

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

**TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİNİN POMPA DEPOLAMALI
HİDROELEKTRİK SANTRALLER İLE ELEKTRİK ŞEBEKESİNE ENTEGRASYONU**

AHMET YASİN DEMİRHAN

**DOKTORA TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ENERJİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN
DOÇ. DR. ZEHRA YUMURTACI**

İSTANBUL, 2013

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE RÜZGAR ENERKİSİ POTANSİYELİNİN POMPA DEPOLAMALI
HİDROELEKTRİK SANTRALLER İLE ELEKTRİK ŞEBEKESİNE ENTEGRASYONU**

Ahmet Yasin DEMİRHAN tarafından hazırlanan tez çalışması 23.01.2014 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programı'nda **DOKTORA TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Doç. Dr. Zehra YUMURTACI
Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Zehra YUMURTACI
Yıldız Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Recep ÖZTÜRK
Yıldız Teknik Üniversitesi

Yrd.Doç. Dr. Levent KAVURMACIOĞLU
İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Özden AĞRA
Yıldız Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Murat ÇAKAN
İstanbul Teknik Üniversitesi

Bu alışma, TÜBİTAK 1001 Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Projelerini Destekleme Programı'nın 111M062 numaralı projesi ile desteklenmiştir.

ÖNSÖZ

Doktora tez çalışmamın bütün aşamalarını titizlikle takip edip beni yönlendiren, emek veren, bilgi ve deneyimlerinden yararlandığım, araştırmalarım sırasında sonuçların yorumlanması ve değerlendirilmesi sırasında her türlü desteği sağlayan çok değerli danışman hocalarım Sayın Doç. Dr. Zehra YUMURTACI'ya teşekkür eder, sonsuz şükranlarımı sunarım. Tez izleme süresince, önerileri ile tezimin gelişimine destek olan çok değerli hocam Sayın Doç. Dr.Vahan KALENDEROĞLU'na ,Sayın Dr. Yüksel Malkoç'a ve Alp ALBOSTAN'a çok teşekkür ederim. Çalışmalarım boyunca bana her türlü maddi ve manevi desteğini esirgemeyen aileme ve nişanlıma teşekkür ederim.

Kasım, 2013

Ahmet Yasin DEMİRHAN

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ.....	ix
KISALTMA LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xii
ÇİZELGE LİSTESİ	xiv
ÖZET	xvi
ABSTRACT.....	xviii
BÖLÜM 1	
GİRİŞ.....	1
1.1 Literatür Özeti	2
1.2 Tezin Amacı	6
1.3 Hipotez.....	7
BÖLÜM 2	
TÜRKİYE’DE ENERJİ VE ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ	9
2.1 Türkiye Enerji ve Elektrik Talebi.....	10
2.2 Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği	12
2.3 Yerli Enerji Kaynağı Potansiyeli ve Kullanımı	12
2.3.1 Hidroelektrik Potansiyeli ve Kullanımı	14
2.3.2 Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı	14
2.3.3 Yerli Kömür Potansiyeli ve Kullanımı	16
2.4 Nükleer Enerji	17
BÖLÜM 3	
ENERJİ DEPOLAMA YÖNTEMLERİ	18

3.1	Depolama Yöntemlerinin Karşılaştırılması.....	18
3.2	Rüzgar Enerjisinin Depolanması	19
3.3	Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santraller	20
3.3.1	PDHES'lerin Avantajları.....	21
3.4	PDHES Proje Bölgesi Belirleme Kriterleri	21
3.4.1	Alt ve Üst Rezervuar Seçimi.....	22
3.4.2	Düşü ve Rezervuarlar Arası Mesafe.....	22
3.4.3	Talep Bölgesine Yakınlık	23
3.4.4	RES Sahalarına Yakınlık.....	23
3.5	PDHES Proje Bölgesi Belirleme Çalışmaları.....	23
3.5.1	İznik PDHES	24

BÖLÜM 4

RÜZGÂR ENERJİSİ DEĞİŞKENLİK ANALİZİ	25
4.1 RES Elektrik Üretimi	25
4.2 RES Elektrik Üretimindeki Dalgalanmalar	26
4.2.1 Dalgalanmaların Frekans Dağılımı	28
4.3 RES Elektrik Üretimindeki Maksimum Dalgalanmalar	29
4.4 Kurulu Rüzgâr Santrallerinin Alt Bölgelere Ayrılması.....	31
4.5 Türkiye Rüzgâr Karakteristiğinin Değerlendirilmesi.....	33

BÖLÜM 5

ELEKTRİK SİSTEMİNİN MODELLENMESİ	36
5.1 Elektrik Sisteminin Çalışma Prensipleri	36
5.1.1 Frekans Kontrolü	36
5.1.1.1 Primer Frekans Kontrolü	37
5.1.1.2 Sekonder Frekans Kontrolü.....	38
5.1.1.3 Tersiyer Frekans Kontrolü	38
5.2 Rüzgâr Enerjisinin Elektrik Sistemi Üzerindeki Etkisi	39
5.3 Elektrik Sistemi Modelinin Oluşturulması.....	41
5.3.1 PDHES'lerin Sisteme İlave Edilmesi	41
5.3.2 Rüzgar Enerjisinin Sisteme İlave Edilmesi	43
5.3.3 Termik ve Hidroelektrik Üretim Modeli	43
5.3.3.1 Hidroelektrik Üretim Modeli.....	44
5.3.3.2 Termik Üretim Modeli.....	45
5.3.4 Nükleer Santrallerin Sisteme İlave Edilmesi	46
5.3.5 Diğer Termik Santraller.....	46
5.4 Elektrik Sistem Modeli Algoritması.....	47

BÖLÜM 6

ELEKTRİK SİSTEMİ SİMÜLASYONU SENARYOLARI.....	48
6.1 Talep Senaryolarının Oluşturulması.....	48
6.1.1 Talep Tahmini	49
6.2 Rüzgâr Elektrik Üretim Senaryoları.....	53

6.2.1	Rüzgâr Güç Zaman Serileri.....	55
6.2.2	Güç Zaman Serilerindeki Maksimum Dalgalanmalar	56
6.3	Hidroelektrik Üretim Senaryoları.....	58
6.3.1	Hidroelektrik Enerji Üretiminin Belirlenmesi	58
6.3.2	Hidroelektrik Güç Aralığının Belirlenmesi	60
6.4	Termik Üretim Senaryoları.....	62
6.5	Elektrik Sistem Simülasyonunda Kullanılan Diğer Kabuller	63
BÖLÜM 7		
ELEKTRİK SİSTEMİ SİMÜLASYONU		65
7.1	PDHES Kurulu Gücünün Belirlenmesi	65
7.1.1	Normal Yağışlı Sezon İçin PDHES Kurulu Gücü	66
7.1.1.1	Doğalgaz Santrallerinin Yük Atması	67
7.1.1.2	Doğalgaz ve Termik Kömür Santrallerin Yük atması	71
7.1.2	Kurak Sezon İçin PDHES Kurulu Gücü	73
7.1.2.1	Doğalgaz Santrallerinin Yük Atması	74
7.1.2.2	Doğalgaz ve Termik Kömür Santrallerin Yük Atması.....	77
7.2	2023 Yılı Sistem Simülasyonu	79
7.3	PDHES ve Doğalgaz Termik Santral Kurulu Güçleri Arasındaki İlişki	80
7.4	PDHES ve Sisteme Entegre Edilebilecek RES Gücü Arasındaki İlişki	83
BÖLÜM 8		
SONUÇ VE ÖNERİLER		86
KAYNAKLAR.....		90
EK-A		
REFERANS RES ELEKTRİK ÜRETİM EĞRİSİ.....		93
EK-B		
RES ALT BÖLGE ELEKTRİK ÜRETİM EĞRİLERİ.....		100
B-1	Marmara Alt Bölgeleri Elektrik Üretim Eğrileri.....	100
B-2	Ege Alt Bölgeleri Elektrik Üretim Eğrileri	107
B-3	Akdeniz Alt Bölgeleri Elektrik Üretim Eğrileri	113
B-4	Bölgesel RES Elektrik Üretimlerinin Karşılaştırılması.....	119
EK-C		
LİSANS LI RES ve SENARYO-2 COĞRAFİ DAĞILIMININ OLASI GÜÇ- ZAMAN SERİLERİ ...		125
EK-D		
2023 ELEKTRİK SİSTEMİ TALEP EĞRİLERİ		130
EK-E		
2023 YILI SİSTEM SİMÜLASYONU GÜÇ ZAMAN SERİLERİ		135

E-1 20.000 MW RES Yağışlı Periyot 8.000 MW PDHES	135
E-1.1 Elektrik Üretim Tesisleri Yığın Güç Zaman Serisi	135
E-1.2 HES Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi	142
E-1.3 Termik Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi	148
E-1.4 PDHES Çalışma Planına Bağlı Yeni Talep Eğrisi	154
E-1.5 PDHES Güç Zaman Serisi	160
E-2 20.000 MW RES Kurak Periyot 8.000 MW PDHES	166
E-2.1 Elektrik Üretim Tesisleri Yığın Güç Zaman Serisi	166
E-2.2 HES Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi	173
E-2.3 Termik Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi	179
E-2.4 PDHES Çalışma Planına Bağlı Yeni Talep Eğrisi	185
E-2.5 PDHES Güç Zaman Serisi	191
ÖZGEÇMİŞ	197

SİMGE LİSTESİ

C_f	Kapasite Faktörü
$D. Gaz_{\ddot{u}}(.)$	Doğalgaz elektrik üretim güç-zaman serisi
$D. Gaz_{nom}^{in}$	Sistemdeki doğalgaz santrallerinin nominal çıkış gücü
$EA_{termik2}$	Diğer termik santrallerin emre amade faktörü
$EA_{n\ddot{u}kleer}$	Nükleer santrallerin emre amade faktörü
$E_{talep}(.)$	Elektrik sistemi talebi güç-zaman serisi
$E'_{talep}(.)$	RES elektrik üretimi çıkarılmış güz-zaman serisi
$E''_{talep}(.)$	PDHES çalışma planı çıkarılmış güç-zaman serisi
$E'''_{talep}(.)$	PDHES ve RES elektrik üretimi çıkarılmış güç-zaman serisi
$E_{\ddot{u}retim}(.)$	Elektrik üretim güç-zaman serisi
$HES_{\ddot{u}}(t)$	HES elektrik üretim güç-zaman serisi
HES_{max}^u	HES elektrik üretimi güç üst sınırı
HES_{min}^u	HES elektrik üretimi güç alt sınırı
HES_{top}^u	HES elektrik üretimi toplamı
HES_p^u	HES elektrik üretimi toplam enerji üst sınırı
$K\ddot{o}m\ddot{u}r_{\ddot{u}}(.)$	Kömür santraller elektrik üretimi güç zaman serisi
$K\ddot{o}m\ddot{u}r_{nom}^{in}$	Sistemdeki kömür santrallerinin nominal çıkış gücü
$N\ddot{u}kleer_{K.G}$	Nükleer santrallerin kurulu gücü
$N\ddot{u}kleer_{nom}^{in}$	Sistemdeki nükleer santrallerin nominal çıkış gücü
$N\ddot{u}kleer_{\ddot{u}}(.)$	Nükleer santraller elektrik üretimi güç
$PDHES_{\ddot{u}}(t)$	PDHES elektrik üretim güç zaman serisi
$PDHES_{\ddot{u}}^{alt}$	PDHES üretime başlama alt sınırı
$PDHES_d(.)$	PDHES elektrik depolama güç zaman serisi
$PDHES_d^{alt}$	PDHES elektrik depolama başlangıç alt sınırı
$RES_{\ddot{u}}(.)$	RES elektrik üretim güç zaman serisi
RES_{k_i}	RES kurulu güç
$Termik_{\ddot{u}}(.)$	Termik üretim güç zaman serisi
$Termik_{nom}^{in}$	Sistemdeki termik santrallerin nominal çıkış gücü
$Termik_{\ddot{u}}^{alt1}$	Termik elektrik üretim ekonomik alt sınırı
$Termik_{\ddot{u}}^{alt2}$	Termik elektrik üretim ekonomik alt sınırı
$Termik\ 2_{\ddot{u}}(.)$	Diğer termik santraller güç zaman serisi

$2_{\text{nom}}^{\text{in}}$	Sistemdeki diğer termik santraller nominal çıkış gücü
$2_{\text{K.G}}$	Diğer termik santraller kurulu güç
δ_{alt}	Termik santraller ekonomik yük atma sınırı
η_d	PDHES depolama bileşik verimi
t	Zaman

KISALTMA LİSTESİ

BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
DPT	Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
ESA	Electricity Storage Association
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EWEA	European Wind Energy Association
HES	Hidroelektrik Santral
IEA	International Energy Agency
JICA	Japan International Cooperation Agency
PDHES	Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santral
RES	Rüzgar Elektrik Santrali
RİTİM	Rüzgar Enerjisi İzleme ve Tahmin Merkezi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri
TÜREB	Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
YEGM	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YEK	Yenilenebilir Enerji Kanunu

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2. 1 Birincil enerji tüketiminin sektörlere göre dağılımı	10
Şekil 2. 2 2023 yılı birincil enerji talebi	11
Şekil 2. 3 2013 yılı ekim ayı sonu itibari ile enerji üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı.....	11
Şekil 2. 4 2013 Yılı ekim sonu itibari ile kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı	13
Şekil 2. 5 50 m yükseklikte ortalama rüzgâr hızları.....	16
Şekil 3. 1 Enerji depolama yöntemlerinin karşılaştırılması	19
Şekil 3. 2 PDHES örnek kesiti.....	20
Şekil 4. 1 RES elektrik üretiminin 2011 yılı içinde en yüksek ve en düşük olduğu zamanlar	26
Şekil 4. 2 Rüzgâr enerjisi toplam üretimindeki dalgalanmaların frekans dağılımı.....	29
Şekil 4. 3 RES elektrik üretiminde en hızlı artış (7 saat)	30
Şekil 4. 4 RES elektrik üretiminde en hızlı azalma (11 saat).....	30
Şekil 4. 5 RES elektrik üretiminde maksimum dalgalanma (2 saat).....	31
Şekil 4. 6 RES elektrik üretiminde en hızlı artış (1 saat)	31
Şekil 4. 7 Lisanslı Rüzgâr Enerjisi Santralleri	33
Şekil 5. 1 Frekans kontrol aralıkları	39
Şekil 5. 2 PDHES çalışma planına bağlı yeni talep eğrisi	43
Şekil 5. 3 Örnek bir hidroelektrik çalışma planı	45
Şekil 5. 4 Elektrik sistem modeli algoritması.....	47
Şekil 6. 1 2010-2023 yılları arası yüksek artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebindeki artış.....	51
Şekil 6. 2 2010-2023 Yılları arası düşük artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebindeki artış.....	52
Şekil 6. 3 Yüksek ve düşük talep senaryoları için 2023 iki günlük güç zaman serisi	52
Şekil 6. 4 Maksimum ve minimum enerji talebinin gerçekleştiği ağustos ve mart ayları	53
Şekil 6. 5 Elektrik sisteminde en fazla dengeleme problemi yaratacak rüzgâr güç-zaman serisi.....	58
Şekil 6. 6 2011 yılı elektrik sistemi güç talebinin en yüksek olduğu güne ait üretim eğrileri	61

Şekil 6. 7 2011 yılı elektrik sistemi güç talebinin en düşük olduğu güne ait üretim eğrileri	61
Şekil 7. 1 10.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	68
Şekil 7. 2 15.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	69
Şekil 7. 3 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	69
Şekil 7. 4 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	70
Şekil 7. 5 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	70
Şekil 7. 6 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	71
Şekil 7. 7 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	72
Şekil 7. 8 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	72
Şekil 7. 9 10.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	74
Şekil 7. 10 15.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	75
Şekil 7. 11 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	75
Şekil 7. 12 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	76
Şekil 7. 13 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	76
Şekil 7. 14 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	77
Şekil 7. 15 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	78
Şekil 7. 16 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı.....	78
Şekil 7. 17 PDHES ve doğalgaz termik santral kurulu güçleri arasındaki ilişki	82
Şekil 7. 18 Doğalgaz termik santral kurulu gücü teknik sınırı	82
Şekil 7. 19 PDHES ve sisteme entegre edilebilecek RES gücü arasındaki ilişki	84
Şekil 7. 20 Sisteme entegre edilebilecek RES kurulu gücü teknik sınırı	85

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2. 1 Türkiye'nin yerli kaynak potansiyeli.....	13
Çizelge 2. 2 Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli (>7m/s -50 m).....	14
Çizelge 2. 3 Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli.....	15
Çizelge 4. 1 Ege bölgesinde kurulu rüzgâr santrallerinin elektrik üretimindeki dalgalanmalar.....	27
Çizelge 4. 2 Akdeniz bölgesinde kurulu rüzgâr santrallerinin elektrik üretimindeki dalgalanmalar.....	27
Çizelge 4. 3 Marmara bölgesinde kurulu rüzgâr santrallerinin elektrik üretimindeki dalgalanmalar.....	28
Çizelge 4. 4 Ege bölgesi RES'ler ve alt bölgeleri.....	32
Çizelge 4. 5 Marmara bölgesi RES'ler ve alt bölgeleri.....	32
Çizelge 4. 6 Akdeniz bölgesi RES'ler ve alt bölgeleri.....	32
Çizelge 6. 1 2002-2011 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi.....	49
Çizelge 6. 2 2012-2023 yılları arası yüksek artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebi.....	50
Çizelge 6. 3 2012-2023 yılları arası düşük artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebi.....	51
Çizelge 6. 4 Rüzgâr hızı >7,5 m/s olan yerlere kurulabilecek RES potansiyeli.....	54
Çizelge 6. 5 Senaryo-1 ilave kurulacak RES'lerin bölgelere göre dağılımı.....	54
Çizelge 6. 6 Senaryo-2 ilave kurulacak RES'lerin bölgelere göre dağılımı.....	55
Çizelge 6. 7 Senaryo-3 ilave kurulacak RES'lerin bölgelere göre dağılımı.....	55
Çizelge 6. 8 Dağılım senaryolarına göre güç zaman serilerinin karakteristik değerleri...	56
Çizelge 6. 9 Olası coğrafi dağılım senaryolarındaki maksimum dalgalanmalar.....	57
Çizelge 6. 10 Hidroelektrik enerji üretiminin yıllara göre değişimi.....	59
Çizelge 6. 11 Sistem simülasyonunda kullanılacak hidroelektrik santrallere ait kabuller.....	60
Çizelge 7. 1 2023 yılında kurulu olması beklenen elektrik üretim tesislerinin güçleri..	66
Çizelge 7. 2 Normal yağışlı sezon için yapılan simülasyonda kullanılan kabuller ve sınır koşullar.....	67
Çizelge 7. 3 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri.....	68
Çizelge 7. 4 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri.....	71
Çizelge 7. 5 Kurak sezon için yapılan simülasyonda kullanılan kabuller ve sınır koşullar.....	73

Çizelge 7. 6 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri.....	74
Çizelge 7. 7 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri.....	77
Çizelge 7. 8 Simülasyon kabul ve kısıtları.....	79
Çizelge 7. 9 2023 Yılı elektrik sistemi simülasyonu sonuçları.....	80
Çizelge 7. 10 Simülasyon kabul ve kısıtları.....	81
Çizelge 7. 11 2012 yılı sonu itibariyle enerji üretim tesislerinin türlerine göre güçleri...	83
Çizelge 7. 12 Simülasyon kabul ve başlangıç şartları.....	84

TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİNİN POMPA DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLER İLE ELEKTRİK ŞEBEKESİNE ENTEGRASYONU

Ahmet Yasin DEMİRHAN

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Zehra YUMURTACI

Rüzgâr enerjisinin elektrik sistemi içindeki payı arttıkça, rüzgâr enerjisindeki dalgalanmaların elektrik sisteminin dengesi ve enerji kalitesi üzerindeki bozucu etkileri göz önünde bulundurulması gerekir. Rüzgârdan elde edilen güç zaman içinde genellikle meteorolojik olayların etkisiyle dalgalanır. Dalgalanmalar saniye, dakika, saat, ay, mevsim, yıl gibi bütün zaman skalalarında gözlemlenebilir. Bu dalgalanmaların tahmin edilebilirliği ve anlam kazandırılabilmesi rüzgâr enerjisinin elektrik sistemlerine entegrasyonu ve rüzgâr gücünden en yüksek derecede faydalanılması bakımından oldukça önemlidir.

2009 yılında yayınlanan DPT Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi uyarınca Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarılması ve yerli ve yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda, elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına düşürülmesi hedeflenmiştir.

Rüzgâr enerjisinin elektrik üretimi içindeki payını teknik ve ekonomik olarak ne kadar artırabileceğimiz bir başka deyişle ekonomik rüzgâr enerjisi potansiyelinin ne kadarlık bir kısmından elektrik sisteminin dengesini bozmadan entegrasyonunun yapılabileceği belirlenmelidir. Bu amaçla 2023 yılı referans yılı için elektrik sisteminin bir modeli oluşturulmuştur. Oluşturulan bu modele rüzgâr ve pompa depolamalı hidroelektrik santraller ilave edilmiş ve çalıştırılmıştır.

Ülkemiz için 48.000 MW'lık rüzgâr enerji potansiyelinin enerji sistemine entegrasyonunda önerilen çözüm rüzgâr kaynaklı değişkenliklerden dolayı ortaya çıkan dengesizliği pompa depolamalı santrallerle sönümleyerek yük talep eğrisine uyumlu hale getirmektir ve kurulacak pompa depolamalı hidroelektrik santralleri rüzgâr potansiyelinin yoğun olduğu bölgelere konuşlandırarak ilave iletim hattı yatırımlarını da en asgari düzeyde tutmak olacaktır.

Anahtar kelimeler: Rüzgâr enerjisi, elektrik sistemi, rüzgâr enerjisinin entegrasyonu, PDHES

**INTEGRATION OF TURKEY WIND ENERGY POTENTIAL TO THE GRID BY
UTILIZING PUMP STORAGE POWER PLANTS**

Ahmet Yasin DEMİRHAN

Department of Mechanical Engineering

PhD. Thesis

Adviser: Assoc. Prof. Dr. Zehra YUMURTACI

The share of wind energy increase in electricity system, fluctuations in wind energy has a disruptive effect on system stability and power quality issues which has to be considered. Energy obtained from wind, fluctuates over time, usually due to meteorological events. Fluctuations in seconds, minutes, hours, months, seasons, years, as can be observed at all time scales. The predictability of wind energy fluctuations is highly important for electrical systems integration and in terms of utilization of the highest degree of wind energy.

According to ' DPT Turkey's Energy Markets and Supply Security Strategy Document' published in 2009 , installed capacity of wind power plants will be reached 20,000 MW by 2023 ,also with targeted measures for improving usage of renewable energy resources the share of natural gas in electricity production is to be reduced below 30%.

Wind energy's share in electricity production to be increased in other words, technically and economically how much a part of the wind energy potential integration can be done without disturbing the balance of power system. For this purpose, electrical grid model was created for reference year 2023. This model operated with added pumped storage hydro electrical power plants and wind power plants.

48,000 MW of wind energy potential for the integration of our country's energy system the proposed solution due to the variability of wind power plants absorbing imbalanced wind generation by utilizing pump storage power plants and adapt the power demand curve. In the future installed pump storage power plants should be close to high wind potential in case of decrease the addition transmission line investments.

Key words: wind energy, electrical grid, integration of wind energy, PSHPP

BÖLÜM 1

GİRİŞ

Rüzgârdan elde edilen güç zaman içinde genellikle meteorolojik olayların etkisiyle dalgalanır. Rüzgâr enerji santrallerinin elektrik sistemi içindeki payı arttıkça, rüzgâr santrallerinin meydana getirdiği güç dalgalanmalarını dengelemek için, diğer enerji santralleri tarafında yük alınarak veya atılarak sistemin üretim-tüketim dengesini sağlanmalıdır. Termik santrallerin yük alıp vermesi teknik olarak sınırlı olması ve hidroelektrik santrallere göre uzun zaman alması sebebiyle, rüzgâr enerjisinden yüksek faydalanma oranlarında elektrik sistemindeki güç dengesi hidroelektrik santraller ve sisteme ilave edilebilecek pompaj depolamalı hidroelektrik santraller ile mümkün olacaktır.

2009 Mayıs ayında yayımlanan Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi' uyarınca Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2023 yılına kadar 20 000 MW' çıkarılması ve yerli ve yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda, elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına düşürülmesi hedeflenmiştir [1]. Bu hedefe ulaşılması için ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılması ve teknik ve ekonomik rüzgâr enerjisi potansiyelinden azami ölçüde faydalanılması gerekmektedir.

Rüzgâr elektrik santrallerinin kurulu gücünün bu seviyeye ulaştırılması ve bu santrallerin elektrik sistemi ile bütünleşik olarak çalıştırılabilmesi iyi bir enerji üretim planlaması ile mümkün olacaktır. Rüzgâr enerjisi tahmin sistemleri ile öngörülen rüzgâr üretimine göre gün öncesi üretim planı yapılan pompa depolamalı hidroelektrik santraller ile rüzgâr enerjisi potansiyelinin istenilen ölçüde elektrik şebekesine entegrasyonu mümkün olacaktır.

1.1 Literatür Özeti

Rüzgâr enerjisinin kullanımının ve enerji sistemi içindeki payının artırılmasıyla ortaya çıkan düzensizliklerin elektrik şebekesine olan etkilerin ortadan kaldırılması için pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kullanılması literatürde ilk kez bir enterkonnekte sisteme bağlı olmayan ve enerji kaynakları kısıtlı adalar için yapılan çalışmalarda önerilmiştir. Pik güç talepleri birkaç yüz kW ile 700 MW arasında değişen bu adalar için yapılan çalışmalarda rüzgâr santralleri, pompa istasyonları hidroelektrik santraller ve dizel jeneratörlerden oluşan hibrit modeller oluşturulmuştur. Rüzgârdan üretilen elektrik, sistem talebinin üzerine çıktığı zaman fazla enerji ile pompalar yardımıyla üst rezervuarlara su pompalandığı ve rüzgâr elektrik üretiminin yetersiz olduğu zamanlarda talebin karşılanmasında kullanıldığı kabul edilmiştir. Ege denizindeki adalar için yapılan çalışmaların ortak sonuç olarak önerilen sistemlerde elektrik enerjisi talebinin rüzgârdan karşılanma oranı %85'in üzerine çıkmıştır [2,3,4]. Buna karşın toplam kurulu rüzgâr ve hidroelektrik santrallerin gücü puant talebin iki katından fazla olup büyük ölçekli bir elektrik şebekesi için bu yaklaşım ekonomik olmayacaktır.

Benzer bir çalışma Kanarya adaları içinde yapılmıştır. Bu çalışmada kurulacak olan entegre sistem 17,80 MW kurulu gücündeki rüzgar santrali 20,40 MW kuru gücündeki pompalar ve 60 MW kurulu gücündeki hidrolik türbinlerden oluşmaktadır. Tasarımda pompa ve türbinler ayrı olarak konumlandırılmış hem pompa hem türbin olarak çalışabilen tersinir türbinler tercih edilmemiştir. Bu sistemde yapılan üretim simülasyonlarında rüzgârdan üretilen enerjinin %11,6'sı üst rezervuar hacminin yetersiz olması sebebiyle kullanılamamış elektrik sistemine de verilemeyerek atıl kalmıştır. Önerilen sistem tam anlamıyla bir elektrik şebekesi ile bütünleşik bir sistem olmayıp rüzgârdan üretilen enerjinin elektrik şebekesine verilmeyip pompaların üst rezervuara su basması için gerekli olan enerjinin sağlanmasında faydalanılmıştır, elektrik şebekesine rüzgâr kaynaklı elektriğin verilmemesinden dolayı üretilen elektriğin %11,6'sından faydalanılamamıştır [5].

Türkiye'nin elektrik puant enerji talebinin hibrit rüzgâr-pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin katkısı konulu çalışmada Türkiye'de rüzgâr enerjisinin kullanımının

artırılması ve düzensiz bir kaynak olan rüzgârın şebekedeki bozucu etkilerinin ortadan kaldırılması için Kanarya adaları için önerilen sistemin aynısı önerilmiştir. Yapılan çalışma bir literatür araştırmasını ötesine geçmeyip, sistem entegrasyonun nasıl yapacağı, rüzgâr kaynaklı değişken üretimin elektrik sistemine etkisi incelenmeyip, kurulacak rüzgâr gücüne karşılık elektrik sisteminin dengesinin sağlanması için kurulması gereken pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulu güçlerinin belirlenmesine yönelik bir öneri getirmemiştir. Bu makalede Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığını pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin ülkemizde kurulmasıyla ilgili hiçbir çalışma yapılmadığı belirtilmiştir [6]. Elektrik İşleri Etüt İdaresinden (EİE) alınan bilgilere göre pompa depolamalı hidroelektrik santrallerinin kurulmasıyla ilgili çalışmaların 2005 yılında başladığı ve 2008 yılı sonu itibarıyla 17 adet toplam 12.900 MW kurulu gücünde pompa depolamalı hidroelektrik santralin ilk etütlerinin tamamlanmıştır. Rüzgâr depolamalı hidroelektrik santrali için Kayseri ilinde pilot bir bölge seçilerek fizibilite çalışmalarına başlanmıştır [7].

Japan International Cooperation Agency (JICA) ve EİE 2010 yılında ortaklaşa olarak yürüttükleri Türkiye'nin pik enerji talebinin optimum şekilde karşılanması amacıyla çalıştaylar düzenlenmiştir ve bir rapor hazırlanmıştır. Henüz basılmamış olan bu raporda, 2030 yılına kadar ülkemizin elektrik sisteminin puant güç talebi belirlenmiş ve DPT Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesindeki hedefler ve TEİAŞ Kapasite projeksiyonlarına uygun olarak kurulacak santraller belirlenerek (2023 yılında 20.000 MW rüzgar enerji santrali kurulu gücü dahil) bir sistem analizi yapılmıştır. Çalışma sonucunda puant güç talebinin en optimum şekilde karşılanabilmesi için 2026 yılında 1800 MW kurulu gücünde 7 saat depolama kapasitesine sahip bir pompa depolamalı hidroelektrik santralin devreye girmesi gerektiği belirlenmiştir ek olarak sonuç kısmında yapılmak istenen frekans kontrolünün değerine bağlı olarak 2025 yılından öncede devreye girebileceği belirtilmiştir [7]. Bu çalışmada yapılan sistem analizi, pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin ile puant enerji talebini karşılamaya yönelik olmuştur. 20.000 MW Kurulu gücündeki rüzgâr enerjisi santrallerinin elektrik şebekesinde meydana getireceği dalgalanmalar göz ardı edilmiştir.

Güç Kalitesi Milli Projesi kapsamında Tübitak MAM tarafından yürütülen Rüzgâr enerjisi santrallerinin Türkiye elektrik sistemine entegrasyonu projesinde Türkiye’ de rüzgar kaynağından büyük ölçekli elektrik enerjisi üretiminin gerçekleştirilebilmesi ve rüzgar santrallerinin problemsiz bir şekilde elektrik sistemine entegrasyonu için gerekli önlemleri saptamak ve bunların uygulanabilirliğini belirlemek amacıyla hazırlanan raporda rüzgar santrallerinin elektriksel güç üretiminin sistem operatörünün kontrolü dışında gerçekleşmesi ve bu nedenle rüzgardan elektrik üretiminin elektrik talebi ile uyumlandırılması mümkün olamamasından dolayı özetlenen sakıncaları dikkate alınarak, rüzgardan üretilen elektrik enerjisinin toplam içerisindeki payının en çok %10 olabileceği ve %10’luk üretim payını dahi tutturabilmenin son derece zor olduğu belirtilmiştir. Bu raporda rüzgâr enerjisi santrallerinin elektrik şebekesine entegrasyonu için pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kullanılması önerilmiştir.

Enerji sistemi entegrasyonu için, bir veya aynı coğrafi bölgede kurulu birden fazla rüzgar santrali veya ülkede kurulu bulunan tüm rüzgar santrallerinin toplam güç üretimini su pompalamaya dayalı depolama sistemi ile tümleştirerek, RES’lerin çok değişken olan güç üretimlerini bir baz yük elektrik santralının sabit olan güç üretim profiline yaklaştırmak amacıyla analiz yapılmıştır. Analizde 2020 yılı için 12.500 MW rüzgâr kurulu gücü önerilmiş, Varsayım 1’e göre 8750 MW pompa kurulu gücü 3750 MW elektrik üretim gücüne ihtiyaç olduğu, iyi senaryo varsayımına göre 3750 MW tersinir elektromekanik tesisata ihtiyaç duyulacağı öngörülmüştür. Raporda, böyle bir çalışmanın gerçekleştirilebilmesi için mevcut rüzgâr santrallerinin anlık ve günlük elektriksel güç üretim verilerine ihtiyaç duyulduğu, ancak ülkede böyle bir veri tabanının olmadığı görüldüğünden raporda kullanılan veriler çeşitli kaynaklardan zorluklarla toplanan veriler olduğu, rüzgâr kaynağı ve mevcut rüzgâr santrallerine ilişkin tam takım veri olma özelliği taşımadığı vurgulanmıştır. Raporda özellikle bir rüzgâr enerjisi tahmin ve izleme merkezi kurulması gerektiğine vurguda bulunulmuştur [8].

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü bünyesinde rüzgâr enerjisi santrallerinin Türkiye Elektrik Sistemi’ne geniş ölçekli entegrasyonunun sağlanması amacıyla rüzgâr gücü izleme ve tahmin merkezi kurulmuştur. Türkiye’de rüzgâr kaynağından büyük ölçekli elektrik enerjisi üretiminin gerçekleştirilebilmesi ve rüzgâr santrallerinin elektrik sistemine entegrasyonu için gerekli önlemlerin saptanması ve gerçekleştirilmesi

amacıyla tasarlanan projede, izleme ve tahmin sistemi temel olarak alt sistemden oluşmaktadır [9].

Dünya’da rüzgâr enerjisinden faydalanma oranlarının belirlenmesi, yüksek faydalanma oranlarında rüzgârın değişken doğasından kaynaklanan elektrik sistemi üzerindeki bozucu etkileri ve elektrik sistemine bağlanabilecek rüzgâr enerjisinin teknik ve ekonomik sınırlarını belirlemek için birçok çalışma yapılmıştır. Bu çalışmalardan belli başlıları Finlandiya ve Baltık ülkeleri, İsveç, İrlanda, İngiltere, Almanya, Minnesota ve California Amerika için yapılan çalışmalardır. Her bir çalışma farklı kabuller ve metotlar ile gerçekleştirilmiştir. Yapılan bu çalışmaların ortak özelliği mevcut rüzgâr santralleri veya rüzgâr ölçüm istasyonlarından alınan rüzgâr bilgilerinden faydalanılarak rüzgârın anlık, saatlik ve günlük değişkenlikleri belirlenmiştir. Rüzgârdan faydalanma oranı arttıkça, frekans kontrolü için gerekli rezerv güçleri belirlenmiştir. Rüzgâr kaynaklı değişken enerji üretimi dengelemek için rezerv güç olarak diğer enerji üretim tesislerinin rezervli çalıştırılması, komşu elektrik şebekeleri ile güç alışverişi veya fazla enerjinin depolanması gibi çözümler önerilmiştir [10,11].

Finlandiya için yapılan çalışmada elektrik ihtiyacının %10’unun rüzgârdan karşılanması durumunda rüzgâr kurulu gücünün %4’ü kadar rezerv güç, %20 için %8 rezerv güç ihtiyacı belirlenmiştir. Diğer ülkeler için yapılan çalışmalarda sırasıyla Baltık ülkeleri %10 ve %20 rüzgâr faydalanma oranları için %2 ve %4 rezerv gücü, İsveç için %5 faydalanma oranı için %4 rezerv güç, Almanya için %15 faydalanma oranında %8 rezerv güç, İrlanda için %10 faydalanma oranında %5 rezerv güç, İngiltere için %12 faydalanma oranında %18 rezerv güç, Minnesota için %25 faydalanma oranında %8 rezerv güç, California için %15 rüzgâr faydalanma oranında %4 rezerv güce ihtiyacı olduğu belirlenmiştir [12,13,14,15,16,17]. Bu oranların ülkeden ülkeye değişiklik göstermesi o ülkenin enerji santrallerinin çeşitliliğine, elektrik şebekelerinin yapısına, yük talep eğrilerinin formlarına ve rüzgâr karakteristikleri gibi değişik faktörlere bağlanabilir.

Almanya için 2010 yılı için önerilen rüzgâr kurulu gücü 29,8 GW ve 2020 yılı için ise 48,2 GW rüzgâr enerji santralleri kurulu gücüne ulaşılması hedeflenmektedir. 2030 yılı ve sonrası için elektrik ihtiyacının %50’sini yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılamayı

öngörmektedir. Bunun içinde Kuzey Almanya, Alpler ve İskandinavya gibi pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulabilecek bölgelere elektrik şebekesi alt yapısını genişletmeyi planlamaktadır [18].

Danimarka, İspanya ve Portekiz elektrik üretimlerinin sırasıyla %24, %14,4, %14'ünü rüzgâr enerjisinden karşılamaktadır [19]. Danimarka bu oranda rüzgar enerjisinden faydalanma oranına Avrupa enterkonnekte sisteminin merkezinde olması sayesinde ulaşabilmiştir. Portekiz is hidroelektrik santrallerini rüzgâr santrallerine paralel olarak çalıştırarak bu aranda rüzgâr faydalanma oranında elektrik şebekesini dengede tutabilmektedir. Türkiye enterkonnekte sisteminin Avrupa enterkonnekte sisteme ile yapabileceği güç alışverişi teoride 2500 MW ile sınırlandırılmıştır, uygulamada hatların yetersiz olması sebebiyle yapılabilen güç alışverişi bu değerin çok altındadır [1,20].

Yenilenebilir enerji kaynakları gibi değişken enerji kaynaklarının elektrik sistemi içindeki payı arttıkça esnek bir elektrik şebekesi işletmesinin sağlanması için elektrik depolama sistemlerinin kullanılması kaçınılmaz olacaktır [21].

Ülkemizin için 2023 yılında 20.000 MW gibi rüzgâr enerji santrali kurulu gücüne ulaşırken ve ayrıca yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik enerjisi üretimindeki payını artırması planlanırken, bu yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik sistemine problemsiz bir şekilde entegrasyonu için bir analiz yapılması gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Her bir enerji sisteminin yapısının yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilebilecek enerjinin değişkenliklerinin farklı olması bu örnek çalışmalardaki sonuçların ülkemiz için tam olarak kabul edilebilir olmadığını göstermektedir ve rüzgâr enerjisinden üretilebilecek enerjinin zamansal ve mekânsal değişiminin ve rüzgârdan üretilebilecek enerjinin elektrik sistemine entegrasyonu için bir sistem analizini yapmamız gerektiğin ortaya çıkarmaktadır.

1.2 Tezin Amacı

Elektrik sistemine entegre edilecek rüzgar enerji santrallerindeki üretim değişkenliğini dengelemek amacıyla rüzgar hızlarının zamansal ve mekansal değişimleri göz önüne alınarak bir santral yerleşim modeli (coğrafi dağılım) geliştirilecektir. Geliştirilen bu model, coğrafi dağılımı belirlenecek rüzgâr enerjisi santrallerinin üretimlerindeki

dalgalanmaların yumuşatılmasına olanak sağlayacaktır. Tam bir sistem entegrasyonu için kalan yük dalgalanmalarını ortadan kaldırmak ve rüzgâr enerjisi üretimi ile şebeke enerji talebi arasındaki dengeyi kurmak için kullanılacak pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulu güçleri belirlenecektir. Böylece 2023 yılında ulaşılması hedeflenen 20.000 MW (DPT Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi) rüzgâr kurulu gücünün elektrik şebekesine problemsiz bir şekilde bağlanmasını ve sistemin sürdürülebilir bir şekilde işletilmesi temin edilecektir.

1.3 Hipotez

Rüzgâr enerjisi genellikle kesikli bir enerji kaynağı olarak tanımlanır ve bu yüzden güvenilir olmadığı ifade edilir. Rüzgâr; gerçekte, sistem seviyesinde, düzensiz aralıklarla durmaz ve esmez. Bu yüzden rüzgâr enerjisi için kullanılan kesikli terimi yanıltıcıdır fakat rüzgâr enerjisi santrallerinin çıkış gücü değişkendir, rüzgâr santrallerin yayıldığı alan ve beraberinde rüzgâr kurulu gücü arttıkça bu değişkenlik azalacaktır. Türkiye genelinde geniş bir dağılım gösteren rüzgâr enerjisi potansiyeli yüksek bölgelerin zamansal değişkenlikleri ortaya konmasının ardından bu bölgelere kurulacak rüzgâr santrallerinin üreteceği enerjin hangi zaman diliminde ne kadar güvenilir olacağı tanımlanacaktır. Rüzgâr potansiyelinin enerji sistemine entegrasyonu için kurulacak pompa depolamalı hidroelektrik santraller yardımıyla ise rüzgâr üretimi elektrik şebekesi enerji talebi eğrisiyle paralellik göstermesi sağlanarak, istenilen ölçüde rüzgâr potansiyelinin elektrik sisteminin kararlılığını bozmadan, rüzgârdan kaynaklanan üretim dalgalanmaların primer ve sekonder zaman dilimlerinde dengelenmesiyle sistem entegrasyonunun sağlanabileceği ispatlanacaktır. Yapılacak çalışmada oluşturulacak algoritmalar üretim simülasyonları, kurulmakta olan rüzgâr enerjisi tahmin ve izleme merkezinden gelen rüzgâr enerjisi verilerine göre pompa depolamalı santrallerin günlük çalışma planlarını ortaya koyacak ve Milli Yük Tevzi Merkezine işletmede olan operatör kontrolü mümkün olan termik ve hidroelektrik santrallerin en yüksek verimde çalışacak şekilde kumanda etmesini sağlayacaktır. Böylece rüzgâr enerjisinden üretilen elektrik enerji sistemi üzerinde dengesizlik yaratacak etkisi ortadan kalkacaktır. Rüzgar enerjisi tahmin sistemleriyle bütünleşik çalışacak bu enerji üretim simülasyon algoritmaları üretim planlaması yapılan günün her anı için rezerv güç ihtiyacı belirleme

prensibine dayanak çalışmakta olup, gerekli olan rezerv g ihtiyaına göre PDHES kurulu gleri belirlenecektir.

TÜRKİYE’DE ENERJİ VE ELEKTRİK ÜRETİM SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ

Türkiye’nin enerji politikasının temel hedefi, enerji ve tabii kaynakları; verimli, etkin, güvenli ve çevreye duyarlı şekilde değerlendirerek, ülkenin dışa bağımlılığını azaltmak ve ülke refahına en yüksek katkıyı sağlamaktır.

Bu bağlamda Türkiye’nin enerji politikasının ana öğeleri;

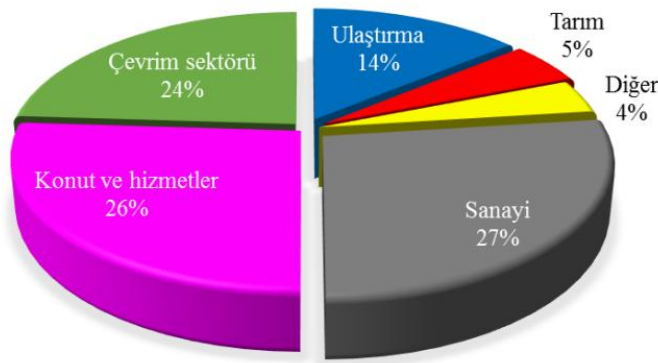
- Enerji arzında dışa bağımlılığın azaltılması,
- Kaynak, güzergâh ve teknoloji çeşitliliğinin sağlanması,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının azami oranda kullanılması,
- Çevre üzerindeki etkilerin en aza indirilmesi,
- Enerji alanında ülkemizin bölgesel ve küresel etkinliğinin arttırılması,
- Enerji verimliliğinin arttırılması,
- Maliyet zaman ve miktar yönünden enerjinin tüketiciler için erişilebilir olması,
- Rekabetçi piyasa uygulamaları içinde kamu ve özel sektör imkânlarının harekete geçirilmesi olarak ifade edilebilir [22].

Ülkemizdeki enerji talebi artışı ile birlikte dünya enerji talebi de her ülkede farklı oranlarda olmakla birlikte küresel ölçekte sürekli artmaktadır. Bu talebi karşılamak için küresel enerji yatırımları her yıl artış göstermektedir. Uluslararası Enerji Ajansı verilerine göre enerji sektörüne 2011-2035 yılları arasında küresel ölçekte toplam 37,9

trilyon dolar yatırım yapılacağı tahmin edilmektedir. Bu yatırımların 16,9 trilyon doları elektrik üretim, iletim ve dağıtım sistemlerine yapılacaktır[23].

2.1 Türkiye Enerji ve Elektrik Talebi

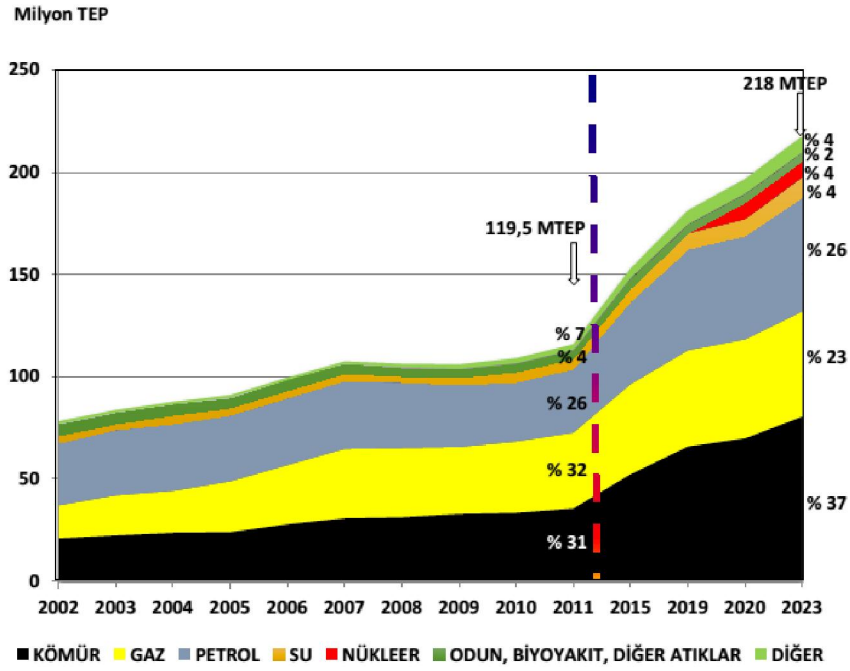
Ülkemiz birincil enerji talebi 2012 yılında 119,5 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir. Birincil enerji talebi içerisinde doğal gazın payı yüzde 32, kömürün payı yüzde 31, petrolün payı yüzde 26, hidrolik enerjinin payı yüzde 4 ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payı yüzde 7'dir. Birincil enerji talebimizin sektörlere göre dağılımı incelendiğinde; yüzde 27'sinin sanayi, yüzde 26'sının konut ve hizmet sektörü, yüzde 14'ü ulaştırma ve yüzde 24 çevrim sektörü (elektrik üretimi) kullanılmıştır [22].



Şekil 2. 1 Birincil enerji tüketiminin sektörlere göre dağılımı

2023 yılında birincil enerji talebimizin yüzde 90 oranında artarak 218 milyon TEP'e ulaşması beklenmektedir. Kömürün % 37, doğal gazın % 23, petrolün % 26, hidrolik enerjinin % 4, nükleer enerjinin % 4, yenilenebilir ve diğer enerji kaynaklarının payının % 6 olması öngörülmektedir.

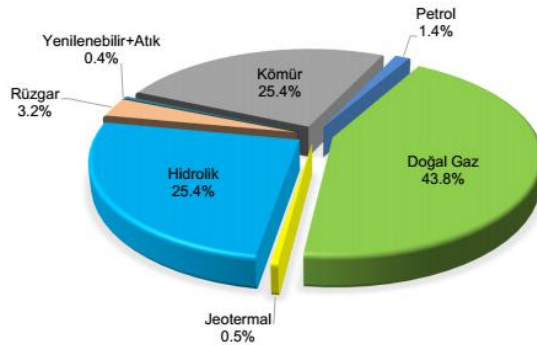
Enerji kaynakları bakımından net ithalatçı ülke konumunda olan Türkiye'de 2009 yılında enerji arzının petrolde % 98, doğalgazda % 91 olmak üzere toplam % 72'lik bölümü ithalat ile karşılanmıştır. İthal edilen doğalgazın %52,9'u elektrik üretiminde, % 25,4'ü konutlarda , % 19,5'i ise sanayide kullanılmaktadır. Türkiye'nin doğal gaz tüketimi 2002 yılındaki 17,4 milyar m3 düzeyinden, 2008 yılında 36,1 milyar m3 düzeyine yükselmiştir. 2009 yılında ise 32,4 milyar m3 seviyesine inmiştir. 2020 yılında tüketimin 61,5 milyar m3 olarak tahmin edilmektedir [22].



Şekil 2. 2023 yılı birincil enerji talebi

Ülkemizde, yüksek büyüme oranlarının sonucu olarak yıllık elektrik enerjisi tüketim artışı uzun yıllardan beri ortalama % 7 seviyelerinde gerçekleşmiştir. Elektrik enerjisi talebinde 2011 yılında % 9,4, 2012 yılında ise % 5,1 artış olmuştur. 2002 yılında 132,6 kWh saat olan elektrik tüketimimiz yaklaşık iki kat artarak 2012 yılında 242 milyar kWh'a ulaşmıştır [24,25].

Günümüz itibarıyla elektrik üretiminin % 43,8'i doğal gazdan, % 25,4'ü hidrolikten, % 25,4'ü kömürden ve % 5,4'ü ise diğer kaynaklardan sağlanmaktadır. Elektrik üretimin ithal yakıta bağımlılık oranı %60 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran yağış durumuna göre yıllara göre değişiklikler gösterebilmektedir [22].



Şekil 2. 3 2013 yılı ekim ayı sonu itibari ile enerji üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı

2.2 Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği

18 Mayıs 2009 tarihinde yayınlanan Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'ne göre 2023 yılına kadar elektrik üretimi için tüm yerli ve kömür ve hidrolik potansiyelimizin kullanılması, rüzgâr kurulu gücünün 20.000 MW'a, jeotermal kurulu gücünün 600 MW'a ulaştırılması hedeflenmektedir. 2020 yılında ise elektrik üretimimizin %5'inin nükleer enerjiden sağlanması öngörülmektedir [1].

Sanayinin temel girdileri arasında yer alan enerji sektöründe büyüme rakamları, gelişmiş ülkelere kıyasla oldukça yüksektir. Son 10 yılda Türkiye elektrik ve doğal gaz tüketim artış oranları bakımından Çin'den sonra ikinci sırayı almaktadır [22]. Türkiye, özellikle yüksek talep artışının karşılanması, yeterli yatırımların yapılması ve verimliliğin artırılması için enerji sektöründe rekabete dayalı ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması yönünde adımlar atmaktadır. Bu hedef doğrultusunda yapılan yasal düzenlemelerle sektörde yer alan kamu kuruluşları yeniden yapılandırılmış, yeni üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması sağlanmıştır.

2.3 Yerli Enerji Kaynağı Potansiyeli ve Kullanımı

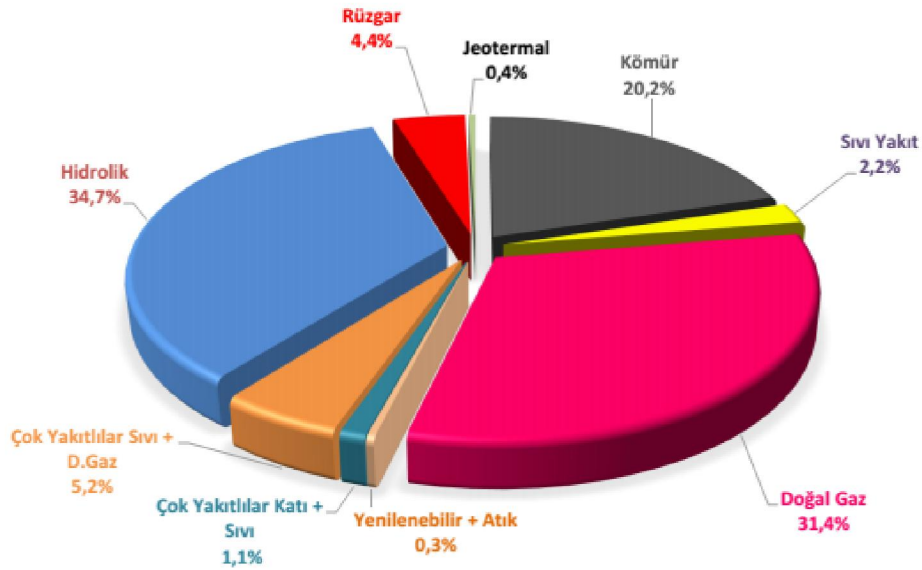
Fosil enerji kaynakları bakımından net ithalatçı ülke konumunda olan Türkiye'de 2011 yılında enerji arzının petrolde %92, doğalgazda %98, taş kömüründe %92 olmak üzere toplamda %71,8'lik bölümü ithalat ile karşılanmıştır [22].

2002 yılında 31.846 MW olan elektrik enerjisi kurulu gücümüz 2012 yılında 57.060 MW'a, 2013 yılında Ekim ayı sonu itibarıyla ise yaklaşık iki kat artarak 61.984 MW'a yükselmiştir. Mevcut kurulu gücümüzün yüzde 35,0'i hidrolik, yüzde 31,3'ü doğal gaz, yüzde 20,0'si kömür, yüzde 4,3'ü rüzgar ve yüzde 9,4'ü ise diğer kaynaklardan oluşmaktadır [22,26].

Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'ne göre elektrik enerjisi belirtilen hedeflere ulaşılması durumunda elektrik enerjisinde dışa bağımlılık oranı %50'nin altına düşecektir.

Buna karşın Türkiye'nin hidroelektrik ve rüzgar enerjisi potansiyelin dışında Çizelge 2.1'den de görülebileceğı gibi ciddi bir biyokütle ve güneş enerjisi potansiyeli

mevcuttur. Bu potansiyellerin kullanıma açılması için yapılacak çalışmalar ile Türkiye'nin elektrik enerjisinin tamamını kendi kaynakları ile karşılaması mümkündür.



Şekil 2. 4 2013 Yılı ekim sonu itibari ile kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı

Çizelge 2. 1 Türkiye'nin yerli kaynak potansiyeli

Kaynak	Potansiyel
Linyit	11,4 milyar ton
Taşkömürü	1,3 milyar ton
Asfaltit	77,5 milyon ton
Ham Petrol	44,3 milyon ton
Bitümler	1,6 milyar ton
Hidrolik	140 milyar kWh/yıl
Doğalgaz	6,2 milyar m ³
Rüzgâr	48.000 MW
Jeotermal	32.100 MWt/yıl (600 MW'ı elektrik üretimine elverişli)
Biyokütle	8,6 Mtep
Güneş Enerjisi	32,6 Mtep
Doğal Uranyum	9.128 ton

2.3.1 Hidroelektrik Potansiyeli ve Kullanımı

Türkiye’de teorik hidroelektrik potansiyel 433 milyar kWh, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel ise 216 milyar kWh olarak hesaplanmıştır [28].

2002 yılında 12.241 MW olan hidrolik kurulu gücümüz yüzde 49 artışla 2012 yılı Ekim sonu itibarıyla 18.747 MW’a ulaşmıştır. Bugün itibarıyla ekonomik kategoride olduğu belirlenen 140 milyar kWh/yıllık Türkiye hidrolik enerji potansiyelinin yüzde 37’lik kısmı işletmede, yüzde 21’lik kısmı (özel teşebbüs tarafından yapımı sürdürülen projeler dâhil) ise inşa halindedir. Kurulu hidroelektrik santraller 2012 yılı içinde 57 milyar kWh elektrik üretimi gerçekleştirilmiş olur 2012 yılındaki toplam elektrik üretiminin %24 ‘ü hidroelektrik santrallerden karşılanmıştır.

Yapılan yasal düzenlemelerden biri de yenilenebilir enerji ile ilgili kanun ve “Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetlerinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkındaki Yönetmeliktir. Bu yönetmelik çerçevesinde hidroelektrik santral yapmak üzere EPDK’ dan lisans alan 14.336 MW gücündeki 515 santralden, Ocak 2011 itibarıyla 13.898 MW’lık 503 santralin fiilen inşaatı başlamış ve sürmektedir [26,27,28,29].

2.3.2 Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı

Türkiye’nin karasal alanlarında 400 milyar kwh/yıl brüt enerji üretim potansiyeli, 120 milyar kwh/yıl teknik enerji üretim potansiyeli bulunmaktadır. Brüt potansiyel ise 160.000 MW, teknik potansiyel rüzgâr hızının 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW kurulum gücünde potansiyel tespit edilmiştir[30].

Çizelge 2. 2 Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli (>7m/s -50 m)

Yıllık Ortalama Rüzgâr Hızı-50m’de (m/s)	Güç Yoğunluğu - 50m (W/m ²)	Kapasite (MW)
7,0-7,5	400-500	29.259
7,5-8,0	500-600	12.994
8,0-9,0	600-800	5.400
>9,0	>800	196
Toplam		47.849

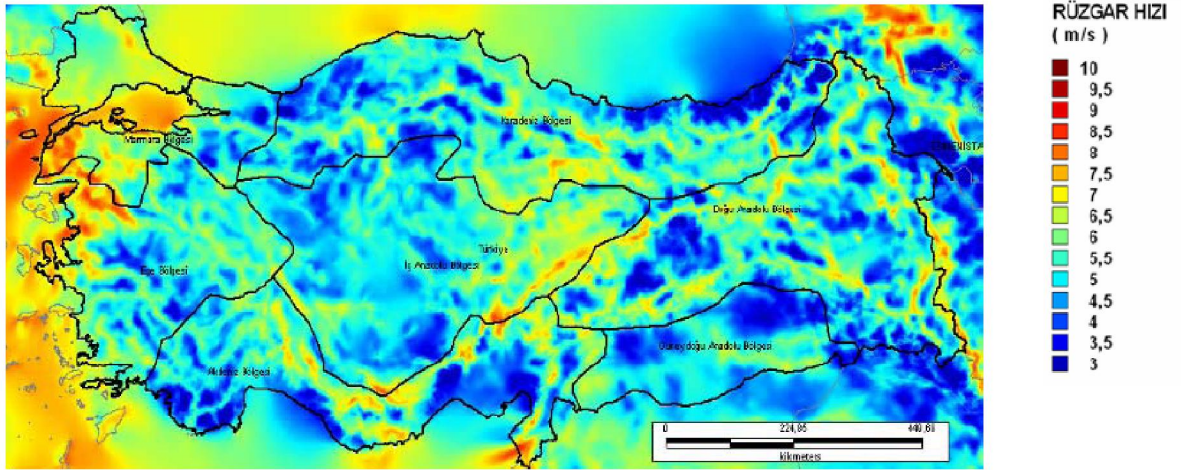
Rüzgar santralleri deniz üzerine ve kara üzerine de kurulabilmektedir. Ülkemizde kurulan ve kurulması planlanan santrallerin hepsi kara santralleridir. Deniz üzerine kurulacak santraller bakımından Türkiye üç tarafının denizlerle çevrili olmasından dolayı önemli bir yere sahiptir. Marmara Denizinin iç deniz olması sebebiyle Marmara denizi dışında kalan toplam kıyı uzunluğumuz 8.210 km'dir. Ege, Akdeniz ve Karadeniz kıyıları santral yapımı bakımından oldukça zengindir. Ege kıyıları, Karadeniz'in Sinop ve çevresi, Akdeniz'in ise İskenderun ve çevresi rüzgar alan kıyılardır. Fakat şu ana kadar deniz santralleri kurulmasıyla ilgili lisans başvuruları olmuş fakat lisans alınamamıştır [29].

Çizelge 2. 3 Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli

Karasal Alanlar (MW)	Deniz Üstü Alanla (MW)
37.836	10.013

EİE verilerine göre, rüzgâr enerjisi ($>6,8$ m/s) konusunda Türkiye'nin en potansiyelli ili 13.827 MW'lık kurulu güç kapasitesiyle Balıkesir' dir. Potansiyel konusunda ikinci sırada 13.021 MW ile Çanakkale, ardından 11.854 MW'lık potansiyel ile İzmir gelmektedir [31].

Ağırlık Marmara ve Ege'de olsa da, Türkiye'nin pek çok ili rüzgârdan elektrik üretme kapasitesine sahiptir. Bunlardan biri Samsun' dur. İlin 5.222 MW'lık rüzgâr enerjisi potansiyeli tespit edilmiştir. Ayrıca, Tokat (3.002 MW) , İçel (3.531 MW) ve Hatay (3.441) Türkiye'nin önemli bölgeleri olarak tespit edilmiştir.



Şekil 2. 5 50 m yükseklikte ortalama rüzgâr hızları

2004 yılı itibariyle 18 MW düzeyinde olan rüzgâr enerjisi kurulu gücü ise 2008’de 364 MW’a, 2009’da 753,7 MW’a, 2010 yılında 1265,6 MW’a ulaşmıştır. Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun’un yürürlüğe girmesinden sonra 3,489 MW Kurulu gücünde 92 adet yeni rüzgar projesine lisans verilmiştir . Bu projelerden yaklaşık 2.000 MW kurulu güce ulaşılacak olan santrallerin yapımı devam etmektedir [22,32].

2012 yılı Eylül ayı sonu itibarı ile 8.953 MW Kurulu gücünde 302 adet yeni rüzgâr projesine lisans verilmiştir. 2002 yılında neredeyse yok sayılacak düzeyde (18,9 MW) olan rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2012 yılı Ekim ayı itibarıyla 2.106 MW’a ulaşmıştır [27].

2.3.3 Yerli Kömür Potansiyeli ve Kullanımı

Yerli kömür kaynaklarının ekonomiye kazandırılması amacıyla TKİ Genel Müdürlüğü uhdesinde bulunan kömür sahalarının santral yapma koşuluyla özel sektöre devredilmesine yönelik çalışmalar kapsamında Bolu-Göynük ve Eskişehir-Mihalıççık sahaları rödövars modeli ile özel sektöre devredilmiştir. Bunun yanı sıra Çankırı-Orta Sahası ise aynı amaca yönelik olarak ruhsat devri yapılarak özel sektöre verilmiştir [7]. Benzer şekilde, Afşin-Elbistan havzasında bulunan linyit kaynaklarının elektrik üretimi amaçlı değerlendirilmesine ilişkin olarak 2011 yılında ihaleye çıkılması için çalışmalar devam etmektedir. Yapılan çalışmalar sonucunda 2009 yılı sonu itibariyle tespit edilmiş bulunan yerli enerji kaynakları potansiyelimiz ise aşağıdaki tabloda verilmektedir. 2008 yılına göre değişen tek rakam linyit rezervlerindeki 8,4 milyar tondan 11,4 milyar tona (yaklaşık %36’lık bir artış) olan artış görülmektedir[22].

2.4 Nükleer Enerji

Türkiye Cumhuriyeti ile Rusya Federasyonu hükümeti arasında Türkiye Cumhuriyeti’nde Akkuyu sahasında bir nükleer güç santralinin tesisine ve işletimine dair işbirliğine ilişkin anlaşmanın onaylanmasının uygun bulunduğu hakkındaki 6007 sayılı kanun” 21 Temmuz 2010 tarihinde yürürlüğe girmiş, bahse konu Anlaşma 29 Kasım 2010 tarihinde Rusya tarafından da onaylanmıştır. Bu anlaşma ile toplam 4.800 MW gücünde dört ünitelik nükleer bir santralin, Türkiye’de kurulacak ve ilk başta tamamı Rusya sermayesine sahip olacak bir “Proje Şirketi” aracılığıyla yapımı öngörülmektedir. Diğer taraftan Sinop’ta da nükleer santral tesisine yönelik olarak 2010 yılı içinde Türkiye ve Güney Kore arasında müzakereler yürütülmüş ancak bir anlaşma sağlanamamıştır. Devamında Japonya ile yine Sinop için başlatılan görüşmeler ise halen sürmektedir [22].

ENERJİ DEPOLAMA YÖNTEMLERİ

Elektrik enerjisi, kimyasal, mekanik ve yine elektrik enerjisi olarak enerjinin çeşitli formlarında depolanabilir ve gerekli olduğunda tekrar elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Günümüz teknolojisinde kullanılan başlıca depolama yöntemleri, volanlar, kapasitörler, süper iletkenler, sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santralleri, pompa depolamalı hidroelektrik santraller ve hidrojen depolamadır [33].

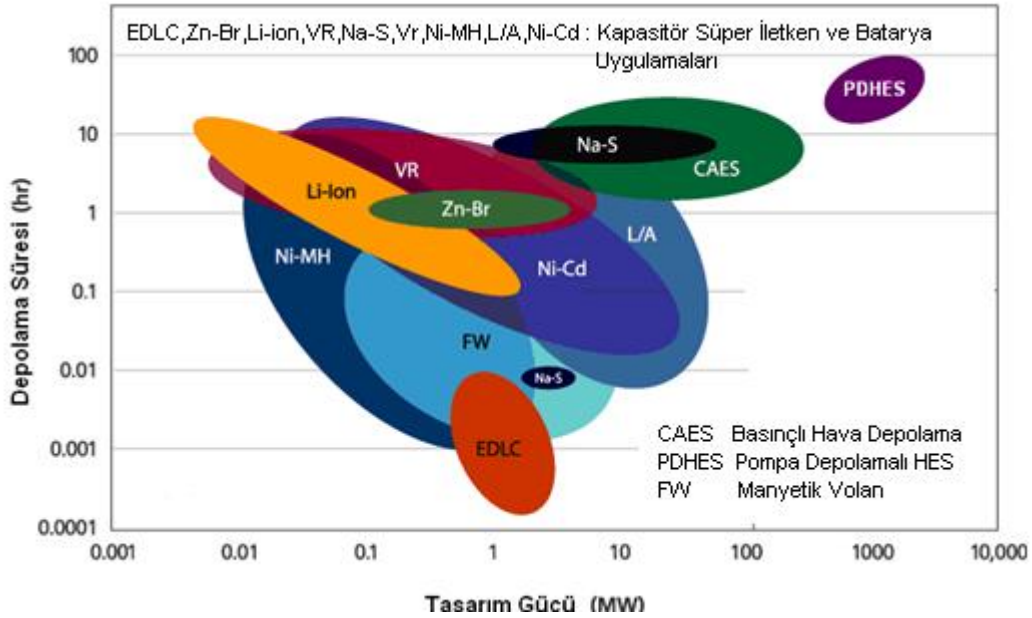
3.1 Depolama Yöntemlerinin Karşılaştırılması

Enerji depolama teknolojileri, mekanik, elektrokimyasal ve elektriğe dayalı teknolojilerdir. Enerjinin farklı formları ve dönüşümleri, enerji depolama karakteristiklerinin de farklı sonuçlar doğurmasını ve dolayısı ile farklı uygulama alanları bulmalarını sağlar.

Depolama sistemleri güç ve enerji uygulamaları için uygun olan iki farklı grupta sınıflandırılabilir.

Güç uygulamaları, kısa periyotlarda (saniye ve dakikalar mertebesinde) büyük güç, enerji uygulamaları ise, uzun periyotlarda (saatler ve günler) büyük miktarlarda enerji sağlarlar. Kullanılan teknoloji tercih edilirken depolama ünitesinden istenilenin güç uygulaması mı, yoksa enerji uygulaması için mi olduğu ve teknolojilerin karakteristikleri önemlidir. Her depolama teknolojisi her iki uygulamada kullanılamaz. Volan, kapasitörler, süper iletken manyetik enerji depolama ve bataryalar çok büyük miktarlarda gücü kısa zamanda sağlayabilirler. Bu teknolojiler, uzun zaman periyodu

boyunca deşarj istemeyen güç kalite uygulamalarında kullanım için tercih edilirler. Diğer taraftan sıkıştırılmış hava ile enerji depolama, pompalı hidroelektrik santraller büyük miktarda enerjiyi uzun zaman için depolamakta uygun teknolojilerdir ve yük dengeleme gibi enerji uygulamaları için uygundurlar [33].



Şekil 3. 1 Enerji depolama yöntemlerinin karşılaştırılması

3.2 Rüzgâr Enerjisinin Depolanması

Depolama ünitesinin hızlı devreye giriş özelliği, rüzgâr santralinin güç çıkışındaki dalgalanmayı yumuşatmada ve üretilen güç ile bölgesel güç talebi arasındaki dengesizlik nedeniyle ortaya çıkabilecek bölgesel gerilim bozulmaları, nedeniyle oluşacak frekans bozulmaları gibi güç kalite problemlerini iyileştirmede önemlidir. Rüzgârdaki güç kalite problemlerinin çözümünde volan teknolojileri kullanılabilir.

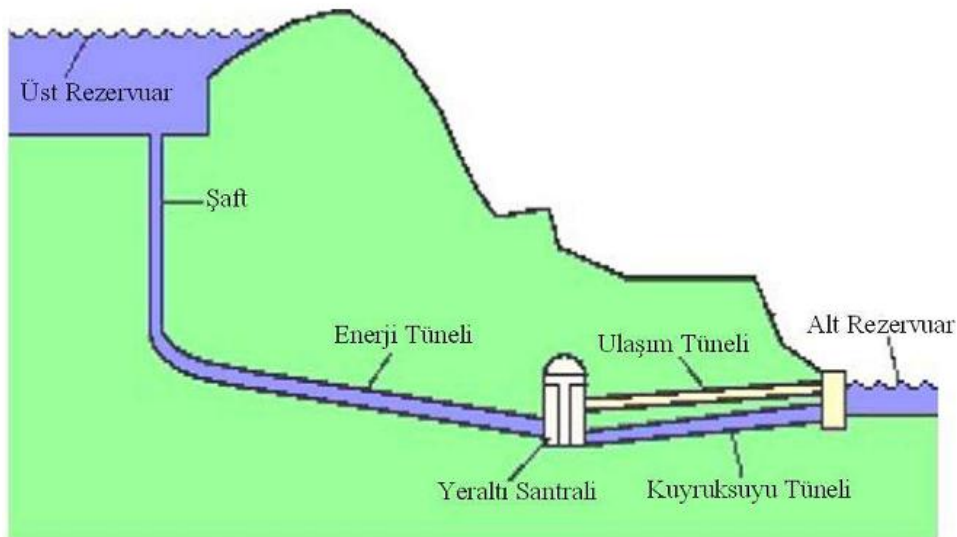
Büyük rüzgâr güçlerinin elektrik şebekesine entegrasyonu için büyük ölçekli depolama tesislerine ihtiyaç duyulmaktadır. Rüzgâr enerjisinin fazla olduğu zamanlarda depolanıp, pik talebin karşılanması gerektiği dönemlerde şebekeye sunulması ve arz-talep arasındaki dengeyi sağlamak için gerekli enerji depolama kapasitelerine sahip en ekonomik çözümler PDHES ve sıkıştırılmış hava depolamalı elektrik santralleridir [34].

PDHES'ler elektrik şebekesinde kullanılan yaygın kullanılan enerji depolama yöntemidir. Kullanımındaki ana uygulamalar: enerji yönetimi, frekans kontrolü ve güç

yedeğidir. 90 GW kurulu gücün üzerinde PDHES şuan dünya genelinde işletmede olup bu güç toplam elektrik üretim kapasitesinin %3'üne karşılık gelmektedir[35].

Pompa depolamalı tesisler uzun inşaat süreleri ve yüksek ilk yatırım maliyetine sahiptirler fakat buna karşın diğer enerji depolama yöntemleriyle karşılaştırıldığında düşük birim yatırım maliyetine ve yüksek enerji depolama kapasitesine sahip tesislerdir.

Diğer elektrik enerjisi depolama yöntemleri olan basınçlı hava depolama sistemi (CAES), karşılaştırıldığında, yüksek depolama kapasitesi, verim ve birim yatırım maliyeti gibi kıstaslar göz önüne alındığında, PDHES'lerin elektrik sisteminin yönetiminde kullanılabilecek en uygun depolama yöntemi olduğu görülebilir [36].



Şekil 3. 2 PDHES örnek kesiti

3.3 Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santraller

Hidroelektrik santrallerin bir çeşidi de pompaj depolamalı santraller olup, sistemin amacı güç talebinin düşük olduğunda suyu yüksekte bir haznede depolamak ve biriktirilen sudan puant zamanlarda hidroelektrik enerji elde etmektir. Amerika'da ilk PDHES 1929 yılında işletmeye giren Rocky River santralidir. Günümüzde kapasitesi 2000 MW'ın üzerinde PDHES'ler işletmede bulunmaktadır [37].

Elektrik enerjisi talebi gün boyunca büyük değişiklikler gösterir. Genel olarak geceleri talep daha düşüktür. Kışın talebin en fazla olduğu puant saatler akşam ve gecenin ilk saatleridir. Yazın ise son yıllarda artan klima kullanımı nedeniyle gündüz ve genellikle öğleden sonra elektrik talebi tavan yapmaktadır. Santraller ani puant ihtiyacını karşılayacak enerjiyi hemen üretemezlerse sistemin frekansı düşer, üniteler devreden çıkar, elektrik kesintileri meydana gelebilir. Eğer elektrik enerjisinin büyük bir bölümü, devreye girmeleri çok uzun süreler (saatler-günler) alan termik veya nükleer santrallerden elde ediliyorsa, bu ve benzeri problemlerin yaşanması kaçınılmazdır. Söz konusu problemlerin yaşanmaması veya en aza indirilmesi için, ani yük değişimlerinde çok kısa sürede (dakikalar içinde) devreye girip çıkabilen klasik depolamalı veya pompaj depolamalı santrallere ihtiyaç vardır.

3.3.1 PDHES'lerin Avantajları

Tesis sahipleri için değişken spot elektrik piyasasında kar artışı, enerji tesis grupları ve enterkonekte sistem arasında güç alışverişinde optimizasyonu sağlaması, diğer enerji depolama yöntemleri ile karşılaştırıldığında daha yüksek kombine verime sahiptirler.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artıran etkisiyle çevreci olması. Pompajlı depolamalı tesislerde, Pompaj türbinleri enerji talebinin düşük olduğu saatlerde suyu üst rezervuara yollarlar, puant saatlerde ise bu su ile elektrik üretirler böylece günlük üretim yükünü dengelerler. Pompalamada kullanılan enerji yük dalgalanmalarına takip edemeyen nükleer, fosil ve yenilenebilir enerji santrallerinden sağlanabilir. Depolanan su geçici pik taleplerin karşılanmasında da kullanılabilir. Bu teknolojinin avantajı şebekeye çok hızlı bağlanması, tüketicilerden gelen değişken elektrik taleplerini dengeleyebilmesi ve diğer enerji santrallerinin planlanmamış şekilde devreden çıkması durumunda hızlı bir şekilde yerini alabilmesidir [33, 38].

3.4 PDHES Proje Bölgesi Belirleme Kriterleri

Pompaj depolamalı HES yer belirleme kriterleri iki ana başlık altında incelenebilir. Bunlar coğrafi şartlar ve talep bölgesine yakınlıktır. Dünyadaki mevcut tesisler incelenerek oluşturulan bu kriterler, milyar dolarlar mertebesinde bir yatırımdan azami ölçüde

faydalanılabilmesi ve en kısa zamanda yatırımın geri dönmesi için ekonomiklik ve yapılabilirlik kriterleri göz önüne alınarak oluşturulmuştur.

3.4.1 Alt ve Üst Rezervuar Seçimi

PDHES'ler çalışma prensibi gereği suyu depolamak için bir üst rezervuara ve depolanacak suyu temin etmek ve çalışma döngüsünün sürekliliği için daima belli bir seviyede suyun bulunduğu bir alt rezervuara ihtiyaç duyulmaktadır. Bu alt ve üst rezervuarlar yapay olarak yapılabileceği gibi tabii bir göl veya mevcut bir baraj gölü de kullanılabilir. PDHES proje bölgesi belirlenirken mevcut bir barajı veya gölü alt veya üst rezervuar olarak kullanılabileceği muhakkak göz önüne alınmalıdır. Bu sayede yeni bir biriktirme yapısına ihtiyaç ortadan kalkacak ve projenin ekonomikliği artacak ve inşaat süresi kısılacaktır.

Seçilen alt veya üst rezervuar bir baraj gölü ise göldeki su seviyesinin sezonluk değişimi mümkün olduğunca az olmalıdır. Aksi halde pompaj türbinler minimum su seviyesine göre yerleştirileceğinden kazı masrafı dolayısıyla inşaat masrafı artacaktır.

3.4.2 Düşü ve Rezervuarlar Arası Mesafe

PDHES'ler genellikle 100 ile 500 m arası düşüler de çalışmaktadırlar, 700 m ve üzeri düşüler de ise çift kademeli tersinir türbinler kullanılmaktadırlar. En ekonomik düşü aralığı 250 ile 400 m arasındaki düşü bölgesi olarak tanımlanmıştır. Yüksek birim yatırım maliyetinden dolayı 300 MW altı tesislere ise ekonomik olarak bakılmamaktadır.

Bu tesislerde düşü arttıkça özgül su faktörü yani birim enerji için depolanması gereken su miktarı azalmakta, daha az sudan daha fazla güç elde edilebilmektedir, buda beraberinde rezervuar hacimlerin küçülmesine sebep olmaktadır. Buna karşın düşü artıkça cebri boru ve kuvvet tünellerinin tasarım basınçları artmaktadır.

Mevcut işlemedeki birçok PDHES in su iletim hatlarının proje düşüsüne oranı 3 ile 10 arasında değişmektedir. Su iletim hatlarının uzunluğunu azaltmak için birçok PDHES yer altı santrali olarak tasarlanmaktadır [37].

PDHES proje bölgesini seçerken ve su iletim hatlarını projelendirirken maksimum düşüyü en kısa iletim hattıyla sağlanması büyük önem taşımaktadır. Uzun iletim hatları hem daha fazla yatırım maliyeti hem de sürtünme kayıplarından dolayı daha fazla kayıp demektir.

3.4.3 Talep Bölgesine Yakınlık

Türkiye de üretilen elektriğin yaklaşık %45'i sanayide tüketilmektedir, kalan kısmı ise meskenler ağırlıklı olmak üzere aydınlatma ve sulamada kullanılmaktadır. Toplam tüketilen elektriğin ise yaklaşık %40'ı Marmara bölgesinde tüketilmektedir. Ege bölgesinde ise İzmir'in toplam tüketim içindeki payı %8,6'dır. Akdeniz bölgesinde ise yaz aylarında öğle saatlerinde ani puant yük talepleri görülmektedir (5 Ağustos 2010 14:30'da 5.400 MW) [39].

3.4.4 RES Sahalarına Yakınlık

Kurulacak pompaj depolamalı HES'ler de amaç şebekeyi düzenlemek ve rüzgâr kaynaklı düzensiz enerjinin şebeke üzerindeki bozucu etkilerini en aza indirmek olacağından, bu tesislerin düzensizlik kaynağı rüzgâr potansiyelinin yoğunlaştığı bölgelere yakın olması gerekmektedir. Bu sayede enerji nakil hatlarındaki olası sıkışmaların da önüne geçilmiş olacaktır. Rüzgâr santrallerinde talebi geçen bir üretim olduğunda PDHES'ler devreye girecek ve üst rezervuara su basacaklar veya tam tersi şebekedeki enerji talebine karşın düşük rüzgâr enerjisi üretiminde ise açık PDHES'lerin üretimi ile kapatılabilecektir.

Türkiye de rüzgâr potansiyelinin en yoğun olduğu iller Ege bölgesinde, İzmir, Manisa, Marmara Bölgesinde Çanakkale, Balıkesir ve Akdeniz bölgesinde Hatay ve Mersin'dir. Aynı zamanda bu bölgeler elektrik tüketiminin de yoğun olduğu bölgelerdir.

3.5 PDHES Proje Bölgesi Belirleme Çalışmaları

Türkiye rüzgâr potansiyelinin elektrik şebekesine entegrasyonu için kurulacak olan PDHES'lerin yerlerinin belirlenmesinde öncelikli olarak rüzgâr potansiyeli ve elektrik tüketiminin yoğun olduğu bölgelere yakın yerler incelenmiştir. Bu kıstaslar altında Marmara, Ege ve Akdeniz bölgeleri öne çıkmaktadır.

Bu bölgeler coğrafi yeter şartlar altında incelendiğinde yüksek rüzgâr enerjisi potansiyeline rağmen ege bölgesinde uygun alt ve üst rezervuar bulunamamıştır. Marmara bölgesinde ise İznik gölü uygun bir alt rezervuar oluşturmaktadır.

3.5.1 İznik PDHES

İznik Gölü, Marmara Bölgesi'nin güneydoğusunda, Bursa ilinin sınırları içerisinde kalan Türkiye'nin 5. büyük gölü, Marmara bölgesinin en büyük gölüdür. Gemlik Körfezi'nin doğusunda bir çukur alanın ortasındadır. Yüzölçümü 298 km², denizden yüksekliği 85 m'dir. Genişliği en dar yerinde 11 km, doğu-batı doğrultusunda uzunluğu 32 km'dir. Derinliği kuzeyden güneye doğru artan gölün en derin yeri 65 m'dir [9].

İznik gölü PDHES'i rüzgâr enerjisi potansiyel 20.000 MW 'ın üzerinde olan (>6,8 m/s) Balıkesir ve Çanakkale illeri ile Türkiye elektrik tüketiminin %25'inin gerçekleştiği İstanbul ve Kocaeli illeri arasındaki konumu ile Marmara bölgesinde PDHES projesi geliştirilebilecek en uygun coğrafi konuma sahiptir. Önerilen Proje'nin 20 km doğusundan is 380 kV'luk bir nakil hattı geçmektedir.

RÜZGÂR ENERJİSİ DEĞİŞKENLİK ANALİZİ

Bu çalışmada 2011 yılı başı itibariyle işletmede bulunan 34 adet 1.355 MW Kurulu gücündeki RES'in bir yıllık gözlem süresi boyunca saatlik enerji üretimleri irdelenmiş ve enerji üretimlerindeki dalgalanmalara bir anlam kazandırılmaya çalışılmıştır.

4.1 RES Elektrik Üretimi

34 adet RES in toplam elektrik enerjisi üretimi 3.984 GWh olarak gerçekleşmiştir. Yıl içi işletmeye giren RES'ler ile 2011 yılı toplam RES Kurulu gücü 1728,7 MW a ulaşmış ve toplam elektrik enerjisi üretimi 4.747 GWh olarak gerçekleşmiştir. Rüzgâr enerjisi elektrik üretiminin toplam elektrik enerjisi üretimindeki payı %3,2 de kalmıştır.

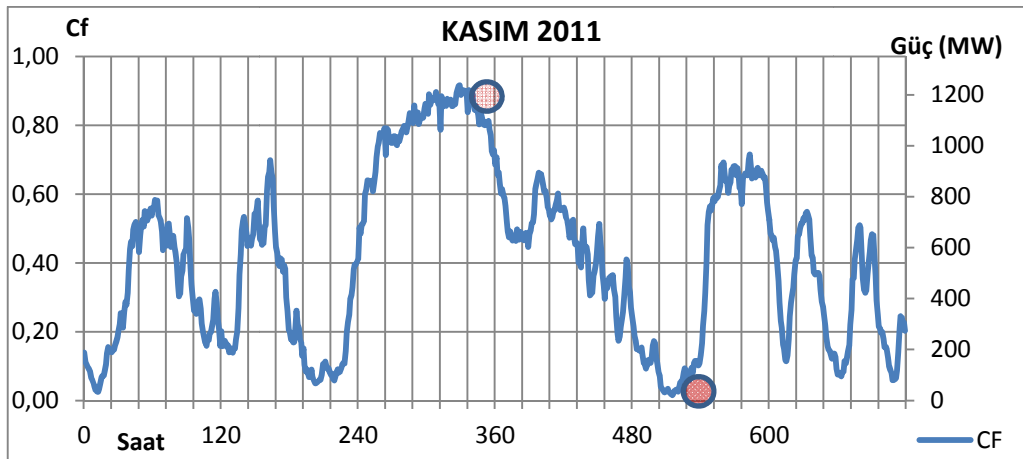
TEİAŞ yük tevzi merkezi tarafında her bir enerji üretim tesisinin saatlik elektrik üretimi kaydedilmektedir. Rüzgâr enerji santralleri için saatlik enerji üretim değerleri aynı zamanda o saat için ortalama çıkış gücüne karşılık gelmektedir ve $RES_i(t)$ olarak tanımlanmıştır. Bir saatlik değişkenlik ise $RES_i(t + 1) - RES_i(t)$ şeklinde hesaplanmıştır. Bir santralin kurulu gücü $RESk_i$ indeksi ile gösterilmiştir. Kapasite faktörünün hesaplanmasında ise aşağıdaki formül kullanılmıştır.

$$Cf_i(t) = \frac{RES_i(t)}{RESk_i} \quad (4.1)$$

Çalışmada kurulu bulunan RES'ler ilk aşamada bulundukları coğrafi bölgeye göre Marmara, Ege ve Akdeniz bölgesi şeklinde gruplandırılmıştır. Böylece hem tüm ülke genelindeki RES'lerin saatlik enerji üretimlerindeki değişkenlik hem de bölgesel

Üretimdeki değişkenlik belirlenmiştir. Sonuçlar aşağıda bir tablo şeklinde bölgelerde bulunan her bir RES için ve sonuç olarak tüm bölgenin bir yıllık kapasite faktörü, artı eksi bir saatlik ortalama enerji üretimlerindeki maksimum dalgalanma ve enerji üretimindeki dalgalanmanın standart sapmasını ortalama saatlik çıkış gücünün kurulu güce oranı şeklinde tablolar halinde verilmiştir. Eklerde her bir bölgenin bir yıl boyunca elektrik üretimi aylara bölünerek grafik şeklinde verilmiştir.

Gözlemlenen 2011 yılı boyunca en düşük RES elektrik retimi 26 Mayıs saat:00:00 ve 20 Kasım 11:00 de 21 MW (0,015 Cf) olarak gerçekleşmiştir. En yüksek RES elektrik retimi 14 Kasım 17:00 de 1226 MW(0,90 Cf) olarak gerçekleşmiştir. İncelenen RES’lerin kapasite faktörü ortalaması 0,34 olarak gerçekleşmiştir. Rüzgâr kapasite faktörü gözlem süresinin sadece %0,15 inde 0,90’nın üzerine çıkmıştır. Zamanın yaklaşık %90’ında ise kapasite faktörü %10 un üzerindedir.



şekil 4. 1 RES elektrik üretiminin 2011yılı içinde en yüksek ve en düşük olduğu zamanlar

4.2 RES Elektrik retimindeki Dalgalanmalar

Saatlik enerji üretimleri aynı zamanda her bir RES in saatlik ortalama çıkış gücüne karşılık gelmektedir. Rüzgâr enerjisindeki dalgalanma belirli iki zaman aralığındaki çıkış güçleri arasındaki fark olarak tanımlanmıştır. Bu çalışmada bu zaman aralığı 1 saat olarak alınmıştır ve yapılan hesaplamalar ve grafiklerin çözünürlüğü 1 saattir. Her bir rüzgâr santralinin, bölgenin, alt bölgenin ve Türkiye genelindeki RES elektrik üretimindeki dalgalanmalar çıkış gücünün kurulu güce oranı şeklinde eklerde verilmiştir. Sunulan grafiklerin y eksenı, saatlik ortalama çıkış gücü / kurulu gücünü

göstermektedir. Bu oran aynı zamanda kapasite faktörü, (Cf) veya kapasite kullanım oranı olarak tanımlanabilir.

Çizelge 4. 1 Ege bölgesinde kurulu rüzgâr santrallerinin elektrik üretimindeki dalgalanmalar

Proje Adı	Kapasite Faktörü	Maksimum Dalgalanma	Standart Sapma	Kurul Güç (MW)
Akbük RES	0,38	0,89/-0,83	0,12	31,5
Aliğa RES	0,42	0,74/-0,89	0,10	90
Düzova RES	0,42	0,89/-0,87	0,12	30
Datça RES	0,26	0,84/-0,84	0,10	29,6
Kocadağ RES	0,37	1,00/-1,00	0,15	15
Kuyucak RES	0,32	0,63/-0,63	0,09	25,6
Mare RES	0,34	0,74/-0,84	0,10	39,2
Mazı 3 RES	0,38	0,87/-0,87	0,13	30
Sayalar RES	0,33	0,79/-0,73	0,09	34,2
Soma RES	0,26	0,57/-0,82	0,07	90
Soma-1 RES	0,31	0,52/-0,49	0,07	88,2
Soma-2 RES	0,40	0,89/-0,89	0,10	29,2
Turguttepe	0,29	1,00/-0,92	0,12	24
Yuntdağı RES	0,39	0,75/-0,73	0,10	57,5
Toplam	0,35	0,32/-0,31	0,041	614

Çizelge 4. 2 Akdeniz bölgesinde kurulu rüzgâr santrallerinin elektrik üretimindeki dalgalanmalar

Proje Adı	Kapasite Faktörü	Maksimum Dalgalanma	Standart Sapma	Kurul Güç (MW)
Şenoba RES	0,28	0,63/-0,63	0,09	30
Belen RES	0,26	0,67/-0,78	0,08	36
Mersin RES	0,46	0,88/-0,64	0,10	33
Gökçedağ R.	0,27	0,59/-0,64	0,07	135
Şenbük RES	0,32	0,93/-0,87	0,13	15
Ziyaret RES	0,45	0,77/-0,71	0,10	35
Toplam	0,32	0,37/-0,42	0,046	284

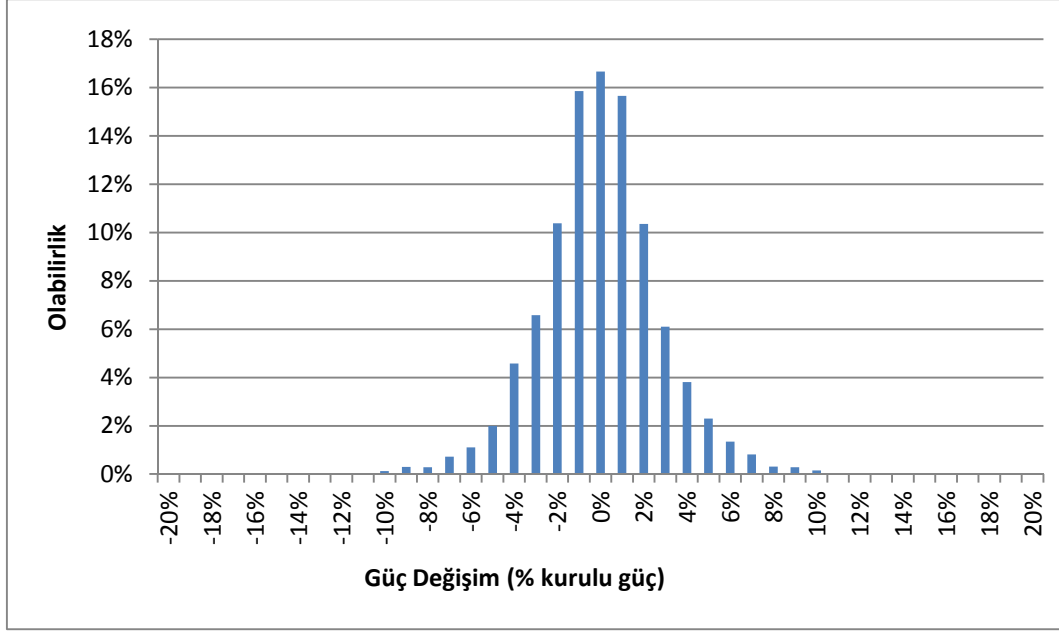
Çizelge 4. 3 Marmara bölgesinde kurulu rüzgâr santrallerinin elektrik üretimindeki dalgalanmalar

Proje Adı	Kapasite Faktörü	Maksimum Dalgalanma	Standart Sapma	Kurul Güç (MW)
Şamlı RES	0,34	0,88/-0,79	0,10	90
Sares	0,45	1,00/0,93	0,11	22,5
Ayyıldız RES	0,38	0,87/-0,93	0,12	15
Bandırma-3	0,35	0,72/-0,72	0,11	25
Bares	0,47	0,97/-1,00	0,13	30
Bandırma R.	0,38	0,75/-0,63	0,09	60
Çamseki RES	0,39	0,87/-1,00	0,13	20,8
İntepe RES	0,32	0,63/-0,59	0,10	30,4
Keltepe RES	0,37	0,92/-1,00	0,12	20,7
Boreas	0,46	0,80/-0,73	0,11	15
Burgaz RES	0,34	0,87/-0,74	0,10	14,9
Çanakkale R.	0,34	0,73/-0,63	0,08	60
Sarıkaya R.	0,33	0,76/-0,63	0,12	28,8
Lodos RES	0,23	0,63/-0,63	0,07	24
Toplam	0,36	0,27/-0,25	0,42	457,1

4.2.1 Dalgalanmaların Frekans Dağılımı

2011 yılı başında kurulu bulunan 34 adet 1.355 MW Kurulu gücündeki RES'in saatlik ortalama toplam çıkış güçleri, takip eden sonraki saate göre değişimi %36 olasılıkla toplam kurulu gücün %1 inden den azdır. Toplam çıkış gücünün saatlik değişimin standart sapması %2,8 olarak gerçekleşmiştir.

Bölgeler ayrı ayrı ele alındığında saatlik ortalama çıkış gücündeki değişimin standart sapması, Marmara, Ege ve Akdeniz Bölgeleri için sırasıyla %4,2 ,%4,1 ve %4,6 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 4. 2 Rüzgâr enerjisi toplam üretimindeki dalgalanmaların frekans dağılımı

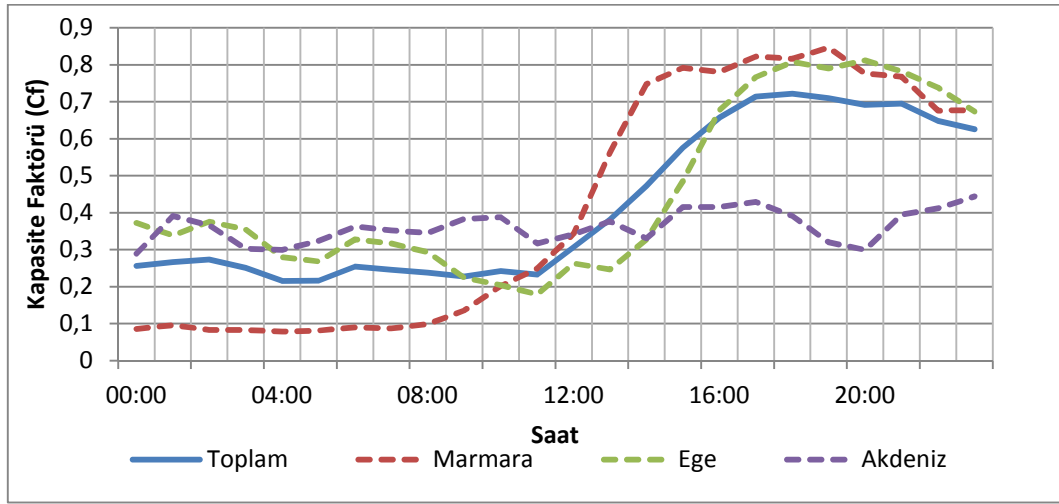
4.3 RES Elektrik Üretimindeki Maksimum Dalgalanmalar

Gözlemlenen 2011 yılı boyunca rüzgâr enerjisi elektrik üretiminde dalgalanmaların maksimum olduğu zamanlar aşağıdaki grafiklerde verilmiştir. Bu grafiklerden görülebileceği gibi Marmara ve Ege bölgesindeki RES'lerin elektrik üretimindeki dalgalanma Türkiye geneli RES elektrik üretimindeki dalgalanmaların oluşmasında belirleyici rol oynamaktadır. Bunun iki nedenin vardır. Birinci kurulu bulunan RES kurulu gücünün %80 i bu bölgelerde yer almaktadır. İkinci nedeni ise bu iki bölgenin aynı hava sistemlerinin etkisi altında bulunmasıdır. Ege ve Marmara bölgesi ise genelde balkanlar ve kuzeyden gelen hava sistemleri etkisi altındayken Akdeniz Bölgesi, Orta Akdeniz ve Güneyden gelen hava sistemlerinin etkisindedir. Maksimum dalgalanmalar Şekil 4.3, 4.4, 4.5 ve 4.6'da gösterilmiştir. Grafiklerden de görülebileceği gibi Marmara ve Ege bölgesindeki dalgalanmalar gözlemlenen zamanın büyük bir bölümünde aynı yönde artış ve azalış gösterdikleri görülmektedir.

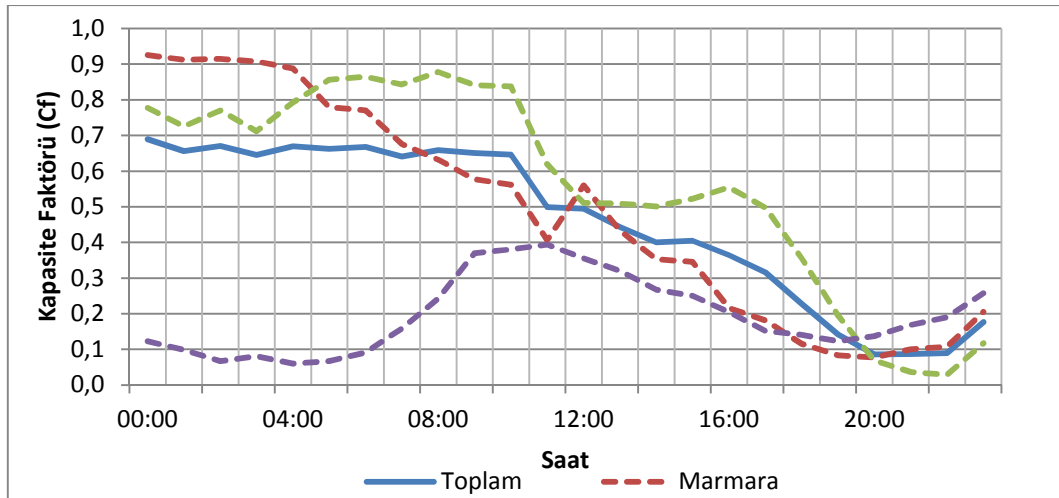
RES elektrik üretimindeki bu dalgalanmalar takip eden saatler arasında maksimum 232 MW, 2 saatlik içinde 435 MW, 7 saat içinde 646 MW olarak gerçekleşmiştir. En büyük dalgalanma ise 11 saat içinde 750 MW olarak gerçekleşmiştir. Bir başka deyişle 11 saat boyunca elektrik üretimindeki azalmanın ardından neredeyse bütün RES santrallerinin durması gibi yorumlanabilir. 2011 yılı içinde elektrik sistemi günlük güç talebinin en az

olduğu an ile en fazla olduğu an arasındaki farkın ortalama 10.000 MW olduğu, saatlik güç talebindeki maksimum değişimin 3000 MW olduğu göz önüne alındığında, RES elektrik üretimindeki değişkenlikler elektrik sistemindeki talep değişkenliği içerisinde kaybolduğu görülebilmektedir. Buna karşın yüzde olarak saatlik kurulu gücün %20 si kadar bir değişkenlik ve 11 saat içinde kurulu gücün %60'ına varan bir değişkenlik, 20.000 MW ve üzeri bir kurulu güç için gerçekleştiğinde elektrik sisteminin arz güvenliğinin ve dengeli işletme şartlarının sağlanmasını zorlaştıracaktır.

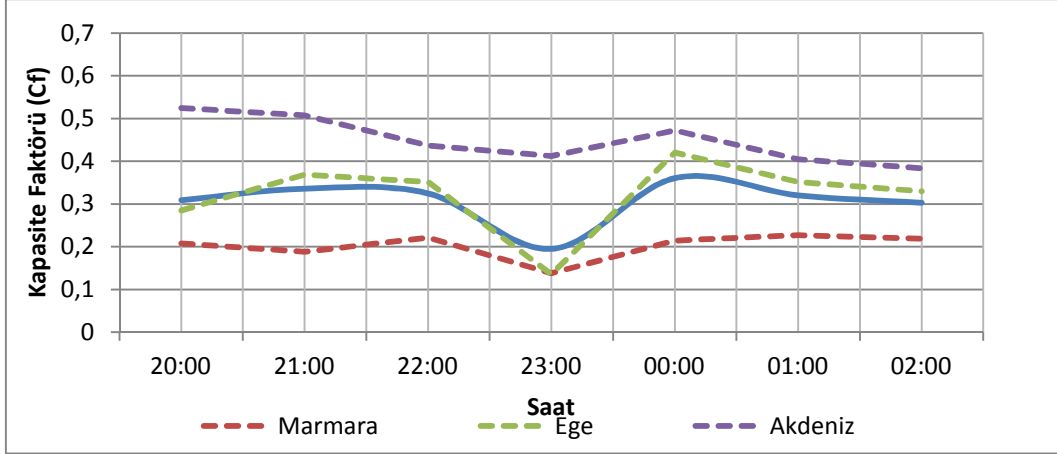
Yapılacak olan 2023 yılı elektrik üretim simülasyonunu için 2011 yılına ait maksimum dalgalanmaların olduğu anlar referans alınarak türetilen RES elektrik üretim senaryoları için elektrik sistemin analizi yapılacaktır.



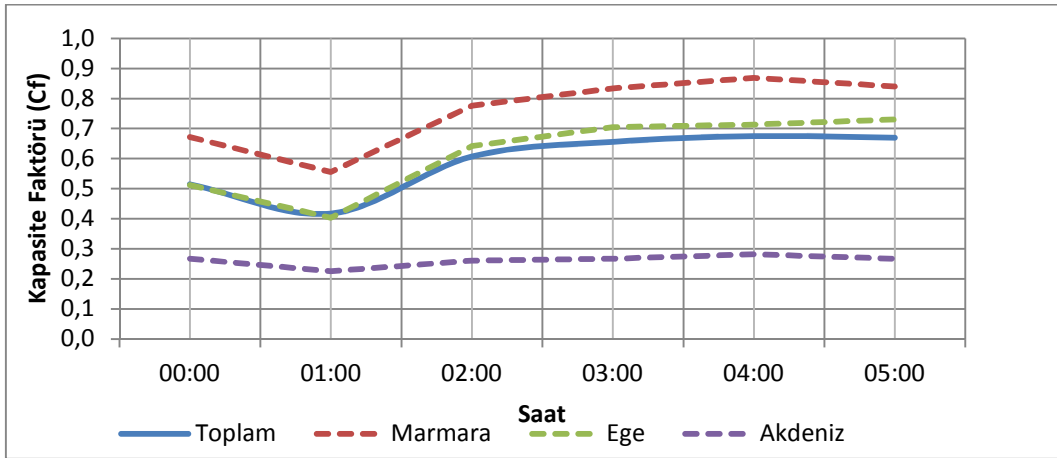
Şekil 4. 3 RES elektrik üretiminde en hızlı artış (7 saat)



Şekil 4. 4 RES elektrik üretiminde en hızlı azalma (11 saat)



Şekil 4. 5 RES elektrik üretiminde maksimum dalgalanma (2 saat)



Şekil 4. 6 RES elektrik üretiminde en hızlı artış (1 saat)

4.4 Kurulu Rüzgâr Santrallerinin Alt Bölgelere Ayrılması

2011 yılı başı itibariyle kurulu bulunan RES'in tamamı Ege, Marmara ve Akdeniz bölgesindedir ve gelecekte kurulacak olan RES'lerin yine büyük bir bölümü bu bölgede yer alacaktır. Mevcut kurulu RES'lerin değişkenliğini referans alarak gelecekte kurulacak RES'lerin elektrik üretiminin değişkenliğini hesaplamak için Ege, Marmara ve Akdeniz bölgesi toplam 14 alt bölgeye ayrılmıştır. Alt bölgelerde kurulu ve kurulacak olan RES'ler ve kurulu güçleri tablo halinde verilmiştir. Bu çalışma sonucunda her bir bölgenin ve alt bölgenin referans yıllık elektrik üretimi eğrileri çizdirilmiştir ve eklerde verilmiştir. Bu eğriler çıkış gücünün kurulu güce oranı şeklinde verilmiştir.

Alt bölgelere ayırmadaki amaç sisteme ilave olacak lisans almış RES'ler yine bu alt bölgeler içinde yer alacağından RES kurulu gücü arttıkça, ilave olan RES'lerin elektrik

sistemi içinde enerji üretiminde nasıl dalgalanmalar meydana getirebileceğini görülebilmektir.

Çizelge 4. 4 Ege bölgesi RES'ler ve alt bölgeleri

Alt Bölge	Alt Bölge Numarası	Kurulu Güç (MW)	Lisanslı Güç (MW)
Çeşme	1	84,2	592,6
Soma	2	267,2	498
Uşak-Afyon-Denizli	3	0,0	415
Aydın-Muğla	4	83,1	731,6
İzmir	5	0,0	377
Aliğa	6	177,50	524,5
TOPLAM		614	3138,7

Çizelge 4. 5 Marmara bölgesi RES'ler ve alt bölgeleri

Alt Bölge	Alt Bölge Numarası	Kurulu Güç (MW)	Lisanslı Güç (MW)
Bandırma-Balıkesir	7	241	1298
Çanakkale-Gelibolu	8	132	1150
Çatalca	9	84	617
Doğu Marmara	10	0,0	1235
Kuzey Trakya	11	0,0	469
TOPLAM		457	4769

Çizelge 4. 6 Akdeniz bölgesi RES'ler ve alt bölgeleri

Alt Bölge	Alt Bölge Numarası	Kurulu Güç (MW)	Lisanslı Güç (MW)
Osmaniye-Antep-Adana	12	135	693,25
Hatay	13	116	439,3
Mersin-Mut-Ermenek	14	33	279
TOPLAM		284	1411,55

4.5 Türkiye Rüzgâr Karakteristiğinin Değerlendirilmesi

Marmara ve Ege bölgesindeki RES'lerin elektrik üretimindeki dalgalanmalar Türkiye geneli RES elektrik üretimindeki dalgalanmaların oluşmasında belirleyici rol oynamaktadır. Bunun iki nedenin vardır. Birinci kurulu bulunan RES kurulu gücünün %80 i bu bölgelerde yer almaktadır. Lisanslı ve lisans başvurusu bulunan santraller devreye girdiği zaman bu dağılım Marmara%51, Ege %34, Akdeniz %15 şeklinde gerçekleşecektir. İkinci nedeni ise Marmara ve Ege bölgesinin aynı hava sistemlerinin etkisi altında bulunmasıdır.



Şekil 4. 7 Lisanslı Rüzgâr Enerjisi Santralleri

Gözlemlenen 2011 yılı boyunca zamanın %56'sında bu iki bölgede RES elektrik üretiminin değişimi aynı yönde olup, bu zaman dilimi boyunca aynı anda artış ve azalış göstermiştir. Marmara, Ege ve Akdeniz bölgeleri sadece zamanın %32 sinde aynı yönde değişkenlik göstermektedir. Sonuç olarak Akdeniz bölgesi nispeten Marmara ve Ege bölgelerinden farklı bir karakteristikiğe sahiptir. Bu sebepten dolayı rüzgâr enerjisi elektrik üretimindeki dalgalanmaları yumuşatacak coğrafi dağılımın bulunmasında Akdeniz bölgesindeki rüzgâr enerjisi potansiyelinden azami ölçüde faydalanılmıştır.

Lisanslı ve lisans başvurusunda bulunmuş santrallere ilave olarak kurulacak 10.000 MW'lık ilave kurulu güç 3 farklı senaryoda bölgeler ve alt bölgelere dağıtılmıştır. Bu dağılım senaryolarından Senaryo-2 ve Senaryo-3 de Akdeniz bölgesindeki 7,5 m/s üzerindeki ortalama rüzgâr hızlarına sahip bölgelerdeki 4.742 MW'lık potansiyelin tamamının kullanıldığı kabul edilmiştir.

2011 yılı boyunca mevcut kurulu santrallerde rüzgâr elektrik üretiminde en hızlı artış 7 saat içinde kurulu gücün %48'i, en hızlı azalma 11 saat içinde %55, 1 saat içinde en hızlı artış %19 saat en hızlı azalma %17 olarak gerçekleşmiştir.

Lisanslı ve lisans başvurusunda bulunan santrallerin devreye girmesinde ise bu oranlar sırasıyla, %43, %54,%16 ve %12 olarak gerçekleşecektir. Bu oranlar aynı zamanda Senaryo-1 içinde aynıdır.

RES elektrik üretiminde değişkenliğin en az olduğu Senaryo-2 de değişimin kurulu güce oranları sırasıyla %36, %50,%15 ve %12 olarak gerçekleşmiştir.

Yüzde olarak az gibi gözüken bu oranlar güç e çevrildiği zaman dalgalanmadaki %1'lik bir azalma 200 MW a karşılık gelmektedir. Komşu enterkonnekte sistemler ile güç alışverişi dışında rüzgar enerjisindeki kısa sürelerdeki değişimlere göre yük alıp verebilecek tek enerji üretim tesisi tipinin hidroelektrik santraller ve bunun bir çeşidi olan pompa depolamalı hidroelektrik santraller olduğunu hesaba katarsak. Atatürk barajının bir ünitesinin gücü 300 MW'dır aynı zamanda ülkemizdeki hidroelektrik en büyük ünite gücüdür.

Coğrafi dağılım ile elde edilen dalgalanmadaki %2-%3 lük bir iyileşme, Atatürk barajındaki 2 ünitenin kurulu gücüne karşılık gelmektedir.

Olası üç coğrafi dağılım senaryosu için türetilen rüzgâr elektrik üretim $RES_k^i(t)$ güç zaman serileri 2023 yılı elektrik sistemi simülasyonunda kullanılacaktır.

Simülasyonda kullanılacak tanılanan sınır değerler içinde kalarak amaç fonksiyonu olan RES elektrik üretimindeki değişkenlik nasıl olursa olsun elektrik arz ve talebi arasındaki dengenin korunması için sisteme ilave edilmesi gereken pompa depolamalı hidroelektrik santral kurulu gücü, termik ve hidroelektrik santrallerin işletme planları belirlenecektir.

Kurulu bulunan RES'lerin %80'i Marmara ve Ege bölgesinde bulunmaktadır. RES elektrik üretimindeki dalgalanmaları bu bölgede esen rüzgârın değişkenliği belirlemektedir. Zamanın %70 inde Marmara ve Ege bölgesinde esen rüzgârın değişimi aynı karakteristikte olup 12 saat gibi bir zaman dilimi içinde toplam rüzgâr kurulu gücünün %50 sine varan değişimler yıl içinde birçok kez tekrarlanmıştır. Lisans almış

RES'lerin devreye girmesiyle bu dalgalanmalar hem güç hem de % olarak artış gösterecektir. 20.000 MW Kurulu güce ulaşılırken yeni üretim lisansları Akdeniz bölgesi ve rüzgâr potansiyeline sahip diğer bölgelere öncelik verilmelidir. Yapılan ön değerlendirmede bu ölçüde rüzgâr kurulu gücünün elektrik sistemi içinde bütünleşik olarak çalışabilmesi ancak esnek bir yapıya sahip olabilmesi ile mümkündür. Elektrik sistemindeki RES'lerin elektrik üretimindeki değişime bağlı olarak yaşanan dengesizlikler anlık olarak sistem sıcak rezervleri ile karşılanacaktır (Primer ve Sekonder Frekans kontrolü). Büyük miktarda tahmin edilebilir değişiklikler ise santrallerin gün öncesi ve gün içerisinde yapılacak tahminlere göre diğer üretim tesislerinin devreye alınıp çıkartılması elektrik sisteminin dengesi sağlanacaktır. Bu kısa süreli devreye alınıp çıkarılma işlemini en ekonomik şekilde yapabilen ve dakikalar içerisinde devreye girip çıkabilen tek enerji santrali türü Hidroelektrik santraller ve Hidroelektrik santrallerin bir çeşidi olan Pompa Depolamalı Hidroelektrik santrallerdir. Bu sebeple en kısa sürede teknik ve ekonomik Hidroelektrik potansiyelimizin tamamını devreye almamız gerekmektedir.

ELEKTRİK SİSTEMİNİN MODELLENMESİ

Elektrik enerjisi arz ve talebini gerçek zamanlı olarak dengelendiği bir matematiksel model oluşturulmuştur. Bu modelde amacı tanımlı bir elektrik talebi güz-zaman serisini kurulu enerji üretim tesislerini teknik ve ekonomik çalışma sınırları içinde karşılayabilmektir. Bu model gelecekte referans bir yıl için çalıştırıldığında o yıl için ulaşılması gereken kurulu gücü ve enerji üretim tesislerinin çeşitlerine göre hangi güçlere ulaşılması gerektiğini ortaya koyacaktır. Böylece rüzgâr enerjisinden yüksek faydalanma oranları için elektrik şebekesindeki diğer üretim tesislerinin hangi ölçüde nasıl geliştirilmesi gerektiğini ortaya koyacaktır.

5.1 Elektrik Sisteminin Çalışma Prensibi

Bir bölgenin veya bir ülkenin elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere, o yerin bütün elektrik santralleri, trafo merkezleri ve elektrik tüketicileri arasında kurulmuş olan sisteme "enterkonnekte sistem" adı verilir. Elektrik depolanamadığından, üretildiğinde hemen kullanıcıya ulaştırılması gerekir. Buda üretim ve tüketimin her an dengede tutulması demektir. Elektrik üretim ile tüketim arasındaki dengede frekans kontrolü ile sağlanır.

5.1.1 Frekans Kontrolü

Senkron jeneratör rotorlarının dönüş hızlarının elektriksel ifadesine frekans denir. Frekans kontrolü, bir elektrik sisteminin üretim-tüketim dengesinin kontrolüdür ve primer kontrol, sekonder kontrol ve tersiyer kontrol olmak üzere üç seviyede ele alınır.

Elektriğin kalitesinin göstergelerinden birisi olan frekans, üretim ve tüketimin dengede olması durumunda 50.00 Hz'dir. Üretimin tüketimden fazla olmasında frekans yükselir, az olması durumunda ise düşer.

5.1.1.1 Primer Frekans Kontrolü

Elektrik Enerjisi üretim ve tüketiminin eşit olmaması durumunda saptmaya uğrayan sistem frekansını, sabit bir değerde dengeleyip frekans değişimini durdurmak için ünite rezerv kapasitesinin, türbin hız regülatörünün ayarlanan hız eğim (speed-droop) oranında, frekans saptması süresince merkezi müdahale olmaksızın, otomatik olarak sağlanması suretiyle katkıda bulunmasıdır. UCTE kriterlerine göre eğer frekans saptması $\pm 20\text{mHz}$ 'i geçerse primer frekans aktive olur. Primer kontrol yapan üniteler frekanstaki saptmayı takip edecek maksimum 15 saniye içerisinde primer rezerv yükünün % 50'sini, 30 saniye içerisinde de tamamını aktive edebilmelidir.

Primer frekans kontrolünün amacı enterkonnekte sistemde üretilen enerji ile tüketilen enerji arasındaki dengeyi sağlamaktır. Üretim-tüketim arasındaki denge durumunda şebeke frekansı sabit bir değerdedir (ideal durumda bu denge enterkonnekte sistem frekansının 50 Hz veya ona çok yakın bir değerde olması istenir). Enterkonnekte sistemde üretim-tüketim dengesini bozacak çeşitli dalgalanmalar (Ani bir üretim sisteminin devre dışı kalması, çeşitli üretim sistemlerinin yük alması atması, iletim hatlarında açma-kapama olaylarının yaşanması ve sistemde ani yüklerin devreye girmesi ki bunlar şebeke sistem frekansının saptmasına neden olur) durumunda enterkonnekte frekansında bir saptmaya neden olur ve primer kontrolde çalışan üretim sistemleri (generatörler) bu dalgalanmaya cevap vererek sistem frekansının sabit değerde kalmasını sağlar.

Enterkonnekte sistemdeki açma-kapama olayları ve ani üretim kayıpları milisaniyeler mertebesinde bir zamanda gerçekleşir ve üretim sistemlerinin primer frekans kontrol sistemleri bu süre içerisinde buna cevap verip sistemdeki dengesizliği gidermesi mümkün değildir. Bu tür olaylarda enterkonnekte sisteme bağlı tüm üretim sistemleri tepki verir ve kendi dönel(kinetik) enerjilerini harcayarak üretim-tüketim dengesini sağlamakta ve bu olayda şebeke sisteminde bir frekans saptması olarak yansımaktadır.

Pratik olarak eğer bir dalgalanma durumunda kinetik enerjilerini kaybetmeye başlayan üretim sistemlerine ilave bir enerji verilmezse (vanaları açma-kapama veya yakıt ilavesi veya azaltılarak kaybedilen dönel enerjinin idame edilmesi) frekansı ya sıfırlayacak ya da aşırı artarak sisteme bağlı üretim sistemlerinin durmasına (trip) neden olur. Teker teker santrallerin birbirini tetikleyerek trip etmesi neticesinde de şebeke çöker (Black out) .

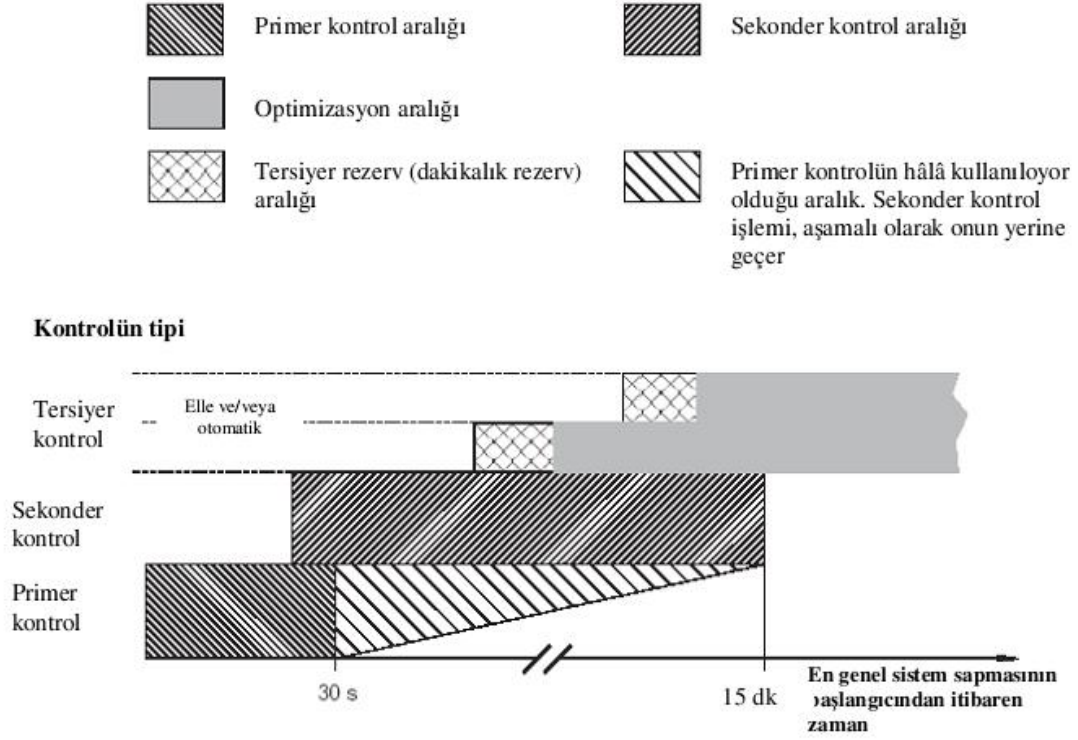
Sistemde bu olayın oluşmasını önlemek için şebekeye bağlı bazı santrallerin primer frekans kontrolü yapması gereklidir. Elektrik piyasası şebeke yönetmeliğine (EPŞY) göre 50 MW ünite gücü, 100 MW kurulu gücü bulunan tüm elektrik üretim santrallerinin primer frekans kontrolü yapması zorunludur. Primer frekans kontrolü yapacak santraller kabiliyetleri ölçüsünde belirlenen oranlarda (şu an için TEİAŞ tarafından belirlenen oranlar; hidroelektrik santraller için %10, kömür ve doğal gaz yakıtlı termik santraller için ise %5 'dir) primer frekans kontrolüne katılmalıdır[40].

5.1.1.2 Sekonder Frekans Kontrolü

Sekonder kontrol edici aracılığıyla ve primer kontrol (primer kontrol rezervi) tarafından kullanılan gücün serbest kalması amacıyla frekansın nominal değerine geri dönebilmesi için katkıda bulunmak üzere (özellikle en büyük üretim ünitesinin servis harici olmasından sonra) Alan Kontrol Hatasını otomatik olarak düşürmeye yeterli olan işletme rezervinin ilave bir miktarıdır. Ünitenin çıkışındaki değişimin başlaması için maksimum tepki süresi 30 saniyedir ve sapma maksimum 15 dakika içinde dengelenmelidir.

5.1.1.3 Tersiyer Frekans Kontrolü

Sekonder kontrole katılan ünitelerin çalışma noktasını değiştirmeye ve sekonder kontrol gücünü ekonomik açıdan farklı ünitelere mümkün olan en iyi şekilde dağıtmaya yeterli olan işletme rezervinin ilave bir miktarıdır. Tersiyer kontrol rezervi herhangi bir anda (genelde 3-20 dakika)devreye alınabilmelidir [41]. Tersiyer rezerv, başka bir olayı karşılayabilmek için sekonder rezervi serbest hale getirir. Primer, sekonder ve tersiyer kontrol işlemini aralıkları aşağıdaki şekilde gösterilmiştir.



Şekil 5. 1 Frekans kontrol aralıkları

5.2 Rüzgâr Enerjisinin Elektrik Sistemi Üzerindeki Etkisi

Rüzgâr enerjisinin elektrik sistemi içindeki payı arttıkça, rüzgâr enerjisindeki dalgalanmaların sistem dengesi ve enerji kalitesi üzerindeki bozucu etkiler göstermektedir. Rüzgârdan elde edilen güç zaman içinde genellikle meteorolojik olayların etkisiyle dalgalanır. Dalgalanmalar saniye, dakika, saat, ay, mevsim, yıl gibi bütün zaman skalalarında gözlemlenebilir. Bu dalgalanmalar belli ölçüler içinde tahmin edilebilmektedir.

Rüzgâr enerjisinden üretilecek elektriğin tahmin edilmesi ve izlenmesi rüzgâr enerjisinin elektrik sistemlerine entegrasyonu ve rüzgâr gücünden en yüksek derecede faydalanılması bakımından oldukça önemlidir. Bu kapsamda rüzgâr gücü izleme ve tahmin merkezi YEGM bünyesinde çalışmalarına devam etmektedir.

İçinde rüzgâr santralleri olmayan bir sistemde elektrik arz talep dengesi termik ve hidroelektrik santrallerin yük alıp vermesiyle sağlanmaktadır. Elektrik sistemini büyük

rüzgâr santrallerinin ilave edilmesi durumunda, sisteme talebe ilave olarak yeni bir değişken daha ilave edilmiş olmaktadır. Elektrik sisteminde arz ve talep arasındaki dengenin sağlanabilmesi için hem rüzgârdan elde edilen elektriğe göre hem de sistemdeki değişken talebe diğer elektrik üretim santrallerinin çıkış güçlerini ayarlama gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Yapılan rüzgâr enerjisi değişkenlik analizi sonucunda rüzgâr elektrik üretimi sistem elektrik talebinden tamamen bağımsız bir değişkenliğe sahip bulunmaktadır. Sistemin elektrik talebinin en az olduğu anda RES'lerin elektrik üretimi en düşük seviyede olabilirken istem elektrik talebinin en fazla olduğu anda RES'lerin elektrik üretimi en yüksek değerde olabilmektedir. Bu iki durumda elektrik sistemindeki en zor dengeleme anları olarak tanımlanabilir.

2009 yılında yayımlanan DPT Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi uyarınca Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkarılması ve yerli ve yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda, elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına düşürülmesi hedeflenmiştir.

Termik santraller rüzgâr kaynaklı değişken üretim ve sistem elektrik talebinden değişime cevap verecek hızda yük alıp veremezler. Yük alıp vermeleri yavaştır ve ekonomik sınırları içinde belli bir çıkış gücünün altına inemezler. Bu sebeplerden dolayı termik santraller baz yük santralleri olarak çalışırlar. Hidroelektrik santraller ise elektrik talebindeki değişkenliğe göre hızlı bir şekilde yük alıp veren, dakikalar içinde devreye girip çıkabilirler. Bu sebepten dolayı puant talepler ve elektrik sistemindeki arz-talep dengesi hidroelektrik santraller ile karşılanmaktadır.

Hidroelektrik santraller elektrik sisteminin yapısına bağlı olarak belli bir noktaya kadar sistemin pik yük talebini ve rüzgâr enerjisinin doğasından kaynaklanan değişkenliği sönümleyebilirler. Rüzgâr enerjisinden en yüksek faydalanma oranına sahip olan ülkelerden biri olan Portekiz bunu hidroelektrik santrallerini rüzgâr santrallerine paralel olarak çalıştırması sayesinde başarmıştır.

Rüzgâr enerjisinin elektrik üretimi içindeki payını teknik ve ekonomik olarak ne kadar artırabileceğimiz, bir başka deyişle ekonomik rüzgâr enerjisi potansiyelinin hangi

oranda elektrik sisteminin dengesini bozmadan entegrasyonunun yapılabilceği belirlenmelidir. Sisteme entegre edilebilecek rüzgâr gücünü belirlemek için, olası ulaşılacak rüzgar kurulu gücündeki santrallerin içinde bulunduğu bir elektrik sisteminin simülasyonu ile mümkün olacaktır.

5.3 Elektrik Sistemi Modelinin Oluşturulması

Elektrik sistemi talebe göre üretimleri kontrol edilebilen hidroelektrik ve termik santrallerden ve kontrol edilemeyen değışken üretime sahip rüzgâr enerjisi santrallerinden oluşmaktadır. Bu santrallerin üretimi t her bir zaman diliminde talebe eşit olması gerekmektedir.

$$E_{talep}(t) = E_{üretim}(t) \quad (5.1)$$

Sistemin elektrik talebi ise hidroelektrik, termik ve rüzgâr enerjisi santrallerinden karşılanmaktadır.

$$E_{üretim}(t) = HES_{\bar{u}}(t) + Termik_{\bar{u}}(t) + RES_{\bar{u}}(t) \quad (5.2)$$

2. denklemdede teknik ve ekonomik sınırlar içinde kontrol edilebilir termik santraller ve hızlı bir şekilde kontrol edilebilen hidroelektrik santraller vardır. Talebe bağlı olarak elektrik üretim ve rüzgâra bağlı olarak RES üretim değışkendir.

Bu koşullar altında üretim tüketim dengesinin ve değışken rüzgâr üretimi kaynaklı dalgalanmaları sönümleyecek tesisler hidroelektrik santrallerdir. Termik santraller sınırlı ölçüde dengeleme şartlarına katılacaklardır.

5.3.1 PDHES'lerin Sisteme İlave Edilmesi

PDHES'ler dünyada elektrik sistemlerinde puant güç ihtiyacının karşılanması ve talebin az olduğu saatlerde termik kaynaklı fazla enerjinin depolanması ve ihtiyaç olduğu anda şebekeye sunulması amacıyla uzun yıllardır kullanılmaktadır.

Oluşturulan modelde pompa depolamalı hidroelektrik santraller puant güç talebinin karşılanmasında hidroelektrik santrallere destek olduğu öngörülmüştür.

$$E_{üretim}(t) = HES_{\bar{u}}(t) + Termik_{\bar{u}}(t) + RES_{\bar{u}}(t) + PDHES_{\bar{u}}(t) \quad (5.3)$$

Talebin az olduğu saatlerde ise depolama işlemi için şebekeden enerji aldığı öngörülmüştür. Elektrik talebinin az olduğu zamanlarda termik ve hidroelektrik santraller ekonomik sınırları içinde yük atarken rüzgâr enerjisi kaynaklı oluşabilecek fazla enerji pompa depolamalı hidroelektrik santraller ile depolanmıştır.

$$E_{\text{üretim}}(t) = HES_{\text{ü}}(t) + Termik_{\text{ü}}(t) + RES_{\text{ü}}(t) - PDHES_d(t) \quad (5.4)$$

Pompa depolamalı hidroelektrik santrallerde pompa, türbin, jeneratör, motor çalışma modları ve hidrolik kayıplardan dolayı depolanan enerjinin %75 ≈ %80'i tekrar şebekeye elektrik olarak verilebilmektedir.

$$PDHES_{\text{ü}}(t) = \eta_d \cdot PDHES_d(t) \quad (5.5)$$

Pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin üretim planları belirlenirken, alt çalışma sınırları tanımlanmıştır. Sistemdeki enerji talebi tanımlanan alt sınırın altına düşüğünde sistemdeki termik ve hidroelektrik santraller yük atmayı durdurarak oluşan enerji fazlalığı PDHES ile depolanacaktır.

$$E_{\text{talep}}(t) \leq PDHES_d^{\text{alt}} \text{ için;} \quad (5.6)$$

$$E''_{\text{talep}}(t) = E_{\text{talep}}(t) + PDHES_d(t) \quad (5.7)$$

Sistemdeki enerji talebi tanımlanan alt sınırın üstüne çıktığında yeni termik ve hidroelektrik santraller devreye alınmayacak yerine PDHES'ler devreye alınacaktır.

$$E_{\text{talep}}(t) \geq PDHES_{\text{ü}}^{\text{alt}} \text{ için;} \quad (5.8)$$

$$E''_{\text{talep}}(t) = E_{\text{talep}}(t) - PDHES_{\text{ü}}(t) \quad (5.9)$$

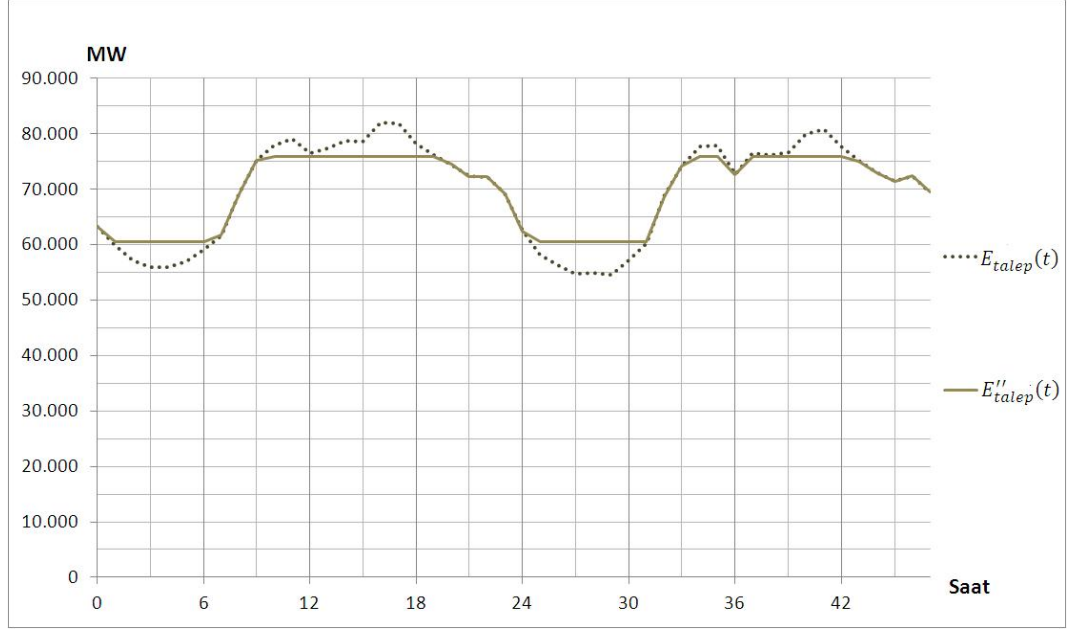
Sistemin enerji talebi tanımlı PDHES işletme alt sınırları arasında olduğu zamanlarda işe tersiyer frekans kontrolüne katılabilecek yedek olarak sistemde hazırda bekletilecektir.

$$PDHES_{\text{ü}}^{\text{alt}} \geq E_{\text{talep}}(t) \geq PDHES_d^{\text{alt}} \text{ için;} \quad (5.10)$$

$$E''_{\text{talep}}(t) = E_{\text{talep}}(t) \quad (5.11)$$

Bu üç işletme durumu birleştirilerek PDHES çalışma planına bağlı olarak $E''_{\text{talep}}(t)$ yeni bir elektrik talep eğrisi oluşmuştur. Elektrik üretim tesisleri $E_{\text{talep}}(t)$ güç-zaman serisine göre değişkenliği daha az olan bir talep eğrisini karşılamak zorunda kalacaktır.

$$E''_{\text{talep}}(t) = HES_{\text{ü}}(t) + Termik_{\text{ü}}(t) + RES_{\text{ü}}(t) \quad (5.12)$$



Şekil 5. 2 PDHES çalışma planına bağlı yeni talep eğrisi $E''_{talep}(t)$

5.3.2 Rüzgar Enerjisinin Sisteme İlave Edilmesi

Elektrik sisteminin zamana bağlı değişken $E_{talep}(t)$ fonksiyonu sistemdeki çıkış güçleri teknik ve ekonomik sınırlar içinde kontrol edilebilir enerji üretim tesisleri ile dengelenir. Elektrik sistemine rüzgâr santralleri ilave edildikçe kontrol edilemeyen yeni bir değişken olan $RES_{\tilde{u}}(t)$ fonksiyonu ortaya çıkmaktadır. Sisteme rüzgâr santralleri ilavesinden sonra dengelenmesi gereken $RES_{\tilde{u}}(t)$ fonksiyonu çıkarılmış yeni talep fonksiyonu $E'_{talep}(t)$ haline dönüşmüştür.

$$E'_{talep}(t) = E_{talep}(t) - RES_{\tilde{u}}(t) \quad (5.13)$$

5.3.3 Termik ve Hidroelektrik Üretim Modeli

PDHES'lerin sisteme ilave edilmesi ile daha düzenli bir hal alan yeni sistem talep eğrisi $E''_{talep}(t)$ 'den değişken rüzgâr elektrik üretimi $RES_{\tilde{u}}(t)$ güz-zaman serisini çıkarıldığı zaman termik ve hidroelektrik santrallerin işletme planlarını verecek olan güç-zaman serilerine ulaşabiliriz.

$$E''_{talep}(t) - RES_{\tilde{u}}(t) = Termik_{\tilde{u}}(t) + HES_{\tilde{u}}(t) \quad (5.14)$$

$$E'''_{talep}(t) = Termik_{\tilde{u}}(t) + HES_{\tilde{u}}(t) \quad (5.15)$$

5.3.3.1 Hidroelektrik Üretim Modeli

Hidroelektrik santraller nehir tipi ve depolamalı santraller olarak ikiye ayrılırlar. Depolamalı hidroelektrik santraller yani barajlar kuruldukları havzada gelen suyu depolarlar ve ihtiyaç olduğu zaman devreye girerler elektrik üretirler. Nehir tipi santrallerde ise depolama olmaksızın gelen suya göre mevsimsel olarak değişken bir üretim yaparlar.

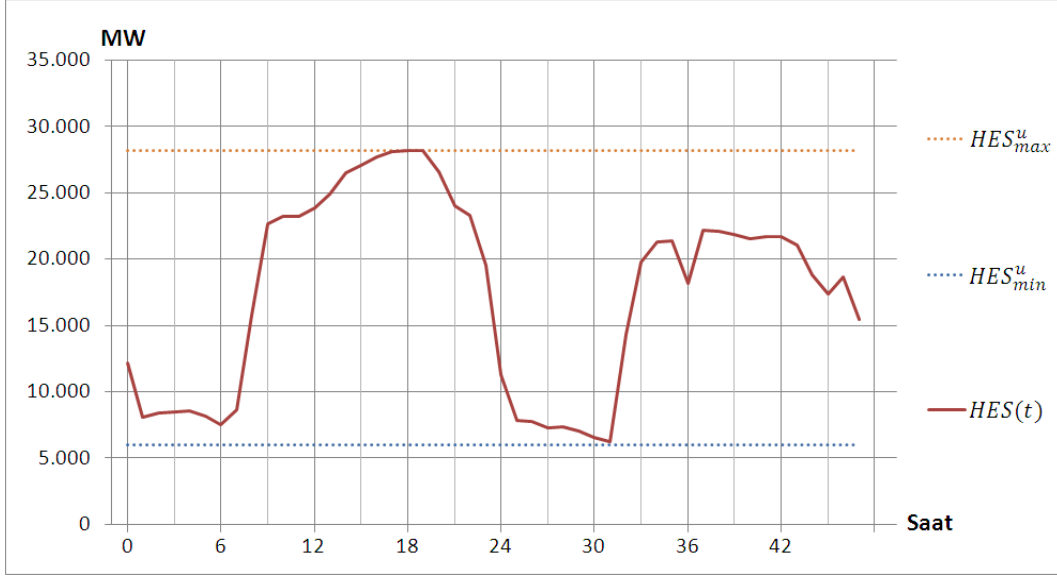
Elektrik sisteminde kurulu bulunan bütün hidroelektrik santralleri hiçbir zaman tam kapasite olarak çalıştıramayız veya hepsini kapatamayız. Tam kapasite olarak çalıştıramamızın sebepleri, rezervuar su seviyeleri, nehir tipi santrallerin proje debilerine yalnızca bahar aylarında ulaşabilmeleri, ünitelerdeki bakım ve arızalardır. Bu sebeplerden dolayı ulaşılacak maksimum hidroelektrik çıkış gücü tanımlanmıştır ve HES_{max}^u ile ifade edilmiştir.

Elektrik şebekesi iletmeciliğinde primer ve sekonder frekans kontrolüne katılması amacıyla sistemde her zaman işletmede hidroelektrik santraller bulundurulur. Üretim planlamasında seçilen bu hidroelektrik santraller baz santral olarak çalıştırılır. Nehir tipi santraller ise çalıştığından ve kurulu güçleri çoğunlukla 100 MW'ın altında olduğundan primer ve sekonder frekans kontrolüne katılmadan gelen suya göre talepten bağımsız olarak her zaman üretim yaparlar. Bu sebeplerden dolayı minimum hidroelektrik çıkış gücü tanımlanmıştır ve HES_{min}^u ile tanımlanmıştır.

Elektrik sistemi modelinde her bir t zaman dilimindeki hidroelektrik güç olan $HES(t)$ tanımlı alt ve üst çıkış gücü değerleri arasında olacaktır.

$$HES_{max}^u \geq HES(t) \geq HES_{min}^u \quad (5.16)$$

Hidroelektrik üretim yağış rejimine bağlı olarak aylara göre, ıslak ve kurak yağış dönemlerine bağlı olarak yıllara göre büyük değişiklikler gösterebilmektedir. Bu sebepten dolayı hidroelektrik üretim senaryolarında kullanılacak üretim değerleri kurak sezonlar için proje güvenilir enerji üretimleri ve normal yağışlı sezonlar için proje ortalama üretimleri kullanılmak üzere yıllara göre iki ayrı maksimum ve minimum çıkış gücü belirlenmiş ve sezonlar 'u' indeksi ile tanımlanmıştır. Normal yağışlı sezon için 'u' indeksi '1' kurak sezon için indeks '2' olarak tanımlanmıştır.



Şekil 5. 3 Örnek bir hidroelektrik çalışma planı

Hidroelektrik santrallerin normal yağışlı sezonda yıl içinde yapabileceği toplam üretim HES_{top}^u , DSİ ve EİE tarafından belirlenen hidroelektrik üretim potansiyelleri olarak tanımlanmıştır.

Kurak sezonda yapılabilecek üretim ise TEİAŞ tarafından yayımlanan geçmiş yıllara ait hidroelektrik enerji üretimlerindeki en düşük kapasite faktörü alınmıştır.

$$\sum_{t=1}^{t=T} HES(t) = HES_{top}^u \quad (5.17)$$

Kurulan model ile bir yıllık enerji üretim simülasyonu sonucunda bulunan toplam hidroelektrik enerji üretimi HES_{top}^u , üretim potansiyeli olan HES_p^u değerinin üzerine çıkmayacaktır.

$$HES_{top}^u \leq HES_p^u \quad (5.18)$$

5.3.3.2 Termik Üretim Modeli

Kömür yakıtlı santraller ile doğal yakıtlı santraller olmak üzeri termik santraller ikiye ayrılmıştır. İdeal şartlarda termik santraller temel yük (baz yük) santralleri olarak sisteme yerleştirilmiş ve ideal şartlarda nominal güçte ($Termik_{nom}^{in}$) çalışmaktadırlar.

$$Termik_{\bar{u}}(t) = Kömür_{\bar{u}}(t) + D.Gaz_{\bar{u}}(t) \quad (5.19)$$

$$Termik_{\bar{u}}(t) = Termik_{nom}^{in} \quad (5.20)$$

Sistemin, enerji talebinin az olduğu saatlerde PDHES'lerin depolama modunda çalışması ve hidroelektrik santrallerin sistem dışı olmasına rağmen elektrik sisteminin üretim-tüketim dengesi sağlanabilmesi için termik santraller teknik ve ekonomik sınırları içinde yük atmaları gerekebilir.

Termik santraller yük atma durumları için iki alt yük atma sınırı belirlenmiştir. Birinci durumda daha hızlı yük atabilen ve ithal yakıtla çalışan doğal gaz santrallerinin yük attığı, kömür santrallerinin nominal çıkış güçlerinde çalışmaya devam ettiği durum.

$$Termik_{\ddot{u}}^{alt1}(t) = +Kömür_{nom}^{in} + \delta_{alt} \cdot D \cdot Gaz_{nom}^{in} \quad (5.21)$$

$$Termik_{nom}^{in}(t) \geq Termik_{\ddot{u}}(t) \geq Termik_{\ddot{u}}^{alt1} \quad (5.22)$$

İkinci durumda doğal santrallerinden atılan yükün yetersiz gelmesi durumunda kömür santrallerinin de yük atmaya başlamasıdır.

$$Termik_{\ddot{u}}^{alt2}(t) = \delta_{alt} \cdot Termik_{nom}^{in}(t) \quad (5.23)$$

$$Termik_{nom}^{in} \geq Termik_{\ddot{u}}(t) \geq Termik_{\ddot{u}}^{alt2} \quad (5.24)$$

5.3.4 Nükleer Santrallerin Sisteme İlave Edilmesi

Rusya ile yapılan ikili anlaşmalar toplam 4.800 MW Kurulu gücünde iki adet nükleer enerji santrallerinin inşaatını öngörmektedir. Yapılan elektrik sistem modelinde kurulacak nükleer santrallerin baz yük santralini olarak sabit güçte çalıştığı kabul edilmiştir.

$$Nükleer_{\ddot{u}}(t) = Nükleer_{nom}^{in} \quad (5.25)$$

Nükleer santrallerin sabit çıkış gücü hesaplanırken bakım ve zorunlu duruş durumları düşünülerek alınarak emre amade olma olasılıkları göz önüne alınmıştır.

$$Nükleer_{nom}^{in} = EA_{nükleer} \cdot Nükleer_{K.G} \quad (5.26)$$

5.3.5 Diğer Termik Santraller

Asfaltit ve fuel-oil yakıtlı santraller, YEK kanununa göre ürettikleri elektriğe satın alma garantisi verile jeotermal ve biyogaz elektrik santralleri baz yük santrali olarak sabit çıkış güçlerinde çalıştıkları kabul edilmiştir.

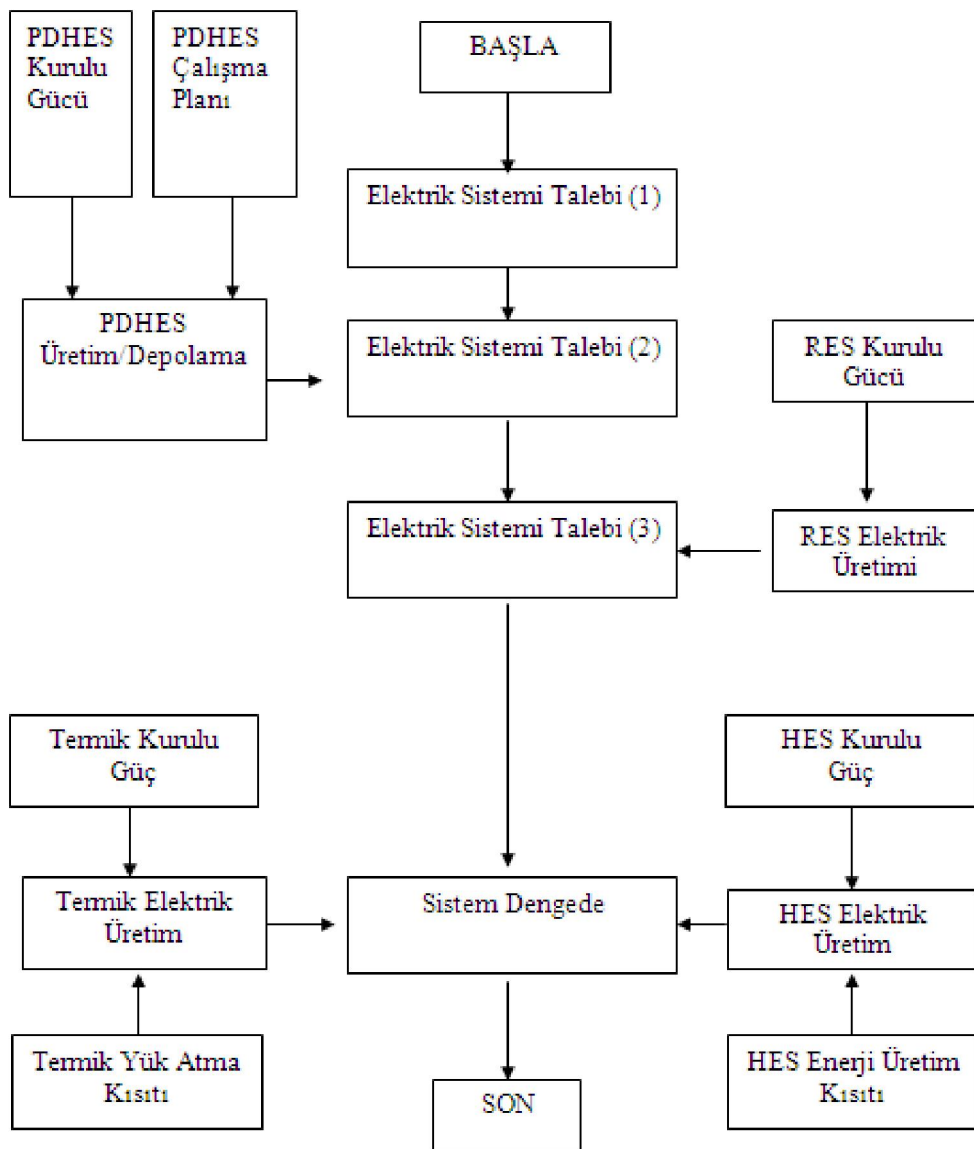
$$Termik_{\ddot{u}}(t) = Termik_{nom}^{in} \quad (5.27)$$

Bu santrallerin çıkış gücü hesaplanırken bakım, arıza ve zorunlu duruş durumları düşünülerek alınarak emre amade olma olasılıkları göz önüne alınmıştır.

$$Termik\ 2_{nom}^{in} = EA_{termik2} \cdot Termik2_{K.G} \quad (5.28)$$

5.4 Elektrik Sistem Modeli Algoritması

Her bir t anı için elektrik üretim ve tüketimi arasındaki dengenin sağlandığı elektrik sistem modeli algoritması Şekil 5,4’de verilmiştir.



Şekil 5. 4 Elektrik sistem modeli algoritması

ELEKTRİK SİSTEMİ SİMÜLASYONU SENARYOLARI

Elektrik sistemini temsil eden bir model oluşturulmuştur. Bu modelde amaç şebekenin enerji ihtiyacının bütün kurulacak enerji santrallerine tanımlı teknik ve ekonomik sınırlar içinde işleterek sisteme entegre edilecek rüzgar enerji santrallerinin kurulu güçlerini belirlemektir.

Elektrik sistem simülasyonunda referans yıl olarak 2023 yılı seçilmiştir. Referans yılı için elektrik sisteminin enerji ve güç talepleri belirlenmiştir. Elektrik sisteminin güç ve enerji talebini karşılamak için kurulması gereken enerji üretim tesislerinin güçleri belirlenmiş ve işletme senaryoları oluşturulmuştur. Ulaşılması hedeflenen rüzgâr kurulu güçleri için işletmedeki rüzgâr santrallerinin elektrik üretimlerindeki değişkenlikler referans alınarak olası RES elektrik üretim senaryoları oluşturulmuştur.

6.1 Talep Senaryolarının Oluşturulması

Ülkelerin elektriksel güç talebi günlük, aylık ve yıllık dönemlerde önemli değişimler göstermektedir. Elektrik sisteminin simülasyonu yapılırken talepteki değişiklikler göz önüne alınarak TEİAŞ tan alınan 2010 yılı saatlik elektrik talep eğrileri, enerji talebindeki artış projeksiyonları göz önüne alınarak 2023 yılı için yük zaman serileri oluşturulmuştur.

Elektrik sisteminin simülasyonu yapılırken talep artışıdaki değişimler göz önüne alınarak yüksek talep ve düşük talep durumları göz önüne alınarak iki adet talep senaryosu üretilmiştir. Yapılacak olan simülasyon çalışmasında çalışmada bu iki talep

senaryosu için her bir zaman diliminde üretim-tüketim arasındaki dengenin korunması amaçlanmıştır.

Oluşturulacak talep eğrileri $E_{talep}(t)$ fonksiyonu ile tanımlanmıştır.

6.1.1 Talep Tahmini

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi+dış alım–dış satım) 2010 yılında %8.4 artarak 210,4 Milyar kWh, 2011 yılında ise %9,4 artış ile 230.3 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye net tüketimi (iç tüketim, şebeke kaybı ve kaçaklar hariç) 2010 yılında 172 Milyar kWh, 2011 yılında ise 186 Milyar kWh olmuştur. Türkiye enterkonnekte sistemi yıllar itibariyle ani puant talebi ve enerji gelişimi Tablo 6.1’de verilmektedir. 2010 yılında puant talep 33.392 MW, Minimum Yük 13.513 MW olarak gerçekleşmiştir. Minimum yükün maksimum yüke oranı %40,5 olmuştur. 2011 yılında ise puant talep 36.122 MW, Minimum Yük 14.822 MW olarak gerçekleşmiştir. 2011 yılında ise minimum yükün maksimum yüke oranı %41 olmuştur.

Çizelge 6. 1 2002-2011 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji talebi

Yıl	Puant Güç Talebi (MW)	Artış (%)	Enerji Talebi (GWh)	Artış (%)
2002	21.006	7,1	132.553	4,5
2003	21.729	3,4	141.153	6,5
2004	23.485	8,1	150.018	6,3
2005	25.174	7,2	160.794	7,2
2006	27.594	9,6	174.637	8,6
2007	29.249	6,0	190.000	8,8
2008	30.517	4,3	198.085	4,3
2009	29.870	-2,1	194.079	-2,0
2010	33.392	11,8	210.434	8,4
2011	36.122	8,2	230.206	9,4

2012 – 2021 dönemini kapsayan Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasında ETKB tarafından, makro ekonomik hedeflere uygun olarak yapılan model çalışması sonucunda elde edilen Yüksek ve Düşük Talep tahmin serileri kullanılmıştır. Talep

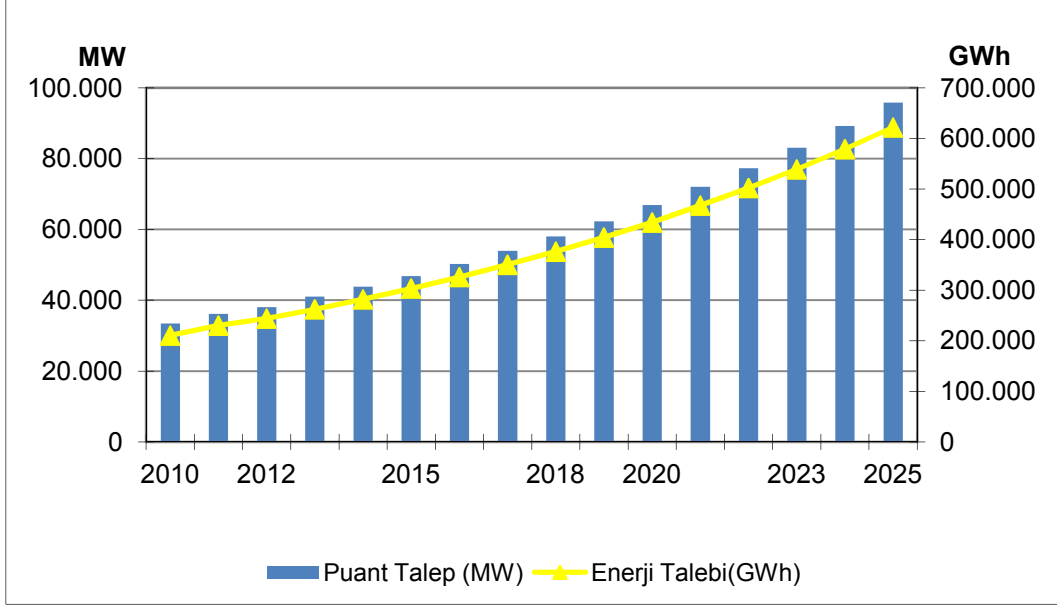
serileri belirlenirken; 2012 yılında her iki talep serisi için de bu yıl içinde programlanan tüketim tahminleri alınmış, sonraki yıllarda ise elektrik talebindeki artış oranı yüksek talep serisinde ortalama %7,4 düşük talep serisinde ise %6,4 olarak alınmıştır. Elektrik sistem simülasyonunda kullanılacak $E_{talep}(t)$ yük talep eğrisinin karakteristiğinin 2010 referans yılına göre değişmeyeceği kabulü ile yük serileri elde edilmiştir.

Talep tahmin serileri olan Yüksek Talep ve Düşük Talep artış senaryoları yıllara göre sırasıyla Çizelge 6.2, Şekil 6.1 ve Çizelge 6.3, Şekil 6.2’de verilmektedir. Talep tahminleri Türkiye elektrik sistemi için geçerli olup, brüt taleptir. İletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar ve kaçak ile santrallerin iç ihtiyaçları dâhildir.

2010 yılı referans alınarak yük eğrisi karakteristiğinin değişmeyeceği kabulü ile saatlik yük serileri elde edilmiştir. Referans 2010 yılına göre yüksek talep artışında puant talepteki artış %248, olarak gerçekleşmiştir. Karşılması gereken puant güç talebi 83.032 MW’dır. Elektrik enerjisi üretim tesislerinin karşılaması gereken toplam enerji talebi 538.973 GWh’dır.

Çizelge 6. 2 2012-2023 yılları arası yüksek artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebi

Yıl	Puant Talep		Enerji Talebi	
	MW	Artış(%)	GWh	Artış(%)
2012	38.000	5,2	244.026	6,0
2013	41.000	7,9	262.010	7,4
2014	43.800	6,8	281.850	7,6
2015	46.800	6,8	303.140	7,6
2016	50.210	7,3	325.920	7,5
2017	53.965	7,5	350.300	7,5
2018	57.980	7,4	376.350	7,4
2019	62.265	7,4	404.160	7,4
2020	66.845	7,4	433.900	7,4
2021	71.985	7,7	467.260	7,7
2022	77.311	7,4	501.837	7,4
2023	83.032	7,4	538.973	7,4

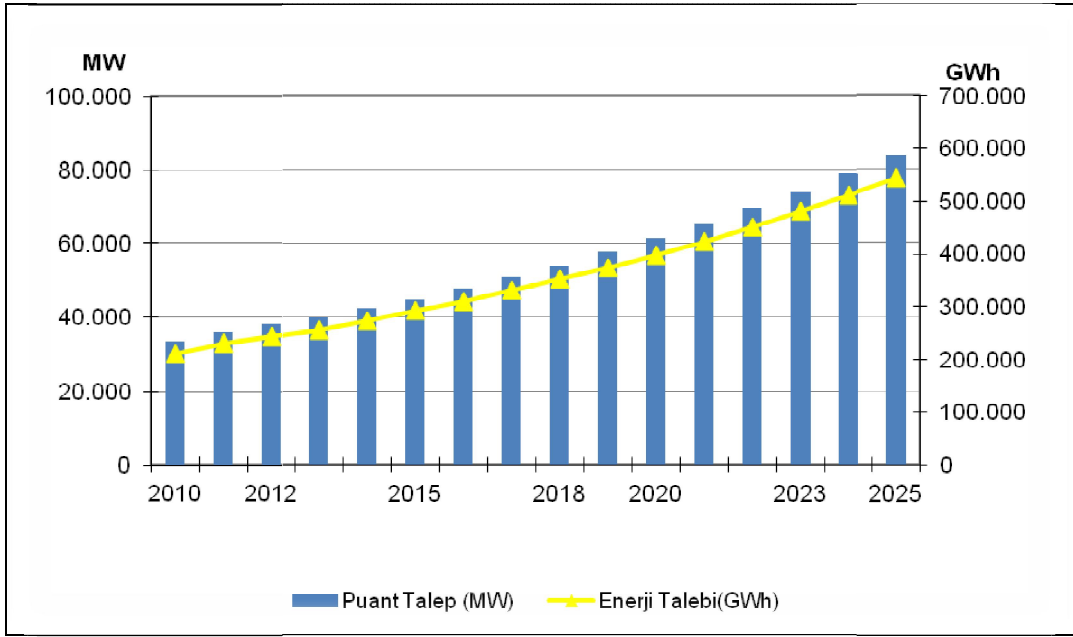


Şekil 6. 1 2010-2023 yılları arası yüksek artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebindeki artış

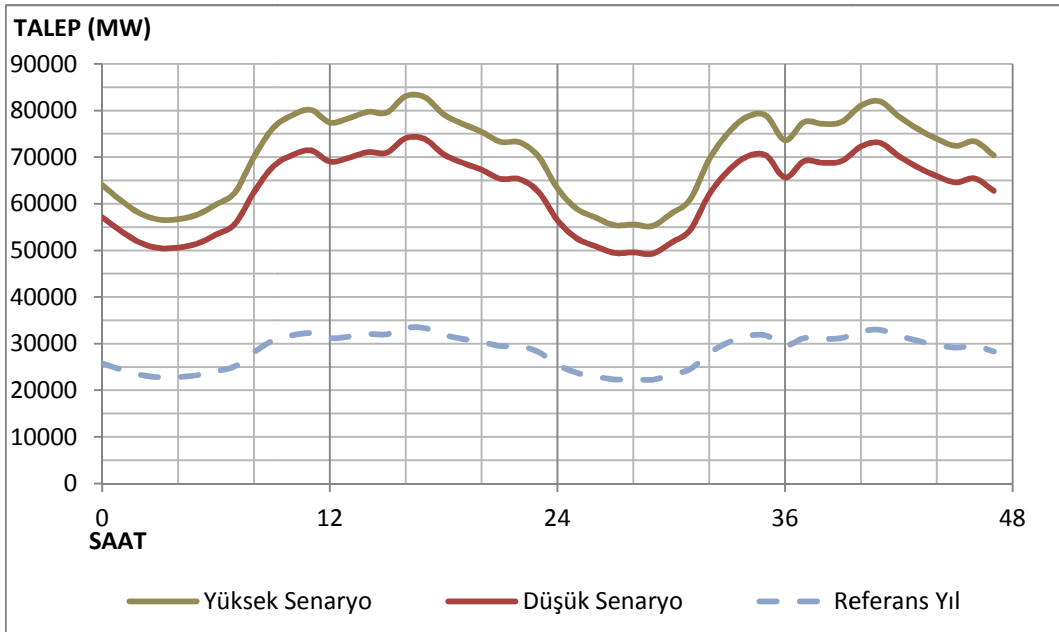
Referans 2010 yılına göre düşük talep artışında puant talepteki artış %222, olarak gerçekleşmiştir. Karşıllanması gereken puant güç talebi 74.084 MW dır. Elektrik enerjisi üretim tesislerinin karşılaması gereken toplam enerji talebi 480.892 GWh'dir.

Çizelge 6. 3 2012-2023 yılları arası düşük artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebi

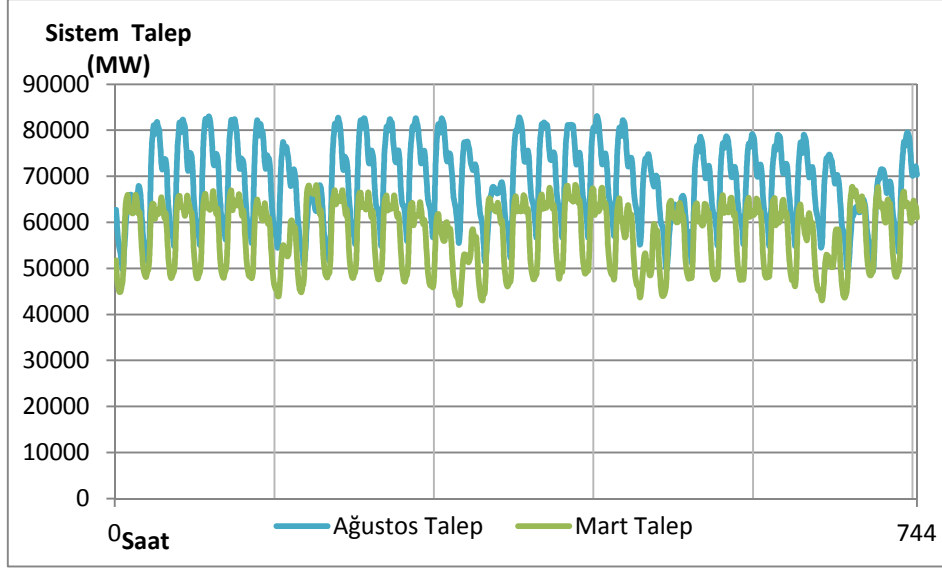
Yıl	Puant Talep		Enerji Talebi	
	MW	Artış(%)	GWh	Artış(%)
2012	38.000	5,2	244.026	6,0
2013	40.130	5,6	257.060	5,3
2014	42.360	5,6	273.900	6,6
2015	44.955	6,1	291.790	6,5
2016	47.870	6,5	310.730	6,5
2017	50.965	6,5	330.800	6,5
2018	54.230	6,4	352.010	6,4
2019	57.685	6,4	374.430	6,4
2020	61.340	6,3	398.160	6,3
2021	65.440	6,7	424.780	6,7
2022	69.628	6,4	451.966	6,4
2023	74.084	6,4	480.892	6,4



Şekil 6. 2 2010-2023 Yılları arası düşük artış senaryosuna göre puant güç ve enerji talebindeki artış



Şekil 6. 3 Yüksek ve düşük talep senaryoları için 2023 iki günlük güç zaman serisi



Şekil 6. 4 Maksimum ve minimum enerji talebinin gerçekleştiği ağustos ve mart ayları

6.2 Rüzgâr Elektrik Üretim Senaryoları

20.000 MW ile 40.000 MW rüzgâr elektrik santrali kurulu güç aralığı için, rüzgâr elektrik üretiminde oluşabilecek olası dalgalanmalar belirlenecektir. Saatlik elektrik üretimindeki olası değişkenlikler mevcut işletmedeki 34 adet 1.355 MW Kurulu gücündeki RES'in elektrik üretim istatistiklerinden faydalanılarak oluşturulacaktır. Simülasyon çalışmasında kullanılacak olası rüzgâr elektrik üretim senaryoları aşağıda tanımlanmıştır.

Yapılan analizler sonucu coğrafi olarak RES üretim sahaları birbirinden uzaklaştıkça güç-zaman serileri farklılaşmaktadır. Kurulu gücümüzü 20.000 MW ve üzerine çıkartırken kurulacak olan santrallerin yerleri belirlenirken, ortalama rüzgâr hızı yüksek olan yerlere kurarken, Marmara ve Ege bölgelerine yoğunlaşmaktansa, bu bölgelere göre farklı bir rüzgâr karakteristiğine sahip Akdeniz bölgesindeki potansiyelden en azami ölçüde faydalanmak yerinde olacaktır.

2011 yılı başı itibariyle Marmara, Ege ve Akdeniz bölgesinde kurulu RES toplam kurulu güce göre oranları sırasıyla %34,%45,%21 olarak dağılmaktayken 2012 yılında bu dağılım %39, %43 ve %18 olarak gerçekleşmiştir. Lisanslı ve lisans başvurusu bulunan santraller devreye girdiği zaman bu dağılım %51, %34,%15 şeklinde gerçekleşecektir. Marmara bölgesindeki ve bu bölgeye en yakın rüzgâr karakteristiğine sahip Ege

bölgesinde kurulu bulunan RES'lerin elektrik üretimlerindeki değişkenlikler toplam değişkenliği belirleyici olacaktır.

Çizelge 6. 4 Rüzgâr hızı >7,5 m/s olan yerlere kurulabilecek RES potansiyeli

Bölge	Kurulu Güç (MW)	Lisanslı Güç (MW)	Potansiyel (>7,5 m/s) (MW)
Marmara	680,1	3183,7	15.971
Ege	764,4	4769	10.118
Akdeniz	306,5	1411,55	4.642
Toplam	1751	9319,55	30.731

Kurulu güç 20.000 MW a ulaşırken lisanslı santrallere ilave olacak yaklaşık 10.000 MW'lık ilave RES gücünün dağılımıyla ilgili üç senaryo türetilmiştir. Bu senaryolar türetilirken Marmara ve Ege bölgelerine göre daha farklı bir rüzgâr karakteristiğine sahip Akdeniz bölgesindeki rüzgâr potansiyeline sahip bölgelerden azami ölçüde faydalandığı kabul edilmiştir. Bölgelere göre rüzgâr hızları >7,5 m/s olan yerlere kurulabilecek tesislerin güçleri Çizelge 6.6,6,7,6.8'de verilmiştir.

Senaryo 1: Lisanslı santrallerle bölgeler arası dağılım oranı aynı kalacak şekilde artış olduğu kabul edilmiştir.

Çizelge 6. 5 Senaryo-1 ilave kurulacak RES'lerin bölgelere göre dağılımı

Bölge	İlave Kurulacak Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Potansiyel Kullanım Oranı	Kurulu Güç'e oranı
Marmara	5465	10234	%67	%52
Ege	3597	6736	%64	%34
Akdeniz	1618	3030	%65	%15
Toplam		20000		

Senaryo 2: Akdeniz Bölgesinde rüzgâr hızı 7,5 m/s büyük bütün sahaların kullanıldığı, Marmara ve Ege bölgelerinin eşit kurulu güce ulaştığı kabul edilmiştir.

Senaryo 3: Akdeniz Bölgesinde rüzgâr hızı 7,5 m/s büyük bütün sahaların kullanıldığı, Marmara ve Ege bölgelerinin potansiyel sahaları aynı oranda kullandığı kabul edilmiştir.

Çizelge 6. 6 Senaryo-2 ilave kurulacak RES'lerin bölgelere göre dağılımı

Bölge	İlave Kurulacak Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Potansiyel Kullanım Oranı	Kurulu Güç'e oranı
Marmara	2910	7679	%48	%38
Ege	4540	7679	%76	%38
Akdeniz	3230	4642	%100	%23
Toplam		20000		

Çizelge 6. 7 Senaryo-3 ilave kurulacak RES'lerin bölgelere göre dağılımı

Bölge	İlave Kurulacak Güç (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Potansiyel Kullanım Oranı	Kurulu Güç'e oranı
Marmara	4589	9358	%59	%46
Ege	2861	6000	%59	%31
Akdeniz	3230	4642	%100	%23
Toplam		20000		

6.2.1 Rüzgâr Güç Zaman Serileri

9.550 MW'a ilave olarak 10.000 MW'lık ilave tesis yerleri alt bölgelere, bu bölgelerin potansiyelleri ölçüsünde eşit olarak dağıtılmıştır. Her alt bölgenin karakteristiğini veren eğriler o alt bölgeye kurulacağı olan RES 'lerin kurulu güçleriyle ağırlıklandırılarak olası her 3 senaryo için rüzgâr güç- zaman serileri türetilmiştir.

Çizelge 6. 8 Dağılım senaryolarına göre güç zaman serilerinin karakteristik değerleri

	Maksimum Değişim	Standart Sapma	Kapasite Faktörü < 0,1 Çalışma Saati (%)
1330 MW	0,19/-0,17	0,0280	%9,4
Senaryo 1	0,16/-0,15	0,0281	%9,2
Senaryo 2	0,15/-0,15	0,0274	%6,1
Senaryo 3	0,16/-0,15	0,0276	%6,4

Güç zaman serilerinin karakteristik değerleri aşağıdaki tabloda, en az değişkenliğe sahip seri ise eklerde lisanslı RES ve senaryo-2'nin olası güç-zaman serisi ile karşılaştırılmalı olarak verilmiştir.

Coğrafi dağılımda Akdeniz bölgesine kurulan santrallerin dalgalanmayı azaltıcı etkisini görmek için, Akdeniz bölgesine mevcut kurulu RES'lere ilave hiçbir santral kurulmadığı 20.000 MW kurulu göce yalnız Marmara ve Ege bölgesine RES'ler kurulduğu düşünülerek bir kötü dağılım senaryo türetilmiştir. Bu senaryoda maksimum saatlik dalgalanmaların kurulu güce oranı 0,22/-0,21 standart sapmasının kurula güce oranı ise 0,031 olarak gerçekleşmiştir.

Coğrafi dağılımda Akdeniz bölgesine kurulu RES'lerin oranı artıkça kapasite faktörünün 0,1 in altına indiği zamanın oranı azalmış ve rüzgâr enerjisinin güvenilirliği artmıştır.

6.2.2 Güç Zaman Serilerindeki Maksimum Dalgalanmalar

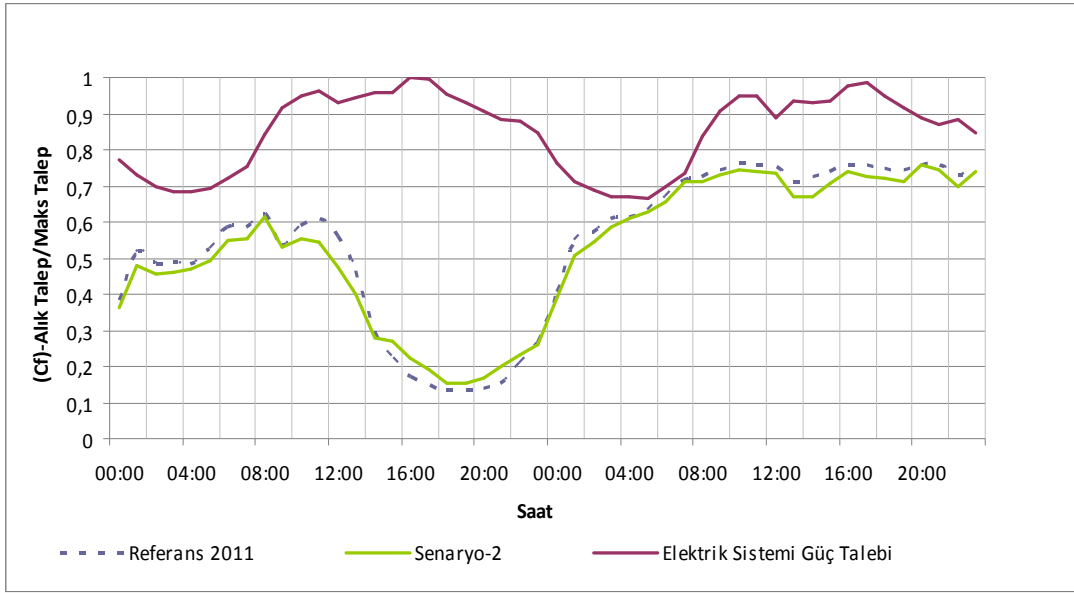
Referans alınan 2011 yılı rüzgâr güç-zaman serilerinde takip edip saatler arasında maksimum dalgalanma 232 MW, 2 saatlik maksimum dalgalanma 435 MW'dır. En büyük dalgalanma 11 saat içinde 750 MW olarak gerçekleşmiştir. 2011 yılı güç zaman serileri referans alınarak oluşturulan 3 coğrafi dağılım senaryosunda maksimum dalgalanmalar karşılaştırmalı olarak Şekil 6.5'de da gücün kurulu güce oranı şeklinde verilmiştir.

Çizelge 6. 9 Olası coğrafi dağılım senaryolarındaki maksimum dalgalanmalar

	1355 MW	1.Senaryo	2.Senaryo	3.Senaryo
Yük Alma (7saat)	0,48	0,43	0,36	0,39
Yük Atma (11 saat)	0,55	0,54	0,50	0,48
Yük Alma (1 saat)	0,19	0,16	0,15	0,16
Yük Atma (1 saat)	0,17	0,12	0,12	0,12

Şekil 6.5’de 2011 güç-zaman serileri referans alınarak elektrik sistemi üzerinde en fazla dengeleme problemi yaratacak rüzgâr güç-zaman serisi ile elektrik sistemi talebinin güç-zaman serisi ile beraber verilmiştir. İki serisinde aynı ölçekte karşılaştırılabilir olması için, rüzgâr güç-zaman serisi saatlik gücün kurulu güce oranı, elektrik sisteminin ise 48 zaman dilimi boyunca maksimum talebin anlık talebe oranı şeklinde verilmiştir.

Şekil 6.5 irdelenecek olursa 48 saatlik süre içinde, elektrik sisteminde en yüksek talebin olduğu anda rüzgâr santralleri en düşük üretimini yapmakta, talebin en az olduğu zaman aralığında rüzgâr santralleri en yüksek üretimlerini gerçekleştirmektedir. Elektrik sistemi enerji talebi ile rüzgâr santrallerinin üretimleri ters yönde bir değişkenlik gösterim elektrik sisteminde olası en zor arz talep dengeleme durumunu göstermektedir.



Şekil 6. 5 Elektrik sisteminde en fazla dengeleme problemi yaratacak rüzgâr güç-zaman serisi

6.3 Hidroelektrik Üretim Senaryoları

Simülasyonun yapıldığı dönemin ortalama yağışlı veya kurak bir dönem olma olasılığına göre ortalama hidrolik enerji üretim olanakları, maksimum ve minimum hidroelektrik çıkış güçleri arasında kalacak şekilde hidroelektrik santrallerin çalıştığı kabul edilecektir.

6.3.1 Hidroelektrik Enerji Üretiminin Belirlenmesi

2023 yılında hedeflenen 42.000 MW hidroelektrik kurulu gücüne karşılık gelen yıllık projelerin üretimi 140.000 GWh'dir. Bu proje üretimi 0,38 kapasite faktörüne karşılık gelmektedir. Bu üretim ortalama olası elektrik üretimi olup Çizelge 6.10'da Türkiye hidroelektrik kurulu gücünün 25 senelik gelişimi ve yıllar itibariyle kapasite faktörünün değişimi verilmiştir.

Çizelge 6. 10 Hidroelektrik enerji üretiminin yıllara göre değişimi

Yıl	Kurulu Güç (MW)	Elektrik Üretimi (GWh)	Kapasite Faktörü
1985	3.875	12.045	0,35
1986	3.878	11.873	0,35
1987	5.003	18.618	0,42
1988	6.218	28.950	0,53
1989	6.597	17.940	0,31
1990	6.764	23.148	0,39
1991	7.114	22.683	0,36
1992	8.379	26.568	0,36
1993	9.682	33.951	0,40
1994	9.865	30.586	0,35
1995	9.863	35.541	0,41
1996	9.935	40.475	0,47
1997	10.103	39.816	0,45
1998	10.315	42.235	0,47
1999	10.546	34.698	0,38
2000	11.194	30.912	0,32
2001	11.692	24.072	0,24
2002	12.260	33.732	0,31
2003	12.598	35.391	0,32
2004	12.664	46.141	0,42
2005	12.926	39.620	0,35
2006	13.130	44.371	0,39
2007	13.542	36.249	0,31
2008	14.222	34.279	0,28
2009	15.422	37.889	0,28
2010	17.246	55.380	0,37
2011	18.980	57.757	0,35

25 senelik süre boyunca en yüksek kapasite faktörü 1996 yılında 0,47 en düşük kapasite faktörü ise 2001 yılında 0,24 olarak gerçekleşmiştir. Ortalama kapasite kullanım oranı ise 0,37'dir.

Yapılacak olan simülasyonda normal yağışlı bir sezon kabulünde hidroelektrik santrallerin elektrik üretimi 140.000 GWh (0,38 kapasite faktörü) ile sınırlandırılmıştır. Kurak bir sezon için yapılacak simülasyonda hidroelektrik santrallerin 25 yıl boyunca görülmüş, en düşük kapasite faktörüyle çalıştığı kabul edilmiştir. 0,24 kapasite faktörüne karşılık gelen elektrik üretimi olan 88.000 GWh'dir ve kurak sezon hidroelektrik üretimi bu değerle sınırlandırılmıştır.

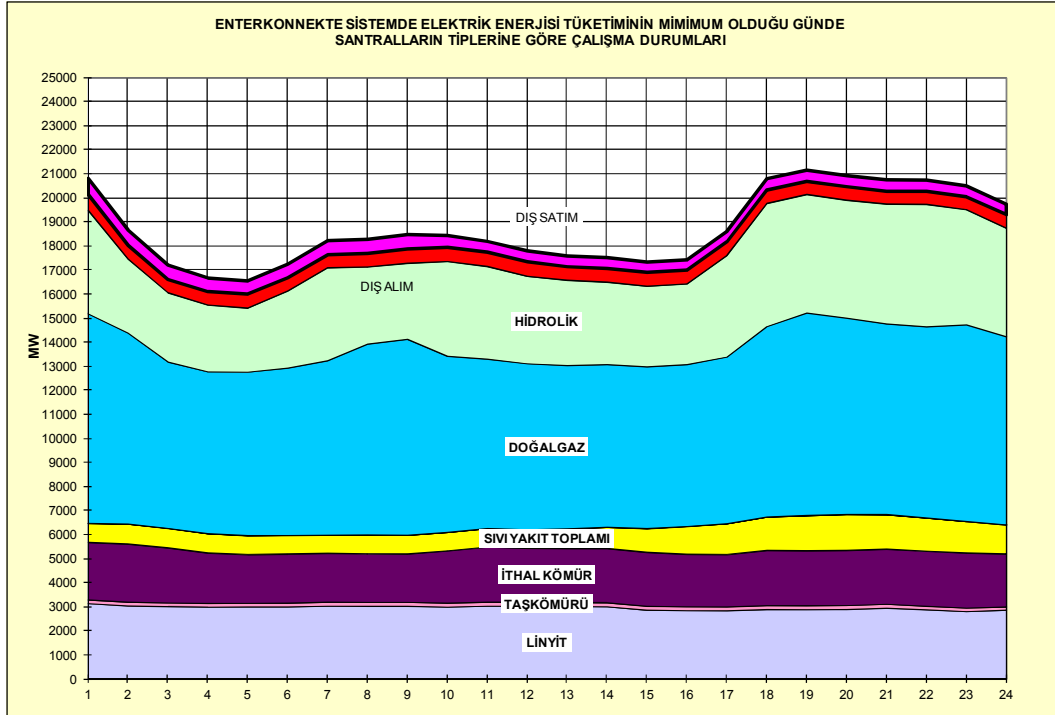
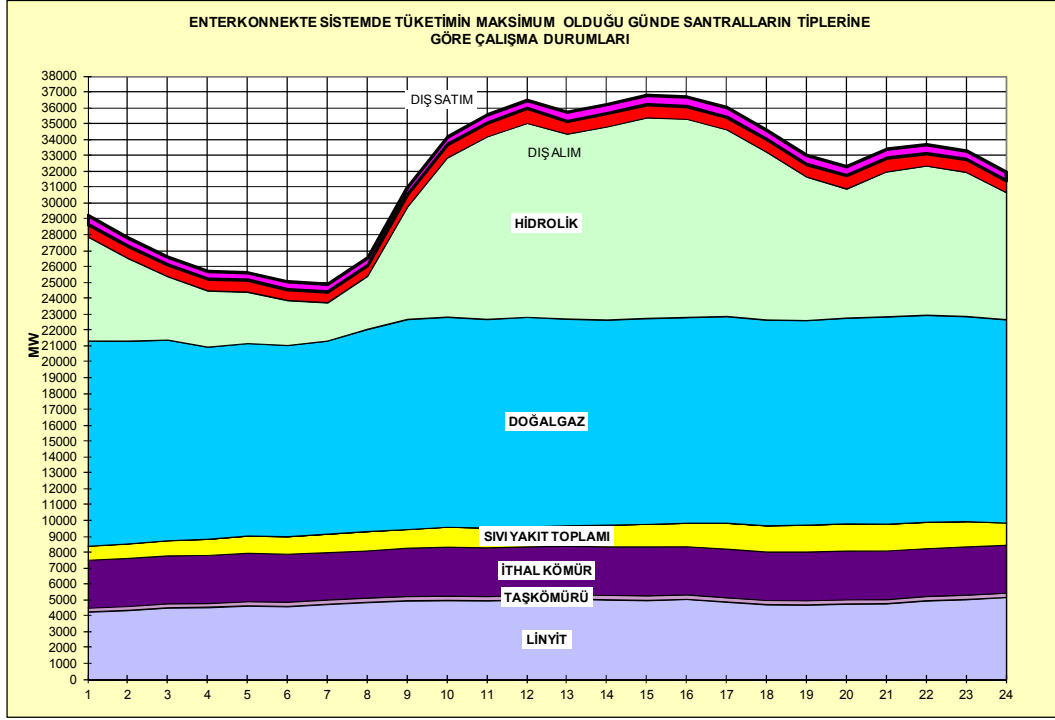
6.3.2 Hidroelektrik Güç Aralığının Belirlenmesi

Hidroelektrik santrallerin, rezervuar su seviyeleri, bulundukları akarsuyun akış rejimine, ünitelerdeki bakım ve arızalar sebebiyle her zaman tam kapasite ile emre amade değildirler. Türkiye için hidroelektrik santrallerin emre âmâda oranları 0,65 ile 0,80 arasında değişmektedir. Başka bir ifadeyle toplam kurulu hidroelektrik santrallerden anlık olarak alınabilir maksimum güç, toplam kurulu gücün %65 ile %80 i arasında değişmektedir.

Çizelge 6. 11 Sistem simülasyonunda kullanılacak hidroelektrik santrallere ait kabuller

	Normal Sezon	Kurak Sezon
Maksimum kapasite faktörü	0,75	0,60
Minimum kapasite Faktörü	0,15	0,10
Yıllık ortalama üretim (GWh)	140.000	88.000
Yıllık ortalama kapasite faktörü	0,38	0,24

Şekil 6.6'da görüldüğü gibi 28 Temmuz 2011 tarihinde elektrik sisteminin en faz güç ihtiyacı olduğu anda hidroelektrik enerji üretimi 18.000 MW Kurulu güce karşılık maksimum hidroelektrik güç üretimi 13.000 MW da kalmıştır.



Elektrik talebinin en az zamanlarda ise toplam hidroelektrik enerji üretimi 3.000 MW'ın altına düşmemiştir. Bunun sebebi nehir tipi hidroelektrik santrallerin gelen suya göre

talepten bağımsız olarak çalışması ve sistemde her zaman primer ve sekonder frekans kontrolü için bazı hidroelektrik santrallerin devrede bulundurulmasıdır.

2011 yılı içinde kurulu hidroelektrik santraller, yıl içinde 0,15 ile 0,75 kapasite faktörleri arasında üretim yapmışlardır. Ortalama kapasite faktörü ise 0,35 olarak gerçekleşmiştir.

6.4 Termik Üretim Senaryoları

Simülasyonu yapılan $E_{talep}(t)$ elektrik talep senaryoları içinde amaç termik santralleri (linyit, ithal kömür ve doğalgaz çevrim) mümkün olduğunca maksimum verime karşılık gelen nominal güçlerinde çalıştırmak olacaktır. Yapılacak simülasyonda termik santrallerin minimum çıkış gücü nominal güçlerinin %65 olarak tanımlanmıştır.

$$\delta_{alt} = 0,65$$

Sadece doğalgaz yakıtlı termik santrallerin veya bütün termik santrallerin alt yük sınırında çalışmasına göre iki termik alt yük sınırı $Termik_{\tilde{u}}^{alt1}$ ve $Termik_{\tilde{u}}^{alt2}$ tanımlanmıştır.

Talebin düşük olduğu saatlerde ilk olarak en pahalı ithal kaynağı yakıt olarak kullanan doğalgaz çevrim santralleri yük atmıştır. Doğalgaz santrallerinin ısı tüketimi 1.326 kcal/kWh olarak kabul edilmiştir. Termik üretim tesislerindeki bakım, arıza ve zorunlu devre dışı olma süreleri göz önünde bulundurularak kömür yakıtlı olanların yılda 6.500 saat, doğal gaz yakıtlı santraller ve nükleer santrallerin ise yılda 7.000 saat çalışacakları kabul edilmiştir.

Termik ve nükleer santrallerin bakım ve arıza nedeniyle zorunlu devre dışı olma olasılığı %10 olarak kabul edilmiştir.

Simülasyonu yapılan zaman dilimi boyunca talep ve rüzgar elektrik üretimindeki değişikliklere bağlı olarak hiçbir termik santral sistem harici olmayacak veya yük karşılayamama durumu ortaya çıkıp yeni termik santral simülasyon boyunca devreye alınmayacaktır. Sonuç olarak bu çalışma rüzgâr senaryolarına bağlı olarak aylık termik işletme planını ve rüzgâr enerjisi faydalanma oranına bağlı olarak 2019 yılından sonra sisteme ilave edilmesi gereken termik santrallerin kurulu güçlerini verecektir.

ETKB'nın enerji politikası olarak belirlediği, elektrik üretiminde kullanılacak ithal kömür kısıdı dikkate alınmış ve ithal kömür tüketiminin planlama periyodu boyunca, mevcut santral dâhil en fazla 15 Milyon ton/yıl (6.000 MW) ile sınırlı olacağı kabul edilmiştir.

2019 yılı sonu itibariyle lisans almış veya planlanan doğalgaz çevrim santrallerinin sisteme ilavesiyle yakıt olarak doğalgaz kullanan termik santrallerin kurulu gücü 21.000 MW'a ulaşacaktır. Yapılacak olan simülasyon sonucunda sisteme bağlanacak RES santrallerine oranına bağlı olarak 2019 yılından sonra sisteme ilave edilmesi gereken doğal yakıtlı termik santrallerin kurulu güçleri belirlenecektir.

Enerji politikalarından biri olan doğal gaz kısıdı dikkate alınarak, elektrik üretiminde kullanılacak doğal gaz miktarı planlama periyodu boyunca, mevcut doğalgaz santrallerinin tüketimi dâhil olmak üzere kontrat miktarından sanayi, konut için kullanılacak doğal gaz miktarı çıkarıldıktan sonra elektrik enerjisi üretiminde kullanılacak doğal gaz tüketiminin en fazla 30 Milyar m³/yıl ile sınırlı olacağı kabul edilmiştir. Sınırlandırılmış doğalgaz tüketimi 7.000 saat ortalama çalışma limiti göz önüne alındığında yaklaşık 26.000 MW kurulu güce veya 180 GWh elektrik üretimine karşılık gelmektedir.

6.5 Elektrik Sistem Simülasyonunda Kullanılan Diğer Kabuller

Dış elektrik alımı 2.500 MW' la sınırlandırılmıştır. Nükleer santrallerin kurulu gücü 4.800 MW ve yılda 7.000 saat çalışacakları kabul edilmiştir. Jeotermal santrallerin kurulu gücü 600 MW ve yılda 7.000 saat çalışacakları kabul edilmiştir

Jeotermal ve Nükleer santraller yük atmadan nominal çıkış güçlerinde çalışmaya devam etmişlerdir. Termik ve nükleer santrallerin bakım ve arıza nedeniyle zorunlu devre dışı olma olasılığı %10 olarak kabul edildiğinden toplam anlık termik çıkış gücü toplam termik kurulu gücün %90'nını geçemeyecektir.

Nehir tipi HES'ler gelen akımlara göre simülasyon süresi boyunca çalışmaya devam etmiştir. Arz – Talep veya Üretim – Tüketim Enerji –Güç Dengesi ve yedekleri hesaplanırken hidrolik santrallerin ortalama yağışlı hidrolojik koşullardaki ortalama veya proje üretimleri ve kurak hidrolojik koşullardaki güvenilir üretimleri dikkate alınmıştır.

Rüzgâr santrallerinin proje üretimleri güvenilir üretimlerine eşit alınmıştır. Yapılan analiz sonucunda güvenilir güçleri ise kurulu güçlerinin %5'ini geçmemektedir.

Güç yedeği için alt ve üst sınır sırasıyla %4 ile %40 alınmıştır.

ELEKTRİK SİSTEMİ SİMÜLASYONU

Elektrik sistemi için oluşturulan matematiksel model kullanılarak dengeleme probleminin en fazla olduğu maksimum rüzgar değişkenliği olduğu zaman serisi ile puant talebin görüldüğü zaman serisi üst üste bindirilerek PDHES kurulu güçlerinin belirlendiği bir elektrik sistemi simülasyonu ile bir yıllık 8.760 saatlik bir sistem simülasyonu yapılacaktır.

Bir yıllık simülasyonda belirlenen güçteki PDHES'ler sisteme ilave edilerek enerji üretim santrallerinin tiplerine kapasite faktörleri belirlenecektir. Bu simülasyon neticesinde RES kaynaklı değişken üretimin her bir zaman diliminde elektrik sisteminin dengesini bozmadan tam manasıyla bir entegrasyonun gerçekleşip gerçekleşmediği ortaya çıkacaktır.

7.1 PDHES Kurulu Gücünün Belirlenmesi

Elektrik talebindeki düşük artış senaryosu ve yüksek artış senaryoları göz önüne alınarak 2023 yılı elektrik talebinin en yüksek olduğu ve rüzgâr enerjisi elektrik üretimindeki değişkenliğin en fazla olduğu 48 saatlik dilim boyunca elektrik sistemi modeli çalıştırılmıştır. PDHES kurulu gücünün belirlenmesinde kullanılacak olan bu senaryo elektrik sistemindeki en zor dengeleme anını temsil etmektedir.

Tanımlı kısıtlar altında yapılan 48 saatlik bu simülasyon çalışmasında bulunan PDHES kurulu gücü bütün yıl boyunca yapılacak simülasyon çalışmasında her bir t anın için elektrik sistemini dengede tutacak PDHES kurulu gücünü verecektir.

TEİAŞ elektrik enerjisi üretim kapasite projeksiyonu, DPT arz güvenliği strateji planı ve EPDK lisanslarından derlenerek oluşturulan 2023 yılında kurulu olması muhtemel elektrik üretim tesislerinin çeşitlerine göre güçleri Çizelge 7.1 verilmiştir. Bu tesis kurulu güçleri elektrik sistemi simülasyonunda referans alınmıştır. Yapılacak simülasyon çalışması sonucunda RES kurulu gücüne ve elektrik sistemi talebine göre arz güvenliği için bu santralleri ilave edilmesi gerekli üretim tesislerinin güçleri tiplerine göre belirlenecektir.

Simülasyonda RES kurulu gücü 2012 yılı üretim lisansı almış güç olan 10.000 MW' dan başlayarak 30.000 MW a kadar artırılarak artırılacak buna bağlı olarak sisteme ilave edilmesi gereken diğer enerji üretim tesislerinin güçleri belirlenecektir.

Çizelge 7. 1 2023 yılında kurulu olması beklenen elektrik üretim tesislerinin güçleri

Hidroelektrik Santraller	42.000 MW
Rüzgâr Enerjisi Santralleri	10.000-30.000 MW
Yerli Kömür Santralleri	16.000 MW
İthal Kömür Santralleri	6.000 MW
Doğalgaz Yakıtlı Santraller	26.000 MW
Diğer Termik Santraller	3.000 MW
Nükleer Enerji Santralleri	4.800 MW

7.1.1 Normal Yağışlı Sezon İçin PDHES Kurulu Gücü

Normal yağışlı bir sezon için hidroelektrik santrallerin belirlenmiş çıkış güçleri aralığında çalıştığı kabul edilerek, RES kurulu gücündeki değişime bağlı olarak arz-talep dengesinin elektrik sistemindeki en kritik dengele anında sağlanması gerekli PDHES kurulu gücü belirlenmiştir. Normal yağışlı sezon için yapılan simülasyonda termik santraller için iki yük atma planı sunulmuştur. Termik kömür santrallerinin nominal çıkış güçlerinde çalışmaya devam ettiği sadece doğalgaz santrallerinin yük attığı durum ve bütün termik santrallerin teknik ekonomik sınırlar içinde yük attığı durumdur.

Normal yağışlı sezon için yapılan 48 saatlik simülasyonda kullanılan kabuller ve sınır koşullar Çizelge 7.2'de verilmiştir.

Normal yağışlı bir sezonda hidroelektrik santrallerin 0,75-0,15 kapasite faktörü aralığında çalışmıştır. Termik kömür santralleri nominal çıkış güçlerinde çalışmaya devam etmiştir. Arz-talep arasındaki denge ve değişken RES elektrik üretimindeki dalgalanmalar, hidroelektrik santraller, doğalgaz çevrim santralleri ve PDHES ler ile karşılanmıştır.

Simülasyon başlangıcında doğalgaz çevrim santrallerinin kurulu gücü 26.000 MW alınmıştır. Toplam kurulu enerji üretim tesislerinin kurulu güçlerinin talebi karşılaya yetersiz kaldığı durumda sisteme ulaşılması gereken doğalgaz yakıtlı enerji santrallerinin güçleri tablolar halinde verilmiştir.

Çizelge 7. 2 Normal yağışlı sezon için yapılan simülasyonda kullanılan kabuller ve sınır koşullar

$E_{talep}(t)$	Yüksek Artış Senaryosu
$RES_{\bar{u}}(t)$	Senaryo-2
$HES_{\bar{u}}(t)$	Normal Yağışlı Sezon
RES_{KG}	10.000-30.000 MW
HES_{KG}	42.000 MW
HES_{max}^1	29.400 MW
HES_{min}^1	6.300 MW
$D. Gaz_{K.G}$	26.000 MW
$Kömür_{K.G}$	22.000 MW
$Nükleer_{K.G}$	4.800 MW
$Termik2_{K.G}$	3.000 MW
EA	0,90
δ_{alt}	0,65
Güç Yedeği	%4-%40

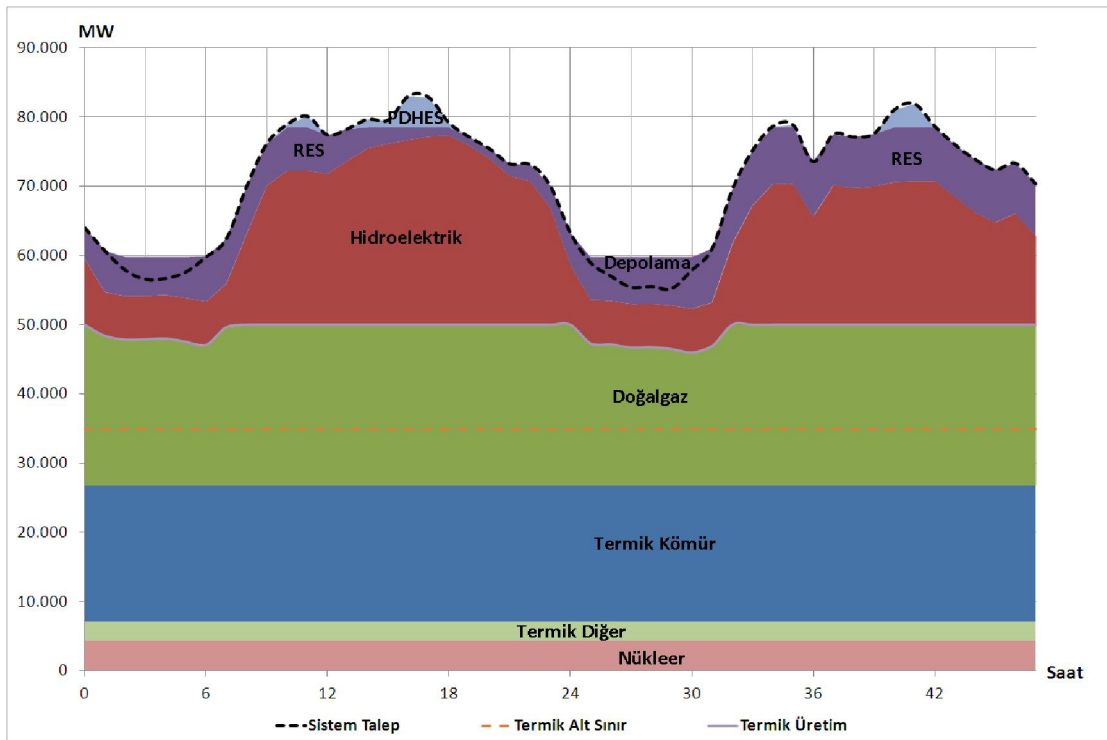
7.1.1.1 Doğalgaz Santrallerinin Yük Atması

10.000-30.000 MW RES kurulu güç aralığında Çizelge 7.2’de verilen sınır değerler altında simülasyon modeli çalıştırılmış ve 48 saatli zaman dilimi boyunca elektrik

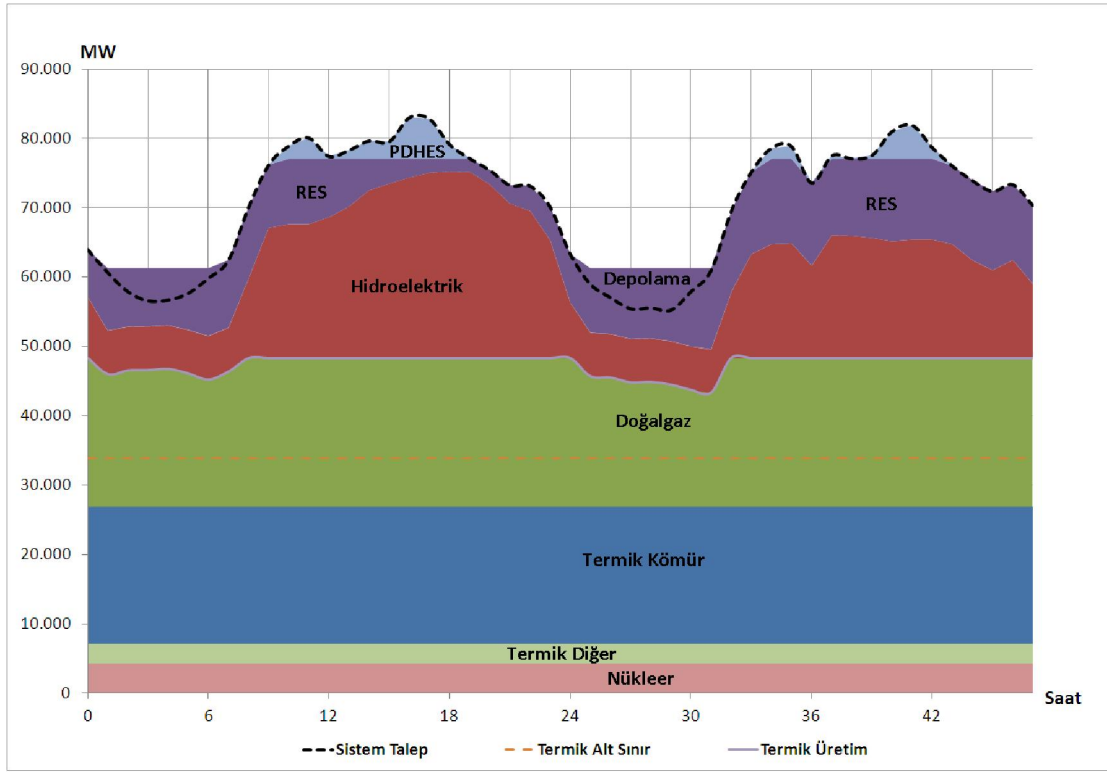
Üretim tesislerinin türlerine göre çalışma planları şekil 7.1,7.2,7.3,7.4 ve 7.5’de verilmiştir. RES kurulu gücüne karşılık bu kurulu gücün elektrik sistemine tam olarak entegrasyonunu sağlayacak PDHES kurulu güçleri izelge 7.3 den görülebilir.

Çizelge 7. 3 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri

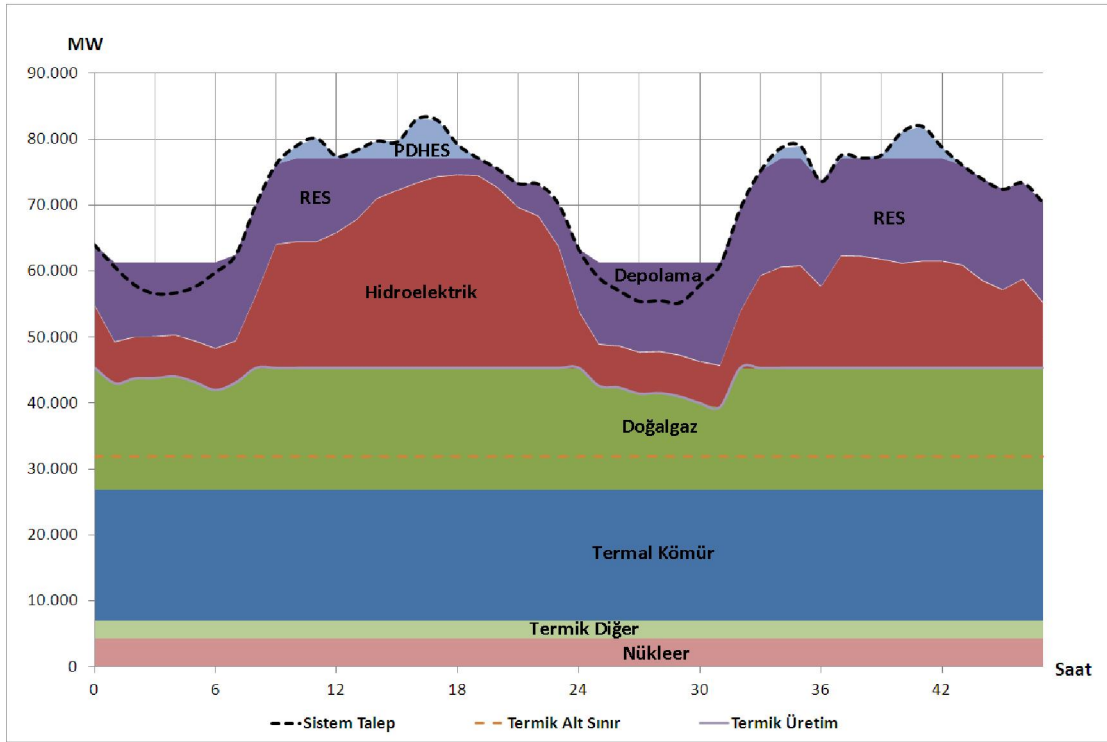
RES Kurulu Güç (MW)	10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
PDHES Kurulu Güç	6.000	6.000	6.000	8.000	10.000
Doğalgaz Kurulu Güç	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000
Gç Yedeği (%)	4,6	5,3	6,1	9,2	12,4



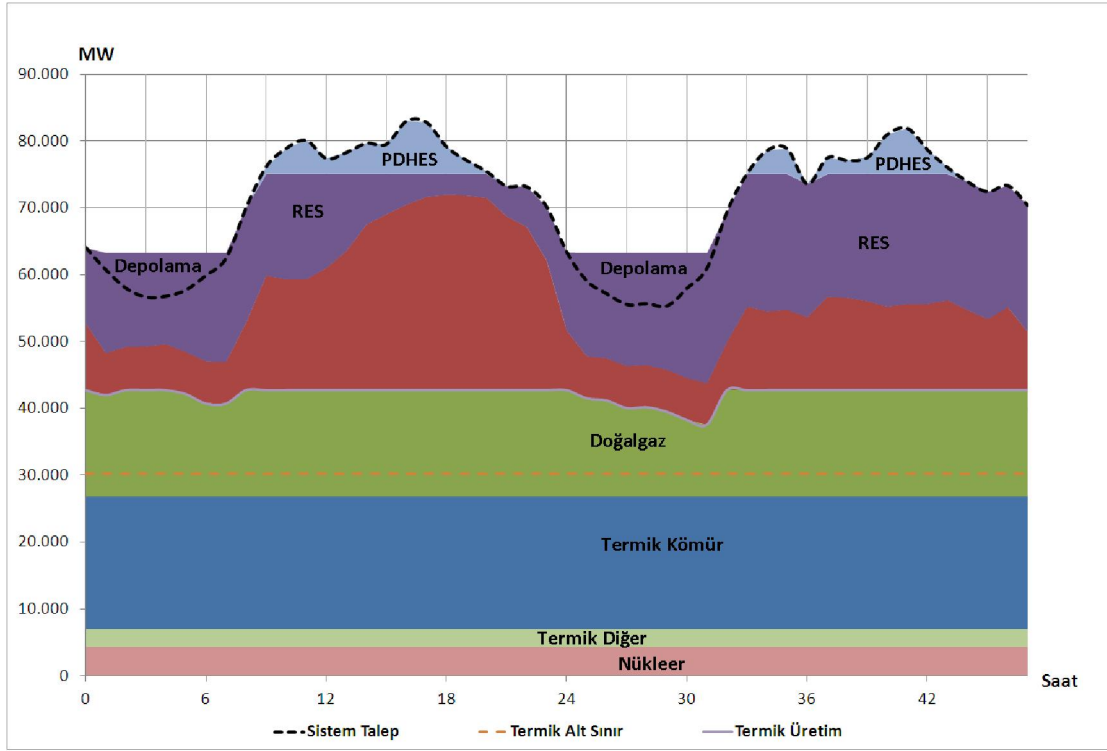
şekil 7. 1 10.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



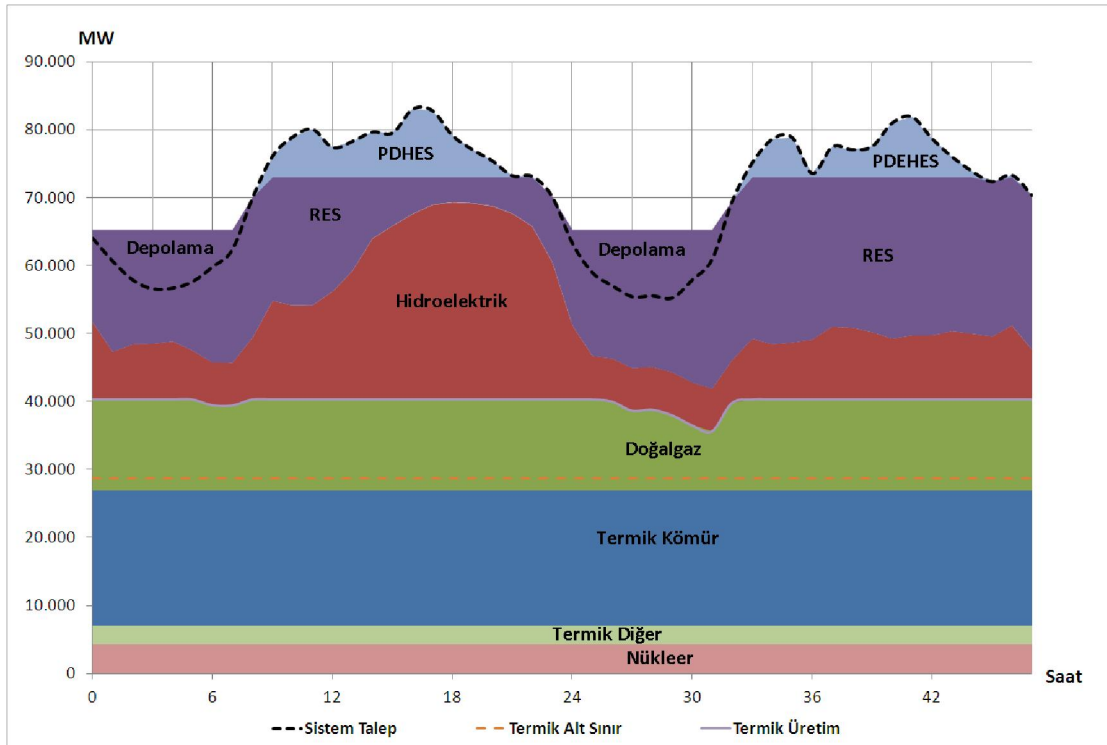
Şekil 7. 2 15.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 3 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 4 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 5 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı

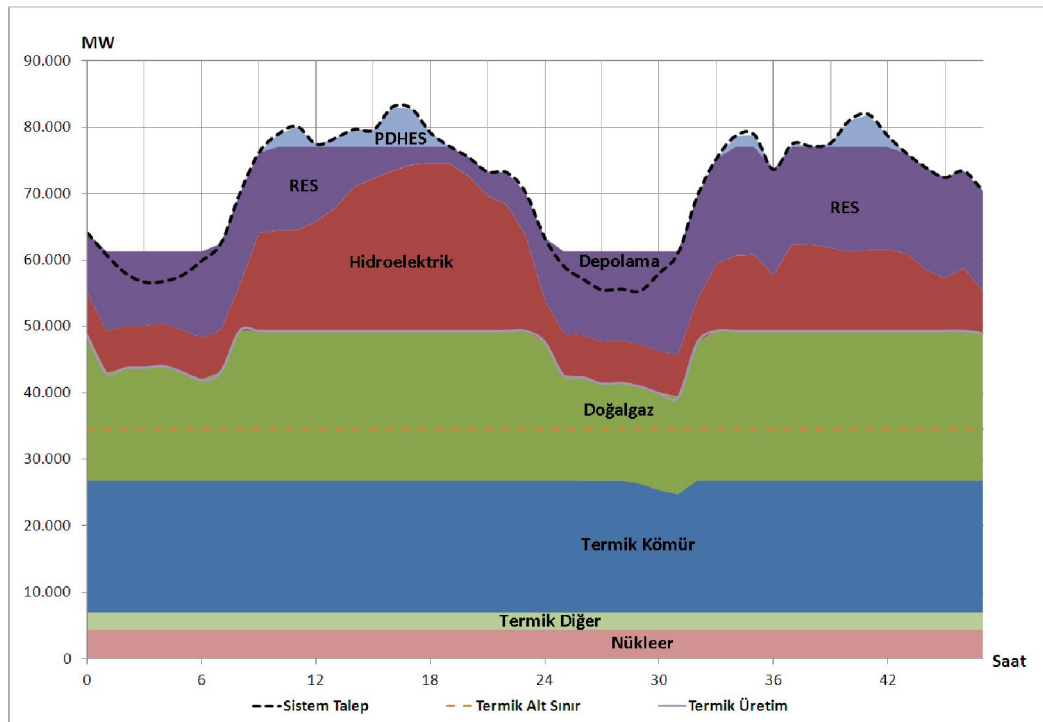
7.1.1.2 Doğalgaz ve Termik Kömür Santrallerin Yük atması

Art-talep dengesinin sağlanırken doğalgaz çevrim santralleri ile beraber termik kömür santrallerinin de teknik ekonomik sınırlar içinde yük atması koşulu için elektrik sistemi simülasyon modeli çalıştırılmıştır.

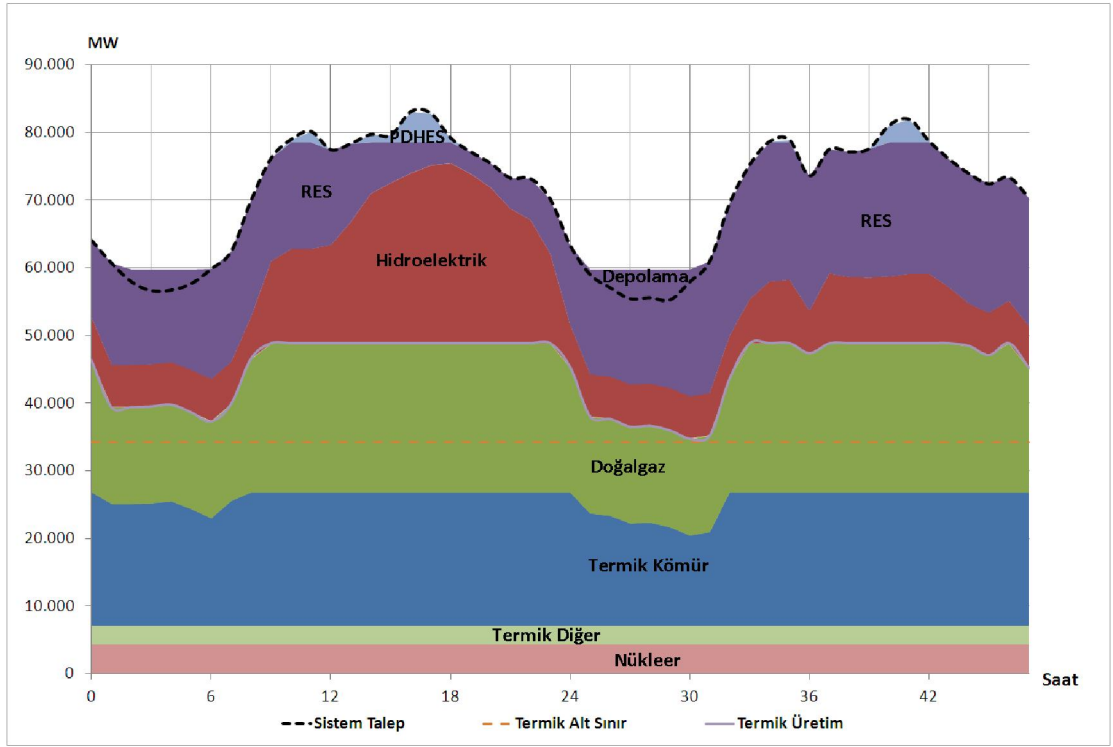
10.000-30.000 MW RES kurulu güç aralığında Çizelge 7.2’de verilen sınır değerler altında 48 saatli zaman dilimi boyunca elektrik üretim tesislerinin türlerine göre çalışma planları Şekil 7.6,7.7,7.8’de verilmiştir. RES kurulu gücüne karşılık bu kurulu gücün elektrik sistemine tam olarak entegrasyonunu sağlayacak PDHES Kurulu güçleri Çizelge 7.4’de görülebilir.

Çizelge 7. 4 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri

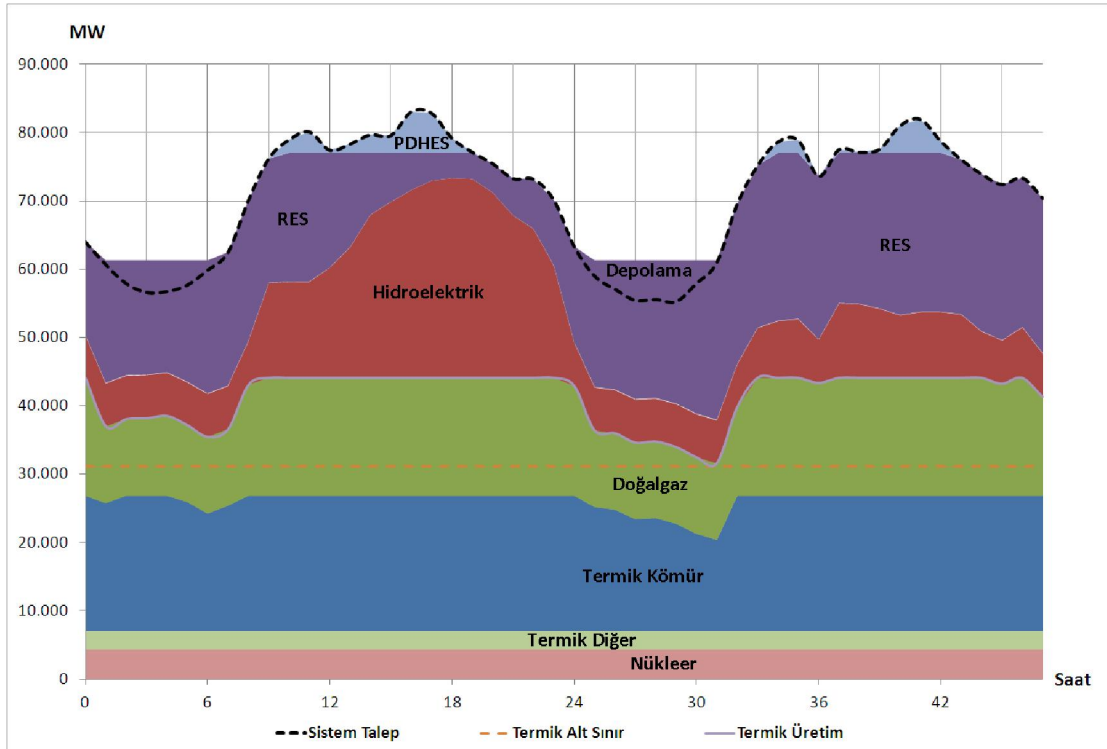
RES Kurulu Güç (MW)	10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
PDHES Kurulu Güç	6.000	6.000	4.500	4.500	6.000
Doğalgaz Kurulu Güç	26.000	26.000	26.000	26.000	26.000
Güç Yedeği (%)	4,6	5,3	4,3	5,0	7,6



Şekil 7. 6 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 7 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 8 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı

7.1.2 Kurak Sezon İçin PDHES Kurulu Gücü

Normal yağışlı bir sezonda hidroelektrik santrallerin 0,75-0,15 kapasite faktörü aralığında çalışırken, hidroelektrik üretim tesisleri için en kötü hal senaryosu kurak bir sezonda kapasite faktörü aralığı 0,60-0,10'a düşmektedir. Ortalama kapasite faktörü ise 0,24 olarak gerçekleşmektedir.

Elektrik sisteminin arz-talep karşılama analizi yapılırken elektrik üretim tesislerinin güvenilir enerji üretim kapasiteleri göz önüne alınır. Hidrolik koşullar nasıl olursa olsun elektrik talebini karşılayacak yeterli güçteki elektrik üretim tesisinin kurulu olması gerekir.

Bir sonraki bölümde yapılacak bir yıllık simülasyonda kurak dönem enerji üretim kısıtları ile yapılan simülasyon sonucunda bulunan PDHES ve doğalgaz çevrim santrali kurulu güçleri kullanılacaktır. Kurak sezon için yapılan 48 saatlik simülasyonda kullanılan kabuller ve sınır koşullar Çizelge 7,5'de verilmiştir.

Çizelge 7. 5 Kurak sezon için yapılan simülasyonda kullanılan kabuller ve sınır koşullar

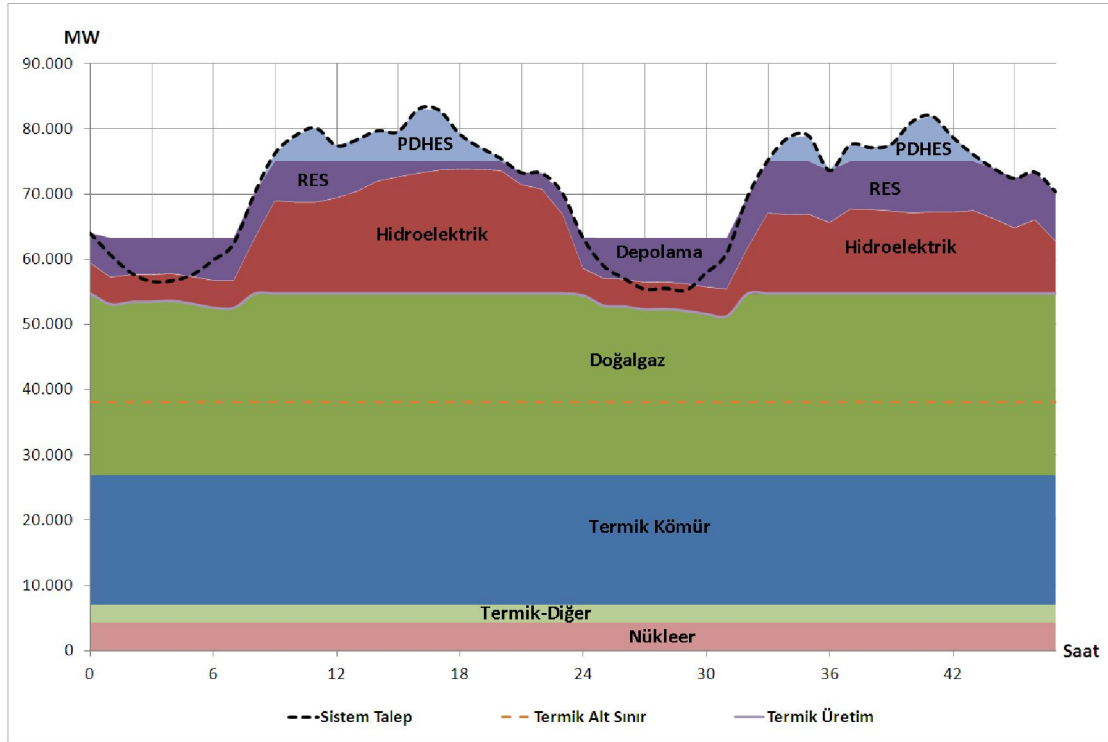
$E_{talep}(t)$	Yüksek Artış Senaryosu
$RES_{\bar{u}}(t)$	Senaryo-2
$HES_{\bar{u}}(t)$	Kurak Sezon
RES_{KG}	10.000-30.000 MW
HES_{KG}	42.000 MW
HES_{max}^2	22.600 MW
HES_{min}^2	4.200 MW
$D.Gaz_{K.G}$	26.000 MW
$Kömür_{K.G}$	22.000 MW
$Nükleer_{K.G}$	4.800 MW
$Termik2_{K.G}$	3.000 MW
EA	0,90
δ_{alt}	0,65
Güç Yedeği	%4-%40

7.1.2.1 Doğalgaz Santrallerinin Yük Atması

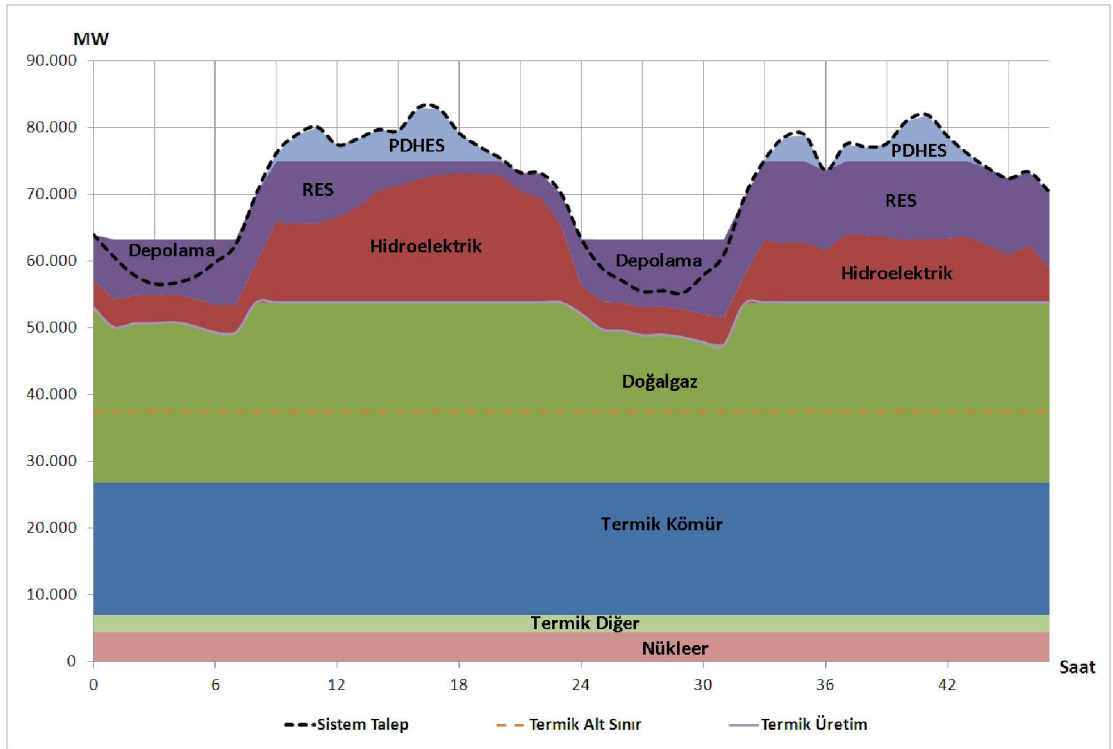
Hidrolik olarak kurak geçen bir sezon için termik kömür santralleri sabit çıkış güçlerinde çalışırken, sadece doğalgaz çevrim santrallerinin teknik ekonomik sınırlar içinde yük attığı koşullarda simülasyon modeli 10.000-30.000 MW RES kurulu güç aralığında çizelge 7.5’de verilen sınır değerler altında 48 saatli zaman dilimi boyunca elektrik üretim tesislerinin türlerine göre çalışma planları şekil 7.9,7.10,7.11,7.12,7.13’de verilmiştir. RES kurulu gücüne karşılık bu kurulu gücün elektrik sistemine tam olarak entegrasyonunu sağlayacak PDHES Kurulu güçleri çizelge 7.6’da görülebilir.

Çizelge 7. 6 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri

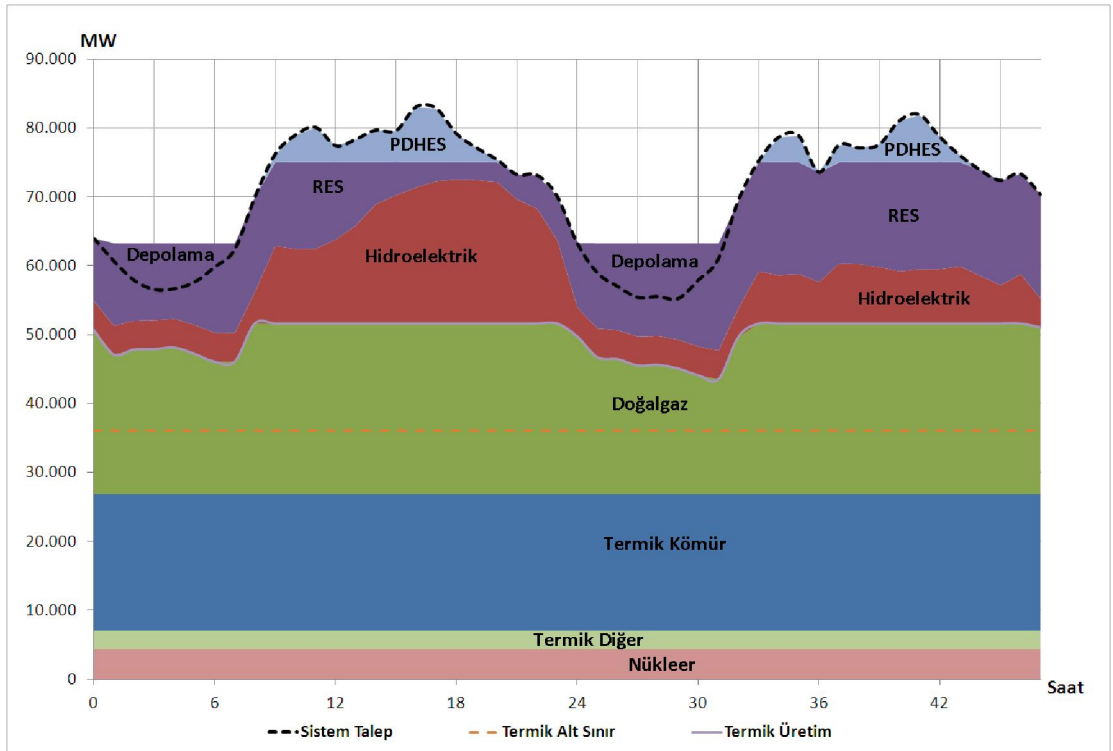
RES Kurulu Güç (MW)	10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
PDHES Kurulu Güç	8.000	8.000	10.000	10.000	12.000
Doğalgaz Kurulu Güç	31.000	30.500	29.500	26.500	26.000
Güç Yedeği (%)	4,2	4,4	4,1	4,0	6,6



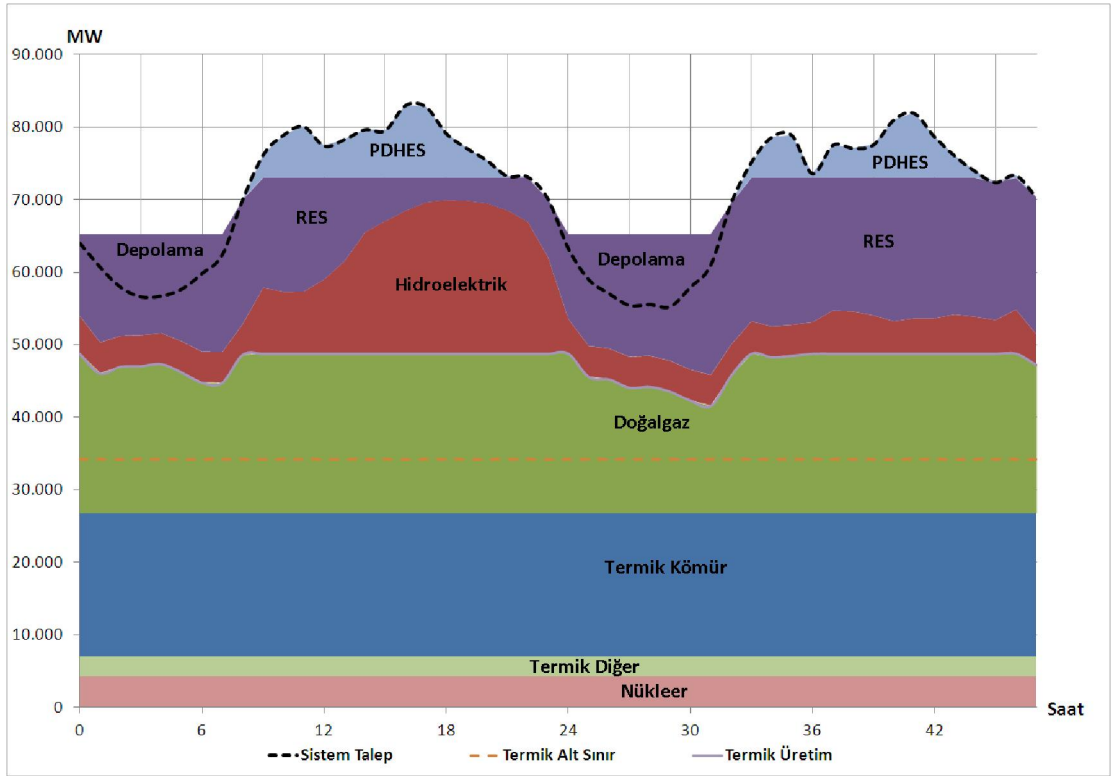
Şekil 7. 9 10.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



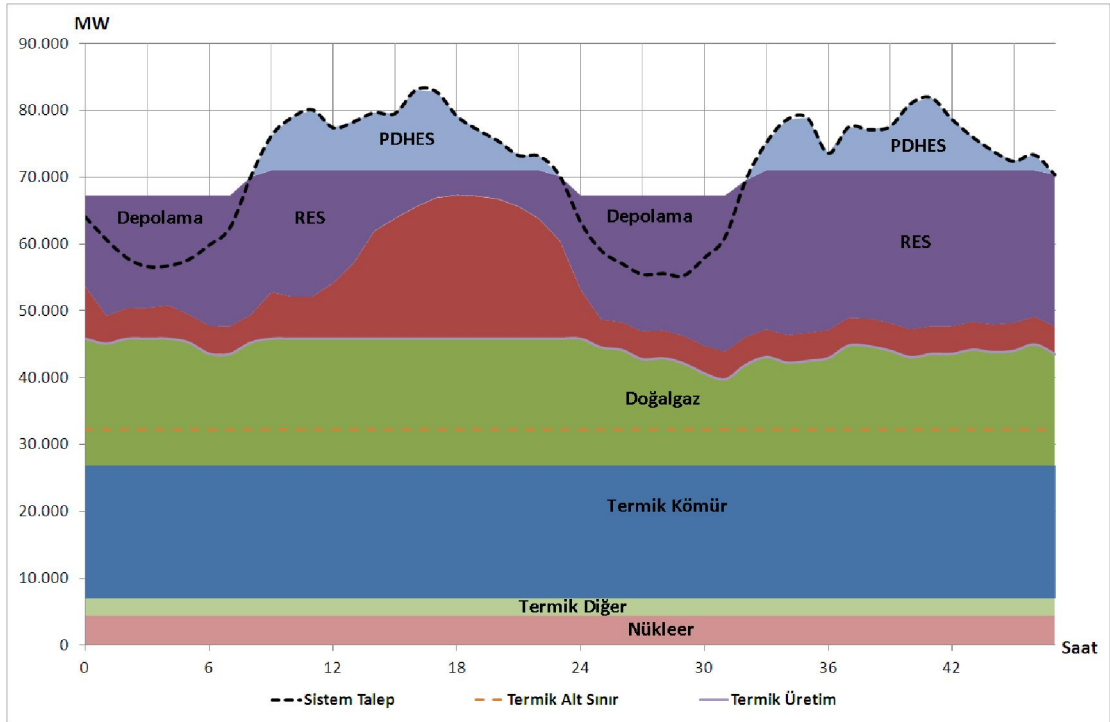
Şekil 7. 10 15.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7.11 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 12 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



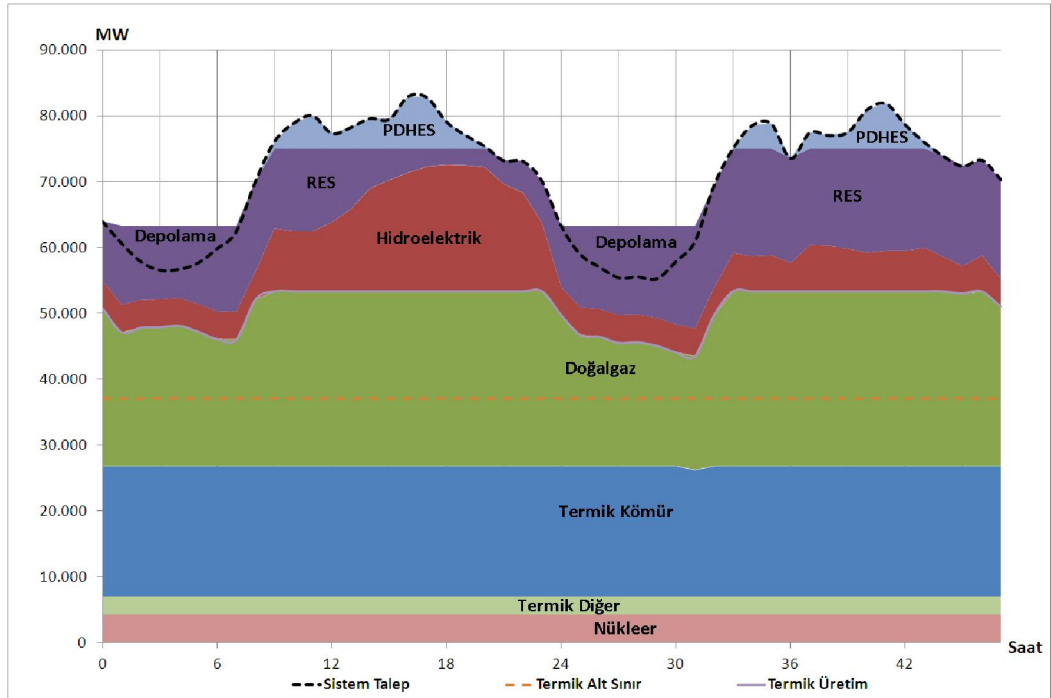
Şekil 7. 13 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı

7.1.2.2 Doğalgaz ve Termik Kömür Santrallerin Yük Atması

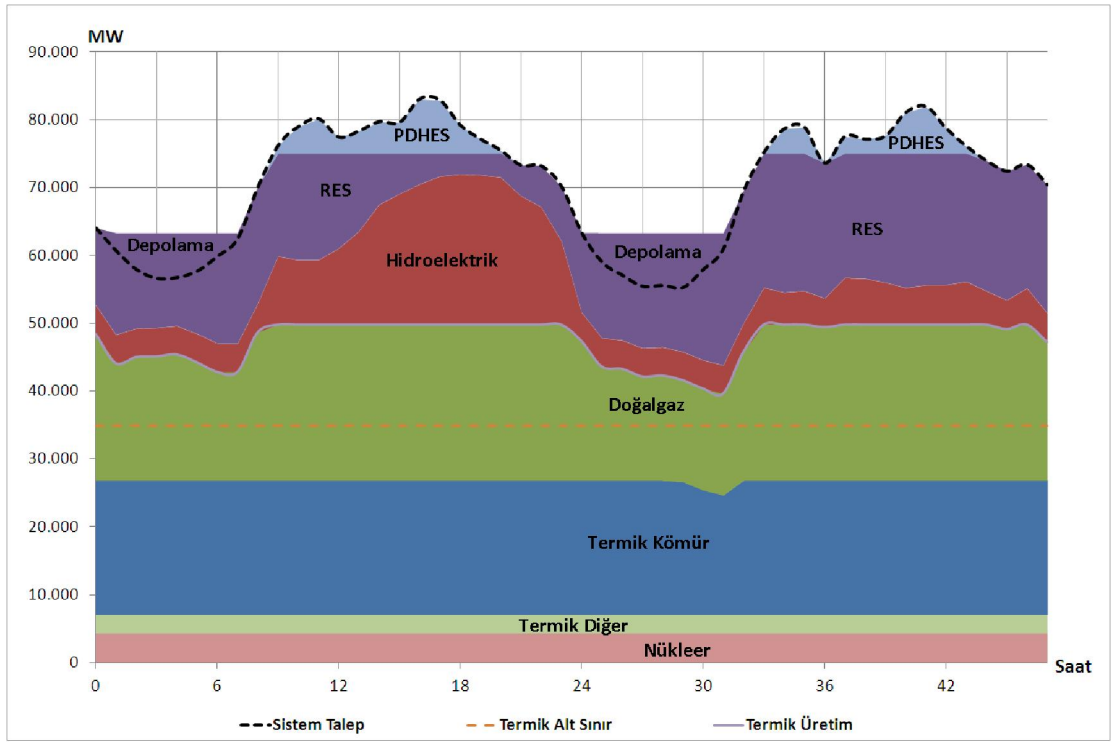
Doğalgaz çevrim santralleri ile beraber termik kömür santralleri de sistemdeki elektrik talebi ve değişken RES üretimini dengelemek için teknik ekonomik sınırlar içinde yük atmışlardır. Yük atma işlemini özce doğalgaz çevrim santralleri gerçekleştirmiş ardından yetersiz kalması durumunda termik kömür yakıtlı santraller yük atmaya başlamıştır. Sistemdeki RES kurulu gücü 10.000 ile 30.000 MW arası değiştirilmiştir. RES kurulu gücü artıkça termik kömür santralleri arz talep dengesini sağlamak için daha fazla yük atmak zorunda kalmışlardır. Çizelge 7.5’de verilen sınır koşullar altında çalıştırılmış simülasyon modelinin çıktıları şekil 7.14,7.15,7.16’da verilmiştir. RES kurulu gücüne karşılık bu kurulu gücün elektrik sistemine tam olarak entegrasyonunu sağlayacak PDHES kurulu güçleri çizelge 7.7’de görülebilir.

Çizelge 7. 7 RES kurulu gücüne karşılık gerekli PDHES kurulu güçleri

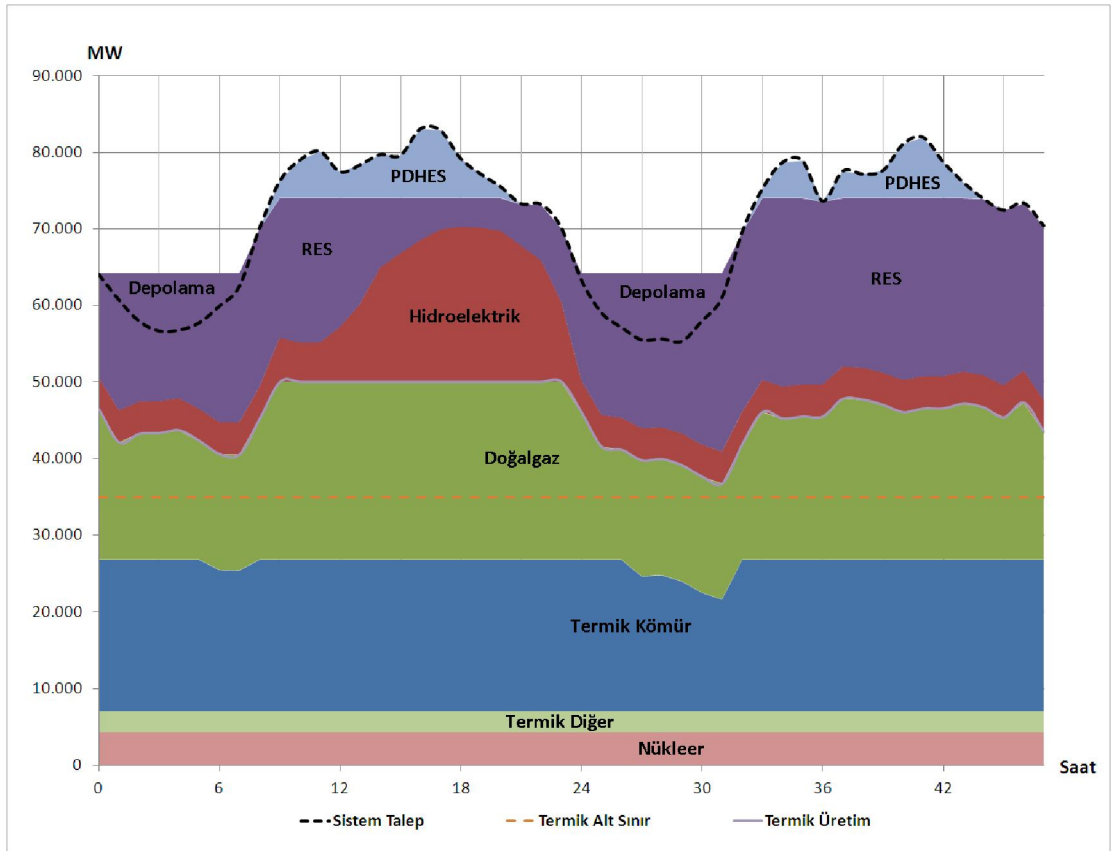
RES Kurulu Güç (MW)	10.000	15.000	20.000	25.000	30.000
PDHES Kurulu Güç	8.000	8.000	8.000	8.000	9.000
Doğalgaz Kurulu Güç	31.000	30.500	29.500	29.000	27.000
Güç Yedeği(%)	4,2	4,4	4,1	4,3	4,1



Şekil 7. 14 20.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 15 25.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı



Şekil 7. 16 30.000 MW RES kurulu gücünde santral türlerine göre çalışma planı

7.2 2023 Yılı Sistem Simülasyonu

Türkiye 2023 yılında RES Kurulu gücünü 20.000 MW'a doğalgazın enerji üretimi içindeki payını %30'un altına düşürmeyi planlamaktadır. Yüksek talep artış senaryosuna göre 2023 yılı talebi 538 TWh, puant güç talebi ise 83.000 MW'a ulaşmaktadır. DPT arz güvenliği ve strateji belgesindeki hedef kurulu güçlere ulaşılması ve lisanslı enerji üretim tesislerinin zamanında devreye girmesi halinde dahi normal yağışlı bir sezon için puant güç talebi karşılanamamaktadır, hidrolik olarak kurak bir dönemde bulunulması halinde ise bu açık daha da büyümektedir.

Bölüm 7.1 de RES Kurulu güçlerine göre puant güç karşılama analizleri yapılmış ve güç yedekleri belirlenmiştir. 2023 yılı için kurak dönem ve 20.000 RES kurulması halinde termik santrallerin teknik ekonomik sınırlar içinde çalışması için elektrik sisteminde 8.000 MW PDHES ve 26.000 MW doğalgaz çevrim santraline ilave olarak 3.500 MW daha doğalgaz çevrim santralinin kurulması gerekmektedir.

Çizelge 7. 8 Simülasyon kabul ve kısıtları

$E_{talep}(t)$	Yüksek Artış Senaryosu
$RES_{\bar{u}}(t)$	Senaryo-2
$HES_{\bar{u}}(t)$	Normal Yağışlı Sezon/Kurak Sezon
RES_{KG}	20.000MW
HES_{KG}	42.000 MW
$PDHES_{KG}$	8.000 MW
HES_{max}^{1-2}	29.400 - 22.600 MW
HES_{min}^{1-2}	6.300 - 4.200 MW
$D. Gaz_{K.G}$	29.500 MW
$Kömür_{K.G}$	22.000 MW
$Nükleer_{K.G}$	4.800 MW
$Termik2_{K.G}$	3.000 MW
EA	0,90
δ_{alt}	0,65

PDHES kurulu güçleri seçilmiş elektrik sistemindeki en zor 48 saatlik dengeleme zaman dilimine göre belirlenmiştir. Elektrik sistemindeki talebindeki hidrolik koşullar nasıl olursa olsun karşılanması gereklidir, bu sebepten dolayı hidrolik olarak kurak bir sezon için belirlenen enerji üretim tesisleri kurulu güçler için hem kurak hem de yağışlı bir dönem için 1 yıllık yani 8760 saatlik bir simülasyon yapılacaktır. Yapılan simülasyon sonucunda kurulu bütün enerji santrallerinin yıllık çalışma planları, kapasite faktörleri belirlenecektir. Yapılacak bir yıllık simülasyonun kabul ve kısıt değerleri Çizelge 7.8 da verilmiştir.

Normal yağışlı ve kurak sezon için yapılan bir yıllık simülasyon sonucunda elektrik üretim tesislerinin tipine göre elektrik üretimleri Çizelge 7.9'da verilmiştir. Enerji üretim tesislerinin 2023 yılına ait yağın güç-zaman serileri ise eklerde verilmiştir.

Çizelge 7. 9 2023 Yılı elektrik sistemi simülasyonu sonuçları

Santral Tipi	Normal Yağışlı Sezon		Kurak Sezon	
	Elektrik Üretim (TWh)	Kapasite Faktörü	Elektrik Üretim (TWh)	Kapasite Faktörü
HES	139,6	0,38	88,1	0,24
RES	56,3	0,32	56,3	0,32
PDHES	15,3	0,21	19,5	0,28
Doğalgaz	155,5	0,64	185,4	0,76
Termik Kömür	126,3	0,68	139,7	0,75
Nükleer	33,6	0,80	33,6	0,80
Termik Diğer	16,2	0,61	21,1	0,74
Toplam Üretim	542,7		543,2	

7.3 PDHES ve Doğalgaz Termik Santral Kurulu Güçleri Arasındaki İlişki

2023 yılı 20.000 MW RES Kurulu gücüne karşılık kurulması gereken PDHES Kurulu gücü ve sisteme ilave edilmesi gereken doğalgaz çevrim santrallerinin güçlerinin belirlenmesi için daha detaylı bir çalışma yapılması gereklidir ve çözüm kümesi aralığının belirlenmelidir.

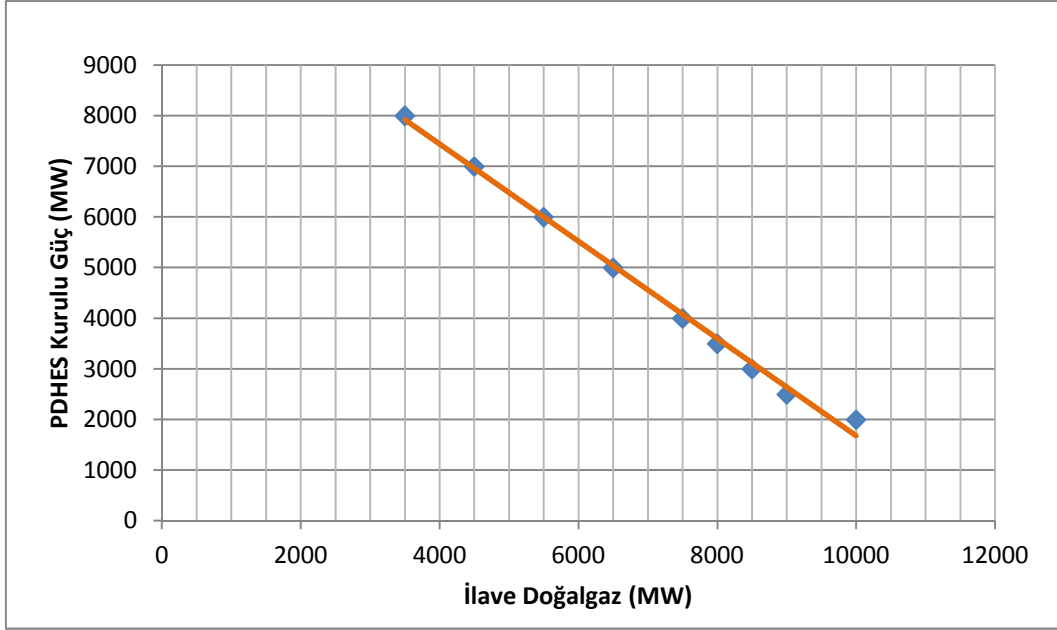
Kurulabilecek yerli kömür ve hidroelektrik santrallerin güçleri ülke potansiyeli ile sınırlıdır. Puant talebin karşılanması için sisteme ilave edilebilecek iki tip tesis vardır. Bunlar doğalgaz çevrim santralleri ve PDHES'lerdir. Puant talebi karşılamak için sisteme doğalgaz çevrim santralleri ilave edildikçe bu santrallerin kapasite faktörleri düşmekte ve sistemin değişken RES elektrik üretimi karşısında esnekliği azalmaktadır. Puant talebi karşılamak için PDHES ilave edildikçe sistemin esnekliği artmakta termik santrallerin kapasite faktörleri artmaktadır. Fakat belli bir PDHES kurulu gücünden sonra PDHES'ler için ekonomik kapasite faktörü olarak tanımlanan %15 kapasite faktörü altına düşen bu tesisler puant talebin karşılanmasında ekonomik olmaktan çıkmaktadır. PDHES ve Doğalgaz termik santral kurulu güçleri arasındaki ilişkiyi belirleyecek simülasyon çalışmasının kabul ve kısıt değerleri Çizelge 7.10'da verilmiştir.

Çizelge 7. 10 Simülasyon kabul ve kısıtları

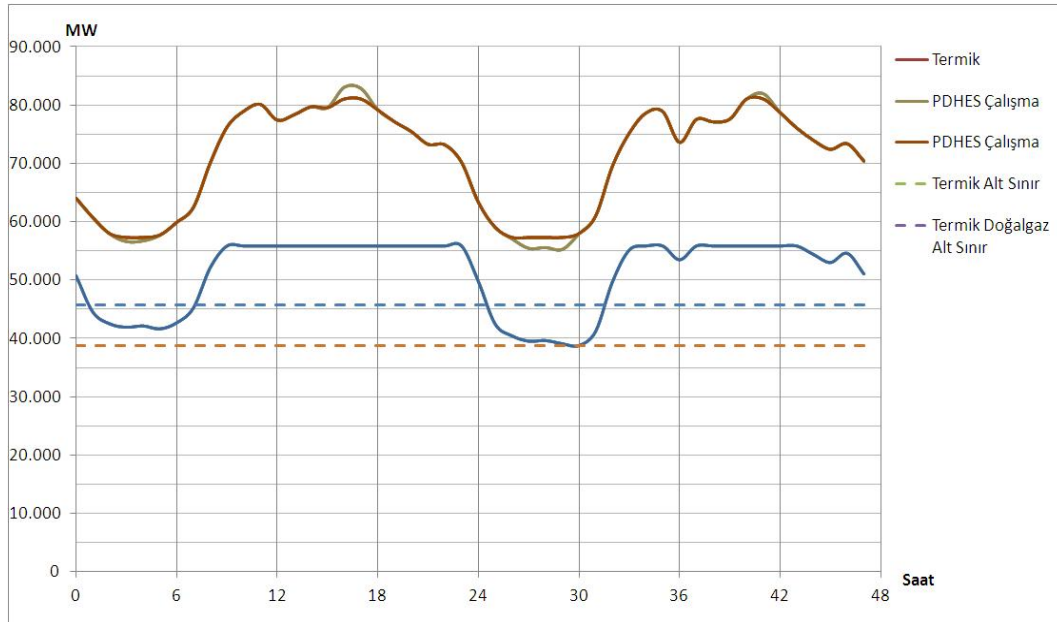
$E_{talep}(t)$	Yüksek Artış Senaryosu
$RES_{\bar{u}}(t)$	Senaryo-2
$HES_{\bar{u}}(t)$	Kurak Sezon
RES_{KG}	20.000MW
HES_{KG}	42.000 MW
$PDHES_{KG}$	8.000 MW
HES_{max}^1	22.600 MW
HES_{min}^1	4.200 MW
$D. Gaz_{K.G}$	29.500 MW
$Kömür_{K.G}$	22.000 MW
$Nükleer_{K.G}$	4.800 MW
$Termik2_{K.G}$	3.000 MW
EA	0,90
δ_{alt}	0,65

Simülasyon modeli Çizelge 7.10'daki kısıtlar içinde 2023 yılı için dengeleme problemi en fazla olan an için çalıştırılmıştır. Sonuçlar Şekil 7.17'de görülebileceği gibi kurulacak PDHES kurulu gücü azaltıldıkça puant talebi karşılamak için yerine kurulması gereken

doğalgaz çevrim santrallerinin gücü artmaktadır. 2023 elektrik sistemi kabullerinde 20.000 MW RES Kurulu gücünde termik santrallerin tanımlı teknik ve ekonomik çalışma sınırı olan 0,65 kapasite faktörünün altına düşmeden çalışabilmesi için Şekil 7.18'den de görülebileceği gibi minimum 2000 MW PDHES kurulması gerektiği sonucuna ulaşılmıştır.



Şekil 7. 17 PDHES ve doğalgaz termik santral kurulu güçleri arasındaki ilişki



Şekil 7. 18 Doğalgaz termik santral kurulu gücü teknik sınırı

7.4 PDHES ve Sisteme Entegre Edilebilecek RES Gücü Arasındaki İlişki

Elektrik sistemine PDHES ilave edildikçe sistemin esnekliği artmakta üretim ve tüketim arasındaki dalgalanmalara sistemin cevap süresi kısalmaktadır. PDHES’ler sistemde primer, sekonder ve tersiyer yedek olarak bulunmaktadırlar. PDHES kurulu gücü ile sisteme entegre edilebilecek RES gücünün belirlenmesi çalışması bir referans yılı için değil boyutsuz olarak RES kurulu gücünün diğer elektrik tesislerinin gücüne oranı şeklinde yapılacaktır. Bu şekilde RES faydalanma oranı artıkça sisteme ilave edilmesi gereken PDHES oranları belirlenecektir.

Bu analiz için başlangıç olarak mevcut elektrik üretim tesislerinin oranları kullanılacaktır. 2012 yılı sonu itibariyle enerji üretim tesislerinin türlerine güçleri Çizelge 7.11’ de verilmiştir.

Çizelge 7. 11 2012 yılı sonu itibariyle enerji üretim tesislerinin türlerine göre güçleri

Tesis Türü	Kurulu Güç (MW)	Oran (%)
İthal Kömür -Linyit	12.390	%22
Doğalgaz-LNG	17.170	%30
Diğer Termik	5.628	%10
Hidroelektrik	19.610	%34
Rüzgar	2.260	%4

Çizelge 7.11’deki oranlar referans alınarak RES faydalanma oranı %5 den başlatılarak %30 a kadar artırılacaktır. Diğer termik santraller grubu içindeki jeotermal, katı yakıt, yenilenebilir atık ve ileride kurulacak nükleer santraller sabit çıkış gücünde çalıştıkları kabul edilecektir. Analizde kullanılacak başlangıç şartları Çizelge 7.12’de verilmiştir.

Rüzgâr hariç bütün enerji üretim tesislerinin kurulu güçlerinin birbirine oranı sabit tutularak yüzde olarak %RES kurulu gücü $E''_{talep}(t)$ talep eğrisi düz bir doğru halini alana kadar artırılmıştır (Şekil 7.20). Aşağıdaki denklemde PDHES çalışma sınırı tanımlanmıştır.

$$E''_{talep}(t) = PDHES_d^{alt} = PDHES_{\ddot{u}}^{alt} \quad (7.1)$$

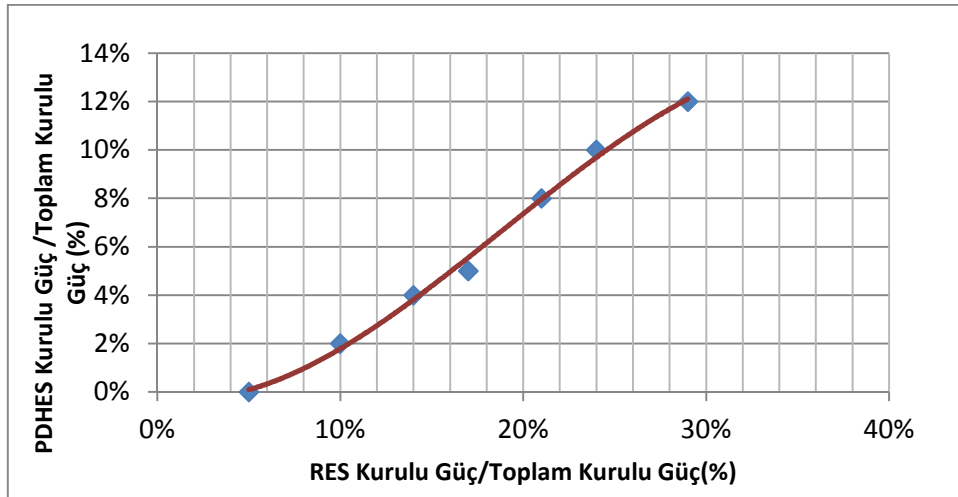
Yukarıdaki eşitliği sağlayacak PDHES Kurulu gücü sisteme ilave edilebilecek maksimum PDHES Kurulu gücüdür. Bu PDHES Kurulu gücüne karşılık termik santrallerin tanımlı

limitler içinde çalışırken sisteme ilave edilebilecek RES kurulu gücü ulaşılabilir maksimum rüzgar enerjisinden faydalanma oranını verecektir

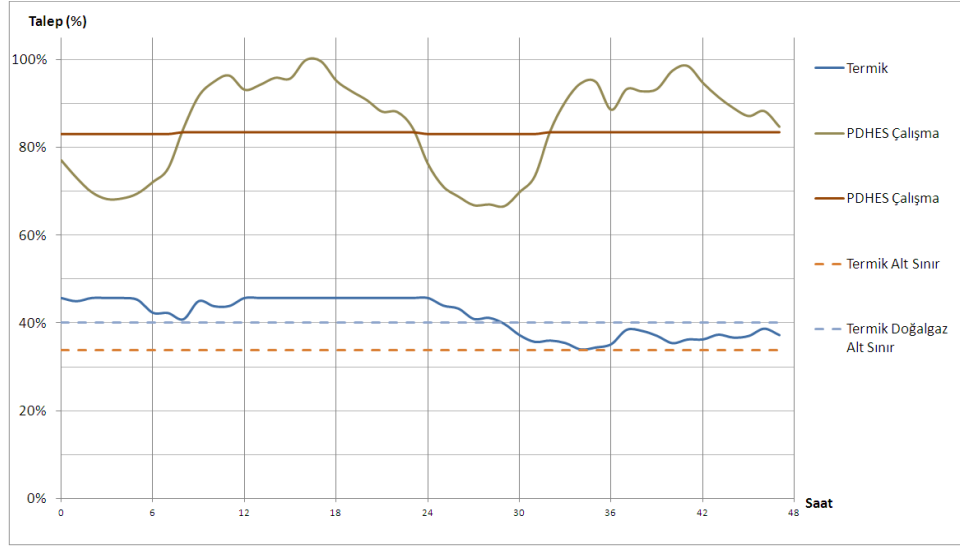
Çizelge 7.12 Simülasyon kabul ve başlangıç şartları

$E_{talep}(t)$	Puant Talep (48 saat)
$RES_{\bar{u}}(t)$	Maksimum dalgalanma
$HES_{\bar{u}}(t)$	Kurak Sezon
$RES_{\%K.G}$	%5
$HES_{\%K.G}$	%35
$Kömür_{\%K.G}$	%20
$D. Gaz_{\%K.G}$	%30
$Termik2_{\%K.G}$	%10
EA	0,90
δ_{alt}	0,65
Güç Yedeği	%4

Yapılan simülasyon sonucunda toplam kurulu gücün %28'i kadar RES, elektrik sistemine kurulu gücün %12'si kadar PDHES kurulması halinde tanımlı kısıtlar altında RES'ler elektrik sisteminin dengesini bozmadan bütünleşik olarak çalışabilmektedir.



Şekil 7. 19 PDHES ve sisteme entegre edilebilecek RES gücü arasındaki ilişki



Şekil 7. 20 Sisteme entegre edilebilecek RES kurulu gücü teknik sınırı

SONUÇ VE ÖNERİLER

Türkiye 2012 yılı itibariyle toplam elektrik üretiminin %43.1'i doğalgazdan, %15.4'ü yerli kömürden, %24.2'si hidrolik kaynaklardan, %12.1'i ithal kömürden, %2'si sıvı yakıtlardan, %2.4'ü rüzgardan ve %0.6'sı jeotermal ve biyogazdan sağlanmıştır. Elektrik üretiminin ithal yakıta bağımlılık oranı %60 olarak gerçekleşmiştir. Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'ne göre elektrik enerjisi üretiminde yerli kaynakların payının arttırılması öncelikli hedef olarak belirlenmiştir. Bu kapsamda, 2023 yılına kadar; elektrik üretimi için tüm yerli linyit ve taşkömürü ile teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidrolik potansiyelimizin tamamının kullanılması, rüzgâr kurulu gücünün 20,000 MW'a, jeotermal kurulu gücünün 600 MW'a ulaştırılması hedeflenmektedir. 2023 yılına kadar elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına indirilmesi, 2020 yılında ise elektrik üretimimizin %5'inin nükleer enerjiden sağlanması hedeflenmektedir.

Ülkemizin için 2023 yılında 20.000 MW gibi rüzgâr enerji santrali kurulu gücüne ulaşırken rüzgâr enerjisinden üretilebilecek düzensiz enerjinin elektrik sistemine olan etkilerinin belirlenmesi için birçok Avrupa ülkesinin yaptığı gibi bir elektrik sistem analizini yapmamız gerekliliğini ortaya çıkarmıştır.

Yapılan elektrik sistem analizi referans 2023 yılı için talep güç zaman serilerinin oluşturulması, 20.000 MW RES Kurulu gücü için RES elektrik üretimindeki değişkenliklerin belirlenmesi ve olası güç-zaman serilerinin belirlenmesi, elektrik sisteminde kurulu bulanacak enerji santrallerinin karakteristiklerine göre oluşturulmuş

simülasyon modelinin yazılması ve bu modelin belirli zaman dilimleri için çalıştırılmasını içeren üç aşamadan oluşmuştur.

Elektrik sisteminin saatlik güç talepleri TEİAŞ'dan alınarak 2023 yılı için güç-zaman serileri oluşturulmuştur. 2012 yılında 38.000 MW olan puant güç talebi, yüksek talep artış senaryosunda %248 artarak 83.000 MW olarak gerçekleşmiştir. Toplam elektrik enerjisi talebi ise 244 TWh'den 538 TWh'e çıkmıştır.

2011 yılı başı itibariyle işletmede bulunan 34 adet 1.355 MW kurulu gücündeki rüzgar enerjisi santrallerinin saatlik ortalama çıkış güçleri TEİAŞ'dan alınarak rüzgar elektrik üretimi güç-zaman serileri elde edilmiş ve rüzgardan üretilen elektriğin değişkenliği belirlenmiştir. Kurulu rüzgar santralleri 2011 yılı içinde 0,015 ile 0,90 kapasite faktörleri arasında çalışmıştır. Zamanın %90'ında kapasite faktörü 0,10'un üzerinde gerçekleşmiştir. 2011 yılı boyunca mevcut kurulu santrallerde rüzgâr elektrik üretiminde en hızlı artış 7 saat içinde kurulu gücün %48'i, en hızlı azalma 11 saat içinde %55, bir saat içinde en hızlı artış ve azalma %19, %17 olarak gerçekleşmiştir. Lisanslı ve lisans başvurusunda bulunan santrallerin devreye girmesinde ise bu oranlar sırasıyla, %43, %54, %16 ve %12 olarak gerçekleşecektir. RES elektrik üretiminde değişkenliğin en az olduğu coğrafi dağılımda rüzgâr elektrik üretimindeki değişimler toplam RES Kurulu gücüne oranları sırasıyla %36, %50, %15 ve %12 olarak gerçekleşmiştir.

Bütün enerji santrallerin teknik ve ekonomik çalışma limitlerini yansıtan elektrik sistemi her bir an için üretim ve tüketim arasındaki dengenin korunduğu bir sistem simülasyon modeli oluşturulmuştur. Dengeleme probleminin en fazla olduğu maksimum rüzgar değişkenliği olduğu zaman serisi ile puant talebin görüldüğü zaman serisi üst üste bindirilerek sisteme entegre edilebilecek maksimum RES kurulu güçleri ve RES kurulu gücündeki artışa bağlı olarak sisteme ilave edilmesi gerekli PDHES kurulu güçleri belirlenmiştir.

2023 yılı için hidrolojik olarak kurak bir dönem olma ihtimali ve 20.000 MW RES kurulması halinde termik santrallerin teknik ekonomik sınırlar içinde çalışması için elektrik sisteminde 8.000 MW gücünde PDHES ilave edilmesi gerektiği sonucu elde edilmiştir.

Ulaşılabilecek maksimum RES kurulu gücü için yapılan simülasyon sonucunda, toplam kurulu gücün %28'i kadar RES in elektrik şebekesine bağlanabileceği, buna karşın elektrik sisteminin dengeli bir şekilde işletilebilmesi için bu oranda rüzgar faydalanma oranına karşılık kurulu gücün %12 si kadar PDHES'in sisteme ilave edilmesi gerektiği sonucuna ulaşılmıştır.

20.000 MW RES kurulu gücü için hidrolojik koşullar göz önüne alınarak bir elektrik sistemi 8000 MW PDHES'in de kurulmuş olduğu kabul edilerek 2023 yılı için bir yıllık süre için simülasyon modeli çalıştırılmıştır. Sonuç olarak normal yağışlı bir sezon için elektrik ihtiyacının %29,6'sı doğalgazdan karşılanmış, PDHES'lerin ise kapasite faktörü 0,21 olarak gerçekleşmiştir. Model kurak bir dönem için çalıştırıldığında elektrik ihtiyacının %35'i doğalgaz çevrim santrallerinden karşılanmış PDHES lerin kapasite faktörü 0,28 olarak gerçekleşmiştir.

2023 yılındaki talep göz önüne alınarak 20.000 MW RES kurulu gücüne ulaşılması fakat buna karşın PDHES kurulmaması durumu için simülasyon modeli puant talep karşılama analizi için tekrar çalıştırılmıştır. Sonuç olarak puant talebin karşılanabilmesi için ilave 10.000 MW daha doğalgaz çevrim santralinin kurulması gerektiği ve rüzgâr kaynaklı değişkenliklerden dolayı minimum rezerv gereksinimi için 2000 MW gücünde PDHES'in sisteme ilave edilmesi gerektiği ortaya çıkmıştır.

Elektrik sistemine PDHES ilavesi ile puant talebin karşılanması için gerekli kurulması doğalgaz çevrim santrallerinin gücü azalmakta, mevcut kurulu kömür ve diğer termik santrallerin kapasite faktörleri artmakta talebin az olduğu zamanlarda yük atmak zorunda kalmamaktadır. Talep fazlası üretim puant güç talebini karşılamak için depolanmakta ve beraberinde termik santrallerin genel işletme verimleri artmaktadır. Sistemde kurulu PDHES ve hidroelektrik santrallerin gücü arttıkça elektrik sisteminin esnekliği artmaktadır, Danimarka, İspanya, Portekiz gibi yüksek oranda rüzgar enerjisi faydalanma oranına sahip ülkelerde bazı durumlarda rüzgar kaynaklı talep fazlası enerji diğer santrallerin yük atması veya komşu enterkonnekte sistemlere aktarılmaması nedeniyle dengelememektedir sonucunda RES elektrik üretimlerini durdurmaktadırlar. Elektrik sistemine belirlenen ölçüde PDHES ilavesi sonucunda yapılan simülasyonlar sonucunda rüzgâr kaynaklı elektrik üretimi veya talep değişimlerine bağlı olarak hiçbir

durumda enerji fazlalığı oluşmamış termik santraller belirlenen ekonomik çalışma limiti olan 0,65 kapasite faktörünün altına düşmemiştir.

Avrupa birliği ülkeleri 2050 yılında elektrik enerji ihtiyaçlarının tamamını yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılamayı hedeflemektedir. Toplam elektrik ihtiyacının karşılanmasında ise rüzgar enerjisinin payı %50 olarak belirlemiştir. Bunu nasıl gerçekleştirilebileceği için Twenties adında 56 milyon Euro bütçeli bir demonstrasyon projesini 2013 yılında tamamlamışlardır. Twenties proje sonucunda yüksek oranda rüzgâr enerjisi faydalanma oranına ulaşmak için öneriler elektrik şebekesi alt yapısının kuvvetlendirilmesi, elektrik şebekesinin esnekliğinin artırılması bunun için Norveç ve Alp’lerde hidroelektrik potansiyelin tamamen kullanılması ilave olarak Norveç ve Alp’ler e birçok PDHES kurulmasıdır. Rüzgâr enerjisi tahminleri ve gün içi enerji planlamasına da önem verilmesi gerektiğinin altı çizilmiştir [42].

Türkiye olarak bizim yüksek oranda rüzgâr enerjisi faydalanma oranlarına ulaşmamız için yapmamız gerekenler benzerdir. Avrupa ve komşu ülkelerle olan elektrik şebekemizi güçlendirmeli, rüzgâr enerjisi tahmin ve izleme merkezini milli yük tevzi merkezi ile koordineli hale getirip kurulacak olan PDHES’lerin işletme planlarını gün öncesi rüzgâr ve elektrik talebine göre planlamalıyız.

PDHES kurulumu ve işletilmesiyle ilgili yasal bir mevzuat henüz oluşturulmamıştır, bir PDHES in inşaat süresinin 4 ila 6 yıl arasında değiştiğini göz önünde bulundurursak, PDHES yapımı için gerekli yasal mevzuatlar en kısa sürede hazırlanmalı ve özel sektör teşvik edilmelidir.

KAYNAKLAR

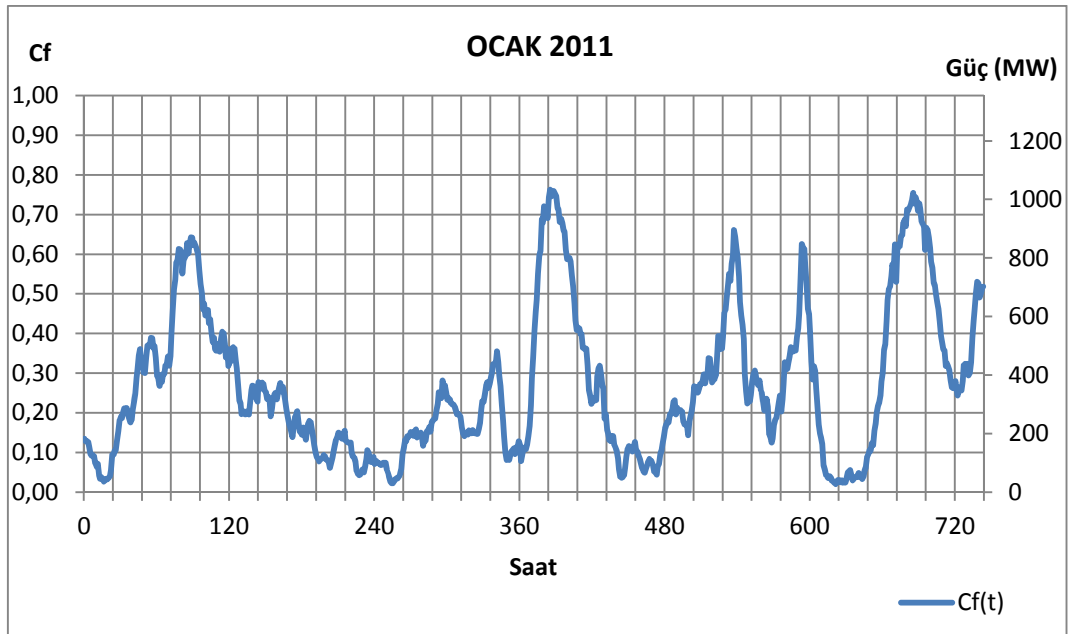
- [1] DPT,(2009). Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği ve Strateji Belgesi
- [2] Kaldellis J. ve Kavadias K., (2001).Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfilment. Applied Energy ,70: 333–354.
- [3] Kaldellis J., Kavadias K ve Christinakis E., (2001). Evaluation of the wind- hydro energy solution for remote island". Energy Conversation and Management, 42: 1105-1120.
- [4] Kapsali M. ve Kaldellis J., (2010). Combining hydro and variable wind power generation by means of pumped-storage under economically viable terms. Applied Energy ,87: 3475–3485.
- [5] C. Bueno C. ve Carta J.A.,(2004).Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. Renewable and Sustainable Energy Reviews,10: 312–340
- [6] Dursun B. ve Alboyaci B., (2010).“The contribution of wind-hydro pumped storage systems in meeting Turkey’s electric energy demand”. Renewable and Sustainable Energy Reviews ,14: 1979–1988.
- [7] YEGM,(2013), Pilot Projeler ve Uygulamaları,http://www.eie.gov.tr/projeler/p_uygulamalar.aspx16.Mayıs.2011
- [8] Ermiş M,(2010). Türkiye Rüzgar Enerjisi Santrallerinin Elektrik Şebekesine Entegrasyonu,[http://d.yimg.com/kq/groups/17204128/900944829/name/Ruzgar+ Santrallerinin+Sisteme+Baglantisi.pdf](http://d.yimg.com/kq/groups/17204128/900944829/name/Ruzgar+Santrallerinin+Sisteme+Baglantisi.pdf) ,16.Mayıs.2013.
- [9] RiTM,(2013).Türkiye’de Rüzgârdan Üretilen Elektriksel Güç İçin İzleme ve Tahmin Sistemi Geliştirilmesi Projesi, <http://www.ritm.gov.tr/aboutUs/ritm.php>, 22.Ekim.2013.
- [10] Holttinen H, P. Meibom, A. Orths, F.van Hulle, B.Lange, M. O’Malley,J. Pierik, B. Ummels, J.O. Tande, A. Estanqueiro, M. Matos, E. Gomez,L. Söder, G. Strbac, A. Shakoar, J.Ricardo, J. C. Smith, M.Milligan ve E.Ela.(2009). Design and operation of power systems with large amounts of wind power,<http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>, 22.Ekim.2013
- [11] Holttinen H, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane ve T.Molinski, (2008). Using standard deviation as a measure of increased operational reserve requirement for wind power, Wind Engineering, 32(4): 355 – 377.

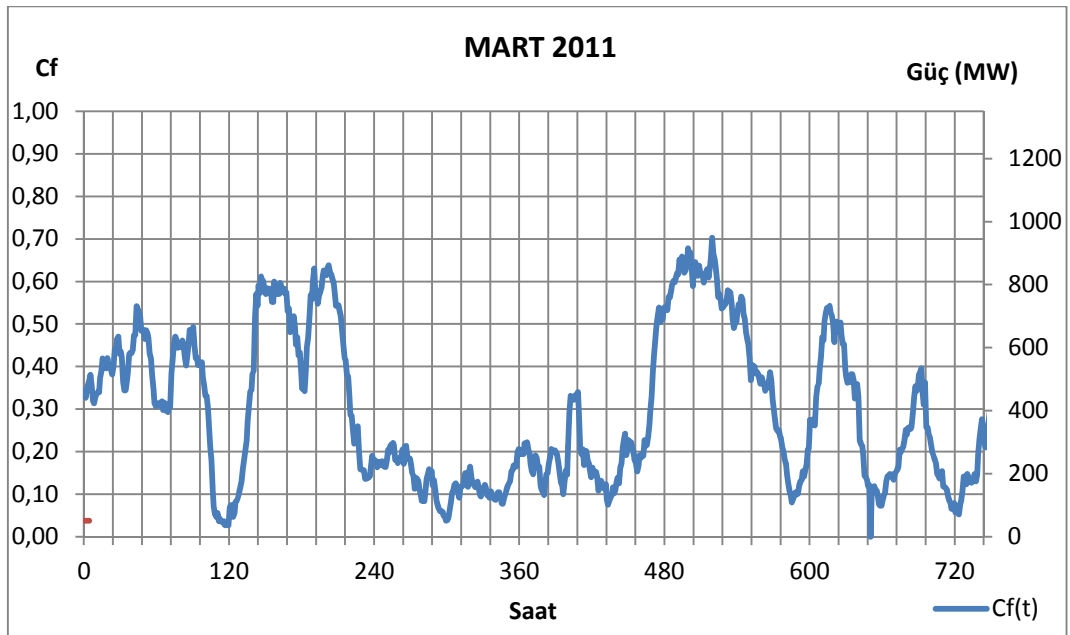
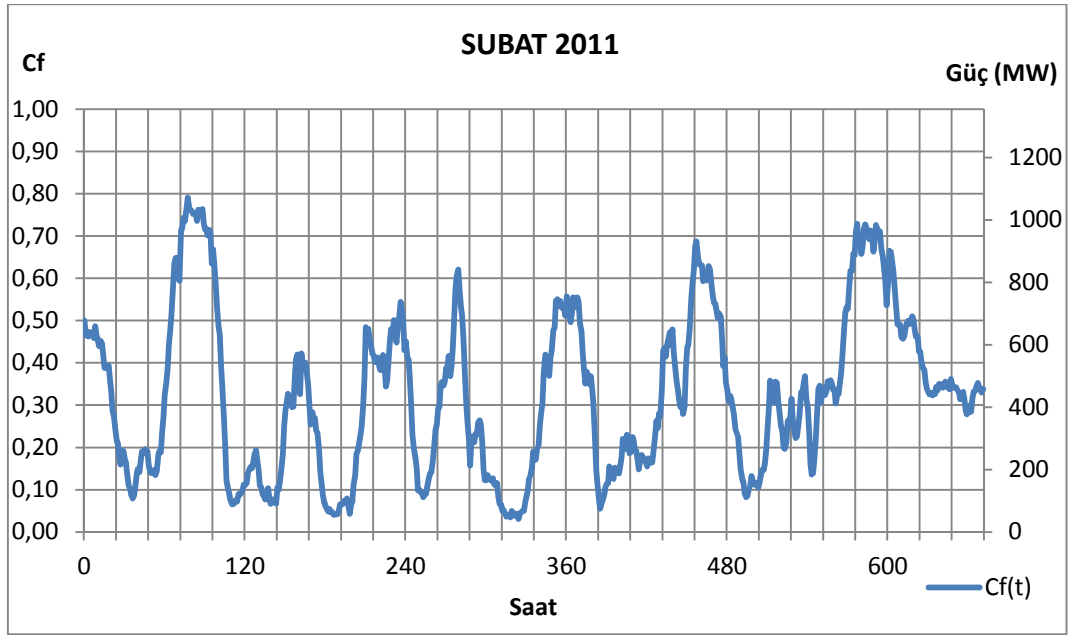
- [12] Strbac G., Shakoor A., Black M., Pudjianto D. ve Bopp T., (2007). Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems ,Electrical Power Systems Research, 77(9): 1143–1238.
- [13] Dena, (2005). Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020, <http://www.dena.de/themen/themareg/projektarchiv/>,12.Mart.2013.
- [14] EnerNex, WindLogics, (2006). Minnesota Wind Integration Study FinalReport,http://www.puc.state.mn.us/portal/groups/public/documents/pdf_files/000664.pdf,11.Ekim.2013 .
- [15] Holttinen H., (2004). The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system, VTT Publications, <http://www.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf>.
- [16] Axelsson U, R.Murray and V.Neimane., (2005). “4000 MW wind power in Sweden Impact on regulation and reserve requirements, <http://www.elforsk.se/>,18.Temmuz.2013.
- [17] Sustainable Energy Ireland.,(2004). Operating reserve requirements as wind power penetration increases in the Irish electricity system, <http://www.sei.ie/uploadedfiles/FundedProgrammes/IlexWindReserrev2FSFinal.pdf>, 21. Temmuz. 2013.
- [18] Dena,(2010). Grid Study II. Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook to 2025, <http://www.dena.de/en/projects/renewables/dena-grid-study-ii.html>, 22.Ekim.2013
- [19] IEA,(2012).World Energy Outlook 2012 ,<http://www.worldenergyoutlook.org/>, 22.Ekim.2012
- [20] TEİAŞ,(2012). Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu 2012-2021,www.teias.gov.tr,22 Ekim 2013.
- [21] Steffen B., (2012). Prospects for pumped-hydro storage in Germany. Energy Policy, 45: 420–429.
- [22] T.C Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı,(2014). 2013 Yılı Bütçe Sunumu’http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/2014_Genel_Kurul_Konusmasi.pdf, 16.Ocak.2013.
- [23] IEA,(2012).World Energy Outlook 2012”<http://www.worldenergyoutlook.org/>, 22.Ekim.2012.
- [24] BOTAŞ,(2011).Yılı Faaliyet Raporu, http://www.botas.gov.tr/icerik/tur/yayin_rapor/faaliyetrapor.asp, 13.Eylül.2013.
- [25] TEİAŞ, (2011). 2011 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu, <http://www.teias.gov.tr>, 16.Kasım.2012

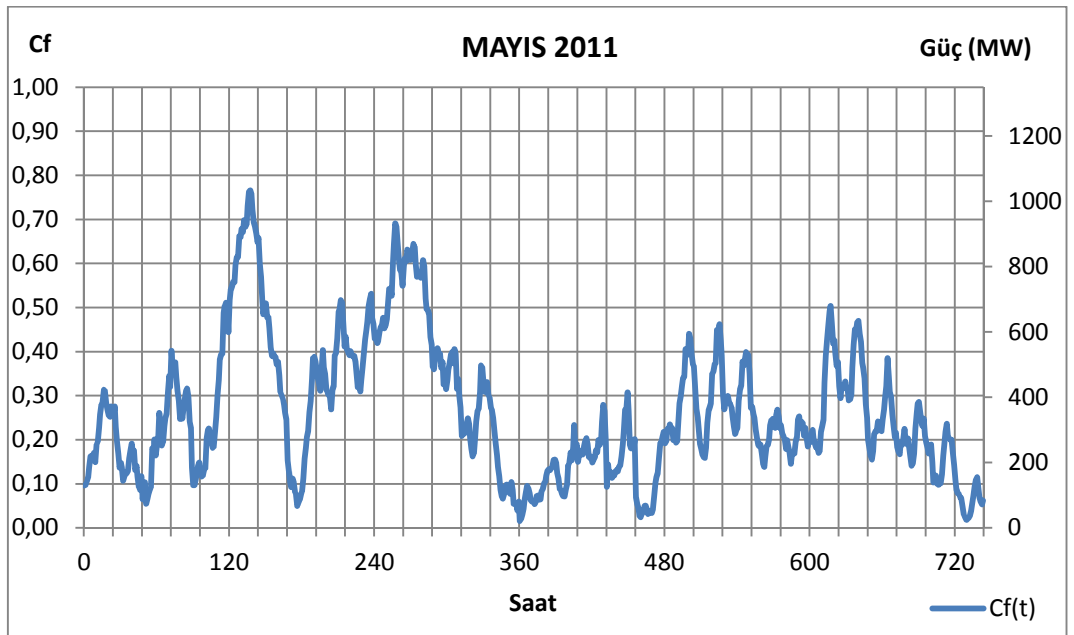
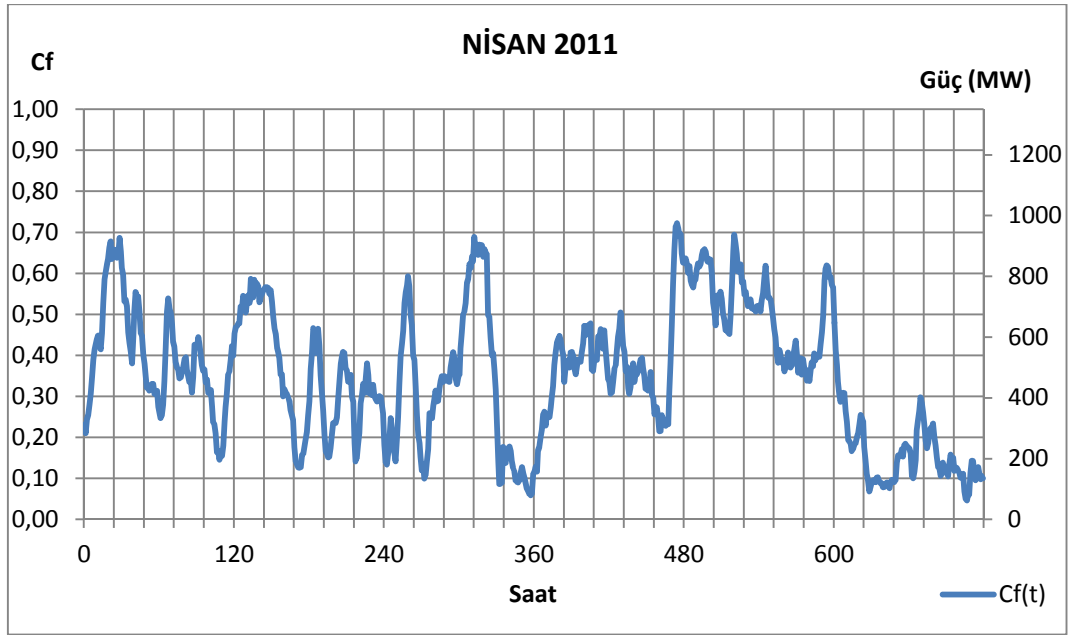
- [26] EÜAŞ,(2012). Elektrik Üretim Sektör Raporu 2012,http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/Sektor_Raporu_EUAS_2012.pdf,22.Ekim.2013.
- [27] TEİAŞ, (2012).2012Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu. <http://www.teias.gov.tr>, 16.Kasım.2012.
- [28] Dİİ, Hidroelektrik Enerji,<http://www.dsi.gov.tr/docs/hizmetalanlari/enerji.pdf>, 22.Ekim.2013.
- [29] EPDK,Yürürlükte Olan Lisanslar, <http://www2.epdk.org.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/verilentesistipi.asp>, 20.Ekim.2013.
- [30] T.C Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,Enerji Kaynakları, www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=enerji&bn=215&hn=12&nm=384&id=384 14.Kasım.2012.
- [31] YEGM, Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası, http://www.eie.gov.tr/eie-web/duyurular/YEK/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html, 16.Mayıs.2012.
- [32] TÜREB, (2012). Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu 2012, http://www.tureb.com.tr/index.php?option=com_docman&Itemid=8616, Kasım.2012.
- [33] ESA, Energy Storage Benefits, http://www.electricitystorage.org/technology/energy_storage_benefits/benefit_categories, 16.Temmuz.2013
- [34] Yang J. ve Jackson B.,(2011). Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States".Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, 839–844.
- [35] Deane J.P., Gallachoir B.,McKeogh E. J.,(2010). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. Renewable and Sustainable Energy Reviews,14: 1293–1302.
- [36] Steffen B., (2012). Prospects for pumped-hydro storage in Germany, Energy Policy, 45: 420–429.
- [37] Hasen H. ve Zipparro J.(1993). Davis Handbook of Applied Hydraulic. New York.McGraw Hill.
- [38] Alstom, Hydro Pumped StoragePower Plant,<http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/hydro-pumped-storage-power-plant.pdf>,15.Nisan.2013.
- [39] TEDAŞ, (2009). 2009 Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri, http://www.tedas.gov.tr/29,Istatistiki_Bilgiler.html, 15.Nisan.2013.
- [40] T.C Elektrik Piyasası Kanunu, 4628,(2001).
- [41] Bircan M. Türkiye Elektrik Sisteminin UCTE Bağlantısı Kapsamında Frekans Kontrolü Kalitesinin UCTE Standartlarına Çıkarılması, www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_10/mustafabircan.pdf,18.Ekim.2013.
- [42] EWEA,(2013).Twenties, www.ewea.org/uploads/tx_err/pdf/Twenties.pdf.

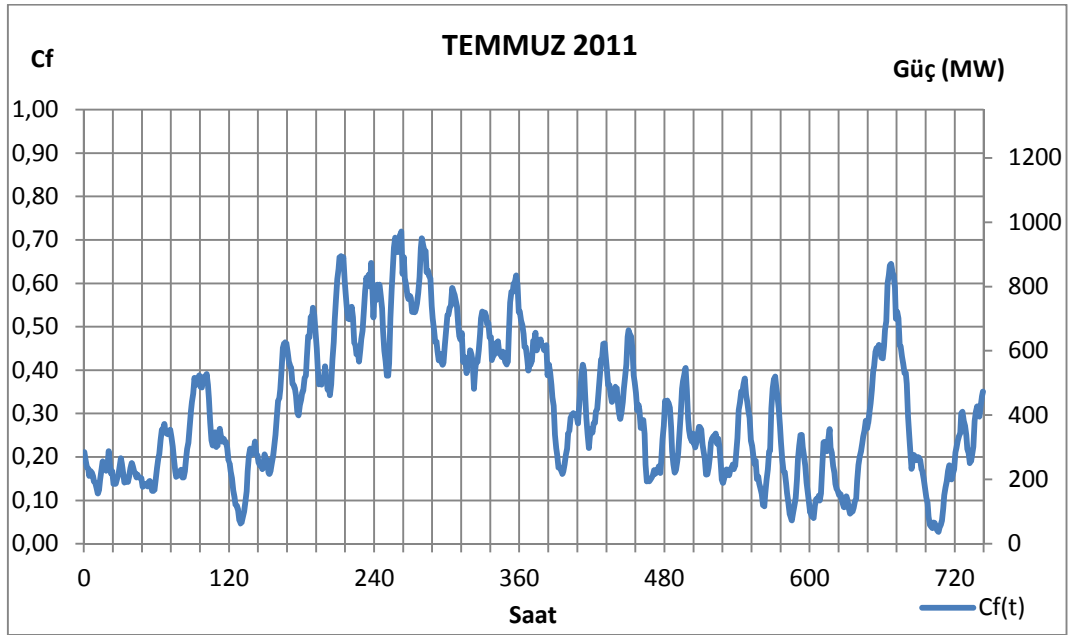
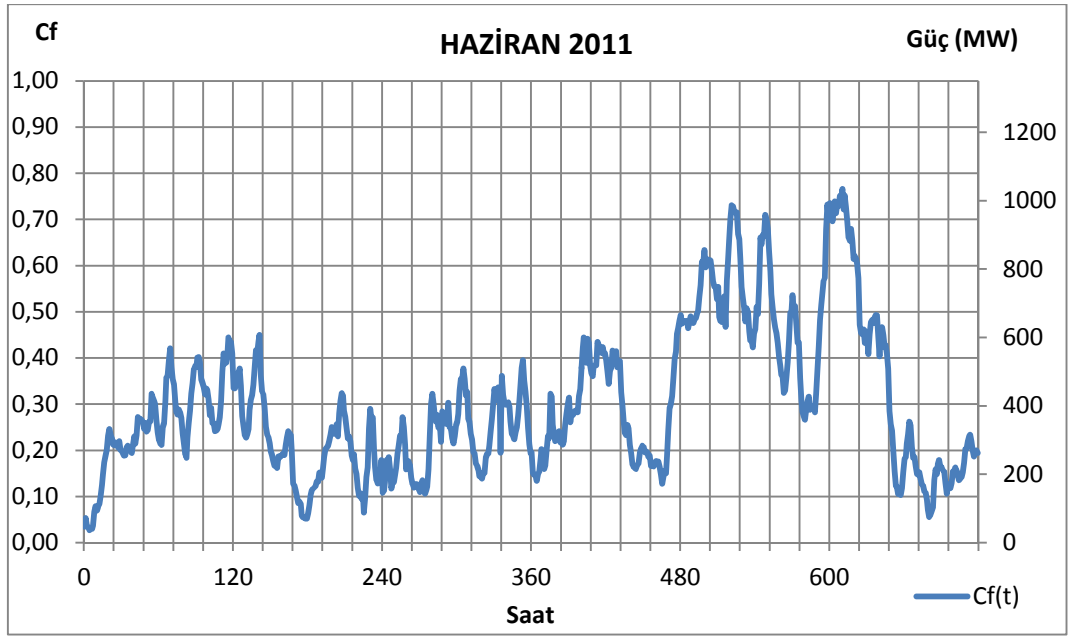
REFERANS RES ELEKTRİK ÜRETİM EĞRİSİ

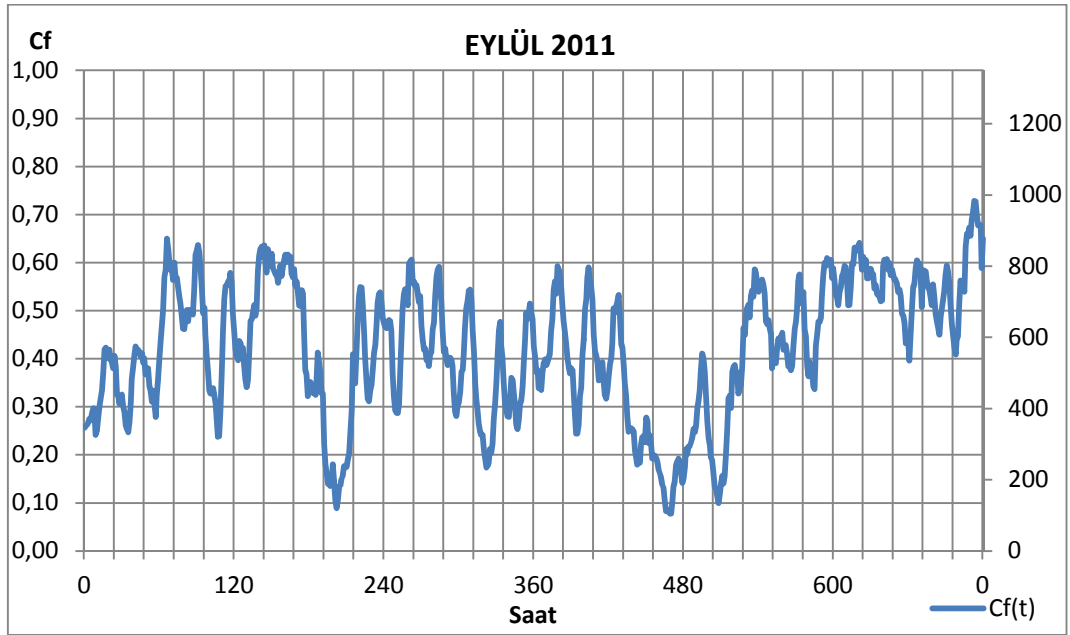
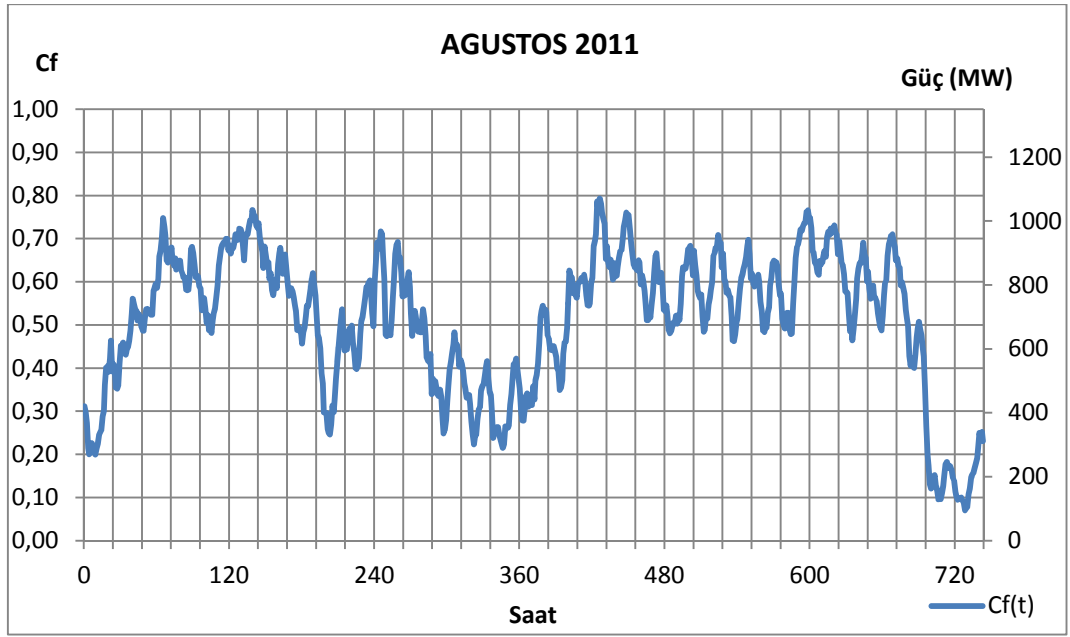
34 Adet 1355 MW Kurulu Gücündeki Rüzgar Enerji Santralinin Toplam Elektrik Üretiminin Yıl İçindeki Değişimi

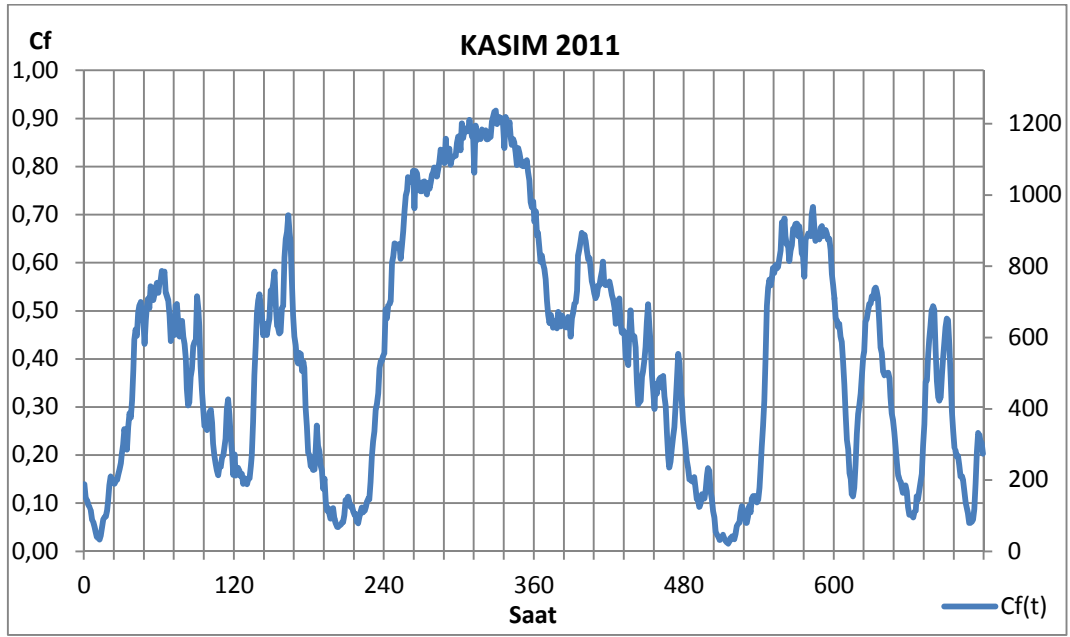
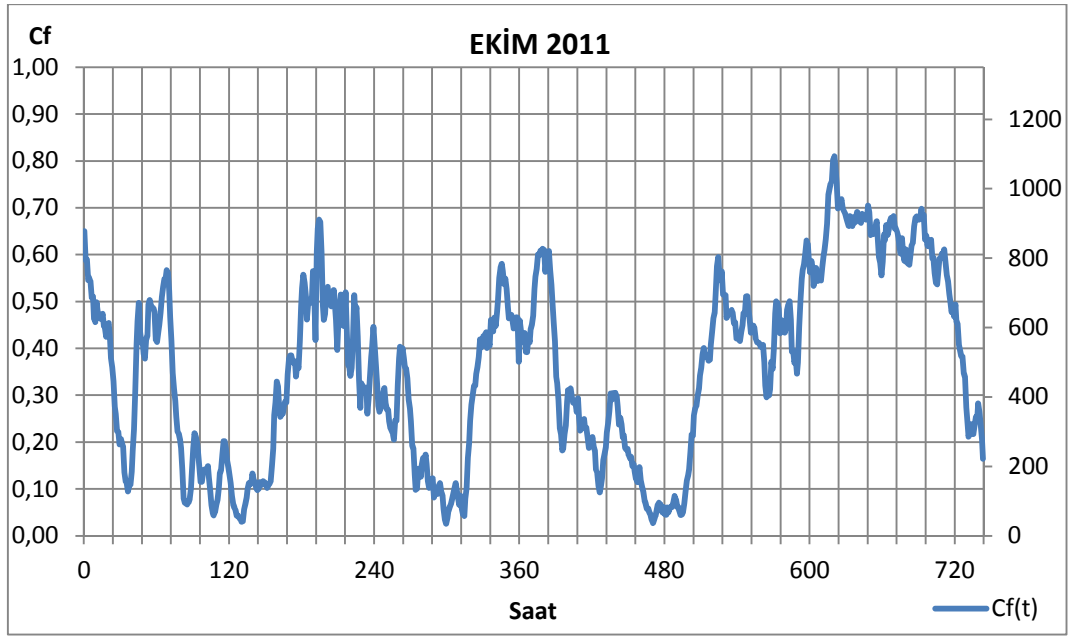


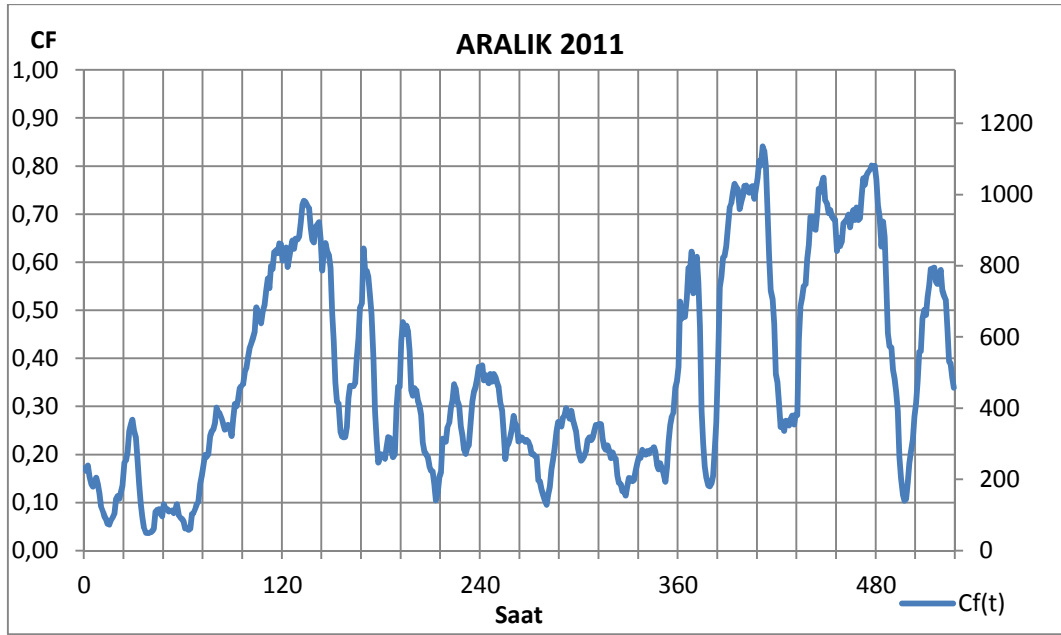


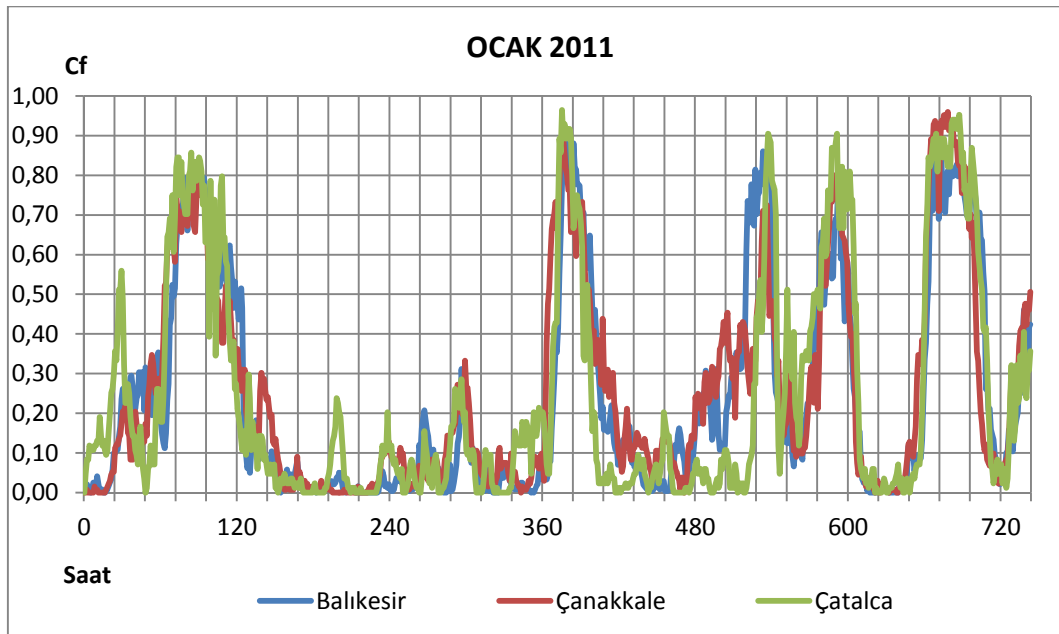


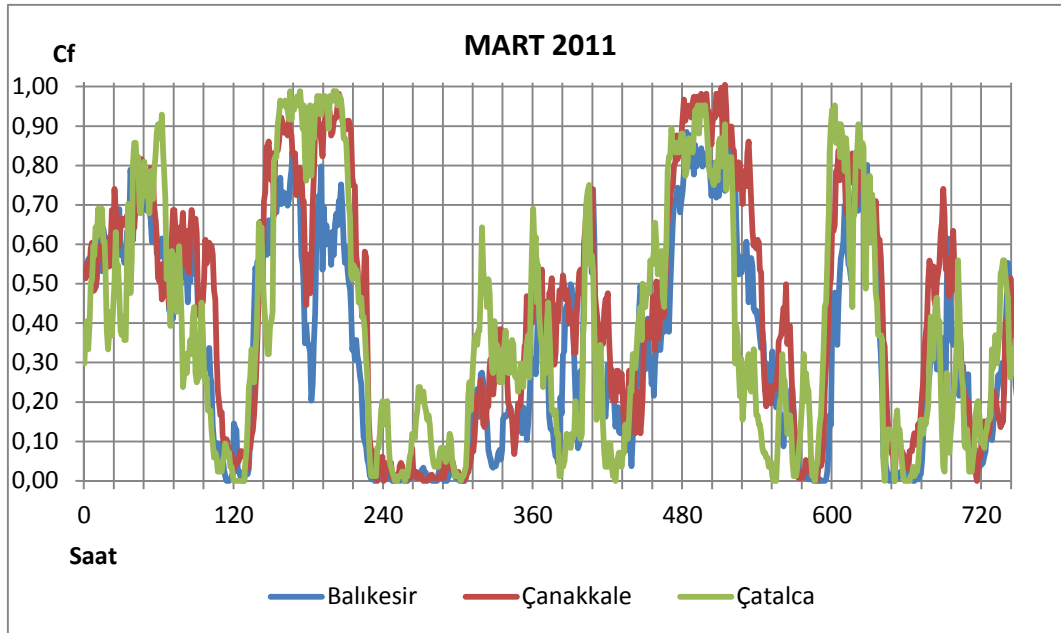
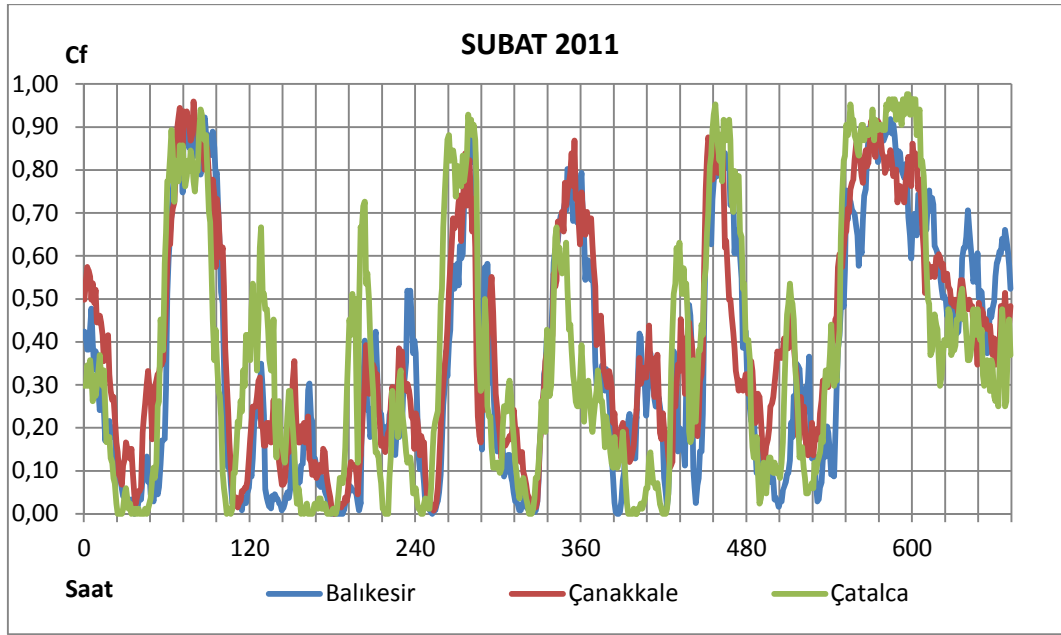


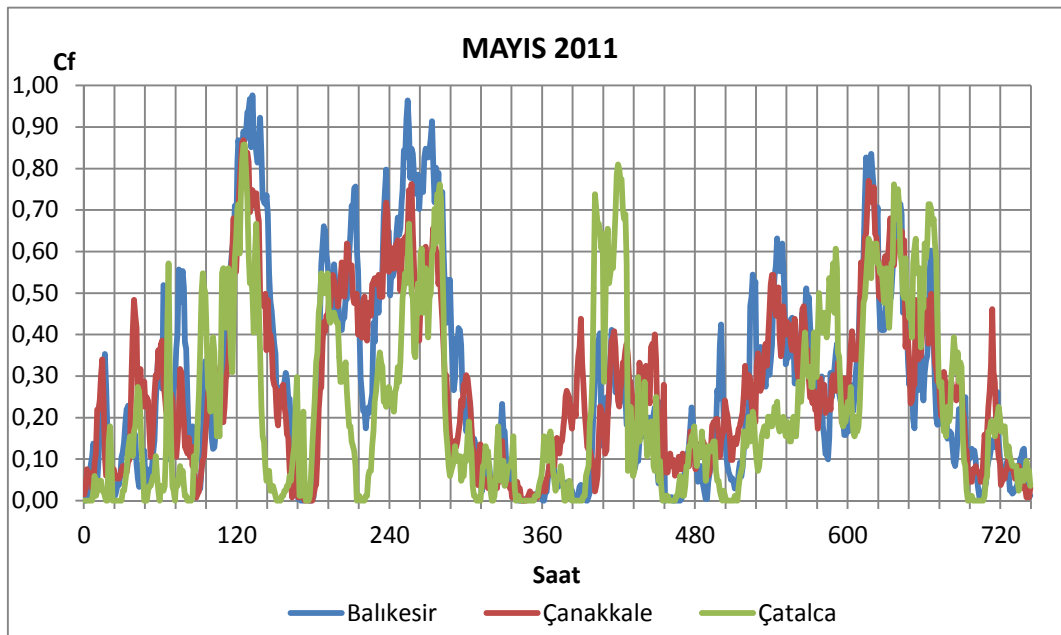
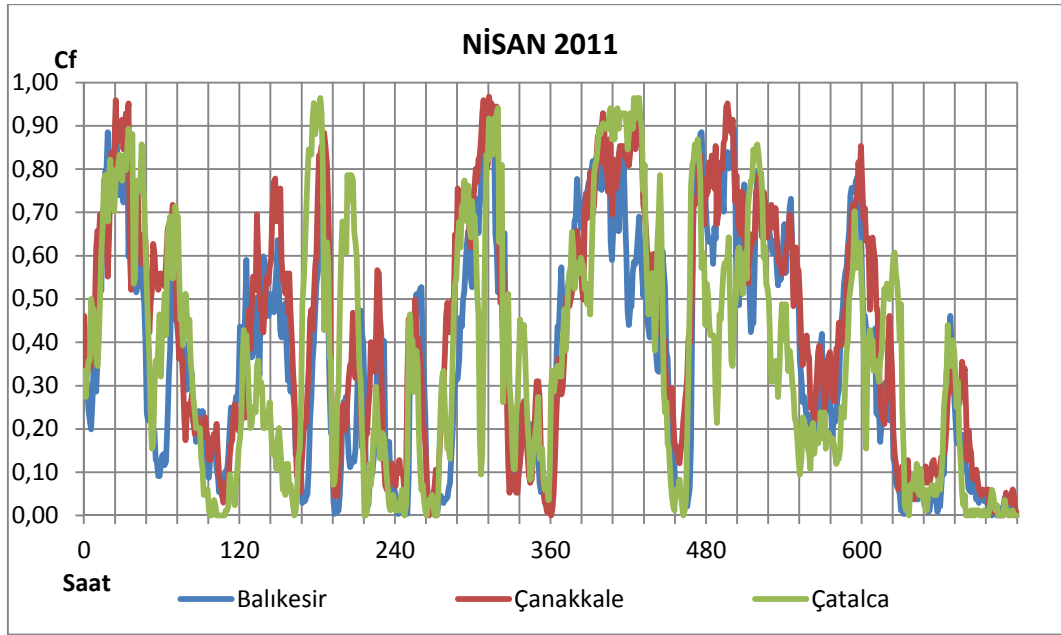


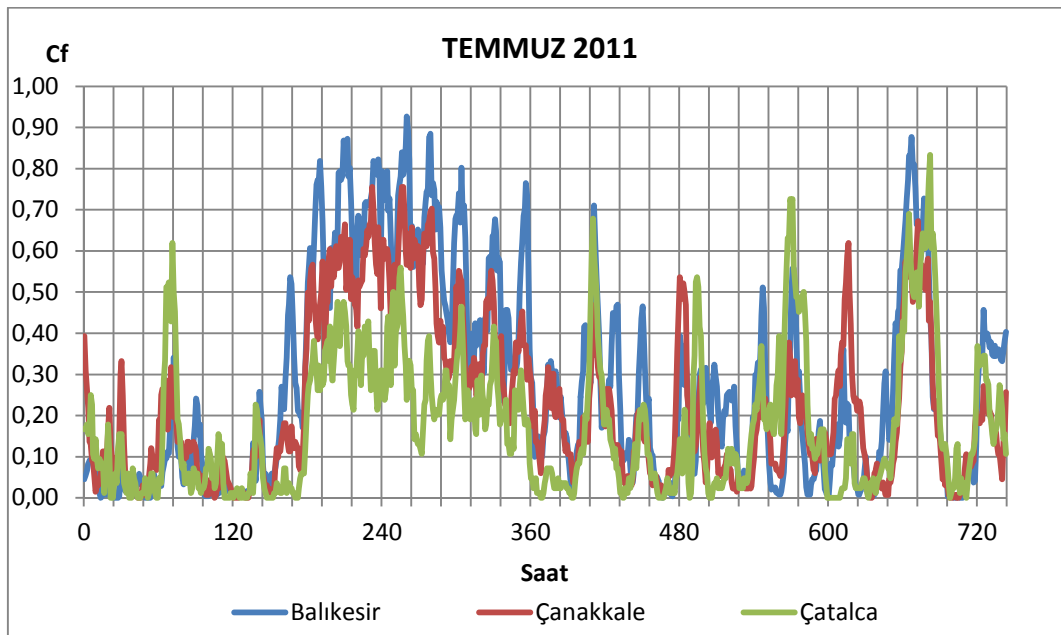
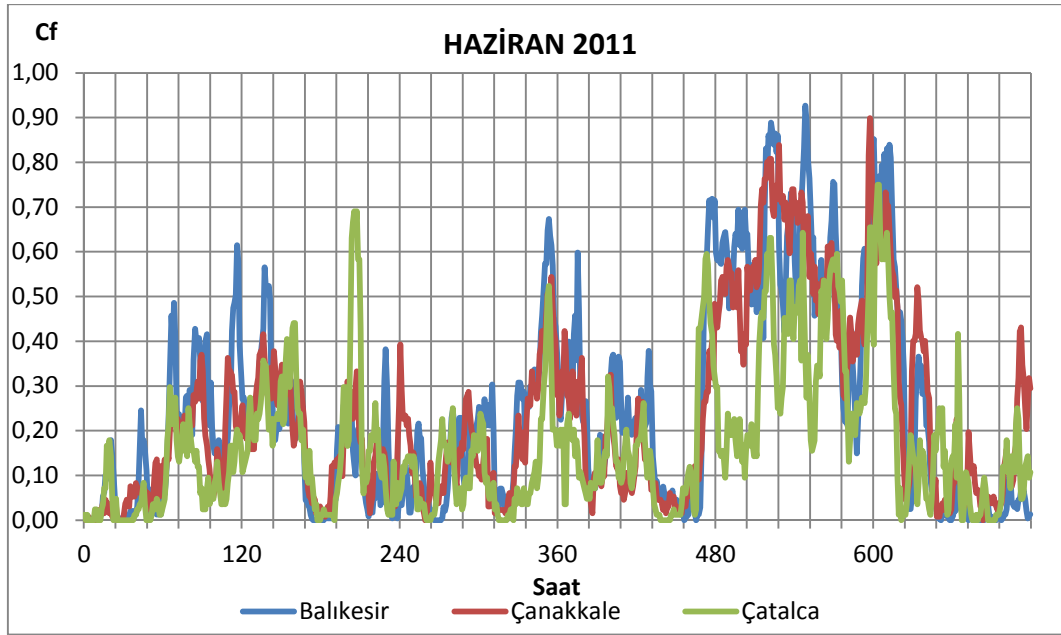


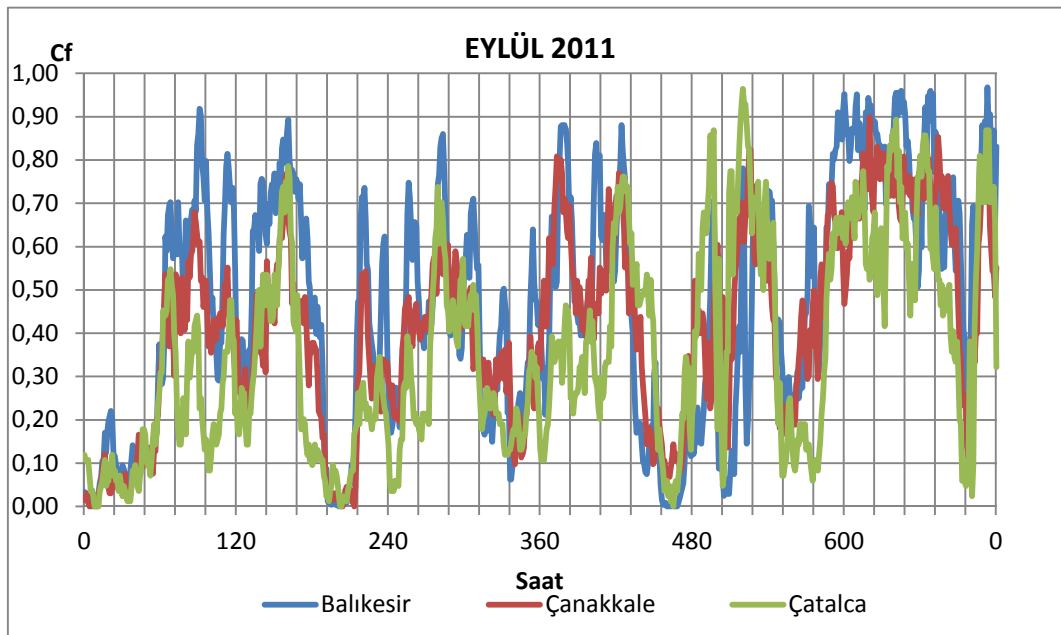
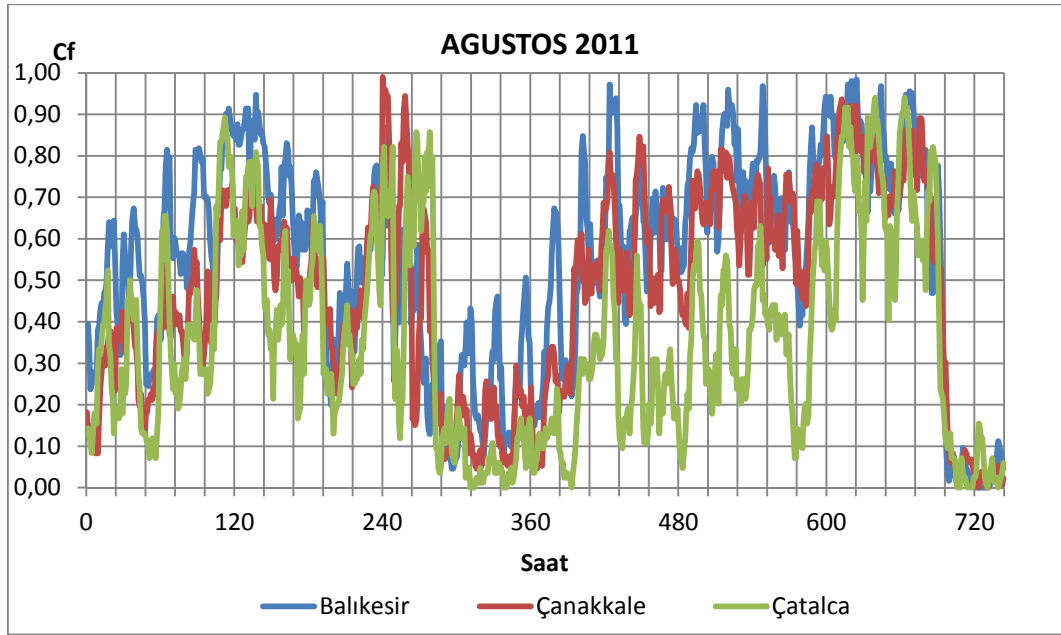


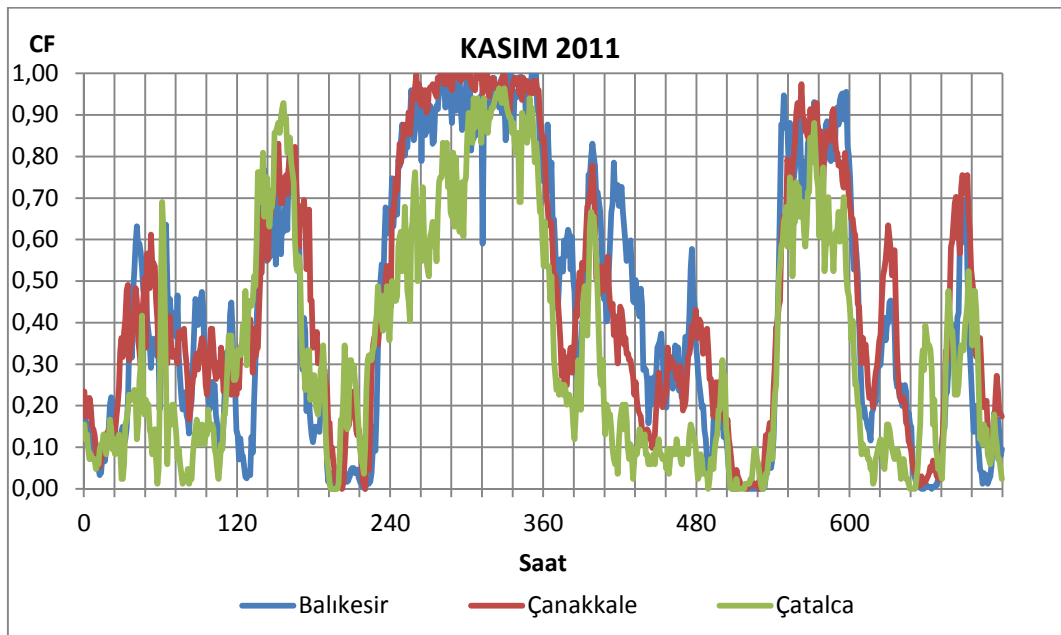
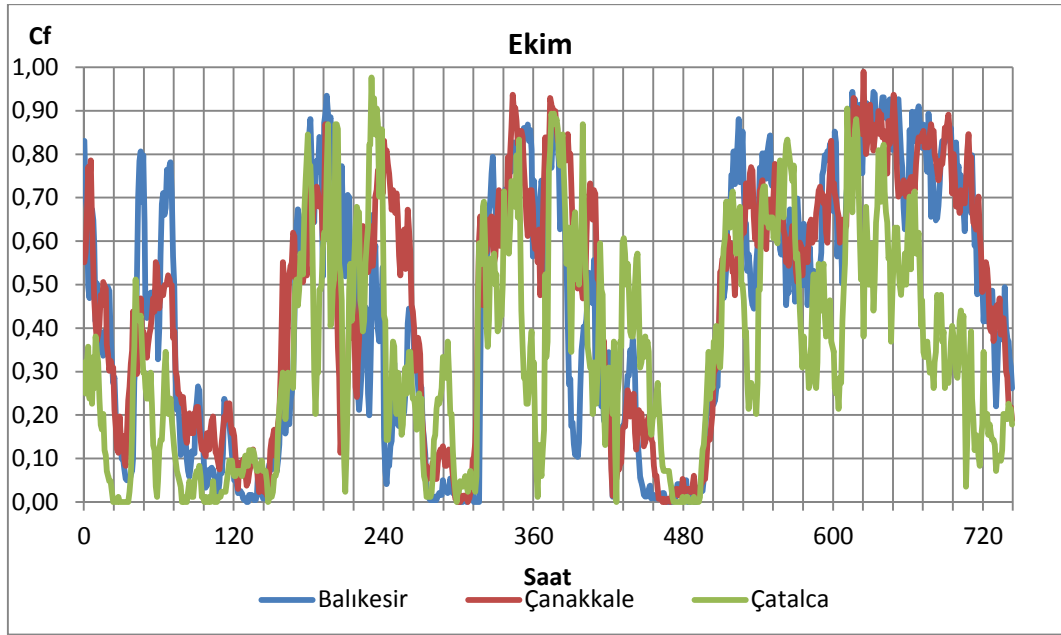
RES ALT BÖLGE ELEKTRİK ÜRETİM EĞRİLERİ**B-1 Marmara Alt Bölgeleri Elektrik Üretim Eğrileri**

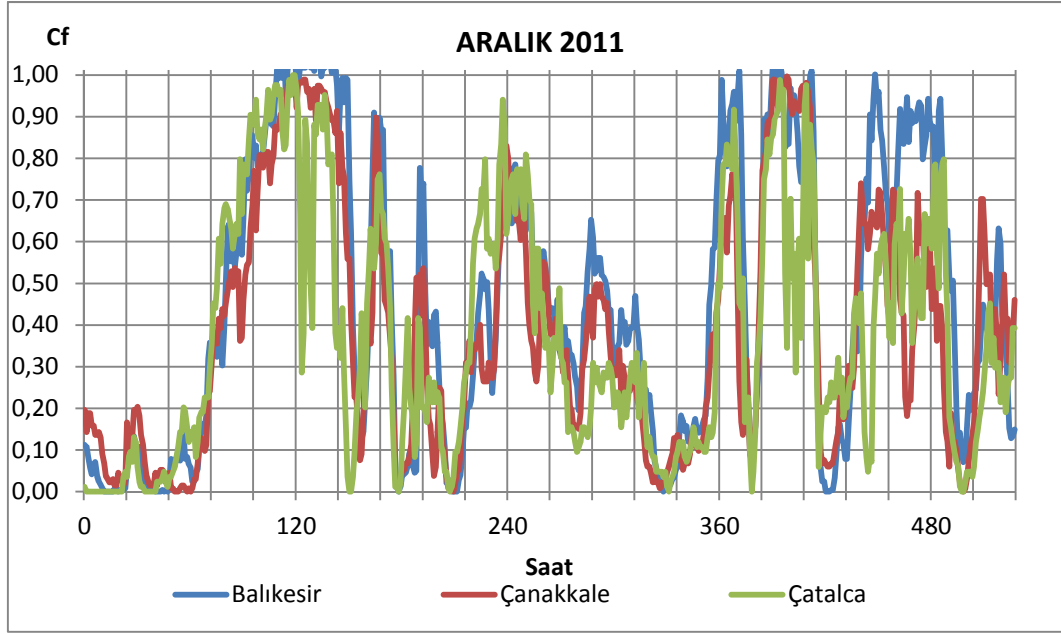




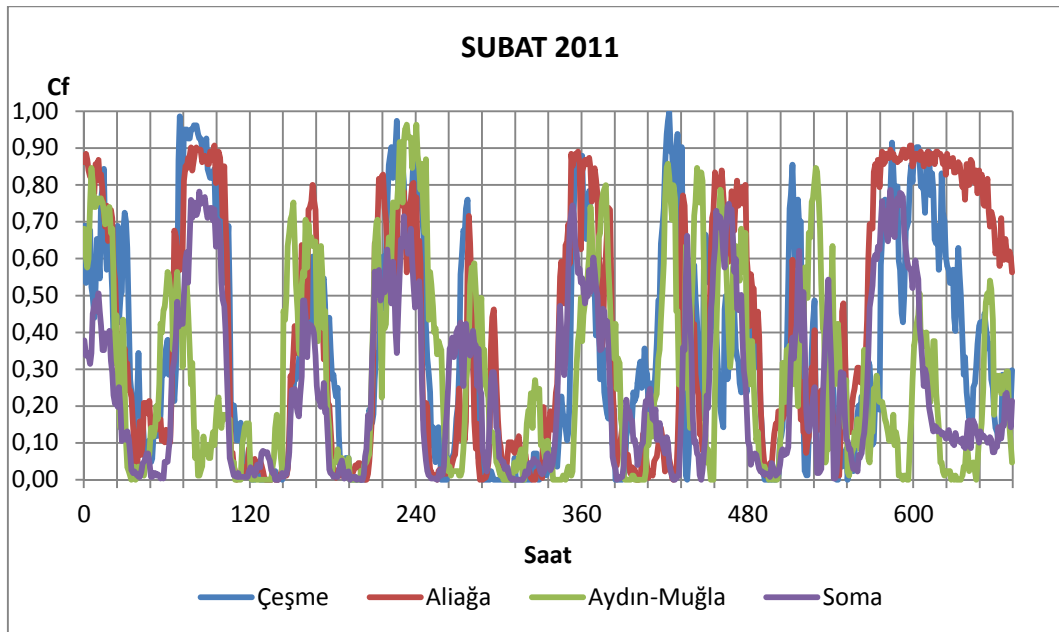
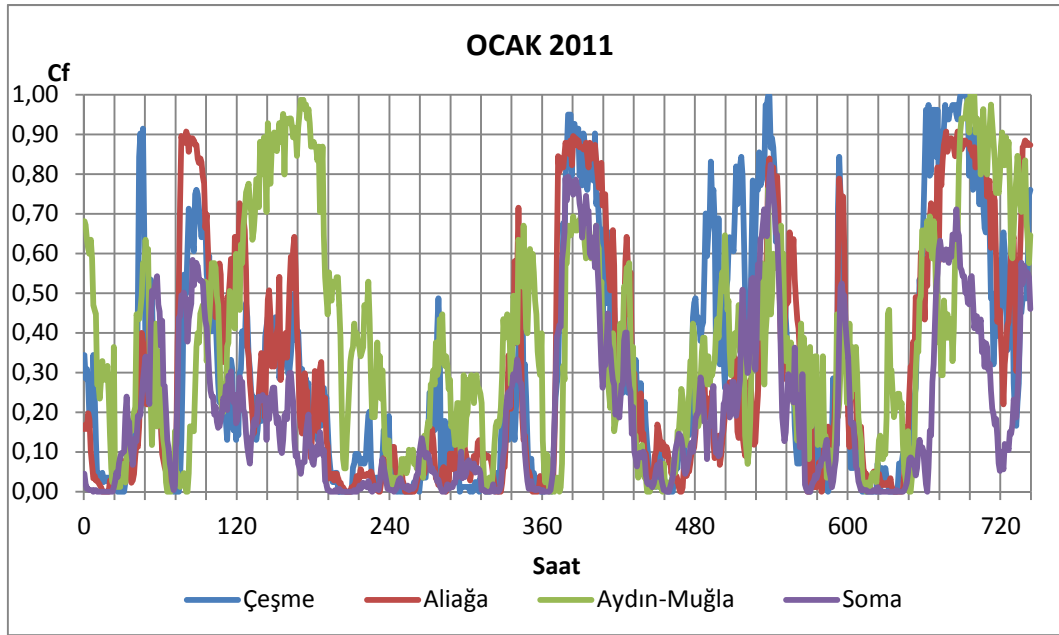


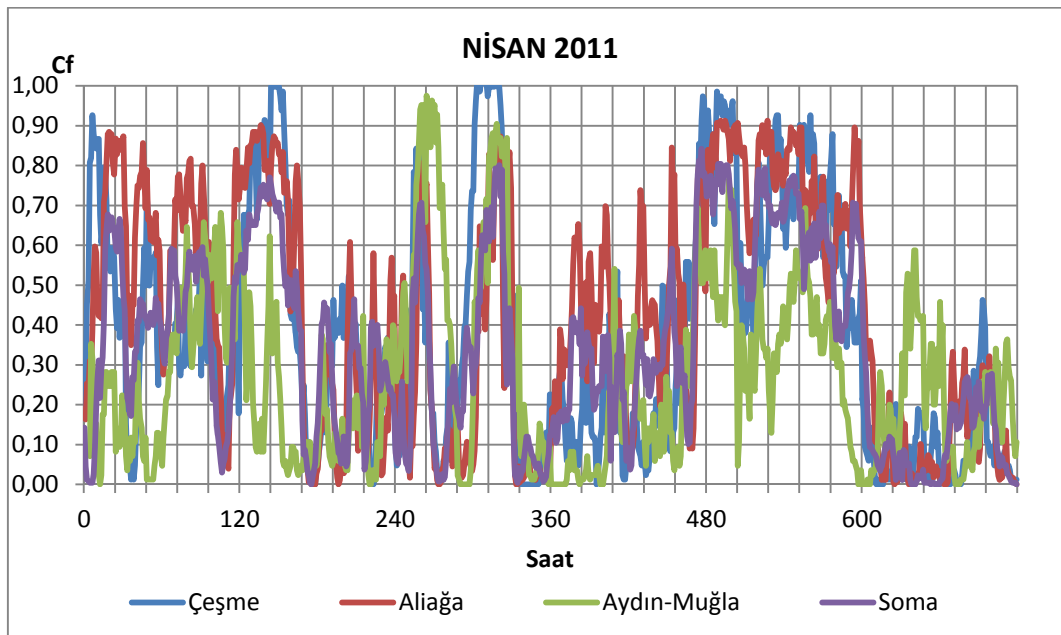
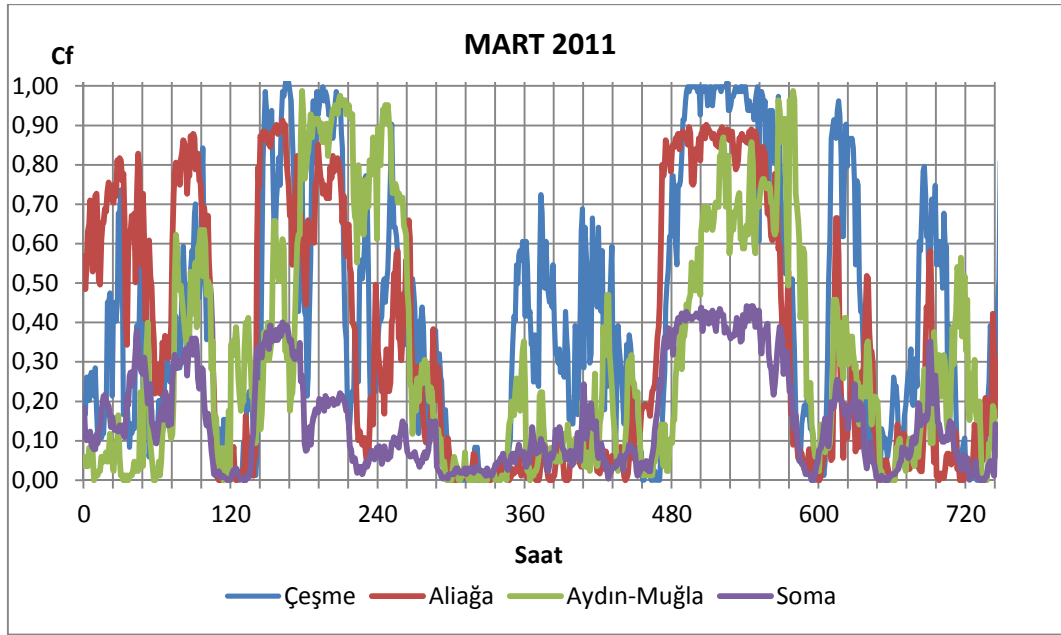


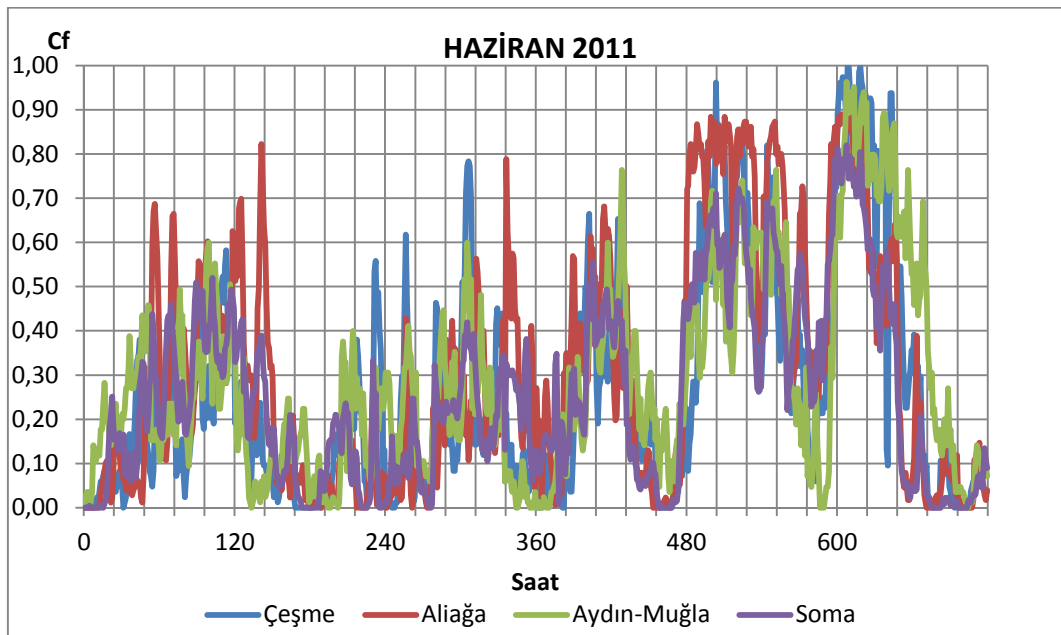
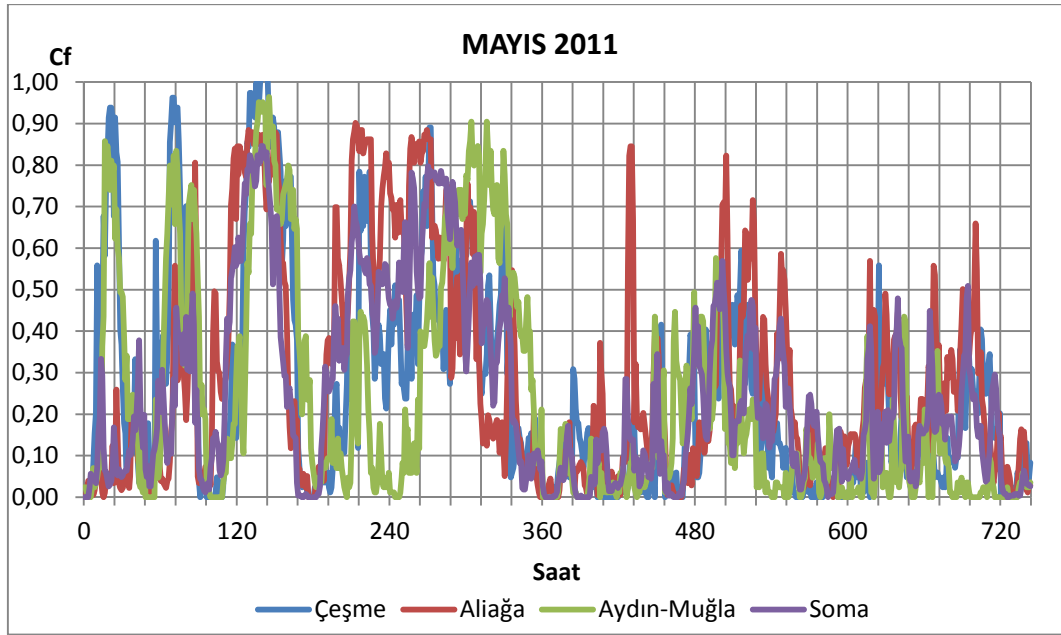


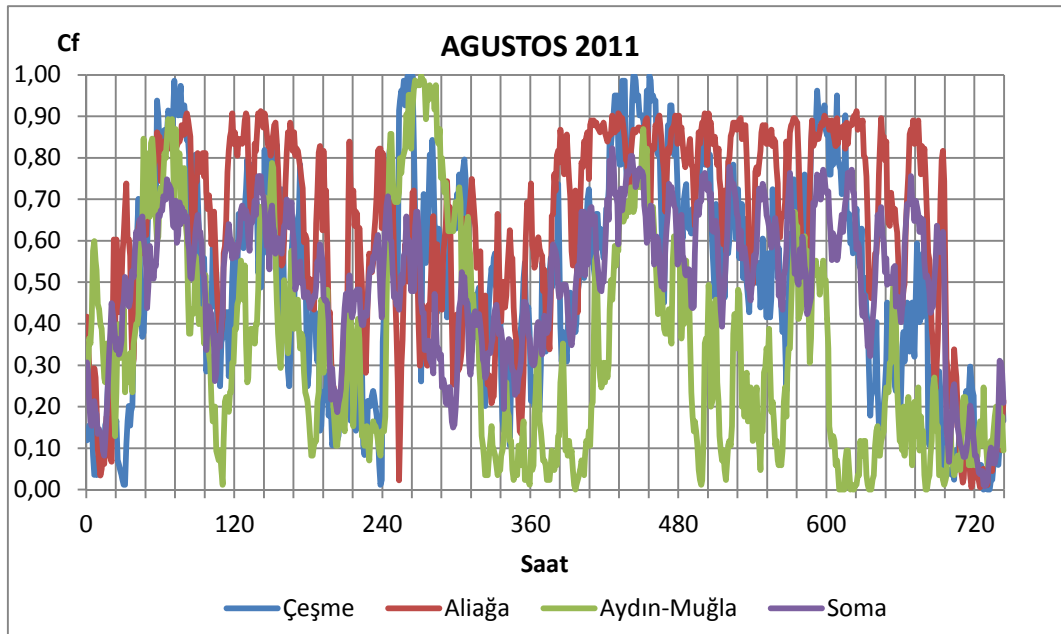
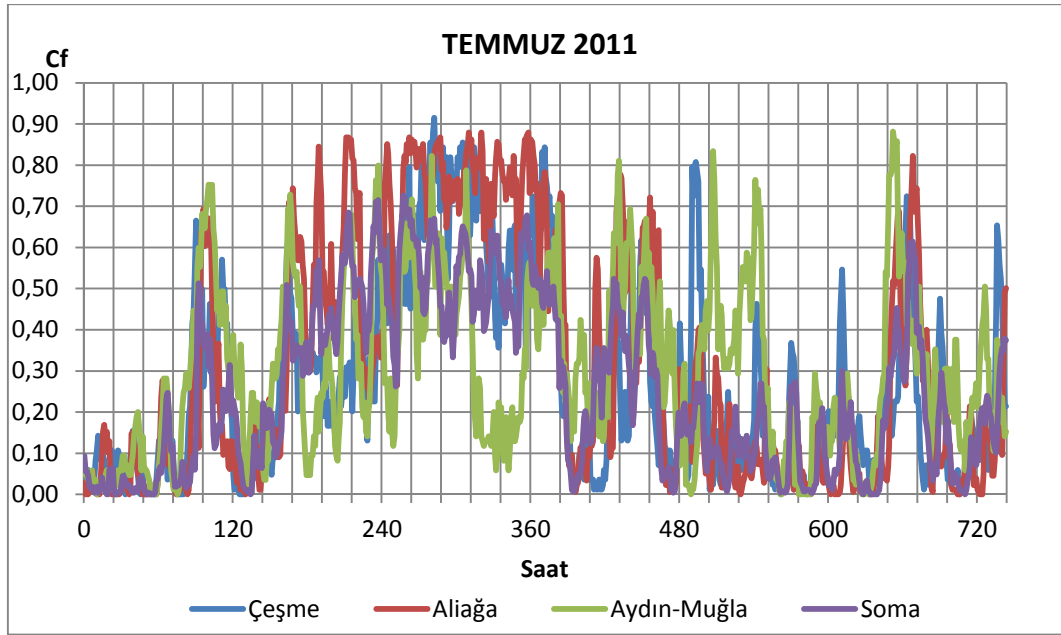


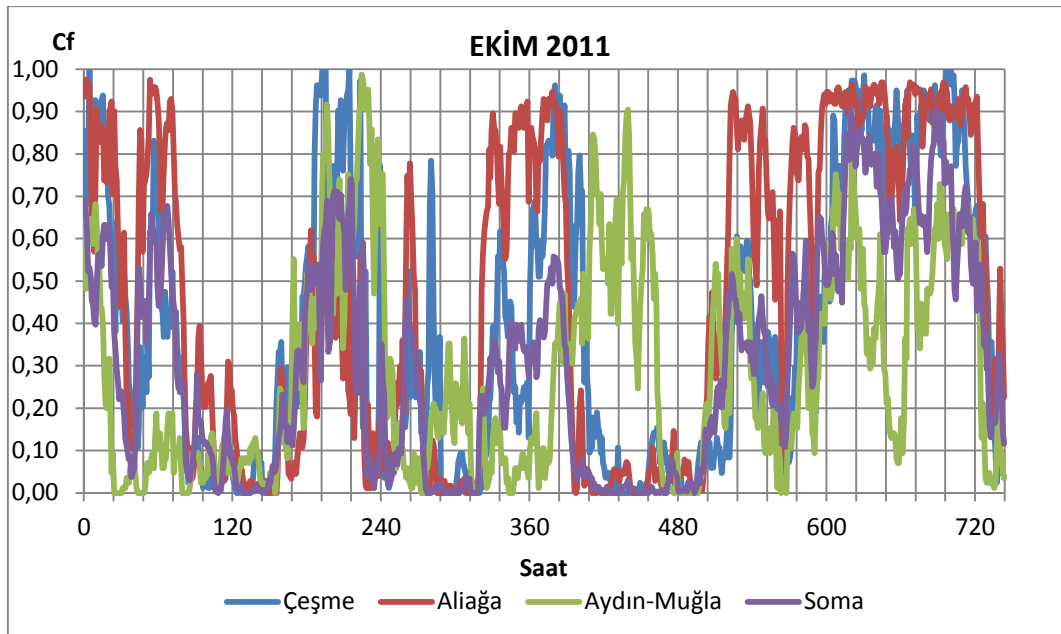
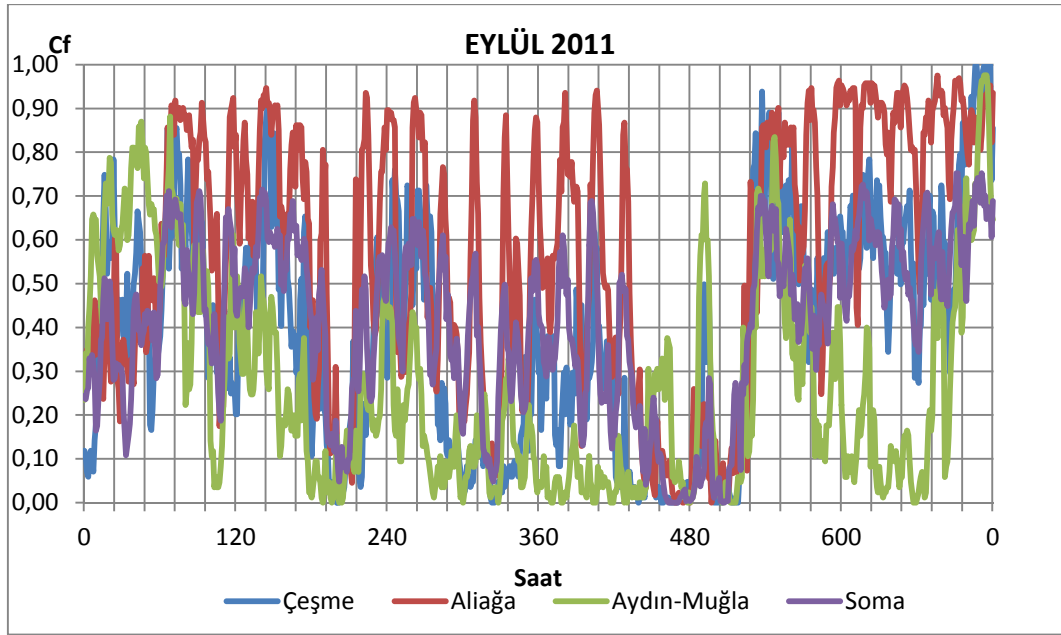
B-2 Ege Alt Bölgeleri Elektrik Üretim Eğrileri

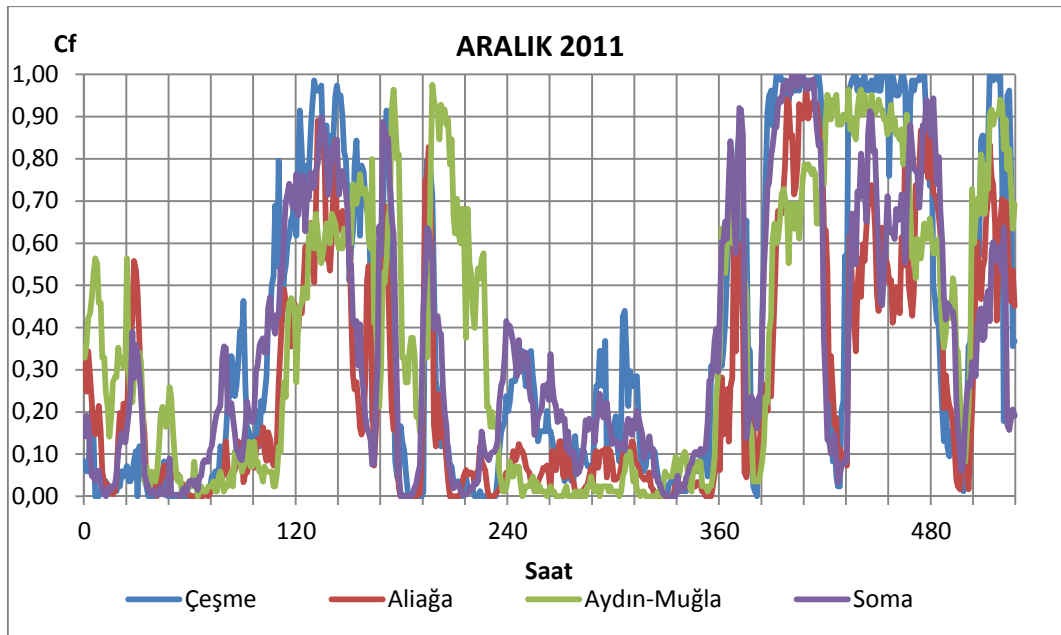
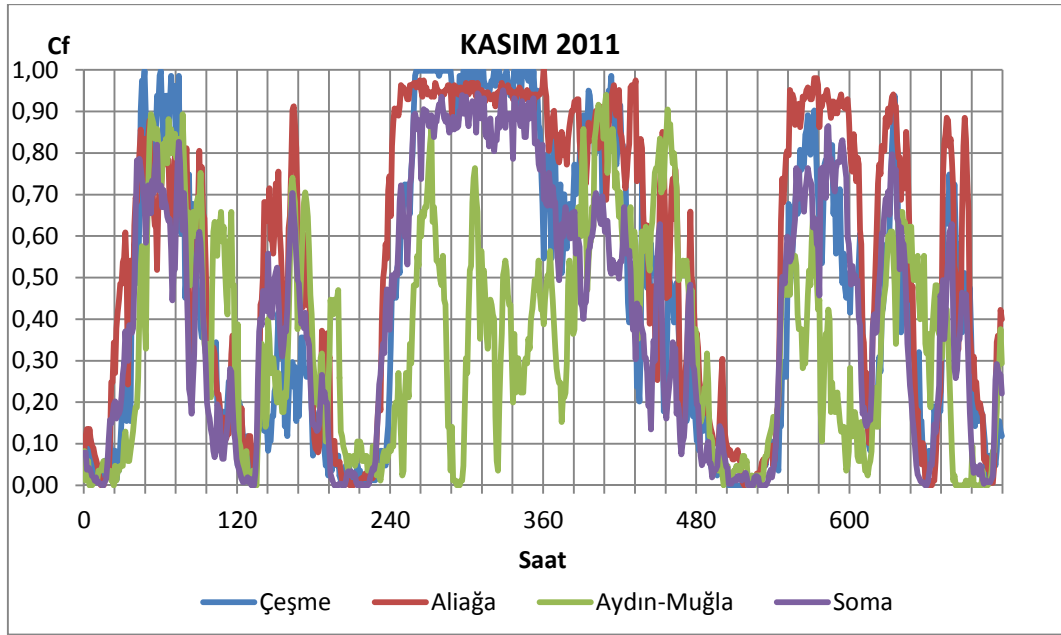




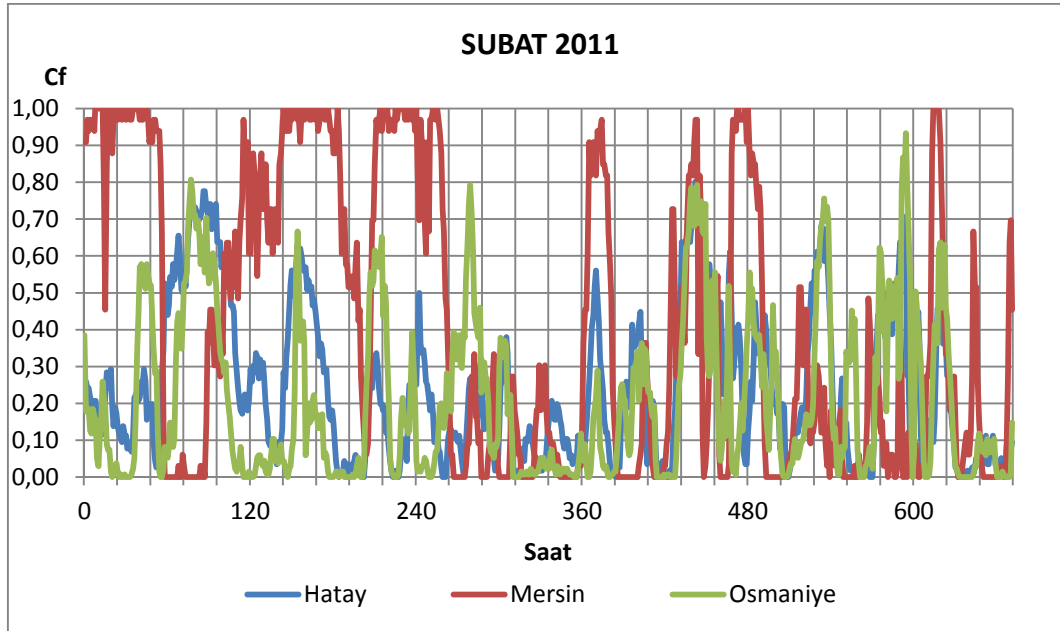
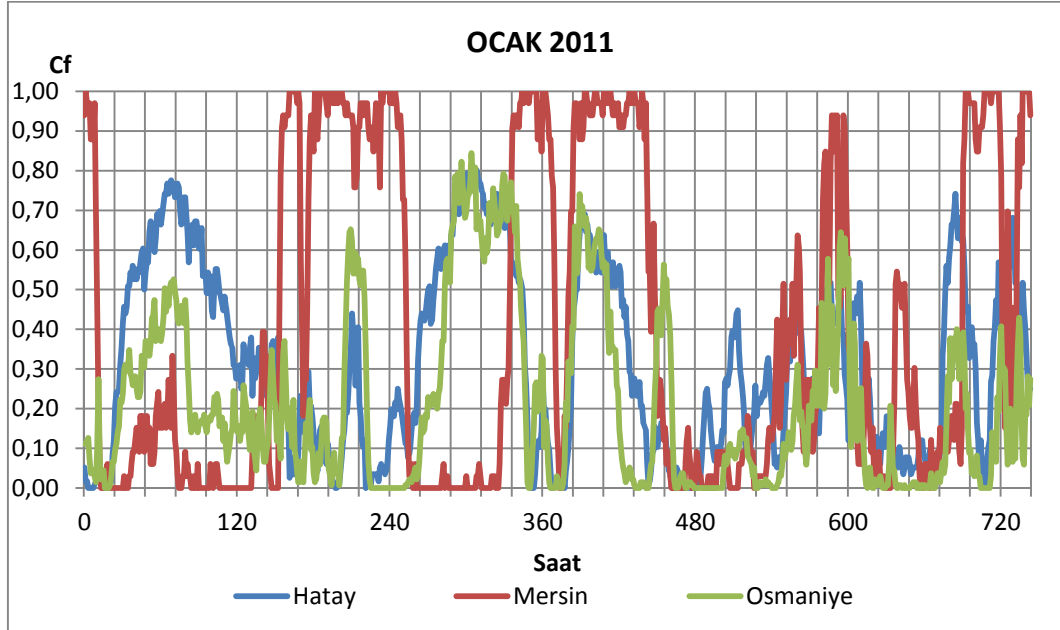


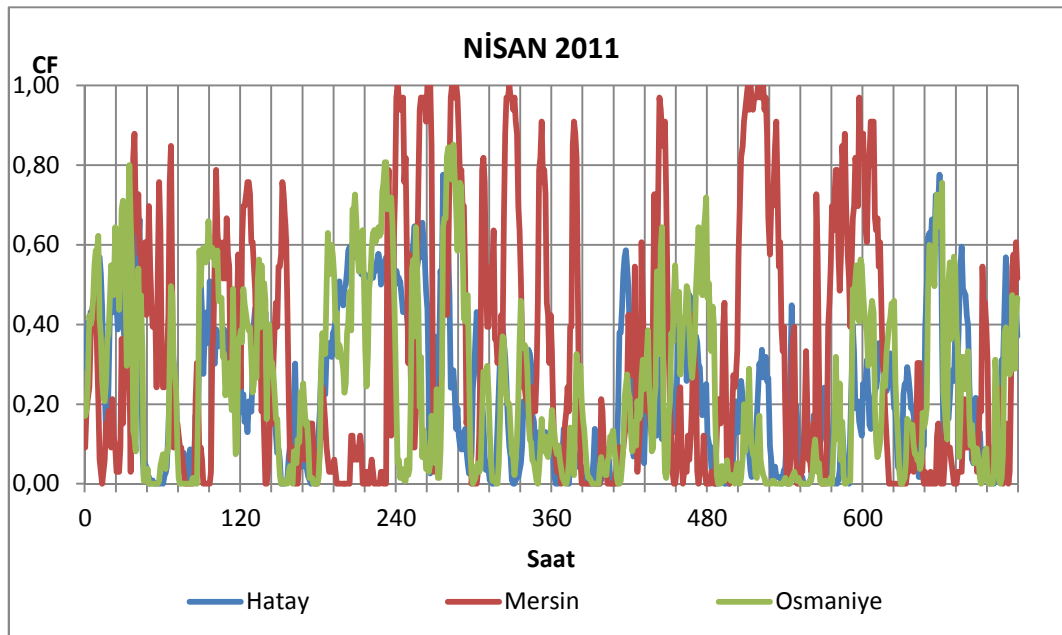
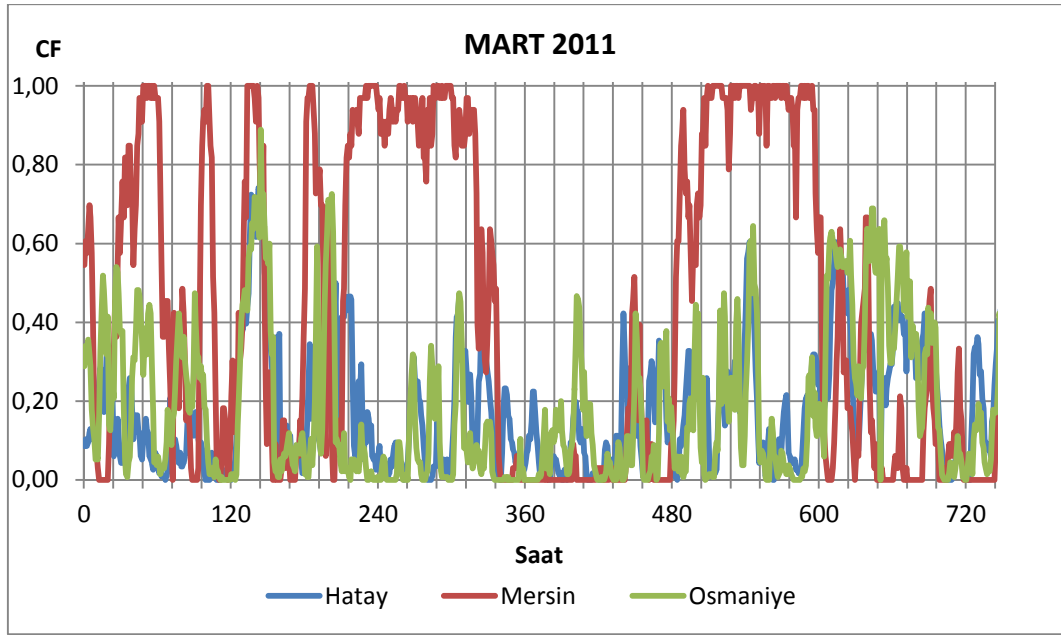


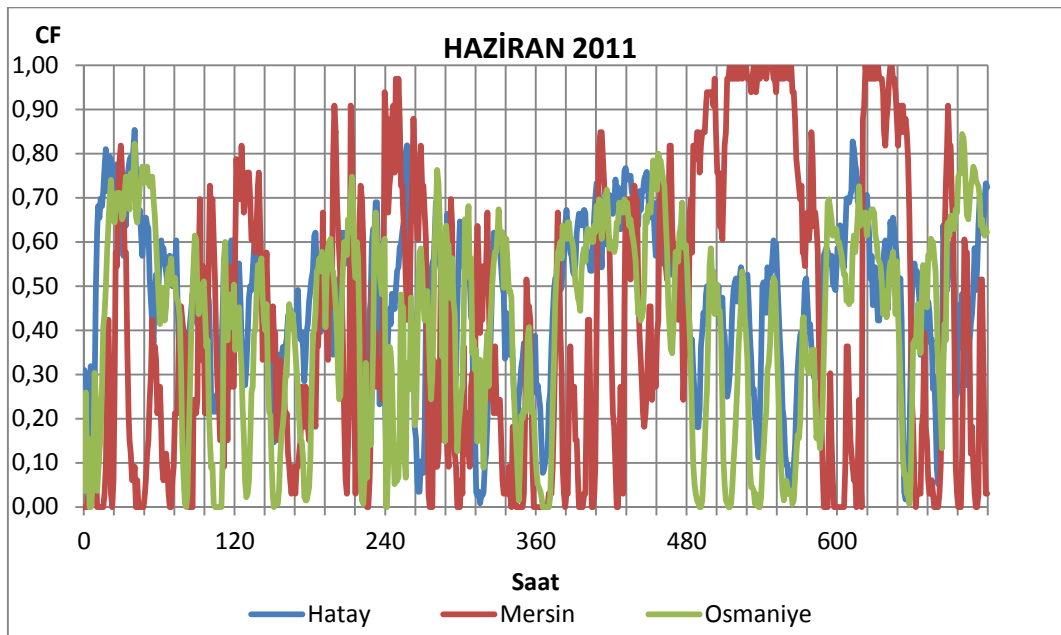
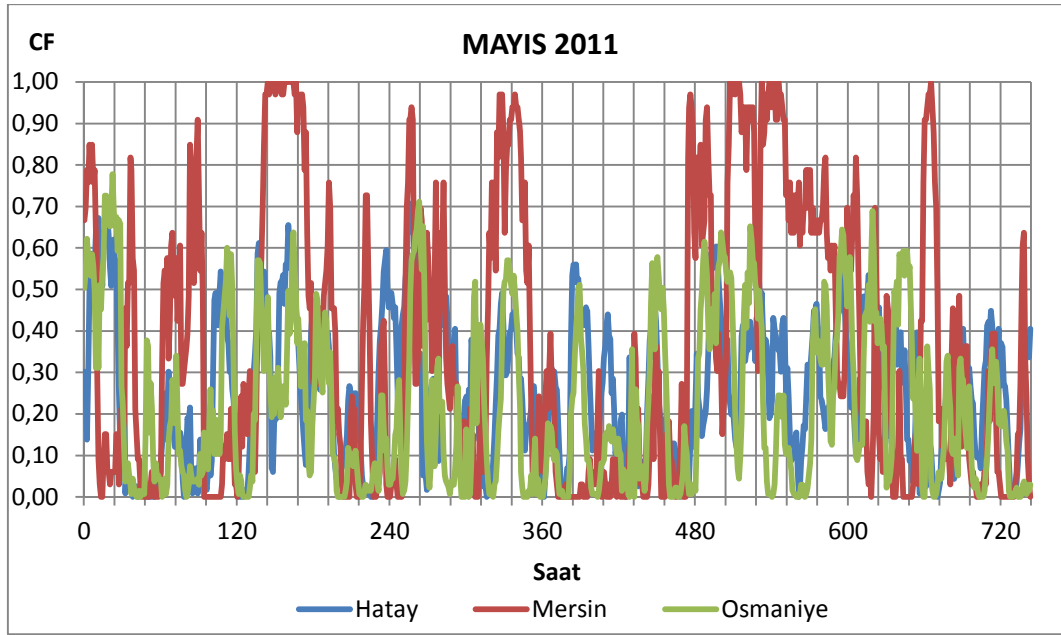


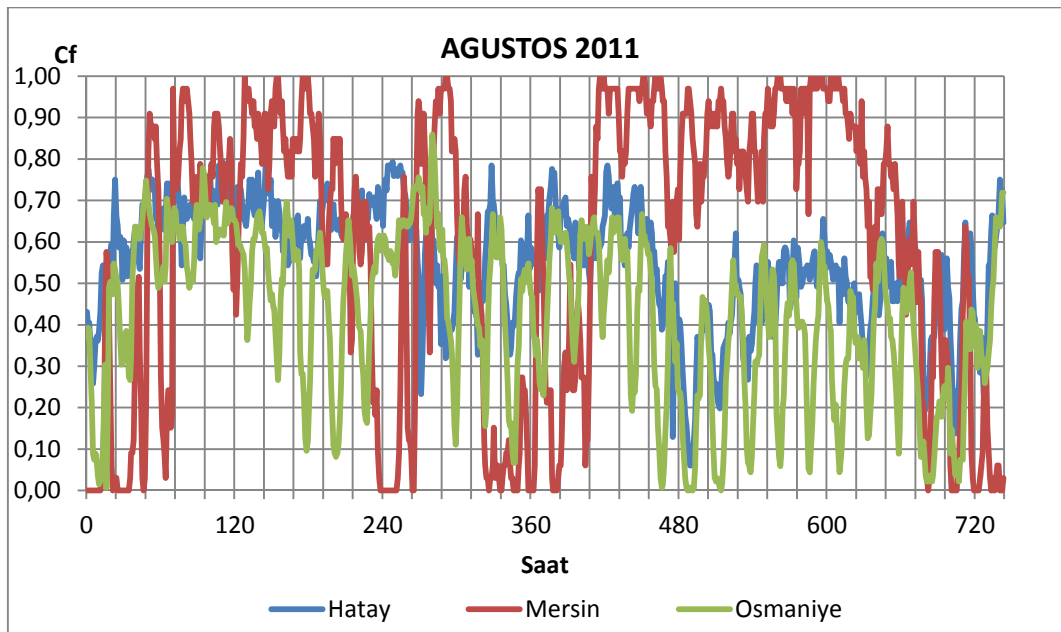
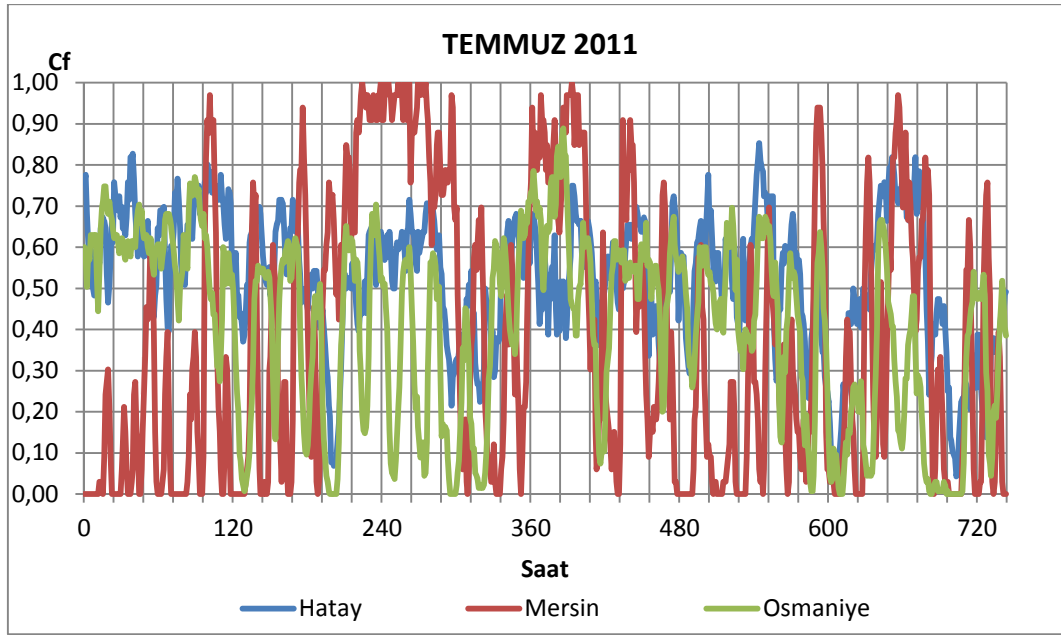


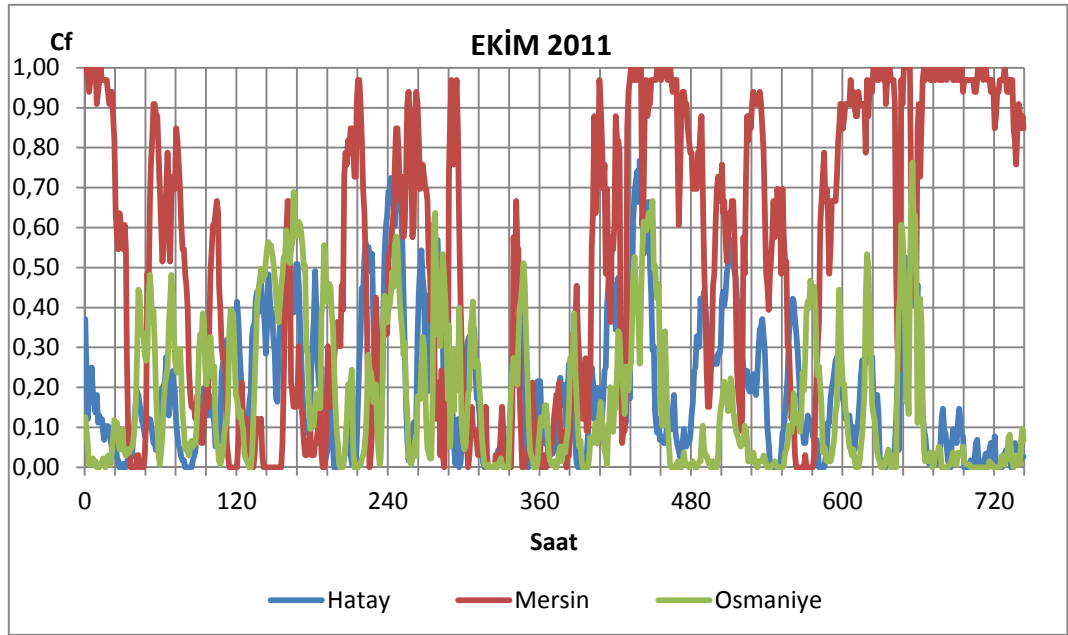
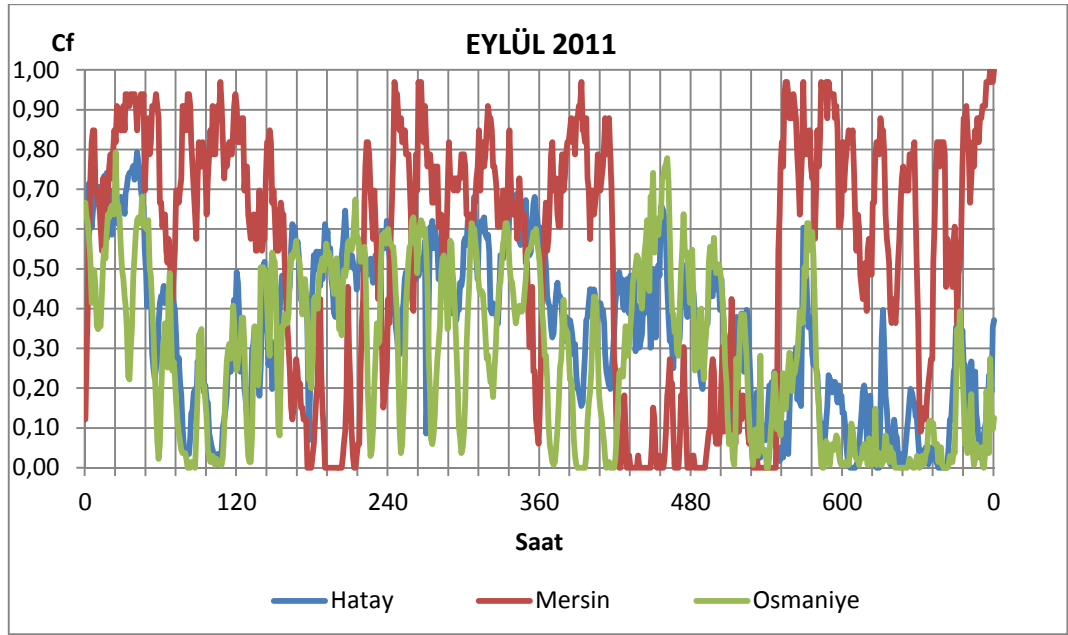
B-3 Akdeniz Alt Bölgeleri Elektrik Üretim Eğrileri

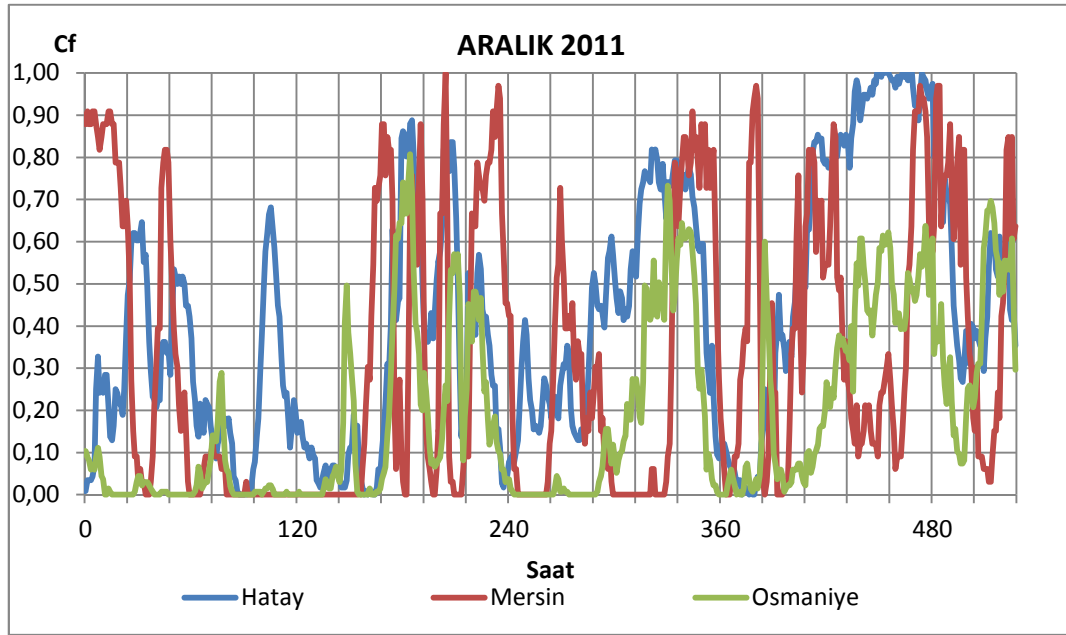
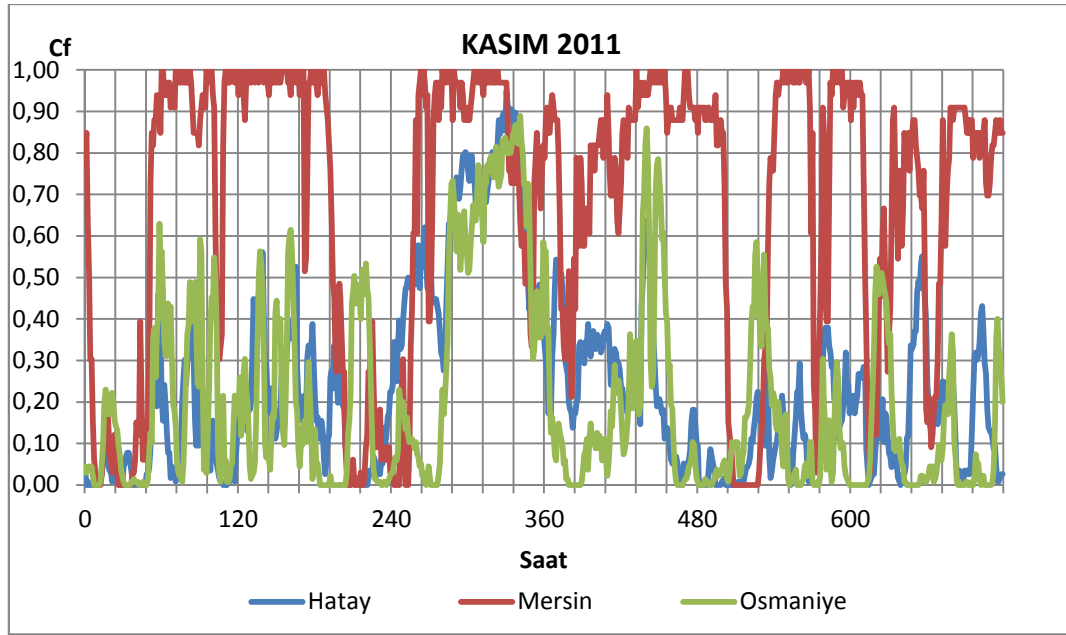




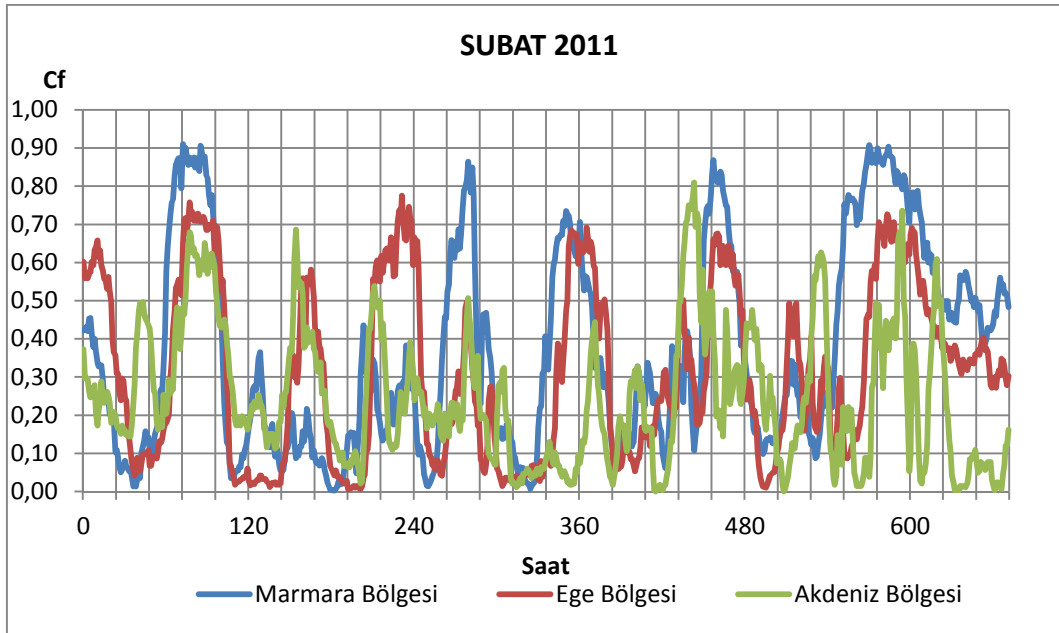
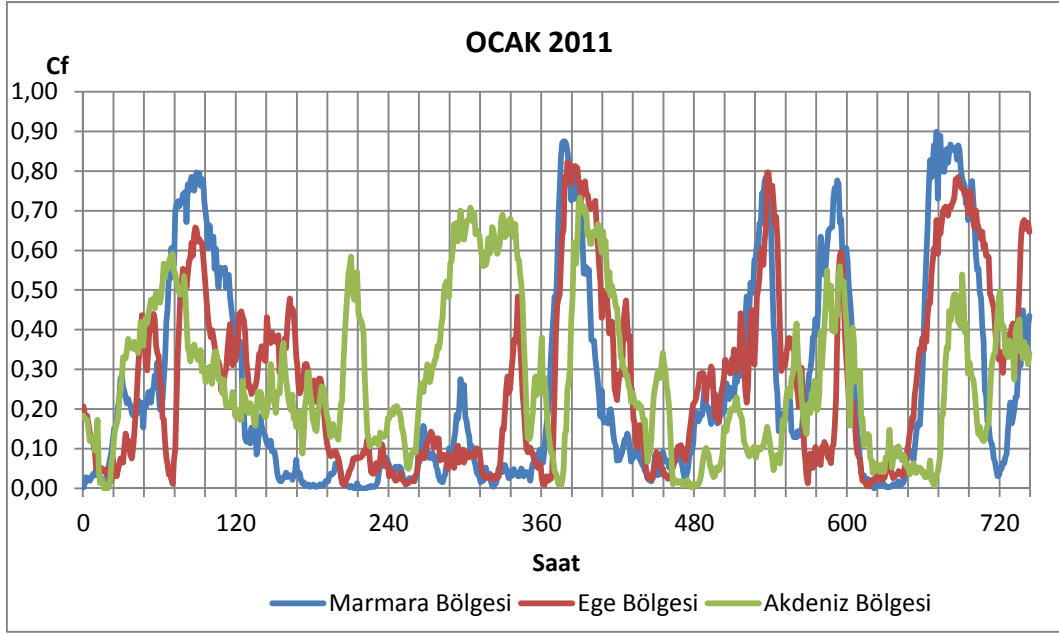


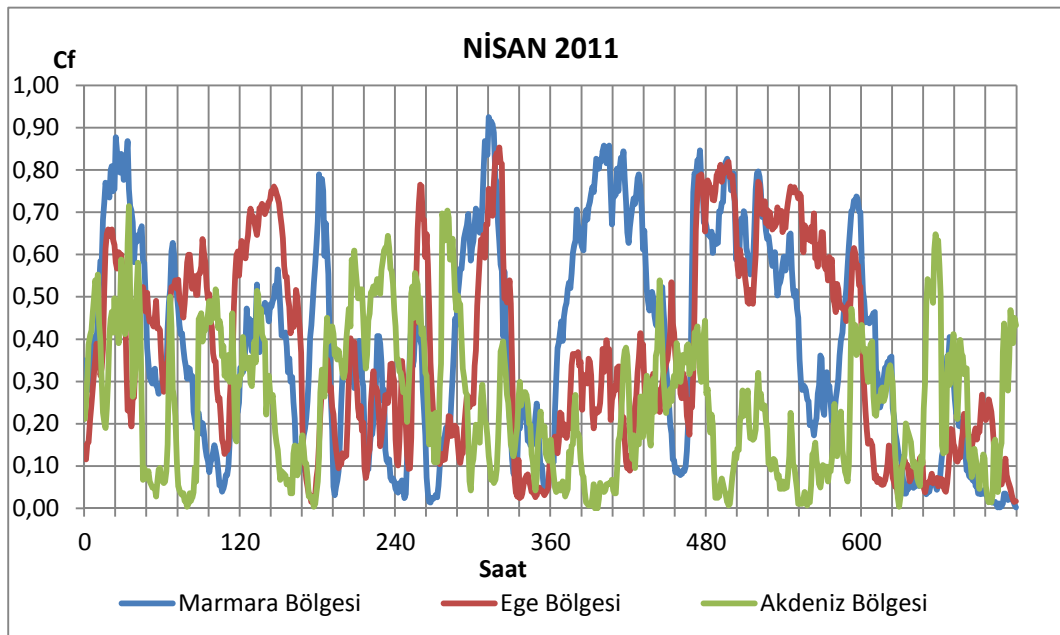
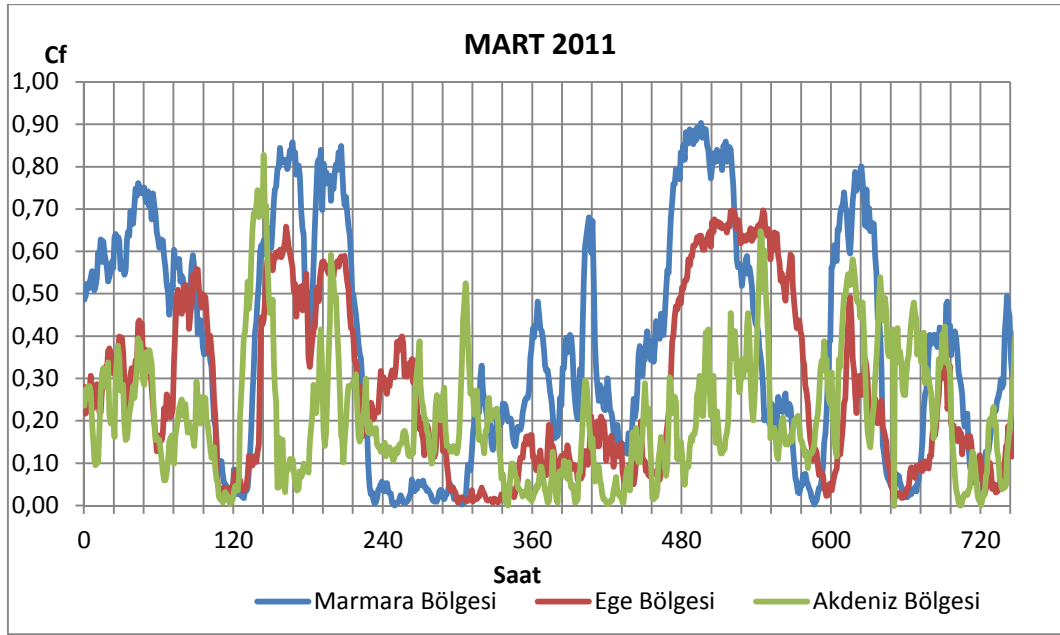


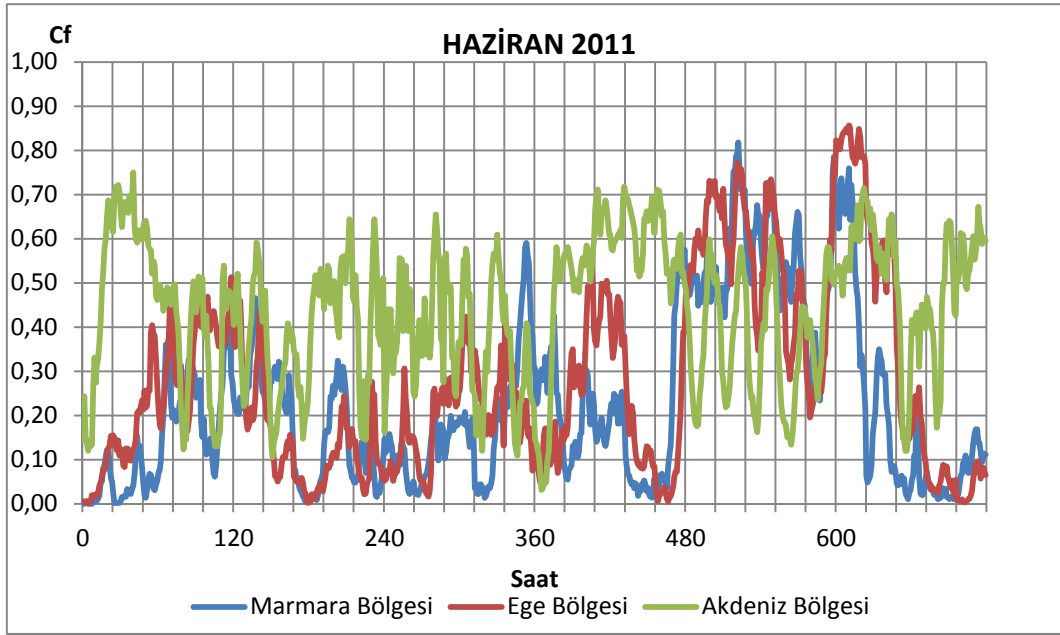
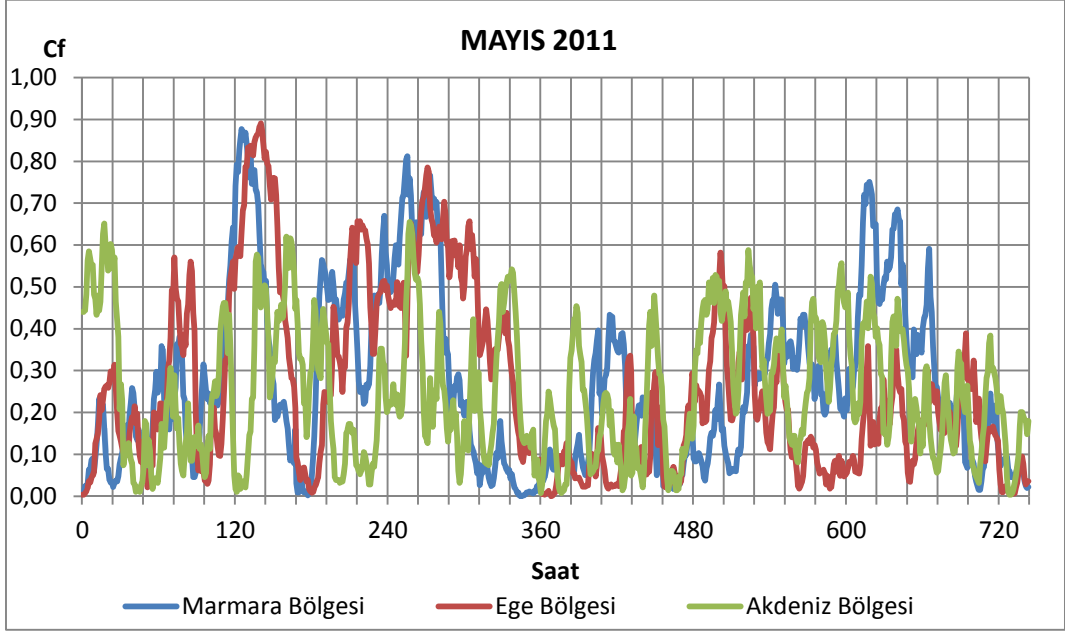


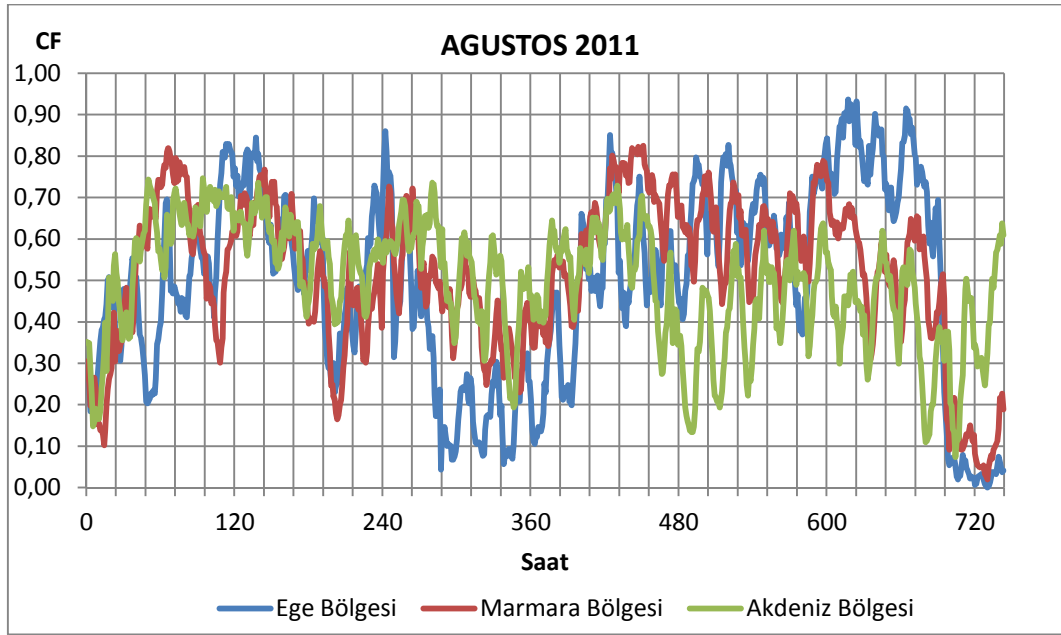
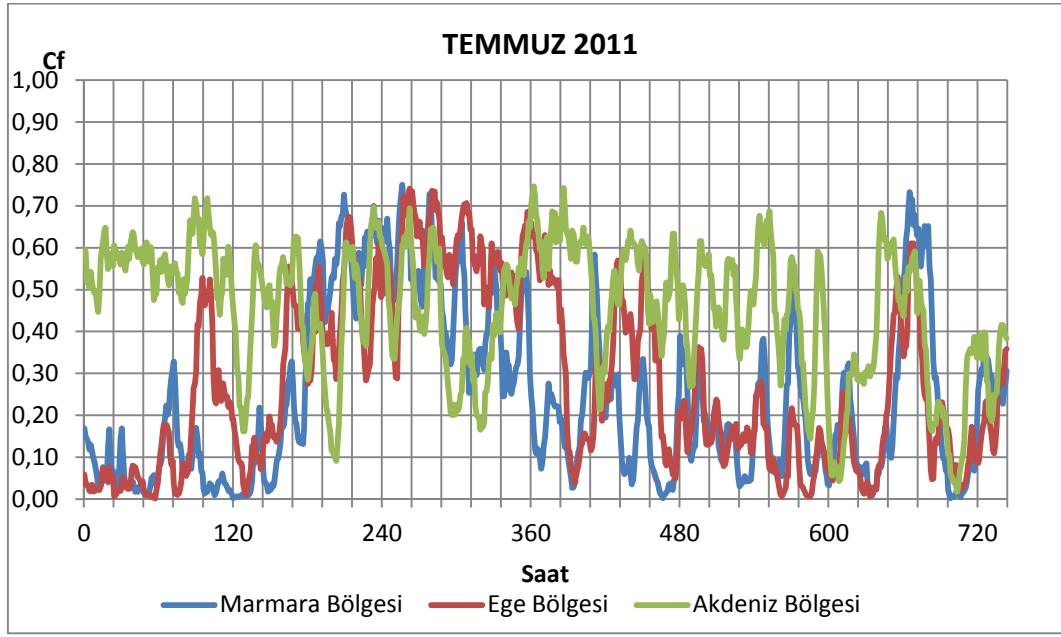


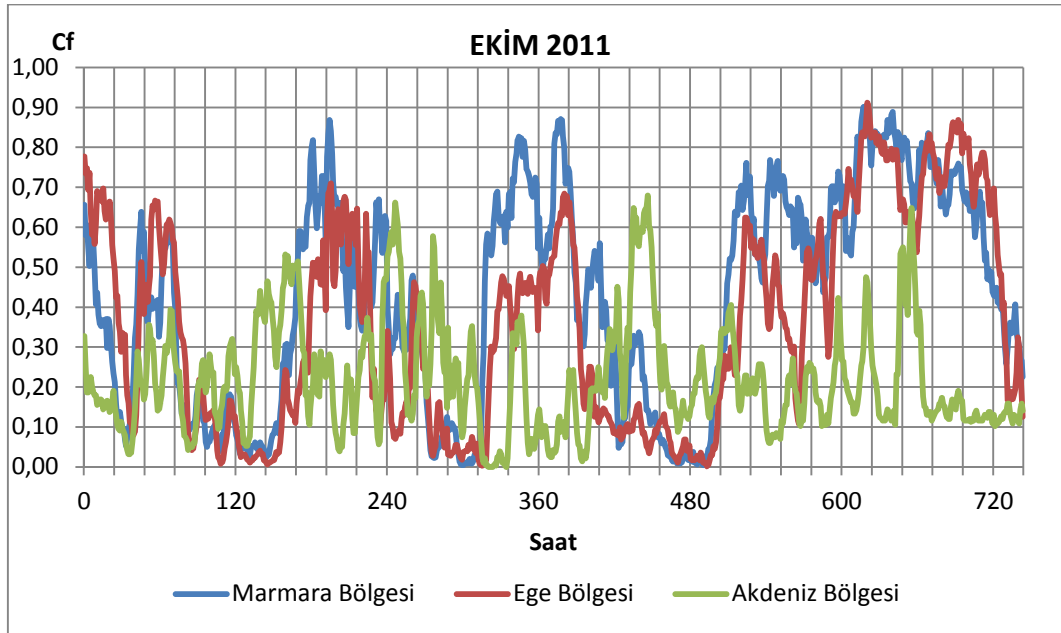
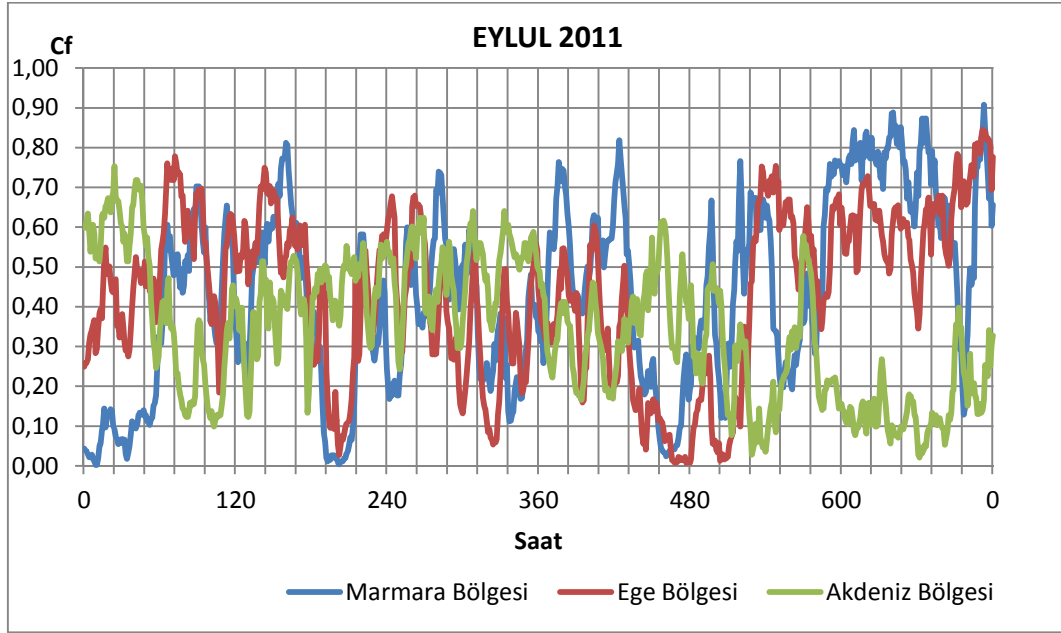
B-4 Bölgesel RES Elektrik Üretimlerinin Karşılaştırılması

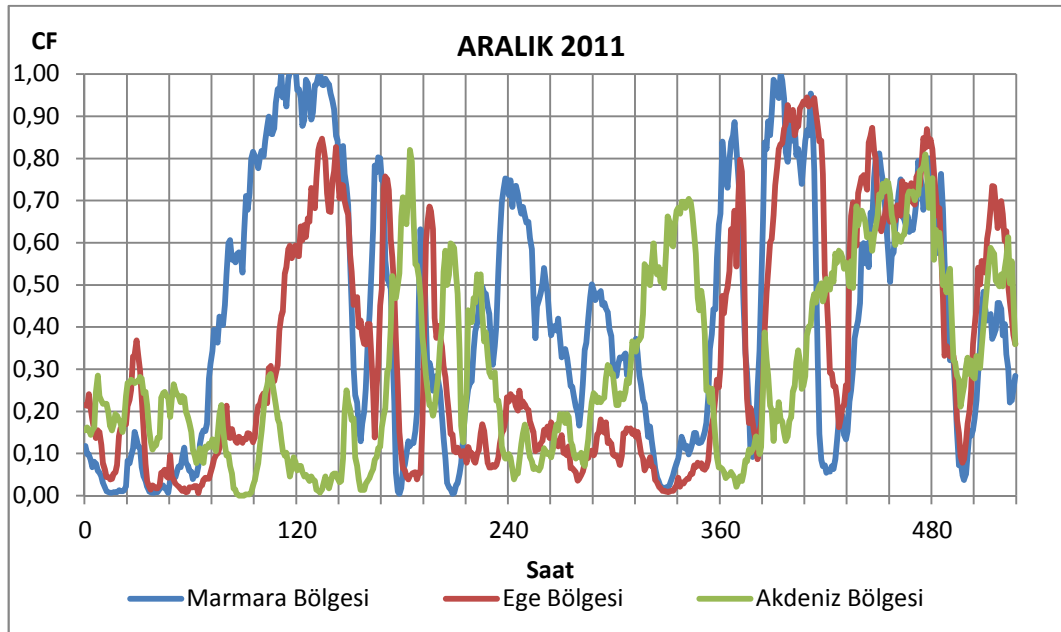
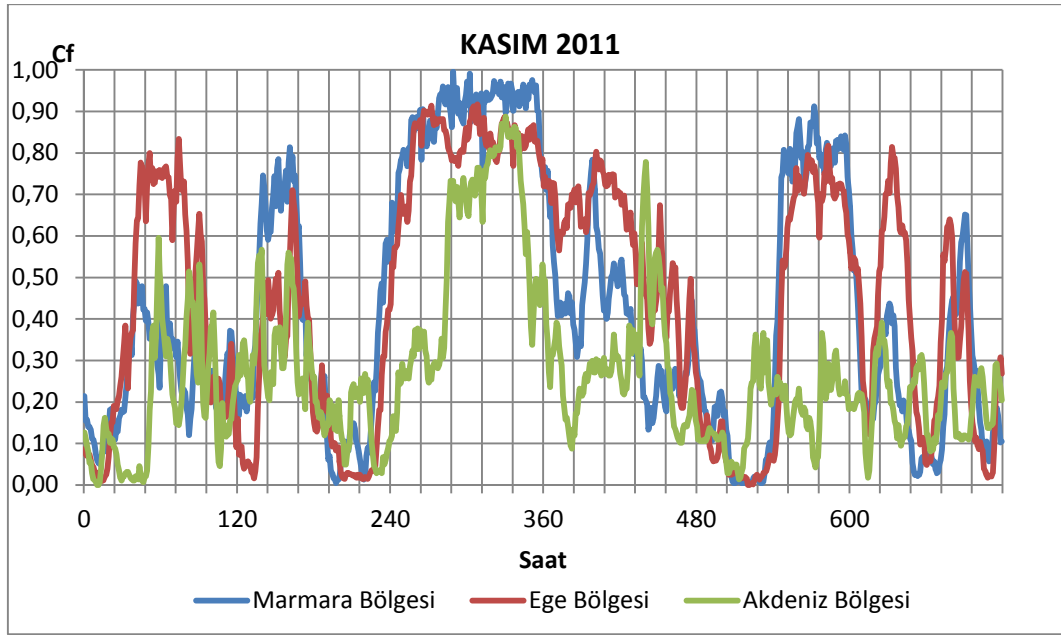




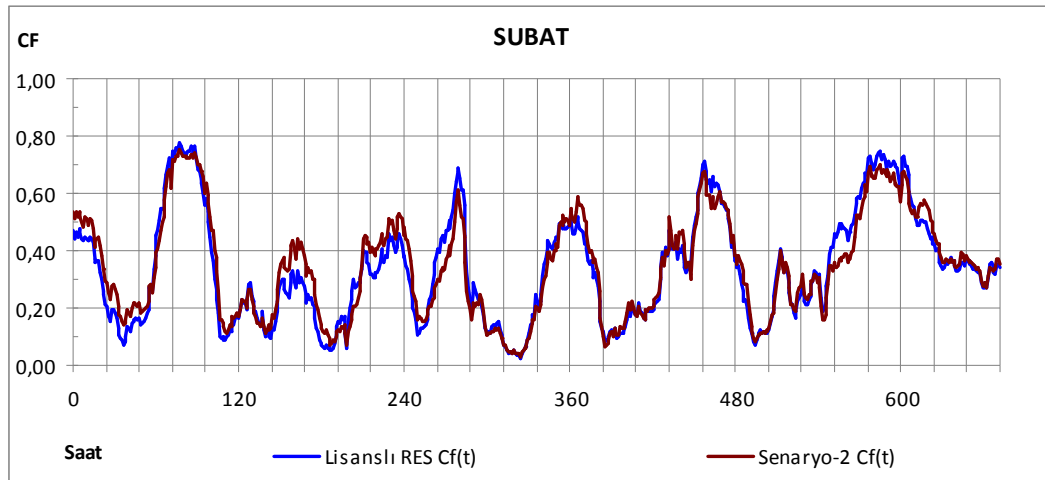
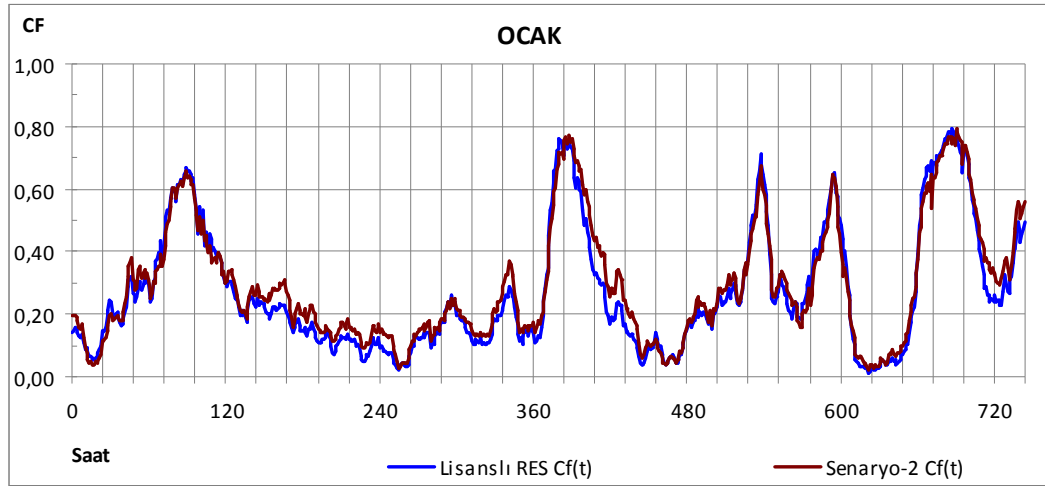


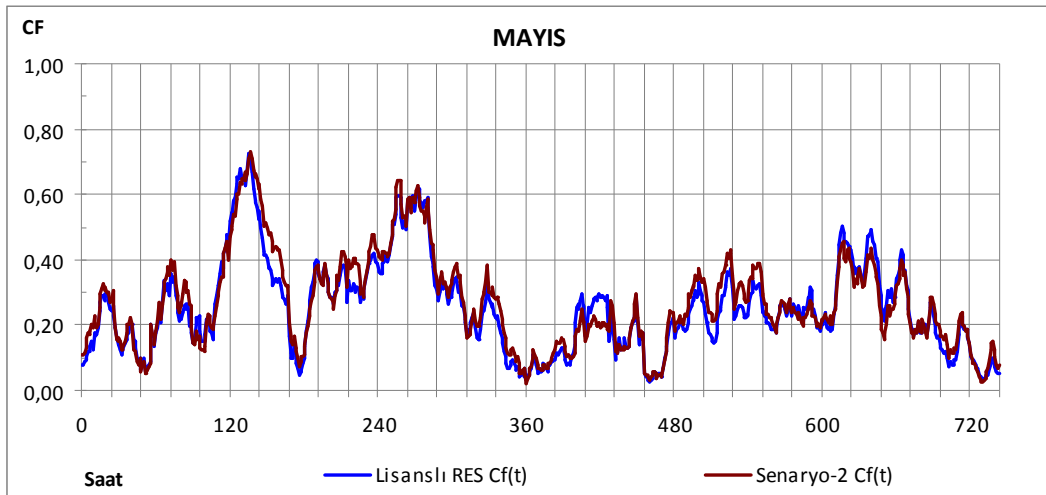
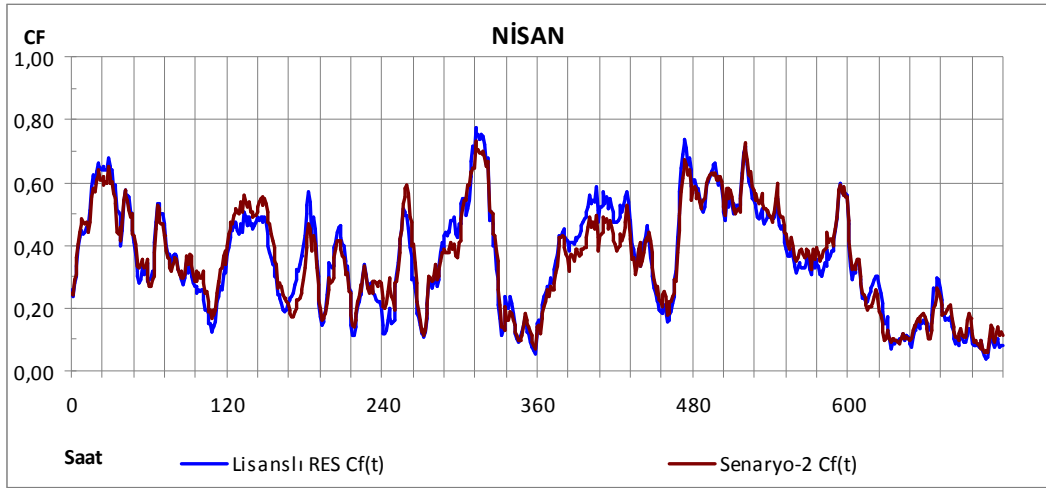
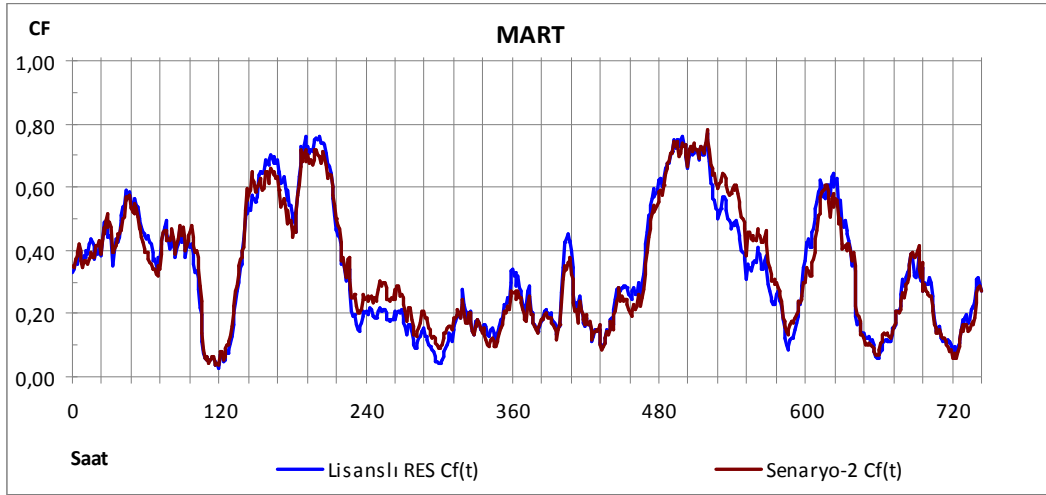


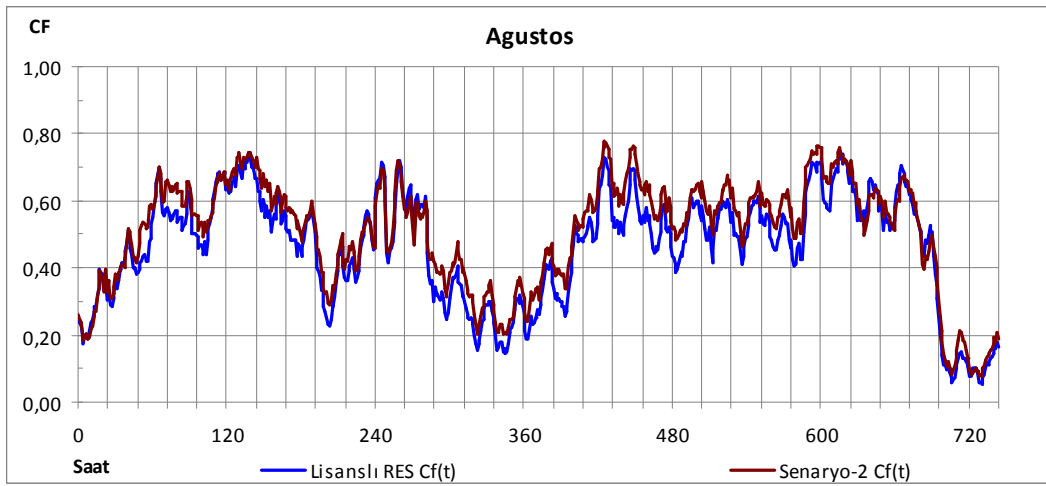
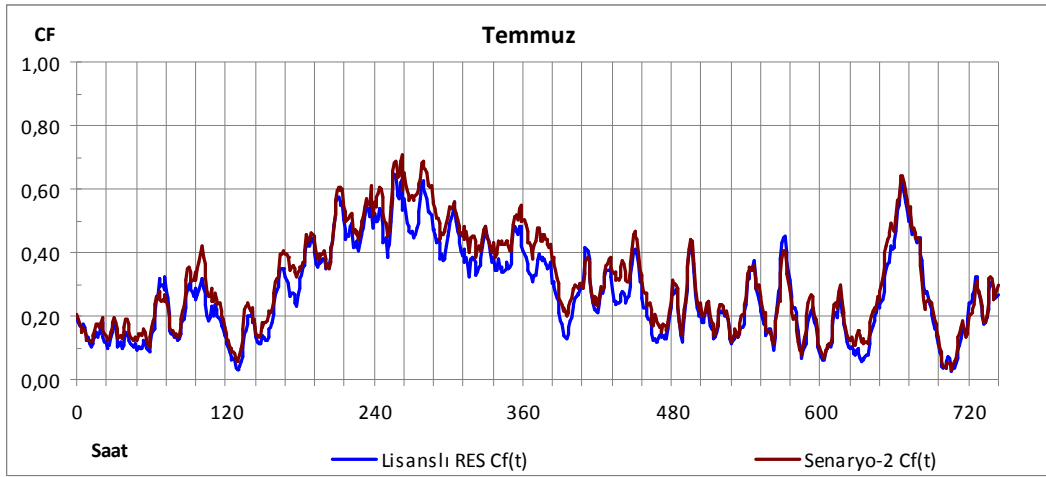
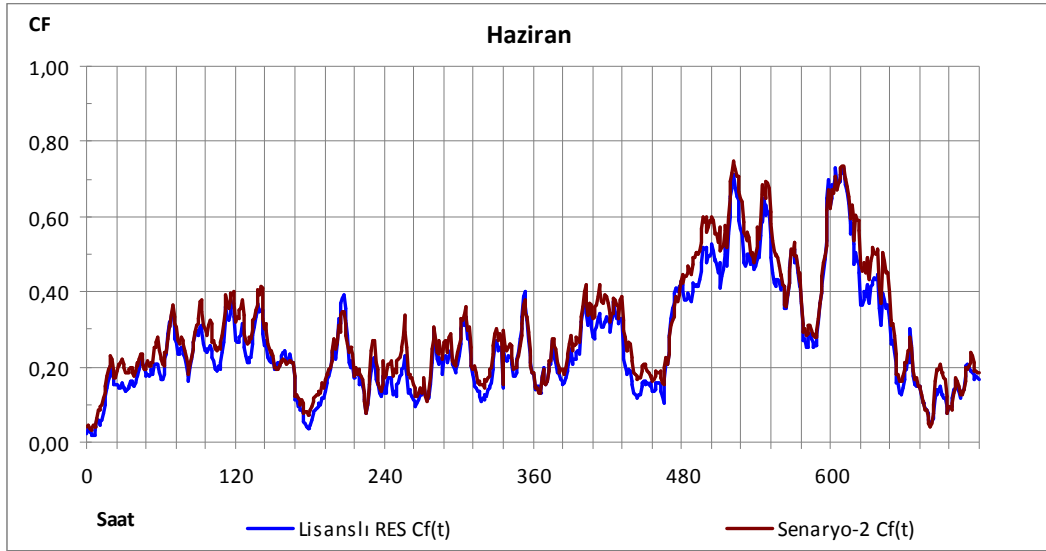


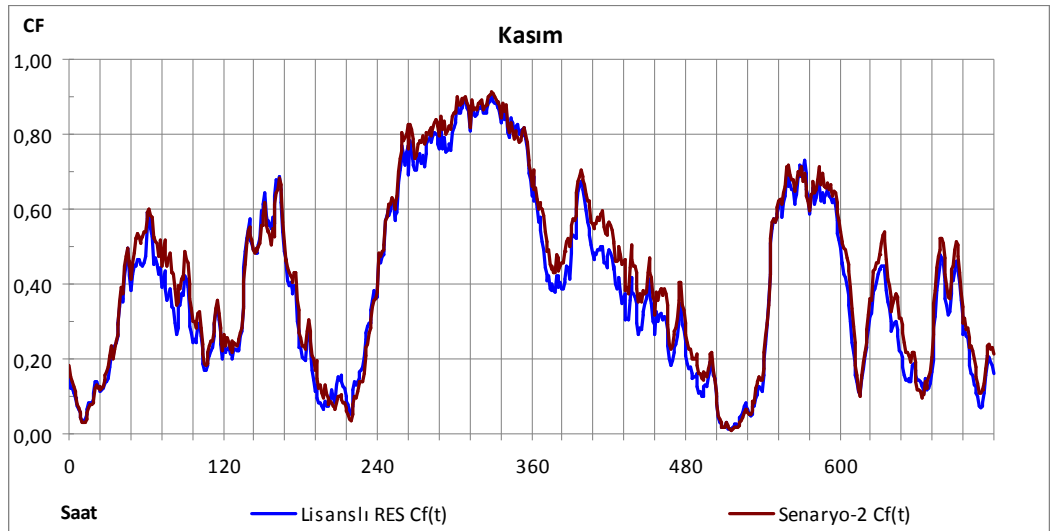
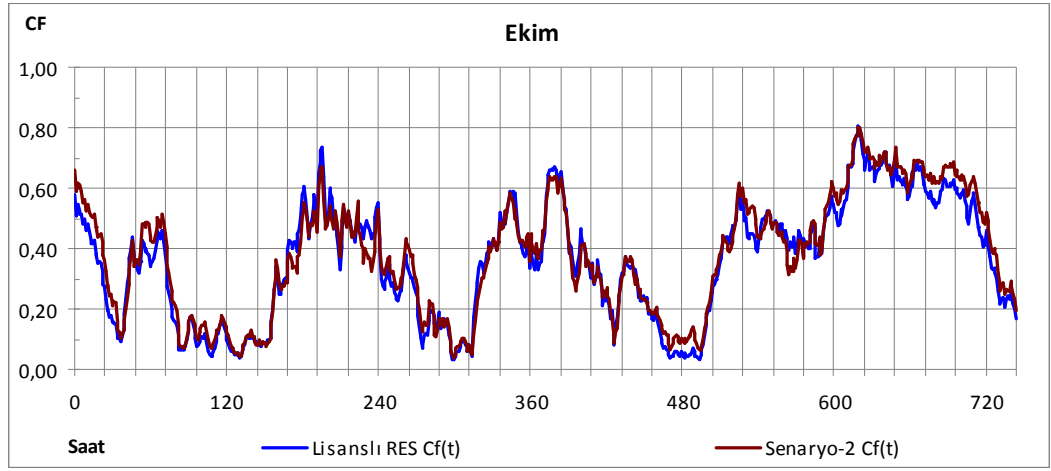
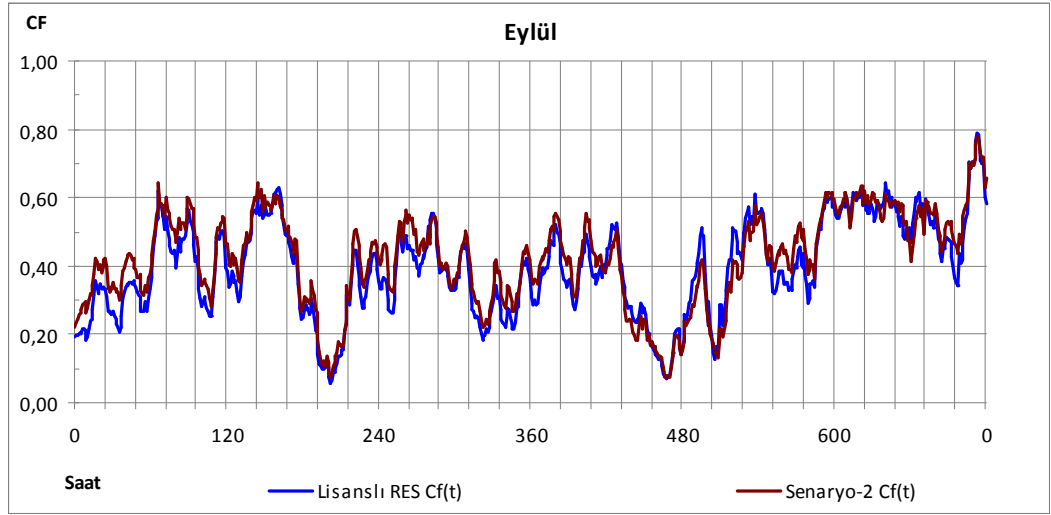


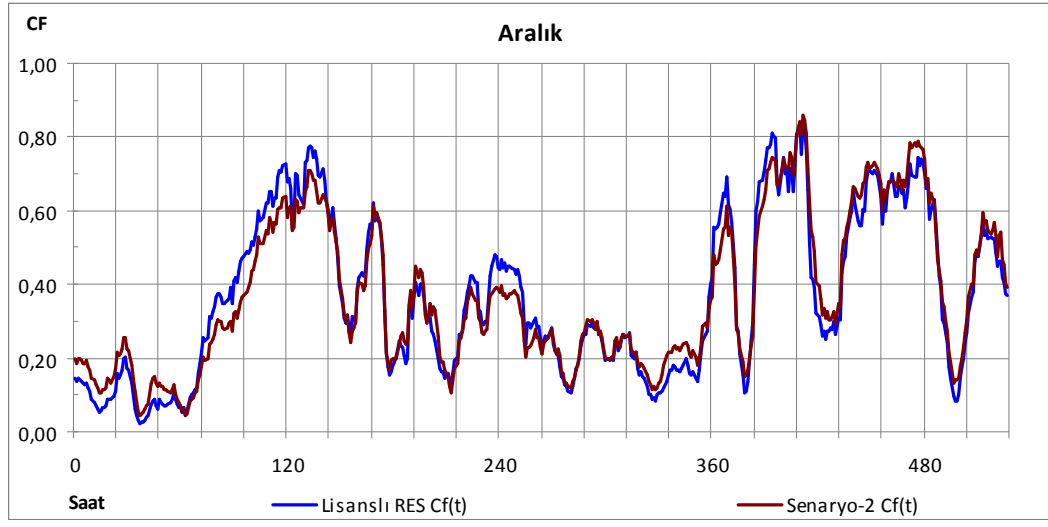
LİSANSLI RES ve SENARYO-2 COĞRAFİ DAĞILIMININ OLASI GÜÇ- ZAMAN SERİLERİ

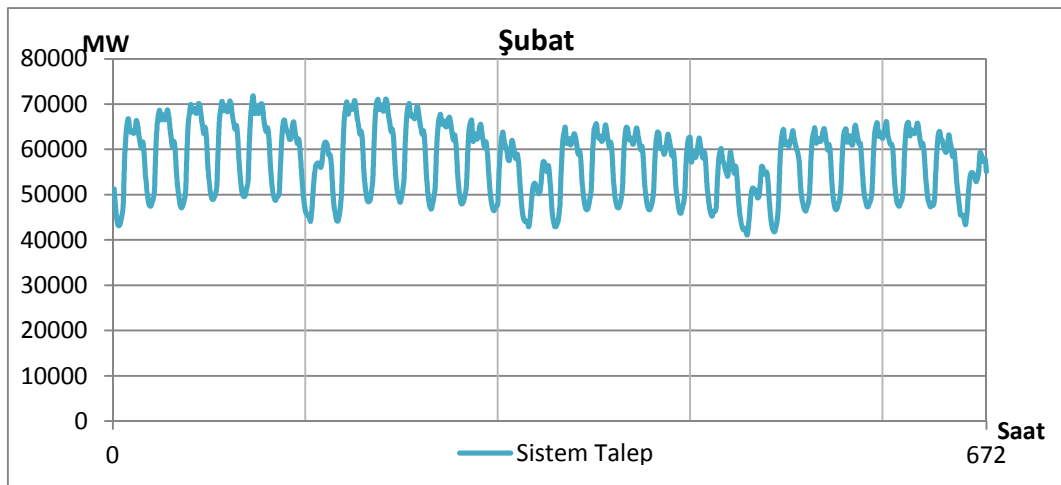
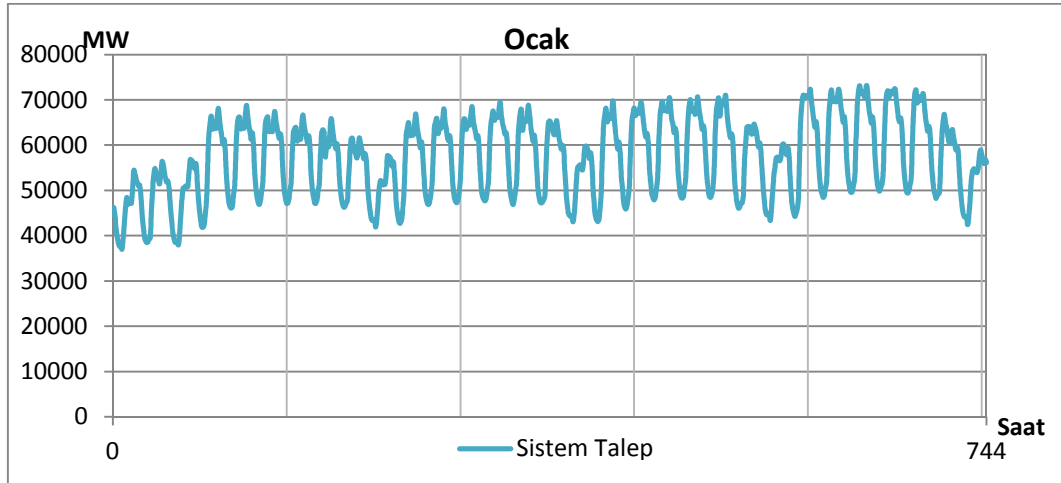


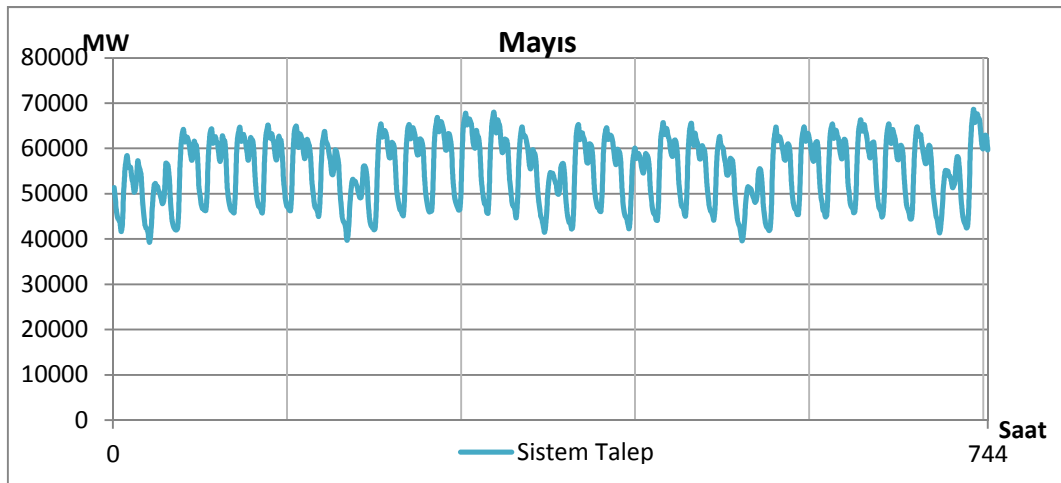
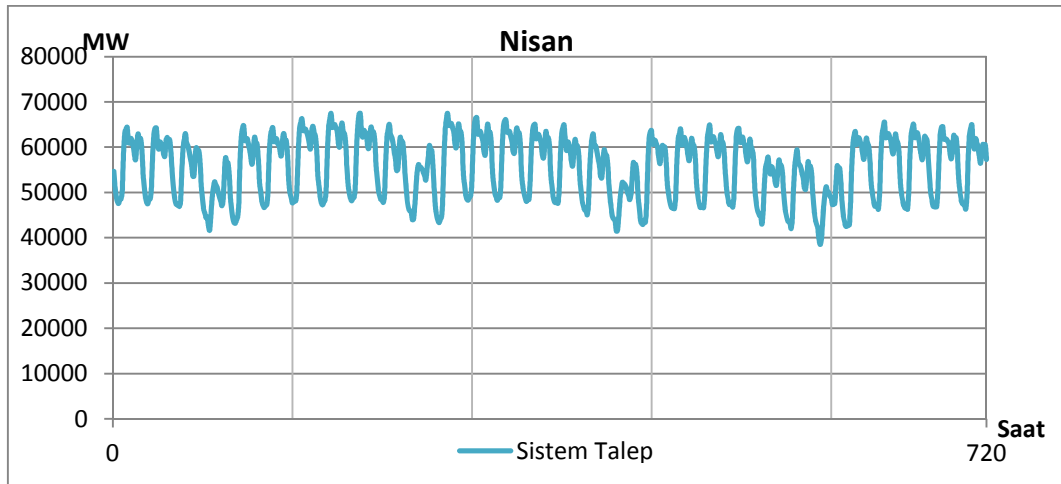
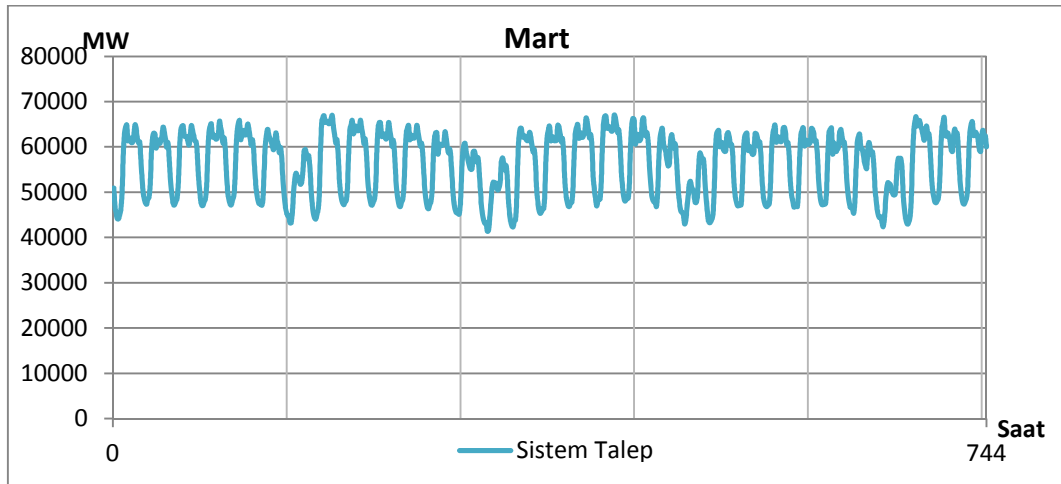


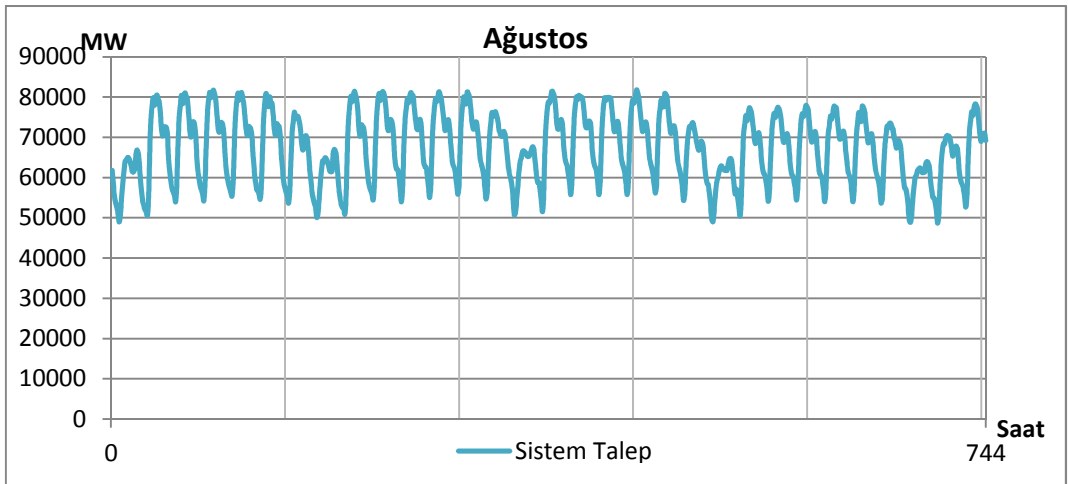
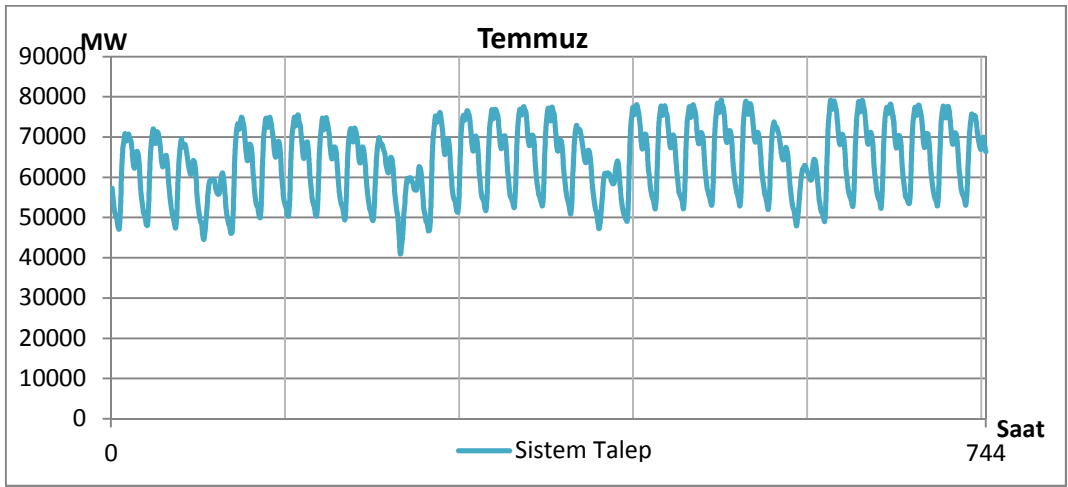
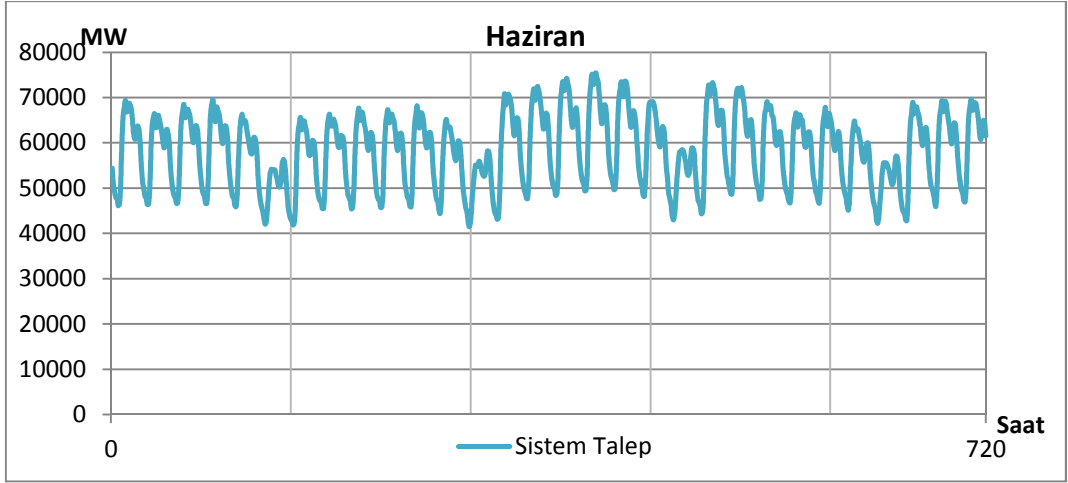


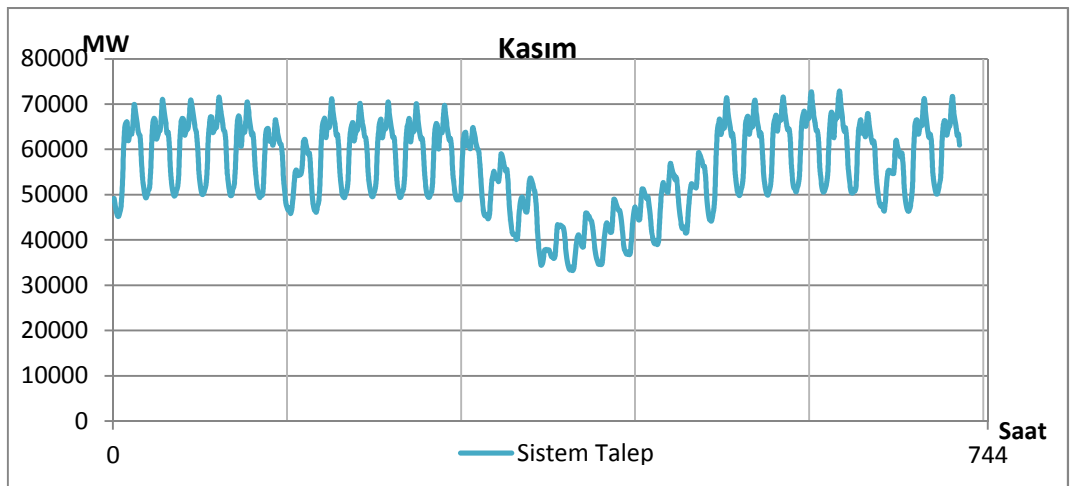
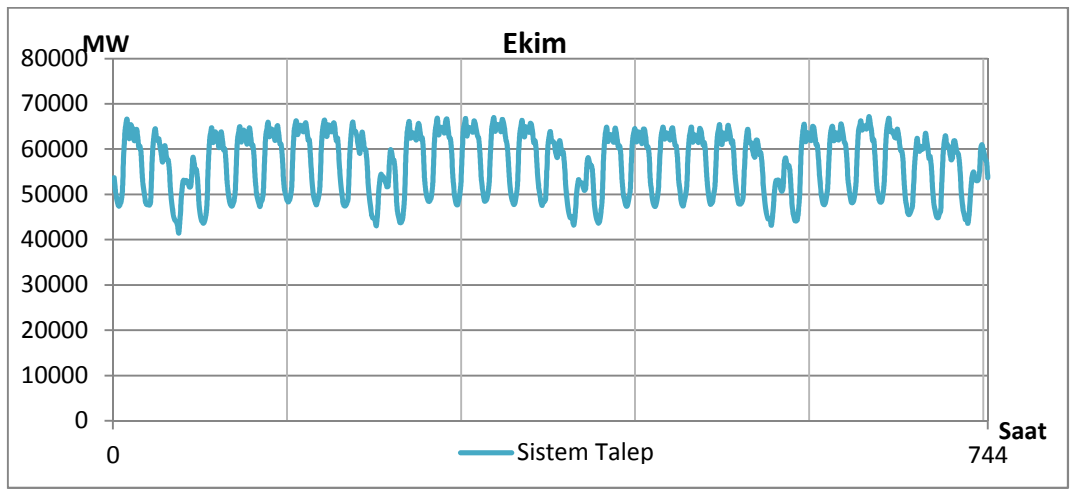
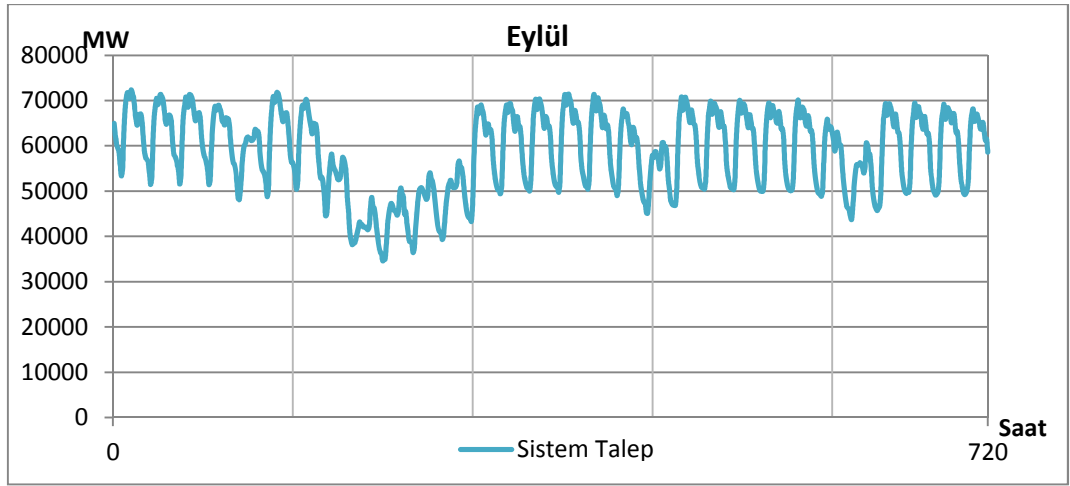


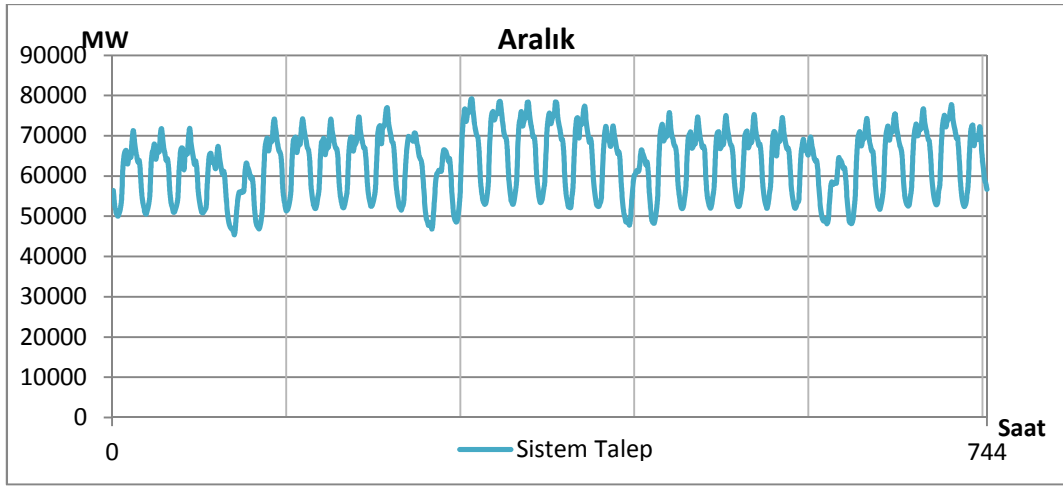


2023 ELEKTRİK SİSTEMİ TALEP EĞRİLERİ





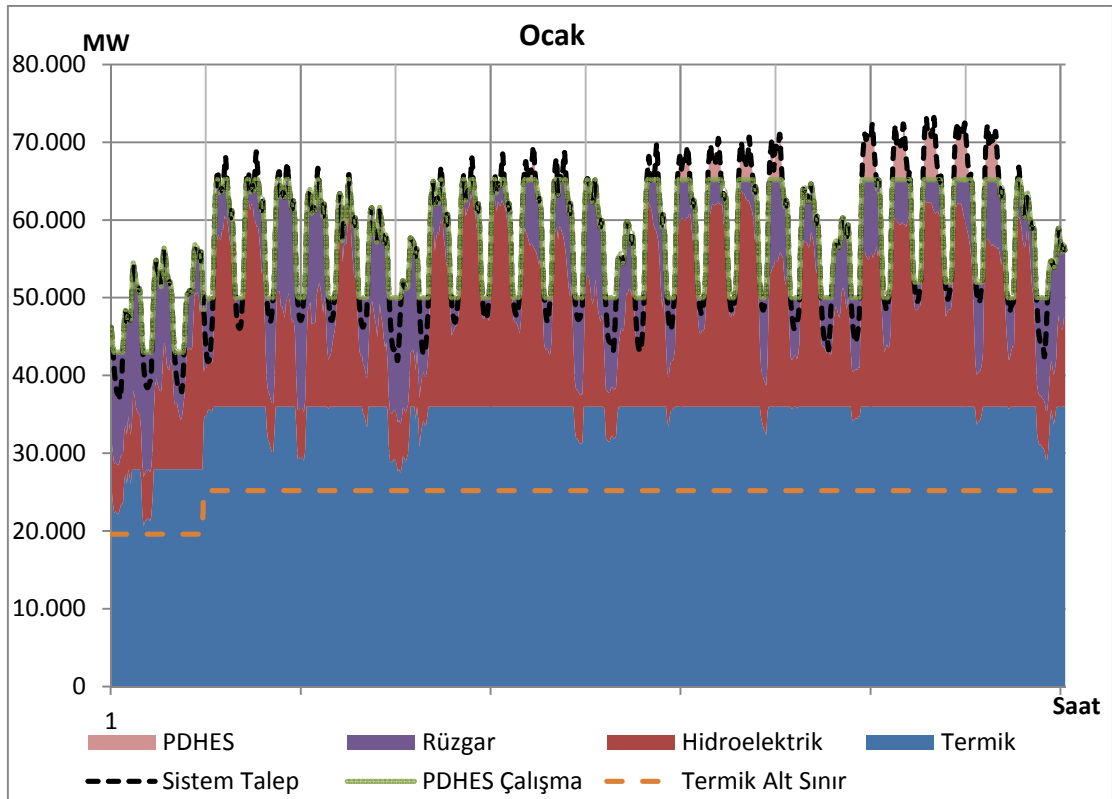


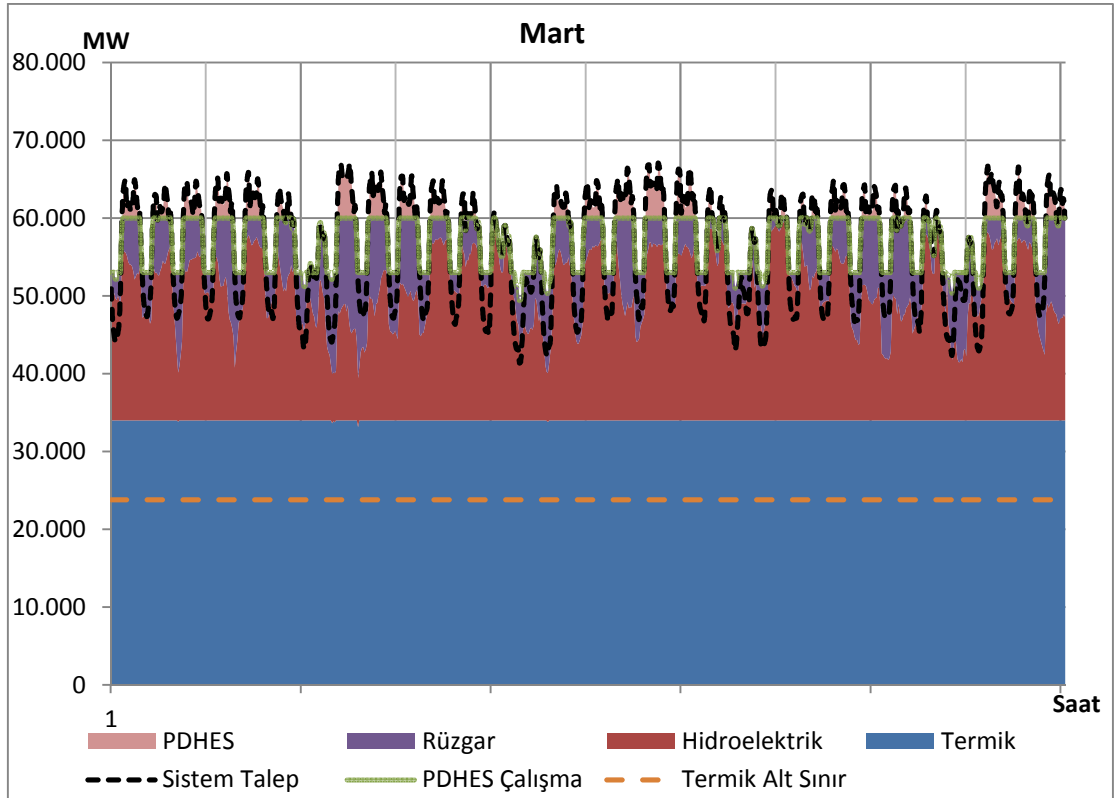
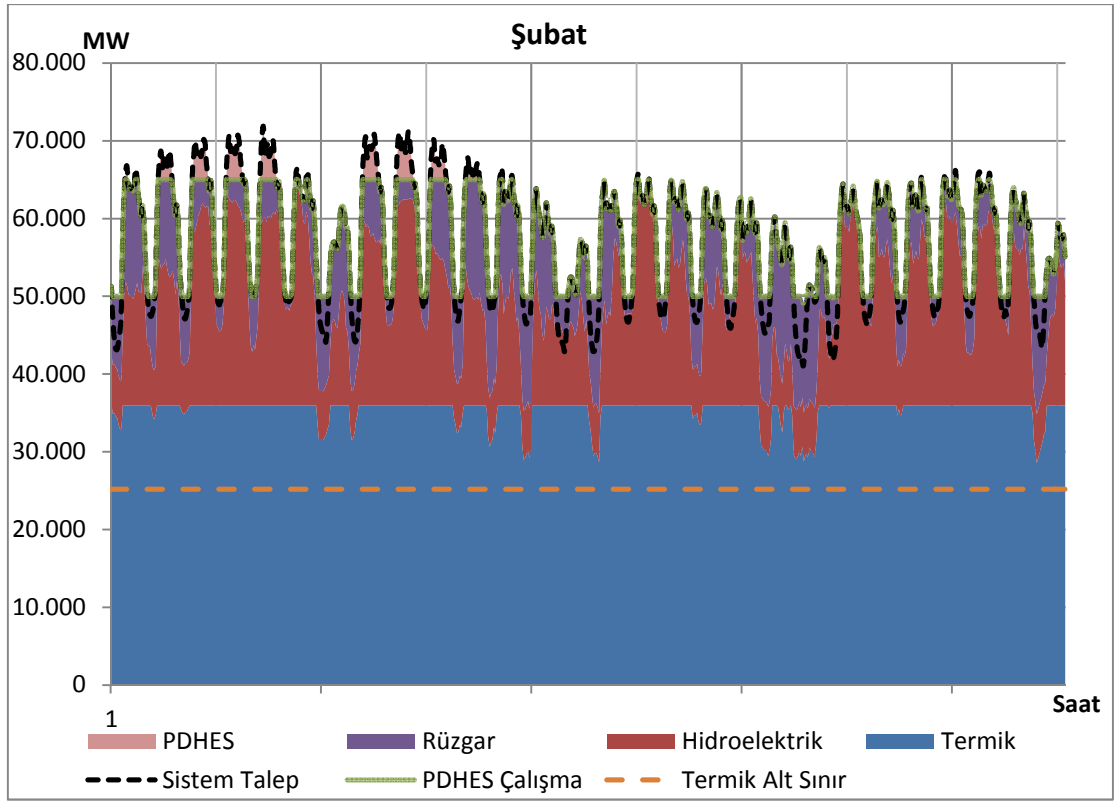


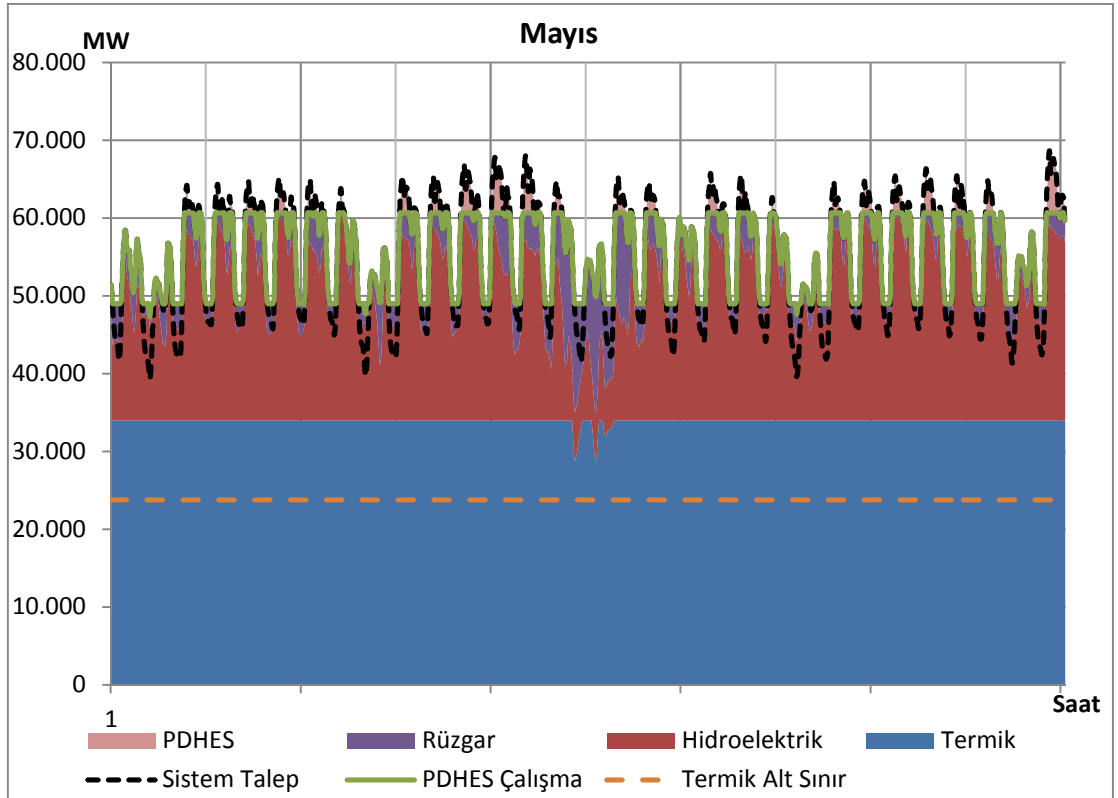
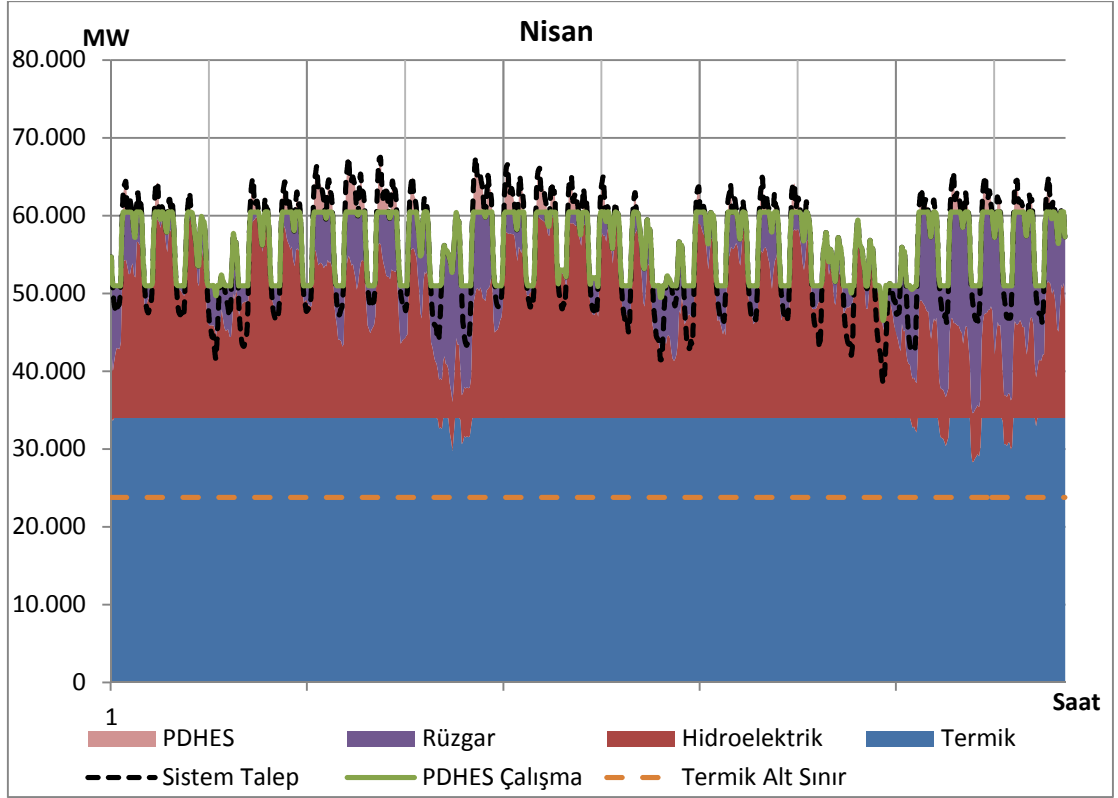
2023 YILI SİSTEM SİMÜLASYONU GÜÇ-ZAMAN SERİLERİ

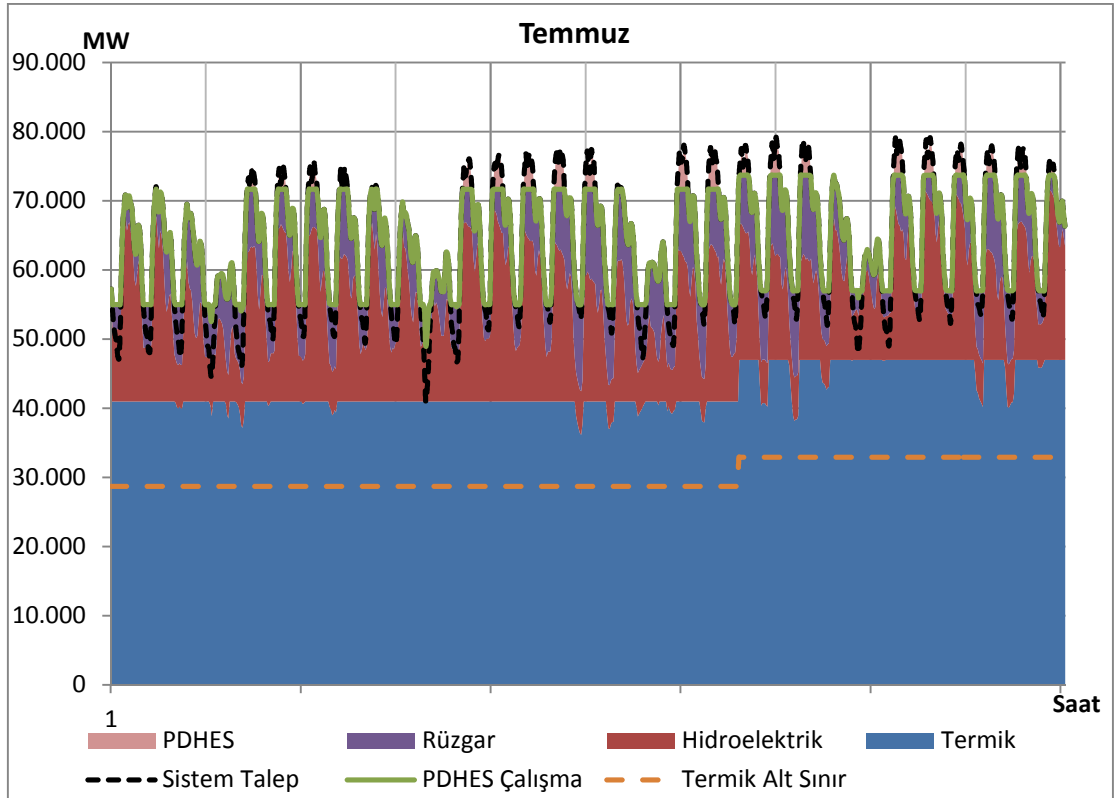
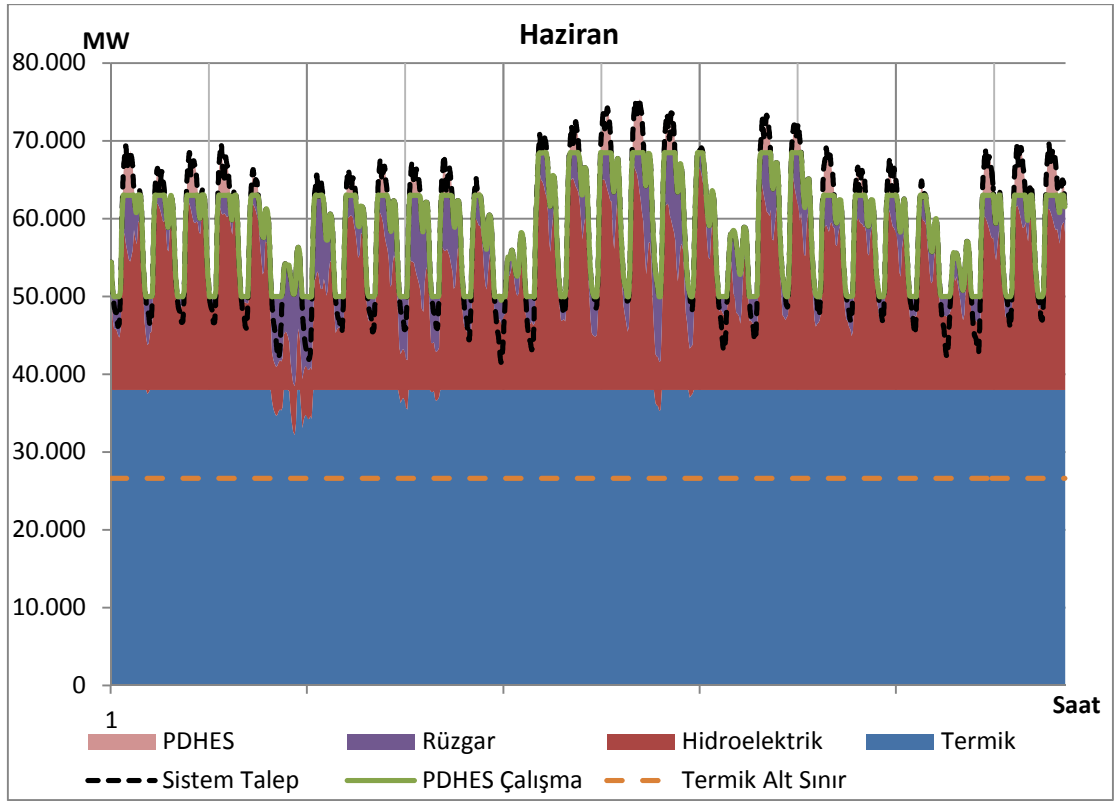
E-1 20.000 MW RES Yağışlı Periyot 8.000 MW PDHES

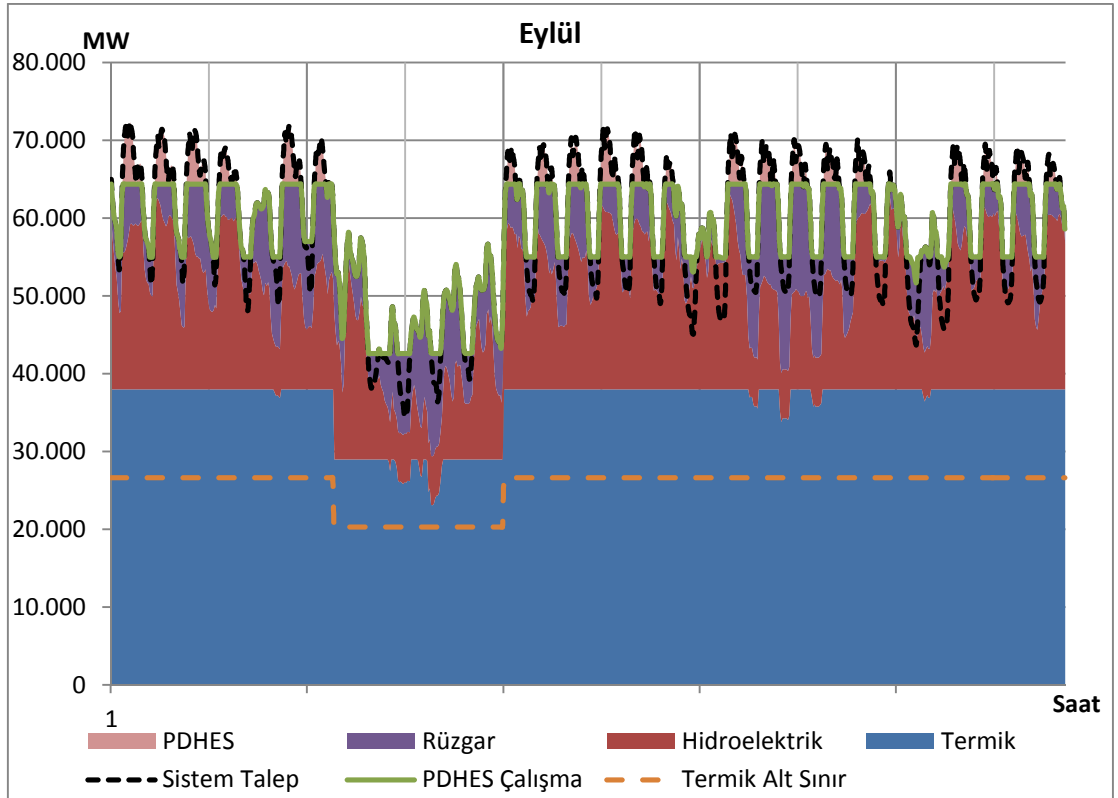
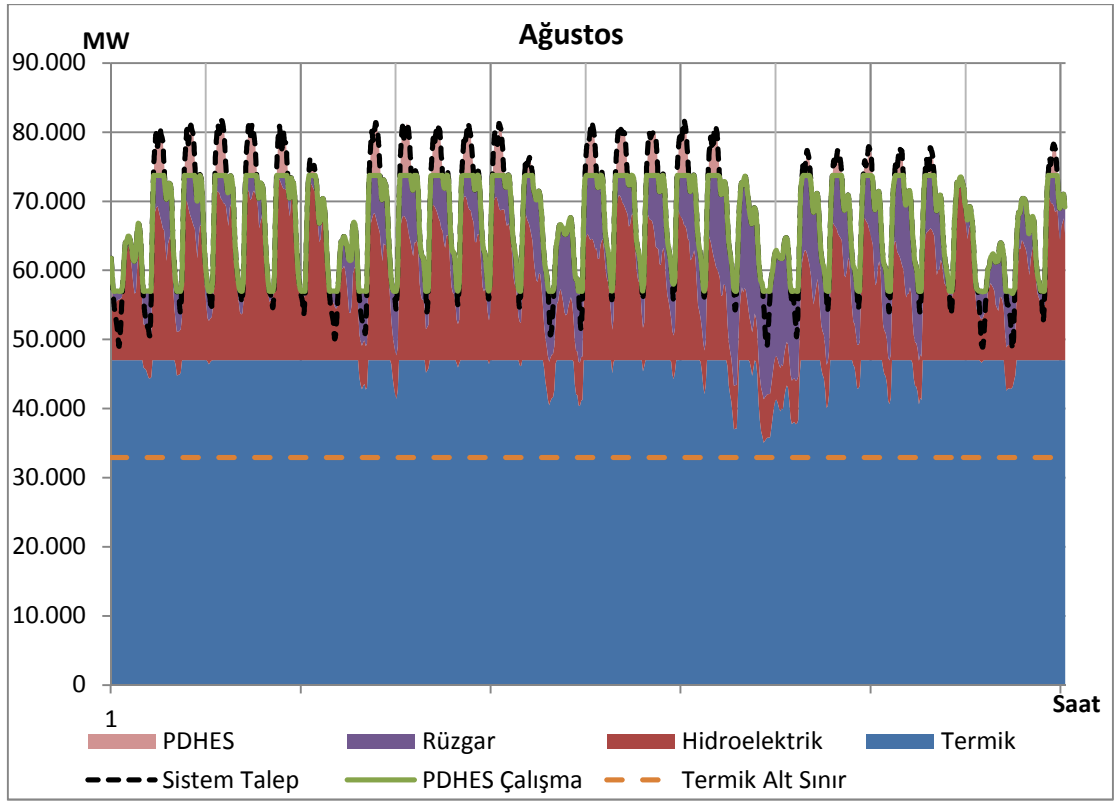
E-1.1 Elektrik Üretim Tesisleri Yığın Güç Zaman Serisi

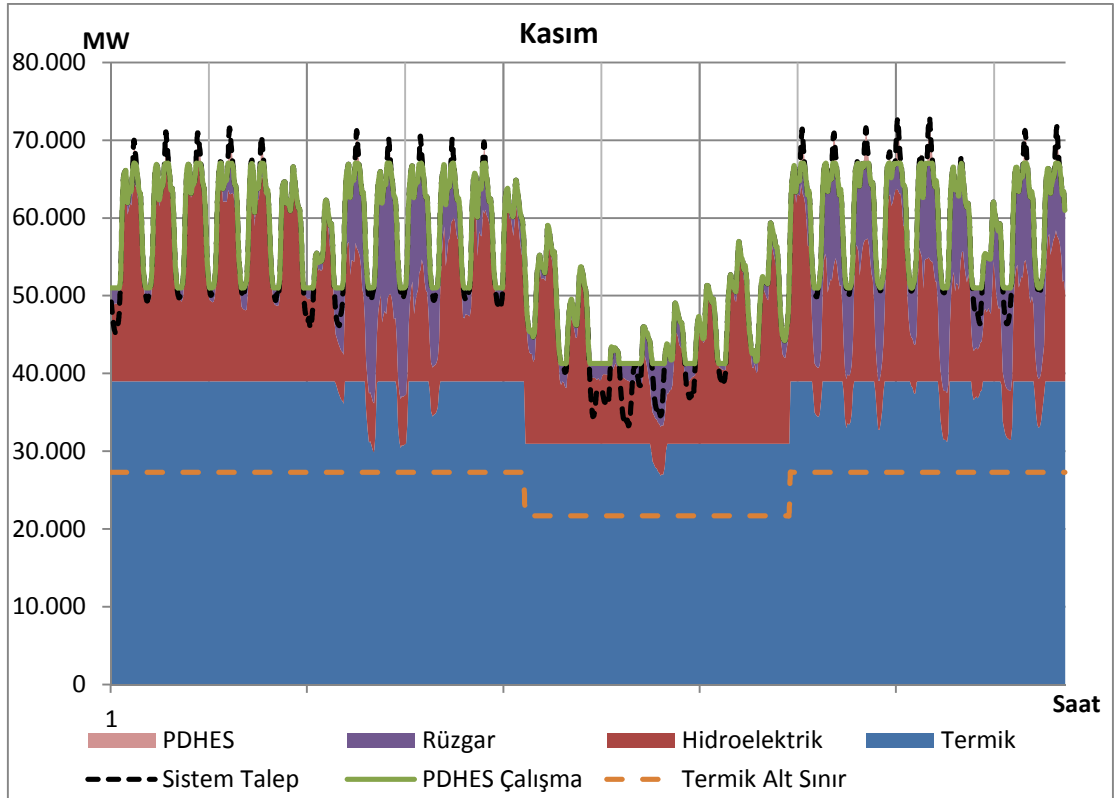
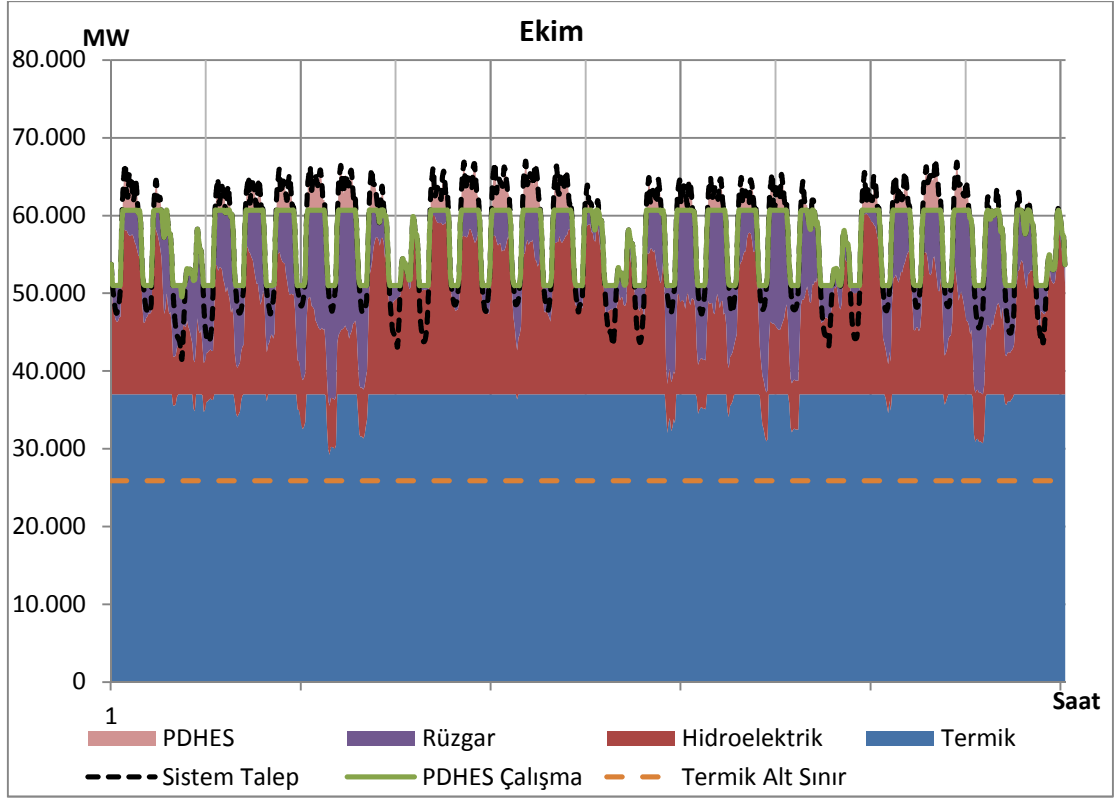


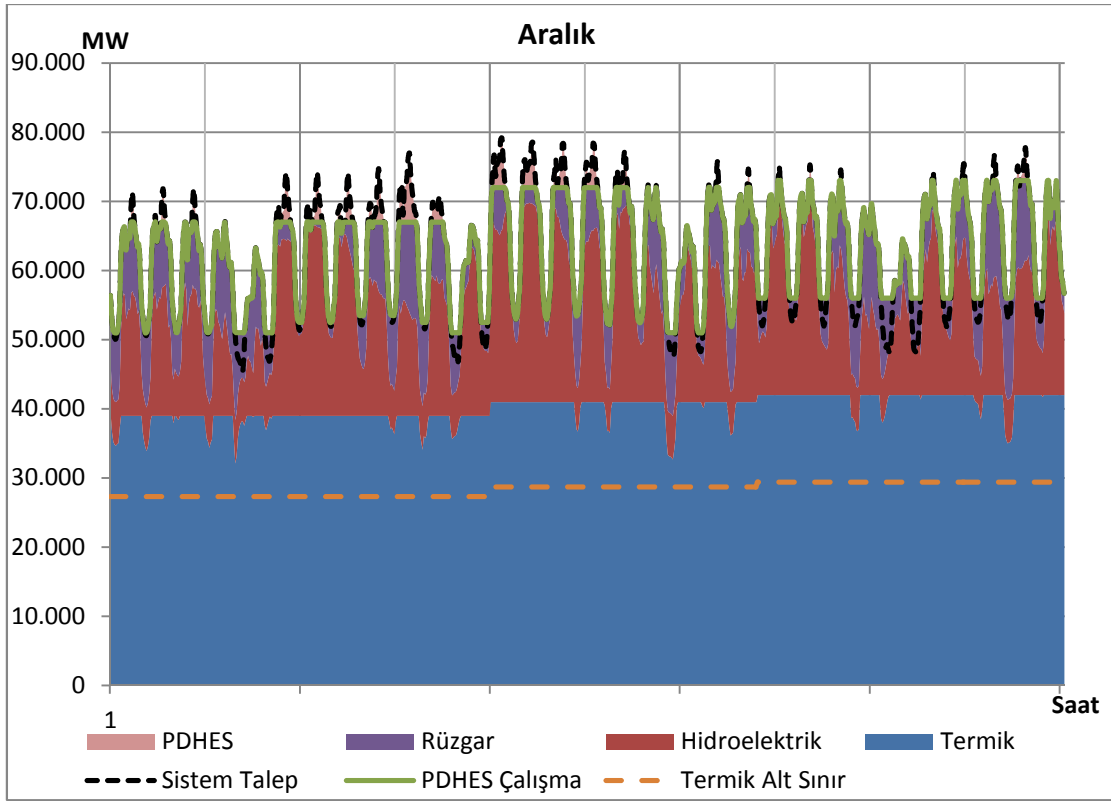




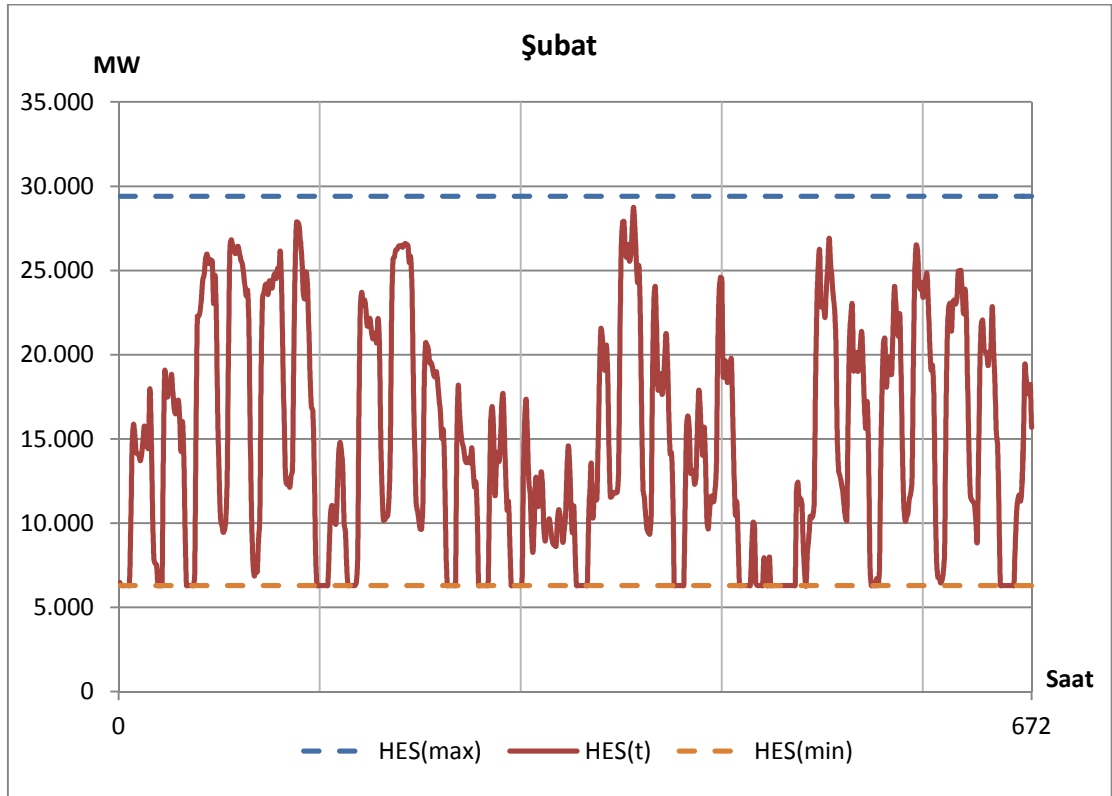
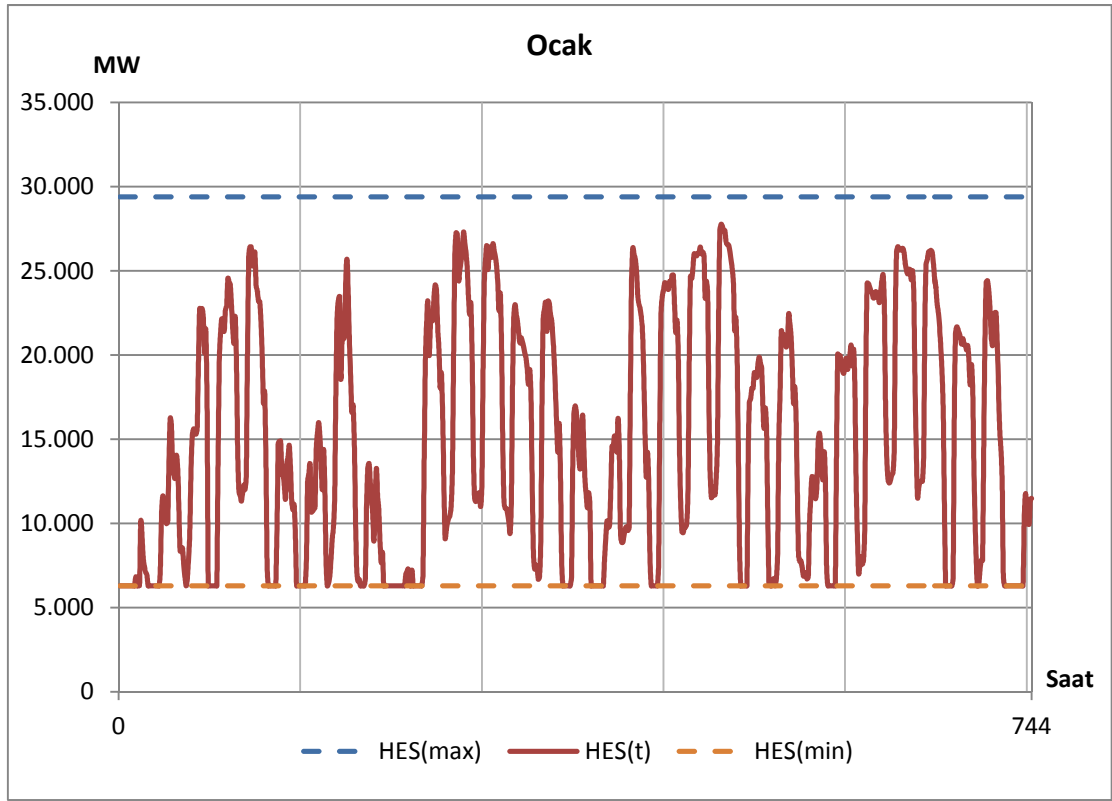


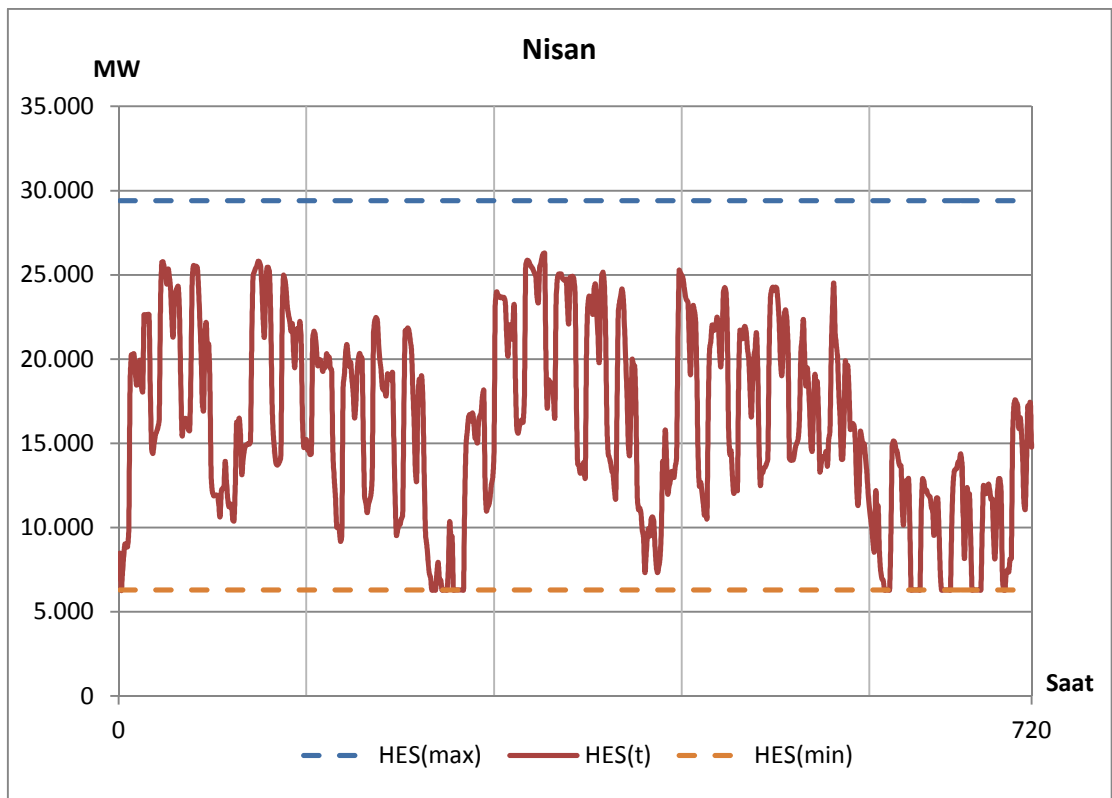
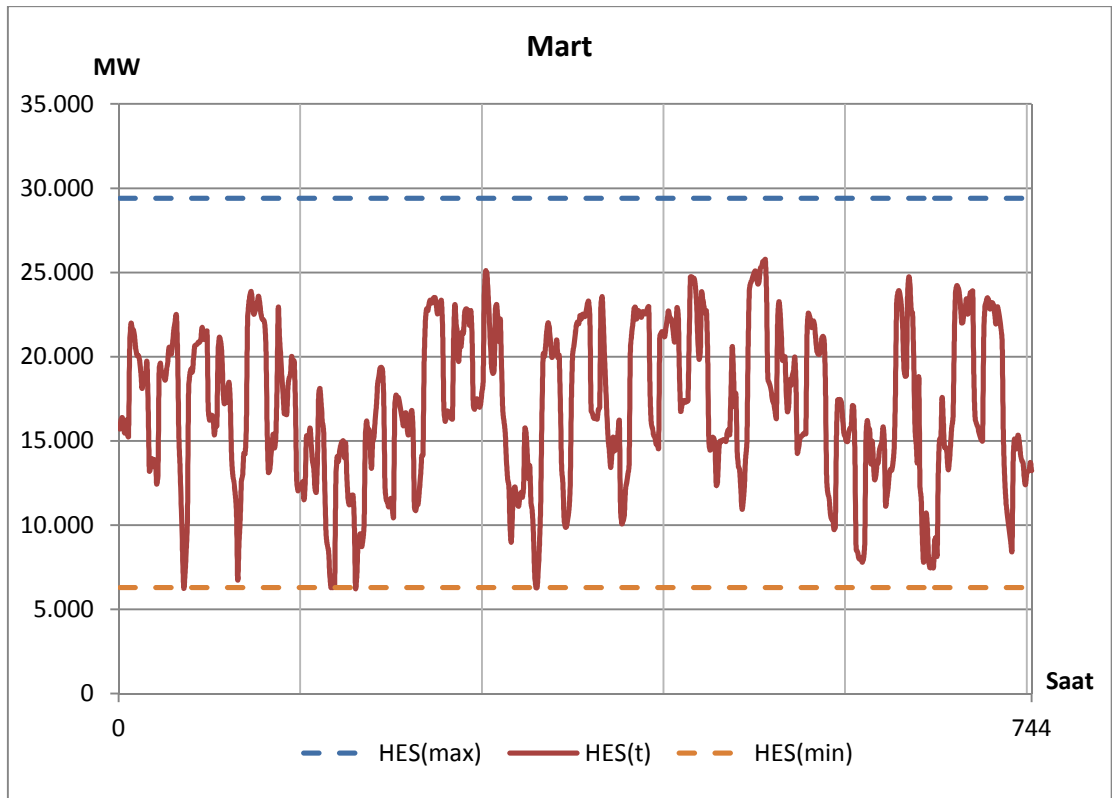


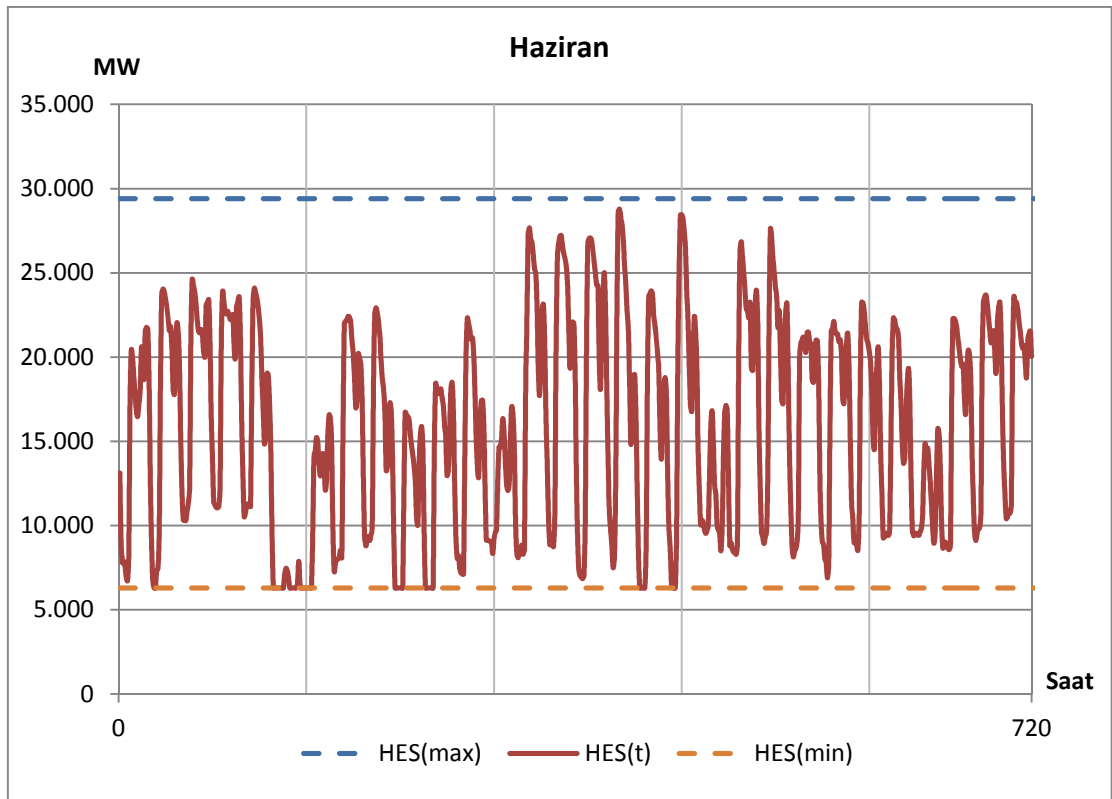
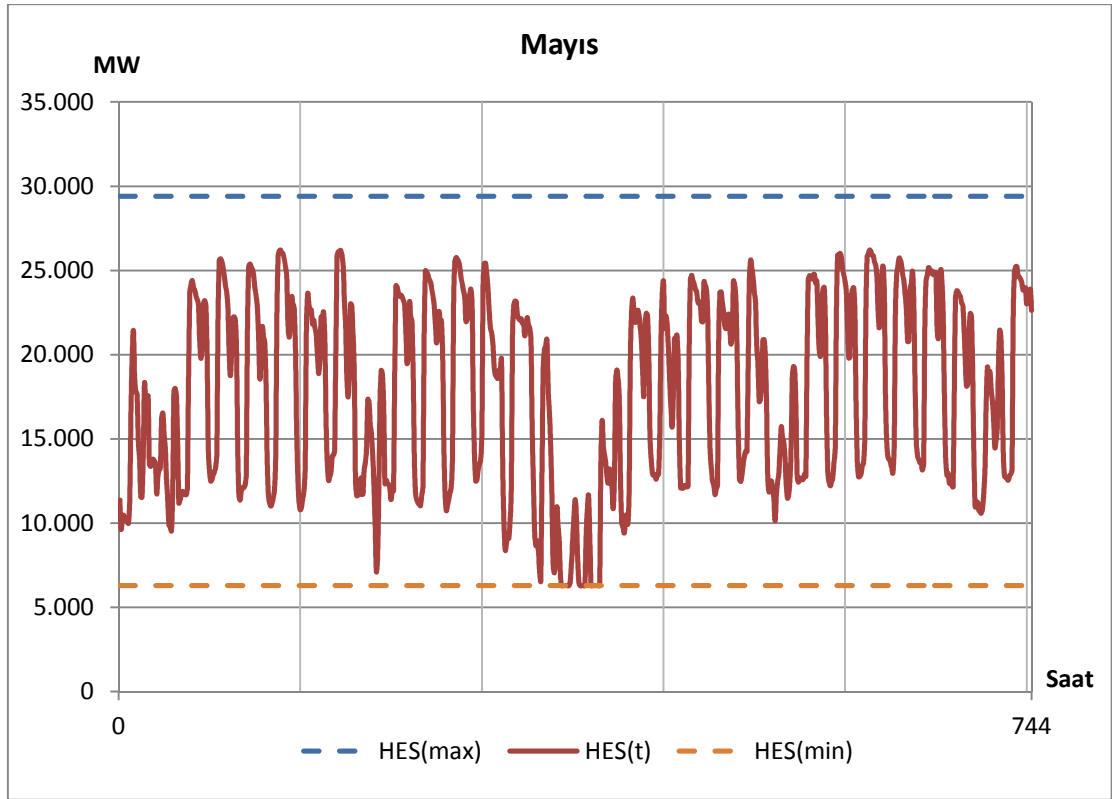


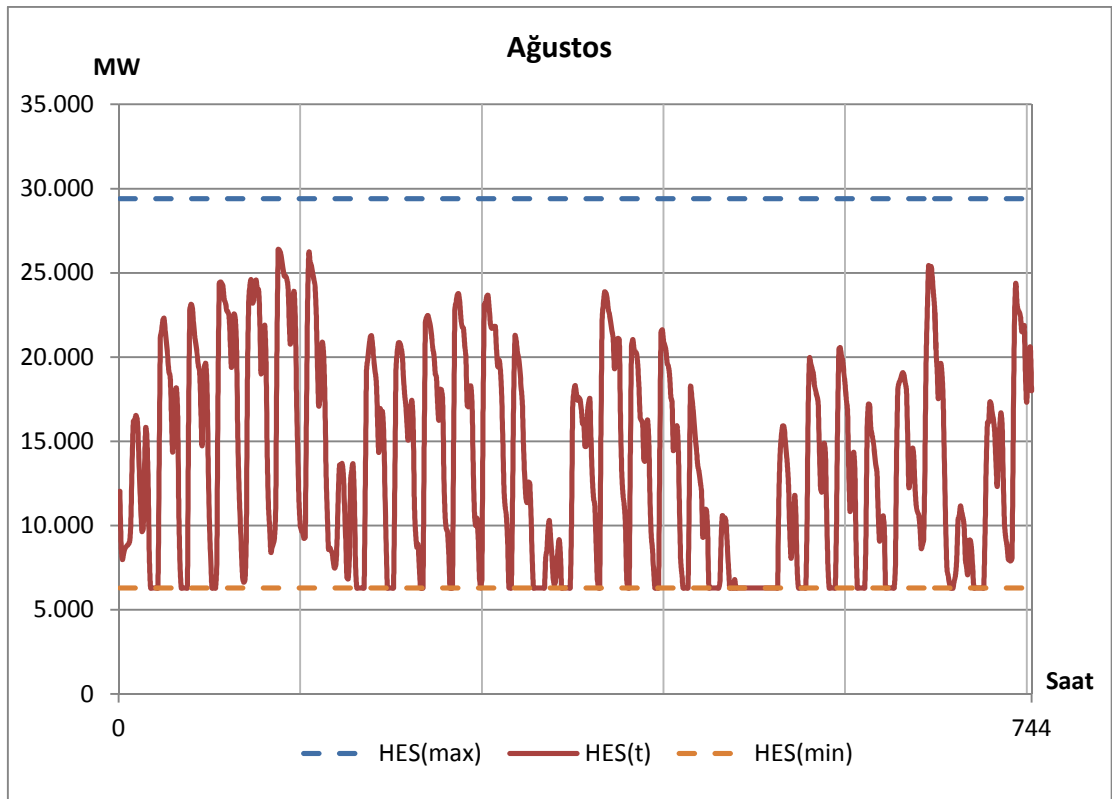
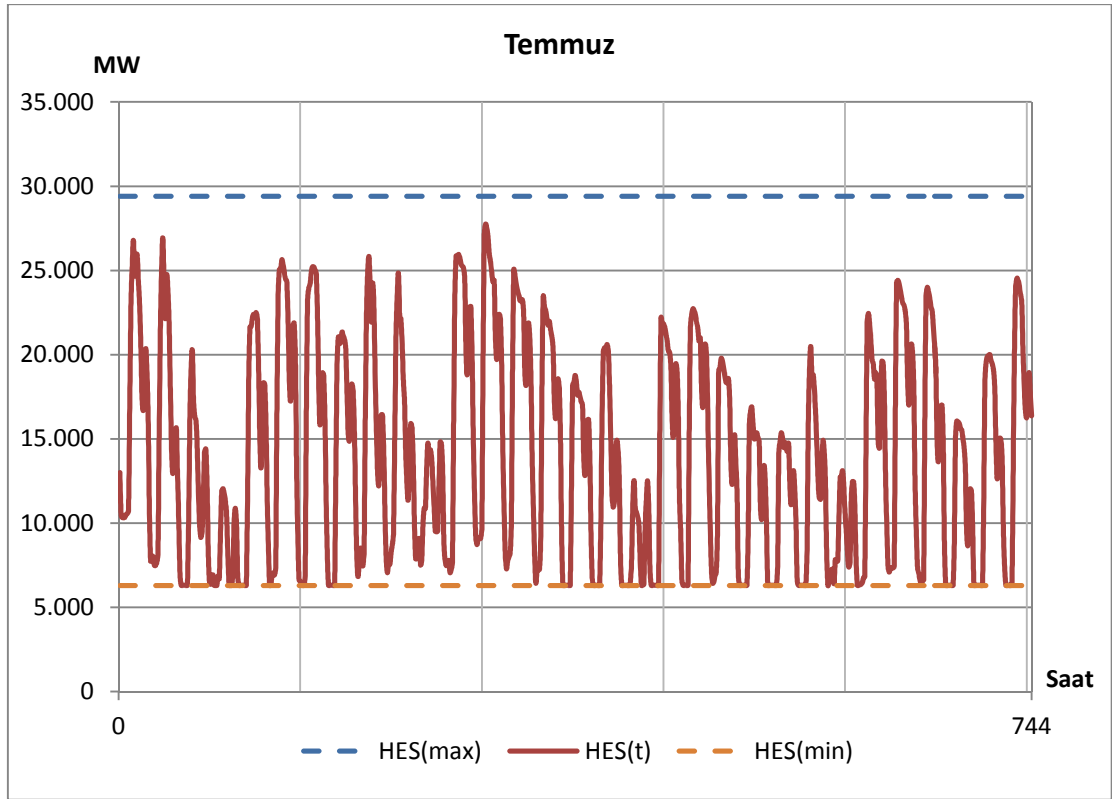


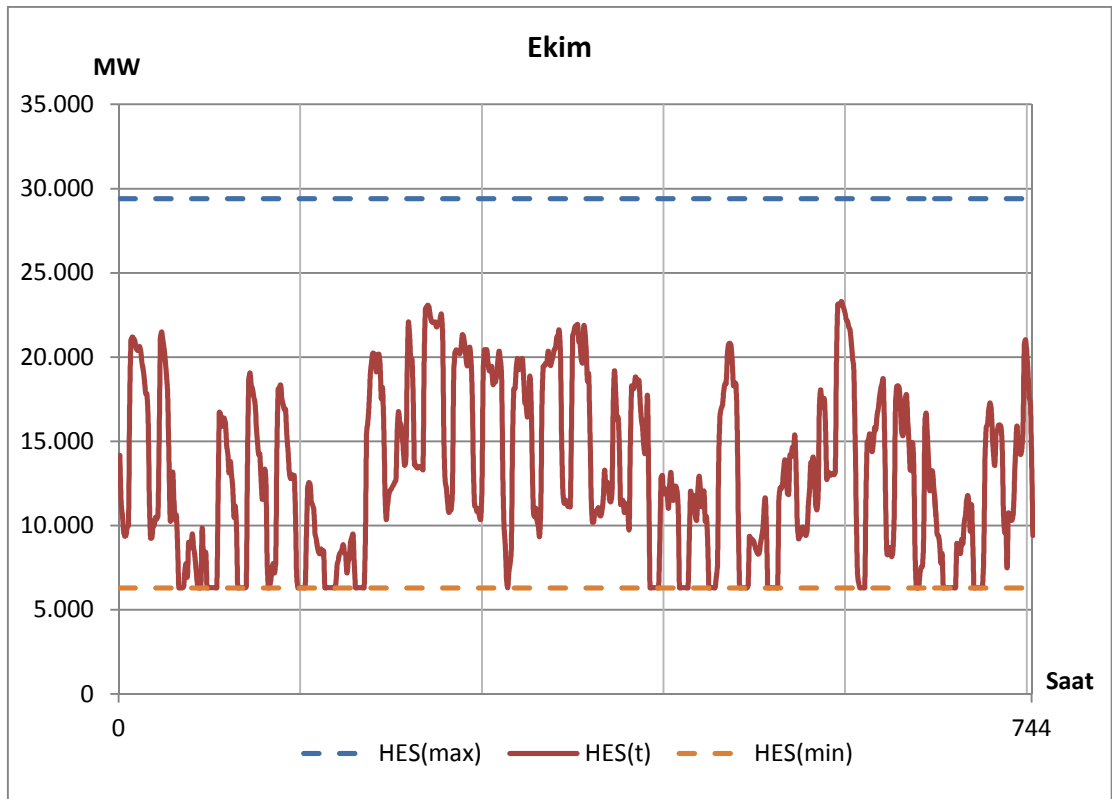
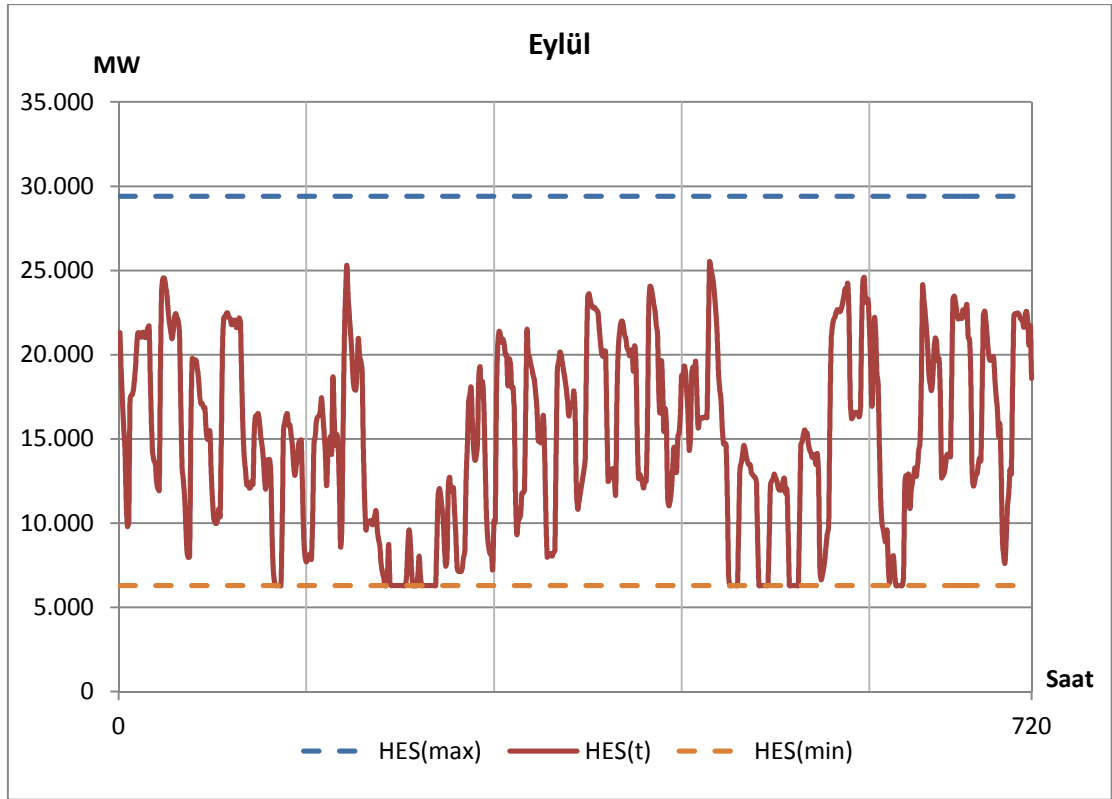
E-1.2 HES Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi

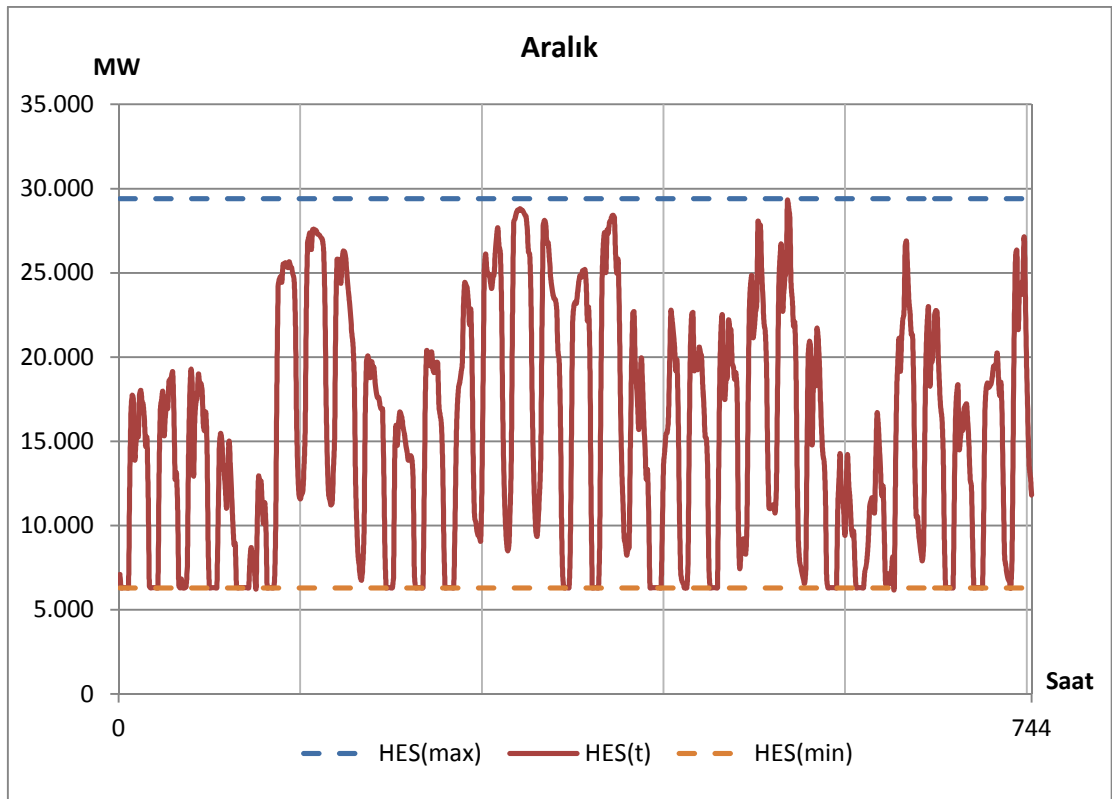
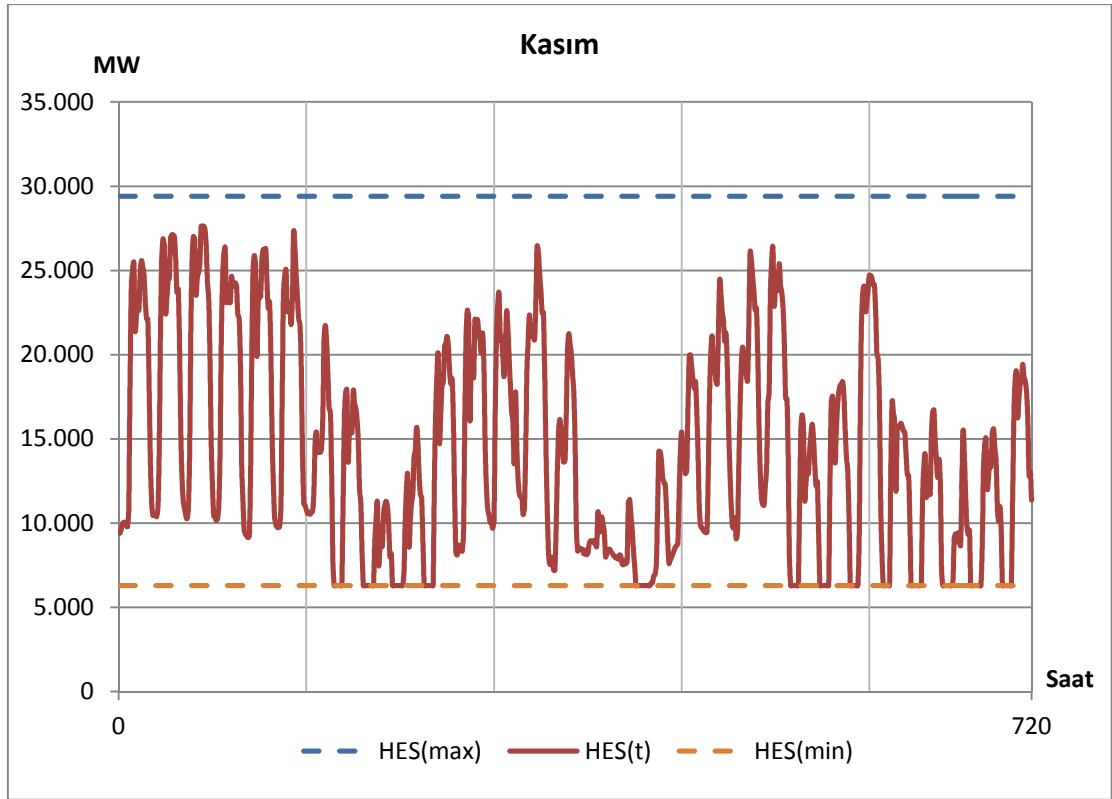




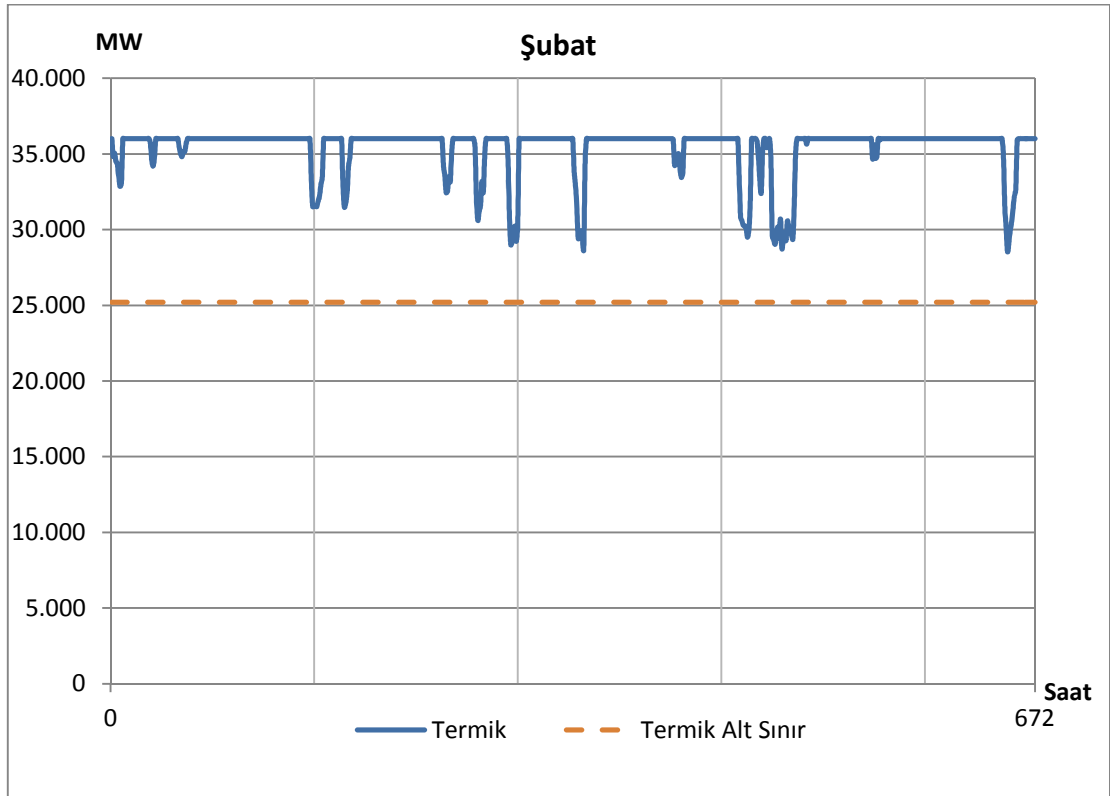
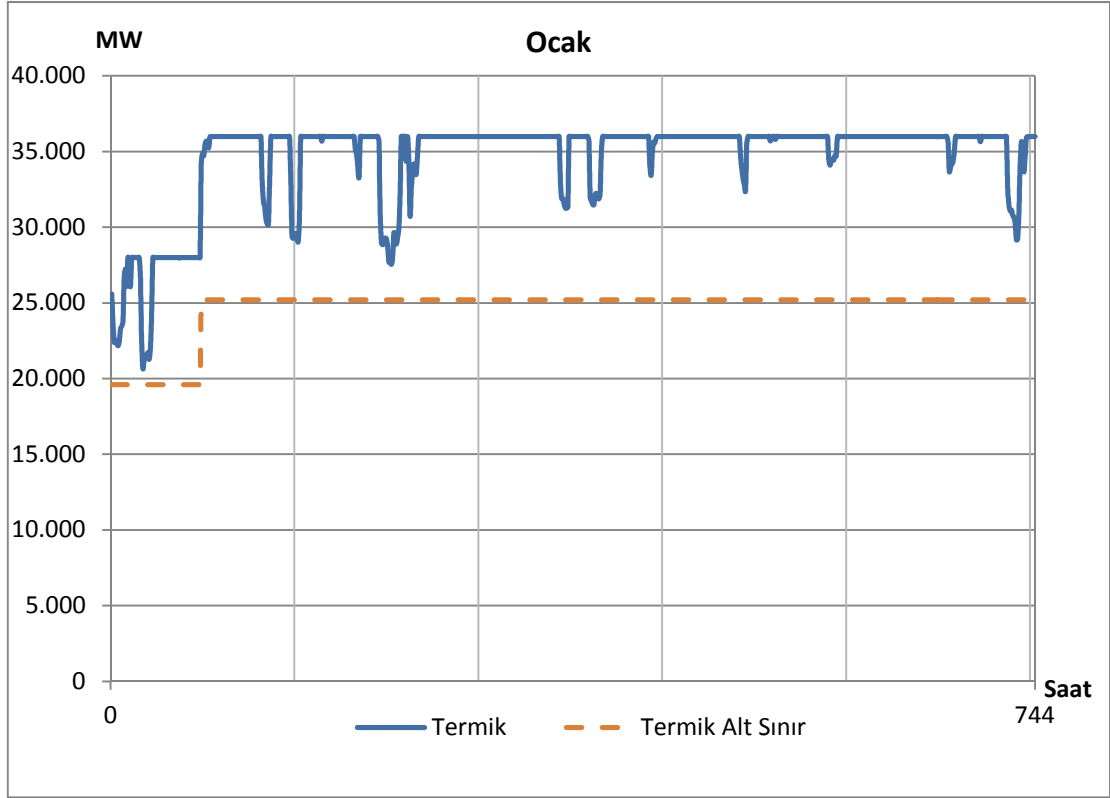


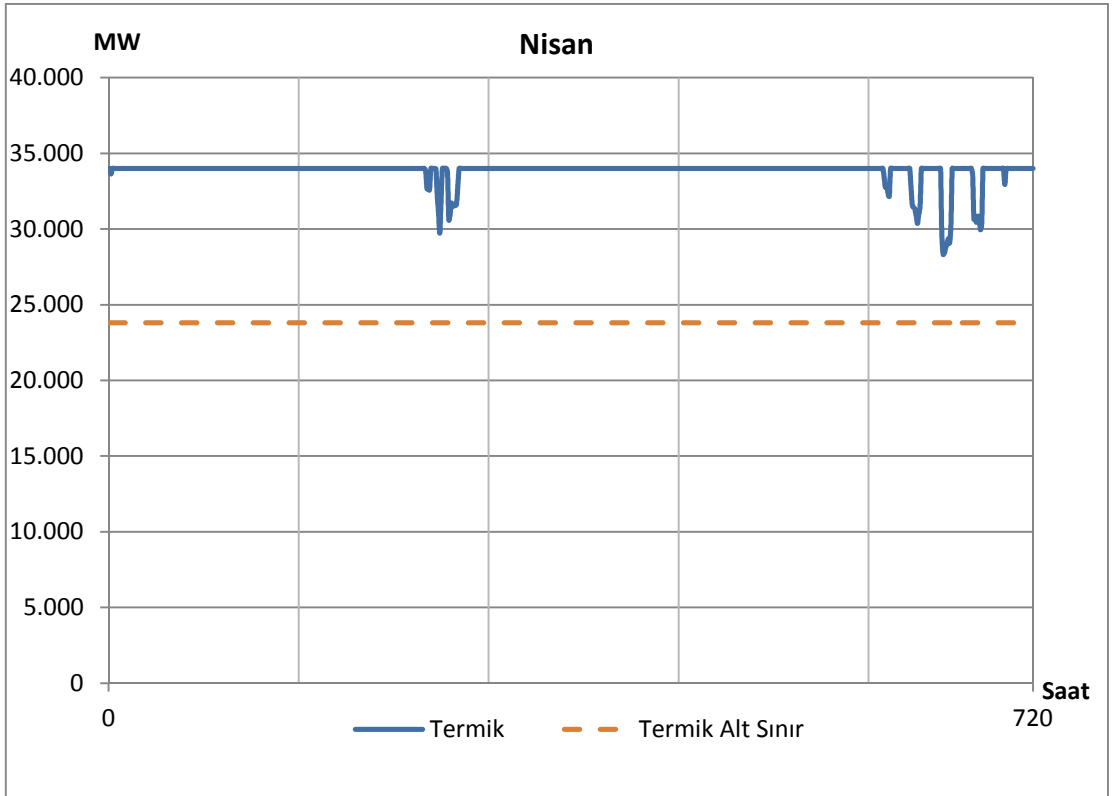
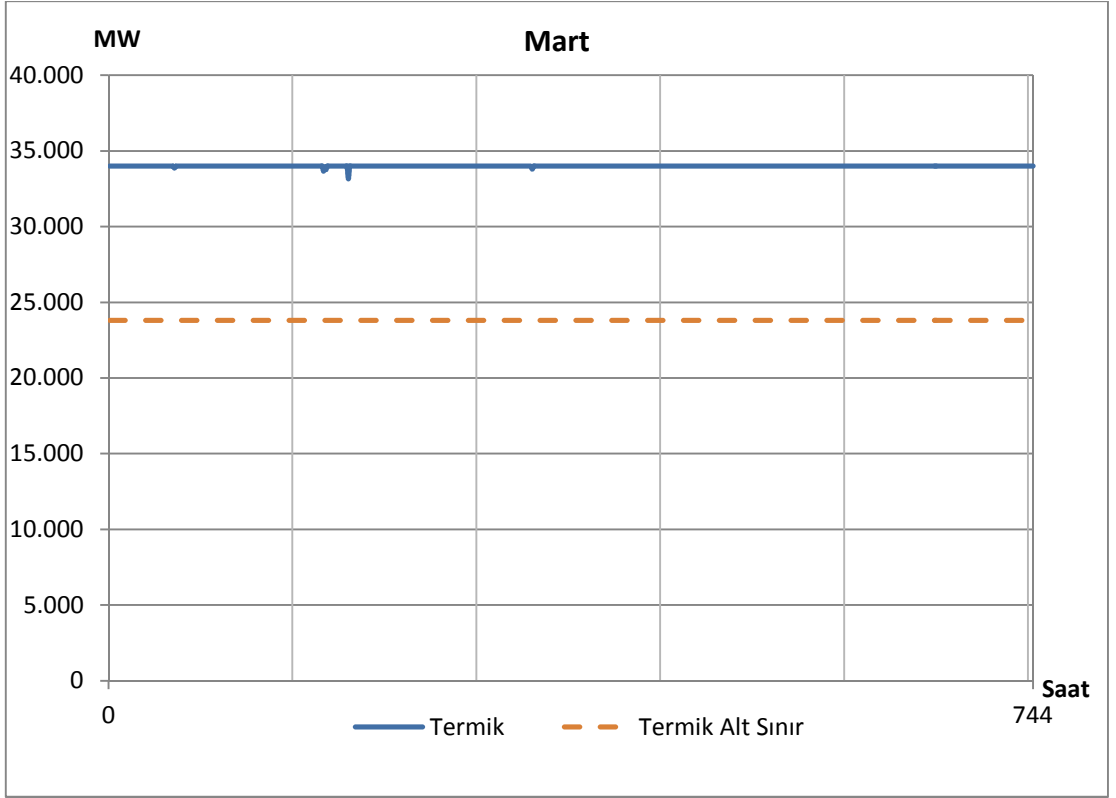


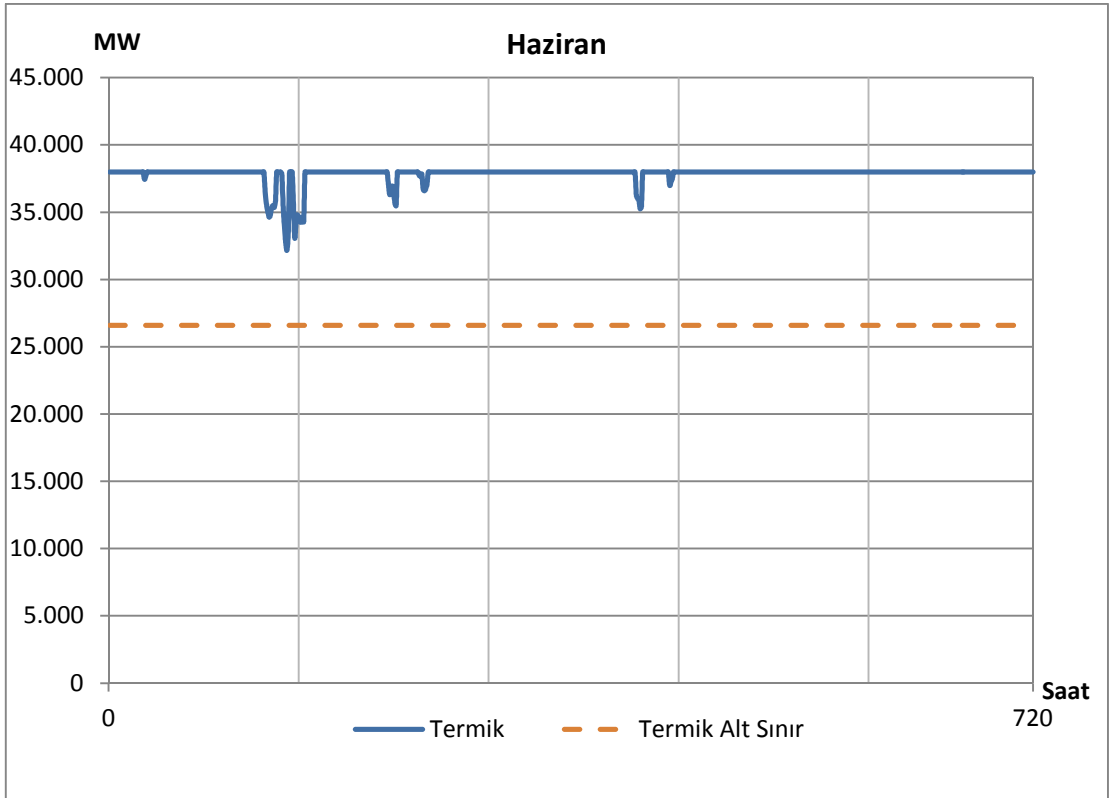
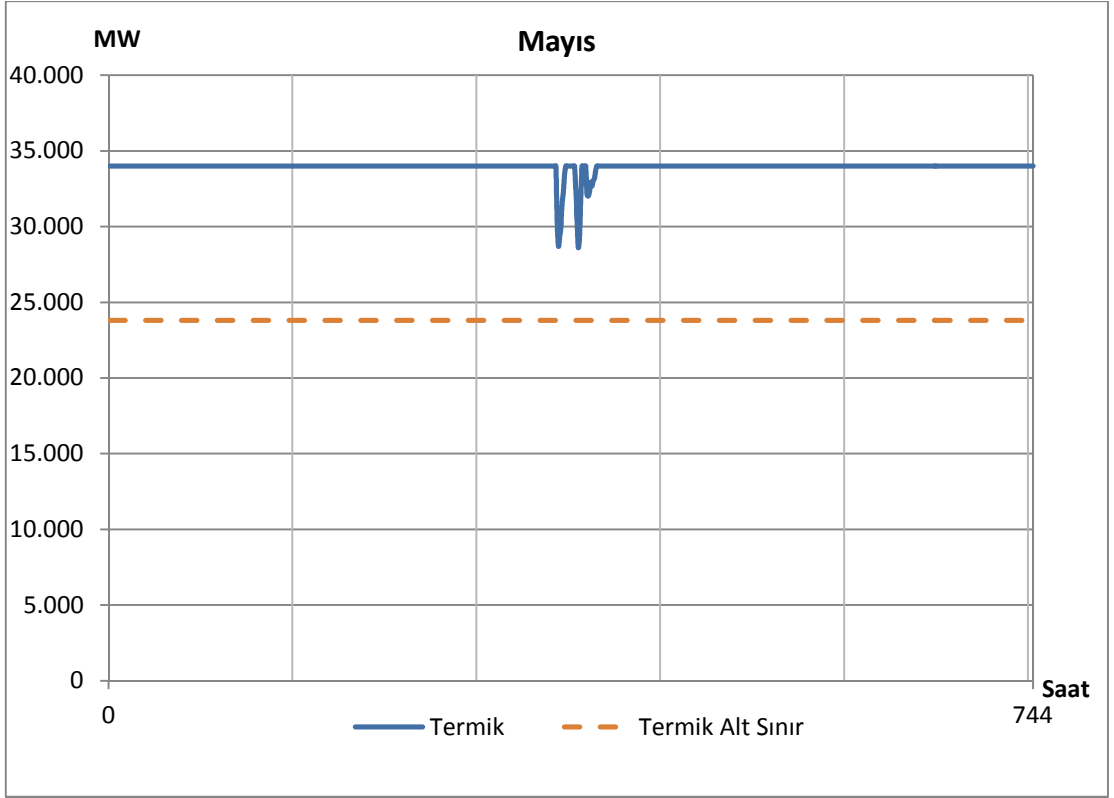


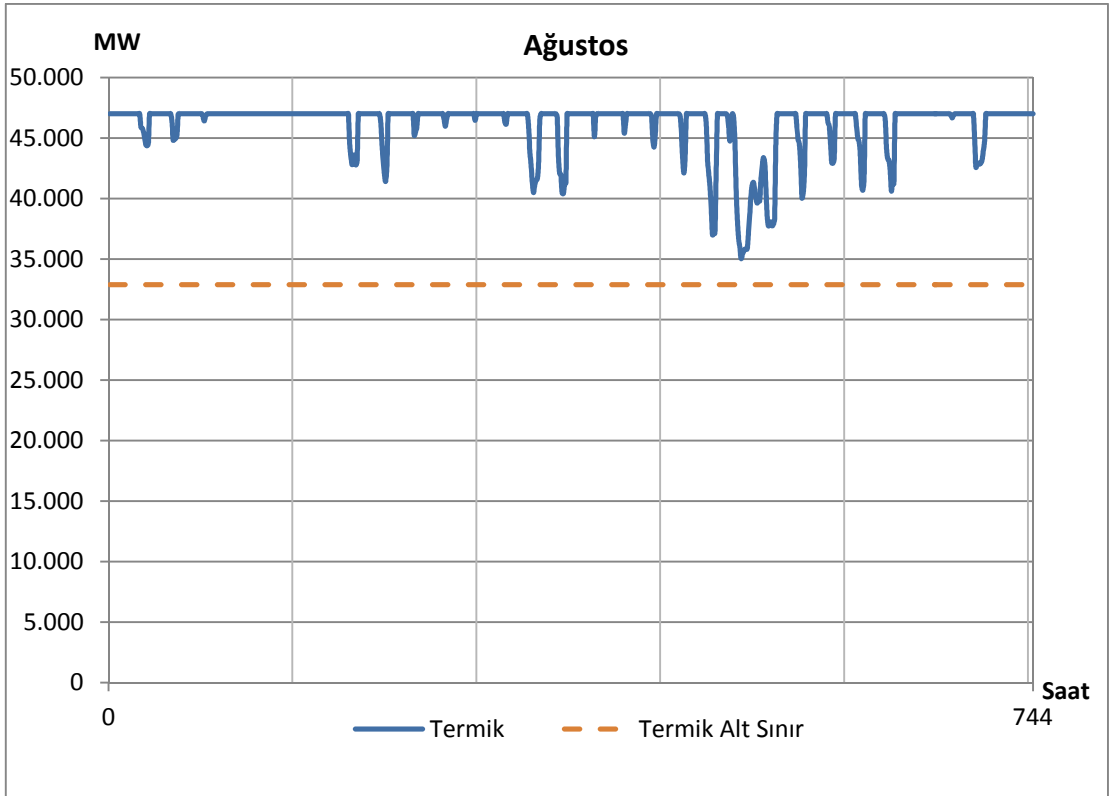
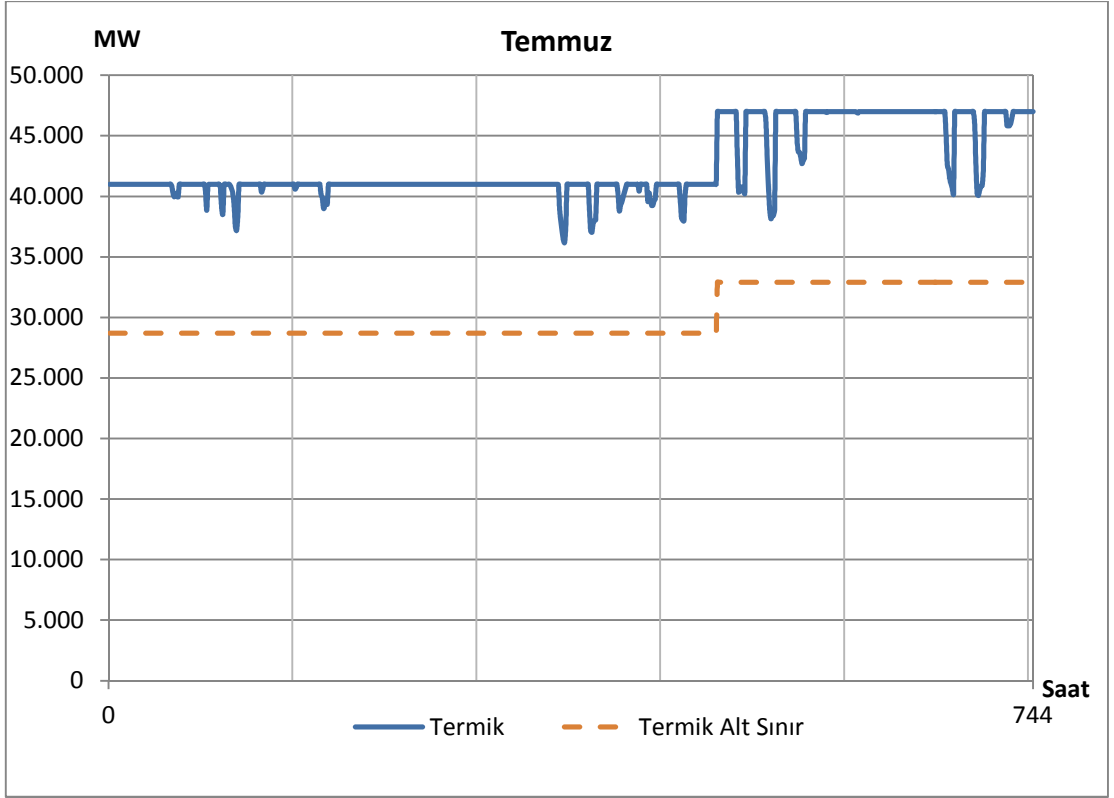


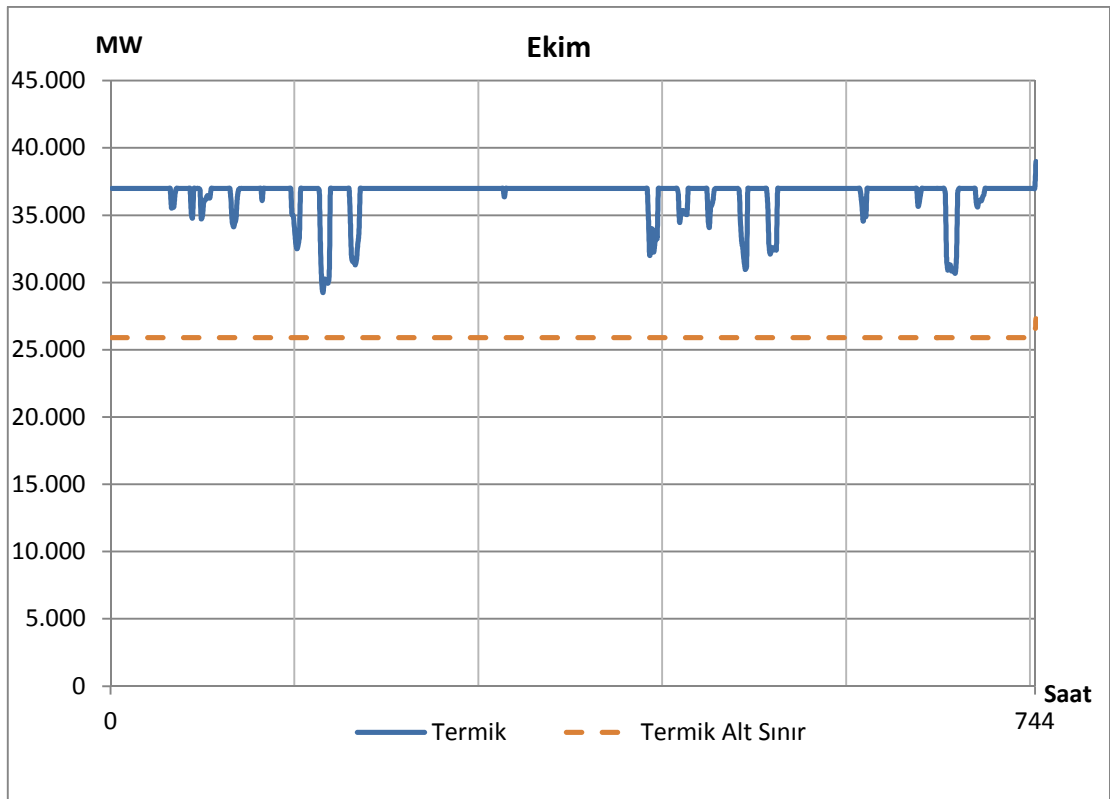
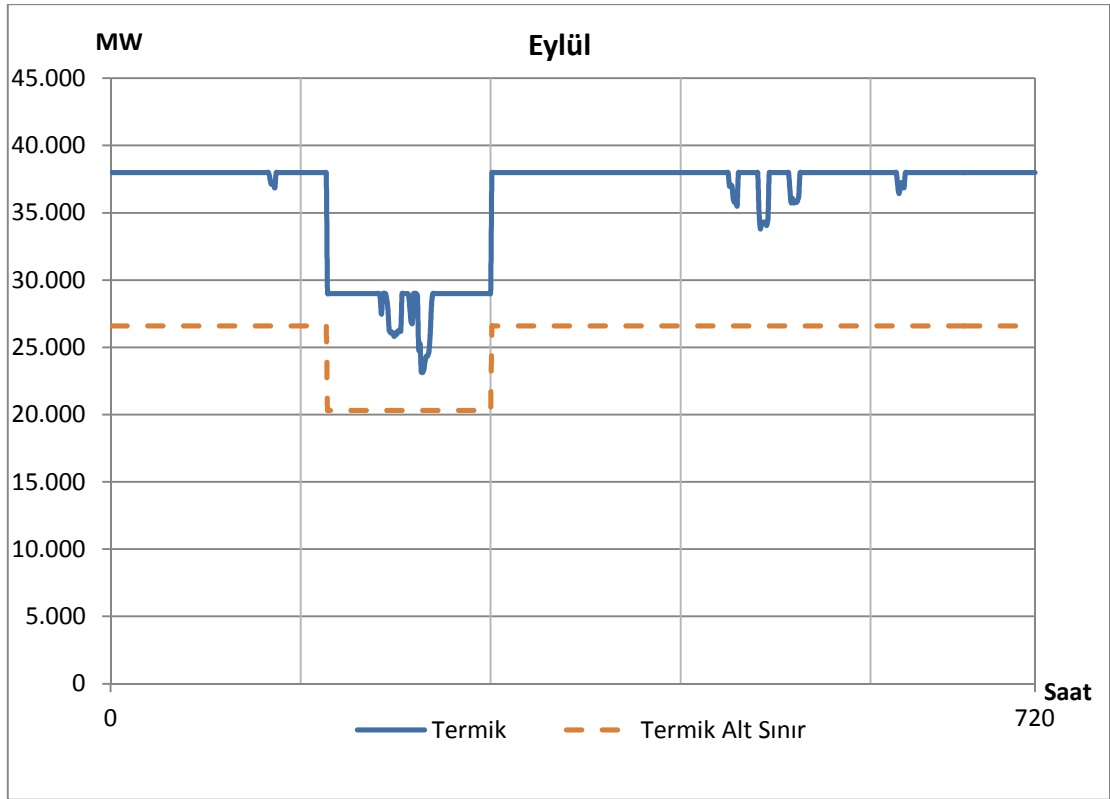
E-1.3 Termik Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi

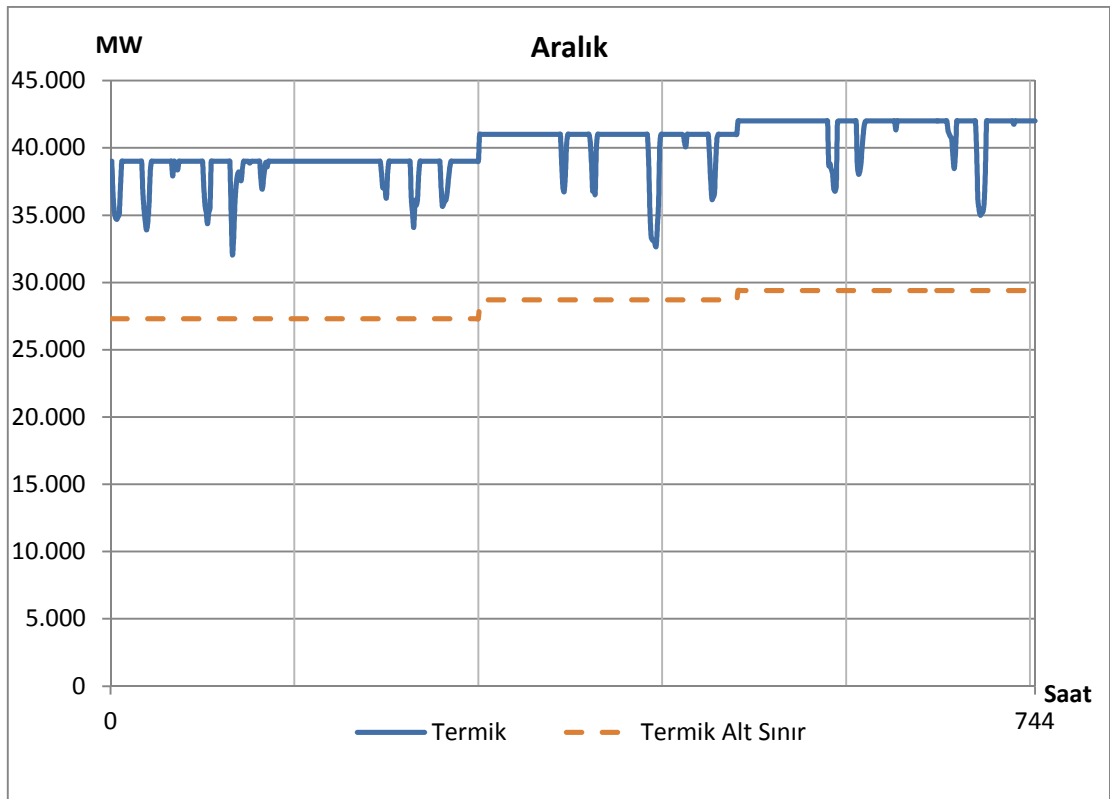
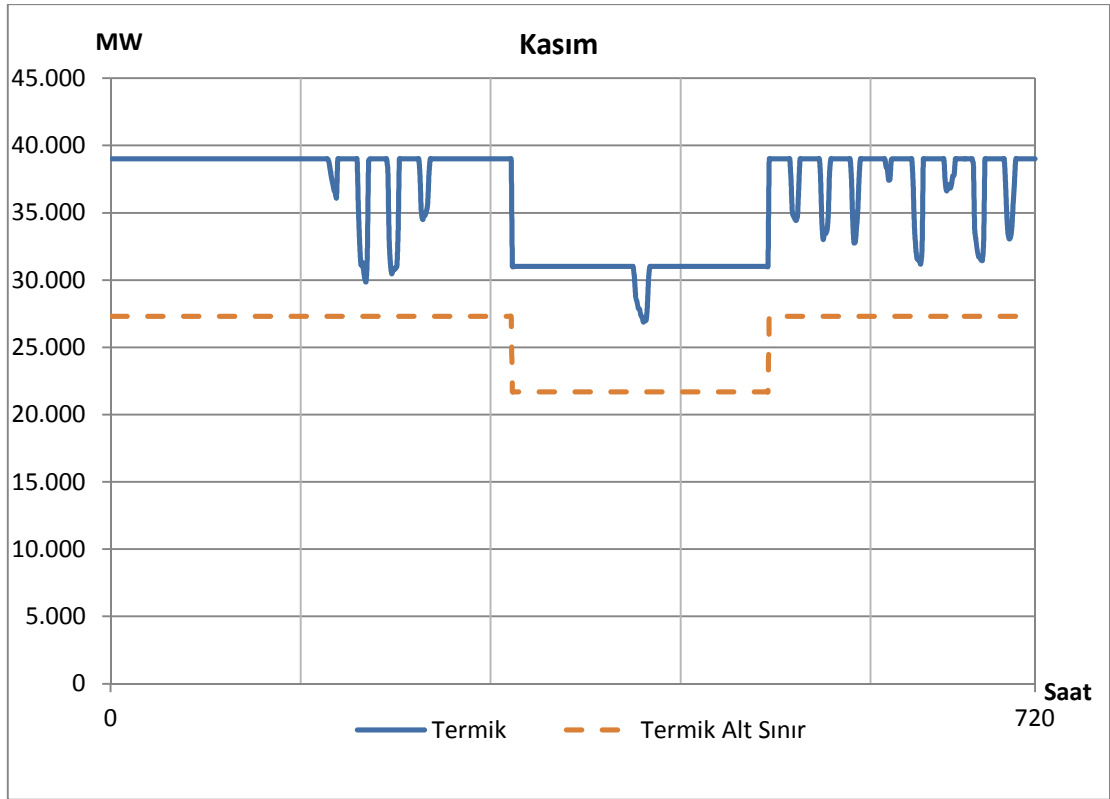




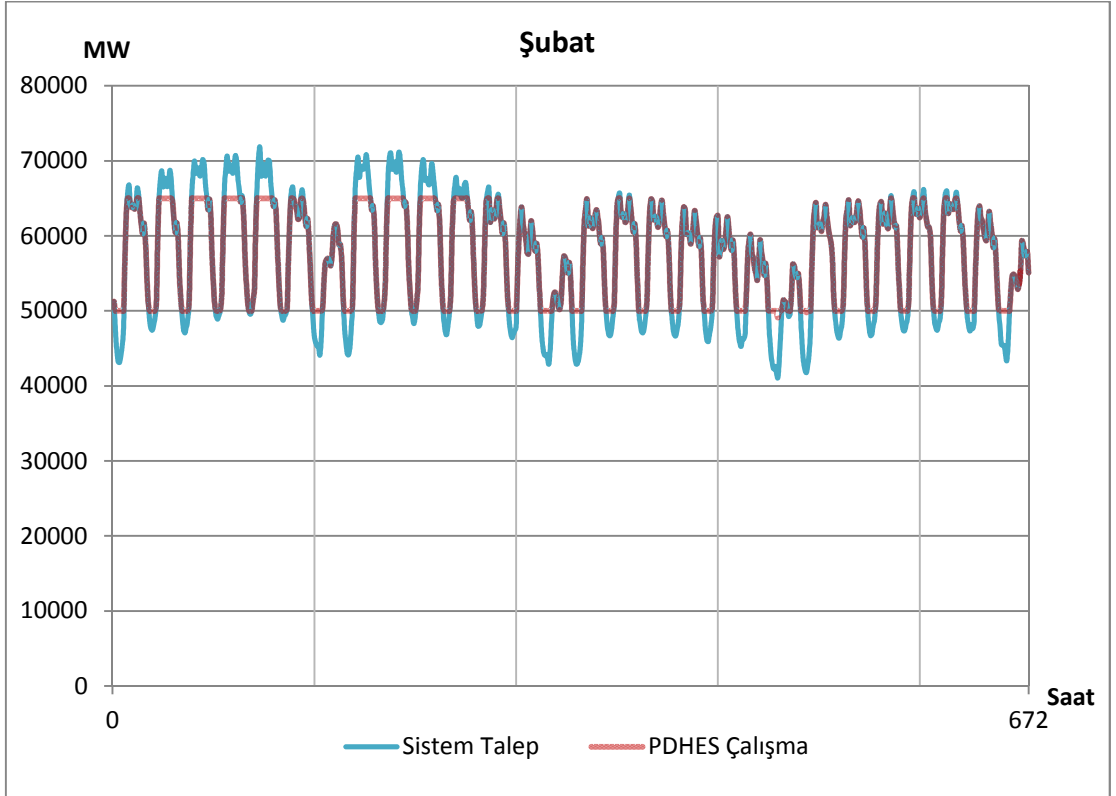
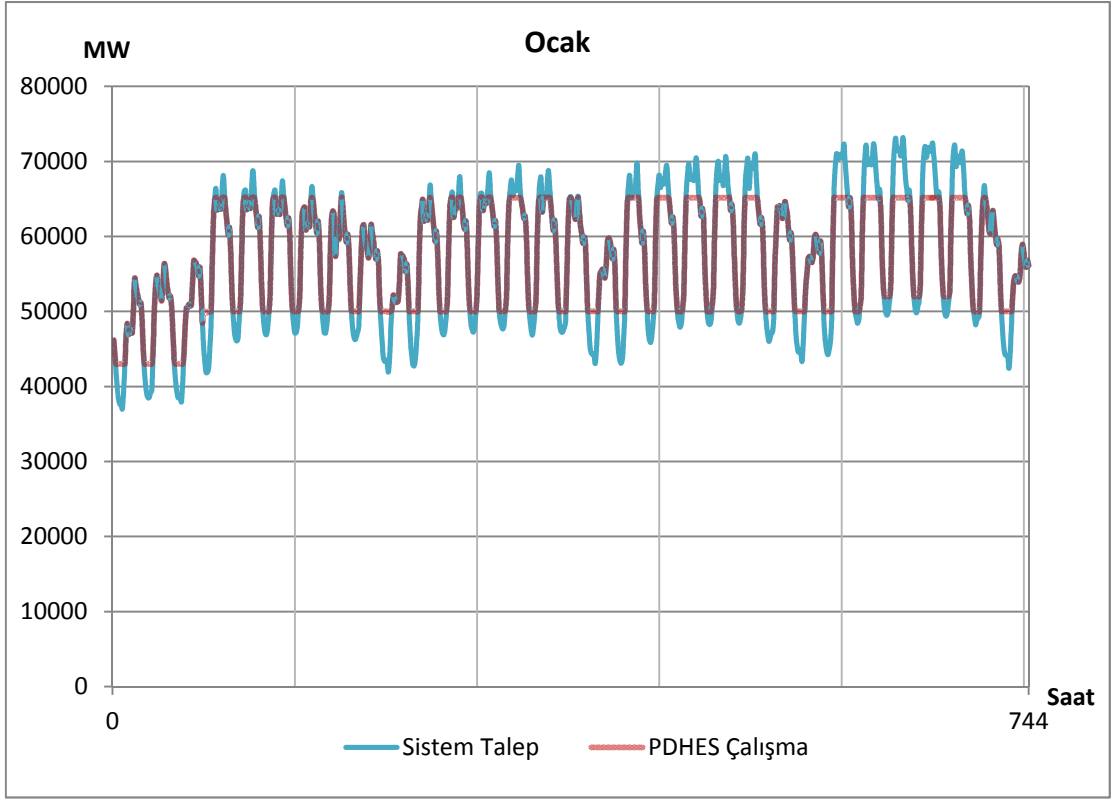


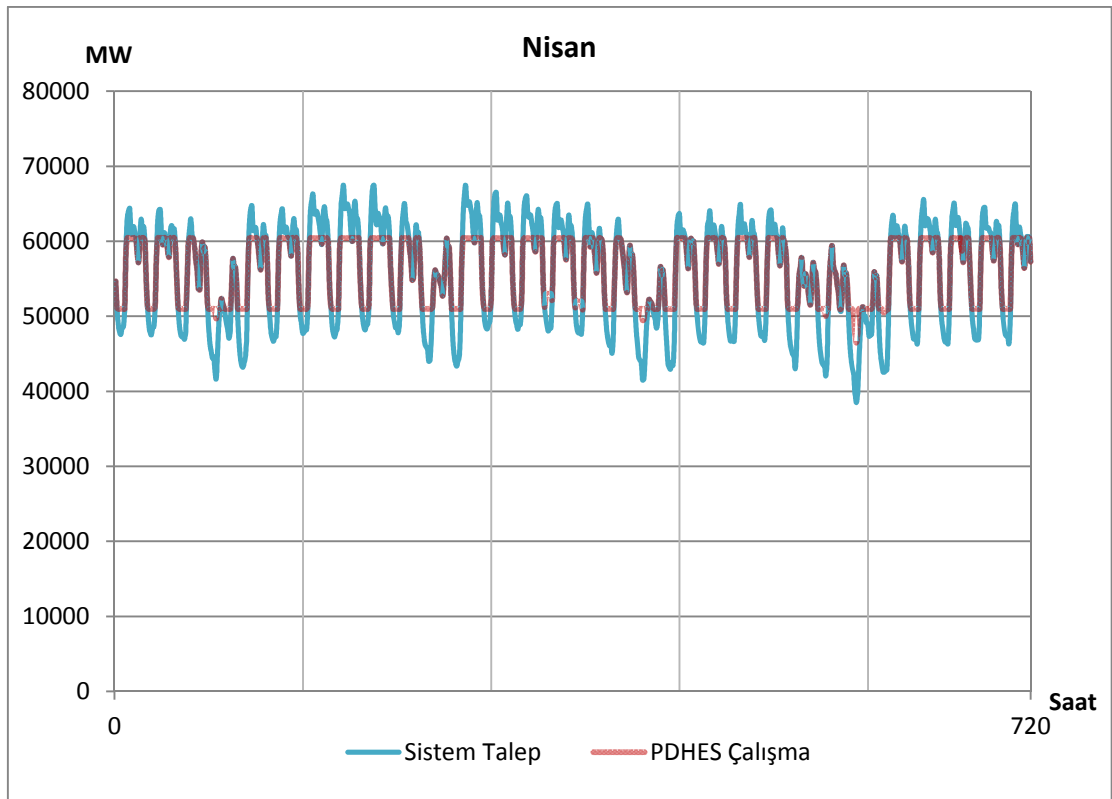
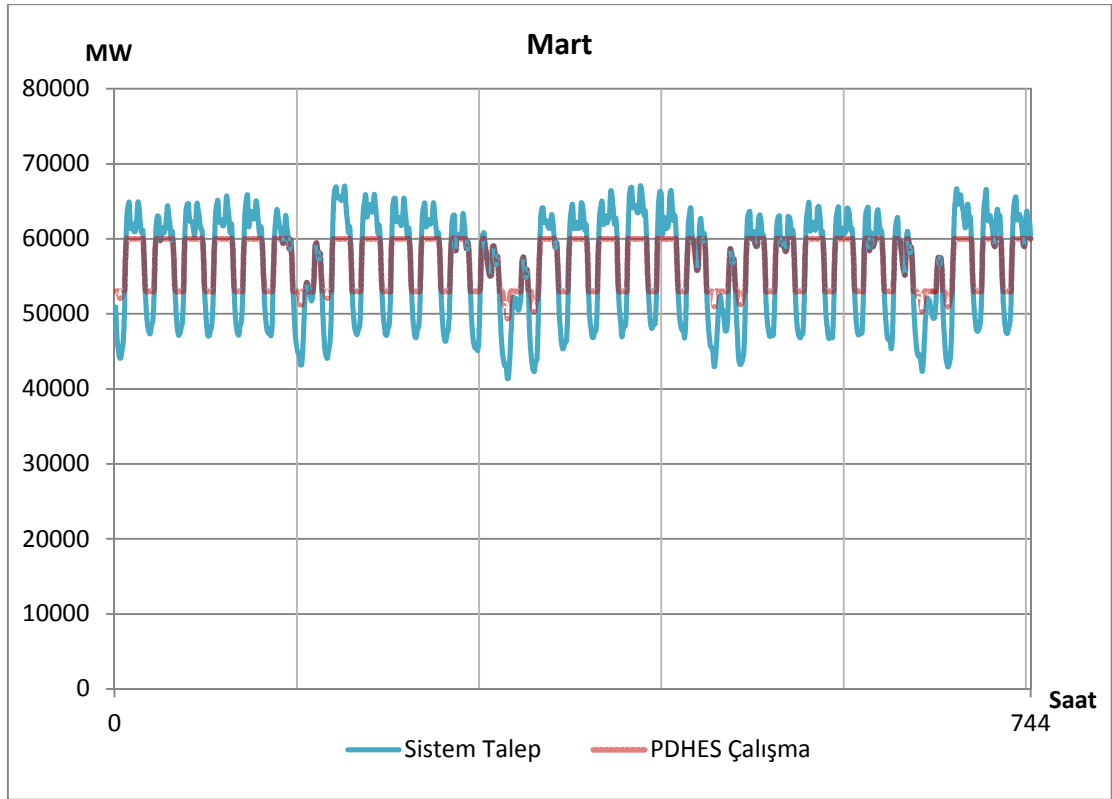


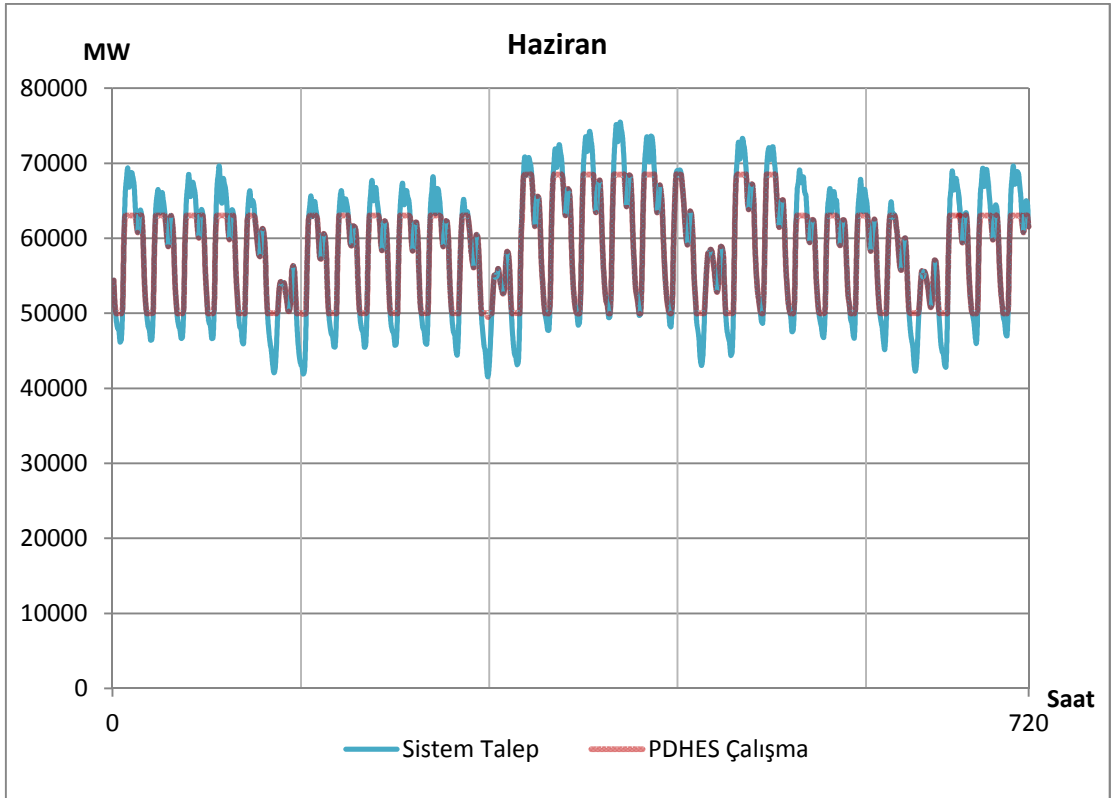
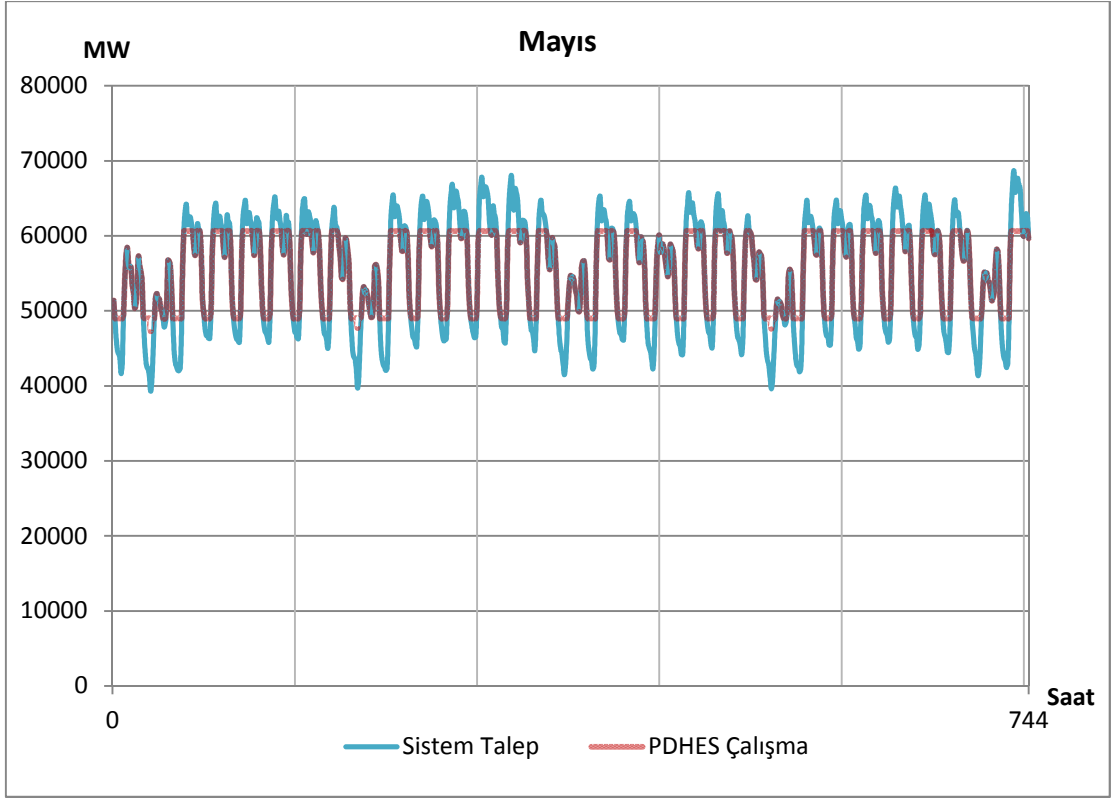


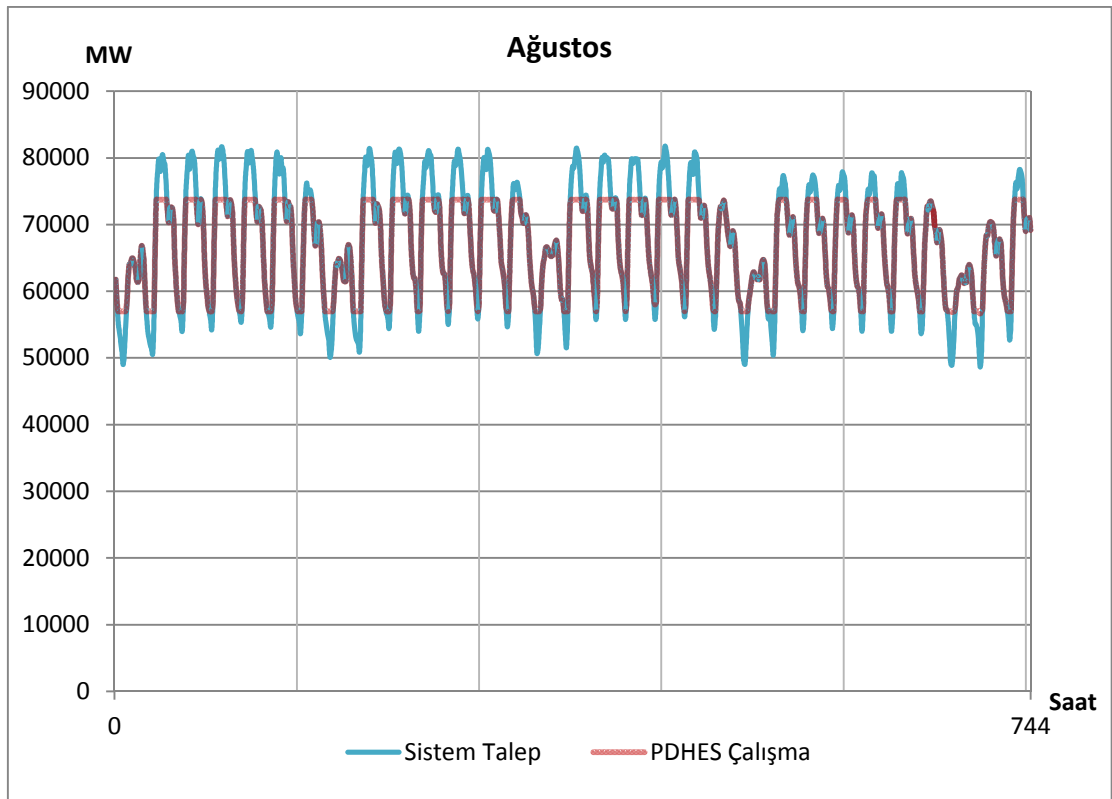
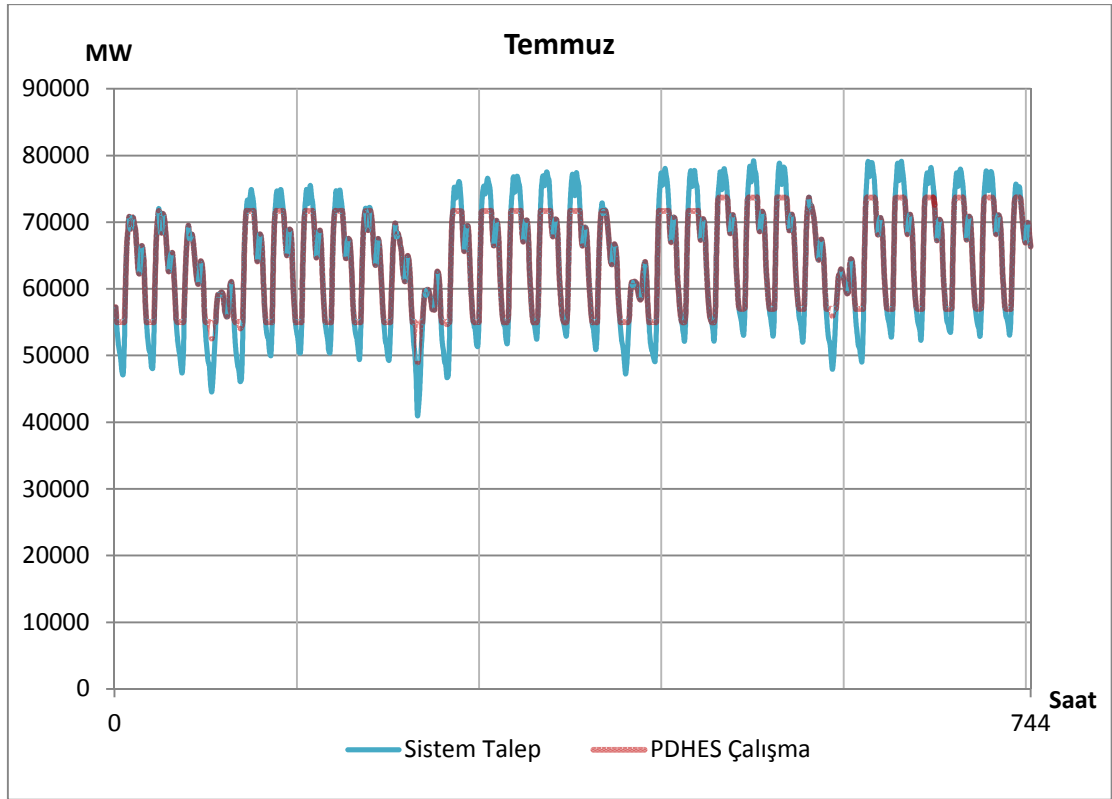


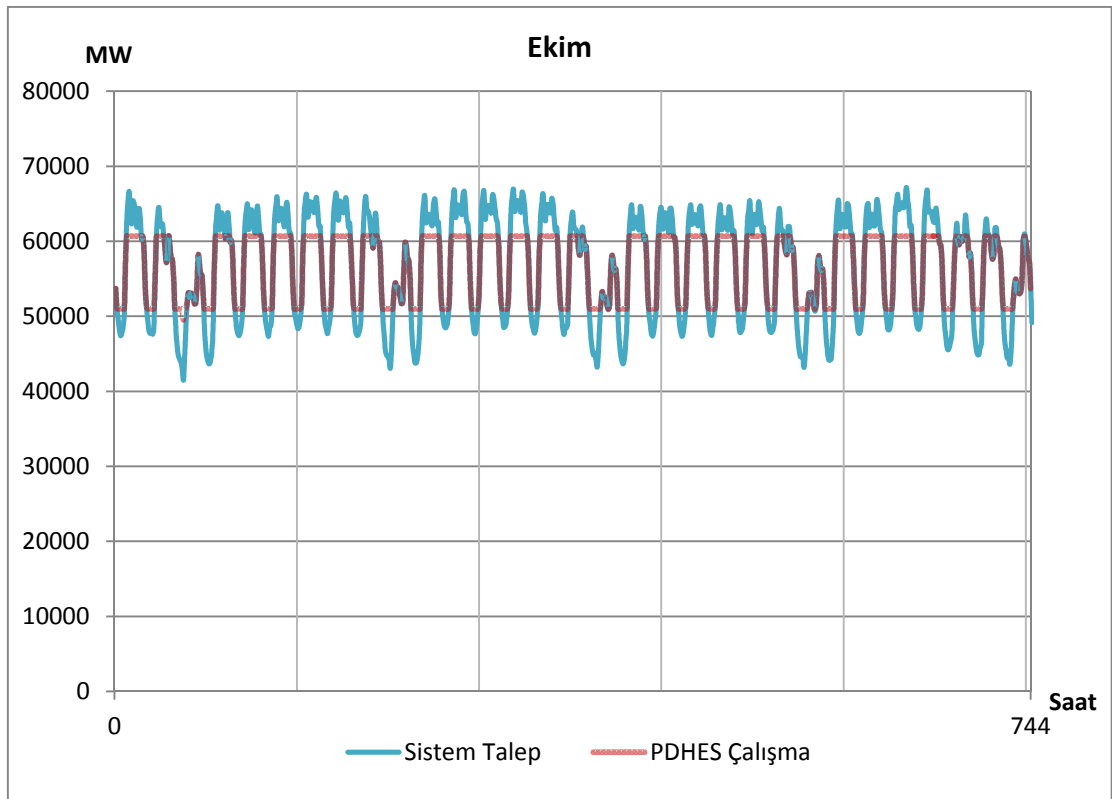
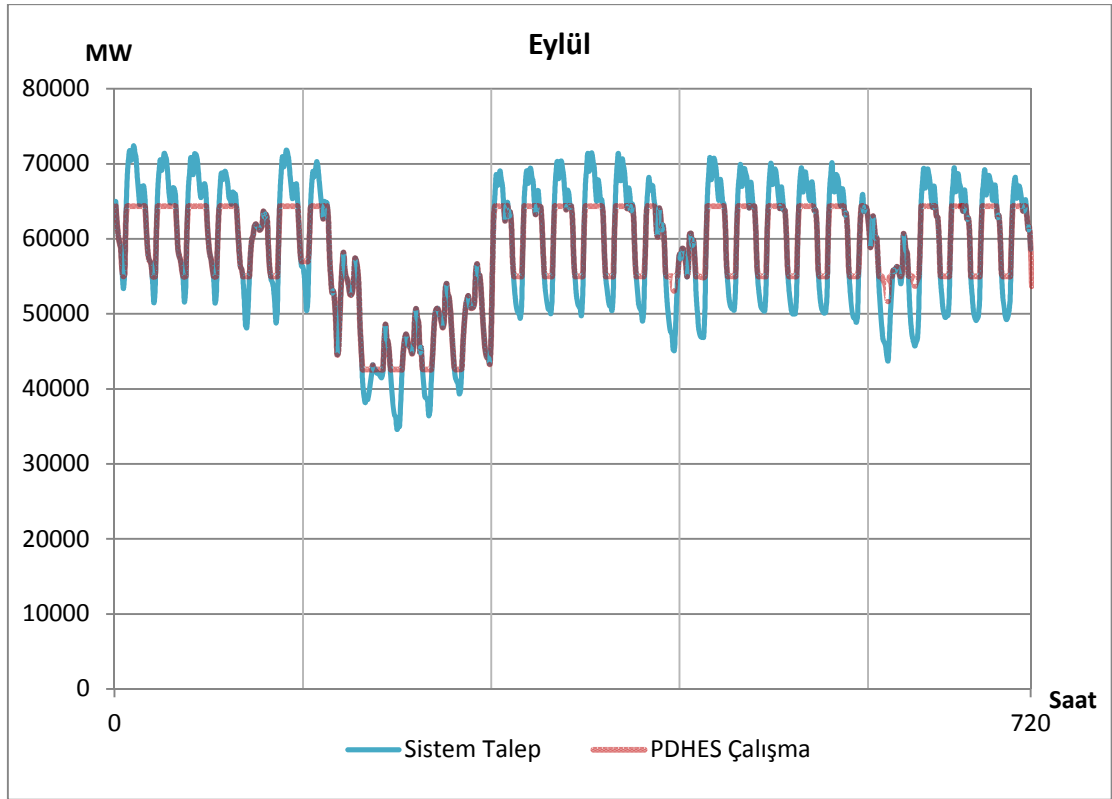
E-1.4 PDHES Çalışma Planına Bağlı Yeni Talep Eğrisi

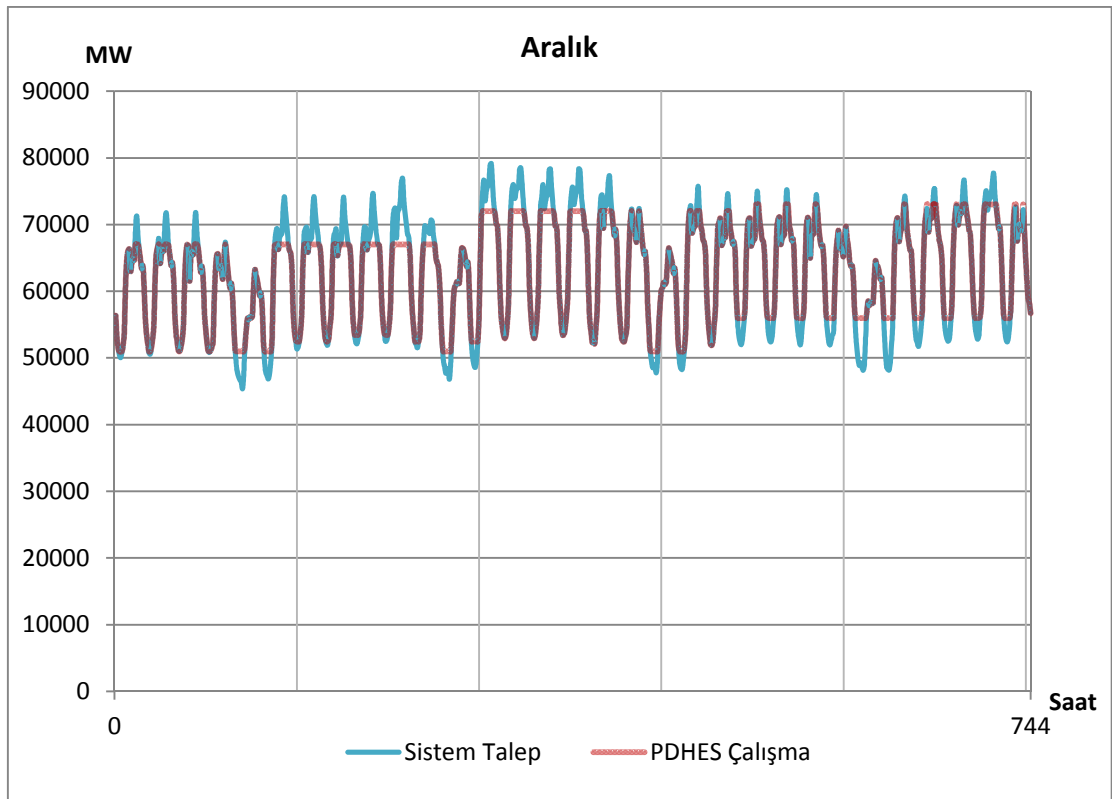
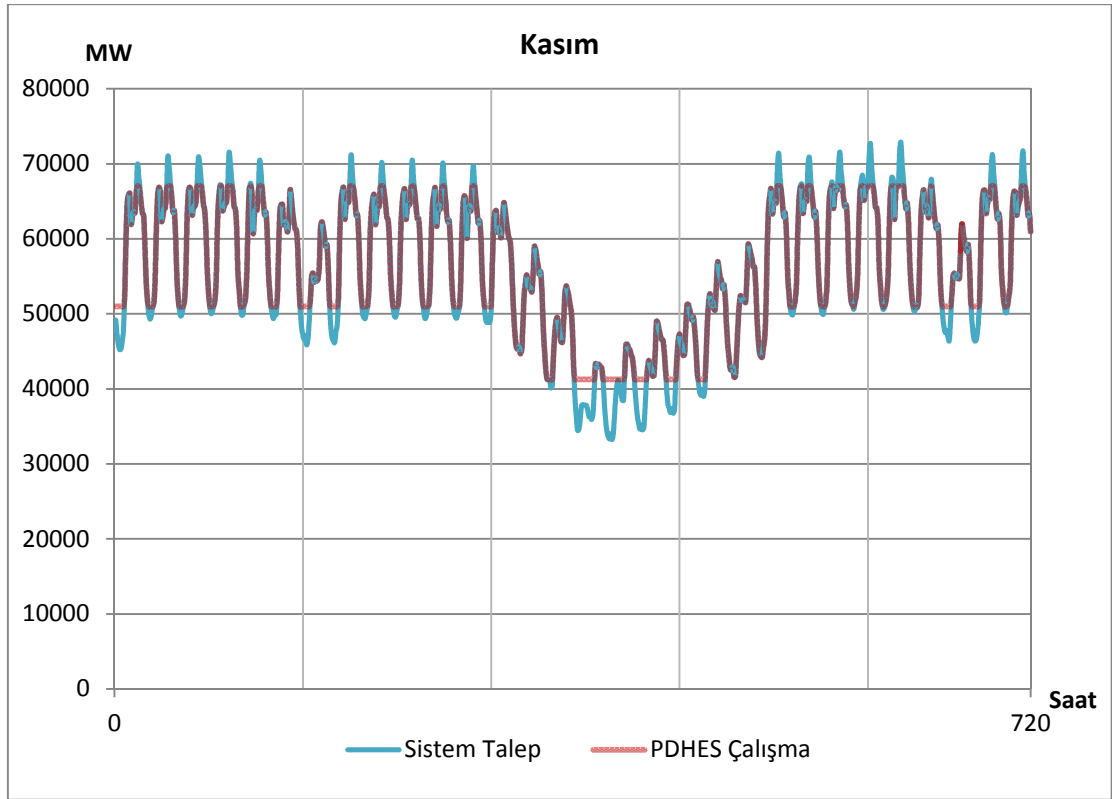




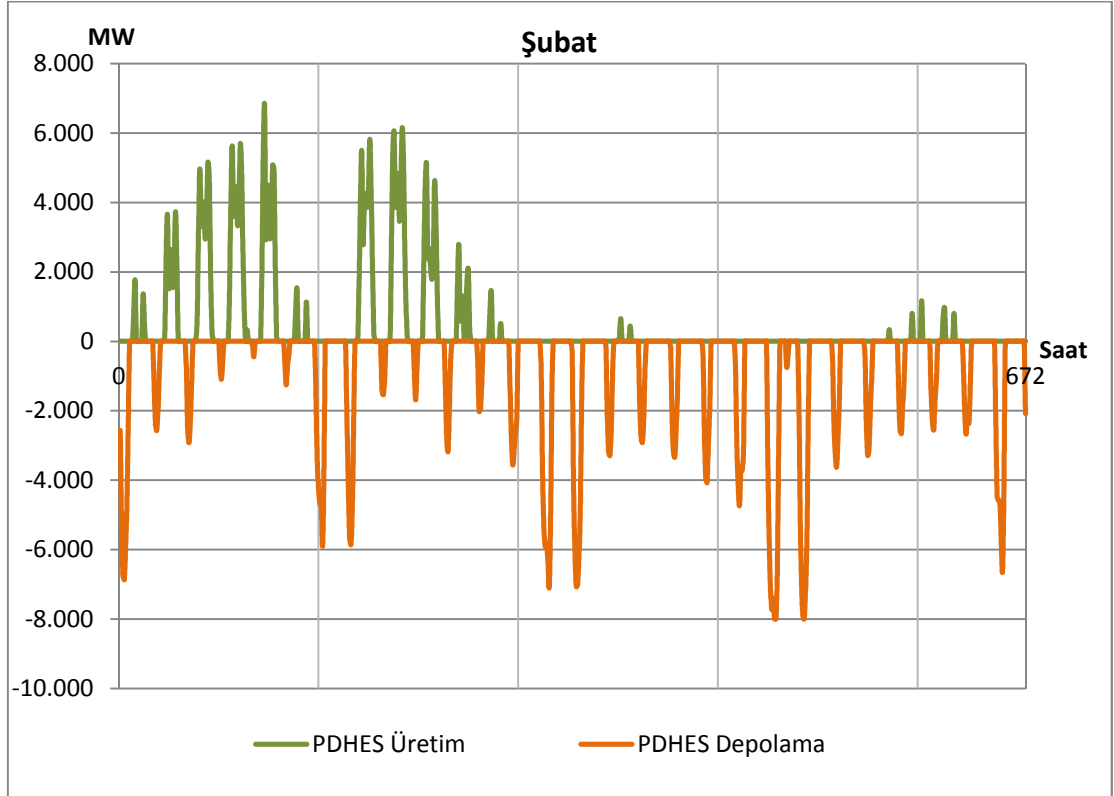
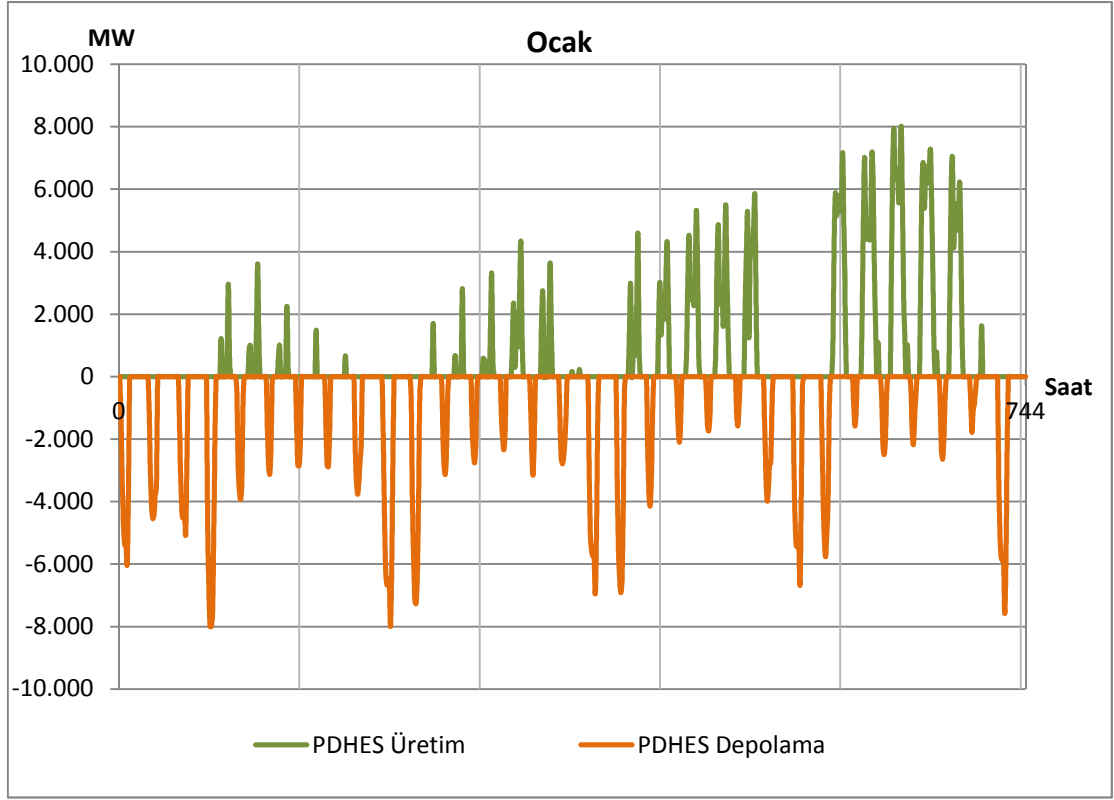


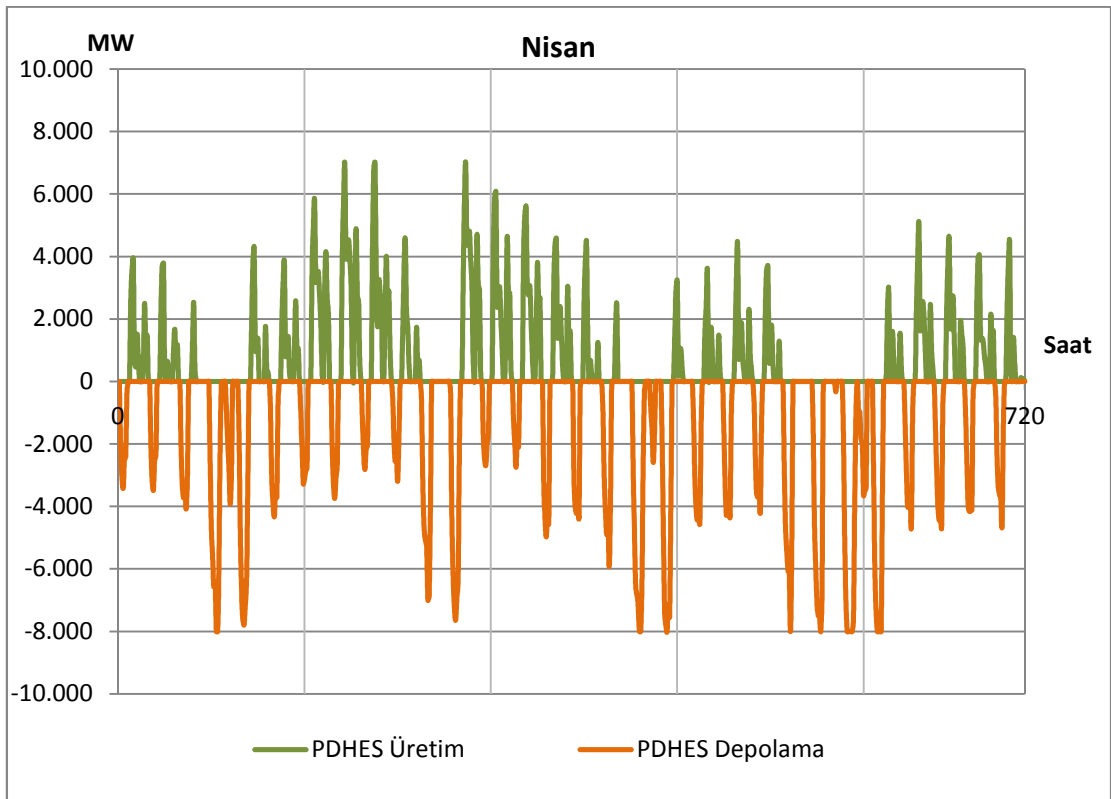
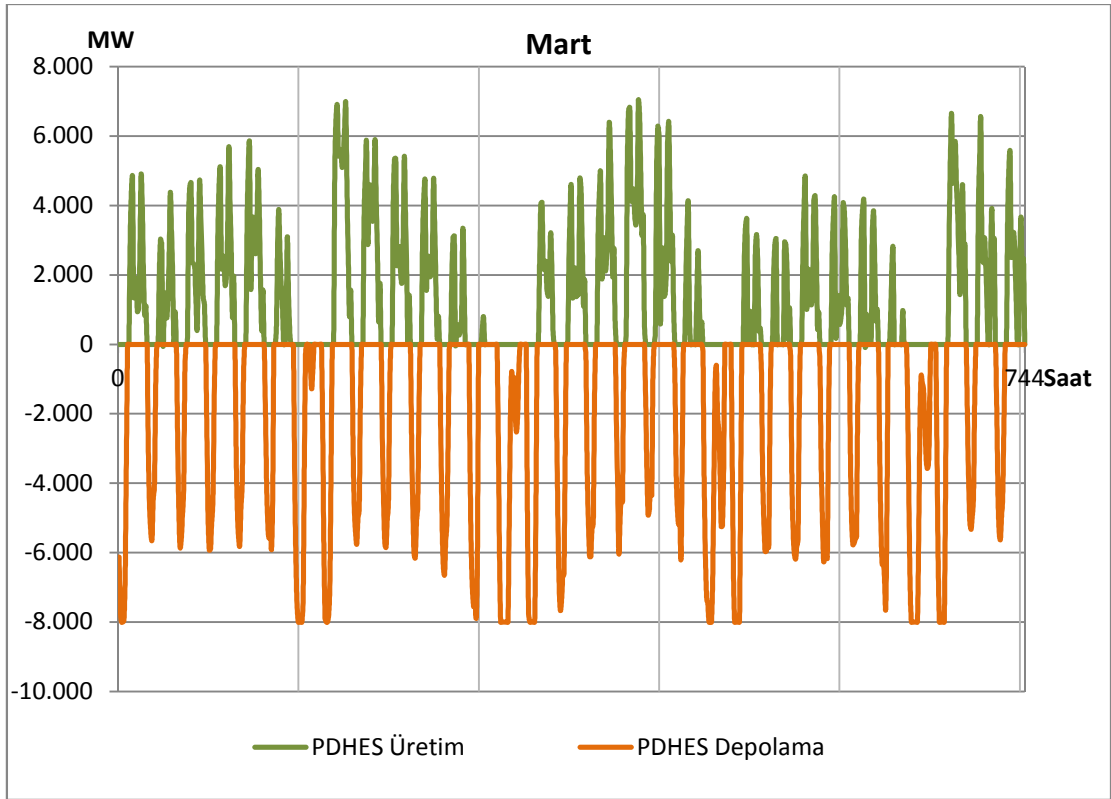


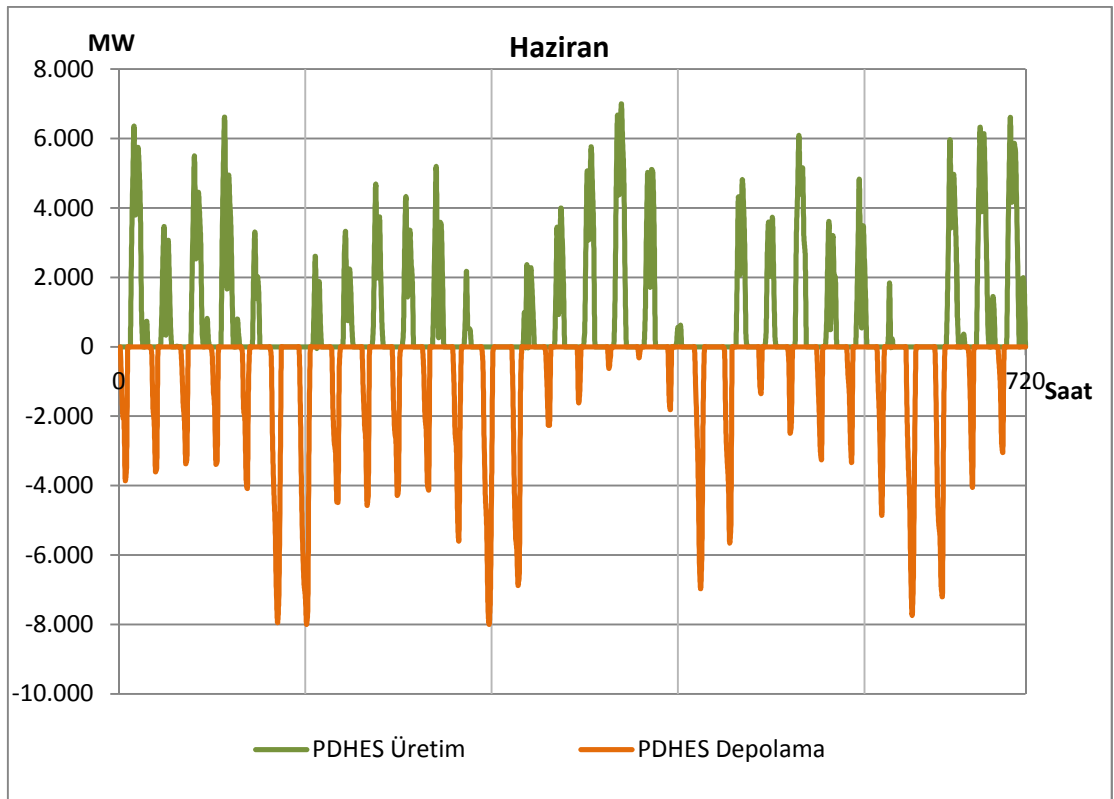
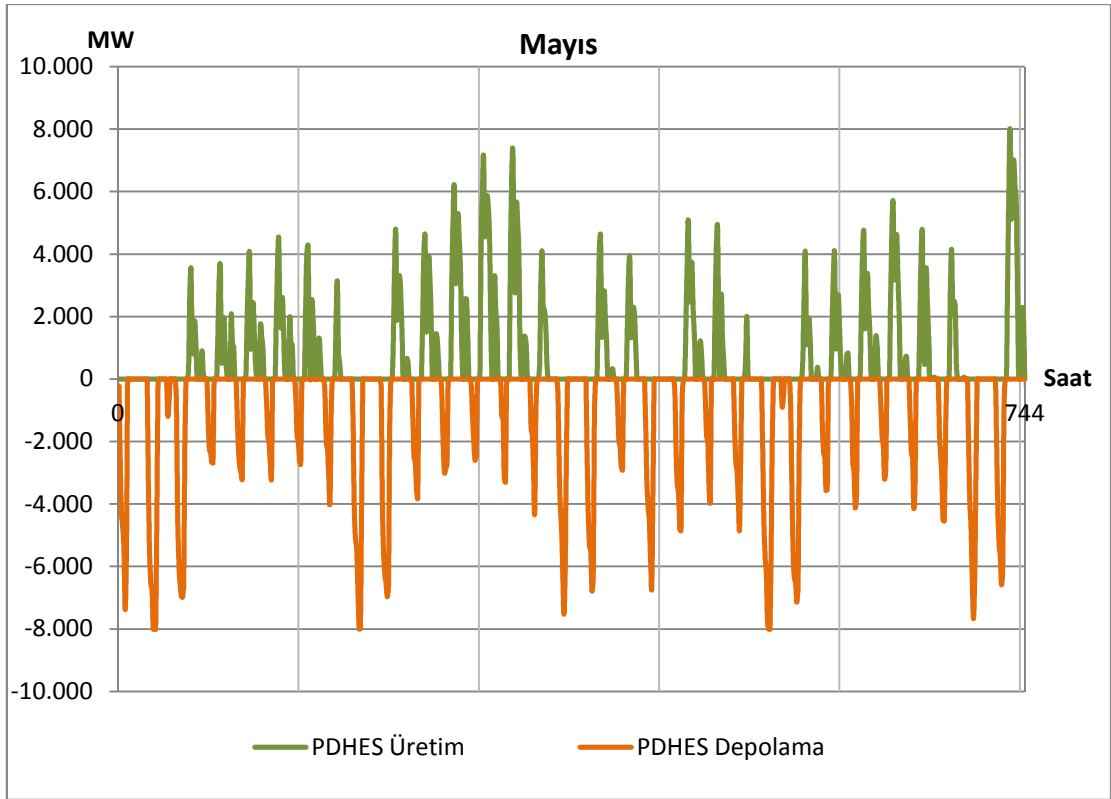


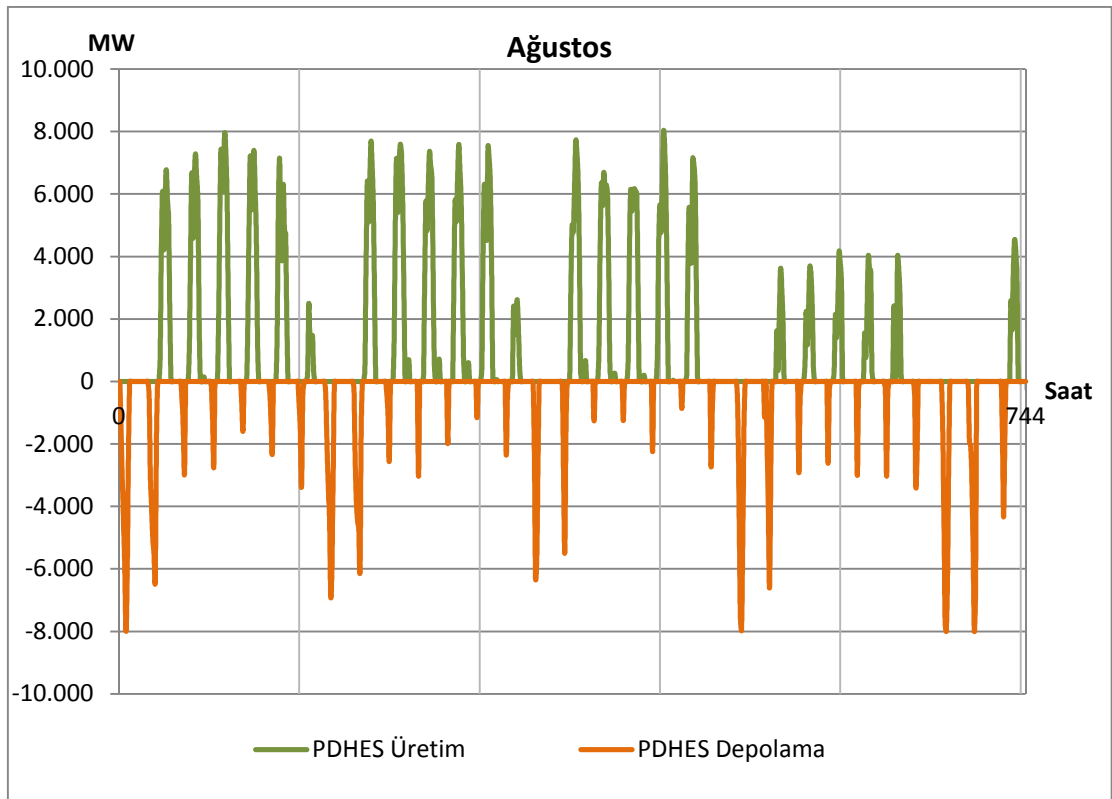
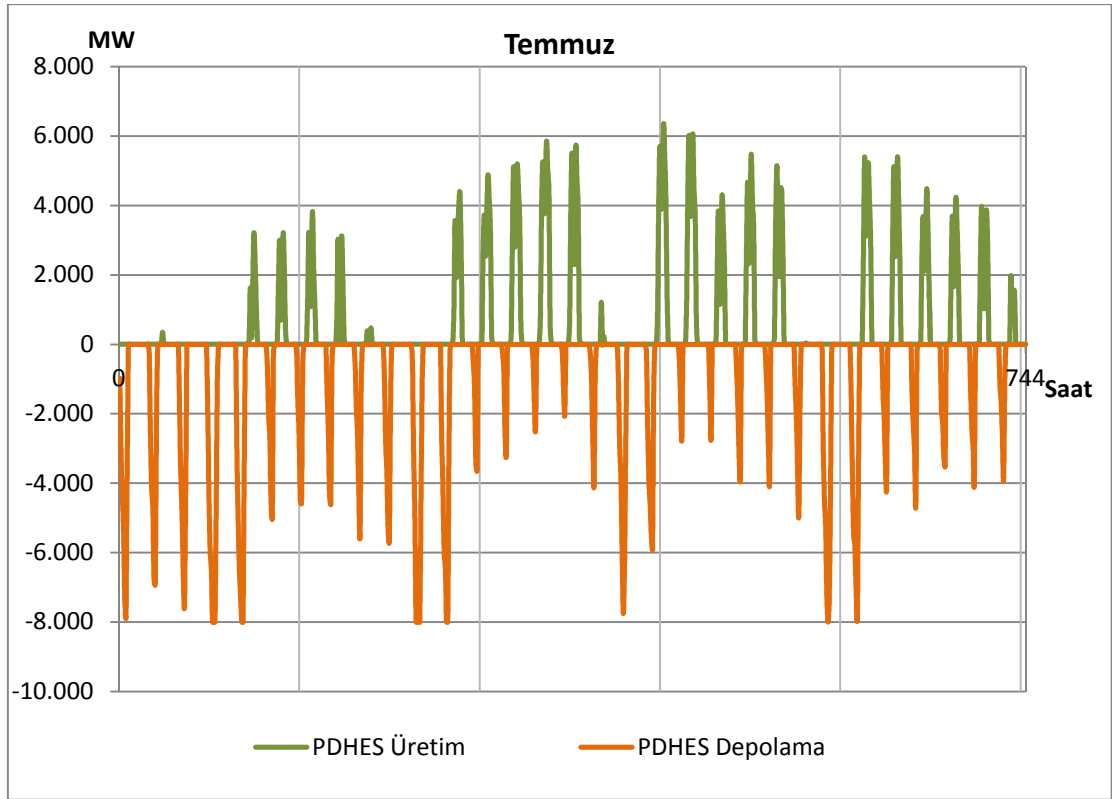


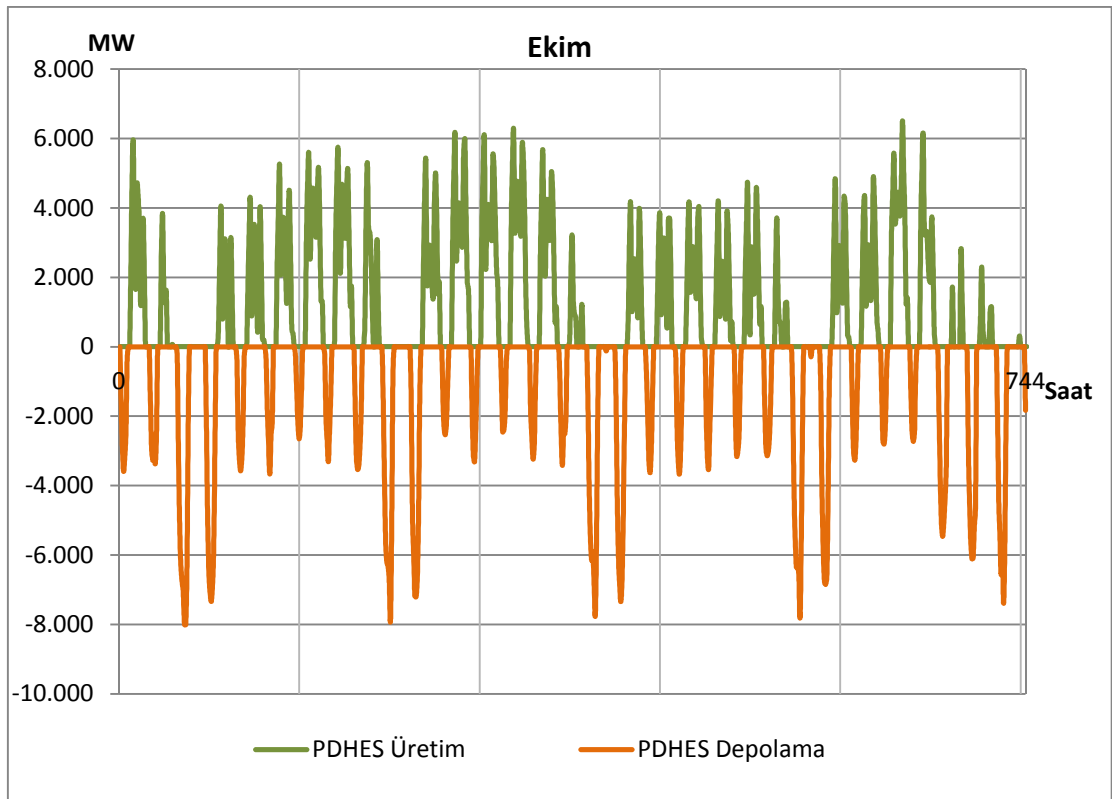
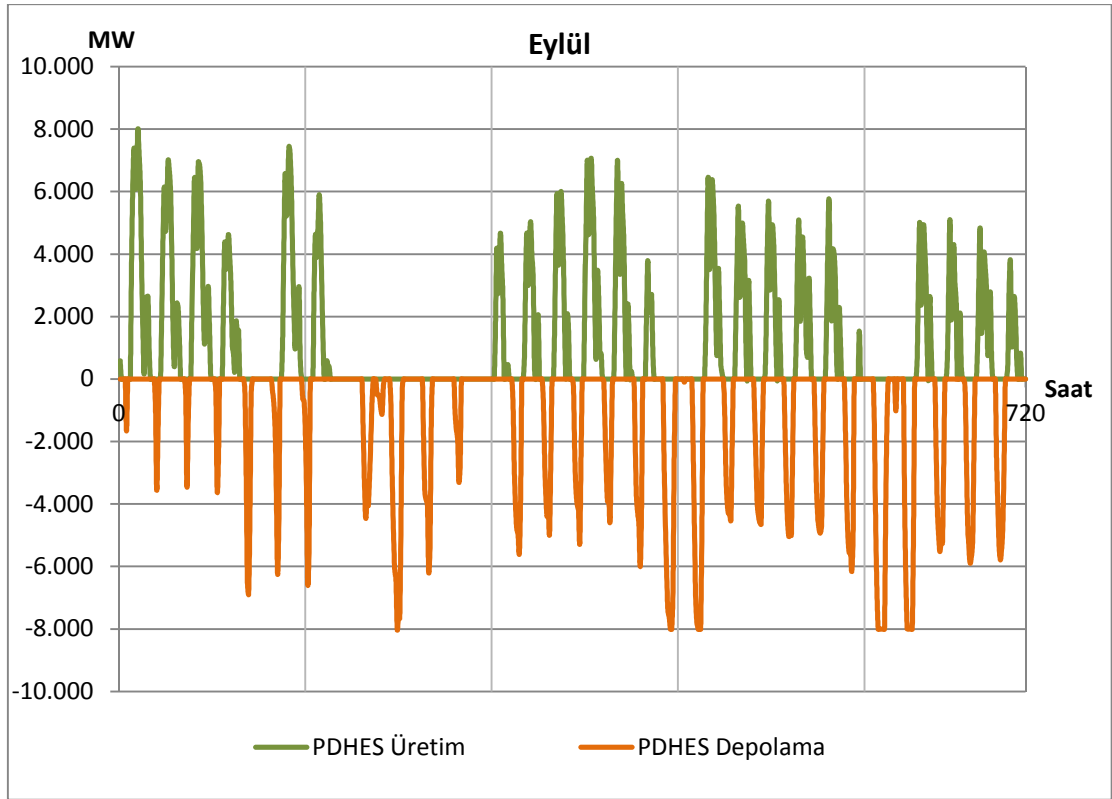
E-1.5 PDHES Güç Zaman Serisi

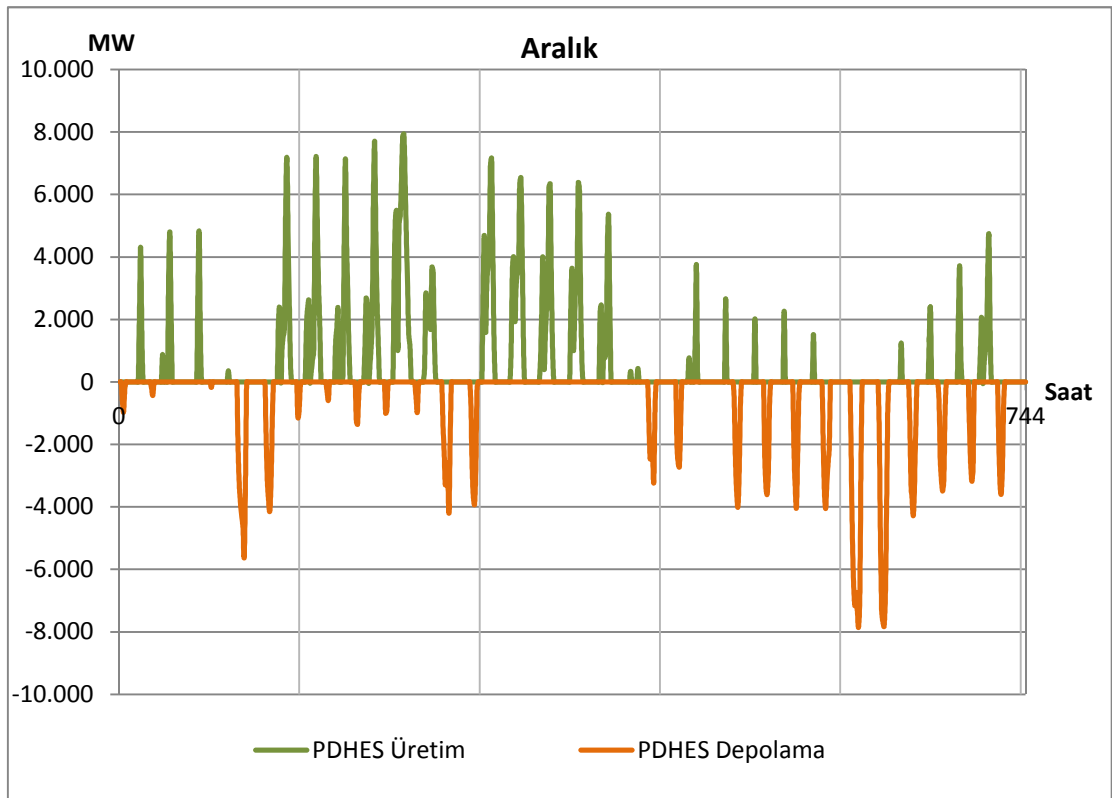
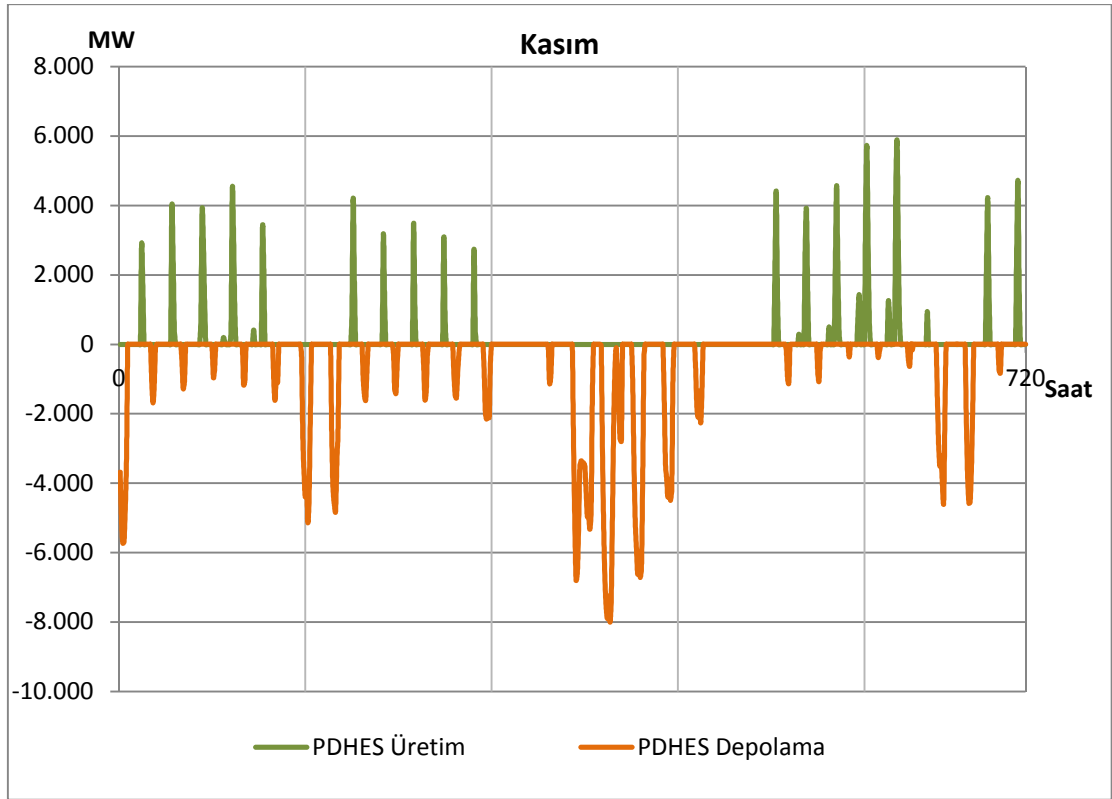






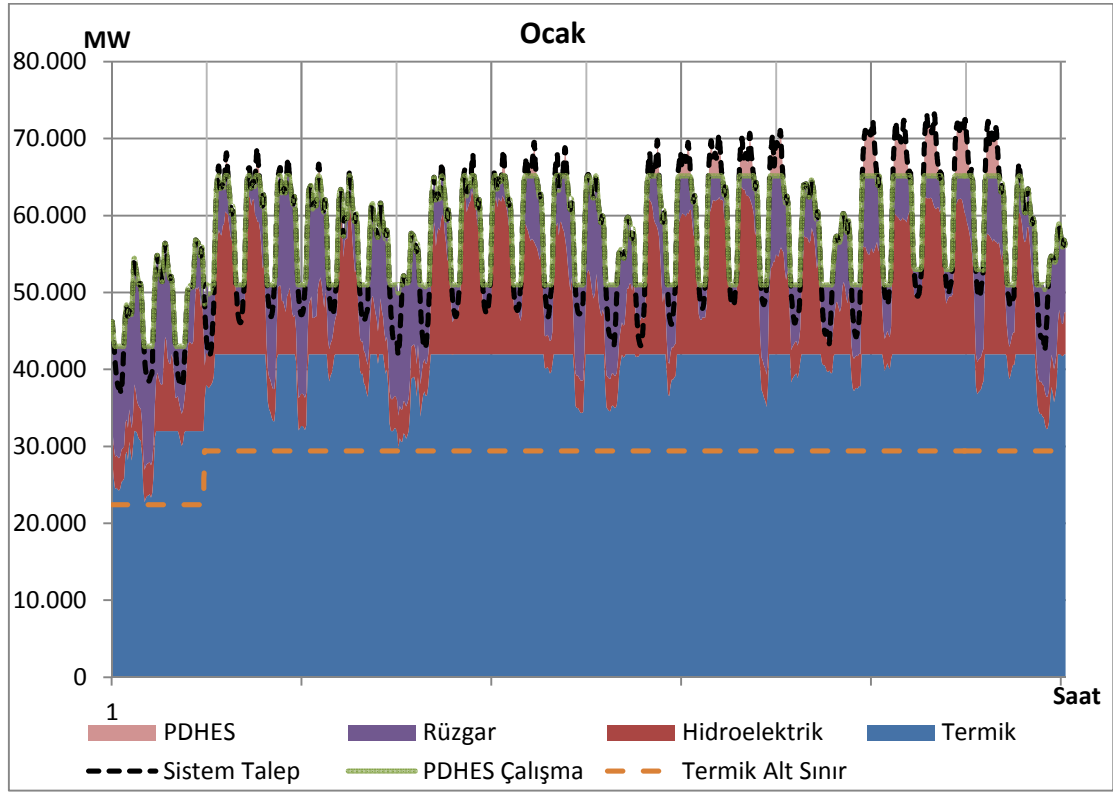


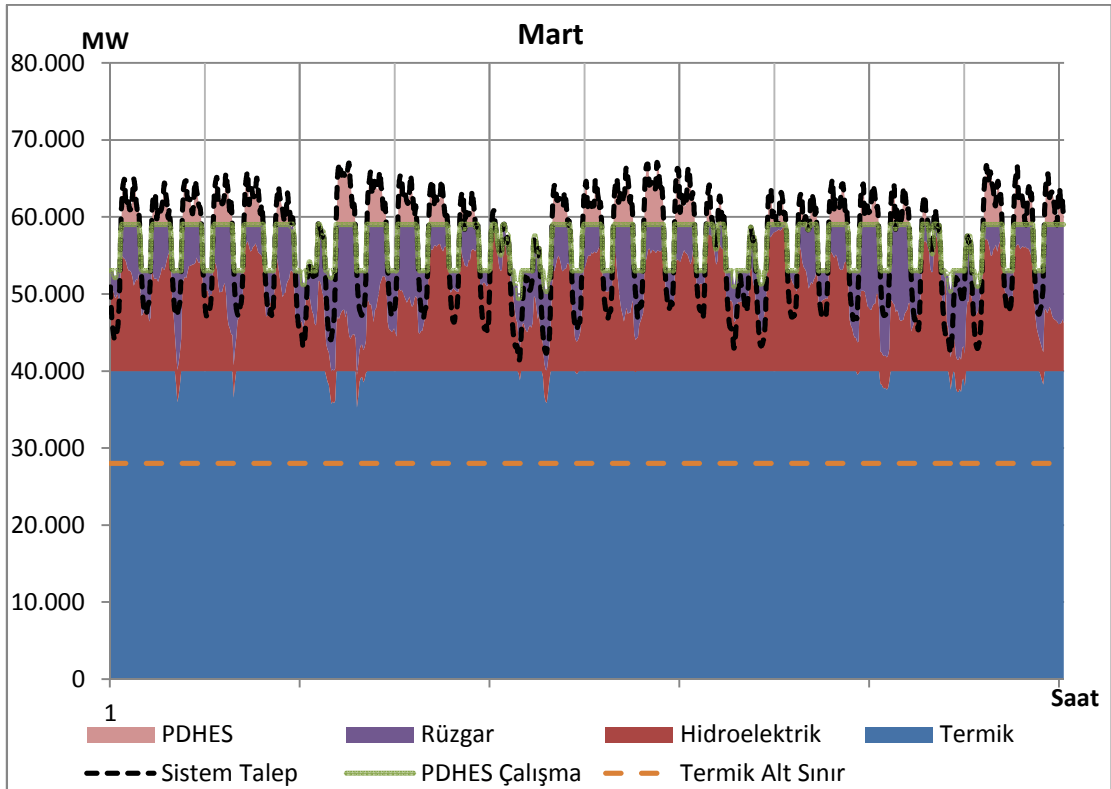
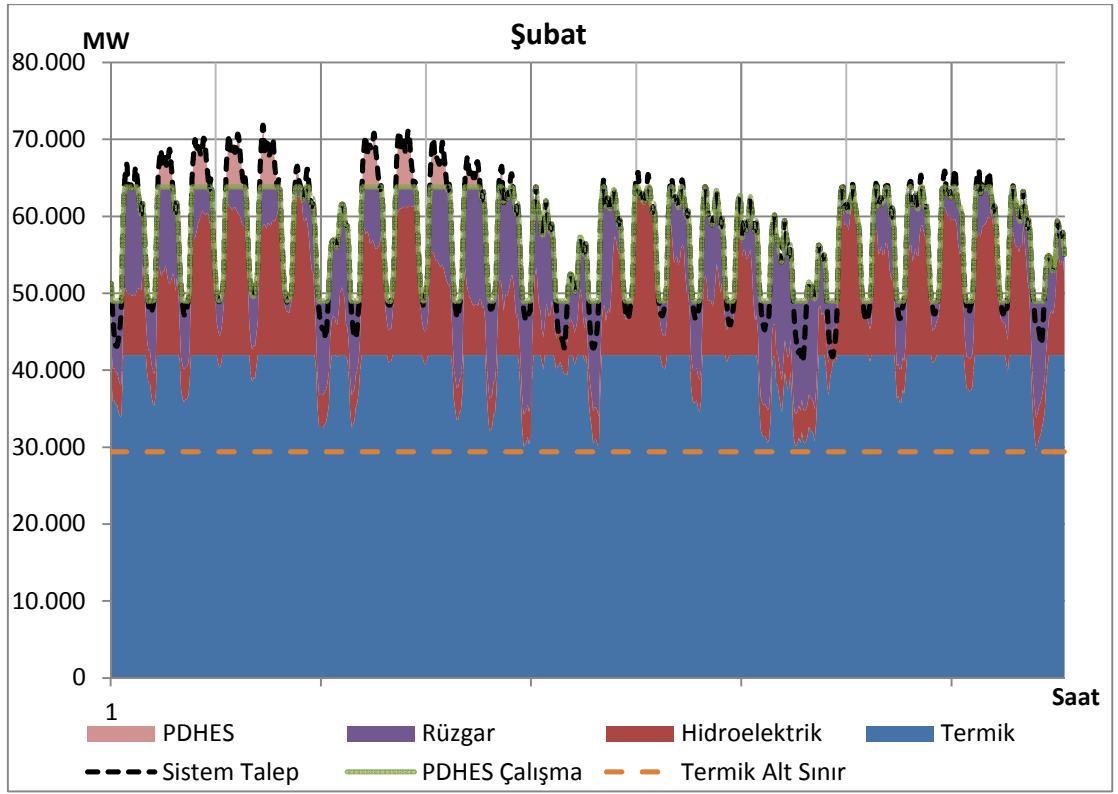


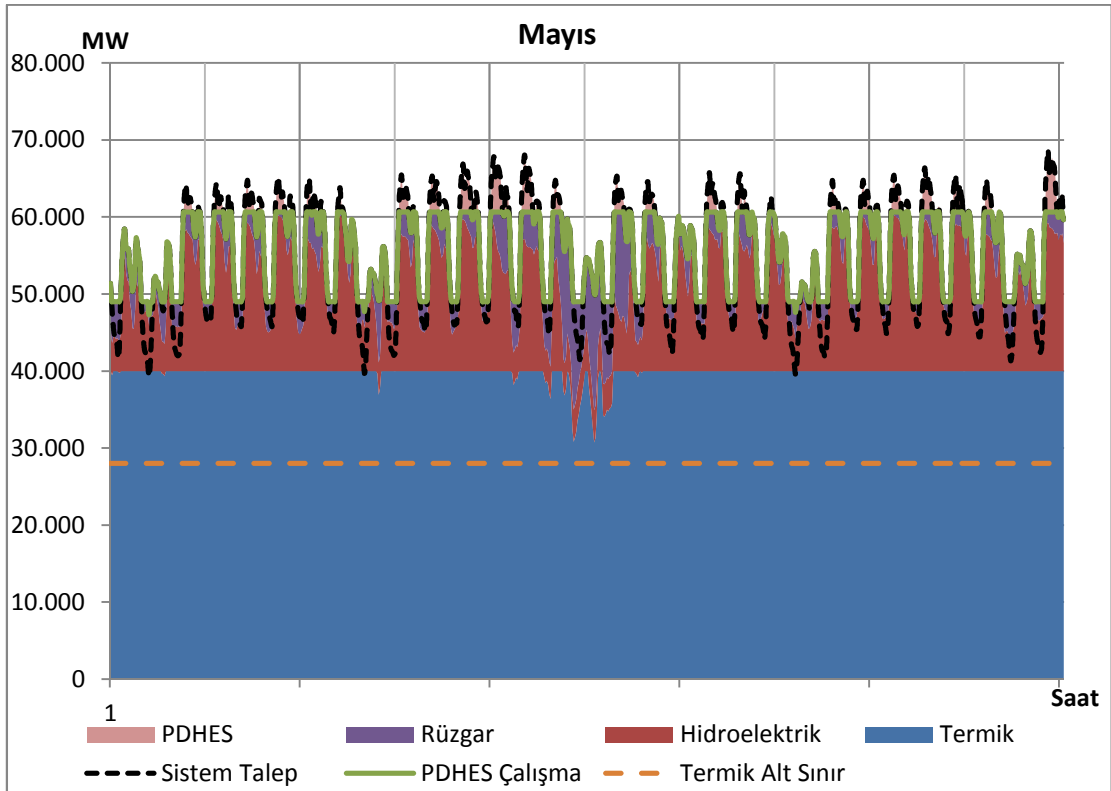
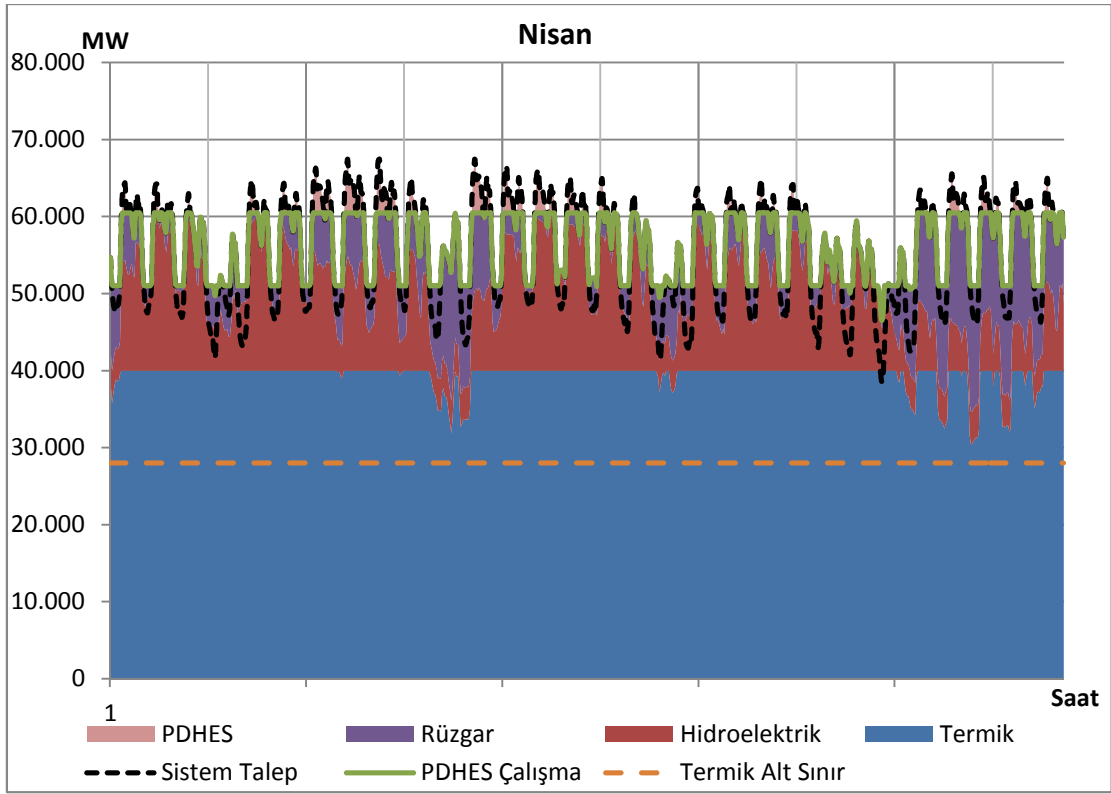


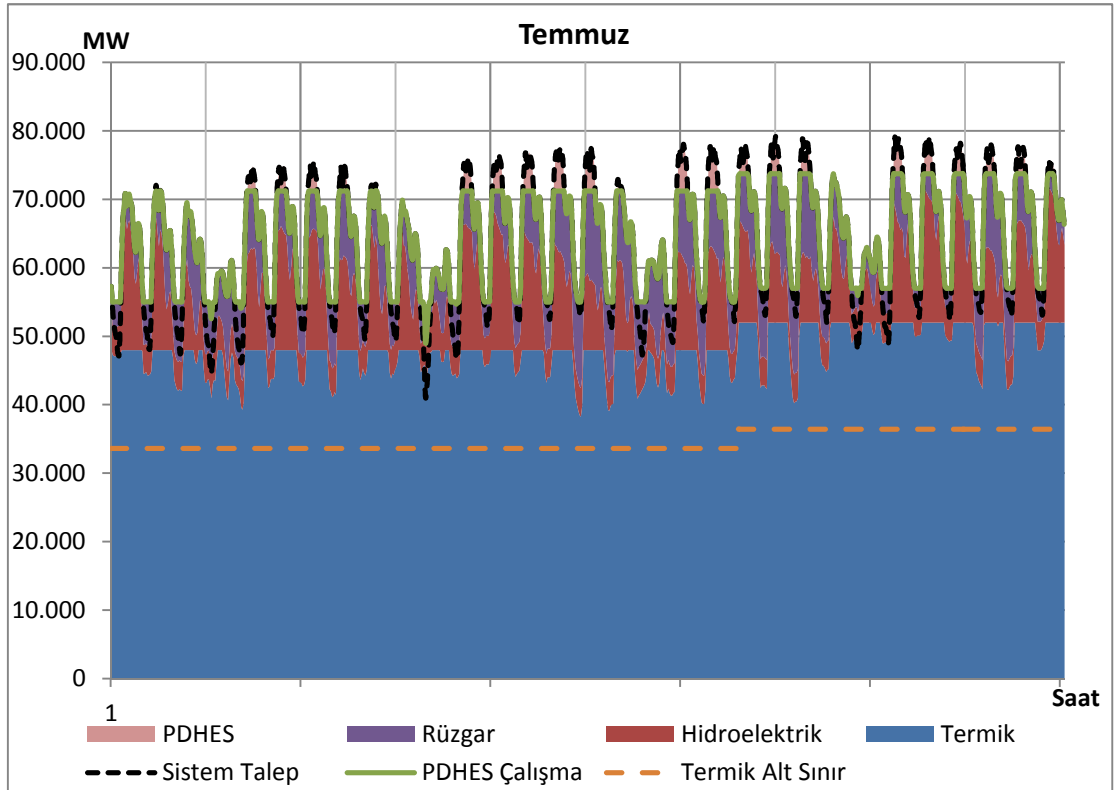
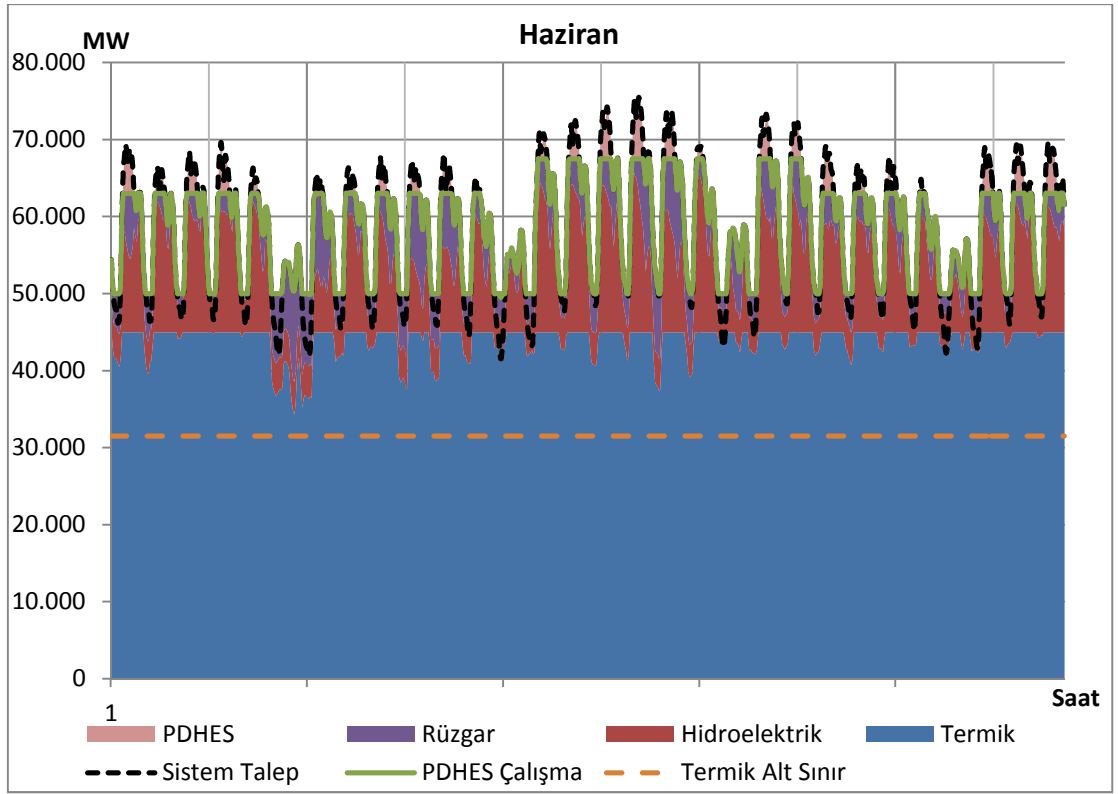
E-2 20.000 MW RES Kurak Periyot 8.000 MW PDHES

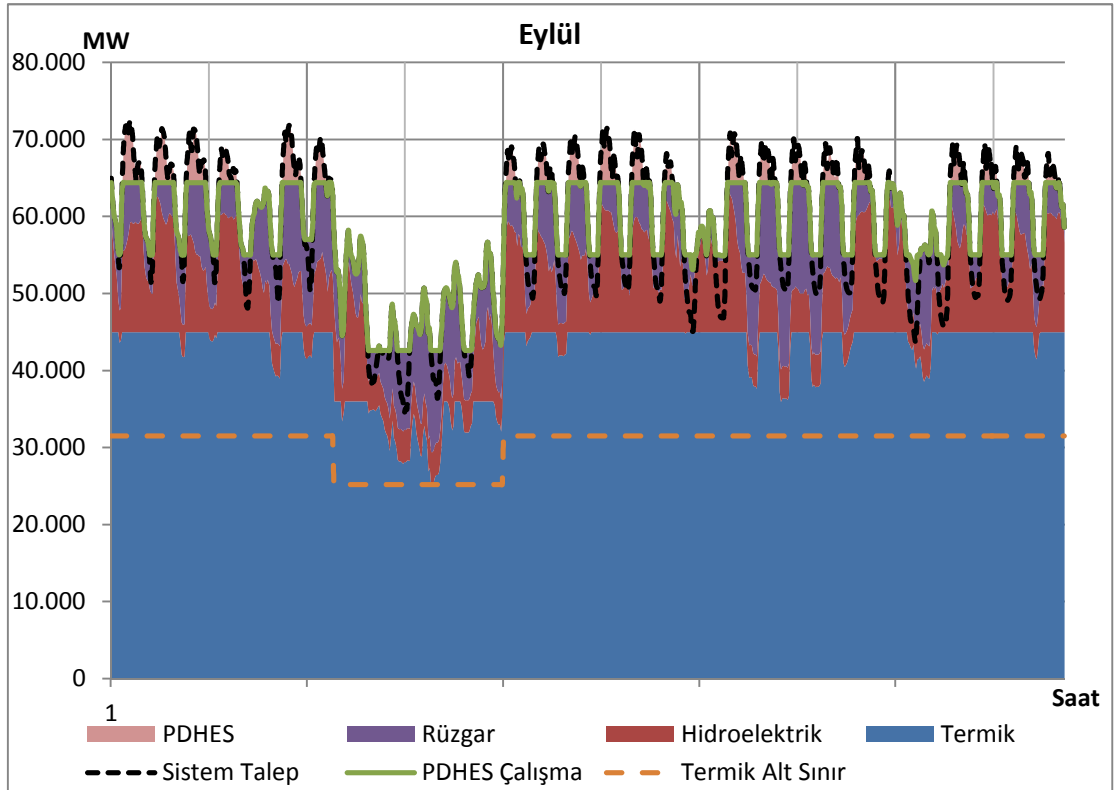
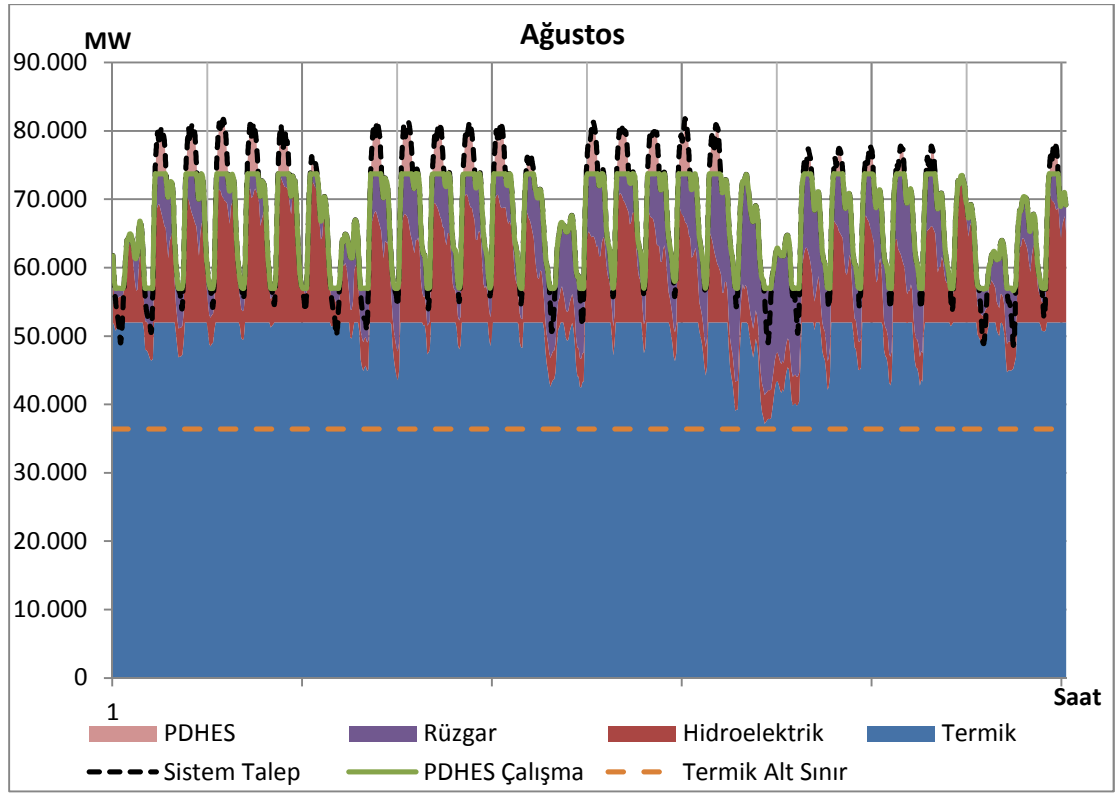
E-2.1 Elektrik Üretim Tesisleri Yığın Güç Zaman Serisi

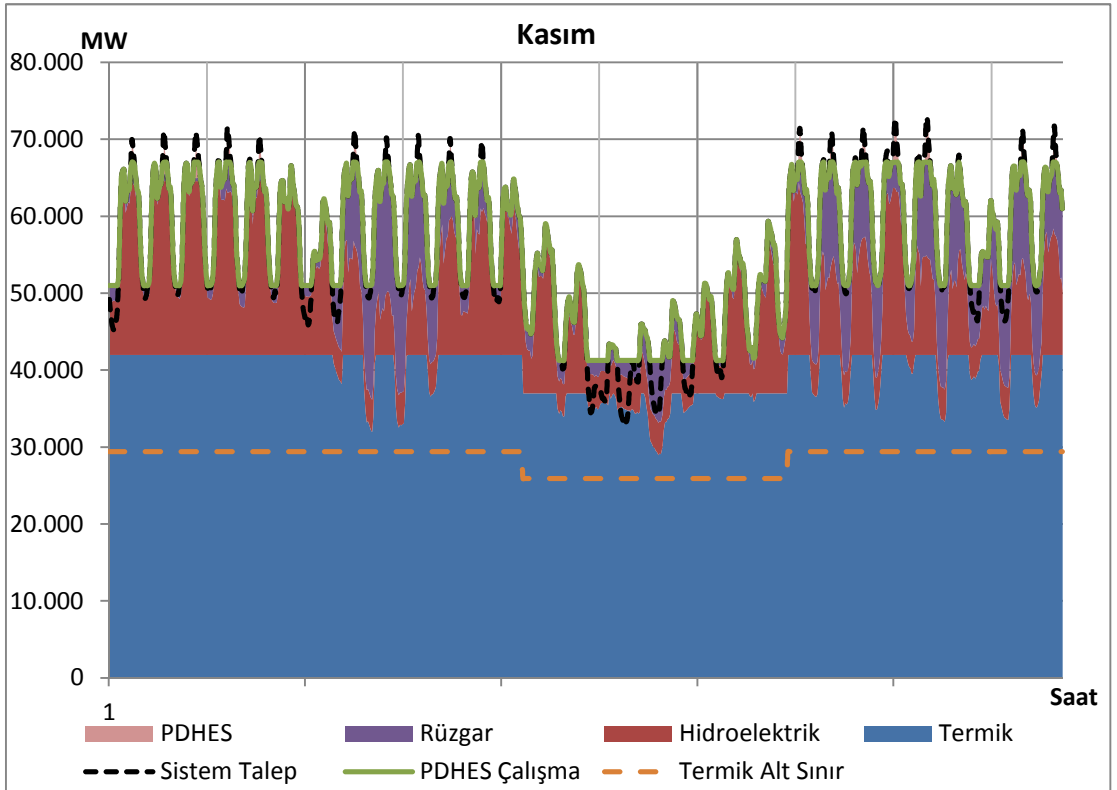
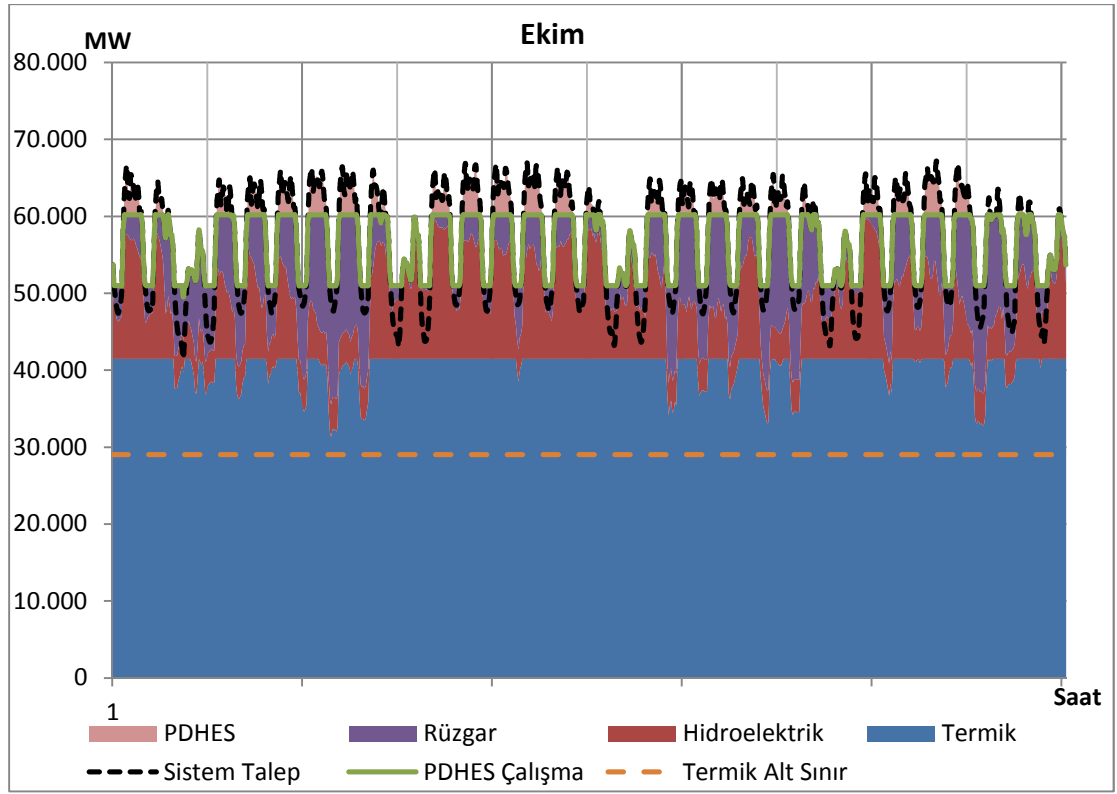


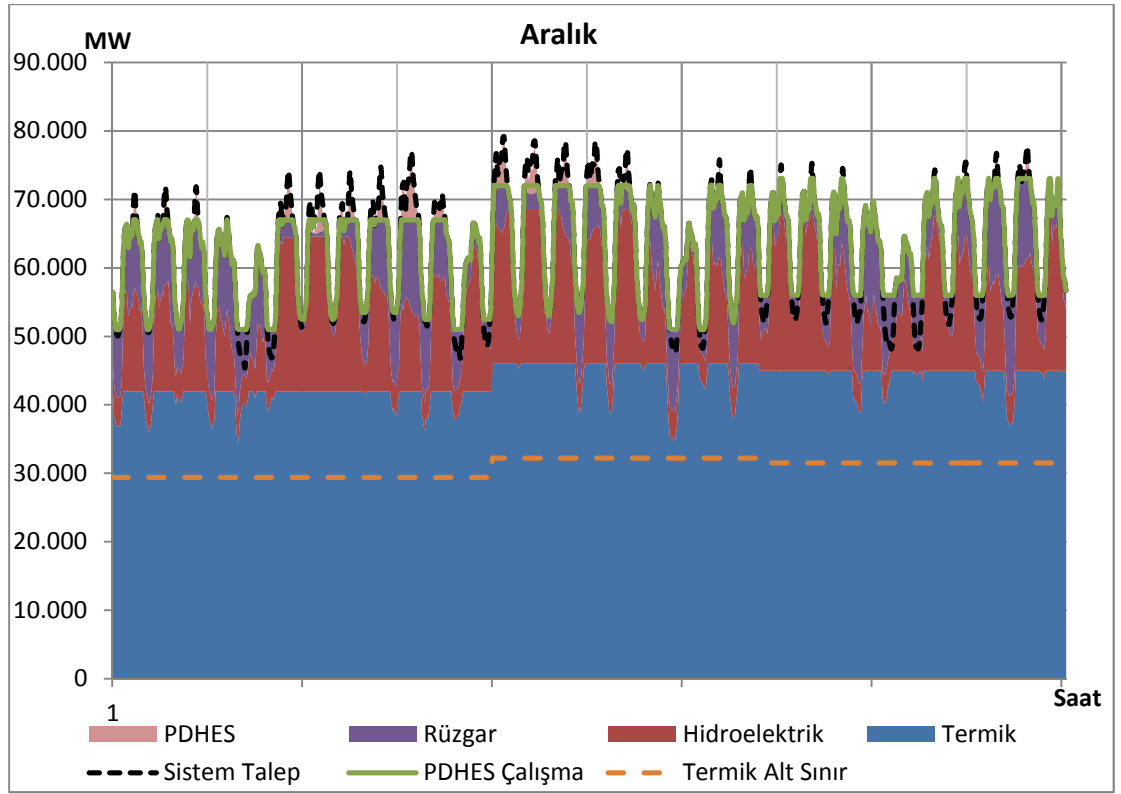




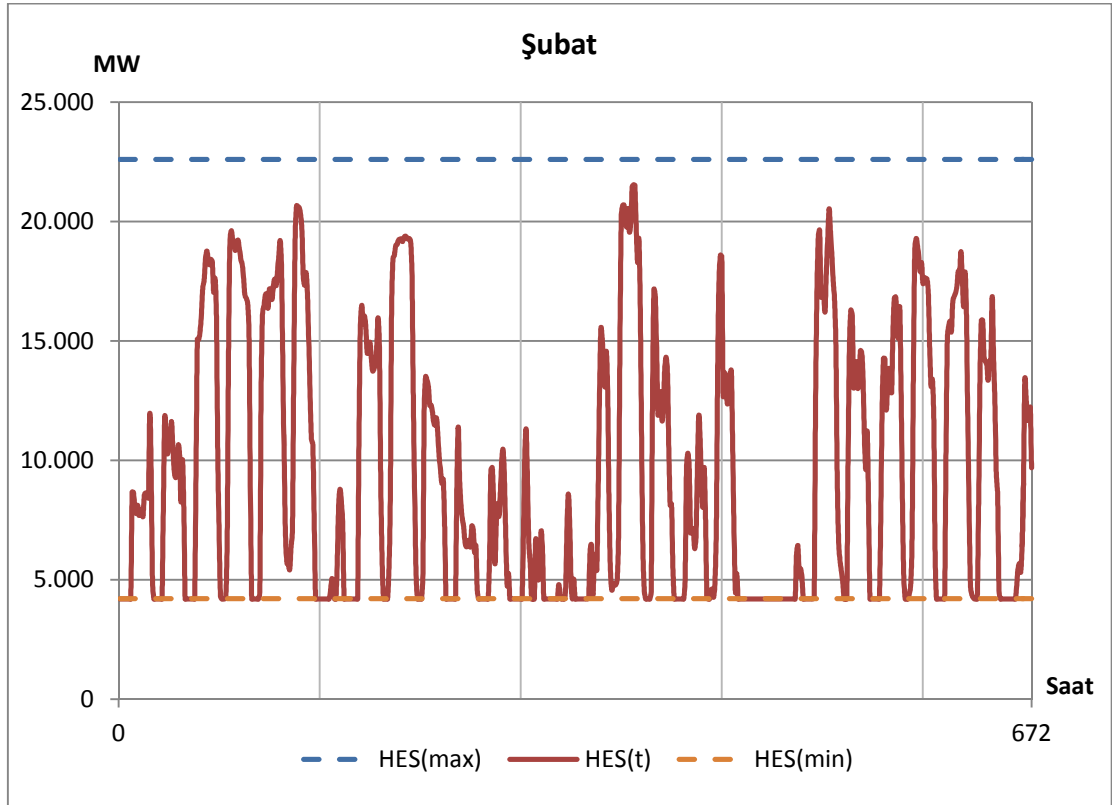
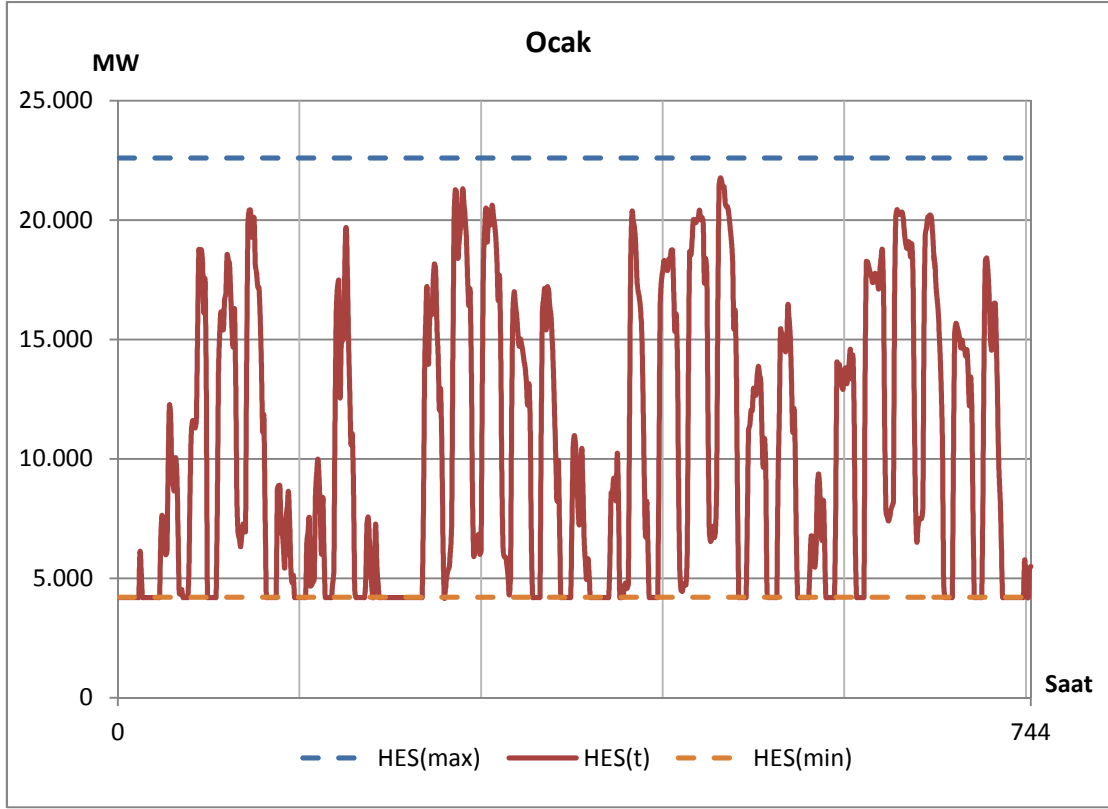


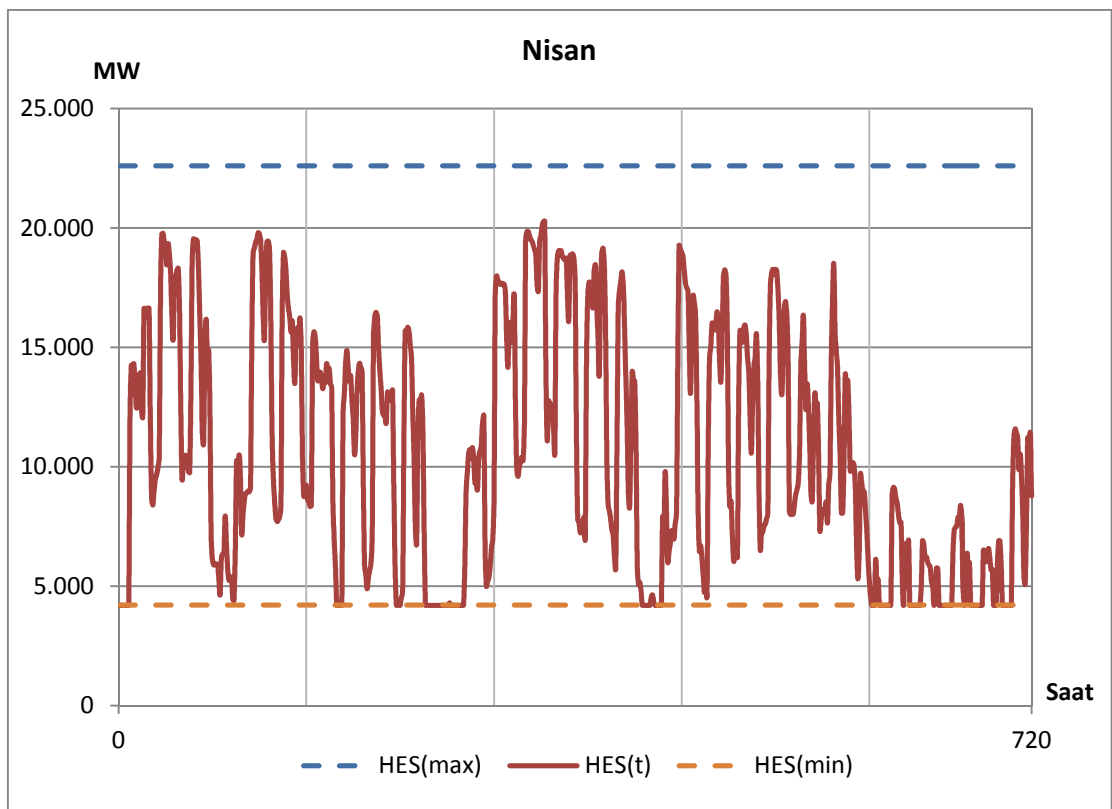
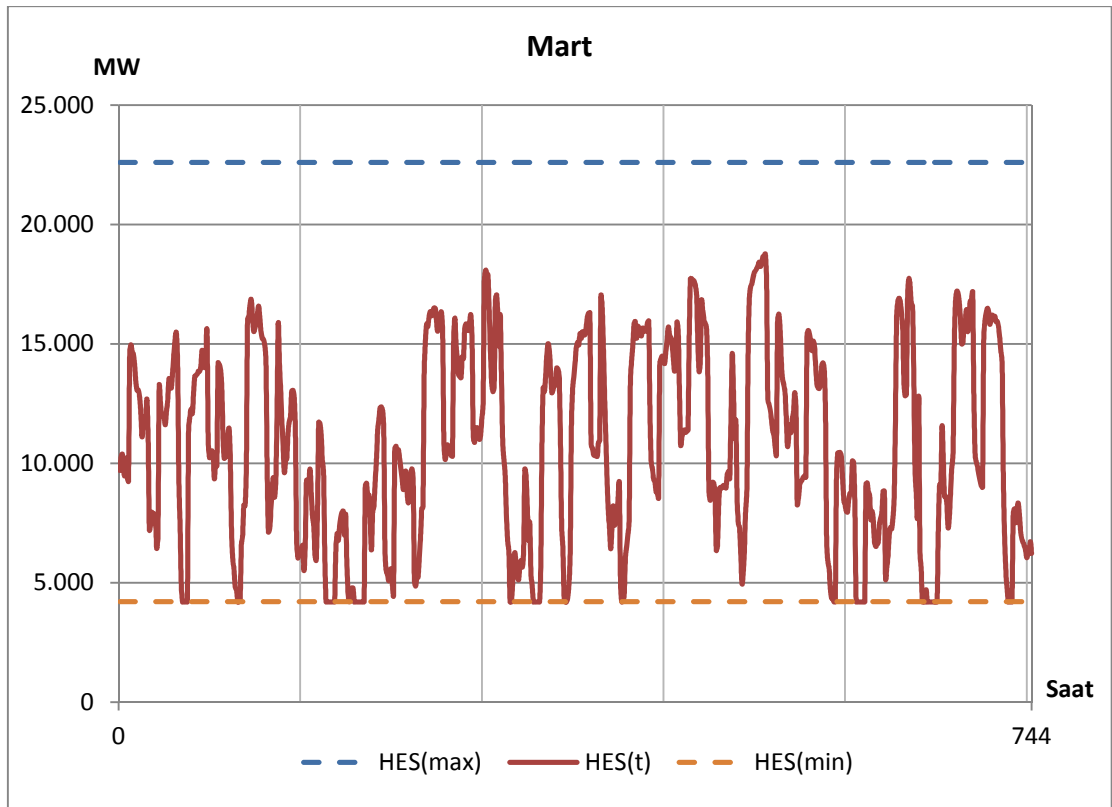


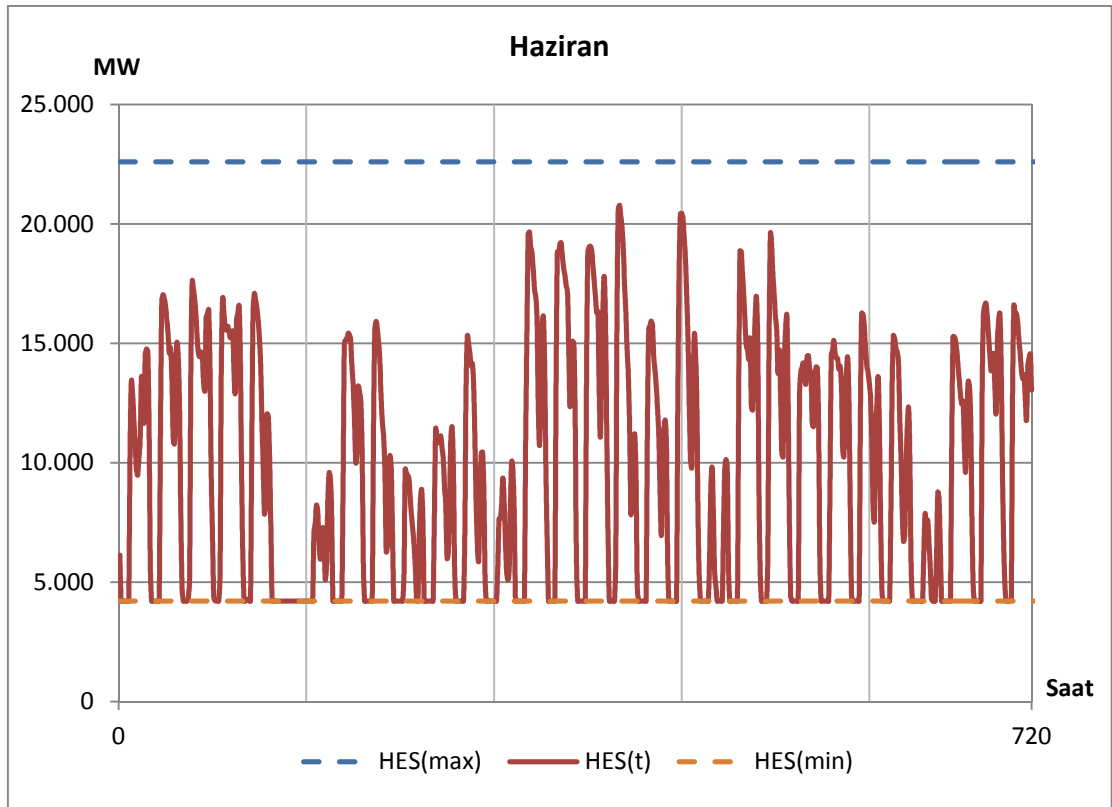
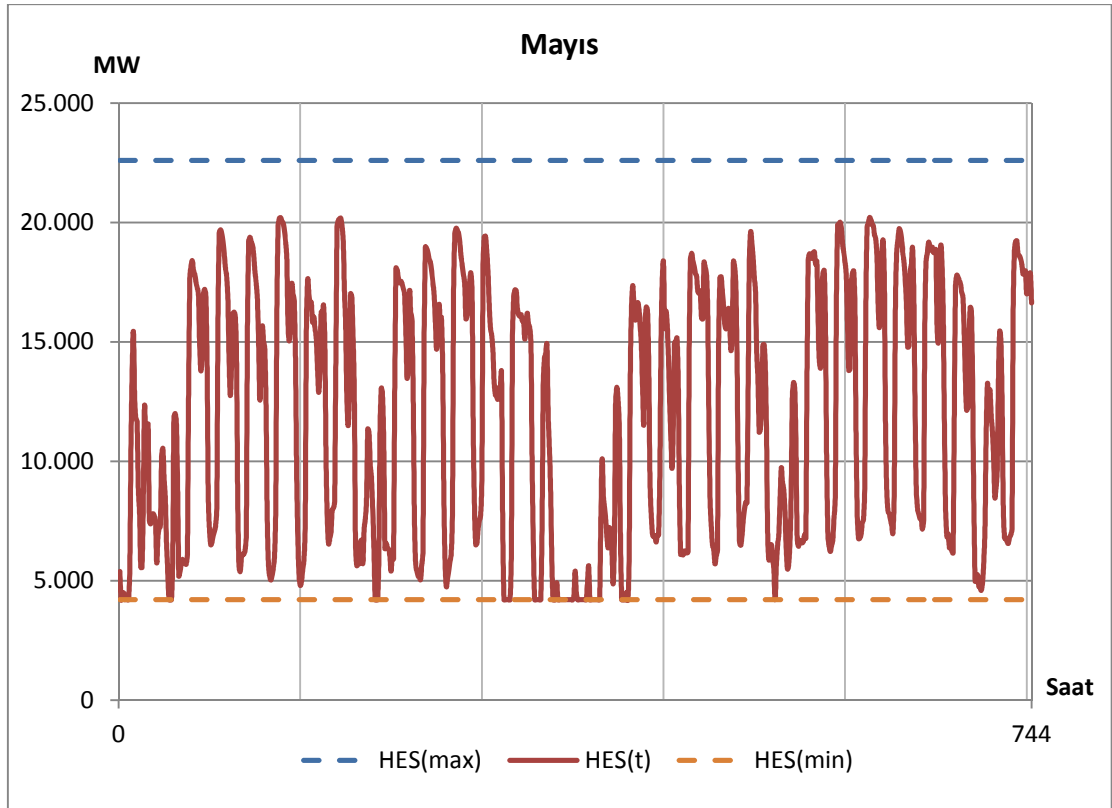


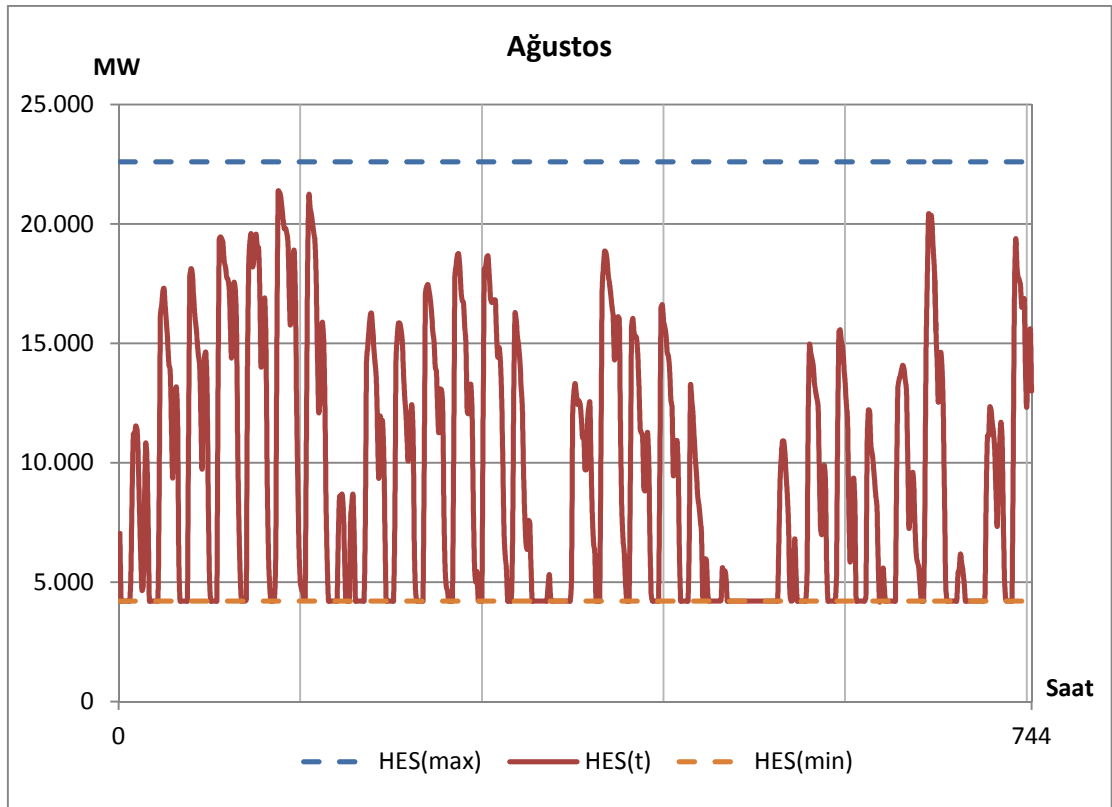
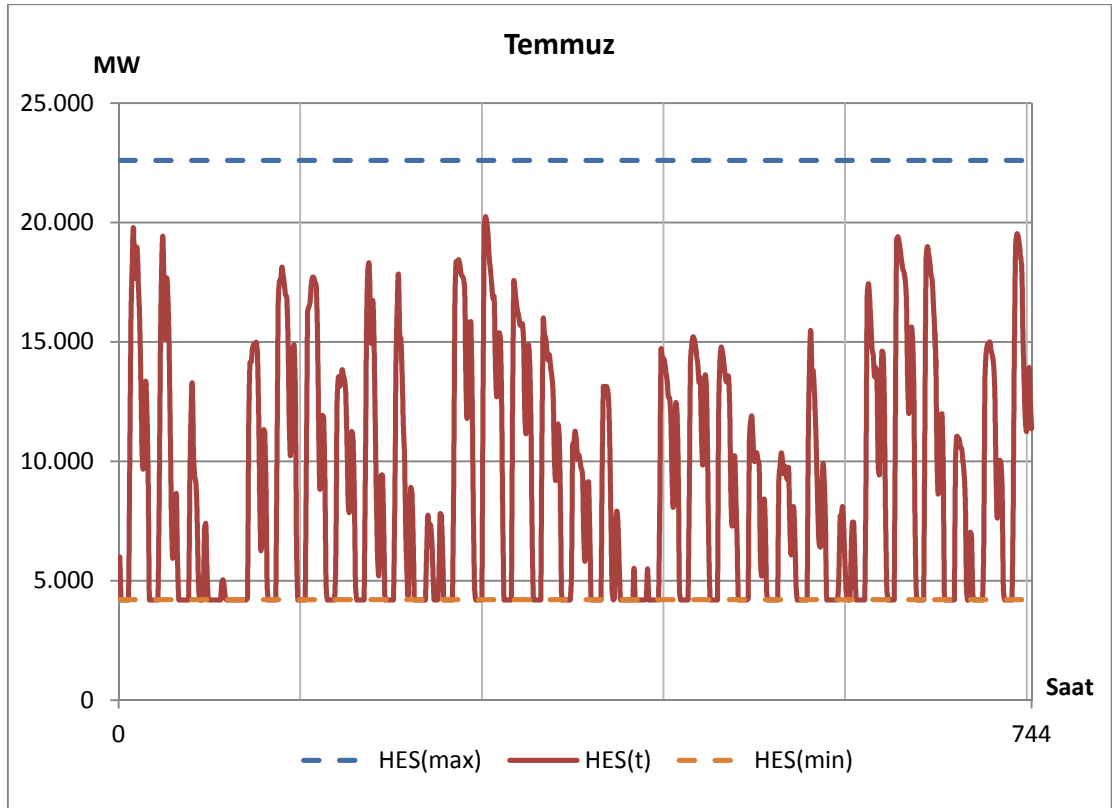


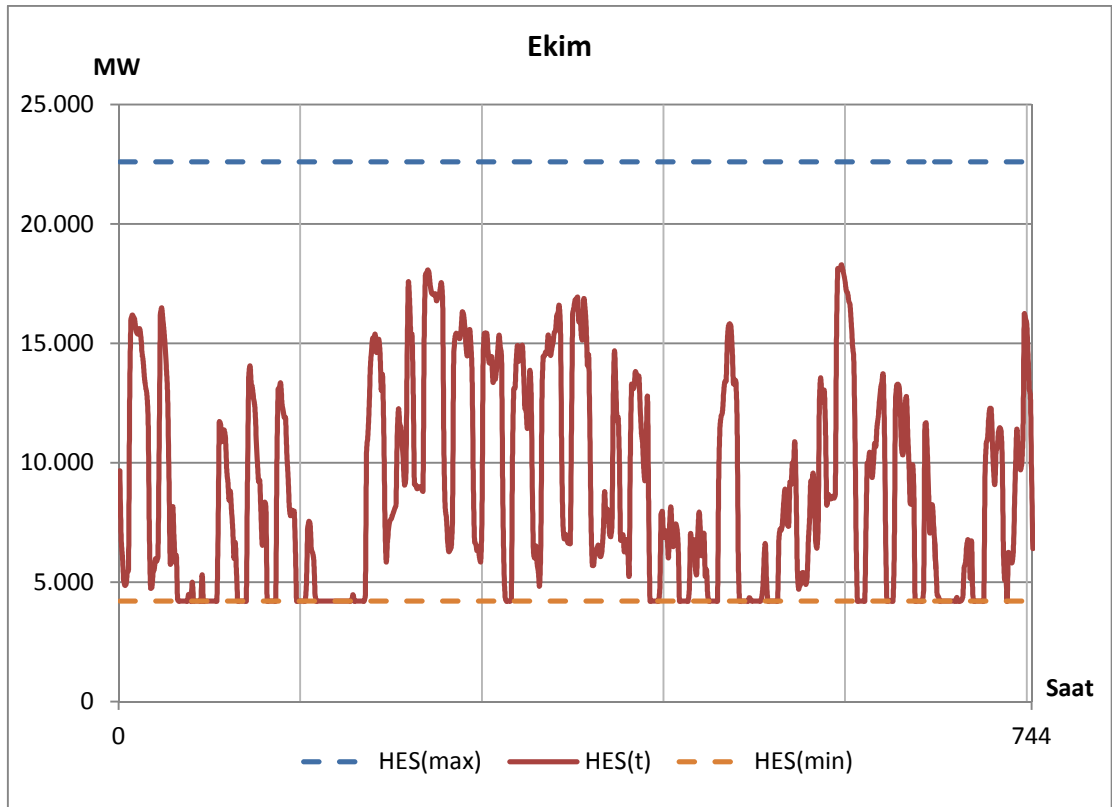
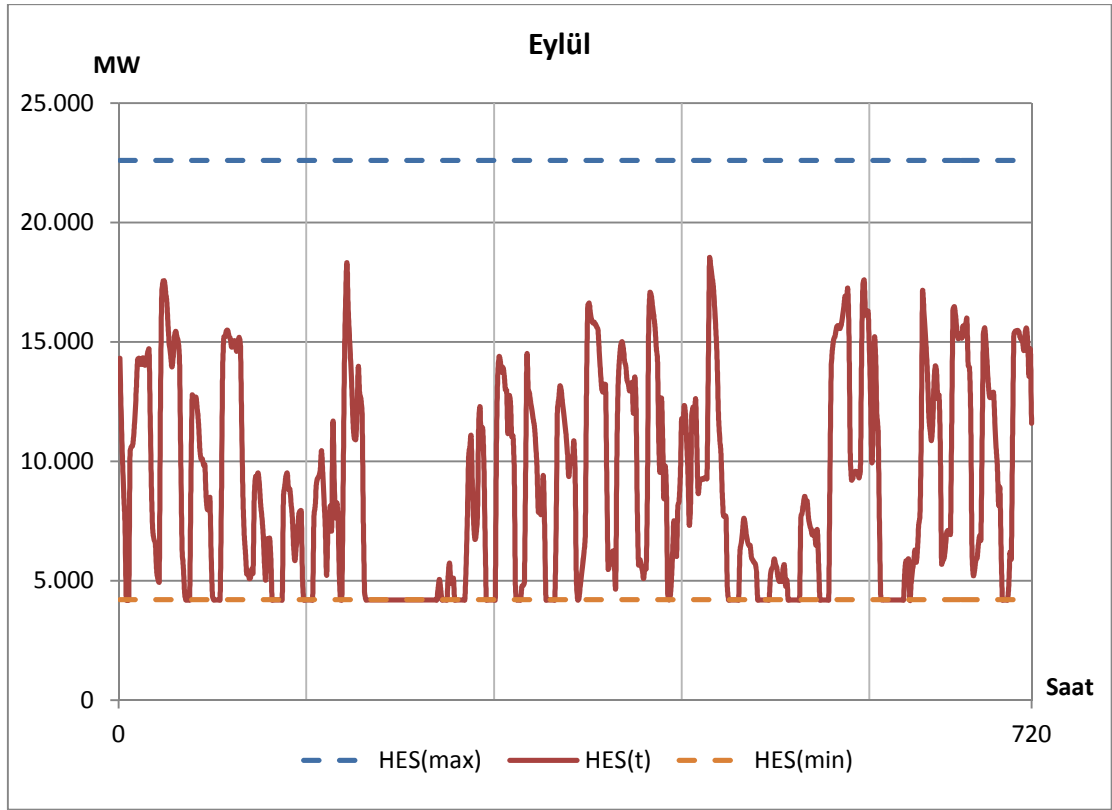
E-2.2 HES Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi

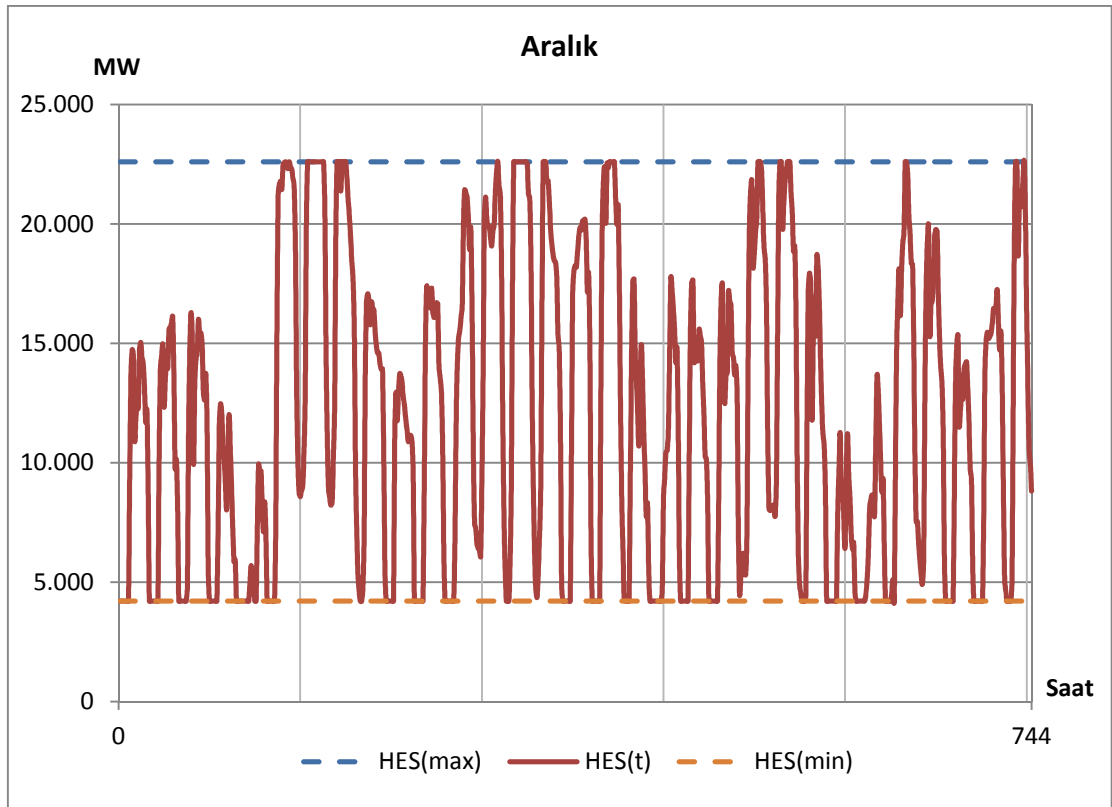
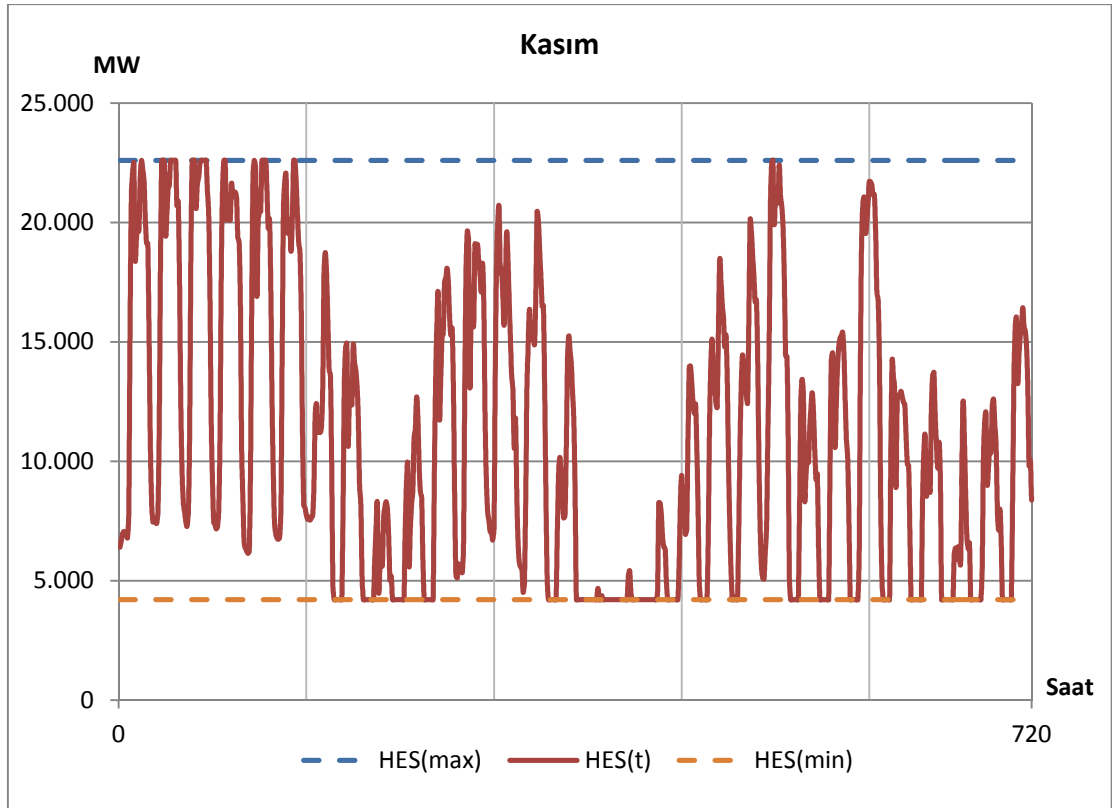




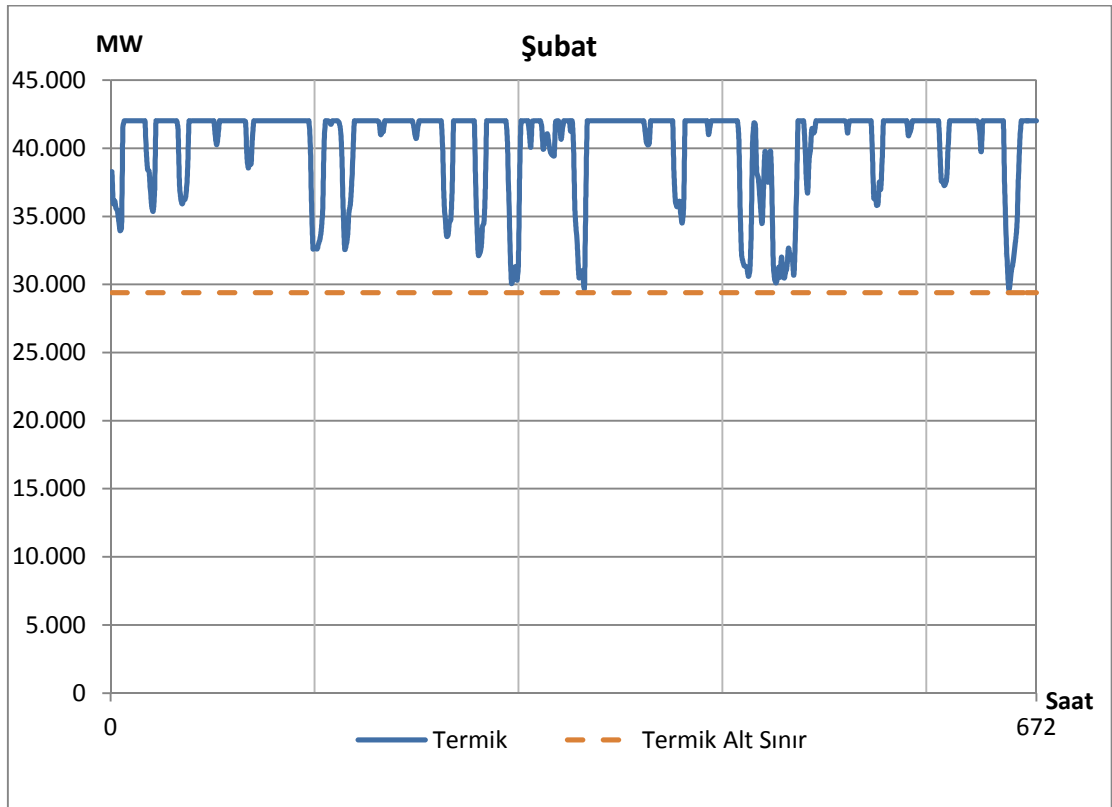
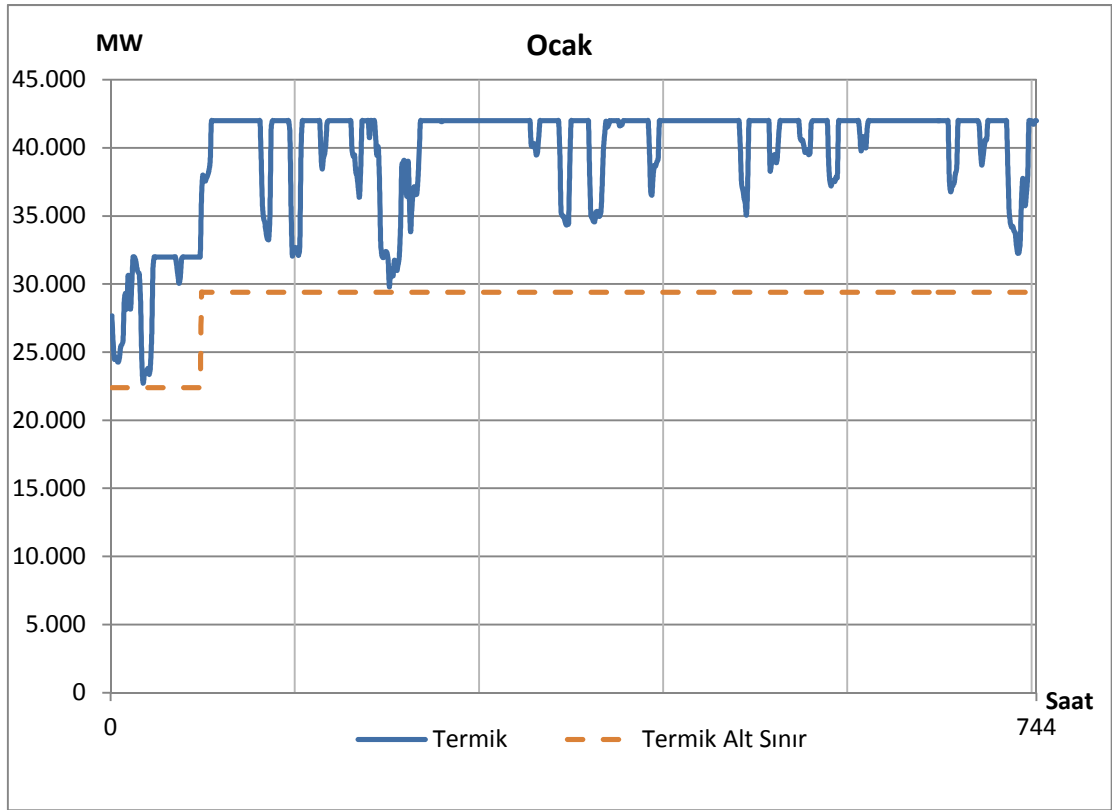


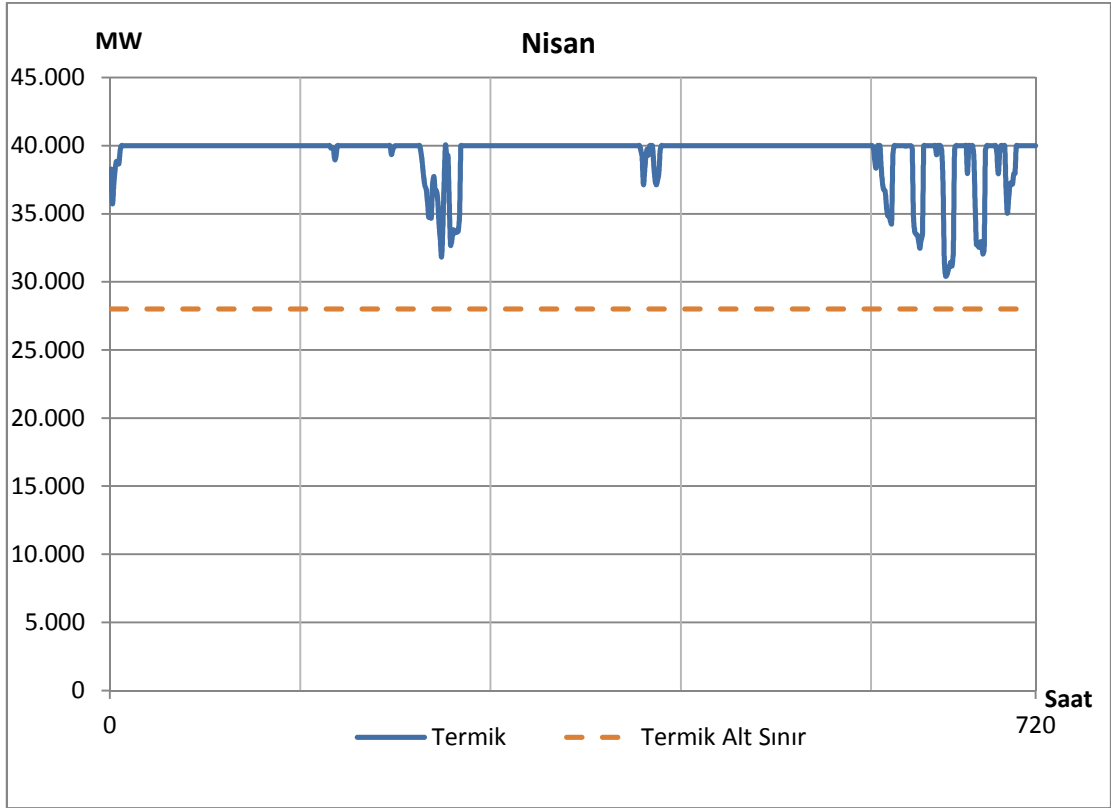
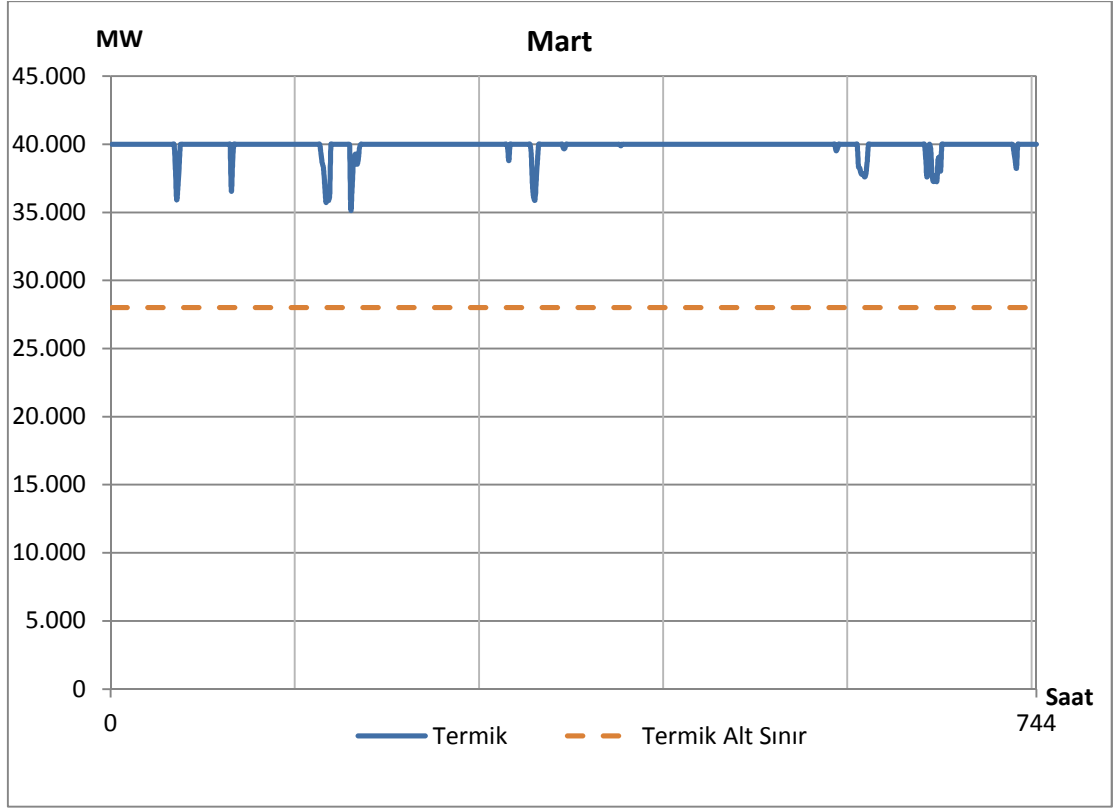


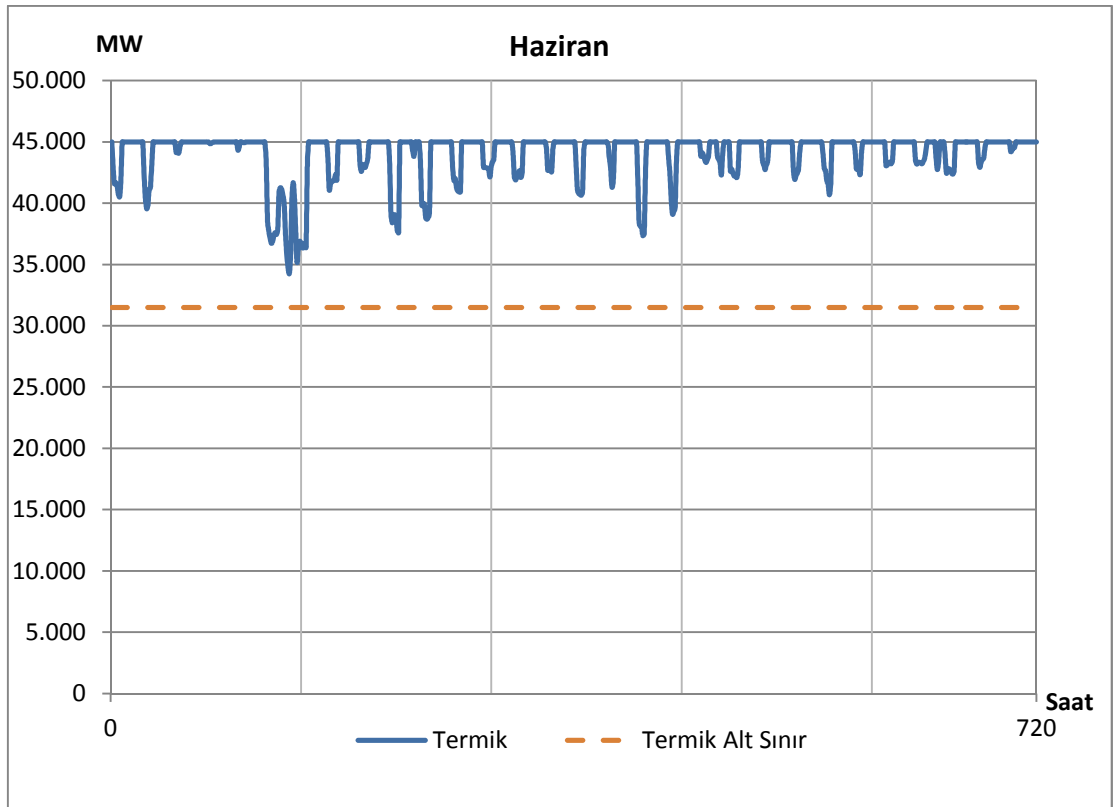
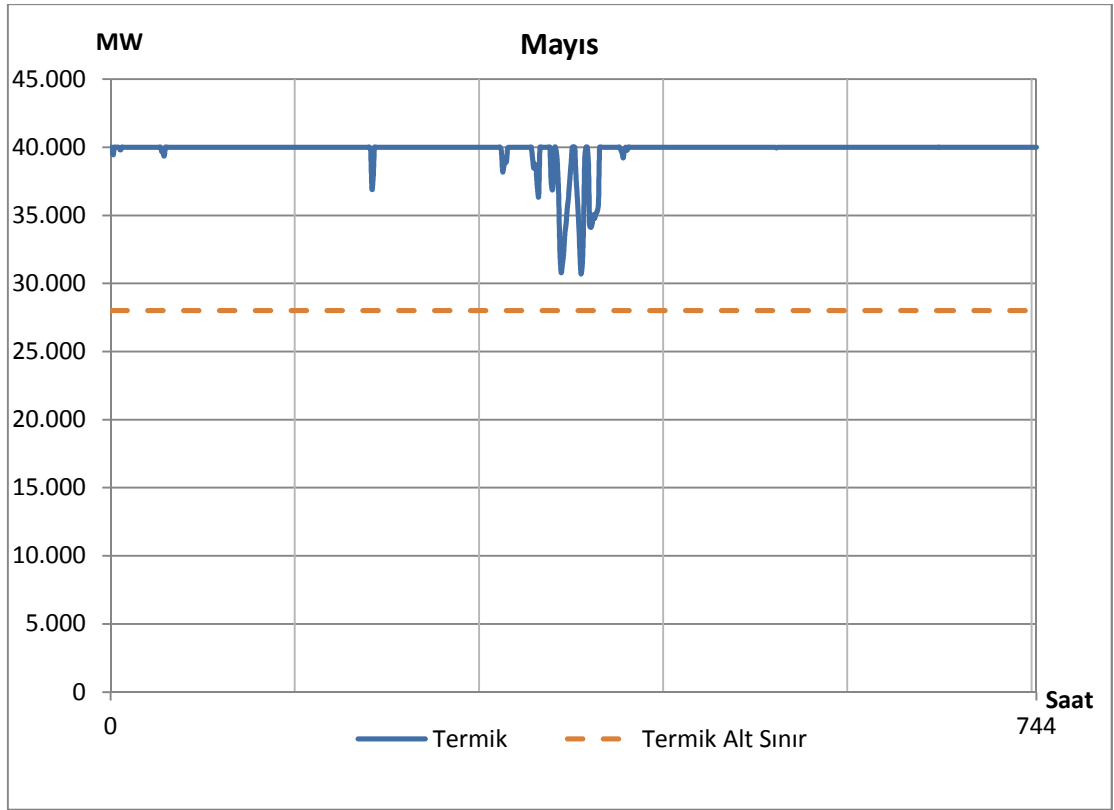


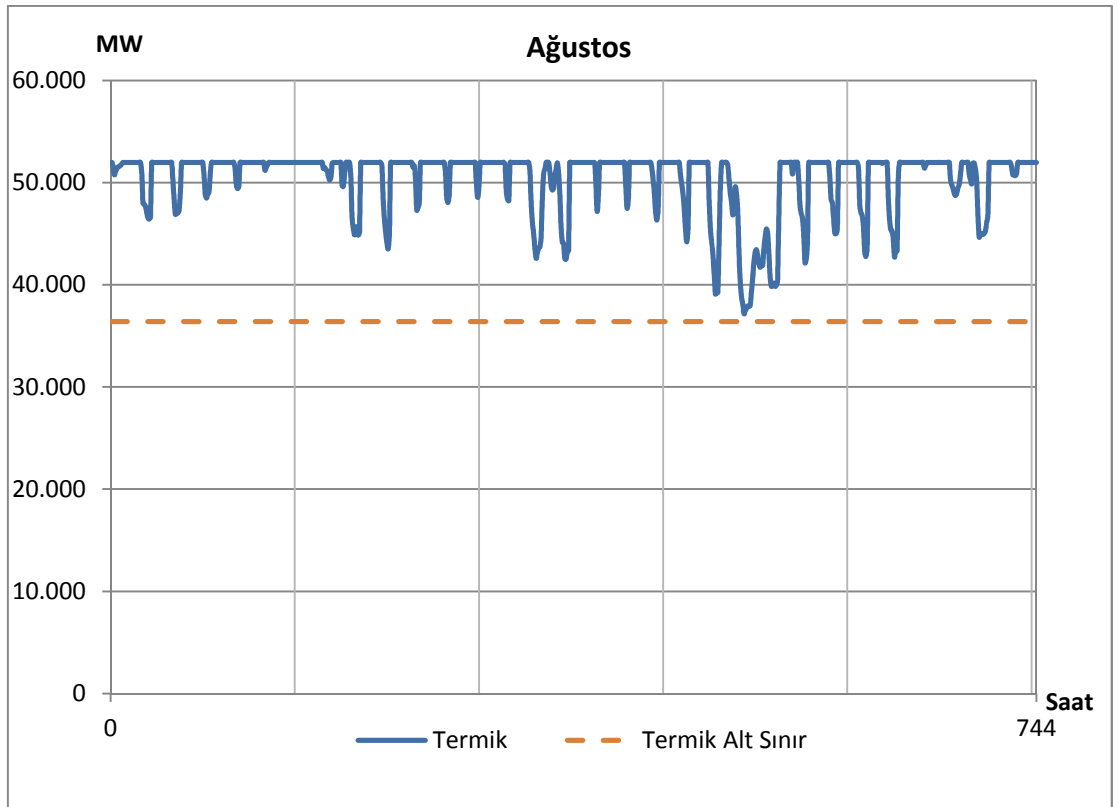
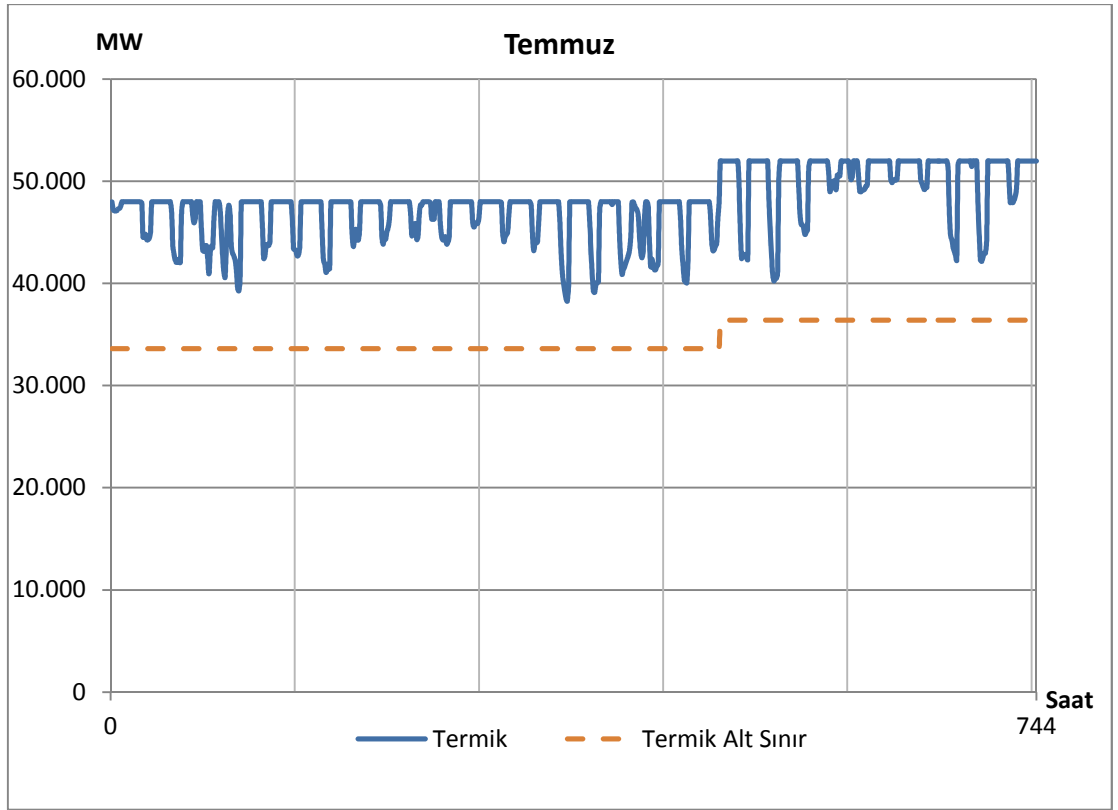


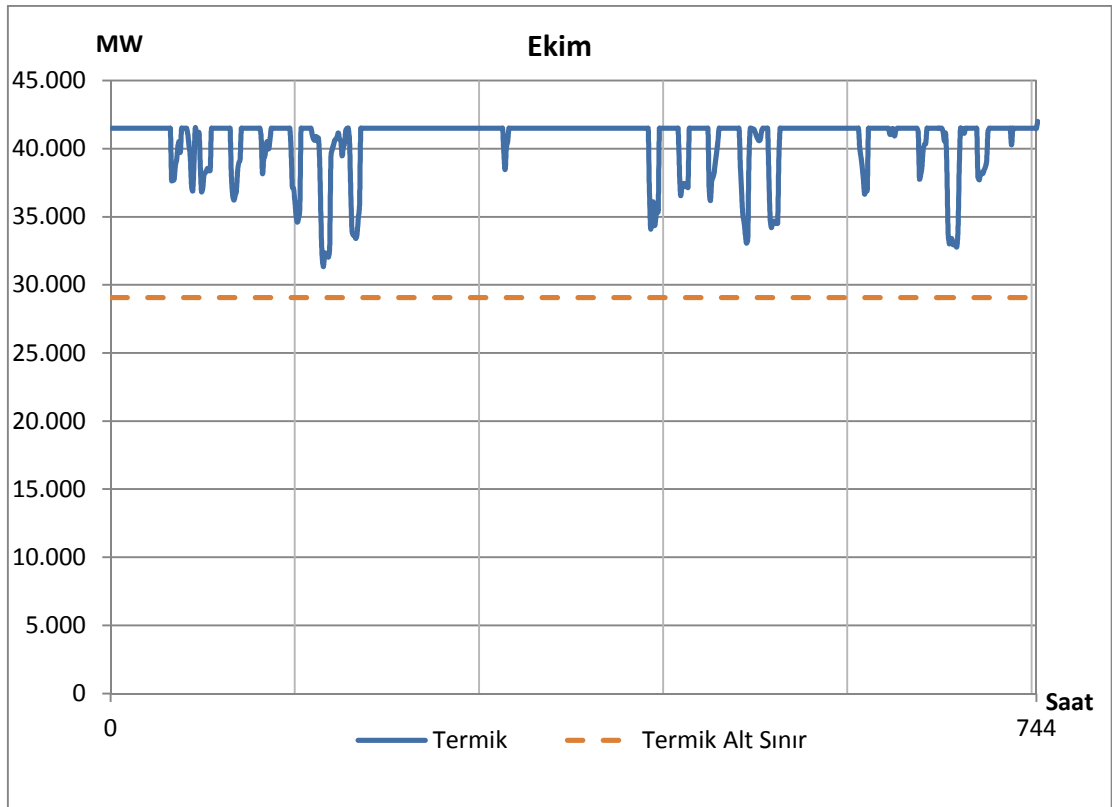
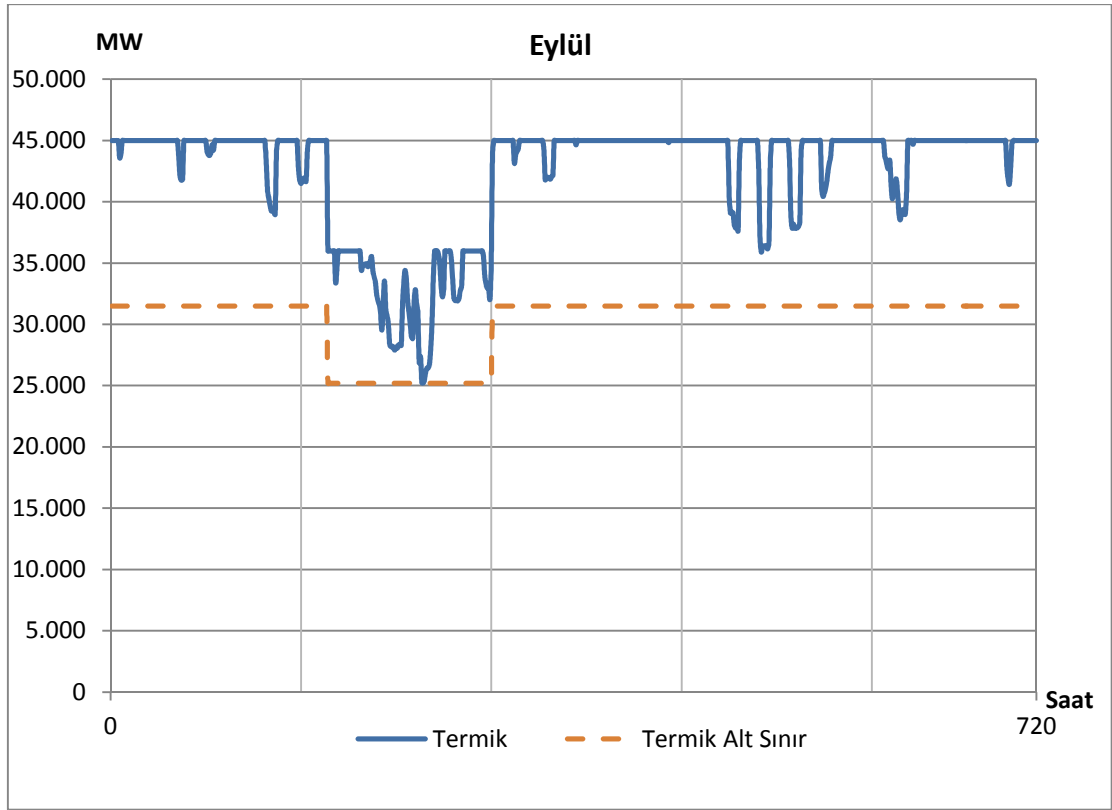
E-2.3 Termik Elektrik Üretim Güç Zaman Serisi

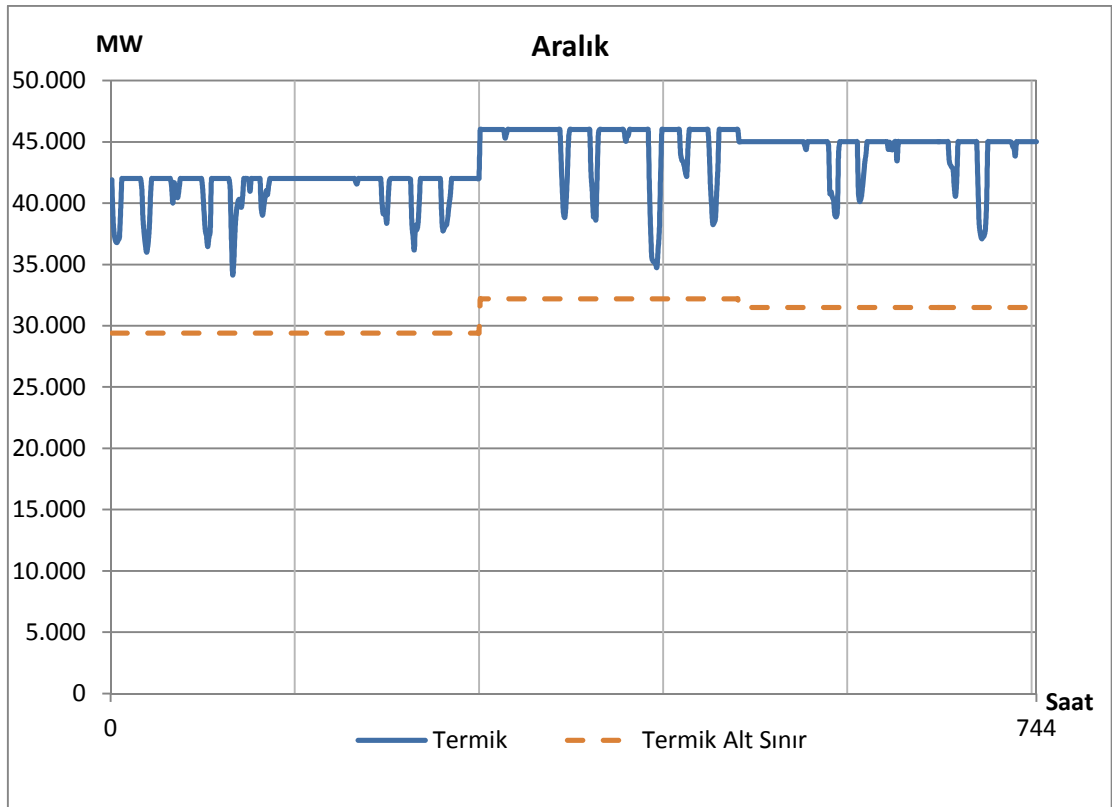
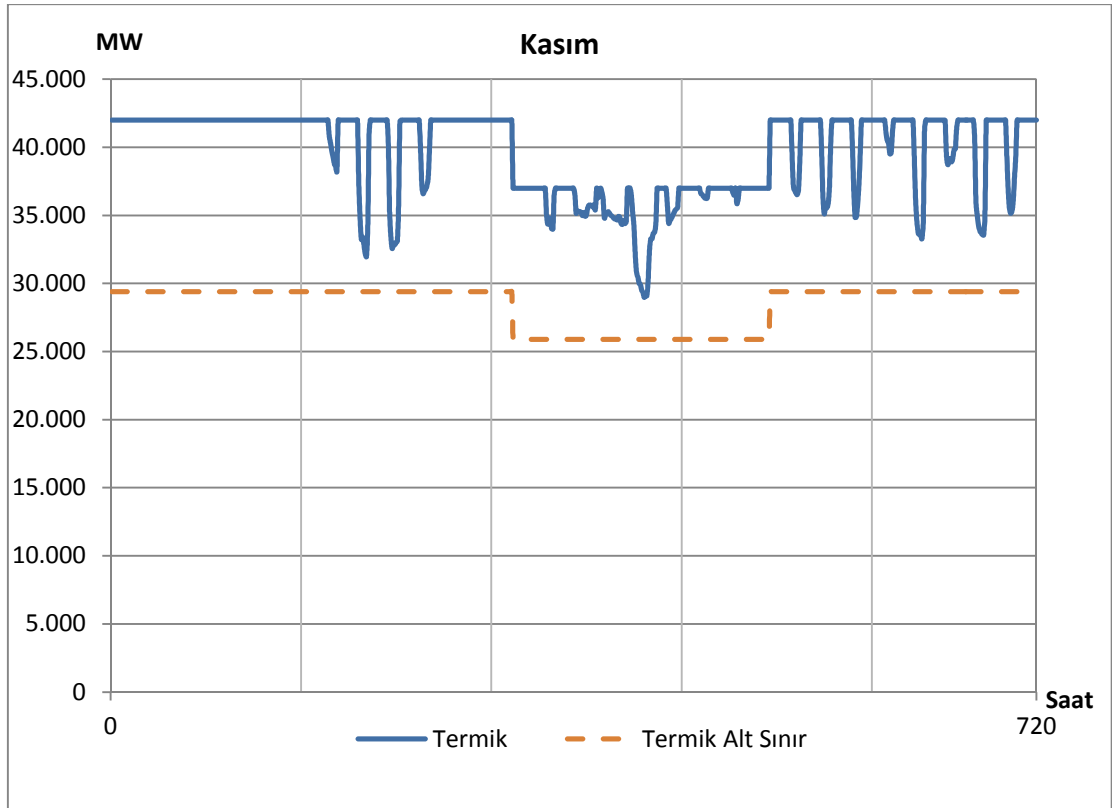




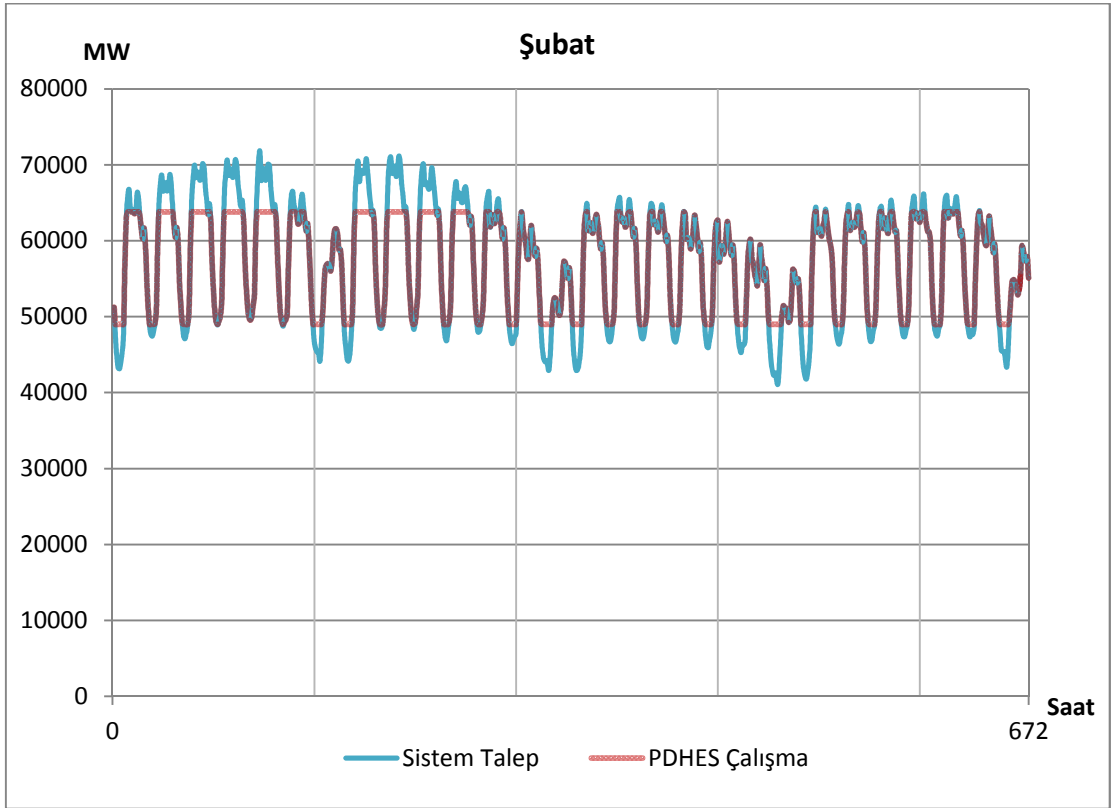
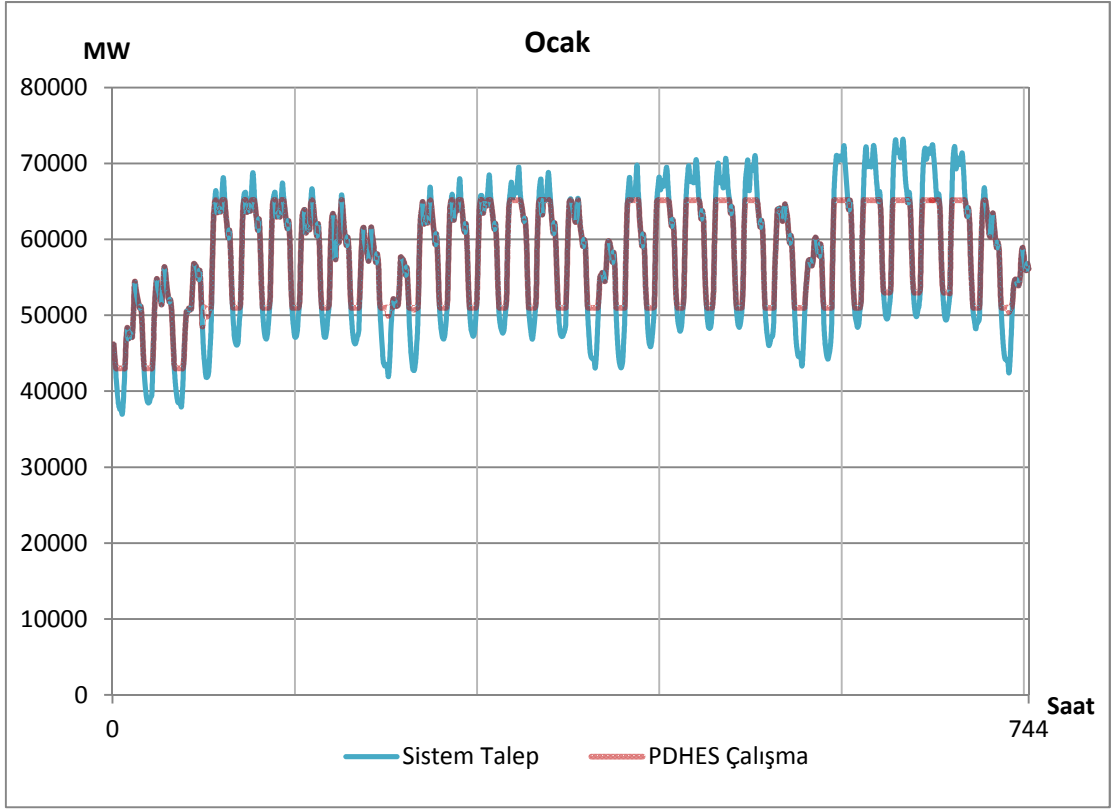


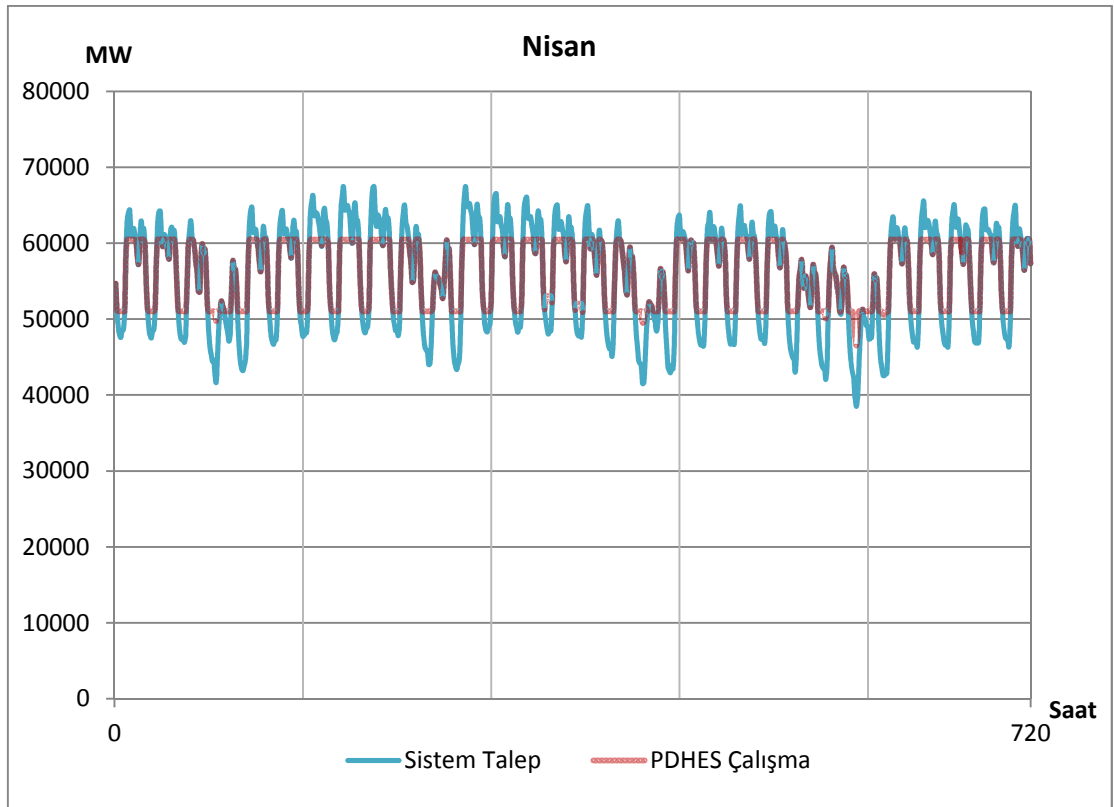
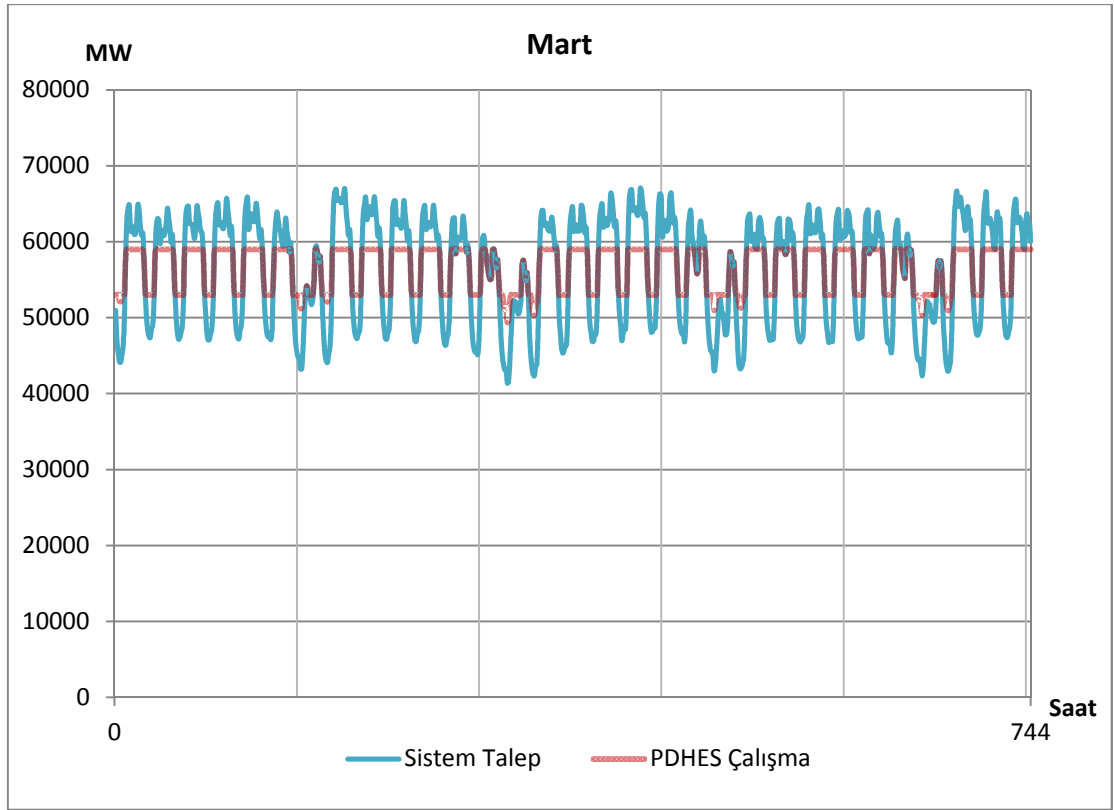


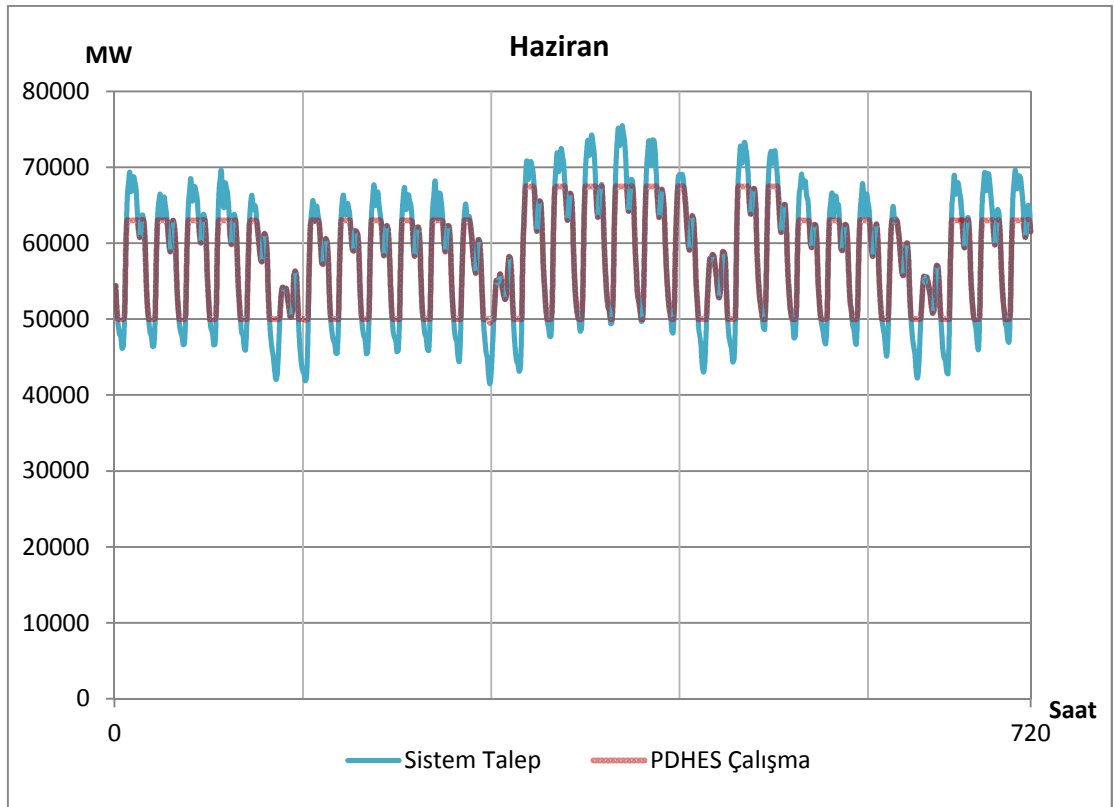
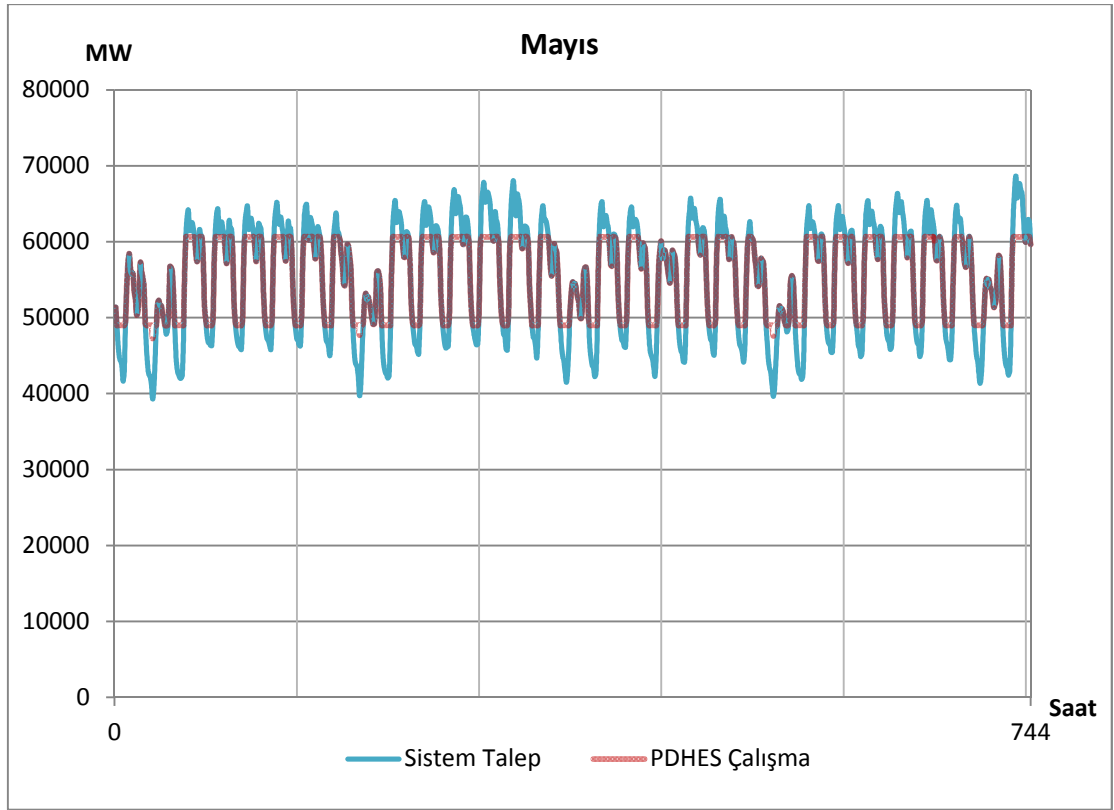


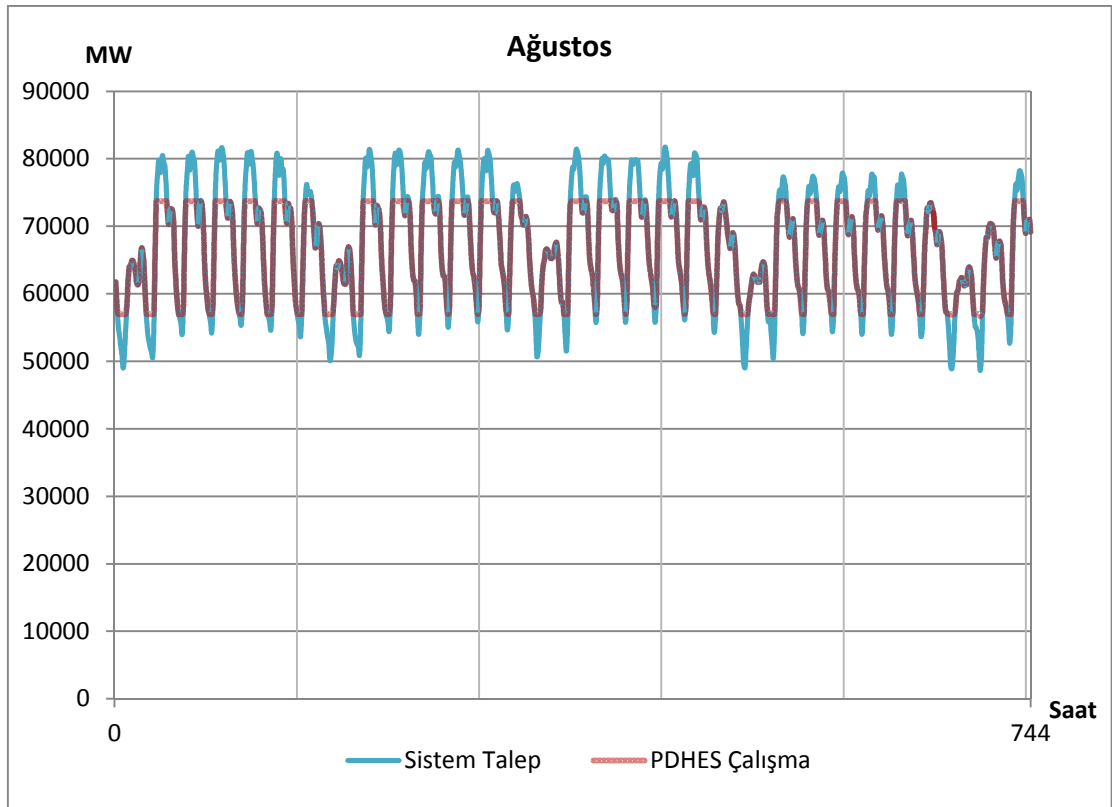
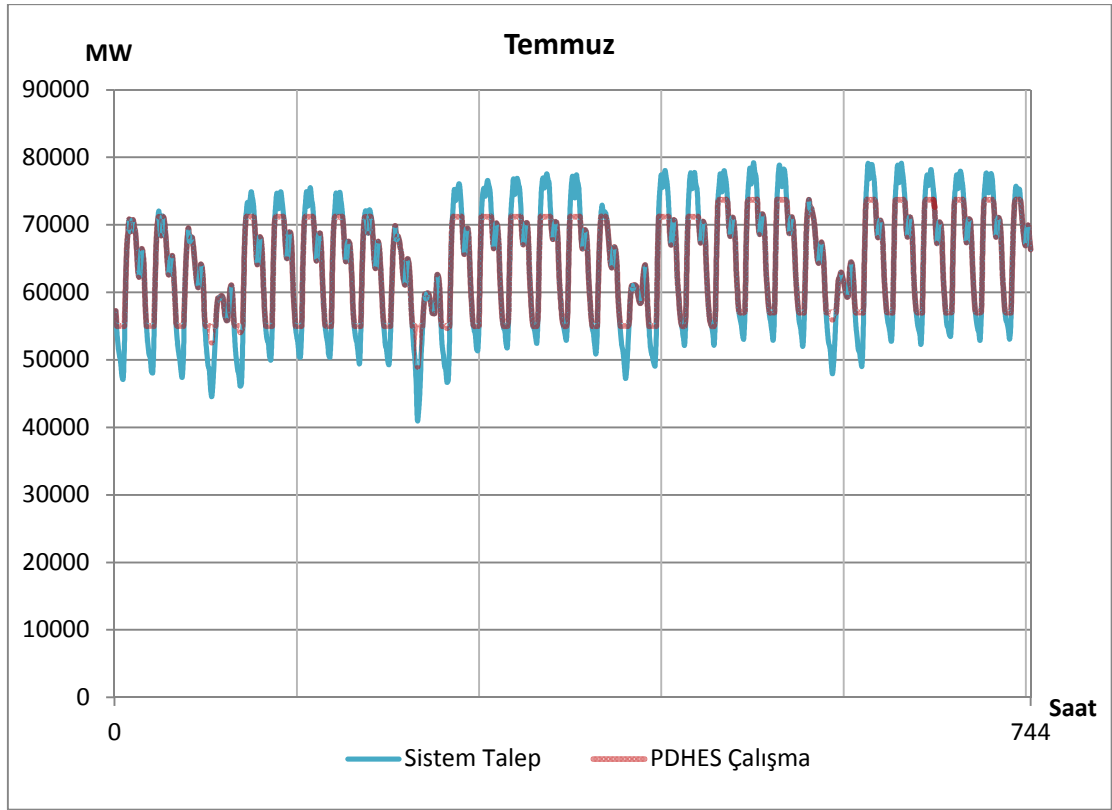


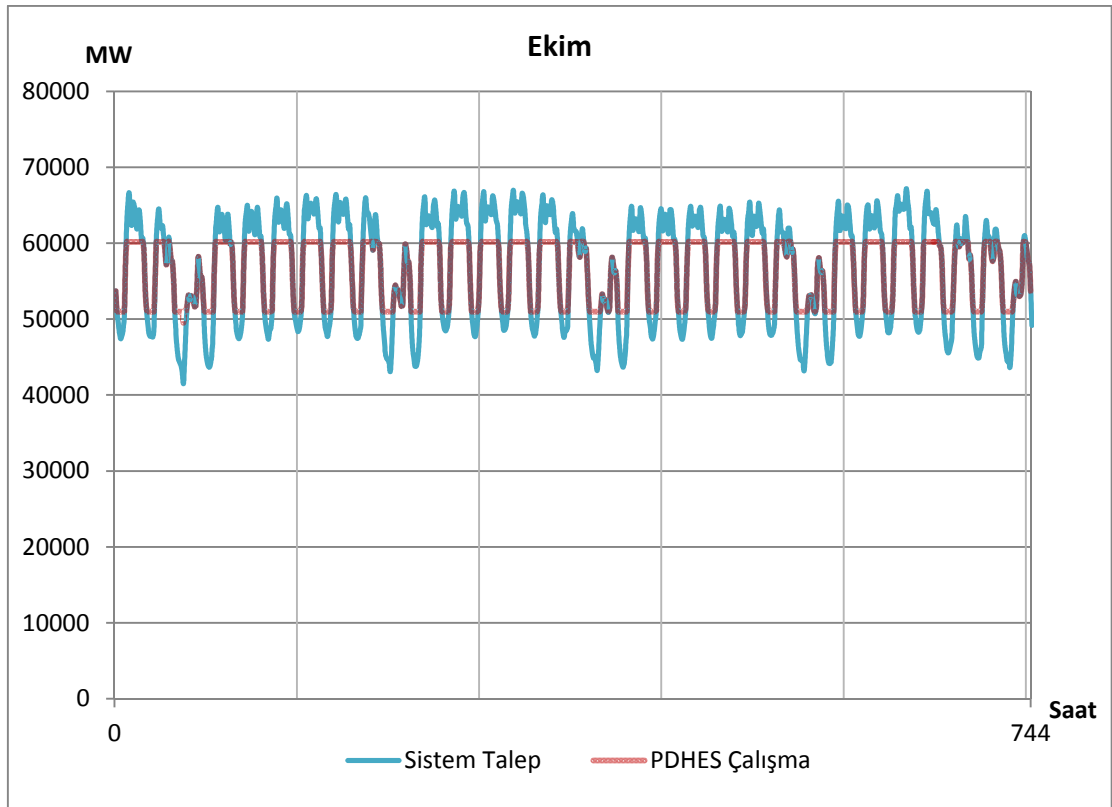
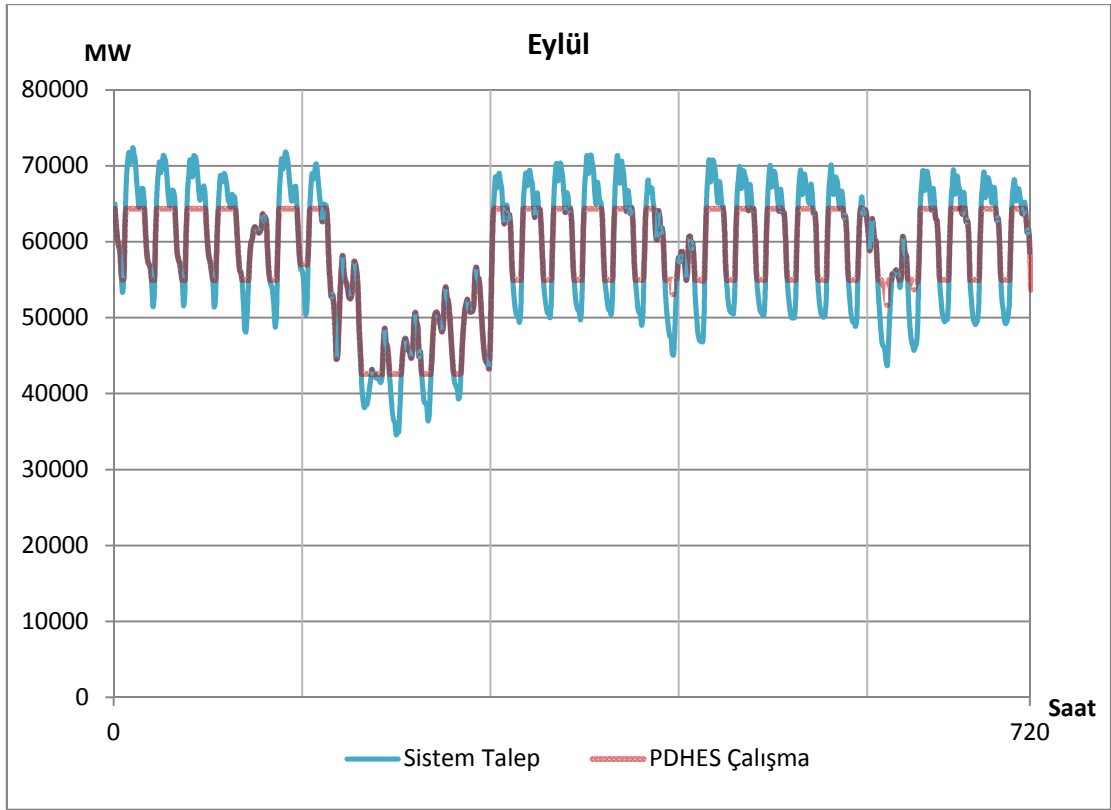
E-2.4 PDHES Çalışma Planına Bağlı Yeni Talep Eğrisi

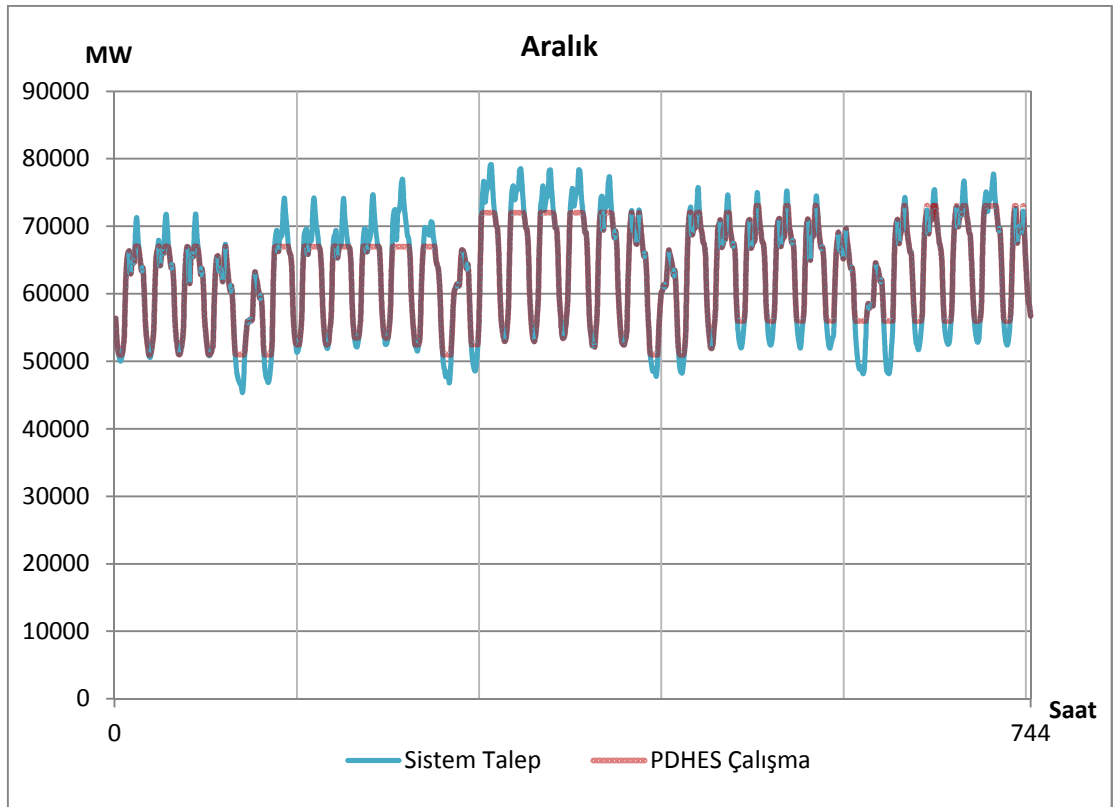
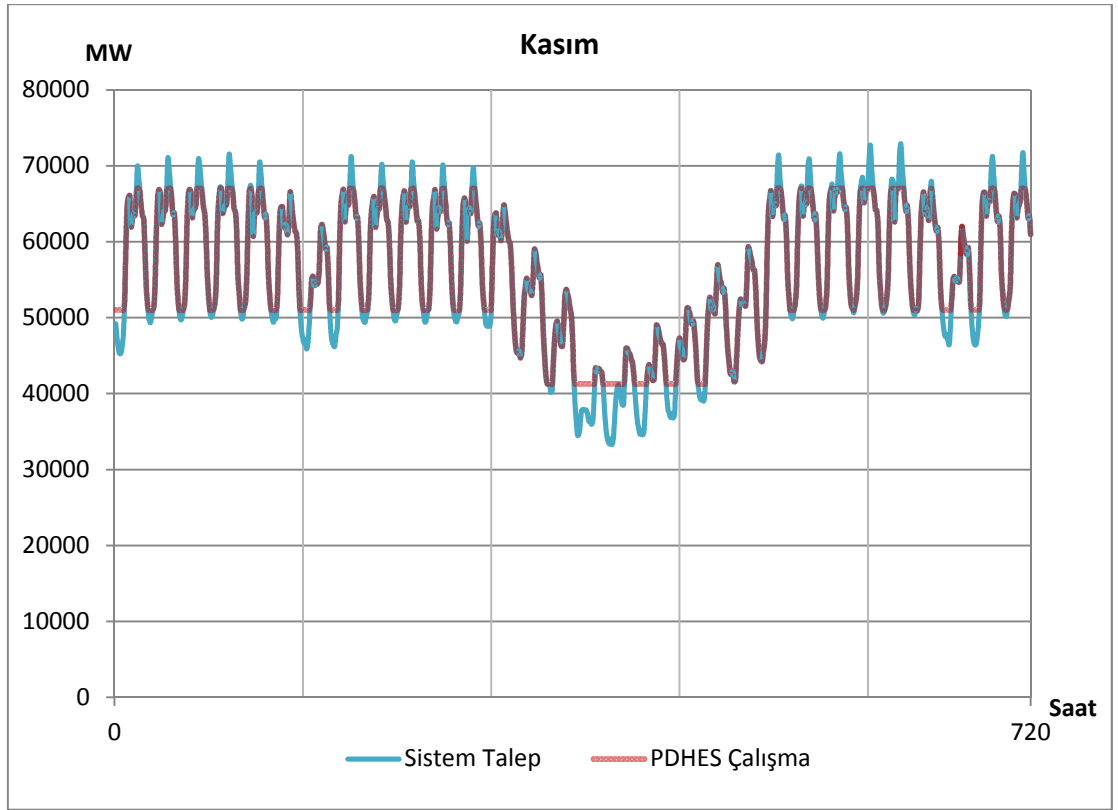




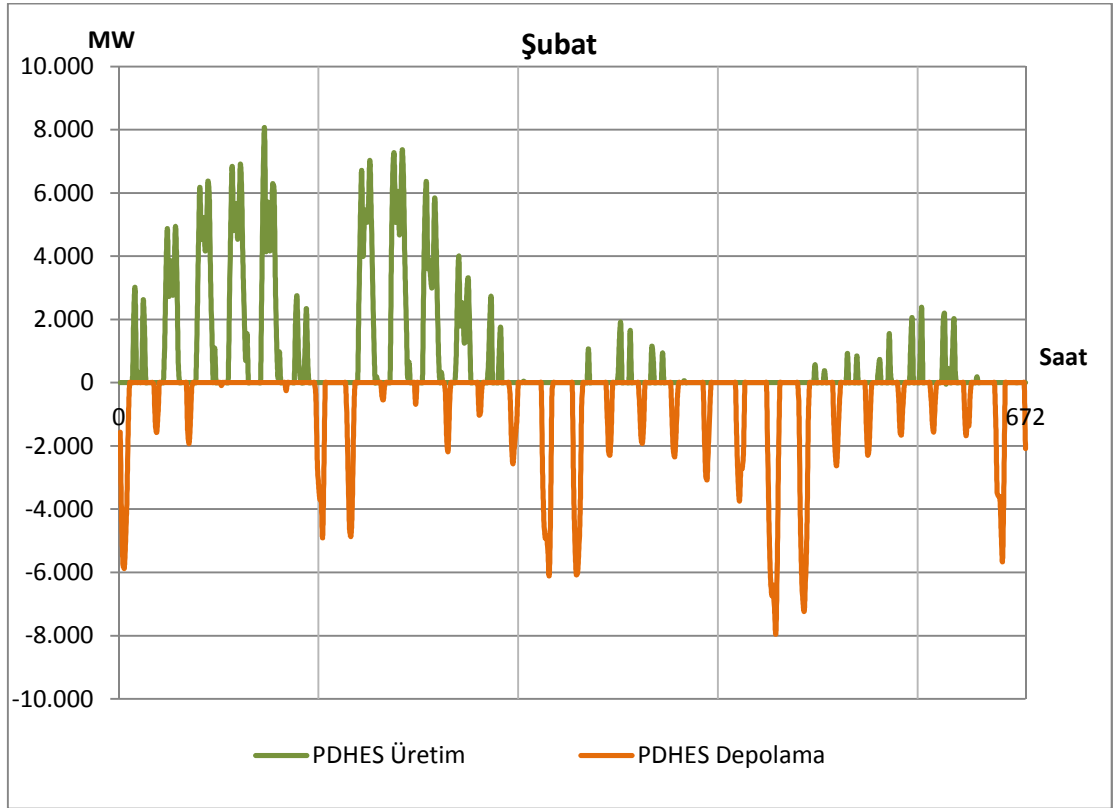
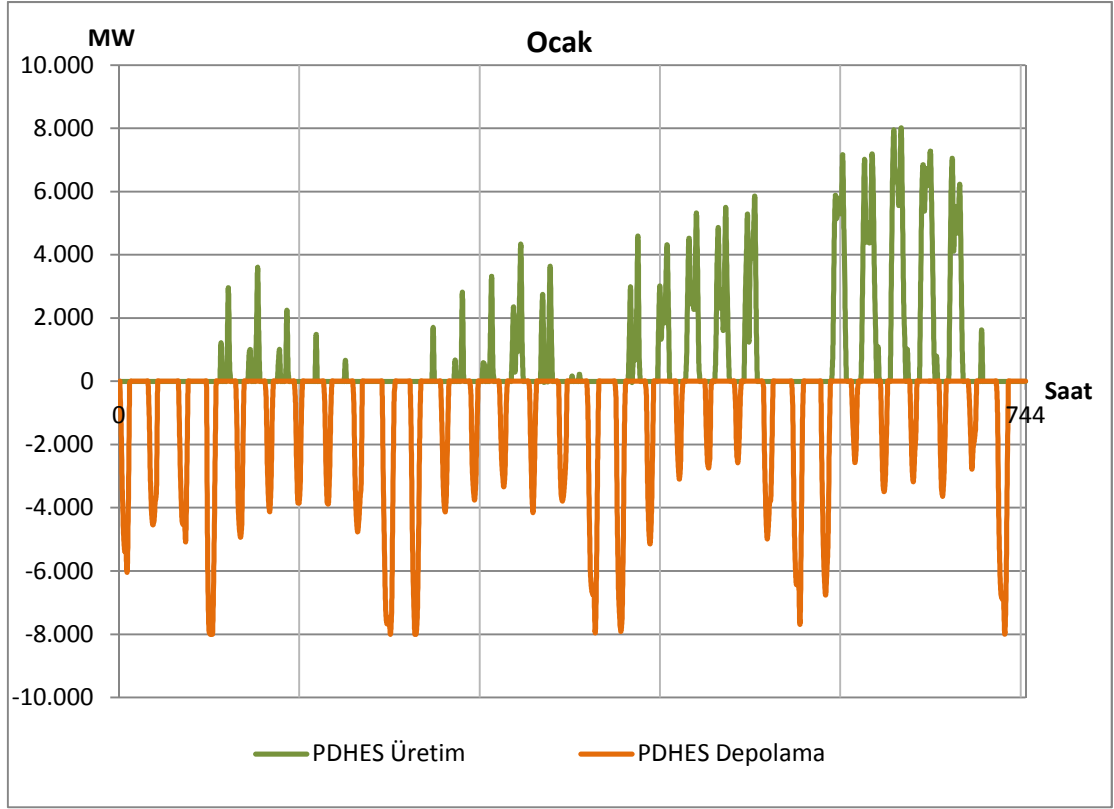


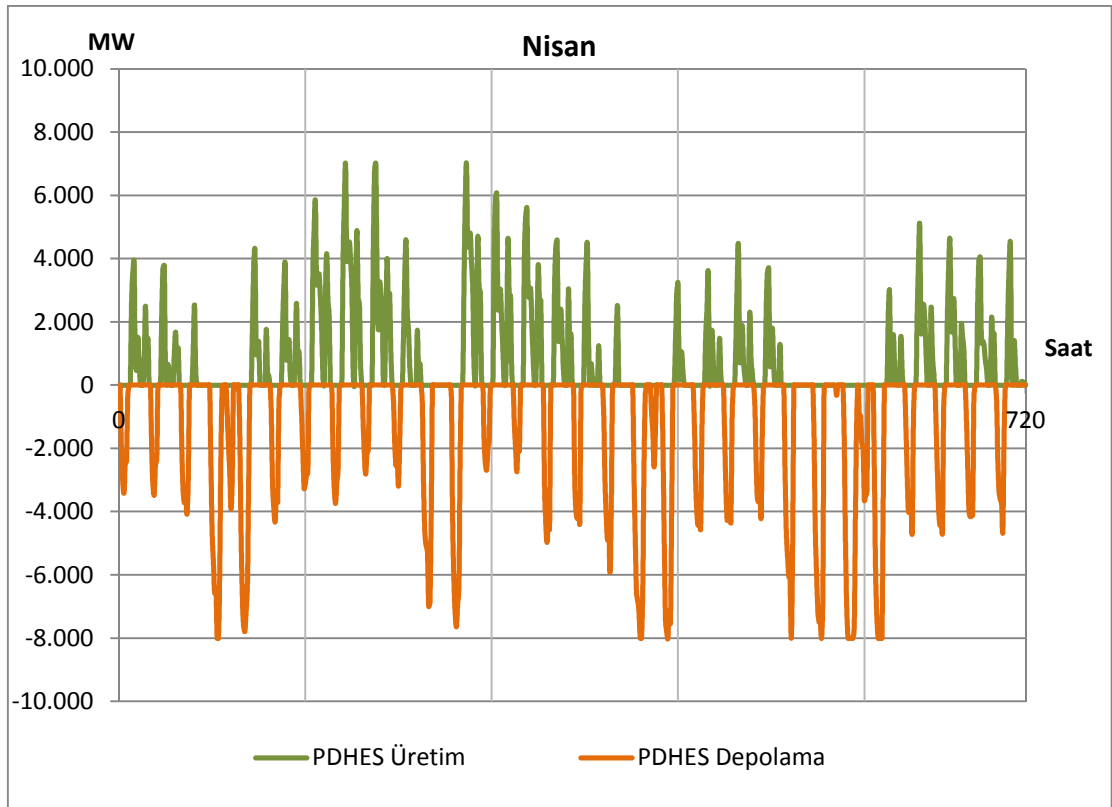
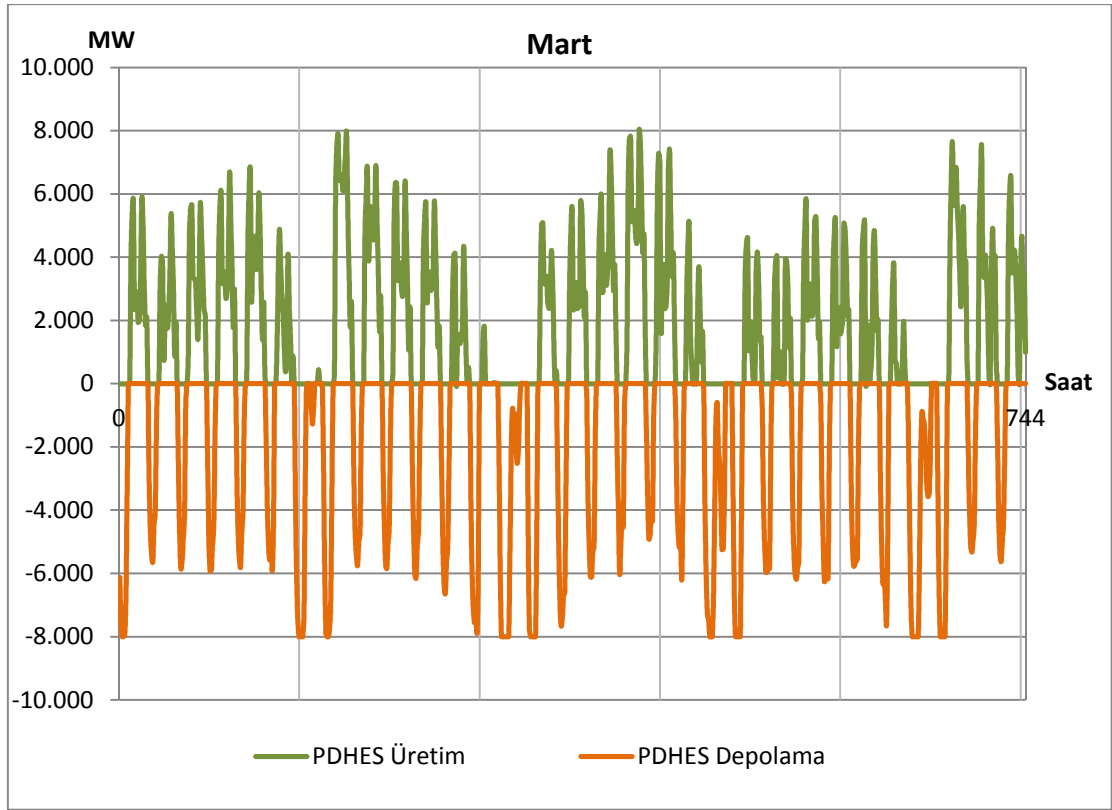


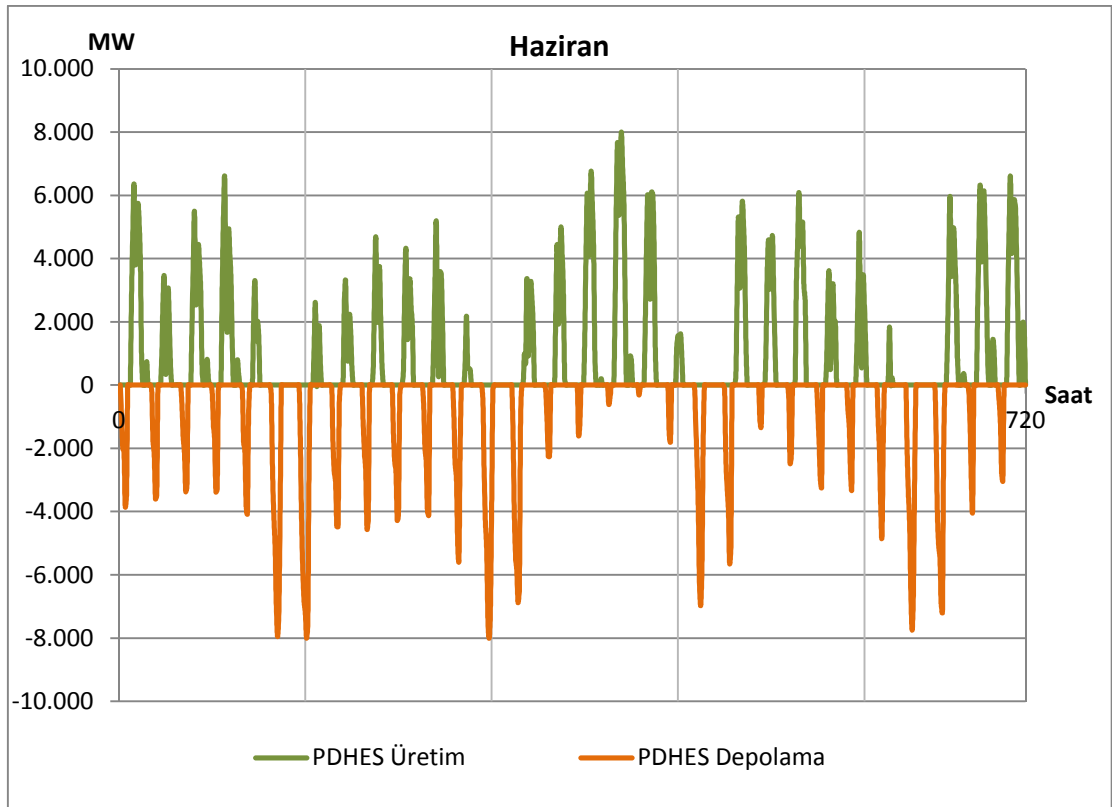
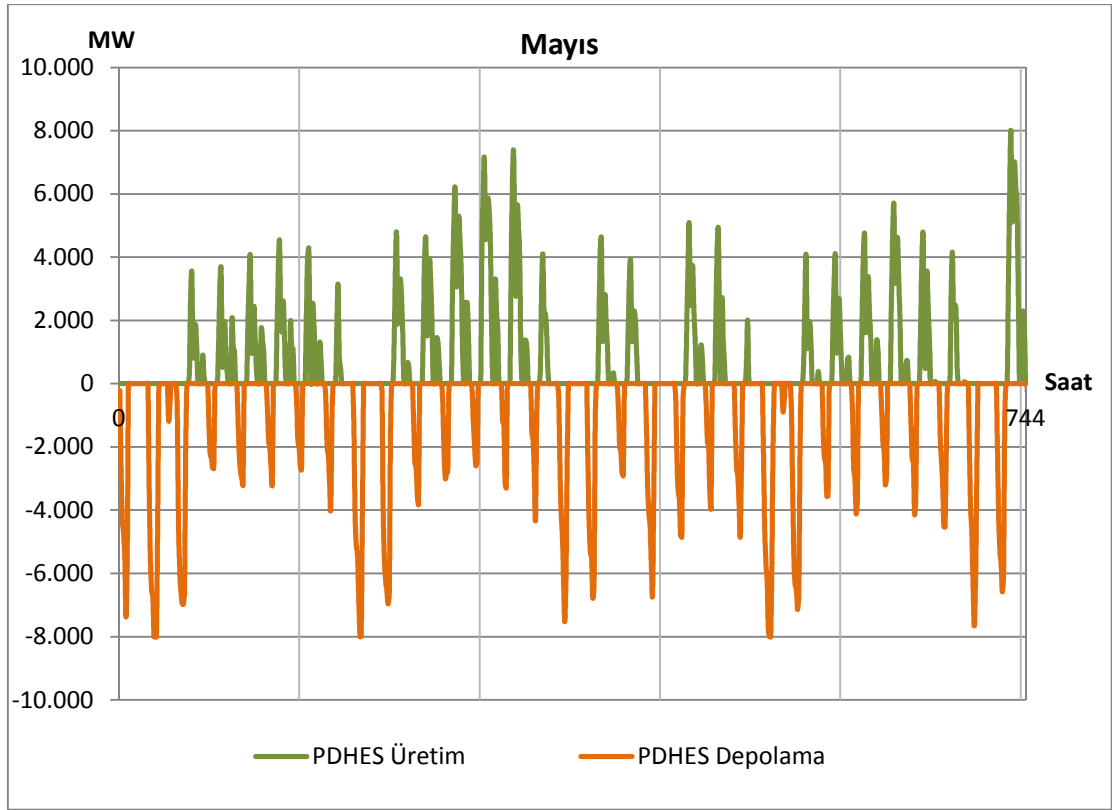


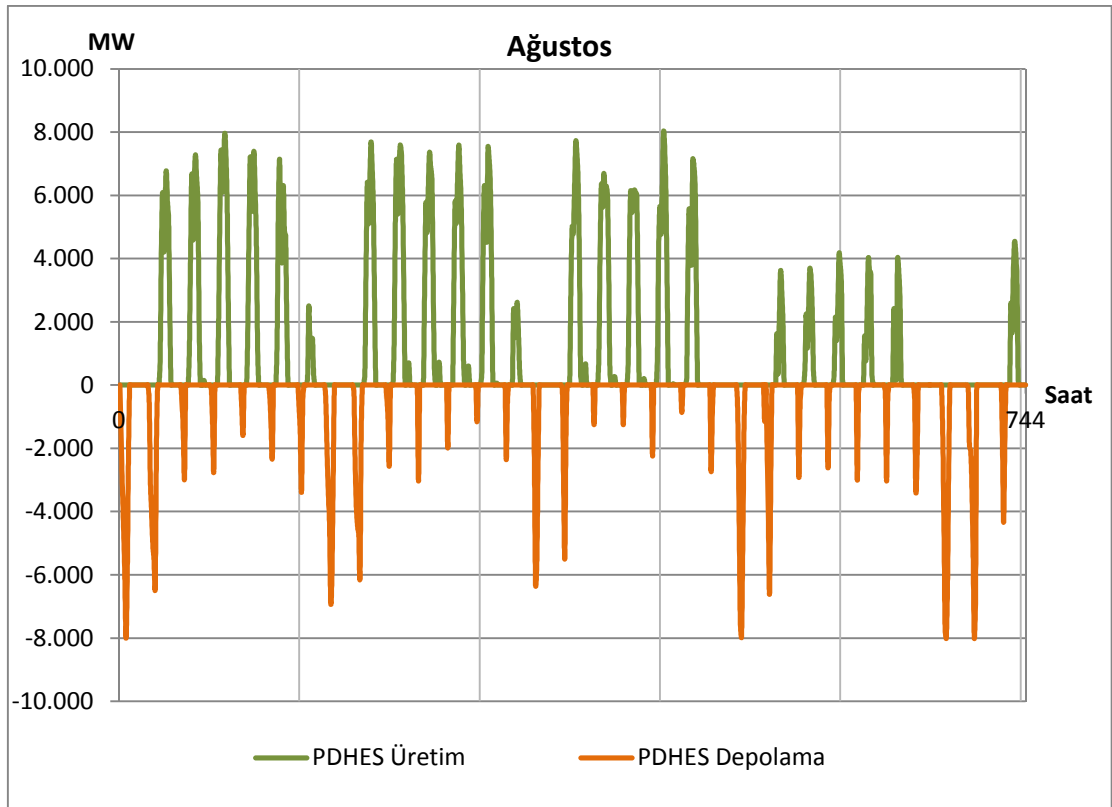
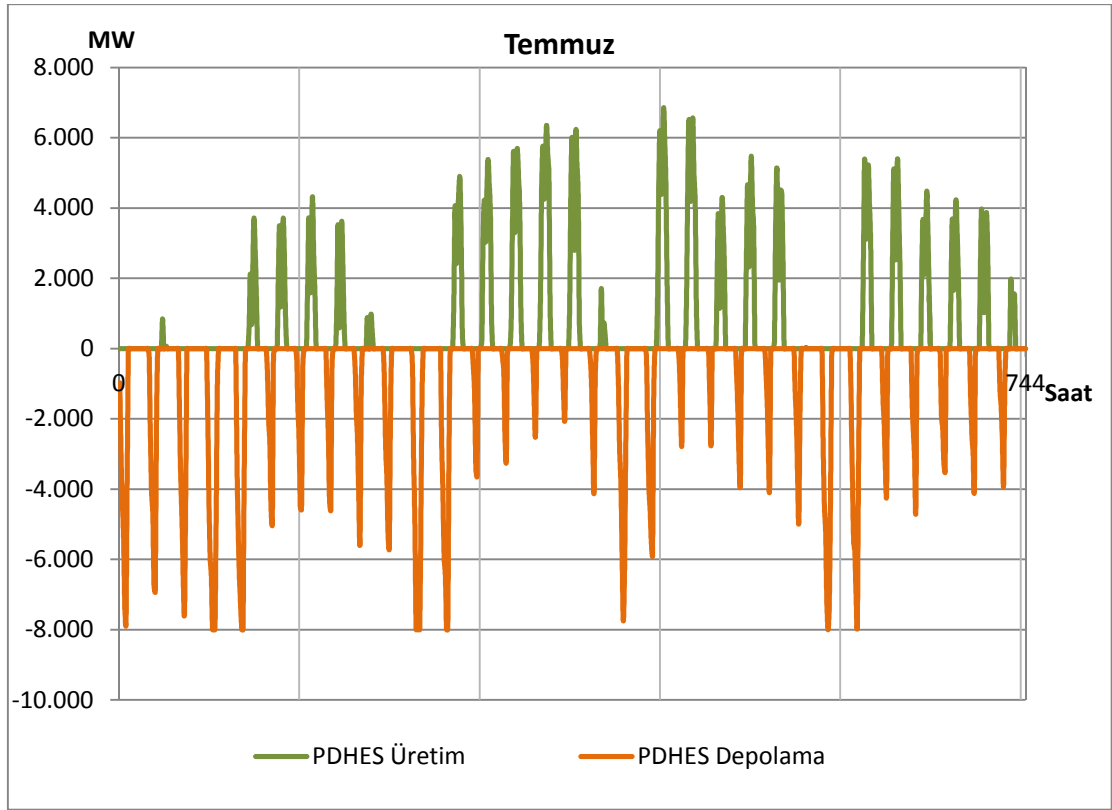


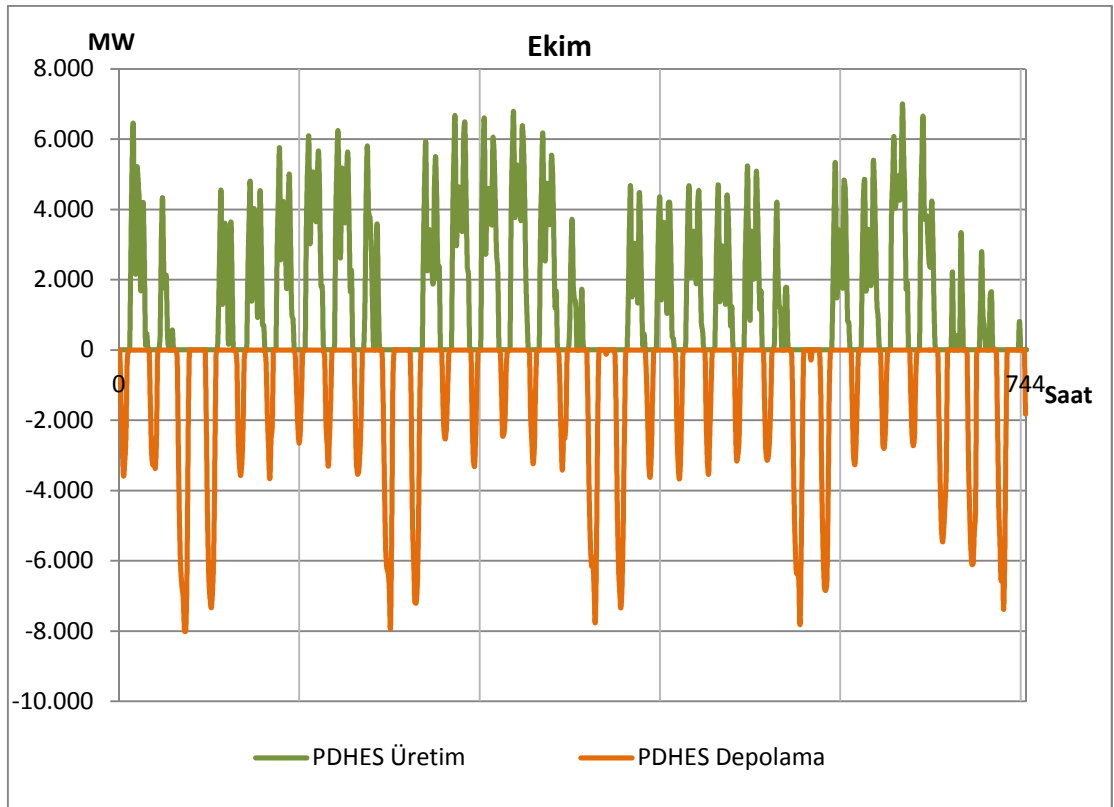
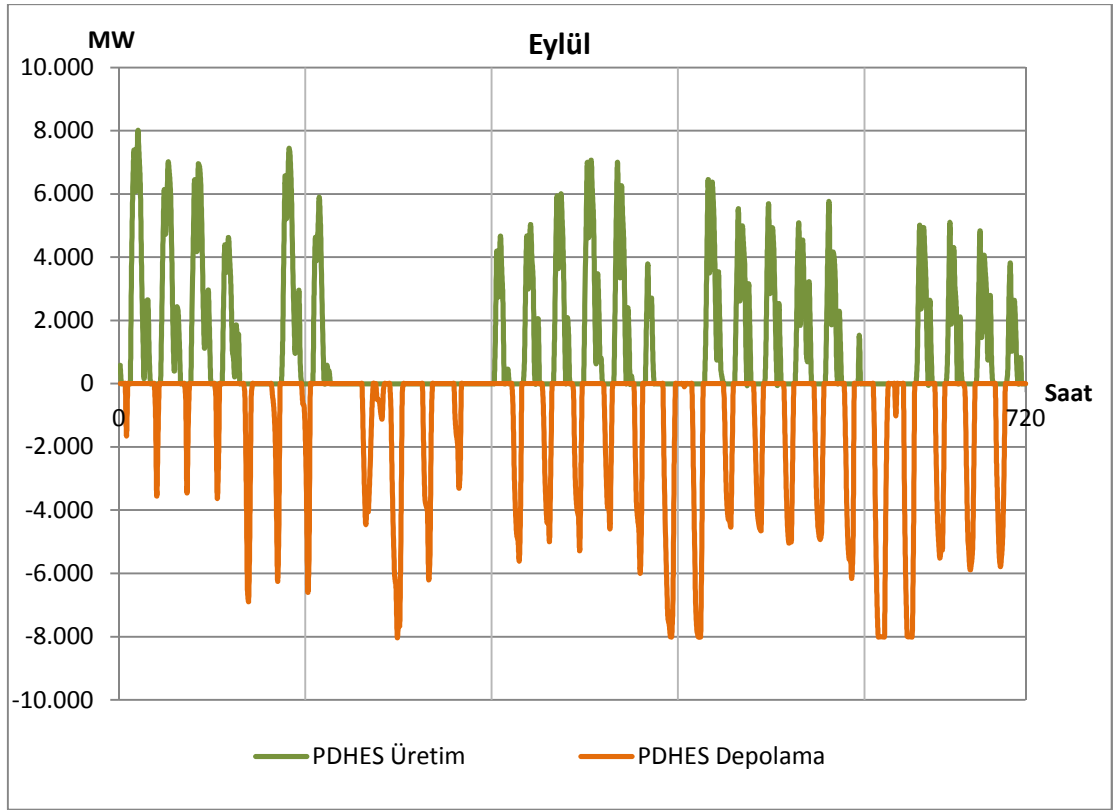
E-2.5 PDHES Güç Zaman Serisi

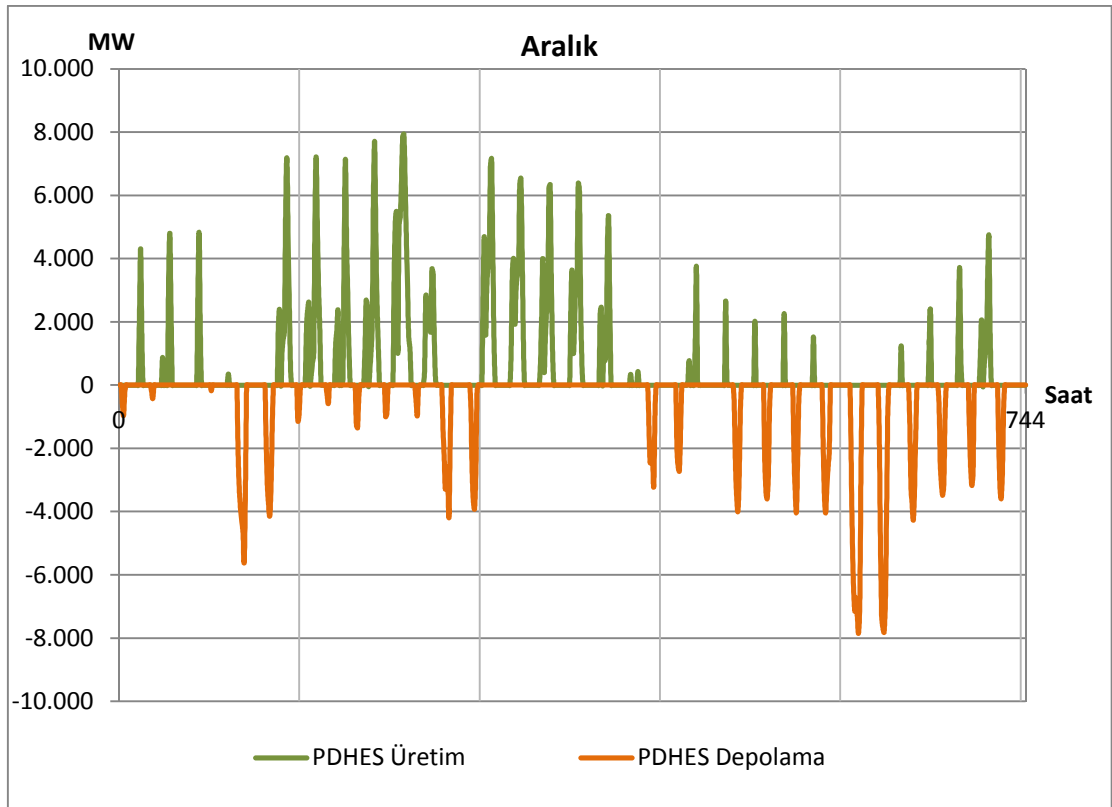
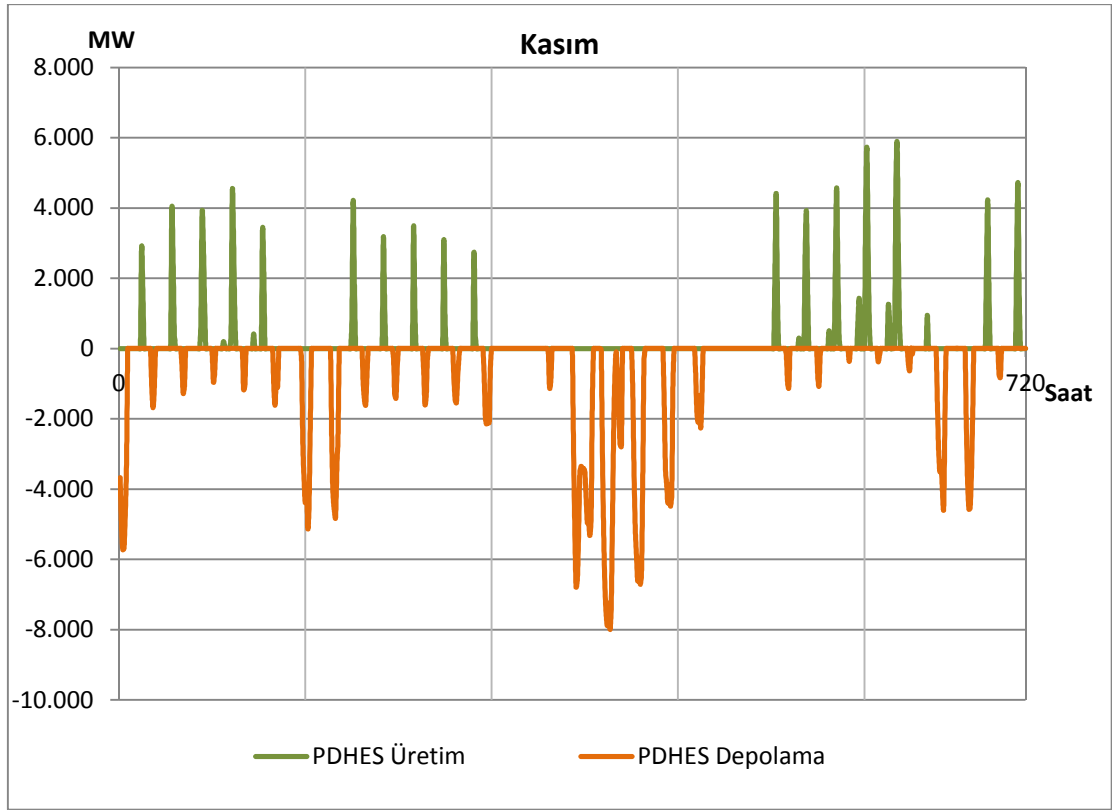












ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Ahmet Yasin DEMİRHAN
Doğum Tarihi ve Yeri : 10.10.1982 Adapazarı
Yabancı Dili : İngilizce
E-posta : yasindemirhan@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Y. Lisans	Makina Müh.	Yıldız Teknik Üniversitesi	2006
Lisans	Makina Müh.	Yıldız Teknik Üniversitesi	2004
Lise	Fen Bilimleri	HASAL	2000

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2013	ÇABA Endüstriyel Hizmetler	Proje Planlama Uzmanı
2011	ENG Enerji Yatırım A.Ş.	Proje Mühendisi
2010	Doğuş Üniv.	Araştırma Görevlisi

2008	Ford Otosan	Ür-Ge Mühendisi
2005	EİE Genel Müdürlüğü	Proje Mühendisi

YAYINLARI

Bildiri

1. Variability Analysis of Wind and Wind Power in Turkey, IRENEC 2011, İstanbul, Türkiye
2. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Proje Bölgesi Belirleme Kriterleri ve Türkiye İçin İki Örnek Çalışma, YEKS 2011, Kayseri, Türkiye

Proje

1. Türkiye Rüzgar Enerjisinin Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santraller ile Elektrik Şebekesine Entegrasyonu, Tübitak 1001 Projesi (111M062)