

### 3.3 Sistem Planlama Durumu ve Değerlendirmesi

#### 3.3.1 Var olan ve 2012'ye kadar planlanmış olan enerji nakil üniteleri

Türkiye'nin enerji nakil sistemlerinin elektrik akımı 380 kV, 154 kV olup, bazı yerlerde 66 kV kullanılmaktadır. Bu sefer araştırma konusu olan pompajlı elektrik santralının çıkışı 1,000 MW seviyesinin üzerinde olup, 380 kV üzerinde elektrik akımıyla nakil yapmak gerekecektir.

2009 yılında 380 kV elektrik nakil hattı tablo 3.11'de görülebilir. Ayrıca, 2010-2012 arasındaki sürüşün başlaması planlanan 380 kV nakil hatları da Tablo 3.12'de verilmiştir.

380 kV nakil hattının hat tipi aşağıda verilmiş, 954 MCM'in çift iletkenli veya 3iletkenli tipi, 1272 MCM'in 3 iletkenlisi kullanılıyor.

**Tablo 3. 10 380 kV Enerji nakil hattında kullanılan hat tipleri**

Ad	Ebat	Yaz Kapasitesi (MVA)	Kış/Bahar Kapasitesi (MVA)	Termik Kapasite (MVA)
2B, Rail	2 x 954 MCM	832	1360	995
2B, Cardinal	2 x 954 MCM	845	1360	1005
3B, Cardinal	3 x 954 MCM	1268	2070	1510
3B, Pheasant	3 x 1272 MCM	1524	2480	1825

Tokyo'nun hidro elektrik santralden orta bölgelere kadar uzun mesafenin 380kV nakil hattının bir kısmı güvenlik tedbirleri için direct kondensatör kullanılır. 380 kV sisteminin arızalı elektrik akım hesaplaması 50 kA olmaktadır.

Tablo 3. 11 Mevcut 380kV elektrik nakil hatları (2009 yılı)

	Nominal Voltage (kV)	From	to	Distance (km)	Conductor	No.of Circuits	No.of Conductors
1	380	Adana	Erzin	68.13	954	1	2
2	380	Adana	İskenderun	45.8	1272	1	3
3	380	Adana	Seydişehir	354	954	1	2
4	380	Adapazarı	Bursa DGKÇS	139.9	954	1	2
5	380	Adapazarı	Çayırhan	134	954	1	2
6	380	Adapazarı	Gökçekaya	101.9	954	1	2
7	380	Adapazarı	Paşaköy	103.5	954	1	3
8	380	Adapazarı	Osmanca	63.7	954	1	2
9	380	Adapazarı	Tepeören (K.)	86.9	954	1	2
10	380	Adapazarı	Tepeören (G.)	86.4	954	1	2
11	380	Ada I DGKÇS	Ada II TM	19.5	1272	1	3
12	380	Ada I DGKÇS	Ada II DGKÇS	0.5	954	1	3
13	380	Afyon II	Seydişehir	183.4	954	1	2
14	380	Aliağa II	İzmir DGKÇS I	0.9	1272	1	3
15	380	Aliağa II	İzmir DGKÇS II	0.9	1272	1	3
16	380	Aliağa II	İzmir (Işıklar)	47.5	954	1	2
17	380	Aliağa	Soma	81.9	954	1	2
18	380	Aliağa	Uzundere	69.5	954	1	3
19	380	Aliağa	Manisa	38.8	954	1	3
20	380	Alibeyköy	Hamitabat	149.6	954	1	3
21	380	Alibeyköy	İkitelli	19.9	954	1	3
22	380	Alibeyköy	Ümraniye	21.8	954	1	3
23	380	Alibeyköy	Paşaköy	45.7	954	1	3
24	380	Alibeyköy	Yıldıztepe	5.3	954	1	2
25	380	Ambarlı DGKÇS	İkitelli	15.8	954	1	2
26	380	Ankara II (Sincan)	Çayırhan	78	954	1	2
27	380	Ankara II (Sincan)	Gölbasi	33.8	954	1	2
28	380	Ankara II	Kayabaşı	289.4	954	1	3
29	380	Ankara II (Sincan)	Osmanca	174.3	954	1	3
30	380	Ankara II	Temelli	28.3	1272	1	3
31	380	Afinkaya	Çarşamba	93	954	1	3
32	380	Afinkaya	Kayabaşı	99.5	954	1	2
33	380	Atatürk	Birecik	81.1	954	1	2
34	380	Atatürk	Elbistan B	178	954	1	3
35	380	Atatürk	Gaziantep II	102.9	954	1	3
36	380	Atatürk	Karakaya	158.5	954	1	3
37	380	Atatürk	Şanlıurfa II	83.8	954	1	1
38	380	Atatürk	Göksun-Y.Hisar(G.)	320.4	954	1	2
39	380	Atatürk	Göksun-Y.Hisar(K.)	316.9	954	1	2
40	380	Babaeski	Hamitabat	25.1	954	1	2
41	380	Babaeski	Manisa (Bulg.)	77.3	954	1	2
42	380	Birecik	Gaziantep II	59.6	954	1	3
43	380	Birecik	Suriye	68	954	1	2
44	380	Balıkesir	Bursa Sanayii	109.5	954	1	2
45	380	Balıkesir	Soma	65.4	954	1	2
46	380	Borçka	Kalkandere	128.7		1	
47	380	Botaş (ME)	Habibler	84.1	954	1	3
48	380	Başkale	İran	53.2	954	1	3
49	380	Batman	Diyarbakır-III	92.8	954	1	3
50	380	Batman	Kızıltepe-II	105	954	1	3
51	380	Bursa Sanayii	Tunçbilek	87.9	954	1	2
52	380	Bursa DGKÇS	Karabiga	174.3	954	1	3
53	380	Bursa DGKÇS	Tepeören	138.3	954	1	2
54	380	Bursa DGKÇS	Bursa TM	16.2	954	1	3
55	380	Çarşamba	H.Üğürlü-I	18.6	954	1	2
56	380	Çarşamba	H.Üğürlü-II	18.6	954	1	2
57	380	Çarşamba	Kayabaşı	125.8	954	1	2
58	380	Çarşamba	Tirebolu-II	193.3	1272	1	3
59	380	Deçeko	Kangal	61.1	954	1	3
60	380	Deçeko	Kayabaşı	168.2	954	1	3
61	380	Denizli	Varsak (1-10 ve 363-387=ÇD, 10-363=TD)	177	954	1-2	3
62	380	Denizli	Yatağan	119.6	954	1	3
63	380	Dokurcun	Paşaköy	151.4	1272	1	3
64	380	Diyarbakır-III	Karakaya	94.5	954	1	3
65	380	Elbistan A	Elbistan B	11.5	954	1	3

	Nominal Voltage (kV)	From	to	Distance (km)	Conductor	No.of Circuits	No.of Conductors
66	380	Elbistan B TM	Elbistan B (TES)(kuzey)	6.2	954	1	2
67	380	Elbistan B TM	Elbistan B (TES)(güney)	6.1	954	1	2
68	380	Elbistan A	Ürgüp-sincan	455.6	954	1	3
69	380	Elbistan B	Ürgüp-sincan	455.7	954	1	3
70	380	Elbistan A	Kayseri kap	143.2	954	1	2
71	380	Elbistan A	Keban Şalt-II	169.2	954	1	1
72	380	Elbistan	Andırın	102.8	954	1	2
73	380	Erzin	Andırın	71.5	954	1	2
74	380	Ereğli	Osmanca	48.6	954	1	2
75	380	Erzin	Gaziantep II	118.2	954	1	3
76	380	Erzin	İskenderun-II	36.9	1272	1	3
77	380	Erzurum-II	Horosan	108	954	1	3
78	380	Erzurum-II	Özlüce	203.4	954	1	3
79	380	Elibank	Seydişehir-I	2.4	954	1	2
80	380	Elibank	Seydişehir-II	2.2	954	1	2
81	380	Elibank	Seydişehir-III	2.3	954	1	2
82	380	Gökçekaya	Gölbaşı	161.2	954	1	2
83	380	Gökçekaya	Seyitömer	110.8	954	1	2
84	380	Hamitabat	Kaptançelik	96	954	1	3
85	380	Hamitabat	Bulgaristan	90.2	954	1	3
86	380	Hamitabat	İkitelli( Unimar Giriş)	23.6	954	1	2
87	380	Hamitabat	İkitelli (Unimar Çıkış)	22.8	954	1	2
88	380	Hamitabat	Unimar	85.5	954	1	3
89	380	Habibler	İkitelli	9.8	954	1	2
90	380	Habibler	Paşaköy	47.3	954	2	3
91	380	Unimar-Bolaş DGKÇS	Habibler	83.5	954	1	3
92	380	Işıklar	Seyitömer	287.6	954	1	2
93	380	Işıklar	Yatağan-I	144.5	954	1	2
94	380	Işıklar	Yatağan-II	144.6	954	1	3
95	380	İkitelli	Unimar	85.5	954	1	2
96	380	Kangal	Şalt-II	130.4	954	1	3
97	380	Kaptançelik	Unimar	1.3	954	2	2
98	380	Karakaya	Şalt-I (batı)	87.7	954	1	2
99	380	Karakaya	Şalt-II (doğu)	87.8	954	1	2
100	380	Kayabaşı	Kurşunlu	216.9	954	1	3
101	380	(Kayabaşı-Sincan) Brş.N	Bağlum-I	0.6	954	1	3
102	380	(Kayabaşı-Sincan) Brş.N	Bağlum-II	0.6	954	1	3
103	380	Kayseri Kap.	Şalt-II (güney)	258.5	954	1	2
104	380	Kayseri Kap.	Şalt-II (kuzey)	258.4	954	1	2
105	380	Kayseri Kap.	Gölbaşı (G)	265.8	954	1	2
106	380	Kayseri Kap.	Gölbaşı (K)	265.9	954	1	2
107	380	Keban Şalt-II	Özlüce	263.6	954	1	3
108	380	Kemerköy	Yatağan	45.6	954	1	2
109	380	Kemerköy	Yeniköy	12.5	954	1	2
110	380	Konya-IV	Seydişehir	97.3	954	1	2
111	380	Konya-IV	Yeşilhisar	224.4	954	1	3
112	380	Kurşunlu	Osmanca	217.7	954	1	3
113	380	Manisa	Işıklar	26.9	954	1	3
114	380	Osmanca-Ada.2 DGKÇS	Habibler	231.3	954	1	3
115	380	Oymapınar	Seydişehir	84.2	954	1	2
116	380	Oymapınar	Varsak	74.5	954	1	2
117	380	Paşaköy	Tepeören	19.5	1272	1	2
118	380	PS/3	İrak	15.5	954	1	2
119	380	Seyitömer	Afyon-II	110.6	954	1	2
120	380	Seyitömer	Tunçbilek Şalt-B	42	954	1	2
121	380	Şalt 2	Şalt-I (1)	6.8	954	1	2
122	380	Şalt 2	Şalt-1 (2)	6.7	954	1	2
123	380	Şalt 2	Şalt-1 (3)	6.7	954	1	2
124	380	Şanlıurfa	Kızıltepe	148.2	954	1	3
125	380	Tirebolu	Kalkandere	133		1	
126	380	Temelli	Kargı-Dokurcun	215.2	1272	1	3
127	380	Temelli	A.Ören-Yeşilhisar (G)	287.5	1272	1	3
128	380	Temelli	A.Ören-Yeşilhisar (K)	287.7	1272	1	3
129	380	Temelli	Gürsöğüt-Tepeören	304.7	954	1	3
130	380	Tepeören	Ümraniye (güney)	30.5	1272	1	3
131	380	Tepeören	Ümraniye (kuzey)	30.3	954	1	3
132	380	Tutes B	Tutes Şalt	1.3	954	1	2
133	380	Yatağan	Yeniköy	40.5	954	1	2
134	380	Yeniköy	Uzundere	162.6	954	1	3

Tablo 3. 12 2010-2012 arası 380kV elektrik nakil hattının planı

Nominal Voltage (kV)	From	to	Distance (km)	Conductor	No. of Conductors	No. of Circuits
380	Borçka HPP-Deriner HPP	Yusufeli HPP	75	954	3	1
380	Yusufeli HPP	Erzurum	125	954	3	1
380	Karabıga 380 TM - Çan	Soma TES	160	954	3	1
380	Gercüş-İlisu-Cizre	Sınır	30	954	3	2
380	Gercüş-İlisu-Cizre	Sınır	100	954	3	1
380	Mersin	İskenderun İKS	110	1272	3	1
380	İsdemir 380 TM	Hatay 380 TM	65	954	3	1
380	Oymapınar HPP	Ermenek HPP	128	1272	3	1
380	Karakaya	Dişarbakır 380	18	954	3	1
380	Umraniye	Küçükbakkalköy 380	6.3	2000	1	1
380	Mersin	Ermenek HPP	160	1272	3	1
380	Ağrı	Van	180	954	3	1
380	Batman - Siirt	Van	65+205	1272	3	1
380	Van	Başkale	105	954	3	1
380	Boyabat	Altınkaya	50	1272	3	1
380	Seydişehir	Varsak	130	954	3	1
380	Temelli	Afyon 2	214	1272	3	1
380	Afyon 2	Denizli	180	1272	3	1
380	Davutpaşa	Yeni Bosna GIS TM	6	2000	1	1
380	(Bursa DGKÇS-İçdaş Karabıga)Brş.N	Bursa San.	13	954	3	2
380	Soma	Manisa	4	1272	3	2
380	Soma	Manisa	46	1272	3	1
380	Viranşehir 380 İrtibatları ETL	ŞANLIURFA	-1	954	3	2
380	Özlüce	Dişarbakır 380	100	1272	3	1
380	Başkale 380 İrtibatları ETL	VAN	5	954	3	1
380	Borçka	Sınır (Gürcistan)	130	954	3	1
380	Gölbası	Kayaş 380 TM	30	1272	3	2
380	(Işıklar - Yatağan)Brş. N	Germencik	5	954	3	2
380	Gelibolu	Unimar	145 (2 Hat)	1275	3	1
380	İçdaş 2	Lapseki	36	1272	3	2
380	Lapseki	Gelibolu Denizaltı Kabloşu	5	2000	1	2
380	Unimar (Mevcut hat yerine)	İkitelli	86	1272	3	2
380	Menemen 380 TM İrtibatları	İZMİR	5	954	3	2
380	K. Maraş	G. Anlep2 380	50	1272	3	1
380	Kayabaşı	Akıncı	120	1272	3	1
380	Uşak 380 TM İrtibatları	UŞAK	25	954	3	2
380	Eren TES	Osmanca	104	1272	3	2

### 3.3.2 380 kV sisteminin akım durumu

TEIAS'dan alınan PSS/E verilerini kullanarak 2015'de en fazla ihtiyaç olan dönemdeki 380 kV sisteminin akımını hesapladık. Sonuç Figür 3. 5'de görülebilir. Ancak hesaplamada kullanılan veri 380 kV ile 154 kV sistemleri içermektedir.

Yükleme tarafındaki elektrik talebi yaklaşık 47,070 MW olup, 380 kV ve 154 kV akım kaybı yaklaşık 1,060MW'dir. Temelli, Sincan, Gölbaşı çevresi başkent Ankara, doğudaki dağlar ve kuzeybatıdaki karadeniz sahillerinden başkent Ankara'ya ve İstanbul'a doğru akım uzanır.

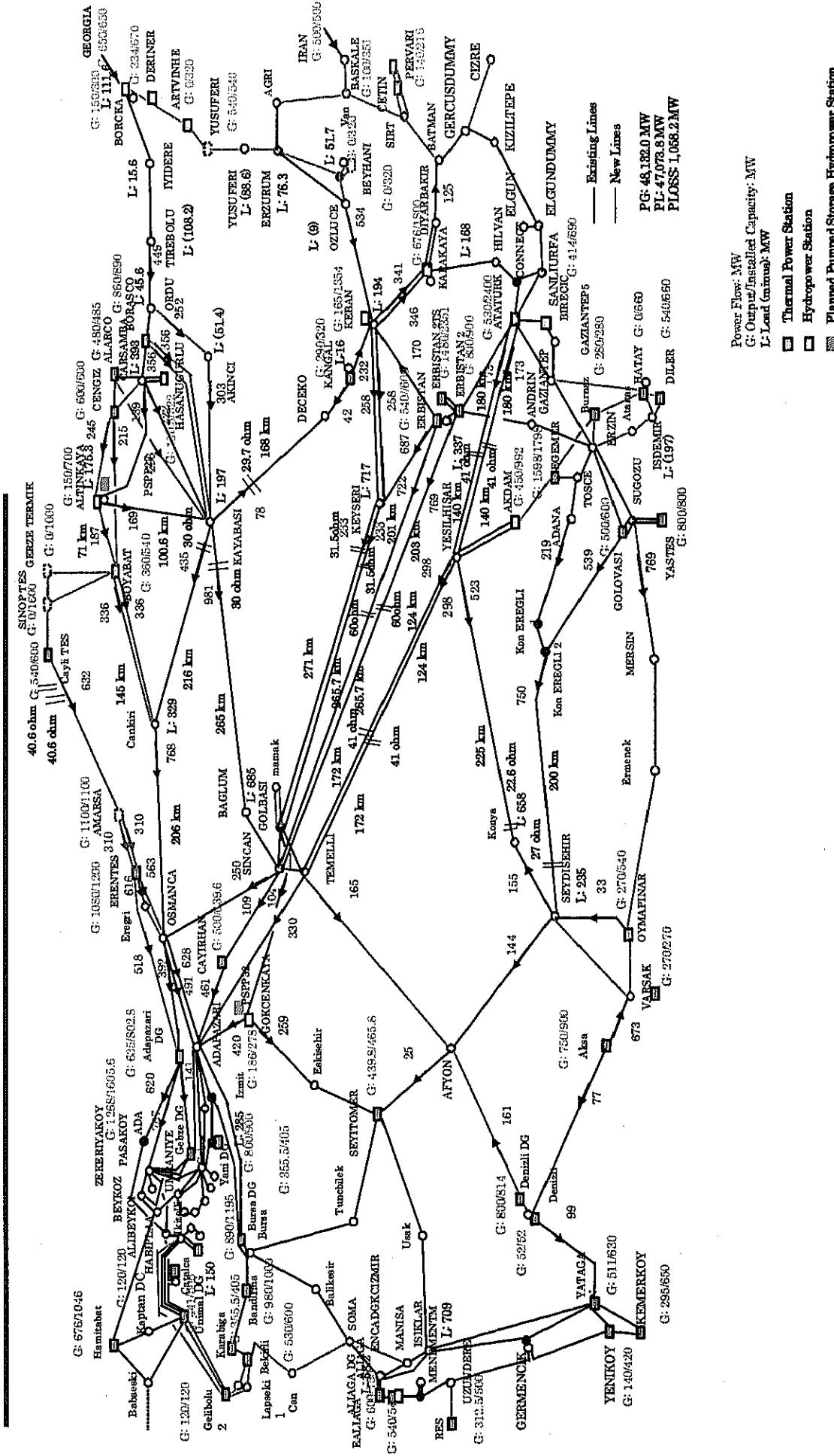
Ancak, bu akım, tüm IPP'yi modelleştirdiğinden talebe karşılık jeneratörlerin miktarı oldukça fazladır. Bu nedenle TEIAS, aşağıdaki şartları koymuş akım hesaplamasının santral çıkışını sınırlamıştır.

- ◆ Hidro elektrik santrali en fazla sürüşe göre çıkışı yapıp biriken suyun modunu belirler
- ◆ IPP ısı enerjisi santrali mümkün olduğunca tam çıkış belirler.

Akım figürü yukarıdaki iki yerin pompajlı hidro elektrik santralının buldukları yerlerdir.

- ◆ PSPP27 Altinkaya hidroelektrik santraline bağlı
- ◆ PSPP32 Gökçekaya hidroelektrik santraline bağlı

Türkiye Cumhuriyeti Doruk Güç Optimizasyon Desteği Projesi



Figür 3. 5 2015yılı Türkiye'nin 380kV sisteminde akım hesaplamaları sonucu

### 3.3.3 Elektrik Nakil Ünitesinin Planlanması

TEAIS'da elektrik nakil sistemi kriterleri bellidir. Bu kriterler elektrik nakil ünitesinin planlaması önkoşullarını belirlediği gibi bu koşulların yerine getirilmesi için santral ve nakil sistemini bağlantı yapan firmaların uyması gereken kuralları da içerir.

Kriterlerde nakil ünitesi planları ile ilgili maddeler aşağıda verilmiştir.

- Sistem Yapısı
  - Hidro • Termik çıkış gücü en fazla olduğu zamanki akım hattı 1 hat arıza yaptığında, ya da çevirici 1 tanesi arıza (N-1 arızalanırsa) yaptığında dahi yeterli elektrik gönderilebilecek şekilde önlem alınmalıdır.
- Sistemi oluşturan aletlerin önemli özellikleri
  - Önemli parçaların kayıtları.
    - ◇ Trafo merkezinde maksimum hat sayısı, anahat yapısı, transformatör miktarı ve sayısı, orta bağlama, akım düzenleyici, yüksek gerilim/orta gerilim ünitesi, yükleyici bağlantısı, transformatör bağlantısı, 380kV kondensatör, elektrik için kondensatör ve bölüm reaktör parçaları, kablo çeşitleri, gerilim katları, taşıyıcı hattın yükleme seviyesi, santralin temel özellikleri (güç oranı vs), koruma aparatının tipi, yüksek hız tek evre kapatıcı yapısı vs.
    - ◇ Frekans besleme seviyesi
    - ◇ Voltaj besleme seviyesi
    - ◇ Jeneratörün güç oranı
    - ◇ Arıza giderme süresi: 380 kV:120ms, 154 kV:140ms
    - ◇ Arıza akım seviyesi: 380 kV 50kA, 154 kV 31.5 kA

Jeneratör, bulunduğu yer ve sistem ile bağlantı yapan yerin unite özellikleri için basitçe koşullar aşağıdadır.

- Jeneratörün içerik yapısı
  - Hız düzenleyicinin özellikleri bağlantı başlangıcında ve çevirim sırasında TEIAS'a bilgi iletimidir. Düzenleyici, otomatik gerilim ayarlayıcısı ve PSS (Güç Sistemi Sabitleyici) başlıca görevleri TEIAS ile yapılan bilgi iletimidir.
- Frekans Kontrol
  - TEIAS tarafından ikincil frekans kontrolce belirtilen jeneratör ünitesinin merkezi elektrik akımı sinyalini düzenleyebilir olmalıdır.
  - Birincil ve ikincil frekans kontrolü yapılan jeneratör hız ayarlayıcı uluslararası uyumlu olup, UCTE'nin temel şartlarına uymalı.
- Elektrik nakil sisteminde etkin olacak özellikler değişimi varsa mutlaka TEIAS mühendislerinin kontrolü gerekmektedir.
  - Sistem kullanıcı yerleştirilmiş olan koruma aparatının özellikleri talep güvenilirliği, elektrik kalitesi ile ilgili olan sınırlamalar TEIAS bağlantı işbirliğine uygundur.
  - Talep sahibi güç oranı, jeneratörün çalışma güç oranı mevcut sınırlamalara tabiidir
- Jeneratörün aksenal torsiyon önlemi TEIAS'dan müdahale edilebilir.

- TEIAS, çevre akımların düşük olması için yüklemeye durdurması yapabilir.

Bu kriterlere göre su-ısı çıkış gücü en fazlaya ayarlandığında uygun elektrik akım oranı sağlanacak şekilde planlama yapılması gerekirken TEIAS'dan alınan sistemlerde bazılarında elektrik akımının kısıtlanarak da olsa verilecek şekildeki modellerdir.

Ayrıca, IPP vs. planı kesin belli olmadığı enerji kaynakları fazla olup yıllar sonar nakil ünitesinin durumunun ne olacağı belirsizdir.

Bundan sonra TEIAS'da güney kesimdeki nükleer enerji nakil planı, karadenizdeki Sinop nükleer enerji, termik santral vs.nin elektrik nakiline el atıp, 2012~2013yıllarında planlamanın etkin olması düşünülmekte. Şu an için bunların uygun üniteleri mevcut değildir.

### 3.4 Sistem İşleyiş Durumu ve Değerlendirmesi

#### 3.4.1 Elektrik pazarının özeti

Türkiye'de elektrik satışı karşılıklı anlaşmalarla ve elektrik alım satım pazarının kullanımı ile olmaktadır. Karşılıklı anlaşmalarla alım satım 80%'yi bulurken başlıca enerji üretim şirketleri ve dağıtım şirketleri/büyük alıcılar arasında anlaşmalar yapılır. Devletin iletim şirketi olan TEIAS, iletim sistemini elinde bulundururken, PMUM (Market Financial Settlement Center) tarafından elektrik alımsatım pazarını kontrol eder ve 20% satış buradan olur. Fiyatlar serbest piyasada belirlendiği için özgür Pazar piyasası da diyebiliriz.

Karşılıklı anlaşmalar, EUAS ile dağıtım şirketleri arasında, BO, BOT, TOR olarak herbir santralle TETAS arasında, TETAS ile dağıtım şirketleri arasında, IPP ile özel dağıtım şirketi/özelleştirme kapsamındaki tüketiciler arasında olmaktadır. TETAS, BOT tarzında özelleşmiş şirketler ve devlet elindeki EUAS'dan elektriği alır, TEDAS gibi dağıtımcılara satar bir şirkettir ve Pazar payının 45%'ine sahiptir. Autoproducer, kendi şirketi içinde üretip kullanmak dışında 5% kadarı başkalarına satılır.

Özelleştirme kapsamındaki tüketicilerin temel olarak yıllık tüketim miktarı 100MWh üzerindeki tüketiciler olmalıdırlar (aynı temel her yıl yenilenir, eskiden 480MWh). Özelleştirme kapsamı dışındaki kaynakları seçmek de mümkün olsa da, potansiyel olarak alıcıların 60% kadarı özelleştirme kapsamına girmiştir. 2009'daki SPO'ya göre enerji stratejisinde 2012'ye kadar özel ev alıcıları dışındaki tüm alıcılar özelleştirme kapsamında olacak, özel ev alıcıları da 2015'e kadar özelleşecektir.

Dağıtım şirketleri, 2004'den sonra TEDAS'ın özelleşmesi ile açılıp, Türkiye genelinde 21 dağıtım bölgesinden önceden beri özel olan Kayseri bölgesi hariç 20 bölge hakkında 2005 Mart ayında TEDAS şemsiyesinde 20 dağıtım şirketi ile yeniden düzenlenmiş, 2010 Ağustosuna kadar birkaç örnek hariç tüm girdiler ilan edilmiştir. 2010 Eylülünde 5 şirketin işletme hakkı verilmiştir. Özelleştirme belli bir süre işletme hakkının verilmesi (TOR tarzı) ile kaynak sahipliğinin TEDAS'da kalması şeklindedir. Yerel bağımsız dağıtım ve perakende satış işletme hakkı da EPDK'den verilmektedir. 2013'den sonra dağıtım sektörü ve perakende satış sektörü ayrılacak, perakende pazarı bağımsız olacaktır.

TEDAS şemsiyesindeki 15dağıtım şirketi "4628yasası" gereği, özelleştirme kapsamı dışındaki alıcıların elektrik ihtiyacının 85%'ni TETAS ve EUAS tarafından belirlenen yapıdaki (6portfolyo) santrallerden, 15%'ni elektrik alımsatım pazarından alırlar. TEDAS, 15 dağıtım şirketini temsilen 85%'e karşılık gelecek şekilde EUAS ve TETAS ile sözleşme yapar. "4628yasası" 2004'den itibaren 5 yıllık planla uygulansa da 2008'de 2 yıl uzatma kararlaştırılmış olup 2012'ye kadar geçerlidir.

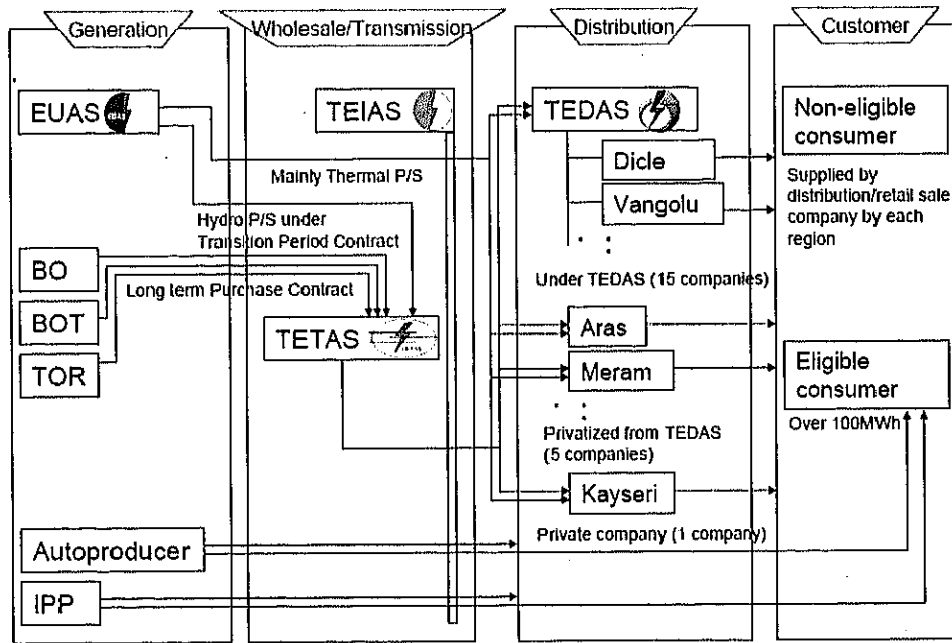
TETAS, 2001 yılındaki özelleştirme öncesi BOT tarsi ile inşa edilmiş üretici firmalar ile alım anlaşması yaptığındaki fiyat biraz yüksektir. Bu nedenle EUAS'ın "Transition Periyot Anlaşması" kapsamındaki hidro elektrik santrallerinin elektriğini ucuza alarak denge sağlanmaktadır. Son zamanlarda elektrik alımsatım pazarının fiyatları gitgide pahallanmaktadır.



Öte yandan, elektrik alımsatım pazarının kilit oyuncusu IPP ve dağıtım şirketleridir. Mevcut TEDAS şemsiyesindeki dağıtım şirketleri IPP ile anlaşma yapamaz, özel dağıtım şirketleri ile TETAS üzerinden IPP aracılıklı alım yapar. Ancak TETAS alım fiyatı, EMRA tarafından belirlenen üst sınırı aşamayacağından şu an için IPP olarak elektrik alımsatım pazarını kullanarak daha pahalı satış yapmak mümkündür. Sonuç olarak TETAS'ın talebine IPP tarafından karşılık gelmemiştir. Bununla birlikte enerji güvenliği açısından bakıldığında yeni sisteme göre IPP zorunlu olarak karşılıklı anlaşmaya yanaşmak zorunda kalacaktır. İşletme hakkı Türkiye'nin 2 büyük şirketinden biri olan Sabancı Holding'e geçmiş olan Ankara merkezli Orta Anadolu Bölgesindeki talebi karşılayan dağıtım şirketi Başkent Dağıtım Şirketi'nde 2010 Ağustos ayında elektrik kaynağı özelleştirme öncesi ile farklı olmayıp TETAS ve EUAS tarafından belirlenen portfolyodan yararlanılmaktadır.

Elektrik alımsatım pazarı 1 Ağustos 2006'da başlayıp o zamanlar günlük hesaplamayken 2009 1 Aralık itibarıyla daha iyi denge sağlanması amacıyla saatlik hesaplamaya geçildi. PMUM işletmesindeki PYS'ye göre Day Ahead Market ile NLDC işletmesindeki Balancing Power Market günlük pazara göre yapıldığından her ikisi de PMUM sistemine göre düzenlendiler.

TEIAS'ın bünyesinde yer alan PMUM, 48 kişilik bir yapı olup, günlük Pazar işletmesinin kontrolü dışında, planlama ve kural belirleyicilik, faturalama yapma tahsil etme işleri de yapmaktadır.



kaynak : EIE,TEIAS,TETAS,TEDAS

**Figür 3.6 Elektrik pazarı-Arz sözleşmeleri (Karşılıklı anlaşma) ilişkileri**

### 3.4.2 Talep İşleyişinin Durumu

#### (1) Yıllık enerji üretim planı

Tüm santraller yıllık üretim planlarını (aylık, günlük) önceki senenin Ağustos ayına kadar TEIAS'a beyan ederler. Eylül-Aralık arasında Enerji Bakanlığının evsahipliğinde EUAS, TEIAS, TETAS, TEDAS, yakıt satıcı şirketler (kömür, doğal gaz), hükümet (Enerji Bakanlığı, Başbakanlık Hazine Müsteşarlığı) sonraki yılın yıllık enerji üretimi planını görüşürler.

Hidro ile ilgili olarak devlet kurumu olan DSI, karar verip uygulayıcıdır. Bakım vs. için gereken enerji kesintisi, yıllık ihtiyaç planı değerlendirilerek kararlaştırılır. Örneğin termik tesisler, hidro tesislerin en verimli olduğu Mart-Mayıs ve Eylül-Kasım aylarında durdurulması sıkça tercih edilir.

Yıllık enerji üretim planlaması kesinleştikten sonra üretim şirketleri, satış şirketleri ve dağıtım şirketleriyle 1 yıl için karşılıklı anlaşmalar yapar. Bu anlaşmalarda 1 yıl için 8760 saatlik slotlar belirlenir. Bir kez kararlaştırıldıktan sonra aylık olarak elektrik alımsatım miktarları değiştirilemezken aylık temel miktar değişmeden bir sonraki ay ile artı eksi hesaplamalarda oynama yapılabilir.

## (2) Önceki Gün Pazar

Önceki gün pazarın talep kontrolü PMUM bünyesindeki PYS'yi kullanan pazara göre yapılır.

11:30'a kadar sonraki günün ihtiyaç tahmini ve her bir santralin arz gücü PYS tarafından kaydedilir. Ertesi günün tahmini ihtiyacı NLDC tarafından yapılan 2009 Aralık 1 itibarıyla her bölgedeki dağıtım firmalarının karşılıklı PYS girdileri yapar. Ancak, mevcut durum değişim sürecindeki dağıtım şirketlerince ihtiyaç tahminleri yapılamadığından aslen NLDC girdileri yapar. Dahası TEDAS şemsiyesindeki dağıtım şirketleri TEDAS'dan her ay yollanan tahmini ihtiyaç esas alınarak her şirket tarafından gerekli miktar girilir.

Her santralin arz gücü EUAS şemsiyesindeki santraller ve TEDAS anlaşmalı BO, BOT, TOR santralleri, özel santraller anlaşmaları dahilindeki üretim planlama miktarları çıkış gücünü arttırdıklarındaki fiyatlar, azalttıklarındaki fiyatlar her saat başı takip edilebilir. Bu nedenle EUAS şemsiyesindeki santraller 9:00'a kadar sonraki günün üretim planlamasını EUAS'a yollayıp, bunları EUAS girdi yapar. TEDAS anlaşmalı BO, BOT, TOR santrallerinin temsilciliği ile birlikte sözleşmeli olunan EUAS şemsiyesindeki hidro santrallerle ilgili girdiler de yapar.

Bu noktadaki fiyatlar Erken Ortalama Fiyatlar olarak ortalama fiyatların açıklanması yapılır. Bunu temel alan arz sahipleri ve talep sahipleri farkları hesaplayarak 14:00'e kadar alımsatımı bitirirler.

Bundan sonra 14:00~16:00 arasında girdi miktarlarının kontrolü yapılır, 16:00 olduğundaysa önceki pazarda Günlük Üretim Programı, Günlük Fiyat belirlenmesiyle birlikte sonraki günün planı PMUM'da duyurulur.

## (3) Bugün Pazarı

Önceki gün pazarında sonraki günün üretim planı belirlendikten sonra NLDC bünyesindeki DGP, bugün pazarının ayarlamalarını yapar. Burada önceki gün pazarında belirlenen çıkış gücünün artı eksi durumundaki fiyatlar ile artı eksi mümkünlik sınırlamaları girilir (girdiler 16:00'ya kadar), 18:30'da alımsatım belirlenir.

Bugünün elektrik sağlama işleyişi İstihkak Sipariş Sistemiyle PMUM tarafından ilan edilen İşlem Sipariş listesinden ücret sırasına göre işlemci belirlenir, 15 dakika öncesine kadar PMUM'da ilanıyla birlikte ilgili LDC'ye bağlantı yapılır.

Bazen bir santralde kaza meydana gelebilir, üretim planlama miktarları yakalanamaz. PMUM tarafından bugünün pazarından belli miktar ayarlamalar yapılır ücretler santralden tahsil edilir. Bu nedenle, penaltı riskinden kaçınmak için santrallerde acil durumlar için yedek güç stoklama yapılarak işleyecek şekilde planlama ve operasyon yapılır.

## (4) Frekans Kontrolü

Temel frekans 50.0Hz olup, 49.8Hz~50.2Hz aralığında kontrol edilir.

Yan hizmetler olarak saniyeler~dakikalar arası ihtiyaç değişimlerine göre frekans ayarlayıcı kontrolü yapan Birincil frekans kontrolü, dakikalar~15 dakika arası ihtiyaç değişimlerine göre ayarlayıcı kontrolü yapan İkincil frekans kontrolü, 15 dakika üzeri ihtiyaç değişimlerini kontrol eden Üçüncül frekans kontrolü vardır.

Birincil frekans kontrolü, frekans değişimlerine göre jeneratörün hız ayarlayıcısından çıkan elektriği değiştirir, bunun karşılığında da geri dönüşümlü enerji harici, çıkışı 50MW üzeri olan üniteler ve toplam çıkışı 100MW üzeri olan santrallere 2% kadar GF olarak işletim imkanı saklama yapar, sözleşmeye göre bu miktarın ücretini ödeyen Unite Ücret Kontrolü çerçevesinde 3 aylık sabit fiyat olmaktadır. Tüm ülkede toplam 110 yerde 700MW stoklamak mümkündür. Birincil kontrolün saklama miktarında 50%'si 15 saniye içinde, toplamı 30 saniye içinde çalışarak, 15 dakikalık işlem mümkün olacak şekilde saklama yapılır. Bu durumda kapsamdaki santraller içinden kömür enerjisini saklamamın zor olduğu teknolojiye sahip yerlerde 2% kadar başka yerlerden alınabilir, ya da kendi firmasının başka santralinden de sağlayabilir.

İkincil frekans kontrolü NLDC'de bulunan EMS/SCADA sisteminin AGC özelliği ile kontrol edilir. Kapsamındakiler Birincil frekans kontrolü ile aynı şekilde çıkış gücü 50MW üzerindeki üniteler ve toplam çıkışı 100MW üzeri olan santrallerle Birincil frekans kontrolünden farklı olarak saklama oranını ayarlayıp, ülke genelinde 700MW saklamak mümkündür. Kapsamındaki santraller elektrik alımsatım pazarının önceki gün pazarında çıkış artı eksi olanağı olan miktarların girdisinin yapıldığı üreticiler içerisinde en düşük ücret sırasına göre seçileceğinden ücretler her gün değişir.

Üçüncül frekans kontrolü olarak 15 dakika içinde çalışabilen duran santral seçilir. Bugün pazarının ayarlaması için miktar belirlenmez.

### 3.4.2 Sistem İşleyiş Durumu

#### (1) Güç Besleme Sistemi

2001'de Türkiye Enerji Pazarı yasasına göre TEIAS (İletim), TETAS (Pazarlama), EUAS (Üretim) olarak 3 şirket kurulup, TEIAS elektrik sisteminin işleyişi ve elektrik pazarının kontrolünü sağlamaya başladı.

Talep-Sistem kontrolü Ankara yakınlarındaki NLDC ve 9 yerdeki bölge güç besleme merkezleri tarafından yapılır. NLDC'de ihtiyaç ayarlamaları ve 380kV sistemi, komşu ülkelerle bağlantı hatları idare edilirken, bölgesel LDC'lerde 154kV, 66kV sistemlerinin işleyişi idare edilir.

İletim sistemlerinin ünite bakımı vs. Durdurma planlamaları idareci konumundaki LDC tarafından ayarlanır, kararlaştırılır, taşımayla ilgili ünitelerin bakımı ve koruması her bölgedeki TEIAS ait 22 merkezde yapılır.

**Tablo 3. 13 Bölgesel güç beslemelerinin sorumluluk sınırları**

Güç Besleyici	Bulunduğu yer	Sorumluluk sınırı
Thrace LDC	Istanbul (İkitelli)	TRAKYA YTM
North West Anatolia LDC	Adapazari (Adapazari)	KUZEYBATI YTM
North East Anatolia LDC	Samsun (Çarşamba)	ORTA KARADENİZ YTM
West Anatolia LDC	Izmir (İzmir)	BATI ANADOLU YTM
West Mediterranean LDC	Antalya (Kepez)	BATI AKDENİZ YTM
East Mediterranean LDC	Adana (Çukurova)	DOĞU AKDENİZ YTM
Central Anatolia LDC	Ankara (Gölbaşı)	ORTA ANADOLU YTM
East Anatolia LDC	Erzurum (Erzurum)	DOĞU ANADOLU YTM
South East Anatolia LDC	Elazığ (Keban)	GÜNEYDOĞU ANADOLU YTM

kaynak : TEIAS kaynakları

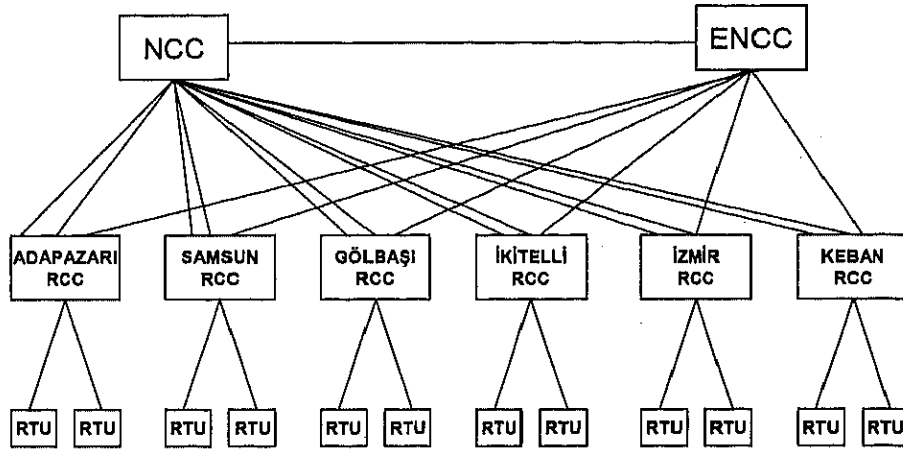
## (2) SCADA sistemi uyum durumu

SCADA/EMS sistemi, 80'li yılların ortalarında NLDC ve 5 yerdeki LDC'de, 50 yerdeki RTU ile ortak uyumlandırılır. Sonrasında 2004'de NLDC ile 6 yerde (Adapazari, Samsun, Keban, İzmir, Ikitelli ve Golbasi)LDC'ye adapte edilir ve günümüze gelir. Hepsi de SIEMENS ürünüdür.

Tablo 3. 14 SCADA sistemi uyum durumu

NLDC	SCADA/EMS Sistem
Acil durumda NLDC	SCADA/EMS Sistem
Bölgesel LDC (toplam 9 yer)	SCADA Sistem : 6 yerde alım
RTU	205 yerde yerleştirme
Hız ayarlayıcı S/S	1 ayarlayıcıya adapte
Jeneratör AGC kontrolü	25 fazlası yerde santral

kaynak : TEIAS belgeleri



(NCC=NLDC, ENCC=Acil durum NLDC)

kaynak : TEIAS belgeleri

Figür 3. 7 EMS/SCADA Sistem arasında veri iletimi

SCADA Sistemdeki 6 yerin bölgesel LDC'de bulunan sistemi takip edebilir de SCADA Sistem olmayan LDC için periyodik olarak NLDC system gözlemleyicisi yerleştirilir, tüm ülke anlayacak şekilde very paylaşılır.

İzleme dışındaki sistemler, mevcut 380kV iletim sistemi ile 50MW üzeri santraller olarak var olup, 205 yerde RTU vardır. Buna göre AÇ/KAPA durumu, sayısız verinin 80%'ini oluşturur. Bundan sonar izleme kapsamını genişletip 1 yılda 100 kadar yerde RTU konuşlandırma planı vardır.

Güç besleyicilerin tamamı insanlı olup NLDC, bölgesel LDC tarafından besleyicilerde telefon ayarlamalarıyla emirler iletilir. Hız ayarı yapabilen besleyiciler İstanbul LDC içinde 11 tanedir, gaz filtresi takılıdır.

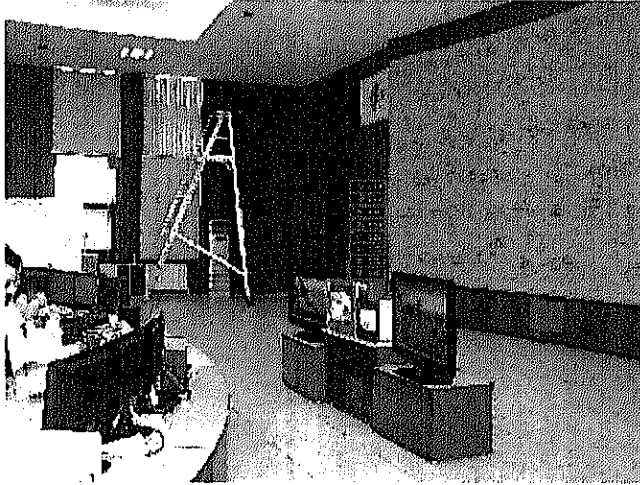
Güç besleyicilerin eğitim simülâtör, NLDC ile aynı binadadır. LDC ile bağlantılır da iç hat sayısı az olduğundan LDC çalışanları da NLDC'de eğitim alırlar. Acil durumlar için NLDC, Ankara TEIAS merkezinin zemin katındadır, NLDC acil durumlarında devreye girmeye hazırdır.

## (3) NLDC'de durum

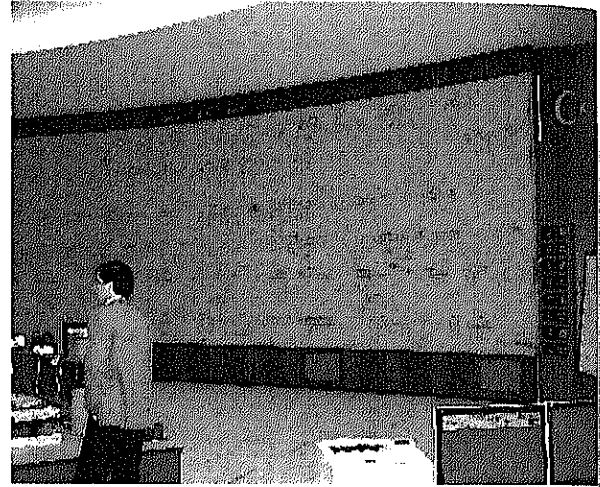
- NLDC'de Türkiye'deki system işleyişi, ihtiyaç dengeleri kontrolü, kalite kontrol yapılır. Yetkili takımın durumu daha önce verilen bilgiye göre 1 takım 4-5 kişiden oluşur. İşlemciler arasında 2

kişi mühendis olup, PMUM tarafından seçilirler.

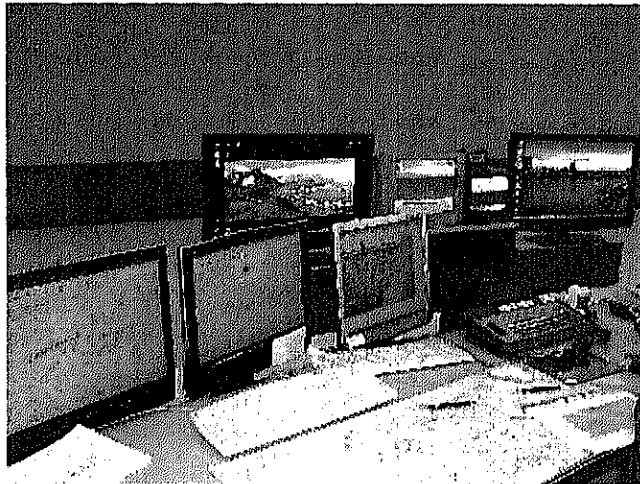
- Takip odası sistem izleme tahtasının üst kısmında gerçek zaman ve frekans kontrol zamanı vardır, dakikalık farklar vardır. Frekans kontrol, gerçek zamana ayarlanmasındaki temel yukarıda daha önce anlatılmaktadır.
- Frekans ayarlayıcı işleyişinde 49.95Hz~50.05Hz aralığı hedeflenir.
- İhtiyaç ayarlayıcı, o an kullanılan santrallerden en ekonomik uyumlu olanı seçer, PMUM Sistemi ve telefon ile üreticideki çıkış gücü ayarlanır.
- Arz güvenirliliği, N-1 esas almaktadır.



Resim 3.1 NLDC izleme odası



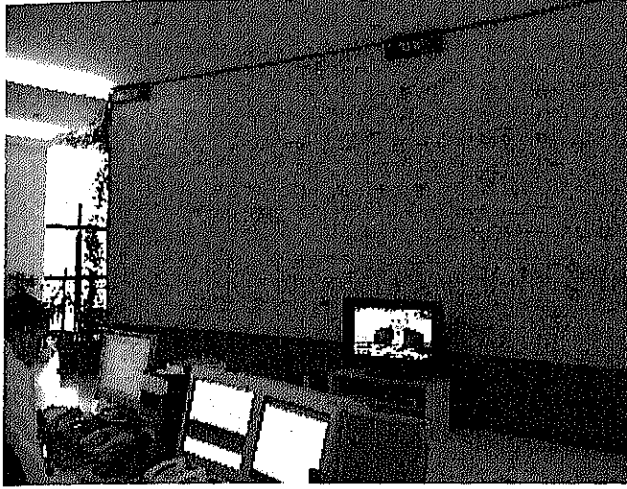
Resim 3.2 NLDC izleme odasında gözlem



Resim 3.3 NLDC komut odasının komut masası

#### (4) Orta Anadolu LDC durumu

- Orta Anadolu LDC'lerde 13 bölge ele alınır, 11 yerde 380kV güç düzenleyici, 93 yerde 154kV düzenleyici vardır.
- 3 sistemli 3 adlı operatör ve şef bağlantılı yapısıdır.



Resim 3.4 Orta Anadolu LDC komut odası



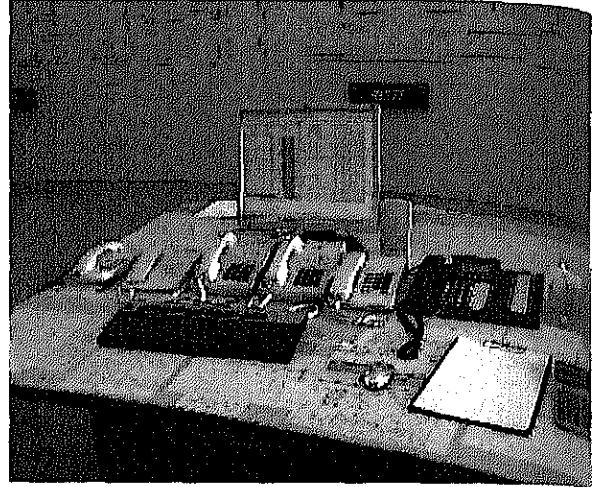
Resim 3.5 Orta Anadolu LDC komut odası

#### (5) İstanbul (Trakya) LDC Durumu

- Bölge sisteminde Boğaz kıyıları ile Dardanel sahillerinden Avrupa tarafı İstanbulu içeren Türkiye'nin Avrupa yakası sorumluluk alanını oluşturur, ihtiyaç oranı Türkiye'nin 1/6 sı ile 500MW'dir.
- Son zamanlarda (2010 Mayıs ortaları) ihtiyaç haftaiçi 2,500MW (en az)~4,500MW (en çok), pazarları 2,050MW (en az)~3,100MW (çok)olmuştur.
- Boğaz kıyılarında 380kV4 hattı, 154kV2 hattı iletimi vardır. 380kV4 hattı 4,500MW, normalde, Asya tarafından 1,000MW (en az talep sırasında)~2,000MW (en fazla)akım vardır.
- İzlenen güç besleyici, 380kV besleyici 12yerde, 154kV besleyici 59yerde olmak üzere toplam 71 besleyicidir. Onlin olarak bilgi almak mümkün olanları yarısından fazladır.
- Bölgenin özelliği: İstanbul içinde Avrupa yakasında daha fazla işletme toplanmış olup ekonomi merkezlerinin 95%'i buradadır. Enerji iletim hattının yeraltında geçirilmesi büyük ölçüde tamamlanmıştır.
- Gerilim kontrolü akım değiştirici tıpa, karşılıklı ayarlama ünitesi ile yapılır. Gerilim, gerekli sınırlamaları aştığı takdirde güç besleyiciyle irtibat kurulur ve ayarlama yapılır.
- Dardanel kıyılarını 380kV iletim hattı ile bağlama planı 2014'de tamamlanması planlanmaktadır.
- Çalışanlar 29 kişidir (Mühendis 10, teknisyen 15, işletmeci 3kişi)
- Komut işlemi 3değiştirici, 4takım, 4kişi/takım.
- İstanbul LDC ile komşu olan ve ülkedeki önemli besleyicilerden bir olan İkitelli güç besleyicisi vardır. 380/154kV×2adet, 380/33kV×2adet, 154/33kV×2adet.
- Güç besleyicinin ana hattı ikili ana hat + değiştirici anahat şeklinde yapılandırılmıştır.
- İletişim sistemi fiberoptik ve PLC. Mikro kablosuz hat kullanılmaz.
- İstanbul LDC alt katında kontrol merkezi (SCC) vardır, buradan 11 yerdeki güç besleyicilerin hız kontrolü yapılmaktadır. SCC kontrol odasında izleme tahtası yoktur, sadece monitörlerle takip yapılır.
- SCC monitörleri LDC ile tamamen aynı sistem (SIEMENS) olup, kapsamındaki yerler için işlem yapma özelliği vardır. SCC de 2 operatör dönüşümlü olarak çalışır.



Resim 3.6 İstanbul LDC Komut Odası



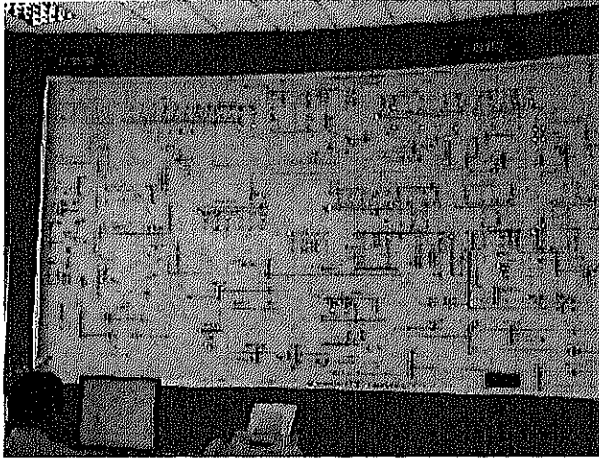
Resim 3.7 İstanbul LDC Komut Odası

(6) İzmir (Batı Anadolu)LDC durumu

- Türkiye'nin Batı Ege bölgesinde 6 yeri kontrol eder.
- 76 yerde santraller vardır, mevcut üretim miktarı 7,500MW'dir. 2010'da arz imkanı olan elektrik miktarı 46,000GWh, 2009'da planlanan 35,000GWh'ye karşılık, tüketim 31,000GWh'dir. 2009'da tavan 5,777MW'dir.
- Bölgenin özelliklerinden yazları tavan yapma hızlı olup, 2000'e kadar kışları tavan (Aralık ve Ocak 18:00-19:00), 2000 sonrasında yazları tavan (Temmuz ve Ağustos 14:00-15:00) yapmıştır.
- İdare edilen güç besleyici sayısı, 380kV : 8yer, 154kV : 83yer. Santral, 380kV : 6yer, 154kV : 21yer. Güç besleyici toplam miktarı 17,750MVA.
- SCADA Sistem ile monitörleme yapılan santral sayısı, 380kV : 22yer, 154kV : 48yer. Ancak buna Anadolu bölgesi güç besleyiciler de dahildir. Gelecekte bunların tamamını RTU konuşlandıracaktır.
- SCADA adaptasyonu yapılan yıl 1989. Antalya bölgesi LDC (önceden İzmir ile bağlıydı, yeni ayrıldı) halen SCADA yoktur.
- Çevre bölgelerle bağlantı hattı, 380kV iletim hattı (600MW)3cct (Adapazarı 2cct,Akdeniz 1cct), 154kV iletim hattı (60MW)16cct (Adapazarı 10cct,Akdeniz 6cct)
- Gerilim düzenleyici olarak Demirköy hidrolik, Kemer Hidrolik, Aria termiksantrallerini eşzamanlı düzenleyici olarak kullanır.
- Yükleme tıpası çevirici aparatı 380kV tam çeviricide vardır, işlem elle yapılır. Komutu buradaki system operatörü verir.
- Gerilim sınırı 10%. İşleyişte 5% değişim öngörülmür. 380kV sisteminde 340kV~420kV arasında sınırlama vardır.
- Rüzgar enerjisinin oranı 12% civarındadır, gerilim değişim etkisi falan yoktur. Rüzgar enerjisinin payının artırılacağı 2015 yılında sorun çıkabilir. Çözüm olarak bağımsız rüzgar durumu ölçümleri yapıyor.
- Jeneratörlerden etkisiz elektrik gücü tazminatı EUAS dışındaki özel üretici şirketlerden alınmaktadır. 1 Ağustos itibariyle bu da ödenmeye başlanacaktır. Bu "must" yan hizmetlerden olup, yerine getirilmezse penaltı cezası vardır.
- Tüm Ege'yi etkileyen elektrik kesintisi 2006'da 1 kez oldu. 1 hatta arıza ise sıkca oluyor.
- Bölgenin özelliği olarak, İzmir, Manisa endüstri merkezi, Aydın, Muğla turizm merkezidir. Sahil bölgesinde koruyucu bariye olmadığı için yaz kış arası farklılıklar çoktur tüketim de farklılık gösterir. 10 sene öncesine kadar klima yaygın hale gelmeye başlamışve şimdi hemen her evde

vardır.

- Bölgedeki hidrolik enerji, barajların biriktirme amaçlı olmasından dolayı tavan dönemlerinde kullanılamaz. Bu nedenle, tavan dönemlerinde temel olarak dışarıdan destek alınmaktadır.  $380kV*3cct : 600MW*3=1,800MW$ ,  $154kV*16cct : 60MW*16=960MW$ .
- Adapazarı'nda 2 yer, Bursa'da 3 yerdeki araba fabrikaları olduğundan gece ihtiyacı vardır.
- LDC çalışanı 35kişi, operatör4 kişilik 1 takım, toplam 4 takım.
- Kısa miktarlı önlem olarak, şalter miktarının artırılması, güç besleyici anahattın bölünmesi önlemleri kullanılır.
- İzmir LDV ile bağlı Isikla güç besleyicisi vardır.

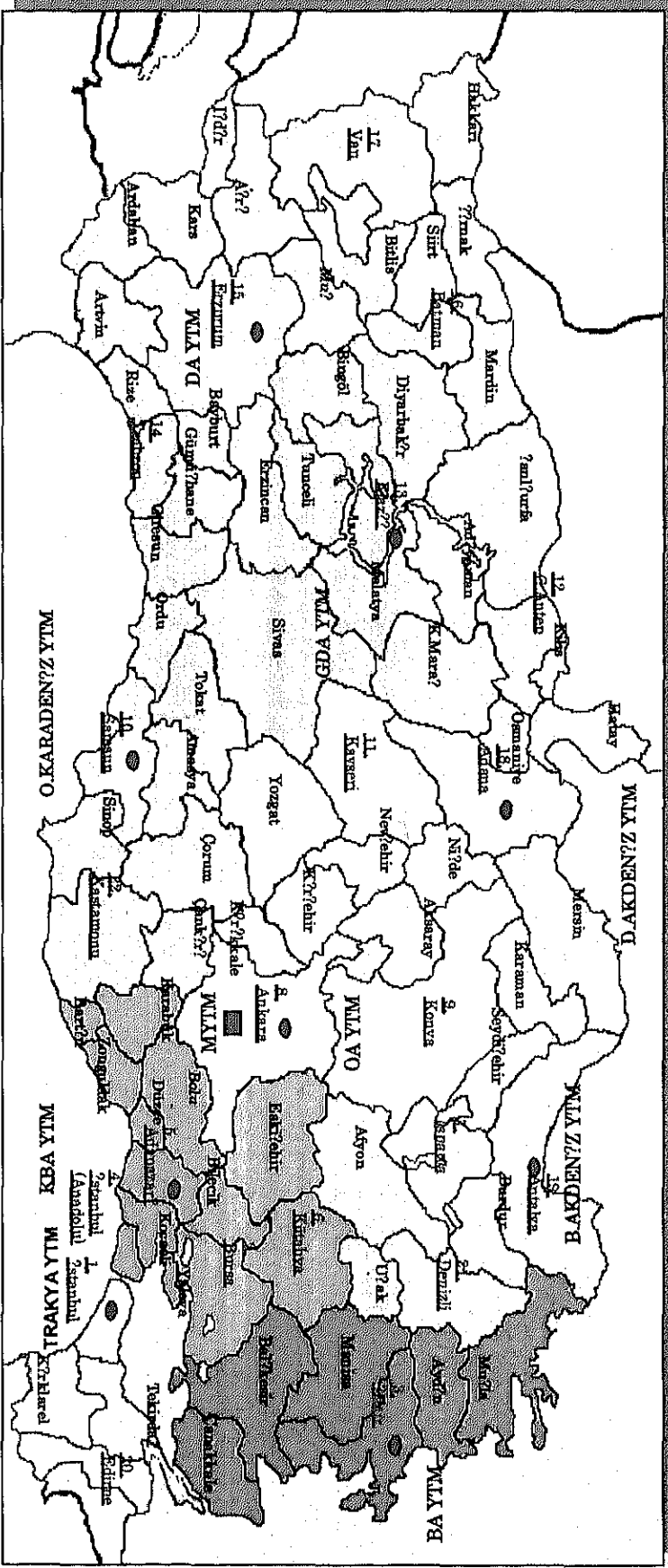


Resim 3.8 İzmir LDC Komut Odası



Resim 3.9 İzmir LDC Komut Odası





kaynak : TEIAS

Figür 3. 8 Bölgesel LDC sorumluluk alanları





## Bölüm 4 Doruk Güç Optimizasyon Desteği Projesi

### 4.1 Yedek İnceleme

#### 4.1.1 WASP Tarafından Yapılan İncelemenin Değerlendirilmesi

TEIAS, 2004'e kadar Türkiye'nin enerji kaynaklarının analizini WASP-4 adı verilen bir yazılım ile gerçekleştirmiştir. En yeni analiz sonuçları 2004 yılı Kasım ayında yayınlanan "Türkiye güç geliştirme planlaması 2005-2020" olmuştur. Ondan sonra bu sonuçlar yenilenmemiştir. Bu bölümde TEIAS'ın bu analizini inceleyip değerlendireceğiz. Ayrıca zamandan kazanmak için, WASP çalışmasında kullanılan bir kısım veriyi (Örn: Mevcut santrallerin teknik verileri vs.) bu JICA çalışmasında da alıntı yapacağız.

2004 yılında gerçekleştirilen en yeni sürüm WASP çalışmasına göre aşağıdaki yöntemle analiz yapılmıştır: 1) Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı (kısaca MENR) tarafından MAED adı verilen yazılım kullanılarak ihtiyaç tahmini yapılır, 2) Bu ihtiyaç tahmininin miktarını karşılaması gereken TEIAS tarafından kaynakların arzı planlaması, 3) WASP-4 denilen yazılımın kullanıldığı TEIAS tarafından ekonomik uygunluğu olan enerji kaynakları geliştirme planı analizi yapılır.

Başlıca inceleme konuları şöyledir.

- Analiz süresi: 2005'den 2020'ye kadar.
- Tahmini ihtiyaç oranı: Senaryo 1) 7.9%, Senaryo 2) 6.4%
- Önemli geliştirme prensibi.
  - ✧ Yakıt: Enerji üretimi için kullanılan doğal gazın yıllık kullanım miktarı sınırı 30 billion m<sup>3</sup>. Öte yandan, yıllık 20 billion m<sup>3</sup> üzerinde arz garanti edilmektedir. İthal kömür kullanım miktarı yıllık 15 million ton (6,000 MW) ile sınırlıdır.
  - ✧ Yıllık çalıştırma (Enerji Üretim)süresi: Mevcut termik enerji santralleri 6,500 saat (yükleme oranı 75%). Gelecek adaptasyon termik santrallerde kömür enerjisinin 6,500 saatinin haricinde, 7,000 saat (yükleme oranı 80%) olacaktır.
  - ✧ Yakıt bulumna miktarı: Ulusal Linyit kömürü) 18,790 MW (120 billion kWh). İçerisinde 6,520MW (42 billion kWh) aktif, 2,200MW (11 billion kWh) inşaat halinde, ya da lisans almış, 10,070 MW (67 billion kWh) değerlendirilecek. Taş kömürü) 1,755 MW (11 billion kWh). İçerisinde 555 MW (3.1 billion kWh) aktif, 1,200 MW (7.8 billion kWh) değerlendirilecek. Hidro enerji) 36,355 MW (129 billion kWh). İçerisinde 12,578 MW (45 billion kWh) aktif, 3,254 MW (11 billion kWh) inşaat halinde veya lisansını almış, 20,423 MW (74 billion kWh) değerlendirilecek.
  - ✧ Yağış verisi: Geçmiş 30 yılın toplamına bakılarak elde edilen su miktarının enerji suyunda kullanımı verisi olarak, sulu yılda ortalama yağış miktarının 65%'i, toprak yılda 20% si, kurak yılda 15%'idir. Yıllık enerji üretimi miktarı bazında, kurak yıl ile sulu yıl oranı 4 kat kadar olmaktadır.
  - ✧ LOLP (Loss Of Load Probability) 2%, (LOLE (Loss Of Load Expectation) hesaplaması yıllık 175saat). Elektrik yetersizliğinin maliyeti, 1USD/kWh.

Tablo 4. 1 Mevcut termik santrallerin verilerini ayrıntılı olarak gösterir. Değerler, 2006 sonu değerlerdir.

Tablo 4.1 Mevcut termik santral verileri

Plant's name	Unit power		# of unit	Plant's installed power [MW]	Yearly generation [GWh]	Heat consumption [kcal/kWh]			Maint. duration [day/year]	Forced outage rate [%]	Average calorific value [kcal/kg]	Fuel cost		O&M cost		Emission Factor [% of fuel]	
	Min. [M W]	Max [MW]				At Base load	Ave. Incremental	At max load				[USD/ton]	[cent/10 <sup>6</sup> kcal]	Fixed [USD/k W/Mo]	Variable [USD/M Wh]	Sox	CO <sub>2</sub>
Catalagi B	90	150	2	300	1,950	2,641	2,383	2,538	60	10	3,200	38.6	1,205	2.86	1.20	0.66	124.91
Elbistan A 1-4	221	339	4	1,356	2,203	2,803	2,641	2,747	60	10	1,050	10.4	995	1.94	0.93	1.99	66.28
Cayirhan	90	155	4	620	4,30	2,665	2,473	2,584	60	10	1,184	14.0	1,181	4.77	4.11	0.21	85.85
Kangal	94	152	3	456	2,694	2,753	2,690	2,729	60	10	1,300	10.3	789	3.46	0.99	3.11	64.74
Kemerkoç	126	210	3	630	4,095	2,656	2,137	2,448	60	10	1,689	9.6	566	1.36	1.11	3.53	73.39
Örhaneli	126	210	1	210	1,365	2,421	2,164	2,318	60	10	2,350	28.7	1,221	3.26	3.28	0.12	99.99
Seyitomer	97	150	4	600	3,900	2,796	2,328	2,631	60	10	1,750	10.4	592	2.28	0.77	1.55	74.71
Soma B	132	172	6	1,032	6,708	2,731	2,571	2,694	60	10	2,300	22.4	975	1.17	0.50	1.08	82.15
Tuncbilek	105	122	3	366	2,379	2,808	2,072	2,707	60	10	2,350	34.3	1,459	3.63	1.00	2.36	97.5
Yaragan	126	210	3	630	4,095	2,900	2,219	2,628	60	10	1,906	14.6	766	2.92	0.88	2.64	82.08
Yenikoç	126	210	2	420	2,730	2,667	2,041	2,417	60	10	1,647	10.5	639	2.57	0.69	2.83	72.59
Ambarlı-DG	100	450	3	1,350	8,775	2,061	1,670	1,757	60	10	8,383	166.3	1,984	0.35	2.33	0	220.87
Hamitabat	90	280	4	1,120	7,280	2,977	1,368	1,885	60	10	8,116	171.7	2,115	0.65	0.07	0	220.87
Bursa	360	716,716	22	1,432	9,308	1,806	1,319	1,564	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	0	220.87
Ambarlı + Hopa	100	170	4	680	4,420	2,390	2,204	2,313	60	10	9,600	218.0	2,271	0.77	0.11	2	312.44
Aliaga GT	30	30	6	180	1,170	2,660	0	2,660	60	10	9,600	427.4	4,452	2.54	0.11	2	312.44
YİD Gas	340	679	7	4,753	30,895	1,806	1,322	1,564	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	0	220.87
Auto producer	260	260	6	1,560	10,140	3,500	0	3,500	60	10	9,600	218.0	2,271	0.7	0.11	2	312.44
Yeni Auto producer	122	244	14	3,416	22,204	1,806	1,322	1,564	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	0	220.87
YİD	360	725	2	1,450	9,425	1,806	1,322	1,562	60	10	8,347	171.0	2,049	0.47	0	0	220.87
EUAS others	24	24	1	24	156	2,660	0	2,638	60	10	10,300	458.6	4,452	2.54	0.11	2	312.44
YİTH.Kom	380	758	2	1,516	9,85	2,556	2,155	2,356	60	10	6,000	50.0	833	4.98	2.38	0.08	227.17
Can	75	160	2	320	2,080	1,973	1,853	1,909	60	10	2,600	49.3	1,896	3	1.00	0.2	64.74
Elbistan B	103	344	4	1,376	8,944	2,399	2,322	2,352	60	10	1,050	10.4	995	3.31	5.06	0.1	66.28
Mobile	124	265	3	795	5,168	2,390	2,245	2,313	60	10	9,600	218.0	2,271	1.53	0.29	2	312.44

Hidro elektrik santrallerinin verilerini analiz ederken, suyun tipi, boyutu, yükleme oranı vs.den tüm santralleri 2'ye (HYDA, HYDB) ayırmak gerekir. Her iki veri de 2006 sonuna aittir. Veriler Tablo 4.2'de görülebilir.

Tablo 4.2 Mevcut Hidro Santrallerin Verileri

HYDA					HYDB			
Installed capacity: 11,202 MW					Installed capacity: 3,173 MW			
O&M (FIX) cost: 0.33 USD/kW-Mo.					O&M (FIX) cost: 0.33 USD/kW-Mo.			
Average year's operation					Average year's operation			
Project 1: 5,606 MW					Project 1: 1,366 MW			
Regulated energy: 677 GWh					Regulated energy: 187 GWh			
	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Hours / day (working days)	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Hours / day (working days)
Q1	885	3,824	1,650	6.6	245	902	457	7.8
Q2	2,130	3,196	1,316	6.3	589	709	364	7.9
Q3	1,065	3,868	2,850	6.3	295	908	789	13.3
Q4	1,092	3,673	2,592	11.3	302	859	717	12.8
Project 2: 5,606 MW					Project 2: 297 MW			
Regulated energy: 677 GWh					Regulated energy: 29 GWh			
Q1	885	3,824	1,650	6.6	37	212	68	4.9
Q2	2,130	3,196	1,316	6.3	90	193	53	4.2
Q3	1,065	3,868	2,850	6.3	45	217	112	8
Q4	1,092	3,673	2,592	11.3	46	207	110	8.1
Project 3: 800 MW					Project 3: 800 MW			
Regulated energy: 687 GWh					Regulated energy: 687 GWh			
				Q1	114	523	235	6.8
				Q2	275	456	190	6.4
				Q3	138	540	389	11.1
				Q4	141	513	355	10.6
Project 4: 710 MW					Project 4: 710 MW			
Regulated energy: 271 GWh					Regulated energy: 271 GWh			
				Q1	93	504	212	6.5
				Q2	224	449	188	6.4
				Q3	112	512	345	10.3
				Q4	115	488	322	10.1
TOTAL					TOTAL			
	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Available [MW]	Base [MW]	Peak [MW]	Peaking Energy [GWh]	Available [MW]
Q1	1,770	7,684	3,300	9,418	489	2,151	972	2,640
Q2	4,260	6,392	2,632	7,904	1,178	1,806	795	2,985
Q3	2,141	7,735	5,700	9,866	589	2,177	1,635	2,766
Q4	2,184	7,346	5,184	9,530	604	2,067	1,503	2,671

Bilgi olması açısından, WASP çalışmasında kullanılan gelecek inşaat planlı santrallerin verileri de

Tablo 4. 3'de görülebilir.

Tablo 4.3 Gelecekte adaptasyon santrallerin verileri

Item	Unit	Lignite	Lignite (Elbistan)	Hard coal	Imported coal	Natural gas-1 (NGY2)	Natural gas-2 (NGYE)	Nuclear	Hydro-A/B
Installed capacity per unit	MW	160	360	300	500	275	700	1500	
Unit power (Min.)	MW	75	103	147	244	150	350	750	
Life time	Year	30	30	30	30	25	25	30	50
Unit construction cost (w/o interest)	USD/kW	1,400			1,200	750	600	1,750	
Foreign	USD/kW	L15A: 1,498	L350: 1,551	HC30: 1,467	CIMP: 1,290	749	599	1,978	HYDA: 270-680 HYDB: 250-600
Domestic	USD/kW	L15A: 180	L350: 175	190	106	102	82	495	HYDA: 500-1,260 HYDB: 470-1,120
Discount rate	%	10	10	10	10	10	10	10	10
Annual operation hour	Hour	6,588	6,588	6,588	6,588	7,020	7,020	7,020	7,020
F.O.R	%	10	10	10	10	10	10	10	10
Annual Maintenance date	Date	60	60	60	60	60	60	60	60
Heat rate (at max)	Kcal/kWh	1,909	2,352	2,456	2,356	1,593	1,566	2,620	
Heat rate (ave. incremental)	Kcal/kWh	1,853	2,332	2,148	2,155	1,297	1,326	2,480	
Heat rate (at base load)	Kcal/kWh	1,973	2,399	2,762	2,556	1,840	1,806	2,760	
Calorific value	Kcal/kg	2,470	1,128	3,500	6,000	8,100	8,100		
Fuel consumption	Gr/ kWh (*)	773	2,085	702	393	0.193	0.193		
Fuel cost	Cent/10 <sup>6</sup> kcal	868	445	1,293	833	1,966	1,966		
Fixed cost	USD/kW/yr	21	5	45	50	180	180		
Variable cost	O&M Cent/kWh	36	31.44	44.28	53.64	5.64	5.64	54.6	0.33 USD/kW-Mo.
Construction period	Year	4	5	4	4	3	3	8	5

Açıklama: 2010 Haziranında açıklanan Rusya'daki nükleer santrallerin toplam bütçesi 5,000MW'ye karşılık 200billion dolardır. Bu durumda nükleer santrallerin inşaatı kW başına 4,000 dolar kadardır.

\*: Doğal gaz birimi Nm<sup>3</sup>/kWh

(kaynak : WASP çalışması, 2004. TEIAS'ın verilerden yaptığı analizi esas alınarak oluşturulmuştur.)

## 4.1.2 WASP ve PDPAT karşılaştırması

## (1) WASP ve PDPAT hesaplama yöntemlerinin karşılaştırması

WASP ve PDPAT, enerji kaynaklarının ihtiyaç karşılamasını simülasyonla çıkarıp, ekonomik açıdan enerji kaynakları geliştirme planlamasının değerlendirmesini yapan temelde aynı özellikleri olan yazılımlardır. Hesaplama yönteminde ufak tefek farklılıklar vardır. WASP ve PDPAT'ın başlıca farkları aşağıda verilmiştir.

Tablo 4.4 WASP ve PDPAT'ın başlıca farkları

Madde	WASP	PDPAT
Output	Ekonomik temel olarak, hesaplama yılının en uygun enerji kaynağı geliştirme planını çıkarır	Bir enerji kaynağının geliştirme planı için, en ekonomik ihtiyaç işleyişini simülasyon yapıp işleyiş masrafını çıkarır.
İhtiyaç	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Yıllık en fazla elektrik ve devreler halinde (en çok 12) en fazla elektrik girdisi</li> <li>• Yıllık Demand Duration Curve verisinin girdisi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• her ayın en fazla ihtiyacını hafta içi ve tatil günlerinde saatlere göre veri girdisi</li> </ul>
Talebin işleyiş simülasyonu	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ayarlanan zamanlarda simülasyon</li> <li>• en fazla yüklemeye yakıt bedelini temel alan yüklemeye emri üzerinden temel yük analizi</li> <li>• başka ülkelerle bağlantı hatlarının simülasyonu yok</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• aylık/haftalık/günlük aralıklarda işleyişin simülasyonu</li> <li>• yakıt bedellerine göre yüklemeye analizi</li> <li>• başka ülkelerle bağlantı hatlarının simülasyonu var</li> </ul>

Yukarıdaki farklılıklara göre WASP ve PDPAT'ın hesaplama sonuçları farkının karşılaştırması-anlaşılması amacıyla WASP hesaplamasına göre Optimasyon Çözüm olarak verilen enerji kaynakları geliştirme planına karşılık, PDPAT'ın ihtiyaç işleyiş-ekonomiklik hesaplaması yapılmıştır. WASP verisi, TEIAS tarafından sağlanıp, PDPAT hesaplaması veri girdisinin hesapta birlik sağlanması açısından WASP verileri olduğu gibi kullanılmıştır. Bu hesaplamaların farklılığından dolayı girdi verilerinin farklılığına bazı verilerin eklenmesi gerekliliği doğmuştur.

## (a) Talep verisi

WASP verilerinde saatlere göre talep verisi alınmadığından, bu çalışmada elde edilen 2009 talep verileri ile WASP'ın yıllık en fazla talep verisinden saatlik talep verisi oluşturulmuştur.

## (b) Hidro enerji verisi

WASP verilerinin yıllık rakamları 4 dönemde ayarlandığından, her dönemdeki en yüksek ihtiyaç oranı karşılaştırmasından aylık Enerji Akışı oluşturulmuştur.

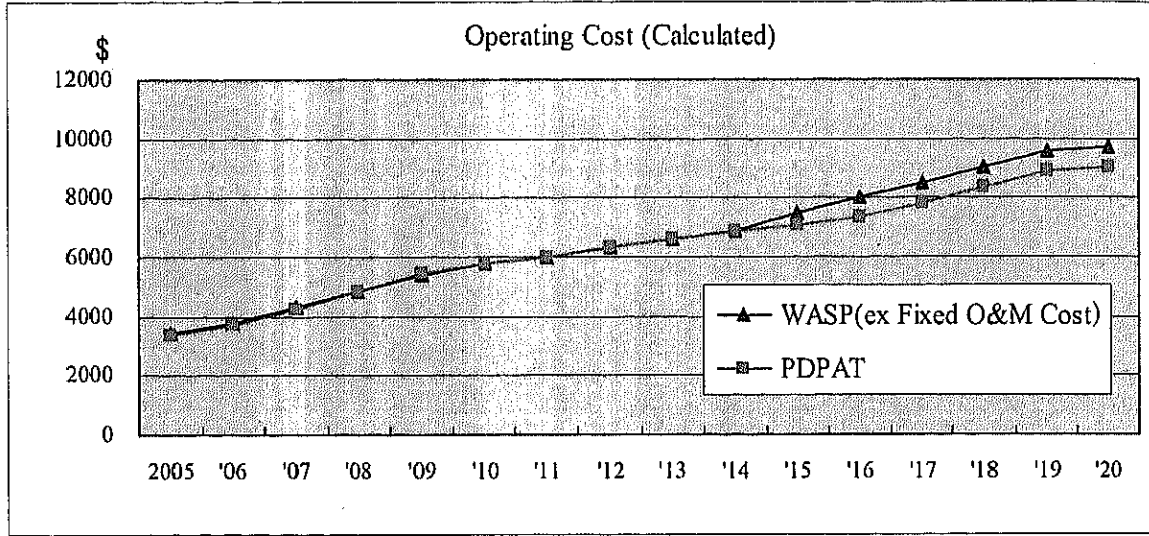
## (c) Termik santralin işleyiş

PDPAT hesaplamasında haftalık aralıklarla işleyiş ele alınmıştır.

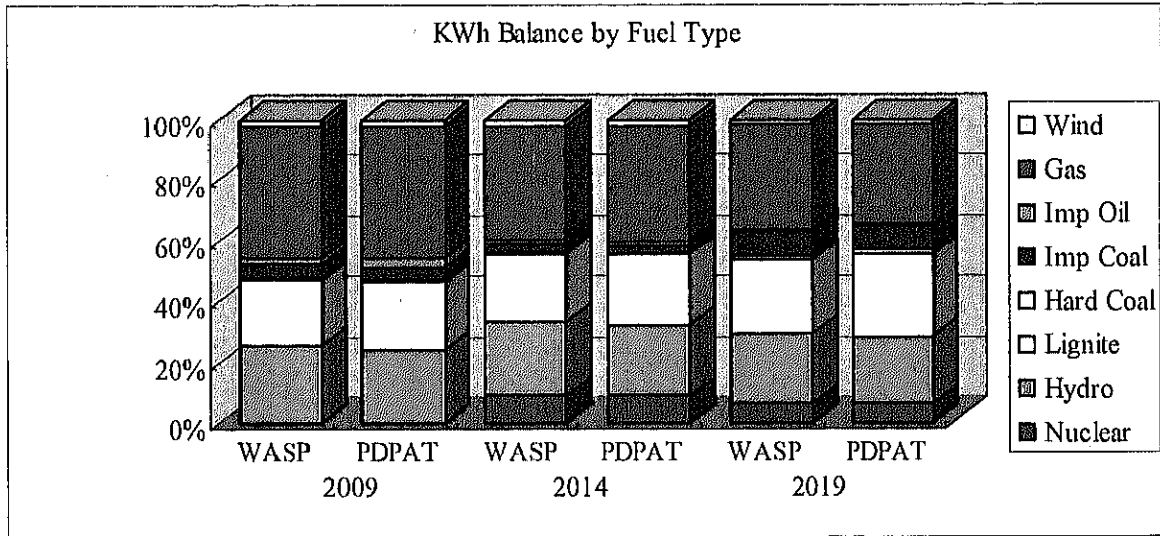


## (2) Hesaplama sonuçlarının karşılaştırılması

Operasyon masrafı, sırasıyla 2009, 2014, 2019 yılları kWh dengelerinin hesaplama sonuçlarının karşılaştırması aşağıda gösterilmiştir. Hesaplama yöntemindeki farklılığa rağmen talep işleyiş simülasyonunun sonucunun genelde benzer olduğu teyit edilebilir.



Figür 4.1 Comparison of Calculated Operation Cost



Figür 4.2 Comparison of kWh Balance Calculated

## 4.2 Çeşitli Güç Kaynaklarının Perdeleme Yöntemiyle Karşılaştırılması

Çeşitli güç kaynaklarının inşaat maliyetleri (sabit maliyetler) ve yakıt maliyetleri (değişken maliyetler) baz alınarak, santral bütçesi hesaplanmış, temel, orta, doruk güç üretimi incelenerek, bu gücün nasıl optimize edileceği değerlendirilmiştir.

### (1) İnşaat Maliyetleri

EIE tarafından teklif edilen çeşitli elektrik üretimi yöntemlerinin inşaat maliyetleri aşağıda belirtilmiştir.

**Tablo 4.5 Çeşitli Güç Kaynaklarının İnşaat Maliyetleri**

	EIE Tarafından Teklif Edilen Miktar
Doğal Gaz Termik	650 – 750 USD/kW
Linyit Termik	1600 USD/kW
İthal Taş Kömürü Termik	1450 – 1700 USD/kW
Hidro (Debili ve Pompalı)	1200 – 1500 USD/kW
Nükleer	1800 – 2700 USD/kW

Yukarıdaki veriler baz alınarak, temel şartlarda çeşitli güç kaynaklarının tipik inşaat maliyetleri aşağıdaki gibi şekillenmiştir.

**Tablo 4.6 Çeşitli Güç Kaynaklarının Tipik Birim İnşaat Maliyetleri**

	Temel Şartlarda
Doğal Gaz Termik (C/C)	700 USD/kW
Doğal Gaz Termik (GT)	500 USD/kW
Taş Kömürü Termik (ST)	800 USD/kW
Taş Kömürü Termik (GT)	500 USD/kW
Linyit Termik	1600 USD/kW
İthal Taş Kömürü Termik	1600 USD/kW
Hidro (Debili ve Pompalı)	1400 USD/kW
Pompalı Hidro	700 USD/kW
Nükleer	2400 USD/kW

### (2) Yıllık Sabit Maliyetler

Yukarıdaki inşaat maliyetleri baz alınarak, aşağıdaki yıllık sabit fiyatlar belirlenmiştir. Yıllık sabit fiyatlar, genel olarak, amortisman yöntemine göre farklılık gösterdiği için yıllık fiyatlar değişkendir; fiyatların en yüksek olduğu dönem operasyon başladıktan sonraki ilk yıldır. Burada, %10 faiz oranıyla, maliyet dengelenmesi gerçekleştirilmiştir. Su anda, santrallerin çalışma ömrü ve inşaat malzemelerinin eskime oranı hidro elektrik santrallerde 40 yıl, termik ve nükleer santrallerde 20 yıl olarak hesaplanmıştır.

**Tablo 4.7 Çeşitli Güç Kaynaklarının Yıllık Sabit Fiyatları**

	Birim İnşaat Maliyeti (USD/kW)	Gelişim Oranı (%)			Harcamalar (USD/kW/Yıl)
		Faiz, Amortisman	O&M Maaliyetleri	Toplam	
Doğal Gaz Termik (C/C)	700	11.75	4.5	16.25%	113.8
Doğal Gaz Termik (GT)	500	11.75	5.0	16.75%	83.8
Taş Kömürü Termik(ST)	800	11.75	2.5	14.25%	114.0
Linyit Termik	1600	11.75	3.5	15.25%	244.0
İthal TaşKömürü Termik	1600	11.75	3.5	15.25%	244.0
Genel Hidro	1400	10.23	0.5	10.73%	150.2
Pompalı Hidro	700	10.23	1.0	11.23%	78.6
Nükleer	2400	11.75	3.0	14.75%	354.0

**(3) Yakıt Maaliyetler**

Tahmini yakıt fiyatları 2009 yılında IEA tarafından yayınlana 2030 yılı tahminlerine göre belirlenmiştir. Aşağıdakiler öngörülen fiyatlardır.

**Tablo 4.8 IEA Öngörüsü**

		2008	2015	2020	2025	2030
Petrol	USD/bbl	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Doğal Gaz	USD/Mbtu	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
Kömür	USD/tonne	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40

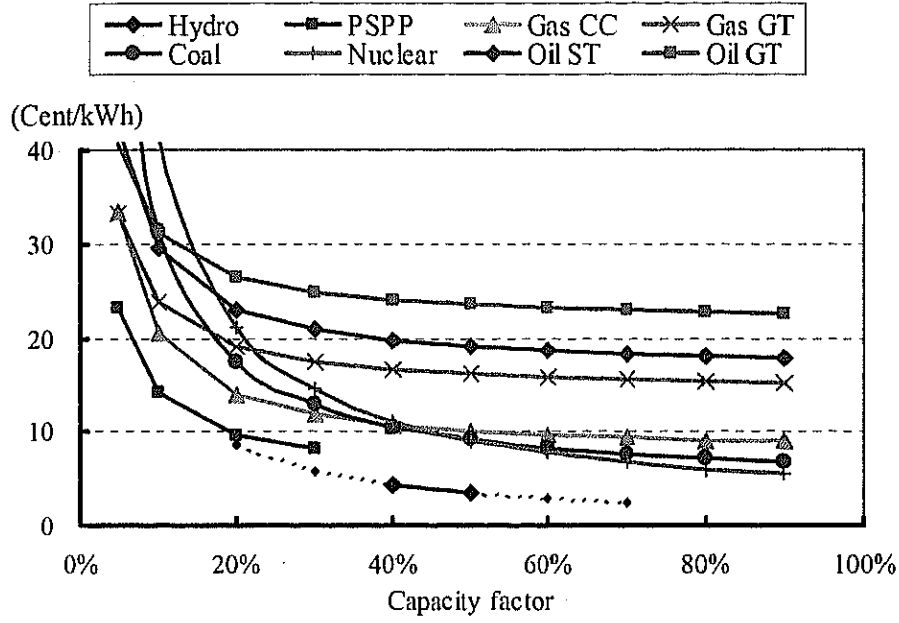
Buna göre, 2020 yılında tüm santral türleri için öngörülen yakıt masrafları aşağıdaki şekilde olacaktır.

**Tablo 4.9 Yakıt Masrafları**

	IEA Öngörüsü (2020)		Yakıt Fiyatı (Sent/kcal)	Etkisi	Yakıt Masrafları (Sent/kWh)
Petrol ST	100.0 USD/bbl	9600 kcal/kg	7.3	38%	16.5
Petrol ST	Denden	Denden	Denden	29%	21.6
Doğal Gaz C/C	12.10 USD/Mbtu	4.0 kcal/Btu	4.8	55%	7.5
Doğal Gaz GT	Denden	Denden	Denden	29%	14.2
Kömür ST	104.16 USD/ ton	6000 kcal/kg	1.7	41%	3.6

**(4) Güç Üretimi Maaliyetleri**

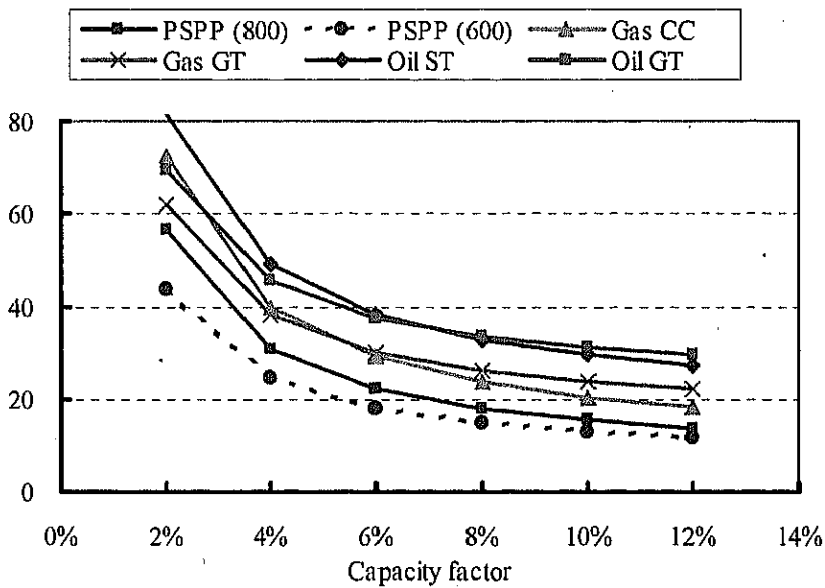
Yukarıdaki inşaat maliyetleri ve yakıt maliyetleri gözönüne alınarak, 2020 yılında çeşitli santral türleri için güç üretimi maliyetleri aşağıdaki şekilde belirlenmiştir. Su an, pompalı hidro elektrik santrallerinin yakıt maliyetleri, kömür bazlı termik santrallere göre %70 daha verimlidir. Nükleer santrallerin yakıt maliyeti 1 sent/kWh'dir.



Figür 4.3 Çeşitli Güç Üretimi Maliyetleri

Temel güç kaynağı (güç utilizasyonu %70 üzeri) olması durumunda, yakıt maliyetleri nükleer reaktörlerde en ucuzdur, kömür kullanılan santraller de ekonomik olarak avantajlıdır. Orta güç kaynağı (güç utilizasyonu %30~%60 arası) olması durumunda, hidrolik güç en ekonomik seçimdir. Güç kaynağının güç utilizasyonunun, temel olarak, %40~%50 arasında (4000 saatlik kullanım süresi) olması durumunda hidrolik güç tüm güç kaynaklarından daha ucuzdur, bu durumda ekonomik olarak tercih edilmektedir.

Doruk güç kaynağı (güç utilizasyonu %20) olması durumunda güç üretim masrafları aşağıdaki gibidir.



Figür 4.4 Doruk Güç Kaynakları için Güç Üretimi Maaliyetleri

Güç utilizasyonunun %4 olması durumunda, tüm güç kaynaklarında maaliyet 30 sent/kWh'dır, bu fiyat gayet yüksektir. Pompalı hidrolik güç kaynaklarında, inşaat maaliyetinin 700USD/kW olması durumunda, pompalı hidrolik güç, doruk güç kaynakları için en ucuz seçimlerden biridir. Pompalı hidrolik gücün inşaat maaliyetleri 800USD/kW'dan daha pahalı olsa bile, utilizasyonun düşük (güç utilizasyonu %2'nin altında) olması durumunda Gaz GT güç üretim maliyeti PSPP'den daha ucuz olur.

### 4.3 Arz Talep Sümülasyonunun Oluşturulması

Arz talep simülasyon aracı olarak PDPAT II kullanılmıştır, arz talep simülasyonu oluşturmak için PDPAT II verileri kullanılmıştır.

#### 4.3.1 Tahmini Talep

(1) TEIAS tarafından geliştirilen Capacity Projection (Kapasite Tahmini) çalışmasının geleceğe yönelik talep beklentisi

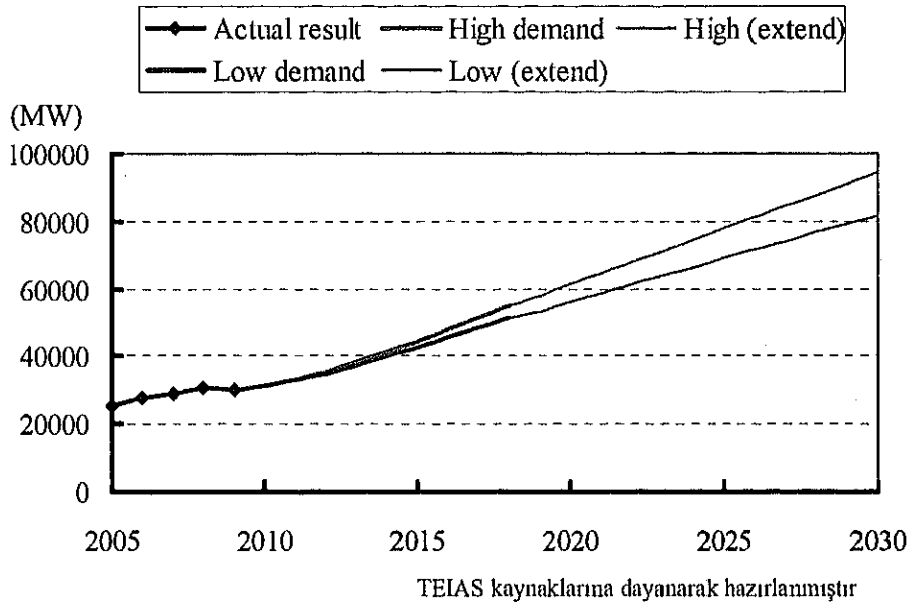
TEIAS tarafından geliştirilen 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018) (10 yıllık Üretim Kapasitesi Tamini (2009-2018) raporuna göre, beklenen oran (2018 yılına kadar) Tablo 3. 3'de belirtilmiştir.

Buna göre, yıllık yükleme faktörü, High Demand (Çok Talep), Low Demand (Az Talep) olarak , 2009 yılı sonuçlarına göre %74.1 olarak devam edecektir. Buna göre, talep şekil olarak fazla değişmeyecektir.

(2) 2019 Yılı Sonrası Maksimum Güç İhtiyacı

2019 yılı sonrası, tüketim ihtiyacıyla ilgili resmi rakamlar bulunamamıştır.

2019 yılı sonrası hakkındaki bilgiler için, TEIAS Projection (Tahmini) çalışmasının 2018 yılına kadar olan bölümüne bakılıp öngörüde bulunulmuştur, buna göre lineer olacağı tahmin edilen tüketim oranı beklentilerin altındadır. Lineer olacağı tahmin edildiği için, büyüme oranının da doğrusal biçimde artacağı öngörülmektedir.



Figür 4.5 2030 Yılı Tahmini Değerleri

Bu tahminlere göre, 2030 yılı Peak load (Doruk Yüğü), Low Demand Case (Az Talep Durumunda) 80000MW (80GW) olur. Bu araştırmaya göre Base Case (Temel Talep) durumunda, 2030 yılında tüm Türkiye'de yıllık talebinin 80GW olması beklenmektedir, bu yüzden 2030 yılında 80GW üretimi hedefliyoruz. Ayrıca, talebin fazla olduğu High Demand Case (Fazla Talep Durumunda), çalışmanın sonuçları 2030 yılı olarak değil 2025 yılı olarak değerlendirilecektir.

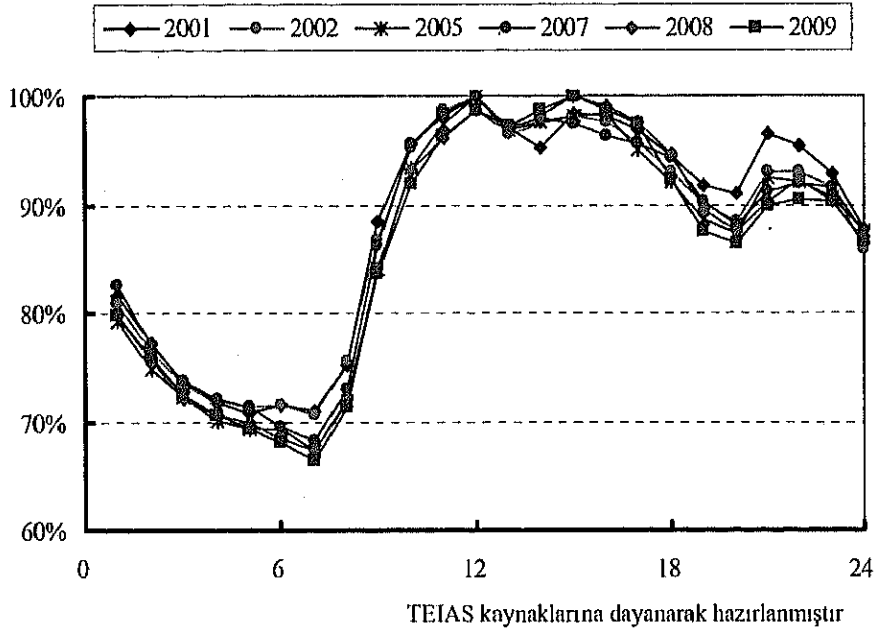
### 4.3.2 Doruk Güç İhtiyacının Mevcut Durumu ve Geleceği

TEIAS tarafından geliştirilen Capacity Projection (Kapasite Tahmini) raporuna göre, 2018 yılına kadar yıllık yük faktörü sabittir, talep miktarında büyük değişiklik beklenmemektedir. Ancak, son dönemlerdeki trend değişiklikleri gözönünde bulundurulursa, gelişmiş havalandırma teknolojilerinin gelişmesiyle, özellikle yaz mevsiminde talep artış olacağı, uzmanlar tarafından öngörülmektedir.

Bu çalışmalar gözönünde bulundurularak, gelecekteki Doruk Güç talebi değişiklikleri hakkında tahminler yapılmıştır.

#### (1) Yaz Mevsiminde Günlük Güç Talebi Dağılımı Tahmini

2001 yılından 2009 yılına kadar yaz mevsiminde günlük güç kullanımı dağılımı aşağıdaki şekilde olmuştur.



**Figür 4.6 Yaz Mevsiminde Günlük Güç Talebi Dağılımı Tahmini**

Buna göre güncel talep akımının, aşağıdaki şekilde olacağı söylenebilir. (Artış oranı 2001 yılı ve 2008 yılı arasındaki 7 yıldır)

- En fazla talep saat 12:00'dan 15:00 arasındaki dilimdedir. (Saat 15:00'de talep yıllık %8'dir, saat 12:00'de %7,5 olmaktadır)
- Saat 20:00, 21:00 arası, gece saatleri olduğu için aydınlanma doruğu azalır. (Saat 21:00'deki talep oranı %6,7'dir, tüm zaman dilimleri içinde en düşük orandır.)
- Gece oranı (en az talep/en çok talep) aşağıdaki gibidir. (Talepteki yıllık maksimum oran %8,0, talepteki yıllık minimum oran %6,9'dur)

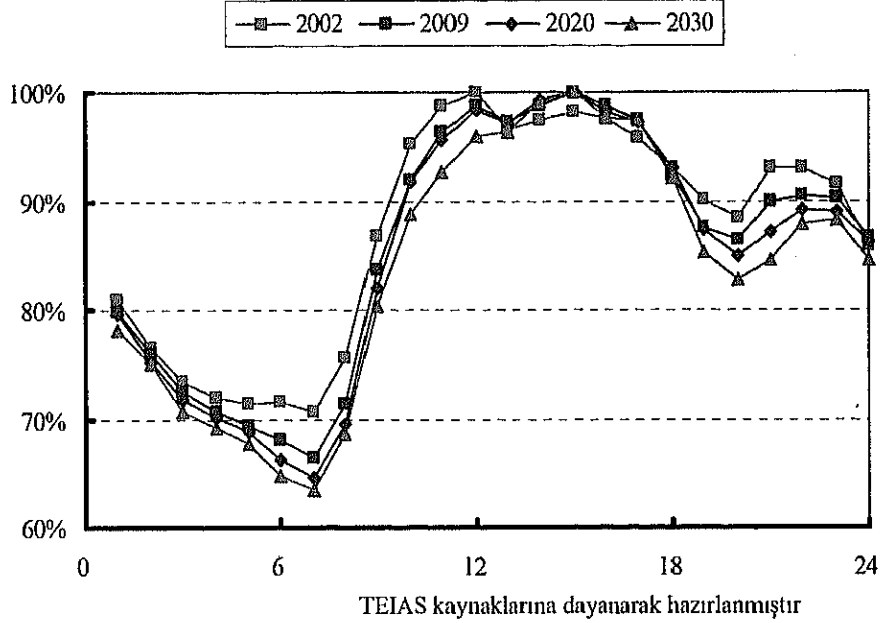
Aşağıda 2001 ile 2008 yılları arası en yüksek talep (saat 15:00) ile en düşük talep (saat 7:00) oranları gösterilmiştir.

**Tablo 4.10 Günlük Maksimum Talep ve Günlük Minimum Talep Oranı**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Ortalama Artış	
									(MW)	(%)
Maksimum	17839	18427	19680	21484	23457	25945	27962	30482	1806	8.0
Minimum	12876	13280	13991	14934	16079	17650	19569	20511	1091	6.9

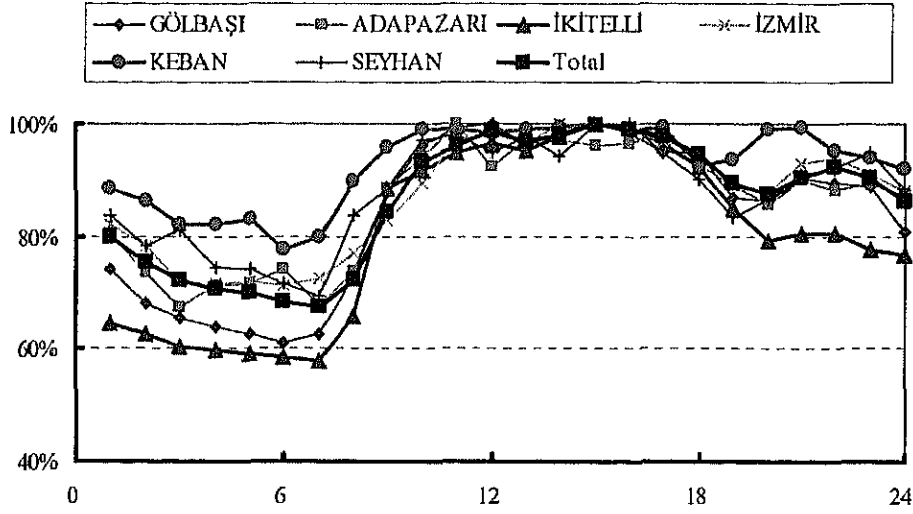
TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

Maksimum talep, yıllık ortalama 1806MW'a yükselmiştir, minimum talep, yıllık 1091MW (maksimum talebin yaklaşık %60.4'ü) oranında durmuştur. Tüm saat dilimlerinde, artışın 2001 yılından 2008 yılına kadar olan bölümdeki şekilde, 2030 yılına kadar devam edeceği öngörülürse, 2020 yılından (tahmini talep 56GW) 2030 yılına kadar (tahmini talep 80GW) olan tahmin, aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

**Figür 4.7 2020 Yılından 2030 Yılına Kadar Olan Talep Öngörüsü****(2) Talepteki Bölgesel Değişiklikler**

Türkiye dokuz besleme santraline bölünmüştür. Çeşitli güç santallerinin saatlik maksimum talebi (23 Temmuz 2008) aşağıdaki gibidir.





Figür 4.8 Günlük Maksimum Talep Oranı (Santrallere Göre)

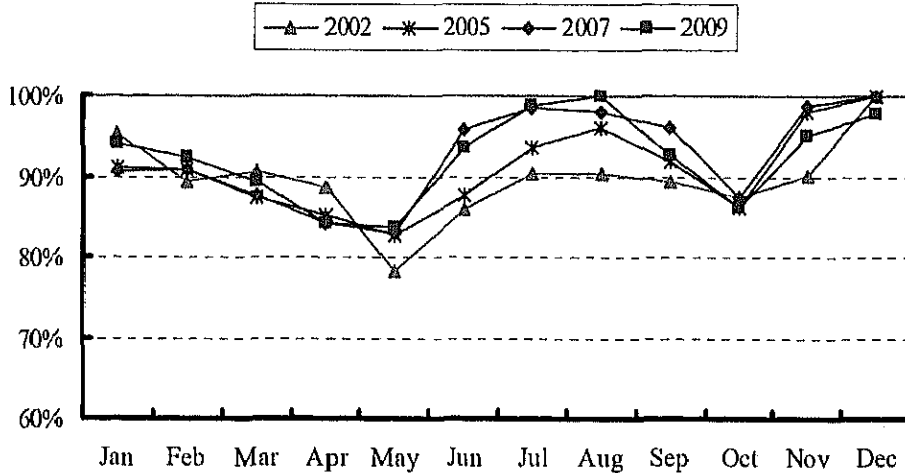
İstanbul Avrupa yakasında bulunan İkitelli Santrali ve Ankara'da bulunan Gölbaşı Santralilerinin talep oranı gece %60'a kadar yükselmektedir. Doruk güç kullanımı saat 9:00'la saat 19:00 arasındaki 10 saatlik dilimdedir, akşam saatlerinde talep o kadar yüksek değildir.

Diğer yandan, kırsal kesimin güç ihtiyacını karşılayan Keban Santralinin talep oranı, gece saatlerinde %80 oranındadır, doruk taleple diğer talep oranları arasındaki fark çok fazla değildir. Doruk talep ihtiyacı saat 9:00'la saat 24:00 arasındaki 15 saatlik uzun dilimdir.

Tüm ülkenin genel güç talebine bakarsak, gece talep oranı %67 civarındadır, endüstri merkezi olan Adapazarı ve çevresini besleyen Adapazarı santralinin talep oranı ülke geneline yakındır.

### (3) Mevsim Farklılıkları

2002 yılından itibaren, aylık güç talebi aşağıdaki gibidir.

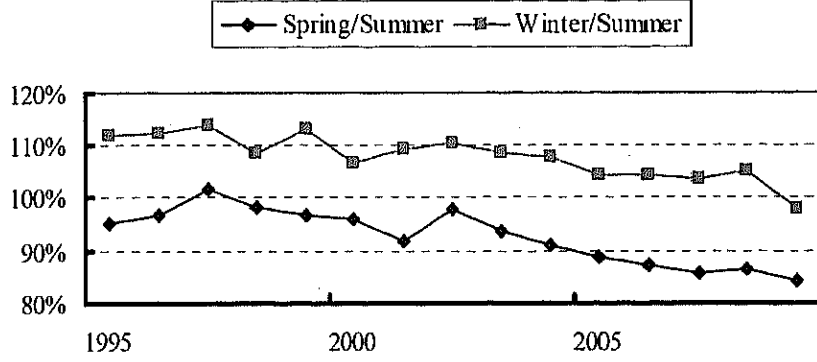


TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır.

Figür 4.9 Aylık Maksimum Talep

Buna göre, son dönemdeki talep durumu, kış aylarında (Aralık) maksimum seviyede, yaz aylarında (Temmuz, Ağustos) minimum seviyededir.

Bahar maksimum güç talebiyle, yaz güç talebi kıyaslaması ve yaz güç talebiyle, kış güç talebi kıyaslaması, 1995 yılından itibaren aşağıdaki şekilde gibidir.



TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

**Figür 4.10** Mevsim Değişiklikleri (Türkiye)

Son dönemlerde kullanım trendine göre (2000 yılından itibaren), yaz aylarındaki güç kullanımı kış ve bahar aylarına nazaran az olsa da, yaz mevsiminde talep oranı artmaktadır.

### 4.3.3 Santral Verileri

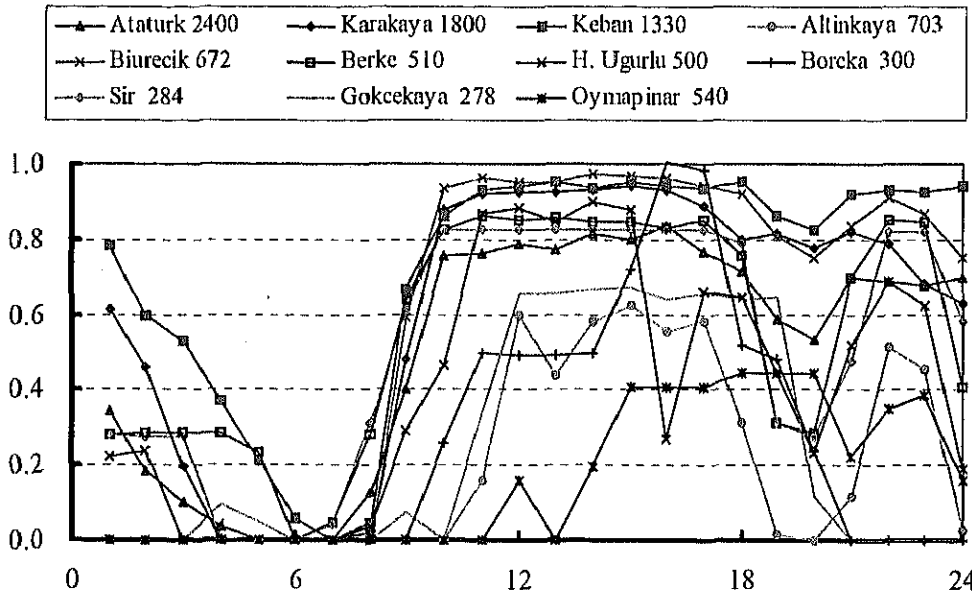
#### (1) Hidro Elektrik Santral Verileri

Kapasitesi 50MW üzerinde olan santraller hakkında, her santral için aylık maksimum çıkış, minimum çıkış ve güç üretimi miktarı girilmiştir. Kapasitesi 50MW'ın altında olan hidro elektrik santralleri, çeşitli santraller birleştirilerek 100MW'lık üretim yapan tek bir santral olarak kabul edilmiş, verileri ortak girilmiştir.

#### (a) Aylık Maksimum Minimum Güç Çıkışı

Her santralin saatlik çalışma potansiyeliyle ilgili, aylık maksimum ve minimum değerler.

23 Temmuz 2008 tarihinde (kaydedilen en yüksek güç talebi) hakkında, 200MW üzerinde güç üreten hidro elektrik santrallerinin çalışma şartları aşağıda belirtilmiştir.



TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

**Figür 4. 11 Yüksek Kapasiteli Hidro Elektrik Santrallerinin Günlük Çalışma Şartları (23 Temmuz 2008)**

200MW üzerinde üretim yapan santrallerin hepsinde, gece boyunca çıkışı sıfırdır, hepsinin yapay göleti vardır, hergün doruk güç üretimi yapabilirler. Ayrıca kapasitesi 50MW'ın üzerinde olan santraller hakkında, geçmiş veriler incelendiğinde, aynı maksimum çıkış gücünde, minimum çıkış sıfır değerinde ve kendi yapay göletine sahip olması durumunda, hergün doruk güç üretimi yapabileceği gözlemlenmiştir.

Ancak, küçük ölçekli hidro elektrik santrallerinin yapay göletleri olmadığı için, Ocak Ağustos ayları arasındaki su seviyesinin yüksek olduğu dönemde, maksimum çıkış gücü %60, minimum çıkış gücü %30 olur. (Eylül Aralık ayları arasındaki kurak mevsimde oranlar daha da düşüktür.)

#### (b) Aylık Güç Üretimi

Hidro elektrik santrallerinin aylık güç üretimi, santrallerin geçmişteki üretimlerinin ortalaması alınarak belirlenmiştir.

Üretime yeni başlayan tesisler ve yakın gelecekte devreye girecek tesisler hakkında yeterli veri olmadığından, su kapasitesi yakın mevcut hidro elektrik santrallerin performanslarına göre aylık güç üretimleri hesaplanmıştır.

Küçük Hidro elektrik santrallerin güç üretimi kapasitesi, güç kapasitesi 50MW'ın üzerinde olan santrallerin ortalamasına göre hesaplanmıştır.

(c) Kaza Yüzünden Durmanın Azaltılması

Geçmişteki tecrübelerle dayanarak, kaza yüzünden durma oranları aşağıdaki gibi verilmiştir. 3 santralin ortalaması yaklaşık %1,9 civarındadır.

**Tablo 4. 11 Hidrolik Santrallerin Kaza Yüzünden Durma Oranları**

Güç İstasyonları	Birim Boyutu	Birim Sayısı	Zorlama Çıkış Oranı	
			2008	
Atatürk	300MW	8	0.4%	Atatürk
Karakaya	300MW	6	2.8%	Karakaya
Keban	170MW class	6	0.8%	Keban

TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

Kaza yüzünden durma oranına, kaza olduktan sonra, soruşturma için geçen süre de dahildir.

Kaza yüzünden durma süresine, tamir için gereken sürede dahildir.

Kaza yüzünden durma yüzdesi, kaza yüzünden durulan gün sayısı/356 gün olarak hesaplanmıştır.

(d) Yeni Santraller

EMRA lisanslıdır, performansı %10'dur, yakın bir tarihte hizmete girecektir. (Referans Tablo Tablo 3. 8) Bu veriler, TEIAS tarafından hazırlanan 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018) (10 Yıllık Üretim Kapasitesi Öngörüsü) raporundaki, yeni santraller bölümünden alınmıştır.

Ancak, EMRA lisansı santral adedi çoktur ama %40 üzerinde kapasiteyle çalıştığında 10MW altında güç veren santrallerin sayısı da bir hayli fazladır, bu santrallerin gelecekte büyük çaplı gelişim ihtimali düşüktür.

(2) Termik Santral Verileri

Kapasitesi 50MW'ın üzerindeki santraller hakkında, bilgiler Tablo Tablo 4. 13'de sınıflandırılmıştır, her santral için güç çıkışı ve sınıflandırma numaraları girilmiştir. Kapasitesi 50MW'ın altında olan küçük çaplı santraller, gruplandırılarak bir araya toplanmıştır.

## (a) Kaza Yüzünden Durmanın Azaltılması

Geçmişteki tecrübelerle dayanarak, kaza yüzünden durma oranları aşağıdaki gibidir.

**Tablo 4.12 Termik Santrallerin kaza Yüzünden Durma Oranları**

Güç İstasyonları	Yakıt	Birim Boyutu	Birim Sayısı	Zolama Çıkış Oranı	
				2008	2009
Ambarlı KÇ (CC)	Gaz	150MW class	9	4.6%	6.2%
Bursa KÇ (CC)	Gaz	240MW class	6	8.7%	5.2%
Hamitabat KÇ (CC)	Gaz	100MW class	12	7.1%	6.8%
Afşin-Elbistan A	Linyit	350MW	4	36.6%	27.6%
Afşin-Elbistan B	Linyit	350MW	4	21.3%	17.2%
Kemerköy	Linyit	210MW	3	16.9%	17.1%
Yatağan	Linyit	210MW	3	14.1%	12.4%
Yeniköy	Linyit	210MW	2	11.0%	12.2%
Orhaneli	Linyit	210MW	1	7.4%	5.2%
Cayırhan Park hold	Linyit	160MW	4	4.8%	5.5%
Soma B	Linyit	165MW	6	18.8%	15.1%
Seyitömer	Linyit	150MW	4	6.0%	6.2%
Kangal	Linyit	150MW	3	14.5%	14.2%
Tunçbilek	Linyit	150MW	2	17.4%	9.2%
Çan	Linyit	160MW	2	12.1%	10.4%
Çatalağzı	Taş Kömürlü	150MW	2	6.0%	3.8%

TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

Kaza yüzünden durma oranına, kaza olduktan sonra, soruşturma için geçen süre de dahildir.

Kaza yüzünden durma stresine, tamir için gereken sürede dahildir.

Kaza yüzünden durma yüzdesi, kaza yüzünden durulan gün sayısı/356 gün olarak hesaplanmıştır.

Gaz Ateşlemeli Termik Santrallerde, kaza yüzünden durma oranı ortalama %6'dır ama linyit kömürü kullanılan termik santrallerde oran çok yüksektir, özellikle Afşin-Elbistan, Kemerköy, Soma santrallerinde oran %15'in üzerindedir. Diğer yandan Cayırhan Park santralinde oran %5 gibi düşük bir orandır. Bu da özel şirketlerin varlığının sisteme faydasını göstermektedir.

## (b) Termik Santrallerin Sınıflandırılması

Termik santrallerle ilgili veriler, yakıt türü, güç sistemi ve teknik kapasiteye göre ayrılarak, aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir.

Tablo 4.13 Termik Santrallerin Sınıflandırılması

No.	Yakıt Tipi	Diğer Bilgiler	Birim Kapasitesi (MW)	Etki (maksimum çıkış)	Minimum Çıkış	Zorlanan Çıkış Oranı	Uygun ekipman
7	Gaz	Yeni Gaz C/C	700	55.0%	80%	8%	BOT, BO
8	Gaz	C/C (EUAS)	700	55.0%	60%	10%	Bursa KÇ (CC)
9	Gaz	Gaz (EUAS)	450	49.0%	60%	10%	Ambarlı KÇ (CC)
10	Gaz	Gaz (EUAS)	280	45.6%	60%	10%	Hamitabat KÇ (CC)
11	Gaz	Yeni Gaz C/C	250	54.0%	80%	8%	BOT, BO
12	Gaz	GT (Zirve için)	150	29.0%	20%	8%	
13	Gaz		50	33.0%	80%	8%	Autoproducer
18	Petrol	Yeni Petrol ST	250	38.0%	80%	8%	
19	Petrol	Yeni Petrol GT	150	29.0%	20%	8%	
20	Petrol	ST	150	37.2%	60%	10%	Ambarlı + Hopa
21	Petrol		18	37.2%	60%	10%	Samsun
24	Dizel	DO C/C	90	39.0%	60%	10%	Aliağa GT+KÇ (CC)
25	Dizel	Dizel	30	32.6%	40%	8%	Denizli
27	İthal Kömür	Yeni Kömür	600	41.0%	90%	8%	
28	İthal Kömür	Yeni Kömür	600	36.5%	90%	8%	BO
29	İthal Kömür		300	39.5%	90%	8%	Autoproducer
32	Linyit	Yeni Kömür	350	36.6%	90%	8%	
33	Linyit		350	36.6%	70%	10%	Afşin-Elbistan B
34	Linyit		350	31.3%	70%	10%	Afşin-Elbistan A
36	Linyit		210	35.4%	70%	10%	Yeniköy, Kemerköy 1,2,3
37	Linyit		210	37.1%	70%	10%	Orhaneli
38	Linyit		210	32.7%	70%	10%	Yatağan
39	Linyit		170	31.9%	70%	10%	Soma B
40	Linyit		150	32.1%	70%	10%	Seyitömer, Kangal
41	Linyit		150	33.3%	70%	10%	Cayırhan Park hold
42	Linyit		120	31.8%	70%	10%	Tunçbilek
43	Linyit	Akışkan Yatak	160	38.0%	80%	10%	Çan
44	Linyit		50	31.0%	90%	8%	Autoproducer
46	Taş Kömürü	Yeni	600	39.0%	90%	8%	
47	Taş Kömürü		150	33.9%	70%	10%	Çatalağzı

Maksimum güç çıkışıyla çalışan santrallerdeki kaza oranı, TEIAS'ın 2004 yılı uzun vadeli planında formüle edilmiş ve WASP oluşturulurken referans verisi olarak girilmiştir. Uzun vadeli yıllık plan hazırlanırken, referans veriler WASP programı kullanılarak hazırlanmıştır.

Minimum güç çıkışı için, çalışma sonuçları ve standart malzeme değerlendirilerek performans hesaplanmıştır.

## (c) Yeni Açılacak Olan Santraller

TEIAS'ın hazırladığı 10-Year Generation Capacity Projection (10 Yıllık Kapasite Öngörüsü) (2009 – 2018) göre, 2013 yılına kadar, hizmete girecek termik santraller aşağıdaki şekildedir. EMRA lisanslı, üretim oranı %10'un üzerinde olan, 2013 yılına kadar hizmete girecek santraller gözönüne alınmıştır. (Referans Tablo 3. 6)

EMRA lisanslı santral ededi 400'ün üzerindedir, 2014 yılı ve sonrasında bu sayının daha da artması beklenmektedir.

(3) Nükleer, Yenilenebilir Enerji

(a) Nükleer Enerji

Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) tarafından hazırlanan 2009 yılı tarihli strateji raporunda, 2020 yılına kadar toplam üretim kapasitesinin %5'inin nükleer enerjiyle sağlanması hedeflenmiştir, 2010 yılından 2020 yılına kadar olan dilimde 5000MW güç üretimi hedeflenmektedir. Bu noktada, yeni güç kaynağı olarak şu an Akkuyu/Mersin'de inşa edilen Rus tipi reaktör (1200MWx4 kapasiteli) değerlendirilmektedir. Ardından, 2030, yılı sonrasında, bir noktada (1200MWx+ kapasiteli) bir santral daha kurulması planlanmaktadır.

(b) Rüzgar Gücü

Rüzgar gücü, çok büyük güç kapasitesine sahip olmadığından, aynı anda pek çok yere 100MW'lık santraller kurulacaktır. Güç çıkışı mevsim ve zaman fark etmeksizin sürekli %30 seviyesinde tutulabilir. Bu yüzden, güç kaynağının malzeme miktarının %30'u olması beklenmektedir.

DPT'nin hazırladığı, 2009 yılı tarihli strateji raporunda, 2030 yılına kadar 20000MW gibi önemli miktarda güç üretimi hedeflenmiştir. Tablo 3. 4'de gösterilen lisans veilerine bakarsak, 75000MW'lık rüzgar enerjisi kaynağı incelenme altındadır, bu hedef yeterli görünmektedir. Ancak, Ocak 2010'da internette yayınlana rapora göre, EMRA lisanslı, yenilenebilir enerji kaynaklarının %90'ının toplamda 3000 MW enerji ürettiği gözönüne alınırsa, yeni güç kaynakları üretilirken yıllık 100MW'lık üretimi yapan santrallerin artması gerekmektedir. (2023 yılı itibariyle tesislerin oranının 10000MW olması beklenmektedir)

(c) Jeotermal (Biyo Kütle Dahil)

Jeotermal güç kaynakları da, rüzgar gücü gibi çok kuvveli değildir, bu yüzden 50MW'lık santraller birleştirilerek beraber değerlendirilmiştir. Güç çıkışı, mevsim ve saat fark etmeksizin %80 maksimum çıkışla gerçekleştirilebilir. Bu yüzden, güç kaynağının malzeme miktarının %80'i olması beklenmektedir.

Yeni güç kaynağı olarak, her 5 yılda 100MW artacak şekilde tesislerin artırılması öngörülmektedir.





#### 4.3.4 Ekonomik İlişki Verileri

##### 4.2 Referans

#### 4.4 Rezerv Güvenilirliği Tabanlı Doğru Rezerv Oran Çalışması

##### 4.4.1 Temel Çalışma ile İlgili Araştırmalar

2020 yılı (Yaklaşık 56GW talep) beklentilerine göre, LOLE (Loss Of Load Expectation (Yük Kaybı Beklentileri)) ve destek rezerv oranının ilişkisi, yitk kaybı beklentileri seviyesi (LOLE) ve doğru rezerv oranının belirlenmiştir.

##### (1) Giriş Verileri

##### (a) Takip Biçimi

Her mevsim için maksimum talep ve minimum talep aşağıdaki gibidir.

**Tablo 4.15 Mevsimlik Maksimum ve Minimum Talep**

	Maksimum	Minimum	Min/Max
Ock-Mrt	50460MW	27157MW	53.8%
Nis-Haz	53018MW	29754MW	56.1%
Tem-Eyl	56000MW	29247MW	52.2%
Ekm-Arl	53425MW	30673MW	57.4%

TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

##### (b) Talepteki Tahmini Hata Payı

Talep Öngörüsündeki hata oranı (standard sapma) %'i olarak tahmin edilmektedir.

##### (c) Santrallerin Konfigürasyonu ve Kazada Durma Oranları

Santrallerin konfigürasyonu ve kazada durma oranları aşağıdaki gibidir. Kazada durma oranı, 2008, 2009 gerçek değerleri baz alınarak hesaplanmıştır.

**Tablo 4.16 Santrallerin Konfigürasyonu ve Kazada Durma Oranları**

	Kapasite (GW)	Oran	Maksimum Kapasite	Kaza Oranı
Hidro (PSPP dahil)	23.9	32.1%	300MW	2%
Rüzgar (Jeotermal dahil)	8.0	10.7%	10MW	5%
Gaz bazlı termal	20.6	27.7%	700MW	4% - 6%
Petrol bazlı termal	2.2	3.0%	150MW	8% - 10%
İthal kömür bazlı termal	5.9	7.9%	600MW	4%
Yerel kömür bazlı termal	9.0	12.1%	350MW	4% - 15%
Nükleer	4.8	6.5%	1200MW	5%
Toplam	74.4	100%		

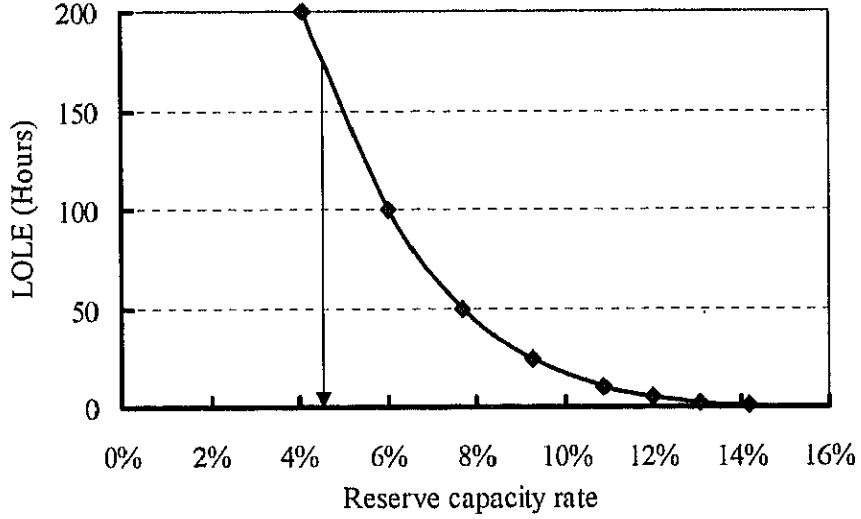
TEIAS kaynaklarına dayanarak hazırlanmıştır

##### (d) Yenilenebilir Enerjinin Çıkış Gücünün Değişim Oranları

Her mevsim farklılık göstere de, çıkış gücünün standart sapması tahmini olarak yaklaşık 2000MW'tır.

## (2) LOLE ve Rezerv Oranı İlişkisi

Yukarıdaki verilere göre, LOLE ve rezerv oranı ilişkisi sonuçları aşağıdaki gibidir.



**Figür 4. 12 LOLE ve Rezerv Oranı İlişkisi**

EIAS'ın 2004 yılı tarihli uzun vadeli planında WASP verileri kullanılarak, rezerv güvenilirliği seviyesi LOLP de %2 olarak belirtilmiştir. Bu LOLE değerlerine göre yıl boyunca 175 saat olur, yukarıdaki paragrafa bakarak, rezerv oranını yaklaşık %4 tutmakta fayda vardır. 2004 yılı çalışmasına göre, güç kaynağı olmadığı zamanlarda, güç fiyatları 1USD/kWh olur.

Diğer ülkelerden örnek vermek gerekirse, Tayland'ya da Vietnam'da da, rezerv güvenilirliği olarak LOLE 24 saat devrededir. Türkiye'nin mevcut ekonomik koşullarında, rezerv eksikliği yüzünden oluşacak bir elektrik kesintisi ekonomik aktivitelere büyük bir darbe vuracaktır, güç kaynağı olmadığı durumlarda elektrik fiyatı 1USD/kWh üzerine çıktığı düşünülürse, LOLE 24 saatin altında hedeflenmelidir.

Yukarıdaki görüşler gözönünde bulundurulursa, destek rezerv oranının yaklaşık %9 olarak belirlenmesi gereklidir. Yukarıdaki inceleme sonuçlarına göre, bu çalışma sonucunda gelecekte, destek güvenilirlik oranının %8-%10 rezerv miktarı olması hedeflenmektedir.

#### 4.4.2 Hassasiyet Analizleri

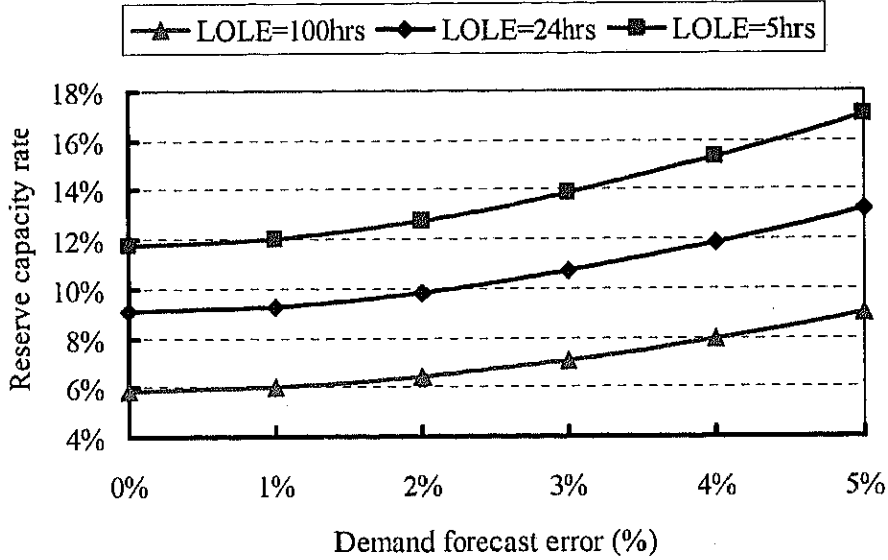
##### (1) Hassasiyet Analizleri

Şu ana kadar verilen bilgiler Temel Durum çalışmaları üzerinedir, üretime yönelik muhtemel arızalar, kaza nedeniyle durma, yenilenebilir enerjinin çıkış gücündeki değişimler vs. hakkındaki araştırma sonuçları aşağıdaki gibidir.

##### (a) Talepteki Tahmini Hata Payı

Temel Çalışmaya göre, talepteki tahmini hata payının (standart Sapma) en az %1 olacağı öngörülmektedir. Buna göre, 1 gün önceden tahmin edildiğinde, ertesi gün için maksimum talebin 56000MW olduğu varsılırsa, bu durumda öngörülen miktarın %1'den fazlası 56560MW olacaktır, bu da yaklaşık %15,9'a denk gelir. (Aynı şekilde, öngörülen miktar %2'den fazla olursa miktar 77120MW olacaktır, bu da yaklaşık %2,3'e denk gelir.)

Bu tahmini oran onaylanırsa, verilen LOLE değerlerini karşılayacak rezerv oranı değişiklikleri aşağıdaki gibidir.



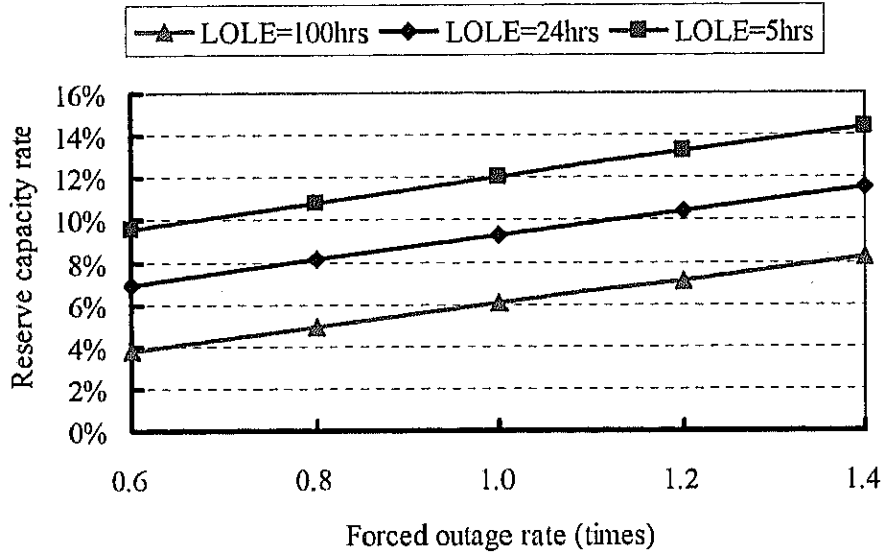
**Figür 4. 13 Talebin Tahmini Hata Değişimi Yüzünden Gerekli Rezerv Oranı**

Tahmini hata oranı aralığı az olursa, gerekli destek rezervi oranında da fazla artış olmaz, ama tahmini hata oranı aralığı artarsa, destek rezerv aralığı da belirgin bir biçimde artar. Başka bir deyişle, tahmin doğruluk oranı azaldıkça, rezerv oranı aralığında belirgin derecede artış olur. İstenilen güvenilirlik oranı yüksek olursa (LOLE değerleri az), artan oran fazlalaşır ve daha isabetli tahmin gereksinimi oluşur.

##### (b) Tesislerin Kaza Yüzünden Durması

Temel Çalışma sonuçlarına göre, tesislerin kaza yüzünden durma oranı Tablo 4. 16'de gösterildiği üzere, %2 ila %15 arasında, yani gayet geniştir. Tesislerin kaza yüzünden durma durumu, bir yıl boyunca sadece güç kesintisi yüzünden binlerce saattir (8760 saat). Başka bir deyişle, kaza nedeniyle durma oranı, kaza sonucu oluşan güç kesintisi süresiyle orantılıdır.

Kaza yüzünden güç kesintisi durumunda kaç saat kesinti olacağı duruma göre çeşitlilik gösterir, verilen LOLE değerlerini karşılayacak destek rezerv aralığı değişimleri aşağıdaki gibidir.



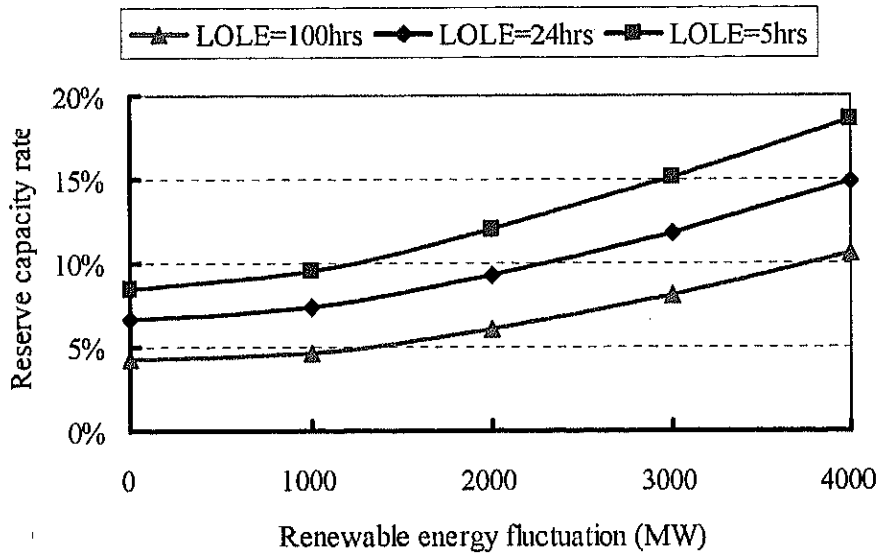
**Figür 4. 14 Kaza Yüzünden Durma Hallerinde Gerekli Destek Rezerv Oranı Değişiklikleri**

Kaza yüzünden durma oranı, Temel Çalışmanın 1,4 katına kadar yükselirse, destek rezerv aralığı oranı iki puan artar. Diğer yandan, 0,6 kat azalma olduğunda, rezerv oranı iki puan azalır.

(c) Yenilenebilir Enerji Çıkışının Değişim Oranı

Temel Çalışmaya göre, su gücü, rüzgar gücü vb. yenilenebilir enerji kaynaklarının güç çıkışının standart sapması 2000MW olarak belirtilmiştir. Buna göre, tahmini güç üretimi 2000MW üzerinde olabilir, bu da %15,9'luk sapma olabileceği anlamına gelir.

Bu sapma, standart verilere göre çeşitlilik gösterdiği durumlarda, verilen LOLE değerlerini karşılayacak gerekli destek rezerv aralığı değişiklikleri aşağıdaki gibidir.

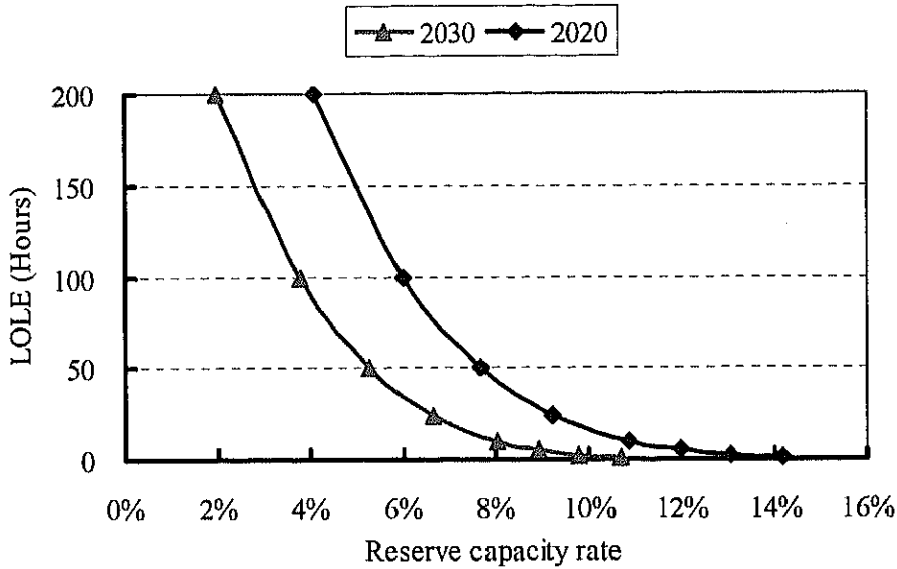


**Figür 4. 15 Yenilenebilir Enerji Çıkışı Değişikliklerine Göre Gerekli Destek Rezerv Aralığı Değişiklikleri**

Değişiklikler az olduğunda, gerekli destek rezerv oranı artışı da o kadar az olur, ama değişiklik Temel Çalışmanın standart sapmasının 2 katı olursa, değer 4000MW olur, buna göre gerekli destek rezerv aralığı Temel Çalışmayla karşılaştırıldığında, %5 ile %6 artar. Gelecekte rüzgar gücüyle çalışan tribünlerin sayısı da hızla artınca, yenilenebilir enerjinin güç çıkışı değişikliklerinin de artacağı öngörülmektedir, beraberinde destek rezerv aralığı da belirgin bir biçimde artacaktır.

### (2) 2030 Yılına Yönelik Çalışmalar

2030 yılındaki talebin şekli, tesislerin durumu ve kullanımında gerekli rezerv kapasitesi sonuçları aşağıdaki gibidir.



Figür 4.16 LOLE ve Destek Rezerv Oranı Bağlantısı (2030 Yılı)

2030 yılıyla ilgili çalışmalarda, destek oranı güvenilirliğini garanti altına almak için gerekli destek rezerv oranı, 2020 yılı çalışmalarıyla karşılaştırılmış ve yaklaşık %3'lük bir gelişme gözlemlenmiştir. Bu durum aşağıdaki sebepler yüzündendir.

- Talep daha belirgin bir haldedir, büyük miktarlarda doruk talep süresi azalmıştır.
- Kaza oranı azalmış, gelişmiş araç kullanımı yaygınlaşmıştır.

Bu yüzden, kıyaslandığında, güvenilirlik oranı arttığı için, gerekli destek rezerv aralığı 2020 yılıyla kıyaslandığında daha azdır. Diğer yandan, destek güvenilirliği oranı göreceli olarak artış gösterecektir, özellikle Avrupa Birliği uyumları ve standart haberleşme teknolojilerinin gelişimiyle, Avrupa Birliğiyle aynı seviyede destek güvenilirliği oranına ulaşmak gerekecektir. Başka bir deyişle, destek rezerv aralığı %8 ila %10 arasında tutulabilirse, 2020 yılında LOLE değeri 25 saat civarında olur, 2030 yılında LOLE değeri 5 saat olur, Avrupa Birliği uyum sürecinde Avrupayla aynı seviyede yüksek oranda destek güvenilirliği sağlanmalıdır. Bu açıdan bakıldığında, 2030 yılında destek rezerv aralığının %8 ila %10 arası olarak belirlenmesi gereklidir.

### (3) Ülkesel Sistemin Bölünmesini Düşünmek

Türkiye'nin tamamını tek bir sistemde simüle edilmeksizin, 4 sisteme bölerek, her bir sistemin ayrı ayrı rezerv güvenilirliğini sürdürme amacındaki plan incelemeleri yapılacaktır.

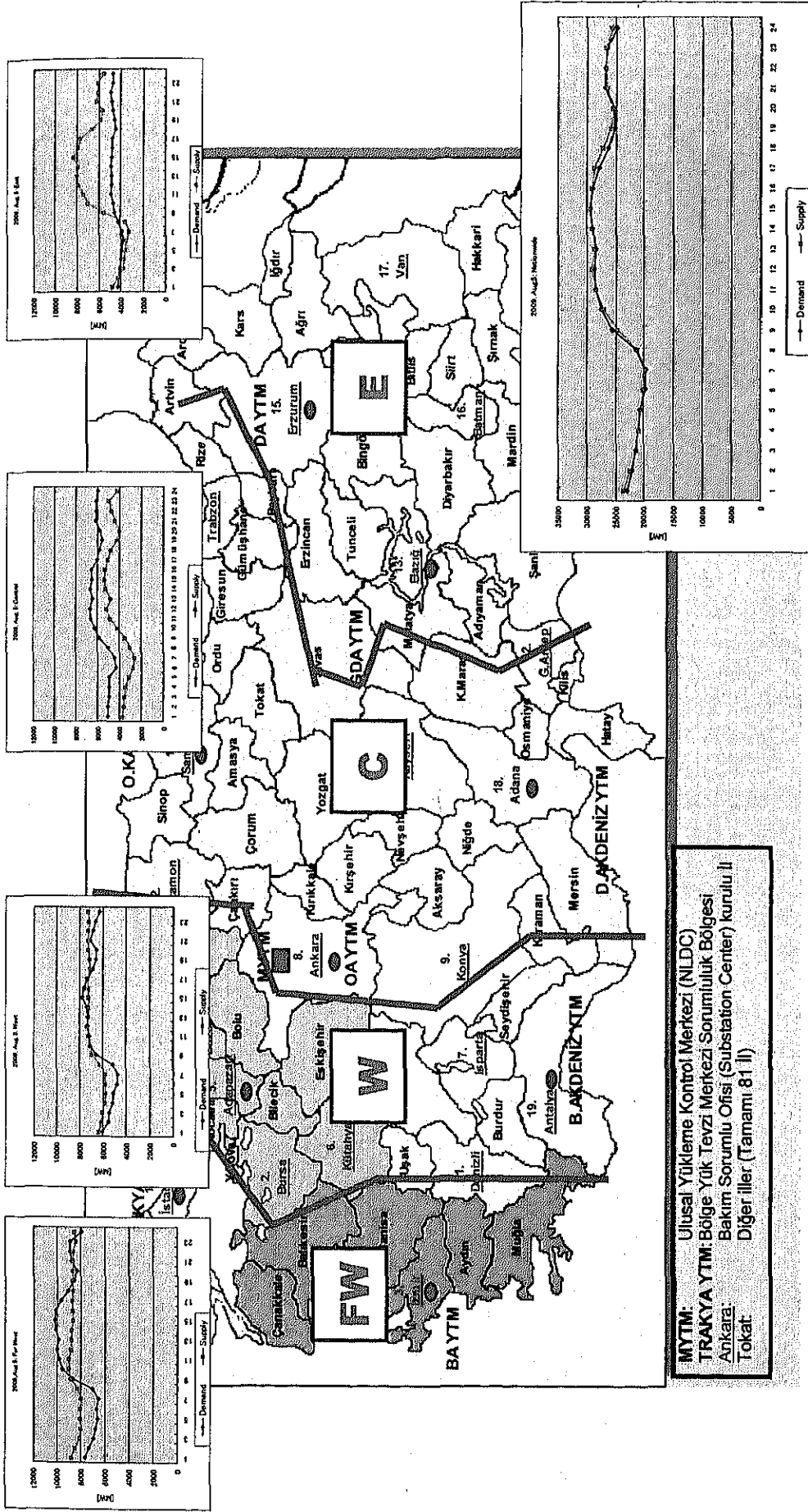
Sistemin bölünmesi denirken, mevcut bölge yük tevzi merkezlerinin bölge ayırımına karşılık, yakın talep özellikleri benzeyen bölgeleri birleştirdik. Bu şekilde uygulayıp topladığımız 4 sisteme uygun

adlar koyarak, ülkenin batısından sırasıyla, En Batı sistemi, Batı sistemi, Merkez sistemi, Doğu sistemi dedik. Her birinin kapsamlarını, mevcut bölge yük tevzi merkezleriyle ifade edersek, En Batı sistemi Trakya Bölgesi (İstanbul) ile Batı Anadolu Bölgesini (İzmir), Batı sistemi Kuzey Anadolu Bölgesi (Bursa) ile Batı Akdeniz bölgesini (Antalya), Merkez sistemi Karadeniz Merkez Bölgesi (Samsun) ile Orta Anadolu Bölgesi (Ankara), Doğu Akdeniz Bölgesi (Adana) ve son olarak Doğu sistemi Doğu Anadolu bölgesi ile Güney Doğu Anadolu bölgesi öğelerinden oluşuyor. Sistemler arası bağlantıyı sağlayan 400kV nakil hattını ülkesel senkronize hat olarak belirledik.

Kaynak: TEIAS verilerinden yararlanarak araştırma grubu tarafından hazırlanmıştır.

Figür 4. 17 de sistem bölümlenmesinin ana hatları Ağustos2009 tarihli arz talep durumu ile birlikte gösterilmektedir.

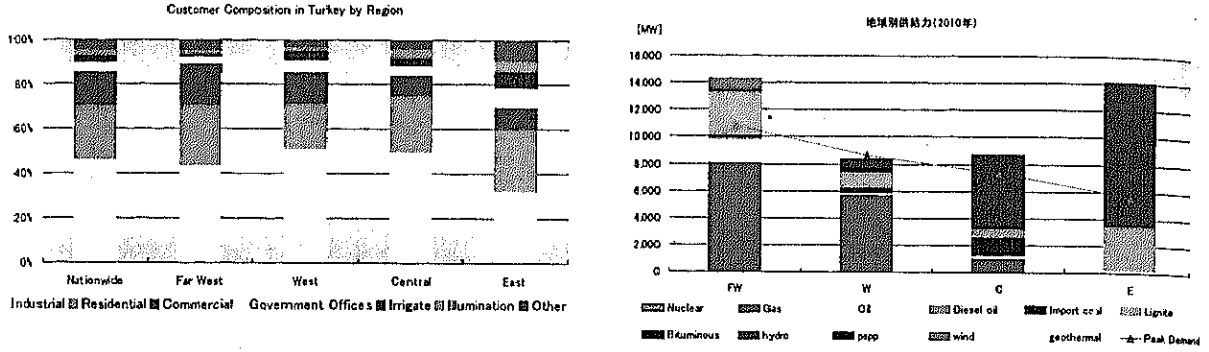
Arz talep durum figüründe ortaya konulduğu gibi, talebin özelliği batıya doğru gidildikçe talep büyümekte, aynı zamanda doruğun radikalleşmekte olduğudur. Sistemlere göre talep kategori oranları figür 4.2de gösterilmektedir.Figür 4. 18 de açık olduğu gibi, talep batıda yüksek doğuda düşük meyilli olup, en yüksek talep bölgesi olan İstanbul veya İzmir'i içine alan En Batı Sistemini, Batı Sistemi yada Merkez Sistem ile kıyaslırsak, ev tüketicileri ve ticari tüketimin oranının yüksekliği görülür. Arz özelliği ise doğuda, zengin hidrolik güçten faydalanılarak doruk arz gücün elde edilmesine karşı, En Batı sistemi gaz gücü ile ana yükü karşılamaktadır.(Figür 4. 18) Diğer yandan, Batı Sisteminin sahip olduğu santrallerle kronikleşmiş arz yetersizliği olduğu doğrulanabilir.



Kaynak: TEİAŞ verilerinden yararlanılarak araştırma grubu tarafından hazırlanmıştır.

Figür 4. 17 Sistemlere ayrılmış zamana göre arz talep değişim grafiği (Ağustos 2009)





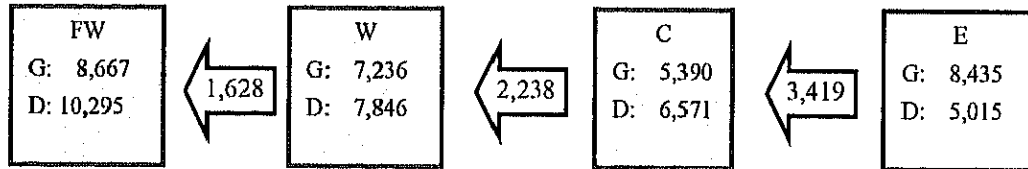
Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (Solda), TEIAS (Sağda) verilerinden yararlanarak araştırma grubu tarafından hazırlanmıştır.

**Figür 4. 18 Bölgelere göre tüketicilerin kategori payı ile (2008 yılı, solda) güç kaynağı dağılımı (2010 yılı, sağda)**

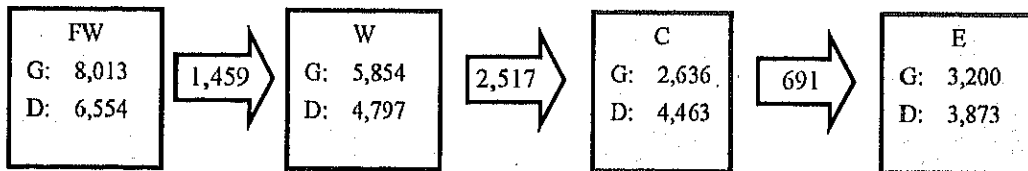
Güç akışı ile ilgili olarak, bu talep yapısının etkisiyle, gündüz en batı sisteminin doruk güç arzı talebini karşılamak için doğudan batıya 1,000 km yakın mesafeyi 400kV nakil hattı üzerinde akarak, gece tersine batıdan doğuya akmaktadır. Bu şekilde sistemler arası karşılıklı bağımlılık Türkiye'nin özelliğidir. Bu özellikten dolayı uzun mesafeli nakil hatlarının yayılması bundan sonrada devam edeceği düşünülür.

Figür 4. 19 da her bölge yük tevzi merkezi (LDC) bölgenin bölge talep balansı ile sistemler arası elektrik akışını gösterir. Veriler 2009 yılı yaz mevsimi en yüksek güç talebinin ortaya çıktığı gün olan 5 Ağustos'a aittir. Kırmızı renkle gösterilen bölgeler elektrik yetersizliği olan bölgeler, mavi renkle gösterilen bölgeler elektrik fazlası olan bölgelerdir.

Bölge Talep Balansı (5 Ağustos 2009 15:00) : Toplam Talep 29,604MW



Bölge Talep Balansı (5 Ağustos 2009 07:00) : Toplam Talep 19,685MW



Not: Birimler MW dir.

Kaynak: TEIAS verilerinden yararlanarak araştırma grubu tarafından hazırlanmıştır.

**Figür 4. 19 Sistemler arası güç akışı (5 Ağustos 2009)**

Yaz mevsimi öğle saatlerinde, doğu tarafından batı tarafına güç akmakta fakat, gece olduğunda doğu tarafında bulunan hidrolik çıkış gücünün düşmesi nedeni ile akış yönü ters olup, batı tarafından doğu tarafına akmaktadır.

Bu, günümüz Türkiye'sinin sistemler arası arz talep durumu karakteristik özelliğidir. Soruna 3.Konuda da değinildiği gibi, güç geliştirme bilgileri şeffaf olmadığı için, ana nakil hat kapasiteleri ve benzerlerinin gereğinden fazla büyütülmesi endişesi vardır. Eğer talep bölgesi ile elektrik üretim tesisleri yakın olursa, bu şekilde maliyet düşürülmesi de mümkün olur.

İkinci olarak, 2030 yılı kesitinin rezerv güvenilirliği ile ilgili inceleme yapalım. İnceleme sırasında hazırlanan talep ile arzın hazırlık şartları (4 sisteme dağılımı) aşağıda görülmektedir.

#### Hazırlık Şartları

##### ① Talep Tahmini

Talep durumu ülkenin tümü ile aynı, 2009 yılı 4 sistem sonucu temel alınarak, 2030 yılı kesit tahmininin ile ilgili aynı yöntem kullanılarak, benzer modeli aldık. Beraberinden talep modelinin değişim hızı (radikallik ve doruk büyüme oranı) ile ilgili olarak, sistemler arasında fark koymadık.

##### ② Arz planı

Temel alınan ülkesel veriler (en uygun geliştirme durumu) diye belirlenerek, bunu yukarıda açıkladığımız şekilde halihazır mevcut bölge yük tevzi merkez bölgelerinin bir araya getirildiği 4 sisteme paylaştırdık. 2011 yılından itibaren hizmete girecek gelecekteki kısım ile ilgili, yeri bilenenleri ilgili yere dağıtıp, belirsiz olan elektrik santrallerinin ise yakıt türlerine göre sınıflandırarak aşağıda düzenlenen dağıtım indeksine paralel dağıtımını yaptık. Bunun dışında, termik santraller ile ilgili, hidrolik yada rüzgar enerjisinden farkla, yere bağlı kısıtlamalar fazla olmadığı için, temelde, her bir sistemin iç talep dengelenmesi hedeflenerek dağıtım yapılmaktadır. (Çoğunlukla dağ eteklerinde konumlu ülke içindeki kömür santralleri dahil edilmemiştir.)

- Rüzgar enerjisinin bölge adayları ülke geneline paylaştırılmıştır. Rüzgar gücü potansiyel yer haritasına (Kaynak: 'Turkish Wind Atlas', Turkish State Meteorological Service) göre, rüzgar güç potansiyeli En Batı' yı merkez alan sahil kesimlerinde çok daha fazla bulunduğundan, özellikle En Batı Sistemine çok miktarda kurulacağı varsayılmıştır.
- Hidrolik güç, 100MW altındaki, küçük ölçekli hidrolik güç ağırlıklı olarak kurulacağı planlanmaktadır. Bölge adayları ülke genelinde paylaştırılır fakat, halihazırda mevcut kurulu tesislerin çok olduğu merkez sistemi ile doğu sistemine çok miktarda kurulacağı varsayılmıştır. (2011 yılından 2030 yılına kadar süre içinde genel toplam 8.3GW yeni yapım)
- Gaz gücü enerji strateji planlarındaki (2009) politikalara dayanarak, gelecekte yoğunlukla kazandırılması öngörülmediği için paylaşımını, halihazırda mevcut olanlarla aynı düzeyde diye varsayılmıştır. Sonuçta, En Batı sistem ve Batı sistemi 2 bölgeye 1:1 oranında yeni yapım olacaktır diye ayarlanmıştır. (2011 yılından 2030 yılına kadar süre içinde genel toplam 10.5GW yeni yapım)
- İthal Kömür Enerjisi, mevcut miktar az olduğu için tahmini zordur fakat, mevcut olanlarla aynı şekilde sahil kesimine kurulur diye farzederek, denize kıyısı bulunan En Batı, Batı ve Doğu 3 bölgede eşit miktarda yeni yapım söz konusu olacağı varsayılmıştır.
- Nükleer Güç, aynı strateji planına göre 2023 yılına kadar, 4800MW Akkuyu/ Mersin'in olduğu Merkez sisteme, buna ilaveten 2030 yılında Sinop'un içinde olduğu Merkez sisteme katılacaktır.
- Pompalı Elektrik Santralleri, bu araştırmanın sonuçlarına dayanarak, ilk aday, Altınkaya Pompalı Elektrik Santralinin olduğu Merkez sisteme 1,800MW kapasitede 2030 yılında işleme açılacağı varsayılmıştır. Ayrıca ikinci aday Gökçekaya Pompalı Elektrik Santralide merkez sistemdedir fakat, hemen hemen Batı sistemi sınırına konuludur.
- Gelecekte her sistemin senkronize hat kapasitesi, sistem plan analiz sonuçları yansıtılarak 20GW olmuştur.

Yukarıdaki şartlarda 4 sisteme bölünmüş, 2030 yılı kesitinin arz güç dağılımı Tablo 4. 17de gösterilmektedir.

**Tablo 4. 17 Sistemlere göre ArzGüç Paylaşımı (2030Yılı)**

**En Batı Sistemi**

System	Technology	Capacity (MW)	Capacity (MW)	Capacity (MW)	
Thermal & Nuclear	Ambak Enerji	1370	Eren	499	
	19 Mart Çan	310	Erezyon	159	
	New Stone A-B	1210	Habus (Adige)	225	
	New Fatih	700	Çalığzga	123	
	Kelesköy TS	610	Mansur Organize Em	35	
	New Yerköy	410	Möden Enerji (B kanatları)	97	
	Çam Işı Enerji (Merkez)	176	Almer Enerji	70	
	Alarka Alarka	81	Perihan Adige	170	
	Zile Enerji (Kırsızan)	40	İsitar Çelik	110	
	Çele Enerji	64	Handıhat	1120	
	AK Enerji (K Pars)	127	İsitar Çelik Enerji Yatırım ve Uzman San. A.Ş	410	
	Enery-Sa (Karas)	120	İsitar Çelik Enerji Yatırım ve Uzman San. A.Ş	625	
	AK Enerji (Cerebaskoy)	92	ICDAS Elektrik Enerji Üretim ve Yatırım A.Ş	628	
	Enery-Sa	45	Akaga Çalığzga Enerji Üretim A.Ş	316	
	Enery-Sa (SALMAKALE)	64	Duda Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş	64	
	İzmir	1590	Ambak Enerji	340	
	Ünvanıç	534	Ambak Enerji others (Gas)	620	
				21.440	
	Hydro	Öymençe (ÖSKM)	60	Ağaçlı (ÖSKM)	43
		Uzunyayla (ÖSKM) x 1	130	Uzunyayla (ÖSKM) x 2	400
				573	
	Wind	Wind (ÖSKM) x 1	1110	Wind (ÖSKM) x 2	7200
					8310
	Geothermal	Geothermal (ÖSKM) x 1	620		620
				620	
<b>TOTAL</b>			<b>34.031</b>		

**Batı Sistemi**

System	Technology	Capacity (MW)	Capacity (MW)	Capacity (MW)	
Thermal & Nuclear	Bora Enerji	1412	Tayyaz Raftem (Yeni) x 1	84	
	New Eyüpser	710	Elektrik En. Enerji (Elektrik 2)	59	
	New Tuatlık B	440	Çalığzga	190	
	Çöğüşek	310	Aksa Enerji (Aşağı)	108	
	New Çalığzga TS	320	Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş	165	
	Ba Enerji Enerji	410	Eren Enerji Elektrik Üretim A.Ş	1213	
	Betek Kelesköy	145	Aksa Enerji Üretim A.Ş	237	
	Boten Enerji Elektrik Üretim A.Ş	143	AS Enerji Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş	67	
	Zile Enerji	90	Enerya Enerji Üretim A.Ş	1125	
	Ezlik (Demiraz)	140	İsitar Çelik Enerji Yatırım A.Ş	41	
	Enery-Sa (Yeni)	130	Autoproducter (Gas)	100	
	AK Enerji (B. Işık)	127	Autoproducter (Gas)	100	
	Adapazar-1	1595	Autoproducter (Gas)	100	
	Adapazar-2	798	Autoproducter (Gas)	100	
	Çaya Elektrik	154	Autoproducter (Gas)	100	
	Erdemir (Ereği)	73	Autoproducter (Gas)	100	
	Erdemir (Ereği)	80	Autoproducter (Gas)	100	
	Muh Enerji-2	73	Autoproducter (Gas)	100	
				18.204	
	Hydro	Öymençe (ÖSKM)	60	Uzunyayla (ÖSKM) x 6	1200
		Uzunyayla (ÖSKM) x 1 (ÖSKM)	130		
				1360	
	Wind	Wind (ÖSKM) x 2		2400	2400
					2400
<b>TOTAL</b>			<b>22.454</b>		

**Merkez sistem**

System	Technology	Capacity (MW)	Capacity (MW)	Capacity (MW)	
Thermal & Nuclear	Zile Enerji	159	Muhaz-1	1200	
	Zile Enerji (Esen)	120	Muhaz-1	1200	
	Ankara Enerji	718	Muhaz-1	1200	
	Tekirdağ Enerji (İkinci)	1320	Muhaz-1	1200	
	İzmir Enerji (İkinci)	220	Muhaz-2	1200	
	Park Termik	620	Muhaz-2	1200	
	Samun-2	131	Muhaz-2	1200	
	Samun-1	131	Muhaz-2	1200	
	Borçea Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş	457			
	Çama Elektrik Üretim A.Ş	150			
				14.572	
	Hydro	Ambak (ÖSKM)	713	İsitar Çelik (ÖSKM)	70
		Bata (ÖSKM)	310	B. Uğuzlu (ÖSKM)	49
		H. Uğuzlu (ÖSKM)	300	Şeyhan (ÖSKM)	81
		Şa (ÖSKM)	218	Çelebi (ÖSKM)	36
Ösköy (77.6 MW)		278	Kedem (ÖSKM)	56	
Ösköy (101.8 MW)		109	Kapalıçay (ÖSKM)	34	
Şeyhan (ÖSKM)		160	Çamca (ÖSKM)	4	
Ösköy (139.4 MW)		139	ESKİMER (ÖSKM)	30	
Ambak (131 MW)		138	AKKOPRU (ÖSKM)	111	
Hafnık (120 MW)		128	ÇEBİTLER (ÖSKM)	30	
Kabakçı (120 MW)		120	Damaç (ÖSKM)	39	
Yeni (104.8 MW)		103	Alacak (ÖSKM)	50	
Yeni (101 MW)		101	Çelebi (ÖSKM)	39	
Kabakçı (90 MW)		90	Damaç (ÖSKM)	30	
Nurhan (70 MW)		43	Çelebi (ÖSKM)	64	
Karaböyük (70 MW)		56	Yeniçay (ÖSKM)	213	
Öğlemez (70 MW)		71	Almaly (ÖSKM)	214	
				10.033	
Wind		Wind (ÖSKM)	100	Wind (ÖSKM) x 1	4000
					4100
<b>Total</b>				<b>24.605</b>	

**Doğu sistemi**

System	Technology	Capacity (MW)	Capacity (MW)	Capacity (MW)	
Thermal & Nuclear	Afyon Enerji B	1440	New Coal 600	600	
	New Afyon Enerji A	1670	New Coal 600	600	
	Kargal TS	457	New Coal 600	600	
	Kızıyrgöl	1719	New Coal 600	600	
	Kırıkkale Elektrik Üretim A.Ş	43			
			6.112		
Hydro	Ambak (ÖSKM)	340	Eski (ÖSKM)	110	
	Kızıyrgöl (ÖSKM)	1000	Kızıyrgöl (ÖSKM)	84	
	Kızıyrgöl (ÖSKM)	110	LERZELER (ÖSKM)	470	
	Beyşehir (ÖSKM)	470	ATLASAĞI (ÖSKM)	160	
	Beyşehir (ÖSKM)	30	Kargal (ÖSKM)	140	
	Beyşehir (ÖSKM)	100	RÜZÜ (ÖSKM)	1700	
	Kızıyrgöl (ÖSKM)	181	Uzunyayla (ÖSKM)	54	
	Osmaniye (ÖSKM)	170	Çelebi (ÖSKM)	102	
	Meydan (ÖSKM)	134	Pamir (ÖSKM)	31	
	Meydan (ÖSKM)	111	A Borçea Enerji (ÖSKM)	247	
				13.241	
	Wind	Wind (ÖSKM) x 1		800	800
					800
	<b>Total</b>			<b>20.243</b>	

Bu sonuçta, her bölgenin mevsimlere göre talep ve arz güç ilişkisi aşağıdaki gibi olur.

**Tablo 4. 18 Sistemlere göre LOLE ve Destek Rezerv Güç (2030 Yılı)**

Sistem	Talep (MW)				Arz (MW)			
	Ock.-Mrt.	Nis.-Haz.	Tem.-Eyl.	Ekm.-Arl.	Ock.-Mrt.	Nis.-Haz.	Tem.-Eyl.	Ekm.-Arl.
En Batı Sistemi	25149	26897	27910	22356	23144	25975	26592	22442
Batı Sistemi	17819	20119	20845	21938	17623	17929	19844	19982
Merkez Sistemi	15530	17301	18418	16808	18671	22177	23851	21645
Doğu Sistemi	13065	12292	13730	14091	16778	16254	16114	16486
Toplam	71663	76609	80903	75193	76216	82335	86401	80555
Ülkesel	69975	75591	80000	73958	76216	82335	86401	80555

Maksimum talebin meydana geldiği dönemleri bölgelere göre farklı olduğundan, basit toplam değer, ülkesel toplamın en yüksek değeri ile denk değildir.

Maksimum talebin meydana geldiği dönemler, En Batı sistemi ile Merkez sistem, tüm ülke ile aynı şekilde Temmuz ile Eylül olur fakat, Batı sistemi ile Doğu sisteminde Ekim ile Aralık ayları olur.

Yukardaki şartlarda hesaplanan 2030 yıl kesiti, sistemlere göre rezerv güvenilirliği hesap sonuçları Tablo 4. 19 da gösterilmektedir.

**Tablo 4. 19 Sistemlere göre LOLE ve destek rezerv güç (2030 yılı)**

Sistem	Talep [MW]	Arz Gücü [MW]	Destek Rezerv Güç [MW]	Arz Rezerv Oranı [%]	LOLE [Saat]
En Batı Sistemi	27910	26592	-1318	-4.7	77.8
Batı Sistemi	21938	19982	-1956	-8.9	80.7
Merkez Sistemi	18418	23851	5433	29.5	2.7
Doğu Sistemi	14091	16486	2395	17.0	10.7
Toplam	82357	86911	4554		
Ülkesel	80000	86400	6400	8.0	10.2

Yine, her bölgenin aynı düzeydeki rezerv güvenilirliği olarak, LOLE=24saat sağlanabilmesi için gerekli olan destek rezerv güç ile ilgili hesap sonucu Tablo 4. 20 de gösterilmektedir.

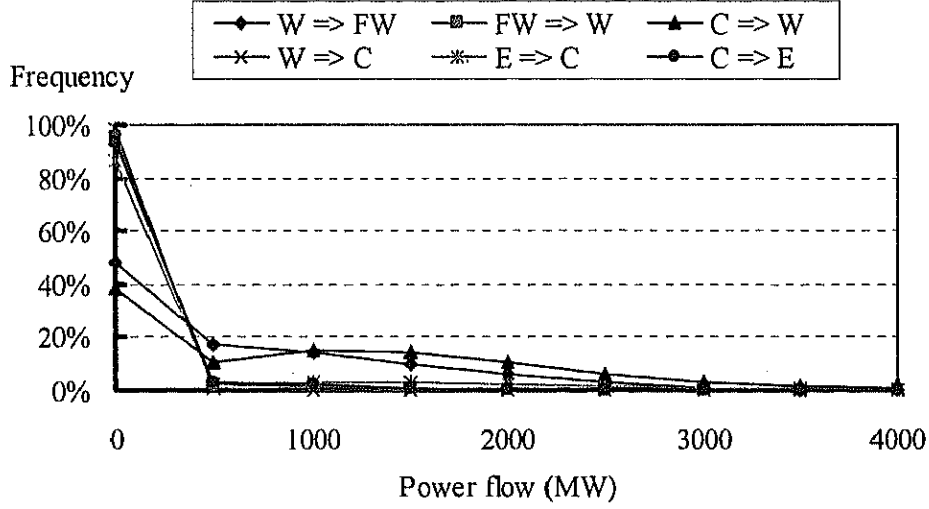
**Tablo 4. 20 LOLE 24 saat sağlayabilmek için gerekli destek rezerv güç (2030 Yılı)**

Sistem	LOLE = 24h Gerekli Destek Rezerv Güç [MW]	Arz Rezerv Oranı [%]	LOLE [Saat]
En Batı Sistemi	568.8	2.0	24.0
Batı Sistemi	-259.3	-1.2	24.0
Merkez Sistemi	3433.7	18.6	24.0
Doğu Sistemi	1808.1	12.8	24.0
Toplam	5551.2		
Ülkesel	5336.2	6.7	24.0

Merkez sistemde %19 civarı, Doğu sisteminde %13 civarında arz rezerv oranı gerekli olmasına karşılık, En batı sistemi ile Batı sisteminde, hemen hemen destek rezerv güce ihtiyaç olmadığı sonucu çıkmıştır. Bu, özellikle Merkez sistemde, birim ünite kapasitesi yüksek, nükleer santralin çok sayıda (1,200MW x 8 adet) hizmete alınmış olması, tesislerin kaza anlarında etkilerinin büyük olması ile, su

yetersizliği nedeni ile hidrolik güç arz gücünde azalma miktarının büyük olması gibi durumlara bağlı, olasılık dışı sapma genişliklerinin büyük olması nedeni ile, daha fazla destek rezerv güç gerekli olur.

Tek bir bölgede arz gücü yetersizliği ortaya çıkması durumunda, arz gücünde fazlası olan bölge, bölgeler arası enterkonnekte nakil hatları kapasite dahilinde, destek alış veriş yapılr. Yukarıda yazılı duruma ilişkin, tüm bölgeler arası iletilen elektrik taşıma miktarının frekans dağılımı aşağıda görülmektedir.



Figür 4. 20 Tüm bölgeler arası iletilen elektrik taşıma miktarının frekans dağılımı

Merkez sistemin, sahip olduğu destek rezerv güç fazla, normal durumlarda, yeterli arz fazlası gücüne sahiptir. Bunun dışında, Merkez sistem ile Batı sistem arası nakil hattında yeterli elektrik nakil kapasitesi mevcut olduğun için, Batı sistemi veya En Batı sisteminde arz güç yetersizlik anlarında, Merkez sistem veya Doğu sisteminde gücün ödünç verilmesi mümkün olur. Bu nedenle, Batı sistem veya En Batı sisteminde, destek rezerv güç olmasa dahi, yüksek rezerv güvenilirliği garanti etmek mümkün olur.

#### 4.5 Herbir Enerji Kaynağının Doruk Güç Arz Optimasyonu

Türkiye, günümüzde talebin maksimum zamanlarında, Keban, Karakaya, Atatürk gibi büyük ölçekli rezervuar tip hidrolik güçle enerji üretimi gerçekleştirerek takviye etmektedir. Bundan sonra da yıllık ortalama %7 düzeyinde büyük oranlı talep artışı öngörülmekte, bu artışı takviye edecek doruk arz gücünün temini gerekli olacaktır.

Bu raporda, bundan sonra ihtiyaç artışı öngörülen doruk arz gücü ile ilgili destek olanaklı çeşitli enerjilerin hizmete alın olasılıklarını değerlendireceğiz.

##### 4.5.1 Doruk Güç İçin Herbir Enerji Kaynağının Değerlendirmesi

###### (1) Doruk Güç İçin Herbir Enerji Kaynağının Özellikleri

Doruk güç için enerji kaynağı olarak, pompajlı suyun enerjisi, mevcut birikmiş su gölünün enerjisinin artışı, yeni birikmiş su gölünün enerjisini geliştirme, düşük yükleme oranlı yakıt enerjisi(GT gibi) geliştirme, başka ülkelerden elektrik alımı vs. düşünülebilir. Bu kaynaklar hakkında herbirinin özellikleri aşağıda verilmiştir. Üstelik doruk güç için enerji kaynağı olarak çalışmaya başladıktan sonra kısa sürede (5 dakika içinde) en fazla çıkışta işleme imkanının ayrıcalığı da enerji kaynağının özelliğidir.

**Tablo 4. 21 Doruk güç için herbir enerji kaynağının özellikleri**

	Artılar	Eksiler
Pompajlı su enerjisi	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Sabitleme ederi ucuz</li> <li>◆ Gece de frekans kontrolü mümkün</li> <li>◆ Büyük miktarda (1000MW üzeri) üretim yapılabilecek yerler fazladır</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Çalışılacak saatlerde su miktarında sınır vardır.</li> <li>◆ Suyun pompaj gücü gerekir</li> </ul>
Mevcut suyun enerjisinden yararlanma	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Yakıt gideri yok</li> <li>◆ Santralin enerji miktarının artırılması olasıdır</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Sabitleme ederi pahalı</li> <li>◆ İnşaat süresince suyun azalmasından dolayı mevcut su enerjisinin kullanım sınırı olabilir.</li> </ul>
Yeni birikmiş suyun enerjisinden yararlanma	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Yakıt gideri yok</li> <li>◆ Santralin enerji miktarı bğyğk oranlarda çoğalabilir.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Sabitleme ederi pahalı(mevcut su enerjisinden de daha pahalı)</li> <li>◆ Büyük miktarda ekonomik olarak geliştirilmiştir.</li> </ul>
Gaz Tribünü (GT)	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Her daim işletilebilir</li> <li>◆ Sabitleme ederi ucuz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Yakıt gideri pahalı</li> </ul>
Başka ülkelerden enerji alma	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Özel santral inşa etmek gerekmez (iletim hattıyla iş hallolur)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Alınacak miktar ve fiyat karşı ülkenin durumuna bağlıdır.</li> </ul>

###### (2) Mevcut suyun enerjisinden yararlanma fizibilitesi

Mevcut suyun enerjisinin artırılması, yeni birikmiş suyu kullanmak hususunda ne derecede inşaat yapılırsa doruk güç ihtiyacını karşılamak mümkün olacaktır hesapladık.(ekonomiklik verisi için bakınız 4.2)

###### (a) Mevcut suyun enerjisinin artırılması

Mevcut suyun enerjisinin artırılması için GT'nin gelişiminin durdurulması gerekir. Ancak mevcut santrali işletilebilir saatleri ve miktarları değişeceğinden yakıt giderini azaltmak aslen imkansız

gibidir. Mevcut suyun enerjisini arttırırken gerekli yıllık para geliştirmesi durdurulan GT'nin yıllık değerinden düşük olacağından daha ekonomik olacaktır. GT inşaatında yıllık oran 16.75% iken, yıllık gider 83.8USD/kW/year olacaktır. Genel suyun gücünün yıllar sayısı GT'den uzun olacağından yıllık gider oranı 10.73% ile GT'den düşüktür.

$$(83.8\text{USD/kW/Yıl}/10.73\% = \text{Yaklaşık } 780\text{USD/kW})$$

(b) Yeni birikmiş suyun enerjisinden yararlanma

500MW birikmiş su enerjisini yeni planlamalar da geliştirmek düşünülebilir. Yıllık kullanım oranı 10%'dur. Bu durumda yıllık elektrik miktarı 438GWh artmıştır( $500\text{MW} \times 8760\text{saat} \times 10\%$ ).

GT'nin geliştirmesinin durmasından elde edilecek sabitleme ederini de gider hanesinin eksisine ekleyince yıllık üretim miktarı yakıt miktarının ederini azaltacaktır. GT yakıt ederi 14.2Cent/kWh, CC 7.5Cent/kWh olmasına karşılık ortalama eder 10.8Cent/kWh olur. Bu yakıt giderini azaltmak için düşünülünce Break Even olan inşaatlar da bina fiyatı 1660USD/kW istiyorlar.

$$(\text{yaklaşık } 780\text{USD/kW} + 10.8\text{Cent/kWh} \times 438\text{GWh}/10.73\%/500\text{MW} = \text{Yaklaşık } 1660\text{USD/kW})$$

Yeni üretime göre geliştirme birikmiş suyun enerjisi yıllık kullanım oranı yüksek olduğunda yakıtın tüketimi de artacağından Break Even olacaktır. Kullanım miktarı artıp 20% olduğunda 2540USD/kW kullanım oranı 30% olduğunda 3430USD/kW olur.