

ELEKTRİK ENERJİ SİSTEMİNİN ARZ GÜVENİRLİĞİ VE SICAKLIKLA TALEP DEĞİŞİM TAHMİNİ

İlker İLASLANER (Elektrik-Elektronik Yük. Müh.)-Teiaş Milli Yük Tevzi İşletme
Müdürlüğü – ilaslaner@yahoo.com

ÖZET

Arz güvenirliliği için elektrik enerjisinin talebi karşılayacak kadar standartlar ölçüsünde kaliteli olarak üretilmesi, iletilmesi ve dağıtılması gerekmektedir. Özellikle UCTE (Avrupa İletim Enterekonekte Sistemine) bağlantı kriterlerini de sağlama amacı ile yapılan çalışmalarda arz güvenirliliğine katkı sağlanmaktadır.

Elektrik enerjisinde kalitenin korunumu açısından da arz güvenirliliği önemlidir. Özellikle de üretim tüketim dengesinin sağlanması için ve sisteme ait frekansın kabul edilebilir aralıkta olması için arz güvenirliliği şarttır.

Üretim tüketim arz talep planlaması; güç güç sistem planlamasının yanı sıra önerilen bağlantılara yönelik işlemleri gerçekleştirmek ve üretim kapasite projeksiyonları hazırlamak amacıyla planlamaya tabi taraflardan temin edilmesi gereken bilgilerin belirlenmesi gerekmektedir. Üretim kapasite projeksiyonu; izleyen on takvim yılına ait talep gelişimi, üretim, bölgesel arz talep dengesi, sistem performansı belirlenir. Talep ve enerji tahmin esasları; sistem kısıtları, yük alma yük atma teklifleri çerçevesinde, sistem bütünlüğü, arz güvenliği ve kalitesine ilişkin şartlar sağlanarak her gün yapılır.

Sistem gerilimleri, değişim sınırları gerilim dalga şekli müsaade edilen sınırlar içinde kontrolü de arz güvenirliliği için önemlidir. Üretim tesislerinin performans şartları; üniteler aşırı ikazlı olarak 0,85 ve düşük ikazlı olarak 0,95 güç faktörleri arasında nominal güç çıkışını sağlayacak kapasitede olması ile de arz güvenirliliğine katkı sağlanır.[1]

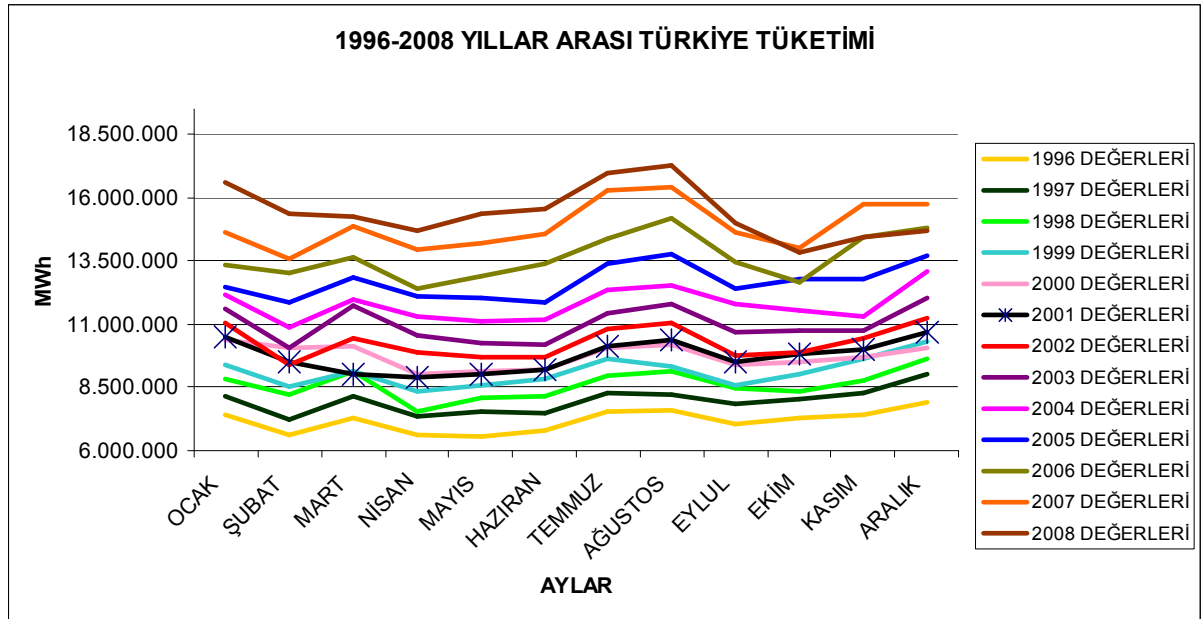
Frekans kontrol tertibatlarının da sağlanarak kaliteli enerjinin sağlanması gerekmektedir. Sıcaklık artışı veya azalışıyla birlikte elektrik enerjisinde talep

miktarında da değişim olma durumu kaçınılmazdır. Bu değişim miktarına bağlı olarak arzın sağlanması ile elektrik sisteminin dinamik olarak işletmeciliği sağlanmış olur.

1- GİRİŞ

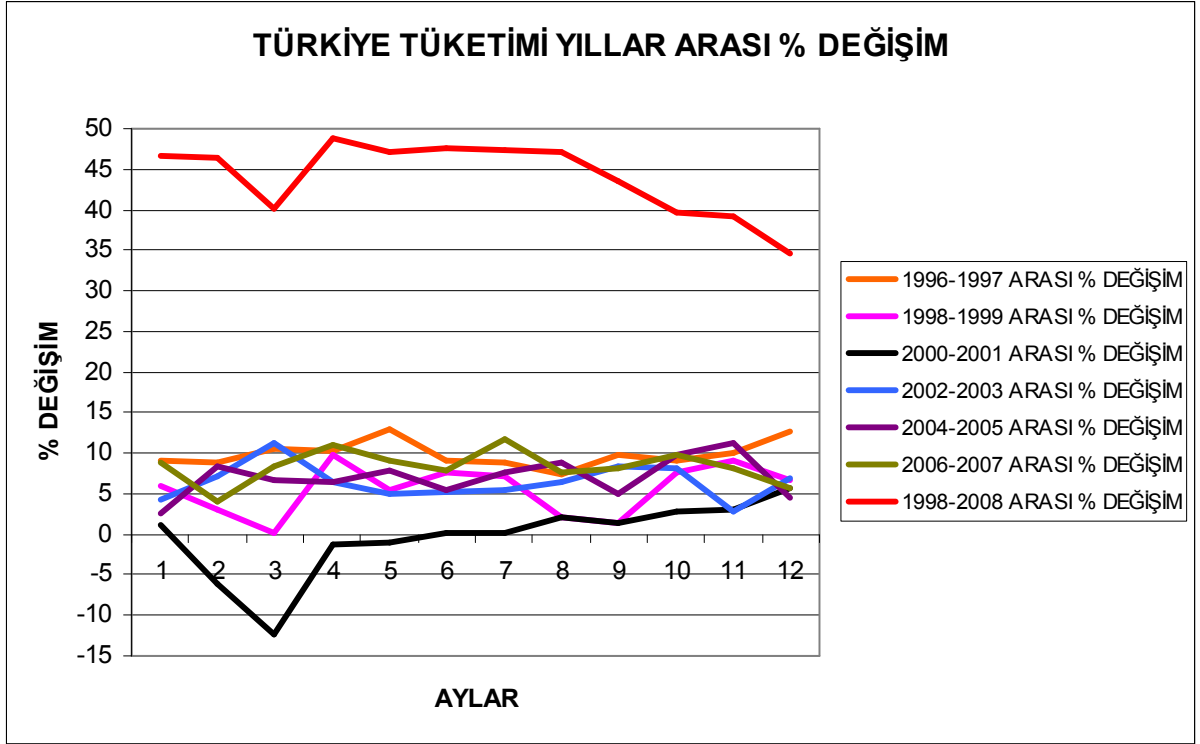
Frekans kontrol tertibatlarının da sağlanarak kaliteli enerjinin sağlanması gerekmektedir. Sıcaklık artışı veya azalışıyla birlikte elektrik enerjisinde talep miktarında da değişim olma durumu kaçınılmazdır. Bu değişim miktarına bağlı olarak arzın sağlanması ile elektrik sisteminin dinamik olarak işletmeciliği sağlanmış olur.

1996 ile 2008 yılları arasında Türkiye tüketiminin aylara bağlı değişimini gözlemlediğimizde ekonomik değişkenlerin tüketim üzerinde büyük etkileri olacağı çok açık şekilde bellidir.



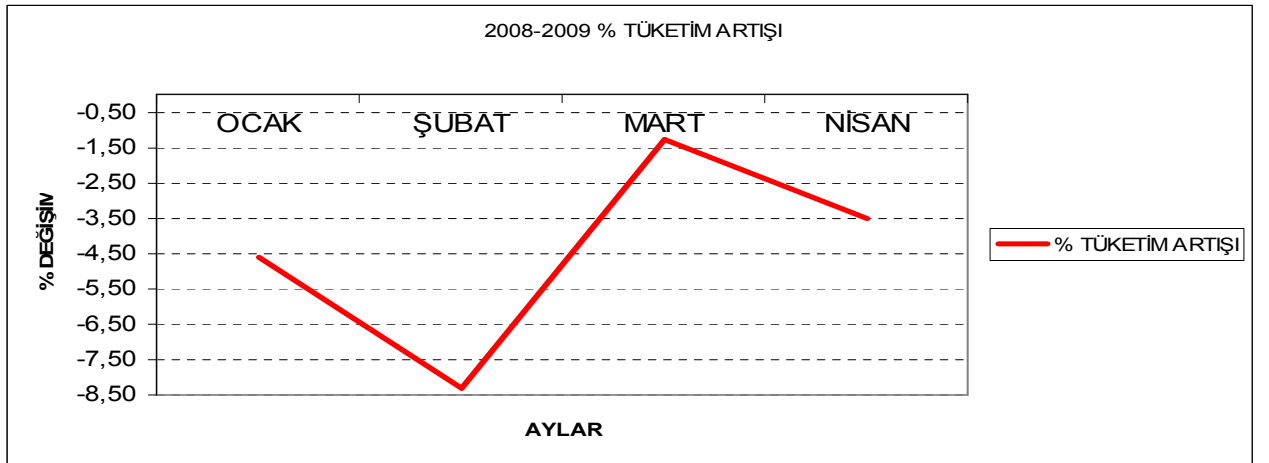
Grafik-1 Türkiye tüketiminin son on iki yılı

Son on iki yılda ve birer yıl arayla Türkiye’de tüketim değişimlerinin % değişimlerini gözlemlemekteyiz. Bu değişimde en büyük etmenler ekonomik gösterge ve diğer mevsimsel değişimlerdir.



Grafik-2 Yıllar arasında % tüketim değişimleri

2008 ile 2009 yılının ilk çeyreğinde olan tüketim değişiminde Ocak – Şubat arasında düşüş, Şubat – Mart aralığında bir önceki değer seviyelerinin üzerinde artış ve Mart – Nisan aralığında da azalmayı gözlemlemekteyiz.



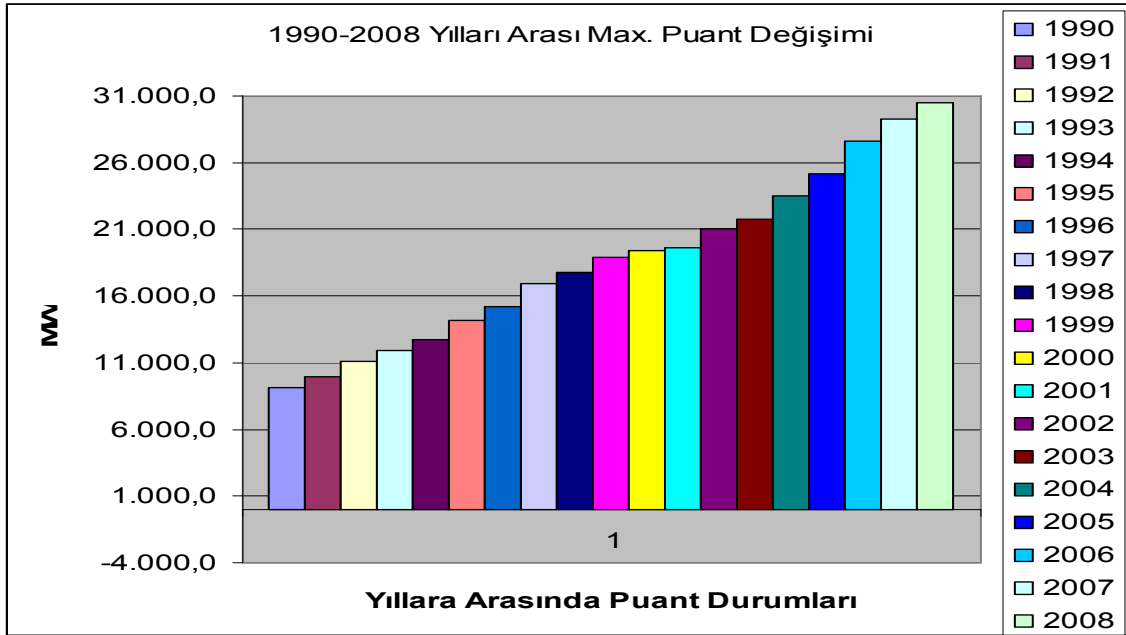
Grafik-3 Son iki yılın ilk çeyreğinde % tüketim değişimi

1990 – 2008 yıllarında gerçekleşen ani puant değerleri aşağıda görüldüğü gibi artış izlenmekle birlikte 2008 yılında ani puantın da yaz ayında oluşmasının tek sebebi evrensel ekonomik değişim ve sıcaklıklardır.

YILLIK MAX. PUANT.		
TARİH	SAAT	MW
19,12,1990	17:20	9.180,4
02,12,1991	18:00	9.964,9
22,12,1992	17:20	11.113,3
23,12,1993	17:20	11.921,4
26,12,1994	17:10	12.759,7
18,12,1995	17:20	14.164,6
12,12,1996	17:40	15.230,1
25,12,1997	17:30	16.926,1
17,12,1998	17:40	17.799,3
08,12,1999	17:30	18.938,0
23,11,2000	17:20	19.389,9
25,01,2001	18:00	19.612,0
24,12,2002	17:30	21.005,6
19,12,2003	17:10	21.728,9
15,12,2004	17:20	23.485,3
26,12,2005	17:20	25.174,2
27,12,2006	17:10	27.594,4
24,12,2007	17:40	29.248,5
23.07.2008	14:10	30.516,8

Tablo-1 Son on sekiz yılın puant değişimi

Grafiksel olarak ifade edilirse;



Grafik-4 Son on sekiz yılda puant değişimi

2- İŞLETME YEDEĞİ

Primer kontrol

yedeği (rezervi) *** Sıcak Yedek

Sekonder kontrol

yedeği(rezervi) *** SıcakYedek

Üçüncül kontrol *** Ilık Yedek

Yedeği *** Soğuk Yedek

*** Ilık Yedek

Kompansatör olarak çalıştırılan üniteler

(3-5dakika arasında servise alınan üniteler) *** Soğuk Yedek

Emre amade olan ve istenildiğinde servise alınabilen üniteler

2.1- PRİMER KONTROL YEDEĞİ

Sistemde bulunması gereken primer kontrol yedeği; sistemde en büyük güçteki ünitenin gücü kadardır. 770 MW ADA-GEBZE-İZMİR-ANKARA DOĞALGAZ SANTRALLARININ BİR BLOKUNUN GÜCÜ KADARDIR. Sekonder kontrol, bir kontrol alanındaki üretimi regüle eden merkezi otomatik bir fonksiyondur:[2]

Türkiye Elektrik sisteminin belirlenecek olan katılım katsayısı ile 200 mHz'lik frekans sapmasına neden olan yük çarpılarak Türkiye'nin payına düşen primer rezerv miktarı bulunacaktır. Bu da yaklaşık %1.5 puant gücüne denk gelmektedir.

2.2- SEKONDER KONTROL

Diğer bütün kontrol alanları ile güç alışverişini programlanan değerde tutmak. KONTROL ALANINDAN kaynaklanan bir frekans sapması durumunda, frekansı ayar değerine geri getirmek. Primer kontrol tarafından kullanılan kapasitenin serbest bırakılmasını sağlamak. Bu fonksiyonları yerine getirmek için, sekonder kontrol programı (Automatic Generation Control - AGC) periyodik olarak Alan Kontrol Hatasını (ACE) hesaplar ve kontrolü altındaki santrallere ayar değerleri (set-point) gönderir. Sekonder kontrol, PI (proportional integral) bir kontrol özelliğine sahiptir. Sekonder kontrol, dakikalar mertebesinde yapılan bir kontroldür (maksimum süre 15 dakika).[2]

Sekonder kontrol aralığı, içinde sekonder kontrol edicinin otomatik olarak, ilgili zamanda, her iki yönde (pozitif ve negatif), sekonder kontrol gücünün çalışma noktasından yola çıkarak işleyebildiği, sekonder kontrol gücünün ayar aralığıdır. Sekonder kontrol rezervi, sekonder kontrol aralığının çalışma noktası ile maksimum değer arasındaki pozitif bölümüdür. Sekonder kontrol aralığının çalışma noktasında halihazırda aktive edilmiş olan bölümü, sekonder kontrol gücüdür. Her zaman, beklenen talep dalgalanmalarını ve bir üretim biriminin kaybını karşılamak üzere, yeterli bir sekonder kontrol rezervi mevcut olmalıdır. Eğer en büyük üretim biriminin kaybı sekonder kontrol rezervi tarafından karşılanmamışsa, açığı kısa bir sürede dengelemek için, ek üçüncül kontrol rezervine {15 dakikalık rezerv} ihtiyaç duyulur. Yeterli sekonder kontrol, üretim şirketleri tarafından TSO'nun hizmetine sunulan üretim kaynaklarına bağlıdır. Santrallar kapasitelerinin %10 civarında sekonder kontrol aralığına sahip olmalıdır. Yük alma/ yük atma hızları sekonder frekans kontrolünün uygun tepki vermesine imkan sağlayacak şekilde olmalıdır. Sekonder kontrol rezervinin büyüklüğü, tipik yük değişimlerinin büyüklüğüne, program değişikliklerine ve üretim birimlerine bağlıdır. Yük değişimleri ile ilgili olarak önerilen minimum rezerv aşağıdaki şekilde verilmiştir. Tersiyer Kontrol Rezervi Desteği. Elde yetersiz sekonder kontrol rezervi bulunması durumunda, ani büyük dengesizlikler ve kalıcı yük değişimleri durumunda sekonder yedeğin serbest bırakılması için tersiyer (üçüncül) yedeğe ihtiyaç vardır.

2.3- Tersiyer rezervler:

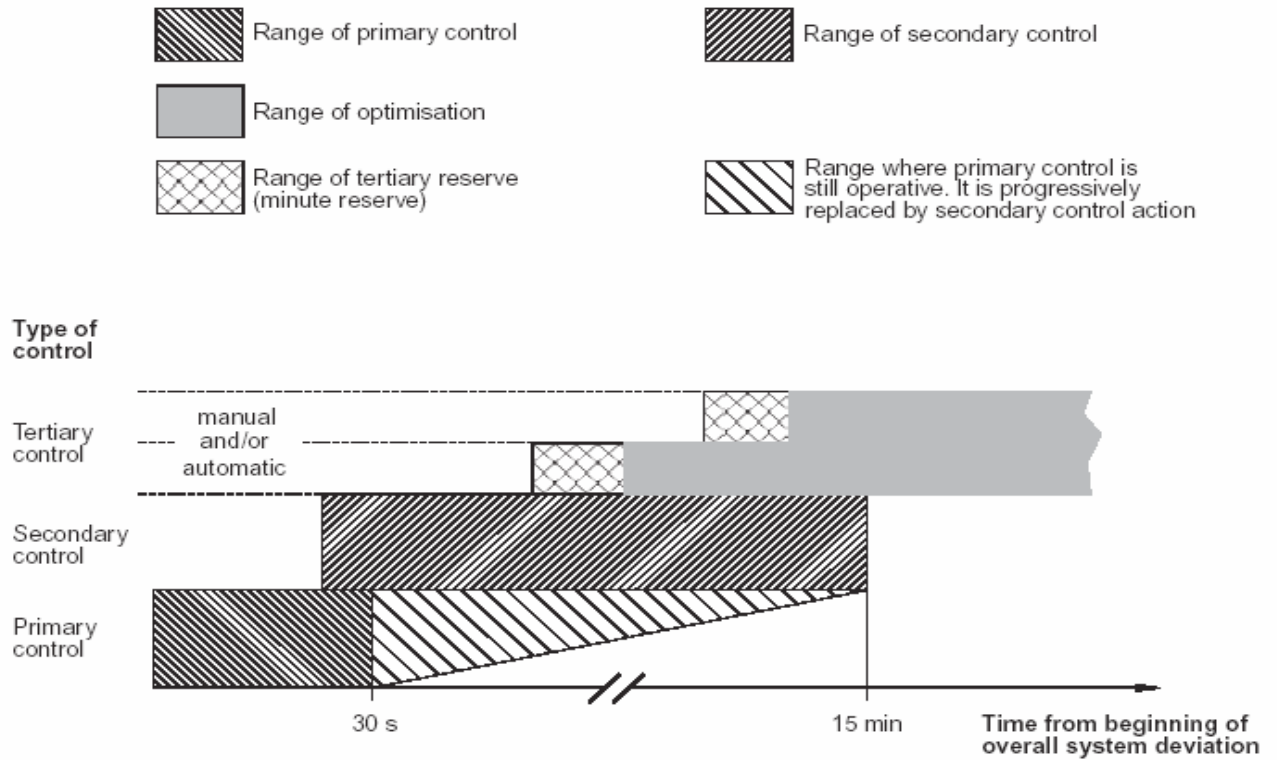
Manuel devreye alınan üniteler üçüncül kontrol yedeğini oluşturur.

- Üretim birimleri
- Kontrol edilebilir yükler
- Bağlantı hatları üzerinden alışverişler.

Sistemdeki yük değişimleri üçüncül kontrol ile dengelenir.

Türkiye elektrik sisteminde üçüncül kontrol genellikle ılık yedek ve soğuk yedek hidrolik santrallerle sağlanmaktadır.

Primer, Sekonder ve Tersiyer kontrol zaman aralıkları;



Şekil-1 Frekans kontrol düzeneği

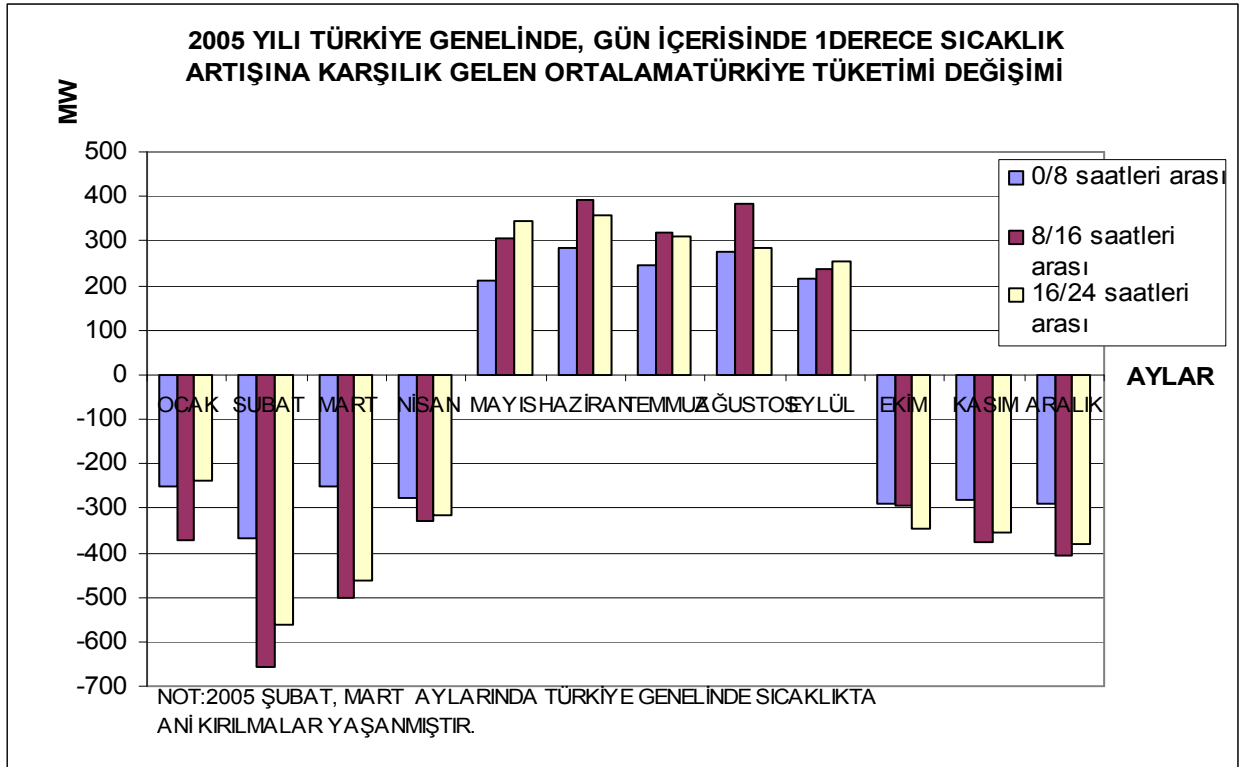
Her zaman, beklenen talep dalgalanmalarını ve bir üretim biriminin kaybını karşılamak üzere, yeterli bir sekonder kontrol rezervi mevcut olmalıdır. Eğer en büyük üretim biriminin kaybı sekonder kontrol rezervi tarafından karşılanmamışsa, açığı kısa bir sürede dengelemek için, ek üçüncül kontrol rezervine {15 dakikalık

rezerv} ihtiyaç duyulur.[2] Yeterli sekonder kontrol, üretim şirketleri tarafından TSO'nun hizmetine sunulan üretim kaynaklarına bağlıdır. Santraller kapasitelerinin %10 civarında sekonder kontrol aralığına sahip olmalıdır. Yük alma/ yük atma hızları sekonder frekans kontrolünün uygun tepki vermesine imkan sağlayacak şekilde olmalıdır. Sekonder kontrol rezervinin büyüklüğü, tipik yük değişimlerinin büyüklüğüne, program değişikliklerine ve üretim birimlerine bağlıdır. Yük değişimleri ile ilgili olarak önerilen minimum rezerv aşağıdaki şekilde verilmiştir.

2.4- Türkiye Sıcaklığının Hesabı

Bilindiği üzere elektrik tüketimini sıcaklık faktörü doğrudan etkilemektedir. Bu etkinin oranını tespit etmek üzere yapılan hesaplama yönteminde tüm illerin minimum ve maksimum sıcaklıkları dikkate alınarak; sıcaklığı bu değerler arasında doğrusal değiştiği varsayımı yapılmıştır.

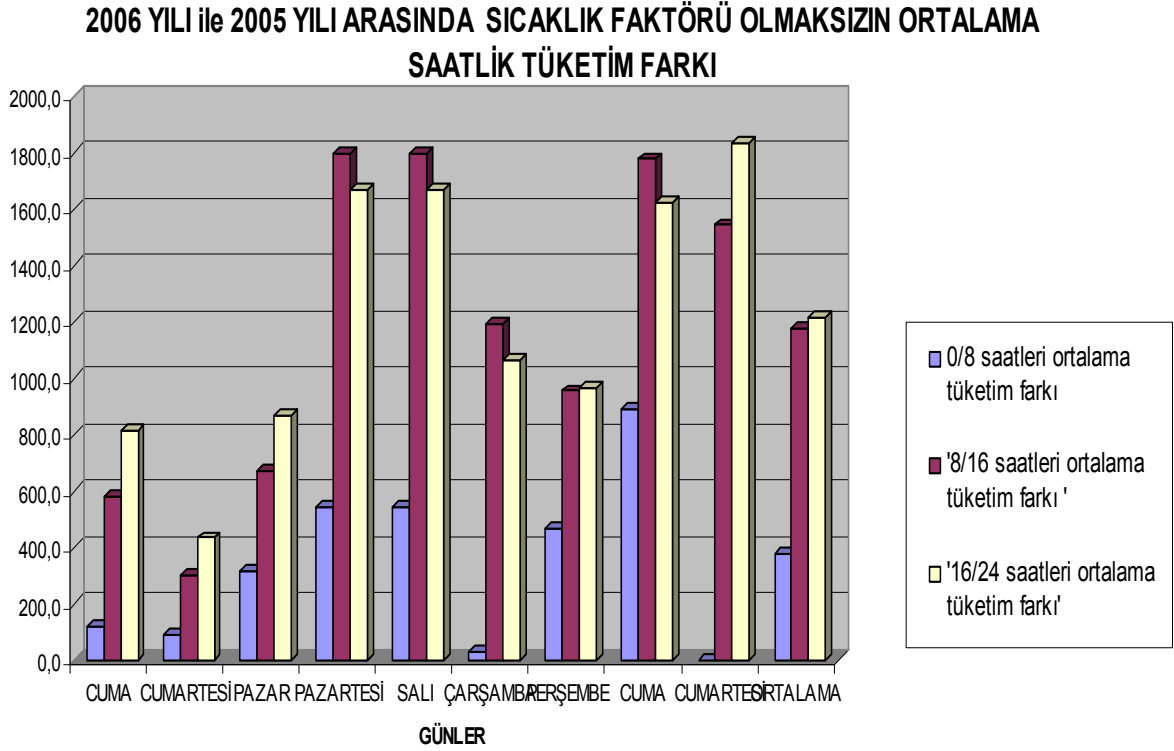
Tüm illerin sıcaklıkları Türkiye eşdeğer sıcaklığı bulunurken, illerin tüketimi oranında etki ettirilmiştir.



Grafik-5 Sıcaklıkla yük değişim yapısı

Grafik-5'te görüldüğü gibi Türkiye genelinde sıcaklıkta 1° derece meydana gelen değişim Aralık ayında 0/8 saatlerinde tüketimi ortalama 280 MW etkilerken 8/16-16/24 saatlerinde bu etki ortalama 400 MW civarındadır. 2006 ve 2005 yılı

sıcaklıkları karşılaştırıldığında; 2006 yılının Aralık ayının 2005 yılı Aralık ayına göre daha soğuk seyrettiği (yaklaşık 4° derece) gözlenmektedir. Aynı günlerde 2006 tüketiminin 2005 yılı tüketimine göre ortalama 2500-3000 MW daha yüksek olduğu gözlenmektedir. 2005 yılı sıcaklık-tüketim analizi sonuçlarını kullanarak; 2005 yılının 2006 yılı ile aynı sıcaklıkta olduğu varsayımı ile; 2005 yılı ile 2006 yılının ilk 10 gününün ortalama tüketim farkı Grafik-6'da verilmiştir.



Grafik-6 Sıcaklık faktörü olmaksızın tüketim değişimi 2005-2006

Bazı günler gün içinde sekiz saatte ortalama 1800 MW'ı bulan tüketim farkları meydana geldiği gözlenmektedir 10 günlük ortalama gece 400MW gündüz ve akşam 1200 MW artıştır. 2005 yılı Aralık ayının ilk günleri hava sıcaklığı yüksek seyretmiş. 20 Aralık 2005'ten sonra ani bir kırılma yaşanmıştır. Hava sıcaklığı Türkiye genelinde 9-10° derece düşmüştür.(Grafik-5)

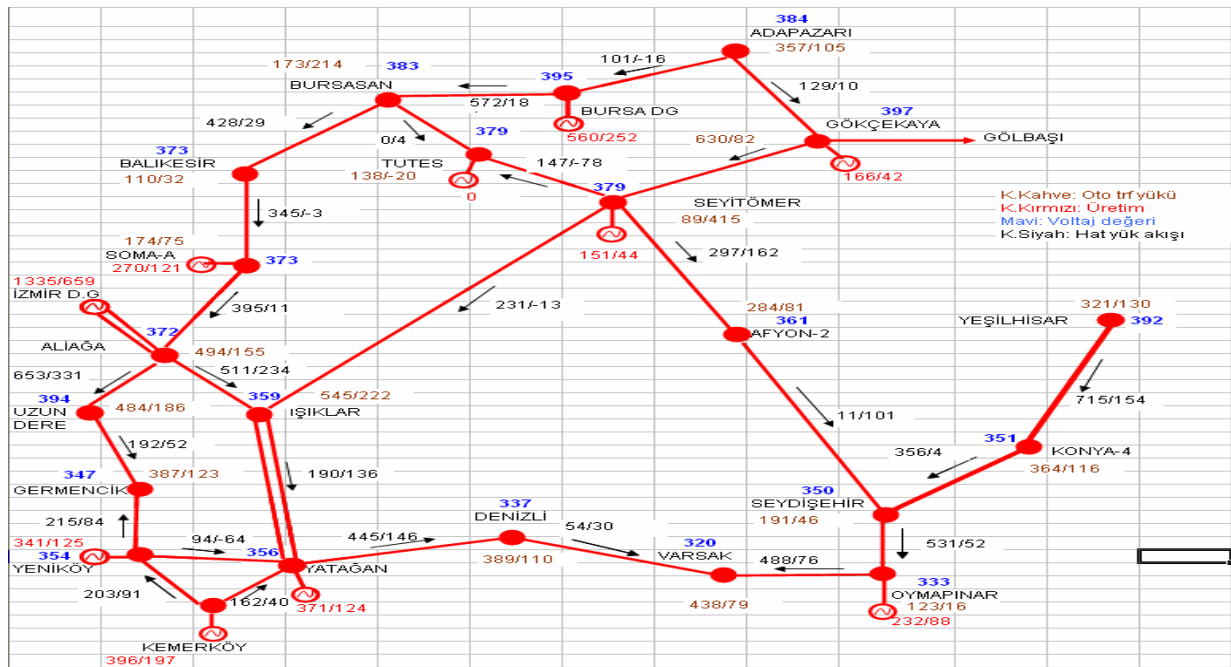
05 Aralık 2005-26 Aralık 2005 Pazartesi günlerinin saatlik bazda sıcaklık ve saatlik Türkiye tüketimi açısından karşılaştırılması sonucu puant tüketiminde 2000 MW bir fark olduğu gözlenmiştir. Hava sıcaklığı 2005 yılında olduğu gibi 9 ° azalır 4 aralık 2006 puant tüketiminde (26480 MW) 2000 MW'lık bir artış gözleneceği söylenebilir bu da 28500 MW civarındır. 2006 aralık ayının son 10 günü Türkiye genelinde hava sıcaklığı geçen yıl kadar soğuk olursa bu Hava sıcaklığının

Türkiye genelinde yaklaşık 5.5-6° düşeceğini yani puant tüketiminin yaklaşık 27900 MW olabileceği anlamına gelir.

2.5- Antalya Bölgesinin Yaz Aylarında Gerilim Düşümü Problemlerinin ve Ototrafolarının Yüklenme Durumlarının İncelenmesi

Turizm açısından Türkiye'nin kalbi niteliğindeki bir bölge olan Kepez Yük Tevzi bölgesi,Ototrafo gücü toplam 1440 MVA olan Varsak,Oymapınar ve Seydişehir 380KV trafo merkezlerinden, ve çoğunluğunu hidrolik santrallerin oluşturduğu ve toplam kurulu gücü 847 MW olan santrallardan beslenmektedir. Temmuz ayı için bölge ani puantı 1364 MW'tır.

* Örneğin Ağustos 2006 için bölgenin üretim-tüketim durumu incelendiğinde; aylık bölge üretimi 114727 MWh iken, aylık bölge tüketimi 816296MWh'dır. Diğer bir ifade ile bölge üretimi bölgede tüketilen enerjinin yaklaşık %14'ü kadardır. Bu konu problemlerin temelini oluşturmaktadır. Aşağıdaki 380 KV yük akış şemasında 23 Ağustos 2006 tarihinde 14:30 puant saatinde Batı bölgesinin genel durumu değerlendirilmiştir.



Şekil-2 Yük akış değişimi

Oymapınar santrali 540 MW kurulu gücünde büyük güçlü bir santral olmasına rağmen rezervuarının çok küçük olması sebebi ile yaz aylarında istenildiği gibi

kullanılamamaktadır. Santralin 181 m (maksimum seviye 184 m)göl seviyesinde suyun enerjiye oranı 2.6'dır. Anılan göl seviyesinde 45500 m³ su kaybı göl seviyesinin 1 cm düşmesine sebep olmaktadır.

Sonuç itibariyle;

a- VARSAK VEYA DENİZLİ TM'YE, BÖLGEYİ SÜREKLİ OLARAK BESLEYEBİLECEK EN AZ 700MW'LIK BİR ÜRETİM KAYNAĞI(D.GAZ VB.) TESİS EDİLMELİDİR.

b- SUGÖZÜ –MERSİN-ERMENEK-OYMAPINAR ENH.'LARININ MÜMKÜN OLAN EN KISA SÜREDE TAMAMLANMASI GEREKMEKTEDİR.

c- EGE BÖLGESİNİ BESLEYEN HATLARA ALTERNATİF OLACAK 380 KV TEMELLİ -AFYON-DENİZLİ BAĞLANTISININ SAĞLANMASI GEREKMEKTEDİR.

2.6- Kısıtlılık Durumları

Birincil veya (N-1) kısıtlılık:

- 1) Bir iletim devresinin,
- 2) Bir üretim ünitesinin,
- 3) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından birinin,
- 4) Senkron kompensatör, statik Var kompensatör, şönt reaktör, kapasitör gibi bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
- 5) Bir seri kompanzasyon ünitesinin,
- 6) Bir transformatör ünitesinin,
- 7) Bir harici enterkonneksiyonun,gibi açma işlemi sonucunda sistemden ayrılmasıdır.

İkincil veya (N-2) kısıtlılık;

- 1)İletim devresi ile buna bağımlı olmaksızın açan ikinci bir iletim devresinin,
- 2) İletim devresi ile bir transformatör ünitesinin,
- 3)İletim devresi ile üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından birinin,
- 4)Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı

- elemanlarından biri ile bir transformatör ünitesinin,
- 5) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından biri ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
- 6) Üretim tesisinin iletim sistemine bağlantı elemanlarından biri ile bir seri kompanzasyon ünitesinin,
- 7) Transformatör ünitesi ile ikinci bir transformatör ünitesinin,
- 8) Transformatör ünitesi ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
- 9) Şönt kompanzasyon ünitesi ile ikinci bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
- 10) İletim devresi ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
- 11) Bir üretim ünitesi ile bir iletim devresinin,
- 12) Bir üretim ünitesi ile bir transformatör ünitesi,
- 13) Bir üretim ünitesi ile ikinci bir üretim ünitesinin,
- 14) Bir üretim ünitesi ile bir şönt kompanzasyon ünitesinin,
- 15) Bir iletim devresi ve bu devre ile ilişkili diğer bir hattın seri kompanzasyon ünitesinin,
- 16) Transformatör ünitesi ile bir seri kompanzasyon ünitesinin,
- 17) Bir üretim ünitesi ile bir seri kompanzasyon ünitesinin,
- 18) Aynı direktteki çift devre hattın, gibi açma işlemleri sonucunda sistemden ayrılması durumlarını içerir

Sonuçta; sistemin gerçek zaman şartları altında gerilim, frekans ve güç akışlarının belirlenen limitler içerisinde kararlılığını kaybetmeden işletilmesi için alınması gereken tedbir, önlem ve işletme prensiplerini kapsar. Sistemin aylık, haftalık ve günlük işletme programları; fiili çalışma koşulları, iklim değişimleri, bakım onarım programları ile birlikte işletmede gerçek zamanda ortaya çıkacak program dışı üretim ve iletim devre dışı olmaları, beklenmedik talep ve hava koşulları gibi olaylar dikkate alınarak belirlenir.

KAYNAKLAR

1. TEİAŞ, "UCTE İşletme El Kitabı", **TEİAŞ**, Ankara, 7-25, (2005)
2. TEİAŞ, "İletim Hatları ve Karakteristiklerinin İstatistikleri", **TEİAŞ**, Ankara, 10-38, (2001)