



CAPACITY OPTIMIZATION OF THE ELECTRICAL ENERGY PRODUCTION SYSTEMS

Hasan Hüseyin ERDEM*

Yıldız Teknik Üniversitesi, Makina Fakültesi, Makina Mühendisliği Bölümü, Yıldız-İSTANBUL

Geliş/Received: 05.04.2004 Kabul/Accepted: 02.09.2004

ABSTRACT

Because of social progress, economic and population growth, the necessity for electrical energy is increasing continuously. The covering of this increase of electrical demand is named as the capacity expansion problems of the electrical energy production systems. The majority of the parameters that affect the problem caused to make some laxities and assents to practice the applied optimization methods. As a result of these axities and assents, the truthness and the feasibility of the results are decreasing.

In this research, the capacity increase of electrical energy production systems is dealt with. The designation of the charge queue's of the present and extra power plants are taken in the decision variables as the work period of the present power plants (charge queue) effect the result of the capacity increase problem. The objective function formed to designate the capacity increase and charge queue, aims to minimize the average of the production costs of the present and the extra power plants that has brought into a value. The type of the power plants that is appropriate to be built between the period 2000-2010, their capacities, years and the charge queues are designated. After obtaining the data of the past years and the analysis of the knowledge in literature of Turkey's source reserves, demand progresses and present electrical production system data the calculations for the optimization model is done. The types of the power plants that will be built are obtained as combined cycle that uses natural gas as fuel and simple gas turbine power plants.

Keywords: Electrical production systems, energy optimization

ELEKTRİK ÜRETİM SİSTEMLERİNDE KAPASİTE OPTİMİZASYONU

ÖZET

Elektrik enerjisine olan ihtiyaç, ekonomik büyüme, nüfus artışı ve sosyal gelişim ile sürekli olarak artmaktadır. Elektrik talep artışının karşılanması, elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyüme problemi olarak adlandırılır. Probleme etki eden parametrelerin fazlalığı, kullanılan optimizasyon yöntemlerinin uygulanabilmesi için bazı kabullerin yapılmasını gerektirir. Yapılan kabuller ise sonuçların doğruluğunu ve uygulanabilirliğini önemli oranda etkiler.

Bu çalışmada, elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyümesi ele alınmıştır. Kapasite büyüme ve yük sıralamasının belirlenmesi için oluşturulan amaç fonksiyonu, mevcut ve ilave santrallerin bir değere getirilmiş birim üretim maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasının minimum yapılmasını hedefler. 2000-2010 yılları arasındaki dönemde yapılması uygun olan santral tipleri, kapasiteleri, yılları ve tüm santrallerin yük sıraları belirlenmiştir. Türkiye'nin kaynak rezervleri, talep gelişimleri ve mevcut elektrik üretim sistemi bilgileri geçmiş yılların ve literatürdeki bilgilerin analizi ile elde edilerek modelin hesaplamaları yapılmıştır. Optimizasyon sonucunda yapılacak santral tiplerinin tamamı doğalgaz yakıtlı kombine çevrim ve basit gaz türbinli santraller olarak elde edilmiştir.

Anahtar Sözcükler: Elektrik üretim sistemleri, enerji optimizasyonu

* e-mail: herdem@yildiz.edu.tr , Tel: (0212) 259 7070/2727

1. GİRİŞ

Dünyadaki elektrik tüketim miktarı, ekonomik büyüme, nüfus artış ve sosyal yaşamdaki değişim hızına bağlı olarak hızla artmaktadır. Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde ise yıllar itibarı ile daha hızlı bir artış görülmektedir [1]. Türkiye için elektrik enerjisi tüketim artış hızı ortalaması, 1970–1998 yılları arasında % 10.77 dir [2]. Elektrik enerjisi talebinin hızlı artması yeni santrallerin kurulmasını zorunlu kılmaktadır. İlave edilecek santrallerin tipleri, kapasiteleri, kurulma yılları ve yerleri karar verilmesi gereken konulardır. Karar vericiler bu kararları alırken ülkeler için belirlenen enerji politikaları kadar değişik kısıtları da göz önünde bulundurmaları zorundadırlar. Her bir kaynak türünün rezervi, ithal enerji imkanları, enerji sektörüne yapılacak yatırımlara ayrılacak finans miktarları ve çevreye atılan enerji üretim kaynaklı emisyon miktarları temel kısıtları oluşturmaktadırlar. Ayrıca geleceğe yönelik kararların alınmasında, gelecekteki değerlerin belirsizliklerinden kaynaklanan zorluklar, elektrik üretim sektöründe alınacak kararlarda da ortaya çıkmaktadır. Talepler, yakıt fiyatları, teknolojik gelişmeleri, finansman kaynakları ve ekonomik parametreler enerji sektöründeki başlıca belirsizliklerdir. Tüm bu koşullar altında elektrik üretim santralleri için alınacak büyüme kararları, optimizasyon problemi olarak ele alınmalıdır. En doğru kararlar belirsizlikler ve kısıtlar altında alternatiflerin ekonomik karşılaştırmaları ile belirlenmelidir.

Smith ve Villagas, elektrik üretim sistemlerinin büyüme probleminin çözümünde literatürde yer alan farklı optimizasyon yöntemlerini bir uygulama için kullanmışlar ve bu yöntemleri karşılaştırmışlardır [3]. Bu çalışmadaki yöntemlerle, optimum çözüme etki eden ve gelecekteki değerleri belirsiz olan parametrelerin aldığı değişik değerlerin etkisini görmek mümkün olmadığından, yöntemler sadece bir senaryo için çözüm vermektedir. Ayrıca santrallerin kapasite-yatırım maliyeti ilişkisi santral seçimlerinde etkilidir. Amaç fonksiyonu içinde yatırım masrafları olduğundan bu değerlerin değişmesi, optimum çözümleri değiştirmektedir. Bu nedenle problemi kolaylaştırmak için; bu ilişkinin göz ardı edilmesi optimum çözümlerin doğruluğunu azaltmaktadır. Wang ve Sparrow, talep ve büyümenin belirsiz olduğu durumlarda elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyümesinin analizi için bir optimizasyon modeli geliştirmişlerdir [4]. Elde ettikleri en önemli bulgu; sistemdeki belirsizliklerin artmasının, kârda büyük azalmalara neden olduğudur. Amaç fonksiyonunun; yakıt fiyatları, faiz oranları, bakım ve onarım maliyetleri gibi belirsizlikleri de içine alacak şekilde genişletilmesinin modeli karmaşık hale getireceğini ve çözümü zorlaştıracağını vurgulayarak, modele dahil etmemişlerdir. Ayrıca çalışmada yük süre eğrisinin basamak fonksiyonu haline dönüştürülmesi, gerçek şartlarda nonlineer olduğundan hesaplamalarda hatalara neden olmuştur. Santral tipleri için kapasite aralıklarının kısıt olarak dahil edilmemesi çözümlerin gerçekliğini azaltmaktadır. Charton ve Doucent, elektrik üretim sistemlerinin ilave kapasite planlaması için iki bölgeli lineer optimizasyon modeli geliştirmişlerdir [5]. Çalışmada kabul edilen santrallerin, her kapasitede yapılabilecekleri kabulü santraller için doğru değildir. Bu nedenle modelden bulunacak santral kapasitelerinin uygulanamayacak seviyede olması, modelin gerçek şartlar için uygulanabilirliğini azaltmaktadır. Perez-Ruiz ve Conejo, çok periyotlu ihtimali üretim maliyet modelini çok yönlü lineer programlama formülasyonu ile oluşturmuşlardır [6]. Bu model, literatürde yaygın olarak orta ve uzun süreli elektrik üretim miktarı ve maliyeti hesaplamalarında kullanılan, ihtimali üretim maliyet modelinin çok periyotlu olarak geliştirilmiş şeklidir. Planlama periyodundaki her yıl, aylara ya da haftalara bölünerek her biri için yük süre eğrileri oluşturulmuştur. Kapasite büyüme probleminin optimum çözümleri aranırken, ilave edilecek sistemlerin tipi ve kapasitesi kadar, sıralaması da çözüme etki etmektedir. Çünkü: santrallerin yük süre eğrisindeki yeri yük faktörünü ve dolayısı ile yıllık elektrik üretim miktarını belirlemektedir. Elektrik üretim miktarı işletme maliyetlerini etkilediği kadar, yatırım maliyetlerini de etkilemektedir. Bu nedenlerden dolayı; kapasite ilave problemi ile yükleme sıralaması problemini birbirinden ayrı düşünerek yapılan optimizasyonlar doğru sonuçlar vermemektedir. Şahin ve Bekdemir, enerji üretim tesislerinden kombine çevrim güç santrallerini alternatif santraller ile ekonomik açıdan karşılaştırmışlardır [7].

Karşılaştırmalarda santrallere ait bir değere getirilmiş maliyet (Levelized Cost) metoduyla hesapladıkları birim elektrik üretim maliyetlerini kullanmışlardır. Birim enerji maliyeti hesaplamalarında: termik verim, yakıt türü ve fiyatı, santral kapasitesi, yük faktörü, santral ekonomik ömrü, inşaat süresi, inşaat süresi boyunca yapılan harcama dağılımı, birim güç başına yatırım bedeli (\$/kW), faiz, eskalasyon ve iskonto oranı parametre olarak alınmıştır. Poullikkas, bağımsız elektrik üreticileri için teknolojiler arasından en az maliyetli olanının seçim algoritmasını oluşturmuştur [8]. Algoritma ile bir değere getirilmiş masraflar yöntemi kullanılarak teknolojilerin birim üretim maliyetlerinin hesaplanması amaçlanmıştır. Birim üretim maliyeti içine yatırım, yakıt, sabit ve değişken bakım ve işletme maliyetleri dahil edilmiştir. Bu çalışmada oluşturulan algoritma, santrallerin inşaat sürelerini ele almamaktadır. Enflasyon ile masrafların artışı, santrallerin yatırım masraflarının büyüklüğüne ve inşaat sürelerine bağlıdır. Bu artışların algoritmada göz ardı edilmiş olması, teknolojilerin karşılaştırılmasında yanlış sıralama vermiştir.

Bu çalışmada, literatürde elektrik sistemlerinin kapasite büyüme problemi olarak adlandırılan elektrik talep artışından dolayı, elektrik üretim sistemine ilave edilecek yeni santrallerin kapasitelerinin ve tiplerinin optimum şartlar için tespiti amaçlanmıştır. Ulusal bilgileri kullanarak, en düşük ortalama birim üretim maliyetini veren sistemi hesaplayan model oluşturulmuştur. Literatürde yer alan aynı amaca yönelik modellerdeki eksiklikler giderilerek, optimum sonuçların doğruluğunun artırılması hedeflenmiştir. Model ekonomik karşılaştırmayı kullanan optimizasyon metodudur. Amaç fonksiyonu, elektrik üretim sistemi içindeki tüm santrallerin yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetleri toplamından oluşan bir değere getirilmiş, birim elektrik üretim maliyetleri ortalamasının minimum yapılmasıdır. Model, alternatif santrallerin belirli bir yük faktörü için maliyetleri hesaplar. Yük faktörü, karşılaştırılan santraller için aynıdır ve santrallerin yüklenme konumunu vermektedir. Tüm aday santraller için hesaplanan birim elektrik üretim maliyetleri karşılaştırılır ve en düşük değere sahip olan aday, verilen konum için seçilir. Bu seçim işlemi, tüm yük faktörleri için tekrarlanır. Modelde en düşük birim elektrik üretim maliyetli aday seçimini ve rezerv kontrolünü yapan iki algoritma oluşturulmuştur. Modelin karar değişkenleri: santral tipi, kapasitesi ve yük faktörüdür.

2. ELEKTRİK ÜRETİM MALİYETİ

Elektrik üretim sistemleri için yapılan masraflar, santralin inşaatına başlama tarihi ile ekonomik ömrün sonuna kadarki dönemde farklı zamanlarda ve miktarlarda yapılır. Paranın zaman içindeki değeri değiştiğinden; bu periyoda yayılmış olan tüm masrafların karşılaştırılabilmesi için, bir referans tarihine getirilmesi zorunludur. Genel olarak santralin üretime başladığı tarih, referans tarihi olarak seçilir ve yapılan tüm yıllık yatırım, yakıt, işletme ve bakım masrafları bu tarihe getirilir. Bu masraflar toplamına ömür boyu masraflar adı verilir ve;

$$C_{pw} = \sum_{t=-L}^n [C_{kt} + C_{ft} + C_{mt}] (1+r)^{-t} \quad (\$) \quad (1)$$

denklemi ile hesaplanır [9,10]. Burada: C_{pw} referans tarihindeki ömür boyu masraflar (\$), C_{kt} t yılındaki yıllık yatırım masrafları (\$/yıl), C_{ft} t yılındaki yıllık yakıt masrafları (\$/yıl), C_{mt} t yılındaki yıllık işletme ve bakım masrafları (\$/yıl), t masrafların yapıldığı yıl, L santralin inşaat süresi (yıl), n santralin ekonomik ömrü (yıl) ve r iskonto oranıdır.

Denklem 1, $-L$ ile n süresi arasında yapılan tüm masrafların işletmeye başlama tarihindeki ($t = 0$) değerini yani şimdiki değerini verir. Belirlenen ömür boyu masraflar, santralin işletmeye başladığı tarih ile ekonomik ömrü sonuna kadar eşit masraflar serisine dönüştürülür ve

$$C_{aw} = \frac{C_{pw}}{\sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} = \frac{\sum_{t=-L}^n [C_{kt} + C_{ft} + C_{mt}] (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} \quad (\$/yıl) \quad (2)$$

denklemi ile hesaplanır [9,10]. Burada: C_{aw} yıllık eşdeğer masraflar serisidir (\$/yıl).

Santralin birim ürün maliyetinin bulunabilmesi için, ömür boyu elektrik üretiminin belirlenmesi gerekir. Yıllık üretilen elektrik miktarının bulunması için, yük faktörü (L_f) kullanılır. Yük faktörü; santralin bir yıl boyunca ürettiği elektriğin, o yıl içindeki kurulu güç ile tüm yıl üretim yapması durumundaki üreteceği elektriğe oranıdır ve

$$L_f = \frac{E_t}{8760 \cdot N_k} \quad (\%) \quad (3)$$

denklemi ile hesaplanır. Burada: E_t t yılında santralin yıllık elektrik üretimi (kWh/yıl), N_k santralin kurulu gücüdür (kW). Santralin ömür boyu eşdeğer masraf serisi, ömür boyu elektrik üretimine bölünerek birim elektrik üretim maliyetleri hesaplanır. Üretim maliyeti (g), hesaplamalarda ömür boyu değerler kullanıldığı için, santralin ekonomik ömrü boyunca sabit bir değerde kalacaktır.

$$g = \frac{\sum_{t=L}^n [C_{kt} + C_{ft} + C_{mt}](1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t(1+r)^{-t}} \quad (\$/kWh) \quad (4)$$

Denklem 4 kullanılarak elde edilen birim elektrik üretim maliyetleri hesaplamasına, bir değere getirilmiş maliyet yöntemi denilir. Alternatif elektrik üretim siteleri, ulusal ve uluslararası ekonomik analiz ve karşılaştırılmalarında en çok kullanılan yöntemdir [10]. Yöntem, santralin inşaat süresi ile ekonomik ömrü arasındaki tüm masrafların şimdiki değeri ile ürettiği elektriğin ömür boyu sabit bir değerden satışı ile elde ettiği gelirin şimdiki değerini eşitler [10].

Birim elektrik maliyetine etki eden teknik ve ekonomik parametreler vardır. Bunlar; tesisin gücü, yakıt cinsi ve fiyatı, termik verim, yük faktörü, santral ekonomik ömrü, inşaat süresi ve bu süredeki harcama dağılımı, yatırım bedeli, faiz, eskalasyon ve iskonto oranıdır. Alternatif elektrik üretim tesislerinin birim elektrik üretim maliyetleri içindeki yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin değerleri bu faktörlerin değerlerinin farklı olmasından dolayı değişiklik gösterir. Bu nedenle bu faktörlerin tamamını içeren masrafların belirlenmesi gerekir.

2.1. Yatırım Masrafı

Yatırım maliyetleri, bir çok harcamanın toplamından oluşmaktadır [10]. Tüm sistemlerin kapasiteleri ile maliyetleri arasında bir ilişki vardır. Bu ilişkinin ortaya çıkartılması, maliyet hesaplamaları için önemlidir. Özellikle farklı kapasitelerin seçilmesiyle ilgili ekonomik analizler yapılırken, kapasite maliyet ilişkisi kullanılmak zorundadır. Enerji santrallerinin tümünde kapasitenin artması ile beraber yatırım maliyetleri de artmaktadır. Fakat yatırım maliyetlerindeki artış kapasite artışından daha azdır. Büyük kapasitelerde, kapasite ile beraber maliyet artış hızı daha da küçülmektedir. Kapasite ile maliyet arasındaki değişim üstel denkleme dönüştürülür. Bunun için kapasitesi ve maliyeti bilinen bir durum seçilir. Daha sonra aşağıdaki maliyet kapasite denklemi kullanılarak aranan herhangi bir kapasitedeki maliyet bulunur [11,12].

$$I_d = I_0 \cdot \left(\frac{N}{N_0} \right)^\alpha \quad (\$) \quad (5)$$

Burada: I_d değeri aranan N kapasitesindeki tesise ait maliyet (\$), N_0 referans tesise ait kapasite (kW), I_0 referans tesise ait maliyet (\$), α kapasite- maliyet üssüdür. Elektrik üretim sistemlerinin yatırım maliyetleri, genel olarak özgül yatırım maliyetleri ile gösterilir. Özgül yatırım maliyeti, birim kapasitedeki (kW) santral için harcanacak yatırım masrafını (\$/kW) göstermektedir. Bu durumda kapasite ile özgül yatırım masrafı arasındaki matematiksel ilişki aşağıdaki gibi olmaktadır [11].

$$C_s = C_{so} \cdot \left(\frac{N_0}{N} \right)^{1-\alpha} \quad (\$/kW) \quad (6)$$

Burada: C_s değeri aranan N kapasitesindeki tesise ait özgül yatırım maliyeti ($\$/kW$), C_{so} referans tesise ait özgül yatırım maliyetidir ($\$/kW$). Linyit yakıtlı termik santraller, hidroelektrik santraller, kombine çevrim santraller ve basit gaz türbinli santraller için kapasite yatırım maliyeti ilişkisini karakterize eden değerler Çizelge 1’ de verilmiştir [10].

Çizelge 1. Alternatif santrallere ait kapasite-maliyet karakteristikleri

| | Kombine | Linyit | Hidrolik | Basit Gaz Türbinli |
|----------------------|---------|--------|----------|--------------------|
| N_0 [MW] | 600 | 600 | 600 | 100 |
| I_0 [M\$] | 210 | 732 | 810 | 23,5 |
| C_{so} [$\$/kW$] | 350 | 1220 | 1350 | 235 |
| α | 0,85 | 0,75 | 0,75 | 0,75 |

Toplam yatırım masraflarının, birim elektrik üretim maliyetleri hesaplamasında kullanılması için, yıllık sermaye maliyetine dönüştürülmesi gereklidir. Yıllık sermaye maliyetinin hesaplanmasında kullanılan yöntemler farklılık gösterir. Genel olarak lineer azan sermaye maliyeti yöntemi kullanılır. Bu yöntemle bulunan yıllık sermaye maliyeti, santralin üretime başladığı yıldaki toplam yatırım masrafının, santralin ömrüne bölünmesiyle bulunan sabit bir değer ile bu değer yıllık faizinden oluşur. Faiz miktarı her yıl eşit miktarda azalacağından; yıllık sermaye maliyeti de yıllar itibari ile lineer azalacaktır [9].

$$C_{kt} = I_k \left[\left(1 - \frac{t-1}{n} \right) i + \frac{1}{n} \right] \quad (\$/kW) \quad (7)$$

Burada: C_{kt} t yılındaki yıllık sermaye maliyeti, I_k toplam sermaye maliyeti (\$), i faiz oranı, n ekonomik ömürdür. Alternatif elektrik üretim santrallerinin inşaat süreleri farklıdır ve bu süre içinde harcamalar yapılır. Her yıl içinde yapılan masraflar toplanarak, santralin inşaat süresindeki harcama dağılımları bulunur. Santral tipine göre değişen harcama dağılımları, toplam yatırım bedelinin yüzdesi olarak verilir. Çizelge 2’de alternatif elektrik üretim santrallerinin harcama dağılımları, inşaat süreleri ve ekonomik ömürleri verilmiştir [10].

Santralin kurulması esnasında yapılan harcamalarda fiyat artışları meydana gelir. Bu artışlardan dolayı, inşaatın başlama tarihi için belirlenmiş olan direkt yatırım masraflarında artış olacaktır. Yıllık artışları gösteren eskalasyon oranına bağlı olarak, santralin işletmeye alındığı yıldaki toplam yatırım bedeli, harcama dağılımı göz önüne alınarak hesaplanır [9].

Çizelge 2. Alternatif santrallerin harcama dağılımları, inşaat süreleri ve ekonomik ömürleri

| Santral Tipi | 1. Yıl (%) | 2. Yıl (%) | 3. Yıl (%) | 4. Yıl (%) | 5. Yıl (%) | İnşaat Süresi (Yıl) | Ekonomik Ömür (Yıl) |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|---------------------|---------------------|
| Kombine çevrim santralleri | 11 | 19 | 45 | 25 | - | 4 | 25 |
| Kömür yakıtlı termik santraller | 12 | 20 | 26 | 31 | 11 | 5 | 30 |
| Hidroelektrik santraller | 24 | 54 | 14 | 6 | 2 | 5 | 50 |
| Basit gaz türbinli santraller | 100 | - | - | - | - | 1 | 20 |

$$I_e = I_d \sum_{t=1}^L y_t (1+e_i)^t \quad (\$) \quad (8)$$

Burada: I_e eskale edilmiş yatırım masrafları (\$), I_d inşaat başlangıcındaki direkt yatırım masrafları (\$), y_t t yılındaki harcama yüzdesi (%), e_i yatırım eskalasyon oranıdır (%). İnşaat süresince hesaplanan eskale edilmiş harcamaların üzerine, harcamanın yapıldığı yıla bağlı olarak faiz yükü eklenmelidir. Faiz yükünün eklenmesi ile geri ödenmesi gereken toplam yatırım masrafları hesaplanmış olur [7].

$$I_k = I_d \sum_{t=1}^L y_t (1+e_i)^t (1+i)^{L-t} \quad (\$) \quad (9)$$

Burada: I_k üretime başlama tarihindeki toplam kuruluş masrafı (\$), i faiz oranıdır. Toplam kuruluş masrafına göre lineer azalan yıllık sermaye masrafı;

$$C_{kt} = \left[I_d \sum_{a=1}^L y_t (1+e_i)^a (1+i)^{L-a} \right] \left[\left(1 - \frac{t-1}{n} \right) i + \frac{1}{n} \right] \quad (\$/yıl) \quad (10)$$

olarak elde edilir.

2.2. Yakıt Masrafları

Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan elektrik üretim sistemlerinde yakıt maliyeti sıfırken; fosil yakıt tüketen santrallerde birim elektrik üretim maliyetinin önemli bir kısmını yakıt maliyeti oluşturur. Bu nedenle, kömür, linyit, fuel-oil ve doğalgaz tüketen fosil yakıtlı santrallerde, yıllık ve birim elektrik yakıt maliyetinin bulunması gereklidir. Birim elektrik yakıt maliyeti; santralin karakteristik değeri termik verim, yakıtın karakteristik değeri alt ısıl değer ve ekonomik faktör olan yakıt fiyatının fonksiyonu olup sabittir. Yıllık yakıt masrafları ise; değişken maliyettir ve üretilen elektrik enerjisi ile doğrusal olarak artar. Birim elektrik için gerekli yakıt miktarı olarak tanımlanan özgül yakıt tüketimi, aşağıdaki bağıntı ile hesaplanır [13].

$$b_e = \frac{3600}{\eta_t \cdot H_u} \quad (\text{kg/kWh, m}^3/\text{kWh}) \quad (11)$$

Burada: b_e özgül yakıt tüketimi, H_u yakıtın alt ısıl değeri (kJ/kg veya kJ/m³), η_t termik verimdir (%). Özgül yakıt tüketimi ile yakıt fiyatının çarpımından, birim enerji yakıt maliyeti elde edilir.

$$c_f = F \cdot b_e \quad (\$/\text{kWh}) \quad (12)$$

Burada: c_f birim enerji yakıt maliyeti, F yakıt fiyatıdır (\$/kg veya \$/m³). Herhangi bir t yılındaki yıllık yakıt masrafı,

$$C_{ft} = c_f \cdot E_t \quad (\$/yıl) \quad (13)$$

şeklinde yazılır.

2.3. İşletme ve Bakım Masrafları

Santrallerin üretim yapabilmesi için gerekli olan malzeme, işçilik, yönetim masrafları ile planlı ve zorunlu bakım için gerekli olan malzeme ve işçilik masrafları, işletme ve bakım masrafları olarak adlandırılır. Santral tipleri arasında farklılık gösteren bu grup masraflar, birim güç başına değer olarak (\$/kW-yıl) gösterilir. Santrallere ait t yılındaki işletme ve bakım masrafları (C_{mt}),

$$C_{mt} = c_{mt} N \quad (\$/yıl) \quad (14)$$

Burada: c_{mt} t yılındaki yıllık özgül işletme ve bakım masrafıdır (\$/kW-yıl).

3. YÜK-SÜRE EĞRİSİ

Elektrik üretim planlamasında, elektrik enerjisinin depolanamamasından dolayı üretim ile talep arasında güvenli bir arz için, tam eşitliğin olması gereklidir. Bir başka deyişle bir yıl boyunca her an talep edilen elektriğin, o an üretilmesi ve bu üretimi yapabilecek kapasitenin bulunması

zorunludur. Üretim kapasitesinin ve üretim miktarının tüketim değerlerine bu derece sıkı bağlı olması, hem yıl içindeki üretim planlaması; hem de gelecekteki kapasitelerin planlanmasında, tüketim karakteristiğinin zamana bağlı olarak çıkartılmasını gerekli kılar. Bu amaçla mevcut elektrik üretim sistemindeki talep, gün içinde saatlik olarak tespit edilir. Her saat için meydana gelen taleplerin toplamı, saatlik talebi oluşturur ve bazı saatlerde tüm sektörlerin elektrik tüketimi ile talep, en üst noktaya çıkar. Üretim ve kapasite planlamasında büyük kolaylık sağladığı için elde edilen saatlik talepler, zamansal sıralamaya konularak grafikler oluşturulur. Bir gün içinde saatlere bağlı olarak talep değişimini gösteren bu eğrilere kronolojik yük eğrileri denilir.

Günlük kronolojik yük eğrileri birleştirilerek aylık ve yıllık kronolojik yük eğrileri elde edilir. Yıllık kronolojik yük eğrisi, yılın herhangi bir saatinde meydana gelen talebi gösterir. Fakat elektrik planlamasında daha kullanışlı olan eğri yük-süre (Load Duration) eğrisidir. Yük-süre eğrisi, yıllık kronolojik yük eğrisindeki yüklerin, büyükten küçüğe doğru sıralanması ile elde edilir. Bu eğri, belirli bir yük ya da bu yükten daha büyük yüklerin, bir yıl içinde meydana geldiği süreyi verir. Bir yıl içinde talep edilen maksimum yüke pik yük denilir ve yük süre eğrisi pik yük ile başlayıp minimum yük ile son bulur. Yük süre eğrisi kullanılarak, elektrik üretim sistemlerinin kapasite ve yükleme sıralamasının planlamasında, gerekli olan pik yük (maksimum talep), yıllık elektrik ihtiyacı ve zaman ile talep değişimi elde edilir. Yük süre eğrisinin absisinde saat, gün ya da yük faktörü olabilir. Şekil 3’de temsili yük süre eğrisi verilmiştir.

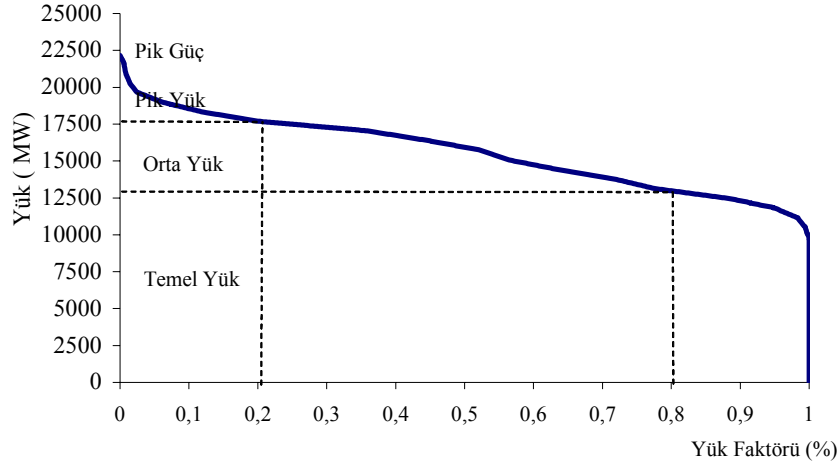
Eğrinin altında kalan alan bir yıllık elektrik tüketimini verir ve aşağıdaki eşitlikten hesaplanabilir.

$$E = \sum_{z=1}^{8760} T_s(z) \quad (\text{kWh}) \quad (15)$$

Burada: T_s saatlik talep ve E yıllık elektrik tüketim miktarıdır. Yük-süre eğrisi üzerinde yük dağılımını gösteren üç bölgenin olduğu kabul edilir [14]. Bu bölgeler; santrallerin yıllık işletme sürelerinin bir yıldaki maksimum işletme süresine (8760 saat) oranı olan yük faktörü ile temsil edilir. Elektrik üretim maliyetinin belirlenmesinde yıllık ürettiği elektrik miktarı önemli bir faktördür. Bu nedenle santrallerin yıl içinde çalıştırılma durumunu gösteren yük faktörü üretim maliyeti hesaplamalarında belirlenmelidir.

4. OPTİMİZASYON MODELİ

Üretim kapasitesini artırmak için ilave edilecek yeni santraller, alternatif santraller arasından seçilir. Ulusal sistemlerde santral seçiminde uygulanan yöntem; kapasitesi tespit edilmiş bir santralin kendisi ile ekonomik olarak rekabet edebilecek aynı miktarda elektrik üreten bir veya birkaç santralle karşılaştırılması şeklindedir [15]. Bu yöntem; iki santralin karşılaştırılması için uygun olmakla beraber, ilave edilecek olan santralin enterkonnekte şebekede meydana getireceği tüm ekonomik etkileri ele alamayacağından, yanlış seçimlere neden olacaktır. Bu yöntem yerine, şebekeye ilave edilecek santralin tüm ekonomik etkilerinin görülmesini sağlayacak ve gelecekteki elektrik talep ve pik yük artışını değerlendirmeye dahil ederek, alternatif santraller ve bunların farklı kapasiteleri arasından en uygun seçimleri yapacak optimizasyon modeli oluşturulmalıdır. Bu nedenle, oluşturulan optimizasyon modelinde, tüketicilere en ekonomik arzın sağlanması hedeflenerek, talep edilen yıllık elektrik enerjisini minimum maliyet ile üretecek sistem amaçlanmıştır. Optimizasyon modelinin amaç fonksiyonu ortalama birim elektrik üretim maliyetinin minimizasyonudur. Model, ulusal elektrik üretim sistemine ilave edilecek yeni santrallerin; tiplerini, kapasitelerini ve yıllık ulusal yük-süre eğrisini kullanarak, yük faktörünü belirleyecektir. Optimizasyon modelinin sonuçları ile en düşük ortalama birim elektrik üretim maliyetli yük sıralaması sağlanacaktır.



Şekil 3. Temsili yük süre eğrisi

4. OPTİMİZASTON MODELİ

Üretim kapasitesini artırmak için ilave edilecek yeni santraller, alternatif santraller arasında seçilir. Ulusal sistemlerde santral seçiminde uygulanan yöntem; kapasitesi tespit edilmiş bir santralin kendisi ile ekonomik olarak rekabet edebilecek aynı miktarda elektrik üreten bir veya birkaç santralle karşılaştırılması şeklindedir [15]. Bu yöntem; iki santralin karşılaştırılması için uygun olmakla beraber, ilave edilecek olan santralin enterkonekte şebekede meydana getireceği tüm ekonomik etkileri ele alamayacağından, yanlış seçimlere neden olacaktır. Bu yöntem yerine, şebekeye ilave edilecek santralin tüm ekonomik etkilerinin görülmesini sağlayacak ve gelecekteki elektrik talep ve pik yük artışını değerlendirmeye dahil ederek, alternatif santraller ve bunların farklı kapasiteleri arasında en uygun seçimleri yapacak optimizasyon modeli oluşturulmalıdır. Bu nedenle, oluşturulan optimizasyon modelinde, tüketicilere en ekonomik arzın sağlanması hedeflenerek, talep edilen yıllık elektrik enerjisini minimum maliyet ile üretecek sistem amaçlanmıştır. Optimizasyon modelinin amaç fonksiyonu ortalama birim elektrik üretim maliyetinin minimizasyonudur. Model, ulusal elektrik üretim sistemine ilave edilecek yeni santrallerin; tiplerini, kapasitelerini ve yıllık ulusal yük-süre eğrisini kullanarak, yük faktörünü belirleyecektir. Optimizasyon modelinin sonuçları ile en düşük ortalama birim elektrik üretim maliyetli yük sıralaması sağlanacaktır.

Bu amaç için oluşturulan algoritma ile, ortalama birim üretim maliyetini minimum yapan mevcut santrallerin yük sıralaması ve ilave edilecek santrallerin tipi, kapasitesi ve yük sıralaması belirlenir. Optimizasyon modeli için tanımlanan amaç fonksiyona ait matematik model aşağıdadır.

$$g_0 = \frac{\sum_{z=1}^d g_z E_z + \sum_{j=1}^e g_j E_j}{E_s} \quad (\$/kWh) \quad (16)$$

$$E_s = \sum_{z=1}^d E_z + \sum_{j=1}^e E_j \quad (kWh/yıl) \quad (17)$$

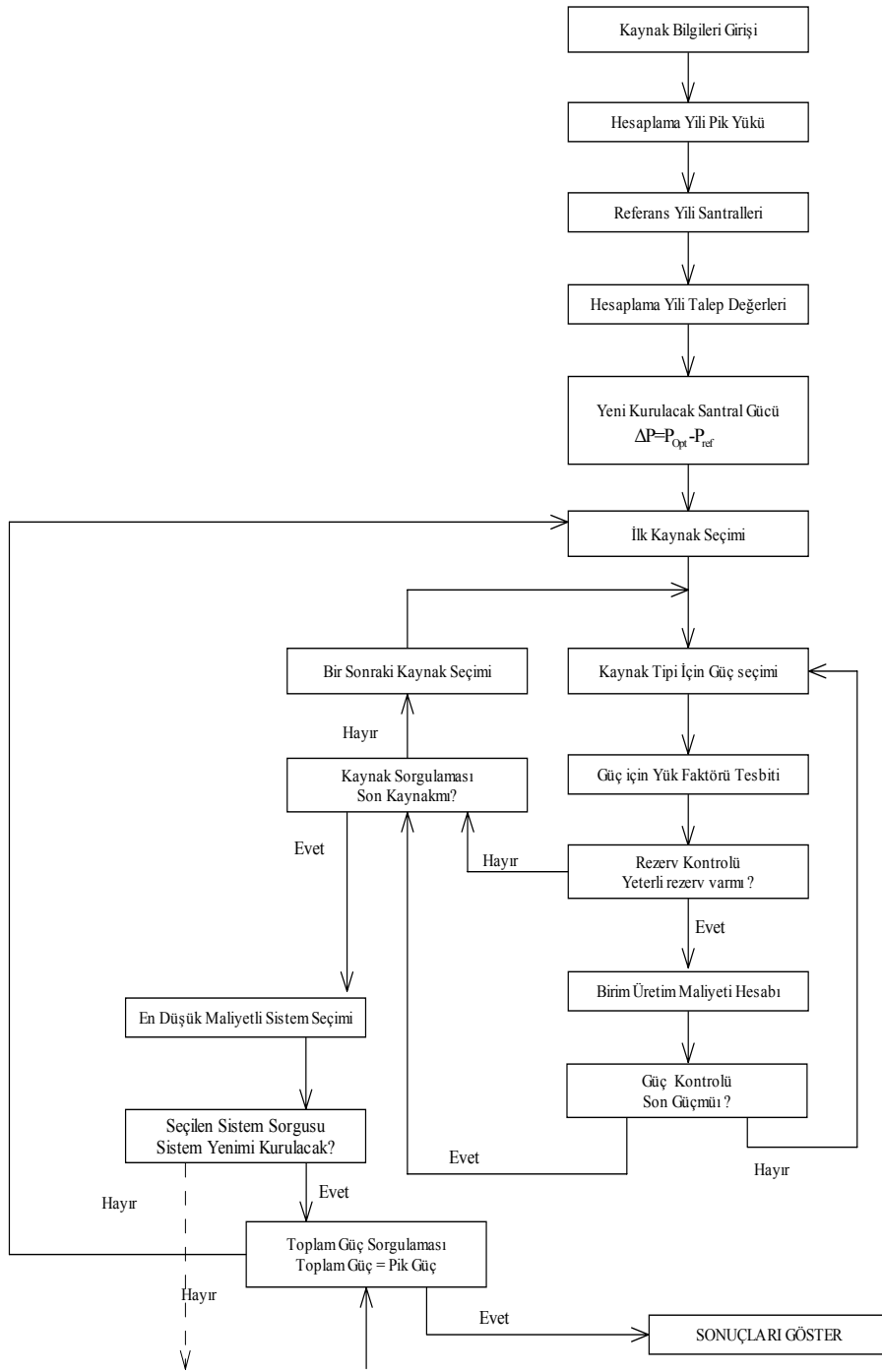
Burada: g_0 enterkonnekte şebeke ortalama birim elektrik üretim maliyeti (cent/kWh), g birim elektrik üretim maliyeti (cent/kWh), E santrallerin yıllık elektrik üretim miktarı (kWh/yıl), E_s sistemin yıllık toplam elektrik üretim miktarı (kWh/yıl), z sistemde mevcut santraller, j sisteme ilave edilen santraller, d sistemdeki mevcut santrallerin sayısı, e sisteme ilave edilen santrallerin sayısıdır. Yatırım, yakıt ve işletme masraflarının birleştirilmesi ile elde edilen birim elektrik üretim maliyeti bir değere getirilmiş maliyet yöntemi ile hesaplanabilir.

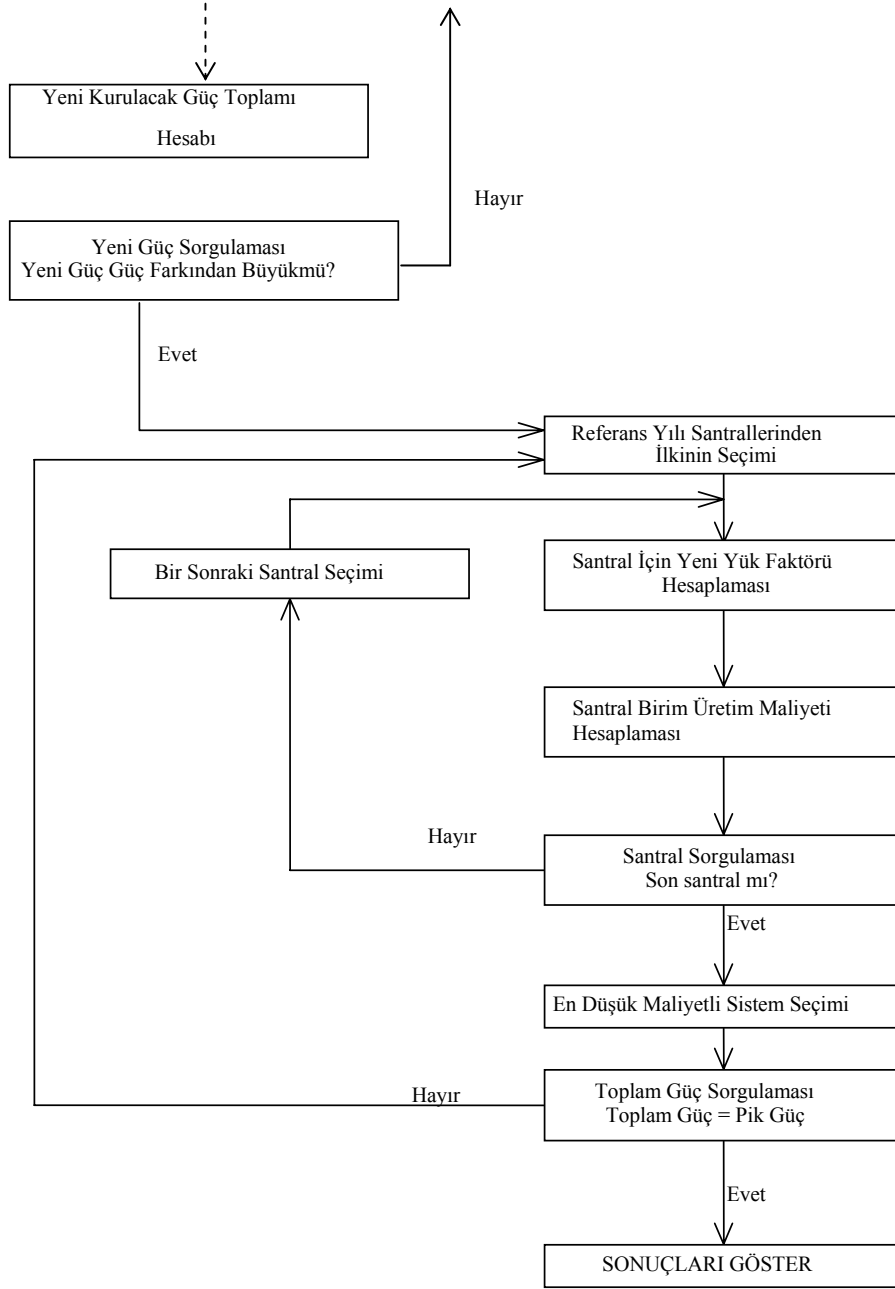
Bu amaca yönelik olarak hazırlanan en düşük üretim maliyeti algoritması Şekil 4' de verilmiştir. Model ile; ülkede bulunan ve rezerv miktarları, kurulacak santralin, ekonomik ömrüne yetecek olan ve tüm kaynakları kullanan elektrik üretim santrali alternatiflerinin karşılaştırılması ve en uygununun seçimini sağlamaktadır. Santraller için kaynak kısıtlarını modele dahil etmek amacıyla Şekil 5' de gösterilen kaynak rezerv algoritması kullanılmıştır. Bu algoritma ile belirli bir kaynağı kullanacak aday santralin ekonomik ömrü boyunca tüketebileceği yakıt miktarı hesaplanmaktadır. Eğer bu değer kaynak rezervinden daha küçükse santral kurulmakta değilse aday santral kurulmamaktadır.

Optimizasyon modelinde santrallere ait teknik ve ekonomik bilgiler, ülkeye ait elektrik talep, yük-süre ve pik yük ihtiyaçları, kaynak tür ve rezerv miktarları ve ülkenin yapısına bağlı olan ekonomik bilgiler girilir. Mevcut santrallerin yük sıralaması, ilave edilecek santrallerin tipi, kapasitesi ve yükleme sıralaması ve tüm santrallerin birim elektrik üretim maliyetleri çıktı olarak alınır. Model, tek bir yıl için optimizasyon yapmaktadır. Fakat bir önceki yılın sonuçları kullanılarak, bir sonraki yılın optimizasyon çalışmasının yapılabilmesi sağlandığından, model ile uzun dönemli elektrik üretim planlaması yapmak mümkündür.

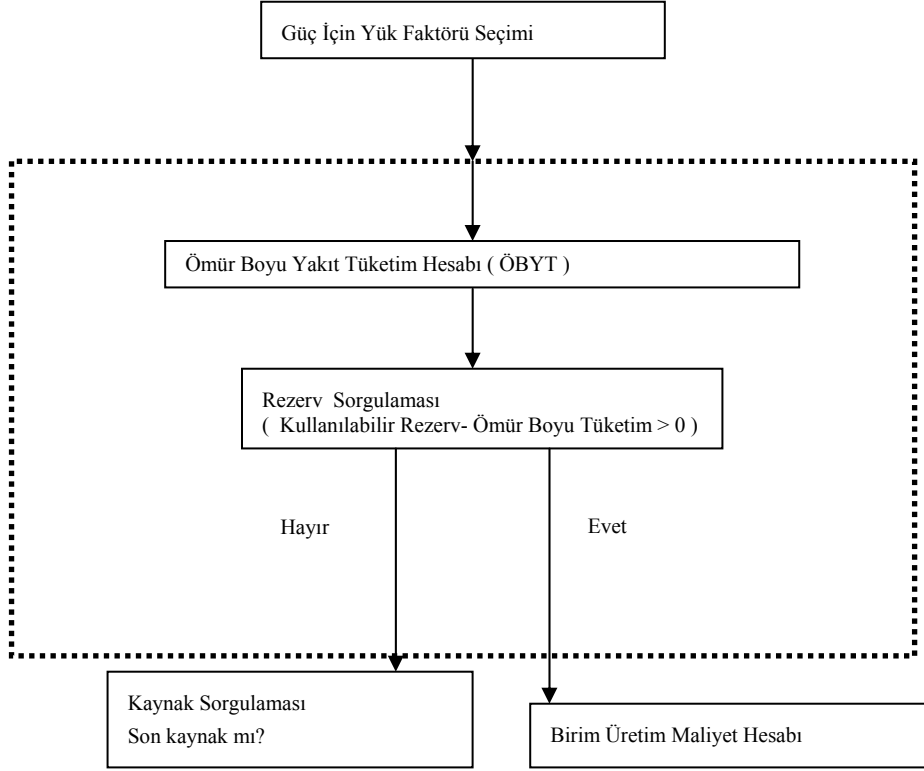
En düşük üretim maliyeti seçim algoritması; mevcut ve ilave edilmeye aday tüm alternatif üretim sistemlerinin yük-süre eğrisindeki $P=0$ yük konumundan, pik yük ($P=P_{\text{pik}}$) konumuna kadar, kapasitelerine karşılık gelen yük faktörleri için, birim elektrik üretim maliyetlerini hesaplar. Her yük konumu için algoritma bir defa çalışır. Bu işleme bir hesaplama basamağı adı verilmiştir. Her hesaplama basamağında, o yük konumunda çalışacak en düşük birim elektrik üretim maliyetli santral, alternatifler içinden seçilir. Hesaplama $P=0$ ve $L_f=1$ 'den başlayıp $P=P_{\text{pik}}$ ve $L_f=0$ 'a kadar devam eder. Hesaplama basamak sayısı, mevcut santraller ile ilave edilecek santral sayısının toplamı kadardır. İlave edilecek santral sayısı önceden belli değildir ve optimizasyon hesaplamaları sonunda ortaya çıkar. Modele girilmesi gereken bilgiler sırası ile;

1. Modelde ilk girilen bilgiler kaynaklara ait bilgilerdir. Kaynak ile ilgili olarak girilecek bilgiler sırası ile; yakıt bilgileri olarak; alt ısı değer, fiyat ve fiyat eskalasyonu, işletme ve bakım bilgileri olarak; özgül işletme ve bakım masrafı ve eskalasyonu, inşaat süresi, ödeme sayısı, harcama dağılımı, santral termik verimi, kullanım oranı, ekonomik bilgiler olarak; eskalasyon, faiz, iskonto oranı ve kullanılabilir kaynak rezerv miktarıdır.
2. Optimizasyon hesaplamalarının yapıldığı yıl, hesaplama yılı ve hesaplama yılından bir önceki yıl ise referans yılı olarak adlandırılmıştır. Hesaplamalar sonunda bulunan ilave santraller, hesaplama yılında işletmeye girecek ve üretime başlayacaktır. İlave edilecek santral kapasitesinin belirlenebilmesi için, hesaplama yılına ait pik yük değerine ve talep artış değerine ihtiyaç vardır. Pik yük artışı ile elektrik talep artış hızı (%) değerleri birbirinden bağımsız ve farklı değerler olduğundan, ayrı ayrı girilir.
3. Mevcut santrallerin yük sıralamasının ve ilave santrallerin kapasitelerinin belirlenebilmesi için, referans yılında kurulu bulunan santrallerin modele girilmesi gerekmektedir. Referans yılı santrallerinin kapasite, kullanım faktörü, yakıt bilgileri, işletme ve bakım değerleri ve kaynak bilgilerinin girilmesi gereklidir.
4. Optimizasyon hesaplamalarında, mevcut ve ilave edilecek santrallerin yük faktörlerinin bulunabilmesi için, talep bilgilerine ve talep bilgilerinin düzenlenmesinden oluşturulan yük-süre eğrisine ihtiyaç duyulur. Geleceğe ait talep bilgilerinin kesin değerlerinin bilinmesi mümkün olmadığından; bu bilgiler ancak geçmiş yılların talep bilgileri ve talep artış hızı yardımı ile tahmin edilebilir.





Şekil 4. En düşük üretim maliyeti algoritması



Şekil 5. Rezerv kontrol algoritması

5. Hesaplama yılındaki güvenilir enerji arzının sağlanması amacıyla, artan pik talebin karşılanması zorunludur. Bu amaçla ilave kapasiteler ile elektrik üretim sisteminin büyütülmesi gerekir. Toplam ilave edilecek kapasite hesaplama yılı ile referans yılı pik yükleri arasındaki fark kadardır. Bu değer, model içinde kontrol parametresi olarak kullanılır ve ilave edilen santrallerin kapasite toplamalarının bu değere eşit olması sağlanır.
6. Elektrik üretim sistemlerinin kullanacakları kaynaklar sınırlıdır. Linyitli ve fuel oil yakıtlı buhar türbinli termik santraller, doğalgazlı kombine çevrim santralleri, basit gaz türbinli termik santraller ve hidroelektrik santraller farklı kaynakları kullanırlar. Kaynak dosyasında bu santrallere ait kaynakların karakteristik bilgileri girilmiştir. Santral tipleri için, diğer bir karakteristik ise; minimum ve maksimum kapasite sınırlarıdır. Uygulamada her bir santral tipi için bu sınırlar mevcuttur. Bu nedenle ilave edilecek her hangi bir santralin, kendi kapasite aralığında olması gerekmektedir. Optimizasyon modelinin karar değişkenlerinin ilki olan ilave edilecek optimum kapasitelerin bulunabilmesi amacıyla aday santrallere ait kapasiteler, minimum ile maksimum arasında belirli bir artış değeri ile elde edilir. Alternatif santral oluşturulmasını sağlayan artış değerleri, santral tipleri için ayrı ayrı belirlenir.

5. OPTİMİZASYON MODELİNİN UYGULAMA ÇALIŞMALARI

En düşük birim elektrik üretim maliyetinin, elde edilmesi amacıyla oluşturulan optimizasyon modelinin uygulama çalışması, Türkiye elektrik üretim sistemi için yapılmıştır. Türkiye'ye ait

kaynak tipi, kaynak rezerv miktarı, kaynak ithalat miktarları, yakıt fiyatları, kurulabilecek santral tipleri, elektrik enerjisi üretim ve tüketim dengeleri, elektrik talep ve pik yük artış hızları ve yük süre eğrileri optimizasyon modelinde kullanılmak amacı ile analiz edilmiştir. Türkiye'nin elektrik üretiminde kullanılabileceği yerli ve ithal enerji kaynakları göz önüne alındığında; buhar türbinli, kombine çevrim ve basit gaz türbinli santraller ile hidroelektrik santraller, modelde kurulması olanaklı santral tipleri olarak alınmıştır.

Kurulabilecek santral tiplerinin, kapasite-maliyet karakteristikleri incelenmiş ve referans santraller yardımı ile kapasite maliyet üsleri (α) belirlenmiştir. Çizelge 1' de santral tipleri için verilen değerler uygulama çalışmasında kullanılmıştır. Alternatif santral tipleri için harcama dağılımları, inşaat süreleri ve ekonomik ömürleri Çizelge 2'de gösterilen değerler olarak modele girilmiştir. Modelde alternatif santraller için diğer bir girdi; maksimum ve minimum kapasite ile kapasite artış değerleridir. Optimizasyon sonuçlarının hassasiyetini ve çözüm sürelerini etkileyen bu değerler referans santraller kullanılarak belirlenmiş ve Çizelge 3' de verilmiştir. Hidroelektrik santraller için sadece proje kapasiteleri alınmıştır. Bu değerler modele girilerek aday santral kapasiteleri oluşturulmuştur.

Çizelge 3. Alternatif santrallerin maksimum ve minimum kapasiteleri ile kapasite artış miktarları

| Santral Tipi | Maksimum Kapasite | Minimum Kapasite | Kapasite Artış Miktarı |
|----------------------------------|-------------------|------------------|------------------------|
| | MW | MW | MW |
| Buhar Türbinli Termik Santraller | 1000 | 200 | 200 |
| Kombine Çevrim Santralleri | 1000 | 200 | 200 |
| Basit Gaz Türbinli Santraller | 250 | 25 | 25 |

Santral tiplerine ait termik verimler, referans alınan santrallerin ortalaması olan Çizelge 4'deki değerler, uygulama çalışmasında kullanılmıştır. Yakıt fiyatları, linyit için havzalardaki üretim fiyatları alınmıştır. Üretim yapılmayan havzalar için Türkiye ortalaması olan 16 \$/Ton değeri hesaplamalarda kullanılmıştır. Doğalgaz fiyatı, elektrik üretimi amaçlı satış fiyatı olan 177 \$/TEP alınmıştır. Kaynakların ısı değerleri olarak, her kaynak için referanslarda verilen değerler modele girilmiştir [10].

Çizelge 4. Alternatif santrallerin termik verimleri

| Santral Tipi | Termik Verim |
|----------------------------------|--------------|
| Buhar Türbinli Termik Santraller | 37,8 |
| Kombine Çevrim Santralleri | 50,44 |
| Basit Gaz Türbinli Santraller | 34 |

Türkiye için toplam kaynak rezerv sayıları, rezerv miktarları, kaynakların kullanılması ile kurulabilecek santral kapasiteleri Çizelge 5'de verilmiştir [10]. Analizler ile elde edilen sonuçlar Türkiye kaynak bilgileri olarak modele girilmiştir. Linyit, hidrolik ve doğalgaz kaynaklarına ait toplam 170 kaynak tespit edilmiştir. Doğalgaz ithal edildiği ve boru hatları ile tüketicilere ulaştığı için tek bir kaynak olarak alınmıştır.

Çizelge 5. Kaynakların ve kurulabilecek kapasitelerin bölgelere dağılımı

| | Linyit | | Hidrolik | | Doğalgaz | |
|---------|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|
| | Kaynak Sayısı | Kapasite MW | Kaynak Sayısı | Kapasite MW | Kaynak Sayısı | Kapasite MW |
| Türkiye | 25 | 20,475 | 144 | 12,297 | 1 | 25,183 |

Alternatif santrallerin işletme ve bakım maliyetleri referans santraller incelenerek belirlenmiştir [10]. Çizelge 6'da inceleme sonucunda elde edilen ve hesaplamalarda kullanılan değerler verilmiştir.

Çizelge 6. Alternatif santral tipleri için özgül bakım ve işletme maliyetleri

| Santral Tipi | Özgül işletme ve bakım maliyeti (\$/kW) |
|----------------------------------|---|
| Buhar Türbinli Termik Santraller | 48,24 |
| Kombine Çevrim Santralleri | 26 |
| Basit Gaz Türbinli Santraller | 26 |
| Hidroelektrik Santraller | 10 |

Modelin en önemli girdileri, pik yük ve talep bilgileridir. Bu bilgilerin, geleceğe ait değerlerinin belirsiz olması, ancak geçmiş değerlerin analizi ile tahmin edilebilmeleri optimizasyon sonuçlarını etkilemektedir. Bu amaçla Türkiye'nin pik yük ve elektrik tüketim artışı, analiz edilmiştir. Hesaplanan ortalama değerler ve 1999 yılı yük süre eğrisi kullanılarak tahmini yük süre eğrisi oluşturulmuş ve model hesaplamalarında kullanılmıştır [10].

Model, ekonomik karşılaştırma temelinde dayandığı için, ekonomik girdilere ihtiyaç duyulmaktadır. Türkiye uygulaması için inşaat eskalasyonu % 6, faiz % 8 ve iskonto oranı % 10 olarak alınmıştır [7]. Türkiye için yakıt eskalasyon değerleri ön görülmediğinden alınmamıştır.

Modelin tüm girdileri, analizler sonunda elde edilmiş ve modele girildikten sonra 1999 yılı referans yıl seçilerek 2000-2010 yılı arasındaki periyot için hesaplamalar yapılmıştır. Model, tek bir yıl için hesaplamalarını yaptığından; sırası ile bir önceki yıl için bulunan sonuçlar bir sonraki yıl için referans yıl girdileri olarak alınmıştır. Her bir yıl için hesaplamalar yapılarak sonuçlar elde edilmiştir.

6. SONUÇLAR

Modelin hesaplama sonuçları, hesaplamanın yapıldığı yıllar için ayrı ayrı elde edilmiştir. Bu sonuçlar da modelin karar değişkenleri olan; santrallerin yükleme sırası, kurulu güç, yük faktörü, birim elektrik üretim maliyeti ve yıllık elektrik üretim miktarları elde edilmiştir. En düşük birim elektrik üretim algoritması ile elde edilen üretim maliyeti 2000 yılı için 4,472 cent/kWh dir. 2000-2010 yılları arasında ilave edilmesi gereken santraller, modelin çalıştırılması ile elde edilmiştir.

Model sonuçlarında, ilave edilmesi gerekli olan santraller olarak; doğalgaz yakıtlı kombine çevrim ve basit gaz türbinli santraller elde edilmiştir. Bu santrallerden, kombine çevrim santralleri temel ve orta yükler için olup, büyük kapasitelerde yapılması gerektiği sonucu ortaya çıkmıştır. Model, pik yükleri karşılamak için basit gaz türbinli sistemlerin değişik yıllar için farklı kapasitelerde ilavesini belirlemiştir. Optimizasyon modelinin karar değişkelerinden olan yük sıralaması; hidroelektrik santraller, linyit yakıtlı buhar türbinli santraller, kombine çevrim santralleri ve basit gaz türbinli santraller olarak bulunmuştur. Temel yüklerde kullanılan hidroelektrik santrallerde, birim elektrik üretim maliyetleri 2,2 cent/kWh seviyelerinde iken; pik yüklerde santral elektrik üretim miktarları düşük olduğundan birim üretim maliyetleri 200 cent/kWh seviyelerine çıkmaktadır. 2000-2010 yılları arasında ortalama birim elektrik üretim maliyetleri 4,472 –4,738 cent/kWh arasında değişim göstermektedir. İlave edilen santrallerin doğalgaz yakıtlı santraller olması nedeni ile, hidroelektrik ve buhar türbinli santrallerin kapasiteleri sabit kalmakta; fakat toplam içindeki payları, yıllar itibari ile azalmaktadır. Buna karşılık kombine çevrim ve basit gaz türbinli santrallerin kapasiteleri ve payları büyümektedir.

KAYNAKLAR

- [1] Ediger V.Ş., Tatlıdil H., "Forecasting the Primary Energy Demand in Turkey and Analysis of Cyclic Patterns", *Energy and Conversion and Management*,43:473-487, 2002.
- [2] Altaş M., "1998 Enerji İstatistikleri", Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.
- [3] Smith R. A., Villegas. A. M., "A Comparative Analysis of Various Optimization Models for Electricity Capacity Expansion", *Int. Trans. Opl. Res.*, 4:35-44,1997.
- [4] Wang J., Sparrow. F. T., "The Cost of Uncertainty in Capacity Expansion Problems", *International Journal of Energy Research*, 23:1187-1198, 1999.
- [5] Chanton C., Doucet J. A., "Uncertainty and Investment in Electricity Generation: The Case of Hydro-Quebec", University Laval, Quebec, 1999.
- [6] Perez-Ruiz J., Conej A., "Multi-Period Probabilistic Production Cost Model Including Dispatch Constraints ", *IEEE Transaction on Power Systems*, 15:502-507, 2000.
- [7] Şahin B., Bekdemir Ş., "Kombine Çevrim Güç Tesislerinin Mukayeseli Ekonomik Etüdü ve Ekonomik Çalışma Bölgesinin Belirlenmesi", Türkiye 6. Enerji Kongresi, İzmir, 1994.
- [8] Poullikkas A., "A Technology Selection Algorithm for Independent Power Producers", *The Electricity Journal*, 1:80-84, 2001.
- [9] Aybers N., Şahin B., "Enerji Maliyeti",Yıldız Teknik Üniversitesi Matbaası, İstanbul, 1995.
- [10] Erdem H. H., "Türkiye’de Alternatif santral Kapasitelerinin ve Bölgelere Göre Dağılımlarının Optimizasyonu", Doktora Tezi, F.B.E, Y.T.Ü., 2002, İstanbul.
- [11] William R. ve Park P. E , "Cost Engineering Analysis", John Wiley&Sons, New York, 1973.
- [12] Bejan A., Tsatsaronis G., Moran M., "Thermal Design and Optimization", Wiley-Interscience Publication, New York ,1996.
- [13] Eyice S., "Isı Ekonomisi", Teknik Üniversite Matbaası, İstanbul, 1971.
- [14] Swisher J. N., "Tools and Methods for Integrated Resource Planning", UNEP, Roskilde, 1997.
- [15] Altınbilek D., "Hidrolik Enerjinin Geliştirilmesi", Türkiye 1. Enerji Şurası, İstanbul, Aralık 7-9, 1998.