



## Calculation of optimal value of spinning reserve requirement for unit commitment in power systems by considering lost parameters

Mehmet Rıda Tür<sup>1\*</sup>, Selim Ay<sup>2</sup>, Abdulfetah Shobole<sup>3</sup>, Mohammed Wadi<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Department of Electrical and Energy, Mardin Artuklu University, Mardin, 47500, Turkey

<sup>2</sup>Department of Electrical Engineering, Yıldız Technical University, İstanbul, 34000, Turkey

<sup>3,4</sup>Department of Electrical and Electronic Engineering, İ.Sabahattin Zaim University, İstanbul, 34000, Turkey

### Highlights:

- Reserve cost calculation
- Value of loss load
- Unit commitment

### Keywords:

- Spinning reserve
- Frequency control
- Value of lost load
- Unit commitment
- Load shedding

### Article Info:

Research Article

Received: 19.11.2017

Accepted: 14.07.2018

### DOI:

10.17341/gazimmfd.460512

### Correspondence:

Author: Mehmet Rıda Tür

e-mail:

mehmetridatur@artuklu.edu.tr

phone: +90 535 744 94 74

### Graphical/Tabular Abstract

Spinning Reserve is one of the most important sources used by system operators in response to unforeseen events such as generation discontinuities and sudden load changes. It is possible to maintain the power system against production interruptions caused by unforeseen circumstances, which can be caused by keeping the amount of reserves to be used high, in case of this process the possibility of applying the load shed decreases, but in this case reserve supply results in a very high cost. If the amount of reserves is kept low in order to reduce the cost, there will be an energy that cannot be provided in the case of possible interruptions and failures, and the consumers may be left without electricity. There is a need for an economical review of these two situations in a balanced way. In this study, the requirements of the Spinning Reserve needed in the power system are determined by taking into consideration socio-economic parameters such as the amount of expected energy not supplied and value of lost load. These parameters, which are added to the cost function, are calculated for the first time in our national power system by a new method. Macroeconomic analysis has been supported for this value.

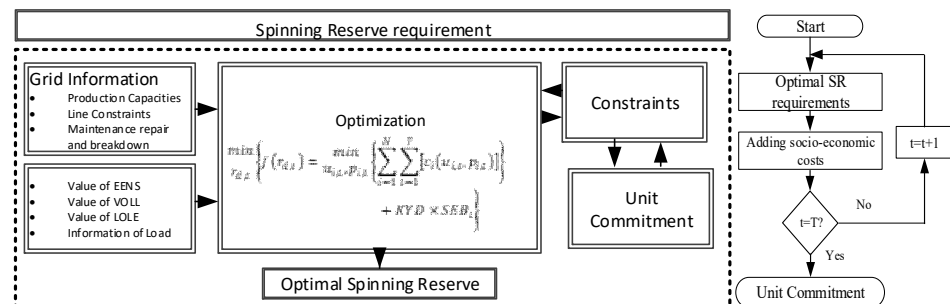


Figure A. Optimal SR Requirement (a) The flow diagram of Unit Commitment with SR (b)

**Purpose:** Macroeconomic analysis will be done in order to support the accuracy of this value obtained for the first time for our national power system with a new approach. Thus, considering the lost load parameters in power systems, it is aimed to calculate the economic cost of reserve power as a result of programming based on benefit-cost.

### Theory and Methods:

First, the optimal spinning reserve requirement is determined independently of time, then this value is supported by a conventional unit commitment program. Then the temporal matches between the production units are made and added to the solution taking into account the socio-economic parameters

### Results:

Considering the calculated socioeconomic parameters, a program based on benefit/cost is used to calculate the economic cost value of the reserve for the power system model. When the results of the regressions were analyzed, the average value of lost load for all cases was obtained as 4.03 \$ / kWh in our country.

### Conclusion:

Unit allocation is made by taking into account the amount of energy that cannot be provided for the optimum amount of rotary reserve requirement used in order to provide supply / demand balance against sudden load changes and unexpected situations in power systems.



## Güç sistemlerinde ünite tahsisi için döner rezerv gereksinimi optimal değerinin kayıp parametrelerin dikkate alınarak hesaplanması

Mehmet Rıda Tür<sup>1\*</sup>, Selim Ay<sup>2</sup>, Abdulfetah Shobole<sup>3</sup>, Mohammed Wadi<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Mardin Artuklu Üniversitesi Mişyat Meslek Yüksekokulu Elektrik ve Enerji Bölümü, 47500, Mardin

<sup>2</sup>Yıldız Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü, 34050, İstanbul

<sup>3</sup>İstanbul Sabahattin Zaim Üniversitesi, Elektrik & Elektronik Mühendisliği, Küçükçekmece, 34303, İstanbul

### ÖNEÇIKANLAR

- Sosyoekonomik parametreler dikkate alınarak rezerv maliyet hesabı
- Ulusal güç sistemimiz için hesaplanmış kayıp yük değeri
- Ünite tahsisinde fayda/maliyet karşılaştırması

### Makale Bilgileri

Araştırma Makalesi

Geliş: 19.11.2017

Kabul: 14.07.2018

### DOI:

10.17341/gazimmfd.460512

### Anahtar Kelimeler:

Döner rezerv,  
frekans kontrolü,  
kayıp yük değeri,  
ünite tahsisi,  
yük atma

### ÖZET

Döner Rezerv, üretim kesintileri ve ani yük değişimleri gibi öngörülemeyen olaylara yanıt olarak sistem operatörleri tarafından kullanılan en önemli kaynaklardan biridir. Kullanılacak rezervlerin miktarını yüksek tutarak doğabilecek beklenmedik durumların sebep olduğu üretim kesintilerine karşı güç sistemini korumak mümkün olur. Bu işlem karşısında yük atma işleminin uygulanma olasılığı azalır, fakat bu durumda rezerv sağlama oldukça yüksek bir maliyet ile sonuçlanır. Maliyeti düşürmek amacıyla rezerv miktarını düşük tutma durumunda ise olası kesinti ve arıza durumlarında sağlanamayan bir enerji söz konusu olur ve tüketiciler enerjisiz kalabilir. Bu iki durumu dengeleyici şekilde bir ekonomik incelemeye gerek duyulmaktadır. Bu çalışmada, güç sisteminde ihtiyaç duyulan Döner Rezerv gereksinimi, sağlanamayan enerji miktarı ve kayıp yük değeri gibi sosyoekonomik parametreler dikkate alınarak belirlenmektedir. Maliyet fonksiyonuna eklenen bu parametreler, yeni bir yöntemle ulusal güç sistemimiz için ilk defa hesaplanmaktadır. Elde edilen bu değer için makroekonomik analiz yapılarak doğruluğu desteklenmiştir. Böylece hesaplanmış sosyoekonomik parametreler gözönünde bulundurularak, fayda/maliyet temeline dayalı yapılan bir program sonucunda güç sistemi modeli için rezervin ekonomik maliyet değeri hesaplanmaktadır.

## Calculation of optimal value of spinning reserve requirement for unit commitment in power systems by considering lost parameters

### H I G H L I G H T S

- Reserve cost calculation by considering socioeconomic parameters
- Calculated value of loss load for our national power system
- Cost / benefit comparison in unit commitment

### Article Info

Research Article

Received: 19.11.2017

Accepted: 14.07.2018

### DOI:

10.17341/gazimmfd.460512

### Keywords:

Spinning reserve,  
frequency control,  
value of lost load,  
unit commitment,  
load shedding

### ABSTRACT

Spinning Reserve is one of the most important sources used by system operators in response to unforeseen events such as generation discontinuities and sudden load changes. It is possible to maintain the power system against production interruptions caused by unforeseen circumstances, which can be caused by keeping the amount of reserves to be used high, in case of this process the possibility of applying the load shed decreases, but in this case reserve supply results in a very high cost. If the amount of reserves is kept low in order to reduce the cost, there will be an energy that can not be provided in the case of possible interruptions and failures, and the consumers may be left without electricity. There is a need for an economical review of these two situations in a balanced way. In this study, the requirements of the Spinning Reserve needed in the power system are determined by taking into consideration socio-economic parameters such as the amount of expected energy not supplied and value of lost load. These parameters, which are added to the cost function, are calculated for the first time in our national power system by a new method. Macroeconomic analysis has been supported for this value. Thus, considering the calculated socioeconomic parameters, a program based on benefit/cost is used to calculate the economic cost value of the reserve for the power system model.

\*Sorumlu Yazar/Corresponding Author: mridatur@artuklu.edu.tr, selimay@yildiz.edu.tr, abdufetaah.shobole@izu.edu.tr, mohammed.wadi@izu.edu.tr / Tel: +90 482 213 40 02

## 1. GİRİŞ (INTRODUCTION)

Güç sistemlerinde yeterli miktarda Döner Rezerv (DR) kapasitesinin belirlenmesi durumunda, sistemdeki enerji üretim yetersizliği nedeniyle ortaya çıkacak Yük Atma (YAT) işlemine gerek kalmayacaktır. Bu rezerv gereksinimi ile ilgili olarak birçok işletmeciler farklı yöntemler kullanmıştır. Bazı yaklaşımlarda şebekenin rezerv ihtiyacının toplam miktarı, enerji planlaması öncesinde oluşacak arızalar ve olasılıklı davranış gösteren yenilenebilir enerji kaynakları dikkate alınmadan belirlenmektedir. Bunlar deterministik enerji ve rezerv planlaması olarak adlandırılır [1-4]. Bu kriterlere göre DR kapasitesinin sistemdeki en büyük jeneratörün kapasitesinden büyük olması gerekmektedir [5, 6] stokastik yöntemde ise, yenilenebilir enerji üretimine ve yük talebine ilişkin belirsizlikler senaryolarla modellenmekte ve rezerv planlaması bu senaryoların olasılıklarına bağlı olarak yapılmaktadır [7, 8]. Deterministik kriterlerin uygulanması kolaydır, ancak planlanan her üretim ünitesinin güvenilirliğinin göz önüne alınması, stokastik yöntemlerde olduğu gibi gerçekçi sonuçlar sağlayamayabilir [9]. Değişik stokastik olasılık yaklaşımları geliştirilmiştir; stokastik yöntemde deterministik yöntemde göre daha düşük işletme maliyetleri elde edilmektedir. Sonuç olarak DR sağlanmasında ilk olarak enerji kesintilerinin göz önünde bulundurulması gerektiği kabul edilmiştir [10-13]. Ünite Tahsisine (ÜT) ilişkin olarak son yıllarda birçok yöntem geliştirilmiştir. İşletme sırasında kabul edilebilir bir risk düzeyini tanımlamak zor olabilir, bu sorunu aşmak için güvenilirlik kısıtlı ÜT problemi çözülerek DR gereksiniminin optimizasyonu gerçekleştirilmiştir [14, 15]. Ayrıca, güç sistemlerinde enerji depolamada yaşanan zorluklar karşısında rezerv planlaması gün geçtikçe önem kazanmaktadır [16].

Bu çalışmalarda Yük Kaybı Olasılığı (YKO-LOLP) ve / veya Sağlanamayan Enerji Beklentisi (SEB-EENS) gibi önceden tanımlanmış bir sınır değerinin altına düşmesi gereken güvenilirlik büyüklükleri ÜT modeline dahil edilerek planlama yapılmaktadır. DR gereksinimi, işletme maliyeti ve kesintinin beklenen maliyeti minimum olacak şekilde belirlenmiştir. Bu maliyetler ÜT probleminin amaç fonksiyonuna olarak eklenmiştir [17, 19]. Sosyoekonomik parametre olarak kullanılan son terim olan Kayıp Yük Değeri (KYD-VOLL) SEB ile çarpılarak kesintinin beklenen maliyeti elde edilmektedir. KYD, müşterilerin bir saat boyunca yararlanmadığı 1 kW'lık kaybın karşılığı olan ortalama para değeri olarak tanımlanmaktadır [6, 20-22]. ÜT problemini formüle eden ve değişik durumları dikkate alınarak rezerv kriterleri belirlenmiştir [23, 24]. ÜT problemini çözmek yapılan bazı çalışmalarda Lagrange yaklaşımı önerilmiştir [25-27]. Bu yöntemlerde ihmal edilen ünitelerin Kesinti Olasılığının Kapasite Tablosu (KOKT) kriteri daha sonra yapılan çalışmalarda dikkate alınmıştır [28]. DR gereksinimi için fayda/maliyetine dayalı bir yöntem de kullanılmıştır [29]. Monte Carlo yaklaşımı ile frekans rölelerinde YAT ayarları hesaplanıp güç

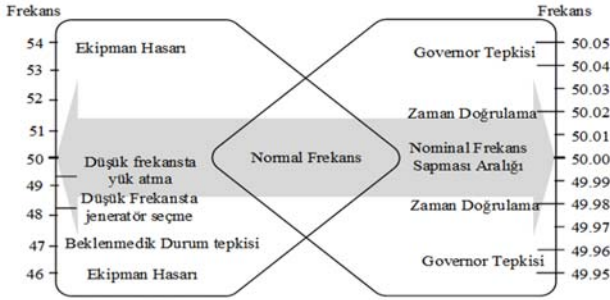
sistemindeki DR miktarı belirlenmiştir [30-34]. Yapılan son çalışmalarda ise belli bir süre için rezerv gereksinimini bulmak için yapay sinir ağı kullanıldı [35]. Yenilenebilir enerjinin ulusal üretim kapasitesi içerisindeki payının artması rezerv gereksinimini daha da önemli kılmaktadır, ancak bazı çalışmalarda bu üretimin doğrudan primer rezervi etkilemediği savunulmaktadır [36, 37]. Ayrıca talep yönetimi uygulanarak optimum rezervin sağlanması ve enerji maliyetinin en aza indirgenmesi mümkündür [38, 39]. Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) belirsizlikleri [40], rüzgâr enerjisi [41] ve hidroelektrik enerji [42] belirsizliklerine karşı rassal programlama yaklaşımı geliştirildi. Böyle bir formülasyonda, senaryolar stokastik değişkenlerin olası gelecek sonuçlarının kümesini temsil etmektedir. Bu çalışmada literatürdeki tüm bu yaklaşımların maliyet hesabında ihmal ettiği “kayıp yük değeri” dikkate alınmış ve ünite tahsisine eklenerek hesaplama yapılmıştır. Kayıp yük değeri, bu çalışmadaki yeni yaklaşımla ulusal güç sistemimiz için ilk defa hesaplanmaktadır. Ayrıca elde edilen bu değer in doğruluğunun desteklenmesi amacıyla makroekonomik analiz yapılarak karşılaştırma yapılmıştır. Böylece güç sistemlerinde kayıp yük parametreleri gözönünde bulundurulurken, fayda maliyet temeline dayalı programlama sonucunda rezerv gücün ekonomik maliyeti hesaplanmaktadır.

## 2. TEORİK METOT (THEORETICAL METHOD)

Güvenilirlik, bir sistemin kendisine tahsis edilen fonksiyonu yerine getirme gücü olarak tanımlanmaktadır, burada geçmişte edinilen deneyimler gelecekteki performansları tahmin etmede yardımcı olur. Bu kavramın farklı boyutlarını gösteren diğer tanım ise, “bir ünitenin ya da bir sistemin kendi fonksiyonunu yeterli ölçüde, belirlenen zaman içerisinde ve işletim şartları altında yapma olasılığıdır”. Bu durumda bir sistemin güvenilirliği tüketicilere kesintisiz enerji verilmesiyle sağlanacaktır [43]. Enerji piyasasında doğru tahminler ile yapılan planlamalar sonunda, zaman, maliyet ve performans açısından tüketicilerin memnuniyeti sağlanmış olur [44].

Arz güvenilirliği elektrik enerjisinin kalitesinin korunması açısından da önemlidir. Temelde arz güvenilirliği, üretim/tüketim dengesinin sağlanması amacıyla ve sisteme ait frekansın kabul edilebilir aralıkta olması için gereklidir. Güç sistemlerindeki arz talep planlaması için bir takım bilgilerin bilinmesi gerekmektedir. Bunlar, üretim kapasite projeksiyonları hazırlamak amacıyla planlamaya katılan tarafların yanı sıra güç sistemlerine ait teknik bilgilerdir. Enerji talebi tahmin esaslarında kullanılan önemli sistem kısıtları mevcuttur. Bu kısıtlar, sistem operatörleri tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, üretimi artırarak ya da tüketimi azaltarak sisteme enerji verilmesini ifade eden Yük Alma (YAL)'dır. Sistem operatörleri tarafından verilen talimatlar doğrultusunda, üretimi azaltarak ya da tüketimi artırarak sistemden enerji alması durumunu ifade eden YAT'dır. Piyasa teklifleri doğrultusunda sistem bütünlüğü,

arz güvenliği ve kalitesine ilişkin şartlar sağlanarak YAT ve YAL planlaması her gün yapılır. Yan hizmetler, üretim ve yük arasındaki anlık ve devamlı dengeyi sağlamak, iletim hattını yönetmek, Şekil 1’de ve Şekil 2’de gösterilen kontrol şemalarını uygulamak için, sistem operatörleri gerekli olan kaynakları sağlamakla yükümlüdür. Bu hizmetler, hem normal şartlar altında hem de beklenmedik durumlar için gereklidir. Eğer sistem operatörleri üretim/tüketim dengesini devam ettiremiyor ve sistem çöküyorsa, yan hizmetler güç sistemini tekrar başlatmak için gerekli olan kaynakları da sağlamalıdır.



**Şekil 1.** Güç Sistemi Frekans Kontrolü Aralık Çizelgesi (Range Chart of Power System Frequency Control)

Yan hizmetler, üç gruba ayrılmıştır: normal şartlar altında dengeleme, yük akışı üretimi ve yükü dengelemek için devamlı hazır olan hizmetlerdir.

### 2.1. Döner Rezerv Gereksinimine İlişkin Yaklaşımlar (Approaches of Spinning Reserve Requirements)

Uygulamalarda sistem operatörü, DR miktarını planlamak için önceden tanımlanmış kriterleri kullanır. Yani sistemi belirli risklere karşı korumak için operatörler tarafından belirli miktarda DR planlar. Aşağıdaki bölümde literatürde kullanılan en yaygın DR gereksinimlerinde kullanılan rezerv ifadeleri bulunmaktadır:

Hirst ve Kirby [45]: Şebeke ile senkronize olan çevrimiçi jeneratör sistemidir. Bu sistem, büyük bir kesintiye hemen yanıt verebilir ve 10 dakika içinde tam kapasiteye ulaşım çıkış gücünü artırabilir. Wood ve Wollenberg [46]: Toplam Senkronize kapasite miktarından kayıp ve yüklerin düşmüş miktarı. Zhu, Jordan ve Ihara [47]: 10 dakika içinde cevap verebilme kabiliyetine sahip olan ve sisteme senkronize durumda kullanılan rezerv miktarı.

British Electricity International [48]: Yük altındaki üretim santralleri 5 dakika içinde arz devamlılığını sağlayabilmektedir. Bu aynı zamanda pompalama modunda çalışan pompalı hidrolik santralleri için geçerlidir. Ayrıca bu sistemler talepleri 5 dakika içinde kontrol edilebilir şekilde kullanılmaktadır. TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) [49]: Sistem arz ve talebini dengelemek amacıyla kullanılan ve sistem işletmesi için tutulan yedeklerdir. NERC (Kuzey Amerika Elektrik Güvenilirlik Konseyi) [50]: Senkronize ve ek talep hizmetini vermeye hazır yük altında olmayan üretim kapasitesidir.

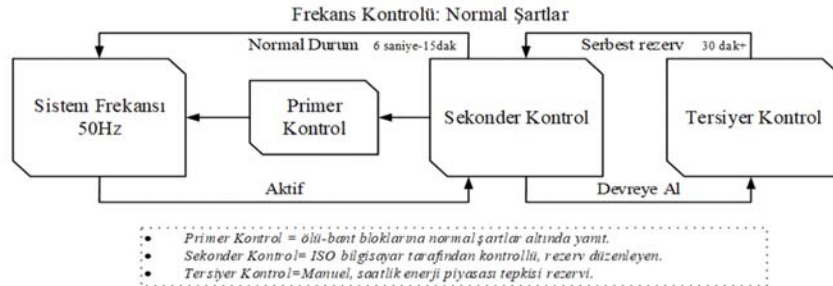
Sistem operatörü kabul edilebilir risk seviyesinin dışına çıkmamak için DR gereksinimlerini ayarlar. İlgili kriterler her sistem için özel olarak geliştirilir, dolayısıyla DR gereksinimleri ve kabul edilebilir risk sistemden sisteme değişmektedir. Tablo 1’de farklı ülkelerin güç sistemlerinde uygulanan DR kriterleri görülmektedir [5, 51].

### 2.2. Frekans Kontrol İşlemi (Operation of Frequency Control)

Frekans kontrolünü sağlayan rezervlerin yapısını açıklayan sistemin basit şeması Şekil 3’de gösterilmektedir. Frekans kontrolü üç birimden oluşmaktadır [51]. Bunlar; Primer, Sekonder ve Tersiyer olarak adlandırılır. Büyük enterkonekte sistemlerde her üç birim de bulunmaktadır. İzole edilmiş küçük sistemlerde sekonder kontrol birimi bulunmayabilir. Frekans kontrolünde kullanılan talep tarafındaki değişkenler bu sisteme dahil değildir.

Elektrik İletim Koordinasyon Biriminin Frekans Kontrol Sistemi birimleri aşağıda belirtildiği gibidir [5]:

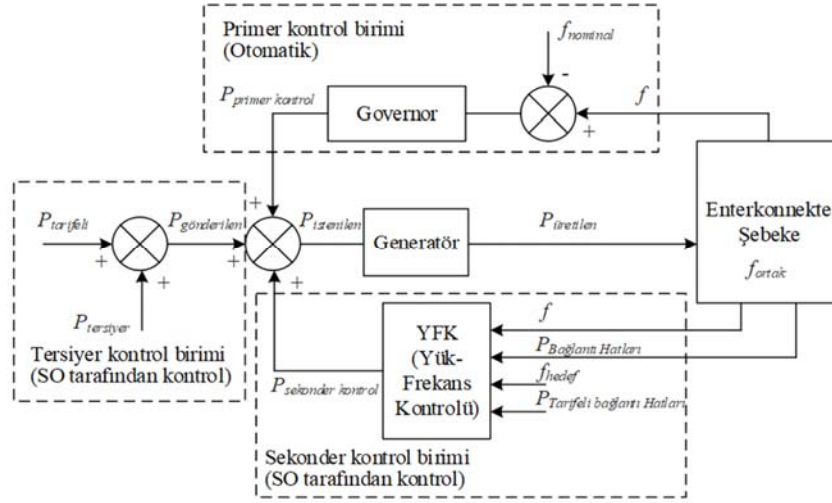
- **Primer Kontrol Birimi:** Yerel otomatik kontrol sistemidir, herhangi bir frekans değişikliğine karşı yedek güç sağlar. Primer güç, hız regülatörlerini otomatik kullanmak üzere frekansı istenilen seviyede tutmak için kullanılan ve bu sabitleme işlemi için yeterli düzeyde tutulan güçtür. Primer Frekans Kontrol rezerv miktarı TEİAŞ tarafından belirlenir ve bu rezervin kesintisiz olarak sağlanması esastır. Genel olarak en büyük kurulu güce sahip ünitenin devre dışı kalması göz önünde bulundurularak belirlenir.
- **Sekonder Kontrol Birimi:** Merkezi kontrol sistemidir, frekansı hedeflenen değere geri getirmek için yedek güç sağlar. Primer frekans kontrol rezervi ile değişimi sabitlenen frekansın nominal seviyesine getirilmesi



**Şekil 2.** Normal şartlarda Frekans Kontrol Sistemi (Frequency Control System in normal conditions)

**Tablo 1.** Farklı güç sistemlerinde DR gereksinimleri (SR requirements in different power systems)

| Sistem                     | Kriter ( $r_{d,t}$ )  |
|----------------------------|---|
| Avustralya ve Yeni Zelanda | $\max(u_{i,t}P_{i,t})$  |
| Kanada BC Hidro            | $\max(u_{i,t}P_{i,t})$  |
| Belçika                    | Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) kuralları, en az 460 MW                            |
| Kaliforniya                | $50\% \times \max(5\% \times P_{hidro} + 7\% \times P_{diğer\ üretim}, P_{en\ büyük\ ihtimal} + P_{ithalatsız\ firma})$ |
| Fransa                     | UCTE kuralları, şu anda en az 500 MW  |
| Kanada Manitoba Hidro      | $50\% \times \max(u_{i,t}P_{i,max}) + 20\% \left( \sum_{i=1}^N P_{i,max} \right)$                                       |
| ABD PJM (Güney)            | $\max(u_{i,t}P_{i,max})$  |
| ABD PJM (Kuzey)            | $1,5\%P_{d,max}$  |
| ABD PJM (Diğer)            | 1,1% pik değer + normal gün ve saatlerde olasılıksal hesaplama  |
| İspanya                    | $3(P_{d,max})^{\frac{1}{2}}$ ve $6(P_{d,max})^{\frac{1}{2}}$ arasında   |
| Hollanda                   | UCTE kuralları, şu anda en az 300 MW  |
| UCTE                       | $(10P_{d,max}atan + 150^2)^{\frac{1}{2}} - 150$   |
| Yukon Elektrik             | $\max(u_{i,t}P_{i,max}) + 10\%P_{d,max}$  |

**Şekil 3.** Elektrik İletim Koordinasyon Biriminin Frekans Kontrol Sistemi  
(Frequency Control System of Electricity Conduction Coordination Unit)

amacıyla otomatik üretim kontrol programı vasıtasıyla kullanılan birimdir. Elektrik şebekeleriyle olan toplam elektrik enerjisi alışverişinin programlanan düzeyde tutulabilmesini sağlar.

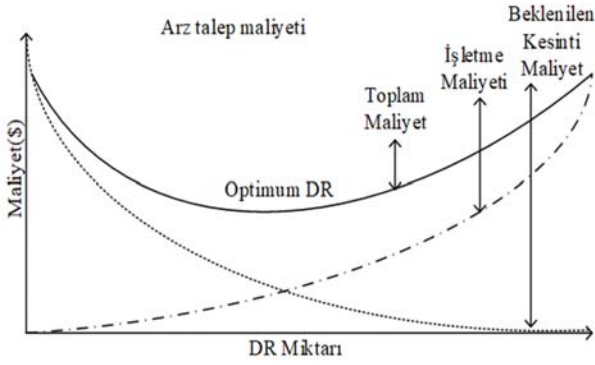
- **Tersiyer Kontrol Birimi:** Manuel kontrol sistemidir, sekonder kontrol rezervini geri yüklemeyi ve nihai kısıt yönetimini sağlar. Sekonder Frekans Kontrol rezervinin yeterli olmadığı zaman frekansı hedeflenen değerine geri getirmek için kullanılan yedek gücü sağlar. Dengeleme güç piyasası kapsamında verilen YAL ve YAT talimatları ile güç dengeleme birimlerinin belirli bir süre içerisinde gerçekleştirebildikleri çıkış gücü değişimi bu birim ile sağlanır.

### 2.3. Döner Rezerv Gereksinimi ve Maliyet Fonksiyonu (Spinning Reserve Requirements and Cost Function)

Güç sistemlerinin işletilmesi için, sabit standartlar [52] yerine bir maliyet fayda analizinin yapılabileceği düşünülmektedir [53]. Enerji talebini sürdürülebilir şekilde karşılayabilmek gelişen ve gelişmekte olan ülkeler için büyük önem taşımaktadır. Bundan dolayı geleceğe yönelik enerji tahminlerinde güvenilir enerji talep planlaması yapılması gerekmektedir [54]. Bu çalışmada, DR sağlama maliyetinin üretimlerin gerçek maliyetine doğrudan bağlı olmadığı, aslında olasılıksal olayların sonucunda yaşanan kayıplar ile ilgili olduğu savunulmaktadır. Sezgisel olarak,



sistemde sağlanan DR miktarı arttıkça sistem riskinin azaldığı söylenebilir. Fakat DR sağlanması bir maliyet gerektirir ve bu maliyetin ideal olarak minimumda tutulması istenir. Öte yandan eğer az miktarda DR tedarik edilirse sistemin işletme maliyeti azalır, ancak kesintilerin beklenen maliyeti artar. Bu iki uç durum arasında işletme maliyetleri ve kesintilerin tahmini maliyeti arasında bir optimum nokta bulunmaktadır. Şekil 4 'de bu durum grafik olarak gösterilmiştir. İşletme maliyetleri ile kesintilerin tahmini maliyeti toplamının minimum değeri Eş. 1 göstermektedir ve bu değer en uygun DR miktarı sağlayacaktır.



Şekil 4. DR olması durumunda maliyet fonksiyonu  
(Cost function of SR provision)

Güç sistemlerinde yapılan güvenilirlik analizi yöntemleri genel olarak, olasılık yöntemleriyle gerçekleşen başarısızlıkların ve bunların neticesinde beklenen sonuçların değerlendirilmesi gerektiği önermektedir. Ayrıca kesintiler rastgele beklenmedik olaylar olduğundan dolayı, bu kesintilerin olasılıklarının optimizasyon sürecine dahil edilmeleri gerekmektedir. Böylece bütün problemler işletme maliyeti  $D(r_{d,t})$  ve kesintilerin beklenen maliyetinin  $E(r_{d,t})$  toplamının minimize edilmesi olarak ifade edilebilir. Kesinti maliyetlerinin beklenen bir değerde olmadığı unutulmamalıdır, çünkü olabilecek herhangi muhtemel bir olayın veya muhtemel acil durumun ortaya çıkmasının getireceği maliyeti önceden bilmek mümkün değildir.  $t$  dönemi için Eş. 1 yazılabilir:

$$\min_{r_{d,t}} \{f(r_{d,t}) = D(r_{d,t}) + E(r_{d,t})\} \quad (1)$$

$r_{d,t}$ ,  $t$  dönemindeki gerekli DR miktarıdır (MW),  
 $D(r_{d,t})$ :  $i$  ünitesinin  $t$  dönemindeki işletme maliyetidir (\$/h).  
 $E(r_{d,t})$ :  $i$  ünitesinin  $t$  dönemindeki kesintilerinin beklenen maliyetidir (\$/h).

#### 2.4. Döner Rezervin Hesaplaması (Calculation of Spinning Reserve)

Elektrik güç sistemi operatörleri üretim kapasitelerinin belirli bir kısmını DR olarak tutmaya çalışırlar. Böylece güç sisteminde bazı durumlarda YAT'a gerek kalmadan sistemin düzenli çalışması devam ettirilebilir. Bunu sağlamada kullanılan DR gereksinimini minimum miktarda ayarlamak için, geleneksel kriter olarak, en büyük çevrimiçi jeneratörün

kapasitesine eşit ya da daha büyük güç esas alınır [50]. Eğer herhangi bir üretim ünitesi aniden kesilirse bu kriter gereği yük kısıtlamasına gerek kalmaz. Fakat bu kriter, iki üretim ünitesinin aynı anda devre dışı kalması durumunda yük kısıtının olmayacağını garanti etmemektedir. Risk açısından en önemli bir husus DR'nin gereksinimidir ( $r_{d,t}$ ). Yaygın olarak kullanılan belirleyici bir kriter,  $t$  dönemde tahsis edilen en büyük üretim ünitesinin ( $P_{i,max}$ ) kapasitesi değerinde istenilen DR miktarını ayarlamaktır. Burada kullanılan  $u_{i,t}$ , tahsis edilen/edilmeyen üniteyi 1/0 (1:tahsis edilmiş, 0:tahsis edilmemiş) ifade etmektedir (Eş. 2):

$$r_{d,t} = \max(u_{i,t} P_{i,max}) \quad (2)$$

Bu kriter gereği herhangi bir ünitenin devre dışı olması durumunda herhangi bir yük atama işlemi gerekmeyecektir. Eğer en büyük çevrimiçi üretim ünitesi tam anlamıyla güvenilir ise ve/veya tüketicilere sürekli sağlanamayan enerji miktarı düşük ise, sağlanan DR miktarı fazla olabilir ve bir beklenmedik olayın olması sonucunda bile YAT işlemi olmayabilir. Böylece bu rezerv miktarını sürekli sağlamanın maliyeti oldukça büyük olabilir. Diğer bir ifade ile sağlanan bu DR miktarı ekonomik olmayabilir. Aynı zamanda bu kriter, iki veya daha fazla ünitenin aniden ve eş zamanlı olarak bir anda devre dışı olması durumundaki kesintide bütün yükün karşılanacağını garanti etmez. Güç sistemlerinde birçok üretim ünitesinin mevcut olduğundan bu olasılık göz ardı edilemez. Bu çalışmada, ÜT yapılarak DR sağlama maliyetini ile elektrik piyasalarındaki rezervin faydasını dengeleyen bir yöntem önerilmektedir. Rezervin faydası, üretim kapasitesinin eksikliğinden dolayı SEB açısından ölçülür. Sağlanan DR miktarı arttıkça sistem işletim maliyeti artar, kesintilerin beklenen sosyoekonomik maliyet ise azalır, çünkü üretim ünitelerinin kesintilerine cevaben YAT zorunluğu ihtimali düşer. Bu güvenilirlik ölçümü, üstel fonksiyon kullanılarak elde edilmiştir. Esas olarak bu fonksiyonun amacı sistemde belirli bir YKO (3) elde etmek için gerekli DR değerini tahmin etmektir. Bu yaklaşım daha sonra optimizasyon her döneminde doğrusal kısıt olarak ÜT optimizasyon probleminin formülasyonuna dahil edilir (Eş. 3).

$$\sum_{i=1}^N r_{i,t} \geq f(YKO_{hedef}) \quad (3)$$

Uygun bir  $YKO_{hedef}$  seçmek gerektiğinden dolayı bu yöntem kendi kendine yeterli değildir. Rasgele ayarlanan  $YKO_{hedef}$ , optimal veya ekonomik olmayan üretim programlarına sebep olabilir. Eğer YKO için yüksek miktarda üst değer alınır, düzenli olarak öngörülemeyen üretim açıklarını kapatmak için yeterli rezerv sağlanacaktır. ÜT formülasyonu, iki güvenilirlik kriteri içermektedir, bunlar Sağlanamayan Yük Beklentisi ve YKO 'dır. Sağlanamayan Yük Beklentisi günlük puant yükün, mevcut üretim kapasitesini aşmasının beklendiği günlerin ortalama sayısıdır. Bu nedenle bir yük kaybı ve yetersizliğin olacağı günlerin beklenen sayısını gösterir. Bu değer yetersizliğin şiddetini, yetersizlikle karşılaşma sıklığını ve yük kaybı süresini de göstermemektedir; üretim planlama çalışmalarında en yaygın kullanılan kriterdir. Burada

kullanılan yük kaybı terimi karşılanamayan yük anlamındadır. Elektrik piyasasında sosyoekonomik kayıpları temsil eden bir fonksiyon bulunmaktadır. Bu fonksiyon iki farklı hedefi birleştirmektedir, bunlardan biri rezerv provizyonu ile artmaktadır; diğesinde ise, kesintilerin tahmini maliyeti olarak ifade edilir ve rezerv provizyonu artıkça azalmaktadır. Bu fonksiyondaki Net fiyat ( $\pi_{net,t}$ ) minimizasyon sorunu aşağıdaki formülle (Eş. 4) elde edilir:

$$\min\{KYD \times SEB^t + \pi_{net,t} \sum_{i=1}^{N_R} r_{i,t}\} \quad (4)$$

Bu formülde  $N_R$ , DR sağlamak için yedek ünite grubu. DR optimum miktar seviyesi, bunun maliyetine göre sağlanan karı karşılar durumdadır. Bu süreç optimizasyonun her döneminde tekrar edilir. Ancak bu süreçteki üretim ünitelerinin bireysel güvenilirliği göz ardı edilmiştir. SEB ise, yük sisteminin mevcut üretim kapasitesini aştığı durumlarda, üretim sistemi tarafından sağlanamayacağı beklenen enerji miktarıdır. Eş. 4'te tanımlanan parametreler yetersizlik miktarını ölçmesi nedeniyle önemli bir göstergedir.

### 2.5. Döner Rezervin Gereksinim Problemi (Problem of Spinning Reserve Requirements)

DR gereksinimi probleminin çözümlenmesi için piyasa çalışmalarında ve makalelerde bildirilen birçok yöntem bulunmaktadır. Bu yöntemler temel olarak; Deneysel Yöntem [55], Deterministik yöntem [56], Olasılıklı yöntem [57], Deterministik-olasılıklı Kombine yöntem [58] ve Maliyet-fayda yöntemi [59] olmak üzere beş gruba ayrılır. Deneysel Yöntem, rezerv değerinin belirlenmesinde kullanılan en basit yöntem olarak deneysel yöntem kullanılmaktadır. Bu yöntem, sistemin geçmişteki verilerine dayalı olarak rezervin gerekli miktarı için yaklaşık değer elde etmeyi öngörmektedir. Deterministik yöntem, N-x kriteri olarak bazı güvenlik kriterlerini içermektedir. Bu kriteri kullanarak, güç sistemi x bileşenlerinin eşzamanlı kesintilerine dayanabilecek şekilde bir DR miktarı hesaplanır. Bu değeri elde etmek için en büyük üretim ünitesinin kapasitesi seçilerek gerekli DR miktarı tahmin edilir. Bu iki yöntem basit ve anlaşılır olmasına rağmen, hesaplamalarda kesintilerin olasılığını ve beklenmedik olaylara cevap olarak güç sistemlerinin stokastik davranışlarını dikkate almamaktadır. Bu özellikleri elde etmek için, olasılıklı yöntem ve deterministik-olasılıklı kombine yöntemi kullanılabilir. Maliyet-fayda yönteminde, rezerv hesaplamasında yükün kesinti maliyeti diğer parametreler ile beraber değerlendirilir. Bu yöntemi kullanarak gerekli rezervin karşılanması, toplam maliyeti ile yük kesintilerin toplam maliyeti göz önünde bulundurularak rezerv miktarı belirlenir, bu durum genellikle ekonomik dengelemeleri sağlamaktadır. Ekonomik denge, programlanan DR miktarının artması ile SEB bağlantılı sosyoekonomik maliyetin azalmasına bağlı olan toplam maliyetin artmasını dengelemektedir. Ayrıca bu durumda, üretim ünitelerinin öngörülmeyen kesintilere cevaben YAT

olasılığı azalır. Optimal DR, bu iki maliyetin toplamının minimum miktarıdır.

### 2.6. Güç Sistemlerinde Ünite Tahsisi ve Döner Rezerv İlişkisi

(Relationship between Unit Commitment and Spinning Reserve in Power Systems)

ÜT, elektrik güç sisteminde talep edilen güç karşılanırken üretim ünitelerinin maliyetleri için yapılan bir planlama olarak tanımlanır. Üretim maliyeti fonksiyonunda kullanılan ÜT probleminin üç temel amacı vardır, bunlar; maliyetin minimize edilmesi, talep edilen gücün karşılanması ve güvenilirlik kısıtlarının sağlanmasıdır [60]. ÜT problemleri, Üretim Ünitelerinin çalışmasının belirlenmesinde ortaya çıkmaktadır. Minimum bir maliyette DR gereksinimini ve kısa vadeli talebi karşılamak için ünitelerin uygun üretim seviyelerini sağlamak gerekmektedir [46]. Bu ünitelerin işletilmeleri için bazı kısıtlar söz konusudur. Ayrıca ÜT problemleri doğrusal olmayan karışık tamsayı programlama problemleridir. Temel bir ÜT problemi Eş. 5 gibi formüle edilmiştir.

$$\min\{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [c_i(u_{i,t}, p_{i,t}) + c_{i,su}(u_{i,t})]\} \quad (5)$$

#### 2.6.1. Üretim maliyet fonksiyonu (Cost function of generation)

Termik santrallerin üretim maliyetleri genellikle konveks olmayan bir fonksiyondur, fakat bu maliyetler çoğunlukla, dışbükey kuadratik fonksiyonlar ile modellenmektedir [46]. Dolayısıyla,  $i$  ünitesinin üretim maliyeti aşağıdaki şekilde modellenmiştir (Eş. 6):

$$c_i(u_{i,t}, p_{i,t}) = u_{i,t} [c + b \cdot p_{i,t} + a(p_{i,t})^2] \quad (6)$$

#### 2.6.2. Üretim başlatma maliyeti (Cost of start-up)

Bir termik santralin başlatma (yol verme) maliyeti, ünitenin devre dışı olduğu zamanın bir fonksiyonudur (Eş. 7). Yani, sıcak üretim yapan bir ünite soğuk olan üniteden daha ucuz bir maliyete sahiptir.

$$c_{i,su}(u_{i,t}) = (1 - u_{i,t-1})k_1 u_{i,t} \quad (7)$$

$t = 1$  iken başlatma maliyeti, ünitenin  $u_{i,t}$  geçmişine bağlı olacaktır, yani eğer  $u_{i,t} = 1$  ise ünite önceden tahsis edildiğinden dolayı başlatma maliyeti sıfır olur. Ayrıca eğer  $u_{i,t} = 0$  ise başlatma maliyeti  $k_1$  olur.

#### 2.6.3. İşletme maliyetleri (Cost of operating)

Belirli bir DR gereksinimini elde etmek için işletme maliyeti, her yük seviyesinde tahsis edilmiş ünitelere göre minimize edilmelidir, bu işlem ÜT dağıtımının bir dönemi T) süresince yapılır:

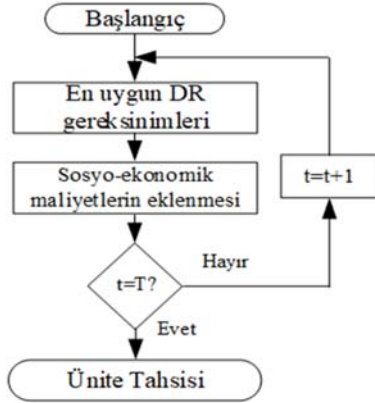
$$D(r_{d,t}) = \min_{u_{i,t}, p_{i,t}} \{\sum_{i=1}^N [c_i(u_{i,t}, p_{i,t})]\} \quad (8)$$

#### 2.6.4. Kesintilerin Beklenen Maliyeti (Expected cost of interruption)

Belirli bir arz kesintisinin sosyo-ekonomik maliyeti, bu kesinti boyunca sağlanamayan enerji nedeniyle üretilmeyen malların ve ürünlerin değeridir; anketler ile belirlenebilir. Belirli bir üretim programı uygulaması sırasında yükün ne kadar atılacağını tahmin etmek imkânsız olduğundan dolayı sadece beklenen maliyet hesaplanabilir.

### 3. SONUÇLAR VE TARTIŞMALAR (RESULTS AND DISCUSSIONS)

Metodoloji iki kısımdan oluşmaktadır; öncelikle, optimal DR gereksinimi zamandan bağımsız şekilde belirlenir, daha sonra bu değer geleneksel bir ÜT programı ile desteklenir. Daha sonra üretim ünitelerinin arasında zamansal eşleşmeler yapılır ve sosyo ekonomik parametreler dikkate alınarak çözüme eklenir. Şekil 5’de şematik olarak önerilen yaklaşımın akış diyagramı gösterilmektedir. Kullanılan diyagramda ifade edilen sosyoekonomik parametreler, elektrik piyasası planlamasında yük dağılımı yapılırken dikkate alınarak tahsis yapılmaktadır.



Şekil 5. DR ile Ünite Tahsisi akış diyagramı (The flow diagram of Unit Commitment with SR)

Diyagramın başlangıç bölümünde güç sistemleri ile ilgili bilgiler toplanır, aynı zamanda optimizasyon için yük tahmini bilgisi elde edilir. Daha sonra, optimizasyonun her dönemi için en uygun DR gereksinimi hesaplanır. Sonra elde edilen maliyete hesaplanan sosyoekonomik maliyetler eklenerek her dönem için optimal DR gereksinimleri belirlenir. Önerilen ÜT formülasyonu aşağıdaki amaç fonksiyonunu (Eş. 9) minimize eder:

$$\min\left\{\sum_{t=1}^T\left[\sum_{i=1}^N\left[c_i(u_{i,t},p_{i,t}) + c_{i,su}(u_{i,t})\right] + E(c_{YAZ,t})\right]\right\} \quad (9)$$

Hazırlanan amaç fonksiyonu minimizasyonu, klasik ÜT formülasyonlarına göre daha gerçekçi bir hesaplama yapmak adına ekstra  $E(c_{YAZ,t})$  terimini içermektedir. Bu terim, ulusal güç sistemimiz için özgün olarak hesaplanan t dönemindeki üretim kesintileri karşısında yükü azaltma zorunluğu

durumunda beklenen maliyeti temsil eder. Üretim ünitelerinin çalışma maliyetleri işletmeci tarafından doğrudan ödenmektedir, fakat YAT maliyeti bundan farklı olarak sosyoekonomik bir maliyettir. Bu maliyete bağlı olarak elektrik enerjisinden mahrum olan bireysel tüketicilerin ve işletmelerin zararlarını temsil eder.

KYD tüketicilerin elektrik enerjisinden 1 kWh’in yanlışlıkla kesilmesi durumunda hesaplanan ortalama değeri temsil eder [61]. Bu değer genellikle tüketici araştırmaları temelinde tahmin edilmektedir. Kesintileri meydana gelip gelmeyeceğini tahmin etmek imkânsız olduğundan, sadece bir tahmin maliyeti belirli bir t dönemi için hesaplanabilir. Sağlanamayan enerjinin beklenen maliyeti aşağıda verildiği gibidir (Eş. 10):

$$E(c_{YAZ,t}) = KYD \times SEB_t \quad (10)$$

Burada  $SEB_t$ , t dönemi süresinde meydana gelen bir olay sonucunda ortaya çıkan Sağlanamayan Enerji Beklentisidir. Tüm sistemlerde gerçek bir kesinti maliyeti, kesilmiş yüklerin yerine ve niteliğine bağlıdır. Güç sistemlerinde üretim değeri tüketimden büyük ise SEB ve buna bağlı olarak KYD değeri söz konusu olamaz; ama bazı dönemler sistemde üretim tüketimi karşılamıyorsa, bu parametreler (SEB, KYD, YKO) ortaya çıkmaktadır. Bazı durumlarda ise yük tarafında sorun oluşmaktadır, yük tarafında oluşan kaybın değeri doğru tahmin edilirse tutulması gereken DR miktarı doğru elde edilir. Sonuçta üç parametre bilgisinin kullanıldığı bir optimizasyon problemi çözümü yapılacaktır. Bu parametreler Şekil 6’da gösterilmektedir.

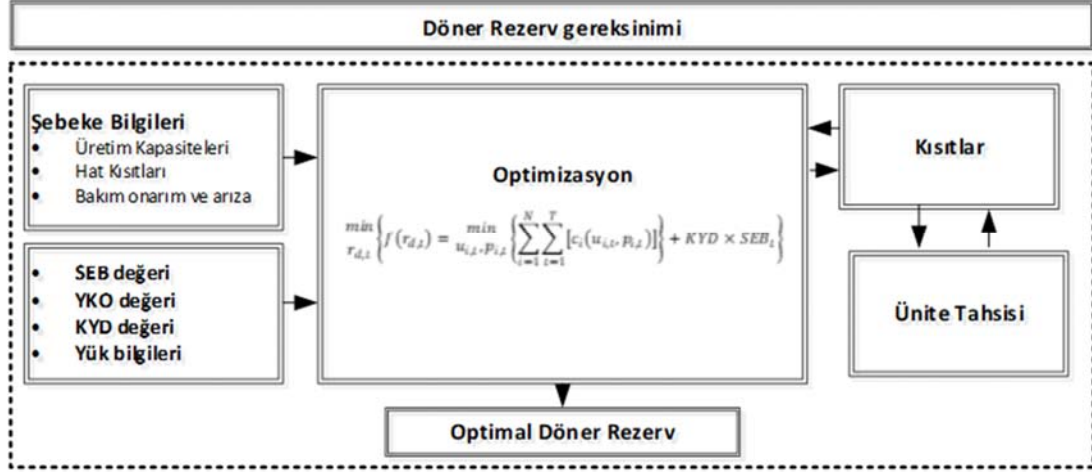
Amaç fonksiyonunu mevcut kısıtlar ile Matlab programı ile çözümlenmektedir. Çalışmadaki hedef, toplam santral maliyetini belirlerken yedek rezerv miktarlarını ayarlamaktır. Santralleri on-off yaparken dalgalanmaları dikkate almak gerekir, bu durumda üretim ve tüketim değerleri kullanılacak ve bu değerlere göre yük gruplarının maliyetleri hesaplanacaktır. Tüm zaman aralıkları için bu hesaplamalar tekrar edilir, en sonunda bir gün için toplam rezerv miktarı ile ÜT sonucu elde edilmektedir.

#### 3.1. Yeni bir Yöntem ile Kayıp Yük Değerinin Hesaplanması

(Calculation of Lost Load Value by a New Method)

Bu çalışmada, KYD ile doğrudan ilişkili olan GSYİH (\$/yıl) değeri ile beraber bir ülkedeki Kişi Başına Ortalama Güç (KBOG) miktarı, Kişi Başına Ortalama Enerji (KBOE) miktarı, Elektrik Tüketimi (ET), Enerji Erişim Güvenlik Endeksi (EEGE) ve İnsani Gelişim Endeksi (EGİ) değerleri olmak üzere altı farklı parametre regresyona tabi tutulmuştur. Bu değerler, müşterilerin elektrik tüketimini, enerji ihtiyaç durumunu ve refah seviyesini tanımladıklarından doğrudan KYD’yi etkilemektedir. Bu altı parametre ile ilişkili varyasyonlar oluşturulup 12 farklı durumun analizi yapılmıştır. Tablo 2’te gösterilen farklı ülkelerin ekonomik parametreleri ile bir regresyon denklemi oluşturulmuştur. Kesinti süreleri, bölgeler ve sektörlerin farklılıkları hesaplamalarda ihmal edilmiştir.





Şekil 6. Optimal DR Gereksinimi Akış Diyagramı (The Flow Diagram of Optimal SR Requirement)

Tablo 2. Ülkelerin Ekonomik Parametreleri (Economic Parameters of Countries) [62]

| Ülke        | EEGE | EGİ   | KBOE  | ET (kWh/yıl) | KBOG | GSYİH (\$/yıl) | KYD (\$/kWh) |
|-------------|------|-------|-------|--------------|------|----------------|--------------|
| Kanada      | 0,88 | 0,92  | 14930 | 528000       | 1704 | 50001          | 22           |
| UK          | 0,89 | 0,909 | 4795  | 309000       | 547  | 41188          | 14,5         |
| Almanya     | 0,87 | 0,926 | 6602  | 533000       | 753  | 45408          | 14,88        |
| Yunanistan  | 0,81 | 0,866 | 4919  | 53000        | 561  | 22573          | 3,35         |
| Bulgaristan | 0,76 | 0,794 | 4338  | 31000        | 495  | 7612           | 4,8          |
| İsrail      | 0,81 | 0,899 | 7319  | 59830        | 835  | 33117          | 11           |
| Hindistan   | 0,61 | 0,624 | 768   | 973000       | 87   | 1751           | 1            |
| Tayland     | 0,78 | 0,74  | 2404  | 164000       | 274  | 5775           | 1,5          |
| Romanya     | 0,77 | 0,802 | 2222  | 48000        | 253  | 9531           | 4,6          |
| Hırvatistan | 0,83 | 0,827 | 3933  | 16970        | 449  | 13807          | 8,3          |
| Srbistan    | 0,71 | 0,776 | 3766  | 26910        | 430  | 5661           | 2,9          |
| İran        | 0,76 | 0,774 | 2632  | 218000       | 300  | 5200           | 2,2          |
| Türkiye     | 0,79 | 0,767 | 2578  | 207000       | 294  | 11523          | ?            |

Tablo 3. Regresyon işlemleri ile elde edilen sonuçlar (Results obtained by regression operations)

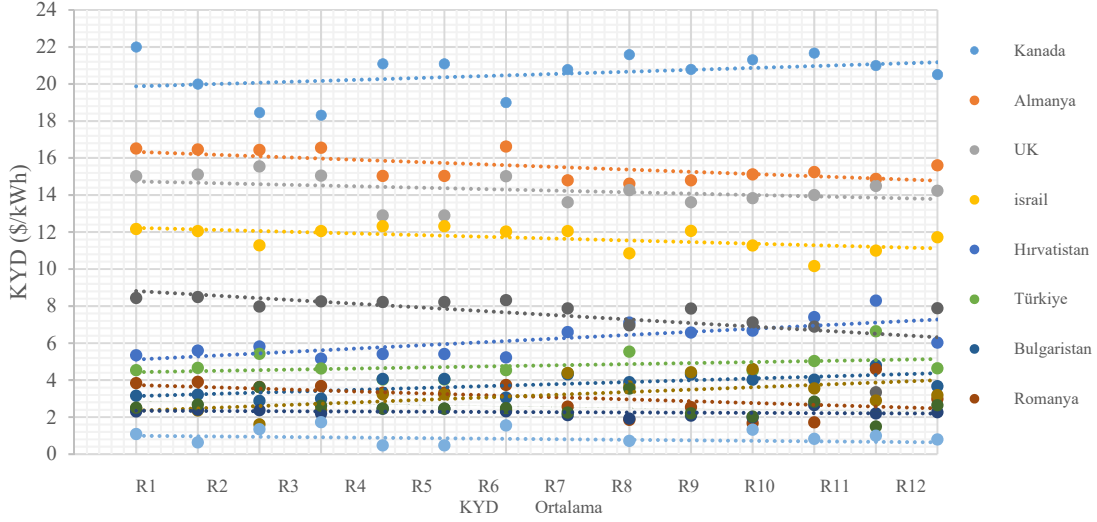
| Parametreler/Regresyonlar              | R1   | R2   | R3   | R4   | R5   | R6   | R7   | R8   | R9   | R10  | R11  | R12  | Ort. |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| GSYİH (\$/yıl)                         | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    | x    |      |
| Kişi başına ortalama güç (W/kişi)      |      |      |      |      | x    |      |      | x    | x    | x    | x    | x    |      |
| Kişi başına ortalama enerji (kWh/kişi) |      |      |      |      |      | x    |      | x    | x    | x    | x    | x    |      |
| Elektrik Tüketimi (kWh/yıl)            |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      | x    | x    |      |
| Enerji Erişim ve Güvenlik Endeksi      |      | x    | x    |      |      |      |      |      | x    |      |      | x    |      |
| İnsani Gelişme Endeksi                 |      |      | x    | x    |      |      |      |      | x    | x    |      | x    |      |
| KYD (\$/kWh)                           | 4,54 | 4,66 | 5,42 | 4,63 | 4,03 | 4,03 | 4,53 | 4,38 | 5,53 | 4,36 | 4,51 | 5,04 | 4,64 |
| R2                                     | 0,88 | 0,88 | 0,89 | 0,88 | 0,92 | 0,92 | 0,88 | 0,91 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,91 | 0,89 |

Regresyon denkleminde KYD üzerinde en fazla etkiye sahip parametrelerin seçilmesine dikkat edilmiştir. Böylece tüm regresyonlarda öncelikli olarak GSYİH değeri kullanılmıştır. Regresyonların sonuç değerleri incelendiğinde birbirine yakın olduğu Tablo 3'te görülmektedir. Tüm durumların ortalama değeri 4,03 \$/kWh (2016 yılı için ortalama 1 \$ yaklaşık 3,5 TL baz alınarak; 14 TL / kWh) olarak elde edilmiştir. Aşağıdaki regresyon denklemi, Eş. 11 ulusal güç sistemimiz için yaklaşık KYD'yi ifade etmektedir (Eş. 11).

$$KYD = \beta_0 + \sum_{j=1}^p \beta_j x_{ij} + \varepsilon_i \quad (11)$$

KYD bağımlı değişkendir ve belirli bir arıza durumunda ortaya çıktığı varsayılmaktadır.  $x_j$ , bağımsız değişkenlerdir.  $\beta_0$  sabit terimdir.  $\beta_j$  regresyon katsayısı,  $p$  parametre sayısı ve  $\varepsilon_i$  hata terimidir.

Kullanılan yöntem ile diğer ülkeler için KYD hesaplaması yapıp hesaplamının doğruluğu ölçülmüştür. Şekil 7'te 12 farklı regresyon durumu için, göz önüne alınan ülkelerin hesaplanmış KYD ortalamaları görülmektedir. Türkiye için hesaplanan ortalama değere en yakın ve  $R^2$ 'si en yüksek olan sonucun ortaya çıktığı R5 ve R6'nın diğer tüm ülkelere uygulanması sonucunda ortalama sapma 0,998 olarak tespit



Şekil 7. Durum çalışmaları için belirtilen ülkelerin hesaplanmış KYD ortalamaları  
(Calculated VOLL of countries indicated for case studies)

edilmiştir. Aynı şekilde tüm regresyon durumlarının (R1-R12) ortalama sapma oranı 0,995 olarak elde edilmiştir.

Regresyon denklemindeki yer alan parametrelerin her birinde olabilecek küçük bir değişimin KYD üzerindeki etkisini görmek için “duyarlılık analizi” yapılabilir. Bu çözümlenme ile Tablo 3’te gösterilen tüm parametrelerin elde edilen KYD üzerindeki etkisi sistemin nümerik olarak ölçülebilen duyarlılığını belirler. Regresyon denkleminde kullanılan 6 parametre sırasıyla  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$ ,  $x_4$ ,  $x_5$  ve  $x_6$  şeklinde Eş. 12’de tanımlanmıştır:

$$KYD = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_6 x_6 \quad (12)$$

Eş. 12’de ifade edilen fonksiyonun x katsayılarına göre türevi alındığında (Eş. 13) her parametre için bir “duyarlılık katsayısı (b)” elde edilir:

$$b_1 = \frac{\partial KYD}{\partial x_1} \quad b_2 = \frac{\partial KYD}{\partial x_2} \quad \dots \quad b_6 = \frac{\partial KYD}{\partial x_6} \quad (13)$$

Örneğin  $b_1$  katsayısının “reel değeri” yaklaşık olarak, GSYİH değerinin t ve t+1 yılları arasındaki değişim oranı (Eş. 14) yardımıyla hesaplanabilir:

$$b_{1reel} \approx \frac{1+b_1}{1+GSYİH_{değişim\ oranı}} - 1 \quad (14)$$

Öte yandan KYD için makroekonomik analiz yöntemi ile hesaplanan değer doğruluğu sağlanacak olursa; gerçek olaylarla ilgili kesintilerin durum incelemeleri kullanılarak bir KYD elde edilebilir. Öncelikle olayın maliyetini belirlemek için enerji sağlayıcısına gönderilen taleplerin değerinin elde edilmesi gerekmektedir. Saat başı ortalama ücret (SBOÜ) değeri, Harcanabilir gelir (HG) ile Çalışma saatleri (ÇS) oranı ile Eş. 15’de gösterildiği gibi elde edilir. HG değeri için, 2017 yılına göre ülkemizde kesintiler hariç hesaplanan asgari ücret 1.777,50 TL olarak ifade

edilmektedir. Bir işçinin İş Kanununda aylık çalışma saati 225 saat olarak hesaplanmaktadır. Böylece SBOÜ değeri 7,90 TL / saat olarak elde edilir.

$$SBOÜ = \frac{HG}{\ÇS} \quad (15)$$

Rejenerasyon (R), kişinin uyku, yemek yeme ve sağlık üzerine harcadığı zamandır. (P) nüfusun toplam boş zaman değeri (BZD) Eş. 16’da gösterildiği gibi hesaplanır:

$$BZD = SBOÜ * (P * 365 * (24 - R) - \ÇS) \quad (16)$$

Bir elektrik kesintisi esnasında boş zaman değerinin kaybını belirtmek için, boş zamanın elektrik enerjisi üzerindeki bağımlılığını tahmin etmek gerekir. Bağımlı, bağımsız ve kısmen bağımlı faaliyetler olarak üç grup faaliyet bulunmaktadır. TV izlemek gibi bazı boş zaman etkinlikleri elektriğe bağlı, koşu gibi diğer etkinlikler ise normalde elektrikten bağımsızdır, oysa gece okumak gibi aktiviteler aydınlatma gerektirir. Öte yandan elektriğe bağlı faaliyetler diğer bağımsız faaliyetlerle ikame edilebilir. İkame faktörü (İF), enerji arzının kesilmesi durumunda kaybedilen boş zaman değerinin yüzdesini belirtir. Elektrik enerjisine bağlı boş zaman değeri (EBBZD) Eş. 17 ile hesaplanır:

$$EBBZD = BZD * İF \quad (17)$$

Sonuç olarak toplam KYD değeri Eş. 18’de gösterildiği gibi hesaplanır. Ülkemizde 29.855 TL olarak hesaplanan Gayri Safi Katma Değer (GSKD) ile hesaplanan EBBZD toplamı 278,3 milyar kWh olan elektrik tüketimine bölüldüğünde, KYD yaklaşık 13,79 TL/kWh olarak elde edilir.

$$KYD = \frac{(GSKD+EBBZD)}{\text{Elektrik Tüketimi}} \quad (18)$$

Hesaplanan KYD farklı ülkelere uygulanarak ve makroekonomik analiz yapılarak doğruluğu sağlanmaktadır.

### 3.2. Döner Rezerv Sayısal Uygulaması (The Numerical Application of Spinning Reserve)

Üretim ünitelerinde tutulması gerek en temel DR değerini hesaplamak için gerekli akış diyagramı Şekil 8’de gösterilmektedir. Kullanılan algorithmada iletim hatlarının kısıtları ve arıza olasılıkları ihmal edilmiştir.



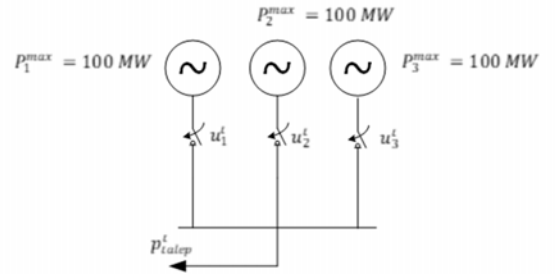
Şekil 8. En Temel DR Gereksinimi için Akış Diyagramı  
(Flow Diagram for Most Essential SR Requirement)

Tablo 4’de üretim bilgileri verilen sistemde bulunan her bir ünite için üretim bilgilerinin ve kapasite değerlerinin girilmesi gerekmektedir. Daha sonra  $t=1:24$  zaman aralığı için saatlik maksimum yük değerlerinin belirlenmesi gerekmektedir. Gün öncesi piyasasında olduğu gibi güç denge eşitliğinden üretim değerleri toplam yük miktarına göre saatlik ayarlanır. Üretim yapmak için uygun durumda olan santrallerin KOKT tablosu oluşturulur. Oluşturulan Tablo 3’te santrallerin YKO değerleri gösterilmektedir. Bu

tabloya göre toplam üretim değeri tüketilen yük değerinden daha küçük ise, denge eşitliğinden üretim değeri yük miktarına göre  $\Delta_G$  değeri kadar artırılır. Eğer KOKT tablosuna göre toplam üretim miktarı yük değerine eşit veya büyük ise, KOKT tablosundan önceki gerçek üretim değerinden toplam yük miktarını çıkararak sistem için optimal DR değeri elde edilir. Elde edilen optimal DR miktarı, ÜT yöntemi kullanılarak en uygun kombinasyon yapılır ve santrallere tutmaları gereken DR miktarları pay edilir. ÜT yapılırken santrallerin öncelikle üretim maliyetleri, başlatma maliyetleri ve kısıtları dikkate alınarak en uygun kombinasyon oluşturulur.

### 3.3. IEEE Test Sistemi Sayısal Uygulaması (The Numerical Application of IEEE Test System)

Eş. 8’de gösterildiği gibi, formülasyonu tam anlamıyla uygulamak için optimizasyon programına bütün kesintilerin dahil edilmesi gerekmektedir. Bu durum sistem için gerçek anlamda mümkün değildir, çünkü ünitelerin permütasyon sayısı ÜT programı için çok büyük değerdedir. Örnek olarak IEEE’nin 3 generatöre sahip sistem [63] Şekil 9’da gösterilmektedir, bu sistemde ÜT için çevrimdışı durumlar hesaplanır ve daha sonra optimizasyon işlemi içine dahil edilir.



Şekil 9. Generatör ve Yüke Sahip Sistem Modeli  
(System Model with Generator and Load)

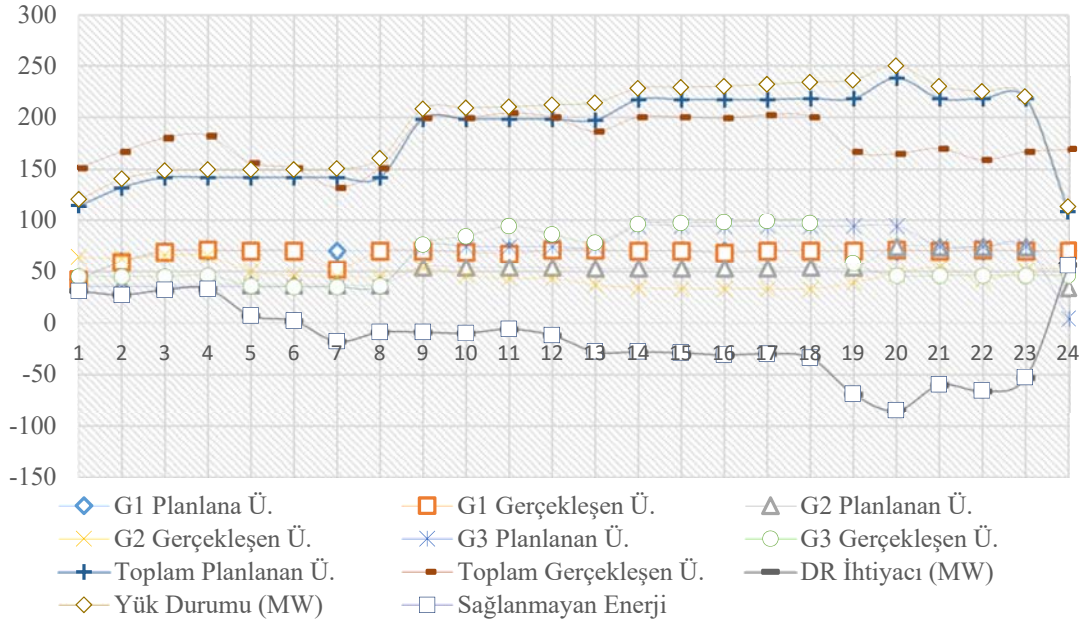
Şekil 9’da gösterilen sistem, farklı kapasitede 3 üretim ünitesinden oluşmaktadır ve bu ünitelere ait veriler Tablo 4’de gösterilmiştir. Bu tabloda  $P_{i,min}$  ve  $P_{i,max}$  sırayla  $i$  ünitesinin maksimum ve minimum limitlerini ifade eder.  $a_i$ ,  $b_i$  ve  $c_i$  ifadeleri  $i$  ünitesinin maliyet fonksiyonunun katsayılarıdır,  $c_{i,su}$  ifadesi  $i$  ünitesinin başlatma maliyetidir. KTO  $i$  ünitesi Kesinti Tekrarlama Oranıdır, değeri ünitelerin geçmişe yönelik kesinti durumları göz önünde

Tablo 4. Generatör ve Yüke Sahip Sistem Modelin Generatör Bilgileri (Generator Information of Generator and Loaded System Model)

| $i$ -<br>$MW$ | $P_{i,min}$ (MW) | $P_{i,max}$ (MW) | $a_i$ (\$/MW <sup>2</sup> h) | $b_i$ (\$/MWh) | $c_i$ (\$/h) | $c_{i,su}$ (\$/h) | KTO  | 1-<br>KTO |
|---------------|------------------|------------------|------------------------------|----------------|--------------|-------------------|------|-----------|
| G1-<br>42     | 10               | 100              | 0.00623                      | 18             | 217.895      | 100.00            | 0,05 | 0,95      |
| G2-<br>64     | 10               | 100              | 0.00612                      | 18.1           | 218.335      | 100.00            | 0,02 | 0,98      |
| G3-<br>45     | 10               | 100              | 0.00598                      | 18.2           | 218.775      | 100.00            | 0,03 | 0,97      |

**Tablo 5.** Ünitelerin Üretim Değerleri (Generation Values of Units)

| Senaryo | G <sub>1</sub> (MW) | G <sub>2</sub> (MW) | G <sub>3</sub> (MW) | TK (MW) | KTO (λ) | YKO (120 MW) | SEB (MW) |
|---------|---------------------|---------------------|---------------------|---------|---------|--------------|----------|
| 1       | 0                   | 0                   | 0                   | 0       | 0,90307 | 120          | 108,3684 |
| 2       | 1                   | 0                   | 0                   | 42      | 0,04753 | 78           | 3,70734  |
| 3       | 0                   | 1                   | 0                   | 64      | 0,01843 | 56           | 1,03208  |
| 4       | 0                   | 0                   | 1                   | 45      | 0,02793 | 75           | 2,09475  |
| 5       | 1                   | 1                   | 0                   | 106     | 0,00097 | 14           | 0,01358  |
| 6       | 1                   | 0                   | 1                   | 87      | 0,00147 | 33           | 0,04851  |
| 7       | 0                   | 1                   | 1                   | 109     | 0,00057 | 11           | 0,00627  |
| 8       | 1                   | 1                   | 1                   | 151     | 0,00003 | -31          | -0,00093 |
|         |                     |                     |                     |         | 1       |              | 115,27   |

**Şekil 10.3** Generatör ve Yüke sahip sistemin üretim bilgileri  
(Production information of the system with generator and load)

bulundurulması olası katsayıları belirlenmiştir. Tablo 5’de oluşturulan senaryo bir saat için planlanmış bir hesaplamadır. Burada kullanılan kayıp parametrelerden ilki, SEB değeri (Eş. 19)’da gösterildiği gibi hesaplanır. Şekil 10’da sistemdeki ünitelerin günlük verileri gösterilmektedir. Burada G<sub>1</sub>, G<sub>2</sub> ve G<sub>3</sub> şebekeye bağlı üretim ünitelerini temsil etmektedir. Tahsis edilen toplam kapasite ise TK olarak ifade edilmektedir.

$$\sum_{i=1}^N SEB_t = KTO \times (\text{Kayıp Yükleme}) \times (\text{Kapasitenin Sağlanamadığı Süre}) \quad (19)$$

O halde t=1 için üç üretim ünitesinin SEB değeri;  $\sum_{i=1}^8 SEB_t = 115,27 \text{ MW}$  olarak elde edilir. Planlama süresi saatlik yapılmıyorsa, örneğin 10 dakikalık dönemler şeklinde yapılacaksa arıza olasılığı (Eş. 20)’de gösterildiği gibi hesaplanır. Diğer bir kayıp parametresi olarak KYD için, regresyon yöntemi ile ulusal güç sistemimizde GSYİH değeri kullanılmıştır. Regresyonların sonuç değerleri incelendiğinde tüm durumların ortalama değeri 4,03 \$/kWh olarak elde edilmiştir. DR = 100 MW değeri en büyük güçlü santralin devre dışı kalma olasılığı öngörülerek elde edilmektedir. Fakat santraller tarafından sağlanamayan

1182

enerji beklentisi göz önünde bulundurulduğunda, gerekli DR miktarının klasik deterministik yöntemler ile belirlenen en büyük güçlü santralin olmadığı anlaşılmaktadır. Kullanılan mevcut yöntemlerden farklı olarak DR, sağlanmayan enerjinin olasılığı göz önünde alınır;

$DR_t = 115,27 \text{ MW}$  olarak elde edilir. Ayrıca, ÜT için belirtilen amaç fonksiyonu ile Matlab uygulaması sonucunda (aşağıda gösterilen Security-Constrained Unit Commitment (SCUC) master problemin (Eş. 21));

$Z_{\text{lower}} = 1400 \text{ \$}$  olarak “optimum maliyet” elde edilir.

$$(t = 10 \text{ dakika için}) \text{ Arıza olasılığı} = \frac{10 \times \lambda}{60 \times 8760} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \text{Min}_z = & 350 * \alpha_{11} + 350 * \alpha_{12} + 150 * \alpha_{21} + 150 * \alpha_{21} + \\ & 50 * \beta_{11} + 50 * \beta_{12} + 0 * \beta_{21} + 0 * \beta_{22} + 8 * \rho_{11} + 8 * \\ & \rho_{12} + 10 * \rho_{21} + 10 * \rho_{22} \end{aligned} \quad (21)$$

Amaç fonksiyonu aşağıda verilmiş çalışmanın maliyet fayda analizinde,  $i=1,2,3 \dots N$  olan ünitelerin  $t=1,2,3 \dots 24$  süresince santral maliyeti minimum olacak şekilde optimal ÜT yapmak için, olasılıksal hesaplamalar ve enerji yoğunluğu ile elde edilen KYD ve SEB kayıp parametrelerinin minimum değerlerini elde eden bir

fonksiyon kullanılacaktır. Eş 10'da ifade edilen kayıp maliyetin hesaplanması sonucunda,  $E(c_{YAZ,t}) = 464,53 \$$  olarak elde edilir. Eş. 22'de ifade edilen amaç fonksiyonu kullanılarak toplam maliyet 1.864,53\$ olarak elde edilir.

$$\min_{r_{d,t}} \left\{ f(r_{d,t}) = \min_{u_{i,t}, p_{i,t}} \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [c_i(u_{i,t}, p_{i,t})] \right\} \right\} \quad (22)$$

+ + KYD × SEB<sub>t</sub>

Döner rezerv tayininde;

Temel yük değeri için Sabit DR miktarı gerekir, fakat değişen yük ve pik yük değerleri için Optimal DR (yüke göre planlanmış DR) gereksinimi vardır. Böylece genel olarak rezerv miktarı, sabit DR değeri ile yüke göre değişen optimal DR değerinin toplamı şeklinde olacaktır. Yapılan hesaplamalar sonucunda, KYD ve SEB parametreleri dikkate alınarak yapılan ÜT işlemi ile elde edilen üretim maliyeti, bu parametrelerin dikkate alınmadan yapılan hesaplamalara göre fazla çıkıyor olsa bile, sağlanan enerjinin kesintisiz olduğu ve arz güvenilirliğinin sağlandığı görülmektedir. Fazla maliyet olarak Kabul edilen bu tutarın karşılığında ek rezerv talebi ile karşılanması durumu gerçekleşecek olursa, elde edilen toplam tutarın çok üzerinde bir maliyet ortaya çıkacaktır.

#### 4. SONUÇLAR (CONCLUSIONS)

Elektrik üretim endüstrisinin serbestleştirilmesi ve elektrik enerjisinin rekabetçi piyasalara girişi, yan hizmetlerin oluşumunu zorunlu kılmıştır. Bu hizmetlerin amacı, elektrik arz güvenilirliğini ve kalitesini korumaya yardımcı olmak ve özellikle frekans kontrolünü sağlamaktır. Bu kontrol, üretim ve tüketim arasındaki dengeyi sağlamak amacıyla aktif gücün belirli bir oranda rezerv tutulması ile sağlanır. Sağlanan bu rezerv gereksiniminin ekonomik analizinde yük alma ve yük atma faaliyetleri dikkate alınarak değerlendirilmeler yapılmaktadır.

Bu çalışmada, güç sistemlerinde ani yük değişimleri ve beklenmedik durumlar karşısında arz/telep dengesini sağlamak üzere kullanılan döner rezerv gereksiniminin optimum miktarı için sağlanamayan enerji miktarı ile kayıp yük değeri dikkate alınarak ünite tahsisi yapılmıştır. Yapılan bu tahsiste dikkate alınan parametreler yeni bir yöntem ile ulusal güç sistemimiz için hesaplanarak elde edilmiştir. Döner rezerv miktarı için yapılan ekonomik değerlendirme yöntemi ile ilgili uygulamada gereken fayda/maliyet stratejisi belirlenerek, rezerv miktarına sosyoekonomik parametrelerin etkisi dahil edilmiştir. Özgün bir yöntem ile elde edilen bu parametrelerin ayrıca makroekonomik değerlendirmesi yapılarak sonuçların uygunluğu ortaya konulmuştur. Ayrıca sistem ile eşzamanlı çalışan santrallerde yedek üretim kapasitesi miktarı olarak kullanılan döner rezerv optimum maliyeti, bu parametrelerin ekonomik değerleri açısından incelenmiş ve Matlab SCUC ile maliyetin optimum değeri elde edilmiştir.

#### KAYNAKLAR (REFERENCES)

1. Ortega V.M. and Kirschen S.D., Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration, IEEE Trans Power Syst, 24, 114–23, 2009.
2. Zakariazadeh, A., Jadid, S. and Siano, P., Stochastic operational scheduling of smart distribution system considering wind generation and demand response programs., Int J E Power Energy Syst, 63, 218, 2014.
3. Zakariazadeh, A. and Jadid, S., Smart microgrid operational planning considering multiple demand response programs, J Renew Sustain Energy, 6, 013134, 2014.
4. Bouffard, F., Galiana, F.D., Conejo, A.J., Market-clearing with stochastic security–Part I: formulation, IEEE Trans Power Syst, 20, 1818–26, 2005.
5. Rebours, Y. and Kirschen, D. S., A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services, Release 1, University of Manchester, U. K. 2005.
6. Kariuki K.K. and Allan R.N., Evaluation of Reliability Worth and Value of the Lost Load, IEE Proc. on Gen., Trans. and Dis., 141 (2), 171-180, 1996.
7. Bouffard F. and Galiana F.D. Stochastic security for operations planning with significant wind power generation, IEEE Trans Power Syst, 23, 306–16, 2008.
8. Morales J.M., Conejo, A.J. and Perez R. J., Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power, IEEE Trans Power Syst, 24, 900–10, 2009.
9. Gooi H.B., Mendes D.P., Bell K.R.W. and Kirschen D.S., Optimal Scheduling of Spinning Reserve, IEEE Trans. on Power Sys., 14 (4), 1485–1492, 1999.
10. Bouffar F., Galiana F.D. and Conejo A.J., Market-clearing with stochastic security- Part II: case studies., IEEE Trans Power Syst, 20, 1827–35, 2005.
11. Anstine L.T., Burke R.E., Casey, J.E., Holgate, R., John, R.S. and Stewart, H.G., Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection, IEEE trans. Power App. Syst., Pas-82 (68) 720-735, 1963.
12. Mirzuzabad M.F. and Amir M., Spinning Reserve Allocation Using Response Health Analysis, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., 143 (4), 1996.
13. Bouffard, F. and Gah, F. D., An Electricity Market with a Probabilistic Spinning Reserve Criterion, IEEE Trans. on Power sys., (19), 300 -307, 2004.
14. Billinton, R. and Allan, R. N., Reliability Evaluation of Power Systems, 2nd ed. N. York, 1996.
15. Simopoulos, D.N., Kavatza, S.D. and Vournas, C.D., Reliability constrained unit commitment using simulated annealing”, IEEE Trans. Power Syst., 21 (4), 1699–1706, 2006.
16. Özdemir E., Özdemir Ş., Erhan K., Aktaş A., Opportunities and challenges for energy storage applications in smart grid, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University 32 (2), 499-506, 2017.



17. Wang, J.X., Wang, X.F., Wu, Y., Operating reserve model in the power market', *IEEE Trans. Power Syst.*, 20 (1), 223–229, 2005.
18. Wu, L., Shahidehpour, M., Li, T., Cost of reliability analysis based on stochastic unit commitment, *IEEE Trans. Power Syst.*, 23 (3), 1364–1374, 2008.
19. Ortega, V.M.A., Kirschen, D.S., Pudjianto, D., Optimising the scheduling of spinning reserve considering the cost of interruptions', *EE Proc., Gener. Transm. Distrib.*, 153 (5), 570–575, 2006.
20. Wang, M.Q., Gooi, H.B. and Chen, S.X., Optimising probabilistic spinning reserve using an analytical expected-energy-not-supplied formulation, Published in *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2010. doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0805
21. Tur, M. R., Ay, S., Wadi, M., Shobole, A., Obtaining Optimal Spinning Reserve and Unit Commitment Considering the Socio-Economic Parameters, *ECRES – 5. European Conference on Renewable Energy Systems*, Herzegovina, Bosnia, 2017.
22. Wang, M. Q. and Gooi, H. B., Spinning Reserve Estimation in Microgrids, *IEEE Transactions on Power Systems*, 26 (3), 2011.
23. Dillon, T. S., Edwin, K. W., Kochs, H.D., and Taud, R. J., Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, PAS-97, 2154–2166, 1978.
24. Aminifar, F., Firuzabad, M. F. and Shahidehpour, M., Unit Commitment with Probabilistic Spinning Reserve and Interruptible Load Considerations, *IEEE Transaction on Power Systems*, 24 (1), 2009.
25. Ferreira, L., Andersson, T., Imparato, C. F., Miller, T. E., Pang, C. K., Svoboda, A. And Vojdani, A. F., Short-term resource scheduling in multiarea hydrothermal power systems, *Electrical Power & Energy Systems*, 11 (3), 1989.
26. Bertsekas, D. P., Lauer, G. S., Sandell Jr. N. R. and Posbergh T. A., Optimal shortterm scheduling of large-scale power systems, *IEEE Trans Automatic Control*, AC-28 (1):1–11, 1983.
27. Guan, X., Luh, P. B., Yen, H. and Rogan, P., An optimization-based method for unit commitment. *Electrical Power & Energy Systems* 14 (1), 9– 17, 1992.
28. Chattopadhyay, D. and Baldick, R., Unit commitment with probabilistic reserve, in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*, 280–285, 2002.
29. Ortega, V. M. and Kirschen, S. D., Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis, *IEEE Transactions On Power Systems*, 22 (1), 2007.
30. Herbst, J. F., *Automatic Control in Power Generation, Distribution and Protection*, International Federation of Automatic Control by Pergamon Press, Oxford, 2014.
31. Emmanuel J. T. and Evangelos N. D., A Monte-Carlo Simulation Method for Setting the Underfrequency Load Shedding Relays and Selecting the Spinning Reserve Policy in Autonomous Power Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 (4), 2004.
32. Anders, G. J., *Probability Concepts in Electric Power Systems*, New York: Wiley, 1990.
33. Elaine K. H. and Mark Z. J., A Monte Carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewables, *Renewable Energy*, 36, 2278–2286, 2011.
34. Ross, S. M., *A Course in Simulation*, New York: Macmillan, 1999.
35. Prasanta, K. P. and Ghoshal, S. P., Spinning Reserve Requirements Forecasting Using Local Linear Wavelet Neural Network in Wind Integrated Power System, *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, 1 (6), 2012.
36. Manuel, A. M. and Bessa, R.J., Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts, *IEEE Trans. Power Syst.*, 26 (2), 594-603, 2011.
37. Banakar, H., Luo, C. and Ooi, B. T., Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation, *IEEE trans. Power systems*, 23 (1), 150-160, 2008.
38. Samad, T. and Kiliccote, S., Smart grid technologies and applications for the industrial sector, *Computers & Chemical Engineering*, 47, 76 – 84, 2012.
39. Tur, M. R., Ay, S., Erduman, A., Shobole, A., Baysal, M., Wadi, M., Impact of Demand Side Management on Spinning Reserve Requirements Designation, *Int J. of Renewable Energy Research*, 7 (2), 2017.
40. Pand'zi'c, H., Morales, J. M., Conejo, A. J. and Kuzle, I. Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming, *Applied Energy*, 105, 282–292, 2013.
41. Zhang, X., He, G., Lin, S. and Yang, W., Economic dispatch considering volatile wind power generation with lower-semi-deviation risk measure, in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 140–144, 2011.
42. Aasgard, E., Andersen, G., Fleten, S.E. and Haugstvedt, D., Evaluating a stochastic-programming-based bidding model for a multireservoir system, *IEEE Transactions on Power Systems*, 99, 1–10, 2014.
43. Endrenyi, J., *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. John Wiley & Sons, New York, 1978.
44. Benan B., Mehmet B., Development of a hybrid system based on neural networks and expert systems for shortterm electricity demand forecasting, *Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University*, 32 (2), 575-583, 2017. 10.17341/gazimmfd.32218
45. Hirst, E. and Kirby, B., *Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets: Ancillary Services*, NRRI-98-05, National Regulatory Research Institute, Col, OH, 1998.
46. Wood, A. J. and Wollenberg, B. F., *Power Generation, Operation and Control*, 2nd ed. NY: Wiley, 1996.
47. Zhu, J., Jordan, G. and Ihara, S., The market for spinning reserve and its impacts on energy prices, *proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2000.

48. British Electricity International, Modern power station practice: incorporating modern power system practice, Pergamon, 1991.
49. TEİAŞ, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliği, İkinci Bölüm, Yan Hizmetlerin Tedarik Edilmesine İlişkin Genel Esaslar. MYTM, Ankara, 2014.
50. NERC, NERC Operating Manual, North American Electric Reliability Corporation, Atlanta, 2016.
51. UCTE, Union for the Co-Ordination of Transmission of Electricity Operation Handbook, v 2.5E, the 20th of July 2004. B-1040 Brussels - Belgium.
52. Kirschen, D.S., Power system security, Power Eng. J., 16, 241-248, 2002.
53. Kirschen, D.S., Bell, K.R.W., Nedic, D.P., Jayaweera, D. and Allah, R.N., Computing the value of security, Proc. Inst. Elect. Eng., Gener., Transm., Distrib., 150, 673-678, 2003.
54. Avni H.E., Yeşim K.F., Coşkun H., Forecasting the net energy demand of Turkey by artificial neural networks, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University, 29 (3), 495-504, 2014.
55. Handbook, Operations UCTE, Policy 1: load-frequency control and performance, Final version: v3.0. 2009. Available at: <http://www.entsoe.eu>. Brussels, Belgium.
56. Guide to Operating Reserve, Marketplace training, independent electricity system operator (IESO). 1 April 2008. Available at: [www.IESO.ca](http://www.IESO.ca). Toronto, Ontario.
57. Saez, G., J., Morales, J.M., Madsen, H. and Jonsson, T., Determining reserve requirements in DK1 area of Nord Pool using a probabilistic approach, Energy, 74, 2014.
58. Fotuhi-Firoozabad, M. and Rashidi-Nejad, M., Allocation of spinning reserve among generating units using a hybrid deterministic/probabilistic approach, Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE-04); 81, Halifax, NS, Canada, 28 - 30 July 2004.
59. Sheokand, A., Maheshwari, I. and Yadav, N.K., Optimal spinning reserve capacity in power market. Int J Sci Res, 1, 14-47, 2013.
60. Shahidehpour, S. M., Yamin, H. and Li, Z., Market operations in electric power systems, Forecasting, scheduling and risk management (1st ed.). USA: Wiley-IEEE Press, 2002.
61. Allan, R. N. VOLL- fact or fiction, Power Engineering Journal, 9, 2-2, 1995.
62. IMF, World Economic and Financial Surveys World Economic Outlook Database, The International Monetary Fund, <http://www.imf.org/en/Countries>, 2017.
63. Reliability Test System Task Force, The IEEE reliability test system, IEEE Trans. Power Syst., 14 (3), 1010-1020, 1999.

