

**HİDROELEKTRİK ENERJİ
BİRİM FAYDA ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
İnş. Müh. Fahrettin Onuralp MESCİGİL
(501051508)**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 06 Mayıs 2009

Tezin Savunulduğu Tarih : 01 Haziran 2009

**Tez Danışmanı : Prof. Dr. Bihrat Önöz (İTÜ)
Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Emine Beyhan Yeğen (İTÜ)
Doç. Dr. Ali Fuat AYDIN (İTÜ)**

HAZİRAN 2009

ÖNSÖZ

Hidroelektrik enerji ile başlayan, sonunda birim fayda analizi ile tamamlanan bu yolda, her türlü desteğini benden esirgemeyen ve çalışmanın şekillenmesinde büyük ölçüde pay sahibi olan çok değerli hocam ve tez danışmanım Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ'e, yoğun iş tempoları sırasında vakit ayırıp araştırma çalışmalarına katılan tüm kurum ve firma yetkililerine, çok değerli arkadaşım İnş. Yük. Müh. İ. Utku AÇIKALIN'a, maddi ve manevi olarak her zaman arkamda olan anneme, babama ve eşime sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs, 2009

Fahrettin Onuralp MESÇİGİL
İnşaat Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	iii
İÇİNDEKİLER.....	v
KISALTMALAR.....	viii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	ix
ŞEKİL LİSTESİ.....	xi
ÖZET.....	xiii
SUMMARY.....	xv
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Giriş ve Kapsam.....	1
1.2 Araştırma, Yöntem ve İlkeleri.....	2
1.2.1 Araştırma İlke ve Teknikleri.....	2
1.2.2 Araştırma Yöntemi.....	7
1.3 Dünya Genelinde ve Türkiye’de Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu.....	8
1.3.1 Dünya Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu.....	9
1.3.2 Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu.....	11
1.4 Tanımlar.....	14
2. HİDROELEKTRİK ENERJİ BİRİM FAYDALARININ HESAPLANMASINDA KULLANILAN YÖNTEMLER.....	17
2.1 DSI Yöntemi İle Birim Enerji Faydalarının Hesaplanması.....	18
2.2 EİE Yöntemleri ile Enerji Birim Faydalarının Hesaplanması.....	25
2.2.1 Eski Yöntemler ve Karşılaştırmalar.....	25
2.2.2 Mevcut Yöntem.....	36
2.3 Birim Enerji Faydalarının Hesabı Hakkında M. Doğan Pekçağlıyan’ın Önerisi.....	42
2.3.1 Doğan Pekçağlıyan’ın DSI Yöntemi Yorumu.....	43
2.3.2 Doğan Pekçağlıyan’ın EİE Yöntemi Yorumu.....	44
2.3.3 Karşılaştırma.....	45
2.3.4 Önerilen Yöntem.....	47
2.4 Birim Enerji Faydalarının Hesabı Hakkında Nadi Bakır’ın Önerisi.....	55
2.4.1 Ekonomik Değerlendirme Kriterleri İçin Yeni Öneriler.....	57
2.5 Enerji Faydaları Hesap Yöntemleri İle Ortaya Çıkan Değerler.....	61
3. ENERJİ BİRİM FİYATLARININ BELİRLENMESİNDE DENGELEME VE UZLAŞTIRMA YÖNETMELİĞİ (DUY) SİSTEMİ.....	63
3.1 DUY Uygulamaları-Özet.....	63
3.1.1 Değişiklikler ve Kazanımlar.....	64
3.1.2 Dengeleme Sistemi.....	66
3.1.3 Dengeleme Faaliyetlerinin Uzlaştırılması.....	67

3.1.4 Piyasa Gelişimi.....	70
4. ÖRNEK PROJELER ÜZERİNDE ENERJİ BİRİM FAYDALARININ	
KARŞILAŞTIRILMASI.....	73
4.1 Seçilen Örnek HES' ler ve Bu Santrallere Ait Proje Karakteristikleri.....	73
4.2 Hesap Kriterleri	77
4.3 Karakurt Barajı ve HES.....	77
4.3.1 DSİ Yöntemi	80
4.3.2 EİE Yöntemi (Güncellenmiş Yöntem).....	82
4.3.3 M. Doğan Pekçaglıyan'ın Önerisi	84
4.3.4 Nadi Bakır'ın Önerisi	86
4.3.5 DUY Sistemi	88
4.4 Paravani HES	90
4.4.1 DSİ Yöntemi	91
4.4.2 EİE Yöntemi (Yeni Yöntem)	94
4.4.3 M. Doğan Pekçaglıyan'ın Önerisi	96
4.4.4 Nadi Bakır'ın Önerisi	98
4.4.5 DUY Sistemi	100
5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER.....	103
KAYNAKLAR.....	107
ÖZGEÇMİŞ.....	109

KISALTMALAR

DSİ	:Devlet Su İşleri
DUY	:Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EİE	:Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EÜAŞ	:Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GW	:Giga Watt
GWh	:Giga Watt Saat
HES	:Hidroelektrik Santral
HE	:Hidroelektrik
JICA	:Japan International Cooperation Agency
JTB	:Justified True Belief
kW	:Kilo Watt
kWh	:Kilo Watt Saat
MW	:Mega Watt
MYTM	:Milli Yük Tevzii Merkezi
PMUM	:Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
SDF	:Sistem Dengesizlik Fiyatı
TEİAŞ	:Türkiye Elektrik İdaresi Anonim Şirketi
TEK	:Türkiye Elektrik Kurumu

ÇİZELGE LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Çizelge 1.1 : Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve 2004 Gelişme Durumu (Yurter ve Diğ, 2007).....	10
Çizelge 2.1 : Yük Faktörleri İçin Önceden Kabul Edilen Değerler (Erke, 1985).....	19
Çizelge 2.2 : Enerji Faydaları (Erke, 1985).....	22
Çizelge 2.3 : Güç ve Enerjiler (Erke, 1985).....	23
Çizelge 2.4 : Maliyetler ve Yıllık Giderler (Erke, 1985).....	23
Çizelge 2.5 : Yakıt Giderleri (Erke, 1985).....	24
Çizelge 2.6 : Birim Maliyetler (Erke, 1985).....	24
Çizelge 2.7 : Proje ve Güvenilir Enerji Kapasitelerine Göre Referans Çözüm (Kuşkonmaz, 1996).....	27
Çizelge 2.8 : Enerji Faydaları (1987) (Kuşkonmaz, 1996).....	29
Çizelge 2.9 : Hesaplarda Kullanılan Değerler (Kuşkonmaz, 1996).....	35
Çizelge 2.10 : Enerji Birim Faydaları Hesabı (Kuşkonmaz, 1996).....	35
Çizelge 2.11a: Kayıplar (Büyükmihçi ve diğ., 2007).....	39
Çizelge 2.11b: Kayıplar (Büyükmihçi ve diğ., 2007).....	39
Çizelge 2.12 : Enerji Birim Faydaları Hesabı (Büyükmihçi ve diğ., 2007).	41
Çizelge 2.13 : Güç ve Enerji Payları (Pekçağlıyan, 2001).....	51
Çizelge 2.14 : Kayıplar Yönünden Hidrolik – İthal Kömür Karşılaştırılması (Pekçağlıyan, 2001).....	51
Çizelge 2.15 : Kayıplar Yönünden Hidrolik-Doğalgaz Karşılaştırması (Pekçağlıyan, 2001).....	53
Çizelge 2.16 : Enerji Birim Fiyatları Özet Çizelgesi.....	61
Çizelge 3.1 : DUY'un Yürülüğe Girmesi İle Değişecek Olan Uygulamalar (Deloitte, 2006).....	65
Çizelge 4.1 : Karakurt Barajı ve HES Yatırım Bedeli ve Yıllara Dağılımı.....	78
Çizelge 4.2 : Karakurt Barajı ve HES Yıllık Giderleri.....	79
Çizelge 4.3 : Karakurt Barajı ve HES Gelir-Gider Oranı (DSİ Yöntemi)..	80
Çizelge 4.4 : Karakurt Barajı ve HES İç Karlılık Oranı (DSİ Yöntemi).....	81
Çizelge 4.5 : Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (EIE Yöntemi).....	82
Çizelge 4.6 : Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (EIE Yöntemi).....	83
Çizelge 4.7 : Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi).....	84
Çizelge 4.8 : Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi).....	85

Çizelge 4.9	: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi).....	86
Çizelge 4.10	: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi).....	87
Çizelge 4.11	: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (DUY Fiyatları).....	88
Çizelge 4.12	: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (DUY Fiyatları).....	89
Çizelge 4.13	: Paravani HES Yatırım Bedeli ve Yıllara Dağılımı.....	90
Çizelge 4.14	: Paravani HES Yıllık Giderleri.....	91
Çizelge 4.15	: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (DSİ Yöntemi).....	92
Çizelge 4.16	: Paravani HES İç Karlılık Oranı (DSİ Yöntemi).....	93
Çizelge 4.17	: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (EİE Yöntemi).....	94
Çizelge 4.18	: Paravani HES İç Karlılık Oranı (EİE Yöntemi).....	95
Çizelge 4.19	: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi).....	96
Çizelge 4.20	: Paravani HES İç Karlılık Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi).....	97
Çizelge 4.21	: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi).....	98
Çizelge 4.22	: Paravani HES İç Karlılık Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi).....	99
Çizelge 4.23	: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (DUY Sistemi).....	100
Çizelge 4.24	: Paravani HES İç Karlılık Oranı (DUY Sistemi).....	101
Çizelge 5.1a	: Biriktirmeli Karakurt HES projesinde enerji birim faydaları kullanılarak bulunan değerler.....	106
Çizelge 5.1b	: Biriktirmesiz Paravani HES projesinde enerji birim faydaları kullanılarak bulunan değerler.....	106

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Şekil 1.1 : Dünya Hidroelektrik Potansiyeli(Yurter ve diğ., 2007).....	8
Şekil 1.2 : 2004 Yılı Dünya Kurulu Gücünün Yıllara Göre Dağılımı (Yurter ve diğ., 2007).....	9
Şekil 1.3 : 2004 Yılı Dünya Elektrik Üretimini Kıtalar Göre Dağılımı (Yurter ve diğ., 2007).....	10
Şekil 1.4 : Ülke Yük Paterni Grafiği.....	16
Şekil 2.1 : Gaz ve Kömürlü Santrallerin Kapsite Faktörleri (Eski Yöntem) (Kuşkonmaz, 2006).....	30
Şekil 2.2 : Ulusal Sistemin Yük Eğrisi (Kuşkonmaz, 2006).....	31
Şekil 2.3 : Rezervuar Tipi Santrallerin Güç Üretimi (Kuşkonmaz, 1996).....	32
Şekil 2.4 : Ulusal Sistemin Yük-Süreklilik Eğrisine Ait Yük Faktörü Eğrisi (Kuşkonmaz, 1996).....	34
Şekil 2.5 : Hidroelektrik Santrallerin Yaklaşık Olarak Aldıkları Günlük Yük Dağılımı (Pekçağlıyan, 2001).....	50
Şekil 2.6 : Hidroelektrik Santrallerin 1999 Yılı Maksimum ve Minimum Günde Üretimleri (Pekçağlıyan, 2001).....	50
Şekil 4.1 : Paravani Regülatörü ve HES Kurulu Güç Optimizasyonu ve Debi-Süreklilik Eğrisi.....	76

HİDROELEKTRİK ENERJİ BİRİM FAYDA ANALİZİ

ÖZET

Bu çalışmada, gerek kurumsal bazda gerekse kişi bazında sunulan hidroelektrik enerji birim satış fiyatı önerileri ve bu önerilerin hidroelektrik santral projelerinin ekonomik analizine etkileri araştırılmıştır. Ayrıca günümüzde kullanılan ve geçerli olan yöntemler de incelenmiştir.

Çalışmanın giriş bölümünde kısaca araştırma yöntemleri ve kullanılan yöntemler tanıtılmıştır.

Takip eden bölümde hidroelektrik enerji birim faydaları üzerine daha önce yapılmış olan çalışmalara değinilmiştir. Gerek kurumsal gerekse kişi bazında yapılan bu çalışmalar detaylı olarak anlatılmış ve incelenmiştir.

Bir sonraki bölümde şu anda ülkemizde elektrik enerjisi satış fiyatını belirlemede kullanılan DUY sistemi incelenmiştir. DUY sistemi TEİAŞ tarafından önerilen ve günümüzde güncel kalmayı ve geçerliliğini korumayı başarabilen bir sistemdir. DUY sisteminin faydaları ve sağlayacağı kolaylıklara da değinilmiştir.

Dördüncü bölümde, önceki bölümlerde incelenen hidroelektrik enerji birim faydalarının seçilen iki adet örnek proje üzerine etkileri incelenmiştir. Bu projelerden bir tanesi depolamalı tesis, diğeri ise nehir tipi tesis olarak seçilmiştir. Bu bölümde ayrıca seçilen örnek projelerin proje karakteristikleri de verilmiştir. Örnek projelerin ekonomik analiz sonuçlarına da bu bölümde değinilmiştir.

Son olarak, çalışmanın son bölümü olan sonuç bölümünde daha önceki bölümlerde değinilen yöntemler değerlendirilmiştir. Ayrıca bu yöntemlerin kullanılabilirlikleri ve güncel olup olmadıklarına da değinilmiştir. Daha sonra bu yöntemlerin örnek projeler üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir. Son olarak en geçerli ve güncel yöntem önerisi sunulmuştur.

HYDROELECTRICAL ENERGY UNIT BENEFIT ANALYSIS

SUMMARY

In this study, it has been investigated in both enterprise bases and individually that the hydroelectrical energy unit sales price suggestions and also the effects of those to economical analyses of hydroelectrical powerplant projects. Also it is examined the methods which is in use today.

In the introduction chapter of the study, research methods and the methods that are used in this study are briefly introduced.

In the following chapter, previous studies about hydroelectrical unit cost are exhibited. Those subjects are comprehensively explained and explored in both enterprise bases and personal basis individually.

In the next chapter, DUY system which is used for calculating the electrical energy market price in our country is investigated. DUY system which was suggested by TEİAŞ is a succesfull system that is updated nowadays. In this chapter the benefits of DUY system are also examined.

In the fourth chapter, the effects of hydroelectrical energy unit benefits - as shown in previous sections – on two chosen example projects are investigated. One of those projects is chosen as a dam facility project and the other one is a run off river type project. Also in this section it is given that the characteristics of the example projects. The economical analyses results of these projects are exhibited.

Finally, in the Conclusion chapter which is the final chapter of the study, results of the studies in previous sections are examined. Also it is examined whater these studies are updated and are useful or not. Afterwards effects of these methods on sample projects are exposed. Finally, the most updated and useful method has been suggested.

1. GİRİŞ

1.1 Giriş ve Kapsam

Enerji ülke kalkınmasının en önemli ve en önde gelen unsurlarından birisidir. Petrol, doğalgaz ve kömür gibi birincil enerji kaynakları açısından fakir sayılabilecek ülkemiz, güneş, rüzgar ve su kaynakları açısından ise oldukça zengin bir potansiyele sahiptir. Ancak bu potansiyeli kullanıma sokmakta maalesef yetersiz kalındığı da açıkça görülmektedir.

Buna karşın, Devlet Su İşleri (DSİ) uzmanlarınca birçok kereler tekrarlanan hesaplardan sonra, Türkiye'nin ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik tesislerden elde edeceği yıllık elektrik üretiminin 123 milyar kWh civarında olduğu belirtilmektedir. Burada anahtar kavram ekonomik olarak yapılabilirlik kavramıdır. Türkiye'nin hidroelektrik kapasitesinin değerlendirilmesinde kullanılan ve herhangi bir tesisin ekonomik olarak yapılabilir olup olmadığı kararına mesnet teşkil eden kriterlerin daha yakından incelenmesi gerekmektedir.

Ayrıca, hidroelektrik santrallerin tercih ve teşvik edilmesini zorunlu kılan ekonomik, çevresel ve stratejik pek çok başka faktör de vardır. Hidroelektrik santrallerin yenilenebilir enerji kaynağı ve çevre dostu olmalarının yanı sıra, yatırımlarındaki yüksek yerli kaynak oranı, uzun ekonomik ömürleri ve düşük işletme giderleriyle birinci öncelikli enerji yatırımı olmaları gerekir. Bunlardan başka, hassas bölgelerdeki biriktirmeli hidroelektrik santraller, oluşturdukları baraj gölleri vasıtasıyla terörle mücadelede önemli stratejik yararlar sağlamakta, ve yöre halkına sulu tarım, balıkçılık, su üzerinden nakliye ve su sporları gibi ciddi ekonomik ve sosyal katkılarda bulunmaktadır.

Türkiye'de enerji piyasalarının yeni kanunlarla düzenlendiği şu sıralardaki kamu ve özel sektör hidroelektrik santral yatırımlarının ne durumda olduğuna da bir göz atalım. Ekonomik rantabilitesi yüksek, büyük kapasiteli ve çok büyük yatırım gerektiren hidroelektrik santralleri DSİ dış krediyile ve çoğunlukla hükümetler arası ikili

protokollerle gerçekleştirmeye çalışmaktadır. Ancak, sistem çok ağır ilerlemektedir ve yatırımı yapan DSİ bir kamu kuruluşu olmasına rağmen, formaliteleri ve bürokratik engelleri aşamamaktadır.

Gerek küçük kapasiteli (barajlı veya nehir santrali) gerekse halihazırda kullanılan kriterlerle ekonomik bulunmayan hidroelektrik santraller için özel sektör yatırımcılarının devreye girmesi gerekmektedir. Bu yatırımların cazip hale getirilmesi ve teşvik edilmesi gerekir. Bu küçük santrallerin bütün yurt sathında devreye girmesiyle, hem kullanılmayan bir kapasite hizmete sokulmuş olacak hem de elektrik üretim noktaları yaygınlaşmış olacaktır. Böylece, bir anlamda üretim/tüketim dengesi yerinde kurularak iletim hatlarının daha verimli kullanılması da sağlanmış olacaktır.

Türkiye'nin geliştirmesi gereken hidroelektrik kurulu gücü ve elektrik üretimi DSİ'ce hesaplanandan çok daha fazladır, ve bu kapasitenin bir an önce geliştirilmesi Türkiye ve ekonomisi için hayati öneme haizdir. Bu kapasite artışı da çoğunlukla DSİ'nin itibar etmediği küçük kapasiteli tesisler ile DSİ'nin incelemeye bile almadığı sular üzerinde kurulabilecek ve büyük bir çoğunlukla özel sektörün geliştireceği tesislerdir.

Takip eden bölümlerde gerek kurumsal bazda gerekse kişi bazında sunulan hidroelektrik enerji birim satış fiyatı önerileri ve bu önerilerin hidroelektrik santral projelerinin ekonomik analizine etkileri üzerine bir çalışma yapılmıştır.

Takip eden ilk bölümde daha önce yapılan ve/veya sunulan çalışmalarla birlikte, şu an hala kullanımda olan bazı hesaplar ve yöntemler incelenmiştir.

Daha sonraki bölümlerde ise bu fiyatların seçilen iki örnek projenin ekonomik analizleri üzerindeki etkileri araştırılmıştır. Bu projelerden bir tanesi biriktirmeli santral, diğeri ise nehir tipi santral olarak seçilmiştir.

1.2 Araştırma, Yöntem ve İlkeleri

1.2.1 Araştırma İlke ve Teknikleri

Tüm araştırmaların temelinde bilgi vardır. Bilginin varlığını araştıran felsefe dalına Epistemoloji adı verilir. Epistemoloji veya Bilgi Kuramı, şu soruları sorar:

- Bilgi nedir?

- Bilgi nereden elde edilebilir?
- İnançlar nasıl doğrulanabilir?
- Dünya ne şekilde idrak edilebilir?
- Her şeyi bilmek mümkün müdür? (Şüphecilik)

Epistemolojide ortaya çıkan ilk problem bilginin ne şekilde tanımlanacağıdır. Üç parçalı bilgi (JTB: Justified True Belief) kuramına göre, bilginin var olması için inanç, gerçeklik ve doğrulama kistaslarının yerine getirilmesi gerekir. İnanç, bilginin ilk şartıdır. İnanılmayan bir şey bilinmiyor demektir. İkinci şart gerçekliktir. Bir şeyin bilinmesi için o şeyin gerçek olması gerekir. Son şart ise (bazı kuramlarda rölatif kabul edilse bile) doğruluktur. Bir şeyin bilinmesi için o şeye inanılması ve o şeyin gerçek olması yetmez. Onun bilgi kabul edilebilmesi için iyi sebeplere de ihtiyaç vardır.

Bir inancın doğrulanması için, bir başka inançtan faydalanılabilir. Buna dolaylı doğrulama adı verilir. Dolaylı doğrulama için, bir inancın doğrulanmasında temel alınan destekleyici bir fikrin de yine üç parçalı bilgi kuramına göre tanımlanmış olması gerekmektedir. O fikrin de inanılan, gerçek ve doğru bir şey olması gerekir.

Doğrulama ile ilgili üç birbirine rakip kuram mevcuttur. Bunlardan ilki olan Temellendirmede, inançlar, dolayız olarak doğrulanmış ve temel olarak kabul edilen inançlara dayanarak doğrulanmalıdır. Temellendirme kuramına bazı itirazlar da mevcuttur. Örneğin temel inançlara inanılmaz ise, inançlar doğrulanamaz; temel inançlara dayalı olarak ancak temel olabilecek inançlar doğrulanabilmektedir ve temel inançlar her başka inanç konusu için keyfi olarak atanabilmektedir. Örneğin; din filozofları tanrı inancını, uzay bilimciler astrolojiyi temel olarak kabul etmişlerdir.

Temellendirmeye karşıt bir kuram olan Uygunluluğa göre de, inançlar tekil olarak değil, bir takım halinde doğrulanmalıdır. Bu da ancak inanç takımının içindeki inançların kendi içinde tutarlı, uyumlu ve kapsamlı olması ile gerçekleşebilir. Bu kavramlar inanç takımının içindeki inançlar arasında sıkı sıkıya tutuyor olmasa dahi takımın doğruluğu bozulmaz ancak uygunluğu azalır.

Diğer bir kuram Güvenilirliğe göre de inançlar güvenilir inanç biçimlendirme yöntemleri ile biçimlendirildiğinde doğrudur.

Epistemolojide bir diğerk problem ise bilginin nasıl elde edileceğidir (Theory of Knowledge .info, 2007). Bunun için Deneye Dayalı (Ampirik) Araştırma ve Bilime Dayalı (Bilimsel) Araştırma olmak üzere iki yöntem vardır.

Deneye dayalı araştırma, sadece gözlem ve betimleme değil, aynı zamanda problemin doğasını açıklama ve onun hakkında kestirim yapmadır. Deneye dayalı araştırma, gözlemi ve duyu deneyimine dayalı önermeleri işaret eder. Bu önermeler parçadan bütüne giden tümevarımcı mantık (matematiksel ve istatistiksel yöntemler) yoluyla böyle bir deneyden elde edilir. Deneye dayalı araştırma, başkalarına danışmayla elde edilen verileri dışarıda tutup sadece birinci elden gözlemlenen sonuçlarından elde edilen bilgiyi içerir. Bu gözlemi ya araştırmacı kendisi, ya da bir başkası yapmış olabilir.

Bilimsel araştırma ise veri toplama, analiz ve yorumunda belli prosedürlerin kullanılması yoluyla yapılan araştırmadır. Bilim, sistemli bilgiler topluluğu anlamındadır. Bilimsellik ise bu bilgilerin üretilmesi yaklaşımının yolunu gösterir. Bilimsel yöntem, aşamalı bir araştırma sürecidir. Bu aşamalar şunlardır:

- Araştırma probleminin teşhis ve tanımlanması
- Problemle ilgili var olan literatürün taranması
- Araştırma soru ya da hipotezlerinin ifade edilmesi
- Araştırma sorularını yanıtlamak ya da araştırma hipotezlerini test etmek üzere araştırma deseninin geliştirilmesi
- Verilerin toplanması
- Verilerin analizi
- Araştırma problemi hakkında sonuçlar çıkartmak üzere sonuçların-bulguların yorumlanması'dır.

Bilimsel araştırma, aynı zamanda problem çözmeye dönük bir tutumu da ifade eder. Sorgulama isteği de, olaylar arası ilişkilerin araştırılmasını ve yöntemin sınanmasını ifade eder. Bilimsellik ise, tutum olarak eleştirel sınamadan sonra kişinin inanç ve düşüncelerini değiştirmesi ve yeni bilgileri kabule hazır oluşudur (Balcı, 2006).

Araştırmalar, makul bir hedefe ulaşmak için yapılır. Bunlar arasında, bir gerçeği açığa çıkartmak, var olan problemlere çözüm aramak ve akademisyenler ve

uygulamacılar için yeni ufuklar anlamına gelebilecek konuları gündeme taşımak sayılabilir. Genel araştırma konusu, kuram ve uygulamalardan yola çıkma, güçlü ve zayıf yönleri belirleme, daha önceden yapılan tezleri inceleme, tartışma ve kaynak incelemesi yöntemleri ile belirlenebilir. Belirlenen genel araştırma konularının araştırılabilir hale gelmeleri için sektör ayırımı, kapsam, coğrafi alan, zaman, toplumsal katman, yaş grupları gibi değişik ölçütler kullanılarak daraltılmaları gerekir.

Bilimsel çalışmalar daha önce yapılmış araştırmaların üzerinde inşa edilirler. Bu yüzden, araştırmacı ilgilendiği konuya dair daha önce be tür çalışmalar yapıldığını belirlemelidir. Bunları belirlemek adına yapılan kaynak incelemesi, araştırma sürecinin çok önemli aşamalarındandır.

Araştırma çalışmalarında kaynak taramasına başlanmadan önce dahi belli hipotezler vardır. Kaynak taraması yapılıp çalışmanın diğer aşamalarına geçildikçe, bu hipotezler belli süzgeçlerden geçirilerek rafine hale getirilir ve nihai şeklini alırlar (Altunışık ve diğ., 2005).

Araştırmanın hipotez ve kaynak tarama aşamaları tamamlandığında, araştırma yaklaşımının seçimine geçilecektir. Araştırma yaklaşımları, benimsenen yönetime göre, kullanılan araştırma yöntemine göre, kapsadıkları süreye göre ve amaçlarına göre sınıflandırılabilirler. Benimsenen yönetime göre yaklaşımlar, pozitivism, yorumlayıcı yaklaşım ve karma yaklaşımdır. Pozitivist yaklaşım araştırmanın subjektif değerlendirmelerden ve bireysel yorumlardan arındırılarak, toplumsal veya beşeri olguların da açıklanabileceği düşüncesine dayanmaktadır. Yorumlayıcı yaklaşım, deneklerin sosyal olguya atfettikleri anlamlara odaklanmayı tercih eder. Böylece araştırmacı, “ne, niçin oluyor?” sorusuna cevap bulmaya çalışır. Karma yaklaşım ise araştırma kapsamında iki fikrin de beraber kullanılmasıdır.

Araştırma yöntemlerinden deneysel araştırmalarda, araştırmacı, en azından bir bağımsız değişken ile oynayarak, bunun bir veya daha çok bağımlı değişken üzerindeki etkilerini belirlemeye çalışır. Anket araştırmalarında da çok sayıda verinin ekonomik olarak elde edilmesi mümkün olabilmektedir. Bu verilerin standart bir yapıda olması da analizleri kolaylaştıran bir unsurdur. Çok yaygın olarak kullanılmakla birlikte soru formları dışında, tam biçimsel mülakat ve gözlem formları da anket araştırmalarında kullanılabilir. Vaka çalışmalarında yapılan

derinlemesine sorgulama ile de bir kişi, grup veya kurum hakkında ayrıntılı veriler elde edilir.

Bunların dışında kapsadıkları süreye göre araştırmalardan, araştırılan olgu veya olguların belli bir andaki durumunu ortaya koymaya yönelik yapılanlara anlık araştırmalar, uzun zaman dönemlerine yayılan araştırmalara süreli araştırmalar; amaçlarına göre araştırmalardan, konular hakkındaki bilginin derinleştirilmesi veya konunun daha değişik boyutları ile anlaşılması için yapılanlara keşfedici araştırmalar, veri toplanmadan önce olguların tanımlanması için yapılanlara tanımlayıcı araştırmalar, araştırmada konu edilen değişkenler arasındaki neden-sonuç ilişkilerinin oluşturduklarına da sebep-sonuç araştırmaları adı verilir.

Bilimsel araştırma sürecinin son aşaması toplanan verilerin analiz edilmesidir. Veri analiziyle, araştırmacı elde mevcut ham haldeki verilerden araştırma sonucuna veya test etmeye çalıştığı hipotezlere destek verecek veya reddedecek bilgileri çeşitli analiz teknikleri yardımıyla elde etme yoluna gitmektedir. Bu analiz yöntemlerini nitel (kalitatif) ve nicel (kantitatif) olmak üzere ikiye ayırmak mümkündür.

Nicel veri analizlerine başlanmadan önce verilerin analize hazır hale getirilmesi için yapılan bir takım işlemlere veri hazırlama süreci adı verilir. Bu süreçte, anketlerin kontrol edilmesi, düzenlemeler, kodlamalar, verilerin elektronik ortamlara aktarılması, veri temizleme, istatistiksel düzenlemeler ve uygun analiz yöntemlerinin belirlenmesi yapılır. Bu analiz yöntemleri ki-kare, işaret testi, Run testi, Mann Whitney U testi, Wilcoxon analizi, Kruskal Wallis analizi, Sperman rank korelasyonu, Z testi, T testi, ANOVA, Resresyon ve Korelâsyon vb. yöntemler arasından tercih edilebilir.

Nitel analizlere başlanmadan önce de bazı nitel araştırma yöntemleri kullanılabilir. Bunlardan birincisi İz Sürme çalışmalarıdır. İz Sürme, bazı etiketlerin yardımıyla belirli bir zaman diliminde ve ilgili gruplar üzerinde, örgütsel süreçlerin tanımlanması yöntemi olarak tanımlanabilir. Paydaş analizi ise, örgütsel psikolojiye göre herhangi bir fenomenin çevresinde çok sayıda olan, fenomenin kendisini etkileyen veya kendisinden etkilenen ve bir şekilde ilgisi olan partilerin, grupların varlığı görüşüne dayanan bir araştırma yaklaşımıdır. Bir başka yöntem olan Örnek Olay Yöntemi ise bir ya da daha fazla organizasyon, grup veya topluluk hakkında, belirli bir süre boyunca sistematik araştırmanın yürütülmesi ve analiz edilmesidir. Bunların dışında, hem gözlem hem de derinliğine mülakat yöntemlerinin

avantajlarından yararlanmak üzere yapılan Odak Grupları Yöntemi diğer nitel araştırma yöntemidir. Çeşitli araştırma yöntemleri ile elde edilmiş olan verilerin daha önceden belirlenmiş başlıklar altında özetlenip yorumlanması betimsel analiz, dokümanların, mülakat dökümlerinin veya kayıtların sınıflandırılıp, karşılaştırılarak yorumlanması ise içerik analizleri ile gerçekleştirilir.

1.2.2 Araştırma Yöntemi

Bu çalışmada kapsamlı bir literatür taraması ile hidroelektrik santrallerde (HES) fayda maliyet analizinin süreli araştırması gerçekleştirilmiştir.

Çalışmaya başlanmadan önce tercih edilen bu yöntem, çalışmanın amacı ve hedefleri ile birlikte tespit edilmiştir. Bu çalışmanın amacı;

- İnşaat sektöründe hidroelektrik santraller için belirlenen ve ekonomik analizde kullanılan hidroelektrik enerji birim faydasının günümüz koşullarında değerlendirilmesi

olarak belirlenmiştir.

Bu amaç doğrultusunda inşaat sektöründe kullanılan ve/veya kullanılmış olan hidroelektrik enerji birim faydaları araştırılmıştır.

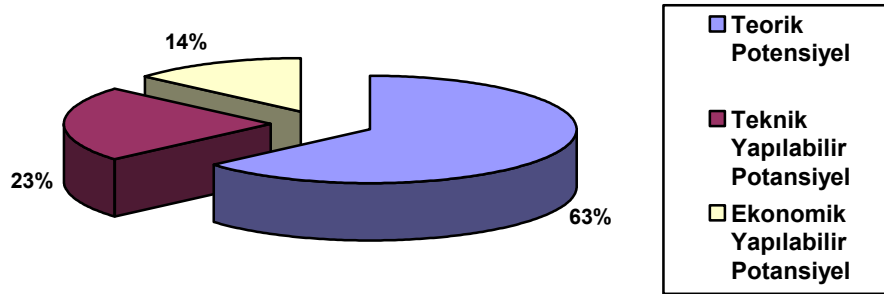
İlk olarak kapsamlı bir literatür çalışması yapılmıştır. Bu çalışma içerisinde öncelikle Türkiye Cumhuriyeti Çevre ve Orman Bakanlığı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ)'nin ekonomik analiz ve rantabilite hesaplarında halen kullandığı yöntem anlatılmıştır. Ardından Elektrik İşleri Etüt İdaresi'nin bu konu hakkındaki çalışmalarına da değinilmiştir. Araştırmanın devam eden safhalarında M. Doğan Pekçağlıyan ve Nadi Bakır'ın önerilerine yer verilmiştir. Son olarak Türkiye Elektrik İdaresi Anonim Şirketi (TEİAŞ)'nin hazırladığı ve günümüzde serbest piyasa fiyatlarını belirleyen Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY)'ne değinilmiştir.

Literatür çalışması tamamlandıktan sonra, analiz için iki örnek proje seçilmiştir. Bu projelerden biri kat'i proje aşamasındaki biriktirmeli bir tesis olan Karakurt Barajı ve HES projesidir. Diğeri ise revize fizibilite aşamasında biriktirmesiz bir tesis olan Paravani HES projesidir. Literatür araştırması ile elde edilmiş olan enerji birim fayda değerleri seçilmiş bu örnek projeler üzerinde uygulanmış ortaya çıkan sonuçlar değerlendirilmiştir.

1.3 Dünya Geneline ve Türkiye’de Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu

Dünya yüzeyine yağışla düşen su miktarı yılda ortalama 800 mm ya da yaklaşık 119.000 km³ olup, bunun 72.000 km³’ü buharlaşarak atmosfere geri dönmekte ve 47.000 km³’ü akışa geçerek nehirler vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere ulaşmaktadır. Bu miktarın ancak 9.000 km³’ü teknik ve ekonomik olarak kullanılabilir durumdadır.

- 2004 World Atlas & Industry Guide adlı yayının tespitlerine göre, dünyanın;
- Brüt, teorik hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 40.000 TWh/yıl,
- Teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, 14.368 TWh/yıl
- Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 8.562 TWh/yıl dır.



Şekil 1.1: Dünya Hidroelektrik Potansiyeli (Yurter ve diğ.,2007)

Bu potansiyelin 2004 yılı itibariyle 741.12 GW (ya da 2794 TWh/yıl) kurulu gücü işletmede, 118.8 GW’ı inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan toplam kapasite ise 326.446 GW’dır.

Bu tablodaki verilere göre, işletmede olan hidroelektrik santrallerin (HES) yıllık üretim kapasitesi dikkate alındığında, teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin bugün için sırasıyla, ancak %19,445’i ve %32,63’ü değerlendirilebilmiş bulunmaktadır. Kalan potansiyelin büyük bir kısmı Afrika, Asya ve Latin Amerika’da yer almaktadır.

Bugün için hidroelektrik Dünya’da üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık %20’sini sağlamaktadır.

1.3.1 Dünya Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu

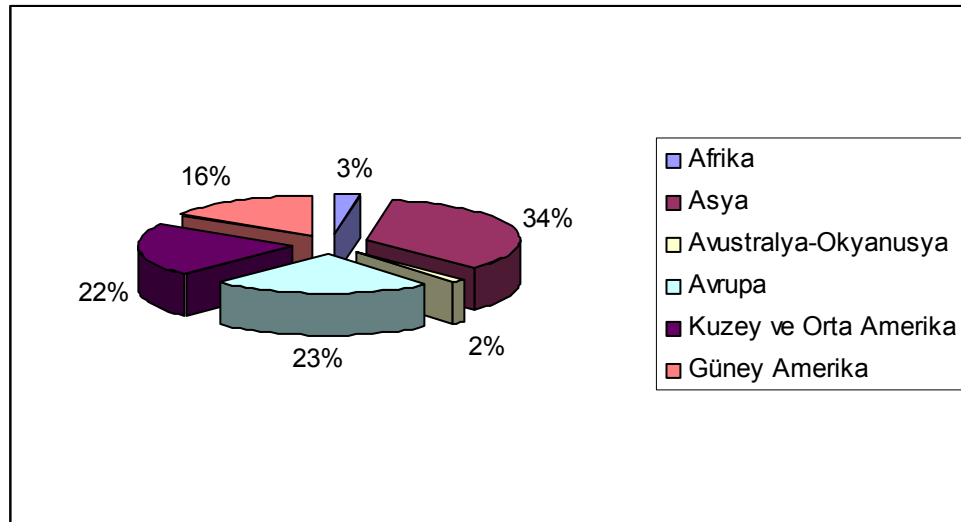
Dünyanın;

- Brüt, teorik hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 40.000 TWh/yıl,
- Teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 14.000 TWh/yıl
- Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 8.000 TWh/yıl dır .

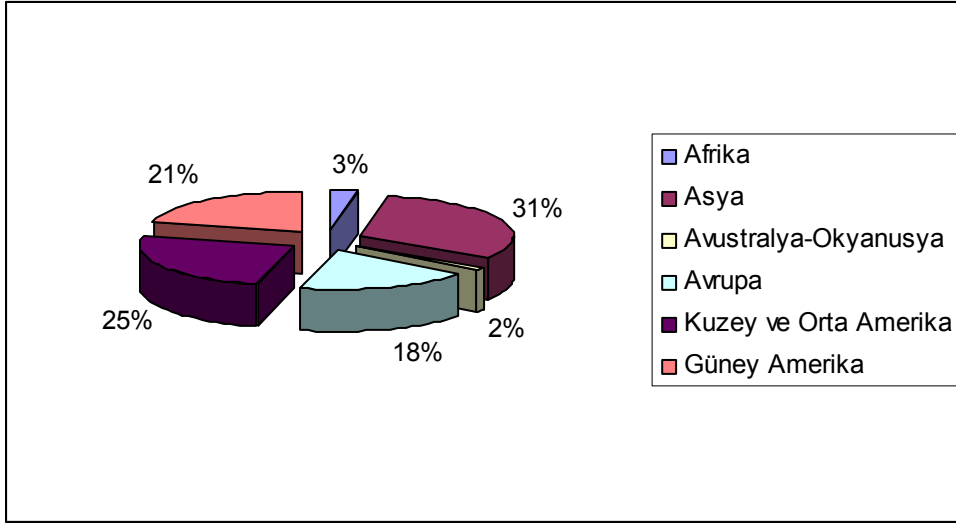
Bu potansiyelin 2003 yılı itibariyle 728.5 GW (ya da 2743 TWh/yıl) kurulu gücü işletmede, 100.7 GW'ı inşa halindedir. Gelecekte yapım için planlanan toplam kapasite ise 337.9 GW'dır.

Bu tablodaki verilere göre, işletmede olan hidroelektrik santralların (HES) yıllık üretim kapasitesi dikkate alındığında, teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin bugün için sırasıyla, ancak %19,39'u ve %33,54'ü değerlendirilebilmiş bulunmaktadır. Kalan potansiyelin büyük bir kısmı Afrika, Asya ve Latin Amerika'da yer almaktadır (Yurter ve diğ. , 2007).

Dünya hidroelektrik enerji potansiyeli ve gelişme durumunun kıtalararası dağılımı karşılaştırmalı olarak Çizelge 1.1'de verilmiştir.



Şekil 1.2: 2004 yılı Dünya Kurulu Gücünün Kıtalaraya Göre Dağılımı(Yurter ve diğ.,2007)



Şekil 1.3: 2004 yılı Dünya Elektrik Üretiminin Kıtalar Göre Dağılımı

Çizelge 1.1: Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve 2004 Gelişme Durumu

	BRÜT TEORİK HİDROELEKTRİK POTANSİYEL (GWh/yıl)	TEKNİK YAPILABİLİR HİDROELEKTRİK POTANSİYEL (GWh/yıl)	EKONOMİK YAPILABİLİR HİDROELEKTRİK POTANSİYEL (GWh/yıl)	İŞLETMEDE		İNŞA HALİNDE (MW)	PLANLANAN (MW)
				KURULU GÜÇ (MW)	ORTALAMA ÜRETİM (GWh/yıl)		
AFRİKA	~ 4 000 000	~ 1 750 000	~1 100 000	~ 21 230	~ 83 100	> 4020	~82 000
ASYA(Rusya Fed. ve Türkiye dahil)	~19 000 000	~ 6 800 000	~ 4 000 000	~ 257 527	~ 874 040	> 93 047	> 266 800
AVUSTRALYA / OKYANUSYA	~ 624 000	~ 200 000	~ 90 000	~ 13 441	~ 43 628	> 23	> 104
AVRUPA (Rusya Fed. ve Türkiye haric)	> 3 260 000	~ 1 140 000	~ 772 000	~ 170 000	~ 507 317	> 2717	> 12 897
KUZEY VE ORTA AMERİKA	~ 7 200 000	~ 1 663 000	~ 1 000 000	~ 163 170	~ 695 200	> 3590	> 19 157
GÜNEY AMERİKA	~ 6 272 800	~ 2 815 000	~ 1 600 000	~ 120 753	~ 590 660	> 15 406	> 64 947
TOPLAM	~ 40 000 000	~ 14 368 000	~ 8 562 000	~ 741 121	~ 2 793 928	> 118 803	~ 446 000

Kaynak: 2005 World Atlas & Industry Guide (The International Journal on Hydropower & Dams)

TÜRKİYE	433 000	216 000	128 000	12 618	44 300	3 219	20.423
DÜNYA TOPLAMI NA ORANI	% 1,08	%1,53	%1,56	%1,70	%1,58	%2,7	%4,59

1.3.2 Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu

Hidroelektrik kaynaklar, ülkemizde hızlı sanayileşmeye bağlı olarak artan enerji ihtiyacını karşılamada önemli bir yer tutmaktadır. 2010 yılına kadarki süreçte ekonomik hidroelektrik potansiyelimizin tamamı işletmeye alınsa bile ihtiyacın karşılanmasından uzaktır. Türkiye, Brüt Hidroelektrik (HE) Potansiyeli bakımından Avrupa’da ikinci olmasına karşın “Kullanılan HE Potansiyel/Ekonomik HE Potansiyeli” oranı bakımından sonuncu durumdadır. Avrupa da 20 yıl önce ekonomik HE potansiyelin % 92 si değerlendirilmiş olduğu halde, ülkemizde 2001 yılında 126.1 TWh/yıl olarak kabul edilen ekonomik HE potansiyelin sadece % 33.3’ü değerlendirilmiş durumdadır. Artan enerji açığının kapatılabilmesi için, termik santrallerle beraber, hidroelektrik santrallerin de yapılması, kendini yenileyebilir bir kaynak olan hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi gerekmektedir.

Genellikle Hidroelektrik santrallerin ilk yatırım maliyetleri yüksek, işletme maliyetleri düşük olmaktadır. Ekonomik limitler içinde kalmak üzere yurdumuzun sahip olduğu hidroelektrik potansiyelin öncelikle devreye sokulması akılcı bir davranış olacaktır.

Ülkemiz hızlı bir sosyal ve ekonomik gelişim göstermektedir. Bu gelişmeye paralel olarak gereksim duyulan elektrik enerjisini öncelikle yerli enerji kaynaklarından elde etmek üzere projeler geliştirilmeli ve gerekli yatırımlar yapılmalıdır. Kesintisiz, kaliteli, güvenilir ve ekonomik enerji elde etmek üzere hazırlanan projelerin çevreye olumsuz etkilerinin en az olmasına dikkat edilmelidir.

Elektrik enerjisi üretiminde fosil ve nükleer yakıtlı termik ve doğalgazlı santraller yanında hidroelektrik santrallerinin yenilenebilir ve puant çalışma gibi iki önemli özelliği mevcuttur. Elektrik enerjisi tüketimi ekonomik gelişmenin ve sosyal refahın en önemli göstergelerinden biridir. Bir ülkede kişi başına düşen elektrik enerjisi üretimi ve/veya tüketimi o ülkedeki hayat standardını yansıtmaları bakımından büyük önem arz etmektedir.

2003 yılı başı itibarıyla Türkiye’de kişi başına elektrik enerjisi tüketimi brüt 1903 kWh’ye ulaşmış olmasına rağmen, bu rakamın Avrupa’da yaklaşık 6500 kWh/kişi ve dünya ortalamasının ise 2350 kWh/kişi olduğu dikkate alınırsa; ülkemiz için kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketiminin oldukça düşük seviyede olduğu

gözetilmektedir. Bu nedenle, başta hidrolik enerji olmak üzere, elektrik enerjisi arzının artırılmasının gereği ortadadır.

Hidroelektrik potansiyelin belirlenmesinde “brüt potansiyel”, “teknik potansiyel” ve “ekonomik potansiyel” kavramları önem taşımaktadır.

Bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teorik üst sınırını gösteren brüt su kuvveti potansiyeli; mevcut düşü ve ortalama debinin oluşturduğu potansiyeli ifade etmektedir. Topoğrafya ve hidrolojinin bir fonksiyonu olan brüt hidroelektrik enerji potansiyeli, ülkemiz için 433 milyar kWh mertebesindedir.

Teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını göstermektedir. Uygulanan teknolojiye bağlı olarak düşü, akım ve dönüşümde oluşabilecek kaçınılmaz kayıplar hariç tutulmaktadır. Bölgede planlanan hidroelektrik projelerin teknik açıdan uygulanabilmesi mümkün olan tümünün gerçekleştirilmesi ile elde edilecek hidroelektrik enerji üretiminin sınırlarını temsil etmektedir.

Bu niteliğiyle teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel, brüt potansiyelin bir fonksiyonu olmakla ve çoğunlukla onun yüzdesi olarak ifade edilmektedir. Ülkemizin teknik yönden değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 milyar kWh civarındadır.

Ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, bir akarsu havzasının hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik optimizasyonunun sınır değerini gösteren, gerek teknik açıdan gerçekleştirilebilmesi mümkün, gerekse ekonomik yönden tutarlı olan tüm hidroelektrik projelerin toplam üretimi olarak tanımlanabilir. Bir başka deyişle ekonomik olarak yararlanılabilir hidroelektrik potansiyel, beklenen faydaları (gelirleri), masraflarından (giderlerinden) fazla olan su kuvveti projelerinin hidroelektrik enerji üretimini göstermektedir.

Hidroelektrik santrallerin ekonomik yapılabilirliğinin hesaplanabilmesi için enterkonnekte sistemde aynı enerjiyi üretecek kaynaklar gözden geçirilmekte ve en ucuz enerji kaynağı belirlenerek hidroelektrik santral (HES) projesi bu kaynakla mukayese edilmekte ve ancak daha ekonomik bulunursa önerilmektedir. Ekonomik HES potansiyeli içindeki tüm projeler termik santrallere göre rantabiliteleri daha yüksek projelerdir.

Ülkemizin 2004 yılı başı itibariyle tespit edilen teknik ve ekonomik hidroelektrik enerji potansiyeli 127,6 milyar kWh'dir. Bu potansiyel en az ilk etüt seviyesindeki hidroelektrik projelerle, istikşaf (ön inceleme), master plan, fizibilite (planlama-yapılabilirlik), kesin proje, inşa ve işletme aşamalarından oluşan 674 adet hidroelektrik projenin toplam enerji üretim kapasitesini ifade etmektedir.

Havza gelişme planlarının farklı zamanlarda hazırlanmış olmalarından dolayı projeler sonraki tarihlerde ekonomik yönden tutarsız duruma gelebilmektedir. Bununla birlikte zaman içinde enerji fayda ve maliyetlerinde meydana gelen değişikliklere göre ekonomik bulunabilecek tesislerin ilk etütlerde terkedilmiş olmalarına da rastlanmaktadır. Bu nedenle havza gelişme planlarının belirli aralıklarla, özellikle enerji faydalarına esas teşkil eden alternatif referans santral grubundaki değişikliklerden sonra, tekrar gözden geçirilip değerlendirilmesi uygun olacaktır. Bunlara karşılık, su kaynaklarının geliştirilmesinde görev üstelenen EİE ve DSİ gibi kuruluşların yapmış oldukları, yeni enerji kaynaklarının yaratılmasına yönelik ilk etüt çalışmalarıyla bu potansiyele her yıl ilaveler olabilmektedir. Bütün bu olumlu ve olumsuz etkilerin de dikkate alınmasıyla, Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyeli yıldan yıla ufak farklılıklar göstermekle birlikte bugün için 127,6 milyar kWh olarak kabul edilebilir.

Türkiye 433 milyar kWh brüt teorik hidroelektrik potansiyeli ile dünya hidroelektrik potansiyeli içinde %1 paya sahiptir. 127,6 milyar kWh ekonomik olarak yapılabilir potansiyeli ile Avrupa ekonomik potansiyeli içinde yaklaşık %15 hidroelektrik potansiyeline sahip bulunmaktadır.

2003 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin toplam kurulu gücü 35.584 MW olup, bunun 20.888 MW'ı termik, 37 MW'ı jeotermal ve rüzgar, 12578,7 MW'ı hidrolik santrallere aittir. 2003 yılı toplam elektrik enerjisi üretimi ise 140.580 GWh olup, bunun 105.100 GWh'i (%74,2) termik, 150 GWh'i jeotermal ve rüzgar, (%0,1), 35.329 GWh'i (%24,9) hidroelektrik santrallerden sağlanmıştır.

Hidroelektrik santrallerin üretimi, yağış koşullarına bağımlı olduğundan her yıl toplam üretim içindeki payı değişim göstermekle birlikte, Türkiye'de elektrik enerjisinin yaklaşık %20-30'u sudan üretilmektedir.

Bugün için 127,6 milyar kWh olan ekonomik hidroelektrik potansiyelin %35'i (45.155 GWh) işletmede, %8'i (10.129 GWh) inşa halinde ve %57'si (72.336 GWh)

ise çeşitli aşamalardan oluşan projeler (ilk etüt ön inceleme, master plan, planlama ve kesin proje) düzeyindedir.

127,6 milyar kWh'lık yıllık ortalama enerji üretim değerini oluşturan 674 adet hidroelektrik santralin 133'ü işletmede, 32'si inşa halinde ve 509 adedi ise proje seviyesindedir.

Türkiye'de hidroelektrik proje üretimiyle ilgili EİE ve DSİ gibi kuruluşların önemli görevlerinden biri de ülkenin hidroelektrik potansiyelinin gelişimini temin edecek şekilde tüm etüt ve proje hizmetlerinin ihtiyacı olan veri toplama faaliyetlerini yürüterek , havza master planlarını, baraj ve santrallerin ön inceleme, planlama ve proje çalışmalarını sürdürmektir. Hidroelektrik enerji potansiyelinin halen yararlanılmayan bölümünün gecikilmeden hizmete alınmasını sağlamak üzere ihtiyaç öncesinden yeterli miktarda projeyi hazır halde bulundurmak ilke olarak benimsenmiştir.

1.4 Tanımlar

Biriktirmeli Tesisler: Üretilen enerji hammaddesini depolama ve istenildiği zaman kullanabilme özelliğine sahip tesislerdir. Barajlar bir biriktirmeli tesis türüdür.

Biriktirmesiz Tesisler: Üretilen enerji hammaddesini biriktirme özelliği olmayan tesislerdir. Nehir tipi santraller (run-off river plant) bu tür tesislere bir örnektir. Genellikle “regülatör”, “çökeltim havuzu”, “iletim hattı”, “yükleme havuzu veya denge bacası”, “cebri boru” ve “santral” den oluşmaktadırlar.

Firm Enerji: Elektrik enerjisi kullanıcılarının yük ihtiyaçlarının belli bir kısmını beklendiği şekliyle karşılamasını garanti altına alan elektrik enerjisi “firm enerji” (firm energy ya da prime energy) olarak tanımlanır.

Akarsuların debileri zaman içinde değişiklik gösterir. Eğer bir biriktirme tesisi yoksa yani hidroelektrik santral bir nehir santrali (run-off-river plant) ise, üretilen enerji de suyun mevcudiyetine göre değişiklik gösterecektir. Bu durumda suyun debisinin en düşük olduğu dönemde üretilen enerji firm enerji olacaktır.

Firm enerjinin tespiti çeşitli optimizasyon programları kullanılarak yapılabilir. Firm enerji belirlenirken, biriktirmeli santrallerde aylık, biriktirmesiz santrallerde ise günlük akım bilgilerinin kullanılması daha uygun olacaktır.

Ülkemizde firm enerji üretiminin belirlenmesinde geçmiş yıllarda ölçülen akım bilgileri ile oluşturulan “debi-süreklilik” eğrisi kullanılır. Proje yerine ait akım bilgileri ne kadar fazla ise üretilecek enerji tahmini de gerçeği o kadar yansıtacaktır.

Türkiye’de yapılan projelerde genellikle debi süreklilik eğrisinde zamanın %5’inde geçen debi “firm debi” olarak seçilir. Firm debi kullanılarak yapılan hesaplar sonucunda ortaya çıkan, bu dönemde üretilebilecek enerjiye ise “firm enerji” denir.

Yıllık Ortalama Toplam Enerji: Bir tesiste birim miktar su ile üretilmesi planlanan toplam enerjinin yıllık ortalamasıdır.

Sekonder Enerji: Yıllık ortalama toplam enerji ile yıllık firm enerji arasındaki fark, “sekonder enerji” olarak adlandırılır.

Kurulu Güç: Tesisin maksimum kapasitede çalışırken ürettiği güçtür. Proje debisi, net düşü ve türbin verim katsayısının çarpımı ile bulunur. Türbin verim katsayısı türbin cinsi ve üretim kalitesine göre değişiklik gösterir.

Net Düşü: Projede sağlanması planlanan brüt düşüden cebri boruda oluşacak sürtünme, dirsek, branşman ve diğer tüm kayıpların çıkartılması halinde bulunan, türbin gücünün belirlenmesinde kullanılan düşüdür.

Güvenilir Güç: Bir hidroelektrik santralin belli bir gün, hafta veya ay içerisinde istenilen sürede üretebileceği güç “güvenilir güç” olarak adlandırılır.

Güvenilir güç tanımı hakkında gerek kurumlar gerek kişiler arasında bir fikir ayrılığı olmamasına rağmen güvenilir güç hesabını farklı kurumlar farklı şekillerde yapmaktadırlar.

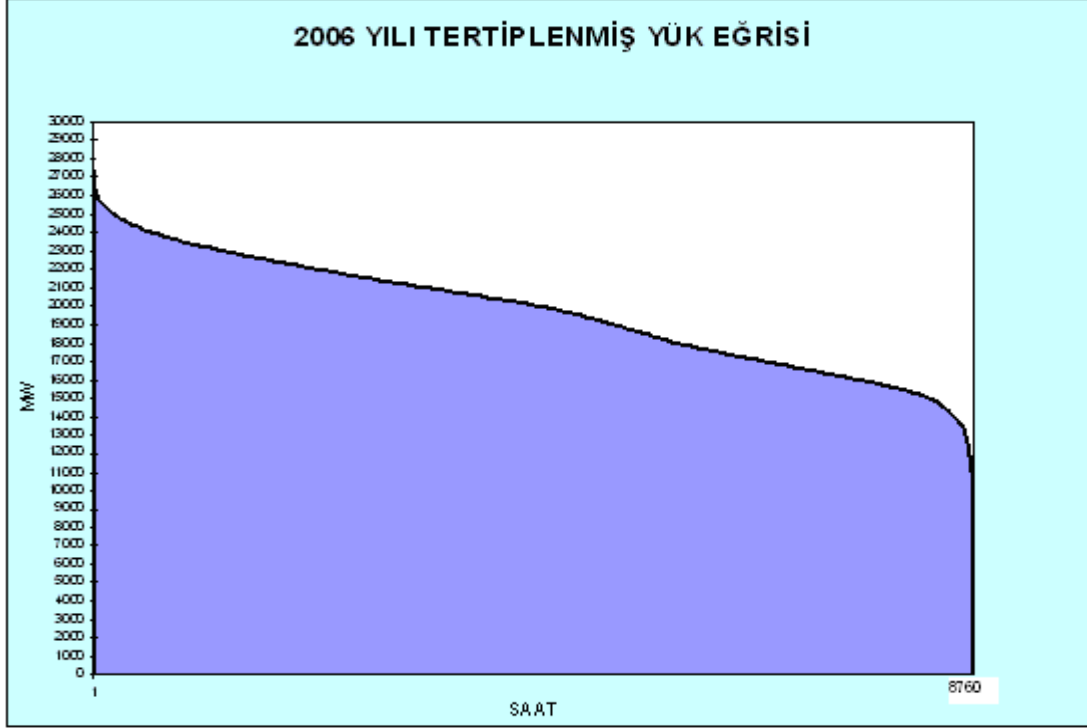
Yük Faktörü: Bir tesisin yıl içerisinde kaç saat çalışarak enerji üreteceğini gören katsayıdır. Yüzde olarak da verilebilir.

Debi Süreklilik Eğrisi: Debinin belli bir değere eşit ve büyük olduğunu zaman yüzdesinin debiyle değişimini gösteren, düşey eksende debiler yatay eksende zaman yüzdesinin olduğu grafiğe denir.

Gelir-Gider Oranı: Ekonomik proje ömrü dikkate alınarak hesap edilen gelir ve gider nakit akımlarının, enerji projeleri için kullanılan faiz oranı dikkate alınarak yatırımın başladığı birinci yıla taşınması ve bu değerlerin birbirlerine oranıdır.

İç Karlılık: Proje bedeli üzerinden hesap edilen yıllık işletme ve bakım giderleri ile yıllık enerji gelirlerinin yatırımın başladığı birinci yıla taşınmış değerlerini eşit kılan faiz oranıdır. Bu değer yatırımın geri dönüş süresini hesaplamakta kullanılır.

Ülke Yük Paterni: Bir ülkenin yıllık, aylık veya günlük elektrik enerjisi kullanım miktarının saat ile olan ilişkisini gösteren grafikdir.



Şekil 1.4: Ülke Yük Patterni Grafiği

2. HİDROELEKTRİK ENERJİ BİRİM FAYDALARININ HESAPLANMASINDA KULLANILAN YÖNTEMLER

Türkiye’de hidroelektrik santrallerin optimum kurulu gücünün seçimi ve hem kendi maliyetlerinin hem de alternatiflerinin maliyetleri ile ekonomik karşılaştırılmasında gerek kurumsal bazda gerekse kişiler bazında farklı yaklaşımlar bulunmaktadır. Bu yaklaşımlar, gerek hesap kriterleri, gerekse yapılan kabuller açısından farklılıklar göstermektedirler. Bu durum yaklaşımlar arası büyük farkların ortaya çıkmasına sebep olmuştur.

Daha önceki bölümlerde de anlatılan sebeplerden ötürü mühendisler ekonomik analiz yaparken hangi yöntemi kullanacakları konusunda kararsız kalmaktadırlar. Bazı mühendisler hesaplarını güncel alternatiflerle birlikte verirken, bazı mühendisler ise sadece güncel olmayan fakat hala kullanımda olan değerleri sunmaktadırlar.

DSİ hidroelektrik enerji birim fiyatlarını çok uzun zamandır güncellememiştir. Birim fiyatların hesaplanmasına dair bulunabilen en güncel döküman 1986 yılına aittir. Fakat DSİ hidroelektrik santrallere ait fizibilite raporlarında bu kriterleri istemektedir. Ekonomik analiz ve buna bağlı olarak bulunan rantabilite ve içkarlılık değerlerini olumlu ya da olumsuz değerlendirmek projenin inşaatı ve işletmesini yapacak olan şirketin inisiyatifindedir. DSİ ise sadece hidrolojik veriler, proje yeri jeolojisi, topoğrafya vb. kriterleri kontrol etmektedir.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) hidroelektrik enerji birim fiyatları hakkında bir çalışma yapmış ve daha sonra 2007 yılında bu çalışmayı güncellemiştir.

Bunun dışında kişisel bazda ortaya sürülen fikirler ve yapılan bazı çalışmalar vardır.

Ayrıca TEİAŞ’ın 2006 yılında yapımına başladığı ve tüm enterkonnekte sistemi kapsayan DUY çalışması en güncel ve şu an da kullanılan yöntemdir.

2.1 DSİ Yöntemi ile Birim Enerji Faydalarının Hesaplanması

Bir hidroelektrik santralda üretilen elektrik enerjisinin maliyeti için mukayese bazı olarak başka bir kaynaktan üretilen elektrik enerjisinin maliyeti alınmaktadır. Bu alternatifler arasında en ucuzunu almak gerekir.

En ucuz termik santral bu gün linyit santralleridir. Ancak ülkemizde hidrolik santrallara alternatif olacak linyit santralleri için gereği kadar linyit kömürü bulunmadığından, ithal taş kömürü ve linyitli santrallerin kurulması ve işletilmesi güç olacaktır. Bu nedenle fuel oil ve gaz türbinli alternatif seçilmiştir. Çünkü ülkemizde ambarlı santral ve gaz türbinleri kurulduğundan bu konuda uygulama deneyimi var demektir.

Ancak bir hidroelektrik santrale alternatif olacak termik santralin da aynı güçte olması gerekir. Örneğin 20 MW'lık bir hidroelektrik santralin faydalarını bulmak için 20 MW'lık bir fuel oil – gaz türbinli grubun maliyetlerini almak gerekir. Halbuki bugün Nükleer santraller 1000 MW, Termik santraller ise 300 MW'lık güçten daha küçük güçte kurulmaları halinde maliyetleri artmaktadır. Küçük termik santral maliyeti için oran bulmak zordur; yapılacak bazı kabuller küçük güçlü santrallerin maliyetlerinin hesaplanmalarında hataya sebep olabilir.

Bunun yerine normal büyüklükte bir fuel oil ve gaz türbinli santral grubunun maliyetleri hesaplanarak, bunlardaki birim maliyetleri esas almak daha doğru olacaktır. Çünkü bu birim enerji maliyetlerinde ağırlık akaryakıttan düşen paydadır. Sabit giderlerden düşen hisse daha az olduğundan, yatırımlarda yapılacak % 100'lük bir hata, giderlere ancak % 10 – 12 dolayında yansıtacaktır.

Bir sistemdeki taleplerle, bunları karşılayacak imkanların her an denk olmaları gerekir. Eğer hidrolikler için (h), linyitler için (l), fuel oil santralı için (f), gaz türbinleri için (g) ve nükleer için (n) endeksleri kullanılırsa, enterkonnekte sistem için hiçbir endeks kullanılmazsa, denklemler şöyle olacaktır.

$$\text{- Enerji Denklemi : } E = E_f + E_l + E_g + E_n + E_h \quad \text{GWh} \quad (2.1)$$

$$\text{- Güç (Pik) Denklemi: } N = N_f + N_l + N_g + N_h \quad \text{MW} \quad (2.2)$$

Eğer bir hidrolik santrale alternatif olarak yalnız fuel oil ve gaz türbinli grup seçiliyorsa, denklem yalnız onlar için yazılacaktır.

Yük faktörleri için önceden kabul edilen sabit değerler vardır. bunlara göre fuel oil ve gaz türbinin güçleri seçilecektir, (Çizelge 2.1).

Çizelge 2.1: Yük Faktörleri İçin Önceden Kabul Edilen Değerler (Erke, 1985)

	K (yük faktörü)	T (çalışma süresi) (saat)	N (güç) (MW)
Sistem İçin	0.64	5606	400
Fuel Oil İçin	0.742	6500	150
Gaz Türbini İçin	0.042	365	250

$$\text{Enerji : } E = E_f + E_g \quad (\text{Halbuki } E = \text{Pik güç} \times \text{çalışma süresi}) \quad (2.3)$$

$$E = NT = N_f \times T_f + N_g \times T_g \quad (\text{Birim güç için N'e bölünür}) \quad (2.4)$$

$$T = \frac{N_f}{N} \times T_f + \frac{N_g}{N} \times T_g \quad (8760' \text{ a bölünür, K elde edilir}) \quad (2.5)$$

$$\frac{T}{8760} = K = \frac{N_f}{N} \times K_f + \frac{N_g}{N} \times K_g \quad (N = N_f + N_g; N_g = N - N_f) \quad (2.6)$$

$$K = \frac{1}{N} (K_f \times N_f + K_g \times N - K_g \times N_f) = \frac{N_f}{N} (K_f - K_g) + K_g \quad (2.7)$$

$$\frac{N_f}{N} = \frac{K - K_g}{K_f - K_g} = \frac{0.64 - 0.042}{0.742 - 0.042} = \frac{0.598}{0.700} = 0.8543 \quad (\%85.43) \quad (2.8)$$

$$N_f = 0.8543 \times N = 0.8543 \times 400 = 341.72 = 342 \text{ MW} \quad (2.9)$$

Görüleceği gibi 400 MW'lık bir sistemi besleyecek bir fuel oil ve gaz türbinli grubun güç oranları rastgele seçilmeyip yük faktörlerine göre tespit edilmektedir. Buradaki oranda fuel oil santralının 400 MW'lık sistem pik gücünün % 85.43'ünü yani 342 MW'ı karşılaması gerekir. Geriye kalan % 14.57'si ya da 58 MW'ı gaz türbinine aittir.

Termik santralların iç tüketimleri (% 5 ve % 1.5) de dikkate alınırsa, kurulu güçler 360 MW ve 58.88 MW, toplam güç ise 418.88 MW olmaktadır.

Fuel oil santralındaki yıllık sabit giderler 25.49 Milyar TL, yakıt giderleri 49,04 Milyar TL'dir. Bu giderlere karşılık ise 2 223 Milyar kWh net enerji üretilmiştir. Birim maliyet 33.52 TL/kWh'tir. Yani sisteme 1 kWh güvenilir enerjiyi hidrolik

santraller dışından üretirsek beher kWh için 33.52 TL ödememeiz gerekecektir. Bu enerjiyi HES' de üretirsek 33.52 TL/kWh tasarruf yapılacaktır (fayda sağlanacaktır).

Ancak hidroelektrik santraller, zorunlu olarak dağ başlarında (Çoruh, Dicle vs.) kurulduklarından, yük merkezlerine kadar yüksek gerilimli, uzun ve pahalı hatların çekilmesi, ara istasyonların kurulması gerekeceğinden, bu faydalardan ek tesislerin yıllık giderlerini düşmek gerekir. Ayrıca hatlarda da enerji kayıpları vardır.

Fakat fuel oil santrallerinin da soğutma suyu için suyun bol olduğu büyük ırmak ya da deniz kenarlarında kurulmaları gerektiğinden, onlar için de ara tesisler kurulmaktadır.

Bu nedenle küçük ve orta boy tesislerde yalnız hatlar için yaklaşık olarak % 3 kayıp alınarak güvenilir enerji faydası :

$$f_1^1 = 0.97 \times 33.52 = 32.51 \text{ TL/kWh olacaktır.}$$

Ancak bundan evvel de söz edildiği gibi güvenilir enerji % 95 olasılıkla üretilmektedir ve bu % 100 olarak kabul edilmektedir.

Bu nedenle faydayı % 5 fazla almamak için birim enerjiyi 0.95 oranında azaltmamız gerekir.

$$f_1 = 0.95 \times 32.51 = 30.89 \text{ TL/kWh olacaktır.}$$

Sekonder enerji için yalnız yakıtı düşen hissedenden % 3 hat kayıpları tenzil edilecektir.

Yakıttan birim enerjiye düşen hisse şöyledir:

Fuel oil yakıt gideri 49.04 milyar TL' dir.

$$f_2^1 = \frac{49.04 \times 10^9 \text{ TL}}{2.223 \times 10^9 \text{ kWh}} = 22.06 \text{ TL/kWh}$$

burada % 95 olasılık bulunmadığından yalnız % 97 alınacaktır.

$$f_2 = 21.40 \text{ TL/kWh}$$

Pik Güç Faydası

Gaz türbinin sabit giderleri = 1.668 Milyar TL' dir.

Bu yıllık giderle sisteme 58 MW' lık güç sağlanır, fakat bu arada 19.84 GWh brüt enerji için de 0.837 Milyar TL masraf yapılmaktadır. Bu yakıt giderinin içinde motorin ile fuel oil maliyetinde

$42.19 \frac{TL}{kWh} - 21.00 \frac{TL}{kWh} = 21.19 \frac{TL}{kWh}$ fark vardır ve bu fark gaz türbinine eklenecektir.

$19.84 \times 10^6 kWh \times 21.19 \frac{TL}{kWh} = 420.4$ Milyon TL . Gaz türbini (58 000 kW) için masraflar:

- Sabit giderler	$1.668 \times 10^9 TL$	$Birim = 28759 \frac{TL}{kWh}$
- Yakıt farkından	$0.420 \times 10^9 TL$	$Birim = 7241 \frac{TL}{kWh}$
- Toplam	$2.088 \times 10^9 TL$	$Birim = 36000 \frac{TL}{kWh}$

Pik güç için kuracağımız gaz türbinin maliyeti bize $36\ 000 \frac{TL}{kWh}$ 'a mal olacaktır. Burada %3 hat kayıplarını düşersek :

Pik güç faydası :

$$f3 = 0.97 \times 36000 = 34920 \frac{TL}{kWh}$$

Yukarıdaki çarpımlarda bazı yuvarlatmalar yapıldığında, bilgisayarla çarpımda bu değer

$$f3 = 34925 \frac{TL}{kWh} \text{ 'dır.}$$

Çizelge 2.1' de fuel oil için % 10 uyumsuzluk cezası ilave edilmiştir. Bunun anlamı şudur : Bir termik santral belirli bir yük çekerken (örneğin 342 MW' lık santralin yükü 280 MW'tır) bu yükü kısa sürede veya aniden 300 – 342 MW' a çıkarmak için brülörlerin yakıtını artırmak gerekir. Bu yakıtın kazandaki suyu kaynatması, buhara çevirmesi, buharı 400 °C' ye kadar kızdırması için belirli bir zaman gerekir. Tersine yük atmada, böyle kızdırılmış buharı soğutmak için de bu buharı yan vanalardan dışarıya atmak gerekir, ki bu da bir zarardır. Halbuki hidroelektrik santraller güç

artışı ve düşüşlerine anında uyum sağlamaktadırlar. Bir buharlı lokomotif sert çıkışlı ve inişli yolda aniden buhar yetiştiremediğinden, demiryolları mümkün olduğu kadar düz veya sabit eğimli bir araziden geçirilirler. Bir otomobile ise yokuşta aniden gaz verilince gücü artar, yokuş inişinde gaz kesilir frene basılınca yol profiline uyum sağlanır.

Hidrolikler ve gaz türbinleri de günlük yük eğrisinin profiline iyi uyum sağladıkları için baz termiklere % 10 ceza düşünülmüştü. Bu neden % 10' dur da daha fazla veya az değildir? Bu yabancı firmalarca yapılan bir kabuldür.

1980 yılından itibaren yakıt fiyatlarında pek bir değişiklik olmadığı halde, paramızın değer kaybetmesi nedeniyle (enflasyon), enerji fiyatlarında sürekli artış olmuştur. Bu nedenle de fiyatlar değişmiştir.

Çizelge 2.2: Enerji Faydaları (Erke, 1985)

YIL	DÖVİZ (TL/DOLAR)	GÜVENİLİR (TL/kWh)	SEKONDER (TL/kWh)	PİK GÜÇ (TL/Kw)
1980	88	8.45	6.52	6070
1981	125	9.01	6.73	7289
1982	148	8.6	6.98	7770
1983	225	14.87	11.06	14700
1984	338	21.25	16.03	23824
1985	500	30.89	21.4	34925

1982 ve 1983 yıllarında spot borsalarında yakıt fiyatları düştüğünden enerji faydaları da azalmıştır.

Faydalar dışında hidroelektrik santralın kendine özgü enerji maliyeti vardır.

Çizelge 2.3'de güç ve enerjiler, 2.4'de maliyet ve yıllık giderler, 2.5'de yakıt giderleri verilmiş Çizelge 2.6'da ise enerji birim fiyatları hesaplanmıştır, (Erke, 1985).

Çizelge 2.3: Güç ve Enerjiler (Erke, 1985)

Cinsi	Ölçü Birimi	Fuel Oil	Gaz Türbini	Toplam (Sistem)
Net Güç	MW	342.00	58.00	400.00
İç İhtiyaç	%	5.00	1.50	-
Kurulu Güç	MW	360.00	58.88	418.88
Net Enerji	GWh	2223.02	19.54	2242.56
İç İhtiyaç	%	4.80	1.50	-
Toplam Enerji	GWh	2232.10	19.84	2254.94

Çizelge 2.4: Maliyetler ve Yıllık Giderler (Erke, 1985)

Cinsi	Ölçü Birimi	Fuel Oil	Gaz Türbini	Toplam (Sistem)
<u>Maliyetler</u>				
Takribi	\$/kW	660.00	315.00	-
Takribi	10 ⁶ \$	237.60	18.55	256.15
Takribi	10 ⁹ TL.	118.15	9.22	127.37
Tesis Maliyeti (+%15)	10 ⁹ TL.	135.87	10.61	146.48
Proje Maliyeti (+%15)	10 ⁹ TL.	156.25	12.20	168.45
Yatırım Maliyeti	10 ⁹ TL.	187.35	13.35	200.70
Uyumsuzluk Cezası	%	10.00	-	-
Yatırım	10 ⁹ TL.	206.80	13.35	219.43
<u>Yıllık Giderler</u>				
Faiz+Amortisman+Yenileme	%	10.72	11.30	-
Faiz+Amortisman+Yenileme	10 ⁶ TL.	22.09	1.50	23.59
İşletme+Bakım, Tesis Maliyetinin	%	2.50	1.50	-
İşletme+Bakım	10 ⁶ TL.	3.40	0.16	3.56
Toplam Gider	10 ⁶ TL.	25.49	1.66	27.15
Birim Güç (net)	TL/kW	74 532	28 620	67 875
Birim Enerji (net)	TL/kWh	11.46	84.95	30.27

Çizelge 2.5: Yakıt Giderleri (Erke, 1985)

Cinsi	Ölçü Birimi	Fuel Oil	Gaz Türbini	Toplam (Sistem)
Yakıt	kcal/kg	9600.00	10300.00	-
Santral verimi	%	38.00	25.00	-
1 kWh'in ısısı	kcal/kWh	860.00	860.00	-
1 kWh için ısı	kg/kWh	2263.00	3340.00	-
1 kWh için yakıt	kg/kWh	0.24	0.33	-
Yakıtın maliyeti				
FOB (dış pazar)	\$/ton	175.00	250.00	
CİF (Türkiye)	\$/ton	179.20	254.00	
CİF (Türkiye)	TL/ton	89 083	126 324	
Tutarı (CİF)	10 ⁶ \$	98.62	1.68	100.30
Tutarı (CİF)	10 ⁹ TL	49.04	0.84	49.88
Birim yakıt	TL/kWh	21.00	42.19	

Çizelge 2.6: Birim Maliyetler (Erke, 1985)

Cinsi	Ölçü Birimi	Fuel Oil	Gaz Türbini	Toplam (Sistem)
Sabit Giderler	10 ⁹ TL.	25.49	1.67	27.15
Yakıt Giderleri	10 ⁹ TL.	49.04	0.84	49.88
Toplam	10 ⁹ TL.	74.53	2.50	77.03
Birim Maliyetler				
Sabit Giderlerden	TL/kWh	11.46	85.33	12.11
Yakıttan	TL/kWh	22.06	42.83	34.35
Toplam	TL/kWh	33.52	127.66	46.46
Birim güç	TL/kW	74 532	28 775	67 875
Motorin farkı	TL/kWh	-	21.19	
Motorin farkı gid.	10 ⁶ TL.	-	420.44	
Yakıttan gider	TL/kW	-	7 429	

Faydalar :

Firm enerji : $0.95 \times 0.97 \times 33.52 = 30.89$ TL/kWh

Sekonder enerji : $0.97 \times 22.06 = 21.40$ TL/kWh

Pik güç : $0.97 \times (28755 + 7249) = 34\,925$ TL/kW

2.2 EİE Yöntemleri ile Enerji Birim Faydalarının Hesaplanması

2.2.1 Eski Yöntemler ve Karşılaştırmalar

Bilindiği üzere, enerji toplumsal refahın sağlanması için gerekli olan araçlardan ve üretim faaliyetlerinin ana girdilerinden biri olarak, ekonomik ve sosyal kalkınmanın vazgeçilmez temel taşlarından biridir. Bu nedenle artan nüfus ve gelişen ekonominin enerji gereksinimlerinin yeterli ve güvenilir şekilde ve düşük maliyetle sağlanması büyük önem kazanmaktadır.

Enerjinin önemli bir bölümünü oluşturan elektrik enerjisi talebi günün saatlerinde olduğu gibi haftalık aylık ve yıllık zaman periyotlarında değişiklik arz etmektedir.

Genel olarak güç talebi kış aylarında maksimum, ilkbahar aylarında ise en düşük seviyelerde olmaktadır.

Ulusal sisteme enerji üreten santraller ise, genel olarak hidroelektrik ve termik santraller olarak iki gruba ayrılmaktadır. Her iki santral grubu da genel olarak bakıldığında oldukça pahalı ve inşaat süreleri uzundur, ayrıca çevreye etkileri olmaktadır. Bu nedenle, enerji planları yapılırken ve politikalar oluşturulurken uzun dönem üretim ve tüketim yapısının belirlenmesi çok önemli olmaktadır.

Talebin karşılanmasında, ulusal sisteme enerji üreten tesislerin en uygun karışımın belirlenmesinde yakıt temininin güvenilirliği de göz önünde tutulması gereken diğer önemli hususlardan birisidir. Ulusal sistemimizde 1996 yılı itibari ile enerji üretiminin % 26' sı ithal yakıtlardan sağlandığı, 2010 yılında ise bu değerin % 45 olacağı öngörülmektedir. Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından hazırlanan “Wasp Modeli ile Türkiye Uzun Dönem Üretim – Tüketim İncelemesi (1996 – 2010)” raporundan alınan 2010 yılına kadar elektrik enerjisi talebinin karşılanmasına ilişkin referans çözüm verilmiştir. Bu çizelgede, 1996 yılında kurulu güç, güç talebi ve yedek güç değerleri sırasıyla 22549 MW, 15235 MW ve % 48 olmaktadır. Bu değerler, 2010 yılında sırasıyla, 60034 MW' a, 43590 MW' a ve % 38' e değişmekte ve ortalama olarak % 40' a yakın bir yedek kurulu gücün olduğu görülmektedir. Bu yedek kurulu güçlerin TEK' in yukarıda bahsedilen yayınından alınan ve Çizelge 3' de verilen “alınabilir güç” değerleri dikkate alındığında hidrolik şartlara göre kullanılabilme süreleri oldukça kısalmaktadır. Diğer ülkelere bakıldığında genel olarak yedek kurulu güç değeri % 10 ve % 30 arasında değişmektedir. Dolayısıyla % 30 değeri dikkate alındığında bile ortalama % 10' a yakın bir kurulu güç fazlalığı

olmaktadır. Bu durumda, 1996 yılı itibariyle kurulu güç fazlalığı yaklaşık 2200 MW ve parasal değeri 1 Milyar Dolar, 2010 yılı itibariyle bu değerler ve yedek oranı % 6, 2010 yılında ise % 7 civarında olmaktadır. Bu değer 2004 yılında % 2' ye kadar düşmektedir. Çizelge 2.7' den alınan bu değerlerden ulusal sistemde gereğinden fazla kurulu güç yedeği olduğunu görmek mümkündür.

Bilindiği gibi termik santrallarda, yakıtın sağlanmasında herhangi bir problem olmadığı, kalorifik değeri, türbin verimi bakım süreleri gibi özelliklerinin belirlenmesinde önemli bir hata yapılmadığı takdirde, mevsim şartlarından bağımsız programlandığı şekilde öngörülen güç ve enerji üretiminin büyük ölçüde sağlanması mümkündür.

Uzun dönem planlama çalışmalarında termik santralin bu özelliği kolaylık sağlamaktadır. Çoğunlukla talebin değişimlerine kolayca uyum sağlayamamaları nedeniyle termik santrallar baz yükte enerji talebinin karşılanmasında kullanılmaktadır.

HES' in üretimi daha çok hidrolojik şartlara bağlı olmaktadır. Üretim maliyetlerinin düşük, enerji talebine uyum sağlayabilme avantajlarına karşılık üretimlerinin hidrolojik şartlara bağımlı ve yatırım maliyetlerinin yüksek olması gibi mahsurları bu tesislerin proje ve uzun vadeli planlama çalışmalarında zorluklar yaratmaktadır. Bu tesislerin yer ve boyutlarının tespitinde ulusal sistemin kısa vadeli (aylık, yıllık, günlük vs.) talepleri ile uzun vadeli taleplerinin de dikkate alınması gerekmektedir. HES' ler, karakteristikleri dikkate alındığında pik talebi karşılamada, diğer bir ifade ile güç üretiminde kullanılan tesislerdir.

Çizelge 2.7: Proje ve Güvenilir Enerji Kapasitelerine Göre Referans Çözüm (Kuşkonmaz, 1996)

YILLAR	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TERMİK KURULU GÜÇ (MW)	10416	11595	12275	14005	15745	16725	18095	19105	20465	21635	23765	26145	28655	31785	34105	36985
HİDROLİK KURULU GÜÇ (MW)	10282	10954	11483	11483	11483	12522	13621	15401	16488	18082	18602	19052	19504	19698	21592	23049
TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	20698	22549	23758	25588	27228	29247	31906	34506	36953	39717	42367	45197	48159	51483	55697	60034
TALEP (MW)	14065	15235	16505	17880	19375	20990	22610	24360	26240	28260	30445	32710	35145	37760	40570	43580
YEDEK (MW)	6631	7314	7253	7688	7853	8257	9296	10146	10713	11457	11942	12487	13014	13723	15127	16444
YEDEK (%)	47	48	44	43	41	39	41	42	41	41	39	38	37	36	37	38
TERMİK ÜRETİM (GWh)	63348	71023	75443	87208	97998	104368	113208	119838	128678	136283	150758	166098	182413	202758	217838	236558
HİDROLİK ÜRETİM (GWh)	37530	39108	40854	40854	40854	44508	48173	53006	56971	61909	63778	65531	66537	66782	73214	77355
TOPLAM ÜRETİM (GWh)	100878	110131	116297	128062	138852	148876	161381	172844	185649	198162	214536	231629	248630	269540	291052	313913
LEN. TAŞK. / TOPL. ÜR. (%)	36	36	34	37	35	37	37	36	36	35	33	32	32	31	30	30
D. GAZ ÜR. / TOPL. ÜR. (%)	17	20	22	24	26	26	27	28	28	29	27	27	26	26	26	25
İTH. KGM. ÜR. / TOPL. ÜR. (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	8	10	11	12
KOK. ÜR. / TOPL. ÜR. (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	5	5	4
F. OİL + MOT. ÜR. / TOPL. ÜR. (%)	9	9	8	7	7	6	6	5	5	5	4	4	4	3	3	3
TOPL. İTH. / TERM. ÜR. (%)	42	44	47	46	50	47	47	48	48	49	53	55	56	59	60	60
TOPL. İTH. / TOPL. ÜR. (%)	26	28	31	31	35	33	33	33	33	34	37	39	41	44	45	45
HİDRO. ÜR. / TOPL. ÜR. (%)	37	36	35	32	29	30	30	31	31	31	30	28	27	25	25	25
TOPLAM ARZ (GWh)	100878	110131	116297	128062	138852	148876	161381	172844	185649	198162	214536	231629	248630	269540	291052	313913
TALEP (GWh)	87205	94605	102500	111050	120310	130390	140850	151720	163430	176040	189630	203675	218835	235130	252635	271450
YEDEK (PROJE ÜR.İ) (GWh)	13673	15526	13797	17012	18542	18616	20531	21124	22219	22152	24906	27954	30115	34410	38417	42463
YEDEK (PROJE ÜR.İ) (%)	16	16	13	15	15	14	15	14	14	13	13	14	14	15	15	16
HİDROLİK GUV. ÜRETİM (GWh)	28958	29798	30767	30767	30767	33453	35518	38190	40694	43623	44852	45606	46215	46355	50331	52619
TOPL. ARZ (GUV. ÜR.İ) (GWh)	92306	100821	106210	117975	128765	137821	148726	159028	169372	179906	195610	211704	228528	249113	268189	289177
YEDEK (GUV. ÜR.İ) (GWh)	5101	6216	3710	6325	8435	7471	7876	6300	5342	3666	5900	8029	9793	13983	15534	17727
YEDEK (GUV. ÜR.İ) (%)	6	7	4	6	7	6	6	4	4	2	3	4	4	6	6	7

* TÜNCÜLÜK A TERMİK SANTRALİ (129 MW , 840 GWh) 1996 YILI BAŞINDA DEVRE DİŞİ OLACAKTIR.

Yukarıda bahsedilen hususlar ile karakteristikleri ve projelendirme zorlukları dikkate alınacak olursa, kurulu güç fazlalığının daha çok HES'lerin proje çalışmalarındaki eksiklerden kaynaklandığı sonucuna varmak mümkün olmaktadır. Yapılmış olunan incelemede ulusal sistemdeki aşırı kurulu güç fazlalığının büyük oranda HES'lerin proje çalışmalarında, havza planlama çalışmalarından proje içinde yer alan yapıların boyutlarının tespit edilmesine, tesisin ekonomik değerlendirmelerine kadar geniş bir sahada kullanılan Birim Enerji Faydalarının hesaplanmasındaki ve bu faydaların uygulanışındaki bazı eksiklerden kaynaklandığı sonucuna varılmıştır.

Bu eksiklerin giderilmesi amacıyla yapılan araştırmada bazı tartışılabilir yanların olmasına rağmen, ülkemiz yapısına daha uygun yeni bir hesap yöntemi üzerinde

alışmalar yoğunlaştırılmış ve uygulamalarda daha uygun sonuçlar elde edilmiştir. Eski ve yeni yöntem hakkındaki bilgiler ilişkide verilmiştir.

Genel olarak, ulusal sisteme enerji üreten HES' lerin faydalarının hesap edilmesinde çeşitli yollar olmasına rağmen, alternatif termik santral maliyetlerinin HES' in faydaları olarak alınan hesap şekli en kolay ve bilinen yoldur. Aşağıda açıklamaları verilen yeni ve eski yöntemle göre birim enerji faydaları hesabı termik santral maliyetlerini HES' in faydası olduğu kabulüne göre yapılmıştır.

Eski Yöntemin Özet Açıklaması

Detaylı açıklamaları Çizelge 2.8' de verilen hesaplarda HES' e alternatif olacak santrallar grubu olarak ithal kömür yakıtlı ve doğalgaz yakıtlı santrallar seçilmiştir (önceki yıllarda daha değişik santral tipleri de dikkate alınmıştır.). Bu santralların ulusal sistemin yıllık yük süreklilik eğrisine benzer bir üretim yapacağı kabulü ile ithal kömür yakıtlı santralin % 68.5, doğalgaz yakıtlı santralin % 4.2 santral faktörü ile çalışacağına göre hesaplar yapılmıştır. Bu tesislerin santral faktörleri Şekil 2.1' de gösterilmiştir.

Bu yöntemde Enerji Birim Faydaları özet olarak aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır:

Sekonder enerji birim faydası, ithal kömür yakıtlı santralin 1 kWh enerji üretebilmesi için gerekli olan yakıt ve işletme ve bakım maliyeti hesap edilerek bulunmaktadır. Bu değer Çizelge 2.8' de 2.37 c/kWh' dir.

Güvenilir enerji birim faydası, ithal kömür yakıtlı santralin yıllık birim yatırım maliyetinin yıllık enerjiye bölünerek yatırımdan elde edilen birim maliyetin, 1 kWh enerji üretebilmek için gerekli olan yakıt, işletme ve bakım maliyeti ile toplanması sonucunda bulunmaktadır. Çizelge 2.8' de güvenilir enerji birim faydası 4.4 cent/kWh' dir.

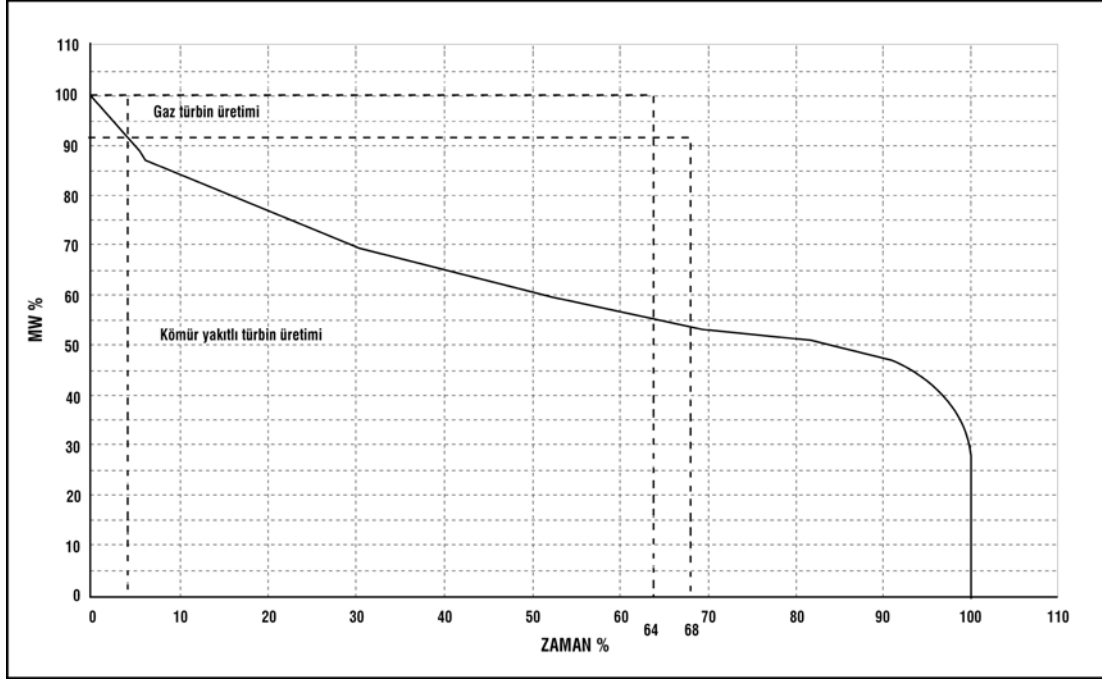
Pik güç birim faydası ise doğalgaz yakıtlı santralin yıllık birim maliyetine, doğalgaz ile kömür yakıtlı tesisin yıllık birim enerji üretimi maliyet farklarının ilave edilmesi ile bulunmaktadır. Bu değer Çizelge 2.8' de 41.49 \$/kW' dir.

Bu birim faydaların Devlet Su İşleri 1996 ajandasından alınan 1996 yılı değerleri sırasıyla 2.9 cent/kWh, 6 c/kWh ve 70 \$/kW' dir. Faydaların bulunuşunda, genel olarak HES'in biriktirme yeteneği yok ise sadece güvenilir ve sekonder enerji faydaları dikkate alınmakta, biriktirme yeteneği var ise enerji faydalarına pik güç

faıdası da ilave edilmektedir. Ancak, proje çalışmalarının çoğunda pik güç faıdası hesaba katıldığında optimum değere ulaşılamadığından pik güç faıdası optimizasyon hesaplarında kullanılmamaktadır. Bu durum ilerideki örneklerde gösterilmektedir.

Çizelge 2.8: Enerji Faydaları (1987) (Kuşkonmaz, 1996)

No	Cinsi	Kind	İşaret Symbol	Formülü Formula	Birim Unit	Taş Kömürü Hard Coal	Gaz Türbini Gas Turbine	Toplam Total
1	Santral Faktörü	Plant Factor	k	-	%	68.50	4.20	64.00
2	çalışma süresi	Working Time	T	$k \cdot 8760$	h/y	6000.60	367.92	5606.60
3	Santral Piki	Peak of the Power Plant	dNp	$100 \cdot (0.64 - 0.042) / (0.685 - 0.042)$	%	93.00	7.00	100.00
4	İ Tüketim - Gü Yüzdesi	Self Consumption (Peak)	kp	-	%	5.00	1.50	
5	İ Tüketim - Enerji Yüzdesi	Self Consumption (Energy)	ke	-	%	5.00	1.50	
6	Kurulu Gü	Installed Capacity	Ni	$dNp / (1 - 0.01 \cdot kp)$	%	97.89	7.10	
7	Yıllık enerji (Net)	Annual Energy (Net)	En	$1 \cdot T$	kWh/y	6000.60	367.92	
8	Yıllık Enerji (Brüt)	Annual Energy (Gross)	Eb	$En / (1 - 0.01 \cdot ke)$	kWh/y	6316.40	373.52	
9	Yakıtın Isısı (Brüt)	Heat of the Fuel	C1	-	kcal/kg	6500.00	10300.00	
10	Rutubet Miktarı	Humidity	Hu	-	%	8.00	-	
11	Net Isı	Net Heat	C2	$(1 - 0.01 \cdot Hu) \cdot C1$	kcal/kg	6000.00	10300.00	
12	Santral Verimi	Efficiency of the Power Plant	ef	-	%	34.00	25.00	
13	1 kW İçin Gerekli Isı	Heat for 1 kW	C3	$860/ef$	kcal/kWh	2530.00	3440.00	
14	1 kW İçin Gerekli Yakıt	Fuel for 1 kW	C4	$C3/C2$	kg/kWh	0.42	0.33	
15	Yıllık Yakıt (1 kW'in enerjisi İçin)	Annual Fuel Consumption (for 1 kW)	Fy	$Eb \cdot C4$	kg/kW	2665.50	124.70	
16	Yakıtın Maliyeti (FOB)	Price of Fuel (FOB)	Cf	-	\$/ton	50.00	50.00	
17	Nakliye	Transportation	Ct	-	\$/ton	5.00	5.00	
18	Maliyet (CIF)	Cost of Fuel (CIF)	Cc	$Cf + Ct$	\$/ton	55.00	155.00	
19	Enerji Birim Maliyeti	Energy Unit Cost	Ck	$0.01 \cdot Cc \cdot C4$	cent/kWh	2.32	5.18	
20	Enerji Birim Maliyeti (net)	Energy Unit Cost (net)	C'k	$Ck / (1 - ke)$	cent/kWh	2.44	5.26	
21	Enerji Nakil Hat Yüzdesi Kayıpları (yüzdesi)	Transmission Lines Losses	kh	-	%	3.00	3.00	
22	Sekonder Enerji Maliyeti (cent)	Cost of Seconder Energy	C'se	$(1 - 0.01 \cdot kh) \cdot Ck$	cent/kWh	2.37	-	
23	Sekonder Enerji Maliyeti (TL)	Cost of Seconder Energy (TL)	Cse	$8.4375 \cdot C'se$	TL/kWh	20.00	44.36	
24	1 kW İin Yakıt Farkı	Difference of Fuel Cost for 1 kWh	dcf	$Ckgas - Ckcoal$	cent/kWh	-	2.86	
*25	1 kW Üretimde Maliyet Farkı	Difference From 1 kW	DkW	$Eb(gas) \cdot dcf \cdot 0.01$	\$/kW	-	10.67	
26	Santral Keşif Maliyeti	Preliminary Cost of Power Plant	Mo	-	\$/kW	650.00	200.00	
27	Tesis Maliyeti	Construction Cost	M1	$(1.15 \text{ and } 1.1) \cdot Mo$	\$/kW	747.50	220.00	
28	Proje Maliyeti	Project Cost	M2	$1.15 \cdot M1$	\$/kW	859.60	253.00	
29	Santralin İnşaat Süresi	Construction Period	n	-	yı(year)	4.00	1.00	
30	Faiz Oranı	Interest Rate	i	-	%	9.50	9.50	
31	İNşaat Süresi Faiz Oranı	Interest Rate During Construction	F	$((1 + 0.01 \cdot i)^n - 1)$	%	19.90	4.64	
32	Yatırım Maliyeti	Investment Cost	M3	$(1 + 0.01 \cdot F) \cdot M2$	\$/kW	1030.70	264.70	
33	Yıllık Gider (faiz+amortisman+yenileme)	Annual Cost (interest+amortisation+renewal)	YFO	% of investment cost	%	10.46	11.30	
34	Yıllık İşletme + Bakım Giderleri	Operation + Maintenance	OPM	% of construction cost	%	2.50	1.00	
35	Faiz+Amortisman+Yenileme Miktarı	Amount of Interest+Amortisation+Renewal	FA	$0.01 \cdot YFD \cdot M3$	\$/kW	107.85	29.90	
36	İşletme+Bakım Miktarı	Amount of Operation+Maintenance	ISB	$0.01 \cdot OPM \cdot M1$	\$/kW	18.69	2.20	
*37	Yıllık Sabit Gider Toplamı	Annual Fix Cost	FC	$FA + ISB$	\$/kW	216.54	32.10	
38	Enerji Maliyetinin Sabit Gider Kısmı	Fix Part in Unit Energy Cost	Me	$100 \cdot FC / En$	cent/kWh	2.11	8.72	
39	Güvenilir Enerji Maliyeti (cent)	Cost of Firm Energy	CFE	$C'k + Me$	cent/kWh	4.55	13.98	
40	Güvenilir Enerji Faydası (cent)	Benefit of Firm Energy (cent)	B1	$0.97 \cdot CFE$	cent/kWh	4.40	-	4.40
41	Güvenilir Enerji Faydası (TL)	Benefit of Firm Energy (TL)	B2	$8.4375 \cdot B1$	TL/kWh	37.00	-	37.00
	Gaz Türbinin Birim Güç Maliyeti	Power Unit Cost of the Gas Turbine						
42	Yıllık Sabit Giderler (*37)	Annual Fix Cost	Fc	$FA + ISB$	\$/kW	-	32.1	
43	Enerji Farkı (*25)	Difference From Energy	dcf	-	\$/kW	-	10.67	
44	Toplam Gider (Pik)	Total Expençe (Peak)	TP	$Fc + dcf$	\$/kW	-	42.77	
45	Pik Güç Faydası (\$)	Benefit of Surplus Power (\$)	TP'	$0.97 \cdot TP$	\$/kW	-	41.49	41.5
46	Pik Güç Faydası (TL)	Benefit of Surplus Power (TL)	PG	$843.75 \cdot TP'$	TL/kW	-	35000	35000



Şekil 2.1: Gaz ve Kömürlü Santrallerin Kapasite Faktörleri (Eski Yöntem) (Kuşkonmaz, 1996)

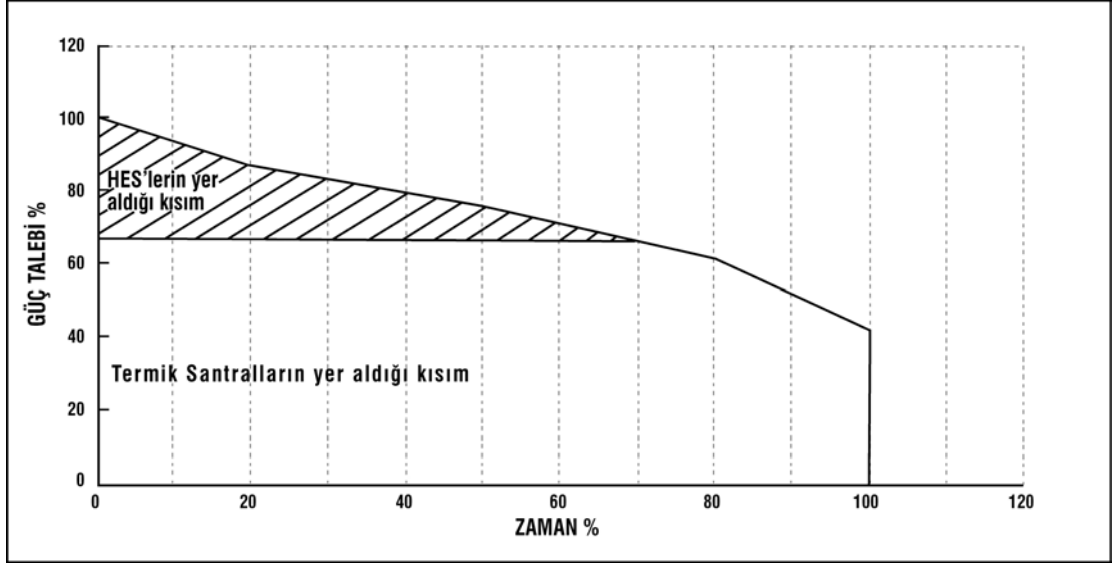
Faydaların elde edilişinde, hesap edilen enerji değerlerinin enerji birim faydaları ile çarpılması sonucunda enerji faydaları,

$$Güç = KuruluGüç - katsayı(1.44) \times GüvenilirGüç \quad (2.10)$$

formülü ile elde edilen güç değerinin birim pik güç faydası ile çarpılması sonucunda ise pik güç faydası bulunmaktadır.

Eski Yöntemin Eksik Tarafları

Su biriktirme kapasitesine sahip olan HES' ler genel olarak pik enerji talebine cevap veren tesislerdir. Genellikle ülkemizde HES' ler kurak dönemlerde % 25 - % 30 yük faktörleri ile çalışmaktadırlar. Bu nedenle, enerji birim faydaları hesabında ulusal sistemin tüm yük süreklilik eğrisi yerine aşağıda verilen yük faktörlerine uygun bir üretim şeklinin dikkate alınması gerekmektedir, (Şekil 2.2). Yük – süreklilik eğrisinin tamamının dikkate alınması HES' in üretim paterni yönünden uygun gözükmemektedir.



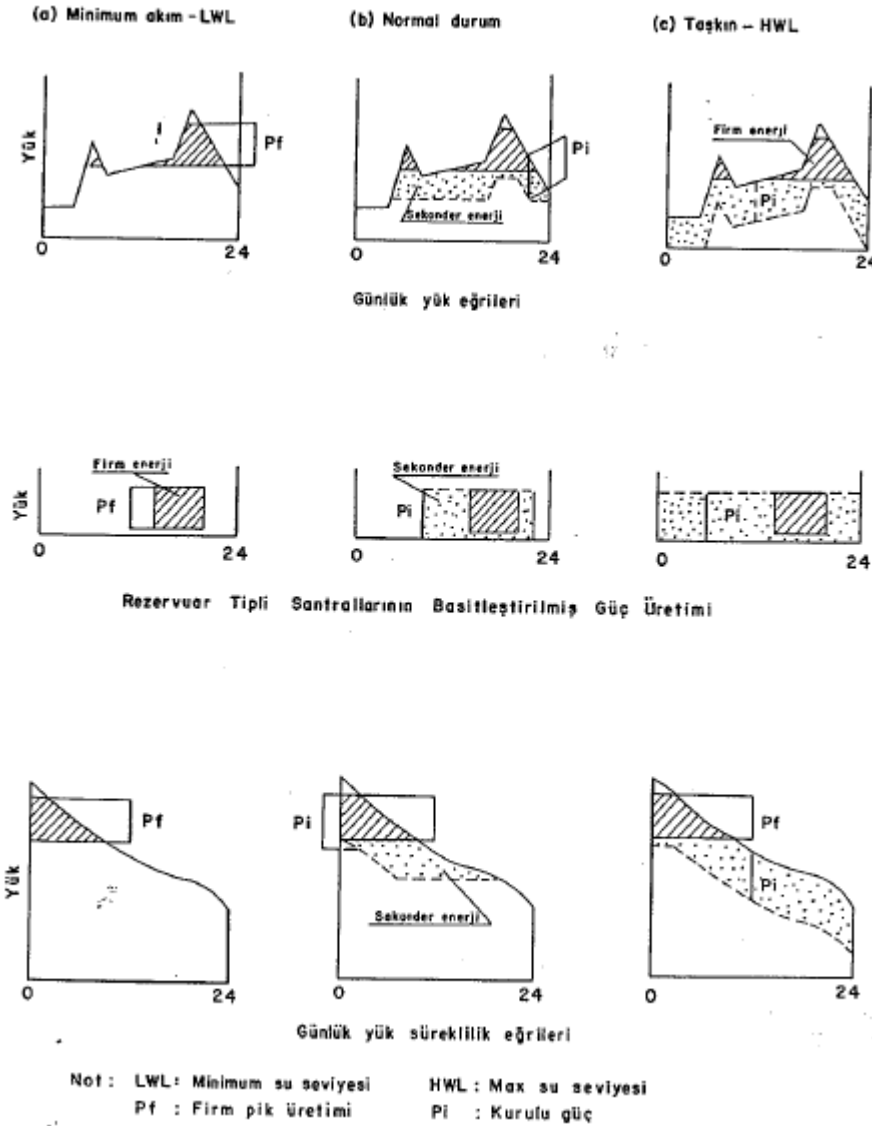
Şekil 2.2: Ulusal Sistemin Yük Eğrisi (Kuşkonmaz, 1996)

Pik güç yerine kurulu güce fayda verilmektedir. (Pik güç HES' in en olumsuz şartlarda bile güvenilir olarak her gün belirli bir süre ulusal sisteme verebileceği güçtür). Kurulu güce fayda verilmesi halinde güvenilir olmayan, çok az bir sürede kullanılabilecek güce gereğinden fazla fayda verilmektedir. Diğer bir ifade ile ulusal sistemin güç talebinin maksimum olduğu dönemde HES' in üretebileceği güce değil ilkbahar aylarında talebin az olduğu fakat HES' in üretiminin maksimum olduğu dönemdeki güce fayda verilmektedir. Bu uygulama aşırı kurulu güç seçimine yol açmaktadır.

Güvenilir enerji faydası, kömür yakıtlı termik santralin % 68 yük faktörü ile (6000 saat) çalışacağına göre hesap edilmektedir. Kömür yakıtlı termik santralin yatırım maliyetinin yıllık değerinin 6000 saate bölünmesi sonucunda elde edilen değere yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin ilave edilmesi ile bulunan güvenilir birim enerji faydası, HES' in 8760 saatlik üretimi olan güvenilir enerjiye uygulanarak normalden fazla fayda elde edilmektedir.

Rezervuar işletme çalışmalarında HES' in günde 24 saat çalışacağına göre güç ve enerjileri bulunmaktadır. Halbuki HES günlük üretimlerinde su gelirlerine bağlı olarak pik veya baz yükte çalışabilmektedir. Genel olarak günlük üretimleri 4 saatten 24 saate kadar değişebilmektedir. Rezervuar işletme çalışmalarında günlük üretim şekillerinin de dikkate alınması gerekir. Şekil 2.3' de üretim politikası şematik olarak gösterilmektedir. Özellikle uzun tüneli olan HES' lerde her iki şekilde yapılan

rezervuar işletme çalışmalarının sonuçları arasındaki üretim farklılığı önemli boyutlara ulaşabilmektedir.



Şekil 2.3: Rezervuar Tipi Santrallerin Güç Üretimi (Kuşkonmaz, 1996)

Enerji Birim Faydaları (Yeni Yöntem)

Bilindiği üzere ulusal sistemimizin enerji talebini karşılamada çeşitli tip santraller kullanılmaktadır. Bu santraller genel olarak hidroelektrik (HES) ve termik santraller olarak ikiye ayrılmaktadır. Su biriktirme yeteneğine sahip olan HES'lerin çok kısa sürede değişen güç ve enerji talebine kolayca uyum sağlayabilmeleri, ayrıca yakıt masrafı olmaması ve düşük işletme ve bakım masrafları olması bu tesislerin avantajlı taraflarını, inşaat sürelerinin uzunluğu ve yatırım maliyetinin yüksek olması ise mahsurlu taraflarını oluşturmaktadır.

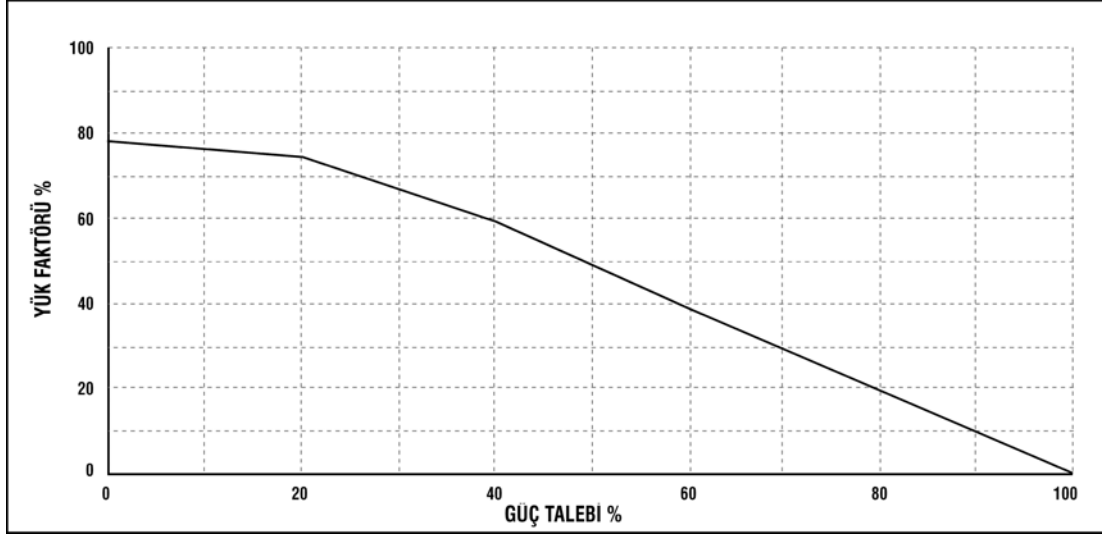
Termik santrallerin ise inşaat süreleri kısa ve yatırım maliyetleri küçük olmasına karşılık, kısa işletme süreleri ve yüksek işletme ve bakım maliyeti gibi mahsurları vardır.

Yukarıda bahsedilen özelliklerine göre su biriktirme yeteneğine sahip olmayan HES' ler ile kömür yakıtlı termik santraller ve nükleer santraller baz, yük talebindeki değişimlere uyum sağlayabilen biriktirmeli HES' ler ile, doğalgaz, motorin gibi yakıt maliyeti yüksek diğer santraller pik güç ihtiyacı karşılamak maksadıyla kullanılmaktadır.

Ulusal sistemin güç talebinin dağılımı Şekil 2.2' de bir örneği verilen yük – süreklilik eğrileri ile gösterilmektedir. Bu eğriler yıllık, sezonluk, aylık olarak da düzenlenebilmektedirler. (Genel olarak Enerji Birim Faydalarının hesabında yıllık olarak düzenlenmiş eğriler kullanılmaktadır).

Ülkemizde su biriktirme yeteneğine sahip HES' ler genel olarak % 25 - % 35 yük faktörü ile üretim yapmaktadırlar. Bu da yük eğrisinin güç talebi ekseninde % 70' in üzerinde yer alması anlamına gelmektedir. (Şekil 2.2 ve 2.4)

Enerji birim faydaları hesabında, HES' e alternatif olabilecek termik santrallerin maliyetleri HES' in faydalarını meydana getirmektedir. HES' in ve alternatif termik santralin üretim şekli Şekil 2.2' de taralı olarak gösterilen alana benzer şekilde olacaktır.



Şekil 2.4: Ulusal Sistemin Yük-Süreklilik Eğrisine Ait Yük Faktörü Eğrisi (Kuşkonmaz, 1996)

Ancak HES' in üretim özellikleri, termik santralların teknik ve ekonomik özellikleri ve yakıt teminindeki güvenilirlik gibi hususlar dikkate alındığında herhangi bir termik santralin alternatif olarak düşünülmesi uygun olmamaktadır. Yapılan çalışmalar neticesinde doğalgaz ve ithal kömür yakıtlı termik santralların yukarıda aranan özelliklere en yakın alternatif santrallar grubu olduğu anlaşılmıştır. Doğalgaz yakıtlı santralin yakıt maliyeti yüksek, buna karşılık yatırım maliyeti düşük ve talebe kolayca uyum sağlayabilme özelliği, ithal kömür yakıtlı santralin ise yakıt ve yatırım maliyeti diğer termik santrallara göre daha düşük olma özelliği vardır.

Aşağıda Çizelge 2.9 ve Çizelge 2.10' da verilen hesap şeklinde, güç üretiminin doğalgaz yakıtlı kombine çevrimli santral ile ithal kömür yakıtlı santralin eşit şekilde, enerji üretiminin % 30'u doğalgaz yakıtlı santral % 70' i ise ithal kömür yakıtlı santral tarafından sağlanacağı kabul edilmiştir.

Çizelge 2.9: Hesaplarda Kullanılan Değerler (Kuşkonmaz, 1996)

	<u>Yük Bölüşümü</u>	<u>Enerji Bölüşümü</u>
Kömür Yakıtlı Termik Santral	50%	70%
Doğalgaz Yakıtlı Kombine Çevrimli Termik Santral	50%	30%
	<u>Kömür Y.T.S.</u>	<u>D.gaz Y.T.S.</u>
Yatırım Maliyetleri	1400 \$/kW	660 \$/kW
İşletme ve Bakım Maliyeti (Yatırım Maliyeti*0.03)	42 \$/kW	198 \$/kW
<u>KAYIPLAR (%)</u>		
Kayıp Cinsi	<u>Termik Santral</u>	<u>Hidrolik Santral</u>
	kW kWh	kW kWh
İletim Hattı Kaybı	3 2.5	2.1 1.4
İç İhtiyaç Değeri	7 7	0.3 0.3
Ekipman Arızası	4	0.3
Düzenli Bakım	12	2
$kw = ((1-0.21) * (1-0.003) * (1-0.02)) / ((1-0.03) * (1-0.07) * (1-0.04) * (1-0.12)) = 1.252$ $kWh = (1-0.014) * (1-0.003) / (1-0.025) * (1-0.07) = 1.084$		

Çizelge 2.10: Enerji Birim Faydaları Hesabı (Kuşkonmaz, 1996)

	<u>Birim</u>	<u>Kömür Yakıtlı T.S.</u>	<u>D.Gaz Yakıtlı T.S.</u>
Kurulu Güç	MW	300	300
Tesis Faktörü	%	70	70
Birim Yatırım Maliyeti	\$/kW	1400	660
Hizmet Süresi	Yıl	25	15
İnşaat Süresi	Yıl	4	3
Capital Recovery Faktörü	-	0.10096	0.12774
Kömürün Isı Değeri	Kcal/kWh	6600	-
Fuel Oil Isı Değeri	Kcal/kWh	9700	-
Doğalgaz Isı Değeri	Kcal/kWh	-	2200
Kömür Isı Tüketimi	Kcal/kg	2250	-
Fuel Oil Isı Tüketimi	Kcal/kg	2200	-
Doğalgaz Isı Tüketimi	Kcal/m ³	-	8500
Birim Üretim İçin Kömür Tüketimi	Kg/kWh	0.329	-
Birim Üretim İçin Fuel Oil Tüketimi	Kg/kWh	0.011	-
Birim Kömür Maliyeti	\$/kg	0.055	-
Birim Doğalgaz Maliyeti	\$/m ³	-	0.14
Birim Fuel Oil Maliyeti	\$/kg	0.13	-
<u>Yıllık Maliyetler</u>		<u>Sabit</u> <u>Değişken</u>	<u>Sabit</u> <u>Değişken</u>
Faiz Amortisman ve Yenileme Maliyeti	\$/kW	149.34	84.3
İşletme ve Bakım Gideri (Yatırım Maliyetinin %3'ü)	\$/kW(\$/kWh)	37.8	17.6
Yakıt Maliyeti	\$/kWh	-	-
Toplam	\$/kW(\$/kWh)	187.14	102.12
<u>Birim Maliyetler (Yük Merkezinde)</u>			
1)Güvenilir PİK Güç Faydası		180.45 \$/kWh	
2)Güvenilir Enerji Faydası		0.027 \$/kWh	
3)Sekonder Enerji Faydası		0.0219 \$/kWh	
<u>Açıklamalar</u>			
Birim Üretim İçin Kömür Tüketimi		: 0.95 * Kömür Isı Tüketimi / Kömür Isı Değeri	
Birim Üretim İçin Fuel Oil Tüketimi		: 0.05 * Fuel Oil Isı Tüketimi / Fuel Oil Isı Değeri	
Faiz Amortisman ve Yenileme Maliyeti		: Capital Recovery Factorü * Birim Yatırım Maliyeti	
İşletme ve Bakım Gideri (Sabit)		: Yatırım Maliyeti * 0.03 * 0.9	
İşletme ve Bakım Gideri (Değişken)		: Yatırım Maliyeti * 0.03 * 0.1 / (Tesis Faktörü * 8760)	
Yakıt Maliyeti (Kömür)		: Birim Üretim İçin Kömür Tüketimi * Birim Kömür Maliyeti	
Yakıt Maliyeti (Doğalgaz)		: Birim Üretim İçin Fuel Oil Tüketimi * Birim Fuel Oil Maliyeti	
Yakıt Maliyeti (Doğalgaz)		: Birim D. gaz Maliyeti * D.gaz Isı Değeri / D. gaz Isı Tüketimi	

Bu durumda;

Pik güç birim faydası: her iki termik santralin yıllık birim yatırım maliyetlerine sabit işletme ve bakım giderlerinin ilave edilerek kayıp farkı katsayısı ile çarpımları sonucunda elde edilecek değerlerin yarılarının toplamına eşit olmaktadır. Bu değer örnek hesapta 180.45 \$/kW' dır.

Sekonder enerji birim faydası: ithal kömür yakıtlı santralin birim yakıt maliyetine işletme ve bakım maliyetinin değişken olan kısmının ilave edilmesi ile elde edilen toplamın kayıp farkı ile çarpılması sonucunda bulunmaktadır. Bu değer örnek hesapta 2.19 cent/kWh'dir.

Güvenilir enerji birim faydası: her iki tesisin birim yatırım maliyetinin, değişken işletme ve bakım maliyetleri ile toplamaları bulunmakta, daha sonra elde edilen bu değerlerin kayıp katsayıları ve yukarıda bahsedilen enerji üretim oranları % 30 ve % 70 ile çarpımları sonucunda elde edilen her iki değer toplanması sonucunda bulunmaktadır. Bu değer örnek hesapta 2.7 cent/kWh' dir.

Bu hesap yönteminde, eski yöntemde olduğu gibi termik santrallerin yatırım maliyetleri enerji maliyetlerine dahil edilmemiştir.

Yukarıda verilen enerji birim faydalarının, HES tarafından üretilecek enerji değerleri ile çarpımları sonucunda enerji faydaları bulunmaktadır. Pik güç faydası ise, rezervuar işletme çalışmasında HES' in günlük üretimleri dikkate alınarak elde edilecek, en olumsuz şartlarda bile ulusal sisteme belirli bir süre verilebilecek güçle veya daha yüzeysel çalışmalarda,

$$Güç = \frac{GüvenilirEnerji}{\%30(YF) \times 8760} \quad (2.11)$$

formülünden elde edilecek güçle çarpılması sonucunda bulunmaktadır. Böylece, talep dikkate alınarak ulusal sistemin en çok ihtiyaç duyduğu dönemde HES' in yapabileceği üretime fayda verilmektedir, (Kuşkonmaz, 1996).

2.2.2 Mevcut Yöntem

Hali hazırda ülkemizde enerji talebinin karşılanmasında hidroelektrik ve termik santraller kullanılmaktadır. Su biriktirme özelliklerine sahip (rezervuarlı) hidroelektrik santrallerin çok kısa sürede değişen güç ve enerji talebine kolayca

uyum sağlayabilmesi, yerli ve yenilenebilir kaynak olması buna paralel olarak da çevresel problem yaratmaması, ayrıca yakıt masrafı olmaması ve düşük işletme ve bakım masrafları olması bu tesislerin avantajlı taraflarını, inşaat sürelerinin uzunluğu ise mahsurlu taraflarını oluşturmaktadır.

Termik santrallerin ise inşaat süreleri kısa ve yatırım maliyetlerinin düşük olmasına karşılık, ekonomik ömürlerinin dolayısıyla işletme sürelerinin kısa olması, çevresel problemler yaratması, yerli linyit kaynaklarımız dışındaki fosil kaynakların arz güvenliğinde sıkıntılar yaratması, yüksek yakıt, işletme ve bakım maliyeti gibi mahsurları vardır.

Su biriktirme özelliği taşımayan, bir başka ifade ile nehir tipi hidroelektrik santraller ile kömür yakıtlı termik santraller ve nükleer santraller baz yükteki talebe cevap verirken, enerji talebindeki değişimleri karşılayabilecek ve yakıt maliyeti olmayan rezervuarlı hidroelektrik santraller ile, yakıt maliyeti yüksek doğalgaz çevrim santralleri ve fuel-oil yakıtlı termik santraller pik güç ihtiyacı karşılamak maksadıyla kullanılmaktadırlar. Bütün bunlara rağmen pik talebin karşılanmasında devreye alma ve devreden çıkarma açısından en avantajlı santral tipi biriktirmeli hidroelektrik santrallerdir.

Hidroelektrik santrallerin enerji birim faydalarının hesabında, hidroelektrik santrale alternatif olabilecek termik santrallerin sabit ve değişken yıllık maliyetleri dikkate alınır. Alternatif olarak seçilmiş olan termik santrallerin bahse konu maliyetleri, hidroelektrik santrallerin faydalarını meydana getirmektedir.

Ancak bütün bu kabullere rağmen, hidroelektrik santrallerin enerji üretimlerinde sera gazı emisyonu yaratmaması, yüzde yüz yerli kaynak olmasının yanı sıra ilave katma değer oluşturması gibi özellikleri, termik santrallerin yaratmış olduğu çevresel olumsuzluklar ve yakıt temininde dışa bağımlılıktan kaynaklanan güvenilirlik problemi gibi hususlar dikkate alındığında, alternatif olarak seçilen termik santral, hidroelektrik santralin sağladığı avantajları tam olarak karşılayamamaktadır. Yapılan çalışmalar neticesinde; doğal gaz ve ithal kömür yakıtlı termik santrallerin yukarıda aranan özelliklere en yakın alternatif santraller grubu olduğu düşünülmektedir.

Firm Enerji Birim Faydası

Alternatif termik santral kombinasyonundaki (kömür + doğalgaz) her bir santrale ait değişken giderleri ile yakıt giderleri toplamının enerji katsayısı, enerji bölüşüm oranı

ile çarpılması sonucu elde edilen değerler toplamının, sera gazı emisyonu yaratmaması (temiz enerji) avantajından dolayı bir katsayı ile çarpılması sonucu elde edilen değerdir.

Sekonder Enerji Birim Faydası

İthal kömür santralının değişken giderlerinin (yakıt + işletme bakım), enerji bölüşüm oranı ve sera gazı emisyonu yaratmaması (temiz enerji) avantajından dolayı bir katsayı ile çarpılması sonucu elde edilen değerdir.

Güvenilir Güç Birim Faydası

Alternatif termik santral kombinasyonundaki (kömür + doğalgaz) her bir santrale ait sabit giderler toplamının güç kaybı katsayısı ve yük bölüşüm oranı ile çarpılması sonucu elde edilen değerler toplamının yük değişimine daha uyumlu olması, yerli kaynak olması ve dolayısı ile arz güvenliğinde sıkıntı oluşturmaması gibi avantajlarından dolayı bir katsayı ile çarpılması sonucu elde edilen değerdir.

Hesap Kriterleri

Hydroelektrik Enerji Tesislerinin Ekonomik Değerlendirilmesinde Kullanılan Değerler

Alternatif olarak seçilen santralların:

Ekonomik ömürleri:

İthal kömür yakıtlı termik santral (n)	: 25 yıl
Doğalgaz yakıtlı çevrim santrali (n)	: 15 yıl

Yük bölüşümü:

İthal kömür yakıtlı termik santral	: %50
Doğalgaz yakıtlı çevrim santrali	: %50

Enerji bölüşümü:

İthal kömür yakıtlı termik santral	: %70
Doğalgaz yakıtlı çevrim santrali	: %30

Sosyal iskonto oranı (i) : %6 ile %9,5 arasında değerler kullanılmıştır.

Yatırım maliyeti:

İthal kömür yakıtlı termik santral : 1200 \$/kW

Doğalgaz yakıtlı çevrim santrali : 750 \$/kW

$$\text{Sermaye geri ödeme faktörü} = \frac{i}{(1+i)^n - 1} + i \quad (2.12)$$

Enerji Faydaları Hesap Özeti

Yukarıda kabul edilen değerlere bağlı olarak bu çalışmada; güç ve enerji kayıplarının hesaplanmasında aşağıda verilen kayıp değerleri dikkate alınmıştır. Güç ve enerji kaybı oranları %6 ile %9,5 arasında iskonto oranlarının uygulanması sonucunda sekiz alternatifli enerji faydası değerleri elde edilmiştir.

Kayıplar

Çalışmada Çizelge 2.11a ve Çizelge 2.11b' de verilen kayıplar dikkate alınmıştır.

Çizelge 2.11a: Kayıplar (Büyükmihçi ve diğ., 2007)

Kayıp cinsi (%)	Kömür		Hidrolik	
	kW	kWh	kW	kWh
Zorunlu devre dışı	19.00		2.00	
Bakım	8.20		4.00	
İç tüketim	5.60	10.50		1.45
İletim	1.10	2.70		2.70

Çizelge 2.11b: Kayıplar (Büyükmihçi ve diğ., 2007)

Kayıp cinsi (%)	Kömür - Hidrolik	
	kW	kWh
Zorunlu devre dışı	17.00	
Bakım	4.20	
İç tüketim	5.60	9.05
İletim	0.00	0.00

Güç kaybı = $1/(1 - (\text{hidrolik santralda güç kayıpları} - \text{termik santralda güç kayıpları}))$

Enerji kaybı = $1/(1-(\text{hidrolik santralda enerji kayıpları} - \text{termik santralda enerji kayıpları}))$

Hesap yolu ile kayıpların bulunması;

$$\text{Güç kaybı} = 1/((1-0.17)*(1-0.042)*(1-0.056))=1.332 \text{ kW}$$

$$\text{Enerji kaybı} = 1/(1-0.095) = 1.100 \text{ kWh}$$

Hesaplanan güç ve enerji kayıpları Çizelge 2.12 Enerji Birim Faydaları Hesabı'nda yerine konularak alternatif enerji birim faydaları elde edilmiştir, (Büyükmihçi ve diğ., 2007).

Çizelge 2.12: Enerji Birim Faydaları Hesabı (Büyükmihçi ve diğ., 2007)

	BİRİM	KÖMÜR YAKITLI TERMİK SANTRAL	D.GAZ YAKITLI TERMİK SANTRAL
Kurulu güç	MW	300	300
Yük Bölüşümü	%	%50	%50
Enerji Bölüşümü	%	%70	%30
Tesis Faktörü	%	70	70
Birim Yatırım Maliyeti	\$/kW	1200	750
Hizmet Süresi	Yıl	25	15
İnşaat Süresi	Yıl	4	3
Güç Kaybı		1,332	1,332
Enerji Kaybı		1,100	1,100
İskonto Oranı	%	%9,5	%9,5
Capital Recovery Factor		0,10596	0,12774
Kömürün Isı Değeri	kcal/kWh	6500	-
Fuel-Oil Isı Değeri	kcal/kWh	10000	-
Doğalgaz Isı Değeri	kcal/kWh	-	2200
Kömür Isı Tüketimi	kcal/kg	2250	-
Fuel-Oil Isı Tüketimi	kcal/kg	2200	-
Doğalgaz Isı Tüketimi	kcal/m ³	-	8500
Birim Üretim İçin Kömür Tüketimi (%95)	kg/kWh	0,35	-
Birim Üretim İçin Fuel-Oil Tüketimi (%5)	kg/kWh	0,011	-
Birim Üretim İçin Doğalgaz Tüketimi	m ³ / kWh	-	0,196
Birim Kömür Maliyeti	\$/kg	0,06	-
Birim Fuel-Oil Maliyeti	\$/kg	0,44	-
Birim Doğalgaz Maliyeti	\$/ m ³	-	0,265
Yıllık Maliyet			
Faiz, Amortisman ve Yenileme Maliyeti	\$/kW	127,15	95,8
İşletme Bakım Gideri (sabit)	\$/kW	32,4	20,25
İşletme Bakım Gideri (değişken)	\$/kWh	0,00059	0,0004
Yakıt Maliyeti	\$/kW	0,02584	0,0519
Toplam (sabit)	\$/kW	159,55	116,06
Toplam (değişken)	\$/kWh	0,02643	0,05231

%9,5 Faiz Oranı İle Örnek Enerji Birim Faydası Hesabı

Firm Enerji Faydası = $(0,02643 \times 1,100 \times 0,7 + 0,0523 \times 1,100 \times 0,3) \times 1,2 = 4,5$
cent/kWh

Sekonder Enerji Faydası = $(0,02643 \times 1,100) \times 1,2 = 3,5$ cent/kWh

$$\text{Pik Güç Faydası} = (159,55 \times 1,332 \times 0,50 + 116,06 \times 1,332 \times 0,50) \times 1,3 = 238,67 \text{ \$/kW}$$

2.3 Birim Enerji Faydalarının Hesabı Hakkında M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi

Debi süreklilik eğrileri ile çalışarak veya rezervuar işletmesi yaparak bir hidro-elektrik santralda üretilebilecek firm ve sekonder enerjiler bulunur. Ayrıca söz konusu tesisin güvenilir gücünün hesaplanması gerekir. Bu tesisin faydalarının (gelirlerinin) hesaplanmasında dikkate alınması gereken yıllık enerji ve kapasite değerleri şunlardır.

$$\text{Firm enerji faydası} = (\text{yıllık firm enerji üretimi, kWh}) \times (\text{firm enerji birim faydası, \$/kWh}) \quad (2.13)$$

$$\text{Sekonder enerji faydası} = (\text{yıllık sekonder enerji üretimi, kWh}) \times (\text{sekonder enerji birim faydası, \$/kWh}) \quad (2.14)$$

$$\text{Güvenilir güç faydası} = (\text{güvenilir güç, kW}) \times (\text{güvenilir güç birim faydası, \$/kW}) \quad (2.15)$$

Öncelikle birim faydaların neler olduğu ve bunların hangi üretim ve güç değerlerine uygulanacağını anlaşılması gerekir. Bunun için projeli ve projersiz haller ortaya konmalı, yani söz konusu hidroelektrik tesis yapılmazsa enerji ve güç ihtiyacının nasıl karşılanabileceğine ait bir alternatif geliştirmek gerekir. Bununla ilgili önemli bir varsayım hidroelektrik tesis yerine en ucuz ("least cost") olacağını düşündüğümüz bir termik santral yapılabileceğidir. Termik santral kömür yakan bir tesis olabileceği gibi, hidroelektriğin devreye girme esnekliğine sahip bir doğal gaz santrali veya bunların bileşimi olabilir.

Firm enerji birim faydası, ülke yük talep paternine veya bu paternin yapılacak tesisle karşılanması düşünülen kısmına uyumlu en ucuz alternatif termik santral kombinasyonunun öngörülen tesis faktörleriyle çalıştırılması ile işletme, bakım, yakıt gibi değişken giderleri sonucu, bir kWh enerjinin üretim maliyeti olarak kabul edilir. Dikkat edilirse bu, taahhüt edilen enerjinin doğrudan üretim maliyeti olup tesis yatırım giderlerini içermemektedir. Tesis yatırım giderleri ve yıllık sabit giderler aşağıda anlatıldığı gibi sadece güvenilir güç faydası hesabında dikkate alınmalıdır.

Sekonder enerji, taahhüt edilen bir enerji değildir ve mevsimsel veya yıllık olarak üretimi çok veya az olabilir. Bu enerji eğer su bolsa üretilir ve maliyeti herhangi bir yakıt harcanmadığı için sıfıra yakındır. Sekonder enerji üretilirken yakıt harcayarak elektrik üreten tesisler durdurularak yakıt tasarrufu yapılabilir. Dolayısıyla sekonder enerjinin bu şekilde kullanıma alınması sonucu bu enerji için uygulanacak birim değer termik santralda yakıt ve değişken giderlerin karşılığı olması gerekir.

Güvenilir güç birim faydası, karşılanması öngörülen yük dağılımında talep edilen güçleri güvenlik içinde sağlamak için yapılması öngörülen alternatif termik santral kombinasyonunun yatırım ve yıllık sabit işletme giderlerinden hesaplanmalıdır. Doğaldır ki, güvenilir güç faydasının hesaplanabilmesi için güvenilir güç birim faydasının çarpılacağı güvenilir gücün öncelikle belirlenmesi gerekir.

Ülkemizde hidroelektrik santral yıllık faydalarının hesaplanmasında her kuruluş farklı bir yaklaşımda bulunmakta ve farklı birim faydalar kullanmaktadır. Ayrıca normalde güvenilir güç olarak adlandırılması gereken güç değeri, pik güç olarak adlandırılmakta ve buna ait fayda, pik güç faydası kabul edilmektedir. Aşağıda, güvenilir gücün nasıl hesaplanabileceği anlatılmadan önce bazı kuruluşların uygulamaları gözden geçirilmiştir. Burada dikkat çekmek istediğimiz husus birim faydaların az ya da çok alınması veya öngörülen alternatif termik santral kombinasyonunun doğru seçilip seçilmediğinden ziyade yaklaşımın doğru olup olmadığıdır.

2.3.1 Doğan Pekçağlıyan'ın DSİ Yöntemi Yorumu

DSİ yönteminde alternatif termik santral kombinasyonu, ithal kömür+doğalgaz kombine çevrim santralından oluşmaktadır. Firm enerji faydası, ithal kömürlü termik santralin yıllık yatırım maliyeti ve bir yılda tesis faktörüne göre üreteceği enerji için harcanacak sabit ve değişken işletme giderleri ile yakıt giderlerinden bir kWh enerji üretimine düşen maliyet olarak kabul edilmektedir. Buradan anlaşılabilirceği gibi, güç yaratmak için gerekli yatırım gideri firm enerji faydası içinde dikkate alınmış durumdadır.

Sekonder enerji faydası ise, ithal kömürlü santralda kWh başına düşen değişken işletme-bakım ve yakıt giderlerinin toplamı olarak alınmaktadır.

Pik güç birim faydası için, pik santral olarak kabul edilen doğalgaz kombine çevrim santralında yıllık yatırım gideri ve azaltılmış yakıt gideri (doğalgaz fiyatı – kömür

fiyatı) toplamından ortalama güç başına düşen maliyet bulunmakta ve arkasından bunun da yaklaşık yarısı kabul edilmektedir. Burada yakıt fiyatının azaltılması ve keza bulunan nihai değerin tekrar azaltılmasındaki kabulleri anlamak mümkün olmamıştır. Bu yaklaşım, 2001 yılında uygulanacak pik güç birim faydası için benimsenmiştir. Bir önceki yılın yaklaşımı, pik güç faydasının belirlenmesi için tümüyle farklı olmakla beraber, bazı açık olmayan kabullerle yaklaşık aynı değeri belirlenmiştir.

Pik güç birim faydasının uygulanacağı güç ise

$$Pik\ güç = Kurulu\ güç - \frac{Yıllık\ ortalama\ firm\ güç}{Ülke\ pik\ gün\ yük\ faktörü} \quad (2.16)$$

formülünden hesaplanmaktadır.

Faydaların bu şekilde hesap edilmesinin bazı olumsuz yanları bulunmakta ve yanılgılara sebep olabilmektedir. Özellikle doğalgaz kombine çevrim santralında üretilen enerjinin birim maliyetinin firm enerji için dikkate alınmaması bir eksikliktir. Ayrıca, ekstrem bir durum olarak, ülke pik gün yük faktörünün yaklaşık bire eşit olduğunu yani tüm güç ihtiyacının baz yükten kaynaklandığını varsayalım. Bu durumda hesaplanmış pik gücün bir kullanım yeri olmayacağından buna bir fayda atfetmek doğru olmayacaktır. Keza pik güç hesap şekli yukarıdaki gibi kullanıldığı takdirde firm enerjisi ve firm gücü çok az bile olsa bir hidroelektrik tesisin kurulu gücü ne kadar büyükse o kadar kârlı olacağı sonucu rahatlıkla çıkarılabilir.

Ayrıca, nehir santralı veya biriktirmeli hidroelektrik santral ayrımı yapılmadan, yani öngörülen pik gücün her zaman üretilip üretilmeyeceğinin bir süre kısıtlaması konmadan belirlenmeye çalışılması doğru değildir.

2.3.2 Doğan Pekçağlıyan'ın EİE Yöntemi Yorumu

Bu kuruluşla uzun yıllar işbirliği yapmış olan Japan International Cooperation Agency (JICA) uzmanlarının önermiş olduğu yöntemde ise hidroelektrik santral yine bir kömür yakan termik santral ve doğalgaz kombine çevrim santralı kombinasyonu ile karşılaştırılmaktadır. Ülke yük paterninin belli bir kısmının hangi kombinasyon ile karşılanabileceğiyle ilgili kabuller yapılmakta ve firm enerjinin karşılanma maliyeti bu kombinasyona ait yakıt ve işletme-bakım giderlerinden hesaplanmaktadır. Yatırım giderleri bu faydaya dahil edilmemektedir.

Sekonder enerji faydası ise, DSİ yönteminde olduğu gibi, kömürlü termik santralda değişken işletme - bakım ve yakıt giderlerinden yapılacak tasarrufun karşılığı olarak belirlenmektedir.

Pik güç faydasına esas güç ise şu formülden hesaplanmaktadır.

$$Pik\ güç\ (kW) = \frac{Yıllık\ firm\ enerji\ (kWh)}{0.33 \times 8760\ (saat)} \quad (2.17)$$

Burada hesaplanmış olan pik güç, aslında yaklaşık olarak hesaplanmış güvenilir güçten başka bir şey değildir. EİE yönteminde hesaplanan bu pik güce termik santral kombinasyonunda bir kW güç yaratmak için gerekli yatırımın yıllık bedeli uygulanmaktadır. Bu yöntemin eksikliği ise yine nehir santrali ve barajlı hidroelektrik santral ayrımı yapmaması ve keza hidroelektrik santralda hesaplanmış pik gücün her zaman üretilip üretilmeyeceğini araştırmamasıdır.

2.3.3 Karşılaştırma

DSİ yönteminde, firm enerji birim faydası içinde tesis yatırım giderleri (her ne kadar doğalgaz kombine çevrim santrali yoksa da) bulunduğu için artık pik güç faydasının dikkate alınması doğru değildir. Doğalgaz kombine çevrim santrali da bu maliyete dahil edilerek bulunacak firm ve sekonder enerji birim maliyetlerinin sadece nakit akışında veya ticari rantabilite hesaplarında kullanılması uygun olur.

EİE yöntemi, ülke ekonomisi açısından karşılaştırmalarda çok daha gerçekçi bir temele oturmaktadır. EİE yönteminin tek eksiği, aslında güvenilir güç olarak adlandırılması gereken pik güce ait hesabın çok basit bir formüle indirgenmiş olmasıdır. Aşağıda bununla ilgili düşünceler belirtilmiş ve güvenilir gücün nasıl belirlenmesi gerektiği anlatılmıştır.

Güvenilir Gücün Belirlenmesi

Bir hidroelektrik santralda gerektiği zaman, gerektiği sürelerle üretilbilecek gücün, güvenilir güç olarak adlandırılması gerekir. İnşası planlanan hidroelektrik santralin kurulu gücünden ayrı olarak bunun ne kadarına güvenilebileceğinin hesabı güvenilir gücün belirlenmesini oluşturur. Buna atfedilecek fayda ise, bu gücü yaratabilmek için yapılması gereken termik santral kombinasyonu yatırımının yıllık maliyeti olması gerekir.

Depolaması olmayan bir nehir santralının güvenilir gücü, bu durumda ortalama firm güce eşit olur. Buna uygulanacak faydanın ise baz termik santralin yıllık yatırım gideri olması gerekir.

Biriktirmeli hidroelektrik santrallarda ise durum biraz daha farklıdır. Güvenilir gücün bulunmasında uygulanabilecek yöntemlerden bir tanesi, rezervuar seviyesinin çok düşük olduğu bir dönemde belli bir süre ile üretilebilecek gücün belirlenmesine dayanan "kritik ay" ("critical month") yöntemidir.

Bir hidroelektrik santral minimum su kotunda kurulu gücüne denk veya ona yakın bir güç üretebilse bile eğer bu güç belli bir enerjiyle desteklenmiyorsa (yeterli bir süre bu güç sağlanamıyorsa) üretilecek gücün fazla bir kıymeti yoktur. Bu nedenle, önceden pik saatlere ait süre belirlenmeli ve hangi gücün bu süreyle üretilebileceği hesaplanmalıdır. Gerekli düşü mevcut olsa bile bu süreyi sağlayacak firm suyun dikkate alınması doğru olur.

Rezervuarda su seviyesinin en düşük olduğu sürenin dikkate alınması aşırı emniyetli bir kabul olacağı için, su seviyesinin %90 veya %95 olasılıkla aşacağı seviyeleri dikkate almak daha uygun olacaktır.

Güvenilir gücün sağlanmasına yönelik süre için 8 saatlik bir sürenin uygun olacağını düşünülmektedir. Bunun gerekçeleri şunlardır:

Enerji ve güç ihtiyacının termik ve hidrolik santrallerle karşılandığı sistemlerde hidroelektrik santrallara biçilen görev, ara ve pik güç ihtiyaçlarının karşılanmasıdır.

Ülke yük talep dağılımı incelendiğinde, baz yükün üstünde kalan ara ve pik yük ihtiyaçlarının yük faktörü yaklaşık %30-%35 civarındadır ve blok olarak karşılanması durumunda yaklaşık 8 saate karşı gelmektedir.

Öngörülen 8 saatlik süre elbette ki kesin ön şart değildir. Ülke elektrik enerji ve güç ihtiyacına ait projeksiyonlar ve bu ihtiyacın nasıl karşılanacağına ait yatırım planlamalarına göre bu süre değişebilir; yani daha kısa veya daha uzun olabilir. Ayrıca tesisin kurulacağı bölgenin ihtiyaçlarına cevap verecek şekilde süre değişik alınabilir. Ancak hali hazırdaki şartlarda bu sürenin 7-8 saat olarak belirlenmesi uygun görülmektedir.

2.3.4 Önerilen Yöntem

Yukarıdaki bilgiler ışığında Doğan Pekçağlıyan'ın önerdiği bir hidroelektrik santralin firm enerjisinin, sekonder enerjisinin ve güvenilir gücünün nasıl belirlenebileceği anlatılmıştır. Bu üretim değerlerine hangi birim faydaların uygulanabileceğine ait görüşler aşağıda sunulmuştur.

Projede yatırımın yıllara dağılımı %15, %15, %20, %25 ve %25 olarak alınmış, ayrıca işletme bakım giderlerinin her yıl tesis bedelinin %1'i olacağı kabul edilmiştir. Keza aynı bazda kalabilmek için işletme döneminin muhtelif yıllarında yapılacak yenileme giderleri ihmal edilmiştir. Iskonto oranı %9.5 alınarak, 50 yıllık ekonomik ömür için yapılan çalışma ile bulunan rantabiliteler ve ekonomik iç kârlılık oranları aşağıdaki gibidir.

DSİ ve EİE yöntemlerinde yapılan kabuller oldukça eski şartlara göre belirlenmiştir. Özellikle son 10 yılda ülkemizde hem güç yaratılması hem de enerji üretimi açısından doğalgaz kullanımı önemli miktarda artmıştır. 15 yıl kadar önce doğalgaz santrallarının tesis faktörlerine ait kabullerde azami %20 oranı kullanılırken, bugün doğalgaz santrallarının fiili tesis faktörleri %75'lere ulaşmış bulunmaktadır. Ayrıca bugünlerde doğalgaz santralları hem güç hem de enerji ihtiyacının neredeyse %30'unu karşılayacak hale gelmiştir. Bunda, enerji ve güç açıklarını en hızlı şekilde karşılama isteğinin yanı sıra, doğalgaz santrallarının yatırım maliyetlerinin düşük olması da etkili olmuştur.

Doğalgaz santrallarının düşük yatırım giderleri, yüksek tesis faktörleri nedeniyle baz santral olarak kullanılabilmeleri ve devreye alınıp çıkarılmalarındaki kolaylık nedeniyle pik güçleri karşılama esnekliği gibi hususlar göz önüne alınarak, hidroelektrik santralların karşılaştırılabileceği en ucuz alternatif yatırımlardan biri olma özelliğini kazanmıştır.

Dolayısıyla, hidroelektrik santralların ülke ekonomisi açısından faydaları hesaplanırken doğalgaz santrallarına ağırlıklı bir rol vermek gerekecektir.

Alternatif termik santral kombinasyonuna ait birim maliyet hesapları yapılırken bir çok kabul yapma zorunluluğu doğmuştur. Doğal olarak bu kabuller için elden geldiğince en son veriler kullanılmaya çalışılmıştır. Ancak bu verilerde bilgimiz dahilinde olmayan bir değişme ve bir eksiklik veya fazlalık olması durumunda yapılan kabullerin düzeltilerek, hesaplamaların yeniden yapılması gerekecektir.

Önerilen yöntemde yapılan bazı önemli kabuller ve gerekçeleri şunlardır:

1. Hidroelektrik santrale ait firm enerji, yıllık toplam enerji ve güvenilir güç belirlenecektir.
2. Firm enerji ile sekonder enerji arasında bir ayrım yapılmayacaktır. Bunun iki gerekçesi vardır. Birincisi, firm enerji ve bunun üretilebilmesine olanak sağlayan güvenilir güce gerekli fayda zaten atfedilmektedir. Bazı hesap yöntemlerinde sekonder enerji faydası olarak sadece en ucuz yakıtla çalışan kömürlü santralin değişken işletme ve bakım giderleri ile yakıt giderleri sekonder enerji faydası kabul edilmektedir. Dolayısıyla sekonder enerjinin, bir baz santral enerjisi olabileceği önyargısıyla hareket edilmektedir. İkinci gerekçe, bunun nehir santralleri hariç doğru olmadığıdır. Yük talebinin saatlik dağılımını dikkate alan rezervuar işletme programıyla yapılan çalışmalarda, sekonder enerjinin de günlük yük talep değişimlerine uygun olarak üretilebildiği anlaşılmıştır. Durum böyle olunca, sekonder enerji üretimi yapıldığında, bu sekonder enerji ile de ülke yük talep dağılımına uyumlu bir paternde enerji üretimi yapılabileceği ortaya çıkmaktadır.
3. Dolayısıyla, sadece kömürlü santralda değil, aynı zamanda doğalgaz santralında da gerekli değişken işletme bakım ve yakıt giderleri tasarrufu sağlamak mümkündür. Zaten, EİE yönteminde belirtilen firm ve sekonder enerji birim faydalarının birbirine çok yakın oluşu bu görüşümüzü desteklemektedir.
4. Yukarıda anlatılanlar, depolaması olan hidroelektrik santraller için geçerlidir. Benzeri durum, baz olarak çalışan nehir santralleri için de mevcuttur. Bunlar firm enerjileri gibi sekonder enerjilerini de baz olarak üretirler. Mevsimsel olarak su bol olduğunda gün içinde sürekli olarak aynı enerjiyi üretirler. Nehir santrallerinin alternatifinin ithal kömürlü termik santralından ibaret olduğu anlatılmıştı. Dolayısıyla, bu santralda firm enerji ile sekonder enerji üretmenin maliyetleri aynıdır.
5. Güvenilir güce atfedilecek fayda, alternatif termik santral kombinasyonunda eşdeğer birim güvenilir gücü yaratmak için gerekli yatırımdan bir yıla düşen hisse ile yıllık sabit işletme ve bakım giderlerinden hesaplanacaktır.
6. Yıllık toplam ortalama enerjiye atfedilecek fayda, alternatif termik santral kombinasyonunda birim enerjiyi üretmek için harcanacak değişken işletme ve bakım giderleri ile yakıt giderlerinden hesaplanacaktır.

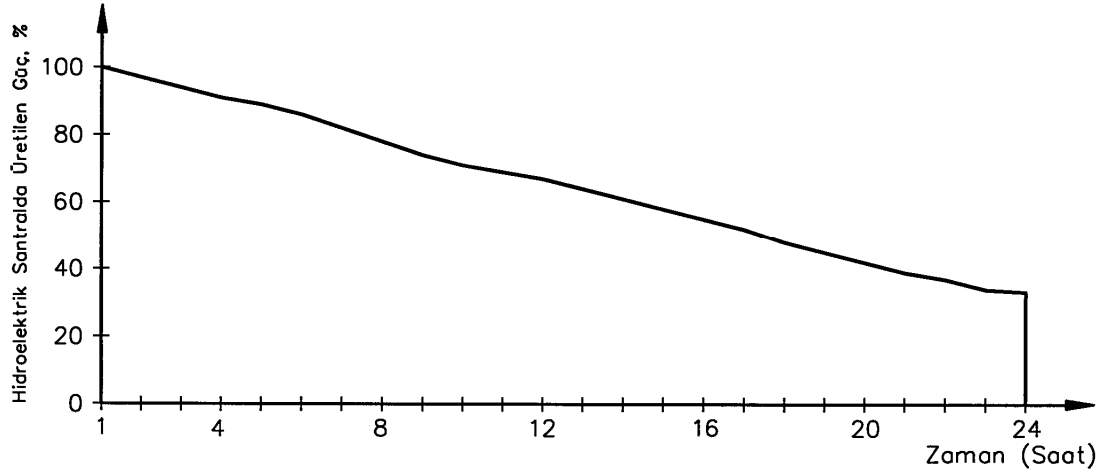
7. Gün içinde saatlik üretim düzenlemesi yapma imkanı olmayan nehir santralleri için kullanılacak alternatif termik santral, baz olarak çalışması en uygun ve birim enerji maliyeti en düşük, muhtemelen ithal kömürlü tek bir termik santral olacaktır.

8. Gün içinde saatlik üretim düzenlemesi yapma imkanı olan biriktirmeli hidrolik santrallerin alternatifi, enerji ve güç ihtiyacını ülke yük dağılımını da dikkate alarak en ucuza sağlayacak olan ithal kömürlü termik santral ile doğalgaz kombine çevrim santrali kombinasyonu olacaktır.

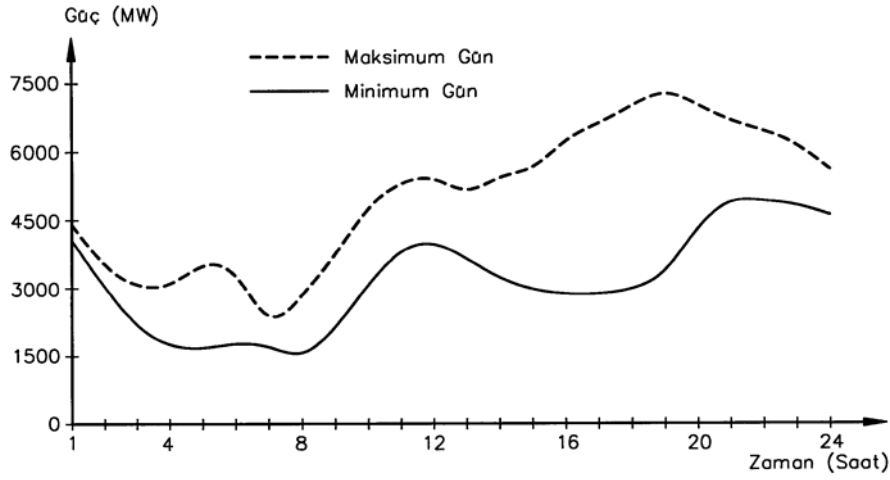
9. Baz santral olarak birim enerji üretim maliyeti en ucuza gelen ithal kömürlü termik santral seçilmiştir. Doğalgaz santrallerinin ilk yatırım maliyetinin düşük olması nedeniyle, eğer doğalgaz birim fiyatı da düşükse, doğalgaz kombine çevrim santrali daha düşük birim enerji maliyeti vermektedir. Ancak son yıllardaki petrol fiyatlarındaki artışlara paralel olarak doğalgaz fiyatlarında da önemli artışlar olmuş ve bu santrallerdeki birim enerji üretim maliyetleri yükselmiştir. Dolayısıyla baz santral olarak ithal kömürlü termik santral seçilmesine karar verilmiştir.

10. Depolaması olan hidroelektrik santrallerin faydaları hesaplanırken, bu santrallerin ne şekilde kullanılacağına önceden karar vermek gerekir. Hidroelektrik santrallerin günümüzdeki kullanım şeklinin gelecekte devam edeceği varsayılmıştır.

Muhtelif günlere ait yük dağılımları incelendiğinde hidroelektriğin dışında kalan santrallerin gün içinde baz olarak üretim yaptığı ancak günden güne bu baz üretimi azaltıp çoğaltabildikleri ortaya çıkmaktadır. Sonuç olarak ülkemizin bir yıla ait saatlik yük eğrisinden baz olarak tespit edilen yükün - ki bu maksimum yükün yaklaşık %50'sidir- üstündeki yükleri pik kabul edip hidroelektrik santrallerle sağlanmasını beklemek doğru değildir. Hidroelektrik santrallerin katkısı, 1999 yılına ait düzenlenmiş yük eğrisinde yaklaşık olarak görülebilir. Hidroelektrik santrallerin yüke katkısının gün içindeki dağılımı ise yaklaşık olarak Şekil 2.5'da gösterilmiştir. Hidroelektrik santrallerin hem minimum günde hem de maksimum günde bir miktar baz üretim yaptıkları Şekil 2.6'ten anlaşılmaktadır. Bu baz üretimin tamamını nehir santrallerine atfetmek mümkün değildir. Çünkü nehir santrallerinin üretimi, tüm hidroelektriğin içinde sadece %3'lük bir paya sahiptir. Toplam hidroelektrik enerji üretiminin yarısının baz karakteri taşıdığı Şekil 2.6'ten çıkarılabilir.



Şekil 2.5: Hidroelektrik Santrallerin Yaklaşık Olarak Aldıkları Günlük Yük Dağılımı (Pekçağlıyan, 2001)



Şekil 2.6: Hidroelektrik Santrallerin 1999 Yılı Maksimum ve Minimum Günde Üretimleri (Pekçağlıyan, 2001)

Gelecekte de biriktirmeli hidroelektrik santrallerin işlevinin bugünkü gibi olacağı kabulüyle bunun alternatifi olan ithal kömürlü termik santral + doğalgaz kombine çevrim santrali kombinasyonuna ait güç ve enerji payları şöyle alınmıştır, (Çizelge 2.13).

Çizelge 2.13: Güç ve enerji Payları (Pekçağlıyan, 2001)

	<u>Güç</u>	<u>Enerji</u>
İthal kömürlü termik santral	%33	%50
Doğalgaz kombine çevrim santrali	%67	%50

Nehir Santralleri İçin Birim Fayda Hesabı

Nehir santrallerinin baz santral olduğu gerçeğinden hareketle bunların alternatifinin, baz çalışabilecek ithal kömürle çalışan bir termik santral olacağı kabul edilmiştir.

İthal kömürlü termik santrallerle ilgili kabuller şöyledir:

Kayıplar yönünden hidrolik - ithal kömür termik santrali karşılaştırması, (Çizelge 2.14)

(Birimler % olarak verilmiştir)

Çizelge 2.14: Kayıplar Yönünden Hidrolik – İthal Kömür Karşılaştırılması (Pekçağlıyan, 2001)

	Hidrolik		İthal Kömür	
	kW	KWh	kW	kWh
Bakım ihtiyacı	2		8.2	
Zorunlu devre dışı	4		15	
İç tüketim	0.5	1.45	5.6	10.5
Toplam	6.5	1.45	28.8	10.5

Düzeltilme faktörleri:

$$\text{Hidrolik / ithal kömür (güç)} = \frac{1}{\left(1 - \frac{28.8 - 6.5}{100}\right)} = 1.287$$

$$\text{Hidrolik/ ithal kömür (enerji)} = \frac{1}{\left(1 - \frac{10.5 - 1.45}{100}\right)} = 1.100$$

Yatırım maliyeti	1200 \$/kW
İnşaat süresi	4 yıl
Ekonomik ömrü	30 yıl
Isı ihtiyacı	2400
	kcal/kWh
Ortalama kömür ısı değeri	6000
	kcal/kg
Yakıt maliyeti	54 \$/ton
Birim enerji yakıt maliyeti	
$\frac{54}{1000} \times \frac{2400}{6000} \times 100$	2.16
	¢/kWh
Sabit işletme bakım gideri	36
(yatırım maliyetinin %3'ü alındı)	\$/kW/yıl
Değişken işletme bakım gideri	1.68
	\$/MWh

%9.5 ıskonto oranı kullanıldığında 30 yıllık ekonomik ömür için sermaye geri ödeme faktörü ("capital recovery factor") 0.10168'dir. Buna göre sabit işletme bakım giderleriyle birlikte termik santral yıllık yatırım gideri:

$$1200 \times 0.10168 + 36 = 158.02 \text{ $/kW}$$

Düzeltilme faktörü kullanıldığında hidroelektrik santral yıllık yatırım maliyeti:

$$158.02 \times 1.287 \cong 203.36 \cong 203 \text{ $ / kW}$$

olmaktadır.

İthal kömürlü termik santralda yakıt ve değişken işletme-bakım giderlerinden oluşan birim enerji maliyeti:

$$2.16 + \frac{1.68 \times 100}{1000} = 2.328 \text{ cent/kWh}$$

Düzeltilme faktörü kullanıldığında hidroelektrik santralda birim enerji üretim maliyeti

$$2.328 \times 1.1 = 2.56 \text{ cent/kWh}$$

olmaktadır.

Özetlersek, nehir tipi santrale uygulanacak faydalar şöyledir: firm enerjinin üretilmesini sağlayan firm güç, güvenilir güç kabul edilerek;

Güvenilir güç faydası 203 \$/kW/yıl

Enerji faydası 2.56 cent/kWh

Biriktirmeli Hidrolik Santral için Birim Fayda Hesabı

Biriktirmeli hidrolik santrale ait alternatif termik santral kombinasyonunun güç ve enerji paylarının aşağıdaki gibi olacağı kabul edilmiştir, (Çizelge 2.15).

İthal kömürlü termik santrale ait veriler ve düzeltme katsayıları hesabı nehir santralleri birim faydaları bölümünde verilmiş olduğundan burada tekrar edilmemiştir.

Doğalgaz kombine çevrim santralıyla ilgili kabuller şunlardır:

Kayıplar yönünden hidrolik-doğalgaz kombine çevrim santral karşılaştırması, (Çizelge 2.16) (birimler % olarak verilmiştir), (**Pekçağlıyan, 2001**).

Çizelge 2.15: Kayıplar Yönünden Hidrolik-Doğalgaz Karşılaştırması (Pekçağlıyan, 2001)

	Hidrolik		Doğalgaz	
	kW	kWh	kW	kWh
Bakım ihtiyacı	2		8.2	
Zorunlu devre dışı	4		10	
İç tüketim	0.5	1.45	2	2
Toplam	6.5	1.45	20.2	2

Düzeltilme faktörleri:

$$\text{Hidrolik /doğalgaz (güç)} = \frac{1}{\left(1 - \frac{20.2 - 6.5}{100}\right)} = 1.159$$

$$\text{Hidrolik/ doğalgaz (enerji)} = \frac{1}{\left(1 - \frac{2 - 1.45}{100}\right)} = 1.006$$

Yatırım maliyeti	454 \$/kW
İnşaat süresi	3 yıl
Ekonomik ömrü	25 yıl
Isı ihtiyacı	2200 kcal/kWh
Ortalama doğalgaz ısı değeri	8500 kcal/kg
Yakıt maliyeti	200 \$/1000 m ³
Birim enerji yakıt maliyeti	
$\frac{200}{1000} \times \frac{2200}{8500} \times 100$	5.18 ¢/kWh
Sabit işletme bakım gideri	5.64 \$/kW/yıl

%9.5 iskonto oranı kullanıldığında 25 yıllık ekonomik ömür için sermaye geri ödeme faktörü 0.10596'dır. Buna göre sabit işletme bakım giderleriyle birlikte doğalgaz kombine çevrim santralı yıllık yatırım gideri:

$$454 \times 0.10596 + 5.64 = 53.75 \text{ $/kW}$$

Düzeltilme faktörü kullanıldığında hidrolik santral yıllık yatırım maliyeti

$$53.75 \times 1.159 = 62.30 \text{ $/ kW}$$

Düzeltilme faktörü kullanıldığında hidrolik santral enerji üretimi maliyeti

$$5.18 \times 1.006 = 5.21 \text{ ¢/kWh}$$

Maliyetlerin birleştirilmesi

$$\text{Güç} = \%33 \text{ Termik} + \%67 \text{ Doğalgaz}$$

$$0.33 \times 203.36 + 0.67 \times 62.30 = 108.85$$

$$\cong 109 \text{ \$/kW}$$

$$\text{Enerji} = \%50 \text{ Termik} + \%50 \text{ Doğalgaz}$$

$$= 0.5 \times 2.56 + 0.5 \times 5.21 = 3.88 \text{ ¢/kWh}$$

Özetle biriktirmeli hidroelektrik santralin birim faydaları

Güvenilir güç faydası : 109 \\$/kW/yıl

Enerji faydası : 3.88 cent/kWh

2.4 Birim Enerji Faydalarının Hesabı Hakkında Nadi Bakır'ın Önerisi

Hidroelektrik santrallerin fizibilite hesaplarında kullanılan kriterler ve fizibilite hesaplarının nasıl yapıldığı aşağıda anahatlarıyla verilmektedir. Bu hesaplar ve hesaplarda kullanılan kriterler tamamen içsel maliyetler (internal costs) esas alınarak yapılmakta, hidroelektrik santrallerin alternatifi olarak düşünülen termik santrallerin dışsal maliyetleri (external costs) tümüyle gözardı edilmektedir. Literatürde dışsal maliyetler bu santrallerin sebep olduğu çevre sorunlarının (sera gazı emisyonları, asit yağmurları, atık maddelerin muhafazası, çevre kirliliği, vs.) giderilmesi için gerekecek harcamalar olarak tanımlanmaktadır ve mertebesinin içsel maliyetlerinin en az % 30'u olduğu belirtilmektedir. Doğalgaz santrallerinde ise, doğalgazın santrale kadar getirilmesi için gereken boru hatları, kompresör istasyonları, vs. yatırımlar için yapılan harcamalar tümüyle hesap dışında tutulmaktadır. Halbuki hidroelektrik santrallerde böyle ek maliyetler yoktur. Tam tersine erozyonu önleme, iklim ve çevrenin ıslahı gibi olumlu etkileri, ve bunun sonucu olarak dışsal faydaları vardır. Fizibilite hesaplarında bu faydalar da bir şekilde (örneğin ekonomik faydanın bir yüzdesi olarak) dikkate alınmalıdır.

Hidroelektrik santrallerin ilgili kamu kuruluşlarınca (DSİ) yapılan veya kontrol edilen fizibilite hesaplarında ulusal ekonomi açısından 2001 yılı itibarıyla aşağıdaki faydaların olduğu kabul edilmektedir.

- Güvenilir (firm) Enerji Faydası: 6.0 cent/kWh
- Sekonder Enerji Faydası: 3.3 cent/kWh
- Pik Güç Faydası :85 \\$/kW

Bu değerler, güvenilir enerji için hidroelektrik santralin alternatifini olan örnek termik santral gurubunun (2001 yılı için 450 MW ithal kömür + 150 MW doğalgaz/LPG kombine çevrim santrali) reteceği enerjinin beher kWsaati başına düşen sabit ve değişken giderlerinden (6.0 cent/kWh), sekonder enerji için ise yalnızca değişken giderlerden (3.3 cent/kWh) hesaplanmaktadır. Pik G Faydası (180 \$/kW) ise alternatif santral gurubunun sabit ve değişken giderlerinin ortalama güce bölünmesiyle bulunmaktadır.

Herhangi bir hidroelektrik santralin üretebileceği güvenilir (firm) enerji zamanının %95'inde geçen debi ile üretililecek enerji olarak tanımlanmaktadır. Zamanın %95'inde geçen debi, debi sreklielik eğrisi yoluyla bulunmaktadır. Bu şekilde hesaplanan güvenilir (firm) enerji, firm enerji eksiklik yüzdesi olarak tanımlanan bir yüzde (%5) oranında azaltılmaktadır. Bulunan bu enerji miktarı yukarda verilen birim fayda (6.0 cent/kWh) ile çarpılarak toplam güvenilir enerji faydası hesaplanmaktadır.

Bu santralin, güvenilir olarak tanımlanan miktarın üzerinde üreteceği tüm enerji sekonder enerji sayılmaktadır. Sekonder enerji miktarı ile 3.3 cent/kWh birim fayda çarpılarak toplam sekonder enerji faydası bulunmaktadır.

Biriktirmeli hidroelektrik santrallarda yeterli depolama hacmi varsa (proje debisini 4-5 saat depolama kapasitesi), bu santralların pik güce katkı yaptıkları kabul edilmekte, ve bu değer aşağıdaki formülle hesaplanmaktadır.

$$\text{Pik Güce katkı} = \text{Kurulu Güç} \times \text{Güvenilir Enerji} / (8,760 \times 0.64) \quad (2.18)$$

Bu formülle hesaplanan Pik Güce Katkı değeri birim Pik G Faydası ile (180 \$/kW) arpılarak toplam Pik G Faydası hesaplanmaktadır.

Hesaplanan bu üç değer, yani güvenilir enerji faydası, sekonder enerji faydası ve pik g faydası, toplanarak söz konusu hidroelektrik santralin milli ekonomiye sağlayacağı toplam fayda bulunmaktadır. Hidroelektrik santralların masraf tarafında ise ilk yatırım maliyeti dışında işletme, bakım ve onarım giderleri vardır. Hidroelektrik santrallarda, termik santrallar için en pahalı kalem olan yakıt gideri yoktur. Buna dayalı olarak da fayda masraf analizi, yatırımın iç karlılık oranı, vs. gibi değerlendirmelerle bu projenin yapımının ekonomik olarak yapılabilir olup olmadığına karar verilmektedir. Bu hesap için ekonomik ömür 50 yıl olarak alınmaktadır.

Yukarda da ifade edildiği gibi bu tarz bir ekonomik analizde hidroelektrik santrallar lehine dikkate alınması gereken birçok fayda unsuru dikkate alınmamakta, alınanlar gerçek değerlerinin çok altında değerlendirilmekte, ve kendi kaynağımız olan hidroelektrik santrallar hem termik santrallarla (özellikle doğalgaz) haksız rekabete maruz bırakılmakta, hem de geliştirilmeleri güya ekonomik nedenlerle ve verimlilik mülahazalarıyla ertelenmektedir. Türkiye’de elektrik üretimi ile ilgili resmi kurumların bu konuda gerekli hassasiyeti göstermediği bu güne kadarki uygulamalardan anlaşılmaktadır. Takibeden bölümlerde hidroelektrik santralların ekonomik değerlendirmelerinde kullanılan kriterlerin daha gerçekçi olabilmesi için yazarın önerilerine yer verilmektedir.

2.4.1 Ekonomik Değerlendirme Kriterleri İçin Yeni Öneriler

Yukardaki bölümlerde verilen bilgiler dikkatli bir şekilde değerlendirildiğinde hidroelektrik santral projelerinin ekonomik olarak yapılabilirlik (fizibilite) hesaplarında kullanılan kriterlerin Türkiye gerçeklerine uymadığı görülmektedir. Türkiye’de yıl içinde tüketim kış aylarında artmakta, onun dışında oldukça düzgün bir şekilde yayılmaktadır. Bu da hidroelektrik santrallarının ürettiği enerjinin güvenilir olup olmama tanımını (Türkiye için) değiştirmelidir.

Ayrıca, ülke hidroelektrik kapasitesi biriktirmeli ve biriktirmesiz olarak ayrılmadan birlikte mütalaa edildiğinde, üretilen enerjinin tamamının güvenilir olarak tanımlanması gerektiği açıktır. Çünkü, Türkiye’nin barajlarındaki depolama kapasitesi çok yüksektir, ve yalnız nehir santralları değil, rüzgara bağlı olarak gün içinde dahi değişken üretim yapma olasılığı bulunan rüzgar santralları için bile yedekleme/depolama (buffer) görevini yerine getirebilirler. 1999 yılı itibarıyla Türkiye’de barajlı santralların aktif depolama hacimlerinin tekabül ettiği enerji miktarı yıllık üretim miktarının yaklaşık yarısı kadardır. Yani, altı aylık enerji üretimi bu barajlarda depolanabilir. Bu depolama kapasitesi, aynı zamanda hidroelektrik santralların yıllık elektrik üretiminin bütün yıla düzgün olarak yayılmasına da imkan verecek büyüklüktedir. Mevsimsel olarak üretim değişkenliği bulunan nehir santrallarında ise günlük hatta aylık üretimler güvenli bir şekilde planlanabilir. Bunların üretim eksikliği gösterdiği mevsimlerde ise eksik üretim barajlı santrallardan düzenli ve planlı bir şekilde karşılanabilir. Nehir santrallarından yapılacak üretimin bir başka özelliği ise bunların zamanlamasıdır. Türkiye genelinde bu santralların üretim zamanları çoğunlukla kış-ilkbahar mevsimi içerisinde. Yani,

Türkiye genelinde tüketimin ve dolayısıyla talebin arttığı aylarda üretim yapmaktadırlar. Bu durumda, ekonomik yapılabilirlik için her bir tesis kendi başına değerlendirilmek yerine, ülke hidroelektrik sisteminin bir parçası olduğu gözönünde tutularak değerlendirilmeli ve ekonomik fayda bu şekilde hesaplanmalıdır.

Örneğin, bir nehir santralleri grubunun 50 MW güçle üretim yaptığı sürede, biriktirmeli santrallerden bu kadar az güçle üretim yapıldığını, buna karşın nehir santrallerinin devreden çıktığı dönemde de bu eksikliği karşılamak için biriktirmeli santrallerden 50 MW'lık kapasitenin üretim için devreye alındığını düşünelim. Bu durumda nehir santralleri grubunun ürettiği enerjinin tümü güvenilir enerji olur. Bu konsept değişikliği, Türkiye'nin yalnızca hidroelektrik kapasitesinin değil, aynı zamanda, rüzgar, güneş ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının da, üretecekleri elektriği güvenilir hale getirerek, bir an önce geliştirilmesi ve devreye alınmasını sağlayacaktır.

Bu konuda altı çizilecek bir başka önemli husus da pik saatlerdeki enerjinin bedelinin (veya pik güce katkının değerinin) ne olması gerektiğidir. Pik güç faydası için kullanılan 180 \$/kW değeri çok düşük bir değerdir ve temin edilen gerçek faydayı temsil etmekten çok uzaktır. Çünkü bu rakamın hesaplanmasında kullanılan örnek santral grubu günlük dalgalanmaları karşılayacak operasyonel özelliklere sahip değildir. Yani gerçek anlamda bir alternatif değildir. Örneğin, Amerikan Enerji Bakanlığının yayınladığı istatistiklerden elde edilen bilgilere göre 1997 yılında puant azaltma yoluyla enerji tasarrufu için uygulanan programlar sonucunda azaltılan toplam puant güç 25,284 MW, bu yolla sağlanan enerji tasarrufu ise 56,406 GWh olmuştur. Bu tasarrufu temin etmek için uygulanan işletme/yönetim programlarının toplam maliyeti ise 1,636 Milyon dolar olmuştur. Puant saatlerdeki enerjinin beher kWsaatinin değeri 15 cent alındığında, ve yapılan yönetim harcamaları da düşüldüğünde elde edilen tasarrufun kW başına net ekonomik faydasının 270 \$ olduğu bulunur. Bu değer alınan 180 \$'ın ne kadar düşük bir rakam olduğunu göstermektedir. Unutulmamalıdır ki bütün dünyada günlük dalgalanmaları karşılamak ve puant saatlerde üretim yapmak üzere pompaj biriktirmeli santraller yaygın bir şekilde kullanılmaktadır.

ABD'de işletmede olan pompaj biriktirmeli santrallerin toplam kurulu gücü 22,000 MW, dünyada ise toplam 112,000 MW civarındadır. Büyük kapasiteli pompaj biriktirmeli santraller için en düşük yatırım bedeli ise yaklaşık 250-300 \$/kW'tır.

Bununla da yetinilmeyerek alternatif elektrik depolama tesisleri için araştırma ve deneme yatırımları sürmektedir. Bu tesisler oldukça pahalı tesislerdir, ve puant gücü karşılamada biriktirmeli hidroelektrik santrallerin Pik Güç Faydası açısından gerçek alternatifleridir. Bu nedenle, pik güç faydasının en az 250 \$/kW olarak alınması gerekir.

Bütün dünyada, özellikle gelişmiş ekonomilerde, puant saatlerdeki elektriğin fiyatı talebin az olduğu saatlere göre en az iki-üç misli fazladır. Talebin tavana vurduğu bu saatlerin uzaması halinde ise fiyatın daha da yükseldiği birçok belgede yer almaktadır. Puant saatlerdeki elektriğin değeri ise genellikle kısa sürelerde devreye alınıp çıkarılabilen dizel jeneratörlerin üreteceği elektriğin beher kWsaatinin maliyeti olan 12-15 cent/kWh olarak alınmaktadır. TEDAŞ'ın 1 Mayıs 2001 tarihinden itibaren geçerli olan tarifesinde tek terimli sanayi için elektrik fiyatlarının (1\$=1,150,00.TL kuru ile) 22-06 saatleri arasında 3.4 cent/kWh, 06-17 saatleri arasında 6.5 cent/kWh, puant saatler olan 17-22 arasında ise 11.7 cent/kWh olduğu görülmektedir. Yani puant saatlerdeki fiyat talebin az olduğu saatlerdeki fiyatın yaklaşık 3.5 katıdır. Yukardaki bölümlerde detayları verildiği üzere, Türkiye'de gün içindeki talep dalgalanmalarının tamamı biriktirmeli hidroelektrik santraller tarafından karşılanmaktadır. Bu nedenle de biriktirmeli hidroelektrik santrallerin ürettiği elektriğin değeri 6.0 cent/kWh'den çok fazla olmalıdır. En azından 5 saat puant elektrik temin ettiği düşünülerek bulunacak ağırlıklı ortalama ile bu değer en az 7.25 cent/kWh olması gerektiği ortaya çıkar.

Bir başka önemli husus da termik santralleri ilgilendiren dışsal maliyetlerin fizibilite hesaplarında hiçbir şekilde dikkate alınmaması hususudur. Bu konuda yapılan çalışmalarda bu maliyetlerin mertebesinin içsel maliyetlerin en az %30'u olduğu tespit edilmiştir. Fizibilite hesaplarında hidroelektrik santrallerin alternatifi olarak düşünülen termik santrallerin direk (içsel) maliyetleri dışında, sebep oldukları çevre kirliliği, sera gazı emisyonları, yakıtlarının nakliyesi, artık küller ve bunların depolanması gibi sorunların giderilmesi için yapılması gerekenlerin maliyetlerini temsil eden pekçok dolaylı (dışsal) maliyetleri vardır. Bunun bedelinin de en az 1.5 cent/kWsaat olması gerekmektedir.

Bütün bu faktörler dikkate alınarak hidroelektrik santrallerin fizibilite hesaplarında aşağıda verilen alternatif kriterlerin kullanılmasının Türkiye için daha uygun olacağı düşünülmektedir.

• **Termik Santrallerin Dışsal Maliyetleri Dikkate Alınırsa;**

Biriktirmeli Tesisler için:

Alternatif (A) :

$$\text{Firm/Puant Enerji Faydası} = 6.0 + 1.25 + 1.5 = 8.75 \text{ cent/kWh}$$

Alternatif (B) :

$$\text{Firm Enerji Faydası} = 6.0 + 1.5 = 7.5 \text{ cent/kWh}$$

$$\text{Sekonder Enerji Faydası} = 6.0 - 1.25 = 4.75 \text{ cent/kWh}$$

$$\text{Pik Güç Faydası} = 250 \text{ \$/kW}$$

Nehir Santralleri İçin :

$$\text{Firm Enerji Faydası} = 6.0 + 1.5 = 7.5 \text{ cent/kWh}$$

$$\text{Sekonder Enerji Faydası} = 6.0 - 1.25 = 4.75 \text{ cent/kWh}$$

• **Termik Santrallerin Dışsal Maliyetleri Gözardı Edilirse;**

Biriktirmeli Tesisler için

Alternatif (A) :

$$\text{Firm/Puant Enerji Faydası} = 6.0 + 1.25 = 7.25 \text{ cent/kWh}$$

Alternatif (B) :

$$\text{Firm Enerji Faydası} = 6.0 \text{ cent/kWh}$$

$$\text{Sekonder Enerji Faydası} = 4.75 \text{ cent/kWh}$$

$$\text{Pik Güç Faydası} = 250 \text{ \$/kW}$$

Nehir Santralleri İçin :

$$\text{Firm Enerji Faydası} = 6.0 \text{ cent/kWh}$$

$$\text{Sekonder Enerji Faydası} = 4.75 \text{ cent/kWh}$$

Aslında, Firm (güvenilir) ve sekonder enerji kavramlarının da sorgulanması gerekmektedir. Yukarıda da açıklandığı üzere, özellikle biriktirmeli tesislerde böyle

bir tanımlamaya ihtiyaç bile yoktur. Biriktirmeli santrallerin ürettiği enerjinin tümünün güvenilir addedilmesi gerekir. Puant saatlerdeki katkısı (1.25 cent) ile termik santrallerin dışsal maliyetleri (1.5 cent) de dikkate alınarak , biriktirmeli santrallerin ürettiği her kWsaat elektriğin ekonomik değerinin 8.75 cent alınarak ekonomik yapılabilirlik hesabı yapılmalıdır. Buna karşılık, nehir santrallerinde da firm enerji yok sayılsa bile puant saatler için biriktirmeli santrallerin ürettiği elektriğin beher kWsaat'ine eklenen 1.25 cent, bunlar için 6.0 cent değerinden düşülerek bulunan 4.75 cent/kWh üretilen elektriğin ekonomik değeri olarak hesaplanabilir, (Bakır, 2001).

2.5 Enerji Faydaları Hesap Yöntemleri ile Ortaya Çıkan Değerler

Önceki bölümlerde ele alınan enerji birim faydası hesap yöntemleri ile bulunmuş olan enerji birim fayda değerleri Çizelge 2.17' de ortaya konmuştur.

Çizelge 2.16: Enerji Birim Fiyatları Özet Çizelgesi

	Enerji Birim Faydaları					
	Biriktirmeli			Biriktirmesiz		
	Firm Enerji	Sekonder Enerji	Pik Güç	Firm Enerji	Sekonder Enerji	Pik Güç
DSİ	6 cent/kWh	3,3 cent/kWh	85 \$/kW	6 cent/kWh	3,3 cent/kWh	85 \$/kW
EİE	4,5 cent/kWh	3,5 cent/kWh	240 \$/kW	4,5 cent/kWh	3,5 cent/kWh	240 \$/kW
M.Doğan Pekçağlıyan	3.88 cent/kWh	3.88 cent/kWh	109 \$/kW	2.56 cent/kWh	2.56 cent/kWh	203 \$/kW
Nadi Bakır	8,75 cent/kWh	8,75 cent/kWh	250 \$/kWh	4,75 cent/kWh	4,75 cent/kWh	250 \$/kWh

3. ENERJİ BİRİM FİYATLARININ BELİRLENMESİNDE Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) Sistemi

3.1 DUY Uygulamaları-Özet

DUY uygulamaları kapsamında, özel sektör ve kamu elektrik üretim şirketleri elektrik sistemindeki arz ve talebi dengelemek üzere, santrallerin programladıkları üretimlerini artırarak yapacakları enerji satışına ve üretimlerini azaltarak yapabilecekleri enerji alışına ilişkin miktar ve fiyat tekliflerini, piyasa işletmecisi olan TEİAŞ-Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'ne (PMUM) ve Sistem İşletmecisi olan TEİAŞ Milli Yük Tevzii Merkezi'ne (MYTM) bildirirler.

Piyasa İşletmecisi-PMUM, gün öncesi planlama aşamasında, fiyat tekliflerini ucuzdan pahalıya doğru sıralayarak, elektrik sisteminde arz-talep dengesini sağlamak üzere en ekonomik santrallerin kendi programladıkları üretimlerini artırmaları veya azaltmaları yönünde talimatları hazırlar, saatlik sistem marjinal fiyatlarını belirler ve Sistem İşletmecisine bildirir .

Sistem İşletmecisi bu talimatları sistem kısıtları ve ihtiyaçları doğrultusunda düzenleyerek ilgili santrallerle iletir.Sistem işletmecisi ayrıca gün boyunca sistem ihtiyaçlarını karşılamak üzere santrallara yeni yük alma-yük atma talimatları vererek gerçek zamanlı dengelemeyi sağlar.

Her ay sonunda PMUM tarafından, tüm piyasa katılımcılarının enerji dengesizliklerine ilişkin borç ve alacakları, saatlik sistem marjinal fiyatlarının ağırlıklı ortalaması alınarak hesaplanan sistem dengesizlik fiyatı (SDF) üzerinden hesaplanır.

DUY kapsamında yürütülen dengeleme mekanizması sonucu elde edilecek olan kazanımların başlıcaları;

- Kamu ve özel tüm tarafların eşit şartlar altında katılabilecekleri dengeleme mekanizmasının, yük alma, yük atma fiyat tekliflerin dayalı olarak, rekabetçi bir

ortamda işlemleri, sistemdeki üretim kaynaklarının maliyet etkin ve verimli çalışmasının sağlanması,

- Özel ve kamu katılımcıları için yeni bir ticari ortamın sunulması,
- Sistem İşletmecisi'nin erişebileceği dengeleme kaynağı miktarı arttırarak sistem güvenliğine katkı sağlamasıdır.
- Eşit taraflar arasında ayırım gözetmeyen bir dengeleme mekanizması, katılımcıların halihazırda işleyen ve daha sonra ortaya konacak olan yeni piyasalara güven duymalarını sağlayacaktır.
- Rekabete dayalı bir yapının tesis edilmesi ile üretici / tüketicilerin maliyetlerini aşağıya çekme yönünde davranmaları ve dolayısıyla sistemin ve kaynakların optimize edilmesi
- Arz talep dengesini yansıtan bir referans fiyatın oluşması ile yeni üretim yatırımlarının teşviki.

Piyasa ortamının gelişimine ve mevcut altyapının geliştirilmesine paralel olarak, orta ve uzun vadede tesis edilecek ve uygulanacak olan yeni organize elektrik piyasaları ile Türkiye'de rekabete dayalı ve tam fonksiyonel bir elektrik toptan satış piyasası işlerlik kazanmış olacaktır.

3.1.1 Değişiklikler ve Kazanımlar

Aşağıdaki çizelgede (Çizelge 3.1), değişik konu başlıkları altında, Mali Uzlaştırma Tebliği doğrultusunda gerçekleştirilen uygulamalar ile DUY'un nakdi olarak uygulanmaya başlaması ile bu uygulamalarda meydana gelecek olan değişiklikler ve bu değişiklikler sonucunda elde edilecek olan kazanımlar özetlenmektedir. Devam eden bölümlerde, çizelgede ele alınan önemli konuların detayları ele alınmaktadır.

Çizelge 3.1: DUY'un Yürürlüğe Girmesi İle Değişen Uygulamalar (Deloitte, 2006)

KONU	MALİ UZLAŞTIRMA TEBLİĞİ UYGULAMASI	DENGELEME VE UZLAŞTIRMA YÖNETMELİĞİ UYGULAMASI	KAZANIMLAR
Dengelemenin Yürütülmesi	Sadece kamu kaynaklarının kullanımına dayalı	DUY ile tesis edilen "Dengeleme Sistemi"ne dayalı	- Belirli teknik özellikleri sağlayan üretim tesisine sahip, kamu ya da özel, tüm taraflara açık bir dengeleme piyasası - Kamu ve Özel sektör katılımcıları için yeni bir ticaret alanının açılması - Dengeleme kaynaklarının yük alma, yük atma tekliflerine dayalı tercihi sebebiyle üretim kaynaklarının maliyet etkin ve verimli kullanımı - Dengeleme kaynaklarında meydana gelecek olan artış sebebiyle sistem emniyetine katkı sağlanması - Eşit taraflar arasında ayırım gözetmeyen bir yapı sayesinde piyasalara duyulan güvenin artması - Yatırımların teşvik edilmesi
Dengeleme Faaliyetlerinin Uzlaştırılması	Uygulama yok	Dengeleme birimlerinin teklif fiyatları dikkate alınarak belirlenen Saatlik Sistem Marjinal Fiyatları üzerinden saatlik uzlaştırma	- Katılımcıların dengeleme faaliyetlerine katılımlarından dolayı alacakları ya da yapacakları ödemeler için, kendi teklif fiyatları doğrultusunda, fiyatın belirlenmesine katılmaları - Belirlenen saatlik sistem marjinal fiyatlarının saatlik arz ve talep dengesini yansıtan fiyatlar olması
	Uygulama yok	Saatlik Sistem Marjinal Fiyatlarının, marjinal fiyatlandırma prensibine dayalı olarak belirlenmesi	- Saatlik sistem marjinal fiyatlarının, marjinal fiyatlandırma prensibi doğrultusunda belirlenmesinin, katılımcıların teklif fiyatlarını, marjinal maliyetlerini yansıtacak şekilde belirlemelerini sağlamaları - Katılımcıların teklif fiyatlarının marjinal maliyetlerini yansıtacak şekilde verebilecek olması ile, küçük katılımcıların ilave altyapı ve fiyat belirleme mekanizmalarına gerek duymadan dengeleme sistemine katılabilmeleri - Katılımcıların yeni üretim yatırımları için cesaretlendirilmesi
Enerji Dengesizliklerinin Uzlaştırılması	Enerji dengesizliklerinin düzenlemeye tabi farklı YAL-YAT fiyatları üzerinden uzlaştırılması	Enerji dengesizliklerinin, saatlik sistem marjinal fiyatlarının ağırlıklı ortalaması alınarak, her bir uzlaştırma dönemi için belirlenen sistem dengesizlik fiyatı (SDF) üzerinden uzlaştırılması	- Enerji dengesizliklerinin uzlaştırılmasında düzenlemeye tabi fiyatlar yerine, her bir saat için sistemdeki arz ve talep dengesini yansıtan saatlik sistem marjinal fiyatları dikkate alınarak hesaplanan sistem dengesizlik fiyatlarının (SDF) kullanılması - Piyasa katılımcılarının teklif fiyatlarından sistem dengesizlik fiyatının üretilmesi - Sistemde meydana gelen dengesizliklerin, dengesizliğe sebep olan taraflarca, dengesizlik maliyeti çerçevesinde karşılanması
	Her bir uzlaştırma dönemi için enerji açığı	Her bir uzlaştırma döneminde enerji açığı	- Enerji açık ve fazlasının tek bir SDF üzerinden uzlaştırılması ile

3.1.2 Dengeleme Sistemi

Dengeleme, elektrik enerjisi arz ve talebini gerçek zamanlı olarak dengede tutmak amacıyla, Sistem İşletmecisi (MYTM) tarafından yürütülen faaliyetlerden meydana gelmektedir.

Dengeleme, Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği hükümleri ve zorunlu ve/veya ticari yan hizmetler anlaşmaları çerçevesinde frekans kontrol ve talep kontrol hizmetlerine ek olarak sistemde belli teknik özelliklere sahip üretim tesislerinin üretimlerinin artırılması (yük alma) ya da üretimlerinin azaltılması (yük atma) suretiyle gerçekleştirilir.

DUY öncesi uygulamalar çerçevesinde, sistemdeki üretim tesislerine yük aldırılması ya da yük attırılması ile gerçekleştirilen dengeleme faaliyetlerinin mali sonuçlarının uzlaştırılmasına ilişkin düzenlemeler mevcut değildi. Bu sebeple, dengeleme kamuya ait santraller (Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) Santralleri) ile gerçekleştirilmekte, acil durum halleri dışında, özel sektör santrallerinin üretimlerine Sistem İşletmecisi tarafından müdahale edilmemekte idi.

DUY mekanizması kapsamında;

- Gerekli teknik şartları sağlayan tüm üretim tesisleri dengeleme faaliyetlerine katılabilirler (bu üretim tesisleri “dengeleme birimi” olarak adlandırılırlar).
- Dengeleme birimine sahip katılımcılar, üretim programlarını gün öncesinden Piyasa ve Sistem İşletmecisi’ne bildirirler,
- Dengeleme sistemi katılımcıları, üretimlerini artırarak sisteme elektrik enerjisi satmak için belirledikleri yük alma fiyatlarını ve üretimlerini azaltarak sistemden aktif elektrik enerjisi satın almak için belirledikleri yük atma fiyatlarını teklif ederler,
- Piyasa İşletmecisi-PMUM , gün öncesi planlama aşamasında fiyat tekliflerini ucuzdan pahalıya doğru sıralayarak, elektrik sisteminde arz-talep dengesini sağlamak üzere en ekonomik santrallerin kendi programladıkları üretimlerini artırmaları veya azaltmaları yönünde talimatları hazırlar, saatlik sistem marjinal fiyatlarını belirler ve Sistem İşletmecisine bildirir .
- Sistem İşletmecisi bu talimatları, sistem kısıtları ve ihtiyaçları doğrultusunda düzenleyerek ilgili santrallerle iletir. Sistem işletmecisi ayrıca gün boyunca sistem

ihtiyaçlarını karşılamak üzere santrallara yeni yük alma-yük atma talimatları vererek gerçek zamanlı dengelemeyi sağlar.

DUY ile tesis edilen ve yukarıda özetlenen dengeleme mekanizması sonucu elde edilecek olan kazanımlar aşağıda belirtilmiştir.

3.1.3 Dengeleme Faaliyetlerinin Uzlaştırılması

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nde, dengeleme sisteminin tesis edilmesine ek olarak, dengeleme faaliyetlerinin mali sonuçlarının uzlaştırılmasına ilişkin esaslar da yer almaktadır. Dengeleme faaliyetlerinin uzlaştırılmasının aşağıdaki esaslar çerçevesinde yürütölmesi öngörölmüştür:

- Dengeleme talimatları, saatlik fiyatlar üzerinden aylık olarak uzlaştırılacaktır.
- Dengeleme amacıyla kabul edilen yük alma tekliflerine ilişkin piyasa katılımcıları tarafından gerçekleştirilecek olan üretim, piyasa katılımcılarına sistem marjinal fiyatı üzerinden ödenecektir.
- Dengeleme haricinde diğer sistem işletim gereklerinin karşılanmasına yönelik olarak yük aldırılan dengeleme birimlerinin sisteme satışlarında dengeleme birimlerinin teklif fiyatları esas alınacaktır. İlgili dengeleme biriminin teklif fiyatının sistem marjinal fiyatının altında olması durumunda, ilgili katılımcıya sistem marjinal fiyatı üzerinden ödeme yapılacaktır.
- Dengeleme amacıyla kabul edilen yük atma tekliflerine ilişkin piyasa katılımcılarına yapılacak olan satışlar için piyasa katılımcıları sistem marjinal fiyatı üzerinden ödeme yapacaklardır.
- Dengeleme haricinde diğer sistem işletim gereklerinin karşılanmasına yönelik olarak yük attırılan dengeleme birimlerinin sistemden alımlarında dengeleme birimlerinin teklif fiyatları esas alınacaktır. İlgili dengeleme biriminin teklif fiyatının sistem marjinal fiyatının üzerinde olması durumunda, ilgili katılımcı sistem marjinal fiyatı üzerinden ödeme yapacaktır.

Sistem marjinal fiyatı, ilgili saat için sistemde enerji açığı olması durumunda, o saatte sistemin dengelenmesi amacıyla kabul edilmiş olan en yüksek fiyatlı yük alma teklifinin fiyatına eşit olacaktır. Benzer şekilde, ilgili saat için sistemde enerji fazlası olması durumunda, sistem marjinal fiyatı, o saat için sistemin dengelenmesi amacıyla kabul edilmiş olan en düşük fiyatlı yük atma teklifinin fiyatına eşit olacaktır.

Saatlik sistem marjinal fiyatı, sistemdeki enerji açık ya da fazlasının giderilmesi için kullanılan arz kaynaklarının, rekabetçi yapı içinde, marjinal maliyetleri doğrultusunda belirlenmiş olan fiyatları dikkate alınarak belirleneceği için, bu fiyatlar sistemdeki arz – talep dengesini yansıtan fiyatlar olacaktır.

Dengelemenin uzlaştırılması marjinal fiyatlandırma prensibine dayanıyor olması sebebiyle, dengeleme sistemi katılımcıları, dengeleme amacıyla kendilerine verilen yük alma talimatları doğrultusunda gerçekleştirecekleri üretim için en az kendi teklif ettikleri fiyata eşit ya da bu fiyattan yüksek olan ve o saat için arz – talep dengesini yansıtan saatlik marjinal fiyat üzerinden ödeme alacaklardır. Benzer şekilde katılımcılar, dengeleme amacıyla kendilerine verilen yük atma talimatları doğrultusunda sistemden alacakları enerji için en fazla kendi teklif ettikleri fiyata eşit ya da bu fiyattan düşük olan ve o saat için arz – talep dengesini yansıtan saatlik marjinal fiyat üzerinden ödeme yapacaklardır. Böylece, sistemde en ekonomik arz kaynağın sürekli çalışması sağlanarak arz optimizasyonu yapılabilmektedir.

Dengeleme faaliyetlerinin uzlaştırılmasına ilişkin, üreticilere uygulanacak fiyatın belirlenmesinde marjinal fiyatlandırma prensibi yerine, kendi teklif fiyatlarının esas alınması durumunda, katılımcıların sistemdeki arz – talep dengesini oluşturacak fiyatı tahmin etmeye çalışıp, kendi tekliflerini bu fiyata yaklaştırarak karlarını maksimize etmeye çalışmaları beklenir. Bu durum, katılımcıları piyasa fiyatlarını tahmin etmeye yönelik alt yapı ve sistem yatırımları yapmaya yöneltecek, bu da gerekli sistem yatırımlarını yapamayacak olan küçük yatırımcılar için bir dezavantaj oluşturacaktır. Halbuki, marjinal fiyatlandırma prensibinin uygulanması durumunda, katılımcılar tekliflerini kendi marjinal maliyetlerini yansıtacak şekilde oluşturabilecekler ve gerçekleştirdikleri dengeleme faaliyetleri sonucunda ilgili saate ilişkin arz – talep dengesini yansıtan fiyatlar uygulanacağı için tüm katılımcılar için kar maksimizasyonu sürecin bir parçası olarak kendiliğinden sağlanabilecektir.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, katılımcıların enerji dengesizliklerinin uzlaştırılmasına yönelik kurallarda büyük değişiklikler getirmektedir. DUY ile birlikte, enerji dengesizliklerinin uzlaştırılması için uzlaştırma dönemi bazında, saatlik sistem marjinal fiyatlarının ağırlıklı ortalaması alınarak hesaplanan ve enerji açık ve fazlası yönünde tek bir Sistem Dengesizlik Fiyatı uygulanmaktadır.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği ile ortaya konan en önemli değişikliklerden biri olan bu uygulama ile hedeflenen sonuçlar aşağıda özetlenmektedir.

– Sistem dengesizlik fiyatının, arz – talep dengesini yansıtan saatlik sistem marjinal fiyatlarının ağırlıklı ortalaması alınarak hesaplanması sonucunda, sistem dengesizlik fiyatları da, uzlaştırma dönemi bazında arz – talep dengesini yansıtan fiyatlar olacaktır.

– Sistemdeki arz – talep dengesizlikleri, üretimlerini ve/veya tüketimlerini ikili anlaşmaları çerçevesinde gerçekleştirmeyen katılımcılardan kaynaklanacak ve bu katılımcılar, ilgili uzlaştırma dönemi bazında dengesizliğe maruz kalacaklardır. Dengesizliğe düşen bu katılımcıların enerji açık ya da fazlaları, sistemde arz – talep dengesinin sağlanması maliyetini yansıtan SDF üzerinden uzlaştırılacaktır. Sistemde dengesizliğe sebep olan katılımcıların, bu dengesizliğin giderilmesi için oluşan maliyetleri yansıtan SDF üzerinden uzlaştırılması, sistemde meydana gelen dengesizlik maliyetlerinin, buna sebep olan katılımcılar tarafından karşılanmasını sağlamakta, bu da tüm taraflar için hakkaniyetli bir uygulama oluşturmaktadır.

– DUY öncesi uygulanan yük alma, yük atma fiyatları, enerji açık ve fazlalarının uzlaştırılması için farklı sistem dengesizlik fiyatı ortaya koymakta idi.

– DUY kapsamında enerji açık ve fazlası yönünde tek bir SDF’nin uygulanması ile, sistemdeki enerji dengesizliğinin giderilmesi yönünde dengesizliğe düşen katılımcılar için cezai bir nitelik taşımamakta sadece sistemdeki enerji dengesizliğinin artması yönünde dengesizliğe düşen katılımcılar için, dengesizliklerin giderilmesi için oluşan maliyet oranında, “sebep olan öder” prensibiyle faturalandırma yapılmaktadır. Bu durum, tek SDF uygulaması için aşağıdaki şekilde açıklanabilir:

○ Sistemde enerji açığı olması durumunda, enerji dengesizliğinin giderilmesi için yük alma teklifleri kabul edilecek ve SDF yüksek çıkacaktır. Bu durumda, fazla üretim gerçekleştirerek sisteme fazla enerji vermiş olan ve sistemdeki enerji açığının giderilmesine katkı sağlamış olan katılımcılar, fazla üretimlerini yüksek bir fiyattan satma şansına sahip olacaklardır. Yine aynı durumda, enerji açığına düşerek sistemden enerji almak durumunda olan katılımcılar, sistemin dengesizliğe düşmesine sebep oldukları için, enerji eksiklerini yüksek fiyattan gidermek durumunda kalacaklardır.

○ Sistemde enerji fazlası olması durumunda, enerji dengesizliğinin giderilmesi için yük atma teklifleri kabul edilecek ve SDF düşük çıkacaktır. Bu durumda enerji

açığına düşerek sistemden enerji almak durumunda olan katılımcılar, sistemdeki enerji fazlasının giderilmesine katkı sağlamış oldukları için, enerji eksiklerini düşük fiyattan giderebileceklerdir. Yine aynı durumda, enerji dengesizliği sebebiyle fazla üretim gerçekleştirerek sisteme fazla enerji vermiş olan katılımcılar, sistemin dengesizliğe düşmesine sebep oldukları için, fazla üretimlerini düşük bir fiyattan satma durumunda kalacaklardır.

Yukarıdaki örneklerde de görüldüğü gibi, tek SDF uygulaması, sadece sistemin dengesizliğini artırıcı yönde dengesizliğe düşen katılımcılara yükümlülük getirmektedir. Bu şekilde katılımcılara sebep oldukları dengesizliğin maliyetleri yansıtılarak, haksız kazancın ve haksız rekabetin oluşması önlenmektedir.

DUY öncesi uygulamaları sadece özel sektör katılımcılarının enerji açık ve fazlalarının uzlaştırılmasına yönelik mekanizmaları içermekte idi. DUY'un uygulamaya geçmesi ile kamu ve özel tüm piyasa katılımcıları, eşit şartlar altında enerji dengesizliklerinin giderilmesi için uzlaştırmaya tabi olacaklardır. Bu da piyasadaki tüm tarafların eşit şartlar altında rekabet edebilmelerine katkı sağlayacaktır.

Piyasadaki ikili anlaşmalara baz oluşturan referans fiyatlardan biri düzenlemeye tabi yük alma, yük atma fiyatları idi. DUY'un uygulamaya geçmesi ile düzenlemeye tabii fiyatın yerini DUY uygulamaları sonucu serbest piyasa ortamında oluşan SDF almıştır. Piyasadaki referans fiyatın, düzenlemeye tabi bir fiyat yerine, arz – talep dengesini yansıtan bir fiyat olması piyasadaki öngörülebilirliğin ve piyasaya duyulacak olan güvenin artmasına olumlu katkı sağlayacaktır.

3.1.4 Piyasa Gelişimi

Türkiye için rekabete dayalı bir elektrik toptan satış piyasasının oluşturulmasına ilişkin temeller 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile atılmıştır. Başlangıç aşamalarında olan piyasa, kamu tarafında rekabete açık olmayan ve düzenlemeye tabi fiyatlara dayalı bir yapı sergilemekte idi.

DUY'un yürürlüğe girmesi ile, tüm tarafların katılımına açık, rekabete dayalı, sistemdeki arz – talep dengesini yansıtan fiyat sinyalleri üreten bir elektrik toptan satış piyasasının kurulmasına ilişkin temel mekanizmalar tesis edilmiştir.

Mevcut altyapının ve piyasa ortamının gelişmesine paralel olarak orta ve uzun vadede tesis edilecek ve uygulanacak olan organize elektrik piyasaları ve sistemler ile Türkiye’de rekabete dayalı ve tam fonksiyonel bir elektrik toptan satış piyasası işlerlik kazanmış olacaktır. Orta ve uzun vadede uygulanması öngörülen yapılar 15 Şubat 2006 tarihli “Elektrik Piyasasında Rekabetçi Yapının Tesis Edilmesine İlişkin Strateji Dokümanı”nda ele alınmaktadır.

Gerek yeni üretim yatırımlarını üstlenecek yatırımcılar ve gerekse mevcut yatırımlarını maliyet ve üretim açısından optimize etmeyi planlayan yatırımcılar, çalışmalarını hayata geçirmeden önce kapsamlı analizler yapacaklardır. Bu analiz çalışmalarının temel dayanak noktası ise, söz konusu yatırım ile hayata geçecek faaliyetler sonucunda oluşacak finansal duruma ait öngörülerdir.

Gerek tüm tarafların katılımına açık, rekabete dayalı, sistemdeki arz – talep dengesini yansıtan fiyat sinyalleri üreten bir elektrik toptan satış piyasasının kurulmasına ilişkin temel mekanizmaları içeren DUY’un uygulanmaya başlaması, orta ve uzun vadede hayata geçirilecek piyasa yapılarının tanımlanması, gerekse yatırımcıların finansal öngörülere sahip olabilmeleri ve yatırımlarına ilişkin güvenilir analizler yapabilmeleri adına büyük önem taşımaktadır. Hedeflenen piyasa yapısına ilişkin netliğin oluşması, hesap yapılabilirliği arttırmakta, yatırımcıların risk algılamalarını azaltmakta ve yeni yatırım. girişimlerini cesaretlendirmektedir, (Deloitte, 2006).

4. ÖRNEK PROJELER ÜZERİNDE ENERJİ BİRİM FAYDALARININ KARŞILAŞTIRILMASI

Bu bölümde, daha önceki bölümlerde anlatılan hidroelektrik enerji birim fiyatlarının seçilen iki adet projeye uygulanması ve etkileri incelenmiştir. Seçilen projelerin biri biriktirmeli HES iken diğeri nehir tipi HES’dir.

4.1 Seçilen Örnek HES’ ler ve Bu Santrallere Ait Proje Karakteristikleri

Biriktirmeli HES olarak seçilen örnek proje Karakurt Barajı ve HES’dir. Karakurt Barajı ve HES Projesi Bilsev Enerji Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi tarafından sürdürülmektedir. Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Türkiye’nin kuzeydoğusunda, Kars ili, Sarıkamış ilçesi sınırları içerisinde, Aras Nehri üzerinde yer almaktadır. 1/25 000 ölçekli Kars H49-d2 numaralı paftada 42° 41’ 30’’ doğu ile 40° 08’ 30’’ kuzey enlem ve boylamları kesişiminde yer almaktadır. Karakurt Barajı ve HES ile üretilen enerji 12km’lik enerji nakil hattı ile Horasan trafo merkezine iletilecektir. Karakurt Barajı ve HES’e ait proje karakteristikleri;

Tipi	: RCC
Talveg Kotu	: 1380.0 m
Kret Kotu	: 1530.0 m
Temel Kotu	: 1370.0 m
Maksimum İşletme Su Seviyesi	: 1525.0 m
Minumum İşletme Su Seviyesi	: 1481.2 m
Talvegden Yükseklik	: 150.0 m
Temelden Yükseklik	: 160.0 m
Kret Uzunluğu	: 448.5 m
Kret Genişliği	: 10.0 m

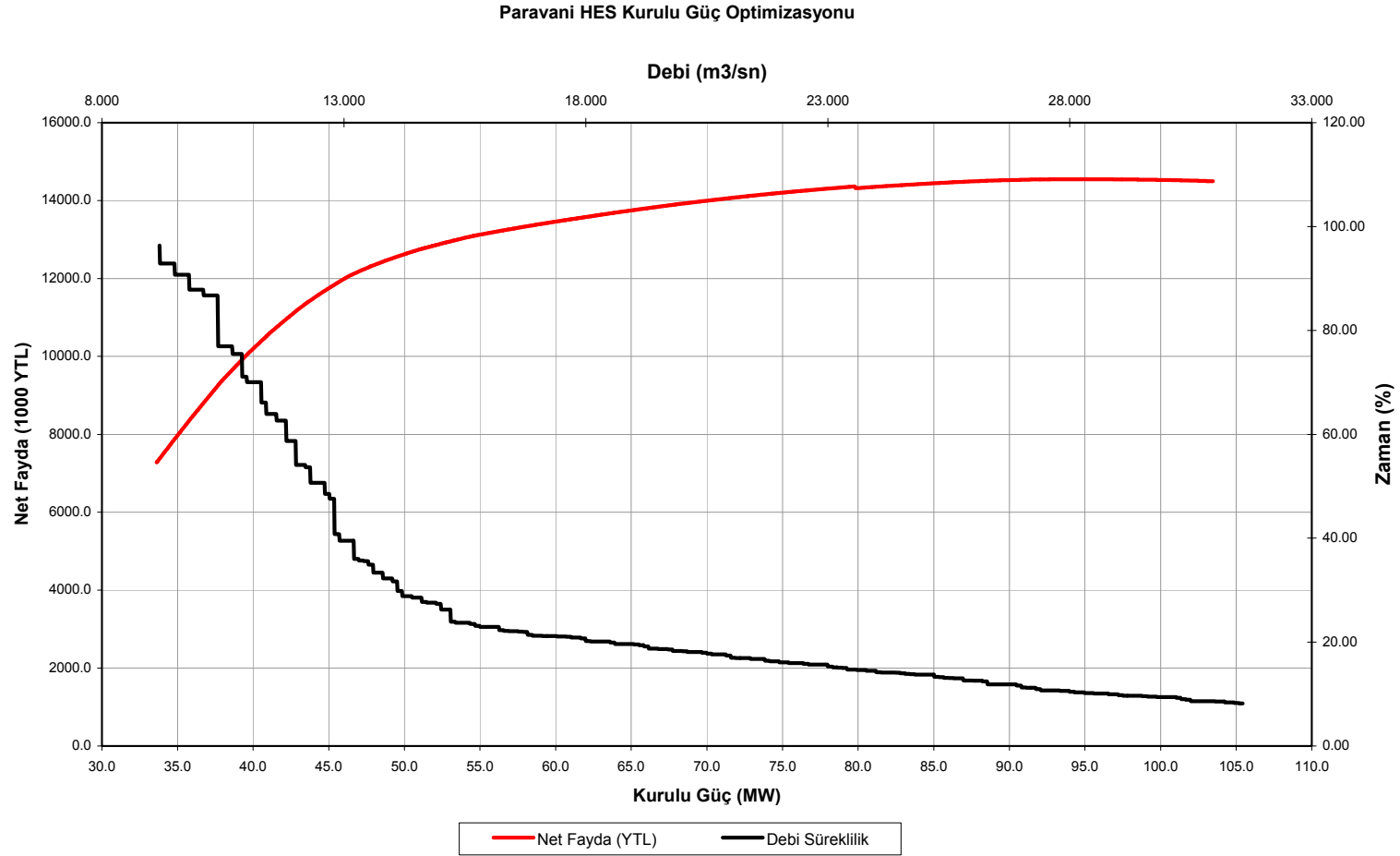
Maksimum Rezervuar Hacmi	: 920.32 hm ³
Minimum Rezervuar Hacmi	: 390.7 hm ³
Aktif Hacim	: 539.62 hm ³
Toplam Dolgu Hacmi	: 1 915 250 m ³
Kurulu güç	: 110.0 MW
Proje Debisi	: 101.1 m ³ /s
Ünite adedi	: 2
Türbin tipi	: Düşey eksenli Francis
Brüt Düşü	: 142.0 m
Net Düşü	: 128.38 m
Firm Enerji	: 292.635 GWh
Sekonder Enerji	: 115.257 GWh
Toplam Enerji	: 407.892 GWh
Firm Güç	: 33.41 MW
Pik Güç (EİE)	: 101.23 MW
Pik Güç (DSİ)	: 96.80 MW
Tesis Maliyeti	: 294 115 967 YTL
Yatırım Maliyeti	: 383 240 447 YTL
Yıllık Gider	: 35 290 312 YTL

Nehir tipi santral olarak seçilen örnek proje ise Paravani HES'dir. Bu proje Anadolu Grubu ortaklığı ile Georgian Urban Energy şirketleri tarafından yürütülmektedir. Projenin fizibilite aşaması bitmiş olup, kati proje aşamasına geçilmiştir. Paravani HES projesi, deniz seviyesinden 2080 m. yükseklikteki Poga kasabasından, Paravani gölünün güney köşesinden doğup Mtkvari nehrine Khertvisi kasabasının sağından bağlanan, Paravani Irmağı üzerinde yer almaktadır. Proje 41° 27' K enlemleri ve 43° 17' D boylamları arasında yer almaktadır. Paravani HES yılın ilk üç ayı ürettiği enerjiyi Gürcistan'a verecektir. Kalan dokuz ay ise bu tesisin ürettiği enerji Türkiye'ye tahsis edecektir. Paravani HES ile üretilecek olan enerji 12 km.'lik enerji

nakil hattı ile Aspindza Dağıtım merkezi'ne, 90 km.'lik enerji nakil hattı ile de Ardahan Dağıtım Merkezi'ne iletilecektir. Paravani HES'e ait proje karakteristikleri:

Tipi	: Dolu Gövdeli
Kret Kotu	: 1555.00 m
Talveg Kotu	: 1546.00 m
Talvegden Yükseklik	: 9.00 m
Çevre Düzenleme Kotu	: 1558.25 m
Dolusavak Tipi	: Karşıdan alışı, kontrolsüz
Dolusavak Debisi (Q100)	: 205.49 m ³ /s
Dolusavak Açıklığı	: 30.00 m
Brüt Düşü	: 426.00 m
Net Düşü	: 406.74 m
Toplam Kurulu Güç	: 85.416 MW
Proje Debisi	: 24.00 m ³ /s
Yıllık Enerji Üretimi	: 425.456 GWh
Firm Enerji Üretimi	: 257.059 GWh
Sekonder Enerji Üretimi	: 168.397 GWh
Tesis Bedeli	: 156 940 708 YTL
Yatırım Maliyeti	: 196 045 039 YTL
Yıllık Gider	: 15 503 907 YTL

Olup, Paravani HES' e ait debi süreklilik ve kurulu güç eğrileri Şekil 4.1'de verilmiştir.



Şekil 4.1: Paravani Regülatörü ve HES Kurulu Güç Optimizasyonu ve Debi Süreklilik Eğrisi

4.2 Hesap Kriterleri

Örnek projelerle ilgili ekonomik analiz hesapları yapılırken kullanılan bazı hesap kriterleri ve kabuller şu şekildedir:

Projelerin her ikisinin de keşif bedelleri hesaplanırken DSI 2007 birim fiyatları kullanılmıştır. Projelerin ekonomik ömrü 50 yıl olarak kabul edilmiştir. Projelerin 50 yıllık ekonomik ömrü boyunca dikkate alınan faiz oranı % 9.50 olarak alınmıştır. Projeler için faiz ve amortisman faktörü olarak % 9.50 faiz oranı ve 50 yıllık ekonomik proje ömrüne karşılık gelen 0.09603 değeri kullanılmıştır. Tesislerinin gelir gider oranı 50 yıllık ekonomik proje ömrü dikkate alınarak hesap edilen gelir ve gider nakit akımlarının, enerji projeleri için dikkate alınan % 9.50 faiz oranı dikkate alınarak yatırımın başladığı birinci yıla taşınması ve bu değerlerin birbirlerine oranı şeklinde hesap edilmiştir. Projelerde dolar kuru ise 1.54 alınmıştır.

Ayrıca projelerde proje bedeli üzerinden hesap edilen yıllık işletme ve bakım giderleri ile yıllık enerji gelirlerinin yatırımın başladığı birinci yıla taşınmış değerlerini eşit kılan faiz oranı olan İç Karlılık Oranı da hesaplanmıştır.

4.3 Karakurt Barajı ve HES

Karakurt Barajı ve HES için hesap edilen yatırım bedeli ve yıllık gider çizelgeleri (Çizelge 4.1 ve 4.2) aşağıdaki gibidir.

Çizelge 4.1: Karakurt Barajı ve HES Yatırım Bedeli ve Yıllara Dağılımı

		(YTL)			
	Toplam	1. Yıl	2. Yıl	3. Yıl	4. Yıl
Baraj Gövdesi, Batardolar ve Enjeksiyon	106,145,363	15,921,804	26,536,341	26,536,341	37,150,877
Derivasyon Tüneli	20,734,957	20,734,957	-	-	-
Dolusavak	17,171,355	-	5,723,785	5,723,785	5,723,785
Enerji Yapıları	11,499,664	-	-	-	11,499,664
Galeriler	2,919,875	-	-	1,459,938	1,459,938
Şantiye Tesisleri	847,000	847,000	-	-	-
Santral Binası ve Kuyruksuyu Kanalı	51,235,800	-	-	25,617,900	25,617,900
Enerji Nakil Hattı	1,540,000	-	-	-	1,540,000
Yol Relokasyonu	43,659,000	6,548,850	10,914,750	10,914,750	15,280,650
KEŞİF BEDELİ	255,753,015	44,052,612	43,174,876	70,252,713	98,272,814
BİLİNMEYENLER	38,362,952	6,607,892	6,476,231	10,537,907	14,740,922
TOPLAM TESİS BEDELİ	294,115,967	50,660,504	49,651,107	80,790,620	113,013,736
ETÜD PROJE KONTROLLÜK	25,575,301	4,405,261	4,317,488	7,025,271	9,827,281
KAMULAŞTIRMA	10,232,000	-	-	-	10,232,000
PROJE BEDELİ	329,923,268	55,065,765	53,968,595	87,815,892	133,073,017
İNŞAAT SÜRESİNCE FAİZ	53,317,179	20,588,095	13,745,084	12,806,421	6,177,579
DÖNEM KÜMÜLATİF BORCU		75,653,860	143,367,539	243,989,851	383,240,447
TOPLAM YATIRIM BEDELİ	383,240,447	75,653,860	67,713,678	100,622,312	139,250,596

Çizelge 4.2: Karakurt Barajı ve HES Yıllık Giderleri

İşin Cinsi	İnşaat Bedeli	Bilinmeyenler	Maliyet	Faiz+Amort. Faktörü	Yenileme Faktörü	İşletme+ Bakım Faktörü	Yıllık Gider	İşletme+ Bakım	Toplam
							Faiz+Amort.		
							+Yenileme		
	(YTL)	(YTL)	(YTL)				(YTL)	(YTL)	(YTL)
Baraj Gövdesi, Batardolar ve Enjeksiyon	106,145,363	15,921,804	122,067,167	0.09603	0.0000326	0.01000	11,726,089	1,220,672	12,946,761
Derivasyon Tüneli	20,734,957	3,110,244	23,845,201	0.09603	0.0000326	0.01000	2,290,632	238,452	2,529,084
Dolusavak	17,171,355	2,575,703	19,747,058	0.09603	0.0000326	0.01000	1,896,954	197,471	2,094,424
Enerji Yapıları	11,499,664	1,724,950	13,224,614	0.09603	0.0000326	0.01000	1,270,391	132,246	1,402,637
Galeriler	2,919,875	437,981	3,357,856	0.09603	0.0018480	0.01000	328,660	33,579	362,239
Şantiye Tesisleri	847,000	127,050	974,050	0.09603	0.0000326	0.01000	93,570	9,741	103,310
Santral Binası ve Kuyruksuyu Kanalı	51,235,800	7,685,370	58,921,170	0.09603	0.0041376	0.02000	5,901,992	1,178,423	7,080,416
Enerji Nakil Hattı	1,540,000	231,000	1,771,000	0.09603	0.0041376	0.02000	177,397	35,420	212,817
Yol Relokasyonu	43,659,000	6,548,850	50,207,850	-	-	-	-	-	-
TESİS BEDELİ			294,115,967				23,685,685	3,046,003	26,731,688
Etüt, Proje, Kontrollük			25,575,301	0.09603	-		2,455,996	-	2,455,996
Kamulaştırma			10,232,000	0.09603	-		982,579	-	982,579
PROJE BEDELİ			329,923,268				27,124,260	3,046,003	30,170,263
İnşaat Süresi Faizleri			53,317,179	0.09603			5,120,049	-	5,120,049
YATIRIM BEDELİ			383,240,447				32,244,309	3,046,003	35,290,312

4.3.1 DSİ Yöntemi

Karakurt Barajı ve HES için DSİ hidroelektrik enerji birim fiyatları ve pik güç hesap yöntemleri kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. DSİ'nin hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre firm enerji birim fiyatı 6 cent/kWh, sekonder enerji birim fiyatı 3,3 cent/kWh, pik güç birim fiyatı ise 85 \$/kW olarak belirlenmiştir.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.3) 1.20, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.4) %11,43 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 8,75 yıldır.

Çizelge 4.3: Karakurt Barajı ve HES Gelir-Gider Oranı (DSİ Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(4)/1.095 ⁿ	(5)/1.095 ⁿ
1	55,065,765		55,065,765		50,288,370	0
2	53,968,595		53,968,595		45,010,400	0
3	87,815,892		87,815,892		66,885,312	0
4	133,073,017		133,073,017		92,562,170	0
5	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,934,905	29,314,386
6	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,767,037	26,771,129
7	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,613,732	24,448,519
8	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,473,728	22,327,415
9	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,345,870	20,390,333
10	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,229,105	18,621,309
11	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,122,471	17,005,761
12	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	1,025,087	15,530,376
13	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	936,153	14,182,992
14	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	854,934	12,952,504
15	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	780,762	11,828,771
16	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	713,024	10,802,530
36	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	116,097	1,758,908
37	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	106,025	1,606,309
38	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	96,826	1,466,948
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	46,147,842	1,575,809	1,339,679
40	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	80,754	1,223,451
41	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	73,748	1,117,307
42	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	67,350	1,020,372
47	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	42,783	648,168
48	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	39,071	591,935
49	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	35,681	540,579
50	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	32,585	493,680
51	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	29,758	450,849
52	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	27,177	411,734
53	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	24,819	376,013
54	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	22,666	343,391
TOPLAM					278,297,378	334,272,225

Toplam Gelir/Toplam Gider =

1.20

Çizelge 4.4: Karakurt Barajı ve HES İç Karlılık Oranı (DSİ Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 11.43%
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(5)-(4)	(7)
1	55,065,765		55,065,765		-55,065,765	-49,415,821
2	53,968,595		53,968,595		-53,968,595	-43,462,009
3	87,815,892		87,815,892		-87,815,892	-63,463,810
4	133,073,017		133,073,017		-133,073,017	-86,303,294
5	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	25,085,197
6	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	22,511,366
7	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	20,201,620
8	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	18,128,862
9	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	16,268,776
10	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	14,599,541
11	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	13,101,577
12	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	11,757,308
13	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	10,550,966
14	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	9,468,400
15	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	8,496,908
16	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	7,625,095
17	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	6,842,733
18	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	6,140,644
19	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	5,510,592
20	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	4,945,186
21	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	4,437,792
31	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	1,503,178
32	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	1,348,947
33	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	1,210,540
34	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	1,086,334
35	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	974,872
36	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	874,847
37	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	785,085
38	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	704,532
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	46,147,842	-8,133,961	-119,314
40	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	567,374
41	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	509,159
42	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	456,918
43	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	410,036
44	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	367,965
45	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	330,211
46	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	296,330
47	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	265,925
48	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	238,641
49	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	214,155
50	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	192,182
51	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	172,464
52	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	154,768
53	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	138,888
54	0	3,046,003	3,046,003	46,147,842	43,101,839	124,638
TOPLAM						0.00

4.3.2 EİE Yöntemi (Güncellenmiş Yöntem)

Karakurt Barajı ve HES için EİE hidroelektrik enerji birim fiyatları ve pik güç hesap yöntemleri kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. EİE'nin hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre firm enerji birim fiyatı 4,5 cent/kWh, sekonder enerji birim fiyatı 3,5 cent/kWh, pik güç birim fiyatı ise 240 \$/kW olarak alınmıştır.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.5) 1.66, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.6) %15.52 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 6,44 yıldır.

Çizelge 4.5: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (EİE Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(4)/1.095 ⁿ	(5)/1.095 ⁿ
1	55,065,765		55,065,765		50,288,370	0
2	53,968,595		53,968,595		45,010,400	0
3	87,815,892		87,815,892		66,885,312	0
4	133,073,017		133,073,017		92,562,170	0
5	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,934,905	40,595,219
6	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,767,037	37,073,259
7	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,613,732	33,856,858
8	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,473,728	30,919,505
9	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,345,870	28,236,990
10	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,229,105	25,787,206
11	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,122,471	23,549,960
12	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	1,025,087	21,506,813
13	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	936,153	19,640,925
14	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	854,934	17,936,918
15	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	780,762	16,380,747
36	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	116,097	2,435,775
37	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	106,025	2,224,452
38	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	96,826	2,031,463
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	63,906,566	1,575,809	1,855,217
40	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	80,754	1,694,263
41	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	73,748	1,547,272
42	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	67,350	1,413,034
47	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	42,783	897,598
48	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	39,071	819,724
49	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	35,681	748,607
50	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	32,585	683,659
51	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	29,758	624,346
52	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	27,177	570,179
53	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	24,819	520,711
54	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	22,666	475,536
TOPLAM					278,297,378	462,907,671

Toplam Gelir/Toplam Gider =

1.66

Çizelge 4.6: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (EİE Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 15.52%
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(5)-(4)	(7)
1	55,065,765		55,065,765		-55,065,765	-47,666,358
2	53,968,595		53,968,595		-53,968,595	-40,439,120
3	87,815,892		87,815,892		-87,815,892	-56,959,214
4	133,073,017		133,073,017		-133,073,017	-74,715,579
5	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	29,579,268
6	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	25,604,583
7	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	22,163,993
8	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	19,185,728
9	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	16,607,665
10	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	14,376,027
11	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	12,444,263
12	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	10,772,077
13	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	9,324,590
14	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	8,071,608
15	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	6,986,993
16	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	6,048,123
17	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	5,235,413
18	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	4,531,909
19	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	3,922,938
20	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	3,395,798
31	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	694,344
32	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	601,043
33	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	520,278
34	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	450,366
35	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	389,849
36	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	337,463
37	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	292,117
38	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	252,864
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	63,906,566	9,624,763	34,616
40	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	189,473
41	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	164,013
42	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	141,974
43	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	122,896
44	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	106,382
45	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	92,087
46	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	79,713
47	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	69,002
48	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	59,730
49	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	51,704
50	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	44,756
51	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	38,742
52	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	33,536
53	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	29,030
54	0	3,046,003	3,046,003	63,906,566	60,860,563	25,129
TOPLAM						0.00

4.3.3 M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi

Karakurt Barajı ve HES için M. Doğan Pekçağlıyan'ın biriktirmeli santraller için önerdiği hidroelektrik enerji birim fiyatları ve pik güç hesap yöntemleri kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. M. Doğan Pekçağlıyan'ın hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre enerji birim fiyatı 3.88 cent/kWh, pik güç birim fiyatı ise 109 \$/kW olarak alınmıştır.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.7) 1.08, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.8) %10.25 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 9.75 yıldır.

Çizelge 4.7: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(4)/1.095 ⁿ	(5)/1.095 ⁿ
1	55,065,765		55,065,765		50,288,370	0
2	53,968,595		53,968,595		45,010,400	0
3	87,815,892		87,815,892		66,885,312	0
4	133,073,017		133,073,017		92,562,170	0
5	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,934,905	26,276,085
6	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,767,037	23,996,424
7	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,613,732	21,914,543
8	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,473,728	20,013,281
9	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,345,870	18,276,969
10	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,229,105	16,691,296
11	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,122,471	15,243,193
12	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	1,025,087	13,920,724
13	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	936,153	12,712,990
14	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	854,934	11,610,036
15	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	780,762	10,602,773
36	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	116,097	1,576,605
37	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	106,025	1,439,822
38	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	96,826	1,314,906
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	41,364,831	1,575,809	1,200,827
40	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	80,754	1,096,646
41	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	73,748	1,001,503
42	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	67,350	914,615
47	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	42,783	580,989
48	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	39,071	530,583
49	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	35,681	484,551
50	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	32,585	442,512
51	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	29,758	404,121
52	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	27,177	369,060
53	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	24,819	337,041
54	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	22,666	307,800
TOPLAM					278,297,378	299,626,449

Toplam Gelir/Toplam Gider =

1.08

Çizelge 4.8: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 10.25%
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(5)-(4)	(7)
1	55,065,765		55,065,765		-55,065,765	-49,945,885
2	53,968,595		53,968,595		-53,968,595	-44,399,409
3	87,815,892		87,815,892		-87,815,892	-65,528,048
4	133,073,017		133,073,017		-133,073,017	-90,066,266
5	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	23,523,525
6	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	21,336,366
7	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	19,352,563
8	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	17,553,209
9	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	15,921,155
10	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	14,440,845
11	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	13,098,170
12	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	11,880,335
13	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	10,775,730
14	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	9,773,829
15	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	8,865,083
16	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	8,040,829
17	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	7,293,213
18	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	6,615,108
19	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	6,000,051
20	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	5,442,181
31	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	1,860,250
32	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	1,687,289
33	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	1,530,409
34	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	1,388,115
35	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	1,259,052
36	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	1,141,988
37	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	1,035,809
38	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	939,502
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	41,364,831	-12,916,972	-287,253
40	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	772,919
41	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	701,055
42	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	635,872
43	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	576,750
44	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	523,126
45	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	474,487
46	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	430,370
47	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	390,355
48	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	354,061
49	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	321,141
50	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	291,282
51	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	264,200
52	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	239,635
53	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	217,354
54	0	3,046,003	3,046,003	41,364,831	38,318,828	197,145
TOPLAM						0.00

4.3.4 Nadi Bakır'ın Önerisi

Karakurt Barajı ve HES için Nadi Bakır'ın biriktirmeli santraller için önerdiği hidroelektrik enerji birim fiyatları ve pik güç hesap yöntemleri kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. Nadi Bakır'ın hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre enerji birim fiyatı 8.75 cent/kWh, pik güç birim fiyatı ise 250 \$/kW olarak alınmıştır.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.9) 2.44, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.10) %21.69 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 4.61 yıldır.

Çizelge 4.9: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(4)/1.095 ⁿ	(5)/1.095 ⁿ
1	55,065,765		55,065,765		50,288,370	0
2	53,968,595		53,968,595		45,010,400	0
3	87,815,892		87,815,892		66,885,312	0
4	133,073,017		133,073,017		92,562,170	0
5	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,934,905	59,671,379
6	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,767,037	54,494,410
7	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,613,732	49,766,585
8	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,473,728	45,448,936
9	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,345,870	41,505,877
10	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,229,105	37,904,911
11	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,122,471	34,616,357
12	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	1,025,087	31,613,111
13	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	936,153	28,870,421
14	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	854,934	26,365,682
15	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	780,762	24,078,248
36	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	116,097	3,580,374
37	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	106,025	3,269,748
38	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	96,826	2,986,071
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	93,936,997	1,575,809	2,727,006
40	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	80,754	2,490,416
41	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	73,748	2,274,353
42	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	67,350	2,077,034
47	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	42,783	1,319,390
48	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	39,071	1,204,922
49	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	35,681	1,100,385
50	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	32,585	1,004,918
51	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	29,758	917,734
52	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	27,177	838,113
53	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	24,819	765,400
54	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	22,666	698,995
TOPLAM					278,297,378	680,433,316

Toplam Gelir/Toplam Gider =

2.44

Çizelge 4.10: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 21.69%
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(5)-(4)	(7)
1	55,065,765		55,065,765		-55,065,765	-45,252,665
2	53,968,595		53,968,595		-53,968,595	-36,447,360
3	87,815,892		87,815,892		-87,815,892	-48,737,199
4	133,073,017		133,073,017		-133,073,017	-60,693,187
5	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	34,066,952
6	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	27,995,986
7	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	23,006,907
8	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	18,906,917
9	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	15,537,574
10	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	12,768,671
11	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	10,493,206
12	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	8,623,244
13	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	7,086,522
14	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	5,823,655
15	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	4,785,839
16	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	3,932,970
17	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	3,232,087
18	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	2,656,107
19	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	2,182,770
20	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	1,793,786
31	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	207,089
32	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	170,185
33	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	139,857
34	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	114,933
35	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	94,451
36	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	77,619
37	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	63,787
38	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	52,420
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	93,936,997	39,655,194	18,795
40	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	35,401
41	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	29,093
42	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	23,908
43	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	19,648
44	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	16,146
45	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	13,269
46	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	10,904
47	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	8,961
48	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	7,364
49	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	6,052
50	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	4,973
51	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	4,087
52	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	3,359
53	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	2,760
54	0	3,046,003	3,046,003	93,936,997	90,890,994	2,268
TOPLAM						0.00

4.3.5 DUY Sistemi

Karakurt Barajı ve HES için DUY sistemi'nin 2008 yılı Aralık ayı ilk haftası için enterkonnekte sisteme sunduğu hidroelektrik enerji birim fiyatları ve EİE pik güç hesap yöntemi kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. DUY sistemi'nin hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre enerji birim fiyatı 10.25 cent/kWh, pik güç birim fiyatı ise 195 \$/kW olarak alınmıştır.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.11) 2.47, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.12) %21.85 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 4.57 yıldır.

Çizelge 4.11: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri Gelir-Gider Oranı (DUY Fiyatları)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(4)/1.095 ⁿ	(5)/1.095 ⁿ
1	55,065,765		55,065,765		50,288,370	0
2	53,968,595		53,968,595		45,010,400	0
3	87,815,892		87,815,892		66,885,312	0
4	133,073,017		133,073,017		92,562,170	0
5	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,934,905	60,210,131
6	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,767,037	54,986,421
7	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,613,732	50,215,910
8	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,473,728	45,859,278
9	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,345,870	41,880,620
10	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,229,105	38,247,141
11	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,122,471	34,928,896
12	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	1,025,087	31,898,535
13	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	936,153	29,131,082
14	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	854,934	26,603,728
15	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	780,762	24,295,642
36	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	116,097	3,612,700
37	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	106,025	3,299,269
38	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	96,826	3,013,031
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	94,785,121	1,575,809	2,751,627
40	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	80,754	2,512,901
41	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	73,748	2,294,887
47	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	42,783	1,331,302
48	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	39,071	1,215,801
49	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	35,681	1,110,320
50	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	32,585	1,013,991
51	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	29,758	926,019
52	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	27,177	845,680
53	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	24,819	772,310
54	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	22,666	705,306
TOPLAM					278,297,378	686,576,710

Toplam Gelir/Toplam Gider =

2.47

Çizelge 4.12: Karakurt Barajı ve HES Tesisleri İç Karlılık Oranı (DUY Fiyatları)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 21.85%
	(1)	(2)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(5)-(4)	(7)
1	55,065,765		55,065,765		-55,065,765	-45,192,096
2	53,968,595		53,968,595		-53,968,595	-36,349,858
3	87,815,892		87,815,892		-87,815,892	-48,541,762
4	133,073,017		133,073,017		-133,073,017	-60,368,896
5	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	34,155,339
6	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	28,031,053
7	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	23,004,893
8	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	18,879,958
9	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	15,494,652
10	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	12,716,355
11	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	10,436,225
12	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	8,564,938
13	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	7,029,186
14	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	5,768,805
15	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	4,734,419
16	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	3,885,505
17	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	3,188,807
18	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	2,617,032
19	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	2,147,781
20	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	1,762,669
31	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	200,521
32	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	164,566
33	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	135,058
34	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	110,841
35	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	90,967
36	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	74,656
37	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	61,270
38	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	50,283
39	51,235,800	3,046,003	54,281,803	94,785,121	40,503,318	18,220
40	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	33,868
41	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	27,795
42	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	22,811
43	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	18,721
44	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	15,364
45	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	12,609
46	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	10,348
47	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	8,493
48	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	6,970
49	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	5,720
50	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	4,695
51	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	3,853
52	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	3,162
53	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	2,595
54	0	3,046,003	3,046,003	94,785,121	91,739,118	2,130
TOPLAM						0.00

4.4 Paravani HES

Paravani HES için hesap edilen yatırım bedeli ve yıllık gider çizelgeleri (Çizelge 4.13 ve 4.14) aşağıdaki gibidir.

Çizelge 4.13: Paravani HES Yatırım Bedeli ve Yıllara Dağılımı

		(YTL)			
	Toplam	1.Yıl	2. Yıl	3. Yıl	4.Yıl
REGÜLATÖR VE SUALMA YAPISI	4,438,662	2,219,331	2,219,331	-	-
ENERJİ TÜNELİ	74,251,202	18,562,800	18,562,800	18,562,800	18,562,800
DENGE BACASI	2,352,165	-	-	-	2,352,165
CEBRİ BORU	27,555,342	-	-	8,266,603	19,288,739
SANTRAL BİNASI	5,979,400	-	-	1,793,820	4,185,580
DAİMİ SİTE	595,000	595,000	-	-	-
ULAŞIM YOLLARI	2,240,000	2,240,000	-	-	-
İNŞAAT İŞLERİ	117,411,771	23,617,132	20,782,132	28,623,223	44,389,284
ELEKTROMEKANİK TEÇ.	23,917,600	-	-	-	23,917,600
ENERJİ NAKİL HATTI	1,344,000	-	-	-	1,344,000
KEŞİF BEDELİ	142,673,371	23,617,132	20,782,132	28,623,223	69,650,884
BİLİNMEYENLER	14,267,337	2,361,713	2,078,213	2,862,322	6,965,088
TOPLAM TESİS BEDELİ	156,940,708	25,978,845	22,860,345	31,485,545	76,615,973
ETÜD PROJE KONTROLLÜK	15,694,071	2,597,884	2,286,034	3,148,555	7,661,597
KAMULAŞTIRMA	250,000	-	-	-	250,000
PROJE BEDELİ	172,884,779	28,576,729	25,146,379	34,634,100	84,527,570
İNŞAAT SÜRESİNCE FAİZ	23,160,261	9,443,664	5,689,036	4,508,396	3,519,164
DÖNEM KÜMÜLATİF BORCU		38,020,393	68,855,809	107,998,305	196,045,039
TOPLAM YATIRIM BEDELİ	196,045,039	38,020,393	30,835,416	39,142,496	88,046,734

Çizelge 4.14: Paravani HES Yıllık Giderleri

No.	İşin Cinsi	İnşaat Bedeli (YTL)	Bilinmeyenler (YTL)	Maliyet (YTL)	Faiz+Amort. Faktörü	Yenileme Faktörü	İşletme+ Bakım Faktörü	Yıllık Gider Faiz+Amort. +Yenileme (YTL)	İşletme+ Bakım (YTL)	Toplam (YTL)
1	Regülatör ve Sualma Yapısı	4,438,662	443,866	4,882,529	0.08646	0.0000444	0.010	422,360	48,825	471,186
2	Enerji Tüneli	74,251,202	7,425,120	81,676,322	0.08646	0.0000444	0.010	7,065,361	816,763	7,882,124
3	Yükleme Havuzu	2,352,165	235,216	2,587,381	0.08646	0.0000444	0.010	223,820	25,874	249,694
4	Cebri Boru	27,555,342	2,755,534	30,310,876	0.08646	0.0011098	0.010	2,654,317	303,109	2,957,426
5	Santral Binası ve Kuyruksuyu Kanalı	5,979,400	597,940	6,577,340	0.08646	0.0051894	0.010	602,809	65,773	668,583
6	Elektromekanik Donanım	23,917,600	2,391,760	26,309,360	0.08646	0.0051894	0.015	2,411,237	394,640	2,805,877
7	Enerji Nakil Hattı	1,344,000	134,400	1,478,400	0.08646	0.0086752	0.015	140,648	22,176	162,824
8	Daimi Site	595,000	59,500	654,500	0.08646	0.0020671	0.010	57,941	6,545	64,486
9	Ulaşım Yolları	2,240,000	224,000	2,464,000	0.08646	0.0000444	0.040	213,147	98,560	311,707
10	TESİS BEDELİ			156,940,708				13,791,641	1,782,266	15,573,907
11	Etüt, Proje, Kontrollük			15,694,071	-	-	-	-	-	-
12	Kamulaştırma			250,000	-	-	-	-	-	-
13	PROJE BEDELİ			172,884,779				13,791,641	1,782,266	15,573,907
14	İnşaat Süresi Faizleri			23,160,261	-	-	-		-	-
15	YATIRIM BEDELİ			196,045,039				13,791,641	1,782,266	15,573,907

4.4.1 DSİ Yöntemi

Paravani HES için DSİ hidroelektrik enerji birim fiyatları ve pik güç hesap yöntemleri kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. DSİ'nin hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre firm enerji birim fiyatı 6 cent/kWh, sekonder enerji birim fiyatı 3,3 cent/kWh olarak belirlenmiştir.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.15) 1.78, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.16) %15.14 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 6.60 yıldır.

Çizelge 4.15: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (DSİ Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)	(4)	(3)/1.085 ⁿ	(4)/1.085 ⁿ
1	28,576,729		28,576,729		26,337,999	0
2	25,146,379		25,146,379		21,360,725	0
3	34,634,100		34,634,100		27,115,317	0
4	84,527,570		84,527,570		60,992,921	0
5	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	1,185,288	21,487,742
6	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	1,092,431	19,804,371
7	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	1,006,849	18,252,876
8	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	927,971	16,822,927
9	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	855,273	15,505,002
10	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	788,270	14,290,325
11	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	726,516	13,170,806
12	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	669,600	12,138,992
13	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	617,143	11,188,011
14	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	568,796	10,311,531
15	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	524,235	9,503,715
29	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	167,305	3,033,033
30	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	154,199	2,795,422
31	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	142,118	2,576,426
32	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	130,985	2,374,586
33	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	120,723	2,188,558
34	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	111,266	2,017,104
35	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	102,549	1,859,082
36	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	94,515	1,713,440
37	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	87,111	1,579,207
38	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	80,286	1,455,491
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	32,310,187	1,067,016	1,341,466
40	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	68,200	1,236,374
41	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	62,857	1,139,515
42	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	57,933	1,050,245
43	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	53,394	967,967
44	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	49,211	892,136
45	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	45,356	822,245
46	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	41,803	757,830
47	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	38,528	698,460
48	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	35,510	643,742
49	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	32,728	593,311
50	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,164	546,830
51	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	27,801	503,991
52	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	25,623	464,508
53	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	23,615	428,118
54	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	21,765	394,579
TOPLAM					151,673,768	269,642,606

Toplam Gelir/Toplam Gider =

1.78

Çizelge 4.16: Paravani HES İç Karlılık Oranı (DSİ Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 15.14%
1	28,576,729		28,576,729		-28,576,729	-24,820,142
2	25,146,379		25,146,379		-25,146,379	-18,969,634
3	34,634,100		34,634,100		-34,634,100	-22,692,332
4	84,527,570		84,527,570		-84,527,570	-48,102,245
5	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	15,088,843
6	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	13,105,321
7	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	11,382,546
8	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	9,886,240
9	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	8,586,633
10	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	7,457,867
11	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	6,477,484
12	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	5,625,979
13	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	4,886,410
14	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	4,244,061
15	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	3,686,153
16	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	3,201,585
33	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	291,625
34	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	253,289
35	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	219,993
36	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	191,073
37	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	165,955
38	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	144,140
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	32,310,187	6,610,321	27,108
40	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	108,734
41	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	94,441
42	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	82,026
43	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	71,243
44	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	61,878
45	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	53,743
46	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	46,679
47	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	40,542
48	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	35,213
49	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	30,584
50	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	26,563
51	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	23,072
52	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	20,039
53	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	17,404
54	0	1,782,266	1,782,266	32,310,187	30,527,921	15,116
TOPLAM						0.00

4.4.2 EİE Yöntemi (Yeni Yöntem)

Paravani HES için EİE hidroelektrik enerji birim fiyatları ve pik güç hesap yöntemleri kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. EİE'nin hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre firm enerji birim fiyatı 4,5 cent/kWh, sekonder enerji birim fiyatı 3,5 cent/kWh olarak alınmıştır.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.17) 1.48, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.18) %12.73 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 7.85 yıldır.

Çizelge 4.17: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (EİE Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)	(4)	(3)/1.085 ⁿ	(4)/1.085 ⁿ
1	28,576,729		28,576,729		26,337,999	0
2	25,146,379		25,146,379		21,360,725	0
3	34,634,100		34,634,100		27,115,317	0
4	84,527,570		84,527,570		60,992,921	0
5	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	1,185,288	17,883,595
6	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	1,092,431	16,482,576
7	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	1,006,849	15,191,314
8	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	927,971	14,001,211
9	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	855,273	12,904,342
10	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	788,270	11,893,403
11	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	726,516	10,961,662
12	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	669,600	10,102,914
13	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	617,143	9,311,441
14	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	568,796	8,581,974
35	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	102,549	1,547,258
36	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	94,515	1,426,044
37	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	87,111	1,314,326
38	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	80,286	1,211,361
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	26,890,787	1,067,016	1,116,461
40	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	68,200	1,028,997
41	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	62,857	948,384
42	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	57,933	874,087
47	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	38,528	581,307
48	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	35,510	535,767
49	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	32,728	493,795
50	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	30,164	455,110
51	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	27,801	419,456
52	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,623	386,596
53	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	23,615	356,309
54	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	21,765	328,396
TOPLAM					151,673,768	224,415,348

Toplam Gelir/Toplam Gider =

1.48

Çizelge 4.18: Paravani HES İç Karlılık Oranı (EİE Yöntemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 12.73%
1	28,576,729		28,576,729		-28,576,729	-25,350,764
2	25,146,379		25,146,379		-25,146,379	-19,789,396
3	34,634,100		34,634,100		-34,634,100	-24,179,066
4	84,527,570		84,527,570		-84,527,570	-52,349,499
5	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	13,794,749
6	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	12,237,490
7	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	10,856,026
8	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	9,630,513
9	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	8,543,345
10	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	7,578,906
11	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	6,723,339
12	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	5,964,356
13	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	5,291,053
14	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	4,693,757
15	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	4,163,889
16	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	3,693,837
33	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	482,073
34	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	427,653
35	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	379,376
36	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	336,549
37	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	298,557
38	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	264,853
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	26,890,787	1,190,921	11,144
40	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	208,431
41	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	184,902
42	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	164,029
43	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	145,512
44	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	129,085
45	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	114,513
46	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	101,586
47	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	90,118
48	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	79,945
49	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	70,920
50	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	62,914
51	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	55,812
52	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	49,511
53	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	43,922
54	0	1,782,266	1,782,266	26,890,787	25,108,521	38,964
TOPLAM						0.00

4.4.3 M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi

Paravani HES için M. Doğan Pekçağlıyan'ın nehir tipi santraller için önerdiği hidroelektrik enerji birim fiyatları kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. M. Doğan Pekçağlıyan'ın hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre enerji birim fiyatı 2.56 cent/kWh olarak alınmıştır.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.19) 0.92, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.20) %7.76 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 12.88 yıldır.

Çizelge 4.19: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)	(4)	(3)/1.085 ⁿ	(4)/1.085 ⁿ
1	28,576,729		28,576,729		26,337,999	0
2	25,146,379		25,146,379		21,360,725	0
3	34,634,100		34,634,100		27,115,317	0
4	84,527,570		84,527,570		60,992,921	0
5	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	1,185,288	11,154,925
6	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	1,092,431	10,281,037
7	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	1,006,849	9,475,610
8	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	927,971	8,733,281
9	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	855,273	8,049,107
10	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	788,270	7,418,532
11	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	726,516	6,837,356
12	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	669,600	6,301,711
13	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	617,143	5,808,029
14	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	568,796	5,353,022
35	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	102,549	965,105
36	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	94,515	889,498
37	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	87,111	819,813
38	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	80,286	755,588
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	16,773,177	1,067,016	696,395
40	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	68,200	641,839
41	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	62,857	591,556
42	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	57,933	545,213
47	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	38,528	362,592
48	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	35,510	334,186
49	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	32,728	308,005
50	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	30,164	283,876
51	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	27,801	261,637
52	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	25,623	241,140
53	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	23,615	222,249
54	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	21,765	204,838
TOPLAM					151,673,768	139,979,482

Toplam Gelir/Toplam Gider =

0.92

Çizelge 4.20: Paravani HES İç Karlılık Oranı (M. Doğan Pekçağlıyan'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 7.76%
1	28,576,729		28,576,729		-28,576,729	-26,518,646
2	25,146,379		25,146,379		-25,146,379	-21,654,747
3	34,634,100		34,634,100		-34,634,100	-27,677,087
4	84,527,570		84,527,570		-84,527,570	-62,683,565
5	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	10,316,257
6	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	9,573,285
7	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	8,883,821
8	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	8,244,013
9	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	7,650,283
10	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	7,099,313
11	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	6,588,023
12	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	6,113,557
13	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	5,673,261
14	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	5,264,675
15	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	4,885,516
16	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	4,533,663
33	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	1,272,358
34	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	1,180,723
35	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	1,095,688
36	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	1,016,777
37	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	943,549
38	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	875,595
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	16,773,177	-8,926,689	-483,843
40	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	754,017
41	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	699,713
42	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	649,320
43	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	602,556
44	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	559,160
45	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	518,890
46	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	481,520
47	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	446,841
48	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	414,660
49	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	384,796
50	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	357,083
51	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	331,366
52	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	307,501
53	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	285,355
54	0	1,782,266	1,782,266	16,773,177	14,990,911	264,804
TOPLAM						0.00

4.4.4 Nadi Bakır'ın Önerisi

Paravani HES için Nadi Bakır'ın nehir tipi santraller için önerdiği hidroelektrik enerji birim fiyatları kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. Nadi Bakır'nin hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre enerji birim fiyatı 4.75 cent/kWh, olarak alınmıştır.

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.21) 1.71, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.22) %14.62 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 6.83 yıldır.

Çizelge 4.21: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)	(4)	(3)/1.085 ⁿ	(4)/1.085 ⁿ
1	28,576,729		28,576,729		26,337,999	0
2	25,146,379		25,146,379		21,360,725	0
3	34,634,100		34,634,100		27,115,317	0
4	84,527,570		84,527,570		60,992,921	0
5	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	1,185,288	20,697,614
6	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	1,092,431	19,076,142
7	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	1,006,849	17,581,698
8	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	927,971	16,204,330
9	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	855,273	14,934,866
10	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	788,270	13,764,854
11	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	726,516	12,686,501
12	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	669,600	11,692,628
13	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	617,143	10,776,615
14	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	568,796	9,932,364
35	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	102,549	1,790,722
36	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	94,515	1,650,435
37	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	87,111	1,521,138
38	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	80,286	1,401,971
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	31,122,106	1,067,016	1,292,139
40	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	68,200	1,190,911
41	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	62,857	1,097,614
42	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	57,933	1,011,626
47	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	38,528	672,777
48	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	35,510	620,071
49	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	32,728	571,494
50	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	30,164	526,723
51	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	27,801	485,459
52	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	25,623	447,427
53	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	23,615	412,376
54	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	21,765	380,070
TOPLAM					151,673,768	259,727,554

Toplam Gelir/Toplam Gider =

1.71

Çizelge 4.22: Paravani HES İç Karlılık Oranı (Nadi Bakır'ın Önerisi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 14.62%
1	28,576,729		28,576,729		-28,576,729	-24,932,150
2	25,146,379		25,146,379		-25,146,379	-19,141,231
3	34,634,100		34,634,100		-34,634,100	-23,000,936
4	84,527,570		84,527,570		-84,527,570	-48,976,438
5	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	14,831,797
6	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	12,940,199
7	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	11,289,850
8	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	9,849,981
9	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	8,593,747
10	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	7,497,730
11	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	6,541,495
12	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	5,707,214
13	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	4,979,336
14	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	4,344,288
15	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	3,790,232
16	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	3,306,839
33	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	325,174
34	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	283,702
35	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	247,520
36	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	215,952
37	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	188,410
38	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	164,381
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	31,122,106	5,422,241	26,505
40	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	125,126
41	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	109,167
42	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	95,245
43	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	83,097
44	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	72,499
45	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	63,253
46	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	55,186
47	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	48,148
48	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	42,007
49	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	36,650
50	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	31,976
51	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	27,897
52	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	24,340
53	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	21,235
54	0	1,782,266	1,782,266	31,122,106	29,339,841	18,527
TOPLAM						0.00

4.4.5 DUY Sistemi

Paravani HES için DUY sistemi'nin 2009 yılı Mart ayı ilk haftası için enterkonnekte sisteme sunduğu hidroelektrik enerji birim fiyatları kullanılarak bir çalışma yapılmıştır. DUY sistemi'nin hidroelektrik enerji birim fiyat kabullerine göre enerji birim fiyatı 10.25 cent/kWh olarak alınmıştır. (<https://pmum.teias.gov.tr/uzlasmaweb/>)

Bu kriterlere göre yapılan çalışmalarda projenin gelir/gider oranı (Çizelge 4.23) 3.70, iç karlılık oranı ise (Çizelge 4.24) %28.33 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri dönüş süresi ise 3.52 yıldır.

Çizelge 4.23: Paravani HES Gelir-Gider Oranı (DUY Sistemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Bugünkü Değer	
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)		Giderler (YTL)	Gelirler (YTL)
	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)	(4)	(3)/1.085 ⁿ	(4)/1.085 ⁿ
1	28,576,729		28,576,729		26,337,999	0
2	25,146,379		25,146,379		21,360,725	0
3	34,634,100		34,634,100		27,115,317	0
4	84,527,570		84,527,570		60,992,921	0
5	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	1,185,288	44,663,273
6	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	1,092,431	41,164,307
7	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	1,006,849	37,939,454
8	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	927,971	34,967,238
9	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	855,273	32,227,869
10	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	788,270	29,703,105
11	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	726,516	27,376,134
12	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	669,600	25,231,460
13	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	617,143	23,254,802
14	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	568,796	21,432,997
35	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	102,549	3,864,189
36	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	94,515	3,561,465
37	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	87,111	3,282,456
38	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	80,286	3,025,305
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	67,158,230	1,067,016	2,788,300
40	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	68,200	2,569,861
41	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	62,857	2,368,536
42	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	57,933	2,182,982
47	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	38,528	1,451,782
48	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	35,510	1,338,048
49	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	32,728	1,233,224
50	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	30,164	1,136,612
51	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	27,801	1,047,569
52	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	25,623	965,501
53	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	23,615	889,863
54	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	21,765	820,150
TOPLAM					151,673,768	560,464,721

Toplam Gelir/Toplam Gider =

3.70

Çizelge 4.24: Paravani HES İç Karlılık Oranı (DUY Sistemi)

Yıl	Giderler			Gelirler (YTL)	Fark (YTL)	Bugünkü Değer
	Proje Bedeli (YTL)	İşletme ve Bakım (YTL)	Toplam (YTL)			IRR = 28.33%
1	28,576,729		28,576,729		-28,576,729	-22,268,479
2	25,146,379		25,146,379		-25,146,379	-15,269,736
3	34,634,100		34,634,100		-34,634,100	-16,388,455
4	84,527,570		84,527,570		-84,527,570	-31,168,114
5	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	18,784,874
6	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	14,638,154
7	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	11,406,814
8	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	8,888,785
9	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	6,926,605
10	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	5,397,572
11	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	4,206,070
12	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	3,277,589
13	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	2,554,069
14	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	1,990,264
15	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	1,550,917
16	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	1,208,556
33	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	17,410
34	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	13,567
35	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	10,572
36	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	8,238
37	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	6,420
38	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	5,002
39	23,917,600	1,782,266	25,699,866	67,158,230	41,458,364	2,472
40	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	3,038
41	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	2,367
42	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	1,845
43	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	1,437
44	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	1,120
45	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	873
46	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	680
47	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	530
48	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	413
49	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	322
50	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	251
51	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	195
52	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	152
53	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	119
54	0	1,782,266	1,782,266	67,158,230	65,375,964	92
TOPLAM						0.00

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Hidroelektrik santraller enerji ihtiyacının karşılanmasında özellikle de ülkemizde günümüz şartlarında büyük önem taşımaktadır. Ülkemiz yenilenebilir enerji kaynakları özellikle de su kaynakları açısından oldukça büyük bir potansiyele sahip olup, bu kaynakların değerlendirilmesi açısından maalesef yetersiz kaldığı görülmektedir. Bu çalışmada hidroelektrik santrallerin ekonomik analiz hesaplarında kullanılan ve yapılabilişliğin temelini oluşturan gelirlerin hesaplandığı hidroelektrik birim enerji faydaları incelenmiştir.

İlk olarak kapsamlı bir literatür çalışması yapılmış, ardından enerji birim faydaları ile ilgili kullanılan yöntemler ortaya konulmuştur. Seçilen iki örnek proje üzerinde bu yöntemler uygulanarak ortaya çıkan sonuçlar değerlendirilmiştir. Çalışma kapsamında DSİ yöntemi, EİE yöntemleri, M. Doğan Pekçağlıyan ve Nadi Bakır'ın önerileri ve TEİAŞ'ın hazırlamış olduğu DUY sistemi irdelenmiştir.

DSİ yönteminde enerji birim faydaları seçilen alternatif santral grubunun giderleri esas alınarak hesaplanmıştır. Seçilen alternatif santral grubunun giderleri için enerji üreten santrallerin yatırım maliyetleri kullanılmıştır. Bu birim maliyetler santrallerin yatırım maliyetlerinin ürettikleri enerjiye bölünmesi ile hesaplanmışlardır. DSİ alternatif santral olarak en ucuz santralin seçilmesi gerektiğini belirtmektedir.

Bu yöntemde bazı eksiklikler vardır. Örneğin alternatif santral grubu seçimi yapılırken, ülke yük paterni kullanılması gerekmektedir. Çünkü alternatif santrallerin, hidroelektrik santrallerin çalışma şekline göre belirlenmesi daha uygun olacaktır. Örneğin baz enerji ürettiği kabul edilen bir hidroelektrik santrale alternatif olarak yine baz enerji ihtiyacını karşılayabilecek bir alternatif santral grubu seçilmesi gerekir. Ayrıca DSİ yönteminde doğalgaz kombine çevrim santralında üretilen enerjinin birim maliyetinin firm enerji için dikkate alınmaması bir eksikliktir. Halbuki doğalgaz santralleri de baz enerji üretebilmektedirler. DSİ yöntemi kesin tarihi belli olmamakla birlikte 1980'lerin sonunda ortaya çıktığı için

güncelliğini yitirmiştir. Yani hem ülke yük paterninde büyük değişimler olmuş, hem de enterkonnekte sistemdeki yük dağılımı dengeleri tamamen değişmiştir.

EİE yönteminde Japan International Cooperation Agency (JICA) uzmanlarının önermiş olduğu hidroelektrik santral kömür yakan termik santral ve doğalgaz kombine çevrim santralı kombinasyonu ile karşılaştırılmıştır. Alternatif santral grubu seçilirken ve birim enerji faydaları hesaplanırken ülke yük patterni hakkında bazı tahminler yapılmıştır. EİE yöntemi 2007 yılında güncellenmiştir. Birim enerji faydaları hesaplanırken pik güç birim faydasının uygulanacağı güç bir güvenilir güç değeri EİE'nin yaklaşımı ile hesaplanmıştır. Ayrıca birim faydalar hesaplanırken biriktirmeli ve biriktirmesiz ayrımı yapılmamıştır.

Pekçağlayan ise önerisinde firm ve sekonder enerji ayrımı yapmamıştır. Bunun için ise iki adet gerekçe sunmuştur. Birincisi, firm enerji ve bunun üretilebilmesine olanak sağlayan güvenilir güce gerekli fayda zaten atfedilmektedir. Bazı hesap yöntemlerinde sekonder enerji faydası olarak sadece en ucuz yakıtla çalışan kömürlü santralin değişken işletme ve bakım giderleri ile yakıt giderleri sekonder enerji faydası kabul edilmektedir. Dolayısıyla sekonder enerjinin, bir baz santral enerjisi olabileceği önyargısıyla hareket edilmektedir. İkinci gerekçe, bunun nehir santralleri hariç doğru olmadığıdır. Yük talebinin saatlik dağılımını dikkate alan rezervuar işletme programıyla yapılan çalışmalarda, sekonder enerjinin de günlük yük talep değişimlerine uygun olarak üretilebildiği anlaşılmıştır. Pekçağlayan önerisinde bu durumun biriktirmeli tesisler için geçerli olduğunu söylemiştir. Pekçağlayan önerisinde bahsettiği “yük talebini saatlik dağılımını dikkate alan rezervuar işletme programı”nı kendisi yazmış olup, bu program tarafınca temin edilememiştir. Bu yüzden programın ne şekilde çalıştığı ve doğru netice verip vermediği hakkında fikir edinilememiştir.

Bakır ise DSİ'nin kullandığı hesap yöntemini onaylamış fakat hidroelektrik santrallerin hesaplarda kullanılandan daha fazla pik enerji ürettiğini kabul ederek gün içindeki faydayı ağırlıklı bir ortalama olarak bunu DSİ'nin belirlediği fiyata eklemiştir. Ayrıca alternatif santral grubunun sebep olduğu çevre kirliliği, sera gazı emisyonu gibi dışsal maliyetleri de hidroelektrik santralin faydalarına eklemiştir. Bu yöntem bir çok kabul içerdiği için ve DSİ'nin birim enerji faydalarını kabul ettiği için çok da geçerli bir yöntem sayılmamaktadır.

Bu dört yöntem arasında en güncel ve gerçekleri yansıtan yöntem EİE yöntemidir. Yapılan örneklerde bu dört yöntem ve/veya öneri arasında rantabiliteyi en olumlu etkileyen, yatırımcıyı en çok teşvik eden yöntem Bakır'ın yöntemidir. Fakat bu yöntem önceden de anlatılan sebeplerden, yapılan kabullerin göreceli olmasından ve güncel olmayışından ötürü geçerli bir yöntem olmaktan uzaktır.

DUY yöntemi günümüzde elektrik enerjisi birim fiyatları için kullanılan en geçerli ve en gerçekçi yöntemdir. DUY'a göre Piyasa İşletmecisi-PMUM, gün öncesi planlama aşamasında fiyat tekliflerini ucuzdan pahalıya doğru sıralayarak, elektrik sisteminde arz-talep dengesini sağlamak üzere en ekonomik santrallerin kendi programladıkları üretimlerini artırmaları veya azaltmaları yönünde talimatları hazırlar, saatlik sistem marjinal fiyatlarını belirler ve Sistem İşletmecisine bildirir .

Sistem İşletmecisi bu talimatları sistem kısıtları ve ihtiyaçları doğrultusunda düzenleyerek ilgili santrallara iletir. Sistem işletmecisi ayrıca gün boyunca sistem ihtiyaçlarını karşılamak üzere santrallara yeni yük alma-yük atma talimatları vererek gerçek zamanlı dengelemeyi sağlar.

Her ay sonunda PMUM tarafından, tüm piyasa katılımcılarının enerji dengesizliklerine ilişkin borç ve alacakları, saatlik sistem marjinal fiyatlarının ağırlıklı ortalaması alınarak hesaplanan sistem dengesizlik fiyatı üzerinden hesaplanır.

Sonuç olarak DSİ ve EİE gibi proje temin eden kurumlar master plan veya yapılabilirlik aşamasında veya proje ile ilgili ekonomik analiz ve rantabilite hesabı gerektiren durumlarda kendi belirledikleri enerji birim faydası ile çalışılmasını istemektedirler. DSİ tarafından belirlenen fiyatlar güncel olmadığı ve gerçeği yansıtmadığı gibi, yatırımcı firmaların neredeyse tamamının özel sektör firmaları olmasından dolayı, ekonomik analiz, yapılabilirlik ve bu kurumların projenin faaliyete geçip geçmemesi konusunda söz hakkı da olmamaktadır. Yine de “projelerarası” değerlendirmede kullanılmak amacı ile, esas alınan yöntemin geçerliliği ve hesaplarda kullanılan değerlerin bulunabilen en güncel değerler olmasından ötürü EİE'nin JICA ile yaptığı çalışma günümüzde en geçerli ve gerçekçi değerleri vermektedir.

DSİ yöntemi ise EİE yöntemine yakın olmakla beraber, yapılan hesapların güncelleştirilme ve günümüz şartlarına uyarlanma olasılığı olmadığı gibi, EİE'nin kullandığı yöntem bu yöntemin geliştirilmiş halini yansıtmaktadır.

Eğer bir proje için güncel ekonomik analiz ve yapılabirlik hesabı isteniyorsa bu analizlerin özel şirketlerce özel şirketlere yaptırılması gerekmektedir. Ayrıca bu hesaplarda ve değerlendirmelerde geçerli ve güncel olması ve yatırımcıyı teşvik etmesi için, DUY sisteminin kullanılması daha uygun olacaktır.

Çizelge 5.1'de, kurumlar kişiler ve şirketler tarafından kullanılan enerji birim faydaları ve seçilen örnek projeler üzerine etkileri gösterilmiştir. Çizelge 5.1'de bu tezde anlatılan enerji birim fiyatları kullanılarak bulunan gelir-gider oranları, iç karlılık oranları ve yatırımların geri dönüşüm süreleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.1a: Biriktirmeli Karakurt HES projesinde enerji birim faydaları kullanılarak bulunan değerler

	Karakurt HES (Biriktirmeli), Proje Ömrü 50 yıl, Kurulu Gücü 110 MW		
	Gelir - Gider Oranı	İç Karlılık (%)	Yatırımın Geri Dönüş Süresi
DSİ Yöntemi	1.20	11.43	8.75
EİE Yöntemi	1.66	15.52	6.44
M. Doğan Pekçağhyan'ın Önerisi	1.08	10.25	9.75
Nadi Bakır'ın Önerisi	2.44	21.69	4.61
DUY Sistemi	2.47	21.85	4.57

Çizelge 5.1b: Biriktirmesiz Paravani HES projesinde enerji birim faydaları kullanılarak bulunan değerler

	Paravani HES (Biriktirmesiz), Proje Ömrü 50 yıl, Kurulu Gücü 85.42 MW		
	Gelir - Gider Oranı	İç Karlılık (%)	Yatırımın Geri Dönüş Süresi
DSİ Yöntemi	1.78	15.14	6.60
EİE Yöntemi	1.48	12.73	7.85
M. Doğan Pekçağhyan'ın Önerisi	0.92	7.76	12.88
Nadi Bakır'ın Önerisi	1.71	14.62	6.83
DUY Sistemi	3.70	28.33	3.52

KAYNAKLAR

- Altunışık, R., Coşkun, R., Bayraktaroğlu, S. ve Yıldırım, E.,** 2005: Sosyal Bilimlerde Araştırma Yöntemleri SPSS Uygulamalı, Sakarya Kitabevi, Adapazarı.
- Bakır, N. N.,** 2001: Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyelinin Yeniden Değerlendirilmesi, ERE Mühendislik İnşaat ve Ticaret A.Ş.
- Balcı, A.,** 2006: Sosyal Bilimlerde Araştırma Yöntem, Teknik ve İlkeler, Pegem Yayıncılık, Ankara.
- Büyükmihci, M. K., Gürbüz, A., Çağlar, M., Saraç, M., Karayılanoğlu, Z. ve Özkan, K.,** 2007: Enerji Birim Faydaları, EİE Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Yayın 2007-06.
- Deloitte,** 2006: Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Uygulamaları Bilgi Notu, Ağustos
- Erke, H.,** 1985: Hidroelektrik Santrallerin Enerji Faydaları, Dragos, 8-9 Eylül, DSİ
- Kuşkonmaz, N.,** 1996: Enerji Birim Faydaları, EİE
- Pekçağlıyan, M. D.,** 2001: Hidroelektrik Santrallerin Optimum Kurulu Güç Seçimi ve Ekonomik Değerlendirmesi.
- TEİAŞ Uzlaştırma Web,:** <https://pmum.teias.gov.tr/uzlasmaweb> Ziyaret Tarihi : 04.04.2009
- Theory of Knowledge .info,:** Theory of Knowledge, <http://www.theoryofknowledge.info>, Ziyaret tarihi: 24.12.2007.
- Yurter,U.,** 2007: Dünya Enerji Koseyi Türk Milli Komitesi Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Hidrolik Enerji Çalışma Grubu Raporu,Ankara, Mayıs



ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Fahrettin Onuralp MESCİGİL

Doğum Yeri ve Tarihi: Ankara, 04/08/1981

Adres: Umut Sokak Birlik Apartmanı 44/11 Kolej/ANKARA

Lisans Üniversitesi: T.C. Eskişehir Osmangazi Üniversitesi

Yayın Listesi: -