

CELAL BAYAR ÜNİVERSİTESİ * FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE PROJE YÖNETİMİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ
İnşaat Mühendisi Cumhuri AYCANER

Anabilim Dalı: İnşaat Mühendisliği
Programı: Hidrolik

MANİSA 2014

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
KISALTMALAR.....	vi
ŞEKİL LİSTESİ.....	vii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	viii
TEŞEKKÜR	ix
ÖZET	x
ABSTRACT	xi
1. GİRİŞ	1
2. GENEL BİLGİLER	3
2.1 Hidroelektrik Enerji	7
2.2 Dünyada Su Kaynakları ve Hidroelektrik Potansiyel	10
2.3 Türkiye’de Su Kaynakları Kullanımı ve Yönetimi	13
2.3.1 Türkiye’nin Su Kaynakları Potansiyeli	15
2.3.2 Türkiye’nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli	17
2.4 Dünyada ve Türkiye’de Hidroelektrik Enerji Tüketimi	20
3. HİDROELEKTRİK SANTRALLER	22
3.1 Genel Bilgiler	23
3.2 Hidroelektrik Santral Sınıflandırması	25
3.3 Hidroelektrik Santraller Genel Yapıları	25
3.3.1 Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Bölümleri.....	25
3.3.1.1 Su Alma Tesisleri	25
3.3.1.2 Baraj Gövdesi ve Gölü	25
3.3.1.3 Dolu Savak ve Dip Savak	25
3.3.1.4 Su Yolları Tesisleri	26
3.3.1.5 Santral Binası ve Ekipmanları	26
3.3.1.6 Şalt Tesisleri.....	28
3.3.2 Depolamasız Hidroelektrik Santrallerin Bölümleri.....	28

4. PROJE YÖNETİMİ	29
4.1 Genel Bilgileri	29
4.2 Proje için Proje Yönetim Süreçleri.....	30
4.2.1 Yaygın Olarak Görülen Proje Yönetimi Süreç Etkileşimleri	33
4.3 Proje Yönetimi Süreç Grupları	34
4.4 Başlangıç Süreçleri Grubu	35
4.4.1 Proje Başlatma Belgesinin Geliştirilmesi.....	36
4.4.2 Paydaşların Belirlenmesi.....	36
4.5 Başlangıç Süreçleri Grubu	36
4.5.1 Proje Yönetimi Planının Geliştirilmesi	37
4.5.2 Gereksinimlerin Toplanması	37
4.5.3 Kapsamın Tanımlanması	37
4.5.4 İş Kırılım Yapısının (iKY) Oluşturulması	38
4.5.5 Aktivitelerin Tanımlanması	38
4.5.6 Aktivitelerin Sıralanması.....	38
4.5.7 Aktivite Kaynaklarının Tahmin Edilmesi	38
4.5.8 Aktivite Sürelerinin Tahmin Edilmesi.....	38
4.5.9 Zaman Çizelgesinin Geliştirilmesi	38
4.5.10 Maliyetlerin Tahmin Edilmesi	38
4.5.11 Bütçenin Belirlenmesi.....	38
4.5.12 Kalitenin Planlanması.....	38
4.5.13 İnsan Kaynakları Planının Geliştirilmesi.....	39
4.5.14 İletişimin Planlanması	39
4.5.15 Risk Yönetiminin Planlanması.....	39
4.5.16 Risklerin Tanımlanması.....	39
4.5.17 Niteliksel Risk Analizinin Yapılması	39
4.5.18 Niceliksel Risk Analizinin Yapılması.....	39
4.5.19 Risk Yanıtlarının Planlanması	39
4.5.20 Tedariklerin Planlanması.....	39
4.6 Yürütme Süreçleri Grubu	39
4.6.1 Projenin Yürütülmesinin Yönlendirilmesi ve Yönetilmesi	40
4.6.2 Kalite Güvencesinin Sağlanması	40

4.6.3 Proje Ekibinin Oluşturulması	40
4.6.4 Proje Ekibinin Geliştirilmesi	40
4.6.5 Proje Ekibinin Yönetilmesi	41
4.6.6 Bilgilerin Dağıtılması	41
4.6.7 Paydaş Beklentilerinin Yönetilmesi	41
4.6.8 Tedariklerin Yürütülmesi	41
4.7 İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu	41
4.7.1 Proje Çalışmalarının İzlenmesi ve Kontrol Edilmesi	42
4.7.2 Entegre Değişiklik Kontrolünün Gerçekleştirilmesi	42
4.7.3 Kapsamın Doğrulanması	42
4.7.4 Kapsamın Kontrol Edilmesi	42
4.7.5 Zaman Çizelgesinin Kontrol Edilmesi	42
4.7.6 Maliyetlerin Kontrol Edilmesi	42
4.7.7 Kalite Kontrolünün Gerçekleştirilmesi	42
4.7.8 Performansın Raporlanması	43
4.7.9 Risklerin İzlenmesi ve Kontrol Edilmesi	43
4.7.10 Tedarik İşlerinin İdaresi	43
4.8 Kapanış Süreçleri Grubu	43
4.8.1 Proje ya da Fazın Kapatılması	43
4.8.1 Tedariklerin Kapanışı	43
5. HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE PROJE YÖNETİMİ	44
5.1 Genel Bilgiler	44
5.2 Hidroelektrik Santrallerde Mevzuat	47
5.2.1 DSİ ile İlgili Lisans Faaliyetleri	48
5.2.2 EPDK ile İlgili Lisans Faaliyetleri	51
5.3 Hidroelektrik Santrallerde Proje Yönetim Tekniği Olarak Proje Fazları	54
5.4 Hidroelektrik Santrallerde Proje Yönetim Başarı Kriterleri	57
5.5 HES Projelerinde Proje Yönetiminin Faydaları	59
5.5.1 Yatırım Fazı Faydalar	60
5.5.2 Fizibilite Fazı Faydalar	60
5.5.3 Tasarım Fazı Faydalar	61
5.5.4 İhale Fazı Faydalar	61

5.5.5 İnşaat Fazı Faydalar	62
6. SONUÇLAR	64
KAYNAKLAR	66
EKLER	69

KISALTMALAR

AB: Avrupa Birliği

AGİ: Akım Gözlem İstasyonu

DPT: Devlet Planlama Teşkilatı

DSİ: Devlet Su İşleri

EİEİ: Elektrik İşleri Etüt İdaresi

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu

ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

HES: Hidroelektrik Santral

IEA: International Energy Agency, Uluslararası Enerji Ajansı

İKY: İş Kırılım Yapısı

İMO: İnşaat Mühendisleri Odası

PMBOK: Project Management Book of Knowledge, Proje Yönetimi Bilgi Birikimi Kılavuzu

PMI: Project Management Institute, Proje Yönetim Enstitüsü

SKHA: Su Kullanım Hakkı Anlaşması

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim AŞ.

TMMOB: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Şekil 2.1: Su Döngüsü, Yağış Akış İlişkisi.....	3
Şekil 2.2: Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.	6
Şekil 2.3: Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllar İtibariyle Değişimi.....	8
Şekil 2.4: Dünyada Hidroelektrik Üretimi 1965-2011	11
Şekil 2.5: Dünyada Hidroelektrik Üretimi Projeksiyon 2009 - 2050	12
Şekil 2.6: Türkiye Akarsu Havzaları- 25 Havza.....	19
Şekil 3.1: Basit Bir Barajlı Hidroelektrik Santral Şekli.....	22
Şekil 4.1: Proje Yönetim Süreç Grupları.....	34
Şekil 4.2: Bir Fazda ya da Projede Süreç Gruplarının Etkileşimi	35

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1: Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini	5
Çizelge 2.2: Hidrolik Güç ve Sürdürülebilirlik	9
Çizelge 2.3: Dünyanın Hidroelektrik Enerji Potansiyeli.	10
Çizelge 2.4: 2010 Yılında Dünyada Elektrik Üretiminin Yarısından Fazlasını Hidroelektrik Enerjiden Sağlayan Ülkeler	12
Çizelge 2.5: Türkiye'nin Su Kaynakları Potansiyeli	14
Çizelge 2.6: Havza Gelişme Planlarına Göre Ülkemizin Ekonomik Hidroelektrik Potansiyelinin Zamanla Değişimi.....	19
Çizelge 2.7: Türkiye'nin Hesaplanmış Brüt ve Ekonomik Hidroelektrik Potansiyeli	20
Çizelge 2.8: Dünyanın Net Hidroelektrik Enerji Tüketimi	21
Çizelge 4.1: Proje Yönetimi Aşamaları	31
Çizelge 5.1: Atkinson 'ın "Başarı Kriterlerini Anlamanın Karekökü"	59
Çizelge 5.2: Proje Yönetiminde Başarı Faktörleri	60

TEŞEKKÜR

Bu çalıőmamı tamamlamamda maddi ve manevi bana en büyük desteği veren Danıőmanım Sayın Prof. Dr. Bekir Solmaz'a teőekkürü her zaman bir borç bilirim.

Aileme verdiği destek için teşekkür ederim.

ÖZET

Projeler zaman ve kaynak kısıtlılığı bakımından benzerlik gösterse de, inşaat projelerini diğer projelerden ayıran bazı özellikler vardır. Dış faktörler üretim üzerinde önemli etkiye sahiptir; bu nedenle inşaat projelerinde risk ve belirsizlikler üst düzeydedir. İnşaat proje yöneticileri değişik teknolojileri ve değişik işçi ve ekipman alternatiflerini değerlendirmek, bununla beraber hava koşulları, malzeme eksikliği, işçi sorunları, bilinmeyen yer altı koşulları ve zaman ve maliyet tahminleri gibi hususları dikkate almak zorundadır. Tüm bunların yanında ihtiyaçların çeşitlenmesi, nüfusun artması, teorik bilgi, teknik, teknolojinin, ilave olarak maddi kaynakların ilerlemesiyle birlikte projelerin boyutları büyümüştür. Bu büyüme, projelerin eski teknikler ile bir kişinin her detayı tecrübe ve bilgisiyle yönetebileceği seviyeleri aşmış, hatta imkânsız hale getirmiştir. Bu sürecin sonucunda proje yöneticilerinin detaylara hâkim olması zorlaşmış ve proje yönetimini kolaylaştırıcı tekniklerin kullanılması zorunlu hale gelmiştir.

Bu çalışmada, hidroelektrik lisanslama ile ilgili mevcut mevzuat ile proje yönetimiyle ilgili literatür taranmıştır. Türkiye'nin enerji kullanımı ve hidroelektrik potansiyeli, hidroelektrik santraller, dünyada kabul görmüş bir proje yönetim standardı tanıtılmış ve bir proje yönetim tekniği olarak HES projesinin fazlara ayrılması önerilmiştir. Proje yönetimi başarı faktörleri karşılaştırılarak ortak kriterler belirlenmiştir. Hidroelektrik Santrali Projelerinde proje yönetiminin getirdiği faydalar çıkarılmıştır.

ABSTRACT

Limited timeframe and resources are common characteristics of all projects, nevertheless there are several specific features which make construction projects different. External factors have a significant impact on work process; this situation imposes uncertainty factors with considerably high risks. The construction project managers should evaluate various technologies, work force and equipment alternatives; in addition they should take into consideration such factors as weather conditions, lack of materials, manpower availability and issues, uncertain underground conditions, time and cost problems. In addition to all the above stated, increasing diversification of needs, population growth, theoretic knowledge and technology with more available financial resources, all these factors enhances the project scales. This growth has overcome the levels of old project management style, where one person could manage all details using his own knowledge and experience. As a result of this process it became more difficult for project managers to master all the details, thus alleviating techniques of project management became a must.

The process of this research includes a wide range of literature review on legislative regulations on hydroelectric licensing and project management. It comprises energy use and hydroelectric potential of Turkey, hydroelectric power plants, internationally proven project management standard and as a technique of project management it was proposed to divide Hydroelectric Power Plant Project into phases. Using a comparison method, there were analyzed and identified most common project management success criteria. As a result, there were identified and presented the benefits of HEPP (Hydroelectric Power Plant) project management.

1. GİRİŞ

Tüm canlılar için gerekli olan su, renksiz, kokusuz ve tatsız bir madde olarak tanımlanır. Su, yerine bir başka şeyin ikame edilemeyeceği bir doğal kaynak olarak da tanımlanmaktadır. Su, insan hayatının devamı için vazgeçilmezdir. Hayatın ve ekosistemin önemli bir parçası olan su, insanın en temel ihtiyaçlarını karşılamakla birlikte tarım ve sanayinin ana unsurlarından birini oluşturmaktadır.

İnsanoğlunun doğayla olan ilişkileri neticesinde su ile olan bağı çok eskiye dayanır. Su yapıları insanoğlunun yerleşik tarıma geçtiği dönemden bu yana gündeminde olan yapılardır. Gerek Mısır'da gerekse medeniyetin şekillendiği Anadolu'da antik çağlardan (M.Ö. 3000'li yıllardan) itibaren su yapılarına ve baraj kalıntılarına rastlamak mümkündür. Hassas bir arkeolojik çalışma sonucunda gün ışığına çıkartılarak Anadolu'nun antik su yapılaşmasını ortaya koyan, Çorum ilinin Alaca ilçesinde yer alan Hitit Barajı bu eski yapılardan biridir. Günümüzde bu barajda tekrar su tutulmuş ve bu şekilde Hitit Barajı 3250 yıl sonra yeniden işlev kazanmıştır. (İnal, 2009)

Günümüzde inşaat mühendisliği ve inşaat mühendisleri açısından "Su Yapıları", su temininden enerji üretimine, sulamadan taşkın kontrolüne, çevresel düzenlemeden rekreasyon alanlarının teşkiline kadar uzanan ve çoğu zaman birden fazla bileşeni ve amacı bulunan yapılar ile suyun kullanım şeklini belirleyen teorik ve uygulama boyutunda yapılan çalışmaları ifade etmektedir.

Böylesine geniş bir alana yayılan ve yaşamın temel bileşeni Su'yla ilişkisi ile insan hayatına birebir dokunan su yapılarının tüm yönleriyle ele alınması, inşaat mühendislerinin ana konularından birisidir. Su yapıları projeleri genelde, inşaat mühendisliği ve birçok alt dalını, ayrıca diğer mühendislik bilimlerini, aynı zamanda bazı sosyal bilimleri de içine alan özel ve yüksek maliyetli projelerdir.

Ülkemizde su yapıları gündemde en çok Hidroelektrik Santraller (HES) ile anılmaktadır. Suyu elektrik enerjisi üretiminde en yaygın olarak kullanma yerleri olan HES'ler, ülkenin elektrik arzının %25'ler mertebesinde bir kısmını karşılamaktadırlar. Hidroelektriğin Türkiye'deki gelişimi incelendiğinde 1989'larda toplam ihtiyacın % 60'ı hidroelektrikten sağlanırken, bu oran günümüzde % 25'e kadar düşmüştür. Günümüzde Türkiye'nin enerji ihtiyacının yaklaşık % 43'i doğal gazdan, % 28'si kömürden, % 25'i hidroelektrikten, geri kalan % 4'lük bölüm ise fueloil'den karşılanmaktadır. Bu gerileme elektrik üretiminde doğalgazın ön plana çıkması, nüfusun artması ve ülkenin büyümesini yakalayamayan HES yatırımları yüzünden de meydana gelmiştir. Yıllarca su kaynakları potansiyelimiz atıl olarak kalmıştır. Bu kaynakların günümüze kadar değerlendirilememiş olmaları çeşitli nedenlere dayanmaktadır. En büyük nedenlerden birisi

finansal kaynak kısıtı olmuştur. Günümüzde su yapılarının geliştirilmeleri için fırsatlar ve finansal koşullar oluşmuştur. Türkiye' de teknik ve ekonomik yönden su kaynakları potansiyeli tam olarak değerlendirildiği takdirde, şu anda hidroelektrikten elde edilen enerjinin iki katını elde edebilecektir.

Birçok su yapısı projesi tasarım ölçütlerinin yanında, bulunduğu çevre ve koşullara özel olarak geliştirilir. Böylece her bir proje, yöneticiler için farklı bir sorun olarak ortaya çıkar. Buna ek olarak günümüzde ihtiyaçların ve kaynakların artmasıyla, yapı tekniklerinin gelişmesiyle, projelerin boyutları da paralel olarak büyümektedir. Bu büyüme eğilimi, proje yöneticilerini değişik teknik ve teknolojileri, ekipman ve seçenekleri değerlendirmesi yoluna itmiştir. Yaşanan gelişmeler, değişik boyutlardaki projelerin hayata geçirilmesinin her aşamasında çeşitli planlama, yönetim ve kontrol tekniklerinin uygulanmasını zorunlu kılmaktadır.

Planlama, kontrol ve yönetim teknikleri dünyada uzun yıllardır uygulanmaktadır. Özellikle proje yönetimi hızlı gelişimi ve büyük ve küçük birçok projenin hayata geçirilmesinde kullanılmıştır. Project Management Institute (PMI), proje yönetiminin uzun yıllardır sürdürdüğü gelişimini günümüze uyarlayıp standartlaştırarak bu yönde somut temeller atmıştır. Uzun yıllar gelişimini sürdüren proje yönetimini Project Management Body of Knowledge (PMBOK), Proje Yönetimi Bilgi Birikimi Kılavuzu olarak standartlaştıran PMI, bu kılavuzu ihtiyaçlara göre zamanla güncelleyerek kılavuzun güncel kalmasını sağlamaktadır. PMI' in standartlaştırdığı bu yöntem dünyaca kabul gören bir yöntem olmuştur.

HES projeleri için özel bir proje yönetim tekniği ya da modeli olmadığından bu çalışmada PMBOK' ın HES projelerine uyarlanması yoluna gidilmiştir. Mevzuat açıklanmış, mevzuat sürecindeki süreler belirtilmiştir.

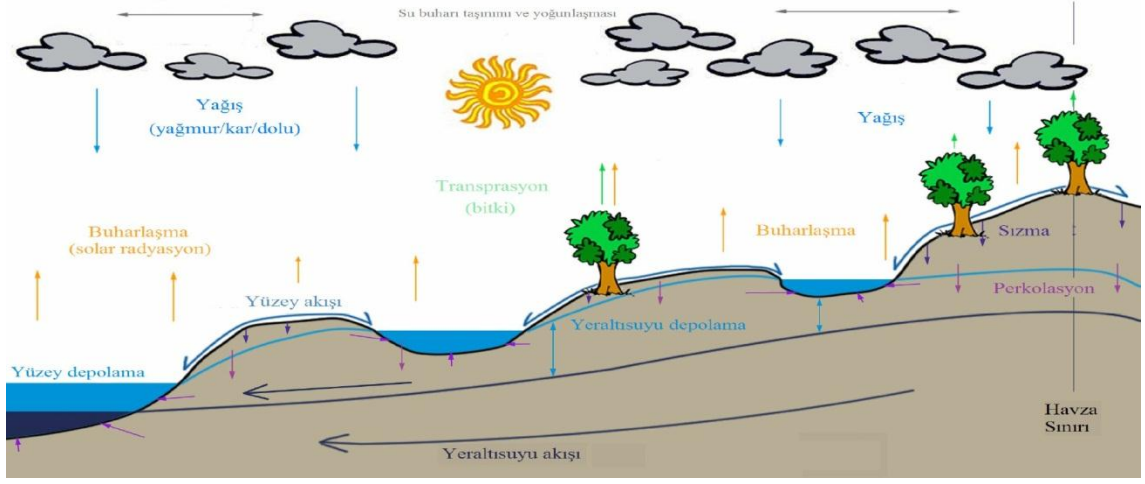
Bu çalışmada genel olarak Türkiye'de su, Türkiye'de enerji, hidroelektrik potansiyel, konuları açıklanmıştır. 1. bölüm tezin giriş kısmı olarak düzenlenmiştir. 2. bölüm de genel bilgiler verilmiştir. 3. bölümde hidroelektrik santraller açıklanmış, 4. bölümde proje yönetimi özetlenmiştir. 5. bölümde, hidroelektrik santral projesi için önerilen yönetim tekniği ve proje yönetimi için kritik başarı faktörleri ve HES projelerinde proje yönetimi faydaları aktarılmıştır. Sonuçlar bölümünde, proje yönetim tekniklerinin kullanımından elde edilen sonuçlar ve sağlayacağı faydalar üzerinde durulmuştur.

Hidroelektrik santrallerin güncel proje yönetim teknikleriyle geliştirilmesi ve inşa edilmesi, bu hem inşaat hem işletme safhalarında, milli kaynakları üst seviyede korumak ve değerlendirmek adına en uygun yöntemdir.

2. GENEL BİLGİLER

Dünyada su üç fazda, katı sıvı ve gaz halinde bulunur. Su, dünyamızın doğal çevresinde çalışarak enerji değişim yeteneği kazanabilecek tek fiziksel özelliğe sahip olan maddedir. Su pek çok alanda geçici olarak depolanır ve transfer edilir. Su döngüsünde bir gecikme ve geri dönüş zamanı tanımları vardır. Uzun dönemli döngüler iklimsel değişimler için tampon görevi görür. Madde ve ısı enerjisi transfer edilir, depolanır ve serbest bırakılır.

Su döngüsünün bir parçası olan yağışın akış haline dönüşümü Şekil 2.1 'de gösterilmektedir.



Şekil 2.1 Su Döngüsü, Yağış Akış İlişkisi (Turan, 2007)

Başlangıçta yağış bitkiler tarafından (tutma) ve çukurlarda (yüzeysel biriktirme ile) tutulur. Tutma ile ayrılan yağış ve yüzeysel biriktirmenin bir kısmı buharlaşarak atmosfere geri döner. Bir süre sonra yağışın bir kısmı zemine sızmaya başlar. Sızan su, doymamış bölgede zemin nemini artırır ve yüzey altı akışını oluşturur. Daha sonra perkolasyonla doymuş bölgeye ulaşan su, akiferde birikerek yeraltı akışına yol açar. Yağışın zemine sızmayan (sızma kapasitesinin üzerindeki) kısmı önce yeryüzünde tabaka halinde yüzeysel akışı oluşturur ve akarsu ağına ulaşır. Yüzey altı akışı ve yeraltı akışı da gecikmeli olarak akarsuya varır ve akışa geçer. (Turan, 2007)

Barajlarda oluşan yüzey depolama, yağışın akış halinde akarsuya geçtikten sonra baraj rezervuarlarında birikmesiyle gerçekleşir. Barajların rezervuar kapasiteleri değişkenlik göstermekle birlikte ülkemizin çok büyük rezervuar kapasiteli barajlarından Keban Barajı rezervuarı $31.000 \times 10^6 \text{ m}^3$ tür.

Ülkemizdeki genel düşünce yağışın bol olduğu bir coğrafyada olduğumuz ve su kaynakları bakımından yeterli bir ülke olduğumuz gibi olsa da, DSİ Stratejik Planında ifade edildiğine göre; ülkemiz yarı kurak bir coğrafyada yer almaktadır. Bu durum tüm canlıların ihtiyacı olan suyun verimli kullanılmasını, ekosistem için nehir ve derelerimizin ıslahını, akımlarının güvenli ve sürdürülebilir olmasını gerektirmekte, su potansiyelimizin tamamının etkin yönetilmesini zorunlu kılmaktadır. (DSİ Stratejik Planı, 2010 – 2014) Su potansiyelimizin tamamını kullanmak demek suyu enerji üretiminde tam kapasite ile kullanmak demektir.

Günlük yaşantının ayrılmaz bir parçasını oluşturan enerji, ülkelerin sosyo-ekonomik yapıları içerisindeki yerini ve önemini korurken, enerjinin önemli bir bileşenini oluşturan elektrik enerjisi ağırlığını giderek artan bir oranda geliştirmektedir. Çağdaşlığın ve kalkınmanın bir simgesi olan elektrik enerjisinin tüm ülke sathında vatandaşların, sanayi ve tarımın ihtiyaçları için emre amade tutulması gerekmektedir. (TEİAŞ Sektör Raporu, 2011)

Türkiye’de kişi başına yıllık elektrik tüketimi 3.060 kWh düzeylerinde olup, bu miktar kalkınmış ve kalkınmakta olan ülkeler ortalamasının çok altındadır. Dünya ortalaması 2.500 kWh gelişmiş ülkeler ortalaması 8.900 kWh ve ABD 12.322 kWh ‘tır. Ülkemizin ekonomik ve sosyal bakımdan kalkınmasının sağlanması için sanayileşme bir hedef olduğuna göre bu endüstrinin ve diğer kullanıcıların ihtiyacı olan enerjinin, yerinde, zamanında ve güvenilir bir şekilde karşılanması büyük önem arz etmektedir. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

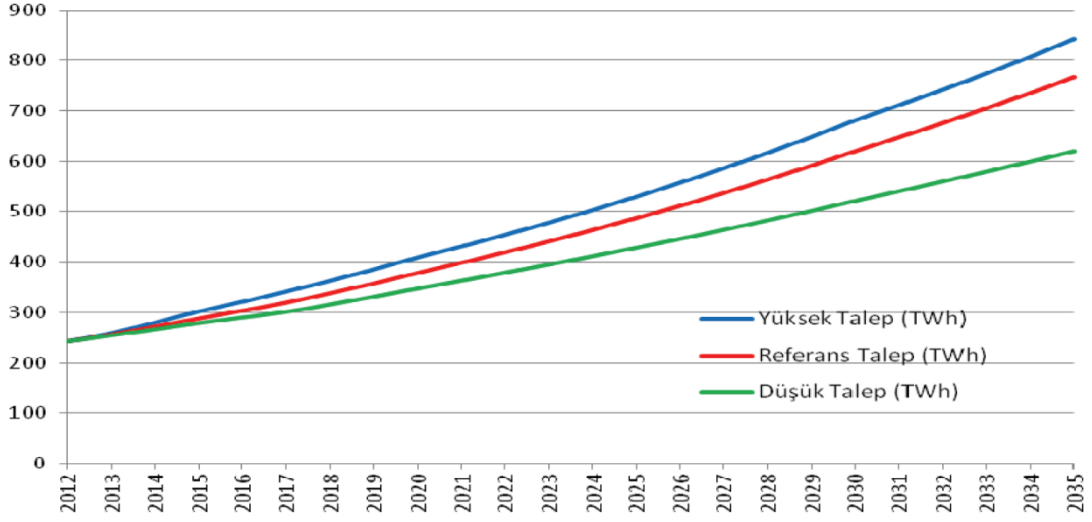
Türkiye’de 1950’lerde yılda sadece 800 GWh enerji üretimi kapasitesi varken, bugün bu oran yaklaşık 406 misli artarak yılda 325.000 GWh düzeylerine ulaşmıştır. 57.452 MW’a ulaşan kurulu güç ile yılda yaklaşık 325.000 GWh enerji üretimi mümkündür. Arızalar, bakım onarım, işletme programı politikası, küresel ekonomik kriz, tüketimde talebin azlığı, kuraklık, randıman vb. sebeplerle 2012 yılında ancak 239.000 GWh enerji üretimi olmuştur. Yani kapasite kullanımı %73,5 düzeylerinde gerçekleşmiştir. Termik santrallerde kapasite kullanım oranı ortalama %70,8 düzeylerinde iken hidroelektrik santrallerde bu oran %84,5 düzeylerinde olmuştur. Enerji üretimimizin %26,8’i yenilenebilir (%24’ü hidrolik, %2,8’i rüzgâr ve jeotermal), %73,2’si ise fosil yakıt olarak adlandırılan termik (doğal gaz, linyit, kömür, fueloil, motorin, asfaltit, nafta gibi) kaynaklardan üretilmektedir. Son yıllarda rüzgâr ve jeotermal kaynakların enerji üretiminde kullanımına ilişkin yoğun çalışmalar yapılmakta olup ayrıca nükleer enerji kullanımı için de çalışmalar yapılmaktadır. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bünyesinde 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun Ek Madde 3 ile tanımlanan görevi çerçevesinde yapılan çalışmalarda Türkiye’nin ileri tarihli elektrik enerjisi talep tahminleri hazırlanmakta ve bu tahminler üzerinden elektrik enerjisi politikaları

şekillenmektedir. Aşağıdaki çizelgede ve şekilde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Türkiye için 2035 yılına kadar öngördüğü elektrik enerjisi talep tahmini bilgileri yer almaktadır.

Çizelge 2.1 Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini (ETKB, 2013)

Yıllar	Yüksek Talep (TWh)	Yüksek Talep Artışı (%)	Referans Talep (TWh)	Referans Talep Artışı (%)	Düşük Talep (TWh)	Düşük Talep Artışı (%)
2012	242,00	5,08	242,00	5,08	242,00	5,08
2013	258,14	6,67	255,51	5,58	253,77	4,86
2014	278,96	8,07	271,01	6,07	265,78	4,73
2015	301,30	8,01	287,31	6,01	278,16	4,66
2016	320,47	6,36	302,70	5,36	289,33	4,02
2017	340,71	6,32	318,71	5,29	300,39	3,82
2018	362,10	6,28	337,13	5,78	314,85	4,81
2019	384,67	6,23	356,83	5,84	330,44	4,95
2020	408,50	6,20	377,49	5,79	346,51	4,86
2021	430,51	5,39	397,66	5,34	362,13	4,51
2022	453,56	5,36	418,59	5,26	378,00	4,38
2023	477,71	5,32	440,33	5,19	394,17	4,28
2024	503,00	5,29	462,94	5,13	410,72	4,20
2025	529,47	5,26	486,46	5,08	427,70	4,13
2026	557,19	5,24	510,95	5,03	445,17	4,08
2027	586,21	5,21	536,44	4,99	463,16	4,04
2028	616,57	5,18	562,98	4,95	481,71	4,01
2029	648,34	5,15	590,61	4,91	500,86	3,98
2030	681,59	5,13	619,38	4,87	520,65	3,95
2031	711,39	4,37	646,99	4,46	539,71	3,66
2032	742,35	4,35	675,43	4,40	559,01	3,58
2033	774,50	4,33	704,73	4,34	578,59	3,50
2034	807,89	4,31	734,95	4,29	598,55	3,45
2035	842,56	4,29	766,15	4,25	618,93	3,41



Şekil 2,2 Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini (ETKB, 2013)

Çizelge 2,1 ve Şekil 2,2 Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini referans talep değerlerinin 2012 ve 2035 yıllarına ait değerlerini karşılaştırdığımızda referans talebin 3 kattan fazla artış göstereceği görülmektedir.

Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı Yüksek Planlama Kurulu tarafından 2009 yılında imzalanan Elektrik enerjisi piyasası arz güvenliği strateji belgesine göre; 2023 yılına kadar Türkiye'deki teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelimizin tamamının elektrik enerjisi üretiminde kullanılması sağlanacaktır. Bu belgeye göre yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi içerisindeki payının 2023 yılına kadar en az %30 düzeyinde olmasının sağlanması temel hedef olarak gösterilmektedir. Aynı zamanda bu hedef doğrultusunda elektrik enerjisi üretimi, iletimi, dağıtımı ve kullanımında kayıpların asgariye indirilmesi, verimliliğin artırılması, enerji politikasının kaynak öncelikleri temel alınarak oluşturulacak rekabet ortamı yoluyla elektrik enerjisi maliyetlerinin azaltılması ve bu sayede oluşacak kazanımlarla elektrik hizmetinin tüketicilere daha makul maliyetlerle sunulması; Enerji arzında dışa bağımlılığı azaltmak üzere, yeni teknolojilerin özendirilmesi, kaynak çeşitliliğinin sağlanması ve yerli ve yenilenebilir kaynakların azami ölçüde kullanılması; Sektörde yapılacak yatırımlarda yerli katkı payının artırılması ilkelerine uyum, esas olarak belirlenmiştir. (DPT, 2009)

Bir diğer belge olan Ulusal İklim Değişikliği Strateji Belgesi 2010-2020'ye göre uzun vadeli sera gazı emisyon kontrolü hedeflerinde, 2023 yılına kadar toplam elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerji payının %30'a çıkarılacağı yinelenmiştir. Bu çerçevede teknik ve ekonomik hidrolik potansiyelimizin tamamının değerlendirileceği, rüzgârda 20.000 MW ve jeotermalde 600

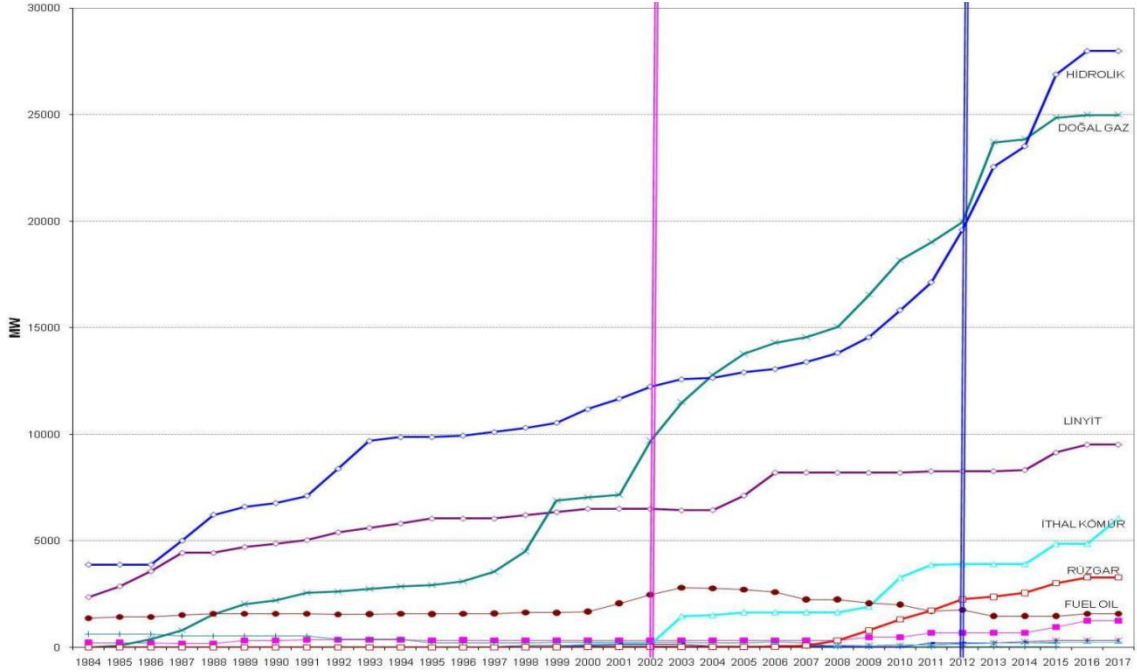
MW elektrik üretim kapasitesine ulaşılacağı ayrıca güneş enerjisinden elektrik enerjisi elde edilmesi özendirileceği ifade edilmiştir. (Ulusal İklim Değişikliği Strateji Belgesi 2010-2020, 2010)

2.1 Hidroelektrik Enerji

Hidroelektrik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik, mekanik ve elektrik enerjisine dönüştürülmesiyle sağlanan bir enerji türüdür. Bu sistem için yükseklik farkından yararlanılarak suyun üst seviyelerden alt seviyelere düşmesi sonucu basınçlı bir şekilde türbin içinden geçirilerek şaftın/alternatörün çevrilmesi sağlamakta ve elektrik enerjisi elde edilmektedir. Bir nevi suyun potansiyel enerjisinin yükseklik farkı ile kinetik enerjiye çevrilmesi işlemidir. Hidrolik potansiyel, yağış rejimine bağlıdır. Dolayısıyla, hidrolik enerji, iklim şartlarındaki değişimlere karşı hassas bir enerji türüdür. Hidroelektrik santraller, diğer üretim tipleri ile kıyaslandığında en düşük işletme maliyetine, en uzun işletme ömrüne ve en yüksek verime haizdirler. Hidrolik enerji üretiminde ithal kaynak kullanılmadığından, bu tesislerde elde edilen enerji yerli olarak kabul edilmekte ve tesisin yapı özelliği bakımından da kısmen yenilenebilir enerji kaynakları sınıfına girmektedir. Diğer enerji alternatifleri karşısında iç kaynak olan suyu kullanan hidroelektrik santrallere, gerekli önceliğin verilmesi ekonomik ve stratejik bir yaklaşım olarak görülebilir. Ancak, hidroelektrik enerjinin, yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak dünyadaki su döngüsüne bağlı olduğunu unutmamak gerekir. Hidrolik enerji biriktirmeli yapılarda puant çalışması gibi çok önemli bir özelliğin olmasının yanı sıra özellikle nehir tipi yapılar yağış değişimlerinden doğrudan etkilenmektedir. (DSİ İnternet Sitesi, IMO HES Raporu, 2011)

Dünyada ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik üretim potansiyelinin yarısının bile geliştirilmesi sera gazı emisyonlarının %13 oranında azalmasını sağlayacaktır.

Türkiye’de son yıllarda hidroelektrik kurulu gücünü artırmaya yönelik politikalar izlenmektedir. Yenilenebilir olan hidrolik gücü kullanarak artırılması hedeflenen elektrik enerjisi üretiminin diğer kaynaklarla olan ilişkisi ve yıllara göre değişimi Şekil 2.3 ‘den izlenebilir. 2006 yılı itibarıyla artan bir ivme görülen hidrolik gücün artma eğiliminin yine de doğalgaz kurulu gücünün altında kaldığı görülmektedir. Dış kaynağa bağlı, bağımlı doğalgaz yerine, uygulanabilir HES projelerine daha fazla önem vererek milli kaynakların değerlendirilmesi sağlanmalıdır.



Şekil 2.3 Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllar İtibariyle Değişimi

(ETKB, 2013) Su'dan elektrik enerjisi elde edilmesinde kullanılan teknoloji diğer kaynaklardan elektrik enerjisi elde edilmesinde kullanılan teknolojilerden daha basittir. Diğer enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları nedeniyle tercih edilmektedir. Bu tür santraller ani talep değişimlerine cevap verebilmektedir. Bu nedenle Türkiye'de de pik santral (ani talebi karşılayan) olarak kullanılmaktadır. DSİ tarafından hidroelektrik santraller; çevreyle uyumlu, temiz, yenilenebilir, ani talepleri karşılayabilen, yüksek verimli (%90'ın üzerinde), yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü (200 yıl), yatırımı geri ödeme süresi kısa (5-10 yıl), işletme gideri çok düşük (yaklaşık 0,2 cent/kWh), dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynak olarak tanımlanmaktadır. (DSİ-Hidroelektrik Enerji Raporu, 2010)

2011 yılı sonu itibariyle Türkiye toplam kurulu gücü 52 911 MW' a ulaşmıştır, bunda 33.931 MW' ı termik, 114 MW' ı jeotermal, 1.729 MW' ı rüzgâr olmak üzere hidrolik enerjinin miktarı 17.137 MW' tır. (TEİAŞ Sektör Raporu, 2011).

Hidroelektriğin faydaları olduğu gibi kayıpları da söz konusu olabilmektedir. Schumann, 2010 Dünya Enerji Kongresinde hidrolik güç ve sürdürülebilirlik adı altında hidrolik gücün fayda ve kayıpları karşılaştıran ve ortaya koyan bir çalışma yapmıştır. Çizelge 2,2'de derlenen bu verilerden fayda, kayıp unsurları ekonomik, sosyal ve çevresel yönden takip edilebilir.

Çizelge 2.2 Hidrolik Güç ve Sürdürülebilirlik (Schumann et al, World Energy Congress, 2010)

Faydaları	Kayıpları
Ekonomik Yönden	
Düşük işletme ve bakım maliyetleri	Yüksek yatırım maliyeti
Uzun servis ömrü (50 ile 100 yıl ve fazlası)	Hidroloji-bağımlı
Su depolama ve su salma esnekliği sayesinde pik ve durgun zamanlarda elektrik talebi karşılama	Bazı durumlarda sedimantasyon yüzünden rezervuar depolama kapasitesi azalabilir.
Güvenilir bir hizmet sunar.	Uzun dönem planlama gerektirir.
Kanıtlanmış bir teknolojidir	Uzun dönem anlaşmalar gerektirir.
Bölgesel büyümeyi teşvik eder	Genelde dış kaynağa ihtiyaç duyulur
Su, depolama sayesinde başka amaçlar için de kullanılır	Su kullanımında anlaşmazlıklar doğabilir
En yüksek enerji verimliliğini sunar (geri dönüş oranı ve dönüşüm işlemleri)	
Büyüme ve diğer su faaliyetleri ile gelir oluşturur turizm, tarım, spor, balıkçılık gibi.	
Genellikle inşaat safhasında olmak üzere istihdam yaratır	
Fosil yakıt ve harcamasını önler	
Yerel kaynakları kullanarak dışa bağımlılığı azaltır	
Diğer enerji kaynaklarının güç kullanımını optimize eder (termal ve değişken yenilenebilirler)	
Sosyal Yönden	
Yerel yönetimler, şirketler ve bireyler tarafından kapasite inşası için bir fırsat sunar.	Yeniden iskân gerektirebilir.
Genellikle taşkın koruma sağlar	Navigasyonu kısıtlayabilir.
Seyir şartlarını artırabilir	Yerel arazi kullanım şekillerini değiştirebilir
Genellikle dinlenme tesisleri geliştirir	Su bazlı hastalıkların kontrol edilmesi gerekebilir
Topraklarının erişilebilirlik ve kaynaklarını (erişim yolları ve rampalar, köprüler) geliştirir	Rekabetçi su kullanım yönetimi gerektirir
Inşaat ve işletme için büyük oranda yerel istihdam yaratır	Yerel halkın geçimini etkileyebilir
Yaşam koşullarını iyileştirebilir	Inşaat safhasını işsizlik safhası takip edebilir.
Geçimde sürdürülebilirlik sağlar (tatlı su, gıda arzı)	Yerel halkın toprak ve su ile ilgili ilişkilerini bozabilir.
Çevresel Yönden	
Hiçbir atmosferik kirlenici üretmez ve çok az sera gazı emisyon üretir, bu iklim değişikliğini yavaşlatmak için yardımcı olabilir	Karasal habitatlarda su baskını olabilir.
Hava kalitesini artırır.	Hidrolojik rejimleri değiştirir.
Atık oluşturmaz	Sucul habitatları değiştirir.
Yenilenemeyen yakıt kaynaklarının tüketilmesini önler kömür, doğal gaz, petrol gibi	Su kalitesi yönetimi ve izlemesi yapılmalıdır.
Çalışma sonuçları ile değerli türler hakkında bilgi artırır ve bunların yönetilmesinin geliştirilmesini sağlar	Türler faaliyetleri ve sayısı değişmiş olabilir
Elektrik amaçlı kullandığı suyu ne kirlendir ne tüketir	Sediment kompozisyon ve ulaşım değişmiş olabilir

2.2 Dünyada Su Kaynakları ve Hidroelektrik Potansiyel

Dünyadaki toplam su miktarı 1,4 milyar km³tür. Bu suların %97,5'i okyanuslarda ve denizlerde tuzlu su olarak, %2,5'i ise nehir ve göllerde tatlı su olarak bulunmaktadır. Bu kadar az olan tatlı su kaynaklarının da %90'ının kutuplarda ve yeraltında bulunması sebebiyle insanoğlunun kolaylıkla yararlanabileceği elverişli tatlı su miktarının ne kadar az olduğu anlaşılmaktadır. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Dünyada nüfus artışı, kentleşme ve sanayileşme olguları, küreselleşme sonucu artan ticaret olanakları, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi giderek artırmaktadır. (ETKB Mavi Kitap, 2012) Dünyada yeni hidroelektrik santraller için çok büyük bir potansiyel bulunmaktadır. Avrupa ve Kuzey Amerika'da uygun hidroelektrik alanların çoğunun geliştirilmesine rağmen, özellikle gelişmekte olan ülkelerin bulunduğu Asya, Latin Amerika ve Afrika kıtalarında geliştirilebilecek önemli hidroelektrik potansiyel mevcuttur. (IEA Technology Roadmap Hydropower, 2012)

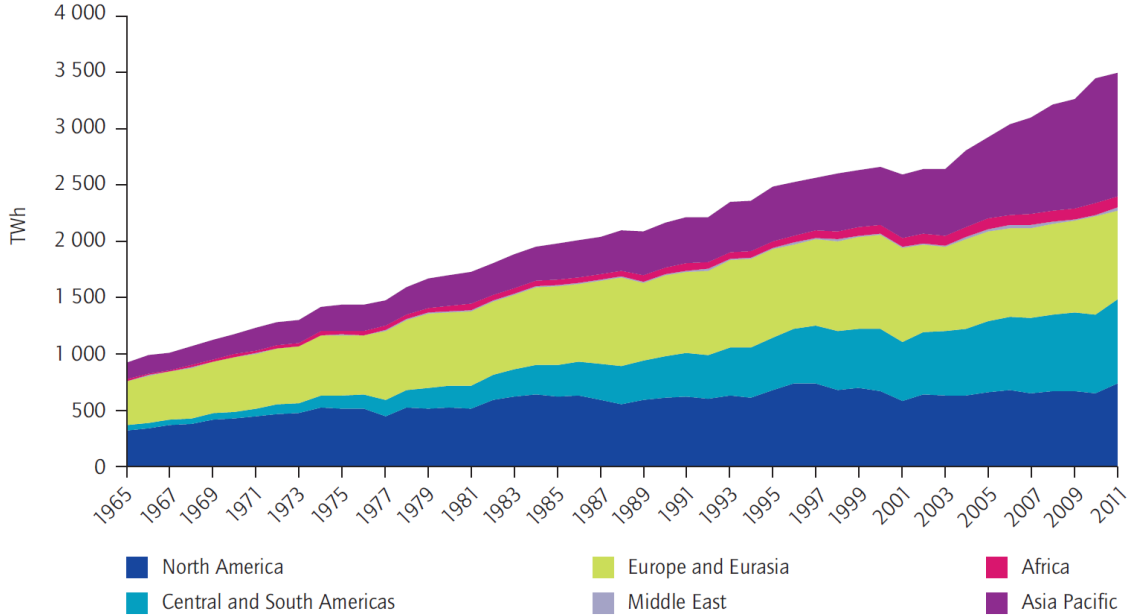
Çizelge 2.3 Dünyanın Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (Dünden Bugüne DSİ 1954-2004, DSİ 2004)

Bölge	Brüt Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)	Teknik ve Ekonomik Hidroelektrik Enerji Potansiyeli (GWh/yıl)
Afrika	4.000.000	1.665.000	1.000.000
Asya	19.000.000	6.800.000	3.600.000
Avustralya	600.000	270.000	105.000
Avrupa	3.150.000	1.225.000	800.000
Kuzey ve Orta Amerika	6.000.000	1.500.000	1.100.000
Güney Amerika	7.400.000	2.600.000	2.300.000
Dünya	40.150.000	14.060.000	8.905.000
Türkiye	433.000	216.000	127.820
Türkiye/Dünya (%)	1,07	1,54	1,84

Çizelge 2.3'den de görüleceği gibi, dünyanın brüt teorik hidroelektrik potansiyeli yaklaşık 40.150 TWh/yıl iken teknik olarak uygulanabilir potansiyeli 14.060 TWh/yıl ve günümüzde ekonomik olarak uygulanabilir hidroelektrik enerji potansiyeli ise 8.905 TWh/yıl' dır. Türkiye sahip olduğu potansiyelle dünya brüt potansiyelinin %1,07'sini, teknik potansiyelin %1,54'ünü ve ekonomik potansiyelinin %1,84'ünü karşılamaktadır. Bu değerler, enerji fiyatlarına ve gelişen teknolojilere bağlı olarak sürekli yenilenmektedir.

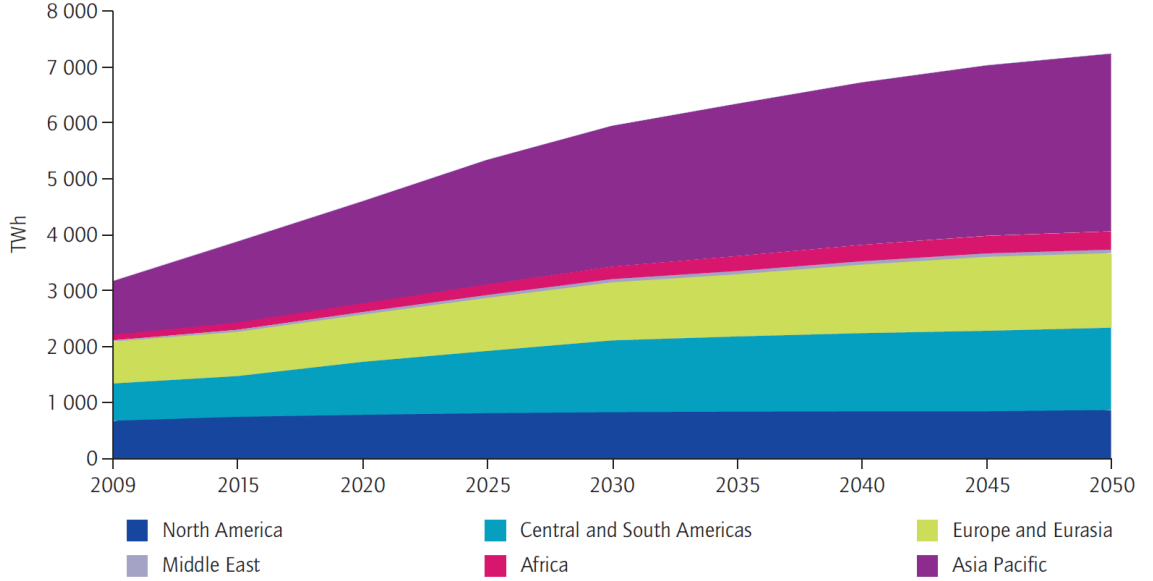
ABD teknik hidroelektrik potansiyelinin %86'sını, Japonya %78'ini, Norveç %72'sini, Kanada %56'sını, Türkiye ise %28,7'sini geliştirmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı'nca (IEA) 2020'de dünya enerji tüketimi içerisinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payının bugüne göre %53 oranında artacağı öngörülmüş olup, bu her güçteki hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi olarak yorumlanmaktadır. Avrupa Komisyonu Birlik Stratejileri kapsamında Avrupa Birliği (AB) içerisinde 2020 yılına kadar iç brüt enerji tüketimindeki yenilenebilir enerji payını %20'ye çıkartmak üzere gerekli yasal düzenlemeleri yürürlüğe koymuştur. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Dünyada hidroelektrik, günümüzde yenilenebilir enerji kaynakları arasında en genel şekilde kullanılan kaynaktır. Aynı zamanda küresel enerji üretiminde önemli bir rol oynamaktadır. Dünyada üretilen hidroelektrik 3288 TWh tir ve 2008 yılı itibariyle bu değer küresel elektrik üretiminin %16 sına tekabül etmektedir. Dünyada genel toplam teknik hidroelektrik potansiyeli 16400 TWh/yıl (Dünya Enerji Konseyi, World Water Council (WEC), Enerji Kaynakları Araştırması 2007, tüm doğal akışın mevcut teknolojinin limitleri kullanılarak, teknik olarak faydalanabilecek yıllık enerji potansiyeli) olarak tahmin edilmektedir. (IEA Hydropower Essentials, OECD / IEA, 2010) DSİ 'nin Çizelge 2.3 'de verilen 14060 TWh/Yıl değeriyle WEC 'in 16400 TWh/Yıl değerlerinin farklı olmasının nedeni olarak; potansiyelin arttığı ya da kabul yöntemlerinin farklılığından ileri geldiği düşünülmektedir.



Şekil 2.4 Dünyada Hidroelektrik Üretimi 1965-2011
(IEA Technology Roadmap Hydropower, 2012)

Şekil 2.4 incelendiğinde 1965 2011 arası yıllarda Avrupa ve Avrasya ile Kuzey Amerika olarak tanımlı bölgelerde hidroelektrik üretiminde fazla bir hareket gözlenmezken, Asya Pasifik, Orta ve Güney Amerika'da üretimin arttığını görmekteyiz. Dünyada hidroelektrik üretiminin geleceği hakkında bir öngörü olarak Şekil 2.5 incelendiğinde en çok gelişmenin yine Asya Pasifik, Orta ve Güney Amerika'da olacağı tahmin edilmektedir.



Şekil 2.5 Dünya Hidroelektrik Üretimi Projeksiyonu 2009 – 2050 (IEA Technology Roadmap Hydropower, 2012)

Türkiye elektrik enerjisinin %25 kadarını hidroelektrikten üretirken, Uluslararası Enerji Ajansına göre, 2010 yılında Dünyada elektrik üretimlerinin yarısından fazlasını bu yolla yapan 36 ülke bulunmaktadır. Bunlar aşağıdaki çizelgede belirtilmiştir.

Çizelge 2.4 2010 Yılında Dünyada Elektrik Üretiminin Yarısından Fazlasını Hidroelektrik Enerjiden Sağlayan Ülkeler (IEA Technology Roadmap Hydropower, 2012)

Hidrolik Güç Payı	Ülkeler	Hidrolik Güç Üretimi (TWh)
~100%	Arnavutluk, Kongo Demokratik Cumhuriyeti, Mozambik, Nepal, Paraguay, Tacikistan, Zambiya	54
> 90%	Norveç	126
> 80%	Brezilya, Etiyopya, Gürcistan, Kırgızistan, Namibya	403
> 70%	Angola, Kolombiya, Kosta Rika, Gana, Myanmar, Venezüella	77
> 60%	Avusturya, Kamerun, Kanada, Kongo, İzlanda, Litvanya, Peru, Tanzanya, Togo	389
> 50%	Hırvatistan, Ekvator, Gabon, Kore Demokratik Halk Cumhuriyeti, Yeni Zelanda, İsviçre, Uruguay, Zimbabve	61

2.3 Türkiye'de Su Kaynakları ve Hidroelektrik Potansiyel

Bir ülkede, ülke sınırlarına veya denizlere kadar bütün tabii akışların %100 verimle değerlendirilebilmesi varsayımına dayanılarak hesaplanan hidroelektrik potansiyel, o ülkenin brüt teorik hidroelektrik potansiyelidir. Ancak mevcut teknolojilerle bu potansiyelin tamamının kullanılması mümkün olmadığından mevcut teknoloji ile değerlendirilebilecek azami potansiyele teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyel denir. Öte yandan teknik yapılabilirliği olan her tesis ekonomik yapılabilirliği olan tesis demek değildir. Teknik potansiyelin, mevcut ve beklenen yerel ekonomik şartlar içinde geliştirilebilecek bölümü ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyel olarak adlandırılmakla beraber gelişen teknoloji ve artan enerji fiyatları teknik ve ekonomik potansiyelimizin teknik potansiyele yaklaşmasını sağlamıştır. Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli dünya teknik potansiyelinin %1,5'ine, Avrupa teknik potansiyelinin ise %17,6'sına tekabül etmektedir.

Türkiye'de teorik hidroelektrik potansiyel 433 milyar kWh, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel ise 216 milyar kWh olarak hesaplanmıştır. Avrupa Birliği'nin yeşil enerji için uyguladığı vergi indirimleri ve destekleme politikaları ekonomik olarak potansiyelin artmasını sağlayacaktır. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

31.12.2012 tarihi itibarıyla işletmeye alınan 370 adet hidroelektrik santralin kurulu gücü 19.936 MW ve ortalama yıllık üretimi 70.734 GWh' tır. Ülkemizin geri kalan hidroelektrik potansiyelini değerlendirebilmek için Özel Sektör-Devlet işbirliğiyle çalışmalar hızla devam etmekte, 2012 yılı sonu itibarıyla geliştirilen potansiyelimiz 47.391 MW olup, bu potansiyelin tamamının devreye alınması durumunda yıllık ortalama hidroelektrik enerji üretim potansiyeli 165.000 GWh düzeyine ulaşacaktır. Yeni geliştirilen projelerle bu potansiyel sürekli artmaktadır. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

DSİ 2012 Faaliyet Raporuna göre; 2014 yılı sonuna kadar Su Kullanım Hakkı Anlaşması çerçevesinde özel sektör tarafından halen inşa edilmekte olan toplam 5.000 MW kurulu gücündeki yıllık enerji üretimi 18.000 GWh olan 180 adet projenin ülke ekonomisine kazandırılması hedeflenmektedir.

ETKB Mavi Kitap 2012'ye ve DSİ 2012 Faaliyet Raporunda verilen bilgilere göre ülke potansiyeli olarak su kaynaklarımız yağış, yerüstü suları ve yeraltı suları şeklinde aşağıdaki gibi ifade edilmiştir.

Çizelge 2.5 Türkiye'nin Su Kaynakları Potansiyeli (ETKB Mavi Kitap, 2012, DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Su Kaynakları

Türkiye yıllık yağış ortalaması (aritmetik)	642,60 mm
Türkiye'ye düşen yıllık ortalama yağış miktarı	501,00 km ³
Buharlaşma	274 km ³
Yer altına sızma	41 km ³

Yerüstü Suları

Yıllık akış (Ortalama)	186,05 km ³
Yıllık akış/yağış oranı	0,37
Tüketilebilecek yıllık su miktarı	95,00 km ³
Fiili yıllık tüketim	33,90 km ³

Yeraltı Suları

Çekilebilir yıllık su potansiyeli	14,00 km ³
Tahsis edilen miktar	13,138 km ³

Türkiye'deki su kaynaklarını ve hidroelektrik potansiyeli değerlendirmek adına ETKB' ye bağlı mülga (Resmi Gazete 3 Mayıs 2011) Elektrik İşleri Etüt İdaresi, Hidroelektrik Enerji Potansiyel Atlası (HEPA) Projesi adlı bir proje başlatmıştır. HEPA projesi; Mülga EİE Genel Müdürlüğü tarafından bugüne kadar çeşitli seviyelerde projelendirilen ve bundan sonra projelendirilecek HES'lerin sayısal ortama aktarılarak Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) yardımıyla sorgulama, sunum ve analiz elde etme çalışmalarını kapsamaktadır. Bu amaçla öncelikle, EİE Genel Müdürlüğü tarafından geliştirilen (işletmedeki barajlı santraller ve işletmedeki regülatör tipi santraller dahil) HES'lerin detaylı karakteristik bilgileri (proje seviyesi, ili, ilçesi, nehir, kurulu gücü vb.) konumsal verilerini de içerecek şekilde sayısal ortama aktarılmıştır. Mevcut yazılım kullanılarak hazırlanan HEPA Projesi için 2011 yılı itibarıyla toplam 382 adet proje her türlü sorgulama, sunum ve analize hazır hale getirilmiştir ve Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlük internet sayfasında kullanıma açılmıştır.

Ekonomik durgunluklar dikkate alınmazsa, Türkiye'de elektrik tüketimi her yıl yaklaşık %8 oranında artmaktadır. Bu talebi karşılamak için ülkemiz yeni enerji projeleri için her yıl 4 milyar ABD Doları ayırmak zorundadır. Bütün dünyada olduğu gibi ülkemizde de enerji hayati bir konu olduğundan, kendine yeterli, sürekli, güvenilir ve ekonomik bir elektrik enerjisine sahip olunması

yönünde başta dışa bağımlı olmayan ve yerli bir enerji kaynağı olan hidroelektrik enerjisi olmak üzere bütün alternatifler göz önüne alınmalıdır. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

2.3.1 Türkiye'nin Su Kaynakları Potansiyeli

Su kaynakları potansiyelinin bağlı bulunduğu etkenler coğrafya, coğrafi konum, su kaynakları ve iklim etkileri olarak ayrılabilir.

Türkiye'de yarı kurak iklim özellikleri görülür. Buna karşın Türkiye'nin üç tarafının denizlerle çevrili olması, yüksek sıradağların kıyıları boyunca uzanışı, ani yükselti değişiklikleri ve kıyıya olan uzaklık, farklı özellikte iklim tiplerinin doğmasına ve iklim özelliklerinin kısa mesafelerde farklılaşmasına sebep olmaktadır. Sıcaklık, yağış ve rüzgârlar da iklim özelliklerine bağlı olarak farklılıklar gösterir. Kuzey ile güney arasındaki enlem farkı da (6°) sıcaklık değişiminde önemli bir rol oynamaktadır. Bu yüzden güney bölgeleri, subtropikal iklimlere benzer Akdeniz ikliminin etkisi altındadır. Kuzeyde ise her mevsim yağışlı olan Karadeniz iklimi görülür. İç bölgeler step iklimi karakterindedir ve sıradağlarla çevrelenmiş olduğundan az yağış alır. Yıllık ve günlük sıcaklık farkları çoktur. İç ve Doğu Anadolu'da kışlar uzun ve soğuk, kıyı bölgelerindeyse kısa ve ılıktır. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Dünya ölçüsünde yapılan iklim tasniflerinde kullanılan ölçütler esas alınarak, ülkemizde şu iklim tipleri ayırt edilebilir (Atalay, İ. 1997):

1. Karasal İklim
2. Akdeniz İklimi
3. Marmara (geçiş) İklimi
4. Karadeniz iklimi

Yağış bölgeye ve zamana göre büyük farklılıklar gösterir. Türkiye'nin özellikle dağlık olan kıyı bölgelerinde yağış boldur (1.000~2.500 mm/yıl). Kıyılardan iç bölgelere gidildikçe yağış azalır. Marmara ve Ege bölgelerinde, Doğu Anadolu'nun yaylalarında ve dağlarında yağış 500~1.000 mm/Yıl'dır. İç Anadolu'nun birçok yerinde ve Güneydoğu Anadolu'da yağış 350~500 mm/Yıl'dır. Tuz Gölü çevresi Türkiye'nin en az yağış alan yerlerinden biridir (250~300 mm/yıl). (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Türkiye'nin hemen hemen her yerinde kar yağışı görülür. Fakat kar yağışının görüldüğü gün sayısı ve karın yerde kalma süresi bölgesel farklılıklar göstermektedir. Akdeniz Bölgesi'nde kar yağışı yılda 1 gün ve daha az, Doğu Anadolu'da 40 günden fazladır. Karın yerde kalma süresi Akdeniz ve Ege kıyılarında 1 günden az, Marmara ve Karadeniz kıyılarında 10~20 gün, İç

Anadolu'da 20~40 gün ve Doğu Anadolu'da Erzurum-Kars bölümünde 120 gün civarındadır. Yüksek dağlarda yılın her mevsimi karla örtülü alanlara rastlamak mümkündür. Dağlarda bulunan karlar yavaş yavaş eriyerek akarsular ve yeraltı sularını besler. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Türkiye coğrafi konumu sebebiyle dört mevsimin belirgin özellikleriyle yaşandığı bir ülkedir. Ayrıca yükseltinin deniz seviyesinden 5.000 m'ye kadar değişkenlik göstermesi, aynı dönemde hava şartlarının da bölgeden bölgeye farklılaşmasına yol açar.

Türkiye'nin yağış rejimi, mevsimlere ve bölgelere göre büyük farklılıklar göstermektedir. Türkiye'de yıllık ortalama yağış 643 mm olup, bu miktar yılda ortalama 501 milyar m³ suya karşılık gelmektedir. Bu suyun 274 milyar m³'ü toprak ve su yüzeyleri ile bitkilerden olan buharlaşmalar yoluyla atmosfere geri dönmekte, 69 milyar m³'lük kısmı sızmalarla yer altı suyunu beslemekte, 158 milyar m³'lük kısmı ise akışa geçerek çeşitli büyüklükteki akarsular vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere boşalmaktadır. Yer altı suyunu besleyen 69 milyar m³'lük suyun 28 milyar m³'ü pınarlar vasıtasıyla yerüstü suyuna tekrar katılmaktadır. Ayrıca komşu ülkelerden ülkemize gelen yılda ortalama 7 milyar m³ su bulunmaktadır. Böylece ülkemizin brüt yerüstü su potansiyeli 193 milyar m³ olmaktadır. Sızmalarla yer altı suyunu besleyen 41 milyar m³ su dikkate alındığında, ülkemizin toplam yenilenebilir su potansiyeli brüt 234 milyar m³ olmaktadır. Teknik ve ekonomik manada tüketilebilecek yüzey ve yer altı suyu miktarının 110 milyar m³ olduğu belirlenmiştir. Bu miktarın 95 milyar m³'ünün yurt içinden doğan akarsulardan, 3 milyar m³'ünün yurt dışından ülkemize ulaşan akarsulardan, 12 milyar m³'ünün ise yer altı suyundan sağlanabileceği kabul edilmiştir. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

Ülkelerin su potansiyeli genellikle kişi başına düşen su potansiyeline dayandırılarak değerlendirilmektedir. Uluslararası kritere göre, yıllık kişi başına 10000 m³'ten daha büyük su potansiyeli düşen ülkeler su zengini olarak; 10000 m³-3000 m³ arasında potansiyele sahip ülkeler kendi kendine yeten olarak; 3000 m³-1000 m³ arasında potansiyele sahip ülkeler su kıtlığına sahip ülkeler olarak kabul edilmekte ve yıllık kişi başına 1000 m³'ten daha düşük potansiyelli ülkeler ise su fakiri ülkeler olarak düşünülmektedir. Türkiye'de 1997 yılı başlangıcında kişi başına düşen brüt su potansiyeli 3700 m³ iken, 2000 yılı başlangıcında 3000 m³ 'e düşmüştür ve nüfus artışının bir sonucu olarak gelecekte daha da düşeceği tahmin edilmektedir. Böylece, Türkiye gelecekte su kıtlığı çeken bir ülke olma tehlikesiyle karşı karşıya kalabilecektir (Özgöbek, 2002). DSİ 2012 Faaliyet Raporuna göre; kişi başına düşen yıllık kullanılabilir su miktarı 1.519 m³ civarındadır.

Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) 2030 yılı için nüfusumuzun 100 milyon olacağını öngörmüştür. Bu durumda 2030 yılı için kişi başına düşen kullanılabilir su miktarının 1.120 m³/yıl civarında olacağı söylenebilir. Mevcut büyüme hızı, su tüketim alışkanlıklarının değişmesi gibi faktörlerin etkisi ile su kaynakları üzerine olabilecek baskıları tahmin etmek mümkündür. Ayrıca bütün bu tahminler mevcut kaynakların 20 yıl sonrasına hiç tahrip edilmeden aktarılması durumunda söz konusu olabilecektir. Bu sebeple Türkiye'nin gelecek nesillere sağlıklı ve yeterli su bırakabilmesi için kaynakların çok iyi korunup, akılcı kullanılması gerekmektedir. (DSİ 2012 Faaliyet Raporu)

2.3.2 Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli

Bir ülkede hidroelektrik enerji üretebilmek için, her şeyden önce o ülkenin teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyele sahip olması gerekir. Üç farklı hidroelektrik potansiyelden söz edilmektedir: Brüt hidroelektrik potansiyel, teknik hidroelektrik potansiyel ve ekonomik hidroelektrik potansiyel.

Brüt Hidroelektrik Potansiyel

Bir ülkede, ülke sınırlarına veya denizlere kadar bütün doğal akışların % 100 verimle değerlendirilebilmesi varsayımına dayanılarak hesaplanan hidroelektrik potansiyel, o ülkenin brüt (teorik) hidroelektrik potansiyelidir. Brüt hidroelektrik potansiyel, mevcut düşüm ve ortalama akışlı bir senede gelen akımın oluşturduğu potansiyeli ifade etmektedir. Dolayısıyla brüt potansiyeli belirleyen faktörler havzanın topoğrafik yapısı ve hidrolojik değerleridir. Bu iki faktör yeterli duyarlılıkta değerlendirildiğinde, sabit bir değer olarak kabul edilebilmektedir. Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh/yıl olarak bulunmuştur. (DSİ, 2004).

Teknik Hidroelektrik Potansiyel

Mevcut teknoloji ile değerlendirilebilecek maksimum potansiyele teknik potansiyel denir. Teknik potansiyel, brüt potansiyelin bir fonksiyonudur ve çoğunlukla onun yüzdesi olarak ifade edilir. Teknolojiye bağlı olarak brüt potansiyelden aşağıdaki kayıpların çıkarılmasıyla elde edilir (Öziş, 1991).

1. Düşümdeki kayıplar: Hidroelektrik santrallarda net düşümün brüt düşüme oranı, bazı alçak düşümlü nehir santrallerinde 0,5; yüksek düşümlü çevirme santrallerinde 0,9 mertebesine kadar değerler almaktadır. Yaklaşık hesaplarda 0,7 alınması uygundur.

2. Debideki kayıplar: Türbinden geçen debiyle, nehir debisi aynı olmayıp ikisi arasında tesis tipine göre kayıplar vardır. Yaklaşık hesaplarda 0,9 alınması uygundur.

3. Enerji dönüşümündeki kayıplar: Türbin mekanik verimi, hidrolik verimi, jeneratör verimi ve transformatör verimi nedeniyle bir potansiyel kaybı olacaktır. Bu kayıpların toplam etkisi yaklaşık hesaplarda 0,8 alınması uygundur.

Teknolojik sebeplerden kaynaklanan bu üç kaybın toplam etkisi $0,7 \cdot 0,9 \cdot 0,8 = 0,5$ mertebesindedir. Dolayısıyla teknik potansiyel, yaklaşık olarak brüt potansiyelin yarısı kadardır. Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli 216 milyar kWh/Yıl'dır

Ekonomik Hidroelektrik Potansiyel

Ekonomik hidroelektrik potansiyel, gerek teknik açıdan geliştirilebilmesi mümkün, gerekse ekonomik yönden tutarlı olan tüm hidroelektrik projelerin toplam üretimi olarak tanımlanabilir. Bir başka deyişle ekonomik hidroelektrik potansiyel, beklenen faydaları, masraflarından fazla olan santral projelerinin toplam hidroelektrik enerji üretimini göstermektedir. Ekonomik hidroelektrik potansiyel üretilen hidroelektrik enerjiden, alternatif enerji kaynaklarına göre (genellikle ithal kömüre dayalı termik santral) ekonomik analiz yapılarak belirlenir. Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyeli günümüzde 128 milyar kWh/yıl olarak alınmaktadır. (DSİ, 2004)

Ünsal, 2005 ekonomik hidroelektrik potansiyel çalışmalarının daima yenilenmelerini tavsiye ederken, ülkemizin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin mertebesi sürekli artan bir değişikliğe uğradığını Çizelge 2.6.te göstermiştir. Yenilenme gereksiniminin iki nedeni vardır: Dünyanın ve ülkemizin ekonomik konjonktüründe meydana gelen değişiklikler ve ülkemizde kullanılan ekonomiklik kriterleri. (Ünsal, 2005)

Çizelge 2.6: Havza Gelişme Planlarına Göre Ülkemizin Ekonomik Hidroelektrik Potansiyelinin Zamanla Değişimi (Ünsal, 2005)

Araştırmacı	Sağ	Kirisçi	Doluca	Noyan	Dinçer	Erke	DSİ	DSİ	DSİ
Yıl	1960	1961	1967	1968	1975	1978	1985	2002	2004
TWh/yıl	47	53	57	65	72	101	111	126	128

Türkiye'de hidroelektrik enerji potansiyelinin ön tahmini için farklı yöntemlerle bazı çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalar brüt ve ekonomik hidroelektrik potansiyel üzerine yoğunlaşmıştır. Türkiye için yapılan çalışmalar ve tahmin edilen brüt ve ekonomik hidroelektrik potansiyel değerleri Çizelge 2.7 de verilmiştir. Burada 1. metot hipsografik eğriler metodunu, 2. metot ise düşüm-akım diyagramları metodunu göstermektedir. Çizelgede görüldüğü gibi, özellikle ekonomik hidroelektrik potansiyel yıllar ilerledikçe daha yüksek tahmin edilmiştir. (Özkök, 2006).

Evrendilek (2003) Türkiye'deki yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyelini ve değerlendirilmesini incelemişlerdir. Yüksek ve diğ. (2005) Türkiye'nin hidroelektrik ve küçük hidroelektrik potansiyelini incelemişler ve bir model yardımıyla Türkiye'nin uzun süreli elektrik talebini tahmin etmişlerdir. Balat (2006) Türkiye'nin küçük hidroelektrik potansiyelini, tarihi gelişimini ve bugünkü durumu araştırmıştır. (Özkök, 2006)

Çizelge 2.7 Türkiye'nin Hesaplanmış Brüt ve Ekonomik Hidroelektrik Potansiyeli (Özkök, 2006)

Araştırmacı ve Yılı	Kullandığı İstasyon Sayısı	Hidroelektrik Potansiyel (Milyar kWh)		
		Brüt		Ekonomik
		1.Metot	2.Metot	
BM AEK, 1955	83	537		90
Öziş, 1961	98	498		
Sağ ve diğ. 1960				47
Kirişçioğlu ve Yazgan, 1961				53
Doluca ve diğ. 1961				57
Öziş, 1965	229	447	433	68-75
Öziş, 1966	518	449	436	
Öziş, 1968				67-72
Noyan ve diğ. 1968				65
Cöntürk ve Bayar, 1969	560	519		
Öziş, 1971	660		431	
Dinçer, 1975				72
Erke, 1978			455	101
Öziş, 1985	660		433	
DSİ, 1985				111
DSİ, 2002				126
DSİ, 2004			433	128

2.4 Dünyada ve Türkiye'de Hidroelektrik Enerji Tüketimi

Büyük ve küçük hidroelektrik enerji, dünyadaki elektrik üretiminde en önemli yenilenebilir enerji kaynağı olma özelliğiyle hala ön plandadır. Pek çok ülkenin elektrik tüketiminde hidroelektrik enerji üretimi önemli bir yere sahip olmuştur. Günümüzde dünyadaki hidroelektrik enerji üretimi elektrik tüketiminin yaklaşık olarak %19'unu karşılamaktadır. Dünyanın, bazı ortak organizasyonların ve hidroelektrik enerji üretiminde önde olan ülkelerin hidroelektrik enerji tüketim değerleri Çizelge 2.8' de verilmiştir. (BP, 2010)

Çizelge 2.8' den de görüleceği gibi, hidroelektrik enerji tüketiminde birinci sıradaki bölge Asya'dır. Son yıllarda hidroelektrik enerjide önemli atılımlar gerçekleştiren Kanada'nın da içinde bulunduğu Kuzey Amerika bölgesi dördüncü sırada gelirken, Türkiye ise, 2009 yılı tüketimiyle dünya hidroelektrik tüketiminin %1,09'una sahip bulunmaktadır.

Çizelge 2.8 - Dünyanın Net Hidroelektrik Enerji Tüketimi (BP, 2010)

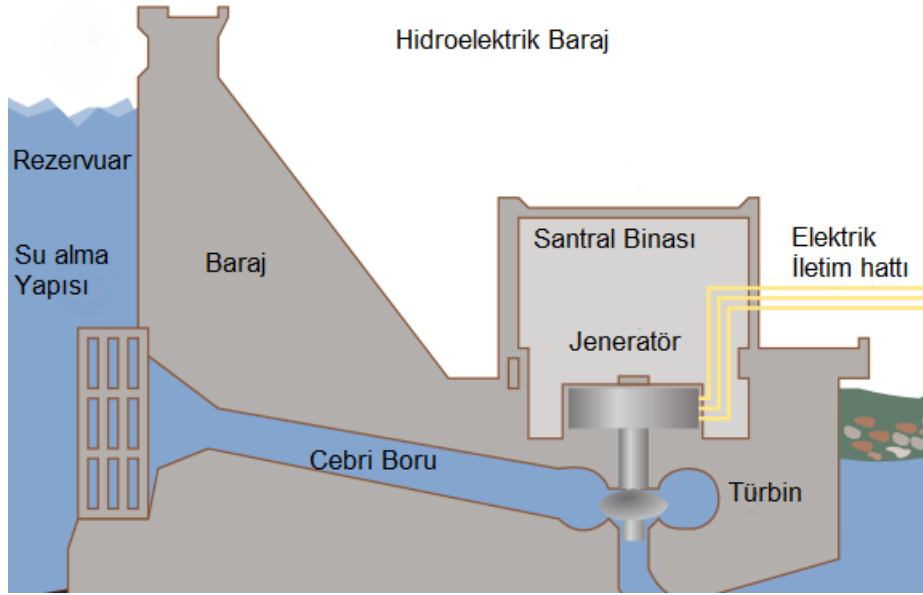
Ülke/Ortaklık/Bölge	1999 yılı tüketimi (mtep/ Milyon ton eşdeğer petrol)	2009 yılı tüketimi (mtep)	2009 yılı tüketimlerinin dünya toplamına oranı (%)
Çin	46,1	139,3	18,82
Kanada	78,1	90,2	12,18
Brezilya	66,3	88,5	11,95
Türkiye	7,8	8,1	1,09
Afrika	17,3	22	2,97
Latin Amerika	118,2	158,4	21,40
K. Amerika	158,5	158,3	21,38
Asya Pasifik	113,6	217,1	29,33
Avrupa-Avrasya	183,2	182	24,58
Orta Doğu	2,0	2,4	0,32
Dünya	592,9	740,3	100,00

3. HİDROELEKTRİK SANTRALLER

3.1 Genel Bilgiler

Su enerjisi, doğal göllerde ve önüne set çekilmiş barajlarda “Potansiyel Enerji” olarak, nehir vb. akarsularda, akıntılı deniz boğazlarında ve gel-git olaylarının yaşandığı denizlerde “Kinetik Enerji” olarak karşımıza çıkar. Baraj seti arkasındaki rezervuarda depolanmış durumda bulunan su, burada durgun vaziyette iken yükseklikle doğru orantılı olarak bir potansiyel enerjiye sahiptir. Söz konusu su kütlelerinin, cebri borular veya tüneller vasıtasıyla türbin çarkına doğru hareket ettirilmesi sonucu hareket halindeki su kütlesi, hareket hızının büyüklüğü oranında bir kinetik enerjiye sahip olacaktır (Corso, 1997)

Suyun hidrolik akım enerjisi (kinetik enerjisi), hidrolik santraldeki su türbinlerini istenen belirli bir devirde döndürerek türbin şaftında mekanik enerjiye dönüşür. Türbin milinde meydana gelen mekanik enerji ise, jeneratör rotorunu döndürerek, jeneratör stator sargılarında elektrik enerjisine dönüşür. Basit bir biriktirmeli hidroelektrik santral yapısı Şekil 3.1’de gösterilmiştir.



Şekil 3.1 Basit Bir Biriktirmeli Hidroelektrik Santral Şekli

Hidroelektrik santraller suyun enerjisinden faydalanarak elektrik üreten tesislerdir. Hidroelektrik santral, suyun potansiyel enerjisinin mekanik enerjiye ve mekanik enerjinin de elektrik enerjisine dönüştürüldüğü yerdir. Bu tesisler su kütlelerinin düşey bir mesafeden düşürülmesi prensibine göre çalışır. Brüt düşüm yüksekliği, doğal veya yapay bir su iletim yolunun iki ardışık kesitinin su

yüzeyleri arasındaki kot farkına eşittir. Net (faydalı) düşü yüksekliği, brüt düşü yüksekliğinden suyun iletilmesi sırasında oluşan yük kayıplarını çıkarmak suretiyle elde edilir.

Bir hidroelektrik santralde türbinlerin boyutlandırılmasında esas alınan debiyeye donatım (proje) debisi denir. Enerji talebini karşılamak için belirli bir zaman diliminde kullanılacak debiyeye ise faydalı debi denir. Tesiste bir saniyede üretilen enerjiye güç, ana gruplarda üretilmesi mümkün olan maksimum aktif güçlerin toplamına ise kurulu güç denir. Grupların verebilecekleri en büyük güçlerin toplamına da tesisten alınabilen maksimum güç denir. Bir hidroelektrik santralde belirli bir zaman diliminde ideal işletme şartlarında üretilmesi mümkün olan enerjiye üretilebilir enerji, hem kurak hem sulak yıllarda emniyetle üretilebilen enerjiye ise güvenilir enerji denir.

3.2 Hidroelektrik Santral Sınıflaması:

Uluslararası Büyük Barajlar Komisyonu (ICOLD) kriterleri esas alınarak DSI'nin Uluslararası Büyük Barajlar Komisyonu Türk Milli Komitesi (TRCOLD) ve Türk Müşavir Mühendisler ve Mimarlar Birliği (TMMMB) tarafından hazırlanan rehberinde, Hidroelektrik Santraller iki tip olarak sınıflandırılmaktadır;

- Baraj Tipi Santraller

Baraj Tipi santraller; akarsu yataklarının uygun bir bölümünde yüksek bir sedde yapılarak, seddin memba tarafında, rezervuarda biriktirme yapılması ve su seviyesinin proje kotuna çıkarılarak kapak, boru ve vanalar ile kontrol edilen suyun türbinlere verilerek elektrik enerjisi elde edilen ve genellikle büyük yapılardır.

- Nehir / Akarsu Tipi Santraller

Nehir Tipi Santraller; akarsu yataklarının uygun bir bölümünde elektrik enerjisi elde etmek için gereken suyu iletim kanalına aktaracak regülatör yapılır. İletim kanalına alınan su, kanal ve veya tünel vasıtasıyla yeterli düşü elde edilinceye kadar akarsu yatağı boyunca mansap yönüne doğru taşınır, yeterli düşü elde edildiğinde ise bu bölümdeki su alma yapısından (yükleme havuzu, vana odası) sonra cebri borular ile sudaki enerjiyi mekanik enerjiye çeviren su türbinlerine verilir.

Her iki tip hidroelektrik santralinde de santralin memba ve mansap kotları arasındaki yükseklik farkından kaynaklanan faydalı düşü ve su debisi türbinlerde mekanik enerjiye, türbine akuple jeneratör ile de elektrik enerjisine dönüşür.

Başka bir sınıflandırma ise hidroelektrik santralleri ikiye ayırır, Geleneksel Hidroelektrik Santraller ve Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santraller. Bu ikiye ayıran tanım Enerji ve Tabi

Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından yapılmaktadır. Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tanımlarına göre geleneksel hidroelektrik santral sınıflandırmaları aşağıdaki gibi 6 kategoride yapılmaktadır; (http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/h_hidrolik_nedir.aspx)

1. Depolama Yapılarına Göre:

- Depolamalı(rezervuarlı) HES'ler
- Nehir Tipi (regülatör) HES'ler

2. Düşülerine Göre:

- Alçak düşümlü HES'ler ($H < 10m$)
- Orta düşümlü HES'ler ($H = 10-50$ m arası)
- Yüksek düşümlü HES'ler ($H > 50$ m den büyük düşümlü)

3. Kurulu Güçlerine Göre:

- Çok küçük (mikro) kapasiteli (< 100 kW)
- Küçük (Mini) kapasiteli (100-1000 kW)
- Orta kapasiteli (1000-10000 kW)
- Büyük kapasiteli (> 10000 kW)

4. Ulusal Elektrik Sisteminin Yükünü Karşılama Durumuna Göre:

- Baz Yük HES
- Puant (Pik) Yük HES
- Hem Baz hem de Puant (Pik) Yük HES

5. Baraj Gövdesinin Tipine Göre:

- Ağırlıklı Beton Gövdeli Barajlı HES
- Beton Kemer Gövdeli Barajlı HES
- Kaya Dolgu Gövdeli Barajlı HES
- Toprak Dolgulu Gövdeli HES vb.

6. Santral Binasının Konumuna Göre;

- Yer Üstü HES
- Yer Altı HES
- Yarı Gömülü veya Batık HES

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tanımlarına göre bir hidroelektrik santralini meydana getiren tesisler aşağıda başlıklarda verilen ana gruplarda toplanabilir.

3.3 HES Genel Yapıları:

HES genel yapıları aşağıdaki yapı unsurlarını içerir.

- Baraj gövdesi ve gölü
- Dip savak tesisleri
- Dolu savak tesisleri
- Su alma tesisleri
- Su yolları tesisleri
- Santral tesisleri
- Santral çıkış suyu kanalı
- Şalt tesisleri

3.3.1 Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin Bölümleri:

3.3.1.1 Su Alma Tesisleri:

Baraj gölündeki veya nehir yatağındaki suyun su iletim tesislerine alınması için gereklidir. Su alma yapılarına örnek olarak kapaklar ve ızgaralar verilebilir.

3.3.1.2 Baraj Gövdesi ve Gölü:

Nehir suyunun depolanması ve su düşüsünün elde edilmesi için gereklidir. Akarsu baraj gölü ya da rezervuar olarak adlandırılan hacimde depolanır ve bu hacmi akarsuyun diğer tarafından ayıran sete baraj gövdesi denir. Baraj gövdeleri kendi içlerinde çok çeşitli tiplere ve alt tiplere ayrılır. Bunlara örnek olarak kaya dolgu baraj, kil çekirdekli kaya dolgu baraj, ön yüzü beton kaplı kil çekirdekli kaya dolgu baraj, silindire sıkıştırılmış beton payandalı baraj, beton kemer baraj verilebilir.

3.3.1.3 Dolu Savak ve Dip Savak:

Aşırı yağışlı yıllarda baraj maksimum su seviyesine kadar dolduğunda, baraj gövdesinin zarar görmemesi için fazla gelen suların nehir yatağının mansabına atılmasına yarayan tesislerdir. Barajların gövdeden sonraki en önemli yapılarından biridir.

Ağırlioğlu, 2007, dolu savakların ana amacını, baraj üzerinden suyun aşmasını engelleyerek barajın yıkılmasına engel olmak için rezervuardaki fazla suyu mansaba bırakmak ve sel sularını güvenli bir şekilde barajın mansabına iletmek olarak tariflemiştir. Baraj yıkılmaları, genelde, uygun projelendirilmeyen ve yetersiz kapasiteli dolu savaklar yüzünden meydana gelmiştir. Bir barajda dolu savak maliyeti toplam maliyetin %20 – 30'unu oluşturur. Kısaca barajın fonksiyonu, emniyeti ve maliyeti açısından dolu savaklar çok önem arz etmektedir. (Ağırlioğlu, 2007)

Dolu savağın en önemli elamanları, Batardo kapağı, Radyal Kapak ve bunları tespit etmek için yapılan inşaat yapılarıdır.

Dip savaklar baraj gölünün suyunu gerektiğinde nehir yatağı mansabına bırakmaya yarayan tesislerdir. Gerekli hallerde barajı tamamen boşaltmak, dolu savak kapasitesini azaltmak, akarsu mansabına bırakılacak suyu salmak amacıyla yapılan hidrolik yapı olarak da tanımlanabilir.

3.3.1.4 Su Yolları Tesisleri:

Su iletim kanalı veya iletim tüneli (basınçsız) veya enerji tüneli (basıncılı) veya cebri boru vs. gibi tesisler suyun türbinlere iletilmesinde kullanılır. Bunlara derivasyon tünelleri de örnek olarak verilebilir.

Cebri borular:

Baraj gölü ile türbinler, yükleme odası ile türbinler veya denge bacası ile türbinler arasındaki basınçlı borulara cebri boru denir.

Cebri borular basınçlı borular olması dolayısıyla HES tesislerin toplam maliyeti içerisindeki payı yüksek olabilir. Bu nedenle uzun cebri borulu bir santralde cebri boru ekonomik çap tespiti önemlidir. Borular statik ve dinamik zorlanmaları (Pozitif veya negatif su darbeleri) nedeniyle malzeme kalitesi yüksek, borunun et kalınlıklarının fazla olması, iç yüzey pürüzlülüğü, iç ve dış yüzeyler korozyona dayanıklı olması gibi etkenlerden dolayı pahalı malzemelerdir.

HES'lerde Denge Bacası:

HES tesislerinde enerji tüneli veya cebri borularda oluşabilecek ani basınç (Su darbesi) yükselmeleri sönmölemek için cebri borunun veya enerji tünelinin baş kısmına veya sonuna yakın bir noktasına tesis edilen yapıdır.

Denge bacasını gerektiren şartlar:

Cebri boruda oluşan su darbesi mertebesinin türbinin net düşüsüne oranının ($+h_{max} / H_n$);

- 50m düşüye kadar olan HES' de %50
- 150m düşüye kadarki HES' de %25
- 250m düşüye kadarki HES' de %15
- 250m ve yukarısı için %5 değerini aşmaması gerekir.

3.3.1.5 Santral Binası ve Ekipmanları:

İçinde türbinler ve yardımcı ekipmanlar ile jeneratörler ve yardımcı ekipmanlar gibi elektromekanik teçhizatın ve koruma, kontrol - kumanda gibi elektrik teçhizatın ve diğer yardımcı teçhizatın yerleştirilmesi için gerekli olan genellikle betonarme olarak yapılan ve su

kuvvetlerinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü türbinleri de içerdiğinden sağlam zemin üzerinde ya da uygun zemin koşulları oluşturularak inşa edilen yapılardır.

Türbin Öncesi Kapama Organları:

- Sürgülü vana
- Kelebek vana
- Küresel vana
- Konik vana
- Basınç düşürücü vana

Elektrik İle İlgili Bölümler:

- Jeneratör
- Gerilim Regülatörleri
- Jeneratör İkaz Sistemi
- Ünite Kumanda Ve Kontrol Panoları
- Kumanda Odası Panoları
- 3,3–18 kV Orta Gerilim Panoları
- Ana Güç Transformatörleri
- 30-36 kV Orta Gerilim Kapalı Salt Panoları Ve Teçhizatı
- 66-380 kV'luk Şalt Sahası Tesisleri
- Röle Ve Kumanda Panoları
- İç İhtiyaç Transformatörü Ve 400 V Şalterler
- 400v AC, 24 V DC, 48 V DC, 110 V DC Panolar
- Dizel Jeneratör Panosu

Türbin Çeşitleri:

Türbinler su debilerine göre ve yatay / düşey durumlarına göre ayrılabilirler:

1. Su debilerine göre;

- Orta düşülü ve orta debili Francis türbinler
- Büyük su debili ve küçük düşülerde Pelton türbinler
- Küçük su debilerinde çok yüksek su düşülerinde Pelton türbinler

2. Yatay / Düşey durumlarına göre:

Francis Türbinler

- Yatay eksenli Francis türbinler
- Düşey eksenli Francis türbinler

Kaplan Türbinler:

- Rotor kanatları sabit olan pervane tipi Kaplan türbinler
- Rotor kanatları ayarlanabilen tipleri Kaplan türbinler

Pelton Türbinler:

- Yatay eksenli Pelton türbinler
- Düşey eksenli Pelton türbinler

3. Michell Banki tip türbinler:

Bu tip türbinlerin kullanım sahaları çok dar olup küçük güçlerde ve köylerin enterkonnekte sisteme bağlanmaksızın elektriklenmesinde kullanılır.

Santral Çıkış Suyu Kanalı (Boşaltım Kanalı)

Türbinlerden çıkan suyun nehir yatağına iletimini sağlayan tesislerdir.

3.3.1.6 Şalt Tesisleri

Transformatörler, kesiciler, ayırıcılar, parafudrlar gibi elektrik teçhizatının monte edildiği yerlerdir. Şalt sahası, transformatörler kullanılarak gerilimin yüksek formdan alçak veya ters forma dönüştürüldüğü elektrik üretim, iletim ve dağıtım sisteminin bir alt istasyonudur.

3.3.2 Depolamasız Hidroelektrik Santrallerin Bölümleri

Depolamasız bir hidroelektrik santralinin bölümleri depolamalı hidroelektrik santrallerin bölümlerine benzer özellikler göstermekle birlikte aşağıda genel olarak ifade edilmiştir.

- Regülatör ve Çevirme Yapıları
- Çökeltim Havuzu
- İletim Kanalı
- İletim Tüneli
- Yükleme Havuzu
- Vana Odası ve Teçhizatı
- Cebri Boru
- Santral Binası
- Türbin Giriş Vanaları
- Su Türbinleri
- Emme Borusu
- Jeneratörler

4. PROJE YÖNETİMİ

4.1. Genel Bilgiler

Proje Yönetimi Enstitüsü (PMI) proje yönetimini şöyle tanımlamaktadır: Proje yönetimi bilgi, beceri, araçlar ve tekniklerin proje amacını gerçekleştirmek için uygulanmasıdır.

İngiliz Proje Yönetim Birliğine (The UK Association of Project Management, APM) göre Proje Yönetimi; Projenin her hususunu planlayarak, organize ederek, izleyerek, kontrol ederek ve paydaşların motivasyonunu sağlayarak proje hedeflerine güvenli bir şekilde kararlaştırılmış olan sürede, maliyette ve performans kriterlerine bağlı olarak ulaşılmasıdır.

Su yapıları, proje yönetimi açısından zorlukları içinde barındıran, disiplinler içi ve disiplinler arası görevdeşlik ve koordinasyonun çok verimli ve profesyonel yönetimini gerektirmektedir. Bu nedenle ve özellikle proje hedeflerinin etkili bir plan çerçevesinde gerçekleştirilmesini sağlamak ve modern proje yönetimi yaklaşımını su yapılarına uygulamak için, öncelikle her alanda uzmanlık gerekmektedir ve bu uzmanlıkları bir çatı altında birleştirecek proje yönetim teknikleri uygulamak gerekmektedir.

Hem emeğin hem de para ve zamanın en etkili şekilde yönetilmesine odaklanan proje yönetiminin, proje yönetimi süreçleri ve uygulamaları bu tezde; dünyaca kabul görmüş bir proje yönetim standardı olan "Project Management Institute "un (PMI), "Project Management Body of Knowledge (PMBOK)" (Proje Yönetimi Bilgi Birikimi Kılavuzu) kitabı ana unsur olarak benimsenerek aktarılmaktadır.

PMBOK tüm projeleri tam anlamıyla kapsayan ve projenin ihtiyacı olan süreçlere tam olarak cevap verecek bir özellikte olmayıp proje yönetimi için bir kılavuz olarak alınmalıdır. Projeler yönetimi sırasında burada aktarılan çerçeve bilgiler uygulamaya geçirilirken farklı metodolojiler ve araçlar kullanılabilir.

Hidroelektrik santral projelerinde, proje yönetimi alanında yetkinliğin artırılması ve daha verimli sonuçlar alınmasına destek olmak için bu çalışmada temel kavramlar, bazı kritik noktalar ve proje yönetiminin faydaları üzerinde durulmuştur.

Hiç şüphesiz, projelerin daha profesyonel şekilde yönetilmesi, insan kaynaklarının, şirketlerin tüm varlıklarının ve nihayetinde ülke kaynaklarının daha verimli kullanılmasına sebep olacaktır.

Türkiye gerek genç nüfusu gerekse coğrafi konumu nedeniyle aynı zamanda eksik altyapı tesisleri ve altyapı tesislerinin eksikleriyle bölgede önemli bir iş potansiyelini barındırmaktadır. Bu iş potansiyelinin en etkin şekilde değerlendirilmesi ise uluslararası standartları bilen proje yöneticilerine ve etkin uygulanan proje yönetim teknikleriyle mümkün olabilecektir.

Proje yönetimi alanında yapılacak çalışmalar ile ülkemizde proje yönetim tekniklerinin kullanımlarının artması, yapılacak olan projelerin rasyonel olarak ele alınmasını ve en doğru şekilde sonuçlandırılmasını sağlayacaktır.

4.2 Proje Yönetimi Süreçleri

Proje yönetimi, bilgilerin, becerilerin, araçların ve tekniklerin, projenin gereksinimlerini yerine getirmek amacıyla proje aktivitelerine uygulanmasıdır. Bilgilerin uygulanması, uygun süreçlerin etkin yönetimini gerektirir. (PMBOK, 2008)

PMBOK' ta süreç, önceden belirlenmiş bir sonuç ya da hizmete ulaşmak için yerine getirilen birbirleriyle bağlantılı eylemler ve aktiviteler kümesi olarak tanımlanmaktadır. Her bir sürecin, girdileri, uygulanabilecek araçları ve süreçte uygulanan teknikleri ve sonuçta ortaya çıkan çıktıları diğerlerin farklıdır.

PMBOK bir projenin başarılı olabilmesi için, proje ekibinin şunları yapmasını söyler:

- Proje hedeflerine ulaşmak için gerekli ve uygun olan süreçleri seçmek,
- Gereksinimleri karşılamak için benimsenebilecek tanımlanmış bir yaklaşım kullanmak,
- Paydaşların ihtiyaçlarını ve beklentilerini karşılamak için gereksinimlere uymak,
- Belirlenen ürünü, hizmeti ya da sonucu üretmek için kapsamın, sürenin, maliyetin, kalitenin, kaynakların ve riskin birbiri ile çekişen taleplerini dengelemek.

PMBOK' ta açıklanan bilgi, beceri ve süreçlerin tüm projelere daima aynı şekilde uygulanması gerektiği gibi bir kural yoktur. Belli bir proje için, hangi süreçlerin uygun olduğunu ve her bir sürecin ne ölçüde standarda bağlı kalınarak uygulanacağını belirlemekten, proje ekibiyle birlikte, her zaman proje yöneticisi sorumludur. Yine de değişken şartlar gösteren hidroelektrik santral projelerinin yönetimleri sırasında süreçler ve tanımlanan eylemler ve aktivitelerin kesintisiz bir biçimde uygulanması hedeflenmeli ve uygulanamayan unsurlar raporlanmalı ve bunlar yerine uygulanması düşünülen eylem ve aktivitelerin ana plan dahilinde değerlendirmesi yapılmalıdır. Proje ekipleri, proje yöneticileri ve proje yönetim firması her süreci ve her süreci oluşturan eylem, aktivite, girdileri ve çıktıları değerlendirmelidirler.

Çizelge 4.1'de açıklanan yollar, bu değerlendirmeler sırasında proje ekipleri, proje yöneticileri ve proje yönetim firması proje aşamalarını gösteren bir rehber olarak ele alınabilir.

Çizelge 4.1 Proje Yönetimi Aşamaları (PMBOK, 2008)

Bilgi Alanları	Proje Yönetim Süreç Grupları				
	Başlangıç Süreçleri Grubu	Planlama Süreçleri Grubu	Yürütme Süreçleri Grubu	İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu	Kapanış Süreçleri Grubu
Proje Entegrasyon Yönetimi	Proje Başlatma Belgesinin Geliştirilmesi	Proje Yönetim Planının Geliştirilmesi	Projenin Yürütülmesinin Yönlendirilmesi ve Yönetilmesi	Proje Çalışmalarının İzlenmesi ve Kontrolü Entegre Değişiklik Kontrolünün Gerçekleştirilmesi	Proje ya da Fazın Kapatılması
Proje Kapsam Yönetimi		Gereksinimlerin Toplanması Kapsamın Tanımlanması İKY'nin Oluşturulması		Kapsamın Doğrulanması Kapsamın Kontrolü	
Proje Zaman Yönetimi		Aktivitelerin Tanımlanması Aktivitelerin Sıralanması Aktivitelerin Kaynaklarının Tahmin Edilmesi Aktivite Sürelerinin Tahmin Edilmesi Zaman Çizelgesinin Geliştirilmesi		Zaman Çizelgesinin Kontrolü	
Proje Maliyet Yönetimi		Maliyetlerin Tahmin Edilmesi		Maliyetlerin Kontrolü	
Proje Kalite Yönetimi		Kalitenin Planlanması	Kalite Güvencesinin Sağlanması	Kalite Kontrolünün Gerçekleştirilmesi	
Proje İnsan Kaynakları Yönetimi		İnsan Kaynakları Planının Geliştirilmesi	Proje Ekibinin Oluşturulması Proje Ekibinin Geliştirilmesi Proje Ekibinin Yönetilmesi		
Proje İletişim Yönetimi	Paydaşların Belirlenmesi	İletişimin Planlanması	Bilgilerin Dağıtılması Paydaş Beklentilerinin Yönetilmesi	Performansın Raporlanması	
Proje Risk Yönetimi		Risk Yönetiminin Planlanması Risklerin Tanımlanması Niteliksel Risk Analizinin Yapılması Riske Yanıtlarının Planlanması		Risklerin İzlenmesi ve Kontrolü	
Proje Tedarik Yönetimi		Tedariklerin Planlanması	Tedariklerin Yürütülmesi	Tedarik İşlerinin İdaresi	Tedariklerin Kapanışı

Proje yönetimi, koordinasyonu kolaylaştırmak amacıyla her bir proje sürecinin diğer süreçlerle uyumlu ve bağlantılı hale getirilmesini gerektiren bütünleştirici bir girişimdir. Bir süreçte yapılan eylemler genellikle hem o süreci hem de diğer bağlantılı süreçleri etkiler. Örneğin, kapsamdaki bir değişiklik genellikle proje maliyetini etkiler, ama iletişim planını ya da ürün kalitesini etkilemeyebilir. Bu süreç etkileşimleri çoğu zaman proje gereksinimleri ile hedefler arasında ödün vermeyi gerekli kılar ve projenin uygulanmasına yönelik ödünleşmeler projelere ve organizasyonlara göre farklılık gösterir. Başarılı bir proje yönetimi, sponsorun (projenin başlatıcısının, işverenin), müşterilerin ve diğer paydaşların gereksinimlerini karşılayabilmek için bu etkileşimlerin aktif bir şekilde yönetilmesini de içerir. (PMBOK, 2008)

Uygulamada proje yönetim firmalarının kapsamları işveren tarafından belirlenmekle birlikte burada çeşitli yaklaşımlar söz konusudur. Proje yönetim firmalarının kapsamları genellikle tasarım ya da inşaat süreçleriyle başlayıp inşaatın tamamlanmasıyla sona erer. Proje yönetim firmalarının kapsamları genellikle kapanıştan sonra müşteri ile olan ilişkileri içermez.

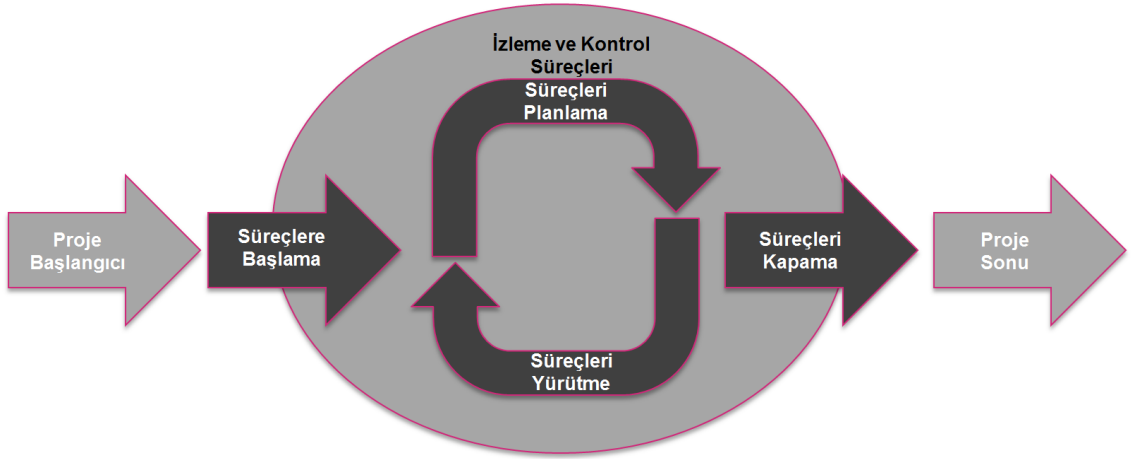
Burada, süreçler arasındaki bütünleşme, süreçlerin etkileşimleri ve yapılaş amaçları açısından proje yönetimi süreçlerinin doğası açıklanmaktadır. PMBOK' a göre; Proje yönetimi süreçleri, proje yönetimi süreç grupları (ya da süreç grupları) olarak bilinen beş kategoriye ayrılır. Aslında bu 5 süreç grubu sadece PMI' ya ait olmayıp literatürde geleneksel yaklaşım olarak da ifade edilmektedir.

1. **Başlangıç Süreçleri Grubu.** Yeni bir projeye ya da mevcut bir projenin yeni bir fazına başlamak için onay alarak bu projeyi ya da fazı tanımlamak amacıyla yürütülen süreçler.
2. **Planlama Süreçleri Grubu.** Projenin kapsamını belirlemek, hedeflerini netleştirmek ve projeye ulaşılması amaçlanan hedeflere ulaşmak amacıyla gerekli eylem dizisini tanımlamak için gerekli süreçler.
3. **Yürütme Süreçleri Grubu.** Proje şartnamelerini karşılamak üzere proje yönetimi planında tanımlanan çalışmayı tamamlamak üzere yürütülen süreçler.
4. **İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu.** Projenin ilerlemesini ve performansını izlemek, gözden geçirmek ve düzenlemek; planda değişiklik yapılması gereken alanları belirlemek ve ilgili değişiklikleri başlatmak için gerekli süreçler.
5. **Kapanış Süreçleri Grubu.** Projenin ya da fazın resmi kapanışında tüm süreç gruplarındaki tüm aktiviteleri sonuçlandırmak için yürütülen süreçler.

4.2.1. Yaygın Olarak Görülen Proje Yönetimi Süreç Etkileşimleri

Proje yönetimi süreçleri, iyi tanımlanmış ara yüzleri olan ayrı unsurlar şeklinde aşağıda anlatılmaktadır. Uygulamada bu süreçler içe geçer ve etkileşir. Bunlar çapraz etkileşimleri itibariyle karmaşık ve ayrıntılıdır. Bir sürecin çıktısı, genellikle başka bir sürecin girdisi ya da projenin bir teslimatı olmaktadır. Başlatma Süreçleri Grubu, Planlama Süreçleri Grubuna proje başlatma belgesini sağlar. Proje ilerledikçe çoğu zaman bu girdi ve çıktılarının güncellenmeleri gerekir. Her ne kadar proje yönetimi için çeşitli rehberler, yöntemler ve teknikler tanımlansa da bir projeyi yönetmenin birden fazla yolunun olduğu bilinmelidir. Süreçler proje yönetimi sırasında tekrarlanarak uygulanmaktadır. Süreçlerin çoğu proje boyunca tekrarlanır.

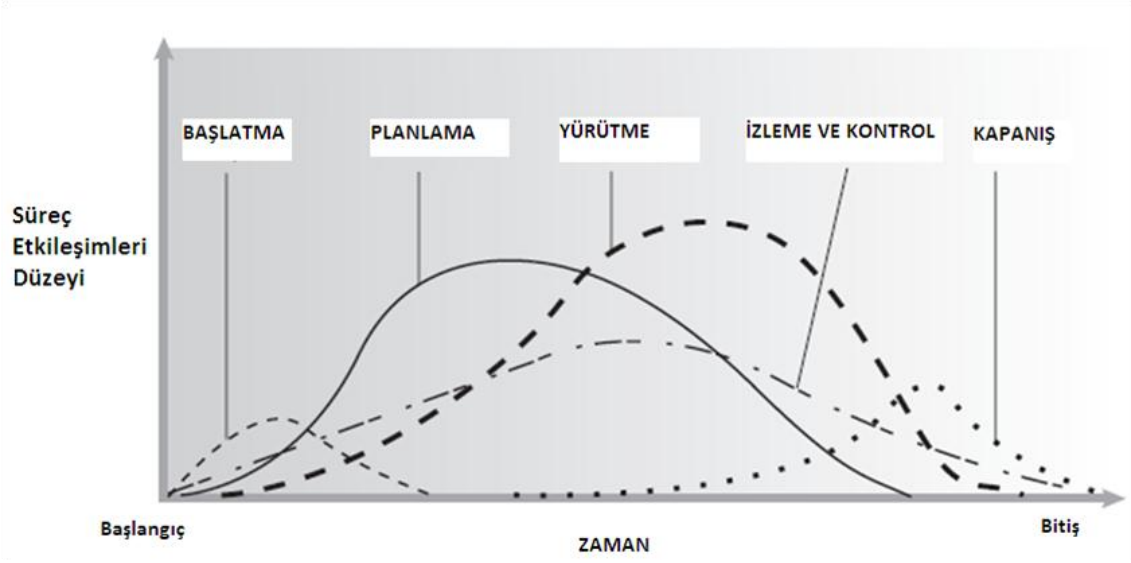
Bu etkileşimlere bir örnek olarak İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu verilebilir. Proje süreçlerinin izlenmesi ve kontrol edilmesi ve bunun sürecin tamamlanana kadar tekrar edilmesi gerekmektedir. Şekil 4.1 'de İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubunun diğer süreç gruplarıyla etkileşimi gösterilmiştir.



Şekil 4.1 Proje Yönetim Süreç Grupları (PMBOK, 2008)

Şekil 4.2' de süreç gruplarının etkileşiminin nasıl gerçekleştiği ve çeşitli aşamalarda iç içe geçme düzeyi görülmektedir. Bu etkileşim grupları şekilde de ifade edildiği gibi bir projede ya da fazda olabilmektedir.

HES projelerinde de bu etkileşimlere ait bolca örnek verilebilir. Proje süre boyunca maliyetlerin kontrolü yapılacak ve bu süreç tamamlanincaya kadar devam edecektir.



Şekil 4.2 Bir Fazda ya da Projede Süreç Gruplarının Etkileşimi (PMBOK, 2008)

Tasarım fazından çıkış etkileşime örnek olarak gösterilebilir; ancak bu durum müşterinin tasarım dokümanını kabul etmesini gerektirir. Tasarım belgesi, hazır hale geldikten sonra, izleyen fazlardan biri ya da birkaçında Planlama ve Yürütme Süreç Grupları için proje tanımını sağlar. Proje fazlara ayrılıyorsa, projeyi etkin ve kontrollü bir şekilde tamamlamak için, süreç grupları uygun şekilde devreye sokulur. Çok fazlı projelerde, her bir fazda, faz tamamlama kriterleri karşılanıncaya kadar süreçler tekrarlanır. Çok fazlı projelerde fazların birisinin bitimi bir fazı başlatacağı gibi iç içe geçmiş fazlar da olabilir. (PMBOK, 2008)

4.3 Proje Yönetimi Süreç Grupları

PMBOK her proje için beş proje yönetimi süreç grubu gerekli görmektedir. Açık ve net bağımlılıkları olan bu beş süreç grubu genellikle her projede aynı sırayla yerine getirilir. Uygulama alanlarından ya da sektörün odaklandığı unsurlardan bağımsızdır. Her bir süreç grubu ve bunları oluşturan süreçler, genellikle proje bitirilinceye kadar birkaç kez tekrarlanır. Grupları oluşturan süreçlerin bir süreç grubu içinde ve süreç grupları arasında etkileşimleri olabilir. Bu etkileşimlerin niteliği projeden projeye değişir ve etkileşimler belli bir sırayla gerçekleşebilir ya da gerçekleşmeyebilir. Süreç grupları, proje fazları değildir. Hidroelektrik santralleri gibi büyük ve karmaşık projeler, yatırım kararı, fizibilite çalışması, tasarım, inşaa, test ve devreye alma vb. şekilde farklı fazlara ya da alt projelere ayrıldıklarında, normal koşullarda tüm süreç grupları her faz ya da alt proje için tekrarlanır.

4.4 Başlangıç Süreçleri Grubu

Başlangıç Süreçleri Grubu PMBOK tarafından şöyle tarif edilmektedir; yeni bir projeye ya da mevcut bir projenin yeni bir fazına başlamak için onay alarak bu projeyi ya da fazı tanımlamak için yürütülen süreçlerdir. Başlangıç süreçlerinde, başlangıçtaki kapsam tanımlanır ve başlangıçtaki mali kaynaklar tahsis edilir. Projenin nihai sonucunu etkileyecek ve bundan etkilenecek şirket içi ve şirket dışı paydaşlar belirlenir. Daha önceden atanmadıysa proje yöneticisi atanır. Burada kastedilen şirket içi proje yöneticisidir. Bu bilgiler proje başlatma belgesine ve paydaş listelerine işlenir. Proje başlatma belgesi onaylanınca, proje için resmi onay alınmış olur.

Başlangıç süreçleri grubu bir HES yatırımcısı şirket için, yapacağı projede kararlaştırdığı tüm fazların ve alt fazların ilk süreçleridir. Yatırımcı şirket her bir faz ve alt fazları için 5 ayrı süreç grubunun işletilmesini sağlayacak ve bu fazlara başlangıç süreçleri grubu ile başlayacaktır.

HES' ler gibi büyük ya da karmaşık projelerde, Başlangıç Süreçleri Grubunun bir parçası olarak, farklı fazlar düşünülebilir. PMBOK, bu tür projelerde, başlangıçta yürütülen Proje Başlatma Belgesinin Geliştirilmesi ve Paydaşların Belirlenmesi süreçlerinde alınan kararları geçerli kılmak amacıyla ilerleyen fazlarda da başlangıç süreçleri yürütülmesini ifade eder. Her fazın başında Başlangıç süreçlerine başvurulması, projenin daima ele alınan iş ihtiyacına odaklanmasına katkıda bulunur. Böylece başarı kriterleri doğrulanır ve proje paydaşlarının etkileri ve hedefleri gözden geçirilir.

PMBOK başlangıç süreçlerinin, projenin kontrol kapsamına girmeyen organizasyon, program ya da portföy süreçleri tarafından yürütülebileceğini ifade etmektedir. Örneğin, bir HES projesine başlanmadan önce, eğer HES projesi şirketin enerji sektörüne girme üzerine stratejik kararı ise, şirketin daha büyük ölçekli bir organizasyonel girişimin parçası olarak, üst seviye gereksinimleri için ihtiyaçlar belgelenebilir. Üst seviye ihtiyaçlarına örnek olarak holding çatısı altında yeni bir enerji şirketinin açılması ve bu yönde organizasyon yapılması ihtiyaçları düşünülebilir. Bir alternatifleri değerlendirme süreci uygulanarak yeni girişimin fizibilitesi oluşturulabilir. Proje hedeflerinin açık ve net tanımları geliştirilir ve o projenin gereksinimlerini yerine getirmek için neden en iyi alternatif olduğu açıklanır. Bunların sonucunda şirketin enerji sektöründeki yatırım kararları oluşur. Bu karara ilişkin dokümantasyon; başlangıçtaki proje kapsam bildirimini, teslimatları, projenin süresini ve organizasyon yatırım analizine yönelik olarak yapılan kaynak tahminlerini de içerebilir.

4.4.1 Proje Başlatma Belgesinin Geliştirilmesi

Proje Başlatma Belgesinin Geliştirilmesi, bir projeyi ya da fazı resmi olarak onaylayan bir belge geliştirme ve paydaşların ihtiyaçlarını ve beklentilerini karşılamaya yönelik başlangıç gereksinimlerini belgeleme sürecidir. Çok fazlı projelerde Proje Başlatma Belgesinin Geliştirilmesi süreci, sürecin bir önceki tekrarında alınan kararların onaylanması ya da netleştirilmesi için kullanılır. (PMBOK, 2008)

4.4.2 Paydaşların Belirlenmesi

Paydaşların Belirlenmesi, projeden etkilenen tüm kişi ve organizasyonları belirleme ve onların çıkarlarına, projeye ilişkilerine ve projenin başarısı üzerindeki etkilerine ilişkin bilgileri belgeleme sürecidir. (PMBOK, 2008) Belgeleme süreci tamamlandığından paydaş listesi ve paydaş yönetim stratejisi hazırlanmış olur.

4.5 Planlama Süreçleri Grubu

Planlama Süreçleri Grubu, işin bütün kapsamını belirlemek, hedefleri tanımlamak ve netleştirmek ve bu hedeflere ulaşmak için gerekli eylem dizisini geliştirmek için yürütülen süreçlerdir. Planlama süreçleriyle, proje yönetimi planı ve projeyi yerine getirmek için kullanılacak proje belgeleri geliştirilir. Proje yönetiminin doğası gereği çok boyutlu olması, ek analizler için kullanılacak, tekrarlanan geri bildirim döngüleri yaratır. Projeye ilişkin yeni bilgiler toplandıkça ve projenin özellikleri daha iyi anlaşıldıkça ek planlama gerekebilir. Proje yaşam döngüsü boyunca gerçekleşen önemli değişiklikler, yeniden planlama süreçlerinden birine ya da birkaçına, hatta belki başlangıç süreçlerinin bazısına dönülmesi ihtiyacını doğurabilir. Proje yönetimi planının bu şekilde giderek daha ayrıntılı hale gelmesi, çoğu zaman "yaklaşan dalga planlaması" olarak adlandırılır. Bu ifade, planlama ve belgelemenin tekrarlamalı ve kesintisiz süreçler olduğunu gösterir. (PMBOK, 2008)

Planlama aşamasında amaç proje maliyetini, uygulama programını, performans değişkenlerini ve kaynak ihtiyacını mümkün olduğu kadar erken, tam ve doğru olarak belirlemek için projeyi oluşturan unsurların uyum içinde olup olmadığını tespit etmektir. Projede ne yapılmak istendiği, ne zaman ve hangi sırayla yapılacağı gibi sorulara cevap verilecek olan planlama aşamasında uygulamaya başlamadan önce projenin tanımının yapıldığı ve uygulamaya geçme kararının verildiği bölümdür.

Planlama süreçleri grubunun çıktıları olarak geliştirilen proje yönetimi planı ve proje belgelerinde, kapsam, süre, maliyetler, kalite, iletişim, risk ve tedariklerin tüm yönleri incelenir. Proje süresince onaylanan değişikliklerden kaynaklanan güncellemeler, proje yönetimi planının

ve proje belgelerinin bazı bölümlerini önemli ölçüde etkileyebilir. Bu belgelerde yapılan güncellemeler, zaman çizelgesi, maliyetler ve kaynak gereksinimlerinin tanımlanan proje kapsamını karşılayacak şekilde daha net ve kesin olarak tanımlanmasını sağlar. (PMBOK, 2008)

Proje ekibi, projeyi planlarken ve proje yönetimi planı ile proje belgelerini geliştirirken tüm uygun paydaşları çalışmalara dahil olmaya teşvik etmelidir. Geribildirim ve yeniden düzenleme süreci süresiz olarak devam edemeyeceği için, organizasyonun prosedürlerinde ilk planlama çalışmasının ne zaman biteceği belirtilmiş olmalıdır. Projenin doğası, belirlenen proje sınırları, uygun izleme ve kontrol aktiviteleri ve projenin yürütüleceği ortam da bu prosedürleri etkileyecektir. (PMBOK, 2008). Projenin proje yönetim firması tarafından etkin bir şekilde yönetilebilmesi için en geç bu safhada proje dahil edilmesi gerekmektedir. Elbette ki bu işverenin alacağı bir karardır ancak genel ilke olarak paydaşların olabildiğince önce projeye dahil edilmesi ortak sahiplenme ve memnuniyet olasılığını artırır.

Planlama süreçleri grubundaki süreçler arasındaki diğer etkileşimler, projenin doğasına bağlıdır. Örneğin, bazı projelerde planlamanın önemli ölçüde ilerlediği bir aşamaya kadar çok az risk belirlenebilir ya da hiçbir risk belirlenmeyebilir. Bu aşamaya gelindiğinde ekip maliyet ve zaman çizelgesi hedeflerinin fazlasıyla iddialı olduğunu fark edebilir ve önceden düşünülen önemli ölçüde daha fazla riski projeye dahil edebilir. Böyle bir durumda, tekrarlamaların sonuçları proje yönetimi planı ya da proje belgelerinin güncellemeleri olarak belgelenir. Planlama süreçleri grubu aşağıdaki alt başlıklarla açıklanmıştır (Madde 4.5.1 ile 4.5.20 arası): (PMBOK, 2008).

4.5.1 Proje Yönetimi Planının Geliştirilmesi

Proje Yönetimi Planının Geliştirilmesi, tüm alt planların tanımlanması, hazırlanması, bütünleştirilmesi ve koordinasyonu için gerekli eylemlerin belgelenmesi sürecidir. Proje yönetimi planı, projenin nasıl planlanacağı, yürütüleceği, izleneceği, kontrol edileceği ve kapatılacağı konularında başlıca bilgi kaynağıdır.

4.5.2 Gereksinimlerin Toplanması

Projede tanımlı hedeflerin gerçekleşmesini sağlamak için proje paydaşlarının gereksinimlerinin tanımlanması ve bunların belgelendirme sürecine gereksinimlerin toplanması denmektedir.

4.5.3 Kapsamın Tanımlanması

Projenin ayrıntısıyla açıklandığı sürece kapsamın tanımlanması denmektedir.

4.5.4 İş Kırılım Yapısının (iKY) Oluşturulması

İş Kırılım Yapısının Oluşturulması, proje teslimatlarının ve proje işlerinin daha küçük ve yönetilebilir bileşenlere ayrılması sürecidir.

4.5.5 Aktivitelerin Tanımlanması

Aktivitelerin Tanımlanması, proje teslimatlarını üretmek için yerine getirilecek özel eylemlerin belirlenmesidir.

4.5.6 Aktivitelerin Sıralanması

Aktivitelerin sıralanması, proje aktiviteleri arasındaki ilişkileri belirleme ve belgeleme sürecidir.

4.5.7 Aktivite Kaynaklarının Tahmin Edilmesi

Aktivite Kaynaklarının Tahmin Edilmesi, her bir aktiviteyi yerine getirmek için gerekli malzeme, insan, teçhizat ya da gereçlerin türünü ve miktarlarını tahmin etme sürecidir.

4.5.8 Aktivite Sürelerinin Tahmin Edilmesi

Aktivite Sürelerinin Tahmin Edilmesi, tahmin edilen kaynaklarla her bir aktivitenin tamamlanması için gerekli çalışma sürelerini yaklaşık olarak tahmin etme sürecidir.

4.5.9 Zaman Çizelgesinin Geliştirilmesi

Zaman Çizelgesinin Geliştirilmesi, proje zaman çizelgesini oluşturmak üzere aktivite sıralamalarını, sürelerini, kaynak gereksinimlerini ve zaman çizelgesi kısıtlarını analiz etme sürecidir.

4.5.10 Maliyetlerin Tahmin Edilmesi

Maliyetlerin Tahmin Edilmesi, proje aktivitelerini tamamlamak için gerekli parasal kaynaklar için bir tahmin geliştirme sürecidir.

4.5.11 Bütçenin Belirlenmesi

Bütçenin Belirlenmesi, onaylanmış bir maliyet temel çizgisi belirlemek üzere her bir aktivitenin ya da çalışma paketlerinin tahmini maliyetlerinin bir araya toplanması sürecidir.

4.5.12 Kalitenin Planlanması

Kalitenin Planlanması proje ve ürün için kalite gereksinimlerinin ve / veya standartlarının belirlenmesi ve projenin bunlara uyulduğunu nasıl göstereceğinin belgelenmesi sürecidir.

4.5.13 İnsan Kaynakları Planının Geliştirilmesi

İnsan Kaynakları Planının Geliştirilmesi, projede rollerin, sorumlulukların ve gerekli becerilerin belirlenmesi ve belgelenmesi, ilişkilerin raporlanması ve personel yönetimi planının geliştirilmesi sürecidir.

4.5.14 İletişimin Planlanması

İletişimin Planlanması, proje paydaşlarının bilgi ihtiyaçlarının belirlenmesi ve bir iletişim yaklaşımının tanımlanması sürecidir.

4.6.15 Risk Yönetiminin Planlanması

Risk Yönetiminin Planlanması, bir proje için risk yönetimi aktivitelerinin nasıl yürütüleceğini tanımlama sürecidir.

4.5.16 Risklerin Tanımlanması

Risklerin Tanımlanması, hangi risklerin projeyi etkileyebileceğini belirleme ve bunların özelliklerini belgeleme sürecidir.

4.5.17 Niteliksel Risk Analizinin Yapılması

Niteliksel Risk Analizinin Yapılması, risklerin gerçekleşme olasılıklarını ve olası etkilerini değerlendirerek ve birleştirerek daha ayrıntılı bir analiz ya da eylem için riskleri önceliklendirme sürecidir.

4.5.18 Niceliksel Risk Analizinin Yapılması

Niceliksel Risk Analizinin Yapılması, tanımlanan risklerin genel proje hedefleri üzerindeki etkisini sayısal olarak analiz etme sürecidir.

4.5.19 Risk Yanıtlarının Planlanması

Risk Yanıtlarının Planlanması, fırsatları çoğaltmaya ve proje hedeflerinin karşı karşıya olduğu tehditleri azaltmaya yönelik seçenekleri ve eylemleri geliştirme sürecidir.

4.5.20 Tedariklerin Planlanması

Tedariklerin Planlanması, projenin satın alma kararlarının belgelenmesi, yaklaşımın belirtilmesi ve potansiyel satıcıların belirlenmesi sürecidir.

4.6 Yürütme Süreçleri Grubu

Yürütme Süreçleri Grubu, proje şartnamelerini karşılamak üzere proje yönetimi planında tanımlanan işleri yerine getirmek için yürütülen süreçlerden oluşur. Bu süreç grubu, insanların

ve kaynakların koordine edilmesiyle ve proje aktivitelerinin proje yönetimi planına uygun olarak bütünleştirilmesi ve yerine getirilmesiyle ilgilidir (PMBOK, 2008)

Projenin yürütülmesi sırasında alınan sonuçlar, planlamada güncellemeler yapmayı ve temel çizgilerin yeniden belirlenmesini gerektirebilir. Bu, beklenen aktivite sürelerindeki değişiklikleri, kaynak üretkenliğindeki ve kullanılabilirliğindeki değişiklikleri ve önceden kestirilemeyen riskleri içerebilir. Bu değişimler, proje yönetimi planını ya da proje belgelerini etkileyebilir ve uygun proje yönetimi yanıtlarının ayrıntılı şekilde analiz edilmesini ve geliştirilmesini gerektirebilir. (PMBOK, 2008)

Analizin sonuçları, değişiklik talepleri ortaya çıkarabilir; bu talepler onaylanırsa proje yönetimi planının ya da diğer proje belgelerinin değiştirilmesine yol açabilir ve belki de yeni temel çizgilerin belirlenmesini gerektirebilir. Proje bütçesinin önemli bir bölümü, Yürütme Süreçleri Grubuna dahil süreçlerin yerine getirilmesi için harcanacaktır. Yürütme Süreçleri Grubu şu proje yönetimi süreçlerini içerir, aşağıdaki alt başlıklarla açıklanmıştır (Madde 4.6.1 ile 4.6.7 arası): (PMBOK, 2008)

4.6.1 Projenin Yürütülmesinin Yönlendirilmesi ve Yönetilmesi

Projenin Yürütülmesinin Yönlendirilmesi ve Yönetilmesi, projenin hedeflerine ulaşmak amacıyla proje yönetimi planında tanımlanan işlerin yerine getirilmesi sürecidir.

4.6.2 Kalite Güvencesinin Sağlanması

Kalite Güvencesinin Sağlanması, uygun kalite standartlarının ve operasyon tanımlarının kullanılmasını sağlamak amacıyla kalite gereksinimlerinin ve kalite kontrol ölçümlerinin sonuçlarının kontrol edilmesi sürecidir.

4.6.3 Proje Ekibinin Oluşturulması

Proje Ekibinin Oluşturulması, insan kaynağının kullanılabilirliğinin doğrulanması ve proje görevlerini yerine getirecek ekibin kurulması sürecidir.

4.6.4 Proje Ekibinin Geliştirilmesi

Proje Ekibinin Geliştirilmesi, proje performansını artırmak amacıyla yetkinliklerin, ekip etkileşiminin ve genel ekip ortamının iyileştirilmesi sürecidir.

4.6.5 Proje Ekibinin Yönetilmesi

Proje Ekibinin Yönetilmesi, proje performansını optimize etmek amacıyla ekip üyelerinin performanslarının izlenmesi, geribildirim sağlanması, sorunların çözülmesi ve değişikliklerin yönetilmesi sürecidir.

4.6.6 Bilgilerin Dağıtılması

Bilgilerin Dağıtılması, planlandığı şekilde ilgili bilgilerin proje paydaşlarına sunulması sürecidir.

4.6.6 Paydaş Beklentilerinin Yönetilmesi

Paydaş Beklentilerinin Yönetilmesi, paydaşların ihtiyaçlarını karşılamak ve ortaya çıkan sorunları ele almak üzere onlarla iletişim kurma ve birlikte çalışma sürecidir.

4.6.7 Tedariklerin Yürütülmesi

Tedariklerin Yürütülmesi, satıcılardan yanıt alma, bir satıcı seçme ve sözleşme imzalama sürecidir.

4.7 İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu

İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu, projenin ilerlemesini ve performansını izlemek, gözden geçirmek ve düzenlemek; planda değişiklik yapılması gereken alanları belirlemek ve ilgili değişiklikleri başlatmak için gerekli süreçlerdir. Bu süreç grubunun başlıca faydası, proje performansını düzenli ve tutarlı bir şekilde izleyerek ve ölçerek proje yönetimi planından farklılık gösteren durumların saptanmasıdır. İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu şunları da içerir:

- Değişikliklerin kontrolü ve çıkabilecek sorunların önceden tahmin edilerek önleyici eylemler tavsiye edilmesi,
- Sürmekte olan proje aktivitelerinin izlenerek proje yönetimi planıyla ve proje performansı temel çizgisiyle karşılaştırılması
- Entegre değişiklik kontrolünü engelleyen faktörler üzerinde etkide bulunarak sadece onaylanan değişikliklerin uygulanmasının sağlanması.

Bu sürekli izleme çalışması, proje ekibinin projenin ne kadar sağlıklı yürüdüğünü daha iyi anlayabilmesini ve özellikle dikkat edilmesi gereken alanları saptayabilmesini sağlar. İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu, sadece bir süreç grubu içindeki çalışmaların değil, bütün proje çalışmalarının izlenmesine ve kontrolüne yöneliktir. Çok fazla projelerde izleme ve Kontrol Süreçleri Grubu, projeyi proje yönetimi planıyla uyumlu hale getirmeye yönelik düzeltici ya da önleyici eylemleri yerine getirmek üzere proje fazlarını koordine eder. Bu gözden geçirme, proje yönetimi planında tavsiye edilen ve onaylanan güncellemelerin yapılmasıyla sonuçlanabilir.

Örneğin, bir aktivite bitiş tarihinin kaçırılması, mevcut personel planının uyarlanması, fazla mesai uygulamasına geçilmesini ya da bütçe ile zaman çizelgesi hedefleri arasında ödünleşmeye gidilmesini gerektirebilir. İzleme ve Kontrol Süreçleri Grubu şu proje yönetimi süreçlerini içerir aşağıdaki alt başlıklarla açıklanmıştır (Madde 4.7.1 ile 4.10.20 arası): (PMBOK, 2008)

4.7.1 Proje Çalışmalarının İzlenmesi ve Kontrol Edilmesi

Proje Çalışmalarının İzlenmesi ve Kontrol Edilmesi, proje yönetimi planında tanımlanan performans hedeflerine ulaşmak üzere ilerlemeyi izleme, gözden geçirme ve düzenleme sürecidir. İzleme, durum raporlarını, ilerleme ölçümünü ve tahminleri içerir. Performans raporları, projenin kapsam, zaman çizelgesi, maliyet, kaynaklar, kalite ve risk açısından performansına ilişkin bilgiler içerir ve bu bilgiler diğer süreçler için girdi olarak kullanılabilir.

4.7.2 Entegre Değişiklik Kontrolünün Gerçekleştirilmesi

Entegre Değişiklik Kontrolünün Gerçekleştirilmesi, tüm değişiklik taleplerinin gözden geçirilmesi, değişikliklerin onaylanması, teslimatlardaki, organizasyonel süreç varlıklarındaki, proje belgelerindeki ve proje yönetimi planındaki değişikliklerin yönetilmesi sürecidir.

4.7.3 Kapsamın Doğrulanması

Kapsamın Doğrulanması, tamamlanan proje teslimatlarının kabulünü resmileştirme sürecidir.

4.7.4 Kapsamın Kontrol Edilmesi

Kapsamın Kontrol Edilmesi, proje ve ürün kapsamının durumunun izlenmesi ve kapsam temel çizgisindeki değişikliklerin yönetilmesi sürecidir.

4.7.5 Zaman Çizelgesinin Kontrol Edilmesi

Zaman Çizelgesinin Kontrol Edilmesi, projedeki ilerlemeyi güncellemek üzere projenin durumunun izlenmesi ve zaman çizelgesi temel çizgisindeki değişikliklerin yönetilmesi sürecidir.

4.7.6 Maliyetlerin Kontrol Edilmesi

Maliyetlerin Kontrol Edilmesi, proje bütçesini güncellemek üzere projenin durumunun izlenmesi ve maliyet temel çizgisindeki değişikliklerin yönetilmesi sürecidir.

4.7.7 Kalite Kontrolünün Gerçekleştirilmesi

Kalite Kontrolünün Gerçekleştirilmesi, performansı değerlendirmek ve gerekli değişiklikleri tavsiye etmek üzere, yürütülen kalite aktivitelerinin sonuçlarını izleme ve kaydetme sürecidir.

4.7.8 Performansın Raporlanması

Performansın Raporlanması, durum raporları, ilerleme ölçümleri ve tahminler gibi performans bilgilerinin toplanması ve dağıtılması sürecidir.

4.7.9 Risklerin İzlenmesi ve Kontrol Edilmesi

Risklerin İzlenmesi ve Kontrol Edilmesi, proje boyunca risk yanıt planlarının uygulanması, saptanan risklerin izlenmesi, artık risklerin izlenmesi, yeni risklerin saptanması ve risk süreci etkinliğinin değerlendirilmesi sürecidir.

4.7.10 Tedarik İşlerinin İdaresi

Tedarik İşlerinin İdaresi; tedarik ilişkilerinin yönetilmesi, yüklenici performanslarının izlenmesi ve gerekli olduğunda değişikliklerin ve düzeltmelerin yapılması sürecidir.

4.8 Kapanış Süreçleri Grubu

Kapanış Süreçleri Grubu, projeyi, fazı ya da sözleşmelerden doğan yükümlülükleri resmi olarak bitirirken tüm proje yönetimi süreç gruplarındaki tüm aktiviteleri sonuçlandırmak için yürütülen süreçlerden oluşur. Bu süreç grubu tamamlandığında, tüm süreç gruplarında tanımlanan süreçlerin tamamlandığı doğrulanarak proje ya da proje fazı uygun şekilde kapatılmış ve projenin ya da proje fazının tamamlandığı resmi şekilde ortaya konmuş olur. Projenin ya da fazın kapanışında şunlar gerçekleşebilir (PMBOK, 2008):

- İşverenden kabul alınması,
- Proje sonrası ya da faz sonu gözden geçirme işleminin gerçekleştirilmesi,
- Süreçlerde yapılan uyarlamaların etkilerinin kaydedilmesi,
- Alınan derslerin belgelenmesi,
- Uygun güncellemelerin organizasyonel süreç varlıklarına uygulanması,
- Tüm ilgili proje belgelerinin tarihsel veriler olarak kullanılmak üzere Proje Yönetimi Bilgi Sistemi'nde arşivlenmesi,
- Tedarikçi ilişkilerinin sonlandırılması

4.8.1 Proje ya da Fazın Kapatılması

Proje ya da Fazın Kapatılması, projenin ya da fazın resmi kapanışında tüm proje yönetimi süreç gruplarındaki tüm aktiviteleri sonuçlandırma sürecidir.

4.8.2 Tedariklerin Kapanışı

Tedariklerin Kapanışı, proje kapsamındaki tüm tedariklerin kapanması sürecidir.

5. HİDROELEKTRİK SANTRALLERDE PROJE YÖNETİMİ

5.1. Genel Bilgiler

Su yapıları, insanların doğrudan temas içinde olmadıkları, kentsel yerleşimlerden genellikle uzak, dolayısıyla varlığını hissetmeleri doğrudan güç ancak eksikliklerini aniden hissedecekleri en önemli altyapı bileşenlerinden birisidir. İnsanların üstyapılarda huzur içerisinde yaşamaları için öncelikle sağlam altyapılar ile desteklenmeleri gerekmektedir. Su yapıları alanında gerçekleştirilmiş olan, inşaat halinde olan ve gerçekleştirilecek olan projeler ile modern Türkiye'nin gelişmesine önemli katkılar sağlanmaktadır.

Hayatımızın temel bileşenlerinden olan suyu gündelik hayatımızda içme, kullanma, tasfiye, enerji, ulaşım, tarım, balıkçılık, sanayi, rekreasyon gibi amaçlar için kullanmaktayız. Bir taraftan nüfus artışı ve su kaynaklarının kirletilmesi ve gelişi güzel kullanılması, diğer taraftan da iklim değişikliklerinin sebep olduğu kuraklıkların küresel ısınmayla artması sonucunda sınırlı su kaynaklarının kullanılabilirlik ve sürdürülebilirlik özelliklerinde azalmaların meydana gelmesi kaçınılmaz olmakta ve su konusuna daha fazla önem kazandırmaktadır.

Dünya üzerindeki bütün canlı varlıklar için hayati bir madde olan su, içme, tarımsal sulama ve enerji üretimi bakımından da her geçen yıl ülkeler arasındaki siyasi ilişkileri de etkilemektedir. Özellikle, Ortadoğu ve Afrika'da nüfus artarken su kaynaklarının azalması birçok sorunun yanında suların kullanımı ile ilgili anlaşmazlıkları da gündeme getirmektedir. Daha çok ülkeler arasında var olan çeşitli siyasi ve ekonomik anlaşmazlıkları derinleştiren bir unsur olarak ortaya çıkan su ile ilgili sorunlar, bugün olduğu gibi gelecekte de var olmaya devam edecek gibi görünmektedir.

Suyun insanlık tarihi bakımından etkisi ve önemi, tarih boyunca insanların denizler, göller, akarsular vs. çevresinde yerleşmiş olduklarından ve büyük uygarlıkların da genellikle bu bölgelerde ortaya çıkmış olmalarından anlaşılmaktadır.

Bu derece önemli olan su ve su kaynaklarının etkin ve sürdürülebilir gelişimi, ilgili kurumların stratejilerinde yer almalı ve bu yönde atılacak adımlar ve ana planlamalar titizlikle yapılmalı ve güncellenmelidir. Ana planlar ya da daha yaygın tabiriyle master planlar dâhilinde uygulanması kararlaştırılan su yapılarının da titizlikle, günümüz teknik ve teknolojilerini, bilgi ve becerilerini en üst seviyede kullanılarak yapılması hedeflenmelidir.

Temel ve ortak hak, milli kaynak olan suyun ve su yapıları projelerinin gerçekleştirilmesinde güncel proje yönetimi ve tekniklerinin kullanılması, bu kaynaklardan en üst seviyede yararlanılmasına olanak sağlayacak rasyonel bir yoldur.

Fosil yakıtların siyasi, politik ve ekonomik gelişmelerden çokça etkilendiği düşünülürse, hidroelektrik enerjilerin doğal ve ulusal kaynak olması sebebiyle de yatırım için tercih edilmelidir. Hidroelektrik, ulusal ve doğal kaynak olması sayesinde, öz kaynak olmayan doğalgaz gibi ülke dışındaki politik ve ekonomik gelişmelerden olumsuz yönde etkilenmemekte ve çevre ve iklim koşulları kısıtında süreklilik arz etmektedir.

Hidroelektrik santral projeleri disiplinler arası karmaşık bir içeriğe sahiptir. İçeriği, süresi ve süreçleri yüzünden, proje yönetim teknikleriyle geliştirilmeleri kaçınılmaz olmaktadır. Aksi takdirde içeriği yönünden eksiklikler barındırabilme olasılığı olan, süresi bakımından öngörülerin hatalı yapılarak doğrudan ve dolaylı maliyetleri artan, kalitesi ve servis ömrü bakımından eksiklikler taşıma olasılığı olan yapılar ile karşılaşabiliriz. Ülkemiz genelinde inşaatlar, fonksiyonu biran önce elde etme anlayışıyla yapıldıklarından, inşaat aşamaları sırasında önem verilen unsurların önem sırası değişkenlik göstermektedir. Bu, çoğu zaman maliyetlerin kalitenin önüne geçmesine sebebiyet vermektedir. Süre ise özel sektör projelerinde maliyet eksenli olarak kısaltılırken, kısalan sürelerde kalitenin de sağlanması güçleşmektedir. İnşaat sektörünün başarısı genellikle maliyet süre ve kalite eksenleri etrafında değerlendirilirken, sektörün iş güvenliği açısından da gelişmesi gerektiği baraj inşaatlarında yaşanan olaylardan görülmektedir.

Ülkemizde hidroelektrik santrallerin gelişimi yakın geçmişe kadar devlet eliyle gerçekleşmiştir. Plânlı dönemdeki bütün 5 yıllık plânlarda, "Hidroelektrik kaynakların değerlendirilmesine önem verileceği" belirtilmesine rağmen, hidroelektrik üretimin toplam elektrik enerjisi üretimindeki payı istenen oranda artırılmamış, 1996 yılında % 43 düzeyindeki oran, günümüzde % 26' ya gerilemiştir. AB üye ülkelerin elektrik üretimi içindeki yeşil enerjinin payını artırmayı taahhüt ederken, Türkiye'de yeşil enerji olan hidroelektrik üretiminin oransal olarak azalması bir sorundur. Daha da önemlisi, ülkemizin enerjiye ve özellikle temiz ve yenilenebilir enerjiye duyduğu ihtiyaç her geçen gün artmaktadır. Hidroelektriğin elektrik enerjisi üretimi içindeki payının oransal olarak azalmasındaki en büyük etken son 20 yıldaki doğalgaz elektrik santrallerinin artmasıdır. Doğalgaz santrallerinin ihtiyaç dönemi yıllarda cazip gelmesinin sebepleri kısa inşaat süreleri, düşük yatırım maliyetleri, verimli çalışma ve kısıtlı çevresel etkileri olarak özetlenebilir. İlk açıldığından özel sektör yatırımları açısından hidroelektrik santrallerden daha cazip olan doğalgaz santrallerinin ilerleyen dönemlerde kısıtlı yatırım pozisyonları gibi nedenlerle yatırımlarında yavaşlıklar meydana gelse de, yine de HES yapımından daha hızlı bir

kurulu güç artışı göstermişlerdir. Bu sebeplerden dolayı elektrik üretiminde hidroelektriğin oransal payı gittikçe azalmıştır. Hidroelektriğin Türkiye'deki gelişimi incelendiğinde 1989'larda toplam ihtiyacın % 60'ı Hidroelektrikten sağlanırken, bu oran % 25'e kadar düşmüştür. Günümüzde Türkiye'nin enerji ihtiyacının yaklaşık % 43'i doğal gazdan, % 28'i kömürden, % 25'i hidroelektrikten, geri kalan % 4'lük bölüm ise fueloil' den karşılanmaktadır. 1995 yılından bu yana doğalgazdan enerji üretimi % 15 artmıştır. (DSİ Faaliyet Raporu, 2012)

03.03.2001 tarihli Resmi Gazete 'de yayımlanan 4628 sayılı Enerji Piyasası Kanunu, elektrik enerjisi alanındaki devlet tekeli ile iletim dışında kaldırmakta; rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre çalışacak, malî açıdan güçlü, istikrarlı, şeffaf bir elektrik piyasasının kurulmasını öngörmektedir. Diğer bir anlatım ile bu kanun kapsamında "Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanmasına ilişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik "in 26 Haziran 2003 tarihinde yürürlüğe girmesiyle hidroelektrik üretilmesinde özel sektör devreye girmiştir. Üretim ve dağıtımın serbest piyasada oluşturulmasını ve özelleştirilmesini hedefleyen sistemde, piyasanın düzenleyici otoritesi Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)' dır.

Söz konusu kanun kapsamında Hidroelektrik Santral projeleri DSİ internet sitesinde yayınlanarak özel sektör başvurusuna açılmıştır. 2005 yılında çıkarılan 5346 sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerji Üretimi Amaçlı Kullanıma İlişkin Kanun" kapsamında da akarsu santralleri ve gölalanı 15 km² az olan barajlar için özel sektör katılımı başlamıştır.

Ülkemizde, genelde iki tip hidroelektrik santralinden elektrik enerjisi üretilmektedir. Bu santraller ihtiyacın olduğu her zaman kolaylıkla devreye girerek elektrik üretebilen Baraj Tipi ile depolama olmadığı için sadece gelen suya göre üretim yapan Nehir Tipi'dir. Barajların sulama; içme suyu; sel önleme; balıkçılık gibi çeşitli yan işlevleri bulunuyorken nehir tipi santraller sadece gelen suya göre elektrik üretmektedir.

Uluslararası Hidroelektrik Organizasyonu (IHA) verilerine göre hidroelektrik projenin büyüklüğü arttıkça birim kurulu güç başına düşen maliyet de azalacağından, baraj tipi HES'ler nehir tipi HES'lere göre daha ekonomik yapılar olarak değerlendirilmelidir. Özel sektör nehir tipi hidroelektrik santrallerine başvurmayı tercih etmektedir. Buna sebep olarak nehir tipi santrallerinin yatırım süre ve bedellerinin, baraj tipi santraller ile karşılaştırıldığında çok az olmasıdır.

Hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesinde havza planı esas alınarak, baraj tipi hidroelektrikler santraller ile potansiyelin büyük kısmı ele alınırken geriye kalan potansiyelin de

nehir tipi HES' ler ile değerlendirilmesi yoluna gidilmektedir. Bir nehir üzerinde yapılacak herhangi bir yapı, yapının aşağısındaki diğer tüm yapıları etkilemektedir. Bu nedenle son dönemlerde, hidroelektrik potansiyelin tam olarak değerlendirilmesi adına havza ana planları güncellenmelidir. Bu husus DSİ 2012 Faaliyet raporunda ifade edilmekte ve 2023 hedefleri doğrultusunda 25 adet Akarsu Havzasının tamamının master planının güncelleneceği belirtilmektedir.

Ülkemizdeki yüklenicilerin yurtdışındaki bazı projelerinde işveren ve işverenin anlaştığı proje yönetim firmalarıyla ya da müşavirlerle uyum içinde çalıştıkları bilinmektedir. Ancak yurt içindeki projelerde, proje yönetim firmalarının etkinliği bazı özel projeler ve dış kaynaklı krediyle yapılan bazı projelerin kredi koşullarının proje yönetimini ya da müşaviri şart koşması hariç, çok kısıtlıdır. Kamu yatırımlarında dış finansman ihtiyacının ortaya çıkmasına paralel olarak ve yurtiçinde nitelikli projelerin yapılmaya başlanmasıyla birlikte, müşavirlerin ve proje yöneticilerinin etkinliği de ülkemizde artmaya başlamıştır.

Bu çalışmada ortaya çıkarılan faydalar tezin sonuçlar kısmında özetlenmiştir. Bu bölümde HES'lerde proje yönetimi ana hatlarıyla özetlenmiştir.

5.2. Hidroelektrik Santral Projelerinde Mevzuat

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 30 Mart 2013'de Resmi gazetede yayınlamış olup amacı; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösteren, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin yapılmasının sağlanmasıdır.

Bir önceki Elektrik Piyasası Kanunu olan 4628 sayılı kanun ise 6446 sayılı kanunla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanuna dönüştürülmüştür.

6446 sayılı kanunun 29.Maddesi; Hidrolik kaynaklar için üretim lisansı almak maksadı ile su kullanım hakkı anlaşması imzalamak üzere yapılan başvurularda, su kullanım hakkı anlaşması imzalanacak tüzel kişiyi belirlemede DSİ'yi yetkili kılmıştır. Aynı kaynak için DSİ'ye birden fazla başvuru yapılmış olması hâlinde; fizibilitesi kabul edilebilir bulunanlar arasından her yıl için birim megavat başına en yüksek oranda hidroelektrik kaynak katkı payı vermeyi teklif eden tüzel kişilerin, anlaşma imzalanmak üzere belirlenmesi ve EPDK'ya bildirilmesini düzenlemektedir. Bu maddenin uygulanmasına ilişkin usul ve esasları da DSİ'nin bağlı olduğu bakanlık tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir ifadesi yer almaktadır.

HES'ler için mevzuat iki kola ayrılarak anlatılmıştır. Bunlardan birincisi DSİ ile olan ilişkiler, ikincisi ise EPDK ile olan ilişkilerdir.

5.2.1 DSİ ile İlgili Lisans Faaliyetleri

Bu çerçevede ilan edilen projelere Su Kullanım Hakkı Anlaşması Yönetmeliğinde belirtilen esaslar dâhilinde tüzel kişiler tarafından müracaat edilebilmektedir. Projelere müracaat etmek isteyen yatırımcı şirketlerin izleyecekleri yol aşağıda verilmektedir. Daha detaylı bilgi için; Bir hidroelektrik enerji üretim tesisinin su kullanımı hakkı ve işletme esaslarına ilişkin anlaşma örneği EK-1 olarak verilmiştir.

DSİ İnternet sitesi şirketlerin başvuru yapmak üzere bilgi almak istedikleri HES projelerini çeşitli tablolar vasıta ile listelemiştir. Bu tablolar ve içerikleri aşağıdaki gibidir;

Tablo – 1 Türkiye'nin Hidroelektrik Santral Projeleri Listesi

Tablo - 1 de tüm HES projelerin listesi yer almaktadır. Tablo-1 özetle tüm HES' leri gruplara ayırıp listelemektedir. Bu gruplar aşağıdaki gibi belirtilmiştir;

İşletmede Olan Projeler: Toplam 142 adet, Toplam 12788 MW

İnşa Olan Projeler: Toplam 40 adet, Toplam 3197 MW

Kati Projesi Hazır Projeler: Toplam 15 adet, Toplam 3543 MW

Planlama Raporu Hazır Projeler: Toplam 175 adet, Toplam 7334 MW

Master Plan Raporu Hazır Projeler: Toplam 95 adet, Toplam 5098 MW

İlk Etüdü Hazır Projeler: 259 adet, Toplam 4857 MW

Genel Toplam 726 adet, 36818 MW

Tablo – 2 DSİ Tarafından Geliştirilen ve Su Kullanım Anlaşması Yapmak Üzere Şirketler Tarafından Müracaat Edilebilecek Hidroelektrik Enerji Projelerinin Listesi

Tablo – 3 Tüzel Kişiler Tarafından Geliştirilen Projeler Listesi. (15.10.2007 tarihi itibarıyla tüzel kişiler tarafından geliştirilen yeni proje başvuruları kabul edilmemektedir).

Tablo – 4 DSİ Tarafından İnşa Edilmekte Olan Projeler Kapsamında, HES Kısmı Başvuruya Açılan Projeler

Tablo – 5 İkili Anlaşmalar Kapsamından Çıkarılmış Olup, Müracaat Edilebilecek HES Projeleri

Tablo – 6 Yap İşlet Devret (YİD) Kapsamından Çıkarılan HES Projeleri

Tablo – 7 Hidroelektrik Santral Projeleri Listesi

Yatırımcı şirket ilgilendiği HES projesini belirledikten sonra aşağıdaki adımları izlemelidir;

1. İlgilenilen proje Tablo-1’de (Hidroelektrik Santral Projeleri listesi) yer alıyor ise, bu projenin Tablo - 2’ ye (Tablo - 2 Müracaat edilen ve edilebilecek hidroelektrik santral projeleri listesi) alınması için dilekçe ile başvurulması gerekmektedir.
2. Yatırımcı şirketin ilgilendiği proje aşağıda belirtilen tablolarda yer alıyorsa, yine aşağıda açıklanan DSİ Projelerinde belirtilen evraklar ile başvurulacaktır.
3. Özgün proje olarak Tablo - 3’e Tüzel kişiler tarafından geliştirilen hidroelektrik santral projeleri listesine müracaat edilecekse, aşağıda Tüzel Kişiler Tarafından Geliştirilen Projelerde (Tablo–3) belirtilen evraklar ile başvurulacaktır. Ancak 15.10.2007 tarihi itibariyle yeni başvuru alınmamaktadır.
4. Şirketin kuruluşunu gösteren Ticaret Sicil Gazetesinin aslı ya da noter onaylı sureti
5. İmza sirküsünün aslı ya da noter onaylı sureti, gerekiyorsa yetkilendirilecek kişi/kişilere ait Yetki Belgesi ile İmza Beyannamesinin aslı ya da noter onaylı sureti.
6. EK-3A formatında hazırlanmış 2 Takım (CD’leri ile birlikte) fizibilite raporu.
7. Fizibilite kontrol ücretinin ödendiğine dair makbuzun aslı.
8. Hizmet bedelinin ödendiğine dair makbuz ile DSİ ile imzalanacak Protokol ve Taahhütnamenin aslı, **Ek-5**’de verilmiştir.
9. En az 3 yıl süreli Geçici Teminat Mektubu
10. Şirket adres ve irtibat bilgileri (telefon, faks, e-mail, vb.)
11. Şirket vergi kimlik bilgileri
12. Rapor temin bedelinin ödendiğine dair makbuzun aslı (master plan, kesin proje, fizibilite raporları)
13. Gerektiğinde projenin özelliğine göre istenecek diğer evraklar

DSİ'ce sürecin işletilmesi şu şekildedir.

- DSİ 30 gün boyunca projeyi diğer müracaatlara açık tutar.
- DSİ 30 gün sonra kesinleşen müracaatları ayrıca internetten yayınlar.
- DSİ eğer fizibilite raporunun tadilini isterse 30 gün içerisinde müracaat sahibine bildirir. 90 günü geçmeyecek bir tarih için fizibilite raporu teslim tarihi verilir. Eğer proje DSİ ve veya EİE tarafından geliştirilen Master Plan, ön inceleme ve ilk etüt düzeyinde çalışması hazır olan bir proje ise burada DSİ müracaat sahibine fizibilite raporu hazırlaması yazısını yazar ve bu rapor en fazla 90 gün içinde şirketçe hazırlanarak DSİ'ye sunulur.
- DSİ başvuruyu 90 gün incelemeye alır.
- DSİ'ce Şirkete Su Kullanım Hakkı anlaşması imzalayabilmeye hak kazandığı bildirilir. Yazının kopyası EPDK'ya bildirilir.
- Şirket EPDK tarafından bildirim tarihinden itibaren 15 iş gün içinde DSİ'ye müracaat eder.
- Fizibilite raporunda eksik yok ise 30 gün içerisinde SKHA Su Kullanım Hakkı Anlaşması noter huzurunda, şirket ve DSİ'ce imzalanır.

Yukarıda belirtilen sürelerin kısalığı dikkat çekicidir. Bu süre kısalığı bürokratik olarak avantajlar sağlasa da teknik açıdan kısıtlı gözükmektedir. HES'ler gibi büyük ve ana yapıların teknik olarak değerlendirilmeleri için daha uzun ve sağlıklı sürelerle ihtiyaç bulunmaktadır.

DSİ'ce açıklanan tablolarda listelenen HES'lere, şirketlerin ne şekilde başvuru yapacağını açıklayan bir yol gösterici olan yukarıdaki anlatım genel bir ifade ile özel sektör yatırıma açılması planlanan HES'lerin şirketler tarafından DSİ'ye başvurusu ile birlikte temin etmeleri gereken belge ve evrakları listelemektedir. DSİ'ce istenen belgeler, evraklar aşağıda belirtilmiştir.

DSİ'ce istenen Hizmet Bedelleri **EK-2'** de verilmiştir.

DSİ'ce istenen Hidroelektrik Enerji Üretim Tesisleri Fizibilite Raporunda Yer Alacak Ana Başlıklar **EK-3'** de verilmiştir.

DSİ/EİE projelerinde istenecek fizibilite raporunda yer alacak ana başlıklar **EK-3A'** da verilmiştir.

Bir projeye çoklu başvuru olmuş ise şirketler Hidroelektrik Kaynak Katkı Payı Tutarını belirten teklif mektubu verirler. Bununla ilgili teklif mektubu örneği **EK-6'** da verilmiştir.

DSİ'ce Fizibilite Raporu İçin Yönetici Bilgilendirme Formu **EK-7'** de verilmiştir.

DSİ'ce Başvuru Raporu İçin Yönetici Bilgilendirme formu **EK-8'** de verilmiştir.

5.2.2 EPDK ile İlgili Lisans Faaliyetleri

EPDK enerji üretimi için şirketlerin lisanslama faaliyetlerini yürütmektedir. Bu faaliyetler kapsamında EPDK, 2 Kasım 2013 Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'ne göre başvuran şirketlere elektrik üretimi için ön lisans ve lisans belgeleri vermektedir. Bahsedilen yönetmelikteki ön lisans ve lisans tanımları aşağıdaki gibi yapılmıştır.

Ön lisans: Üretim faaliyetinde bulunmak isteyen tüzel kişilere, üretim tesisi yatırımlarına başlamaları için gerekli onay, izin, ruhsat ve benzerlerinin alınabilmesi için belirli süreli verilen izni.

Lisans: Piyasada faaliyet göstermek isteyen tüzel kişiye EPDK'dan verilen izin belgesi

EPDK 2 Kasım 2013 Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği dördüncü bölüm madde 6, c bendine göre firmanın Ön lisans alabilmesi için hidrolik kaynaklar için DSİ ile yapılmış Su Kullanım Hakkı Anlaşmasının veya Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalayabilmeye hak kazanıldığına ilişkin belgenin sunulması zorunludur. Su kullanma hakkını kazanmış bir şirket 15 iş günü içinde EPDK'ya başvurur. Bu süre içinde başvurmayan şirketler hakkını kaybeder. Görüldüğü gibi mevzuatta süreler çok kısadır. Bunun sebebi yatırımların önündeki bürokrasi süresini olabildiğince azaltmaktır.

Bu Yönetmelikte belirtilen yükümlülükleri yerine getiren tüzel kişiye kurul kararı ile ön lisans verilir ve ön lisans sahibi tüzel kişinin ticaret unvanı ile aldığı ön lisans süresi ve ön lisansa konu üretim tesisinin bulunduğu yere ilişkin bilgiler, EPDK internet sayfasında duyurulur.

Ön lisans süresi içerisinde tamamlanması gereken iş ve işlemler de aynı yönetmeliğin 17. maddesinde bu çalışmada için hidrolik tesisler ile ilgili özetlenerek aşağıda belirtilmiştir.

Ön lisans sahibi tüzel kişi, ön lisansa konu üretim tesisinin yatırımına başlanabilmesi için ön lisans süresi içerisinde aşağıdaki iş ve işlemleri tamamlamakla yükümlüdür.

1. Üretim tesisinin kurulacağı sahanın ön lisans sahibi tüzel kişinin mülkiyetinde olmaması halinde, söz konusu sahanın mülkiyet veya kullanım hakkının elde edilmesi, rezervuarlı hidroelektrik santrallerinde su tutma alanları ile ilgili olarak kamulaştırma kararının alınması,

- Mahkemelerce belirlenen bedellerin ödenerek el koyma kararlarının alınmış olması,
- Orman kesin izinlerinin alınması,

- Maliye hazinesi mülkiyetindeki taşınmaz mallar için irtifak hakkı tesisi ve kiralama sözleşmelerinin yapılmış olması,
 - Mera tahsis amacı değişikliklerinin yapılarak hazine adına tescil ve irtifak hakkı/kiralama işlemlerinin yapılmış olması,
 - Hazineye ait taşınmazlar dışındaki kamu kurum ve kuruluşlarına ait taşınmazların devir işlemlerinin sonuçlandırılarak hazine adına devir işlemlerinin sağlanmış olması,
 - Hidroelektrik santraller ile rüzgar enerjisine dayalı elektrik üretim santrallerinin yerleşim yerinde bulunan taşınmaz malların tamamının kamulaştırılmış veya 2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu 27. Maddesi gereğince ilgili mahkemelerden el koyma kararlarının alınmış olması,
 - Rezervuarlı hidroelektrik santrallerinde su tutma alanları ile ilgili olarak kamulaştırma kararının alınması,
2. Kurulması planlanan üretim tesisine ilişkin imar planlarının onaylanması,
 3. Üretim tesisinin inşaatına başlanabilmesi için gerekli olan ön proje onayının alınması,
 4. Bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları için TEİAŞ veya ilgili dağıtım şirketine başvurunun yapılması,
 6. 17/1/1983 tarihli ve 83/5949 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile yürürlüğe konulan Askeri Yasak Bölgeler ve Güvenlik Bölgeleri Yönetmeliği uyarınca gerekli görüşlerin alınması,
 7. Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği kapsamında gerekli olan kararın alınması,
 8. Üretim tesisine ilişkin yapı ruhsatının veya söz konusu ruhsatın yerine geçecek belgenin alınması veya söz konusu ruhsatın alınmasına gerek olmadığına ilişkin belgenin sunulması,
 9. Ön lisans konu üretim tesisi ile ilgili olarak;
 - Hidrolik kaynağa dayalı üretim tesisleri için DSİ ile yapılmış Su Kullanım Hakkı Anlaşmasının yapılmış olması
 - Ön lisans sahibi tüzel kişiler, ön lisans alma tarihinden itibaren Doksan (90) gün içerisinde, Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği kapsamında gerekli olan kararın alınması için ilgili kuruma başvurma zorunluluğu vardır.

EPDK Lisans başvuru süreci aşağıdaki gibi sadeleştirilerek HES'ler için özetlenerek anlatılmaktadır.

EPDK Lisans Başvurusunda Sunulması Gereken Bilgi ve Belgeler Listesi

1. Lisans Başvuru Dilekçesi

2. Tüzel kişiyi temsil ve ilzama yetkili şahıs/shahısların “Yetki Belgeleri” nin aslı veya noter onaylı suretleri veya aslı ile birlikte sunulacak fotokopisi.
3. Tüzel kişilik esas sözleşmesinin, tüm tadiller işlenmiş son halinin, Ticaret Sicili Memurluğunca tasdiklenmiş bir nüshası veya tüzel kişilik kaşesi altında, tüzel kişiliği temsile yetkili kişi veya kişilerce imzalanmış bir nüshası.
4. Tüzel kişilikte doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek ve tüzel kişilerin, pay oran ve tutarları belirtilmek suretiyle, ortaklık yapısını ortaya koyan bilgiler.
5. 6446 sayılı Kanunun ve Yönetmeliğin kontrol tanımı çerçevesinde bir ilişkinin varlığı halinde bu hususu izah eden beyan ve bu hususu tevsik eden bilgi ve belgeler.
6. Tüzel kişinin güncel sermaye tutarını gösteren belgeler.
7. Bu kapsamda; Şirket sermayesinin asgari; üretim tesisi için Kurum tarafından öngörülen toplam yatırım tutarının % 20 'sine, eşit, olması gerekmektedir.
8. Lisans alma bedelinin Kurum hesabına yatırıldığına ilişkin belge.
9. Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi kurmak üzere üretim lisansı almak için başvuruda bulunan tüzel kişilerden lisans alma bedelinin sadece % 10 'u tahsil edilir.
10. Termin programı. Üretim lisansına konu olan üretim tesisinin özellikleri dikkate alınarak tesisin tamamlanma tarihine kadar olan süreci kapsayacak şekilde hazırlanır.
11. Banka Teminat Mektubu
12. Üretim lisansı başvurularında, Yönetmeliğin 17. maddesinde belirtilen ve ön lisans süresi içerisinde tamamlanması gereken iş ve işlemlerin tamamlandığını tevsik eden bilgi ve belgeler.

Lisansın Verilmesi

Üretim lisansına inşaat süresi ve tesis tamamlanma tarihi derç edilir. Tesis tamamlanma tarihinin belirlenmesine esas inşaat süresi, kurul kararı ile belirlenir ve kurum internet sayfasında yayımlanır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim lisansına, lisansa konu tesisin kaynağına göre mevcut kurulu gücü ile üretebileceği yıllık azami üretim miktarı, yıllık elektrik enerjisi üretim miktarı olarak derç edilir.

Yönetmelikte belirtilen ve yukarıda HES için özetlenen yükümlülükleri yerine getiren tüzel kişiye kurul kararı ile lisans verilir, lisans sahibi tüzel kişinin ticaret unvanı ile aldığı lisans türü ve süresi Resmî Gazete 'de yayımlanır ve EPDK internet sayfasında duyurulur.

5.3 Hidroelektrik Santrallerde Proje Yönetim Tekniği Olarak Fazlara Ayırma

Projeler çok fazlı olduğunda fazlar, projenin uygun şekilde kontrol edilmesini ve istenen ürün, hizmet ya da sonuca ulaşılmasını sağlamaya yönelik olarak tasarlanmış, genellikle sıralı bir sürecin parçalarıdır. Ancak, iç içe geçen ya da eşzamanlı fazların proje açısından daha olumlu olduğu durumlar da vardır. PMBOK fazlar arası ilişkileri üç temel tür olarak açıklamıştır.

- Bir sıralama ilişkisinde bir faz ancak bir önceki faz tamamlandıktan sonra başlatılabilir. Bu yaklaşımın adım adım ilerleyen yapısı belirsizliği azaltır, ama zaman çizelgesini sıkıştırma seçeneklerini ortadan kaldırabilir.
- Bir iç içe geçme ilişkisinde bir faz bir önceki faz tamamlanmadan başlar. Bu yöntem bazen paralel çalışma denen zaman çizelgesini sıkıştırma tekniğinin bir örneği olarak uygulanabilir. İç içe geçen fazlar riski artırabilir ve ileri bir fazın daha önceki bir fazdan tam ve doğru bilgiler alınmadan ilerlemesi durumunda bazı işlerin baştan yapılmasına yol açabilir.
- Bir tekrarlama ilişkisinde belli bir zamanda sadece bir faz planlanmış olur ve bir sonraki faz için planlama, mevcut faz ve teslimatlara ilişkin çalışmalar ilerlerken yürütülür. Bu yaklaşım, büyük ölçüde tanımlanmamış, belirsiz ya da hızla değişen ortamlarda, örneğin araştırma alanında yararlıdır, ama uzun vadeli planlama becerisini azaltabilir. Bu durumda kapsam, proje risklerini en aza indirmek ve ürünün iş değerini en üst düzeye çıkarmak için, sürekli olarak ürünün belirli bir kısmı teslim edilerek ve gereksinimlere öncelik verilerek yönetilir. Bu yaklaşım, ayrıca, tüm proje ekibi üyelerinin (örneğin, tasarımcılar, geliştiriciler vb.) proje boyunca ya da en azından iki ardışık faz boyunca hazır durumda tutulmasını gerektirebilir.

Çok fazlı projelerde, proje yaşam döngüsü boyunca birden fazla türde fazlar arası ilişkiye rastlanabilir. Gerekli kontrol düzeyi, etkinlik ve belirsizliğin derecesi gibi değerlendirmeler, fazlar arasında geçerli olacak ilişkileri belirler. Bu değerlendirmelere bağlı olarak, tek bir projenin farklı fazlarında bu ilişki türlerinin üçüne de rastlanabilir.

Bir HES 'in ne kadar çok bileşenlere sahip olduğu Bölüm 3'te açıklanmıştır. Yine aynı bölümde bu bileşenlerin farklı disiplinlere ait olduğu görülmektedir. 5. Bölümde 5.2 maddesinde HES projeleri mevzuatı açıklanmış, mevzuatın uzun ve çok paydaşlı bir süreç olduğu görülmüştür.

Bölüm 4' te, madde 4.3 Proje Yönetimi Süreç Grupları' nda büyük projelerin fazlara ya da alt projelere ayrıldıkları ifade edilmiştir. Buna ilave olarak yukarıdaki fazlar ve fazlar arası ilişkiler açıklanmıştır. Bu etkenler göz önüne alındığında ve HES projelerinin büyüklükleri düşünüldüğünde, HES projelerinin yönetilmesi için parçalara ayrılması gerektiği sonucu çıkmaktadır. Proje yönetim tekniği olarak parçalara ayrılma, projenin fazlara ayrılması olarak ifade edilmektedir.

HES yatırım kararı alan bir şirket için proje; yatırım kararı almaktan işletme dâhil olan süreci kapsayacak süreçler bütünü şeklinde düşünülebilir. Bu süreçler ve ara safhaları da projenin alt projeleri fazları da alt fazları olarak ele alınabilir. Projeyi tamamlamak için, tüm fazları ve fazlar arasındaki ilişkileri tamamlamak, kapanış süreçlerine sokup fazları bitirmek gerekecektir. Her bir faz için, 5 proje yönetim süreç grubunu işletmek gereklidir. Bir HES Projesi için aşağıdaki gibi fazlar önerilmektedir. Bu fazların sayısı tecrübeye, tercihlere veya proje özelliklerine göre artıp azalacağı gibi, önerilen bu fazların altında yine alt fazlar olabileceği unutulmamalıdır. Örneğin ihale aşaması, inşaat aşamasının altına alınacağı gibi, ayrıca (türbin vb. ekipmanlar için) ilave olarak tedarik fazı da açılabilir. İhale aşaması da alt ihale paketleri olarak çeşitli fazlara ayrılabilir. Bunların kararını işveren proje planlama süreçleri grubunda proje yönetim planı oluştururken vermelidir. Bu kararlar alınırken yetkin bir proje yönetim şirketinden destek alınması fazların proje koşullarına göre en iyi şekilde ayarlanmasına olanak verecektir. Yatırım kararının ve fizibilitenin olumlu olduğu varsayımıyla, bir HES projesi fazları ve bazı alt fazları önerileri aşağıdadır. Unutulmamalıdır ki proje burada ifade edilenlerden daha fazla ya da daha az faz ya da alt fazlardan oluşturulabilir.

1. Yatırım Karar Aşaması.

- Piyasa araştırması
- Finans sağlama
- Şirket ve şirket içi organizasyonu oluşturma

2. Fizibilite Çalışmaları Yapılması

- Proje yönetim şirketi ve teknik müşavir, tasarımcı ve danışmanları atamak
- Lisanslama ve mevzuat takibi

3. Tasarım Aşaması

- Hesap raporları
- Şartnameler
- Projeler

4. İhale Aşaması

- İdari Şartnamelerin ve İhale Dosyalarının Hazırlanması (yerli ve yabancı tedarikçiler olarak ikiye ayrılabilir)

- Derivasyon tüneli ve dip savak, su alma Yapısı
- Baraj gövdesi ve dolu savak
- Beton üretim tesisleri
- Santral binası
- Hidro mekanik işler
- Enerji nakil hattı işleri
- Elektro mekanik teçhizat

5. İnşaat Aşaması

- İnşaat işleri
- Test ve devreye alma işlemleri

6. İşletme Aşaması

Yukarıda tariflenen fazların ve alt fazların tamamı, HES projeleriyle ilgilenen ve yatırım kararı alan bir şirket için bir projedir. Proje yönetim şirketlerinin projeye olan katkısı sadece idare düzeyinde değil, aynı zamanda teknik olarak da işvereni destekleyecekleri şeklinde düşünülmektedir. Proje yönetim şirketinin projeye ne zaman dâhil olması gerektiğinin kararı işverene aittir. Unutulmamalıdır ki paydaşların başlangıçta projeye dahil edilmesi, genellikle ortak sahiplenme, teslimatların kabulü, ve diğer paydaşların memnuniyeti olasılığını artırır. Buradan hareketle işverenin yatırım kararı aldıktan sonra fizibilite aşmasının başında ya da sonunda projesine, proje yönetim şirketi ataması önerilmektedir.

Fizibilite fazıyla projeye katılan proje yönetim şirketi işverene, tasarım başlamadan önce fizibilitenin doğrulanması hizmetini verebilir. Fizibilitedeki kritik olan iklim ve su kaynakları, hidroloji, jeolojik durum, kurulacak tesisler, tesis maliyeti gibi noktaların gözden geçirilme fırsatı doğacaktır. İşverenin, proje yönetim şirketinin kapsamında tanımlaması halinde, proje yönetim şirketi tasarım aşamasında da "Peer Review", akran denetimi yaparak ya da yaptırarak tasarımın doğrulanmasını ve yatırımın sağlıklı temellerde ilerlenmesini sağlamaya destek olur.

Uygulamada HES yatırımcısı firmalar genellikle proje yönetim firmalarından destek almadan projelerini yürütmektedirler. Piyasa koşullarında HES projeleri irili ufaklı yüzlerce şirket tarafından hayata geçirilmektedir. Bu şirketlerin her birinin bu işte geçmişi, uzmanlığı, hatta inşaat alanında bile tecrübelerinin olmadığı görülmektedir. Dolayısıyla bu şirketler HES yatırımlarını bir iş fırsatı olarak değerlendirip bir an önce pazardaki paylarına sahip olmak adına projelerini gerçekleştirmek istemektedirler. Bu şirketlerin yatırımlarını sağlam temellere oturtma adına proje yönetim ilkelerini ve tekniklerini uygulamaları ve profesyonel proje yönetim şirketlerinden hizmet ve destek almaları önerilmektedir.

5.4 Proje Yönetim Başarı Kriterleri

Her inşaat projesi kendine özgü zorluklar içerir. Genel kabul görmüş proje başarı kriterleri maliyet, zaman ve kalitedir. Bunların yanında yapılan çalışmalarda, projenin performansı ya da ticari başarısı gibi faktörler de geleneksel başarı faktörlerine eklenmektedir. Aslında projenin başarı faktörleri proje başında özellikli olarak tanımlı olmalıdır. Bu sayede projenin başarısı daha objektif olarak ölçülebilir.

Atkinson 1999, bir projenin başarılı olmasını üç temel başarı kriteri olan maliyet, zaman, kalite yanında bilgi sistemi, paydaşlara sağlanan yararlar ve organizasyona sağlanan yararlar olarak tanımlamış ve bunu karekök, "square root" olarak tanımlamıştır. Atkinson projenin işveren, proje ekibi ve projeden etkilenenlere kazanımlar sağlaması gerektiğini ifade etmiştir. Projenin aynı zamanda sosyal ve çevresel etkilerinden söz etmiştir. Her ne kadar Atkinson'ın kriterleri bilgi sistemi ve bilgi teknolojileri proje yönetim başarı kriterlerini açıklamaya yönelik olsa da, bu kriterler parantez içinde yazıldıkları HES öğeleri bağlamında da anlamlı veriler vermektedir.

Çizelge 5.1 Atkinson'ın "Başarı Kriterlerini Anlamanın Karekökü" (Atkinson, 1999)

Temel Başarı Kriterleri	Bilgi sistemi (Su ve Çevre)	Organizasyonel Yararlar (Enerji)	Paydaş Yararları
Maliyet	Korunabilirlik	Gelişmiş verimlilik	Memnun Kullanıcılar
Kalite	Güvenirlilik	Gelişmiş etkinlik	Sosyal ve Çevresel Etki
Zaman	Geçerlilik	Yükselmiş Kar	Kişisel Gelişim
	Bilgi (Su ve çevre) kalitesi kullanımı	Stratejik Hedefler	Profesyonel Öğrenme
		Organizasyonel Öğrenme	Yüklenici Karı
			Sermaye sağlayanlar, proje ekibini memnun eder ve çevre topluma ekonomik etki yapar

Geleneksel kabul görmüş başarı kriterlerine günümüzde performansın eklenmesiyle maliyet, zaman, kalite ve performans kriterlerine ulaşmak için HES proje yönetiminin kilit unsurlarının ne olması gerektiği ile ilgili aşağıdaki başarı faktörleri incelenmiştir.

Proje yönetiminin projeyi başarılı bir şekilde tamamlaması ya da diğer bir deyişle geleneksel başarı kriterlerine ulaşmasını sağlamak için bazı kritik faktörleri yerine getirmesi gerekmektedir. Tüm süreçler ve bilgi alanları önemlidir ancak bazı faktörler proje yönetiminin başarısı üzerinde kritik rol oynamaktadır.

Akan, 2006 yaptığı çalışmasında bazı araştırmacıların proje yönetim başarı faktörlerini derlemiştir.

Çizelge 5.2 Proje Yönetim Başarı Faktörleri (Belassi et. al. 1996)

ARAŞTIRMACI	BAŞARI FAKTÖRLERİ
Martin (1976)	Proje amaçlarının tanımlanması Projenin organizasyon felsefesinin seçilmesi Genel yönetim desteği Otoritenin organizasyonu ve devri Proje ekibinin seçilmesi Yeterli kaynakların tahsisi Bilgi ve kontrol sistemlerinin sağlanması Planlama ve incelemenin yapılması
Locke (1984)	Proje hedeflerinin herkes tarafından bilinmesi Üst kademe yönetimin projeye yetki devri Yeterli bir proje yöneticisinin atanması Haberleşmenin sağlanması Kontrol mekanizmasının kurulması Durumu değerlendirme toplantılar
Sayles ve Chandler (1971)	Proje yöneticisinin yeterliliği Proje programı Kontrol sistemi Haberleşme İzleme Proje faaliyetlerine istekli katılım
Cleland ve King (1983)	Proje özeti Üst kademe yönetim desteği Finansal destek Proje programı Personelin eğitimi ve gelişmişlik seviyesi İnsan gücü ve organizasyon yapısı Bilgi ve haberleşme kanalları Proje incelmeleri Proje uygulama felsefesi Lojistik ihtiyaçlar Tesis ve ekipman desteği Pazarı ve proje kullanıcılarını tanıma
Baker, Murphy ve Fisher (1974)	Açık ve net amaçlar Proje ekibinin amaçları geliştirmek için inancı Proje yerindeki proje yöneticisi Yeterli ödeneğin tahsisi Proje ekibinin yeterliliği İlk maliyet tahminlerinin doğruluğu Projeye başlamadaki güçlüklerin azlığı Planlama ve kontrol teknikleri Bürokrasinin yoğunluğu İşe bağlılık
White ve Fortune, 2002	Gerçekçi iş programı Yeterli kaynak Açık amaç ve hedefler Üst yönetim desteği

Çizelge incelendiğinde araştırmacıların çoğunun benzer proje yönetim başarı faktörleri etrafında yoğunlaştıkları görülmektedir. Araştırmacıların ortak paydada buldukları ve yoğunlaştıkları faktörlerin en kritik proje yönetim başarı faktörleri olduğu kabul edilerek bunlar aşağıda listelenmiştir.

Amaç ve Hedeflerin Net Olması ve Bilinirliği

Üst Yönetim Desteği

Proje Yöneticisinin Yeterliliği

Yeterli Kaynak Tahsisi

İletişim

Kontrol Sistemi

Planlama

Çizelge 5,2' den seçilen başarı faktörlerini değerlendirirken, diğer faktörleri daha az önemli görmemek gereklidir. Her proje özelinde çok daha değişik, ya da önem sırası değişen veya önemleri proje özelinde daha hassas olan faktörler olabilir. HES projesinin yeri, proje organizasyonu, proje özellikleri ya da işveren istekleri dolayısıyla kritik başarı faktörleri değişiklik gösterebilir. Ancak görünen odur ki yukarıdaki liste kritik başarı faktörleri için çekirdek bir liste olarak kalacaktır. İşveren ve proje yönetim firması, proje yöneticisi, proje planını oluştururken proje özellikli şartlarını da dikkate alıp, kritik başarı faktörleri belirleyip, belirlenen faktörler üzerine daha fazla eğilebilirler. Bu tanımlı faktörler her proje için ortak başarı faktörleri olduklarından HES projeleri için de geçerlidir.

5.5 HES Projelerinde Proje Yönetiminin Faydaları

İnşaat projelerini diğer projelerden ayıran en önemli özellik risk ve belirsizliklerin yüksek olmasıdır. Bu risk ve belirsizliklere ek olarak, özelinde Hidroelektrik Santral Projeleri birçok disiplinin karmaşık koordinasyonunu da gerektirmektedir. Projenin süreçleri boyunca başarıyla sonlandırılmasında çok çeşitli değişkenler rol oynamaktadır. Projenin her bir süreci ve alt süreçlerinin, kendi haline bırakılamayacağı açıktır. İşverenler tarafından, gerek tasarım aşamasında, gerek ihale aşamasında gerekse inşaat aşamasında, proje yönetimi olmadan, yalnızca sözleşmelerle bu süreçleri yürütmeyi tercih etmek, belki de inşaat sürecindeki risk ve belirsizliklerden daha büyük bir belirsizliği işin başında kabul etmek demektir. Başarısı kanıtlanmış proje yönetimi teknikleriyle tüm süreçler yönetilerek, belirsizlikler ve riskler ortaya konarak, disiplinlerin koordinasyonu sağlanarak, adım adım projenin hedeflerine varması sağlanacaktır. Proje yönetimi vasıtasıyla; yapılmak istenenler bütçeye uygun olarak yapılır. Üst yönetim karar verme sürecinde desteklenir. Tek bir sorumluluk merkezi belirlenmiş olur. Dinamik

ve teşvik edici iş ortamı sağlanır. Planlama ve kontrol süreçleri güçlenir. Güçlü iletişim altyapısını desteklenir.

Faydalı ve başarılı bir proje yönetiminin temel şartlarından birisi, proje yönetimini ve dolayısıyla bunun gerektirdiği teknikleri iyi bilmek ve süreçler boyunca bunu akıcı bir şekilde uygulamaktır. Ancak HES projelerinde sadece proje yönetimi hakkında bilgi sahibi olmak yeterli değildir. HES projelerinin kendilerine has karmaşık yapılarından dolayı, hem ortak, hem de her proje özelinde, hem idari hem de teknik zorlukları bulunmaktadır. Bunlar, bilgi ve tecrübe sahibi proje yöneticileriyle iyi şekilde analiz edilmelidir. Zorluklar ilk aşamalardan itibaren tanımlanmaya çalışılıp, proje yönetim süreç gruplarından ve bilgi alanlarından hangisi ile giderilebildikleri tanımlanır. Süreçler işletildiğinde sorunlar ve zorluklar artık iyi belirlenmiş, açıklanmış, tanımlanmış ve bunların giderilmesi için adımlar atılıyor olacaktır.

Proje yönetimi denince ilk önce akla inşaat yönetimi ve sahaya ilgili kontrollük hizmetleri gelse de bir HES projesi, yatırım aşamasından başlayıp işletmeyi de kapsayan, bölüm 5.3 de anlatılan fazların tamamıdır. Bu fazlarda ve fazların alt fazlarında, proje yönetiminin HES projeleri açısından büyük faydalar sağlayabileceği düşünülmektedir. Bu faydaların sağlanması için işverenin proje yöneticisini uygun zamanda atması ve proje yöneticisinin kapsamının yazılanlara uygun kararlaştırması gereklidir. Aşağıda proje fazları sırasında karşılaşılabilecek bazı unsurlar derlenerek, bu unsurların proje yönetimi tarafından ele alınmasıyla oluşacak faydaların, HES projeleri için en önemli görülenleri belirtilmiştir.

5.5.1 Yatırım Fazı Faydalar:

Proje Yönetimi, HES yatırımlarında, işverenin başka paydaşlara hazırlattığı ya da DSİ'ce hazır olan fizibilitelerin piyasa şartlarına uygun ve güncel yaklaşımlarla, mevzuatlar dâhilinde olduğunu analiz edebilir. Diğer incelenen ve fayda sağlayabilecek kritik hususlar; Hidroelektrik santraller için hidroloji hesapları, alternatif tasarımlarının analiz edilmesi, jeolojik risklerin incelenmesi, yatırım maliyetlerinin çıkarılması, işletme maliyetlerinin belirlenmesi, yapım programının oluşturulması, çevresel değerlendirme, finansal değerlendirmenin yapılmasıdır.

5.5.2 Fizibilite Fazı Faydalar:

Proje yönetiminin projeye faydalı olabilmesi için erken safhalarda projeye dâhil edilmesi gerekmektedir. Bu konuda inisiyatif sahibi işverendir. İşverenin fizibilite çalışmaları başında ya da sonunda, proje yönetimini projeye dâhil etmesi, yatırım ya da fizibilitenin doğrulanmasını ve yatırım için en faydalı çözümün seçilmesini sağlayabilir.

5.5.3 Tasarım Fazı Faydalar:

Proje yönetimi, tasarım aşamasında yatırımların en uygun parametreler ile tasarlanması ile henüz yapım aşamasına geçilmeden kazanç sağlanmasını sağlayabilir. Kesin proje firması tarafından hazırlanmış çalışmalar; yönetmelikler, mühendislik normları ve ekonomik fayda açısından kontrol edebilir. Proje yönetim şirketi, idari şartnameler ve projenin ihtiyaçlarını yansıtan özel teknik şartnameleri hazırlayabilir, inceleyebilir ve bunların tedarikinin doğruluğu için ihalelerini izleyebilir ya da yönetebilir. Bunun haricinde hidrolik, statik, elektrik, elektromekanik ve hidro mekanik hesapların ve çizimlerin kontrolü, proje Yönetimi tarafından yapılabilir. Böylece tasarımın doğrulanması sağlanmış olur ve projenin başarılı bir şekilde ihale ve inşaat aşamasına geçmesine veriler sağlanmış olur. İyi bir tasarımdan gelen veriler ihale sürecinin en faydalı şekilde sonuçlanmasını sağlayacaktır.

5.5.4 İhale Fazı Faydalar:

İhale süreçlerinin tasarım ve teknik şartnamelerin oluşturulması aşamasından itibaren proje yöneticisi tarafından yönetilmesi kalite, zaman ve maliyet dengesinin sağlanması açısından önemlidir. Proje yöneticisi teknik şartname ile projelerin eksiksiz örtüşmesini sağlayarak, yapım döneminde yüklenicilerin eksik işler sebebiyle ilave iş yapmalarını veya keşif artırımını talebinde bulunmalarını önleyebilir. Proje yöneticisi, idari şartname ve teknik şartnameler ile uygun yurtiçi ve yurtdışı tedarikçilerden teklif toplayabilir. Proje yöneticisi, ekonomik ve teknik açıdan en uygun aday ya da adayları seçerek teklif değerlendirme raporu hazırlayıp işverenin onayına sunar. Teçhizat seçimi safhasında verim eğrisi ve projenin yıllık çalışma paterni çalışılarak analiz edilebilir. İnşaat işleri, teçhizat ve yardımcı elektrik sistemi, ihale aşaması sözleşme yönetimi ile yatırımcı üzerindeki riskler doğru şekilde yüklenicilere ve tedarikçilere dağıtılabilir. Projenin darboğazları yine sözleşmeler ve planlar vasıtasıyla yüklenicilerle paylaşılıp inşaat aşaması başlamadan, darboğazlar ve zorluklar hususunda paydaşların rol ve sorumlulukları belirlenmiş olur.

Proje yöneticisi, bütçe ve süre gibi proje hedefleri doğrultusunda performansı izler, aktivite ve kaynakları takip eder. Proje yapım sürecinde potansiyel risklerin önceden analiz edilmesi ile risklerin önlenmesi veya muhtemel etkilerinin azaltılması için gerekli tedbirlerin alınmasını sağlar.

Proje yönetimi, iş programının oluşturulması aşamasında tasarımın hangi oranda tamamlandığı ve her bir alt kırılımın detaylarına ne kadar kaynak ve süre harcanacağını tespit eder. Ne kadar detaylı bir iş programı yapılırsa projenin süre ve maliyetlerinin tahminleri de o kadar kesin olur.

5.5.5 İnşaat Fazı Faydalar:

Proje yönetimi, inşaat işleri, teçhizat ve yardımcı elektrik sistemlerinin, sözleşme yönetimi ile yatırımcı üzerindeki risklerini alt yüklenicilere ve tedarikçilere dağıtabilir. İnşaat işleri yürütülürken ortaya çıkacak olan aksaklıkları, yüklenicilere giderilmesi yönünde iş emirleri ve talimatlar vererek giderilmesini sağlayabilir. Proje yöneticisi proje bütçesi oluşturulurken bilinmeyen giderler için de bütçe ayrılmasını teklif edebilir. Bilinmeyen giderleri içeren ve yapılan maliyet tahminlerine göre "Proje Bütçesi" oluşturulur.

Proje yönetimi işverenin verdiği yetkiyle birlikte iş ile ilgili hakedişleri, ataşmanları, faturaları onaylar. Ödemeler vasıtasıyla olabilecek yaptırımlarla işlerin sözleşme şartlarında gittiğinden emin olur. Hakediş ve ödemeler proje yönetiminin elinde güçlü bir argümandır.

Proje yönetimi, bilinen inşaat yönetimi unsurlarını; bütçe ve süre bazından koordine edilmesini sağlayabilir. Bunların dışında maliyet ve tedarik yönetimi, sözleşme ve iletişim yönetimi, dokümantasyon yönetimi, sözleşmesel süreçlerin takip edilmesi, risk yönetimi, potansiyel risklerin önlenmesi veya azaltılması için gerekli tedbirlerin alınmasını sağlayabilir.

Proje Yönetiminde kalite yönetimi hizmetleri, sahada tam zamanlı bulundurulacak yeterli sayıda teknik personel aracılığı ile sağlanmaktadır. Saha hizmetleri kapsamında ihtiyaç duyulduğu durumlarda özel teknik konular ile ilgili merkez ofisten teknik personel veya özel müşavirlerden danışmanlık alınması yolu ile saha personeline gerekli tüm destek sağlanabilmektedir.

İşin kalitesinin tahkiki ve sözleşme belgelerine, çizimler, teknik şartnameler, uygun bir şekilde yapılarak tamamlanması izlenir, hata ve kusurlar engellenir. Yüklenicilerin yapım araçları, kullandıkları malzemeler ve yapım metotları, teknikleri yükleniciler tarafından onaya sunulduktan sonra proje yönetimi tarafından uygun bulunursa onaylanır. Herhangi bir aşamasında veya süreçlerinde hata görülen imalatlara müdahale edilir. Bu imalatlar başlatılmaz. Sahada imalatlar ile ilgili genel kalite kontrol malzeme sunumu, metot sunumu, çizim sunumu, şartnamede tanımlıyorsa test ve örnek uygulama sıralamasıyla yapılır. Bu sıralamanın her aşaması proje yönetiminin onayından geçer. Ayrıca, yüklenicilerin malzeme tedarik programı iş programına uygunluk açısından incelenir.

Tasarım ve inşaat ile ilgili olarak sunulan çözüm önerileri ve önerilen değişiklikler değerlendirilir. Bunlar tasarımcıların ve veya danışmanların onayına gönderilir.

Geçici kabul ve ön teslim süreci ile ilgili prosedürler oluşturulur. Tüm işletme ve bakım kılavuzları, as-built projeleri, izinler, resmi belgeler ve diğer dokümanlar yüklenicilerden teslim alınır.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada Türkiye’de Hidroelektrik Santrallerde Proje Yönetim Uygulamalarının Faydaları araştırılmıştır. Proje yönetimin gerekliliği anlaşılmış, faydaları belirlenmiş ve aktarılmıştır.

HES projelerinin başarılı ve faydalı olabilmeleri için dünyada kabul görmüş bir proje yönetim standardı olan Project Management Institute ’ın hazırladığı Project Management Body of Knowledge (PMBOK), Proje Yönetimi Bilgi Birikimi Kılavuzu önerilmiştir. Projenin bu kılavuzda tanımlı olan beş süreç gruplarından, başlatma, planlama, yürütme, izleme ve kontrol, kapanış süreçlerinden geçerek işletilmesi gerektiği anlatılmıştır.

Bir HES projesinin mevzuatı, büyüklüğü ve karmaşıklığı nedeniyle, bir proje yönetim tekniği olarak, daha kolay yönetilebilir unsurlara ayrılması düşünülmüş ve projenin fazlara ayrılıp yönetilmesi tavsiye edilmiştir. PMBOK da büyük projeler için fazlara ayırmayı önermektedir. Bu konuyla ilgili HES projelerinde uygulanabilecek fazlar ve alt fazlar önerilmiştir. Fazlar; projeyi oluşturan 6 ayrı ana faz, yatırım, fizibilite, tasarım, ihale, inşaat, işletme ve bunların altında bazı alt fazlar olarak düşünülmüş, bunlar aşağıda listelenmiştir.

1. Yatırım Karar Aşaması.

- Piyasa Araştırması
- Finans Sağlama
- Şirket ve Şirket İçi Organizasyonu Oluşturma

2. Fizibilite çalışmaları yapılması

- Proje yönetim şirketi ve teknik müşavir, tasarımcı ve danışmanları atamak
- Lisanslama ve mevzuat takibi

3. Tasarım Aşaması

- Hesap raporları
- Şartnameler
- Projeler

4. İhale Aşaması

- İdari Şartnamelerin ve İhale Dosyalarının Hazırlanması (yerli ve yabancı tedarikçiler olarak ikiye ayrılabilir)
- Derivasyon Tüneli ve Dip savak, Su alma Yapısı
- Baraj Gövdesi ve Dolu savak
- Beton Üretim Tesisleri
- Santral Binası

- Hidro Mekanik İşler
- Enerji Nakil Hattı İşleri
- Elektro Mekanik Teçhizat

5. İnşaat Aşaması

- İnşaat işleri
- Test ve devreye alma işlemleri

6. İşletme Aşaması

Proje yönetiminin başarılı olması için kriterler gözden geçirilmiş, literatür taraması yapılmıştır. Literatürde araştırmacıların ortak paydada buldukları ve en çok odaklanılan kriterler, proje yönetimi başarı kriterleri olarak kabul edilmiştir. Proje yönetimi süreçlerinde bu kriterlerin daha dikkatli ele alınarak proje yönetimi başarısını geliştireceği sonucu çıkarılmıştır. Bu kriterler aşağıda verilmiştir.

Amaç ve Hedeflerin Net Olması ve Bilinirliği

Üst Yönetim Desteği

Proje Yöneticisinin Yeterliliği

Yeterli Kaynak Tahsisi

İletişim

Kontrol Sistemi

Planlama

Proje yönetiminin faydaları, proje ana faz başlıkları altında, işletme fazı hariç irdelenmiştir. Her faz için proje yönetiminin, HES projesine olan faydaları aktarılmıştır. Ayrıca proje yönetim şirketinin projeye fizibilite fazı çalışmaları başlamadan katılımının faydaları ortaya çıkarılmıştır. Proje yönetim şirketinin erken katılmasının, deneyimi ve etkinliğini, projenin ilk safhalarından itibaren kullanacak olmasıyla, öngörülemeyen riskler, planlama ve maliyet açısından büyük faydalar sağlayacağı anlaşılmıştır.

KAYNAKLAR

1. İnal, 2009. DSİ Genel Müdürlüğü, (2009). MÖ 1250'den Günümüze Hitit Barajı, 5. Dünya Su Formu 2009 Sunumu, DSİ 5. Bölge Müdürlüğü, Ankara
2. Turan, E. (2007). Akarsu Akımlarının Tahmininde Yapay Zekâ Tekniklerinin Kullanılması, Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Celal Bayar Üniversitesi, Manisa
3. DSİ Genel Müdürlüğü, (2009). DSİ Stratejik Planı 2010 - 2014, Stratejik Daire Başkanlığı, DSİ Genel Müdürlüğü, Ankara
4. Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, (2012). TEİAŞ 2011 Sektör Raporu, TEİAŞ, Ankara
5. DSİ Genel Müdürlüğü, (2012). DSİ 2012 Faaliyet Raporu, Ankara
6. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, (2013). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı, İlgili ve İlişkili Kuruluşların Amaç ve Faaliyetleri, Mavi Kitap 2013, Bağlı ve İlgili Kuruluşlar Dairesi Başkanlığı, Ankara
8. Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı, (2009), Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi, Yüksek Planlama Kurulu, Devlet Planlama Teşkilatı, Başbakanlık, Ankara
9. Çevre ve Orman Bakanlığı, (2010) Ulusal İklim Değişikliği Strateji Belgesi 2010-2020, İklim Değişikliği Dairesi Başkanlığı, Ankara
10. TMMOB, (2011). TMMOB Hidroelektrik Santraller Raporu, Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği, Ankara
11. Türkiye Elektrik İletim A.Ş Genel Müdürlüğü, (2013) Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2013 – 2017), Araştırma Planlama ve Koordinasyon Daire Başkanlığı, Ankara
12. DSİ Genel Müdürlüğü, (2010). Hidroelektrik Enerji Raporu, 2010, Hidroelektrik Enerji Daire Başkanlığı, Ankara

13. Kristin Schumann, Lau Saili, Richard Taylor, Refaat Abdel Malek, (2010). "Hydropower and Sustainable Development: A Journey", Article Submitted to the World Energy Congress 2010, International Hydropower Association, Montreal Canada
14. International Energy Agency, (2012). "Technology Roadmap Hydropower, Energy Technology Perspectives", France
15. DSİ Genel Müdürlüğü, (2004.) "Dünden Bugüne DSİ 1954 – 2004", DSİ Etüt Plan Şube Müdürlüğü, Ankara, Türkiye
16. International Energy Agency, (2010) "Renewable Energy Essentials: Hydropower", OECD / International Energy Agency
17. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, (2012). "Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı, İlgili ve İlişkili Kuruluşların Amaç ve Faaliyetleri", Mavi Kitap 2012, Bağlı ve İlgili Kuruluşlar Dairesi Başkanlığı, Ankara
18. Atalay, İ. (1997) Türkiye Coğrafyası, Ege Üniversitesi Yayınları
19. Özgöbek H. (2002). "Hydropower Information, Country Report", Turkey
20. Öziş, Ü. (1991). Su Kuvveti Tesislerinin Planlama Esasları, Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Yayınları
21. Ünsal, İ. (2005). Hidroelektrik Potansiyel, II. Ulusal Su Mühendisliği Sempozyumu, İzmir, 21-24 Eylül, s. 3-13
22. Özkök, V. (2006) Hidroelektrik Potansiyel Belirleme metotları ve Uygulamaları, Yüksek Lisans Tez, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul
23. BP, 2010. The BP Statistical Review of World Energy 2010, British Petroleum, London, United Kingdom 44 s.
24. Şekkeli M. Keçecioğlu F.(2011). Hidroelektrik Santrallerin Türkiye'deki Gelişimi ve Kahramanmaraş Bölgesi Örnek Çalışması, KSU Mühendislik Bilimleri Dergisi, 14(2),2011

25. ETKB Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü İnternet Sitesi, (Son Erişim Mayıs 2014), (http://www.eie.gov.tr/yenilenebilir/h_hidrolik_nedir.aspx)
26. Ağıraltıoğlu N, (2007). Baraj Planlama ve Tasarımı Cilt 3, Su Vakfı
27. PMBOK, (2008). Proje Yönetimi Bilgi Birikimi Kılavuzu, PMBOK Kılavuzu, Dördüncü Baskı
28. 4628 Sayılı Enerji Piyasası Kanunu, 3 Mart 2001, Resmi Gazete
29. Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanmasına ilişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik, 26 Mart 2003, Resmi Gazete
30. 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, 30 Mart 2013, Resmi gazetede
31. Atkinson, R. (1999). "Project Management: Cost, time ad quality, two best guesses and a phenomenon, It's Time to Accept Other Success Criteria." Internation Journal of Project Management, Vol.17, No.6, pp 337-342
32. Belassi W, Tukul O.İ. (1996) "A new framework for determining critical success/failure factors in projects", Internation Journal of Project Management Vol. 14, No. 3, pp. 141-151
33. Diana, W. Fortune, J. (2002) "Current Practice in Project Management – An Emprical Study", Internation Journal of Project Management 20, 1-11

EK-1

..... **HİDROELEKTRİK ENERJİ ÜRETİM TESİSİNİN SU KULLANIMI HAKKI VE İŞLETME ESASLARINA İLİŞKİN ANLAŞMA (ÖRNEK)**

Anlaşmanın konusu ve taraflar

Madde 1- "Elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicinin kullanımına sunulması için rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması" amacını taşıyan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu hükümleri çerçevesinde halen piyasada faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişiler tarafından hidroelektrik enerji üretim tesisleri kurulması ve işletilmesine ilişkin üretim, otoprodüktör, otoprodüktör grubu lisanslarına yönelik düzenlenen işbu Su Kullanım Hakkı Anlaşması Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü ileAnonim/Limited Şirketi arasında akdedilmiştir.

Tanımlar

Madde 2- Anlaşmada adı geçen:

1. Bakanlık: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,
2. DSİ: Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğünü,
3. EİE: Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğünü,
4. EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu,
5. **(Değişik:RG-18/8/2009-27323)** ÜFE: Türkiye İstatistik Kurumu tarafından yayımlanan Üretici Fiyat Endeksini,
6. Piyasa: Elektrik enerjisi piyasasını,
7. Lisans: Bir tüzel kişinin piyasada faaliyet gösterebilmesi için EPDK'dan almak zorunda olduğu yetki belgesini,
8. Ortak Tesis: Enerji üretimi yanında sulama suyu, içme ve kullanma suyu temini ve taşkın koruma gibi birden fazla maksada hizmet eden tesisi,
9. Su Kullanım Hakkı Anlaşması: Hidroelektrik enerji üretim tesislerinin su kullanımına ilişkin işletme esaslarını ve DSİ'ye ödenecek bedellerin ödeme şeklini belirleyen yazılı hükümlere ve şartlara göre DSİ ile şirket arasında akdedilen anlaşma,
10. Şirket: Lisans almak üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması yapmak için müracaat eden anonim veya limited şirketi,

Esaslar

Madde 3- Aşağıdaki maddelerde belirtilen hususlar, İli,İlçesinde elektrik enerjisi üretimi amacıyla şirket tarafından inşa edilecekx.....=..... MW kurulu gücündeki hidroelektrik enerji üretim tesislerinin, lisansın geçerli olduğu süredeki su kullanımına ilişkin işletme esasları ile ortak tesislerin yatırım, işletme, bakım, onarım ve yenileme giderlerinin enerji hissesi oranındaki katılım bedelinin DSİ'ye ödeme şekli ile ilgili esasları belirler.

Şirketin Yükümlülükleri

Madde 4- Hidroelektrik enerji üretim tesislerinin bulunduğu bölgenin havza gelişimine paralel olarak DSİ tarafından yürütülmekte olan çalışmalar çerçevesinde, havzadaki mevcut, inşa halinde ve mutasavver projeler (kesin proje, planlama, master plan, ön inceleme ve ilk etüt) kapsamında içme-kullanma, turizm ve endüstri suyu temini, sulama, taşkın koruma ve enerji maksatları ile bunların dışında olabilecek başka maksatlara yönelik olarak diğer kuruluşlara ve tüzel kişilere tahsis edilecek suların miktar ve zamanlamasını belirleyecek olan işletme planları DSİ tarafından yapılır ve şirkete bildirilir. Şirket bu planlara uymakla yükümlüdür.

Şirket, dere yatağının su alma yeri mansabında doğal hayatın idamesini sağlayacak ve bu kesimde su haklarını karşılayacak miktardaki suyu yatağa bırakacaktır. Doğal hayat için dere yatağına bırakılacak suyun miktar ve zamanlaması, kurulacak hidroelektrik enerji üretim tesisleri ile ilgili şirket tarafından hazırlanarak **(Değişik ibare:RG-4/7/2012-28343)** Cevre ve Sehircilik Bakanligi'ndan onay alınacak olan **(Değişik ibare:RG-4/7/2012-28343)** CED raporu, **(Değişik ibare:RG-12/08/2006-26257)** Proje Tanıtım Dosyası'nda belirlenecektir. **(Ek cümleler:RG-18/8/2009-27323)** Ancak, doğal hayatın

devamı için mansaba bırakılacak su miktarı projeye esas alınan son on yıllık ortalama akımın en az %10 u olacaktır. **(Değişik ibare:RG-4/7/2012-28343)** ÇED raporu sürecinde ekolojik ihtiyaçlar göz önüne alındığında bu miktarın yeterli olmayacağı belirlenmesi durumunda miktar artırılacaktır. Belirlenen bu miktara mansaptaki diğer teessüs etmiş su hakları ayrıca ilave edilecek ve kesin proje çalışmaları belirlenen toplam bu miktar dikkate alınarak yapılacaktır. Nehirde son on yıllık ortalama akımın %10 undan daha az akım olması halinde suyun tamamı doğal hayatın devamı için mansaba bırakılacaktır.

(Değişik üçüncü fıkra:RG-4/7/2012-28343) ÇED Raporu veya Proje Tanıtım Dosyası gerektirmeyen projelerde ise doğal hayatın devamı için mansaba bırakılacak su miktarı projeye esas alınan son on yıllık ortalama akımın en az %10 u olacaktır.

(Değişik dördüncü fıkra:RG-18/8/2009-27323) Şirket tarafından inşa edilecek enerji üretim tesislerinin menba ve mansabında değişen ve gelişen şartlar çerçevesinde, havzada ihtiyaçların önceliği, havzanın gelişim durumu ve menba-mansap ilişkisi göz önünde bulundurularak, bu hidroelektrik santral projesi ile ilgili ilk Su Kullanım Hakkı Anlaşmasının imzalandığı tarihten itibaren yirmi yıllık periyotlar sonunda, havzadaki hidrolojik veriler, mevcut ve mutasavver projelerdeki değişiklikler ile ihtiyaçların güncelleştirilmesi, yeni projelerin geliştirilmesi ve buna bağlı olarak önceden tespit edilmiş işletme planında DSİ tarafından geçici veya sürekli olarak değişiklik yapma hakkı saklıdır. Hidroelektrik enerji üretim tesisinin bulunduğu havzada olabilecek içme ve kullanma suyu maksatlı taleplerin karşılanması amacıyla yirmi yıllık süre beklenmeden idarece uygun görülen talepler derhal karşılanır. Değişiklik yapılması halinde DSİ söz konusu değişiklikleri şirkete bildirir. Şirket bu planlara uymak zorundadır. Bu durumda şirket, DSİ den herhangi bir hak talebinde bulunamaz.

Madde 5- Hidroelektrik enerji üretim tesisleri, DSİ tarafından belirlenecek menba ve mansap projelerindeki su kullanımı paternine göre işletilecektir. Ortak tesislerde Madde 23'de belirtilen usuller çerçevesinde yapılacak işletme, bakım, onarım, yenileme ve ayrıca mücbir sebeplerden dolayı su verilememesi durumunda enerji üretiminde meydana gelebilecek azalma veya aksamalar sebebiyle şirket DSİ'den herhangi bir tazminat talebinde bulunamaz.

Madde 6- Mücbir sebepler, tabii afetler ve jeolojik sebeplerle meydana gelebilecek hasarlar sonucu bir üretim tesisinin üretim dışı kalması halinde üretimde ve enerji üretimi maksatlı taşınmazlar ile bunların mütemmim cüzlerinde oluşacak her türlü zarar şirkete aittir.

Madde 7- DSİ tarafından inşa edilmiş projeler kapsamına şirket tarafından hidroelektrik üretim tesisi ilave edilmesi durumunda, DSİ tarafından belirlenecek işletme planına göre ortak tesislerin işletmesi DSİ'ce yapılır ve DSİ ile şirket buna uyar. Şirketin bu planlara aykırı işletme yapması halinde, bütün zararlardan şirket sorumludur.

Ortak tesis konumundaki depolamalarda düzenlenecek sulara ait ön tahmin hesapları DSİ tarafından yapılır.

Madde 8- Şirket tarafından işletilecek olan hidroelektrik üretim tesisinin işletme dışı kalması halinde hidroelektrik üretim tesisinin mansabında bulunan projelerin ve çevresel değerlerin su ihtiyaçlarının karşılanmasını sağlayacak tedbirler şirketçe alınır.

Madde 9- Şirket kuracağı hidroelektrik enerji üretim tesislerini mansap şartlarına uygun olarak işletecektir. Üretim tesisinden bırakılan suyun DSİ ve üçüncü şahıslara ait tesislere zarar vermesine yol açacak işletme şekilleri tatbik edilemez. Şirkete ait üretim tesisinin işletiminden kaynaklanacak her türlü hasar ve zararlardan üçüncü şahıslara karşı da şirket sorumlu olacaktır.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Depolama ve çevirme yapılarında (regülatör) yapısal ve işlevsel balık geçiş yapılarının tesis edilmesi gerekmektedir. Şirket, balık geçidinin amacına uygun olarak çalışması için gerekli su miktarını sağlamak, balık geçidini ve balıkların ana kanala veya cebri boru girişini önleyen ızgara, filtre, sesli ve ışıklı uzaklaştırıcılar ve benzeri sistemleri sürekli çalışır halde bulundurmakla, HES tesisi balık geçidi bitişiğinde tesis edilecekse ses ve gürültü düzeyi ile ilgili olarak gerekli önlemleri almakla ve DSİ'nin çakıl geçidi ve balık geçidi kapaklarıyla ilgili direktiflerine uymakla yükümlüdür.

Madde 10- Depolamalı hidroelektrik santrallarda su tutma safhasında, mansaptaki su hakları ve ihtiyaçlar göz önünde bulundurularak DSİ tarafından belirlenecek miktardaki su, şirket tarafından dere yatağına bırakılacaktır. Aksi uygulandığı halde bütün zararlardan şirket sorumludur.

Madde 11- Şirket, yalnızca enerji üretiminde kullanılmak üzere kendisine tahsis edilmiş olan suyu, başka maksatlarla kullanamaz, herhangi bir maksatla kullanılmak üzere üçüncü şahıslara devredemez ve satamaz.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Regülatör, rezervuar yapı kenarlarında, kanal veya servis yolları kenarlarında Şirket ağaçlandırma, yeşil alan koridorları ve gerekli çevre düzenlemelerini yapacaktır.

Depolamalı hidroelektrik santrallarda baraj gölünden su ürünleri, rekreasyon ve bunun gibi gayelere yönelik olarak yararlanılması, DSİ'ye aittir.

Madde 12- Çeşitli sebeplerle santrala az su gelmesi halinde suyun az olduğu süre içerisinde üretim tesisinin çalıştırılmaması veya öngörülenden az enerji üretilmesi durumuna ait bütün risk ve sorumluluklar şirkete aittir. Şirketin yatırım öncesi bu konuları incelediği ve projesini buna göre geliştirdiği kabul edilecektir.

Madde 13- Hidroelektrik enerji üretim tesisleri ile ilgili inşaat çalışmaları sırasında, DSİ'ce inşa edilmiş ve edilmekte olan tesislere ve ayrıca çevreye zarar verilmemesi için gerekli tedbirler şirketçe alınacak ve mevcut proje gayesine bağlı olarak suyun verilmesinde bir aksamaya sebep olunmayacaktır.

Aynı şekilde DSİ tarafından inşa edilecek tesis çalışmalarında şirkete ait üretim tesisinin zarar görmemesi için gerekli tedbirler DSİ tarafından alınacaktır.

Madde 14- Hidroelektrik enerji üretim tesislerinin fizibilite raporu kapsamında olabilecek yetersiz etüt ve değerlendirmelerden dolayı ilerideki safhalarda hidrolojik, jeolojik, teknik, çevresel, sosyal ve ekonomik yönden oluşabilecek her türlü olumsuz sonuçtan yalnız şirket sorumludur.

Şirket tarafından kurulacak hidroelektrik enerji üretim tesislerinin yatırımında doğabilecek her türlü hidrolojik, jeolojik, teknik, çevresel, ekonomik ve mali riskler ile tabii afet riski şirket tarafından yüklenilecektir.

Madde 15- Şirket tarafından kurulacak hidroelektrik enerji tesisleri ile ilgili olarak fizibilite raporunda öngörülen proje formülasyonunda (teklif edilen tesislerin konumları, kapasiteleri, boyutları gibi); ÇED/(Değişik ibare:RG-12/08/2006-26257) Proje Tanıtım Dosyasında, kati proje, uygulama projesi, inşaat ve işletme safhalarında muhtemel bir değişiklik söz konusu olması halinde, bu değişikliklere yönelik DSİ'nin uygun görüşü alınacaktır. DSİ tarafından gerekli görülmesi halinde bu anlaşmaya ek bir protokol yapılacaktır. Aksi halde doğabilecek her türlü olumsuz durum, zarar ve riskten şirket sorumlu olacaktır.

MADDE 16 – (Değişik:RG-4/7/2012-28343)

Hidroelektrik enerji üretim tesislerinde enerjiye, alınacak suların belirlenmesinde ve diğer amaçlar (çevresel akış, tahsisli sular ve benzeri) için depolama tesisinden veya çevirme yapısından mansaba bırakılacak suyun sağlıklı ve güvenilir bir şekilde ölçülmesinde, DSİ'ce uygun görülecek yerlerde, tesis, teçhizat ve yapım bedeli şirket tarafından karşılanmak üzere DSİ'ce uygun görülen elektronik sistemli akım gözlem/göl seviye-debi ölçüm istasyonu DSİ kontrollüğünde şirket tarafından uzaktan algılama sistemleriyle kombine edilmiş olarak kurulacaktır. Ölçüm istasyonları, ölçümlerin şirket, DSİ Bölge Müdürlüğü ve DSİ Genel Müdürlüğü tarafından anlık izlenebileceği şekilde kurulacak ve işletilecektir.

Şirket, gözlem istasyonlarını sürekli olarak çalışır vaziyette tutacak, koruma ve güvenliğini sağlayacaktır. Ölçüm istasyonlarının bakım ve onarımı ile gerektiğinde yenilenmesi işleri, şirket tarafından yapılacak ve DSİ yetkili elemanlarınca kontrol edilecektir. Şirket, herhangi bir sebeple işlevini kaybeden ölçüm istasyonunun yerine geçici ölçüm istasyonu koyacak ve bu durumu DSİ'ye bildirecektir. Şirket, söz konusu ölçüm istasyonunun yenisini DSİ onayı ve kontrollüğünde 15 (onbeş) gün içinde kuracaktır.

Bu ölçüm ve değerlendirmeler şirket ve DSİ tarafından müştereken yapılacaktır. Şirketin ölçümlere katılmaması halinde DSİ'ce tespit edilen değerlere itibar edilecektir.

Elektronik ölçüm sistemlerinin arızalanması durumunda, üretim tesisine alınabilecek su miktarını belirleme yöntemine DSİ ve şirket müştereken karar verecektir. Müşterek karar oluşturulmadığı takdirde DSİ görüşüne itibar edilecektir. Ölçüm istasyonunda sağlıklı ölçüm yapılamamasından veya çalıştırılmamasından dolayı mansap projeleri ile çevresel akış için gerekli suyun yeterli miktarda verilememesinden, kesintili verilmesinden veya taşkın yaratacak şekilde ani olarak bırakılmasından dolayı oluşabilecek her türlü zarar ve ziyandan şirket sorumludur.

Madde 17- DSI'nin uygun görüşü alınmak kaydıyla ortak tesislerde enerji üretimine yönelik rehabilitasyon (kapasite artırımı, yükseltme gibi) yapılması gerektiğinde, söz konusu işlere ait harcamaların tamamı şirket tarafından karşılanacak ve DSI 'den katılım payı talep edilmeyecektir.

Madde 18- Şirket enerji üretiminde kullandığı suyun kalitesini bozmayacak, insan, hayvan ve bitki hayatı ile normal gelişimi etkileyecek kimyasal maddelerle kirlenmeden tabii yatağına bırakacaktır.

Suyun kalitesi konusunda şirket bir hak iddia edemez. Ancak istenilen kalitede su elde etmek için hazırlayacağı bütün projeleri DSI'nin onayından sonra uygulamaya koyacaktır. Şirket tarafından hazırlanacak projenin eksiksiz olarak DSI'ye tesliminden itibaren 2 ay içerisinde görüş bildirilir.

MADDE 19 – (Değişik:RG-4/7/2012-28343)

Şirket tarafından inşa edilecek bütün tesislere ilişkin olarak ilgili mevzuat çerçevesinde ÇED Raporu/Proje Tanıtım Dosyası hazırlanması ve Çevre ve Şehircilik Bakanlığından ÇED olumlu kararı veya ÇED gerekli değildir kararı alınması şirketin sorumluluğunda olup Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanması öncesi bu kararların ibraz edilmesi zorunludur. Şirket tarafından inşa edilecek tesislerle ve tesis yerleri ile ilgili olarak ve ayrıca ÇED Raporu veya Proje Tanıtım Dosyasında verilecek taahhütler ile ilgili muhtemel bir olumsuz durumun ortaya çıkması halinde bütün sorumluluk şirkete ait olacaktır.

Madde 20- Şirket, tesislerin inşaatına ve işletmesine başlama tarihini üç ay, depolamalı tesislerde ise su tutma tarihini ise 6 ay önce DSI'ye bildirecektir. Bu tarihler şirketin lisansında yer alan tarihler ile aynı olacaktır.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Şirket, hidroelektrik enerji üretim tesisine ilişkin Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzaladığı tarihten inşaatın başladığı tarihe kadar gerçekleştirdikleri faaliyetler hakkında her yılın Ocak ve Temmuz ayları içerisinde DSI'ye ilerleme raporu sunmakla yükümlüdür.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Şirket, hidroelektrik enerji üretim tesisi inşaatının başladığı tarihten geçici kabul tarihine kadar olan dönemde DSI'nin belirleyeceği format dâhilinde DSI'ye her ay iş ilerleme raporu sunmakla yükümlüdür.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Şirket, hidroelektrik enerji üretim tesisi işletmeye geçtikten sonra su ve enerji üretimiyle ilgili çalışma raporlarını (günlük, aylık, yıllık) DSI'nin istediği formatta eksiksiz doldurulmuş ve onaylanmış olarak yazılı ve elektronik ortamda DSI'nin ilgili birimlerine iletir. Ayrıca her yılın sonunda hazırlayacağı ve güncelleyeceği yıllık faaliyet raporlarını yılın ilk ayının son gününe kadar DSI'ye gönderir.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Şirket 10 uncu maddenin ikinci fıkrasının (i) bendi uyarınca DSI'ye Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanması için yapacağı müracaat dilekçesi ekinde; ilgili kurumlar tarafından belirlenen yatağa bırakılacak su miktarlarının yer aldığı yönetici bilgilendirme formu ve genel vaziyet planını sunmakla yükümlüdür.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Şirket tesisin geçici kabul tarihinden itibaren 6 (altı) ay içerisinde nihai duruma ilişkin fizibilite raporunu DSI'ye sunar.

Geri ödeme esasları, hesaplama şekli ve ödenmesi

MADDE 21 – (Değişik:RG-4/7/2012-28343)

4628 sayılı Kanun kapsamında kurulmuş ve kurulacak olan hidroelektrik santral, ".....projesi" kapsamında yer aldığından "Ayrılabilir Maliyetler, Arta Kalan Faydalar Metodu" ile yapılan maliyet taksimine göre, enerji hissesi %..... sulama hissesi %..... içme suyu hissesi %..... taşkın koruma hissesi %..... olarak belirlenmiştir. Enerji hissesi katılım payının hesabında esas alınacak tesis bedeli, tek veya çok maksatlı tesislerde tesisin ihaleye esas ilk keşfi;

a) Enerji tesisini ihtiva ediyorsa, tesisin DSI tarafından yapılan kısmın ilk keşif bedeli,

TEFE/ÜFE ile su kullanım hakkı anlaşmasının yapıldığı tarihe getirilmiş olan bedelin % 30'undan fazlasını geçemez. Buna göre yılında işletmeye açılan/inşaatı devam etmekte olan "..... projesi" nin tesisine ait ilk keşif bedeli yılı birim fiyatları ile TL olup keşif artışı var ise bu bedel.....x [keşif artış oranı] (keşif artış oranının %30'u geçmesi durumunda bu oran 1,30 alınacaktır) =..... TL olarak hesaplanmıştır. Tesisin DSI tarafından yapılan kısmının lisans süresince (..... yıl) amortismanına tekabül eden değer yılı birim fiyatları ilex = TL 'dir. Şirket tarafından DSI'ye ödenmesi gereken bedel, bu değer enerji payına isabet eden miktarı olan %.....x x(TEFE/ÜFE katsayısı-su kullanım hakkı anlaşması tarihine güncelleme) +..... (ortak tesise ait kamulaştırma bedelinin enerji hissesine

düşen TEFE/ÜFE ile güncellenen miktar) =..... TL 'dir. Tesisin DSİ tarafından yapılan kısmının kesin hesabının çıkarılmasından sonra enerji payına isabet eden miktar revize edilir.

b) Enerji tesisini ihtiva etmiyorsa, ortak tesise ait ilk keşif bedeli,

TEFE/ÜFE ile su kullanım hakkı anlaşmasının yapıldığı tarihe getirilmiş olan bedelin % 30'undan fazlasını geçemez ve bu kapsama giren tesislerde, DSİ tarafından enerji tesisine harcanan miktar var ise TEFE/ÜFE ile hesaplanarak ayrıca enerji hissesi katılım payına ilave edilir. Buna göre yılında işletmeye açılan/inşaata devam etmekte olan "..... projesi" nin ortak tesisine ait ilk keşif bedeli yılı birim fiyatları ile TL olup keşif artışı var ise bu bedel.....x [keşif artış oranı] (keşif artış oranının %30'u geçmesi durumunda bu oran 1,30 alınacaktır) =..... TL olarak hesaplanmıştır. Ortak tesislerin lisans süresince (.... yıl) amortismanına tekabül eden değer yılı birim fiyatları ilex = TL 'dir. Şirket tarafından DSİ'ye ödenmesi gereken bedel, bu değer enerji payına isabet eden miktarı olan %.....x x(TEFE/ÜFE katsayısı-su kullanım hakkı anlaşması tarihine güncelleme) +..... (ortak tesise ait kamulaştırma bedelinin enerji hissesine düşen TEFE/ÜFE ile güncellenen miktar)+(varsa DSİ tarafından enerji tesisine harcanan ve TEFE/ÜFE ile güncellenen miktar) =..... TL 'dir. Ortak tesisin ve varsa enerji tesisine DSİ tarafından harcama yapılan kısma ait kesin hesabın DSİ'ce çıkarılmasından sonra enerji payına isabet eden miktar revize edilir.

Ortak tesisin ve varsa enerji tesisinin DSİ tarafından harcama yapılan kısmına ait kamulaştırma bedelinin nihai tespitini müteakip bu miktar enerji hissesi katılım payı oranında ayrıca revize edilecektir.

Ödemelerde aşağıdaki hususlar dikkate alınır:

a) Hidroelektrik santralin geçici kabul tarihinin 5 tam yıl sonrasına denk gelen günden başlamak üzere ayın son mesai gününe kadar ilk taksitin ödenmesi gerekmektedir. Şirket tarafından DSİ'ye ödenmesi gereken bedelin ilk taksiti ÜFE ile ödeme yılına getirilip 10'a bölünerek bulunur. Geriye kalan kısmı takip eden 9 yılda 9 taksitle, Lisans süresi yetmediği takdirde ise Lisans süresi bitimine kadar olan yıl sayısı kadar taksitler halinde ödenir.

b) İlk taksitten sonraki taksitlerin hesaplanmasında ÜFE uygulanarak bulunan ilk yıl taksitinin ödenmesinden sonra kalan anaparaya ÜFE uygulanarak bulunan değer, kalan yıl sayısına bölünerek yıl taksiti bulunur. Aynı işlem takip eden yıllardaki taksitlerin hesabında uygulanır.

Ortak tesise ait kamulaştırmaya ilişkin kesin hesabın çıkmasını müteakip tespit edilen ortak tesise ait kamulaştırma bedeli enerji hissesi katılım payı farkı;

1- Şirket tarafından DSİ'ye ödenmesi gereken bedelin ödenmesine başlanmamış ise bu maddenin (a) ve (b) bentlerinde belirtilen esaslara göre Şirketten tahsil edilir.

2- Şirket tarafından DSİ'ye ödenmesi gereken bedelin ödenmesine başlanmış ise bu maddenin (b) bendinde belirtilen esaslara göre fazla olan miktar müteakip yıllardaki ödemelere eşit taksitler halinde ilave edilir.

Herhangi bir sebeple ortak tesis inşaatının şirketin enerji projesi ile eş zamanlı olarak tamamlanamaması durumunda Şirket DSİ'den herhangi bir sebeple tazminat ve hak talebinde bulunamaz.

Şirket ödemesi gereken taksit tutarını, gününde DSİ Merkez Muhasebe Müdürlüğüne yatırmakla yükümlüdür. Gününde ödenmeyen taksitler 28 inci madde uyarınca genel hükümlere göre tahsil edilecektir.

İşletme, bakım onarım giderlerinin hesaplanması ve ödenmesi

Madde 22- Ortak tesislerde mücbir sebepler, tabii afetler ve jeolojik sebeplerden dolayı oluşabilecek zararlar Madde 21'de belirtilen hisseler oranında DSİ ve şirket arasında yapılacak bir protokol çerçevesinde karşılanacaktır.

Madde 23- Ortak tesislerde her yılın Kasım ayı başında, bir sonraki yıl için yapılacak işletme, bakım, onarım ve yenileme işlerinin ve bu işlerin programlamasının tespiti için DSİ ve şirket tarafından tesis muayenesi yapılarak muayene raporu tanzim edilir. Muayene tarihi on beş gün öncesinden DSİ tarafından şirkete yazılı olarak bildirilir. Tesis muayenesinde şirket en az iki elemanını bulundurur.

Madde 24- DSİ tarafından işletilen ortak tesislerde, DSİ'ce yapılacak işletme, bakım, onarım ve yenileme masraflarının enerji hisselerine düşen miktarı aşağıda belirtilen şartlarla şirket tarafından ilgili DSİ Bölge Müdürlüğü Saymanlığı'na ödenir.

a) Tesislerde işletme, bakım, onarım ve yenileme için gerekli masraflar, ait olduğu yıldan önceki yılın Kasım ayı sonuna kadar (Personel, araç, gereç, malzeme dahil) I. keşif tutarı olarak DSİ tarafından

şirkete bildirilecek ve bu miktar şirket tarafından en geç ait olduğu yılın Ocak ayı sonuna kadar ilgili DSİ Bölge Müdürlüğü Saymanlığı'na ödenecektir.

b) Her yılın kesin hesabı, II. keşif tutarı olarak, ait olduğu yılın sonuna kadar DSİ tarafından şirkete bildirilecektir. I. keşif tutarının II. keşif tutarından fazla olması halinde aradaki fark bir sonraki yıl yapılacak olan I. Keşif tutarından mahsup edilir. Mahsup edilecek miktar son yıla ait TEFE ile artırılarak uygulanacaktır. II. keşif tutarının I. keşif tutarından fazla olması halinde ise; aradaki fark, II. keşif tutarının şirkete bildirildiği tarihten itibaren otuz gün içerisinde şirket tarafından ilgili DSİ Bölge Müdürlüğü Saymanlığı'na ödenecektir.

Madde 25- Şirket tarafından inşa edilecek enerji üretimi maksatlı bütün tesisler (baraj, regülatör, su alma yapısı, iletim tüneli, iletim kanalı, cebri borular, santral binası, kuyruksuyu kanalı, elektro mekanik teçhizat, yardımcı bina ve tesisat vs.) ile şirket tarafından alınacak akım gözlem ve göl seviye ölçüm aletlerinin işletme, bakım-onarım ve yenileme işleri ve giderleri Lisans süresi sonuna kadar şirket tarafından karşılanacaktır.

Ortak tesislerin işletme, bakım-onarım ve yenileme işleri DSİ tarafından yapılacak ve masrafların enerji hissesine düşen miktarı, Madde 24'de belirtilen esaslar dahilinde şirket tarafından karşılanacaktır. Ancak sulama mevsimi dışında kış sezonunda ortak tesisin sadece enerji maksatlı kullanılması halinde, enerji üretimini engelleyebilecek iklim şartları yüzünden ortaya çıkabilecek olumsuz haller sonucu işletmeden kaynaklanan sorunların giderilmesi yönündeki işletme, bakım, onarım ve yenileme faaliyetlerinin tamamı şirket tarafından yapılacaktır. Şirket DSİ'den söz konusu işlere ait yaptığı harcamalar için katılım payı talep etmeyecektir.

(Ek fıkra:RG-4/7/2012-28343) Ortak tesis niteliğinde olan tesislerdeki jeodezi, jeofizik ve jeoteknik ölçme istasyonları ve bunlara ait ekipman ile cihazların işletme ve bakımı DSİ tarafından yapılır. Bunlardan elde edilen verilerin değerlendirilmesi, yorumlanması için DSİ gerektiğinde hizmet alımı yapabilir. Bu cihaz ve ekipmanların işletme bakım ve onarımına, yeni istasyon kurulacaksa da buna ait harcamalara şirket enerji hissesi oranında katılır.

Madde 26- Ortak tesisin işletme, bakım, onarım ve yenileme işleri DSİ'den uygun görüş almak kaydı ile ve protokol düzenlenerek şirket tarafından yapılabilir. Yapılacak işler, işin yapılış şekli ve ödemeler ile ilgili konular bu protokolde yer alır.

Madde 27- Ortak tesislerde enerji üretimi yapan şirket, üretime teknik zorunluluk dışında ara vermek veya son vermek durumunda kalması halinde bunu en az üç ay önce, teknik zorunluluk bulunan hallerde ise müteakip 10 gün içerisinde DSİ'ye bildirmek zorundadır.

MADDE 28 – (Değişik:RG-4/7/2012-28343)

Şirket, ortak tesislerden kendi hissesine düşen işletme, bakım, onarım ve yenileme bedeli ile yatırım giderlerinden enerji payına isabet eden bedeli zamanında ödemediği takdirde genel hükümlere göre tahsil edilecektir.

Koruma ve özel güvenlik

Madde 29- Enerji üretim gayesiyle inşa edilen anlaşma konusu tesislerin (baraj, rezervuar, su alma yapısı, iletim kanalı yüklenme havuzu, cebri boru, santral, teçhizat, v.b.) sivil savunma koruma ve özel güvenlik hizmetleri, ilgili mevzuata uygun olarak şirket tarafından sağlanacaktır.

Çeşitli hükümler

MADDE 30 – (Değişik:RG-4/7/2012-28343)

Bölgedeki sulama tesislerinin, işletme, bakım ve onarım hizmetlerinin faydalananların kurdukları kuruluş ve birliklere devredilmesi durumunda; DSİ, Şirket ve Sulayıcı örgütler arasında bir "Ek Sözleşme" yapılacaktır. Söz konusu ek sözleşme ile; DSİ tarafından inşa edilmiş tesisin işletme, bakım, onarım ve yenilemesinin yapılması, bedelinin ödenmesi, DSİ'nin koordinatörlüğünde söz konusu işlerin kim tarafından yapılacağı, hisseye düşen miktar, ödemenin nasıl yapılacağı ve kesin hesabının uygulama yılı sonuna kadar tamamlanarak nasıl mahsuplaşılacağı ilkeleri tespit edilir. Ek sözleşmenin imzalanması ve uygulanma aşamasında, Şirket ile Sulayıcı örgütler arasında çıkabilecek uyuşmazlıklarda taraflar DSİ kararlarına uyacaktır.

Madde 31- DSİ'ce inşa edilerek protokol çerçevesinde bir başka kuruluşa devredilmiş veya DSİ ile bir başka kuruluş arasında yapılmış protokol çerçevesinde ilgili kuruluş tarafından inşa edilmiş depolama tesisine şirket tarafından hidroelektrik santral ilave edilmesinin planlanması halinde, şirketin ilgili kuruluş ile mutabakat sağlamasını müteakip ortak tesisin işletilmesine, ortak tesis katılım payı ile

işletme, bakım, onarım ve yenileme giderlerinin ödenmesine ilişkin esaslar, DSİ, ilgili kuruluş ve şirket arasında yapılacak bir protokol kapsamında belirlenir.

Madde 32- Bu anlaşma metninde yer almayan veya yer almış olsa bile uygulamada ortaya çıkabilecek sorunlarla ilgili olarak taraflar arasında gerekirse ek protokol düzenlenir.

Madde 33- Şirketin, bu anlaşmanın herhangi bir maddesindeki sorumluluk ve yükümlülüklerini yerine getirmemesi halinde oluşacak her türlü zarar, ziyan ve hukuki sorumluluk şirkete aittir. DSİ bu durumda anlaşmayı fesh edebilir. Anlaşmanın feshi veya lisans süresinin sona ermesi halinde, şirketin önceden oluşan hukuki sorumluluğu ortadan kalkmaz.

Vergi, resim ve harçlar

Madde 34- (Değişik:RG-18/8/2009-27323)

Bu anlaşmanın düzenlenmesinden dolayı; Ortak tesis yatırım bedeli geri ödemesi bulunan anlaşmalarda damga vergisi, harç ve diğer masraflar, ortak tesis yatırım bedeli geri ödemesi bulunmayan anlaşmalarda ise harç ve diğer masraflar şirket tarafından ödenir.

Mevzuat değişiklikleri

Madde 35- Taraflar mevzuatta olabilecek değişikliklere uymakla yükümlüdür.

Anlaşmazlıkların çözümü

Madde 36- Bu anlaşma hükümlerinin uygulanmasından dolayı doğacak veya çıkacak anlaşmazlıkların çözümüne Ankara Mahkemeleri ve İcra Daireleri yetkilidir.

Anlaşmanın yürürlüğe girmesi ve süresi

Madde 37- Bu anlaşma, şirketin EPDK'dan alacağı lisansında belirtilen tarihte yürürlüğe girecek olup, herhangi bir sebeple lisans alamadığı durumda hükümsüz kalır.

Madde 38- (Değişik:RG-18/8/2009-27323)

Bu anlaşma, şirkete EPDK tarafından verilen lisans yürürlükte olduğu sürece geçerli olup, lisansın yenilenmesi, sona ermesi, iptali ve şirket tarafından inşa edilecek tesisler ile ilgili (**Değişik ibare:RG-4/7/2012-28343**) Çevre ve Şehircilik Bakanlığında "ÇED Olumsuz Kararı" verilmesi halinde hükümsüz kalır.

Hidroelektrik Kaynak Katkı Payının esasları, hesaplama şekli ve ödenmesi

MADDE 38/A - (Ek:RG-12/08/2006-26257)

Aynı kaynak için DSİ'ye birden fazla başvuru yapılmış olması halinde, fizibilitesi kabul edilebilir bulunan şirketler arasında Madde-10'da belirtilen usul ve esaslarla belirlenen ve EPDK tarafından Enerji Üretim Lisansı verilmesi uygun bulunan şirket tarafından DSİ'ye ödenmesi taahhüt edilen birim elektrik (**Değişik ibare: RG-08/02/2007-26428**) kilowatsaat (**Değişik ibare: RG-08/02/2007-26428**) (kWh) başına (rakam ile) (yazı ile) (**Değişik ibare:RG-4/7/2012-28343**) kuruşun (**Değişik ibare:RG-4/7/2012-28343**) iletim sistemine verilen yıllık enerji üretim miktarı ile çarpılması sonucu Hidroelektrik Kaynak Katkı Payı tutarı belirlenir. Tesisin yıllık enerji üretimi bir sonraki yılın 15 Ocak tarihine kadar Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) veya ilgili dağıtım şirketi tarafından bildirilir. Belirlenen Hidroelektrik Kaynak Katkı Payı tutarının teklif yılından ödemeye esas üretim yılına kadar EPDK tarafından belirlenen Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatının artışı oranında güncelleştirilerek EPDK'ca verilen lisans süresince, takip eden Ocak ayı sonuna kadar gelir kaydedilmek üzere şirket tarafından DSİ'ye ödenmesi gerekmektedir. (**Değişik son cümle:RG-18/8/2009-27323**) Hesap edilen tutarın zamanında ödenmemesi halinde genel hükümlere göre tahsil edilecektir.

Hidroelektrik Kaynak Katkı Payı Tutarının hesaplanması için aşağıdaki formül uygulanır:

Hidroelektrik Kaynak Katkı Payı Tutarı = YKR*E*K

YKR = Şirket tarafından DSİ'ye birim elektrik (**Değişik ibare: RG-08/02/2007-26428**)

kilowatsaat (**Değişik ibare: RG-08/02/2007-26428**) (kWh) başına ödenmesi taahhüt edilen Yeni Kuruş.

E = Yıllık Enerji Üretimi (kW/h)

K = Güncelleştirme Katsayısı

K = K1/K2

K1 = Ödemeye esas üretim yılındaki EPDK tarafından belirlenen Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı.

K2 = Teklif yılındaki EPDK tarafından belirlenen Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı.

Özel hükümler

Madde 39-

Devlet Su İşleri
Genel Müdür	Anonim/Limited Şirketi

EK-2
(Değişik:RG-4/7/2012-28343)

HİZMET BEDELLERİ

Kesin projesi, planlaması, master planı, ön incelemesi ve ilk etüdü DSİ veya mülga EİE tarafından hazırlanan projeler için ödenecek hizmet bedelleri aşağıda belirtilmiştir:

- Kesin projesi hazır olanlar; projenin güncelleştirilmiş tesis bedelinin enerji hissesine isabet eden bölümünün % 1,5'i,
- Planlaması hazır olanlar; projenin güncelleştirilmiş tesis bedelinin enerji hissesine isabet eden bölümünün % 1'i,
- Master planı hazır olanlar; projenin güncelleştirilmiş tesis bedelinin enerji hissesine isabet eden bölümünün % 0,5'i,
- Ön incelemesi veya ilk etüdü hazır olanlar; projenin güncelleştirilmiş tesis bedelinin enerji hissesine isabet eden bölümünün % 0,1'i.

Yukarıda belirtilen hizmet bedellerinden kesin projesi, planlaması, master planı, ön incelemesi veya ilk etüdü DSİ ve/veya mülga EİE tarafından hazırlanan projeler için alınacak bedellerin %1'i ilk başvuruda verilecek Ek-5 Taahhütname çerçevesinde şirket tarafından DSİ'ye ödenir. Bu bedelin; 23.125 TL (yirmüçbinyüzyirmibeş TL) altında bir değer olması halinde şirket 2012 yılı için 23.125 TL (yirmüçbinyüzyirmibeş TL) olarak belirlenen alt sınır bedelini, 228.602 TL (ikiyüzyirmisekizbinaltıyüziki TL) üzerinde bir değer olması halinde ise 2012 yılı için 228.602 TL (ikiyüzyirmisekizbinaltıyüziki TL) olarak belirlenen üst sınır bedelini öder. Herhangi bir sebeple Su Kullanım Hakkı Anlaşması yapılmadığı takdirde bu bedel şirkete iade edilmez.

Kesin projesi, planlaması, master planı, ön incelemesi veya ilk etüdü DSİ veya mülga EİE tarafından hazırlanan projeler için ödenecek hizmet bedelleri için hesaplanacak bedelin 22.860.171 TL (yirmiikimilyonsekiyüzaltmışbinyüzyetmişbir TL) üzerinde bir değer olması halinde şirketten tahsil edilecek olan toplam bedel 2012 yılı için belirlenen 22.860.171 TL (yirmiikimilyonsekiyüzaltmışbinyüzyetmişbir TL) ile sınırlandırılmıştır.

Şirket tarafından başvuru esnasında yatırılan bedelin, hesaplanan toplam hizmet bedeline eşit veya büyük olması durumunda hizmet bedelinin tamamı ödenmiş sayılır.

Şirket tarafından başvuru esnasında yatırılan bedelin, hesaplanan toplam hizmet bedelinden küçük olması durumunda, geri kalan tutar hesaplanan toplam hizmet bedelinden başvuru esnasında yatırılan tutarın çıkartılması ile hesaplanır.

Şirket tarafından hazırlanan Fizibilite Raporunun DSİ tarafından incelenerek görüş bildirilmesi bedeli 22.536 TL (yirmiikibinbeşyüzotuzaltı TL) 'dir. Tüzel kişi tarafından geliştirilen projeler için hazırlanan Ön Raporun DSİ tarafından incelenerek görüş bildirilmesi bedeli 28.815 TL (yirmisekizbinsekizyüzonbeş TL)'dir.

Şirket tarafından hazırlanan fizibilite raporunun/revize fizibilite raporunun DSİ tarafından incelenmesine ilişkin bedel, raporun DSİ'ye teslimi sırasında şirket tarafından bir defada DSİ'ye ödenecek olup buna ilişkin ödeme belgesi raporun teslimi sırasında DSİ'ye ibraz edilecektir. Aksi takdirde şirketin raporu değerlendirmeye alınmaz.

Planlaması veya kesin projesi hazır olan ve revizyonuna ihtiyaç duyulmayan DSİ ve/veya mülga EİE tarafından yapılan projeler için ayrıca Fizibilite Raporu inceleme ücreti talep edilmez.

Hidrolojik ve meteorolojik verilerin temini bedeli; verilerin içeriği ve veriliş şekline göre yıllık olarak DSİ tarafından ayrıca belirlenerek DSİ'nin internet sayfasında ilan edilir.

Hidrolojik ve meteorolojik verilerin temini karşılığı ödenecek bedel, bu verilerin temini sırasında DSİ 'ye ödenecektir.

DSİ ile Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalayarak EPDK'dan lisans alan şirket, yukarıda belirtilen hizmet bedellerini ve aşağıda kurulu güçleri belirtilen üretim tesisleri için yıllık toplam enerji üretim miktarının kWh başına 0,07933 Kuruş ile çarpılarak hesaplanacak "Havza Hidrolojik Gözlem, Değerlendirme ve Kontrol Hizmet Bedeli"ni EK-5 Taahhütname çerçevesinde yıllık olarak DSİ'ye öder. Bu bedeller şirket tarafından, kurulacak hidroelektrik enerji üretim tesislerinin işletmeye açılmasını müteakip lisans süresince her yılın Ocak ayı sonuna kadar bir önceki yılda gerçekleşen üretim miktarına göre hesaplanır ve ödenir. Ödenecek bedeller aşağıda tabloda belirtilen üst sınır bedelini aşamaz.

TESİSİN KURULU GÜCÜNE GÖRE ÖDENECEK HAVZA HİDROLOJİK GÖZLEM,
DEĞERLENDİRME VE KONTROL HİZMET BEDELİ ÜST SINIR DEĞERLERİ

<u>Kurulu Güç:</u>	<u>Üst Sınır Bedeli</u>
≤ 2,5 MW	: 6.812-TL
> 2,5 MW ≤ 5,0 MW	: 15.894-TL
> 5,0 MW ≤ 7,5 MW	: 24.975-TL
> 7,5 MW ≤ 10 MW	: 31.787-TL
> 10 MW ≤ 15 MW	: 40.869-TL
> 15 MW ≤ 20 MW	: 49.950-TL
> 20 MW ≤ 25 MW	: 68.114-TL
> 25 MW ≤ 30 MW	: 79.467-TL
> 30 MW ≤ 35 MW	: 102.171-TL
> 35 MW ≤ 40 MW	: 113.523-TL
> 40 MW ≤ 45 MW	: 136.228-TL
> 45 MW ≤ 50 MW	: 147.580-TL
> 50 MW ≤ 75 MW	: 192.990-TL
> 75 MW ≤ 100 MW	: 261.103-TL
> 100 MW ≤ 150 MW	: 385.979-TL
> 150 MW ≤ 200 MW	: 522.206-TL
> 200 MW ≤ 250 MW	: 647.082-TL
> 250 MW ≤ 300 MW	: 817.366-TL
> 300 MW ≤ 400 MW	:1.055.765-TL
> 400 MW ≤ 500 MW	:1.305.516-TL
> 500 MW ≤ 750 MW	:1.634.733-TL
> 750 MW	:2.043.416-TL

Yukarıda verilen ve 2012 yılı için hesaplanan bedellerin tamamı, DSİ tarafından her yılın Ocak ayı başında bir önceki yılda gerçekleşen ÜFE'nin yıllık değişim oranı çerçevesinde güncellenir ve internet sayfasında yayımlanır.

Bu bedellerin tamamında veya bir kısmında arttırım olması halinde, arttırım miktarı ÜFE'ye göre hesap edilerek uygulanır.

Havza hidrolojik gözlem, değerlendirme ve kontrol hizmet bedeli üretim tesisinin işletmeye alınmasını takip eden ilk beş yıl için %50 indirimli uygulanır.

EK-3**HİDROELEKTRİK ENERJİ ÜRETİM TESİSLERİ FİZİBİLİTE RAPORUNDA YER ALACAK ANA BAŞLIKLAR****BÖLÜM -1. ÖZET (Değişik: RG-08/02/2007-26428)**

- 1.1. Yönetici Bilgilendirme Formu (Ek-7)
- 1.2. Projenin yeri
- 1.3. Projenin havzadaki diğer tesislerle ilişkisini gösterir şematik plan
- 1.4. Teklif edilen tesisler
- 1.5. Proje Karakteristikleri

BÖLÜM -2. PROJE SAHASININ TANITILMASI

- 2.1. Coğrafi Durum (Kesin koordinatlar ve topoğrafya, genel jeoloji, deprem, iklim,)
- 2.2. Sosyal Durum (Nüfus, kültür, sağlık, ulaşım, haberleşme)
- 2.3. Ekonomik Durum (Tarım, sanayi, turizm, ticaret, madencilik)
- 2.4. Arazi Mülkiyeti, Araziden Faydalanma Durumu
- 2.5. Varsa Daha Önce Yapılmış Etütler Hakkında Bilgi

BÖLÜM -3. GELİŞME PLANI

- 3.1. Gelişmeyi gerektiren sebepler
- 3.2. Mevcut tesisler
- 3.3. Teklif edilen tesisler
- 3.4. Gelişme Planı Etki ve Sonuçları

BÖLÜM -4. İKLİM VE SU KAYNAKLARI

- 4.1. İklim (Meteorolojik durum, yağışlar, sıcaklık, buharlaşma)
- 4.2. Su Kaynakları (yerüstü suları)
- 4.3. Sulardan Yararlanma Şekilleri ve Su Hakları
- 4.4. Su ihtiyacı (Sulama, enerji, içme-kullanma ve endüstri suyu, diğer su ihtiyaçları)
- 4.5. Dönen sular
- 4.6. İşletme çalışmaları
- 4.7. Proje Taşkın Durumu
- 4.8. Sedimentasyon Durumu
- 4.9. Gözlemler ve Sonuçlar
- 4.10 Sorunlar

BÖLÜM -5. JEOLJİK DURUM

- 5.1. Genel Jeoloji
- 5.2 Baraj yeri ve ilgili yapıların jeolojisi
- 5.3. Rezervuar sahası jeolojisi
- 5.4. Malzeme etütleri
- 5.5. Depremler

BÖLÜM -6. KURULACAK TESİSLER

- 6.1. Rezervuar işletme politikası ve Optimizasyon
- 6.2 Baraj tipi ve yükseklik seçimi
- 6.3. Dolusavak ve Dipsavak
- 6.4. Kurulu Güç Optimizasyonu
- 6.5. Enerji su alma yapıları (regülatör, iletim tüneli, iletim kanalı, yükleme havuzu, cebri boru)
- 6.6. Santral binası ve kuyruksuyu kanalı
- 6.7.Türbin tipi, ünite gücü ve adedi
- 6.8. Generatör tipi ve kapasitesi
- 6.9. Transformator adedi ve tipi
- 6.10. Şalt sahası
- 6.11. Enerji İletimi
- 6.12. Ulaşım yolu
- 6.13. Teklif edilen tesislerin karakteristikleri

BÖLÜM -7. ÇEVRESEL ETKİLER

- 7.1. Mevcut şartlardaki çevrenin özellikleri
- 7.2. Projenin çevresel etkileri ve alınacak tedbirler

BÖLÜM -8. TESİS MALİYETİ

- 8.1. Giderlerin hesaplanmasındaki esaslar
- 8.2. Keşif özeti
- 8.3. Keşif, tesis, proje ve yatırım bedeli
- 8.4 Yatırım Programı

BÖLÜM -9. EKONOMİK ANALİZ

- 9.1. Yıllık Faydalar (sulama, taşkın, enerji ve diğer faydalar)
- 9.2. Yıllık Giderler (faiz-amortisman, işletme ve bakım ve yenileme giderleri)
- 9.3. Gelir/Gider oranı
- 9.4 İç Karlılık Oranı

BÖLÜM -10. ÇOK MAKSATLI PROJELER İÇİN MALİYET TAKSİMİ**BÖLÜM -11. ALTERNATİF ÇÖZÜMLER**

- 11.1 Depolama Tesisleri İle İlgili Alternatifler
- 11.2 Enerji Tesisleri İle İlgili Alternatifler

NOT (Ek: RG-08/02/2007-26428): Projenin temel öğelerinin gösterildiği 1/25000 ölçekli genel vaziyet planı ve projenin tüm karakteristik öğelerinin gösterildiği 1/1000-1/5000 ölçekli vaziyet planları ulusal koordinat sistemine uygun olarak hazırlanıp Coğrafi Bilgi Sistemine (CBS) uygun olarak sayısal ortamda İdareye verilecektir. Bu kapsamda;

- 1) Proje süresince kullanılan her türlü basılı harita taranıp ulusal koordinat sistemine göre koordinatlandırılarak GeoTIFF formatında,
- 2) Proje kapsamında önerilen regülatör, iletim hattı, santral ve benzeri projenin temel öğelerinin gösterildiği 1/25000 ölçekli vaziyet planı ile projenin tüm karakteristik öğelerinin gösterildiği 1/1000-1/5000 ölçekli vaziyet planı ulusal koordinat sisteminde vektörel olarak hazırlanıp, CBS'ye uygun olarak "Shapefile" formatında,
- 3) Proje kapsamında geliştirilen tesislere ait mimari ve detay çizimleri, tesis planları, kesitler, rölemler ve benzeri CAD tabanlı çizimler, dwg/dxf formatında,
- 4) Proje kapsamında hazırlanan raporlar (*.doc) formatında, tablolar ve yapılan teknik hesaplamalar ise üretildiği yazılımın formatında ve (*.txt veya *.xls) formatında, sayısal olarak İdareye teslim edilecektir.

EK-3A**(Ek: RG-08/02/2007-26428)****DSİ/EİE PROJELERİNDE İSTENECEK FİZİBİLİTE RAPORUNDA YER ALACAK ANA BAŞLIKLAR****BÖLÜM - 1. ÖZET**

- 1.1. Yönetici Bilgilendirme Formu (Ek-7)
- 1.2. Projenin yeri
- 1.3. Projenin havzadaki diğer tesislerle ilişkisini gösterir şematik plan
- 1.4. Teklif edilen tesisler
- 1.5. Proje Karakteristikleri

BÖLÜM - 2. PROJE SAHASININ GENEL TANITILMASI**BÖLÜM - 3. GELİŞME PLANI**

- 3.1. Mevcut ve mutasavver tesisler
- 3.3. Teklif edilen tesisler

BÖLÜM - 4. İKLİM VE SU KAYNAKLARI

- 4.1. İklim (Meteorolojik durum, yağışlar, sıcaklık, buharlaşma)
- 4.2. Su Kaynakları-Su temini (Yılların ortalaması özet tablo ve grafik olarak)
- 4.3. Sulardan Yararlanma Şekilleri ve Su Hakları
- 4.4. Su ihtiyacı (Sulama, enerji, içme-kullanma ve endüstri suyu, diğer su ihtiyaçları)
- 4.5. Dönen sular
- 4.6. İşletme çalışmaları (özet tablo)

BÖLÜM - 5. JEOLJİK DURUM (GENEL)**BÖLÜM - 6. KURULACAK TESİSLER (GENEL)****BÖLÜM - 7. ÇEVRESEL ETKİLER (GENEL)****BÖLÜM - 8. TESİS MALİYETİ (GENEL-Özet tablo)****BÖLÜM - 9. EKONOMİK ANALİZ**

- 9.1. Yıllık Faydalar (sulama, taşkın, enerji ve diğer faydalar) (Özet tablo)
- 9.2. Yıllık Giderler (faiz-amortisman, işletme ve bakım ve yenileme giderleri) (Özet tablo)
- 9.3. Gelir/Gider oranı
- 9.4 İç Kârlılık Oranı

BÖLÜM -10. ÇOK MAKSATLI PROJELER İÇİN MALİYET TAKSİMİ (GEREKTEĞİNDE)**BÖLÜM -11. ALTERNATİF ÇÖZÜMLER**

- 11.1 Depolama Tesisleri İle İlgili Alternatifler
- 11.2 Enerji Tesisleri İle İlgili Alternatifler

EK- 5**TAAHHÜTNAME (*)****T. C.****ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI
DEVLET SU İŞLERİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ'NE**

1) Su Kullanım Hakkı Anlaşması müracaatımız kapsamında sunmuş olduğumuz bilgi ve belgelerin doğru ve eksiksiz olduğunu,

2) İlgili mevzuata uyacağımızı,

3) Talep ettiğimiz Su Kullanım Hakkı Anlaşması kapsamındaki faaliyete ilişkin olarak diğer mevzuattan kaynaklanan izin, ruhsat, onay alma gibi yükümlülükleri yerine getireceğimizi, aksi takdirde sorumluluğun tarafımıza ait olacağını,

4) Bu yönetmelik kapsamında Ek-2'de yer alan bedelleri aşağıda taahhüt ettiğimiz şekilde DSİ ile yapılacak protokole istinaden ödeyeceğimizi,

5) **(Değişik:RG-4/7/2012-28343)** Kesin projesi/planlaması/master planı raporu/ön inceleme raporu/ilk etüt raporu DSİ ve/veya mülga EİE tarafından hazırlananprojesi için Ek-2'de belirtilen hususlar çerçevesinde hesaplanan TL hizmet bedelinin %1'i olanTL sini projeye başvuru esnasında DSİ'ye bunun dışında kalan tutarı ise lisansın verildiği tarihten itibaren onbeş iş günü içerisinde ÜFE ile güncellenen miktarın tamamını bir defada veya bu miktarın 1/3 ünü ödemek kaydıyla kalanını en fazla 2 yılda 2 eşit taksit halinde, bildirilecek DSİ hesap numarasına yatıracağımızı, bu miktarların güncelleştirilmesinde ödeme yapılacak ay için dikkate alınacak ÜFE katsayısı; varsa bir önceki ayın ÜFE katsayısı yok ise, güncellenmiş ÜFE katsayısı genel hükümlere göre belirlenen gecikme zammının aylık tutarı oranında artırılarak tespit edilmesini, bu uygulamalar nedeni ile her hangi bir fark talebinde bulunmayacağımızı, taksitlerin zamanında ödenmemesi halinde genel hükümlere göre işlem tesis edilmesini kabul ettiğimizi,

6) **(Değişik:RG-18/8/2009-27323)** Tesis edilecek enerji üretim tesislerinin işletmeye alınmasını müteakip bir önceki yılda gerçekleşen üretim miktarına göre hesaplanan "Havza Hidrolojik Gözlem, Değerlendirme ve Kontrol Hizmet Bedeli"ni lisans süresince her yılın Ocak ayı sonuna kadar bildirilecek hesap numarasına yatıracağımızı kabul ettiğimizi,

7) Fizibilite değerlendirme bedelinin bildirilen hesaba ödendiğine dair belgeyi fizibilite raporunun teslim edilmesi sırasında ibraz edeceğimizi,

8) **(Değişik:RG-4/7/2012-28343)** Lisansımızın sona ermesi/iptali veya projenin herhangi bir aşamasında yükümlülüklerimizi yerine getirmememiz nedeniyle başvurumuzun iptal edilmesi halinde; 5 inci madde kapsamı içerisinde hesaplanacak toplam borç tutarını, proje başvurumuzun veya lisansımızın sona erdiği/iptal edildiği tarihten itibaren doksan gün içerisinde bildirilecek hesaba yatıracağımızı, süresi içerisinde yatırmadığımız takdirde, genel hükümlere göre işlem tesis edilmesini kabul ettiğimizi,

kabul ve taahhüt ederiz.

Tüzel Kişiyi Temsile Yetkili Kişi veya Kişilerin

Adı-Soyadı

İmza

Kaşe

Pul

Tarih

(*) Bu taahhütname içeriğinde Su Kullanım Hakkı Anlaşması müracaat sahibi tarafından hiçbir surette değişiklik yapılamaz.

(**) **(Mülga dipnot:RG-4/7/2012-28343)**

EK-6:
(Ek:RG-12/08/2006-26257)

TEKLİF MEKTUBU TASLAĞI

ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI
Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
Etüd ve Plan Dairesi Başkanlığına

Teklif sahibinin

Adı, soyadı, ticari unvanı :
Açık tebligat adresi :

İdarenizce/...../..... tarihinde, Projesi için üretilen birim elektrik (**Değişik ibare: RG-08/02/2007-26428**) kilowatsaat (**Değişik ibare: RG-08/02/2007-26428**) (kWh) başına hidroelektrik katkı payı teklif verilmesiyle ilgili bütün belgeler ve yasal mevzuat tarafımızdan tamamen incelenmiş ve okunmuş olup, bütün şartlarıyla kabul edilmiştir.

(**Değişik fıkra:RG-4/7/2012-28343**) “.....HES projesinde yıllık üreteceğim elektrik enerjisi için birim elektrik kilowattsaat (kWh) başına.....(rakam ile).....
.....(yazı ile) Kuruş teklifim ile Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) veya ilgili dağıtım şirketi tarafından bildirilen iletim sistemine verilen yıllık enerji üretim miktarının çarpılmasıyla bulunacak Hidroelektrik Kaynak Katkı Payı tutarını teklif yılından ödemeye esas üretim yılına kadar EPDK tarafından belirlenen Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatının artışı oranında güncelleştirerek takip eden yılın Ocak ayı sonuna kadar EPDK'ca verilen lisans süresince DSİ'ye ödemeyi kabul ve taahhüt ederim.

Adı Soyadı
İmza

EK - 7

(Ek: RG-08/02/2007-26428)

YÖNETİCİ BİLGİLENDİRME FORMU
(Fizibilite Raporu İçin)

S.NO	AÇIKLAMALAR
1	Proje Adı
2	Şirket Adı
3	Şirket Adresi
4	Şirket Telefon/Faks No
5	Şirket e-mail adresi
6	1/25.000'lik Harita Adları
7	Regülatör 6o UTM Koordinatları
8	Santral 6o UTM Koordinatları
9	İli
10	İlçesi
11	Havza Adı
12	DSİ Bölgesi
13	Akarsu Adı / Ana Kol Adı
14	Kullanılan AĞI No
15	Drenaj Alanı (km2)
16	Ortalama Debi (m3/sn)
17	Ort. Yıllık Toplam Akım (hm3)
18	Q25 Taşkın Debisi (m3/sn)
19	Q100 Taşkın Debisi (m3/sn)
20	Q..... Baraj Dolusavak Dizayn Debisi (m3/sn)
21	Baraj / Regülatör Tipi
22	Kret Kotu (m)
23	Maksimum Su Kotu (m)
24	Minimum Su Kotu (m)
25	Talveg Kotu (m)
26	Santral Kuyruksuyu Kotu (m)
27	İletim Yapısı Tipi
28	İletim Yapısı Uzunluğu (m)
29	İletim Yapısı Eğimi (j)
30	Cebri Boru Çapı (m)
31	Cebri Boru Boyu (m)
32	Cebri Boru Et Kalınlığı (mm)
33	Türbin Tipi
34	Ünite Adedi
35	Baraj Gerilimi (kV)
36	Enerji Nakil Hattı Kesiti
37	Enerji Nakil Hattı Uzunluğu (km)
38	Brüt Düşü (m)
39	Net Düşü (m)
40	Proje Debisi (m3/sn)
41	Kurulu Güç (MW)
42	Firm Güç (MW)
43	Firm Enerji (GWh)
44	Seconder Enerji (GWh)
45	Toplam Enerji (GWh)
46	Yatırım Bedeli (YTL)
47	Yıllık Gelir (YTL)
48	Yıllık Gider (YTL)
49	Net Fayda (YTL)
50	Rantabilite (B/C)
51	İnşaat Süresi (Yıl)
52	\$ Kuru (YTL)

Not: Bu tablo rapor tesliminde excel dosyası olarak
CD ile birlikte verilecektir.

İmza
Şirket Yetkilisi Adı Soyadı Şirket Kaşesi

EK- 8
(Ek: RG-08/02/2007-26428)

YÖNETİCİ BİLGİLENDİRME FORMU
(Başvuru Raporu İçin)

S.NO	AÇIKLAMALAR
1	Proje Adı
2	Şirket Adı
3	Şirket Adresi
4	Şirket Telefon/Faks No.
5	Şirket e-mail adresi
6	1/25.000'lik Harita Adları
7	İli
8	İlçesi
9	Havza Adı
10	DSİ Bölgesi
11	Akarsu Adı / Ana Kol Adı
12	Kullanılan AĞ No
13	Baraj / Regülatör Tipi
14	Maksimum Su Kotu (m)
15	Talveg Kotu (m)
16	Santral Kuyuksuyu Kotu (m)
17	İletim Yapısı Tipi
18	İletim Yapısı Uzunluğu (m)
19	Brüt Düşü (m)
20	Proje Debisi (m ³ /sn)
21	Kurulu Güç (MW)
22	Firm Enerji (GWh)
23	Seconder Enerji (GWh)
24	Toplam Enerji (GWh)

İmza
Şirket Yetkilisi Adı Soyadı
Şirket Kaşesi