

2018



GAYRİMENKUL DEĞERLEME RAPORU

ISPARTA ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.



ISPARTA, MERKEZ, ÇUKUR VE GÜNEYCE KÖYLERİNDE YER ALAN ÇUKURÇAY HES PROJESİNİN DEĞERLEME TARİHİ İTİBARIYLA VE MEVCUT PİYASA KOŞULLARI ALTINDA PİYASA RAYİC DEĞERİNİN TESPİTİ

MERKEZ / ISPARTA ÇUKURÇAY HES

RAPOR NO: ÖZEL-2018-153

TALEP TARİHİ: 20.12.2018

EKSPERTİZ TARİHİ: 24.12.2018

RAPOR TARİHİ: 31.12.2018



İÇİNDEKİLER

1. GİRİŞ

- 1.1. DEĞERLEME TALEP TARİHİ
- 1.2. RAPORUN DÜZENLENME TARİHİ
- 1.3. RAPORUN NUMARASI
- 1.4. DEĞERLEMENİN YAPILDIĞI TARİH
- 1.5. RAPORUN TÜRÜ
- 1.6. RAPORU HAZIRLAYAN
- 1.7. SORUMLU DEĞERLEME UZMANI
- 1.8. DAYANAK SÖZLEŞMENİN TARİH VE NUMARASI
- 1.9. RAPORUN KURUL DÜZENLEMELERİYLE İLİŞKİSİ

2. DEĞERLEME KONUSUNUN TARAFLARI

- 2.1. DEĞERLEME ŞİRKETİ
- 2.2. DEĞERLEMİYİ TALEP EDEN
- 2.3. MÜŞTERİ TALEBİNİN KAPSAMI
- 2.4. MÜŞTERİ TARAFINDAN GETİRİLEN SINIRLAMALAR

3. DEĞERLEME KONUSU

- 3.1. GAYRİMENKULÜ TANITICI BİLGİLER
 - 3.1.1. GAYRİMENKULÜN YERİ, KONUMU VE TANIMI
 - 3.1.2. TAPU BİLGİLERİ
 - 3.1.3. DİĞER MÜLKİYET HAKLARI
- 3.2. TAPU TETKİKİ
 - 3.2.1. TAKYİDAT BİLGİLERİ
- 3.3. SON ÜÇ YIL İÇİNDE GERÇEKLEŞEN ALIM – SATIM VE HUKUKİ DURUM DEĞİŞİKLİKLERİ
- 3.4. İMAR DURUMU
- 3.5. GAYRİMENKULÜN PROJESİ İÇİN
 - 3.5.1. GEREKLİ YASAL BELGELERİN DURUMU
 - 3.5.2. SPK MEVZUATINA GÖRE GYO PORTFÖYÜ YÖNÜNDEN İNCELENMESİ
 - 3.5.3. YAPI DENETİM BİLGİLERİ
 - 3.5.4. BELİRLİ PROJE DEĞERLEMESİ İÇİN GEREKLİ AÇIKLAMA
 - 3.5.5. DEĞERLEME ÇALIŞMASI ESNASINDA ELDE EDİLEN BİLGİ VE BELGELER

4. DEĞERLEME ÇALIŞMASININ ANALİZİ

- 4.1. İLGİLİ BÖLGENİN ANALİZİ VE KULLANILAN VERİLER
 - 4.1.1. Coğrafi Durum
 - 4.1.2. Genel Jeoloji
 - 4.1.3. Deprem
 - 4.1.4. İklim ve Bitki Örtüsü
 - 4.1.5. Nüfus
 - 4.1.6. Ulaşım ve Haberleşme
 - 4.1.7. Ekonomik Durum

- 4.1.7.1. Tarım
- 4.1.7.2. Hayvancılık
- 4.1.7.3. Sanayi
- 4.1.7.4. Turizm
- 4.1.7.5. Ticaret
- 4.1.7.6. Madencilik
- 4.1.7.7. Arazi Mülkiyetinden Yararlanma
- 4.1.8. İklim ve Su Kaynakları
 - 4.1.8.1. İklim
 - 4.1.8.2. Meteoroloji İstasyonları
 - 4.1.8.3. Yağış
 - 4.1.8.4. Sıcaklık
 - 4.1.8.5. Buharlaşma
 - 4.1.8.6. Su Kaynakları
 - 4.1.8.7. Akım Gözlem İstasyonları

4.2. MEVCUT EKONOMİK, GAYRİMENKUL PİYASASI KOŞULLARI, MEVCUT TRENDLER VE DAYANAK VERİLER

4.3. DEĞERLEME İŞLEMİNİ OLUMLU VE OLUMSUZ ETKİLEYEN FAKTÖRLER

4.4. GAYRİMENKULÜN FİZİKSEL VE TEKNİK ÖZELLİKLERİ VE DEĞERLEMEDE BAZ ALINAN VERİLER

- 4.4.1. PROJE TEKNİK VERİLERİ
- 4.4.2. REGÜLATÖR
- 4.4.3. İLETİM HATTI, YÜKLEME HAVUZU, CEBRİ BORU
- 4.4.4. SANTRAL BİNASI
- 4.4.5. MALZEME DURUMU
- 4.4.6. TESİSİN MEKANİK YAPISI MAKİNE VE TECHİZATLARI
- 4.5. EN VERİMLİ KULLANIM İÇİN ÖNERİLEN İYİLEŞTİRME ÇALIŞMALARI
- 4.6. KULLANILAN DEĞERLEME TEKNİKLERİ VE KULLANILMA NEDENLERİ
- 4.7. KULLANILAN VARSAYIMLAR VE KULLANILMA NEDENLERİ
- 4.8. NAKİT / GELİR AKIMLARI ANALİZİ
- 4.9. MALİYET OLUŞUMLARI ANALİZİ
- 4.10. PİYASA YÖNTEMİ ANALİZİ
- 4.11. GAYRİMENKUL VE BUNA BAĞLI HAKLARIN HUKUKİ DURUMU

5. SONUÇ

- 5.1. SORUMLU DEĞERLEME UZMANININ SONUÇ CÜMLESİ
- 5.2. NİHAİ DEĞER TAKDİRİ

6. RAPOR GEÇERLİLİK ŞARTLARI

7. FAYDALANILAN KAYNAKLAR

8. UYGUNLUK BEYANI

9. İZİN BEYANI

10. EKLER

- 10.1. DEĞERLEME UZMANININ LİSANS ÖRNEĞİ
- 10.2. SON ÜÇ DEĞERLEME RAPORUNA İLİŞKİN AÇIKLAMA

1. GİRİŞ

1.1 TALEP TARİHİ	: 20.12.2018
1.2.DÜZENLENME TARİHİ	: 31.12.2018
1.3. RAPOR NUMARASI	: ÖZEL-2018-153
1.4. DEĞERLEME TARİHİ	: 24.12.2018
1.5. RAPORUN TÜRÜ	: TL cinsinden piyasa rayiç değer tespiti
1.6. RAPORU HAZIRLAYAN	: Cem ERKAN – Sorumlu Değerleme Uzmanı
1.7. SORUMLU DEĞERLEME UZMANI	: Cem ERKAN – 400 369 / Şehir ve Bölge Plancısı
1.8. DAYANAK SÖZLEŞME TARİH VE NUMARASI	: 20.12.2018 /2018-11
1.9. RAPORUN KURUL DÜZENLEMELERİYLE İLİŞKİSİ	: RAPORUN KURUL DÜZENLEMELERİYLE İLİŞKİSİ VARDIR.

2.DEĞERLEME KONUSUNUN TARAFLARI

2.1. DEĞERLEME ŞİRKETİ

ANREVA Kurumsal Gayrimenkul Değerleme ve Danışmanlık A.Ş.

Güzeltepe Mah. Ahmet Mithat Efendi Caddesi, No : 60 / 4 Çankaya / ANKARA

Şirketimiz, 14.02.2008 tarih ve 249114 sayılı Ticaret Sicil Gazetesinde yayınlanan Şirket Ana Sözleşmesine göre Ekspertiz ve Değerleme olarak tanımlanan iş ve hizmetleri vermek amacıyla kurulmuş ve Ceyhun Atuf Kansu Caddesi, Sümer İş Merkezi, No: 15/9 Balgat/ Çankaya – ANKARA adresinde hizmet vermektedir. Ödenmiş Kuruluş Sermayesi 230.000.-TL'dir.

*Başbakanlık Sermaye Piyasası Kurulu'nun (SPK) 14.05.2008 tarih ve B.02.1.SPK.0.15.496 sayılı yazısı ile SPK mevzuatı çerçevesinde değerlendirme hizmeti verecek şirketler listesine alınmıştır.

*Bankacılık Düzenleme ve Denetleme Kurulu'nun (BDDK) 04.07.2011 tarih ve B.02.1.BDK.0.13.00.0-140.38-15892 sayılı yazısı ile bankalara "Gayrimenkul, gayrimenkul projesi veya bir gayrimenkule bağlı hak ve faydaların değerlendirilmesi" hizmeti verme yetkisi verilmiştir.

2.2. DEĞERLEMİYİ TALEP EDEN

ISPARTA Elektrik Üretim Anonim Şirketi (Ünvan Değişikliği; 28.01.2015 tarih ve 8746 sayılı TSG.)

İLKBAHAR MAH. CONRAD ADENAUER CADDESİ NO:79/10

ÇANKAYA / ANKARA

TEL: 312.496 45 40

2.3. MÜŞTERİ TALEBİNİN KAPSAMI

Isparta İli, Merkez İlçesi, Çukur ve Güneyce köylerinde yer alan, Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. firmasına ait olan Çukurçay HES projesinin değerlendirme tarihindeki net (KDV hariç) piyasa rayiç değerinin tespiti ve çalışmanın Sermaye Piyasası Kurulu değerlendirme rapor formatında düzenlenmesidir.

2.4. MÜŞTERİ TARAFINDAN GETİRİLEN SINIRLAMALAR

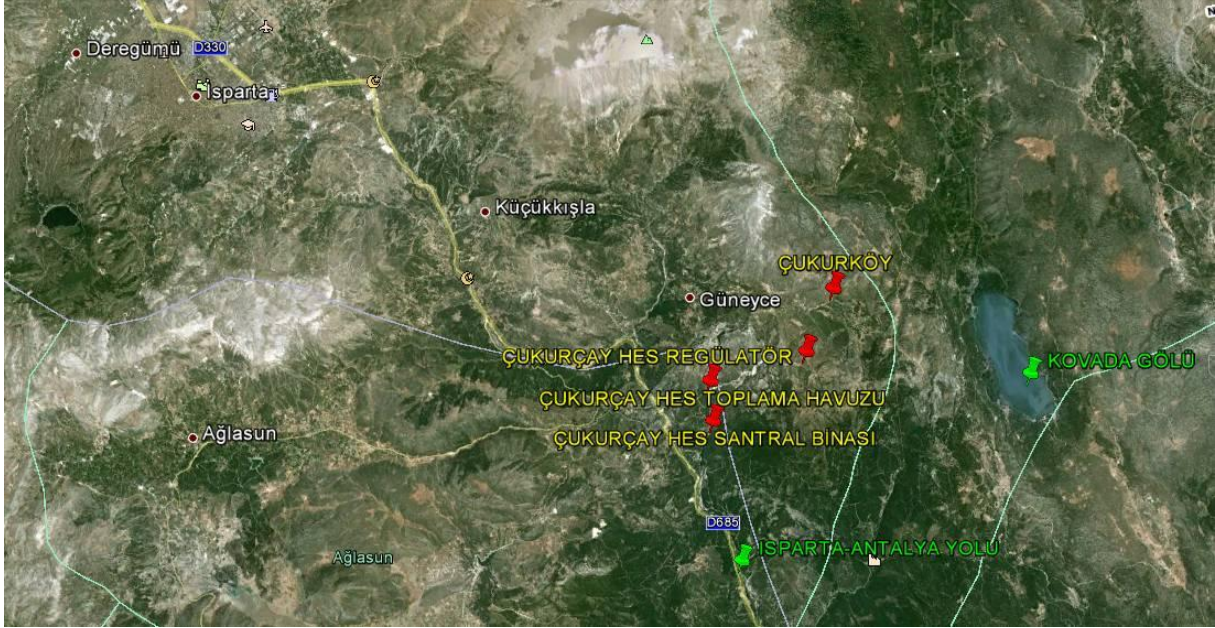
Değerlemeyi talep eden Isparta Elektrik Üretim A.Ş. tarafından getirilmiş herhangi bir kısıtlama veya özel talep bulunmamaktadır.

3. DEĞERLEME KONUSU

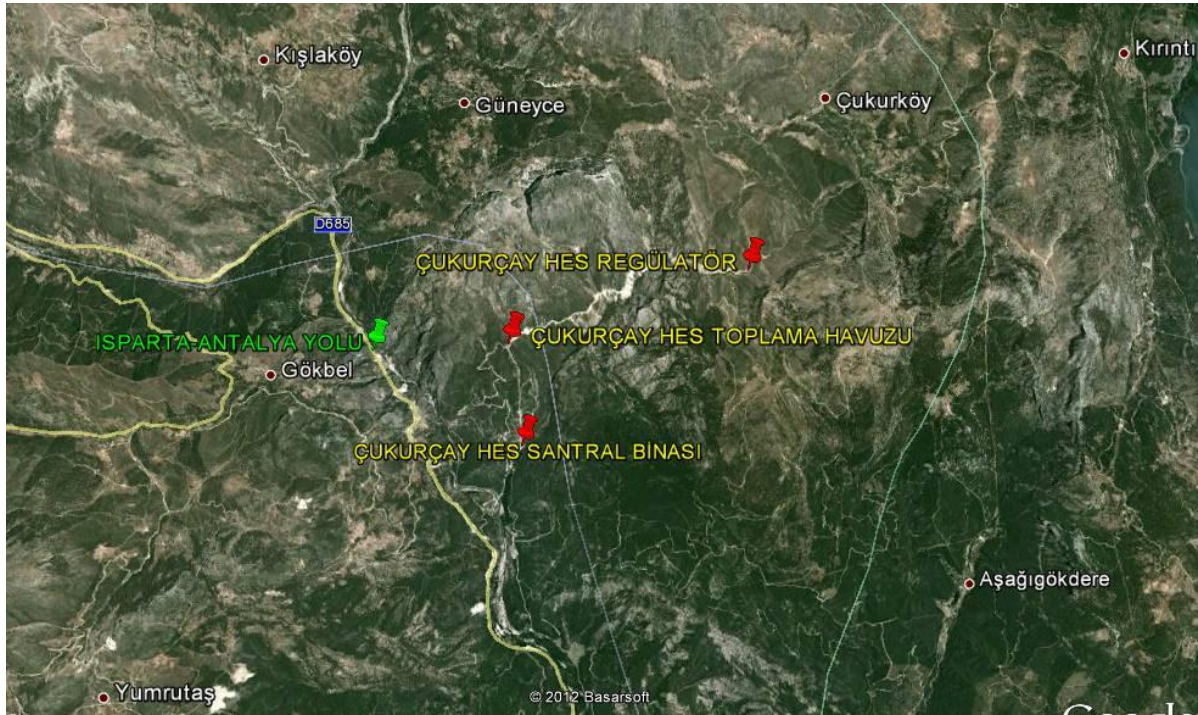
3.1. GAYRİMENKULÜ TANITICI BİLGİLER

3.1.1. GAYRİMENKULÜN YERİ, KONUMU VE TANIMI

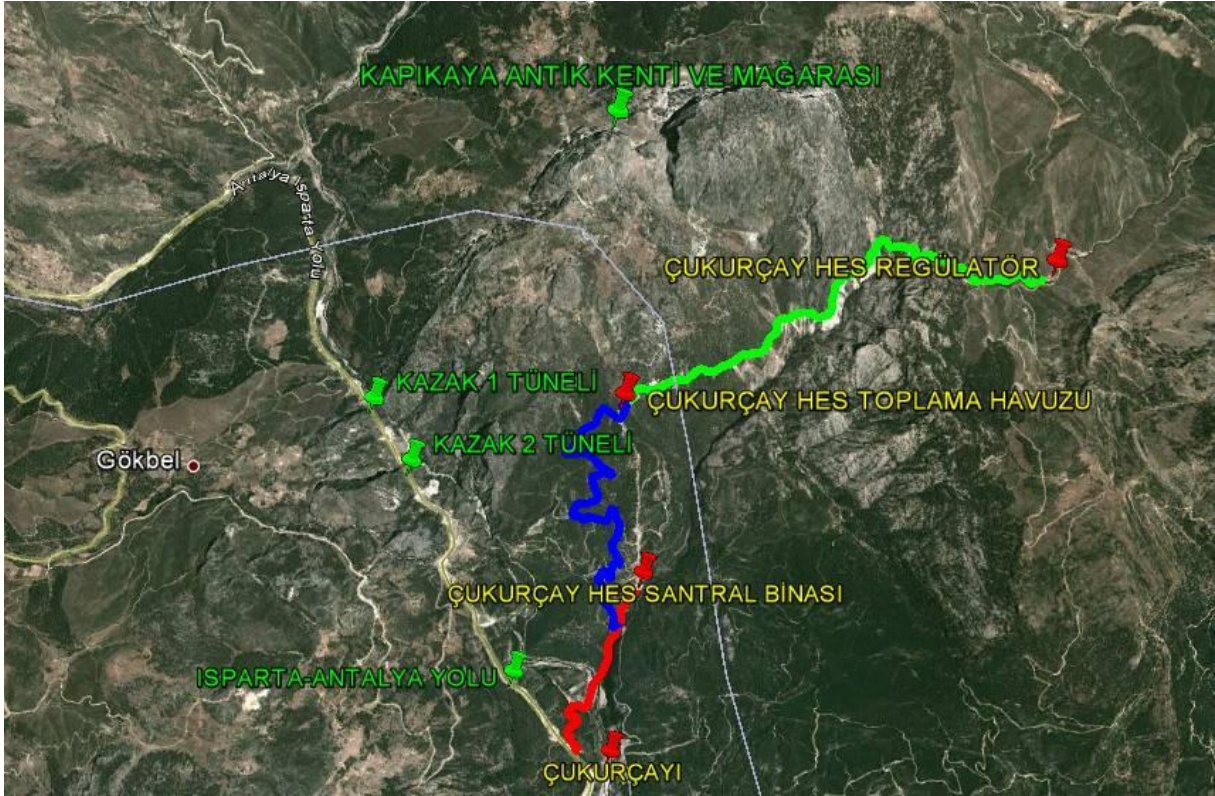
Değerleme konusu taşınmaz; Isparta ili, Merkez ilçesi, Güneyce ve Çukur köyleri arasında, Çukurçay Deresi üzerinde kurulmuş ve faal olarak çalışan “Çukurçay Hidro Elektrik Santrali” dir. Çukurçay HES projesi, Regülatör, İletim kanalı, Yükleme Havuzu, Cebri boru ve Santral binasından oluşmaktadır. Toplam kurulu güç 4 MW dir.



Çukurçayı'ndan regülatör vasıtası ile alınan su, iletim hattıyla, Yükleme havuzuna getirilmekte, buradan da Cebri Boru ile santral binasındaki türbünlere ulaştırılarak elektrik üretimi yapılmaktadır. Türbünlerden geçen su tekrar çayın yatağına salınmaktadır. Suyun akışı doğal eğim ile sağlanmaktadır.



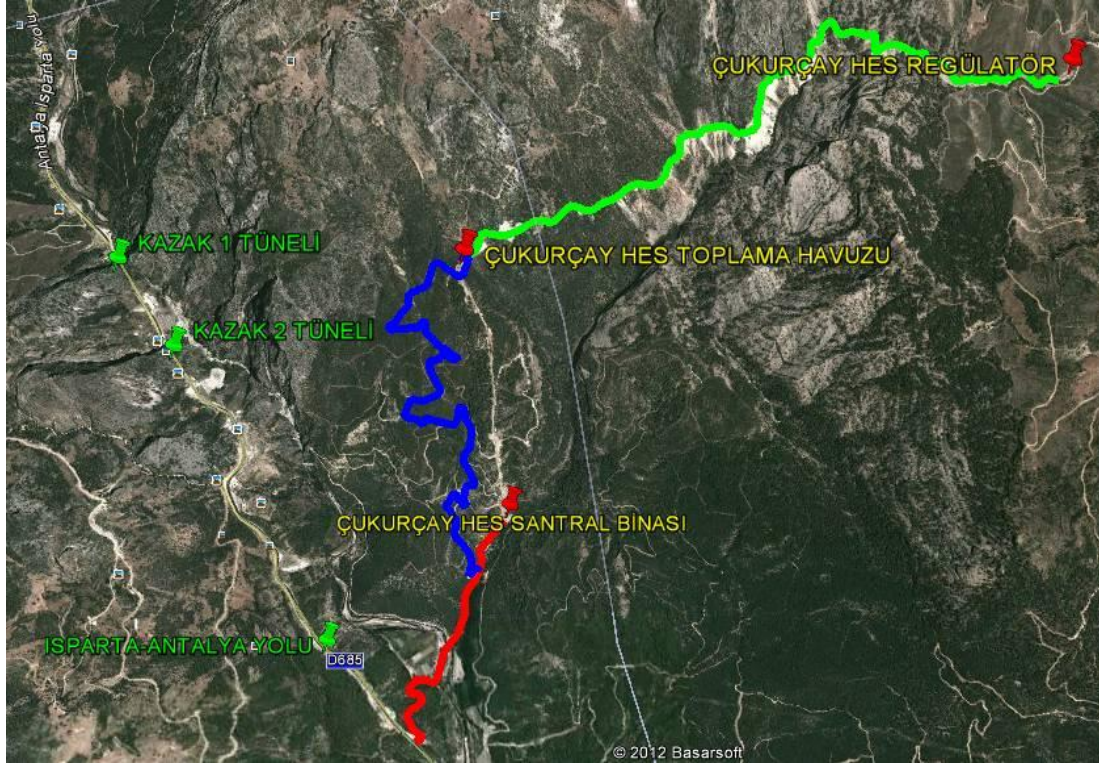
Çukurçay HES'e ulaşım, Isparta-Antalya karayolu üzerinden sağlanmaktadır. Isparta'dan Antalya istikametine ilerlerken, ~25. Km den sonra, Kazak 1 ve 2 tünellerini geçince 30. Km den sola dönülerek, stabilize yola girilir. ~1.900 m. sonra Santral binasına varılır. 2 adet türbün bulunan Çukurçay HES santral binası, sistemin en alt kotta yer alan son parçasıdır. Santral binasına gelmeden, anayol girişinden ~1.600 m. sonra sola Orman yoluna girilerek dağa tırmanmaya başlanır. Oldukça virajlı ~4.200 m. lik bir yoldan dağa tırmanılarak, Yükleme Havuzunun olduğu yere ulaşılır. Buradan da ~4.650 m. lik yer altından iletim hattının geçtiği, bozuk bir yolla Regülatörün olduğu yere varılır.



Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES Projesi Isparta il sınırları içerisinde, Çukurçay deresinin 852 m ile 415 m kotları arasında bulunmaktadır. Çukurçay Regülatörü Eğirdir Gölü'nün güneybatısında ve Kovada Gönü'nün batısında yer alır. Çukurçay Regülatörü'nden alınan su, iletim kanalı ile yükleme havuzuna ve oradan santrale iletilmektedir. Çukurçay Regülatörü; 305180.345 Doğu 4168550.53 Kuzey koordinatlarında, santral ise; 301617.615 Doğu – 4166623.75 Kuzey koordinatlarında yer almaktadır. Proje yerine en yakın yerleşim merkezi Isparta Merkez ilçe'sine bağlı Güneyce ve Çukur köyleridir. Proje alanı M25-c1 no'lu 1/25000 ölçekli haritalar içerisinde yer almaktadır.



Regülatör ve Yükleme Havuzu arasındaki ~4.650 m. lik ham yoldan görünüm

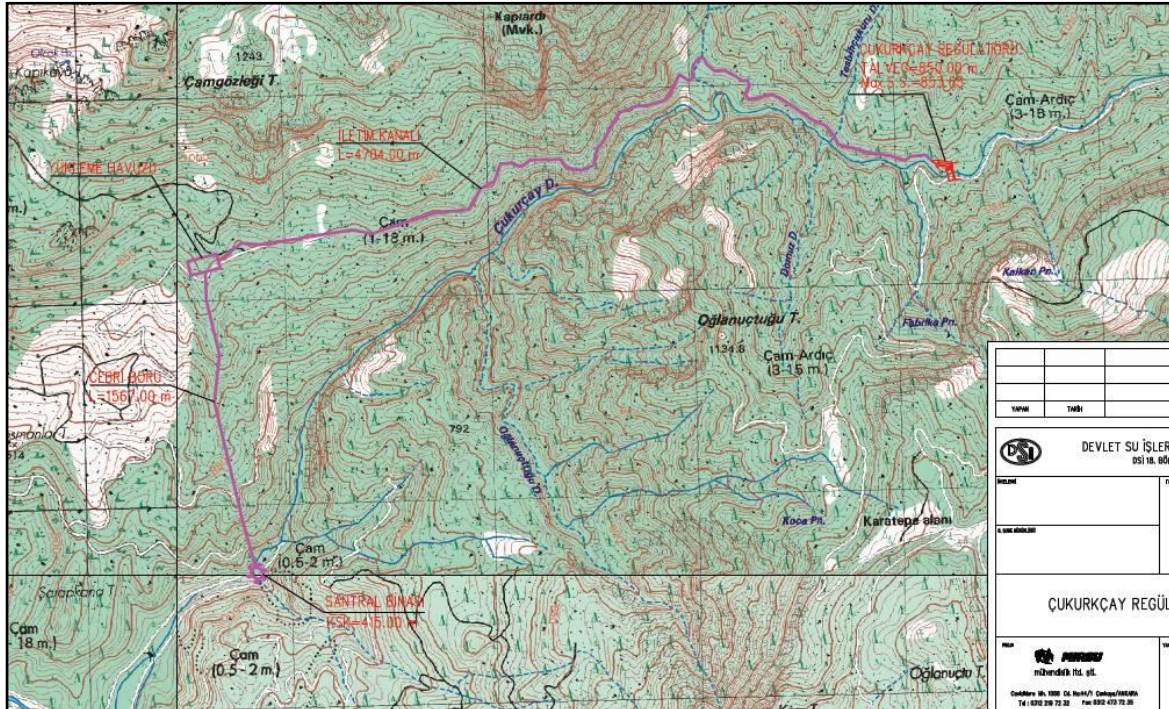


Kırmızı ile işaretli yol, Isparta-Antalya yolundan Santral binasına ulaşılabilen stabilize yolu göstermektedir.

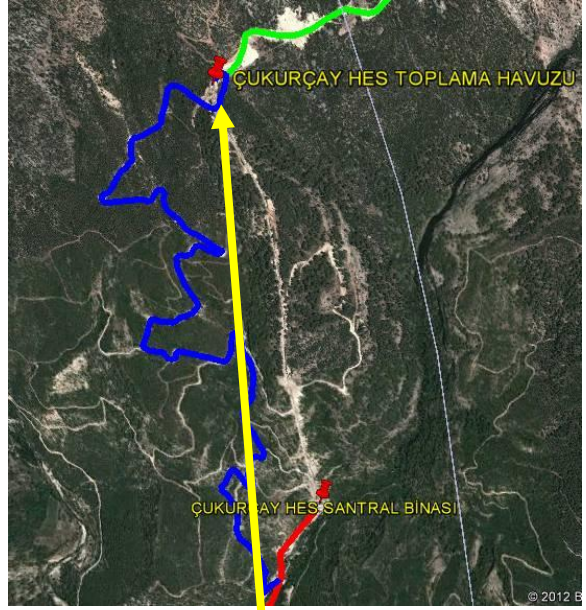
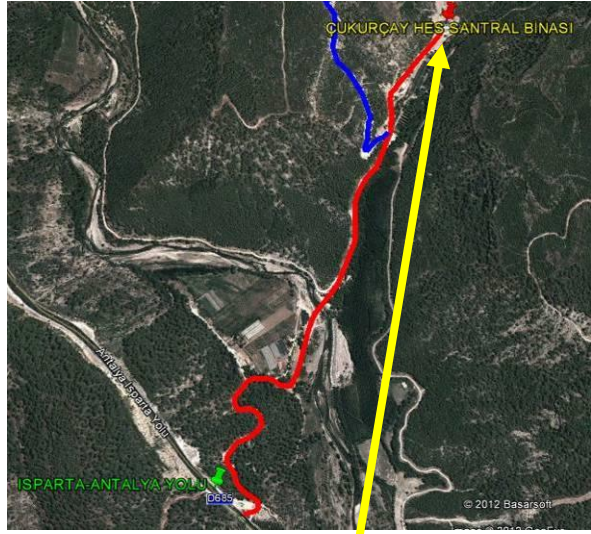
Lacivert ile işaretli yol, Santral binasından Yükleme havuzuna çıkan stabilize yolu göstermektedir.

Yeşil ile işaretli yol, Yükleme havuzundan regülatöre giden stabilize yolu göstermektedir.

Taşınmaza ulaşım için kullanılan yollar bozuk ve stabilize yollardır. Santral binasından Yükleme havuzuna çıkan yolun ~1 km. lik kısmı orman bölge müdürlüğü tarafından açılmış, geri kalanı ise proje inşaatı sırasında açılan oldukça virajlı, stabilize yoldur. Yükleme havuzu ile Regülatör arasındaki yol, kayalardan oyulmuş, virajlı ve ham yol olup, arazi taşıtları ile geçilebilir.



DSİ EĞİM HARİTASI



Çukurçay HES projesinin bulunduğu bölge, Isparta belediyesi mücavir sahası içerisinde olmakla beraber imarsız/plansız alanda kalmaktadır. Sadece santral binasının bulunduğu yer için mevzi imar planı yapılmıştır. Santral binasında elektrik altyapısı mevcut olup, Kentsel altyapı ve belediye servisleri yoktur. Yükleme havuzu ve Regülatörde hiçbir kentsel altyapı yoktur. Elektrik enerjisi Jeneratör ile sağlanmaktadır.

Santralin çıkışında özel mülkiyete ait bir alabalık çiftliği bulunmakta ve santral binasına ~250 m. mesafede, alabalık çiftliği tarafından kullanılan farklı yapılar bulunmaktadır.

Eğim haritasından da görüleceği gibi, bölge Toros Dağlarının içerisinde yer alan oldukça dağlık bir arazidir.

Ulaşım koşulları zor olmakla beraber, özellikle santral binasının Isparta-Antalya yoluna yakın olması



sebebiyle, ulaşılabilirliği iyidir. Santral ünitelerinin bulunduğu araziler Orman Kadastrosunda olduğu için yer yer orman ağaçları ile kaplıdır. Arazilerde tarımsal üretim yapılmamaktadır.



Projenin kurulu bulunduğu arazinin büyük bölümü Orman arazisi olup, Orman Bakanlığından kiralananmıştır. Kiralama sözleşmesi kopyası rapor ekinde mevcuttur. Regülatörden Yükleme havuzuna gelen iletim hattının geçtiği yolun çok küçük bir bölümünde, özel mülkiyete ait arazi bulunmaktadır. Bu araziye ait bilgiler, aşağıdaki tapu kayıtları bölümünde verilmiştir.



REGÜLATÖR ÇEVRESİNDEN GÖRÜNÜMLER

Çukurçay HES projesinde üretilip 31.5 kV gerilime yükseltilecek enerji 477 MCM iletkenli hatla 3.50 km mesafedeki Yumrutaş Ağlasun D.M. hattına iletilerek ulusal şebekeye bağlanılmıştır.



SANTRAL ÇEVRESİNDEN GÖRÜNÜMLER



Taşınmazın merkezlere mesafesi	
Isparta Kent Merkezi	35 km
Çukur köyü	7,5 km
Güneyce köyü	6,5 km
Isparta-Antalya Karayolu	2 km
Süleyman Demirel Havaalanı	60 km

3.1.2. TAPU BİLGİLERİ

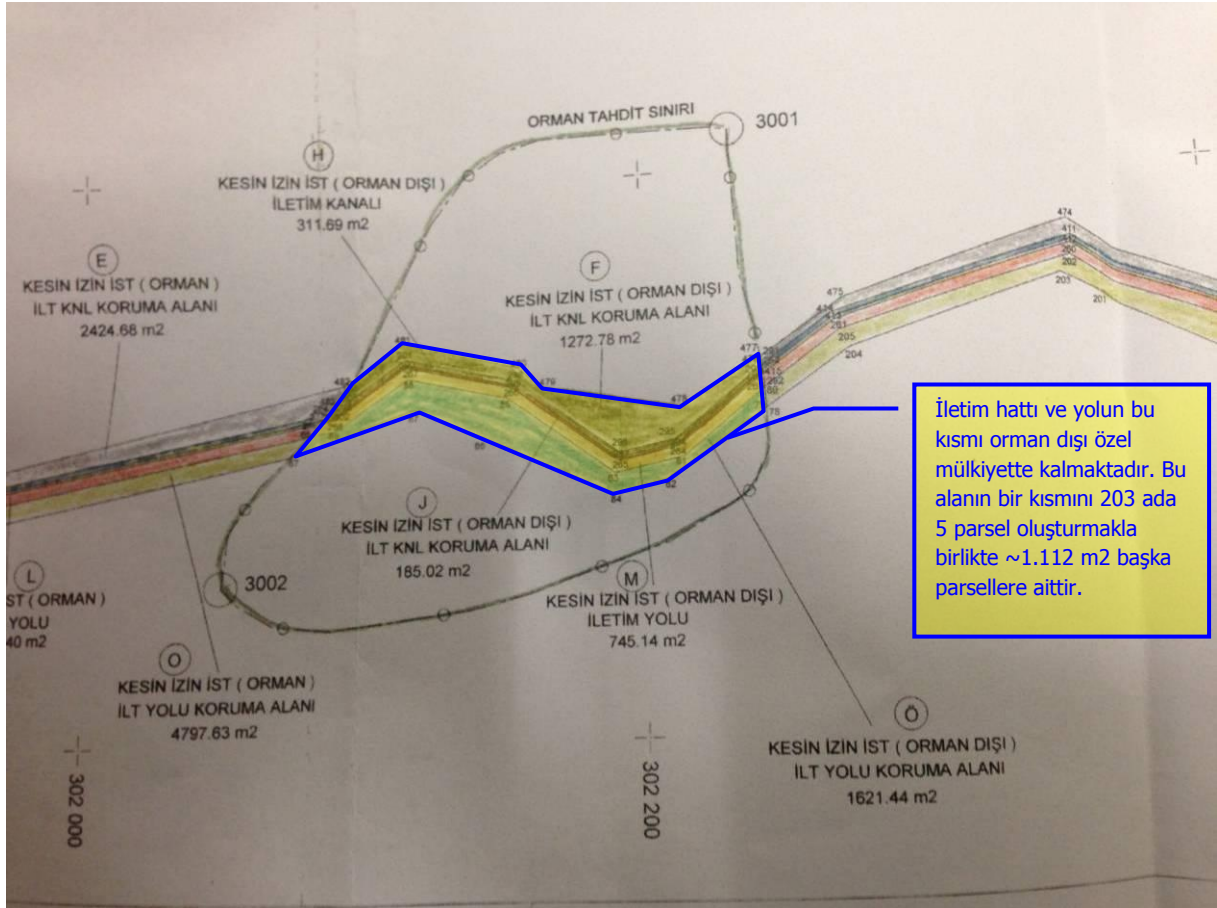
İsparta ili Tapu Sicil Müdürlüğü Arşivlerinde 24.12.2018 Tarihi itibarı ile yapılan incelemelerde, değerlendirme konusu Çukurçay HES projesinin büyük oranda Orman Sicilinde kayıtlı olan araziler üzerinde kurulduğu, çok küçük bir kesiminin aşağıda bilgileri verilen özel mülkiyette bulunduğu tespit edilmiştir. Özel mülkiyetin bulunduğu kesimin, Regülatörden Yükleme havuzuna giden yolun geçtiği bölgede yer aldığı tespit edilmiştir.

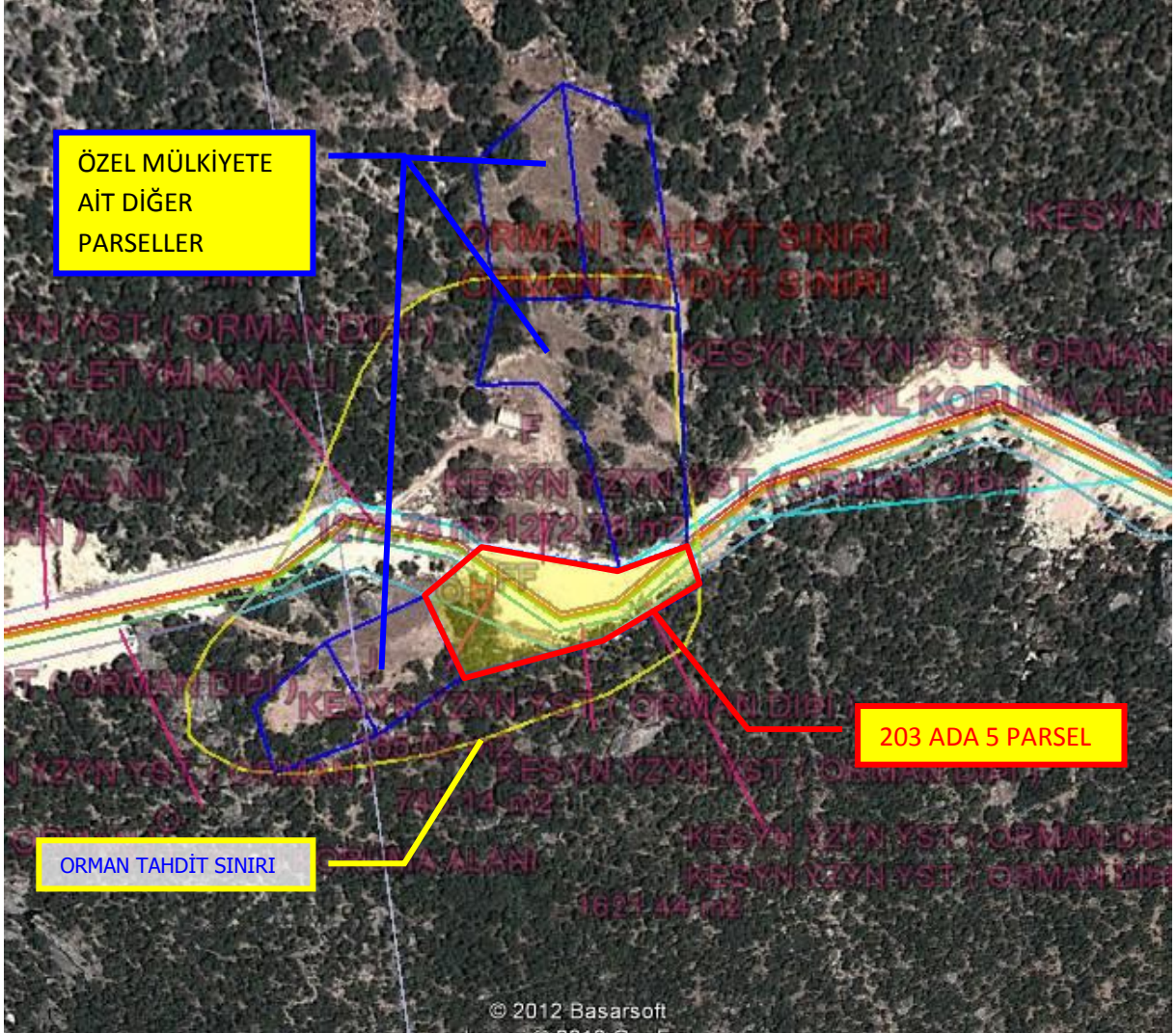
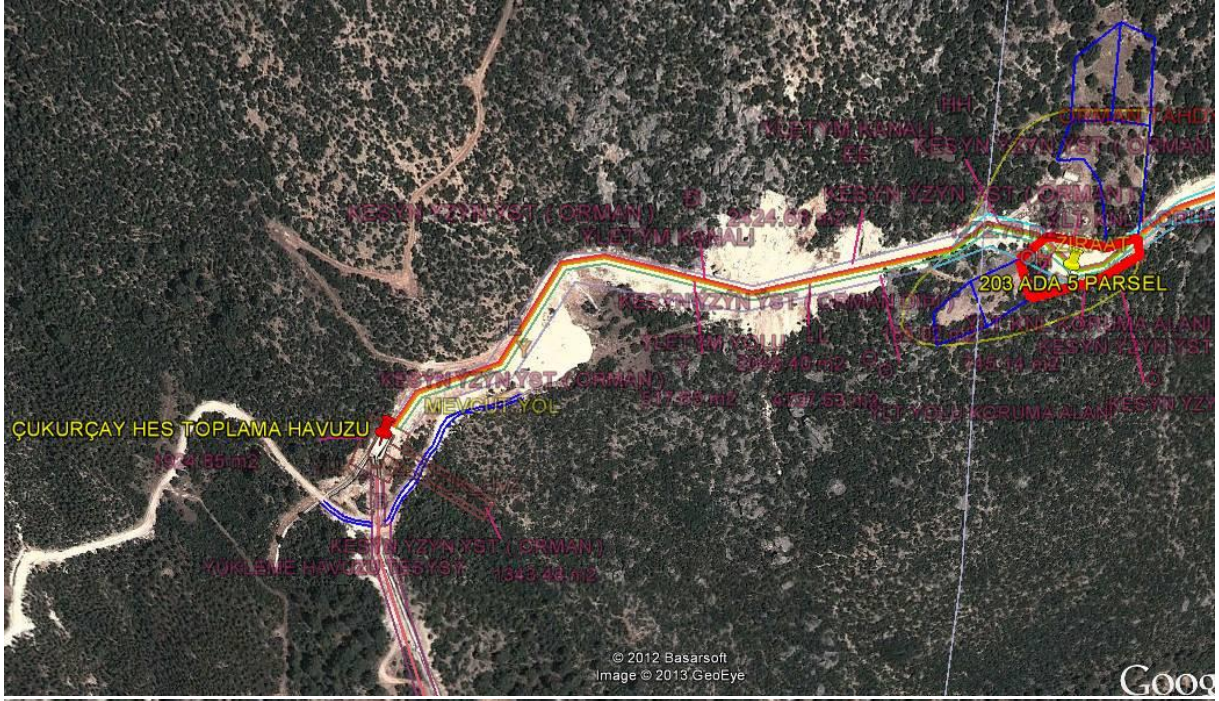
ORMAN BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ	İSPARTA
ORMAN İŞLETME MÜDÜRLÜĞÜ	EĞİRDİR
ORMAN İŞLETME ŞEFLİĞİ	AŞAĞI GÖKDERE – YUKARI GÖKDERE
KÖYÜ	AŞAĞI GÖKDERE - ÇUKUR
MEVKİİ	ÇUKURÇAYI
PAFTALAR	M25-c1
BÖLME NUMARALARI	AŞAĞI GÖKDERE : 8, 10, 11, 12, 13, 16, 17 ve 25 YUKARI GÖKDERE : 178, 191, 192 ve 193
TOPLAM İZİN ALANI	134.225,93 m²

Tesisin kurulu olduğu, orman arazisinden kiralanan ve aşağıda detayları verilen alanları gösterir pafta ve koordinatlı krokilerin kopyaları rapor ekinde sunulmaktadır.

ÇUKURÇAY HES PROJE ALANI DETAYLARI			
		ORMAN (m²)	ORMAN DIŞI (m²)
A	CEBRİ BORU KORUMA ALANI	8.030,48	
B	CEBRİ BORU KORUMA ALANI	9.703,48	
C	ULAŞIM YOLU	3.237,13	
D	CEBRİ BORU TESİSİ	1.107,15	
E	İLETİM KANALI KORUMA ALANI	2.424,68	
F	İLETİM KANALI KORUMA ALANI		1.272,78
G	İLETİM KANALI KORUMA ALANI	26.596,91	
Ğ	İLETİM KANALI	884,99	
H	İLETİM KANALI		311,69
I	İLETİM KANALI	6.526,67	
İ	İLETİM KANALI KORUMA ALANI	517,65	
J	İLETİM KANALI KORUMA ALANI		185,02
K	İLETİM KANALI KORUMA ALANI	3.841,71	
L	İLETİM YOLU	2.048,40	
M	İLETİM YOLU		745,14
N	İLETİM YOLU	15.364,46	
O	İLETİM KANALI KORUMA ALANI	4.797,63	
Ö	İLETİM KANALI KORUMA ALANI		1.621,44
P	İLETİM KANALI KORUMA ALANI	28.445,01	
R	ULAŞIM YOLU	2.512,97	
S	TOPRAK DÖKÜM SAHASI	5.973,67	
REGÜLATÖR TESİS ALANI		5.039,38	
REGÜLATÖR TESİSİ		537,97	

YÜKLEME HAVUZU TESİS ALANI	1.924,85	
YÜKLEME HAVUZU TESİSİ	1.343,48	
SANTRAL TESİS ALANI	2.316,59	
SANTRAL TESİSİ	1.050,67	
TOPLAM ALAN	134.225,93	4.136,07





İLİ	ISPARTA
İLÇESİ	MERKEZ
MAHALLESİ	GÜNEYCE KÖYÜ
MEVKİİ	BÜYÜKKÖYERİ
PAFTA	25
ADA NUMARASI	203
PARSEL NUMARASI	5
YÜZÖLÇÜMÜ	3.024 m2
NİTELİĞİ	TARLA
YEVMIYE NUMARASI	8842
CİLT NUMARASI	13
SAYFA NUMARASI	1290
TAPU DÜZENLENME TARİHİ	02.08.2013
ARSA PAYI	TAM
MALİK	AYDEMİR ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.

TAŞINMAZA AİT TAPU KAYDI



Zemin Tipi : Ana Taşınmaz
Zemin No : 24368550
İl / İlçe : ISPARTA/MERKEZ
Kurum Adı : Isparta TM
Mahalle / Köy Adı : GÜNEYCE Köyü
Mevkii : BÜYÜKKÖYERİ
Cilt / Sayfa No : 13 / 1290
Kayıt Durum : Aktif

Ada/Parsel : 203/5
Yüzölçüm : 3.024,00 m2
Ana Taş. Nitelik : TARLA

Sistem No	Malik	Elbirliği No	Hisse Pay/Payda	Metrekare	Edinme Sebebi - Tarih - Yev.	Terkin Sebebi - Tarih - Yev.
244662079	AYDEMİR ELEKTRİK ÜRETİM ANONİM ŞİRKETİ	TAM		3.024,00	Satış - 02/08/2013 - 8842-	

3.1.3. DİĞER MÜLKİYET HAKLARI

Değerleme konusu Çukurçay HES projesi tesislerinin yer aldığı alanın 134.225,93 m2 lik kısmı Orman Siciline kayıtlı Orman arazisi olup, Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. tarafından 2010 yılında 26 yıllığına kiralanmıştır (Unvan değişikliği sözleşmelere henüz yansımamıştır).

Orman Dışı alan olarak görünen 4.136,07 m2 lik kısmın ise Orman Tahdit sınırında kaldığı ve Özel mülkiyete girdiği, bunun 3.024 m2 lik kısmının yukarıda detayları verilen AYDEMİR ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş. adına kayıtlı, 203 Ada 5 Parsel olduğu tespit edilmiştir.

Bunun dışında kalan 1.112,07 m2 lik alanın ise 203 ada 5 parsel çevresinde, iletim hattı yolu tarafından kullanılmakta olup başka bir özel mülkiyete aittir. Çukurçay HES projesi iletim hattı için açılan yolun bu alana tecavüzü söz konusudur. Ancak arazide tarımsal faaliyet ve yapılaşma mümkün olmadığı için diğer mülkiyet hakkı için ihtilaf doğmamıştır.

3.2. TAPU TETKİKİ

3.2.1. TAKYİDAT BİLGİLERİ

Değerleme konusu Çukurçay HES projesi tesislerinin yer aldığı alanın 134.225,93 m2 lik kısmı Orman Siciline kayıtlı Orman arazisi olup, Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. tarafından 26 yıllığına kiralanmıştır. Söz konusu bu arazi üzerinde takyidat olması hukuken mümkün değildir.

Orman dışı alanda yer alan, AYDEMİR ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş. adına kayıtlı, 203 Ada 5 Parsel üzerinde ise herhangi bir takyidata rastlanmamıştır. Tapu kaydı yukarıda verilmiştir.

Şirketin 2015 yılı içerisinde unvan değişikliği olmuş, Isparta Elektrik Üretim A.Ş. adını almış ancak değişiklik tapu siciline bildirilmemiştir.

3.3. SON ÜÇ YIL İÇİNDE GERÇEKLEŞEN ALIM – SATIM VE HUKUKİ DURUM DEĞİŞİKLİKLERİ

Orman siciline kayıtlı araziler için, son üç yıl içinde gerçekleşen alım – satım ve hukuki durum değişiklikleri bulunmamaktadır. Bu araziler devletin hüküm ve tasarrufu altındadır. Ancak yukarıda bilgileri verilen Orman Siciline kayıtlı araziler, 22.09.2010 tarihinde Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. ye Kesin İzin Taahhüt Senedi ile HES projesi ve tesisleri için 26 yıllığına kiralanmıştır.

Isparta, Merkez, Güneyce Köyü, Büyükköyü Mevkii'nde bulunan 203 ada 5 Parsel Mustafa Aydemir adına kayıtlıyken, tamamı 02.08.2013 tarihinde 8842 yevmiye numarasıyla Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. şirketine satışından tescil edilmiştir.

Şirketin 2015 yılı içerisinde unvan değişikliği olmuş, Isparta Elektrik Üretim A.Ş. adını almış ancak değişiklik tapu siciline bildirilmemiş ve kiralama sözleşmesi değişikliği yapılmamıştır.

3.4. İMAR DURUMU

Isparta İl Genel Meclisi'nin 04.02.2010 tarih ve 2/4-036 sayılı kararı ile onaylanan, Çukurçayı Narlı HES üretim tesisi alanına ilişkin hazırlanan, 1/5000 ölçekli Nazım ve 1/1000 ölçekli uygulama imar planları ve plan notlarına göre Santral binasının bulunduğu proje alanı, "**HİDRO ELEKTRİK SANTRAL ALANI**" imarlıdır.

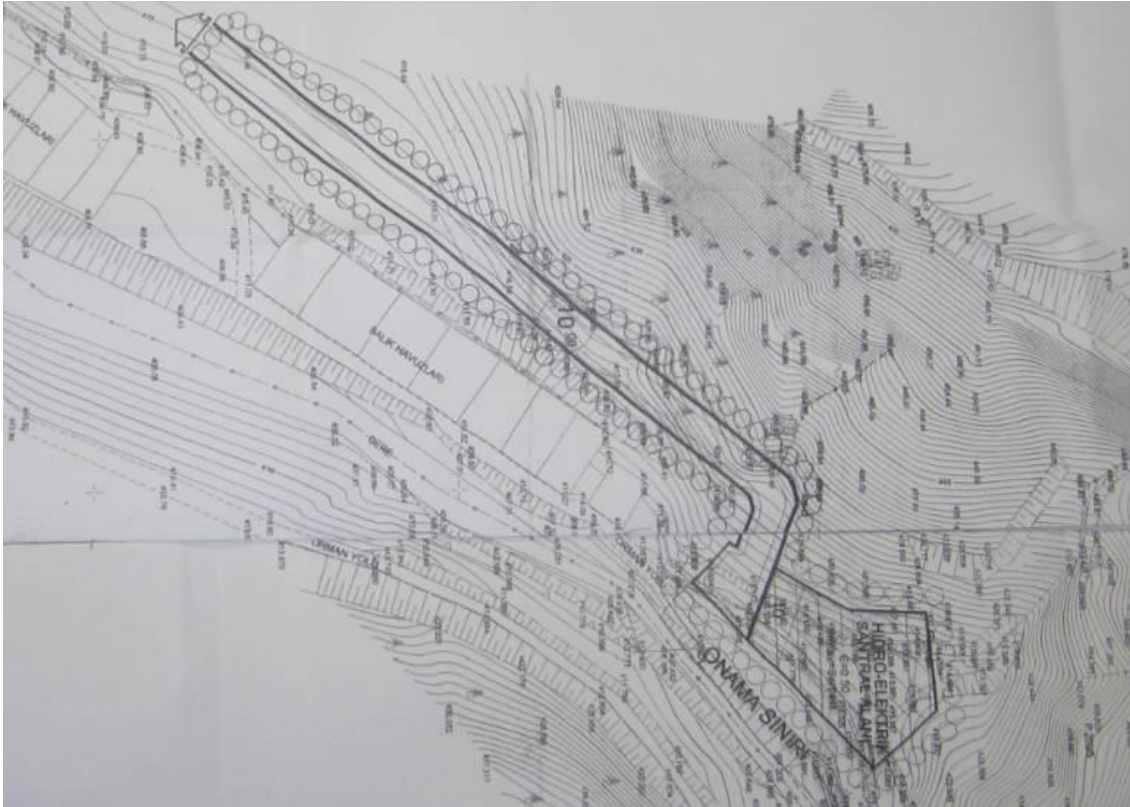
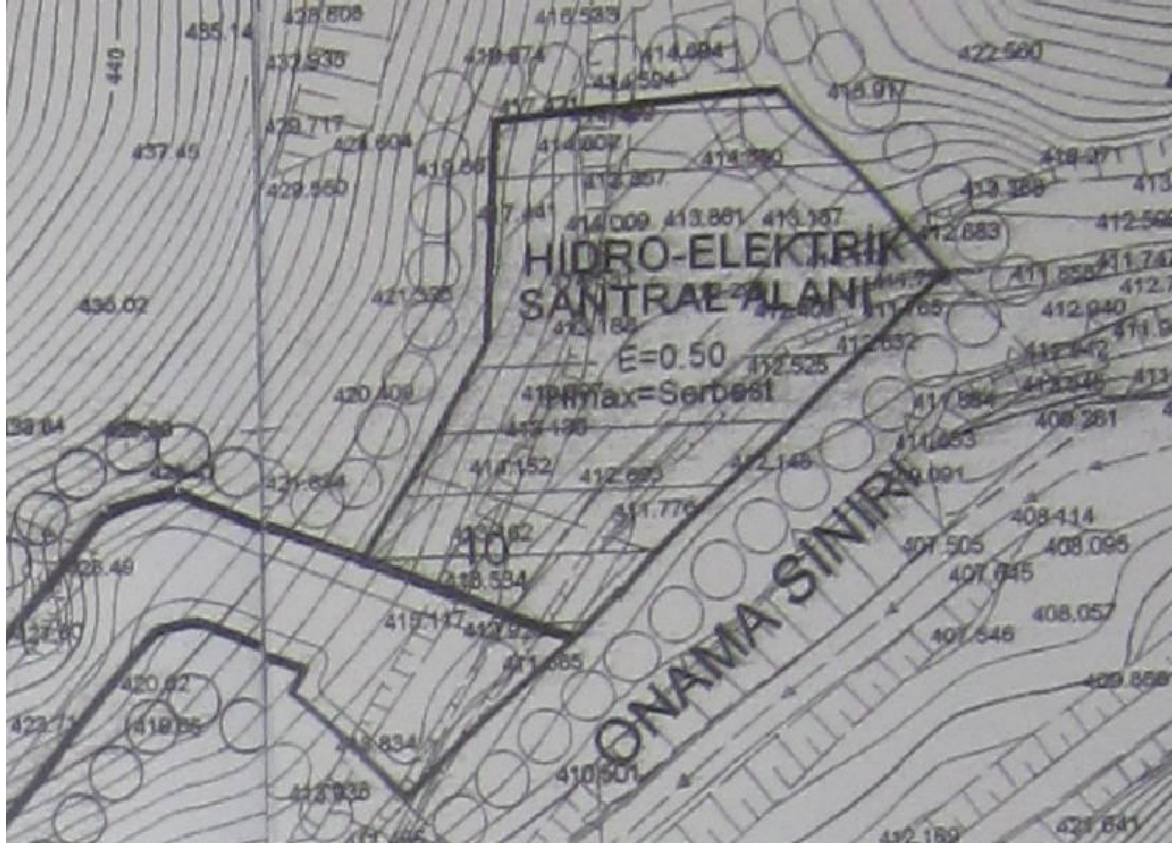
Yapılaşma koşulları ise ;

EMSAL : 0,50

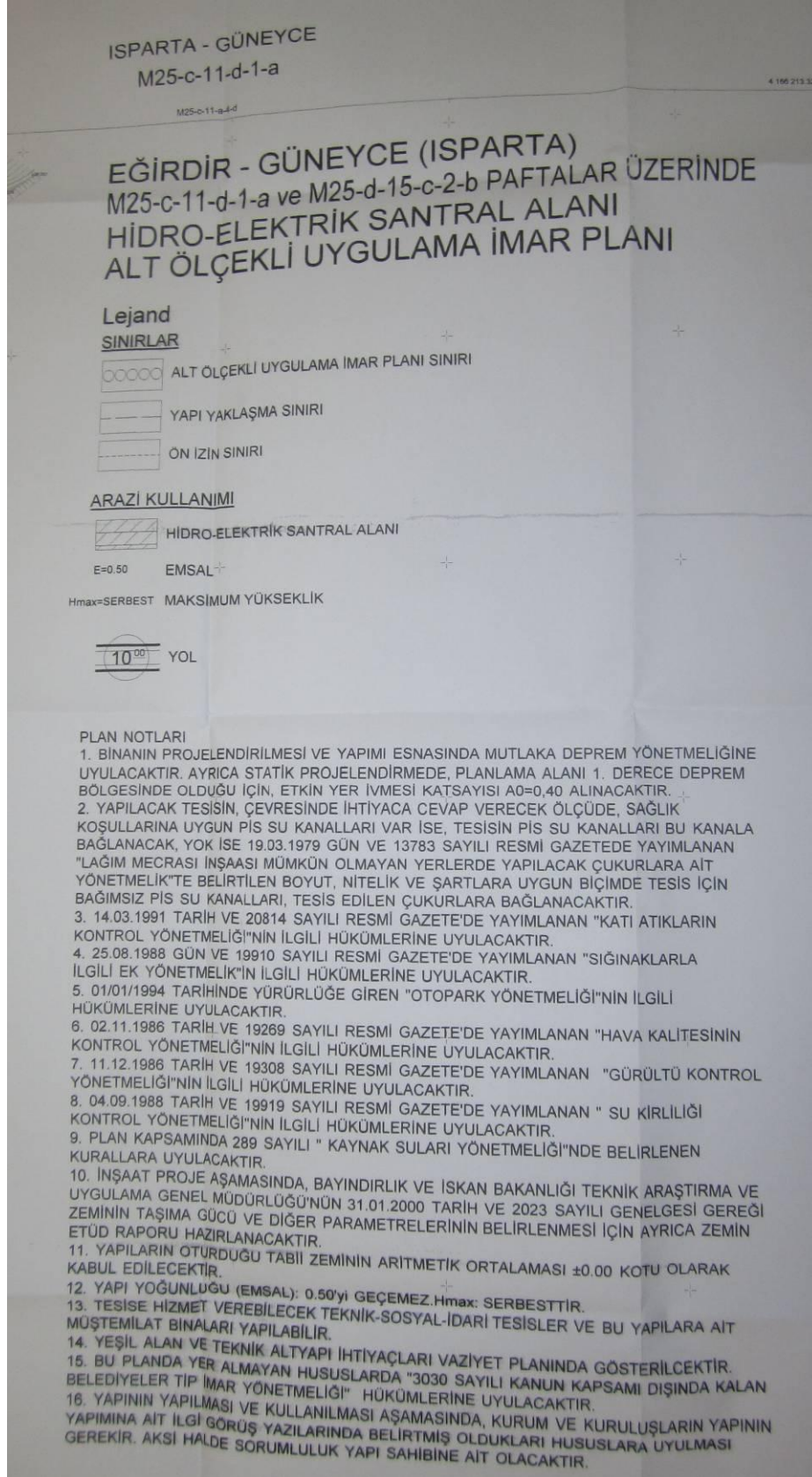
Hmax : Serbest

Yol Çekme Mesafesi : 10 m. olarak belirlenmiştir.

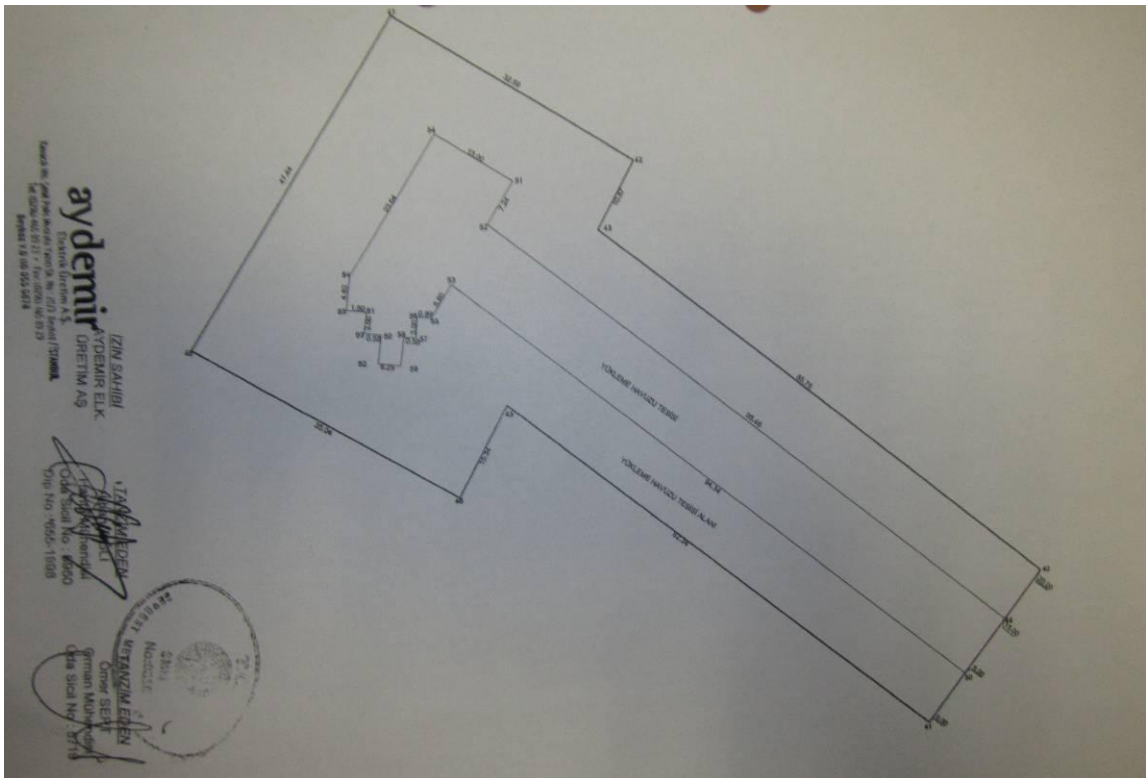
İmar planı pafta örneği aşağıda verilmektedir. Cebri boru, Yükleme havuzu, İletim hattı ve Regülatörün bulunduğu araziler, üzerinde kapalı alan inşaa edilmemiş ve bu bölümler ana tesisin yan üniteleri olarak kabul edilmektedir. Bu nedenle, bu kısımlar için imar planı hazırlanmamıştır.

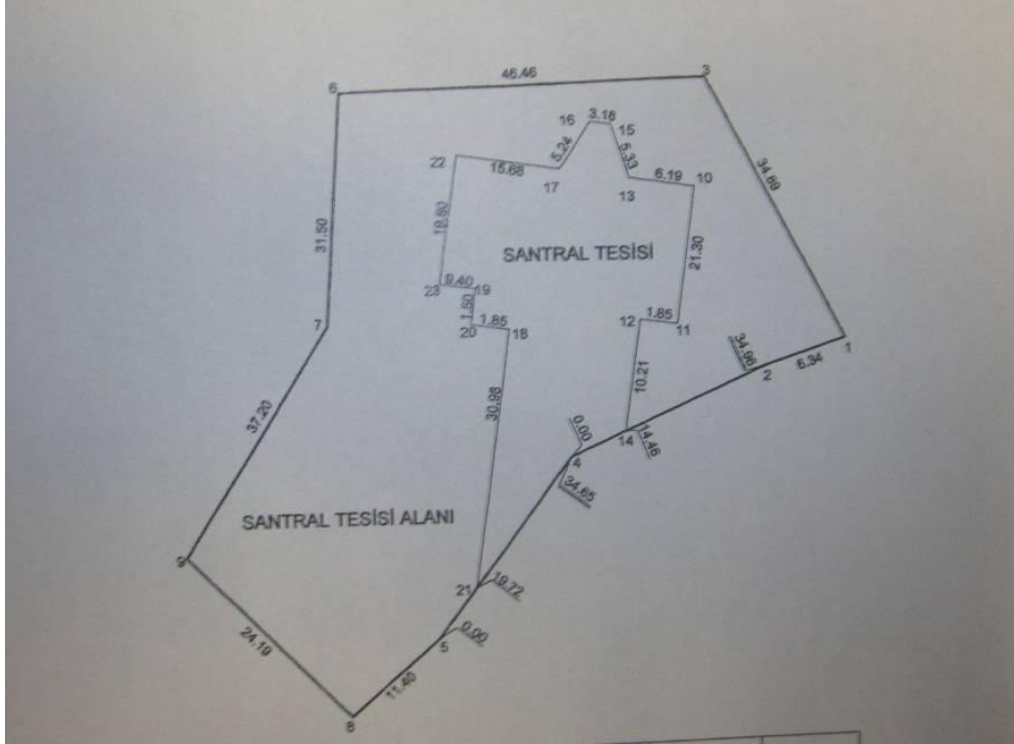


İMAR DURUM BELGE KOPYASI (ASLI RAPOR EKİNDEDİR)



İMAR PLANI LEJANDI VE PLAN NOTLARI (ASLI RAPOR EKİNDEDİR)





KADASTRO ÇAP GÖRÜNTÜLERİ (ASILLARI RAPOR EKİNDEDİR)

3.5. GAYRİMENKULÜN PROJESİ İÇİN

3.5.1. GEREKLİ YASAL BELGELERİN DURUMU

Değerleme çalışması esnasında yapılan incelemeler ile Çukurçay HES projesi için gerekli yasal süreçlerin tamamlandığı, gerekli izinlerin alındığı ve tesisin faal olduğu tespit edilmiş olup, 3.5.5. bölümünde verilen belgelerinin asılları görülmüştür.

3.5.2. SPK MEVZUATINA GÖRE GYO PORTFÖYÜ YÖNÜNDEN İNCELENMESİ

SPK mevzuatı gereğince, konu gayrimenkulün değerleme çalışması, Gayrimenkul Yatırım Ortaklığı portföyüne alınması amacıyla yapılmamıştır.

3.5.3. YAPI DENETİM BİLGİLERİ

Değerleme konusu taşınmazın bulunduğu bölge, değerleme tarihinde 29.06.2001 tarih ve 4708 sayılı Yapı Denetimi Hakkında Kanun'a 01.01.2011 itibariyle tabidir. Ancak inşaatların yapıldığı araziler Orman kadastroundan kiralık olduğu için İl Özel İdaresi tarafından İnşaat Ruhsatı verilmesine gerek görülmediğinden, yapı denetime tabii tutulmamıştır.

3.5.4. BELİRLİ PROJE DEĞERLEMESİ İÇİN GEREKLİ AÇIKLAMA

Değerlemeye konu taşınmaz, belirli bir projenin kapsamında değildir. Değerleme çalışmasının kapsamı, gayrimenkulün değerleme tarihindeki piyasa rayiç değerinin tespiti ve çalışmanın raporlanmasıdır.

3.5.5. DEĞERLEME ÇALIŞMASI ESNASINDA ELDE EDİLEN BİLGİ VE BELGELER

Değerleme çalışması için yapılan araştırmalarda aşağıdaki bilgi ve belgeler elde edilmiştir. Belgelerin kopyaları rapor ekinde sunulmaktadır.

- 6831 sayılı Orman Kanunu'nun 17/3 maddesi gereğince, Orman Bölge Müdürlüğü tarafından düzenlenen 22.09.2010 tarih ve 07.05.02/02 numaralı "KESİN İZİN TAAHHÜT SENEDİ"
- 04.02.2010 tarih ve 2/4-036 sayılı Çukurçayı Narlı HES üretim tesisi alanına ilişkin hazırlanan 1/5000 ölçekli Nazım ve 1/1000 ölçekli uygulama imar planlarının onaylanmasına ilişkin Isparta İl Genel Meclisi kararı
- 06.04.2006 Tarih ve 172-758 sayılı Isparta Valiliği İl Çevre ve Orman Müdürlüğü'nün "Çukurçay HES projesi kurulmasının sakıncası yoktur" ve "Tesisin kurulu gücü 5 MW olacağı için ÇED yönetmeliği kapsamı dışındadır" yazısı
- 07.09.2006 tarih ve EÜ/909-2/715 numaralı 30 yıl süreli EPDK Elektrik ÜRETİM LİSANSI ve bu lisansın 49 yıl olarak uzatılmasına ilişkin 15.12.2011 tarih ve 15193 sayılı EPDK yazısı. Lisans bitiş tarihi 07.09.2055, kalan süre 40 yıl.

EPDK İNTERNET SAYFASI LİSANS BİLGİLERİ EKRAN ALINTISI

Lisans Durumu	Lisans No	Başlangıç Tarihi	Bitiş Tarihi	Unvan	Vergi No	İletişim Adresi	İlçe	İl	Telefon	Tesis Türü	Yakıt Türü	Bölge Adı	Tesis Adı	Tesis İli	Tesis İlçesi	Kurulu Gücü (MWm)	Kurulu Gücü (MWe)	İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	İşletmedeki Kapasite (MWe)
Yürürlükte	EÜ/909-2/715	07.09.2006	07.09.2055	ISPARTA ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.	1100550878	İLKBAHAR MH. C.ADENAUER CD. NO:79/10	ÇANKAYA	ANKARA	0246 218 70 10	Hidroelektrik			Çukurçayı HES	ISPARTA		4	3,6	0	3,6

Toplam Elektriksel Kapasite (MWe)	3,6
Toplam Mekanik Kapasite (MWm)	4
Toplam İşletmedeki Kapasite (MWm)	4
Toplam İnşaat Halindeki Kapasite (MWm)	0

Unvan değişikliği EPDK'ya bildirilmiş ve lisans üzerine işlenmiştir.

- 732926 sicil numaralı Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. şirketine ait İstanbul Ticaret Odası Faaliyet Belgesi
- 18.06.2010 tarih ve SMM-55-175-2010-R21 numaralı Orman Mühendisi Ömer SERT tarafından düzenlenen "Orman İzin Dosyası Tanzim Talebi Yerindedir" raporu
- AYDEMİR ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş. adına kayıtlı Tapu Senedi
- 6950 oda sicil numaralı Harita mühendisi İlhan TİĞLİ tarafından düzenlenen, Orman izin sınırları ve tesis sınırlarını gösterir, resmi onaylı harita ve koordinatlı krokiler
- Tesisin, 19.10.2011 Tarih ve 5918 numaralı onaylı Mimari ve Statik projeleri
- Isparta İl Özel İdaresi tarafından verilen, 04.11.2011 Tarih ve M.32.0.İÖİ.00.18/780-9478/32.01.GSM.II.064 numaralı "İşyeri Açma ve Çalışma Ruhsatı"

4. DEĞERLEME ÇALIŞMASININ ANALİZİ

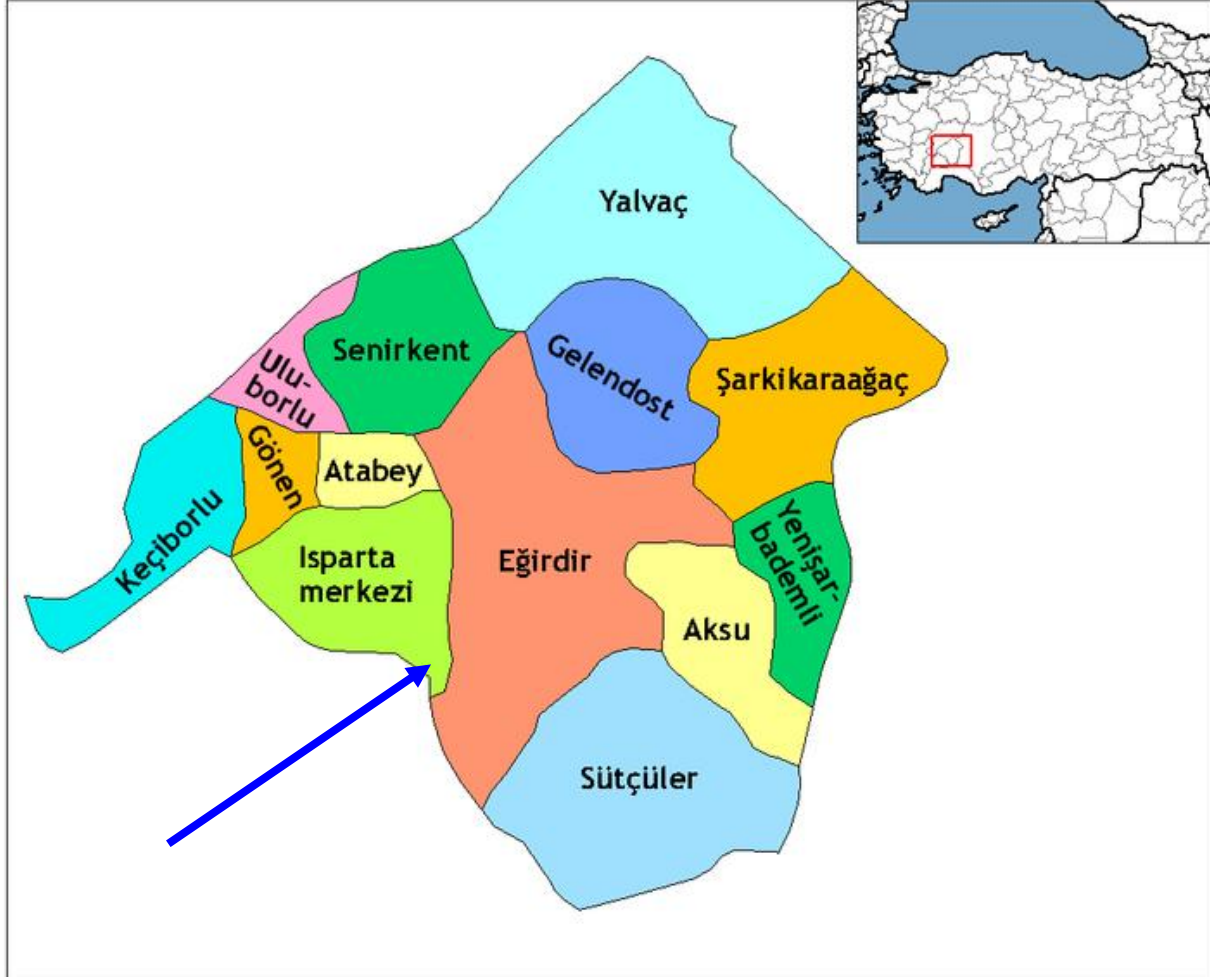
4.1. İLGİLİ BÖLGENİN ANALİZİ VE KULLANILAN VERİLER

4.1.1. Coğrafi Durum

Proje alanı Orta Akdeniz havzası kuzeyinde Konya kapalı havzasına komşu kesimlerinde coğrafi olarak Göller Bölgesi diye anılan bölgenin Eğirdir Gölü'nün güneybatısında ve Kovada Gönü'nün batısında yer alır. Isparta merkez ilçe'sine bağlı güneyce ve Çukur köyleri en yakın yerleşim yerleridir. Kalkan Pınarı ve Fabrika Pınarı ile beslenerek proje alanına ulaşan Çukurçay Deresi proje alanının güneyinde Isparta Çayı ile birleşir ve Isparta Çayı, doğusundan gelen Kovada Çayı ile birleşerek Aksu Çayı'nı oluşturarak Akdeniz'e dökülür. Isparta ili 8 933 km²'lik yüzölçümü ile Türkiye'nin 29. büyük vilâyeti durumundadır. İl, 30° 20 dk. Ve 31° 33 dk. doğu boylamları ile, 37° 18 dk. Ve 38° 30 dk. Kuzey enlemleri arasında yer alır. Akdeniz Bölgesi'nde yer alan Isparta'nın doğusunda Konya, batısında Burdur, güneyinde Antalya ve kuzeyinde Afyon illeri ile çevrilmiştir.

İlin en yüksek dağı 2892 m ile Güneydoğuda yer alan Dedegöl Dağı'dır. Diğer önemli dağları ise; Akdağ, Topraktepe, Barala Dağı, Sultan Dağları, Güllüce Dağı ve Davraz Dağı'dır. Akarsular genellikle göllere dökülmekte olup, sadece Aksu ve Köprü Suyu Antalya hudutları içerisinde Akdeniz'e

dökülmektedir. İlin en büyük gölü, yaklaşık 468km² ile, Türkiye'nin 4'üncü büyük gölü olan Eğirdir Gölü'dür. Bu gölün kuzey kesimine Hoyran Gölü denmektedir. Beyşehir ile Burdur göllerinin bir bölümünde Isparta hudutları içerisindedir. Kovada-I ve Kovada-II Hidroelektrik Santrallerini çalıştıran Kovada Gölü ile Karatepe üzerinde yer alan ve bir krater gölü olan Gölcükte diğer önemli göllerdendir.



4.1.2. Genel Jeoloji

Çukurçay HES proje sahası ve yakın çevresinde oluşmuş jeolojik formasyonların bu bölümde konumları ve litolojik özellikleri verilmiştir. Proje sahası Akdeniz Bölgesi'nde Isparta ilinde yer alır. Proje alanı Batı Torosların iç kesimlerinde "Isparta Büklümü" denilen kısımda yer almaktadır. İnceleme alanının bulunduğu bölgede; Beydağları otoktonu, Anamas-Akseki otoktonu, Antalya napları, Beyşehir-Hoyran-Hadim napları yüzeylenmekte olup, bölgede irili ufaklı faylarla kesilmiş naplı yapılar egemendir. Beydağları platformuna Üst Kampaniyen Maastrichtiyen'de iyice yaklaşan Antalya napları, Daniyen'de Beydağları otoktonu üzerine yerleşmiştir. Antalya naplarının Beydağları otoktonu üzerine yerleşimine bağlı olarak yer yer olistostromlar oluşmuştur. Paleozoik boyunca benzer gelişim Anamas-Akseki otoktonu içinde geçerlidir. Antalya napları, Beydağları otoktonunda olduğu gibi, Daniyen'de Anamas-Akseki otoktonunun güney kenarına yerleşmiştir. (Şenel, 1996). Bölgenin Üst Eosen sıkışma rejimine bağlı olarak kuzey ve doğu kesiminde, Anamas-Akseki otoktonunun kendi içinde güneye doğru faylanması neden olmuştur. Üst Eosen sıkışma rejimi Anamas dağları güneyinde Anamas-Akseki otoktonunun Antalya naplarına bindirmesini, hatta Antalya naplarının yapısal konumlarını bozarak kuzeyden güneye doğru birbiri üzerine, özellikle Alakırçay napının Çatalatepe napı üzerine bindirmesini

sağlamıştır. Aynı dönemde Karacahisar kubbesinde, Beydağları otoktonu kuzeyden güneye doğru birbiri üzerine faylanmışır.

Güneybatı Anadolu'da Alt miyosen sonlarında meydana gelen kuzey-güney doğrultuda sıkışma rejimine bağlı olarak batı ve kuzeybatıdaki alloktan kütleler altlarına yeşilbarak napınıda alarak güneye doğru sürüklenmişler ve Alt Langiyen'de Beydağları otoktonu üzerine yerleşmişlerdir. Alt Langiyen'deki sıkışma rejimine bağlı olarak Isparta'nın kuzeyinde ve doğusunda yer alan alloktan ve otokton kaya birimleri, kendi içinde güneye doğru tekrar sürüklenmişlerdir. Bu sürüklenime bağlı olarak Isparta doğusunda (Davraz Dağı) Beydağları otoktonu devrilerek güneye faylanmışır. Benzer gelişim Sütçüler-Gebiz arasında da gelişmiş ve bu alanda üzerinde yer yer Alt Miyosen-Alt Langiyen yaşlı kayaçların yer aldığı, Antalya naplarının, yapısal konumları bozularak kendi içinde birbiri üzerine bindirmişlerdir. Tortoniyen sonlarında bölgede doğu-kuzeydoğu ve batı-güneybatı doğrultusunda gelişen sıkışma rejimi ile Aksu Bindirmesi ve doğuda kırkavak oblik ters fayı gelişmiştir.

Proje sahasında yer alan jeolojik formasyonlar alüvyon akifer kayaç niteliği taşımaktadır. Proje alanında farklı ortam koşullarını yansıtan yaşta olan stratigrafik birimler; Paleozoyik Permiyen yaşlı Yiğiltepe Formasyonu; Mesozoyik Kretase Berit formasyonu, Triyas yaşlı Kürecik formasyonu, Senozoyik Kuaterner yaşlı taraça, yamaç molozu ile eski ve yeni alüvyonlardan oluşmaktadır.

Stratigrafik Jeoloji : İnceleme alanında bölgenin genelinde, Orta-Triyas yaşlı Kapıkaya Kireçtaşları, Alt Miyosen yaşlı Fliş, Üst Miyosen yaşlı Harmancık Çakıltısı Üyesi, Kuaterner yaşlı Yamaç molozu ve Kuaterner yaşlı Alüvyon birimler yer almaktadır. Bölgenin genelinde yer alan birimlerden, Bölgesel Jeoloji Haritasında gösterilmiştir. Bu birimler yaşlıdan gence doğru aşağıda verilmiştir.

Orta Triyas - Kapıkaya Kireçtaşı (kçt) : İnceleme alanında tipik olarak Kapıkaya Tepe ve civarında yüzeylenen beyaz-bej renkli rekristalize kireçtaşları Kapıkaya kireçtaşları olarak adlandırılmışır (Sipahi, 1983). Birim ortakalın tabakalı, yer yer olarak masif aşınma yüzeyi gri, açık gri, kırılma yüzeyi kırı beyaz, açık gri, gri, beyaz renkli, yer yer megalodonlu ya da algli rekristalize kireçtaşlarından oluşur. Birimin üst düzeyinde orta-kalın tabakalı, gri, krem renkli kireçtaşları bulunur. Bunlar üzerinde de kırmızı pembe renkli, yer yer çörtlü, ammonitli, yumrulu kireçtaşları ve breşik kireçtaşları yer alır. Birimin yaşı Orta Triyastır.

Miyosen - Fliş (f) – Alt Miyosen : Birim Ağlasun İlçesi civarında geniş bir yayılım gösterdiğinden daha önceki araştırmacılar tarafından Ağlasun Formasyonu olarak adlandırılmışır. Birimin egemen kaya türü, kumtaşı ile aralarında bulunan şeyllerdir. Kumtaşları; ince-orta tabakalı olup, ince kesitlerinden kayacın karbonat çimento ile tutturulmuş kuvars, kalsit ve klorit minerallerinden oluştuğu saptanmıştır. Kumtaşları; kahverengi ve açık sarı renkler arasındadır. Şeyler ise yeşilimsi, sarı ve gri renklerde olup, laminalı yapıları vardır. Orta Miyosende gerçekleşen tektonizma olayları sonucu Akdağ kireçtaşı birliği tarafından üstlenen Ağlasun formasyonu, tektonik deformasyondan fazla miktarda etkilenecek, değişik ürde bir çok kıvrım yapıları, bindirmeler, faylanmalar, çatlaklar gelişmiş bindirme dokanakları boyunca şiddetli makaslanma ve ezilme zonları oluşmuştur. Ağlasun Formasyonunun yaşı Alt Miyosendir.

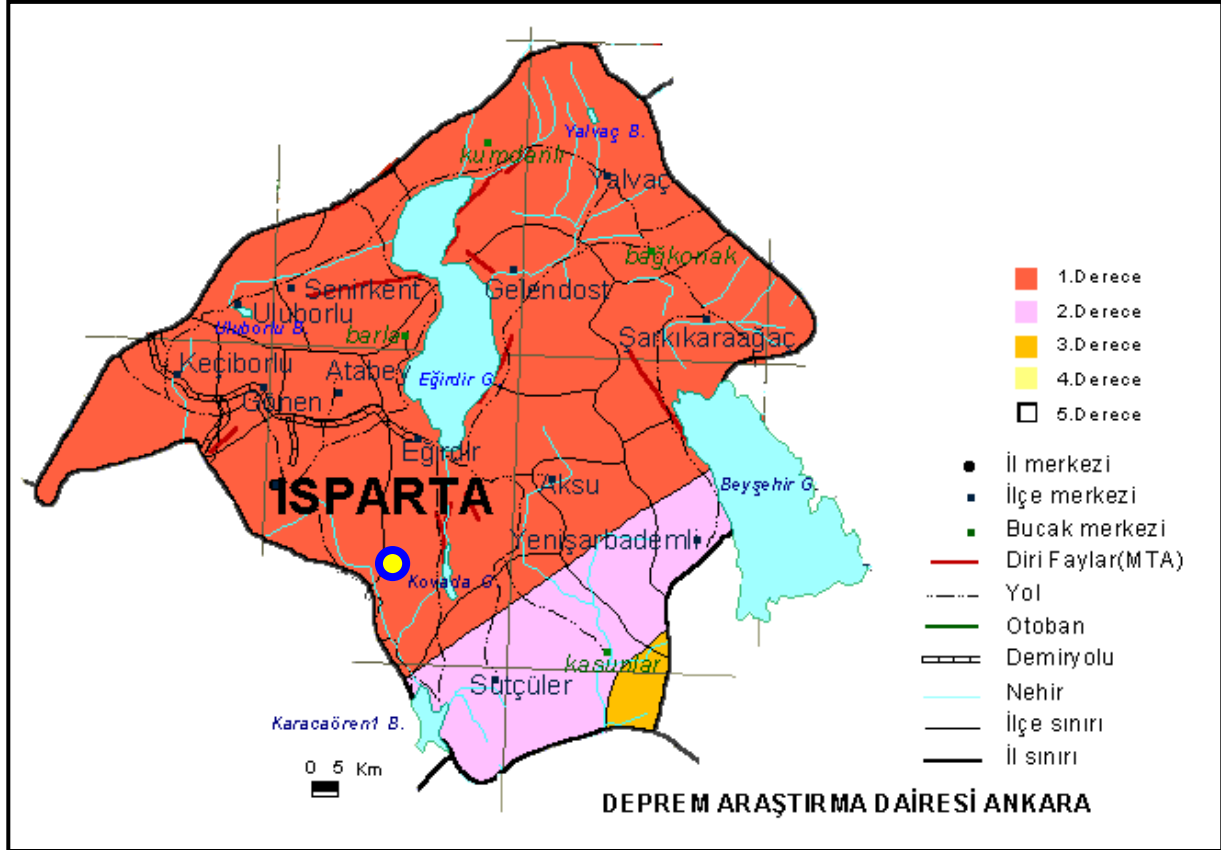
Harmancık Çakıltısı Üyesi – Üst Miyosen : Birim, Poisson (1977) tarafından Aksu Formasyonu olarak adlandırılmışır. Aksu Formasyonu masif, kalın yerel olarak orta tabakalı, orta-iyi boylanmalı, yer yer kötü boylanmalı, yuvarlak, yarı yuvarlak bazen köseli çakıllı ve yer yer bloklu Harmancık Çakıltısı Üyesi Kayaçlardan oluşur. Birim içerisinde bazen kumtaşı, kıltaşı, silttaşı, marn gibi düzeyler görülebilir. Birimin yaşı Üst Miyosendir.

Kuaterner - Yamaç Molozu (ymç) – Kuaterner : Yamaç molozu dik yamaç önlerinde ve eğimi fazla olan dere yataklarının ova düzlüklerine ulaştığı yerlerde oluşmuştur. Yamaç molozunun litolojisi; kil, silt,kum, çakıl ve bloklardan meydana gelmiştir. Yamaç molozunun yaşı Kuaternerdir.

Alüvyon (al) – Kuarterner : Alüvyon, bölgede dere yataklarında ve yer yer düzlüklerde görülmektedir. Alüvyonun litolojisi; kil, silt, kum ve çakıllardan oluşmaktadır. Alüvyonu oluşturan tanelerin kökeni çoğunlukla kireçtaşları oluşturmaktadır. Alüvyonun yaşı Kuaternerdir.

4.1.3. Deprem

Proje sahası Bakanlar Kurulunun 18 Nisan 1996 tarih ve 96/8109 sayılı kanunu ile yürürlüğe girmiş T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı "Türkiye Deprem Bölgeleri Haritası" na göre 1 inci derece deprem bölgesi sınırları içerisinde kalmaktadır. Bu nedenle, binanın projelendirilmesi ve yapımı esnasında mutlaka "Afet Bölgelerinde Yapılacak Yapılar hakkında Yönetmelik" hükümlerine uyulmalıdır. Çukurçay HES yeri, Burdur fayına 15 km. Eğirdir fayına 30 km. mesafededir. Burdur fayı ve Eğirdir fayı normal faylardır. Bölgede meydana gelebilecek olası bir depremden, inceleme alanı da etkilenecektir.



Yapısal Jeoloji : Farklı kuvvetlerin etkisi altında kalarak karmaşık bir yapısal konum kazanan inceleme alanı neotektonik dönemde başlayan ve günümüze kadar süre gelen geç Alpin hareketleri neticesinde bugünkü konumunu kazanmıştır. Neotektonik dönemi öncesi oluşan hareketler neticesinde teşekkül eden yapısal unsurları, bir sonraki hareketler sonucunda yok edilmesi, neotektonik dönem ve sonrası oluşan genç çökeller tarafından örtülmesi nedeniyle eski faylanmalar pek gözlenmemektedir. Genellikle neotektonik dönem ve sonrası gelişen faylanma ve bindirmeler gözlenmektedir. Yapısal öğeler genellikle KB-GD ile KD-GB olmak üzere iki ana doğrultuda gelişmiştir. Bu faylarda eğimler dik ve dike yakındır. Faylar boyunca bresleşme, ezilme, paralanma gözlenmektedir.

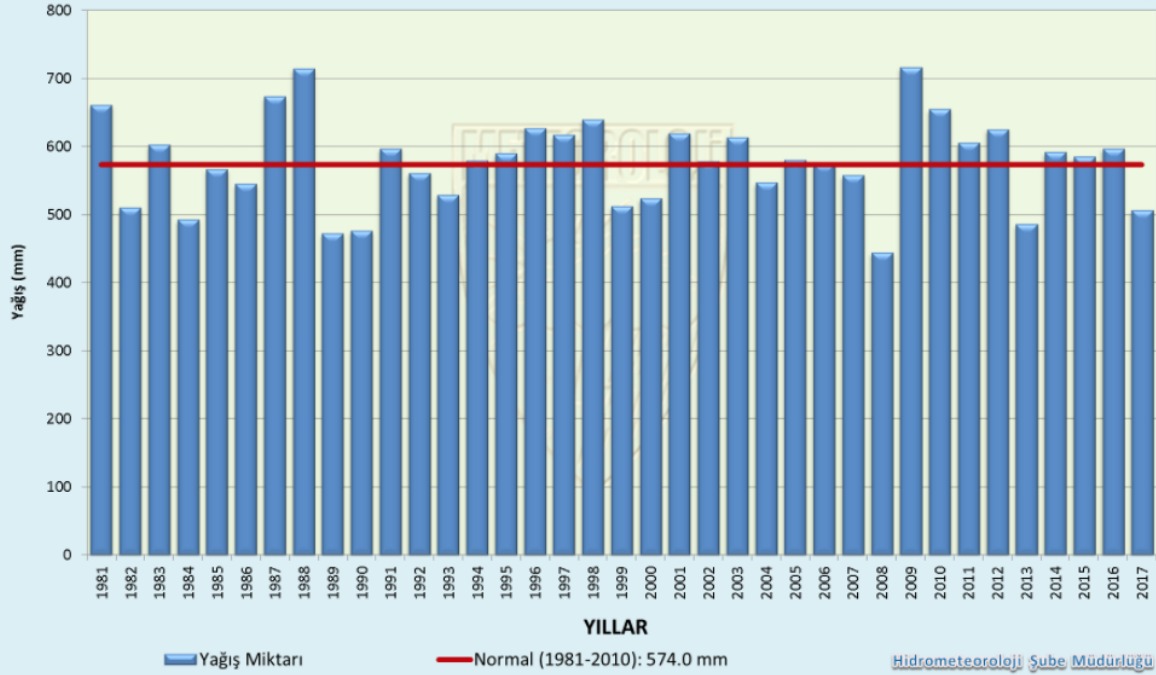
Faylar : Proje alanında Paleotektonik ve Neotektonik döneme ait tektonik etkilerle oluşan tektonik hatlar bulunmaktadır. İnceleme alanı, Burdur fayına 15 km. Eğirdir fayına 30 km. mesafededir. Burdur fayı ve Eğirdir fayı normal faylardır. Bölgede meydana gelebilecek olası bir depremden, inceleme alanı da etkilenecektir. Proje Alanında Kayıköy fayı, Eğirdir fayları, ve Yalvaç fayı, bilinen diğer deprem üreten yanal atımlı faylardır.



4.1.4. İklim ve Bitki Örtüsü

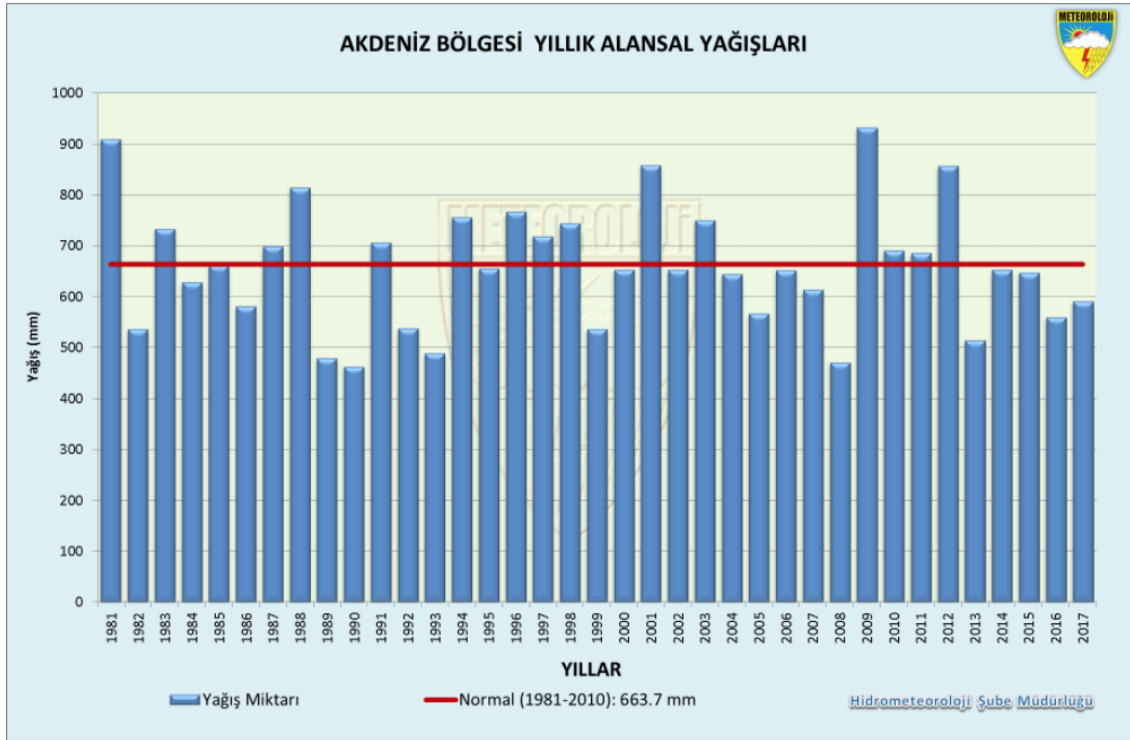
Isparta ili Akdeniz iklimi ile Orta Anadolu iklimi arasındaki geçiş bölgesinde yer almaktadır. İlde ne Akdeniz'in yağışlı, ne de Orta Anadolu'nun kurak iklimi tam olarak görülmez. İlin yaylalık kesimlerin de ovalık alanlara göre daha soğuktur. Meteorolojik araştırmalara göre Isparta'nın iklim yapısı, soğuk yarı kara iklim tipi tam olarak belirlenmiştir. İlin Akdeniz'e yakın olan güney bölgesinde Akdeniz iklimini özelliği gözlenir. Yazları sıcak ve kurak, kışlar ilin kuzey bölümlerine göre ılık ve yağışlı geçer. Kuzeydoğuya gidildikçe karasal iklim özellikleri kendini gösterir. Kuzey bölgelerde kışlar daha soğuk geçer ve daha az yağış alır. İlin yıllık ortalama sıcaklığı 12,7 derece, yıllık ortalama yağış 745,2 mm'dir. Isparta ili, iklim, yükseklik ve toprak yapısı bakımından çok değişik bir durum arz eder. Bu nedenle il topraklarını örten bitki örtüsü de çok farklılık göstermektedir. Yılın her mevsiminde doğa farklı bitki örtüsü ile değişik bir peyzaj sergilemektedir. Isparta ili içindeki ormanlıklar, meralar, tarım alanları, yörenin bitki örtüsünün belirlenmesinde başlıca doğa mekanlarıdır. Yöredeki ormanlarda en çok görülen ağaç türleri, karaçam, kızılçam, katran, ardıç, sedir ve meşe ağaçlarıdır. Ayrıca belli yüksekliklerde de yabani zeytinlikler bulunmaktadır. İlde, meyil oranı % 25'e kadar varan dağlık arazilerde ve tepelerde ise keçi otlatmaya çok elverişli meşe fundalıkları yaygındır.

TÜRKİYE GENELİ YILLIK ALANSAL YAĞIŞLARI

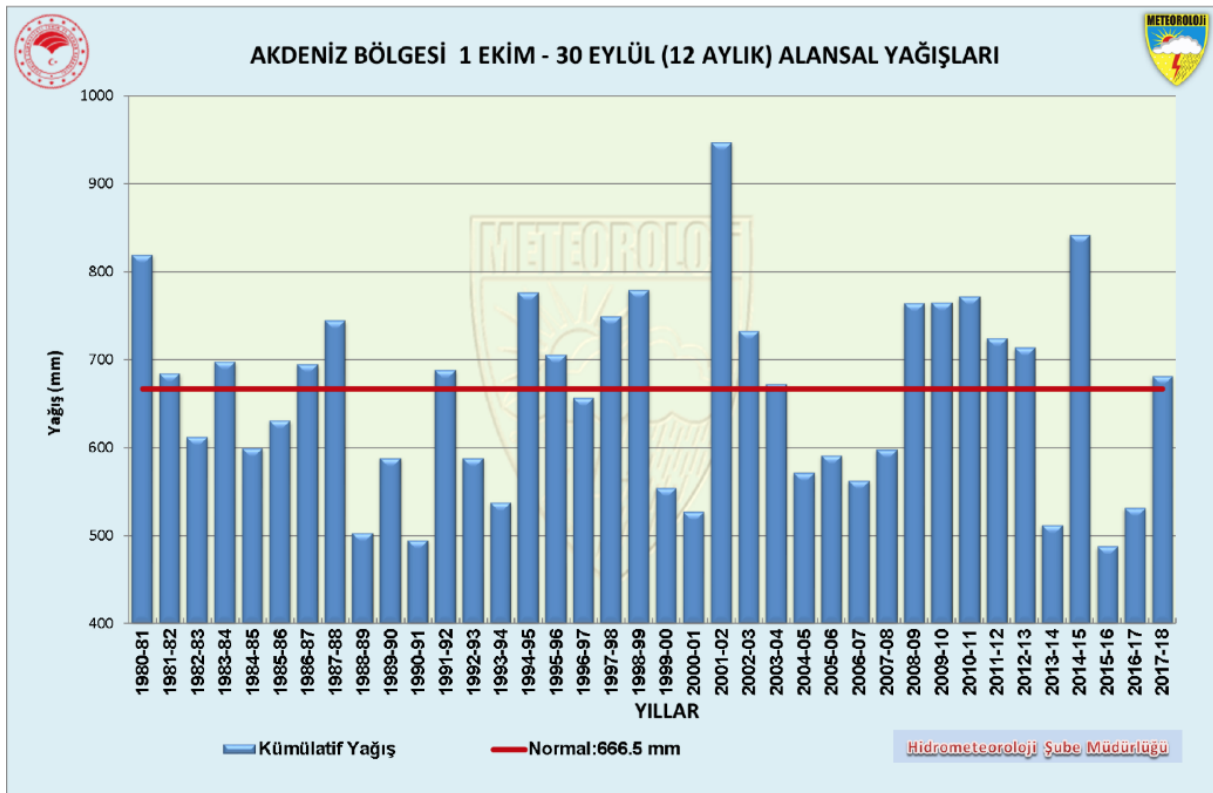


2017-2018 SU YILI YAĞIŞLI GÜNLER SAYISI NORMALLERİ VE GEÇEN YIL İLE MUKAYESESİ





Akdeniz bölgesi yıllık yağış ortalaması 682.1 mm, normali 666.5 mm ve geçen yıl yağışı ise 532.0 mm'dir. 1 Ekim 2017-30 Ekim 2018 döneminde yağışlar normalleri civarında gerçekleşmiş, geçen yıl yağışlarına göre ise 2018 yılında %28.2 artma göstermiştir

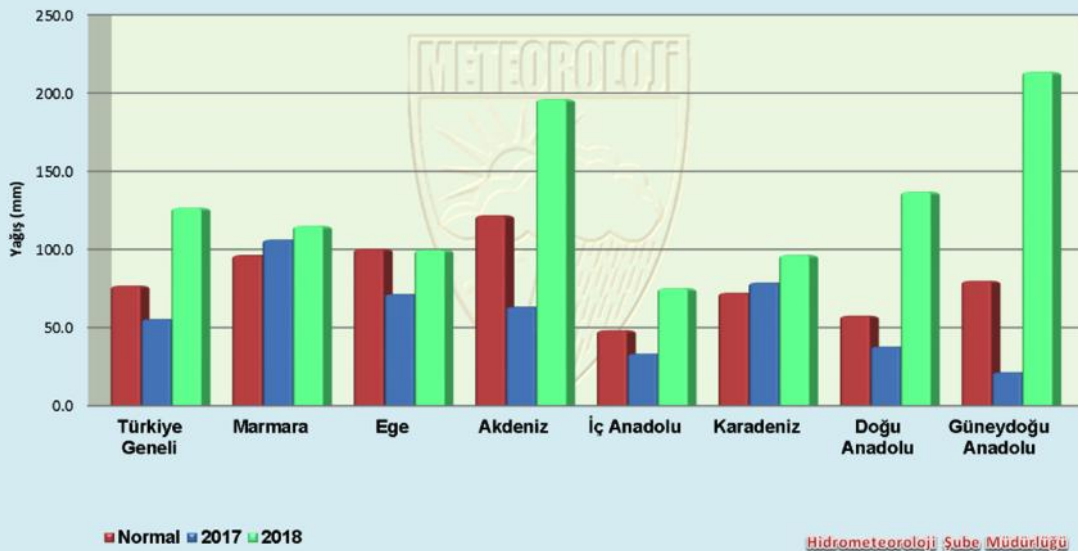




**1 EKİM - 30 EYLÜL (12 AYLIK) ALANSAL YAĞIŞLARIN
NORMALLERİ VE GEÇEN YIL İLE KARŞILAŞTIRILMASI**



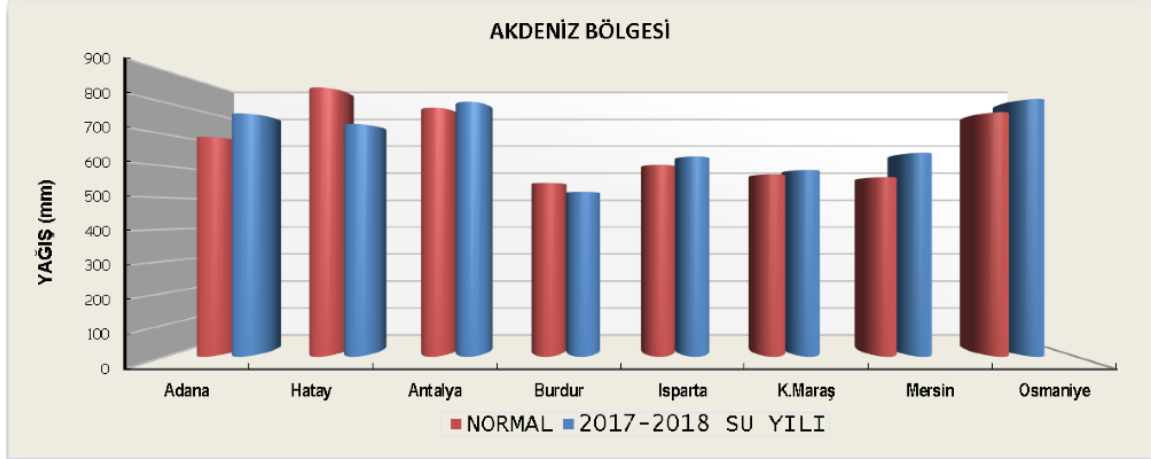
**2018 ARALIK AYI ALANSAL YAĞIŞLARIN
NORMALLERİ VE GEÇEN YIL İLE KARŞILAŞTIRILMASI**



Bölgelere göre yağış dağılımı ve geçmiş dönem karşılaştırmaları

BÖLGELERİMİZİN YAĞIŞ DURUMLARI (01 Ekim 2017-30 Eylül 2018)					
BÖLGE	YAĞIŞ 2017-2018 (mm)	NORMALİ 1981-2010 (mm)	GEÇEN YIL 2016-2017 (mm)	DEĞİŞİM ORANI	
				NORMALE GÖRE (%)	GEÇEN YILA GÖRE (%)
Marmara	774.4	662.3	624.9	16.9 ARTMA	23.9 ARTMA
Ege	610.6	592.2	498.7	3.1 ARTMA	22.4 ARTMA
Akdeniz	682.1	666.5	532.0	2.3 CİVARINDA	28.2 ARTMA
İç Anadolu	403.9	406.5	335.1	-0.6 CİVARINDA	20.5 ARTMA
Karadeniz	723.4	696.5	631.6	3.9 ARTMA	14.5 ARTMA
Doğu Anadolu	510.2	558.3	431.7	-8.6 AZALMA	18.2 ARTMA
Güneydoğu Anadolu	448.4	532.2	493.4	-15.7 AZALMA	-9.1 AZALMA

Akdeniz bölgesinin su/tarım yılı yağış ortalaması 323.1 mm, normali 262.5 mm ve geçen dönem su/tarım yılı yağış ortalaması 220.1 mm'dir. Yağışlar normaline göre %23 ve geçen yıla göre %47 artma gösterdi. Ayrıca bölgenin aralık ayı yağış ortalaması 196.1 mm, normali 121.8 mm ve geçen yıl yağış ortalaması 63.3 mm'dir. Yağışlarda normale göre %61 ve geçen yıla göre %100'den fazla artma gerçekleşti.



ISPARTA	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu (1929 - 2017)													
Ortalama Sıcaklık (°C)	1.8	0.4	5.9	10.7	15.5	20.0	23.4	23.2	18.6	13.0	7.6	3.5	12.2
Ortalama En Yüksek Sıcaklık (°C)	6.1	7.6	11.5	16.5	21.7	26.5	30.2	30.5	26.4	20.4	13.8	8.1	18.3
Ortalama En Düşük Sıcaklık (°C)	-1.9	-1.2	0.8	4.7	8.5	12.2	15.2	15.1	10.8	6.7	2.5	-0.2	6.1
Ortalama Güneşlenme Süresi (saat)	3.7	4.7	5.7	6.7	8.3	10.3	11.2	10.7	9.3	6.9	5.2	3.3	86.0
Ortalama Yağışlı Gün Sayısı	13.1	11.4	10.9	10.3	10.8	6.5	2.8	2.2	3.7	6.4	7.8	12.4	98.3
Aylık Toplam Yağış Miktarı Ortalaması (mm)	80.7	68.1	59.1	52.9	56.7	33.2	13.6	12.1	18.4	37.8	45.2	86.5	564.3
Ölçüm Periyodu (1929 - 2017)													
En Yüksek Sıcaklık (°C)	17.6	22.5	26.8	29.5	33.0	36.2	42.3	41.2	37.1	32.2	25.4	20.0	42.3
En Düşük Sıcaklık (°C)	-19.2	-21.0	-18.5	-7.7	-1.2	4.3	4.9	7.0	-0.8	-4.2	-11.5	-15.4	-21.0

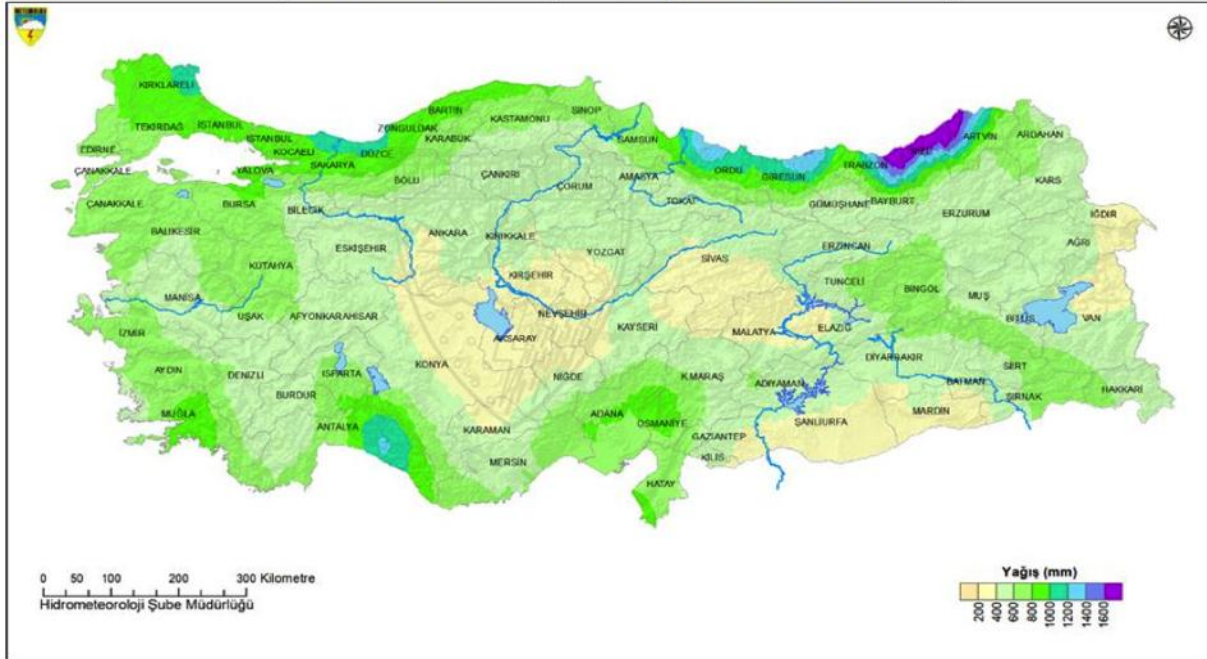
En yüksek ve en düşük sıcaklıkların gerçekleşme tarihini görmek için fare imlecini değerlerin üstüne getiriniz.

Günlük Toplam En Yüksek Yağış Miktarı	Günlük En Hızlı Rüzgar	En Yüksek Kar
04.01.1953 108.6 mm	19.08.2009 131.4 km/sa	29.03.1946 59.0 cm

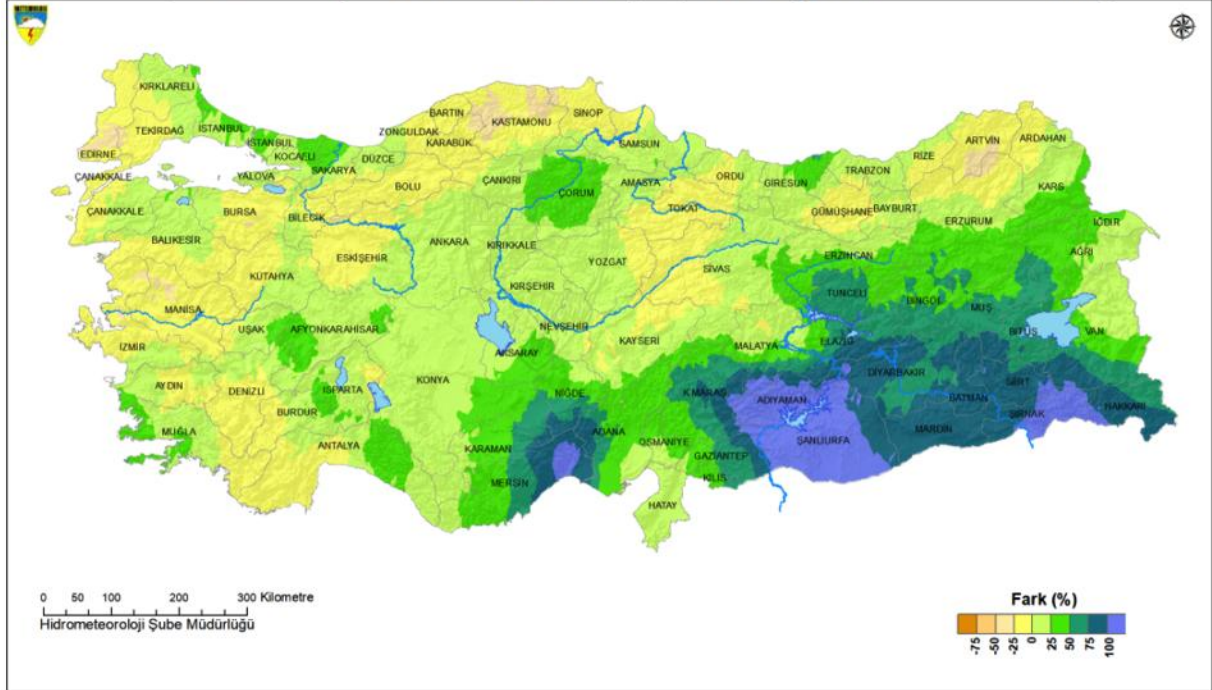
2018 SONBAHAR MEVSİMİ ALANSAL YAĞIŞ HARİTASI



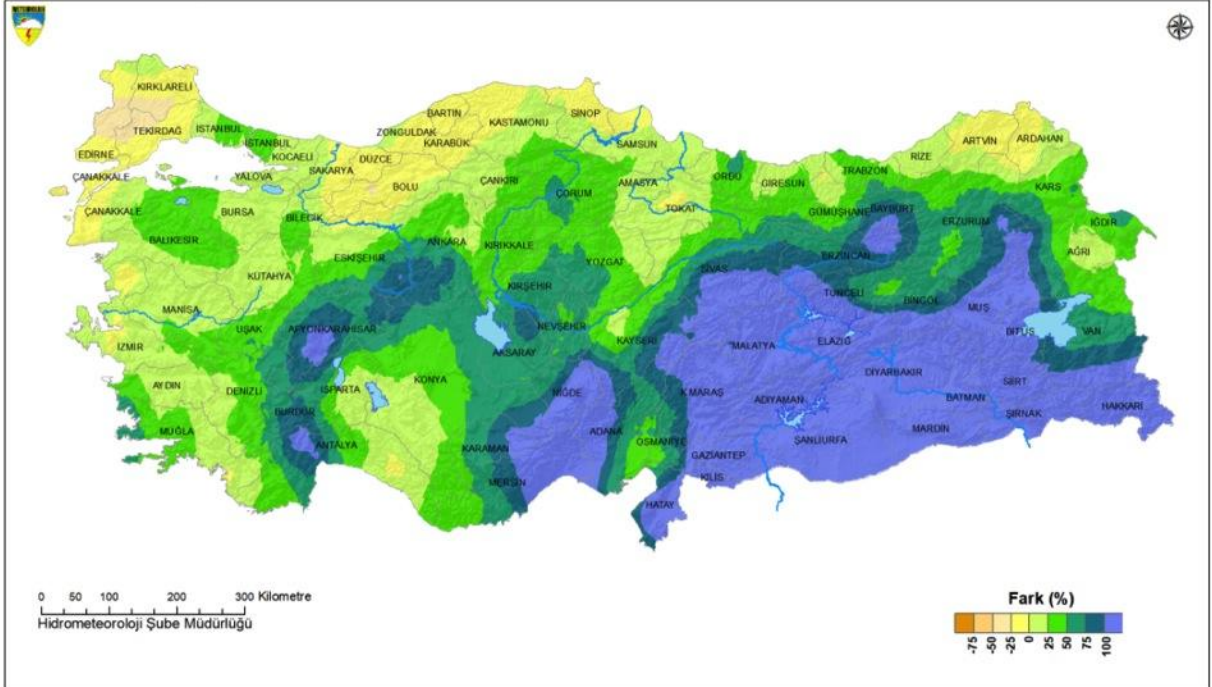
SU/TARIM YILI ALANSAL YAĞIŞ HARİTASI (1 EKİM 2017-30 EYLÜL 2018)



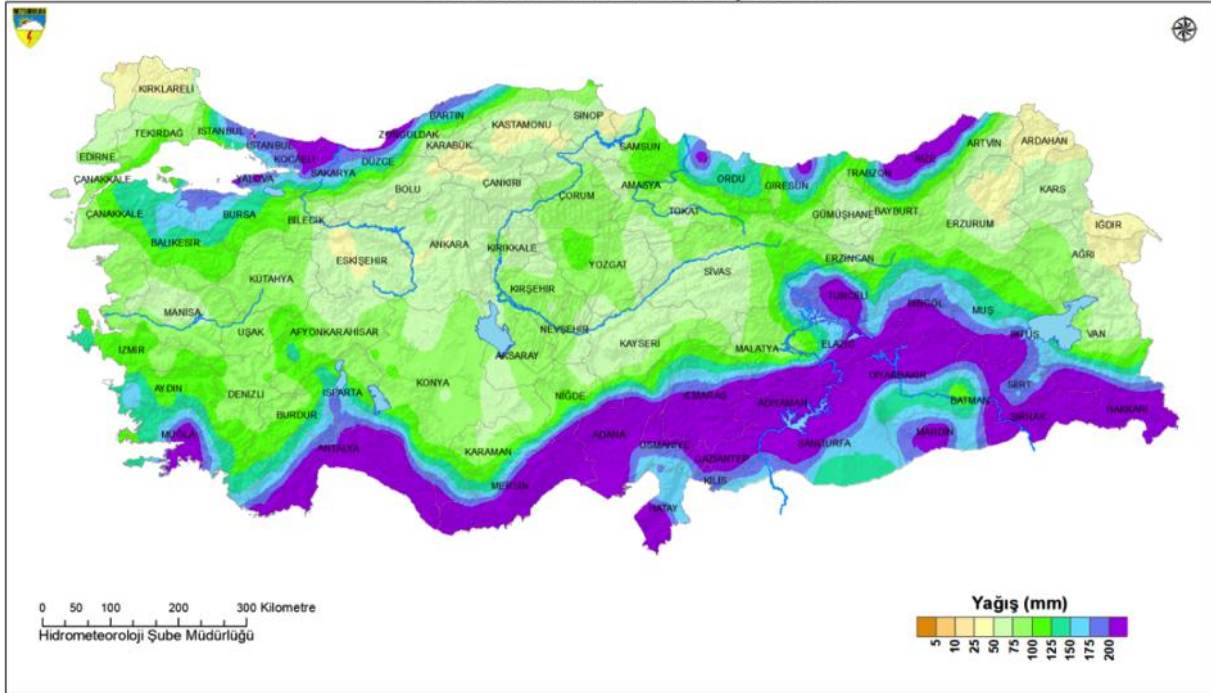
SU/TARIM YILI YAĞIŞLARIN NORMALLERİYLE KARŞILAŞTIRILMASI (1 EKİM 2018 - 31 ARALIK 2018)



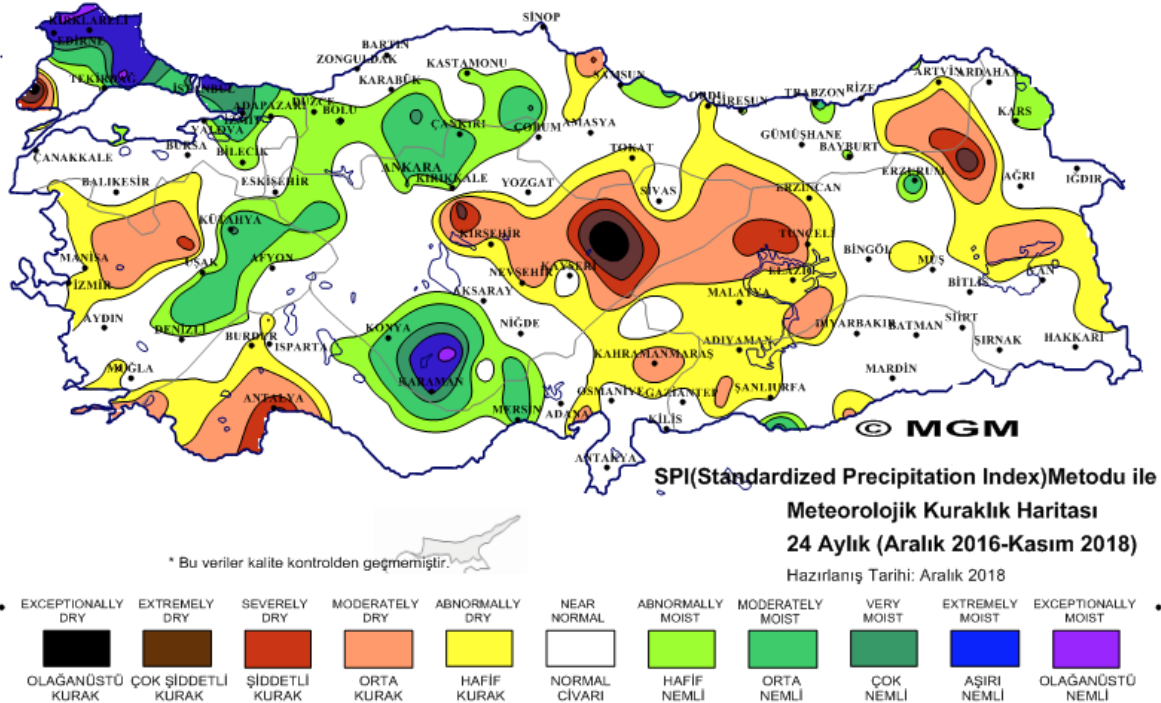
SU/TARIM YILI YAĞIŞLARIN GEÇEN YIL İLE KARŞILAŞTIRILMASI (1 EKİM 2018 - 31 ARALIK 2018)



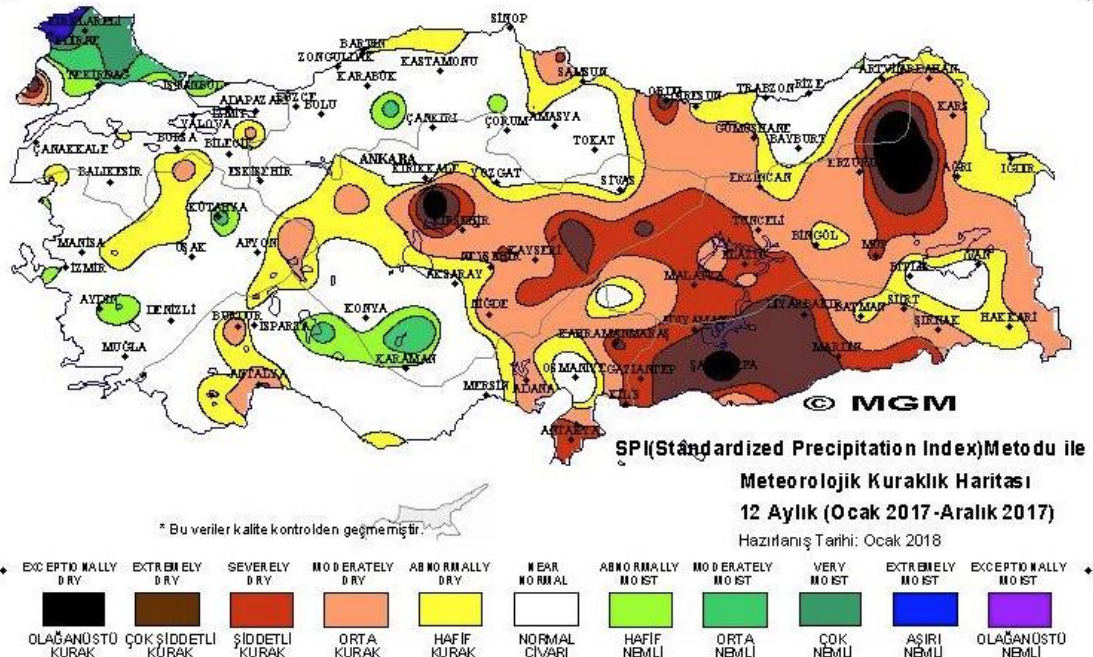
ARALIK-2018 ALANSAL YAĞIŞ HARİTASI



24 Aylık Değerlendirme



Standart Yağış İndeksi (SPI) Metodu ile 2017 Yılı Kuraklık Analizi



4.1.5. Nüfus

Proje sahası içinde bulunduğu Isparta ili nüfusu önemli bir kısmı proje alanının bulunduğu merkez ilçe’de yerleşiktir. Isparta ili’nin ilçelerine göre 2011 yılı nüfus dağılımı yandaki tabloda görülmektedir. Aşağıdaki tablonun incelenmesinden anlaşılabacağı gibi 1990–2000 yılları arasında köy nüfusunda önemli artış olmadığı halde şehir nüfusunda önemli artışlar görülmüştür. Bu durum köylerden şehirlere göç olgusunun Isparta ilinde de bulunmaktadır.

Isparta ili genelinde nüfus yoğunluğu 58 kişi/km² dir. Bu oran Türkiye ortalaması olan 88 kişi/km² den daha düşüktür.

Yıllara Göre Isparta Nüfusu

Yıl	Isparta Nüfusu	Erkek Nüfusu	Kadın Nüfusu
2017	433.830	218.617	215.213
2016	427.324	212.720	214.604
2015	421.766	210.152	211.614
2014	418.780	208.837	209.943
2013	417.774	208.146	209.628
2012	416.663	207.658	209.005
2011	411.245	205.423	205.822
2010	448.298	242.472	205.826
2009	420.796	214.788	206.008
2008	407.463	204.080	203.383
2007	419.845	218.146	201.699

4.1.6. Ulaşım ve Haberleşme

İç Anadolu'yu Akdeniz Bölgesine bağlayan bir yerleşim merkezi konumundaki Isparta'da ulaşım, kara, demiryolu ve havayolu ile sağlanmaktadır. Denizyolu ulaşımından yararlanmak, ancak komşu il Antalya üzerinden mümkün olmaktadır. İlin diğer illerle karayolu bağlantıları Afyonkarahisar (166), Konya (277), Antalya (126) üzerinden olmaktadır. Isparta'nın Ankara, İstanbul ile bağlantısını sağlar. 1995 yılında Isparta-Antalya arasındaki Dereboğazı yolunun açılması iki il arasındaki mesafeyi 126 km.ye indirmiştir. Böylece Akdeniz'i İç Anadolu'ya bağlayan bu yol ulaşımı oldukça kolaylaştırmıştır. İzmir – Aydın Demiryolu'nun uzantısı olan Isparta Demiryolu ile yurdun her tarafından demiryolu ile ulaşım mümkündür. İlde haberleşme gelişmiş düzeydedir. Köylerin tamamı telefon ile irtibatlaşmıştır.

4.1.7. Ekonomik Durum

4.1.7.1. Tarım

Isparta İli'nden ekonomik hayat tarım ve el sanatlarına dayalıdır. Isparta'da 251.286 hektar tarım arazisi bulunmaktadır. DSİ tarafından yapılan çalışmalarla 195.700 hektar arazide sulu tarım yapılabileceği tespit edilmiştir. Hali hazırda 89.484 hektarlık alanda sulu tarım yapılabilmekte olup sulama tesislerinin inşası devam etmektedir. Elma, gül, kiraz üreticiliği, halı dokumacılığı ve su ürünleri avcılığı ili karakterize eden önemli tarımsal faaliyetlerin başında gelmektedir. İlde hububat ve baklagillerin yanı sıra endüstri bitkileri haşhaş, şeker pancarı, patates, ayçiçeği, yem bitkilerinden yonca, korunga, fiğ ve burçak da yetiştirilmektedir. İlde iç ve dış kaynaklı hayvancılık projeleri uygulanmaları ile son yıllarda süt ve besicilik önemli gelişmeler sağlanmıştır. Makilik, çalılık ve bozuk baltalık orman sahalarının çokluğu nedeniyle kıl keçisi yetiştiriciliği yaygın durumdadır. Isparta'da yaklaşık 35 bin çiftçi ailesi bulunmaktadır. Miras ve çeşitli nedenlerle tarım arazilerinin küçük parçalara bölünmüş olması, küçük aile işletmeciliği tipindeki tarımı ortaya çıkarılmıştır. Orta ve büyük ölçekli tarım işletmeciliği sayısı çok azdır. Sütçüler, Çandır gibi dağlık olan bazı yerler mikro klima özelliği göstermektedir. Bu bölgelerde Akdeniz bitkilerinin yetiştirileceği seracılık yaygınlaşmaktadır.

4.1.7.2. Hayvancılık

İlde kümes hayvancılığı ve arıcılık faaliyetleri küçük ölçekli aile işletmeciliği şeklinde sürdürülmektedir. Ayrıca, Göller Bölgesi'nin merkezi durumunda bulunan Isparta İli'nde su ürünleri avcılığı ve üreticiliği de önemli geçim kaynaklarından biridir. Göllerden elde edilen başlıca su ürünleri tatlı su ıstakozu diye bilinen Kerevit, tatlı su levreği ve sazandır. Kerevitin tamamı canlı ve konserve olarak, tatlı su levreğinin bir bölümü dondurulmuş gıda olarak Avrupa ülkelerine satılmaktadır. İlde akarsu kaynaklarının elverişliliği sayesinde kültür balıkçılığı oldukça gelişmiş ve yaygınlaşmıştır.

4.1.7.3. Sanayi

Isparta İli'nde küçüklü büyüklü 500 civarında sanayi tesisi bulunmaktadır. Isparta'da önemli miktarda gül üretimi yapılmaktadır. Türkiye'de gül çiçeği üretimi kozmetik sanayisinin temelini oluşturmaktadır. Gül çiçeğinden elde edilen gül yağı, katı gülyağı ve gül suyu ana maddelerinden, gül parfümü, gül kremi, gül kolonyası, gül sabunu, gül kremleri şampuan üretilmektedir. İlde yabancı sermaye iştirakli 2, özel sektöre ait 3 ve Gülbirlik'e ait 6 fabrika ince gülyağı ve katı gülyağı üretimi yapmakta ve ihraç etmektedir. Yapılan yatırımlarla Isparta ekonomisine tekstil, dericilik ve dokumacılık sektörlerinin büyük gelir kaynağı oluşturması beklenmektedir.

4.1.7.4. Turizm

Isparta İli ve çevresi turizmine yönelik çok sayıda antik kent, harabe, tapınak, tarihi kilise bulunmaktadır. Ayrıca, Davraz dağında kurulmuş olan bir kış sporları merkezi ve çok sayıda mesire yerleri de mevcuttur. Bunlardan başka Eğirdir İlçesi'nin 30 km güneyindeki Kovada Gölü ve Milli Parkı'nda kuş gözetleme turizmi yapılabildiği gibi zengin florasıyla botanik turizmine elverişli bir alandır.

4.1.7.5. Ticaret

Göller Bölgesi'nin merkezi durumunda bulunan Isparta İli'nde su ürünleri avcılığı ve üreticiliği ve ihracı yapılmakta, gül, elma, kiraz gibi tarımsal ürünlere dayalı ticaret de il ekonomisinde önemli yer almaktadır.

4.1.7.6. Madencilik

Proje alanında ekonomik sayılabilecek herhangi bir maden işletmesi bulunmamaktadır. İldeki yer altı kaynakları ise;

ALUMİNYUM (Al) : Şarkikaraağaç (Bölükler, Feletepe, Çatlıköyü, Dedeçam, Üçkardeşler, Hatibinağıl Tepe) Sahaları, Bağkonak (Kozluçay, Sudere) Sahası, Yalvaç (Süçüllü, Üzümlü T., Hacı Alabazdağı, Başyurt, Kireli) Sahaları, Şarkikaraağaç, Bağkonak ve Yalvaç Sahaları

BAKIR-ÇİNKO (Cu-Zn) : Sütçüler-Karakilise Sahası

BARİT (Ba) : Isparta-Şarkikaraağaç-Felepinarı-Oyuk Tepe Sahası

KROM (Cr) : Sütçüler-Kızıltepe Zuhuru

KÜKÜRT (S) : Isparta-Keçiborlu kükürt Sahaları

MANYEZİT (Mag) : Şarkikaraağaç-Kötürnek Yaylası

MERMER (Mr) : Atabey (İslamköy, Gökçeli), Eğirdir (Belence) Sahaları

4.1.7.7. Arazi Mülkiyetinden Yararlanma

Isparta'nın yeryüzü şekilleri % 68,4'ü dağlar, %16,8'i ovalar ve %14,8'i platolardan oluşmaktadır. Toprakların % 74'ü tarıma elverişlidir. İlin yüzölçümünün % 7,5'i göllerle kaplıdır.

4.1.8. İklim ve Su Kaynakları

4.1.8.1. İklim

Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES projesi Isparta ili sınırları içinde yer almaktadır. Proje Çukurçay Deresi üzerindedir. Isparta ili Akdeniz iklimi ile Orta Anadolu iklimi arasındaki geçiş bölgesinde yer almaktadır. Meteorolojik araştırmalara göre Isparta'nın iklim yapısı, soğuk yarı kara iklim tipi tam olarak belirlenmiştir. İlin Akdeniz'e yakın olan güney bölgesinde Akdeniz iklimini özelliği gözlenir. Yazları sıcak ve kurak, kışlar ilin kuzey bölümlerine göre ılık ve yağışlı geçer. Kuzeydoğuya gidildikçe karasal iklim özellikleri kendini gösterir. Kuzey bölgelerde kışlar daha soğuk geçer ve daha az yağış alır. Bu iklim özelliklerini belirleyen yağış, sıcaklık, buharlaşma, nispi nem, rüzgar ve kar gibi meteorolojik parametreler Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ) ve Devlet Su İşleri (DSİ) tarafından işletilmekte olan istasyonlarda tespit edilmektedir. Proje alanı ve çevresindeki akım gözlem ve meteoroloji istasyonları aşağıda gösterilmiştir.

4.1.8.2. Meteoroloji İstasyonları

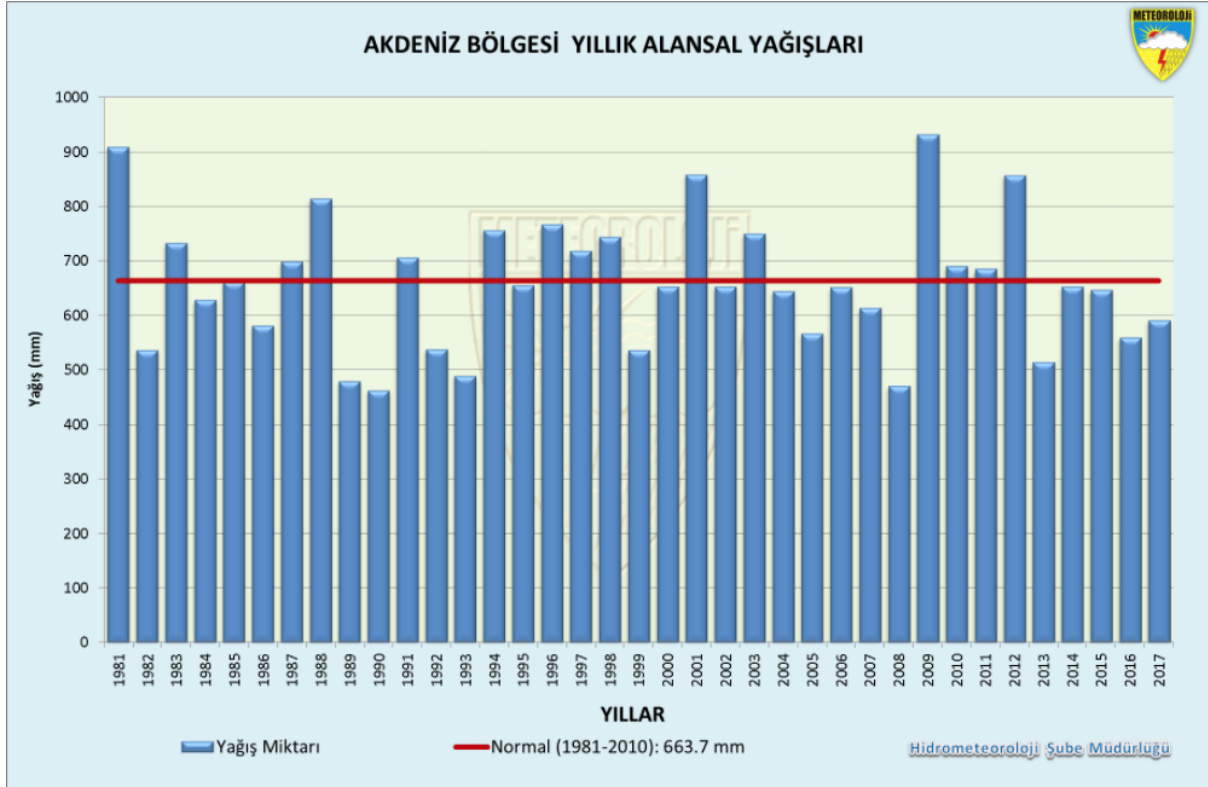
Proje alanındaki yağış, sıcaklık, buharlaşma, nispi nem, rüzgar ve kar gibi meteorolojik parametreler Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ) ve Devlet Su İşleri (DSİ) tarafından işletilmekte olan istasyonlarda tespit edilmektedir. Proje alanındaki meteoroloji istasyonlarından bazıları Eğirdir, Senirkent ve Sütçüler DMİ dir. Proje alanı çevresindeki meteoroloji istasyonları ve bu istasyonlardaki yıllık ortalama yağış değerleri aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Proje Alanındaki Meteoroloji İstasyonları ve gözlenen ortalama yağış değerleri

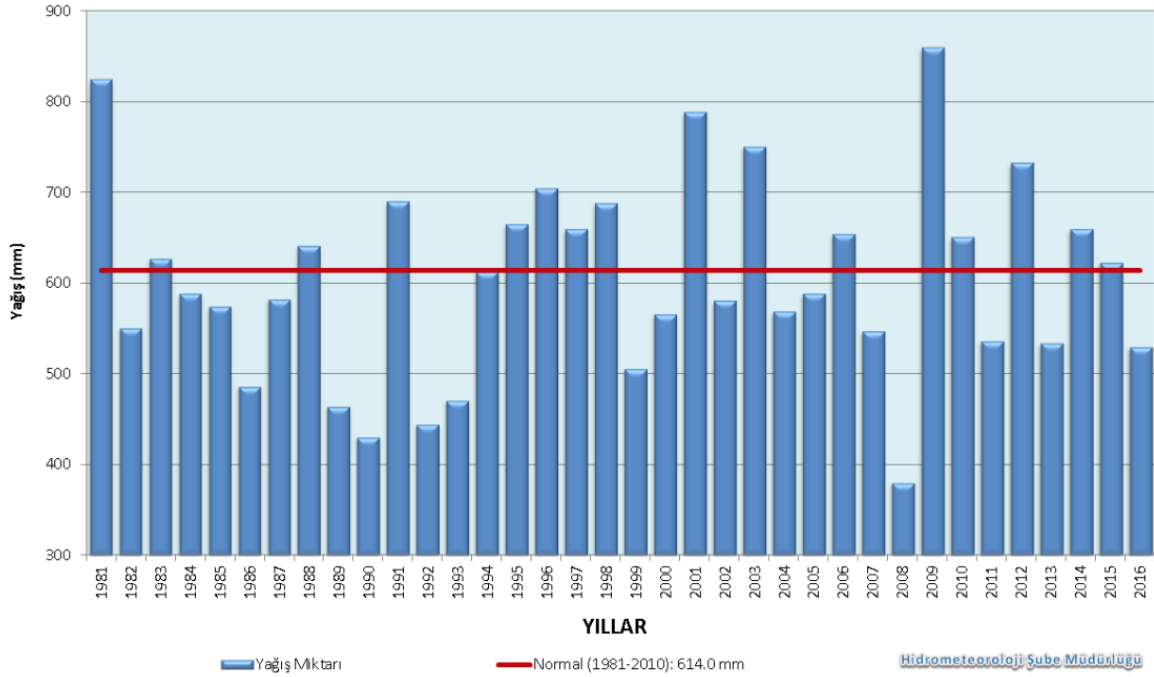
İstasyon Adı	Kuruluş	Açılış Tarihi	Yapılan Gözlemler	Rakım (m)	Yağış (mm)
Kumdalı (hoyran)	DMİ	1962	Yağış,	1050	440
Yalvaç	DMİ	1930	Yağış, Rüzgar, Sıcaklık	1100	512
Atabey	DMİ	1963	Yağış, Rüzgar, Sıcaklık	1075	532
Isparta	DMİ	1929	Yağış, Rüzgar, Sıcaklık	997	577
Gelendost	DMİ	1962	Yağış	946	578
Uluborlu	DMİ	1958	Yağış, Rüzgar, Sıcaklık	1160	663
Eğirdir	DMİ	1930	Yağış, Rüzgar, Sıcaklık	950	741
Senirkent	DMİ	1964	Yağış, Rüzgar, Sıcaklık	1000	828
Sütçüler	DMİ	1957	Yağış, Buharlaşma,	1000	825
Gencali	DSİ	1962	Yağış, Buharlaşma,	930	338
Kıuleönü	DSİ	1975	Yağış, Buharlaşma,	925	456
Yarıkkaya	DSİ	1963	Yağış,	1280	717
Eğirdir regülatörü	DSİ	1962	Yağış, Buharlaşma,	925	898
Kovada(kırıntı)	DSİ	1964	Yağış, Buharlaşma,	940	1331

4.1.8.3. Yağış

Proje alanında, yağışlar kıydan uzaklaştıkça azalmaktadır. Proje alanını temsil edebilecek olan istasyonlardan biri olan Eğirdir meteoroloji istasyonuna ait aylık ve yıllık ortalama yağış kayıtları aşağıdaki tabloda görülmektedir. Bu kayıtlara göre proje alanındaki yağışların % 50'si kışın, % 25'i ilkbaharda, % 20'si sonbaharda ve % 5'i yaz aylarında olmaktadır.



ISPARTA YILLIK ALANSAL YAĞIŞLARI



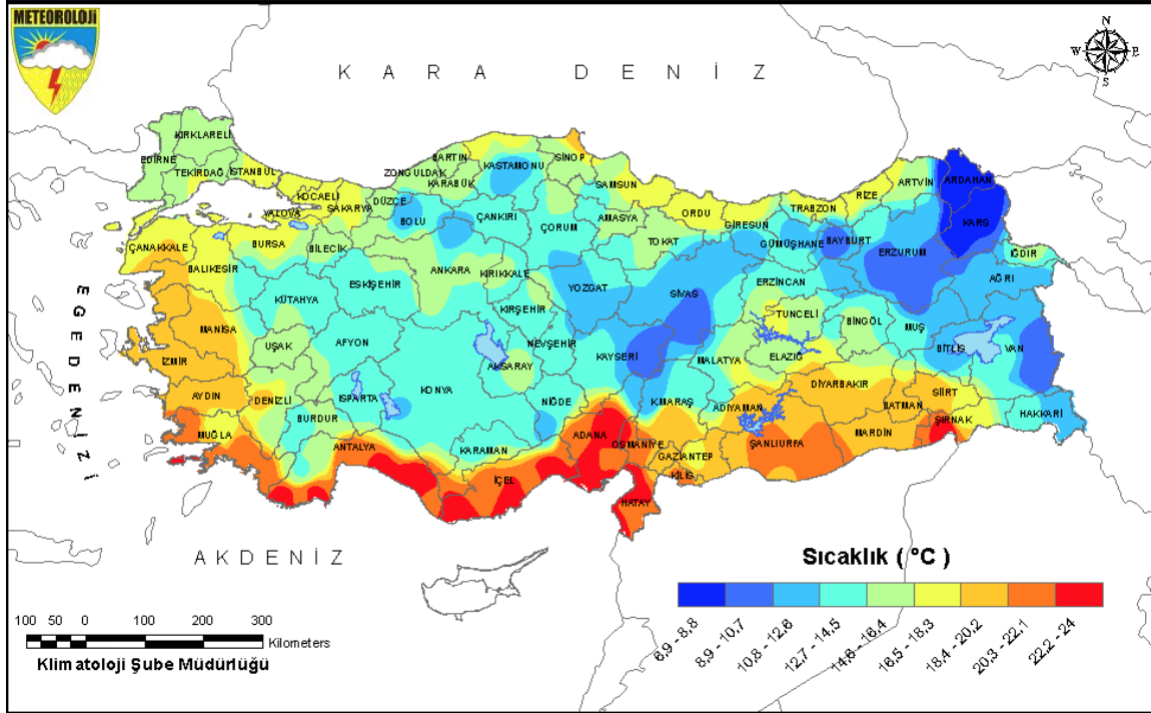
Eğirdir (DMİ) Meteoroloji İstasyonu Aylık Ortalama Yağışlar

Yıl	Ay												Toplam
	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	
1930	37.8	86.0	54.1	19.5	81.5	35.5	4.3	1.7	41.2	74.4	21.2	219.4	676.6
1931	230.7	152.1	149.0	101.6	102.9	44.9	0.0	5.7	21.3	17.7	14.0	100.9	940.8
1932-1957	ÇALIŞMAMIŞTIR												
1958	102.6	15.4	80.9	33.5	19.5	34.6	1.9	0.0	85.4	49.8	23.5	87.2	534.3
1959	169.2	6.6	16.6	43.6	31.6	32.5	23.1	21.4	2.1	17.7	75.8	178.5	618.7
1960	76.2	50.8	99.2	48.2	46.5	70.3	7.3	0.0	18.9	7.7	31.7	120.8	577.6
1961	RASAT EKSİK												
1962	86.9	172.1	113.6	44.9	21.9	5.6	0.0	8.3	48.2	58.5	14.0	212.2	786.2
1963	75.0	144.4	71.7	96.2	44.3	22.6	6.4	0.0	0.4	20.8	17.4	13.1	512.3
1964	0.9	119.3	74.6	4.8	53.3	51.4	0.7	0.0	41.7	0.0	51.7	77.8	476.2
1965	102.3	164.1	65.9	81.8	50.3	16.6	0.0	2.5	0.0	14.2	70.0	237.6	805.3
1966	259.4	34.7	82.4	54.1	30.5	15.8	8.8	0.0	31.0	0.3	21.7	285.6	824.3
1967	64.5	41.5	41.2	93.4	25.6	3.3	5.4	0.0	12.0	76.9	51.3	100.3	515.4
1968	225.4	52.6	84.8	12.9	20.9	30.2	0.0	25.3	43.7	30.8	106.6	172.4	805.6
1969	209.5	95.1	63.8	83.9	42.7	11.3	1.9	1.6	8.2	24.9	46.7	260.3	849.9
1970	103.4	92.4	46.0	53.6	42.4	8.5	3.5	0.0	20.8	27.0	35.0	45.4	478.0
1971	38.0	92.9	106.9	68.3	44.0	14.6	21.2	17.3	10.9	30.2	96.3	152.0	692.6
1972	15.1	102.8	23.2	38.0	66.7	26.9	20.8	2.4	3.6	92.5	21.2	3.9	417.1
1973	108.8	140.4	55.2	23.2	32.0	10.0	5.3	0.0	0.0	57.6	21.2	3.9	417.1
1974	37.1	235.6	59.1	25.1	49.7	2.6	1.9	30.0	9.0	45.6	20.6	107.7	824.0
1975	287.4	86.8	46.2	124.5	163.2	28.6	4.8	19.9	3.3	31.5	113.3	87.5	997.0
1976	133.6	44.5	38.1	98.5	87.7	35.4	10.2	9.1	0.3	101.3	33.8	122.6	715.1
1977	56.4	54.7	67.6	149.9	1.4	61.3	6.3	0.0	22.2	67.3	16.5	70.9	574.5
1978	260.2	250.5	207.8	84.7	14.6	10.1	0.7	0.0	54.9	167.1	151.2	202.9	1404.7
1979	432.2	80.5	37.7	67.0	58.3	35.0	4.7	0.5	3.5	109.8	176.2	165.8	1171.2
1980	201.6	72.5	84.0	15.2	1.2	0.0	21.6	44.2	86.0	80.1	57.2	200.3	863.9
1981	560.7	214.0	60.8	12.9	42.8	6.9	0.9	0.0	0.0	19.9	139.4	256.8	1315.1
1982	48.3	84.6	82.1	188.9	26.3	30.8	32.9	11.2	3.8	57.0	64.3	60.5	690.7
1983	181.5	104.2	38.4	162.8	18.6	47.7	14.9	15.8	26.4	21.2	103.2	136.7	871.4
1984	138.5	222.4	130.9	145.0	10.8	2.7	9.4	4.3	10.3	0.0	86.4	28.7	789.4
1985	248.5	135.6	52.4	31.2	51.1	22.5	0.0	2.5	4.2	45.3	103.1	59.0	755.4
1986	176.8	153.0	10.8	34.3	25.2	9.5	0.0	6.1	26.4	12.6	12.5	172.0	639.2
1987	147.7	70.0	109.9	53.6	52.5	94.2	23.7	4.0	0.8	12.5	136.5	71.1	776.5
1988	32.5	120.0	175.3	117.0	64.5	10.0	5.0	3.3	2.6	35.9	169.7	178.5	914.3
1989	9.2	40.4	87.2	73.7	67.8	7.0	0.6	0.0	0.7	122.5	164.7	73.7	647.5
1990	15.7	79.0	65.0	52.4	42.3	42.3	2.0	3.8	10.3	21.2	16.5	188.9	539.4
1991	42.4	59.0	10.9	133.9	107.4	2.8	38.2	2.5	6.1	90.0	19.2	325.6	838.0
1992	0.8	27.8	154.9	44.8	25.6	26.5	21.1	10.4	1.9	10.4	140.1	99.9	564.2
Ortalama	136.6	102.7	76.3	69.9	46.3	25.3	8.6	7.1	18.4	45.9	67.5	136.3	740.9

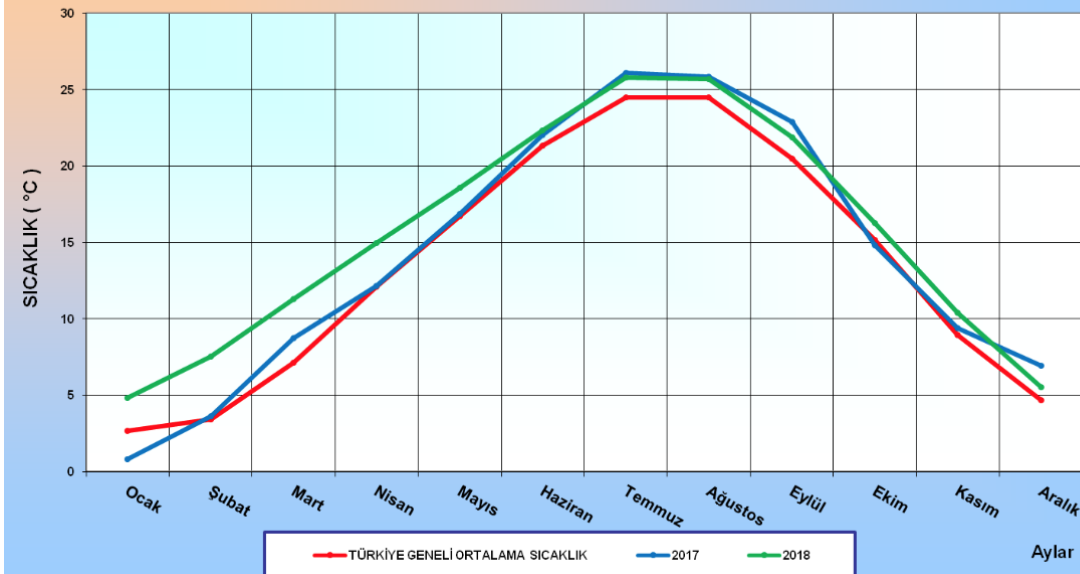
4.1.8.4. Sıcaklık

İsparta ilinde yaz-kış ve gece-gündüz arasındaki sıcaklık farkları ne Akdeniz Bölgesi gibi az, ne de Orta Anadolu gibi çok fazladır. İsparta'nın sıcaklık değişimleri üzerinde denizden uzaklık ve yüksekliğinin etkisi büyüktür. İsparta'nın en sıcak ayları temmuz ve ağustos, en soğuk ayları ise ocak ve şubatır. İsparta'nın 30 yılı aşkın sıcaklık gözlemlerine göre, İlde tespit edilen en yüksek sıcaklık, (38,7 °C), en düşük sıcaklık ise (-21,0 °C) dir. Eğirdir Meteoroloji İstasyonu'nda kaydedilen aylık ortalama sıcaklıklar aşağıda görülmektedir. Bu kayıtlara göre yıllık ortalama sıcaklık 12,8°C olmaktadır.

2018 SONBAHAR MEVSİMİ ORTALAMA SICAKLIK HARİTASI



2018 YILI ORTALAMA SICAKLIKLARININ UZUN YILLAR VE GEÇEN YIL İLE MUKAYYESESİ

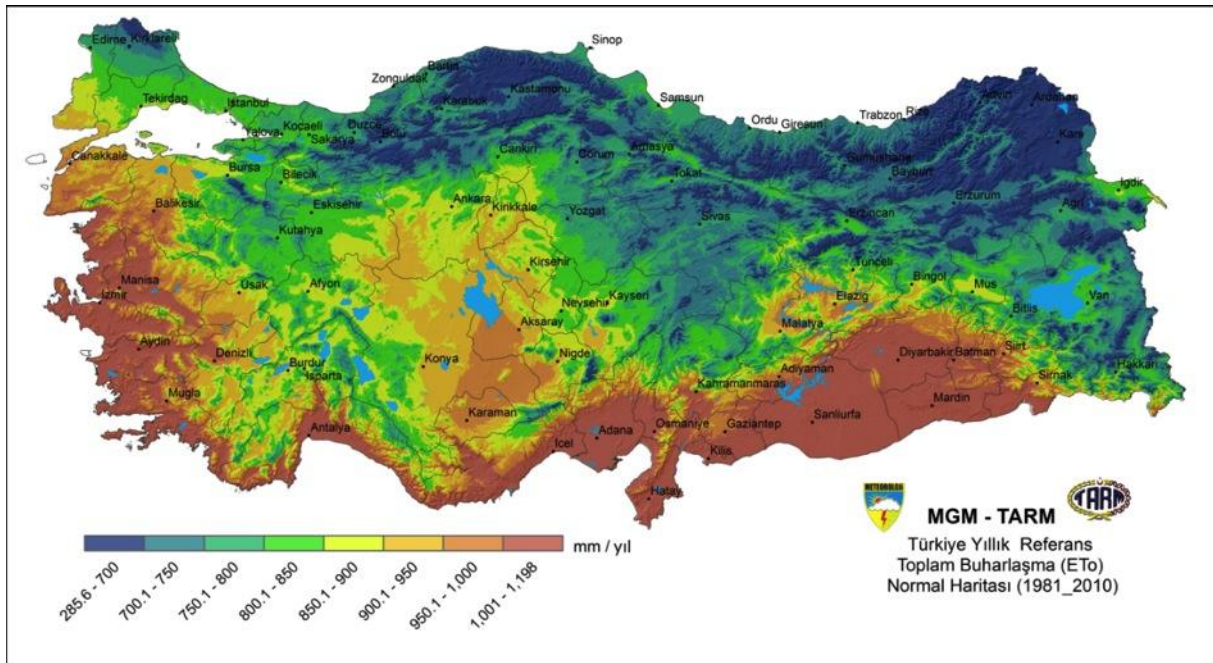


Eğirdir (DMI) Meteoroloji İstasyonu Aylık Ortalama Sıcaklıklar

Yıl	Ay												Ortalama
	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	
1965	3.0	2.3	7.3	10.5	15.0	22.1	24.4	23.8	20.0	12.6	8.6	5.5	12.9
1966	4.3	6.8	7.1	12.2	15.8	20.8	24.8	25.6	20.1	17.3	13.0	5.7	14.5
1967	2.5	1.1	5.3	10.3	15.6	19.8	23.5	23.7	20.1	14.8	8.5	5.8	12.6
1968	2.0	3.5	6.4	14.1	19.2	20.3	24.8	22.4	19.4	14.6	10.1	6.2	13.6
1969	2.6	4.1	7.7	8.2	17.4	21.8	22.7	24.9	21.9	15.1	10.0	6.7	13.6
1970	5.7	5.9	7.9	13.5	15.2	21.6	24.5	24.3	20.0	12.9	10.0	3.4	13.7
1971	5.8	3.7	6.8	10.4	16.6	21.1	23.7	23.7	20.9	13.2	9.6	3.4	13.2
1972	0.4	1.1	7.2	12.5	16.5	20.8	23.6	23.3	21.2	15.0	8.5	3.5	12.8
1973	1.0	4.0	5.8	11.0	18.0	20.5	25.4	24.1	22.1	15.5	7.0	5.7	13.3
1974	-1.8	1.5	9.0	10.3	16.2	21.9	24.8	23.5	19.1	17.3	9.4	3.4	12.9
1975	1.0	1.7	8.0	12.9	15.5	20.6	24.9	24.0	20.5	14.5	8.4	2.6	12.9
1976	1.5	0.6	7.3	11.0	16.6	20.5	22.9	23.0	19.7	15.6	10.0	5.4	12.8
1977	2.4	6.8	7.2	11.4	17.7	21.5	25.0	25.1	20.2	12.7	10.8	3.1	13.7
1978	4.1	6.0	7.5	11.2	18.0	21.5	25.6	24.2	18.6	15.8	7.8	5.4	13.8
1979	3.5	6.0	9.0	11.5	16.3	21.4	23.5	24.3	21.4	15.5	9.8	4.9	13.9
1980	1.3	2.6	5.8	10.5	15.5	21.3	25.8	24.2	19.3	15.5	10.5	5.4	13.1
1981	3.1	3.2	8.5	11.7	14.4	21.8	24.5	24.1	21.6	17.4	7.5	7.4	13.8
1982	4.6	1.6	5.0	10.8	16.3	20.7	22.1	23.8	21.3	15.1	7.0	4.4	12.7
1983	-0.4	0.8	5.4	11.7	16.5	19.6	22.8	22.4	20.5	13.7	9.8	5.8	12.4
1984	5.0	5.7	6.9	9.2	17.5	20.9	23.3	20.7	18.9	13.3	7.6	1.6	12.6
1985	4.7	-0.2	5.3	11.7	16.6	20.3	22.6	23.4	18.9	10.5	8.5	3.6	12.2
1986	3.9	4.3	7.7	13.0	13.9	19.7	24.1	24.0	19.2	12.3	4.5	2.1	12.4
1987	3.6	4.5	1.5	8.7	14.6	19.6	23.5	22.3	19.6	12.3	5.9	4.3	11.7
1988	2.9	2.9	4.1	10.8	16.8	20.3	24.0	23.0	18.8	12.5	5.4	4.4	12.2
1989	-0.7	1.2	7.8	14.4	15.7	19.4	23.8	23.0	18.9	11.4	7.4	2.8	12.1
1990	-0.7	2.9	7.0	10.7	14.7	19.4	24.0	22.2	17.7	13.2	8.5	4.6	12.0
1991	0.5	1.3	8.4	10.5	13.2	19.7	22.5	22.8	17.8	13.3	6.4	0.5	11.4
1992	-3.7	1.2	4.1	10.2	14.6	19.0	20.8	22.3	16.9	14.8	6.7	0.5	10.6
Ortalama	2.2	3.1	6.7	11.2	16.1	20.6	23.9	23.5	19.8	14.2	8.5	4.2	12.8

4.1.8.5. Buharlaşma

Eğirdir Regülatörü Meteoroloji İstasyonunda ölçülen buharlaşma değerleri aşağıda verilmiştir. Yıllık ortalama buharlaşma 1.513,7 mm'dir.



Eğirdir Regülatörü Meteoroloji İstasyonu Aylık Ortalama Buharlaşmalar

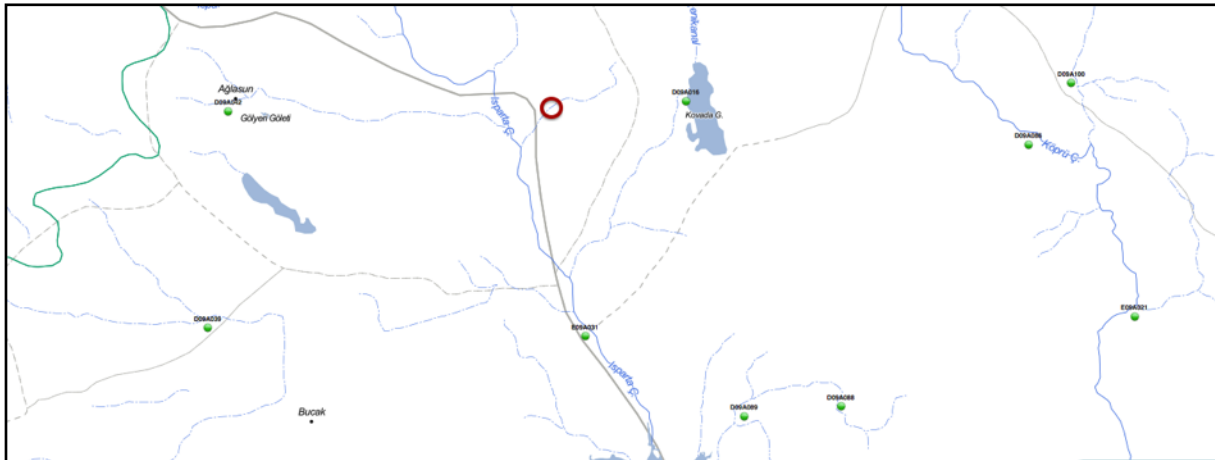
Yıl	Ay												Toplam
	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	
1962	0.0	0.0	42.6	134.6	181.8	234.0	242.0	247.7	151.2	61.1	45.8	0.0	1340.8
1963	0.0	0.0	42.6	100.0	105.2	184.1	237.9	241.8	167.0	90.1	46.7	0.0	1215.4
1964	0.0	0.0	42.6	140.5	147.8	177.9	259.5	252.8	172.5	116.4	50.0	0.0	1360.0
1965	0.0	0.0	46.5	119.8	142.7	210.7	269.4	262.7	187.8	97.9	44.7	0.0	1382.0
1966	0.0	0.0	42.0	114.6	156.1	195.8	249.2	246.6	210.4	144.0	58.0	0.0	1416.5
1967	0.0	0.0	26.0	109.2	155.7	255.8	321.1	309.5	192.2	104.0	48.0	0.0	1521.5
1968	0.0	0.0	37.0	203.3	255.2	239.7	348.4	287.0	191.8	93.7	42.4	0.0	1698.5
1969	0.0	0.0	48.0	154.0	205.3	270.4	288.3	295.5	234.9	122.5	65.6	0.0	1684.5
1970	0.0	0.0	50.0	165.2	239.5	264.7	330.6	324.6	224.0	124.4	50.2	0.0	1773.2
1971	0.0	0.0	40.0	126.8	183.1	249.8	325.0	299.2	201.3	121.7	63.2	0.0	1590.1
1972	0.0	0.0	46.0	170.0	194.4	216.1	289.2	290.4	182.7	107.9	73.6	0.0	1570.3
1973	0.0	0.0	30.5	59.0	237.7	269.7	319.3	296.7	230.1	159.8	60.0	0.0	1662.8
1974	0.0	0.0	62.0	165.3	235.3	316.1	383.2	312.1	205.4	146.3	52.6	0.0	1678.3
1975	0.0	0.0	51.0	97.5	139.4	201.4	309.8	268.3	216.9	125.3	69.0	0.0	1478.6
1976	0.0	0.0	47.0	121.4	167.4	223.7	265.9	252.7	185.1	98.6	55.0	0.0	1416.8
1977	0.0	0.0	45.0	105.4	221.7	246.1	232.6	350.3	206.4	114.4	78.0	0.0	1599.9
1978	0.0	0.0	47.0	117.0	258.2	269.8	348.5	296.1	190.0	115.7	49.0	0.0	1691.3
1979	0.0	0.0	64.0	161.8	159.3	231.0	308.4	293.5	199.4	110.0	54.4	0.0	1581.8
1980	0.0	0.0	30.0	129.8	209.8	253.9	362.0	317.0	223.7	137.5	80.0	0.0	1743.7
1981	0.0	0.0	58.0	163.7	173.2	225.6	322.8	319.0	195.0	148.5	48.0	0.0	1653.6
1982	0.0	0.0	24.0	105.7	193.9	219.5	301.5	301.5	205.7	117.8	42.0	0.0	1511.6
1983	0.0	0.0	28.0	148.1	211.6	209.4	268.3	248.2	183.8	114.3	72.0	0.0	1483.7
1984	0.0	0.0	40.0	89.0	192.0	257.1	313.4	247.4	180.6	125.3	48.0	0.0	1492.8
1985	0.0	0.0	32.0	145.6	189.7	215.8	283.1	277.7	186.4	98.8	58.0	0.0	1487.1
1986	0.0	0.0	48.0	161.7	174.3	222.6	302.5	291.7	198.0	126.1	20.0	0.0	1544.9
1987	0.0	0.0	3.5	53.5	185.4	226.3	302.7	297.5	200.4	112.8	31.0	0.0	1413.1
1988	0.0	0.0	18.0	79.2	175.0	204.0	264.5	248.0	186.7	96.4	28.0	0.0	1299.8
1989	0.0	0.0	49.0	154.1	163.2	186.4	266.3	251.0	200.9	94.1	47.0	0.0	1412.0
1990	0.0	0.0	42.0	112.9	132.7	217.0	271.0	253.0	178.8	109.3	58.0	0.0	1374.7
1991	0.0	0.0	73.6	111.8	135.0	202.5	251.0	232.8	148.1	93.5	40.0	0.0	1288.3
1992	0.0	0.0	15.0	178.8	157.7	190.4	226.7	249.7	182.5	114.5	42.0	0.0	1357.3
Ortalama	0.0	0.0	41.0	129.0	182.6	228.6	292.4	279.4	194.2	114.3	52.3	0.0	1513.7

4.1.8.6. Su Kaynakları

Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES projesi ile ilgili olan tek su kaynağı Çukurçay deresidir. Kovada gölünün yaklaşık 4 km batısında yer alan 1.000 m kotlarındaki Çukurköy etrafındaki 1.800 m kotlarına kadar yükselen dağlık bölgeden doğan çok sayıda derenin birleşimi ile oluşur. Çukurçay deresi güney-batı doğrultusunda akdıktan sonra, Kovada çayı ile birleşerek 400 m. kotlarında Aksu çayını oluşturan Isparta Çayı ile birleşir.

4.1.8.7. Akım Gözlem İstasyonları

Çukurçay Deresi üzerinde, proje yerine oldukça yakın olan ve EİE tarafından işletilen 9-123 No'lu Narlı AGİ bulunmaktadır. Çukurçay Regülatörü ve HES Projesi'nin doğal akımlarının hesabında kullanılan akım gözlem istasyonlarının özellikleri aşağıda verilmiştir. Proje Alanındaki Gözlem İstasyonları aşağıda verilmiştir.



İstasyon No	İstasyon Adı	Kuruluş	Rakım (m)	Drenaj Alanı (km ²)	Akarsu	Kullanılabilir Rasat Dönemi	Kullanılabilir Rasat Süresi (Yıl)
9-103	Narlı	DSİ		43.0	Ağlasun Çayı	1999-2003	5
9-16	Kovada Gölü Çıkışı	DSİ		3728.0	Kovada Gölü	1962-1988	27
9-39	Onaç Barajı Girişi	DSİ	829	217.7	Onaç Barajı	1966-1996	31
9-42	Ağlasun	DSİ		48.7	Ağlasun Çayı	1967-1978 ; 1991-2004	26
9-47	Kocaçayır	DSİ	1024	37.0	Hisar Deresi	1970-1989	20
9-86	Belence	DSİ		349.0	Aksu Deresi	1986-2001	17
9-87	Koca Osman	DSİ		272.0	Başak Deresi	1986-1989	4
9-88	Sütçüler	DSİ		130.9	Değirmen Dere	1987-2003	14
9-89	Selimler	DSİ		313.9	Değirmen Dere	1987-2003	15
9-100	Yanık köy	DSİ	1067	223.0	Başak Deresi	1991-2003	13
921	Kasımlar	EİE	738	1005.5	Köprü Çayı	1992-2002	11
923	Orman Fidanlığı	EİE	315	4552.7	Aksu Çayı	1994-1996	3
925	Güneyce	EİE	925	76.3	Darıören Deresi	1997-2000	4
915	Regülatör Çıkışı	EİE	916	3351.2	Eğirdir Gölü	1968-1997	30

EİE 9-02 Köprüçay - Beşkonak AGİ : Beşkonak AGİ Köprüçay Deresi üzerinde bulunmaktadır. AGİ 'nin drenaj alanı 1942.4 km²'dir. 1972 yılında açılmıştır.

EİE 9-021 Köprüçay-Kasımlar AGİ :Kasımlar AGİ Köprüçay Deresi üzerinde bulunmaktadır. AGİ 'nin drenaj alanı 1005.5 km²'dir. 1990 yılında açılmıştır.

DSİ 9-86 Aksu D.- Belence AGİ :Aksu Deresi üzerinde bulunmaktadır. AGİ 'nin drenaj alanı 349 km²'dir. 1986 yılında açılmıştır.

DSİ 9-88 Değirmendere-Sütçüler AGİ :Sütçüler AGİ Değirmendere üzerinde bulunmaktadır. AGİ 'nin drenaj alanı 113 km²'dir. 1986 yılında açılmıştır.

DSİ 9-89 Değirmendere-Selimler AGİ :Selimler AGİ Değirmendere üzerinde bulunmaktadır. AGİ 'nin drenaj alanı 313 km²'dir. 1986 yılında açılmıştır.

DSİ 9-123 Çukur.Ç-Narlı AGİ :Çukurçay Deresinin Isparta Çayına karıştığı yere yaklaşık 500 m mesafede bulunan ve Narlı Mevkii olarak bilinen yerde Çukurçay Deresi üzerinde kurulmuş olan akım gözlem istasyonu ile 1999 yılının Nisan ayından beri akım kayıtları yapılmaktadır. Söz konusu AGİ DSİ tarafından işletilmekte olan 9-123 Narlı AGİ olup drenaj alanı 43 km²'dir ve mevcut kayıtlarına göre istasyonun yıllık toplam akımı 26.73 hm³'tur. Çukurçay Deresi üzerinde ve AGİ mevcut değildir. 9-123 Narlı AGİ'ye ait Ekim 2000 ile Eylül 2011 dönemini kapsayan akım gözlem kayıtları kullanılabilir durumdadır.

4.2. MEVCUT EKONOMİK, GAYRİMENKUL PİYASASI KOŞULLARI, MEVCUT TRENDLER VE DAYANAK VERİLER

Dünyada sektörün görünümü :

Dünya elektrik piyasaları üretim, iletim, dağıtım ve tedarik gibi temel unsurlardan oluşmaktadır. Elektrik enerjisinin diğer ticari ürünler gibi depolanamaması ve üretildiği anda tüketilmesi zorunluluğundan dolayı enerji piyasalarının oluşturulmasında ve işletilmesinde söz konusu temel unsurların iç içe oluşunun göz ardı edilmemesi gerekmektedir. Kullanıcıların en verimli şekilde yararlanabileceği ve katılımcılar için fırsata dönüştürülebilecek elektrik piyasa modellerinin oluşturulması görüşü dünya enerji sektöründe benimsenmektedir.

Bu yönde liberalleşen ve yeniden yapılanma süreci devam eden Dünya ve özellikle Avrupa enerji sektöründe; güvenilir ve daha fonksiyonel elektrik piyasalarının oluşturulması için üretim, iletim, dağıtım, ticaret faaliyetlerini tek bir tüzel kişilik olarak sürdüren şirketlerin bu fonksiyonlarını birbirinden ayırmaları ve mümkün olan faaliyet alanlarında özel sektör katılımının artırılması yönündeki çalışmalara hız kazandırılmıştır. Ancak iletim yatırımlarının yüksek maliyetli oluşu ve önemli boyutlarda kamulaştırma güçlükleri ve enterkonnekte sistem işletiminin tekel niteliği haiz oluşu nedenleri ile iletim hizmetlerinin kamu tarafından sağlanması ve tekel olması yönündeki eğilim halen devam etmektedir.

Sistem İşleticilerinin yeniden yapılandırılan elektrik piyasalarındaki rolü gün geçtikçe artmaktadır. Bu kapsamda, sistem işleticisi tarafından; elektrik sisteminin güvenilir ve kesintisiz işletilmesinin yanı sıra elektrik piyasalarının gelişmesine imkân sağlayacak şekilde işletme ve planlama yapılması gerektiği görüşü de dünya elektrik piyasalarında kabul gören konulardan biridir.

Elektrik sisteminin şeffaf, tarafsız ve verimli işletilmesi zorunluluğu, liberal elektrik piyasaları için politika belirleme sürecinde önemli bir unsur olarak gündeme getirilmekte ve günümüzde bu yaklaşımın göstergesi olarak, sistem işleticisinin özerk bir yapıya kavuşturulması, yasal pozisyonu ve sorumluluklarına yönelik yeni bir yaklaşım daha fazla benimsenmektedir.

Elektrik piyasalarının gerçek zamanlı dengelenmesinde ve işletilmesinde Sistem İşleticisinin güvenilir, kaliteli ve düşük maliyetli olarak planlanması gereken gün öncesi tahmini arz talep dengesi teknolojik avantajların da yardımı ile gün öncesinden mümkün olduğunca küçük zaman aralıkları içerisinde sağlıklı şekilde planlanabilmekte ve piyasalardaki dengesizlik minimuma indirilebilmektedir. Gelişmiş piyasalarda bu yöndeki gelişim üst düzeylerde olsa da gelişmekte olan piyasalarda henüz tam anlamıyla anlık olarak gün öncesi talep tahminleri planlamasının istenen düzeye ulaşamadığı bilinmektedir.

50'li yılların başında 7 üye ile Avrupa Elektrik İletim Koordinasyon Birliği (UCTE) adı altında senkron paralel işletilmeye başlanan, UCTE, Avrupa Birliği'nin 3. Enerji Paketi kapsamında 2009 yılında uygulamaya koyduğu Elektrik Direktifi ile günümüzde üye sayısı 34 ülkeden 41 İletim Sistemi İşleticisine ulaşan, Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı (ENTSO-E) çatısı altında toplanmış olup, dünya üzerinde enerji talebinin en yüksek olduğu bölgelerden birisidir. Enerji temininde birbirlerine ve dışa bağımlı olan ENTSO-E ülkelerinin enerji politikalarını şekillendiren temel unsurlar; daha fazla şebeke senkronizasyonu ile geçerli tek tip piyasa modeli oluşturmak ve bu sayede enerjide arz güvenliğini artırmak, enerjinin üretim, iletim, dağıtım ve kullanım verimliliğini en üst düzeye çıkarmak, çevre sorunlarını en aza indirmek ve şebekelerin enerji çeşitliliğini fırsata dönüştürmek olarak benimsenmiştir.

1950'li yıllarda yedek kapasite - enerji paylaşımı ve önemli arızalarda karşılıklı yardımlaşma şeklinde başlayan uluslararası enterkoneksiyonlar çeşitli ülkelerdeki farklı birincil kaynak tedariki ve farklı teknoloji kullanımı sonucu oluşan farklı üretim maliyetlerinden yararlanmak üzere geliştirilmiş ve enterkoneksiyon altyapı yatırımları 1970'li yılların sonlarından başlayarak artmıştır. 1980-1990 döneminde orta ve uzun dönemli sözleşmelerle yapılan enerji alışverişleri genellikle düşey oluşumlu (üretim-iletim-dağıtım) devlet şirketleri arasında olmuştur. Ancak çok yakın geçmişte, ulusal elektrik pazarlarının liberalleşmesini takiben, enterkoneksiyon hatları uluslararası ticareti özendirerek bölgesel ve daha sonra kıtasal pazarların oluşturulması amacıyla kullanılmaya başlanılmıştır. 2000 yılı sonrasında kısa ve orta vadeli kontratlarla yapılan elektrik enerjisi ticareti liberalleşmenin getirdiği kurallar ve pazar fırsatları ile geliştirilmeye çalışılmaktadır.

Türkiye’de Sektörün Görünümü

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), elektrik enerjisine olan talebin zamanında, kesintisiz ve sürekli aynı kalitede karşılanmasından ve elektrik sisteminin çok yüksek gerilim (380kV) ve yüksek gerilim (154kV) seviyelerinde işletilmesinden sorumludur. Ayrıca, elektrik piyasasının sağlıklı işleyişinin sağlanması amacıyla Dengeleme Güç Piyasası’nın işletilmesi de kuruluşun asli faaliyetlerindendir.

Enerji alanındaki liberalleşme anlayışı 90’lı yılların başında birçok ülkenin resmi gündeminde yer almış ve bir takım yasal düzenlemelerle dünya enerji piyasaları oluşmaya başlamıştır. Dünyayı etkisi altına alan enerji alanındaki söz konusu yeniden yapılanmaların da etkisiyle, Türkiye Elektrik sektöründe tekel olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) 1994 yılında Dağıtım hizmetleri için TEDAŞ, Üretim ve İletim hizmetleri için ise TEAŞ olarak yeniden yapılandırılmıştır.

Enerji alanındaki gelişmelerin yakın takipçisi olan Türkiye’de; Dünya elektrik piyasalarındaki gelişmelere de paralel olarak, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir Türkiye Elektrik Piyasası oluşturulması yolunda yasal düzenlemeler yapılmıştır.

Bu doğrultuda, 2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile TEAŞ bünyesindeki üretim, iletim ve ticaret hizmetleri ayrıştırılarak 3 ayrı şirket olarak yeniden yapılandırılmış ve bu kanunla elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde piyasa koşullarında tüketicilerin kullanımına sunulması hedeflenmiştir. Ayrıca, 6446 Sayılı yeni Elektrik Piyasası Kanunu 30.03.2013 tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Günlük yaşamın 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 vatandaşın, sanayi ve tarımın ihtiyaçları için emre amade tutulması, her şeyden önce “Ulusal Elektrik Sistemi” olarak anılıp ülke genelinde yaygın bir yerleşimi ve şebeke ağı olan üretim-iletim hizmetlerindeki kalite ve devamlılığa bağlı bulunmaktadır.

2013 yılı sonu itibariyle, 38.648,0 MW’ı termik, 310,8 MW’ı jeotermal, 22.289,0 MW’ı hidrolik ve 2.759,6 MW’ı rüzgar olmak üzere Türkiye toplam kurulu gücü 64.007,5 MW’a ulaşmıştır. 2013 yılı sonu itibariyle brüt elektrik enerjisi talebi 248,3 milyar kWh, puant güç talebi ise 38.274,0 MW olarak gerçekleşmiştir. Toplam 242,1 Milyar kWh üretim gerçekleştirilirken 7,4 Milyar kWh ithalat yapılmış, arz edilen toplam elektrik enerjisinden 1,2 Milyar kWh ihracat gerçekleştirilmiştir.

2014 yılında ise elektrik enerjisi talebinin bir önceki yıla göre yaklaşık % 4,7’lik artışla 256,7 milyar kWh olacağı beklenmektedir. Mevcut sistem 2014 yılında, termik santrallardan 174,8 milyar kWh, hidrolik santrallardan 57,9 milyar kWh, rüzgar santrallerinden 5,8 milyar kWh ve jeotermal santrallardan 0,9 milyar kWh olmak üzere toplam 239,5 milyar kWh üretim imkanına sahiptir.

Ülkemiz elektrik enerjisi talebinin sürekli, güvenilir, kaliteli ve ekonomik bir şekilde karşılanabilmesi için elektrik enerjisi üretim ve iletim gelişim planlamaları yapılmaktadır.

Son yıllardaki gerçekleşen tüketim değerlerine bakıldığında iki ekonomik kriz ve depremin olduğu yıllarda tüketim artış hızı yavaşlamış olmakla birlikte genellikle büyük oranda bir artış gerçekleşmiştir. Temel parametreler olarak nüfus, sanayi ve ekonomik gelişmeler dikkate alınarak yapılan talep tahmin çalışmaları sonucuna göre önümüzdeki on yıllık dönemde talebin ortalama %7,5 oranında artması beklenmektedir. Böylece 2014 yılında 256,7 Milyar kWh olması beklenen enerji talebinin 2015 yılında

287,3 Milyar kWh'e ulaşacağı tahmin edilmektedir. Buna karşılık 2014 yılında 40000 MW olması beklenen puant güç talebinin 2015 yılında 44260 MW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir.

5 yıllık üretim kapasite projeksiyonuna bakıldığında, 2015 yılında 287,3 Milyar kWh olarak gelişeceği tahmin edilen enerji talebinin; halen işletmede, inşaatı devam eden ve lisans alarak 2015 yılına kadar işletmeye girmesi planlanan yeni üretim tesisleri ile ortalama yağış koşullarının dikkate alındığı proje üretim kapasitelerine göre %33,5 yedekle, kurak yağış koşullarının dikkate alındığı güvenilir üretim kapasitelerine göre ise %15,9 yedekle karşılanabileceği beklenmektedir.

İletim Sistemi, üretim tesislerinden itibaren gerilim seviyesi 36 kV üzerindeki hatlar üzerinden elektrik enerjisinin iletiminin gerçekleştirildiği tesisler olup, 380 kV'luk Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) ve 154 kV Yüksek Gerilim Hatları, 380/154 kV oto-trafolar ve 154/OG indirici trafoardan oluşan Türkiye İletim Sistemi teknik ve ekonomik açıdan avantajları nedeniyle yeterli miktarda şönt reaktör, seri ve şönt kapasitörlerle donatılmıştır. İletim Sistemi gerilim seviyesi 380 kV ve 154 kV ile standartlaştırılmıştır. Gürcistan ve Ermenistan ile olan enterkonneksiyon hatlarımız bu ülkelerdeki gerilim seviyesine uygun olarak 220 kV'tur.

TEİAŞ iletim şebekesi; 51.344,7 km uzunluğunda enerji iletim hattı, 667 iletim trafo merkezi, 1505 adet büyük güç trafosu ve 122.236 MVA trafo gücü, komşu ülkelerle toplam 11 adet enterkonneksiyon hattından oluşmaktadır. TEİAŞ, 2013 yıl sonu itibarıyla 64.007,5 MW Kurulu gücü, 38.274 MW ani puantı, 772.150 milyon kWh maksimum günlük tüketimi, 239,3 milyar kWh yıllık elektrik enerjisi üretimi ile Enterkonnekte Elektrik Sistemini kesintisiz, kaliteli ve güvenilir bir şekilde işletmektedir.

Bilindiği gibi uluslararası enterkonneksiyonlardan maksimum faydanın sağlanabilmesi için hedeflenen yöntem sistemlerin senkron paralel çalışmasıdır. Bölgemizdeki en büyük senkron blok aynı zamanda dünyadaki en büyük senkron sistemlerden biri olan ENTSO-E sistemidir. ENTSO-E (daha önce UCTE) yaklaşık 50 yıldan beri, geliştirdiği teknik kural ve kriterlerle, Birliğe dahil elektrik İletim Sistemlerinin senkron paralel olarak işletilmesi konusunda gerekli koordinasyonu sağlamaktadır.

Türkiye elektrik sisteminin UCTE sistemine bağlantısı kapsamında teknik analizler Teşekkülümüz ile UCTE üyesi Elektrik İletim Şirketleri uzmanlarınca gerçekleştirilmiştir. 28 Eylül 2005 – 20 Nisan 2007 tarihleri arasında "Türkiye Elektrik İletim Sisteminin UCTE Sistemine Bağlantısı Tamamlayıcı Teknik Çalışmalar" Projesi (1.UCTE Projesi), Teşekkülümüz ve UCTE üyesi elektrik iletim şirketleri uzmanları tarafınca başarı ile tamamlanmıştır. Söz konusu çalışma neticesinde Türkiye Elektrik İletim Sisteminin UCTE sistemine bağlantısı teknik olarak gerçekleştirilebilir bulunmuştur. Devamında, Türkiye elektrik sisteminin frekans kontrol performansının iyileştirilmesi amacıyla "Türkiye Elektrik Sisteminin UCTE Sistemi ile Senkron İşletilmesi için Frekans Kontrol Performansının İyileştirilmesi" adlı Proje (2.UCTE Projesi) geliştirilmiş olup, 2012 yılı başında başarıyla tamamlanmıştır.

1 Temmuz 2009 tarihi itibarıyla Avrupa İletim Sisteminde teknik standartları belirleyen UCTE ve piyasa kurallarını belirleyen ETSO (Avrupa İletim Sistem İşletmecileri - European Transmission System Operators) organizasyonu bütün yetki ve sorumluluklarıyla birlikte ENTSO-E organizasyonu çatısı altına taşınmıştır. Daha önceden UCTE senkron bölgesi olarak tanımlanan senkron blok, ENTSO-E bünyesinde ENTSO-E Avrupa Kıtası Bölgesel Grubu (ENTSO-E RG CE - ENTSO-E Regional Group Continental Europe) olarak adlandırılmakta olup, Türkiye elektrik sisteminin söz konusu senkron sistem ile senkron paralel bağlantısı çalışmaları halen sürdürülmektedir. Yürütülen çalışmalar neticesinde elde edilen ilerlemelerle birlikte test aşamasına geçilmiştir. ENTSO-E kurallarına göre, test dönemi boyunca enterkonnekte sistemin güvenliği ve performansı, ENTSO-E Plenary Avrupa Kıtası Bölgesel Grubu tarafınca izlenmektedir. Türkiye elektrik sisteminin Avrupa elektrik sistemine entegrasyonu çalışmaları kapsamında test aşamasında öncelikli olarak izole işletme testleri gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda 11-

25 Ocak 2010 tarihlerinde maksimum sistem koşulları, 22 Mart-4 Nisan 2010 tarihlerinde de minimum sistem koşullarında izole işletme testleri başarıyla tamamlanmıştır.

İzole İşletme testlerinin başarıyla tamamlanmasını takiben konuyla ilgili olarak ENTSO-E Plenary kararı alınmasıyla birlikte Türkiye elektrik sistemi ile ENTSO-E sistemleri senkron paralel bağlanarak deneme amaçlı senkron paralel işletme testinin başlatılması öngörülmüştür.

Yukarıda özet olarak bahsedilen izleme ve test aşamasına geçilmesi amacıyla; kriterleri, şartları ve karşılıklı olarak yükümlülükleri belirleyen ve Türkiye Elektrik sisteminin ENTSO-E sistemine entegrasyonu kapsamında önemli bir doküman ve aşama olan "Türkiye Elektrik Sisteminin ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi ile Bağlantısını Sağlamak İçin Prosedür Aşamaları ve Önlemler Anlaşması" (Taahhüt Anlaşması) hazırlanmış ve 18 Aralık 2009 tarihinde imzalanmıştır. Anlaşma ile Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi ile senkron paralel olarak bağlanabilmesi için atılacak adımlar ve alınacak önlemlerle ilgili iletim sistemi işleticilerinin hak ve yükümlülükleri belirtilmiştir. Türkiye elektrik sisteminin senkron bağlantı prosedürü, söz konusu Anlaşmanın kural ve hükümlerine uygun olarak gelişmiştir.

18 Eylül 2010 tarihinde Türkiye elektrik sistemi ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi şebekesine bağlanmış ve deneme paralel işletme çalışmaları başlatılmıştır. Türkiye Elektrik Sisteminin, Avrupa ülkeleri elektrik şebekesine senkron paralel bağlantısı ile kalite ve güvenilirliği artarken, Avrupa Elektrik Piyasasına (IEM – Internal Electricity Market) erişim imkanı da sağlanmış bulunmaktadır.

Deneme paralel işletme süreci üç fazdan oluşmuştur:

1. Birinci Faz: Kararlılık periyodu: programlanmış elektrik enerji alışverişinin yapılmadığı faz.
2. İkinci Faz: Türkiye sistem işleticisi ile sırasıyla Bulgaristan ve Yunanistan sistem işleticileri arasında her iki yönde ve sınırdaki fiziksel, ticari olmayan elektrik enerji alışverişinin gerçekleştiği faz. Söz konusu fazda fiziksel elektrik enerjisi alışverişi herhangi bir ticareti içermemiştir. İkinci faz Mart 2011'de tamamlanmıştır.
3. Üçüncü Faz: Birinci ve ikinci fazların başarıyla tamamlanmasından sonra, Bulgaristan, Yunanistan ve Türkiye arasında, Avrupa Birliği kuralları ve ENTSO-E uygulamaları doğrultusunda, Türkiye elektrik sistemi ve ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi arasında ticari elektrik enerji alışverişi için sınırlı miktarda kapasite tahsisine izin verilmiştir. Üçüncü faza Haziran 2011'de geçilmiş olup, üçüncü fazda ticari elektrik enerjisi alışverişleri Bulgaristan ve Yunanistan ile toplamda 400MW ithalat, 300MW ihracat olmak üzere başlatılmıştır.

6 Eylül 2011'de ENTSO-E Genel Kurul Toplantısında ENTSO-E Avrupa Kıtası Bölgesel Grubu, özellikle Güneydoğu Anadolu Bölgesi sulama yüklerinin sistemde ani gerilim dalgalanmalarına neden olması nedeniyle Türkiye elektrik sistemi performansında istenen şartların sağlanamaması üzerine Türkiye elektrik sisteminin Avrupa Kıtası'yla sürmekte olan senkron paralel işletme deneme sürecinin 2012 yılının sonbahar mevsimine kadar uzatılmasına karar vermiştir. 2012 yılı sonbahar mevsimine kadar uzatılan senkron paralel işletme test süreci sonunda, Eylül ayı ilk haftasında gerçekleştirilen ENTSO-E Avrupa Kıtası Bölgesel Grubu Plenary toplantısında Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemine bağlantı konusu gündeme alınarak Plenary tarafından değerlendirme yapılmıştır. Bunun neticesinde Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemi ile senkron paralel bağlantısı kapsamında senkron paralel işletme testi süresi uzatılmıştır.

Sulama yükleri ve ark ocaklarından etkilenen ve ENTSO-E Proje Grubunca takip edilmekte olan performans kriterlerinde sürdürülebilir şekilde iyileşme gözlenmesiyle birlikte 2013 yılı başında ESO EAD yetkililerince ENTSO-E (Bulgaristan ve Yunanistan) ve Türkiye arasında ithalat yönündeki net transfer kapasitesinin artırılması yönünde talep gelmiştir. Konuyla ilgili olarak ithalat yönünde 400MW ve ihracat yönünde 300MW olan net transfer kapasitesi değerlerinin sırasıyla 550MW ve 400MW'a

çıkartılması yönünde ENTSO-E Plenary'nın kararını takiben, kapasiteler Temmuz 2013'den itibaren artırılmıştır.

Deneme paralel işletme iki yıldan fazla bir süre devam etmiştir. 4 Eylül 2013 tarihinde yapılan ENTSO-E Avrupa Kıtası Bölgesel Grubu Plenary toplantısında, Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemi ile deneme işletme bağlantısı çalışmalarında başarılı sonuçlar elde edildiği belirtilerek Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E sistemine kalıcı senkron bağlantısına gidilmesi için gerekli düzenlemelerin yapılması kararı alınmıştır.

ENTSO-E bağlantısı dışında, ülkemizin halihazırda tüm komşuları ile enterkoneksiyonları mevcuttur. Kuruluşumuz, Ülkemizin komşu ülkelerle sürdürdüğü enterkoneksiyon faaliyetlerinin yanı sıra, çok taraflı ve bölgesel entegrasyonlara da taraf durumdadır.

Güneydoğu Avrupa'da bölgesel bir elektrik piyasası oluşturulması ve bunun Avrupa Birliği Piyasası ile bütünleşmesi kapsamında, 2013 yılı içinde Koordineli İhale Ofisi'nin kurulmasına ilişkin idari ve hukuki düzenlemeler tamamlanmış ve Koordineli İhale Ofisi'nin kurulmasına ilişkin Anlaşma imzalanmıştır. Koordineli İhale Ofisi 2014 yılında faaliyete geçmiştir.

TALEP GELİŞİMİ :

Bu bölümde son 10 yıllık (2004 - 2013) elektrik enerjisi tüketiminin gelişimi, aynı dönemdeki güç talebinin gelişimi, 2013 yılındaki tipik günlere ait yük eğrileri, gerçekleşen tüketimin tahminler ile karşılaştırılması ve gelecek 10 yıllık (2014-2023) dönem için ETKB tarafından makro ekonomik hedeflere uygun olarak yapılan model çalışması sonucunda elde edilen Referans (Baz), Yüksek ve Düşük Elektrik Enerjisi Talep Serileri ile buna bağlı olarak hesaplanmış olan puant yük taleplerinin tahmin edilen gelişimi verilmektedir.

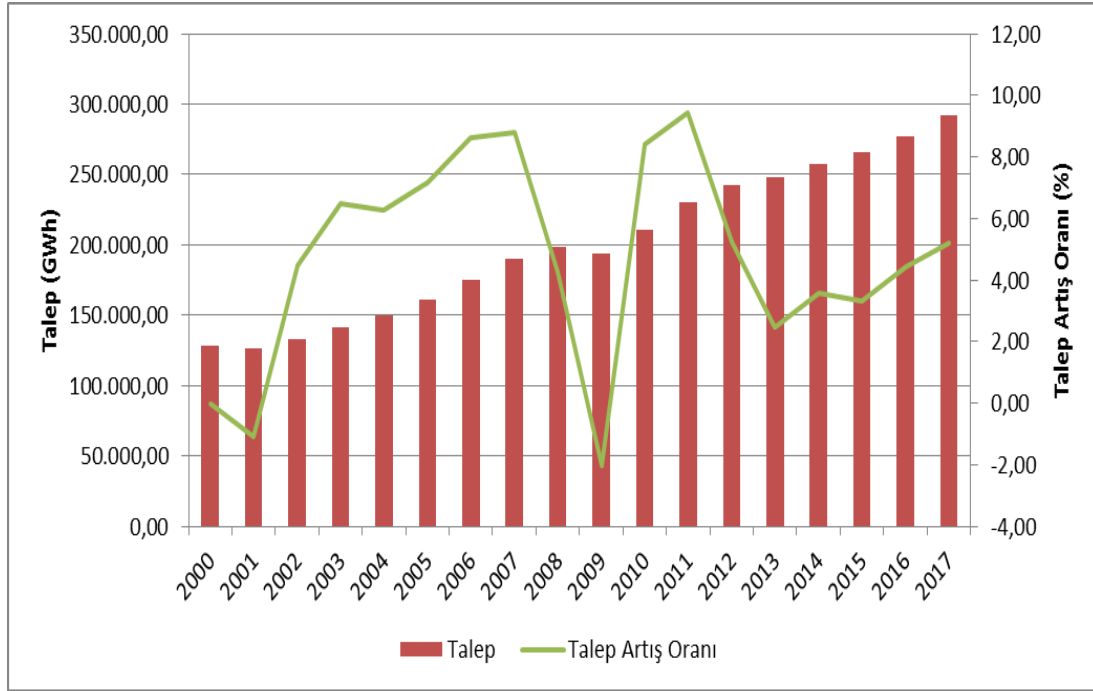
2004 – 2013 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Tüketimi

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi+dış alım-dış satım) 2012 yılında %5,2 artarak 242,4 Milyar kWh, 2013 yılında ise %2,5 artış ile 248,3 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye enterkonekte sistemi yıllar itibarıyla ani puant talebi ve enerji gelişimi Tablo 1'de verilmektedir. 2012 yılında puant talep 39.045 MW, Minimum Yük 13.922 MW olarak gerçekleşmiştir. Minimum yükün maksimum yüke oranı % 36 olmuştur. 2013 yılında ise puant talep 38.274 MW, Minimum Yük 14.800 MW olarak gerçekleşmiştir. 2012 yılında ise minimum yükün maksimum yüke oranı % 39 olmuştur.

2014 – 2017 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Puant Güç ve Enerji Tüketimi

	Birim	2014	2015	2016	Değişim (%) 2015→2016	2017	Değişim (%) 2016→2017
Lisanslı Kurulu Güç	MW	69.520	73.146,90	77.563,44	6,04	81.563,32	5,16
Lisanssız Kurulu Güç	MW	29,99	359,04	1.048,21	191,95	3.173,32	202,74
Puant Talep	MW	41.003	43.289,00	44.733,98	3,34	47.659,65	6,54
Lisanslı Üretim	GWh	251.962	261.783,30	272.563,63	4,12	292.574,58	7,34
Lisanssız Üretim	GWh	3,92	222,72	1.137,87	410,89	3.031,56	166,42
Tüketim	GWh	257.220	265.724,40	277.522,01	4,44	292.003,54	5,22
İthalat	GWh	7.953	7.411,10	6.400,13	-13,64	2.729,06	-57,36
İhracat	GWh	2.696	2.964,60	1.442,08	-51,36	3.300,10	128,84

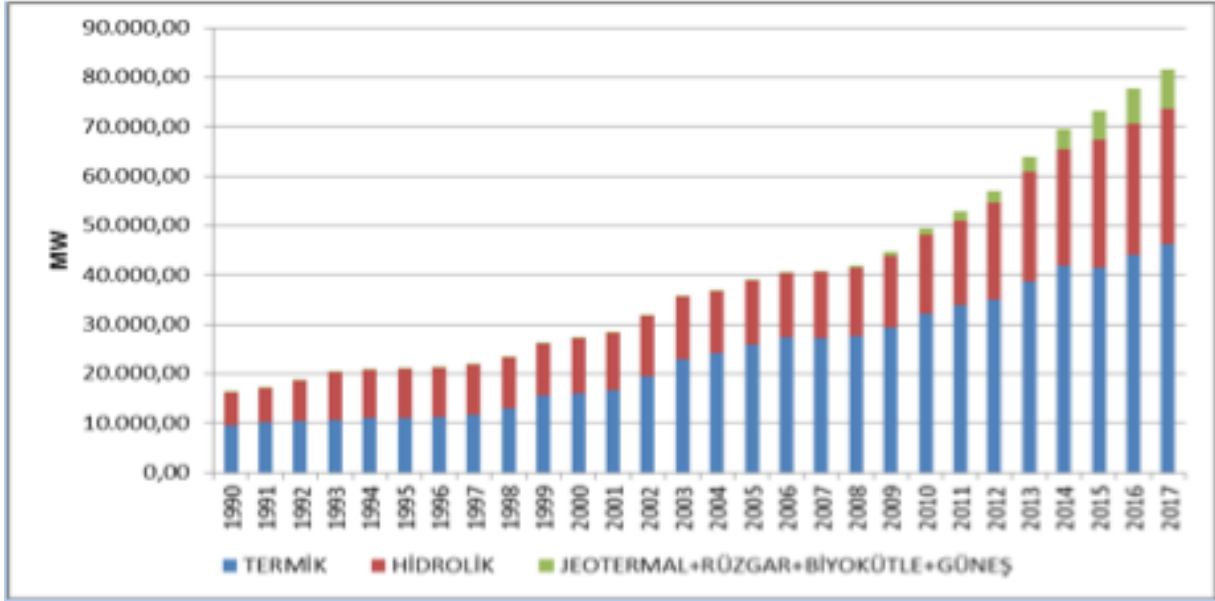
2000 – 2017 Yılları Türkiye Elektrik Sistemi Enerji Talebi ve artış oranı



2008-2017 yılları Türkiye elektrik sistemi puant güç ve enerji tüketimi

YIL	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)	MİN.YÜK (MW)	MİN.YÜK / PUANT YÜK ORANI (%)
2008	30.517	4,3	198.085	4,3	10.409	34
2009	29.870	-2,1	194.079	-2,0	11.123	37
2010	33.392	11,8	210.434	8,4	13.513	40
2011	36.122	8,2	230.306	9,4	14.822	41
2012	39.045	8,1	242.370	5,2	13.922	36
2013	38.274	-2,0	248.324	2,5	14.800	39
2014	41.003	7,1	257.220	3,6	14.927	36
2015	43.289	5,6	265.724	3,3	16.269	38
2016	44.734	3,3	279.286	5,1	17.448	39
2017	47.660	6,5	294.940	5,6	18.336	38

Lisanslı kurulu gücün kaynak bazında gelişimi



Talep tahminleri

2014 – 2018 dönemini kapsayan Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasında ETKB tarafından, makro ekonomik hedeflere uygun olarak yapılan model çalışması sonucunda elde edilen 10 yıllık Referans (Baz) Talep, Yüksek ve Düşük Talep tahmin serileri bu bölümde verilmiş olup, çalışmada Referans (Baz) talep esas alınarak arz-talep dengeleri hesaplanmıştır. ETKB tarafından belirlenen Referans (Baz), Yüksek ve Düşük Talep tahminlerinde 10 yıllık ortalama artış Referans Talep serisinde %5,3 Yüksek Talep serisinde %6,4 ve Düşük talep serisinde %4,4 olarak gelişmektedir. Bu dönem için yük eğrisi karakteristiğinin değişmeyeceği kabulü ile puant yük serileri TEİAŞ tarafından hesaplanmıştır. ETKB tarafından hazırlanan elektrik enerjisi talep tahmini çalışmalarının gerçekleşme analizleri aşağıdaki tablolarda verilmiştir.

Elektrik Enerjisi Tüketimi Gerçekleşme ve Yapılan Talep Projeksiyonları (Milyar kWh)

YIL	ELEKTRİK TÜKETİMİ	PROJEKSİYONLAR								
		2004	2008	2010	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
2004	150									
2005	160,8	160,5								
2006	174,6	176,4								
2007	190,0	190,7								
2008	198,1	206,4	204,0							
2009	194,1	223,5	219,0							
2010	210,4	242,0	236,2	210,4						
2011	230,3	262,0	253,8	219,5						
2012	242,4	283,5	272,8	235,9	244					
2013	246,4	306,1	293,2	253,6	262	255,5				
2014	257,2	330,3	315,1	272,7	281,8	271	256,7			
2015	265,7	356,2	338,7	293,1	303,1	287,3	271,5	268,8		
2016	279,3		363,7	314,8	325,9	302,7	287,3	284,6	273,5	
2017	294,9		390,6	338,1	350,3	318,7	302,7	301,2	285,3	284,6

Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonları Tüketim Gerçekleşmesine Göre Sapma Oranları (%)

YIL	PROJEKSİYONLAR								
	2004	2008	2010	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2004									
2005	-0,2								
2006	1,0								
2007	0,4								
2008	4,2	3,0							
2009	15,1	12,8							
2010	15,0	12,3							
2011	14,3	10,7	-4,3						
2012	17,0	12,5	-2,7	0,7					
2013	23,3	18,1	2,1	5,5	2,9				
2014	28,4	22,5	6,0	9,6	5,4				
2015	34,1	27,5	10,3	14,1	8,1	2,2	1,2		
2016		30,2	12,7	16,7	8,4	2,9	1,9	-2,1	
2017		32,4	14,6	18,8	8,1	2,6	2,1	-3,3	-3,5

Talep tahmin serileri olan Referans (Baz) Talep, Yüksek Talep ve Düşük Talep ile yıllara göre artışları sırasıyla aşağıdaki tablolarda verilmektedir.

GRAFİK I.I- TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN YILLAR İTİBARIYLA GELİŞİMİ



GRAFİK I.II- 2007 VE 2017 YILLARI İÇİN BİRİNCİL ENERJİ KAYNAKLARINA GÖRE TÜRKİYE KURULU GÜCÜ



2014 – 2018 döneminde 1.464,6 MW'ı inşa halindeki kamu ve 14.834 MW'ı inşa halindeki özel sektör santralleri ile toplam 16.298,6 MW ilave kapasitenin sisteme dahil olması ile kurulu güç 80.306 MW'a ulaşmaktadır.

Elektrik Enerjisi Talep tahminleri Türkiye elektrik sistemi için geçerli olup, brüt taleptir. İletim ve dağıtım hatlarındaki kayıplar ve kaçak ile santrallerin iç ihtiyaçları dahildir. Ayrıca dağıtım sistemine bağlı ve Yük Tevzi Merkezinden talimat almayan üretim tesislerinin de üretimleri bu çalışmaya dahil edilmiştir.

Talep Tahmini (Düşük) Talep

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2018	47.804	0,3	301.512	2,2
2019	50.071	4,7	315.807	4,7
2020	52.069	4,0	328.409	4,0
2021	54.071	3,8	341.037	3,8
2022	56.151	3,8	354.156	3,8
2023	58.326	3,9	367.876	3,9
2024	60.536	3,8	381.814	3,8
2025	62.807	3,8	396.139	3,8
2026	65.089	3,6	410.530	3,6
2027	67.379	3,5	424.973	3,5

Talep Tahmini (Yüksek) Talep

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2018	48.708	2,2	307.212	4,2
2019	51.336	5,4	323.788	5,4
2020	54.421	6,0	343.242	6,0
2021	57.623	5,9	363.443	5,9
2022	61.017	5,9	384.848	5,9
2023	64.670	6,0	407.889	6,0
2024	68.440	5,8	431.664	5,8
2025	72.373	5,7	456.471	5,7
2026	76.462	5,7	482.263	5,7
2027	80.640	5,5	508.611	5,5

Sonuç olarak; mevcut sisteme ilave; 1464,6 MW inşa halindeki kamu ve 14834 MW inşa halindeki özel sektör üretim tesislerinin öngörülen tarihlerde işletmeye girmeleriyle öngörülen proje ve güvenilir üretimlerine göre baz enerji talebinin bu şekilde gerçekleşmesi durumunda önümüzdeki 5 yıllık dönem süresince enerji ihtiyacının yeterli yedekle karşılanabileceği hesaplanmaktadır.

Türkiye elektrik enerjisi toplam kurulu gücünün kaynaklara göre geçmişteki gelişimi ve önümüzdeki dönemde beklenen gelişme incelendiğinde;

- 1984 yılından 2002 yılına kadar olan dönemde Hidrolik, Linyit ve Doğal Gaz Kaynaklı Kapasitenin hızla arttığı
- Türkiye'de bulunan 512 Hidroelektrik Santrallerinin toplam kurulu gücü 23.544,31 MW'dır. 2013 yılında Hidroelektrik Santralleri ile 59.420.463.741 kilovatsaat elektrik üretimi yapılmıştır. Çukurçayı HES kapasite olarak 397. sıradadır.
- Isparta'nın elektrik santrali kurulu gücü 108 MW'dır. Toplam 11 adet elektrik enerji santrali bulunan Isparta'daki elektrik santralleri yıllık yaklaşık 217 GW elektrik üretimi yapmaktadır. Üretim/Tüketim oranı % 19 dur.
- 2002 yılından 2013 yılı sonuna kadar Doğal Gaz, İthal Kömür ve Hidrolik kaynaklara bağlı Kapasitenin hızlı arttığı, özellikle doğal gaz kaynağının daha fazla kullanıldığı, Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi kapasitesinin ise 2007 yılından itibaren artmaya başladığı görülmektedir.
- 2012 yılından 2021 yılına kadar olan dönemde, inşa halindeki kamu projeleri ile 2012 yılı Ocak İlerleme Raporu sonuçlarına ve EPDK tarafından bildirilen Senaryo 1'e göre inşa halindeki kapasite artış beklentileriyle Türkiye toplam kurulu gücünde 2016 yılına kadar Linyit, Hidrolik, Doğal Gaz ve İthal Kömür kaynaklı kapasite hızla artarken Rüzgar kaynaklı kapasitede de belirgin bir artış olacağı, 2019 yılından itibaren de Nükleer santrallerin sistemde yer alacağı görülmektedir.
- 2012 yılı için hazırlanan üretim-tüketim programında 244 Milyar kWh olarak tahmin edilen Türkiye toplam elektrik tüketimi bir önceki yıla göre % 5,2 artışla 242,4 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye toplam elektrik enerjisi üretimi ise 239,5 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Üretimin tüketimi karşılama oranı % 98,8 olarak gerçekleşmiştir. 2012 yılı sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücü 57.071,5 MW dır.
- 2013 yılı için hazırlanan üretim-tüketim programında 255,5 Milyar kWh olarak tahmin edilen Türkiye toplam elektrik tüketimi bir önceki yıla göre % 2,5 artışla 248,3 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye toplam elektrik enerjisi üretimi ise 242,1 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Üretimin tüketimi karşılama oranı % 97,5 olarak gerçekleşmiştir. 2013 yılı sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücü 64.007,4 MW dır.

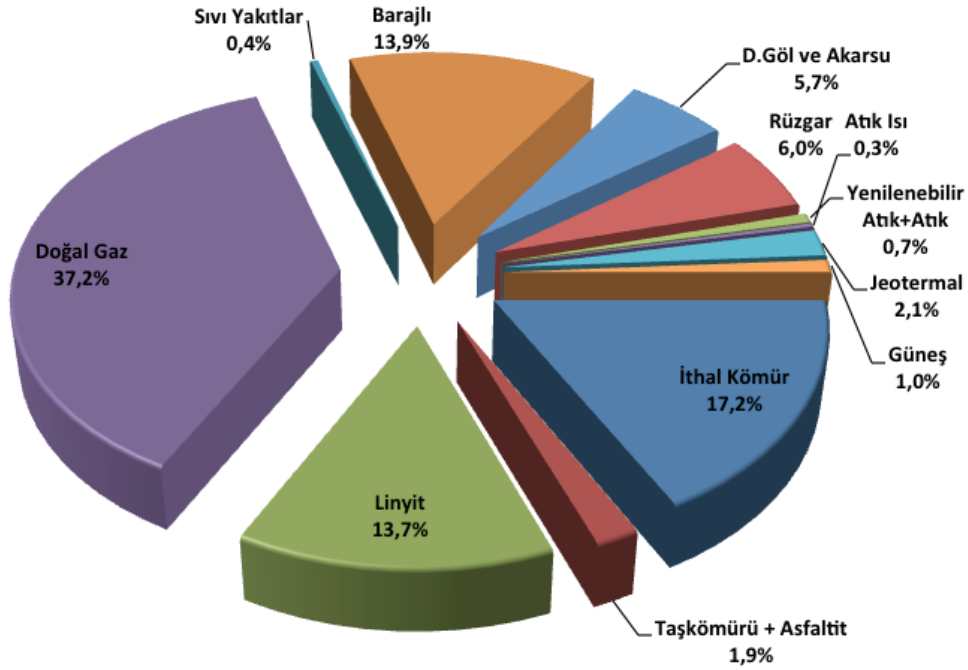
2017 yılı kurulu güç dağılımı

KURULUŞLAR		KURULU GÜÇ (MW)	TOPLAM GÜÇ (MW)	KURULUŞLARA DAĞILIM (%)
EÜAŞ SANTRALLERİ	TERMİK	7.017	19.900	23,4
	HİDROLİK	12.882		
	JEOTERMAL	0		
EÜAŞ'A BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLERİ	TERMİK	0	0	0
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLER	TERMİK	620	1.821	2,1
	HİDROLİK	1.186		
	JEOTERMAL	15		
YAP İŞLET SANTRALLERİ	TERMİK	6.102	6.102	7,2
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLERİ	TERMİK	1.191	1.379	1,6
	HİDROLİK	170		
	RÜZGAR	17		
SERBEST ÜRETİM ŞİRKET SANTRALLERİ	TERMİK	31.795	52.353	61,4
	HİDROLİK	13.027		
	JEOTER.	1.049		
	RÜZGAR	6.465		
	GÜNEŞ	18		
OTOPRODÜKTÖR SANTRALLER	TERMİK	0	0	0
	HİDROLİK	0		
	RÜZGAR	0		
LİSANSIZ SANTRALLER	TERMİK	201	3.645	4,3
	HİDROLİK	7		
	RÜZGAR	34		
	GÜNEŞ	3.403		
TÜRKİYE TOPLAM KURULU GÜÇ	TERMİK	46.926	85.200	100,0
	HİDROLİK	27.273		
	JEOTER.	1.064		
	RÜZGAR	6.516		
	GÜNEŞ	3.421		

Türkiye elektrik sisteminde kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi incelendiğinde tüm kaynakların miktar olarak arttığı, ancak her yılın toplam kurulu gücü içinde kaynakların payları zaman içinde değişiklik göstermektedir.

-
- Linyit payı 1984 yılında %27,9 iken, 2016 yılında %14,14 seviyesine düşmüş, 2018 yılında %11,5 seviyesine düşmesi beklenmektedir.
- Hidrolik payı 1984 yılında %45,8 iken, 2017 yılında %24,7 seviyesine düşmüş, 2018 yılında %36,9 seviyesine yeniden yükselmesi beklenmektedir.
- Doğal Gaz payı 1984 yılında sıfır iken, 2016 yılında %32,16 seviyesine yükselmiş, 2018 yılında %34,4 seviyesine yükselmesi beklenmektedir.
- İthal Kömür payı 1984 yılında sıfır iken, 2016 yılında %17,52 seviyesine yükselmiş, 2018 yılında %7,5 seviyesine düşmesi beklenmektedir.
- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu güçteki payının ise 2008 yılında %0,8 iken 2017 yılında %5,69' a yükselmiş olup, 2018 yılında %6 seviyesine yükselmesi beklenmektedir.
- Nükleer santrallerin devreye girerek 2021 yılında toplam kurulu güç içindeki payının %3,8 olması beklenmektedir.

2017 yılı elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı



**TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİ
KURULUŞ VE YAKIT CİNSLERİNE GÖRE KURULU GÜÇ**

KURULUŞLAR	2016 YILI SONU			31 MAYIS 2017 SONU İTİBARIYLA		
	KURULU GÜÇ MW	KATKI %	SANTRAL SAYISI ADET	KURULU GÜÇ MW	KATKI %	SANTRAL SAYISI ADET
EUAŞ	20.105,0	25,6	72,0	20.242,8	25,3	70
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR	1.477,5	1,9	66	1.638,5	2,0	69
YAP İŞLET SANTRALLARI	6.101,8	7,8	5	6.101,8	7,6	5
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI	1.637,3	2,1	16	1.378,9	1,7	15
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	48.258,1	61,5	1.060	49.398,0	61,7	1.078
LİSANSSIZ SANTRALLER	917,6	1,2	1.102	1.274,9	1,6	1.499
TOPLAM	78.497,4	100,0	2.321	80.035,0	100,0	2.736

YAKIT CİNSLERİ	2016 YILI SONU			31 MAYIS 2017 SONU İTİBARIYLA		
	KURULU GÜÇ MW	KATKI %	SANTRAL SAYISI ADET	KURULU GÜÇ MW	KATKI %	SANTRAL SAYISI ADET
FUEL-OİL + NAFTA + MOTORİN	368,7	0,5	14	303,6	0,4	12
YERLİ KÖMÜR(TAŞ KÖMÜRÜ + LİNYİT + ASFALTİT)	9.842,4	12,5	29	9.872,6	12,3	30
İTHAL KÖMÜR	7.473,9	9,5	10	7.473,9	9,3	10
DOĞALGAZ + LNG	22.156,1	28,2	240	22.638,4	28,3	242
YENİLEN.+ATIK+ATIKISI+PIROLİTİK YAĞ	467,4	0,6	82	495,6	0,6	84
ÇOK YAKITLILAR KATI+SIVI	667,1	0,8	23	667,1	0,8	23
ÇOK YAKITLILAR SIVI+D.GAZ	3.354,0	4,3	46	3.354,0	4,2	46
JEOTERMAL	820,9	1,0	31	850,8	1,1	32
HİDROLİK BARAJLI	19.558,6	24,9	116	19.724,1	24,6	117
HİDROLİK AKARSU	7.122,5	9,1	481	7.242,8	9,0	490
RÜZGAR	5.738,4	7,3	148	6.129,0	7,7	154
GÜNEŞ	12,9	0,0	2	12,9	0,0	2
TERMİK (LİSANSSIZ)	82,1	0,1	33	101,0	0,1	39
RÜZGAR (LİSANSSIZ)	12,9	0,0	23	16,5	0,0	27
GÜNEŞ (LİSANSSIZ)	819,6	1,0	1.043	1.152,8	1,4	1.428
TOPLAM	78.497,4	100,0	2.321	80.035,0	100,0	2.736

Güvenilir üretim kapasitelerine göre ise; düşük talep serisiyle yapılan çalışma sonuçlarına göre enerji talebinin karşılanmasında sorun olmayacağı gözlenirken, yüksek talep serisine göre sırasıyla 2017 – 2019 yıllarından itibaren öngörülen elektrik enerjisi talebinin karşılanamayacağı hesaplanmıştır.

Ancak sisteme bağlı mevcut, inşası devam eden kamu ve özel sektör üretim tesislerinin proje ve güvenilir üretim kapasiteleri kadar üretim yapacakları, yakıt temininde bir sıkıntı olmayacağı, hidrolojik koşullara bağlı olarak hidrolik santrallerin üretimlerinin tahmin edildiği gibi gerçekleşeceği ve lisans almış ve de inşası devam eden üretim tesislerinin öngörülen tarihlerde işletmeye girecekleri dikkate alınarak denge hesapları yapılmış ve yukarıda açıklanan talebin karşılanamayabileceği yıllar hesaplanmıştır.

YİD modeli kapsamında üretim yapmakta olan santrallerden bazılarının bu dönem içinde TETAŞ ile yapılmış olan sözleşmelerinin sona erecek olmalarına rağmen sözleşme bitişlerinden itibaren yeni statülerine göre üretimlerini aynen sürdürecekleri kabul edilerek denge tabloları yapılmıştır.

Bu nedenle kapasite projeksiyon çalışmasında belirtilen kabullerden herhangi birinin farklı gerçekleşmesi bu raporda hesaplanan sonuçları etkileyeceği göz ardı edilmemelidir.

2017 Yılı Elektrik Piyasası Genel Görünümü

Konu Başlığı	Birim	2016 Yılı Değeri	2017 Yılı Değeri	Değişim
Lisanslı Kurulu Güç	MWe	77.563,44	81.563,32	5,16
Lisanslı Üretim*	MWh	272.563.626,49	292.574.578,09	7,34
En Yüksek Ani Puant	MW	44.734	47.660	6,54
En Düşük Ani Puant	MW	17.448	18.336	5,09
Lisanssız Üretim**	MWh	1.137.871,75	3.031.558,05	166,42
Lisanssız Kurulu Güç	MWe	1.048,21	3.173,32	202,74
YEKDEM Üretim***	MWh	45.830.502,47	50.530.722,34	10,26
YEKDEM Ödeme Tutarı	TL	10.796.370.753,89	13.869.601.064,94	28,47
Ortalama YEKDEM fiyatı	TL/MWh	235,57	274,66	16,59
YEKDEM Ek Maliyeti****	TL/MWh	18,82	23,84	26,67
Fiili Tüketim	MWh	277.522.012,26	292.003.542,76	5,22
Faturalanan Tüketim	MWh	212.328.766,43	225.713.528,13	6,30
Tüketici Sayısı	Adet	41.030.690	42.514.836	3,62
İthalat	MWh	6.400.129,12	2.729.060,87	-57,36
İhracat	MWh	1.442.081,65	3.300.096,20	128,84
Ağırlıklı Ortalama PTF	TL/MWh	148,32	168,12	13,35
Ağırlıklı Ortalama SMF	TL/MWh	139,80	164,78	17,87

*Serbest üretim şirketleri, Yap-İşlet, İşletme Hakkı Devri ve Yap-İşlet-Devret santrallerinin kurulu güç ve üretim değerlerini kapsamaktadır.

**Lisanssız Üretim: 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 14 üncü maddesi kapsamında lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf kişilerin ihtiyaç fazlası olarak sisteme verdikleri üretimdir.

Türkiye elektrik sisteminde satın alma garantisi verilmiş bulunan YİD, İHD ve Yİ modeli kapsamındaki üretim tesislerinin kapasiteleri tüketim karakteristiği dikkate alınmadan neredeyse tam verimli olarak

kullanıldığı, ancak buna karşılık talep miktarı ve tüketim karakteristiği dikkate alınarak işletilen kamu santrallerine ait kapasitenin bir kısmının kullanılmadığı gözlenmektedir.

Elektrik sistem işletmeciliğinde ;

- talebin tahmin edildiği gibi gerçekleşmemesi,
- hidrolik santrallara gelen su miktarının tahmin edildiği gibi gelmemesi,
- yakıt arzında ve kalitesinde kısıtlarla karşılaşılabilmesi,
- santrallarda uzun süreli arızaların olabileceği,

inşa halindeki kamu ve özel sektör santrallerinin öngörülen tarihlerde işletmeye giremeyeceği dikkate alındığında, güvenilir elektrik enerjisi üretim sistemlerinin işletilmesinde birincil kaynak türlerine göre belirli oranlarda güç ve enerji yedeği bulundurulması bir zorunluluktur. Bu nedenle arz ve talep başa baş olmadan önce üretim sisteminin yedekli olarak işletilmesi için yatırım tesislerinin inşaat süreleri de göz önünde bulundurularak öngörülen işletmeye giriş tarihlerinin gerçekleşmesi için gerekli önlemlerin bugünden alınmasının sağlanması gerekmektedir.

Üretim ve Talep gelişimi

				Birim : GWh
Yıllar	Üretim	İthalat	İhracat	Brüt Talep
2007	191.558,1	864,3	2.422,2	190.000,2
2008	198.418,0	789,4	1.122,2	198.085,2
2009	194.812,9	812,0	1.545,8	194.079,1
2010	211.207,7	1.143,8	1.917,6	210.434,0
2011	229.395,1	4.555,8	3.644,6	230.306,3
2012	239.496,8	5.826,7	2.953,6	242.369,9
2013	240.154,0	7.429,4	1.226,7	246.356,6
2014	251.962,8	7.953,3	2.696,0	257.220,1
2015	261.783,3	7.135,5	3.194,5	265.724,4
2016	274.407,7	6.330,3	1.451,7	279.286,4
2017	297.277,5	2.728,3	3.303,7	296.702,1

Birincil kaynak dağılımında, ilave yeni kapasite miktarının termik santrallerle yoğunlaşması ile sisteme ilave edilecek kapasite miktarı azalmakta, hidrolik ve rüzgar santrallerinin yoğunlaşması ile sisteme ilave edilecek kapasite miktarı artmaktadır. Sisteme ilave edilecek yeni kapasite miktarı hususunda bir karar ve politika belirlenirken bu özelliğin dikkate alınması göz ardı edilmemelidir. Örneğin rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim tesisi kapasitesi yapılmasına onay verilirken bunun yanında onay verilen kapasitenin yaklaşık %50'sine kadar yedek konvansiyonel kapasitenin kurulması için gereken önlemler alınmalıdır.

Talep artışının yüksek olduğu ve güvenilir olması istenen elektrik üretim sistemlerinde bir başka deyişle, talebi karşılamak için önemli miktarda finansmana ihtiyaç duyulan üretim sistemlerinde yatırımlar ve arz güvenliği açısından bu özelliğin dikkate alınması daha da önem kazanmaktadır. Örneğin talebi karşılamak üzere kurulması gereken yeni kapasitenin tamamının termik santrallerden karşılanması durumunda ilave kapasite miktarı, tamamının hidrolik ve rüzgar santrallerinden karşılanması durumundaki kapasite miktarının yaklaşık yarısı kadardır.

Üretim tesislerinin yakıt cinsi ve işletmeye giriş yılı itibarıyla yatırım kararlarının yatırımcı tarafından verildiği bir piyasa yapısında özellikle elektrik enerjisi talebinin ekonomik krizin etkisinin geçmesi sonrasında önemli bir artış oranı ile artmasının beklendiği bir elektrik sisteminde ülke talebinin güvenilir bir yedekle karşılanması için gerekli üretimin birincil kaynak dağılım politikaları açısından uygunluğunun takip edilmesi arz güvenliği açısından önemli bir husustur.

Ayrıca talebin önemli bir artış oranı ile gelişmesinin beklendiği bir piyasada lisans alan, lisans almak için başvuruda bulunan üretim tesislerinin taahhüt ettikleri tarihte gerçekleştirmelerini sağlamak için durumlarının sıkı bir şekilde takibi yapılarak gerekli önlemlerin alınması (örneğin rezerv edilmiş kapasite bedeli gibi) yine arz güvenliği açısından önemlidir.

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ-TÜKETİMİ 2016-2017					
	2016		2017		ARTIŞ
	GWh	%	GWh	%	%
Termik	185.798,1	67,7%	212.138,5	71,4%	14,2%
Hidrolik	67.230,9	24,5%	58.218,5	19,6%	-13,4%
Jeotermal	4.818,5	1,8%	6.127,5	2,1%	27,2%
Rüzgar	15.517,1	5,7%	17.903,8	6,0%	15,4%
Güneş	1.043,1	0,4%	2.889,3	1,0%	177,0%
Brüt Üretim	274.407,7		297.277,5		8,3%
Dış Alım	6.330,3		2.728,3		
Dış Satım	1.451,7		3.303,7		
Brüt Tüketim	279.286,4		296.702,1		6,2%

Özellikle 1990'lı yılların sonlarından itibaren özel sektöre ait kurulu gücün artmış olması, bu kurulu gücün büyük kısmının termik olması ve üretimlerine satın alma garantisi verilmiş olması kamu santrallerinin talebe bağlı olarak ihtiyaç duyulmadığı zamanlarda kısıtlı çalıştırılmaları sonucunu ortaya çıkartmıştır. Bilindiği üzere elektrik enerjisi ihtiyaç duyulduğu anda üretilir. Doğal olarak üretim kapasitesi talepten yüksek olduğu zaman fazla olan kurulu kapasite kullanılamayacaktır. Bütün santrallerin eşit koşullarda olduğu durumda elektrik enerjisi üretimine maliyeti düşük olan santraldan başlanıp yüksek olana doğru sıra ile üretim yaptırılması en ekonomik işletme yöntemidir. Ancak belirli bir kapasite imtiyazlı haklara veya üretim önceliğine sahipse maliyete bakılmadan öncelikle üretim yaptırılmaktadır. Santrallara üretim önceliği ya da imtiyazlı haklar verilirken toplam elektrik enerjisi talebi miktarı ile yıl içinde elektrik tüketim seviyelerini gösteren yük profili göz önünde bulundurulmalıdır. En azından öncelik verilmiş toplam kurulu kapasite miktarının baz yük seviyesinden daha yüksek olmamasına dikkat edilmelidir.

Sonuç ve özet olarak; Elektrik Sektörünün tüketim yapısının özelliği dolayısıyla, Arz-talep dengelerinin gelişimine ve puant yük talebine en uygun şekilde cevap verecek Hidrolik-Termik-Rüzgar-Güneş kaynaklarına bağlı dağılımı sağlayacak, kaynak güvenliğini esas alacak, arz güvenliği açısından yeterli düzeyde yedek kapasiteye sahip bir sistemin kurulabilmesi için planlama çalışmalarına önem verilmesi gerekmektedir. Elektrik sektörünün serbest piyasa şartlarında faaliyet göstermeye başlamasından sonra da özel sektörün önünü görmesi ve yatırımcılara ışık tutması ve arz güvenliği açısından planlama çalışmalarının yapılması büyük önem arz etmektedir. Bilindiği gibi, sağlıksız, plansız ve belirsizliklerin çok olduğu bir gelişimden özellikle piyasada faaliyet gösteren özel sektörün girişimleri olumsuz etkilenebilecektir.

ANTALYA BÖLGESİ ENERJİ ÜRETİM TESİSİ PROJELERİ - 2017

	Şirket Adı	Santral Adı	Yakıt Türü	Toplam Kurulu Güç (MW)	İşletmedeki Kurulu Güç (MW)	Öngörülen Yatırım (TL)	Gerçekleşen Yatırım (TL)	Öngörülen Üretim (kWh/Yıl)
1	Ado Madencilik Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Çayağzı HES	Hidrolik	9,96	0,00	15.936.000	1.882.042	36.860.000
2	Ado Madencilik Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Kozdere HES	Hidrolik	9,83	0,00	15.728.000	10.086.366	40.690.000
3	Aksa Enerji Üretim A.Ş.	Aksa Enerji Santrali	Doğalgaz	1.173,00	850,00	1.173.000.000	944.265.000	6.000.000.000
4	Albe Enerji Elektrik Elektronik Danışmanlık Müşavirlik Petrol Madencilik Tanım Hayvancılık San. ve Tic. Ltd. Şti.	Berat HES	Hidrolik	4,32	0,00	6.912.000	273.024	13.528.515
5	Albe Enerji Elektrik Elektronik Danışmanlık Müşavirlik Petrol Madencilik Tanım Hayvancılık San. Ve Tic. Ltd. Şti.	Yaprak HES	Hidrolik	3,80	0,00	6.080.000	4.256	12.250.515
6	ALDAŞ Altyapı Yönetim Dan. Elektrik En. Üretim Hiz. San. Ve Tic. A.Ş.	Hurma Temal Antma Tesisi	Doğalgaz	2,00	0,00	2.000.000	2.000.000	16.770.000
7	Alp Elektrik Üretim A.Ş.	Düzlen HES	Hidrolik	15,96	0,00	25.536.000	1.238.496	46.650.000
8	Alp Elektrik Üretim A.Ş.	Tınaztepe HES	Hidrolik	7,68	7,50	12.288.000	12.288.000	37.783.000
9	Antalya Enerji Üretim A.Ş.		Doğalgaz	97,20	94,20	97.200.000	97.200.000	754.000.000
10	Ataç İnşaat ve San. A.Ş.		Doğalgaz	5,67	5,40	5.670.000	5.670.000	42.670.000
11	Atlas Makine Sanayi Enerji ve Ticaret A.Ş.	Balı Reg. ve HES	Hidrolik	5,97	0,00	9.552.000		18.490.000
12	Ay Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Duraliler I-II-III-IV HES	Hidrolik	3,95	0,00	6.320.000	320.424	15.650.000
13	Ay Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Eskiköy Reg. ve HES	Hidrolik	2,80	0,00	4.480.000	867.328	8.886.000
14	Ay Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Gevne-Karapınar HES	Hidrolik	5,59	0,00	8.944.000	374.754	18.775.944
15	Bucak Yenilenebilir Enerji Üretim A.Ş.	Bucakköy HES	Hidrolik	9,98	0,00	15.968.000	2.947.693	44.059.000
16	D.E.S.A.Ş. Dağlar Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Doyran HES	Hidrolik	2,40	0,00	3.840.000	228.864	6.980.000
17	Dedegöl Enerji Yatırım A.Ş.	Kürce Regülatörü ve HES	Hidrolik	12,29	0,00	19.667.200	6.155.834	47.655.000
18	Dedegöl Enerji Yatırım A.Ş.	Sinanhoca HES	Hidrolik	57,00	0,00	91.200.000	0	274.000.000
19	Değirmen Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Korkuteli Reg. ve HES	Hidrolik	3,01	0,00	4.816.000	602.000	9.370.000
20	Derin Enerji Üretim A.Ş.	Çelebiler Reg. ve HES	Hidrolik	9,40	0,00	15.040.000	144.384	21.010.000
21	Diler Elektrik Üretim A.Ş.	Dim HES	Hidrolik	39,03	0,00	62.448.000	0	122.890.000
22	Ede Grup Enerji Üretim A.Ş.	Çandır I Reg. Ve HES	Hidrolik	1,80	0,00	2.880.000	0	6.500.000
23	Eğenda Ege Enerji Üretim A.Ş.	Manavgat II HES	Hidrolik	26,78	0,00	42.848.000	2.035.280	77.840.000
24	Ekol Elektrik Üretim Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Burgular (Gebeş) HES	Hidrolik	7,55	0,00	12.080.000	1.114.984	54.550.000
25	Elite Elektrik Üretimi ve Elektronik Makine Sanayi Tic. Ltd. Şti.	Kargı HES	Hidrolik	4,50	0,00	7.200.000	710.640	14.810.010
26	Enejisa Enerji Üretim A.Ş.	Sugözü Regülatörü ve Kızıldüz HES	Hidrolik	16,00	15,43	25.600.000	25.600.000	53.060.000
27	Enejisa Enerji Üretim A.Ş.	Aksu Regülatörü ve Şahmalla HES	Hidrolik	16,00	14,00	25.600.000	25.600.000	55.610.000
28	Erenler Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Değirmen Regülatörü ve HES	Hidrolik	7,66	0,00	12.256.000	2.951.245	19.807.644
29	Etı Alüminyum A.Ş.	Oymapınar HES	Hidrolik	540,00	540,00	864.000.000	864.000.000	1.170.000.000
30	EÜAŞ	Kepez 2 HES	Hidrolik	6,00	6,00	9.600.000	9.600.000	20.000.000
31	EÜAŞ	Manavgat HES	Hidrolik	48,00	48,00	76.800.000	76.800.000	220.000.000
32	EÜAŞ	Kepez 1 HES	Hidrolik	26,40	26,40	42.240.000	42.240.000	150.000.000
33	EÜAŞ	Turunçova-Finiş	Hidrolik	0,55	0,55	883.200	883.200	1.000.000

	Şirket Adı	Santral Adı	Yakıt Türü	Toplam Kurulu Güç (MW)	İşletmedeki Kurulu Güç (MW)	Öngörülen Yatırım (TL)	Gerçekleşen Yatırım (TL)	Öngörülen Üretim (kWh/Yıl)
34	Falez Elektrik Üretimi A.Ş.	Falez Elektrik Üretimi A.Ş. Antalya Üretim Tesisi	Doğalgaz	12,00	11,75	12.000.000	12.000.000	94.000.000
35	Fraport IC İçtaş Antalya Havalimanı Terminal Yatırım ve İşletmeciliği A.Ş.	Trijenerasyon tesisi	Doğalgaz	8,22	8,00	8.224.000	0	67.200.000
36	Kanyon Yenilenebilir Enerji Üretim San. ve Tic.A.Ş.	Çenger Regülatörü ve HES	Hidrolik	3,88	0,00	6.208.000	1.483.091	32.290.000
37	Kazandere Yenilenebilir Enerji Üretim ve Tic. A.Ş.	Kazandere Reg. Ve HES	Hidrolik	0,37	0,00	592.000	88.918	830.000
38	Kor-En Korkuteli Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Anak Regülatörü ve HES	Hidrolik	3,88	0,00	6.208.000	1.647.603	15.066.000
39	Özgür Elektrik Üretim A.Ş.	Manavgat I Regülatörü ve HES	Hidrolik	26,00	0,00	41.600.000	7.504.640	67.840.000
40	Özgür Elektrik Üretim A.Ş.	Damlapınar Regülatörü ve HES	Hidrolik	40,21	0,00	64.336.000	11.400.339	112.100.000
41	Narlıca Yenilenebilir Enerji Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Narlıca I-II-III Reg. ve HES	Hidrolik	17,39	0,00	27.824.000	0	26.650.000
42	Seçenek Enerji Üretim San. ve Tic.Ltd.Şti.	Kanyon Reg. Ve HES	Hidrolik	24,21	0,00	38.736.000	1.665.648	51.950.000
43	Serman Yenilenebilir Enerji Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Certe HES	Hidrolik	3,56	0,00	5.696.000	0	12.165.000
44	Turkon-MNG Elektrik Üretimi ve Ticaret A.Ş.	Zincirli HES	Hidrolik	9,78	0,00	15.648.000	0	65.970.000
45	Yurt Enerji Üretim Sanayi ve Ticaret Ltd. Şti.	Tocak I HES	Hidrolik	4,96	4,76	7.942.400	7.942.400	14.930.000
46	Yurt Enerji Üretim Sanayi ve Ticaret Ltd. Şti.	Alakır HES	Hidrolik	2,10	2,06	3.360.000	3.360.000	14.060.000
	TOPLAM	46 Adet Santral		2.338,65	1.634,05	2.962.986.800	2.185.176.453	9.992.266.628

4.3. DEĞERLEME İŞLEMİNİ OLUMLU VE OLUMSUZ ETKİLEYEN FAKTÖRLER

❖ **OLUMLU ÖZELLİKLER**

- Elektrik piyasasındaki minimum fiyatı belirleyen, devlet tarafından verilen alım fiyatı ve alım garantisi.
- Enerji talebinin, enerji arzından daha hızlı artması, yeni enerji yatırımlarının zaman alması.
- Tesisin su debisi ve MW başına üretim miktarlarının ortalamanın üzerinde olması
- Elektrik tüketiminin yüksek olduğu Antalya bölgesine yakın olması

❖ **OLUMSUZ ÖZELLİKLER**

- HES projelerinde, elektrik fiyatlarının en düşük olduğu bahar aylarında artan üretim, tam kapasiteye ulaşmakta, ancak elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu yaz aylarında düşmektedir. Bu nedenle, HES'ler en yüksek üretimlerini düşük fiyatlara satmakta, yüksek fiyatlara elektrik satacakları yaz aylarında ise su debisinin düşmesine paralel olarak üretimleri düşmektedir.
- HES projeleri, düzensiz enerji arzları nedeniyle, İkili anlaşmalarda talep edilen aylık sabit üretimi karşılayamamakta ve bu anlaşmalar ile oluşan yüksek piyasa fiyatlarından tam olarak yararlanamamaktadır.
- Değerleme konusu HES projesi gibi küçük kapasiteli projelerde işletme giderleri yüksektir. Değerleme konusu 4 MW lık HES yıllık işletme giderleri ile 10 MW lık bir proje de işletilebilir.
- Çukurçay HES projesinde yapılması gereken, 4.5. bölümünde detayları verilen, yaklaşık maliyeti 967.375,-USD (~3.400.000.-TL) olan iyileştirme çalışmaları sonrasında, ancak tam kapasite ile üretim yapabilecek olması. Özellikle regülatör ile yükleme havuzu arasındaki korige borunun mevcut debiyi karşılamamasından dolayı oluşan kayıplar.
- Santral binası, Yükleme Havuzu, Regülatör ve iletim hatlarındaki vasat inşaat ve kalitesiz işçilik
- Yükleme havuzu ve regülatör arasındaki yolda, yağışlara bağlı oluşan bozulmalar

❖ **FIRSATLAR**

- Türkiye'deki elektrik üretiminin ~% 35 i doğalgaz çevrim santrallerinden sağlanmaktadır. Bu nedenle elektrik fiyatlarını belirleyen en önemli unsur doğalgaz fiyatlarıdır. Dünyadaki doğalgaz tüketiminde yaşanan düzenli artış ile doğalgaz fiyatlarındaki artış beklentisinin elektrik fiyatlarını sürekli yukarıya doğru hareketlendirmesi,
- Enerji ihtiyacının, hem dünya hem de Türkiye' de sürekli artması ve enerji arzının bu artış oranını karşılayamaması
- Nakit akımlarının düzenli, nakit akımlarındaki azalış ve artış dönemlerinin belirgin olması

❖ **TEHDİTLER**

- Nükleer Santrallerin ülkemizde kuruluşu için sürecin başlaması ve bu santrallerin yapacağı yüksek miktarlardaki enerji üretimi ile enerji fiyatlarında düşme ihtimali olması,
- Enerji talebinin tahmin edildiği gibi gerçekleşmemesi,
- Oluşabilecek yağış rejimi değişiklikleri ve kuraklık dönemleriyle, Hidrolik santrallara gelen su miktarının düşmesi
- Santralde uzun süreli arızaların olabileceği.

4.4. GAYRİMENKULÜN FİZİKSEL VE TEKNİK ÖZELLİKLERİ VE DEĞERLEMEDE BAZ ALINAN VERİLER

 aydemir Elektrik Üretim A.Ş. Çukurçayı HES	
Regülatör Adeti	: 1
Regülatör Tipi	: Üstten Alışlı Tirol
Maksimum Su Seviyesi	: 853.65 m (Regülatör)
İletim Hattı Tipi	: Serbest Akışlı Boru (Çap:1000 mm)
İletim Hattı Kapasitesi	: 1,20 m3/s
İletim Hattı Uzunluğu	: 4704,07 m
Kuyruk Suyu Kotu	: 414,98 m (iki türbin çalışırken)
Çevre Düzenleme Kotu	: 417,41 m
Proje Debisi	: 1,2 m3/s
Max su seviyesi	: 844.30 m (Yükleme Havuzu)
Türbin Tipi	: Yatay Pelton
Ünite Sayısı ve Gücü	: 2 Adet 2MW
Kurulu Güç	: 4 MW
Kuyruksuyu Kotu	: 415 m
Cebri boru boyu	: 1668.95 m

Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES Projesi Mevcut Tesisleri :

- Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES projesi kapsamında bulunan mevcut tesisler şunlardır;
- Çukurçay Regülatörü; 851 m talveg kotunda, 852 m savak kotunda 15.3 m genişliğinde, 854.0 m kret kotunda Tirol tipi betonarme olarak tasarlanmıştır.
 - 1.00 m çapında, 4.704 m boyunda Korige boru iletim kanalı.
 - 8 m genişliğinde, 20 m boyunda, 1.30 m aktif su yüksekliğinde yükleme havuzu.
 - 0.70 m çapında, 1.567 m uzunluğunda cebri boru.
 - Toplam 4000 KW Kurulu gücünde iki adet yatay eksenli Pelton türbin içeren santral binası.
 - 3.5 km uzunluğunda Enerji iletim hattı.

Santralde 6.3 kV gerilim seviyesinde üretilen enerji, ünite transformatörleri vasıtası ile 31.5 kV gerilim seviyesine yükseltilerek 31.5 kV şalta aktarılmakta ve 3.50 km lik 477 MCM iletkenli ENH ile Isparta ili Yumrutaş Ağlasun DM hattına bağlanarak ulusal şebekeye aktarılmaktadır. Bu amaçla santral binasının içine 31.5 kV metal muhafazalı kapalı şalt yapılmıştır.

4.4.1. Proje teknik verileri

Çukurçay Regülatörü	Birim	Açıklama
Yer		Çukurçay
Çökeltim Havuzu		Sağ sahil
Talveg Kotu	m	851
Drenaj Alanı	km ²	30.65
Yıllık Gelen Toplam Akım	hm ³	19.24
Yıllık Gelen Ortalam Akım	m ³ /s	0.61
Taşkın Debisi (Q ₁₀₀)	m ³ /s	
Taşkın Debisi (Q ₂₅)	m ³ /s	
Güvenilir Debi	m ³ /s	0.071
Tip		Tirol Tipi
Dere Yatağına Bırakılan Debi	m ³ /s	0.059
Maksimum Su Seviyesi (Q ₁₀₀ geçerken)	m	853.65
Dizayn Debisi	m ³ /s	1.20
Eşiğin Talvegden Yüksekliği	m	1.00
Eşik Uzunluğu	m	15.30
Eşik Kotu	m	852.00
Kret Kotu	m	854.00
Enerji Kırıcı Havuz Tipi		Yok
Enerji Kırıcı Havuz Uzunluğu	m	-
Enerji Kırıcı Havuz Genişliği	m	-
Çökeltim Havuzu Uzunluğu	m	40.0
Çökeltim Havuzu Genişliği	m	4.60
Çökeltim Havuzunda Çökelen Min. Tane Çapı	mm	0.03
Çökeltim Havuzu Sonu Kapağı (geniş./yüksek.)	m	2.1 / 1.0
Çökeltim Havuzu Sonu Normal Su Seviyesi	m	843.8

İletim Yapısı	Birim	Açıklama
Tip		Korige Boru
A det		2
Çap	m	1.00
Hava Payı	m	0.29
Su Yüksekliği	m	0.71
Kanal Eğimi		0.015
Uzunluk	m	4704
Maksimum Debi	m ³ /s	2x0.60 =1.20
Manning Pürüzlülük Katsayısı		0.008

Yükleme Havuzu	Birim	Açıklama
Normal Su Kotu	m	843.80
Maksimum Su Kotu	m	844.30
Minimum Su Kotu	m	843.30
Duvar Üst Kotu	m	844.80
Havuz İç Genişliği	m	8.00
Havuz Uzunluğu	m	20.00
Su Alma Ağız Izgara Tertibatı (yük. / genişlik)	m	2.10 x 1.00
Aktif Hacmi	m ³	111.84
Proje Debisini Sağlayabildiği Süre	dakika	2.80
Taşma Savağı		Sağ sahil
Taşma Savağı Genişliği	m	1.00
Silt Boşaltma Kapağı (yük. / genişlik)	m	0.80 / 0.80
Cebri Boru Giriş Kapağı (yük. / genişlik)	m	2.0 / 2.0

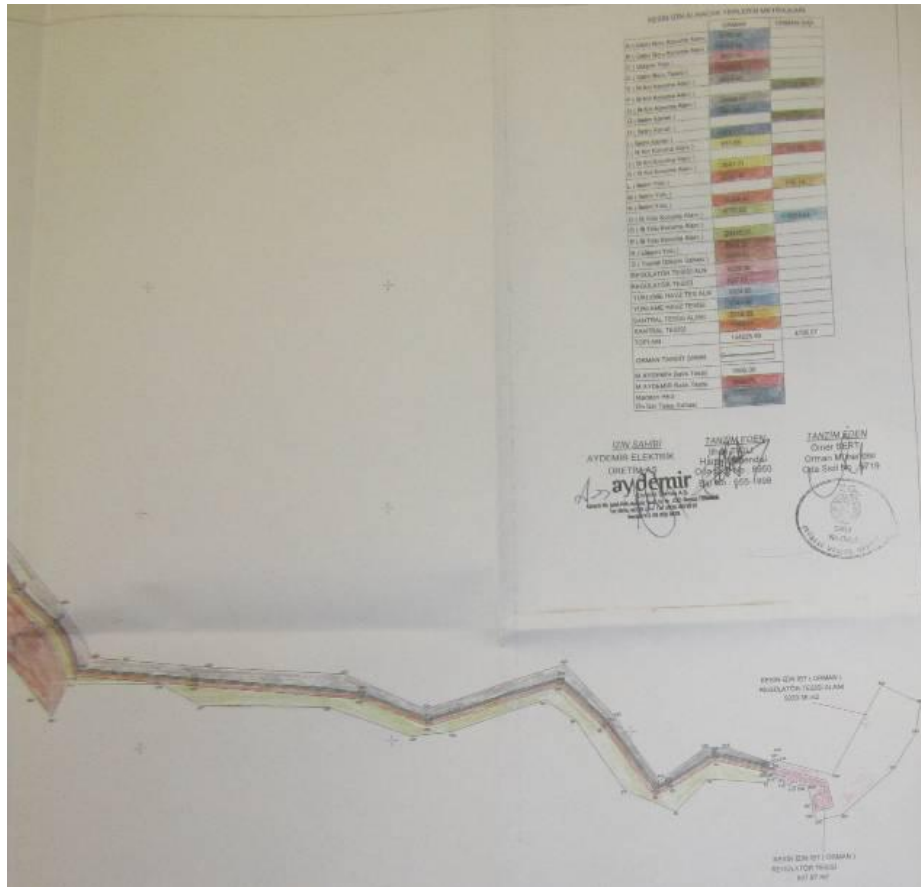
Cebri Boru	Birim	Açıklama
Tip		Açıkta Çelik Boru
Çap	m	0.70
Uzunluk	m	1567
A det		1
Et Kalınlığı	mm	10
Malzeme		St52.5
Branşman Adedi	adet	2
Branşman Çapları	m	0.5

Türbin		
Tipi	:	2 adet Yatay Pelton
Kurulu gücü	:	2x2.168=4.336 MW
Ünite sayısı	:	2
Proje debisi	:	2x0.6= 1.2 m ³ /s
Ünite gücü	:	2x2000 = 4000 kW
Türbin Eksen Kotu	:	418.41 m
Min. Kuyruksuyu kotu	:	415.00 m
Brüt düşü	:	429.30 m
Devir Sayısı	:	750 dev/dak

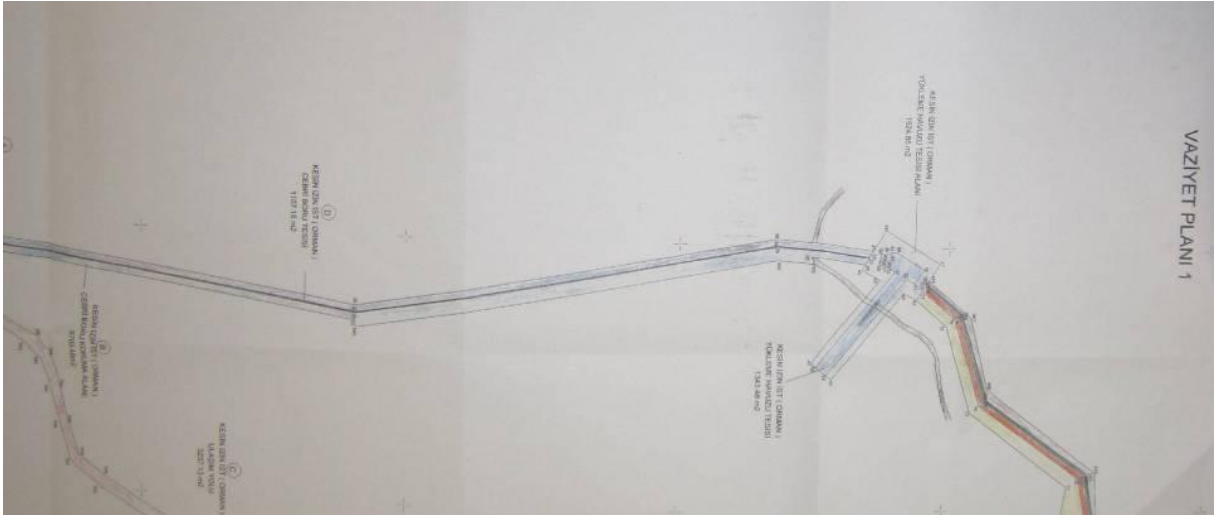
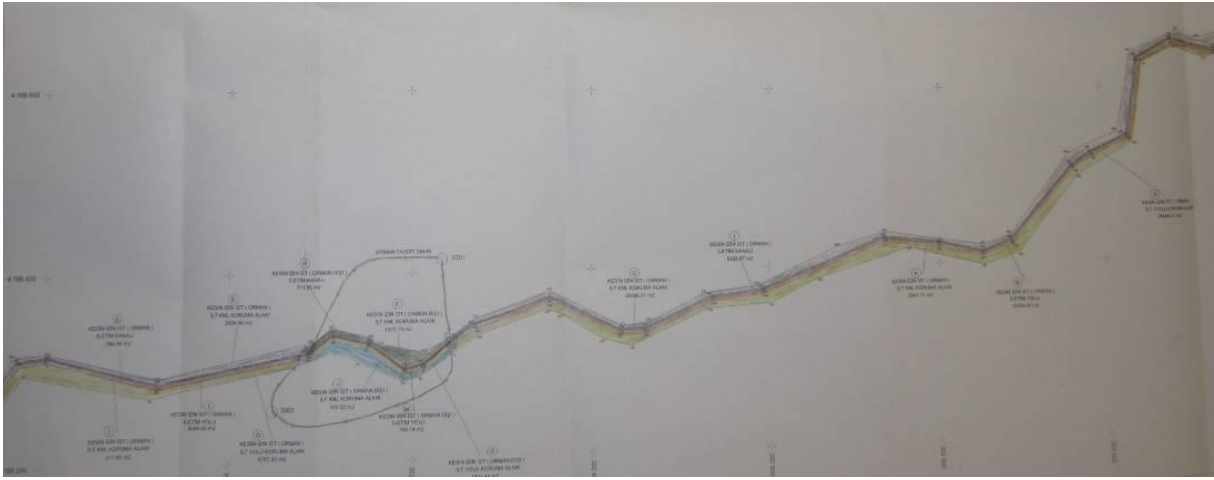
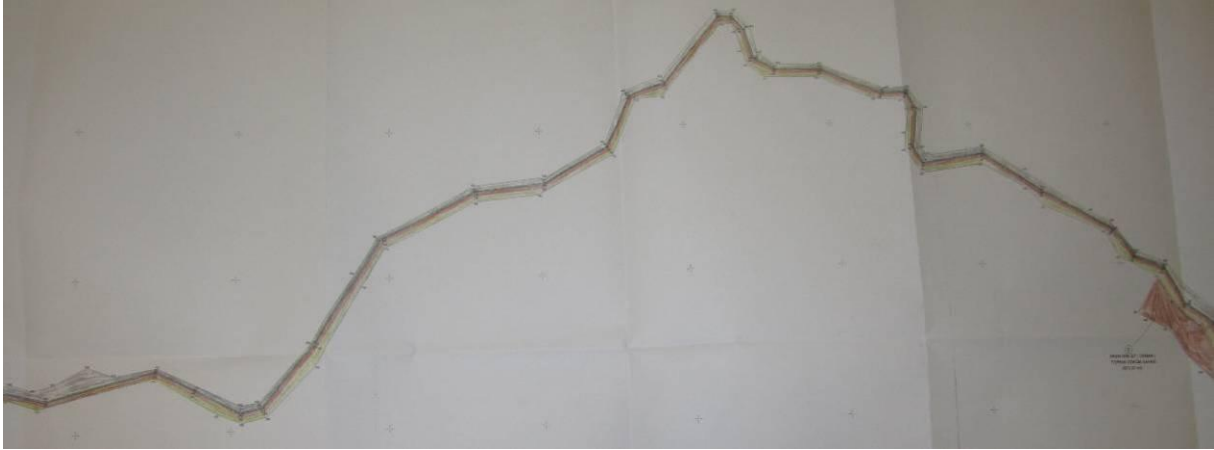
Generatör		
Tipi	:	Yatay Eksenli Pelton
Ünite sayısı	:	2
Güç faktörü	:	0.85
Jeneratör gücü	:	2x925 kVA
Gerilim	:	6.3 kV
Frekansı	:	50 Hz
Devir Sayısı	:	750 dev/dak

Ünite Trafolar	:	
Tipi	:	Açık, yağlı
Sayısı	:	3
Gücü	:	2x1600 kVA
Anma gerilimi	:	6.3/34.5 kV
Frekansı	:	50 Hz
Bağlantı grubu	:	Dyn 11
Soğutma	:	ONAN

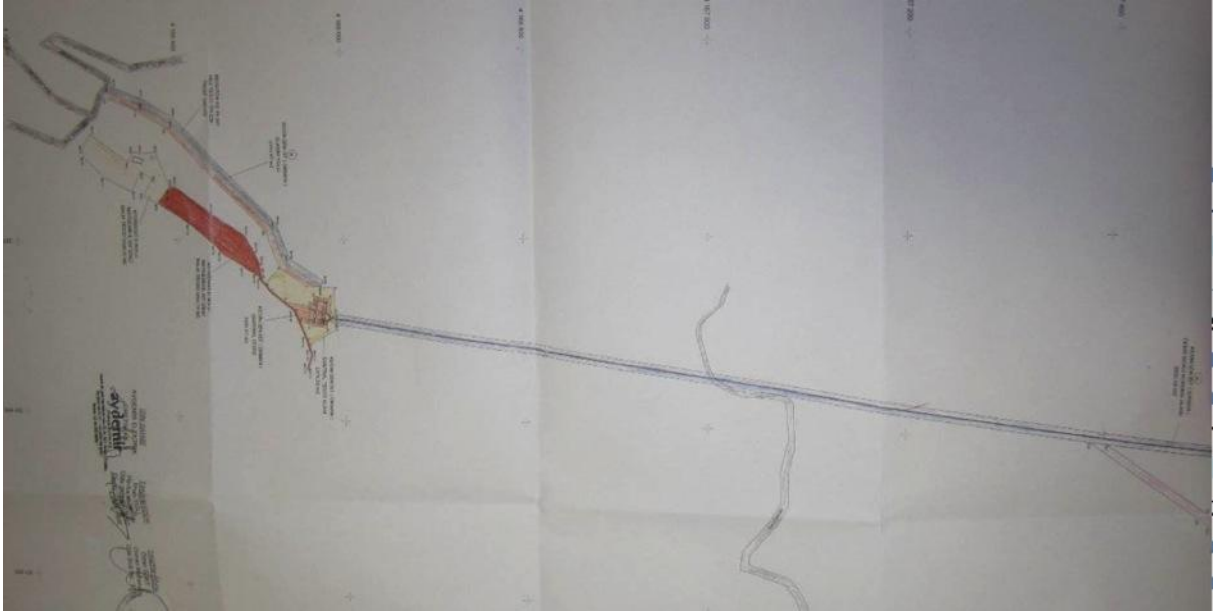
İç İhtiyaç Trafosu	:	
Tipi	:	Dahili üç fazlı kuru tip
Sayısı	:	1
Gücü	:	100 kVA,
Frekansı	:	50 Hz
Bağlantı grubu	:	Dyn 5
Soğutma	:	AN



Regülatör ve çıkış hattı vaziyet planı



Yükleme Havuzu ve Cebri boru hattı vaziyet planı



Cebri boru ve Santral Binası vaziyet planı (Plan asılları rapor ekindedir)

4.4.2. Regülatör Yeri

Regülatör yerinde temel kaya genel olarak Harmancık Çakıltası üyesi litolojisinden oluşmaktadır. Bu birim sıkı, sert karbonat çimentolu, polijenik çakılı boz-gri renkli çakıl taşlarından oluşmaktadır. İnce-orta-kalın katmanlı üst düzeylerine doğru masif görünümlü olan çakıl taşları güneye doğru denizel özellik kazanmaktadır. Çakıl taşlarının ince orta katmanlı olan düzeyler arasında yer yer kumtaşı, çamurtaşı seviyeleri gözlenir. Ayrıca içerisinde kireçtaşı merceklerine de rastlanır. Üst düzeylerine doğru daha gevşek çimentoludur. Bol kırıklı ve çatlaklıdır. Çatlaklar ikincil olarak kalsit ve kil dolgulu yer yer boş olan birimde karstlaşma gelişmiştir. Karstlaşma süreksizlik düzlemleri boyunca fazlaşmaktadır. Dolayısı ile belirttiğimiz formasyon özellikleri göz önünde bulundurularak regülatör yeri kazı sırasında üst düzeyleri daha gevşek çimentolu ve ayrılmış olan kısım kaldırılmıştır. Temel kayasının yüzeysel ayrışma zonu ve ancak kazıdan sonra saptanabilecek açık eklem ve çatlaklar gevşek ve bozmuş malzemeden temizlenmiştir. Açık eklem ve çatlaklar gevşek ve bozmuş malzemeden temizlenmiştir. Açık eklem ve çatlaklar açıklıklarının en az 2 katı derinliğe kadar temizlenip betonla tıkaçlanmıştır.

4.4.3. İletim Hattı, Yükleme Havuzu, Cebri Boru

Su kanalı güzergahının temel kayası Harmancık Çakıltasıdır. Güzergah boyunca kalınlığı 1 m ile 3 m arasında değişen yamaç molozu gözlenmektedir. Su kanalı yerinde yamaç molozu ve kayacın ayrışma zonu kazılarak yapı sağlam kayaya oturtulmuştur. Topografik eğimden dolayı kazı sonucu oluşacak şevlerde gerek görülen kısımlarda püskürtme betonu ve hasır çelikle kaya desteklenmiştir. Kanal kazısı boyunca oluşacak çatlak ve geçirimli birimler enjeksiyon yöntemi ile ve betonlama yapılarak su kaçakları önlenmeye çalışılmıştır. Yapılacak yükleme havuzu ve iletim hattı Harmancık Çakıltasına oturmaktadır. Bu birim sıkı, sert karbonat çimentolu, polijenik çakılı boz-gri renkli çakıl taşlarından oluşmaktadır. İnce-orta-kalın katmanlı üst düzeylerine doğru masif görünümlü olan çakıl taşları güneye doğru denizel özellik kazanmaktadır. Çakıl taşlarının ince orta katmanlı olan düzeyler arasında yer yer kumtaşı, çamurtaşı seviyeleri gözlenir. Yükleme havuzu yeri kazı sırasında üst düzeyleri daha gevşek çimentolu ve ayrılmış olan kısım kaldırılmıştır. Temel kayasının yüzeysel ayrışma zonu ve ancak kazıdan sonra saptanabilecek açık eklem ve çatlaklar gevşek ve bozmuş malzemeden temizlenmiştir. Açık eklem ve çatlaklar açıklıklarının en az 2 katı derinliğe kadar temizlenip betonla tıkaçlanmıştır. Cebri

boru güzergahının litolojisi Harmancık çakıltası üyesinden oluşmaktadır. Cebri boru güzergahında boru kotunu kurtaracak sıyırma kazısı yapılması ve mesnetlerde ise sağlam ayrışma zonundan sonraki sağlam kayaya ulaşılmıştır. Mesnet ayakları ankrajlarla sağlam kayaya tutturularak, boru hendeği şevlerinde gerek görülen kısımlarda püskürtme betonu ve hasır çelik kaya desteklenmiştir.

4.4.4. Santral Binası

İnceleme alanında santral binası, vadi düzlüklerindeki alüvyonal birime oturmaktadır. Alüvyon, bölgede dere yataklarında ve yer yer düzlüklerde görülmektedir. Alüvyonun litolojisi; kil, silt, kum ve çakıllardan oluşmaktadır. Alüvyonu oluşturan tanelerin kökeni çoğunlukla kireçtaşları ve çakıl taşlarından oluşturmaktadır. Yapılacak santral binasının temeli alüvyon birimine oturmaktadır.

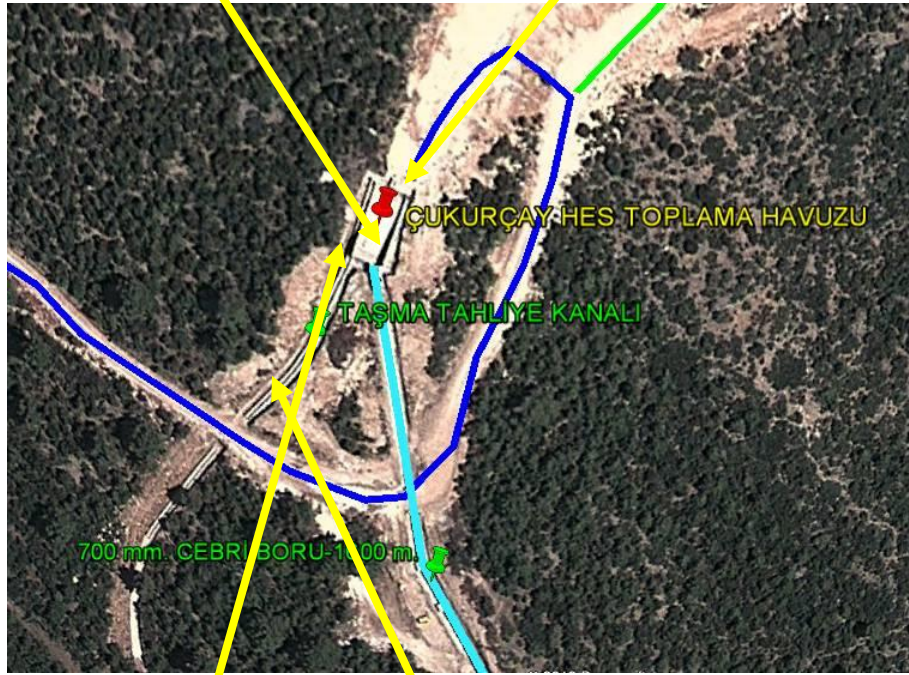
4.4.5. Malzeme Durumu

Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES'e ait yenileme çalışmalarında kullanılacak beton agregası malzeme Çukurçay dere vadisinden temin edilecektir. Arazi gözlemlerine göre alüvyon kötü derecelenmiş çakıl-kum karışımı (GP) ile kötü derecelenmiş blok-çakıl-kum-silt karışımları (GP-SP) karakterindedir. Projede kullanılacak beton agregası için Çukurçay dere alüvyon malzemesinin yetersiz olması durumunda agregası malzemesi proje alanına yakın açılacak olan taş ocaklarından temin edilmiştir. Kesin proje aşamasında sözü edilen birimden alıncak örnekler üzerinde yapılacak laboratuvar deneylerinden sonra yol ve proje sahasına yakınlığı açısından en uygun yerde kırmataş tesisleri oluşturulmuştur. Projede kullanılacak çimento Merkez/Afyon Çimento Fabrikasından temin edilmiş, çimento fabrikasının proje sahasına uzaklığı 199 km'dir. Projede kullanılan demir malzemesi ise Aliağa/İzmir Demir Çelik Fabrikasından temin edilmiştir. Demir çelik fabrikasının proje sahasına uzaklığı ise 482 km'dir. Çimento ve demir malzemelerinin proje sahasına taşınması şehirlerarası asfalt yol ile sağlanmıştır.

I.ÇUKUR ÇAYI KAYNAĞINDA KURULU OLAN HES REGÜLATÖRÜ



II.ÇUKURÇAY HES SU TOPLAMA VE YÜKLEME HAVUZU



TAŞMA TAHLİYE KANALI



700 mm. CEBRİ BORU

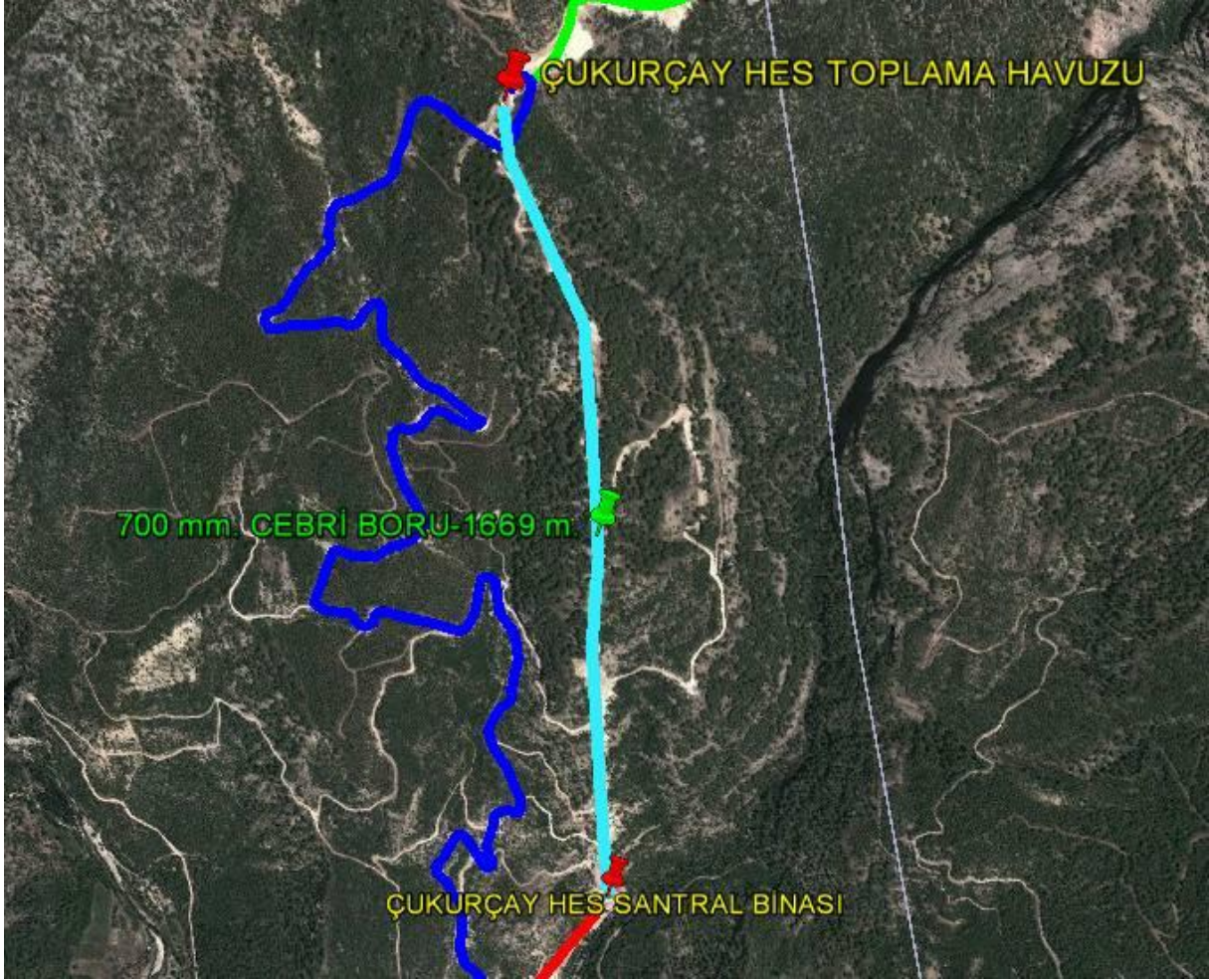
III.ÇUKURÇAY HES SANTRAL BİNASI



ALABALIK ÇİFTLİK HAVUZLARI



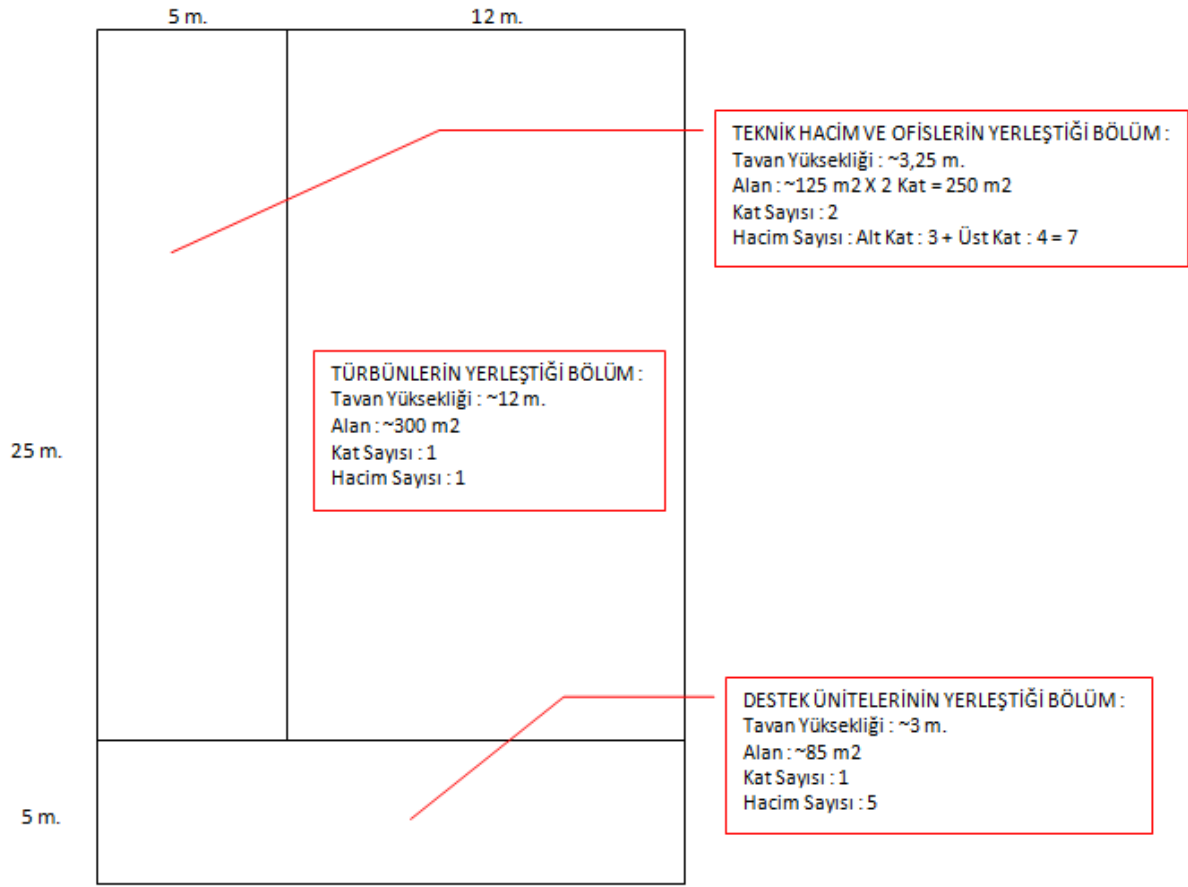
SANTRAL BİNASI (BATI CEPHE)



Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. firmasına ait olan Çukurçay HES projesinin, 2010 yılı Şubat ayında inşaatına başlanmış, 2011 yılı kasım ayında 1. kısmı ve 2012 yılı şubat ayında 2. kısmı devreye alınmıştır.



Proje inşaatı kapsamında, Santral Binası-Yükleme Havuzu havuzu arasında, orman yolunun devamında 2 km. ve Yüklem Havuzu-Regülatör arasında ise 4,7 km. ham yol açılmıştır. Yol yapım çalışmalarında 2 adet küçük köprü inşaa edilmiştir.



2 Katlı Ofis ve Teknik Alanlar



Destek Üniteleri



Türbünlerin olduğu ana yapı

Santral binası 17 m. X 30 m. ölçülerinde 510 m² taban alanlı bir yapıdır. Betonarme karkas tarzda inşaa edilmiştir ve üç bölümden oluşmaktadır. Bütün olarak santral binasının yapı ve malzeme kalitesi vasatı geçememiş, asgari gereklilikler yerine getirilecek şekilde malzeme kullanılmıştır. Binanın ısıtma sistemi yoktur, bazı bölümlerde Klima ve elektrikli ısıtıcı kullanılmaktadır. Fotoğraflardan da anlaşılacağı gibi santral binasını oluşturan üç bölümden, Türbünlerin bulunduğu ana yapı ile Teknik alanlar ve ofislerin bulunduğu kısımlar entegre olmakla beraber, teknik destek ünitelerinin bulunduğu kısım tamamen bağımsız inşaa edilmiştir (Bkz. Yukarıdaki vaziyet planı).

Türbünlerin yerleştiği birinci bölüm olan ana yapı 12 m. X 25 m. boyutlarında ~300 m² alanlı, tek katlı ancak tavan yüksekliği ~12 m. dir. Bu bölüm zemini vakumlu brüt beton, duvarlar beton üzeri badana, tavan ise çelik konstrüksiyon üzeri sandviç panel çatı olarak imal edilmiştir. Bu bölümde yer alan pencereler PVC doğramadan mamuldür. Ana yapıya giriş ~8 m. en ve 6 m. yükseklikte bir kayar demir kapı ile sağlanmaktadır.

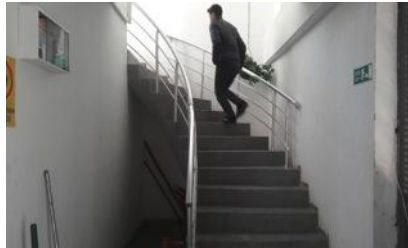


Santral Binası Türbinlerin bulunduğu bölümden görünüm

Ofis ve teknik hacimlerin bulunduğu bölüm ise 2 katlı olup 125 m² X 2 kat toplam 250 m² alanıdır. Tavan Yüksekliği ~3,25 m. dir. Bu bölümde Alt katta ; Merdiven kovası, Mekanik Atölyesi (20 m²), Ağ Dağıtım Odası (35 m²) ve OG Hücrelerinin bulunduğu oda (60 m²) bulunmaktadır. Üst katta ise; ~1 m. genişliğinde bir koridor ile ulaşılan Müdür Odası (40 m²), Otomasyon Odası (28 m²), Mutfak (22 m²), WC + Duş (15 m²) bulunmaktadır.



Alt Kat



Merdiven kovası



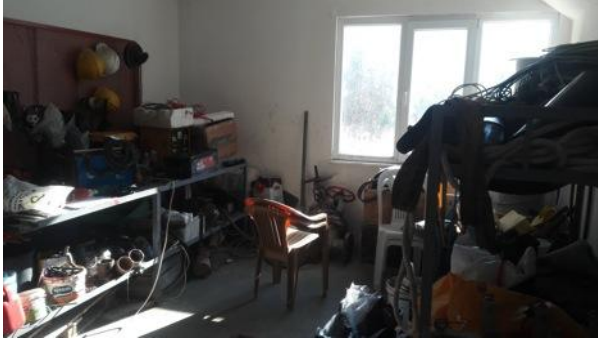
Acil Çıkış Kapısı



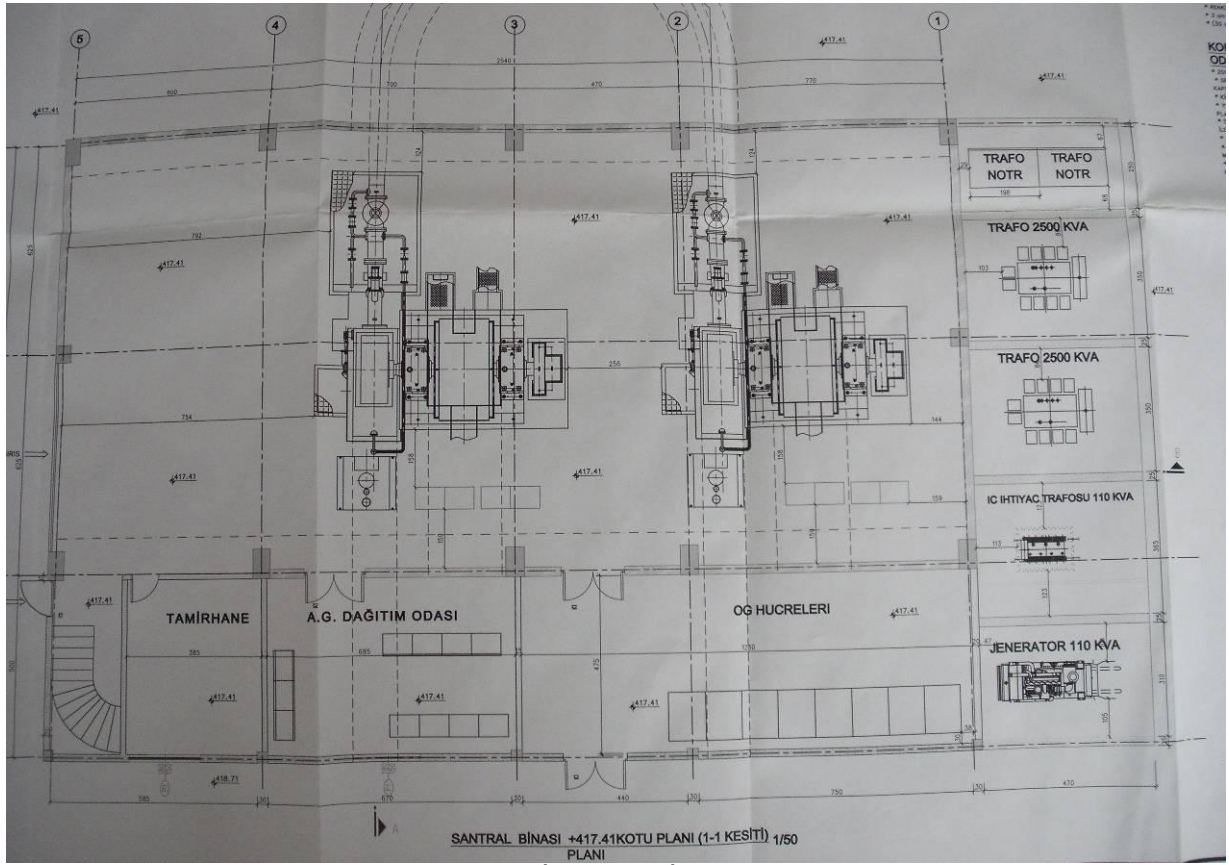
OG Hücreleri



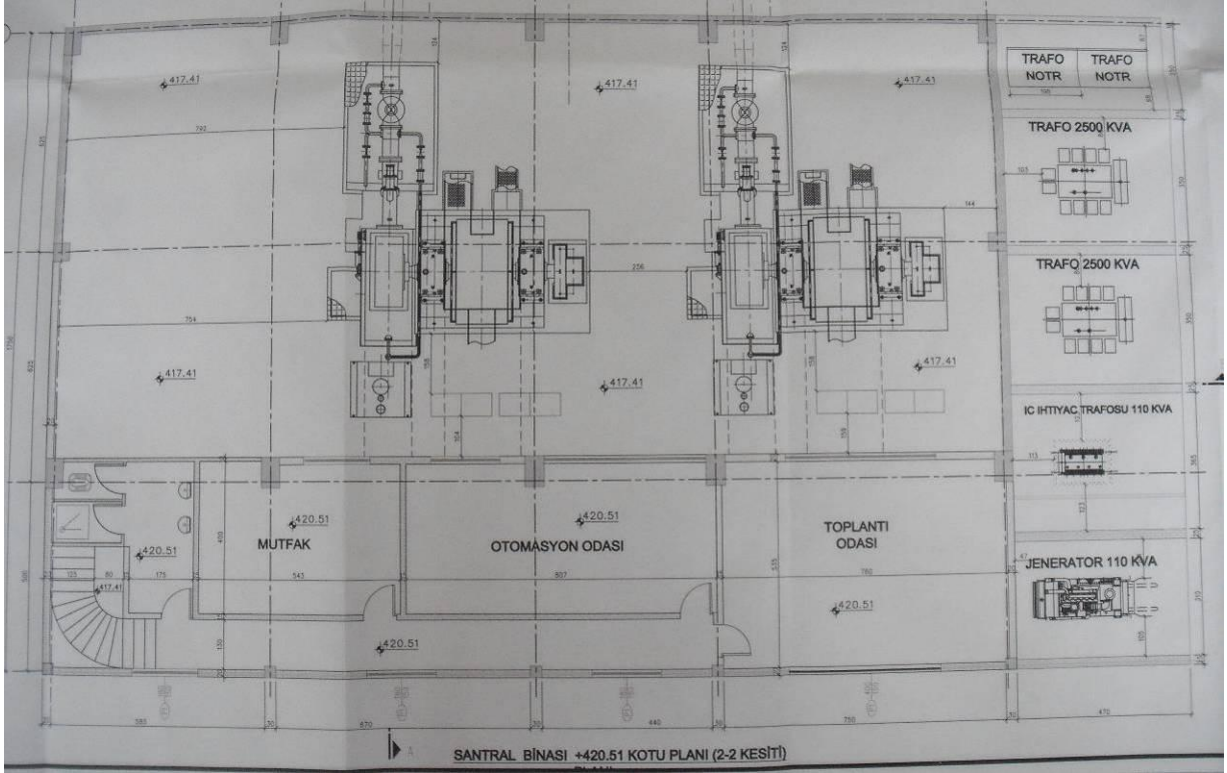
Ağ Dağıtım Odası



Mekanik Atölyesi



SANTRAL BİNASI ZEMİN KAT PLANI



SANTRAL BİNASI ÜST KAT PLANI

Bu bölümün alt kattında; zeminler Brüt beton ve demir doğrama, duvarlar ve tavan plastik boyalıdır. Pencere PVC doğrama kapılar ise demir doğramadır. Alt katta OG Hücrelerinin bulunduğu bölümde Acil Çıkış Kapısı bulunmaktadır. Üst kata çıkışı sağlayan merdiven kovanında basamaklar brüt beton, trabzanlar ise alüminyumdan imal edilmiştir.



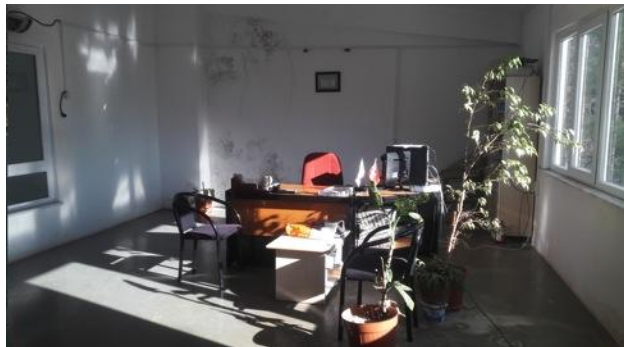
Mutfak



Otomasyon odası



Otomasyon Odası



Müdür Odası



Üst Kat Koridor



WC-Duş



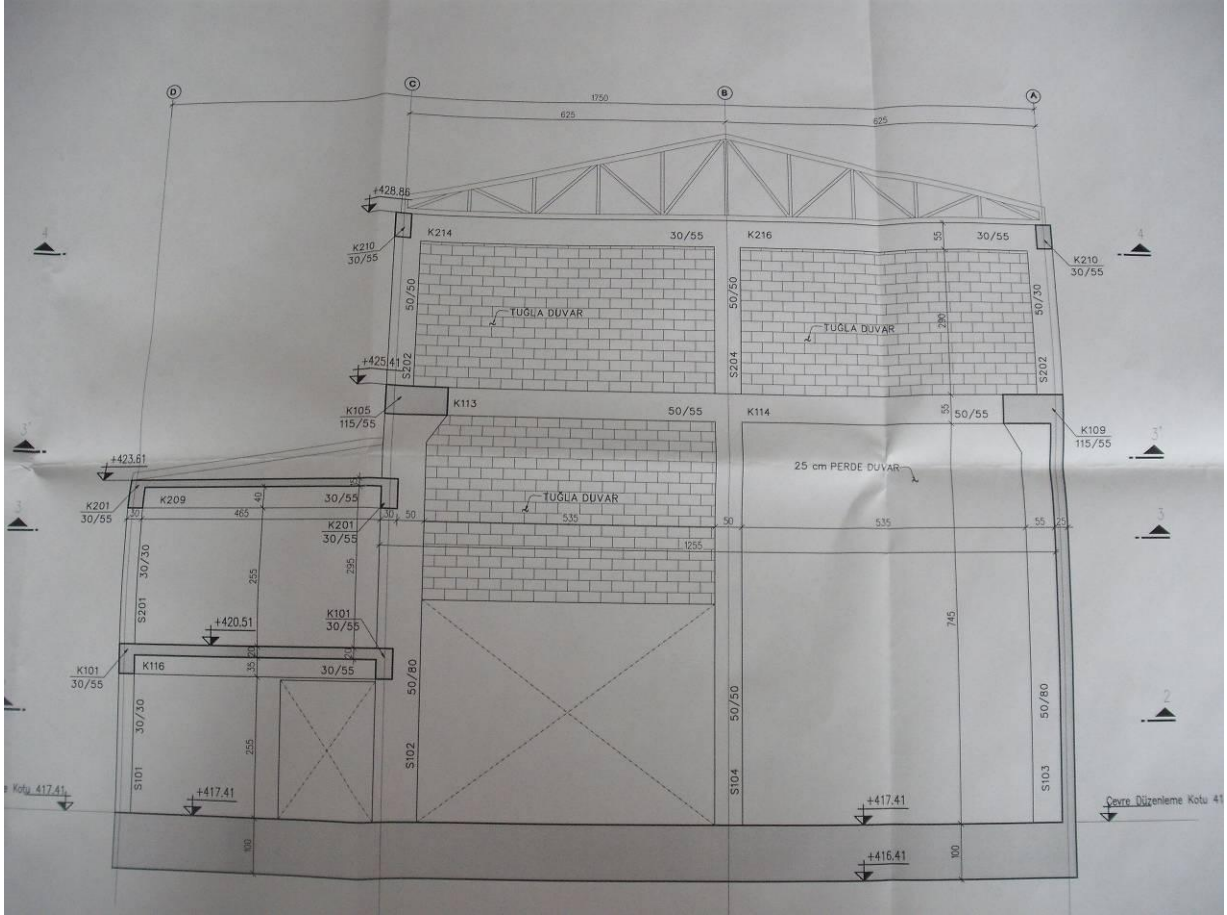
Santral bölümü

Üst katında ise; WC + Duş bölümü zemin ve duvarlar tavana kadar seramik kaplı olup, tavan plastik boyadır, 2 lavabo, 2 klozet ve 1 duşakabin mevcuttur. Mutfak ve diğer odalar zemin PVC esaslı malzeme ile kaplanmış, duvarlar ve tavan plastik boyalıdır. Mutfak dolapları, tezgah ve eviye mevcuttur. Pencere PVC doğrama ve iç kapılar amerikan panel kapıdır.



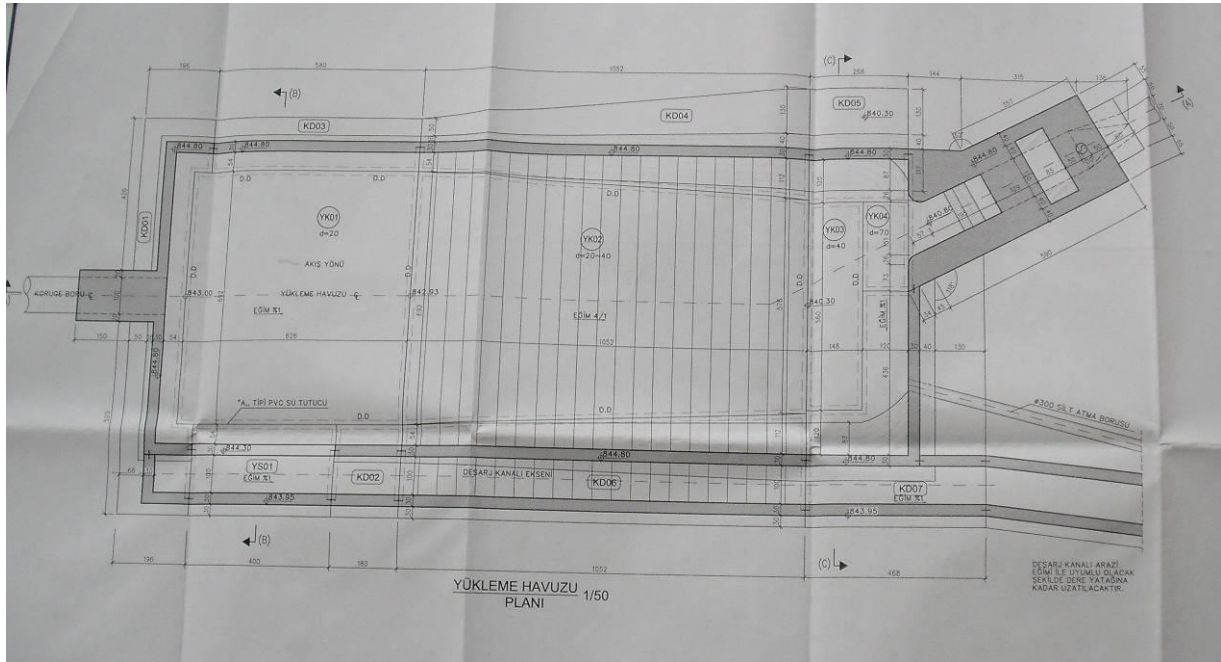
Teknik Destek ünitelerinin yerleştirildiği bölümler

Destek ünitelerinin yerleştirildiği binanın son bölümü 17 m. X 5 m. ölçülerinde olup toplam 85 m2 alanıdır. Hepsisi yaklaşık aynı alanlı 5 hacimden oluşmakta olup bunlar; Trafo Nötr Hücresi, Trafo 1 2500 KVA, Trafo 2 2500 KVA, İç İhtiyaç Trafosu, Jeneratör'dür. Bu bölümlerde zeminler brüt beton, duvar ve tavan ise badanadır. Kapı perncere yoktur, bölümler demir kafesli kapılar ile kapatılmıştır.

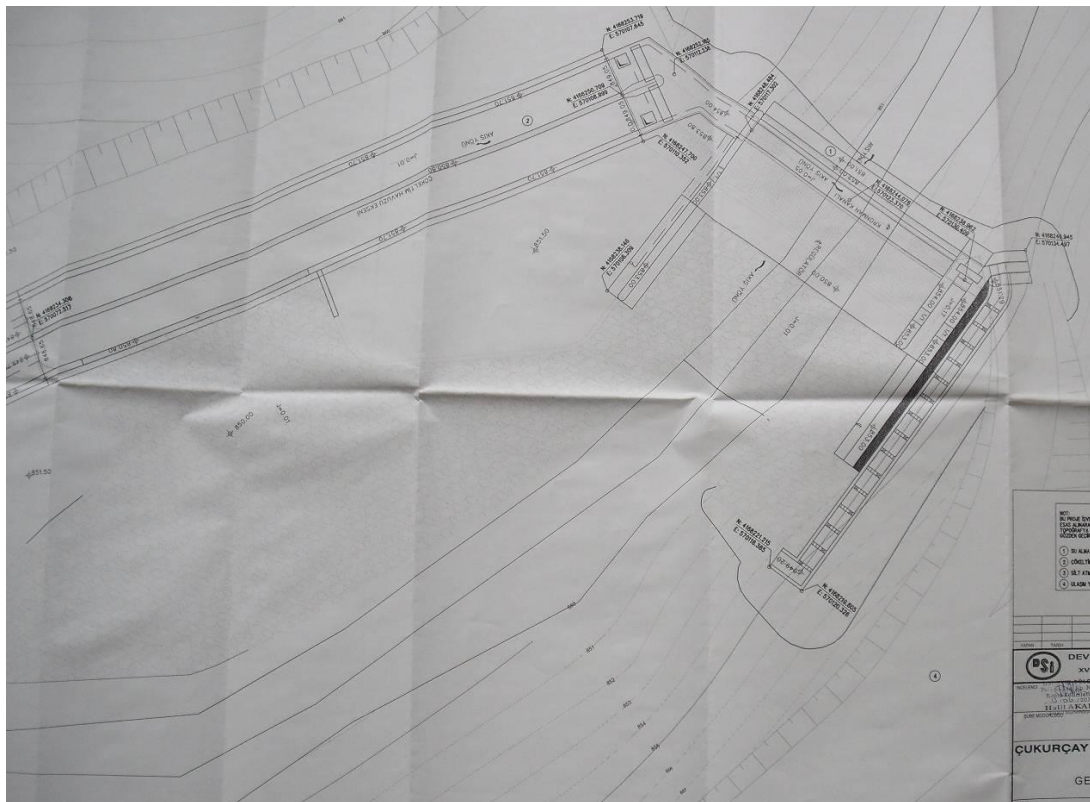


Bina Kesiti

Santral binası, Yükleme havuzu ve Regülatör alanının çevresi demir kafesli tel ile çevrilmiştir. Yükleme havuzu betonarme tarzda inşaa edilmiş olup, 8 m. X 20 m. boyutlarında ve 111,84 m³ kapasiteye sahiptir. Regülatör ve yan tesisleri de yine betonarme tarzda inşaa edilmiş, 15,30 m. eşik uzunluğuna sahip, 40 m. uzunluğunda ve 4,60 m. eninde çökeltim havuzu bulunmaktadır.



YÜKLEME HAVUZU PLANI



REGÜLATÖR PLANI

4.4.6. TESİSİN MEKANİK YAPISI MAKİNE VE TECHİZATLARI

MEKANİK SİSTEMLER, MAKİNE VE EKİPMANLAR İÇİN DURUM TESPİTLERİMİZ :

Isparta, Merkez İlçe sınırları içerisinde Çukurçay Deresi üzerinde projelendirilmiş ve tamamlanmış 4.0 MWm / 3.60 MWe kurulu güç, yaklaşık 418 m brüt düşü ve 1.20 m³/s proje debisine sahip Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesi; regülatör, iletim borusu, yükleme havuzu, cebri boru ve santralden oluşmakta olup Türkiye'deki en yüksek "Cebri boru uzunluğu/Kurulu Güç" oranına sahip hidroelektrik santrallerden biridir. Proje detayları ise aşağıda belirtildiği gibidir;

1 adet tirol tipte su alma yapısı,

1 adet 2 gözlü çökeltim havuzu,

1 adet çakıl geçidi,

1 adet balık geçidi,

4500 m uzunlukta serbest akışlı iletim borusu,

1 adet yükleme havuzu,

0.70 m çapında ve 1567 m uzunlukta 1 adet cebri boru,

Yaklaşık 418.0 m brüt düşü ve 2 eşit Yatay Pelton türbinli santral binası.

Hidroelektrik santraller depolamasız veya depolamalı olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır. Bunlardan kanal ve nehir santralleri depolamasız olup gelen suya göre çalışırlar. Bu tip santrallerde, akarsu üzerinde tesis edilen bir çevirme (regülatör) yapısından alınan suyun, su iletim hattı sonunda yer alan santralde enerjisi alınmaktadır. Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesi depolamasız hidroelektrik santral grubuna girmekte olup proses başlangıcı regülatör ünitesidir.



Baraj ve HES yapılarında kullanılan; kapak, vana, cebri boru, kaldırma elemanları, ızgara gibi ekipmanlar, hidromekanik teçhizatlar olarak adlandırılmaktadır.



Baraj ve heslerde hidromekanik teçhizat kapsamındaki kapaklar; taşkın koruma işleri, koruma ekipmanı olarak (türbin membasında acil durum), rezervuar su seviyesinin kontrolü ve sabit tutulması, rezervuarın temizlenmesi, barajlarda akış regülasyonu, bakım öncesi susuzlaştırma, derivasyon konduvisi tıkaçı, su alma yapısı girişi, sulama işleri- su alma yapısı, seviye kontrol ve dağıtım işleri, dipsavak deşarj kontrolü durumlarında kullanılmaktadır. Ülkemizde çoğunlukla kullanılan kapak tiplerini şu şekilde sıralayabiliriz; batardo kapakları, kayar kapaklar, radyal kapaklar, sabit tekerli kapaklar, kanat kapaklar. Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesinde hidrolik kontrollü kayar kapak sistemleri kullanılmıştır. Kayar kapaklar düz gövdeli kapaklar arasında en basit olanlarıdır. Temel olarak yapıları, yanlarda bulunan ve betona gömülü kılavuzlarda hareket edebilen bir klapeden oluşur. Klape, yük altında sızdırmazlık sağlayan ve yan kısımlarda bulunan kayar yüzeylerden (genellikle metal) ve yüzey plakasından oluşur. Az bakım gerektirmeleri, basit ve güvenli yapılarından dolayı kayar kapaklar sıklıkla, sulama kanallarında, kanalizasyon sistemlerinde, dipsavaklarda ve küçük giriş yapıları ile rezervuar savaklamada kullanılmaktadır.



Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesinde kullanılan hidrolik kontrollü kayar kapak sistemlerinin hidrolik üniteleri hidroser tarafından projelendirilmiştir. Sistem içerisinde toplam 4 hidrolik ünite 6 adet kapak bulunmaktadır. Tüm ünitelerin kontrol panoları ayrı olup santral elektronik SCADA sisteminde bağımsız olarak uzaktan kontrol edilebilmektedir. 4 hidrolik ünitenin 2 si 2 şer adet kapağı aynı anda çalışmayacak şekilde kontrol ederken diğer iki kontrol ünitesi 1 er adet kapağı kontrol etmektedir. Tüm üniteler kapakları 0,3 m/dak hızla açmakta ve kapamaktadır. Kapakların tam açık ve tam kapalı pozisyonlarında sensörler bulunmaktadır.

Bu 4 hidrolik ünitenin 3 adeti ve 5 adet kapak regülatör bölümünde bulunmaktadır. Hidrolik ünite ve kapakların görsel durumlarının iyi olduğu yerinde gözlemlenmiştir. Üniteler için periyodik bakım anlaşması bulunmadığı için bakım süreçleri bilinmemektedir. Marka, model, seri numarası bilgileri makine parkı tablosunda detaylandırılmıştır.



Su çevirme yapısı(regülatör) ile yükleme havuzu arasında yer alan su iletim hattı kanal, tünel, boru hattı veya bunların kombinasyonundan meydana gelebilir. Su iletim hattı topoğrafik ve jeolojik koşullar dikkate alınarak uygun bir güzergâhtan geçirilmelidir. Su iletim hattı basınçlı veya serbest akımlı olabilir. Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesinde kullanılan iletim hattı serbest akımlı olup HDPE esaslı spiral sarımlı basınçsız kanalizasyon boruları (korige) taşıyıcı sistem olarak kullanılmıştır. 4704 metre uzunluğunda kullanılan korige boruların çapı 1000 mm olarak projelendirilmiştir. Belirli aralıklarda taşma bacaları proses içinde konumlandırılmıştır.



Serbest akımlı su iletim hattı sonunda yer alan yükleme havuzu, esas itibariyle suyun cebri borulara geçişinde bir tranzisyon görevi yapmaktadır. Cebri boru su alma yapısının hemen başında bulunan yükleme havuzu, bir taraftan su seviyesini düzenler diğer taraftan cebri boruların sürekli basınç altında çalışmasını sağlar. Yükleme havuzlarının hacimleri hidrolik şartları sağlayacak ve günlük enerji talebine ve pik saatlerdeki ihtiyaçlara cevap verecek şekilde projelendirilir. Regülatör bölümünde yer alan hidrolik ünite ve kapaklarla aynı özelliklerde 1 adet hidrolik ünite ve 1 adet kapak yükleme havuzunda bulunmaktadır. Hidrolik ünite ve kapağın görsel durumlarının iyi olduğu yerinde gözlemlenmiştir.



Yükleme havuzu ile santral türbinleri arasında kalan basınçlı ortamda suyun iletilmesini sağlayan atmosfere kapalı yapılar cebri boru olarak adlandırılmaktadır. Cebri borular yapının tasarımına ve türbin sayısına göre tek hat veya paralel hatlardan oluşabilir. Açık su yüzeyinden tek hat olarak başlayan cebri borular santral girişinde kollara ayrılarak birden daha fazla türbine bağlanabilirler. Bu ayrılma bölgesi "branşman yada pantolon bölgesi" olarak adlandırılmaktadır. Cebri borular ve branşman hesaplamaları neticesinde seçilen, uygun kalınlıkta ve mukavemette çelik sac levhaların bükülmesi ve düz dikişli kaynaklı konstrüksiyonu veya spiral kaynaklı hazır boruların yine kaynaklı birleştirilmesi ile imal edilir. Cebri boruları temel olarak açıkta cebri borular ve gömülü cebri borular olarak iki çeşide ayırabiliriz. Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesinde, açıkta spiral kaynaklı hazır çelik borular kullanılmıştır. S355JR malzeme kalitesinde, EN10217-1 imalat standartlarında, 55AW kaynak şekli ile kaynak ağzı açılarak 12 metre boru boyunda, 711,2 mm boru dış çapında; 8 mm et kalınlığında 1020 metre, 11 mm et kalınlığında 204 metre, 12 mm et kalınlığında 134 metre, 14 mm et kalınlığında 242 metre Tosçelik firması tarafından üretilmiştir. Çelik boruların görsel kondisyonlarının iyi olduğu görsel olarak gözlemlenmiştir.



Türbin malzeme seçiminde elektrik üretiminde kullanılacak suyun kimyasal içeriği de etkindir. Su aşındırıcı partikül içeriyorsa, malzeme seçiminde aşınmaya dayanıklılık aranır. Teknik imal edilebilirlik, verim ve ekonomik açıdan amortisman, kesin türbin tipi seçiminin öncelikli unsurlarındandır. Türbin seçiminden sonra, gereken koşullara göre türbin çalışma devri hesaplanır. Türbine göre uygun jeneratör seçilir. Uyum içinde çalışan türbin ve jeneratör en yüksek verimi sağlar. Teorik bir sınırlama olmamasına karşın, Pelton türbinleri 200 metreden 1800 metreye kadar olan su düşülerinde kullanılmaktadır. Pelton türbinleri yatay ve dikey olarak iki gruba ayrılmaktadır. Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesinde yatay eksenli 2 adet Pelton türbini kullanılmıştır. Yatay eksenli Pelton türbinlerde, jeneratör – türbin aynı mil üzerine kamalanmıştır. Çarklar rotorun sağına ve soluna yerleştirilmiştir. Pelton tip türbinler dakikada 500 – 750 devir/dak hızına dayanabildiklerinden, bu türbinlere 4’ le 6 adet arasında çift kutuplu jeneratör bağlanabilmektedir. Ayrıca sisteme entegre edilen PLC kontrollü yüksek yağ basıncı Governor yani hız regülatörleri suyun debisini türbin kanatları ile kumanda ederek aktif gücü (MWatt) dolayısıyla primer frekans kontrolünü regüle etmektedir.



Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesinde 2 adet Çin menşeli türbin-jeneratör setleri kullanılmıştır. 2000 kW gücünde, 0,6 m³/s akış için dizay edilmiş, 750 dev/dak hızında, CJA237-W-110/1x10 tip türbin ve 2560kVA kapasitesinde SFW2000-8/1730 tip jeneratör ünitesi içeren jeneratör setler 16 MPa ılık yüksek yağ basıncı hız regülatörleri ile entegre çalışmaktadır. Jeneratör set soğutma suyu kuyruksuyu kanalından pompa ile alınarak Filternox marka, KFH110203 model otomatik geri yıkamalı filtreden geçirilerek kullanılmaktadır. Her bir jeneratör set için 1 adet olmak üzere toplam 2 adet otomatik geri yıkamalı filtre sistemi mevcuttur.



Çin’ den ithal edilen genaratör setin Türkiye’de yetkili distribütör yada satış ofisi bulunmamaktadır. Bu sebeple ürüne ait bakım prosedürleri üreticinin yada distribütörün kontrolü altında değildir. Ürünün satış ve satış sonrası hizmet ağının bulunmaması sistemin devre dışı kalması durumunda tekrar devreye alınabilmesini belirsiz bir hale getirmektedir.



Regülatör girişinden türbin geçişine, türbin geçişi sonrası üretilen elektrik enerjisinin elektrik şebekesine aktarılmasına kadar tüm proses otomasyon sistemi ile kontrol edilmekte olup bir dizi ekipman ve yazılım ile kontrol edilmektedir.



Otomasyon (SCADA) sistemi ile; veri toplama, uzaktan bir merkezden izleme ve kumanda, arıza analizi, raporlama, arşivleme, su seviyesi kontrolü, türbin kapaklarının kontrolü, türbin izleme ve kontrolü, senkronizasyon ve governor kontrolörlerinin izlenmesi, koruma röleleri ve enerji analizörlerinin izlenmesi, türbin sıcaklıklarının ve yağ seviyelerinin kontrolü, hız bilgileri, iç ihtiyaç ve yardımcı çalışma ve arıza bilgileri, AG şalterleri durum ve arıza bilgileri gibi bir çok işlem gerçekleştirilebilmektedir.

Bu otomasyon sistemi trafolar, nötr hücreleri, dizel destek jeneratörleri, OG hücreleri, generatör nötr ve faz dirençleri AG panosu, AC-DC sistem, topraklama paratoner sistem, kamera sistemi, yangın algılama sistemi ve diğer tüm elektrik ekipmanlarını bünyesinde bulundurmaktadır. Ekipmanların marka, model ve teknik özellikleri makine ekipman tablosunda bulunmaktadır.

Sistemin tümü Konelsis Kontrol Sistemleri Ltd. Şti. tarafından projelendirilmiş ve 2011 yılında anahtar teslimi, sistem devreye alınarak teslim edilmiştir. Yerinde yapılan tespitlerde otomasyon sistemine bağlı ekipmanlarda bir aksaklık gözlemlenmemiştir.



Baraj ve hes ile ilgili yapılarda kullanılan ekipmanların montajı, işletmesi ve bakımı esnasında kaldırma ekipmanlarına ihtiyaç duyulmaktadır. İnsan gücü ile kaldırılamayan, taşınamayan ağır cisim ve yüklerin çeşitli düzeneklerle kaldırılması, indirilmesi veya yer değiştirmesi için kullanılan makineler genel olarak vinç olarak adlandırılmaktadır. Baraj ve HES ile ilgili yapılarda kullandığımız vinçler; Ray üzerinde yürüyen, halatlı ve elektrik kumandalı vinçlerdir. Çukurçayı Regülatörü ve Narlı Hes Projesinde gezer vinç sistemi kullanılmıştır. Santral binasına kurulan gezer vinç türbin bakımları, türbin değişimi veya genaratör set yenilenmesi, bakım onarımlarında kullanılmak amacıyla konumlandırılmış hareket kabiliyeti projelendirilmiştir. CMAK firması tarafından üretilen vinç sisteminin güncel durumu, bakım süreçleri, teknolojik yapısı iyi durumdadır.



**ISPARTA ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.
MAKİNE PARKI**

S.NO	TANIM	MARKA	MODEL	SERİ	İMAL YILI	KAPASİTE /ÖZELLİK	ADET
1	HİDROLİK GÜÇ ÜNİTESİ,PANO VE HİROLİK KAPAK	HİDROSER		HU-207003/11	2011		1
2	HİDROLİK GÜÇ ÜNİTESİ,PANO VE HİROLİK KAPAK	HİDROSER		HU-207004/11	2011		1
3	HİDROLİK GÜÇ ÜNİTESİ,PANO VE HİROLİK KAPAK	HİDROSER		HU-207005/11	2011		1
4	HİDROLİK GÜÇ ÜNİTESİ,PANO VE HİROLİK KAPAK	HİDROSER		HU-207006/11	2011		1
5	ARITMA ÜNİTESİ	ANTEL	KFH110203	11020308111238	2011	10 Bar/ 60°C/ DN80	1
6	ARITMA ÜNİTESİ	ANTEL	KFH110203	11020308111237	2011	10 Bar/ 60°C/ DN80	1
7	HYDROELECTRIC GENERATING UNIT	YULIN Hyd. Equip.	SFW2000-8/1730	11012	2011	2000 Kw	2
8	GENERATOR GİRİŞ TERMİNAL HÜCREİ	HİLKAR	NTD.M 3V 3C	18001110/18011110	2011	6.3 kV	2
9	GENERATOR NÖTR HÜCREİ	HİLKAR	NTD.MS.001.364	17971110/17961110	2011	IEEE 32	2
10	TESİS OTOMASYON SİSTEMİ	KONELSİS			2011		1
11	JENARATÖR	AKSA	APD150A	Y10096796	2011	150 KVA	1
12	TRAFO	MAKSAN		14767 - 64756	2011	2500 KVA	2
13	TRAFO	ÖZGÜNEY	BESE	10/8870	2010	160 KVA	1
14	TRAFO NÖTR HÜCREİ	HİLKAR	NTD.XL.1.20	17981110	2011	IEEE 32	2
15	SEYYAR JENARATÖR	GÜÇBİR	GJG-16	0211-775	2011	16 kVA / 1063 saat	1
16	GEZER VİNÇ	CMAK	CMK450XC	-	2011	30+5 TON	1
17	KAYNAK MAKİNASI	DEMİR-İZ	TURBO 500	-	-		1
18	KAYNAK MAKİNASI	MAGMAWELD	GL451	1211565	2011		1
19	KOMPRESOR	BOSAN	B 8485 MT	2910984	2011	500 LT / 8 BAR	1
20	AKTİF PARATONER	-	-	-	2011	-	1
21	EL FORKLİFTİ	GALİLEE	-	-	2011	2500 Kg	1
22	YIKAMA MAKİNESİ	KARCHER	K2.400	-	2011	-	1
23	KAMERA KAYIT CİHAZI VE KAMERALARI	-	H 264 DVR	-	2011	-	1
24	YANGIN ALGILAMA PANOSU	ALFAMAX	AX04	-	2011	-	1
25	KLİMA	DEMİRDÖKÜM	DD A2 18	-	2011	2100 W	2
26	KORUGE BORU	DİZAYN GRUP	HDPE SR7	-	2011	1000 mm ÇAP	4400
27	CEBRI ÇELİK BORU	TOSÇELİK	SPIRAL KAYNAKLI	EN 10217-1/S355JR	2011	700 mm ÇAP	1600

4.5. EN VERİMLİ KULLANIM İÇİN ÖNERİLEN İYİLEŞTİRME ÇALIŞMALARI

Önerilen iyileştirme çalışmaları aşağıda sunulmuştur.

MEVCUT REGÜLATÖR YAPISINDA GÖZLEMLENEN SORUNLAR VE ÇÖZÜMLER :

1. Mevcut regülatör yapısının üzerinde yer aldığı Çukurçay deresi taban eğimi çok dik olup taşınan rüsubat ve çakıl oranı bir hayli çoktur. Mevcut çakıl geçidi kapağı çalışmaz durumda ve ebatları gelen çakıl miktarına göre çok küçük olduğundan, mevcut kapak kaldırılarak yerine iki adet daha geniş boyutlarda çakıl geçidi kapağı eklenecektir.

2. Yukarıda bahsedilen sebeplerden ötürü su ile beraber gelen çakıl ve rüsubat nedeni ile çökeltim havuzu çakıl ve silt ile dolmuştur. Çökeltim havuzunun temizlenerek daha düzgün çalışır hale getirilmesi gerekmektedir. Aksi halde bir sonraki taşkın sezonunda korige boru, yükleme havuzu, cebri boruya çakıl taşınması yüksek bir ihtimaldir. Böyle bir durumda türbinlerimiz geri dönülmesi çok zor bir zarar ile karşı karşıyadır.

3. Regülatör yerine elektrik hattı döşenmediğinden, çökeltim havuzu sonunda yeralan kapaklar ve çakıl geçidi kapaklarının kontrolü mobil jeneratör ile sağlanmaktadır. Mobil jeneratörün yükleme havuzundan regülatör yerine 4704 m mesafe taşınarak götürüldüğünden, regülatördeki kapakların kontrolü bir hayli zaman alacaktır. Buradaki çakıl ve çökeltim havuzu sonu kapaklarının otomatik olarak santral binasından kontrol edilmesi gerekmektedir. Bunun için gerekli olan santral binasından regülatör yapısına kadar 6.3 km uzunluğunda elektrik hattı döşenecektir. Yükleme havuzuna, yükleme havuzu kapaklarını kontrol etmek ve aydınlatma için ise 380 lik basit bir iletim hattı çekilmiştir.

4. Regülatör çevirme yapısı üzerinde yeralan ızgaralar tip olarak tıkanmaya müsait ızgaralar olup ileriki yıllar ızgaraların tıkanması sonucu çevirme yapısından alınacak sularda ciddi azalamalar görülebilir. Bu nedenle ivedi olarak bu ızgaraların değiştirilmesini önerilmektedir.

5. Mevcut regülatör yapısında çökeltim havuzu tahliye kanalı bulunmamaktadır. Acil durumlarda çökeltim havuzundan taşan suların yapıya zarar vermeden dere aktarılması için tahliye kanalı gereklidir.



ÇUKUR ÇAYI



REGÜLATÖR



Regülatör-Yükleme havuzu arasındaki korige borunun havalandırma menfezleri

6. Bölgede gerçekleşen yağışlar sebebiye, Yüklem havuzu ile Regülatör arasındaki stabilize yolda yer yer kaymalar ve buna bağlı olarak yolda daralma ve gedikler oluşmuştur. Yolda su drenajı olmadığından, yolun su nedeniyle kayan bölümlerine çapraz oluklar kazılarak bu sorun iptidai şekilde çözülmeye çalışılmıştır. Anxak zaman içerisinde yolda oluşabilecek kalıcı hasarlara karşı daha planlı bir yenileme, tadilat ve düzenli bir drenaj yapılması gerekecektir.



Regülatör



İLETİM HATTI YAPISINDA GÖZLEMLenen Sorunlar ve Çözümler :

Mevcut iletim yapısı D=1.00 m çapında, 4.704 m uzunluğunda ve kanal taban eğimi 0.015'dir bir adet korige borudan ibarettir. Ancak proje ve imalata hataları nedeni ile mevcut korige roje debisini geçirememekte ve maksimum 0.80 m³/sn bir debiyi geçirebilmektedir. Bu nedenle iyileştirme çalışmaları sonucu mevcut iletim yapısına paralel olarak D=1.00 çapında ve 4.704 m uzunluğunda yeni bir korige boru hattı daha döşenerek 1.20 m³/sn olan proje debisinin geçirilmesi sağlanacaktır.

1. Mevcut korige boru proje ve imalatlardaki hatalar nedeni ile 1.20 m³/sn olan proje debisini geçirememektedir. Suyun çok olduğu dönemlerde de dahi maksimum 0.80 m³/sn'lik bir debiyi geçirebilmektedir. Bu nedenle mevcut boruya paralel D=1.0 m çapında 4704 m uzunluğunda bir adet korige boru daha döşenecektir.

2. İletim yapısı üzerinde yeralan menfezlerin üzerinde güvenlik kapakları ve menfez betonları yapılmış, ancak basit ve düzensiz olmuştur.

İletim Yapısı	Birim	Açıklama
Tip		Korige Boru
A det		2
Çap	m	1.00
Hava Payı	m	0.29
Su Yüksekliği	m	0.71
Kanal Eğimi		0.015
Uzunluk	m	4704
Maksimum Debi	m ³ /s	2x0.60 =1.20
Manning Pürüzlülük Katsayısı		0.008

YÜKLEME HAVUZU YAPISINDA GÖZLEMLenen Sorunlar ve Çözümler :

Regülatör yerine elektrik hattı döşenmediğinden çökeltim havuzu sonunda yeralan kapaklar ve çakıl geçidi kapaklarının kontrolü mobil jeneratör ile sağlanmaktadır. Mobil jeneratörün regülatör yerinden yükleme havuzu yerine 4.704 m mesafe taşınarak götürüldüğünden, yükleme havuzundaki kapakların kontrolü bir hayli zaman alacaktır. Buradaki kapaklarının otomatik olarak santral binasından kontrol edilmesi gerekmektedir. Bunun için gerekli olan santral binasından yükleme havuzuna, oradan da regülatör yapısına kadar 6,3 km uzunluğunda elektrik hattı döşenmesi gereklidir. Yükleme havuzuna, yükleme havuzu kapaklarını kontrol etmek ve aydınlatma için ise 380 lik basit bir iletim hattı çekilmiştir.



YÜKLEME HAVUZU GÖRÜNTÜLERİ

Yükleme Havuzu	Birim	Açıklama
Normal Su Kotu	m	843.80
Maksimum Su Kotu	m	844.30
Minimum Su Kotu	m	843.30
Duvar Üst Kotu	m	844.80
Havuz İç Genişliği	m	8.00
Havuz Uzunluğu	m	20.00
Su Alma Ağız Izgara Tertibatı (yük. / genişlik)	m	2.10 x 1.00
Aktif Hacmi	m ³	111.84
Proje Debisini Sağlayabildiği Süre	dakika	2.80
Taşma Savağı		Sağ sahil
Taşma Savağı Genişliği	m	1.00
Silt Boşaltma Vanası (çap)	m	0.80
Cebri Boru Giriş Kapağı (yük. / genişlik)	m	0.9 / 1.2

CEBRİ BORU YAPISINDA GÖZLEMLENEN SORUNLAR VE ÇÖZÜMLER :

Cebri boru 0.7 m çapında, 1.567 m uzunluğundadır. Et kalınlığı 10-20 mm olarak değişkenlik göstermektedir. Mevcut cebri boru yapısında herhangi bir sorun gözlenmemiş olup herhangi bir yenileme veya iyileştirme çalışması yapılmasını gerektiren bir sorun bulunmamaktadır.

Cebri Boru	Birim	Açıklama
Tip		Açıkta Çelik Boru
Çap	m	0.70
Uzunluk	m	1567.0
A det		1
Et Kalınlığı	mm	10-20
Malzeme		St52.5
Braşman Adedi	adet	2
Braşman Çapları	m	0.5

SANTRAL BİNASI YAPISINDA GÖZLEMLENEN SORUNLAR VE ÇÖZÜMLER :

Narlı HES Santral binası ise 25.40 m uzunluğunda, 17.50 m genişliğinde, 10.90 m yüksekliğindedir. Santral çevre kotu 417.41 m, kuyruksuyu kotu ise 415.00 olacaktır. Mevcut santral binasında gözlemlenen sorunlar ve çözümler

1. Türbinlerin doğru ve düzgün çalışması için elzem olan kuyruksuyu kapaklarını mevcut santral binasında olmadığından kuyruksuyu kanalları üzerinde toplam iki adet kuyruksuyu kapağı yapılacaktır.
2. Mevcut santral binasının çevresindeki kazı şevleri oldukça dik olup, her an bir kaza riski taşımaktadır. Bu nedenle mevcut kazı şevleri biraz daha yatırılarak, betonarme istinad duvarı yapılarak olası toprak kaymaları şimdiden önlenmelidir.



SANTRAL BİNASINA AİT GÖRÜNTÜLER

ELEKTROMEKANİK EKİPMAN YAPISINDA GÖZLEMLENEN SORUNLAR VE ÇÖZÜMLER :

Üniteler için, brüt düşüşü 404.8 m ve maksimum türbin debisi $2 \times 0.6 \text{ m}^3/\text{s}$ 'dir. Bu düşüş kademesinde ve türbin debisinde yatay eksenli Pelton tipi türbin kullanılması uygundur. Narlı HES projesinde her biri 2000 kW gücünde çalışacak iki ünite Pelton türbin kurularak $1.2 \text{ m}^3/\text{sn}$ 'lik proje debisinin türbinlenmesi temin edilmiştir.

1. Santral binası içerisinde yeralan elektromekanik ekipmanlar $1.20 \text{ m}^3/\text{sn}$ proje debisinde 405.30 m net düşüş kademesinde 4.17 MW kurulugücünde elektrik üretmesi gerekmektedir. Ancak seçilen ekipman kalitesi nedeni ile en iyi ihtimalle 4.00 MW gücünde elektrik üretimi yapılabilmektedir. Ancak şu an itibari ile korige borudan alınabilen maksimum su $0.80 \text{ m}^3/\text{sn}$ 'yi geçemediğinden bunun testi henüz yapılabilmiş değildir. Türbin, jeneratör ve diğer elektriksel ekipmanların verimleri proje debisi altında ileriki yıllarda kontrol edilmelidir.



Türbin		
Tipi	:	2 adet Yatay Pelton
Kurulu gücü	:	2x2.00=4.00 MW
Ünite sayısı	:	2
Proje debisi	:	2x0.6= 1.2 m ³ /s
Ünite gücü	:	2x2000 = 4000 kW
Türbin Eksen Kotu	:	418.41 m
Min. Kuyruksuyu kotu	:	415.00 m
Brüt düşü	:	429.30 m
Devir Sayısı	:	750 dev/dak
Generatör		
Tipi	:	Yatay Eksenli Pelton
Ünite sayısı	:	2
Güç faktörü	:	0.85
Jeneratör gücü	:	2x2500 kVA
Gerilim	:	6.3 kV
Frekansı	:	50 Hz
Devir Sayısı	:	750 dev/dak
Ünite Trafolar	:	
Tipi	:	Açık, yağlı
Sayısı	:	2
Gücü	:	2x2500 kVA
Anma gerilimi	:	6.3/34.5 kV
Frekansı	:	50 Hz
Bağlantı grubu	:	Dyn 11
Soğutma	:	ONAN
İç İhtiyaç Trafosu		
Tipi	:	Dahili üç fazlı kuru tip
Sayısı	:	1
Gücü	:	100 kVA
Frekansı	:	50 Hz
Bağlantı grubu	:	Dyn 5
Soğutma	:	AN

4.6. KULLANILAN DEĞERLEME TEKNİKLERİ VE KULLANILMA NEDENLERİ

Gelir Yöntemi : Bir gayrimenkulün geri kalan ekonomik ömrü içinde bir yatırımcı veya bir kullanıcı için muhtemel net gelir akışını ele alır. Bu gelir akışı benzer gayrimenkullerden elde edilen gelirle karşılaştırılır ve yatırımdan elde edilecek olan muhtemel kazanç benzer gayrimenkullerden veya diğer tür yatırımlardan elde edilen kazançlar ile karşılaştırılır. Söz konusu gayrimenkulün, tahmini net gelir akışının, adı geçen gayrimenkulün piyasa değerinin bir göstergesine yansıtılmasında kullanılacak olan faiz ve kapitalizasyon oranı için çeşitli teknikler kullanılır. Söz konusu gayrimenkulün diğer benzer gayrimenkuller ile mukayesesinde, özellikle kira konusunda, piyasa yaklaşımında olduğu gibi aynı temel fiziksel, fonksiyonel ve ekonomik faktörler dikkate alınır.

Gelir yaklaşımı tıpkı maliyet yönteminde olduğu gibi piyasa rayicini oluşturan yeterli emsal bulunamadığı takdirde çoğunlukla kullanılmaktadır. Bu yaklaşım, detaylı matematiksel formüllere ve bu formüllerde kullanılan fazla sayıda değişkenin kapsamlı araştırmalar ile doğru tespit edilmesine dayanmaktadır.

Emsallerin karşılaştırılması (Piyasa) Yöntemi : Piyasa Yaklaşımı, öncelikle bir gayrimenkulün yeni satılmış olan diğer benzer gayrimenkuller ile yapılan bir mukayesesine ve ayrıca cari fiyat talebi ve tekliflerine dayanır, böylece söz konusu gayrimenkule karşı piyasanın gösterdiği reaksiyon ölçülmüş olur. Gayrimenkuller arasındaki farkı göstermek için mukayese sürecinde ayarlamalar genellikle para birimi veya yüzde olarak gayrimenkullerin gerçek satış bedelleri üzerinden yapılır. Fonksiyonel ve ekonomik sapmalar ile birlikte fiziksel varyasyonlar (değişimler) da dikkate alınarak ayarlamalar bunlara uygun olarak yapılmalıdır. Örneğin; zayıf zemin planı olan veya bir benzin istasyonuna bitişik konumdaki bir konut ile bu olumsuz özelliklere sahip olmayan bir ev şüphesiz tam olarak karşılaştırılmaz. Satılan gayrimenkullerin birbirleriyle karşılaştırılması çeşitli ayarlamalar için sıklıkla en mantıklı temeli oluşturur.

Mutlaka her gayrimenkul eşsizdir ancak bölgesel, fiziksel ve lokasyon özellikleri bakımından bulunan emsaller ile bunların farklılıkları calibre edilerek nihai piyasa rayiç değerine ulaşılmaya çalışılmaktadır. Emsal alınan gayrimenkullerin çokluğu piyasa rayiç fiyatına ulaşmadaki standart sapmaları minimum düzeye çekmektedir. Emsallerin karşılaştırılması yönteminde temel ; değer tespiti yapılacak gayrimenkul ile aynı bölgede ve yakın özellikteki emsal mülklerin yaş, bakım, kat, ısıtma sistemi, asansör, otopark, manzara, güvenlik, sosyal donatılar vs. gibi olumlu yada olumsuz farklılıkları ortaya konularak, piyasa rayiç fiyatına etkileri değerlendirilmesidir.

Maliyet Yöntemi : Bu yöntemde, var olan bir yapının günümüz ekonomik koşulları altında yeniden inşa edilme maliyeti gayrimenkulün değerlemesi için baz kabul edilir. Bu anlamda maliyet yaklaşımının ana ilkesi kullanım değeri ile açıklanabilir. Kullanım değeri ise, "Hiçbir şahıs ona karşı istek duymasa veya onun değerini bilmese bile malın gerçek bir değeri vardır" şeklinde tanımlanmaktadır.

Bu yöntemde gayrimenkulün önemli bir kalan ekonomik ömür beklentisine sahip olduğu kabul edilir. Bu nedenle gayrimenkulün değerinin fiziki yıpranmadan, fonksiyonel ve ekonomik açıdan demode olmasından dolayı zamanla azalacağı varsayılır. Bir başka deyişle, mevcut bir gayrimenkulün bina değerinin, hiçbir zaman yeniden inşa etme maliyetinden fazla olamayacağı kabul edilir.

Emsallerin karşılaştırılması yada gelir yöntemi ile piyasa rayiç değerine ulaşılan arazi değerinin üstüne ilave edilecek olan yapı taşınmaz değeri, imalatla kullanılan tüm maliyet, özel imalat ve sistemler yıpranma paylarıyla birlikte dikkate alınarak hesaplanmaktadır.

Benzer bir gayrimenkulle mukayese edilerek söz konusu gayrimenkul değerinin bir tahminine ilave olarak, gelişmeleri artırıcı cari gider tahminini, ve söz konusu iyileştirmelerin ne ölçüde amortisman uğradığının bir tahminini gerektirir. Yeniden üretim giderinden amortisman bedeli düşüldükten sonra benzer gayrimenkul ile karşılaştırılan ilgili taşınmaz piyasa değerinin ilave edilmesiyle bulunan meblağ,

maliyet yaklaşımı ile elde edilen gayrimenkulün değer göstergesidir. Yeni maliyet değerın üst sınırını tayin etme eğilimindedir.

Amortisman nedeniyle değer kaybı sözkonusu üç yaklaşımın her birinde dikkate alınmalıdır. Bir yaklaşımdan sağlanan bilgiler başka bir yaklaşımda kullanılabilir. Örneğin, benzer taşınmazların son satışlarıyla mukayese edilen piyasa yaklaşımında sağlanan gayrimenkul bedeli, maliyet yaklaşımı için taşınmaz bedeli tahminini verir. Gelir yaklaşımındaki analizlerden çıkarılan kira zararları genellikle maliyet yaklaşımında ve hatta piyasa yaklaşımında, değer kaybı tahminlerine baz teşkil eder. Bu üçlü yaklaşım konseptinin lehindeki en önemli argüman şudur : ilgili kategorilerden birinde veya birden fazlasında yeterli piyasa bilgilerinin bulunmaması halinde bu bilgiler başka birinde bulunabilir ve güvenilir bir değer tahmininin sunulması için bu üç değer göstergeleri buna göre birbirleriyle ilişkilendirilebilirler. Böylece nihai bir değer tahminine ulaşmada, içinde en inandırıcı ve gerçekçi bilgiler bulunan yaklaşım veya yaklaşımlara genellikle en büyük ağırlık verilecektir.

Bu çalışmamız kapsamında, HES projesinin gelir getiren mülk olmasından dolayı kullandığımız ana değerlendirme yöntemi Gelir Yöntemi olmakla birlikte, HES projelerindeki satışlar ile oluşan piyasa koşulları ve piyasa fiyatları ile, tesisin maliyet analizi de dikkate alınmıştır.

4.7. KULLANILAN VARSAYIMLAR VE KULLANILMA NEDENLERİ

Değerleme çalışmamızda toplanan veriler ışığında;

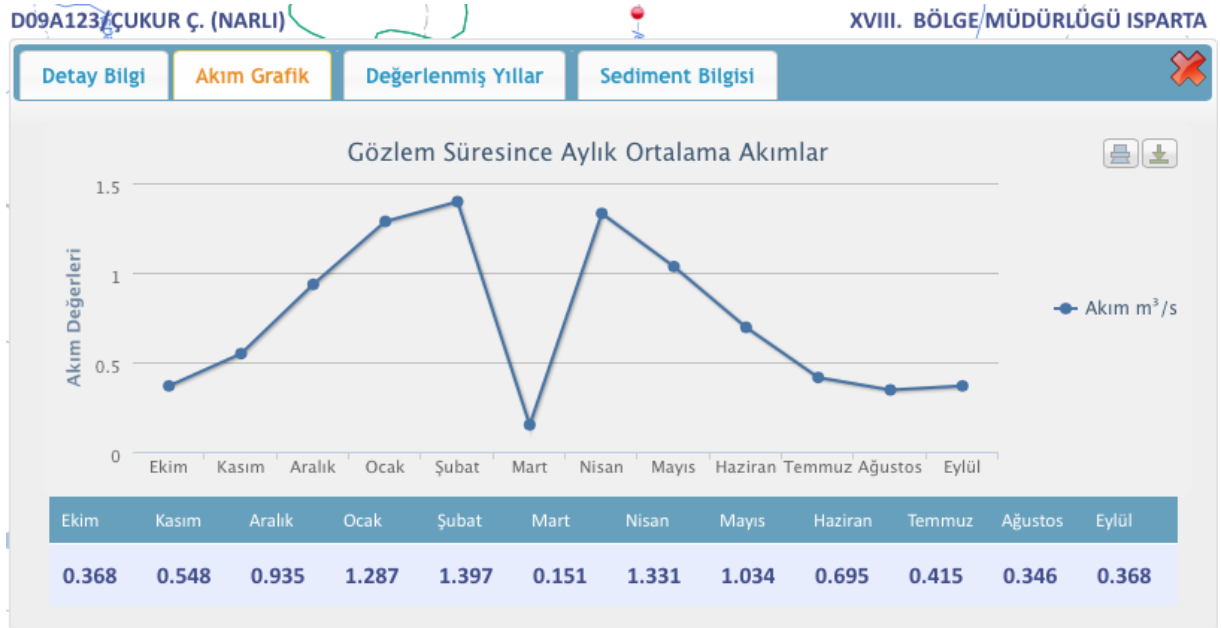
- Çukurçay HES projesinin kurulu olduğu Çukur çayının, DSİ ölçümleri doğrultusunda, debisinin devam edeceği,
- HES projesini oluşturan tesis ve makinelerin değerlendirme tarihindeki verimlilik ile, 49 yıl olarak kabul edilen ekonomik ömrünün sonuna kadar çalışacağı,
- Tesis ve donanımların düzenli olarak bakım onarım göreceği,
- Rapor içerisinde önerilen verimliliği artırıcı önlemlerin alınacağı ve ilave imalatların yapılacağı,
- Orman alanından kiralanan arazilerin 26 yıllık kira süresinin dolmasından sonra, ekonomik ömrün sonuna kadar kiralama süresinin uzatılacağı,
- Santral Binası, Yükleme havuzu ve Regülatör arasında açılan ham yolların iyileştirilerek düzenli bakım göreceği,
- Devletin vermiş olduğu elektrik enerjisi alım garantisinin devam edeceği,
- Tesis için net nakit akımları hesaplanırken tesisin değerlendirme tarihindeki durumu baz alınarak iyileştirme çalışması yapılmadığı,
- Tesisin son üç yılda gerçekleştirdiği üretim miktarının, iyileştirmeler yapılmadığı takdirde, önümüzdeki yıllarda da devam edeceği varsayılmıştır.

4.8. NAKİT / GELİR AKIMLARI ANALİZİ

Değerleme konusu Çukurçay HES projesinin piyasa rayiç değer tespiti için kullanılan ana yöntem, projenin gelir getiren bir mülk olması sebebiyle Gelir yöntemi olmuş, yapılan araştırmalar doğrultusunda tesisin nakit akımlarının net bugünkü değerleri toplamı bulunarak değer takdiri yoluna gidilmiştir. Gelir yöntemi için kullanılan veriler aşağıdaki tablolarda verilmektedir.

													m ³ /sn
Yıl	Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ort.
2000.00	0.15	0.11	0.46	0.78	2.76	4.55	4.55	2.88	1.52	0.44	0.24	0.48	18.93
2001.00	0.32	0.99	2.25	3.58	2.40	2.76	2.99	3.11	1.50	0.94	0.63	0.77	22.24
2002.00	0.98	2.56	3.62	2.84	2.51	3.77	4.86	3.83	2.74	1.44	1.28	1.23	31.65
2003.00	1.35	2.27	3.42	6.13	4.61	4.46	4.70	2.99	1.82	1.26	0.92	1.01	34.94
2004.00	1.14	1.30	2.30	3.18	6.13	6.80	4.07	2.86	2.13	1.42	1.16	1.50	34.00
2005.00	0.96	0.78	0.86	1.54	3.26	5.50	3.02	1.92	1.54	1.20	1.08	1.08	22.74
2006.00	1.02	1.26	1.34	2.08	2.95	2.82	2.41	1.82	1.07	0.76	1.03	0.88	19.44
2007.00	1.18	1.33	2.15	1.94	1.59	1.78	2.23	1.64	1.09	0.75	0.80	0.78	17.25
2008.00	0.91	1.04	1.06	3.04	3.40	3.88	4.26	4.18	2.14	1.39	1.35	1.29	27.93
2009.00	1.04	1.62	3.85	4.50	6.55	6.91	4.11	3.18	1.88	1.34	1.25	1.35	37.57
2010.00	1.65	1.64	2.36	1.87	2.45	4.00	3.98	2.93	2.03	1.53	1.24	1.06	26.73
2011.00													
Ort	0.97	1.36	2.15	2.86	3.51	4.29	3.74	2.85	1.77	1.13	1.00	1.04	26.68

Çukur Çayı Narlı AGİ Aylık Ortalama Akımlar



Detay Bilgi		Akım Grafik		Değerlenmiş Yıllar		Sediment Bilgisi																	
1952		1953		1954		1955		1956		1957		1958		1959		1960		1961		1962		1963	
1964		1965		1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
1976		1977		1978		1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987	
1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999	
2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011	
X		X		X		X		X		X		X		X		X		X		X		X	
2012		2013		2014																			
X																							

Çukur Çayı Narlı AGİ Aylık Toplam Akımlar

Yıl	Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Toplam
2000.00	0.06	0.04	0.17	0.29	1.10	1.70	1.76	1.08	0.59	0.16	0.09	0.19	7.22
2001.00	0.12	0.38	0.84	1.34	0.99	1.03	1.16	1.16	0.58	0.35	0.23	0.30	8.48
2002.00	0.26	1.24	2.54	1.13	1.07	1.25	0.87	1.32	1.23	0.55	0.30	0.23	11.98
2003.00	0.36	0.99	1.35	1.06	1.04	1.41	1.88	1.43	1.06	0.54	0.48	0.47	12.06
2004.00	0.50	0.88	1.28	2.29	1.84	1.67	1.81	1.12	0.70	0.47	0.35	0.39	13.29
2005.00	0.43	0.50	0.86	1.19	2.54	2.54	1.57	1.07	0.82	0.53	0.43	0.58	13.05
2006.00	0.36	0.30	0.32	0.57	1.35	2.05	1.17	0.72	0.60	0.45	0.40	0.42	8.70
2007.00	0.38	0.49	0.50	0.78	1.22	1.05	0.93	0.68	0.41	0.28	0.39	0.34	7.45
2008.00	0.44	0.51	0.80	0.73	0.63	0.66	0.86	0.61	0.42	0.28	0.30	0.30	6.55
2009.00	0.65	0.74	0.75	2.16	2.42	2.77	3.03	2.98	1.52	0.99	0.96	0.92	19.91
2010.00	0.74	1.16	2.75	3.20	4.67	4.92	2.93	2.27	1.34	0.95	0.89	0.97	26.78
2011.00	1.17	1.17	1.68	1.33	1.74	2.85	2.84	2.09	1.45	1.09	0.88	0.76	19.05
Ort	0.46	0.70	1.15	1.34	1.72	1.99	1.73	1.38	0.89	0.55	0.47	0.49	12.88

Çukurçay Regülatör yeri aylık ortalama akımlar

													m ³ /sn
Yıl	Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ort.
2000.00	0.04	0.03	0.12	0.21	0.78	1.21	1.25	0.77	0.42	0.12	0.06	0.13	0.43
2001.00	0.09	0.27	0.60	0.95	0.71	0.74	0.82	0.83	0.41	0.25	0.17	0.21	0.50
2002.00	0.18	0.88	1.81	0.81	0.76	0.89	0.62	0.94	0.88	0.39	0.21	0.16	0.71
2003.00	0.26	0.70	0.96	0.75	0.74	1.00	1.34	1.02	0.75	0.38	0.34	0.34	0.72
2004.00	0.36	0.62	0.91	1.63	1.31	1.19	1.29	0.80	0.50	0.33	0.25	0.28	0.79
2005.00	0.30	0.36	0.61	0.85	1.81	1.81	1.12	0.76	0.59	0.38	0.31	0.41	0.78
2006.00	0.24	0.21	0.21	0.36	0.96	1.39	0.81	0.48	0.41	0.30	0.27	0.29	0.49
2007.00	0.27	0.35	0.36	0.55	0.87	0.75	0.66	0.48	0.29	0.20	0.27	0.24	0.44
2008.00	0.31	0.36	0.57	0.52	0.45	0.47	0.61	0.44	0.30	0.20	0.21	0.21	0.39
2009.00	0.24	0.29	0.28	0.81	1.00	1.03	1.17	1.11	0.59	0.37	0.36	0.35	0.63
2010.00	0.28	0.45	1.03	1.20	1.93	1.84	1.13	0.85	0.52	0.36	0.33	0.37	0.86
2011.00	0.44	0.45	0.63	0.50	0.72	1.07	1.09	0.78	0.56	0.41	0.33	0.29	0.61
Ort	0.25	0.41	0.67	0.76	1.00	1.12	0.99	0.77	0.52	0.31	0.26	0.27	0.61

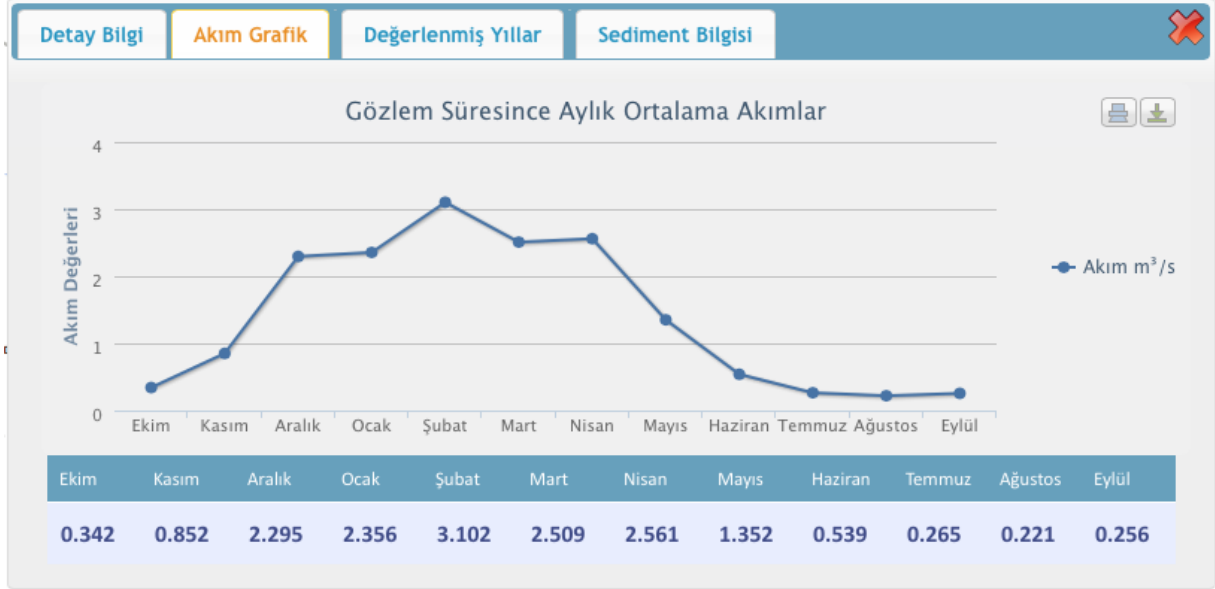
Çukurçay Regülatör yeri aylık toplam akımlar

													hm ³
Yıl	Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Toplam
2000.00	0.11	0.08	0.33	0.56	1.97	3.24	3.24	2.05	1.08	0.31	0.17	0.34	13.50
2001.00	0.23	0.71	1.60	2.55	1.71	1.97	2.13	2.21	1.07	0.67	0.45	0.55	15.85
2002.00	0.49	2.29	4.84	2.16	1.85	2.38	1.60	2.53	2.27	1.05	0.57	0.42	22.46
2003.00	0.70	1.83	2.58	2.02	1.79	2.69	3.46	2.73	1.95	1.02	0.91	0.87	22.56
2004.00	0.96	1.62	2.44	4.37	3.28	3.18	3.35	2.13	1.30	0.90	0.66	0.72	24.91
2005.00	0.81	0.92	1.64	2.27	4.37	4.85	2.90	2.04	1.52	1.01	0.83	1.07	24.24
2006.00	0.65	0.54	0.57	0.97	2.32	3.71	2.11	1.29	1.07	0.81	0.72	0.75	15.49
2007.00	0.73	0.90	0.95	1.48	2.10	2.01	1.72	1.30	0.76	0.54	0.74	0.63	13.86
2008.00	0.84	0.94	1.53	1.39	1.13	1.27	1.59	1.17	0.78	0.54	0.57	0.55	12.30
2009.00	0.65	0.74	0.75	2.16	2.42	2.77	3.03	2.98	1.52	0.99	0.96	0.92	19.91
2010.00	0.74	1.16	2.75	3.20	4.67	4.92	2.93	2.27	1.34	0.95	0.89	0.97	26.78
2011.00	1.17	1.17	1.68	1.33	1.74	2.85	2.84	2.09	1.45	1.09	0.88	0.76	19.05
Ort	0.67	1.08	1.81	2.04	2.45	2.99	2.58	2.07	1.34	0.82	0.70	0.71	19.24

Bölgede yeralan DSİ gözlem istasyonlarının tespit ettiği aylık ortalama akımlara ait grafikler

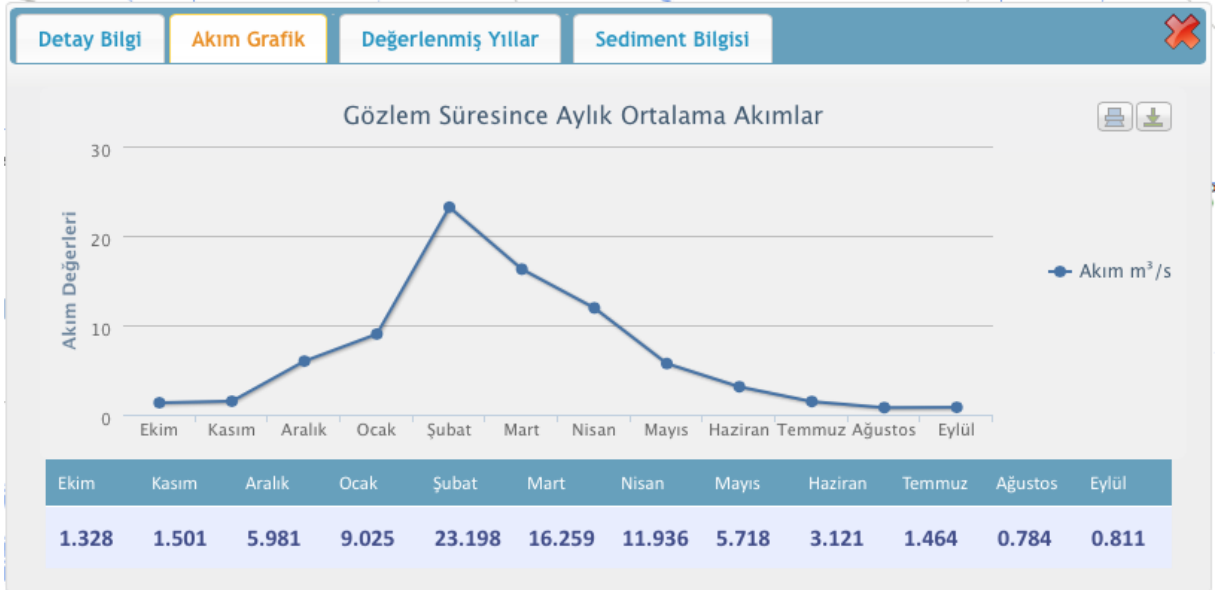
D09A088/DEĞİRMENDERE D. (SÜTÇÜLER)

XVIII. BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ ISPARTA



E09A031/AKSU Ç. (AŞAĞI GÖKDERE)

XVIII. BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ ISPARTA



D09A016/KOVADA G. (ÇIKIS)

XVIII. BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ İSPARTA

Detay Bilgi

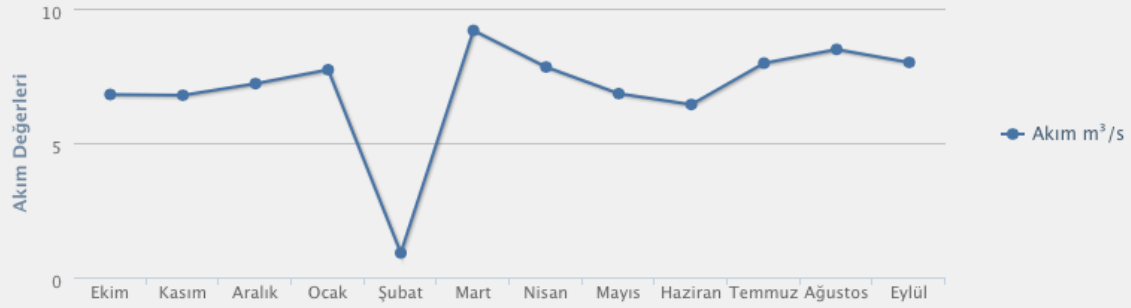
Akım Grafik

Değerlenmiş Yıllar

Sediment Bilgisi



Gözlem Süresince Aylık Ortalama Akımlar



Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül
6.803	6.776	7.213	7.728	0.913	9.191	7.826	6.841	6.433	7.973	8.483	7.998

D09A042/AĞLASUN Ç. (AĞLASUN)

XVIII. BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ İSPARTA

Detay Bilgi

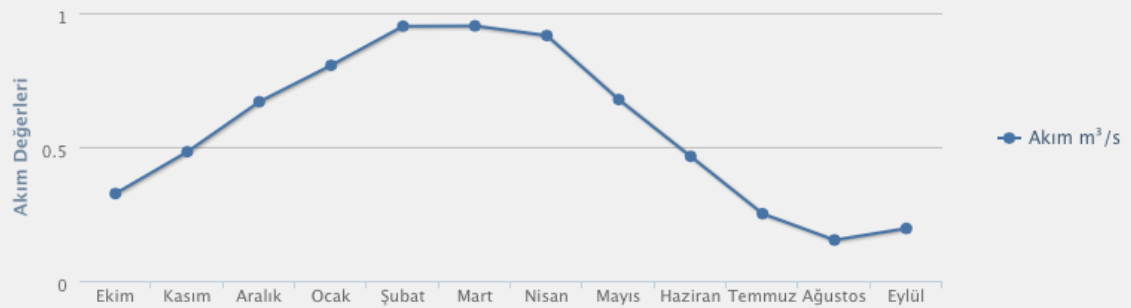
Akım Grafik

Değerlenmiş Yıllar

Sediment Bilgisi



Gözlem Süresince Aylık Ortalama Akımlar



Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül
0.326	0.482	0.669	0.805	0.951	0.952	0.916	0.677	0.465	0.251	0.153	0.196

D09A089/DEĞİRMENDERE (SELİMLER)

XVIII. BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ İSPARTA

Detay Bilgi

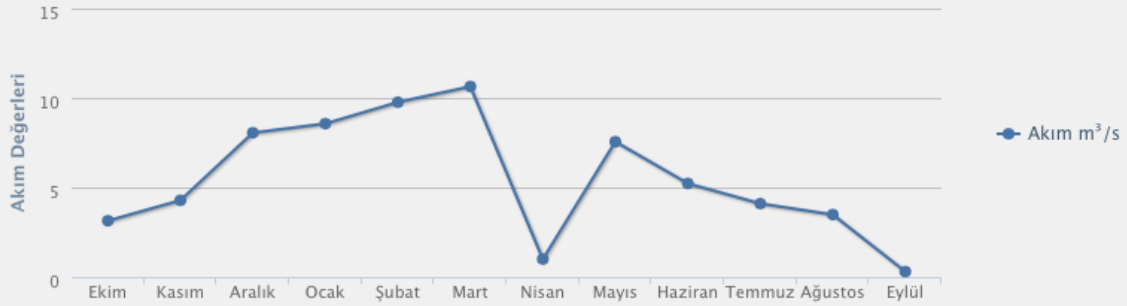
Akım Grafik

Değerlenmiş Yıllar

Sediment Bilgisi



Gözlem Süresince Aylık Ortalama Akımlar



Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül
3.143	4.283	8.061	8.566	9.764	10.644	0.996	7.561	5.227	4.102	3.483	0.303

D09A039/ÖNAÇ BRJ. (GİRİŞ)

XVIII. BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ İSPARTA

Detay Bilgi

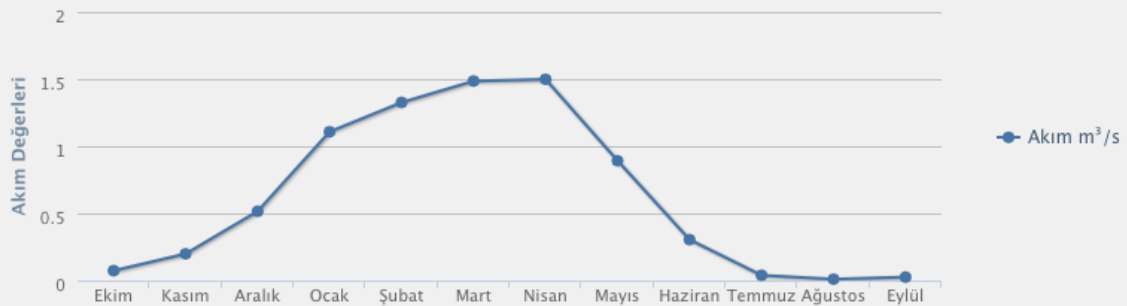
Akım Grafik

Değerlenmiş Yıllar

Sediment Bilgisi

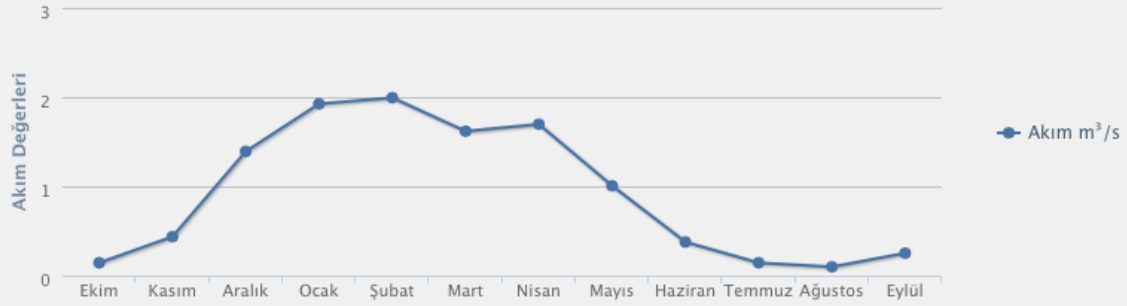


Gözlem Süresince Aylık Ortalama Akımlar



Ekim	Kasım	Aralık	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül
0.073	0.199	0.516	1.108	1.327	1.486	1.499	0.892	0.304	0.039	0.01	0.026

Gözlem Süresince Aylık Ortalama Akımlar

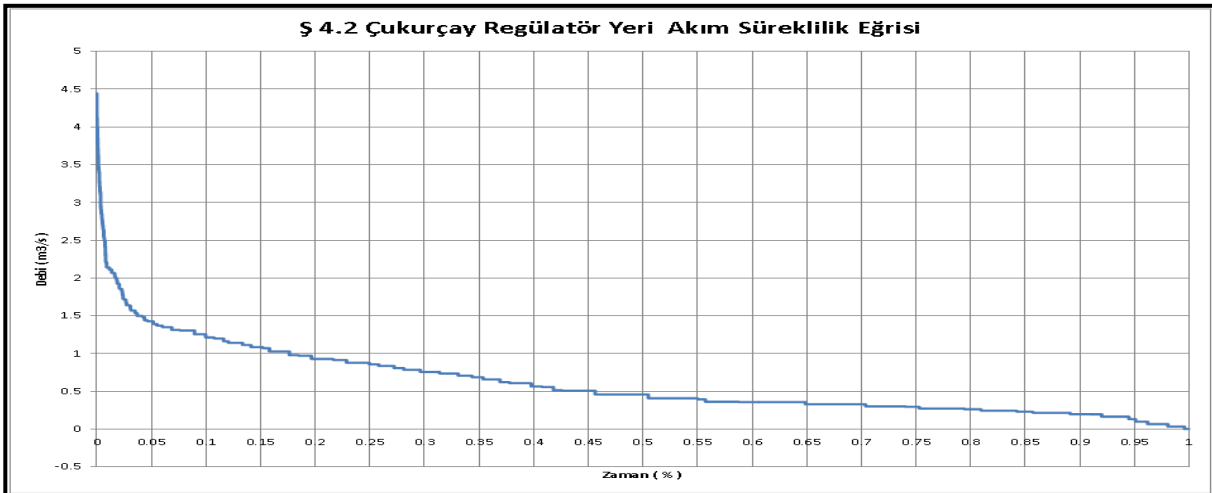


Proje Yeri Akımları Hesabı :

Çukurçay Deresi üzerinde planlanan Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES projesinde türbinlenebilecek su potansiyelini belirleyebilmek için kullanılacak akım kayıtları söz konusu dere üzerindeki 9-123 No'lu Narlı AGİ'ye aittir. 9-123 Narlı AGİ'nin 2000-2011 yılları arasında 12 yıllık bir akım kaydı mevcuttur. Hidrolojik açıdan daha uzun bir akım kaydı elde etmek için 9-123 No'lu Narlı AGİ ile civar AGİ'ler arasında korelasyon çalışması yapılmıştır. Ancak yapılan tüm korelasyon çalışmalar sonucunda elde edilen regresyon katsayısı çok küçük çıktığından, Çukurçayı üzerinde yer alan 9-123 Narlı AGİ'nin 2000-2012 yılları arasındaki 13 yıllık bir akım değerleri kullanılarak proje yeri akımları bulunmuştur. Proje yeri akımları, 9-123 No'lu Narlı AGİ'nin günlük akım değerlerinin, Çukurçay Regülatörü'nün alanının AGİ'nin alanına oranı olan (43 / 30.65) ile çarpılması şeklinde kullanılmıştır.

$$Q_{Reg} = Q_{9-123} \times (A_{Reg} / A_{9-123})$$

Bu hesaplamalara göre, Çukurçay Regülatörü'ne gelen yıllık toplam akım 19.24 hm³'tür ve ortalama akım 0.61 m³/s'dir. Alan oranı yöntemi kullanılarak hesaplanan Çukurçay Regülatörü'nün günlük akımları, aylık toplam akımları ve aylık ortalama akımları yukarıdaki tablolarda verilmiştir. Çukurçay Regülatörü'ne gelen akımların akım süreklilik eğrisi de aşağıda verilmiştir.



Çukurçay Regülatörü'nde DSİ tarafından belirlenen kriterler göre son on yılda gelen akımın % 10'u kadar su can suyu olarak dere yatağına bırakılmıştır. Derede canlı hayatın devamı için devamlı olarak regülatörden 0.059 m³/s su bırakılacaktır.

QÇukurkaya HES = QÇukurkaya Reg.- 0.059

QÇukurkaya HES : Çukurkaya HES akımları (m³/s)

0.59 : Can Suyu ihtiyacı (m³/s)

Nehir tipi hidroelektrik santraller su tüketen tesisler değildir. Bu sebeple, Narlı HES tesislerinde elektrik üretimi için türbinlenen akımlar miktarda ve kalitesinde bir değişiklik olmadan Çukurçay Deresi'ne geri dönecektir. Proje tesislerinde sulama amacı olmadığından dönen sular da bahis konusu değildir.

Çukurçay Regülatörü ve HES Projesi su temin tablolarının oluşturulmasında izlenen yol 'Proje Yeri Akımları Hesabı' kısmında ayrıntılı olarak açıklanmıştır. Aşağıdaki tablolarda verilen regülatör yapısı yeri günlük akım değerleri su temin tablosu olarak kullanılmış ve günlük debilerle işletme çalışması yapılmıştır. Narlı HES projesi nehir tipi HES olup, işletme çalışmaları da buna uygun olarak yapılmıştır.

DSİ tarafından HES projelerinde kabul edilen güvenilir debi "zamanın en az % 95'inde tesiste mevcut olan debi" olarak tarif edilmektedir. Buna paralel olarak güvenilir güç "bu debi ile elde edilebilen güç", güvenilir enerji ise "bu güç ile elde edilebilen enerji" olarak tariflenmektedir. Güvenilir olmayan enerji ise Sekonder enerji olarak adlandırılmaktadır. Güvenilir enerji ve Sekonder enerji fiyatları birbirinden oldukça farklı olup, devletin alım garantisi verdiği güvenilir enerji fiyatı 7,33 cent/kWh, Sekonder enerji fiyatı 3,3 cent/kWh'dir.

Mevcut korige boru proje debisini geçiremediğinden ve maksimum 0.80 m³/sn'lik bir debiyi geçebildiğinden işletme çalışması mevcut durum ve iyileştirme durumları dikkate alınarak yapılmıştır. İyileştirme durumunda mevcut korige boruya paralel D=1.00 m çapında ve 4704 m uzunluğunda bir korige boru daha ilave edileceğinden proje debisi olan 1.20 m³/sn'lik debiyi çok rahat türbinlenebilecektir.

TESİSİN MEVCUT DURUM İŞLETMESİNDEKİ TEKNİK VERİLER	
Normal Su Seviyesi	843,80 m
Kuyruk Suyu Seviyesi	415,00 m
Brüt Düşü	428,80 m
Toplam Kayıp	10,67 m
Net Düşü	418,13 m
Ünite adedi-Tipi	2 adet Özdeş Yatay - Eksenli Pelton
Proje Debisi	0,80 m ³ /s
Minimum Tek Türbin Debisi	0,09 m ³ /s
Türbin Randımanı	0,893
Jeneratör Randımanı	0,96
Trafo Randımanı	0,98
Güvenilir Enerji	2.069.000 kWh
Sekonder Enerji	11.627.000 kWh
Toplam Enerji	13.696.000 kWh

İYİLEŞTİRME SONRASI OLUŞABİLECEK TEKNİK VERİLER	
Normal Su Seviyesi	843,80 m
Kuyruk Suyu Seviyesi	415,00 m
Brüt Düşü	428,80 m
Toplam Kayıp	24 m
Net Düşü	404,80 m
Ünite adedi-Tipi	2 adet Özdeş Yatay - Eksenli Pelton
Proje Debisi	1,20 m ³ /s
Minimum Tek Türbin Debisi	0,09 m ³ /s
Türbin Randımanı	0,893
Jeneratör Randımanı	0,96
Trafo Randımanı	0,98
Güvenilir Enerji	2.045.000 kWh
Sekonder Enerji	13.399.000 kWh
Toplam Enerji	15.444.000 kWh

Projenin ekonomik ömrü 1 yıl sürecek iyileştirme inşaat faaliyetleri ile birlikte 49 yıl olarak alınmıştır. Proje ekonomik analizi yapılırken inşaat başlangıç yılı olarak günümüz kabul edilmiş olup, inşaat faaliyetleri sırasında elektrik üretimine ara verilmediğinden inşaat faaliyetleri boyunca kredi faizleri göz önüne alınmıştır. Ayrıca yıllık giderler hesaplanırken sigortalar ve vergiler dâhil edilmemiş, bu giderler nakit akımları tablosunda dikkate alınarak Net Bugünkü Değer Hesaplanmıştır. Yıllık işletme ve bakım gideri olarak 2013 ve 2014 yılları ortalaması alınarak 136.906 \$ olarak hesaplanmıştır.

Mevcut Durum Yıllık İşletme çalışması Özeti

YIL	Toplam Akım (hm ³)	Can Suyu (hm ³)	Savaklanan Su (hm ³)	Firm Enerji (GWh/yıl)	Seconder Enerji (GWh/yıl)	Toplam Enerji (GWh/yıl)
2000	0.345	1.708	32.660	1.320	7.306	8.626
2001	0.546	1.861	19.058	1.865	10.062	11.927
2002	0.421	5.429	46.194	2.167	13.801	15.968
2003	0.875	7.290	41.273	2.168	14.343	16.511
2004	0.719	9.156	62.711	2.172	14.787	16.959
2005	1.069	11.016	73.604	2.171	13.290	15.461
2006	0.747	12.785	22.555	2.072	9.327	11.399
2007	0.628	14.646	1.271	2.182	9.356	11.538
2008	0.554	16.512	0.000	2.193	7.976	10.169
2009	0.919	18.372	39.754	2.174	11.941	14.115
2010	0.966	20.233	89.163	2.167	14.423	16.591
2011	0.756	22.093	18.390	2.173	12.915	15.089
Ort	0.712	11.758	37.219	2.069	11.627	13.696

Yenileme Durumu Yıllık İşletme çalışması Özeti

YIL	Toplam Akım (hm ³)	Can Suyu (hm ³)	Savaklanan Su (hm ³)	Firm Enerji (GWh/yıl)	Seconder Enerji (GWh/yıl)	Toplam Enerji (GWh/yıl)
2000	0.345	1.708	9.198	1.171	9.205	10.376
2001	0.546	1.861	9.109	1.836	10.841	12.678
2002	0.421	5.429	22.666	2.156	15.588	17.744
2003	0.875	7.290	10.967	2.154	16.645	18.799
2004	0.719	9.156	17.313	2.151	18.226	20.377
2005	1.069	11.016	39.654	2.156	15.859	18.014
2006	0.747	12.785	7.557	2.065	10.465	12.530
2007	0.628	14.646	0.000	2.182	9.455	11.636
2008	0.554	16.512	0.000	2.193	7.976	10.169
2009	0.919	18.372	11.129	2.161	14.114	16.276
2010	0.966	20.233	39.906	2.145	18.152	20.297
2011	0.756	22.093	0.785	2.166	14.265	16.431
Ort	0.712	11.758	14.024	2.045	13.399	15.444

Mevcut Durum Enerji Üretimi

	E (kWh)	DSİ SATIŞ	GARANTİLİ SATIŞ	PMUM SATIŞ (2011 YILI)
Eğüvenilir	2 069 000	124 140	151 657.7	
Eşekonder	11 627 000	383 691	852 259.1	
Toplam	13 696 000	507 831	1 003 916.8	888 485

Yenileme Durumu Enerji Üretimi

	E (kWh)	DSİ SATIŞ	GARANTİLİ SATIŞ	PMUM SATIŞ (2011 YILI)
Eğüvenilir	2 045 000	122 700	149 898.5	
Eşekonder	13 399 000	442 167	982 146.7	
Toplam	15 444 000	564 867	1 132 045	993 733

Serbest elektrik piyasasında oluşan fiyat ortalamaları

Yıllık Ağırlıklı Ortalama				
Tarih	PTF Ağırlıklı Ortalama	PTF Aritmetik Ortalama	SMF Ağırlıklı Ortalama	SMF Aritmetik Ortalama
2009	136,44	143,37	137,85	151,03
2010	142,05	121,60	131,04	117,86
2011	144,07	125,87	131,24	122,74
2012	156,28	149,59	143,63	138,96
2013	157,59	150,11	155,89	144,01
2014	167,29	164,00	173,12	163,98
2015	143,97	138,03	143,02	137,52
2016	148,32	140,60	142,79	132,20
2017	168,11	163,84	166,79	153,88
2018	233,05	231,64	233,26	226,51

2018 yılı Sistem Marjinal Fiyat (SMF) ortalaması	25,82 krs/kWh
2018 yılı Aralık ayında oluşan ortalama serbest piyasa fiyatı	22,65 krs/kWh
2018 yılı Devletin alım garantisi verdiği fiyat (Aralık USD kuruyula)	38,70 krs/kWh (7,33 cent/kWh)

"Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES Projesi"nde enerji faydaları hesaplanırken yukarıda belirtilen fiyatlardan faydalanılmış, tesisin yıllık gelirinin hesaplaması için 2018 yılı toptan fiyatı olarak, devletin alım garantisi verdiği 7,33 cent/kWh 31 Aralık 2018 USD kuruyula (1 USD=5,28-TL) **~38,70 krs/kWh** baz alınmıştır. Kurlardaki yükselişten dolayı, 2019 yılı için de devletin alım garantisi verdiği fiyat üzerinden satış yapılması tesis için daha uygun olacaktır.

İkili anlaşmalar ile oluşan fiyat daha yüksek olmasına rağmen, biriktirme kapasitesi olmayan HES projeleri bu tür anlaşmalarda öngörülen sürekli ve düzenli arzı karşılayamamaktadır. HES projelerinde, elektrik fiyatlarının en düşük olduğu bahar aylarında artan üretim, tam kapasiteye ulaşmakta, ancak elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu yaz aylarında düşmektedir. Bu durum barajsız HES projelerinin en büyük dezavantajını oluşturmaktadır.

Tesisin inşası öncesi yapılan fizibilitesinde öngörülen mevcut durumundaki minimum enerji üretimi 13.696.000 kWh/Yıl dır. Yukarıda açıklanan iyileştirme çalışmaları ile bu üretim miktarı 15.444.000 kWh/Yıl a çıkarılabilecektir. Tesis için net nakit akımları hesaplanırken tesisin değerlendirme tarihindeki mevcut durumu baz alınarak, sonraki yıllarda iyileştirme çalışması yapılmadığı varsayılmıştır.

Mevcut tesisin tam randımanlı olarak devreye alındığı günden itibaren, 2012 yılı sayaç okuma tutanağına göre yaklaşık bir yıl içinde yapmış olduğu toplam elektrik üretim miktarı **14.523.850 kWh** olarak tespit edilmiştir. 2013-2018 yıllarına ait olan gerçekleşmiş aylık üretim miktarları ve satış rakamları aşağıdaki tablolarda verilmektedir. **2018 yılı içerisinde döviz kurlarındaki dalgalı seyir sebebiyle, gelirler devletin alım garantisi verdiği para birimi olan USD bazında hesaplanmıştır.**

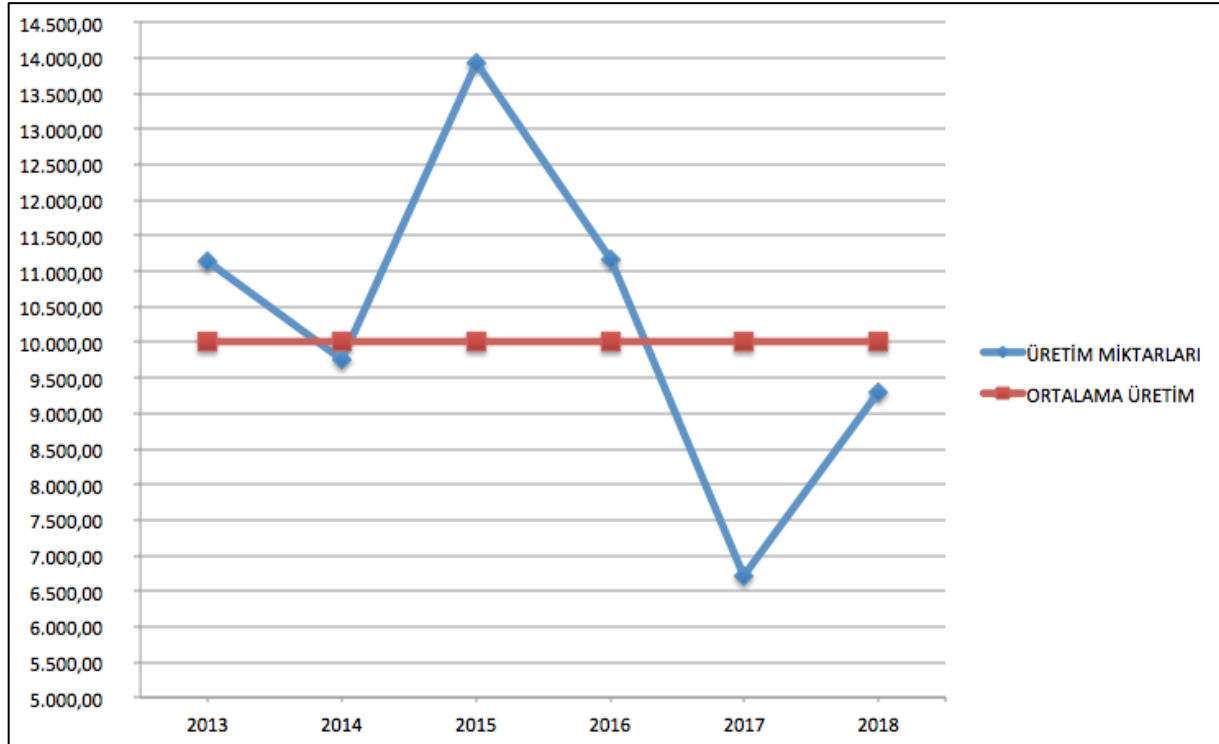
	2013			2014		
	Üretim (mwh)	MW fiyatı	Satış Hasılatı (USD)	Üretim (mwh)	MW fiyatı	Satış Hasılatı (USD)
Ocak	1.672,15	73,00 USD	122.066,59	778,36	73,00 USD	114.551,31
Şubat	885,61	73,00 USD	64.649,53	874,90	73,00 USD	78.975,12
Mart	1.308,48	73,00 USD	95.519,04	1.143,49	73,00 USD	107.541,48
Nisan	1.672,88	73,00 USD	122.120,24	898,95	73,00 USD	94.694,14
Mayıs	1.567,76	73,00 USD	114.446,77	1.370,84	73,00 USD	71.389,99
Haziran	1.319,49	73,00 USD	96.322,55	1.088,27	73,00 USD	52.845,58
Temmuz	628,128	73,00 USD	45.853,34	777,35	73,00 USD	36.169,82
Ağustos	617,306	73,00 USD	45.063,34	595,747	73,00 USD	29.125,03
Eylül	324,483	73,00 USD	23.687,26	557,138	73,00 USD	24.198,84
Ekim	499,886	73,00 USD	36.491,68	489,871	73,00 USD	25.737,90
Kasım	266,135	73,00 USD	19.427,86	336,56	73,00 USD	15.479,29
Aralık	375,497	73,00 USD	27.411,28	851,096	73,00 USD	28.663,45
TOPLAM	11.137,80		813.059,47	9.762,57		679.371,95

	2015			2016		
	Üretim (mwh)	MW fiyatı	Satış Hasılatı (USD)	Üretim (mwh)	MW fiyatı	Satış Hasılatı (USD)
Ocak	1.851,93	73,00 USD	135.190,89	1.291,80	73,00 USD	94.301,40
Şubat	1.855,00	73,00 USD	135.415,00	1.612,50	73,00 USD	117.712,72
Mart	2.065,50	73,00 USD	150.781,50	1.990,90	73,00 USD	145.335,70
Nisan	1.949,52	73,00 USD	142.314,67	1.402,70	73,00 USD	102.397,10
Mayıs	1.757,16	73,00 USD	128.272,32	1.447,00	73,00 USD	105.631,00
Haziran	1.208,66	73,00 USD	88.232,18	933,61	73,00 USD	68.153,46
Temmuz	829,92	73,00 USD	60.584,16	676,53	73,00 USD	49.386,69
Ağustos	670,410	73,00 USD	48.939,93	514,790	73,00 USD	37.579,67
Eylül	531,626	73,00 USD	38.808,70	427,608	73,00 USD	31.215,38
Ekim	502,611	73,00 USD	36.690,60	369,198	73,00 USD	26.951,45
Kasım	311,08	73,00 USD	22.708,62	192,47	73,00 USD	14.050,46
Aralık	406,807	73,00 USD	29.696,91	308,746	73,00 USD	22.538,46
TOPLAM	13.940,21		1.017.635,48	11.167,86		815.253,49

	2017			2018		
	Üretim (mwh)	MW fiyatı	Satış Hasılatı (USD)	Üretim (mwh)	MW fiyatı	Satış Hasılatı (USD)
Ocak	1.020,88	73,00	74.524,53	1.569,20	73,00 USD	114.551,31
Şubat	636,75	73,00	46.482,82	1.081,85	73,00 USD	78.975,12
Mart	986,66	73,00	72.025,89	1.473,17	73,00 USD	107.541,48
Nisan	751,09	73,00	54.829,79	1.297,18	73,00 USD	94.694,14
Mayıs	788,46	73,00	57.557,58	977,95	73,00 USD	71.389,99
Haziran	574,74	73,00	41.956,24	723,91	73,00 USD	52.845,58
Temmuz	378,055	73,00	27.598,02	495,477	73,00 USD	36.169,82
Ağustos	359,183	73,00	26.220,36	398,973	73,00 USD	29.125,03
Eylül	285,669	73,00	20.853,84	331,491	73,00 USD	24.198,84
Ekim	235,615	73,00	17.199,90	352,574	73,00 USD	25.737,90
Kasım	212,89	73,00	15.540,75	212,05	73,00 USD	15.479,29
Aralık	479,565	73,00	35.008,25	392,65	73,00 USD	28.663,45*
TOPLAM	6.709,56		489.797,95	9.306,47		679.371,95

*2018 Aralık ayı tahmini rakamı; Aralık ayı ortalama üretim miktarı (2014 hariç) : 392,65 MW

Yıllık ortalama üretim miktarı (standart sapma dışında kalan 2015 ve 2017 hariç) : 10.343 MW



İŞLETME GELİR VE MALİYETLERİ

2012 Yılı :

Toplam Üretim : 14.523.850 kWh (Megavat başına 3.63 milyon kWh üretim)

Toplam satış = 2.133.951.-TL/Yıl

2013 Yılı:

Toplam Üretim : 11.137.800 kWh (Megavat başına 2.78 milyon kWh üretim)

Toplam Satış : 1.735.860,-TL

Toplam İşletme giderleri : 322.788,-TL (toplam hasılatın % 19' u)

Bakım onarım gideri : 78.529,-TL

Sigorta gideri 16.656,-TL

Personel ve işletme gideri 227.603,-TL

2014 Yılı:

Toplam Üretim : 9.762.570 kWh (Megavat başına 2.44 milyon kWh üretim)

Toplam Satış : 1.593.809,-TL

Toplam İşletme giderleri : 315.195,-TL (toplam hasılatın % 20' si)

Bakım onarım gideri : 27.062,-TL

Sigorta gideri 19.983,-TL

Personel ve işletme gideri 268.150,-TL

2015 Yılı:

Toplam Üretim : 13.940.210 kWh (Megavat başına 3,48 milyon kWh üretim)

Toplam Satış : 1.835.281,-TL

Toplam İşletme giderleri : 458.820,-TL (toplam hasılatın ~% 25' i)

Kalıcı tadilatlar : 177.162,-TL

Bakım onarım gideri : 13.995,-TL

Sigorta gideri 18.163,-TL

Personel ve işletme gideri 249.500,-TL

2016 Yılı:

Toplam Üretim : 11.167.860 kWh (Megavat başına 2,80 milyon kWh üretim)

Toplam Satış : 2.371.962,-TL

Toplam İşletme giderleri : 282.000,-TL (toplam hasılatın ~% 12 si)

Bakım onarım gideri : 16.396,-TL

Sigorta gideri : 6.491,-TL

Personel ve işletme gideri : 259.113,-TL

2017 Yılı:

Toplam Üretim : 6.709.560 kWh (Megavat başına 1,68 milyon kWh üretim)

Toplam Satış : 1.757.350,-TL

Toplam İşletme giderleri : 488.895,-TL (toplam hasılatın ~% 27 si)

Bakım onarım gideri : 145.651,-TL

Sigorta gideri : 18.824,-TL

Personel ve işletme gideri (32 Aydemir taşeron firma): 286.700,-TL

Yön. Kur. Üyesi huzur hakkı : 37.720,-TL

2018 Yılı:

Toplam Üretim : 9.306.470 kWh (Megavat başına 2,33 milyon kWh üretim)

Toplam Satış : 2.909.866,-TL*

Toplam İşletme giderleri : 568.332,-TL (toplam hasılatın ~% 20 si)

Bakım onarım gideri : 216.597,-TL

Sigorta gideri : 13.392,-TL

Personel ve işletme gideri (32 Aydemir taşeron firma): 310.200,-TL

Yön. Kur. Üyesi huzur hakkı : 28.143,-TL

**Yukarıda verilen TL bazında tüm rakamları firmanın muhasebe kayıtlarından alınmıştır.*

Yukarıda verilen DSİ akım gözlem istasyonu verilerine göre, bölgede yıllara sari ortalama akımlar dikkate alındığında, 2014 ve 2017 yıllarında meydana gelen azalmanın geçici bir durum olduğu, 2015 yılında ki artış ile ortaya çıkmıştır. 15 yıl üzerinde yapılan projeksiyonda oluşacak ortalama üretim için son 6 yılın verileri dikkate alınarak üretim hesaplaması yapılmış, ortalama üretim olarak 10.000 MW/Yıl ve 2018 yılında devletin alım garantisi verdiği fiyat olan 7,33 cent/kWh baz alınarak, nakit akım tablolarındaki hasılat hesaplanmıştır.

2018 yılı içerisinde döviz kurlarındaki dalgalı seyir sebebiyle, gelirler devletin alım garantisi verdiği para birimi olan USD bazında hesaplanmıştır. Elektrik piyasası kurallarına göre, firmanın muhasebe kayıtlarında elektriğin satıldığı gün usd kuru üzerinden gelirler muhasebeleştirilmiştir.

2012, 2013, 2014, 2015 ve 2016 yıllarına ait satış hasılatı ortalaması alınarak, 2013, 2014, 2015 ve 2016 yıllarında oluşan reel işletme giderleriyle karşılaştırılmıştır.

$(2.133.951,-TL + 1.735.860,-TL + 1.593.809,-TL + 1.835.281,-TL + 2.371.962,-TL + 1.757.350,-TL + 2.909.866,-TL) / 7 = \mathbf{2.048.297,-TL}$ ortalama Hasılat

$(322.788,-TL + 315.195,-TL + 458.820,-TL + 282.000,-TL + 488.895,-TL + 568.332,-TL) / 6 = 406.005,-TL$ İşletme gideri

$406.005,-TL / 2.048.297,-TL = \sim\% \mathbf{20}$ Hasılatındaki işletme gideri payı

2017 ve 2018 yıllarında yaptırılan ilave onarımlar işletme giderlerinde artışlara neden olmuştur. 2018 yılındaki dalgalı kur seyri ve önümüzdeki dönemler için dolar bazında elde edilen hasılatlar içerisindeki işletme giderlerinin payı kur farklarından dolayı azalarak yıl sonuna geleceğinden, işletme giderlerinin toplam hasılatındaki payı % 15 olarak nakit akımları tablosuna yansıtılmıştır.

2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 ve 2018 yıllarına üretim miktarları ortalaması alınarak, akım istasyonları verilerine göre 15 yıllık projeksiyonda sürdürülebilir üretim miktarı değerlendirilerek, nakit akım tabloları oluşturulmuştur.

Yıllık ortalama üretim miktarı (2015 ve 2017 hariç) : **10.343 MW**

2019 yılı için tahmini üretim : 10.000.000 kWh

2019 yılı tahmini hasılat : 730.000,-USD

2019 yılı tahmini işletme gideri : 109.500,-USD

NET BUGÜNKÜ PROJE DEĞERİ HESAPLAMAYA YÖNELİK YILLARA GÖRE NAKİT AKIM TABLOSU

ÇUKURÇAY HES TESİSİ	1 YIL (2019)	2 YIL	3 YIL	4 YIL	5 YIL	6 YIL	7 YIL
KAZANÇLAR	730.000 USD	700.000 USD	730.000 USD	730.000 USD	680.000 USD	700.000 USD	730.000 USD
İŞLETME GİDERLERİ (% 15)	109.500 USD	105.000 USD	109.500 USD	109.500 USD	102.000 USD	105.000 USD	109.500 USD
AMORTİSMAN (% 8)	49.640 USD	47.600 USD	49.640 USD	49.640 USD	46.240 USD	47.600 USD	49.640 USD
VERGİ ÖNCESİ KAZANÇ	570.860 USD	547.400 USD	570.860 USD	570.860 USD	531.760 USD	547.400 USD	570.860 USD
VERGİLER (%22)	125.589 USD	120.428 USD	125.589 USD	125.589 USD	116.987 USD	120.428 USD	125.589 USD
VERGİ SONRASI KAZANÇ	445.271 USD	426.972 USD	445.271 USD	445.271 USD	414.773 USD	426.972 USD	445.271 USD
NAKİT AKIŞI	494.911 USD	474.572 USD	494.911 USD	494.911 USD	461.013 USD	474.572 USD	494.911 USD
İNDİRİGENMİŞ NAKİT AKIŞI	(494.911) USD	(430.451) USD	(427.523) USD	(407.164) USD	(361.216) USD	(354.133) USD	(351.724) USD
TOPLAM NAKİT AKIŞINDAN BUGÜNKÜ DEĞER	494.911 USD	925.362 USD	1.352.884 USD	1.760.048 USD	2.121.264 USD	2.475.397 USD	2.827.121 USD

ÇUKURÇAY HES TESİSİ	8 YIL	9 YIL	10 YIL (2028)	11 YIL	12 YIL	13 YIL	14 YIL
KAZANÇLAR	700.000 USD	730.000 USD	730.000 USD	680.000 USD	700.000 USD	730.000 USD	700.000 USD
İŞLETME GİDERLERİ (% 15)	105.000 USD	109.500 USD	109.500 USD	102.000 USD	105.000 USD	109.500 USD	105.000 USD
AMORTİSMAN (% 8)	47.600 USD	49.640 USD	49.640 USD	46.240 USD	47.600 USD	49.640 USD	47.600 USD
VERGİ ÖNCESİ KAZANÇ	547.400 USD	570.860 USD	570.860 USD	531.760 USD	547.400 USD	570.860 USD	547.400 USD
VERGİLER (%22)	120.428 USD	125.589 USD	125.589 USD	116.987 USD	120.428 USD	125.589 USD	120.428 USD
VERGİ SONRASI KAZANÇ	426.972 USD	445.271 USD	445.271 USD	414.773 USD	426.972 USD	445.271 USD	426.972 USD
NAKİT AKIŞI	474.572 USD	494.911 USD	494.911 USD	461.013 USD	474.572 USD	494.911 USD	474.572 USD
İNDİRİGENMİŞ NAKİT AKIŞI	(321.209) USD	(319.024) USD	(303.832) USD	(269.545) USD	(264.259) USD	(262.462) USD	(239.691) USD
TOPLAM NAKİT AKIŞINDAN BUGÜNKÜ DEĞER	3.148.330 USD	3.467.354 USD	3.771.186 USD	4.040.731 USD	4.304.990 USD	4.567.452 USD	4.807.143 USD

ÇUKURÇAY HES TESİSİ	15 YIL (2033)	16	17	18	19	20 (2038)
KAZANÇLAR	730.000 USD	730.000 USD	680.000 USD	700.000 USD	730.000 USD	700.000 USD
İŞLETME GİDERLERİ (% 15)	109.500 USD	109.500 USD	102.000 USD	105.000 USD	109.500 USD	105.000 USD
AMORTİSMAN (% 8)	49.640 USD	49.640 USD	46.240 USD	47.600 USD	49.640 USD	47.600 USD
VERGİ ÖNCESİ KAZANÇ	570.860 USD	570.860 USD	531.760 USD	547.400 USD	570.860 USD	547.400 USD
VERGİLER (%22)	125.589 USD	125.589 USD	116.987 USD	120.428 USD	125.589 USD	120.428 USD
VERGİ SONRASI KAZANÇ	445.271 USD	445.271 USD	414.773 USD	426.972 USD	445.271 USD	426.972 USD
NAKİT AKIŞI	494.911 USD	494.911 USD	461.013 USD	474.572 USD	494.911 USD	474.572 USD
İNDİRİGENMİŞ NAKİT AKIŞI	(238.061) USD	(226.724) USD	(201.138) USD	(197.194) USD	(195.853) USD	(178.861) USD
TOPLAM NAKİT AKIŞINDAN BUGÜNKÜ DEĞER	5.045.204 USD	5.271.928 USD	5.473.066 USD	5.670.261 USD	5.866.114 USD	6.044.975 USD

ÇUKURÇAY HES TESİSİ	21	22	23	24	25	26	27
KAZANÇLAR	730.000 USD	730.000 USD	680.000 USD	700.000 USD	730.000 USD	700.000 USD	730.000 USD
İŞLETME GİDERLERİ (% 15)	109.500 USD	109.500 USD	102.000 USD	105.000 USD	109.500 USD	105.000 USD	109.500 USD
AMORTİSMAN (% 8)	49.640 USD	49.640 USD	46.240 USD	47.600 USD	49.640 USD	47.600 USD	49.640 USD
VERGİ ÖNCESİ KAZANÇ	570.860 USD	570.860 USD	531.760 USD	547.400 USD	570.860 USD	547.400 USD	570.860 USD
VERGİLER (%22)	125.589 USD	125.589 USD	116.987 USD	120.428 USD	125.589 USD	120.428 USD	125.589 USD
VERGİ SONRASI KAZANÇ	445.271 USD	445.271 USD	414.773 USD	426.972 USD	445.271 USD	426.972 USD	445.271 USD
NAKİT AKIŞI	494.911 USD	494.911 USD	461.013 USD	474.572 USD	494.911 USD	474.572 USD	494.911 USD
İNDİRİGENMİŞ NAKİT AKIŞI	(177.644) USD	(169.185) USD	(150.093) USD	(147.150) USD	(146.149) USD	(133.469) USD	(132.561) USD
TOPLAM NAKİT AKIŞINDAN BUGÜNKÜ DEĞER	6.222.619 USD	6.391.805 USD	6.541.897 USD	6.689.047 USD	6.835.195 USD	6.968.664 USD	7.101.225 USD

ÇUKURÇAY HES TESİSİ	28	29	30	31 (2049)	32	33
KAZANÇLAR	730.000 USD	680.000 USD	700.000 USD	730.000 USD	700.000 USD	730.000 USD
İŞLETME GİDERLERİ (% 15)	109.500 USD	102.000 USD	105.000 USD	109.500 USD	105.000 USD	109.500 USD
AMORTİSMAN (% 8)	49.640 USD	46.240 USD	47.600 USD	49.640 USD	47.600 USD	49.640 USD
VERGİ ÖNCESİ KAZANÇ	570.860 USD	531.760 USD	547.400 USD	570.860 USD	547.400 USD	570.860 USD
VERGİLER (%22)	125.589 USD	116.987 USD	120.428 USD	125.589 USD	120.428 USD	125.589 USD
VERGİ SONRASI KAZANÇ	445.271 USD	414.773 USD	426.972 USD	445.271 USD	426.972 USD	445.271 USD
NAKİT AKIŞI	494.911 USD	461.013 USD	474.572 USD	494.911 USD	474.572 USD	494.911 USD
İNDİRİGENMİŞ NAKİT AKIŞI	(126.249) USD	(112.001) USD	(109.805) USD	(109.058) USD	(99.597) USD	(98.919) USD
TOPLAM NAKİT AKIŞINDAN BUGÜNKÜ DEĞER	7.227.474 USD	7.339.475 USD	7.449.280 USD	7.558.339 USD	7.657.935 USD	7.756.854 USD

ÇUKURÇAY HES TESİSİ	34	35	36	37 (2055)
KAZANÇLAR	730.000 USD	680.000 USD	700.000 USD	730.000 USD
İŞLETME GİDERLERİ (% 15)	109.500 USD	102.000 USD	105.000 USD	109.500 USD
AMORTİSMAN (% 8)	49.640 USD	46.240 USD	47.600 USD	49.640 USD
VERGİ ÖNCESİ KAZANÇ	570.860 USD	531.760 USD	547.400 USD	570.860 USD
VERGİLER (%22)	125.589 USD	116.987 USD	120.428 USD	125.589 USD
VERGİ SONRASI KAZANÇ	445.271 USD	414.773 USD	426.972 USD	445.271 USD
NAKİT AKIŞI	494.911 USD	461.013 USD	474.572 USD	494.911 USD
İNDİRİGENMİŞ NAKİT AKIŞI	(94.209) USD	(83.577) USD	(81.938) USD	(81.381) USD
TOPLAM NAKİT AKIŞINDAN BUGÜNKÜ DEĞER	7.851.063 USD	7.934.640 USD	8.016.579 USD	8.097.960 USD

TABLO AÇIKLAMALARI :

- * Tabloda kullanılan parasal tüm değerler % 18 KDV HARIÇ değerlerdir.
- * Son 6 yılda ortalama üretim miktarı (2015 ve 2017 yılları standart sapma dışında olduğundan hariçtir) 10.344 MW, tesis kapasitesi ve Çukurçayı su debisine uyumlu olduğundan, sonraki yıllar için ortalama üretim miktarı ~10.000 MW kabul edilmiştir.
- * USD bazında alım garantisi verilen gelir baz alındığından, yıllık gelirler için artış öngörülmemiş, geçmiş yıllardaki su debisine bağlı üretim dalgalanmaları dikkate alınarak, ortalama üretim miktarı olan 10.000 MW (X 73 usd = 730.000 usd) ve daha düşük yılların üretim dalgalanmaları dikkate alınmıştır.
- * Nakit akımların iskonto oranı % 5 kabul edilmiştir. 27.12.2019 vadeli devlet tahvili USD bazlı yıllık getiri oranı ~% 4 olup, talep fazlası ve devlet alım garantisi nedeniyle sadece % 1 piyasa risk primi eklenmiştir.
- * Nakit Akımlarının her yılın sonunda oluştuğu varsayılmıştır.
- * Artırılan kurumlar vergisi oranı olan % 22 tabloda kullanılmıştır
- * Amortisman olarak 12 yıl % 8 alınmıştır.
- * 2018 yılı için devletin alım garantisi verdiği elektrik fiyatı 7,33 cent/kWh baz alınmıştır.
- * 15. Yıl sonunda oluşan toplam nakit akımlarının net bugünkü değeri 5.045.204,-USD dir.
- * Tesis için yapılması gereken iyileştirme yatırımının projeksiyon boyunca yapılmayacağı varsayılmıştır.
- * Rapor içerisindeki verilerden hareketle ve tesis işletmesi outsource edildiğinden işletme giderleri düşmüş, işletme giderleri toplam hasılatın % 15' i olarak yukarıda hesaplanmıştır.
- * 15. yıldan sonra lisans süresi sonu olan 2055 yılına kadar kalan 22 yıllık sürenin sonunda tesisin kalıntı değeri olarak 950.000,-USD nakit akımlarına eklenmiş, böylece tesisin gelir yöntemine göre değeri 5.045.204,-USD + 950.000,-USD = 5.995.204,-USD olarak hesaplanmıştır.

Gelir yönteminde kullanılan indirgenmiş nakit akımlarının bugünkü değerine göre Isparta Elektrik Çukurçay HES tesisinin 2018 yılı Aralık sonu itibarıyla değeri 5.995.204,-USD X 5,28-TL = ~**31.655.000,-TL** olarak ortaya çıkmaktadır.

4.9. MALİYET OLUŞUMLARI ANALİZİ

“Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES Projesi”nde kurulum maliyetleri ve yenileme giderleri aşağıdaki tablolarda ayrı ayrı hesaplanarak gösterilmiştir. Ayrıca toplam yatırım maliyeti de keşif maliyetlerinin üzerine %15 bilinmeyen gider, %10 etüd, proje, mühendislik ve kontrollük giderleri, kamulaştırma ve yabancı kaynak maliyeti eklenerek elde edilmiştir.

Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES Projesi, membasında su teminine etkileyecek herhangi bir proje bulunmadığı için tek başına incelenerek optimize edilmiştir. Bu projedeki tesisler tamamı birlikte düşünülerek; Çukurçay deresinden elde edilebilecek maksimum faydayı elde etmeye yönelik çalışmalar ile birlikte jeoteknik veriler de dikkate alınarak mevcut tesisin metrajları kati proje üzerinden hazırlanarak ilk kurulum maliyet hesabı yapılmıştır. Bunun yanında proje yerinde yapılan teknik gözlemler sonucu proje tesisleri üzerinde yapılması elzem olan yenileme giderleri de hesaplanmıştır.

Metraj ve Birim Fiyat olarak DSİ Barajlar ve HES Dairesi Başkanlığı ile Proje ve İnşaat Dairesi Başkanlığı 2018 yılı birim fiyat cetvellerindeki değerler kullanılmıştır.

Proje kapsamındaki tesislerin tamamına inşaat imalatları sırasında ulaşımın sağlanması için inşaat aşamasında yol bulunmayan kısımlara geçici yollar yapılmıştır. Kati proje üzerinden tesis yerlerine yapılan yolların metrajı çıkarılarak mevcut yolların yapım maliyetleri çıkarılmıştır. İnşaat aşamasında yapılan yollar halen kullanılmakta olup ulaşım açısından bir sorun teşkil etmediğinden hesaplamalarda yol yenileme maliyetleri dikkate alınmamıştır.

Çukurçay Regülatörü ve Narlı HES Projesi’nde üretilecek enerji yaklaşık 3.50 km mesafedeki Yumrutaş Ağlasun DM hattına 477 MCM gerilimli tek hatla iletilecektir.

2011 yılında yapımı tamamlanan enerji nakil hattı düzgün bir şekilde çalışmakta olup, hatta gözlenen herhangi bir sorun ile karşılaşmadığından iletim hattı yenileme maliyetleri dikkate alınmamıştır. Ancak regülatör yapısı ile yükleme havuzu yapısında bulunan kapakların kontrolü manuel olarak ve mobil jeneratör ile sağlandığından buralara 6.3 km uzunluğunda elektrik hattı döşenmesi gerekmektedir. Yaklaşık 8 kV’luk bir enerji taşıyacak olan hattın maliyeti aşağıdaki tabloda yenileme maliyetlerine dahil edilmiştir.

Bu değerlendirme çalışmasında, Maliyet yöntemi, tesisin kuruluş maliyetinin hesaplanması amacıyla kullanılmış, bir yıldır üretim yapan faal bir tesis olmasından kaynaklı şerefiye bedeli göz ardı edilmiştir. Bu şekilde Gelir ve Piyasa yöntemi ile tespit edilen değer, ne kadarlık kısmının projenin çıplak maliyeti olduğu ve çalışan bir tesisin şerefiyesinin hangi miktarda olduğu anlaşılmaya çalışılmıştır. Aşağıda belirtilen maliyet değeri HES projesinin piyasa değeri olmayıp, sadece yeniden yapım maliyet bedelidir.

Tesisde kurulu olan mevcut makine ve teçhizatın değerlendirme tarihinde çalışır vaziyette yerinde incelenmiş ve tesisin iyi koşullarda düzenli bakımları yapılarak işletildiği tespit edilmiştir.

TESİSİN YENİDEN YAPIM MALİYETİ

Çukurçay Regülatörü & Narlı HES Projesi Keşif Özeti (1\$ = 5,28 TL)			
DSİ 2018 Birim Fiyatları ile		İLK KURULUM	
Sıra No	İşin Adı ve Tarifi	Toplam Tutar (TL)	Toplam Tutar (\$)
1	Regülatör	1.236.983,66 TL	\$234.277,21
2	İletim Yapıları	3.611.549,22 TL	\$684.005,54
3	Yükleme Havuzu	781.323,98 TL	\$147.978,03
4	Cebri Boru	14.258.937,97 TL	\$2.700.556,43
5	Hidromekanik Ekipman	497.439,22 TL	\$94.211,97
6	Santral Binası	1.911.951,47 TL	\$362.112,02
7	Elektromekanik Ekipman	5.741.608,18 TL	\$1.087.425,79
8	Enerji Nakil Hattı	586.122,51 TL	\$111.008,05
9	Ulaşım Yolları	717.701,02 TL	\$135.928,22
10	Kamp Tesisleri	156.274,89 TL	\$29.597,52
	TOPLAM KEŞİF BEDELİ	29.499.892,14 TL	\$5.587.100,78
	Bilinmeyen Gideler (%10)	2.949.989,21 TL	\$558.710,08
	Tesis Bedeli	32.449.881,35 TL	\$6.145.810,86
	Kamulaştırma	717.701,02 TL	\$135.928,22
	Etüd proje, mühendislik, kontrollük giderleri (%10)	3.392.487,58 TL	\$642.516,59
	Proje Bedeli	36.560.069,96 TL	\$6.924.255,67
	PROJE DEVİR BEDELİ	- TL	\$0,00
	FİNANSMAN GİDERLERİ	4.014.086,89 TL	\$760.243,73
	DEVLETE ÖDENEN BEDELLER	821.623,09 TL	\$155.610,43
	YATIRIM BEDELİ	41.395.779,95 TL	\$7.840.109,84

Tesisteki yapıların, özellikle makine ve ekipmanların mevcut durumu, kullanım şekli ve bakım durumları doğrultusunda, tesisin yeniden yapım maliyetinden 7 yıl için % 12 yıpranma payı düşülerek, maliyet analizine göre tesis değeri $\sim 36.560.000,-\text{TL} \times 0,88 = \sim 32.173.000,-\text{TL} + \sim 822.000,-\text{TL} = \sim 33.000.000,-\text{TL}$ olarak ortaya çıkmaktadır. Maliyet bedeline devlete ödenen bedeller dahil edilirken, finansman giderleri dahil edilmemiştir.

4.10. PİYASA YÖNTEMİ ANALİZİ

EMSAL 1 : Kars ili Ardahan ilçesinde yer alan, kurulu gücü 6 MW olan, yıllık üretim miktarı 25 Gwh ve yıllık geliri ~3,6 milyon TL olan, 3 Yıldır İşletme Halinde Bulunan yükleme havuzu depolama sistemli olan HES'in tüm hisseleri devredilmek suretiyle 20.000.000.-\$ (~70.000.000.-TL) den satılmıştır. (MW başına piyasa satış değeri 3,33 milyon USD olarak oluşmuştur).

Yetkin Mühendislik

Adres : Simon Bolivar Cad. Ebu Ziya Tevfik Sk. No:18/4 Çankaya/ANKARA

Tel : 555 436 90 38

EMSAL 2 : Kütahya ili Simav ilçesinde yer alan, kurulu gücü 2 MW, yıllık üretim miktarı 8,5 Gwh ve yıllık geliri ~1,3 milyon TL olan, 2 Yıldır işletilen HES'in tüm hisseleri devredilmek suretiyle 8.400.000.-\$ (~30.000.000.-TL) den satılmıştır. (MW başına piyasa satış değeri 4,2 milyon USD olarak oluşmuştur).

Yetkin Mühendislik

Adres : Simon Bolivar Cad. Ebu Ziya Tevfik Sk. No:18/4 Çankaya/ANKARA

Tel : 555 436 90 38

EMSAL 3 : EÜAŞ. 14. Grup Bayburt-Çemişgezek-ve Girlevik HES, Özelleştirme idaresi tarafından 03.01.2011 tarihinde yapılan ihalede, 29.050.000.-\$ bedelle Boydak Enerji Üretim A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Bayburt ilinde bulunan Bayburt HES'in kurulu gücü 0,396 megavat (MW), Tunceli'nde bulunan Çemişgezek HES'in kurulu gücü 0,116 MW ve Erzincan'da bulunan Girlevik HES'in kurulu gücü de 3,040 MW dır. Toplam kurulu güç 3,552 MW olup MW başına piyasa satış değeri 8,178 milyon USD olarak oluşmuştur.

EMSAL 4 : EÜAŞ. 10. Grup Bünyan, Pınarbaşı, Çamardı ve Sızır HES, Özelleştirme idaresi tarafından 17.01.2011 tarihinde yapılan ihalede, 69.700.000.-\$ bedelle Kayseri ve Civarı enerji üretim A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Kayseri'de bulunan Bünyan HES'inin kurulu gücü 1.360, Pınarbaşı HES'inin 0.099 MW, Sızır HES'inin 6.780 MW, Niğde'de bulunan Çamardı HES'inin kurulu gücü ise 0.069 MW dır. Toplam kurulu güç 8,308 MW olup MW başına piyasa satış değeri 8,389 milyon USD olarak oluşmuştur. Satın alan şirket bu ihale için "Özel Alıcı" durumunda olup elektrik dağıtım işini yapmakta olduğu Kayseri iline en yakın olan bu projeleri çok yüksek bedel ödeyerek satın almışlardır.

EMSAL 5 : EÜAŞ. 1. Grup Dereköy, Cerrah ve Suuçtu HES, Özelleştirme idaresi tarafından 25.01.2011 tarihinde yapılan ihalede, 6.600.000.-\$ bedelle Kent Solar Elektrik Üretim Ltd. Şti. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. İznik Dereköy, kurulu gücü 0,240 MW, yıllık üretimi 1 milyon 500 bin KWH. İnegöl-Cerrah, kurulu gücü 0,272 MW, yıllık üretimi 800 bin KWH. Kemalpaşa-Suuçtu, kurulu gücü 0,472 MW, yıllık üretimi 1 milyon KWH. Toplam kurulu güç 0,984 MW olup MW başına piyasa satış değeri 6,707 milyon USD olarak oluşmuştur. Üç tesisin MW başına toplam üretim değeri ise 3.354.000 KWH olarak oluşmuş ve 3 hes için toplam ~2,00 \$/kWh para ödenmiştir. Bu MW başına üretim değeri Çukurçay HES projesinden daha düşüktür. Yıllık üretim miktarı 3.300.000 kWh X 25,80 krş = 851.400.-TL X 10 Yıl = ~8.514.000.-TL olmasına rağmen çok yüksek bir fiyatla satılmıştır.

EMSAL 6 : EÜAŞ. 16. Grup Çağ Çağ, Otluca ve Uludere HES, Özelleştirme idaresi tarafından 09.02.2011 tarihinde yapılan ihalede, 40.800.000.-\$ bedelle Nas Enerji A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir.

Mardin'de bulunan Çağ Çağ HES'in kurulu gücü 14,400 MW, Hakkari'de bulunan Otluca HES'in 1,280 MW, Şırnak'ta bulunan Uludere HES'in kurulu gücü ise 0,640 MW. Toplam kurulu güç 16,32 MW olup

MW başına piyasa satış değeri 2,5 milyon USD olarak oluşmuştur. Buradan da anlaşılacağı gibi tesislerin lokasyonu ihale ortamında bile fiyatlara direkt yansımakta, güneydoğu illerinin terör sorunu olan bölgelerinde HES değerleri de düşmektedir.

EMSAL 7 : EÜAŞ. 13. Grup Besni, Derme, Erkenek ve Kernek HES, Özelleştirme idaresi tarafından 05.04.2011 tarihinde yapılan ihalede, 13.800.000.-\$ bedelle Kayseri ve Civarı enerji üretim A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Adıyaman'da bulunan Besni HES'inin kurulu gücü 0,272 megavat (MW), Malatya'da bulunan Derme HES'inin 4,500 MW, Erkenek HES'inin 0,320 MW ve Kernek HES'inin de 0,832 MW. Toplam kurulu güç 5,092 MW olup MW başına piyasa satış değeri 2,710 milyon USD olarak oluşmuştur. Kurulu güç olarak değerlendirme konusu Çukurçay HES projesine yakın olan bu üç santralin doğu illerinde olması ve üç farklı santral için işletme giderlerinin yüksekliği dez avantaj olarak karşımıza çıkmaktadır.

EMSAL 8 : EÜAŞ. 9. Grup Kayadibi HES, Özelleştirme idaresi tarafından 29.04.2011 tarihinde yapılan ihalede, 7.644.000.-\$ bedelle İvme Grup Enerji Ticaret A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Bartın ilinde bulunan Kayadibi HES'in kurulu gücü 0,464 MW, yıllık üretimi ise 2 milyon 500 bin kWh dir. Toplam kurulu güç 0,464 MW olup MW başına piyasa satış değeri 16,474 milyon USD olarak oluşmuştur. Tesisin MW başına toplam üretim değeri ise 5.388.000 KWH olarak oluşmuş ve hes için toplam ~3,00 \$/kWh para ödenmiştir. MW başına üretim değeri Çukurçay HES projesinden çok daha yüksektir.

EMSAL 9 : EÜAŞ. 4. Grup Kovada I ve Kovada II HES, Özelleştirme idaresi tarafından 07.12.2011 tarihinde yapılan ihalede, 56.060.000.-\$ bedelle Batıçim Enerji Elektrik Üretim A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Isparta'da bulunan Kovada 1 hidroelektrik santralının kurulu gücü 8,250 MW, yine Isparta'da bulunan Kovada 2 hidroelektrik santralının kurulu gücü ise 51,200 MW. Toplam kurulu güç 59,45 MW olup MW başına piyasa satış değeri 0,943 milyon USD olarak oluşmuştur

EMSAL 10 : EÜAŞ. Arpaçay-Telek ve Kiti HES, Özelleştirme idaresi tarafından 22.03.2013 tarihinde yapılan ihalede, 3.010.000.-\$ bedelle Metaltek Metalurji Kimya A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Kars'da bulunan Arpaçay-Telek HES'inin kurulu gücü 0,062 megavat (MW) ve yıllık 300 bin kWh üretimi vardır, Iğdır'da bulunan Kiti HES'inin kurulu gücü 2,76 MW ve yıllık üretimi 9 milyon kWh dir. Toplam kurulu güç 2,82 MW olup MW başına piyasa satış değeri 1,67 milyon USD olarak oluşmuştur. Kurulu güç olarak değerlendirme konusu Çukurçay HES projesine yakın olan bu iki santralin doğu illerinde olması ve iki farklı santral için işletme giderlerinin yüksekliği dez avantaj olarak karşımıza çıkmaktadır.

EMSAL 11 : EÜAŞ. Ladik-Büyükkızoğlu ve Durucasu HES, Özelleştirme idaresi tarafından 22.03.2013 tarihinde yapılan ihalede, 2.760.000.-\$ bedelle Met Enerji Üretim İnşaat A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Samsun' da bulunan Ladik-Büyükkızoğlu HES'inin kurulu gücü 0,40 megavat (MW), Amasya' da bulunan Durucasu HES'inin kurulu gücü 0,80 MW dir. Toplam kurulu güç 1,20 MW olup MW başına piyasa satış değeri 2,3 milyon USD olarak oluşmuştur.

EMSAL 12 : EÜAŞ. Göksu Akarsu HES, Özelleştirme idaresi tarafından 22.03.2013 tarihinde yapılan ihalede, 57.500.000.-\$ bedelle Nurol Enerji Üretim İnşaat A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Konya' da bulunan Göksu Akarsu santrallerinin kurulu gücü 11 megavat (MW) olup MW başına piyasa satış değeri 5,23 milyon USD olarak oluşmuştur. Göksu ırmağı su debisi yüksek olan akarsulardan birisidir, su debisi büyüklüğü olarak Çukurçay ile kıyaslanamaz, su debisi yükseldikçe megavat başına

oluşan piyasa fiyatının ne kadar yükseldiğini göstermek açısından, sadece bilgi amaçlı olarak burada yer verilmiştir.

EMSAL 13 : EÜAŞ. Engil, Erciş ve Hoşap HES, Özelleştirme idaresi tarafından 04.06.2013 tarihinde yapılan ihalede, 11.050.000.-\$ bedelle Haliç Elektrik Üretim A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Van'da bulunan Engil HES'inin kurulu gücü 4,59 megavat (MW), Van'da bulunan Erciş HES'inin kurulu gücü 0,78 MW ve Van'da bulunan Hoşap (Zernek) HES'inin kurulu gücü 3,38 MW'dır. Toplam kurulu güç 8,75 MW olup MW başına piyasa satış değeri 1,26 milyon USD olarak oluşmuştur. Santrallerin doğu illerinde olması ve üç farklı santral için işletme giderlerinin yüksekliği dezavantaj olarak karşımıza çıkmaktadır.

EMSAL 14 : EÜAŞ. Koçköprü HES, Özelleştirme idaresi tarafından 06.05.2013 tarihinde yapılan ihalede, 12.000.000.-\$ bedelle Mostar Elektrik Üretim A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Van'da bulunan Koçköprü barajı ve HES'inin kurulu gücü 8,39 megavat (MW) dir. MW başına piyasa satış değeri 1,43 milyon USD olarak oluşmuştur. Santralin su toplama yapan barajı olması, elektiriğin pahalı olduğu aylarda üretim yapabilmesi açısından avantajdır.

EMSAL 15 : EÜAŞ. Berdan HES, Özelleştirme idaresi tarafından 01.04.2013 tarihinde yapılan ihalede, 47.000.000.-\$ bedelle Tayfurlar Enerji Üretim A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Mersin'de bulunan Berdan barajı ve HES'inin kurulu gücü 10,2 megavat (MW) ve yıllık üretimi 47,5 milyon kWh dir. MW başına piyasa satış değeri 4,7 milyon USD olarak oluşmuştur. Santralin su toplama yapan barajı olması, elektiriğin pahalı olduğu aylarda üretim yapabilmesi açısından avantajdır. Barajı sulama ve içme suyu amaçlı olarak da kullanılmaktadır.

EMSAL 16 : EÜAŞ. Kısık HES, Özelleştirme idaresi tarafından 03.04.2013 tarihinde yapılan ihalede, 27.150.000.-\$ bedelle Kılıç Enerji A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Kahramanmaraş' da bulunan Kısık HES'inin kurulu gücü 9,26 megavat (MW) dir. MW başına piyasa satış değeri 2,93 milyon USD olarak oluşmuştur.

EMSAL 17 : EÜAŞ. Kayaköy HES, Özelleştirme idaresi tarafından 03.11.2014 tarihinde yapılan ihalede, 10.300.000.-\$ bedelle Veysi Madencilik A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Kütahya' da bulunan Kayaköy barajı ve HES'inin kurulu gücü 2,56 megavat (MW) ve yaklaşık yıllık üretimi 8 milyon kWh dir. MW başına piyasa satış değeri 4,02 milyon USD olarak oluşmuştur. Megavat başına yıllık üretimi oldukça iyidir ve bu durum su debisiyle doğrudan orantılı olup santralin piyasa fiyatına da yansımıştır.

EMSAL 18 : EÜAŞ. Dere ve İvriz HES, Özelleştirme idaresi tarafından 07.08.2014 tarihinde yapılan ihalede, 2.300.000.-\$ bedelle Ülke yatırım Elektrik Üretim İnşaat A.Ş. şirketine 49 yıllığına devir edilmiştir. Konya' da bulunan Dere HES'inin kurulu gücü 0,60 megavat (MW) ve yaklaşık yıllık üretimi 900 bin kWh dir. Yine Konya' da bulunan İvriz HES' in kurulu gücü 1,04 MW ve yaklaşık yıllık üretimi 2 milyon kWh dir. Toplam kurulu güç 1,64 MW olup MW başına piyasa satış değeri 1,4 milyon USD olarak oluşmuştur.

EMSAL 19 : Kurulu güçleri toplamı 2,8 MW olan Anamur, Bozyazı, Mut-Derinçay, Silifke ve Zeyne HES'in bir bütün halinde özelleştirilmesi ihalesine 30.05.2014 tarihinde çıkmış, ihalede nihai pazarlık görüşmeleri 13.08.2014 tarihinde gerçekleştirilmiş ve en yüksek öneri açık çoğaltmanın 8. turunda Cem Veb Ofset tarafından 8 milyon 850 bin USD olarak verildi, onay süreci devam etmektedir. MW başına piyasa satış değeri 3,161 milyon USD olarak oluşmuştur. Megavat başına yıllık üretimi yüksektir ve bu durum su debisiyle doğrudan orantılı olup santralin piyasa fiyatına da yansımıştır.

EMSAL 20 : Burdur' da, 1.9 MW gücünde, üretim yapan HES satılıktır. Bitmiş haliyle satış Fiyatı: 4.000.000 USD. MW başına piyasa satış değeri 2,1 milyon USD olarak istenmektedir.

EMSAL 21 : Gaziantep'te, 17 Mega Watt gücünde, yıllık üretim kapasitesi 57 Milyon KW olan, 3 yıldır faal çalışan, hidroelektrik santrali HES 46.000.000 USD bedelle pazarlanmaktadır. MW başına piyasa satış değeri 2,7 milyon USD olarak istenmektedir.

EMSAL 22 : Mersin'de, Toplam gücü, 45 MW, yıllık üretim kapasitesi 90.000.000 KWH olan, faal, HES'ler, birlikte satılıktır. Satış Fiyatı 60.000.000 USD

MW başına piyasa satış değeri 1,3 milyon USD, MW başına toplam üretim değeri 2 milyon kwh
Cemal Mehmethanoğlu; 0533 2714949

GÖRÜŞ : Doğan bey ile yapılan detaylı görüşmede ; HES projeleri satılırken, piyasa fiyatlarının, kurulu güç, yıllık su debisi ve bunlara bağlı olan üretim miktarlarına göre şekillendiğini belirtmiştir. Projelerde MW başına gerçekleşen üretimin 3 Gwh ve üzeri olmasının tercih sebebi olduğunu, değerlendirme konusu tesisteki MW başına ~3,6 Gwh üretimin iyi bir üretim olduğunu belirtmiştir. Aktif olarak işletilen sorunsuz tesislerde, piyasa değerini kabaca tespit etmek için, toplam üretim miktarının 1,00 \$ ile çarpımının fikir verebileceğini açıklamıştır. Buna göre değerlendirme konusu taşınmazın piyasa değerinin 12 – 13 milyon \$ aralığında olabileceğini, gerçek fiyatın ise piyasada pazarlıklar sonucu belirleneceğini anlatmıştır.

Diğer bir yaklaşımla, değerlendirme konusu projenin yıllık üretim miktarına göre yıllık brüt gelirinin 2,20 – 2,50 milyon TL aralığında değişeceğini ve buna göre HES değerinin 10-12 yıllık brüt gelirine eşit olarak piyasada kabul gördüğünü anlatmıştır.

Gerek proje aşamasında gerekse işletmeye açık durumda olan HES projelerine, piyasada yoğun talep olduğunu, özellikle üretim yapan ve yıllık üretim rakamları belli olan tesislerin daha çok tercih edildiğini belirterek, enerji ihtiyacının ve doğalgaz fiyatlarının artmasına paralel olarak elektrik fiyatlarının dolayısıyla HES projelerinin piyasa fiyatlarının artacağını söylemiştir.

Yükleme havuzu, Regülatörü ve Santral binası olan benzer bir HES'in MW başına ~1,50 – 2,00 milyon \$ yatırım ile hayata geçirilebileceğini, değerlendirme konusu 4 MW lık tesisin yaklaşık maliyetinin 7-8 milyon dolar civarında olabileceğini açıklamıştır.

Son olarak Türkiye'nin batı bölgelerinde yer alan tesislerin, doğuya oranla daha çok tercih edildiğini, bu durumun piyasa fiyatlarına % 10-15 oranında yansıdığını belirtmiştir.

Doğan KARAKUŞ (TEİAŞ'dan emekli mühendis, Elektrik satış ve danışmanlık) : 533 816 06 69

PİYASA YÖNTEMİ ANALİZİ

Değerleme konusu Çukurçay HES projesi için yapılan araştırmalarda, HES projelerinin gerek lisans gerekse aktif proje olarak satışlarının yapıldığı, piyasasının oluştuğu, yukarıda verilen emsaller ile tespit edilmiştir. Enerji Piyasasında aktif rol alan şirket yetkilileri ile yapılan görüşmeler ve araştırmalarda, HES proje satışlarında, piyasa fiyatları üzerinde etkili olan aşağıdaki unsurlar tespit edilerek, emsaller bu unsurlar doğrultusunda karşılaştırılmaya çalışılmıştır.

HES projelerinin piyasa değerlerinde etkili olan unsurlar :

- HES Proje lokasyonu
- Su Debisi
- Kurulu Güç
- Yıllık Üretim Miktarı
- Enerji tüketiminin yüksek olduğu bölgelere yakınlık

Yukarıdaki unsurlara bağlı olarak, aşağıdaki değişkenler ortaya çıkmakta ve bunlar doğrultusunda piyasa satış fiyatları oluşmaktadır.

- MW başına piyasa satış fiyatı
- MW başına üretilen kWh miktarı
- Üretilen kWh başına piyasa satış fiyatı

EMSAL SATIŞLARIN KARŞILAŞTIRMASI

EMSAL	PROJE ADI	KAPASİTE (MW)	SATIŞ FİYATI (USD)	MW BAŞINA SATIŞ FİYATI (USD)
1	KARS-ARDAHAN	6,000	20.000.000,00 \$	3.330.000,00 \$
2	KÜTAHYA-SİMAV	2,000	8.400.000,00 \$	4.200.000,00 \$
3	BAYBURT-ÇEMİŞGEZEK + GİRLEVİK	3,552	29.050.000,00 \$	8.178.000,00 \$
4	BÜNYAN + PINARBAŞI + ÇAMARDI + SIZIR	8,308	69.700.000,00 \$	8.389.000,00 \$
5	DEREKÖY + CERRAH + SUUÇTU	0,984	6.600.000,00 \$	6.707.000,00 \$
6	ÇAĞ ÇAĞ + OTLUCA + ULUDERE	16,320	40.800.000,00 \$	2.500.000,00 \$
7	BESNİ + DERME + ERKENEK + KERNEK	5,092	13.800.000,00 \$	2.710.000,00 \$
8	KAYADİBİ	0,464	7.644.000,00 \$	16.474.000,00 \$
9	KOVADA 1 + KOVADA 2	59,450	56.060.000,00 \$	943.000,00 \$
10	ARPAÇAY-TELEK + KİTİ	2,820	3.010.000,00 \$	1.670.000,00 \$
11	LADİK-BÜYÜKKIZOĞLU + DURUCASU	1,200	2.760.000,00 \$	2.300.000,00 \$
12	GÖKSU	11,000	57.500.000,00 \$	5.230.000,00 \$
13	ENGİL + ERCİŞ + HOŞAP	8,750	11.050.000,00 \$	1.260.000,00 \$
14	KOÇKÖPRÜ	8,390	12.000.000,00 \$	1.430.000,00 \$
15	BERDAN	10,200	47.000.000,00 \$	4.700.000,00 \$
16	KISIK	9,260	27.150.000,00 \$	2.930.000,00 \$
17	KAYAKÖY	2,560	10.300.000,00 \$	4.020.000,00 \$
18	DERE + İVRİZ	1,640	2.300.000,00 \$	1.400.000,00 \$
19	ANAMUR + BOZYAZI + MUT-DERİNÇAY + SİLİFKE + ZEYNE	2,800	8.850.000,00 \$	3.161.000,00 \$
MEGAWAT BAŞINA ORTALAMA SATIŞ FİYATI				2.917.214,29 \$

* Sarı ile işaretli olan satışlar emsal ortalamasına dahil edilmemiştir.

2018 yıl sonu itibariyle; Emsaller, görüşler ve piyasa araştırmaları sonucu tespit edilen, benzer kurulu güç ve üretim değerlerine sahip HES ler içerisindeki ortalama değerlere göre ;

MW başına piyasa satış fiyatı : 1,8 – 3 milyon dolar aralığında değişmektedir.
 MW başına üretilen kWh miktarı : 1,8 – 3,2 milyon kWh aralığında değişmektedir.
 Üretilen kWh başına piyasa satış fiyatı : 0,8 – 1,50 dolar aralığında değişmektedir.
 Emsal Ortalaması (Fiyat / MW) : 2,9 milyon USD

Değerleme konusu Çukurçay HES projesi için 2018 yıl sonu itibariyle piyasa koşulları dikkate alınarak oluşturulan temel kriter değerleri aşağıda verilmiştir.

MW başına piyasa satış fiyatı :
 2.200.000.- \$ alınarak 4 MW kurulu güç ile çarpıldığında **8.800.000.- USD** değer oluşmaktadır.

MW başına üretilen kWh miktarı (2018 üretimine göre) :
 9.306.470 kWh / 4 MW = 2.326.618 kWh olmuş, bu durum santralin benzerlerine göre hem nakit akımlarını güçlendirmekte hem de tercih edilirliliğini artırmaktadır.

Üretilen kWh başına piyasa satış fiyatı :
 Santralin 2012-2018 yılları arasındaki ortalama üretimi olan 10.343.000 kWh ile üretilen kWh başına piyasa satış fiyatı minimum ortalama olan 0,8 \$ çarpıldığında ortaya çıkan değer **~8.275.000.- USD** olmaktadır.

Emsal Ortalaması (Fiyat / MW) :

Çok düşük ve çok yüksek olduğu düşünülen satışlar çıkarılarak alınan emsal ortalamasında mevcut piyasa koşullarındaki durağanlık ve yatırım projelerindeki finansman maliyetlerindeki artış sebebiyle negatif yönde kalibrasyon yapılarak; emsal ortalaması 2,5 milyon USD/MW olarak kabul edilmiş ve Çukurçay HES kurulu gücü olan 4 MW ile çarpıldığında ~**10.000.000.- USD** fiyat ortaya çıkmaktadır.

Bu tespitler dışında, Çukurçay HES projesinin, Türkiye'nin batı bölgesinde, yağış rejimi düzenli olan Toros Dağları'nda yer alması ve elektrik tüketiminin yoğun olduğu Antalya bölgesine yakın olması pozitif unsur olarak görülmektedir. Ancak yapılan araştırmalar sonucu, mevcut piyasa koşullarındaki durağanlıklar ve taşınmazın mevcut durumundaki diğer teknik olumsuzluklar göz önüne alınarak, piyasa yöntemine göre değerlendirme konusu Çukurçay HES projesi için ~**42.240.000.-TL** (~8.000.000.-USD) değer tespit edilmiştir.

4.11. GAYRİMENKUL VE BUNA BAĞLI HAKLARIN HUKUKİ DURUMU

Değerleme konusu Çukurçay Hidro Elektrik Santralinin, değerlendirme tarihi itibarıyla tüm kullanım ve tasarruf hakları AYDEMİR Elektrik Üretim Anonim Şirketi'ne aittir. Tesisin kuruluşu ve işletilmesi için gerekli olan tüm yasal izinler alınmış, hukuki süreç tamamlanmıştır.

- 1) 6831 sayılı Orman Kanunu'nun 17/3 maddesi gereğince, Orman Bölge Müdürlüğü tarafından düzenlenen 22.09.2010 tarih ve 07.05.02/02 numaralı "KESİN İZİN TAAHHÜT SENEDİ" ile değerlendirme konusu tesisin kurulu olduğu arazi 26 yıllığına Orman Bölge Müdürlüğünden kiralanmıştır. Geriye 24 yıl kullanım süresi kalmıştır. Sözleşme hükümlerine uyulursa, projenin ekonomik ömrü sonuna kadar (99 yıla kadar) uzatma hakkı bulunmaktadır. 09.07.2008 tarihinde kabul edilen 5784 sayılı kanunun aşağıdaki maddesi gereği, Orman kesin izin taahhüt senedindeki miktar üzerinden ilk on yıl için % 85 indirim yapılarak tahsis bedeli alınmaktadır. Senet bedeli 2010 yılı için yıllık 128.253,93 TL iken % 85 indirim ile 19.238,09 TL ye düşmektedir. Bu bedel her yıl DPT tarafından belirlenen Deflatör katsayısı ile çarpılarak, her yıl artırılır.

MADDE 23- 10/5/2005 tarihli ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanunun 8 inci maddesi aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

"MADDE 8- Orman vasfı olan veya Hazinesin özel mülkiyetinde ya da Devletin hüküm ve tasarrufu altında bulunan taşınmazlardan bu Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi yapmak amacıyla tesis, ulaşım yolları ve şebekeye bağlantı noktasına kadarki enerji nakil hattı için kullanılacak olanlar hakkında Çevre ve Orman Bakanlığı veya Maliye Bakanlığı tarafından bedeli karşılığında izin verilir, kiralama yapılır, irtifak hakkı tesis edilir veya kullanma izni verilir.

Bu maddenin birinci fıkrasında belirtilen amaçlarda kullanılacak olan taşınmazların 25/2/1998 tarihli ve 4342 sayılı Mera Kanunu kapsamında bulunan mera, yaylak, kışlak ile kamuya ait otlak ve çayır olması halinde, 4342 sayılı Mera Kanunu hükümleri uyarınca bu taşınmazlar, tahsis amacı değiştirilerek Hazine adına tescil edilir. Bu taşınmazlara ilişkin olarak, Maliye Bakanlığı tarafından bedeli karşılığında kiralama yapılır veya irtifak hakkı tesis edilir.

31/12/2012 tarihine kadar devreye alınacak bu tesislerden, ulaşım yollarından ve şebekeye bağlantı noktasına kadarki enerji nakil hatlarından yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine yüzde seksenbeş indirim uygulanır. Orman Köylüleri Kalkındırma Geliri, Açağlandırma ve Erozyon Kontrolü Geliri alınmaz.

Bu Kanun kapsamındaki hidroelektrik üretim tesislerinin rezervuar alanında bulunan Hazinesin özel mülkiyetindeki ve Devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmaz mallar için Maliye Bakanlığı tarafından bedelsiz olarak kullanma izni verilir."

- 2) 04.02.2010 tarih ve 2/4-036 sayılı Isparta İl Genel Meclisi kararı ile onaylanan, Çukurçayı Narlı HES üretim tesisi alanına ilişkin hazırlanan 1/5000 ölçekli Nazım ve 1/1000 ölçekli uygulama imar planları mevcut olup, tesis santral binası bu plan hükümlerine göre inşaa edilmiştir.

- 3) 06.04.2006 Tarih ve 172-758 sayılı Isparta Valiliği İl Çevre ve Orman Müdürlüğü'nün "Çukurçay HES projesi kurulmasının sakıncası yoktur" ve "Tesisin kurulu gücü 5 MW olacağı için ÇED yönetmeliği kapsamı dışındadır" yazısı gereği ÇED raporu hazırlanmamıştır.
- 4) 07.09.2006 tarih ve EÜ/909-2/715 numaralı 30 yıl süreli EPDK Elektrik ÜRETİM LİSANSI ve bu lisansın 49 yıl olarak uzatılmasına ilişkin 15.12.2011 tarih ve 15193 sayılı EPDK yazısı mevcut olup bu lisans çerçevesinde ulusal elektrik ağına satış yapılmaktadır.
- 5) Isparta İl Özel İdaresi tarafından verilen, 04.11.2011 Tarih ve M.32.0.İÖİ.00.18/780-9478/32.01.GSM.II.064 numaralı "İşyeri Açma ve Çalışma Ruhsatı" ve 732926 sicil numaralı Aydemir Elektrik Üretim A.Ş. şirketine ait İstanbul Ticaret Odası Faaliyet Belgesi mevcut olup, şirket TTK hükümlerine göre yasal olarak faaliyet göstermektedir.
- 6) Tesisin, 19.10.2011 Tarih ve 5918 numaralı onaylı Mimari ve Statik projeleri mevcuttur. Değerleme konusu tesisin kurulu olduğu arazi Orman alanından kiralandığı için, Isparta İl Özel idaresi tarafından İnşaat Ruhsatı verilmesine gerek olmadığı belirtilerek, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı - Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından onaylanan projeler doğrultusunda inşaatlar yapılmıştır.

Değerleme Konusu HES projesinin kuruluş ve işletme aşamasında tabi olduğu kurum ve kuruluşlar ile bu kurum ve kuruluşların yasal düzenlemeleri aşağıda verilmiştir.

DÜZENLEYİCİ KURUM VE KURULUŞLAR

- ORMAN BAKANLIĞI VE ORMAN BÖLGE MÜDÜRLÜĞÜ
- İL ÖZEL İDARESİ
- DEVLET SU İŞLERİ
- ENERJİ VE TABİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI – ENERJİ İŞLERİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
- ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURULU
- TÜRKİYE ELEKTRİK DAĞITIM A.Ş.

YASAL DÜZENLEMELER

- 4628 SAYILI ELEKTRİK PİYASASI KANUNU
- 5346 SAYILI YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ AMAÇLI KULLANIMINA İLİŞKİN KANUN
- ELEKTRİK PİYASASINDA LİSANSIZ ELEKTRİK ÜRETİMİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK
- ELEKTRİK PİYASASI TARİFELER YÖNETMELİĞİ
- ELEKTRİK PİYASASI MÜŞTERİ HİZMETLERİ YÖNETMELİĞİ
- ELEKTRİK PİYASASI SERBEST TÜKETİCİ YÖNETMELİĞİ
- ELEKTRİK PİYASASI DAĞITIM YÖNETMELİĞİ
- ELEKTRİK PİYASASI Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
- ELEKTRİK PİYASASI YAN HİZMETLER YÖNETMELİĞİ
- YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ BELGELENDİRİLMESİ VE DESTEKLENMESİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK
- ELEKTRİK PİYASASINDA FAALİYET GÖSTEREN ÜRETİM VE DAĞITIM ŞİRKETLERİNİN LİSANSLARI KAPSAMINDAKİ FAALİYETLERİNİN İNCELENMESİNE VE DENETLENMESİNE İLİŞKİN YÖNETMELİK

Değerleme konusu HES projesine sahip olan şirketin, İşletme hakkı-Proje olarak, şirket hissesi devir yöntemi ile alım-satıma engel bir durumu yoktur.

5.SONUÇ

Değerleme konusu tesisin rapor içerisinde açıklanan özet verileri aşağıda verilmektedir.

Proje Adı	Çukuçay Regülatörü ve Narlı Hes Projesi
Şirket Adı	Aydemir Elektrik Üretim A.Ş.
1/25.000'lik Harita Adları	M25-c1
Regülatör 6o UTM Koordinatları	305180.345 Doğu – 4168550.53 Kuzey
Santral 6o UTM Koordinatları	301617.615 Doğu – 4166623.75 Kuzey
İli	Isparta
İlçesi	Merkez
Havza Adı	Antalya Havzası
DSİ Bölgesi	XVIII. Bölge Müdürlüğü
Akarsu Adı / Ana Kol Adı	Aksu Çayı / Isparta Çayı / Kovada Çayı / Çukurçay
Kullanılan AGİ No	DSİ 9-123 Çukur Ç.Narlı AGİ
Drenaj Alanı (km2)	30.65
Ortalama Debi (m3/sn)	0.61
Ort. Yıllık Toplam Akım (hm3)	19.24
Baraj / Regülatör Tipi	Tirol Tipi
Kret Kotu (m)	854
Maksimum Su Kotu (m)	853.65
Talveg Kotu (m)	851
Santral Kuyruksuyu Kotu (m)	415
İletim Yapısı Tipi	Korige
İletim Kanalı Uzunluğu (m)	4.704
İletim Kanalı Eğimi (j)	0.015
Cebri Boru Çapı (m)	0.70
Cebri Boru Boyu (m)	1.567
Cebri Boru Et Kalınlığı (mm)	10,00
Türbin Tipi	Yatay eksenli Pelton
Ünite Adedi	2
Bara Gerilimi (kV)	31,50
Enerji Nakil Hattı Kesiti	3/0 AWG
Enerji Nakil Hattı Uzunluğu (km)	3,50
Brüt Düşü (m)	428,80
Net Düşü (m) (Ortalama)	418,13
Proje Debisi (m3/sn)	0,80
Kurulu Güç (MW)	4,00
Firm Güç (MW)	0,237
Firm Enerji (GWh)	2,045
Sekonder Enerji (GWh)	11,627
Toplam Enerji (GWh)	14,524
Rantabilite (B/C)	0.53 (DSİ)

5.1. SORUMLU DEĞERLEME UZMANININ SONUÇ CÜMLESİ

Değerleme çalışması sırasında, konu taşınmaza ilişkin, değer takdirinde bulunmak üzere yeterli veriye ulaşılarak gerekli analizler yapılmıştır.

Taşınmaz; konum, teknik özellikler, coğrafi özellikler, elektrik piyasası koşulları baz alındığında mevcut pazar koşullarında, şirket hissesi devri yöntemi ile "SATILABİLİR" niteliktedir. Taşınmazın değeri itibarıyla, kısıtlı alıcı kitlesine hitap edecek olması satış sürecine negatif etki edeceği göz önüne alınarak, mevcut piyasa koşulları altında ve takdir edilen değer üzerinden taşınmazın satış kabiliyeti "**Düşük / Alıcısı Az**" olarak tahmin edilmiştir.

Gelir yöntemi ve Piyasa yöntemiyle tespit edilen değerler arasında oluşan farkın ana sebebi, santralin bulunduğu Çukurçayı bölgesindeki son üç yılda dalgalı yağış rejimine paralel değişen elektrik üretim miktarlarıdır. Ancak son 20-30 yıllık akım gözlem istasyonu verileriyle yapılan debi hesaplamaları bu dalgalanmanın ortalama yansıtmadığını göstermektedir. Bu sebeple, değer ortalaması alınırken piyasa yöntemi ağırlıklı kabul edilmiş ve bu yöntemle göre tespit edilen değere daha yakın bir değer takdiri yapılmıştır.

DEĞERLEME YÖNTEMİ	KDV HARİÇ DEĞER (TL)
MALİYET YÖNTEMİ	~33.000.000,-
GELİR YÖNTEMİ	~31.655.000,-
PIYASA YÖNTEMİ	~42.000.000,-

5.2. NİHAİ DEĞER TAKDİRİ

% 18 KDV HARİÇ TOPLAM PIYASA RAYİÇ DEĞERİ
35.640.000.-TL
OTUZBEŞMİLYONALTİYÜZKIRKBİN TÜRK LİRASI

% 18 KDV DAHİL TOPLAM DEĞERİ (*) (**)
42.055.000.-TL
KIRKİKİMİLYONELLİBEŞBİN TÜRK LİRASI

% 18 KDV HARİÇ TOPLAM DEĞERİ	
~6.750.000,- \$	~5.900.000,- €

(*) KDV dahil toplam değer bilgi amaçlı olarak verilmiştir.

(**) Değerleme konusu taşınmaz için % 18 KDV uygulaması yapılmıştır.

31.12.2018 Tarihli T.C. Merkez Bankası E. Döviz ALIŞ Kurları

1 \$ = 5,28 TL / 1 € = 6,04 TL

DEĞERLEME UZMAN YRD.

Y. MAKİNE MÜHENDİSİ

ORKUN DEĞERLİ (*)

SORUMLU DEĞERLEME UZMANI

CEM ERKAN – 400 369

*Söz konusu personel, değerleme çalışmasına yardımcı olarak katılmış, veri toplama süreçlerinde, teknik hesaplamaların yapılmasında yardımcı olmuş, rapora ilişkin sorumluluğu bulunmamaktadır.

6. RAPOR GEÇERLİLİK ŞARTLARI

- Ülke genel ekonomik koşullarında değişiklik olmaması,
- Ülke siyasi yapısında büyük değişiklikler olmaması,
- Doğal afetler sonucu gayrimenkulde ve bölgede zarar oluşması,
- Toplumsal hareketler sonucu gayrimenkulde ekonomik ve fiziksel zarar oluşmaması,
- Değerlemeden sonra ana gayrimenkulde ve bağımsız bölümde herhangi bir hasar meydana gelmemesi,
- Değerlemeden sonra ilgili bölgede imar planında değişiklik olmaması,
- Alıcının kimliği, çevreyi kirletic maddelerin varlığı veya mülkü yeniden geliştirebilme olasılığı gibi özel, olağandışı veya olağanüstü varsayımların dikkate alınmaması hallerinde rapor tarihi itibarıyla uygulanabilir ve geçerlilik süresi üç aydır.

7. FAYDALANILAN KAYNAKLAR

- DSİ İSTASYONLARI YILLIK ÖLÇÜM RAPORLARI
- DEVLET METEOROLOJİ İŞLERİ ÖLÇÜM İSTASYON VERİLERİ
- DSİ KEŞİF/METRAJ FİYAT TABLOLARI
- EPDK YILLIK FAALİYET VE ELEKTRİK PİYASASI SEKTÖR RAPORLARI
- TEİAŞ YÜK TEVZİ RAPORLARI
- ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI
- BAŞBAKANLIK ÖZELLEŞTİRME İDARESİ YILLIK RAPORLARI

8. UYGUNLUK BEYANI

Yapılan değerlendirme çalışmasının SPK mevzuatlarına ve UDES Uluslararası Değerleme Standartlarına uygun olarak gerçekleştirildiği ve aşağıdaki hususların teyidi ile sağlandığı beyan olunur.

- Raporda sunulan bulgular değerlendirme uzmanının sahip olduğu tüm bilgiler çerçevesinde doğrudur.
- Analizler ve sonuçlar sadece belirtilen varsayımlar ve koşullarla sınırlıdır.
- Değerleme uzmanının değerlendirme konusunu oluşturan mülkler herhangi bir ilgisi yoktur.
- Değerleme uzmanının ücreti raporun herhangi bir bölümüne bağlı değildir.
- Değerleme, ahlaki kural ve standartlarına, mesleki gereklere göre gerçekleştirilmiştir.
- Değerleme uzmanı mesleki eğitim şartların haizdir.
- Değerleme uzmanının değerlemesi yapılan mülkün yeri ve türü konusunda daha önceden deneyimi vardır.
- Değerleme uzmanı mülkü kişisel olarak denetlemiştir.
- Raporda belirtilenlerin haricinde hiç kimse bu raporun hazırlanmasında mesleki bir yardımda bulunmamıştır.

9. İZİN BEYANI

Rapor SPK mevzuatı kapsamında hazırlandığından, raporun kullanılmasına ve müşterinin kamuyu aydınlatma zorunlulukları sebebiyle, internet sitesinde yayınlanmasına değerlendirme uzmanları tarafından izin verilmiştir.

10. EKLER

10.1. DEĞERLEME UZMANININ LİSANS ÖRNEĞİ



10.2. SON ÜÇ DEĞERLEME RAPORUNA İLİŞKİN AÇIKLAMA

Değerleme konusu taşınmaz için, şirketimiz tarafından;

31.12.2012 tarih ÖZEL-2012-217 numaralı, 31.12.2014 tarih ÖZEL-2014-179 numaralı ve 31.12.2015 tarih ÖZEL-2015-178 numaralı, 30.06.2017 tarih ÖZEL-2015-101 numaralı değerleme raporları düzenlemiştir.

10.3. BELGE KOPYALARI

- 10.3.1. EPDK ÜRETİM LİSANSI, LİSANS SÜRESİ UZATMA OLUR YAZISI VE LİSANS SÖZLEŞMESİ KOPYASI
- 10.3.2. ORMAN KEŞİN İZİN TAAHHÜT SENEDİ
- 10.3.3. ISPARTA VALİLİĞİ İL ÇEVRE VE ORMAN MÜDÜRLÜĞÜ UYGUNLUK YAZISI ÖRNEĞİ
- 10.3.4. ORMAN İZİN DOSYASI RAPORU ÖRNEĞİ
- 10.3.5. ÇEVRE VE ORMAN BAKANLIĞI ÖN İZİN VE İZİN YAZI ÖRNEKLERİ
- 10.3.6. ISPARTA İL ÖZEL İDARESİ İŞYERİ AÇMA VE ÇALIŞMA RUHSATI KOPYASI
- 10.3.7. 203 ADA 5 PARSEL AYDEMİR ELEKTRİK'E AİT TAPU ÖRNEĞİ
- 10.3.8. EPDK 2015 VE 2016 YILI BAZ FİYAT KARAR YAZISI ÖRNEĞİ
- 10.3.9. 2015 YILI ULUSAL ELEKTRİK FİYAT TARİFELERİ

10.4. PLAN / PROJE / KOPYALARI

- 10.4.1. ORMAN KADASTRO HARİTASI
- 10.4.2. TESİSİN KURULU OLDUĞU BÖLGELERİN KOORDİNATLI KADASTRO ÇAP ÖRNEKLERİ
- 10.4.3. ISPARTA İL GENEL MECLİSİ İMAR PLANI ONAY KARARI ÖRNEĞİ VE İMAR PLANLARI
- 10.4.4. SANTRAL BİNASI MİMARİ PROJELERİ