

S.S. Bozova Merkez Y. Çatak



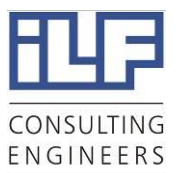
Şanlıurfa İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral Ve Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi

Ön Çalışma

27.02.2015

ILF CONSULTING ENGINEERS

Feldkreuzstraße 3, A-6063 Rum bei Innsbruck
Tel: 0512-2412-0 / Fax: 0512-2412-5900
E-Mail: info.ibk@ilf.com



REVİZYON ÇİZELGESİ

3	20.05.15	Senaryo F Ek	Pojer	Fritzer	Fritzer
2	07.04.15	Hazırlık Çalışmaları Açıklamalar HKL	Pojer, Rai Zimmermann	Fritzer	Fritzer
1	11.03.15	Hazırlık Çalışmaları Açıklamalar HKL	Pojer, Rai Zimmermann	Fritzer	Fritzer
0	27.02.15	İş Verene Kopya	Pojer, Rai Zimmermann	Fritzer	Fritzer
Rev.	Tarih	Gider, Değişikliğin Türü	Hazırlık	Denetlenmiş	Onaylı

İÇİNDEKİLER

1	GİRİŞ	1
1.1	Gerekçe	1
1.2	Proje Katılımcıları	1
1.2.1	İş Veren (AG)	1
1.2.2	Yüklenici (AN)	1
1.3	Planlama Talimatı	2
1.4	Proje Özellikleri	3
2	ESASLAR	7
2.1	Genel Esaslar	7
2.2	Topoğrafya	7
2.3	Elektroteknik	7
2.4	Enerji Ekonomisi	7
2.5	Hidroloji, Hidrolik Yapı	8
2.6	Jeoloji, Geoteknik	9
3	JEOLOJİ	10
3.1	Jeolojik Çerçeve- Proje Alanının Jeolojisi	10
3.2	Hidrojeoloji	10
3.3	Proje Alanının Deprem Hareketliliği Ve Tektonik	11
3.4	Mühendislik Jeolojisi Açısından Tesis Bölümlerinin Konumuna İlişkin Değerlendirme	12
3.4.1	Genel	12
3.4.2	Litoloji (Taşbilimi)	12
3.4.3	Hidrojeoloji	13
3.4.4	Deprem Hareketliliği Ve Tektonik	14
3.5	Projenin Hayata Geçirilmesine İlişkin Farklı Çalışmalar Ve Denetlemeler	14
4	ENERJİ EKONOMİSİ	15
4.1	Düzenleyici Çevre	15
4.2	Yenilenebilir Enerji Santralleri (EE) İçin Onaylama Süreci	19
4.3	Türkiye'deki Elektrik Üretimine İlişkin İstatistiksel Bilgiler ve Görünümü	21
4.4	Yenilenebilir Enerji (EE) İçin Destek Mekanizmaları	23
4.5	Pompaj Depolamanın Rolü	24
4.6	Türkiye'deki Elektrik Pazarı	26
4.6.1	Day-Ahead-Markt	26
4.6.2	Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralleri İçin Enerji Piyasası Denetleme	27
5	ŞANLIURFA POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALİ	29

5.1	Genel	29
5.2	Depolama Yönetimi	29
5.3	Tesis Açıklaması	30
5.3.1	Genel	30
5.3.2	Üst Rezervuar	30
5.3.3	Cebri Su Borusu	32
5.3.4	İşletmeye Açılan Ek Donanımlı Elektrik Santral	35
5.3.5	Alt Rezervuar (Fırat)	36
5.3.6	Malzeme Yönetimi	38
5.3.7	Gelişme	38
5.4	Çelik Yapı	39
5.4.1	Giriş Yapıları Üst Rezervuar	39
5.4.2	Basıncılı Kuyu ve Basınç Tünelleri	39
5.4.3	Fırat Çıkış Yapıları	39
5.5	Mekanik Tekniği	39
5.5.1	Pompaj Türbin	39
5.5.2	Kapatma Düzenekleri	41
5.5.3	Mekanik Elektrik Santral Teçhizatı	42
5.6	Elektro Teknik	43
5.6.1	Motor-Jeneratör	43
5.6.2	Elektrik Santral Teçhizatı	43
5.6.3	Otomasyon	45
5.7	Enerji Bölümü ve Ağ Bağlantısı	46
5.7.1	Motor-Jeneratör İçin Enerji Aktarım Sistemi	46
5.7.2	Ağ Bağlantısı	46
5.8	Diğer Teçhizatlar	47
5.8.1	İnşaat Teçhizatları, Güvenlik Ekipmanları	47
5.9	Hayata Geçirilme Süresi	48
5.10	Genişletme Olanakları/ Seçenekler	48
6	PV-TESİSİ	49
6.1	Genel	49
6.2	Güneş Işınları	49
6.3	Alan Analizi	49
6.4	Güneş Açısından Alan Değerlendirmesi	50
6.5	Teknoloji Seçimi	52
6.5.1	Genel	52
6.5.2	Güneş Modülleri	52

6.5.2.1 Genel	52
6.5.2.2 Kristal Teknolojisi	52
6.5.2.3 İnce Tabaka Teknolojisi	53
6.5.2.4 Güneş Modülleri İçin Piyasaya Bakış	54
6.5.2.5 Modül Seçimi	55
6.5.3 Akım Değiştirici (Inverter)	57
6.5.3.1 Genel	57
6.5.3.2 Merkezi Akım Değiştirici	58
6.5.3.3 Dizi Akım Değiştirici	59
6.5.3.4 Akım Değiştirici Konseptin Karşılaştırması ve Seçimi	60
6.5.4 Altyapı	61
6.5.4.1 Esas	61
6.5.4.2 Sabit Altyapı	63
6.5.4.3 İzlenen Sistemler	64
6.5.4.4 İzleme Sistemi Seçimi ve Altyapı	65
6.6 Tesis Planlaması	65
6.6.1 Modül Düzenlemesi	65
6.6.2 Sıra Aralığı	67
6.6.3 Güneş Modüllerinin Akım Değiştiricilerine Boyutlandırılması	69
6.6.4 Simülasyon	70
6.6.5 Duyarlılık Analizi	71
6.6.6 DC Gerilim Tarafının Elektronik Yapısı	73
6.6.7 Modül Masa Yapısı	73
6.6.8 100 MW _{AC} Güce Sahip Tesisin Alan Kullanımı	73
6.6.9 Güç Dağılımı ve Ağ Bağlantısı	74
6.7 Sulama Sistemleri İçin Ek 5 MW_{AC} PV Tesisleri	75
6.7.1 Genel	75
6.7.2 5 MW _{AC} Güce Sahip Ek PV Tesisin Boyutlandırması ve Kullanımı	75
6.7.3 5 MW _{AC} güce sahip ek PV Tesisin Kullanımı	76
6.7.4 5 MW _{AC} Güce Sahip PV Tesisin Güç Dağılımı ve Ağ Bağlantısı	77
6.8 Hayata Geçirilme Zamanı	77
7 SENARYO ANALİZİ	78
7.1 Genel	78
7.2 Senaryo A	80
7.3 Senaryo B	80
7.4 Senaryo C	80
7.5 Senaryo D	81
7.6 Senaryo E	81

7.7	Senaryolar F, F.1 ve F.2	81
8	MALİYET TAHMİNİ	82
8.1	Döviz ve Döviz Kurları	82
8.2	Ücret Temeli	82
8.3	Yatırım Maliyeti	82
8.3.1	Hidroelektrik Santrali	82
8.3.2	PV-Tesis	83
8.4	İşletme Masrafları	85
8.4.1	Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali	85
8.4.2	PV-Tesis	85
9	GELİR DURUMU	87
9.1	Genel	87
9.2	PV Tesis için Tahminler (Senaryo A, B, C, D, E ve F)	87
9.3	PSW'nin Aktif Güç Falliyeti İçin Tahminler (Senaryo A, B ve D)	87
9.3.1	Genel	87
9.3.2	Senaryo A, Süre 2023-2027	88
9.3.3	Senaryo A 2028 Yılı İtibariyle, Senaryo B ve Senaryo D	89
9.4	Birinci Kontrol ile ilgili PSW faaliyeti ile ilgili tahminler (Senaryo C)	90
9.5	5 MW_{AC} PV-Tesisinin Faaliyeti İçin Tahminler (Senaryo E)	91
9.6	105 MW_{AC} PV-Tesis + 60 MW PSW İçin Tahminler (Senaryolar F, F.1 ve F.2)	91
9.7	Gelir Durumuna Genel Bakış	93
10	EKONOMİKLİK İNCELEMESİ	96
10.1	Genel	96
10.2	Esaslar ve Tahminler	96
10.2.1	İskonto Oranı ve Enflasyon	96
10.2.2	Yatırım Maliyetleri	97
10.2.3	İşletme Masrafları	98
10.2.4	Yeniden Yatırım Ve Kalıntı Değer	99
10.2.5	Gelir	100
10.3	Ekonomik Fizibilite İncelemesinin Sonuçları	103
11	KATILIM VE FİNANSMAN MODELLERİ	105
11.1	Katılım Modeli	105
11.2	Finansman Modeli	105
12	ÖZET VE FARKLI YÖNTEMLER	107
13	EKLER	112
13.1	Ek 1 – A, B ve C Senaryoları İçin Yatırım Maliyeti Tahminleri	112
13.2	Ek 2 – Senaro D İçin Yatırım Maliyeti Tahminleri	115

13.3	Ek 3 – Senaryo E için Yatırım Maliyeti Tahminleri	118
13.4	Ek 4 – Veri sayfası güneş modülü	120
13.5	Ek 5 – Seçilen Merkezi Dalgalı Akım Değiştiricisinin Bilgi Formu	123
13.6	Ek 6 – 100 MW_{AC} Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi Tesisinin Enerji Hesaplaması	128
13.7	Ek 7 – 5 MW_{AC} Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi Tesisinin Enerji Hesaplaması	133
13.8	Ek 8 – Planlar	138

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1 – Proje Görünüşü	6
Şekil 2 – Türkiye'nin Sismik Haritasının Görüntüsü [24]	11
Şekil 3 – Türk Elektrik Piyasasının Serbestleşme Yolu [9]	16
Şekil 4 – Enerji Kaynaklarına Göre Tesisat Kapasitesinin Dağılımı –2013 Yılı İtibariyle [9]	21
Şekil 5 – Enerji Kaynaklarına Göre Elektrik Üretiminin Dağılımı –2013 İtibariyle [9]	22
Şekil 6 –Market Clearing Price (MCP) [9] Açıklaması	26
Şekil 7 – Asfalt Betonlama Uygulaması (Projekt Maschine 11, PSW Vianden)	31
Şekil 8 – Giriş Yapısı İnşaat (Projekt Maschine 11, PSW Vianden)	32
Şekil 9 – Alternatif Cebri Su Borusu Şeması	33
Şekil 10 – Tercih Edilen Cebri Su Borusu Şeması	33
Şekil 11 – Basınçlı Kuyu İçin Raise-Boring (Projekt Maschine 11, PSW Vianden)	34
Şekil 12 – Basınç Kuyusu Beton Kaplama İşlemi (PSW Limmern)	34
Şekil 13 – Yeraltı Kontrol Merkezi (Projekt Maschine 11, PSW Vianden)	36
Şekil 14 – Yeraltı Kontrol Merkezi İnşaatı (Projekt Maschine 11, PSW Vianden)	36
Şekil 15 – Çıkış Yapısı Ve Taban Bağlantısı (Projekt Maschine 11, PSW Vianden)	37
Şekil 16 – Motor-Jeneratör Dâhil Olmak Üzere Bir Francis Türbini Şeması	40
Şekil 17 – Şanlıurfa'da Yıl İçerisinde Sıcaklık Dağılımı (Meteonorm)	50
Şekil 18 – Güneş Süresi (Meteonorm)	51
Şekil 19 – Yıl içerisinde Şanlıurfa'da yağış alan günler ve yağış miktarı (Meteonorm)	51
Şekil 20 – Yıl içerisinde Şanlıurfa'da Sıcaklık Dağılımı (Meteonorm)	52
Şekil 21 – Mono (Sol) Ve Polikristalli Hücrelere Sahip Güneş Modülleri	53
Şekil 22 – Modül Teknolojileri Dağılımı (2013 Yılı Sonu İtibariyle)	54
Şekil 23 – Farklı Güneş Modülleri Teknolojilerinin Pazar Payı	55
Şekil 24 – Hanwha SolarOne HSL 60 P6-PC-3-255	56
Şekil 25 – Akım Değiştirici Konseptleri	57
Şekil 26 – Merkezi Akım Değiştirici Konseptin Şematik Görüntüsü	59
Şekil 27 – Dizi Akım Değiştirici Konseptinin Şematik Görüntüsü	59
Şekil 28 – Konut içerisinde SMA Sunny Central 1.000 MV-11 Akım değiştirici	61
Şekil 29 – Kazıkların Çakılmasıyla Sabitleme İşlemi	62
Şekil 30 – Vidalama ile Sabitleme İşlemi	62
Şekil 31 – Beton Kalıplarına Dizme	63
Şekil 32 – Tek Kutuplu Altyapı Konstrüksiyonu Örneği	64

Şekil 33 – Modülün Yönelim Açısının Güneye Yöneliminde Küresel Radyasyona Etkisi	66
Şekil 34 – 5,80 m Olan Sıra Aralığında En Uygun Eğim Açısı	67
Şekil 35 – Güneş Açısına Bağlı Sıra Mesafesi	68
Şekil 36 – 0° Eğimi İçin Bir Güneş Grafiği	68
Şekil 37 – Tüm Yılı Kapsayan Kayıp Diagramı – 1 MW Tesis İçin Kayıpları Da Olan Enerji Akışı	71
Şekil 38 – Alanın Güneş Modülleri İle Doldurulması (mavi alan)	74
Şekil 39 – PSW'nin üst rezervuarının kuzeydoğusunda 5 MW _{AC} Güce Sahip PV Tesis İçin Ayrılan Arazi (Google Earth)	75
Şekil 40 – Eskin Yolu Üzerindeki Üst Rezervuarın Doğusunda 5 MW _{AC} PV-Tesis	76
Şekil 41 – İncelenen Senaryoların Şematik Grafiği	79
Şekil 42 – Maliyet Tahmininde Doğruluk (Kaynak Gordon, WP&DC, 2003)	83
Şekil 43 – Day-Ahead-Markt, 2014 Geçerli Orta Düzeydeki Enerji Fiyatlarının (MCP) Hidrografisi	88
Şekil 44 – Day-Ahead-Markt, 2014 Geçerli Orta Düzeydeki Enerji Fiyatlarının (MCP) Süre Eğrisi	89
Şekil 45 – Proje Finansmanı Özeti	106

TABLolar LİSTESİ

Tablo 1 – 30 MW Kapasiteli PSW'nin Ana Bilgileri	3
Tablo 2 – 100 MW _{AC} Fotovoltaik Tesisin Başlıca Bilgileri	4
Tablo 3 – Pompaj Depolamalı Enerjinin Olası Olarak 60 MW Genişletilmesine İlişkin Başlıca Bilgiler	4
Tablo 4 – Ek 5 MW _{AC} Fotovoltaik Tesise İlişkin Başlıca Bilgiler	4
Tablo 5 – 105 MW _{AC} Fotovoltaik Tesis İle İlgili Başlıca Bilgiler	5
Tablo 6 – Lisanslı Ve Lisanssız Elektrik Üretimi Kıyaslaması ([16], Tablo 3)	18
Tablo 7 – Yenilenebilir Enerji Yasası'nda [28] Yapılan Değişiklik Uyarınca Sabit Fiyat Tarifeleri	23
Tablo 8 – Türkiye'deki Tedarikler İçin Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemleri (PV) İçin Ek Sabit Fiyat Tarifeleri	24
Tablo 9 – Türkiye'deki Tedarikler İçin Hidroelektrik Santralleri İçin Ek Sabit Fiyat Tarifeleri	24
Tablo 10 – Birinci Dengeleme Gücünün Hazır Bulundurulmasına İlişkin Ücretler	27
Tablo 11 – İkinci Dengeleme Gücünün Hazır Bulundurulmasına İlişkin Fiyat İncelemesi	28
Tablo 12 – Farklı Akım Değiştiri Konseptlerinin Karşılaştırması	60
Tablo 13 – Güneş Modüllerinin Eğim Açısına Bağlı Radyasyon	66
Tablo 14 – Akım Değiştirici (Invertor) Güneş Modülü tasarımı İçin Duyarlılık Analizi	72
Tablo 15 – Senaryolar A'dan E'ye Kadar Yıllık Net Karın Hesaplanmasına İlişkin Veriler	94
Tablo 16 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Yıllık Net Karın Hesaplanmasına İlişkin Veriler	95
Tablo 17 – Senaryo A ve D İçin Yatırım Maliyetlerinin Yıl Dağılımı	97
Tablo 18 – Senaryo E İçin Yatırım Maliyetlerinin Yıl Dağılımı	98
Tablo 19 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Yatırım Maliyetlerinin Yıl Dağılımı	98

Tablo 20 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Yıllık İşletme Masrafları	98
Tablo 21 – Senaryo E İçin Yıllık İşletme Maliyeti	99
Tablo 22 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Yıllık İşletme Maliyeti (OPEX) Özeti Yer Verilmiştir	99
Tablo 23 – A ve D Senaryoları İçin Kalıntı Değer Özeti	100
Tablo 24 – Senaryo E İçin Kalıntı Değer	100
Tablo 25 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 için Kalıntı Değer	100
Tablo 26 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Net Kar Yıl Dağılımı	100
Tablo 27 – Senaryo E İçin Giderlerin Zaman Şeması	101
Tablo 28 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Gelir Dağılımı	102
Tablo 29 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Ekonomik Fizibilite İncelemesi Sonuçları	103
Tablo 30 – Senaryo E'nin Ekonomik Fizibilite İncelemesi Sonuçları	104
Tablo 31 – F, F.1 ve F.2 Senaryoların Ekonomik Fizibilite İncelemesi Sonuçları	104
Tablo 32 – 30 MW Güce Sahip Bir PSW'nin Verileri	107
Tablo 33 – 100 MW _{AC} Güce Sahip PV-Tesis	108
Tablo 34 – PSW'nin Olası Olarak 60 MW'a Genişletilmesi	108
Tablo 35 – 5 MW _{AC} Güce Sahip Ek PV Tesis	109
Tablo 36 – 105 MW _{AC} Güce Sahip PV Tesisin Başlıca Unsurları	110
Tablo 37 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Ekonomik Fizibilite Hesaplamasının Sonuçları	110
Tablo 38 – E Senaryosunun Ekonomik Fizibilite Hesaplamasının Sonuçları	110
Tablo 39 – Senaryolar F, F.1 Ve F.2 Ekonomik Fizibilite Hesaplaması Sonuçları	111

TERCÜME

Şekil 9

Druckstollen	Basınç Tünelleri
Wasserschloss	Hidroelektrik Santral Su Düzenleme Havuzu
Druckleitung	Basınç Borusu
Druckschacht	Basınçlı Kuyu
Maschinenhaus	Makine Dairesi
Kavernenzentrale	Yer Altı Kontrol Merkezi
Unterwasserschloss	Yer Altı Su Havuzu
Unterwasserstollen	Yeralt Su Tüneli

Şekil 10

Oberbecken	Üst Rezervuar
Druckschacht	Basınçlı Kuyu
Kaverne	Yer Altı Kontrol Merkezi
Unterwasserstollen	Yeralt Su Tüneli
Unterbecken (Euphrat)	Alt Rezervuar Fırat

Şekil 33

Durchschnittliche monatliche horizontale
Einstrahlung auf die Aparaturfläche

Januar

Februar

März

April

Mai

Juni

Juli

August

September

Oktober

November

Dezember

Cihaz Yüzeyine Aylık Ortalama Yatay Işıma

Ocak

Şubat

Mart

Nisan

Mayıs

Haziran

Temmuz

Ağustos

Eylül

Ekim

Kasım

Aralık

Şekil 34

Modulanstellwinkel in Grad
Jährlicher Energieertrag auf
die geneigte Modulfläche

Derece İle Yöneltilme Açısı

Eğimli Modül Alanında Yıllık Enerji Kazancı

Şekil 37

Ganzjahres-Verlustdiagramm

Horizontale Globalstrahlung

Globalstrahlung auf Kollektorfläch

Nahverschattung

Einstrahlungsverlust

IAM-Faktor für Globalstr.

Verschmutzungs-Verlustfaktor

PV Umwandlung

PV Feld Nennenergie (STC)

PV Verluste aufgrund Strahlungsstärke

PV Verluste aufgrund Temperatur

Verschattung: Elektrischer Verlust,

Reihen 2 Stränge in der Breite

Modultoleranz-Abzug

LID-Abnutzung durch Licht

Missverhältnis

Kabelverluste

Theor. PV Feld Energie im MPP

Wechselrichterverluste im Betrieb (Wirkungsgr.)

Bir Yıllık Kayıp Diyagramı

Küresel Yatay Radyasyon

Kollektor Alanına Küresel Radyasyon

Yakın Gölgeleme

Radyasyon Zararı

Küresel Radyasyon İçin IAM Faktörü

Kirlenmeden Kaynaklı Zarar Faktörü

PV Değişimi

PV Alanı Nominal Enerji

Radyasyon Yoğunluğu Sebebiyle PV Zararları

Sıcaklıktan Kaynaklı PV Zararları

Gölgeleme: Elektronik Kayıp 2 Sıra Halat

Modül Dayanıklılığı Kesintisi

LID Işık İle Aşınma

Oransızlık

Kablo Zararları

MPP İçerisinde PV Alan Enerjisi

İşletmede Akım Değiştirici Kayıpları (Etki
Dercesi)

Wechselrichterverluste durch Lastüberschreitung	Aşırı Yükleme Kaynaklı Akım Değiştirici Kaybı
Wechselrichterverluste durch Leistungsschwelle	Güç Kaynaklı Akım Değiştirici Kayıpları
Wechselrichterverluste durch Spannungsüberschreitungen	Gerilim Aşımı Kaynaklı Akım Değiştirici Zararı
Wechselrichterverluste durch Spannungswelle	Gerilim Akımı Kaynaklı Akım Değiştirici Kaybı
Verfügbare Energie am Wechselrichterausgang	Akım Değiştirici Çıkışında Mevcut Enerji
Eaus Wechselrichter	Akım Değiştirici
Externe Trafo Verluste	Yoğun Trafo Kayıpları
Ins Netz eingespeiste Energie	Ağa Aktarılmış Enerji

Şekil 45

Regierung	Hükûmet
Grundeigentümer	Toprak sahibi
Gesellschafter	Hissedar
Bank	Banka
Fördereinrichtung	Sevk Tertibatı
Anlagenlieferant Bau	Tesis Dağıtıcı İnşaat
Sublieferant	Taşeron
Projektgesellschaft	Proje Topluluğu
Abnehmer	Alıcı
Betreiber	İşletme Sahibi
Versicherung	Sigorta
Genehmigungen	Onaylar
Gesellschaftsvertrag	Şirket Sözleşmesi
Kredit und Sicherheitenvertrag	Kredi ve Güvenlik Anlaşması
Fördervertrag	Sübvansiyon Sözleşmesi
Abnahmevertrag	Satın Alma Anlaşması
Betreibervertrag	İşletme Anlaşması
Versicherungsvertrag	Sigorta Sözleşmesi

1 GİRİŞ

1.1 Gerekçe

S.S. Bozova Merkez Y. Çatak Kooperatifi “Şanlıurfa İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali (PSW) ve Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi (PV)” projesiyle Şanlıurfa bölgesindeki tarımsal sulamayı yenilenebilir enerji (EE) ile karşılama hedefini gütmektedir.

Enerji fiyatlarının yüksek olması, pompaların enerji temini hususunda ve sulama tesisindeki diğer elektronik parçalarda yaşanan çok sayıda geçici arıza dolayısıyla, orta ve uzun vadede uygun ve yenilenebilir enerji kaynaklarının bulunması ihtiyacı doğmaktadır.

Şanlıurfa coğrafi konumu dolayısıyla yenilenebilir enerji (güneş enerjisi, biokütle, rüzgâr vs.) üretimi alanında büyük bir potansiyele sahiptir. Bölgede güneşten uzun süre yararlanılıyor olmasından dolayısıyla özellikle de Fotovoltaik burası için oldukça ilgi çekicidir. Fırat Nehrinin bölgeye yakın olması ve topografik koşullar nedeniyle hidroelektrik santral teknolojisinin, Fotovoltaik gibi yenilenebilir enerjiye ek olarak hayata geçirilmesi mümkün ve bu aynı zamanda gelecek için ekonomik açıdan oldukça mantıklı bir yatırım niteliğindedir.

ILF Mühendislik Teknik Danışmanlık Taahhüt ve Ticaret Limited Şirketi 2014 yılının ekim ayında özel S.S. Bozova Merkez Y. Çatak Kooperatifi tarafından “Şanlıurfa İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali (PSW) ve Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi (PV)” projesi için bir ön çalışma hazırlamakla görevlendirildi.

1.2 Proje Katılımcıları

1.2.1 İş Veren (AG)

Kooperatif

S.S. Bozova Merkez Y. Çatak, Kırmızıpınar, Gölbaşı
Mahlleri Sulama Kooperatifi
Gölbaşı Mah. Özel İdare İşhanı Krs. No:10,
63850 Bozova, Şanlıurfa

1.2.2 Yüklenici (AN)

İkameti Feldkreuzstraße 3, 6063 Rum bei Innsbruck, Avusturya olan ILF Mühendislik Teknik Danışmanlık Taahhüt ve Ticaret Limited Şirketine ön çalışma görevi verilmiştir.

ILF Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin ve Fotovoltaik Güneş Enerjisi Sisteminin planlamasının tamamından sorumludur. Buna enerji ekonomisi, tahmini maliyet hesaplamaları ve ekonomik hesaplamalar da dâhildir.

Waldenserstraße 33, 75365 Calw, Almanya ikametindeki HKL GmbH adlı planlama grubu ILF'ye esasların temin edilmesinde ve işveren ile proje mahalindeki mercilerle koordinasyon sağlanmasında yardımcı olacaktır.

1.3 Planlama Talimatı

Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali iş verenin talimatları uyarınca 30 MW nominal güce sahip bir pilot tesis olarak tasarlanacaktır.

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin üst rezervuarı olarak Atatürk Barajının güneyinde ve Fırat Nehrinin doğusunda bulunan havuz şeklindeki eski bir taş ocağı kullanılacaktır. Bu taş ocağı Atatürk Barajının inşaat gereçlerinin temini için hizmet vermiştir.

Alt rezervuar olarak bu durumda yaklaşık 1,5-2 km Batı'da bulunan Fırat Nehri görev yapacaktır. Fırat Nehrinin suyu bu bölgede Birecik Barajı nedeniyle tutulmaktadır.

Üst rezervuar ve Fırat arasındaki orta dereceli su düşme yüksekliği mevcut evraklar zemininde elde edilen bilgilere göre, yaklaşık 60 m civarındadır.

Pilot tesisin muhtemel genişletilmesi durumu için aynı yerde 60 MW'lık bir Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral (PSW) ana hatlarıyla incelendi.

Üst rezervuarın yakın çevresinde 100 MW akım kapasitesine sahip bir fotovoltaik tesis inşa edilecektir.

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral (PSW) ve Fotovoltaik tesis (PV) için yakın çevrede bulunan yüksek gerilim hattından güç kaynağını sağlaması mümkün.

Şanlıurfa'daki mevcut sulama tesislerini elektrik giderlerini daha doğrusu elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla 5 MW (5 x 1 MW) alternatif güç kapasitesine sahip ek bir Fotovoltaik tesis (PV) kısa süre içerisinde hayata geçirilmesi planlanıyor. Lisanstan kaynaklı nedenler dolayısıyla da söz konusu bu Fotovoltaik tesis (PV) her biri 1 MW güce sahip birer bloktan oluşacaktır.

Bunun dışında 100 MW_{AC} akım kapasitesine sahip bir PV Tesis ve 5 MW_{AC} alternatif güç kapasitesine sahip bir PV Tesis ile (topam 105 MW_{AC}) birlikte Bozova Merkez Sulama Tesisinin elektrik ihtiyacının 3,9 MW'lık toplam kapasitesi ve Suruç'un 60 MW'lık toplam kapasite ile karşılanmasının planlandığı başka bir senaryo daha incelendi. Bir alt senaryoda 105 MW_{AC} PV ve 60 MW PSW kombinasyonunun faaliyeti incelenmektedir.

1.4 Proje Özellikleri

Aşağıdaki tabelalarda Şanlıurfa için 100 MW_{AC} Fotovoltaik Tesis ve 30 MW Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali projesinin tamamının, ayrıca Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin 60 MV'ye genişletilmesi ve 5 MW alternatif güç kapasitesine sahip ek Fotovoltaik Tesis ve toplam 105 MW alternatif güç kapasitesine sahip bir Fotovoltaik Tesis ile ilgili başlıca bilgiler yer almaktadır. Şekil 1'de ise projenin özet görüntüsüne yer verilmektedir.

Tablo 1 – 30 MW Kapasiteli PSW'nin Ana Bilgileri

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral 30 MW (A ve C Arası Senaryolar)		
Azami Brüt Düşme Yüksekliği	m	67,00
En Düşük Düşme Yüksekliği	m	59,00
Nominal Yükseklik	m	62,97
Net Düşme Yüksekliği (Türbin İşletmesi)	m	60,07
Ana Basınç Yüksekliği (Pompaj İşletmesi)	m	64,86
Türbin İşletmesinde En Yüksek Su Miktarı	m ³ /s	57,37
Pompaj İşletmesinde En Yüksek Su Miktarı	m ³ /s	42,30
Türbin İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	30
Pompaj İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	30
Ağdan Pompaj Depolamalı Enerjinin Temin Edilmesinin İşletim Bilgileri (Senaryo A)		
Türbin İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.252
Pompaj İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.698
Türbin İşletmesinde Elektrik Üretimi Hacmi	MWh	37.569
Pompaj Enerji İhtiyacı	MWh	50.955
Fotovoltaik Tesisten Pompaj Depolamalı Enerjinin Temin Edilmesinin İşletim Bilgileri (A ve B Senaryoları)		
Türbin İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.424
Pompaj İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.927
Türbin İşletmesinde Elektrik Üretimi Hacmi	MWh	42.720
Pompaj Enerji İhtiyacı	MWh	57.810

Tablo 2 – 100 MW_{AC} Fotovoltaik Tesisin Başlıca Bilgileri

100 MW _{AC} Fotovoltaik Tesis (A ile D Arası Senaryolar)		
Alternatif Akım Gücü	MW	100
Solar Modülün Nominal Gücü	MWp	122,298
Enerji Üretimi	MWh	197.435

Tablo 3 – Pompaj Depolamalı Enerjinin Olası Olarak 60 MW Genişletilmesine İlişkin Başlıca Bilgiler

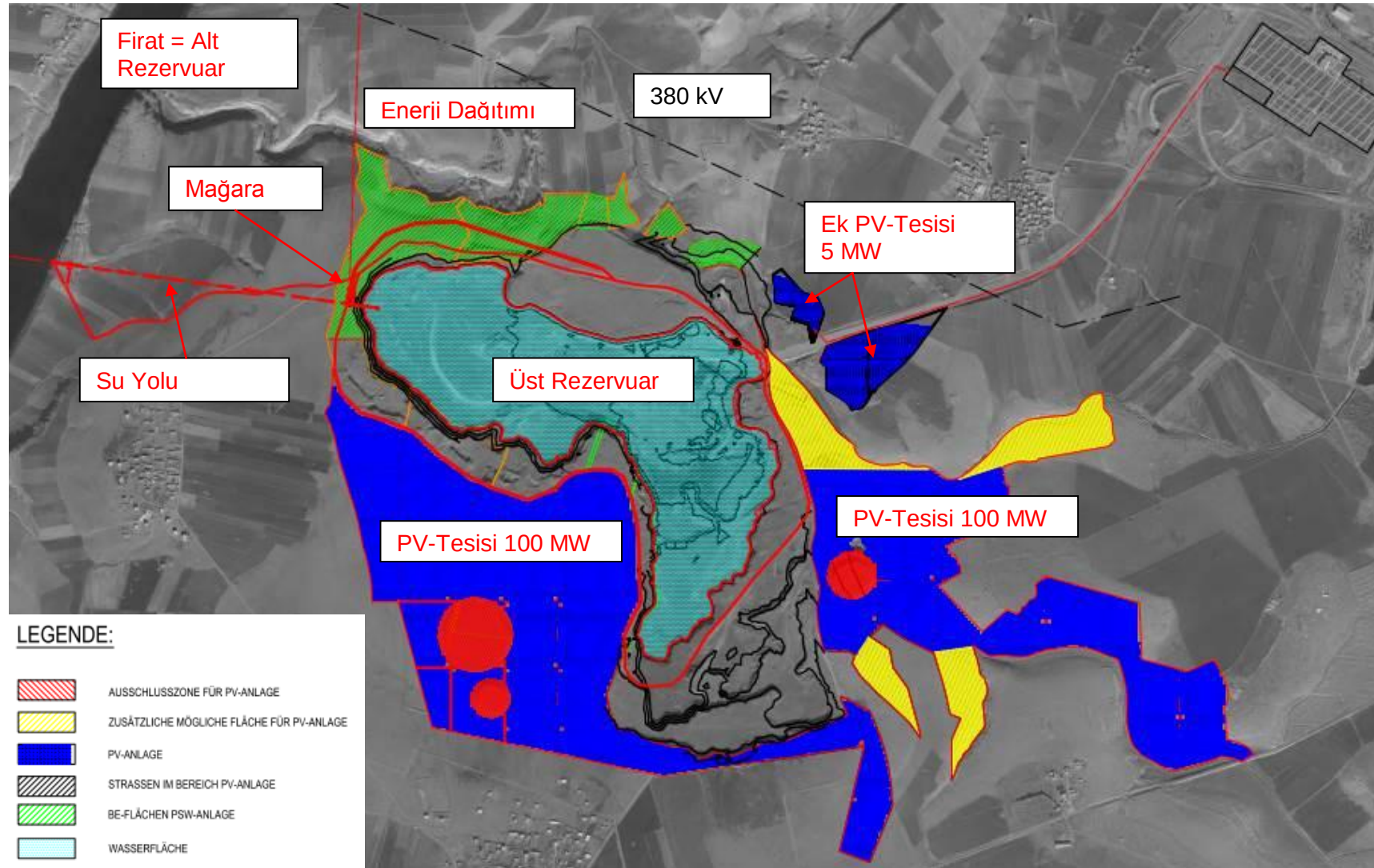
Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral 60 MW (Senaryo D)		
Azami Brüt Düşme Yüksekliği	m	67,00
En Düşük Düşme Yüksekliği	m	59,00
Nominal Yükseklik	m	62,97
Net Düşme Yüksekliği (Türbin İşletmesi)	m	60,07
Ana Basınç Yüksekliği (Pompaj İşletmesi)	m	64,86
Türbin İşletmesinde En Yüksek Su Miktarı	m ³ /s	114,74
Pompaj İşletmesinde En Yüksek Su Miktarı	m ³ /s	84,60
Türbin İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	60
Pompaj İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	60
Türbin İşletmesinde Nominal Kapasite Saati (Senaryo D)	h	1.020
Pompaj İşletmesinde Nominal Kapasite Saati (Senaryo D)	h	1.455
Türbin İşletmesinde Elektrik Üretimi Hacmi (Senaryo D)	MWh	61.200
Pompaj Enerji İhtiyacı (Senaryo D)	MWh	87.300

Tablo 4 – Ek 5 MW_{AC} Fotovoltaik Tesise İlişkin Başlıca Bilgiler

Sulama Tesisleri İçin Ek 5 MW _{AC} Fotovoltaik Tesis (Senaryo E)		
Alternatif Akım Gücü	MW	5,00
Solar Modülün Nominal Gücü	MWp	6,11
Enerji Üretimi	MWh	9.872

Tablo 5 – 105 MW_{AC} Fotovoltaik Tesis İle İlgili Başlıca Bilgiler

Bozova Merkez ve Suruç Sulama Tesisleri İçin 105 MW_{AC} Güce Sahip PV-Tesis (Senaryo F)		
Alternatif Akım Gücü	MW	105,00
Solar Modülün Nominal Gücü	MWp	128,408
Enerji Üretimi	MWh	207.307



Şekil 1 – Proje Görünüşü

2 ESASLAR

2.1 Genel Esaslar

- [1] 8. Mayıs 2014 Tarihinde Şanlıurfa'da Devlet Su İşleri Temsilcileriyle Görüşme
- [2] 8. Ve 9. Mayıs 2014 Tarihinde Proje Alanının Teftiş Edilmesi
- [3] 23.10.2014 Sözleşme Teklifi

2.2 Topoğrafya

- [4] Proje Alanının Topoğrafya Haritası, 1:25.000
- [5] Proje Alanının Yüzölçümü Esasları, Aralık 2014

2.3 Elektroteknik

- [6] Single-Line-Diyagram Atatürk Elektrik Dağıtım Tesisi, Dsi, Kasım 2014
- [7] Türk İletim Ağı Özeti. 5. Şubat 2015 Tarihinde
http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/turkey/turkishnationalelectricitygrid.shtml

2.4 Enerji Ekonomisi

- [8] Ocak 2014 Tarihinde Balancing Power Market & Ancillary Services, National Load Dispatch Center Sunum,
- [9] Korkmaz, A., PMUM. Day Ahead Market, 9 Nisan 2014, Ankara
- [10] Dastan, D., & Gozen, M., EPDK. Electricity Market Reform In Turkey: Developments And Lessons Learned From 2001 To 2013. 37th IAAE International Conference, June 15-18th, 2014. New York City, USA. 5. Şubat 2015 Tarihinde
http://www.usaee.org/usaee2014/submissions/Presentations/Turkish_Electricity_Market_Paper_Gozen.pdf Adresinden Erişim Sağlandı.
- [11] Kasım 2014 Tarihinde Şanlıurfa Bölgesinde Enerji Ekonomisi Konusunda DSI Tarafından Soruların Cevaplandırılması
- [12] Günlük Saat Ücretleri Day Ahead Markt 2010-2014, Market & Financial Settlement Center. 30 Ocak 2015 Tarihinde <https://rapor.pmum.gov.tr/rapor> Adresinden Erişim Sağlandı.
- [13] TEİAŞ'den Olan Bay Tarhan Ve Boztepe İle Ocak 2015 Tarihinde Mevcut Enerji Piyasası Konusunda Telefon Görüşmeleri

- [14] Invest In Turkey, Enerji Ve Yenilenebilir Enerji. 30 Ocak 2015 Tarihinde <http://www.invest.gov.tr/de-DE/sectors/Pages/Energy.aspx> Adresinden Erişim Sağlandı.
- [15] Invest In Turkey, Düzenleme Ve Denetleme Mercileri. 30 Ocak 2015 Tarihinde <http://www.invest.gov.tr/de-DE/investmentguide/investorsguide/Pages/BusinessEnvironment.aspx> Adresinden Erişim Sağlandı.
- [16] Gozen, M., EMRA. Unlicensed Renewable Energy Generation: A Review Of Regulation And Applications In The Context Of Turkey. International Journal Of Energy Economics And Policy, Vol. 5, No. 1, 2015, pp.1-13. 5. Şubat 2015 Tarihinde <http://www.econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/938/555> Adresinden Erişim Sağlandı.
- [17] SCWP Schindhelm. Yenilenebilir Enerjiye Yatırım 2014, Özel Ek Türkiye, 2014. 5. Şubat 2015 Tarihinde https://www.kommunalkredit.at/uploads/Studie_ErneuerbareEnergie2014_Beileger_6926_DE.pdf Adresinden Erişim Sağlandı.
- [18] EXAA Borsasından 2014 Yılına Ait Saatlik En Uygun Fiyatlar. 16. Şubat 2015 Tarihinde <http://www.exaa.at/download/history/DSHistory2014.xls> Adrsinden Erişim Sağlandı.
- [19] KW1 2013 İla KW5 2015 Arasında Enerji Pazarı Fiyat Gelişimi, APG Austrian Power Grid, 2015. 20. Şubat 2015 Tarihinde <http://www.apg.at/~media/985A6259C2F948EB868001B4D349C2AE.pdf> Adresinden Erişim Sağlandı.
- [20] Bozova Merkez ve Suruç Sulama Tesislerine İlişkin Faaliyet Süresi ve Elektrik Tüketimine Dair Bilgiler, HKL, 4 Mayıs 2015

2.5 Hidroloji, Hidrolik Yapı

- [21] Birecik Barajı'nın Su Seviyesinin Konumu, Dernek, 05.01.2015
- [22] Birecik Baraj Tesisine Genel Bakış, Birecik Barajı Bağlantı Planı. 03. Şubat 2015 Tarihinde <http://www.verbundplanbirecik.com.tr/ct/en/section.html> Adresinden Erişim Sağlandı.

2.6 Jeoloji, Geoteknik

- [23] Şanlıurfa Ve Suruç Bölgelerinin Aktif Faylarının Haritası, Ölçek 1:250.000, Maden Tetkik Ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA), Ankara, 2012
- [24] Jeolojik Ön İnceleme Raporu, Keser Mühendislik, Ocak 2015
- [25] Türkiye'nin Jeoloji Haritası, Hatay Haritası Ölçek 1:500.000, Maden Tetkik Ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA), Ankara, 2002

3 JEOLojİ

3.1 Jeolojik Çerçeve- Proje Alanının Jeolojisi

Projenin inşa edileceği alandaki sert kayalar arasında en eski yerli kayalardan olan Kretase devrine ait kireçtaşlarından Orta Tersiyer kireçtaşlarından, Genç Tersiyer devrine ait bazaltlara ve klasik tortul kayalara (iri çakıllı kaya, kum taşları, çamur taşı, kireçli balçık) kadar birçok sert kaya bulunmaktadır. En küçük jeolojik birim olarak, aşınma kalıntıları ve alüvyal birikimler şeklinde Dördüncü Zamana (Kuaterner) ait gevşek kayalar görülmektedir.

Kayaların detaylı bir şekilde sınıflandırılması ve açıklanabilmesi ayrıca jeolojik bir modelin oluşturulabilmesi için gerekli bilgiler mevcut değildir.

3.2 Hidrojeoloji

Hidrojeolojik şartların açıklanabilmesi için şu an itibariyle sadece dolaylı veriler mevcuttur. Bu da aşağıda yer verilen açıklamaların yapılmasını sağlamaktadır;

Fırat Nehri proje alanında atık su kanalını oluşturmaktadır. Bu yüzden de yeraltı su seviyesinin en azından Nehir'in yüksekliğinde olacağından yola çıkmak mümkün. Kuş bakışı (Google Earth) görüntüde, projelendirilen rezerve havuzu alanındaki taş ocağı tabanında -kuvvetle muhtemel yeraltı su seviyesini belirten -küçük bir su yüzeyi görmek mümkün. Kuş bakışı (Google Earth) görüntüler de ayrıca planlanan üst rezervuarın yaklaşık 2,5 km kuzeydoğusunda ve Atatürk dağıtım tesisinin güneydoğusunda, yaklaşık 475 m su seviyesinin üzerindeki bir arazi yüksekliğinde yine, aynı şekilde yeraltı su seviyesinin durumu ile ilgili bilgi verebilecek su yüzeylerine rastlanmaktadır. Ancak bu noktada sadece yeraltı koşullarının (şu an itibariyle de bu hususta herhangi bir bilgi mevcut değil) da dâhil edilmesiyle somut bilgi vermek mümkündür. Kuş bakışı görüntüde proje alanının çevresindeki kaynak çıkışlarıyla ilgili ve bununla birlikte de yeraltı su seviyesinin durumu ile ilgili bilgiye yer veilmemektedir.

Mevcut bilgiler ışığında planlanan yeraltı yapılarının büyük bölümünün sert kayalar ve buna dâhil yer tabakası yarıklarıyla oluşturulacağından yola çıkılmaktadır. Beklenen su girişleri büyük oranda yer yarığının özellikleri (yoğunluk ve uzunluk, açılış derecesi, dolgu) ve inşaat alanının yeraltı su seviyesi ile bağlantılıdır.

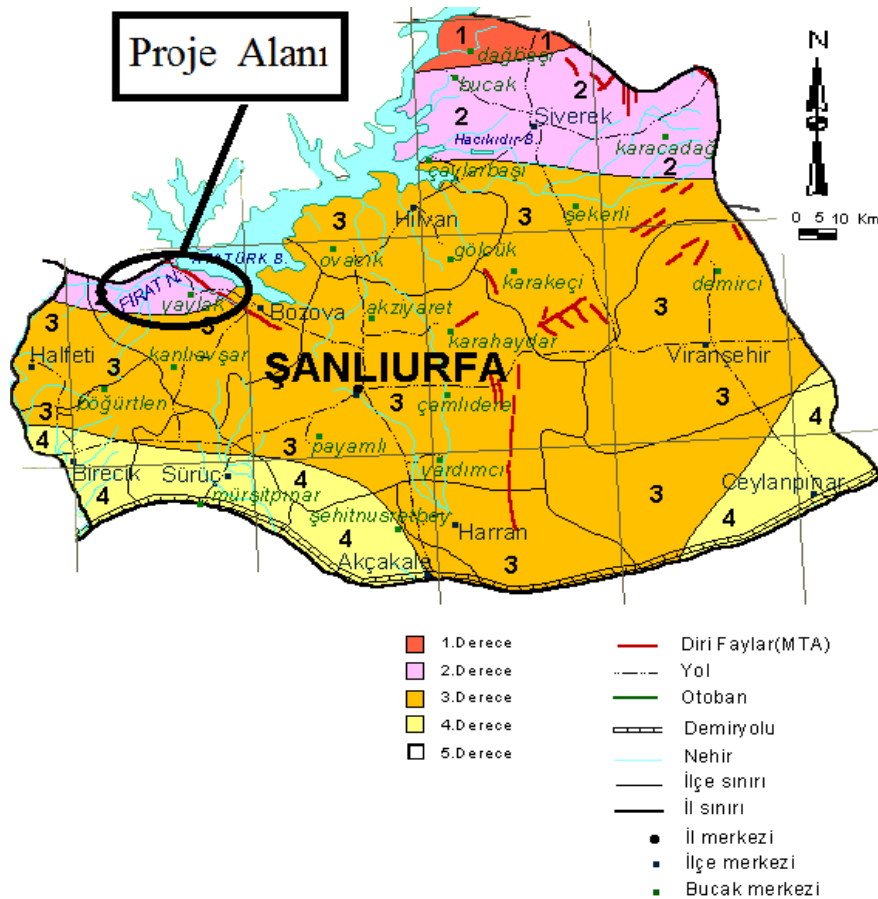
Akiferler ve Akitardlar da oluşabilecek şekil değişikliği nedeniyle su birikintileri daha doğrusu yeraltı suyunun ortaya çıkması beklenmektedir.

Aynı zamanda proje alanında kireçtaşlarının yaygın bir şekilde bulunmasından dolayı Karstik akiferlerin de ortaya çıkması göz ardı edilemeyecek bir husustur. Fırat'ın yakın çevresinde alüvyal tortular içerisinde gözenek (pore) akiferlerin ortaya çıkması muhtemel. Bu noktada da akiferlerin verimi büyük çoğunlukla tortu ve yeraltı su seviyesinin bir araya gelmesiyle belirlenir.

3.3 Proje Alanının Deprem Hareketliliği Ve Tektonik

Türkiye, Avrasya ve Afrika-Arabistan gibi kıta plakalarında yer alması sebebiyle yeryüzündeki sismik açıdan en hareketli bölgelerden biri olarak kabul edilmektedir. Çarpışma bölgesinde yer alan Anadolu plakası, Afrika-Arap plakasının kuzeye hareketliliği sebebiyle SW-NW ve WNW-ESE'den NW-SE doğrultusu yer alan fay zonları sebebiyle Batı'ya kaçmak durumunda. Bu işlem sırasında yer kabuğunda şekillenen gerilimler, bazen önemli bir büyüklüğe ulaşan ve çok sayıda tarihi olaya neden olan depremler şeklinde ortaya çıkmaktadır.(Örneğin Erzincan 1939, Mw 8,0; İzmir 1999, Mw 7,4).

Türkiye'nin sismik haritası uyarınca proje alanı ikinci büyük deprem bölgesini oluşturan deprem bölgesi 2 (Şekil 2 ile kıyaslayınız) içerisinde yer almaktadır.



Şekil 2 – Türkiye'nin Sismik Haritasının Görüntüsü [24]

Proje alanının yakın çevresinde, planlanan üst rezervuarın NW-SE yönünde yaklaşık 3 km NE'de bulunan Bozova en önemli sorun olarak ortaya çıkmaktadır. Bu sorun sağ yanal kayma olarak tespit edilmiştir. Söz konusu bu arızanın Buzul Çağına (son 2,6 milyon yıl içerisindeki bir olay) ait bir sorundan kaynaklandığı tespit edilmiştir, ancak Holosen döneme ait (son 11.000 yıl içerisindeki bir olay) bir eylemin söz konusu olabileceği de göz ardı edilemeyecek bir husustur.

Planlanan üst rezervuara yaklaşık 65 km NW doğrultusundaki bir mesafede SW-NE doğrultusunda yer alan Doğu Anadolu fay zone (sol yanal) yer almaktadır. Bu fay zone Kuzey Anadolu fay zoneunun yanı sıra Türkiye içerisindeki en büyük aktif fay zonelarından birini oluşturmaktadır.

3.4 Mühendislik Jeolojisi Açısından Tesis Bölümlerinin Konumuna İlişkin Değerlendirme

3.4.1 Genel

Şu an itibariyle mühendislik jeolojisi açısından inşaat alanının tabanının değerlendirilmesi için sadece kısıtlı veriler mevcuttur [24].

Atatürk Barajının inşası sırasında, planlanan üst rezervuarın bulunacağı bölgede, burada var olan bazaltların kazanılması için bir taşocağı işletildi. Bu çalışmaların ışığında maksimum 71 m derinlikte, alanın üst köşesinin altında 11 keşif sondaj çalışması gerçekleştirildi.

Bu sondaj çalışmalarının hedefinde ise karşılaşılabilecek ve söz konusu bu bölgede en alttaki klastik tortul kayalara kadar parçalara ayrılan bazaltların kalınlığının ve kalitesinin incelenmesi vardı. Buna göre de araştırma sonuçları planlanan proje için sadece kısıtlı öneme sahiptir. Bunun haricinde ise derinlikle ilgili bilgi mevcut değildir.

Aşağıda yer verilen açıklamalar çoğunlukla Türkiye'nin çok sayıda farklı jeolojik haritasının yorumlanmasına dayandırılmaktadır ve bu yüzden de bunların sadece özet ve genel bilgilerden oluşması muhtemel. Bir sonraki planlama süreci çerçevesinde değerlendirme genişletilecektir ve daha da detaylandırılacaktır.

3.4.2 Litoloji (Taşbilimi)

Jeolojik bilgiler ve planlanan tesis ile ilgili düzenlemenin mevcut bilgi durumu sebebiyle tesisin inşa edilebilmesi için öncelikli olarak sert kayaların kullanılmasının önemli olduğu tespit edilmiştir. Gevşek kayalıkların öneminin ise yeraltı yapılarının yüzeysel kısımlarıyla kısıtlı olması muhtemel.

Gevşek kayalıkların, yerli sert kayaların desagregasion yığını daha doğrusu alüvial çöküntü şeklinde olması beklenir.

Sert kayaların içerisinde yelpazesi klasik kayalardan (iri çakıllı kaya, kum taşları, çamurtaşı, kireçli balçık) kireçtaşlarına ve bazaltlara kadar uzanan farklı kayaların bulunacağı tahmin edilmektedir. Beklenen Litoloji (taşbilimi) ve mevcut bilgiler doğrultusunda aşağıda belirtilen hususlar önemli olarak değerlendirilmektedir;

- Farklı sertlikte kayaların ortaya çıkması. Buna küçük ölçekli değişimler dâhildir. Bu ise inşaat zemininin modeli ile ilgili bir tahmin yürütülmesini zorlaştırmaktadır ve bu aynı zamanda yeraltı yapılarının inşasını büyük ölçüde zorlaştırabilir.
- Kireçtaşlarında potansiyel karstlaşma: Bu riskin gerçekleşmesi durumunda drenaj, sızdırmayı önleme çalışmaları ve yeraltı yapıların boş alanlarıyla ilgili güvenlik önlemlerinin masrafları büyük ölçüde artabilir.
- Fay zonları bölgesinde yüksek yarık yoğunluğu ve bununla bağlantılı olarak düşük dağ sıklığı ve yoğun zemin geçirgenliği. Bu riskin gerçekleşmesi durumunda drenaj, sızdırmayı önleme çalışmaları ve yeraltı yapıların boş alanlarıyla ilgili güvenlik önlemlerinin masrafları büyük ölçüde artabilir.
- Beklenen litolojiler sebebiyle proje alanı içerisinde de toplu hareketlenmelerin beklenmesi gözardı edilemez. Bunların önemi yüzeydeki inşaat parçaları daha doğrusu yeraltı yapılarının yüzeysel kısımları ile kısıtlıdır.
- Toprak erozyonu Türkiye içerisinde oldukça yaygın bir fenomendir. Bu özellikle de koruyucu bir bitki örtüsünün eksikliğinde önemli ölçüde artmaktadır. Bu da erişim yollarının daha doğrusu yüzeysel esasların sağlamlılığında sorunlar yaşanmasına sebebiyet verebilir.
- Potansiyel şişebilir kayaların (tortul kayaçlar, kireçli balçık, muhtemelen de volkaniklastik kayaçlar) ortaya çıkması. Bu da yeraltı yapılarındaki boş odaların sağlamlaştırma masraflarının büyük ölçüde artmasına neden olabilir.

3.4.3 Hidrojeoloji

Karşılaşılabilecek tahmin edilen kayalar nedeniyle aşağıda yer verilen hidrojeolojik değerlendirmeler önemli kabul edilmektedir:

- Karstlaşmış kalkerler bölgesinde karst akiferi suyunun ortaya çıkması muhtemel: Bu bağlamda Bölüm 3.4.2 açıklanan hususlar çerçevesinde proje alanının çevresinin büyük bölümünün yeraltı su dengesinin bundan etkilenmesi mümkün. Bununla birlikte ise kullanılan kaynakların bundan etkilenebilmesi de gözardı edilemeyecek bir husus teşkil etmektedir. Mevcut fay zonları veya yüksek yarık yoğunlukları bağlamındaki kıyaslanabilir sonuçlar da dikkate alınmalıdır.
- Yeraltı suyunun kantitatif/nicel etkileşiminin yanı sıra inşaatla kullanılan malzemelerden niteksel olarak etkileşimi de söz konusu olabilir.

- Farklı geçirgenliğe sahip kayaların muhtemel küçük ölçekli değişimi ve potansiyel bir karstlaşma nedeniyle önceden kestirilmesi mümkün olmayan aşırı su giriş riski gözardı edilemez.
- Mevcut bilgiler doğrultusunda, yerli volkanit taşlar nedeniyle yeraltı su oluşumların ortaya çıkma ihtimlinin gözardı edilemeyeceğini söylemek mümkün.

3.4.4 Deprem Hareketliliği Ve Tektonik

Proje alanının deprem bölgesi 2'deki konumu sebebiyle ve yapılması planlanan inşaatların çevresinde mevcut olan aktif sıkıntılar nedeniyle aşağıda yer verilen noktalar önemli kabul edilmektedir:

- Türkiye'de mevcut olan stress-rejimi sebebiyle, yapı parçalarının oldukça sık konumuna rağmen yatay gerginlikler şeklinde zemin basıncının meydana gelmesi muhtemel. Özellikle de yapılması planlanan yeraltı mağarası konusunda bu, yapı ile arasında elverişsiz bir yönelimin mevcut olması durumunda oldukça önemli olabilir.
- Planlanan yapıların deprem bölgesi 2'de yer alması sebebiyle planlamada dikkate alınması gereken yoğun yatay ivmelerin yaşanması muhtemel.
- Yatay ivmelerin yanı sıra depremler ile bağlantılı olarak yüzeysel yapılar daha doğrusu yeraltı yapılarının sık bölümleri açısından toprak sıvılaştırması, yanıl açılma ve toplu hareketler gibi fenomenler oldukça önemli kabul edilir.
- Yapı alanında ilgili yapı parçalarındaki önemli hasarlarla bağlantılı yoğun arızaların ortaya çıkması ihtimalini şu an itibarıyla gözardı etmek mümkün değildir.
- Arızaların daha doğrusu ayırıcı yüzeylerin ortaya çıkması ve bunların yapılması planlanan yapılara elverişsiz bir açıda olması inşaat çalışmalarını zorlaştırabilir ve yapıların tesis edilmesi maliyetlerinin daha da artmasına neden olabilir.

3.5 Projenin Hayata Geçirilmesine İlişkin Farklı Çalışmalar Ve Denetlemeler

Sonraki planlamalar çerçevesinde inşaat zemininin detaylı bir şekilde karakterize edilmesi ve inşaat zemini risklerinin azaltılabilmesi için geniş kapsamlı araştırmaların yapılması gerekmektedir. Bu araştırmaların ise asgari düzeyde de olsa aşağıda yer verilen incelemeleri ve değerlendirmeleri kapsamı gerekir:

- Proje alanının detaylı litolojik- stratigrafik, yapısal jeolojik, hidrojeolojik, Jeomorfolojik ve mühendislik jeolojik haritalarının çıkarılması.
- Proje alanındaki mevcut doğal tehlikelerin (kitle hareketleri, karstlaşma, yüzey erozyonu) ortaya çıkarılması ve yapımı planlanan yapılar açısından öneminin değerlendirilmesi.

- Proje alanının Probabilistic Seismic Hazard Assessment (PSHA) ile deprem riskinin ve buna dahil fenomenlerin (toprak sıvılaşması, yanal açılma ve toplu hareketler) detaylı bir şekilde değerlendirilmesi.
- Yapımı planlanan yapılar bölgesinde aktif fay riskinin değerlendirilmesi.
- Yapımı planlanan yapıların bölgesinde, planlanan yapıların ve öngörülen inşaat şekli dikkate alınarak, in-situ (yerinde) ve laboratuvar deney programları dahil olmak üzere geoteknik bir çalışma programının uygulanması.
- Hidrojelolojik bir çalışma ağının oluşturulması ve (a) yeraltı şartlarının araştırılması, (b) yerli kayaların hidrojelolojik özelliklerinin karakterize edilmesi ve (c) hidrokimyasal ilişkilerin araştırılması için In-situ (yerinde) hidrojeolojik deneylerin gerçekleştirilmesi.
- Proje alanında su ekonomisi ile ilgili çalışmalar yapılması ve ilgili makamlar ile fikirbirliğine vararak su ekonomisi ile ilgili delil delil tespitinde bulunulması.
- Proje alanının genel plan ve yanal kesit şeklinde gösterilen jeolojik, hidrojeolojik ve geoteknik modellerinin oluşturulması.
- Yerli kayaların mühendislik jeolojisi ve geoteknik açıdan karakterize edilmesi ve sınıflandırılması.

4 ENERJİ EKONOMİSİ

4.1 Düzenleyici Çevre

Türkiye’de devlet kontrolü altındaki şirketler uzun süre enerji sektörüne hâkimdi. Çok sayıda kamu şirketi bugüne kadar Türk enerji pazarında önemli bir rol oynamaktadır.

1994 yılına kadar Türkiye Elektrik Kurumu (TEK- Turkish Electricity Company) Türkiye’deki elektriğin üretim, iletim ve dağıtımından sorumlu devlet kurumuydu. TEK 1994 yılında iki ayrı iktisadi devlet teşekkülü haline dönüştürüldü; Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ve Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ).

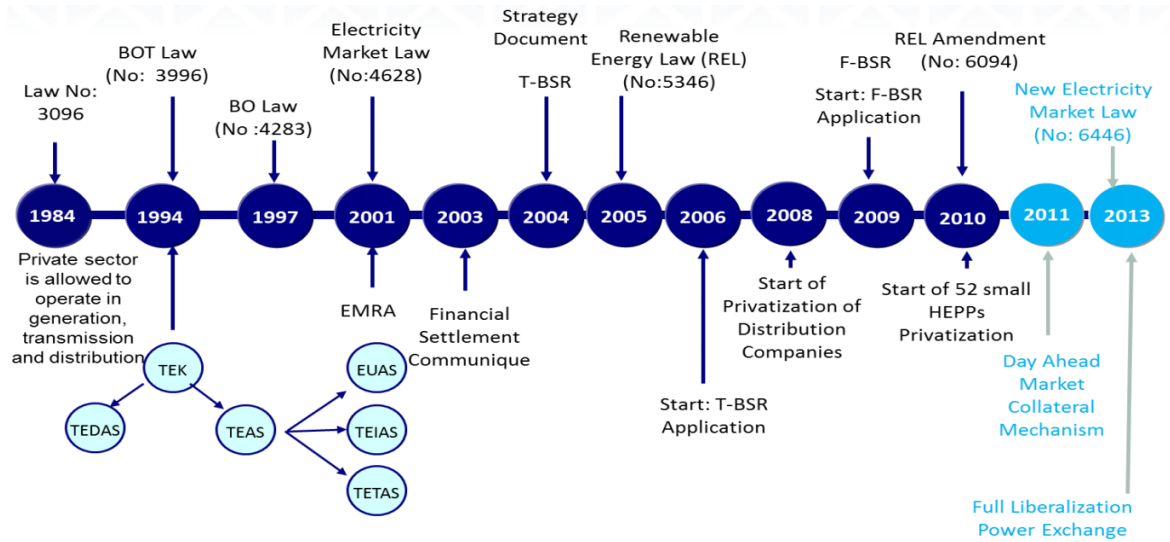
Türk enerji pazarının liberalleştirilmesindeki en önemli dönüm noktasını 20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununu oluşturmaktadır. TEAŞ bunun ardından Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olmak üzere olmak üzere üç ayrı iktisadi devlet teşekkülü halinde yeniden yapılandırılmıştır. Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) görev alanı elektrik üretimi, Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) görev alanı elektrik iletimi ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) görev alanı da Türkiye’nin elektrik enerjisinin; ticaret ve taahhütünden sorumlu devlet kurumu olarak belirlenmiştir.

Elektrik Piyasası Kanununu ile birlikte özellikle de Energy Market Regulatory Authority (EMRA) şirketi oluşturuldu. Bu şirketin görevi ise hükûmetten bağımsız olarak sağlam, şeffaf ve rekabete açık bir enerji pazarı oluşturmak ve denetlemektir. EMRA’nın en önemli yetki alanları arasında [15]:

- Lisansların verilmesi
- Piyasa Denetimi
- Yasal Düzenlemelerin Oluşturulması
- Fiyatlandırmanın Yasal Temellerinin Belirlenmesi
- İdari Hukuki Yaptırımların Uygulanması
- Uzlaştırma Mercii

Türkiye'deki Elektrik Piyasası Kanunu Avrupa'nın elektrik ilkeleriyle uyumlu ve Türk elektrik piyasasındaki şahsi yatırım ilkesini yerine getirmektedir.

2001 yılından bu yana Şekil 3'te görüldüğü üzere elektrik piyasasındaki serbestleşme hızlı bir şekilde ilerlemektedir.



Şekil 3 – Türk Elektrik Piyasasının Serbestleşme Yolu [9]

Türkiye'deki elektrik piyasasının yasal çerçeve koşulları aşağıda yer verildiği gibidir:

- [26] 6446 sayılı ve 14.03.2013 tarihli yeni Elektrik Piyasası Kanunu (30.03.2013 tarihli ve 28603 sayılı Resmi Gazete)
- [27] 10.05.2005 tarihli ve 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Yasası (18.5.2005 tarihli ve 25819 sayılı Resmî Gazete)
- [28] 29.12.2010 tarihli ve 6094 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanununda Değişiklik (08.01.2001 tarihli ve 27809 sayılı Resmî Gazete)
- [29] Lisans Düzenlemesi (Electricity Market Licensing Regulation) 2. Kasım 2013 tarihinde 28809 sayılı Resmî Gazetede yayımlanmıştır

- [30] Lisanssız elektrik üretimine ilişkin düzenleme (Unlicensed Electric Power Production Market Regulation) 2. Ekim 2013 tarihinde 28783 sayılı Resmî Gazetede yayımlanmıştır
- [31] Şebeke Düzenlemesi (Electricity Market Grid Regulation) 22.01.2003 tarihinde 25001 sayılı Resmî Gazetede yayımlanmıştır
- [32] Elektrik Piyasası Dengeleme Ve Uzlaştırma Düzenlemesi (Electricity Market Balancing and Settlement Regulation) 15.04.2009 tarihinde 27200 sayılı Resmî Gazetede yayımlanmıştır

Yeni Elektrik Piyasası Kanunu [26] aşağıda yer verilen piyasa faaliyetlerini tanımlamaktadır: üretim, iletim, dağıtım, toptan, elektrik piyasası ticareti ve elektriğin ithal ve ihrac edilmesi. EMRA her türlü piyasa faaliyeti için farklı lisanslar vermektedir.

1 MW'den daha az tesis kapasitesine sahip yenilenebilir kaynakların elektrik üreticilerinin bir lisansa ihtiyacı yoktur. Söz konusu bu değerin gerekli görüldüğü takdirde Bakanlar Kurulunun bir kararıyla 5 MW'e kadar yükseltilmesi mümkün olabilir.

Tablo 6 – Lisanslı Ve Lisanssız Elektrik Üretimi Kıyaslaması ([16], Tablo 3)

	<i>Licensed generation</i>	<i>Unlicensed generation</i>
Application period	At all times, but only on the date specified in the By-Law on Electricity Market Licensing for wind and solar license applications	No restriction about application date. Network utilities accept applications every month, meaning 12 times a year.
Installed capacity	No capacity limit, except for 50 MW limit for each solar power plant	Up to 1 MW for RES based power plants For other types of unlicensed generators, except for micro cogeneration, there is no capacity limit. The capacity limit for micro cogeneration is 100 kW.
Expropriation	Possible	Not possible
Incentives for electricity sale	Purchasing guarantee at FIT and extra premium for the use of domestic products. But, license holders are not obliged to sell their output in the RES support mechanism. Participation in support mechanism is voluntary.	Purchasing guarantee at FIT and extra premium for domestic product contribution. Participation in RES support mechanism is mandatory for excess electricity.
Measurement	Compulsory for wind and solar license applications	No measurement data is required to be eligible for unlicensed generation.
Share transfer	Forbidden only for pre-license holders during the term of pre-license. For other license holders, it is subject to the approval of EMRA.	No restriction. No approval from EMRA is required.
Transfer of power plant	Possible only for the power plant completed and in operation.	Possible only for the power plant completed and in operation.
Electricity trading	Possible	Forbidden, meaning that unconsumed electricity is priced at RES support mechanism. No other method of trading of excess electricity is possible.
Auditing	EMRA audits license holders and implements sanctions if necessary.	Regional distribution utilities are authorized to audit unlicensed electricity generation. EMRA implements sanctions if necessary.
Other obligations at application stage	The applicant must be a limited liability or joint stock company Minimum capital requirement Bank letter of guarantee	Any real or legal person can apply for an unlicensed electricity generation. No need of obtaining a license and establishing a company

Lisanssız elektrik üretiminin odak noktasını üretilen elektriğin güç sarfiyatı oluşturmaktadır [30]. Bu sebeple de lisansa ihtiyacı olmayan enerji santrallerine yatırım yapılması asıl iş içerisindeki pazar pozisyonlarını elektrik faturalarını düşürerek genişletmek isteyen yatırımcılar için ilgi çekicidir [16]. Kullanılmayan elektrik ağa yüklenebilir ve sabit aktarım tarifelerinden tazmin edilir. Akım fazlası enerjinin örneğin Day Ahead Markt veya iki taraflı anlaşmalar yoluyla başka şekilde satışı lisanssız enerji santralleri için ihtimal dahilinde değildir [30]. Akım fazlası enerjinin 10 yıllık sabit aktarım tarifesiyle nasıl karşılanacağını ise şimdilik yasa ile açıklığa kavuşturulmamıştır [16]. Lisanslı ve lisanssız elektrik üretimi arasındaki detaylı bir karşılaştırmaya Tablo 6’te yer verilmiştir.

Elektrik Piyasası Kanunu [26] aynı zamanda Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi’nin (EPIAŞ) kurulmasını da kararlaştırdı. Türkiye Enerji Borsası’nın kurulumu ile yatırımları

şeffaf ve güvenilir bir elektrik fiyatlandırmasıyla teşvik etme niyetindedir. Enerji Borsası'nın kurulumu son planlama sürecinde yer almaktadır. (Invest in Turkey, Enerji ve yenilenebilir Enerji, 2015).

4.2 Yenilenebilir Enerji Santralleri (EE) İçin Onaylama Süreci

Türkiye'deki onaylama süreci oldukça geniş kapsamlı ve zamana dayalıdır. Süreç dört ayrı süreçten oluşmaktadır;

Proje Başvurusu

Resmî bir proje başvurusunun EMRA'ya iletilmesi gerekmektedir. Başvuru için belirli dilimleri vardır örneğin Fotovoltaik tesisleri (PV) için başvuru tarihi 2015 yılının nisan ayı başıdır. PV tesislerinin proje başvurularında proje alanına ait son üç yılının en az bir yıllık güneş ışığı ölçümü yer almalıdır. Hidroelektirik projeleri için su kullanımına ilişkin anlaşma gereklidir. Bunun yanı sıra bir proje başvurusu için şu koşullar da geçerlidir;

- Talep edilen tesisat kapasitesi MW başına 10.000 TRY banka teminatı
- Başvuru sahibinin Yatırım hacminin en az % 5'i kadar ana sermayesinin bulunması
- Ön lisans vergilerinin ödenmesi
- Ön lisans sürecinde başvuruda bulunanın şirketini değiştirmemesi

Proje Değerlendirmesi

Başvurunun EMRA tarafından olumlu değerlendirilmesini projenin teknik değerlendirmesi izler:

- PV tesislerinde General Directorate of Renewable Energy ve hidroelektrik santrallerinde DSİ tarafından teknik değerlendirme yapılır
- TEİAŞ daha doğrusu dağıtıcı ağ işletmecisinin bağlantı şartlarına ilişkin raporu

Olumlu bir proje değerlendirmesi sonrasında EMRA -36 aya kadar uzatılması mümkün-maksimum 24 aylığına bir ön lisans verir.

Ön Lisans Süreci

Ön lisans sürecinde proje değerlendirmesindeki bütün koşullar yerine getirilmeli ve

- Muhtemel Arazi Kullanım Hakkı
- Çevre Planlama Kararı
- Ön Proje Onayı

- TEİAŞ Daha Doğrusu Dağıtıcı Ağ İşletmecisi İle Anlaşma
- Çevre Uyumluluk Kontrolü
- İnşaat Onayı, İşletme Ruhsatı
- vb.

gibi önemli izin ve onaylar alınmalı.

Proje Onayı

Önemli onayların alınması sonrasında başvuru sahibi pazar lisansı başvurusunda bulunabilir. Bunun için aşağıda yer verilen koşulların yerine getirilmiş olması gerekir;

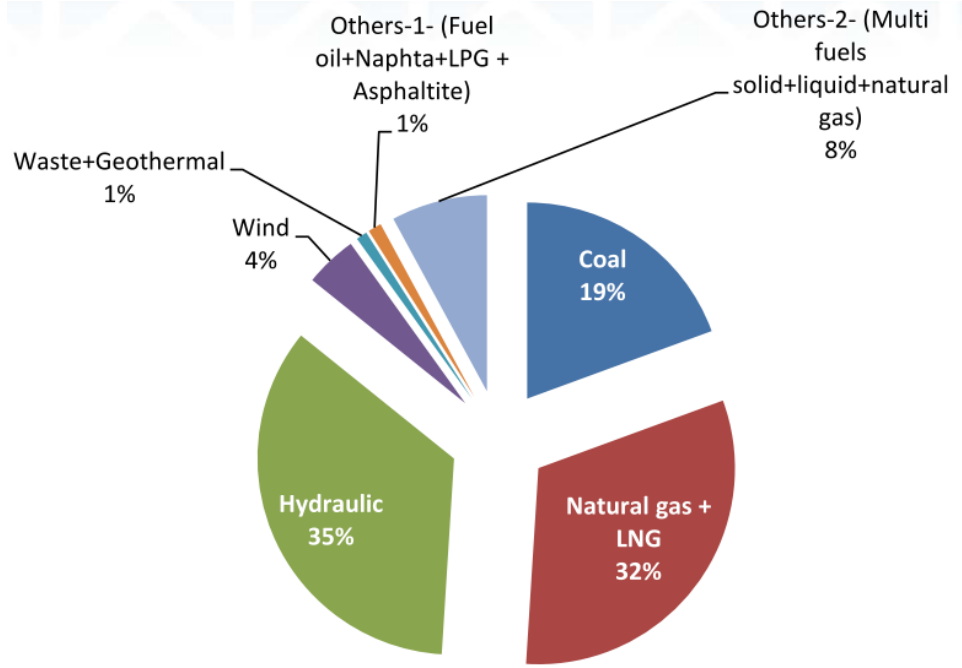
- Asgari Banka Teminatı Değerinin Yükseltilmesi
- İnşaat Planının Oluşturulması
- Lisans Vergilerinin Ödenmesi
- Şirketin Sermayesinin, Yatırım Hacminin En Az % 20'si Oranında Artırması

Talep edilen pazar lisansı EMRA tarafından 10 ila 49 yılı kapsayan bir süre için verilmektedir.

Bu bölümde yer verilen koşul ve şartların iş verene kooperatif ruhsatı verilmesi için uygun olup olmadığı bir sonraki planlama sürecinde iş veren ile ortak çalışarak açıklığa kavuşturulacaktır. Bunun yanı sıra proje için somut olarak hangi onay ve izinlerin gerekli olduğu da açıklığa kavuşturulması gereken hususlar arasında yer almaktadır.

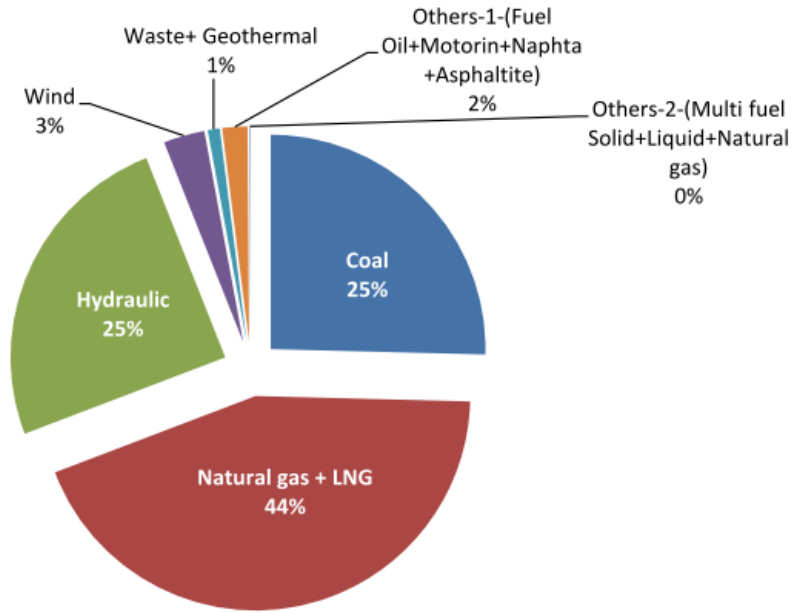
4.3 Türkiye'deki Elektrik Üretimine İlişkin İstatistiksel Bilgiler ve Görünümü

Türkiye'deki enerji santral kapasitesi yaklaşık 64.044 MW (2013 yılı itibariyle) civarındadır, bunun yaklaşık % 40'ı yenilenebilir enerjiye aittir. (Bakınız Şekil 4)



Şekil 4 – Enerji Kaynaklarına Göre Tesisat Kapasitesinin Dağılımı –2013 Yılı İtibariyle [9]

Elektrik üretimi yaklaşık 239.293 GWh (2013 yılı itibariyle) civarındadır, bunun yaklaşık % 28,8'i yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmektedir (Bakınız Şekil 5). Elektrik üretiminin % 66'si şahsi enerji santrali ileticileri, % 34'ü resmi enerji santrali ileticileri tarafından sağlanmaktadır [9].



Şekil 5 – Enerji Kaynaklarına Göre Elektrik Üretiminin Dağılımı –2013 İtibariyle [9]

Ekonomik büyüme, olumlu demografik gelişme ve artan kentleşme nedeniyle enerji talebinin 2023 yılına kadar yıllık yaklaşık % 7 civarında bir artış göstermesi bekleniyor. Türk hükûmeti, Cumhuriyet'in 100. kuruluş yıldönümü vesilesiyle 2023 yılına kadar kendine aşağıda yer verilen hedefleri belirlemiştir [14]:

- Tesis kapasitesinin 120.000 MW çıkarılması
- Yenilenebilir enerji kaynakları payının % 30'a çıkarılması
- Hidroelektrik kullanımının artırılması (160.000 GWh/yıl ekonomik hidroelektirik potansiyeli)
- Rüzgar enerjisine dayalı kurulu gücün 20.000 MW çıkarılması
- 600 MW jeotermal ve 3.000 MW güneş enerjisine sahip santrallerin kurulması
- Biyokütle santrallerin 1.500 MW dayalı güce sahip tesisler olarak genişletilmesi
- Taşıma hattı uzunluğunun 60.717 km'ye çıkarılması
- Enerji dağıtım birim kapasitesinin 158.460 MVA düzeyine çıkarılması
- Smart Grids kullanımının genişletilmesi
- Doğalgaz depolama kapasitesinin 5 milyar m³'e çıkarılması
- Bir Enerji Borsasının Kurulması
- Nükleer Santrallerin Hayata Geçirilmesi (iki nükleer santral şu an itibariyle kullanıma hazır, üçüncüsü yapım aşamasında)
- 18.500 MW kapasiteli kömür yakıtlı bir elektrik santralin kurulması

4.4 Yenilenebilir Enerji (EE) İçin Destek Mekanizmaları

Yenilenebilir enerji projeleri için önemli olan destek mekanizmalarına yeni Elektrik Piyasası Kanunu [26] ve Yenilenebilir Enerji Yasası'nda (EEG) [28] yapılan değişiklik maddesinde yer verilmiştir. Bunlar aşağıda yer verilen şekilde özetlemek mümkündür [17]:

- Feed-in tariff (Teknoloji ve birleşen bağımlı)
- Lisansta kolaylık (Lisans muhafiyeti < 1 MW, indirimli lisans vergileri > 1 MW)
- Ağ bağlantısında kolaylık (öncelik durumu) ayrıca ilk beş yıl için sistem kullanım ücretlerinin % 85 civarında düşürülmesi
- Alım yükümlülüğü (Bütün dağıtıcıların kota yükümlülüğü bulunmaktadır)
- Arazi kullanımlarında çeşitli ücretlendirmeden muhafiyet ayrıca devlete ait emlakların serbestce kullanımı

Yenilenebilir Enerji Yasası'nda (EEG) yapılan değişiklikle o zamana kadar geçerli olan sabit fiyat tarifeleri (feed-in tariff, FiT) büyük ölçüde artırıldı ve belirlenen sabit fiyat tarifelerinin para birimi Euro iken Dollar olarak değiştirildi. Bu nedenle de Euro Bölgesinden gönderilen mallarda döviz kuru riski mevcuttur.

Yenilenebilir enerjiden elde edilen elektriğin fiyatı ise enerji kaynaklarına göre farklı düzenlenir, ancak fiyatlar tesisat kapasitesinden bağımsızdır. Şu an itibariyle geçerli olan tarifelere Tablo 7'da yer verilmiştir.

Tablo 7 – Yenilenebilir Enerji Yasası'nda [28] Yapılan Değişiklik Uyarınca Sabit Fiyat Tarifeleri

Enerji Kaynakları	FiT – US-Cent/kWh
Hidroelektrik	7,3
Rüzgâr Enerjisi	7,3
Jeotermik	10,5
Biyokütle (çöplük gazı dâhil)	13,3
Güneş Enerjisi	13,3

Yeni sabit fiyat tarifeleri 31.12.2020 tarihine kadar faaliyete geçecek olan (Bakanlar Kurulu'nun 05.12.2013 tarihli ve 5625 sayılı kararına bakınız) tesisler için on yıl boyunca geçerlidir. Bu tarihten sonra faaliyete geçen tesisler için Türk hükûmeti yeni sabit fiyat tarifeleri belirler. Ancak bu tarifeler şimdiye kadar geçerli olan ve Tablo 7'da yer verilen sabit fiyat tarifelerinden daha yüksek olamaz.

FİT, Türkiye’de belirli parça ve bileşenler üretilmiş ise („Local-Content“) kWh başına belirlenmiş miktarda artar. Bu talep enerji kaynaklarına ve tesis birleşenlerine göre farklılık gösterir ve beş yıl süreyle geçerlidir. Yerel olarak üretilen bileşenlerin kullanımında ortaya çıkan Fotovoltaik Güneş Enerjisi Sistemleri için ek sabit fiyat tarifelerine Tablo 8’de, hidroelektrik santralleri sabit fiyat tarifelerine ise Tablo 9’de yer verilmiştir.

Tablo 8 – Türkiye’deki Tedarikler İçin Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemleri (PV) İçin Ek Sabit Fiyat Tarifeleri

Türkiye’de üretilen PV Tesislerinin Bileşenleri	Ek Sabit Fiyat Tarifesi – US-Cent/kWh
Mimari panel uyumu, mekanik konstruksiyonlar ve panel tutucu düzenekler	0,8
PV-Modüller	1,3
Fotopiller	3,5
Inverter	0,6
PV-Modüllerin güneşe doğru ayarlanması için malzeme	0,5

Tablo 9 – Türkiye’deki Tedarikler İçin Hidroelektrik Santralleri İçin Ek Sabit Fiyat Tarifeleri

Hidroelektrik Santrallerinin Türkiye’de üretilen bileşenleri	Ek Sabit Fiyat Tarifesi – US-Cent/kWh
Türbin	1,3
Jeneratör ve Kontrol Elektronikleri	1,0

4.5 Pompaj Depolamanın Rolü

Yenilenebilir enerjinin (EE) artarak aktarılıyor olmasının en üst seviyede verim ihtiyacını ve klasik santraller ile karşılanan enerji ihtiyacının temin edilmesi ihtiyacını artırması muhtemel.

Bu noktada, eğer bir enerji ihracatı veya yenilenebilir enerjiler veya klasik santraller ile ilgili bir düzenleme mevcut değil ise üretimin talebi geçtiği durumlar çokca yaşanmaktadır.

Buna göre yenilenebilir enerjinin artan genişlemesiyle uygun depolar için potansiyel elektrik kaynağı olarak kullanılabilecek yenilenebilir enerji fazlası da ortaya çıkmaktadır. Elektrik pazarındaki artan iniş çıkışlar sebebiyle dengeleme hususunda artan bir ihtiyaç ortaya çıkmaktadır ve bununla birlikte de günlük ve uzun vadeli belleklerin oluşturulması önemi de artmaktadır.

Pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri mevcut enerji fazlalıklarının depolanması için kullanılabilir ve bununla da klasik santraller ile karşılanacak yükün (yük düzenlemesi) karşılanmasına destek verebilir. Bununla da klasik santrallerin teknik verimli faaliyetleri tamamlanmış ve iyileştirilmiş olur, ayrıca bununla birlikte CO₂'den muhaf olan elektrik üretilmesine büyük ölçüde katkı sağlanmış olur. Pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri büyük elektrik kitlelerinin bellekleri olarak şu an için en ekonomik ve büyük ölçekli seçeneği oluşturmaktadır.

Rüzgâr ve güneş enerjisi aktarım tarifelerinde gerçek sabit fiyat garantisinden vazgeçilmesiyle orta vadeli yenilenebilir enerji genişlemesi kapsamında orta vadede standart güç ihtiyacının artması da mümkün.

PSW'nin Faydaları ana hatlarıyla aşağıda yer verildiği şekilde açıklanabilir:

- Elektrğin işlenmesi (=Aktif Güç İşletmesi): Elektrik üretimi gün içerisinde yüksek miktarda elektrik kullanılarak yapılır ve bu nedenle de yüksek elektrik fiyatlarıyla gerçekleşir. Belleğin pompalanması ve yeniden doldurulması daha düşük elektrik talebinde daha ucuz elektrik ile gerçekleşir.
- Verim Frekans Düzenlemesi (Birinci düzenleme, İkinci Düzenleme): PSW'nin hızlı düzenleme kapasitesi sayesinde güç dalgalanmalarını (ağ, santrallerin arızalanması) dengelemek mümkün. Bu sayede akım şebekesindeki frekans da dar bir tolerans ağı içerisinde düzenlenebilir.
- Rezerv ve Arıza Hazırlığı: PSW'ler kısa süre içerisinde çalışmaz durumdan tam kapasiteye (dakika rezervi) çıkarılabilir. PSW'ler aynı şekilde kısa süre içerisinde de yeniden ağıdan alınabilir.
- Gerilimin Düzeyi, Reaktif Güç Tedariği: Bütün ağlarda dengelenmiş reaktif güç bilançosu sayesinde gerilim değerlerine uyulması
- Black Start: Büyük elektrik kesintilerinde PSW'ler yabancı elektrik akımı olmaksızın harekete geçebilir ve bu sayede black Start yaralı olmayan santraller için elektrik sağlayabilir.

4.6 Türkiye'deki Elektrik Pazarı

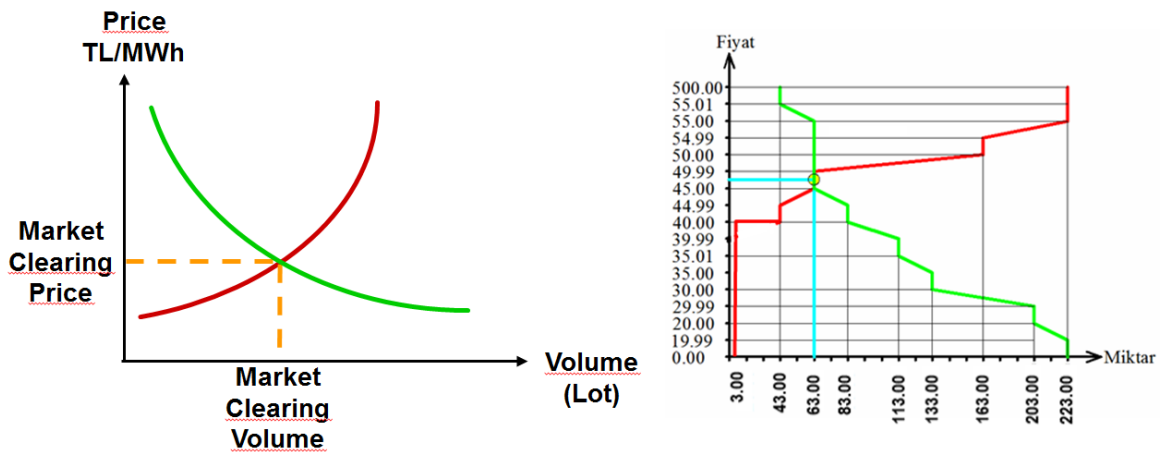
4.6.1 Day-Ahead-Markt

Türkiye'de 1 Aralık 2011 tarihinden bu yana bir Day-Ahead-Markt [9] (gün öncesi) pazarı yürürlükte. Day-Ahead-Markt pazarı bir gün sonrası için kısa vadeli mevcut elektriğin pazarlığının yapıldığı bir pazardır.

Day-Ahead-Markt katılımcıları elektrik üreticilerinden, iletim ağı işletmecilerinden, dağıtıcı ağı işletmecilerinden ve elektrik ticaret işletmecilerinden oluşur. Her pazar katılımcısı belirli bir elektrik miktarının satışı ve alışı için belirli bir fiyat teklifinde bulunur.

Pazar işletmecisi ertesi günün her saati için söz konusu tekliflerin değerlendirilmesini üstlenir.

Bunun için toplanan arz ve talep eğrilerine bir fiyat-miktar grafiğinde yer verilir. İki eğrinin kesişme noktasında (Şekil 6'ya bakınız) pazar takas fiyatı ortaya çıkar. (MCP – Market Clearing Price).



Şekil 6 –Market Clearing Price (MCP) [9] Açıklaması

Pazar takas fiyatı (Market Clearing Price MCP) bütün katılımcılar için uygundur ve yeterince sağlayıcıyı, talebin karşılanmasına teşvik edecek kadar büyüktür. MCP'den düşük veya eşit fiyat talebinde bulunan sağlayıcılar MCP'ye elektrik üretir ve MCP ile aynı fiyatı veya üzerinde bir fiyatı ödemeye hazır olan talepçiler MCP'den elektrik alır.

MCP, şeffaf ve güvenilir fiyat belirleme mekanizması sayesinde elektriğin piyasadaki tavsiye edilen fiyatı kabul edilir. Pazar katılımcıları için bu fiyatlar elektrik santralleri faaliyetleri, elektrik pazarlığı veya yatırımlara ilişkin kararlarında yol gösterici niteliktedir.

4.6.2 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralleri İçin Enerji Piyasası Denetleme

Birinci ve ikinci dengeleme gücü düzenleme işletme rezervinin hazır bulunması hususunda pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri için henüz açıkça belirlenmiş yasal çerçeve koşulları ve cazip ücretlendirmeler mevcut değildir. Mevcut durum aşağıda açıklanmaktadır.

Ağ yönetmenliği [31] uyarınca bütün enerji santralleri en az 100 MW'lık toplam güç daha doğrusu en az 50 MW'lık güce sahip üretim birimleri ile birinci ve ikinci dengeleme güç hizmetini sunma sorumluluğuna sahiptir. Burada birinci dengeleme gücün yararına verimin en % 1, ikinci dengelem gücün yararına da verimin en az % 5'i tutulmalı. Birinci dengeleme gücün hazır bulundurulması sorumluluğu farklı santral işletmecilerine de aktarılabilir. Yenilenebilir enerji kullanan santraller ikinci dengeleme gücü hazır bulundurma sorumluluğuna sahip değildir. Bundan da 30 MW tesis kapasiteli Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin şu an ki yasalar uyarınca dengeleme gücü hazır bulundurma sorumluluğuna sahip olmadığı sonucu ortaya çıkmaktadır.

Birinci dengeleme gücünün hazır bulundurulması için belirlenen ücret TEİAŞ tarafından üç aylık periyotun başlamasından en az bir ay önce önerilir ve EMRA tarafından her bir çeyrek için ayrı onaylanır. Tablo 10'da görüldüğü üzere fiyatlar oldukça düşüktür ve bu fiyatlar hidroelektrik santralleri için şu an için karlı değildir.

Tablo 10 – Birinci Dengeleme Gücünün Hazır Bulundurulmasına İlişkin Ücretler

Fiyatlar TL/MWh	2011	2012	2013	2014	2015
Çeyrek 1	10,73	7,02	18,41	2,76	2,68
Çeyrek 2	5,39	7,09	0,27	9,42	
Çeyrek 3	27,76	10,85	0,12	6,31	
Çeyrek 4	1,73	29,13	2,03	15,81	

İkinci dengeleme gücünün hazır bulundurulması TEİAŞ'ın National Load Dispatch Center'in talimatı üzerine dengeleme güç piyasası çerçevesinde Balancing Power Market) elektrik üretim tesislerinin teklifleri zemininde gerçekleşir.

Güç üretimi (pozitif dengeleme gücü) ile ilgili talimatlar ilk önce en düşük teklifi veren elektrik üretim tesislerine, güç azaltımı (negatif dengeleme gücü) ile ilgili talimatlar ise en yüksek teklifi veren elektrik üretim tesislerine verilir. Pozitif daha doğrusu negatif ikinci dengeleme gücünün hazır bulundurulmasına ilişkin fiyat araştırmasına Tablo 11'da yer verilmiştir.

Marjinal sistem fiyatı (System Marginal Price – SMP) aşağıda yer verildiği gibi açıklanır: Sistemdeki elektrik açığında SMP, elektrik açığının verimin artırılmasıyla düzeltilmesi için bir üretim tesisine ödenmesi gereken en yüksek saatlik teklif fiyatını teşkil etmektedir. Sistem içerisindeki elektrik fazlalığında ise SMP, elektrik fazlasını verimin azaltılmasıyla

düzeltilmesi için bir üretim tesisine ödenmesi gereken en düşük saatlik teklifi oluşturmaktadır.

Bu ücretlendirme modelinde sistemde gücün azaltılmasıyla eşdeğer olan pompaj elektriğin sevkiyatının nasıl ücretlendirileceği ise belirsiz.

Tablo 11 – İkinci Dengeleme Gücünün Hazır Bulundurulmasına İlişkin Fiyat İncelemesi

Senaryo	Güç Üretimi	Güç Azalımı
Elektrik Açığı	Fiyat Teklifi $\leq$ SMP → SMP Fiyat Teklifi $>$ SMP → Fiyat Teklifi	Fiyat Teklifi
Elektrik Fazlası	Fiyat Teklifi	Fiyat Teklifi $\geq$ SMP → SMP Fiyat Teklifi $<$ SMP → Fiyat Teklifi

2015 yılının ortasında sistem hizmetlerinin hazır bulundurulması ile ilgili yeni düzenlemeler üzerinde çalışılacaktır. Aynı şekilde enerji depolaması ile ilgili teknik bir yönetmelik hazırlanacak [13].

Sistem hizmetlerinin hazır bulundurulması hususunda PSW Şanlıurfa'nın olası kullanımına ilişkin bilgi vermek amacıyla Senaryo C'de ikinci dengeleme gücünün hazır bulundurulması Avusturya'daki halihazırdaki düzenleme zemininde temsili olarak hazırlanmıştır. (Bölüm 7.4 ve 9.4)

5 ŞANLIURFA POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALİ

5.1 Genel

Şanlıurfa pompa depolamalı hidroelektrik santralinin planlamasının odak noktasında aktif güç işletmesi (Bölüm 4.5) yer almaktadır. Bu tahminler A, B ve D senaryoları için de geçerlidir. (Bölüm 7)

Aşağıda yer alan bölümlerde 30 MW güce sahip pompa depolamalı hidroelektrik santralin depolama yönetimi ve tesis taslağı izah edilmektedir.

Pompa depolamalı hidroelektrik santralin muhtemel olarak 60 MW (Senaryo D) güce genişletilmesi ile ilgili bu çalışmada detaylı açıklamalar yer almamaktadır. 60 MW güce sahip PSW'nin tesis taslağı 30 MW güce sahip PSW'nin açıklanan tesis taslağı ile önemli ölçüde benzerlik göstermektedir.

Suyun güzergâh yolu ve giriş ile çıkış yapılarının kesitleri, 30 MW güce sahip PSW ile aynı hidrolik kayıplar ortaya çıkacak şekilde genişletildi.

60 MW güce sahip pompa türbin ve makine transformatörün ihtiyacı olan daha geniş alan için yeraltı yapı merkezi uygun şekilde genişletildi. Üst rezervuarın şekillendirilmesi ve kullanım hacminin büyüklüğü 30 MW güce sahip PSW ile tamamen benzerdir.

İki Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santrale bölüm 1.4'de yer verilmiştir.

5.2 Depolama Yönetimi

Üst rezervuar olarak kullanılan taş ocağı 2,73 milyon m³ kullanılabilir hacime sahiptir. Burada 447 m ü.M. bir depolama seviyesi muhtemel. Enerji ekonomisi hesaplamaları için 446 m.ü.M'lik orta dereceli bir depolama seviyesi dikkate alınmaktadır.

Bu hacim PSW'nin tam kapasiteyle yaklaşık 13 saat boyunca bir türbin faaliyetinde bulunmasına olanak sağlamaktadır. Normal şartlarda üst rezervuarın bu şekilde tam kapasiteyle kullanılması mevcut ücretlendirmeler zemininde gerekli değildir.

PSW'nin gündelik faaliyetinde (PV tesisi ile bağlantı olmaksızın, Senaryo A, Süre 2023-2027) hafta içi her gün (pazartesten cumartesi gününe kadar) üst rezervuar yüksek tarife döneminde yaklaşık 4 saatlik türbin faaliyetiyle boşaltılır ve hafta içi her gün (pazartesten cumartesi gününe kadar) düşük tarife döneminde yaklaşık 4 saatlik pompalama faaliyetiyle yeniden büyük oranda doldurulur. Dolumun geri kalan bölümü düşük tarifeler nedeniyle Pazar günleri gerçekleşir (yaklaşık 8,5 h).

Bu faaliyet şeklinde üst rezervuarda sadece en üst yaklaşık 1,4 m(yaklaşık 1,32 milyon m³) ince plakadan yararlanılır. Geriye kalan bölüm rezervler veya gelecekte kapasitenin genişletilmesi için kullanılır.

Alt rezervuar Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin akıntı noktasında Bireck Barajı sayesinde suyu toplanan Fırat tarafından oluşturulur. PSW'nin enerji ekonomik hesaplaması için su seviyesi ölçümleri zemininde 2005 ila 2014 [21] dönemi için 383,03 m ü. M orta dereceli bir depolama hedefine ulaşılacağı varsayılır. Bus u seviyesinde Birecik santralının depolama alanı yaklaşık 4.870 ha civarındadır. Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin faaliyetinde mevcut kullanım hacminin tamamıyla birlikte Birecik santralının maksimum yaklaşık 5,6 cm güçlü bir plakasından yararlanılır.

Üst rezervuarda buharlaşmadan meydana gelen kayıplar basit bir şekilde PSW'nin faaliyete geçmesiyle birlikte su ile Fırat'tan dengelenebilir.

Üst rezervuarın kullanılabilir hacminin, havuzun kuzeydoğu kesiminin bir bent ile çevrilmesi durumunda büyütülmesi hususunda büyük potansiyel mevcut. Böyle bir durumda alt rezervuarda kullanılabilir plaka uygun bir şekilde genişletilmeli.

5.3 Tesis Açıklaması

5.3.1 Genel

Alt bölümlerde Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralin tesis parçaları aydınlatıcı bir şekilde izah edilir. Bu yapılırken de muhtemel bir genişletme konsepti de esas alınır. Bir sonraki planlama sürecinde (Feasibility Studie) farklı genişleme konseptleri incelenmeli ve tesis en uygun şekle getirilmeli.

5.3.2 Üst Rezervuar

Planlanan Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralin üst rezervuarı mevcut bir taş ocağı içerisinde inşa edilir. Buradan Atatürk Barajı'nın yapımında inşaat malzemeleri temin edilirdi. Taş ocağı Fırat Nehrinin üzerindeki bir yaylada Eskin köyünün yaklaşık 1 km güneybatısında bulunuyor.

Üst rezervuarın depolama hedefi enerji ekonomisine bağlı nedenlerden dolayı, ek kapama yapıları veya bentlere ihtiyaç olmadan olabildiğince yüksek belirlenir. Üst rezervuar maksimum 2.250 m uzunluğa ve 670 m enine sahiptir. Üst rezervuarın uç yüksekliği 449 m deniz seviyesinin üzerinde. Depolama hedefi ise deniz seviyesinin 447 m üzerinde, böylelikle de en az 2,0 m'lik bir Freeboard mevcut. Alçaltma hedefi ise deniz seviyesinin 444 m üzerindedir.

Üst rezervuar 8,91 hm³ toplam bir hacime sahip. Bu hacim 2,73 hm³ su miktarı ve 6,18 hm³'lik bir ölü alan olarak ikiye bölünür. Büyük ölü alan taş ocağın morfolojisi sebebiyle oluşur.

Bu alan PSW'nin konseptinde değişiklik yapılması durumunda alınacak ek önlemler ile (havuz içerisindeki deprem hareketliliği) kullanılabilecek bir hacim olarak değerlendirilebilir. Ancak şu an itibariyle bu gerekli bir adım değildir.

Mevcut taş ocağının tabanı giriş bölümünde düzleştirilir ve suyun giriş kısmına rahatça akabilecek şekilde inşa edilir.

Şu an itibariyle tabanın sadece belirli bölümlerinde, zeminin geçirgenliğinin yüksek olduğu noktalarda bir asfalt betonlamanın gerekli olabileceğinden yola çıkılmaktadır. Söz konusu bu bölümün belirlenmesi işlemi ise bir sonraki planlama aşamasında yapılacaktır. Tabanın betonlanması sızdırmaz tabandan, bağlayıcı tabakadan ve bir filtreleme tabakasından oluşmaktadır. Üst bölüm bir mastik kaplama tabakasına sahiptir. Filtre tabakası kesilmiş materyallerden oluşur. Asfalt beton tabakasının altındaki filtre tabakasının üst bölümüne bitüm emülsiyonu sıkılır.



Şekil 7 – Asfalt Betonlama Uygulaması (Projekt Maschine 11, PSW Vianden)

Arazinin doğu kısmı taş ocağının taban kısmına kadar düz şekilde düşer. Burada araziye düzleştirme işlemleri uygulanır ve uygun bir eğim açısı ile şekillendirilir.

Taş ocağının kuzeyinde ise oldukça dik eğim açıları mevcuttur.

Sabit olmayan malzemeden oluşan eğimler maksimum 1:2 bir eğim açısı ile uygulanır. Daha dik eğimler yığma işlemi ile düzleştirilir.

Taş ocağının batı ve güneydeki dik kaya duvarlarının yeterli ölçüde sağlam olduğundan yola çıkılır. Bazı kayalık alanların örneğin püskürtme beton ve demirlerle sağlamlaştırılması gerektiği varsayılır. Mevcut yarıklar enjeksiyonla ile kapatılır.

Üst rezervuardaki giriş bölümü havuzun kuzeybatısındaki kule olarak kullanılır. Giriş kulesi türbin faaliyetinde suyu üst rezervuardan cebri boru üzerinden santralin merkezine ve buradan da alt rezervuara iletmeye ve pompa faaliyetinde ise suyu alt rezervuardan üst rezervuara iletmeye yarar.



Şekil 8 – Giriş Yapısı İnşaat (Proje Machine 11, PSW Vianden)

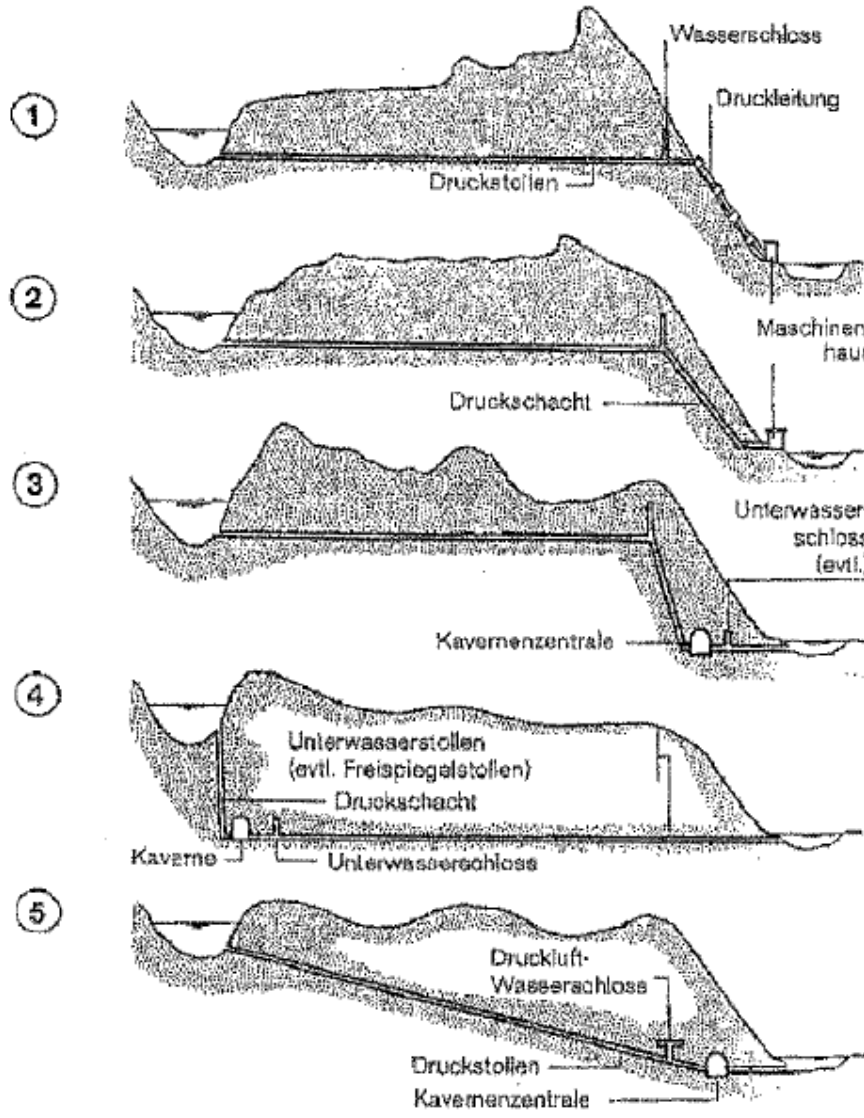
Giriş bölümü, giriş aralıklarının bulunduğu temel taban, kule ve kule salonun bulunduğu kule baş kısmı olarak bölümlere ayrılır. Kule salonu bir köprü vasıtasıyla ocağın kenar kısmında işletim yoluyla birleştirilir.

Giriş yapısının giriş aralıkları ızgaralar ile kaplanır. İhtiyaç duyulması durumunda (giriş kulesinde ve basınçlı kuyuda yenileme çalışmalarının yapılması) giriş aralıkları silindir koruyucuyla hava geçirmez şekilde kapatılabilir.

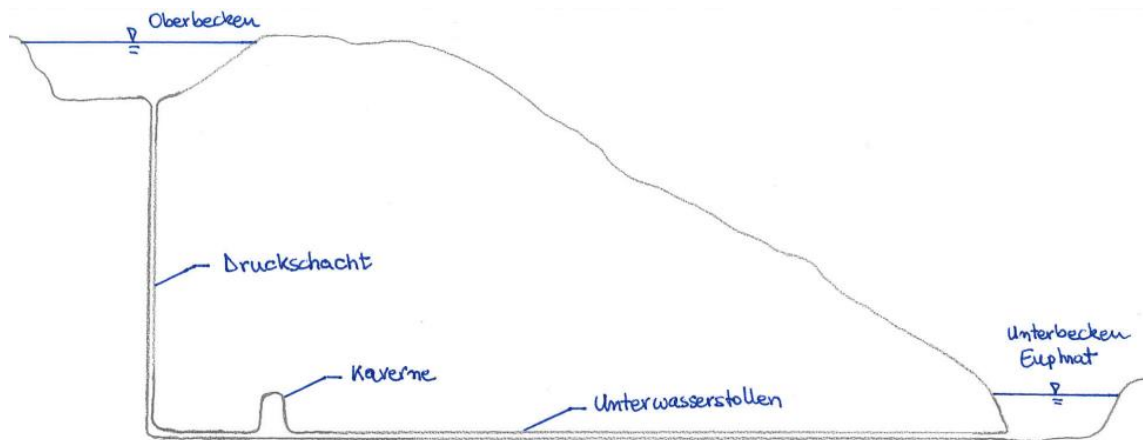
5.3.3 Cebri Su Borusu

Cebri su borusu üst rezervuarın giriş yapısını enerji santralini (yeraltı mağara) birleştirir. Bunun yanı sıra alt rezervuardaki tahliye bölümüyle de birleştirir.

Cebri su boru hattı yeraltından ilerler. Prensipte cebri su boru hattı için farklı olasılıklar mevcuttur. (Şekil 9)



Şekil 9 – Alternatif Cebri Su Borusu Şeması



Şekil 10 – Tercih Edilen Cebri Su Borusu Şeması

Proje alanının topografyası nedeniyle cebri su borusu sisteminin Skandinavya'da inşa edilen dikey basınçlı kuyu ve yeraltı kontrol merkezli hatta benzer şekilde düzenlemesi öngörülmektedir. (Şekil 9,Çözüm 4 ve Şekil 10)

Şanlıurfa PSW'nin cebri su boru hattı genel hatlarıyla aşağıda yer verilen bölümlerden oluşmaktadır:

- Yaklaşık 96 m dirsek borusu dâhil olmak üzere dikey basınçlı kuyu
- Elektrik santraline uzanan basınç tüneli, uzunluk yaklaşık 88 m
- Sualtı tüneli, uzunluğu yaklaşık 1.032 m

Şanlıurfa PSW için bir hidroelektrik santrali su düzenleme havuzu kısa sualtı tüneli ve ancak oldukça kısa süre içerisinde türbin işletmesinden pompa işletmesine geçebileceğinden, PSW'nin aktif güç işletmesinde öngörülen faaliyeti nedeniyle şu an için gerekli görülmemektedir. Hidroelektrik santrali su düzenleme havuzu gerekliliği bir sonraki planlama aşamasında incelenmedir.



Şekil 11 – Basınçlı Kuyu İçin Raise-Boring (Projejt Maschine 11, PSW Vianden)



Şekil 12 – Basınç Kuyusu Beton Kaplama İşlemi (PSW Limmern)

Yeraltı tünel ve kuyuların uygulama şekilleri bir sonraki planlama aşamasında belirlenir.

Kısa yeraltı basınç kuyusundan oluşan, yüzey üstüne yerleştirilen çelikten yapılmış bir basınçlı hava borusu ve Fırat'ın kıyısındaki bir güç kaynak merkezinden oluşan bir çözüm yolu bulmak prensipte mümkün. Ancak böyle bir çözüm ile maliyette tasarruf yapılması söz konusu değildir. Çünkü bir güç kaynak merkezinin inşa edilmesi bir elektrik santralının inşa edilmesine kıyasla çok daha maliyetlidir. Bu yüzden de bu çözüm dikkate alınmamaktadır.

5.3.4 İşletmeye Açılan Ek Donanımlı Elektrik Santral

Elektrik santrali yeraltında yeraltı yapıları şeklinde inşa edilir. Üst rezervuarın yaklaşık 50 m kuzeybatısında yaklaşık 150 m derinlikte bulunur.

Elektrik santralının tam uzunluğu, büyüklüğü ve konumu bir sonraki planlama aşaması çerçevesinde incelenmeli. Bu noktada jeoloji ve tesis tekniği rol oynamaktadır. Yeraltı merkezinin derinlik konumu makinaların ve cebri su borusu hattının bulunduğu bölgedeki hidrolik koşullara bağlıdır.

Yeraltı merkezine, bir Francis pompa tribününden ve bir motor jeneratöründen oluşan dikey eksenli pompaj depolamalı (iki makineli) bir sistem yerleştirilecek.

Bu makine konsepti yeraltı merkezi boyunca sağlam bir inşaat olanağı sağlamaktadır. Yeraltı merkezinde aynı şekilde jeneratör şalterleri, iki kutuplu şalterler, jeneratör transformatörü, orta gerilimli elektrik dağıtım tesisi ve şahsi ihtiyaçların karşılanabilmesi için tesisler yer alır. (Bölüm 5.6.2)

Enerji dağılımı dikey bir kuyu üzerinden toprağın üzerinde bulunan kuyunun baş kısma kadar iletilir. (Bölüm 5.7)

Yangın durumunda yeraltı merkezinin dumandan arındırılması için aynı şekilde merkezi kısımdan üst rezuvara kadar uzanan bir dikey kuyu mevcuttur. Dumandan arındırma kuyusuna havalandırmalar tesis edilir.

Yeraltı merkezi bir giriş kuyusu ile bağlantılıdır. Giriş kuyusu merkeze temiz hava girişinin sağlanması, kaçış yolu olarak, drenaj ve sızan suyun kuyu ve yeraltı sisteminden dışarıya tahliye edilmesinde de yardımcı olur.

Giriş kuyusu, üst rezervuarın kuzeyindeki taş ocağına uzanan mevcut bağlantı yolunda başlar ve makine bölümü zemini düzeyinde elektrik santrali merkezine bağlanır. Giriş kuyusu yaklaşık 1.186 m uzunluğuna ve 10 %'luk orta düzeyli bir eğime sahip.



Şekil 13 – Yeraltı Kontrol Merkezi (Proje Machine 11, PSW Vianden)



Şekil 14 – Yeraltı Kontrol Merkezi İnşaatı (Proje Machine 11, PSW Vianden)

Yeraltı kontrol merkezi, tünel ve kuyuların uygulama şekilleri bir sonraki planlama aşamasında belirlenir.

5.3.5 Alt Rezervuar (Fırat)

Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralin alt rezervuarı olarak Fırat Nehri hizmet eder. Fırat Nehrinin suyu bu bölgede Birecik Barajı nedeniyle tutulmaktadır. Birecik Barajının depolama alanının depolama hedefi [22] uyarınca deniz seviyesinin üzerinde 385,00 m dir. En düşük su seviyesinin (alçaltma hedefi) ise 2005-2014 [21] yılları arasındaki su seviyesi ölçümlerine göre deniz seviyesinin 380,00 m üzerinde olması bekleniyor.

Fırat'ın alt rezervuar olarak kullanılmasının en büyük avantajını, tesisleri (bent ve sızdırmaz taban vs) ile birlikte inşa edilecek yapay bir alt rezervuarın yapımına ihtiyaç duyulmaması ve bu sayede bu masraflardan tasarruf edilmesi oluşturmaktadır.

Çıkış yapısı Fırat'ın orografik sol kıyısında bulunur. Burası su altındaki kuyunun suyun altındaki bitiş kısmını oluşturur. Çıkış yapısının ilk yeraltı bölümünde UW kuyusunun daire benzeri şekli kare şeklindeki bir profile dönüştürülür. Bunu bir ara parçası olan stoplogs bölümü ve ardından da son difüzör izler.

Çıkış yapısının son kısmını hesaplama sistemi oluşturur. Stoplogs kuyusunun üzerine stoplogsların kullanımı için bir çalışma platformu inşa edilmesi planlanıyor.

Çıkış kesitinin üst kenarının Fırat'ın en derin su seviyesinin yaklaşık 1 m altında olması gerekmektedir. Bu şekilde her çalışma durumu için pompaj faaliyeti sırasında hava girişi engellenir.

Çıkışın tabanı Fırat Nehir yatağından çok daha derindir. Her iki yükseklik seviyesinin bağlantısı bir rampa vasıtasıyla gerçekleşir.

Çıkış yapısının kesin güzergâhı ve rampanın akıntıya ugun hale getirilmesi sonraki planlama aşamalarında ele alınmalı.



Şekil 15 – Çıkış Yapısı Ve Taban Bağlantısı (Proje Machine 11, PSW Vianden)

Fırat'ın alt rezervuar olarak kullanılması için diğer planlama aşamalarında aşağıda yer verilen çerçeve koşulları dikkate alınmalıdır:

- Şanlıurfa pompaj depolamalı hidroelektrik santralin faaliyeti için Birecik Barajına da ihtiyaç vardır. Birecik elektrik santralinin faaliyeti bundan sadece çok az miktarda etkilenir. Depolama alanındaki küçük (yaklaşık 5-6 cm) su seviyesi yükseliş ve düşüşlerini dengelemek için Birecik elektrik santrali barajında önlemler alınmalı. Barajın işletme yönetmeliği de pompaj depolamalı hidroelektrik santralin faaliyetine uygun olarak düzenlenmeli. Sonraki planlama aşamalarında Birecik elektrik santrali işletmecisi ile görüşmelerde bulunulması da uygundur.

- Fırat'tan çıkan maddeler PSW'nin faaliyeti ile birlikte üst rezervuara taşınabilir ve buraya depolanabilir. Bunun için de yeterli büyüklükte bir ölü alan mevcut. Gerekli olması durumunda (tahliye, arıtma vs) işletmeyle ilgili önlemler alınabilir. Maddelerin büyük bölümünün kati suretle Atatürk Barajı tarafından tutulduğundan yola çıkılır.
- Fırat su boşaltma alanındaki çıkış yapısı nedeniyle su baskınlarında taş molozların meydana gelmesi mümkün. Çıkışların molozlardan arındırılmasına ilişkin işlemler (örneğin örneklemelerle) daha sonraki süreçlerde incelemeye alınmalı. Yoğun taş molozların yaşandığı ve/veya Atatürk Barajının temizlenmesi işlemi sırasında faaliyetin durdurulması önerilir.

5.3.6 Malzeme Yönetimi

Üst rezervuarın şekillendirilmesinde geniş kapsamlı bir kütle dengelemesi hedeflenmektedir. Bu da havza (ölü bölüm) kısmındaki bütün kazı malzemelerinin yeniden depolanıp değerlendirileceği anlamına gelmektedir.

Yeraltı yapılarının (tünel, yapılar vs) kopan/ayrılan bölümlerinin bir bölümünün (örneğin agrega veya dökme malzemesi) olarak inşaat malzemesi olarak yeniden kullanılabilmesi varsayılmaktadır. Malzemelerin buna uygun olup olmadığı ise jeolojik koşullara bağlıdır, bunların da projenin sonraki aşamalarında daha detaylı incelenmesi gerekir. Kazı malzemelerin kullanılabilirliği aynı zamanda basınç şekline de bağlıdır. Tünel ve kuyunun geleneksel basıncının ayrıca mekanik basıncının (özellikle de UW tünelleri ve dikey kuyular için) da meydana gelmesi muhtemel.

Yeraltı yapılarının kazı malzemesinin geri kalan bölümü ve Fırat'taki çıkış yapılarının inşaatı için yapılan malzeme kazılarının üst rezervuar bölümünde depolanmalı.

Malzeme yönetimi ile ilgili detaylar sonraki planlama süreçlerinde incelenmeli.

5.3.7 Gelişme

Proje alanına D-875 karayolu (Şanlıurfa Adıyaman Yolu) üzerinden ulaşılmaktadır. Atatürk elektrik dağıtım tesisinden Eskin'den geçen ve planlanan üst rezervuara giden bir yol ayrılmaktadır. Üst rezervuar çevresindeki mevcut caddeler bir çevre yolu olarak verilir. Çevre yolu ise makadam yol (çakıl yol) olarak tasarlanmıştır.

Çıkış yapıları ve stoplogların çalışma platformlarına yeni inşa edilecek bir çakıl yol üzerinden erişmek mümkün.

5.4 Çelik Yapı

5.4.1 Giriş Yapıları Üst Rezervuar

Giriş yapıları kısmında kalın eleme işlemi yapılır. Basınçlı kuyuya giriş bir silindir koruyucu ile kapatılır. Silindir koruyucunun kaldırılması ve indirilmesi giriş kulesinde bulunan bir kaldırma düzeneği ile gerçekleşir Çelik Yapı.

5.4.2 Basınçlı Kuyu ve Basınç Tünelleri

Basınçlı kuyu ve basınç tünelleri bölgesinde kaplamaya ihtiyaç olup olmadığı ve ihtiyaç varsa hangi kapsamda yapılacağı jeolojik koşullara daha doğrusu iç bölümün işleyişine bağlıdır.

Maliyet tahmininde basınç tünellerinin bir bölümünün elektrik santral merkezinin hemen önünde bulunacağından yola çıkıldı.

5.4.3 Fırat Çıkış Yapıları

Çıkış yapıları ince eleme işlemiyle donatılır. İnce temizleme işleminin gerekliliği sonraki planlama aşamalarında ele alınmalı. Büyük olasılıkla bir filtreleme temizleme makinesine ihtiyaç olacaktır.

Su altındaki tünelin bitimine stoplogslar yerleştirilir. Bunlar çalışma platformu bölümünde depolanır ve ihtiyaç halinde bir hareketli vinç ile kullanılır.

5.5 Mekanik Tekniği

5.5.1 Pompaj Türbin

Makine Seçimi

Mevcut düşme yüksekliği ve gerekli olan inşaat su miktarı nedeniyle Francis pompaj türbini makine olarak kullanılır. Francis türbinler orta basınç tesisleri olarak kabul edilir ve geniş bir faaliyet alanı için uygundur.

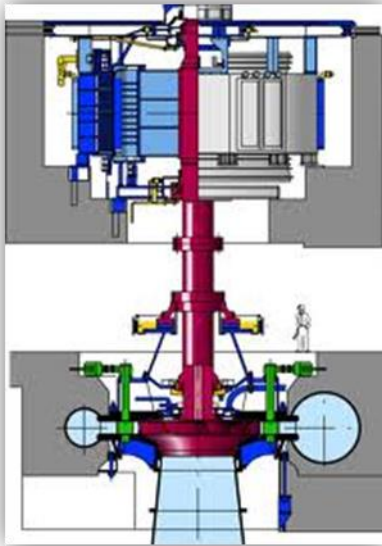
Makinaların birim sayısı istenilen türbin performansının yelpazesine bağlıdır. Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali için aktif güç üretimi daha kısıtlı şekilde önem arz etmektedir. Maliyet ile ilgili nedenlerden dolayı bir pompaj türbin çok daha uygun olacaktır.

Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin toplam kurulu kapasitesi motor-jeneratör bağlantısında 30 MW kapasitesindedir. Güç alanı tam kapasiteden daha alt kısımdaki kısmi güç bölümüne hareket eder. Burada yüzde % 50'lik kısmi bir güç ise kabul edilebilir bir etki derecesine sahiptir.

Tek makine çözümünde ise makinenin tamamen durması tehlikesi mevcuttur. Gerekli bakım ve yenileme çalışmaları yıllık uygun dönemlerde yapılmalı.

Francis türbinleri temelde yatay veya dikey eksenler ile düzenlenir. Küçük tesisler çoğunlukla dikey olur, pompaj türbinler ve jeneratörler ortak bir taban çerçevesinde bulunur. Daha büyük tesislerde güç dağılımı çok daha zorlaşır. Düşük dönme sayısı nedeniyle büyük bir jeneratör çapı ortaya çıkar ve burada dikey bir uygulama önerilir. Burada jeneratör ve türbinler hareketsiz bir şekilde birbirine bağlıdır ve bütün eksen güçleri bir depo vasıtasıyla boşaltılır. Türbinlerin bölümünde bir radyal bir depoda inşa edilir.

Şekil 16'da Francis Pompa Türbininin anabilesenine yer verilmektedir.



Şekil 16 – Motor-Jeneratör Dâhil Olmak Üzere Bir Francis Türbini Şeması

Türbin Düzenlemesi

Türbinler sürekli sabit devir sayısında işletilir. Değişken düşme yüksekliği daha doğrusu akıştaki değişikliklere uyum difüzör ile sağlanır. Pompaj türbinlerinin jeodetik düşme/yükseklik alanı üst ve alt rezervuarın (Fırat-Birecik depolama santral) depolama ve alçaltma hedefiyle belirlenir.

Difüzör ayarlanabilir kanatlardan, kanat halkalarından ve bağlayıcı kontrol kolundan oluşur.

Difüzör durma konumundan başlangıç yapılmasını, 50 Hz ağ jeneratör senkronizasyonu ve türbin gücünün değiştirilmesini sağlar. Difüzör aynı zamanda ihtiyaç halinde güvenilir bir kapanış gerçekleştirilmesinden de sorumludur.

Pompa İşlemi

Pompa işlemi için motor-jeneratörün çevirme yönü değiştirilir ve Francis Türbini dönme pompası olarak kullanılır.

5.5.2 Kapatma Düzenekleri

Türbin Kapatma Düzenekleri

Türbinin hemen ön kısmına ana kapatma düzeneği yerleştirilir. Kapatma düzeneği güvenilir bir kapanma işlemi garanti etmekle yükümlüdür. Acil kapatmaya uygundur. Bu sayede güvenilir bir kapanma işlemi yabancı bir enerji kullanılmadan sağlanmış olur.

Emiş Borusu Kiliti

Pompa türbininin su altındaki kısmında da bir bent öngörülmektedir. Bu sayede, su altındaki tüneller boşaltılmadan türbin ve emme borusunun kurutulması sağlanır.

Kullanım için bir sürgülü bir koruma veya bir stoplogs kiliti uygundur. Emme borusunun tahliyesi bir pompa istasyonu sayesinde gerçekleşir.

5.5.3 Mekanik Elektrik Santral Teçhizatı

Vinç Sistemleri

Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral için önemli kabul edilen vinç sistemlerine aşağıda yer verilmektedir:

- Üst rezervuardaki giriş yapıları için vinç sistemleri
- Kuyu-Denetim Birimleri- Basınçlı Kuyu
- Yeraltı kontrol merkezinde makine dairesi vinci
- Yeraltı kontrol merkezi yardım vinçleri
- Çok sayıda küçük kaldırma mekanizmaları

Çok sayıda montajlar için mobil vinçlerin kullanılması da öngörülmüyor (örneğin stoplogların çıkış yapılarında devreye girmesi durumunda).

Su Soğutma Sistemi

Jeneratör ve deponun atık ısı tahliyesi kapalı bir soğutma suyu sistemi ile gerçekleşir. Isı yayılımı su altı kanalına yerleştirilen bir ısı değiştiricisi sayesinde gerçekleşir. Soğuk mevsimlerde, yeraltı kontrol merkezinin soğuk havalandırma ısısını ısıtılmak için bir ısı ayrışması öngörülür.

Drenaj Sistemi

Ortaya çıkabilecek sızıntı ve drenaj suları yeraltı yapılarının en derin noktasında toplanır ve bir pompa istasyonu vasıtasıyla sualtı kanalına taşınır.

Farklı Mekanik Elektrik Santralleri

- Drenaj Sistemi
- Pompa Türbininin Püskürtme Sistemi
- Basınçlı Hava Tedariği
- Petrol Arıtma Sistemleri

5.6 Elektro Teknik

5.6.1 Motor-Jeneratör

Motor-jeneratör olarak bir senkron makinesi öngörülmektedir.

Türbin işletmesinde motor-jeneratörü, 380-kV ağı aktarılan elektrik enerjisini üretmeye yarar. Motor-jeneratör pompa türbininde elektriği PV tesisinden daha doğrusu 380-kV'lık ağdan temin eder ve bu elektriği potansiyel enerjiye dönüştürür.

Makine uygulaması dikey şekildedir ve pompa türbinine bağlıdır. Motor-jeneratör enerji iletim sistemi ile makine transformatör ile bağlıdır.

Motor-jeneratörün soğutması hava-su-ısı değiştiricisi ile gerçekleşir.

5.6.2 Elektrik Santral Teçhizatı

Makine Transformatörü

Elektrik santralindeki üç aşamalı makine transformatörü, motor-jeneratör ve ağ arasındaki elektrik enerji aktarımına yarar. Düşük gerilim ve yüksek gerilim tarafında bağlantı, temasa dayanıklı priz bağlantılı orta gerilim kablosu ile gerçekleşir.

Makine transformatörü yangın koruma duvarlarıyla komşu odalardan ayrılıyor ve bir püskürtme tesisi ile korunuyor. Hava ile doğal bir soğutma öngörülüyor.

Orta Gerilim Dağıtım Tesis

Elektrik enerjisinin içerideki dağıtımı ve atılmasını sağlamak için yeraltı kontrol merkezinde, makine transformatörün bağlı olduğu orta gerilim düzeyinde bir dağıtım tesisi yapılması planlanıyor. Şahsi kullanım transformatörün çıkışının da burda olması planlanıyor.

PSW ve PV tesisinin (100 MWp) bağlantısı için başka bir orta gerilim düzeyindeki dağıtım tesisi kuyu binasının üst kısmına inşa edilecek. Burada, yüksek gerilim-açık hava dağıtım tesisinin binasında bulunan 380-kV güçteki transformatörün kablo çıkışı vardır.

Orta Gerilim ve Düşük Voltaj Tedariği

400 V düşük voltaj dağıtım tüketicileri yeraltı kontrol merkezinde orta düzeydeki dağıtım tesisindeki mevcut çıkışlar ile MS/NS transformatörler tarafından beslenir. Şahsi gereksinim tedariği ise 380-kV ağdan ve/veya PV tesisinden daha doğrusu makineler faaliyetleyken doğrudan jeneratörden sağlanır.

Elektrik kesintisinde olabileceği gibi dışarıdaki bütün malzemelerin çalışmaması durumunda güvenlikle ilgili bütün tesislerin (örneğin drenaj) bir yedek akım dizel jeneratör sayesinde çalışması mümkün.

Kuyu binasının üst bölümüne de şahsi gereksinim transformatörü yerleştirilmesi planlanmaktadır.

220-V- ve 24-V- Doğru Akım Tedarik Tesisleri (DC)

Kontrol, yönetim, düzenleme ve iletişim tekniği sistemlerinin tedariği için yeraltı kontrol merkezine şarj ve kontrol tesisleri ile birlikte inşa edilen 220 V gücündeki bir batarya tesisinin yapılması planlanıyor. 24-V-DC doğru akım tedariği, DC/DC transformatörler üzerinden 220 V DC tesisinden elde edilir.

400 V Güvenli Alternatif Akım

Kesintisiz elektrik tedarik tesisi (USV) yeraltı kontrol merkezindeki güvenlikle ilgili alternatif akım kullanıcılarının tedarikini sağlamakla sorumludur. Bu noktada batarya tesisindeki dalgalı akım değiştiricilerle gerekli alternatif akım oluşturulur.

Acil Elektrik Tedarik Tesis

Yeraltı kontrol merkezine jeneratör gerilim seviyesine acil toplama çubuğunun aktarılabilmesi için bir acil durum dizel gücün yerleştirilmesi planlanıyor. Bu toplama çubuğundan güvenlik tesislerinin doğrudan aktarımı ve yeraltı kontrol merkezi ile kuyu binasının üst kısmındaki orta gerilimli dağıtım tesisi aktarımı gerçekleştirilir.

Topraklama, Paratoner, Fazla Gerilimden Koruma ve Potansiyel Dengeleme

Betonlama dahil olmak üzere toprağa gömülü bakır iletici tel hatlardan oluşan bir topraklama ve paratoner tesisinin yapılması planlanmaktadır. Paratoner dahil bütün iletken parçalar tesis odasındaki topraklamaya ve potansiyel dengelemeye dahil edilir.

Elektrik Tesisatı/ Işık ve Güç Tesisatı

Işık ve güç tesisatı geçerli norm ve kurallara göre hazırlanır ve düşük gerilim tesisine bağlantısı yapılır. Işıklandırma normal, acil ve güvenlik ışıklandırmasından oluşmaktadır.

5.6.3 Otomasyon

Uyarma, Voltaj Düzenlemesi

Alternatif akım ikaz makinesi, doğrudan kutup çarkı bobinajını aktaran ve NS ucuna uygulanan dönen köprü diyotlar bulunan bir dış kutuplu senkron jeneratörüdür

Diyotlar daha doğrusu bağlantıları, dinamik olaylarda ikaz devresinde gelişen gerilim ve akıntılara ve devir sayısındaki mekanik zorluklara karşı gelebilecek şekilde sıralanmıştır.

Gerilim düzenleyicisi (regülatörleri) için ya kendine ait bir kontrol dolabı hazırlanmalı ya da makine bölümünün bir kontrol dolabına (örneğin türbin kontrol dolabı) dahil edilmeli.

Gerilim düzenleyicileri modern, dijital mikro-işlemci bir teknolojiye dayanmaktadır.

İletim Tekniği

PSW, aşağıda yer verilen elementlerden oluşan modern bir dağıtım sistemi (PLS) ile donatılır.

- Arşivleme sistemli iletim, hizmet ve gözetim düzeyi
- Merkez dışı otomasyon birimlerinin bulunduğu otomasyon düzeyi
- Kontrol fonksiyonlu ve yönetim için otomatik frekansları bulunan bireysel makine otomasyonu
- İçerideki veri aktarımı ve dışarıdaki birimler ile veri alışverişi için iletişim birimleri

Elektrik Koruma Birimleri

Es werden digitale, multifunktionale Schutzgeräte vorgesehen für:

- İkaz tesisleri, jeneratör bölümü, makine transformatörü bulunan motor-jeneratörleri için
- 380-kV-Enerji bölümü için
- Orta gerilim tesisleri için (yeraltı kontrol merkezi ve kuyu binası üst kısmı)

Dijital, çok fonksiyonlu koruma aygıtları planlanmaktadır. Elektrik koruma birimleri normal olmayan faaliyet ve arızaların farkına varılmasına yarar. Bunun için uygun elektrik

ölçüleri koruma rölelerine aktarılır ve değerlendirilir. Olası bir arıza durumunda güç düşmesi gibi gerekli çalıştırma organları kapatılır. Koruma sistemi, ihtiyaç olandan fazlasının sağlanabileceği ve bir bileşen veya işlevin arıza yapması durumunda sorunun güvenilir bir şekilde kontrol altına alınacak şekilde hazırlanır.

5.7 Enerji Bölümü ve Ağ Bağlantısı

5.7.1 Motor-Jeneratör İçin Enerji Aktarım Sistemi

Sistem bir taraftan, türbin/jeneratör işletmesinde üretilen elektrik enerjisinin makine transformatörü ve orta gerilim hattı üzerinden yüksek gerilim hattına bölünmesine daha doğrusu diğer taraftan da pompa/makine işletmesindeki elektrik işletme enerjisinin kullanılmasına yarar. Gerekli güç şalterleri ve ayırıcıların yanı sıra fazla voltaj iletkeni, elektrik ve voltaj transformatörleri de içerir.

Jeneratör voltajının yeraltı kontrol merkezinde daha yüksek orta gerilim seviyesine dönüştürülmesiyle enerji zarara uğramadan dışarıya, enerji dağıtım şaftı üzerinden kuyu binasının üst kısmındaki orta gerilim tesisine taşınır ve buradan ithal edilir. Kablolar enerji dağıtım şaftına kablo hat ve halkalar ile monte edilir.

Kuyu binasının üst kısmındaki orta gerilim tesisinde PV tesisi ve PSW'nin birleşme noktası da bulunmaktadır.

5.7.2 Ağ Bağlantısı

PSW PV tesisi ile birlikte 380-kV'lık ağa bağlanır. Bağlantı enerji santrali binası etrafından geçen yüksek gerilim açık hattında gerçekleşir.

380-kV ağ aktarımı, kuyu binasının üst kısmındaki dağıtım tesisindeki orta gerilim kablosu üzerinden elektrik santrali binasındaki dağıtım tesisindeki bir yüksek gerilim transformatörü ile gerçekleşir

100 MW alternatif akım gücüne sahip bitişik PV tesisinin her biri 4 MVA güce sahip 25 transformatör ile birleştirilmesi planlanmaktadır. Enerji dağıtım kuyu binasının üst kısmındaki orta gerilim dağıtım tesisine bir orta gerilim bağlantısı ile hayata geçirilir. Bu sayede pompa faaliyeti için şahsi üretimden elde edilen enerji tedariki sağlanacak. Enerji fazlalığı 380-kV ağa aktarılır.

5.8 Diğer Teçhizatlar

5.8.1 İnşaat Teçhizatları, Güvenlik Ekipmanları

Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral İçin Aşağıda Yer Verilen Birimler Önem Arz Etmektedir:

- Yangın Koruma (Yangın Alarm Sistemi, Transformatör Yangın Sondürme Birimleri, Motor-Jeneratör Yangın Söndürme Birimleri)
- Erişim Kontrolü Ve Denetleme Tesisleri
- Tıbbi Atık İşlevi Ve Atımı Dâhil Sıhhi Tesisler
- Su Koruma Birimleri
- Isınma, Havalandırma, Klima (Hlk-Tesisleri)
- Asansör Tesisleri
- Kurulum Ve Montaj Ekipmanları

Aşağıda yer verilen mekanik havalandırma tesislerinin kurulması planlanmaktadır:

- Yeraltı Kontrol Merkezinin Hijyenik Hava Değişiminin Sağlanması Ve Isı Akımı İçin Havalandırılması
- Erişim Tünelinin Enerji Dağılımı İçin Havalandırılması
- Baca Tesisleri
- Yeraltı Kontrol Merkezinde Ve Kuyu Binasının Üst Bölümündeki Bekleme, Teknik Odalar Ve Elektrik Faaliyet Odalarında Havalandırmalar

Yeraltı yapılarında ve yeryüzündeki kuyu binasının üst bölümünde iç kısımlarda aşağıda yer verilen işlemlere ihtiyaç vardır:

- Zemin Ve Fayans İşleri
- Boya Ve Alçı İşleri
- Ses Ve Isı Yalıtımı
- Metal Konstruksiyon
- Kilit İşleri
- Tesisat İşleri
- Cam Ve Pencere
- Çatı İşleri

5.9 Hayata Geçirilme Süresi

Şanlıurfa Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin planlama ve onaylama süresinin uzun süren onaylama süreci (Bölüm 4.2) nedeniyle üç ila dört yıl sürmesi beklenmektedir.

İnşaat süresinin de aynı şekilde en az dört yıl sürmesi bekleniyor. Buna göre PSW'nin en erken 2023 yılında faaliyete başlaması mümkün.

Zamanlama ile ilgili ilk taslak ek 8'da mevcuttur. Proje ile ilgili kesin zamanlama bilgileri ise sonraki planlama aşamalarında ele alınacaktır.

5.10 Genişletme Olanakları/ Seçenekler

Seçilen alanda prensip itibarıyla PSW tesisi inşaatı ile ilgili farklı olanaklar da mevcut:

- Üst rezervuarın kullanım hacminin büyütülmesi
- Yeraltı kontrol tesisi yerine kuyu santrali
- Yer altındaki su sistemlerinin yerine yerin üst kısmında basınç boruları
- vs.

Bu konudaki detaylı incelemeler sonraki planlama süreçlerinde mümkün olacaktır.

PSW'nin çok daha verimli olmasına ihtiyaç duyulması durumunda üst ve alt rezervuar arasındaki yükseklik farkının çok daha büyük olduğu farklı yerler de dikkate alınabilir. Örneğin Birecik santrali çevresinde uygun bölgeler bulmak mümkün.

Daha büyük bir PSW tesisi gücün özel maliyetini (USD/MW) düşürebilir. Yaklaşık 500 ila 700 MW arasındaki bir performasta 1.000 ila 1.400 USD/MW arasında değişen maliyetlere ulaşmak mümkün.

6 PV-TESİSİ

6.1 Genel

Bir Fotovoltaik tesis (PV tesisi) başlıca güneş modüllerinden, altyapı, akım dönüştürücü ve transformatörlerden oluşur. Burada 100 MW güce sahip bir PV tesisi incelenecektir.

Bir PV tesisinin performansı, P_{AC} alternatif akım veya PDC güneş modülü nominal güç zemininde tanımlanabilir. Türkiye'nin teşvik düzenlemeleri çerçevesinde performanslar alternatif akım doğrultusunda açıklanır. Bununla birlikte PV tesisinin performansı incelemesi de aynı şekilde alternatif akım ile gerçekleştirilir.

Bu yüzden de güneş modüllerinin nominal gücü en uygun ölçülerde ve tam kapasite kullanımda zikredilen alternatif akım gücü performansı yaklaşık % 20 fazla olacaktır.

6.2 Güneş Işınları

Türkiye'nin güneyinde bulunan Şanlıurfa'nın çevresi 1.900 kWh/m^2 toplam güneş ışığı ve günde ortalama 8 saatten fazla görülen güneş ile ışıktan elektrik üretilecek en elverişli bölgeler arasında yer almaktadır. Özellikle de yağışların fazla olmadığı mayıs ila ekim ayları arası güneş aylık 300 saatten fazla görülür.

Gerçi temmuz ve ağustos aylarında sıcaklık 38°C üzerine çıkıyor. Bu da Fotovoltaik tesisin elektrik üretimi performansını bir nebze etkilemektedir. Ancak bu performans düşüşü güneşin görüldüğü yaklaşık 12 saatlik fazlalık ile telafi edilir. Bununla sabit izlenmeyen güneş modülleri dahi yaz aylarında günde 6,0'dan fazla tam kapasite güçle enerji üretimi gerçekleştirebilir.

Yıl bazında bakıldığında güneş modülleri 1 MWp nominal güçle ortalamada 1.614 enerji üretmiş olur. 100 MW_{AC} güce sahip bir tesiste ise bununla birlikte 197,4 GWh üretilen toplam enerji miktarı ortaya çıkmaktadır.

6.3 Alan Analizi

PV tesisin inşası için, PSW'nin üst rezervuarı olarak hizmet edecek olan bir taş ocağının çevresindeki alan uygun görülmüştür.

PV tesisi deniz seviyesinin 450 ila 500 m üzerindeki bir yükseklikte kurulacak. Coğrafi olarak alanlar $37^\circ 26'$ kuzey enleminde ve $38^\circ 16'$ doğu boylamında bulunmaktadır. Batıda Yeniköy, güneyde Karacaören ve doğuda Eskin yerleşim yerleri bulunmaktadır.

Alana, mevcut altyapı sayesinde, barajın kurulması ve taş ocağının kullanılmasıyla gelişmiş ve geniş caddelerden ulaşmak mümkün.

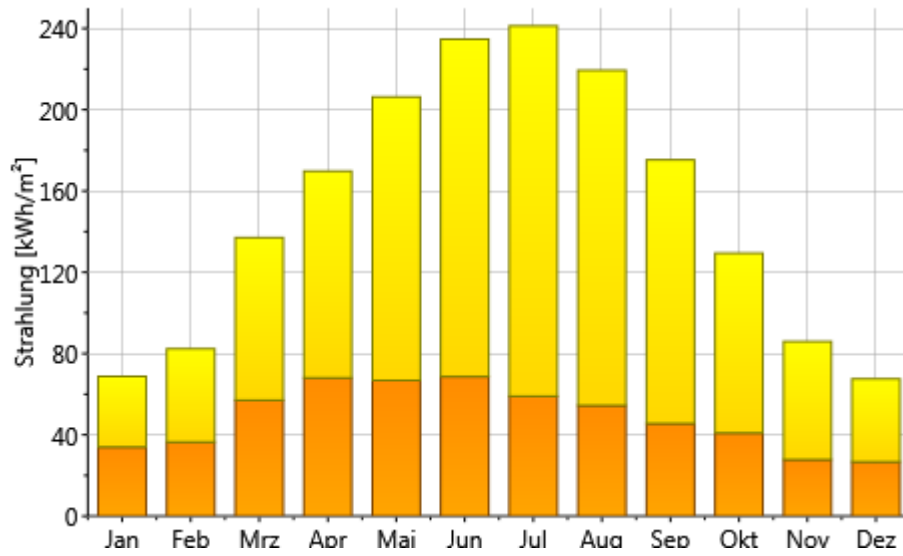
PV tesisinin kullanımına hazır yerleşim yerleri şimdilerde tarımsal olarak kullanılmıyor ve DSİ'ye daha ziyade yerel çiftçilere aittir.

Alan büyük ölçüde düz, ancak uydu görüntülerinde bu çalışma çerçevesinde kısmen değiştirilmesi gereken veya düzeltilmesi gereken tek tük kraterler ve yer yer eşitsizlikler saptanmıştır.

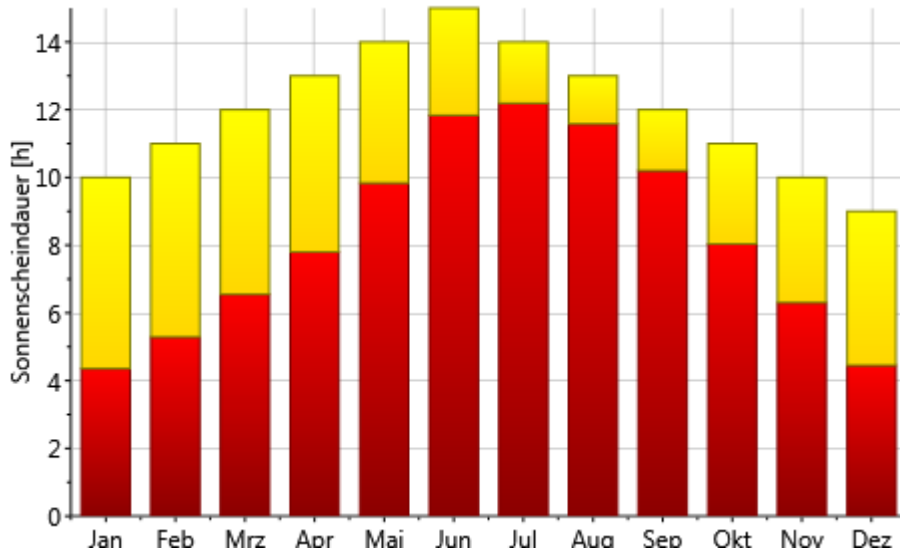
6.4 Güneş Açısından Alan Değerlendirmesi

Alanda güneş ışığı oranı oldukça yüksektir ve bütün aylarda burası geniş ölçüde güneş ışınlarını doğrudan almaktadır.

Şanlıurfa için „Metenorm“ hava verileri simulasyon programında uygun hava verileri saptanmıştır. Şekil 17'de yıl içerisindeki toplam güneş ışıınımı ve yayınlık ışığın oranını göstermektedir (turuncu).

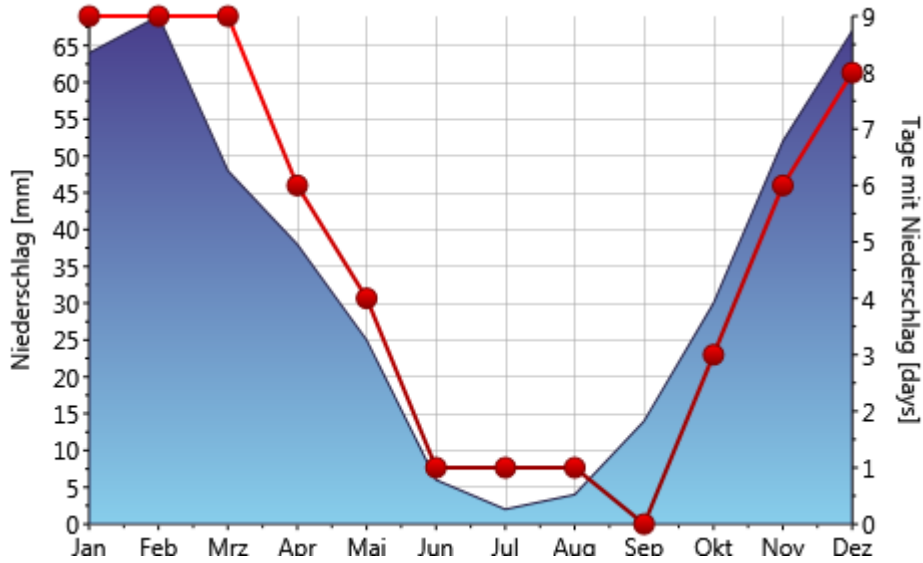


Şekil 17 – Şanlıurfa'da Yıl İçerisinde Sıcaklık Dağılımı (Meteonorm)



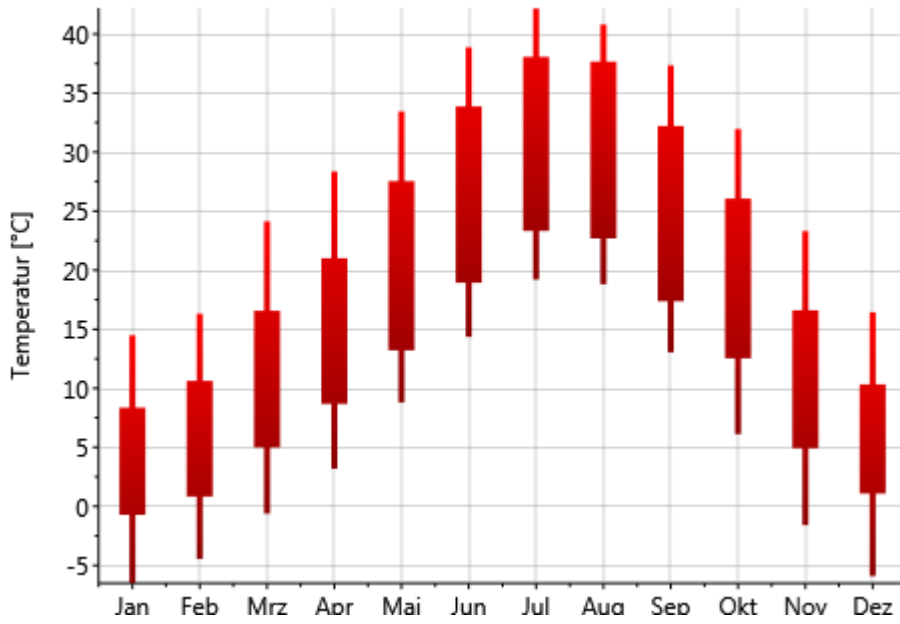
Şekil 18 – Güneş Süresi (Meteonorm)

Yaz aylarında gündüzleri yağış (kırmızı eğim) ve yağış miktarının (mavi) kısıtlı olduğu görülür. (Şekil19)



Şekil 19 – Yıl içerisinde Şanlıurfa'da yağış alan günler ve yağış miktarı (Meteonorm)

Sıcaklık eğimi Şanlıurfa'da sıcak yaz aylarının ve soğuk kış aylarının olduğunu gösterir. (Görüntü 20).



Şekil 20 – Yıl İçerisinde Şanlıurfa’da Sıcaklık Dağılımı (Meteonorm)

6.5 Teknoloji Seçimi

6.5.1 Genel

Güneş modüllerinde, akım dönüştürücülerinde ve montaj türlerinde, kısa bir karşılaştırma sonrasında bir ön seçim yapılan, farklı sistemler mevcuttur.

Bunların tesis planlamasına, maliyete ve enerji getirisine büyük etkileri vardır.

Bu ön çalışma çerçevesinde yatırım masrafları, enerji getirisi ve mevcut işletme maliyetleri olabilecek en uygun şekilde getirildi.

6.5.2 Güneş Modülleri

6.5.2.1 Genel

Pazarda güneş modülleri için genel olarak, kristalli ve ince (film) tabaka modülleri olarak ikiye ayrılan altı teknoloji mevcuttur.

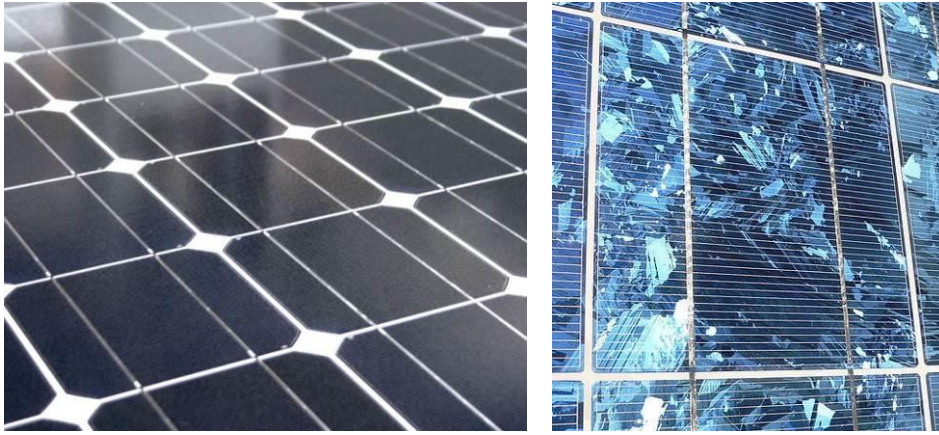
6.5.2.2 Kristal Teknolojisi

Kristalli güneş modülleri silisyumdan oluşan mono kristal veya polikristal fotopiller ile üretilir. Modüller aynı şekilde sınıflandırılmıştır.

Hücreler kalınlığı yaklaşık 150 µm olan kaşelerden üretilir. Her bir silisyum hücresi yaklaşık 0,5 V_{DC} gerilime sahiptir. Hücreler sırasıyla açıldığından 60 hücreli tipik bir güneş modülü 30 V_{DC} çalışma gerilimine sahiptir. 36 V_{DC} nominal güce sahip 72 hücreli güneş modülleri alışılmış modüllerdir.

Her iki güneş modülü tipinde bütün hücreler sırayla dizili bulunur ve çoğu zaman bir cam ön taraf ile arka taraftaki koruyucu arasında alüminyum bir çerçevede yer alırlar.

Bu tarz güneş modülleri 1.000 V maksimum güce sahiptir. Yeni versiyonunda çift camlı modüller de üretilmektedir, bunlar daha yüksek sistem gerilimi (1.500 V'a kadar) sağlar.



Şekil 21 – Mono (Sol) Ve Polikristalli Hücrelere Sahip Güneş Modülleri

Kristal güneş modüllerinde, hücrelerin yaşlanması, kapsülleme için malzemelerin yaşlanması ve camın bulanık olmasından oluşan bir kombinasyon ile yılda yaklaşık 0,4 % bir derece azalması gerçekleşir.

6.5.2.3 İnce Tabaka Teknolojisi

İnce tabaka modüllerinin dağılımı kullanılan malzemeler ve işleme tekniği ile gerçekleşir. Çoğunlukla da;

- Amorf Silisyum (a-Si)
- Micromorph Silisyum (a-Si µc-Si)
- Katmiyum Tellür (CdTe)
- Bakır- İndiyum (Di-) Selenyum (CIS veya CIGS)

Farklı materyaller ise şu an araştırma evresinde veya kendilerini henüz pazarda ispat etmediler.

Bir cam taban ve cam üst katman üzerinde fotoaktif yarı iletken tabaka disposisyonu bütün ince tabaka modüllerinin ortak noktasıdır.

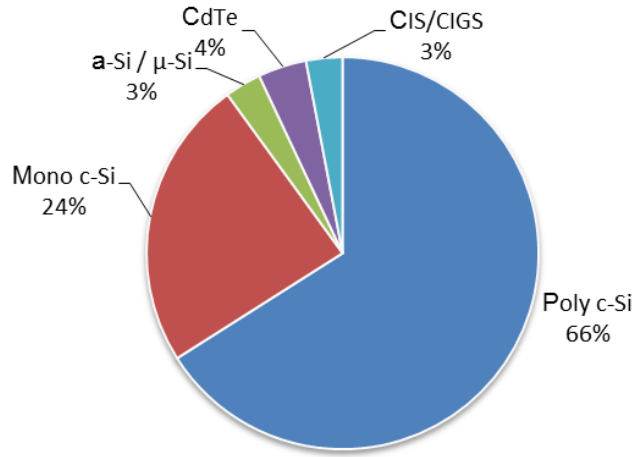
Kaplanmış camın–kristalli güneş modüllerine benzer şekilde- arka kısmı daha sonra koruyucu bir folyo veya başka bir cam ile kaplanır.

Yarı iletkenler oldukça yüksek bir emme oranına sahip olduğundan aktif katmanlar 0,3 ila 2,0 µm kalınlıkta.

6.5.2.4 Güneş Modülleri İçin Piyasaya Bakış

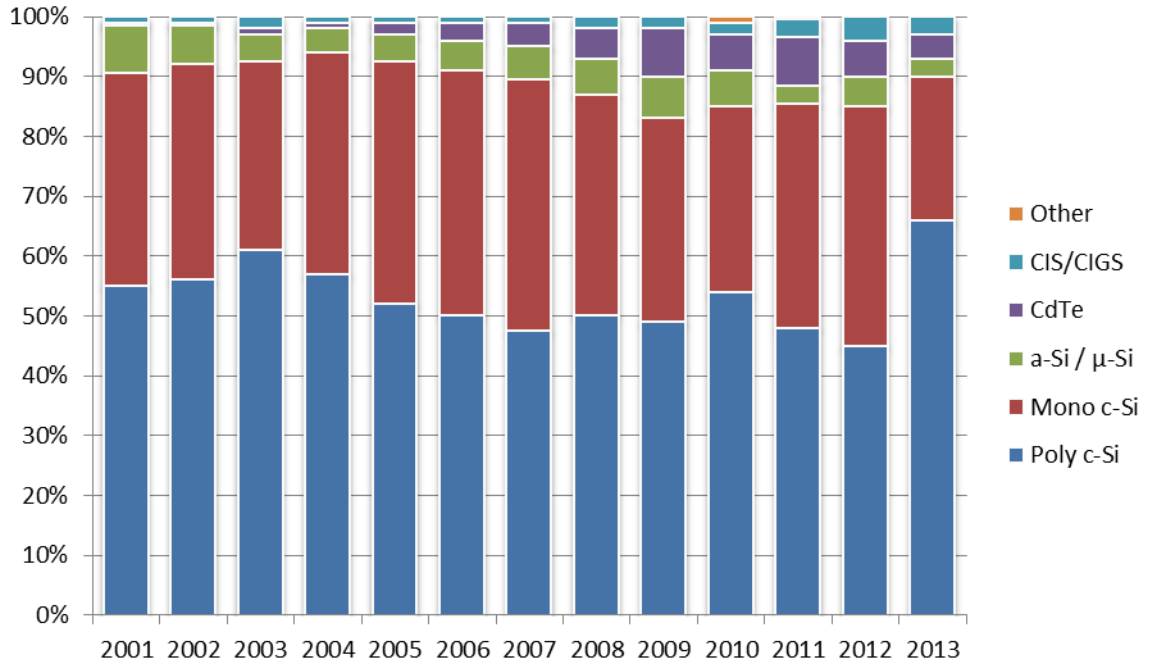
2013 yılında toplam kapasitesi yaklaşık 38 GWp olan güneş modülleri tesislere yerleştirildi. Bu 2012 yılına (31 GWp) kıyasla yaklaşık % 25 oranında önemli bir artış teşkil etmektedir. Bu da fotovoltaikğin halen canlı bir pazar olduğunu göstermektedir. Dünya genelinde 140 GWp nominal güce sahip güneş modülleri faaliyet göstermektedir.

Şekil 22’de 2013 yılı sonu itibariyle dünya genelinde kullanılan güneş modüllerini göstermektedir.



Şekil 22 – Modül Teknolojileri Dağılımı (2013 Yılı Sonu İtibariyle)

Kristal teknolojisi, ince tabaka modülleri özel kullanımlarda teknolojik özellikleri sayesinde –örneğin düşük bir derece düşüşünde- pazardaki yerini kanıtlasa da ve bazı yıllarda pazardaki payını artırıyor olsa da, pazara hakim olan teknoloji türüdür. (Şekil 23)



Şekil 23 – Farklı Güneş Modülleri Teknolojilerinin Pazar Payı

6.5.2.5 Modül Seçimi

Köken

Çalışmanın görev tanımlaması uyarınca PV tesisinde öncelikli olarak Alman bileşenleri kullanılacak. Modül, altyapı ve akım dönüştürücülerin seçiminde ön çalışmanın yararına, çok sayıda Alman ve farklı Avrupalı üreticilerin artık çoğunlukla yurtdışındaki şirketlere ait olduğunun bilinmesine rağmen bu isteğe sadık kalındı.

Türkiye'nin aktarım ücretlendirmesine ilişkin yasa uyarınca daha yüksek aktarım tarife ücretlerine fotopiller, güneş modülü, altyapı ve akım dönüştürücülerinde sahip yerli üreticileri tercih etmektedir. (Local-Content Bölüm 4.4'te Tablo 8). Ek ücretlendirme özellikle de hücre ve modüllerlerin kullanımı için de çekicidir.

Türkiye'deki fotovoltaik sanayi henüz gelişim aşamasındadır. Muhtemel Türk üreticiler ön çalışmanın yararına olacak şekilde incelemeye alındı. Ancak hiçbir şirket projenin ihtiyacını karşılayabilecek gerçek bir üretim miktarı sunamadı.

Teslimatın garantilenmesi ve Türk üretiminden iyi güneş modülleri sağlanıyor olmasına rağmen rağmen bir güneş modülü üreticisinin saha deneyimi, güneş elektriği sanayisindeki uzun garanti süreleri ücret-risk analizine dahil edilip ele alınmalı.

Üretim Kapasitesi

Zamanında teslimatı sağlayabilmek için yıllık üretimi planlanan performansın çok daha üzerinde olan üreticiler seçildi.

Teknoloji

Açıklanan özellikler nedeniyle kristal teknolojisi tercih edildi. İnce tabaka modüllerinin çoğu kristal güneş modüllerinin etki derecesine ulaşamamaktadır. Limitli alan sebebiyle yüksek verimli bir güneş modülü kullanılmalı.

CdTe veya CIS gibi ince tabaka teknolojileri yer yer kristal teknolojinin etki derecesine ulaşabiliyor. İnce tabaka modüllerinde uzun vadeli saha deneyiminin eksik olması sebebiyle bu noktada bir öneride bulunulmamaktadır.

Güneş Modülü Seçimi

Güneş modülleri arasında, eskiden Q-Cells SE olan Hanwha SolarOne markadan yana seçim yapıldı. Daha doğrusu 255 Wp nominal güce sahip HSL 60 P6-PC-3-255 tipi polikristal ve çerçeveli güneş modülünden yana tercih yapıldı. Söz konusu güneş modülünün görüntüsüne Şekil 24'te yer verilmektedir.



Şekil 24 – Hanwha SolarOne HSL 60 P6-PC-3-255

Seçilmiş olan modül tipi orta dereceli taleplere uygundur ve ihtiyaç halinde örneğin monokristal hücreler gibi daha yüksek bir güç performansı veya ekonomik nedenlerden dolayı başka üreticiler ile değiştirilebilecek uygun bir ücret-performans ilişkisi sunmaktadır.

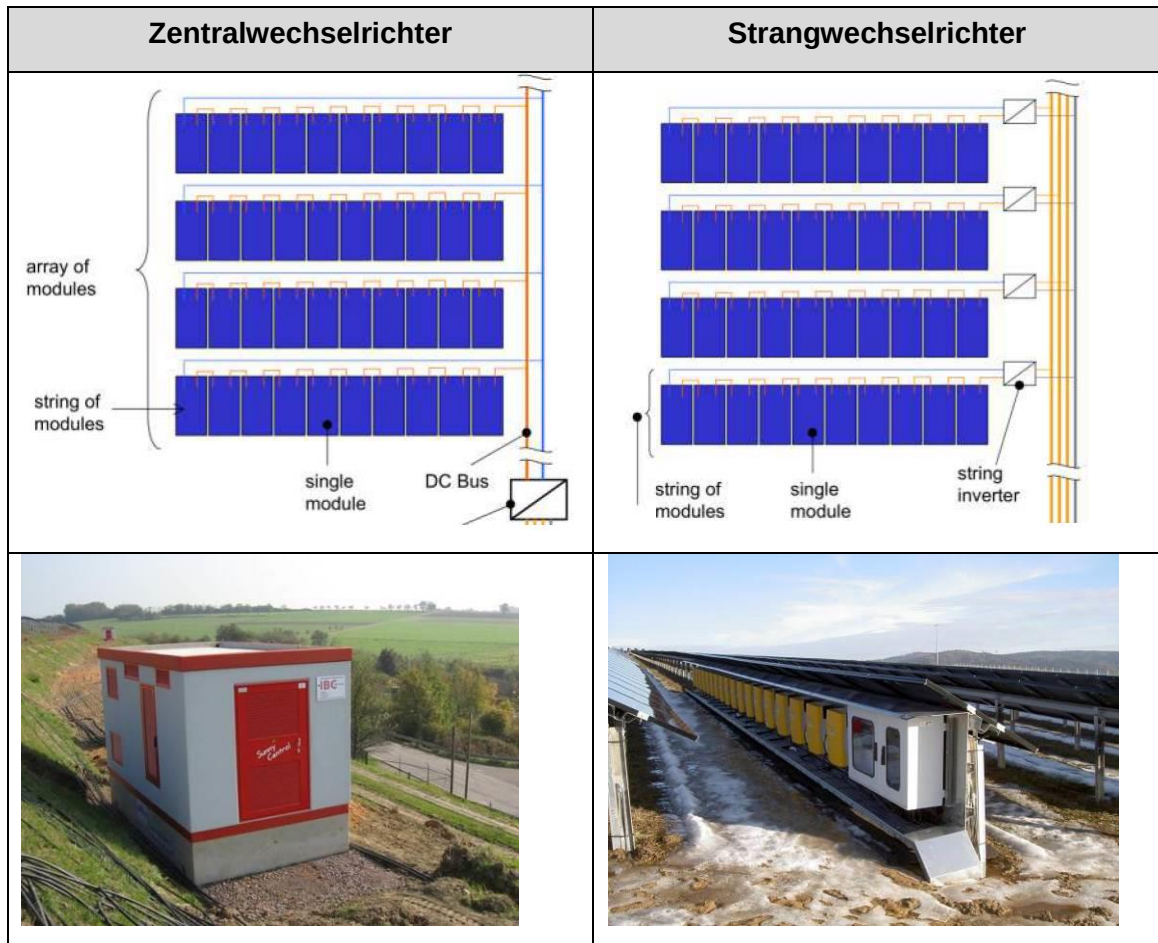
Seçilen ürünün en önemli teknik verilerine Ek 4'te yer verilmiştir.

6.5.3 Akım Değiştirici (Inverter)

6.5.3.1 Genel

Akım değiştirici güneş modüllerindeki doğru akımı bir alternatif akıma dönüştürür ve bunu ağı aktarır. Güç elektroniğinin geçen yıllar içerisindeki gelişimi –akım değiştiricinin tipi ve üreticisi birbirine bağlı olacak şekilde- % 98 oranında etki derecesine ulaşılmasına olanak tanıyor.

Prensipde iki akım değiştirici konsepti mevcuttur: Merkezi akım değiştiricileri bulunan bir Fotovoltaik tesisin inşa edilmesi veya bir dizi (string) akım değiştiricileri bulunan bir tesisin inşa edilmesi. (Şekil 25)



Şekil 25 – Akım Değiştirici Konseptleri

DC açısından güneş modülleri dizilerle bağlanır, bu sayede maksimum sistem gerilimi aşılmamış olur. Ardından diziler bağlantı kutularına paralel şekilde yerleştirilir ve akım değiştiricisine iletilir.

Kullanılan akım değiştirici tipi güneş modüllerinin bağlanan nominal gücünü, sistem gerilimini ve maksimum akımları belirler. Bundan yola çıkılarak planlama çerçevesinde güneş modüllerinin adedi ve elektrik bağlantısı belirlenir.

Akım değiştiricisine bir maksimum güç noktası takip sistemi MPP-Tracker (maximum power point-Tracker) yerleştirilmiştir. Bu sistem düzenli olarak, maksimum güç noktasını tespit edebilmek için güneş modüllerinin U-I-eğrisini dolaşır. Dizi akım değiştiricileri temelinde, merkezi akım değiştiricileri sadece bir MPP-Tracker e sahip iken çok daha fazla MPP-Tracker a sahiptir.

Akım değiştirici alternatif akım açısından da merkezi bir rol oynamaktadır. Yeni cihazlar, ağ iletimindeki bütün değişikliklere dinamik bir şekilde tepki veren bir Grid-Management Sistemine sahiptir. Merkezi akım değiştiricilerinde reaktif güç kaydırma fonksiyonu değiştirilerek saniyeler içerisinde aktif güç konumuna getirilebilir.

Bunun haricinde bütün akım değiştiriciler türünden bağımsız olarak, elektrik kesintilerinde mili saniyeler içerisinde PV tesisini, bağımsız bir çalışmayı engelleyebilmek için ayırabilme durumundadır.

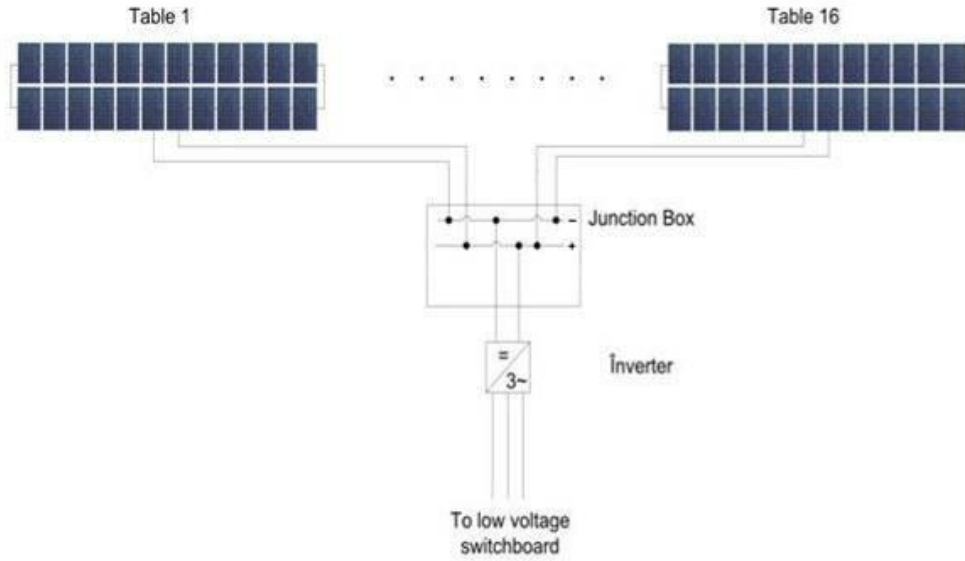
6.5.3.2 Merkezi Akım Değiştirici

Merkezi akım değiştiricilerinde 500 ila 1.500 MW_{AC} arasında değişen tipik bir performansa sahip cihazlarda kullanılır. Sistem gerilimi genelde 1.000 V_{DC} civarındadır. Ancak tek tük 4 MW_{AC} nominal güce sahip ve sistem gerilimi 1.500 V_{DC} olan cihazlar da kullanılır.

Çıkış gerilimi 200 ve 500 V_{AC} arasındadır.

Bu teknoloji çeşitlerinden her birinin kabloları, kabloların kesitlerine ve kayıplarına, jeneratör bağlantı kutularının sayısına, tesisteki akım değiştirici sayısına veya akım değiştirici binaların sayısına etkisi vardır.

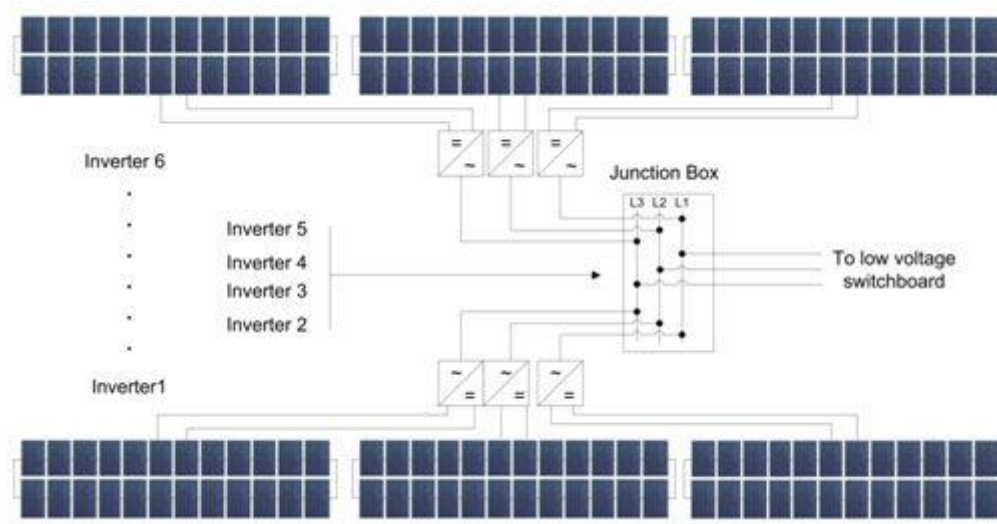
Fotovoltaik tesisin detaylı planlaması çerçevesinde olaylar ile uygunluk mevcut olup olmadığı yerinde incelenmeli.



Şekil 26 – Merkezi Akım Değiştirici Konseptin Şematik Görüntüsü

6.5.3.3 Dizi Akım Değiştirici

Dizi akım değiştiricilerin performansı cihaz başına 1 ila yaklaşık 30 kW_{AC} arasındadır. Dizi akım değiştiricileri merkezi akım değiştiriciler ile aynı teknik özelliklere sahiptir. Dizi akım değiştiricilerin avantajı ise bu akım değiştiricilerin seri üretimlerde çoğu zaman çok daha uygun bir fiyata üretiliyor olmasıdır. Güneş modüllerinin yakınına bir yere yerleştirildiklerinden doğru akım sisteminde ortaya çıkabilecek olası hatalar dizi denetimi olmaksızın kısa süre içerisinde tespit edilebilir. Bozuk cihazlar eğitimli uzman personel tarafından kısa süre içerisinde değiştirilir. Doğru akım hatları daha kısadır, alternatif akım hatları ise daha uzundur.



Şekil 27 – Dizi Akım Değiştirici Konseptinin Şematik Görüntüsü

6.5.3.4 Akım Değiştirici Konseptin Karşılaştırması ve Seçimi

Her iki akım değiştirici konseptin avantajları ve dezavantajlarına aşağıda yer verilen Tablo 12’de sıralanmaktadır.

Tablo 12 – Farklı Akım Değiştirici Konseptlerinin Karşılaştırması

Parametre	Merkezi Akım Değiştirici	Dizi Akım Değiştirici
Büyük PV Tesisleri için sistem maliyeti (Multi-MW-Alanı)	Daha az	yüksek
Planlama/Kurulum Çalışmaları	Akım Değiştirici: düşük DC: yüksek AC: düşük	Akım Değiştirici: yüksek DC: düşük AC: yüksek
Enerji Kazancı	Daha az	Daha çok
Beklenen Aksaklık Oranı	düşük	yüksek
Soğutma İmkânı	iyi	Daha az iyi
Dış Kurulum	Yok, bina veya konteynıra ihtiyaç vardır	Evet, çatı
İyi bir trafik altyapısı uzağında kurulum	İyi değildir	iyi
Büyük PV Tesisleri için sistem maliyeti (Multi-MW-Alanı)	düşük	yüksek

Her iki teknoloji teknik açıdan olabilir ve temsil edilebilir nitelikte. Her iki teknik aynı zamanda toplam tesisin daha yüksek bir enerji kazanımına olanak tanımaktadır.

Yukarıda yer verilen noktalar göz önünde bulundurulduğunda, bu ön çalışma çerçevesinde farklı görüşler için, önceden hazırlanan durak veya konteynırlarda çoğu zaman yüksek gerilim transformatörü ile birlikte teslim edilebileceğinden farklı merkezi akım değiştiricilerin kullanılacağı ortaya çıkmaktadır. Tesisin büyüklüğü ve açık alandaki kurulum nedeniyle şimdilerde alışılmış olduğu üzere merkezi akım değiştiriciler kullanılır.

Ön çalışma çerçevesindeki analiz için 1 MW_{AC} alternatif akım gücüne sahip üreticisi SMA olan 1.000 MV-11 Sunny Central tipi merkezi akım değiştirici tercih edildi.

Akım değiştiricisinin görüntüsüne Şekil 28’de yer verilmiştir.



Şekil 28 – Konut içerisinde SMA Sunny Central 1.000 MV-11 Akım değıştirci

Seçilen akım değıştirci orta dereceli bir fiyata sahiptir, ancak güç performansı ihtiyaç halinde veya ekonomik nedenlerden dolayı artırılabilir.

Seçilen akım değıştircisinin en önemli teknik özelliklerine Ek 5'te yer verilmiştir.

6.5.4 Altyapı

6.5.4.1 Esas

Piyasa Altyapı İle İlgili Olarak Temelde Üç Farklı Çalışma Şekli Sunulmaktadır:

- Kazıkların Çakılması (Şekil 29)
- Vidalama (Şekil 30)
- Betonlama (Şekil 31)

Kazıkların Çakılması

Temel için ateşle galvanize edilmiş çekil profillerden oluşan kazıklar yere çakılır. Yere çakılan kazıklar zeminde uygun bir tutuş sağlar ve güneş modüllerinin monte edileceği masaların da maksimum düzeyde tutulmasını sağlar. Tesis bu sayede rüzgâr yüküne ilişkin uygun bir statîge sahiptir. Zeminin sert olduğu yerlerde önceden delme işlemi gerçekleştirilebilir ve ardından da zeminin güçlendirilmesi veya çimento ile doldurulması önemli hâle gelebilir.



Şekil 29 – Kazıkların Çakılmasıyla Sabitleme İşlemi

Avantaj olarak:

- Az malzeme kullanımı
- Zeminde büyük taşların mevcut olmaması durumunda kısa süre içerisinde kazıkların çakma işlemi gerçekleşir
- Tesis bakımı için elverişli giriş (sadece kazıkların sıra halinde çakılması durumunda)
- Bağlantı parçalarına ve zemin yakınında vidalamaya gerek yoktur

sıralamak mümkün.

Vidalama

Ateşle galvanize edilmiş vidalar toprağa vidalanır. Bu vidaların bütün zeminlere hatta yamaçlara vidalanması mümkün. Daha ağır rüzgâr yüklerinde daha büyük vidalar kullanılır. Daha sert zeminler için delme işlemi gerekebilir.



Şekil 30 – Vidalama ile Sabitleme İşlemi

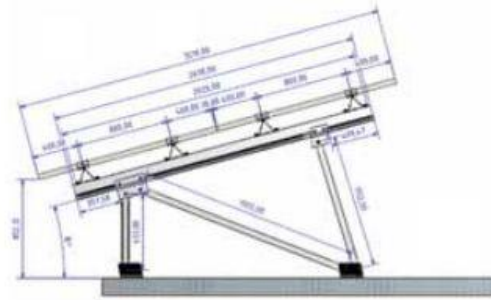
Avantajları:

- Her zemin için elverişlidir
- Kısa sürede vidalama işlemi (zeminde büyük taşların bulunmaması durumunda)

- Çimentolama işlemine ihtiyaç yoktur.

Betonlama

Bu opsiyon hazır beton kalıplarının kullanımı veya yerinde beton dökülmesi işlemi için uygundur. Bu işlem kazık çakılması veya vidalama işlemleri yerel zeminin durumu veya yetersiz proje büyüklüğü sebebiyle mümkün olmadığı veya ekonomik olmadığı her yerde gerekli olan bir işlemdir.



Şekil 31 – Beton Kalıplarına Dizme

Avantajları:

- Kazık çakılması veya vidalam işleminin mümkün olmadığı yerlerde bir çözümdür (örneğin zemin fazla yumşak veya taşlı ise, z.B. Boden ist zu weich oder zu steinig, kurulacak alana makinalar ile ulaşmak mümkün değil ise)
- Alana beton atılması rakam olarak uygundur.

Temelin şekli bir sonraki planlama aşamasında kurum çalışmalarının (örneğin jeolojik-jeoteknik incelemeler, alanda kazık çakma alıştırmaları) incelenmesi sonrasında belirlenir.

6.5.4.2 Sabit Altyapı

Bu sistemde güneş modülleri, güneş doğrultusu önceden saptanmış ve sabit bir kurulum açısındaki bir masa üzerine sabitlenir. Her iki durum PV tesisin yıllık enerji kazanımına uygun şekillendirilir ve farklı alanlar için farklılıklar gösterebilir.

Masaların büyüklüğü iyi bir ön planamada güneş modüllerinin Layout ve halatların uygun şekilde kablolanmasına bağlıdır.



Şekil 32 – Tek Kutuplu Altyapı Konstrüksiyonu Örneği

6.5.4.3 İzlenen Sistemler

İzleme Sistemlerinin (Tracking) faaliyeti sayesinde güneş modülleri güneşin döngüsünü takip eder ve bunun sonucunda da güneş ışınının düşme açısını modülün üst kısmına denk gelecek şekilde ayarlar. Kullanım alanı ve Tracking-Teknolojisinden bağımsız olarak güneş ışınlarının yüksek ve doğrudan olduğu bölgelerde enerji üretimi 20 ila 35 % oranında artırılabilir.

Tracking Teknolojisi pahalı olduğundan izleme sistemlerine alışıldığı gibi, Tracking Sisteminin önemli masraf payını indirebilmek için yüksek etki derecesine sahip güneş modülleri monte edilir.

Bunun dışında izleme sistemleri üretilen enerjiyi gün içerisinde daha düzgün yayılmış bir şekilde sunar. Enerji üretimi sabah ve akşam saatlerinde artar, günlük üretim eğimi daha düz bir şekil alır.

İzlenen güneş masalarının en büyük sorunu ise, güneş modüllerinin monte edildiği masalar güneşi takip ederken ortaya çıkan karşılıklı gölgelemeler oluşturmaktadır. Güneş modülleri üzerindeki gölgelenmeler genel olarak engellenmesi gerektiğinden İzleme Sistemlerinin çoğunda Backtracking tabir edilen bir sistem oluşturulur. Bu İzleme Sisteminin izlemeyi durdurduğu veya güneşe dönük tarafın bir gölgesi güneş masası sırasının üzerine düşer düşmez yatay bir pozisyon aldığı anlamına gelmektedir.

İzleme Sistemleri enerji kazancını artırmakla kalmaz aynı zamanda normalde bakım açısından oldukça maliyetli olan bir Fotovoltaik tesisin bakım masraflarını düşürür. Bu yüzden daha fazla enerji verimi teknolojiyi haklı çıkarabilmek için ek masraflardan çok daha yüksek olmalı.

Bunun dışında hareketli elementler doğaları nedeniyle sert bileşenlere kıyasla çok daha düşük bir sağlamlılık süresine sahiptir. İzlemenin kullanımı bir ışık sensörü ile

programlanabilir (otomatik) veya en ideal şekil olan her iki sistemin bir kombinasyonu gerçekleştirilebilir.

6.5.4.4 İzleme Sistemi Seçimi ve Altyapı

En uygun sistemin seçimi –sert, bir veya iki dingilli izleme- büyük ölçüde yerel koşullara (alan, enlem derecesi, güneş ışığı, arazi topografyası ve arazi şekli vs) yatırım bütçesine ve bakıma, ayrıca güneş enerjisinin planlanan kullanımına bağlıdır.

Karşılıklı gölgelermeleri engellemek için izleme güneş sistemleri için kullanılan arazi oranı artar.

Mevcut projede alan kısıtlıdır. Oldukça yüksek doğrudan güneş ışınlarına rağmen, bir taraftan aktarım tarifeleri oldukça düşük olduğu ve sadece 10 yıl boyunca garanti altında olduğu için ve diğer taraftan da bakım masrafları oldukça yüksek olduğundan hareketsiz şekilde tesis edilen bir sistem önerilir.

Bir sonraki planlama aşamasında bir İzleme Sisteminin elverişliliği ve ekonomik koşulları bir kez daha detaylı bir şekilde incelenmeli.

6.6 Tesis Planlaması

6.6.1 Modül Düzenlemesi

Azimet

Sabit bir şekilde birbirine bağlanan güneş modüllerinden elde edilen Enerji kazancını en üst seviyeye çıkarabilmek için kuzey yarım kürede güneş modülleri doğrudan güneşe çevrilir.

Eğim Açısı

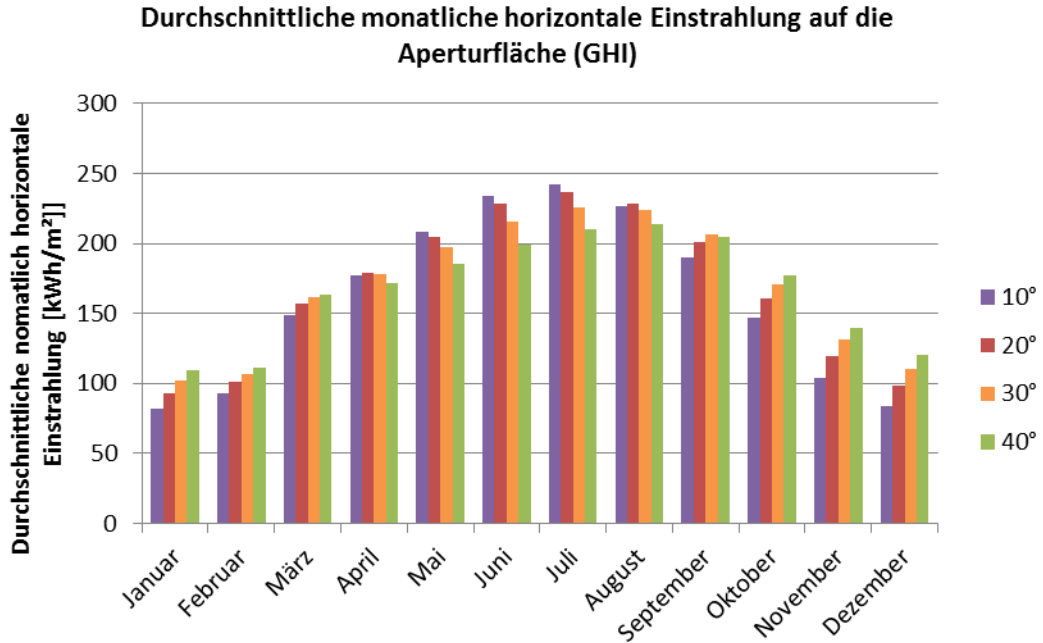
Sabit şekilde birbirine bağlanmış güneş modüllerinin en uygun sıralama açısı kullanım ve enlem derecesi ile ortaya çıkar. Kış faaliyeti moduna getirildiğinde güneş modülleri daha dik sıralanır. Buna karşılık yıllık enerji kazancının en üst seviyeye çıkarılması durumunda güneş modülleri daha düz yerleştirilir. Bu yapılırken de 15° olan en küçük sıralama açısının, güneş modüllerinin kendini temizleme işlemlerini desteklemek için altına düşülmemeli.

Şanlıurfa'daki yıllık en yüksek ışığın eğim açısı güneşe doğru 30°'dir, Küresel Yatay Radyasyon (GHI) yüzde 9,5% oranında bu, eğimli alanın aldığı küresel radyasyondan (GTI) daha düşüktür. (Tablo 13)

Tablo 13 – Güneş Modüllerinin Eğim Açısına Bağlı Radyasyon

	GHI (0°)	GTI bei 10°	GTI bei 20°	GTI bei 30°	GTI bei 40°
Işık Yayma[kWh/m ² /Yıl]	1.817,1	1.936,5	2.008,6	2.031,1	2.005,1
Optimum Sapma	-9,5 %	-4,7 %	-1,1 %	Referans Değeri	-1,3 %

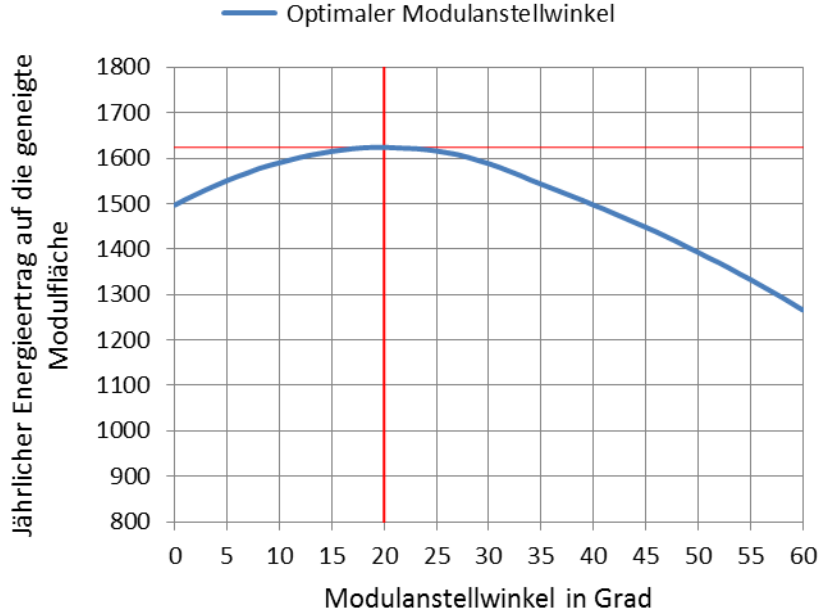
Modüllerin yönelim açısının sadece yıllık enerji kazancına etkisi yoktur, açının enerji üretiminin yıllık dağılımına da aynı şekilde etkisi vardır. Güneş modüllerinin daha düz bir yönelim açısıyla yaz aylarında daha yüksek bir enerji kazancı sağlanır. (Şekil 33).



Şekil 33 – Modülün Yönelim Açısının Güneye Yöneliminde Küresel Radyasyona Etkisi

Yönelim açısının sıralama mesafesine de etkisi ve bununla da birlikte sıraların karşılıklı gölgelemeleri üzerinde de etkisi mevcuttur. Bölüm 6.6.2’de yapılan tespitlerden yola çıkılarak, güneş modüllerinin kısıtlı alanı nedeniyle sıralar arasında daha kısa olan 2,60 m’lik aralık tercih edilmiştir.

Bu koşullar altında Şanlıurfa ve zikredilen sıralar arası alan için Metenorm ve PVsyst tarafından en uygun yönelim açısı belirlenmiştir.(Şekil 34)



Şekil 34 – 5,80 m Olan Sıra Aralığında En Uygun Eğim Açısı

Güneş modüllerinin eğim açısı olarak güneşe 20° tercih edildi. Bu değer enerji kazancını alan kullanımına bağlı olarak en uygun hâle getirmektedir.

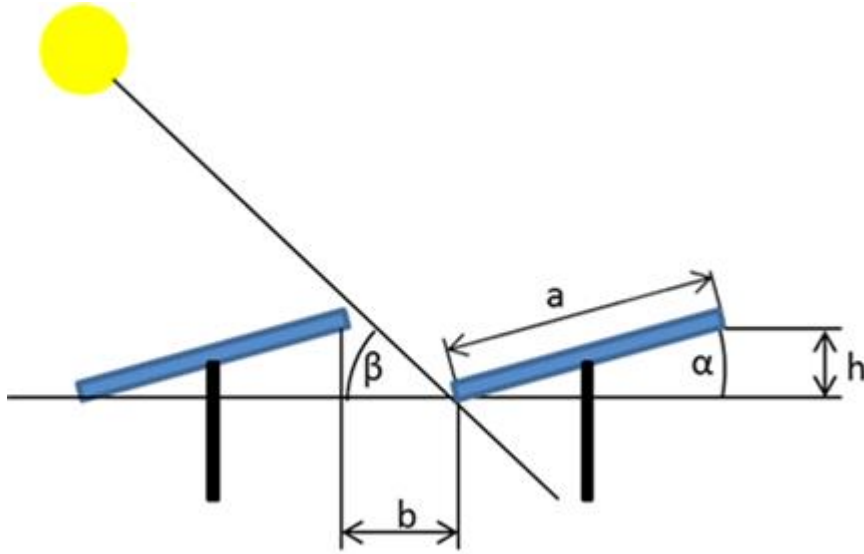
Bu eğim açısı aynı zamanda güneş modüllerinin yağmur ile kendi temizliğini yapmasını daha doğrusu yağışların fazla olmadığı dönemlerde güneş modüllerinin temizlik işlemini kolaylaştırır.

Bunun haricinde bununla birlikte güneş modüllerinin iyi bir şekilde havalandırılması da sağlanmaktadır.

6.6.2 Sıra Aralığı

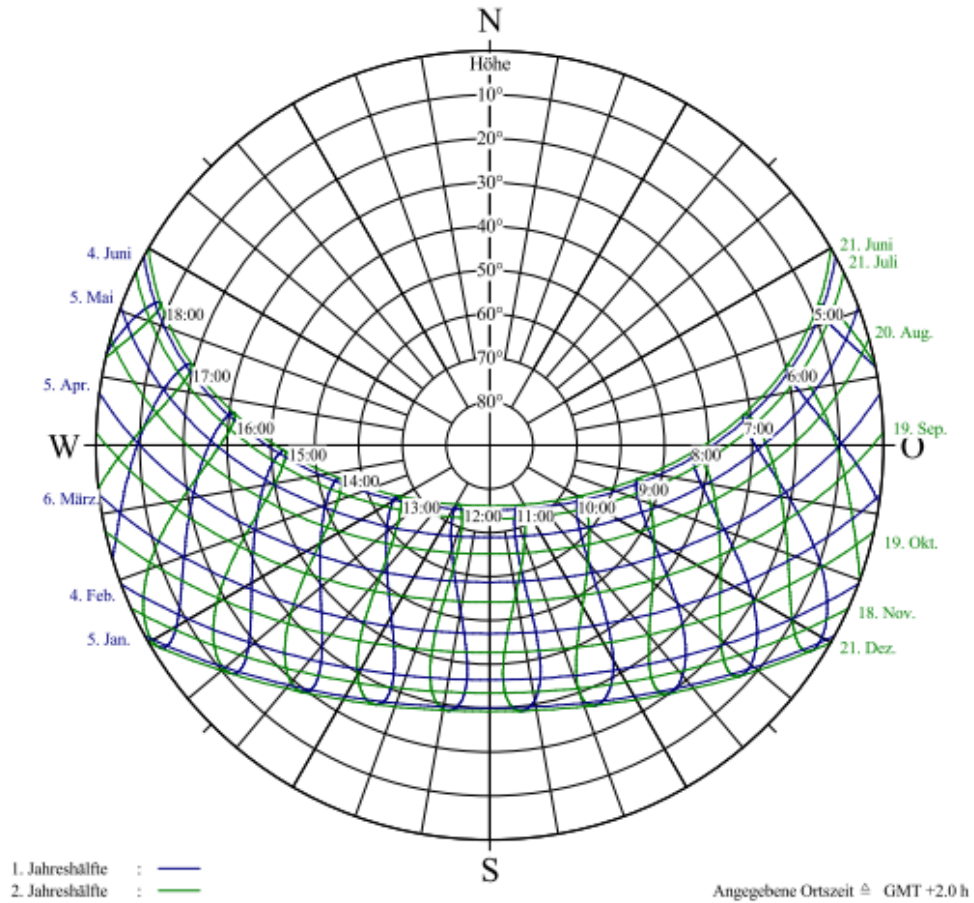
Modül sıraları arasındaki mesafe, güneş ışınlarının en küçük açıyla düştüğü gün (21 Aralık) bir ön sıradaki modüllere ait gölgelerin arka sıradakilere indirgenecek şekilde hesaplanır.

Şekil 35'te güneşin konumuna bağlı en düşük sıra aralığı hesaplamasına yer verilmektedir.



Şekil 35 – Güneş Açısına Bağlı Sıra Mesafesi

β açısını güneş grafiği sayesinde araştırmak mümkündür. Sıraların 21 Aralık tarihinde 9.30 ve 13.30 saatleri arasında birbirlerini karşılıklı olarak gölgelemelerini engellemek için β açısı = 23° değerine sahiptir. (Şekil 36)



Şekil 36 – 0° Eğimi İçin Bir Güneş Grafiği

Ölçülendirme çerçevesinde güneş modülleri, akım değiştirici ve altyapıların seçim süreçleri kısmen içiçe geçmektedir.

Güneş modüllerinin en sık rastlanan düzenlemesi iki modülün üstüste monte edildiği masa üzerine yerleştirme şeklidir.

- Masa Yüksekliği: 2 Modül, $2 \times 1,65 \text{ m} = 3,30 \text{ m}$
- Masa Uzunluğu: 11 Modül, $11 \times 1 \text{ m} = 11 \text{ m}$
- Masa başına 22 modül biraraya getirilir. Seçilen akım değiştiricisi 22 modüle uygulanır.

En uygun ölçülendirmede masaların sıra aralığı 5,80 m ve masalar arasındaki alan da yaklaşık 2,60 m olur.

Sıraların altyapı konstrüksiyonunun kazıkların medafesi kendi içerisinde (sıra aralığı,eng.Pitch) aynı şekilde 5,80 m'dir.

En doğru gölgeleme hesaplaması Helios 3D (Zusatzsoftware für Auto-CAD Civil 3D) yardımıyla yapıldı.

Helios 3D sayesinde mevcut alanların güneş modülleri için kullanılması sonrasında, bu sıra aralığına sadık kalınması durumunda istenilen 122,3 MWp toplam modül verimine yaklaşık olarak ulaşıldığı saptanmıştır.

6.6.3 Güneş Modüllerinin Akım Değiştiricilerine Boyutlandırılması

Güneş modülleri belirli bir dağılma ile fabrikalarda üretilir. Üretin güneş modülleri belli bir güç sınıfına dahil edebilmek için modüller üretim sürecinin tamamlanması sonrasında tek tek ölçülür, kendi jargonunda „flashlanır.“ Ölçme işlemi, standart test koşulları¹ çerçevesinde bir güneş sensörü ile gerçekleşir. Bu güneş sensörü güneş modülünü bir şimşek (Flash) gibi aydınlatır.

Sonuç ise güneş modülünün nominal gücüdür, bu güç çoğu zaman örneğin 255 Wp, ama çoğu zaman da 255 Wp („Watt-Peak“) olarak belirlenir.

Pratikte bu tarz teorik verim değerlerine çok nadir ulaşılır. Özellikle de sıcak çevrelerde sıcaklık faaliyet anında kısa süre içerisinde standart test koşullarını geçebiliyor. Bu da güneş modülünün veriminin düşmesine neden olur.

¹ Standard Test Koşulları: güneş modül alanına 1000 W/m² güçte dik ışınlama, sıcaklık 25° C, güneş çeşitliliği 1,5 Air Mass

Ayrıca ışıma çok nadir 1.000 W/m^2 ulaşır veya güneş modülün cihaz alanına dikey düşmez.

Bu yüzden de Fotovoltaik tesisler çoğu zaman güneş modül nominal gün akım değiştirici nominal güç ilişkisinde 1,15 ila 1,25 arasında değişen bir faktör ile ebatlandırılır.

Proje 1,223 nominal güce uygun hâle getirildi. 100 MW_{AC} güce sahip Fotovoltaik tesisin toplam büyüklüğü 122,3 MWp olarak belirlenmiştir, bu da güneş modüllerinde $479.600 \times 255 \text{ Wp}$ değerine eşdeğerdir.

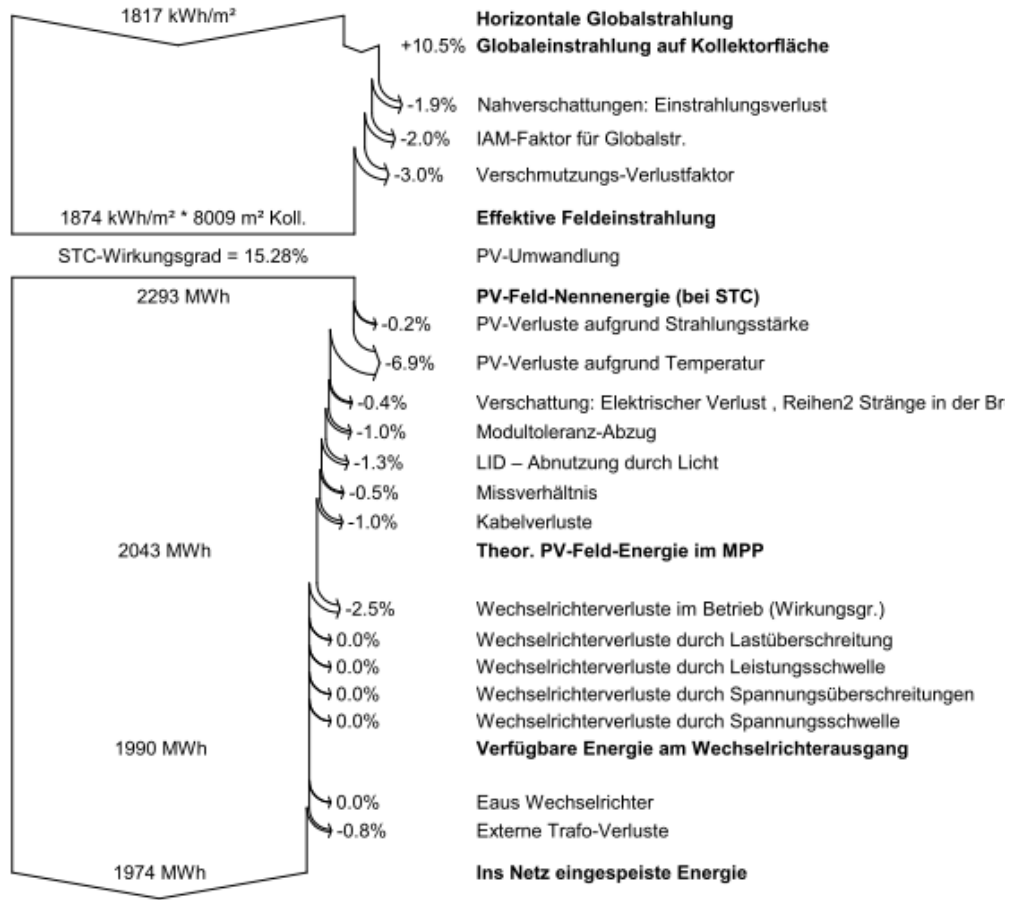
6.6.4 Simülasyon

Simülasyon 6.3.2 PVSyst Versiyonu ile gerçekleştirildi. Meteonorm'dan, Versiyon 7, en uygun konum için hava verileri belirlendi.

Bununla 1 MW değiştirici akım birimi başına daha doğrusu 1,223 MWp güneş modülünde 1.614 kWh/kWp bir enerji kazancı sağlanır. Enerji kazancı birim başına 1.974 MWh Enerjidir.

Kayıp enerji akışına ise Şekil 37'de yer verilmektedir.

Ganzjahres-Verlustdiagramm



Şekil 37 – Tüm Yılı Kapsayan Kayıp Diagramı – 1 MW Tesis İçin Kayıpları Da Olan Enerji Akışı

Enerji hesaplamasına EK 6'da „100 MW_{AC} PV Tesisin Enerji Hesaplaması“ bölümünde detaylı şekilde yer verilmiştir.

6.6.5 Duyarlılık Analizi

Verilen verileri doğrulayabilmek için bir duyarlılık analizi gerçekleştirildi. Söz konusu bu analizde, aşağıda yer verilen parametreler en maksimum enerji kazancı hususunda incelendi;

- Yönelim Açısı
- Sıra Aralıkları
- Akım Değiştirici Başına Modül Sayısı

Analiz sonuçlarına Tablo 14'te yer verilmiş ve sonuçlar üzerinde tartışılmıştır.

Tablo 14 – Akım Değiştirici (Invertor) Güneş Modülü tasarımı İçin Duyarlılık Analizi

	Eğim Açısı	Sıra Aralığı [m]	Halat Sayısı	1 MW _{AC} Başına DC	Aşırı Yüklenme den Kaynaklı Kayıplar	İlişki	Enerji Kazancı[kWh/kWp]	Performance Ratio
Karşılaştırma	20°	5,80	218	1,223	0,8%	1.22	1.614	80,4%
Şekil 1	20°	5,80	210	1,178	0,4%	1.18	1.615	80,4%
Şekil 2	15°	5,80	218	1,223	0,7%	1.22	1.605	81,1%
Şekil 3	20°	7,70	218	1,223	0,8%	1.22	1.628	81,1%

Yer verildiği gibi 1 MW_{AC} güç kapasiteli bir seçenekte eğim açısının 20° olduğu varsayılır. Sıra aralığı burada 5,80 m'dir ve her birinde 22 güneş modülü olmak üzere 218 halatta her biri 255 Wp' sahip 4.796 güneş modülü vardır. Bu örnekte güneş modülünün akım değiştiricisi ile nominal güç ilişkisi 1,22 ile belirtilmiştir, enerji kazancı ise kW başına 1.614 kWh'dir ve Performance Ratio 80,4 %.

Duyarlılık analizinde eğim açısının, sıra aralığının ve nominal güç ilişkisinin değişmesinin enerji kazancına nasıl etki edeceği incelenmektedir.

Varyant 1

1 MW_{AC} tesisi 4.796 güneş modülünden 4.620 güneş modülüne düşürülür, nominal güç ilişkisi 1,22'den 1,18'e indirilir. Simülasyonda bunun enerji kazancına sadece küçük bir etkisi olduğu görülür. Performance Ratio'da aşırı yüklenme kayıplarının % 0,8'den % 0,4'e düşmesine rağmen herhangi bir değişiklik olmaz. Buna göre akım değiştirici fazla zorlanmamıştır.

Varyant 2

Enerji kazancının zirve noktası 20°'dir. Aksi durumda aslında aynı olan parametrelerde küçük bir yönelim açısının gölgelemeyi düşürdüğü ve yıllık enerji kazancını iyileştirip iyileştirmediğinde bakılır. Ancak aksi durum söz konusudur; Performance Ratio'nun artmasına rağmen toplam tesisin enerji kazancında hafif bir düşüş yaşanmaktadır.

Varyant 3

Varyant 3'te sıra aralığı 7,60 m'ye çıkarılarak enerji kazancı % 0,8 artarak 1.628 kWh/kW'e çıkar. Ancak bu artış alan kullanımını % 30 oranında artırarak sağlar. Kullanılabilecek alan çok kısıtlı olduğundan ve bu alan tamamen kullanıldığından buna göre PV Tesisinin de benzer şekilde küçültülmesi gerekir.

Varyant 3'te yer verilen yaklaşık 75 MW_{AC} güce sahip böyle bir Fotovoltaik tesisin toplam enerji kazancı yılda yaklaşık 149,3 GWh/a düşer. Ancak kıyaslanan şekilde 197,4 GWh/a bir üretim sağlanır.

6.6.6 DC Gerilim Tarafının Elektronik Yapısı

Akım dönüştürücüsünün giriş gerilim aralığı ve modülün tipi güneş modülünün en uygun elektrik bağlantısını belirlemektedir. /Halat başına güneş modülü sayısı)

Ürün seçiminde 22 güneş modülü bir halata bağlanır. 1 MW_{AC} tesiste 1,223 MWp toplam güce ulaşmak için 218 halata ihtiyaç vardır.

6.6.7 Modül Masa Yapısı

Kurulumu kolaylaştırabilmek için 22 güneş modülü bir masa üzerine dizilir ve bütün güneş modülleri sıra halinde açılabilir.

6.6.8 100 MW_{AC} Güce Sahip Tesisin Alan Kullanımı

PV Tesisi için tahsis edilen alan tarımsal alanların ve PSW'nin üst rezervuarının civarındaki caddenin dışında bulunur.

Toplam alan belirtilerek aralıkları 2,60 m olan her birinde 22 güneş modülü bulunan 21.800 masa kurulum için tahsis edilen alana konumlandırıldı.

Geri kalan alan PV tesisini yollar ile birlikte ve 122,3 MWp nominal güce sahip ek 100 merkezi akım dönüştürücüsünün konumlandırılması için ucu ucuna yetmektedir.

Şekil 38'de planlanan rezervuar etrafındaki güneş modüllerinin hazır konumlandırılmasına yer verilmektedir. (mavi alan)



Şekil 38 – Alanın Güneş Modülleri İle Doldurulması (mavi alan)

Kayıtlardan doldurulmayan alanların (kırmızı alanlar), olay yerinde incelemeler yapıldıktan sonra ancak güneş modüllerinin konuşlandırılmasının uygun olup olmadığına karar verilecek topografik açıdan zor araziler olduğu tespit edilmiştir. Bu yüzden de bu alanlar doldurulmamıştır. Kullanıma sunulan alanın başka bölgeleri de aynı şekilde sıkıntılı araziler olarak tespit edildi. Bu durumda da arazinin yeterli ölçüde düzenlenmesi gerekmektedir.

Sarı işaretlenen alanlar, coğrafi veya jeolojik nedenlerden dolayı mavi kabul edilen alanların hepsinin doldurulamaması durumu için rezerv olarak hizmet etmektedir.

6.6.9 Güç Dağılımı ve Ağ Bağlantısı

100 MW_{AC} kapasiteye sahip PV tesisinin güç dağılımı ve ağ bağlantısı Bölüm 5.7.2'de izah edilmektedir. (Ek 8'daki Single Line Diyagramı)

6.7 Sulama Sistemleri İçin Ek 5 MW_{AC} PV Tesisleri

6.7.1 Genel

İş verenin isteği üzerine PSW'nin kullanılacak üst rezervuarın doğusunda bulunan ve Şanlıurfa'daki sulama sistemleri için 5 MW_{AC} güce sahip ek bir Fotovoltaik Tesisin kurulacağı başka bir alan tespit edildi.



Şekil 39 – PSW'nin üst rezervuarının kuzeydoğusunda 5 MW_{AC} Güce Sahip PV Tesis İçin Ayrılan Arazi (Google Earth)

6.7.2 5 MW_{AC} Güce Sahip Ek PV Tesisin Boyutlandırması ve Kullanımı

Aslında aynı olan boyutlandırma parametreleri arasında, Eskin bağlantı yolunun 1 MW_{AC} kuzeyinde ve 4 MW_{AC} güneyinde kurulum yapılacak şekilde düzenlenmiştir. Şekil 40'daki kroki planlanan kurulumu gözler önüne sermektedir.



Şekil 40 – Eskin Yolu Üzerindeki Üst Rezervuarın Doğusunda 5 MW_{AC} PV-Tesis

Yerin müsait olması nedeniyle alanın çok daha fazla güneş modül gücü ile doldurulması mümkün.

Bölüm 6.6.4'e benzer şekilde 5 MW_{AC} güce sahip tesisin enerji kazancı hesaplaması yapıldı ve 5 MW_{AC} güce sahip tesisin enerji hesaplaması başlıklı Ek 7'de detaylı bir şekilde izah edilmiştir.

Lisanssız aktarım düzenlemesinin yasal uygulamaları uyarınca tesis başına 1 MW'lık bir üst limit geçerlidir, bu yüzden de buraya zorunlu şekilde gerekli olması durumunda şahsi transformatör dahil 1 MW_{AC} güce bir akım dönüştürücünün yerleştirilmesi gerekmektedir.

Maliyet hesaplamasında şahsi bir transformatör dikkate alınmıştır, PV tesisinde ise hatların birleştirildiği ve Atatürk Barajının dağıtım tesisi ile ortak bir işleyiş olduğu varsayılmaktadır.

6.7.3 5 MW_{AC} güce sahip ek PV Tesisin Kullanımı

5 MW_{AC} nominal güce sahip ek PV tesis Şanlıurfa'daki sulama tesislerinin elektrik giderlerinin karşılanması için kullanılacak. 133 USD/MWh yüksekliğindeki FİT'in 71,45 USD/MWh (2014 yılı ortalama elektrik ücreti 17,925 Kr/kWh [11]) olan tarımsal sulamanın orta düzeydeki elektrik masraflarını geçiyor olmasından dolayı, 5 MW_{AC} tesisin toplam üretimini ağı aktarmak ve bunun için de 10 yıl boyunca sabit aktarım tarifesinden faydalanması mantıklı gelmektedir.

Bu süreden sonra PV tesisin toplam üretimi sulama tesisin kendi tüketimini karşılaması için kullanılır. Tüketiciler bunun için, daha somut bir şekilde işi verene ait sulama pompaları Fotovoltaik tesisin aktarımı gibi yerel dağıtım ağı içerisinde yer almalı. Bu

durumunda sulama zamanı PV tesisin üretim zamanlarına ayak uydurmalı. Bu düzenlemenin elverişliliği bir sonraki planlama aşamasında ele alınmalı.

Muhtemel olarak mevcut olan elektrik fazlası ağı aktarılır. Bu elektriğin nasıl karşılandığına Bölüm 4.1'de yer verilmiştir. Ancak şu an için net değildir. En iyi haliyle ücretlendirmenin olmayacağından yola çıkılır.

6.7.4 5 MW_{AC} Güce Sahip PV Tesisin Güç Dağılımı ve Ağ Bağlantısı

Şanlıurfa'daki sulama tesisleri için 5 MW_{AC} güce sahip ek PV tesisi 1 MVA güce sahip 5'ten fazla transformatör yakın çevrede bulunan Atatürk trafo istasyonunun dağıtım tesisinin yerel dağıtım ağına aktarır. Güç dağılımı ya bir orta gerilim kablo veya açık havadaki bir hat üzerinden gerçekleşir.

6.8 Hayata Geçirilme Zamanı

Zamanlama ile ilgili bir ilk taslağa Ek 8'da yer verilmiştir.

Sıkıntılı onaylama süreci nedeniyle (Bölüm 4.2) şu an için 100 MW_{AC} güce sahip PV tesisin lisans verme işleminin ne kadar süreceğini tahmin etmek güç. En iyi tahminle planlama ve onaylama sürecinin yaklaşık 2 ila 3 yıl sürmesi beklenmektedir. İnşaat ve kurulum süresinin ise yaklaşık bir yıl sürmesi bekleniyor. Bu hesaplamalara göre ise tesisin faaliyet tarihi 2018 olarak tahmin edilmektedir.

5 MW_{AC} güce sahip PV tesisi lisanssız bir tesis olarak hazırlanacağından onaylama sürecinin ve kurulum sürecinin çok daha kısa olacağı varsayılmaktadır. 5 MW_{AC} güce sahip PV tesisinin 2016 yılı içerisinde faaliyete başlayacağı tahmin edilmektedir.

7 SENARYO ANALİZİ

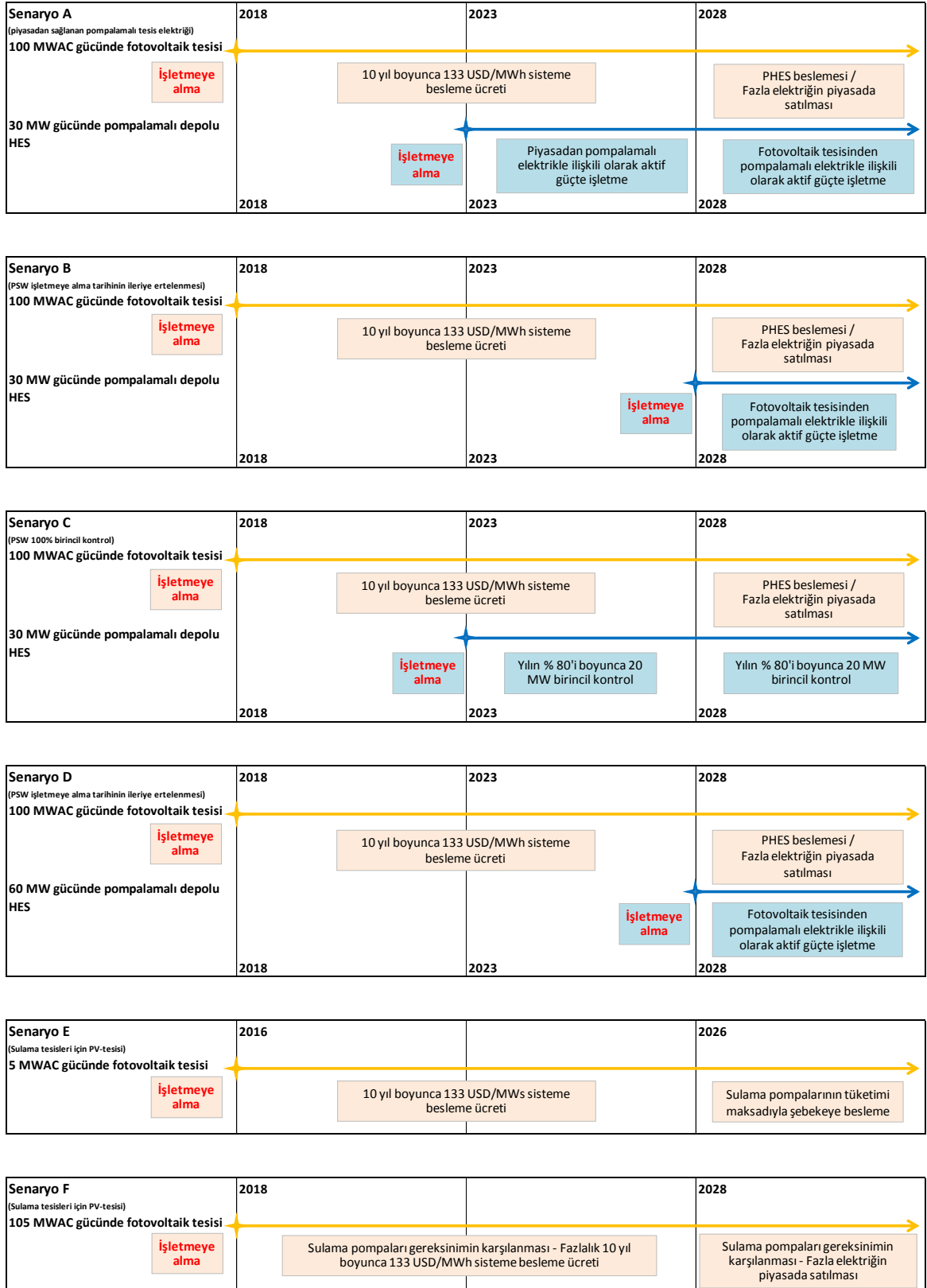
7.1 Genel

Projenin ekonomik hesaplaması için, -şu an itibariyle sadece tahmin yürütmek mümkün- çok sayıda veriye ihtiyaç vardır. Bu yüzden ilk etapta bir senaryo analizi gerçekleştirilmektedir.

Söz konusu analiz ile karar mercilerine farklı tahminlerin ne tür bir etkiye sahip olduğu ve bir kararın maddi etki yelpazesinin ne denli geniş olduğunu gösterebilmek için yanlış karar verme riski azaltılacak.

Analiz sonucunda ortaya çıkan gerçek yelpazeyle, büyüklükleri, tahmini faaliyet zamanı ve tesislerin pazarlama modellerinde farklılık gösteren altı senaryo (A'dan F'ye) seçilmiştir.

Senaryolar Şekil 41'de şematik olarak açıklanmıştır ve sonraki bölümlerde açıklanmıştır. İlgili senaryoların tahminlere (örneğin elektrik ücreti, yatırım masrafları vs) Bölüm 8 ve 9'da yer verilmiştir.



Şekil 41 – İncelenen Senaryoların Şematik Grafiği

7.2 Senaryo A

100 MW_{AC} güce sahip PV tesisi 2018 yılında faaliyete başlayacak ve üretilen elektriği ağı aktaracaktır. Elektrik 10 yıl boyunca FİT ile karşılanır.

30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral 2023 yılında faaliyete geçecektir. Türbin işletmesinde üretilen elektrik ağı aktarılır, pompaj faaliyeti için gerekli elektrik ağıdan temin edilir. Elektrik fiyatı olarak Day-Ahead-Markts'ın Türk MCM ücretleri kabul edilir.

PSW, PV tesisi sabit tarife ödemesini almamaya başladığında, 2028 yılından itibaren pompaj faaliyeti için gerekli elektriği doğrudan PV tesisinden temin etmeye başlayacaktır. PSW'nin türbin işletmesinde üretilen elektrik ve PV tesisinin elektrik fazlası ağı dâhil edilir ve Day-Ahead-Markt satılır. Satış ücreti olarak Almanyaya ve Avusturya EXAA-Spotmarkts fiyatları uygulanır. [18]

7.3 Senaryo B

100 MW_{AC} güce sahip PV tesisi 2018 yılında faaliyete geçecektir ve üretilen elektriği ağı aktarır. Elektrik 10 yıl boyunca FİT ile karşılanır.

30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin inşaat zamanı santral 2028 yılında faaliyete geçecek şekilde ertelenecek.

PV tesisi bu tarihten sonra PSW'nin pompaj faaliyeti için gerekli elektriği sevk etmeye başlar. PSW'nin türbin işletmesinde üretilen elektrik ve PV tesisinin elektrik fazlası ağı aktarılır. Satış ücreti olarak Almanyaya ve Avusturya EXAA-Spotmarkts fiyatları uygulanır. [18]

7.4 Senaryo C

100 MW_{AC} güce sahip PV tesisi 2018 yılında faaliyete geçecektir ve üretilen elektriği ağı aktarır. Elektrik 10 yıl boyunca FİT ile karşılanır.

Ardından PV tesisi tarafından üretilen elektrik Day-Ahead-Marktte satılır. Satış ücreti olarak Almanyaya ve Avusturya EXAA-Spotmarkts fiyatları uygulanır. [18]

30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral 2023 yılında faaliyete geçecektir. Bu senaryo için PSW'nin sadece ağının birinci denetlemesine hizmet ettiği varsayılır. Aktif güç işletmesinin olmadığı varsayılır.

7.5 Senaryo D

Senaryo D Bölüm 7.3'teki B senaryosuna denktir. Tek fark 30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral yerine 60 MW güce sahip bir Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralin inceleniyor olmasıdır.

7.6 Senaryo E

Senaryo E sadece 5 MW_{AC} güce sahip ek PV tesisi ele almaktadır. 5 MW_{AC} güce sahip PV tesisi 2016 yılında faaliyete geçecektir ve üretilen elektriği ağa dâhil eder. Elektrik 10 yıl boyunca FİT ile karşılanır.

Bu süre sonrasında, 2026 yılından itibaren PV tesisinin toplam üretimi Şanlıurfa'daki sulama tesislerinin kendi üretimini karşılaması için kullanılır.

7.7 Senaryolar F, F.1 ve F.2

Senaryo F'de alternatif akım gücü toplam da 105 MW olan bir PV Tesisi incelenmektedir.

PV Tesisi 2018 yılında faaliyete geçecektir ve Bozova Merkez ile Suruç Sulama Tesislerine elektrik temin edecektir. Akım fazlası ağa dâhil edilecektir ve 10 yıl boyunca FIT ile karşılanacaktır.

Bu süre bitiminde, yani 2028 yılı itibariyle de PV Tesisin akım fazlası Day-Ahead-Markt pazarında satılacaktır. Satış fiyatı olarak da Türk MCP fiyatları baz alınır.

Senaryo F için yapılan incelemeler çerçevesinde iki sınır değeri senaryosu da incelenmiştir.

- Bozova Merkez ve Suruç Sulama Tesislerinin elektrik ihtiyacının tamamının karşılanması amacıyla 105 MW_{AC} PV Tesisi ile 60 MW PSW'nin birleştirilmesi. (Senaryo F.1)
- Üretimin tamamının ağa aktarıldığı 105 MW_{AC} PV Tesisi (Senaryo F.2)

8 MALİYET TAHMİNİ

8.1 Döviz ve Döviz Kurları

Maliyet tahmini ve akabinindeki ekonomik hesaplama için Amerikan Doları hesaplama dövizini olarak kullanılır. Bunun nedeni ise Yenilenebilir Enerji Düzenlemesi (EEG) [28] uyarınca şebeke satış tarifesinin (Feed in Tariff) dolar üzerinden belirleniyor olmasıdır. (Bölüm 4.4)

Ücretlerin Amerikan Dolarına hesaplanması için 27.02.2015 tarihli döviz kurları kullanılır:

- USD/TRY = 2,5087
- EUR/USD = 1,1197

8.2 Ücret Temeli

Maliyet tahminindeki ücret temeli olarak 01.01.2015 tarihi kullanılır.

8.3 Yatırım Maliyeti

8.3.1 Hidroelektrik Santrali

30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin maliyet tahmini yatırım maliyeti ile ilgili ilk fikirlere sahip olunmasına yarar.

Yatırım maliyetleri üretim ve ek masraflardan oluşur.

PSW'nin üretim maliyeti kaba şekilde inşaat işlerinin başlıca büyüklüğü ve önemli malzemeler zemininde kabaca tahmin edilmiştir. Ek masraflar ise deneyimlerden yola çıkarak üretim maliyetine eklenmiştir.

Ücretler, çatı bölgesindeki (Almanya, Avusturya ve İsviçre) kıyaslanabilir benzer ürünlerin tahmini değerleri ile saptanmıştır. Çatı ülkelerindeki inşaat masraflarının Türk Pazarına aktarılması için 25 % oranında bir indirimle gidileceği tahmin edilmektedir.

30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin tahmini yatırım maliyeti yaklaşık 89,5 milyon dolar (Senaryo A, B ve C) civarındadır. Senaryo A,B ve C'nin yatırım maliyetleri başlıklı Ek 1'de tahmini yatırım maliyeti detaylı bir şekilde verilmiştir.

60 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin tahmini maliyeti 30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin tahmini maliyet temelinde daha büyük makine ve taşıt ve daha büyük yapısal tesis parça kesitleri dikkate alınarak hesaplanmıştır.

60 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santralinin tahmini yatırım maliyeti yaklaşık 133,8 milyon dolar (Senaryolar D ve F.1) civarındadır. Senaryo D'nin yatırım maliyeti tahmini başlıklı Ek 2'de detaylı bir şekilde yer verilmiştir.

Maliyet tahminleri eski proje süreçleri nedeniyle (pre-feasibility Studie) daha düşük bir doğruluk payına sahiptir (-40 ila +40 %) ve bir sonraki proje sürecinde doğrulanmalıdır.

Maliyet tahmininin Ulaşılabilir doğruluk oranı için Şekil 42'de ipuçları verilmiştir.

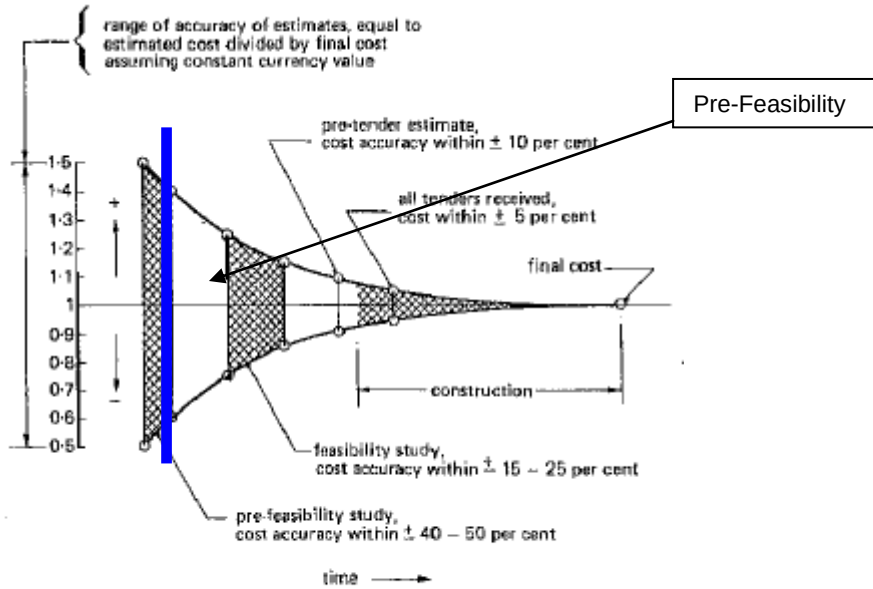


Fig. 1. Accuracy of cost estimates during evolution of a hydro project from initial investigations to completion of construction.

Şekil 42 – Maliyet Tahmininde Doğruluk (Kaynak Gordon, WP&DC, 2003)

8.3.2 PV-Tesis

100 MW_{AC} güce sahip PV tesisin ve 5 MW_{AC} güce sahip PV tesisin maliyet tahminleri karşılaştırılabilir projelerin değerlerine ve güncel araştırmalar, bilgilere ve Fotovoltaik sanayisine ait trendlere dayanmaktadır.

Güneş modülleri, akım dönüştürücü, altyapı inşaatı, kablo ve trafo gibi ana bileşenler tam olarak ücretlendirilebiliyorken özellikle de hafriyat ve kurma çalışmaları açısından sadece jeolojik bir değerlendirme ve gerekli olması durumunda örnekler çerçevesinde kısıtlanabilecek yüksek bir belirsizlik mevcuttur.

PV tesisin Yatırım maliyeti dört ana alana ayrılır; inşaat işleri, elektrik teçhizat dahil ana bileşenler, izleme ve denetleme, güç dağılımı ve ağ bağlantısı.

İnşaat İşleri

İnşaat işleri yeraltı ile ilgili bir inceleme ve olası numune alımı olmaksızın hesaplama açısından en büyük belirsizliği oluşturmaktadır. Uydu görüntüleri sayesinde Fotovoltaik tesisin bazı yerlerinin engebeli, eğimli ve büyük kaya parçaları ile dolu olduğu tespit edilmiştir. Bu alanların ne ölçüde temizlenmesi gerektiği veya burada ne tür işlemler yapılması gerektiğinin maliyet üzerinde etkisi vardır. Alanın güneş modülleri ile doldurulmasında değişiklikler yapılması durumunda etkisi vardır.

PV Tesisin Elektronik Teçhizatı Dahil Ana Bileşenleri

Fotovoltaik tesisin malzeme listesi güneş modülleri, altyapı konstrüksiyonu, kablolama, akım dönüştürücü, transformatör ve AC bağlantısı gibi ana bileşenlerden oluşmaktadır.

Fiyat hassasiyeti ve PV tesisi içerisindeki önemli konum –PV genel maliyetine +/- 25 % etki ile- özellikle de güneş modüllerine aittir. Maliyet tahmini için ilk etapta Alman güneş modüllerine ait ücretler hesaplandı. İyi kaliteye sahip Asyalı güneş modüllerinin kullanımında bu rakamlar daha da düşürülebilir. Bunun karşılığında özel ve yüksek verimli güneş modüllerinin seçilmesi durumunda ücret artar.

Bunun dışında güneş modüllerinin ücretleri döviz kurları, dünya genelindeki talebi ve Silisyumun hammadde maliyeti nedeniyle değişir.

Altyapı konstrüksiyonu genel olarak alüminyumdan oluştuğundan bu da hammadde pazarına yenik düşmektedir. Aynısı alüminyum veya bakır pazarına bağlı olan kablolama için de geçerlidir.

Akım dönüştürücü ücretleri ise, hafif düşüş eğilimi ile oldukça stabildir. Sonraki planlama aşamalarında teknik uygunluk sayesinde, 100 MW_{AC} güce sahip PV tesislerinde 1 MW güce sahip akım dönüştürücüler kullanmak yerine 4 MW akım dönüştürücüler kullanılarak maliyet düşürülebilir.

Transformatör pazarı ise ücret açısından stabil. Bu noktada, bir yılı aşkın bir süre alan teslimat süreleri nedeniyle erken siparişte bulunulması dikkate alınmalı.

İzleme ve Denetleme

İzleme ve videoya kayıt hesaplaması talep profiline göre yapılır.

Güç Dağılımı ve Ağ Bağlantısı

Güç dağılımı ve ağ bağlantısı ücretleri planlayıcıların deneyim değerlerine dayanmaktadır. Ancak yerel talep veya kolaylıklar ile farklılık gösterebilir.

Özet

100 MW_{AC} güce sahip PV tesisin tahmini yatırım maliyeti yaklaşık 182,3 milyon dolar civarındadır (Senaryo A, B ,C ve D). Senaryo A, B, C ve D için Yatırım Maliyeti Tahminleri başlıklı Ek 1’de tahmini yatırım maliyetine detaylı bir şekilde yer verilmiştir.

5 MW_{AC} güce sahip PV tesisin tahmini yatırım maliyeti yaklaşık 8,4 milyon civarındadır (Senaryo E). Senaryo E için Yatırım Maliyeti Tahminleri başlıklı Ek 3’te tahmini yatırım maliyetleri detaylı bir şekilde ele alınmıştır.

105 MW_{AC} PV Tesisinin tahmini yatırım maliyeti, 100 MW_{AC} PV Tesisi ve 5 MW_{AC} PV Tesisinin yatırım maliyeti neticesinde ortaya çıkmaktadır ve yaklaşık 190,7 milyon dolar civarındadır.(Senaryolar F, F.1 ve F.2)

8.4 İşletme Masrafları

8.4.1 Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali

İşletme masrafları aşağıda yer verilen kısımlardan oluşur:

- Personel Ücreti
- Bakım ve Faaliyette Tutma Ücreti, Sigorta

İşletme masraflarının yatırım masraflarının yıllık yaklaşık % 0,8 olması tahmin ediliyor. 30 MW güce sahip pompaj depolamalı hidroelektrik santral için bu yaklaşık 0,651 milyon dolar (Senaryo A,B ve C), 60 MW güce sahip pompaj depolamalı hidroelektrik santral için bu yaklaşık 0,973 milyon dolar (Senaryolar D ve F.1) anlamına gelmektedir.

8.4.2 PV-Tesisi

Üreticilerin detaylı bakım teklifleri bu proje süresinde talep edilmemiştir. Bu yüzden, benzer projelerin deneysel değerlerinden ortaya çıkan faaliyet ve bakım için tahminde bulunuldu.

Bir PV tesisin işletme masrafları büyük oranda bakım, temizlik,sigorta ve işletme personelinin oluşur.

1. Bakım

PV tesislerine genel ölçüde bakım gerekmez. Ama buna rağmen akım dönüştürücülerin sürekli olarak verim ve kazançlarının kıyaslanması yanı sıra tesis belirli aralıklarla ele alınmalı. Tesisin yinelenerek ölçülmesi IEC uyarınca bir arızayı tespit edebilir.

2. Temizlik

Özellikle de yaz aylarında yağış oldukça azdır. Bu yüzden de güneş modüllerinin temizliğinin belirli aralıklarda yapılması önerilir. Bu oldukça pahalıdır, ancak daimi olarak iyi bir enerji kazancı elde edilmesi sonucunu beraberinde getirir. Bu karlılık hesaplamasına dahil edilmiştir.

3. Sigorta

PV tesisinin sigortalanması önerilir.

4. İşletme Personeli

İşletme personeli güneş modüllerindeki ve kabolamayı, gerekli olduğu durumlarda şirketlerden yardım alarak hataları giderebilen az sayıda, eğitimli insanlardan oluşabilir. Buna karşılık akım değiştiricilerdeki arızalar üretici tarafından doğrudan giderilir.

100 MW_{AC} güce sahip PV tesisin yıllık işletme masrafı yaklaşık 78.000 dolardır (Senaryo A,B,C ve D), 5 MW_{AC} güce sahip PV tesis için ise 5.500 dolardır (Senaryo E) ve 105 MW_{AC} güce sahip PV Tesis için ise yaklaşık 83.500 dolardır (Senaryolar F, F.1 ve F.2).

9 GELİR DURUMU

9.1 Genel

PSW'nin net karları elektrik satışından elde edilen gelir ve pompa elektriğinin sağlanması için yapılan harcamalar arasındaki farklılıklar ile ortaya çıkmaktadır. Gelir ve giderleri araştırabilmek için yıllık hareketli çalışma yeteneği daha doğrusu pompa elektriği ihtiyacı kabul edilen elektrik ücretleri ile çarpılır.

PV tesisi gelirleri aynı şekilde hesaplanır. Ağa aktarılan enerji üretimi kabul edilen elektrik ücreti ile çarpılır. 5 MW_{AC} güce sahip tesisler için sulama tesislerinin kaçınılan elektrik masrafları da fiktif gelirler olarak kabul edilir. 105 MW_{AC} güce sahip PV Tesis için tarım kooperatifinin sulama tesisleri için sağlanan elektriği karşılayacağı varsayılır.

Sistem kullanım ücreti, vergi ve farklı ödemeler incelemede dikkate alınmamaktadır. Sistem kullanım ücreti (Lisans Düzenlemesi uyarınca annual license fee [29]) elektrik üretim tesisleri için 2015 yılı için 0,03 TL/MWh'dir. (5379 sayılı ve 25.12.2014 tarihli EMRA Düzenlemesi).

Aşağıdaki bölümlerde farklı senaryolar için kabul edilen elektrik fiyatları açıklanmaktadır ve gelir hesaplamasının giriş verilerinin özeti verilmektedir.

9.2 PV Tesisleri için Tahminler (Senaryo A, B, C, D, E ve F)

Bütün senaryolarda PV tesisinin ilk 10 yıllık faaliyeti için ağa aktarılan elektriğin FİT tarafından 133 USD/MWh şeklinde ödeneceğinden yola çıkılır. (Bölüm 4.4)

Local-Content Teşviki, Almanya'dan olan kalite bileşenleri kullanıldığından planlanan PV tesisleri için kullanılmayacaktır

9.3 PSW'nin Aktif Güç Faaliyeti İçin Tahminler (Senaryo A, B ve D)

9.3.1 Genel

Teşvik edilen ve Bölüm 4.4 Tablo 6'da yer verilen hidroelektrik santrali için Sabit Fiyat garantisi planlanan Pompaj Depolamalı Hidroelektrik santral için, incelenen bütün senaryolarda en erken faaliyete geçme tarihi olarak 31.12.2020 tarihi verildiğinden uygun değildir. Bölüm 4.4'de yer verildiği gibi geçerli Sabit fiyat garantisi sadece bu tarihe kadar faaliyete geçmiş tesisler için geçerlidir.

Bu yüzden de PSW'nin ekonomik hesaplaması için pazarda geçerli olan rakamlar kullanılmaktadır.

Aktif güç faaliyetinden elde edilen net kâr türbin işletmesinde üretilen elektriğin satış fiyatı ve pompa işletmesinde ihtiyaç olan elektriğin alım fiyatı arasındaki fark ile bağlantılıdır.

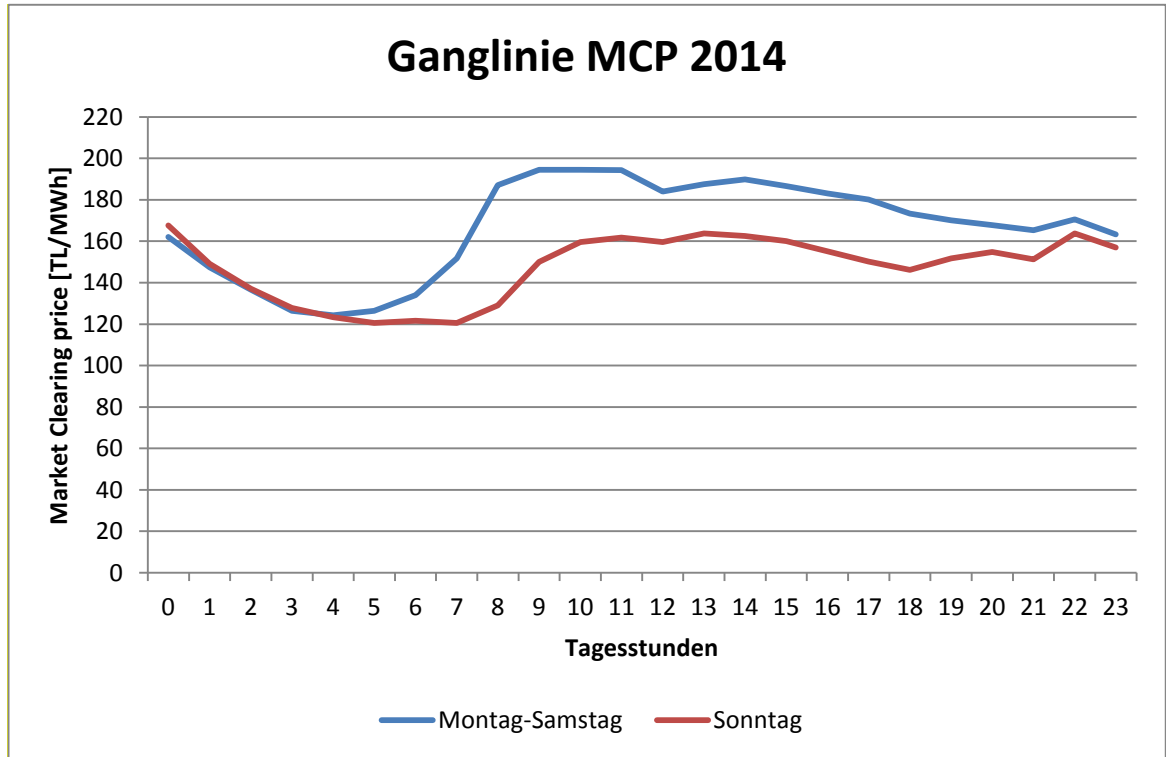
Bu fark ne kadar büyük olursa (Spread) pompaj depolamalı hidroelektrik santralin aktif güç faaliyetinden elde edilen net kar da o kadar büyük olur.

9.3.2 Senaryo A, Süre 2023-2027

Senaryo A'da 2023-2027 yılları arasındaki süre için 30 MW güce sahip pompaj depolamalı hidroelektrik santralin üretilen elektriği Day-Ahead-Markt'ta satacağı ve pompaj için gerekli elektriği de aynı şekilde Day-Ahead-Markt'ta satın alacağı tahmin edilir. Bu süre zarfı içerisinde PV tesisin toplam üretimi ağı aktarılır ve FİT ile karşılanır. Bu yüzden de PSW için uygun değildir.

Gelecekteki elektrik fiyatlarının yüksekliği ile ilgili bir tahminde büyük belirsizlikler vardır. Buna rağmen yine de bu ön çalışma çerçevesinde 2014 yılında [12] Day-Ahead-Markt'ta geçerli olan saatlik MCP ücretleri (Bölüm 4.6.1) zemininde, türbinlerin işletildiği yüksek yük süreçlerinin orta düzey fiyat ve pompa işleminin gerçekleştirildiği daha düşük yük süreçlerinin orta düzey fiyat seviyesi arasındaki geçiş incelenmeye çalışıldı.

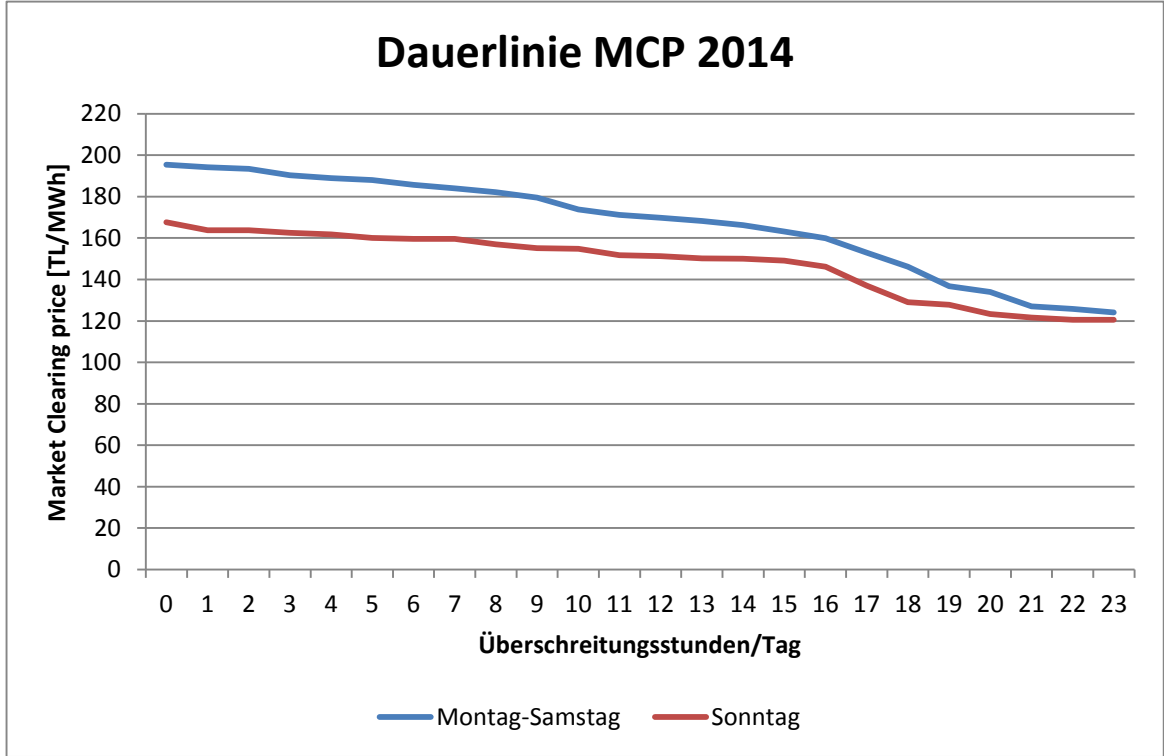
Şekil 43'te Day-Ahead-Markt'ta 2014 yılında geçerli orta dereceli saatlik MCP ücretlerine yer verilmektedir. Bir hafta içerisindeki fiyat değişkenliklerini ortaya koyabilmek için pazartesi ve cumartesi günleri arasındaki fiyatlar ve pazar günleri geçerli olan ücretler ayrı ayrı ele alınmıştır.



Şekil 43 – Day-Ahead-Markt, 2014 Geçerli Orta Düzeydeki Enerji Fiyatlarının (MCP) Hidrografisi

Hidrografilerde MCP fiyatlarının aşım süresi eğrileri oluşturuldu. (Şekil 44)

Saatlik MCP fiyatları en yüksekten en düşüğe doğru sıralandı. Bu süre eğrileri farklı hesaplamaların temelini oluşturmaktadır.



Şekil 44 – Day-Ahead-Markt, 2014 Geçerli Orta Düzeydeki Enerji Fiyatlarının (MCP) Süre Eğrisi

Pazartesi'den cumartesi gününe kadar her gün 4,0 saat boyunca türbin faaliyeti ve pazartesi'den cumartesi gününe kadar günlük 4,0 saat boyunca pompa faaliyeti kullanılması ve pazar günleri de 8,55 saatlik bir kullanımın gerçekleştirilmesi durumunda – incelenen pazar ücreti seviyesine dayandırılarak – yaklaşık 25,85 USD/MWh değerinde bir fiyat farkı ortaya çıkmaktadır. (Türbin işletmesinde 77,07 USD/MWh, pompa işletmesinde 51,22 USD/MWh)

9.3.3 Senaryo A 2028 Yılı İtibariyle, Senaryo B ve Senaryo D

PSW ve PV tesisin çifte faaliyetinde (aktif güç faaliyeti) PV PSW'ye pompa işletmesi için gerekli elektriği sağlar. Türbin işletmesinde üretilen PSW'nin elektriği ve PV tesisin elektrik fazlası ağa aktarılır ve Day-Ahead-Markt'ta satılır.

Türkiye'de gelecek yıllar içerisinde değişen yenilenebilir enerjinin sabit fiyat tarifeleri büyük ölçüde aratacaktır. Bu yüzden de bu ön çalışmada elektrik fiyatlarının genel olarak düşürüleceği, gün içerisinde verimin yüksek olduğu zamanların değiştirileceği düşünülmektedir.

Bu fiyat eğilimini dikkate almak için ise PSW ve PV tesisin çifte faaliyeti için PV Tesisinin sabit fiyat ücretlendirmesi sona erdikten sonra Orta Avrupa'daki şu an ki fiyat seviyesine eşdeğer olan bir fiyat seviyesi belirleneceği tahmin edilmektedir. Yukarıda bahsi geçen fiyat eğilimi Orta Avrupa'da PV tesislerinden ve rüzgâr enerji tesislerinden sağlanan yoğun elektrik sabit tarife uygulaması sebebiyle uzun süredir kullanımda.

Türkiye'de gelecekteki ücret trendinin belirlenebilmesi için 2014 yılının Almanya ve Avusturya için geçerli EXAA-Spotmarkt'ın fiyatlarının faydalanır. [18]

Çifte Faaliyet için aşağıda yer verilen Simülasyonlar kullanılmıştır:

- PV tesisi (güneş ışıkları) tarafından uygun enerji tedarikinin sağlanması durumunda PSW pompa modunda çalıştırılır. Üst rezervuarda depolama hedefine ulaşılması durumunda ise pompa faaliyeti durdurulur.
- PV tesisin faaliyet saatleri dışında PSW bu dört saat içerisinde türbin işletmesinde en yüksek elektrik ücreti üzerinden faaliyet gösterir. Üst rezervuarda indirme hedefine ulaşılması durumunda türbin faaliyeti durdurulur. Bu da belirli günlerde türbin işletmesinde tam kapasite saatlerinin dört saatten daha az olması sonucunu beraberinde getirir.
- PV tesisi tarafından üretilen ve PSW'nin pompaj enerji ihtiyacını geçen elektrik ağa aktarılır.

2014 yılı için EXAA-fiyatları ile simülasyon yapılması sonucunda 30 MW güce sahip pompaj depolamalı hidroelektrik santrali Senaryo A (2028 yılı itibarıyla) ve B için PSW tarafından üretilen elektrik için 48,46 USD/MWh yüksekliğinde orta dereceli bir Pazar fiyatı ve PV tesisinin elektrik fazlası için 38,36 USD/MWh yüksekliğinde bir fiyat ortaya çıkar.

60 MW güce sahip pompaj depolamalı hidroelektrik santralin ele alındığı Senaryo D'de simülasyon sonucunda PSW tarafından üretilen elektrik için 46,82 USD/MWh yüksekliğinde orta dereceli bir fiyat ve PV tesisinin elektrik fazlası için 38,50 USD/MWh yüksekliğinde bir fiyat ortaya çıkar.

Pompa elektriğinin fiyatının, elektrik ücreti PV tesisin işletme masraflarında karşılandığından 0,00 USD/MWh olduğu tahmin edilmektedir

9.4 Birinci Kontrol ile ilgili PSW faaliyeti ile ilgili tahminler (Senaryo C)

Bölüm 5.1'de yer verildiği üzere PSW şimdilerde aktif güç işletmesi için düzenlendi. Değişen yenilenebilir enerjinin artan sabit fiyat tarifeleri nedeniyle gelecekte Türkiye'de de ağ düzenlemesi için Standart gücün hazır bulundurulması önem kazanmaya başlayacaktır.

Senaryo C'de PSW'nin birinci kontrol için hazırlandığından yola çıkılmaktadır. Birinci kontrol, üretim ve harcama arasında ortaya çıkabilecek eşitsizliğin uygun aktivasyonlarla (düzenleme) saniyeler içerisinde otomatik olarak giderilmesi ve böylece bağlantılı elektrik ağındaki frekansı stabilize edebilmek için gereklidir. Birinci rezervin aktifleştirilmesi elektrik üretiminin yapıldığı yerde ölçülen nominal değerden (50 Hz) ayrılan frekans zemininde otomatik olarak gerçekleşir. Birinci düzenleme için Türkiye'de teklif içeriğinin tamamı en fazla 10 saniye içerisinde tamamen sağlanmalı ve en az 30 saniye için kesintisiz olarak hizmete sunulmalı. [31]. Bu talepler Avrupa genelinde bir uyumun yürürlüğe girmesi ve Türkiye'nin de buna uyması durumunda gelecekte değişebilir.

Türkiye'de hâlihazırda Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller için birinci kontrol gücünün hazır bulundurulmasının karşılanması cazip bir durum değil. (Bölüm 4.6.2) Senaryo C'nin hesaplanması için bu yüzden Avusturya'nın tazminat modeli kullanılacaktır.

Avusturya'da ilk gözden geçirme haftalık ilanlarla yetkili kontrolmercii olan Austrian Power Grid (APG) tarafından yapılır. İlk gözden geçirme işlemi haftalık bir verim ücreti çerçevesinde yapılır. Haftalık güç ücretinin ortalama fiyatı 2014 yılında 3.987 USD/MW [19] civarındaydı.

Bu senaryoda PSW'ye ortalamada yılın haftalarının yaklaşık % 80'de 20 MW'lik birincil dengeleme gücü devam ettirebilmesi için ek ödeme yapılacağından yola çıkılmaktadır. Pompa elektriğinin temini giderleri daha doğrusu elektrik üretiminin aktarım gelirleri düşürülecektir.

PV tesisi bu senaryoda toplam enerji üretimini ağı aktarmaktadır. Elektriği FİT (Bölüm 9.2) tarafından karşılanacağı ilk on yıl içerisinde 2014 yılına ait EXAA Spot ücretleri (Bölüm 9.3.3) zemininde PV tesisleri tarafından üretilen elektrik için 39,45 USD/MWh değerinde orta düzeyde bir Pazar fiyatı benimsenecektir.

9.5 5 MW_{AC} PV-Tesisinin Faaliyeti İçin Tahminler (Senaryo E)

5 MW_{AC} PV-Tesisinin ilk 10 yılında toplam üretim ağı aktarılır ve FİT 133 USD/MWh yüksekliğinde bir ödeme yapar.

2026 yılından itibaren 5 MW_{AC} PV-Tesisinin toplam üretimi Şanlıurfa'daki sulama tesislerinin kendi ihtiyaçlarını karşılamaları için kullanılacaktır. Kaçınılmaya çalışılan Elektrik giderleri 71,45 USD/MWh yüksekliğindeki bir elektrik ücreti ile fiktif bir gelir olarak kabul edilmektedir.

9.6 105 MW_{AC} PV-Tesis + 60 MW PSW İçin Tahminler (Senaryolar F, F.1 ve F.2)

Bozova Merkez Sulama Tesisinde her biri 0,650 MW (toplam kapasite 3,9 MW) güce

sahip olmak üzere 6 pompa bulunmaktadır. Sulama tesisin yıllık elektrik ihtiyacı 4.157 MWh'dir. Suruç Sulama Tesisinin ise her biri 5 MW (toplam kapasite 60 MW) güce sahip olmak üzere 12 pompası bulunmaktadır. Sulama tesisin yıllık elektrik ihtiyacı 159.628 MWh [20]. Buna göre de iki sulama tesisinin toplam elektrik ihtiyacı 163.785 MWh.

Şanlıurfa'daki mevcut yıllık güneş düşme oranı ışığında 105 MW_{AC} güce sahip PV Tesisinin, sulama tesislerinin elektrik ihtiyacının 91.794 MWh'lik bölümünü karşılaması mümkündür. Söz konusu bu elektriğin satış fiyatı olarak ise 164,10 TL/MWh kabul edilir, bu da 65,41 USD/MWh eşdeğerdir. Bu fiyat sulama tesislerini işleten tarım kooperatifinin şimdilerde tarımsal sulama için ödediği rakama eşdeğerdir.

105 MW_{AC} güce sahip PV Tesisin akım fazlası ilk 10 yıllık faaliyet döneminde ağa aktarılır ve FIT tarafından 133 USD/MWh şeklinde karşılanır. 2028 yılı itibariyle akım fazlası Day-Ahead-Markt pazarında satılır. MCP'ni 2014 yılı [12] için geçerli olan fiyatları zemininde PV Tesis tarafından üretilen akım fazlasının 71,06 USD/MWh seviyesinde bir orta pazar fiyatına ulaşması beklenmektedir.

Senaryo F için yapılan incelemeler çerçevesinde iki sınır değeri senaryosu da incelenmiştir.

- Bozova Merkez ve Suruç Sulama Tesislerinin elektrik ihtiyacının tamamının karşılanması için 105 MW_{AC} PV Tesis ile 60 MW PSW'nin birleştirilmesi. (Senaryo F.1)
- Üretimin tamamının ağa aktarıldığı 105 MW_{AC} PV Tesis (Senaryo F.2)

Senaryo F.1'deki bir "en iyi senaryo incelemesinde" (Best-Case) sulama tesislerinin elektrik ihtiyacının tamamının hibrid PV ve PWS Tesisleri ile karşılanabileceğinden yola çıkılmaktadır. Bunun dışında PSW'nin pompaj elektriğinin dahil edilmesi ile ilgili de herhangi bir maliyetin ortaya çıkmayacağı tahmin edilmektedir. Bu PV Tesisinden temin edilmektedir. 105 MW_{AC} güce sahip PV Tesisin fazla akım üretimi ağa aktarılır ve ilk 10 yıllık faaliyet döneminde FIT tarafından 133 USD/MWh şeklinde karşılanır. 2028 yılı itibariyle de 71,06 USD/MWh değerindeki bir orta pazar fiyatı ile Day Ahead Markt pazarında satılır.

Senaryo F.2'de ise 105 MW_{AC} güce sahip bir PV Tesis sulama tesislerinin doğrudan elektrik ihtiyacının karşılanması için dahil edilmez, enerji üretiminin tamamı ağa dahil edilir. İlk 10 yıllık faaliyet döneminde ağa aktarılan elektrik FIT tarafından 133 USD/MWh şeklinde karşılanır. 2028 yılı itibariyle de 71,79 USD/MWh değerindeki bir orta Pazar fiyatı ile Day Ahead Markt pazarında satılır. Sulama tesisleri tıpkı şimdiye kadar da olduğu gibi elektriklerini ağdan temin eder.

9.7 Gelir Durumuna Genel Bakış

Tablo 15’de A – D, Tablo 16’da ise F senaryoların yıllık gelirlerinin hesaplanması için giriş verilerine yer verilmektedir. Bölüm 10.2.5 net karların zaman içerisindeki seyrine yer verilmektedir.

Bu noktada Tablo 15 ve Tablo 16’da yer verilen PV enerji üretimi verilerinin yıllık yaklaşık 0,4 % oranındaki indirimi içermediğini belirtmek gerekir. (Bölüm 6.5.2.2) İndirim Bölüm 10.2.5’de net karların hesaplanmasında dikkate alınmaktadır.

Tablo 15 – Senaryolar A'dan E'ye Kadar Yıllık Net Karın Hesaplanmasına İlişkin Veriler

Senaryo	Süre	Çalışma Şekli Türbinler	Çalışma Şekli Pompa	Haftalık Performans Ücreti Birimlik Kontrol [USW/MW]	Birimlik Kontrolten Elde Edilen Yıllık Kazanç [USD]	TTürbinler Tam Kapasite[h]]	Pompalar Tam Kapasite [h]	Türbin İşletmesinde Standard Kapasite [MWh]	Pompaların Enerji İhtiyacı [MWh]	Türbinlerin Orta Derceli Elektrik ücreti [USD/MWh]	Pompaların Orta Derceli Elektrik ücreti [USD/MWh]	PV Tesisi Çalışma Saatleri [h]	PV Tesisin Toplam Enerji Üretimi [MWh]	PV Tesisin Ağa Aktarılan Enerji Üretimi [MWh]	PV Tesisin Orta Derceli Elektrik Ücreti [USD/MWh]
Senaryo A	2018 – 2022											4.140	197.435	197.435	133,00
	2023 – 2027	MO-SA 4,0 h	MO-SA 4,00 h SO 8,55 h			1.252	1.698	37.569	50.955	77,07	51,22	4.140	197.435	197.435	133,00
	2028'dan itibaren	MO-SO 3,9 h	MO-SO 5,3 h			1.424	1.927	42.720	57.810	48,46	0,00	4.140	197.435	139.625	38,36
Senaryo B	2018 – 2022											4.140	197.435	197.435	133,00
	2023 – 2027											4.140	197.435	197.435	133,00
	2028'dan itibaren	MO-SO 3,9 h	MO-SO 5,3 h			1.424	1.927	42.720	57.810	48,46	0,00	4.140	197.435	139.625	38,36
Senaryo C	2018 – 2022											4.140	197.435	197.435	133,00
	2023 – 2027	PRL 20 MW 80 % yılda		3.987	3.328.477							4.140	197.435	197.435	133,00
	2028'dan itibaren	PRL mit 20 MW 80 % yılda		3.987	3.328.477							4.140	197.435	197.435	39,45
Senaryo D	2018 – 2022											4.140	197.435	197.435	133,00
	2023 – 2027											4.140	197.435	197.435	133,00
	2028'dan itibaren	MO-SO 2,8 h	MO-SO 4,0 h			1.020	1.455	61.200	87.300	46,82	0,00	4.140	197.435	110.135	38,50
Senaryo E	2016 – 2020											4.130	9.872	9.872	133,00
	2021 – 2025											4.130	9.872	9.872	133,00
	2028'dan itibaren											4.130	9.872	9.872	71,45

Tablo 16 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Yıllık Net Karın Hesaplanmasına İlişkin Veriler

Senaryo	Süre	Sulama Tesislerinin Elektrik İhtiyacı toplam [MWh]	PV Tesisleri dahil enerji üretimi [MWh]	Sulama Tesisleri için elektrik üretimi [MWh]	İAğa aktarılan enerji üretimi PV Tesisleri [MWh]	Sulama Tesislerine Elektrik Satış Fiyatı [USD/MWh]	Fazla Akım Orta Satış Fiyatı [USD/MWh]
Senaryo F	2018 – 2022	163.785	207.307	91.794	115.512	65,41	133,00
	2023 – 2027	163.785	207.307	91.794	115.512	65,41	133,00
	2028'dan itibaren	163.785	207.307	91.794	115.512	65,41	71,06
Senaryo F.1	2018 – 2022	163.785	207.307	163.785	43.522	65,41	133,00
	2023 – 2027	163.785	207.307	163.785	43.522	65,41	133,00
	2028'dan itibaren	163.785	207.307	163.785	43.522	65,41	71,06
Senaryo F.2	2018 – 2022		207.307		207.307		133,00
	2023 – 2027		207.307		207.307		133,00
	2028'dan itibaren		207.307		207.307		71,79

10 EKONOMİKLİK İNCELEMESİ

10.1 Genel

Bu bölümün amacı Bölüm 7’de yer verilen A ve F arasındaki senaryoların mikroekonomi açısından karşılaştırılmasıdır. Bu analiz farklı senaryolar arasında karar verilmesini sağlayacaktır. Karar vermenin temelinde olabildiğince kapsamlı ve geçerli karar verme esasları vardır.

Ekonomiklik incelemesi için sermaye değerlendirme yöntemi (Discounted Cash Flow) kullanılmaktadır. Bu yöntem de tahmini ve ileriye dönük bağımsız nakit akışlar bugünkü değere indirgenerek bugünkü değer hesaplanır. Proje, ortaya çıkan bugünkü net değer olumlu olması durumunda oldukça karlı sayılır.

Sonraki bölümlerde ekonomiklik incelemesinin temel ve tahminleri açıklanır ve sonuçlar ilan edilir.

10.2 Esaslar ve Tahminler

10.2.1 İskonto Oranı ve Enflasyon

İskonto oranı yatırımcı tarafından uygulanan bölüm için talep edilen, teroik olarak etkili bir pazarın sermaye maliyeti yüksekliğinde olması gereken en düşük fazilendirmeyi ifade etmektedir.

İskonto Oranını Tanımlamak İçin Farklı Yöntemler Mevcuttur:

- Actual Cost of Capital (ACC): Temelde, örneğin Alman Federal devlet tahvilleri gibi uzun vadeli, sabit faizli ve (yaklaşık olarak) risksiz bir hisse senedinin faiz oranı vardır. Bu faiz oranı proje riski nedeniyle (ülke riski, branş riski vs) uyarlanır.
- All Risk Yield (ARY): Temelde son dönemde benzer risk yapısına sahip projelerde elde edilen kar vardır.
- Weighted Average Cost of Capital (WACC): WACC yaklaşımı yürürlüğe konulan yabancı ve öz kaynağın sermaye maliyetine dayanır.

Bu araştırmada -ilk olarak ifade edilen- yöntem bilgisi temelinde % 5’lik bir iskonto oranı kullanıldı.

Enflasyon, bütün büyüklüklere gerçek gözüyle bakıldığından araştırmada dikkate alınmamıştır.

10.2.2 Yatırım Maliyetleri

Ekonomiklik araştırmasının belirli nitelikteki verisini ekonomiklik hesaplamasının en önemli maliyet faktörü olarak yatırım maliyeti hesaplaması oluşturmaktadır.

Die entscheidende Inputgröße für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung sind zunächst die Investitionskosten als wichtigster Kostenfaktor in der Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Senaryoların incelenmesindeki en önemli farklılık parametrelerini:

- Yatırım Maliyetleri
- İnşaat Süresi
- Yatırım Maliyetinin İnşaat Süresine Dağılımı

Oluşturmaktadır.

Tablo 17’de Senaryo A’dan D’ye Yatırım Maliyeti Süreleriyle Birlikte Verilmiştir.

Tablo 17 – Senaryo A ve D İçin Yatırım Maliyetlerinin Yıl Dağılımı

	Yatırım Maliyeti 1.000 USD			
Yıl	Senaryo A	Senaryo B	Senaryo C	Senaryo D
2015	-	-	-	-
2016	20.000	20.000	20.000	20.000
2017	162.299	162.299	162.299	162.299
2018	-	-	-	-
2019	25.000	-	25.000	-
2020	25.000	-	25.000	-
2021	17.000	-	17.000	-
2022	22.467	-	22.467	-
2023	-	-	-	-
2024	-	25.000	-	35.000
2025	-	25.000	-	35.000
2026	-	17.000	-	26.000
2027	-	22.467	-	37.828

Tablo 18'da 5 MW_{AC} Güce Sahip Ek PV Tesisin Yatırım Maliyetinin Yıl Dağılıma Yer Verilmiştir. (Senaryo E)

Tablo 18 – Senaryo E İçin Yatırım Maliyetlerinin Yıl Dağılımı

	Yatırım Masrafları 1.000 USD
Yıl	Senaryo E
2015	4.212
2016	4.212
2017	-
2018	-

Tablo 19'da Senaryolar F, F.1 ve F.2 için Yatırım Masraflarının Yıl Dağılıma Yer Verilmiştir.

Tablo 19 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Yatırım Maliyetlerinin Yıl Dağılımı

	Yatırım Masrafları 1.000 USD		
Yıl	Senaryo F	Senaryo F.1	Senaryo F.2
2015	-	-	-
2016	28.423	28.423	28.423
2017	162.299	162.299	162.299
2018	-	-	-
2019	-	35.000	-
2020	-	35.000	-
2021	-	26.000	-
2022	-	37.828	-
2023	-	-	-

10.2.3 İşletme Masrafları

A ve D arasındaki senaryoların yıllık işletme masraflarına Tablo 20'de yer verilmiştir.

Tablo 20 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Yıllık İşletme Masrafları

	Yıllık OPEX 1.000 USD			
Yıl	Senaryo A	Senaryo B	Senaryo C	Senaryo D
2018	78	78	78	78
2019	78	78	78	78
2020	78	78	78	78
2021	78	78	78	78
2022	78	78	78	78
2023	729	78	729	78

2024	729	78	729	78
2025	729	78	729	78
2026	729	78	729	78
2027	729	78	729	78
2028 –	729	729	729	1.051
2044	729	729	729	1.051

Tablo 21’de 5 MW_{AC} Güce Sahip Ek PV Tesisin Yıllık İşletme Maliyetine (OPEX) Yer Verilmiştir. (Senaryo E)

Tablo 21 – Senaryo E İçin Yıllık İşletme Maliyeti

	Yıllık OPEX 1.000 USD
Yıl	Senaryo E
2016	2,8
2017 –	5,5
2044	5,5

Tablo 22’de Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Yıllık İşletme Maliyetine (OPEX) Yer Verilmiştir.

Tablo 22 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Yıllık İşletme Maliyeti (OPEX) Özeti Yer Verilmiştir

	Yıllık OPEX 1.000 USD		
Yıl	Senaryo F	Senaryo F.1	Senaryo F.2
2018	83,5	83,5	83,5
2019	83,5	83,5	83,5
2020	83,5	83,5	83,5
2021	83,5	83,5	83,5
2022	83,5	83,5	83,5
2023 –	83,5	1.057	83,5
2044	83,5	1.057	83,5

10.2.4 Yeniden Yatırım Ve Kalıntı Değer

Bu altyapı projesinde nakit akışının 30 yıla yayılacağı tahmin edilmektedir. Ancak incelenen beşlik bir senaryo için yeniden yatırımın dikkate alınmayacağı belirtilmelidir.

İnceleme süresinin özellikle de altyapı projelerinde olabildiğince bütün önemli ödemelerin yansıtılabilmesi için oldukça uzun olması gerektiği, ancak bu sürenin yürütecek tahmin dayanıklılığı anlamlı olacak kadar uzun bir süre olması gerektiği dikkate alınmalıdır.

Kalıntı değer, inceleme süreci sonrasında ele alınacak olan (bütün kullanım ücretleri ve satış gelirleri dahil edilerek) Cashflows'un değerine uygundur. Kalıntı değer büyük çoğunlukla inceleme sürecine ve kullanılan iskonto oranına bağlıdır. Uzun inceleme süreçlerinde ve ılımlı faiz oranlarında kalıntı değer ekonomiklik hesaplaması için daha küçük bir rol oynar.

Tablo 23'da A ve D Arası Senaryolar İçin Yapılan bugünkü değer hesaplamasında ortaya çıkan Kalıntı Değere Yer verilmektedir.

Tablo 23 – A ve D Senaryoları İçin Kalıntı Değer Özeti

	Kalıntı Değer 1.000 USD			
Yıl	Senaryo A	Senaryo B	Senaryo C	Senaryo D
2044	40.000	52.000	40.000	71.000

Tablo 24'de 5 MW_{AC} Güce sahip Ek PV Tesis İçin Yapılan bugünkü değer hesaplamasında ortaya çıkan Kalıntı Değere Yer verilmektedir. (Senaryo E)

Tablo 24 – Senaryo E İçin Kalıntı Değer

	Kalıntı Değer 1.000 USD
Yıl	Senaryo E
2044	570

Tablo 25'de Senaryolar F, F.1 ve F.2 için yapılan bugünkü değer hesaplamasında ortaya çıkan Kalıntı Değere yer verilmektedir.

Tablo 25 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 için Kalıntı Değer

	Kalıntı Değer 1.000 USD		
Yıl	Senaryo F	Senaryo F.1	Senaryo F.2
2044	19.000	69.000	19.000

10.2.5 Gelir

A ve D arasındaki senaryoların net karın yıl dağılımı Tablo 26'de yer verilmiştir.

Tablo 26 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Net Kar Yıl Dağılımı

	1.000 USD Net Kâr			
Yıl	Senaryo A	Senaryo B	Senaryo C	Senaryo D
2018	26.259	26.259	26.259	26.259
2019	26.154	26.154	26.154	26.154
2020	26.049	26.049	26.049	26.049
2021	25.945	25.945	25.945	25.945

	1.000 USD Net Kâr			
Yıl	Senaryo A	Senaryo B	Senaryo C	Senaryo D
2022	25.841	25.841	25.841	25.841
2023	26.023	25.738	29.066	25.738
2024	25.920	25.635	28.963	25.635
2025	25.818	25.532	28.860	25.532
2026	25.716	25.430	28.758	25.430
2027	25.614	25.329	28.657	25.329
2028	7.129	7.129	10.811	6.807
2029	7.100	7.100	10.781	6.778
2030	7.071	7.071	10.751	6.749
2031	7.042	7.042	10.721	6.720
2032	7.013	7.013	10.692	6.691
2033	6.984	6.984	10.662	6.662
2034	6.956	6.956	10.633	6.633
2035	6.927	6.927	10.604	6.605
2036	6.899	6.899	10.575	6.577
2037	6.871	6.871	10.546	6.548
2038	6.843	6.843	10.517	6.520
2039	6.815	6.815	10.488	6.492
2040	6.787	6.787	10.459	6.464
2041	6.759	6.759	10.431	6.436
2042	6.732	6.732	10.402	6.408
2043	6.704	6.704	10.374	6.381
2044	6.677	6.677	10.346	6.353

Tablo 27’de 5 MW_{AC} güce sahip Ek PV Tesisin gelirinin yıl dağılımına yer verilmektedir. (Senaryo E) Burada tesisin 2016 yılının ortalarında faaliyete geçeceğine dikkat çekilmelidir. Bu nedenle de ilk yıl için giderlerin sadece yüzde 50’si ele alınır.

Tablo 27 – Senaryo E İçin Giderlerin Zaman Şeması

	1.000 USD İçin Net Kâr
Yıl	Senaryo E
2016	656
2017	1.308
2018	1.302
2019	1.297
2020	1.292
2021	1.287
2022	1.282

	1.000 USD İçin Net Kâr
Yıl	Senaryo E
2023	1.277
2024	1.272
2025	1.266
2026	678
2027	675
2028	672
2029	670
2030	667
2031	664
2032	662
2033	659
2034	656
2035	654
2036	651
2037	648
2038	646
2039	643
2040	641
2041	638
2042	636
2043	633
2044	630

Tablo 28’de Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Gelirin Yıl Dağılımına Yer Verilmektedir.

Tablo 28 – Senaryolar F, F.1 ve F.2 İçin Gelir Dağılımı

	Net Kâr in 1.000 USD		
Yıl	Senaryo F	Senaryo F.1	Senaryo F.2
2018	21.367	16.502	27.572
2019	21.257	16.391	27.462
2020	21.147	16.281	27.352
2021	21.038	16.172	27.242
2022	20.929	16.063	27.133
2023	20.820	15.955	27.025
2024	20.712	15.846	26.917
2025	20.605	15.739	26.809
2026	20.497	15.632	26.702
2027	20.391	15.525	26.595

	Net Kâr in 1.000 USD		
Yıl	Senaryo F	Senaryo F.1	Senaryo F.2
2028	13.634	13.227	14.298
2029	13.577	13.170	14.241
2030	13.521	13.114	14.184
2031	13.465	13.058	14.127
2032	13.409	13.002	14.070
2033	13.353	12.946	14.014
2034	13.298	12.891	13.958
2035	13.242	12.836	13.902
2036	13.187	12.781	13.847
2037	13.132	12.726	13.791
2038	13.078	12.671	13.736
2039	13.023	12.617	13.681
2040	12.969	12.563	13.626
2041	12.915	12.509	13.572
2042	12.862	12.455	13.518
2043	12.808	12.401	13.464
2044	12.755	12.348	13.410

10.3 Ekonomik Fizibilite İncelemesinin Sonuçları

Başında da ifade edildiği gibi, senaryoların ekonomik elverişlik değerlendirilmesi için dinamik yatırım hesaplaması kullanıldı. Bu hesaplamada da aşağıda yer verilen hususlar ortaya çıkmıştır:

- Bugünkü Net Değer (NBW): Bugünkü net değer etkili Cashflows, yatırımların ve kalıntı değerinin sermaye değeridir ve tahmin ile ileriye dönük bağımsız nakit akışlar bugünkü değere indirgenerek bugünkü değer hesaplanır.
- İç Karlılık Oranı (IRR): İç Karlılık Oranı bir faiz oranıdır ve buna göre de bir yüzde oranıdır. Yatırımın sermaye değerinin sıfır olduğu faiz oranını belirler. İç karlılık oranı ne kadar büyük ise yatırım o kadar avantajlı olur.

Tablo 29'de A ve D arasındaki senaryoların ekonomik fizibilite incelemesi sonuçlarına yer verilmektedir.

Tablo 29 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Ekonomik Fizibilite İncelemesi Sonuçları

Gösterge	Senaryo A	Senaryo B	Senaryo C	Senaryo D
NBW 1.000 USD	-6.802	11.231	24.095	-13.369
IRR	4,56 %	5,88 %	6,39 %	4,00 %

Tablo 30'de 5 MW_{AC} güce sahip Ek PV Tesisin ekonomik fizibilite incelemesi sonuçlarına yer verilmektedir. (Senaryo E)

Tablo 30 – Senaryo E'nin Ekonomik Fizibilite İncelemesi Sonuçları

Gösterge	Senaryo E
NBW 1.000 USD	5.774
IRR	12,64 %

Tablo 31'de F, F.1 ve F.2 senaryoların ekonomik fizibilite incelemesi sonuçlarına yer verilmektedir.

Tablo 31 – F, F.1 ve F.2 Senaryoların Ekonomik Fizibilite İncelemesi Sonuçları

Gösterge	Senaryo F	Senaryo F.1	Senaryo F.2
NBW 1.000 USD	56.144	-73.467	101.476
IRR	8,33 %	2,03 %	11,30 %

Tablo 29'de B ve C senaryolarının 5 % oranında beklenen Benchmark kazançlarına ulaştığı görülmektedir. Senaryo A'nın kar payı ise bu değerin sadece biraz altındadır.

5 MW_{AC} güce sahip Ek PV Tesis (Senaryo E) oldukça ekonomiktir, IRR > 12 % oranında bir degree ulaşmaktadır.

105 MW_{AC} güce sahip PV Tesis de Bozova Merkez ve Suruç sulama tesislerinin elektrik ihtiyacının karşılanması açısından oldukça ekonomiktir (Senaryo F). Bu senaryonun IRR'si 8 %'den daha büyük bir değere ulaşmaktadır.

Senaryo F.1, Best-Case tahminlerine rağmen birleştirilmiş PV Tesis ve PSW için, PSW'nin yatırım maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle, beklenen yüzde 5 % Benchmark kazançlarına ulaşamamaktadır. Buna karşılık ise 105 MW_{AC} güce sahip PV Tesisin IRR'si enerji üretiminin yüzde yüz (100 %) oranında ağa aktarılması (Senaryo F.2) durumunda 11 %'den daha büyük bir değere ulaşmaktadır.

11 KATILIM VE FİNANSMAN MODELLERİ

11.1 Katılım Modeli

Şanlıurfa'daki projenin hayata geçirilmesi için en iyi fırsatlardan birini proje şekillendirmesinin ve proje gelişiminin birlikte ele alınması oluşturmaktadır. Bu en ideal şekliyle planlamacıların, yatırımcıların ve tarımsal kooperatif tarafından içeriksel temel fikrin işi veren ile benzer şekilde kabul edilmesiyle başlar.

Projenin hayata geçirilmesine ilişkin ilk konseptler bütün katılımcılar ile görüşülmeli ve prensipte açıklığa kavuşturulmalı. Planlamacılar projenin teknik, ekonomik ve ekolojik açıdan en uygun şekilde hazırlanmasından sorumlu iken tarımsal kooperatif yerel çevredeki (altyapı, konum spesifik özellikler) teknik olmayan ve parayla ilgili olmayan kriterlerin de dikkate alınmasıyla ilgilenir.

Ayrıca daha fizibilite sürecinde, tarımsal kooperatif maddi açıdan zayıf bir kurum olarak destek olmadan projenin desteklenmesini teşvik edemeyeceğinden bir veya daha fazla yatırımcıya ihtiyaç olduğu tahmin edilmektedir.

Ortak proje gelişiminin ve projenin hayata geçirilmesinin amacı her bir katılımcının güçlü olduğu alanları projenin hayata geçirilmesi için kullanmaktır. Bunun yanı sıra yatırımcı ve ortakların elektrik santrallerin inşaat ve işletmelerinde yetki sahibi olması gerekip gerekmediği sorusu ortaya çıkmaktadır. Bu da söz konusu bu projenin erken dönemlerinde deneyimli inşaat şirketlerin, tesis işçileri, işletmecisi ve enerji tedarikçilerin de olaya dahil edilebileceği anlamına gelmektedir.

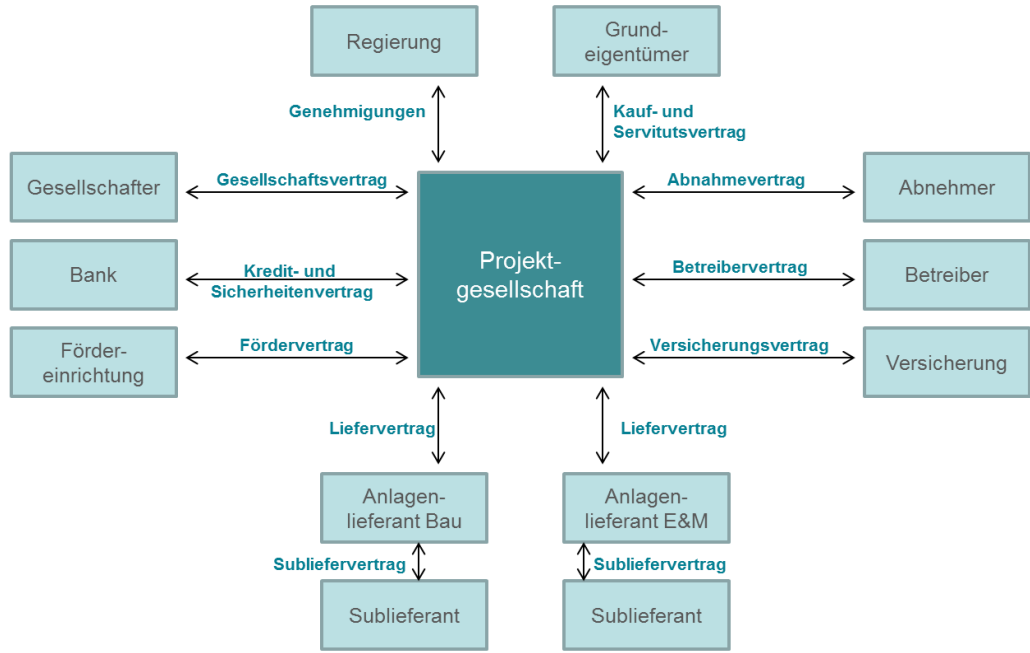
11.2 Finansman Modeli

Bölüm 11.1'de yer verilen katılım modeli için projenin finanse edilmesi en uygun finans aracını teşkil etmektedir. Projenin finase edilmesi özel zeminde oldukça özel ve karmaşık bir finansman şeklidir. Proje finansmanı, ekonomik açıdan kendini idame ettirebilen ve yasal olarak bir proje topluluğu (SPC) içerisinde bağımsız olan bir yatırım projesinin uzun vadeli bir finansmandır. Bu topluluğun sahipleri ise topluluğu kendi sermayeleri ile şekillendiren yatırımcılardır.

Proje finansmanı Geleneksel yatırım şekillerine kıyasla hiçbir zaman veya kısıtlı bir şekilde proje sahibine veya sahiplerine başvurur. Faiz ve ödeme yükümlülükleri, genel olarak finanse edilen projenin Cash Flow'undan temin edilir. Finansman için projenin beklenen ekonomik başarısı belirleyici niteliktedir.

Proje, topluluğunun her türlü kredi yükümlülüğünden faydalanabilmesi için sadece projenin gelecekteki Cash Flow'u mevcuttur. Bu yabancı sermaye yatırımcılarının garantisi için de hizmet eder.

Şekil 45'te söz konusu bu finansman şekli ile ilgili bilgi vermektedir.



Şekil 45 – Proje Finansmanı Özeti

12 ÖZET VE FARKLI YÖNTEMLER

S.S. Bozova Merkez Y. Çatak Kooperatifi “Şanlıurfa İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali (PSW) ve Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi (PV)” projesiyle Şanlıurfa bölgesindeki tarımsal sulamayı yenilenebilir enerji (EE) ile karşılama hedefini gütmektedir.

Enerji fiyatlarının yüksek olması, pompaların enerji temini hususunda ve sulama tesisindeki diğer elektronik parçalarda yaşanan çok sayıda geçici arıza dolayısıyla, orta ve uzun vadede uygun ve yenilenebilir enerji kaynaklarının bulunması ihtiyacı doğmaktadır.

ILF Mühendislik Teknik Danışmanlık Taahhüt ve Ticaret Limited Şirketi 2014 yılının ekim ayında özel S.S. Bozova Merkez Y. Çatak Kooperatifi tarafından “Şanlıurfa İçin Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali (PSW) ve Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi (PV)” projesi için bir ön çalışma hazırlamakla görevlendirildi.

Araştırmada 30 MW güce sahip Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral ve 100 MW güce sahip bir Fotovoltaik Tesisten oluşan bir hybrid sistem teknik ve ekonomik açıdan incelenmiştir.

Tesisin mevkisi olarak Atatürk Barajının inşaatında kullanılan bir taş ocağı etrafındaki alan belirlenmiştir. Taş ocağı PSW'nin üst rezervuarı, Fırat ise alt rezervuar olarak hizmet vermektedir. Üst rezervuar etrafına PV tesisi monte edilecektir. Hybrid tesisin enerji beslemesi yakın çevredeki yüksek gerilim ağından sağlanmaktadır.

Hybrid tesisin başlıca bileşenlerine aşağıda yer verilmektedir.

Tablo 32 – 30 MW Güce Sahip Bir PSW'nin Verileri

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali 30 MW (Senaryo A – C)		
Azami Brüt Düşme Yüksekliği	m	67,00
En Düşük Brüt Düşme Yüksekliği	m	59,00
Nominal Yükseklik	m	62,97
Net Düşme Yüksekliği (Türbin İşletmesi)	m	60,07
Ana Basınç Yüksekliği (Pompaj İşletmesi)	m	64,86
Türbin İşletmesinde En Yüksek Su Miktarı	m ³ /s	57,37
Pompaj İşletmesinde En Yüksek Su Miktarı	m ³ /s	42,30
Türbin İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	30
Pompaj İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	30
İşin Masrafları	USD/KW	2.982

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali 30 MW (Senaryo A – C)		
Ağdan Pompaj Depolamalı Enerjinin Temin Edilmesinin Bilgileri (Senaryo A)		
Türbin İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.252
Pompaj İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.698
Türbin İşletmesinde Elektrik Üretimi Hacmi	MWh	37.569
Pompaj Enerji İhtiyacı	MWh	50.955
Fotovoltaik Tesisten Pompaj Depolamalı Enerjinin Temin Edilmesinin İşletim Bilgileri (A ve B Senaryoları)		
Türbin İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.424
Pompaj İşletmesinde Nominal Kapasite Saati	h	1.927
Türbin İşletmesinde Elektrik Üretimi Hacmi	MWh	42.720
Pompaj Enerji İhtiyacı	MWh	57.810

Tablo 33 –100 MW_{AC} Güce Sahip PV-Tesis

PV-Tesis 100 MW_{AC} (Senaryo A – D)		
Alternatif Akım Verimi	MW	100
Güneş Modüllerinin Nominal Gücü	MWp	122,298
Eenerji Üretimi	MWh	197.435
İşin Özel Masrafları	USD/KWp	1.491

Aynı alanda pilot tesisin olası genişletilmesi durumu için 60 MW güce sahip bir PSW de genel hatlarıyla incelenmiştir.

Tablo 34 – PSW'nin Olası Olarak 60 MW'a Genişletilmesi

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral 60 MW (Senaryolar D ve F.1)		
Azami Brüt Düşme Yüksekliği	m	67,00
En Düşük Düşme Yüksekliği	m	59,00
Nominal Yükseklik	m	62,97
Net Düşme Yüksekliği (Türbin İşletmesi)	m	60,07

Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral 60 MW (Senaryolar D ve F.1)		
Ana Basınç Yüksekliği (Pompaj İşletmesi)	m	64,86
Türbin İşleminde İnşaat Akışı	m ³ /s	114,74
Pompa İşleminde İnşaat Akışı	m ³ /s	84,60
Türbin İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	60
Pompaj İşletmesindeki Mevcut Verim	MW	60
İşin Özel Masrafları	USD/KW	2.230
Türbin İşletmesinde Tam Kapasite	h	1.020
Pompa İşletmesinde Tam Kapasite	h	1.455
Türbin İşletmesinde Standart Kapasite	MWh	61.200
Pompa Enerji İhtiyacı	MWh	87.300

100 MW_{AC} güce sahip PV tesisine ek olarak 5 MW_{AC} güce sahip bir PV tesisi araştırma kapsamında incelendi. Söz konusu bu PV tesisi elektrik giderlerinin karşılanması daha doğrusu Şanlıurfa'daki mevcut sulama tesislerinin enerji ihtiyacını karşılamak amacıyla kuruldu ve bu yüzden de olabilecek en kısa süre içerisinde hayata geçirilecektir. PV tesisi lisans ile ilgili nedenlerden dolayı her biri 1 MW güce sahip tek kütlelerden oluşacaktır.

5 MW_{AC} güce sahip bir PV tesisin verilerine aşağıda yer verilmektedir.

Tablo 35 – 5 MW_{AC} Güce Sahip Ek PV Tesis

Sulama Tesisleri İçin Ek PV Tesis (5 MW_{AC}) (Senaryo E)		
Alternatif Akım Verimi	MW	5,00
Güneş Modüllerinin Nominal Gücü	MWp	6,11
Enerji Üretimi	MWh	9.872
İşin Maliyeti	USD/KWp	1.377

Bunun dışında 100 MW_{AC} akım kapasitesine sahip bir PV Tesis ve 5 MW_{AC} alternatif güç kapasitesine sahip bir PV Tesis ile (topam 105 MW_{AC}) birlikte Bozova Merkez Sulama Tesisinin elektrik ihtiyacının 3,9 MW'lık toplam kapasitesi ve Suruç'un 60 MW'lık toplam kapasite ile karşılanmasının planlandığı başka bir senaryo daha incelendi. Bir alt senaryoda 105 MW_{AC} PV ve 60 MW PSW kombinasyonunun faaliyeti incelenmektedir.

Senaryo F için yapılan incelemeler çerçevesinde iki sınır değer senaryosu da incelenmiştir. Bir tarafta sulama tesislerinin elektrik ihtiyacının tamamının 105 MW_{AC} PV Tesis ile 60 MW PSW'nin birleştirilmesinden oluşturulan bir kombinasyonun faaliyeti inceleli. Diğer taraftan ise 105 MW_{AC} güce sahip PV Tesisinin üretiminin tamamını ağı aktardığı bir senaryo incelendi.

105 MW_{AC} güce sahip bir PV tesisin başlıca unsurlarına aşağıda yer verilmektedir.

Tablo 36 – 105 MW_{AC} Güce Sahip PV Tesisin Başlıca Unsurları

Bozova Merkez ve Suruç Sulama Tesisleri İçin 105 MW_{AC} Güce Sahip PV-Tesis (Senaryolar F, F.1 ve F.2)		
Alternatif Akım Verimi	MW	105,00
Güneş Modüllerinin Nominal Gücü	MWp	128,408
Enerji Üretimi	MWh	207.307
Hizmetin Spesifik Masrafları	USD/KWp	1.485

Her senaryo için maliyet masrafları ve ekonomik fizibilite hesaplaması gerçekleştirildi. Ekonomiklik analizi güncel elektrik pazarı ücretlerine ve Türkiye’de güneş elektriğinin sabit fiyat tarifesine dayanmaktadır.

Tablo 37’da A ve D arasındaki senaryoların ekonomik fizibilite hesaplamasının sonuçlarını lanse etmektedir.

Tablo 37 – A Ve D Arasındaki Senaryoların Ekonomik Fizibilite Hesaplamasının Sonuçları

Gösterge	Senaryo A	Senaryo B	Senaryo C	Senaryo D
NBW 1.000 USD	-6.802	11.231	24.095	-13.369
IRR	4,56 %	5,88 %	6,39 %	4,00 %

Tablo 38’da 5 MW_{AC} güce sahip ek PV tesisin ekonomik fizibilite hesaplamasının sonuçlarına yer evilmektedir. (Senaryo E)

Tablo 38 – E Senaryosunun Ekonomik Fizibilite Hesaplamasının Sonuçları

Gösterge	Senaryo E
NBW 1.000 USD	5.774
IRR	12,64 %

Tablo 39'da Senaryolar F, F.1 ve F.2 için ekonomik fizibilite hesaplamasının sonuçlarına yer evrilmektedir.

Tablo 39 – Senaryolar F, F.1 Ve F.2 Ekonomik Fizibilite Hesaplaması Sonuçları

Gösterge	Senaryo F	Senaryo F.1	Senaryo F.2
NBW in 1.000 USD	56.144	-73.467	101.476
IRR in %	8,33 %	2,03 %	11,30 %

B ve C senaryolarının 5 % oranında beklenen Benchmark kazançlarına ulaştığı görülmektedir. Senaryo A'nın kar payı ise bu değerin sadece biraz altındadır.

5 MW_{AC} güce sahip Ek PV Tesis (Senaryo E) oldukça ekonomiktir, IRR > 12 %'den büyük oranında bir değere ulaşmaktadır.

105 MW_{AC} güce sahip PV Tesis de Bozova Merkez ve Suruç sulama tesislerinin elektrik ihtiyacının karşılanması açısından oldukça ekonomiktir (Senaryo F). Bu senaryonun IRR'si 8 %'den daha büyük bir değere ulaşmaktadır.

Senaryo F.1 Best-Case tahminlerine rağmen birleştirilmiş PV Tesis ve PSW için, PSW'nin yatırım maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle beklenen 5 % Benchmark kazançlarına ulaşamamaktadır. Buna karşılık ise 105 MW_{AC} güce sahip PV Tesisin IRR'si enerji üretiminin yüzde yüz (100 %) oranında ağa aktarılması (Senaryo F.2) durumunda 11 %'den daha büyük bir değere ulaşmaktadır.

Senaryo C için yasal çerçeve koşullarının ve zararın karşılanmasını kapsayan modellerin pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri kontrol gücünün hazır bulundurulması hususunda nasıl gelişeceği incelenmelidir. Bunun için bir sonraki planlama aşamalarında yetkili merciler ile doğrudan temasa geçilmesi gereklidir.

PV Tesislerin ekonomik olarak daha da iyileştirilmesinin „Local-Content “(yerel üretim) (Bakınız Bölüm 4.4) çerçevesinde bir ek tazminat elde edilmesiyle mümkün olabileceği dikkate alınmalıdır. Söz konusu bu ek tazminat, bu analizde kullanılan aktarılmış güneş enerjisi kazancının yaklaşık yüzde 25 % civarındadır ve bir sonraki planlama aşamasında dikkate alınmalıdır.

Araştırmada PSW ve PV tesislerinin hayata geçirilmesi mümkün ve yapılabilir bir dizayn ele alındı.

Sonraki planlama aşamasında planlama esasları çoğaltılmalı ve tesisler teknik olarak belirlenmeli ve uygun hâle getirilmeli ve projenin tamamının finansman olasılıkları geniş ölçüde aydınlığa kavuşturulmalı.

Bu noktada ekonomik değer oranının döviz kurlarının etkisine bağlı olduğuna dikkat çekilmektedir. (Bakınız Bölüm 8.1)

13 EKLER

13.1 Ek 1 – A, B ve C Senaryoları İçin Yatırım Maliyeti Tahminleri

Şanlıurfa Tesisi PSW+PV , Senaryo A,B ve C İçin Maliyet Tahmini

01.01.2015 Fiyat Bazında

					Şanlıurfa PSW+PV Tesisi					
Konum					Açıklama	Miktar	Birim	Birim Fiyatı [Euro]	Konum Maliyeti [Euro]	Konum Maliyet [USD] Döviz Kuru 27.02.2015
										1,12
01.					30 MW-Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral					
01. 01.					İnşaat İşleri				37.750.868	42.269.647
					Öngörülemeyen				4.840.538	5.419.950
01. 01. 01.					Şantiye Techizatı				5.526.740	6.188.291
01. 01. 01. 01.					Üst Rezervuar			10%	1.044.858	1.169.927
01. 01. 01. 02.					Yeraltı Yapıları			20%	4.029.663	4.512.014
01. 01. 01. 03.					Fırat Arıtma Tesisi			10%	189.041	211.669
01. 01. 01. 99.					Öngörülemeyen			5%	263.178	294.681
01. 01. 02.					Üst Rezervuar				11.873.385	13.294.629
01. 01. 02. 01.					Toprak İşleri-Zarar	800.000	m³	3,03	2.420.358	2.710.075
01. 01. 02. 02.					Toprak İşleri-Montaj	800.000	m³	2,33	1.866.600	2.090.032
01. 01. 02. 04.					Asfalt Beton Sıkıştırma	40.000	m²	85,50	3.420.000	3.829.374
01. 01. 02. 05.					Giriş Bölümü	4.700	m³	188	881.250	986.736
01. 01. 02. 06.					Köprü, Emiş Kulesi	86	m	1.125	96.750	108.331
01. 01. 02. 07.					Yer Üstünde Bulunan Yapılar İçin MS Transformatörleri vs	1.000	m³	188	187.500	209.944
01. 01. 02. 08.					Püskürtme Beton, Havza Meğilleri Kaya Çapalarıyla Sabitleme	1	PA	195.000	195.000	218.342
01. 01. 02. 09.					Düşük Basınç Enjeksiyonu	1	PA	172.500	172.500	193.148
01. 01. 02. 10.					Çakıl-Çevre Yolu-Yeni	3.450	m	75	258.750	289.722
01. 01. 02. 98.					Diğer			10%	949.871	1.063.570
01. 01. 02. 99.					Öngörülemeyen			15%	1.424.806	1.595.356
01. 01. 03.					Akıntıya Karşı Türbin Sistemi				762.188	853.421
01. 01. 03. 01.					Basınçlı Kuyu Eğici/Basınç Borusu Dahil				380.250	425.766
01. 01. 03. 01. 01.					Kazı	1.740	m³	150	261.000	292.242
01. 01. 03. 01. 02.					Beton İç Astar	530	m³	225	119.250	133.524
01. 01. 03. 02.					Basınç Tabanı				229.500	256.971
01. 01. 03. 02. 01.					Kazı	1.590	m³	75	119.250	133.524
01. 01. 03. 02. 02.					Beton İç Astar	490	m³	225	110.250	123.447
01. 01. 03. 98.					Diğer			10%	60.975	68.274
01. 01. 03. 99.					Öngörülemeyen			15%	91.463	102.411
01. 01. 04.					Yeraltı Mağaraları				11.712.750	13.114.766
01. 01. 04. 01.					Elektrik Santrali Merkezi				9.370.200	10.491.813
01. 01. 04. 01. 01.					Kazı	56.780	m³	75	4.258.500	4.768.242
01. 01. 04. 01. 02.					Betonlama İşleri	14.200	m³	300	4.260.000	4.769.922
01. 01. 04. 01. 03.					İç Kesim Çalışmaları	56.780	m³	15	851.700	953.648
01. 01. 04. 98.					Diğer			10%	937.020	1.049.181
01. 01. 04. 99.					Öngörülemeyen			15%	1.405.530	1.573.772
01. 01. 05.					Erişim ve Yardımcı Tabanlar				6.729.000	7.534.461
01. 01. 05. 01.					Giriş Tabanı/Kaçış Tabanı				4.981.200	5.577.450
01. 01. 05. 01. 01.					Kazı	47.440	m³	75	3.558.000	3.983.893
01. 01. 05. 01. 02.					Kazı (Anayol, Ara Duvarlar vs)	47.440	m³	30	1.423.200	1.593.557
01. 01. 05. 02.					Motor/Jeneratör Bölümü Dikey Şaft				201.000	225.060
01. 01. 05. 02. 01.					Kazı	940	m³	150	141.000	157.878
01. 01. 05. 02. 02.					Püskürtme Beton İç Astar	160	m³	375	60.000	67.182
01. 01. 05. 03.					Duman Tahliye Kuyusu				201.000	225.060
01. 01. 05. 03. 01.					Kazı	940	m³	150	141.000	157.878
01. 01. 05. 03. 02.					Püskürtme Beton İç Astar	160	m³	375	60.000	67.182
01. 01. 05. 98.					Diğer			10%	538.320	602.757
01. 01. 05. 99.					Öngörülemeyen			15%	807.480	904.135
01. 01. 06.					Sualtı Türbin Sistemi				3.691.875	4.133.792
01. 01. 06. 01.					Sualtı Taban				2.953.500	3.307.034
01. 01. 06. 01. 01.					Kazı	21.080	m³	75	1.581.000	1.770.246
01. 01. 06. 01. 02.					Beton İç Astar	6.100	m³	225	1.372.500	1.536.788
01. 01. 06. 98.					Diğer			10%	295.350	330.703
01. 01. 06. 99.					Öngörülemeyen			15%	443.025	496.055
01. 01. 07.					Fırat Arıtma Tesisi				2.295.469	2.570.236
01. 01. 07. 01.					İnşaat Çukuru ve Drenaj Önlemleri(Su Tutma)	1	PA	300.000	300.000	335.910
01. 01. 07. 02.					Toprak İşleri-Zarar	4.000	m³	23	90.000	100.773
01. 01. 07. 03.					Toprak İşleri-Montaj	1.000	m³	8	7.500	8.398
01. 01. 07. 04.					Arıtma Tesisi Betonlama				1.080.000	1.209.276
01. 01. 07. 04. 01.					Kazı	6.000	m³	75	450.000	503.865
01. 01. 07. 04. 02.					Betonlama İşleri	2.100	m³	300	630.000	705.411
01. 01. 07. 05.					Nehir İnşaatı Önlemleri	1	PA	112.500	112.500	125.966
01. 01. 07. 06.					Ulaşım Yolu	405	m	75	30.375	34.011
01. 01. 07. 98.					Diğer			10%	270.038	302.361
01. 01. 07. 99.					Öngörülemeyen			15%	405.056	453.541
01. 02.					Teçhizat/Ekipman				28.681.962	32.115.192
					Öngörülemeyen				1.365.808	1.529.295
01. 02. 01.					Çelik Hidromekanik İşler				2.442.000	2.734.307
01. 02. 01. 01.					Giriş Bölümü				980.000	1.097.306
01. 02. 01. 01. 01.					Giriş Süzdürücü Izgaraları	1	PA	80.000	80.000	89.576
01. 02. 01. 01. 02.					Silindir Koruyucu	1	PA	850.000	850.000	951.745
01. 02. 01. 01. 03.					Diğer	1	PA	50.000	50.000	55.985
01. 02. 01. 02.					Akıntıya Karşı Türbin Sistemi				400.000	447.880
01. 02. 01. 02. 01.					Çelik Kaplama (İhtiyaç Halinde)	50	to	8.000	400.000	447.880
01. 02. 01. 03.					Sualtı Türbin Sistemi				400.000	447.880
01. 02. 01. 03. 01.					Çelik Kaplama (İhtiyaç Halinde)	50	to	8.000	400.000	447.880
01. 02. 01. 04.					Fırat Arıtma Tesisi				440.000	492.668
01. 02. 01. 04. 01.					Süzdürücü Izgaraların Temizliği Dahil Giriş Bölümü Izgaralar	1	PA	250.000	250.000	279.925
01. 02. 01. 04. 02.					Stoplogs	1	PA	140.000	140.000	156.758
01. 02. 01. 04. 03.					Diğer	1	PA	50.000	50.000	55.985
01. 02. 01. 98.					Diğer			5%	111.000	124.287
01. 02. 01. 99.					Öngörülemeyen			5%	111.000	124.287
01. 02. 02.					Makine İnşaatı/Mühendisliği				13.860.000	15.519.042

						Şanlıurfa PSW+PV Tesisi						
Konum						Açıklama	Miktar	Birim	Birim Fiyatı [Euro]	Konum Maliyeti [Euro]	Konum Maliyet [USD] Döviz Kuru 27.02.2015	
01.	02.	02.	01.			Pompaj Tribün	1	PA	8.500.000	8.500.000	9.517.450	
01.	02.	02.	02.			Kapatma Cihazları	1	PA	2.600.000	2.600.000	2.911.220	
01.	02.	02.	03.			Santralin Mekanik Teçhizatı	1	PA	1.500.000	1.500.000	1.679.550	
01.	02.	02.	98.			Diğer			5%	630.000	705.411	
01.	02.	02.	99.			Öngörülemeyen			5%	630.000	705.411	
01.	02.	03.				Elektroteknik				10.175.000	11.392.948	
01.	02.	03.	01.			Motor,Jeneratör	1	PA	4.500.000	4.500.000	5.038.650	
01.	02.	03.	02.			Santralin Elektrik Teçhizatı	1	PA	3.250.000	3.250.000	3.639.025	
01.	02.	03.	03.			Otomasyon	1	PA	1.500.000	1.500.000	1.679.550	
01.	02.	03.	98.			Diğer			5%	462.500	517.861	
01.	02.	03.	99.			Öngörülemeyen			5%	462.500	517.861	
01.	02.	04.				Enerji Dağılımı ve Ağ Bağlantısı				2.030.769	2.273.852	
01.	02.	04.	01.			380 Kv Hattı				1.846.154	2.067.138	
01.	02.	04.	01.	02.		Güç Dağılımı Serbest Hat	1	PA	115.385	115.385	129.196	
01.	02.	04.	01.	03.		Ağ Bağlantısı	1	PA	1.730.769	1.730.769	1.937.942	
01.	02.	04.	98.			Diğer			5%	92.308	103.357	
01.	02.	04.	99.			Öngörülemeyen			5%	92.308	103.357	
01.	02.	05.				Diğer Teçhizat				1.540.000	1.724.338	
01.	02.	05.	01.			İnşaat Teçhizatı, Güvenlik Teçhizatı vs.	1	PA	1.400.000	1.400.000	1.567.580	
01.	02.	05.	98.			Diğer			5%	70.000	78.379	
01.	02.	05.	99.			Öngörülemeyen			5%	70.000	78.379	
PSW İnşaat İşleri ve Teçhizatı Ara Toplamı										66.432.830	74.384.840	
PSW Öngörülemeyen										6.206.346	6.949.245	
PSW Maliyet Masrafları										72.639.176	81.334.085	
Kw/PSW Spesifik Masraflar										2.421	2.711	
Ek Masraf PSW(Arazi Temini,Keşif,Planlama vs.)										10%	7.263.918	8.133.409
PSW Yatırım Maliyeti										79.903.093	89.467.494	
Kw/PSW Spesifik Masraflar										2.663	2.982	
02.						100 MWAC PV Tesisi						
02.	01.					İnşaat İşleri				15.090.968	16.897.356	
02.						Öngörülemeyen				2.155.853	2.413.908	
02.	01.	01.				İnşaat İşleri				17.246.820	19.311.264	
02.	01.	01.	01.			Toprak İşleri	122,3	MWp	40.000	4.891.920	5.477.483	
02.	01.	01.	02.			Alt Yapı Kazık Çakma	122,3	MWp	35.000	4.280.430	4.792.797	
02.	01.	01.	03.			Trafo Temelleri	1	PA	1.400.000	1.400.000	1.567.580	
02.	01.	01.	04.			Çit,Kapı	1	PA	3.800.000	3.800.000	4.254.860	
02.	01.	01.	98.			Diğer			5%	718.618	804.636	
02.	01.	01.	99.			Öngörülemeyen			15%	2.155.853	2.413.908	
02.	02.					PV Tesisi Teçhizat				140.514.338	157.333.905	
02.						Öngörülemeyen				307.692	344.523	
02.	02.	01.				Başlıca Unsurlar				99.974.800	111.941.784	
02.	02.	01.	01.			Güneş Panelleri (Almanya'dan)	479.600	ST	188	90.164.800	100.957.527	
02.	02.	01.	02.			Altyapı-22 Modül İçin 1 Masa	21.800	ST	450	9.810.000	10.984.257	
02.	02.	03.				Elektroteknik				28.986.000	32.455.624	
02.	02.	03.	01.			Jeneratör Bağlantı Kutusu (GAK)- 1x16 Hat İçin, Fazla Voltaj Siperi Dâhil	1.400	ST	2.100	2.940.000	3.291.918	
02.	02.	03.	02.			Kablolama (DC) - Her Hat İçin 100 m, 1 x 6 mm²	2.180.000	m	0,50	1.090.000	1.220.473	
02.	02.	03.	03.			GAK ile Kablolama (Hat Denetimli) -GAK başına 150 m	210.000	m	0,30	63.000	70.541	
02.	02.	03.	04.			DC Ana Hat - 2 x GAK başına 120 m, 1 x 95 mm²	336.000	m	5,50	1.848.000	2.069.206	
02.	02.	03.	05.			Masa başına Topraklama Malzemesi,GAK dahil	21.800	ST	25	545.000	610.237	
02.	02.	03.	06.			Dönüştürücü,Transformatör	1	PA	4.000.000	4.000.000	4.478.800	
02.	02.	03.	07.			Merkezi Dalgalı Akım Değiştirici	1	PA	13.500.000	13.500.000	15.115.950	
02.	02.	03.	08.			AC Bağlantısı	1	PA	5.000.000	5.000.000	5.598.500	
02.	02.	04.				İzleme,Denetleme				5.092.000	5.701.512	
02.	02.	04.	01.			GAK Başına Hat Denetimi	1.400	ST	280	392.000	438.922	
02.	02.	04.	02.			Takip	1	PA	2.500.000	2.500.000	2.799.250	
02.	02.	04.	03.			Video Denetimi	1	PA	2.200.000	2.200.000	2.463.340	
02.	02.	05.				Güç Dağılımı ve Ağ Bağlantısı				6.769.231	7.579.508	
02.	02.	05.	01.			380 Kv Hattı				6.153.846	6.890.462	
02.	02.	05.	01.	02.		Güç Dağılımı Serbest İletim Hattı	1	PA	384.615	384.615	430.654	
02.	02.	05.	01.	03.		Ağ Bağlantısı	1	PA	5.769.231	5.769.231	6.459.808	
02.	02.	05.	98.			Diğer			5%	307.692	344.523	
02.	02.	05.	99.			Öngörülemeyen			5%	307.692	344.523	
PV Tesisinin İnşaat İşleri ve Teçhizatı Ara Toplamı										155.605.306	174.231.261	
Öngörülemeyen PV Tesisi										2.463.545	2.758.431	
PV Tesisi Üretim Maliyeti										158.068.851	176.989.692	
kWp PV Tesisi/Spesifik Masraflar										1.292	1.447	
Ek Masraf PV(Arazi Temini,Keşif,Planlama vs.)										3%	4.742.066	5.309.691
PV Tesisi Yatırım Maliyeti										162.810.916	182.299.383	
kWp PV Tesisi/Spesifik Masraflar										1.331	1.491	
Proje Tamamı Ara Toplamı										222.038.136	248.616.101	
Projenin Tamamı Öngörülemeyen										8.669.891	9.707.676	
Proje Tamamı Üretim Maliyeti										230.708.026	258.323.777	
Proje Tamamı Ek Masraflar										12.005.983	13.443.099	
Proje Tamamı Yatırım Maliyeti										242.714.010	271.766.877	

13.2 Ek 2 – Senaro D İçin Yatırım Maliyeti Tahminleri

Şanlıurfa Tesisi PSW+PV ,Senaryo D İçin Tahmini Maliyetler

01.01.2015 Fiyat Bazında

					Şanlıurfa PSW+PV Tesisi					
Konum					Açıklama	Miktar	Birim	Birim Fiyatı [Euro]	Konum Maliyeti [Euro]	Konum Maliyet [USD] Döviz Kuru 27.02.2015
										1,12
01.					30 MW-Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral					
01. 01.					İnşaat İşleri				48.395.291	54.188.207
					Öngörülemeyen				6.302.619	7.057.043
01. 01. 01.					Şantiye Techizatı				7.187.525	8.047.872
01. 01. 01. 01.					Üst Rezervuar			10%	1.141.795	1.278.468
01. 01. 01. 02.					Yeraltı Yapıları			20%	5.380.518	6.024.566
01. 01. 01. 03.					Fırat Arıtma Tesisi			10%	322.949	361.605
01. 01. 01. 99.					Öngörülemeyen			5%	342.263	383.232
01. 01. 02.					Üst Rezervuar				12.974.948	14.528.049
01. 01. 02. 01.					Toprak İşleri-Zarar	800.000	m³	3,03	2.420.358	2.710.075
01. 01. 02. 02.					Toprak İşleri-Montaj	800.000	m³	2,33	1.866.600	2.090.032
01. 01. 02. 04.					Asfalt Beton Sıkıştırma	40.000	m²	85,50	3.420.000	3.829.374
01. 01. 02. 05.					Giriş Bölümü	9.400	m³	188	1.762.500	1.973.471
01. 01. 02. 06.					Köprü, Emiş Kulesi	86	m	1.125	96.750	108.331
01. 01. 02. 07.					Yer Üstünde Bulunan Yapılar İçin MS Transformatörleri vs	1.000	m³	188	187.500	209.944
01. 01. 02. 08.					Püskürtme Beton, Havza Meğilleri Kaya Çapalarıyla Sabitleme	1	PA	195.000	195.000	218.342
01. 01. 02. 09.					Düşük Basınç Enjeksiyonu	1	PA	172.500	172.500	193.148
01. 01. 02. 10.					Çakıl-Çevre Yolu-Yeni	3.450	m	75	258.750	289.722
01. 01. 02. 98.					Diğer			10%	1.037.996	1.162.244
01. 01. 02. 99.					Öngörülemeyen			15%	1.556.994	1.743.366
01. 01. 03.					Akıntıya Karşı Türbin Sistemi				1.411.875	1.580.876
01. 01. 03. 01.					Basınçlı Kuyu Eğici/Basınç Borusu Dahil				708.750	793.587
01. 01. 03. 01. 01.					Kazı	3.330	m³	150	499.500	559.290
01. 01. 03. 01. 02.					Beton İç Astar	930	m³	225	209.250	234.297
01. 01. 03. 02.					Basınç Tabanı				420.750	471.114
01. 01. 03. 02. 01.					Kazı	3.060	m³	75	229.500	256.971
01. 01. 03. 02. 02.					Beton İç Astar	850	m³	225	191.250	214.143
01. 01. 03. 98.					Diğer			10%	112.950	126.470
01. 01. 03. 99.					Öngörülemeyen			15%	169.425	189.705
01. 01. 04.					Yeraltı Mağaraları				15.590.250	17.456.403
01. 01. 04. 01.					Elektrik Santrali Merkezi				12.472.200	13.965.122
01. 01. 04. 01. 01.					Kazı	75.580	m³	75	5.668.500	6.347.019
01. 01. 04. 01. 02.					Betonlama İşleri	18.900	m³	300	5.670.000	6.348.699
01. 01. 04. 01. 03.					İç Kesim Çalışmaları	75.580	m³	15	1.133.700	1.269.404
01. 01. 04. 98.					Diğer			10%	1.247.220	1.396.512
01. 01. 04. 99.					Öngörülemeyen			15%	1.870.830	2.094.768
01. 01. 05.					Erişim ve Yardımcı Tabanlar				6.729.000	7.534.461
01. 01. 05. 01.					Giriş Tabanı/Kaçış Tabanı				4.981.200	5.577.450
01. 01. 05. 01. 01.					Kazı	47.440	m³	75	3.558.000	3.983.893
01. 01. 05. 01. 02.					Kazı (Anayol, Ara Duvarlar vs)	47.440	m³	30	1.423.200	1.593.557
01. 01. 05. 02.					Motor/Jeneratör Bölümü Dikey Şaft				201.000	225.060
01. 01. 05. 02. 01.					Kazı	940	m³	150	141.000	157.878
01. 01. 05. 02. 02.					Püskürtme Beton İç Astar	160	m³	375	60.000	67.182
01. 01. 05. 03.					Duman Tahliye Kuyusu				201.000	225.060
01. 01. 05. 03. 01.					Kazı	940	m³	150	141.000	157.878
01. 01. 05. 03. 02.					Püskürtme Beton İç Astar	160	m³	375	60.000	67.182
01. 01. 05. 98.					Diğer			10%	538.320	602.757
01. 01. 05. 99.					Öngörülemeyen			15%	807.480	904.135
01. 01. 06.					Sualtı Türbin Sistemi				6.840.000	7.658.748
01. 01. 06. 01.					Sualtı Taban				5.472.000	6.126.998
01. 01. 06. 01. 01.					Kazı	40.860	m³	75	3.064.500	3.431.321
01. 01. 06. 01. 02.					Beton İç Astar	10.700	m³	225	2.407.500	2.695.678
01. 01. 06. 98.					Diğer			10%	547.200	612.700
01. 01. 06. 99.					Öngörülemeyen			15%	820.800	919.050
01. 01. 07.					Fırat Arıtma Tesisi				3.964.313	4.438.841
01. 01. 07. 01.					İnşaat Çukuru ve Drenaj Önlemleri(Su Tutma)	1	PA	300.000	300.000	335.910
01. 01. 07. 02.					Toprak İşleri-Zarar	5.640	m³	23	126.900	142.090
01. 01. 07. 03.					Toprak İşleri-Montaj	1.410	m³	8	10.575	11.841
01. 01. 07. 04.					Arıtma Tesisi Betonlama				2.159.250	2.417.712
01. 01. 07. 04. 01.					Kazı	11.990	m³	75	899.250	1.006.890
01. 01. 07. 04. 02.					Betonlama İşleri	4.200	m³	300	1.260.000	1.410.822
01. 01. 07. 05.					Nehir İnşaatı Önlemleri	1	PA	112.500	112.500	125.966
01. 01. 07. 06.					Ulaşım Yolu	405	m	75	30.375	34.011
01. 01. 07. 98.					Diğer			10%	489.885	548.524
01. 01. 07. 99.					Öngörülemeyen			15%	734.828	822.786
01. 02.					Teçhizat/Ekipman				51.504.923	57.670.062
					Öngörülemeyen				2.452.615	2.746.193
01. 02. 01.					Çelik Hidromekanik İşler				4.136.000	4.631.079
01. 02. 01. 01.					Giriş Bölümü				1.760.000	1.970.672
01. 02. 01. 01. 01.					Giriş Süzdürücü Izgaraları	1	PA	160.000	160.000	179.152
01. 02. 01. 01. 02.					Silindir Koruyucu	1	PA	1.500.000	1.500.000	1.679.550
01. 02. 01. 01. 03.					Diğer	1	PA	100.000	100.000	111.970
01. 02. 01. 02.					Akıntıya Karşı Türbin Sistemi				560.000	627.032
01. 02. 01. 02. 01.					Çelik Kaplama (İhtiyaç Halinde)	70	to	8.000	560.000	627.032
01. 02. 01. 03.					Sualtı Türbin Sistemi				560.000	627.032
01. 02. 01. 03. 01.					Çelik Kaplama (İhtiyaç Halinde)	70	to	8.000	560.000	627.032
01. 02. 01. 04.					Fırat Arıtma Tesisi				880.000	985.336
01. 02. 01. 04. 01.					Süzdürücü Izgaraların Temizliği Dahil Giriş Bölümü Izgaralar	1	PA	500.000	500.000	559.850
01. 02. 01. 04. 02.					Stoplogs	1	PA	280.000	280.000	313.516
01. 02. 01. 04. 03.					Diğer	1	PA	100.000	100.000	111.970
01. 02. 01. 98.					Diğer			5%	188.000	210.504
01. 02. 01. 99.					Öngörülemeyen			5%	188.000	210.504
01. 02. 02.					Makine İnşaatı/Mühendisliği				26.180.000	29.313.746

						Şanlıurfa PSW+PV Tesisi					
Konum						Açıklama	Miktar	Birim	Birim Fiyatı [Euro]	Konum Maliyeti [Euro]	Konum Maliyet [USD] Döviz Kuru 27.02.2015
01.	02.	02.	01.			Pompaj Tribün	1	PA	16.000.000	16.000.000	17.915.200
01.	02.	02.	02.			Kapatma Cihazları	1	PA	5.000.000	5.000.000	5.598.500
01.	02.	02.	03.			Santralin Mekanik Teçhizatı	1	PA	2.800.000	2.800.000	3.135.160
01.	02.	02.	98.			Diğer			5%	1.190.000	1.332.443
01.	02.	02.	99.			Öngörülemeyen			5%	1.190.000	1.332.443
01.	02.	03.				Elektroteknik				17.600.000	19.706.720
01.	02.	03.	01.			Motor,Jeneratör	1	PA	8.500.000	8.500.000	9.517.450
01.	02.	03.	02.			Santralin Elektrik Teçhizatı	1	PA	6.000.000	6.000.000	6.718.200
01.	02.	03.	03.			Otomasyon	1	PA	1.500.000	1.500.000	1.679.550
01.	02.	03.	98.			Diğer			5%	800.000	895.760
01.	02.	03.	99.			Öngörülemeyen			5%	800.000	895.760
01.	02.	04.				Enerji Dağılımı ve Ağ Bağlantısı				4.061.538	4.547.705
01.	02.	04.	01.			380 Kv Hattı				3.692.308	4.134.277
01.	02.	04.	01.	02.		Güç Dağılımı Serbest Hat	1	PA	230.769	230.769	258.392
01.	02.	04.	01.	03.		Ağ Bağlantısı	1	PA	3.461.538	3.461.538	3.875.885
01.	02.	04.	98.			Diğer			5%	184.615	206.714
01.	02.	04.	99.			Öngörülemeyen			5%	184.615	206.714
01.	02.	05.				Diğer Teçhizat				1.980.000	2.217.006
01.	02.	05.	01.			İnşaat Teçhizatı, Güvenlik Teçhizatı vs.	1	PA	1.800.000	1.800.000	2.015.460
01.	02.	05.	98.			Diğer			5%	90.000	100.773
01.	02.	05.	99.			Öngörülemeyen			5%	90.000	100.773
PSW İnşaat İşleri ve Teçhizatı Ara Toplamı										99.900.214	111.858.269
PSW Öngörülemeyen										8.755.235	9.803.236
PSW Maliyet Masrafları										108.655.448	121.661.506
Kw/PSW Spesifik Masraflar										1.811	2.028
Ek Masraf PSW(Arazi Temini,Keşif,Planlama vs.)									10%	10.865.545	12.166.151
PSW Yatırım Maliyeti										119.520.993	133.827.656
Kw/PSW Spesifik Masraflar										1.992	2.230
02.						100 MWAC PV Tesisi					
02. 01.						İnşaat İşleri				15.090.968	16.897.356
02.						Öngörülemeyen				2.155.853	2.413.908
02. 01. 01.						İnşaat İşleri				17.246.820	19.311.264
02.	01.	01.	01.			Toprak İşleri	122,3	MWp	40.000	4.891.920	5.477.483
02.	01.	01.	02.			Alt Yapı Kazık Çakma	122,3	MWp	35.000	4.280.430	4.792.797
02.	01.	01.	03.			Trafo Temelleri	1	PA	1.400.000	1.400.000	1.567.580
02.	01.	01.	04.			Çit,Kapı	1	PA	3.800.000	3.800.000	4.254.860
02.	01.	01.	98.			Diğer			5%	718.618	804.636
02.	01.	01.	99.			Öngörülemeyen			15%	2.155.853	2.413.908
02. 02.						PV Tesisi Teçhizat				140.514.338	157.333.905
02.						Öngörülemeyen				307.692	344.523
02. 02. 01.						Başlıca Unsurlar				99.974.800	111.941.784
02.	02.	01.	01.			Güneş Panelleri (Almanya'dan)	479.600	ST	188	90.164.800	100.957.527
02.	02.	01.	02.			Altyapı-22 Modül İçin 1 Masa	21.800	ST	450	9.810.000	10.984.257
02. 02. 03.						Elektroteknik				28.986.000	32.455.624
02.	02.	03.	01.			Jeneratör Bağlantı Kutusu (GAK)- 1x16 Hat İçin, Fazla Voltaj Siperi Dâhil	1.400	ST	2.100	2.940.000	3.291.918
02.	02.	03.	02.			Kablolama (DC) - Her Hat İçin 100 m, 1 x 6 mm²	2.180.000	m	0,50	1.090.000	1.220.473
02.	02.	03.	03.			GAK ile Kablolama (Hat Denetimli) -GAK başına 150 m	210.000	m	0,30	63.000	70.541
02.	02.	03.	04.			DC Ana Hat - 2 x GAK başına 120 m, 1 x 95 mm²	336.000	m	5,50	1.848.000	2.069.206
02.	02.	03.	05.			Masa başına Topraklama Malzemesi,GAK dahil	21.800	ST	25	545.000	610.237
02.	02.	03.	06.			Dönüştürücü,Transformatör	1	PA	4.000.000	4.000.000	4.478.800
02.	02.	03.	07.			Merkezi Dalgalı Akım Değiştirici	1	PA	13.500.000	13.500.000	15.115.950
02.	02.	03.	08.			AC Bağlantısı	1	PA	5.000.000	5.000.000	5.598.500
02. 02. 04.						İzleme,Denetleme				5.092.000	5.701.512
02.	02.	04.	01.			GAK Başına Hat Denetimi	1.400	ST	280	392.000	438.922
02.	02.	04.	02.			Takip	1	PA	2.500.000	2.500.000	2.799.250
02.	02.	04.	03.			Video Denetimi	1	PA	2.200.000	2.200.000	2.463.340
01. 02. 04.						Güç Dağılımı ve Ağ Bağlantısı				6.769.231	7.579.508
01.	02.	04.	01.			380 Kv Hattı				6.153.846	6.890.462
01.	02.	04.	01.	02.		Güç Dağılımı Serbest İletim Hattı	1	PA	384.615	384.615	430.654
01.	02.	04.	01.	03.		Ağ Bağlantısı	1	PA	5.769.231	5.769.231	6.459.808
01.	02.	04.	98.			Diğer			5%	307.692	344.523
01.	02.	04.	99.			Öngörülemeyen			5%	307.692	344.523
PV Tesisinin İnşaat İşleri ve Teçhizatı Ara Toplamı										155.605.306	174.231.261
Öngörülemeyen PV Tesisi										2.463.545	2.758.431
PV Tesisi Üretim Maliyeti										158.068.851	176.989.692
kWp PV Tesisi/Spesifik Masraflar										1.292	1.447
Ek Masraf PV(Arazi Temini,Keşif,Planlama vs.)									3%	4.742.066	5.309.691
PV Tesisi Yatırım Maliyeti										162.810.916	182.299.383
kWp PV Tesisi/Spesifik Masraflar										1.331	1.491
Proje Tamamı Ara Toplamı										255.505.520	286.089.530
Projenin Tamamı Öngörülemeyen										11.218.779	12.561.667
Proje Tamamı Üretim Maliyeti										266.724.299	298.651.198
Proje Tamamı Ek Masraflar										15.607.610	17.475.841
Proje Tamamı Yatırım Maliyeti										282.331.910	316.127.039

13.3 Ek 3 – Senaryo E için Yatırım Maliyeti Tahminleri

PSW+PV Şanlıurfa Tesisi, Senaryo E İçin (Sadece 5 MWac alternatif güç kapasitesine sahip PV Tesisi İçin) Tahmini Maliyetler

01.01.2015 Fiyat Bazında

					PSW+PV-Tesisi Şanlıurfa				
Konum	Açıklama				Miktar	Birim	Birim Fiyatı [Euro]	Konum Maliyeti [Euro]	Konum Maliyeti [USD] Döviz Kuru 27.02.2015
									1,12
01.	PV-Tesisi 5 MWAC								
01. 01.	İnşaat İşleri							562.538	629.873
01.	Öngörülemeyen							53.575	59.988
01. 01. 01.	Yapım Çalışmaları							616.113	689.861
01. 01. 01. 01.	Toprak İşleri				6,1	MWp	15.000	91.725	102.704
01. 01. 01. 02.	Altyapı Sıkıştırma İşlemleri				6,1	MWp	35.000	214.025	239.644
01. 01. 01. 03.	Trafo Temelleri				1	PA	55.000	55.000	61.584
01. 01. 01. 04.	Çit,geçit				1	PA	175.000	175.000	195.948
01. 01. 01. 98.	Diğer						5%	26.788	29.994
01. 01. 01. 99.	Öngörülemeyen						10%	53.575	59.988
01. 02.	PV Tesisi Teçhizatı							6.671.065	7.469.591
01.	Öngörülemeyen							16.000	17.915
01. 02. 01.	Başlıca Unsurlar							4.998.740	5.597.089
01. 02. 01. 01.	Güneş Panelleri (Almanya'dan)				23.980	ST	188	4.508.240	5.047.876
01. 02. 01. 02.	Altyapı-22 Modül İçin 1 Masa				1.090	ST	450	490.500	549.213
01. 02. 03.	Elektroteknik							1.226.725	1.373.564
01. 02. 03. 01.	Jeneratör Bağlantı Kutusu (GAK)- 1x16 Hat için, Fazla Voltaj Siperi Dâhil				70	ST	2.100	147.000	164.596
01. 02. 03. 02.	Kablolama (DC) - Her Hat İçin 100 m, 1 x 6 mm²				112.000	m	0,65	72.800	81.514
01. 02. 03. 03.	GAK ile Kablolama (Hat Denetimli) -GAK başına 150 m				10.500	m	0,30	3.150	3.527
01. 02. 03. 04.	DC Ana Hat - 2 x GAK başına 120 m, 1 x 95 mm²				16.800	m	5,50	92.400	103.460
01. 02. 03. 05.	Masa başına Topraklama Malzemesi,GAK dahil				55	ST	25	1.375	1.540
01. 02. 03. 06.	Dönüştürücü,Transformatör				1	PA	120.000	120.000	134.364
01. 02. 03. 07.	Merkezi Dalgalı Akım Değiştirici				1	PA	680.000	680.000	761.396
01. 02. 03. 08.	AC Bağlantısı				1	PA	110.000	110.000	123.167
01. 02. 04.	İzleme,Denetleme							109.600	122.719
01. 02. 04. 01.	GAK başına Hat Kontrolü				70	ST	280	19.600	21.946
01. 02. 04. 02.	İzleme				1	PA	35.000	35.000	39.190
01. 02. 04. 03.	Video Gözetimi				1	PA	55.000	55.000	61.584
01. 02. 04.	Enerji Dağılımı ve Ağ Bağlantısı							352.000	394.134
01. 02. 04. 01.	MSP Hattı							320.000	358.304
01. 02. 04. 01. 02.	Enerji Dağılımı-Serbest Hat				1	PA	180.000	180.000	201.546
01. 02. 04. 01. 03.	Ağ Bağlantısı				1	PA	140.000	140.000	156.758
01. 02. 04. 98.	Diğer						5%	16.000	17.915
01. 02. 04. 99.	Öngörülemeyen						5%	16.000	17.915
PV Tesisin İnşaat İşlerinin ve Teçhizatının Ara Toplamı								7.233.603	8.099.465
PV-Tesisinde Öngörülemeyen								69.575	77.903
PV-Tesisi Maliyet Masrafları								7.303.178	8.177.368
Spesifik Masraflar / kWp PV-Tesisi								1.194	1.337
PV-Tesisi Ek Masraflar (Toprak Alımı, Keşif, Planlama vs.)							3%	219.095	245.321
PV-Tesisi Yatırım Maliyeti								7.522.273	8.422.689
Spesifik Masraflar / kWp PV-Tesisi								1.230	1.377

13.4 Ek 4 – Veri sayfası güneş modülü



Key Feature Set

- 1 Robust Design: Module withstands up to 7.000 Pa (>690 kg/m²) Snow / 4.000 Pa (>210 km/h) Wind loads *
- 2 Anti-PID: Modules are qualified to withstand PID related degradation***
- 3 Guaranteed Quality: 12 Year Workmanship and 25 Years linear Performance Warranty **
- 4 Predictable Output: Positive Power Sorting of 0 to +5 Watt
- 5 Higher Yield: Module Current Sorting provides up to 2.5% more Energy
- 6 Innovative Solution: Anti-Reflection Glass with Self-Clean hydrophobic Layer
- 7 Harsh Environment: Verified against Salt Mist and Ammonia Corrosion (IEC 61701 and IEC 62716)
- 8 Weak Light: Excellent Performance even under low Irradiation

* Please refer to Hanwha Solar Module Installation Guide

** Please refer to Hanwha Solar Product Warranty for details

*** Test conditions: Module negatively charged with 1000 Volts at 25°C for 168 hours with Al-Foil coverage

Quality and Environmental Certificates

- ISO 9001 quality standards and ISO 14001 environmental standards
- OHSAS 18001 occupational health and safety standards
- IEC 61215 & IEC 61730 Application Class A certifications
- Conformity to CE (low Voltage Directive and EMI), fire tested class E (EN 13501-1)



About Hanwha Solar

Hanwha Solar is a vertically integrated manufacturer of photovoltaic modules designed to meet the needs of the global energy consumer.

- High reliability, guaranteed quality, and excellent cost-efficiency due to vertically integrated production and control of the supply chain
- Optimization of product performance and manufacturing processes through a strong commitment to research and development
- Global presence throughout Europe, North America and Asia, offering regional technical and sales support

Electrical Characteristics

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Power Class	235 W	240 W	245 W	250 W	255 W
Maximum Power (P_{max})	235 W	240 W	245 W	250 W	255 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	36.7 V	37.0 V	37.4 V	37.7 V	38.0 V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.53 A	8.63 A	8.70 A	8.79 A	8.89 A
Voltage at Maximum Power (V_{mpp})	29.2 V	29.6 V	30.1 V	30.4 V	30.8 V
Current at Maximum Power (I_{mpp})	8.05 A	8.11 A	8.15 A	8.23 A	8.29 A
Module Efficiency (%)	14.5 %	14.8 %	15.1 %	15.5 %	15.8 %

P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} and I_{mpp} tested at Standard Testing Conditions (STC) defined as irradiance of 1000W/m² at AM 1.5 solar spectrum and a temperature of 25±2°C. Module power class have positive power sorting: 0 to +5W. Measurement tolerance: +/- 3% (P_{max})

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power Class	235 W	240 W	245 W	250 W	255 W
Maximum Power (P_{max})	172 W	175 W	179 W	183 W	186 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	34.4 V	34.6 V	34.8 V	35.0 V	35.2 V
Short Circuit Current (I_{sc})	6.89 A	6.97 A	7.05 A	7.13 A	7.22 A
Voltage at Maximum Power (V_{mpp})	26.5 V	26.8 V	27.3 V	27.6 V	27.9 V
Current at Maximum Power (I_{mpp})	6.50 A	6.53 A	6.56 A	6.64 A	6.67 A
Module Efficiency (%)	13.3 %	13.5 %	13.8 %	14.2 %	14.4 %

P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} and I_{mpp} tested at Normal Operating Cell Temperature (NOCT) defined as irradiance of 800W/m²; 45±3°C; Wind speed 1m/s. Measurement tolerance: +/- 5% (P_{max})

Temperature Characteristics

Normal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C + / - 3°C
Temperature Coefficients of P	- 0.43 % / °C
Temperature Coefficients of V	- 0.31 % / °C
Temperature Coefficients of I	+0.05% / °C

Maximum Ratings

Maximum System Voltage	1000 V (IEC)
Series Fuse Rating	15 A
Maximum Reverse Current	Series fuse rating multiplied by 1.35

Mechanical Characteristics

Dimensions	1636mm × 988mm × 40 mm
Weight	19±0.5kg
Frame	Aluminum-alloy
Front	3,2mm tempered anti-reflection glass
Encapsulant	EVA
Back Cover	Composite sheet
Cell Technology	Polycrystalline
Cell Size	156 mm × 156 mm (6 in × 6 in)
Number of Cells (Pieces)	60 (6 × 10)
Junction Box	Protection class IP 67; 3 sets of diodes
Output Cables	Solar cable: 4 mm ² ; length: 1000 mm
Connector	Amphenol H4

System Design

Operating Temperature	- 40 °C to 85 °C
Hail Safety Impact Velocity	25 mm at 23 m/s
Fire Safety Classification (IEC 61730)	Class C
Static Load Wind / Snow	4000Pa/7000Pa

Packaging and Storage

Storage Temperature	- 40 °C to 85 °C
Packaging Configuration	24 pieces per pallet
Loading Capacity (40 ft. HQ Container)	672 pieces

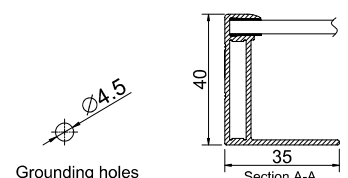
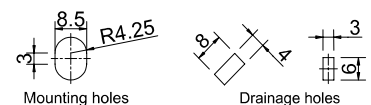
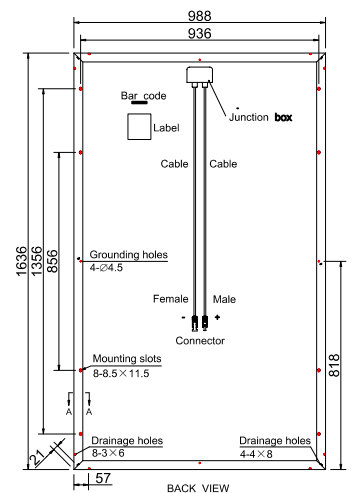
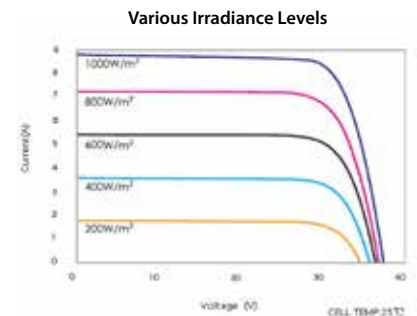
Nomenclature:

HSL60P6-PB-1-xxx

xxx represents the power class

Performance at Low Irradiance:

The typical relative change in module efficiency at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m² (both at 25 °C and AM 1.5 spectrum) is less than 5 %.



13.5 Ek 5 – Seçilen Merkezi Dalgalı Akım Değişiricisinin Bilgi Formu

SUNNY CENTRAL 800MV / 1000MV / 1250MV



Efficient

- Without low-voltage transformer: greater plant efficiency due to direct connection to the medium-voltage grid

Turnkey Delivery

- With medium-voltage transformer and concrete substation for outdoor installation

Optional

- Medium-voltage switchgear systems for a flexible structure of large solar parks
- AC transfer station with measurement
- Medium-voltage transformers for other grid voltages (deviating from 20 kV)

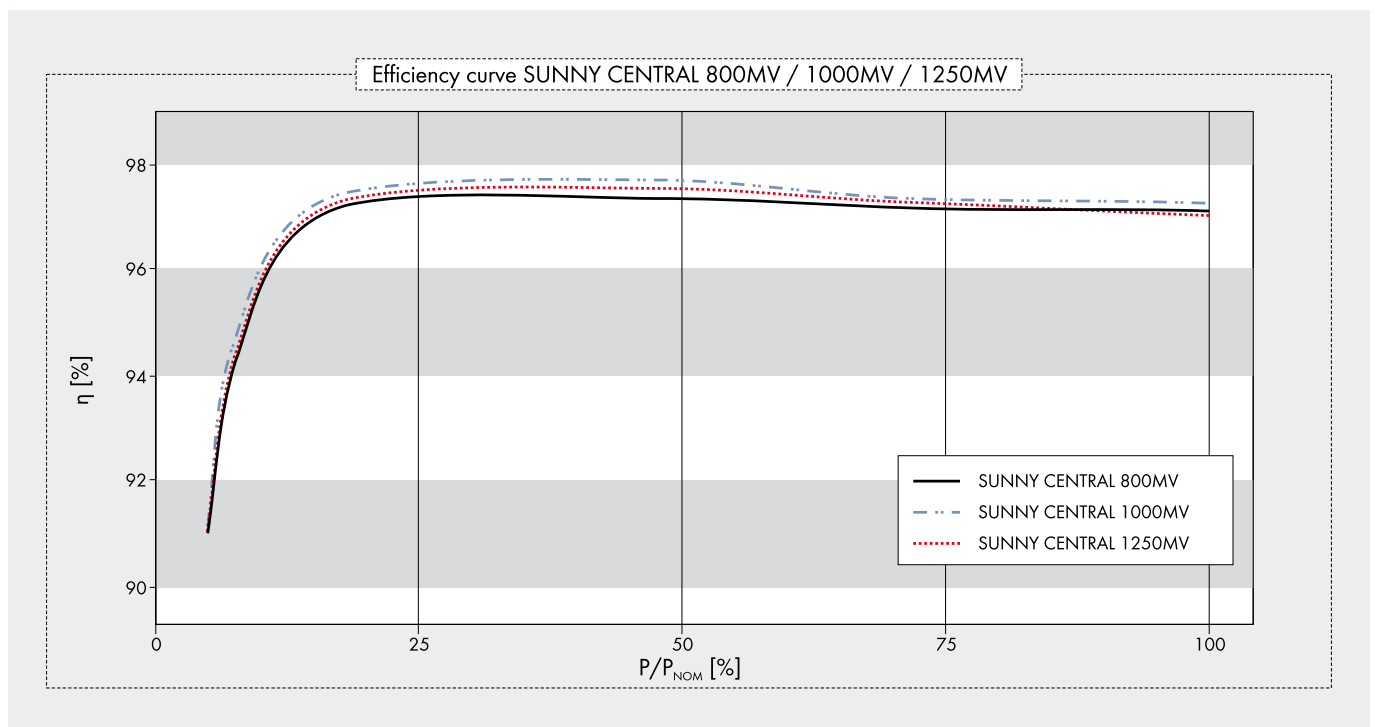
SUNNY CENTRAL for Direct medium-voltage feed-in 800MV / 1000MV / 1250MV

High-performance medium-voltage station

For even more power: Two powerful Sunny Central HE inverters are components of a medium-voltage station (MV) which feeds directly into a shared medium-voltage transformer. In this way, for example, two Sunny Central 630HE inverters are combined into a powerful Sunny Central 1250MV station. The advantage: By removing the need for the low-voltage transformer, the plant operator realizes greater yields and at the same time lower inverter costs. The Sunny Central MV is delivered as a "turnkey" concrete substation for outside installation. On top of that, the Sunny Central MV actively participates in grid management, and thereby fulfils all requirements of the Medium-Voltage Directive valid as of July 2010.

SUNNY CENTRAL 800MV / 1000MV / 1250MV

Technical data	Sunny Central 800MV	Sunny Central 1000MV	Sunny Central 1250MV
Input data			
Nominal DC power	816 kW	1018 kW	1284 kW
Max. DC power	900 kW ¹⁾	1120 kW ¹⁾	1410 kW ¹⁾
MPP voltage range	450 V – 820 V ⁵⁾	450 V – 820 V ⁵⁾	500 V – 820 V ^{5) 7)}
Max. DC voltage	1000 V	1000 V	1000 V
Max. DC current	1986 A	2484 A	2844 A
Number of DC inputs	(16 + 16) + 4 DCHV	(16 + 16) + 4 DCHV	(16 + 16) + 4 DCHV
Output data			
Nominal AC power @ 45 °C	800 kVA	1000 kVA	1250 kVA
Continuous AC power @ 25 °C	880 kVA	1100 kVA	1400 kVA
Nominal AC voltage	20000 V	20000 V	20000 V
Nominal AC current	23.2 A	28.8 A	36.1 A
AC grid frequency 50 Hz	●	●	●
AC grid frequency 60 Hz	●	●	●
Power factor (cos φ)	0.9 leading ... 0.9 lagging		
Max. THD	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Power consumption			
Internal consumption in operation	< 3000 W ⁴⁾	< 3000 W ⁴⁾	< 3000 W ⁴⁾
Standby consumption	< 180 W + 1100 W	< 180 W + 1100 W	< 180 W + 1350 W
External auxiliary supply voltage	3 x 230 V, 50/60 Hz	3 x 230 V, 50/60 Hz	3 x 230 V, 50/60 Hz
External back-up fuse for auxiliary supply	B 20 A, 3-pole	B 20 A, 3-pole	B 20 A, 3-pole
Dimensions and weight			
Height	3620 mm	3620 mm	3620 mm
Width	5400 mm	5400 mm	5400 mm
Depth	3000 mm	3000 mm	3000 mm
Weight	35000 kg	35000 kg	35000 kg
Efficiency²⁾			
Max. efficiency	97.7 %	97.9 %	97.8 %
Euro-eta	97.3 %	97.5 %	97.4 %
Protection rating and ambient conditions			
Protection rating (as per EN 60529)	IP54	IP54	IP54
Operating temperature range	-20 °C ... +45 °C	-20 °C ... +45 °C	-20 °C ... +45 °C
Rel. humidity	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %
Fresh air consumption	12400 m³/h	12400 m³/h	12400 m³/h
Max. altitude (above sea level)	1000 m	1000 m	1000 m



	Sunny Central 800MV	Sunny Central 1000MV	Sunny Central 1250MV
Features			
Display: text line / graphic	●/—	●/—	●/—
Ground fault monitoring	●	●	●
Heating	●	●	●
Emergency stop	●	●	●
Circuit breaker AC side	SI load disconnection switch	SI load disconnection switch	SI load disconnection switch
Circuit breaker DC side	Switch-disconnector with motor	Switch-disconnector with motor	Switch-disconnector with motor
Monitored overvoltage protectors AC / DC	●/●	●/●	●/●
Monitored overvoltage protectors for auxiliary supply	●	●	●
SCC (Sunny Central Control) interfaces			
Communication (NET Piggy-Back, optional)	analog, ISDN, Ethernet	analog, ISDN, Ethernet	analog, ISDN, Ethernet
Analog inputs	10 x A _m ³⁾	10 x A _m ³⁾	10 x A _m ³⁾
Overvoltage protection for analog inputs	○	○	○
Sunny String-Monitor connection (COM1)	RS485	RS485	RS485
PC connection (COM3)	RS232	RS232	RS232
Electrically separated relay (ext. alert signal)	2	2	2
Certificates / listings			
EMC	EN 61000-6-2 EN 61000-6-4		
CE conformity	●	●	●
BDEW-MSRL / FGW / TR8 ⁶⁾	●	●	●
RD 1633 / 2000	●	●	●
Arrêté du 23/04/08	●	●	●
● standard features ○ optional features — not available			
Type designation	SC 800MV-11	SC 1000MV-11	SC 1250MV-11

HE: High Efficiency, inverter without galvanic isolation for connection to a medium-voltage transformer (taking into account the SMA specification for the transformer)

1) Specifications apply to irradiation values below STC

2) Efficiency measured without an internal power supply at $U_{DC} = 500$ V

3) 2x inputs for the external nominal value specification for active power and reactive power, 1x external alarm input, 1x irradiation sensor, 1x pyranometer

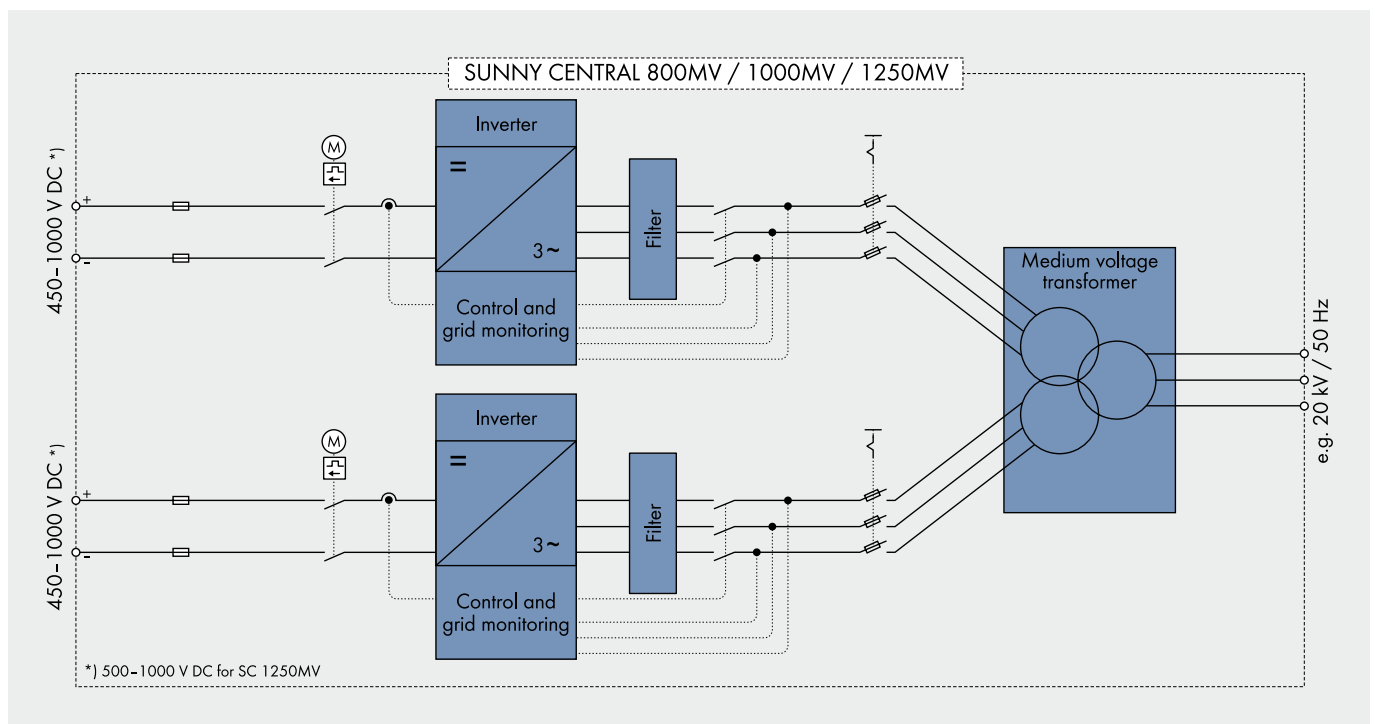
4) Internal consumption at nominal power

5) At $1.05 U_{AC, nom}$ and $\cos \varphi = 1$

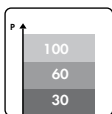
6) With limited dynamic grid support

7) At $f_{grid} = 60$ Hz: 510 V - 820 V

Please note: in certain countries the substations may differ from the substations shown in the images

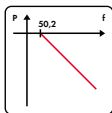


POWERFUL GRID MANAGEMENT FUNCTIONS



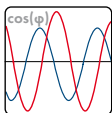
Remote controlled power reduction in case of grid overload

In order to avoid short-term grid overload, the grid operator presets a nominal active power value which the inverter will implement within 60 seconds. The nominal value is transmitted to the inverters via a ripple control receiver in combination with the SMA Power Reducer Box. Typical limit values are 100, 60, 30 or 0 per cent of the nominal power.



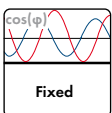
Frequency-dependent control of active power

As a grid frequency of 50.2 Hz, the inverter automatically reduces the fed-in of active power according to a definable characteristic curve which thereby contributes to the stabilization of the grid frequency.



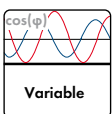
Static voltage support based on reactive power

To stabilize the grid voltage, SMA inverters feed reactive power (leading or lagging) into the grid. Three different modes are available:



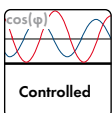
a) Fixed definition of the reactive power by the grid operator

The grid operator defines a fixed reactive power value or a fixed displacement factor between $\cos(\varphi)_{\text{leading}} = 0.90$ and $\cos(\varphi)_{\text{lagging}} = 0.90$.



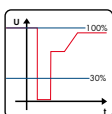
b) Definition of a dynamic setpoint of the reactive power by the utility operator

The grid operator defines a dynamic displacement factor - any value between $\cos(\varphi)_{\text{leading}} = 0.90$ und $\cos(\varphi)_{\text{lagging}} = 0.90$. It is transmitted either through a communication unit the evaluation can e.g. be evaluated and processed by the SMA Power Reducer Box.



c) Control of the reactive power over a characteristic curve

The reactive power or the phase shift is controlled by a pre-defined characteristic curve - depending on the active power fed into the grid or the grid voltage.



Limited Dynamic Grid Support

The inverter continues to feed to the grid after short term voltage drops - as long as the grid voltage is within a defined voltage window.

13.6 Ek 6 – 100 MW_{AC} Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi Tesisinin Enerji Hesaplaması

PVSYST V6.32				11/05/15	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																							
Project : 1 und 100 MW Sanliurfa																							
Geographical Site		PV Anlage Sanliurfa		Country	Turkey																		
Situation		Latitude	37.5°N	Longitude	38.3°E																		
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+2	Altitude	423 m																		
		Albedo	0.20																				
Meteo data:		PV Anlage Sanliurfa		Synthetic - Meteonorm file																			
Simulation variant : 100 MW Sanliurfa																							
		Simulation date	26/02/15 15h56																				
Simulation parameters																							
Collector Plane Orientation		Tilt	20°	Azimuth	0°																		
50 Sheds		Pitch	5.80 m	Collector width	3.30 m																		
Inactive band		Top	0.00 m	Bottom	0.00 m																		
Shading limit angle		Gamma	22.69 °	Occupation Ratio	56.9 %																		
Shadings electrical effect		Cell size	18.0cm	Strings in width	2																		
Models used		Transposition	Hay	Diffuse	Erbs, Meteonorm																		
Horizon		Free Horizon																					
Near Shadings		Mutual shadings of sheds	Electrical effect																				
PV Array Characteristics																							
PV module		Si-poly	Model	HSL 60 P6-PC-3-255																			
		Manufacturer	Hanwha SolarOne																				
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel	21800 strings																		
Total number of PV modules		Nb. modules	479600	Unit Nom. Power	255 Wp																		
Array global power		Nominal (STC)	122298 kWp	At operating cond.	109772 kWp (50°C)																		
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	602 V	I mpp	182449 A																		
Total area		Module area	800932 m²	Cell area	700293 m²																		
Inverter		Model	Sunny Central 1000 MV-11																				
		Manufacturer	SMA																				
Characteristics		Operating Voltage	450-820 V	Unit Nom. Power	1000 kWac																		
Inverter pack		Nb. of inverters	100 units	Total Power	100000 kWac																		
PV Array loss factors																							
Array Soiling Losses				Loss Fraction	3.0 %																		
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	0.056 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																		
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction	1.3 %																		
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %																		
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	0.5 % at MPP																		
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>40°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>85°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.97</td> <td>0.95</td> <td>0.90</td> <td>0.83</td> <td>0.71</td> <td>0.47</td> <td>0.00</td> </tr> </table>				0°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°	1.00	1.00	0.97	0.95	0.90	0.83	0.71	0.47	0.00
0°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°															
1.00	1.00	0.97	0.95	0.90	0.83	0.71	0.47	0.00															
System loss factors																							
AC wire loss inverter to transfo		Inverter voltage	20000 Vac tri																				
		Wires	21 m 3x30000 mm²	Loss Fraction	0.0 % at STC																		
External transformer		Iron loss (Night disconnect)	119191 W	Loss Fraction	0.1 % at STC																		
		Resistive/Inductive losses	33.6 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC																		

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

User's needs :

Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

Project :

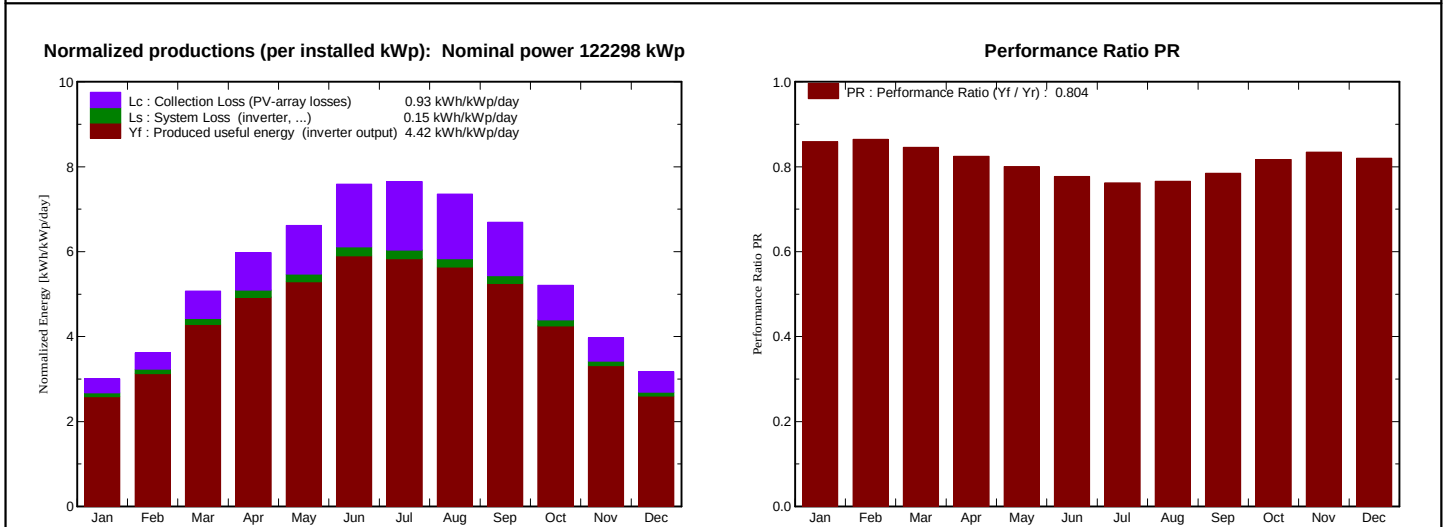
1 und 100 MW Sanliurfa

Simulation variant :

100 MW Sanliurfa

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	20°	azimuth 0°
PV modules	Model	HSL 60 P6-PC-3-255	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	479600	Pnom total 122298 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 1000 MV-11	Pnom 1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	100.0	Pnom total 100000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results			
System Production	Produced Energy	197435 MWh/year	Specific prod. 1614 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.4 %	



100 MW Sanliurfa Balances and main results								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	68.7	5.18	93.2	86.0	10141	9790	13.59	13.12
February	82.3	6.65	101.2	94.2	11076	10701	13.66	13.20
March	137.0	10.74	157.2	146.7	16798	16251	13.34	12.91
April	169.8	15.56	179.3	167.1	18696	18086	13.02	12.60
May	206.1	21.55	205.1	190.6	20735	20069	12.62	12.22
June	234.6	26.85	227.7	213.0	22415	21646	12.29	11.87
July	241.2	30.98	237.2	222.0	22894	22117	12.05	11.64
August	219.4	30.47	228.1	213.7	22110	21365	12.10	11.70
September	175.3	26.14	200.8	189.0	19932	19263	12.40	11.98
October	129.3	19.64	161.4	151.4	16650	16124	12.88	12.47
November	85.8	12.27	119.1	110.8	12568	12162	13.17	12.74
December	67.5	7.25	98.3	89.8	10203	9861	12.95	12.52
Year	1817.1	17.84	2008.6	1874.4	204217	197435	12.69	12.27

Legends:

GlobHor

Horizontal global irradiation

T Amb

Ambient Temperature

GlobInc

Global incident in coll. plane

GlobEff

Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray

Effective energy at the output of the array

E_Grid

Energy injected into grid

EffArrR

Effic. Eout array / rough area

EffSysR

Effic. Eout system / rough area

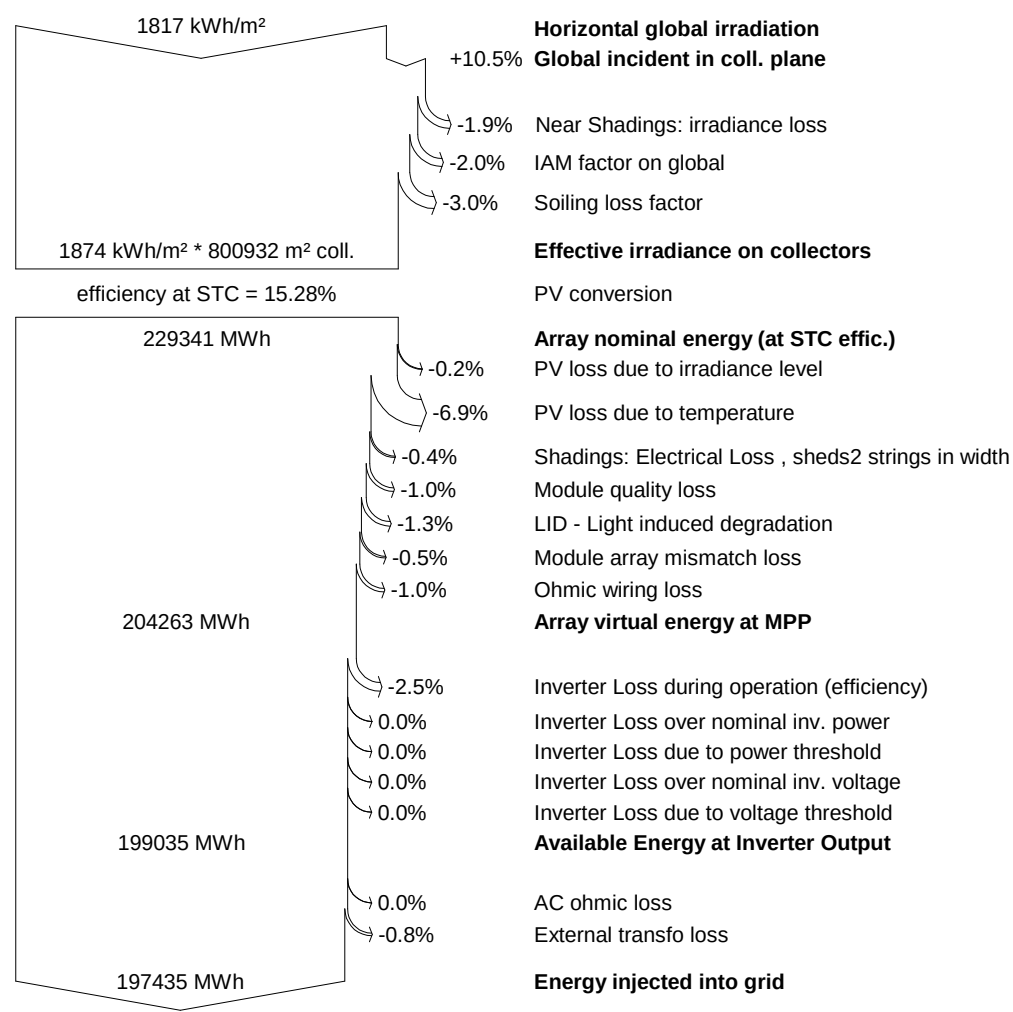
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : 1 und 100 MW Sanliurfa

Simulation variant : 100 MW Sanliurfa

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	20°	azimuth	0°
PV modules	Model	HSL 60 P6-PC-3-255	Pnom	255 Wp
PV Array	Nb. of modules	479600	Pnom total	122298 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 1000 MV-11	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	100.0	Pnom total	100000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



13.7 Ek 7 – 5 MW_{AC} Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi Tesisinin Enerji Hesaplaması

PVSYST V6.32				11/05/15	Page 1/4																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																							
Project : 1 und 100 MW Sanliurfa																							
Geographical Site		PV Anlage Sanliurfa		Country	Turkey																		
Situation		Latitude	37.5°N	Longitude	38.3°E																		
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+2	Altitude	423 m																		
		Albedo	0.20																				
Meteo data:		PV Anlage Sanliurfa		Synthetic - Meteonorm file																			
Simulation variant : 5 MW Sanliurfa																							
		Simulation date	09/03/15 17h30																				
Simulation parameters																							
Collector Plane Orientation		Tilt	20°	Azimuth	0°																		
50 Sheds		Pitch	5.80 m	Collector width	3.30 m																		
Inactive band		Top	0.00 m	Bottom	0.00 m																		
Shading limit angle		Gamma	22.69 °	Occupation Ratio	56.9 %																		
Shadings electrical effect		Cell size	18.0cm	Strings in width	2																		
Models used		Transposition	Hay	Diffuse	Erbs, Meteonorm																		
Horizon		Free Horizon																					
Near Shadings		Mutual shadings of sheds	Electrical effect																				
PV Array Characteristics																							
PV module		Si-poly	Model	HSL 60 P6-PC-3-255																			
		Manufacturer	Hanwha SolarOne																				
Number of PV modules		In series	22 modules	In parallel	1090 strings																		
Total number of PV modules		Nb. modules	23980	Unit Nom. Power	255 Wp																		
Array global power		Nominal (STC)	6115 kWp	At operating cond.	5489 kWp (50°C)																		
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	602 V	I mpp	9122 A																		
Total area		Module area	40047 m²	Cell area	35015 m²																		
Inverter		Model	Sunny Central 1000 MV-11																				
		Manufacturer	SMA																				
Characteristics		Operating Voltage	450-820 V	Unit Nom. Power	1000 kWac																		
Inverter pack		Nb. of inverters	5 units	Total Power	5000 kWac																		
PV Array loss factors																							
Array Soiling Losses				Loss Fraction	3.0 %																		
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																		
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	1.1 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																		
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction	1.3 %																		
Module Quality Loss				Loss Fraction	1.0 %																		
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	0.5 % at MPP																		
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>40°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>85°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.97</td> <td>0.95</td> <td>0.90</td> <td>0.83</td> <td>0.71</td> <td>0.47</td> <td>0.00</td> </tr> </table>				0°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°	1.00	1.00	0.97	0.95	0.90	0.83	0.71	0.47	0.00
0°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°															
1.00	1.00	0.97	0.95	0.90	0.83	0.71	0.47	0.00															
System loss factors																							
AC wire loss inverter to transfo		Inverter voltage	20000 Vac tri																				
		Wires	21 m 3x30000 mm²	Loss Fraction	0.0 % at STC																		
External transformer		Iron loss (Night disconnect)	5960 W	Loss Fraction	0.1 % at STC																		
		Resistive/Inductive losses	671.2 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC																		

Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)

User's needs :

Unlimited load (grid)

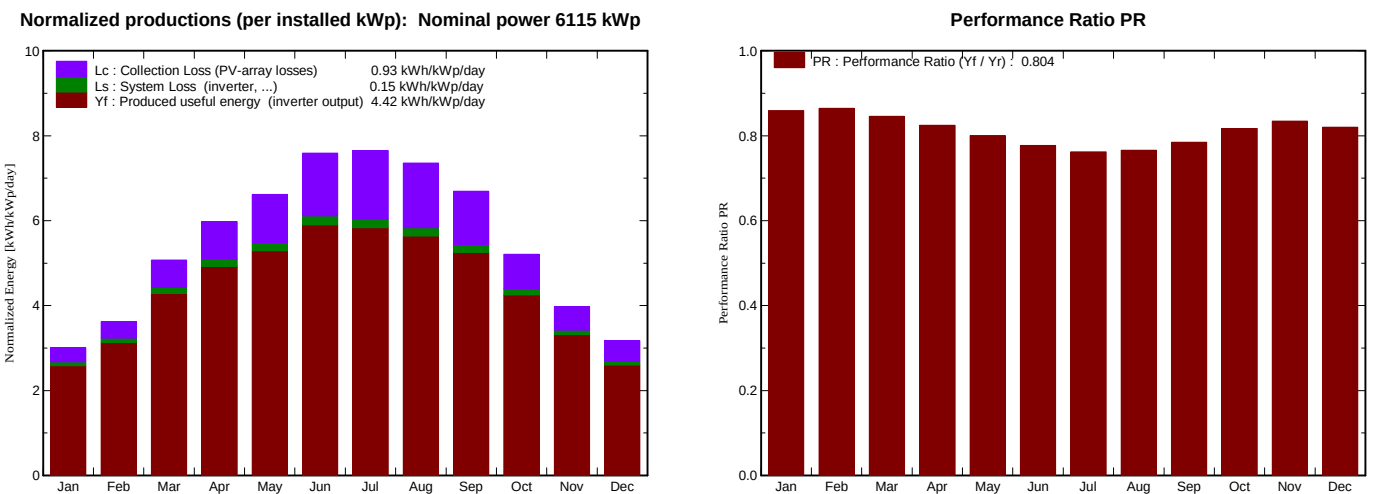
Grid-Connected System: Main results

Project : 1 und 100 MW Sanliurfa

Simulation variant : 5 MW Sanliurfa

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	20°	azimuth	0°
PV modules	Model	HSL 60 P6-PC-3-255	Pnom	255 Wp
PV Array	Nb. of modules	23980	Pnom total	6115 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 1000 MV-11	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	5000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	9872 MWh/year	Specific prod.	1614 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	80.4 %		



5 MW Sanliurfa

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	68.7	5.18	93.2	86.0	507	490	13.59	13.12
February	82.3	6.65	101.2	94.2	554	535	13.66	13.20
March	137.0	10.74	157.2	146.7	840	813	13.34	12.91
April	169.8	15.56	179.3	167.1	935	904	13.02	12.60
May	206.1	21.55	205.1	190.6	1037	1003	12.62	12.22
June	234.6	26.85	227.7	213.0	1121	1082	12.29	11.87
July	241.2	30.98	237.2	222.0	1145	1106	12.05	11.64
August	219.4	30.47	228.1	213.7	1105	1068	12.10	11.70
September	175.3	26.14	200.8	189.0	997	963	12.40	11.98
October	129.3	19.64	161.4	151.4	833	806	12.88	12.47
November	85.8	12.27	119.1	110.8	628	608	13.17	12.74
December	67.5	7.25	98.3	89.8	510	493	12.95	12.52
Year	1817.1	17.84	2008.6	1874.4	10211	9872	12.69	12.27

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project :

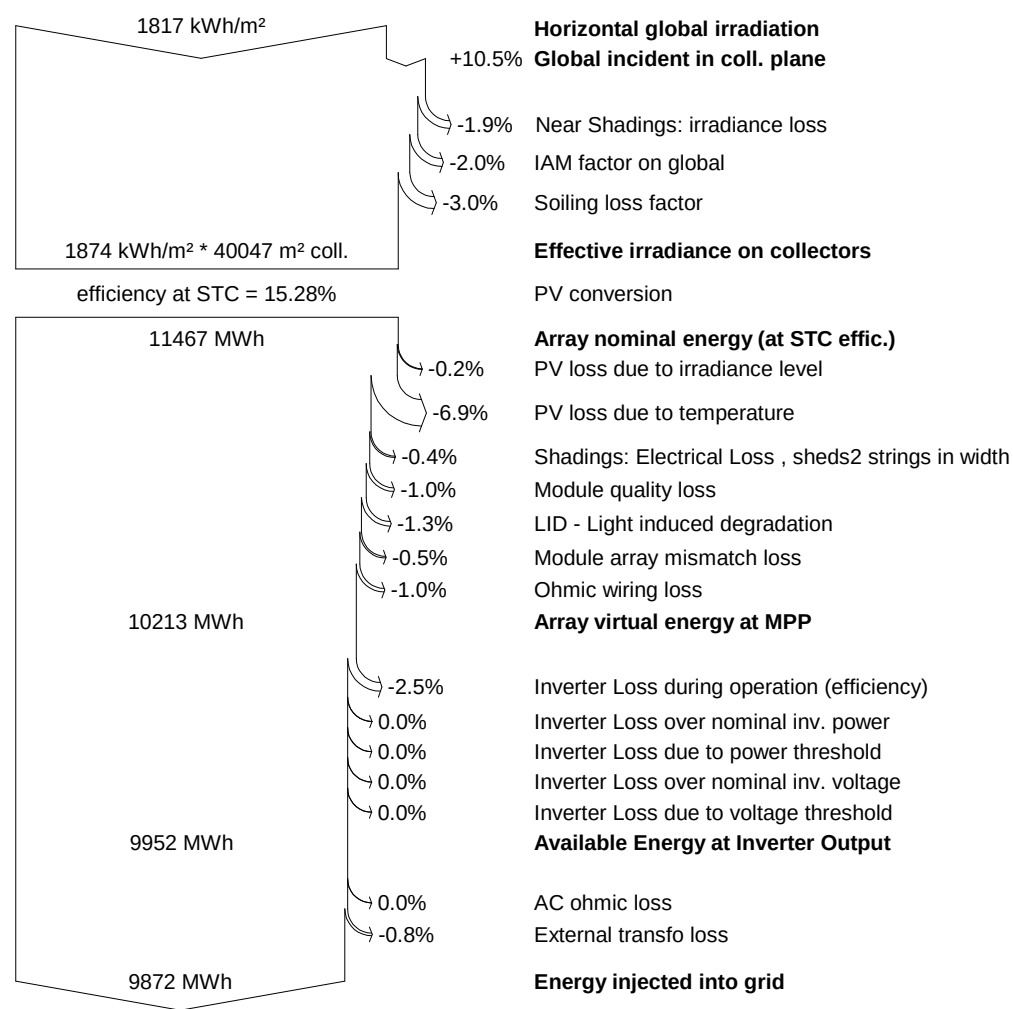
1 und 100 MW Sanliurfa

Simulation variant :

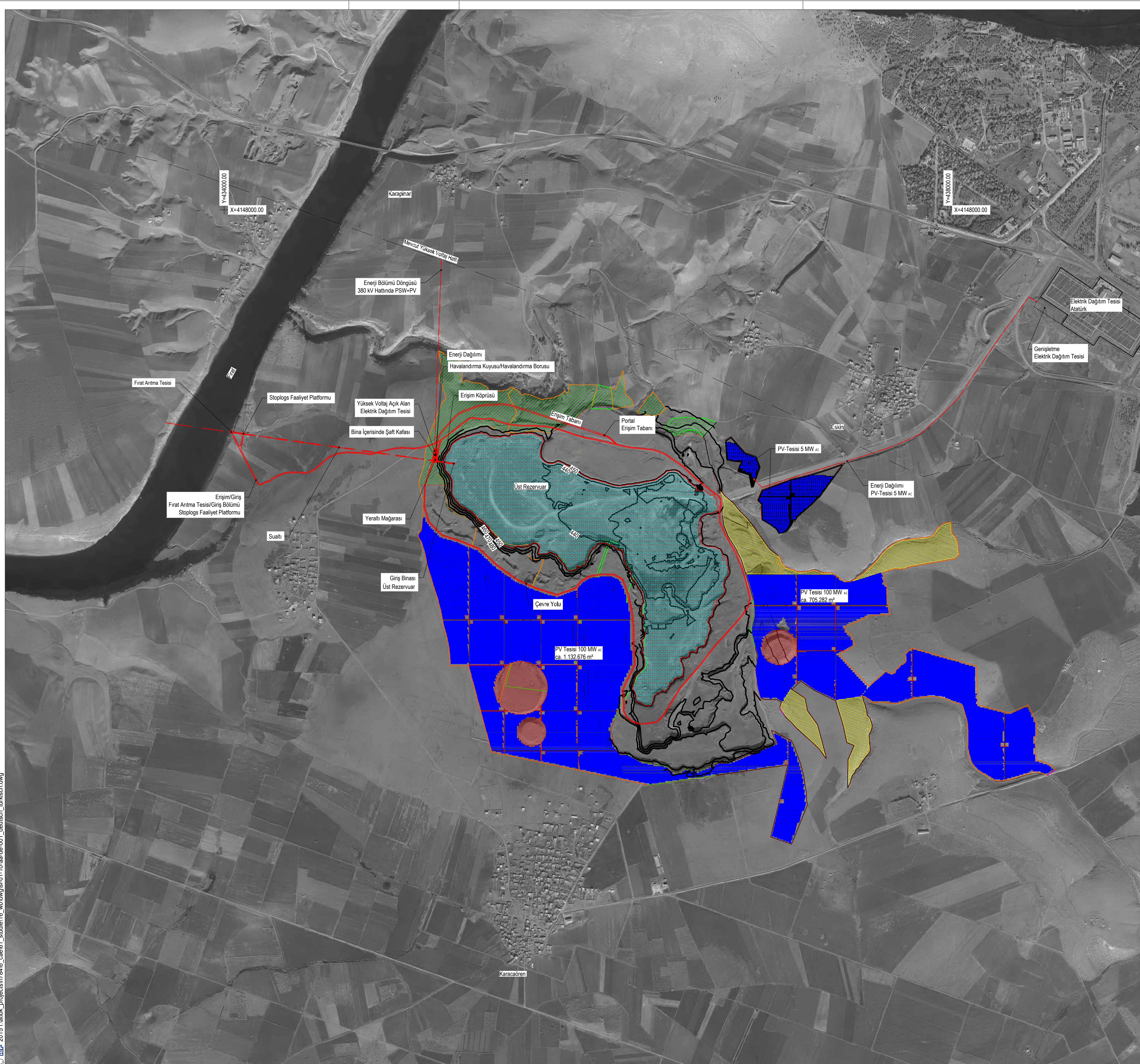
5 MW Sanliurfa

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	20°	azimuth	0°
PV modules	Model	HSL 60 P6-PC-3-255	Pnom	255 Wp
PV Array	Nb. of modules	23980	Pnom total	6115 kWp
Inverter	Model	Sunny Central 1000 MV-11	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	5000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

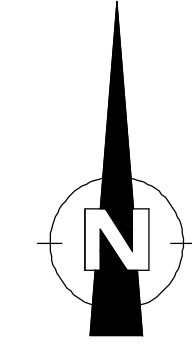


13.8 Ek 8 – Planlar



Açıklama :

- PV Tesisi Harıç Tutma Bölgesi
- PV Tesisi İçin Muhtemel Ek Alan
- PV-Tesisi
- PV Tesisi Bölgesindeki Sokaklar
- Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral İçin İnşaat Tesis Alanı
- Su Yüzeyi



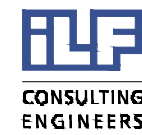
M 1 : 10.000



Notlar:
Koordinasyon Sistemi: GRS80 TM 39

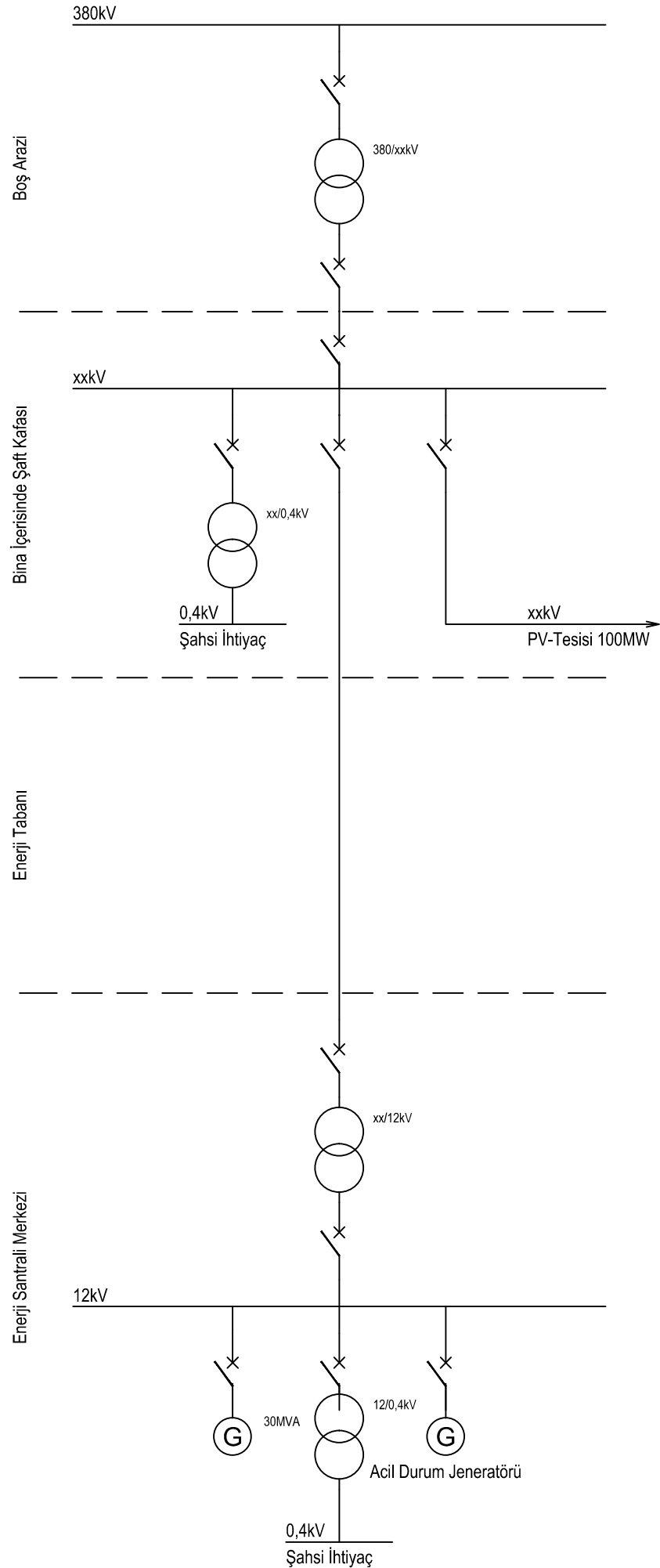
İşveren:
S.S. Bozova Merkez Y. Çatak, Kırmızıpınar, Gölbaşı
Mahalleri Sulama Kooperatifi
Gölbaşı Mah. Özel İdare İşhanı Krs. No:10,
63850 Bozova, Şanlıurfa

Planı Hazırlayan:
ILF Consulting Engineers Austria GmbH
Feldkreuzstraße 3
A-6063 Rum / Innsbruck
Austria



Şanlıurfa için Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral ve Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi

	Ad	Tarih	Genel Plan
İlgilenen Kişi:	KrG	20.05.2015	PSW + PV Şanlıurfa
Denetlenmiş:	PoG	20.05.2015	Konum Planı
Proje Yönetimi ILF:	FrR	20.05.2015	
Proje Yönetimi Müşteri Onayı:	XX.XX.2015	---	
Teklif Sahibi: S.S. Bozova Merkez Y. Çatak, Kırmızıpınar, Gölbaşı			Planı Hazırlayan: ILF Consulting Engineers Austria GmbH
Tarih	İmza	Tarih	İmza
Planı N: SL-01-10-AA-UE-001			Ölçek : 1 : 10.000



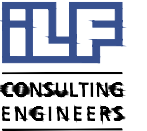
Notlat:
Koordinasyon Sistemi: GRS80 TM 39

İşveren:

S.S. Bozova Merkez Y. Çatak, Kırmızıpınar, Gölbaşı
Mahlleri Sulama Kooperatifi
Gölbaşı Mah. Özel İdare İşhanı Krs. No:10,
63850 Bozova, Şanlıurfa

Planı Hazırlayan:

ILF Consulting Engineers Austria GmbH
Feldkreuzstraße 3
A-6063 Rum / Innsbruck
Austria



Şanlıurfa için Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral ve Fotovoltaik Güneş Enerji Sistemi

	Ad	Tarih	Tek Hat Şeması (Single-Line) PSW + PV Şanlıurfa	
İlgilenen Kişi:	S.Br.	20.05.2015		
Denetlenmiş:	PoG	20.05.2015		
Proje Yönetimi ILF:	FrR	20.05.2015		
Proje Yönetimi Müşteri Onayı:				
Teklif Sahibi: S.S. Bozova Merkez Y. Çatak, Kırmızıpınar, Gölbaşı			Planı Hazırlayan: ILF Consulting Engineers Austria GmbH	
Tarih	İmza		Tarih	İmza
Planı N:				Ölçek :
SL-01-10-ET-UE-001				-

