

POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLAR TEKNİK RAPORU



NURHAN OZAN

Elektrik Elektronik Yüksek Mühendisi

23 HAZİRAN 2026

İÇİNDEKİLER

İÇİNDEKİLER	2
TABLolar	7
ŞEKİLLER.....	8
KISALTMALAR	9
1.YÖNETİCİ ÖZETİ	13
2. POMPAJ DEPOLAMALI HES TEKNOLOJİSİNİN TEMEL PRENSİBİ	16
2.1. POMPAJ DEPOLAMALI HES’İN ÇALIŞMA PRENSİBİ	16
2.2. TÜRBİNLEME VE POMPALAMA ÇEVİRİMİ	17
2.3. ÜST REZERVUAR, ALT REZERVUAR, CEBRİ BORU, SU YOLU VE SANTRAL BİNASI BİLEŞENLERİ	18
2.4. ENERJİ DEPOLAMA MANTIĞI: GÜÇ KAPASİTESİ, ENERJİ KAPASİTESİ VE DEPOLAMA SÜRESİ	19
3. POMPAJ DEPOLAMALI HES TÜRLERİ VE ÇEVRESEL KARŞILAŞTIRMA	22
3.1. OPEN-LOOP POMPAJ DEPOLAMALI HES	24
3.1.1. Tanım ve çalışma prensibi	24
3.1.2. Doğal akarsu, göl veya mevcut rezervuar ile bağlantı yapısı	24
3.1.3. Doğal giriş akımı bulunan sistemlerde enerji üretimi karakteri	24
3.2. CLOSED-LOOP POMPAJ DEPOLAMALI HES	25
3.2.1. Tanım ve çalışma prensibi	25
3.2.2. Doğal akarsuya sürekli bağlı olmayan sistem yaklaşımı	25
3.2.3. Off-river, maden sahası, taş ocağı ve brownfield uygulamaları	25
3.3. SAF POMPAJLI DEPOLAMA(PURE PUMPED STORAGE) VE DOĞAL AKIŞ DESTEKLİ(NATURAL FLOW) POMPAJLI DEPOLAMA AYRIMI	26
3.3.1. Saf Pompajlı Sistemler	27
3.3.2. Doğal Akış Destekli Pompajlı Sistemler	27
3.3.3. Open-loop / Closed-loop Sınıflandırması ile ilişkilendirme	28
3.4. ÇEVRESEL ETKİLER AÇISINDAN KARŞILAŞTIRMA	28
3.4.1. Sucul Ekosistem ve Balık Geçiş Etkileri	29
3.4.2. Su Çekimi, İlk Dolum ve Periyodik Takviye Suyu İhtiyacı	29
3.4.3. Arazi Kullanımı, Habitat Kaybı ve Peyzaj Etkileri	29
3.4.4. Kültürel Miras, Sosyal Etki ve İzin Süreçleri	29
3.4.5. Sera Gazı Emisyonları ve Rezervuar Kaynaklı Etkiler	30
3.4.6. İnşaat Dönemi Etkileri	30
3.5. ÇEVRESEL AÇIDAN BİRBİRİNE AVANTAJLARI VAR MI?	30
3.5.1. Closed-loop Sistemlerin Potansiyel Çevresel Avantajları	30
3.5.2. Open-loop Sistemlerin Mevcut Rezervuar Kullanımı Halinde Avantajları	31
3.5.3. Saha Seçiminin Belirleyici Rolü	31
3.5.4. Genel Sonuç: “Teknoloji Tipi” Değil, “Saha Koşulları + Tasarım + Su Kaynağı + İzin Rejimi” Belirleyicidir	32
4. KURULU GÜÇ, ENERJİ VE SU DEPOLAMA HACMİ HESABI	33
4.1 HESAPLAMA YÖNTEMİ	33
4.2. DEPOLAMA SÜRESİNE GÖRE ENERJİ KAPASİTESİ	34
4.3 REZERVUAR HACMİ, AKTİF DEPOLAMA HACMİ VE KULLANILABİLİR ENERJİ	34
4.4. ÖRNEK HESAP YÖNTEMİ	35

4.4.1. Varsayımlar: Düşü, Debi, Verim, Depolama Süresi	35
4.4.2. Kurulu Güç Hesabı.....	35
4.4.3. Gerekli Aktif Rezervuar Hacmi Hesabı	35
4.4.4. Günlük Üretim ve Pompalama Enerjisi Hesabı.....	35
4.4.5. Çevrim Verimi ve Net Enerji Dengesi	36
5. OPEN-LOOP SİSTEMLERDE GELEN SU VE ENERJİ HESABI	37
5.1. OPEN-LOOP SİSTEMLERDE DOĞAL GİRİŞ AKIMININ ROLÜ	37
5.2. HİDROLOJİK VERİ İHTİYACI.....	37
5.3. GELEN SU HESABI YÖNTEMİ.....	37
5.4. OPEN-LOOP ENERJİ HESABI	38
6. CLOSED-LOOP SİSTEMLERDE SU İHTİYACI VE ENERJİ HESABI	40
6.1. İLK DOLUM SUYU İHTİYACI	40
6.2. PERİYODİK TAKVİYE SUYU İHTİYACI	40
6.3. ENERJİ HESABI.....	41
6.4. PERİYODİK TAKVİYE SU İHTİYACI HESABI.....	41
Örnek Hesaplama: Periyodik Takviye Suyu İhtiyacı	42
7. TİPİK KURULU GÜÇLER, UYGULAMA ÖLÇEKLERİ VE POMPA-TÜRBİN TEKNOLOJİLERİ.....	44
7.1. POMPAJLI HES'LERDE TİPİK KURULU GÜÇ ARALIKLARI	44
7.2. POMPA-TÜRBİN TEKNOLOJİLERİ	44
7.2.1. Sabit hızlı ve değişken hızlı Pompaj depolamalı santraller	45
7.3. POMPA KULLANIMININ YAYGINLIĞI	45
8. MALİYET KALEMLERİ, EKONOMİK DEĞERLENDİRME VE BATARYA DEPOLAMA SİSTEMLERİ MALİYETİ İLE İLE KARŞILAŞTIRMA	46
8.1. ANA YATIRIM MALİYETİ KALEMLERİ	46
8.1.1. Barajlar ve rezervuar yapıları	46
8.1.2. Tünel, cebri boru ve su yolları	47
8.1.3. Yeraltı / yüzey santral binası	47
8.1.4. Elektromekanik ekipman	47
8.1.5. Şalt sahası ve iletim bağlantısı.....	47
8.1.6. Arazi edinimi, çevresel izinler ve sosyal maliyetler	47
8.1.7. Mühendislik, proje yönetimi ve beklenmeyen giderler	47
8.2. MALİYET GÖSTERGELERİ.....	48
8.2.1. \$/kW Yatırım Maliyeti	48
8.2.2. \$/kWh Enerji Depolama Maliyeti.....	48
8.2.3. Depolama Süresine Göre Maliyet Değişimi.....	49
8.2.4. Düşü, Tünel Uzunluğu ve Rezervuar Hacminin Maliyete Etkisi	50
8.3. OPEN-LOOP VE CLOSED-LOOP MALİYET FARKLARI	50
8.3.1. Mevcut Rezervuar Kullanımının Maliyet Avantajı	50
8.3.2. Yeni Rezervuar / Yeni Tünel İhtiyacının Maliyet Etkisi.....	51
8.3.3. Brownfield / Maden Sahası Kullanımının Potansiyel Avantajları.....	51
8.3.4. Çevresel Azaltım Önlemlerinin Maliyete Etkisi	51
8.4 POMPAJ DEPOLAMALI HES'LER VE ŞEBEKE ÖLÇEKLİ LİTYUM-İYON BATARYALARIN MALİYET KARŞILAŞTIRMASI	51
8.4.1. Batarya maliyet kalemleri ve toplam maliyet içindeki payları	52
8.4.2 Batarya yenileme ihtiyacı ve çevresel etkiler.....	53
8.4.3 Pompaj depolamalı HES VE Batarya Maliyetlerinin karşılaştırılması	54
İlk yatırım maliyeti karşılaştırması — 500 MW.....	54

8.5. YAPIM SÜRECİ VE PROJE GELİŞTİRME SÜRESİ	56
8.5.1. <i>Ön Fizibilite</i>	57
8.5.2. <i>Fizibilite ve Çevresel Etki Değerlendirmesi</i>	57
8.5.3. <i>Lisanslama ve İzinler</i>	57
8.5.4. <i>Detay Mühendislik</i>	57
8.5.5. <i>İnşaat ve Elektromekanik Montaj</i>	58
8.5.6. <i>Test, Devreye Alma ve Ticari İşletmeye Geçiş</i>	58
9. DÜNYADA POMPAJ DEPOLAMALI HES KURULU GÜCÜ VE KÜRESEL GELİŞİM EĞİLİMLERİ	59
9.1. DÜNYADA MEVCUT PHES VE BATARYA KURULU GÜCÜ.....	59
9.1.1. <i>Küresel pompajlı HES kurulu gücü</i>	60
9.1.2. <i>Ülke bazında mevcut pompaj depolamalı HES kurulu gücü</i>	60
9.1.3. <i>Avrupa, Çin, ABD ve diğer büyük pazarlar</i>	61
9.2. PLANLAMA VE İNŞAAT AŞAMASINDAKİ PROJELER	62
9.2.1. <i>Küresel proje pipeline'ı</i>	62
9.2.2. <i>İnşaat halindeki projeler</i>	63
9.2.3. <i>Planlama / ön lisans aşamasındaki projeler</i>	63
9.2.4. <i>Open-loop ve closed-loop eğilimleri</i>	64
10. POMPAJ DEPOLAMALI HES'İN İLETİM SİSTEMİ VE SİSTEM ESNEKLİĞİ HİZMETLERİ	65
10.1. GÜN İÇİ ENERJİ KAYDIRMA (ARBITRAJ)	65
10.2. PUANT YÜK KARŞILAMASI.....	66
10.3. FREKANS KONTROLÜ, ATALET, VOLTAJ KONTROLÜ VE AÇISAL KARARLILIK KATKISI	66
10.4. POMPAJ DEPOLAMALI HES'LERİN SEKONDER VE TERSİYER REZERV SAĞLANMASINDAKİ ROLÜ	67
10.5. BLACK START KABİLİYETİ	68
10.6. YENİLENEBİLİR ENERJİ KESİNTİSİNİN AZALTILMASI	68
10.7. KAPASİTE YETERLİLİĞİ VE ARZ GÜVENLİLİĞİ KATKISI	68
10.8. ŞEBEKE BAĞLANTI NOKTASI VE YÜK MERKEZİNE YAKINLIK.....	69
10.9. TÜRKİYE ÖZELİNDE ŞEBEKE BAĞLANTI NOKTASI, AÇISAL KARARLILIK VE BÖLGESEL KONUM SEÇİMİ	69
11. TEKNİK, ÇEVRESEL VE EKONOMİK SEÇİM KRİTERLERİ	72
11.1. UYGUN SAHA SEÇİMİ.....	72
11.1.1. <i>Düşü Potansiyeli</i>	72
11.1.2. <i>Üst-Alt Rezervuar Mesafesi</i>	72
11.1.3. <i>L/H Oranı</i>	72
11.1.4. <i>Jeoloji ve Tünel Koşulları</i>	73
11.2. SU KAYNAĞI GÜVENİLİRLİLİĞİ.....	73
11.3. ÇEVRESEL VE SOSYAL UYGUNLUK	73
11.4. EKONOMİK YAPILABİLİRLİK: GELİR KALEMLERİ, SİSTEM FAYDALARI	74
12. TÜRKİYE'DE NET YÜK, DUCK CURVE VE ESNEKLİK İHTİYACININ BELİRLENMESİ	78
12.1. TÜRKİYE'DE YENİLENEBİLİR ÜRETİM ARTIŞI VE NET YÜK PROBLEMİ	78
12.2. VERİ SETİ VE TEMEL VARSAYIMLAR.....	79
12.2.1. <i>Saatlik Tüketim Verileri</i>	80
12.2.2. <i>Saatlik Güneş ve Rüzgâr Üretim Profilleri</i>	81
12.2.3. <i>Talep Projeksiyonları</i>	81
12.2.4. <i>Güneş ve Rüzgâr Kurulu Güç Projeksiyonları</i>	82
12.2.5. <i>Mevsim ve Gün Tipi Ayrımı</i>	82
12.2.6. <i>Minimum Devrede Kalması Gereken Üretim Varsayımı</i>	83
12.2.7. <i>Net Tüketim ve Duck Curve Hesaplama Yaklaşımı</i>	84

12.3. Türkiye Duck Curve Eğrilerinin Mevsimsel ve Gün Tipi Bazında Analizi	86
12.4. 2030, 2035 ve 2040 için Mevsimsel Duck Curve Örnekleri	86
12.4.1. 2030 Yılı Mevsimsel Duck Curve Örnekleri	86
12.4.2. 2035 Yılı Mevsimsel Duck Curve Örnekleri	91
12.4.3. 2040 Yılı Mevsimsel Duck Curve Örnekleri	95
13. DEPOLAMA İHTİYACI VE SÜRE ANALİZİ	100
13.1. 2030 YILI İÇİN DEPOLAMA İHTİYACI VE SÜRE ANALİZİ	100
13.2. 2035 YILI İÇİN DEPOLAMA İHTİYACI VE SÜRE ANALİZİ	102
13.3. 2040 YILI İÇİN DEPOLAMA İHTİYACI VE SÜRE ANALİZİ	105
13.4. 2030,2035 VE 2040 YILLARININ ORTAK DEĞERLENDİRİLMESİ	108
14. TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİNDE 2030, 2035, 2040 ESNEKLİK İHTİYACI	113
14.1 ESNEKLİK İHTİYACININ DEĞERLENDİRİLMESİ	113
14.2. ACER METODOLOJİSİNE DAYALI BASİTLEŞTİRİLMİŞ ESNEKLİK YETERLİLİK DEĞERLENDİRMESİ	117
14.2.1. ACER Esneklik İhtiyacı Değerlendirme Yaklaşımı	117
14.2.2. Türkiye Elektrik Sistemi Esneklik Yeterliliği — FAI Değerlendirmesi	117
14.2.3. Sonuçların Değerlendirilmesi	119
15. AKŞAM PUANTINI KARŞILAYABİLME DURUMUNUN İNCELENMESİ	121
16. PHES GELİR VE GİDER ANALİZİ	123
16.1.2030, 2035 VE 2040 YILLARI İÇİN PHES’LERİN GELİR ANALİZİ	123
16.1.1. Kullanılan Veriler	123
16.1.2. Model Varsayımları	124
Emre Amade Kapasite Varsayımları	124
Depolama İşletme Varsayımı	124
16.1.3. Yaklaşık PTF Tahmin Yöntemi	125
2025 Baz Yılı Kalibrasyonu	125
Depolama Tesisleri olmazsa Gelecek Yıl PTF Fiyatlarının Yaklaşık Tahmini	125
3.3.Depolama Tesisleri devreye alınırsa PTF nasıl etkilendirir ?	127
16.2 DEPOLAMA YAPILAN SAATLERİN YAKLAŞIK FİYAT TAHMİNİ	129
16.3. POMPAJ DEPOLAMALI HES’LERİN DEPOLAMA YAPILMASI GEREKEN DÖNEMDEKİ ARBİTRAJ GELİRİ	130
16.3.1 Alış ve satış fiyatı varsayımları	131
16.3.2. Depolama yapılmayan günler için gelir hesabı	132
16.3.2.1. Senaryo-1	132
16.3.2.2. Senaryo-2	134
16.3.2.3 Depolama Yapılan günlerde PHES Depolama Maliyetlerinin Karşılanmasına İlişkin Değerlendirme	136
16.3.2.4 Senaryo-3	137
16.3.2.5 Depolama Yapılmayan Günlerde PHES Pompaj Enerjisi Maliyetinin Değerlendirilmesi	138
16.4. SEKONDER FREKANS KONTROL FİYATI PROJEKSİYONLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ	140
16.4.1 500MW’lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES’in Sekonder Kontrol Gelirleri	142
16.5. DİĞER SİSTEM HİZMETLERİ GELİRLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ	145
16.6 SİSTEM KULLANIM BEDELİ GİDERLERİ	145
500 MW’lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES Sistem Kullanım giderleri	146
17. SONUÇ VE GENEL DEĞERLENDİRME	149
17.1. BATARYA VE PHES’LERDEN OLUŞAN BÜTÜNLEŞİK DEPOLAMA YAPISI	149
17.2. DEPOLAMA SÜRESİNDEKİ ARTIŞ VE 12 SAATLİK PHES İHTİYACI	150
17.3. YILLARA GÖRE ARBİTRAJ GELİRLERİ	151

17.4. DESTEKLİ FİYAT SENARYOSU VE 12 SAATLİK PHES’İN EKONOMİK ÜSTÜNLÜĞÜ	152
17.5. SEKONDER FREKANS KONTROLÜ GELİRLERİ.....	153
17.6. TOPLAM GELİR-GİDER DEĞERLENDİRMESİ	153
17.7. SİSTEM KULLANIM BEDELLERİNİN DÜZENLENMESİ	154
17.8. ÖNERİLEN DESTEK VE GELİR MEKANİZMASI	154
17.9. İLETİM SİSTEMİ VE ARZ GÜVENLİĞİ AÇISINDAN SONUÇLAR.....	155
17.10. GENEL SONUÇ VE YOL HARİTASI	156
KAYNAKÇA	158

Tablolar

Tablo 1:Lityum iyon Batarya fiyatları	53
Tablo 2: Dünya pazarlarında batarya ve pompaj depolamalı HES'lerin ilk yatırım maliyeti karşılaştırması	54
Tablo 3:Dünya pazarlarında Batarya ve Pompaj Depolamalı HES'lerin ilk Yatırım Maliyeti Karşılaştırması(\$/kwh)	54
Tablo 4:80 Yıllık işletme ömrü dikkate alındığında 4 saatlik depolama kapasitesi olan 500 MW'lık PHES ve Bataryanın maliyet karşılaştırması	55
Tablo 5:80 Yıllık işletme ömrüne göre 8 saat depolama kapasiteli 500 MW'lık PHES ve Bataryanın etkin yatırım maliyeti karşılaştırması	56
Tablo 6:Dünya'da Başlıca ülkelerin PHES kurulu gücü	60
Tablo 7:Dünyada PHES kurulu gücünün HES kurulu gücüne oranı	61
Tablo 8:Ülkelerin PHES kurulu gücünün rüzgar+güneş kurulu gücüne oranı	61
Tablo 9: Tüketim Artışı Hesabı	80
Tablo 10:2030 2035 2040 aylık tüketim artışları (%) Değerleri	81
Tablo 11:Rüzgar ve Güneş Santralleri Kurulu güç gelişimi Projeksiyonu	82
Tablo 12:Kaynak Bazında Minimum devrede kalması gereken üretim varsayımları	83
Tablo 13:Projeksiyon yıllarına göre minimum üretim eşiği Aralığı	84
Tablo 14:2030 Depolama ihtiyacı ve Batarya, PHES optimizasyonu	101
Tablo 15: Batarya PHES Depolama yüzde oranları(%)	102
Tablo 16:2030 yılı Batarya PHES depolama için tam devrede kalma süreleri	102
Tablo 17:2035 Depolama ihtiyacı ve batarya PHES Optimizasyonu	103
Tablo 18:Batarya PHES Depolama yüzde oranları(%)	104
Tablo 19:PHES ve bataryaların kullanım süresi göstergeleri	104
Tablo 20: 2040 Depolama ihtiyacı ve batarya PHES optimizasyonu	106
Tablo 21:2040 Yılı Batarya PHES depolama % oranları	107
Tablo 22:depolama tesisleri depolama süreleri ve yıllık verimleri	107
Tablo 23:2030 -2035-2040 Yılları rampa hızları	116
Tablo 24:Yıllara göre maksimum esneklik hızı	116
Tablo 25:FAI (+)Değeri kriterleri	118
Tablo 26:FAI(-) Değeri kriterleri	118
Tablo 27:Türkiye için FAI değerlendirmesi	118
Tablo 28:Akşam puantı emre amade kapasite(MW)	121
Tablo 29:2030 2035 ve2040 yılları akşam saatlik puant tahmini	121
Tablo 30:Depolama ihtiyacı ve depolanan enerji	124
Tablo 31:2030,2035,2040 Depolama Tesisleri devrede iken piyasa fiyatları	128
Tablo 32:Arbitraj hesabında kullanılan alış ve satış fiyatları	131
Tablo 33:Depolama olayı, etkin çalışma süresi ve yıllık enerji miktarları	131
Tablo 34: 500 MW 8 saatlik ve 12 saatlik PHES'lerin depolama yapılan günlerde yaklaşık Arbitraj Geliri	132
Tablo 35:Depolama yapılmayan günler için minimum PTF Fiyat ortalamaları	132
Tablo 36:500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES'lerin minimum PTF ortalamaları kullanıldığında depolama olmayan günlerde gelirleri	132
Tablo 37:500MW 8 saatlik ve 12 saatlik PHES yıllık toplam gelirleri	133

Tablo 38:500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES 15 yıllık arbitraj gelirleri.....	133
Tablo 39: 500 MW'lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES'lerin depolama günlerinde depolama fiyatı sıfır olur ise elde edilen gelir.....	134
Tablo 40:8 Saatlik ve 12 Saatlik 500 MW kurulu gücünde PHES'in Depolama döneminde depolama Fiyatı Sıfır Olur ise elde edeceği gelir,üretim ve tüketim miktarları.....	134
Tablo 41: 500MW'lık 8 Saat ve 12 Saatlik PHES'lerin depolama yapılmayan günler için 25\$/MWh pompalama enerjisi alış fiyatı / özel pompalama tarifesini uygulanan ise elde edilecek gelir.....	137
Tablo 42: 500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES'in depolama yapılmayan günler için 25\$/MWh enerji satış bedeli uygulanması durumunda yıllık Arbitraj gelirleri	137
Tablo 43: 500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES yıllık arbitraj gelirleri.....	138
Tablo 44:25\$/MWh alım garantisinin piyasada oluşturabileceği ilave maliyet ihtimali	140
Tablo 45:Depolama olmayan günlerde 25\$/MWh depolama enerji tarifesini uygulandığında piyasada oluşabilecek ilave maliyet.....	140
Tablo 46:2030,2035,2040 yılları saatlik ortalama sekonder kontrol fiyatları tahmini	141
Tablo 47:Sekonder rezerv sebebi ile depolama ve üretim sürelerinin uzaması	142
Tablo 48: 8 saatlik ve 12 Saatlik PHES için SFK Fiyat Ortalamaları	143
Tablo 49: 500MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES gelirleri	143
Tablo 50:500 MW'lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES için 15 Yıllık SFK geliri	144
Tablo 51:2026 tarifeleri	145
Tablo 52:500 MW'lık 8 Saatlik PHES sistem kullanım bedelleri(Milyon \$)	146
Tablo 53: 500 MW'lık 12 Saatlik PHES yıllık Sistem Kullanım giderleri tablosu(milyon \$).....	146
Tablo 54:2.Senaryo'ya göre 15 yıllık gelir gider tablosu	147
Tablo 55: 3. Senaryoya göre gelir gider hesabı	148
Tablo 56:Yıllara göre depolama kurulu gücü	150
Tablo 57:Yıllara göre yenilenebilir enerji kesintisi %oranı (curtailment)	150
Tablo 58:8 Saatlik PHES ve 12 Saatlik PHES arbitraj gelirleri	151
Tablo 59:Depolanan enerji fiyat garantisi verildiğinde PHES Gelirleri	152
Tablo 60:Gelir gider tablosu	154

Şekiller

Şekil 1:Açık Çevrim pompaj depolamalı HES	22
Şekil 2:Kapalı Çevrim Pompaj depolamalı HES'ler	23
Şekil 3:Açık ve kapalı çevrim pompaj depolamalı HES'lerin detaylı tanımlamaları	23
Şekil 4:Küresel ölçekte planlanan ve inşa halindeki HES projeleri.....	63
Şekil 5:Öncelikli PHES kurulabilecek alanlar	70
Şekil 6:Türkiye'de PHES doğrudan gelir kalemleri	76
Şekil 7: 2030 Kış Dönemi Duck Curve Örnekleri ve depolama ihtiyacı	87
Şekil 8:2030 İlkbahar Duck Curve Örnekleri ve depolama ihtiyacı	88
Şekil 9:TÜRKİYE 2030 Yaz Duck Curve Örnekleri ve Depolama ihtiyacı	89
Şekil 10:Türkiye 2030 Sonbahar Duck Curve Örnekleri ve Depolama ihtiyacı.....	90
Şekil 11:2035 Yılı Kış Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama ihtiyacı	92

Şekil 12:2035 İlkbahar Dönemi Duck Curve örnekleri ve Depolama İhtiyacı	93
Şekil 13:2035 Yaz Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı	94
Şekil 14:2035 Sonbahar Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı	95
Şekil 15:2040 Kış Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı.....	96
Şekil 16:2040 Bahar Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı.....	97
Şekil 17:2040 Yaz Dönemi Duck Curve Eğrileri ve depolama ihtiyacı	98
Şekil 18:2040 Sonbahar Duck Curve Eğrileri ve Depolama İhtiyacı	99
Şekil 19:RES ve GES kurulu gücü gelişimi.....	108
Şekil 20:Yıllara göre batarya ve PHES kurulu güç gelişimi.....	108
Şekil 21: Yıllara göre batarya ve PHESlerin tam kapasite devrede olma süresi ve depolama yüzde oranları	109
Şekil 22:2030,2035 ve 2040 yıllarında depolama ihtiyacı depolanan enerji miktarları ve %kesinti oranı	109
Şekil 23:Yıllara göre depolama süresi bazında Depolama ihtiyacı.....	110
Şekil 24:Depolama süresi ihtiyacının yıllara göre tekrar sayısı	110
Şekil 25:Yıllara göre depolama süreleri bazında maksimum depolama ihtiyacı.....	111
Şekil 26:Depolama Sürelerine göre kesinti miktarları	111
Şekil 27:Depolama ihtiyacı depolanan enerji ve toplam kesinti miktarları	112
Şekil 28:Yıllara göre esneklik ihtiyacı	113
Şekil 29:Yıllara göre maksimum esneklik ihtiyacı.....	115
Şekil 30:Yıllara göre ortalama esneklik ihtiyacı.....	115
Şekil 31: Hiç bir depolama tesisi olmadan 2030-2035 ve 2040 yaklaşık PTF fiyat tahminleri	126
Şekil 32:2030,2035,2040 depolama tesisleri devrede değilken PTF ortalamaları tahminleri	126
Şekil 33:2030-2035 ve 2040 SFK fiyat tahminleri	141

Kısaltmalar

Kısaltma Açılımı

AGC	Automatic Generation Control
BESS	Battery Energy Storage System
BMS	Battery Management System
BoS	Balance of System
DC	Direct Current
EMS	Energy Management System
FAI	Flexibility Adequacy Index
GES	Güneş Enerjisi Santrali
HES	Hidroelektrik Santral
LFP	Lithium Iron Phosphate
NGCC	Natural Gas Combined Cycle

Türkçe anlamı

Otomatik Üretim Kontrolü
Batarya Enerji Depolama Sistemi
Batarya Yönetim Sistemi
Ana ekipman dışındaki yardımcı sistemlerin bütünü
Doğru akım
Enerji Yönetim Sistemi
Esneklik Yeterlilik Endeksi
Güneş enerjisinden elektrik üreten santral
Suyun enerjisinden elektrik üreten santral
Lityum demir fosfat batarya kimyası
Doğal gaz kombine çevrim santrali

Kısaltma Açılımı

OG	Orta Gerilim
PCS	Power Conversion System
PHES	Pumped Hydroelectric Energy Storage
PSH	Pumped Storage Hydropower
PV	Photovoltaic
RES	Rüzgâr Enerjisi Santrali
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
VRE	Variable Renewable Energy
N-1	N-1 Security Criterion
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
FCR	Frequency Containment Reserve
GİP	Gün İçi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
PFK	Primer Frekans Kontrolü
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
SFK	Sekonder Frekans Kontrolü
YAL	Yük Alma
YAT	Yük Atma
YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynağı
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması
YTBS	Yük Tevzi Bilgi Sistemi
AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri

Türkçe anlamı

Elektrik sistemlerindeki orta gerilim seviyesi
Güç Dönüşüm Sistemi
Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santral
Pompaj Depolamalı Hidroelektrik
Fotovoltaik güneş enerjisi teknolojisi
Rüzgâr enerjisinden elektrik üreten santral
Frekans Değişim Hızı
Merkezi Gözetim, Kontrol ve Veri Toplama Sistemi
Değişken Yenilenebilir Enerji
Tek bir şebeke elemanının kaybında sistemin güvenli çalışmasını sürdürmesi kriteri
Otomatik Frekans Restorasyon Rezervi
Frekans Sınırlama Rezervi
Teslimat saatine yakın enerji ticaretinin yapıldığı piyasa
Bir sonraki günün elektriğinin alınıp satıldığı piyasa
Avrupa manuel frekans restorasyon rezervi platformu
Manuel Frekans Restorasyon Rezervi
Frekans sapmasına otomatik ve hızlı tepki veren hizmet
Gün Öncesi Piyasasında oluşan saatlik elektrik fiyatı
AGC aracılığıyla gerçekleştirilen sekonder frekans kontrol hizmeti
Üretimin artırılması veya tüketimin azaltılması talimatı
Üretimin azaltılması veya tüketimin artırılması talimatı
Hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal ve biyokütle gibi kaynaklar
Yenilenebilir enerji destek mekanizması
TEİAŞ sistem verilerinin yayımlandığı bilgi sistemi
Avrupa ülkelerinin siyasi ve ekonomik birliği
United States of America

Kısaltma Açılımı		Türkçe anlamı
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators	Avrupa Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı
AEMO	Australian Energy Market Operator	Avustralya Enerji Piyasası İşletmecisi
BNEF	BloombergNEF	Enerji dönüşümü ve temiz enerji araştırma kuruluşu
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation	Avustralya Bilimsel ve Endüstriyel Araştırma Kurumu
DSİ	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü	Türkiye su kaynakları ve hidrolik yapılar kurumu
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşletmecileri Ağı
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu	Türkiye enerji piyasası düzenleyicisi
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme AŞ	Türkiye enerji piyasaları işletmecisi
GEM	Global Energy Monitor	Küresel enerji altyapısı araştırma kuruluşu
IHA	International Hydropower Association	Uluslararası Hidroelektrik Birliği
IRENA	International Renewable Energy Agency	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
JICA	Japan International Cooperation Agency	Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı
JRC	Joint Research Centre	Avrupa Komisyonu Ortak Araştırma Merkezi
NREL	National Renewable Energy Laboratory	ABD Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı
PJM	PJM Interconnection	ABD'deki bölgesel iletim ve piyasa işletmecisi
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory	Pasifik Kuzeybatı Ulusal Laboratuvarı
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim AŞ	Türkiye elektrik iletim sistemi işletmecisi
ISO	Independent System Operator	Bağımsız Sistem İşletmecisi
RTO	Regional Transmission Organization	Bölgesel İletim Organizasyonu
TSO	Transmission System Operator	İletim Sistemi İşletmecisi
ATB	Annual Technology Baseline	Yıllık Teknoloji Referans Çalışması
CAPEX	Capital Expenditure	İlk yatırım veya sermaye harcaması
EPC	Engineering, Procurement and Construction	Mühendislik, Tedarik ve İnşaat
O&M	Operation and Maintenance	İşletme ve Bakım
ÇED	Çevresel Etki Değerlendirmesi	Projenin çevresel etkilerinin değerlendirilmesi süreci
L/H	Waterway Length / Head	Su yolu uzunluğunun hidrolik düşüye oranı
kW	Kilovat	
MW	Megavat	
GW	Gigavat	
kWh	Kilovatsaat	
MWh	Megavatsaat	
GWh	Gigavatsaat	

Kısaltma Açılımı**Tl**

kV	Kilovolt
Hz	Hertz
MW/dk	Megavat/dakika
TL	Türk lirası
\$	Amerikan doları
EUR	Avro
A\$	Avustralya doları
\$/MWh	Enerji başına Amerikan doları
\$/kW	Kurulu güç başına yatırım maliyeti
\$/kWh	Enerji kapasitesi başına yatırım maliyeti
\$/MW-yıl	Yıllık kapasite başına bedel
TL/MWh	Enerji başına Türk lirası
TL/MW-yıl	Yıllık kapasite başına Türk lirası

1.Yönetici Özeti

Türkiye elektrik sistemi, güneş ve rüzgâr enerjisi kurulu gücünde öngörülen hızlı artış nedeniyle enerji üretim kapasitesinin artırılmasının ötesinde, üretilen enerjinin doğru zamanda kullanılmasını sağlayacak büyük ölçekli bir **enerji depolama ve sistem esnekliği dönüşümüne** ihtiyaç duymaktadır. Raporda yapılan projeksiyonlara göre Türkiye'nin toplam güneş ve rüzgâr kurulu gücünün 2025 yılındaki yaklaşık 39,8 GW seviyesinden 2030'da 62,3 GW'a, 2035'te 84,8 GW'a ve 2040'ta 107,3 GW'a yükselmesi beklenmektedir. Bu gelişim, yenilenebilir enerji üretiminin toplam elektrik üretimindeki payını artırırken özellikle ilkbahar ve yaz aylarında gündüz saatlerinde üretim fazlası, akşam saatlerinde ise hızlı net yük artışı oluşturmaktadır.

Yapılan analizlerin en kritik sonuçlarından biri, enerji depolama tesislerinin kurulmaması durumunda ortaya çıkacak yenilenebilir enerji kesintisidir. Çalışmada kullanılan tüketim, minimum üretim ve güneş-rüzgâr üretim projeksiyonları çerçevesinde, **herhangi bir batarya veya pompaj depolamalı HES kapasitesinin bulunmaması hâlinde**, 2030 yılında öngörülen toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık **%7,8'inin**, 2035 yılında **%16,2'sinin** ve 2040 yılında **%26,5'inin** sistem tarafından doğrudan kullanılamayacağı ve kesinti yoluyla yönetilmek zorunda kalacağı hesaplanmıştır. Enerji miktarı olarak bu değerler sırasıyla yaklaşık **9,55 TWh, 27,14 TWh ve 57,38 TWh** düzeyindedir. Başka bir ifadeyle, yeterli depolama kapasitesinin oluşturulmaması durumunda 2040 yılında üretilmesi öngörülen güneş ve rüzgâr enerjisinin dörtte birinden fazlası, özellikle düşük net yük ve yüksek yenilenebilir üretim saatlerinde kullanılamama riskiyle karşı karşıya kalacaktır.

Bu nedenle Türkiye için önerilen çözüm yalnızca pompaj depolamalı HES kurulmasına değil, **batarya ve PHES tesislerinden oluşan bütünleşik bir enerji depolama portföyüne** dayanmaktadır. Bataryalar hızlı tepki, frekans kontrolü, kısa süreli rampalama ve 1–4 saatlik enerji kaydırma ihtiyaçlarını karşılarken; pompaj depolamalı HES'ler 8–12 saat ve üzerindeki uzun süreli enerji fazlasının yönetilmesini sağlamaktadır. Her iki teknoloji birlikte kullanılmadığında sistemin farklı zaman ölçeklerindeki ihtiyacının tamamının karşılanması mümkün değildir.

Raporda önerilen batarya ve PHES kurulu güçlerinin birlikte devreye alınması hâlinde yenilenebilir enerji kesintisi önemli ölçüde azaltılabilmektedir. Buna göre toplam güneş ve rüzgâr üretimi içindeki kesinti oranının 2030 yılında **%7,8'den yaklaşık %2,7'ye**, 2035 yılında **%16,2'den yaklaşık %3,0'a** ve 2040 yılında **%26,5'ten yaklaşık %5,7'ye** düşürülebileceği hesaplanmıştır. Bu sonuç, depolama yatırımlarının yalnızca elektrik fiyatları arasındaki farktan gelir elde eden ticari yatırımlar olmadığını; kurulması planlanan güneş ve rüzgâr santrallerinin üretiminin kullanılabilmesi, yenilenebilir enerji yatırımlarının atıl kalmaması ve Türkiye'nin enerji dönüşümü hedeflerinin gerçekleştirilebilmesi için gerekli sistem altyapısı olduğunu göstermektedir.

Bu kapsamda önerilen bütünleşik portföy; 2030 yılında **15.000 MW bir saatlik batarya ile 4.000 MW sekiz saatlik PHES**, 2035 yılında **30.000 MW bir saatlik batarya ile toplam 10.400 MW sekiz ve on iki saatlik PHES**, 2040 yılında ise **30.000 MW bir saatlik ve 10.000 MW dört saatlik batarya ile toplam 16.000 MW sekiz ve on iki saatlik PHES** kapasitesinden oluşmaktadır. Dolayısıyla PHES ve bataryalar birbirinin alternatifi değil, kısa ve uzun süreli depolama ihtiyaçlarını birlikte karşılayan tamamlayıcı yatırımlardır. Enerji ve piyasa planlamasında yalnızca PHES yatırımlarına veya yalnızca bataryalara odaklanılması yerine, her iki teknolojinin sistem ihtiyacına ve depolama süresine göre koordineli biçimde geliştirilmesi gerekmektedir.

Bu nedenle Türkiye'nin enerji depolama stratejisinin yalnızca kısa süreli batarya yatırımları üzerine kurulması yeterli değildir. Batarya enerji depolama sistemleri; milisaniyeler ve dakikalar düzeyinde hızlı tepki, frekans kontrolü, kısa süreli rampalama ve 1–4 saatlik enerji kaydırma ihtiyaçları için önemli ve gerekli bir teknoloji olmaya devam edecektir. Ancak enerji fazlasının 5 saatten uzun sürdüğü, özellikle 8–12 saatlik depolama gerektiren dönemlerde bataryaların tek başına kullanılması; yüksek enerji kapasitesi maliyeti, kapasite kaybı, degradasyon, yenileme ihtiyacı ve sınırlı ekonomik ömür nedeniyle teknik ve ekonomik açıdan yeterli olmayacaktır. Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller ise yüksek enerji kapasitesi, uzun işletme ömrü, düşük degradasyon, yüksek çevrim sayısı ve çok saatli çalışma kabiliyeti sayesinde bu ihtiyacı tamamlayan temel uzun süreli depolama teknolojisi olarak öne çıkmaktadır.

Raporda Türkiye için batarya ve pompaj depolamalı HES'lerden oluşan bütünleşik bir depolama portföyü değerlendirilmiştir. Buna göre:

2030 yılında, 15.000 MW kurulu gücünde 1 saatlik batarya kapasitesine ilave olarak, **4.000 MW kurulu gücünde ve 8 saat depolama süreli PHES** kapasitesine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu portföyle yaklaşık 2,79 TWh enerji bataryalarla, 3,50 TWh enerji PHES'lerle depolanabilmekte; buna rağmen yaklaşık 3,25 TWh yenilenebilir üretimin kesilmesi gerekebilmektedir.

2035 yılında, kısa süreli batarya kapasitesinin 30.000 MW'a yükselmesinin yanında, **8.000 MW kurulu gücünde 8 saatlik PHES** ve **2.400 MW kurulu gücünde 12 saatlik PHES** kapasitesinin devreye alınması gerekmektedir. Bu portföy kapsamında yaklaşık 8,14 TWh enerji bataryalar, 13,92 TWh enerji ise PHES'ler tarafından yönetilebilmekte; yaklaşık 5,08 TWh enerji için depolama kapasitesi yetersiz kalmaktadır. Sonuçlar, 2035 itibarıyla 8 saatlik PHES kapasitesinin de tek başına yeterli olmadığını ve 12 saatlik tesislerin sisteme dâhil edilmesinin gerekli olduğunu göstermektedir.

2040 yılında ise enerji depolama ihtiyacının çok daha uzun süreli bir yapıya dönüşmesi nedeniyle 30.000 MW kurulu gücünde 1 saatlik ve 10.000 MW kurulu gücünde 4 saatlik batarya kapasitesiyle birlikte, **12.000 MW kurulu gücünde 8 saatlik PHES** ve **4.000 MW kurulu gücünde 12 saatlik PHES** kapasitesinin bulunması öngörülmektedir. Bu portföye rağmen yaklaşık 12,30 TWh yenilenebilir enerji kesintisinin oluşabileceği hesaplanmıştır. Dolayısıyla batarya ve PHES yatırımları birbirinin alternatifi değil; farklı süre ve sistem hizmetlerini karşılayan, birlikte planlanması gereken tamamlayıcı teknolojilerdir.

PHES'lerin sistem değeri yalnızca fazla enerjinin depolanmasıyla sınırlı değildir. Büyük ölçekli PHES'ler akşam puantının karşılanması, yenilenebilir enerji kesintilerinin azaltılması, primer ve sekonder frekans kontrolü, tersiyer rezerv, hızlı rampalama, reaktif güç ve gerilim desteği, sistem ataleti, kısa devre gücü, black-start ve iletim sistemi kararlılığı gibi hizmetler sağlayabilmektedir. Özellikle değişken hızlı pompa-türbin teknolojileri, pompalama sırasında da güç tüketiminin ayarlanmasına ve sekonder kontrol hizmeti sunulmasına imkân vermektedir. Türkiye'de üretimin doğu ve güneydoğuda, tüketimin ise ağırlıklı olarak batıda yoğunlaşması nedeniyle PHES'lerin doğru iletim noktalarında konumlandırılması, doğu-batı güç akışlarının ve açısız kararlılığın yönetilmesine de katkı sağlayacaktır.

FAI analizi, Türkiye elektrik sisteminin 2030 yılında yukarı yönlü kısa süreli esneklik açısından yönetilebilir durumda olduğunu; ancak 2035 sonrasında özellikle 8 saatlik uzun süreli esneklik ihtiyacında güvenlik marjının hızla daraldığını göstermektedir. PHES yatırımlarının devreye girmemesi halinde 2035 ve 2040 yıllarında yukarı yönlü esneklik açığı oluşmakta, aşağı yönlü esneklik yetersizliği derinleşmekte ve yenilenebilir enerji kesintileri belirgin şekilde artmaktadır. Bu nedenle uzun süreli depolama, PHES, talep tarafı esnekliği ve bölgesel şebeke kısıtlarını dikkate alan bütünleşik planlama, Türkiye'nin arz güvenliği ve yenilenebilir enerji entegrasyonu açısından kritik hale gelmektedir.

Ekonomik analizler, PHES yatırımlarının yalnızca düşük fiyatlı saatlerde enerji alıp yüksek fiyatlı saatlerde enerji satmaya dayalı piyasa arbitrajı ile finanse edilmesinin güç olduğunu göstermektedir. Referans 500 MW tesis için yapılan yaklaşık piyasa fiyat tahminlerine göre hesaplanan 15 yıllık arbitraj geliri, 8 saatlik PHES için yaklaşık **895,6 milyon \$**, 12 saatlik PHES için ise yaklaşık **1,12 milyar \$** düzeyindedir. Bu gelirler, yüksek ilk yatırım maliyeti ile işletme, bakım, finansman, vergi ve diğer giderler dikkate alındığında yatırımı tek başına yapılabilir hâle getirmemektedir. Sekonder frekans kontrolü gelirleri proje ekonomisini iyileştirse de tek başına yeterli değildir.

Ekonomik yapılabilirliği olumsuz etkileyen başlıca giderlerden biri de PHES'lere hem pompalama sırasında tüketici, hem de türbinleme sırasında üretici olarak sistem kullanım ve işletim bedeli uygulanmasıdır. Rapordaki hesaplamalarda çift yönlü sistem bedellerinin 15 yıllık dönemde 8 saatlik referans tesis için yaklaşık **345 milyon \$**, 12 saatlik tesis için ise yaklaşık **542 milyon \$** düzeyine ulaşabileceği görülmektedir. Bu yük, yatırımcının sınırlı kârlılık marjını büyük ölçüde ortadan kaldırmaktadır. Bu nedenle PHES'lerin klasik tüketim tesislerinden farklı değerlendirilmesi; sistem kullanım bedelinin yalnızca tek yönde uygulanması veya depolama amaçlı tüketimin bu bedellerden muaf tutulması gerekmektedir.

Raporda PHES yatırımlarının yapılabilirliğinin artırılması amacıyla iki temel fiyatlandırma desteği önerilmektedir. Birincisi, sistemde yenilenebilir enerji fazlasının ve depolama ihtiyacının olduğu saatlerde PHES'in pompalama amacıyla kullanıldığı saatlerde elektriğin **0 TL/MWh** fiyatla sağlanmasıdır. Bu yaklaşım, aksi durumda kesilecek yenilenebilir enerjinin depolanmasını teşvik edeceğinden, yalnızca yatırımcıya sağlanan bir destek değil, aynı zamanda sistem maliyetini ve yenilenebilir enerji kesintilerini azaltan bir uygulamadır. İkincisi, depolama ihtiyacının oluşmadığı günlerde PHES'in çevrim yapabilmesi için pompalama enerjisine belirlenen zaman aralıklarında **25 \$/MWh düzeyinde öngörülebilir özel bir tarife** uygulanmasıdır.

Depolama yapılan günlerde pompaj maliyetinin yenilenebilir üretim tesislerine yansıtılması durumunda sınırlı bir birim maliyet etkisi oluştuğu; depolama yapılmayan günlerde ise bu maliyetin EÜAŞ gibi hidrolik portföyü güçlü üreticilerle yapılacak ikili anlaşmalar yoluyla optimize edilmesi, hem maliyet kontrolü hem de piyasa kabul edilebilirliği açısından daha uygun bir yaklaşım olacaktır.

Söz konusu fiyat desteği, sekonder kontrol gelirleri, tek yönlü sistem kullanım bedeli ve yıllık işletme giderleri birlikte değerlendirildiğinde 15 yıllık işletme giderleri sonrası gelir 8 saatlik referans PHES için yaklaşık **1,68 milyar \$'ye**, 12 saatlik PHES için ise yaklaşık **2,37 milyar \$'ye** ulaşmaktadır. Bu sonuçlar, enerji alım fiyatındaki öngörülebilirliğin ve çift yönlü sistem bedellerinin kaldırılmasının PHES yatırımlarının finansman kabiliyetini belirgin şekilde artırdığını göstermektedir. Bununla birlikte nihai yatırım kararında finansman maliyeti, iskonto oranı, vergi, inşaat süresi ve saha bazlı yatırım maliyetlerinin ayrıca değerlendirilmesi gerekmektedir.

Sonuç olarak Türkiye'nin yenilenebilir enerji hedeflerine güvenli, kesintisiz ve ekonomik biçimde ulaşabilmesi için uzun süreli enerji depolama kapasitesinin bugünden planlanması zorunludur. PHES projelerinin ön fizibiliteden işletmeye geçişi 7–12 yıl sürebildiğinden, 2030 ve 2035 ihtiyaçlarının karşılanabilmesi için uygun sahaların belirlenmesi, fizibilite çalışmalarının başlatılması, şebeke bağlantı noktalarının planlanması ve yatırım modelinin gecikmeden oluşturulması gerekmektedir. Türkiye için önerilen yaklaşım; kısa süreli bataryaları, 8–12 saatlik PHES tesislerini, yan hizmet gelirlerini, özel pompalama tarifelerini, tek yönlü sistem kullanım bedelini ve uzun dönemli kapasite veya sistem hizmeti sözleşmelerini bir arada ele alan bütünleşik bir depolama politikasıdır. Bu çerçevede PHES'ler yalnızca bir elektrik üretim yatırımı olarak değil, Türkiye'nin yenilenebilir enerji dönüşümünü mümkün kılan, arz güvenliğini ve iletim sistemi kararlılığını güçlendiren stratejik enerji altyapısı olarak değerlendirilmelidir.

2. Pompaj Depolamalı HES Teknolojisinin Temel Prensibi

2.1. Pompaj Depolamalı HES'in Çalışma Prensibi

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, elektrik enerjisini doğrudan kimyasal ya da mekanik bir ortamda değil, **su kütlelerinin potansiyel enerjisi** olarak depolayan büyük ölçekli enerji depolama tesisleridir. Sistem temel olarak farklı kotlarda yer alan iki rezervuar, bu rezervuarlar arasında su iletimini sağlayan cebri boru veya su yolu sistemi, pompa-türbin grubu, jeneratör-motor sistemi, güç elektroniği ve şebeke bağlantı tesislerinden oluşur. Çalışma prensibi, düşük elektrik talebi veya düşük piyasa fiyatı oluşan saatlerde şebekeden enerji alınarak suyun alt rezervuardan üst rezervuara pompalanması; sistemin enerjiye, esnekliğe veya dengeleme hizmetlerine ihtiyaç duyduğu saatlerde ise üst rezervuarda depolanan suyun türbinlerden geçirilerek elektrik üretmesi esasına dayanır.

Bu nedenle pompaj depolamalı HES, klasik anlamda yalnızca bir elektrik üretim tesisi değil, enerjiyi zamansal olarak kaydıran, şebekeye esneklik sağlayan ve sistem işletmesini destekleyen stratejik bir depolama tesisidir. Özellikle rüzgâr ve güneş enerjisi üretiminin yüksek olduğu saatlerde, sistemde arz fazlası oluşabilir ve piyasa fiyatları düşebilir. Bu saatlerde pompaj depolamalı HES pompalama modunda çalışarak düşük maliyetli veya sistem açısından fazla olan elektriği tüketir, suyu üst rezervuara taşır ve bu enerjiyi daha sonra kullanılmak üzere potansiyel enerji şeklinde depolar. Böylece yenilenebilir üretimin kısıtlanması azaltılır, sıfır veya çok düşük fiyat oluşan saatlerde sistem esnekliği artırılır ve gün içi üretim-tüketim dengesizliği daha etkin yönetilir.

Yenilenebilir enerji üretiminin yüksek olduğu dönemlerde pompajlı HES'in önemi yalnızca enerji depolama fonksiyonu ile sınırlı değildir. Rüzgâr ve güneş santralleri büyük ölçüde invertör tabanlı kaynaklar olduğundan, sistemdeki senkron jeneratör payı azaldıkça doğal sistem ataleti zayıflar. Senkron makinelerin dönen kütleleri, ani üretim-tüketim dengesizliklerinde frekans değişim hızını yavaşlatan doğal bir tampon görevi görür. Pompaj depolamalı HES'ler ise üretim modunda, pompalama modunda veya uygun tasarımlarda senkron kompanzatör modunda çalışarak sisteme senkron makine karakteristiği kazandırılır. Bu yönüyle pompajlı HES, yüksek yenilenebilir üretim saatlerinde yalnızca fazla enerjiyi emen bir tüketici değil, aynı zamanda zayıflayan sistem ataleti, frekans kararlılığı ve dinamik sistem güvenliği açısından destekleyici bir kaynak olarak değerlendirilmelidir. Özet olarak PHES'ler üretim, tüketim veya senkron kompanzatör modunda sistem ataletini artırıcı yönde etki etmekte ve frekans ve gerilim regülasyonuna katkı sağlamaktadır. Black Start özellikleri vardır ve sistem kararlılığına katkı gibi yan hizmetler de tesisin sistem değerini artırır.

Frekans kontrolü açısından pompaj depolamalı HES'ler, üretim modunda hızlı yük alma ve yük atma kabiliyeti sayesinde primer ve sekonder frekans kontrolüne katkı sağlayabilir. Değişken hızlı pompa-türbin teknolojilerinde ise pompalama sırasında da güç tüketimi belirli aralıklarda ayarlanabildiğinden, santral yalnızca üretirken değil, tüketirken de frekans regülasyonu sağlayabilir. Bu özellik, özellikle düşük net yük saatlerinde önemlidir; çünkü güneş ve rüzgâr üretiminin yüksek olduğu saatlerde klasik senkron üretim birimleri devreden çıktığında, sistemin hem atalet hem de frekans kontrol kabiliyeti zayıflayabilir. Pompajlı HES bu boşluğu kısmen doldurarak sistem operatörüne ilave esneklik sağlar.

Gerilim kontrolü açısından ise pompaj depolamalı HES'ler, senkron jeneratör veya motor-jeneratör yapıları sayesinde reaktif güç desteği sağlayabilir. Bu özellik, özellikle uzun iletim hatlarının bulunduğu, yenilenebilir üretimin yoğunlaştığı veya gerilim profilinin hassas olduğu bölgelerde önemlidir. Santral, uygun kontrol sistemleriyle şebekeye reaktif güç vererek veya şebekeden reaktif güç çekerek gerilim seviyelerinin kabul edilebilir sınırlar içinde tutulmasına katkı sağlar. Böylece pompaj depolamalı HES, yalnızca aktif güç dengesini değil, aynı zamanda bölgesel voltaj kararlılığını ve iletim sistemi işletme güvenliğini de destekler.

Sonuç olarak pompaj depolamalı HES'in çalışma prensibi, düşük fiyatlı ve yüksek yenilenebilir üretimli saatlerde suyun üst rezervuara pompalanması, yüksek talep veya yüksek sistem ihtiyacı oluşan saatlerde ise bu suyun türbinlenerek elektrik üretmesi şeklinde özetlenebilir. Ancak günümüz elektrik sistemlerinde bu teknoloji yalnızca enerji depolama aracı olarak değil; yenilenebilir enerji entegrasyonunu kolaylaştıran, piyasa fiyat dalgalanmalarını dengeleyen, sistem ataleti sağlayan, frekans ve voltaj kontrolüne katkı sunan çok fonksiyonlu bir şebeke esneklik kaynağı olarak değerlendirilmelidir.

Türkiye özelinde pompaj depolamalı HES'lerin sağlayabileceği bir diğer kritik katkı, iletim sistemindeki bölgesel güç akışı ve açısız kararlılık ile ilgilidir. Türkiye elektrik sistemi, coğrafi ve üretim-tüketim dağılımı açısından belirgin bir doğu-batı karakteristiğine sahiptir. Doğu ve güneydoğu bölgelerinde hidroelektrik, yenilenebilir enerji ve bazı büyük üretim kaynakları nedeniyle dönemsel üretim fazlası oluşabilirken, batı bölgelerinde sanayi, nüfus yoğunluğu ve büyük tüketim merkezleri nedeniyle elektrik talebi daha yüksektir. Bu durum, özellikle yüksek güç transferi yapılan saatlerde doğu-batı yönünde iletim hatları üzerinde yüklenmeyi artırmakta ve sistemin farklı bölgeleri arasında elektriksel açı farklarının büyümesine neden olabilmektedir. Açısız farklılığın artması, iletim sisteminin kararlılık sınırlarını zorlayabilir, hat yüklenmelerini artırabilir ve büyük arıza sonrası sistemin senkron kararlılığını daha hassas hale getirebilir.

Bu çerçevede, özellikle 300 MW ve üzeri büyük kurulu güce sahip pompaj depolamalı HES'lerin doğru lokasyonlarda planlanması, Türkiye iletim sisteminin açısız kararlılığı açısından stratejik bir araç olarak değerlendirilebilir. Bu tesisler, üretim fazlasının bulunduğu bölgelerde pompalama modunda çalışarak fazla aktif gücü absorbe edebilir; talep artışı veya sistem ihtiyacı oluşan saatlerde ise türbinleme modunda devreye girerek güç akışlarını dengeleyebilir. Böylece doğu-batı yönlü aktif güç transferleri belirli saatlerde azaltılabilir, iletim koridorlarındaki yüklenme hafifletilebilir ve bölgeler arası rotor açısı farklarının büyümesi sınırlandırılabilir. Doğru konumlandırılmış büyük ölçekli pompaj depolamalı HES'ler bu nedenle yalnızca enerji depolama veya piyasa arbitrajı amacıyla değil, aynı zamanda **Türkiye elektrik sisteminde açısız farklılığın azaltılması, bölgesel güç akışlarının yönetilmesi ve senkron sistem kararlılığının güçlendirilmesi** amacıyla da önemli bir planlama unsuru olarak ele alınmalıdır.

2.2. Türbinleme ve Pompalama Çevrimi

Pompaj depolamalı HES'lerde pompalama ve türbinleme çevrimi, elektrik enerjisinin önce suyun potansiyel enerjisine, daha sonra tekrar elektrik enerjisine dönüştürülmesi esasına dayanır; ancak bu çevrimde hidrolik, mekanik ve elektriksel kayıplar nedeniyle pompaj için tüketilen enerjinin tamamı geri kazanılamaz. Kayıplar; pompa, türbin, motor-jeneratör, trafo, cebri boru, su yolu sürtünmesi, yerel hidrolik kayıplar ve işletme koşullarından kaynaklanır. Bu nedenle pompaj depolamalı HES'lerin temel performans göstergelerinden biri **çevrim verimidir**. Çevrim verimi, türbinleme modunda üretilen elektrik enerjisinin pompalama modunda tüketilen elektrik enerjisine oranı olarak tanımlanır. Uygulamada bu değer tesisin tasarımına, düşüsüne, ekipman teknolojisine ve işletme rejimine bağlı olarak değişmekle birlikte genellikle yaklaşık **%70–85** aralığında değerlendirilir.¹ Başka bir ifadeyle, örneğin %80 çevrim verimine sahip bir pompaj depolamalı HES'te 1.000 MWh elektrik üretimi için yaklaşık 1.250 MWh pompalama enerjisi gerekir. Bu nedenle pompajlı HES'ler net enerji üreticisi olmaktan çok, düşük fiyatlı veya fazla yenilenebilir üretimli saatlerde enerjiyi depolayıp yüksek talep ve yüksek sistem ihtiyacı olan saatlere taşıyan uzun süreli depolama tesisleri olarak değerlendirilmelidir.²

¹ Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower (JICA)

² Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage (IRENA)

2.3. Üst Rezervuar, Alt Rezervuar, Cebri Boru, Su Yolu ve Santral Binası Bileşenleri

Pompaj depolamalı HES'in temel fiziksel yapısı, iki farklı kot seviyesinde yer alan rezervuarlar ve bu rezervuarları birbirine bağlayan hidrolik-elektromekanik sistemlerden oluşur. Her bir bileşen, tesisin kurulu gücünü, enerji depolama kapasitesini, çevrim verimini, yatırım maliyetini ve çevresel etkilerini doğrudan etkiler.

Üst rezervuar, enerjinin depolandığı ana hidrolik hacimdir. Pompalama çevriminde su alt rezervuardan üst rezervuara taşınır ve yüksek kotta potansiyel enerji olarak depolanır. Türbinleme çevriminde ise bu su, kontrollü şekilde santral binasına iletilerek elektrik üretiminde kullanılır. Üst rezervuarın aktif hacmi, tesisin kaç saat süreyle tam güçte üretim yapabileceğini belirleyen ana parametrelerden biridir. Rezervuarın maksimum işletme seviyesi, minimum işletme seviyesi, ölü hacmi, aktif hacmi, şev stabilitesi, sızdırmazlığı, jeolojik güvenliği ve çevresel uygunluğu proje tasarımında birlikte değerlendirilmelidir.

Alt rezervuar, türbinleme sonrasında suyun toplandığı ve pompalama çevriminde suyun tekrar yukarı basıldığı hacimdir. Alt rezervuar da üst rezervuar gibi yeterli aktif hacme sahip olmalıdır. İki rezervuar arasındaki kot farkı, yani hidrolik düşü, pompajlı HES'in güç üretim potansiyelini belirleyen en kritik parametrelerden biridir. Aynı debide daha yüksek düşü, daha yüksek güç üretimi anlamına gelir. Bu nedenle saha seçimi yapılırken üst ve alt rezervuar arasında yeterli kot farkı bulunması, ancak bu kot farkını sağlayan su yolu uzunluğunun aşırı artmaması istenir.

Cebri boru, üst rezervuar ile santral binası arasında basınçlı su iletimini sağlayan ana hidrolik elemandır. Türbinleme sırasında yüksek basınçlı su cebri boru üzerinden türbine gelir; pompalama sırasında ise su ters yönde alt rezervuardan üst rezervuara basılır. Cebri boru çapı, su hızı, hidrolik kayıplar, basınç darbeleri, su darbesi etkileri, malzeme dayanımı ve işletme emniyeti açısından dikkatle tasarlanmalıdır. *Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower*(JICA kılavuzu), su yolu profilinin hazırlanması sırasında üst ve alt rezervuar seviyeleri, türbin merkezi kotu, kuyruksuyu seviyesi, cebri boru, tünel ve santral ilişkilerinin birlikte belirlenmesi gerektiğini göstermektedir.

Su yolu sistemi, yalnızca cebri borudan ibaret olmayabilir. Proje tipine bağlı olarak giriş yapısı, iletim tüneli, denge bacası, basınç tüneli, cebri boru, kuyruksuyu tüneli, çıkış yapısı ve alt rezervuar bağlantısı gibi elemanlardan oluşabilir. Su yolu uzunluğu ve hidrolik düşü arasındaki ilişki, pompajlı HES saha seçiminde önemli bir göstergedir. JICA, pompajlı HES saha seçiminde L/H oranının kullanılabileceğini; burada L'nin su alma yapısından kuyruksuyu çıkışına kadar yatay su yolu uzunluğunu, H'nin ise iki rezervuar arasındaki kot farkını ifade ettiğini belirtmektedir. Tecrübe değeri olarak L/H oranının 4–6 veya daha düşük olması ve düşünün yaklaşık 400 m veya üzerinde bulunması, umut verici saha koşulları olarak değerlendirilmektedir.³

Santral binası, pompajlı HES'in elektromekanik dönüşüm merkezidir. Bu bölümde pompa-türbin, motor-jeneratör, ana vana, yardımcı sistemler, kontrol ve koruma sistemleri, soğutma sistemleri, drenaj sistemleri, trafo bağlantıları ve şalt bağlantı ekipmanları yer alır. Santral binası yerüstünde veya yeraltında tasarlanabilir. Yeraltı santral binaları özellikle yüksek düşülü ve topoğrafik olarak uygun sahalarda tercih edilebilir; ancak kazı, jeoloji, erişim tünelleri ve inşaat maliyetleri açısından daha

³ Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower(JICA)

karmaşık olabilir. Yerüstü santral binaları ise erişim ve bakım açısından daha kolay olabilir, fakat saha morfolojisi ve çevresel görünürlük etkileri dikkate alınmalıdır.

Bu bileşenlerin tamamı birbirine bağlıdır. Örneğin daha yüksek düşü, aynı güç için daha düşük debi ihtiyacı anlamına gelebilir; bu da daha küçük cebri boru çapı ve daha düşük aktif hacim gereksinimi yaratabilir. Buna karşılık daha uzun su yolu, hidrolik kayıpları ve inşaat maliyetini artırabilir. Benzer şekilde mevcut bir rezervuarın alt veya üst rezervuar olarak kullanılması, yeni rezervuar yapım ihtiyacını azaltarak maliyet ve çevresel etki açısından avantaj sağlayabilir; ancak mevcut rezervuarın su seviyesi rejimi, diğer su kullanımları, çevresel izinleri ve şebeke bağlantısı ayrıca incelenmelidir.

2.4. Enerji Depolama Mantığı: Güç Kapasitesi, Enerji Kapasitesi ve Depolama Süresi

Pompaj depolamalı HES tasarımında üç temel kavram birbirinden ayrılmalıdır: güç kapasitesi, enerji kapasitesi ve depolama süresi. Bu üç parametre birbiriyle ilişkili olmakla birlikte aynı şeyi ifade etmez.

Güç kapasitesi, santralin belirli bir anda şebekeye verebileceği maksimum elektrik gücünü ifade eder ve genellikle MW cinsinden tanımlanır. Bir pompajlı HES'in 500 MW, 1.000 MW veya 1.800 MW olarak ifade edilmesi, tesisin türbinleme modunda anlık maksimum üretim gücünü gösterir. Bu değer, temel olarak net düşü, türbin debisi ve elektromekanik verim ile belirlenir. Basitleştirilmiş hidroelektrik güç ilişkisi şu şekildedir:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta$$

Burada P güç, ρ su yoğunluğu, g yerçekimi ivmesi, Q türbin debisi, H net düşü ve η toplam verimdir. JICA kılavuzu ön etüt seviyesinde maksimum santral debisinin, maksimum güç ve efektif düşüye bağlı olarak hesaplanabileceğini belirtmekte; birleşik verim dikkate alınarak $9.8 \times \eta$ değerinin yaklaşık 8,5 alınabileceğini ifade etmektedir.

Kurulu gücün temel bağıntısı:

$$P = \rho \times g \times Q \times H \times \eta$$

Parametreler

- P : Kurulu güç (kW veya MW)
- ρ : Suyun yoğunluğu ($\approx 1000 \text{ kg/m}^3$)
- g : Yerçekimi ivmesi ($9,81 \text{ m/s}^2$)
- Q : Türbin maksimum debisi (m^3/s)
- H : Net düşü (m)
- η : Toplam verim (türbin $\times$ jeneratör $\times$ yardımcı kayıplar)



Notlar

- H değeri brüt düşüden; giriş, çıkış ve sürtünme kayıpları düşülerek bulunur (net düşü).
- Q , türbin tasarımında seçilen maksimum debidir.
- η değeri tipik olarak %80 – %90 aralığındadır (toplam verim).

Örnek Hesap

- $Q = 120 \text{ m}^3/\text{s}$
 - $H = 500 \text{ m}$
 - $\eta = 0,85$
- $$P = 1000 \times 9,81 \times 120 \times 500 \times 0,85$$
- $$= 500.310.000 \text{ W}$$
- $$= 500 \text{ MW (yaklaşık)}$$

Enerji kapasitesi, santralin tam dolu depolama seviyesinde bünyesinde tutabildiği kullanılabilir enerji miktarıdır ve genellikle MWh veya GWh cinsinden tanımlanır. Enerji kapasitesi, yalnızca türbin gücüne değil, üst ve alt rezervuarların kullanılabilir aktif hacmine, net düşüye ve çevrim verimine bağlıdır. Aynı 500 MW kurulu güce sahip iki pompajlı HES'ten biri 4 saatlik, diğeri 10 saatlik depolama kapasitesine sahip olabilir. Bu durumda ilk tesis yaklaşık 2.000 MWh, ikinci tesis ise yaklaşık 5.000 MWh enerji sağlayabilir. Dolayısıyla MW değeri santralin “ne kadar hızlı enerji verebildiğini”, MWh değeri ise “ne kadar süre enerji verebildiğini” gösterir.

Depolama süresi, enerji kapasitesinin güç kapasitesine oranıdır. Basit olarak şu şekilde ifade edilir:

$$\text{Depolama Süresi (saat)} = \frac{\text{Enerji Kapasitesi (MWh)}}{\text{Güç Kapasitesi (MW)}}$$

Örneğin 1.000 MW kurulu güce ve 8.000 MWh enerji kapasitesine sahip bir pompajlı HES'in tam güçte teorik depolama süresi yaklaşık 8 saattir. Bu değer, tesisin enerji piyasasındaki rolünü doğrudan etkiler. Kısa süreli depolama tasarımları daha çok hızlı dengeleme, frekans kontrolü ve kısa puant karşılaması için uygunken; 8–12 saat ve üzeri depolama süreleri, güneş üretiminin gündüz saatlerinden akşam puantına taşınması, uzun süreli arz-talep dengesizliği ve yenilenebilir enerji entegrasyonu açısından daha yüksek değer yaratabilir.

JICA kılavuzunda pompajlı HES ön etütlerinde pik üretim süresinin yaklaşık 6–8 saat alınabileceği ve efektif depolama hacminin maksimum debi ile pik süresine bağlı olarak hesaplanabileceği belirtilmektedir. Bu yaklaşımda aktif depolama hacmi şu şekilde ifade edilir:

$$V_e = Q_{max} \times T \times 3,600$$

Burada V_e efektif depolama hacmini, Q_{max} maksimum santral debisini ve T pik üretim süresini ifade eder. Bu formül, pompajlı HES tasarımında enerji kapasitesinin aslında rezervuar hacmiyle doğrudan

bağlantılı olduğunu gösterir. Depolama süresi artırılmak istendiğinde, aynı kurulu güç için daha büyük aktif rezervuar hacmi gerekir. Bu durum rezervuar alanı, baraj yüksekliği, kazı-dolgu miktarı, çevresel etki ve yatırım maliyeti üzerinde belirleyici olur.

Pompajlı HES'in enerji depolama mantığında önemli bir diğer husus, tesisin net enerji üreticisi olmaktan ziyade enerji depolama tesisi olmasıdır. Saf pompajlı sistemlerde, sisteme verilen pompalama enerjisi çevrim kayıpları nedeniyle geri alınan enerjiden daha büyüktür. Örneğin %70 çevrim verimine sahip bir tesiste 1.000 MWh elektrik üretmek için yaklaşık 1.430 MWh pompalama enerjisi gerekebilir. Ancak doğal akışlı pompajlı sistemlerde üst rezervuara gelen doğal su, üretim enerjisine ilave katkı sağladığından enerji dengesi farklılaşır. JICA metodolojisi, doğal giriş akımının kullanılabildiği durumlarda bu doğal akıştan üretilen enerjinin ayrıca hesaplanmasını ve yıllık pompaj enerjisinin toplam enerji üretiminden doğal akış katkısı düşülerek çevrim verimine bölünmesiyle belirlenmesini önermektedir.⁴

Sonuç olarak pompaj depolamalı HES tasarımında yalnızca “kaç MW kurulacak?” sorusu yeterli değildir. Doğru tasarım için aynı anda şu sorular cevaplanmalıdır: Santral kaç MW anlık güç verecek? Bu gücü kaç saat sürdürebilecek? Üst ve alt rezervuarlarda ne kadar aktif hacim gerekecek? Net düşü ve su yolu kayıpları ne olacak? Pompalama için ne kadar enerji tüketilecek? Çevrim verimi ne olacak? Sistem hangi piyasa ve şebeke hizmetleri için işletilecek? Bu soruların birlikte değerlendirilmesi, pompaj depolamalı HES'in teknik, ekonomik ve çevresel fizibilitesinin temelini oluşturur.

⁴ Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower(JICA)

3. Pompaj Depolamalı HES Türleri ve Çevresel Karşılaştırma

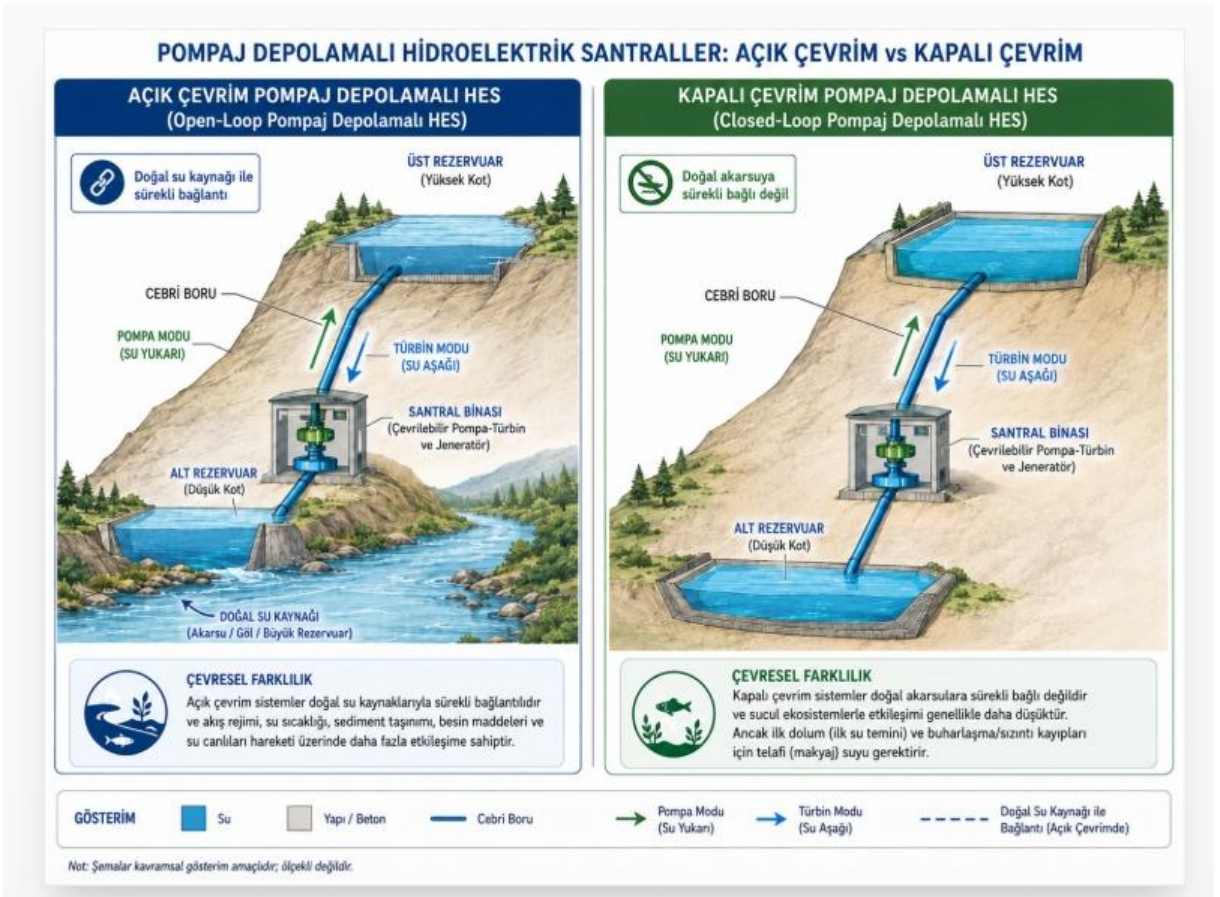
Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, genel olarak iki ana işletme tasarımına ayrılır: **open-loop / açık çevrim** ve **closed-loop / kapalı çevrim** sistemler. Bu ayrımın temelinde, tesisin doğal bir akarsu, göl veya mevcut rezervuar gibi doğal akışlı bir su kütlesiyle sürekli bağlantısının bulunup bulunmadığı yer alır. PNNL tarafından hazırlanan *Environmental Impacts of Closed-Loop Pumped Storage Hydropower* raporunda açık çevrim pompajlı HES, doğal akışlı bir su kütlesiyle sürekli bağlantısı bulunan sistem; kapalı çevrim pompajlı HES ise doğal akışlı bir su kütlesiyle sürekli bağlantısı olmayan sistem olarak tanımlanmaktadır. IRENA'nın *Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage* çalışmasında da benzer biçimde açık çevrim sistemlerin doğal akan bir su kaynağına sürekli bağlı olduğu, kapalı çevrim sistemlerin ise bu tip doğal su kaynaklarından izole tasarlandığı belirtilmektedir.



Şekil 1:Açık Çevrim pompaj depolamalı HES



Şekil 2:Kapalı Çevrim Pompaj depolamalı HES'ler



Şekil 3:Açık ve kapalı çevrim pompaj depolamalı HES'lerin detaylı tanımlamaları

3.1. Open-loop Pompaj Depolamalı HES

3.1.1. Tanım ve çalışma prensibi

Open-loop pompaj depolamalı HES, üst veya alt rezervuarlarından en az birinin doğal akarsu, göl, baraj rezervuarı veya sürekli doğal akış alan bir su kütlesiyle hidrolik bağlantılı olduğu pompajlı depolama sistemidir. Bu sistemlerde pompajlı depolama çevrimi klasik prensibe göre işler: düşük talep, düşük piyasa fiyatı veya yüksek yenilenebilir üretim saatlerinde su alt rezervuardan üst rezervuara pompalanır; yüksek talep veya sistem ihtiyacı olduğunda ise üst rezervuardaki su türbinlerden geçirilerek elektrik üretilir. Ancak kapalı çevrim sistemlerden farklı olarak, open-loop sistemlerde doğal su rejimi tesis işletmesiyle etkileşim halindedir. Bu nedenle sistem yalnızca iki rezervuar arasında çevrilen sudan değil, aynı zamanda havzadan gelen doğal giriş akımından da etkilenebilir.

Open-loop sistemlerin önemli bir özelliği, çoğu durumda mevcut bir hidroelektrik altyapısına veya mevcut bir baraj rezervuarına pompaj fonksiyonu eklenerek geliştirilebilmesidir. Bu yaklaşım, yeni bir rezervuar inşaatı ihtiyacını azaltabilir ve bazı projelerde yatırım maliyeti, iletim bağlantısı ve izin süreci açısından avantaj sağlayabilir. Buna karşılık doğal akarsu sistemiyle sürekli bağlantı bulunduğu için su kalitesi, akış rejimi, sediment taşınımı, su sıcaklığı, balık hareketleri, sucul habitat ve mansap ekosistemi üzerindeki etkiler daha dikkatli değerlendirilmelidir.

3.1.2. Doğal akarsu, göl veya mevcut rezervuar ile bağlantı yapısı

Open-loop pompajlı HES’lerde bağlantı yapısı farklı şekillerde olabilir. Bazı projelerde alt rezervuar doğal bir göl, nehir veya mevcut baraj rezervuarı olabilir; bazı projelerde ise üst rezervuar mevcut bir depolamalı HES rezervuarı, alt rezervuar ise doğal akarsu yatağı veya ikinci bir baraj gölü olabilir. Bu durumda tesisin işletmesi, yalnızca pompaj çevrimine değil, aynı zamanda mevcut su tahsisleri, çevresel akış gereklilikleri, taşkın kontrolü, sulama, içme suyu, balıkçılık, rekreasyon ve diğer havza kullanımlarına da bağlı hale gelir.

Bu bağlantı yapısı open-loop sistemlere bazı avantajlar sağlayabilir. Mevcut baraj veya göl altyapısından yararlanmak, yeni rezervuar alanı ihtiyacını azaltabilir. Mevcut iletim bağlantısı, servis yolları veya hidroelektrik santral altyapısı varsa proje daha düşük ek altyapı ihtiyacıyla geliştirilebilir. Bununla birlikte, doğal su kütlesiyle bağlantı, çevresel izin ve işletme kısıtlarını artırabilir. PNNL raporunda açık çevrim projelerin doğal akarsu bağlantısı nedeniyle serbest akan nehirlerde seviye dalgalanmaları, su kalitesi değişimi, su mevcudiyeti ve doğal nehir süreçleri üzerinde daha fazla etki potansiyeli taşıdığı belirtilmektedir.

3.1.3. Doğal giriş akımı bulunan sistemlerde enerji üretimi karakteri

Doğal giriş akımı bulunan pompajlı sistemlerde enerji üretimi iki bileşenden oluşur. Birinci bileşen, pompalanan suyun üst rezervuarda depolanıp daha sonra türbinlenmesiyle elde edilen depolama çevrimi enerjisidir. İkinci bileşen ise havzadan veya doğal akarsu sisteminden üst rezervuara gelen doğal suyun türbinlenmesiyle elde edilen doğal akış kaynaklı hidroelektrik üretimidir. Bu nedenle bazı open-loop sistemler, yalnızca enerji depolama tesisi gibi değil, aynı zamanda klasik rezervuarlı veya gölet tipi hidroelektrik santralin pompaj fonksiyonu kazanmış hali gibi çalışabilir.

Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower dokümanında bu ayrım “pure pumped storage type” ve “pumped and natural flow storage type” olarak açıklanmaktadır. Buna göre “pure pumped storage” sistemlerde doğal nehir akışı üretimde kullanılmaz veya doğal giriş akımı bulunmaz; elektrik üretimi alt ve üst rezervuarlar

arasında çevrilen suya dayanır. “Pumped and natural flow storage” sistemlerde ise pompalanan suya ek olarak üst rezervuara gelen doğal akış da elektrik üretimine katkı sağlar. Bu nedenle doğal giriş akımı bulunan open-loop sistemlerde yıllık enerji hesabı yapılırken, pompaj çevrimiyle üretilen enerji ile doğal akıştan gelen hidroelektrik üretim ayrı ayrı değerlendirilmelidir.

3.2. Closed-loop Pompaj Depolamalı HES

3.2.1. Tanım ve çalışma prensibi

Closed-loop pompaj depolamalı HES, üst ve alt rezervuarlarının doğal akarsu, göl veya sürekli akan bir su kütlesiyle doğrudan ve sürekli bağlantısının bulunmadığı pompajlı depolama sistemidir. Bu sistemlerde su, esas olarak iki yapay veya izole rezervuar arasında çevrilir. İlk dolum için dışarıdan su temin edilir; işletme döneminde ise buharlaşma, sızıntı ve operasyonel kayıpları karşılamak üzere sınırlı miktarda takviye suyu gerekebilir. Temel çalışma prensibi open-loop sistemle aynıdır: düşük fiyatlı veya yüksek yenilenebilir üretimi saatlerde pompalama yapılır, yüksek talep veya sistem ihtiyacı oluşan saatlerde türbinleme yoluyla elektrik üretilir.

Closed-loop sistemlerin ayırt edici yönü, doğal akarsu rejimiyle sürekli etkileşim içinde olmamasıdır. Bu nedenle işletme sırasında nehir akışını doğrudan değiştirme, balık göç yollarını kesme, mansap akış rejimini değiştirme veya doğal akarsu yatağında günlük seviye dalgalanmaları oluşturma potansiyeli open-loop sistemlere göre daha sınırlıdır. PNNL raporu, kapalı çevrim pompajlı HES’lerin doğal akarsuya sürekli bağlı olmaması nedeniyle klasik kanal içi hidroelektrik veya açık çevrim pompajlı sistemlerde görülebilen birçok sucül kaynak etkisini azaltabildiğini; örneğin balık geçişi ve nehir blokajı gibi etkilerin kapalı çevrim sistemlerde genellikle söz konusu olmadığını belirtmektedir.⁵

3.2.2. Doğal akarsuya sürekli bağlı olmayan sistem yaklaşımı

Closed-loop sistem yaklaşımında temel planlama mantığı, enerji depolama için gerekli iki rezervuarın doğal akarsu sisteminden mümkün olduğunca bağımsız tasarlanmasıdır. Bu durum çevresel açıdan bazı önemli avantajlar yaratabilir. Doğal akarsu ekosistemiyle doğrudan ve sürekli bağlantı bulunmadığından, balık hareketleri, doğal sediment taşınımı, akarsu morfolojisi, mansap akış rejimi ve su sıcaklığı üzerindeki etkiler genellikle azalır. Ayrıca tesisin işletme rejimi doğal nehir akışına bağlı olmadığı için kurulu güç ve depolama süresi daha çok topoğrafya, rezervuar hacmi, düşü, su yolu uzunluğu ve şebeke ihtiyacına göre belirlenebilir.

Bununla birlikte closed-loop sistemlerin çevresel etkisiz olduğu söylenemez. İlk dolum suyu temini, takviye suyu hakkı, yeraltı suyu etkileri, arazi kullanımı, habitat kaybı, peyzaj etkisi, kültürel miras, inşaat trafiği, gürültü, toz, jeolojik stabilite ve şev güvenliği gibi etkiler bu projelerde de dikkatle değerlendirilmelidir. PNNL raporu, closed-loop pompajlı HES çevresel etkilerinin yüksek ölçüde sahaya özgü olduğunu; closed-loop sistemlerin genellikle sucül kaynaklar ve rezervuar kaynaklı sera gazı emisyon potansiyeli açısından daha düşük etki sunabileceğini, ancak su temini ve su hakları konularında gecikme ve ihtilaf yaratabileceğini vurgulamaktadır.

3.2.3. Off-river, maden sahası, taş ocağı ve brownfield uygulamaları

Closed-loop pompajlı HES projeleri, özellikle **off-river** yani ana akarsu yatağı dışında kalan topoğrafik alanlarda geliştirilebilir. Bu yaklaşımda üst ve alt rezervuarlar doğal akarsu sisteminden bağımsız olarak seçilir; saha seçiminde temel kriterler uygun kot farkı, kısa su yolu, yeterli rezervuar hacmi, jeolojik

⁵ Environmental Impacts of Closed-Loop Pumped Storage Hydropower (Pacific North National Laboratory)

uygunluk, sınırlı arazi etkisi ve şebeke bağlantısına yakınlıktır. Bu durum closed-loop sistemlere open-loop sistemlere göre daha geniş bir saha seçimi esnekliği sağlayabilir.

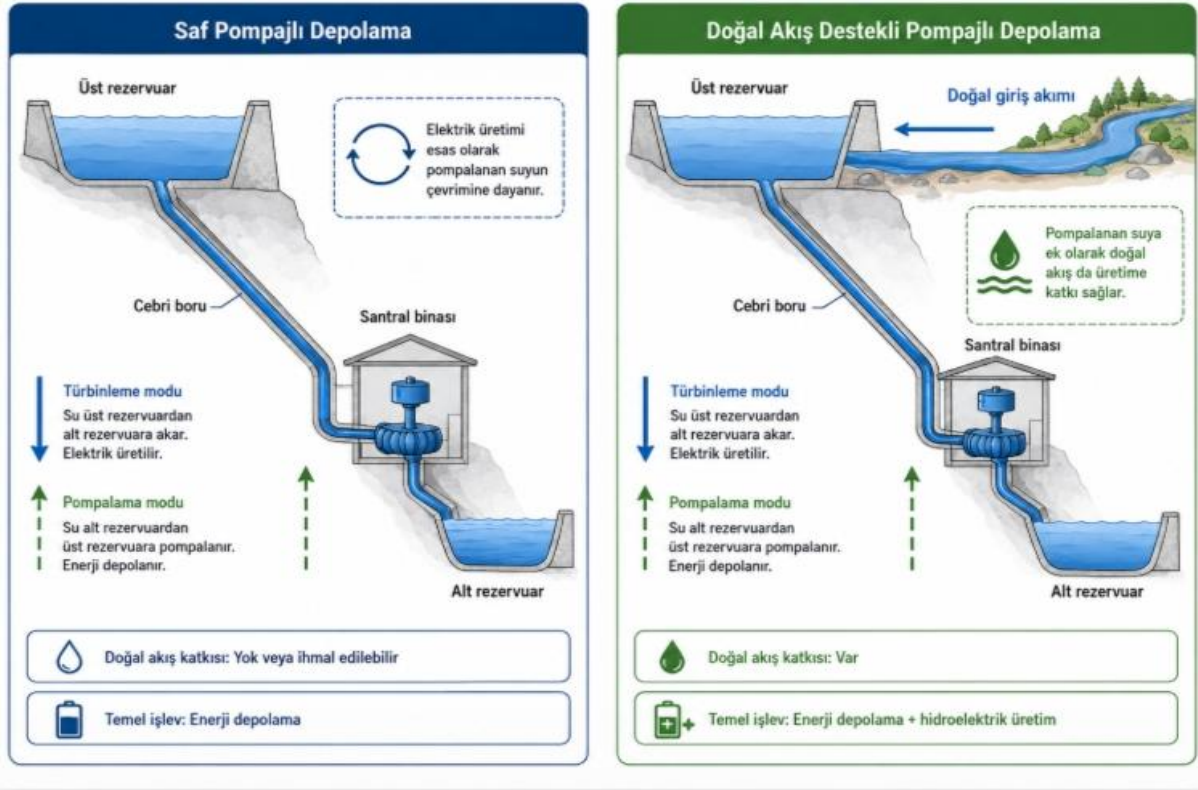
Son yıllarda closed-loop pompajlı HES projeleri için terk edilmiş maden sahaları, taş ocakları, eski endüstriyel alanlar ve diğer **brownfield** sahalar da önemli seçenekler olarak değerlendirilmektedir. Bu tür alanlarda daha önce insan faaliyetiyle bozulmuş topografya veya çukur alanlar alt ya da üst rezervuar olarak kullanılabilir. Böylece yeni kazı, yeni arazi bozulması ve bazı doğal habitat etkileri azaltılabilir. PNNL raporunda kapalı çevrim pompajlı HES'lerin terk edilmiş madenler veya taş ocaklarında konumlandırılmasının ya da mevcut bir rezervuara yeni bir üst rezervuar eklenmesinin, inşaat etkilerini ve yeni zemin bozucu faaliyet ihtiyacını azaltabileceği belirtilmektedir. European Commission Joint Research Centre (JRC) tarafından yayımlanan *Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets* raporunda da madenlerde, yeraltında ve düşük düşüklü pompajlı HES uygulamaları ayrı bir potansiyel kategori olarak ele alınmaktadır.

Bununla birlikte brownfield sahaların kullanımı otomatik olarak çevresel açıdan sorunsuz değildir. Eski maden sahalarında su kalitesi, asit maden drenajı, ağır metal riski, şev stabilitesi, yeraltı suyu bağlantısı, göçük riski ve rehabilitasyon sorumlulukları ayrıntılı incelenmelidir. Taş ocaklarında ise kaya kütlesi stabilitesi, geçirgenlik, rezervuar sızdırmazlığı, erişim ve emniyet konuları önem kazanır. Bu nedenle closed-loop ve brownfield uygulamaları çevresel açıdan önemli fırsatlar sunsa da, nihai değerlendirme mutlaka saha bazlı jeolojik, hidrolojik, çevresel ve sosyal etütlere dayanmalıdır.

3.3. Saf Pompajlı Depolama(pure pumped storage) ve Doğal Akış Destekli(natural flow) Pompajlı Depolama Ayrımı

Pompaj depolamalı HES'ler yalnızca open-loop ve closed-loop olarak değil, aynı zamanda doğal giriş akımının elektrik üretimine katkı sağlayıp sağlamamasına göre de sınıflandırılabilir. Bu ikinci sınıflandırma özellikle enerji hesabı, yıllık üretim tahmini ve tesisin klasik hidroelektrik santral karakteri taşıyıp taşımadığını anlamak açısından önemlidir. *Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower* dokümanında pompaj depolamalı hidroelektrik üretim sistemleri, üst rezervuara doğal giriş akımı olup olmamasına bağlı olarak “pure pumped storage type” ve “pumped and natural flow storage type” şeklinde ikiye ayrılmaktadır.

Saf Pompajlı Depolama ve Doğal Akış Destekli Pompajlı Depolama Karşılaştırması



3.3.1. Saf Pompajlı Sistemler

Pure pumped storage, yani saf pompajlı depolama sistemlerinde elektrik üretimi esas olarak alt ve üst rezervuarlar arasında çevrilen suya dayanır. Bu sistemlerde üst rezervuara kayda değer doğal nehir akışı gelmez veya gelen doğal akış elektrik üretiminde belirleyici bir kaynak olarak kullanılmaz. Enerji üretimi, daha önce şebekeden alınan elektrik enerjisiyle alt rezervuardan üst rezervuara pompalanan suyun daha sonra türbinlenmesiyle sağlanır.

Bu nedenle saf pompajlı sistemler, net enerji üretiminden çok **enerji depolama ve sistem esnekliği** işlevi görür. Çevrim verimi nedeniyle pompaj için tüketilen enerji, türbinleme sırasında geri kazanılan enerjiden daha yüksektir. Buna rağmen bu sistemler, düşük piyasa fiyatlı veya yüksek yenilenebilir üretimli saatlerde enerji tüketip, yüksek fiyatlı veya yüksek sistem ihtiyacı bulunan saatlerde üretim yaparak elektrik sistemine esneklik sağlar. Saha seçiminde doğal akarsu rejimine bağlılık daha sınırlı olduğu için, uygun topoğrafya, yeterli düşü, kısa su yolu, rezervuar hacmi ve şebeke bağlantısı temel belirleyici kriterler haline gelir.

Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 dokümanı, saf pompajlı sistemlerin üst ve alt rezervuar yapımına uygun topoğrafyanın ve arzu edilen düşünün bulunduğu sahalarda geliştirilebileceğini; bu nedenle saha seçimi açısından daha geniş bir serbestlik sunduğunu belirtmektedir. Aynı dokümanda pompajlı HES geliştirme ölçeğinin genellikle 100–1.000 MW aralığında ele alındığı da ifade edilmektedir.

3.3.2. Doğal Akış Destekli Pompajlı Sistemler

Pumped-and-natural-flow storage, yani doğal akış destekli pompajlı depolama sistemlerinde ise üst rezervuara gelen doğal su akımı da elektrik üretimine katkı sağlar. Bu sistemlerde elektrik üretimi iki

kaynaktan oluşur: birincisi pompalanan suyun türbinlenmesiyle elde edilen depolama çevrimi enerjisi, ikincisi ise doğal giriş akımının türbinlenmesiyle elde edilen klasik hidroelektrik üretimidir. Bu nedenle doğal akış destekli pompajlı sistemler, bir anlamda mevcut veya planlanan rezervuarlı/gölet tipi bir hidroelektrik santrale pompaj fonksiyonu eklenmiş sistemler olarak değerlendirilebilir.

Bu tip sistemlerde enerji hesabı saf pompajlı sistemlere göre daha karmaşıktır. Çünkü yıllık üretim yalnızca pompaj çevrimiyle sınırlı değildir; havzadan gelen doğal akım, kuraklık koşulları, mevsimsel hidroloji, çevresel akış yükümlülükleri, rezervuar işletme kuralları ve diğer su kullanımları da yıllık üretim üzerinde etkili olur. Bu nedenle doğal akış destekli pompajlı sistemlerde, pompaj enerjisiyle üretilen elektrik ile doğal akıştan elde edilen elektrik üretimi ayrı ayrı hesaplanmalıdır.

Bu sınıflandırma özellikle open-loop projeler için önemlidir. Çünkü doğal akarsu, göl veya mevcut rezervuar ile sürekli bağlantısı olan bir pompajlı HES'te, doğal su girdisinin üretime katkısı bulunabilir. Ancak her open-loop proje otomatik olarak yüksek doğal akış destekli üretim karakteri taşımaz; doğal akışın büyüklüğü, rezervuarın işletme rejimi ve suyun türbinlenebilirliği ayrıca incelenmelidir.

3.3.3. Open-loop / Closed-loop Sınıflandırması ile İlişkilendirme

Open-loop / closed-loop ayrımı ile pure pumped storage / pumped-and-natural-flow storage ayrımı birbirine yakın görünse de aslında aynı şeyi ifade etmez. **Open-loop / closed-loop ayrımı**, tesisin doğal akarsu, göl veya sürekli doğal akışlı bir su kütlesiyle bağlantılı olup olmamasına odaklanır. **Pure pumped / pumped-and-natural-flow ayrımı** ise doğal giriş akımının elektrik üretimine katkı sağlayıp sağlamadığına odaklanır.

Bu nedenle genel ilişki şu şekilde kurulabilir:

Sınıflandırma	Temel Kriter	Tipik Enerji Karakteri
Closed-loop PSH	Doğal akarsuya sürekli bağlı değildir	Çoğunlukla pure pumped storage karakterindedir
Open-loop PSH	Doğal akarsu, göl veya mevcut rezervuar ile bağlantılıdır	Pure pumped veya pumped-and-natural-flow olabilir
Pure pumped storage	Doğal giriş akımı üretimde kullanılmaz veya ihmal edilebilir	Enerji depolama çevrimi baskındır
Pumped-and-natural-flow storage	Doğal giriş akımı üretime katkı sağlar	Depolama + klasik hidro üretim karakteri vardır

European Commission Joint Research Centre (JRC) tarafından yayımlanan *Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets* raporunda da benzer bir ayırım yapılmakta; closed-loop PSH istasyonlarının doğal su yollarına kalıcı olarak bağlı olmayan ve doğal nehir girişlerini sürekli kullanmayan sistemler olduğu, open-loop PSH istasyonlarının ise nehirlerden gelen doğal giriş akımlarını da kullanabildiği belirtilmektedir. Raporda ayrıca tanımların ülkelere göre değişebildiği not edilmektedir.

3.4. Çevresel Etkiler Açısından Karşılaştırma

Open-loop ve closed-loop pompaj depolamalı HES'lerin çevresel etkileri, yalnızca teknoloji tipine göre değil, saha seçimi, rezervuar tasarımı, su kaynağı, inşaat yöntemi, bağlantı altyapısı ve işletme rejimine göre değişir. Bu nedenle "open-loop her zaman daha olumsuz" veya "closed-loop her zaman çevresel olarak sorunsuz" şeklinde kesin bir genelleme yapmak doğru değildir. Bununla birlikte, doğal akarsu sistemleriyle sürekli bağlantının bulunup bulunmaması, çevresel etki türlerini önemli ölçüde değiştirir.

3.4.1. Sucul Ekosistem ve Balık Geçişi Etkileri

Open-loop sistemlerde tesisin doğal akarsu, göl veya mevcut rezervuarla bağlantısı bulunduğu için sucul ekosistem üzerindeki etkiler daha belirgin olabilir. Akış rejimindeki değişimler, günlük seviye dalgalanmaları, su sıcaklığı, çözünmüş oksijen, sediment taşınımı, balık göçü, balık sürüklenmesi ve sucul habitat bütünlüğü dikkatle değerlendirilmelidir. Özellikle doğal nehir yatağı üzerinde yeni baraj veya rezervuar oluşturulması halinde balık geçişi ve mansap ekosistemi üzerinde klasik hidroelektrik projelere benzer etkiler oluşabilir.

Closed-loop sistemlerde ise doğal akarsuya sürekli bağlantı bulunmadığından, balık geçişi ve akarsu sürekliliği üzerindeki etkiler genellikle daha sınırlıdır. PNNL tarafından yayımlanan *Environmental Impacts of Closed-Loop Pumped Storage Hydropower* raporu, closed-loop sistemlerin doğal akan bir su kütlesine sürekli bağlı olmaması nedeniyle birçok geleneksel kanal içi hidroelektrik etkisini taşımadığını; örneğin akarsu blokajı olmadığı için balık geçişi sorununun genellikle oluşmadığını belirtmektedir.

3.4.2. Su Çekimi, İlk Dolum ve Periyodik Takviye Suyu İhtiyacı

Open-loop sistemlerde su kullanımı doğal akış rejimiyle bağlantılıdır. Bu nedenle çevresel akış gereklilikleri, mansap kullanıcıları, sulama, içme suyu, taşkın kontrolü ve mevcut rezervuar işletme kuralları dikkate alınmalıdır. Doğal akış destekli projelerde hidrolojik güvenilirlik, yıllık enerji üretimi kadar çevresel izin süreci açısından da önemlidir.

Closed-loop sistemlerde ise doğal akarsu rejimiyle sürekli bağlantı daha sınırlı olsa da su ihtiyacı tamamen ortadan kalkmaz. İlk dolum için önemli miktarda su gerekebilir. İşletme döneminde ise buharlaşma, sızıntı ve operasyonel kayıpları karşılamak için periyodik takviye suyu temin edilmelidir. PNNL raporu, closed-loop sistemlerde su temini ve su hakları konularının gecikme ve ihtilaf yaratabileceğini, bu nedenle su kaynağı planlamasının kritik olduğunu vurgulamaktadır.

3.4.3. Arazi Kullanımı, Habitat Kaybı ve Peyzaj Etkileri

Her iki sistem tipinde de rezervuar, baraj, su yolu, santral binası, yollar, şalt sahası ve iletim bağlantısı nedeniyle arazi kullanımı etkileri oluşabilir. Open-loop sistemler mevcut baraj veya rezervuar altyapısını kullanıyorsa yeni arazi ihtiyacı azalabilir. Ancak doğal akarsu üzerinde yeni yapılaşma gerektiriyorsa habitat parçalanması ve sucul/karasal ekosistem etkileri artabilir.

Closed-loop sistemler doğal akarsudan bağımsız sahalarda planlanabildiği için hassas sucul habitatlardan kaçınma imkânı sunabilir. Ayrıca terk edilmiş maden, taş ocağı veya endüstriyel alan gibi daha önce bozulmuş sahalarda geliştirilen projelerde yeni doğal habitat kaybı azaltılabilir. PNNL raporunda, kapalı çevrim projelerin terk edilmiş madenler veya taş ocaklarında konumlandırılmasının ya da mevcut bir rezervuara yeni bir üst rezervuar eklenmesinin, yeni zemin bozucu faaliyet ihtiyacını azaltabileceği belirtilmektedir. Bununla birlikte bu tür sahalarda şev stabilitesi, sızdırmazlık, yeraltı suyu, asit maden drenajı ve kirlenmiş zemin riskleri ayrıca incelenmelidir.

3.4.4. Kültürel Miras, Sosyal Etki ve İzin Süreçleri

Pompaj depolamalı HES projelerinde kültürel miras, arazi edinimi, yerel halkın geçim kaynakları, rekreasyon, görsel etki, iş gücü hareketliliği ve inşaat dönemi sosyal etkiler önemli başlıklardır. Open-loop projelerde mevcut su kullanımları ve doğal akarsu sistemiyle ilişki nedeniyle paydaş sayısı daha

fazla olabilir. Kapalı çevrim projelerde ise doğal akarsu etkisi daha sınırlı olsa bile, rezervuar sahaları kültürel miras alanları, yerel kullanım alanları veya hassas ekosistemlerle çakışabilir.

PNNL raporu, closed-loop projelerde kültürel kaynak etkilerinin bazı uzman görüşmelerinde sıkça raporlandığını, bazı durumlarda bu etkilerin azaltılmasının zor veya imkânsız olabildiğini belirtmektedir. Bu nedenle closed-loop sistemler çevresel açıdan daha avantajlı potansiyel taşısa bile, kültürel miras ve sosyal kabul açısından otomatik olarak daha kolay izin alacakları varsayılmamalıdır.

3.4.5. Sera Gazı Emisyonları ve Rezervuar Kaynaklı Etkiler

Pompaj depolamalı HES'lerde işletme dönemi doğrudan sera gazı emisyonları oldukça düşüktür. Ancak rezervuar alanının organik madde içeriği, su seviyesi dalgalanmaları, arazi örtüsü, iklim koşulları ve rezervuar yaşı, rezervuar kaynaklı sera gazı emisyonları üzerinde etkili olabilir. Open-loop sistemlerde mevcut büyük rezervuar kullanımı varsa ilave emisyon etkisi sınırlı olabilir; ancak yeni rezervuar oluşturuluyorsa özellikle organik maddece zengin alanlarda dikkatli analiz gerekir.

Closed-loop sistemlerde rezervuarların doğal akarsu sisteminden izole olması ve çoğu durumda daha kontrollü tasarlanması nedeniyle rezervuar kaynaklı sera gazı emisyon potansiyeli daha düşük olabilir. PNNL raporu, closed-loop sistemlerin genellikle daha düşük rezervuar kaynaklı sera gazı emisyon potansiyeline sahip olduğunu, ancak bu konuda daha fazla veri ve araştırmaya ihtiyaç bulunduğunu belirtmektedir.

3.4.6. İnşaat Dönemi Etkileri

Her iki sistem tipinde de inşaat dönemi etkileri önemli olabilir. Baraj, rezervuar, tünel, cebri boru, santral binası, yollar, şalt sahası ve iletim hattı inşaatı; kazı-dolgu, patlatma, hafriyat, kamyon trafiği, gürültü, toz, erozyon, sediment taşınımı ve geçici habitat bozulması yaratabilir. Kapalı çevrim sistemler doğal akarsu etkilerini azaltabilse de, büyük ölçekli kazı ve rezervuar yapımı nedeniyle karasal kaynaklar, jeoloji, toprak ve peyzaj üzerindeki etkiler devam eder.

PNNL raporunda closed-loop çevresel etkilerinin open-loop projelerle benzer bazı etkiler taşıdığı; örneğin kültürel kaynak tahribatı, karasal kaynak etkileri ve inşaat araçlarından kaynaklanan emisyonların her iki sistemde de görülebileceği belirtilmektedir.

3.5. Çevresel Açıdan Birbirine Avantajları Var mı?

Open-loop ve closed-loop sistemlerin çevresel açıdan birbirine göre avantajı, tek bir kriterle belirlenemez. Genel olarak closed-loop sistemler doğal akarsu sistemleriyle sürekli bağlantılı olmadıkları için sucul ekosistem, balık geçişi ve akarsu sürekliliği açısından avantajlı olabilir. Buna karşılık open-loop sistemler mevcut baraj veya rezervuar altyapısını kullanabiliyorsa yeni rezervuar, yeni arazi kullanımı ve bazı inşaat etkilerini azaltabilir. Dolayısıyla çevresel üstünlük, sistem tipinden çok projenin nerede, nasıl ve hangi su kaynağıyla geliştirildiğine bağlıdır.

3.5.1. Closed-loop Sistemlerin Potansiyel Çevresel Avantajları

Closed-loop sistemlerin en önemli çevresel avantajı, doğal akarsuya sürekli bağlı olmamalarıdır. Bu sayede nehir akış rejimi, sediment taşınımı, balık göçü ve mansap ekosistemi üzerindeki doğrudan etkiler azaltılabilir. Ayrıca saha seçimi daha esnek olduğu için hassas ekosistemlerden, korunan alanlardan veya yoğun sosyal etki yaratabilecek bölgelerden kaçınma imkânı artabilir. PNNL raporu,

uygun konumlandırılmış closed-loop pompajlı HES’lerin open-loop sistemlere göre daha düşük çevresel risk taşıma potansiyeline sahip olduğunu; ancak bunun “doğru saha koşulları” altında geçerli olduğunu vurgulamaktadır.

Buna ek olarak, terk edilmiş maden ve taş ocağı gibi brownfield alanlarda geliştirilen closed-loop projeler, daha önce bozulmuş alanların yeniden işlevlendirilmesini sağlayabilir. Bu yaklaşım yeni doğal alan kaybını azaltabilir; ancak eski maden sahalarında su kalitesi, kirlenmiş zemin, şev stabilitesi ve yeraltı suyu bağlantısı gibi risklerin ayrıntılı incelenmesi gerekir.

3.5.2. Open-loop Sistemlerin Mevcut Rezervuar Kullanımı Halinde Avantajları

Open-loop pompaj depolamalı HES projelerinde mevcut barajlı hidroelektrik santral rezervuarlarının üst veya alt rezervuar olarak kullanılması, yeni rezervuar inşaatı, yeni arazi edinimi, yeni kamulaştırma, yeni ulaşım yolu, yeni şalt sahası ve yeni iletim bağlantısı ihtiyacını önemli ölçüde azaltabilir. Bu durum hem yatırım maliyetini hem de izin ve kamulaştırma süreçlerini kısaltabilecek önemli bir avantaj sağlar. Türkiye özelinde yaklaşık **23.868 MW barajlı hidroelektrik kurulu güç** bulunması, mevcut rezervuarların pompaj depolamalı HES gelişimi için ciddi bir potansiyel sunduğunu göstermektedir. Mevcut baraj göllerinin alt veya üst rezervuar olarak değerlendirilmesi, sıfırdan yeni bir saha geliştirmeye kıyasla daha hızlı, daha düşük çevresel etki riski taşıyan ve idari açıdan daha uygulanabilir bir proje geliştirme zemini oluşturabilir.

Buna ek olarak Türkiye’de yaklaşık **8.439 MW akarsu tipi hidroelektrik santral** bulunması, daha küçük kurulu güçte ve yerel sistem ihtiyaçlarına yönelik pompajlı depolama uygulamaları için ayrıca değerlendirilebilir. Akarsu tipi santrallerde rezervuar hacmi sınırlı olduğundan büyük ölçekli depolama potansiyeli barajlı HES’lere göre daha düşük olsa da, uygun topoğrafya, yeterli kot farkı ve mevcut şebeke bağlantısı bulunan sahalarda küçük veya orta ölçekli pompaj uygulamaları mümkün olabilir. Ancak mevcut HES altyapısının kullanılması izin süreçlerini tamamen ortadan kaldırmaz; pompajlı işletmenin rezervuar seviye değişimleri, mansap akışı, ekolojik debi, su kalitesi ve diğer su kullanımları üzerindeki etkileri yine proje bazında değerlendirilmelidir. Buna rağmen mevcut hidroelektrik altyapısının kullanılması, Türkiye’de pompaj depolamalı HES gelişimi için en hızlı ve en uygulanabilir seçeneklerden biri olarak öne çıkmaktadır.

3.5.3. Saha Seçiminin Belirleyici Rolü

Çevresel değerlendirmede en belirleyici unsur saha seçimidir. Uygun olmayan bir closed-loop proje, hassas habitat, kültürel miras, su temini veya jeolojik stabilite açısından ciddi sorunlar yaratabilir. Buna karşılık iyi seçilmiş bir open-loop proje, mevcut rezervuar altyapısından yararlanarak sınırlı ilave çevresel etkiyle önemli sistem esnekliği sağlayabilir. Bu nedenle proje geliştirme sürecinde yalnızca teknik düşü ve depolama hacmi değil, su kaynakları, biyolojik çeşitlilik, arazi kullanımı, kültürel miras, sosyal kabul, iletim bağlantısı ve iklim etkileri birlikte değerlendirilmelidir.

NREL’in pompaj depolamalı HES potansiyel değerlendirme yaklaşımında da potansiyel rezervuarlar belirlenirken kritik habitatlar ve milli parklar gibi uyumsuz arazi kullanımlarının filtrelendiği; ardından rezervuar çiftlerinin mesafe, düşü ve büyüklük benzerliği gibi kriterlerle eşleştirildiği belirtilmektedir. Bu yaklaşım, çevresel risklerin erken aşamada saha seçimiyle azaltılmasının önemini göstermektedir.

3.5.4. Genel Sonuç: “Teknoloji Tipi” Değil, “Saha Koşulları + Tasarım + Su Kaynağı + İzin Rejimi” Belirleyicidir

Genel değerlendirme olarak, closed-loop sistemler sucul ekosistem ve akarsu sürekliliği açısından çoğu durumda daha avantajlı bir başlangıç noktasına sahiptir. Open-loop sistemler ise mevcut rezervuar ve hidroelektrik altyapısından yararlanabildiği durumlarda yeni arazi ve inşaat etkilerini azaltabilir. Ancak her iki sistem tipi için de çevresel performansın nihai belirleyicisi teknoloji adı değil; saha koşulları, rezervuar tasarımı, su kaynağı, jeolojik yapı, ekolojik hassasiyetler, kültürel miras, sosyal kabul, inşaat yöntemi ve izin rejimidir.

Türkiye’de pompaj depolamalı HES projelerinde izin süreci; EPDK önlisans/lisans süreci, DSİ su kullanım hakkı ve teknik uygunluk değerlendirmeleri, ÇED süreci, TEİAŞ bağlantı görüşü, imar, orman, mera, kültür varlığı, kamulaştırma ve ilgili yerel/idari izinlerden oluşan çok kurumlu bir süreçtir. Lisanslı elektrik üretiminde önlisans süresi, kaynak türü ve kurulu güce bağlı olarak belirlenmekte olup mücbir sebep halleri hariç 36 ayı geçmemektedir; yatırımcının bu süre içinde gerekli izin, onay, ruhsat ve belgeleri tamamlaması beklenmektedir. Bu nedenle sıfırdan geliştirilecek büyük ölçekli bir pompaj depolamalı HES’te izin ve hazırlık süreci birkaç yıla yayılabilir; nitekim 2025’te enerji yatırımlarında izin süreçlerinin hızlandırılmasına yönelik düzenlemeler gündeme gelirken, Türkiye’de bazı yenilenebilir enerji yatırımlarında izin süreçlerinin geçmişte 4–5 yıla kadar uzayabildiği görülmüştür. Bu çerçevede mevcut barajlı HES rezervuarlarının, pompaj depolamalı HES için kullanılması; yeni kamulaştırma, yeni rezervuar alanı, yeni yol ve yeni bağlantı hattı ihtiyacını azaltarak izin sürecini belirgin şekilde kısaltabilecek önemli bir avantaj sağlar.

4. Kurulu Güç, Enerji ve Su Depolama Hacmi Hesabı

4.1 Hesaplama yöntemi

Pompaj depolamalı HES projelerinde kurulu güç, santralin türbinleme modunda şebekeye verebileceği **maksimum aktif güç kapasitesini** ifade eder ve MW cinsinden tanımlanır. Ancak kurulu güç tek başına tesisin depolama kabiliyetini göstermez; çünkü MW değeri anlık güç kapasitesini, MWh değeri ise bu gücün ne kadar süreyle sürdürülebileceğini ifade eder. Örneğin 500 MW kurulu güce sahip bir pompajlı HES 6 saat tam güçte çalışabiliyorsa enerji kapasitesi yaklaşık 3.000 MWh, 10 saat çalışabiliyorsa yaklaşık 5.000 MWh olur. Bu nedenle pompajlı HES tasarımında türbin gücü, pompa gücü, çevrim verimi ve depolama süresi birlikte değerlendirilmelidir. Türbin gücü; net düşü, türbin debisi ve toplam verime bağlıdır. Pompa gücü ise aynı su hacminin alt rezervuardan üst rezervuara ne kadar sürede geri basılacağına göre belirlenir. Kurulu güç Hesabında temel ilişki;

$$P = \rho \times g \times Q \times H_e \times \eta \quad \text{şeklindedir.}$$

Pratik hidroelektrik hesaplarda bu ifade genellikle:

$$P_{max} = 9.8 \times Q_{max} \times H_e \times \eta_t \times \eta_g \text{ olarak kullanılır.}$$

Burada

P_{max} :maksimum güç,

Q_{max} :türbin debisi,

H_e :efektif/net düşü,

η_t :türbin verimi

η_g :jeneratör verimidir.

Güç hesabında kullanılacak düşü değeri brüt düşü değil, hidrolik kayıplar düşüldükten sonra elde edilen net düşüdür. Brüt düşü, üst rezervuar su seviyesi ile alt rezervuar veya kuyruksuyu seviyesi arasındaki kot farkını ifade ederken; cebri boru, tünel, vana, giriş-çıkış yapıları ve sürtünme kayıpları nedeniyle bu değer bir kısmı kaybedilir. Bu nedenle efektif düşü $H_e = H_g - H_l$ olarak alınır. Aynı kurulu güç için net düşü yüksek olduğunda gerekli debi azalır; net düşü düşük olduğunda ise daha yüksek türbin debisi, daha büyük cebri boru çapı ve daha büyük aktif rezervuar hacmi gerekir. Bu nedenle kurulu güç seçimi yalnızca hidrolik formüle göre değil; günlük, haftalık veya mevsimsel işletme amacı, düşük fiyatlı pompalama saatleri, yenilenebilir üretim fazlası, puant yük ihtiyacı, şebeke kısıtları ve rezervuar hacmiyle birlikte belirlenmelidir

Kurulu gücün temel bağıntısı:

$$P = \rho \times g \times Q \times H \times \eta$$

Parametreler

- P : Kurulu güç (kW veya MW)
- ρ : Suyun yoğunluğu ($\approx 1000 \text{ kg/m}^3$)
- g : Yerçekimi ivmesi ($9,81 \text{ m/s}^2$)
- Q : Türbin maksimum debisi (m^3/s)
- H : Net düşü (m)
- η : Toplam verim (türbin $\times$ jeneratör $\times$ yardımcı kayıplar)



Notlar

- H değeri brüt düşüden; giriş, çıkış ve sürtünme kayıpları düşülerek bulunur (net düşü).
- Q , türbin tasarımında seçilen maksimum debidir.
- η değeri tipik olarak %80 – %90 aralığındadır (toplam verim).

Örnek Hesap

• $Q = 120 \text{ m}^3/\text{s}$	$P = 1000 \times 9,81 \times 120 \times 500 \times 0,85$ $= 500.310.000 \text{ W}$ $= 500 \text{ MW (yaklaşık)}$
• $H = 500 \text{ m}$	
• $\eta = 0,85$	

4.2. Depolama Süresine Göre Enerji Kapasitesi

Pompaj depolamalı HES'lerde enerji kapasitesi, santralin kurulu gücünü kaç saat sürdürebileceğini gösterir ve temel olarak

$$E = P \times T \quad \text{ilişkisiyle hesaplanır.}$$

Burada E enerji kapasitesi, P kurulu güç ve T tam güçte üretim süresidir. Örneğin 1.000 MW kurulu güce sahip bir tesis için 4 saatlik depolama 4.000 MWh, 8 saatlik depolama 8.000 MWh, 12 saatlik depolama ise 12.000 MWh enerji kapasitesi anlamına gelir. Kısa süreli sistemler daha çok hızlı dengeleme, frekans kontrolü ve kısa puant desteği için uygunken; 8–12 saat ve üzeri depolama süreleri güneş üretiminin akşam puantına taşınması, minimum net yük saatlerinin yönetilmesi ve uzun süreli sistem esnekliği açısından daha yüksek sistem değeri oluşturulabilir.

4.3 Rezervuar Hacmi, Aktif Depolama Hacmi ve Kullanılabilir Enerji

Enerji kapasitesini belirleyen ana fiziksel büyüklük, üst ve alt rezervuarlar arasındaki kullanılabilir **aktif su hacmidir**. Aktif hacim, rezervuarın maksimum ve minimum işletme seviyeleri arasında enerji üretimi için kullanılabilen su miktarını ifade eder ve basit olarak

$$V = Q_{max} \times T \times 3.600 \quad \text{formülüyle hesaplanabilir.}$$

Burada V aktif hacim, Q_{max} maksimum türbin debisi ve T üretim süresidir. Depolama süresi arttıkça aynı kurulu güç için gerekli aktif rezervuar hacmi de artar; bu durum baraj yüksekliği, rezervuar alanı, kazı-dolgu miktarı, sızdırmazlık ihtiyacı, arazi kullanımı, çevresel etki ve yatırım maliyetini doğrudan etkiler. Dolayısıyla pompajlı HES tasarımında optimum çözüm, en uzun depolama süresinden ziyade sistemin ihtiyaç duyduğu kritik saatleri karşılayan en uygun güç-enerji-hacim dengesidir.

4.4. Örnek Hesap Yöntemi

4.4.1. Varsayımlar: Düşü, Debi, Verim, Depolama Süresi

Örnek bir pompaj depolamalı HES için aşağıdaki varsayımlar alınabilir:

Parametre	Değer
Net düşü, H_e	400 m
Türbin debisi, Q	150 m ³ /s
Türbin verimi, η_t	0,90
Jeneratör verimi, η_g	0,98
Toplam üretim verimi	0,882
Depolama süresi, T	8 saat
Çevrim verimi	%80

4.4.2. Kurulu Güç Hesabı

Kurulu güç aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$\begin{aligned}P_{max} &= 9.8 \times Q_{max} \times H_e \times \eta_t \times \eta_g \\P_{max} &= 9.8 \times 150 \times 400 \times 0.90 \times 0.98 \\P_{max} &\approx 518,616 \text{ kW} \approx 519 \text{ MW}\end{aligned}$$

Bu örnekte santralin yaklaşık kurulu gücü **519 MW** olur.

4.4.3. Gerekli Aktif Rezervuar Hacmi Hesabı

Santralin 8 saat tam güçte çalışması için gerekli aktif hacim:

$$\begin{aligned}V &= Q_{max} \times T \times 3,600 \\V &= 150 \times 8 \times 3,600 \\V &= 4,320,000 \text{ m}^3\end{aligned}$$

Bu durumda yaklaşık **4,32 milyon m³** aktif rezervuar hacmi gerekir.

4.4.4. Günlük Üretim ve Pompalama Enerjisi Hesabı

Günlük tam güç üretim enerjisi:

$$\begin{aligned}E_{\text{üretim}} &= P \times T \\E_{\text{üretim}} &= 519 \times 8 = 4,152 \text{ MWh}\end{aligned}$$

Çevrim verimi %80 kabul edilirse, bu enerjiyi üretmek için gereken pompalama enerjisi:

$$E_{pompa} = \frac{E_{\text{üretim}}}{\eta_{\text{çevrim}}}$$

$$E_{pompa} = \frac{4,152}{0.80} = 5,190 \text{ MWh}$$

4.4.5. Çevrim Verimi ve Net Enerji Dengesi

Bu örnekte tesis, bir çevrimde yaklaşık **5.190 MWh** elektrik tüketerek suyu üst rezervuara pompalar ve daha sonra yaklaşık **4.152 MWh** elektrik üretir. Aradaki yaklaşık **1.038 MWh** fark; pompa, türbin, jeneratör, trafo ve hidrolik kayıplardan kaynaklanır. Bu sonuç, pompaj depolamalı HES'in net enerji üretmekten çok, enerjiyi düşük fiyatlı veya yenilenebilir üretim fazlası olan saatlerden yüksek talep ve yüksek sistem ihtiyacı bulunan saatlere taşıyan bir depolama ve sistem esnekliği tesisi olduğunu gösterir.

5. Open-loop Sistemlerde Gelen Su ve Enerji Hesabı

5.1. Open-loop Sistemlerde Doğal Giriş Akımının Rolü

Open-loop pompaj depolamalı HES’lerde üst veya alt rezervuar doğal bir akarsu, göl veya mevcut baraj rezervuarı ile hidrolik bağlantılıdır. Bu nedenle sistemin enerji dengesi yalnızca alt rezervuardan üst rezervuara pompalanan suya değil, aynı zamanda havzadan gelen **doğal giriş akımına** da bağlı olabilir. Doğal giriş akımı bulunan sistemlerde üretim iki bileşenden oluşur: birincisi doğal akışın türbinlenmesiyle elde edilen klasik hidroelektrik üretim, ikincisi ise daha önce pompalanmış suyun türbinlenmesiyle elde edilen depolama çevrimi enerjisidir. Bu ayrım özellikle yıllık enerji hesabı, kapasite faktörü ve net pompaj tüketimi açısından önemlidir.

Saf pompajlı sistemlerde üretim esas olarak pompalanan sudan sağlandığı için tesis net enerji üreticisinden çok enerji depolama tesisi olarak çalışır. Buna karşılık doğal akış destekli open-loop sistemlerde, doğal giriş akımı ilave enerji katkısı sağlar ve toplam yıllık üretimi artırır. Bu nedenle enerji hesabında doğal akıştan gelen üretim ile pompaj çevriminden gelen üretim ayrı ayrı hesaplanmalı; pompalama tüketimi, yalnızca depolama çevrimiyle ilişkili enerji üzerinden değerlendirilmelidir. *Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower* dokümanında da doğal akış destekli pompajlı sistemlerde doğal giriş akımının üretime katkısının ayrı ele alınması gerektiği belirtilmektedir.

5.2. Hidrolojik Veri İhtiyacı

Open-loop sistemlerde enerji hesabının güvenilir yapılabilmesi için uzun dönemli hidrolojik veri gereklidir. Bu kapsamda günlük, aylık ve yıllık debi serileri, akım süreklilik eğrileri, kurak yıl, ortalama yıl ve ıslak yıl senaryoları birlikte değerlendirilmelidir. Günlük debi serileri işletme simülasyonu için; aylık ve yıllık debi serileri ise ortalama enerji üretimi, mevsimsel su mevcudiyeti ve kuraklık duyarlılığı için kullanılır. Akım süreklilik eğrisi, yılın hangi yüzdesinde hangi debinin aşılabildiğini gösterdiği için doğal akıştan elde edilebilecek güvenilir enerji katkısını belirlemede önemli bir araçtır.

Hidrolojik değerlendirmede yalnızca brüt su girişi dikkate alınmamalıdır. Ekolojik debi, sulama, içme suyu, taşkın kontrolü, mansap kullanıcıları ve diğer su tahsisleri düşüldükten sonra enerji üretimi için kullanılabilir su miktarı belirlenmelidir. Ayrıca rezervuar yüzeyinden buharlaşma, sızma, işletme kayıpları ve iklim değişikliğine bağlı hidrolojik belirsizlikler de hesaba katılmalıdır. Bu nedenle open-loop pompajlı HES fizibilitesinde tek bir ortalama debi değeri yerine, farklı hidrolojik koşulları temsil eden senaryolarla çalışmak daha doğru bir yaklaşımdır.

5.3. Gelen Su Hesabı Yöntemi

Gelen su hesabında ilk adım, santral noktasına ait doğal akımın belirlenmesidir. Eğer santral sahasında ölçüm istasyonu varsa doğrudan bu veriler kullanılabilir. Ölçüm istasyonu farklı bir noktadaysa, debi değerleri havza alanı oranı, yağış-akış ilişkisi, kot farkı, yan kol katkıları ve havza karakteristikleri dikkate alınarak proje noktasına taşınır. Basit ön fizibilite yaklaşımında, benzer hidrolojik özelliklere sahip havzalar arasında alan oranı yöntemi kullanılabilir; daha ileri çalışmalarda yağış-akış modeli veya rezervuar işletme simülasyonu tercih edilmelidir.

Rezervuara giren doğal akışın enerjiye dönüştürülmesi için kullanılabilir debi, net düşü ve toplam verim birlikte değerlendirilir. Temel hidroelektrik güç ilişkisi $P = \rho \times g \times Q \times H \times \eta$ şeklindedir. Burada doğal giriş akımından üretilebilecek enerji, belirli zaman aralığında türbinlenebilen debi üzerinden

hesaplanır. Ancak her gelen su doğrudan enerjiye dönüşmeyebilir; rezervuar doluluk sınırları, türbin kapasitesi, çevresel akış yükümlülükleri, taşkın savaklaması, buharlaşma ve sızma kayıpları nedeniyle kullanılabilir enerji miktarı azalabilir.

5.4. Open-loop Enerji Hesabı

Open-loop pompajlı HES’lerde toplam üretim enerjisi, doğal giriş suyundan elde edilen üretim ile pompaj çevriminden elde edilen üretimin toplamıdır. Doğal giriş suyu ile üretim, havzadan gelen kullanılabilir debinin net düşü altında türbinlenmesiyle hesaplanır. Pompaj çevriminden elde edilen üretim ise alt rezervuardan üst rezervuara pompalanan suyun daha sonra türbinlenmesiyle oluşur. Bu nedenle toplam yıllık üretim şu şekilde kavramsallaştırılabilir:

$$E_{toplam} = E_{doğal akış}^{c} + E_{pompaj çevrimi}^{c}$$

Pompalama tüketimi ise yalnızca pompaj çevrimi için gerekir ve çevrim verimi dikkate alınarak hesaplanır:

$$E_{pompa} = \frac{E_{pompaj çevrimi}^{c}}{\eta_{c çevrim}^{c}}$$

Bu ayırım yapılmadığında, doğal akıştan gelen üretim de yanlışlıkla pompaj çevrimi içinde değerlendirilir ve tesisin net enerji dengesi hatalı hesaplanır. Doğal akış katkısı bulunan open-loop sistemlerde kapasite faktörü saf pompajlı sistemlere göre daha yüksek görünebilir; çünkü tesis yalnızca enerji depolama çevrimiyle değil, aynı zamanda doğal hidroelektrik üretimle de enerji sağlar. Bu nedenle open-loop projelerde raporlanan yıllık üretim, pompalama tüketimi, net üretim ve depolama çevrimi enerjisi ayrı ayrı gösterilmelidir.

OPEN-LOOP ENERJİ HESABI – GELEN SU VERİSİNİ DİKKATE ALAN ŞEMATİK HESAPLAMA



1 Hidrolojik Veri

- Gelen doğal akım (Q_{gelen}) : 55 m³/s
- Ekolojik debi (Q_{eko}) : 10 m³/s
- Buharlaşıma + sızma kaybı ($Q_{kayıp}$) : 2 m³/s
- Net düşü (H) : 400 m
- Toplam verim (η) : 0,88
- Doğal akımın değerlendirildiği süre (T) : 24 saat

2 Kullanılabilir Doğal Akım

$$Q_{kullanilabilir} = Q_{gelen} - Q_{eko} - Q_{kayıp}$$

$$Q_{kullanilabilir} = 55 - 10 - 2 = 43 \text{ m}^3/\text{s}$$

Enerji hesabında yalnızca kullanılabilir doğal akım dikkate alınır.

3 Doğal Akıştan Gelen Enerji

$$P_{doğal} = 9,81 \times Q_{kullanilabilir} \times H \times \eta$$

$$E_{doğal} = P_{doğal} \times T$$

$$P_{doğal} = 9,81 \times 43 \times 400 \times 0,88$$

$$\approx 148 \text{ MW}$$

$$E_{doğal} = 148 \times 24$$

$$\approx 3.552 \text{ MWh/gün}$$

4 Pompaj Çevriminden Gelen Enerji

- Pompaj çevrimi kurulu gücü : 414 MW
- Türbinleme süresi : 8 saat
- Çevrim verimi : %80

$$E_{pompaj-üretim} = 414 \times 8$$

$$= 3.312 \text{ MWh}$$

$$E_{pompaj-tüketim} = \frac{3.312}{0,80}$$

$$= 4.140 \text{ MWh}$$

Bu kısım daha önce pompalanan sudan elde edilen üretimi gösterir.

5 Toplam Üretim ve Net Enerji

$$E_{toplam} = E_{doğal} + E_{pompaj-üretim}$$

$$E_{net} = E_{toplam} - E_{pompaj-tüketim}$$

$$E_{toplam} = 3.552 + 3.312$$

$$= 6.864 \text{ MWh/gün}$$

$$E_{net} = 6.864 - 4.140$$

$$= 2.724 \text{ MWh/gün}$$



Ana Mesaj

Open-loop sistemlerde toplam enerji hesabı, doğal giriş akımından gelen üretim ile pompaj çevriminden gelen üretimin birlikte değerlendirilmesini gerektirir.

Q: Debi (m³/s)

H: Net düşü (m)

η : Toplam verim

T: Süre (saat)

E: Enerji (MWh)

6. Closed-loop Sistemlerde Su İhtiyacı ve Enerji Hesabı

Closed-loop pompaj depolamalı HES’lerde enerji üretimi, doğal bir akarsuya sürekli bağlı olmadan, üst ve alt rezervuar arasında çevrilen suyun depolama ve türbinleme çevrimine dayanır. Bu nedenle sistemin temel su ihtiyacı iki başlık altında değerlendirilir: **ilk dolum suyu** ve işletme döneminde gerekli olan **periyodik takviye suyu**. Open-loop sistemlerden farklı olarak kapalı çevrim sistemlerde doğal giriş akımı üretim hesabının ana unsuru değildir; su esas olarak sistem içinde tekrar tekrar kullanılır. Bu nedenle kapalı çevrim projeler, doğal akarsu ekosistemleriyle daha sınırlı etkileşim kurabilir; ancak ilk dolum, su hakkı, buharlaşma, sızma ve rezervuar güvenliği yine proje fizibilitesinin kritik bileşenleridir. PNNL’nin *Environmental Impacts of Closed-Loop Pumped Storage Hydropower* raporu da closed-loop sistemlerin doğal akarsuya sürekli bağlı olmaması nedeniyle bazı sucul ekosistem etkilerini azaltabileceğini, ancak su temini ve su hakları konularının proje geliştirme sürecinde önemli bir başlık olmaya devam ettiğini belirtmektedir.

6.1. İlk Dolum Suyu İhtiyacı

Closed-loop sistemlerde ilk dolum suyu, üst ve alt rezervuarların işletmeye alınabilmesi için başlangıçta sisteme verilmesi gereken toplam su hacmini ifade eder. Bu hacim yalnızca aktif depolama hacminden ibaret değildir; rezervuarların ölü hacmi, minimum işletme hacmi, hidrolik sistemin doldurulması, su yolları, cebri boru, emniyet payları ve işletme güvenliği için gerekli seviyeler de dikkate alınmalıdır. Aktif hacim, türbinleme sırasında enerji üretimi için kullanılabilen su miktarıdır; ölü hacim ise işletme sınırlarının altında kalan ve normal çevrimde kullanılmayan hacimdir. Bu nedenle kapalı çevrim bir sistemde ilk dolum ihtiyacı, genellikle hesaplanan aktif depolama hacminden daha büyüktür.

İlk dolum süresi, kullanılacak su kaynağının debisine, su alma izinlerine, çevresel kısıtlara ve ilgili kurumların su tahsis kararlarına bağlıdır. Eğer dolum suyu bir akarsudan, gölden, yeraltı suyundan veya mevcut bir su yapısından sağlanacaksa, bu kullanımın diğer su hakları, ekolojik debi, tarımsal sulama, içme suyu ve mansap kullanıcıları üzerindeki etkileri ayrıca değerlendirilmelidir. Bu nedenle closed-loop sistemlerde doğal akarsuya sürekli bağlantı olmasa bile, ilk dolum aşaması çevresel izin ve su tahsisi açısından kritik bir süreçtir.

6.2. Periyodik Takviye Suyu İhtiyacı

Kapalı çevrim sistemlerde işletme sırasında su tamamen kaybolmaz; ancak buharlaşma, sızma, bakım işlemleri, küçük kaçaklar, rezervuar yüzeyinden kaynaklanan kayıplar ve operasyonel su yönetimi nedeniyle zaman içinde sistemden su eksilir. Bu nedenle proje ömrü boyunca belirli aralıklarla **telafi / makyaj suyu** sağlanması gerekir. Buharlaşma kayıpları rezervuar yüzey alanına, iklim koşullarına, sıcaklık, rüzgâr ve nem değerlerine bağlıdır. Sızma kayıpları ise rezervuar zemininin geçirgenliği, kaplama sistemi, jeolojik yapı ve inşaat kalitesiyle ilişkilidir.

Periyodik takviye suyu ihtiyacı, kapalı çevrim sistemlerin çevresel değerlendirmesinde önemli bir başlıktır. Su ihtiyacı çok büyük olmasa bile, kurak bölgelerde veya su stresi bulunan havzalarda bu konu izin sürecini zorlaştırabilir. Bu nedenle fizibilite aşamasında yıllık buharlaşma-sızma dengesi, güvenilir takviye suyu kaynağı, kurak yıl koşulları ve su hakkı durumu birlikte incelenmelidir. Closed-loop sistemin çevresel avantajı, doğal akarsuya sürekli bağlı olmamasından kaynaklanır; ancak bu avantaj, sürdürülebilir ve izin verilebilir bir su kaynağının bulunmasına bağlıdır.

6.3. Enerji Hesabı

Closed-loop pompaj depolamalı HES’lerde enerji hesabı, doğal giriş akımı yerine depolanan su hacmi, net düşü, türbin debisi, kurulu güç, depolama süresi ve çevrim verimi üzerinden yapılır. Günlük üretim enerjisi basit olarak şu şekilde hesaplanabilir:

$$E_{\text{üretim}} = P \times T$$

Burada $E_{\text{üretim}}$ günlük üretim enerjisini, P kurulu gücü ve T tam güçte üretim süresini ifade eder. Örneğin 500 MW kurulu güce sahip ve 8 saat depolama süresi olan bir closed-loop pompajlı HES, bir tam çevrimde yaklaşık 4.000 MWh üretim yapabilir.

Pompalama tüketimi ise çevrim verimi dikkate alınarak hesaplanır:

$$E_{\text{pompa}} = \frac{E_{\text{üretim}}}{\eta_{\text{c çevrim}}}$$

Örneğin çevrim verimi %80 kabul edilirse, 4.000 MWh üretim sağlayabilmek için yaklaşık 5.000 MWh pompalama enerjisi gerekir. Aradaki 1.000 MWh fark; pompa, türbin, motor-jeneratör, trafo, cebri boru ve hidrolik kayıplardan kaynaklanır. Bu nedenle kapalı çevrim pompajlı HES net enerji üreticisi değil, enerjiyi düşük fiyatlı veya yüksek yenilenebilir üretimli saatlerden yüksek talep ve sistem ihtiyacı olan saatlere taşıyan bir depolama tesisidir.

Closed-loop sistemlerin net sistem katkısı yalnızca enerji arbitrajı ile sınırlı değildir. Bu tesisler, puant yük karşılaması, frekans kontrolü, gerilim regülasyonu, hızlı devreye girme, yedek kapasite, black-start ve yenilenebilir üretim kesintilerinin azaltılması gibi hizmetler sağlayabilir. Bu nedenle enerji hesabında yalnızca üretilen ve tüketilen MWh dengesi değil, tesisin sisteme sağladığı esneklik, güvenilirlik ve yan hizmet değeri de dikkate alınmalıdır.

6.4. Periyodik Takviye Su ihtiyacı Hesabı

Kapalı çevrim pompaj depolamalı HES’lerde periyodik takviye suyu ihtiyacı, rezervuar su dengesi yaklaşımıyla hesaplanabilir. Bu hesapta üst ve alt rezervuar yüzeylerinden kaynaklanan net buharlaşma kayıpları, rezervuar ve su yolu sızma kayıpları ile bakım/işletme kaynaklı operasyonel kayıplar birlikte dikkate alınır. Ön fizibilite düzeyinde yıllık takviye suyu ihtiyacı yaklaşık olarak şu şekilde hesaplanabilir:

$$V_{\text{takviye}} = A_{\text{toplam}} \times E_{\text{net}} + V_{\text{sızma}} + V_{\text{operasyonel}}$$

Burada V_{takviye} , yıllık takviye suyu ihtiyacını; A_{toplam} , üst ve alt rezervuarların ortalama toplam su yüzey alanını; E_{net} , yıllık net buharlaşma derinliğini; $V_{\text{sızma}}$, rezervuar tabanı, şevler, tünel, cebri boru ve diğer hidrolik yapılardan kaynaklanan yıllık sızma kaybını; $V_{\text{operasyonel}}$ ise bakım, boşaltma, kaçak, filtre yıkama, temizlik ve diğer işletme faaliyetlerinden kaynaklanan yıllık su kayıplarını ifade eder. Eğer brüt buharlaşma verisi kullanılıyorsa rezervuar yüzeyine düşen yağış bu değerden düşülerek net buharlaşma bulunur; net buharlaşma verisi doğrudan kullanılıyorsa yağış ayrıca düşülmez. Fizibilite aşamasında bu hesap aylık bazda, değişken rezervuar yüzey alanları, kurak yıl senaryoları, sızdırmazlık tasarımı ve su hakkı koşulları dikkate alınarak detaylandırılmalıdır.

Örnek Hesaplama: Periyodik Takviye Suyu İhtiyacı

1. Temel Formül

$$V_{takviye} = A_{toplaml} \times E_{net} + V_{sızma} + V_{operasyonel}$$

2. Varsayımlar

Parametre	Açıklama	Değer
$A_{üst}$	Üst rezervuar ortalama su yüzey alanı	0,60 km ²
A_{alt}	Alt rezervuar ortalama su yüzey alanı	0,50 km ²
$A_{toplaml}$	Toplam rezervuar yüzey alanı	1,10 km ²
$E_{brüt}$	Yıllık brüt buharlaşma	1,20 m/yıl
$P_{yağış}$	Yıllık yağış	0,50 m/yıl
E_{net}	Net buharlaşma	0,70 m/yıl
$V_{sızma}$	Yıllık sızma kaybı	100.000 m ³ /yıl
$V_{operasyonel}$	Yıllık operasyonel kayıp	50.000 m ³ /yıl

Önce alan dönüşümü yapılır:

$$A_{toplaml} = 1,10 \text{ km}^2 = 1.100.000 \text{ m}^2$$

Net buharlaşma:

$$E_{net} = E_{brüt} - P_{yağış}$$
$$E_{net} = 1,20 - 0,50 = 0,70 \text{ m/yıl}$$

3. Net Buharlaşma Kaybı

$$V_{buharlaşma} = A_{toplaml} \times E_{net}$$
$$V_{buharlaşma} = 1.100.000 \times 0,70$$
$$V_{buharlaşma} = 770.000 \text{ m}^3/\text{yıl}$$

4. Toplam Yıllık Takviye Suyu İhtiyacı

$$V_{takviye} = 770.000 + 100.000 + 50.000$$
$$V_{takviye} = 920.000 \text{ m}^3/\text{yıl}$$

Bu durumda kapalı çevrim pompaj depolamalı HES'in yıllık yaklaşık **920.000 m³** takviye suyu ihtiyacı vardır.

5. Sürekli Eşdeğer Takviye Debisi

Yıllık hacim, sürekli debiye çevrilirse:

$$Q_{takviye} = \frac{V_{takviye}}{365 \times 24 \times 3600}$$

$$Q_{takviye} = \frac{920.000}{31.536.000}$$

$$Q_{takviye} \approx 0,029 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{takviye} \approx 29 \text{ L/s}$$

Sonuç

Bu örnekte, 1,10 km² toplam rezervuar yüzey alanına sahip kapalı çevrim pompaj depolamalı HES için yıllık takviye suyu ihtiyacı yaklaşık:

$$920.000 \text{ m}^3/\text{yıl}$$

ve sürekli eşdeğer takviye debisi yaklaşık:

$$0,029 \text{ m}^3/\text{s} \approx 29 \text{ L/s}$$

olarak hesaplanır. Bu değer, türbinleme veya pompalama debilerine göre oldukça küçük olabilir; ancak su stresi olan havzalarda **su hakkı, izin süreci ve sürdürülebilir su kaynağı uygunluğu** açısından kritik bir parametredir.

7. Tipik Kurulu Güçler, Uygulama Ölçekleri ve Pompa-Türbin Teknolojileri

7.1. Pompajlı HES’lerde Tipik Kurulu Güç Aralıkları

Pompaj depolamalı HES’ler genellikle şebeke ölçeğinde enerji depolama ve sistem esnekliği sağlamak amacıyla geliştirildiğinden, klasik küçük hidroelektrik uygulamalarına kıyasla daha büyük kurulu güçlerde planlanır. *Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower* dokümanında, pompaj depolamalı HES geliştirme ölçeği genel olarak **100 MW ile 1.000 MW** aralığında tanımlanırken, konvansiyonel hidroelektrik projeler için 5–500 MW aralığı verilmektedir. Bu durum pompajlı HES’lerin temel olarak bölgesel veya ulusal ölçekte şebeke dengeleme, puant yük karşılaması ve uzun süreli depolama fonksiyonları için ele alındığını göstermektedir.

Küçük ve orta ölçekli pompajlı HES uygulamaları, özellikle mevcut barajlar, göletler, akarsu tipi HES altyapıları, maden sahaları, taş ocakları veya endüstriyel su yapıları kullanılarak geliştirilebilir. Bu tip projeler birkaç MW’tan birkaç yüz MW’a kadar değişebilir ve daha çok yerel şebeke desteği, dağıtık yenilenebilir üretim entegrasyonu, ada sistemleri, mikroşebekeler veya bölgesel puant yönetimi amacıyla değerlendirilebilir. Bununla birlikte, pompajlı HES’in ekonomik olarak cazip hale gelmesi çoğu zaman belirli bir ölçek ekonomisi gerektirdiğinden, çok küçük projelerde birim yatırım maliyeti artabilir.

Büyük ölçekli şebeke depolama projeleri ise genellikle **100–1.000 MW** bandında veya bunun üzerinde planlanır. Bu ölçek, sistem işletmecisine anlamlı miktarda hızlı yük alma/yük atma kapasitesi, saatler düzeyinde enerji depolama, frekans kontrolü ve yedek kapasite sağlar. 1.000 MW üzerindeki mega projeler ise özellikle yüksek yenilenebilir enerji penetrasyonu, büyük puant yük farkları, bölgesel iletim kısıtları veya güçlü enerji arbitrajı ihtiyacı bulunan sistemlerde tercih edilir.

Bu nedenle tipik kurulu güç seçimi yalnızca topoğrafik potansiyele göre değil; sistem ihtiyacı, bağlantı noktası, rezervuar hacmi, net düşü, iletim kısıtları, piyasa fiyat farkları, yan hizmet gelirleri ve depolama süresi ile birlikte belirlenmelidir. Genel olarak küçük-orta ölçekli uygulamalar yerel esneklik ve mevcut altyapı kullanımı açısından önemli olabilirken, ulusal şebeke ölçeğinde enerji depolama ve sistem kararlılığı için yüzlerce MW ve GW ölçeğindeki projeler daha yüksek stratejik değer taşır.

7.2. Pompa-Türbin Teknolojileri

Pompaj depolamalı HES’lerde en yaygın teknoloji, **çevrilebilir Francis pompa-türbin** sistemleridir. Bu sistemlerde aynı hidrolik makine, türbinleme modunda suyun potansiyel enerjisini mekanik enerjiye dönüştürerek jeneratörü döndürür; pompalama modunda ise motor-jeneratör ters yönde çalıştırılarak aynı makine pompa gibi kullanılır ve su alt rezervuardan üst rezervuara basılır. Çevrilebilir pompa-türbin yaklaşımı, ekipman sayısını azaltması, santral binası düzenini sadeleştirilmesi ve büyük ölçekli pompajlı HES uygulamalarında uygun bir teknoloji olması nedeniyle yaygın şekilde kullanılmaktadır.

Bazı projelerde ise **ayrı pompa ve ayrı türbin** kullanılan sistemler tercih edilebilir. Bu yaklaşım, özellikle ternary sistemlerde görülür. Ternary düzenlerde motor-jeneratör, pompa ve türbin ayrı makineler olarak düzenlenebilir. Böylece üretim ve pompalama modları arasında daha esnek geçiş yapılabilir; bazı işletme koşullarında pompalama ve üretim fonksiyonları daha hassas kontrol edilebilir. IRENA, ternary

sistemlerin motor-jeneratör ile ayrı türbin-pompa setinden oluştuğunu ve bu düzenin üretim ile pompalama modlarında daha ince frekans kontrolü sağlayabildiğini belirtmektedir.⁶

7.2.1.Sabit hızlı ve değişken hızlı Pompaj depolamalı santrallar

Pompa-türbin teknolojileri açısından bir diğer temel ayrım **sabit hızlı** ve **değişken hızlı** üniteler arasındadır. Sabit hızlı ünitelerde makinenin dönme hızı şebeke frekansına bağlıdır ve özellikle pompalama modunda güç tüketimi sınırlı şekilde ayarlanabilir. Buna karşılık değişken hızlı üniteler, hem türbinleme hem de pompalama modunda daha geniş işletme aralığı, daha hassas güç kontrolü ve daha yüksek esneklik sağlar. IRENA'ya göre değişken hızlı türbinler, geleneksel sabit hızlı türbinlere alternatif olarak hem üretim hem de pompalama modunda güç regülasyonuna imkân verir; bu da sistem verimini ve işletme esnekliğini artırır. Aynı kaynak, değişken hızlı pompa-türbinlerin daha geniş işletme aralığı, daha hızlı tepki ve daha yüksek verim gibi avantajlar sunduğunu belirtmektedir.

Kısa devre işletme, hızlı esneklik ve frekans kontrolü kabiliyetleri modern pompajlı HES'lerin şebeke değerini artıran başlıca özelliklerdir. JRC'nin *Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union* raporunda kısa devre işletme ve değişken hızlı işletmenin hâlihazırda kullanılan teknolojiler olduğu, ancak potansiyellerinin daha iyi açığa çıkarılması için ilave çalışmalar gerektiği ifade edilmektedir. IRENA ise pompajlı HES'lerin hızlı tepki vererek arz-talep dengesizliklerini dengelediğini, frekans problemlerini önlemeye yardımcı olduğunu ve reaktif güç kontrolüyle gerilim seviyelerinin kabul edilebilir aralıkta tutulmasına destek verdiğini belirtmektedir.

Modern pompajlı HES teknolojilerinin sistem işletmesine katkısı özellikle yüksek rüzgâr ve güneş penetrasyonu olan sistemlerde önem kazanmaktadır. Değişken hızlı pompa-türbinler pompalama sırasında da güç tüketimini ayarlayabildiği için, santral yalnızca üretim modunda değil, tüketim modunda da frekans regülasyonuna katkı sağlayabilir. Ayrıca hızlı esneklik kabiliyeti sayesinde sistem operatörü, net yükteki ani değişimlere saniyeler mertebesinde tepki verebilir. IRENA örneklerinde Kops II tesisinin 180 MW maksimum çıkışa 20 saniyede, Dinorwig tesisinin ise 1,8 GW tam yüke yaklaşık 16 saniyede ulaşabildiği belirtilmektedir. Bu özellikler pompaj depolamalı HES'i yalnızca enerji depolama tesisi değil, aynı zamanda frekans kontrolü, voltaj desteği, hızlı rezerv, black-start ve sistem kararlılığı hizmetleri sağlayan çok fonksiyonlu, **şebeke işletmecilerinin vazgeçemeyeceği** bir unsur haline getirir.

7.3. Pompa Kullanımının Yaygınlığı

Pompaj depolamalı HES'lerde pompa kullanımı sistemin asli unsurudur; çünkü depolama fonksiyonu suyun düşük fiyatlı veya fazla yenilenebilir üretimli saatlerde alt rezervuardan üst rezervuara basılmasına dayanır. Klasik büyük ölçekli projelerde en yaygın çözüm, aynı hidrolik makinenin hem türbin hem de pompa olarak çalıştığı **çevrilebilir Francis pompa-türbin** düzenidir. Yeni projelerde ise yenilenebilir enerji entegrasyonu ve esnek işletme ihtiyacı nedeniyle değişken hızlı pompa-türbinlere ilgi artmaktadır; bu üniteler pompalama modunda da güç tüketimini ayarlayabildiği için frekans kontrolü, yük takibi ve sistem dengelemesine katkı sağlayabilir. Bu nedenle güncel teknoloji seçimi yalnızca verim ve kurulu güç üzerinden değil; hızlı esneklik, pompalama sırasında ayarlanabilir tüketim, frekans/voltaj desteği, atalet katkısı ve yenilenebilir enerji kesintilerini azaltma kabiliyeti üzerinden yapılmaktadır.⁷

⁶ Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage, IRENA

⁷Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union, European Comission Joint Research Centre (2025)

8. Maliyet Kalemleri, Ekonomik Değerlendirme ve Batarya depolama Sistemleri Maliyeti ile karşılaştırma

8.1. Ana Yatırım Maliyeti Kalemleri

Türkiye özelinde pompaj depolamalı HES maliyetleri değerlendirilirken, tamamen yeni iki rezervuarlı bir kapalı çevrim proje varsayımı yerine, öncelikle mevcut barajlı HES rezervuarlarının, mevcut hidrolik altyapının ve uygun kot farkına sahip mevcut su yapılarının pompajlı depolama amacıyla kullanılması dikkate alınmalıdır. Türkiye’de 2025 Ekim itibarıyla yaklaşık 23.863 MW barajlı hidroelektrik ve 8.427 MW akarsu hidroelektrik kurulu gücü bulunmaktadır; bu durum özellikle mevcut rezervuar ve mevcut işletme sahalarının değerlendirilebildiği projelerde maliyet ve izin süreci açısından önemli bir avantaj yaratabilir. NREL 2024 ATB’de pompajlı HES için iki ana saha tipi ayrıştırılmakta; iki yeni rezervuarlı closed-loop sahalar ile bir mevcut rezervuar + bir yeni off-river rezervuar kullanan sahalar ayrı değerlendirilmekte ve mevcut rezervuar kullanan sahaların daha düşük maliyet potansiyeline sahip olduğu belirtilmektedir. JRC’nin *Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union* raporunda da mevcut su yönetimi altyapısını, mevcut rezervuarları, brownfield sahaları veya mevcut santrallerin genişletilmesini kullanan projelerde maliyetin yeni projelere göre önemli ölçüde düşebileceği; yeni büyük hidro projeler için 2024 küresel ağırlıklı ortalama toplam kurulu maliyetin yaklaşık 2.267 \$/kW, rezervuarlı hidro ve pompajlı HES projeleri için ise yaklaşık 1.400–4.000 EUR/kW aralığı ve yaklaşık 2.500 EUR/kW ortalama verildiği belirtilmektedir. Yine aynı raporda bu maliyetin **%50 inşaat/civil works, %30 mekanik ekipman ve %20 elektrik ekipmanı** şeklinde olduğu belirtilmektedir. Aşağıdaki tablo, raporda kullanılmak üzere **2.500 \$/kW temsili toplam yatırım maliyeti** üzerinden hazırlanmış ön fizibilite seviyesinde gösterimsel bir dağılımdır. Gerçek maliyetler düşü, rezervuar hacmi, tünel uzunluğu, jeoloji, bağlantı mesafesi, çevresel izinler ve ülke birim fiyatlarına göre önemli ölçüde değişir.

Ana maliyet kalemi	Toplam CAPEX içindeki yaklaşık pay	2.500 \$/kW bazında yaklaşık maliyet
Barajlar ve rezervuar yapıları	%20	500 \$/kW
Tünel, cebri boru ve su yolları	%18	450 \$/kW
Yeraltı / yüzey santral binası	%8	200 \$/kW
Elektromekanik ekipman	%28	700 \$/kW
Şalt sahası ve iletim bağlantısı	%10	250 \$/kW
Arazi edinimi, çevresel izinler ve sosyal maliyetler	%6	150 \$/kW
Mühendislik, proje yönetimi ve beklenmeyen giderler	%10	250 \$/kW
Toplam	%100	2.500 \$/kW

8.1.1. Barajlar ve rezervuar yapıları

Barajlar, üst ve alt rezervuar sedde/dolgu yapıları, rezervuar kaplaması, geçirimsizlik önlemleri, dolusavak, dip savak, su alma yapıları ve rezervuar güvenliğiyle ilgili inşaat işleri bu kaleme girer. Özellikle closed-loop projelerde iki yeni rezervuar yapılması gerekiyorsa bu kalem toplam yatırım maliyetinin en büyük bileşenlerinden biri olabilir. Temsilî hesapta yaklaşık **500 \$/kW** alınmıştır; ancak büyük dolgu hacmi, geçirimsiz kaplama ihtiyacı veya zayıf jeoloji bu değeri ciddi şekilde artırabilir.

8.1.2. Tünel, cebri boru ve su yolları

Üst rezervuar ile santral binası ve alt rezervuar arasındaki enerji su yolları, basınç tünelleri, cebri borular, kuyruksuyu tüneli, denge bacası, vana odaları ve giriş-çıkış yapıları bu gruptadır. JICA kılavuzunda pompajlı HES maliyet hesabında su yolları, cebri boru, santral binası, kuyruksuyu ve erişim tünellerinin ayrı iş kalemleri olarak hesaplandığı görülmektedir. Bu kalem için temsili değer yaklaşık **450 \$/kW**'tır; tünel uzunluğu ve kaya sınıfı maliyeti doğrudan belirler.

8.1.3. Yeraltı / yüzey santral binası

Santral binası; pompa-türbin, motor-jeneratör, yardımcı sistemler, vinçler, kontrol odası, drenaj sistemleri ve transformatör alanlarını barındıran ana yapıdır. Yeraltı santral binası tercih edilirse kazı, kaya tahkimatı, havalandırma, erişim tüneli ve güvenlik sistemleri nedeniyle maliyet artabilir; yüzey santral binası ise uygun topoğrafya varsa daha düşük maliyetli olabilir. Temsili maliyet yaklaşık **200 \$/kW** olarak alınabilir.

8.1.4. Elektromekanik ekipman

Pompa-türbinler, motor-jeneratörler, ana vanalar, kapaklar, hız regülatörü, ikaz sistemi, kontrol-koruma sistemleri, soğutma, yağlama, drenaj ve yardımcı mekanik-elektrik sistemleri bu kaleme girer. Değişken hızlı pompa-türbin teknolojisi, sabit hızlı klasik tasarıma göre daha pahalı olabilir; buna karşılık pompalama modunda güç ayarı, frekans kontrolü ve daha esnek işletme imkânı sağlar. Temsili maliyet yaklaşık **700 \$/kW** olarak alınmıştır.

8.1.5. Şalt sahası ve iletim bağlantısı

Şalt sahası, ana güç transformatörleri, kesiciler, ayırıcılar, ölçü trafoları, koruma-kontrol sistemleri, SCADA entegrasyonu ve iletim hattı bağlantısı bu kaleme dahildir. JICA kılavuzu, iletim hattı maliyetinin santral çıkış gücü ve en yakın mevcut iletim hattına mesafeye bağlı olarak ayrıca hesaplanması gerektiğini belirtmektedir. Bu nedenle bağlantı noktası uzaksa veya yeni yüksek gerilim hattı gerekiyorsa maliyet hızla artabilir. Temsili değer yaklaşık **250 \$/kW**'tır.

8.1.6. Arazi edinimi, çevresel izinler ve sosyal maliyetler

Arazi kamulaştırması, yeniden yerleşim, geçici inşaat alanları, erişim yolları, çevresel etki azaltım önlemleri, biyolojik çeşitlilik tedbirleri, kültürel miras çalışmaları ve sosyal etki yönetimi bu başlık altında değerlendirilir. Open-loop projelerde sucul ekosistem, balık geçişi ve mansap etkileri daha belirgin olabilirken; closed-loop projelerde arazi kullanımı, ilk dolum suyu ve rezervuar alanı öne çıkar. Temsili maliyet yaklaşık **150 \$/kW** olarak alınmıştır.

8.1.7. Mühendislik, proje yönetimi ve beklenmeyen giderler

Fizibilite çalışmaları, jeoteknik sondajlar, hidrolik modelleme, detay tasarım, ihale dokümanları, kontrollük, proje yönetimi, kalite güvence, iş sağlığı ve güvenliği yönetimi, finansman kapanışı giderleri ve beklenmeyen giderler bu kaleme girer. Pompaj depolamalı HES projelerinde jeolojik belirsizlik, tünel kazısı riski, izin süresi ve ekipman tedarik süresi nedeniyle bu kalem ihmal edilmemelidir. Temsili değer yaklaşık **250 \$/kW** alınabilir.

8.2. Maliyet Göstergeleri

Pompaj depolamalı HES projelerinde maliyet değerlendirmesi yalnızca toplam yatırım tutarı üzerinden değil, \$/kW kurulu güç maliyeti, \$/kWh enerji depolama kapasitesi maliyeti, depolama süresine bağlı ilave hacim maliyeti ve saha koşullarının maliyete etkisi birlikte ele alınarak yapılmalıdır. Türkiye açısından bu değerlendirme yapılırken, ülkenin mevcut 23.863 MW barajlı hidroelektrik ve 8.439 MW akarsu tipi hidroelektrik portföyü dikkate alınmalıdır; mevcut rezervuar, şalt sahası ve iletim bağlantısının kullanılabildiği projelerde maliyet profili sıfırdan geliştirilen iki yeni rezervuarlı kapalı çevrim projelere göre daha avantajlı olabilir.

8.2.1. \$/kW Yatırım Maliyeti

\$/kW yatırım maliyeti, toplam yatırım maliyetinin kurulu güce bölünmesiyle hesaplanır:

$$\text{Yatırım maliyeti } (\$/kW) = \frac{\text{Toplam CAPEX } (\$)}{\text{Kurulu güç } (kW)}$$

Bu gösterge, pompajlı HES'in güç kapasitesi açısından yatırım yoğunluğunu gösterir. Pompajlı HES projelerinde genellikle ekonomik değerlendirme için **\$/kW göstergesi** ön plandadır; *Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower* dokümanı da pompajlı sistemlerde kW faydasının baskın olduğunu ve bu nedenle inşaat maliyetinin maksimum güce bölünmesiyle elde edilen birim kurulu güç maliyetinin kullanılabileceğini belirtmektedir.

Bu raporda Türkiye için, özellikle mevcut barajlı HES rezervuarlarının veya mevcut hidroelektrik altyapısının pompaj depolamalı HES'e dönüştürülebildiği projelerde, ön fizibilite düzeyinde temsili yatırım maliyeti 2.200 \$/kW olarak alınabilir. Bu değer, mevcut rezervuar kullanımı, daha sınırlı kamulaştırma, mevcut bağlantı altyapısı ve daha düşük yeni rezervuar ihtiyacı varsayımı altında kullanılmalıdır. Buna karşılık iki yeni rezervuar, uzun tünel, zayıf jeoloji, uzak iletim bağlantısı veya yüksek çevresel-sosyal etki içeren projelerde maliyetin 3.000–4.500 \$/kW veya daha yüksek seviyelere çıkabileceği ayrıca değerlendirilmelidir. JRC'nin *Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union* raporu da teknoloji maliyeti başlığı altında hidroelektrik ve pompajlı hidro projelerinde maliyetin proje tipine, saha koşullarına ve altyapı kullanımına göre geniş aralıkta değiştiğini ortaya koymaktadır.

Örnek olarak:

$$\begin{aligned}\text{Toplam CAPEX} &= 500.000 \text{ kW} \times 2.500 \text{ } \$/\text{kW} \\ \text{Toplam CAPEX} &= 1.250.000.000 \text{ \$}\end{aligned}$$

Bu durumda **500 MW** kurulu güce sahip ve mevcut rezervuar kullanım avantajı olan bir pompajlı HES için ön fizibilite seviyesinde toplam yatırım maliyeti yaklaşık **1,25 milyar \$** olarak alınabilir.

8.2.2. \$/kWh Enerji Depolama Maliyeti

\$/kWh enerji depolama maliyeti, toplam yatırım maliyetinin kullanılabılır enerji depolama kapasitesine bölünmesiyle hesaplanır:

$$\text{Enerji depolama maliyeti } (\$/kWh) = \frac{\text{Toplam CAPEX } (\$)}{\text{Enerji kapasitesi } (kWh)}$$

Enerji kapasitesi ise kurulu güç ile tam güçte depolama süresinin çarpımıdır:

$$E = P \times T$$

Örneğin **500 MW** kurulu güçte ve **8 saat** depolama süresine sahip bir pompajlı HES için enerji kapasitesi:

$$E = 500 \text{ MW} \times 8 \text{ h} = 4.000 \text{ MWh}$$

$$E = 4.000.000 \text{ kWh}$$

Toplam CAPEX 1,25 milyar \$ ise:

$$\text{Enerji depolama maliyeti} = \frac{1.250.000.000}{4.000.000} = 312,5 \text{ } \$/kWh$$

Bu sonuç, mevcut rezervuar avantajı olan **500 MW / 8 saat** bir pompajlı HES için kapasite bazlı depolama maliyetinin yaklaşık **312,5 \$/kWh** olabileceğini gösterir. Ancak bu değer batarya maliyetleriyle birebir aynı şekilde yorumlanmamalıdır; pompajlı HES’lerde tesis ömrü çok daha uzun, çevrim sayısı yüksek, rezervuar ve inşaat maliyeti sahaya bağlı, ayrıca frekans kontrolü, voltaj desteği, atalet ve black-start gibi yan hizmet değerleri bulunmaktadır.

8.2.3. Depolama Süresine Göre Maliyet Değişimi

Pompajlı HES’lerde depolama süresi arttıkça enerji kapasitesi de artar. Tamamen yeni rezervuar yapılması gereken projelerde bu artış genellikle daha büyük rezervuar hacmi, daha fazla kazı-dolgu, sızdırmazlık, kamulaştırma ve çevresel maliyet anlamına gelir. Ancak mevcut barajlı HES rezervuarlarının kullanılabildiği projelerde durum farklıdır. Eğer mevcut rezervuarın kullanılabilir aktif hacmi yeterliyse, depolama süresini artırmak için ilave büyük rezervuar yatırımı gerekmebilir. Bu durumda aynı kurulu güç ve benzer toplam yatırım maliyetiyle daha yüksek MWh enerji kapasitesi elde edilir; dolayısıyla **\$/kWh enerji depolama maliyeti düşer**.

Bu nedenle Türkiye gibi mevcut barajlı HES rezervuar potansiyeli yüksek olan ülkelerde, pompajlı HES projelerinde mevcut rezervuar kapasitesinin teknik ve çevresel sınırlar içinde mümkün olan en yüksek düzeyde kullanılması ekonomik fizibiliteyi güçlendirebilir. Örneğin 500 MW kurulu güçte ve 2.500 \$/kW baz maliyetli bir projede toplam yatırım yaklaşık 1,25 milyar \$ olur.

Kurulu güç	Depolama süresi	Enerji kapasitesi	Varsayımsal CAPEX	Kapasite bazlı maliyet
500 MW	4 saat	2.000 MWh	1,25 milyar \$	625 \$/kWh
500 MW	6 saat	3.000 MWh	1,25 milyar \$	417 \$/kWh
500 MW	8 saat	4.000 MWh	1,25 milyar \$	313 \$/kWh
500 MW	10 saat	5.000 MWh	1,25 milyar \$	250 \$/kWh
500 MW	12 saat	6.000 MWh	1,25 milyar \$	208 \$/kWh

Bu tablo, depolama süresi uzadıkça \$/kWh kapasite göstergesinin düştüğünü gösterir. Ancak bu yalnızca aynı güç ekipmanı ve aynı toplam CAPEX varsayımı altında geçerlidir.

8.2.4. Düşü, Tünel Uzunluğu ve Rezervuar Hacminin Maliyete Etkisi

Pompajlı HES maliyetinin saha bazında en kritik belirleyicileri **net düşü, tünel/cebri boru uzunluğu** ve **aktif rezervuar hacmidir**. Aynı kurulu güç için net düşü yükseldikçe gerekli türbin debisi azalır; bu da cebri boru çapını, su yolu kesitini ve belirli ölçüde aktif hacim ihtiyacını azaltabilir. Düşük düşülü sahalarda ise aynı gücü üretmek için daha yüksek debi gerekir; bu durum daha büyük su yolları, daha geniş vana ve giriş-çıkış yapıları, daha büyük cebri boru ve daha yüksek inşaat maliyeti anlamına gelir.

Tünel ve cebri boru uzunluğu, özellikle Türkiye’de mevcut barajlı HES rezervuarlarının pompajlı sisteme dönüştürülmesi halinde belirleyici parametre olacaktır. Mevcut bir rezervuarın kullanılması baraj ve kamulaştırma maliyetini azaltabilir; ancak uygun üst rezervuar sahası mevcut rezervuardan çok uzaktaysa uzun tünel ihtiyacı toplam maliyeti yeniden yükseltebilir. NREL’in pompajlı HES maliyet modelinde rezervuar hacmi, düşü yüksekliği ve su iletim hattı uzunluğu gibi saha girdileri ile güç istasyonu, rezervuar/baraj, su iletim yapıları, cebri borular, şalt sahası ve iletim hattı gibi bileşenler üzerinden aşağıdan-yukarıya maliyet hesabı yapıldığı belirtilmektedir.

Rezervuar hacmi ise doğrudan depolama süresini belirlediği için hem maliyet hem de çevresel etki açısından kritiktir. Depolama süresi arttıkça daha büyük aktif hacim gerekir; bu da rezervuar alanı, dolgu/kazı miktarı, sızdırmazlık, kamulaştırma ve çevresel izin maliyetlerini artırabilir. Akarsu tipi HES’lerde mevcut depolama hacmi sınırlı olduğundan, büyük ölçekli uzun süreli pompaj yerine daha küçük kurulu güçte, kısa süreli veya lokal sistem destekli uygulamalar daha gerçekçi olabilir. Barajlı HES’lerde ise mevcut rezervuar hacmi ve kot farkı uygun ise daha büyük kurulu güç ve daha uzun depolama süresi ekonomik olarak daha uygulanabilir hale gelebilir.

8.3. Open-loop ve Closed-loop Maliyet Farkları

Open-loop ve closed-loop pompaj depolamalı HES projeleri arasındaki maliyet farkı, yalnızca teknoloji tipinden değil; mevcut rezervuar kullanımı, yeni rezervuar ihtiyacı, tünel/cebri boru uzunluğu, jeoloji, şebeke bağlantısı, çevresel izinler ve sosyal etkilerden kaynaklanır. Genel olarak mevcut barajlı HES rezervuarlarının kullanılabildiği open-loop projeler, yeni rezervuar ve kamulaştırma ihtiyacını azaltabildiği için daha düşük maliyetli olabilir. Buna karşılık tamamen yeni iki rezervuarlı closed-loop projeler, doğal akarsu etkilerini azaltma avantajı sağlasa da iki yeni rezervuar, sızdırmazlık, ilk dolum suyu, yeni yollar, yeni bağlantılar ve yüksek inşaat hacmi nedeniyle daha pahalı hale gelebilir.

8.3.1. Mevcut Rezervuar Kullanımının Maliyet Avantajı

Mevcut bir barajlı HES rezervuarının üst veya alt rezervuar olarak kullanılması, pompaj depolamalı HES maliyetini önemli ölçüde azaltabilir. Bu durumda yeni baraj gövdesi, büyük rezervuar alanı, geniş kamulaştırma, yeni ulaşım yolu, yeni şalt sahası ve yeni iletim bağlantısı ihtiyacı sınırlanabilir. Türkiye özelinde mevcut barajlı HES kapasitesinin yüksek olması, pompajlı depolama projelerinde bu avantajı özellikle önemli hale getirir. Mevcut rezervuar kullanılan projelerde maliyetin yaklaşık **2.500 \$/kW** seviyesinde temsilî olarak alınması mümkündür; buna karşılık tamamen yeni rezervuar gerektiren projelerde maliyetin **3.000–4.500 \$/kW** veya daha yüksek seviyelere çıkabileceği dikkate alınmalıdır. JRC raporu da mevcut su yönetimi altyapısı, mevcut rezervuarlar, brownfield sahalar veya mevcut santral genişletmelerinin maliyetleri yeni projelere göre önemli ölçüde düşürebileceğini belirtmektedir.

8.3.2. Yeni Rezervuar / Yeni Tünel İhtiyacının Maliyet Etkisi

Yeni rezervuar yapılması gereken projelerde maliyet artışının ana nedeni; baraj gövdesi, kazı-dolgu, sızdırmazlık kaplaması, dolusavak, dip savak, rezervuar güvenliği, kamulaştırma ve çevresel-sosyal etki azaltım önlemleridir. Özellikle closed-loop projelerde hem üst hem alt rezervuarın yeni yapılması gerekiyorsa toplam inşaat maliyeti belirgin şekilde yükselir. Ayrıca iki rezervuar arasındaki mesafe arttıkça tünel, cebri boru, denge bacası ve su alma-verme yapılarının maliyeti de artar. Bu nedenle pompajlı HES ekonomisinde yalnızca düşü değil, düşü / su yolu uzunluğu ilişkisi kritik önemdedir. Yüksek düşülü ancak çok uzun tünel gerektiren bir saha, daha kısa su yoluna sahip orta düşülü bir sahadan daha pahalı olabilir.

8.3.3. Brownfield / Maden Sahası Kullanımının Potansiyel Avantajları

Closed-loop projelerde terk edilmiş maden sahaları, taş ocakları, endüstriyel çukurlar veya diğer brownfield alanlar alt veya üst rezervuar olarak kullanılabilir. Bu yaklaşım, yeni doğal alan bozulmasını azaltabilir, mevcut kazı boşluklarından yararlanabilir ve bazı durumlarda kamulaştırma veya çevresel izin risklerini düşürebilir. PNNL raporu, kapalı çevrim pompajlı HES'lerin terk edilmiş madenler veya taş ocaklarında konumlandırılmasının yeni zemin bozucu faaliyet ihtiyacını azaltabileceğini belirtmektedir. Ancak bu sahalarda su kalitesi, asit maden drenajı, ağır metal riski, şev stabilitesi, rezervuar sızdırmazlığı ve yeraltı suyu bağlantısı dikkatle incelenmelidir. Bu riskler yüksekse brownfield kullanımının maliyet avantajı azalabilir.

8.3.4. Çevresel Azaltım Önlemlerinin Maliyete Etkisi

Open-loop projelerde doğal akarsu, göl veya mevcut rezervuar bağlantısı bulunduğu için balık geçişi, mansap ekolojik debi, su kalitesi, sediment taşınımı, seviye dalgalanması ve sucul habitat etkileri için ilave çevresel azaltım önlemleri gerekebilir. Bu önlemler balık geçidi, çevresel akış düzenlemesi, su kalitesi izleme, mansap restorasyonu veya işletme kısıtları şeklinde olabilir. Closed-loop projelerde sucul ekosistem etkileri genellikle daha sınırlı olsa da ilk dolum suyu, takviye suyu, arazi kullanımı, habitat kaybı, peyzaj etkisi, kültürel miras ve rezervuar sızdırmazlığı için maliyetler oluşabilir. PNNL raporu closed-loop sistemlerin bazı sucul etkileri azaltabileceğini, ancak su temini, su hakları, kültürel kaynaklar ve karasal etkilerin yine proje bazında önemli olabileceğini vurgulamaktadır.

Genel olarak, mevcut rezervuar kullanan open-loop projeler maliyet açısından en avantajlı seçenekler arasında olabilir. Yeni iki rezervuarlı closed-loop projeler ise çevresel açıdan daha kontrollü bir tasarım sunabilir; ancak inşaat ve su temini maliyetleri daha yüksek olabilir. Brownfield closed-loop projeler doğru saha seçildiğinde iki yaklaşım arasında maliyet ve çevresel etki açısından dengeli bir seçenek sunabilir.

8.4 Pompaj Depolamalı HES'ler ve Şebeke Ölçekli Lityum-İyon Bataryaların Maliyet Karşılaştırması

Şebeke ölçekli lityum-iyon batarya enerji depolama sistemleri (BESS), son yıllarda özellikle LFP hücre maliyetlerindeki düşüş, Çin merkezli üretim kapasitesi fazlası, daha büyük batarya hücreleri ve daha yüksek enerji yoğunluklu konteyner tasarımları sayesinde hızlı şekilde ucuzlamıştır. BloombergNEF'in 2025 Energy Storage Systems Cost Survey çalışmasına göre küresel ortalama **turnkey BESS maliyeti 117 ABD\$/kWh** seviyesine düşmüştü; 2 saatlik sistemler için **124 ABD\$/kWh**, 4 saatlik sistemler için ise **110 ABD\$/kWh** ortalama maliyet raporlanmıştır. Aynı çalışmada bölgesel ortalama turnkey fiyatlar Çin için **73 ABD\$/kWh**, Avrupa için **177 ABD\$/kWh**, ABD için ise **219 ABD\$/kWh** olarak verilmiştir.

8.4.1. Batarya maliyet kalemleri ve toplam maliyet içindeki payları

Bir BESS yatırım maliyeti yalnızca batarya hücrelerinden oluşmaz. Tam sistem maliyeti; hücre, modül, rack, konteyner, BMS, PCS/inverter, EMS/SCADA, yangın güvenliği, soğutma, elektriksel denge ekipmanları, trafo/OG bağlantı, saha işleri ve EPC kalemlerinden oluşur. BNEF'in 2025 verisinde stationary storage battery pack fiyatı **70 ABD\$/kWh**, küresel turnkey BESS fiyatı ise **117 ABD\$/kWh** olarak verildiğinden, batarya pack tarafının turnkey sistem maliyetindeki ağırlığının yaklaşık **%55–65** bandında olduğu anlaşılmaktadır.

Maliyet kalemi	Tipik maliyet payı	15 yılda yenilenme durumu	Açıklama
Batarya hücreleri, modüller ve rack'ler	%45–60	Evet, ana yenilenecek kısım	Enerji kapasitesini belirleyen ana maliyet kalemidir; kapasite degradasyonu doğrudan bu ekipmanlarda oluşur.
Battery Management System — BMS	%2–5	Evet / büyük ölçüde	Hücre ve modül değişiminde yeni batarya mimarisiyle uyumlu BMS gerekir.
Konteyner / enclosure / iç mekanik düzen	%5–10	Kısmen	Dış konteyner kalabilir; fakat iç rack düzeni, DC ekipmanlar ve güvenlik sistemleri yenilenebilir.
PCS / inverter / güç dönüşüm sistemi	%8–15	Kısmen	Batarya kadar hızlı yaşlanmaz; ancak 15–20 yıl ufkunda güç elektroniği, fan, kondansatör veya inverter modernizasyonu gerekebilir.
EMS / SCADA / kontrol ve optimizasyon yazılımı	%1–4	Evet / modernizasyon gerekir	Yazılım, haberleşme, siber güvenlik ve piyasa/şebeke hizmetleri algoritmaları teknolojik olarak eskir.
HVAC / termal yönetim	%3–7	Evet / kısmen	Kompresör, fan, sensör ve soğutma ekipmanları batarya ömrü boyunca kritik rol oynar.
Yangın algılama ve söndürme sistemi	%2–5	Kısmen	Standartların değişmesi ve yeni batarya mimarisi nedeniyle revizyon gerekebilir.
Trafo, OG şalt, elektriksel BoS, kablolama	%8–15	Genellikle hayır / kısmen	Normal şartlarda batarya hücreleriyle birlikte tamamen değişmez; bakım ve koruma modernizasyonu gerekebilir.
Saha işleri, temel, drenaj, yollar, inşaat	%5–10	Hayır	Kalıcı altyapı niteliğindedir.
Şebeke bağlantısı, enterkonneksiyon, test ve devreye alma	%5–15	Hayır / kısmen	Kapasite artışı yoksa ana bağlantı altyapısı korunur.
EPC, mühendislik, owner's cost ve garanti	%5–15	Kısmen	Yenileme sırasında yeniden entegrasyon, test ve devreye alma maliyeti doğar.

Açık kaynaklı BNEF verileri 2025 yılı için 2 saatlik turnkey BESS maliyetini 124 ABD\$/kWh, 4 saatlik turnkey BESS maliyetini ise 110 ABD\$/kWh olarak göstermektedir. BNEF'in açık kaynakta yayımlanmış 8 saatlik süre bazlı değeri bulunmamakla birlikte, CSIRO–AEMO GenCost 2025–26 verisi 4 saatlik batarya depolama için 385 A\$/kWh, 8 saatlik batarya depolama için 308 A\$/kWh maliyet vermektedir. Buna göre 8 saatlik sistemin \$/kWh maliyeti 4 saatlik sisteme göre yaklaşık 0,80 katına düşerken, \$/kW bazında toplam yatırım ihtiyacı yaklaşık 1,6 katına çıkmaktadır. Bu oran BNEF'in 4 saatlik küresel değeri olan 110 ABD\$/kWh üzerine uygulandığında, 8 saatlik sistem için yaklaşık 88 ABD\$/kWh düzeyinde bir mühendislik tahmini elde edilir.

Tablo 1:Lityum iyon Batarya fiyatları

Bölge / Pazar	Depolama süresi	\$/kWh	\$/kW	Hesap notu
Çin	2 saat	82 \$/kWh	165 \$/kW	73 × 1,127; sonra ×2 saat
Çin	4 saat	73 \$/kWh	292 \$/kW	BNEF 2025 bölgesel turnkey baz
Çin	8 saat	58 \$/kWh	467 \$/kW	73 × 0,8; sonra ×8 saat
Avrupa / Türkiye (yaklaşık)	2 saat	199 \$/kWh	399 \$/kW	177 × 1,127; sonra ×2 saat
Avrupa / Türkiye(yaklaşık)	4 saat	177 \$/kWh	708 \$/kW	BNEF 2025 Avrupa turnkey baz
Avrupa / Türkiye (yaklaşık)	8 saat	142 \$/kWh	1.133 \$/kW	177 × 0,8; sonra ×8 saat
ABD	2 saat	247 \$/kWh	494 \$/kW	219 × 1,127; sonra ×2 saat
ABD	4 saat	219 \$/kWh	876 \$/kW	BNEF 2025 ABD turnkey baz
ABD	8 saat	175 \$/kWh	1.402 \$/kW	219 × 0,8; sonra ×8 saat

8.4.2 Batarya yenileme ihtiyacı ve çevresel etkiler

Lityum-iyon BESS projelerinde ekonomik ömür çoğunlukla batarya hücrelerinin kapasite degradasyonu ile sınırlıdır. Bu nedenle 60–80 yıllık bir pompaj depolamalı HES ömrü ile karşılaştırma yapılırken, BESS’in ilk yatırım maliyetinin tamamının değil; ancak batarya enerji bloğunun önemli bir kısmının belirli aralıklarla yenileneceği kabul edilmelidir. Uygulamada **15 yıl civarında batarya hücreleri, modüller, rack’ler, rack-level BMS ve ilgili DC iç ekipmanların yenilenmesi** beklenir. Bu yenileme, projenin ilk CAPEX’inin yaklaşık %50–60’ına karşılık gelebilir. Daha kapsamlı modernizasyonlarda HVAC, yangın güvenliği, EMS/SCADA ve kısmi PCS yenilemeleri de eklenirse yenileme oranı daha yüksek seviyelere çıkabilir; ancak trafo, OG şalt, saha altyapısı ve şebeke bağlantısı genellikle korunur.

Bu yenileme ihtiyacı ekonomik olduğu kadar çevresel bir konudur. Kullanım ömrü sonuna gelen lityum-iyon batarya **modülleri yüksek miktarda malzeme atığı oluşturur; yanlış depolama, taşıma veya bertaraf halinde yangın, termal kaçak, elektrolit sızıntısı ve tehlikeli atık riski doğurabilir.** ABD Çevre Koruma Ajansı, lityum-iyon bataryalarda kullanım ömrü sonunda yangın riskinin yaygın olduğunu ve hasar görmüş veya yanlış yönetilen bataryalarda bu riskin arttığını belirtmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı da lityum-iyon ve benzeri bataryaların kullanım ömrü sonuna ulaşan miktarının 2030’ların ortasından itibaren hızla artacağını; bu nedenle batarya atığının güvenli ve verimli şekilde yönetilmesinin kritik bir konu haline geleceğini vurgulamaktadır.

Bu nedenle BESS’in pompaj depolamalı HES ile uzun dönemli karşılaştırmasında yalnızca ilk yatırım maliyeti değil, **15 yıllık batarya yenileme CAPEX’i**, geri dönüşüm altyapısı, tehlikeli atık yönetimi, yangın güvenliği, kritik mineral geri kazanımı ve çevresel bertaraf maliyetleri de dikkate alınmalıdır. Pompaj depolamalı HES’lerde ana sivil yapıların 60–80 yıl hizmet verebilmesi, uzun dönemli yatırım karşılaştırmasında önemli bir avantaj yaratırken; lityum-iyon BESS tarafında ana maliyet kalemi olan batarya bloğunun ömür boyunca birkaç kez yenilenmesi gerekir.

8.4.3 Pompaj depolamalı HES VE Batarya Maliyetlerinin karşılaştırılması

İlk yatırım maliyeti karşılaştırması — 500 MW

Tablo 2: Dünya pazarlarında batarya ve pompaj depolamalı HES'lerin ilk yatırım maliyeti karşılaştırması

Bölge / Pazar	Teknoloji	Depolama süresi	Enerji kapasitesi	Birim maliyet	Toplam yatırım maliyeti
Çin	Batarya	4 saat	2.000 MWh	292 \$/kW	146 milyon \$
Çin	Batarya	8 saat	4.000 MWh	467 \$/kW	233,5 milyon \$
Çin	Pompajlı HES	4 saat	2.000 MWh	814 \$/kW ⁸	407 milyon \$
Çin	Pompajlı HES	8 saat	4.000 MWh	814 \$/kW	407 milyon \$
Avrupa / Türkiye	Batarya	4 saat	2.000 MWh	708 \$/kW	354 milyon \$
Avrupa / Türkiye	Batarya	8 saat	4.000 MWh	1.133 \$/kW	566,5 milyon \$
Avrupa / Türkiye	Pompajlı HES	4 saat	2.000 MWh	2.500 \$/kW	1,25 milyar \$
Avrupa / Türkiye	Pompajlı HES	8 saat	4.000 MWh	2.500 \$/kW	1,25 milyar \$
ABD	Batarya	4 saat	2.000 MWh	876 \$/kW	438 milyon \$
ABD	Batarya	8 saat	4.000 MWh	1.402 \$/kW	701 milyon \$
ABD	Pompajlı HES	4 saat	2.000 MWh	3.000 \$/kW varsayım	1,50 milyar \$
ABD	Pompajlı HES	8 saat	4.000 MWh	3.000 \$/kW varsayım	1,50 milyar \$

Tablo 3: Dünya pazarlarında Batarya ve Pompaj Depolamalı HES'lerin ilk Yatırım Maliyeti Karşılaştırması (\$/kWh)

Bölge / Pazar	Teknoloji	4 saat \$/kWh	8 saat \$/kWh
Çin	Batarya	73 \$/kWh	58 \$/kWh
Çin	Pompajlı HES	203,5 \$/kWh	101,8 \$/kWh
Avrupa / Türkiye	Batarya	177 \$/kWh	142 \$/kWh
Avrupa / Türkiye	Pompajlı HES	625 \$/kWh	312,5 \$/kWh
ABD	Batarya	219 \$/kWh	175 \$/kWh
ABD	Pompajlı HES	750 \$/kWh	375 \$/kWh

Pompaj depolamalı HES ile batarya karşılaştırmasında en kritik farklardan biri **ekonomik ömür ve yenileme ihtiyacıdır**. Pompajlı HES'lerde ana inşaat ve hidrolik yapılar uygun bakım ve rehabilitasyonla çok uzun süre kullanılabilir; JRC raporunda hidroelektrik tesislerde sivil yapı ömrünün periyodik bakımla **80 yıla** ulaşabildiği, elektromekanik ekipman ömrünün ise genellikle **20–30 yıl** olduğu belirtilmektedir. NREL'in kapalı çevrim pompajlı HES yaşam döngüsü çalışmasında ise PSH için tahmini sistem ömrü **80–100 yıl** olarak alınmıştır. Buna karşılık şebeke ölçekli lityum-iyon bataryalarda ekonomik ömür çok daha kısadır; NREL ATB 2024 batarya depolama varsayımlarında sistemin nominal kapasitede çalışmasını sağlayacak takviye/augmentation dahil **15 yıllık ömür** esas alınmaktadır. Bu nedenle ilk yatırımda batarya daha düşük CAPEX gösterebilse de, 50–80 yıllık bir analiz döneminde batarya sisteminde bir veya birkaç kez kapasite yenilemesi/ekleme ihtiyacı doğarken, pompajlı HES'in ana altyapısı aynı dönemi büyük ölçüde taşımaya devam eder. Dolayısıyla etkin yatırım maliyeti hesabında yalnızca

⁸ China Three Gorges'in 2025 Brazil Pumped Storage Hydropower Seminar sunumu

başlangıç \$/kW veya \$/kWh değeri değil, **yatırımın hizmet ömrü, batarya degradasyonu, yenileme döngüsü ve pompajlı HES'in uzun ömürlü sivil altyapı avantajı** birlikte değerlendirilmelidir.

NREL ATB 2024, ABD Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı'nın yayımladığı **2024 Annual Technology Baseline çalışmasına** göre şebeke ölçekli batarya sistemlerinde sabit işletme-bakım maliyeti, bataryanın **15 yıllık ömrü boyunca nominal kapasitede çalışmasını sağlayacak augmentation/degradasyon telafi maliyetlerini** içerir ve yıllık CAPEX'in %2,5'i olarak alınır. Bu değer 15 yıl boyunca basit toplam olarak yaklaşık **%37,5 CAPEX** seviyesine karşılık gelir; yani bataryanın kullanılabilir kapasitesini korumak için ilk yatırım maliyetinin önemli bir kısmı işletme dönemi boyunca tekrar harcanır. Ayrıca NREL'in PV+batarya varsayımlarında 15. yıldaki batarya yenileme maliyeti, inverter hariç batarya sistemi sermaye maliyetinin yaklaşık **%80'i** olarak alınmaktadır; bu da 15 yıl sonrası analizlerde batarya için ciddi bir yenileme/ikame maliyeti oluştuğunu gösterir.

Batarya tarafında 80 yıllık dönemde batarya yenilemeleri dikkate alındığı için formül şöyle verilmeli:

Etkin Batarya Yatırım Maliyeti (USD/kWh)

$$= \frac{\text{İlk Yatırım Maliyeti} + 80 \text{ Yıl } \overset{\vee}{\text{İ}} \text{çindeki Batarya Yenileme Maliyetleri} + \text{Büyük Bakım/Rehabilitasyon Maliyetleri}}{500 \text{ MW} \times 4 \text{ saat} \times 1.000}$$

PHES tarafında tesis ömrü uzun olduğu için 80 yıllık dönemde batarya gibi ana ekipman yenileme maliyeti değil, varsa büyük bakım/rehabilitasyon maliyeti dikkate alınmalıdır.

Etkin PHES Yatırım Maliyeti (USD/kWh)

$$= \frac{\text{İlk Yatırım Maliyeti} + \text{Büyük Bakım/Rehabilitasyon Maliyeti}}{500 \text{ MW} \times 4 \text{ saat} \times 1.000}$$

Tablo 4:80 Yıllık işletme ömrü dikkate alındığında 4 saatlik depolama kapasitesi olan 500 MW'lık PHES ve Bataryanın maliyet karşılaştırması

Pazar	Teknoloji	İlk yatırım maliyeti	80 yıl etkin yatırım maliyeti	Yıllık işletme maliyeti	Etkin yatırım maliyeti
Çin	Batarya	146 milyon \$	1,17 milyar \$	3,65 milyon \$/yıl	584 \$/kWh
Çin	Pompajlı HES	407 milyon \$	407 milyon \$	6,0–9,5 milyon \$/yıl	204 \$/kWh
Avrupa / Türkiye	Batarya	354 milyon \$	2,83 milyar \$	8,85 milyon \$/yıl	1.416 \$/kWh
Avrupa / Türkiye	Pompajlı HES	1,25 milyar \$	1,25 milyar \$	12,5 milyon \$/yıl	625 \$/kWh
ABD	Batarya	438 milyon \$	3,50 milyar \$	10,95 milyon \$/yıl	1.752 \$/kWh
ABD	Pompajlı HES	1,50 milyar \$	1,50 milyar \$	12,5 milyon \$/yıl	750 \$/kWh

Tablo 5:80 Yıllık işletme ömrüne göre 8 saat depolama kapasiteli 500 MW'lık PHES ve Bataryanın etkin yatırım maliyeti karşılaştırması

Pazar	Teknoloji	İlk yatırım maliyeti	80 yıl etkin yatırım maliyeti	Yıllık işletme maliyeti	Etkin yatırım maliyeti
Çin	Batarya	233,5 milyon \$	1,87 milyar \$	5,84 milyon \$/yıl	467 \$/kWh
Çin	Pompajlı HES	407 milyon \$	407 milyon \$	6,0–9,5 milyon \$/yıl	102 \$/kWh
Avrupa / Türkiye	Batarya	566,5 milyon \$	4,53 milyar \$	14,16 milyon \$/yıl	1.133 \$/kWh
Avrupa / Türkiye	Pompajlı HES	1,25 milyar \$	1,25 milyar \$	12,5 milyon \$/yıl	313 \$/kWh
ABD	Batarya	701 milyon \$	5,61 milyar \$	17,53 milyon \$/yıl	1.402 \$/kWh
ABD	Pompajlı HES	1,50 milyar \$	1,50 milyar \$	12,5 milyon \$/yıl	375 \$/kWh

Pompaj depolamalı HES'lerin maliyet avantajı, ilk yatırım maliyetinden ziyade **uzun çalışma dönemi boyunca etkin yatırım maliyetinde** ortaya çıkmaktadır. Batarya sistemleri 4 saatlik depolamada ilk yatırım açısından daha düşük maliyetli görünse de, NREL ATB 2024 batarya varsayımlarında sistem ömrü **15 yıl** olarak alınmakta ve nominal kapasitenin korunması için yıllık sabit O&M içinde **CAPEX'in %2,5'i** seviyesinde degradasyon/augmentation maliyeti öngörülmektedir. Buna karşılık pompaj depolamalı HES'lerde ana sivil altyapının analiz ömrü çok daha uzundur; NREL'in kapalı çevrim pompajlı HES yaşam döngüsü çalışmasında tipik PSH ömrü **80 yıl**, bazı kaynaklarda ise **100 yılın üzeri** olarak değerlendirilmektedir. Bu nedenle 80 yıllık basit, iskonto uygulanmamış bir değerlendirmede batarya sistemleri birden fazla yenileme ve degradasyon telafisi gerektirirken, pompajlı HES aynı ana altyapı üzerinden hizmet vermeye devam eder. Örneğin 500 MW / 8 saat depolama için, batarya maliyetleri düşük olan Çin'de bile 814 \$/kW pompajlı HES etkin yatırım maliyeti yaklaşık **407 milyon \$** seviyesinde kalırken, aynı kapasitedeki batarya için 80 yıllık etkin yatırım maliyeti yaklaşık **1,87 milyar \$** düzeyine çıkmaktadır; Avrupa/Türkiye piyasasında ise 1,25 milyar \$'lık pompajlı HES yatırımı, aynı dönem için yaklaşık **4,53 milyar \$ (PHES maliyetinin 3,6 katı)** seviyesine ulaşan batarya etkin yatırım maliyetine kıyasla daha avantajlı hale gelmektedir. Bu nedenle pompajlı HES, özellikle **8 saat ve üzeri depolama**, uzun ekonomik ömür, düşük degradasyon, yüksek çevrim kabiliyeti, frekans/voltaj desteği ve senkron atalet gibi sistem hizmetleri dikkate alındığında, yalnızca bir depolama teknolojisi değil, uzun ömürlü ve maliyet etkin bir şebeke esnekliği altyapısı olarak değerlendirilmelidir.

8.5. Yapım Süreci ve Proje Geliştirme Süresi

Pompaj depolamalı HES projeleri, klasik enerji depolama yatırımlarına kıyasla daha uzun geliştirme süresi gerektiren, çok disiplinli ve izin süreçleri yoğun altyapı projeleridir. JICA'nın *Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower* dokümanında hidroelektrik proje geliştirme süreci; **araştırma ve planlama, fizibilite, detay tasarım, inşaat, işletme ve bakım** aşamaları altında ele alınmaktadır. Aynı kaynak pompaj depolamalı HES projelerinin tipik olarak **100–1.000 MW** ölçeğinde yeni şebeke bağlantılı projeler olarak değerlendirildiğini belirtmektedir. Bu nedenle toplam proje geliştirme süresi saha koşullarına, mevcut rezervuar kullanımına, çevresel izinlere, finansman modeline ve bağlantı altyapısına bağlı olarak değişmekle birlikte, ön fizibiliteden ticari işletmeye kadar genellikle **7–12 yıl** aralığında planlanabilir. Mevcut rezervuar ve mevcut HES altyapısının kullanıldığı projelerde bu süre kısalabilir; iki yeni rezervuarlı, uzun tünelli ve yüksek çevresel/sosyal etkili projelerde ise daha uzun olabilir.

8.5.1. Ön Fizibilite

Ön fizibilite aşamasında amaç, potansiyel pompajlı HES sahalarının teknik, ekonomik, çevresel ve şebeke açısından ilk elemesini yapmaktır. Bu aşamada mevcut barajlı HES rezervuarları, akarsu tipi HES altyapıları, maden sahaları, taş ocakları, uygun kot farkı olan doğal/topografik alanlar ve iletim bağlantı noktaları birlikte taranır. Temel girdiler; üst-alt rezervuar kot farkı, yaklaşık düşü, su yolu uzunluğu, rezervuar hacmi, tahmini kurulu güç, depolama süresi, şebeke bağlantı kapasitesi, çevresel kısıtlar ve ön maliyet tahminidir. Ön fizibilite genellikle **6–12 ay** içinde tamamlanabilir. Türkiye özelinde mevcut rezervuar yoğunluğu nedeniyle bu aşamada en kritik konu, mevcut barajlı HES rezervuarlarının pompajlı depolamaya teknik olarak uygun olup olmadığının sistematik şekilde taranmasıdır.

8.5.2. Fizibilite ve Çevresel Etki Değerlendirmesi

Fizibilite aşaması, projenin yatırım kararına esas olacak teknik ve ekonomik doğrulamasını içerir. Bu kapsamda detaylı topografik çalışmalar, jeolojik-jeoteknik etütler, sondajlar, hidrolojik analizler, rezervuar işletme simülasyonları, enerji üretim-pompalama hesapları, şebeke bağlantı çalışmaları, maliyet tahmini, ekonomik analiz ve risk değerlendirmesi yapılır. Çevresel etki değerlendirmesi de bu aşamanın ayrılmaz bir parçasıdır. Open-loop projelerde sucul ekosistem, mansap akış rejimi, balık geçişi, sediment ve su kalitesi etkileri öne çıkarken; closed-loop projelerde arazi kullanımı, ilk dolum/takviye suyu, sızdırmazlık, habitat etkileri ve kültürel miras konuları önem kazanır. PNNL'nin kapalı çevrim pompajlı HES çevresel etkileri raporu, closed-loop projelerde etkilerin sahaya çok bağlı olduğunu ve izin sürecinde su temini, su hakları, kültürel kaynaklar ve çevresel etkilerin belirleyici olabildiğini vurgulamaktadır. Bu aşama genellikle **1,5–3 yıl** aralığında sürebilir.

8.5.3. Lisanslama ve İzinler

Lisanslama ve izin süreci, pompajlı HES projelerinde toplam proje süresini en fazla etkileyen aşamalardan biridir. Bu süreç; üretim lisansı, su kullanım hakkı, ÇED kararı, imar ve arazi kullanım izinleri, kamulaştırma, orman ve mera izinleri, kültürel miras değerlendirmeleri, bağlantı görüşü ve sistem kullanım anlaşmaları gibi birçok idari başlığı içerebilir. Open-loop projelerde mevcut akarsu veya rezervuar bağlantısı nedeniyle su rejimi ve mansap etkileri daha ayrıntılı incelenirken; closed-loop projelerde ilk dolum suyu, yıllık takviye suyu, arazi kullanımı ve rezervuar güvenliği öne çıkar. Mevcut HES rezervuarı ve mevcut şalt bağlantısı kullanılan projelerde izin ve kamulaştırma süreçleri daha yönetilebilir hale gelebilir; buna karşılık yeni rezervuar ve uzun su yolu gerektiren projelerde süreç uzayabilir. Lisanslama ve izinlerin fizibilite ile paralel yürütülmesi halinde süre **1–3 yıl**, karmaşık projelerde ise daha uzun olabilir.

8.5.4. Detay Mühendislik

Detay mühendislik aşamasında fizibilite seviyesinde belirlenen proje tasarımı, ihale ve uygulama projelerine dönüştürülür. Bu kapsamda baraj/rezervuar yapıları, su alma-verme yapıları, tünel, cebri boru, denge bacası, santral binası, şalt sahası, iletim bağlantısı, elektromekanik ekipman yerleşimi, kontrol-koruma sistemleri, SCADA, yardımcı sistemler ve inşaat metodolojisi detaylandırılır. Bu aşamada ayrıca teknik şartnameler, keşif-metraj, sözleşme paketleri, kalite kontrol planı, iş programı ve risk yönetimi dokümanları hazırlanır. Pompajlı HES projelerinde detay mühendislik özellikle jeoloji, hidrolik geçiş rejimleri, pompa-türbin seçimi ve su yolu optimizasyonu nedeniyle kritik öneme sahiptir. Tipik süre **12–24 ay** olarak alınabilir.

8.5.5. İnşaat ve Elektromekanik Montaj

İnşaat aşaması pompajlı HES projelerinde en uzun ve en maliyetli dönemdir. Başlıca işler; erişim yolları, şantiye mobilizasyonu, üst ve alt rezervuar yapıları, baraj veya sedde imalatları, tünel ve cebri boru kazıları, denge bacası, su alma-verme yapıları, santral binası, şalt sahası ve iletim bağlantısının yapımıdır. Elektromekanik montaj kapsamında pompa-türbinler, motor-jeneratörler, ana vanalar, transformatörler, kontrol-koruma sistemleri, yardımcı mekanik-elektrik sistemler ve SCADA entegrasyonu gerçekleştirilir. Mevcut rezervuar ve bağlantı altyapısının kullanılması inşaat süresini azaltabilir; ancak uzun tünel, zayıf kaya koşulları veya yeraltı santral binası inşaatı süreyi uzatabilir. Tipik inşaat ve montaj süresi **4–7 yıl** aralığında planlanabilir.

8.5.6. Test, Devreye Alma ve Ticari İşletmeye Geçiş

Test ve devreye alma aşaması, pompajlı HES'in hem üretim hem de pompalama modunda güvenli, verimli ve şebeke koduna uygun çalıştığının doğrulandığı dönemdir. Bu kapsamda kuru testler, hidrostatik testler, ilk dolum, su yolu ve vana testleri, pompa-türbin mekanik testleri, jeneratör-motor elektrik testleri, koruma-kontrol ve SCADA testleri, şalt sahası testleri, senkronizasyon, pompalama modunda çalışma, türbinleme modunda yük alma/yük atma, hızlı esneklik, frekans ve voltaj kontrol performansı test edilir. Ayrıca acil duruş, black-start imkânı, işletme prosedürleri, bakım planları ve operatör eğitimleri tamamlanır. Bu aşama genellikle **6–12 ay** sürer ve başarılı performans testlerinin ardından tesis ticari işletmeye geçer.

9. Dünyada Pompaj Depolamalı HES Kurulu Gücü ve Küresel Gelişim Eğilimleri

9.1. Dünyada mevcut PHES ve Batarya kurulu gücü

Küresel ölçekte uzun süreli enerji depolama kapasitesi hâlen büyük ölçüde pompaj depolamalı HES'ler tarafından sağlanmaktadır. International Hydropower Association'a göre pompaj depolamalı HES'ler küresel ölçekte yaklaşık 189 GW kurulu güce ulaşmış, toplam depolanabilir enerji kapasitesi ise **9.000 GWh'ye** kadar çıkabilmektedir; bu nedenle pompajlı HES'ler dünya uzun süreli enerji depolama kapasitesinin %90–94'ünden fazlasını temsil etmektedir. Bu durum özellikle 6 saat, 8 saat, 10 saat ve üzeri depolama süreleri için önemlidir; çünkü mevcut batarya portföyünün büyük bölümü hâlen kısa süreli, çoğunlukla 2–4 saatlik uygulamalardan oluşmaktadır. 2025 sonunda batarya depolama tarafında kurulu güç çok hızlı büyümüş ve yaklaşık 270 GW / **630 GWh** seviyesine ulaşmıştır; bu değer güç kapasitesi açısından pompajlı HES'leri yakalamaya başlamış olsa da, enerji kapasitesi açısından pompajlı HES'lerin çok gerisindedir. Basit karşılaştırma yapıldığında, pompajlı HES ve batarya birlikte ele alındığında bataryalar kurulu güç bakımından yaklaşık %59 paya ulaşırken, enerji depolama kapasitesi bakımından yalnızca yaklaşık %6–7 paya sahiptir; pompajlı HES'ler ise enerji kapasitesinin yaklaşık %93–94'ünü sağlamaktadır. Bu nedenle bataryalar hızlı devreye alınabilen ve kısa süreli esneklik sağlayan teknolojiler olarak öne çıkarken, uzun süreli depolama, günlük enerji kaydırma ve büyük ölçekli sistem esnekliği açısından pompaj depolamalı HES'ler hâlen küresel ana teknoloji konumundadır.

Gösterge	Pompaj depolamalı HES	Batarya depolama	Yaklaşık sonuç
Kurulu güç	189 GW	270 GW	Batarya ≈ %59, PHES ≈ %41
Enerji kapasitesi	9.000 GWh'ye kadar	630 GWh	PHES ≈ %93–94, batarya ≈ %6–7
Tipik depolama süresi	6–10 saat ve üzeri; bazı projelerde 20+ saat	Genellikle 2–4 saat; 6+ saat uygulamalar gelişmekte	Uzun süreli depolamada PHES baskın

Bloomberg NEF de 2025 yılında pompaj hariç enerji depolama kurulumlarının **112 GW / 307 GWh** olarak rekor kırdığını, ancak 2026'da **6 saat ve üzeri uzun süreli depolama** kurulumlarının yalnızca yaklaşık **2 GW** seviyesinde olmasının beklendiğini belirtmektedir; bu da batarya pazarının hızla büyümesine rağmen uzun süreli depolama segmentinde pompajlı HES'in hâlen baskın konumda olduğunu göstermektedir.

International Hydropower Association'ın 2025 World Hydropower Outlook verilerine göre pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin küresel kurulu gücü 2024 sonunda yaklaşık 189 GW seviyesine ulaşmıştır. 2024 yılında dünya genelinde toplam hidroelektrik kurulu gücüne 24,6 GW yeni kapasite eklenmiş; bunun 8,4 GW'ı pompaj depolamalı HES projelerinden gelmiştir. Bu artış, pompaj depolamalı HES kapasitesinde yaklaşık %5'lik yıllık büyümeye karşılık gelmekte ve son yıllarda batarya depolama ile birlikte uzun süreli şebeke esnekliği ihtiyacının hızla arttığını göstermektedir.

IHA'ya göre pompaj depolamalı HES geliştirme eğilimi özellikle Çin öncülüğünde hızlanmaktadır. Çin 2024 yılında toplam 14,4 GW hidroelektrik kapasite eklemiş, bunun 7,75 GW'ı pompaj depolamalı HES olmuştur. Aynı raporda küresel hidroelektrik proje geliştirme portföyünün 1.075 GW'ı aştığı, bunun yaklaşık 600 GW'ının pompaj depolamalı HES projelerinden oluştuğu belirtilmektedir. Bu durum, pompaj depolamalı HES'in artık yalnızca klasik pik yük santrali olarak değil, yüksek yenilenebilir enerji

penetrasyonlu sistemlerde uzun süreli depolama, frekans kontrolü, sistem atalet katkısı ve puant yönetimi için stratejik altyapı olarak değerlendirildiğini göstermektedir.

9.1.1. Küresel pompajlı HES kurulu gücü

Küresel ölçekte mevcut işletmedeki pompaj depolamalı HES kapasitesi için iki güncel veri seviyesi kullanılabilir. IHA'nın 2025 raporu 2024 sonu itibarıyla küresel kapasiteyi **189 GW** olarak vermektedir. Global Energy Monitor'un Mart 2026 tarihli Global Hydropower Tracker veri seti ise işletmedeki pompaj depolamalı HES kapasitesini **196.116 MW** olarak izlemektedir. Aradaki fark, veri güncelleme tarihi, proje eşik değerleri, tesis sınıflandırması ve bazı karma hidro/pompajlı tesislerin nasıl sınıflandırıldığı ile ilişkilidir. Bu raporda küresel eğilim için IHA 2025 değeri; ülke bazlı karşılaştırma ve grafik için ise daha güncel ve tablo bazlı GEM 2026 verisi kullanılabilir.

9.1.2. Ülke bazında mevcut pompaj depolamalı HES kurulu gücü

Aşağıdaki tablo, Global Energy Monitor'un Mart 2026 tarihli işletmedeki pompaj depolamalı HES kapasitesi verisine göre ilk 20 ülkeyi göstermektedir. Bu veri setinde küresel işletmedeki pompaj depolamalı HES kapasitesi **196.116 MW** olarak verilmiştir.

Tablo 6:Dünya'da Başlıca ülkelerin PHES kurulu gücü

Sıra	Ülke	İşletmedeki PHES kurulu gücü	% pay
1	Çin	68.313 MW	%36,4
2	Japonya	24.841 MW	%13,2
3	ABD	20.102 MW	%10,7
4	İtalya	7.643 MW	%4,1
5	Hindistan	7.426 MW	%4,0
6	İspanya	6.128 MW	%3,3
7	Avusturya	5.987 MW	%3,2
8	Almanya	5.940 MW	%3,2
9	Fransa	5.042 MW	%2,7
10	Güney Kore	4.790 MW	%2,5
11	İsviçre	3.748 MW	%2,0
12	Portekiz	3.714 MW	%2,0
13	Birleşik Krallık	3.160 MW	%1,7
14	Güney Afrika	2.892 MW	%1,5
15	Avustralya	2.610 MW	%1,4
16	Tayvan	2.602 MW	%1,4
17	Ukrayna	1.985 MW	%1,1
18	Polonya	1.875 MW	%1,0
19	Rusya	1.620 MW	%0,9
20	Tayland	1.531 MW	%0,8

9.1.3. Avrupa, Çin, ABD ve diğer büyük pazarlar

Çin, mevcut işletmedeki kapasite ve proje geliştirme portföyü açısından açık ara lider konumdadır. GEM verisinde Çin'in işletmedeki pompaj depolamalı HES kapasitesi **68,3 GW**, IHA/Reuter's haberinde ise 2024 sonu itibarıyla **58,69 GW** olarak verilmektedir; 2025–2026 farkı, devreye alınan yeni projeler ve veri seti kapsamı nedeniyle değişmektedir. Çin'in 2030 hedefi **120 GW** seviyesindedir ve IHA'ya göre Çin bu hedefi aşarak yaklaşık **130 GW** seviyesine ulaşabilecek görünmektedir.

ABD, Japonya ve Avrupa'daki büyük pazarlar daha olgun pompaj depolamalı HES filolarına sahiptir. Japonya'da pompajlı HES kapasitesinin toplam hidroelektrik kapasite içindeki oranı oldukça yüksektir; bu durum Japonya'nın sınırlı yerli enerji kaynakları, yüksek puant-talep yönetimi ihtiyacı ve tarihsel olarak nükleer/termik santral işletme esnekliği ihtiyacı ile ilişkilidir. Avrupa'da ise İtalya, İspanya, Avusturya, Almanya, Fransa, İsviçre ve Portekiz öne çıkmaktadır. IHA'ya göre Avrupa'da pompaj depolamalı HES'e yönelik proje geliştirme portföyü büyümekte; 2024 itibarıyla Avrupa'da yaklaşık **52,9 GW** pompajlı HES geliştirme portföyü bulunmaktadır.

Aşağıdaki grafik, seçili ülkelerde **işletmedeki toplam hidroelektrik kurulu güç ile pompaj depolamalı HES kurulu gücü** arasındaki oranı göstermektedir. Veriler GEM Mart 2026 ülke bazlı işletmedeki hidroelektrik ve pompaj depolamalı HES tablolarından alınmıştır.

Tablo 7:Dünyada PHES kurulu gücünün HES kurulu gücüne oranı

Ülke	Toplam HES kurulu gücü	PHES kurulu gücü	PHES / HES oranı
Çin	371.683 MW	68.313 MW	%18,4
ABD	95.393 MW	20.102 MW	%21,1
Hindistan	51.195 MW	7.426 MW	%14,5
Japonya	40.391 MW	24.841 MW	%61,5
Türkiye	26.479 MW	0 MW	%0,0
Fransa	21.155 MW	5.042 MW	%23,8
İtalya	17.404 MW	7.643 MW	%43,9
İspanya	16.335 MW	6.128 MW	%37,5
İsviçre	14.529 MW	3.748 MW	%25,8
Avusturya	12.593 MW	5.987 MW	%47,5
Rusya	52.385 MW	1.620 MW	%3,1

Türkiye açısından sonuç: Türkiye, yüksek barajlı HES ve akarsu tipi HES kurulu gücüne rağmen işletmede pompaj depolamalı HES kapasitesine sahip değildir. Bu durum, özellikle yenilenebilir enerji kurulu gücünün artmasıyla birlikte, mevcut rezervuarlı HES altyapısının pompaj depolamalı sisteme dönüştürülmesi veya uygun sahalarda yeni pompajlı HES geliştirilmesi açısından önemli bir planlama boşluğuna işaret etmektedir.

Pompaj Depolamalı HES'lerin ülkelerin rüzgar-güneş santral kurulu gücü oranına bakıldığında aşağıdaki tablo elde edilmiştir.

Tablo 8:Ülkelerin PHES kurulu gücünün rüzgar+güneş kurulu gücüne oranı

Sıra	Ülke	İşletmedeki PHES kurulu gücü	Rüzgâr + güneş kurulu gücü	PHES / Rüzgâr + Güneş oranı
1	Çin	68.313 MW	~1.407.000 MW	%4,9
2	Japonya	24.841 MW	~96.700 MW	%25,7
3	ABD	20.102 MW	~332.000 MW	%6,1
4	İtalya	7.643 MW	~50.300 MW	%15,2

Sıra	Ülke	İşletmedeki PHES kurulu gücü	Rüzgâr + güneş kurulu gücü	PHES / Rüzgâr + Güneş oranı
5	Hindistan	7.426 MW	~145.400 MW	%5,1
6	İspanya	6.128 MW	~71.800 MW	%8,5
7	Avusturya	5.987 MW	~13.100 MW	%45,7
8	Almanya	5.940 MW	~171.900 MW	%3,5
9	Fransa	5.042 MW	~49.400 MW	%10,2
10	Güney Kore	4.790 MW	~29.200 MW	%16,4
11	İsviçre	3.748 MW	~7.200 MW	%52,1
12	Portekiz	3.714 MW	~11.300 MW	%32,9
13	Birleşik Krallık / İngiltere	3.160 MW	~48.000 MW	%6,6
14	Güney Afrika	2.892 MW	~11.100 MW	%26,1
15	Avustralya	2.610 MW	~50.700 MW	%5,1
16	Tayvan	2.602 MW	~17.300 MW	%15,0
17	Ukrayna	1.985 MW	~10.000 MW	%19,9
18	Polonya	1.875 MW	~31.000 MW	%6,0
19	Rusya	1.620 MW	~4.500 MW	%36,0
20	Tayland	1.531 MW	~5.000 MW	%30,6
21	Norveç	~640 MW	~6.100 MW	%10,5

Pompaj depolamalı HES kurulu güçleri Global Energy Monitor – Global Hydropower Tracker ve IHA ülke/bölge profillerinden; rüzgâr ve güneş kurulu güçleri ise IRENA 2025 verilerini işleyen Our World in Data rüzgâr ve güneş kapasitesi veri setlerinden alınmıştır. Rüzgâr ve güneş değerleri 2024 yıl sonu kurulu güçlerini göstermektedir. Rüzgâr ve güneş kurulu gücü çok yüksek olan Çin, ABD, Almanya, Hindistan ve Avustralya gibi pazarlarda PHES kapasitesinin değişken yenilenebilir kurulu güce oranı görece düşük kalmaktadır. Buna karşılık İsviçre, Avusturya, Portekiz, Japonya ve Güney Afrika gibi ülkelerde PHES kapasitesi rüzgâr-güneş portföyüne göre daha yüksek oranlıdır; bu da tarihsel hidro altyapı, dağlık topoğrafya ve sistem esnekliği ihtiyacının pompajlı HES gelişiminde belirleyici olduğunu göstermektedir.

9.2. Planlama ve İnşaat Aşamasındaki Projeler

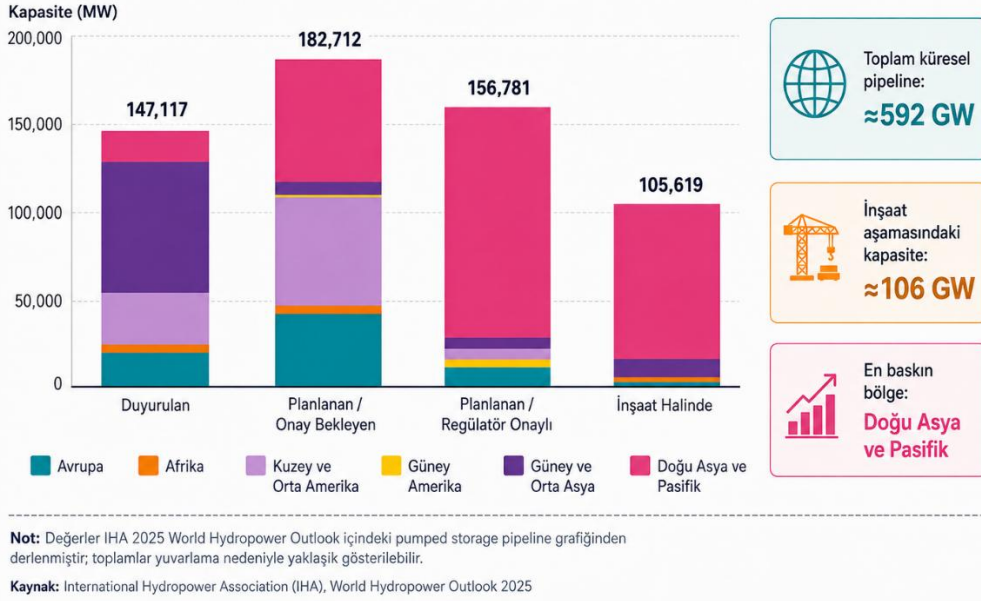
Küresel ölçekte pompaj depolamalı HES proje geliştirme portföyü son yıllarda belirgin şekilde büyümüştür. International Hydropower Association'ın **2025 World Hydropower Outlook** raporuna göre küresel hidroelektrik geliştirme portföyü **1.075 GW'ın üzerinde** olup bunun yaklaşık **600 GW'ı pompaj depolamalı HES** projelerinden oluşmaktadır. Bu değer, pompaj depolamalı HES'lerin yeni hidroelektrik yatırım portföyünde konvansiyonel hidroelektrik projelerinden daha büyük bir paya ulaştığını göstermektedir.

9.2.1. Küresel proje pipeline'ı

Küresel pompaj depolamalı HES pipeline'ı, işletmedeki yaklaşık **189 GW** kurulu güce kıyasla çok daha büyük bir büyüme potansiyeline işaret etmektedir. IHA'nın 600 GW düzeyindeki pompajlı HES geliştirme portföyü, mevcut işletmedeki küresel pompajlı HES kapasitesinin yaklaşık **3 katından fazla** bir proje havuzu bulunduğunu göstermektedir. Bu portföy; inşaat halindeki, izin/lisans sürecindeki, fizibilite aşamasındaki ve erken planlama aşamasındaki projeleri içermektedir. Bu nedenle "pipeline" değeri doğrudan kısa vadede devreye girecek kapasite olarak değil, küresel ölçekte geliştirilmekte olan potansiyel proje havuzu olarak yorumlanmalıdır.

Küresel Ölçekte Planlanan ve İnşa Halindeki Pompaj Depolamalı HES Projeleri

Bölgelere göre proje pipeline'ı (IHA 2025, MW)



Şekil 4:Küresel ölçekte planlanan ve inşa halindeki HES projeleri

9.2.2. İnşaat halindeki projeler

IHA'nın küresel pipeline analizine göre dünya genelinde **105 GW'tan fazla pompaj depolamalı HES inşaat halindedir** ve bunun **90 GW'tan fazlası Çin'de** yer almaktadır. Bu durum, Çin'in yalnızca mevcut kurulu güçte değil, inşaat aşamasındaki yeni kapasitede de açık ara lider olduğunu göstermektedir. Çin'in 2030 için resmi pompajlı HES hedefi **120 GW** olmakla birlikte, IHA değerlendirmelerine göre Çin'in bu hedefi aşarak 2030'a kadar yaklaşık **130 GW** seviyesine ulaşması mümkündür.

İnşaat halindeki bu kapasite, mevcut küresel pompajlı HES filosuna kıyasla oldukça büyüktür. Yaklaşık **105 GW** inşaat kapasitesi, 189 GW civarındaki mevcut küresel işletme kapasitesinin yaklaşık **%55'i** seviyesindedir. Bu oran, pompajlı HES'lerin uzun bir durgunluk döneminden sonra yeniden enerji depolama, sistem esnekliği ve yenilenebilir entegrasyonu planlamasının merkezine girdiğini göstermektedir.

9.2.3. Planlama / ön lisans aşamasındaki projeler

Toplam pompajlı HES pipeline'ı yaklaşık **600 GW**, inşaat halindeki kapasite ise **105 GW'tan fazla** olduğundan, basit fark hesabıyla yaklaşık **495 GW** büyüklüğünde bir proje portföyünün inşaat dışı geliştirme, planlama, fizibilite, ön izin, lisanslama veya finansman hazırlığı aşamalarında olduğu söylenebilir. Bu değer kesin bir "lisanslı proje" büyüklüğü olarak değil, inşaat dışı geniş geliştirme portföyünün yaklaşık büyüklüğü olarak değerlendirilmelidir.

Global Energy Monitor'un **Global Hydropower Tracker** metodolojisi de hidroelektrik projelerini işletmede, inşaat halinde ve prospective / geleceğe dönük projeler gibi farklı statülerde izlemektedir; bu nedenle uluslararası veri setlerinde "announced", "pre-construction", "construction" ve "operating" gibi kategorilerin birbirinden ayrılması gerekir. Bu ayrım özellikle pompajlı HES'lerde

önemlidir; çünkü birçok proje teknik olarak cazip görünse de çevresel izin, su hakkı, kamulaştırma, finansman ve şebeke bağlantısı nedeniyle uzun süre planlama aşamasında kalabilmektedir.

9.2.4. Open-loop ve closed-loop eğilimleri

Yeni pompaj depolamalı HES projelerinde iki eğilim birlikte görülmektedir. Birinci eğilim, mevcut barajlı HES rezervuarlarının, mevcut su yönetimi altyapısının veya mevcut hidroelektrik santral sahalarının kullanıldığı **open-loop veya hibrit karakterli projelerdir**. Bu yaklaşım, mevcut rezervuar, şalt sahası, iletim bağlantısı ve işletme sahasından yararlanabildiği için maliyet ve izin süreçleri açısından avantaj sağlayabilir. Türkiye gibi barajlı HES kapasitesi yüksek ülkeler için bu model özellikle önemlidir.

İkinci eğilim ise doğal akarsulara sürekli bağlı olmayan, off-river sahalarda geliştirilen **closed-loop pompajlı HES projeleridir**. Closed-loop sistemler, doğal nehir sürekliliği, balık geçişi, sediment rejimi ve sucul ekosistem üzerindeki etkileri azaltma potansiyeli nedeniyle yeni projelerde daha fazla gündeme gelmektedir. NREL'in kapalı çevrim pompajlı HES yaşam döngüsü çalışması, closed-loop projelerin diğer depolama teknolojilerine kıyasla iklim etkileri bakımından avantajlı olabileceğini; brownfield sahalarda geliştirilen projelerde çevresel etkilerin daha da azaltılabileceğini göstermektedir. Bununla birlikte closed-loop projelerde ilk dolum suyu, periyodik takviye suyu, arazi kullanımı, sızdırmazlık, jeoteknik uygunluk ve yeni rezervuar maliyeti kritik belirleyiciler olmaya devam etmektedir.

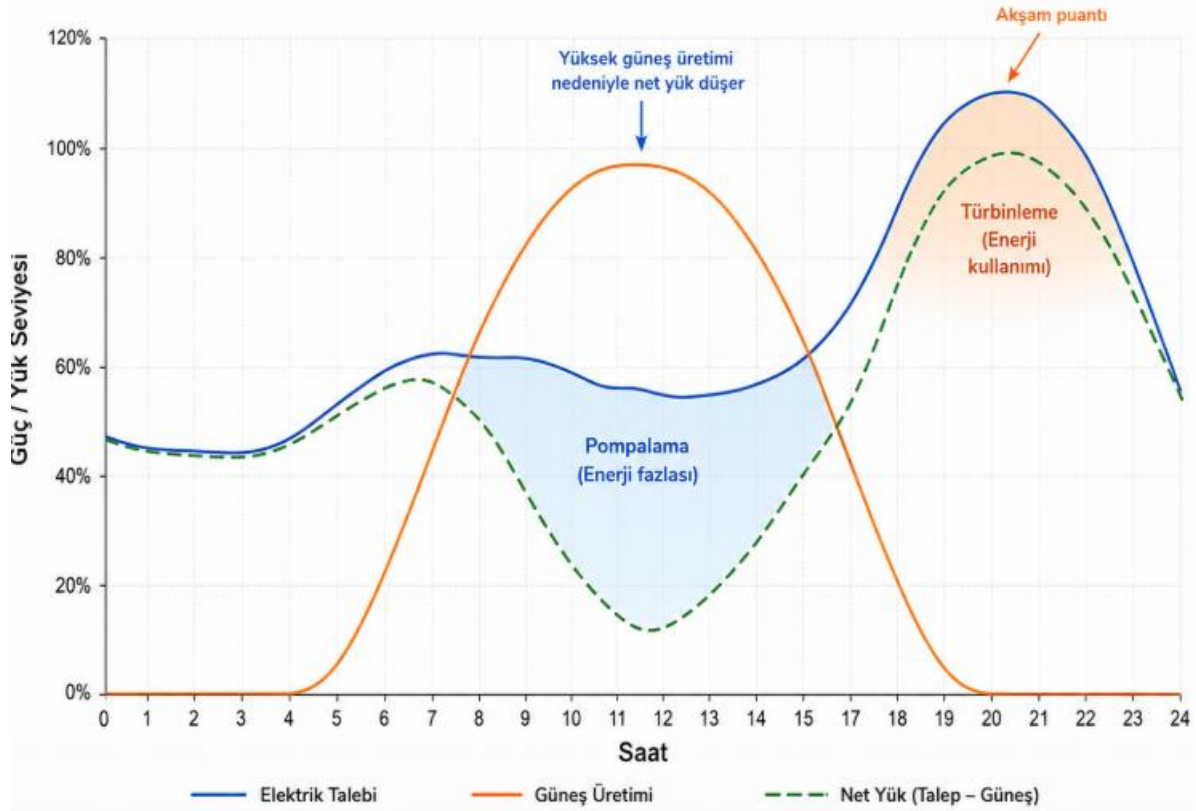
Özetle, küresel pipeline'da pompaj depolamalı HES'ler yeniden güçlü bir yatırım dalgasına girmiştir. Çin inşaat halindeki kapasitenin büyük bölümünü oluştururken, Avrupa, ABD, Hindistan ve Avustralya gibi pazarlarda daha çok uzun izin süreçleri, yeni piyasa mekanizmaları ve çevresel uygunluk tartışmaları belirleyici olmaktadır. Yeni projelerde mevcut rezervuar kullanan open-loop çözümler maliyet ve hız açısından avantaj sağlarken, closed-loop ve brownfield yaklaşımlar çevresel etkiyi azaltma ve yeni nehir bariyerlerinden kaçınma açısından giderek daha fazla önem kazanmaktadır.

10. Pompaj Depolamalı HES'in İletim Sistemi ve Sistem Esnekliği Hizmetleri

Pompaj depolamalı HES'ler, yalnızca elektrik enerjisini depolayan tesisler değil; iletim sistemi işletmecisine enerji kaydırma, puant yük karşılaması, frekans ve voltaj kontrolü, hızlı esneklik, sistem restorasyonu, yenilenebilir enerji kesintisinin azaltılması ve kapasite yeterliliği gibi çok yönlü hizmetler sağlayan büyük ölçekli şebeke varlıklarıdır. İHA, pompaj depolamalı HES'lerin sistem ataleti, frekans kontrolü, voltaj regülasyonu, rezerv güç, hızlı mod değişimi, uzun deşarj süresi ve black-start kabiliyeti sağlayabildiğini belirtmektedir. Benzer şekilde NREL ve IRENA kaynakları da pompajlı HES'in enerji arbitrajı, esneklik, rezervler, ataletsel/frekans tepkisi, reaktif güç desteği ve yenilenebilir entegrasyonu açısından kritik bir sistem esnekliği kaynağı olduğunu vurgulamaktadır.

10.1. Gün İçi Enerji Kaydırma (Arbitraj)

Pompaj depolamalı HES'in temel sistem hizmetlerinden biri, elektriğin gün içi zaman ekseninde kaydırılmasıdır. Talebin düşük olduğu gece saatlerinde veya güneş/rüzgâr üretiminin yüksek olduğu dönemlerde elektrik fiyatları genellikle düşer; hatta yüksek yenilenebilir üretim ve düşük talep kombinasyonunda bazı piyasalarda çok düşük veya sıfır fiyatlar görülebilir. Pompajlı HES bu saatlerde pompalama modunda çalışarak düşük fiyatlı elektriği tüketir ve suyu üst rezervuara taşır. Talebin yükseldiği, güneş üretiminin azaldığı veya sistem marjının daraldığı akşam puant saatlerinde ise türbinleme moduna geçerek depolanan suyu elektrik enerjisine dönüştürür. Böylece tesis, düşük fiyatlı saatlerde enerji alıp yüksek fiyatlı saatlerde enerji satarak **enerji arbitrajı geliri** elde eder. Bu mekanizma literatürde pompajlı HES'in temel gelir kaynaklarından biri olarak tanımlanmaktadır.



Ancak pompajlı HES'in ticari değeri yalnızca alım-satım fiyat farkına bağlı değildir. Yüksek yenilenebilir penetrasyonlu sistemlerde gün içi fiyat oynaklığı arttıkça enerji arbitrajı geliri güçlenir; fakat birçok piyasada tek başına arbitraj geliri yatırımın tamamını karşılamak için yeterli olmayabilir. Bu nedenle modern pompajlı HES projeleri genellikle **enerji arbitrajı + yan hizmet gelirleri + kapasite/arz güvenliği değeri** birlikte dikkate alınarak değerlendirilir. National Hydropower Association raporu da PSH projelerinin talebe bağlı enerji zaman kaydırma ve yan hizmetler üzerinden değer yarattığını ifade etmektedir. İngiltere örneğinde ise IHA, rüzgâr ve güneş payının artmasının fiyat oynaklığını yükselttiğini ve mevcut pompajlı HES'lerin bu yeni üretim karışımı içinde ihtiyaç duyulan esnekliği ve şebeke hizmetlerini sağladığını belirtmektedir.⁹ Bu nedenle pompajlı HES, piyasa fiyat farklarından gelir elde eden bir depolama varlığı olmasının yanında, yenilenebilir üretimin sisteme entegrasyonunu kolaylaştıran ve sistem işletmecisine gün içi esneklik sağlayan stratejik bir iletim sistemi kaynağıdır.

10.2. Puant Yük Karşılması

Pompajlı HES'ler yüksek kurulu güç ve saatler boyunca sürdürülebilir üretim kabiliyeti sayesinde puant yük karşılama konusunda önemli rol oynar. Kısa süreli batarya sistemleri ani frekans desteği ve 1–4 saatlik dengeleme için etkili olabilirken, 6–8 saat ve üzeri depolama süresine sahip pompajlı HES'ler akşam puantı veya uzun süreli yüksek talep dönemleri boyunca güvenilir enerji sağlayabilir. Bu nedenle pompajlı HES'in değeri yalnızca anlık MW kapasitesinden değil, bu kapasiteyi kaç saat sürdürebildiğinden de kaynaklanır. Özellikle yüksek yenilenebilir enerji penetrasyonlu sistemlerde, puant saatlerinde güvenilir kapasite sağlama kabiliyeti arz güvenliği açısından kritik hale gelir.

10.3. Frekans Kontrolü, Atalet, Voltaj Kontrolü ve Açısal Kararlılık Katkısı

Yüksek yenilenebilir enerji penetrasyonuna sahip sistemlerde pompaj depolamalı HES'lerin frekans kontrolü açısından önemi artmaktadır. Bunun temel nedeni, rüzgâr ve güneş üretiminin yüksek olduğu saatlerde doğalgaz, kömür ve klasik hidroelektrik gibi senkron konvansiyonel santrallerin daha az devrede kalmasıdır. Bu durumda sistemde primer ve sekonder frekans kontrolü sağlayabilecek senkron üretim kapasitesi azalırken, frekans sapmalarına karşı hızlı ve sürekli regülasyon ihtiyacı artar. Değişken hızlı pompaj depolamalı HES'ler bu boşluğu hem türbinleme hem de pompalama modunda doldurur; çünkü değişken hızlı üniteler, klasik sabit hızlı pompa-türbinlerden farklı olarak pompalama sırasında da aktif güç tüketimini ayarlayabilir ve böylece büyük kapasiteli, kontrol edilebilir bir yük olarak frekans regülasyonuna katkı sağlar. Bilindiği üzere Türkiye elektrik sisteminin primer rezerv ihtiyacı 250-300 MW iken. Sekonder rezerv ihtiyacı 1200 MW'lar civarındadır.

Batarya enerji depolama sistemleri özellikle hızlı primer frekans tepkisi ve çok kısa süreli frekans destek hizmetleri için oldukça etkilidir; milisaniye-saniye ölçeğinde hızlı güç çıkışı sağlayabilirler. Ancak sekonder frekans kontrolü veya sürekli regülasyon hizmetleri daha uzun süreli enerji alışverişi, daha sık şarj-deşarj çevrimi ve daha karmaşık state-of-charge yönetimi gerektirdiğinden batarya yaşlanması üzerinde daha belirgin etki yaratabilir. Literatürde batarya yaşlanmasının çevrim sayısı, C-rate, şarj durumu aralığı, sıcaklık ve verilen frekans regülasyonu hizmetinin karakterine bağlı olduğu; farklı frekans regülasyonu stratejilerinin farklı batarya yaşlanma oranları oluşturabileceği belirtilmektedir. Bu nedenle bataryalar frekans kontrol portföyünde önemli bir kaynak olmakla birlikte, büyük ölçekli ve uzun süreli sekonder regülasyon ihtiyacında değişken hızlı pompaj depolamalı HES'ler, daha uzun

⁹ National Hydropower Association (NHA), 2021 Pumped Storage Report, 2021

ömürlü ve yüksek çevrim kabiliyetine sahip tamamlayıcı bir teknoloji olarak öne çıkar. Bu konu pompaj depolamalı HES'lerin önemli avantajlarından biridir.

Atalet konusu da pompaj depolamalı HES'lerin sistem değerini artıran diğer önemli başlıktır. Yenilenebilir üretim arttıkça inverter tabanlı kaynakların payı yükselir ve senkron jeneratörlerin devreden çıkmasıyla sistemin doğal ataleti zayıflar. Bu durum büyük üretim kayıplarında veya ani yük değişimlerinde frekansın daha hızlı düşmesine, RoCoF değerlerinin yükselmesine ve sistem kararlılığı marjlarının daralmasına neden olabilir. Pompaj depolamalı HES'ler senkron makine karakteri sayesinde sisteme mekanik atalet, kısa devre gücü ve dinamik destek sağlayabilir. Ayrıca bazı çalışma koşullarında senkron kompanzator modunda çalışarak aktif güç üretmeden de atalet ve reaktif güç desteği sağlayabilirler.

Voltaj kontrolü açısından da pompaj depolamalı HES'ler yüksek gerilim iletim sistemi için stratejik öneme sahiptir. Yenilenebilir santrallerin artmasıyla birlikte özellikle 400 kV seviyesinde sisteme bağlı konvansiyonel senkron santrallerin devrede kalma oranı azalabilir. Bu durumda 400 kV baralarında kısa devre gücü, reaktif güç rezervi ve dinamik voltaj kontrolü daha kritik hale gelir. Büyük güçlü pompaj depolamalı HES'ler, uygun bağlantı noktalarında konumlandırıldığında 400 kV sistemde reaktif güç desteği, voltaj regülasyonu, kısa devre gücü ve gerilim kararlılığı katkısı sağlayan önemli şebeke varlıkları haline gelirler.

Türkiye özelinde pompaj depolamalı HES'lerin sağlayabileceği ilave bir sistem hizmeti de açısallık katkısıdır. Türkiye'de üretim kaynaklarının önemli bir bölümü Ankara'nın doğusunda yer almaktadır. Büyük tüketim merkezleri ise batıda ve Marmara bölgesinde yoğunlaşmaktadır. Bu yapı, özellikle yüksek doğu üretimi ve batı tüketimi dönemlerinde doğu-batı yönlü güç transferlerini artırmakta ve sistemde açısallık farklılıkları belirginleştirmektedir. Doğru lokasyonlarda kurulacak büyük ölçekli pompaj depolamalı HES'ler, üretimin fazla ve fiyatların düşük olduğu saatlerde pompalama modunda çalışarak bölgesel üretim fazlasını yerinde tüketebilir; puant saatlerinde ise türbinleme modunda sisteme güç vererek bölgesel yük akışını dengeleyebilir. Bu işletme yaklaşımı, özellikle Doğu Karadeniz-Trakya ekseninde oluşabilecek açısallık farklılıklarının azaltılmasına, iletim kısıtlarının yönetilmesine ve sistemin dinamik kararlılık marjlarının iyileştirilmesine katkı sağlayabilir. Dolayısıyla Türkiye'de pompaj depolamalı HES planlaması yalnızca enerji depolama kapasitesi açısından değil, **frekans kontrolü, atalet, voltaj yönetimi ve doğu-batı açısallık** açısından da ele alınmalıdır.

10.4. Pompaj Depolamalı HES'lerin Sekonder ve Tersiyer Rezerv Sağlanmasındaki Rolü

Rüzgâr ve güneş enerjisinin elektrik üretimindeki payının artması; üretim tahmin hatalarını, kısa süreli net yük değişimlerini ve yukarı-aşağı yönlü dengeleme ihtiyacını artırmaktadır. Aynı zamanda, geçmişte sekonder rezerv sağlayan konvansiyonel santrallerin daha az süreyle işletilmesi veya tamamen devre dışında kalması, iletim sistemi işletmecisinin kullanabileceği ayarlanabilir rezerv miktarını azaltabilmektedir. Bu nedenle gelecekte yalnızca yeterli enerji depolama kapasitesine değil, otomatik üretim kontrol sinyallerine hızlı ve iki yönlü cevap verebilen kaynaklara da ihtiyaç duyulacaktır.

Pompaj depolamalı HES'ler türbinleme sırasında üretimlerini artırıp azaltarak sekonder ve tersiyer rezerv sağlayabilir. Değişken hızlı pompaj depolamalı HES'ler ise pompalama modunda çektikleri gücü belirli bir çalışma aralığında ayarlayabildiğinden, tüketim tarafında da otomatik sekonder kontrol hizmeti sunabilir. Böylece yüksek yenilenebilir üretim saatlerinde enerji fazlası depolanırken aynı anda sistem frekansının ve alan kontrol hatasının dengelenmesine katkı sağlanabilir. Bu özellik, değişken hızlı pompaj teknolojisinin Türkiye'de kurulmasını sistem işletmesi bakımından özellikle önemli hâle getirmektedir.

Tersiyer rezerv veya Avrupa terminolojisindeki manuel frekans restorasyon rezervi, daha uzun süreli sistem dengesizliklerinin giderilmesi ve aktive edilmiş sekonder rezervin yeniden serbest bırakılması amacıyla kullanılmaktadır. Avrupa’da mFRR dengeleme enerjisi, ENTSO-E tarafından işletilen MARI platformu üzerinden sınır ötesi tekliflerin de değerlendirilebildiği ortak bir piyasa yapısına dönüştürülmüştür. Standart mFRR ürününde doğrudan veya programlı aktivasyon uygulanmakta ve tam aktivasyon süresi azami 12,5 dakika olarak tanımlanmaktadır. Birçok piyasada rezerv kapasitesinin hazır tutulması ile rezervin fiilen aktive edilmesi ayrı ekonomik bileşenler olarak değerlendirilmektedir.

Türkiye’de ise tersiyer rezerv işlevi hâlen ayrı ve standartlaştırılmış bir mFRR ürünü yerine, Dengeleme Güç Piyasası kapsamındaki yük alma ve yük atma talimatlarıyla yerine getirilmektedir. Sistemin tamamındaki gerçek zamanlı arz-talep dengesinin sağlanması amacıyla verilen talimatlar “0” etiketli talimat olarak sınıflandırılmaktadır. Yenilenebilir enerji payı yükseldikçe bu yapının kapasite ve aktivasyon ödemelerini içeren şeffaf bir tersiyer rezerv piyasası yönünde geliştirilmesi; pompaj depolamalı HES’lerin hem üretim hem pompalama modundaki esnekliğinin ekonomik olarak değerlendirilmesini sağlayacaktır.

10.5. Black Start Kabiliyeti

Pompaj depolamalı HES’ler uygun yardımcı sistem, kontrol ve işletme tasarımıyla black-start hizmeti sağlayabilir. Black start, geniş ölçekli kesinti veya sistem çökmesi sonrasında harici şebeke beslemesi olmadan santralin devreye alınması ve iletim sisteminin kademeli olarak enerjilendirilmesi anlamına gelir. Hidroelektrik tesislerin hızlı başlatılabilmesi ve düşük iç ihtiyaç karakteri, onları restorasyon planlarında değerli kaynaklar haline getirir. Pompajlı HES’ler, stratejik noktalarda konumlandırıldığında kritik trafo merkezlerinin enerjilendirilmesi, bölgesel restorasyon adalarının kurulması ve sistemin yeniden toparlanması için önemli katkı sağlayabilir.

10.6. Yenilenebilir Enerji Kesintisinin Azaltılması

Pompajlı HES’ler, yenilenebilir enerji kesintisinin azaltılmasında doğrudan rol oynar. Rüzgâr ve güneş üretiminin talebi veya iletim kapasitesini aştığı saatlerde santral pompalama moduna geçerek fazla enerjiyi tüketir ve depolar. Daha sonra bu enerji puant saatlerinde veya yenilenebilir üretimin düşük olduğu dönemlerde sisteme geri verilir. Bu mekanizma, hem yenilenebilir enerji santrallerinin üretim kısıntısını azaltır hem de yenilenebilir enerjinin piyasa değerini artırır. Özellikle iletim kısıtlarının yaşandığı bölgelerde doğru konumlandırılmış pompajlı HES’ler, bölgesel üretim fazlasını tüketerek hat yüklenmelerini ve yenilenebilir enerji kesinti (curtailment) seviyelerini düşürebilir.

10.7. Kapasite Yeterliliği ve Arz Güvenliği Katkısı

Pompajlı HES’ler, yeterli rezervuar hacmi ve depolama süresine sahip olduklarında kapasite yeterliliği ve arz güvenliği açısından önemli bir kaynak haline gelir. Güneş kurulu gücü arttıkça üretim öğle saatlerinde yoğunlaşır, ancak akşam puantında güneş üretimi hızla düşerken talep yüksek kalmaya devam eder. Bu durum sistemde net yük rampasını keskinleştirir ve özellikle akşam saatlerinde arz güvenliği ile kapasite yeterliliği açısından ilave esneklik ihtiyacı doğurur. Pompaj depolamalı HES’ler, güneş üretiminin yüksek olduğu saatlerde pompalama yaparak enerjiyi depolar ve 6–8 saat veya daha uzun depolama kapasiteleri sayesinde akşam puantında sürdürülebilir üretim sağlayabilir. Bu nedenle güneş ağırlıklı sistemlerde pompajlı HES’ler, kısa süreli dengelemenin ötesinde, günlük enerji kaydırma ve puant yük karşılaması için stratejik bir kapasite yeterliliği çözümü sunar. Bu nedenle pompajlı HES’in sistem değeri yalnızca enerji arbitrajı veya yan hizmet gelirleriyle sınırlı değildir; aynı zamanda kapasite

mekanizması, stratejik rezerv, uzun süreli depolama, sistem restorasyonu ve düşük karbonlu arz güvenliği kapsamında değerlendirilmelidir.

Türkiye gibi yenilenebilir enerji kurulu gücü hızla artan ve doğu-batı güç akışları açısından sistem işletme zorlukları bulunan ülkelerde, büyük ölçekli ve doğru konumlandırılmış pompajlı HES projeleri hem günlük enerji kaydırma hem de iletim sistemi güvenliği açısından stratejik role sahiptir.

10.8. Şebeke Bağlantı Noktası ve Yük Merkezine Yakınlık

Pompaj depolamalı HES'in teknik değeri yalnızca hidrolik potansiyeline değil, şebekedeki konumuna da bağlıdır. Büyük güçlü pompajlı HES'ler hem üretim hem de tüketim modunda yüzlerce MW seviyesinde güç alışverişi yapar. Bu nedenle bağlantı noktası; kısa devre gücü, trafo kapasitesi, iletim hattı termik sınırları, N-1 güvenliği, gerilim kontrol ihtiyacı, sistem kararlılığı ve bölgesel güç akışları açısından uygun olmalıdır.

Yük merkezlerine, yüksek yenilenebilir üretim bölgelerine veya iletim kısıtlarının yoğun olduğu koridorlara yakın pompajlı HES'ler daha yüksek sistem değeri yaratabilir. Örneğin üretim fazlası olan bir bölgede pompalama yaparak yerel üretimi tüketebilir, akşam puantında ise türbinleme yaparak bölgesel arzı destekleyebilir. Türkiye özelinde doğu-batı güç akışları, yüksek yenilenebilir üretim bölgeleri, 400 kV bağlantı noktaları ve bölgesel voltaj kararlılığı ihtiyaçları saha seçiminde mutlaka dikkate alınmalıdır. Doğru konumlandırılan bir pompajlı HES, yalnızca enerji depolama değil; frekans kontrolü, voltaj desteği, açısız kararlılık, iletim sıklığının azaltılması ve arz güvenliği açısından da stratejik katkı sağlar.

10.9. Türkiye Özelinde Şebeke Bağlantı Noktası, Açısız Kararlılık ve Bölgesel Konum Seçimi

Türkiye'de pompaj depolamalı HES saha seçimi yapılırken, aday bağlantı noktasının yalnızca iletim kapasitesi açısından uygun olması yeterli değildir. Öncelikle bağlantı noktasında 400 kV/154 kV sistemin voltaj kararlılığı, kısa devre gücü yeterliliği, N-1 güvenlik kriterleri, trafo ve hat yüklenmeleri ile reaktif güç ihtiyacı analiz edilmelidir. Ancak bu teknik kontrollerin ardından Türkiye elektrik sistemi açısından ilk irdelenmesi gereken ana konu, aday pompaj depolamalı HES'in doğu-batı güç akışları ve açısız kararlılık üzerindeki etkisi olmalıdır. Çünkü büyük güçlü bir PHES tesisi yalnızca üretici değil, pompa modunda yüzlerce MW seviyesinde kontrollü tüketici olarak da davranır; bu nedenle konumu, sistemin bölgesel güç dengesi ve rotor aç farkları üzerinde doğrudan etki yaratabilir.

Türkiye iletim sistemi genel olarak incelendiğinde hidroelektrik üretim potansiyelinin önemli bir bölümünün Doğu Karadeniz, Doğu Anadolu, Güneydoğu Anadolu, Kahramanmaraş ve Adana havzalarında yoğunlaştığı; Orta Anadolu ve Batı Anadolu'da ise daha çok küçük ve orta ölçekli HES potansiyelinin bulunduğu görülmektedir. Buna karşılık büyük tüketim merkezleri Marmara, Batı Anadolu ve Trakya'da yoğunlaşmaktadır. Bu yapı, özellikle üretimin doğuda, tüketimin batıda yoğun olduğu dönemlerde doğu-batı yönlü güç transferlerini artırmakta ve sistemde açısız farklılıkları belirginleştirmektedir. Bu nedenle büyük ölçekli pompajlı HES yatırımlarının konumlandırılması, yalnızca rezervuar ve düşü potansiyeline göre değil, aynı zamanda Türkiye sisteminin açısız kararlılığına katkı sağlayacak şekilde yapılmalıdır.

Bu çerçevede, Doğu Karadeniz gibi hâlihazırda hidroelektrik üretim yoğunluğu yüksek ve batı yük merkezlerinden elektriksel olarak uzak bölgelerde ilave büyük güçlü PHES yatırımı dikkatle değerlendirilmelidir. Bu bölgelerde pompajlı HES bahar aylarında veya yüksek su dönemlerinde pompa

modunda enerji depolayabilse bile, sistemin doğu-batı açisal farkının yüksek olduğu veya batıya transfer kapasitesinin sınırlı olduğu saatlerde üretim modunda sisteme ilave güç vermesi mümkün olmayacaktır. Bu nedenle Doğu Karadeniz'e yapılacak büyük ölçekli PHES yatırımları, sistem kararlılığı açısından beklenen katkıyı sağlayamayabileceği gibi, bazı işletme koşullarında doğu-batı güç transferlerini daha da artırarak açisal kararlılık açısından olumsuz etki yaratacaktır. Benzer değerlendirme, Erzurum'un kuzeyindeki yüksek hidro yoğunluklu bölgeler ve Samsun çevresindeki aday sahalar için de yapılmalıdır.

Benzer şekilde, Batı Anadolu'ya kurulacak çok büyük güçlü PHES projeleri de dikkatle analiz edilmelidir. Batı bölgelerinde tüketim yoğun olmakla birlikte, 500–1.000 MW ölçeğinde büyük bir PHES'in pompa modunda çalışması, özellikle sistemin batı tarafında ilave büyük yük etkisi yaratır. Bu durum, üretimin doğuda yoğun olduğu saatlerde doğu-batı güç akışlarını artırır ve sistemin açisal kararlılığını olumsuz etkiler. Dolayısıyla Batı Anadolu'da büyük ölçekli PHES yatırımları, yalnızca yük merkezine yakınlık açısından avantajlı görünse bile, açisal kararlılık, iletim koridoru yüklenmeleri, bölgesel gerilim profili ve N-1 koşulları altında mutlaka dinamik analizlerle doğrulanmalıdır.

Türkiye için daha uygun PHES konumları, sistemin hem üretim fazlasını absorbe edebileceği hem de ihtiyaç anında batı yük merkezlerine destek sağlayabileceği ara ve stratejik bölgeler olabilir. Bu kapsamda **Doğu Anadolu'nun Bingöl, Bitlis, Elazığ, Erzincan, Erzurum, Hakkâri, Malatya, Muş, Tunceli, Van illeri, sulama bölgeleri (Şanlıurfa, Mardin) hariç Güneydoğu Anadolu'nun Adıyaman, Diyarbakır, Siirt, Şırnak illeri, Kahramanmaraş, Adana ve Adana'nın kuzeyi, Mersin illeri havzaları ile Orta Anadolu'nun doğusunda yer alan Sivas, Kayseri, Niğde, Nevşehir, Kırşehir, Yozgat, Karaman, Aksaray** öncelikli olarak değerlendirilebilir. Bu bölgelerde güçlü 400 kV bağlantı altyapısına yakın, yeterli kısa devre gücüne sahip, voltaj kararlılığı açısından destekleyici ve doğu-batı güç akışlarını dengeleyebilecek aday sahalar öncelikli olmalıdır.



Şekil 5:Öncelikli PHES kurulabilecek alanlar

Sonuç olarak, Türkiye'de pompaj depolamalı HES planlamasında en doğru yaklaşım, aday sahaları yalnızca hidrolik düşü, rezervuar hacmi ve maliyet açısından sıralamak değil; her aday sahayı yük akışı, N-1 güvenlik, kısa devre gücü, voltaj kararlılığı, rotor açısı kararlılığı ve bölgesel güç transfer etkileri

açısından birlikte değerlendirmektir. Büyük güçlü PHES projeleri doğru konumda kurulduğunda **Türkiye'nin yenilenebilir enerji entegrasyonuna, frekans kontrolüne, 400 kV voltaj yönetimine ve açısal kararlılığına güçlü katkı sağlayabilir; yanlış konumlandırıldığında ise sistemdeki doğu-batı dengesizliğini artırarak beklenen sistem faydasını sınırlayabilir.**

11. Teknik, Çevresel ve Ekonomik Seçim Kriterleri

Pompaj depolamalı HES projelerinde saha seçimi, yalnızca uygun kot farkı bulunmasına bağlı değildir. Teknik açıdan uygun bir saha; yeterli düşü potansiyeline, kısa ve ekonomik su yolu uzunluğuna, uygun jeolojik koşullara, yeterli rezervuar hacmine, güçlü şebeke bağlantısına ve sistem işletmesi açısından anlamlı bir konuma sahip olmalıdır. Çevresel ve sosyal açıdan ise su kaynağı, korunan alanlar, arazi kullanımı, yerleşimler, kültürel miras ve izin süreçleri birlikte değerlendirilmelidir. Bu nedenle en uygun proje, yalnızca en yüksek düşüye sahip saha değil; **düşü, mesafe, rezervuar hacmi, jeoloji, şebeke değeri, çevresel uygunluk ve maliyet** arasında en iyi dengeyi sağlayan sahadır.

11.1. Uygun Saha Seçimi

11.1.1. Düşü Potansiyeli

Pompaj depolamalı HES’lerde en kritik teknik parametrelerden biri üst ve alt rezervuar arasındaki net düşüdür. Düşü arttıkça aynı kurulu gücü elde etmek için gerekli debi azalır. Bu durum cebri boru çapını, tünel kesitini, vana boyutlarını ve aktif rezervuar hacmi ihtiyacını azaltabileceği için yatırım maliyetini olumlu etkiler. Yüksek düşüli sahalarda genellikle daha kompakt hidrolik tasarım, daha küçük su yolu kesiti ve daha yüksek enerji yoğunluğu sağlar. Ancak çok yüksek düşüli sahalarda pompa-türbin seçimi, basınç dayanımı, hidrolik geçiş rejimleri, su darbesi, vana tasarımı ve cebri boru maliyeti daha kritik hale gelir.

Bu nedenle saha seçiminde yalnızca brüt düşü değil, **net efektif düşü** dikkate alınmalıdır. Net düşü; brüt kot farkından tünel, cebri boru, giriş-çıkış yapıları, vana ve hidrolik kayıplar düşüldükten sonra elde edilen kullanılabilir düşüdür. Ön fizibilite aşamasında yüksek brüt düşüye sahip görünen bazı sahalarda, uzun su yolu ve yüksek hidrolik kayıplar nedeniyle ekonomik olmayabilir. Bu nedenle düşü değerlendirmesi her zaman su yolu uzunluğu ve hidrolik kayıplarla birlikte yapılmalıdır.

11.1.2. Üst-Alt Rezervuar Mesafesi

Üst ve alt rezervuar arasındaki yatay mesafe, pompajlı HES maliyetini doğrudan etkileyen ana parametrelerden biridir. Mesafe arttıkça tünel, cebri boru, denge bacası, vana odası, erişim tüneli, kazı, tahkimat ve hidrolik kayıp maliyetleri artar. Bu nedenle ideal saha, yüksek düşüyü mümkün olduğunca kısa su yolu ile sağlayan sahadır.

Kısa mesafeli sahalarda su yolu maliyeti düşer, hidrolik kayıplar azalır ve işletme verimi artar. Buna karşılık çok uzun tünel gerektiren projelerde, yüksek düşü potansiyeli olsa bile toplam yatırım maliyeti artabilir. Ayrıca uzun tüneller jeolojik belirsizlikleri, inşaat süresini, kamulaştırma/izin risklerini ve işletme bakım zorluklarını artırabilir. Bu nedenle saha seçiminde üst-alt rezervuar mesafesi, düşü potansiyeli kadar belirleyici bir kriterdir.

11.1.3. L/H Oranı

Pompaj depolamalı HES saha değerlendirmesinde pratik teknik göstergelerden biri **L/H oranıdır**. Burada *L*, üst ve alt rezervuar arasındaki yaklaşık su yolu uzunluğunu; *H* ise brüt veya net düşüyü ifade eder. Bu oran, elde edilen düşüye karşılık ne kadar uzun su yolu gerektiğini gösterir.

$$L/H = \frac{\text{Su yolu uzunluğu}}{\text{Düşü}}$$

Düşük L/H oranı genellikle daha avantajlıdır; çünkü aynı düşü daha kısa tünel veya cebri boru ile elde edilir. Bu durum hem yatırım maliyetini hem de hidrolik kayıpları azaltır. Yüksek L/H oranı ise uzun tünel, yüksek kazı maliyeti, daha fazla hidrolik kayıp ve daha karmaşık inşaat riski anlamına gelir. Bu nedenle ön saha taramasında L/H oranı, alternatif sahaların hızlı karşılaştırılması için kullanılabilir.

Ancak L/H oranı tek başına karar kriteri değildir. Düşük L/H oranına sahip bir saha jeolojik olarak zayıf, çevresel açıdan hassas veya şebeke bağlantısından uzak olabilir. Bu nedenle L/H oranı; jeoloji, rezervuar hacmi, çevresel uygunluk, bağlantı maliyeti ve sistem değeri ile birlikte değerlendirilmelidir.

11.1.4. Jeoloji ve Tünel Koşulları

Jeolojik ve jeoteknik koşullar, pompajlı HES projelerinde hem maliyet hem de inşaat riski açısından belirleyicidir. Tünel güzergâhındaki kaya kalitesi, fay zonları, kırıklı yapılar, yeraltı suyu basıncı, zayıf zonlar, şev stabilitesi, rezervuar sızdırmazlığı ve heyelan riski detaylı olarak incelenmelidir. Zayıf jeoloji; kazı hızını düşürebilir, tahkimat ihtiyacını artırabilir, su sızıntılarına neden olabilir ve inşaat süresini uzatabilir.

Yeraltı santral binası tercih edilen projelerde jeoloji daha da kritik hale gelir. Santral mağarası, şaftlar, erişim tünelleri, denge bacası ve cebri boru güzergâhı yüksek basınç ve büyük kazı hacimleri altında güvenli şekilde tasarlanmalıdır. Ayrıca rezervuar tabanı ve şevlerinde geçirimsizlik koşulları sağlanamazsa, sızma kayıpları ve rezervuar güvenliği sorunları ortaya çıkabilir. Bu nedenle fizibilite aşamasında sondaj, jeofizik, laboratuvar testleri, kaya sınıflaması ve hidrojeolojik modelleme yapılmadan kesin maliyet tahmini oluşturulmamalıdır.

11.2. Su Kaynağı Güvenilirliği

Su kaynağı güvenilirliği, open-loop ve closed-loop sistemlerde farklı şekilde değerlendirilmelidir. Open-loop projelerde doğal akarsu, göl veya mevcut rezervuarla bağlantı bulunduğu için hidrolojik güvenilirlik temel kriterdir. Bu kapsamda uzun dönemli debi serileri, kurak yıl/ortalama yıl/ıslak yıl senaryoları, akım süreklilik eğrisi, ekolojik debi yükümlülükleri, sulama/içme suyu tahsisleri, mansap kullanıcıları ve iklim değişikliği etkileri birlikte analiz edilmelidir. Doğal akıştan gelen enerji katkısı varsa, bu katkı pompaj çevriminden ayrı hesaplanmalı ve tesisin net enerji dengesi buna göre oluşturulmalıdır.

Closed-loop projelerde ise doğal akış üretimin ana unsuru değildir; su sistem içinde tekrar tekrar çevrilir. Bu nedenle temel konu ilk dolum suyu ve periyodik takviye suyu güvenilirliğidir. İlk dolum için kullanılacak su kaynağının hukuki ve hidrolojik olarak güvenilir olması, diğer su kullanıcılarıyla çatışma yaratmaması ve çevresel izin açısından kabul edilebilir olması gerekir. İşletme döneminde ise buharlaşma, sızma ve operasyonel kayıpları karşılayacak takviye suyu ihtiyacı hesaplanmalıdır. Özellikle kurak bölgelerde veya su stresi bulunan havzalarda closed-loop projelerin doğal akarsuya sürekli bağlı olmaması çevresel avantaj sağlasa bile, ilk dolum ve takviye suyu izinleri kritik hale gelebilir.

11.3. Çevresel ve Sosyal Uygunluk

Çevresel ve sosyal uygunluk, pompajlı HES saha seçiminde erken aşamada ele alınmalıdır. Korunan alanlar, milli parklar, sulak alanlar, biyolojik çeşitlilik açısından hassas bölgeler, orman alanları, kuş göç yolları, kültürel miras sahaları ve yerleşim alanları proje geliştirme riskini artırabilir. Open-loop

projelerde akarsu ekolojisi, balık geçişi, mansap akış rejimi, sediment taşınımı, su kalitesi ve rezervuar seviye dalgalanmaları daha belirgin etkiler yaratabilir. Closed-loop projelerde ise akarsu etkileri daha sınırlı olabilir; ancak arazi kullanımı, yeni rezervuar alanı, habitat kaybı, peyzaj etkisi, sızdırmazlık ve ilk dolum suyu konuları öne çıkar.

Sosyal açıdan kamulaştırma, yeniden yerleşim, geçim kaynakları, tarım alanları, mera kullanımı, yerel su kullanımı ve kültürel miras etkileri değerlendirilmelidir. Mevcut barajlı HES rezervuarlarının veya mevcut endüstriyel/brownfield sahaların kullanılması, yeni arazi etkilerini ve izin risklerini azaltabilir. Ancak mevcut HES işletme rejimi, su tahsisleri, çevresel akış yükümlölükleri ve yerel paydaş beklentileri yine de detaylı olarak incelenmelidir. Bu nedenle çevresel ve sosyal açıdan en uygun saha, teknik olarak en yüksek enerji potansiyeline sahip saha değil; en düşük çevresel izin riski, en az sosyal etki ve en yüksek sistem faydası sağlayan sahadır.

11.4. Ekonomik Yapılabilirlik: Gelir Kalemleri, Sistem Faydaları

Pompaj depolamalı HES projelerinin ekonomik yapılabilirliği yalnızca düşük fiyatlı saatlerde pompalama ve yüksek fiyatlı saatlerde üretim yapılmasına dayalı enerji arbitrajı ile değerlendirilmemelidir. Uluslararası literatürde PHES yatırımları; enerji piyasası gelirleri, kapasite değeri, yan hizmet gelirleri, sistem kararlılığı katkıları, iletim altyapısı faydaları, yenilenebilir enerji kesintisinin azaltılması ve sistem dayanıklılığı gibi çoklu gelir ve fayda kalemleriyle birlikte değerlendirilmektedir. Hydrowires tarafından hazırlanan *Pumped Storage Hydropower Valuation Guidebook*, PHES projelerinin değerlemesinde enerji arbitrajı, kapasite değeri, yan hizmetler, güç sistemi kararlılığı, sistem üretim maliyeti etkileri, termik santral çevrim/rampa maliyetleri, iletim faydaları ve enerji dışı faydaların birlikte analiz edilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır.

Aşağıdaki tablo, Hydrowires'ın değerleme rehberinde verilen hizmet/fayda sınıflandırması ve yüklenen tablolar dikkate alınarak PHES gelir ve fayda kalemlerini göstermektedir.

Fayda / gelir grubu	Hizmet veya etki	PHES açısından açıklama
Enerji piyasası gelirleri	Elektrik fiyat arbitrajı	Düşük fiyatlı saatlerde pompalama, yüksek fiyatlı saatlerde üretim yapılmasıyla gelir elde edilir. Özellikle güneş üretiminin yüksek olduğu öğle saatleri ile akşam puantı arasındaki fiyat farkı PHES gelirini artırır.
Kapasite değeri	Güvenilir kapasite / puant karşılaması	PHES, özellikle 6–8 saat ve üzeri depolama süresiyle akşam puantında emre amade kapasite sağlar. Bu değer kapasite mekanizması, arz güvenliği ödemesi veya entegre kaynak planlaması içinde değerlendirilmelidir.
Primer frekans kontrolü	FCR / governor response	Senkron makine karakteri sayesinde frekans sapmalarına hızlı tepki verebilir. Değişken hızlı PHES'ler pompa modunda da aktif güç ayarı sağlayarak frekans kontrolüne katkı verebilir.
Sekonder frekans kontrolü	aFRR / regölasyon	AGC sinyaliyle üretim veya tüketim seviyesini ayarlayarak birkaç dakika ölçeğinde dengeleme hizmeti sunabilir. Bu hizmet özellikle yenilenebilir üretim değişkenliği arttıkça daha değerli hale gelir.
Tersiyer rezerv	mFRR / supplemental reserve	Daha uzun süreli ve büyük dengesizliklerde yukarı veya aşağı yönlü rezerv sağlayabilir. Pompa modunda yük azaltarak veya üretim modunda güç artırarak sistem dengesine katkı verir.
İşletme rezervleri	Spinning / non-spinning reserve	Üretim modunda çevrimiçi rezerv sağlayabilir; uygun tasarım ve işletme koşullarında hızlı devreye giren yedek kapasite olarak kullanılabilir.

Fayda / gelir grubu	Hizmet veya etki	PHES açısından açıklama
Voltaj kontrolü	Reaktif güç ve gerilim desteği	Büyük senkron makineler ve uygun bağlantı noktası sayesinde 400 kV / 154 kV sistemde voltaj kontrolüne, kısa devre gücüne ve reaktif güç dengesine katkı sağlar.
Black start	Sistem restorasyonu	Üst rezervuarda yeterli su bırakılması ve yardımcı sistemlerin uygun tasarlanması halinde, sistem çökmesi sonrasında şebekenin yeniden enerjilendirilmesine katkı sağlayabilir.
Atalet ve açısız kararlılık	Inertial response, transient stability	Senkron makine karakteri ile sistem ataleti sağlar; doğru konumlandırıldığında rotor açısı kararlılığına, salınım sönümüne ve bölgesel güç akışlarının dengelenmesine katkı verebilir.
Rampa hızı	Load following, hızlı yük alma/atma	Güneş ve rüzgâr üretimindeki hızlı değişimlere karşı yük takip ve esnekliği sağlar. Termik santrallerin daha az çevrim yapmasına katkı sağlayabilir.
Yenilenebilir kesinti azaltımı	VRE curtailment reduction	Yenilenebilir üretimin fazla olduğu saatlerde pompalama yaparak kesintiye gidecek enerjiyi depolar; bu enerji daha sonra puant saatlerinde sisteme verilir.
Termik santral maliyet azaltımı	Cycling ve ramping maliyetlerinin azaltılması	PHES esnekliği sayesinde kömür ve doğal gaz santrallerinin sık devreye girip çıkması, minimum yükte çalışma süresi ve rampa zorlanmaları azalabilir.
İletim faydaları	İletim yatırımı erteleme	Doğru bağlantı noktasında kurulması halinde PHES, bazı iletim güçlendirme yatırımlarının ertelenmesine veya daha verimli planlanmasına katkı sağlayabilir.
İletim kısıtı azaltımı	Congestion relief	PHES, kısıtlı bölgelerde pompa veya türbin modunda çalışarak bölgesel güç akışlarını dengeleyebilir ve iletim sıkışıklığını azaltabilir.
Sistem güvenilirliği	Kesinti ve restorasyon maliyetlerinin azaltılması	Uzun süreli depolama, black start ve hızlı devreye girme kabiliyeti sayesinde sistem dayanıklılığını artırabilir ve kesinti maliyetlerini azaltabilir.
Enerji arz güvenliği	Yakıt tasarrufu ve kaynak çeşitliliği	Doğal gaz ithalatına bağımlılığın azaltılması, yenilenebilir üretimin daha etkin kullanılması ve arz portföyünün çeşitlendirilmesi açısından sistem faydası sağlar.
Toplumsal ve enerji dışı faydalar	İstihdam, yerel kalkınma, su yönetimi	Büyük ölçekli PHES projeleri inşaat ve işletme döneminde istihdam yaratabilir; bazı projelerde su yönetimi, taşkın kontrolü veya çok amaçlı rezervuar kullanımı gibi ek faydalar oluşabilir.

Bu tablo, PHES fizibilitesinde yatırımcı geliri ile sistem faydasının ayrıştırılması gerektiğini göstermektedir. Enerji arbitrajı, kapasite ödemesi, Primer Frekans Kontrolü(FCR), Sekonder frekans kontrolü(aFRR), Tersiyer(Manuel) Frekans Kontrolü mFRR, voltaj desteği ve black start gibi kalemler doğrudan gelir yaratabilecek piyasa veya sözleşme bazlı hizmetlerdir. Buna karşılık atalet katkısı, açısız kararlılık, iletim yatırımı erteleme, yenilenebilir kesinti azaltımı, termik santral çevrim maliyetlerinin düşmesi ve sistem restorasyon maliyetlerinin azalması her zaman doğrudan yatırımcı gelirine dönüşmeyebilir; ancak sistem operatörü ve toplum açısından önemli ekonomik değer yaratır. Hydrowires rehberi de bazı hizmetlerin piyasa fiyatlarıyla kolayca parasallaştırılabildiğini, bazı hizmetlerin ise fiziksel veya nitel metriklerle ölçülmesine rağmen parasallaştırılmasının daha zor olduğunu belirtmektedir.¹⁰

Türkiye’de geliştirilecek PHES projeleri için doğrudan gelir modeli, mevcut ve gelecekte gelişmesi beklenen piyasa/sistem işletme mekanizmaları dikkate alınarak kurgulanmalıdır. Bu kapsamda voltaj kontrolü mevcut durumda Türkiye’de doğrudan ücretlendirilen bir hizmet olmadığı için yatırımcı gelir

¹⁰ Pumped Storage Hydropower Valuation Guidebook A Cost-Benefit and Decision Analysis Valuation Framework

modeline ayrı bir gelir kalemi olarak eklenmemelidir; ancak şebeke bağlantı noktası seçiminde teknik fayda olarak dikkate alınmalıdır. Buna karşılık, stratejik konumlarda tesis edilen PHES’lerin özellikle bahar aylarında üretim fazlasının yönetilmesi, doğu-batı güç akışlarının dengelenmesi ve açılabilir kararlılığa katkı sağlanması amacıyla **1 kodlu talimat** kapsamında çalıştırılma olasılığı da bulunmaktadır. Benzer şekilde, güneş kurulu gücünün artmasıyla akşam puantının karşılanması daha kritik hale geldiğinde, PHES’lerin akşam puant saatlerinde sistem güvenliği ve arz yeterliliği amacıyla talimat alma olasılığı artacaktır. Mevcut durumda Türkiye’de primer frekans kontrolü/FCR ve sekonder frekans kontrolü / aFRR piyasası bulunmakta olup, yenilenebilir enerji oranı arttıkça Avrupa, Avustralya ve ABD örneklerinde olduğu gibi tersiyer rezerv / mFRR piyasasının gelişmesi beklenmektedir. Ancak mevcut durumda “0” kodlu talimatlarla tersiyer rezerv ihtiyacı yönetilmektedir. Bu nedenle PHES gelir modelinde mevcut sekonder rezerv gelirleri, gelecekte oluşabilecek tersiyer rezerv/mFRR gelirleri, enerji arbitrajı ve talimatlı çalışma gelirleri birlikte değerlendirilmelidir. Ayrıca yenilenebilir üretim payı arttıkça sistem ataleti zayıflayacağından, ilerleyen yıllarda PHES’lerden atalet hizmeti, senkron kompanzasyon benzeri sistem destekleri ve black-start hizmetleri alınması da mümkün hale gelecektir. Bu hizmetlerin bir kısmı bugün doğrudan piyasa geliri oluşturmaya da, gelecekte sözleşmeye dayalı sistem hizmeti, kapasite mekanizması veya yan hizmet ürünü olarak gelir modeline dahil edilebilecek potansiyel kalemlerdir. Dolayısıyla Türkiye için PHES ekonomik yapılabilirliği; **enerji arbitrajı, sekonder rezerv, gelecekteki tersiyer rezerv/mFRR, 1 kodlu talimatlı çalışma, akşam puant kapasite değeri, black-start ve olası atalet hizmetleri** birlikte dikkate alınarak modellenmelidir.

Şekil 6:Türkiye’de PHES doğrudan gelir kalemleri

Gelir kalemi	Türkiye’de durum	PHES için gelir mantığı	Modelleme yaklaşımı
Enerji arbitrajı	Mevcut piyasa yapısı içinde uygulanabilir	Düşük fiyatlı saatlerde pompalama, yüksek fiyatlı saatlerde türbinleme ile fiyat farkından gelir elde edilir. Özellikle güneş üretiminin yüksek olduğu öğle saatleri ile akşam puantı arasındaki fiyat farkı önemlidir.	GÖP/GİP fiyat senaryoları, pompalama-türbinleme optimizasyonu
Dengeleme Güç Piyasası / 1 kodlu talimat	Mevcut mekanizma	Stratejik konumdaki PHES’ler, sistem kısıtları, acil durumlar, doğu-batı güç akışı ve açılabilir kararlılık ihtiyacı nedeniyle talimatlı çalıştırılabilir. EPIAŞ günlük piyasa raporlarında 1 kodlu talimatlar “sistem kısıtlarının giderilmesi ve acil durumlar için verilen talimatlar” olarak tanımlanmaktadır.	Geçmiş YAL/YAT ve 1 kodlu talimat analizi, bölgesel kısıt senaryoları
Primer frekans kontrolü / FCR / PFK	Mevcut yan hizmet	PHES türbin modunda ve uygun teknolojiyle pompa modunda frekans sapmalarına hızlı tepki verebilir. TEİAŞ yan hizmetleri arasında Primer Frekans Kontrolü Hizmeti yer almaktadır; EPIAŞ da PFK uzlaştırma bildirimlerini yayımlamaktadır.	PFK kapasite fiyatı, uygun MW rezerv miktarı, emre amadelik varsayımı
Sekonder frekans kontrolü / aFRR / SFK	Mevcut yan hizmet	PHES, AGC sinyaliyle üretim veya tüketim seviyesini ayarlayarak sekonder frekans kontrolüne katılabilir. TEİAŞ yan hizmetleri arasında Sekonder Frekans Kontrolü Hizmeti yer almaktadır; yönetmelikte SFK rezervi için saatlik kapasite bedeli teklifleri TL/MW olarak tanımlanır.	SFK kapasite geliri, aktivasyon profili, pompa/türbin mod kısıtları
Tersiyer rezerv / mFRR	Türkiye’de ayrı ve olgun bir mFRR piyasası olarak	Yenilenebilir oranı arttıkça daha uzun süreli ve büyük dengesizlikleri karşılayacak tersiyer rezerv ihtiyacı	Gelecek mFRR kapasite ve aktivasyon fiyat

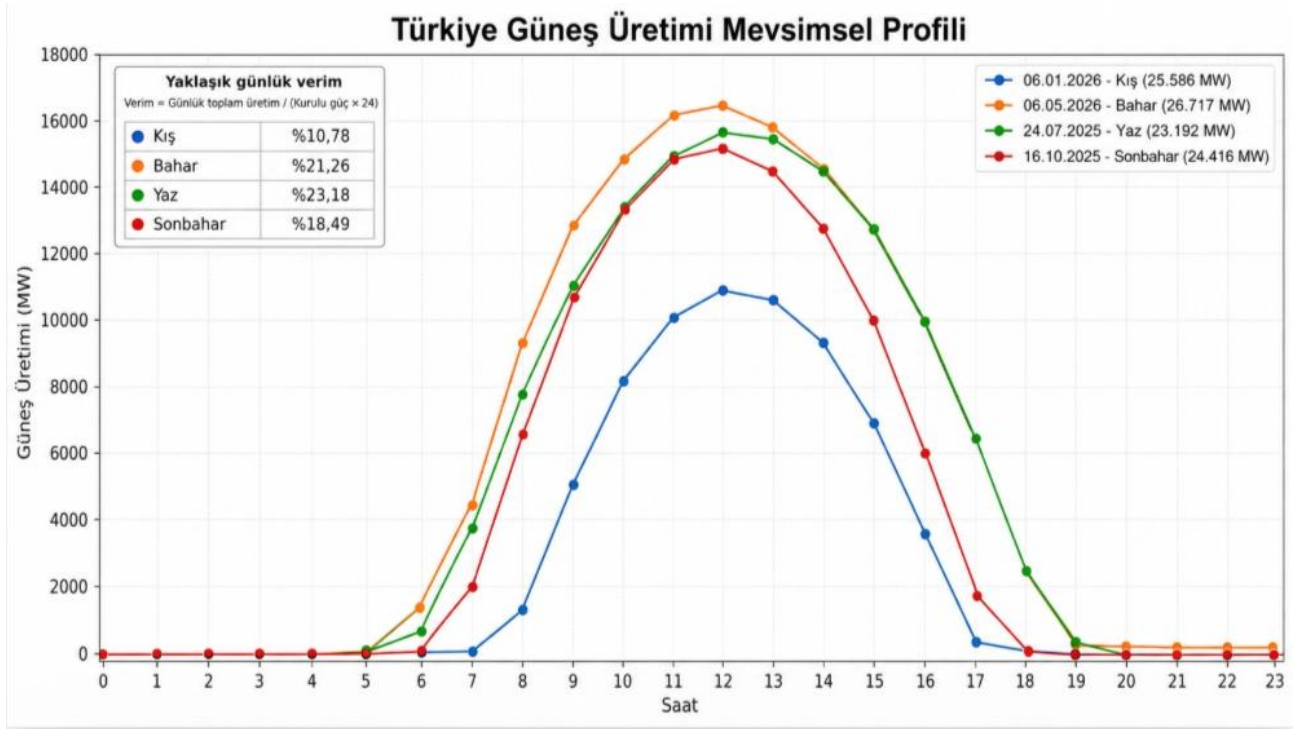
Gelir kalemi	Türkiye’de durum	PHES için gelir mantığı	Modelleme yaklaşımı
	gelişmesi beklenen kalem	büyüyecektir. Avrupa’da mFRR, ENTSO-E MARI platformu üzerinden bölgesel/Avrupa ölçeğinde piyasa ürünü olarak gelişmiştir; benzer piyasa ürününün Türkiye’de de ileride oluşması beklenmektedir. Mevcut durumda 0 kodlu talimatlar ile tersiyer rezerv ihtiyacı karşılanmaktadır.	senaryoları, yukarı/aşağı rezerv optimizasyonu
Akşam puant kapasite değeri / kapasite ödemesi	Mevcut durumda doğrudan PHES’e özgü olgun bir kapasite mekanizması değil; ileride değerlendirilebilir	Güneş yoğunluğu arttıkça akşam puantında güvenilir kapasite ihtiyacı artacaktır. 6–8 saat ve üzeri depolamaya sahip PHES’ler puant saatlerinde emre amade kapasite sağlayarak kapasite ödemesi veya stratejik rezerv gelirine aday olabilir.	Kapasite yeterliliği, puant saat emre amadelik, kapasite fiyat senaryosu
Black-start / oturan sistemin toparlanması	Mevcut yan hizmet kapsamında değerlendirilebilir	Uygun tasarım halinde PHES, sistem çökmesi sonrası şebekenin yeniden enerjilendirilmesine katkı sağlayabilir. TEİAŞ yan hizmetleri arasında üretim tesisleri ve müstakil elektrik depolama tesisleri için oturan sistemin toparlanması hizmetleri yer almaktadır.	Sözleşmeye dayalı hizmet bedeli, restorasyon planındaki kritik lokasyon değeri
Atalet / senkron destek hizmeti	Mevcut durumda ayrı bir piyasa geliri olarak olgun değil; ileride potansiyel	Yenilenebilir oranı arttıkça sistem ataleti zayıflayacaktır. Senkron makine karakterine sahip PHES’ler türbin, pompa veya senkron kompanzasyon benzeri modlarda sistem ataleti ve kısa devre gücü desteği sağlayabilir. Bu hizmet ileride sözleşmeye dayalı sistem hizmeti veya yeni yan hizmet ürünü olarak değerlendirilebilir.	Dinamik simülasyon, RoCoF/(frequency nadir) faydası, sözleşme veya hizmet bedeli senaryosu

12. Türkiye’de Net Yük, Duck Curve ve Esneklik İhtiyacının Belirlenmesi

12.1. Türkiye’de Yenilenebilir Üretim Artışı ve Net Yük Problemi

Türkiye elektrik sistemi, 2000’li yılların ortalarında ağırlıklı olarak hidrolik ve termik üretim karakterine sahipken, son yirmi yılda rüzgâr ve özellikle güneş kurulu gücündeki hızlı artış nedeniyle daha değişken ve esneklik ihtiyacı yüksek bir yapıya dönüşmüştür. 2005 yılında Türkiye’de güneş enerjisine dayalı kurulu güç bulunmazken, rüzgâr kurulu gücü yalnızca yaklaşık 20 MW seviyesindeydi. 2016 yılına gelindiğinde güneş kurulu gücü sınırlı olmakla birlikte devreye girmeye başlamış, rüzgâr kurulu gücü ise birkaç GW seviyesine ulaşmıştır. TEİAŞ istatistikleri ve ilgili sektörel veriler, 2016 sonunda güneş kapasitesinin birkaç yüz MW ölçeğine çıktığını, rüzgâr kapasitesinin ise yaklaşık 5–6 GW bandına ulaştığını göstermektedir.

Bu dönüşüm 2020’li yıllarda hızlanmıştır. 2025 yılı sonunda Türkiye’nin toplam elektrik kurulu gücü 122.519 MW’a, yenilenebilir kurulu gücü ise 76.281 MW’a yükselmiştir; Bakanlık açıklamasında güneş ve rüzgâr kurulu gücünün toplamının 40.000 MW’a yaklaştığı ifade edilmiştir. 2026 yılına gelindiğinde ise güneş ve rüzgârın sistem içindeki ağırlığı daha da artmıştır. kapsamında Mayıs 2026 itibarıyla rüzgâr kurulu gücünün yaklaşık 15.105 MW, güneş kurulu gücünün ise yaklaşık 26.822 MW seviyesine ulaşmıştır.



Bu büyüme, klasik yük eğrisini önemli ölçüde değiştirmektedir. Güneş üretimi gün içinde sabah saatlerinde artmakta, öğle saatlerinde maksimum seviyeye ulaşmakta ve akşam saatlerinde hızla azalmaktadır. Bu nedenle özellikle güneş kurulu gücünün yüksek olduğu sistemlerde, öğle saatlerinde sistemin karşılaması gereken **net yük** belirgin şekilde düşerken, akşam saatlerinde güneş üretiminin devreden çıkmasıyla net yük yeniden hızla yükselmektedir. Bu durum literatürde “duck curve” olarak tanımlanan eğriyi oluşturur. Türkiye’de güneş kapasitesinin 25 GW’ın üzerine çıkmasıyla birlikte bu etki

artık yalnızca teorik bir planlama konusu değil, özellikle bahar aylarında gözlenebilir bir sistem işletme problemi haline gelmeye başlamıştır.

Güneş üretim eğrilerinin mevsimsel karakteri bu analiz açısından belirleyicidir. Yaz aylarında güneşlenme süresi uzun ve üretim seviyesi yüksek olduğundan, güneş üretimi gün içine daha geniş yayılır; ancak aynı dönemde soğutma talebi nedeniyle sistem yükü de yüksek olabilir. Bahar aylarında ise güneş üretimi güçlü olmasına rağmen toplam tüketim yaz aylarına göre daha düşük kalabilir. Bu nedenle **en derin duck curve etkisi çoğu zaman bahar döneminde** ortaya çıkar: öğle saatlerinde net yük düşer, akşam saatlerinde ise güneş üretimi azalırken talep yüksek kalır. Sonbaharda benzer fakat genellikle daha sınırlı bir etki görülür. Kış aylarında ise güneş üretimi daha düşük ve üretim süresi daha kısa olduğundan duck curve etkisi zayıflar; ancak düşük güneş üretimi nedeniyle akşam puantının karşılanması açısından depolama değil, yeterli emre amade kapasite ve arz güvenliği daha ön plana çıkar.

Bu nedenle Türkiye’de pompaj depolamalı HES ihtiyacını belirlerken yalnızca yıllık güneş kurulu gücüne bakmak yeterli değildir. Analiz, mevsimsel ve saatlik üretim-tüketim profilleri üzerinden yapılmalıdır. İlk aşamada 2025 dönemine ait gerçekleşen yük, güneş ve rüzgâr üretim eğrileri incelenecek; ardından 2030, 2035 ve 2040 yılları için talep ve yenilenebilir kurulu güç projeksiyonları kullanılarak net yük eğrileri oluşturulacaktır. Bu eğriler üzerinden öğle saatlerindeki üretim fazlası, akşam puantındaki enerji ihtiyacı, esneklik hızı ve depolama süresi ihtiyacı hesaplanacaktır. Böylece batarya ile karşılanabilecek kısa süreli ihtiyaçlar ile pompaj depolamalı HES gerektiren uzun süreli depolama ihtiyacı ayrıştırılabilecektir.

12.2. Veri Seti ve Temel Varsayımlar

Bu çalışma kapsamında Türkiye elektrik sisteminde 2030, 2035 ve 2040 yılları için oluşabilecek duck curve etkisinin, net tüketim profilinin ve buna bağlı depolama ihtiyacının belirlenebilmesi amacıyla saatlik çözünürlükte veri tabanlı bir analiz yaklaşımı benimsenmiştir. Analizin temel amacı, gelecekte artması beklenen güneş ve rüzgâr kurulu gücünün sistemin saatlik üretim-tüketim dengesi üzerindeki etkisini ortaya koymak, özellikle düşük net tüketim saatleri, hızlı akşam rampaları, yenilenebilir enerji fazlası ve minimum devrede kalması gereken üretim kısıtları açısından depolama ihtiyacını değerlendirmektir.

Çalışmada baz yıl olarak 2025 yılı seçilmiştir. Türkiye’nin 2025 yılına ait 8.760 saatlik saatlik tüketim verileri, gelecek yıllara yönelik talep profillerinin oluşturulmasında temel veri seti olarak kullanılmıştır. Bunun yanında, 2025 yılı saatlik güneş ve rüzgâr üretim profilleri dikkate alınmış; bu üretim profilleri ilgili aylardaki güneş ve rüzgâr kurulu güç verileri ile birlikte değerlendirilerek aylık ve saatlik bazda üretim verim/kullanım katsayıları hesaplanmıştır. Elde edilen bu saatlik verim katsayıları, 2030, 2035 ve 2040 yıllarına yönelik güneş ve rüzgâr üretim projeksiyonlarında kullanılmıştır.

Bu yaklaşım sayesinde, gelecek yıllar için yalnızca toplam kurulu güç artışı varsayımı yapılmamış; aynı zamanda güneş ve rüzgâr üretiminin gün içi, aylık ve mevsimsel karakteristiği de korunmuştur. Böylece 2030, 2035 ve 2040 yılları için oluşturulan üretim profilleri, 2025 yılında gözlemlenen saatlik üretim davranışını temsil eden baz profilin, ilgili yıldaki tahmini kurulu güç seviyesine ölçeklenmesiyle elde edilmiştir. Bu yöntem, özellikle güneş üretiminin öğle saatlerinde yoğunlaşması ve rüzgâr üretiminin saatlik değişkenlik göstermesi nedeniyle duck curve analizinin saatlik hassasiyetini korumak açısından önemlidir.

12.2.1. Saatlik Tüketim Verileri

Talep tarafı analizinde Türkiye'nin 2025 yılına ait 8.760 saatlik tüketim verileri esas alınmıştır. Bu veri seti, yılın her saati için sistem tüketimini göstermekte olup, gelecek yıllardaki tüketim profillerinin oluşturulmasında baz yük eğrisi olarak kullanılmıştır. Duck curve analizinde saatlik çözünürlük kritik öneme sahip olduğundan, yıllık veya aylık toplam tüketim değerleri yerine doğrudan saatlik tüketim serisi üzerinden çalışılmıştır.

Gelecek yıllara yönelik tüketim artışı hesaplanırken 2016–2025 dönemi karşılaştırması dikkate alınmıştır. Bu dönemde gerçekleşen tüketim değişimi, aylık bazda ve gün tipi ayrımında analiz edilmiştir. Normal gün, Cumartesi ve Pazar günleri ayrı ayrı değerlendirilmiş; böylece tüketim artışının yalnızca yıllık toplam enerji talebindeki değişim üzerinden değil, aynı zamanda hafta içi ve hafta sonu tüketim karakteristikleri üzerinden de yansıtılması sağlanmıştır.

2016–2025 dönemi dokuz yıllık bir gözlem aralığını temsil ettiğinden, 2025–2035 dönemi için on yıllık tüketim artış katsayısı aşağıdaki yaklaşımla hesaplanmıştır:

$$\text{2025–2035 tüketim artışı} = 10/9 \times (\text{2016–2025}) \text{ dönemi tüketim değişimi}$$

Aynı yaklaşım, 2030 ve 2040 yılları için de ilgili projeksiyon ufkuna göre ölçeklendirilerek kullanılmıştır. Bu kapsamda her ay için normal gün, Cumartesi ve Pazar tüketim artış katsayıları ayrı ayrı hesaplanmış ve 2025 yılı saatlik tüketim profiline uygulanmıştır. Böylece 2030, 2035 ve 2040 yıllarına ait saatlik tüketim serileri, ay ve gün tipi bazında farklılaşan artış katsayılarıyla oluşturulmuştur.

Yüklenen tüketim artışları tablosunda 2030, 2035 ve 2040 yılları için her ay özelinde Cumartesi, Pazar ve normal gün artış katsayıları tanımlanmıştır. Bu katsayılar, gelecekteki talep profiline mevsimsel ve haftalık davranışını daha gerçekçi yansıtmak amacıyla doğrudan saatlik tüketim projeksiyonlarında kullanılmıştır.

Tablo 9: Tüketim Artışı Hesabı

Aylar	2016 normal gün	2025 normal gün	2016- 2025 % normal gün tüketim değişimi	2025- 2035 % normal gün tüketim değişimi	2016 Cumar- tesi	2025 Cumar- tesi	2016-2025 % Cumartesi tüketim değişimi	2025-2035 %cumartesi tüketim değişimi	2016 Pazar	2025 Pazar	2016- 2025 % Pazar tüketim değişimi	2025- 2035 % Pazar tüketim değişimi
Ocak	41.956	48.835	18,2	22,8	35.337	44.904	27,1	30,1	31083,4	40697,5	30,9	34,4
Şubat	42.174	50.227	21,2	26,5	34.706	44.134	27,2	30,2	30036,4	39765,3	32,4	36,0
Mart	39.662	47.413	21,7	27,1	34.063	43.351	27,3	30,3	30901,9	40898,2	32,3	35,9
Nisan	37.231	46.135	26,6	33,2	33.537	41.312	23,2	25,8	30041,7	38540,5	28,3	31,4
Mayıs	37.053	45.345	24,9	31,1	34.225	41.619	21,6	24,0	29802,6	37658,4	26,4	29,3
Haziran	44.134	53.147	22,7	28,4	32.412	44.573	37,5	41,7	28664,8	40981,5	43,0	47,7
Temmuz	48.210	59.504	26,0	32,5	38.317	53.899	40,7	45,2	34608,7	50000,0	44,5	49,4
Ağustos	48.099	57.010	20,6	25,7	38.861	50.410	29,7	33,0	33212,5	46188,2	39,1	43,4
Eylül	43.724	52.966	23,5	29,4	30.509	43.085	41,2	45,8	30508,6	39998,7	31,1	34,6
Ekim	37.938	44.207	18,4	22,9	32.787	41.108	25,4	28,2	29220,0	38147,6	30,6	33,9
Kasım	41.181	47.044	15,8	19,8	35.266	42.554	20,7	23,0	32289,7	39469,5	22,2	24,7
Aralık	42.656	50.795	21,2	26,5	39.132	46.222	18,1	20,1	34959,4	42875,8	22,6	25,2

Tablo 10:2030 2035 2040 aylık tüketim artışları (%) Değerleri

aylar	2030			2035			2040		
	Cumartesi	Pazar	Normal gün	Cumartesi	Pazar	Normal gün	Cumartesi	Pazar	Normal gün
ocak	16,1	20,3	11,2	30,1	34,4	22,8	41,5	43,0	34,16
şubat	16,9	22,4	13,1	30,2	36,0	26,5	39,8	42,7	39,78
mart	16,3	20,5	13,4	30,3	35,9	27,1	41,6	46,5	40,72
nisan	14,2	18,5	16,4	25,8	31,4	33,2	34,6	39,4	49,82
mayıs	12,9	17,4	15,3	24,0	29,3	31,1	33,1	36,5	46,62
haziran	24,5	30,5	14,0	41,7	47,7	28,4	52,4	55,2	42,55
temmuz	24,6	29,0	16,0	45,2	49,4	32,5	61,4	62,3	48,80
ağustos	18,4	26,4	12,7	33,0	43,4	25,7	43,8	52,8	38,60
eylül	27,7	22,5	14,5	45,8	34,6	29,4	55,9	39,2	44,03
ekim	14,9	19,4	11,3	28,2	33,9	22,9	39,3	43,9	34,42
kasım	12,5	14,5	9,7	23,0	24,7	19,8	31,2	31,1	29,66
aralık	10,9	14,7	13,0	20,1	25,2	26,5	27,5	31,9	39,75

12.2.2. Saatlik Güneş ve Rüzgâr Üretim Profilleri

Güneş ve rüzgâr üretim projeksiyonlarının oluşturulmasında 2025 yılı saatlik üretim verileri baz alınmıştır. 2025 yılında gerçekleşen saatlik güneş ve rüzgâr üretimleri, ilgili aylardaki kurulu güç değerleri ile karşılaştırılarak saatlik üretim verim katsayıları hesaplanmıştır. Bu katsayılar, her bir saat için fiili üretimin o dönemdeki kurulu güce oranını temsil etmektedir.

Bu yöntemle elde edilen saatlik verim değerleri, ileri yıllarda kurulması beklenen güneş ve rüzgâr kapasitesine uygulanmıştır. Dolayısıyla 2030, 2035 ve 2040 yıllarına ait saatlik güneş ve rüzgâr üretim profilleri, ilgili yıl için varsayılan kurulu güç seviyesi ile 2025 baz yılına ait saatlik üretim karakteristiğinin çarpılması yoluyla hesaplanmıştır.

Bu yaklaşım, güneş üretiminin gün ortasında yoğunlaşan yapısını, sabah-akşam saatlerindeki düşük üretim seviyelerini ve mevsimsel üretim değişimlerini korumaktadır. Benzer şekilde, rüzgâr üretimindeki saatlik ve mevsimsel değişkenlik de baz yıl üretim profili üzerinden ileri yıllara taşınmıştır. Böylece yenilenebilir üretim projeksiyonları, yalnızca kurulu güç artışına dayalı basit bir büyütme yaklaşımı yerine, saatlik üretim davranışını dikkate alan daha gerçekçi bir yöntemle oluşturulmuştur.

12.2.3. Talep Projeksiyonları

2030, 2035 ve 2040 yıllarına yönelik talep projeksiyonları, Türkiye'nin geçmiş dönem tüketim artış eğilimi esas alınarak hazırlanmıştır. Bu kapsamda 2016 ve 2025 yıllarına ait aylık tüketim değerleri karşılaştırılmış; her ay için normal gün, Cumartesi ve Pazar günü tüketim değişimleri ayrı ayrı hesaplanmıştır.

Talep artışının gün tipi bazında ayrıştırılması, duck curve analizinin doğruluğu açısından önemlidir. Çünkü hafta içi normal günlerde sanayi, ticarethane ve genel ekonomik faaliyetlerden kaynaklanan tüketim yapısı ile hafta sonu tüketim davranışı farklılık göstermektedir. Bu nedenle gelecek yıllar için tek bir yıllık büyüme oranı kullanmak yerine, her ay ve gün tipi için ayrı artış katsayısı uygulanmıştır.

Bu yaklaşım sonucunda 2025 yılı saatlik tüketim profili korunmuş, ancak her saat ilgili ay ve gün tipine karşılık gelen büyüme katsayısı ile güncellenmiştir. Böylece gelecek yıllara ait tüketim projeksiyonlarında hem toplam talep artışı hem de yıl içi ve hafta içi/hafta sonu tüketim yapısı dikkate alınmıştır.

Talep projeksiyonlarında kullanılan temel varsayım, Türkiye elektrik tüketiminde 2016–2025 döneminde gözlenen artış eğiliminin 2030, 2035 ve 2040 yıllarına doğru benzer karakterde devam edeceğidir. Bu varsayım, ekonomik büyüme, elektrifikasyon, sanayi tüketimi, iklimlendirme kaynaklı yük artışı ve genel talep gelişimi açısından geçmiş eğilimin ileriye taşınmasına dayanmaktadır. Ancak çalışmanın amacı doğrudan makroekonomik talep tahmini yapmak değil, duck curve ve depolama ihtiyacı analizine esas olacak saatlik sistem yük profilini oluşturmaktır.

12.2.4. Güneş ve Rüzgâr Kurulu Güç Projeksiyonları

Yenilenebilir enerji üretim projeksiyonlarında 2035 yılı için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından açıklanan yenilenebilir enerji hedefleri dikkate alınmıştır. Bu kapsamda 2035 yılında Türkiye’de toplam yenilenebilir enerji kurulu gücünün 120.000 MW seviyesine ulaşacağı kabul edilmiştir. Bu hedefe ulaşılması kapsamında, 2035 yılına kadar güneş ve rüzgâr santrallerinde toplam yaklaşık 45.000 MW ilave kurulu güç artışı gerçekleşeceği varsayılmıştır.

Çalışmada bu artışın yıllara dağılımı için her yıl yaklaşık 3.000 MW güneş ve 1.500 MW rüzgâr santrali ilavesi yapılacağı kabul edilmiştir. Bu varsayım, Türkiye’nin mevcut yenilenebilir enerji gelişim hızı, açıklanan orta-uzun vadeli hedefler ve sistemin artan esneklik ihtiyacı dikkate alınarak oluşturulmuştur.

2035 sonrasında, 2040 yılına kadar güneş ve rüzgâr kurulu güç artışının aynı yıllık ilave kapasite varsayımı ile devam edeceği kabul edilmiştir. Bu nedenle 2040 yılı projeksiyonunda da yıllık 3.000 MW güneş ve 1.500 MW rüzgâr ilave kapasite artışı sürdürülmüş; böylece yenilenebilir üretimin sistemin saatlik net yük profili üzerindeki etkisi uzun dönemli olarak analiz edilmiştir.

Tablo 11: Rüzgâr ve Güneş Santralleri Kurulu güç gelişimi Projeksiyonu

Kaynak / Yıl	2025 (MW)	2030 (MW)	2035 (MW)	2040 (MW)
Güneş	25.060	40.060	55.060	70.060
Rüzgâr	14.724	22.224	29.724	37.224
Toplam	39.784	62.284	84.784	107.284

Tablo 8’de verilen 2035 yılı kurulu gücüne hidrolik santraller biyokütle ve jeotermal kurulu gücü eklendiğinde 120.000 MW kurulu güce ulaşılmaktadır. Bu kurulu güç projeksiyonları, 2025 yılı saatlik güneş ve rüzgâr üretim verim katsayıları ile birlikte kullanılarak 2030, 2035 ve 2040 yıllarına ait saatlik yenilenebilir üretim serileri oluşturulmuştur. Böylece her bir projeksiyon yılı için saatlik tüketim, saatlik güneş üretimi ve saatlik rüzgâr üretimi aynı zaman ekseninde karşılaştırılabilir hale getirilmiştir.

12.2.5. Mevsim ve Gün Tipi Ayrımı

Duck curve etkisi yılın her döneminde aynı seviyede oluşmamaktadır. Özellikle güneş üretiminin yüksek olduğu ilkbahar ve yaz aylarında, öğle saatlerinde sistem net tüketiminin düşmesi ve akşam saatlerinde hızlı şekilde yükselmesi daha belirgin hale gelmektedir. Bu nedenle çalışmada analizler yalnızca yıllık toplam değerler üzerinden değil, mevsim ve gün tipi ayrımı dikkate alınarak yapılmıştır.

Tüketim projeksiyonlarında her ay için normal gün, Cumartesi ve Pazar ayrımı yapılmıştır. Böylece hafta içi ve hafta sonu tüketim profilleri ayrı ayrı değerlendirilmiş, güneş üretiminin yüksek olduğu ancak talebin görece düşük seyrettiği hafta sonu günlerinde oluşabilecek düşük net tüketim ve yenilenebilir enerji fazlası riski daha doğru şekilde analiz edilmiştir.

Mevsimsel ayırım kapsamında özellikle bahar dönemi ayrıca dikkate alınmıştır. Türkiye elektrik sisteminde 1 Mart–15 Haziran döneminde gelen su rejimi nedeniyle hidroelektrik üretim profili sistem dengesini önemli ölçüde etkileyebilmektedir. Bu nedenle bahar döneminde rezervuarlı hidroelektrik santrallerin üretim davranışı değerlendirilirken 2025 yılı üretim verileri ve gelen su koşullarına bağlı üretim seviyesi dikkate alınmıştır. Bu yaklaşım, bahar aylarında hem yenilenebilir üretimin artması hem de hidroelektrik üretiminin sistemde yüksek pay alması nedeniyle oluşabilecek düşük net tüketim ve depolama ihtiyacı riskini daha gerçekçi şekilde ortaya koymayı amaçlamaktadır.

12.2.6. Minimum Devrede Kalması Gereken Üretim Varsayımı

Duck curve ve depolama ihtiyacı analizinde, yalnızca saatlik tüketimden güneş ve rüzgâr üretiminin düşülmesi yeterli değildir. Elektrik sisteminin güvenli işletilebilmesi için bazı üretim kaynaklarının teknik, operasyonel, bölgesel arz güvenliği ve sistem kararlılığı gerekçeleriyle belirli seviyelerde devrede kalması gerekmektedir. Bu nedenle çalışmada, her projeksiyon yılı için minimum devrede kalması gereken üretim seviyesi ayrıca tahmin edilmiştir.

Minimum üretim seviyesi belirlenirken ithal kömür, yerli kömür/linyit, doğalgaz, nükleer, jeotermal, biyokütle-atık ve hidroelektrik santrallerinin sistem işletmesindeki rolü dikkate alınmıştır. Bu kaynakların bir bölümü baz yük veya yarı-baz yük karakteri göstermekte, bir bölümü ise bölgesel arz güvenliği, gerilim desteği, frekans kararlılığı, sistem ataleti, kısa devre gücü, iletim kısıtları ve yerel tüketim merkezlerine yakınlık gibi nedenlerle tamamen devreden çıkarılamamaktadır. Bu nedenle minimum üretim seviyesi, yalnızca santrallerin teknik minimum üretim kabiliyetleri üzerinden değil, aynı zamanda bölgesel tüketim ihtiyaçları ve sistem güvenliği kısıtları dikkate alınarak yaklaşık olarak hesaplanmıştır.

Bu kapsamda 2030, 2035 ve 2040 yılları için kaynak bazında iletim sisteminde iletim kısıtları sekonder frekans kontrolü gibi sistem gereklilikleri nedeniyle devrede olması gereken minimum üretim varsayımları aşağıdaki tabloda özetlenmiştir.

Tablo 12:Kaynak Bazında Minimum devrede kalması gereken üretim varsayımları

Kaynak	2030 (MW)	2035 (MW)	2040 (MW)
Biyokütle + Atık	1.200	1.500	2.000
Doğalgaz	3.000	5.000	8.000
İthal Kömür	6.000	6.000	7.000
Jeotermal	1.700	1.700	2.000
Linyit	4.000	4.000	2.000
Nükleer	2.400	5.000	5.000
Hidrolik(bahar ayları gerçekleşen üretim aynen alınmıştır)	3.500	4.000	5.000
Toplam	21.800	27.200	31.000

Bu değerler, ilgili kaynak gruplarının sistemde asgari düzeyde devrede kalması gereken yaklaşık üretim miktarlarını temsil etmektedir. Ancak minimum üretim seviyesi yıl boyunca sabit bir değer olarak

değerlendirilmemiştir. Mevsimsel hidrolojik koşullar, bölgesel yük seviyesi, yenilenebilir üretimin yoğunlaştığı saatler, iletim kısıtları ve sistem güvenliği gereklilikleri nedeniyle minimum üretim seviyesi saatlik bazda değişebilecek bir işletme eşiği olarak ele alınmıştır.

Özellikle bahar döneminde hidroelektrik üretimin sistem dengesi üzerindeki etkisi ayrıca değerlendirilmiştir. 1 Mart–15 Haziran döneminde gelen su rejimi nedeniyle rezervuarlı ve akarsu tipi hidroelektrik santrallerin üretim seviyesi artabilmekte, bu durum güneş üretiminin yüksek olduğu öğle saatlerinde net tüketimin daha da düşmesine neden olabilmektedir. Bu nedenle hidroelektrik üretim varsayımları belirlenirken 2025 yılı saatlik üretim verileri ve mevcutsa 2025 saatlik akarsu üretim verileri dikkate alınarak bahar dönemi üretim karakteristiği ayrıca analiz edilmiştir.

Projeksiyon yılları itibarıyla minimum üretim eşiği için kullanılan yaklaşık alt ve üst değerler aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır.

Tablo 13: Projeksiyon yıllarına göre minimum üretim eşiği Aralığı

Yıl	Minimum (MW)	Maksimum (MW)
2030	20.000	37.000
2035	23.915	40.898
2040	27.715	44.698

Bu aralıklar, minimum devrede kalması gereken üretim seviyesinin yıl içindeki değişkenliğini temsil etmektedir. Alt değerler, sistemin daha düşük yük ve daha esnek işletme koşullarında ihtiyaç duyabileceği yaklaşık minimum üretim tabanını; üst değerler ise bölgesel kısıtların, hidrolojik koşulların, baz yük üretim gereksiniminin ve sistem güvenliği ihtiyaçlarının daha belirgin hale geldiği saatlerde oluşabilecek daha yüksek minimum üretim seviyesini göstermektedir.

Depolama ihtiyacı hesabında bu minimum üretim eşiği kritik bir sınır olarak kullanılmıştır. Saatlik tüketimden güneş ve rüzgâr üretimi düşüldükten sonra elde edilen net tüketim değeri, ilgili saat için öngörülen minimum devrede kalması gereken üretim seviyesinin altına düşerse, aradaki fark sistemde esneklik ihtiyacı olarak değerlendirilmiştir. Bu esneklik ihtiyacı, koşullara bağlı olarak yenilenebilir enerji kesintisi, üretim azaltımı, ihracat, talep tarafı katılımı veya enerji depolama ile yönetilmesi gereken bir sistem işletme problemi olarak ele alınmıştır.

Bu çalışmanın odak noktası depolama ihtiyacının belirlenmesi olduğundan, söz konusu fark öncelikle potansiyel depolama ihtiyacı olarak hesaplanmıştır. Böylece depolama gereksinimi yalnızca yenilenebilir üretim fazlası üzerinden değil, aynı zamanda sistemin güvenli işletme için ihtiyaç duyduğu minimum konvansiyonel ve kontrol edilebilir üretim tabanı dikkate alınarak belirlenmiştir. Bu yaklaşım, özellikle 2035 ve 2040 yıllarında artan güneş ve rüzgâr kurulu gücünün, düşük talep saatlerinde sistem işletmesi üzerinde yaratacağı baskıyı daha gerçekçi şekilde değerlendirmeye imkân sağlamaktadır.

12.2.7. Net Tüketim ve Duck Curve Hesaplama Yaklaşımı

Bu çalışmada duck curve analizi, uluslararası literatürde yaygın olarak kullanılan net yük/net tüketim yaklaşımı esas alınarak gerçekleştirilmiştir. ACER, NREL, IRENA ve benzeri uluslararası kuruluşların esneklik ihtiyacı, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve depolama değerlemesi çalışmalarında da vurgulandığı üzere, yüksek güneş ve rüzgâr penetrasyonuna sahip sistemlerde kritik gösterge yalnızca brüt tüketim seviyesi değil, değişken yenilenebilir üretim düşüldükten sonra sistem tarafından karşılanması gereken saatlik net tüketim profilidir. Bu nedenle çalışmada duck curve, tüketim profilinin güneş ve rüzgâr üretimi ile birlikte değerlendirilmesi yoluyla hesaplanmıştır.

Bu kapsamda 2030, 2035 ve 2040 yılları için her saat özelinde sistemin net tüketimi aşağıdaki yaklaşımla hesaplanmıştır:

$$\text{Saatlik Net Tüketim} = \text{Saatlik Tüketim} - \text{Saatlik Güneş Üretimi} - \text{Saatlik Rüzgâr Üretimi}$$

Bu hesaplama, her projeksiyon yılı için 8.760 saatlik zaman serisi bazında uygulanmıştır. Öncelikle ilgili yıl için projekte edilen saatlik tüketim profili oluşturulmuş; daha sonra aynı saatlere karşılık gelen güneş ve rüzgâr üretim projeksiyonları bu tüketim değerinden düşülmüştür. Böylece her bir saat için, güneş ve rüzgâr üretimi sonrası sistemin diğer üretim kaynakları, esneklik kaynakları, ithalat/ihracat, talep tarafı katılımı veya depolama tarafından dengelenmesi gereken net tüketim seviyesi belirlenmiştir.

Duck curve analizinde bu net tüketim serisi temel gösterge olarak kullanılmıştır. Net tüketim eğrisinin gün içinde öğle saatlerinde düşmesi, özellikle güneş üretiminin yüksek olduğu dönemlerde sistemin düşük yük koşullarına yaklaşmasını göstermektedir. Akşam saatlerinde güneş üretiminin hızla azalması ve tüketimin devam etmesi ise net tüketimde hızlı bir yükselişe, diğer bir ifadeyle rampa ihtiyacına neden olmaktadır. Bu nedenle analizde yalnızca günlük minimum net tüketim seviyesi değil, aynı zamanda gün içi net tüketim değişimi, öğle çukurunun derinliği ve akşam saatlerinde oluşan rampa ihtiyacı da dikkate alınmıştır.

Bu yaklaşımda güneş ve rüzgâr üretimi ayrı ayrı değerlendirilmiş olmakla birlikte, duck curve hesabı nihai olarak tek bir birleşik net tüketim serisi üzerinden yürütülmüştür. Bunun nedeni, elektrik sistemi işletmesi açısından önemli olan göstergenin yalnızca güneş üretiminin etkisi değil, aynı saat içerisinde gerçekleşen toplam değişken yenilenebilir üretimin sistem yükü üzerindeki birleşik etkisi olmasıdır. Rüzgâr üretimi bazı saatlerde güneş üretiminin etkisini azaltabilirken, bazı saatlerde düşük tüketim ve yüksek güneş üretimi ile aynı yönde etki ederek net tüketimi daha da düşürebilmektedir. Bu nedenle güneş ve rüzgâr üretiminin birlikte dikkate alınması, depolama ihtiyacının daha gerçekçi şekilde hesaplanmasını sağlamaktadır.

Hesaplanan saatlik net tüketim serisi, minimum devrede kalması gereken üretim eşiği ile karşılaştırılmıştır. Bir saat için net tüketim değeri, ilgili yıl ve dönem için öngörülen minimum devrede kalması gereken üretim seviyesinin altına düşerse, bu durum sistemde yönetilmesi gereken bir esneklik ihtiyacı olarak değerlendirilmiştir. Bu fark, teknik ve ticari koşullara bağlı olarak yenilenebilir enerji kesintisi, üretim azaltımı, ihracat, talep tarafı katılımı veya enerji depolama ile karşılanabilecek bir sistem dengeleme ihtiyacını temsil etmektedir.

Bu çalışmanın ana odağı depolama ihtiyacının belirlenmesi olduğundan, minimum üretim eşiğinin altında kalan saatlerde oluşan fark öncelikle potansiyel depolama ihtiyacı olarak hesaplanmıştır. Böylece depolama ihtiyacı, yalnızca yenilenebilir üretim fazlasına dayalı basit bir yaklaşım ile değil, sistemin güvenli işletilmesi için gerekli minimum üretim tabanı da dikkate alınarak belirlenmiştir. Bu yöntem, özellikle 2035 ve 2040 yıllarında artan güneş ve rüzgâr kurulu gücünün Türkiye elektrik sistemi üzerinde oluşturabileceği düşük net tüketim, yenilenebilir enerji fazlası, hızlı rampa ve esneklik ihtiyacı etkilerini bütüncül şekilde değerlendirmeye imkân sağlamaktadır.

Sonuç olarak, 2030, 2035 ve 2040 yıllarına ait duck curve analizleri tek bir saatlik net tüketim hesabı üzerinden yürütülmüştür. Bu hesaplama sonucunda elde edilen 8.760 saatlik net tüketim serileri; minimum net tüketim saatlerinin, yıllık ve mevsimsel duck curve karakteristiğinin, depolama ihtiyacı oluşan saatlerin, ihtiyaç duyulan enerji miktarının ve ilerleyen bölümlerde yapılacak batarya/PHES teknoloji ayrımının temel veri setini oluşturmuştur.

12.3. Türkiye Duck Curve Eğrilerinin Mevsimsel ve Gün Tipi Bazında Analizi

Türkiye elektrik sisteminde güneş ve rüzgâr kurulu gücünün 2030, 2035 ve 2040 yıllarında önemli ölçüde artmasıyla birlikte, saatlik üretim-tüketim dengesi değişken yenilenebilir enerji profillerinden daha fazla etkilenecektir. Bu nedenle çalışmada saatlik net tüketim, sistem tüketiminden güneş ve rüzgâr üretiminin çıkarılmasıyla hesaplanmış; 8.760 saatlik seriler mevsim, saat ve gün tipi bazında incelenmiştir. Kış, bahar, yaz ve sonbahar dönemleri ile hafta içi, Cumartesi ve Pazar günleri ayrı ayrı değerlendirilerek; özellikle düşük talep ve yüksek yenilenebilir üretimin aynı anda gerçekleştiği öğle saatlerindeki net yük düşüşleri ile güneş üretiminin azaldığı akşam saatlerindeki hızlı net yük artışları belirlenmiştir.

Oluşturulan temsili duck curve eğrileri üzerinden günlük minimum net tüketim seviyeleri, öğle saatlerindeki net yük çukuru, akşam rampa ihtiyacı ve sistemin minimum üretim eşiğiyle ilişkili esneklik gereksinimleri analiz edilmiştir. Bu yaklaşım, yenilenebilir enerji fazlasının ve depolama ihtiyacının hangi mevsim, gün ve saatlerde yoğunlaşacağını ortaya koyarak sonraki depolama hesaplamalarına temel sağlamaktadır. Net tüketimin minimum üretim eşiğinin altına indiği saatler, depolanması gereken enerji miktarı ve ihtiyaç duyulan depolama süresi belirlenerek batarya ve pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin Türkiye elektrik sistemindeki potansiyel rolleri değerlendirilebilecektir.

12.4. 2030, 2035 ve 2040 İçin Mevsimsel Duck Curve Örnekleri

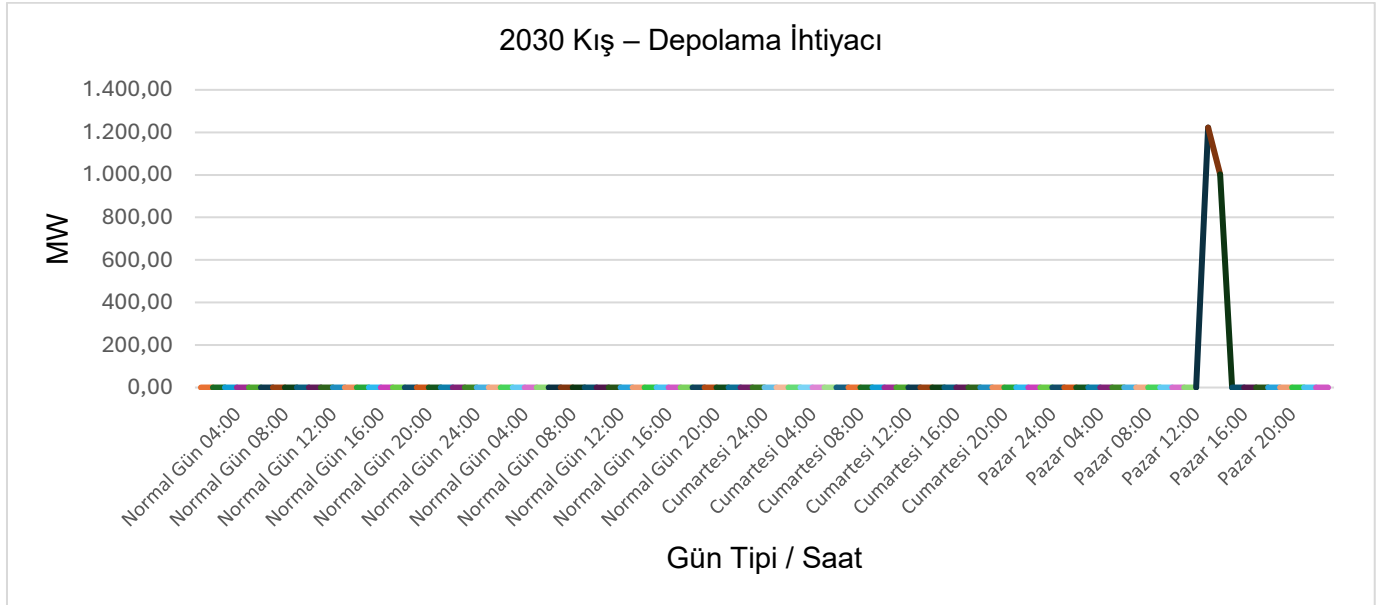
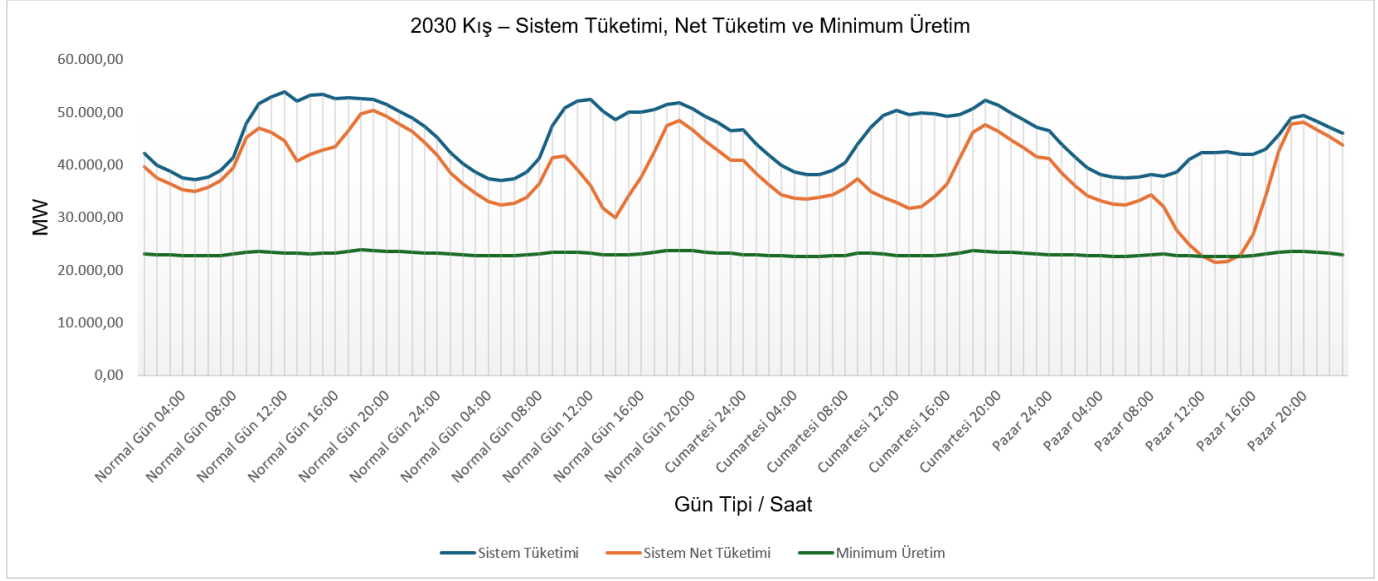
Bu bölümde, Türkiye elektrik sistemi için 2030, 2035 ve 2040 yıllarına yönelik olarak oluşturulan mevsimsel duck curve eğrileri incelenmektedir. Analiz, saatlik tüketimden aynı saate karşılık gelen güneş ve rüzgâr üretiminin düşülmesiyle hesaplanan net tüketim profiline dayanmaktadır. Böylece artan yenilenebilir enerji kurulu gücünün gün içi sistem dengesi, minimum net yük seviyesi ve akşam saatlerinde oluşan esneklik ihtiyacı üzerindeki etkisi değerlendirilmektedir.

Duck curve örnekleri kış, bahar, yaz ve sonbahar dönemleri için ayrı ayrı ele alınmış; her mevsimde hafta içi normal gün, Cumartesi ve Pazar tüketim profilleri dikkate alınmıştır. Bu yaklaşım, özellikle düşük talep ve yüksek yenilenebilir üretim koşullarında net tüketimin minimum üretim eşiğine yaklaştığı veya bu eşiğin altına indiği kritik saatlerin belirlenmesine imkân sağlamaktadır. Elde edilen sonuçlar, sonraki bölümlerde değerlendirilecek depolama ihtiyacı, depolama süresi ve teknoloji ayrımı analizlerine temel oluşturacaktır.

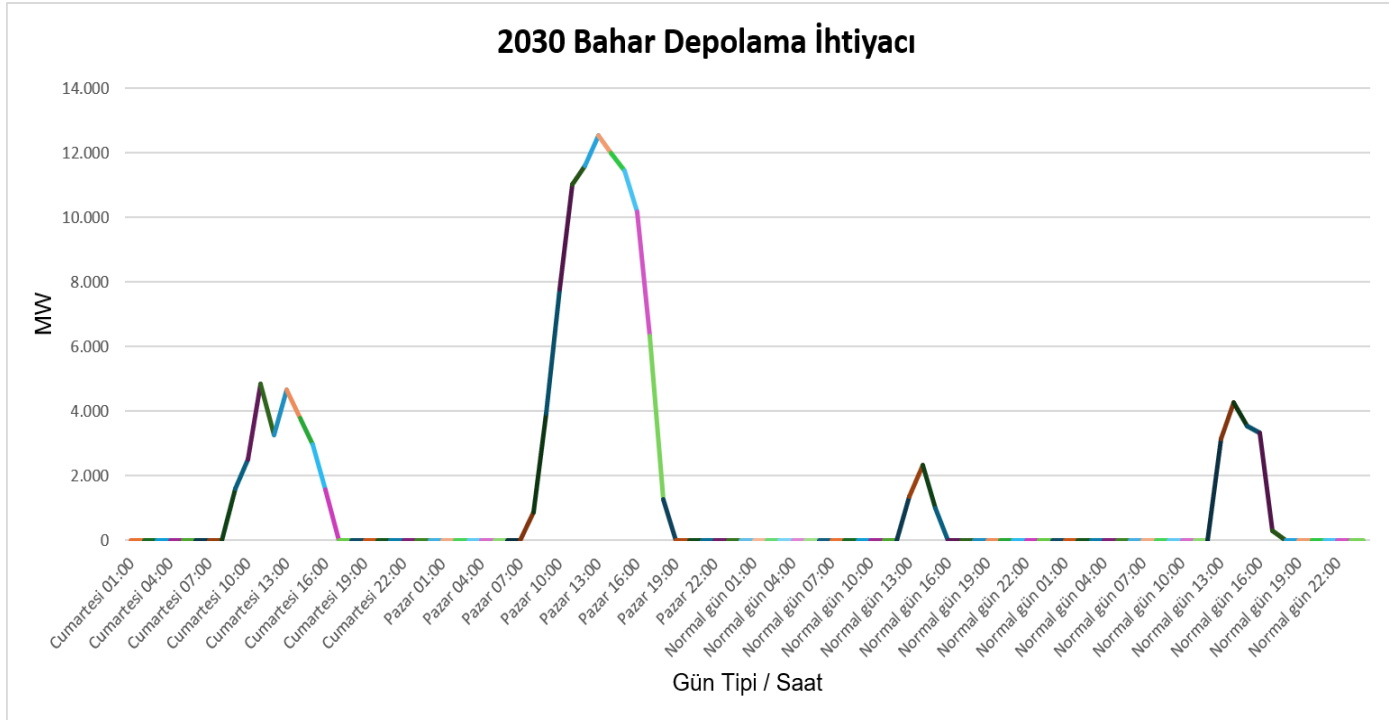
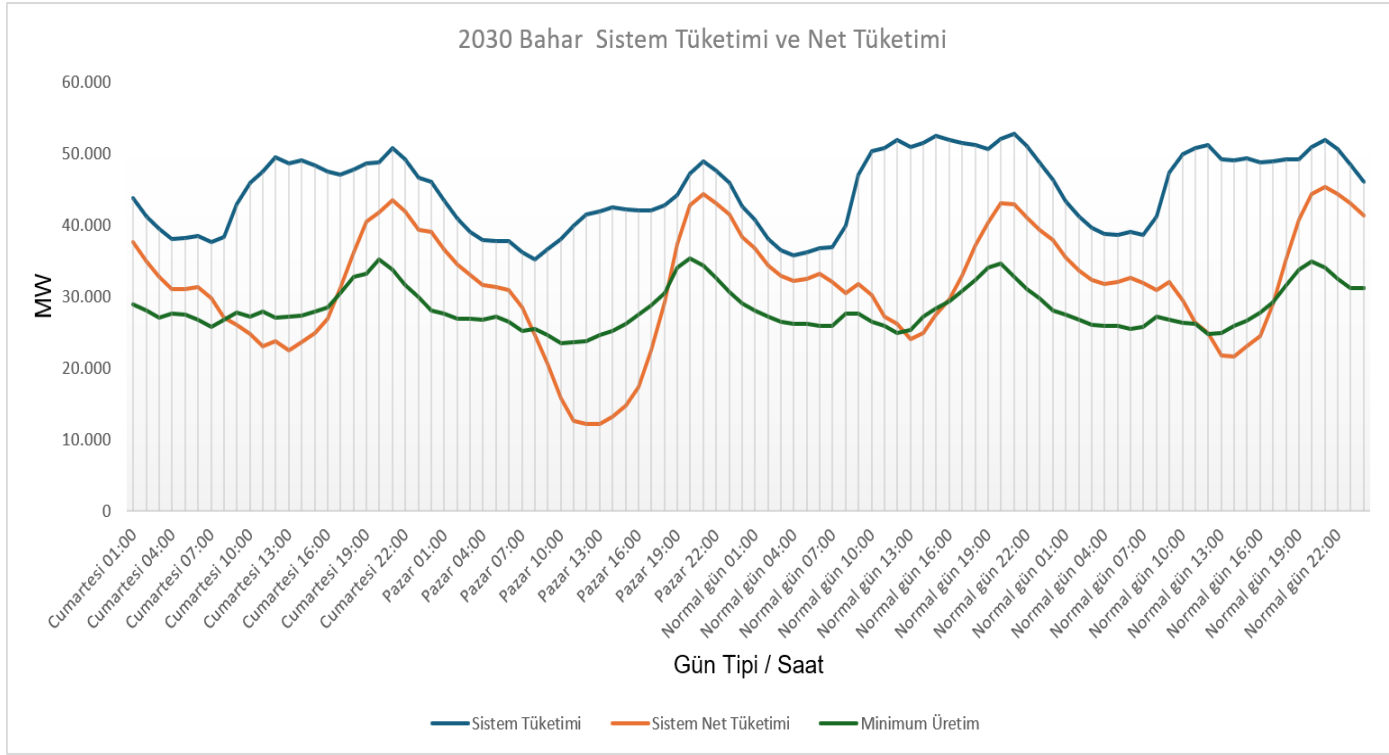
12.4.1. 2030 Yılı Mevsimsel Duck Curve Örnekleri

2030 yılına ait mevsimsel duck curve eğrileri, Türkiye elektrik sisteminde güneş ve rüzgâr üretimindeki artışın net tüketim profili üzerinde ilk belirgin etkilerini göstermektedir. Bu yıl için yapılan analizde, özellikle güneş üretiminin yüksek olduğu bahar ve yaz dönemlerinde öğle saatlerinde net tüketimin azaldığı, buna karşılık akşam saatlerinde güneş üretiminin sistemden çekilmesiyle birlikte net tüketimin yeniden yükseldiği görülmektedir.

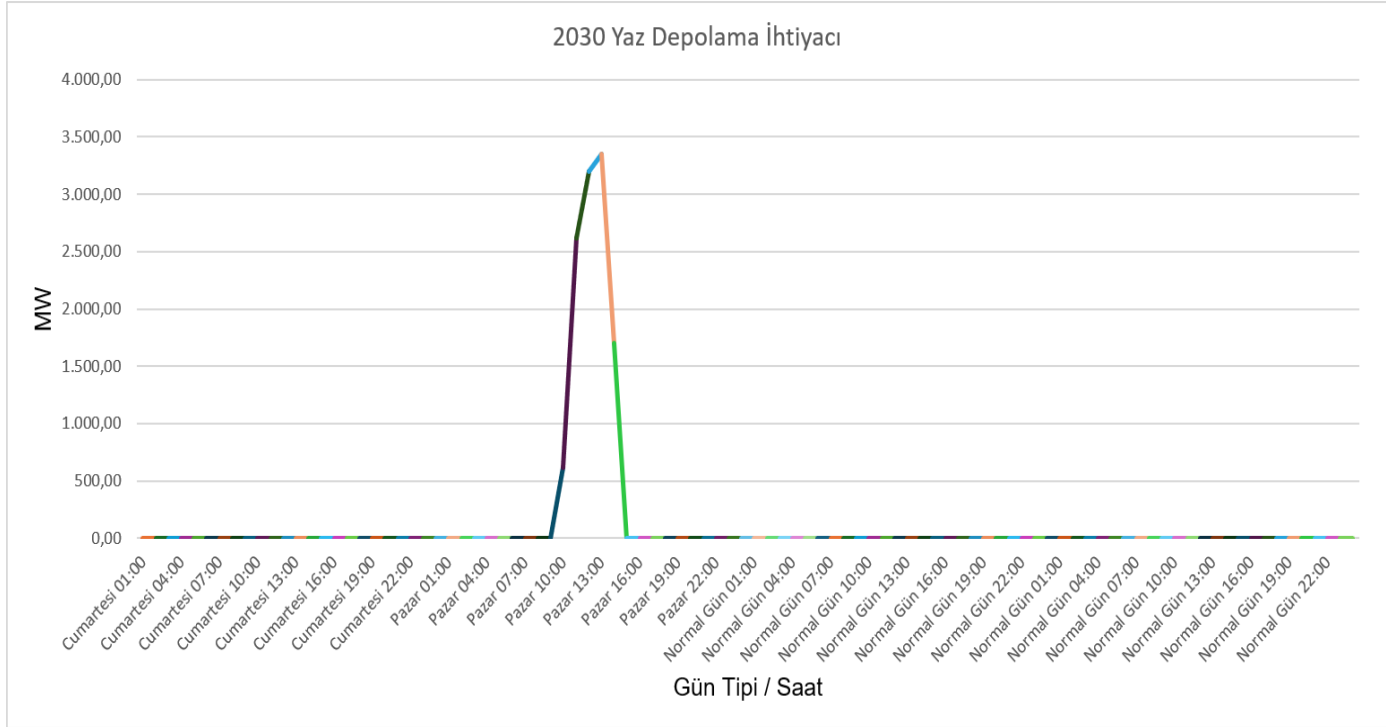
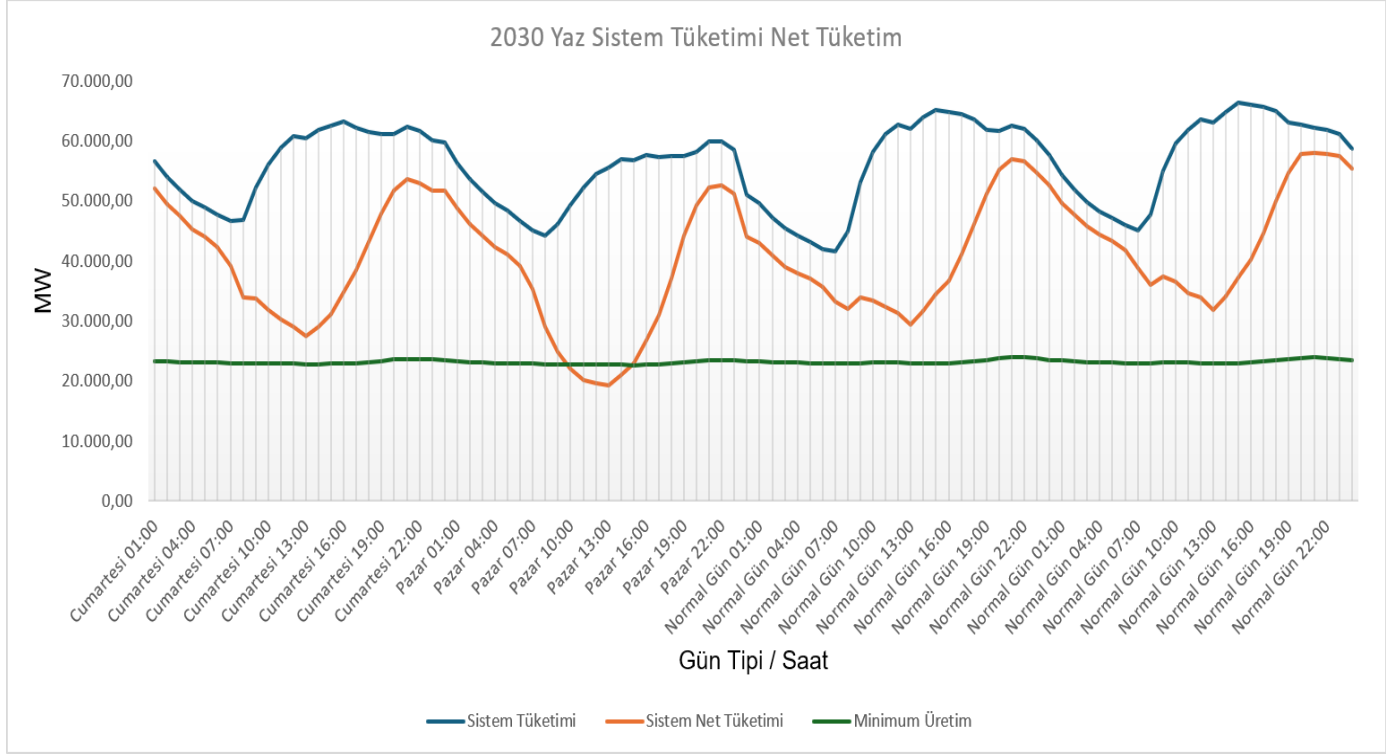
Bu alt bölümde 2030 yılı için kış, bahar, yaz ve sonbahar dönemlerine ait hafta içi, Cumartesi ve Pazar duck curve örnekleri değerlendirilecektir. Grafikler üzerinden her mevsimde minimum net tüketim seviyesi, öğle saatlerinde oluşan net yük çukuru, akşam rampası ve minimum üretim eşiğine yaklaşan kritik saatler ayrı ayrı incelenecektir.



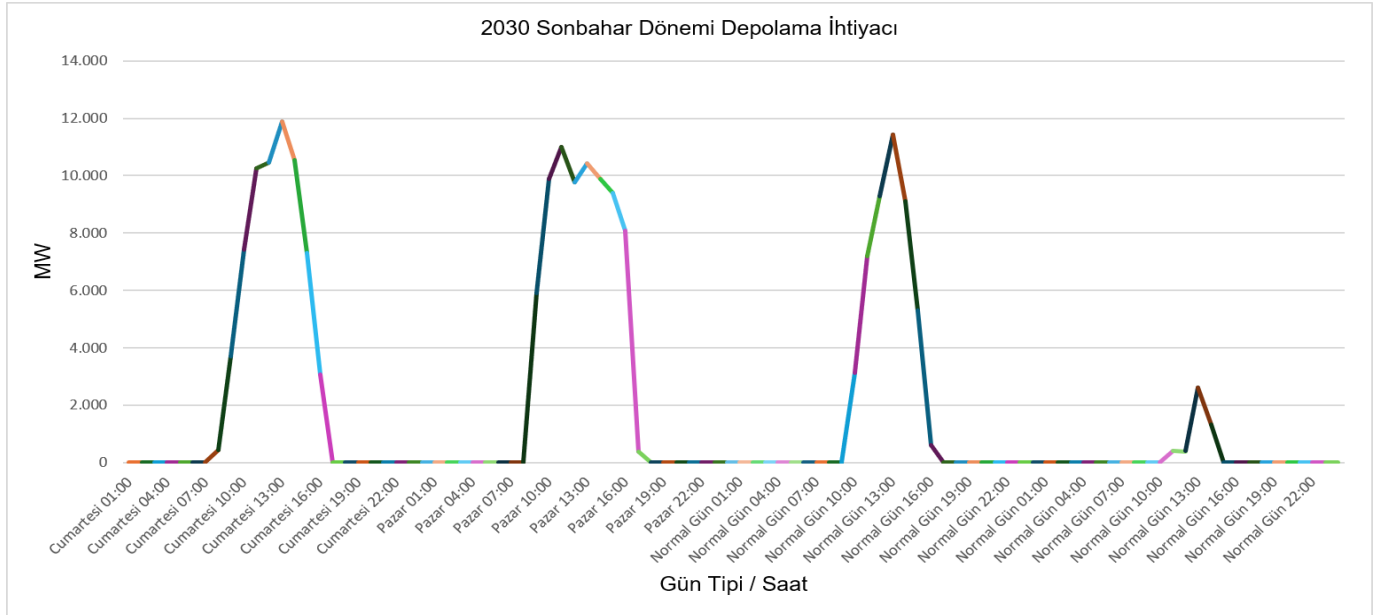
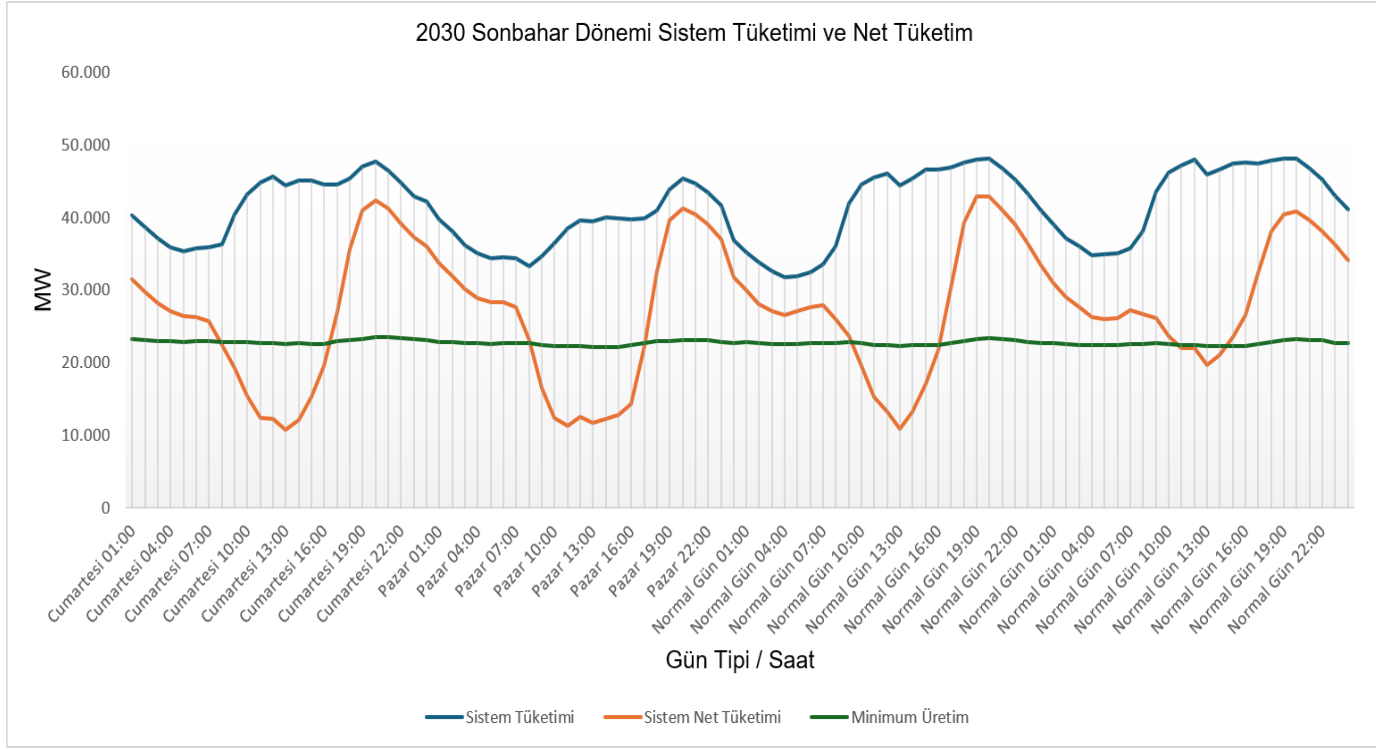
Şekil 7: 2030 Kış Dönemi Duck Curve Örnekleri ve depolama ihtiyacı



Şekil 8:2030 Ilkbahar Duck Curve Örnekleri ve depolama ihtiyacı



Şekil 9:TÜRKİYE 2030 Yaz Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı



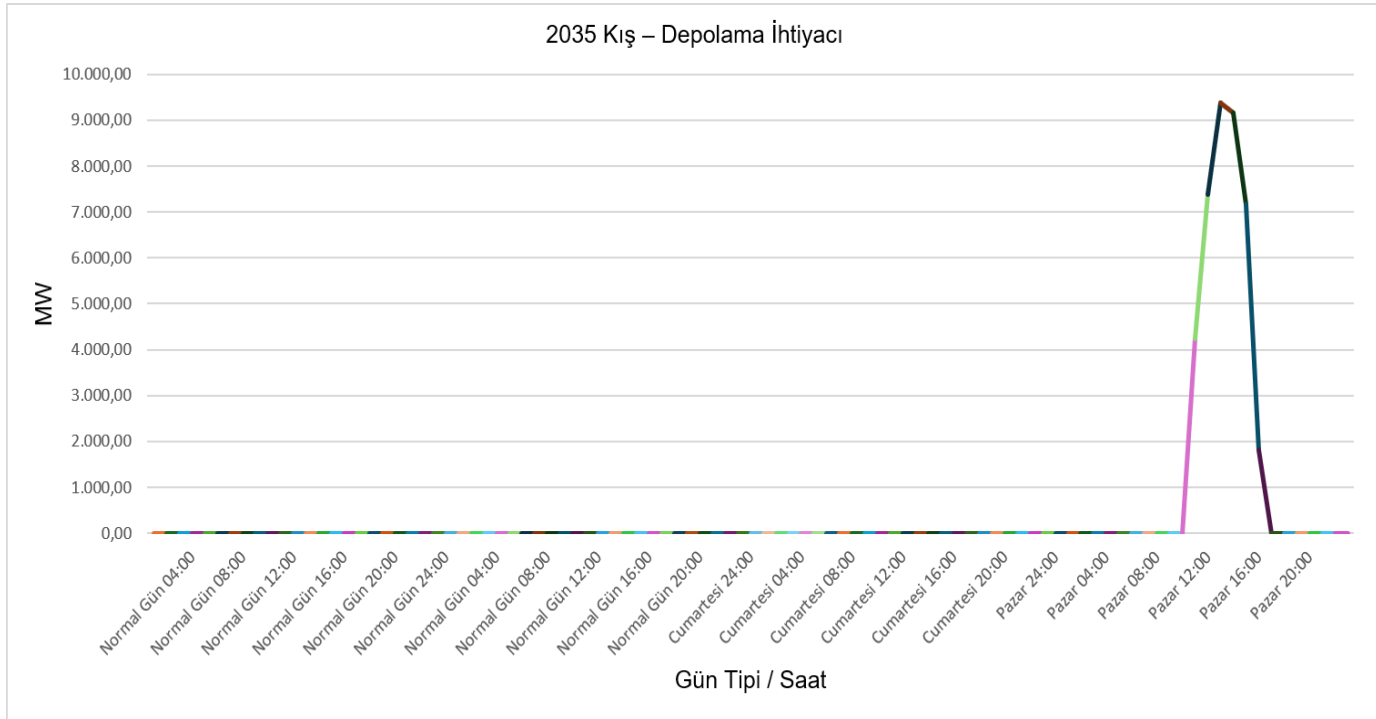
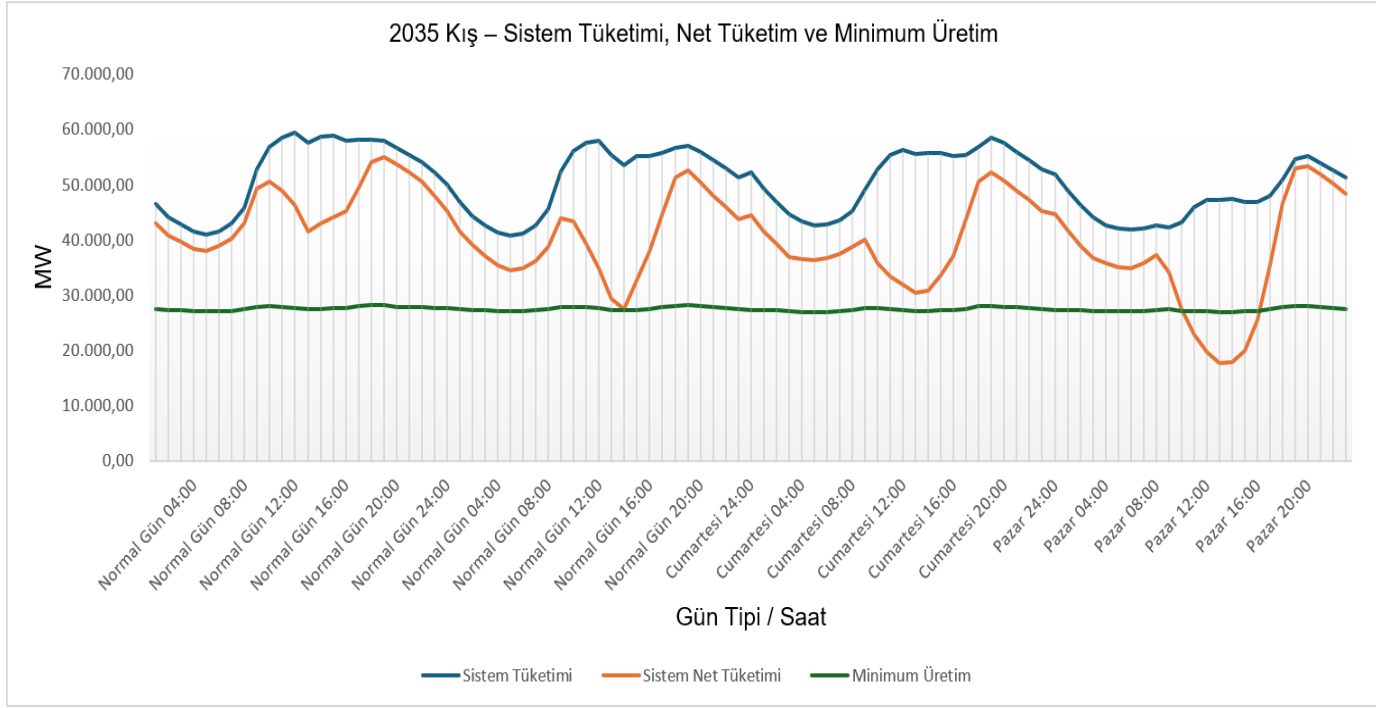
Şekil 10:Türkiye 2030 Sonbahar Duck Curve Örnekleri ve Depolama ihtiyacı

2030 yılı mevsimsel duck curve örnekleri, güneş ve rüzgâr üretimindeki artışın Türkiye elektrik sisteminde özellikle bahar, yaz ve sonbahar dönemlerinde net tüketim profilini belirgin şekilde aşağı çekmeye başladığını göstermektedir. Kış döneminde net tüketim genel olarak minimum üretim eşiğinin üzerinde seyretmekle birlikte, özellikle Pazar günü öğle saatlerinde net yükün minimum üretim seviyesine yaklaştığı görülmektedir. İlkbahar ve yaz dönemlerinde güneş üretiminin artmasıyla öğle saatlerinde net tüketim daha belirgin şekilde düşmekte, Pazar ve bazı hafta içi günlerinde minimum üretim eşiğinin altına inen saatler oluşmaktadır. Sonbahar döneminde ise duck curve etkisi daha derinleşmekte; hafta içi, Cumartesi ve Pazar günlerinde öğle saatlerinde net tüketim minimum üretim seviyesinin belirgin şekilde altına düşmektedir. Buna karşılık akşam saatlerinde güneş üretiminin hızla

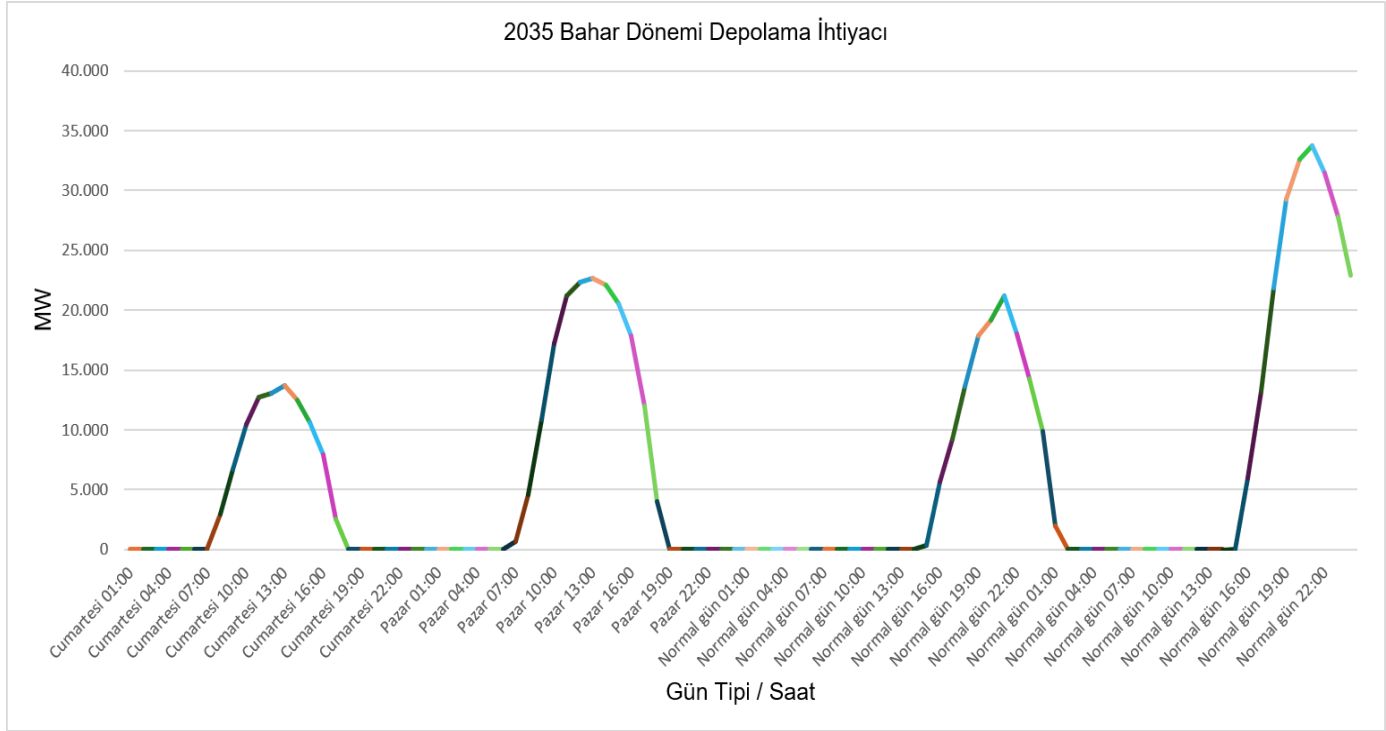
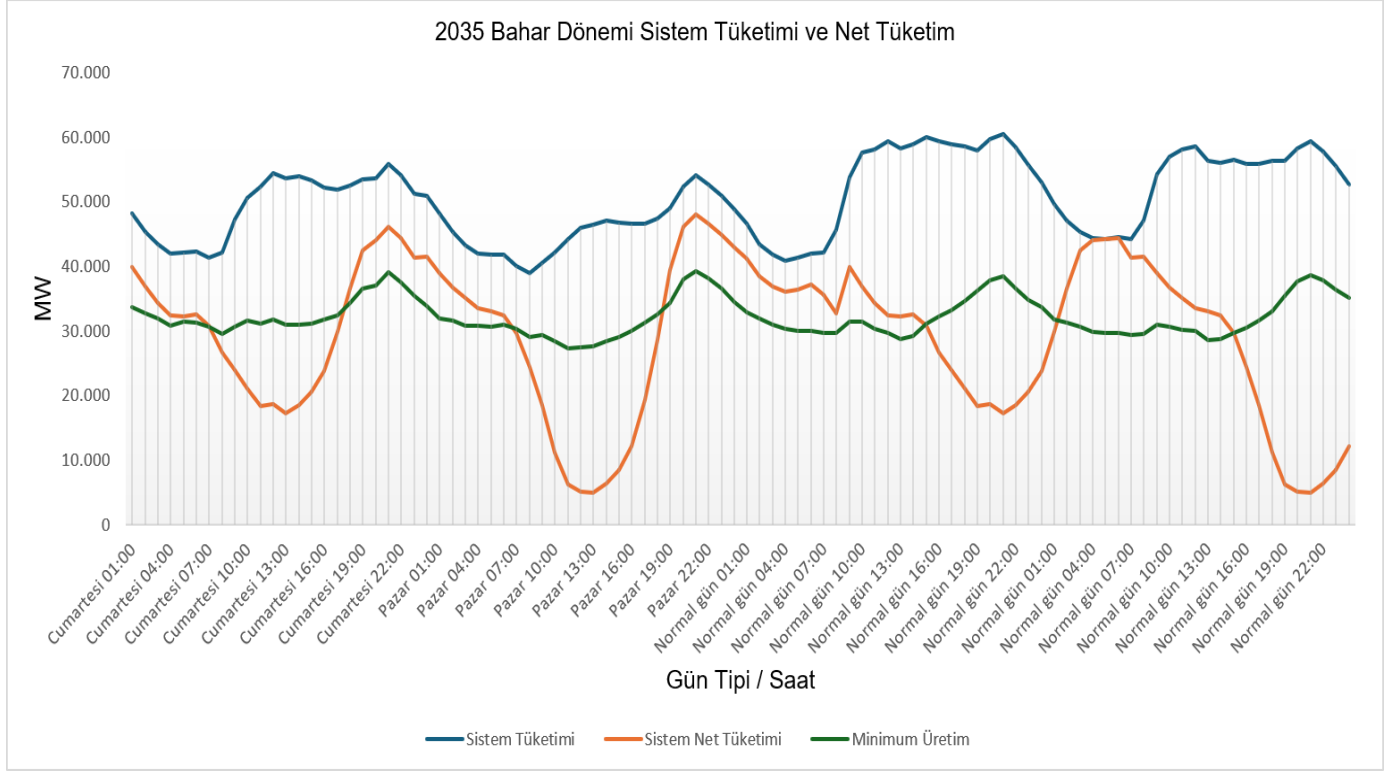
azalmasıyla net tüketim yeniden yükselmekte ve sistemde güçlü bir esneklik ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Bu sonuçlar, 2030 yılında dahi mevsimsel ve gün tipi bazlı düşük net yük koşullarının depolama, esnek üretim, talep tarafı katılımı veya yenilenebilir enerji kesintisi gibi çözümlerle yönetilmesi gereken önemli bir sistem işletme konusu haline gelmeye başladığını göstermektedir.

12.4.2. 2035 Yılı Mevsimsel Duck Curve Örnekleri

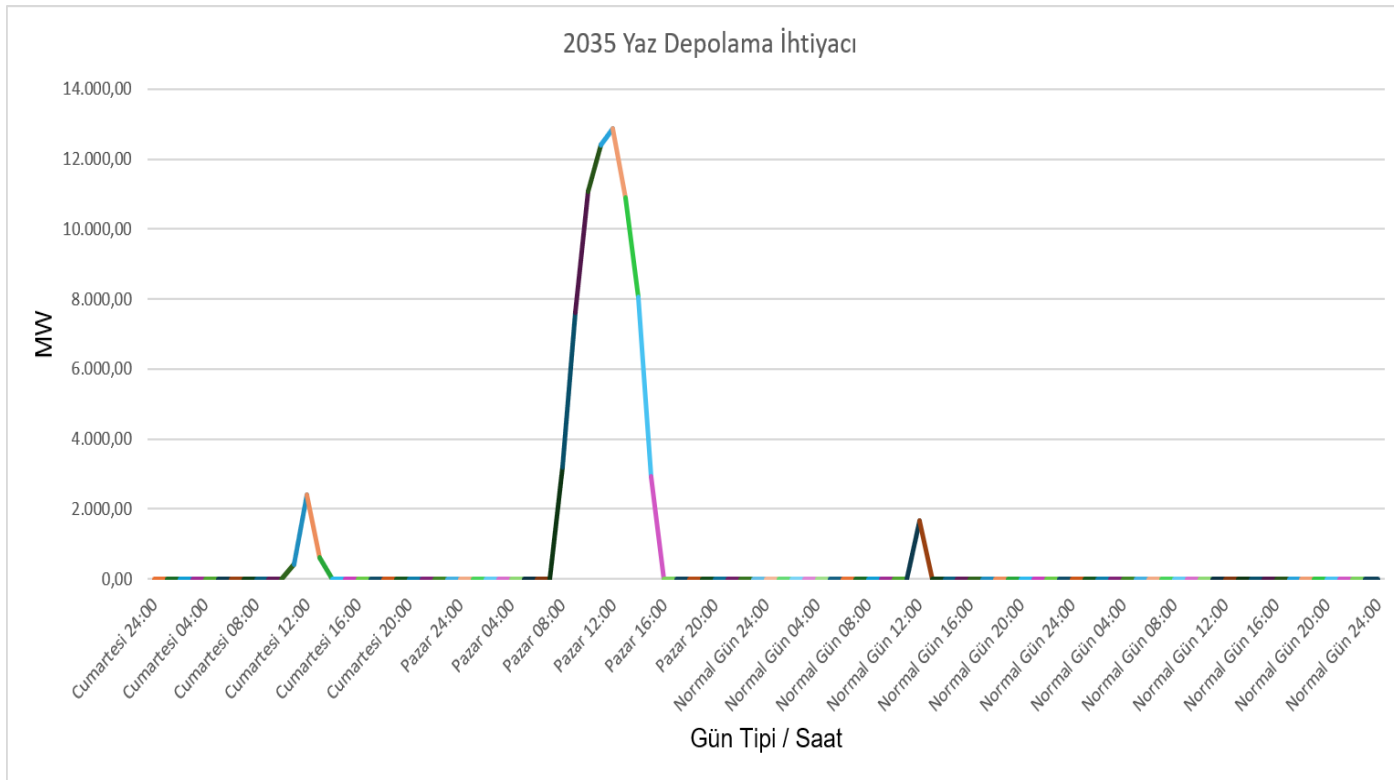
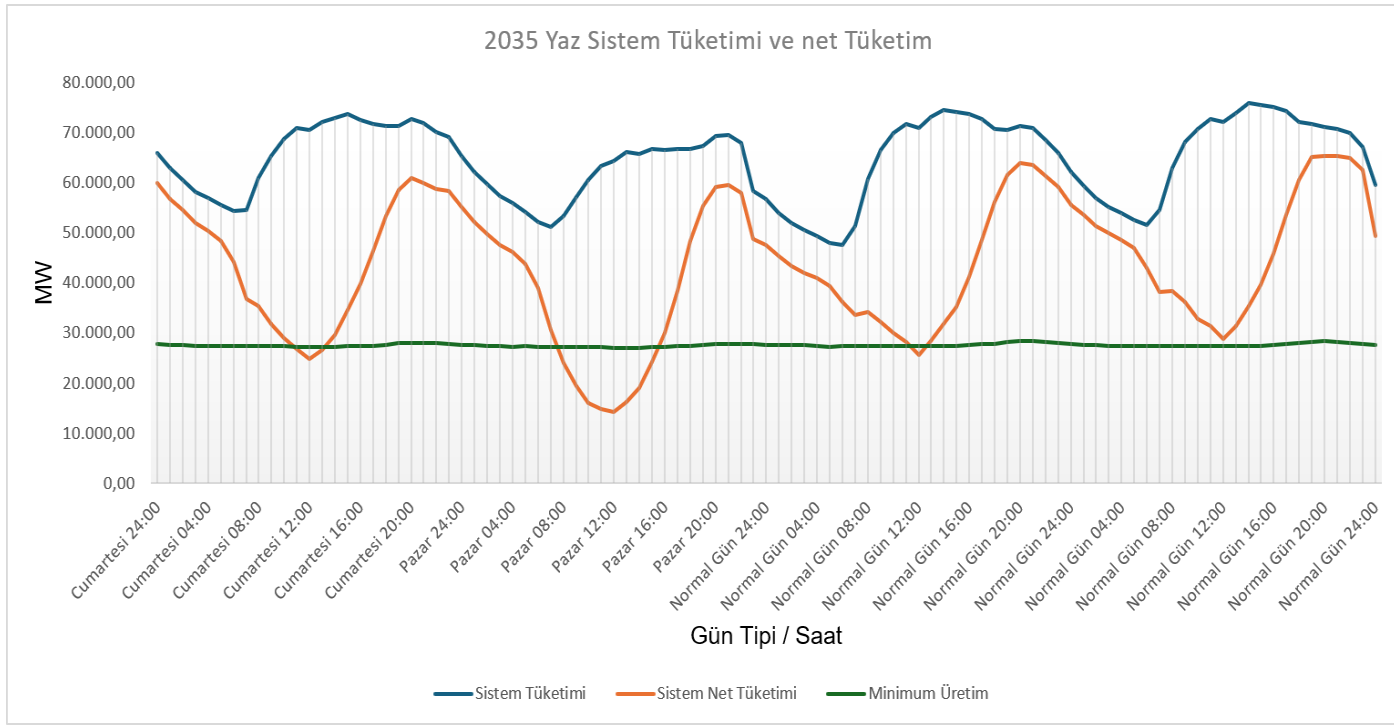
2035 yılı mevsimsel duck curve örnekleri, Türkiye elektrik sisteminde depolama ihtiyacının 2030 yılına kıyasla belirgin şekilde arttığını ve net tüketim profilindeki dalgalanmaların daha keskin hale geldiğini göstermektedir. Kış döneminde dahi Pazar günü net tüketimin minimum üretim eşiğinin altına düşmesi, düşük talep ve yüksek yenilenebilir üretim koşullarının artık yalnızca bahar ve yaz aylarıyla sınırlı kalmadığını ortaya koymaktadır. İlkbahar ve sonbahar dönemlerinde ise durum çok daha kritik hale gelmektedir; hafta içi, Cumartesi ve özellikle Pazar günlerinde öğle saatlerinde net tüketim minimum üretim seviyesinin belirgin şekilde altına inmekte, bu da sistemde güçlü bir aşağı yönlü esneklik ve depolama ihtiyacına işaret etmektedir. Aynı günlerde akşam saatlerinde güneş üretiminin hızla azalmasıyla net tüketim kısa süre içinde sert şekilde yükselmekte ve esneklik ihtiyacı keskinleşmektedir. Yaz döneminde ise hafta içi günlerde depolama ihtiyacı kısa süreli oluşurken özellikle Pazar günleri önemli ölçüde depolama ihtiyacı doğmaktadır. Bu nedenle 2035 yılı itibarıyla depolama kapasitesi, yalnızca yenilenebilir enerji fazlasını değerlendiren tamamlayıcı bir unsur olmaktan çıkmakta; sistem güvenliği, minimum üretim kısıtlarının yönetimi ve akşam puantına güvenli geçiş açısından kritik bir esneklik aracı haline gelmektedir.



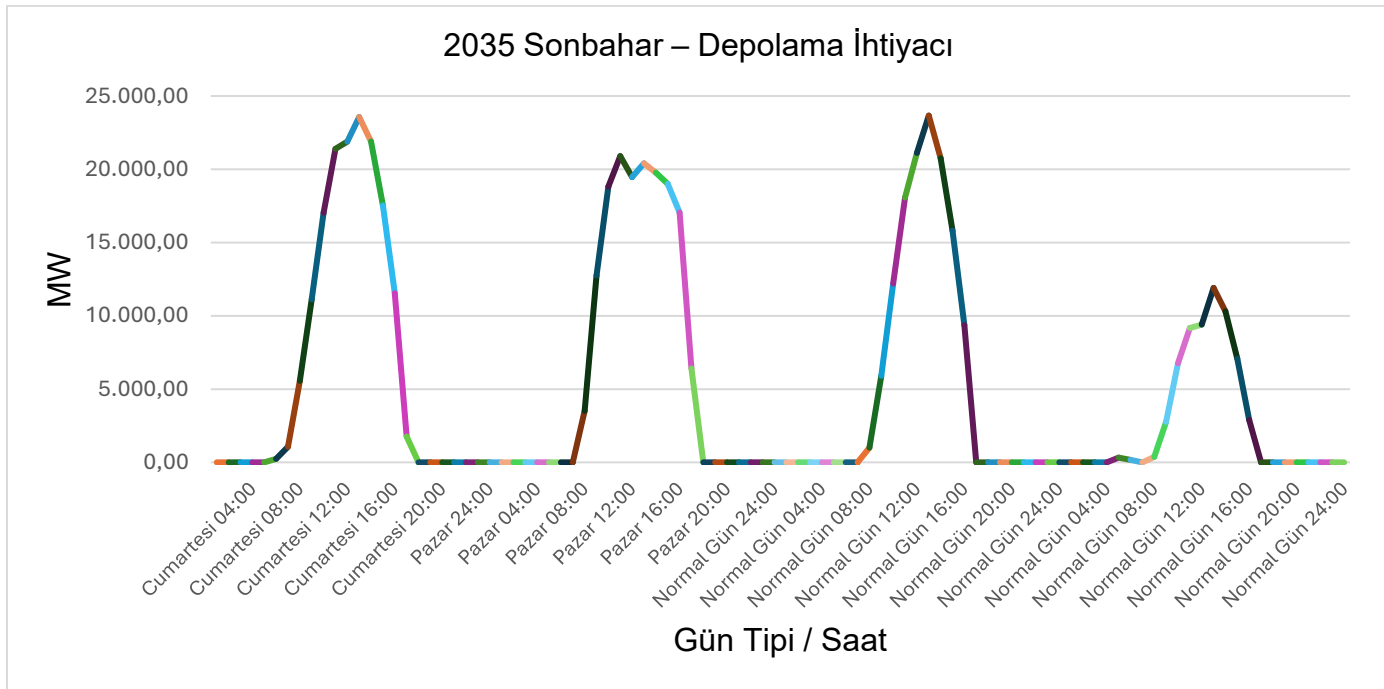
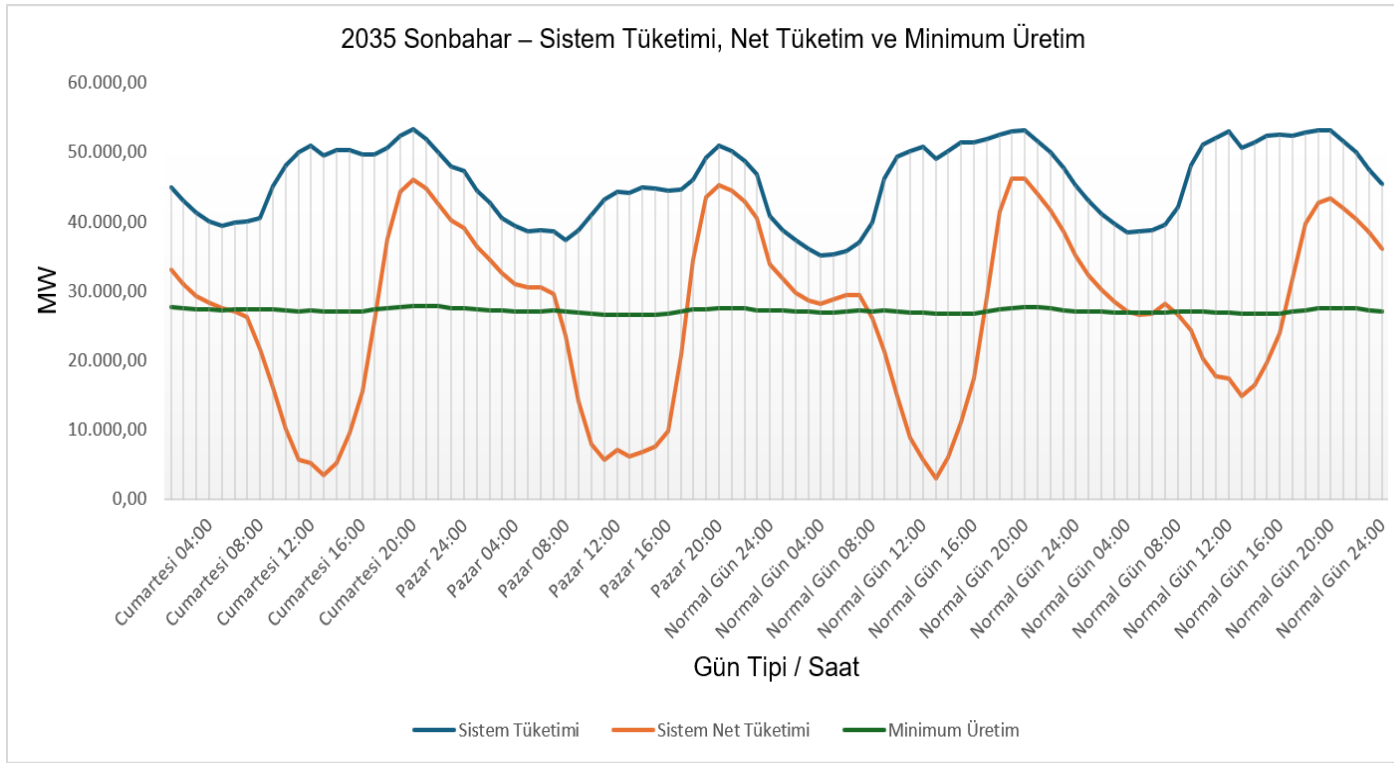
Şekil 11:2035 Yılı Kış Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı



Şekil 12:2035 İlkbahar Dönemi Duck Curve örnekleri ve Depolama İhtiyacı



Şekil 13:2035 Yaz Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı

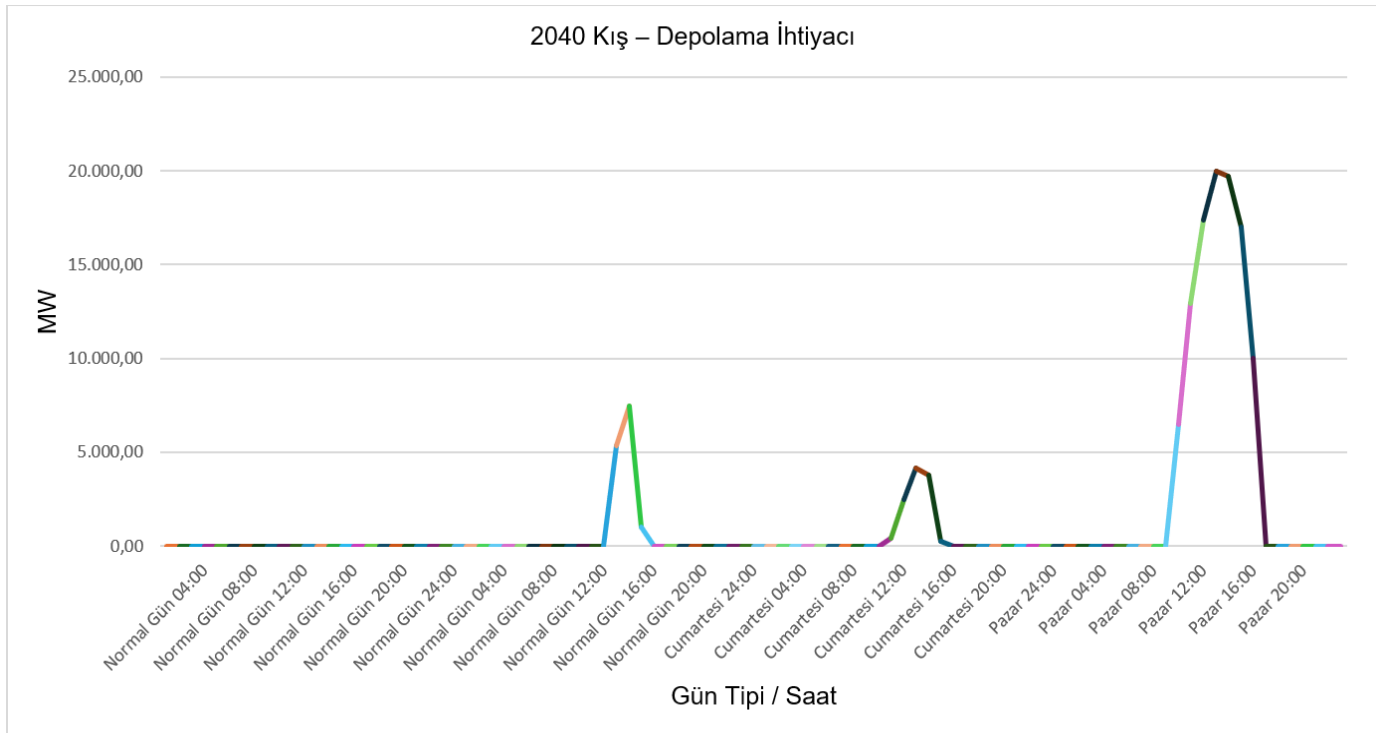
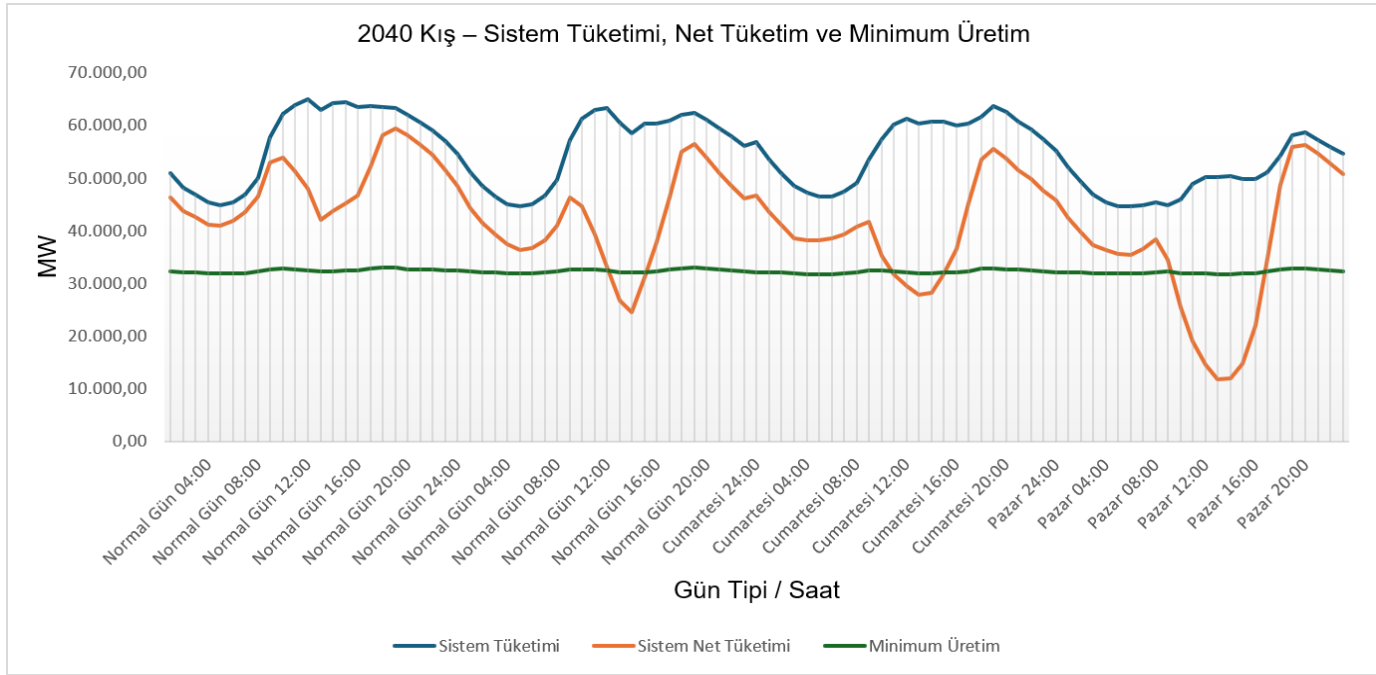


Şekil 14:2035 Sonbahar Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı

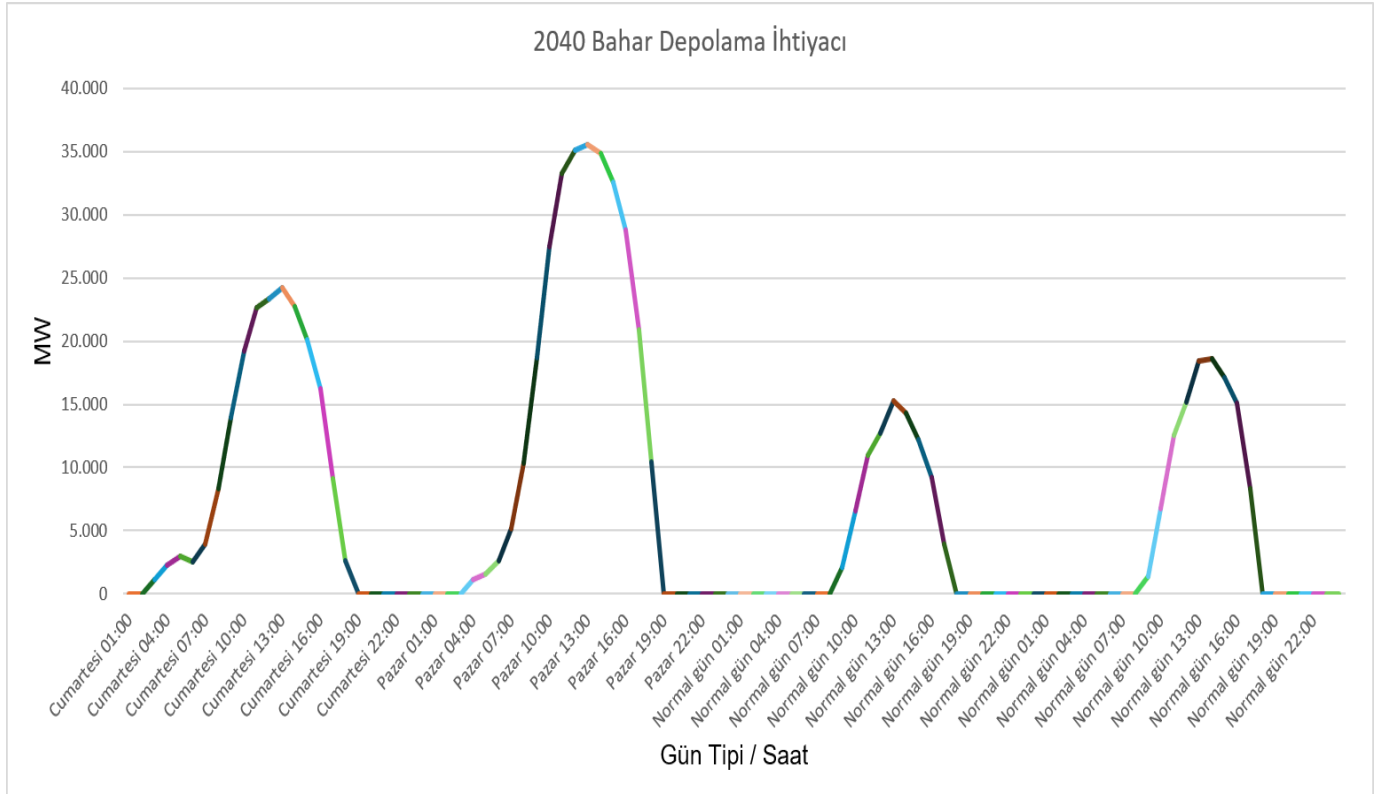
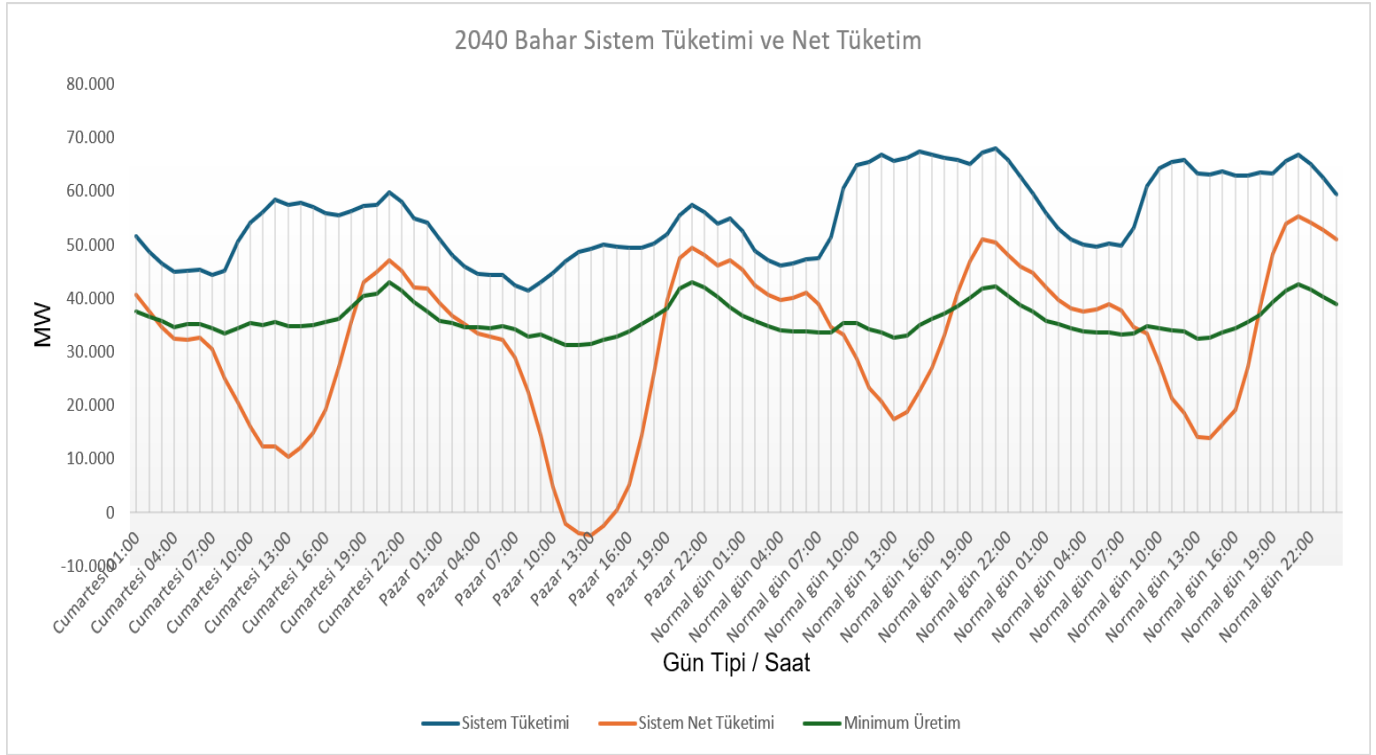
12.4.3. 2040 Yılı Mevsimsel Duck Curve Örnekleri

2040 yılı duck curve örnekleri, Türkiye elektrik sisteminde depolama ihtiyacının artık sınırlı saatlerde ortaya çıkan yardımcı bir ihtiyaç olmaktan çıkarak sistem işletiminin merkezinde yer alan yapısal bir esneklik gereksinimine dönüştüğünü göstermektedir. Özellikle bahar, yaz ve sonbahar dönemlerinde güneş ve rüzgâr üretiminin yüksek olduğu öğle saatlerinde sistem net tüketimi çok keskin biçimde düşmekte, bazı günlerde sıfıra yaklaşmakta veya negatif değerlere inmektedir. Bu durum, minimum üretim kısıtları dikkate alındığında çok yüksek miktarda aşağı yönlü esneklik ve uzun süreli depolama

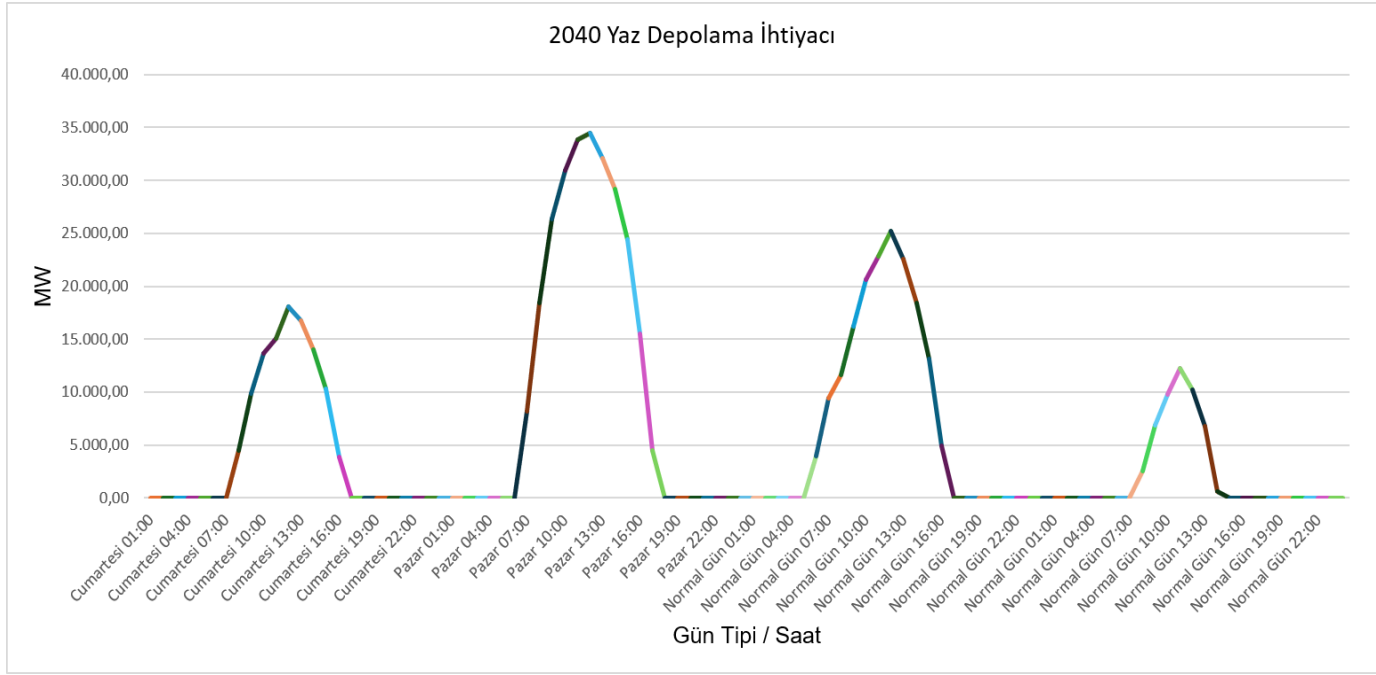
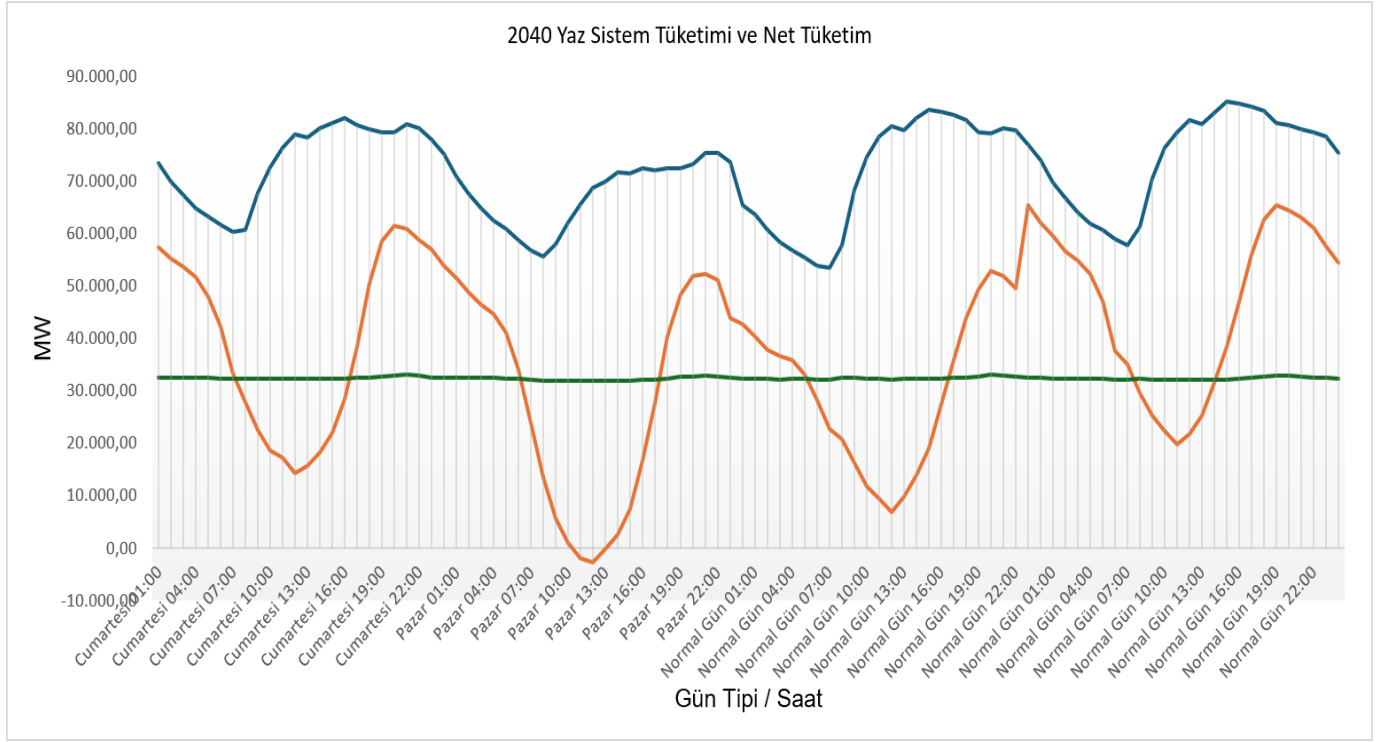
ihtiyacına işaret etmektedir. Aynı günlerde akşam saatlerinde güneş üretiminin sistemden hızla çekilmesiyle net tüketim kısa sürede çok yüksek seviyelere çıkmakta, rampalar 2030 ve 2035 yıllarına kıyasla belirgin şekilde keskinleşmektedir. ACER'in esneklik ihtiyacı yaklaşımında da vurgulanan RES entegrasyonu, esneklik ve kısa dönem esneklik ihtiyaçları açısından değerlendirildiğinde, 2040 yılı profilleri Türkiye sisteminde özellikle PHES, uzun süreli depolama çözümlerinin, batarya ve esnek üretim kaynaklarının ve talep tarafı katılımının sistem güvenliği , sistem işletimi enerji sürekliliği için gerekli olduğunu ortaya koymaktadır.



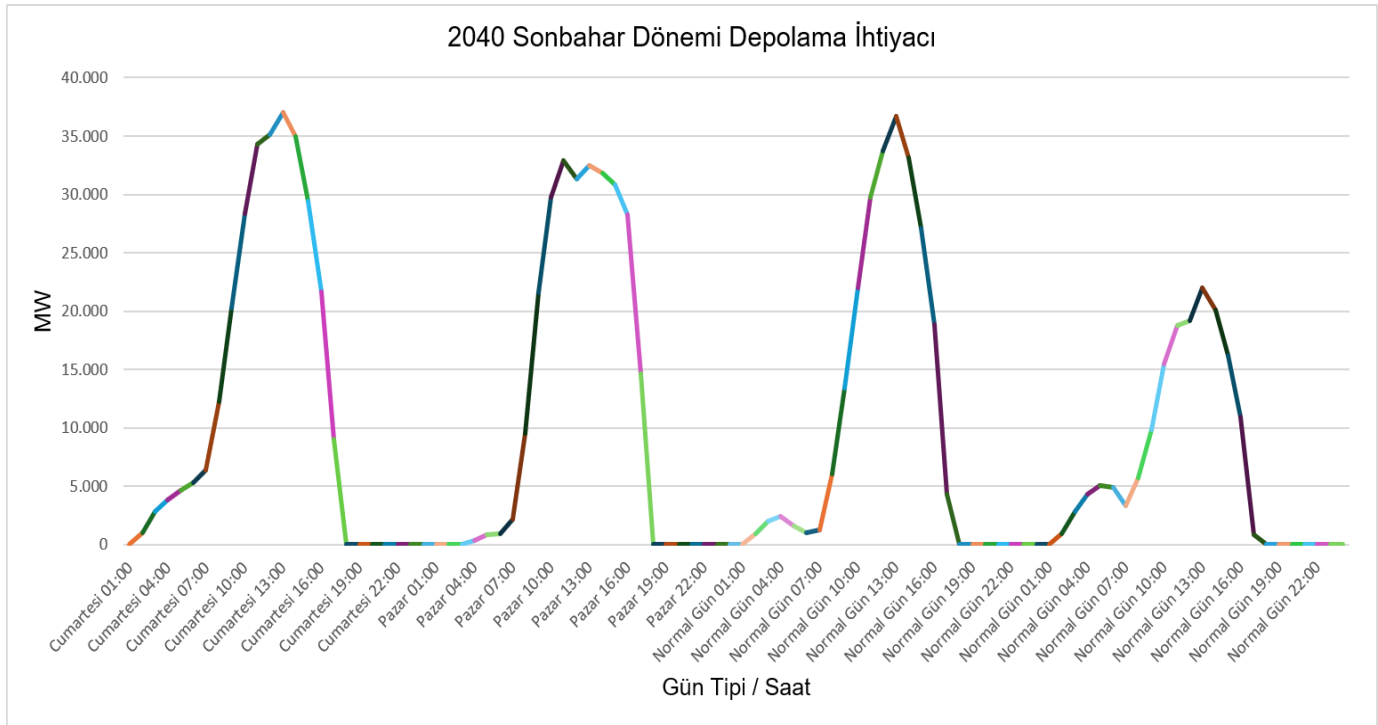
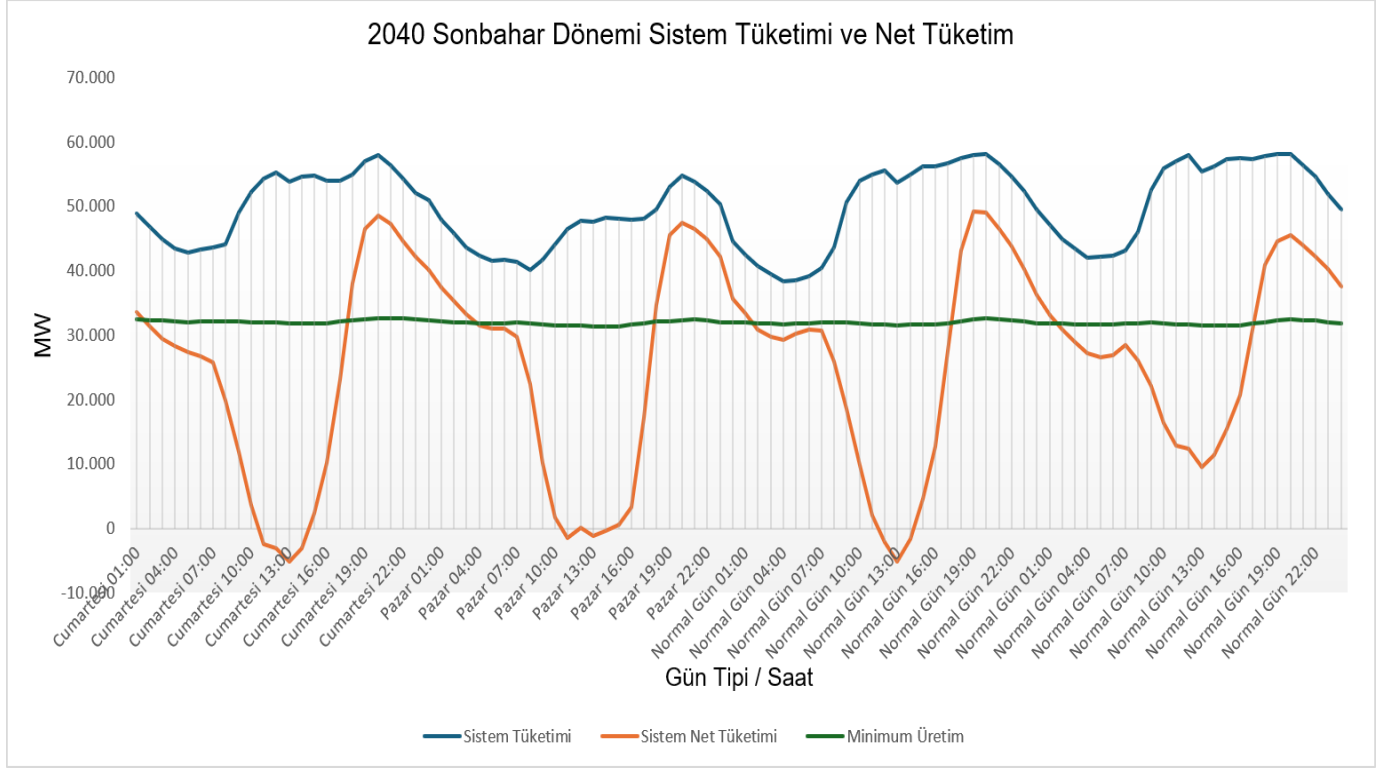
Şekil 15:2040 Kış Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı



Şekil 16:2040 Bahar Dönemi Duck Curve Örnekleri ve Depolama İhtiyacı



Şekil 17:2040 Yaz Dönemi Duck Curve Eğrileri ve depolama ihtiyacı



Şekil 18:2040 Sonbahar Duck Curve Eğrileri ve Depolama İhtiyacı

13. Depolama İhtiyacı ve Süre Analizi

13.1. 2030 Yılı İçin Depolama İhtiyacı ve Süre Analizi

2030 yılı için depolama ihtiyacı, 8.760 saatlik net tüketim serisi ile aynı saatlere karşılık gelen minimum üretim seviyesi karşılaştırılarak hesaplanmıştır. Bu kapsamda sistem net tüketiminin minimum üretim eşiğinin altına düştüğü saatler depolama ihtiyacı oluşan saatler olarak değerlendirilmiş; her bir olay için ihtiyaç duyulan enerji miktarı, maksimum güç ihtiyacı ve depolama süresi istatistiksel olarak sınıflandırılmıştır. Yapılan hesaplamalar sonucunda 2030 yılında toplam 229 ayrı depolama olayı olduğu, bu olayların toplamda 1.700 saatlik bir depolama ihtiyacına karşılık geldiği ve toplam depolama ihtiyacının yaklaşık 9,55 TWh seviyesine ulaştığı belirlenmiştir.

2030 yılı için güneş ve rüzgâr üretiminin toplam yaklaşık 122 milyar kWh seviyesinde gerçekleşeceği tahmin edilmiştir. Bu üretimin yaklaşık %7,8'ine karşılık gelen 9,55 TWh'lik bölümün sistem esnekliği açısından yönetilmesi gerekmektedir. Bu ihtiyacın yaklaşık 2,794TWh'lik kısmının 15.000 MW kurulu güçte batarya depolama tesisleriyle, 3.5 TWh'lik kısmının ise 4000 MW kurulu güçte 8 saat depolama özelliği olan pompaj depolamalı hidroelektrik santralleriyle karşılanabileceği hesaplanmıştır. Buna göre toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık %2,3'ü bataryalar, yaklaşık %2,9'si ise pompaj depolamalı hidroelektrik santralleri aracılığıyla depolanabilecektir. Kalan yaklaşık 3,25 TWh'lik bölümün ise mevcut varsayımlar altında depolanamayacağı ve yenilenebilir enerji kesintisi olarak değerlendirilmesi gerekeceği görülmektedir. Bu miktar, toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık %2,7'sine karşılık gelmektedir.

Batarya ve pompaj depolamalı hidroelektrik santral ayrımı yapılırken, EPDK tarafından lisanslandırılmış 30.000 MW batarya depolama kapasitesinin 15.000 MW'lık bölümünün sistemde aktif olarak devrede olabileceği kabul edilmiştir. Bataryalar, özellikle kısa süreli ve hızlı tepki gerektiren depolama ihtiyaçlarının karşılanmasında değerlendirilmiştir. Buna karşılık daha uzun süreli depolama ihtiyacı için 8 saat depolama kabiliyetine sahip 4.000 MW pompaj depolamalı hidroelektrik santral kapasitesinin devreye girebileceği varsayılmıştır. 4000 MW kurulu güçte Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller toplam 1700 saat depolama süresinin 875 saatinde (%51) tam kurulu güçte devrede olabilecektir. 1 saatlik depolama özelliği olan 15.000 Bataryalar ise sadece 253 saat(%15) devrede olabilecektir. Bu sonuç, 2030 yılı itibarıyla pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin uzun süreli depolama ihtiyacının karşılanmasında teknik ve operasyonel olarak anlamlı bir rol üstlenebileceğini göstermektedir.

Süre bazlı sonuçlar incelendiğinde, 1–4 saat aralığındaki kısa süreli ihtiyaçların büyük ölçüde batarya depolama tesisleriyle karşılanabildiği görülmektedir. Buna karşılık 5 saat ve üzerindeki olaylarda toplam enerji ihtiyacı hızla artmakta, bataryaların tek başına yeterli olmadığı ve pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin devreye girmesinin gerekli hale geldiği görülmektedir. Özellikle 8 saat ve üzerindeki depolama olaylarında, ihtiyaç duyulan enerji miktarı ve maksimum güç seviyesi belirgin şekilde yükselmekte; batarya ve pompaj depolama kapasitesinin birlikte kullanılmasına rağmen belirli miktarda yenilenebilir enerji kesintisi kaçınılmaz hale gelmektedir. Bu durum, 2030 yılında depolama ihtiyacının yalnızca kısa süreli batarya uygulamalarıyla sınırlı olmadığını, sistemde

uzun süreli depolama kapasitesine de ihtiyaç duyulduğunu ortaya koymaktadır. Depolanan enerji dağılımı yapılırken öncelik bataryalara verilmiş bataryaların yeterli olmadığı durumda PHES'ler devreye alınmıştır.

Tablo 14:2030 Depolama ihtiyacı ve Batarya, PHES optimizasyonu

Depolama Süresi (Saat)	Tekrar Sayısı	Toplam Depolama İhtiyacı (MWh)	Maksimum Depolama Gücü İhtiyacı (MW)	15.000 MW Batarya ile Karşılanaan Enerji (MWh)	PHES Gücü (MW)	PHES ile Depolanan Enerji (MWh)	Kesinti Miktarı (MWh)
1	16	13.063	1.937	13.063	0	0	0
2	15	32.686	3.333	32.686	0	0	0
3	10	44.315	3.810	44.315	0	0	0
4	20	184.532	6.335	184.532	0	0	0
5	22	360.555	10.912	330.000	278	30.555	0
6	33	801.579	11.996	495.000	1.548	306.579	0
7	26	771.498	11.724	390.000	2.096	381.498	0
8	21	1.000.056	12.954	315.000	4.000	672.000	13.056
9	18	1.010.363	14.114	270.000	4.000	576.000	164.363
10	12	743.713	14.015	180.000	4.000	384.000	179.713
11	9	656.398	12.345	135.000	4.000	288.000	233.398
12	7	779.894	14.688	105.000	4.000	224.000	450.894
13	4	367.948	14.457	60.000	4.000	128.000	179.948
14	1	162.966	17.160	15.000	4.000	32.000	115.966
15	1	143.749	13.948	15.000	4.000	32.000	96.749
16	2	193.008	15.578	30.000	4.000	64.000	99.008
17	1	136.573	13.965	15.000	4.000	32.000	89.573
18	2	282.681	15.221	30.000	4.000	64.000	188.681
19	5	562.597	15.795	75.000	4.000	160.000	327.597
20	1	172.135	13.302	15.000	4.000	32.000	125.135
22	1	182.933	14.515	15.000	4.000	32.000	135.933
56	1	408.060	15.132	15.000	4.000	32.000	361.060
62	1	539.546	16.354	15.000	4.000	32.000	492.546
Toplam	229	9.550.850		2.794.596		3.502.633	3.253.622
RES+GES ÜRETİM	122.279.544	%7,8		%2,3		%2,9	%2,7

Tablo 15: Batarya PHES Depolama yüzde oranları(%)

Kalem	Miktar (MWh)	Pay
Batarya	2.794.596	%29,3
PHES	3.502.633	%36,7
Kesinti	3.253.622	%34,1
Toplam	9.550.850	%100

Tablo 16:2030 yılı Batarya PHES depolama için tam devrede kalma süreleri

Depolama Tesisleri	Depolama Saati	Depolama Tesislerinin Devrede Kalma Yüzdesi (%)
PHES 8 saat depolama	875	51
Batarya 1 saat depolama	253	14
Toplam depolama süresi ihtiyacı	1700	-

13.2. 2035 Yılı İçin Depolama İhtiyacı ve Süre Analizi

2035 yılı için depolama ihtiyacı, 8.760 saatlik net tüketim serisi ile aynı saatlere karşılık gelen minimum üretim seviyesi karşılaştırılarak analiz edilmiştir. Yapılan hesaplamalar sonucunda 2035 yılında toplam 337 ayrı depolama olayı olduğu ve bu olayların toplamda 2.848 saatlik depolama ihtiyacına karşılık geldiği belirlenmiştir. 2030 yılında 229 olay ve 1.700 saat depolama ihtiyacı oluşurken, 2035 yılında bu ihtiyacın hem olay sayısı hem de süre bakımından belirgin şekilde arttığı görülmektedir. Bu durum, yenilenebilir enerji kurulu gücündeki artışın sistemde düşük net tüketim saatlerini daha sık ve daha uzun süreli hale getirdiğini göstermektedir.

2035 yılı için toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık 167,85 milyar kWh olacağı tahmin edilmiştir. Yapılan analiz sonucunda bu üretimin yaklaşık %16,2'sine karşılık gelen 27,143 TWh'lik bölümün sistem esnekliği açısından yönetilmesi gerektiği belirlenmiştir. Bu ihtiyacın yaklaşık 8,139 TWh'lik kısmının 1 saatlik depolama özelliği olan 30.000 MW kurulu güçte bataryalarla, 13,919 TWh'lik kısmının ise 8 saat depolama özelliği olan 8.000 MW ve 12 saat depolama özelliği olan 2.400 MW pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerle karşılanabileceği hesaplanmıştır. Buna göre toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık %4,8' i bataryalar, %8,3'ü pompaj depolamalı HES'ler aracılığıyla depolanabilecektir. Kalan yaklaşık 5,084 TWh'lik bölüm ise mevcut varsayımlar altında depolanamayacak olup, toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık %3'üne karşılık gelen yenilenebilir enerji kesintisi olarak değerlendirilmiştir.

2035 yılı analizinde, EPDK tarafından lisanslandırılmış 30.000 MW kurulu gücündeki 1 saatlik batarya depolama tesislerinin devrede olduğu kabul edilmiştir. Buna ek olarak, uzun süreli depolama ihtiyacının karşılanabilmesi için yaklaşık 8.000 MW 8 saat depolama kapasitesi olan ve 2.400 MW 12 saat depolama kapasitesine sahip pompaj depolamalı HES'e ihtiyaç olduğu tespit edilmiştir. Yapılan hesaplamalara göre 8000 MW kurulu güçte pompaj depolamalı HES'ler, 2.848 saatlik toplam depolama süresi ihtiyacının 1.428 saatinde devrede olmakta, bu da yaklaşık %50 kullanım oranına karşılık gelmektedir. 12 saat depolama kapasitesine sahip 2400 MW pompaj depolamalı HES'ler ise bu sürenin 1124 (%39,5) saatinde devrede olabilmektedir. Bataryalar ise 2848 Saatlik depolama süresinin 478 saatinde tam kapasite devrede olabilmektedir. Bu sonuç, 2035 yılı itibarıyla depolama ihtiyacının artık yalnızca kısa süreli batarya uygulamalarıyla yönetilemeyeceğini açık bir şekilde ortaya koymakta; uzun süreli depolama sağlayabilen pompaj depolamalı HES kapasitesinin sistem esnekliği açısından zorunlu ve elzem hale geldiğini göstermektedir. Ayrıca 8 saatlik Pompaj depolamalı HES'lerin depolama kapasitesinin 2035 yılında yetersiz gelmeye başladığı ve 12 saat gibi daha uzun süreli depolama kapasiteli Pompaj depolamalı HES yatırımlarının da devreye alınması gerektiği de görülmektedir.

Tablo 17:2035 Depolama ihtiyacı ve batarya PHES Optimizasyonu

Depolama Süresi (Saat)	Tekrar Sayısı	Toplam Depolama İhtiyacı (MWh)	Maks. Depolama İhtiyacı (MW)	PHES Kurulu Gücü 8 Saatlik (MW)	PHES Depolama (MWh)	30.000 MW Batarya, 1 Saat (MWh)	Ek PHES Gücü, 12 Saatlik (MW)	Ek PHES Depolama, 12 Saatlik (MWh)	Toplam Depolanın Enerji (MWh)	Kesinti (MWh)
1	11	4.920	1.647	0	0	4.920	0	0	4.920	0
2	18	53.902	4.753	0	0	53.902	0	0	53.902	0
3	16	114.531	7.028	0	0	114.531	0	0	114.531	0
4	23	231.520	7.468	0	0	231.520	0	0	231.520	0
5	28	504.858	10.407	0	0	504.858	0	0	504.858	0
6	35	1.170.512	15.568	574	120.512	1.050.000	0	0	1.170.512	0
7	37	2.025.929	20.131	3.536	915.929	1.110.000	0	0	2.025.929	0
8	32	2.597.394	23.244	6.396	1.637.393	960.000	0	0	2.597.394	0
9	25	2.167.423	23.665	7.087	1.417.422	750.000	0	0	2.167.423	0
10	44	4.875.931	25.190	8.000	2.816.000	1.320.000	1.682	739.931	4.875.931	0
11	16	2.012.892	24.867	8.000	1.024.000	480.000	2.400	422.400	1.926.400	86.492
12	17	2.562.463	25.222	8.000	1.088.000	510.000	2.400	489.600	2.087.600	474.863
13	4	874.173	27.827	8.000	256.000	120.000	2.400	115.200	491.200	382.973
14	5	890.182	26.728	8.000	320.000	150.000	2.400	144.000	614.000	276.182
15	4	555.492	24.643	8.000	256.000	120.000	2.400	115.200	491.200	64.292
16	6	1.088.961	26.945	8.000	384.000	180.000	2.400	172.800	736.800	352.161
17	4	671.191	24.484	8.000	256.000	120.000	2.400	115.200	491.200	179.991
19	2	524.353	28.463	8.000	128.000	60.000	2.400	57.600	245.600	278.753

Depolama Süresi (Saat)	Tekrar Sayısı	Toplam Depolama İhtiyacı (MWh)	Maks. Depolama İhtiyacı (MW)	PHES Kurulu Gücü 8 Saatlik (MW)	PHES Depolama (MWh)	30.000 MW Batarya, 1 Saat (MWh)	Ek PHES Gücü, 12 Saatlik (MW)	Ek PHES Depolama, 12 Saatlik (MWh)	Toplam Depolanan Enerji (MWh)	Kesinti (MWh)
20	2	278.007	18.622	8.000	128.000	60.000	2.400	57.600	245.600	32.407
21	1	246.081	23.809	8.000	64.000	30.000	2.400	28.800	122.800	123.281
22	1	297.175	22.982	8.000	64.000	30.000	2.400	28.800	122.800	174.375
23	2	478.599	29.456	8.000	128.000	60.000	2.400	57.600	245.600	232.999
40	1	450.267	25.212	8.000	64.000	30.000	2.400	28.800	122.800	327.467
64	1	849.089	26.045	8.000	64.000	30.000	2.400	28.800	122.800	726.289
66	1	689.096	24.691	8.000	64.000	30.000	2.400	28.800	122.800	566.296
68	1	928.821	27.260	8.000	64.000	30.000	2.400	28.800	122.800	806.021
Toplam	337	27.143.759			11.259.257	8.139.730		2.659.931	22.058.918	5.084.840
RES+GES ÜRETİMİ	167.853.652	%16,2			%6,7	%4,8		%1,6		%3

Tablo 18: Batarya PHES Depolama yüzde oranları(%)

Kalem	Miktar (MWh)	Pay
Batarya	8.139.731	%30,0
PHES	13.919.188	%51,3
Kesinti	5.084.841	%18,7
Toplam	27.143.759	%100

Tablo 19: PHES ve bataryaların kullanım süresi göstergeleri

Depolama Tesisleri	Depolama Saati	Depolama Tesislerinin Devrede Kalma Yüzdesi (%)
PHES 8 saat depolama	1428	50
PHES 12 Saatlik depolama	1124	39,5
Batarya 1 saat depolama	478	16,8
Toplam depolama süresi ihtiyacı	2848	-

13.3. 2040 Yılı İçin Depolama İhtiyacı ve Süre Analizi

2040 yılı için yapılan analiz, depolama ihtiyacının 2030 ve 2035 yıllarına kıyasla çok daha keskin biçimde arttığını göstermektedir. 8.760 saatlik net tüketim serisi ile minimum üretim seviyesi karşılaştırılarak yapılan hesaplamalarda, yıl içerisinde toplam 367 ayrı depolama ihtiyacı olayı olduğu belirlenmiştir. Bazı günlerde gün içinde birden fazla kez depolama ihtiyacı ortaya çıkması, sistemde düşük net tüketim koşullarının artık yalnızca sınırlı ve tekil saatlerde değil, gün içi farklı zaman aralıklarında tekrar eden yapısal bir esneklik ihtiyacına dönüştüğünü göstermektedir. Depolama sürelerinin uzaması nedeniyle yalnızca kısa süreli batarya çözümleri yeterli olmamakta; uzun süreli enerji kaydırma sağlayabilen pompaj depolamalı HES kapasitesi sistem işletimi açısından zorunlu hale gelmektedir. Hatta pompaj depolamalı HES'ler olmaz ise yenilenebilir üretim artışının anlamsız olacağı açıkça söylenebilir.

2040 yılında toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık 216,66 milyar kWh olacağı kabul edilmiştir. Yapılan hesaplamalara göre bu üretimin yaklaşık 57,37 milyar kWh'lik bölümü, diğer bir ifadeyle %26,5'i, depolama veya kesinti yoluyla yönetilmesi gereken esneklik ihtiyacı yaratmaktadır. Bu oran, 2040 yılında yenilenebilir üretimin dörtte birinden fazlasının doğrudan sistem esnekliği ve depolama kapasitesiyle ilişkilendiğini göstermektedir. Mevcut 30.000 MW kurulu gücündeki 1 saatlik batarya depolama kapasitesine ek olarak 2035–2040 döneminde 10.000 MW kurulu gücünde 4 saatlik batarya depolama kapasitesinin devreye girdiği kabul edilmiştir. Buna ilave olarak 12.000 MW kurulu gücünde 8 saatlik PHES ve 4.000 MW kurulu gücünde 12 saatlik PHES kapasitesi değerlendirilmiştir.

Bu varsayımlar altında toplam depolama ihtiyacının 9,8 milyar kWh'lik bölümü 1 saatlik batarya depolama tesisleriyle, 11,039 milyar kWh'lik bölümü ise 4 saatlik batarya depolama tesisleriyle karşılanabilmektedir. Böylece toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık %4,5'i 1 saatlik bataryalarla, %5,1'i ise 4 saatlik bataryalarla depolanabilmektedir. Daha uzun süreli ihtiyaç tarafında ise 18,6 milyar kWh'lik enerji 8 saatlik PHES tesisleriyle, 5,54 milyar kWh'lik enerji ise 12 saatlik PHES tesisleriyle karşılanmaktadır. Bu miktarlar toplam güneş ve rüzgâr üretiminin sırasıyla yaklaşık %8,6'sı ve %2,6'sına karşılık gelmektedir. Mevcut kapasite varsayımlarına rağmen 12,2 milyar kWh'lik bölümün depolanamayacağı ve kesinti olarak yönetilmesi gerekeceği hesaplanmıştır. Bu kesinti miktarı toplam güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık %5,7'sine karşılık gelmektedir.

Sonuçlar, 2040 yılında depolama ihtiyacının hem süre hem de enerji miktarı açısından çok daha uzun vadeli bir karakter kazandığını ortaya koymaktadır. 8 saatlik PHES kapasitesinin 1587 saat, 12 saatlik PHES kapasitesinin ise 1432 saat devrede olacağı hesaplanmıştır. Toplam 4028 saatlik depolama ihtiyacı dikkate alındığında, 8 saatlik PHES grubunun 2035'e göre daha fazla devrede kaldığı ancak 2040 depolama süresi arttığından depolama süresinin %38,9'unda 12 saatlik depolama kapasitesi olan 4000MW'lık PHES'in ise 1432 saat depolama süresinin %35'inde devrede olduğu görülmektedir. Bu oran, pompaj depolamalı HES yatırımlarının 2040 yılı sistem koşullarında yalnızca yedek veya sınırlı süreli bir esneklik kaynağı olmayacağını; aksine uzun süreli depolama, yenilenebilir enerji entegrasyonu, minimum üretim kısıtlarının yönetimi ve akşam rampalarına güvenli geçiş açısından yüksek kullanım oranına sahip temel bir sistem esnekliği aracı haline geleceğini göstermektedir. 2040 Yılında 30.000 MW kurulu güçte 1 saat depolama kapasitesi olan Bataryaların 4028 saatin 367 saatinde (%9) tam kapasite çalışabileceğini 10.000 MW kurulu güçte 4 saatlik bataryaların ise 1067 saat(%26) tam kapasite devrede olabileceğini göstermiştir.

Aşağıdaki tablo depolama tesislerinin 2040 yılında depolama sürelerini ve devrede kalma yüzdelerini vermektedir.

Tablo 20: 2040 Depolama ihtiyacı ve batarya PHES optimizasyonu

Depolama Süresi (Saat)	Tekrar Sayısı	Depolama İhtiyacı (MWh)	Maksimum Depolama İhtiyacı (MW)	30.000 MW Batarya 1 Saat (MWh)	10.000 MW Batarya 4 Saat (MWh)	8 Saatlik PHES Kurulu Güç (MW)	8 Saatlik PHES Depo (MWh)	12 Saatlik PHES Kurulu Güç (MW)	12 Saatlik PHES Depo (MWh)	Kesinti (MWh)	Toplam Depolanan Enerji (MWh)
1	13	10.423	2.794	10.423	0	0	0	0	0	0	10.423
2	5	16.078	3.577	16.078	0	0	0	0	0	0	16.078
3	10	81.872	7.482	81.872	0	0	0	0	0	0	81.872
4	17	265.239	10.697	265.239	0	0	0	0	0	0	265.239
5	21	525.743	15.616	525.743	0	0	0	0	0	0	525.743
6	25	1.096.957	19.687	750.000	346.957	0	0	0	0	0	1.096.957
7	29	1.842.536	27.513	870.000	972.536	0	0	0	0	0	1.842.536
8	43	4.202.320	30.720	1.290.000	1.720.000	3.466	1.192.320	0	0	0	4.202.320
9	31	3.765.108	30.234	930.000	1.240.000	6.432	1.595.108	0	0	0	3.765.108
10	29	4.497.937	35.413	870.000	1.160.000	10.638	2.467.937	0	0	0	4.497.937
11	24	4.677.226	37.941	720.000	960.000	12.000	2.304.000	2.626	693.226	0	4.677.226
12	25	5.029.612	37.750	750.000	1.000.000	12.000	2.400.000	2.932	879.612	0	5.029.612
13	10	2.418.695	36.537	300.000	400.000	12.000	960.000	4.000	480.000	278.695	2.140.000
14	11	2.015.691	33.837	330.000	440.000	12.000	1.056.000	1.437	189.691	0	2.015.691
15	9	1.994.930	39.579	270.000	360.000	12.000	864.000	4.000	432.000	68.930	1.926.000
16	15	3.143.467	38.387	450.000	600.000	12.000	1.440.000	3.630	653.467	0	3.143.467
17	19	4.905.484	38.900	570.000	760.000	12.000	1.824.000	4.000	912.000	839.484	4.066.000
18	9	2.389.078	40.058	270.000	360.000	12.000	864.000	4.000	432.000	463.078	1.926.000
19	5	1.471.117	43.053	150.000	200.000	12.000	480.000	4.000	240.000	401.117	1.070.000
20	4	1.475.492	43.222	120.000	160.000	12.000	384.000	4.000	192.000	619.492	856.000
21	2	731.199	43.015	60.000	80.000	12.000	192.000	4.000	96.000	303.199	428.000
24	1	407.836	36.630	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	193.836	214.000
38	1	412.775	23.927	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	198.775	214.000
42	3	2.102.593	40.155	90.000	120.000	12.000	288.000	4.000	144.000	1.460.593	642.000
44	1	577.144	36.899	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	363.144	214.000
66	1	1.328.316	39.270	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	1.114.316	214.000

Depolama Süresi (Saat)	Tekrar Sayısı	Depolama İhtiyacı (MWh)	Maksimum Depolama İhtiyacı (MW)	30.000 MW Batarya 1 Saat (MWh)	10.000 MW Batarya 4 Saat (MWh)	8 Saatlik PHES Kurulu Güç (MW)	8 Saatlik PHES Depo (MWh)	12 Saatlik PHES Kurulu Güç (MW)	12 Saatlik PHES Depo (MWh)	Kesinti (MWh)	Toplam Depolanan Enerji (MWh)
67	1	1.196.977	43.783	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	982.977	214.000
91	1	1.768.160	38.926	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	1.554.160	214.000
93	1	1.388.951	35.807	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	1.174.951	214.000
112	1	1.638.468	35.782	30.000	40.000	12.000	96.000	4.000	48.000	1.424.468	214.000
Toplam	367	57.377.427		9.809.356	11.039.494		18.695.365		5.535.996	12.297.215	45.080.211
Toplam RES +GES Üretimi	216.661.364	%26,5		%4,5	%5,1		%8,6		%2,6	%5,7	

Tablo 21:2040 Yılı Batarya PHES depolama % oranları

Kalem	Miktar (MWh)	Pay
Batarya	20.848.850	%36,3
PHES	24.231.361	%42,2
Kesinti	12.297.215	%21,4
Toplam	57.377.427	%100

Kullanım Süresi Göstergeleri

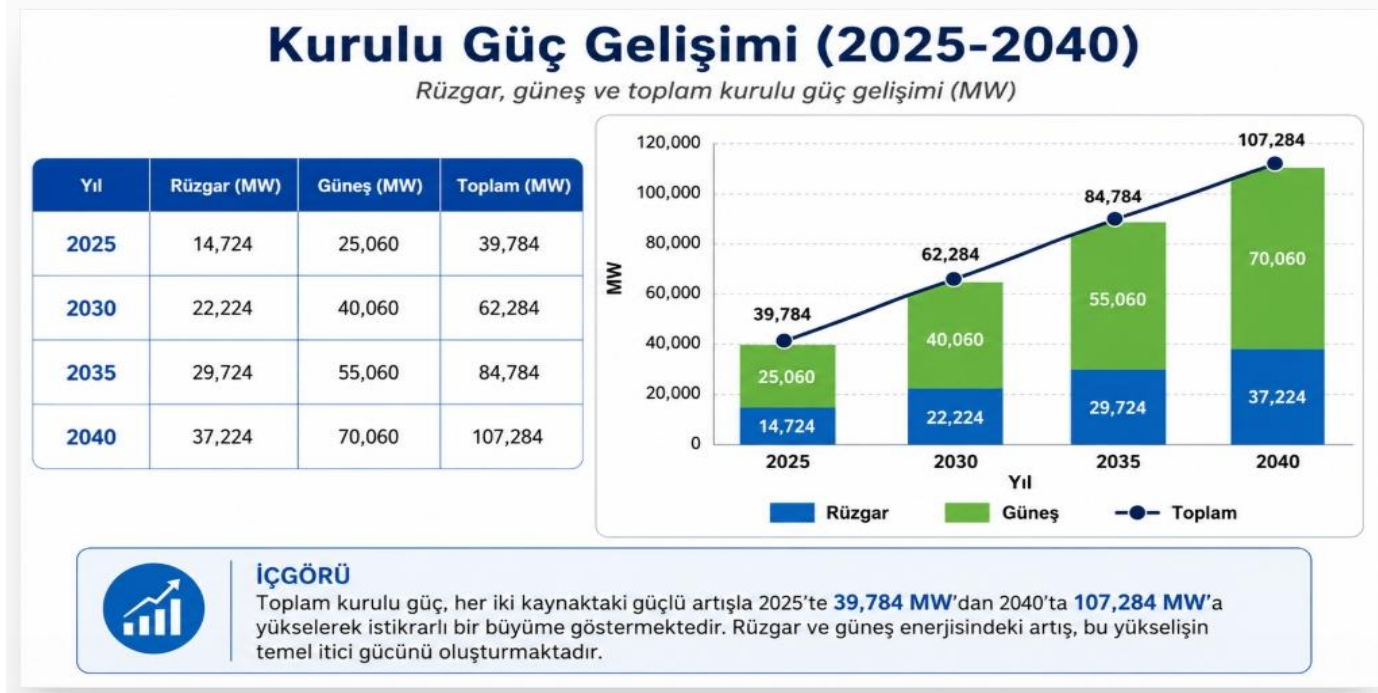
Tablo 22:depolama tesisleri depolama süreleri ve yıllık verimleri

Depolama Tesisleri	Depolama Saati	Depolama Tesislerinin Devrede Kalma Yüzdesi (%)
PHES 8 saat depolama	1587	38,9
PHES 12 saat depolama	1432	35
Batarya 1 saat depolama	367	9
Batarya 4 saat depolama	1067	26
Toplam depolama süresi ihtiyacı	4028	-

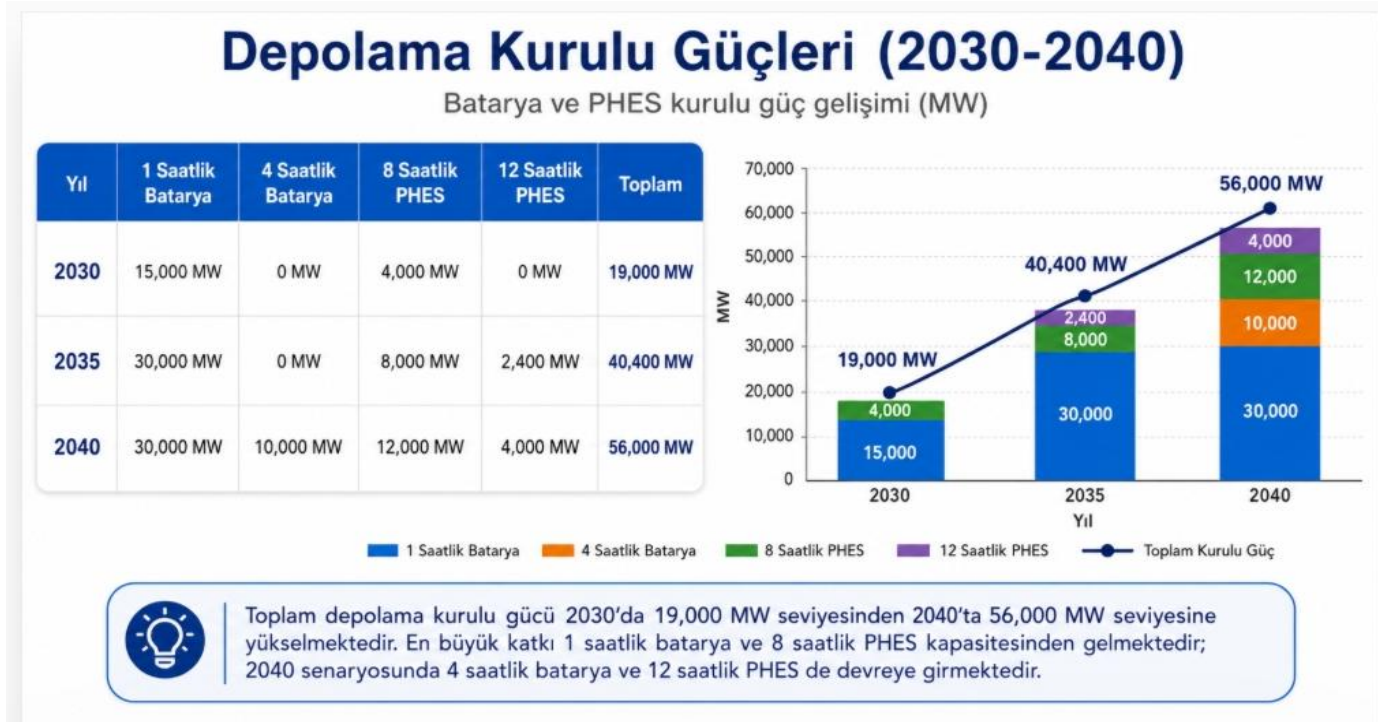
13.4. 2030,2035 ve 2040 yıllarının ortak değerlendirilmesi

2030,2035ve 2040 yılları rüzgar ve güneş kurulu güç gelişimi aşağıda verilmektedir.

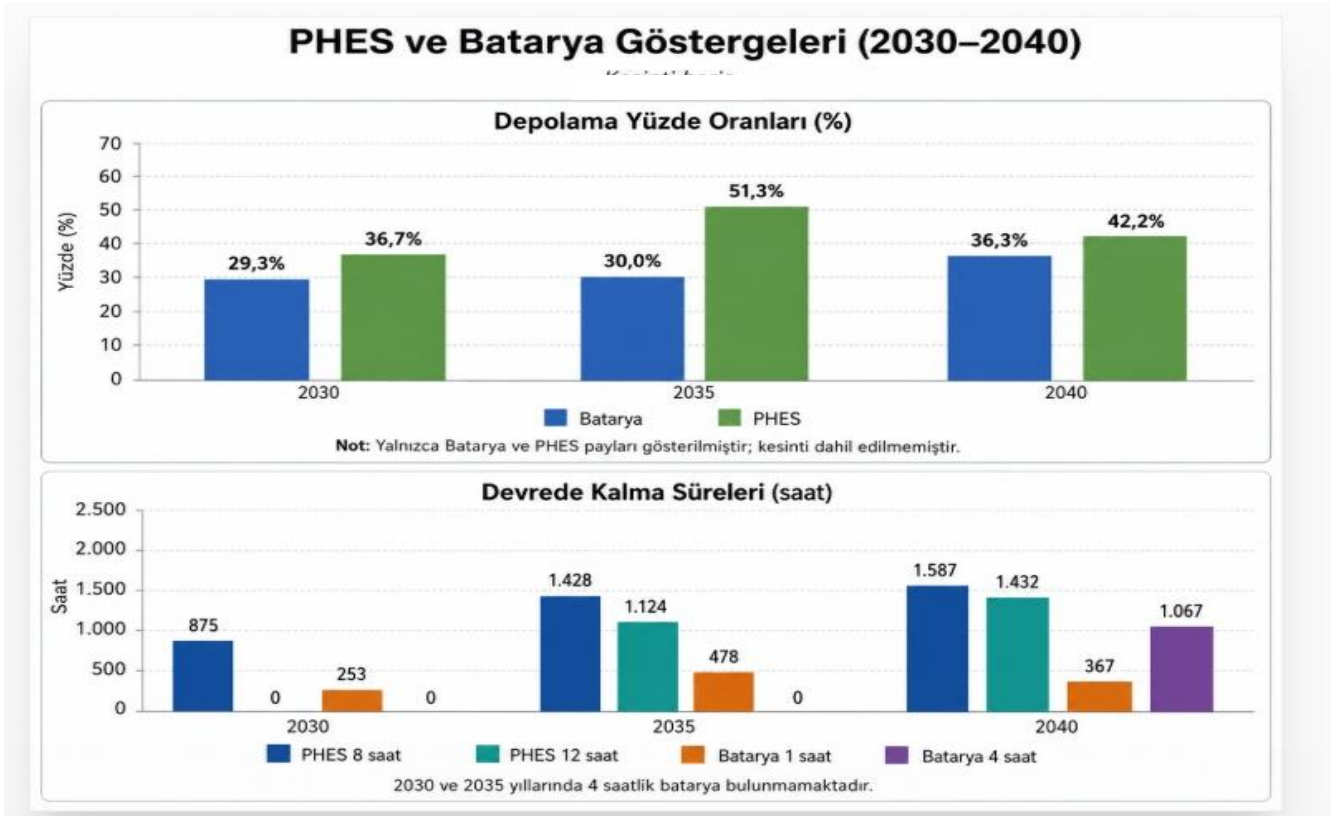
Şekil 19:RES ve GES kurulu gücü gelişimi



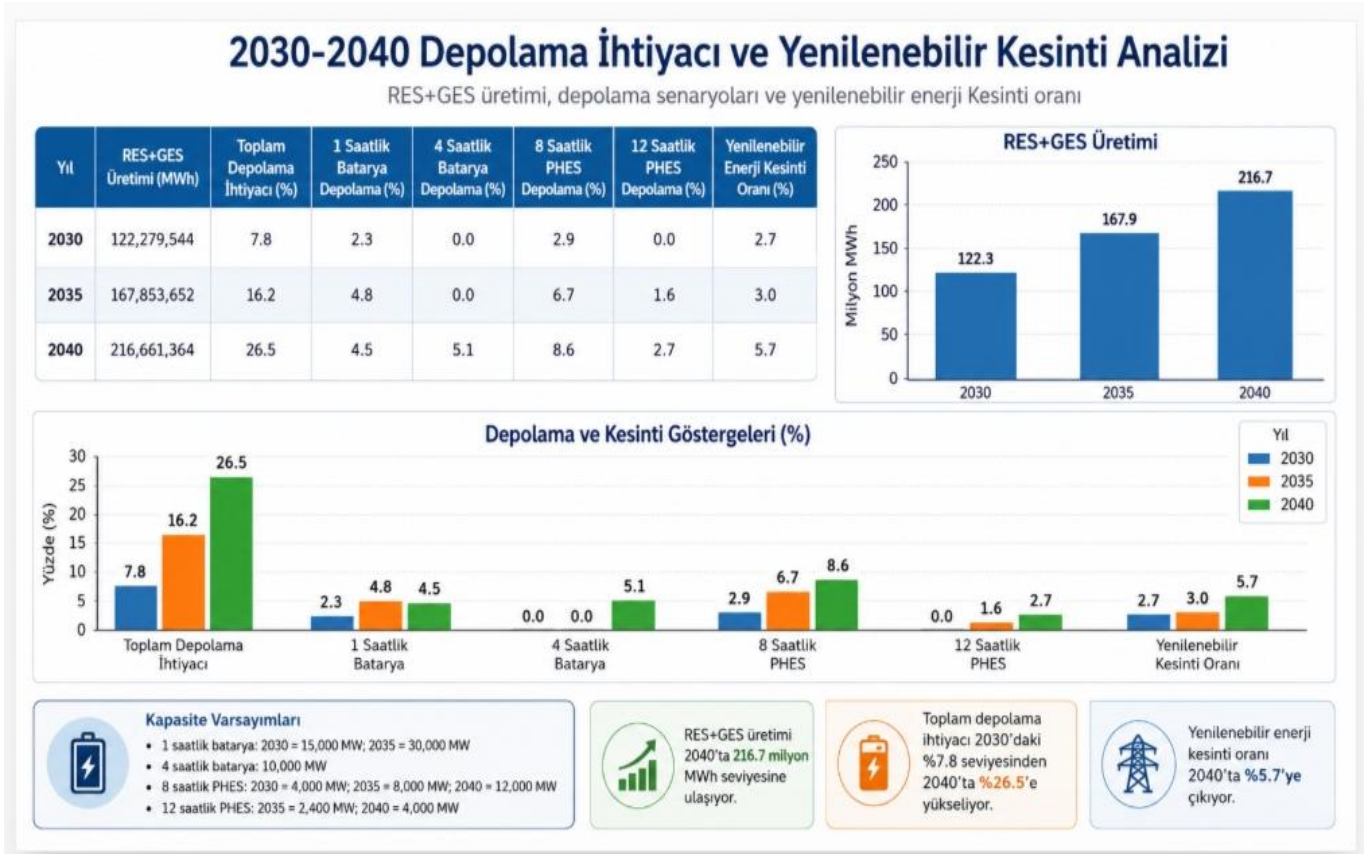
Şekil 20:Yıllara göre batarya ve PHES kurulu güç gelişimi



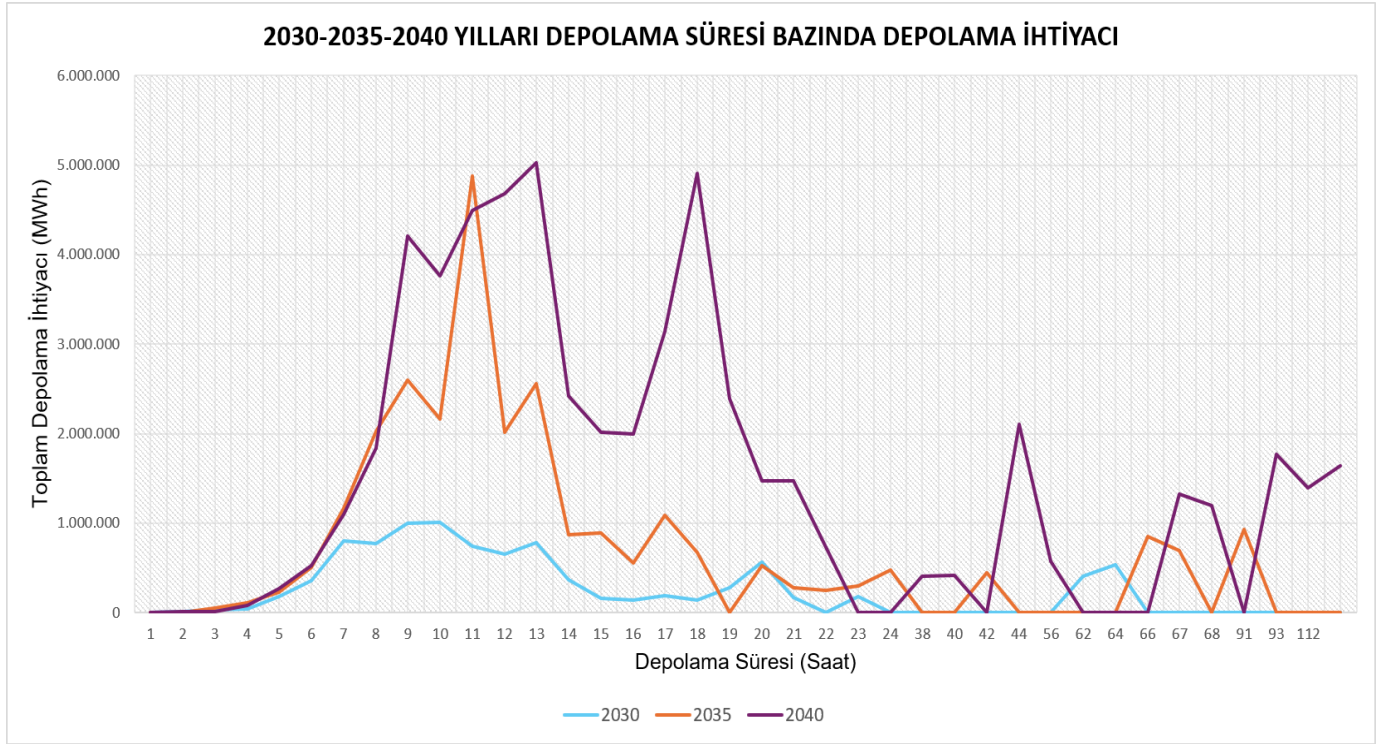
Şekil 21: Yıllara göre batarya ve PHESlerin tam kapasite devrede olma süresi ve depolama yüzde oranları



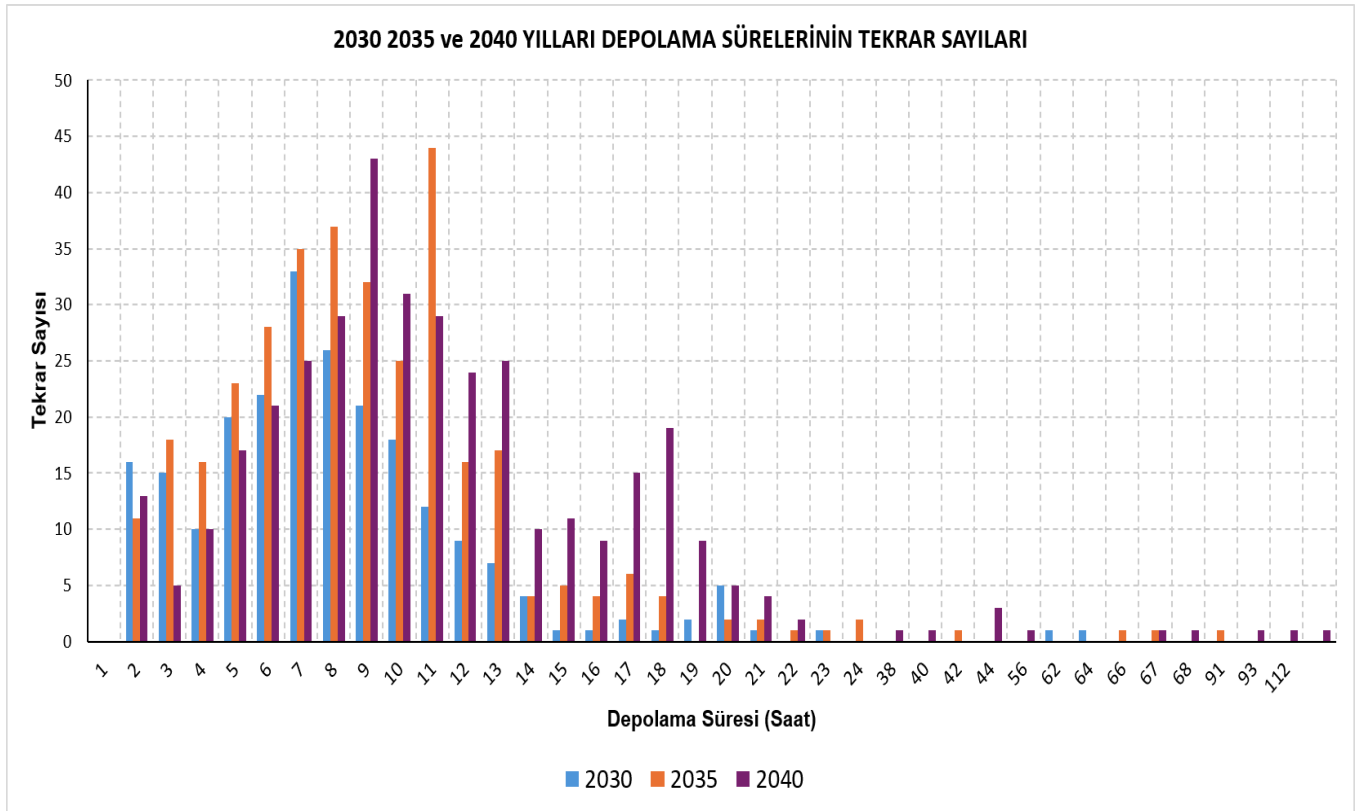
Şekil 22:2030,2035 ve 2040 yıllarında depolama ihtiyacı depolanan enerji miktarları ve %kesinti oranı



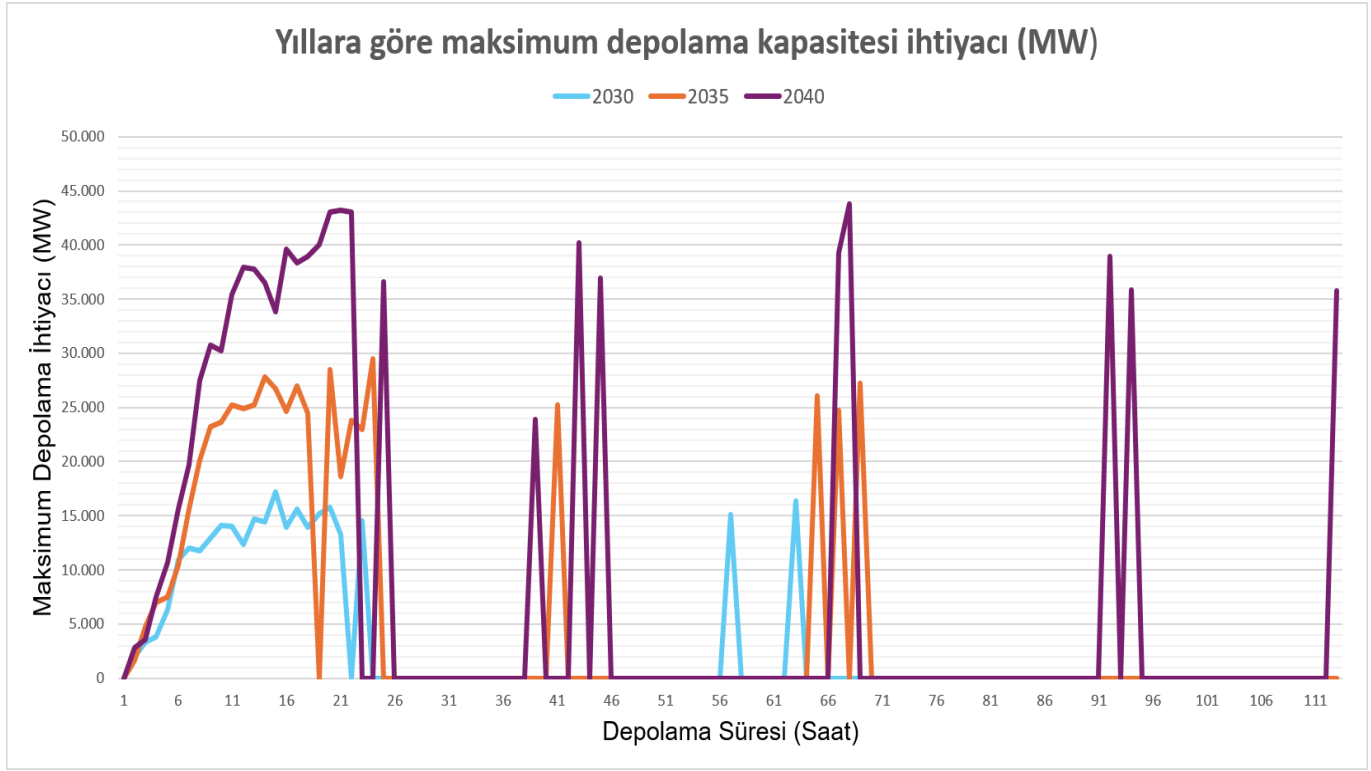
Şekil 23:Yıllara göre depolama süresi bazında Depolama ihtiyacı



Şekil 24:Depolama süresi ihtiyacının yıllara göre tekrar sayısı

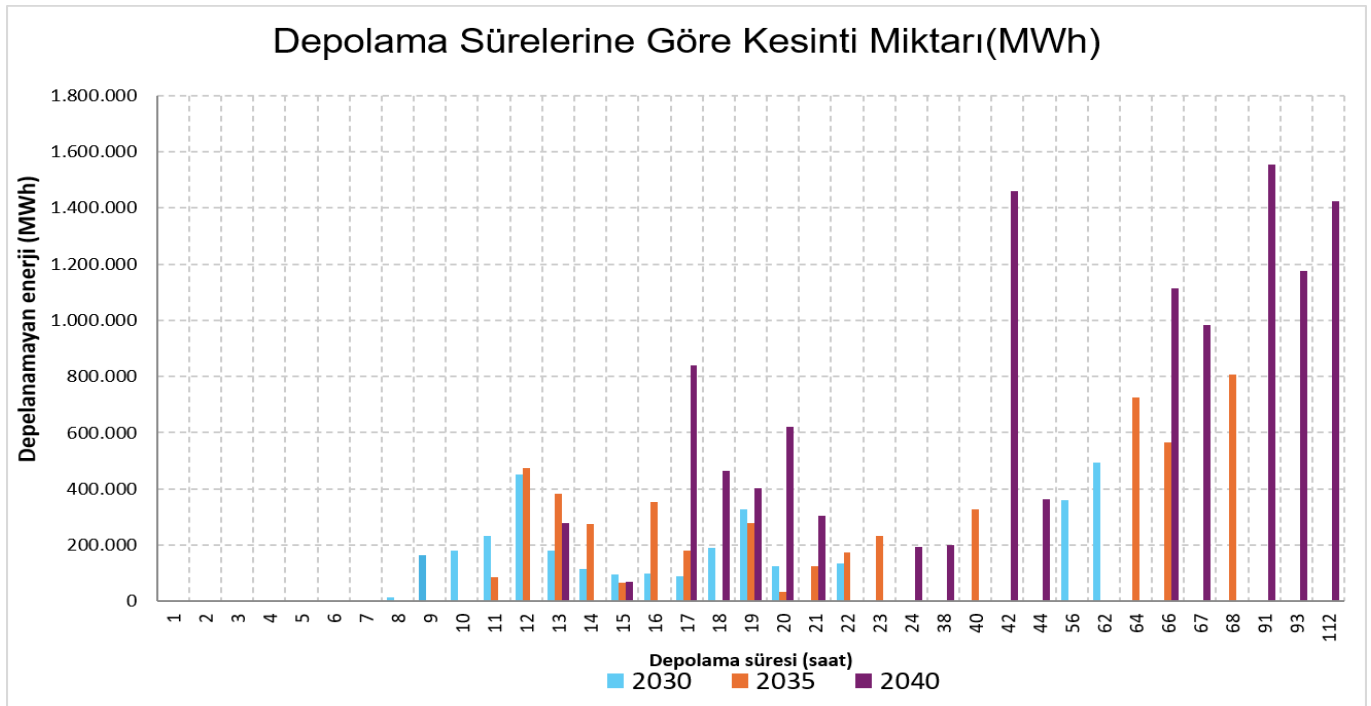


Şekil 25:Yıllara göre depolama süreleri bazında maksimum depolama ihtiyacı



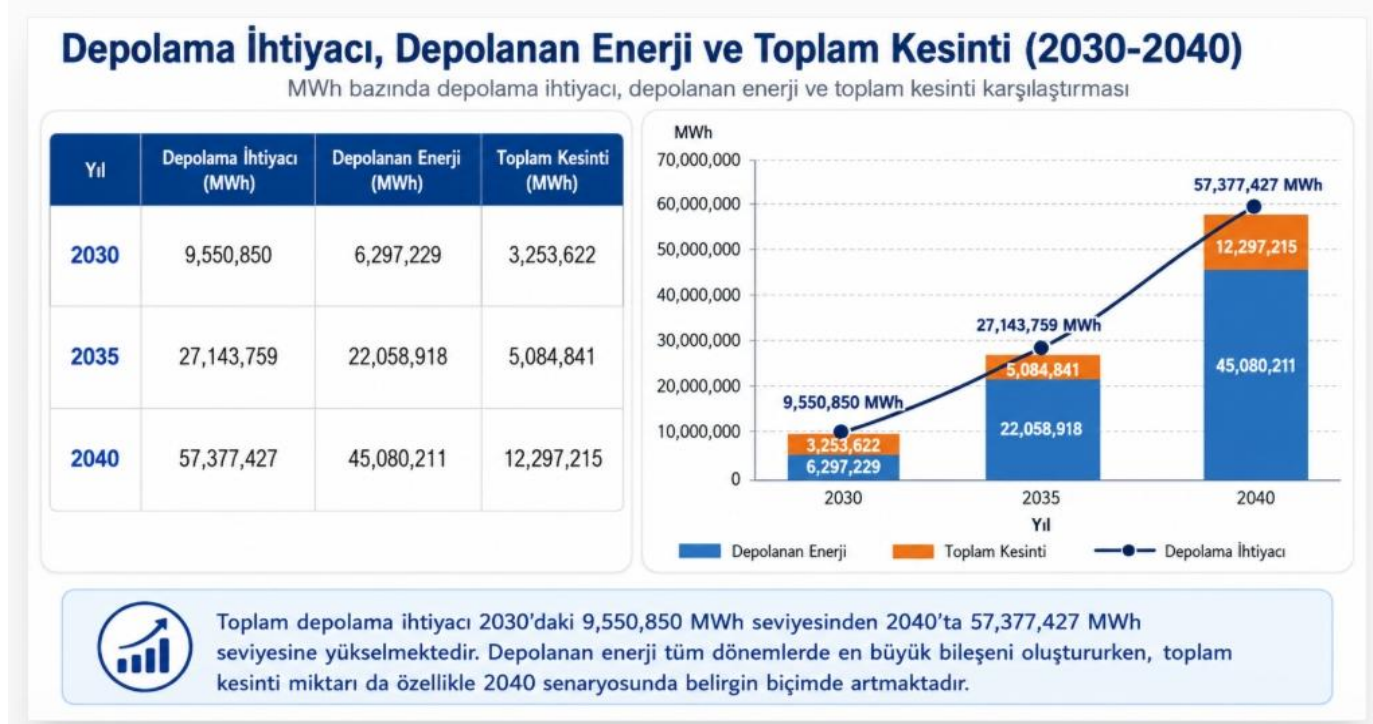
Maksimum depolama ihtiyacı 2030 2040 yılları arasında yaklaşık üç katına çıkmakla birlikte uzun süreli 90- 100 saat gibi depolama ihtiyaçları oluşmaktadır. Depolama ihtiyacının 6-18 saatlik depolama süreleri aralığında arttığı görülmektedir.

Şekil 26:Depolama Sürelerine göre kesinti miktarları



Türkiyede dini bayram tarihlerinin gelecek yıllarda kış aylarına doğru kayması sebebi ile 2035 ve 2040 yıllarında bu kadar uzun(90-112 saat) süreli kesinti beklenmemekle beraber 2040 yılından sonra Ekim Kasım aylarında gerçekleşecek olan bayram günlerinde kesinti süreleri tekrar uzamaya başlayacaktır.

Şekil 27:Depolama ihtiyacı depolanan enerji ve toplam kesinti miktarları



Yukarıdaki grafikte öngörülen batarya ve PHES yatırımları gerçekleşir ise Türkiye'de depolanacak enerji ve yenilenebilir kesintilerin miktarı görülmektedir.

Yapılan analizler, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin Türkiye elektrik sisteminde 2030 yılında 8 saat depolama kapasiteli 4000 MW gibi bir kurulu güce sahip olması gerektiğini göstermektedir. 2035 yılına gelindiğinde, özellikle 8 saatlik uzun süreli depolama ihtiyacının yaklaşık 8.000 MW gibi önemli bir kurulu güç seviyesine ulaşacağı öngörülmekte olup, bu kurulu gücün bile yeterli olmayacağı ilave 2400 MW 12 saat depolama kapasitesi olan PHES'lerin devreye alınması gerektiğini ortaya koymaktadır. 2040 yılında ise uzun süreli depolama ihtiyacının, özellikle 8 saat ve üzeri sürelerde, çok daha belirgin şekilde artacağı görülmektedir. Bu çerçevede, yüksek yenilenebilir enerji entegrasyonunun güvenli ve dengeli biçimde sürdürülebilmesi için PHES kapasitesinin sistem planlamasına dâhil edilmesi zorunlu hale gelmekte; PHES yatırımları olmaksızın sistem işletmesinin teknik, ekonomik ve operasyonel açıdan sürdürülebilir olmayacağı anlaşılmaktadır.

14. Türkiye Elektrik Sisteminde 2030, 2035, 2040 Esneklik İhtiyacı

Türkiye elektrik sistemi, bugüne kadar yüksek oranda esnek kaynaklara dayanan üretim portföyü sayesinde yük değişimlerini ve saatlik işletme ihtiyaçlarını büyük ölçüde yönetilebilir bir şekilde karşılayabilmıştır. Sistemde yaklaşık 23.868 MW barajlı hidroelektrik santral ve 25.943 MW doğal gaz santrali olmak üzere toplam 49.811 MW seviyesinde esnek kurulu güç bulunması, geçmiş dönemlerde sistem operatörüne önemli bir esneklik ve yük takip kabiliyeti sağlamıştır. Bu esnek yapı sayesinde talep artışları, puant saatleri ve kısa dönemli üretim-tüketim dengesizlikleri büyük ölçüde mevcut üretim portföyü içerisinde karşılanabilmektedir.

Ancak 2030, 2035 ve 2040 yıllarına doğru güneş ve rüzgâr enerjisi kurulu gücünün hızla artmasıyla birlikte sistem işletmesinin karşı karşıya kalacağı esneklik ihtiyacı nitelik değiştirmektedir. Geleneksel olarak ağırlıklı biçimde talep değişimleri üzerinden yönetilen yük takip gereksinimi, yüksek değişken yenilenebilir enerji üretimi altında artık yalnızca tüketim eğrisiyle değil, güneş ve rüzgâr üretiminin saatlik ve gün içi değişimleriyle birlikte değerlendirilmek zorundadır. Bu nedenle sistem operatörü açısından kritik gösterge, toplam tüketimden değişken yenilenebilir üretimin düşülmesiyle elde edilen net tüketim veya net tüketim eğrisinin saatler arasındaki değişimidir.

Net tüketimde kısa süre içinde meydana gelen hızlı artışlar yukarı yönlü esneklik ihtiyacını, ani düşüşler ise aşağı yönlü esneklik ihtiyacını oluşturmaktadır. Özellikle güneş üretiminin gün ortasında yüksek seviyelere ulaşması ve akşam saatlerinde hızla azalması, klasik “duck curve” etkisini güçlendirmekte ve sistemin akşam saatlerinde kısa sürede yüksek miktarda esnek üretim, depolama deşarjı veya talep tarafı katkısı sağlayabilmesini gerektirmektedir. Benzer şekilde, düşük talep ve yüksek yenilenebilir üretim dönemlerinde aşağı yönlü esneklik kabiliyetinin yetersiz kalması, yenilenebilir enerji kesintisi riskini artırmakta ve sistemde depolama, esnek üretim portföyü ve talep tarafı yönetimi ihtiyacını daha belirgin hale getirmektedir.

Şekil 28: Yıllara göre esneklik ihtiyacı

Yıl / Gösterge (MW)	1saat +	1saat -	3saat +	3saat -	4saat +	4saat -	8saat +	8saat -
2030 Maksimum	10.517	8.788	26.108	20.645	29.486	23.851	36.911	44.119
2030 Ortalama	2.895	1.815	7.955	4.782	9.762	6.135	13.160	9.934
2035 Maksimum	13.994	12.258	34.855	28.494	39.547	33.485	49.462	47.606
2035 Ortalama	3.912	2.348	10.778	6.351	13.457	8.118	18.665	13.238
2040 Maksimum	17.476	15.749	43.306	36.306	49.281	43.231	61.707	51.678
2040 Ortalama	4.843	2.904	13.487	7.939	16.898	10.184	24.132	16.667

14.1 Esneklik İhtiyacının değerlendirilmesi

Türkiye elektrik sistemi, 2030 sonrası dönemde artan değişken yenilenebilir enerji (VRE) penetrasyonu, hidro ağırlıklı üretim yapısı ve doğal gaz kombine çevrim santrallerinin esnek üretim rolü ile birlikte daha karmaşık bir esneklik ihtiyacı yapısına geçmektedir. ENTSO-E sistem esneklik analizine göre, yenilenebilir üretimin artışı ile birlikte residual load ramping (net yük değişim hızı) ve kısa vadeli dengeleme ihtiyaçları 2030’a kadar yaklaşık iki katına çıkmaktadır. Benzer şekilde IRENA çalışmaları, VRE penetrasyonunun artmasının sistemde hem gün içi ramp ihtiyacını hem de kısa süreli esneklik ihtiyacını yapısal olarak artırdığını vurgulamaktadır. Bu çerçevede Türkiye için esneklik ihtiyacı yalnızca

enerji dengesi değil, aynı zamanda çok zaman ölçekli (1–8 saat) esneklik problemi olarak ortaya çıkmaktadır.

Yapılan analizlere göre Türkiye elektrik sisteminde esneklik ihtiyacı 2030–2040 döneminde belirgin bir artış göstermektedir. Maksimum esneklik ihtiyacı 2030 yılında 8.788 MW ile 44.119 MW aralığında iken, 2035 yılında 12.258 MW ile 49.462 MW aralığına, 2040 yılında ise 15.749 MW ile 61.707 MW aralığına yükselmektedir. Ortalama esneklik ihtiyacı ise 2030 yılında 1.815 MW ile 13.160 MW arasında değişirken, 2035 yılında 2.348 MW ile 18.665 MW aralığına, 2040 yılında ise 2.904 MW ile 24.132 MW aralığına çıkmaktadır. Bu sonuçlar, maksimum esneklik ihtiyacının yaklaşık %70–80, ortalama esneklik ihtiyacının ise %60–75 oranında arttığını göstermektedir. Özellikle 4–8 saatlik zaman ölçeklerinde artış daha belirgin olup sistemin uzun süreli esneklik ihtiyacının güçlendiğini ortaya koymaktadır.

Türkiye'nin mevcut üretim portföyü bu esneklik ihtiyacının karşılanmasında temel rol oynamaktadır. 23.868 MW kurulu güce sahip barajlı hidroelektrik santraller, sistemin birincil esneklik kaynağıdır. Bu santraller yüksek rampa kabiliyetine sahip olmakla birlikte su kısıtı, mevsimsellik ve rezervuar optimizasyonu nedeniyle her zaman maksimum esneklik sağlayamamaktadır. Bu nedenle hidro kaynaklar güçlü ancak sınırlı bir esneklik kaynağı olarak değerlendirilmektedir.

25.943 MW(2026) kurulu güce sahip doğal gaz kombine çevrim santralleri ise ikinci önemli esneklik kaynağıdır. Doğalgaz santralleri teknik olarak yüksek rampa kabiliyetine ve düşük minimum yük seviyelerine sahip olmasına rağmen, yakıt maliyeti nedeniyle ekonomik dispatch kısıtları bulunmaktadır. Bu nedenle Doğalgaz'lar sistemde ağırlıklı olarak dengeleme üretimi rolünü üstlenmektedir.

Depolama teknolojileri açısından değerlendirildiğinde, batarya sistemleri kısa süreli esneklik ihtiyacının karşılanmasında kritik rol oynamaktadır. 1 saatlik bataryalar hızlı frekans ve kısa esneklik ihtiyaçlarını karşılayabilirken, 4 saatlik bataryalar gün içi dengeleme işlevi görmektedir. Bataryalar çok hızlı tepki verebilme kabiliyeti sayesinde özellikle 0–1 saat aralığındaki esneklik ihtiyacında en etkin teknolojidir.

Pompajlı hidroelektrik santraller (PHES) ise sistemde 4–8 saatlik esneklik ihtiyacının karşılanmasında kritik rol oynamaktadır. Yüksek enerji depolama kapasitesi sayesinde PHES teknolojisi, özellikle güneş üretiminin akşam saatlerinde yarattığı yük değişimlerini dengelemede ana çözüm olarak öne çıkmaktadır. PHES sistemleri ayrıca uzun süreli yük kaydırma kabiliyeti sayesinde sistem genelinde esneklik stabilizasyonu sağlamaktadır.

Genel değerlendirme kapsamında Türkiye elektrik sistemi 2030 yılında ağırlıklı olarak HES ve Doğalgaz esnekliği ile esneklik ihtiyacını karşılayabilecek bir yapıya sahiptir. Ancak 2035 yılı itibarıyla yenilenebilir üretimin artmasıyla birlikte batarya ve PHES sistemlerinin sisteme entegrasyonu zorunlu hale gelmektedir. 2040 yılına gelindiğinde ise sistem tamamen çok katmanlı bir esneklik mimarisine dönüşmektedir. Bu yapıda bataryalar kısa süreli (0–1 saat), hidroelektrik santraller orta süreli (1–4 saat), PHES uzun süreli (4–8 saat) ve Doğalgaz santralleri ise sistem yedekleme ve dengeleme rolünü üstlenmektedir.

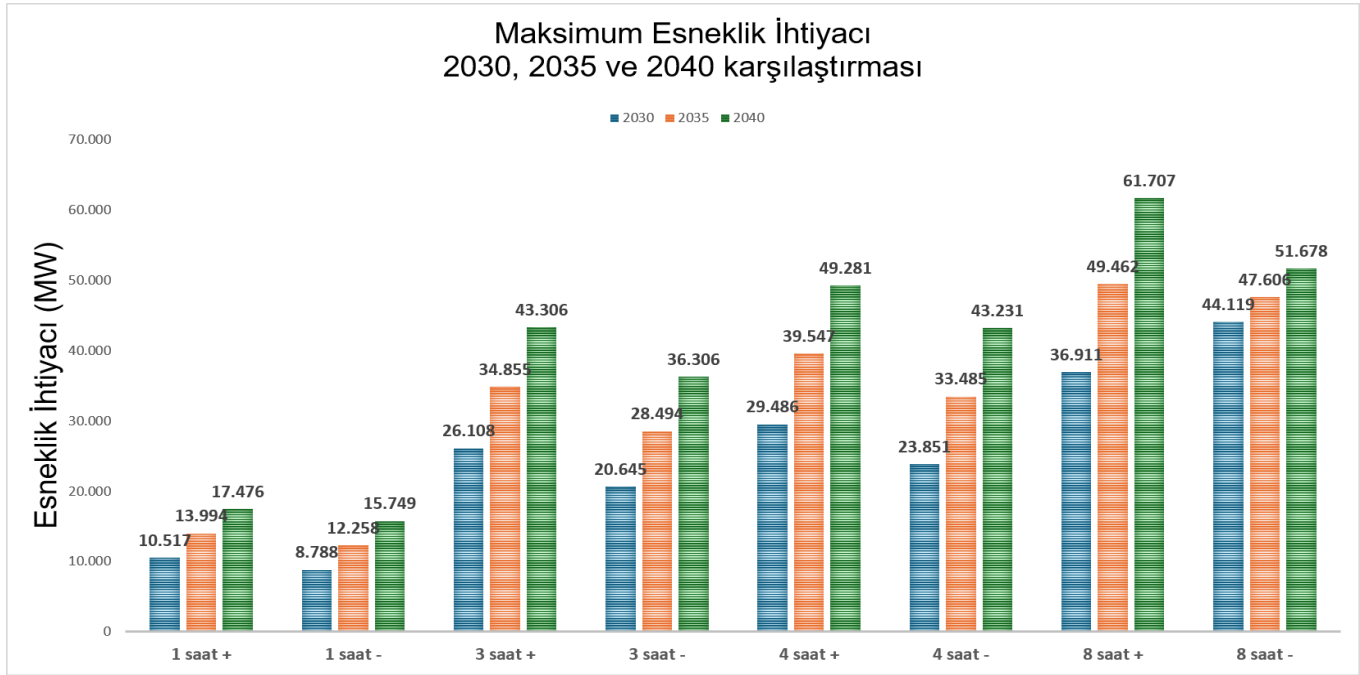
Sonuç olarak Türkiye elektrik sistemi 2030–2040 döneminde klasik kapasite bazlı üretim modelinden çıkarak çok zaman ölçekli esneklik ve esneklik optimizasyonuna dayalı bir sistem mimarisine geçmektedir. Bu dönüşüm, ENTSO-E ve IRENA çerçevesinde değerlendirildiğinde, yalnızca üretim kapasitesi artışı ile değil, batarya ve pompajlı hidroelektrik gibi depolama teknolojilerinin sistematik entegrasyonu ile mümkün olabilmektedir.

Türkiye elektrik sistemi açısından optimal esneklik yapısı şu şekilde özetlenebilir:

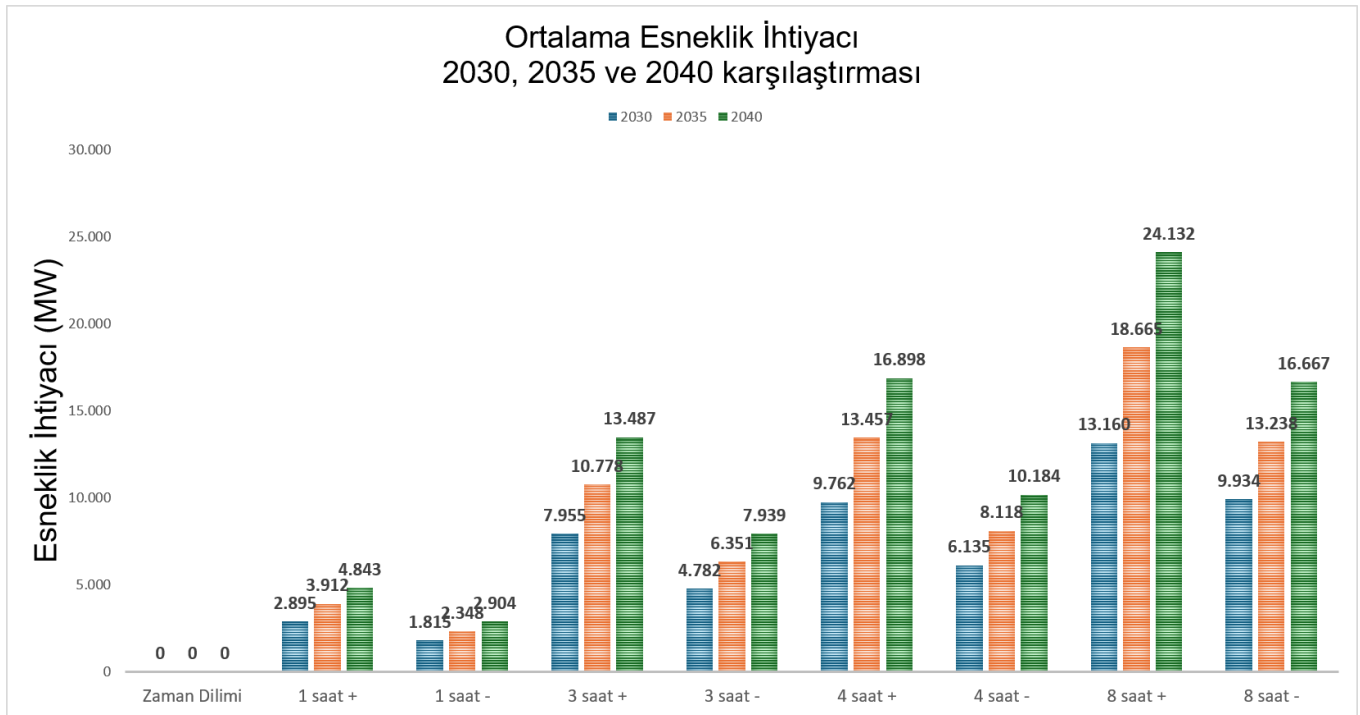
- **0–1 saat:** Batarya + HES dominant
- **1–4 saat:** PHES + DOĞALGAZ hibrit yapı
- **4–12 saat:** PHES + HES dominant
- **Doğalgaz:** Dengeleme ve güvenlik rezervi

Bu yapı, 2030–2040 döneminde Türkiye’nin yalnızca kapasite bazlı değil, aynı zamanda esneklik optimizasyonuna dayalı modern bir ENTSO-E uyumlu işletme yapısına evrildiğini göstermektedir.

Şekil 29: Yıllara göre maksimum esneklik ihtiyacı



Şekil 30: Yıllara göre ortalama esneklik ihtiyacı



Tablo 23:2030 -2035-2040 Yılları rampa hızları

Yıl	Süre	Maksimum + Esneklik İhtiyacı(MW)	+ Rampa Hızı (MW/dk)	Maksimum – Esneklik ihtiyacı (MW)	– Rampa Hızı (MW/dk)
2030	1 saat	10.517	175,3	8.788	146,5
2030	3 saat	26.108	145,0	20.645	114,7
2030	4 saat	29.486	122,9	23.851	99,4
2030	8 saat	36.911	76,9	44.119	91,9
2035	1 saat	13.994	233,2	12.258	204,3
2035	3 saat	34.855	193,6	28.494	158,3
2035	4 saat	39.547	164,8	33.485	139,5
2035	8 saat	49.462	103,0	47.606	99,2
2040	1 saat	17.476	291,3	15.749	262,5
2040	3 saat	43.306	240,6	36.306	201,7
2040	4 saat	49.281	205,3	43.231	180,1
2040	8 saat	61.707	128,6	51.678	107,7

Tablo 24:Yıllara göre maksimum esneklik hızı

Yıl	Maksimum Yukarı Rampa Hızı	Maksimum Aşağı Rampa Hızı
2030	175,3 MW/dk	146,5 MW/dk
2035	233,2 MW/dk	204,3 MW/dk
2040	291,3 MW/dk	262,5 MW/dk

Buna göre 2030–2040 döneminde maksimum 1 saatlik yukarı yönlü rampa hızı yaklaşık **%66**, aşağı yönlü esneklik hızı ise yaklaşık **%79** artmaktadır. En kritik durum 2040 yılında görülmekte; sistemin yukarı yönde yaklaşık **291 MW/dk**, aşağı yönde ise yaklaşık **263 MW/dk** değişimi karşılayabilmesi gerekmektedir.

Türkiye elektrik sisteminde rampa hızları, özellikle 2030–2040 döneminde artan yenilenebilir üretim penetrasyonu ile birlikte belirgin şekilde yükselen bir esneklik ihtiyacını ortaya koymaktadır. Analiz edilen sonuçlara göre 1 saatlik zaman ölçeğinde esneklik hızları en yüksek seviyeye ulaşmakta olup, bu segmentte batarya ve hidroelektrik santraller sistemin ana hızlı tepki sağlayıcılarıdır. 4 saatlik zaman ölçeğinde esneklik daha çok hidroelektrik ve pompajlı hidroelektrik santraller tarafından karşılanırken, doğal gaz santralleri dengeleyici rol üstlenmektedir. 8 saatlik zaman ölçeğinde ise sistem ağırlıklı olarak pompajlı hidroelektrik santrallere dayanmakta ve uzun süreli yük değişimlerinin yönetiminde hidro bazlı esneklik kritik hale gelmektedir. Genel olarak sistemde yukarı yönlü rampa hızlarının aşağı yönlü rampa hızına göre daha baskın olması, yük artışlarının daha keskin ve hızlı gerçekleştiğini göstermekte olup, bu durum çok katmanlı depolama teknolojilerinin sistemde zorunlu hale geldiğini ortaya koymaktadır.

14.2. ACER Metodolojisine Dayalı Basitleştirilmiş Esneklik Yeterlilik Değerlendirmesi

14.2.1. ACER Esneklik İhtiyacı Değerlendirme Yaklaşımı

ACER tarafından yayımlanan Flexibility Needs Assessment (FNA) metodolojisi, elektrik sistemlerinde esneklik ihtiyacının standart, karşılaştırılabilir ve sistematik bir çerçevede değerlendirilmesini amaçlamaktadır. Metodoloji, esneklik ihtiyacını yalnızca toplam kurulu güç yeterliliği üzerinden değil, sistemin değişken üretim ve tüketim koşullarına farklı zaman ölçeklerinde cevap verebilme kabiliyeti üzerinden ele almaktadır.

ACER yaklaşımında esneklik ihtiyaçları iki ana grupta sınıflandırılmaktadır: sistem esneklik ihtiyaçları ve şebeke esneklik ihtiyaçları. Sistem esneklik ihtiyaçları; yenilenebilir enerji entegrasyon ihtiyacı, ramping ihtiyacı ve kısa dönem esneklik ihtiyacı olmak üzere üç ana göstergeden oluşmaktadır. Yenilenebilir enerji entegrasyon ihtiyacı, özellikle düşük talep ve yüksek yenilenebilir üretim koşullarında oluşabilecek kesinti riskinin azaltılması için gerekli esnekliği ifade etmektedir. Ramping ihtiyacı, net tüketimde meydana gelen saatlik ve gün içi değişimlerin karşılanması için gerekli yukarı ve aşağı yönlü esneklik kapasitesini göstermektedir. Kısa dönem esneklik ihtiyacı ise talep, rüzgâr ve güneş üretim tahmin hataları ile beklenmeyen üretim veya iletim varlığı arızalarından kaynaklanan dengeleme ihtiyacını kapsamaktadır.

Bu çalışma kapsamında tam kapsamlı ekonomik dispatch simülasyonu, saatlik üretim-tüketim optimizasyonu, şebeke kısıtı modellemesi ve olasılıksal kısa dönem dengeleme analizi yapılmamıştır. Bunun yerine, ACER metodolojisinin temel prensipleri esas alınarak, Türkiye elektrik sistemi için 2030, 2035 ve 2040 yıllarına yönelik basitleştirilmiş bir Flexibility Adequacy Index (FAI) değerlendirmesi gerçekleştirilmiştir. Bu nedenle sonuçlar, ayrıntılı bir sistem işletme simülasyonu olarak değil, kurulu esnek kaynaklar, depolama kapasitesi, rampa ihtiyacı ve yenilenebilir enerji kesinti riski arasındaki dengeyi gösteren stratejik bir yeterlilik göstergesi olarak değerlendirilmelidir.

14.2.2. Türkiye Elektrik Sistemi Esneklik Yeterliliği — FAI Değerlendirmesi

Bu bölümde Türkiye elektrik sisteminin 2030, 2035 ve 2040 yılları için esneklik yeterliliği, ACER FNA yaklaşımı esas alınarak basitleştirilmiş Flexibility Adequacy Index (FAI) yöntemiyle değerlendirilmiştir. Hesaplama yukarı yönlü esneklik ihtiyacı, sistemin üretimi artırma veya tüketimi azaltma gereksinimini; aşağı yönlü esneklik ihtiyacı ise üretimi azaltma, tüketimi artırma veya fazla yenilenebilir üretimi depolama gereksinimini ifade etmektedir.

FAI değeri aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır:

$$FAI_{t,y}^{+} = \frac{F_{Supply,t,y}^{+}}{F_{Demand,t,y}^{+}}$$
$$FAI_{t,y}^{-} = \frac{F_{Supply,t,y}^{-}}{F_{Demand,t,y}^{-}}$$

Burada (FAI^{+}) yukarı yönlü esneklik yeterliliğini, (FAI^{-}) ise aşağı yönlü esneklik yeterliliğini göstermektedir. FAI değerinin 1'in üzerinde olması ilgili süre ve yönde esneklik arzının ihtiyacı karşıladığını, 1'in altında olması ise karşılanamayan esneklik ihtiyacının bulunduğunu göstermektedir.

Hesaplama yukarı yönlü esneklik arzı için barajlı HES, doğal gaz santralleri ve depolama kaynakları dikkate alınmıştır. Aşağı yönlü esneklik arzı için ise özellikle fazla yenilenebilir üretimi absorbe edebilecek batarya ve PHES kapasitesi esas alınmıştır. Batarya çevrim verimi %90, PHES çevrim verimi ise %80 olarak alınmıştır. Depolama kaynaklarının katkısı, süreye bağlı olarak aşağıdaki şekilde sınırlandırılmıştır:

$$P_{etkin} = P_{kurulu} \times \eta \times \min\left(1, \frac{Depolama\ Süresi}{İhtiyaç\ Süresi}\right)$$

n:depolama verimini ifade etmektedir

Bu nedenle 1 saatlik batarya kapasitesi 1 saatlik ihtiyaçta tam katkı sağlarken, 4 saatlik ve 8 saatlik ihtiyaçlarda enerji süresiyle orantılı olarak daha düşük katkı sağlamaktadır. Benzer şekilde PHES tesisleri, uzun süreli ihtiyaçlarda bataryalara kıyasla daha yüksek sistem değeri yaratmaktadır.

ACER kriterlerine göre artı ve eksi yönlü FAI Değerlerini değerlendirecek olursak aşağıdaki tablolar elde edilir.

Tablo 25:FAI (+)Değeri kriterleri

FAI Değeri	Matematiksel Anlam	Sistem Yorumu	İşletme Sonucu
FAI ≥ 1.20	Arz >> Talep	Fazla esneklik kapasitesi	Sistem çok güçlü, rezerv fazla
1.00 – 1.20	Arz ≥ Talep	Yeterli esneklik	Güvenli işletme
0.80 – 1.00	Arz ≈ Talep	Sınırdan yeterlilik	Kritik saatlerde risk
0.50 – 0.80	Arz < Talep	Esneklik açığı	Kesinti / kısıntı riski
< 0.50	Çok düşük arz	Ciddi yetersizlik	Sistem stres / acil müdahale

Tablo 26:FAI(-) Değeri kriterleri

FAI ⁻ Değeri	Matematiksel Anlam	Sistem Yorumu	İşletme Sonucu
FAI⁻ ≥ 1.20	Fazla absorpsiyon kapasitesi	Fazla üretim rahat yönetilir	Yenilenebilir kısıntı yok
1.00 – 1.20	Yeterli absorpsiyon	Sistem dengeli	Normal işletme
0.80 – 1.00	Sınırdan absorpsiyon	Fazla RES dönemlerinde risk	Kısıntı başlayabilir
0.50 – 0.80	Yetersiz absorpsiyon	RES curtailment oluşur	Depolama ihtiyacı artar
< 0.50	Çok düşük kapasite	Sistem fazla üretimi taşıyamaz	Yüksek curtailment

2030,2035,2040 yılları maksimum esneklik ihtiyacına göre FAI sonuçları aşağıda verilmiştir.

Maksimum Esneklik İhtiyacına Göre FAI Sonuçları

Tablo 27:Türkiye için FAI değerlendirmesi

Yıl	Süre	FAI+ PHES var	FAI- PHES var	FAI+ PHES yok	FAI- PHES yok
2030	1 saat	5,65	1,90	5,35	1,54
2030	3 saat	1,93	0,37	1,81	0,22
2030	4 saat	1,67	0,28	1,56	0,14
2030	8 saat	1,29	0,11	1,20	0,04
2035	1 saat	5,58	2,88	4,98	2,20
2035	3 saat	1,72	0,61	1,48	0,32
2035	4 saat	1,46	0,45	1,25	0,20
2035	8 saat	1,10	0,25	0,93	0,07
2040	1 saat	5,29	3,10	4,56	2,29

Yıl	Süre	FAI+ PHES var	FAI- PHES var	FAI+ PHES yok	FAI- PHES yok
2040	3 saat	1,72	0,85	1,42	0,50
2040	4 saat	1,47	0,66	1,21	0,36
2040	8 saat	1,04	0,40	0,84	0,15

14.2.3. Sonuçların Değerlendirilmesi

FAI sonuçları, Türkiye elektrik sisteminde 2030–2040 döneminde yukarı yönlü esneklik açısından kısa süreli ihtiyaçların genel olarak karşılanabildiğini göstermektedir. 1 saatlik yukarı yönlü FAI değerleri tüm yıllarda oldukça yüksek olup, sistemin kısa süreli üretim artırma veya tüketim azaltma ihtiyacını karşılayabilecek kapasiteye sahip olduğunu göstermektedir. Ancak süre uzadıkça yeterlilik marjı hızla azalmaktadır. Özellikle 8 saatlik yukarı yönlü esneklik ihtiyacında FAI değeri 2035 yılında 1,10’a, 2040 yılında ise 1,04’e kadar düşmektedir. Bu değerler teknik olarak yeterli görünmekle birlikte, işletme güvenliği açısından oldukça sınırlı bir marja işaret etmektedir.

PHES tesislerinin devreye girmemesi durumunda yukarı yönlü uzun süreli esneklik yeterliliği belirgin şekilde bozulmaktadır. PHES hariç senaryoda 2035 yılı 8 saatlik FAI+ değeri 0,93’e, 2040 yılı 8 saatlik FAI+ değeri ise 0,84’e düşmektedir. Bu durum, PHES yatırımlarının özellikle uzun süreli akşam puantı ve güneş üretiminin azaldığı saatlerde sistem yeterliliği açısından kritik olduğunu göstermektedir. PHES bulunmayan senaryoda 2035 yılında yaklaşık 3,4 GW, 2040 yılında ise yaklaşık 10,1 GW seviyesinde uzun süreli yukarı yönlü esneklik açığı oluşmaktadır.

Aşağı yönlü esneklik tarafında ise tablo daha kritiktir. 1 saatlik aşağı yönlü ihtiyaçlar batarya ve PHES kapasitesiyle karşılanabilir görünmektedir. Ancak 3 saat, 4 saat ve 8 saatlik aşağı yönlü ihtiyaçlarda FAI– değerleri 1’in oldukça altında kalmaktadır. Bu durum, Türkiye’de yenilenebilir enerji üretiminin yüksek olduğu ve talebin düşük seyrettiği saatlerde fazla üretimin sisteme entegre edilmesinde ciddi depolama ve talep tarafı esnekliği ihtiyacı bulunduğunu göstermektedir.

2030 yılında toplam depolama ihtiyacı yaklaşık 9,55 TWh seviyesindedir. Bu ihtiyacın karşılanamayan kısmı yenilenebilir enerji kesintisine dönüşmekte ve yaklaşık 3,25 TWh seviyesinde üretim kısıntısı oluşmaktadır. 2035 yılında depolama ihtiyacı yaklaşık 27 TWh seviyesine yükselmekte, kesinti miktarı ise 5,08 TWh seviyesine ulaşmaktadır. 2040 yılında ise depolama ihtiyacı yaklaşık 57,3 TWh seviyesine çıkmakta ve kesinti miktarı 12,3 TWh seviyesine yükselmektedir. Bu artış, rüzgâr ve güneş kurulu gücündeki büyümenin yalnızca kısa süreli batarya yatırımlarıyla yönetilemeyeceğini açıkça göstermektedir.

PHES tesislerinin bulunmadığı durumda aşağı yönlü esneklik açığı çok daha belirgin hale gelmektedir. 2035 yılında 8 saatlik FAI– değeri 0,25’ten 0,07’ye, 2040 yılında ise 0,40’tan 0,15’e düşmektedir. Bu sonuç, PHES yatırımlarının sadece akşam puantını karşılamak için değil, aynı zamanda gündüz saatlerinde oluşan fazla yenilenebilir üretimi absorbe etmek ve kesinti miktarını azaltmak için de kritik olduğunu göstermektedir.

Genel olarak değerlendirildiğinde, Türkiye elektrik sistemi 2030 yılında yukarı yönlü esneklik açısından yönetilebilir görünmekle birlikte, aşağı yönlü ve uzun süreli esneklik açısından ciddi kısıtlarla karşı karşıyadır. 2035 sonrasında sistemin kırılganlığı artmakta, 2040 yılında ise özellikle 8 saatlik esneklik ihtiyacı kritik hale gelmektedir. Bu nedenle Türkiye için yalnızca 1 saatlik batarya kapasitesinin artırılması yeterli değildir. Uzun süreli depolama, PHES, talep tarafı katılımı, pompaj modunda esnek tüketim, enterkonneksiyonların etkin kullanımı ve bölgesel şebeke kısıtlarını dikkate alan planlama birlikte ele alınmalıdır.

Bu sonuçlar, PHES yatırımlarının Türkiye elektrik sistemi açısından stratejik önem taşıdığını göstermektedir. PHES tesisleri devreye alınmadığı takdirde 2035 ve 2040 yıllarında uzun süreli yukarı yönlü esneklik açığı oluşacak, aşağı yönlü esneklik açığı derinleşecek, yenilenebilir enerji kesintileri artacak ve sistem işletmesinde dengeleme maliyetleri ile arz güvenliği riskleri yükselecektir. Özellikle 8 saat ve üzeri sürelerde PHES, bataryalara kıyasla daha yüksek sistem değeri yaratmakta ve yenilenebilir enerji entegrasyonu açısından vazgeçilmez bir esneklik kaynağı haline gelmektedir.

15. Akşam puantını Karşılayabilme Durumunun İncelenmesi

Aşağıdaki tabloda yer alan kaynak bazlı emre amade kapasite varsayımları dikkate alınarak, 2030, 2035 ve 2040 yıllarında Türkiye elektrik sisteminin akşam puantını karşılayıp karşılayamayacağı değerlendirilmiştir. Barajlı hidroelektrik ve doğal gaz santralleri ise sistem esnekliği ve puant karşılama kabiliyeti açısından kritik kaynaklar olarak değerlendirilerek emre amadelikleri görece yüksek tutulmuştur. Güneş santrallerinin akşam puant saatlerinde katkı sağlamadığı kabul edilmiş, rüzgâr, jeotermal, biyokütle, kömür ve nükleer gibi diğer kaynaklar için ise ilgili dönemlere yönelik emre amade kapasite tahminleri kullanılmıştır. Ayrıca ilgili yıllarda bu raporda önerilen pompaj depolamalı HES kapasitesinin, 2040 yılında ise 4 saatlik depolama kapasitesine sahip 10.000 MW kurulu gücündeki batarya tesislerinin de akşam puantına katkı sağlayacağı kabul edilmiştir.

Tablo 28:Akşam puantı emre amade kapasite(MW)

Kaynak Adı	Kurulu Güç 2025 (MW)	Ortalama Emre Amade Kapasite Temmuz.25 (MW)	2030 Akşam İçin Emre Amade Kapasite Tahmini (MW)	2035 Akşam Puantı İçin Emre Amade Kapasite Tahmini (MW)	2040 Akşam Puantı İçin Emre Amade Kapasite Tahmini (MW)
Akarsu	8.426	1.680	2.200	2.200	2.200
Asfaltit Kömür	405	181	181	181	181
Atık Isı	221	5	5	5	5
Barajlı	23.863	16.768	20.500	20.500	21.477
Biyokütle	2.112	996	1.496	1.996	1.996
Doğal Gaz	24.698	14.215	22.228	22.228	22.228
Fuel Oil	230	23	23	23	23
Güneş	23.055	13.923	0	0	0
İthal Kömür	10.456	9.620	9.620	9.620	9.620
Jeotermal	1.734	1.715	2.000	2.500	2.500
Linyit	10.231	4.278	4.278	4.278	4.278
Rüzgâr	13.465	5.398	8909	11916	14.922
Taş Kömür	841	202	202	202	202
Nükleer	0	0	2.400	5.000	5.000
PHES	0	0	4000	10400	16000
BATARYA(4saat)	0	0	0	0	10.000
Toplam	119.741	69.004	78.042	91.059	110.633

2016 ve 2025 yılları arasındaki mevsimlere göre akşam puant artışları dikkate alınarak 2030,2035 ve 2040 için projeksiyon yapıldığında aşağıdaki tabloda verilen akşam puant değerleri ve süreleri elde edilmektedir.

Tablo 29:2030 2035 ve2040 yılları akşam saatlik puant tahmini

Mevsim	Gün	Puant Süresi (Saat)	2016 (MWh)	2025 (MWh)	2030 (MWh)	2035 (MWh)	2040 (MWh)
Yaz	Pazartesi	5	38.576	56.500	67.567	78.633	89.700
Yaz	Cumartesi	5	36.973	53.300	63.381	73.461	83.542
Yaz	Pazar	5	34.500	50.308	60.068	69.828	79.588
Bahar	Çarşamba	5	33.976	43.891	50.013	56.134	62.256
Bahar	Cumartesi	5	31.814	41.619	47.673	53.727	59.781

Mevsim	Gün	Puant Süresi (Saat)	2016 (MWh)	2025 (MWh)	2030 (MWh)	2035 (MWh)	2040 (MWh)
Bahar	Pazar	5	29.803	37.657	42.506	47.355	52.204
Sonbahar	Perşembe	5	32.931	45.894	53.898	61.901	69.905
Sonbahar	Cumartesi	5	31.469	42.022	48.538	55.053	61.569
Sonbahar	Pazar	5	29.317	38.933	44.870	50.807	56.744
Kış	Perşembe	6	39.101	47.398	52.521	57.643	62.766
Kış	Cumartesi	6	34.897	44.944	51.147	57.350	63.553
Kış	Pazar	6	30.971	41.000	47.192	53.384	59.576

Yapılan emre amade kapasite projeksiyonlarına göre, 2030, 2035 ve 2040 yıllarında toplam emre amade üretim kapasitesinin akşam puant talebini nominal olarak karşılayabildiği ve incelenen senaryolarda doğrudan bir güç açığı oluşmadığı görülmektedir. Bununla birlikte, özellikle yaz döneminde artan akşam puant talebi nedeniyle sistem yeterlilik marjı giderek daralmakta ve depolama tesislerinin sistem güvenilirliğindeki rolü belirgin biçimde artmaktadır. 2035 yılında uzun süreli depolama tesisleri olmaksızın üretim kapasitesi ile puant talebi arasındaki fark oldukça sınırlı kalmakta; planlı bakım, arıza, düşük hidrolojik üretim, rüzgâr üretimindeki sapmalar ve gerekli işletme rezervleri dikkate alındığında arz güvenliği riski ortaya çıkmaktadır. Bu durum 2040 yılında daha kritik hale gelmekte ve pompaj depolamalı hidroelektrik santraller ile uzun süreli batarya depolama tesisleri devre dışı bırakıldığında yaz akşam puantının karşılanmasında kapasite açığı oluşmaktadır. Bu nedenle, 2035 sonrasında uzun süreli depolama yatırımlarının zamanında devreye alınması, yalnızca puant talebinin karşılanması açısından değil, aynı zamanda yeterli işletme rezervinin korunması ve sistem güvenilirliğinin sürdürülebilmesi, kesintisiz enerji sağlanabilmesi bakımından da kritik önem taşımaktadır.

16. PHES Gelir ve Gider Analizi

16.1.2030, 2035 ve 2040 Yılları İçin PHES'lerin Gelir Analizi

Türkiye’de pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanunu kapsamında YEKDEM’e dâhil edilmiş olup, gerekli lisans ve YEK Belgesi koşullarını sağlamaları ve EPDK tarafından yayımlanan Nihai YEK Listesi’ne alınmaları hâlinde alım garantisi niteliğindeki destekleme fiyatından yararlanabilmektedir. 1 Temmuz 2021–31 Aralık 2030 döneminde işletmeye giren tesisler için destek süresi 15 yıl, yerli aksam katkısı ise koşulların sağlanması durumunda 10 yıl olarak belirlenmiştir. Uygulanan fiyatlar enflasyon ve döviz kuru bileşenlerine bağlı olarak dönemsel biçimde güncellenmektedir. Bununla birlikte söz konusu mekanizma, proje bazlı bir devlet alım sözleşmesi veya Hazine garantisi olmayıp, YEKDEM kapsamındaki düzenlenmiş fiyat desteği niteliğindedir. Türkiye’de pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, gerekli lisans ve YEKDEM koşullarını sağlamaları hâlinde **15 yıl süreyle 11,55 ABD cent/kWh seviyesine kadar alım garantisinden** yararlanabilmektedir. Ancak Pompaj depolamalı HES’lerin depolama fiyatları 2030, 2035 ve 2040 yıllarında Pompaj depolamalı HESlerin yapımına imkan verebilme durumu aşağıda analiz edilmiştir. Bu amaçla, 2025 yılına ait 8.760 saatlik Piyasa Takas Fiyatı (PTF) verileri esas alınarak 2030, 2035 ve 2040 yılları için saatlik ortalama PTF profilleri tahmin edilmiştir.

Çalışmada temel amacı, her hedef yıl için:

- 24 saatin her biri için ortalama PTF değerinin,
- yıllık aritmetik ortalama PTF’nin,
- artan yenilenebilir enerji kapasitesinin fiyatlar üzerindeki etkisi,
- depolama tesislerinin fiyat profilini düzleştirme etkisi,

incelenmiştir. Tahmin sonuçları **2025 sabit fiyatlarıyla \$/MWh** olarak verilmiştir. Dolayısıyla sonuçlar, 2030, 2035 ve 2040 yıllarındaki nominal dolar enflasyonunu değil, sistem yapısındaki değişimin elektrik fiyatı üzerindeki reel etkisini göstermektedir.

16.1.1. Kullanılan Veriler

Analizde aşağıdaki veriler kullanılmıştır:

1. 2025 yılına ait 8.760 saatlik elektrik tüketimi ve PTF verileri,
2. 2030, 2035 ve 2040 yılları için aylık ve gün tipi bazında puant talep artışları,
3. 2025 gerçekleşen, 2030, 2035 ve 2040 yılları için hesaplanan saatlik net yük değerleri,
4. Kaynak bazında mevcut ve gelecekteki kurulu güç projeksiyonları ve emre amade kapasiteleri
5. Batarya ve pompaj depolamalı hidroelektrik santral kapasiteleri,
6. Yıllık toplam depolama ihtiyacı ve depolanan enerji değerleri,
7. Rüzgar ve güneş santralleri haricinde diğer santraller için emre amade kapasite varsayımları.

Kullanılan depolama verileri aşağıdaki tabloda sunulmuştur.

Tablo 30: Depolama ihtiyacı ve depolanan enerji

Gösterge	2030	2035	2040
maksimum saatlik depolama ihtiyacı	17.160 MW	29.456 MW	43.783 MW
Toplam depolama ihtiyacı	9.550.850 MWh	27.143.759 MWh	57.377.427 MWh
Toplam depolanan enerji	6.297.229 MWh	22.058.918 MWh	45.080.211 MWh
Depolama ihtiyacının karşılanma oranı	%65,9	%81,3	%78,5

Depolama kapasitesinin, özellikle 2035 ve 2040 yıllarında toplam depolama ihtiyacının yaklaşık %80'ini karşılayabildiği görülmektedir.

16.1.2. Model Varsayımları

Emre Amade Kapasite Varsayımları

Kömür santralleri için aşağıdaki emre amadelik oranları kullanılmıştır:

Santral türü Emre amadelik oranı

İthal kömür %90

Linyit %50

Taş kömürü %60

Asfaltit %60

Modelde diğer kaynaklar için kullanılan çalışma varsayımları aşağıdaki şekildedir:

Kaynak	Emre amadelik oranı
Doğal gaz	%90
Nükleer	%90
Barajlı hidroelektrik	%70
Akarsu hidroelektrik	%30
Jeotermal	%90
Biyokütle	%80
Atık ısı	%80
Fuel-oil	%50

Bu oranlar, ilgili kaynakların kurulu gücünün tamamının her saat piyasada kullanılabilir olmayacağını temsil etmektedir. Bahar döneminde barajlı HESlerin emre amadesi %90 akarsuların %65 alınmıştır.

Depolama İşletme Varsayımı

Depolama tesisleri aşağıdaki işletme mantığıyla modellenmiştir:

- Depolama tesisleri günlük net yükün düşük olduğu saatlerde şarj edilmektedir.
- Günlük en düşük net yüke sahip sekiz saat, öncelikli şarj saatleri olarak kabul edilmiştir.

- Günlük en yüksek net yüke sahip altı saat, öncelikli deşarj saatleri olarak kabul edilmiştir.
- PHES Depolama çevrim verimi %80 Batarya verimi %90 alınmıştır.
- Yıllık deşarj enerjisi, verilen toplam depolanan enerjiyle sınırlandırılmıştır.
- Şarj ve deşarj gücü, ilgili yıldaki batarya ve PHES kurulu güçleriyle sınırlandırılmıştır.

Bu yaklaşım, depolamanın düşük fiyatlı saatlerde enerji alarak yüksek fiyatlı saatlerde sisteme enerji vermesini temsil etmektedir.

16.1.3. Yaklaşık PTF Tahmin Yöntemi

2025 Baz Yılı Kalibrasyonu

İlk aşamada 2025 yılı için saatlik PTF ile sistemin Net tüketimi arasındaki ilişki belirlenmiştir.

Net tüketimin düşük olduğu saatlerde düşük maliyetli ve yenilenebilir kaynakların talebi karşıladığı; net tüketimin arttığı saatlerde ise sırasıyla hidrolik ve doğal gaz santrallerinin marjinal hale geldiği kabul edilmiştir.

2025 yılı PTF ortalaması:

66,42 \$/MWh

olarak hesaplanmıştır.

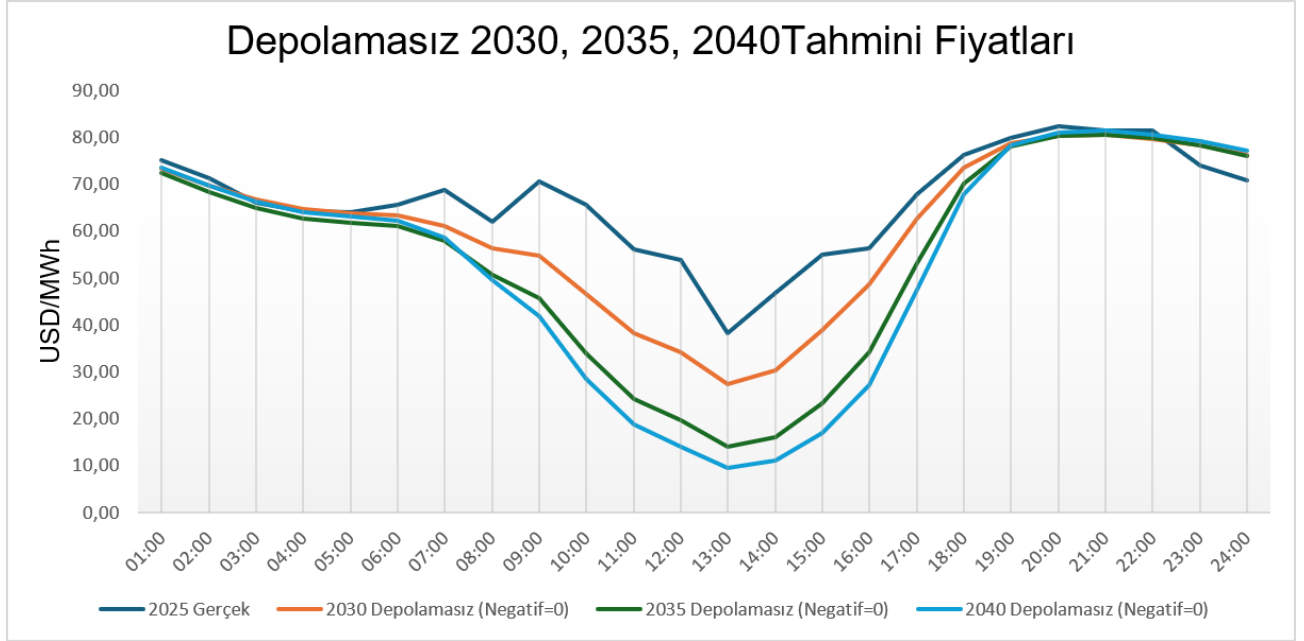
2025 saatlik fiyatları ile sistem yük stresi arasındaki ilişki kullanılarak bir fiyat-stres eğrisi oluşturulmuş ve 2030, 2035 ve 2040 net yük değerleri bu eğri üzerinden fiyatlandırılmıştır.

Depolama Tesisleri olmazsa Gelecek Yıl PTF Fiyatlarının Yaklaşık Tahmini

Her hedef yıllar için iki senaryo çalışılmıştır birinci senaryoda depolamanın piyasa fiyatlarını etkilememesi için hiç depolama yapılmadığı kabulü ile birlikte aşağıdaki işlemler yapılmıştır:

1. Saatlik net yük alınmıştır.
2. Net yük, emre amade üretim kapasitesiyle karşılaştırılmıştır.
3. Saatlik sistem stres seviyesi belirlenmiştir.
4. 2025 yılına kalibre edilen fiyat-stres eğrisi kullanılarak saatlik PTF hesaplanmıştır.

Şekil 31: Hiç bir depolama tesisi olmadan 2030-2035 ve 2040 yaklaşık PTF fiyat tahminleri



Şekil 32: 2030, 2035, 2040 depolama tesisleri devrede değilken PTF ortalamaları tahminleri

Saat	2025(\$/MWh)	2030(\$/MWh)	2035(\$/MWh)	2040(\$/MWh)
01:00	75,05	73,26	72,47	73,65
02:00	71,25	69,81	68,44	69,70
03:00	66,12	66,76	65,01	66,32
04:00	64,19	64,63	62,58	63,97
05:00	64,14	63,82	61,68	63,08
06:00	65,58	63,26	61,00	62,29
07:00	68,81	61,10	57,94	58,61
08:00	61,93	56,43	50,77	49,59
09:00	70,65	54,82	45,67	41,78
10:00	65,71	46,64	34,06	28,41
11:00	56,15	38,29	24,23	18,69
12:00	53,81	34,19	19,60	14,12
13:00	38,20	27,31	14,10	9,48
14:00	46,94	30,30	16,16	11,08
15:00	54,95	38,87	23,40	17,09
16:00	56,32	48,73	34,28	27,23
17:00	67,95	62,59	53,18	47,62
18:00	76,16	73,56	70,05	67,79
19:00	79,96	78,71	78,14	78,19

Saat	2025(\$/MWh)	2030(\$/MWh)	2035(\$/MWh)	2040(\$/MWh)
20:00	82,36	80,26	80,32	81,07
21:00	81,57	80,50	80,62	81,46
22:00	81,40	79,72	79,79	80,64
23:00	74,04	78,40	78,39	79,28
24:00	70,78	76,27	76,03	77,09
Yıllık Ortalama	66,42	60,16	54,50	52,84

Depolama tesislerinin devrede olmadığı senaryoda, artan güneş ve rüzgâr kapasitesine bağlı olarak özellikle öğle saatlerinde PTF'nin belirgin biçimde gerilediği görülmektedir. Yıllık ortalama PTF'nin 2025 yılındaki 66,42 \$/MWh seviyesinden 2030'da 60,16 \$/MWh'ye, 2035'te 53,49 \$/MWh'ye ve 2040'ta 50,52 \$/MWh'ye düşmesi, yenilenebilir üretim fazlasının düşük net yük saatlerinde fiyatları aşağı yönlü baskıladığını göstermektedir. Bu etki 2040 yılında en belirgin seviyeye ulaşmakta ve 13.00 saatinde ortalama PTF'nin negatif değere gerilemesi, üretim fazlasının depolanamadığı durumlarda piyasanın aşırı düşük veya negatif fiyatlarla karşılaşabileceğine işaret etmektedir. Ancak Türkiye'de negatif fiyat uygulanmadığı için negatif fiyatlar "0" olarak kabul edilmiştir. Buna karşılık güneş üretiminin azaldığı akşam saatlerinde fiyatlar yeniden yükselmekte ve 19.00–22.00 döneminde tüm yıllarda yaklaşık 78–81 \$/MWh aralığında kalmaktadır. Dolayısıyla depolamasız senaryoda yıllık ortalama fiyatlar düşmekle birlikte, gün içi fiyat farkları büyümekte; öğle saatlerinde aşırı düşük fiyatlar ve yenilenebilir üretim kesintisi riski oluşurken akşam puantında yüksek fiyatlar devam etmektedir. Bu sonuç, artan yenilenebilir kapasitenin piyasa değerinin korunabilmesi ve fiyat oynaklığının sınırlandırılabilmesi için depolama tesislerinin gerekli olduğunu ortaya koymaktadır.

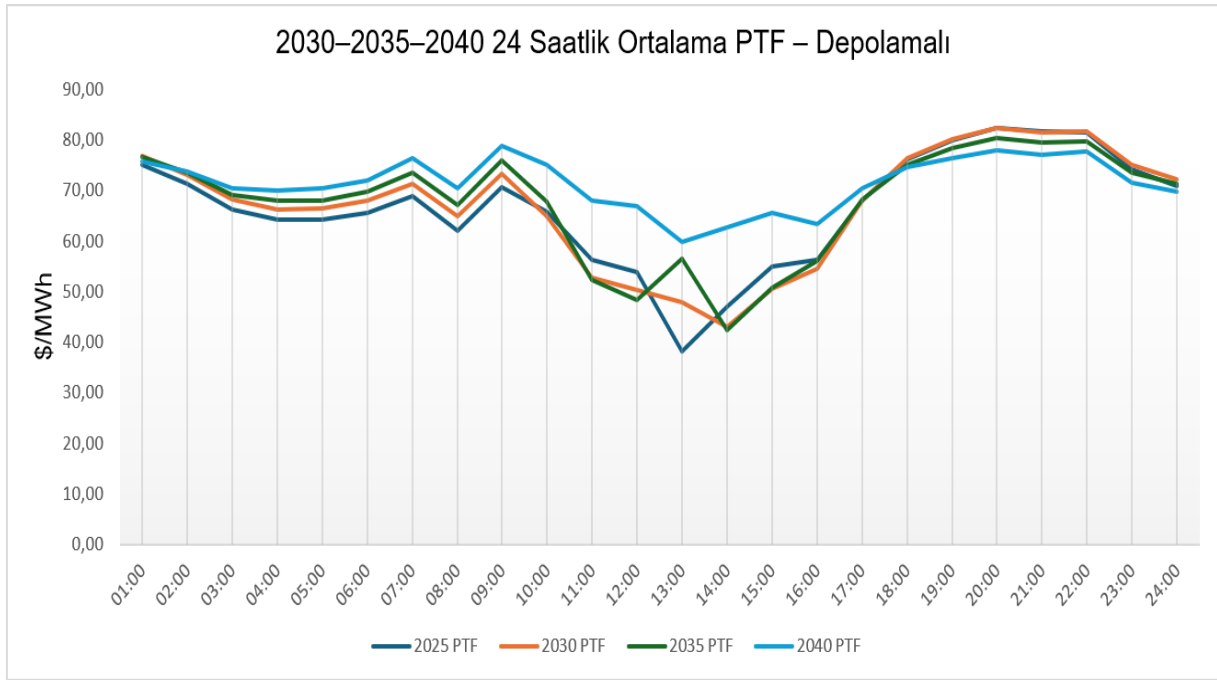
3.3. Depolama Tesisleri devreye alınırsa PTF nasıl etkilenir ?

2030, 2035 ve 2040 yıllarına ilişkin saatlik Piyasa Takas Fiyatı (PTF) projeksiyonları; 2025 yılı gerçekleşen saatlik PTF değerleri, hedef yıllara ait saatlik net yük tahminleri, kaynak bazında kurulu güç gelişimi ve üretim tesislerinin emre amade kapasite oranları kullanılarak oluşturulmuştur. Güneş ve rüzgâr üretiminin etkisi net yük projeksiyonları içerisinde yer aldığından, söz konusu kaynaklar emre amade üretim kapasitesine ayrıca eklenmemiştir.

Modelde her saat için net yükün emre amade üretim kapasitesine oranı hesaplanmış ve bu oran ile 2025 yılı gerçekleşen PTF değerleri arasındaki ilişki kalibre edilmiştir. Ay, saat ve gün tipi kaynaklı fiyat farklılıkları da 2025 gerçekleşmelerinden elde edilen düzeltme katsayılarıyla modele yansıtılmıştır. Modelin 2025 verilerine ilişkin açıklama gücü yaklaşık %86, ortalama mutlak tahmin hatası ise 5,15 \$/MWh olarak hesaplanmıştır.

Önceki bölümlerde belirlenen batarya ve PHES projeksiyonları fiyat tahminine dahil edilmiştir. Depolama tesislerinin yenilenebilir üretimin yüksek, net yükün düşük olduğu saatlerde şarj olduğu; yüksek net yük ve fiyat saatlerinde ise deşarj olarak sistemi desteklediği kabul edilmiştir. Bataryalar için %90, PHES tesisleri için %80 çevrim verimi kullanılmıştır.

Hesaplama sonucunda yıllık ortalama PTF değerleri aşağıdaki şekilde tahmin edilmiştir:



Tablo 31:2030,2035,2040 Depolama Tesisleri devrede iken piyasa fiyatları

Saat	2025(\$/MWh)	2030(\$/MWh)	2035(\$/MWh)	2040(\$/MWh)
01:00	75,05	76,71	76,57	75,77
02:00	71,25	73,07	73,43	73,72
03:00	66,12	68,10	68,97	70,28
04:00	64,19	66,22	67,91	70,02
05:00	64,14	66,45	68,01	70,36
06:00	65,58	68,05	69,71	72,04
07:00	68,81	71,36	73,39	76,24
08:00	61,93	64,75	67,06	70,49
09:00	70,65	73,23	75,90	78,86
10:00	65,71	64,80	67,64	75,03
11:00	56,15	52,64	52,17	67,96
12:00	53,81	50,19	48,21	66,87
13:00	38,20	47,75	56,38	59,82
14:00	46,94	43,05	42,36	62,59
15:00	54,95	50,60	50,64	65,49
16:00	56,32	54,58	56,01	63,39
17:00	67,95	68,03	68,15	70,40
18:00	76,16	76,43	74,98	74,56
19:00	79,96	80,09	78,28	76,28
20:00	82,36	82,27	80,24	78,00

Saat	2025(\$/MWh)	2030(\$/MWh)	2035(\$/MWh)	2040(\$/MWh)
21:00	81,57	81,52	79,35	77,11
22:00	81,40	81,59	79,76	77,62
23:00	74,04	75,03	73,47	71,53
24:00	70,78	72,15	71,26	69,79
Yıllık Ortalama	66,40	67,03	67,49	71,43

2030 ve 2035 yıllarında yıllık ortalama fiyatların birbirine yakın seviyelerde kaldığı görülmektedir. Artan güneş ve rüzgâr üretimi özellikle öğle saatlerinde fiyatları aşağı yönlü etkilerken, güneş üretiminin azalmasıyla birlikte akşam saatlerinde PTF hızla yükselmektedir. Depolama kapasitesindeki artış, 2035 yılında akşam puant fiyatlarını sınırlandırmakta ve günlük fiyat profilini kısmen düzleştirmektedir.

2040 yılında depolama portföyü önemli ölçüde büyümesine rağmen yıllık ortalama PTF'nin 71,43 \$/MWh seviyesine yükseldiği görülmektedir. Bu durum; depolama ihtiyacının daha hızlı artması, uzun süreli üretim fazlası olaylarının tamamen karşılanamaması, depolama çevrim kayıpları ve kontrol edilebilir emre amade kapasitenin net yük gelişimine kıyasla sınırlı artmasıyla açıklanmaktadır. Bununla birlikte 2040 yılında depolama tesislerinin yoğun kullanımı, akşam puant fiyatlarını 2030 ve 2035 seviyelerinin altında tutmaktadır.

Saatlik fiyat profilleri incelendiğinde en düşük fiyatların genel olarak güneş üretiminin yüksek olduğu öğle saatlerinde, en yüksek fiyatların ise sabah ve akşam puant dönemlerinde olduğu görülmektedir. 2030 ve 2035 yıllarında en düşük fiyatlar yaklaşık 14.00 civarında oluşurken, en yüksek fiyatlar 20.00 civarında gerçekleşmektedir. 2040 yılında güçlü depolama kapasitesi akşam fiyatlarını düşürmekte; ancak güneş üretiminin henüz yeterli seviyeye ulaşmadığı sabah saatlerinde sistem sıkışıklığı devam etmektedir.

Sonuç olarak depolama yatırımları saatlik fiyat oynaklığının ve akşam puant fiyatlarının azaltılmasında etkili olmakla birlikte, tek başına yıllık ortalama fiyatların düşürülmesi için yeterli değildir. Özellikle 2040 ve sonrasında artan yenilenebilir üretimin etkin biçimde değerlendirilebilmesi için uzun süreli depolama, talep tarafı esnekliği, esnek hidroelektrik üretim, elektrik ihracatı ve diğer sektörel entegrasyon seçeneklerinin birlikte geliştirilmesi gerekmektedir.

Tahminler 2025 yılı sabit fiyatlarıyla hazırlanmış olup yakıt, karbon, döviz ve enflasyon değişimleri, modele dahil edilmemiştir. Bu nedenle sonuçlar nominal piyasa fiyatı tahmininden ziyade, net yük, emre amade kapasite ve depolama gelişiminin PTF üzerindeki yapısal etkisini göstermektedir.

16.2 Depolama yapılan Saatlerin Yaklaşık Fiyat Tahmini

2030, 2035 ve 2040 yıllarındaki depolama saatleri tahmin edilirken temel kabul, depolama ihtiyacının sistem net yükünün minimum üretim seviyesinin altına düştüğü saatlerde ortaya çıkmasıdır. Bu nedenle hesaplamada 2025 yılına ait 8.760 saatlik sistem tüketimi ve net yük profili baz alınmış; 2030, 2035 ve 2040 için verilen saatlik net yük projeksiyonları, aylık puant artışları, hafta içi–Cumartesi–Pazar tüketim farklılıkları, güneş ve rüzgâr kurulu güç artışları, kaynak bazında emre amade kapasite oranları ve minimum üretim sınırları birlikte değerlendirilmiştir. Net yükün düşük olduğu, özellikle güneş üretiminin yüksek ve tüketimin görece zayıf olduğu gündüz saatlerinde üretim fazlası olduğu kabul edilmiş; bu fazlanın miktarı depolama ihtiyacı olarak tanımlanmıştır. Depolama ihtiyacının yalnızca teorik fazla enerjiye göre değil, ilgili yıldaki 1 saatlik ve 4 saatlik batarya ile 8 saatlik ve 12 saatlik PHES güç ve enerji kapasitesi sınırları dikkate alınarak karşılanabileceği varsayılmıştır.

Sonuçlar, yenilenebilir kurulu güç arttıkça depolama ihtiyacının hem süre hem de enerji miktarı bakımından belirgin biçimde yükseldiğini göstermektedir. 2030 yılında depolama ihtiyacı daha çok 10:00–15:00 arasındaki güneş yoğun saatlerde ve sınırlı sayıdaki düşük net yük günlerinde oluşurken, 2035 yılında bu pencere genişlemekte ve ilkbahar ile yaz aylarında daha sık görülmektedir. 2040 yılında ise yüksek güneş ve rüzgâr kapasitesi nedeniyle depolama ihtiyacı bazı günlerde sabah erken saatlerden öğleden sonraya kadar uzanmakta, yıllık toplam depolama saati ve ihtiyaç duyulan enerji önemli ölçüde artmaktadır. Bu nedenle 2030’da kısa süreli bataryalar ve 8 saatlik PHES ağırlıklı yapı yeterli görünürken, 2035 ve özellikle 2040 için 4 saatlik bataryalar ile 12 saatlik PHES gibi daha uzun süreli depolama teknolojilerinin sisteme eklenmesi gerekli hale gelmektedir.

Saat	2030 Depolama Olan Saat Sayısı	2030 Depolama Ağırlıklı PTF	2035 Depolama Olan Saat Sayısı	2035 Depolama Ağırlıklı PTF	2040 Depolama Olan Saat Sayısı	2040 Depolama Ağırlıklı PTF
01:00	16	\$51,73	38	\$49,90	73	\$46,98
02:00	18	\$46,67	53	\$46,23	99	\$46,14
03:00	19	\$38,93	62	\$40,40	117	\$42,56
04:00	19	\$38,77	63	\$40,66	131	\$44,15
05:00	20	\$38,17	69	\$42,09	140	\$45,52
06:00	25	\$41,19	84	\$48,96	141	\$48,35
07:00	37	\$42,30	133	\$54,37	166	\$52,84
08:00	62	\$29,54	172	\$41,11	210	\$40,53
09:00	89	\$34,54	234	\$51,29	248	\$48,14
10:00	139	\$31,55	274	\$45,90	289	\$49,10
11:00	181	\$24,73	292	\$31,82	317	\$46,19
12:00	198	\$25,98	318	\$31,73	334	\$48,44
13:00	226	\$27,72	311	\$39,11	348	\$44,42
14:00	213	\$21,59	276	\$22,27	341	\$46,53
15:00	177	\$24,74	229	\$25,16	327	\$46,08
16:00	124	\$21,57	139	\$19,86	291	\$38,45
17:00	62	\$25,89	59	\$18,34	213	\$35,37
18:00	32	\$34,70	22	\$23,55	111	\$33,19
19:00	12	\$40,10	14	\$34,71	45	\$38,49
20:00	5	\$50,63	8	\$52,35	25	\$50,18
21:00	4	\$53,60	11	\$54,71	21	\$51,86
22:00	5	\$56,15	14	\$56,90	23	\$52,66
23:00	6	\$43,18	19	\$48,56	29	\$40,96
24:00	11	\$43,81	26	\$43,16	39	\$37,60

Maliyet hesabında depolama saatleri boyunca özellikle bu veriler kullanılacaktır.

16.3. Pompaj Depolamalı HES’lerin Depolama Yapılması gereken Dönemdeki Arbitraj Geliri

PHES’lerin çevrim verimi %80 kabul edilmiştir. Buna göre 500 MW pompaj gücüne karşılık üretim gücü 400 MW olarak alınmıştır. Dolayısıyla:

- 8 saatlik PHES tam kapasite çalıştığında 4.000 MWh elektrik tüketmekte ve 3.200 MWh elektrik üretmektedir.
- 12 saatlik PHES tam kapasite çalıştığında 6.000 MWh elektrik tüketmekte ve 4.800 MWh elektrik üretmektedir.

Bu nedenle 8 saatlik PHES, depolama ihtiyacı 8 saatten uzun sürse dahi en fazla 8 saat; 12 saatlik PHES ise en fazla 12 saat pompaj yapmaktadır. Depolama olayının santralin azami depolama süresinden kısa olması halinde yalnızca gerçekleşen olay süresi dikkate alınmıştır.

2030 yılında 8 saatlik PHES için 5 saat süren 22 olayda pompaj gücü 250 MW ve üretim gücü 200 MW olarak kullanılmıştır. Diğer tüm olaylarda pompaj gücü 500 MW ve üretim gücü 400 MW kabul edilmiştir. Hesaplamalarda son sağlanan ayrıntılı depolama süresi ve tekrar sayısı dağılımları esas alınmıştır.

16.3.1 Alış ve satış fiyatı varsayımları

PHES'in enerji alış fiyatı olarak, depolama ihtiyacının olduğu saatlerde pompaj edilen enerji miktarıyla ağırlıklandırılmış PTF kullanılmıştır. Böylece yüksek miktarda enerji depolanan düşük fiyatlı saatlerin yıllık ortalama alış fiyatı üzerindeki etkisi temsil edilmiştir.

Satış fiyatları ise daha önce oluşturulan 2030, 2035 ve 2040 yıllarına ait hedef saatlik PTF profilleri kullanılarak hesaplanmıştır. 8 saatlik PHES'in 17:00–24:00 saatleri arasında; 12 saatlik PHES'in ise 17:00–24:00 ile takip eden günün 01:00–04:00 saatleri arasında tam kapasite üretim yaptığı kabul edilmiştir. Her saatte üretim gücü sabit olduğundan, satış fiyatı ilgili saatlerin basit aritmetik ortalamasına eşittir.

Tablo 32:Arbitraj hesabında kullanılan alış ve satış fiyatları

PHES türü	Yıl	Depolama ağırlıklı alış PTF	Üretim saatleri	Satış Fiyatı
8 saatlik PHES	2030	32,99 \$/MWh	17:00–24:00	115,50 \$/MWh
8 saatlik PHES	2035	41,83 \$/MWh	17:00–24:00	115,50 \$/MWh
8 saatlik PHES	2040	49,68 \$/MWh	17:00–24:00	115,50 \$/MWh
12 saatlik PHES	2035	37,02 \$/MWh	17:00–24:00 ve 01:00–04:00	115,50 \$/MWh
12 saatlik PHES	2040	43,83 \$/MWh	17:00–24:00 ve 01:00–04:00	115,50 \$/MWh

Satış fiyatlarında 2030'dan 2040'a doğru sınırlı bir düşüş görülürken, depolama ağırlıklı alış fiyatlarında belirgin bir artış meydana gelmektedir. Bu durum, ilerleyen yıllarda yenilenebilir üretim fazlası ve depolama ihtiyacı artsa dahi, birim enerji başına arbitraj marjının daralmasına neden olmaktadır.

Tablo 33:Depolama olayı, etkin çalışma süresi ve yıllık enerji miktarları

PHES türü	Yıl	Depolama olayı sayısı	Kapasiteyle sınırlandırılmış toplam süre	Yıllık pompaj enerjisi	Yıllık üretim
8 saatlik PHES	2030	168	1.186 saat	565.500 MWh	452.400 MWh
8 saatlik PHES	2035	241	1.821 saat	910.500 MWh	728.400 MWh
8 saatlik PHES	2040	247	1.976 saat	988.000 MWh	790.400 MWh
12 saatlik PHES	2035	112	1.240 saat	620.000 MWh	496.000 MWh
12 saatlik PHES	2040	144	1.704 saat	852.000 MWh	681.600 MWh

Tablo 34: 500 MW 8 saatlik ve 12 saatlik PHES'lerin depolama yapılan günlerde yaklaşık Arbitraj Geliri

PHES türü	Yıl	Depolama olayı	Toplam süre	Yıllık pompaj enerjisi	Alış PTF	Yıllık enerji alış maliyeti	Yıllık üretim	Satış fiyatı	Yıllık satış geliri	Yıllık brüt arbitraj geliri
8 saatlik PHES	2030	168	1.186 saat	565.500 MWh	32,99 \$/MWh	18,66 milyon \$	452.400 MWh	115,50 \$/MWh	52,25 milyon \$	33,60 milyon \$
8 saatlik PHES	2035	241	1.821 saat	910.500 MWh	41,83 \$/MWh	38,09 milyon \$	728.400 MWh	115,50 \$/MWh	84,13 milyon \$	46,04 milyon \$
8 saatlik PHES	2040	247	1.976 saat	988.000 MWh	49,68 \$/MWh	49,08 milyon \$	790.400 MWh	115,50 \$/MWh	91,29 milyon \$	42,21 milyon \$
12 saatlik PHES	2035	112	1.240 saat	620.000 MWh	37,02 \$/MWh	22,95 milyon \$	496.000 MWh	115,50 \$/MWh	57,29 milyon \$	34,34 milyon \$
12 saatlik PHES	2040	144	1.704 saat	852.000 MWh	43,83 \$/MWh	37,34 milyon \$	681.600 MWh	115,50 \$/MWh	78,72 milyon \$	41,38 milyon \$

16.3.2. Depolama yapılmayan günler için gelir hesabı

16.3.2.1. Senaryo-1

Yıllık PTF ortalamaları dikkate alındığında PTF minimum fiyatlarının aşağıdaki saat aralıklarında olduğu görülmüştür

Tablo 35: Depolama yapılmayan günler için minimum PTF Fiyat ortalamaları

Yıl	PHES süresi	En düşük kesintisiz alış dönemi	Ortalama alış PTF'si
2030	8 saat	10:00–18:00	53,96 \$/MWh
2030	12 saat	05:00–17:00	58,95 \$/MWh
2035	8 saat	10:00–18:00	55,20 \$/MWh
2035	12 saat	05:00–17:00	60,62 \$/MWh
2040	8 saat	11:00–19:00	66,39 \$/MWh
2040	12 saat	05:00–17:00	69,10 \$/MWh

Depolama sayılarından depolama olmayan gün sayısı hesaplanmıştır.

Tablo 36: 500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES'lerin minimum PTF ortalamaları kullanıldığında depolama olmayan günlerde gelirleri

Yıl	PHES	Gün sayısı	Tüketim	Üretim	Alış fiyatı	Enerji alış maliyeti	Brüt satış geliri	Net gelir
2030	8 saat	197	788.000 MWh	630.400 MWh	53,96 \$/MWh	42.516.540 \$	72.811.200 \$	30.294.660 \$
2030	12 saat	0	0 MWh	0 MWh	58,95 \$/MWh	0 \$	0 \$	0 \$
2035	8 saat	124	496.000 MWh	396.800 MWh	55,20 \$/MWh	27.376.720 \$	45.830.400 \$	18.453.680 \$

Yıl	PHES	Gün sayısı	Tüketim	Üretim	Alış fiyatı	Enerji alış maliyeti	Brüt satış geliri	Net gelir
2035	12 saat	253	1.518.000 MWh	1.214.400 MWh	60,62 \$/MWh	92.026.220 \$	140.263.200 \$	48.236.980 \$
2040	8 saat	118	472.000 MWh	377.600 MWh	66,39 \$/MWh	31.333.720 \$	43.612.800 \$	12.279.080 \$
2040	12 saat	221	1.326.000 MWh	1.060.800 MWh	69,10 \$/MWh	91.619.970 \$	122.522.400 \$	30.902.430 \$

8 saatlik ve 12 Saatlik PHES'in yıllara depolama yapılan günlerde depolama ağırlıklı günler minimum ptf fiyatı ve depolama yapılmayan günler için Yıllık PTF ortalamalarının minimum saatlerdeki ortalaması kullanıldığında aşağıdaki yıllık Arbitraj gelirleri elde edilir.

Tablo 37:500MW 8 saatlik ve 12 saatlik PHES yıllık toplam gelirleri

PHES türü	Yıl	Depolama yapılan günler geliri	Depolama yapılmayan günler geliri	Toplam yıllık arbitraj geliri
8 saatlik PHES	2030	33,60 milyon \$	30,29 milyon \$	63,89 milyon \$
8 saatlik PHES	2035	46,04 milyon \$	18,45 milyon \$	64,49 milyon \$
8 saatlik PHES	2040	42,21 milyon \$	12,28 milyon \$	54,49 milyon \$
12 saatlik PHES	2030	0,00 milyon \$	0,00 milyon \$	0,00 milyon \$
12 saatlik PHES	2035	34,34 milyon \$	48,24 milyon \$	82,58 milyon \$
12 saatlik PHES	2040	41,38 milyon \$	30,90 milyon \$	72,28 milyon \$

Bu veriler ışığında 500 MW'lık 8 Saatlik PHES ve 12 Saatlik PHES için 15 yıllık arbitraj gelirini incelendiğinde aşağıdaki tablo elde edilir.

Tablo 38:500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES 15 yıllık arbitraj gelirleri

Yıl	8 saatlik PHES brüt arbitraj geliri	12 saatlik PHES brüt arbitraj geliri
2030	63,89 milyon \$	–
2031	64,01 milyon \$	–
2032	64,13 milyon \$	–
2033	64,25 milyon \$	–
2034	64,37 milyon \$	–
2035	64,49 milyon \$	82,58 milyon \$
2036	62,49 milyon \$	80,52 milyon \$
2037	60,49 milyon \$	78,46 milyon \$
2038	58,49 milyon \$	76,40 milyon \$
2039	56,49 milyon \$	74,34 milyon \$
2040	54,49 milyon \$	72,28 milyon \$
2041	54,49 milyon \$	72,28 milyon \$
2042	54,49 milyon \$	72,28 milyon \$
2043	54,49 milyon \$	72,28 milyon \$
2044	54,49 milyon \$	72,28 milyon \$
2045	–	72,28 milyon \$
2046	–	72,28 milyon \$
2047	–	72,28 milyon \$

Yıl	8 saatlik PHES brüt arbitraj geliri	12 saatlik PHES brüt arbitraj geliri
2048	–	72,28 milyon \$
2049	–	72,28 milyon \$
15 yıllık toplam	895,55 milyon \$	1.115,10 milyon \$
Yıllık ortalama	59,70 milyon \$/yıl	74,34 milyon \$/yıl

Yapılan gelir analizine göre, 8 saat depolama kapasitesine sahip 500 MW gücündeki bir PHES'in 15 yıllık işletme döneminde elde edeceği arbitraj geliri, yaklaşık 1,25 milyar \$ olarak öngörülen yatırım maliyetinin karşılanması açısından tek başına yeterli olmadığı görülmektedir. Bir sonraki bölümde değerlendirilecek sekonder kontrol hizmetlerinden sağlanacak ilave gelirlerin de yatırımın ekonomik uygulanabilirliğini tek başına sağlayamayacağı öngörülmektedir.

16.3.2.2.Senaryo-2

Bu nedenle, sistemde depolama ihtiyacının ortaya çıktığı gün ve saatlerle sınırlı olmak üzere, PHES'lerin pompalama amacıyla tükettiği elektriğe **0 TL/MWh enerji alım fiyatı** uygulanması önemli bir destek mekanizması olarak değerlendirilmektedir. Bu uygulama, yalnızca sistemde enerji fazlasının bulunduğu ve depolamanın gerekli olduğu dönemlerle sınırlandırılacağından, PHES'lerin pompaj maliyetini azaltırken yenilenebilir enerji kesintilerinin ve sistem esneklik ihtiyacının yönetilmesine de katkı sağlayacaktır. Depolama fiyatının söz konusu dönemlerde sıfır kabul edilmesi durumunda, 8 saatlik ve 12 saatlik PHES tesislerinin tahmini gelirleri aşağıdaki tabloda sunulmaktadır.

Tablo 39: 500 MW'lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES'lerin depolama günlerinde depolama fiyatı sıfır olur ise elde edilen gelir

PHES türü	Yıl	Depolama olayı sayısı	Yıllık pompaj enerjisi	Yıllık üretim	Pompaj enerji maliyeti	Yıllık brüt gelir
8 saatlik PHES	2030	168	565.500 MWh	452.400 MWh	0 \$	52,25 milyon \$
8 saatlik PHES	2035	241	910.500 MWh	728.400 MWh	0 \$	84,13 milyon \$
8 saatlik PHES	2040	247	988.000 MWh	790.400 MWh	0 \$	91,29 milyon \$
12 saatlik PHES	2035	112	620.000 MWh	496.000 MWh	0 \$	57,29 milyon \$
12 saatlik PHES	2040	144	852.000 MWh	681.600 MWh	0 \$	78,72 milyon \$

Sadece Depolama günlerinde 0 TL/MWh pompalama enerjisi alış fiyatı / özel pompalama tarifi uygulanır ise yıllık Arbitraj geliri 8 saatlik PHES ve 12 saatlik PHES için aşağıda verilmiştir.

Tablo 40:8 Saatlik ve 12 Saatlik 500 MW kurulu gücünde PHES'in Depolama döneminde depolama Fiyatı Sıfır Olur ise elde edeceği gelir, üretim ve tüketim miktarları

Yıl	8 saatlik PHES tüketim	8 saatlik PHES üretim	8 saatlik PHES arbitraj geliri	12 saatlik PHES tüketim	12 saatlik PHES üretim	12 saatlik PHES arbitraj geliri
2030	1.353.500 MWh	1.082.800 MWh	82,54 milyon \$	–	–	–
2031	1.364.100 MWh	1.091.280 MWh	86,55 milyon \$	–	–	–

Yıl	8 saatlik PHES tüketim	8 saatlik PHES üretim	8 saatlik PHES arbitraj geliri	12 saatlik PHES tüketim	12 saatlik PHES üretim	12 saatlik PHES arbitraj geliri
2032	1.374.700 MWh	1.099.760 MWh	90,56 milyon \$	–	–	–
2033	1.385.300 MWh	1.108.240 MWh	94,57 milyon \$	–	–	–
2034	1.395.900 MWh	1.116.720 MWh	98,58 milyon \$	–	–	–
2035	1.406.500 MWh	1.125.200 MWh	102,58 milyon \$	2.138.000 MWh	1.710.400 MWh	105,53 milyon \$
2036	1.417.200 MWh	1.133.760 MWh	102,78 milyon \$	2.146.000 MWh	1.716.800 MWh	106,35 milyon \$
2037	1.427.900 MWh	1.142.320 MWh	102,98 milyon \$	2.154.000 MWh	1.723.200 MWh	107,17 milyon \$
2038	1.438.600 MWh	1.150.880 MWh	103,17 milyon \$	2.162.000 MWh	1.729.600 MWh	107,98 milyon \$
2039	1.449.300 MWh	1.159.440 MWh	103,37 milyon \$	2.170.000 MWh	1.736.000 MWh	108,80 milyon \$
2040	1.460.000 MWh	1.168.000 MWh	103,57 milyon \$	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2041	1.460.000 MWh	1.168.000 MWh	103,57 milyon \$	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2042	1.460.000 MWh	1.168.000 MWh	103,57 milyon \$	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2043	1.460.000 MWh	1.168.000 MWh	103,57 milyon \$	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2044	1.460.000 MWh	1.168.000 MWh	103,57 milyon \$	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2045	–	–	–	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2046	–	–	–	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2047	–	–	–	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2048	–	–	–	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
2049	–	–	–	2.178.000 MWh	1.742.400 MWh	109,62 milyon \$
15 yıllık toplam	21.313.000 MWh	17.050.400 MWh	1.485,54 milyon \$	32.550.000 MWh	26.040.000 MWh	1.632,05 milyon \$
Yıllık ortalama	1.420.867 MWh/yıl	1.136.693 MWh/yıl	99,04 milyon \$/yıl	2.170.000 MWh/yıl	1.736.000 MWh/yıl	108,80 milyon \$/yıl

Tablolarda görüldüğü üzere, PHES depolama ihtiyacının bulunduğu dönemlerde depolama enerjisi fiyatının sıfır olarak uygulanması, PHES projelerinin gelir yapısını önemli ölçüde iyileştirmekle birlikte sistem kullanım bedeli ve işletme giderleri düşünüldüğünde ve PHES yatırımı için kullanılan banka kredileri faizleri de göz önüne alındığında bu gelirin de yeterli olmayacağı aşikardır.

16.3.2.3 Depolama Yapılan günlerde PHES Depolama Maliyetlerinin Karşılanmasına İlişkin Değerlendirme

Depolama enerjisi fiyatının sıfır olması, ancak piyasa takas fiyatının sıfırdan farklı oluşması durumunda, pompaj depolamalı HES tesislerinin pompaj için tüketileceği enerjinin maliyetinin nasıl karşılanacağı kritik bir düzenleme konusu olarak ortaya çıkmaktadır. Bilindiği üzere geçmiş dönemlerde YEKDEM maliyetlerinin sistem kullanıcıları üzerinde önemli bir maliyet baskısı oluşturduğu görülmüştür. Bu nedenle PHES depolama maliyetlerinin doğrudan tüm piyasa katılımcılarına veya nihai tüketicilere yansıtılması, elektrik piyasasında ilave maliyet baskısı ve kabul edilebilirlik sorunları yaratabilecektir.

Bu noktada batarya enerji depolama sistemleri ile pompaj depolamalı HES tesisleri arasında önemli bir yapısal fark bulunmaktadır. Batarya depolama yatırımları çoğunlukla yenilenebilir enerji santralleri tarafından, kendi üretim portföylerini dengelemek ve fazla üretimi değerlendirmek amacıyla kurulmaktadır. Bu nedenle sistemde enerji fazlası oluştuğunda ilgili yenilenebilir enerji santrali, kendi ürettiği enerjiyi depolayarak daha sonra sisteme verebilmekte; bu yapı, batarya yatırımları için ayrıca bir depolama fiyat garantisi ihtiyacını azaltmaktadır.

Buna karşılık pompaj depolamalı HES tesisleri, sistem ölçeğinde çalışan ve yalnızca belirli bir santralin üretimini değil, daha geniş ölçekte yenilenebilir enerji fazlasını sisteme kazandıran merkezi esneklik kaynaklarıdır. Bu nedenle, pompaj modunda tükettikleri enerjinin piyasa fiyatı sıfırdan farklı oluştuğunda ortaya çıkan enerji maliyetinin hangi mekanizma ile karşılanacağı açık şekilde tanımlanmalıdır.

Bu çalışma kapsamında değerlendirilen yaklaşımda, pompaj depolamalı HES tesislerinin yenilenebilir enerji kesintilerini azaltma yönündeki sistem faydası dikkate alınarak, pompaj enerji maliyetinin yenilenebilir enerji üretimi üzerinden karşılanması varsayılmıştır. Bu durumda, PHES tesislerinin yıllık toplam pompaj/depolama maliyeti, ilgili yıldaki toplam RES ve GES üretimine oranlanmış ve yenilenebilir üretim başına ilave maliyet etkisi hesaplanmıştır.

Depolama günlerinde sistemin minimum/ortalama piyasa fiyatları dikkate alındığında, 2030–2040 döneminde 8 saatlik ve 12 saatlik PHES tesisleri için pompaj amaçlı enerji alış fiyatlarının yaklaşık **32–49 \$/MWh** aralığında değiştiği görülmektedir. Bu nedenle maliyet hesabında, ilgili yıllar için hesaplanan depolama ağırlıklı alış PTF değerleri kullanılmıştır. İlgili yıllarda öngörülen yenilenebilir enerjisi kesintisini dahil etmeden, yenilenebilir üretim öngörülerini de kullanılarak yenilenebilir santrallara yansıtacak maliyetler aşağıdaki gibidir.

Bu varsayımlar altında elde edilen sonuçlar aşağıdaki tabloda sunulmaktadır.

Yıl	8 Saatlik PHES Depolama	8 Saatlik PHES Alış PTF	12 Saatlik PHES Depolama	12 Saatlik PHES Alış PTF	Piyasaya Olan Toplam Maliyet	Kesintili Yenilenebilir Üretimi	Maliyet / Üretim
2030	3.502.633 MWh	32,99 \$/MWh	0 MWh	—	115,55 milyon \$	119.025.922 MWh	0,097 cent/kWh
2035	11.259.257 MWh	41,83 \$/MWh	2.659.931 MWh	37,02 \$/MWh	569,45 milyon \$	162.768.812 MWh	0,350 cent/kWh
2040	18.695.365 MWh	49,68 \$/MWh	5.535.996 MWh	43,83 \$/MWh	1.171,43 milyon \$	204.364.149 MWh	0,573 cent/kWh

Bu maliyetler kesintili yenilenebilir üretime oranlandığında ise birim etki 2030 yılında **0,097 cent/kWh**, 2035 yılında **0,350 cent/kWh**, 2040 yılında ise **0,573 cent/kWh** olarak hesaplanmaktadır.

Dolayısıyla 0 TL/MWh uygulaması PHES işletmecisi açısından güçlü bir destek mekanizması oluşturmakla birlikte, piyasa açısından karşılanması mümkün bir maliyet doğurmaktadır.

16.3.2.4 Senaryo-3

Depolama olmayan günler için depolama enerjisi için 25\$/MWh pompalama enerjisi alış fiyatı / özel pompalama tarifesini dikkate alınarak 15 yılda elde edilebilecek arbitraj geliri tahmini yapılacaktır. Depolama yapılmayan günler için de tüketim bedeli için **25\$/MWh** üzerinden pompalama enerjisi alış fiyatı / özel pompalama tarifesini verildiğinde, depolama yapılmayan günler için elde edilecek yıllara göre Arbitraj geliri aşağıda verilmiştir. Ancak böyle bir tarife belirlendiğinde bu tarifenin günün hangi zaman diliminde uygulanacağı da tanımlanmalı ve sadece bu saat aralığına uygulanacağı mevzuatsal olarak düzenlenmelidir.

Tablo 41: 500MW'lık 8 Saat ve 12 Saatlik PHES'lerin depolama yapılmayan günler için 25\$/MWh pompalama enerjisi alış fiyatı / özel pompalama tarifesini uygulanır ise elde edilecek gelir

Yıl	PHES	Gün sayısı	Tüketim	Üretim	Pompalama Alış fiyatı	Satış fiyatı	Enerji alış maliyeti	Brüt satış geliri	Net gelir
2030	8 saat	197	788.000 MWh	630.400 MWh	25,00 \$/MWh	115,50 \$/MWh	19.700.000 \$	72.811.200 \$	53.111.200 \$
2030	12 saat	0	0 MWh	0 MWh	25,00 \$/MWh	115,50 \$/MWh	0 \$	0 \$	0 \$
2035	8 saat	124	496.000 MWh	396.800 MWh	25,00 \$/MWh	115,50 \$/MWh	12.400.000 \$	45.830.400 \$	33.430.400 \$
2035	12 saat	253	1.518.000 MWh	1.214.400 MWh	25,00 \$/MWh	115,50 \$/MWh	37.950.000 \$	140.263.200 \$	102.313.200 \$
2040	8 saat	118	472.000 MWh	377.600 MWh	25,00 \$/MWh	115,50 \$/MWh	11.800.000 \$	43.612.800 \$	31.812.800 \$
2040	12 saat	221	1.326.000 MWh	1.060.800 MWh	25,00 \$/MWh	115,50 \$/MWh	33.150.000 \$	122.522.400 \$	89.372.400 \$

Bu durumda yıllara göre toplam arbitraj geliri aşağıdaki gibi olacaktır. 12 Saatlik PHES'in 2030 yılında gelirinin sıfır olmasının sebebi 12 Saatlik PHES'in 2030 yılında kurulmasının öngörülmemesindendir.

Tablo 42: 500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES'in depolama yapılmayan günler için 25\$/MWh enerji satış bedeli uygulanması durumunda yıllık Arbitraj gelirleri

Yıl	PHES türü	Depolama günleri net geliri	Depolama olmayan günler net geliri	Toplam yıllık net gelir
2030	8 saatlik PHES	52,25 milyon \$	53,11 milyon \$	105,36 milyon \$
2030	12 saatlik PHES	0,00 milyon \$	0,00 milyon \$	0,00 milyon \$
2035	8 saatlik PHES	84,13 milyon \$	33,43 milyon \$	117,56 milyon \$
2035	12 saatlik PHES	57,29 milyon \$	102,31 milyon \$	159,60 milyon \$
2040	8 saatlik PHES	91,29 milyon \$	31,81 milyon \$	123,10 milyon \$
2040	12 saatlik PHES	78,72 milyon \$	89,37 milyon \$	168,09 milyon \$

500 MW'lık 8 Saatlik PHES ve 12 Saatlik PHES 15 yıllık Arbitraj gelirleri;

Tablo 43: 500 MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES yıllık arbitraj gelirleri

Yıl	8 saatlik PHES yıllık arbitraj geliri	12 saatlik PHES yıllık arbitraj geliri
2030	105,36 milyon \$	–
2031	107,80 milyon \$	–
2032	110,24 milyon \$	–
2033	112,68 milyon \$	–
2034	115,12 milyon \$	–
2035	117,56 milyon \$	159,60 milyon \$
2036	118,67 milyon \$	161,30 milyon \$
2037	119,78 milyon \$	163,00 milyon \$
2038	120,88 milyon \$	164,69 milyon \$
2039	121,99 milyon \$	166,39 milyon \$
2040	123,10 milyon \$	168,09 milyon \$
2041	123,10 milyon \$	168,09 milyon \$
2042	123,10 milyon \$	168,09 milyon \$
2043	123,10 milyon \$	168,09 milyon \$
2044	123,10 milyon \$	168,09 milyon \$
2045	–	168,09 milyon \$
2046	–	168,09 milyon \$
2047	–	168,09 milyon \$
2048	–	168,09 milyon \$
2049	–	168,09 milyon \$
15 yıllık toplam	1.765,58 milyon \$	2.495,88 milyon \$

Yapılan kabullerde 2040 yılından sonra gelirler sabit kabul edilmiştir. Elde edilen bu arbitraj gelirleri sekonder kontrol gelirleri de düşünüldüğünde tatmin edici görülmektedir. Bu nedenle, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin sistem esnekliği, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve arz güvenliği açısından sağlayacağı faydalar da dikkate alınarak, depolama amacıyla tüketilen elektriğin fiyatlandırılmasına ilişkin mevzuat düzenlemesinin ivedilikle hayata geçirilmesi gerekmektedir.

16.3.2.5 Depolama Yapılmayan Günlerde PHES Pompaj Enerjisi Maliyetinin Değerlendirilmesi

Pompaj depolamalı HES tesisleri açısından değerlendirilmesi gereken önemli hususlardan biri, depolama ihtiyacının oluşmadığı günlerde pompaj enerjisinin hangi fiyat ve hangi tedarik mekanizması üzerinden temin edileceğidir. Sistemde yenilenebilir enerji fazlasının bulunduğu ve depolama ihtiyacının olduğu günlerde, PHES tesislerinin pompaj enerjisini düşük fiyatlı veya sıfıra yakın fiyatlı saatlerden karşılaması mümkün olabilmektedir. Ancak depolama ihtiyacının oluşmadığı günlerde,

piyasa takas fiyatının minimum saatlerde dahi belirli bir seviyenin üzerinde gerçekleşmesi halinde, PHES tesisleri için ilave enerji alış maliyeti ortaya çıkabilecektir.

Bu çalışma kapsamında yapılan hesaplamalarda, depolama yapılmayan günlerde PHES tesisleri için **25 \$/MWh seviyesinde bir enerji temin fiyatı** varsayılmıştır. Buna karşılık, aynı günlerde minimum saatlerde oluşan piyasa fiyatı ortalamalarının 25 \$/MWh seviyesinin üzerinde gerçekleşmesi durumunda, garanti fiyatı ile piyasa fiyatı arasındaki fark kadar ilave bir maliyet oluşmaktadır. Bu maliyet, PHES işletmecisinin enerjiyi doğrudan piyasa fiyatı üzerinden temin etmesi halinde karşılaşacağı maliyet ile 25 \$/MWh varsayılan temin fiyatı arasındaki farkı temsil etmektedir.

Bu nedenle söz konusu fark maliyetinin sistem kullanıcılarına veya nihai tüketicilere doğrudan yansıtılması uygun bir yaklaşım olmayacaktır. Geçmiş dönemlerde YEKDEM maliyetlerinin sistem kullanıcıları üzerinde oluşturduğu maliyet baskısı dikkate alındığında, PHES için oluşturulacak mekanizmanın da benzer şekilde piyasa üzerinde ilave yük yaratmaması önem arz etmektedir. PHES yatırımlarının sistem esnekliğine ve yenilenebilir enerji entegrasyonuna sağlayacağı katkı önemli olmakla birlikte, bu katkının finansmanı piyasa fiyat sinyallerini bozmayacak ve sistem kullanıcıları üzerinde ilave maliyet baskısı oluşturmayacak şekilde kurgulanmalıdır.

Bununla birlikte, bu maliyetlerin uzun vadeli eğilimi değerlendirilirken yenilenebilir enerji üretimindeki artış da dikkate alınmalıdır. RES ve GES kurulu gücünün artmasıyla birlikte sistemde düşük fiyatlı saatlerin ve yenilenebilir üretim fazlasının daha sık oluşması beklenmektedir. Bu nedenle, ilerleyen yıllarda depolama yapılmayan günlerin sayısının azalması ve PHES tesislerinin daha fazla sayıda günde yenilenebilir üretim fazlasını değerlendirebilmesi mümkündür. Bu çerçevede, özellikle 2040 yılı sonrasında yenilenebilir enerji üretimindeki artışa bağlı olarak, depolama yapılmayan günlerden kaynaklanabilecek ilave maliyetlerin azalabileceği öngörülmektedir.

Diğer taraftan, söz konusu maliyetlerin oluşması kaçınılmaz değildir. PHES tesisleri, depolama gerektirmeyen günlerde ihtiyaç duyduğu pompaj enerjisini hidrolik kurulu güç oranı yüksek olan kamu üretim portföylerinden veya EÜAŞ gibi üretim portföylerinden ikili anlaşmalar yoluyla temin edebilirse, piyasa fiyatı ile 25 \$/MWh varsayılan temin fiyatı arasındaki farktan kaynaklanan ilave maliyetler tamamen ortadan kaldırılabilir. Bu durumda PHES tesislerinin pompaj enerjisi tedariki doğrudan piyasa takas fiyatına bağlı olmaktan çıkacak; daha öngörülebilir, maliyet kontrollü ve sistem kullanıcılarına ilave yük oluşturmayan bir yapıya kavuşacaktır.

Bu nedenle PHES tesisleri için tasarlanacak alım veya maliyet karşılama mekanizmasının yalnızca piyasa fiyatı üzerinden değerlendirilmemesi gerekmektedir. Mekanizma; yenilenebilir enerji fazlasının sisteme kazandırılması, depolama yapılmayan günlerde enerji tedarikinin ikili anlaşmalarla optimize edilmesi, EÜAŞ gibi hidrolik portföyü güçlü üreticilerin sisteme katkısının değerlendirilmesi ve nihai tüketicilere veya piyasa katılımcılarına ilave maliyet yansıtılmaması prensipleriyle birlikte ele alınmalıdır.

Sonuç olarak, depolama yapılmayan günlerde ortaya çıkabilecek maliyetler, yalnızca piyasa fiyatının minimum saatlerde 25 \$/MWh seviyesinin üzerinde gerçekleşmesi ve PHES tesislerinin pompaj enerjisini doğrudan piyasa fiyatı üzerinden temin etmesi halinde oluşabilecek potansiyel fark maliyetidir. Bu maliyetlerin sistem kullanıcılarına yansıtılmaması gerekmektedir. Yenilenebilir enerji üretimindeki artışla birlikte 2040 yılı sonrasında bu maliyetlerin azalması beklenebileceği gibi, EÜAŞ veya benzeri hidrolik üretim portföyleriyle yapılacak ikili anlaşmalar yoluyla tamamen önlenmesi de mümkündür.

Tablo 44:25\$/MWh alım garantisinin piyasada oluşturabileceği ilave maliyet ihtimali

Yıl	PHES	Gün Sayısı	Hesaplanan Enerji Miktarı	Piyasa Alış Fiyatı	25 \$/MWh'e Göre Fark	Piyasaya Olan Maliyet
2030	8 saat	197	6.304.000 MWh	53,96 \$/MWh	28,96 \$/MWh	182,56 milyon \$
2030	12 saat	0	0 MWh	58,95 \$/MWh	33,95 \$/MWh	0 \$
2035	8 saat	124	7.936.000 MWh	55,20 \$/MWh	30,20 \$/MWh	239,67 milyon \$
2035	12 saat	253	7.286.400 MWh	60,62 \$/MWh	35,62 \$/MWh	259,54 milyon \$
2040	8 saat	118	11.328.000 MWh	66,39 \$/MWh	41,39 \$/MWh	468,87 milyon \$
2040	12 saat	221	10.608.000 MWh	69,10 \$/MWh	44,10 \$/MWh	467,81 milyon \$

Tablo 45:Depolama olmayan günlerde 25\$/MWh depolama enerji tarifi uygulandığında piyasada oluşabilecek ilave maliyet

Yıl	8 Saatlik PHES Maliyeti	12 Saatlik PHES Maliyeti	Toplam Piyasaya Olan Maliyet
2030	182,56 milyon \$	0 \$	182,56 milyon \$
2035	239,67 milyon \$	259,54 milyon \$	499,21 milyon \$
2040	468,87 milyon \$	467,81 milyon \$	936,68 milyon \$

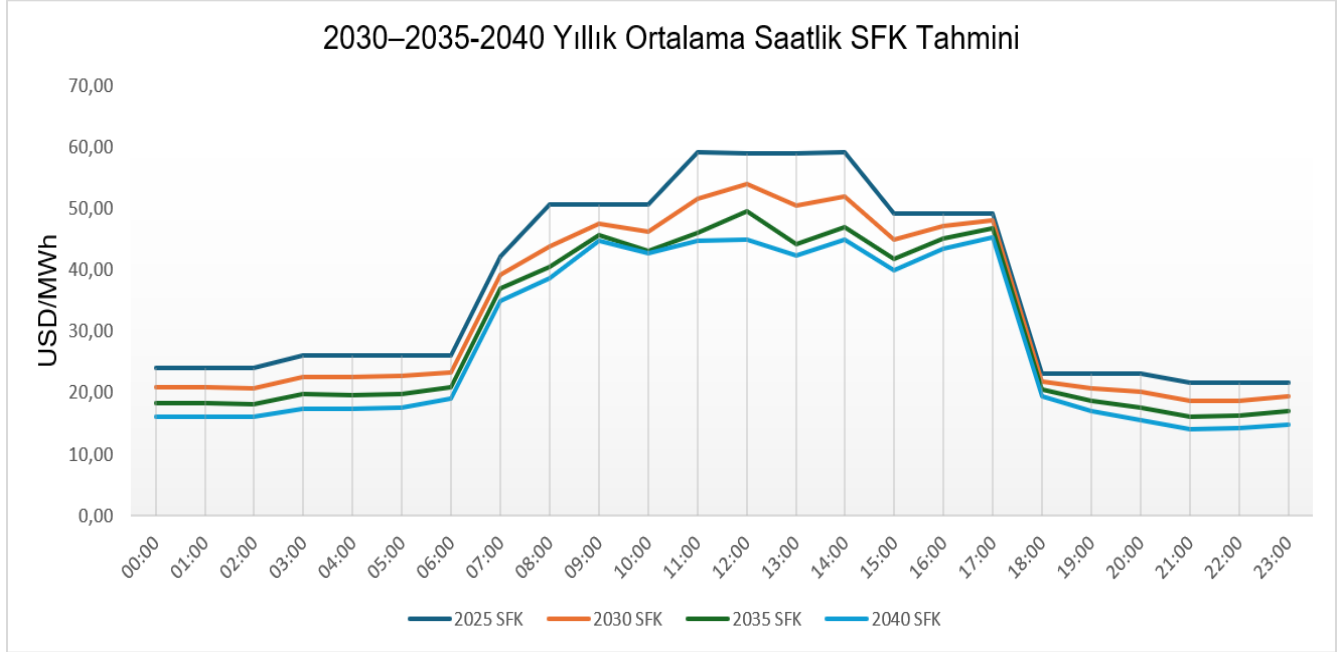
16.4. Sekonder Frekans Kontrol Fiyatı Projeksiyonlarının Değerlendirilmesi

2030, 2035 ve 2040 yıllarına ilişkin sekonder kontrol fiyatı tahminleri, 2025 yılına ait 8.760 saatlik gerçekleşen SFK fiyatları esas alınarak hazırlanmıştır. 2025 yılında yaklaşık 1.200 MW sekonder kontrol rezervi tutulduğu için, bu rezerv miktarının piyasa fiyatı üzerindeki etkisi 2025 baz fiyatlarının içinde dolaylı olarak yer almaktadır. Gelecek yıllarda tutulacak kesin rezerv miktarı bilinmediğinden, 1.200 MW değeri ayrıca bağımsız bir fiyat katsayısı olarak kullanılmamıştır.

Projeksiyonda fiyatlar üzerinde birbirine zıt iki temel etki birlikte değerlendirilmiştir. Bir taraftan güneş ve rüzgâr kurulu gücündeki artış, üretim tahmin hatalarını ve saatlik net yük rampalarını büyütürken daha fazla yukarı ve aşağı yönlü dengeleme ihtiyacı oluşturmaktadır. Bu durum sekonder kontrol fiyatları üzerinde artırıcı baskı yaratmaktadır. Diğer taraftan batarya ve PHES tesislerinin sisteme girmesi, sekonder kontrol hizmeti sunabilecek kaynak sayısını ve rezerv arzını artırmakta, böylece piyasa rekabeti üzerinden fiyatları aşağı yönlü etkilemektedir.

Saatlik fiyat tahminlerinde, 2025 gerçekleşen SFK profiline hedef yıllardaki net yük rampaları, yenilenebilir üretim artışı ve depolamalı PTF projeksiyonları yansıtılmıştır. Net yükteki saatlik değişimin büyüdüğü dönemlerde SFK fiyatının yükseldiği, depolama tesislerinin rezerv sağlayıcı olarak sisteme katıldığı durumlarda ise fiyatın azaldığı kabul edilmiştir. PTF ile SFK arasında doğrudan ve bire bir bir ilişki kurulmamış, enerji piyasasındaki fiyat değişiminin yalnızca sınırlı bir bölümünün sekonder kontrol piyasasına yansıtıldığı varsayılmıştır.

Almanya piyasası çalışmada doğrudan fiyat kaynağı olarak kullanılmamıştır. Bunun yerine Almanya'daki daha geniş rezerv sağlayıcı havuzu, artan batarya katılımı, piyasa likiditesi ve rekabetçi ihale yapısının fiyatlar üzerindeki azaltıcı etkisi bir benchmark olarak dikkate alınmıştır. Türkiye'de de depolama kapasitesinin artması ve sekonder kontrol piyasasına daha fazla kaynağın katılması durumunda benzer bir rekabet etkisinin oluşabileceği kabul edilmiştir. Bu kapsamda Almanya/rekabet etkisi 2030 için %10, 2035 için %18 ve 2040 için %25 oranında fiyat azaltıcı bir senaryo katsayısı olarak uygulanmıştır. Model sonucunda elde edilen yıllık ortalama SFK fiyatları aşağıdaki gibidir:



Şekil 33:2030-2035 ve 2040 SFK fiyat tahminleri

Tablo 46:2030,2035,2040 yılları saatlik ortalama sekonder kontrol fiyatları tahmini

Saat	2025 SFK(\$/MWh)	2030 SFK(\$/MWh)	2035 SFK(\$/MWh)	2040 SFK(\$/MWh)
00:00	23,98	20,89	18,30	16,13
01:00	23,98	20,85	18,25	16,09
02:00	23,98	20,80	18,19	16,04
03:00	26,10	22,57	19,72	17,39
04:00	26,10	22,54	19,66	17,35
05:00	26,10	22,67	19,88	17,63
06:00	26,06	23,27	20,98	19,09
07:00	42,09	39,25	36,96	35,03
08:00	50,65	43,83	40,50	38,67
09:00	50,66	47,50	45,72	44,66
10:00	50,61	46,21	43,11	42,71
11:00	59,20	51,65	46,11	44,75
12:00	58,94	54,06	49,63	45,02
13:00	59,06	50,41	44,17	42,33
14:00	59,14	52,01	47,01	45,02

Saat	2025 SFK(\$/MWh)	2030 SFK(\$/MWh)	2035 SFK(\$/MWh)	2040 SFK(\$/MWh)
15:00	49,22	44,97	41,88	39,94
16:00	49,22	47,14	45,18	43,51
17:00	49,12	48,15	46,75	45,31
18:00	23,16	21,88	20,62	19,45
19:00	23,16	20,80	18,77	17,04
20:00	23,16	20,14	17,62	15,54
21:00	21,68	18,67	16,18	14,15
22:00	21,71	18,76	16,29	14,24
23:00	21,71	19,36	17,04	14,79
Yıllık Ortalama	37,03	33,27	30,35	28,41
2025'e Göre Değişim	0,0%	-%10,2	-%18,0	-%23,3

Sonuçlara göre, yenilenebilir üretim ve net yük rampalarındaki artış sekonder kontrol ihtiyacını yükseltmesine rağmen, batarya ve PHES tesislerinin rezerv piyasasına katılması ve piyasa rekabetinin gelişmesi nedeniyle ortalama SFK fiyatlarının zaman içinde azalması beklenmektedir. 2030 yılında fiyatların 2025 seviyesinin yaklaşık %10 altında, 2035 yılında %18 altında ve 2040 yılında yaklaşık %23 altında oluşacağı tahmin edilmiştir.

Bununla birlikte fiyat düşüşü tüm saatlerde aynı ölçüde gerçekleşmemektedir. Net yük rampalarının yüksek olduğu sabah ve öğleden sonraki geçiş saatlerinde SFK fiyatları görece yüksek kalmaya devam etmektedir. Bu durum, gelecekte yıllık ortalama fiyatlar düşse bile hızlı tepki verebilen rezerv kaynaklarına olan ihtiyacın devam edeceğini göstermektedir.

16.4.1 500MW'lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES'in Sekonder Kontrol Gelirleri

- Normal pompaj kapasitesi: 500 MW → **50 MW rezerv ayrıldıktan sonra pompaj kapasitesi 450 MW** olacak ama depolama süresi uzayacaktır
- Normal üretim kapasitesi: 400 MW → **50 MW rezerv ayrıldıktan 350 MW olacaktır ancak üretim süresi uzayacaktır.**
- **Bu şartlar altında 100 MW sekonder rezerv hizmeti verebilecektir.**

Tablo 47: Sekonder rezerv sebebi ile depolama ve üretim sürelerinin uzaması

Gösterge	8 saatlik PHES	12 saatlik PHES
Yıllık çevrim sayısı	365 çevrim	319 çevrim
Nominal pompaj enerji kapasitesi	4.000 MWh/çevrim	6.000 MWh/çevrim
Filî pompaj gücü	450 MW	450 MW
Pompajda tutulan SFK kapasitesi	100 MW	100 MW
Çevrim başına pompaj süresi	8,89 saat	13,33 saat
Üretilen enerji	3.200 MWh/çevrim	4.800 MWh/çevrim
Filî üretim gücü	350 MW	350 MW
Üretimde tutulan SFK kapasitesi	100 MW	100 MW
Çevrim başına üretim süresi	9,14 saat	13,71 saat

Gösterge	8 saatlik PHES	12 saatlik PHES
Toplam aktif çevrim süresi	18,03 saat	27,05 saat
Yıllık pompaj süresi	3.244 saat	4.253 saat
Yıllık üretim süresi	3.337 saat	4.375 saat
Toplam yıllık SFK hizmet süresi	6.582 saat	8.628 saat
Aktif işletme oranı	%75,1	%98,5
Yıl içinde kalan süre	2.178 saat	132 saat

Tablo 48: 8 saatlik ve 12 Saatlik PHES için SFK Fiyat Ortalamaları

Yıl	8 saatlik PHES pompaj dönemi SFK ortalaması	8 saatlik PHES üretim dönemi SFK ortalaması	8 saatlik PHES ağırlıklı SFK ortalaması	12 saatlik PHES pompaj dönemi SFK ortalaması	12 saatlik PHES üretim dönemi SFK ortalaması	12 saatlik PHES ağırlıklı SFK ortalaması
2025	54,12 \$/MWh	25,71 \$/MWh	39,72 \$/MWh	47,91 \$/MWh	24,86 \$/MWh	36,22 \$/MWh
2030	48,70 \$/MWh	23,24 \$/MWh	35,79 \$/MWh	43,40 \$/MWh	21,97 \$/MWh	32,53 \$/MWh
2035	44,87 \$/MWh	21,05 \$/MWh	32,79 \$/MWh	40,08 \$/MWh	19,53 \$/MWh	29,66 \$/MWh
2040	43,01 \$/MWh	19,14 \$/MWh	30,91 \$/MWh	38,21 \$/MWh	17,50 \$/MWh	27,71 \$/MWh

Üretim modunda SFK'ya katılım olasılığı:

- **8 saatlik PHES: %65**
- **12 saatlik PHES: %80**
- Pompalama modunda katılım: **%100**
- SFK kapasitesi: **100 MW**

olarak kabul edilmiştir. Üretim modundaki SFK geliri ilgili katılım oranıyla çarpılmıştır.

Tablo 49: 500MW'lık 8 saatlik ve 12 saatlik PHES gelirleri

Yıl	PHES türü	Pompalama SFK süresi	Üretim SFK süresi	Üretimde katılım oranı	Eşdeğer yıllık SFK süresi	ortalama SFK fiyatı	Yıllık SFK geliri
2025	8 saatlik PHES	3.244 saat	3.337 saat	%65	5.414 saat	35,15 \$/MWh	23,14 milyon \$
2030	8 saatlik PHES	3.244 saat	3.337 saat	%65	5.414 saat	31,67 \$/MWh	20,84 milyon \$
2035	8 saatlik PHES	3.244 saat	3.337 saat	%65	5.414 saat	29,06 \$/MWh	19,12 milyon \$
2040	8 saatlik PHES	3.244 saat	3.337 saat	%65	5.414 saat	27,51 \$/MWh	18,11 milyon \$
2025	12 saatlik PHES	4.253 saat	4.375 saat	%80	7.753 saat	33,70 \$/MWh	29,08 milyon \$
2030	12 saatlik PHES	4.253 saat	4.375 saat	%80	7.753 saat	30,31 \$/MWh	26,15 milyon \$
2035	12 saatlik PHES	4.253 saat	4.375 saat	%80	7.753 saat	27,68 \$/MWh	23,88 milyon \$

Yıl	PHES türü	Pompalama SFK süresi	Üretim SFK süresi	Üretimde katılım oranı	Eşdeğer yıllık SFK süresi	ortalama SFK fiyatı	Yıllık SFK geliri
2040	12 saatlik PHES	4.253 saat	4.375 saat	%80	7.753 saat	25,93 \$/MWh	22,38 milyon \$

Aşağıda 8 saatlik ve 12 Saatlik PHES'in 15Yıllık SFK gelirleri verilmektedir Ara yıllar doğrusal olarak hesaplanmıştır.

Tablo 50:500 MW'lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES için 15 Yıllık SFK geliri

Yıl	8 saatlik PHES SFK geliri	12 saatlik PHES SFK geliri
2030	20,84 milyon \$	–
2031	20,50 milyon \$	–
2032	20,15 milyon \$	–
2033	19,81 milyon \$	–
2034	19,46 milyon \$	–
2035	19,12 milyon \$	23,88 milyon \$
2036	18,92 milyon \$	23,58 milyon \$
2037	18,72 milyon \$	23,28 milyon \$
2038	18,51 milyon \$	22,98 milyon \$
2039	18,31 milyon \$	22,68 milyon \$
2040	18,11 milyon \$	22,38 milyon \$
2041	18,11 milyon \$	22,38 milyon \$
2042	18,11 milyon \$	22,38 milyon \$
2043	18,11 milyon \$	22,38 milyon \$
2044	18,11 milyon \$	22,38 milyon \$
2045	–	22,38 milyon \$
2046	–	22,38 milyon \$
2047	–	22,38 milyon \$
2048	–	22,38 milyon \$
2049	–	22,38 milyon \$
TOPLAM	284,89milyon \$	340,20 milyon \$

Uluslararası rezerv piyasaları incelendiğinde, sekonder frekans kontrolü kapasite fiyatlarının genel olarak tersiyer rezerv kapasite fiyatlarından daha yüksek olduğu görülmektedir. Avrupa'da aFRR olarak adlandırılan sekonder kontrol hizmeti; otomatik kontrol sinyali takibi, yüksek rampa kabiliyeti, sürekli telemetri ve daha sıkı performans koşulları gerektirdiğinden daha yüksek kapasite bedeli elde etmektedir. Belçika, Almanya, MISO ve PJM gibi piyasalarda tersiyer rezerv kapasite fiyatları çoğunlukla sekonder kontrol fiyatlarının yaklaşık %5–20'si seviyesinde gerçekleşirken, hızlı devreye giren spinning veya manuel rezerv ürünlerinde bu oran %20–40 düzeyine çıkabilmektedir. Buna karşılık ERCOT gibi rezerv kıtlığının ve yenilenebilir üretim belirsizliğinin yüksek olduğu piyasalarda tersiyer rezerv fiyatları bazı dönemlerde sekonder kontrol fiyatına yaklaşabilmekte veya bu fiyatı aşabilmektedir.

Bu sonuçlar doğrultusunda, Türkiye'de pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin uzun dönemli ekonomik analizlerinde tersiyer rezerv kapasite fiyatının sekonder frekans kontrolü kapasite fiyatına eşit alınması iyimser bir yaklaşım olacaktır. Tersiyer rezerv kapasite gelirin SFK kapasite gelirin yaklaşık %20'si olarak kabul edilmesi uygun görülmektedir. Ancak aynı santral kapasitesinin aynı zaman diliminde hem SFK hem de tersiyer rezerv piyasasına sunulamayacağı dikkate alınmalı; tersiyer rezerv

geliri yalnızca SFK için kullanılmayan ilave kapasite veya farklı işletme saatleri üzerinden hesaplandığından PHES'ler için SFK piyasası fiyatları ile gelir analizi yapılacaktır.

16.5. Diğer Sistem Hizmetleri Gelirlerinin Değerlendirilmesi

PHES'lere yönelik gelir modeli oluşturulurken temel ve süreklilik arz eden gelir kalemleri olarak enerji arbitrajı ile sekonder frekans kontrolü kapasite gelirleri dikkate alınmıştır. İlerleyen yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarının ve güç elektroniği tabanlı üretim tesislerinin sistemdeki payının artmasıyla birlikte atalet, sistem restorasyonu (black start), reaktif güç ve gerilim desteği gibi hizmetlere duyulan ihtiyacın artması beklenmektedir. Ancak uluslararası piyasalarda bu hizmetler çoğunlukla standart ve sürekli işlem gören piyasa ürünleri yerine, sistem işletmecileri tarafından bölgesel ihtiyaçlara göre gerçekleştirilen ihale veya uzun dönemli hizmet sözleşmeleri üzerinden temin edilmektedir.

Dünya piyasalarındaki uygulamalar incelendiğinde, atalet ve black start hizmetlerinin sistem güvenliği bakımından kritik olmakla birlikte, tek bir PHES projesi açısından elde edilebilecek yıllık gelirin arbitraj ve sekonder kontrol gelirlerine kıyasla daha sınırlı ve belirsiz olduğu görülmektedir. Bu nedenle söz konusu gelirler, çalışmada ihtiyatlı bir yaklaşım benimsenerek ana gelir modeline ayrıca dâhil edilmemiştir. Bununla birlikte gelecekte Türkiye'de bu hizmetlere yönelik ayrı bir piyasa veya kapasite ödeme mekanizması oluşturulması hâlinde, atalet ve black start gelirleri PHES projelerinin ekonomik uygulanabilirliğini destekleyen ilave gelir kalemleri olarak değerlendirilebilecektir.

Türkiye'de senkron kompanzasyon haricinde verilen reaktif enerji hizmeti de bedellendirilmemektedir. Pompaj depolamalı HES'ler tesis edilirken senkron kompanzator olma özelliğine sahip olmalıdır. Türkiye elektrik sisteminde yenilenebilir enerji oranı arttıkça gerilim kontrolü ihtiyacı artacaktır. PHES projeleri gelecek yıllarda Türkiye elektrik sisteminin geriliminin kontrolünde önemli rol oynayacaktır.

Ayrıca, bölgesel iletim kısıtları ve şebeke işletme ihtiyaçları nedeniyle verilebilecek **1 kodlu talimatlardan** sağlanabilecek gelirler de düzenli ve öngörülebilir bir gelir kalemi niteliğinde değildir. Bu gelirler; kısıtın olduğu bölgeye, süresine, sistem koşullarına, santralin konumuna ve ilgili dönemde verilen talimat miktarına bağlı olarak önemli ölçüde değişebilmektedir. Bu nedenle 1 kodlu talimat gelirleri, çalışmada ihtiyatlı bir yaklaşım benimsenerek PHES gelir modeline dâhil edilmemiştir. Bununla birlikte, santralin iletim kısıtlarının sık yaşandığı stratejik bir bölgede yer alması hâlinde söz konusu gelirler ilave bir ekonomik fayda oluşturabilecektir.

16.6 Sistem Kullanım Bedeli Giderleri

2026 Yılı sistem kullanım bedelleri aşağıdaki gibidir.

Tablo 51:2026 tarifeleri

Tarife bölgesi	Üretim sistem kullanım (TL/MW-yıl)	Üretim sistem kullanım (TL/MWh)	Üretim sistem işletim (TL/MWh)	Tüketim sistem kullanım (TL/MW-yıl)	Tüketim sistem kullanım (TL/MWh)	Tüketim sistem işletim (TL/MWh)
1	123.429,69	109,68	60,71	294.128,72	84,36	45,34
2	156.234,30	109,68	60,71	247.235,07	84,36	45,34
3	145.494,07	109,68	60,71	265.447,79	84,36	45,34
4	151.658,69	109,68	60,71	253.450,27	84,36	45,34
5	161.960,64	109,68	60,71	242.263,86	84,36	45,34
6	160.972,61	109,68	60,71	259.943,06	84,36	45,34
7	184.979,16	109,68	60,71	222.293,16	84,36	45,34

Tarife bölgesi	Üretim sistem kullanım (TL/MW-yıl)	Üretim sistem kullanım (TL/MWh)	Üretim sistem işletim (TL/MWh)	Tüketim sistem kullanım (TL/MW-yıl)	Tüketim sistem kullanım (TL/MWh)	Tüketim sistem işletim (TL/MWh)
8	183.166,40	109,68	60,71	233.106,90	84,36	45,34
9	189.835,83	109,68	60,71	227.328,44	84,36	45,34
10	246.182,29	109,68	60,71	186.390,28	84,36	45,34
11	252.828,95	109,68	60,71	192.806,95	84,36	45,34
12	244.772,27	109,68	60,71	189.061,43	84,36	45,34
13	235.605,83	109,68	60,71	208.131,13	84,36	45,34
14	260.949,94	109,68	60,71	173.730,52	84,36	45,34
15	273.224,42	109,68	60,71	168.630,07	84,36	45,34
15 bölge basit ortalaması	198.086,34	109,68	60,71	224.263,18	84,36	45,34

TEİAŞ tarifeleri incelendiğinde 2016-2026 yılları arasında 11 yılda dolar bazında tarifelerin % 54 oranında arttığı görülmektedir. Bu sebeple iletim tarifesinin 2030 yılına dolar bazında %25, 2035 yılında %50 ve 2040 yılında %75 arttığı kabulü ile aşağıdaki sistem kullanım bedelleri projeksiyonu yapılmıştır.

500 MW'lık 8 Saatlik ve 12 Saatlik PHES Sistem Kullanım giderleri

Değerler Milyon \$'dır.

Tablo 52:500 MW'lık 8 Saatlik PHES sistem kullanım bedelleri(Milyon \$)

Yıl	Tüketim kapasite	Üretim kapasite	Tüketim kullanım	Tüketim işletim	Üretim kullanım	Üretim işletim	Toplam gider
2030	3,00	2,12	3,29	1,77	3,43	1,90	15,52
2031	3,15	2,22	3,45	1,86	3,60	1,99	16,28
2032	3,34	2,36	3,66	1,97	3,81	2,11	17,25
2033	3,53	2,49	3,87	2,08	4,03	2,23	18,23
2034	3,72	2,63	4,08	2,19	4,25	2,35	19,21
2035	3,90	2,76	4,28	2,31	4,46	2,47	20,18
2036	4,09	2,89	4,49	2,42	4,68	2,59	21,16
2037	4,34	3,07	4,76	2,56	4,96	2,74	22,43
2038	4,58	3,24	5,03	2,71	5,24	2,90	23,70
2039	4,83	3,41	5,30	2,85	5,52	3,05	24,97
2040	5,08	3,59	5,57	3,00	5,80	3,21	26,24
2041	5,32	3,76	5,84	3,14	6,08	3,36	27,51
2042	5,64	3,99	6,19	3,33	6,45	3,56	29,16
2043	5,96	4,21	6,54	3,52	6,81	3,76	30,81
2044	6,28	4,44	6,89	3,71	7,18	3,97	32,46
15 yıllık toplam	66,76	47,17	73,24	39,44	76,30	42,17	345,08

Tablo 53: 500 MW'lık 12 Saatlik PHES yıllık Sistem Kullanım giderleri tablosu(milyon \$)

Yıl	Tüketim kapasite	Üretim kapasite	Tüketim kullanım	Tüketim işletim	Üretim kullanım	Üretim işletim	Toplam gider
2035	3,90	2,76	5,62	3,02	5,85	3,23	24,39
2036	4,09	2,89	5,89	3,17	6,13	3,39	25,57
2037	4,34	3,07	6,24	3,36	6,50	3,59	27,10

Yıl	Tüketim kapasite	Üretim kapasite	Tüketim kullanım	Tüketim işletim	Üretim kullanım	Üretim işletim	Toplam gider
2038	4,58	3,24	6,59	3,55	6,87	3,80	28,63
2039	4,83	3,41	6,95	3,74	7,24	4,00	30,17
2040	5,08	3,59	7,30	3,93	7,60	4,20	31,70
2041	5,32	3,76	7,65	4,12	7,97	4,41	33,24
2042	5,64	3,99	8,11	4,37	8,45	4,67	35,23
2043	5,96	4,21	8,57	4,62	8,93	4,94	37,22
2044	6,28	4,44	9,03	4,86	9,41	5,20	39,22
2045	6,60	4,66	9,49	5,11	9,89	5,46	41,21
2046	6,92	4,89	9,95	5,36	10,36	5,73	43,21
2047	7,33	5,18	10,55	5,68	10,99	6,07	45,80
2048	7,75	5,47	11,14	6,00	11,61	6,42	48,39
2049	8,16	5,77	11,74	6,32	12,23	6,76	50,98
15 yıllık toplam	86,79	61,33	124,82	67,21	130,03	71,87	542,05

Tablolar birlikte değerlendirildiğinde, üretim ve tüketim yönünde tahsil edilen sistem kullanım ve işletim bedellerinin PHES yatırımlarının ekonomik uygulanabilirliği üzerinde önemli bir yük oluşturduğu görülmektedir. Sekiz saatlik 500 MW PHES ve 12 Saatlik PHES'in 15 yıllık sistem kullanım bedelleri 15 yıllık gelirin yaklaşık %25'ini oluşturmaktadır. İşletme ve bakım, finansman, vergi, yenileme giderleri ile paranın zaman değeri de dikkate alındığında, üretim ve tüketim yönünde ayrı ayrı uygulanan sistem kullanım bedellerinin PHES yatırımcısının elde edebileceği kârlılık payını büyük ölçüde ortadan kaldırdığı anlaşılmaktadır. PHES'lerin pompalama sırasında sistemden enerji çekmesine rağmen bu enerjiyi daha sonra tekrar sisteme vermesi ve sistem esnekliği sağlaması dikkate alınarak, iletim bedelinin her iki yönde uygulanması yerine **tek yönlü sistem kullanım bedeli alınması** veya sadece depolama yaparken sistem kullanım bedeli alınması önemli bir düzenleme ihtiyacıdır. Bu hususun çözülmemesi, yüksek yatırım maliyetli PHES projelerinin finansal olarak gerçekleştirilebilirliğini **ciddi** ölçüde sınırlandıracaktır. Tüketim yönlü sistem kullanım bedeli alınması durumunda 8 saatlik ve 12 saatlik PHES gelir ve gider tablosu aşağıda verilmiştir. Sistem işletme giderlerinin de yılda 12.5 milyon \$ olduğu kabul edilmiştir.

Tablo 54:2.Senaryo'ya göre 15 yıllık gelir gider tablosu

PHES türü	İşletme dönemi	15 yıllık arbitraj geliri	15 yıllık sekonder kontrol geliri	Toplam brüt gelir	Tüketim yönlü sistem gideri	Sistem gideri sonrası toplam gelir	15 yıllık işletme gideri	İşletme giderleri sonrası net gelir
8 saatlik PHES	2030–2044	1.485,54 milyon \$	284,89 milyon \$	1.770,43 milyon \$	179,44 milyon \$	1.590,99 milyon \$	187,50 milyon \$	1.403,49 milyon \$
12 saatlik PHES	2035–2049	1.632,05 milyon \$	340,20 milyon \$	1.972,25 milyon \$	278,82 milyon \$	1.693,43 milyon \$	187,50 milyon \$	1.505,93 milyon \$

Tablo 55: 3. Senaryoya göre gelir gider hesabı

PHES türü	İşletme dönemi	15 yıllık arbitraj geliri	15 yıllık sekonder kontrol geliri	Toplam brüt gelir	Tüketim yönlü sistem gideri	Sistem gideri sonrası toplam gelir	15 yıllık işletme gideri	İşletme giderleri sonrası net gelir
8 saatlik PHES	2030–2044	1.765,58 milyon \$	284,89 milyon \$	2.050,47 milyon \$	179,44 milyon \$	1.871,03 milyon \$	187,50 milyon \$	1.683,53 milyon \$
12 saatlik PHES	2035–2049	2.495,88 milyon \$	340,20 milyon \$	2.836,08 milyon \$	278,82 milyon \$	2.557,26 milyon \$	187,50 milyon \$	2.369,76 milyon \$

Yapılan gelir ve gider analizleri, pompaj depolamalı hidroelektrik santrallerin yalnızca piyasa fiyat farklarından elde edeceği arbitraj geliriyle yatırım maliyetlerini karşılamasının güç olduğunu göstermektedir. Sekonder frekans kontrolü gelirleri proje ekonomisini desteklemekle birlikte, yüksek yatırım maliyetleri, çift yönlü sistem kullanım bedelleri, işletme ve bakım giderleri ile finansman maliyetleri dikkate alındığında tek başına yeterli olmamaktadır. Buna karşılık, sistemde enerji fazlasının ve depolama ihtiyacının bulunduğu ve PHES santralının depolama yapması gereken dönemlerde pompaj enerjisinin bedelsiz sağlanması ve diğer günlerde pompaj amacıyla tüketilen enerjiye 25 \$/MWh düzeyinde özel bir tarife uygulanması, PHES’lerin uzun dönemli gelirlerini önemli ölçüde artırmaktadır.

Bu nedenle PHES yatırımlarının ekonomik olarak uygulanabilir hâle getirilmesi için yalnızca üretim yönlü gelirlerin artırılması değil, pompaj sırasında tüketilen enerjinin fiyatlandırılması ve sistem kullanım bedellerinin de depolama tesislerinin çift yönlü sistem faydaları dikkate alınarak yeniden düzenlenmesi gerekmektedir. PHES’lerin yenilenebilir enerji kesintilerini azaltması, sistem esnekliği ve rezerv kapasitesi sağlaması, puant yükleri sınırlaması ve arz güvenliğine katkıda bulunması göz önüne alındığında, bu tesislere yönelik özel bir destek ve tarife mekanizmasının oluşturulması gerekli görülmektedir.

17. Sonuç ve Genel Değerlendirme

Bu raporda pompaj depolamalı hidroelektrik santraller; teknik özellikleri, işletme prensipleri, maliyet yapıları, çevresel etkileri, iletim sistemine sağlayabilecekleri hizmetler ve Türkiye elektrik sisteminin 2030, 2035 ve 2040 yıllarındaki enerji depolama ihtiyacı çerçevesinde bütüncül olarak değerlendirilmiştir. Yapılan analizlerin temel sonucu, Türkiye'nin güneş ve rüzgâr kurulu gücünde öngörülen hızlı artışın yalnızca yeni üretim kapasitesi kurulmasını değil, bu üretimin farklı zaman dilimlerine taşınmasını sağlayacak büyük ölçekli ve çok süreli bir enerji depolama altyapısının eş zamanlı olarak geliştirilmesini zorunlu hâle getirdiğidir.

Türkiye'nin toplam güneş ve rüzgâr kurulu gücünün 2025 yılındaki yaklaşık 39,8 GW seviyesinden 2030 yılında 62,3 GW'a, 2035 yılında 84,8 GW'a ve 2040 yılında 107,3 GW'a ulaşması öngörülmektedir. Bu artışın sonucunda toplam yenilenebilir enerji üretimi yükselmekle birlikte, güneş üretiminin yoğunlaştığı öğle saatlerinde net tüketimin düşmesi, akşam saatlerinde ise güneş üretiminin hızla azalması nedeniyle daha yüksek ve daha hızlı net yük değişimleri ortaya çıkmaktadır. Bu yapı, Türkiye elektrik sisteminde duck curve etkisinin giderek derinleşmesine, düşük net yük saatlerinin daha sık görülmesine ve yenilenebilir üretimin belirli dönemlerde sistem tarafından tamamen kullanılamamasına neden olmaktadır.

Saatlik üretim ve tüketim profilleri kullanılarak yapılan analizlere göre, sistemde yönetilmesi gereken yenilenebilir enerji fazlası 2030 yılında yaklaşık 9,55 TWh, 2035 yılında 27,14 TWh ve 2040 yılında 57,38 TWh düzeyine ulaşmaktadır. Söz konusu miktarlar, ilgili yıllarda öngörülen toplam güneş ve rüzgâr üretiminin sırasıyla yaklaşık %7,8'ine, %16,2'sine ve %26,5'ine karşılık gelmektedir. Dolayısıyla herhangi bir batarya veya pompaj depolamalı HES tesisi kurulmadığı durumda, 2030 yılında güneş ve rüzgâr üretiminin yaklaşık %7,8'i, 2035 yılında %16,2'si ve 2040 yılında %26,5'i sistem tarafından kullanılmayarak kesintiye uğrayabilecektir. Başka bir ifadeyle, yeterli enerji depolama kapasitesi oluşturulmaması hâlinde 2040 yılında üretilmesi öngörülen güneş ve rüzgâr enerjisinin dörtte birinden fazlasının kesilmesi riski bulunmaktadır.

Bu sonuç, enerji depolama yatırımlarının yenilenebilir enerji yatırımlarından bağımsız olarak değerlendirilemeyeceğini açıkça göstermektedir. Güneş ve rüzgâr santrallerine yapılan yatırımların ekonomik ve teknik değerinin korunabilmesi için bu santrallerin üretiminin sistem tarafından kabul edilebilmesi gerekmektedir. Üretilen enerjinin önemli bir bölümünün kesilmesi, hem yatırımcılar hem de elektrik sistemi bakımından kaynakların verimsiz kullanılması anlamına gelecektir. Bu nedenle enerji depolama tesisleri, yenilenebilir enerji dönüşümünü destekleyen ikincil bir yatırım değil, söz konusu dönüşümün uygulanabilirliğini sağlayan temel sistem altyapısıdır.

17.1. Batarya ve PHES'lerden Oluşan Bütünleşik Depolama Yapısı

Yapılan analizler, Türkiye'nin enerji depolama ihtiyacının yalnızca tek bir teknolojiyle karşılanamayacağını göstermektedir. Sistemin ihtiyaç duyduğu depolama süreleri birkaç dakikadan başlayarak bazı dönemlerde 12 saatin ve hatta daha uzun sürelerin üzerine çıkmaktadır. Dolayısıyla çözümün yalnızca pompaj depolamalı HES yatırımlarına veya yalnızca batarya tesislerine dayandırılması teknik ve ekonomik açıdan yeterli değildir.

Batarya enerji depolama sistemleri; hızlı tepki, primer ve sekonder frekans kontrolü, kısa süreli rampalama, saniyeler ve dakikalar düzeyindeki üretim-tüketim dengesizliklerinin giderilmesi ve 1–4 saatlik enerji kaydırma ihtiyaçları için önemli avantajlar sağlamaktadır. Bataryaların modüler yapısı ve kısa kurulum süresi de sistemin yakın dönemli ihtiyaçlarına hızlı cevap verilmesine imkân vermektedir. Bununla birlikte, depolama süresinin uzaması hâlinde enerji kapasitesi maliyeti yükselmekte; çevrim

sayısı, degradasyon, kapasite kaybı ve ekonomik ömür gibi sınırlamalar daha belirleyici hâle gelmektedir.

Pompaj depolamalı HES'ler ise özellikle 8–12 saat ve üzerindeki enerji kaydırma ihtiyaçlarında öne çıkmaktadır. Büyük enerji hacimlerini uzun süre depolayabilmeleri, çok uzun işletme ömürleri, düşük kapasite kaybı ve yüksek çevrim kabiliyeti nedeniyle PHES'ler, Türkiye'nin orta ve uzun dönemli enerji depolama ihtiyacının temel bileşeni olarak değerlendirilmelidir. Bu nedenle bataryalar ve pompaj depolamalı HES'ler birbirinin alternatifi değil, farklı zaman ölçeklerinde çalışan tamamlayıcı teknolojilerdir.

Raporda Türkiye için öngörülen bütünleşik depolama portföyü aşağıdaki şekilde oluşmaktadır:

Tablo 56:Yıllara göre depolama kurulu gücü

Yıl	Batarya kapasitesi	8 saatlik PHES	12 saatlik PHES
2030	15.000 MW, 1 saat	4.000 MW	–
2035	30.000 MW, 1 saat	8.000 MW	2.400 MW
2040	30.000 MW, 1 saat ve 10.000 MW, 4 saat	12.000 MW	4.000 MW

Bu portföyün devreye alınmasıyla depolama tesisi bulunmayan duruma göre yenilenebilir enerji kesintileri önemli ölçüde azaltılabilmektedir. Önerilen batarya ve PHES kapasitesiyle, toplam güneş ve rüzgâr üretimi içerisindeki kesinti oranının 2030 yılında %7,8'den yaklaşık %2,7'ye, 2035 yılında %16,2'den %3,0'a ve 2040 yılında %26,5'ten %5,7'ye düşürülebileceği hesaplanmıştır.

Tablo 57:Yıllara göre yenilenebilir enerji kesintisi %oranı (curtailment)

Yıl	Depolama olmadan kesinti riski	Önerilen depolama portföyünden sonra kalan kesinti	Kalan kesinti enerjisi
2030	%7,8	%2,7	3,25 TWh
2035	%16,2	%3,0	5,08 TWh
2040	%26,5	%5,7	12,30 TWh

Önerilen yüksek depolama kapasitelerine rağmen 2040 yılında belirli miktarda kesinti kalması, yenilenebilir enerji artışının ulaştığı ölçeği göstermektedir. Bu durum, depolama yatırımlarının yanı sıra talep tarafı katılımı, elektrikli araçların kontrollü şarjı, bölgesel iletim kapasitesinin artırılması, sektör eşleştirmesi, hidrojen üretimi ve esnek tüketim gibi tamamlayıcı çözümlerin de geliştirilmesi gerektiğine işaret etmektedir.

17.2. Depolama Süresindeki Artış ve 12 Saatlik PHES İhtiyacı

Analizlerde depolama ihtiyacının yalnızca enerji miktarı bakımından değil, olay süresi bakımından da önemli ölçüde arttığı görülmüştür. Toplam depolama ihtiyacı oluşan süre 2030 yılında yaklaşık 1.700 saat iken 2035 yılında 2.848 saate, 2040 yılında ise 4.028 saate yükselmektedir. Ayrıca çok uzun süreli enerji fazlası oluşan olayların sayısı da artmaktadır.

2030 yılı için kısa süreli bataryalar ile 8 saatlik PHES kapasitesinin birlikte kullanılması önemli ölçüde yeterlilik sağlayabilmektedir. Ancak 2035 yılından itibaren 8 saati aşan olayların daha sık ve daha yüksek enerji hacimleriyle oluşması nedeniyle 12 saatlik PHES tesislerinin sisteme dâhil edilmesi gerekmektedir. 2040 yılında ise yalnızca 8 saatlik tesislerle uzun süreli enerji fazlasının yönetilmesi mümkün olmadığından 12 saatlik PHES kapasitesinin daha da artırılması zorunlu hâle gelmektedir.

Bu kapsamda 12 saatlik PHES yatırımları, yalnızca daha uzun süre elektrik üretme kabiliyeti sağlayan tesisler olarak görülmemelidir. Bu tesisler, gün içinde oluşan yenilenebilir enerji fazlasını akşam puantının ötesine, gece saatlerine kadar taşıyabilmekte; daha uzun süren düşük fiyatlı dönemlerden yararlanabilmekte ve daha geniş bir zaman aralığında enerji piyasası ile yan hizmetlere katılabilmektedir.

Aynı kurulu güce sahip 8 ve 12 saatlik PHES tesisleri karşılaştırıldığında, 12 saatlik tesisin enerji kapasitesi %50 daha yüksektir. Örneğin 500 MW gücündeki 8 saatlik bir PHES 4.000 MWh enerji kapasitesine sahipken, 12 saatlik bir PHES 6.000 MWh enerji kapasitesine sahip olacaktır. Buna karşılık elektromekanik ekipman, şalt sahası, trafo, bağlantı hattı, kontrol sistemi ve santral binası gibi maliyetlerin büyük bir kısmı doğrudan kurulu güce bağlıdır ve depolama süresinin 8 saatten 12 saate çıkarılmasıyla aynı oranda artmamaktadır.

Özellikle mevcut bir rezervuarın kullanılabildiği ve ilave 4 saatlik enerji kapasitesi için çok büyük yeni rezervuar yatırımı gerekmediği sahalarda, 12 saatlik PHES'in toplam yatırım maliyeti 8 saatlik tesise göre sınırlı ölçüde artarken enerji kapasitesi ve gelir potansiyeli daha yüksek olabilmektedir. Böylece enerji kapasitesi başına yatırım maliyeti düşmekte ve tesisin ekonomik yapılabilirliği güçlenmektedir. Bu nedenle uygun rezervuar hacmine ve elverişli saha koşullarına sahip projelerde, 12 saatlik PHES yatırımı 8 saatlik PHES yatırımına göre daha uygulanabilir ve daha yüksek sistem değeri sağlayan bir seçenek olarak öne çıkmaktadır.

Bununla birlikte bu sonuç her saha için otomatik olarak geçerli kabul edilmemelidir. Depolama süresinin artırılması için yeni baraj, geniş rezervuar alanı, yüksek kamulaştırma maliyeti veya önemli çevresel tedbirler gerekmesi hâlinde 12 saatlik tesisin yatırım maliyeti önemli ölçüde artabilir. Bu nedenle nihai karar, saha bazında rezervuar hacmi, net düşü, su yolu uzunluğu, jeolojik koşullar, çevresel etkiler ve ilave enerji kapasitesinin marjinal yatırım maliyeti dikkate alınarak verilmelidir.

17.3. Yıllara Göre Arbitraj Gelirleri

Raporda 500 MW kurulu gücündeki 8 saatlik ve 12 saatlik PHES tesisleri için iki temel gelir senaryosu değerlendirilmiştir. İlk senaryoda enerji alış ve satış işlemleri öngörülen piyasa takas fiyatları üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bu senaryoda 8 saatlik PHES'in yıllık arbitraj geliri 2030 yılında 63,89 milyon \$, 2035 yılında 64,49 milyon \$ ve 2040 yılında 54,49 milyon \$ olarak hesaplanmıştır.

12 saatlik PHES'in 2035 yılında devreye alınacağı kabul edilmiş; yıllık arbitraj geliri 2035 yılında 82,58 milyon \$ ve 2040 yılında 72,28 milyon \$ olarak belirlenmiştir. Her iki tesiste de ilerleyen yıllarda pompaj enerjisi alış fiyatının artması nedeniyle arbitraj marjı daralmakta ve yıllık gelir azalmaktadır. Ancak 12 saatlik PHES'in daha fazla enerji depolayabilmesi ve daha uzun süre üretim yapabilmesi sayesinde yıllık geliri her karşılaştırma yılında 8 saatlik tesisten yüksek olmaktadır.

Tablo 58:8 Saatlik PHES ve 12 Saatlik PHES arbitraj gelirleri

Yıl	8 saatlik PHES arbitraj geliri	12 saatlik PHES arbitraj geliri
2030	63,89 milyon \$	–
2035	64,49 milyon \$	82,58 milyon \$
2040	54,49 milyon \$	72,28 milyon \$

Mevcut piyasa fiyatı varsayımları altında 8 saatlik PHES'in 2030–2044 dönemindeki 15 yıllık toplam arbitraj geliri 895,55 milyon \$ ve yıllık ortalama geliri 59,70 milyon \$'dır. 12 saatlik PHES'in 2035–2049

dönemindeki 15 yıllık toplam arbitraj geliri ise 1.115,10 milyon \$ ve yıllık ortalama geliri 74,34 milyon \$ olarak hesaplanmıştır.

Bu sonuçlara göre 12 saatlik PHES'in 15 yıllık arbitraj geliri, 8 saatlik PHES'e göre yaklaşık 219,55 milyon \$ veya yaklaşık %24,5 daha yüksektir. Ancak 8 saatlik referans tesis için öngörülen yaklaşık 1,25 milyar \$ yatırım maliyeti dikkate alındığında, 895,55 milyon \$ düzeyindeki arbitraj geliri yatırımın tek başına geri ödenmesi için yeterli değildir. 12 saatlik PHES'in arbitraj geliri daha yüksek olmakla birlikte, yalnızca piyasa fiyat farkına dayanan bir gelir yapısının bu tesis için de finansman, vergi ve yatırımın zaman değerini karşılamakta yetersiz kalma riski bulunmaktadır.

Dolayısıyla PHES'lerin yalnızca düşük fiyattan enerji alıp yüksek fiyattan satacak ticari üretim tesisleri olarak değerlendirilmesi doğru değildir. PHES'ler yenilenebilir enerji kesintisini azaltmakta, sistem yeterliliğini artırmakta ve iletim sistemi işletmesine çok sayıda ek fayda sunmaktadır. Bu faydaların gelir modeline yansıtılmadığı bir piyasa yapısında özel sektörün uzun geri ödeme süreli PHES yatırımlarına yönelmesi güç olacaktır.

17.4. Destekli Fiyat Senaryosu ve 12 Saatlik PHES'in Ekonomik Üstünlüğü

Bir diğer senaryoda, sistemde yenilenebilir enerji fazlasının ve depolama ihtiyacının olduğu saatlerde PHES'lerin pompalama amacıyla tükettiği elektriğin 0 TL/MWh fiyatla sağlanması öngörülmüştür. Depolama ihtiyacının oluşmadığı diğer günlerde ise pompaj enerjisine 25 \$/MWh düzeyinde özel ve öngörülebilir bir fiyat uygulanmıştır.

Bu mekanizma, PHES'e her saat bedelsiz enerji verilmesi anlamına gelmemektedir. Sıfır fiyat yalnızca aksi durumda yenilenebilir enerji kesintisinin oluşacağı ve sistemin enerji depolamaya ihtiyaç duyduğu saatlerle sınırlandırılmalıdır. Böylece sistemde kullanılamayacak enerjinin PHES tarafından tüketilmesi teşvik edilirken, aynı enerji daha sonra yüksek talep saatlerinde sisteme geri verilebilecektir.

Destekli senaryoda 8 saatlik PHES'in yıllık arbitraj geliri 2030 yılında 105,36 milyon \$, 2035 yılında 117,56 milyon \$ ve 2040 yılında 123,10 milyon \$'ye yükselmektedir. 12 saatlik PHES'in yıllık arbitraj geliri ise 2035 yılında 159,60 milyon \$ ve 2040 yılında 168,09 milyon \$'ye ulaşmaktadır.

Tablo 59: Depolanan enerji fiyat garantisi verildiğinde PHES Gelirleri

Yıl	8 saatlik PHES destekli arbitraj geliri	12 saatlik PHES destekli arbitraj geliri
2030	105,36 milyon \$	–
2035	117,56 milyon \$	159,60 milyon \$
2040	123,10 milyon \$	168,09 milyon \$

Destekli fiyat mekanizması altında 8 saatlik PHES'in 15 yıllık toplam arbitraj geliri 1.765,58 milyon \$'ye, 12 saatlik PHES'in toplam arbitraj geliri ise 2.495,88 milyon \$'ye yükselmektedir. Böylece 12 saatlik PHES'in 15 yıllık arbitraj geliri, 8 saatlik tesise göre yaklaşık 730,30 milyon \$ veya %41,4 daha yüksek olmaktadır.

Bu fark, 12 saatlik PHES yatırımının ekonomik açıdan daha yapılabilir olduğunu gösteren en önemli sonuçlardan biridir. 12 saatlik tesis daha yüksek yıllık enerji üretimi gerçekleştirebilmekte, depolama yapılmayan günlerde daha uzun süre çevrim yapabilmekte ve fiyat garantisi mekanizmasından daha yüksek toplam fayda sağlamaktadır. Özellikle mevcut rezervuarların kullanılabildiği ve 12 saate

çıkarılan depolama süresinin yatırım maliyetini enerji kapasitesiyle aynı oranda artırmadığı sahalarda, ek yatırım maliyetinin ek gelirlerle karşılanma olasılığı yüksektir.

17.5. Sekonder Frekans Kontrolü Gelirleri

PHES'lerin ekonomik değerini artıran diğer önemli gelir kalemi sekonder frekans kontrolü hizmetidir. **Değişken hızlı pompa-türbin teknolojisine** sahip tesisler yalnızca üretim sırasında değil, pompalama sırasında da aktif güç tüketimini ayarlayabildiğinden sekonder kontrol hizmetine daha uzun süre katılabilmektedir.

Rapordaki kabullere göre 8 saatlik PHES'in üretim modunda sekonder kontrole katılım oranı %65, 12 saatlik PHES'in katılım oranı ise %80 olarak alınmıştır. Pompalama modunda ise her iki tesis için %100 katılım öngörülmüştür. Bu yaklaşım sonucunda 8 saatlik PHES'in yıllık sekonder kontrol geliri 2030 yılında 20,84 milyon \$, 2035 yılında 19,12 milyon \$ ve 2040 yılında 18,11 milyon \$ olarak hesaplanmıştır.

12 saatlik PHES'in yıllık sekonder kontrol geliri ise 2035 yılında 23,88 milyon \$ ve 2040 yılında 22,38 milyon \$ düzeyindedir. Fiyatların ilerleyen yıllarda düşmesi nedeniyle yıllık gelir azalmakla birlikte 12 saatlik PHES, daha uzun eşdeğer katılım süresi sayesinde 8 saatlik PHES'e göre daha yüksek sekonder kontrol geliri elde etmektedir.

On beş yıllık toplam sekonder kontrol geliri 8 saatlik PHES için 284,89 milyon \$, 12 saatlik PHES için ise 340,20 milyon \$'dır. 12 saatlik PHES, sekonder kontrol bakımından da yaklaşık 55,31 milyon \$ veya %19,4 daha yüksek gelir sağlamaktadır.

Sekonder kontrol gelirleri yatırımın ekonomik yapısını iyileştirmekle birlikte tek başına yeterli değildir. Bunun nedeni, PHES yatırım maliyetinin yüksek, proje geliştirme ve inşaat süresinin uzun olmasıdır. Bu nedenle sekonder kontrol gelirleri; arbitraj, kapasite ödemesi, emre amadelik, black-start, reaktif güç, atalet, tersiyer rezerv ve diğer sistem hizmetleriyle birlikte değerlendirilmelidir.

17.6. Toplam Gelir-Gider Değerlendirmesi

Destekli arbitraj senaryosu, sekonder kontrol gelirleri, tüketim yönlü sistem kullanım giderleri ve işletme giderleri birlikte değerlendirildiğinde 8 saatlik PHES'in 15 yıllık toplam brüt geliri 2.050,47 milyon \$, 12 saatlik PHES'in toplam brüt geliri ise 2.836,08 milyon \$ olarak hesaplanmıştır.

8 saatlik PHES için 15 yıllık tüketim yönlü sistem gideri 179,44 milyon \$, 12 saatlik PHES için ise 278,82 milyon \$'dır. On iki saatlik tesis daha fazla enerji tüketip ürettiğinden sistem kullanım gideri daha yüksek olmakla birlikte, gelir artışı bu gider artışının önemli ölçüde üzerindedir.

Her iki tesis için 15 yıllık işletme gideri 187,50 milyon \$ olarak dikkate alındığında, işletme giderleri sonrası toplam gelir 8 saatlik PHES için 1.683,53 milyon \$, 12 saatlik PHES için ise 2.369,76 milyon \$ olmaktadır.

Tablo 60: Gelir gider tablosu

Gelir-gider kalemi	8 saatlik PHES	12 saatlik PHES
15 yıllık arbitraj geliri	1.765,58 milyon \$	2.495,88 milyon \$
15 yıllık sekonder kontrol geliri	284,89 milyon \$	340,20 milyon \$
Toplam brüt gelir	2.050,47 milyon \$	2.836,08 milyon \$
Tüketim yönlü sistem gideri	179,44 milyon \$	278,82 milyon \$
İşletme gideri	187,50 milyon \$	187,50 milyon \$
İşletme giderleri sonrası toplam gelir	1.683,53 milyon \$	2.369,76 milyon \$

Bu hesaplama göre 12 saatlik PHES'in işletme giderleri sonrası 15 yıllık geliri, 8 saatlik PHES'e göre yaklaşık 686,23 milyon \$ veya %40,8 daha yüksektir. Bu fark, 12 saatlik PHES'in özellikle uygun rezervuar kapasitesine sahip sahalarda daha yüksek bir ekonomik yapılabilirlik sunduğunu göstermektedir.

Bununla birlikte, söz konusu değerler doğrudan net bugünkü değer veya proje kârı olarak değerlendirilmemelidir. Hesaplamalara finansman maliyeti, inşaat dönemindeki faiz, vergi, amortisman, kur riski, iskonto oranı, saha bazlı yatırım maliyeti ve yatırımın gerçekleşme takvimi dâhil edilmelidir. Nihai fizibilite değerlendirmesinde her proje için NPV, IRR, borç servis karşılama oranı ve geri ödeme süresi ayrıca hesaplanmalıdır.

Rapordaki sonuç, 12 saatlik PHES'in her koşulda daha ucuz olduğu değil; **aynı kurulu güçte, ilave rezervuar kapasitesinin sınırlı maliyetle sağlanabildiği sahalarda daha yüksek yıllık ve toplam gelir üretmesi nedeniyle 8 saatlik PHES'e göre daha feasible bir yatırım hâline gelebildiğidir.**

17.7. Sistem Kullanım Bedellerinin Düzenlenmesi

PHES'lerin mevcut elektrik piyasası düzeni içerisindeki en önemli ekonomik sorunlarından biri, pompalama sırasında tüketici ve türbinleme sırasında üretici olarak değerlendirilmesidir. Tesis, şebekeden aldığı enerjiyi nihai tüketim amacıyla kullanmamakta, enerji depolayarak daha sonra tekrar sisteme vermektedir. Buna rağmen hem tüketim hem üretim yönünde sistem kullanım ve işletim bedeline tabi tutulması, aynı enerjinin iki kez maliyetlendirilmesine yol açmaktadır.

Çift yönlü bedel uygulaması, özellikle uzun süre çalışan 12 saatlik PHES'lerde daha yüksek toplam sistem kullanım gideri oluşturmaktadır. Bu durum, sistem açısından daha yüksek fayda sağlayan uzun süreli depolamanın ekonomik olarak cezalandırılması sonucunu doğurabilir.

Bu nedenle pompaj depolamalı HES'lerde sistem kullanım bedelinin yalnızca bir yönde uygulanması, pompalama amacıyla tüketilen enerjinin sistem kullanım bedelinden muaf tutulması veya depolama tesisleri için ayrı bir tarife sınıfı oluşturulması önerilmektedir. Böyle bir düzenleme yatırımcının gelirini artırmanın yanı sıra yenilenebilir enerji kesintisinin azaltılması ve sistem işletme maliyetlerinin düşürülmesi bakımından da ekonomik gerekçeye sahiptir.

17.8. Önerilen Destek ve Gelir Mekanizması

PHES yatırımlarının yapılabilir hâle getirilmesi için tek bir fiyat garantisinden ziyade birden fazla gelir kalemini içeren bütünsel bir mekanizma geliştirilmelidir. Bu kapsamda aşağıdaki yaklaşım önerilmektedir:

Birinci olarak, sistem operatörü tarafından yenilenebilir enerji fazlası ve kesinti riski bulunduğu belirlenen saatlerde PHES'in mutlaka devrede olması gereken saatlerde pompalama amacıyla tükettiği enerjiye 0 TL/MWh fiyat uygulanmalıdır. Bu uygulama yalnızca sistem ihtiyacı bulunan saatlerle sınırlandırılmalı ve ölçülebilir teknik kriterlere bağlanmalıdır.

İkinci olarak, depolama ihtiyacının bulunmadığı günlerde PHES'in çevrim yapabilmesi ve yan hizmet sunmaya hazır tutulabilmesi için pompaj enerjisine 25 \$/MWh düzeyinde uzun dönemli ve günün hangi saatinde pompaj yapabileceği tanımlanmış özel tarife uygulanmalıdır.

Depolama yapılan günlerde pompaj maliyetinin yenilenebilir üretim tesislerine yansıtılması durumunda sınırlı bir birim maliyet etkisi oluştuğu; depolama yapılmayan günlerde ise bu maliyetin EÜAŞ gibi hidrolik portföyü güçlü üreticilerle yapılacak ikili anlaşmalar yoluyla optimize edilmesi, hem maliyet kontrolü hem de piyasa kabul edilebilirliği açısından daha uygun bir yaklaşım olacaktır.

Üçüncü olarak, pompaj yönündeki tüketimin sistem kullanım bedelinden muaf tutulması veya sistem kullanım bedelinin tek yönlü alınması sağlanmalıdır.

Dördüncü olarak, PHES'lerin atalet hizmeti için gelir mekanizması oluşturulmalıdır.

Beşinci olarak, proje gelirinin belirli bir bölümünü güvence altına alacak uzun dönemli kapasite, emre amadelek veya fark sözleşmesi benzeri mekanizmalar değerlendirilmelidir. Büyük ölçekli PHES yatırımları yüksek başlangıç maliyeti ve uzun inşaat süresi nedeniyle yalnızca kısa dönemli ve değişken piyasa fiyatlarıyla finanse edilememektedir.

Destek mekanizması yatırımcıya koşulsuz gelir aktarımı şeklinde değil, PHES'in sisteme sağladığı ölçülebilir faydalara karşılık ödenen bir hizmet bedeli şeklinde tasarlanmalıdır. Yenilenebilir enerji kesintisinin önlenmesi, akşam puantının karşılanması, frekans kontrolü, sistem ataleti ve iletim kısıtlarının azaltılması gibi hizmetler ayrı ayrı ölçülmeli ve mümkün olduğu ölçüde gelir modeline dâhil edilmelidir.

17.9. İletim Sistemi ve Arz Güvenliği Açısından Sonuçlar

PHES'lerin değeri yalnızca enerji arbitrajı ve yenilenebilir enerji kesintisinin azaltılmasıyla sınırlı değildir. Büyük senkron makineler içeren PHES'ler, üretim veya uygun işletme modlarında sisteme atalet, kısa devre gücü ve reaktif güç desteği sağlayabilmektedir. Değişken hızlı tesisler pompalama sırasında güç tüketimini ayarlayarak aşağı ve yukarı yönlü frekans kontrolüne katkıda bulunabilmektedir.

FAI analizi, Türkiye elektrik sisteminde 2030 sonrasında esneklik ihtiyacının özellikle uzun süreli ve aşağı yönlü esneklik tarafında kritik hale geleceğini göstermektedir. PHES yatırımlarının gecikmesi durumunda yenilenebilir enerji kesintileri artacak, dengeleme ihtiyacı büyüyecek ve sistem işletme güvenliği üzerindeki riskler belirgin şekilde yükselecektir.

Türkiye elektrik sisteminde doğu ve güneydoğu bölgelerinde yoğun üretim, batı bölgelerinde ise yoğun tüketim bulunması nedeniyle **doğu-batı yönlü güç akışları belirli dönemlerde iletim koridorlarını zorlayabilmektedir**. PHES'lerin doğru bölgelerde konumlandırılması, üretim fazlasının bulunduğu saatlerde pompalama yaparak bölgesel güç akışını azaltacak; talep artışı dönemlerinde ise üretime geçerek yük merkezlerini destekleyecektir.

Bu nedenle PHES saha seçimi yalnızca yüksek düşü, uygun rezervuar ve düşük inşaat maliyeti kriterlerine göre yapılmamalıdır. İletim sistemindeki bağlantı noktası, kısa devre gücü, bölgesel arz-talep dengesi, iletim kısıtları, gerilim profili, rotor açısı kararlılığı birlikte değerlendirilmelidir.

Bu kapsamda PHES yatırımları için öncelikle **Doğu Anadolu, Orta Anadolu'nun doğusu, Doğu Akdeniz–Toroslar kuşağı** ve su kullanım koşulları uygun olan **Güneydoğu Anadolu** sahaları değerlendirilmelidir. Özellikle Elazığ, Bingöl, Erzincan, Erzurum, Malatya, Sivas, Kayseri, Niğde, Kahramanmaraş, Adana'nın kuzeyi ve Mersin çevresi; mevcut rezervuarlar, yüksek kot farkları ve iletim şebekesine yakınlık bakımından öncelikli araştırma alanları arasında ele alınabilir. Buna karşılık **Doğu Karadeniz, Orta Anadolu'nun batısı ve Batı Anadolu genelinde** kurulacak büyük ölçekli pompaj depolamalı HES'lerin işletilmesi, Türkiye elektrik sistemindeki bölgeler arası güç akışlarını ve açısız kararlılığı olumsuz etkileyebilecektir. Bu bölgelerde PHES'lerin pompalama modunda yüksek miktarda enerji tüketmesi veya üretim modunda yüksek güçle sisteme enerji vermesi, kritik iletim koridorlarındaki yüklenmeleri ve bölgeler arasındaki açısız farklılıkları artırabilecektir. Bu nedenle söz konusu bölgelerde tesis kurulması teknik olarak mümkün olsa dahi, santrallerin kurulu güçlerinin tamamını her koşulda kullanabilmesi garanti edilemeyecek; sistem güvenliğinin korunması amacıyla hem pompalama yani tüketim yönünde hem de türbinleme yani üretim yönünde işletme kısıtları uygulanması gerekebilecektir.

Kesin yatırım sıralaması yalnızca coğrafi potansiyele göre değil; rezervuar hacmi, net düşü, su yolu uzunluğu, çevresel etkiler, 400 kV ve 154 kV bağlantı imkânı, N-1 güvenliği, gerilim ve rotor açısı kararlılığı analizleriyle belirlenmelidir. Uygun rezervuar kapasitesine sahip sahalarda, 8 saatlik tesislerle birlikte 12 saatlik PHES seçeneklerine öncelik verilmesi uygun olacaktır.

17.10. Genel Sonuç ve Yol Haritası

Türkiye'nin 2030–2040 dönemindeki enerji dönüşümü, yalnızca daha fazla güneş ve rüzgâr santrali kurulmasıyla tamamlanamayacaktır. Yenilenebilir enerjinin güvenli ve ekonomik biçimde sisteme entegre edilebilmesi için kısa süreli batarya tesisleri ile uzun süreli pompaj depolamalı HES'lerden oluşan bütünleşik bir depolama portföyünün eş zamanlı olarak kurulması gerekmektedir.

Depolama yatırımlarının yapılmaması hâlinde güneş ve rüzgâr üretiminin 2030 yılında %7,8'i, 2035 yılında %16,2'si ve 2040 yılında %26,5'i kesintiye uğrayabilecektir. Önerilen batarya ve PHES yatırımları bu oranları sırasıyla yaklaşık %2,7, %3,0 ve %5,7'ye düşürebilmektedir. Bu sonuç, depolama yatırımlarının yenilenebilir enerji dönüşümünün ekonomik değerini koruyan stratejik yatırımlar olduğunu açıkça ortaya koymaktadır.

2030 yılında 1 saatlik bataryalar ile 8 saatlik PHES'lerin birlikte kullanılması öncelikli görünmektedir. Ancak 2035 sonrasında depolama olaylarının süresinin uzaması nedeniyle 12 saatlik PHES tesisleri gerekli hâle gelmektedir. 2040 yılında ise 1 ve 4 saatlik bataryalar, 8 saatlik PHES'ler ve 12 saatlik PHES'lerden oluşan çok katmanlı bir depolama sistemi zorunlu olacaktır.

Gelir analizleri, 12 saatlik PHES'in 8 saatlik PHES'e göre daha yüksek arbitraj ve sekonder kontrol geliri sağladığını göstermektedir. Destek mekanizması bulunmayan senaryoda 12 saatlik PHES'in 15 yıllık arbitraj geliri 1.115,10 milyon \$ ile 8 saatlik tesisin 895,55 milyon \$ gelirinden yaklaşık %24,5 daha yüksektir. Önerilen fiyat mekanizması uygulandığında ise 12 saatlik PHES'in 15 yıllık arbitraj geliri 2.495,88 milyon \$'ye, işletme giderleri sonrası toplam geliri 2.369,76 milyon \$'ye ulaşmaktadır. Bu değerler 8 saatlik PHES'e göre yaklaşık %40–41 oranında daha yüksektir.

Bu nedenle mevcut rezervuar hacminin kullanılabildiği, ilave 4 saatlik depolama kapasitesinin sınırlı ek yatırımla sağlanabildiği ve şebeke bağlantısının uygun olduğu sahalarda 12 saatlik PHES yatırımlarına

öncelik verilmesi ekonomik ve teknik açıdan daha doğru olacaktır. Bununla birlikte 8 saatlik PHES'ler özellikle 2030 dönemi ve daha sınırlı rezervuar hacmine sahip sahalar için gerekli olmaya devam edecektir. Dolayısıyla ulusal planlama yaklaşımı tek bir standart depolama süresine değil, saha ve sistem ihtiyacına göre 8 ve 12 saatlik tesislerin birlikte geliştirilmesine dayanmalıdır.

PHES projelerinin ön fizibilite, izin, finansman, detay mühendislik ve inşaat süreçlerinin toplamda 7–12 yıla ulaşabileceği dikkate alındığında, **2030 ve 2035 ihtiyaçları için proje geliştirme çalışmalarına gecikmeden başlanması gerekmektedir.** Öncelikle mevcut barajlı HES rezervuarları, maden sahaları, taş ocakları, yüksek düşüklü kapalı çevrim sahalar ve güçlü iletim bağlantısına yakın bölgeler taranmalıdır. Teknik olarak uygun bulunan projeler için ayrıntılı hidrolojik, jeolojik, çevresel ve ekonomik fizibilite çalışmaları hazırlanmalıdır.

Sonuç olarak pompaj depolamalı HES'ler, Türkiye için yalnızca enerji alıp satan üretim tesisleri değil; yenilenebilir enerji kesintilerini azaltan, akşam puantını karşılayan, arz güvenliğini destekleyen, frekans ve gerilim kontrolü sağlayan, iletim sistemi kararlılığını güçlendiren ve uzun süreli enerji depolama ihtiyacını karşılayan stratejik altyapı yatırımlarıdır. Bataryalarla birlikte planlanan ve uygun piyasa mekanizmalarıyla desteklenen 8 ve özellikle 12 saatlik PHES yatırımları, Türkiye'nin yenilenebilir enerji hedeflerine güvenli, sürdürülebilir ve ekonomik biçimde ulaşmasının temel araçlarından biri olacaktır.

Kaynakça

ACER. (2025). Flexibility Needs Assessment Methodology 2025. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*.

Argonne National Laboratory. (2021). Pumped Storage Hydropower Valuation Guidebook: A Cost-Benefit and Decision Analysis Valuation Framework. *U.S. Department of Energy, Water Power Technologies Office*.

BloombergNEF. (2024). Battery Price Survey and Energy Storage Cost Outlook. *BloombergNEF*.

China Three Gorges Corporation. (2025). Brazil Pumped Storage Hydropower Seminar Presentation. *China Three Gorges*.

CSIRO. (2024). GenCost: Annual Electricity Generation Cost Estimates. *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation*.

ENTSO-E. (2025). Assessment of Future Flexibility Needs. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*.

EPDK. (2024–2026). Elektrik Piyasası Mevzuatı, Yan Hizmetler, Depolama Faaliyetleri ve Sistem Kullanımına İlişkin Düzenlemeler. *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu*.

EPIAŞ. (2024–2026). Şeffaflık Platformu Verileri: Gün Öncesi Piyasası, Gün İçi Piyasası, PTF, YAL/YAT Talimatları ve Yan Hizmet Uzlaştırma Bildirimleri. *Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.*

European Commission Joint Research Centre. (2025). Hydropower and Pumped Storage Hydropower in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets. *Clean Energy Technology Observatory*.

Global Energy Monitor. (2026). Global Hydropower Tracker. *Global Energy Monitor*.

International Hydropower Association. (2025). 2025 World Hydropower Outlook. *International Hydropower Association*.

International Renewable Energy Agency. (2020). Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage. *IRENA*.

Japan International Cooperation Agency. (2011). Guideline and Manual for Hydropower Development, Vol. 1: Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower. *JICA*.

National Hydropower Association. (2021). 2021 Pumped Storage Report. *National Hydropower Association, Pumped Storage Development Council*.

National Renewable Energy Laboratory. (2024). Annual Technology Baseline 2024: Utility-Scale Battery Storage and Pumped Storage Hydropower Cost Assumptions. *NREL*.

Pacific Northwest National Laboratory. (2025). Environmental Impacts of Closed-Loop Pumped Storage Hydropower. *PNNL*.

TEİAŞ. (2024–2026). Yk Tevzi Bilgi Sistemi, Türkiye Elektrik Sistemi retim-Tüketim Verileri, Kurulu Güç Verileri, Yan Hizmetler ve Sistem İşletme Verileri. *Türkiye Elektrik İletim A.ř.*

Not: Raporda kullanılan 2030, 2035 ve 2040 projeksiyonları, duck curve analizleri, depolama ihtiyacı hesapları, PHES gelir-gider senaryoları ve kesinti miktarı analizleri; yukarıdaki kurumsal veri kaynakları, piyasa verileri ve rapor kapsamında yapılan tahmin çalışmaları birlikte kullanılarak oluşturulmuştur.