

トルコ国
電力調査開発局
トルコ国送電公社

トルコ国

ピーク対応型電源最適化計画調査 ファイナルレポート (要約)

平成 23 年 2 月

(2011 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先



東京電力株式会社

東電設計株式会社

産業

JR

10-133

Contents

第 1 章 序 論.....	1
1.1 調査の背景・経緯.....	1
1.2 調査目的と実施内容.....	1
1.2.1 調査目的.....	1
1.2.2 実施内容（TOR）.....	1
第 2 章 エネルギーセクター及び電力セクター.....	2
2.1 エネルギーセクター.....	2
2.1.1 エネルギー政策.....	2
2.2 電力セクター.....	3
2.2.1 組織体制.....	3
2.2.2 各組織の役割.....	6
第 3 章 長期電力需給計画のレビュー.....	8
3.1 電力需要予測の現況と評価.....	8
3.2 電源開発計画の現況と評価.....	10
3.2.1 電力自由化市場における電源開発策定方法.....	10
3.3 系統計画の現況と評価.....	12
3.4 系統運用の現況と評価.....	14
3.4.1 電力市場の概要.....	14
第 4 章 ピーク対応型電源最適化計画.....	16
4.1 スクリーニングによる各種電源の経済比較.....	16
4.2 需給運用シミュレーション用データの作成.....	19
4.2.1 需要想定.....	19
4.2.2 ピーク需要の現況と将来見通し.....	20
4.3 供給信頼度に基づく適正予備率の検討.....	22
4.4 各種電源のピーク供給力としての導入可能性.....	23
4.4.1 各種ピーク対応型電源の評価.....	23
4.4.2 ピーク対応型電源として貯水池水力の開発可能性評価.....	25
4.4.3 他国からの電力融通可能性.....	28
4.5 2030 年頃における最適電源構成の検討.....	29
4.5.1 ピーク供給力必要量の検討.....	29
4.5.2 揚水式水力必要量の検討（ベースケースにおける検討）.....	31
4.5.3 リスク評価.....	35
4.6 ピーク対応型電源最適化計画.....	36
第 5 章 揚水発電所素材地点の抽出・評価.....	38
5.1 揚水発電所開発候補地点選定基準の設定.....	38
5.2 図上検討.....	39

5.3 現地調査	43
5.4 概念設計地点詳細現地踏査	46
5.4.1 調査結果	46
第 6 章 長期電源開発計画（2011 年～2030 年）の提案	48
6.1 現在の電源開発計画と電源開発の方向性	48
6.1.1 電源開発の方向性	48
6.2 長期電源開発計画（2011 年～2030 年）の検討	48
6.3 最適電源開発計画の提案	52
第 7 章 揚水式水力発電所の概念設計	53
7.1 優先開発候補地点の最適規模（最適池時間）の検討	53
7.2 Altinkaya 地点概念設計	54
7.2.1 発電計画の設計	54
7.2.2 発電設備主要構造物の設計	58
7.2.3 概算事業費の算出	61
7.2.4 プロジェクトの標準開発工程	63
7.3 Gökçekaya PSPP 地点の概念設計	64
7.3.1 発電計画の設計	64
7.3.2 発電設備主要構造物の設計	68
7.3.3 概算事業費の算出	70
7.3.4 プロジェクトの標準開発工程	71
7.4 送電設備概算工事費の算定	72
7.4.1 送電線概算コスト算出	72
7.4.2 Altinkaya PSPP 送電線建設概算コスト	72
7.4.3 Gökçekaya PSPP 送電線建設概算コスト	73
7.4.4 揚水発電所設置時の 380kV 系統の潮流状況	73
7.5 開発優先度評価	74
7.6 次ステップ調査に向けた提言	75
7.6.1 水文気象	75
7.6.2 地質調査	76
7.6.3 開発可能性調査（フィージビリティスタディ）	78
第 8 章 本調査における提言	79
8.1 長期電源開発計画に関する提言	79
8.2 揚水式水力建設にあたっての提言	81
8.2.1 揚水の最新技術の採用検討	81
8.2.2 環境社会配慮	82
8.3 揚水式水力の所有形態に関する提言	83
8.3.1 他国における揚水式水力の所有・運用形態	83
8.3.2 ビジネスモデルの提案	85

図リスト

図 2.1	トルコ電力産業構造.....	3
図 2.2	自由化の流れ.....	5
図 2.3	電源開発計画フロー.....	6
図 2.4	発電所建設の申請プロセス.....	7
図 3.1	MAED の入出力データ.....	8
図 3.2	高需要・低需要の場合の需要予測推移.....	9
図 3.3	関係者間の電力フローイメージ図.....	10
図 3.4	電力購買・供給契約（相対契約）の関係概要.....	15
図 4.1	各種電源の発電原価.....	18
図 4.2	ピーク供給用電源の発電原価.....	18
図 4.3	2030 年までの需要想定.....	19
図 4.4	夏期最大需要発生日の需要形状.....	20
図 4.5	2020 年と 2030 年における需要形状予測.....	21
図 4.6	LOLE と供給予備率の関係.....	22
図 4.7	Keban 水力発電所 増設計画案.....	25
図 4.8	増設ユニット数と B/C、B-C の関係.....	27
図 4.9	ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経費比較.....	29
図 4.10	供給予備率の変化によるピーク供給力の経済性の変化.....	30
図 4.11	一般水力の需要へのあてはめ例.....	31
図 4.12	揚水式水力の設備量と供給力の関係.....	32
図 4.13	揚水式水力の最適必要量.....	33
図 4.14	揚水式水力の需要へのあてはめイメージ.....	34
図 5.1	活断層分布と揚水素材地点の位置関係.....	39
図 5.2	国立公園区域と揚水素材地点の位置関係図.....	40
図 5.3	揚水候補地点の選定手順.....	40
図 5.4	揚水候補地点位置図.....	41
図 5.5	現地踏査対象地点位置図.....	41
図 6.1	揚水式水力の設備量と供給力の関係.....	48
図 6.2	一般水力のあてはめ（2025 年、2029 年）.....	49
図 6.3	揚水式水力のあてはめ（2025 年、2029 年）.....	49
図 6.4	検討シナリオ比較（ピーク供給力）.....	50
図 6.5	最適開発計画案.....	52
図 6.6	電源構成比率の推移.....	52
図 7.1	Altinkaya PSPP 一般平面図.....	55
図 7.2	Altinkaya PSPP 水路縦断図.....	56
図 7.3	可変速システムの構成図.....	60
図 7.4	揚水運転時の入力調整範囲.....	60
図 7.5	Gökçekaya PSPP 一般平面図.....	65
図 7.6	Gökçekaya PSPP 水路縦断図.....	66
図 7.7	Altinkaya PSPP 送電線ルート概要.....	72
図 7.8	Gökçekaya PSPP 送電線ルート概要.....	73
図 8.1	スプリッターランナ.....	81
図 8.2	電力市場導入前後の揚水発電運転パターン.....	84
図 8.3	揚水発電の所有形態の一例.....	86
図 8.4	揚水発電の所有形態の一例.....	88

表リスト

表 2.1	トルコ電力産業の自由化の流れ	4
表 3.1	「高需要」と「低需要」予測における成長率の設定	9
表 4.1	各種電源の建設単価	16
表 4.2	各種電源の標準的な建設単価	16
表 4.3	各種電源の年間の固定費	17
表 4.4	IEA Projection	17
表 4.5	Fuel Cost	17
表 4.6	日最大需要と日最低需要の推移	21
表 4.7	各種ピーク対応型電源の特徴	23
表 4.8	Keban 発電所増設計画の検討条件	26
表 4.9	経済計算 (B/C、B-C) 結果	27
表 4.10	ギリシャとブルガリアの電力輸出入 (2008 年) 単位 : GWh	28
表 4.11	ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経済性比較	29
表 4.12	各種ピーク対応型電源のアンシラリーサービス	36
表 5.1	揚水開発地点の選定基準	38
表 5.2	揚水開発候補地点一覧表	42
表 5.3	自然・社会環境評価	43
表 5.4	総合評価基準	43
表 5.5	揚水候補地点現地踏査結果集約表 (1/2)	44
表 5.6	揚水候補地点現地踏査結果集約表 (2/2)	45
表 5.7	詳細現地踏査において抽出された課題	46
表 6.1	2021 年現在価値の比較	51
表 7.1	最適開発規模の検討結果	53
表 7.2	最適開発規模の検討結果	53
表 7.3	Altinkaya PSPP 地点の計画諸元	57
表 7.4	Altinkaya PSPP 地点の概算工事費	62
表 7.5	標準開発工程表 (Altinkaya PSPP)	63
表 7.6	Gökçekaya PSPP 地点の計画諸元	67
表 7.7	Gökçekaya PSPP の概算工事費	70
表 7.8	標準開発工程表 (Gökçekaya PSPP)	71
表 7.9	380kV 2 回線送電線の概算建設単価	72
表 7.10	揚水優先開発候補地点の総合評価	75
表 7.11	Altinkaya PSPP 地点の次期調査段階に必要な調査一覧表	76
表 7.12	Gökçekaya PSPP 地点の次期調査段階に必要な調査一覧表	77
表 7.13	開発可能性調査ならびに開発工程 (案)	78
表 8.1	ビジネスモデルの各案比較	89

Abbreviations

Abbreviations	Words	日本語訳
APK	Research Planning and Coordination	計画調整局 (TEIAS の部門)
B/C	Benefit by Cost	費用便益比
BO	Build Operate	(発電所の) 建設・運転 (の民営化)
BOT	Build Operate Transfer	(発電所の) 建設・運転・譲渡 (による民営化)
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation	国営パイプライン会社
BTU	British Thermal Unit	英熱量 (熱量の単位)
C/C	Combined Cycle	コンバインドサイクル
CFRD	Concrete Face Rockfill Dam	コンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
C/P	Counterpart	カウンターパート
DGP	Balancing Power Market	電力需給調整用市場
DPT	State Planning Organization	国家計画庁
DSI	General Directorate of State Hydraulic Works	水資源開発機構
DSM	Demand Side Management	需要側管理
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	電力調査開発局
EMRA	Energy Market Regulatory Authority	エネルギー市場規制庁
ENPEP	Energy & Power Evaluation Program (Software name)	エネルギー・電力評価ツール (ソフトウェアの名前)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者連盟
EPDK	Energy Market Regulatory Authority	エネルギー市場規制庁
ETKB	Ministry of Energy and Natural Resources	エネルギー天然資源省
EU	Europe Union	欧州連合
EUAS	Electric Generation Company	トルコ発電公社
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GME	Gestore dei Mercati Energetici S.p.A	エネルギー市場管理者 (伊)
GT	Gas Turbine	ガスタービン
HES	Hydro Electric Station	水力発電所
HWL	High Water Level	高水位
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IPP	Independent Power Producer	卸電力事業
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KCETAS	Kayseri Region Electricity Company	カイセリ地区電力会社
LDC	Load Dispatch Center	給電所
LOLE	Loss of Load Expectation	電力不足発生時間
LOLP	Loss Of Load Probability	電力不足確率
LWL	Low Water Level	低水位
MAED	Model for Analysis of Energy Demand	需要予測分析モデル
MENR	Ministry of Energy and Natural Resources	エネルギー・天然資源省

MFSC	Market Financial Settlement Center	電力取引所
NCC	National Control Center	中央給電指令所
NLDC	National Load Dispatch Center	中央給電指令所
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
O&M	Operation and Maintenance	運転保守
PDP	Power Development Planning	電源開発計画
PDPAT II	Power Development Planning Assist Tool (Software name)	電源開発計画ツール (ソフトウェアの名前)
PMUM	Market Financial Settlement Center	電力取引管理センター
PP	Power Plant	発電所
P/S	Power Station	発電所
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水式水力
PSS	Power System Stabilizer	電力系統安定化装置
PV	Photovoltaic	太陽光発電
PYS	Market Management System	PMUM における前日市場
REDA	Regional Electricity Distribution Company	地方配電会社
RH	Reservoir Hydro	貯水池式水力
RWE	RWE (Company name)	ドイツの電力会社
SPO	State Planning Organization	計画委員会
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
SVC	Static Var Compensater	静止型無効電力補償装置
TBM	Tunnel Boring Machine	トンネルボーリングマシン
TEAS	Turkish Electricity Generation and Transmission Company	トルコ発送電公社
TEDAS	Turkish Electricity Distribution Company	トルコ配電公社
TEIAS	Turkish Electricity Transmission Corporation	トルコ送電公社
TEK	Turkish Electricity Authority	トルコ電力庁
TEPCO	Tokyo Electric Power Company, Inc	東京電力株式会社
TEPSCO	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	東電設計株式会社
TETAS	Turkish Electricity Trading and Contracting Co.Inc	トルコ電力取引会社
TKI	Turkish Coal Enterprises	石炭 (リグナイト) 公社
TOR	Terms Of Reference	プロジェクト実施要項
TOR (TOOR)	Transfer of Operational Right	(発電所の) 運転権譲渡 (による民営化)
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
TTK	Turkish Hardcoal Authority	石炭公社
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	欧州送電協調連盟
US	United States	アメリカ合衆国
USC	United States Cent	米セント
USD	United States Dollar	米ドル
WASP IV	Wien Automatic System Planning (Software name)	電力シミュレーションツール (ソフトウェアの名前)

Abbreviations	Words	Turkish
APK	Research Planning and Coordination	Araştırma Planlama Koordinasyon
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.

DGP	Balancing Power Market	Dengeleme Güç Piyasası
DPT	State Planning Organization	Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
DSI	General Directorate of State Hydraulic Works	Devlet Su İşleri
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
ETKB	Ministry of Energy and Natural Resources	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanl
EPDK	Energy Market Regulatory Authority	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EUAS	Electric Generation Company	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
KCETAS	Kayseri Region Electricity Company	Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.S
MTA	General Directorate of Mineral Research & Exploration	Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
OIB	Privatization Administration	Özelleştirme İdaresi Başkanlığı
PMUM	Market Financial Settlement Center	Piyasa Mali Uzlastırma Merkezi
PYS	Market Management System	Piyasa Yönetim Sistemi
TEAS	Turkish Electricity Generation and Transmission Company	Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEDAS	Turkish Electricity Distribution Company	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEIAS	Turkish Electricity Transmission Corporation	Türkiye Elektrik İşleri Anonim Şirketi
TEK	Turkish Electricity Authority	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAS	Turkish Electricity Trading and Contracting Co.Inc	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKI	Turkish Coal Enterprises	Türkiye Kömür İşletmeleri
TTK	Turkish Hardcoal Authority	Türkiye Taşkömürü Kurumu

第1章 序 論

1.1 調査の背景・経緯

トルコ国では、2015年までに電力消費量ならびに最大電力需要が年平均7%程度増加するという電力開発シナリオを示している。この需要の急増、現在の発電能力、建設計画等を勘案すると、2015年までにピーク需要にも対応できなくなると予測されている。かかる電力需要の増加に伴い、ピーク需要も増えるため適切なピーク供給手法について今後慎重に検討していくことは喫緊の課題である。

ピーク時の電力供給には、ベース電源が一定量ある場合、短時間で出力を上げられることと、需要の少ない時間帯の余剰電力を活用できるという観点から揚水発電がもっとも適していると考えられている。揚水発電については、その特殊性から建設のみならず運用について高度な技術が求められるが、トルコ側には揚水発電所を建設・運用した経験がない。トルコ側は2015年を目処に揚水開発を進めていく計画を持っており、2006年から日本政府に対して揚水開発の支援を要請してきた。

1.2 調査目的と実施内容

1.2.1 調査目的

調査の目的は、下記の業務を指定スケジュールに従って行うことにある。

- トルコ国において、ピーク対応型の電源開発計画（2010年～2030年）を策定する。
- 現在トルコ国が検討しているピーク対応型電源計画（揚水発電）のレビューを行う。
- 上記内容を達成するための技術をカウンターパートに移転すること。

1.2.2 実施内容（TOR）

本調査は大きく以下の3つの業務要素から構成される。それぞれの要点を示す。

(1)基礎調査

トルコの電力供給システムの現状と将来計画の分析のため関連資料の収集・分析を行う。現在の当該実施機関による需要想定方法や電力システム開発計画手法についてもレビューを行い、適宜、改良すべき点などについて提言する。

(2)ピーク対応型電源計画(揚水発電を含む)のケーススタディ

トルコ側カウンターパートによる独自に調査・抽出された揚水発電候補地点のレビューを行う一方、調査団でもあらためて机上検討を行い開発候補候補地点を選定する。双方の開発候補地点全体から優先プロジェクトの順位付けを行い、抽出された最適な揚水地点に対して現地調査を含む概念設計を行う。トルコ側自身による今後の調査を支援するべく、開発可能性調査内容について提案を行う。

(3)ピーク対応型最適電源開発計画の検討

上記2点の業務要素結果を踏まえて、ピーク電源供給の最適化を考慮した長期電源開発シナリオを設定するなどして、最適な対応策開発規模などを提案する。

第2章 エネルギーセクター及び電力セクター

2.1 エネルギーセクター

2.1.1 エネルギー政策

トルコ国政府による開発計画はまず第9次開発計画 2007-2013（7ヵ年開発計画）に基本方針が示される。同計画は情報社会への移行ならびに EU への同化を完成させるため、安定した成長やより公平な収入の分配、国際競争力の強化を柱としたビジョンを制定している。エネルギー分野については、経済社会の発展のために必要なエネルギーを最低コストで安定して供給することを目標として掲げている。同時に環境への影響は最低限のレベルに抑えるよう配慮している。具体的には発電燃料の種別や調達先の多様化、国営の発電公社や配電公社の民営化による公的支出の削減などを進めることとしている。

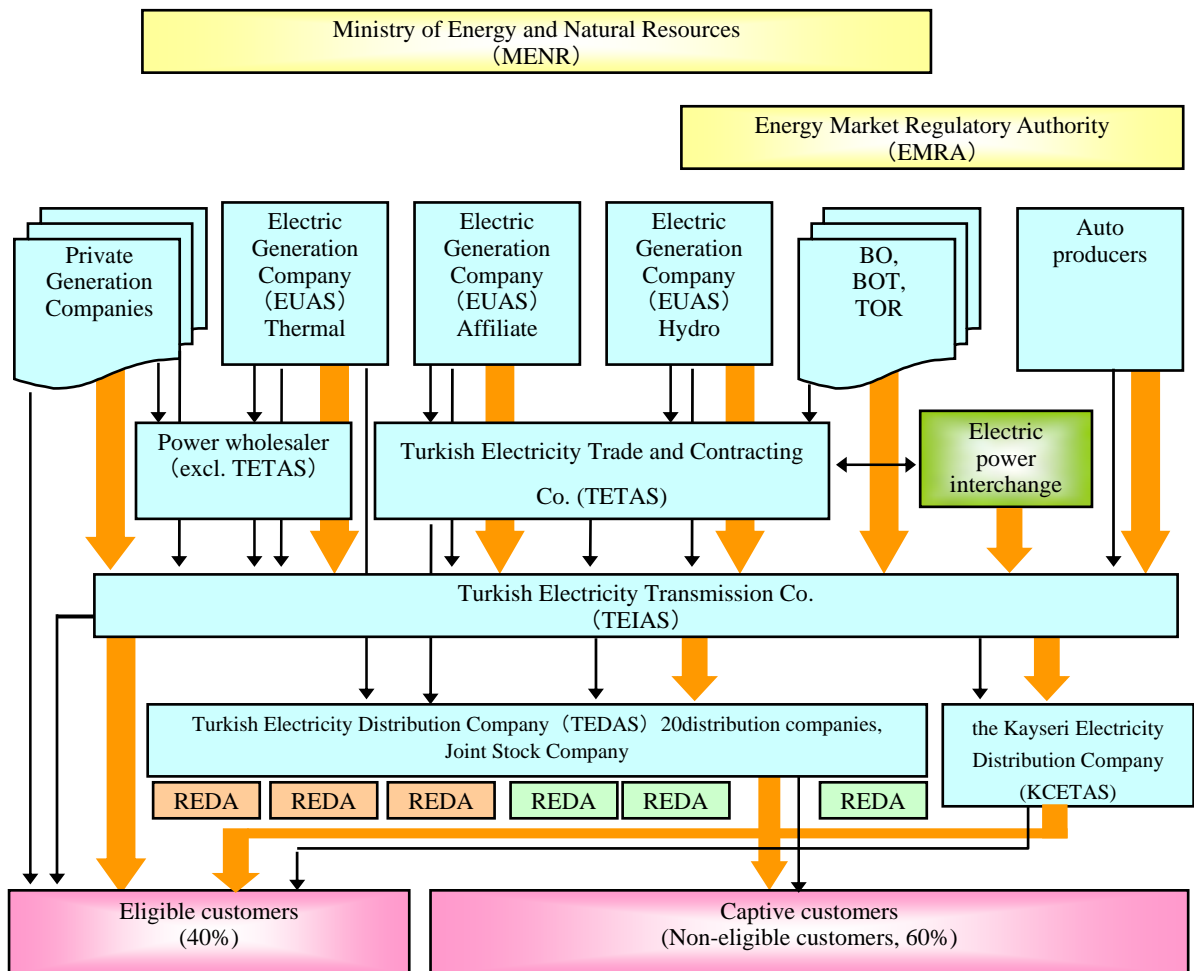
同開発計画の短期的な詳細版については、政府のアクションプランに示されている。アクションプランは四半期アクションプラン (a Quarterly Action Plan) と年間プログラム (an Annual Program for 2010) から構成される。2010年の年間プログラムでは、エネルギーの安定供給 (Energy security) に重点を置いており、達成のために発電燃料の多様化を志向している。背景には現在の発電燃料の過半近くを主に輸入で調達される天然ガスが占めているために、電力コストの調整が難しいこと、更に輸入増による外貨支払いの増加が懸念されていることがある。こうした状況を改善するため、原子力発電の導入や再生可能エネルギーや国産一次エネルギー（リグナイト炭）の積極的な利用拡大を掲げている。再生可能エネルギーの利用促進については、発電用再生可能エネルギーの利用に関する法律 (Law on utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of generating Electrical Energy (law no; 5346) の施行により、風力や地熱による発電量は2009年だけで前年比1.7倍を記録している。原子力発電についても、ロシアとの間に4800MWの発電所建設並びに発電電力の買取について合意がなされたばかりである。

電力に特化した政策には、国家計画庁(State Planning Organization: SPO)が中心に策定した「電気エネルギー市場と安定供給戦略ペーパー (“Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper.” May 2009) 」がある。これは2004年に同様の目的で策定された戦略ペーパー (“ELECTRICITY SECTOR REFORM AND PRIVATIZATION STRATEGY PAPER”) の内容を更新する形を採っている。本戦略ペーパーはエネルギー分野の政府方針について更に詳しく数値目標まで示しているのが特徴である。例えば2009年の戦略ペーパーでは、発電燃料のベストミックスや国産発電燃料の利用促進で言えば、原子力については、2020年までに総発電量の最低でも5%を担う目標を掲げ、総容量5000MWを2010年から2020年の間に導入する計画であると示している。建設予定地も具体的な候補地として Akkuyu/ Mersin を挙げている。再生可能エネルギーについても、2023年までには最低でも総発電量の30%を担う目標を立て、中でも風力発電は2023年までに20,000 MW と、現在の半分に相当する量を導入することを掲げている。現在過度な依存が懸念されている天然ガスについては、逆にそのシェアを現行の50%程度から30%以下に引き下げるよう提案している。国産リグナイト炭と石炭については、双方の現在採掘されている利用可能量を発電用燃料として2023年までに使い切り、その後は、採掘可能と目されている分についても利用する努力を行うこと、と記されている。他に輸入炭によるハイクオリティな発電、発電効率の向上も検討されている。

2.2 電力セクター

2.2.1 組織体制

本節ではトルコ国電力産業構造を概観する。その構造は、1994年に始まり2001年の電力市場法、通称4628法、で本格化した電力自由化によるセクター改革のため、今現在も移行途中にある。かつてのトルコ電力庁(Turkish Electricity Authority, もしくはTEK)はその供給段階ごと（発電、送電、配電）に複数の電力会社に分けられた。送電事業が引き続き国営になる見通しである一方、発電と配電事は民営化される計画になっている。図2.1は2008年末現在の主要関係者をまとめた電力産業構造を示している。



凡例：橙色矢印は物理的な電気の流れを、黒色矢印は電力取引の流れを示す。REDAは地域配電会社。

備考：2010年6月現在、年間消費量が1.2GWh以上の顧客、もしくは直接送電系統に接続している顧客は自由化対象顧客の権利を有する、とEMRAが規定している。

図 2.1 トルコ電力産業構造

主要な政府機関はエネルギー・天然資源省（MENR）とエネルギー市場規制庁(EMRA)である。MENRは主に電力事業一般の事項に関係するのに対し、EMRAは電力産業の規制関連を担務する。EMRAは6種類の電力事業関連の免許を発行しており、順に発電、送電、配電、卸売り、小売、そ

して自家発の各事業免許である。

電力事業の実施主体に関して言えば、送電事業は国による独占事業であり、トルコ送電公社（または TEIAS）によって運営されている。他方、発電事業は民間の参入が自由に認められている。TEIAS は送電事業に関連するすべての資産を所有している。中央給電所や電力取引所（Market Financial Settlement Center、または MFSC）も現在は TEIAS の一部門である。電力取引所は電力市場運営者であり、将来は TEIAS から独立した組織になることが計画されている。

国営発電公社である EUAS は公営の水力、火力発電所を所有、運営している。同社は今後は新規に発電所を建設しないことになっている。例外は電力供給不足の懸念がある際に必要とされる場合である。

トルコの電力産業構造で特徴的なのが、トルコ電力取引会社（Turkish Electricity Trading and Contracting Co. Inc.もしくは TETAS）である。同社は自由化前に国による買取契約がなされた BO、BOT、TOOR 方式の民間発電所からの電力を市場に卸売りするために設立された。TETAS は EUAS からの電力も買い取る。購入した電力は相対契約により国営配電公社である TEDAŞ へ卸売りする。こうした役割のほかに、TETAS は卸売り事業免許の下、電力の輸出入事業も手がける。更に国外の発電燃料への過度の依存を避けるという MENR の政府方針に沿うため、TETAS は原子力発電所や国産リグナイトを燃料とする Afsin C と D の各発電所からの電力も買い取る義務を課されている。

配電事業は 21 の地域独占の配電会社により営まれている。現在一部民営化された会社を除き、その殆どは持ち株会社であり国営会社であるトルコ配電公社（Turkish Electricity Distribution Company、もしくは TEDAS）の傘下にある。政府の計画ではすべての地域配電会社を運営権譲渡（TOOR）方式により民営化されることになっている。電力小売市場はその 4 割が自由化されているが、年間電力消費量が 2010 年 6 月現在で 1.2 GWh 以上の顧客もしくは送電系統に直接接続されている顧客が自由化対象顧客とされている。2012 年までには民生家庭需要を除くすべての需要が自由化の範囲となる予定である。自由化移行期間とされる 2006 年から 2010 年（最近、2012 年まで延長された）までの間、地域配電会社らは非自由化対象需要の 85% を TETAS や EUAS のポートフォリオ会社から購入することが義務付けられている。各地域配電会社はこれらの会社とエネルギー販売契約を締結している。移行期間終了後には、地域配電会社は自由に電力調達先を選択することができるようになる。

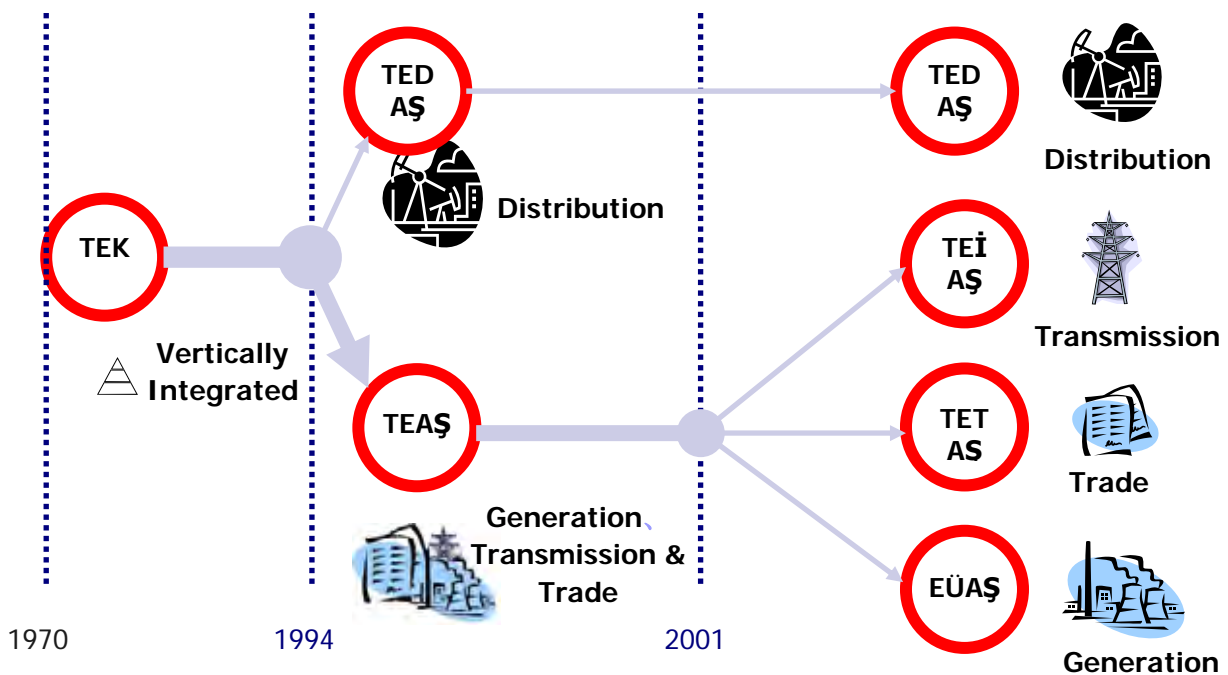
表 2.1 と図 2.2 はトルコ国電力事業の自由化の流れをまとめている。

表 2.1 トルコ電力産業の自由化の流れ

年	主な事象
1970	トルコ電力庁 (Turkish electricity Authority: TEK) 創設。同庁は国が独占的に電力事業を発電から配電まで一貫して実施するものである。
1984	3096 法（発電事業の運営権譲渡）による市場自由化の第 1 波。これにより民間セクターからも発電市場に参入することが認められた。更に 2 つの法律、3996 法（BOT）が 1994 年に、4283 法（BOO）が 1997 に続いて制定、施行された。
1994	電力庁が 2 つの国営会社に分割された：ひとつがトルコ送電公社 (Turkish Electricity Generation-Transmission Corporation、もしくは TEAS) ともうひとつがトルコ配電公社 (Turkish Electricity Distribution Company、もしくは TEDAS) である。

- 2001 4628 法（電力市場法）により市場自由化が本格化された。TEAS は更に 3 つの電力会社に分割された：EÜAS（発電）と TEIAS（送電）、TETAS（電力取引）である。電力小売市場の約 3 割が自由化された。電力を含むエネルギーの規制局としてエネルギー市場規制庁（EMRA）が設立された。
- 2004 「電力市場改革と民営化に関する戦略ペーパー」が国家計画庁より発行された。これによると国営の発電、配電公社は 2012 年までには民営化される方針であり、民営化庁がその業務を担当することとされている。配電セクターの民営化は 2005 年から、発電セクターの民営化は 2006 年からである。
- 2006 電力需給調整システムが運用開始された。TEIAS の中に電力取引所（MFSC or PMUM）が設立された。
- 2009 前日市場と配電セクターの民営化が開始された。2004 年の戦略ペーパーが更新された（「電力エネルギー市場と供給安定戦略ペーパー」）。

（出典：以下の資料を基に、調査団により作成：民営化庁ホームページ、トルコのエネルギーポリシー2005（IEA），TEDAS Mar.2009）



備考：EUAS 傘下の発電所の民営化が完了すると、EUAS の市場支配力は容量ベースで 60% から 20% に低減する見込みである。

図 2.2 自由化の流れ

2.2.2 各組織の役割

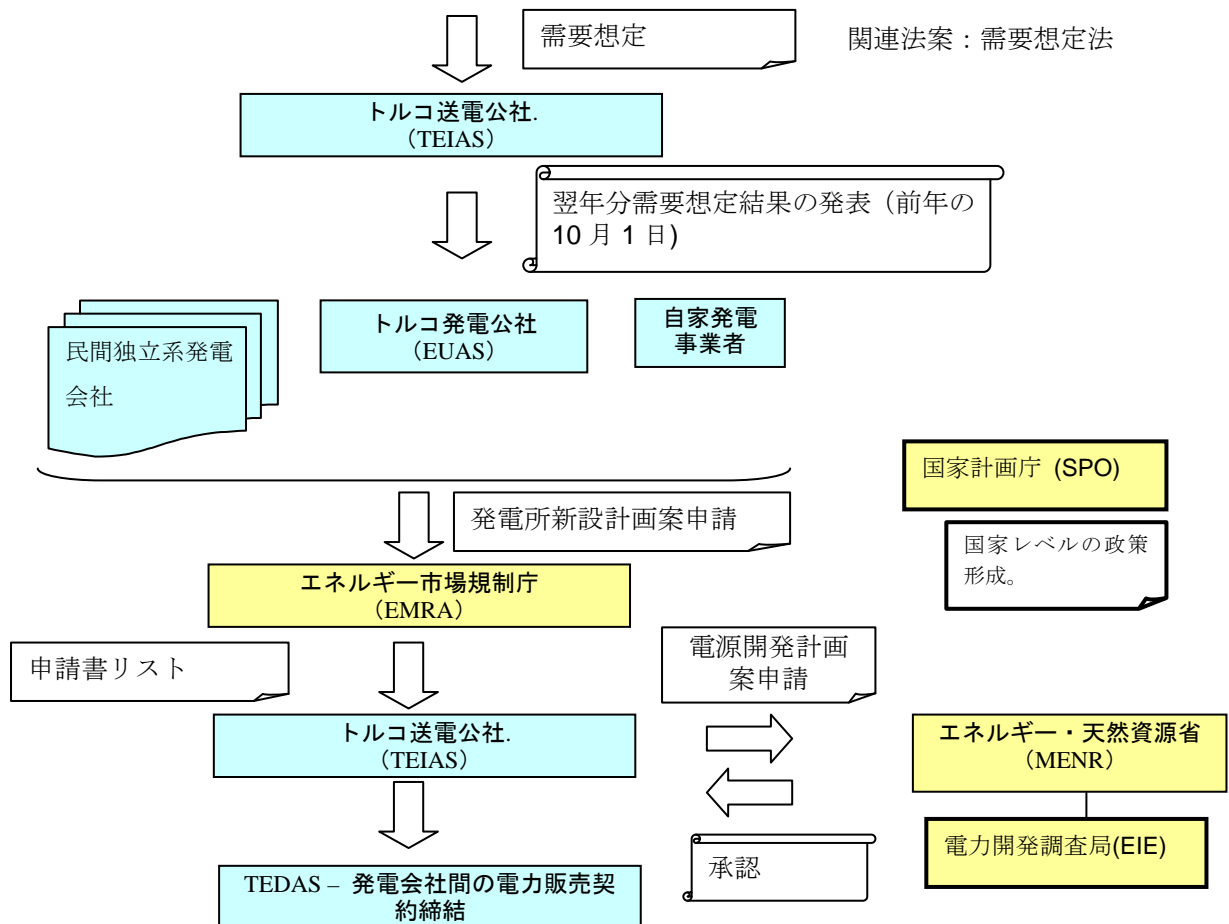
(1) 電源開発計画の策定

(a) 概要

EU の電力系統協議会である ENTSO-E の発行する “System Adequacy Forecast” と同じように、トルコ送電公社（TEIAS）も毎年、10 年間の電源開発見通しを発表している。ENTSO-E のそれと同じく、同見通しは必ずしも将来の供給力を保証してくれるものではない。

同見通しで引用されている電力の需要想定は配電会社によってなされるはずのものであるが、まだ自由化移行期間中であることもあり、引き続き従来通りエネルギー・天然資源省により実施されている。

既存の発電設備のデータは EUAS や TETAS、EMRA から TEIAS へ集約されている。特に EMRA は民間発電所のデータ（建設計画を含む）を集約している。新設発電所のデータは上記以外では主に DSI (State Hydraulic Works) から寄せられている。

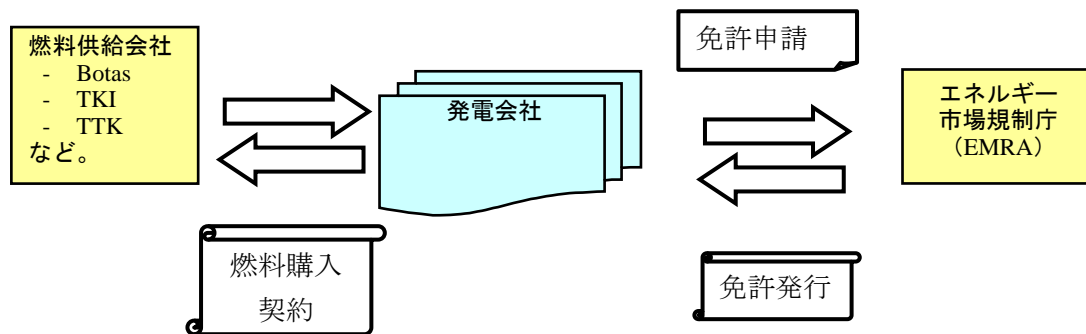


（出典：“10-year Generation Capacity Projection: 2009-2018”, TEIAS）

図 2.3 電源開発計画フロー

(2) 発電所の建設

自由化の方針により、EUAS や DSI、EIE などパブリック・セクターによる新規の水力発電所の計画は、緊急時を除いて無い。尚、100MW 以下の小規模の水力発電は EIE 主導で開発が計画されている。発電所の建設に関心のある民間セクターの出資者はエネルギー市場規制庁(EMRA)に建設計画の申請書を提出することになっている。現在では火力発電所については従来の BO/BOT/TOR スキームによる開発は認められていない。



（出典：以下の資料により調査団にて作成：EMRA や TEIAS へのインタビュー結果並びに関連法規制）

図 2.4 発電所建設の申請プロセス

免許を取得してからの建設期間については明確な法律の定義は無いが、電力市場法(4628)の第 10 条の関連規定によれば、”Reference periods of regarding the completion of the generation plant,” Board Decree 1855/20.11.2008 によれば、発電所の建設にかかる期間を次のように定めている：

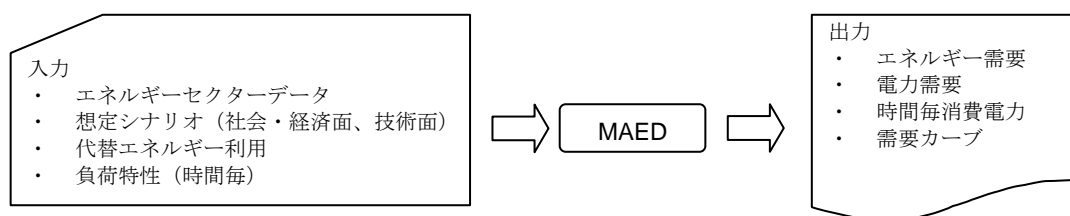
標準的な準備期間を石炭と水力については 24 ヶ月、その他ガス火力などについては 16 ヶ月と定めている。次に実際の建設期間については燃料タイプや容量規模別に細かく分かれている。例えば火力発電の場合、ガスコンバインドサイクルで、導入容量が 50MW 以下では 32 ヶ月なのに対し、500MW 以上では 48 ヶ月、貯水池式水力の場合、ダム容量が 1,000,000m³ 以下では 36 ヶ月、10,000,000 m³ 以上では 66 ヶ月、と定めている。同様に風力発電の場合は 10MW 以下では 16 ヶ月、100MW 以上では 40 ヶ月と定めている。最終的にライセンス取得から発電所が運開するまでに要する期間は準備期間と建設期間の総和である。以上から最長で 72 ヶ月を越えると原則、免許は無効になる。

第3章 長期電力需給計画のレビュー

3.1 電力需要予測の現況と評価

電力需要想定については、エネルギー省(ETKB/MENR)において ENPEP(Energy & Power Evaluation Program)、MAED (Model for Analysis of Energy Demand) モジュール、バランスモジュールを用いて計算している。

MAED は、人口、業種毎の成長率、社会・経済面と技術面の発展シナリオからエネルギー全体の需要を想定し、そこから電力需要を切り出している。但し現状は人口調査においても大きな誤差があり、信頼性が高いとは言えない状況である。また、今後アメリカの支援で需要想定ソフトウェアを新規に作成する計画で、その中で省エネルギーの条件等も入れられるようになる。こうした需要想定の結果は、TEIAS と共同発行している“Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection”にて公開されている。



出典：Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2) User's Manual, IAEA, 2006

図 3.1 MAED の入出力データ

TEIAS の計画局 (APK) では、MAED によって計算された需要想定結果を基に WASP モジュールを用いて電源計画シミュレーションを行っていた。しかし、2001 年の Electricity Market Law No. 4628（通称「4628 規制」）により TEIAS に必要な情報が集まらなくなったことから、2003 年以降は、誰がいつどこでどのような燃料を用いて発電所を建設するか、という発電計画が見えにくくなっている。

そのため現行の“Capacity Projection 2009-2018”においては、建設中やライセンスが付与された発電計画を基に作成されており、供給信頼度レベルを踏まえた必要開発量の検討や最適な電源構成比率の検討などは行えない状況である。送電線など流通設備（主に 380kV）についても、過去のトレンドから新設計画を想定している。現状では容量に余裕があるため、当面ボトルネックになるような状況は発生しないと考えられている。

一方、近年需要想定を行うこととされた配電会社においても、TEDAS がコンサルティング会社であるマッケンジー社の需要想定ソフトを用いて、マクロ、ミクロの両面から想定を行っている。但し現状は、入力データとなる統計データの一部が不足していること、自由化対象需要家の契約変更が頻繁であり想定が難しいことが課題となっている。

以下は、2009 年 6 月に発行された“Capacity Projection 2009-2018”の需要想定の内容である。本来需要予測は、上記「4628 規制」により、各地域の配電会社が 10 年先までの需要予測を行うこととなっているが、現在それが得られていないため、ETKB にて想定された高需要および低需要の需要予

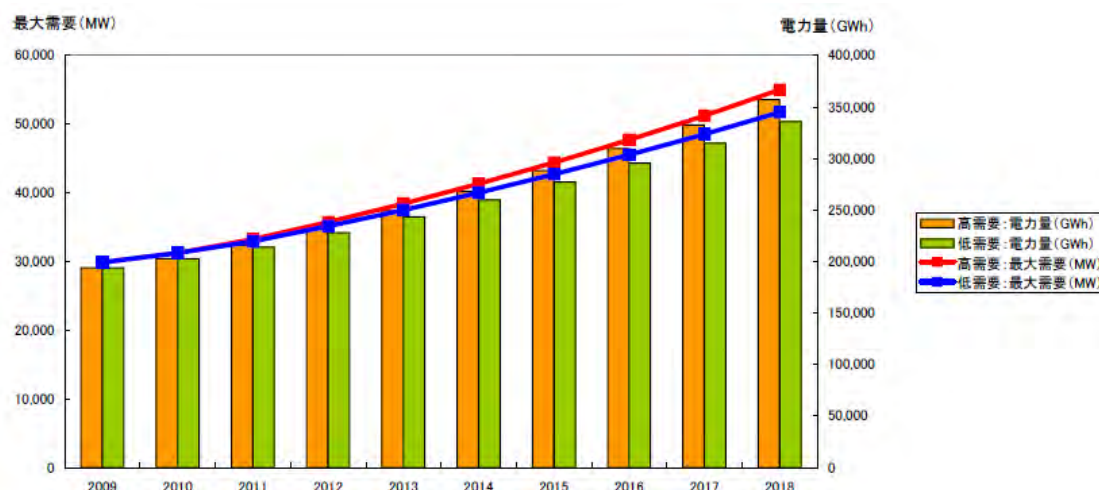
測を用いている。

ETKB が作成した需要予測は 2008 年 5 月に作られたもので、「高需要」は DPT（SPO）によって予測された、農業、建設業、鉱業、製造業、エネルギー関連、サービス業の GDP 成長率への貢献度合いを基にしたものであり、「低需要」はそこから 2009 年以降の成長率を 4.5%としたものである。

表 3.1 「高需要」と「低需要」予測における成長率の設定

Period	高需要成長率 (%)	低需要成長率 (%)
2000-2005	4.6	4.6
2005-2010	5.8	5.3
2010-2015	5.5	4.5
2015-2030	5.5	4.5

出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2008-2017), Turkish Electricity Transmission Corporation, Research Planning and Coordination Department, July 2008



出典：Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009

図 3.2 高需要・低需要の場合の需要予測推移

2011 年までの成長率は下方修正されたものの、その後は堅調に伸びていくものと想定しており、低需要ケースでも 2012 年以降は 6% 台後半の高い伸びを想定している。

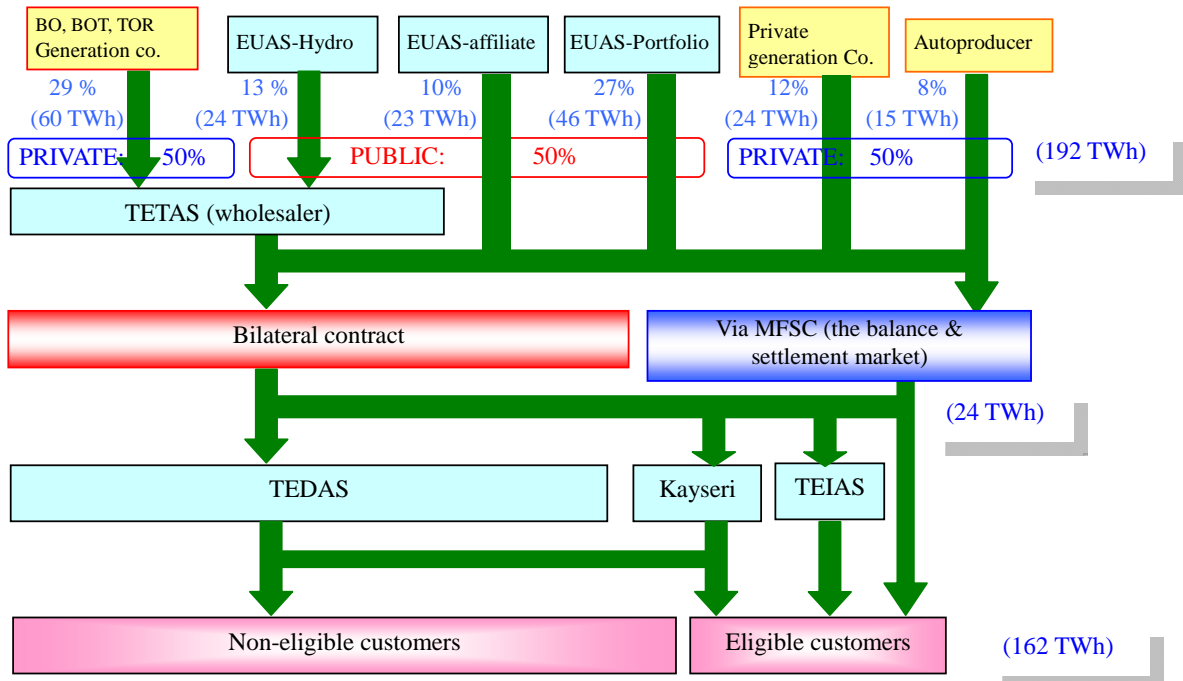
2009 年 5 月時点で ETKB の想定では、2020 年の時点において、高需要ケース（増加率 7.5%）で 499TWh、低需要ケース（増加率 5.96%）で 406TWh とされていたが、上記の需要予測を延長した場合には、2020 年の時点においてそれぞれ 410TWh、380TWh 程度と想定される。

次節ではこれに対する発電設備の開発計画について評価する。

3.2 電源開発計画の現状と評価

3.2.1 電力自由化市場における電源開発策定方法

本節では主にトルコ国の電力自由化市場における電源開発策定方法を述べる。図 3.3 に現在の関係者相関図を示す。



備考：MFSC (Market Financial Settlement Center)

※：括弧書きの数字は2008年度に取引された電気の量を示す。

※：TETASは隣国との電力輸出入も扱っている。

（出典：以下の資料を基に調査団にて作成：関係機関へのインタビュー結果；and NAVITAS 2009; Capacity projection 2009-2018, and TEIAS 2008 Annual Report.）

図 3.3 関係者間の電力フローイメージ図

EUASの民営化予定発電会社の民営化後には、EUASの発電市場における市場支配力は導入容量ベースで現在の60%から20%に低下することが予測されている。

(1) 電源開発計画の策定；供給信頼度の最終的な維持方法

最後に作成されたトルコ国の電源開発計画は2004年にWASP-4というソフトを用いてTEIASによって作成されたものである。以降、関係者らから必要データを収集できない難しさから、同計画は更新されていない。以下に詳細を説明する。

(a) 2004年以前の需要想定と電源開発計画。

2003年まではエネルギー天然資源省（Energy Affairs部門）がMAEDというソフトを用いて算定した需要想定結果を用いていた。TEIASは、その需要想定結果を基にWASPというソフトで電源計画シミュレーションを行っていた。しかし、2001年の通称『4628規制』のお陰でTEIASの支配力が弱まり、2003年以降は、発電計画が見えにくくなった。つまり、誰がいつどこでどのような燃料を用いて発電所を建設するか、の情報収集ができにくくなってしまっている。

(b) 2004 年以降の需要想定と電源開発計画

TEIAS が毎年発行している電源開発見通しの中引用される電力需要想定データは本来であれば配電会社によって作成されるものであるが、まだ自由化移行期間中ということもあり、従来通りエネルギー・天然資源省が作成したものを引用している。

今後の発電設備増加分の大部分は、EMRA によりライセンスを与えられた発電会社が担っている。発電所新設を計画する民間企業は、市場規制局である EMRA に対して、申請を出すことになっている。問題は、EMRA によりライセンスを与えられた発電会社の開発計画は、現時点では不明確な部分が多い点である（今後必要となる供給力見通しの 1.5 倍以上の量の申請を EMRA は承認を与えている。更にこれらが、申請通りの年度に運開される可能性も不透明である。EMRA は、ライセンスの付与は行うが、電力の供給責任は負わないこともこうした状況の背景にある。

また現在の行政システム（EMRA による発電所ライセンス付与：運開まで 72 ヶ月間有効）では、向こう 5-6 年先までしか、具体的な発電所を織り込んだ供給計画を行うことができないのが現状である。実際、2004 年以降は、需給バランスを配慮した長期供給計画は策定されていない。更にその 5-6 年先までですら、本当に運開するかが誰にも把握されていないために、グリッド所有者の TEIAS は見込みで送変電設備の設備拡張を行わねばならない。見通しと異なった場合には無駄な投資も発生しかねず、投資効率も悪い。

実務では、エネルギー天然資源省と連絡を取り合いながら、将来供給不足にならないように配慮している。

結局、2004 年に長期供給計画を策定して以降、情報収集の難しさから、その見直しができていない状況である。なお、政府の方針は 2004 年以降で大きく変更されている（例：原子力開発の大幅遅延、風力開発量の増加など）。

(c) 供給信頼度の課題

現在の状況では、電源の供給責任は TEIAS には負いようがない。また燃料を供給する BOTAS（ガスパイプライン公社）も TEIAS と似た状況に陥っている。仮に、将来に供給不足の恐れがある場合には、国営発電会社である EUAS が新たに発電所を建設することになっているが、2001 年の自由化導入後は未だそういった事態は発生していない（最近の世界同時不況が無ければ 2009 年にそうした事態が発生した可能性はあった）。

需要が飽和している欧米と異なり、向こう 20 年間で需要が容量ベースで 2 倍に成長するトルコの場合、果たして完全自由参加市場で追加の 40GW が満たされるのか、満たされたとしてもエネルギーセキュリティの観点から適切な燃料のポートフォリオが実現されるのか、懸念は残る。

1 点目については、市場原理に則れば理論上は、需要があれば（小売価格が上昇すれば）、見合った供給量が提供される（発電市場への参入者が増える）。しかし、国の視点から見れば、電気料金の高騰は多電力消費型の産業がより割安な国外へ転出する状況を招きかねず、結果、国全体の経済成長にブレーキがかかる恐れがある。実際、OECD 諸国平均よりも割高な電気小売り料金の改善は政府の第 9 次開発計画の中でも指摘されている。

2 点目についても、政府の介入が無い完全自由市場では、短期的な収支を参加者は目指しがちで、結果、その時点の状況で経済的にベストな選択、つまりコストの安い燃料を選択する傾向になる。現在のトルコでは、天然ガス火力が主流を占める状況が続いている。しかしながら過度の

単一燃料依存はかつてのオイルショック時の日本であったように、エネルギーセキュリティ上望ましくないことは歴史が証明している。政府は 2023 年にはガス火力による発電シェアを現在の半分くらいから 30%へ低減し、原子力は少なくとも 5%にするといった目標を掲げている。こうした政府の介入は重要になってくるだろう。エネルギーセキュリティと経済発展を考えると、電力事業者の経済的独立性や財務健全性をある程度確保した上で、政府の介入もある程度は必要と思われる。

(2) TEIAS 発行の電源開発見通しの役割

このような状況の中で、TEIAS の計画局（APK）は、毎年 Capacity Projection を策定している。しかしこの計画は、単に情報を収集して束ねているだけであり、供給信頼度レベルを踏まえた必要開発量の検討や最適な電源構成比率の検討などを行っているものではない。最新の"Capacity Projection 2009-2018"も、このような発電計画が不透明な状況で作成されており、この供給計画は、必ずしもその時点での需要を満たすように計画されているわけではない。建設中やライセンスが付与された発電計画のみが記載されている。難しいのは、前者は運開年が公開されているのに対し、後者はされていない点である。

(3) 今後の電源開発計画、国家政策（原子力、再生可能エネルギーなど）

エネルギー政策については、2.1.1 に示した。こうした目標を達成するのに際し、EMRA がスクリーニングの役割を担うことになる。すなわち、再生可能エネルギーを用いた発電所新設の免許申請の条件を天然ガス火力発電所の免許申請条件よりも緩めるなどである。

市場への参入を検討する民間出資者予定者の立場からすれば、電力取引所の取引価格動向は参入の決定に際し、有効な指標となっている。

3.3 系統計画の現状と評価

TEIAS では送電システムのクライテリア（Criteria of Transmission System）を制定している。このクライテリアは送変電設備計画の前提条件を示していると同時に、前提条件を実現するために、発電所や送変電系統に接続される需要家が遵守すべき事項が含まれている。

クライテリアでは、送変電設備計画の策定に係わる事項が以下のように定められている。

- 系統構成の方法
 - 水力・火力の出力を最大にした時に送電線 1 回線事故もしくは変圧器 1 台事故のような単一設備事故時（N-1 事故時）の状況でも適切な送電容量が確保されるように計画を策定すること
- 系統を構成する機器の主な仕様
 - 以下の主な仕様の記載
 - ◇ 変電所最大引込み回線数、母線構成、変圧器の容量と台数、中性点接地、電圧調整装置、超高圧/中圧変圧器の設置、負荷の接続、変圧器の結線、380kV 直列コンデンサ、電力用コンデンサおよび分路リアクトルの容量、線種、撚架、電圧階級、配電

線の負荷レベル、発電機の基本仕様（力率など）、保護装置の種類、高速単相再閉路方式の採用など

- ◇ 周波数維持レベル
- ◇ 電圧維持レベル
- ◇ 発電機の力率
- ◇ 事故除去時間：380 kV - 120ms, 154 kV - 140ms
- ◇ 事故電流レベル：380 kV - 50kA, 154 kV - 31.5 kA

発電機、その制御装置、および系統に接続される需要家設備の仕様は主な要件について以下のよう定められている。

- 発電機制御装置
 - 調速機の仕様は接続開始時、および変更時に TEIAS に報告することとなっている。調速機、自動電圧調整装置、および PSS(Power System Satbilizer)の主な仕様は TEIAS との接続協定に記載することとなっている。
- 周波数制御
 - TEIAS によってセカンダリ周波数制御用に指定された発電機ユニットは中央給電司令部からの制御信号を処理できるようにする必要がある。
 - プライマリおよびセカンダリ周波数制御を行う発電機の調速機は国際連系を考慮し、UCTE の基準類に従う。
- 送電系統に影響を与える仕様の変更は TEIAS の技術的監視の下で行う。
 - 系統のユーザーが設置する保護装置の仕様は供給信頼度電力品質に関する規程および TEIAS との接続協定に沿ったものとする。
 - 需要家の力率、および発電機の運転力率は既定の範囲に維持する。
- 発電機の軸ねじれ共振の対策を TEIAS から要請される場合がある。
- TEIAS は周波数低下リレーによる負荷遮断を行う場合がある。

このクライテリアによると水力・火力の出力を最大にした時に適切な送電容量が確保されるように計画を策定することとなっているが、TEIAS から入手した系統解析断面では、前述のように一部の発電機の出力を抑制したモデルとなっている。

また、IPP など計画が明確になっていない電源が多く、数年以上先の送変電設備計画には不確定な部分がある。

今後、TEIAS では、南部の原子力の送電計画、黒海沿岸の Sinop の原子力、および火力発電所の送電計画に着手し、2012～2013 年頃に計画に反映する予定であるが、現在は、これらの具体的な送電計画を持ち合わせていない。

3.4 系統運用の現状と評価

3.4.1 電力市場の概要

トルコ国内における電力売買の形態として、相対契約によるものと、電力取引市場を介してのものがある。相対契約による売買は取引量の 8 割以上を占め、主に発電会社と配電会社／需要家間で契約が結ばれる。国営送電公社である TEIAS は送電系統を所有して運用する一方、PMUM (Market Financial Settlement Center)によって電力取引市場を運営しており、これによる売買は取引量の 2 割程度を占める。価格が自由契約または市場で決められるという意味で、双方とも自由化された市場である。

相対契約は EUAS と配電会社間、BO、BOT、TOR の各発電所と TETAS 間、TETAS と配電会社間、民間発電会社 (IPP) と民営配電会社／自由化対象需要家間、などである。TETAS は BOT 方式などで民営化された発電会社や国営発電会社である EUAS から電力を買い取り、TEDAS などの配電会社へ販売する電力取引会社であり、取引量は全電力市場の 45%を占めている。Autoproducer は自社設備に供給する以外に、5%まで他者に販売できる。

自由化対象需要家の基準は年間消費量が 100MWh 以上である需要家である（同基準値は毎年 1 月に更新され、以前は 480MWh だった）。自由化対象の資格を選択しないことも可能であるが、潜在的に全需要家の 6 割近くまで自由化対象は拡大している。2009 年の SPO によるエネルギー戦略においても、2012 年までに民生家庭需要を除く全ての需要家が自由化対象となり、民生家庭需要も 2015 年までには完全自由化される計画である。

配電会社は 2004 年から TEDAS の民営化が開始され、トルコ全土で 21 の配電地域のうち以前から民営であったカイセリ地区を除いた 20 地域について、2005 年 3 月に TEDAS 傘下の 20 配電会社として再編され、2010 年 8 月までに一部の例外を除いて全ての入札が発表された。2010 年 9 月現在で 5 社の営業権が移転されている。民営化は一定期間の営業権の譲渡 (TOR 方式) で、資産の所有権は TEDAS が保持する。当該地域の独占的な配電・小売の営業権は EPDK から認可される。また、2013 年以降は配電事業と小売事業が分離され、小売市場が自由化される計画である。

TEDAS 傘下の 15 配電会社は「4628 規制」により、自由化対象外需要家の電力需要のうち 85%を TETAS と EUAS の決められた構成 (6 ポートフォリオ) の発電所から、15%を電力取引市場から購入することになっており、TEDAS が 15 配電会社を代表して 85%となるよう、EUAS、TETAS と契約する。「4628 規制」は当初 2004 年から 5 年間の予定だったが、2008 年に 2 年延長されることが決まり、2012 年まで維持されることになっている。

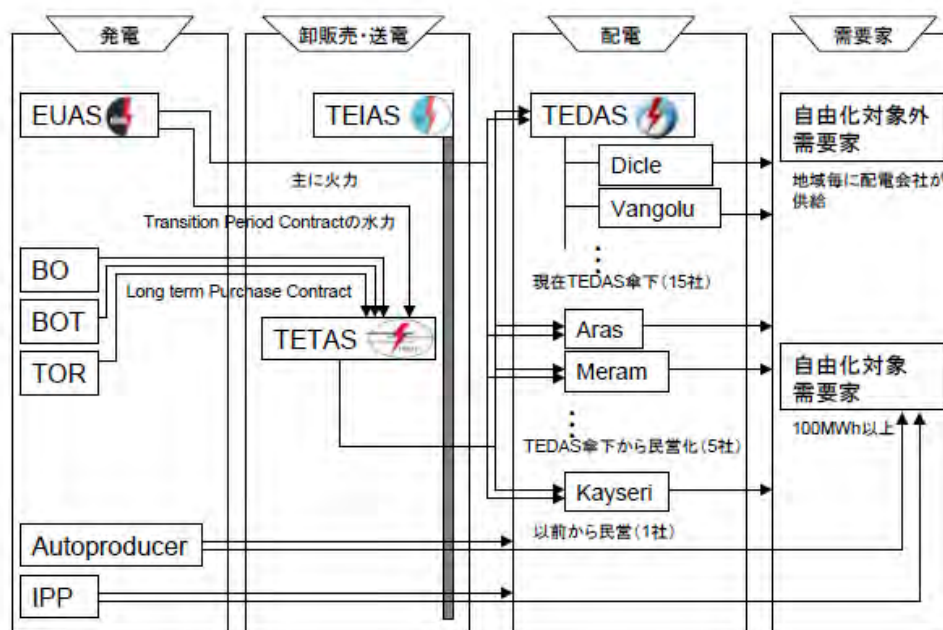
TETAS は 2001 年の自由化前に BOT 方式などで建設された発電会社と購入契約を結んだ際の価格に従って購入することになっており、割高である。このため、EUAS の「Transition Period Contract」(直ちに民営化対象ではなく、移行期間後に民営化する) 対象である水力発電所から電力を安価に購入することでバランスを取っている。最近では電力取引市場を通した価格の方が高くなりつつある状況である。

一方、電力取引市場のキープレイヤーは IPP と配電会社である。現在 TEDAS 傘下の配電会社は IPP と契約ができないが、民営配電会社は TETAS を介して IPP から供給を受けられる。但し TETAS が購入する価格は EMRA が定める上限値を越えてはならず、現状では IPP としては電力取引市場を経由させた方がより高く販売できる状況である。結果的に TETAS の入札に対し、IPP から応札はされなかった。従ってエネルギー・セキュリティの観点から、新たな規制により IPP は極力相対契約

を締結するよう求められている。営業権がトルコ2大財閥の一つであるサバンチ財閥に移転された、アンカラを中心としたアナトリア中央地域に供給している配電会社であるバシュケント配電会社においても、2010年8月の時点では電力調達先は民営化前と変化なく、TETASとEUASの決められたポートフォリオから調達している状況である。

電力取引市場は2006年8月1日に始まり、当初は1日ベースでの取引だったが、その後2009年12月1日からは需要と供給のバランスをより正確にとるため、時間ベースの取引が開始した。PMUMが運営するPYSによる前日市場（Day Ahead Market）と、NLDCが運営する「Balancing Power Market（DGP）」による当日市場によって構成され、いずれもPMUMのシステム上に掲示される。

TEIASの一部門であるPMUMは48人構成であり、前日市場運營業務の他、企画や規制の作成、請求書や領収書の作成・送付業務など多岐にわたっている。



出典：EIE、TEIAS、TETAS、TEDAS

図 3.4 電力購買・供給契約（相対契約）の関係概要

第4章 ピーク対応型電源最適化計画

4.1 スクリーニングによる各種電源の経済比較

各種電源の建設費（固定費）と燃料費（可変費）から、利用率ごとの発電原価を算定し、ベース、ミドル、ピーク供給力として、どの電源が最適化を考察する。

(1) 建設単価

EIE から提供を受けた各種電源の建設単価は以下の通りである。

表 4.1 各種電源の建設単価

	EIE から提供を受けた 建設単価
天然ガス火力	650 – 750 USD/kW
リグナイト火力	1,600 USD/kW
輸入石炭火力	1,450 – 1,700 USD/kW
水力（流れ込み式&貯水池式）	1,200 – 1,500 USD/kW
原子力	1,800 – 2,700 USD/kW

上記の値を参考にして、ベースケースにおける計算を実施する際の各種電源の標準的な建設単価として、以下の通り設定した。

表 4.2 各種電源の標準的な建設単価

	ベースケース における値
天然ガス火力 (C/C)	700 USD/kW
天然ガス火力 (GT)	500 USD/kW
石油火力 (ST)	800 USD/kW
石油火力 (GT)	500 USD/kW
リグナイト火力	1,600 USD/kW
輸入石炭火力	1,600 USD/kW
水力（流れ込み式&貯水池式）	1,400 USD/kW
揚水式水力	700 USD/kW
原子力	2,400 USD/kW

(2) 年間の固定費

上記の建設単価により、年間の固定費を算定すると以下の通りとなる。年間の固定費は、一般的には、償却方法により異なるとともに、毎年一定ではなく、運転開始直後が最も高くなる。ここでは、金利を 10% として、耐用年数間で均等化した経費を示す。なお、発電設備の耐用年数は、土木設備の占める比率が高い水力設備が 40 年、火力、原子力設備は 20 年として計算した。

表 4.3 各種電源の年間の固定費

	建設単価 (USD/kW)	経費率 (%)			年経費 (USD/kW/年)
		金利・償却	O&M 費	合計	
天然ガス火力 (C/C)	700	11.75	4.5	16.25%	113.8
天然ガス火力 (GT)	500	11.75	5.0	16.75%	83.8
石油火力 (ST)	800	11.75	2.5	14.25%	114.0
リグナイト火力	1,600	11.75	3.5	15.25%	244.0
輸入石炭火力	1,600	11.75	3.5	15.25%	244.0
一般水力	1,400	10.23	0.5	10.73%	150.2
揚水式水力	700	10.23	1.0	11.23%	78.6
原子力	2,400	11.75	3.0	14.75%	354.0

(3) 燃料費

将来の燃料費価格予想としては、2009 年に IEA が発表した 2030 年までの燃料価格予想を使用した。その価格予想を以下に示す。

表 4.4 IEA Projection

		2008	2015	2020	2025	2030
Oil	USD/bbl	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Gas	USD/Mbtu	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
Coal	USD/tonne	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40

この価格予想を基に、2020 年における標準的な発電所での燃料費を計算すると以下のとおりとなる。

表 4.5 Fuel Cost

	IEA forecast (2020)		Fuel price (USC/kcal)	Efficiency	Fuel cost (USC/kWh)
Oil ST	100.0 USD/bbl	9,600 kcal/kg	7.3	38%	16.5
Oil GT	Ditto	Ditto	Ditto	29%	21.6
Gas C/C	12.10 USD/Mbtu	4.0 kcal/Btu	4.8	55%	7.5
Gas GT	Ditto	Ditto	Ditto	29%	14.2
Coal ST	104.16 USD/tonne	6,000 kcal/kg	1.7	41%	3.6

(4) 発電原価

上記の建設単価と燃料費の予測を基に、2020 年における各種電源の標準的な発電原価を計算すると以下のとおりとなる。なお、揚水式水力の燃料費は、石炭火力で揚水することとし、揚水効率は 70% とした。また、原子力の燃料費については、1 USC/kWh とした。

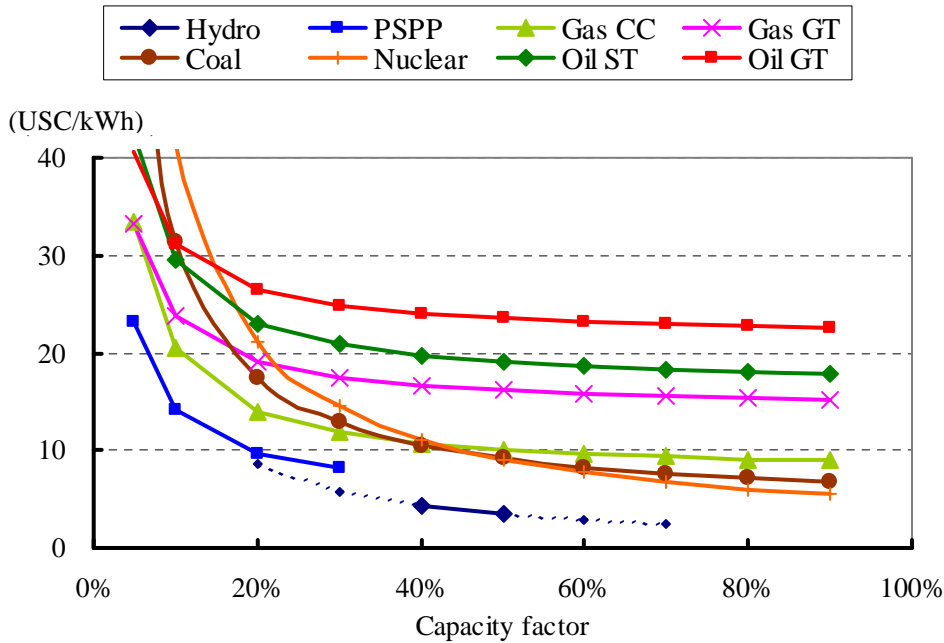


図 4.1 各種電源の発電原価

ベース供給力（利用率 70%以上の範囲）の領域では、燃料単価の安い原子力、石炭火力が経済的に優位となる。ミドル供給力（利用率 30%～60%）においては、一般水力が最も優れている。これは、一般水力の開発を行う際には、基本的には、利用率 40%～50%（利用時間 4,000 時間程度）で他の電源よりも安く、経済性が出るような地点を優先的に開発していることによる。

ピーク供給力（利用率 20%までの範囲）の領域における発電原価の詳細は、以下の通りである。

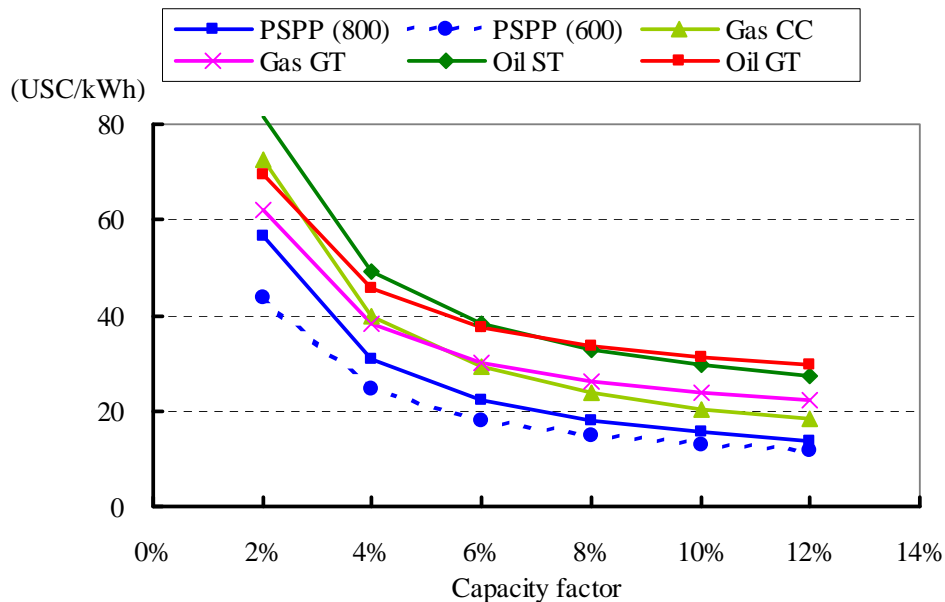


図 4.2 ピーク供給用電源の発電原価

利用率 4%では、どの設備も発電原価は 30 USC/kWh と非常に高くなる。揚水式水力の建設単価が 700USD/kW の場合には、揚水式水力が、ピーク供給力として最も発電原価が安くなる。揚水式

水力の建設単価が 800USD/kW よりも高くなってくると、非常に低い利用率（利用率 2%以下）においては、Gas GT の発電原価が PSPP よりも安くなっていく。

4.2 需給運用シミュレーション用データの作成

需給運用シミュレーションツールである PDPAT II を用いて、需給運用シミュレーションを実施するため、PDPAT II 用のデータを作成した。

4.2.1 需要想定

(1) TEIAS が策定した Capacity Projection における将来の想定需要

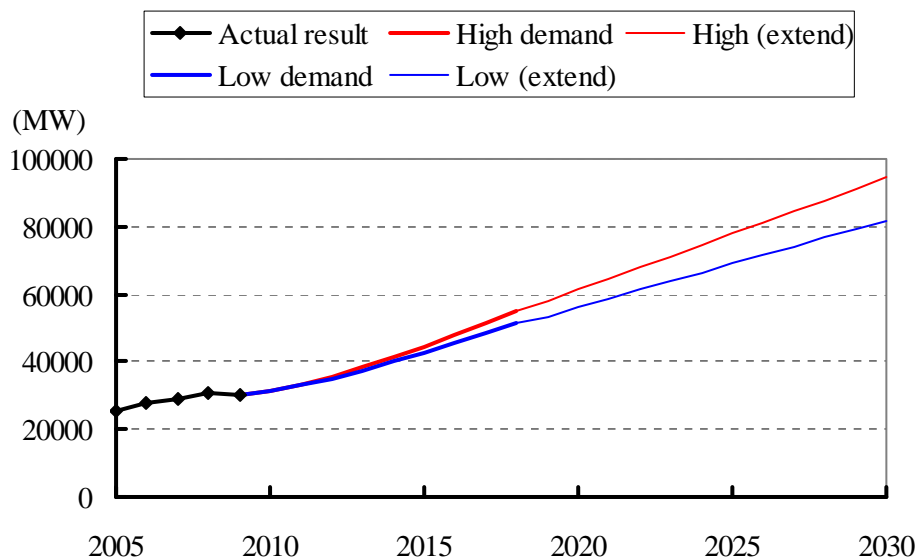
TEIAS が策定した 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018) における、将来の想定需要（2018 年まで）は図 3.2 に示す通りである。

これによると、将来の年負荷率は、High Demand、Low Demand とともに、2009 年の実績と同様に 74.1% が継続するものと想定している。これは、需要の形状がほとんど変化していかないことを意味している。

(2) 2019 年以降の最大電力需要想定

2019 年以降の需要想定について、権威のある機関が発表した数値は見当たらない。

2019 年以降について、TEIAS の Projection における 2018 年までの増加傾向を参考にして、直線で延長した調査団の想定値を以下に示す。直線で延長しているため、伸び率は徐々に減少していくと想定している。



TEIAS の想定値を参考に調査団作成

図 4.3 2030 年までの需要想定

この想定に基づくと、2030 年の Peak load は Low Demand Case で 80,000MW（80GW）程度になる。本調査の検討における Base Case の需要としては、2030 年頃にトルコ国全体で 80GW の需要

規模に到達すると想定し、80GWの需要規模での検討を2030年における検討として実施する。なお、需要の伸びが想定よりも大きいHigh Demand Case場合には、その検討結果が、2030年よりも早い2025年頃における検討となる。

4.2.2 ピーク需要の現状と将来見通し

TEIASが策定したCapacity Projectionにおける需要想定においては、2018年まで年負荷率が一定であり、需要の形状がほとんど変化していかないと想定している。しかし、最近の傾向としては、エアコンの導入が進んでおり、夏季の昼間を中心に需要の伸びが大きいということが、関係者の間では共通の認識となっている。

このような状況を踏まえて、将来のピーク需要形状の変化について推測を実施した。

(1) 夏期最大需要発生日の需要形状

2001年から2009年までの夏期最大需要発生日における需要形状を以下に示す。

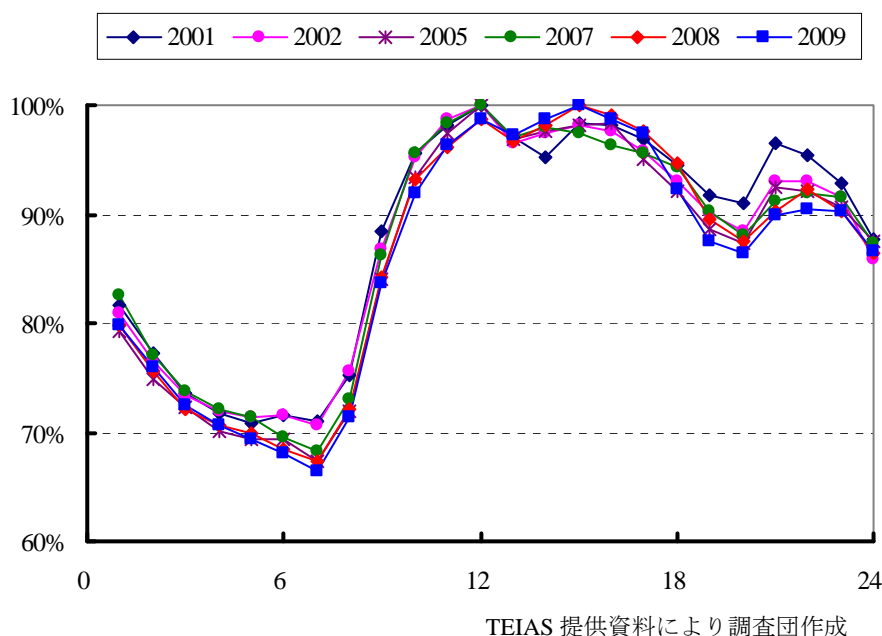


図 4.4 夏期最大需要発生日の需要形状

これにより、最近の需要形状の傾向として、以下のことが言える。（伸び率は2008年/2001年の7年間の伸び）

- 最大需要の発生時間が12時から15時に移行しつつある。（15時における需要の伸びが年率8.0%であり、12時における需要の伸び7.5%と比較して大きい。）
- 20時、21時頃のいわゆる夕方の方の点灯ピークが減少してきている。（21時における需要の伸びが年率6.7%で、すべての時間帯の中で最も小さい。）
- 深夜率（最低需要/最大需要）が徐々に低下している。（最大需要の伸びは年率8.0%、最低需要の伸びは年率6.9%）

以下に、2001年から2008年における各年の最大需要発生時（15時）と最低需要発生時（7時）の需要を示す。

表 4.6 日最大需要と日最低需要の推移

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Average increase	
									(MW)	(%)
Maximum	17,839	18,427	19,680	21,484	23,457	25,945	27,962	30,482	1,806	8.0
Minimum	12,876	13,280	13,991	14,934	16,079	17,650	19,569	20,511	1,091	6.9

TEIAS 提供資料により調査団作成

最大需要は、毎年平均して1806MWずつ増加しているが、最低需要は毎年1,091MW（最大需要の伸びの60.4%）の増加に止まっている。すべての時間について、2001年から2008年の増加傾向が2030年まで継続すると考えると、2020年（需要規模56GW）及び2030年（需要規模80GW）には、以下のような需要形状になるものと予測できる。

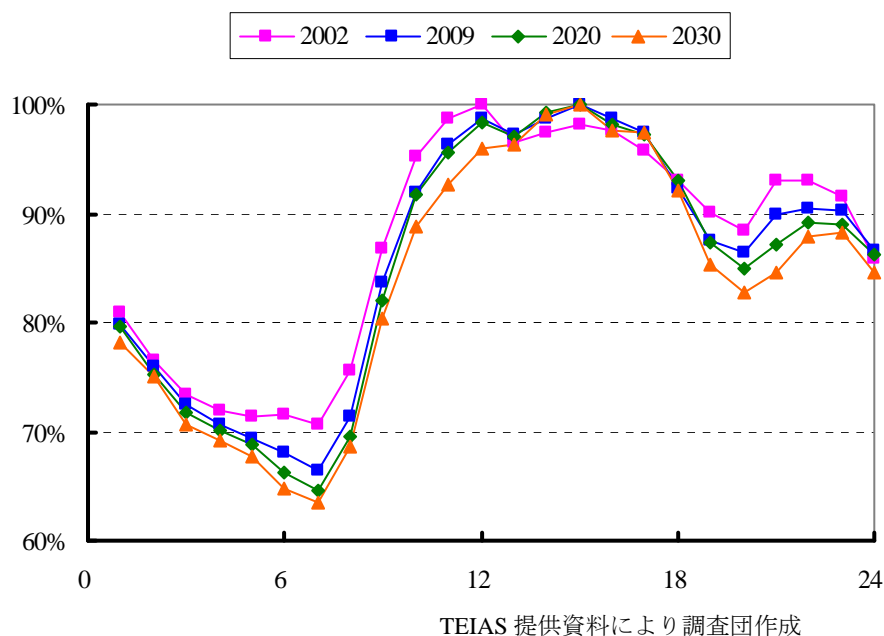


図 4.5 2020年と2030年における需要形状予測

4.3 供給信頼度に基づく適正予備率の検討

2020年頃（需要規模 56GW 程度）における設備の構成予想をふまえて、LOLE（Loss Of Load Expectation）と供給予備率の関係を求め、求める供給信頼度レベル（LOLE 値）における適正予備率を決定した。

(1) LOLE と供給予備率の関係

上記の入力データを基に、LOLE と供給予備率の関係を求めた結果を以下に示す。

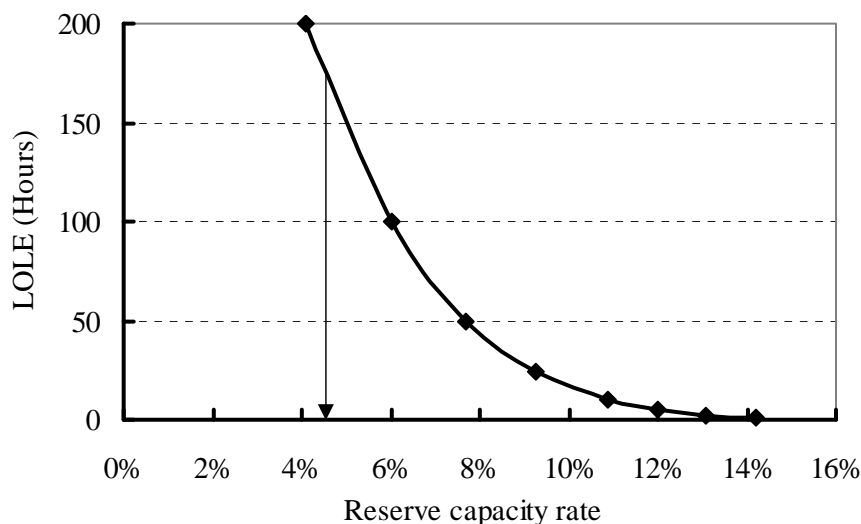


図 4.6 LOLE と供給予備率の関係

TEIAS が 2004 年に長期計画を策定した際の検討に使用した WASP への入力データでは、供給信頼度のレベルを LOLP 値で 2%としていた。これは LOLE 値に換算すると年間 175 時間に相当するので、上記のグラフから読み取ると、供給予備率は 4%程度を確保すれば良いことになる。2004 年における検討では、供給力不足時における電力の価格は 1USD/kWh としている。

他国の例を参考にすると、タイやベトナムでも、供給信頼度のレベルとして LOLE 値で 24 時間程度を志向している。トルコの現時点での経済状況を考慮すれば、供給力不足に伴って発生する停電時における経済活動へのダメージが大きく、供給力不足時における電力の価格も 1USD/kWh 以上になってきているものと考えられ、LOLE 値で 24 時間以下を目指すべきである。

上記の観点を考慮すると、供給予備率として 9%程度が必要と考えられる。この結果、本調査における今後の検討にあたっては、供給信頼度レベルとして、供給予備率 8%～10%を確保することを目標とする。

4.4 各種電源のピーク供給力としての導入可能性

トルコ国では、現在、需要のピーク時には Keban, Karakaya, Ataturk などの大規模な貯水池式水力が発電を行って対応している。今後、年平均 7% 程度の大幅な需要の伸びが想定されており、その伸びに対応したピーク供給力の確保が必要になってくる。

本節では、今後必要性が増加すると想定されるピーク供給力について、対応可能な各種電源の導入可能性を評価する。

4.4.1 各種ピーク対応型電源の評価

(1) 各種ピーク対応型電源の特徴

ピーク対応電源として、揚水式水力、既設貯水池水力の増設、新規貯水池水力の開発、低負荷率火力（GT など）の開発、他国からの電力融通などが考えられる。これらの電源についてそれぞれの特徴を以下に示す。なお、ピーク対応型電源として、起動開始後、短時間（5 分以内）に最大出力での運転が可能になるという特長はすべての電源が所有している。

表 4.7 各種ピーク対応型電源の特徴

	長所	短所
揚水式水力	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 固定費が安い ◆ 夜間にも周波数調整が可能（可変速揚水機の場合） ◆ 大規模（1000MW 以上）に開発可能な地点が多数存在する 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 運転可能時間に池容量の制限がある ◆ 揚水用動力が必要
既設貯水池水力の増設	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 燃料費が不要 ◆ 発電電力量の増加が見込める可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 固定費が高い ◆ 建設工事期間中に水位低下などにより既設水力の使用制限が発生する可能性がある
新規貯水池水力の開発	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 燃料費が不要 ◆ 発電電力量が大幅に増加する。 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 固定費が高い（既設貯水池水力の増設よりもさらに高い） ◆ 大規模で経済的な地点はすでに開発済み
ガスタービン（GT）	<ul style="list-style-type: none"> ◆ いつでも運転が可能 ◆ 固定費が安い 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 燃料費が高い
他国からの電力融通	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 特別な発電設備が不要（連系送電線のみで対応可能） 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 融通可能量と価格が相手国の状況に左右される

(2) 貯水池水力の優位性検証

既設貯水池水力の増設、新規貯水池水力の開発について、どの程度の建設単価になれば、ピーク供給力として GT の開発に対して優位性が出てくるのかを試算した。（経済性のデータは 4.1 参照）

(a) 既設貯水池水力の増設

既設貯水池水力の増設を行うことにより、ガスタービンの開発を取りやめる効果がある。しかし、既設発電所を運転する時間と規模を変更するだけなので、燃料費の削減効果はほとんど期待できないので、既設貯水池水力の増設時に必要となる年経費が開発を取りやめるガスタービンの年経費以下になれば、既設貯水池水力の増設は経済的ということになる。ガスタービンの建設単価は 500USD/kW で、年経費率が 16.75% であるから、年経費は 83.8USD/kW/年ということになる。一般水力の耐用年数が GT よりも長いから、年経費率は 10.73% と GT よりも大幅に低いため、ブレイクイーブンとなる建設単価は 780USD/kW ということになる。

$$(83.8\text{USD/kW/年}/10.73\% = \text{約 } 780\text{USD/kW})$$

(b) 新規貯水池水力の開発

500MW の貯水池式水力を新規に開発する場合を考える。年間の利用率は 10% とする。この場合、年間の発電電力量は 438GWh 増加する。（500MW×8,760 時間×10%）

GT の開発を取りやめることにより得られる固定費の削減効果に加えて、年間の発電電力量に見合った燃料費の削減が可能である。新規貯水池式水力の開発に伴って焚き減らし可能となる火力は、主として GT と CC と考えられる。これらを半分ずつ焚き減らすことが可能と考えると、GT の燃料単価が 14.2USC/kWh、CC が 7.5USC/kWh なので、平均的な単価は 10.8USC/kWh となる。この燃料費の削減効果分を考慮すると、ブレイクイーブンとなる建設単価は 1,660USD/kW ということになる。

$$(\text{約 } 780\text{USD/kW} + 10.8\text{USC/kWh} \times 438\text{GWh}/10.73\%/500\text{MW} = \text{約 } 1,660\text{USD/kW})$$

新規に開発する貯水池式水力の年間利用率が大きい場合には、燃料費の削減量が多くなるため、ブレイクイーブンとなる建設単価も徐々に増加し、利用率が 20% の場合には、2,540USD/kW、利用率が 30% の場合には、3,430USD/kW となる。

4.4.2 ピーク対応型電源として貯水池水力の開発可能性評価

(1) 既設貯水池水力増設によるピーク供給力の開発

Keban 発電所および Karakaya 発電所の設備利用率は 40%以上であり、ミドル電源として運用されていることから、将来のピーク需要の先鋭化に伴い、増設によるピーク化の可能性は高いと判断される。

なお、増設の可能性検討に当たっては、増設に伴う水系全体の水運用の変化を貯水池運用シミュレーションにより推定するとともに、揚水発電所候補地点と同様に既往の地形図を基に比較検討案（取水口・発電所位置、水路ルート、仮締め切り方法）を机上検討し、現地踏査を行って、地形地質ならびに環境配慮面について評価する。さらに、選定された増設案について最適増設規模を検討するとともに、その経済性を評価する。

(a) 現地調査結果ならびに評価結果

各増設案（右岸案、左岸案）の現地踏査結果は、添付資料 4-5-2 に示すとおりである。現地調査結果として、現地調査チームは増設による環境社会配慮上の課題がないことを確認するとともに、左岸案の方が地質的課題が少なく優位であることを確認した。

現地調査後、EIE より最新の 1:25,000 の地形図を提供してもらい、既設ダムおよび発電設備の位置および地形を考慮の上、左岸案のレイアウト見直しを行った。その結果の増設計画案は図 4.7 に示すとおりである。

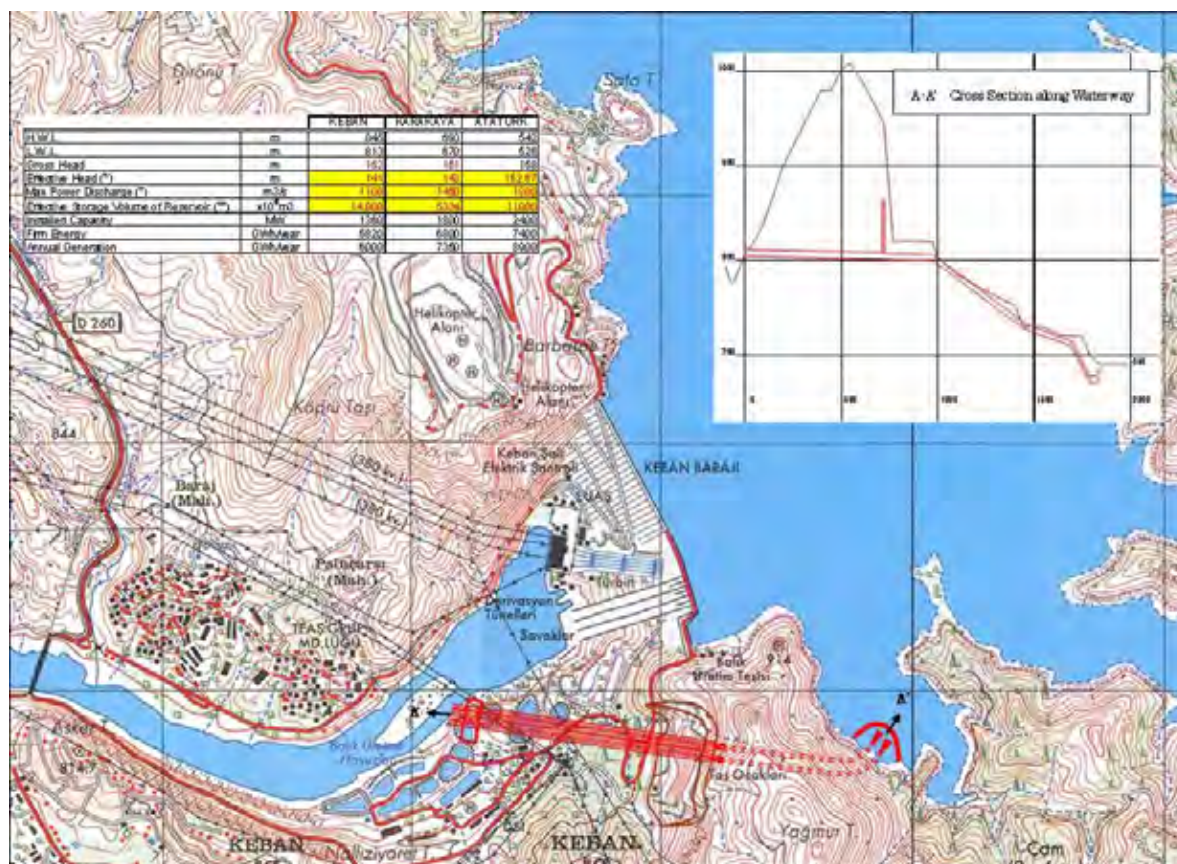


図 4.7 Keban 水力発電所 増設計画案

(b) 増設規模検討

左岸代替案による増設計画諸元は、貯水池運用水位、放水水位、有効落差、単機容量を全て既設水力発電所と同一とし、ユニット台数を変化（2,4,6,8 台）させた場合の概算建設費ならびに常時尖頭出力（系統上必要なピーク継続時間を 7 時間とする）を算出した。なお、既設発電所においても溢水は生じていないことから、増設に伴う発電力量の増はない。

検討の前提条件は次の通りである。

表 4.8 Keban 発電所増設計画の検討条件

項目	検討条件
ユニット最大出力	183 MW
ユニット最大使用水量	135 m ³ /s
総落差	152 m
有効落差	145 m
運転条件	既設、増設とも 1 日 7 時間フル出力運転を 1 年間実施するものとする。（全てのユニットがピーク運転すると仮定）
既設ユニット数	8 ユニット
増設ユニット数	2, 4, 6, 8 ユニット

水位のシミュレーション結果および PDPAT II の計算結果より、6 ユニットまで大きな障害なく増設が可能であることが判明した。2, 4, 6, 8 ユニット増設の場合の概算工事費を計算した結果は 2 ユニットの増設の場合では kW あたりの建設単価は揚水式水力発電とほぼ同等の 727USD/kW であり、増設ユニットが増えるにつれて建設単価は低減し、8 ユニット増設の場合では 543USD/kW となった。

(2) 既設貯水池水力の増設の開発可能性

上記各増設規模の概算建設費に基づき、ガスタービン火力発電ならびに揚水式水力発電を代替電源として B/C 手法により経済性評価を行った。代替電源の建設費は 4.2 章で記載したものをを用いた。経済計算結果 (B/C, B-C) を表 4.9 に示す。

代替電源がガスタービン火力、揚水式水力のいずれの場合も増設ユニットが 2 台のケースでは B/C が 1 を若干上回るだけであり、Keban の増設計画の経済性は低い。増設ユニットが 4 台以上のケースでは B/C は 1.2 を超えており、他のピーク電源に比べてかなり経済的であると言える。しかし、増設ユニットが 8 台になると、系統運用上期待できる供給力は増設設備量の 80%程度になるため、B/C は 1.2 を下回ることになる。

6 ユニット増設する計画（増設規模 1,098MW）が最も経済的であるが、系統運用上の必要時期は 2030 年以降である。

表 4.9 経済計算 (B/C、B-C) 結果

Number of Extension Units			2	4	6	8
Total Extension Capacity (MW)			366	732	1,098	1,464
Supply Capacity (MW)			366	732	1,098	1,171
Unit Costs (USD/kW)			727	604	563	543
Alternative Power Source	Gas Turbine	B/C	1.07	1.29	1.39	1.15
		B-C (mil.USD)	2.1	13.9	25.6	12.8
	PSPP	B/C	1.01	1.21	1.30	1.08
		B-C (mil.USD)	0.2	10.1	20.0	6.8

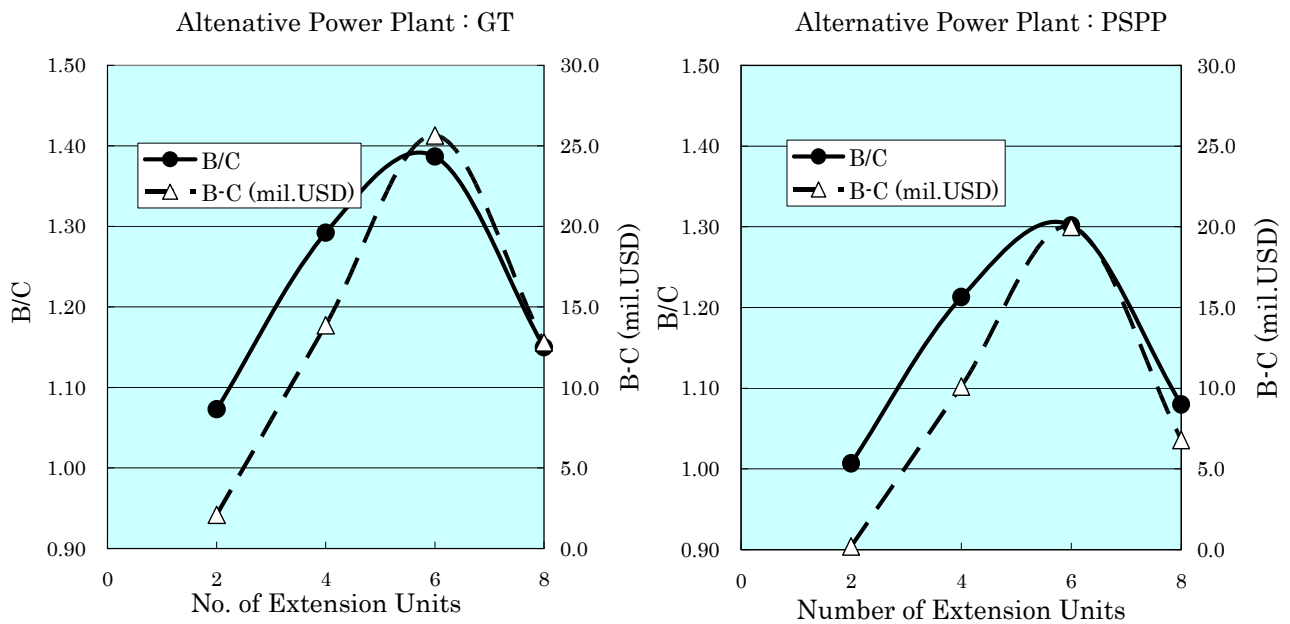


図 4.8 増設ユニット数と B/C、B-C の関係

4.4.3 他国からの電力融通可能性

欧州系統との連系により、トルコ系統において供給信頼度の向上、燃料の焚き減らし効果が得られる可能性がある。一方、連系系統内の連系容量制約に因って想定どおりの効果が得られないことも考えられる。

2008年のENTSO-Eデータによるとトルコ系統が連系した、ブルガリアは電力輸出超過（5,324GWh）となっている。しかし、ギリシャは輸入超過（5,706GWh）となっている。

表 4.10 ギリシャとブルガリアの電力輸出入（2008年）単位：GWh

ギリシャ			ブルガリア		
相手国	電力輸入	電力輸出	相手国	電力輸入	電力輸出
ブルガリア	4,628	-	ギリシャ	-	4,628
マケドニア	1,189	-	マケドニア	-	1,142
イタリア	1,758	181	ルーマニア	3,095	268
トルコ	-	30	ユーゴスラビア	1	2,382
アルバニア	-	1,658	-	-	-
計	7,575	1,869	計	3,096	8,420

一方、ブルガリアおよびマケドニアからギリシャ系統向けの連系線の年利用率は80%超過の混雑連系線となっている。

このため、トルコ系統でピーク時に必要な供給予備力が得られるかどうかは、ピーク需要発生時の連系線の混雑状況に依存する。

4.5 2030年頃における最適電源構成の検討

2030年頃に到達すると想定される80GWの需要規模の系統において、最初にピーク供給力の最適な構成比率について検討を実施した。次に、必要となるピーク供給力の中で、揚水式水力の最適開発量について検討した。

なお、需要の伸びが想定よりも大きい場合には、2030年よりも早い時期における検討となり、需要の伸びが想定よりも小さい場合には、2030年よりも遅い時期における検討となる。

4.5.1 ピーク供給力必要量の検討

(1) ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の比較

ピーク供給力として経済性が高いガスタービン火力とミドル供給力として経済性が高いコンバインドサイクル火力の比較を実施することにより、ピーク供給力の必要量を検討した。

両方の経済的諸元を以下に示す。なお、両方とも天然ガスを燃料としており、燃料の価格は同一であるが、効率の差が大きく燃料単価は大きな差となっている。

表 4.11 ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経済性比較

	Construction cost	Annual fixed cost	Fuel cost
Gas turbine (GT)	500 USD/kW	83.8 USD/kW/year	14.2 USC/kWh
Combined cycle (CC)	700 USD/kW	113.8 USD/kW/year	7.5 USC/kWh

CCと比較して建設単価が安いGTは、年間の固定費が安くなるが、効率が悪いので燃料単価は高くなる。

計算の結果を以下に示す。なお、供給信頼度のレベルとして、供給予備率は最大需要に対して8%確保することとしている。（LOLE値では5～10時間）

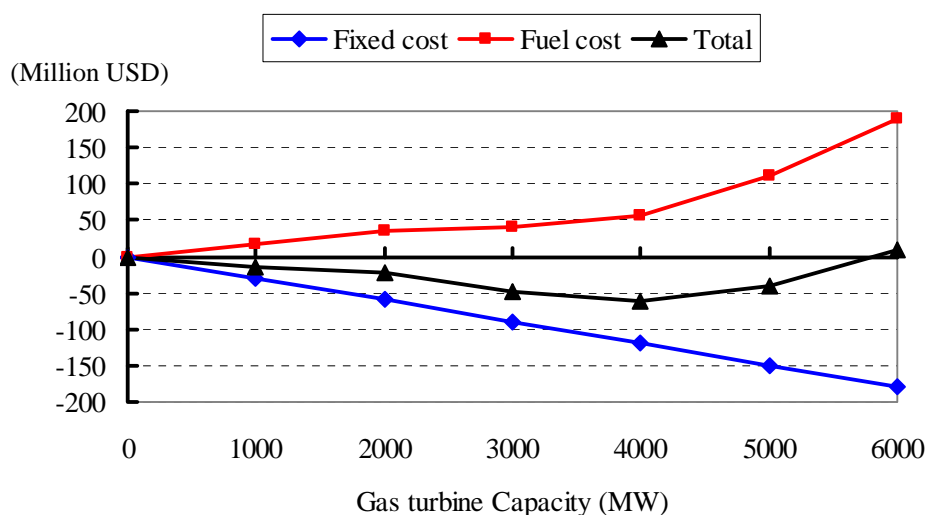


図 4.9 ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の経費比較

ピーク供給力として、GT の設備量を増加し、その増加量に相当する CC の設備量を減少させていくと、GT の方が、CC よりも年間の固定費が安いために、1000MW あたり 30 million USD ずつ固定費が減少していく。一方、GT の方が CC よりも燃料単価が高いため、一般的には GT の設備量増加に伴って、燃料費は増加していく。しかし、投入量があまり多くない領域（4,000MW 以下）においては、燃料費の増加はあまり大きくない。

ピーク供給力の経済性は、供給信頼度のレベルに大きく左右される。上記の検討について、供給信頼度レベルを変化させた場合の結果を以下に示す。

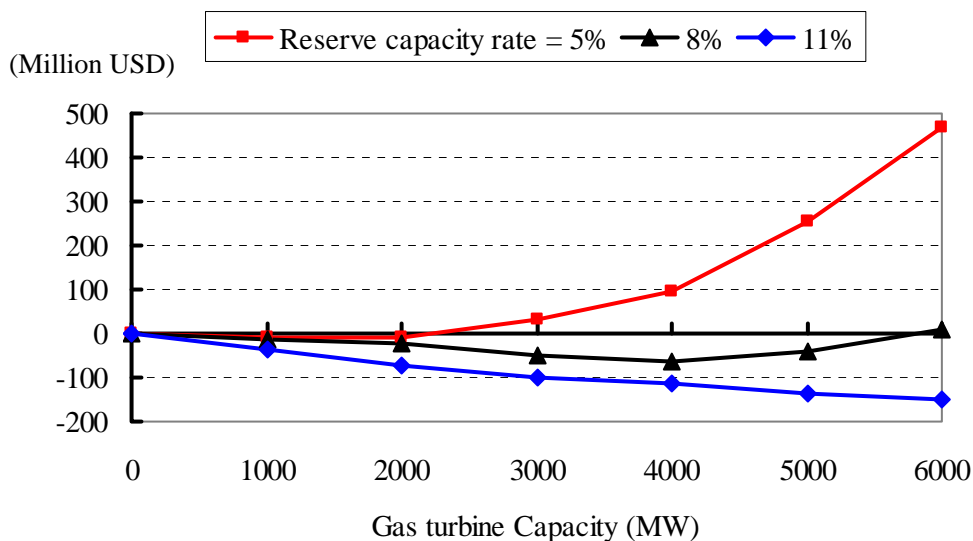


図 4.10 供給予備率の変化によるピーク供給力の経済性の変化

供給予備率が減少して 5%（LOLE 値では 50 時間程度）になると、ピーク供給力の最適開発量は 2,000MW 以下に減少する。一方、供給予備率が増加して 11%（LOLE 値では 1 時間以下）になると、ピーク供給力の最適開発量は 6,000MW 以上に増加する。

これは、ピーク供給力である GT の実際の運転量に関係している。供給予備率が減少すると、GT の導入量が少ない段階でも燃料費の高い GT の運転機会が増加するため、燃料費が増加し GT の優位性が大幅に減少する。一方、供給予備率が増加すると、GT の導入量が多くなっても GT の運転機会がほとんどなく、燃料費が増加しないため、固定費の安い GT の方が有利になる。

この結果、ピーク供給力である GT の最適開発量は供給信頼度のレベルに大きく左右されるが、適正な供給信頼度レベル（供給予備率 8%）の場合には、ピーク供給力である GT の最適開発量は 4,000MW 程度となる。

4.5.2 揚水式水力必要量の検討（ベースケースにおける検討）

(1) 揚水式水力の池容量の検討

揚水式水力の必要量検討に先だて、揚水式水力の最適池容量の検討を実施する。水力の池容量（有効貯水容量）の単位は一般的には m^3 であるが、ここでは、その揚水式水力を最大出力で継続的に運転した場合に、運転継続が可能な時間で表わしている。

一般的に池容量を大きくする場合には、当然のことながらダムの高さを上げる必要がある。このため、工事費が高くなるので、あまり効果が期待できない場合には、それ以上池容量を大きくすることは非効率となる。

火力発電所の場合には、燃料の供給制限がない限り、開発量と供給力は常に同一量が期待できるが、水力の場合には、河川流入量と流入量を調整する池の容量により、1日の運転可能量は制限が生じる。（揚水式水力の場合は、上部ダムへの河川流入量がほとんどないので、上部ダムの池の容量）

(a) 現実的なケースにおける試算

前項の検討では、一般水力が全くないケースにおいて試算を行ったが、実際のトルコの系統には、多くの一般水力が存在している。これらの一般水力は、燃料費が不要なので、最優先で需要へのあてはめを実施するのが最も経済的である。

トルコにおける大規模（50MW以上）一般水力のほとんどは、需要が大きい昼間帯のみの運転を行っており、需要が少なくなる夜間は停止している。つまり、需要のピーク部分のほとんどは、一般水力により供給することが可能な状況になっている。

上記の状況を考慮して、需要にあてはめた結果を以下に示す。

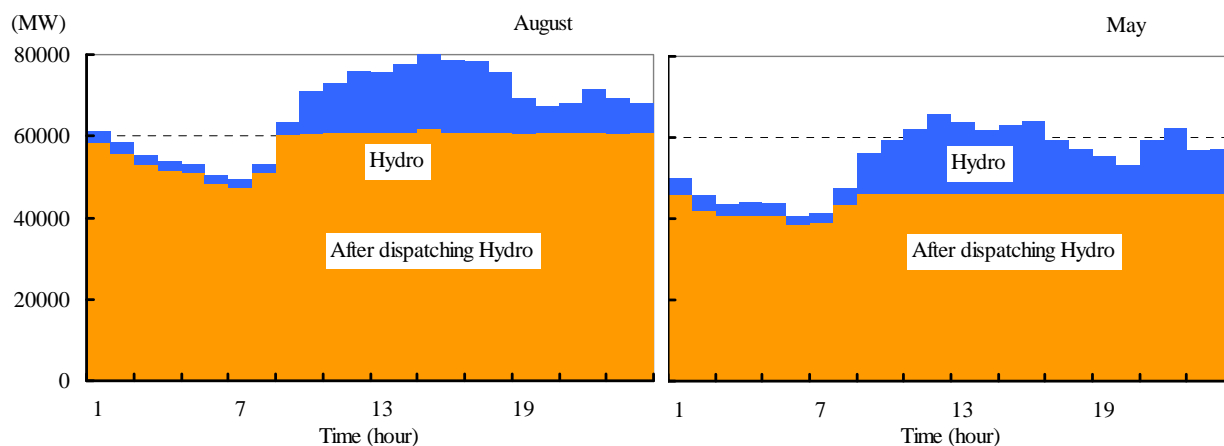


図 4.11 一般水力の需要へのあてはめ例

需要のピーク時間帯に一般水力をあてはめると、当てはめ後の需要形状は、非常にフラットな形になる。最大需要が大きい8月では、15時に1時間だけピークの形が残るが、最大需要が小さい5月では、9時から24時まで完全にフラットな形状になる。

2030年（需要規模 80GW）の系統において、揚水式水力の設備量と8月における揚水式水力の供給力の関係を以下に示す。

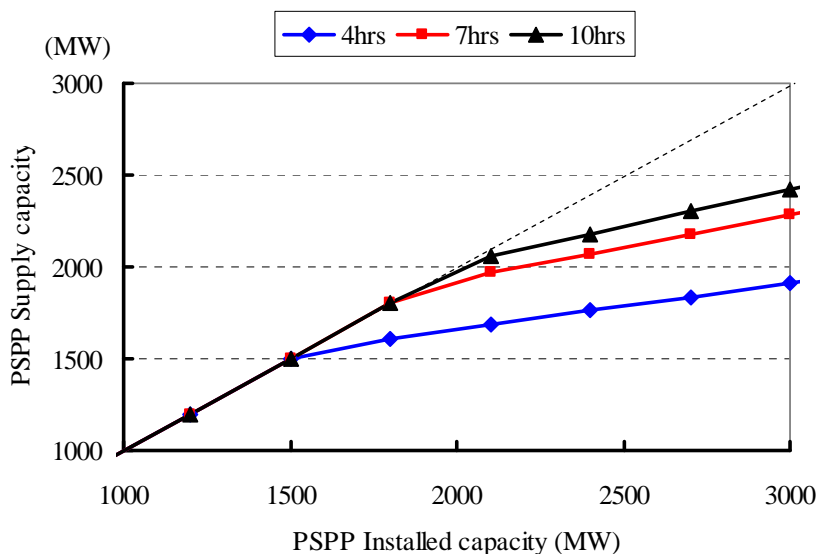


図 4.12 揚水式水力の設備量と供給力の関係

池容量（時間数）が4時間、7時間、10時間の3つのケースについて実施した。その結果、揚水式水力の設備量が1500MW以下であれば、どのケースにおいても設備量と8月における供給力は一致する。揚水式水力の設備量が1800MWの場合、池容量（時間数）が7時間以上であれば、設備量と供給力は一致するが、池容量が4時間しかない場合、期待できる供給力は減少する。揚水式水力の設備量が2,100MW以上の場合、池容量が7時間以上あっても、設備量と供給力は一致しないが、池容量が7時間の場合と10時間の場合の差はわずかである。

(b) 結論

上記で検討したように、池容量を6時間～7時間程度までは増加させても、それに見合う供給力の増加という効果が出るが、7時間以上に増加させても効果の増加はあまり大きくない。このため、投資効率を考えると、池容量は7時間程度が妥当であると考えられる。

(2) 揚水式水力の最適必要量の検討

4.5.1における検討において、ピーク供給力の開発量は一般水力に加えて、揚水式水力やガスタービンで4,000MW程度必要であるとの結論を得ている。

ここでは、ピーク供給力として必要となる4,000MWの内訳として、揚水式水力とガスタービン（GT）のどちらが経済的かの検討を実施した。揚水式水力の開発量を増加させた場合に、系統全体の経費がどのように変化するかを以下に示す。経費は、揚水式水力の開発が全くない場合を基準として、そのケースとの差分を表わしている。なお、揚水式水力の開発に応じて、基本的には同容量のガスタービンの開発を取りやめることにより、すべてのケースにおいて供給予備率を一定（8%）に保っている。

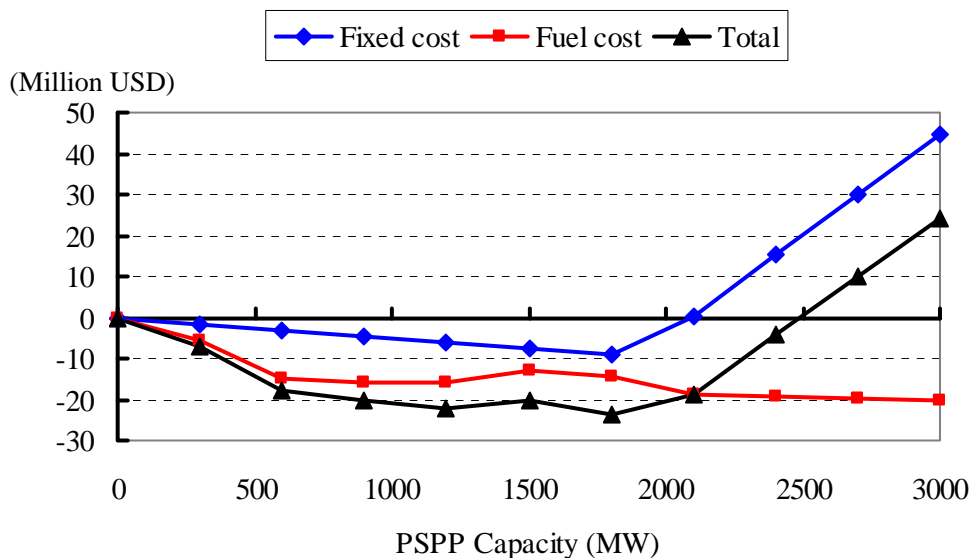


図 4.13 揚水式水力の最適必要量

(a) 固定費

揚水式水力の開発量を増加させていくと、その分 GT の開発量が減少していく。年間の固定費は、揚水式水力が 78.6 USD/kW/year で GT が 83.8 USD/kW/year なので、揚水式水力開発量の増加とともに、年間の固定費がわずかずつ（1,000MW あたり 5.2 million USD ）減少していく。この傾向は揚水式水力の開発量が 1,800MW に達するまでは継続する。しかし、1,800MW 以上の開発を実施すると、開発量と供給力が一致しなくなってくるため、揚水式水力開発量と同量の GT 開発量を減少させてしまうと、供給力が不足し、所定の供給予備率を維持できなくなる。（この理由については後述する。）所定の供給予備率を維持するため、揚水式水力の開発に伴って可能となる GT 開発量の減少量を少なくして対応する必要がある、固定費が上昇していく。具体的には、揚水式水力の開発量が 1,800MW の場合、GT の開発量減少分を同量の 1,800MW としても、所定の供給予備率を維持できるが、揚水式水力の開発量が 2,100MW の場合、所定の供給予備率を維持するためには、GT の開発量減少分は 1,967MW に抑える必要がある。

1,800MW 以上の開発を実施すると、開発量と供給力が一致しなくなってくる理由は、以下によるものと考えられる。

揚水式水力を 2,100MW 開発した場合、需要へのあてはめイメージを以下に示す。

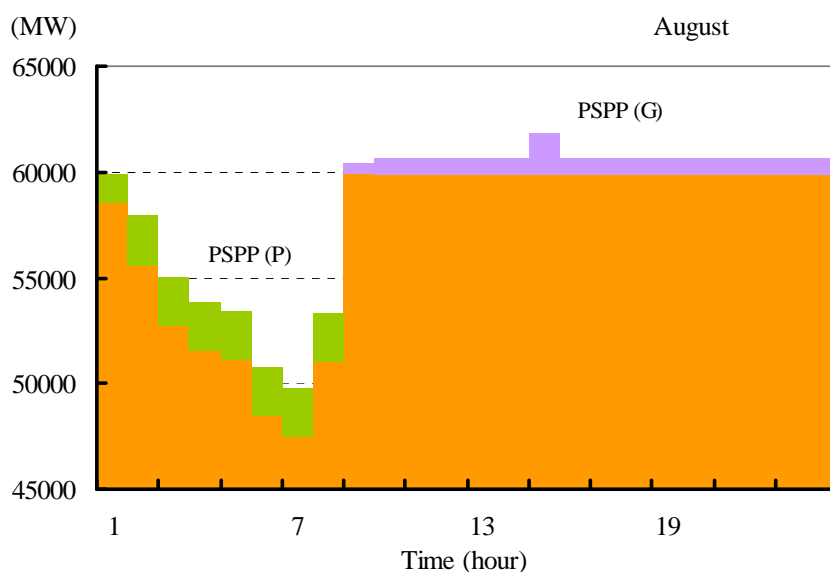


図 4.14 揚水式水力の需要へのあてはめイメージ

一般水力あてはめ後の需要形状が、15時を除いて9時から24時までほとんどフラットになっているため、揚水式水力の開発量が多くなってくると、揚水式水力が対応しなければならない時間が16時間に増加する。それに対して揚水式水力の池容量は、最大出力運転で7時間分しか保有していないため、対応すべき時間のすべてにわたって最大出力で運転することはできず、出力を抑制して運転せざるを得なくなる。

(b) 燃料費

燃料費は、揚水式水力の開発量の増加に伴って減少する。これは、揚水式水力の導入により、夜間に発生している余剰分を揚水用動力として有効活用が図れることによる。揚水式水力の開発量が600MW程度までは燃料費は順調に減少するが、それ以上揚水式水力の開発量を増加させてもさらなる燃料費減少は期待できず、ほぼ横ばいで推移する。

(c) 総合的評価

固定費と燃料費を合計した経費で見ると、揚水式水力の開発量が1,800MWまでは徐々に減少していく。しかし、さらに揚水式水力の開発量を増加させると、固定費の増加が著しいため、全体の経費も大きく増加していく。なお、この経費の中には、供給不能が発生した場合には、対応した供給不能コストを含む。

環境面を見ると、揚水式水力の開発を行うに従って、火力の効率的な運用を図ることが可能となり、CO₂排出量の削減が可能となる。

このように経済性面及び環境面の双方を考慮して総合的に評価すると、ピーク供給力の最適設備量として必要となる4,000MWのうち、揚水式水力の開発量が1,800MWの 때가最適である。

4.5.3 リスク評価

揚水式水力のメリットは、供給予備力の保有状況、日需要曲線の形状、設備の構成と燃料価格など外的要因に大きく影響を受ける。一方、揚水式水力の建設工期は長く、開発の意思決定から運転開始まで10年以上必要である。このため、建設期間中に情勢が一変し、当初考えていたメリットの大部分が消滅してしまうリスクがある。

このような外的要因に伴うリスクとしては、以下が考えられる。

- 需要の増加傾向が鈍く、設備の余力が増加し、ピーク供給力の必要性が薄れる。
- DSMなどの積極的な推進により、需要の形状が尖鋭化せず、設備量と同程度の供給力が期待できない。
- 揚水用動力として期待している電源が開発されない。
- ピーク供給力として貯水池式水力の開発（既設水力の増設も含む）が積極的に進められ、揚水式水力の相対的な価値が低くなる。

揚水式水力の開発事業者は、開発の意思決定にあたって、これらのリスクに対して回避する手段を講じておく必要がある。しかし、開発事業者の努力によりこれらの事象の発生をおさえることはできず、開発事業者としては、事象の発生に伴って発生すると想定される損失を極力抑える方策をとらざるを得ない。

一つの手段としては、情勢の変化に応じて、運転開始時期を遅らせることが考えられる。本格建設工事の着手前の段階であれば、それまでの資金負担はそれほど多くないので、少ない損失で対応可能である。しかし、揚水式水力は土木設備の比率が高く、本格建設工事の着手以降になると、運転開始時期を遅らせることは大きな損失を発生させることになる。このようなリスクのすべてを開発事業者が負うことになる場合には、開発事業者が揚水式水力開発の意思決定をする可能性は極めて低いと考えられる。このため、揚水式水力の開発を推進していく際に、上記のリスクに伴って発生する費用を、メリットの受益者が均等に負担する方策を考える必要がある。（8.3.2 参照）

火力においても、当初考えていたメリットが減少するリスクは発生する。しかし以下の理由により、開発事業者としては、揚水式水力よりも意思決定をし易い傾向にある。

- 開発の意思決定から運転開始までの期間が短いこと
- メリットの減少が揚水式水力ほど極端ではないこと
- 運転開始時期を遅らせた場合、他地点への転用を模索できる機械装置の比率が高いこと

4.6 ピーク対応型電源最適化計画

(1) ピーク対応型電源同士の比較

(a) 機能に着目した比較

前項の検討においては、経済性に着目し、固定費と可変費（燃料費）の合計値のみを比較している。つまり、各種ピーク対応型電源の特長的な機能の一つである、アンシラリーサービスが提供できることによる便益は織り込んでいない。アンシラリーサービスの可否は、電力の品質レベルに重大な影響を与える要因である。今後、電力の品質レベルを高めていくことが求められているトルコ国においては、アンシラリーサービスの価値を適正に評価することが重要である。

以下に、各種ピーク対応型電源について、各種アンシラリーサービスの提供可否を示す。

表 4.12 各種ピーク対応型電源のアンシラリーサービス

		Frequency Control (Primary & Secondary reserve)		Stand-by operation (Tertiary reserve)
		ピーク時	オフピーク時	
揚水式水力		◆ 可能	◆ 揚水運転をすることにより可能 (可変速揚水機採用の場合)	◆ 可能
貯水池水力		◆ 可能	◆ 可能だが、マージナルコストが安い時間帯の運転は非常に不経済	◆ 可能
ガスタービン (GT)		◆ 可能	◆ 可能だが、マージナルコストが安い時間帯の運転は非常に不経済	◆ 可能（水力より遅い）
他国からの 電力融通		◆ 可能	◆ 可能	◆ 可能（他国の状況に依存）
Refer	コンバインド (C/C) 火力	◆ 調整用の設備を付加すれば可能だが、出力を下げた運転する必要があり、若干不経済		◆ 可能（GT よりも遅い）
	石炭火力	◆ 調整用の設備を付加すれば可能だが、出力を下げた運転する必要があり、かなり不経済		◆ 不可能

ピーク対応型電源は、ほぼ同様のアンシラリーサービス機能を持っているが、揚水式水力と他国からの電力融通だけがオフピーク時における周波数調整機能を持っている。オフピーク時において、一般水力やコンバインドサイクル火力などが周波数調整を行える状況にあれば、揚水式水力が保有しているオフピーク時における周波数調整機能に対して、大きな価値を認めることはできない。しかし、トルコ国の現状および将来を見通すと以下の課題があり、今後、System Operatorはオフピーク時における周波数調整にかなり苦勞する可能性が高く、オフピーク時における周波数調整機能には高い価値があると考えられる。

■ 周波数調整機能を供給する電源における課題

- ◆ 大多数の 50MW 以上の大容量、中容量一般水力はオフピーク時に停止している。
- ◆ 一般事業者が所有しているコンバインドサイクル火力は、出力調整を行うよりも、極力最大出力で運転することを志向している。

■ 周波数調整ニーズの増加

- ◆ 短い時間単位で、発電量が大きく変動する風力発電設備の大量導入が計画されている。

- ◆ 常時最大出力で運転する原子力の導入が計画されている。

(b) 結論

経済性面から見ると、最も経済的と考えられる組み合わせは、（PSPP: 1,800MW, RH: 600MW, GT: 1,600MW）または（PSPP: 1,800MW, RH: 0MW, GT: 2,200MW）となるが、それぞれの固定費の値により大きく影響を受け、固定費の安いピーク対応型電源が出てくれば、すべてその電源とすることが最も経済的となり得る。

一方、ピーク対応型電源の機能面に着目すると、ピーク時における機能はほとんど差がないが、オフピーク時における周波数調整機能面で、揚水式水力が他の電源よりも優れている。このメリットを評価すると、経済性に影響を与えるレベルの価値があると判断されるため、揚水式水力が経済性面で若干劣っていても、トータルで見ると揚水式水力の方が価値が高いと考えられる。

上記の点を考慮し、揚水式水力が設備量と同様の供給力が期待できる範囲においては、揚水式水力を開発していくのが最も得策と考えられる。

第5章 揚水発電所素材地点の抽出・評価

5.1 揚水発電所開発候補地点選定基準の設定

揚水発電所開発候補地点の選定に際しては、当該国の特殊事情も勘案し、C/Pと協議の上、揚水発電所開発候補地点選定基準を設定した。

その結果、採用した揚水素材地点の選定基準については、表5.1に示すとおりである。

表5.1 揚水開発地点の選定基準

区分	基準項目	基準値	適用	
技術面	発電計画	- ピーク運転時間（池時間）	- 7hrs	○
		- 発電出力	- 1,000 MW	○
	製作限界	- 設計落差	- 最大 800m	○
		- 変動落差比 (Hpmax / Hgmin)	- 最大 1.25-1.4	○
		- 最大利用水深	- 最大 30m（前面フェーシングの場合は40m）	○
	計画位置／レイアウト	- 下部調整池集水面積	- 50km ² 以上	○
		- 下部ダム堤頂長	- 500m 以下	○
		- ダム高	- 200m 以下	○
		- 水路長	- 10km 以下	○
		- 水路長／落差 (L/H)	- 10 以下	○
地質条件	- 地下発電所被り厚	- 500m 以下	○	
	- 活断層(第四紀断層)	- 活断層からの距離 10km 以上	●	
	- 断層及び破碎帯	- 大規模断層または破碎帯の回避	●	
	- 地すべり地域	- 大規模地すべり地帯の回避	●	
地理条件	- 上部調整池周辺の透水性	- 石灰岩／第四紀岩の回避	●	
	- 需要地／揚水原資地	- 需要地／揚水原資地から近いこと	○	
	- 既設／計画中送電線	- 基幹送電線（変電所）に近いこと	○	
環境面	自然環境	- アクセス	- 地点へのアクセスが容易なこと	●
		- 保護地域 (e.g. 自然公園等)	- 保護地域の回避（国立公園、自然公園、ラムサール条約指定地）	○
	社会環境	- 絶滅危惧種	- 重要な動植物の棲息地の回避	●
		- 鉱山採掘権設定地	- 鉱山権設定地域の回避	●
		- 歴史的・文化的遺跡	- 遺跡の水没の回避	●
- 住民移転	- 50戸以下	●		

○：第一次地点選定時に考慮 ●：地点調査時に確認

5.2 図上検討

(1) 揚水素材地点の抽出と評価

(a) EIE が抽出した揚水素材地点の評価

EIE が抽出している揚水素材地点 18 地点の実施可能性について、地質面では活断層からの離隔、自然社会環境面では国立公園、自然保護区（公園）、ラムサールサイトとの位置関係からスクリーニングするとともに図上検討を行い、前述の選定基準に合うように計画を見直した。

その結果、EIE が抽出した揚水候補地点 18 地点の内 14 地点は、地形地質、自然社会環境面から除外し、4 地点を上部調整池の位置を変更するなど修正を加えた上で揚水候補地点として抽出した。

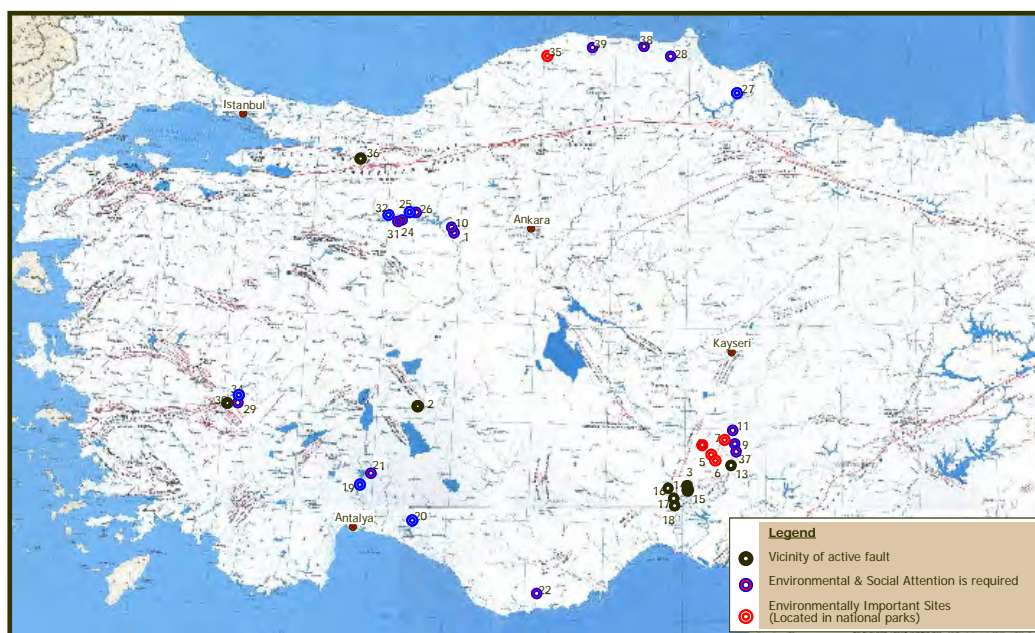
(b) 新たな揚水素材地点の抽出と評価

調査団として 1/25,000 の地形図を用いて新たに 38 地点の揚水素材地点を抽出した。

1) 地質条件によるスクリーニング

トルコには多数の形体・規模の活断層が分布する。北アナトリア断層は中でも最大規模で、東アナトリア断層がそれに次ぐ。

活断層分布図に揚水素材地点をプロットしたものを図 5. 1 に示す。黒丸で示した 11 地点は、活断層からの離隔が 10 km 以内であるため、候補地点から除外した。

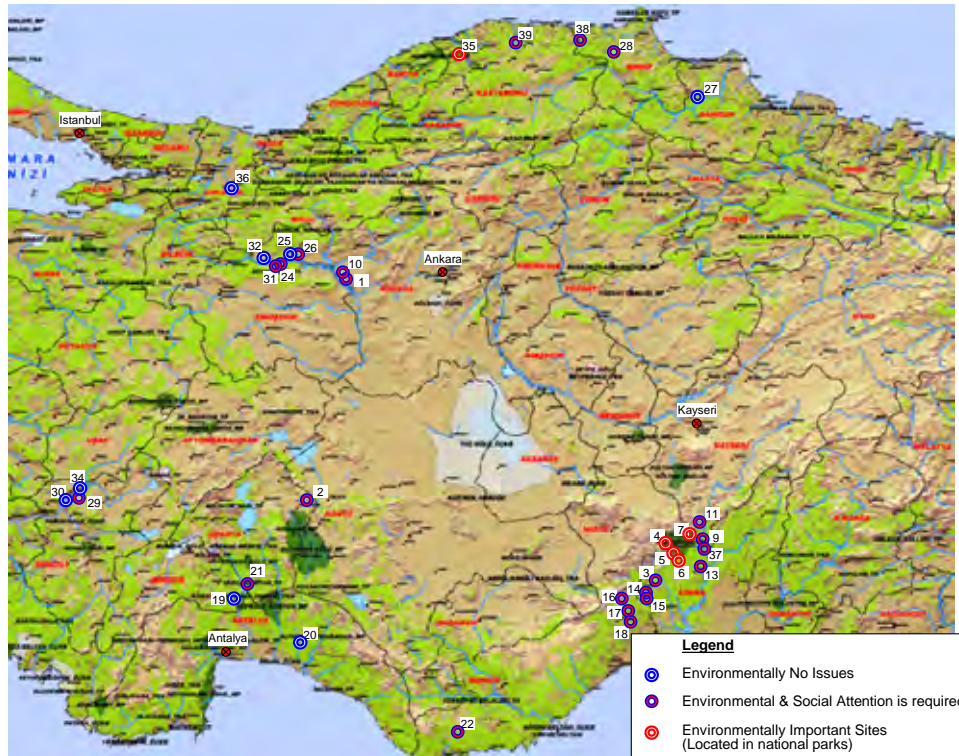


（出典；トルコ地質調査所）

図 5. 1 活断層分布と揚水素材地点の位置関係

2) 環境条件によるスクリーニング

国立公園区域図に揚水素材地点 38 地点をプロットしたものを図 5. 2 に示す。38 地点の内 4 地点（◎印）は国立公園内に位置することから除外した。



出典：http://gis.cevreorman.gov.tr/sayfalar/ana_sayfa.html

図 5.2 国立公園区域と揚水素材地点の位置関係図

3) 揚水候補地点の選定

上記地質条件ならびに環境条件によるスクリーニングの結果、調査団が新たに抽出した揚水素材地点 38 地点の内 14 地点（地質条件から 10 地点、環境条件から 3 地点、両者から 1 地点）を除外し、24 地点を揚水候補地点として選定した。さらに、これに EIE が抽出した揚水素材地点から選定された 4 地点を加え、図 5.3 に示すとおり合計 28 地点を揚水候補地点として選定した。揚水候補地点の位置を図 5.4 に示す。

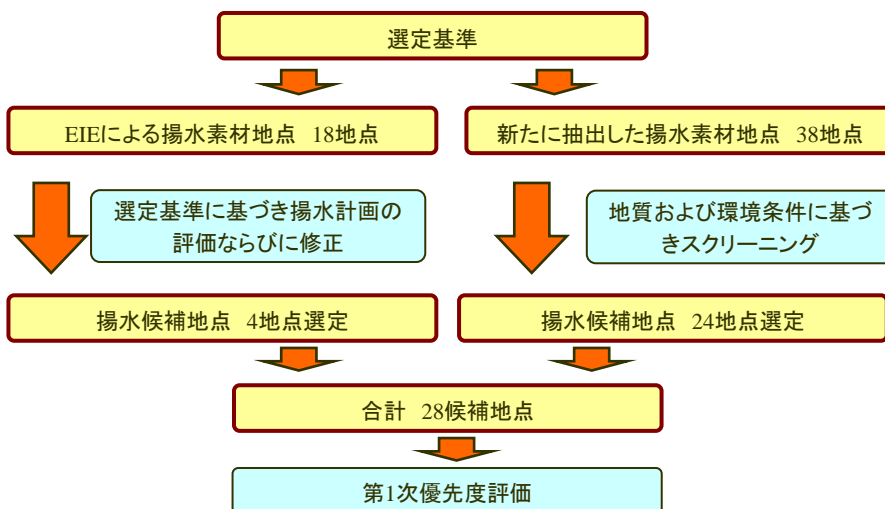


図 5.3 揚水候補地点の選定手順



図 5.4 揚水候補地点位置図

(2) 現地調査地点の選定

揚水候補地点 28 地点の計画諸元ならびに 1 次評価結果は表 5.2 に示すとおりである。

一次評価の評価ランクは、◎ : Excellent、○ : Fairly Good、△ : Good、× : Bad の 4 段階とした。

一次評価の結果◎および○と評価された 13 地点について、EIE と協議し、最終的に 10 地点を現地踏査対象地点として選定した。選定された現地踏査対象地点の位置を図 5.5 に示す。



図 5.5 現地踏査対象地点位置図

表 5.2 揚水開発候補地点一覧表

No.	Province	Upper Reservoir			Lower Reservoir			Max. Head	Hpmax /Hgmin	Waterway length(L)	L/H	Cost (mUS\$)	New power line (km)	Rank	Survey Site	Notes
		Latitude North	Longitude East	HWL (m)	LWL (m)	Dam Vol. (10 ⁶ m ³) (Excavation)	Active Cap. (10 ⁶ m ³)									
1	Ankara	39°56' 51"	31°46' 29"	1065	1045	1.63 (Excavation)	6.8	557.5	552.6	3,246	6.3	696	10		-No storage capacity for PSPP in the low reservoir which is developed by Private Co. -Large upperdam and low economic efficiency	
6	Adana	37°39' 31"	35°15' 43"	1580	1550	15.6	7.5	1125	1110	3,674	7.8	887	30	×	-Construction of alternative public road around Lower reservoir would be hard.	
9	Kayseri	37°48' 30"	35°28' 08"	1380	1350	2.9	5.1	700	690	2,148	3.1	704	30	○	-A community exists on the surface of UGPH	
10	Ankara	39°57' 47"	31°46' 35"	1000	980	1.7	7.0	510	500	3,846	7.7	727	10	△	-Upper reservoir : Artificial pond and full facing might be needed	
11-1	Kayseri	37°58' 08"	35°28' 23"	1650	1630	1.75 (Excavation)	5.8	1060	1040	1,613	2.6	709	30	○	-Upper reservoir : Artificial pond and full facing might be needed	
11-2	Kayseri	37°57' 36"	35°28' 56"	1590	1560	2.5	6.3	1050	1030	2,150	3.8	706	30	◎	-Upper reservoir : Artificial pond and full facing might be needed	
11-3	Kayseri	37°58' 05"	35°30' 54"	1540	1520	5.2 (Excavation)	7.1	1060	1040	1,842	3.7	758	30	△	-In the Limestone zone -Underflows from limestone cave exist (EIE)	
19	Burdur	37°17' 42"	30°50' 15"	740	710	6.1	6.3	188	185	2,349	4.2	695	30	◎	-Outlet : Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
20	Antalya	36°55' 43"	31°34' 46"	910	890	1.2	4.7	184	166	2,456	3.3	646	20	△	-In the Limestone zone -Outlet : Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
21-1	Isparta	37°24' 49"	30°55' 34"	860	840	1.2	5.7	270	242	4,824	7.8	706	40	○	-In the Limestone zone -Outlet : Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
21-2	Isparta	39°56' 61"	31°46' 39"	730	700	5.4	7.3	270	242	3,764	7.7	754	40	△	-In the Limestone zone -Outlet : Morning glory type due to shallow dead space of Lower reservoir	
22-1	Mersin	36°17' 01"	33°01' 49"	1180	1150	2.4 (Excavation)	4.8	460	450	2,754	3.8	770	20	△	-In the Limestone zone -Limestone caves exist (EIE)	
22-2	Mersin	36°12' 03"	32°58' 30"	860	840	3.6 (Excavation)	4.8	140	130	2,693	3.7	780	20	△	-In the Limestone zone -Limestone caves exist (EIE)	
24	Eskisehir	40°01' 08"	31°06' 40"	1100	1070	4.3	4.9	389	377.5	3,815	5.3	707	10	○	-Narrow col exists on the left bank of Reservoir	
25	Ankara	40°05' 28"	31°13' 41"	970	940	8.8	5.9	389	377.5	4,039	6.8	756	20	△		
26	Ankara	40°05' 08"	31°15' 50"	980	960	2.3	5.8	389	377.5	2,977	4.9	694	20	◎		
27-1	Samsun	41°23' 48"	35°35' 30"	810	790	1.8	5.4	189	160	5,302	8.2	706	10	◎		
27-2	Samsun	41°23' 57"	35°37' 47"	820	790	5.7	5.4	189	160	4,222	6.4	716	10	△	-Several Communes exist around Upper reservoir	
28	Sinop	41°44' 16"	34°37' 58"	1190	1160	10.6	7.0	700	680	3,281	6.4	823	20	×	-Large upper and lower dam, and low economic efficiency	
29	Denizli	39°56' 70"	31°46' 48"	910	890	3.9	5.6	300	290	1,811	2.9	712	30	△	-Carbonate rock zone -A commune exists closed to Upper reservoir	
31	Eskisehir	40°00' 48"	31°04' 00"	1010	980	4.8	5.6	389	377.5	3,220	5.1	711	10	○		
32-1	Ankara	40°04' 04"	30°57' 50"	805	780	1.1 (Excavation)	6.6	273.1	272	3,784	7.1	732	20	△	-Lower dam profile is not clear	
32-2	Ankara	40°03' 51"	30°59' 31"	800	770	1.6	8.4	389	377.5	3,649	8.6	689	20	○	-Big commune exists on the left bank of Upper reservoir	
34	Denizli	38°09' 19"	29°09' 08"	770	740	5.7	7.4	300	290	2,263	4.7	727	30	△	-Carbonate rock zone -Lower dam profile is not clear	
37-1	Adana	37°45' 16"	35°28' 30"	1250	1220	2.8	5.0	550	540	3,768	5.3	709	30	○		
37-2	Adana	37°44' 23"	35°31' 47"	1260	1230	1.6	5.0	550	540	4,740	6.6	713	30	○	-In the Limestone zone	
38	Sinop	41°50' 23"	34°18' 52"	930	900	5.6	5.9	340	330	2,731	4.6	730	40	○	-Transmission Lines are submerged in Lower Reservoir	
39	Kastamonu	41°48' 33"	33°38' 40"	1140	1110	5.6	6.2	580	570	3,341	5.9	749	80	△	-Long new power line	

5.3 現地調査

(1) 調査結果調査結果ならびに優先度評価結果

調査結果に基づき、自然社会環境に関しては、表 5.3 に示すように地点の優位性を定量化して評価した。また、各地点の概略設計を再評価し、計画諸元および概算工事費を見直した結果は表 5.5、表 5.6 に示すとおりである。なお、現地踏査で抽出された地質上の課題に対する対策費用を概算工事費に織り込んだ上で経済性の評価を行った。

経済性ならびに環境影響度から総合評価基準（表 5.4）に基づき、総合評価を行った。

この結果、総合評価ランク AA の地点として 3 地点（No. 19, 27-1, 32-2）が選定された。

表 5.3 自然・社会環境評価

地点 No.	自然環境		社会環境		各点数を乗 じたもの	総合評価点*
	直接	間接	直接	間接		
11-1	1	1	1	1	1	1.00
11-2	1	1	2	1	2	1.19
19	1	1	2	1	2	1.19
21-1	1	1	1	2	2	1.19
24	2	1	1	1	2	1.19
26	1	1	1	1	1	1.00
27-1	1	1	1	1	1	1.00
31	2	1	1	1	2	1.19
32-2	1	1	1	2	2	1.19
37-1	2	2	2	2	16	2.00

環境影響評価点:

3 = 重大な影響があると考えられる

2 = 影響を緩和できる、または影響の規模等がまだ不明確である

1 = 重大な影響はないと考えられる

総合評価点：各項目の評価点の相乗平均（各地点の点数を乗じて 4 乗根をとる）

ただし、1 項目でも 3 点がついた場合は、それ以降の計算は行わない。

表 5.4 総合評価基準

評価ランク	基準
AA	自然社会環境面・技術面とも特に課題が認められず、経済性に優れる
A	経済性に優れるが、自然社会環境面または技術面に軽微な課題がある
B	経済性は確保されるが、自然社会環境面または技術面に課題がある
C	経済性に劣る、または自然社会環境面・技術面に大きな課題がある

さらに、技術移転の観点から、主要構造物の構造が異なる No.27-1（上ダム：ダム型）と No.32-2（上ダム：掘込式全面フェーシング型）を概念設計対象地点として選定した。

EIE と協議し、最優先揚水開発地点として選定された 3 地点の調査に当たっては、今後以下のプロジェクト名を使用することとした。

- No.19 → “Karacaoren II PSPP”
- No.27-1 → “Altunkaya PSPP”
- No.32-2 → “Gökçekaya PSPP”

表 5.5 揚水候補地点現地踏査結果集約表 (1/2)

No.	Unit	11-1	11-2	19	21-1	24
Installed Capacity P	(MW)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Designed Discharge Qd	(m ³ /s)	248	240	240	222	179
Effective Head Hd	(m)	510	525	525	568	707
Peak Duration Hours	(hr)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Type		Full Faced Pondage (Asphalt)	Fill Type Dam	Concrete Gravity Dam	Full Faced Pondage (Asphalt)	Fill Type Dam
Height	(m)	No.1: 35, No.2: 25	85	130	No.1: 75, No.2: 30	75
Crest Length	(m)	No.1: 460, No.2: 240	570	450	No.1: 500, No.2: 300	250
Dam (Bank) Volume	(1000m ³)	No.1: 1,100, No.2: 300	4,900	1,500	No.1: 2,260, No.2: 340	1,634
Excavation Volume	(1000m ³)	320	0	0	1,700	0
HWL	(m)	1,650.0	1,610.0	760.0	860.0	1,150.0
LWL	(m)	1,630.0	1,580.0	730.0	840.0	1,120.0
Active Water Depth	(m)	20.0	30.0	30.0	20.0	30.0
Active Storage Capacity	(1000m ³)	6,300	6,100	6,100	5,600	4,600
Catchment Area	(m ²)					
Type		Concrete Gravity Dam	Concrete Gravity Dam	Karacaören II Dam	Karacaören I Dam	Gökçekaya Dam
Height	(m)	145	165	(33)	(53)	(44)
Crest Length	(m)	235	140	(350)	(1,200)	(250)
Dam (Bank) Volume	(1000m ³)	1,200	920	(470)	(3,500)	(550)
HWL	(m)	1,110.0	1,050.0	188.0	270.0	389.0
LWL	(m)	1,090.0	1,030.0	185.0 (182.0)	242.0 (241.6)	377.5 (377.0)
Active Water Depth	(m)	20.0	20.0	6.0	28.4	12.0
Active Storage Capacity	(1000m ³)	6,300	7,000	6,300 (6,100)	887,000 (5,600)	214,000 (4,600)
Catchment Area	(km ²)					
Headrace L(m) x n		800 x 1	900 x 1	0	900 x 1	3,500 x 1
Penstock L(m) x n		850 x 1	900 x 1	1,100 x 1	1,100 x 1	1,300 x 1
Tailrace L(m) x n		450 x 2	700 x 1	1,200 x 1	3200 x 1	1,200 x 1
Horizontal Length	(m)	1,500	2,000	2,100	5,000	5,700
Longitudinal Length	(m)	2,100	2,500	2,300	5,300	6,000
Type		Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe
Cavern Volume	(1000m ³)	150	150	150	150	150
Overburden Depth	(m)	500	500	250	500	450
L/Hd		2.94	3.81	4.00	8.80	8.06
Construction Period	(Year)	6	6	6	6	7
Countermeasure Cost	(mil.US\$)	mil	Leakage from upper dam : 36	Leakage from upper dam : 30	Underground Powerhouse : 22	Outlet Slope Protection : 42 Underground Powerhouse : 22
Project Cost	(mil.US\$)	744	780	734	778	767
Unit Cost	(US\$/kW)	744	780	734	778	767
Length of power line	(km)	30	30	30	40	10
Primary evaluation stores of Social/Natural Environment		1.00	1.19	1.19	1.19	1.19
Priority Rank		A	B	AA	B	B

表 5.6 揚水候補地点現地踏査結果集約表 (2/2)

No.	26	27-1	31	32-2	37-1
Installed Capacity P	1,000 (MW)	1,000	1,000	1,000	1,000
Designed Discharge Qd	226 (m ³ /s)	214	219	330	201
Effective Head Hd	558 (m)	591	577	382	628
Peak Duration Hours	7.0 (hr)	7.0	7.0	7.0	7.0
Type	Full Faced Pontage (Asphalt)	Concrete Gravity Dam	Concrete Gravity Dam	Full Faced Pontage (Asphalt)	Fill Type Dam
Height	45 (m)	65	105	No.1: 55, No.2: 25	75
Crest Length	550 (m)	300	420	No.1: 600, No.2: 380	410
Dam (Bank) Volume	1,360 (1000m ³)	380	950	No.1: 2,500, No.2: 430	2,750
Excavation Volume	3,670 (1000m ³)	0	0	1,520	0
HWL	990 (m)	810.0	1,010.0	800.0	1,250.0
LWL	960 (m)	790.0	980.0	770.0	1,220.0
Active Water Depth	30.0 (m)	20.0	30.0	30.0	30.0
Active Storage Capacity	5,700 (1000m ³)	5,400	5,600	8,400	5,100
Catchment Area	Gökçekaya Dam	Altinkaya Dam	Gökçekaya Dam	Gökçekaya Dam	Concrete Gravity Dam
Type	(44)	(54)	(44)	(44)	(44)
Height	(44) (m)	(300)	(300)	(250)	75
Crest Length	(900)	(900)	(620)	(440)	200
Dam (Bank) Volume	389.0 (1000m ³)	190.0	389.0	377.5 (377.0)	340
HWL	160.0 (159.9) (m)	12.0	12.0	12.0	580.0
LWL	2,892,000 (5,400) (1000m ³)	214,000 (5,600)	214,000 (5,600)	214,000 (8,400)	560.0
Active Storage Capacity	214,000 (5,700) (1000m ³)	2,300 x 1	2,000 x 1	2,300 x 1	20.0
Catchment Area	1,650 x 1	1,100 x 1	1,100 x 1	600 x 1	5,100
Headrace L(m) x n	1,050 x 1	2,100 x 1	1,300 x 1	800 x 1	2,300 x 1
Penstock L(m) x n	1,300 x 1	5,200	4,100	3,400	1,200 x 1
Tailrace L(m) x n	3,700	5,500	4,400	3,700	3,400
Horizontal Length	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	Egg Shape Tyoe	3,700
Longitudinal Length	150	150	150	150	Egg Shape Tyoe
Type	300	450	500	400	150
Cavern Volume	6.63	8.80	7.11	8.90	550
Overburden Depth	6	7	7	6	5.41
L/Hd	Outlet Slope Protection : 21	nil.	Leakage from upper dam : unknown	nil.	6
Construction Period	(Year)	727	—	732	6
Countermeasure Cost	(mil.US\$)	768	—	729	Underground Powerhouse : 22
Project Cost	(mil.US\$)	768	—	729	729
Unit Cost	(US\$/kW)	20	1.19	2	729
Length of power line	(km)	1.00	1.19	1.19	30
Primary evaluation stores of Social/Natural Environment		AA	C	AA	2.00
Priority Rank		A	C	AA	B

5.4 概念設計地点詳細現地踏査

5.4.1 調査結果

詳細現地調査において抽出された各地点の課題を整理した結果を表 5.7 に示す。

表 5.7 詳細現地踏査において抽出された課題

地点		評価結果ならびに課題
Altinkaya PSPP	地質 設計	<p>アクセス道路</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 上部ダムならびに放水口へのアプローチおよび管理用道路として改修が必要な既設道路の延長はそれぞれ 30km 程度と 15km 程度である。また、上部ダムと放水口を結ぶ工事用および管理用道路として計約 15km を新設する必要がある。 <p>上部ダム/調整池</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 泥岩にはスレーキングが発達し、岩石は歪な細い棒状に分離しており、コンクリート重力式ダムとしては硬質なコンクリート骨材の確保、フィルダムとしてはロック材の確保に慎重を期す必要がある。 <p>放水口</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 湖水で洗掘される部分で幅数 m ほどの露頭欠如区間が稀に見られ、破碎帯が伏在する可能性がある。 ➤ 放水口計画箇所尾根は岩盤クリープにより南側に倒れている。また、地表付近の泥岩にはスレーキングが多く見受けられる。したがって、放水口計画箇所周辺の風化部の風化深度と岩盤状態をボーリングと弾性波探査により確認する必要がある。 <p>水路・地下発電所</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 当該地域では林道沿いの露頭を観察した限りでは熱水変質帯や破碎帯などの脆弱な岩盤を見出さなかった。しかしながら地表からは見出せない弱層の伏在している可能性があるため、水路経過地での弾性波探査と水槽・発電所予定地でのボーリングおよび原位置試験を実施する必要がある。
	環境	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 環境上あるいは社会上の重大な問題は見つからなかった。また、既存の Altinkaya ダム調整池は、下部調整池として利用できることから、現時点では、当 PSPP プロジェクトによる環境影響は限定的である想定される。 ➤ 村民は当プロジェクトの建設時の就労機会を期待しており、また、当プロジェクトに伴う社会的責任の一端として、水供給設備の増設や道路拡張などが実現できるのではないかと期待もあり、当プロジェクトの実現に期待している。

<p>Gokcekaya PSPP</p>	<p>地質 設計</p>	<p>アクセス道路</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 上部調整池内に既設の地方道が通っているため、建設に先立って迂回道路を新設する必要がある。放水口へのアプローチおよび管理用道路としては上部ダムからアクセスできるように既設村道を改修するとともに、Gokcekaya ダムの洪水吐に連絡できるように2km程度延伸する必要がある。また、既設洪水吐から放水口間の斜面は急であること、および道路工事に伴う Gokcekaya 湖への掘削土砂の落下による湖水の汚濁を防ぐ必要があることから、トンネルによるアクセスが妥当と判断される。 <p>上部ダム/調整池</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 1/5000 の地形図を基に、ダム軸を多少上流へ移動することとした。地表付近には風化した泥岩の破片が散見される。岩盤露頭は観察できないが、被覆物の厚さは最大でも3m程度と見積もられる。 ➤ 調整池内に主として分布する地質は凝灰質岩であることから、漏水は少ないと見積もられるが、下位の地層との境界は起伏があり、境界部付近および下位の地層の透水性状が不明である。今後ボーリング調査ならびに孔内透水試験により、HWL 以上の安定した地下水位が左右岸の尾根で確認され、調整池からの漏水の可能性が小さいと判断された場合は、フェーシングを取りやめることができる。 <p>放水口</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Gökçekaya 湖の右岸斜面には風化の少ない塊状で硬質な岩盤が広い範囲に認められる。しかし放水口を計画している位置には、斜面上方から移動してきたクリープ岩体が分布する。計画放水口の斜面上方にあたり施工時の安全確保および湛水時の斜面安定のために斜面保護工を施す必要がある。 <p>水路・地下発電所</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 取水口付近では風化に関する精査が求められるが、水路経過地および地下発電所は Peg を中心とした風化の少ない塊状で硬質な岩盤が期待できる。 ➤ 取水口から導水路経過地の上口付近では、TPek および PEge の地質性状の確認と、これらよりは比較的良好な岩盤が期待できる Peg との境界位置の確認が必要である
	<p>環境</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 上部調整池に関しては、2戸と家畜用倉庫の移転が求められる他、墓の移転が求められる。また、上部調整池の工事範囲は Kavak 村に非常に近接しているため、騒音振動対策などの適切な配慮が求められる。移転計画、環境対策の立案に当たっては、住民との十分な協議を実施し、住民の意見を配慮することが必要である。なお、上部調整池は掘込み式が想定され、堆砂をさけるという技術的観点と、Kisla 河川水の牧畜への利用の観点からも、上部調整池を迂回する水廻し水路を設置するなどの対策も必要である。 ➤ 水路、発電所に関しては、重大な環境および社会配慮上の影響は想定されない。下部調整池については、既設の Gökçekaya ダム調整池を活用できることから、環境への影響は限定的なものと考えられる。

第6章 長期電源開発計画（2011年～2030年）の提案

これまでの検討結果を踏まえ、2011年～2030年の20年間にわたる長期電源開発計画案（2010年現在価値最小）を提案する。

6.1 現在の電源開発計画と電源開発の方向性

6.1.1 電源開発の方向性

将来の電源開発の方向性については、国家計画庁(SPO)が中心となって、「電気エネルギー市場と安定供給戦略ペーパー（“Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper.” May 2009）」を策定している。この中に、電力エネルギー分野の政府方針について数値目標が示されている。

この内容を以下に示す。

- 原子力：2020年までに総発電量の最低でも5%を担う
総容量5,000MWを2010年から2020年の間に導入する
- 再生可能エネルギー：2023年までには最低でも総発電量の30%を担う
- 風力発電：2023年までに20,000MWを開発
- 天然ガス：シェアを現行の50%程度から30%以下に引き下げ
- 国産リグナイト炭と石炭：
現在採掘されている利用可能量を発電用燃料として2023年までに使い切る
その後は、採掘可能と目されている分についても利用する努力を行う
- 輸入炭：ハイクオリティな発電、発電効率の向上も検討

6.2 長期電源開発計画（2011年～2030年）の検討

(1) 揚水式水力の設備量と供給力の関係

2021年以降について、各年の揚水式水力の設備量と供給力の関係を以下に示す。

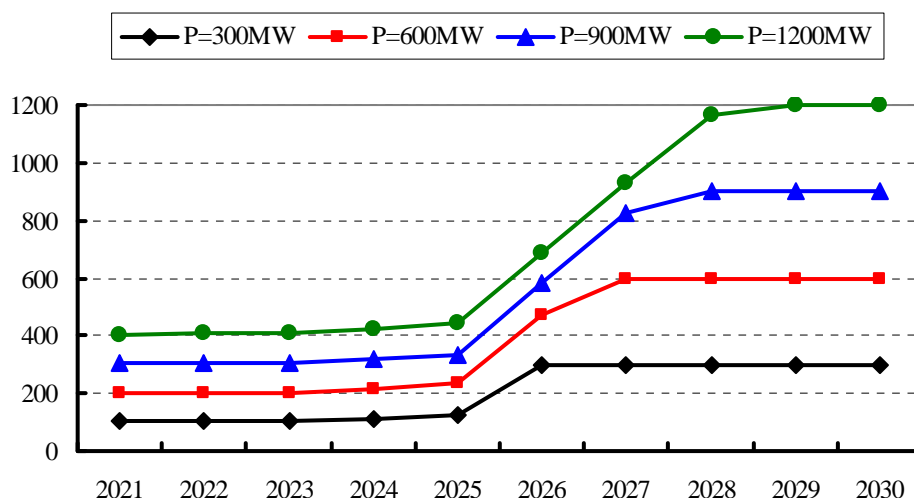


図 6.1 揚水式水力の設備量と供給力の関係

2025 年以前は、揚水式水力の供給力は設備量の 1/3 程度しか期待できない。これは、一般水力あてはめ後の需要形状が関係している。

2025 年と 2029 年における一般水力あてはめ後の需要形状を以下に示す。

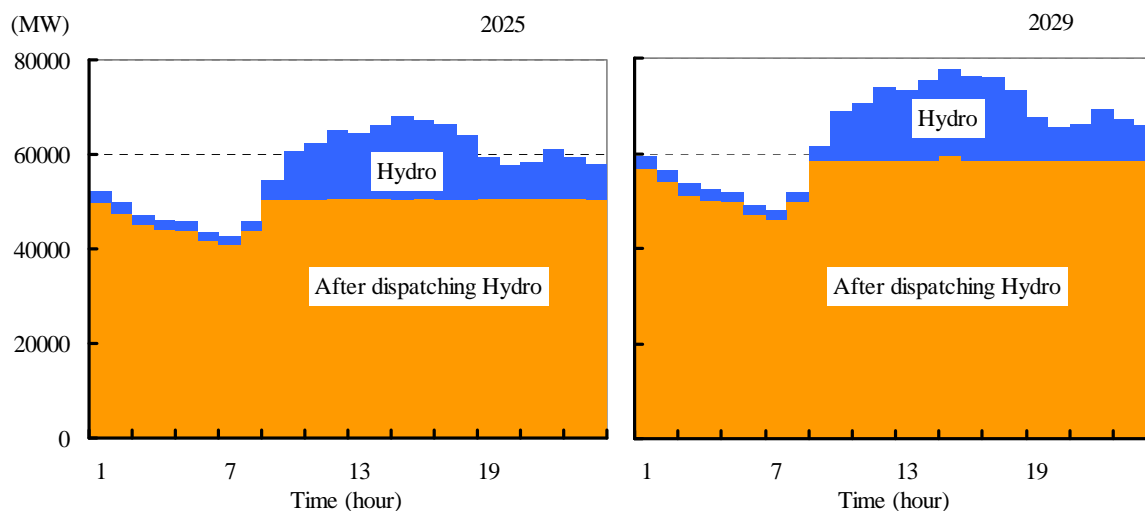


図 6.2 一般水力のあてはめ（2025 年、2029 年）

2025 年では、需要の規模に比較して一般水力の比率が高いため、需要のピーク部分のすべてを一般水力が分担し、一般水力あてはめ後の需要形状が 9 時から 24 時まで完全にフラットになる。さらに、一般水力あてはめ後の需要形状は昼間時間帯と深夜時間帯との差もあまり小さくなく、揚水可能時間数が少ない。一方、2029 年では一般水力あてはめ後の需要形状が完全にフラットにならないため、揚水式水力の供給力として設備量と同量が期待できる。また、昼夜間の格差も大きくなり、揚水可能時間数が増加する。

2025 年と 2029 年において、一般水力あてはめ後の需要形状に 1,200MW の揚水式水力をあてはめた結果を以下に示す。

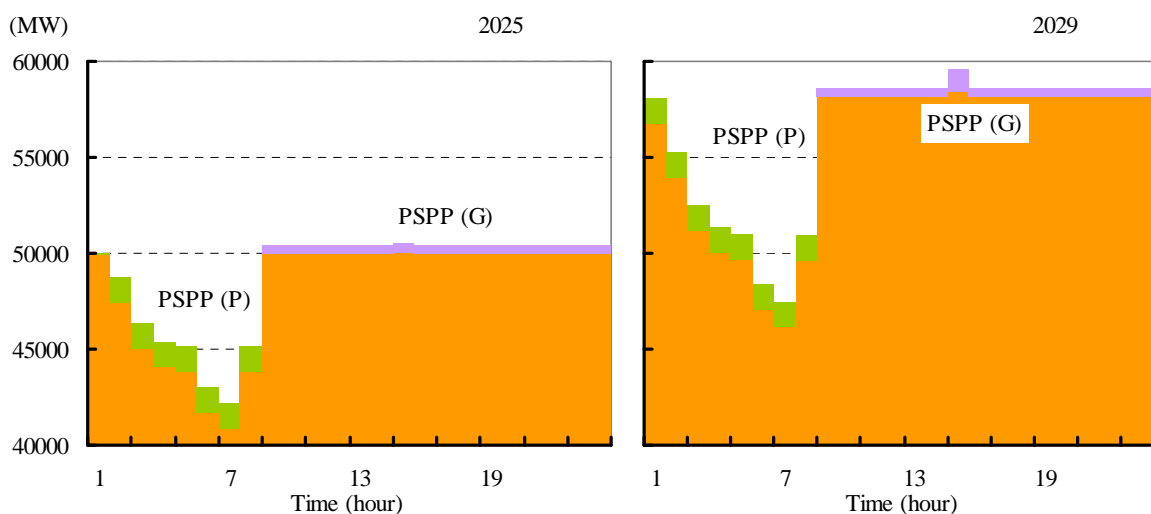


図 6.3 揚水式水力のあてはめ（2025 年、2029 年）

2025 年は、揚水式水力の供給力は設備量の 1/3 程度である 443MW しか期待できないが、2029 年では、揚水式水力の供給力は設備量と同量の 1200MW が期待できる。

(2) 開発計画シナリオ

揚水式水力の建設にあたっては、標準的な工程では 10 年以上の期間がかかると想定されている。この工程の中には、関係個所との折衝など、かなりの不確定要因が含まれている。このような観点を踏まえ、揚水式水力の最速可能開発時期を 2021 年とし、揚水式水力とガスタービン火力の開発比率を変化させた以下の 5 つのシナリオについて、経済性を比較した。

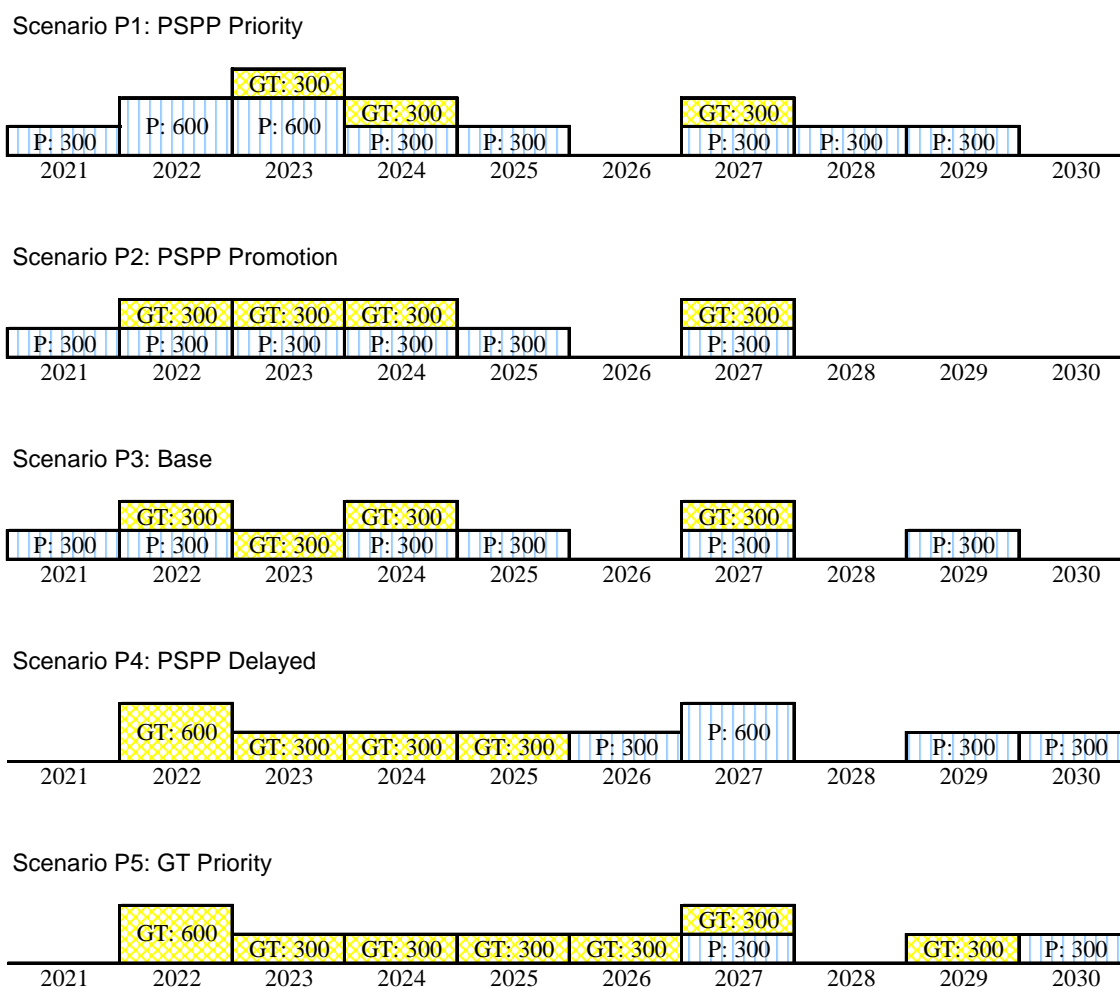


図 6.4 検討シナリオ比較（ピーク供給力）

(3) 経済性

5つのシナリオについて、2021年から2030年までの10年間における経費の2021年現在価値をBaseシナリオと比較すると以下のとおりとなる。

表 6.1 2021年現在価値の比較

(Million USD)

	Fixed cost	Fuel cost	Total
Scenario P1: PSPP Priority	230.0	- 4.7	225.2
Scenario P2: PSPP Promotion	84.9	1.3	86.2
Scenario P3: Base	Base	Base	Base
Scenario P4: PSPP Delayed	- 156.7	6.4	- 150.3
Scenario P5: GT Priority	- 149.0	10.3	- 138.7

ピーク供給力として、2025年まではGTを優先的に開発し、2026年以降に揚水式水力を開発するScenario P4が、最も経済的という結果になった。いずれのシナリオにおいても、燃料費の差はあまり大きくないが、固定費の差が大きい。これは、早めに揚水式水力を運転開始するシナリオでは、設備量と同量の供給力が期待できず、同じ供給予備力を確保するためには、より多くの設備開発が必要になることが原因である。つまり、揚水式水力は、設備量と同量の供給力が期待できればGTよりも経済的であり、揚水式水力の開発時期は、設備量と同量の供給力が期待できる2026年以降とするのが得策である。

(4) その他の考慮事項

本検討では、ピーク供給力としての経済性に焦点をあて、ガスタービンと揚水式水力を比較したものである。ピーク供給力としては、このほかに貯水池式水力も対象となる。ピーク供給力の経済性は、固定費の額に大きく影響を受けるため、貯水池式水力が揚水式水力よりも安いコスト（kW単価）で建設が可能であれば、貯水池式水力を優先して開発していくのが得策となる。ただし、貯水池式水力の池容量があまり大きくない場合には、揚水式水力と同様に、需要の形状によっては、設備量と同量の供給力が期待できない可能性がある。

なお、揚水式水力の開発メリットとして、ピーク供給力以外のオフピーク時における周波数調整機能などを期待して開発を検討する場合には、その機能の価値にもよるが、揚水式水力を2025年以前に開発するのが得策となる可能性もある。

6.3 最適電源開発計画の提案

(1) 最適開発計画案

前節の検討の結果、以下の開発計画案を2016年から2030年における最適電源計画案として提案する。（2011年から2015年まではTEIASのProjectionにおけるScenario 1と同様）

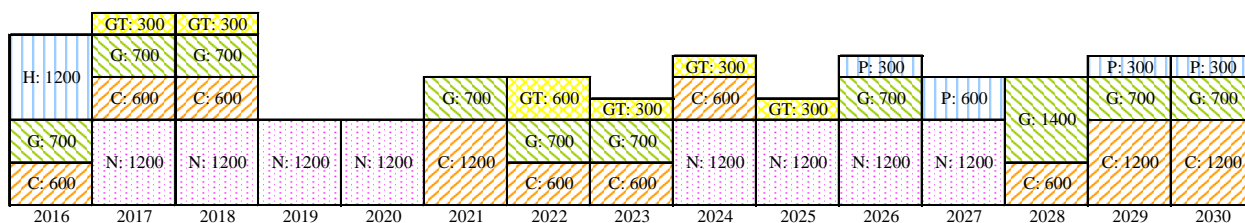


図 6.5 最適開発計画案

なお、このほかに以下の開発を考慮している。

- 風力：毎年 800MW ずつ開発
- 一般水力：毎年 200MW ずつ開発
- 小規模なガス火力：毎年 100MW ずつ開発
- 地熱：5年毎に 100MW ずつ開発

(2) 電源構成比率（発電電力量）

最適開発計画案における、電源構成比率（発電電力量）の推移を以下に示す。

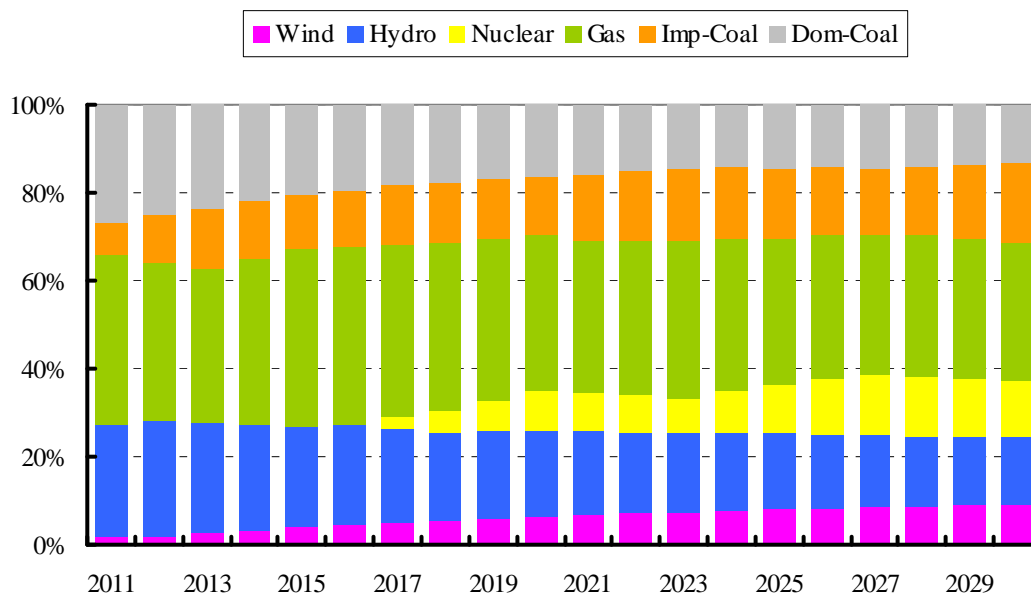


図 6.6 電源構成比率の推移

2030年における電源構成をみると、CO₂を排出しない準国産エネルギー（原子力＋水力＋風力）、ガス、石炭（国内炭＋輸入炭）がそれぞれ 1/3 ずつ負担し、燃料源の多様化が図れている。

第 7 章 揚水式水力発電所の概念設計

7.1 優先開発候補地点の最適規模（最適池時間）の検討

(1) 最適開発規模の検討結果

(a) Altinkaya PSPP 地点

各検討ケースにおける B/C および B-C を表 7.1 に示す。

表 7.1 最適開発規模の検討結果

Unit : MUSD

Peak Duration	6hr			7hr			8hr		
	Output (MW)	1,000	1,400	1,800	1,000	1,400	1,800	1,000	1,400
Effective Output (MW)	857	1,200	1,543	1,000	1,400	1,800	1,000	1,400	1,800
Benefit (B)	203.1	284.3	365.5	217.5	304.5	391.5	217.5	304.5	391.5
Cost (C)	146.9	177.4	208.0	147.1	177.8	208.8	147.3	178.6	209.6
B/C	1.38	1.60	1.76	1.48	1.71	1.87	1.48	1.70	1.87
B-C	56.2	106.9	157.5	70.4	126.7	182.7	70.2	125.9	181.9

上記の結果、Altinkaya PSPP 地点においては、設備出力 1,800MW(450MW×4 台)、池時間 7hr のケースが、B/C が 1.87 で最も経済的であることから、最適開発規模となった。

(b) Gökçekaya PSPP 地点

各検討ケースにおける B/C および B-C を表 7.2 に示す。

表 7.2 最適開発規模の検討結果

Unit : MUSD

Peak Duration	6hr			7hr			8hr		
	Output (MW)	1,000	1,200	1,400	1,000	1,200	1,400	1,000	1,200
Effective Output (MW)	857	1,029	1,200	1,000	1,200	1,400	1,000	1,200	1,400
Benefit (B)	203.1	243.7	284.3	217.5	261.0	304.5	217.5	261.0	
Cost (C)	145.7	161.9	178.3	146.2	162.7	181.0	147.1	165.4	
B/C	1.39	1.51	1.59	1.49	1.60	1.68	1.48	1.58	
B-C	57.4	81.8	106.0	71.3	98.4	123.5	70.4	95.7	

上記の結果、Gökçekaya PSPP 地点においては、設備出力 1,400MW(350MW×4 台)、池時間 7hr のケースが、B/C が 1.68 で最も経済的であることから、最適開発規模となった。

7.2 Altinkaya 地点概念設計

Altinkaya PSPP 地点について、概念設計を実施した結果の計画諸元を表 7.3 に、また計画および縦断図を図 7.1、図 7.2 に示す。

概念設計の詳細は、以下のとおりである。

7.2.1 発電計画の設計

発電計画は、各種の揚水発電所設備の設計条件にあたる重要な検討事項であるが、構造物の設計によって発電所計画諸元も変わることから、最適計画とするためには常に見直しをかけながら進める必要がある。

本概念設計に当たっては、1/5,000 地形図を基に実施し、表 7.3 に示す計画諸元を決定した。

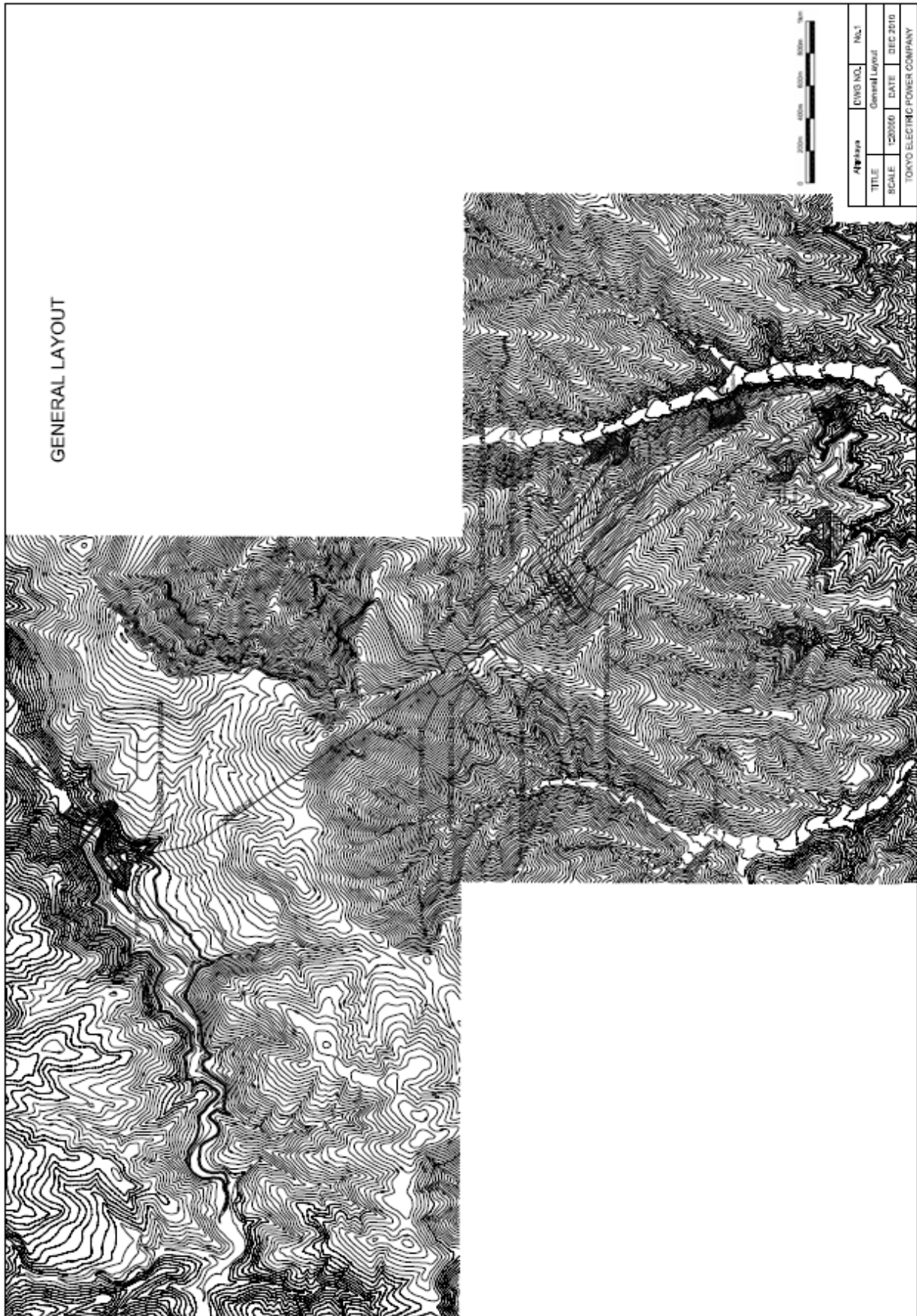


図 7.1 Altunkaya PSPP 一般平面図

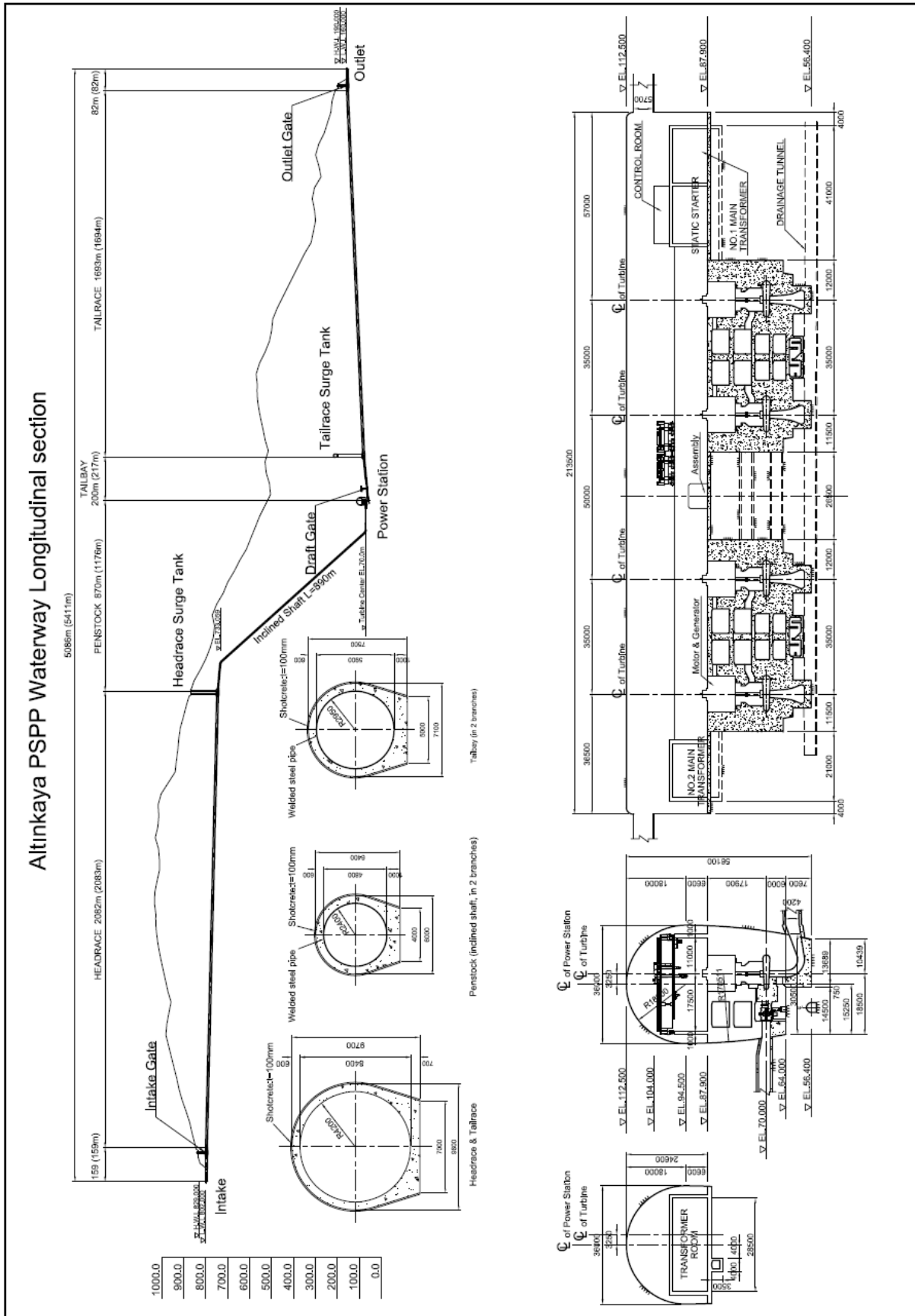


図 7.2 Altinkaya PSPP 水路縦断面図

表 7.3 Altinkaya PSPP 地点の計画諸元

Description		Unit	Altinkaya PSPP	
General	Installed Capacity	P	MW	1,800
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s	350
	Effective Head	Hd	m	611
	Peak Duration Time		hrs	7
Upper Dam and Reservoir	Type			Concrete Gravity Dam
	Height	H	m	79
	Crest Length	L	m	330
	Dam (Bank) Volume	V	m ³	467,000
	Excavation Volume	Ve	m ³	341,000
	Reservoir Area	Ra	km ²	0.5
	Catchment Area	Ca	km ²	60.6
	H.W.L		m	829
	L.W.L		m	802
	Usable Water Depth		m	27
Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	8.9	
Lower Dam and Reservoir	H.W.L		m	190
	L.W.L		m	160
	Usable Water Depth		m	30
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	2,892
Waterway	Intake	L(m) x n	m	Open 60 x 1, Tunnel 99 x 1
	Headrace	L(m) x n	m	2,083 x 1
	Penstock	L(m) x n	m	1,066 x 2 , 110 x 4
	Tailbay	L(m) x n	m	105 x 4 , 112 x 2
	Tailrace	L(m) x n	m	1,694 x 1
	Outlet	L(m) x n	m	Tunnel 37 x 1, Open 45 x 1
	Total Length	Lt	m	5,411
Powerhouse	Type			Egg-shape (Underground)
	Overburden		m	437
	Height		m	56.1
	Width		m	36
	Length		m	213.5
	Cavern Volume		m ³	266,000
Turbine	Type			Single-Stage Francis
	Number		unit	4
	Unit generating capacity		MW	450

7.2.2 発電設備主要構造物の設計

(1) 土木構造物の設計

(a) 上部ダムおよび貯水池

地質が良好であるが、堤体材料の貯存量が不明であることを考慮し、上部ダムの形式は原石使用量が少ない重力式コンクリートダムとした。ダム建設中は転流工を設けることとし、30年確率洪水量（ $80\text{m}^3/\text{s}$ ）を安全に流下させられる計画とした。また、運転開始後は、 $500\text{m}^3/\text{s}$ の洪水吐と $50\text{m}^3/\text{s}$ の放流設備により、大小の洪水処理を行う計画とした。

(b) 取水口

取水口は、揚水発電所の取水口として一般的な側方型を採用する。調整池内の尾根線に沿って配置し、形状は取水時平均流速 $<1\text{m/s}$ となるよう設計した。また、敷高は堆砂位 $+1\text{m}$ のEL.793m、開口高は水路径と同じ 8.4m とした。L.W.Lは開口高 $+0.6\text{m}$ に設定しEL.802mとした。また、高さ 1.5m の渦防止桁を設けた。

(c) 水路ならびに地下発電所

一般的に、水路ルートは地形や地質条件を基に、取水口と放水口を最短ルートで結ぶことが経済的であるが、本地点では以下のような制約があった。

○取水口南東側の集落の地下は避ける必要がある。

○放水口は仮締切を設置しやすい入江部とする。

条件を満足するためには水路に曲がり部が必要であった。取放水口における偏流を回避するため、取放水口からそれぞれ $30D$ 以上の距離を確保した位置に曲がり部を設定した。曲がり部は施工性を考慮して $R-300\text{m}$ とした。

また、圧力トンネルとなることから、構造は応力的に有利な円形水路とする。

1) 導水路

導水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 8.4m とした。

2) 導水路水槽

導水路水槽は導水路と鉄管路の接合部に設置する計画とし、地表の尾根部に水槽の天端が出るように配置した。アッパーサージを上部調整池 H.W.L $+40\text{m}$ とし、サージ計算により水槽径を 15m 、制水口径を 4.5m とした。また、水路は導水路水槽において2条に分岐する構造とした。

3) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで勾配 10% 、それ以降は掘削ずりの安息角を考慮した傾斜角 48 度の斜坑で下部ベンド部（水車中心標高）までを計画する。水平部で2条から4条に分岐し、接続部を設けて入口弁と接続させる。接続部以外の水圧管路内の平均最大流速は日本での実績を踏まえ 10.0m/s とし、接続部は 20.0m/s とした。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

4) 地下発電所

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を越えないことを条件に空洞位置を選定した。

空洞形状については日本での実績から、空洞周辺地山の安定上、力学的に優位な卵型とした。空洞規模については、既往実績と電気関係機器を設置する条件を満たした設計とした。

5) 放水庭

放水庭はドラフトチューブから放水路水槽までとし、ドラフトゲートの上部の機器搬入坑の横にドラフトゲート・チャンバーを設ける。また、管路は放水庭内で 4 条から 2 条に合流し、放水路水槽に接続する。

6) 放水路水槽

放水路水槽は放水庭と放水路との接合部に設置する計画とし、地下のため制水口式に水室を併用することとした。よってアップサージによる制約はなくなり、設計においてはダウンサージを下部調整池 L.W.L-60m とし、サージ計算により水槽内径を 10m、制水口径を 4.5m とした。また、水路は放水路水槽において 1 条に合流する構造とした。

7) 放水路

放水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 8.4m とした。

(d) 放水口

放水口は、揚水発電所の放水口として一般的な側方型を採用し、調整池内の尾根線に沿って配置した。既設調整池に設置することから、仮締切を極力小さくするため放水口も小さくする必要がある。通常放水口の設計は対岸流速が支配的であるが、このケースでは対岸は護岸等の補強を施すこととし、形状は取水時平均流速 < 1m/s を確保できる大きさに留めた。また、天端は L.W.L-0.5m とし、高さ 1.5m の渦防止桁を設けた。

(2) 発電機器の設計（電気部門）

(a) ポンプ水車

Altinkaya 地点の最適開発規模は、有効落差約 610m、単機出力 450MW であることから、水車発電機の形式は、単段フランシス型を採用することとした。

(b) 発電電動機

最適開発規模の検討にあたり、発電電動機の設計は可変速揚水システムの採用を前提としている。可変速揚水システムは揚水運転時における周波数調整能力の確保と発電運転時における高効率運転の実現を目標に開発されたものである。

1) 可変速揚水システムの特徴

本システムの特徴は、揚水および発電運転中に非突極型（円筒型）ロータの三相巻線へ与える三相交流励磁電流の周波数を変化させることで固定子とのすべりを調整し、ロータの回転速度を制御することにある。

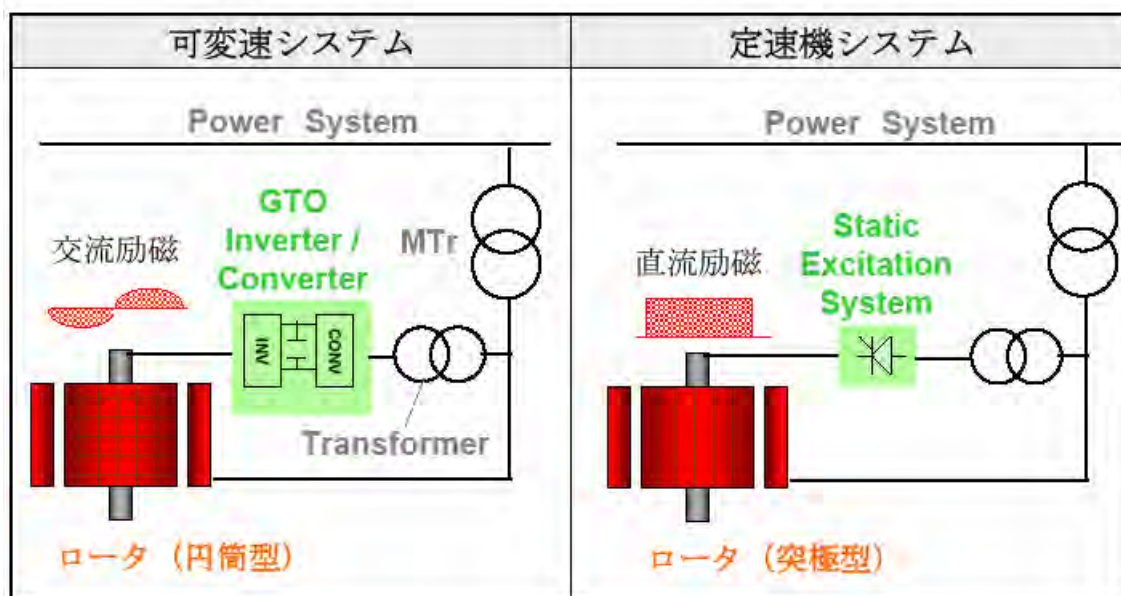


図 7.3 可変速システムの構成図

本技術の採用によるメリットは以下のとおり。

- ✓ ロータの回転速度を調整することで（一定範囲内）、回転速度の3乗に比例して軸入力に変化するため、その結果としてモータ入力を任意に調整することができる。よって、揚水運転時の入力調整が可能となり、深夜等の低負荷時における系統全体の周波数調整能力が向上する。
- ✓ 落差と流量条件により、最適なロータ回転速度に調整することで、最も効率の良い点での発電運転が可能となる。特に、低負荷時および低落差運転時の水車振動とキャビテーション発生が抑制されることで、出力調整範囲が拡張される（下限運転出力が下がる）ため、昼間の発電運転時の周波数調整能力が向上する。

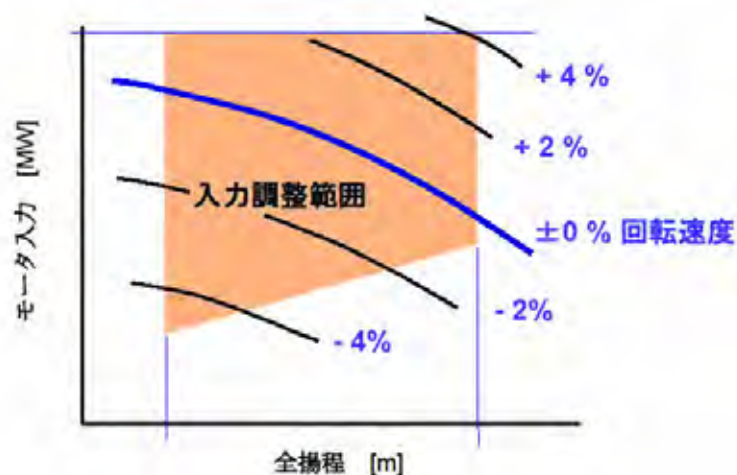


図 7.4 揚水運転時の入力調整範囲

2) 発電電動機容量の決定

可変速揚水システムにおいては、発電電動機の入出力（有効電力）が、そのときの回転速度（すべり）に応じて、ステータとロータに按分される。また、揚水運転時には回転速度を上昇させると、系統から流入する有効電力（モータ入力）が回転速度の3乗に比例して増加する。

このように、回転速度（すべり）により必要なステータ容量が変わるため、可変速揚水システムの場合には、回転速度を考慮して、最適なステータ容量を決める必要がある。本設計では、当社揚水発電所の実績を元に、同期速度に対して±4%の可変速運転を行う前提で検討した結果、ステータ容量を525MVAと算出した。

(3) 鋼構造物（内張管、水圧鉄管、水門）の設計

(a) 水圧鉄管・内張管

水圧鉄管・内張管の板厚は、内水圧が作用した場合の式を用い、岩盤負担率30%を考慮して算出した。

(b) ゲート

この地点では、上部ダムの洪水吐きゲート、放流設備ゲート、転流工ストップログおよび取・放水口ゲート、ドラフトゲートを設置する計画とした。ゲートの種類は洪水吐きがラジアルゲート、放流設備がジェットフローゲート、その他はスライドゲートを採用することとした。

(4) 工事用道路の設計

新設するアプローチおよび管理用道路の延長は約30kmである。また既設道路約30kmを必要に応じて改修する。今後、仕様や完成時期などの整備計画を検討し、これを踏まえて工事用道路の計画を立案する必要がある。

7.2.3 概算事業費の算出

1/5,000 地形図と現地踏査から得られた情報に基づき概念設計を実施するとともに工事数量を算定し、EIEから得た工種ごとの単価を用いて概算工事費を算出した。

その結果を表7.4に示す。

表 7.4 Altinkaya PSPP 地点の概算工事費

Cost Items	Cost (10 ⁶ USD)	Remarks
A. Preparatory Works	90.0	
B. Costruction Works	398.7	
Upper dam and reservoir	46.9	
Lower reservoir	40.4	
Waterway	154.6	
Power house and switch yard	88.9	
Main tunnels	53.0	
Investigation and test	15.0	
C. Equipment	409.9	
Hydro-mechanical works	84.3	
Electro-mechanical works	310.0	
Building relations	15.5	Electro-mech*0.05
D. Engineering survice	50.0	
E. Administrative expense	9.0	(A-C)*0.01
F. Land compensation and resettlement	9.0	A*0.1
G. Contingency	96.7	(A-F)*0.1
H. Price contingency	96.7	(A-F)*0.1
I. Custom duty	41.0	C*0.1
Total project cost	1,201	
Unit cost (USD/kW)	667	

(1) 建設工事費

(a) 準備工事

準備工事は、取付道路に関する工事費とする。取付道路の数量については、1/5,000 地形図および現地踏査結果から概略値を算定した。

(b) 土木工事

土木工事に関わる工種毎の建設単価については、カウンターパート機関である EIE より入手したものを日本の実績を基に一部修正ならびに追加して使用した。

工事数量は、1/5,000 地形図と現地踏査から得られた情報から実施した概念設計を基に、主構造物毎に掘削(土砂, 岩盤, トンネル), コンクリート, 鉄筋等を算定し費用を算出した。また、雑工事費を考慮して、明かり部工事に対して上記費用の 10%、トンネル(地下)工事に対して 15%を計上し、トンネル(地下)工事にはさらに地質の不確実性を考慮して 30%を計上した。

設計のために必要な調査・試験費は、15 百万 USD として土木工事に分類して計上した。

(c) 鋼構造物工事

水圧鉄管, ゲート関係のコストについては、他国での見積もり実績を使用した。また、据付費を考慮して、上記工事費の合計の 15%を計上する。

(d) 電気・機械工事

前述したように、水車発電機の形式は、日本での揚水発電所に据付けられた実績を踏まえ、単段フランシス型を採用することとした。見積額は発電機器代, 現地輸送費, 付属設備代および据付

7.3 Gökçekaya PSPP 地点の概念設計

Gökçekaya PSPP 地点について、概念設計を実施した結果の計画諸元を表 7.6 に、また計画および縦断面図を図 7.5、図 7.6 に示す。

概念設計の詳細は、以下のとおりである。

7.3.1 発電計画の設計

発電計画は、各種の揚水発電所設備の設計条件にあたる重要な検討事項であるが、構造物の設計によって発電所計画諸元も変わることから、最適計画とするためには常に見直しをかけながら進める必要がある。

本概念設計に当たっては、1/5,000 地形図を基に実施し、表 7.6 に示す計画諸元を決定した。

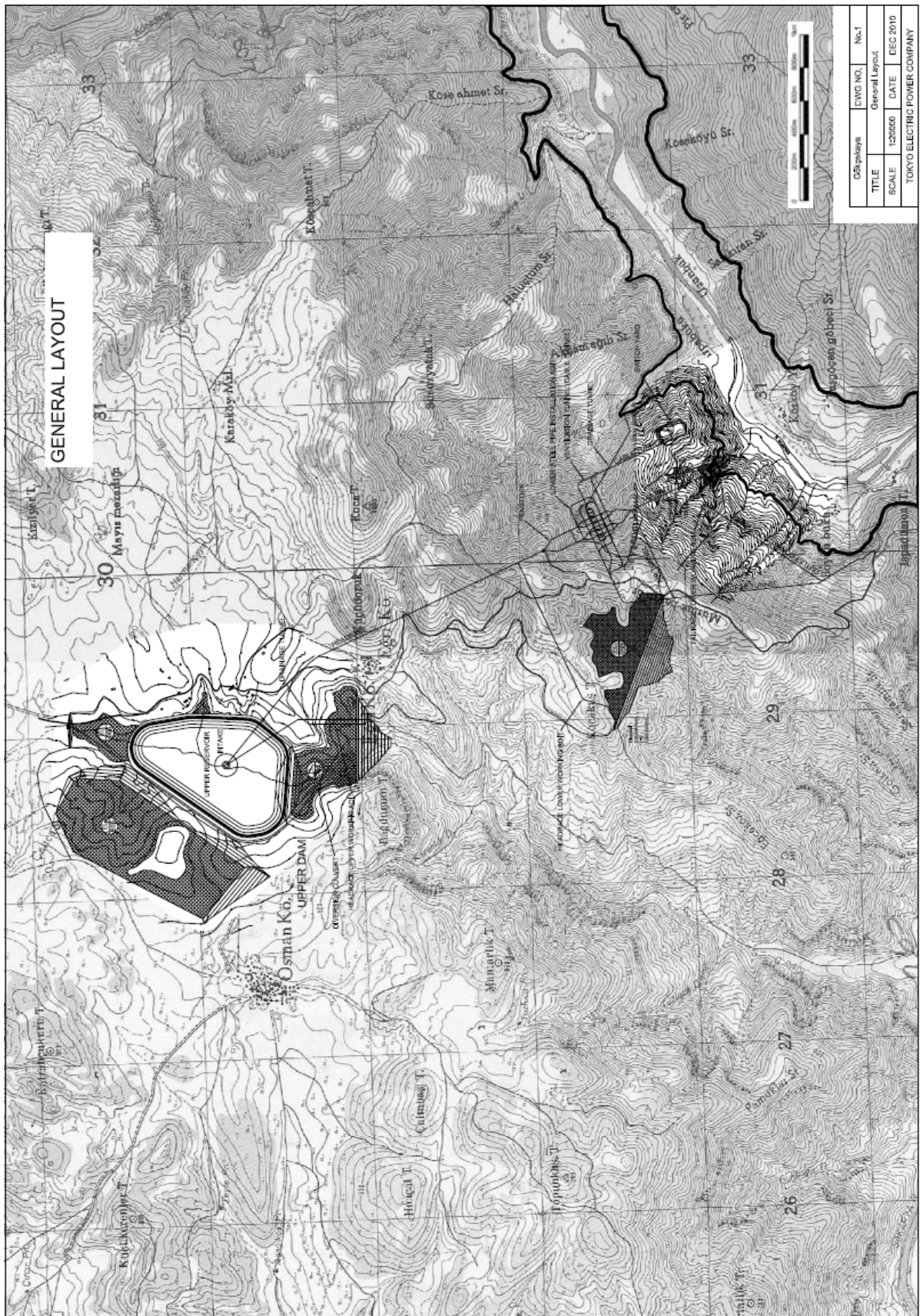


図 7.5 Gökçekaya PSPP 一般平面図

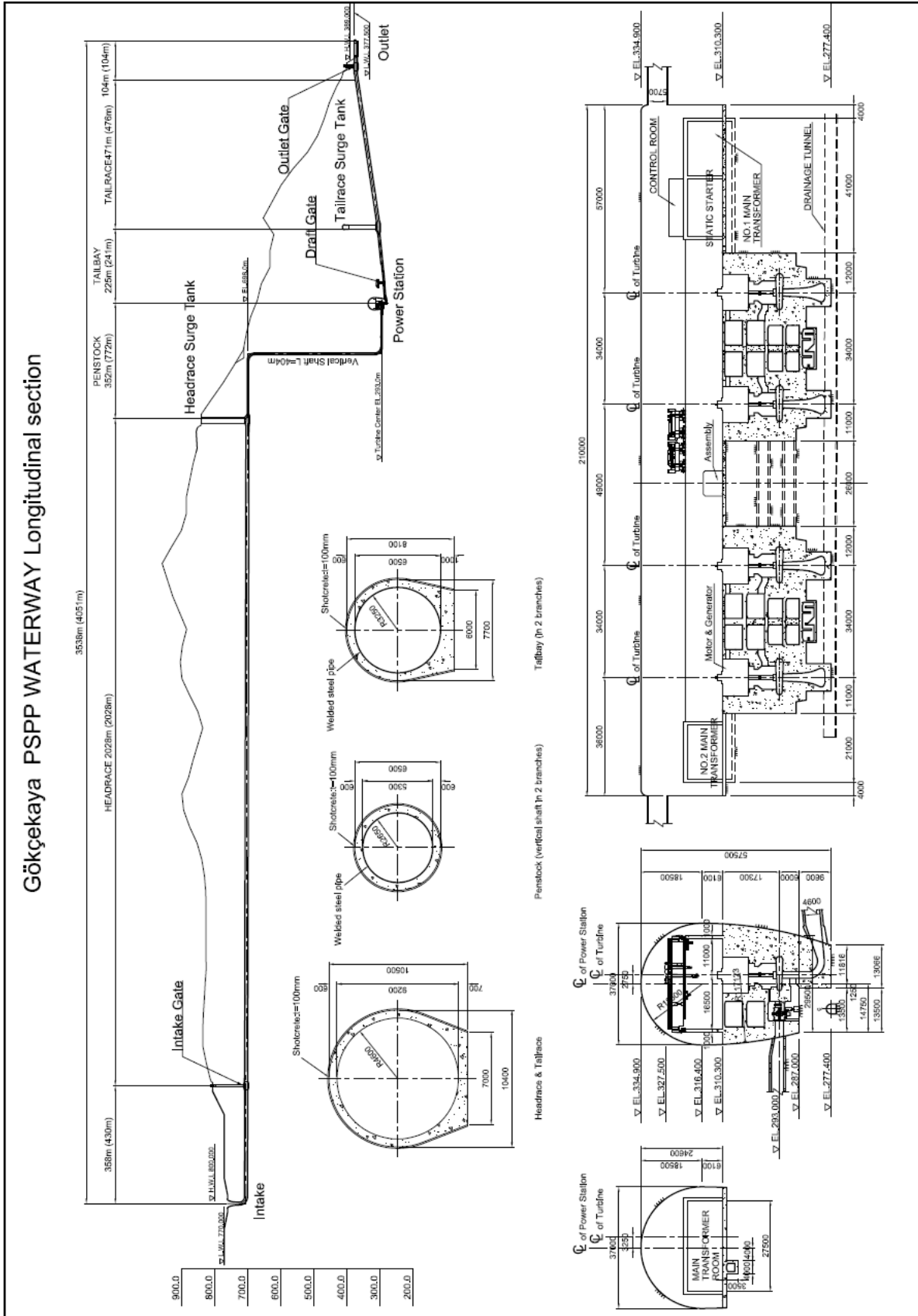


図 7.6 Gökçekaya PSPP 水路縦断面図

表 7.6 Gökçekaya PSPP 地点の計画諸元

Description		Unit	Gökçekaya PSPP	
General	Installed Capacity	P	MW	1,400
	Designed Discharge	Qd	m ³ /s	428
	Effective Head	Hd	m	379.5
	Peak Duration Time		hrs	7
Upper Dam and Reservoir	Type			Full Face Pond (Asphalt)
	Height	H	m	35
	Crest Length	L	m	2700
	Dam (Bank) Volume	V	m ³	1,557,000
	Excavation Volume	Ve	m ³	10,310,000
	Reservoir Area	Ra	km ²	0.5
	Catchment Area	Ca	km ²	4.8
	H.W.L		m	800
	L.W.L		m	770
	Usable Water Depth		m	30
Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	10.8	
Lower Dam and Reservoir	H.W.L		m	389
	L.W.L		m	377.5
	Usable Water Depth		m	11.5
	Effective Reservoir Capacity		mil.m ³	214
Waterway	Intake	L(m) x n	m	Bellmouth 34 x 1, Tunnel 396 x 1
	Headrace	L(m) x n	m	2,028 x 1
	Penstock	L(m) x n	m	662 x 2, 110 x 4
	Tailbay	L(m) x n	m	125 x 4, 116 x 2
	Tailrace	L(m) x n	m	476 x 1
	Tailrace	L(m) x n	m	Tunnel 53 x 1, Open 51 x 1
	Total Length	Lt	m	4,051
Powerhouse	Type			Egg-shape (Underground)
	Overburden		m	365.0
	Height		m	57.5
	Width		m	37.0
	Length		m	210.0
	Cavern Volume		m ³	266,000
Turbine	Type			Single-Stage Francis
	Number		unit	4
	Unit generating capacity		MW	350

7.3.2 発電設備主要構造物の設計

(1) 土木構造物の設計

(a) 上部ダムおよび貯水池

上部調整池付近は比較的平坦であり、堅硬な岩盤が見られると共に河床幅が上下流に比べて広がっている形状である。

上部ダムの形式は、上記のような地形から判断して掘込み式が妥当である。また、調整池周辺に石灰岩露頭が存在することから止水性に万全を期すため、全面アスファルトフェーシングタイプとした。河川を分断することから、人家のない調整池右岸側に水回し水路を設けることとし、運開後も含めた設計洪水量 $76\text{m}^3/\text{s}$ を安全に流下させられる計画とした。

(b) 取水口

取水口は調整池が掘込式であることから、貯水効率を高めるため、調整池底部に設置する。このため取水口の形式は鉄筋コンクリート構造の朝顔形を採用した。トンネル部分は、漏水防止のため取水口ゲートまでの区間約 400m を鉄管構造として導水路と接続させた。

設計は日本における既往実績に基づき、スクリーン全面流速が 0.5m/s 以下、ベルマウス流入速度が 0.7m/s 以下となるよう設計した。流入部天端の標高を $L.W.L-0.5\text{m}$ に設定し、高さが 8.5m であるため、取水口周辺は調整池底部に傾斜をつけることとした。

(c) 地下構造物

一般的に、水路ルートは地形や地質条件を基に、取水口と放水口を最短ルートで結ぶことが経済的であるが、上部調整池南東側の集落の地下は避けるため、水路に曲がり部が必要であった。そこで取水口から 30D 以上の距離を確保した位置に R-300m で曲がり部を設定した。また、圧力トンネルとなることから、構造は応力的に有利な円形水路とした。

1) 導水路

導水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 9.2m とした。

2) 導水路水槽

導水路水槽は導水路と鉄管路の接合部に設置する計画とし、地表の尾根部に水槽の天端が出るように配置した。アッパーサージを上部調整池 $H.W.L+40\text{m}$ とし、サージ計算により水槽径を 17m 、制水口径を 5.0m とした。また、水路は導水路水槽において 2 条に分岐する構造とした。

3) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで水平とし、そこから立坑で下部ベンド部（水車中心標高）までを計画する。下段水平部で 2 条から 4 条に分岐し、接続部を設けて入口弁と接続させる。なお、立坑としたのは発電所と下部調整池との離隔を大きくとるためである。

接続部以外の水圧管路内の平均最大流速は日本での実績を踏まえ 10.0m/s とし、接続部は 20.0m/s とした。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

4) 地下発電所

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を越えないことを条件に空洞位置を選定した。

また、地下発電所に必要な恒久トンネルとして、機器搬入坑(2,650m)、ケーブル坑(960m, 30°の斜坑含む)およびドレーン坑(970m)などを 1/5,000 地形図に基づき計画した。

5) 放水庭

放水庭では、ドラフトゲートの上部の機器搬入坑の横にドラフトゲート・チャンバーを設ける。また、管路は放水庭内で 4 条から 2 条に合流し、放水路水槽に接続する。

6) 放水路水槽

放水路水槽は放水庭と放水路との接合部に設置する計画とし、地下のため制水口式に水室を併用することとした。ダウンサージを下部調整池 L.W.L-40m とし、サージ計算により水槽径を 10m、制水口径を 5.5m とした。また、水路は放水路水槽において 1 条に合流する構造とした。

7) 放水路

放水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 9.2m とした。

(d) 放水口

放水口は、揚水発電所の放水口として一般的な側方型を採用し、調整池内の尾根線に沿って配置した。既設調整池に設置することから、仮締切を極力小さくするため放水口も小さくする必要がある。設計においては対岸流速と取水時平均流速 $<1\text{m/s}$ の条件を考慮したが、このうち対岸流速については対岸距離が十分に大きかったため、取水時平均流速条件を最低限満たす設計とした。また、天端は L.W.L-0.5m とし、高さ 1.5m の渦防止桁を設けた。

(2) 発電機器の設計（電気部門）

(a) ポンプ水車

Gökçekaya PSPP 地点の最適開発規模は、有効落差約 380m、単機出力 350MW であることから、水車発電機の形式は、単段フランシス型を採用することとした。

(b) 発電電動機

Altunkaya PSPP 地点同様、Gökçekaya PSPP 地点の発電電動機についても、可変速揚水システムの採用を前提としている。

(3) 鋼構造物（内張管、水圧鉄管、水門）の設計

(a) 水圧鉄管・内張管

水圧鉄管・内張管の板厚は、内水圧が作用した場合の式を用い、岩盤負担率 30% を考慮して算出した。

(b) ゲート

ゲートは取・放水口ゲート、ドラフトゲートを設置する。ゲートの種類はスライドゲートを採用することとした。

(4) 工事用道路の設計

新設するアプローチおよび管理用道路の延長は約 10km である。また既設道路 5km を必要に応じて改修する。今後、仕様や完成時期などの整備計画を検討し、これを踏まえて工事用道路の計画を立案する必要がある。

7.3.3 概算事業費の算出

1/5,000 地形図と現地踏査から得られた情報から概念設計を実施し、これを基に工事数量を算定し、概算工事費を算出した。

その結果を表 7.7 に示す。

表 7.7 Gökçekaya PSPP の概算工事費

Cost Items	Cost (10 ⁶ USD)	Remarks
A. Preparatory Works	25.0	
B. Costruction Works	418.0	
Upper dam and reservoir	136.4	
Lower reservoir	26.2	
Waterway	125.3	
Power house and switch yard	76.2	
Main tunnels	39.0	
Investigation and test	15.0	
C. Equipment	377.7	
Hydro-mechanical works	64.4	
Electro-mechanical works	298.4	
Building relations	14.9	Electro-mech*0.05
D. Engineering survice	50.0	
E. Administrative expense	8.2	(A-C)*0.01
F. Land compensation and resettlement	5.0	A*0.2
G. Contingency	88.4	(A-F)*0.1
H. Price contingency	88.4	(A-F)*0.1
I. Custom duty	37.8	C*0.1
Total project cost	1,098	
Unit cost (USD/kW)	785	

7.4 送電設備概算工事費の算定

選定された2地点に関して、EIE提供の地形図に基づき机上にてルートを選定した。Altinkaya 地点に関しては、地形条件から長径間の鉄塔設置が想定されることから、現地調査を行い実現可能性の評価を行った。また、机上でのルート選定に因る送電線互長と TEIAS の設計基準に従い東京電力の経験から推定し、概算工事費を算定した。

7.4.1 送電線概算コスト算出

TEIAS からの聞き取り調査の結果、380kV 1回線送電線の単位長あたりの平地での建設コストは、160,000 USD/km である。また、過去の東京電力での 500kV 2回線のコストは1回線コストの2倍であったことから、160,000 USD/km を2倍し、320,000 USD/km を得る。これは、平地での建設コストである。対象送電線は山間地を通過していることから、東京電力での山間地を通過する送電線のコストと平地との比較により、320,000 USD/km を1.25倍し、400,000 USD/km が本件での概算建設コストと推定される。

揚水発電からの送電線概算建設単価は以下の表のとおりとした。

表 7.9 380kV 2回線送電線の概算建設単価

380kV 2回線送電線	400,000 USD/km
--------------	----------------

7.4.2 Altinkaya PSPP 送電線建設概算コスト

Altinkaya PSPP 開閉所から直近の TEIAS 系統開閉所である Altinkaya HES の開閉所までのルートを下図に示す。Altinkaya PSPP 建設予定送電線の概算互長は 11.1km であることから、概算工事費は $11.1\text{km} \times 0.4\text{millionUSD/km} = \underline{\underline{4.44\text{ millionUSD}}}$ となる。



図 7.7 Altinkaya PSPP 送電線ルート概要

7.4.3 Gökçekaya PSPP 送電線建設概算コスト

Gökçekaya PSPP の建設予定送電線の概算亘長は 1.8km であり、概算工事費は $1.8\text{km} \times 0.4\text{millionUSD/km} = \underline{\underline{0.72\text{ millionUSD}}}$ である。

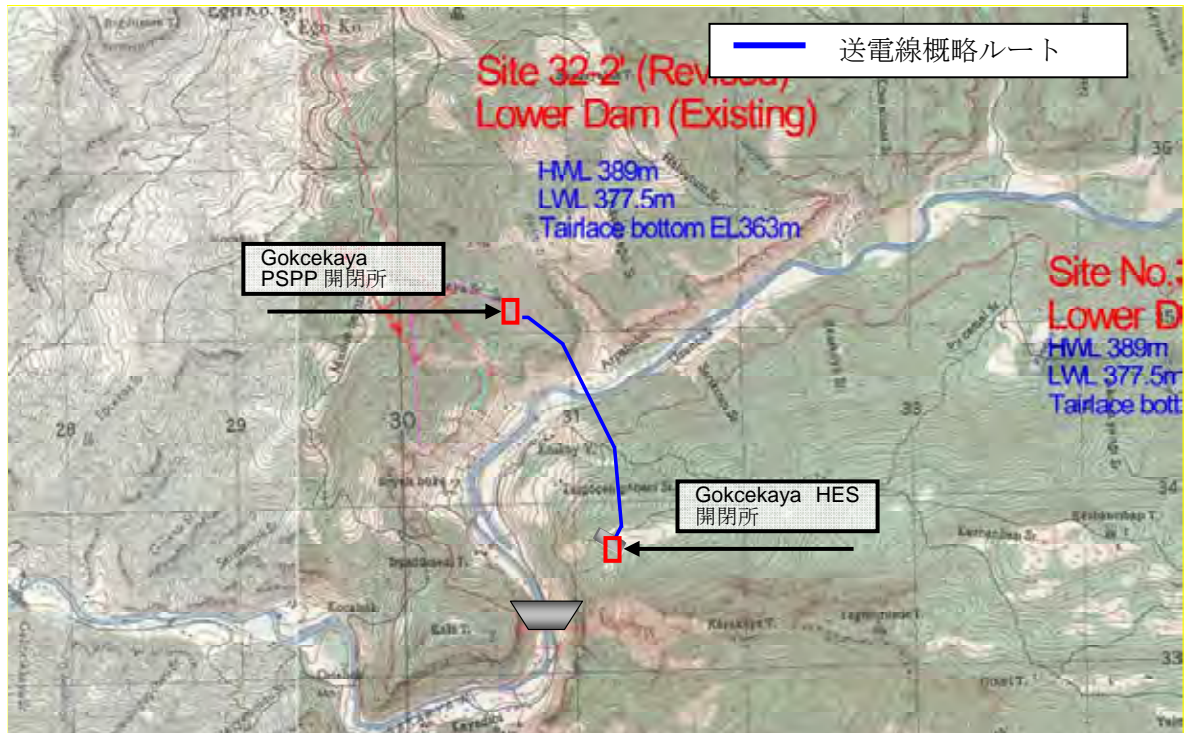


図 7.8 Gökçekaya PSPP 送電線ルート概要

7.4.4 揚水発電所設置時の 380kV 系統の潮流状況

(1) 揚水発電所の運転時に必要となる回線

ベース系統に今回対象となる揚水発電所を接続し、設定したクライテリアを満たすために必要となる 380kV 送電線の回線を見積もった。

(a) Altunkaya 揚水発電所の発電を行った場合に必要となる回線

ベース系統において、Altunkaya 揚水発電所の運転を行った場合に必要となる 380kV 送電線の回線を求めた。なお、Altunkaya 揚水発電所は 380kV 2 回線送電線により Altunkaya 水力発電所へ接続することとした。

A の発電パターンで Altunkaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時に 380kV 送電線には過負荷は生じない。しかし、Altunkaya-Kayabasi-Baglum-Sincan, および Boyabat- Cankiri 間で 380kV 送電線他回線の 1 回線事故時に過負荷を生じる。

B の発電パターンで Altunkaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時および 380kV 送電線の 1 回線事故時に過負荷は生じない。

このため、Altunkaya 揚水発電所を運転する場合には、A の発電パターンに対応するために、以下の回線を追加する。

- Altinkaya 揚水発電所-Altinkaya 380kV 11.1 km 2 回線
- Altinkaya-Kayabasi-Baglum-Sincan 380kV 394 km 1 回線
- Cayirihan-Adapazari 380 kV 136 km 1 回線

上記の系統増強後、軽負荷時に Altinkaya 揚水発電所を揚水運転する場合、常時運転時および 1 回線事故時に過負荷は生じない。また、長距離の重潮流区間の事故時の解析結果から、安定度面も問題はないと考えられる。

(b) Gökçekaya 揚水発電所の発電を行った場合に必要となる回線

前述のベース系統において、Gökçekaya 揚水発電所の発電を行った場合に必要となる 380kV 送電線の回線を求めた。なお、Gökçekaya 揚水発電所は 380 kV 2 回線送電線により Gökçekaya 水力発電所へ接続することとした。

A の発電パターンで Gökçekaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時に 380kV 送電線には過負荷は生じない。しかし、Gökçekaya- Eskisehir, および Gökçekaya- Adapazari 間で 380kV 送電線他回線の 1 回線事故時に過負荷を生じる。

B の発電パターンで Gökçekaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時に 380kV 送電線には過負荷は生じない。しかし、Gökçekaya- Eskisehir, および Gökçekaya- Adapazari 間で 380kV 送電線他回線の 1 回線事故時に過負荷を生じる。

このため、A、B の発電パターンに対応するために、Gökçekaya 揚水発電所を運転する場合には、以下の回線を追加する。

- Gökçekaya 揚水発電所-Gökçekaya 380kV 1.8 km 2 回線
- Gökçekaya 揚水発電所（もしくは Gökçekaya 水力発電所） - Adapazari
380 kV 100 km 1 回線

なお、上記の系統増強後、軽負荷時に Gökçekaya 揚水発電所を揚水運転する場合、常時運転時および 1 回線事故時に過負荷は生じない。また、以下に示す長距離の重潮流区間の事故時の解析結果から、安定度面も問題はないと考えられる。

7.5 開発優先度評価

Altinkaya PSPP, Gökçekaya PSPP の 2 地点を対象として、開発優先度の評価を実施した。

評価にあたっては、

- ✓ 環境面の影響評価（社会／自然環境）
- ✓ 建設工事費（発電所建設費／送電線建設費）
- ✓ 需要地からの距離

の 3 項目を評価項目とし、それぞれの項目毎に順位を付けた後に総合的な順位を決めた。

なお、系統安定に対する貢献度は評価項目の 1 つと考えられるが、これについては別章で述べる。各計画とも 380kV 新設送電線により既設発電所の開閉所へ直結する計画であり、新設する既設開閉所までの送電線建設費、さらに 7.4 節で述べた送電線の建設費を建設工事費の評価に含めた。

総合評価結果を取りまとめて、下の表に示す。

表 7.10 揚水優先開発候補地点の総合評価

評価項目		Altunkaya PSPP	Gökçekaya PSPP
設備出力		1,800MW	1,400MW
標準開発工程		13 年間	12 年間
環境面	社会環境	直接影響を受ける世帯数：0 戸 影響を受ける水車小屋：2 棟 消失する農業用地：16 ha	直接影響を受ける世帯数：2 戸 (ただし、2 戸ともセカンドハウス) 影響を受ける家畜用倉庫：2 棟 消失する農業用地：110 ha 数十基の墓碑の移転が必要 飲料水用の深層井戸の掘直しが必要
	自然環境	自然環境に対する直接的な影響は若干あるものの、限定的なものである	自然環境に対する直接的な影響は極めて限定的なものである。
建設費	発電所建設費	1201mil. USD, 667 USD/ kW	1098 mil. USD, 785 USD/ kW
	送電線建設費	100 mil. USD (530km+11km)	19 mil. USD (100km+2 km)
	合計	1301mil. USD, 723 USD/ kW	1117 mil. USD, 798 USD/ kW
Ankara からの直線距離		約 300 km	約 170 km
自然環境優先順位		①	②
経済性優先順位		①	②
総合評価		①	②

7.6 次ステップ調査に向けた提言

7.6.1 水文気象

いずれの概念設計地点とも下部調整池として既設のダム湖を利用する計画であるが、Altunkaya PSPP については上部ダムの設計(堆砂容量、洪水吐容量、ダム高)ならびに施工計画の立案のため、Gökçekaya PSPP については上部ダムの設計(水回し水路、堆砂対策工)ならびに施工計画立案のため、各ダムサイト近傍に新たにゲージングステーションを設置し、水文ならびに気象データを計測する必要がある。

7.6.2 地質調査

(1) Altinkaya PSPP 地点

次期調査段階で解決すべき課題とそれぞれの課題に対する地質調査および室内試験の一覧を表 7.11 に示す。

表 7.11 Altinkaya PSPP 地点の次期調査段階に必要な調査一覧表

対象 構造物	課題	必要調査項目	備考
上部ダム/ 調整池	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ ダム基礎岩盤の性状把握 ▶ ダムサイトおよび調整池岩盤の透水性状・地下水位の把握 ▶ 泥岩のスレーキング特性の把握 	地表地質踏査 弾性波探査 ボーリング調査 孔内透水(Lu)試験 長期水位観測 室内岩石試験	<ul style="list-style-type: none"> ・地表踏査は、上部ダム調整池内全域を対象
上部ダム 原石山	<ul style="list-style-type: none"> ▶ コンクリート重力式ダムのコンクリート骨材、CFRD のロック材の品質確認 	弾性波探査 ボーリング調査 室内岩石試験	
取水口	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 坑口付近・地質性状の確認 	弾性波探査 ボーリング調査 室内岩石試験	
水路/ 水槽	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 水路経過地の地質性状の確認（破碎帯など弱層の伏在している可能性） 	弾性波探査 ボーリング調査 (含孔内速度検層) 孔内透水(Lu)試験 室内岩石試験	<ul style="list-style-type: none"> ・地表踏査は、水槽・地下発電所全域を対象 ・弾性波探査は、水路ルートのみ対象
地下発電所	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 地下空洞周辺の岩盤状況の確認 	地表地質踏査 ボーリング (含孔内速度検層) 孔内透水(Lu)試験 室内岩石試験	
放水口/仮 締切りダム	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 岩盤クリープによる地表の緩み範囲の確認 ▶ 放水口計画箇所周辺の風化部の風化深度と岩盤状態の確認 	地表地質踏査 弾性波探査 ボーリング調査 室内岩石試験	<ul style="list-style-type: none"> ・地表踏査は、放水口周辺および Altinkaya 湖左岸道路で実施
	<ul style="list-style-type: none"> ▶ コップアーダム基礎の地質構造把握 	ボーリング調査 室内岩石試験 音波探査	

(2) Gökçekaya PSPP 地点

次期調査段階で解決すべき課題とそれぞれの課題に対する地質調査および室内試験の一覧を表 7.12 に示す。

表 7.12 Gökçekaya PSPP 地点の次期調査段階で必要な調査一覧表

対象構造物	課題	必要調査項目	備考
上部ダム/ 湛水池	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ ダム基礎岩盤の性状把握 ▶ ダムサイトおよび調整池岩盤の透水性状・地下水位の把握 ▶ Temg と下位の PEg との境界部付近および PEg の透水性状の確認 ▶ 膨張性粘土鉱物の有無 	地表地質踏査 弾性波探査 2次元比抵抗探査 ボーリング調査 標準貫入試験 孔内透水試験 長期水位観測 室内岩石試験（含 X 線回折分析）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地表踏査は、上部ダム調整池内全域を対象 ・ 二次元比抵抗探査と弾性波探査を同じ測線で実施 ・ ボーリング調査はダム軸上で、風化部では SPT を実施
取水口	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 坑口付近・地質性状の確認 ▶ Temg と下位の TPek および PEge の地質性状の確認 	ボーリング調査 （含孔内速度検層） 室内岩石試験	
水路/水槽	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 水路経過地の地質性状の確認 	弾性波探査 ボーリング（含孔内速度検層） 孔内透水(Lu)試験 室内岩石試験	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地表踏査は、水槽・地下発電所全域を対象 ・ 弾性波探査は、水路ルートのみ対象
地下発電所	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 地下空洞周辺の岩盤状況の確認 	地表地質踏査 ボーリング 孔内速度検層 孔内透水(Lu)試験 室内岩石試験	
放水口/仮 締切りダム	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地質構造の把握 ▶ 岩盤クリープによる地表の緩み範囲の確認 ▶ 放水口計画箇所周辺の風化部の風化深度と岩盤状態の確認 ▶ コフファーダム基礎の地質構造把握 	地表地質踏査 弾性波探査 ボーリング調査 室内岩石試験 ボーリング調査 室内岩石試験 音波探査	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地表踏査は、放水口周辺および Gökçekaya 湖右岸で実施

第8章 本調査における提言

8.1 長期電源開発計画に関する提言

(1) 需要家の視点から見たリスクの回避

トルコ国においては、電力市場の自由化が進展しつつあり、電力セクターの中に様々なプレイヤーが存在している。各プレイヤーは、お互いに利害関係を持ちつつ事業活動を行っている。このため、リスクとして考えられる項目は、プレイヤーごとに異なっており、あるプレイヤーのリスクをヘッジする方法が、他のプレイヤーのリスクとなる可能性もある。

この節においては、需要家の視点を中心に電力供給におけるリスクについて考察する。

需要家にとって大きなリスクは、以下の2点である。

- 電力品質の低下
- 電力価格の高騰

上記のリスクを考慮した時に、規模の小さい一般需要家は、リスクを回避する方法としては、電力の購入を希望しないという手段しか持っていない。このため、電力以外の代替手段がなく、電力の購入を希望する一般需要家は、配電会社が供給する電力について、品質、価格のレベルにかかわらず、購入せざるを得ないことになっている。

電力市場の自由化の中では、民間の発電事業者は完全にコストベースで意思決定を行う。つまり、他の電源との比較において、安い価格で電力供給を行うことができると判断すれば、発電設備開発の意思決定を行う。このため、電力価格は一般的には下がる傾向にある。しかし、民間の発電事業者は、稼働量に比例して収入が増加するような現状のシステムの中で、より多くの利益をあげることを追求するため、常に100%出力で運転することを目指している。

一方、電力システムを安定的に運転し、需要家に対して常に良質な電力を供給するためには、以下の2点を満足させる必要がある。

(a) 供給予備力の確保

発電設備の突然の事故停止や需要の急激な増加などの不測の事態に備えて、常にある程度の発電設備を供給予備力として確保し、運転可能な状態で待機させておくことが必要である。他国からの応援融通に期待することも考えられるが、融通の可否は他国の需給状況に左右される。このため、単機最大ユニットの1台脱落を考慮して、最低でも電力需要の3%以上は自国内で供給予備力として確保しておくことが不可欠である。

供給予備力として確保する設備は、常時は待機運転を強いられるため、年間の利用率が10%以下の非常に低いレベルにとどまる。このため、現状のシステムの中で、民間の発電事業者がこのような設備を開発する可能性は非常に低く、近い将来、供給予備力が不足し、発電設備の突然の事故停止時などに広範囲の停電が発生する恐れがある。

(b) 周波数調整能力の確保

系統の周波数を一定に保つために、時々刻々変化する需要の形状にあわせて、発電設備の出力も時々刻々と変化させる必要がある。発電設備の出力調整の指令は、基本的には System Operator が実施するが、いくら System Operator が優秀であっても、System Operator の意に沿って、時々刻々と出力を変化させることができる発電設備がなければ、需要家に良質な電力を供給することは不可能である。つまり、需要家に対して良質な電力を供給するという観点からは、出力の変化速度が速く、かつ、System Operator が意のままに指令が出せる発電設備が絶対に必要である。

現時点では、EUAS が所有している発電設備の比率が半数以上あり、それらの中で周波数調整運転が可能な発電所は、System Operator の指示に従って周波数調整運転を行っている。しかし、近い将来、このような発電所も民間の発電事業者に売却されることになっており、周波数調整機能が欠落し、電力品質の低下が懸念される。

上記で述べたように、電力の品質を確保するという観点からは、すべてを民間の発電事業者の自由意思に任せることは無理があり、パブリックセクターが需要家の代表として関与していくことが重要である。具体的には、以下のような対策が考えられる。

- 民間の発電事業者が周波数調整運転や待機運転を行うことが魅力的に感じる制度設計の実施
すべてのアンシラリーサービスに対して、妥当なレベルの対価を支払うシステムの構築
- 電力の品質向上に資する発電設備はパブリックセクターが所有（または、自由に運転できる権利を所有）
- すべての民間発電事業者に対し、発電量に応じたアンシラリーサービスの提供義務付け
サービスの提供が不可能な発電事業者は他の民間発電事業者からサービスを購入することにより、アンシラリーサービス市場が形成される。

(2) 送電網の整備計画

送電網の整備計画は、当然のことながら TEIAS が策定している。これまでは、EUAS から将来の発電所開発計画の情報を入手し、効率的な送電網の整備計画を行える環境にあった。しかし、電力市場の自由化が進むに従って、発電所開発計画の情報入手が困難になってきており、将来を見据えた効率的な送電網の整備計画を行えない状況になりつつある。

トルコにおいては、今後、年率 6%~7% の高い電力需要の伸びが見込まれている。この需要想定で見ると、2020 年には現在の 2 倍程度、2030 年には現在の 3 倍程度の需要規模になると想定され、その伸びに応じて、発電設備の開発とともに、送電網も加速度的に整備していく必要に迫られている。比較的至近年（5 年程度）の発電設備計画の情報に基づいて、それら発電設備の送電方法のみを考慮して近視眼的に送電計画を策定していると、送電網の弱体化、高コスト化を招く恐れがある。

2030 年には現在の 3 倍程度の需要規模になると想定されていることから、現状の最高電圧 380kV での送電では限界となり、いずれは上位電圧の導入が必要になってくる可能性が高い。将来的に、安定性と効率性にバランスのとれた送電網を構築するためには、上位電圧の導入も視野に入れた将来構想を策定し、その上で、その構想に沿って送電網を計画的に整備していくことが重要である。

さらに、送電網整備の負担軽減に資する需要地近傍や需給バランス上供給力の少ない地域への立地を促進するために、当該地域での発電所立地に対してインセンティブを与え、送電会社として望ましい地域に発電設備の設置を誘導するシステムの導入が望まれる。

8.2 揚水式水力建設にあたっての提言

8.2.1 揚水の最新技術の採用検討

下記の2つの土木関係の最新技術は、高落差・大容量の Altinkaya PSPP の開発において、工事費の削減図れる可能性が高いことから、今後導入の可否について検討することを提言する。また、電気関係の最新技術を適用することのより、大幅な機能向上が図れることから、いずれの地点についても採用の可否について検討することを提言する。

- ◆ 土木関係
 - ・ 全断面斜坑 TBM 掘削
 - ・ 高張力鋼材 HT100
- ◆ 電気機械関係
 - ・ スプリッターランナ

(1) 全断面斜坑 TBM 掘削

Altinkaya PSPP 地点の概念設計では従来のアリマッククライマーによる斜坑導坑掘削を想定しており、900m にも及ぶ水圧管路斜坑部を掘削するためには、中段と下段の2本の作業坑を設ける必要がある。これに対して全断面斜坑 TBM を採用した場合は、下部から上部へ一段で掘削可能となることから、作業坑が不要になる。また、従来工法の場合に起こりうる拡張工事時の導坑の閉塞などのリスクを排除できる。さらに、工事の安全性についても格段に向上する。

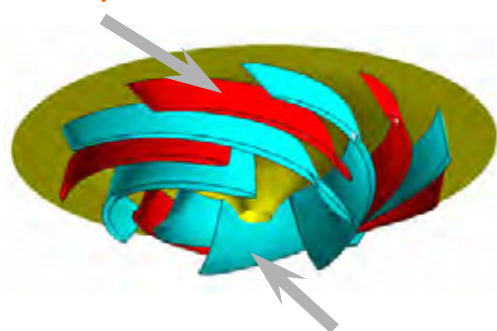
(2) 高張力鋼材 HT100

Altinkaya PSPP 地点の概念設計では最高張力鋼材を HT80 としている。しかし、鉄管の最大板厚は 80mm となっている。HT100 を採用することによって、HT80 よりも高い岩盤負担率が期待でき、総重量が HT80 の場合に比べて 20%削減される。さらに、この重量削減に伴い、現地据付工程期間も 20%程度短くなる。

(3) スプリッターランナ

スプリッターランナは、ポンプ水車の効率改善、出力調整範囲の拡張、および高変落差比地点への適用を目的に、近年開発されたフランシス型ポンプ水車である。

短翼 (Splitter Blade)



長翼 (Main Blade)



図 8.1 スプリッターランナ

長翼と短翼を交互に並べた構造の多翼ランナであり、本スプリッタランナを採用した神流川発電所（2005年運開）では従来型ランナと比べて、ポンプ水車効率が1.5%向上するとともに、運転可能領域が1.2倍拡張された。本技術の採用によるメリットは以下のとおり。

- ✓ 羽枚数の増加による整流効果とランナ径の縮小による円盤摩擦損失の減少から、効率が向上する。効率向上による経済的メリットとして、運用時、揚水-発電のサイクルを通した電力損失が低減し、揚水動力費が削減される。
- ✓ 羽枚数増加による水圧変動の半減とキャビテーション性能の改善から、出力調整範囲が拡大する。出力調整範囲の拡大による経済的メリットとして、発電運転時の最低出力が低下する分、AFC確保量が増大するため、火力機によるAFC確保量を削減（火力機の出力を増加：高効率運転）できるとともに、最低出力の低下によって使用水量が削減されるため、その分の揚水原資を削減できる。さらには、水圧脈動と機器振動値の低減により、保守費用の低減（機器寿命の延伸）が図られる。
- ✓ 羽枚数増加による剛性向上から、ランナ信頼度が向上する。

8.2.2 環境社会配慮

揚水発電プロジェクトにおける環境社会配慮は、基本的には一般的な大規模水力プロジェクトと大差ないが、計画上特有の配慮事項としては次の点が挙げられる。

- 1) ダム・調整池のロケーションに関係もの：
 - 上部ダムと下部ダムの二つの調整池の標高が大きく異なることから、それらの水質や水温が大きく異なる可能性が高い。
 - ◇ したがって、水質への影響に配慮する必要がある。
 - 二つの生態系が大きく異なる可能性がある。
 - ◇ したがって、水生生物への影響に配慮する必要がある。
- 2) 発電所運転に関係するもの：
 - 発電所の運転に伴い、二つの調整池の水が混合される。
 - ◇ 水質、特に水温、濁りなどへの影響について配慮する必要がある。
 - 調整池の日間水位変動が非常に大きい。
 - ◇ 河川利用者の活動や安全への影響に配慮する必要がある。
- 3) 開発規模に関するもの：
 - PSPPは、二つのダム、多くのトンネル、地下構造物及びアクセス道路があり、広い範囲での土地改変が必要。
 - ◇ 地元住民への影響、特に住民移転や生計手段への影響に配慮する必要がある。
 - ◇ 重要な動植物への配慮が必要。

プロジェクトの負の影響を極力さけるために重要なことは、

- 1) 候補地点選定の段階で、環境負荷の大きな地点を回避すること。
- 2) 現状把握するために十分な現地調査を実施すること。

- 3) 揚水発電所の特徴を把握し、適切な方法で影響を予測した上で有効な対策をとること。
- 4) 十分なモニタリングを実施すること。

が挙げられる。

揚水発電所の開発における環境社会配慮に当たってのガイドとして、“揚水発電所建設における環境社会配慮ガイドライン（案）”を EIE と共同で作成した。今後の揚水発電所建設において活用されることが期待される。

8.3 揚水式水力の所有形態に関する提言

トルコでは電力市場の自由化が進展しており、国営の発電会社は、今後需給逼迫の危機などの緊急時を除いて、一切の発電所を建設しないことが法律で定められている。このため、今後、揚水式水力を開発する際に、「誰が揚水式水力を開発し、どのようにその開発資金を回収するのか」ということが課題となっている。

電力市場自由化（2001 年）以降、開発の傾向は、工期が短く、安定した収入が見込めるガス火力や小規模の流れ込み式水力など、リスクが少ない小規模ベース型電源の建設が多い。このように大規模電源の開発は遅滞しており、このため近い将来には電力不足が懸念されている。また今年の 9 月中旬からヨーロッパ（UCTE）系統への接続が計画されており、将来的には EU ルールで電力市場が運営される可能性が高い。

このような状況を踏まえて、今後、揚水式水力を開発する際に、どのような所有形態が望ましいかについて検討を行った。

8.3.1 他国における揚水式水力の所有・運用形態

(1) EU 域内

トルコの系統は 2010 年 9 月にギリシャ・ブルガリア系統を通じて、欧州系統に同期連系された。1 年間は各種同期運転試験を行い、その後、市場統合がなされる予定である。市場統合後は、トルコの発電電力は欧州系統での売買が行えるようになり、その場合揚水発電機も例外ではない。

また、欧州委員会においては「20-20-20 Strategy」、即ち 2020 年を目標に温室効果ガスを 20%削減する、発電電力量における再生可能エネルギーの割合を 20%以上とする、エネルギー効率を 20%向上する、との政策が進められており、再生可能エネルギーの増大に伴う需給調整用、系統安定化用電力設備の確保も課題になっている。このような背景から欧州系統での揚水発電の現状を、ドイツ RWE とイタリア Terna での運用状況から概観する。

(a) ドイツ RWE 系統

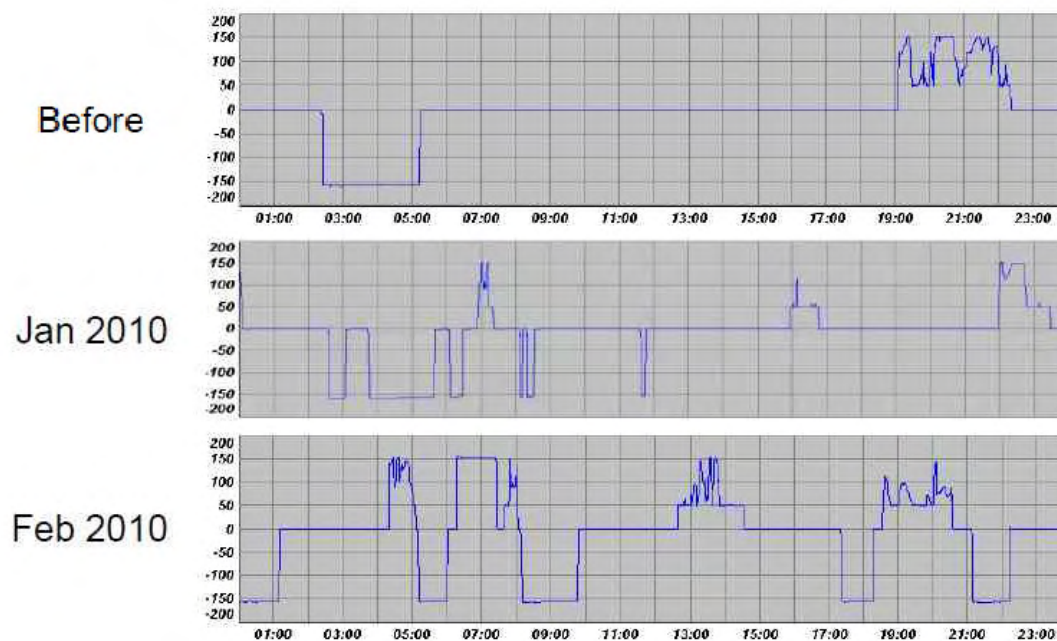
揚水発電所の運転パターンは、1998 年の市場自由化の前と後では大きく変わった。自由化前はオフピーク時に揚水運転し、ピーク時間帯に発電するパターンだったが、自由化市場においては、ピーク時・オフピーク時にかかわらず、調整力としての予備力（発電側・揚水側の双方向）を市場で売るために、常にフル出力運転しない運転計画になっている。これにより、頻繁に発電

・揚水運転を繰り返す状況になっており、起動停止回数は自由化前の78%増となった。また、上述のように発電事業者はN-1が担保できるようバックアップを保持しなければならないことと、ブラックスタートのための予備力も確保する必要があり、これらのために起動・出力制御の即応性から水力発電設備が利用されることから、揚水発電所は予備力確保のため設備利用率は低下傾向にある。他の火力発電機等においてもバックアップ確保のため最低出力で運転を行わなければならないケースがあり、効率が下がる要因となっている。

アンシラリーサービスのうち、TSOはセカンダリ予備力確保のためにセカンダリ市場から調達できるようになっている。TSOは9社が参加しているセカンダリ市場に15分単位で応札された予備力から、将来の特定時刻のセカンダリ予備力を応札価格で購入する権利（オプション）を発電事業者から購入した上で、当日の需給状況と市場価格に応じて購入した権利を行使するかどうかを判断できる。

近年の風力発電を始めとする再生可能エネルギーの大量導入により、低需要時の調整用予備力の不足、電力取引価格がマイナスになるケースが生じている。2009年においては瞬動予備力の不足から風力発電の出力抑制を初めて実施、2009年12月26日には、休日による低需要と風力発電の出力増により、電力市場の取引価格が▲200ユーロ/MWhを記録した。

2020年までに30GWのPVの導入、また、原子力発電所の停止計画があり、ピーク時にも瞬動予備力の低下、および電圧維持のための無効電力供給力の不足が懸念されており、系統電力品質の維持のため揚水発電の開発がドイツ政府により求められている。



出典：RWE

図 8.2 電力市場導入前後の揚水発電運転パターン

(b) イタリア Terna 系統

イタリアでは従来 Enel が統合された電力会社だったところ、2000 年に発送配電が分離され、Enel が発電会社、Terna が TSO となったが、現状イタリアでの PSPP 所有者は Enel が大半で、Edipower を合わせると 90%以上になる。

電力市場は 2005 年に導入され、GME（Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.）が運用し発電電力を売買するエネルギー市場（Energy Market）と Terna が運用し運転予備力（セカンダリリザーブ）を取引するバランシング市場（Ancillary Service & Balancing Market）の構成になっている。また、瞬動予備力（プライマリリザーブ）は各発電事業者に義務付けられており、発電設備容量の 1.5% を確保する必要がある。

2010 年においてエネルギー市場での電力価格平均は 70 ユーロ/MWh 程度、ピーク時価格は 90 ユーロ/MWh 程度、オフピーク時価格は 40 ユーロ/MWh 程度である。バランシング市場での価格は、エネルギー市場の価格のほぼ 2 倍の 120-140 ユーロ/MWh である。

揚水発電の運用は、エネルギー市場で揚水動力を購入し、バランシング市場で売電することで成立する。2008 年、2009 年の揚水発電の取引実績を見ると、発電はエネルギー市場で 74%、バランシング市場で 26%、揚水はエネルギー市場で 52%、バランシング市場で 48%である。

バランシング市場には、出力上昇分の価格と低下分の価格を時間毎に応札する。Terna はこの応札結果から 1 日前に予備力の価格表を作成し、これに基づいて運用を行い、運転実績に応じて支払いを行うこととなっている。バランシング市場において、揚水発電は全ての時間帯で双方向の取引が行なわれており、ピーク供給と同時に系統周波数の安定に市場を通じて寄与していることがわかる。

欧州委員会 2020 目標に基づき、イタリア政府は風力（12GW）、PV（8GW）、バイオマス（8GW）を大量に導入する方針を推進している。風力、PV のほとんどは、南部のシシリー島、サルディーニャ島に建設する計画であるが、この地域は需要規模が小さく、電力をイタリア中部・北部に送電するため南北間の系統の増強が必要となる。

また、現状では風力発電の導入に伴うオフピーク時の瞬動予備力の不足は顕在化していなく、既設風力発電設備の出力抑制は行なわれていない。しかし今後は、自然エネルギー電源の増加と長距離送電電力の増加によって、系統の周波数維持、電圧維持のための設備がさらに必要となることが認識されており、Terna は揚水発電、蓄電池、SVC 等の効果・経済性を検討している。イタリア政府は系統電力安定化のための設備として、これらの設備を Terna が主体となって開発・設置することを認める方針である。

8.3.2 ビジネスモデルの提案

本件の検討にあたっては、以下の観点を十分に考慮する必要がある。

- 揚水式水力の導入に伴って発生するメリットの享受者が、その対価を負担すること
揚水式水力の導入に伴って発生する最も大きなメリットは、電力品質の向上（周波数の維持、電圧の維持、設備事故時の安定度向上など）を図れることである。その意味では、このメリットの享受者は一般需要家であり、電気料金を通じて広く薄く徴収し、その分を揚水式水力の所有者に渡すような仕組みを構築することが望ましい。
- 近い将来、EU 系統の一員になること

必要なシステムを構築した上で、公正な競争を阻害する要因を極力排除しておくことが望ましい。

■ 上記に述べたリスクの最小化を図ること

投資家が投資する際に最も大きなリスクは、収入が減少することであり、このリスクをヘッジする対策を講じておくことが非常に重要である。

(1) TEIAS が毎年一定額の支払いを保証

所有者：民間投資家

建設資金：民間出資

収入源：TEIAS からの年間利用料

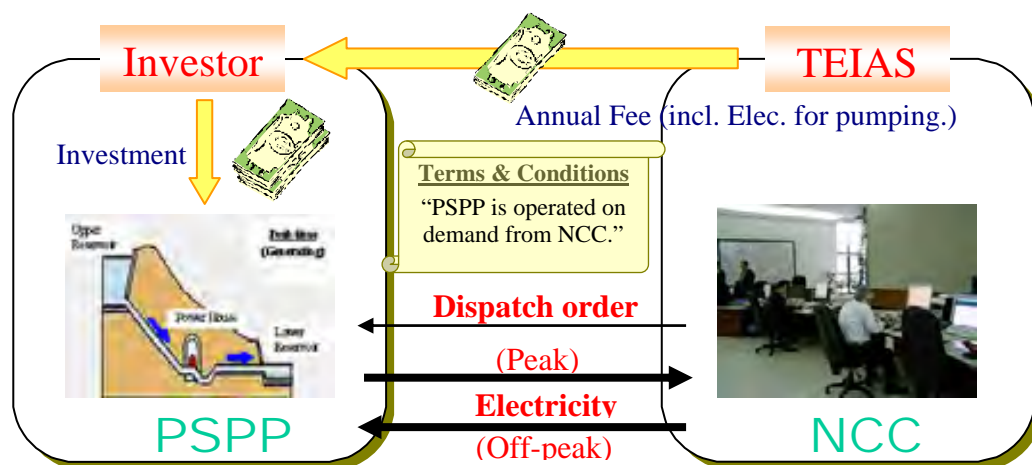


図 8.3 揚水発電の所有形態の一例

TEIAS が、毎年固定的な費用を揚水式水力の所有者に支払うことにより、所有者は収益性を確保する。所有者は、TEIAS から毎年固定的な費用を受け取る代わりに、常に TEIAS の NCC の要求に応じて運転（発電、揚水）を実施する。なお、毎年必要となるメンテナンスについては、メンテナンスにかかる費用額と実施時期について、事前に TEIAS の許可を得る必要がある。また、揚水用動力については、TEIAS が提供する。

TEIAS は、発電設備の日々の運用にあたって、一日前に翌日の需要を予測し、PMUM を経由して発電設備を公募し、価格の安い順に運転する発電設備を決定している。この時に、揚水式水力の発電・揚水運転見込み分をあらかじめ想定需要から差し引き、その残りを PMUM 経由で公募することが妥当と考えられる。

(2) 完全自由市場の中で電力供給とアンシラリーサービスを実施

所有者：民間投資家

建設資金：民間出資

収入源：電力供給対価＋系統アンシラリーサービス対価

揚水式水力の所有者は完全自由市場の中で、電力供給とアンシラリーサービスの提供を行い、その対価を収入源とする。EU のシステムと全く同様であり、EU から改善指令が出る可能性は非常に低い。

この案を成立させるための条件整備としては、揚水式水力が持つ機能を適正に評価し、その機能に応じて適正な対価を支払うシステムを構築する必要がある。具体的には、以下の2案が考えられる。

(a) 揚水式水力が供与できる各種アンシラリーサービスについて、妥当な単価を設定

以下のようなサービスに対して単価を設定し、その対応量に応じて TEIAS が対価を支払う。

- 1秒単位の周波数調整（昼間帯、朝の需要の急峻な立ち上がり時、夜間帯）
- 1分単位の周波数調整（昼間帯、朝の需要の急峻な立ち上がり時、夜間帯）
- 待機運転（設備の事故による供給力の低下や急激な需要の増加などの有事に備えて、常に運転できるような体制を整えておき、有事の際には5分程度以内に系統に並列し、系統に電力を供給する。）
- 電圧調整（無効電力の発生）

(b) すべての発電設備に、アンシラリーサービスの提供を義務付け

系統に電力を供給するすべての発電設備（再生可能エネルギーも含む）に、発電量に応じたアンシラリーサービスの提供を義務付ける。このことにより、アンシラリーサービスを提供する機能が付いていない発電設備を運転しようとする場合には、他の発電設備にその機能を代替してもらう必要が生じ、自然と発電会社間でアンシラリーサービスマーケットが成立する。

(3) TEIAS が直接建設・所有

所有者：TEIAS

建設資金：公共投資（または民間出資）

収入源：Weeling Charge

揚水式水力は、系統の周波数や電圧などを安定化し、供給する電力の質を向上させる装置と考え、変電所や送電線と同様に TEIAS が建設・所有し、自らの判断で自由に運転を行う。投資した設備の費用回収は、変電所や送電線と同様に、Weeling Charge の単価算定の際に考慮に入れ、広く一般需要家から回収する。

(4) TEIAS が一定設備利用率の引き取りを保証（Take or Pay 契約）

所有者：民間投資家

建設資金：民間出資

収入源：電力供給対価＋（稼働が少ない場合は TEIAS からの引き取り保証料）

(1)案と(2)案の中間の様な案である。アンシラリーサービスに対する対価の設定が現状レベルであり、揚水式水力が持つアンシラリーサービス機能が適正に評価されないような場合には、(2)案で示した電力供給対価＋系統アンシラリーサービス対価だけで必要な収入を得るためには、一定設備利用率（5%程度）以上の運転を行うことが不可欠である。しかし、前述のように揚水式水力の設備利用率は、需給状況などの外部要因に大きく影響を受け、収入の予測が非常に不透明であるため、民間投資家が揚水式水力建設の意思決定を行うことは非常に難しい。

この補完策として、揚水式水力の所有者と TEIAS の間で、揚水式水力発電電力量の最低引き取り量をあらかじめ決めておき、TEIAS は、発電量の大きさにかかわらず、最低引き取り量に見合う金額を所有者が得ることを保証する。

基本的には、揚水式水力の所有者は完全自由市場の中で、電力供給とアンシラリーサービスの提供を行い、その対価を収入源とするが、TEIAS は必要に応じて所有者に対して運転実施や待機などの指令を出す権利は所有している。結果として、所有者が最低引き取り量以下の発電にとどまってしまう場合には、TEIAS が最低引き取り量に見合う金額との差額を所有者に支払う。一方、所有者が最低引き取り量以上に発電を行い、市場を通じてあらかじめ決めた金額以上の収入を得た場合には、両者ともに一切の精算を実施しない。

(5) 配電会社及び発電会社と長期的な相対取引を実施

所有者：民間投資家

建設資金：民間出資

収入源：配電会社からの年間利用料

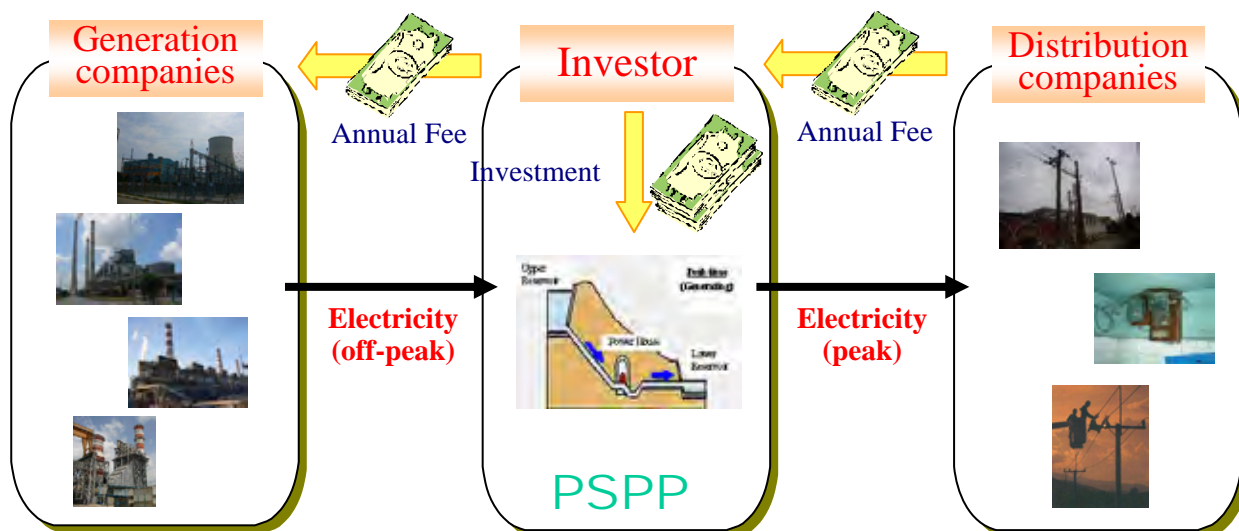


図 8.4 揚水発電の所有形態の一例

揚水式水力の所有者は、いくつかの配電会社との間で、ピーク時における長期的電力受給契約を締結し、一定設備利用率の確保を図っておくことにより、収入の安定化を図る。

なお、揚水用動力については、いくつかの発電会社と相対契約を締結しておくことにより、揚水用動力の価格が高騰するリスクを回避することが可能となる。

(6) まとめ

これまで述べてきた 5 つの案について、投資家から見たリスクの回避、国家政策との整合、EU 規制との整合、良質な電力の供給という 4 つの切り口で各案を比較したものを下表に示す。

表 8.1 ビジネスモデルの各案比較

	1	2	3	4	5
	TEIAS が毎年一定額の支払いを保証	電力供給+アンシラリーサービス実施	TEIAS が直接建設・所有	TEIAS が一定の引き取りを保証	長期的な相対取引を実施
所有者	民間投資家	民間投資家	TEIAS	民間投資家	民間投資家
建設資金	民間出資	民間出資	公共投資	民間出資	民間出資
収入源	TEIAS からの年間利用料	電力供給対価+各種サービスの対価	Wheeling Charge	電力供給対価+TEIAS からの補助	配電会社からの年間利用料
投資家から見たリスク回避	◎	×	—	○	△
国家政策との整合	△	◎	×	○	○
EU ルールとの整合	×	◎	×	△	△
良質な電力の確保	◎	○	◎	△	△
順位（当面）	1	×	1	2	×
順位（将来）	×	1	×	3	2

投資家から見たリスクの回避という観点では、毎年安定的な収入が保証されている第 1 案が最も優れており、すべての収入を市場に依存する第 2 案が最も劣っている。国家政策との整合という観点では、4628 法の趣旨に則った第 2 案が最も優れており、パブリックセクターが開発を実施する第 3 案が最も劣っている。EU 規制との整合という観点では、第 2 案が最も優れており、第 1 案と第 3 案が最も劣っている。良質な電力の供給という観点では、第 1 案と第 3 案が最も優れている。

アンシラリーサービスに対して、適正な対価が支払われていない状況では、第 2 案を選択しても、投資家は収入面のリスクが大きすぎて投資の判断はできないため、PSPP が系統に入ってくる可能性は非常に低い。電力の品質を確保する対策の一つとして、PSPP の導入を考える場合には、当面は第 1 案か第 3 案を選択し、アンシラリーサービスに対して、適正な対価を支払う様な条件整備が整った後は、第 2 案に移行する案を推奨する。