

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がを追求するため、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) 周波数調整機能面から見た国家基本政策との整合性

“Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper.”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。この目標値の実現に向けた課題について、周波数調整機能面から概観する。

(a) 原子力

Strategy Paper においては、原子力は、2020 年までに総発電量の最低でも 5%を担うことにしている。その後の計画は示されていないが、継続的に開発を推進していくものと考えられる。

原子力は、基本的な運転状況においては、出力を調整することは考えず、オフピーク時においても 100%の負荷で運転することになっている。このため、原子力の比率が増加するに従って、特にオフピーク時の周波数調整用設備の必要性が増加する。

(b) 風力

Strategy Paper においては、エネルギーセキュリティ確保の観点から、国産の再生可能エネルギーを重視する政策をとっており、2023 年までには最低でも総発電量の 30%を担うことにしている。この政策を踏まえて、今後、風力発電設備を 2023 年までに 20000 MW 開発することにしており、風力の開発が急加速する可能性が高い。

風力発電設備は、年間を通してみれば 20%~30%の利用率が期待でき、化石燃料使用量の削減や CO₂ 排出量の削減に確実に寄与する。しかし、各ユニットの出力の発現時期が非常に不安定であり、また出力の変化幅、変化速度ともに大きい。ユニット数が多くなってくると、個々の変化分が平均化される効果はあるが、出力の変化幅、変化速度とも大きくなり、その変化分を調整するための周波数調整用設備の必要性が増加する。

(c) 天然ガス

Strategy Paper においては、エネルギーセキュリティ確保の観点から、天然ガスのシェアを現行の 50%程度から 30%以下に引き下げることとしている。

天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル火力は、熱効率が非常に高い（55%程度）ことに加えて、出力の調整も比較的容易であるため、需要が低下するオフピーク時において周波数調整機能を担うことが可能である。しかし政府目標では、そのシェアを引き下げることにしており、天然ガス火力が提供できる周波数調整機能は、徐々に減少していくものと想定される。

(3) 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 Altunkaya 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

Altunkaya 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。

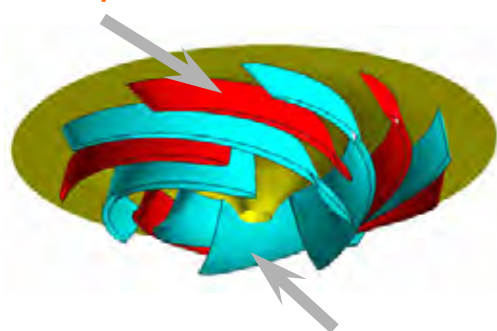
(2) 高張力鋼材 HT100

Altunkaya 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

ドイツにおいて揚水発電所の所有形態は、

- i) 発電事業者単独
- ii) 複数の発電事業者での共同
- iii) 発電会社と他の会社の共同 等

があり、3階層からなる権利がある。第1は設備所有の権利、第2は設備運用の権利、第3は揚水原資・発電出力をオプションで取引する権利である。

揚水発電所の運用については、例えば i) のケースにおいては発電事業者が自身の所有する発電所の運用を市場動向に鑑みて、経済性が最大になるように運転計画を立てる。この際にドイツの市場では、発電事業者はN-1を保てるようにバックアップ電源を運転予備力として用意することが義務付けられているため、保有する発電機の一部をスタンバイ状態にする、セカンダリ市場から調達する等の方法で予備力を確保することになる。ii) のケースにおいて、複数の発電事業者

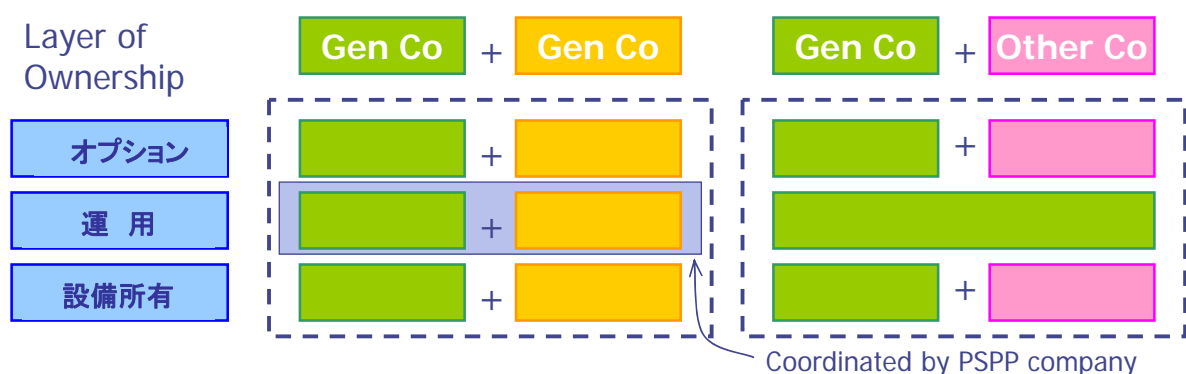
が設備運用の権利を持っている場合は、それぞれが分担している発電機について発電事業者としてそれぞれ最適な運転計画を立てた後、共同所有する発電所に提示し、発電所は双方から提示された運転計画を調整・決定する。また、iii) のケースにおいて、設備運用の権利を持っているものの技術的に設備運用ができない場合などは、それを売ることによっても利益を得られる。

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な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。

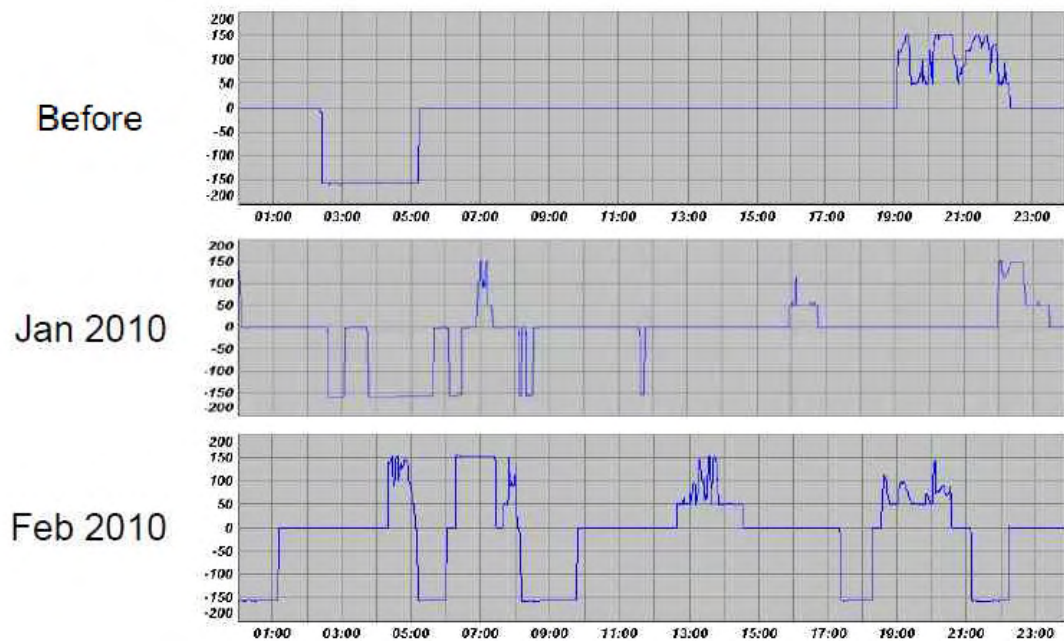
近年の風力発電を始めとする再生可能エネルギーの大量導入により、低需要時の調整用予備力の不足、電力取引価格がマイナスになるケースが生じている。2009年においては瞬動予備力の不足から風力発電の出力抑制を初めて実施、2009年12月26日には、休日による低需要と風力発電の出力増により、電力市場の取引価格が▲200ユーロ/MWhを記録した。

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：調査団作成

図 8.2 ドイツにおける発電設備所有・運用形態



出典：RWE

図 8.3 電力市場導入前後の揚水発電運転パターン



出典：EEX ホームページ

図 8.4 EEX 電力スポット市場における 2009 年 12 月 25 日～12 月 26 日の取引実績

(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。

揚水発電の発電電力量は、好調な経済の影響で 1990 年代初頭の 4,000GWh から大きく増加し、2000 年代初頭には 10,000GWh に達した。2002 年頃には電力需給が逼迫し、さらに 2003 年のイタリア半島停電以降、電力不足を補うために数年で 20GW の CCGT が建設され、2005 年以降に運転開始した。これら CCGT は高効率であるため安い価格で市場に売電を行い、オフピーク時も運転するようになった。これにより 2005 年の電力市場導入以降は、揚水発電の設備容量はほとんど変わらないものの、発電電力量が減少する傾向となり、2009 年は金融危機の影響で需要が 6%低下したこともあって、6,000GWh になった。

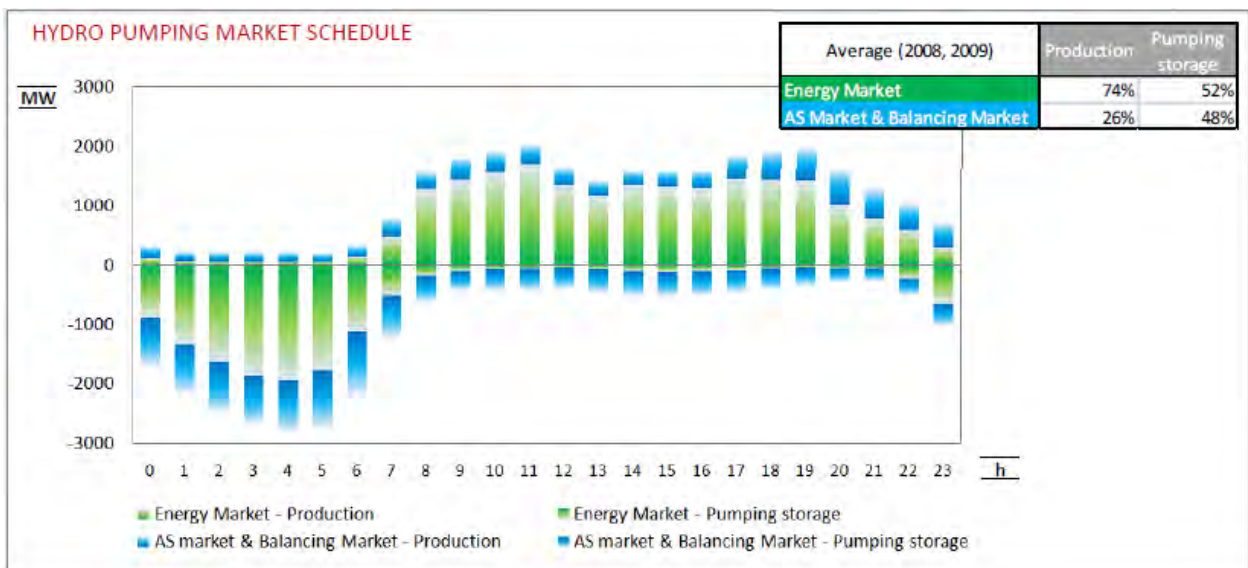
2010 年においてエネルギー市場での電力価格平均は 70 ユーロ/MWh 程度、ピーク時価格は 90 ユーロ/MWh 程度、オフピーク時価格は 40 ユーロ/MWh 程度である。バランシング市場での価格は、エネルギー市場の価格のほぼ 2 倍の 120-140 ユーロ/MWh である。

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。



出典：Terna

図 8.5 Terna 系統での市場別揚水発電取引実績

(2) フィリピンの揚水式水力発電所

フィリピンの電力システムは揚水式水力発電所を1箇所所有している。その発電所は Kalayaan 発電所（約 740MW）でマニラの南東約 60 km のラグナ湖湖畔に位置する。この発電所は National Power Corporation(NPC)の発電所として、1983 年 3 月に Stage I :168 MW×2 台が運転開始した。その後、Stage I (1・2 号機)のリハビリと、急増する電力需要に対応するために Stage II (3・4 号機)の増設が必要となり、NPC が 1998 年にアルゼンチンの IMPSA 社と Build-Rehabilitate-Operate-Transfer (BROT) 契約を締結し、発電所のリハビリと揚水機の増設を行った。この BROT 契約では、Stage II の発電電動機 174 MW×2 台を新設するとともに、Stage I の水車を更新して増容量を図っている。

その後 IMPSA 社と米国 EME 社が発電所の運転・保守を担う特別目的会社である CBK Power Company Ltd.(CBKPCL)を設立し、2001 年 2 月に NPC から発電設備を引き継いでおり（契約満了は 2026 年）、その会社の全権利を 2005 年 4 月に J-POWER と住友商事が共同出資して取得して後継者となっている。このような経緯から、現在では Kalayaan 発電所は NPC が所有権を有して CBKPCL が NPC と O&M のコンセッション契約を結んで運営しており、おおよそ定額の O&M 費用を NPC から支払われている。

Kalayaan 発電所で発生する電力は Wholesale Electricity Spot Market (WESM) で売買されており、市場取引を担当する Power Sector Assets & Liabilities Management Corporation (PSALM)から翌日の運転スケジュールが発電所に通告され、CBKPCL のオペレーションマネージャーは、この通告に従ってユニットを運転する。

また、BROT 契約に基づき、各ユニットには毎年 Maintenance Outage Hour (MOH)と Forced Outage Hour(FOH)が割り当てられる。MOH は計画停止に用いられ、作業時間の実績が MOH から差し引かれて行く。一方、FOH は事故停止に用いられ、事故発生から復旧までの時間が FOH から差し引かれる。契約上、MOH や FOH が 0 を割り込むとユニットの利用可能率が 1.0 を下回ると、罰則として減収になる。

(3) 日本

日本における電力供給の流れを以下に示す。

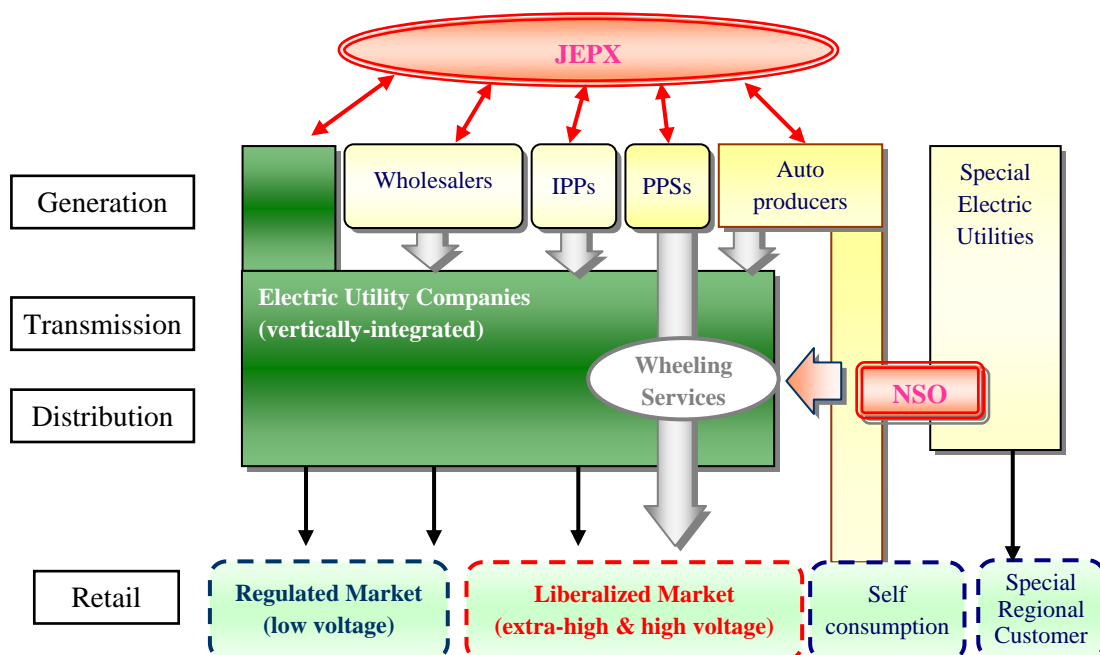


図 8.6 日本における電力供給の流れ

日本では、電力会社は地域ごとに分割され、発電、送電、配電のすべての分野にわたる設備を所有し、その設備を活用して、地域内の需要家に電力を供給している。

発電部門におけるプレイヤーとしては、電力会社自身、Wholesalers、IPPs、PPSs、Auto producersなどが発電設備を所有し、それぞれの需要家に対して電力を供給している。その際に、必要量に不足が生じた場合には、日本卸電力取引所（JEPX）を通じて、相互に必要な発電量を調達することができる。発電部門のプレイヤーのうち、PPSsは自社が所有する発電設備を使用して、自由市場における需要家に対し、電力会社が所有する送電線、配電線を通じて、直接電力供給を行っている。一方、Wholesalers、IPPsは、基本的には電力会社と相対契約を締結し、発電した電力を電力会社に供給している。

発電部門におけるプレイヤーの中で、揚水式水力を所有しているのは、電力会社とWholesalersのみである。電力会社自身が所有している設備については、特別な契約はなく、発電所は、自社の中央給電指令所からの指令に従って、日々の運転を行っている。

一方、Wholesalersが所有している発電設備については、電力会社とWholesalersの間で契約を締結している。その契約の基本的な条件は、以下の通りである。

- 発電所を運営するために必要となる費用は、すべて電力会社が負担する。
- 設備の所有権はWholesalersにあり、運転、維持管理もWholesalersの職員が行う。
- 発電所の運転に関する権限は、すべて電力会社に帰属する。（常に電力会社の中央給電指令所からの指令に従って運転を行う。）
- 揚水用動力は、電力会社が提供する。

発電所建設の開始にあたって、電力会社は、Wholesalers が開発したいと申し出た揚水式水力が経済的であると判断した際に、長期間の受電を約束する基本契約書を締結し、開発の許可を与える。なお、発電所を運営するために必要となる費用については、毎年 Wholesalers が電力会社に提案し、電力会社がその内容と金額を査定して決定する。

8.3.2 揚水式水力の採算性

現状の市場ルールの中で、揚水式水力を民間会社が導入した場合、採算性がどの程度あるかを試算した。

(1) 計算条件

(a) 発電コスト

支出分としては、固定分として、揚水式水力発電設備の建設に関わる経費（金利・償却分）と運転維持経費であり、変動分として、オフピーク時における揚水用動力費が必要となる。

- 建設単価：700 USD/kW
- 建設費：840 million USD (1,200 MW x 700 USD/kW)
- 年間固定経費：78.6 USD/kW/year（運転維持経費を含む）
- 揚水用動力単価：5.2 USC/kWh (石炭火力)
- 発電原価：14.2 USC/kWh (Capacity Factor = 10%)

(b) 収入単価（卸電力販売価格）

収入は、ピーク時において電力を販売することにより得られるため、販売単価が一定であれば、販売電力量（設備利用率）に比例する。

- ピーク時間帯（平日 4 時間×100 日）：20 USC/kWh
- 昼間時間帯（平日 6 時間×150 日）：15 USC/kWh
- 周波数調整や運転待機などのアンシラリーサービス実施に伴う収入は見込まない。

(2) 収支

揚水式水力の設備利用率を増加させた場合における、支出と収入の関係を以下に示す。

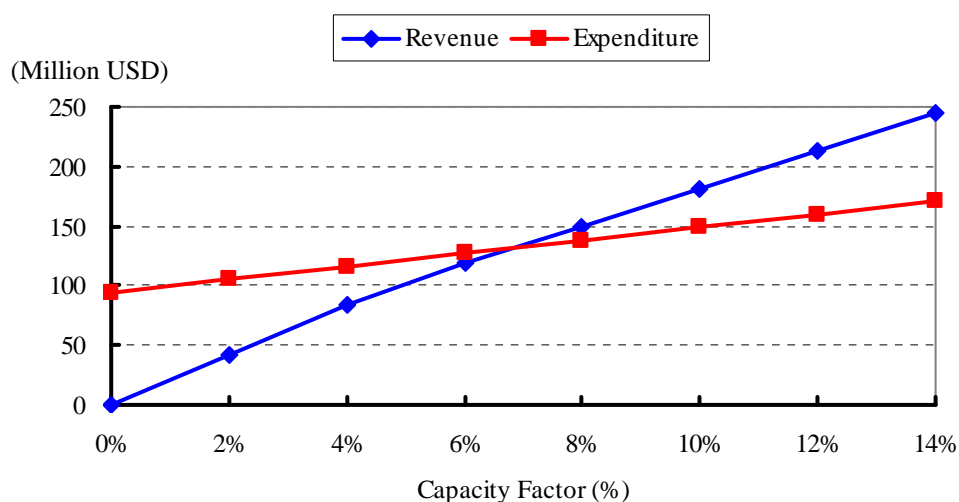


図 8.7 設備利用率と収入・支出の関係

この図によると、設備利用率が7%を超えると収入が支出を上回り、投資に対するリターンを確保した上で、必要な利益も確保することが可能である。しかし、設備利用率が7%を下回る場合には、収入が支出を下回り、投資に対するリターンが見込めない状況になる。特に設備利用率が非常に小さい領域においては、収入がほとんどない状況であり、極端な収支悪化の道をたどる。

つまり、現状の市場ルールの中では、揚水式水力の採算性は、設備の利用率に大きな影響を受ける。

8.3.3 発生する可能性があるリスク

現状の市場ルールの中で、揚水式水力を民間会社が導入した場合、どのようなリスクが発生するかを検討した。

(1) 設備利用率が落ち込むリスク

揚水式水力の運用は、需給状況により大きく左右される。供給予備率が3%を切り、需給が逼迫しているような状況においては、10%以上のかなり高い設備利用率が期待できる。しかし、供給予備率が10%を超えて、需給が緩和してくると、揚水式水力を初めとするピーク供給力を運転するニーズが小さくなり、発電設備の事故停止による供給力不足や、電力需要の急激な増加などの不測の事態に備えて、運転可能な状況で待機していることが多くなっていく。このような状況になると、運転量に応じて受け取ることができる収入が極端に減少するため、収支が極端に悪化する。

さらに、ヨーロッパ (UCTE) 系統との連系後は、ピーク供給力の競争相手としては、隣国からの融通も加わることになり、PSPP の設備利用率がさらに少なくなる可能性がある。

(2) 揚水用動力の単価が高騰するリスク

揚水用動力を市場から調達する場合には、需要の一部と見なされる。このため、配電会社などと同様の単価で調達せざるを得ない。夜間帯における取引価格の実績は、相対契約では 5kr/kWh (3.3USC/kWh) 程度と昼間帯の半額程度であったが、取引所での実績は 14kr/kWh (9.3USC/kWh) 程度で昼間帯 (16kr/kWh 程度) とあまり変わらない価格で取引が行われることもある。これは、現在の市場取引ルールにおける価格決定メカニズムの中では、揚水用動力の単価が高騰し、揚水時に 30%程度のロスが発生することを考慮すると、売電単価と購入原価 (揚水用動力) が逆ザヤとなる可能性があることを示唆している。

(3) EU 指令にしばられるリスク

トルコ国は、ヨーロッパ (UCTE) 系統との連系を志向しており、近い将来 UCTE の仲間となり、UCTE 系統と一体になって運用していくものと想定される。その場合には、系統運用上および市場運用上のルールは、すべて UCTE 系統と全く同一のルールで実施される可能性が高く、そのルールと異なったルールで運用している場合には、EU 指令により、強制的に改善命令が発せられる可能性がある。特に、UCTE 系統における運用ルールは、公正な競争を阻害する要因には非常に厳しいため、揚水式水力という特殊な発電設備だからといって、特別なルールで運用することには難色を示し、改善命令を発する可能性がある。

8.3.4 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

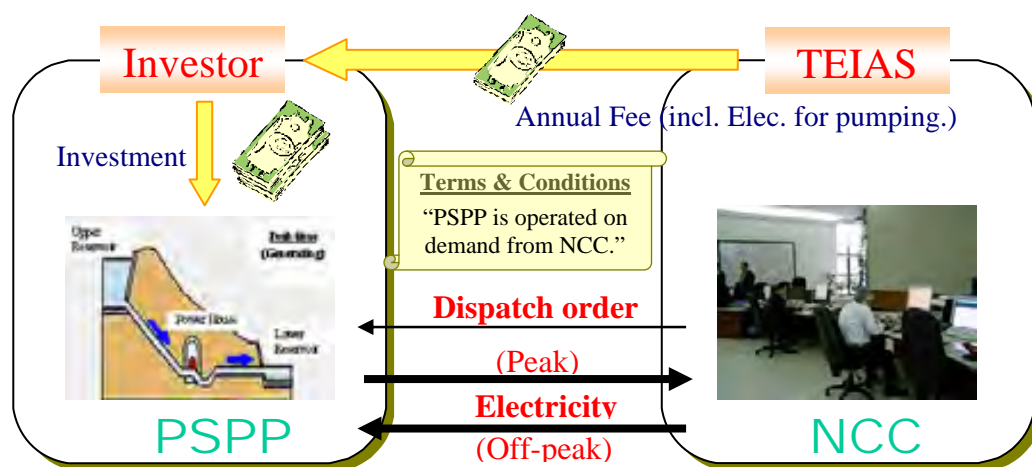


図 8.8 揚水発電の所有形態の一例

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った場合には、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

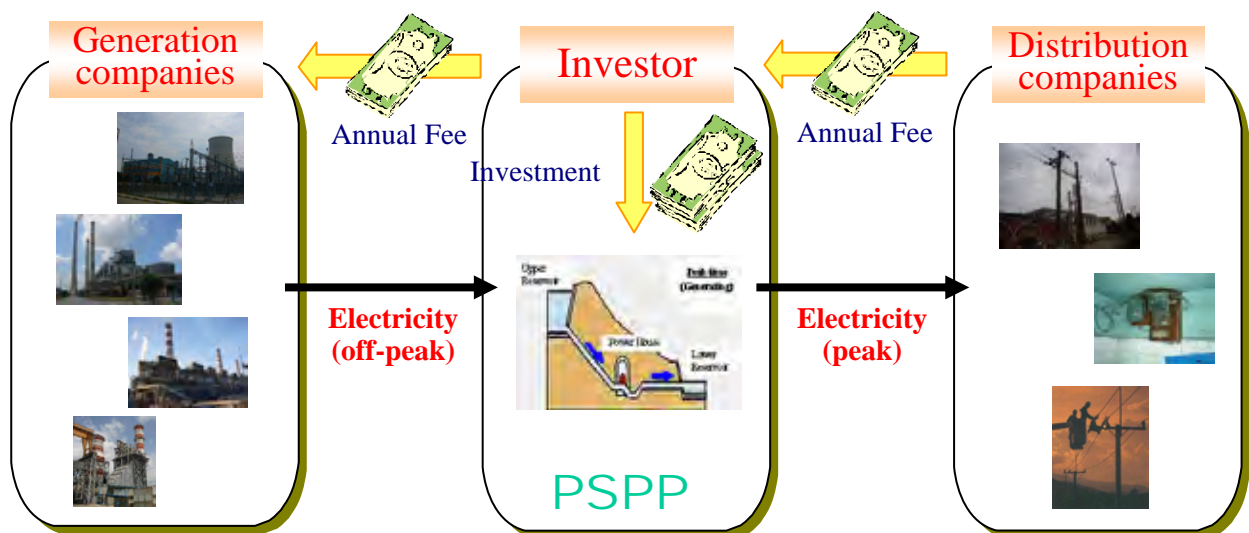


図 8.9 揚水発電の所有形態の一例

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がシステム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。

(7) 私営企業が参加する場合の資格要件

PSPPは電力の品質向上に寄与する設備で、その機能を代替する手段が少ないため、私営企業がPSPPプロジェクトに参加する場合には、以下のような資格要件が必要であると考えられる。

(a) 財務的体力

大きなトラブルが発生した際に、修理費がかかるとともに、収入の道が絶たれるため、所有会社にとっては大きな打撃となる。このような状況においても、速やかに修理を行って、運転を継

続できるだけの財務的な体力（または資金調達が可能な与信力）が必要である。

(b) 建設・運転のノウハウ

PSPP の建設・運転には、PSPP 特有の特殊なノウハウが要求されるため、これまでの建設・運転の経験が不可欠である。特に、運転時においては、単に指令に応じて運転停止するだけでなく、大きな市場の中で発電設備を効率的に運転する能力が求められる。このため、このような経験を持つ企業との合弁かまたは経験豊富なコンサルタントを雇用し、技術対応が可能な実施体制を構築するのが望ましい。

(c) 地域との協調

PSPP はその構成要素に、上池、下池、導水路などがあり、開発に伴って影響を与えるエリアは広範囲にわたる。このため、協調が必要となる関係者が多数存在する。特に、下池に DSI が所有する既設の池を利用する場合には、DSI と使用権に関する調整が必要となってくる。このような観点からは、トルコ国のルールに明るく、地域社会に受け入れられ易い企業として、トルコ系の企業またはトルコ系企業との合弁が望ましい。

8.3.5 資金調達

電力設備投資資金を調達するための選択肢は一般に表 8. 2 に示すように様々な方法があるが、事業主体や規模により方法は異なってくる。

表 8. 2 主な資金調達源

1) 内部金融	a. 留保利益	株主資本コスト	
	b. 減価償却費など	加重平均資本コスト	
2) 外部金融 (直接・間接金融)	a. エキティ・ファイナンス	株主資本コスト	直接：増資（株式発行）
	b. デット・ファイナンス	負債コスト	直接：社債、CP 間接：借入金
	c. アセット・ファイナンス		

(出典：「電気事業の経理」，エネルギーフォーラム社)

電力設備の建設は一般に巨額の初期投資が必要になり、且つその返済に充てる収入は建設の完了まで待たなければならず、一企業の内部留保だけでまかなえる規模ではない。そこで外部からの資金調達が必要になってくる。外部からの資金調達方法は実施主体如何によって異なってくるが、トルコ国の場合、通称 4628 法（電力市場法、the Electricity Market Law）の下、国による発電所新設は原則禁止となっているため、国の年次予算や海外援助機関からの借入金（ODA）による方法は除外され、IPP や民間電力会社など民間セクターによる電源開発が前提となる。

BOX 8.1 日本国政府による支援

日本政府はトルコ国に対し 1970 年より 30 年余りに渡り、約 4200 億円以上の有償・無償資金協力を行ってきた。電力セクター向けの円借款融資は、1970 年代の水力発電所以降、1984 年のアルティンカヤ水力発電所向け融資 154 億円が最後である。

以降では 8.3.4 で提案したビジネスモデルごとに適切な資金調達方法について検討を行った。

(1) 資金調達計画の検討

提案している 5 つのビジネスモデルを以下に再掲する：

1. TEIAS が毎年一定額の支払いを保証
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
3. TEIAS が直接建設・所有
4. TEIAS が一定設備利用率の引き取りを保証（Take or Pay 契約）
5. 配電会社及び発電会社と長期的な相対取引を実施

ここで、3.は、TEIAS が国有会社であることから、ODA 卒業国ではあるが円借款による低利の長期融資の可能性が出てくる。しかし国による新規発電所建設を原則禁止している現行の法規制下では現実性は低い。また 1.や 4.についても政府による買い取り保証は風力発電を除いて現在は廃止されているため、同じく現実性は低い。以上から以下の検討では 2.及び 5.の民間事業者によるケースを念頭に置くこととする。参考までに本調査で明らかになった最優先揚水発電建設事業の概要を表 8.3 に再掲する。

表 8.3 最優先揚水発電所プロジェクトの諸元

項目	諸元
プロジェクト名	トルコ国揚水発電 IPP 事業 (アルティンカヤ揚水発電所)
定格出力	1,800 MW (450MW x 4 unit)
建設費	1,009 億円 (1.2 billion USD)
建設単価	667 USD/kW (建中金利なし)
建設期間	13 年間 (工事期間は 6 年間)
揚水効率	70%
運転期間	30 年
事業主体	現地/外国の民間企業。もしくはその企業体。
予定収益	主に系統運用者からのアンシラリーサービス料による収入も見込む。23 社ある地域配電会社や大口顧客(Off Taker)との相対契約を通じた電力販売収入の可能性も見込む。
電力購入者	配電会社、大口需要家、もしくは電力取引所。

為替レート： 83.98 JPN/USD (17. Dec. 2010 時点。出典：Yahoo Finance)

次に本事業の実施主体であるが、現時点では既存の民間発電会社による事業となるか、新規の独立した事業（特定目的会社）となるかは決まっていない。資金調達方法も前者の場合は会社に対して貸し付けが行われるコーポレートローンが、後者の場合は事業本体に対して貸し付けが行われるプロジェクトファイナンスが候補に挙げられる。尚、前者の場合はコーポレートローンのような借入金による方法以外に表 8.2 に掲げたような社債や増資による資金手当も可能である。

発電事業の事業主体は政府買い取り保証廃止後は外資系企業は減り、現地企業の参画が増加している。規模が小さければ市中銀行融資でも資金調達は可能だろうが、本事業は定格容量が 1.8GW と、同国でも最大級の発電所新設事業となるため、他の調達方法も必要になってくる。事業ホスト国のカントリー・リスクの軽減も重要な鍵になることも勘案すると、国際金融機関や各国の輸出信用機関など公的機関との協調融資を全体のファイナンス・スキームに組み入れることは、こうした目的にも合致する。民間事業を支援する国際機関の例として、世界銀行グループの国際金融公社（IFC）のケースを例に資金調達方法のレビューを行った。

IFC の支援メニューには大きく融資と出資があり、状況に応じて使い分けている。融資額は民間融資であるため総費用の一部を IFC を中心とした融資団が準備し、残りは事業主体の投資家らが準備することになる。融資の場合は、貸付先の会社に融資するコーポレートファイナンスと貸付先が事業目的で設立された特別目的会社(SPV: Special Purpose Vehicle)である場合のプロジェクトファイナンスに大別される。前者では貸付先の会社の与信・財務状況を担保に融資を行うのに対して、後者では事業単体のキャッシュフロー（収益性）を担保に融資を行う。コーポレートファイナンスが該当するのは例えば外資系企業と地元財閥企業が合弁企業を設立して、その合弁企業が発電事業を実施していくような場合である。プロジェクトファイナンスとの大きな違いは、コーポレートファイナンスでは万一の不渡りの際に親会社まで返済の義務が発生するのに対し、プロジェクトファイナンスではその心配がない点である。

参考までに至近年の IFC によるトルコ国での発電プロジェクトへの融資実績を表 8.4 にまとめた。各案件の具体的な金利といった商品内容は開示されていない。

表 8.4 IFC によるトルコ国の発電プロジェクト融資実績

a. Enerjisa Enerji Uretim A.S. (2008 年)

融資先:	Enerjisa Enerji Uretim A.S. (サバンチ財閥 (トルコ) と Verbund (オーストリアの電力会社) の合弁会社)。
案件内容:	複数の発電所の建設 (水力発電所とガス火力発電所)
総費用:	20 億 USD。内、825 百万 USD を IFC が支援。
融資方法:	トルコでは初となる <u>コーポレートローン</u> (Enerjisa 向け) と <u>プロジェクト・ファイナンス</u> (傘下の各プロジェクト向け) の組み合わせで、後者の割合が 8 割を占める。

b. Rotor Elektrik Uretim A.S (2008 年)

融資先:	Rotor Elektrik Uretim A.S (トルコ国の 5 大民間発電会社のひとつである Zolru Enerji の子会社)
案件内容:	風力発電所 1 箇所の新設。
総費用:	180 百万ユーロ。内、45 百万ユーロを IFC が支援。
融資方法:	<u>プロジェクトファイナンス</u>

c. Ak Enerji (2010 年)

融資先:	Ak Enerji (CEZ(チェコの電力会社) と Akkok 財閥が出資)
案件内容:	複数の水力発電所の新設他。
総費用:	338 百万 USD。内、75 百万 USD (一部、出資含む) を IFC が支援。
融資方法:	<u>コーポレートローン</u> 。

このように案件毎に支援方式を柔軟に検討・選択していることがわかる。

■ 結 論

本事業は既存の大手民間発電会社によるものになればコーポレートローンによる可能性がある一方、同国初というシンボリックな揚水発電所建設事業であることから、単独のプロジェクトになる可能性も高い。その調達額の規模の大きさからも、資金の調達はプロジェクトベースで外部より資金を調達してくるプロジェクトファイナンス方式 (協調融資) による資金調達が妥当と思われる。またリスク軽減の観点から JBIC や IFC などの公的機関を中心とした協調融資の形をとることが望ましい。更に本事業は世界的にみても日本の技術優位性がある可変速揚水発電技術を活かせる事業であり、実際カウンターパートであるトルコ国政府 (EIE) でも続く実現可能性調査 (FS 調査) でも引き続き日本による支援を期待している。こうした状況も勘案すると融資にも JBIC による柔軟な支援が望ましい事業とも言える。

図 8.10 に一般的なプロジェクトファイナンス方式による本事業の実施枠組みを示す。

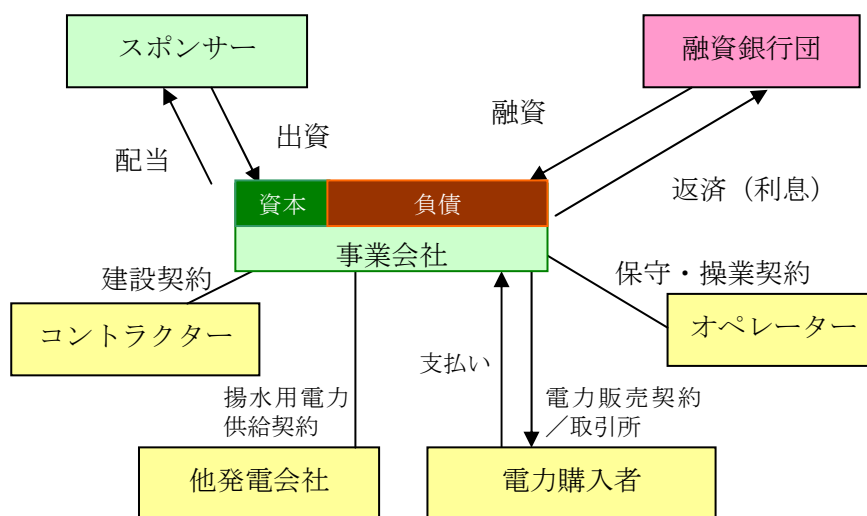


図 8.10 本揚水発電所事業実施の枠組み

(2) 資金調達に際しての留意点

以上では、資金調達方法について検討を行ってきたが、トルコ国での政府による発電電力の買い取り保証も現在は廃止されているため、自由市場における揚水発電事業の収入見通しは楽観視できない。プロジェクトファイナンスによる資金調達はプロジェクトの商用性(収益性や返済能力)が確保されていることが前提であり、万一確保されていなければ、調達不足に直面する恐れがある。このため十分なキャッシュフローの試算により事業の商用性の確認をする必要がある。その為にはビジネスモデルをある程度確定して収入を見積もれるようにする必要があり、こうした資金回収のリスク対策は次のステップである実現可能性調査(FS)での課題である。

提案しているビジネスモデルのケースで言えば、「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」の場合、電力販売は取引所経由の販売と配電会社との相対契約を通じた販売の割合を確定させることや、アンシラリーサービスによる収入単価の度合いにもある程度の目処を付けることが不可欠である。また「5. 配電会社及び発電会社と長期的な相対取引を実施」の場合は、全量を相対契約で販売するため、販売先の財務状況など支払い能力を精査することが肝要である。実際、地域配電会社間の料金回収率のバラツキを改善することが現在進行中である配電公社の民営化の目的のひとつとして掲げられている。最後に比較的小規模のパイロット事業を実施することで法規制の課題など不確かなリスクの洗い出しを行うこともリスク軽減策のひとつとして有効である。

上述の資金回収リスク以外にも、完工リスクなどその他のリスクの軽減対策の説明を融資者や出資者から求められる可能性があることも念頭に置いておくべきであり、続く FS の実施に際しては、この点の分析、解決策の提案も課題となる。

8.3.6 国有の下部調整池を私企業が使用する場合のアロケーション方法

ここでは、日本における多目的ダムのコストアロケーション法について紹介する。

(1) 日本のダムアロケーション制度の歴史

- 日本の多目的ダムのコストアロケーション制度は 1952 年に電源開発促進法の制定に併せて設立された。
- 設立時のコストアロケーション方法は「身替り妥当支出法」を基準としたものであった。
- 1967 年には「分離費用身替り妥当支出法」を基準とするアロケーション改定方式を確立し、関係法令の改定を実施した。

(2) 基本的な考え方

日本では分離費用身替り妥当支出法を採用している。

分離費用身代わり妥当支出法とは、多目的ダムの総工事費を、「分離費用」と「残余共同費」に区分し、各事業の分離費用に、メリットに応じて分配される残余共同費を合算することにより、負担金を算定するものである。

- ✓ 分離費用：ある事業が多目的ダムに参加したために増加する費用であり、その事業の参加前と参加後の総事業費の差分により算定
- ✓ 残余共同費：総事業費－分離費用

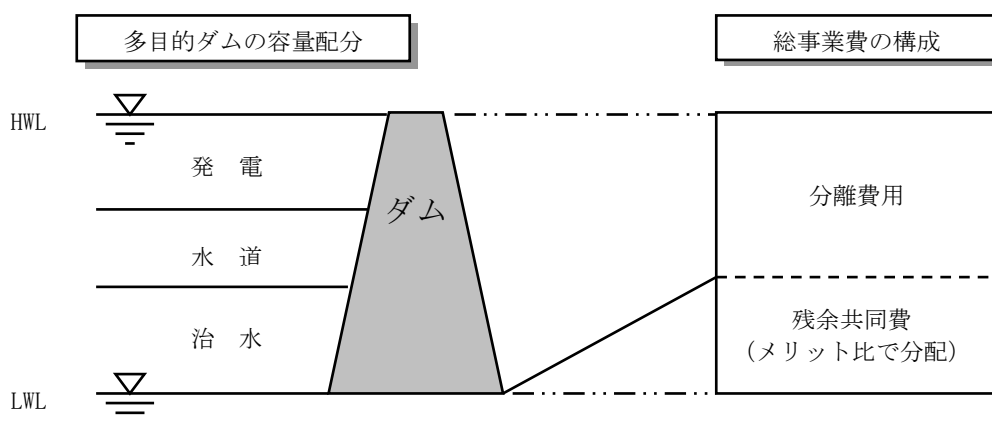


図 8.11 ダム総事業費の構成

(3) 残余共同費の配分方法

「身替建設費」と「妥当投資額」のいずれか小さい方から、「専用費用」及び「分離費用」を差し引いたものを各事業のメリット（「残余便益」）とし、その比率に応じて費用分担を行う。

- ① 身替建設費 : 共同事業への参加と同一効用を得るために各単独事業が単独で必要とする経費
- ② 妥当投資額 : 各単独事業が当該投資を通じて回収可能と想定される妥当な投資額
- ③ 専用費用 : 共同施設と一体的に使用するために設置される工作物であって、もっぱら特定の事業の用に供されるもの（水路・発電設備等）
- ④ 分離費用 : ある事業が多目的ダムに参加したために増加する費用であり、その事業の参加前と参加後の総事業費の差分
- ⑤ 残余便益 = $\text{Min} (①, ②) - ③ - ④$

(4) 身替建設費および分離費用の算定方法

貯水池容量配分

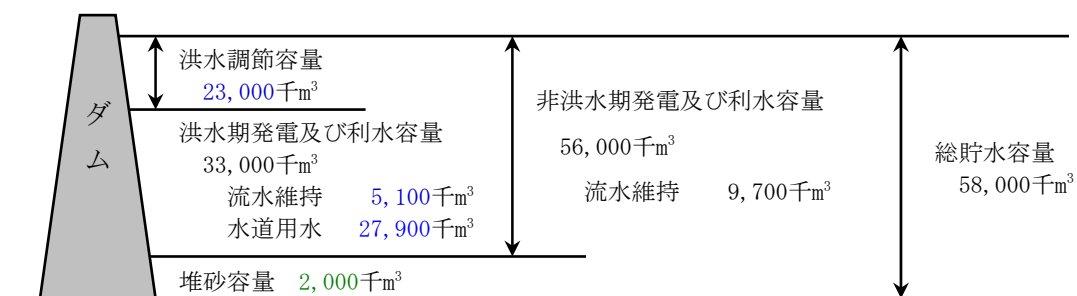


図 8.12 貯水池容量配分

貯水池容量～建設費曲線の作成

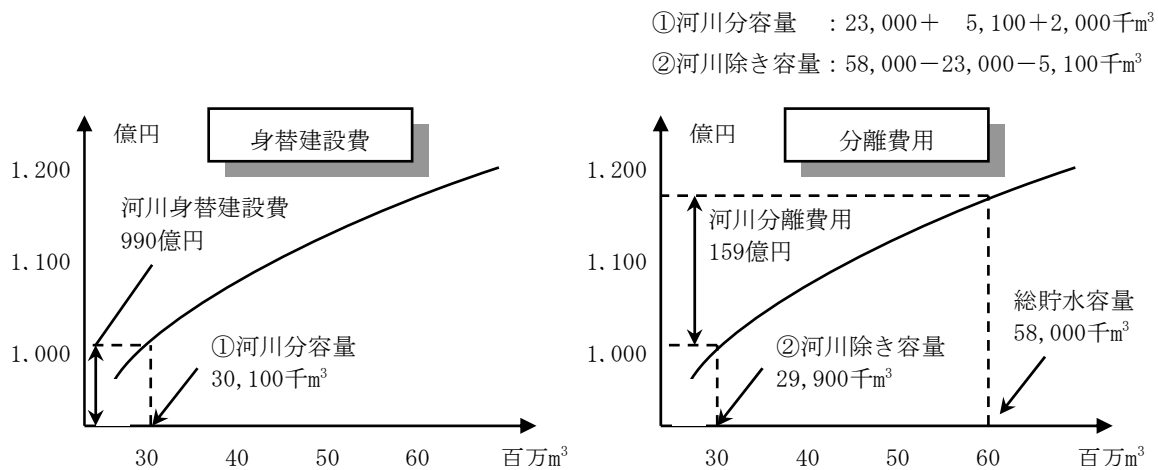


図 8.13 貯水池容量～建設費曲線の作成

(5) 妥当投資額の算定方法

- ◆ 妥当投資額算定式（発電、洪水調節、灌漑）

$$\text{妥当投資額} = \frac{\text{年効用} - \text{年経費}}{\text{資本還元率} (1 + \text{建設利息率})}$$

表 8.5 妥当投資額の算定方法

項目	算定方法（発電の場合）
年効用	= 有効出力×kW単価+有効電力量×kWh単価 (kW単価およびkWh単価を「山元発電単価」と呼ぶ)
年経費	人件費、修繕費、水利使用量、事業税、諸税、維持管理分担額、 その他諸費、の積み上げ
資本還元率	$= \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \left[1 - \frac{\beta}{(1+i)^n} + \gamma \frac{[(1+i)^n - 1](i - \alpha) + in\alpha}{i^2(1+i)^n} \right]$ <p>i : 割戻し金利率, n : 耐用年数 α : 償却率, β : 残存率, γ : 固定資産税率</p>

- ◆ 資本還元率とその算定条件

表 8.6 資本還元率とその算定条件

分類	還元率	利子率	耐用年数	固定資産税率
発電	0.0932	8.0%	45年 (残存率 10%)	1.4%
洪水調節	0.0464	4.5%	80年	—
灌漑	0.0604	5.5%	45年	—

(6) アロケーション算定結果の例

表 8.7 アロケーション算定結果の例

区 分		河 川	水 道	発 電	合 計	備 考
a	身替建設費	99,200	110,200	—	209,400	発電は算定しない *1
b	妥当投資額	183,213	—	2,341	185,554	水道は算定しない *2
c	a, b いずれか小	99,200	110,200	2,341	211,741	
d	専用施設費	—	—	1,588	1,588	水路・発電機等
e	c-d	99,200	110,200	753	210,153	投資可能限度額
f	分離費用	15,900	15,800	20	31,720	残余共同費:83,280 *3
g	残余便益(e-f)	83,300	94,400	733	178,433	事業毎のメリット
h	同上率 (%)	46.7	52.9	0.4	100.0	
i	残余共同費分配	38,892	44,055	333	83,280	残余共同費×h (%)
j	負担額 (f+i)	54,792	59,855	353	115,000	

*¹ 一般に、発電は「身替建設費 > 妥当投資額」となるため

*² 水道は「身替建設費 = 妥当投資額」と想定しているため

*³ 残余共同費 = 総事業費 - 分離費用合計

8.4 需要形状の変化に対する提言

(1) 需要の尖鋭化

4.3.2 節でも述べたように、トルコの都市部と地方部では需要形状に大きな相違がある。具体的には、ピーク発生時期に大きな違いがあり、都市部では、夏期昼間の15時ころに発生し、地方部では、冬期夕刻の20時ころに発生している。つまり、都市部の需要は、主として昼間に活動している業務用需要の比率が高く、地方部の需要は、家庭用需要の比率が高いことに起因しているものと想定される。中でも業務用の需要は、ピークの発生時期から考えて、エアコンの需要が大きく関係していると考えられる。

今後、地方部においても都市化の波が進展するとともに、業務用や家庭用のエアコン需要が増加し、徐々に昼夜間の格差が拡大し、需要の尖鋭化が進むものと想定される。需要のピーク部分は、1日中高い出力で運転している火力で対応するよりも、需要のピーク部分のみを専門的に受け持つピーク供給力で対応するのが経済的である。つまり、今後、ピーク供給力の必要性が高まるものと想定されるが、ピーク供給力の開発にあたっては、ピーク需要の動向、特にエアコンの普及拡大状況を十分に見極める必要がある。

エアコンの普及に伴って、夏期の電力需要は外気温との相関が非常に大きくなっていく。一例として、東京電力における外気温と最大電力需要の関係を以下に示す。外気温が30度の時に50GW程度であった電力需要は、外気温が35度になると、電力需要が60GW程度になることを示している。つまり、外気温1度上昇に対して、電力需要が4%増加している。

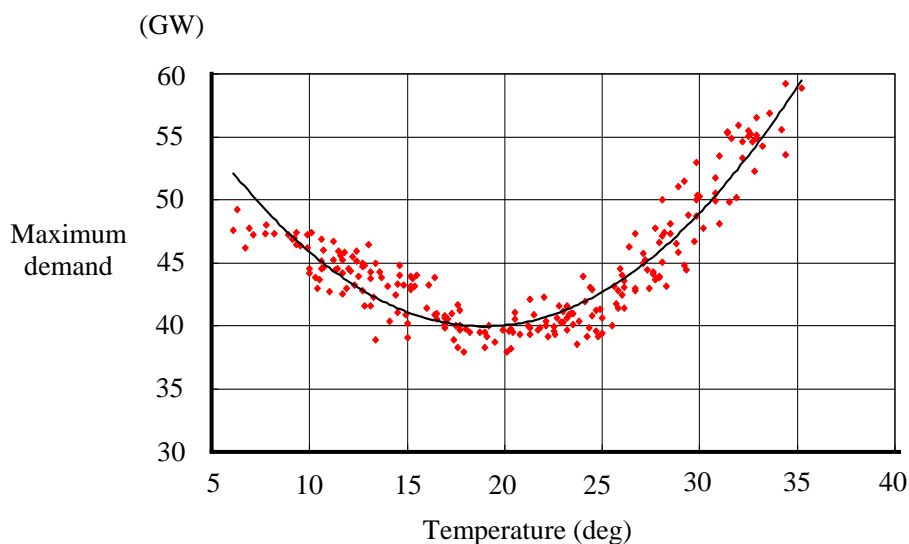


図 8.14 外気温と最大電力需要の関係（東京電力の例：FY 1998）

1日の中で見ても、夏期には朝から昼にかけて、電力需要は急激に増加する。一例として、東京電力における最大電力が発生した1日の電力需要の変化を以下に示す。

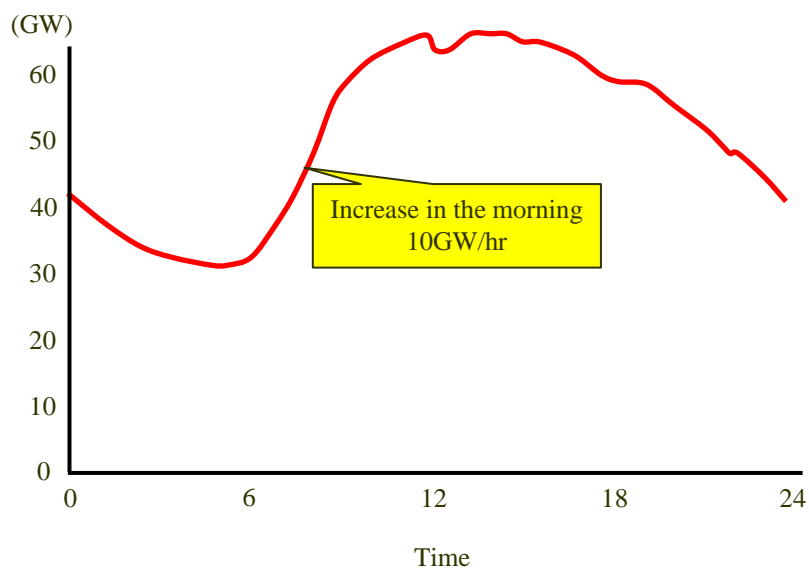


図 8.15 Daily Fluctuation in Demand (東京電力の例 : Jul.24.2001)

朝から昼にかけて、外気温の上昇とともに電力需要も急激に上昇し、その変化速度は1時間あたり10GWに達する。このような急激な変化に対して、電力の品質を安定的に維持するためには、電力需要の変化に対応して、発電量を迅速に変化できる一般水力や揚水式水力などの運転が不可欠である。

(2) Demand Side Management (DSM)の推進

前項で述べたように、今後、業務用需要の伸びにつれ、需要の尖鋭化が進む傾向にあると考えられる。需要の尖鋭化が進むと、それに合わせた発電設備を建設する必要が生じ、発電設備全体の利用率が低下するため、系統全体の供給原価が増加してしまう可能性が高い。需要形状の尖鋭化を抑制する施策として、DSMを積極的に進める必要があり、その方法として、以下の4つが考えられる。

- ピークシフト：ピーク時の需要をオフピーク時にシフト
- ピークカット：ピーク時の需要を抑制
- ボトムアップ：オフピーク時の需要を造成
- 省エネルギー：全体的に電力の使用量を抑制

具体的な方策として、大きく分けて、以下の2つが有効である。

(a) 電気料金制度の変更

ピーク時とオフピーク時の料金単価に著しい格差を設け、ピーク時間帯の需要を抑制するとともに、ピーク需要をオフピーク時間帯に誘導する。

(b) エネルギーの貯蔵が可能な機器の開発、導入

- 一般的な電力貯蔵機器
 - ◆ 鉛蓄電池：鉛電極、硫酸を電解質に使用。歴史は古い。

- ◆ NAS 電池：負極にナトリウム(Na)、正極に硫黄(S)、仕切りとなる電解質層にはベータアルミナセラミックスを使用。MW 級の電力貯蔵が可能。
- ◆ レドックスフロー電池：正負極の電解液にバナジウムイオン水溶液を用いた蓄電池。大容量化は可能だが、エネルギー貯蔵密度が低いため、広いスペースが必要。
- ◆ リチウム二次電池、ニッケル水素電池：1 台あたりは小規模だが、電気自動車への搭載により、総貯蔵容量は飛躍的に増加する可能性あり。
- エネルギー形態を変換させて貯蔵する機器
 - ◆ 揚水式水力：大容量の貯蔵（1000MW 以上）が可能、貯蔵効率 70%程度
 - ◆ 圧縮空気貯蔵(CAES)：比較的大容量（300MW）の貯蔵が可能、貯蔵効率 50%程度
 - ◆ 蓄熱式空調システム：オフピーク時の電力で氷を造り、昼間にその氷で冷房を実施（夏期の場合）

このうち、需要側の対策としては、電気料金制度の変更が有効であり、料金格差を活用したエネルギー貯蔵機器（特に電気自動車、蓄熱式空調システム）が、今後、有効に機能するものと期待される。一方、供給側の対策としては、現時点の技術レベルで大容量が期待できるのは、揚水式水力のみである。

8.5 風力と揚水式水力ハイブリッド計画に対する提言

(1) Yolova ハイブリッドプロジェクトの概要

(a) プロジェクトの位置

プロジェクト地点は、図 8. 16 に示すとおり Yalova 州、Çınarcık 郡に位置する。揚水地点は、Yalova 市の西南西約 25km に位置し、Yalova 市から車で 1 時間を要する。揚水地点から最も近い町はマルマラ海に面する Çınarcık である。風力地点は、揚水地点から北西 4~5km に位置する。



図 8.16 Yolova ハイブリッドプロジェクトの位置図

(b) 計画概要

プロジェクトの計画諸元ならびに揚水発電所レイアウトはそれぞれ表 8. 8、図 8. 17 に示すとおりである。

表 8. 8 YALOVA ハイブリッドプロジェクト計画諸元

Wind Farm		
1	Installed Capacity of the Wind Farm (MW)	: 10
Pumped Storage Power Plant		
2	Generation, Pump Capacity (MW)	: 4 (2x2), 4 (2x2)
3	Generation, Pump Discharge (m ³ /s)	: 5, 3.5
4	Generation, Pump Net Head (m)	: 92.15, 106.85
5	Generation, Pump Peak Duration (hours)	: 20, 30
6	Type of the Upper Reservoir	: Excavation & Erath Fill Dam
7	Active Volume of the Upper Reservoir (m ³)	: 362,000
8	Upper Reservoir Max.WL (m)	: 809.5
9	Upper Reservoir Min.WL (m)	: 795.0
10	Type of the Lower Reservoir	: Concrete Gravity Dam
11	Active Volume of the Lower Reservoir (m ³)	: 375,000
12	Lower Reservoir Max.WL (m)	: 716.5
13	Lower Reservoir Min.WL (m):	: 710.0
14	Number x Length (m) x Diameter (m) of Penstock	: 1 x 250 x 1.10
15	Type of the Power House	: Semi-underground

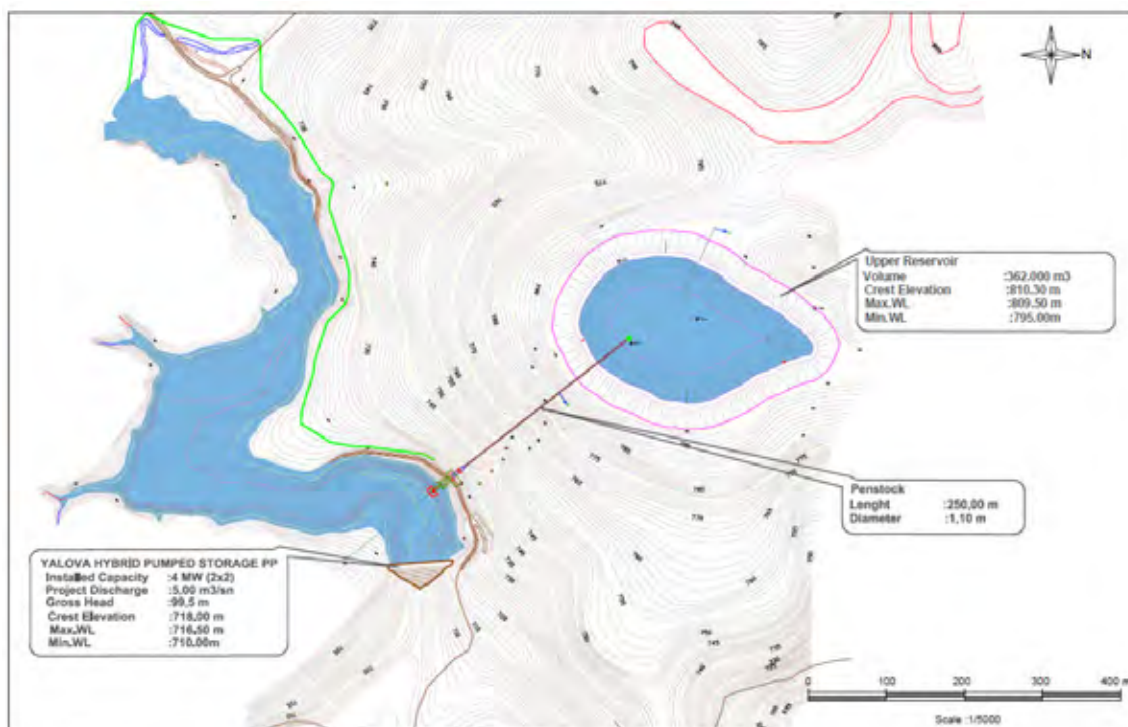


図 8. 17 Yalova 揚水発電所レイアウト図

(2) 揚水地点の調査結果

Yalova 揚水地点の現地調査を実施し、目視により、上部調整池、下部ダム／調整池の地形地質、環境の現状確認を行った。現地調査の概要（ハイブリッドプロジェクト配置図）、現地調査ルート、現地写真をそれぞれ添付資料 8-5-1, 8-5-2, 8-5-3 に示す。

なお、風力地点については、アクセス道路のコンディションが悪く、四輪駆動車以外では地点まで行くことができなかつたため、今回は調査を行わなかつた。

(a) アクセス道路の状況

アクセス道路は、舗装された州道であり、道路の状態は良好であり、下部ダムサイトまで、車でアクセスすることができる。アクセス道路から上部調整池までの道路はない。

(b) 地形・地質

Yalova 揚水地点は、Istanbul から Marmara Sea を挟んで南に約 30km の位置で、東から西に突き出す半島の先端部に近いところにある。

この半島は、当該国で最も活発な North Anatolian Fault によって形づくられたものであり、断層はこの地域では 2 分岐して Marmara sea に没する。これら 2 本の断層により半島の北側に Izmit 湾、南側には Gemlik 湾および Iznik 湖が形成されている。

半島自体は南北に約 20km の幅を有しており、地点はこのほぼ中間の脊梁部に位置する。上部調整池は下部調整池を計画している地点の左岸の台地上に位置する。

台地の頂部は平坦で、調整池の建設は可能であると思われる。しかし、容量確保のためには、掘り込む必要があるため、掘削土量は増大する。

半島の基盤を構成する地塊は、Caledonian および Hercynian 造山帯に属し、岩石はプレカンブリア紀の時代未詳の片麻岩、片岩、変花崗岩、ミグマタイト、角閃岩などで構成されている。

計画地点の地質は変麻岩であり、上下部調整池の基盤とも低透水性を有すると予想される。

上部調整池では風化岩を層厚 2～3m の表土が被っている。これらの材料は掘削後盛り土としてはあまり適さないため、調整池外に廃棄する必要がある。下部ダムサイト周辺の河床には、新鮮な岩盤露頭が確認でき、河床の左右岸の風化深度は比較的薄いと想定される。

(c) 自然環境、社会環境

➤ 自然環境

国立公園の指定はない。しかし、プロジェクト地点の周辺地域は、2010-2011 年の禁猟区及び重要生物多様性地域（KBA）に指定されている。環境保全に関わる関係機関は、野鳥の重要地として注目している。

プロジェクト地点の植生はブナ林である。比較的密度の高い林であるが二次林であり、樹木の太さは 10～20cm 程度である。

➤ 社会環境

プロジェクト地点には、社会的活動はない。

下部調整池の湛水末端近くに、1 軒家がある。しかし、住人は居らず、空き家になっている。

既存の道路と送電線の一部が下部調整池の満水位より低い位置にあるため、移転あるいはセッバックが必要になる。

プロジェクト地点周辺の道路は“Yaşil Mavi Yol”（グリーンブルー道路）と名付けられている。

(3) 評価ならびに提言

(a) 評価結果

現地調査結果からは、地質条件、環境条件としては特に大きな問題なくプロジェクトの実施は可能であると思われる。ただし、以下の技術的課題が考えられる

発電計画

- 発電および揚水時のピーク継続時間はそれぞれ 20 時間、30 時間とかなり長い。揚水発電所の運用ならびに経済性を考慮し、最適な上下部調整池の貯水容量を検討する必要がある。
- 発電出力と揚水入力と同じ 4MW となっているが、水車とポンプが別置きで計画されていることから、揚水発電所の運用ならびに揚水効率（70%）を考慮し、最適な揚水入力を検討する必要がある。

上部調整池

- 台地の頂部に上部調整池を設置する予定であることから、上部調整池周辺への浸透パス長が短いため、漏水の危険性がある。このため、近傍の谷地形を利用することも含めて設置位置を検討する必要がある。
- 層厚 2～3m の表土が被っており、土捨場を確保する必要がある。

下部調整池

- 下部ダムの高さを低くするためには、調整池への流入土砂を下流へスルーリングする必要がある。排砂設備の検討が必要である。
- 必要な貯水容量を効率的に確保でき、また、既設の道路ならびに送電線の移設区間を極力少なくできるように、ダムサイトを選定する必要がある。

水路・発電所

- 水路は鋼製パイプが採用されると予想される。管径と水路ロスおよび重量(費用)の関係から、最適な管径（条数）を検討する必要がある。また、経済性の面からサイフォンタイプの採用も検討する必要がある。
- 揚水のためには押し込み水頭が必要であるため、ポンプ中心標高は現河床よりも低くなる可能性が高い。従って、発電所の設計に当たっては浮力対策、漏水対策、排水設備の検討が必要である。

環境社会に関しては、プロジェクトによる影響は限定的であると思われる。しかし、環境関係機関との十分な調整を行うことが必要である。

(b) 提言

上記技術的課題の検討を含め、早期にフィージビリティスタディを実施する必要がある。

第9章 技術移転

9.1 揚水素材地点抽出評価

9.1.1 調査設計

第1回のWSにおいて揚水地点選定方法、揚水発電設備（土木、電気）設計方法、環境対策について日本の事例を中心に説明を行った。

揚水素材地点の抽出・評価、優良地点の選定、および現地調査等の一連の業務の実施をカウンターパートと共同作業を行うことにより、業務の進め方や調査手法についてOJTによる技術移転を図った。具体的には調査に併せて下記を実施した。

- 素材地点の抽出基準の設定において、調査団が作成した基準およびその設定根拠について説明し理解を深めた。
- 素材地点の1次評価結果を説明するとともに、特に揚水地点開発可能性の評価において注意すべき点について説明し、それについて意見交換を行うことで調査計画技術の向上を図った。
- EIEからも土木、地質、環境専門家に参加してもらい現地調査方法について、それぞれの分野でOJTを実施した。
- 現地調査結果の評価や調査地点の開発優先度評価結果について説明を行い、評価手法等について理解を深めた。また今後の技術的調査項目や調査手法の説明を行い、調査計画技術向上を図った。

第2回WSでは、揚水候補地点のレイアウト設計方法ならびに建設費積算方法、地形地質調査方法、現地踏査結果ならびに開発優先度評価結果について説明を行った。詳細現地踏査では、EIEの土木、地質専門家に対しOJTを実施した。

さらに、第3回WSでは、有望2地点の詳細現地踏査の結果、概念設計方法（土木構造物および電気機器）、ならびに建設費積算方法を説明するとともに、揚水発電所の最新技術について紹介した。

9.1.2 社会環境配慮

水力発電プロジェクトの環境社会配慮に関しては、EIEの担当者は自ら現地調査を実施し、EIAレベルの調査を実施しており、EIAの手続き、各種法令・法規制については十分理解している。

水力発電プロジェクトの計画段階での環境社会配慮については、民間ベースではほとんど行われていない。また、EIEは政府機関として計画段階から実施すべきとの認識を持っているものの、地点選定の段階での環境社会配慮の反映はほとんどされてきていないように見受けられた。

これらを踏まえ、第1回のWSにおいては、揚水発電プロジェクトの開発における図9.1に示す環境社会配慮の全体フローを説明した。

Flowchart of Environmental Study

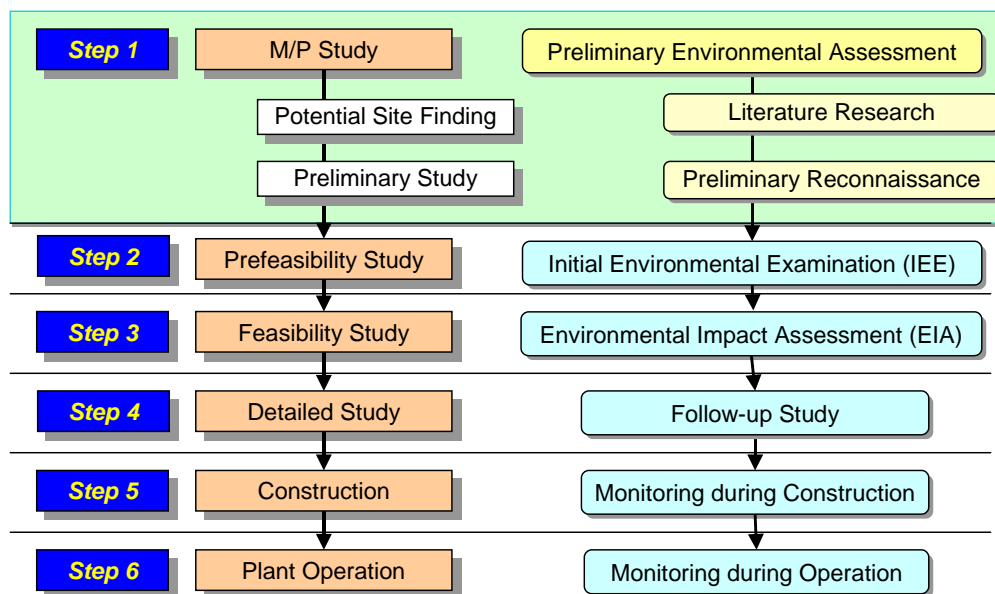


図 9.1 揚水発電プロジェクトにおける環境社会配慮全体フロー

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、ダム・調整池のロケーションに関係もの、発電所運転に関係するもの、開発規模に関するものなど、揚水計画特有の環境配慮すべき事項についても説明を行った。

第2回WSでは、揚水候補地点の現地調査方法、調査結果について、説明を行った。

さらに、第3回WSでは、有望2地点のIEEの結果を説明するとともに、日本の揚水発電所に適用された環境影響評価方法、影響緩和対策等の好事例を紹介した。

さらに、水力発電所の河川維持流量のあり方について、トルコにおいては確立した考え方がないため、EIEの要望に応え、日本での河川維持流量の決め方について説明した。

素材地点の選定基準、現地調査のための調査シートの準備、現地調査の実施、調査結果の評価、IEEレポートの作成、さらに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のカウンターパートと共同で実施することにより、揚水素材地点の予備調査段階でのOJTを実施した。

9.2 電源開発計画策定技術

9.2.1 第1回トレーニング

PDPAT トレーニングは2010年6月28日、29日の2日間、EIEとTEIASの若手技術者を対象に実施した。講習会に先立って、需給運用シミュレーションツールであるPDPAT IIと連系系統における信頼度評価ツールであるRETICSをEIEおよびTEIASに供与した。

第1回トレーニング内容は以下の通りである。

表9.1 第1回トレーニングメニュー

	コンピュータによる実技研修	講義
6月28日午前	PDPATの使用法、データの説明 最適なピーク供給力比率の検討	発電原価の算定方法
6月28日午後	RETICSの使用法、データの説明 LOLEと供給予備率の関係	供給信頼度の考え方
6月29日午前	最適な揚水式水力比率の検討	揚水式水力の供給力算定方法、 最適池容量の決定方法
6月29日午後	他系統との連系時における検討	他系統との連系時におけるメリッ トの算定方法



9.2.2 第2回トレーニング

第1回トレーニングにおいて、カウンターパートから PDPAT II のデータ作成方法に関するトレーニング実施の要望があり、それを踏まえて、第2回トレーニングを実施した。前回トレーニングに引き続き、カウンターパート機関である EIE（電力調査局）と TEIAS（送電公社）の若手技術者に対して、PDPAT II のデータ作成方法や計算結果の評価方法に関する研修を実施した。（9月2日に実施）



9.3 ワークショップの開催

9.3.1 第1回 Workshop

第1回 Workshop は2010年5月13日、14日、17日の3日間実施した。

本プロジェクトの関係機関を招待して、以下のような内容について日本の状況および東京電力における方法を紹介し、質疑応答を行った。

- ◆ 1日目（5月13日）：電力セクター、電力取引の実態、電源開発計画作成方法
- ◆ 2日目（5月14日）：揚水地点選定方法、揚水発電設備（土木、電機）、環境対策
- ◆ 3日目（5月17日）：系統運用方法、DSMに関する料金制度

会場は200人程度収容できる講堂で実施した。3日間とも参加者は70人を越し大盛況であった。

トルコは、発電、送電、配電が完全に分離しており、日本のシステムと異なっている。このような状況を反映して、日本における PPS 参入の仕組み、料金設定の方法、周波数調整の方法、揚水発電設備における燃料費の考え方などについて多くの質問があった。なお、系統運用に関しては、細かい質問が多く寄せられたため、5月18日に別室において、関係者のみで質疑応答を行った。

		
PDP チームの説明	質疑応答	PSPP チームの説明
		
ティーブレイクで歓談	質疑応答	クロージングリマーク
		
主催者側の集合写真	系統運用に関する質疑応答	系統運用に関する質疑応答

9.3.2 第2回 Workshop

第2回 Workshop は2010年8月26日に実施した。

本プロジェクトの関係機関を招待して、調査団が提出した中間報告書の内容を紹介し、質疑応答を行った。参加者は51名であり、活発な議論が行われた。

- ◆ 長期電源開発計画手法と揚水式水力の最適必要量
- ◆ 系統運用面における揚水式水力の優位性
- ◆ 揚水素材地点の抽出と評価概要
- ◆ 揚水素材地点の地質調査方法
- ◆ 揚水素材地点計画諸元ならびに概算工事費算出方法
- ◆ 揚水素材地点の環境調査方法

参加者の大きな関心事としては、以下の三点である。

- ◆ トルコでは自由化が進展しており、国営の発電会社は今後一切の発電所を建設しないことになっているので、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。
- ◆ 今後、ヨーロッパ系統との連系が予定されており、連系を開始した場合に、発電設備の運用はどのようになると想定されるのか。
- ◆ 一般水力のポテンシャルがまだかなりあるので、揚水式水力の開発は本当に必要なのか。

また、来日研修時の要望に応じる形で、8月23日に TEIAS において日本の電力会社における需給制御、周波数調整・電圧調整に関するルールを紹介と質疑応答を行った。

		
Workshopの様子	Workshopの様子	TEIASでのセッション

9.3.3 第3回 Workshop

第3回 Workshop は電源開発計画、揚水技術のトピック毎に11月26日、12月1日にそれぞれ実施した。本プロジェクトの関係機関を招待して、調査団が提出したドラフトファイナルレポートの内容を紹介した。

<電源開発計画>

- ◆ 長期電源開発計画手法

- ◆ 既設水力発電所の増設可能性
- ◆ ヨーロッパにおける揚水発電の運用形態
- ◆ 揚水発電所有形態に関する提言

<揚水技術>

- ◆ 優先揚水候補地点の概要（Altunkaya、Gökçekaya）
- ◆ 優先揚水候補地点の地形、地質特性
- ◆ 環境影響評価結果
- ◆ 揚水発電の概念設計（土木構造）
- ◆ 揚水発電の概念設計（電気、機械）
- ◆ 次のステップに向けた提言

特にヨーロッパにおける揚水発電の役割については出席者からの関心が高く、活発な議論が行われた。

		
<p>Workshop (PDP) の様子</p>	<p>Workshop (PSPP) の様子</p>	<p>記念品の贈呈</p>