

# 可変速揚水発電技術適用可能性調査 ファイナルレポート

平成 24 年 1 月  
(2012 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社  
東電設計株式会社

産公
JR
11-072

## 目次

<b>第 1 章</b>	<b>業務の概要</b> .....	<b>1</b>
1.1	調査の背景 .....	1
1.2	調査の目的と実施内容 .....	1
1.2.1	調査目的 .....	1
1.2.2	調査対象地域 .....	1
1.2.3	実施内容（TOR） .....	1
1.3	調査実施方針 .....	3
1.3.1	調査業務フロー .....	3
1.4	調査体制および調査実績 .....	5
1.4.1	調査団の構成・分担 .....	5
1.4.2	調査実績 .....	6
<b>第 2 章</b>	<b>可変速揚水発電技術と系統運用上の効果</b> .....	<b>7</b>
2.1	可変速揚水発電技術と導入・運用実績 .....	7
2.1.1	可変速揚水発電システムの特徴 .....	7
2.1.2	可変速揚水発電システムの導入実績 .....	10
2.1.3	可変速揚水発電技術の比較 .....	11
2.2	需給運用・系統運用における可変速揚水の役割 .....	14
2.2.1	電源種別の特徴を考慮した需給運用 .....	14
2.2.2	需給運用・系統運用における揚水発電の役割 .....	16
2.2.3	需給運用における可変速揚水発電の運用手法 .....	19
2.2.4	可変速揚水導入のための需給運用面の要件 .....	20
<b>第 3 章</b>	<b>欧州の国際連系系統における 再生可能エネルギーと揚水発電 の現状および課題</b> .....	<b>22</b>
3.1	欧州連系系統の状況 .....	22
3.1.1	欧州の電力事情概要 .....	22
3.1.2	欧州における系統連系の状況 .....	22
3.1.3	欧州における再生可能エネルギーの状況と課題 .....	23

3.2	スペインの風力発電導入と系統安定化対策の状況 .....	25
3.2.1	スペインの風力発電導入と予備力確保の状況 .....	25
3.2.2	ユーラスエナジーの状況 .....	26
3.2.3	系統安定化の状況と新たな規制への対応 .....	27
3.3	ドイツの電力市場と揚水発電所の運用 .....	29
3.3.1	ドイツにおける電力市場の状況と揚水発電所の運用 .....	29
3.3.2	Kops II 揚水発電所（オーストリア） .....	34
3.4	イタリアの電力市場と揚水発電所の運用 .....	36
3.4.1	イタリアの電力市場の状況と揚水発電運用への影響 .....	36
3.4.2	Entracque 揚水発電所（イタリア） .....	40
3.4.3	Avce 揚水発電所（スロベニア） .....	43
3.5	欧州国際連系系統における揚水発電の現状および課題のまとめ .....	46
<b>第 4 章</b>	<b>トルコにおける可変速揚水発電導入の検討 .....</b>	<b>47</b>
4.1	トルコにおける可変速揚水発電導入の検討 .....	47
4.1.1	トルコにおける揚水発電計画の状況 .....	47
4.1.2	トルコにおける揚水発電導入に係る課題 .....	47
4.1.3	トルコにおける揚水式水力導入の経済性 .....	52
4.1.4	タンデム型機と可変速型機の比較 .....	57
4.2	Gokcekaya 発電所における可変速揚水設計例 .....	60
4.3	可変速揚水発電導入に関するワークショップの実施 .....	61
4.3.1	目的 .....	61
4.3.2	実施概要 .....	61
4.3.3	ワークショップ発表資料 .....	63
4.4	可変速揚水発電導入のクライテリア .....	74
<b>第 5 章</b>	<b>アジアにおける可変速揚水発電導入の検討 .....</b>	<b>78</b>
5.1	可変速揚水発電導入対象国の検討 .....	78
5.1.1	アジアにおける揚水発電導入の状況 .....	78
5.1.2	アジア地域における揚水発電所導入に係る課題 .....	78
5.1.3	アジア地域における可変速揚水発電導入の可能性が高い国の抽出 ...	80
5.2	ベトナムにおける可変速揚水発電導入の検討 .....	82
5.2.1	電力制度の概要 .....	82
5.2.2	電源開発計画の概要 .....	85

---

5.2.3	揚水発電開発計画の概要.....	90
5.2.4	系統運用状況.....	90
5.2.5	可変速揚水発電導入の可能性.....	95
<b>5.3</b>	<b>インドネシアにおける可変速揚水発電導入の検討.....</b>	<b>97</b>
5.3.1	電力制度の概要.....	97
5.3.2	電源開発計画の概要.....	101
5.3.3	揚水発電開発計画の概要.....	102
5.3.4	系統運用状況.....	104
5.3.5	可変速揚水発電導入の可能性.....	109
<b>5.4</b>	<b>アジアの他の国における可変速揚水発電導入の可能性検討.....</b>	<b>119</b>
5.4.1	マレーシアにおける可変速揚水発電導入可能性検討.....	119



## Abbreviations

Abbreviations	Words	日本語訳
ABB	ABB (旧 Asea Brown Boveri)	スイス本社の重電企業
APK	Research Planning and Coordination	計画調整局 (TEIAS の部門) (トルコ)
ASPS	Adjustable Speed Pumped Storage	可変速揚水発電
AS-PSPP	Adjustable Speed Pumped Storage Power Plant	可変速揚水発電所
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧調整装置
B/C	Benefit by Cost	費用便益比
BDEW	Federal Association of the Energy and Water Industry	エネルギー・水道事業連合 (独)
C/C	Combined Cycle	コンバインドサイクル
CECRE	Control Center of Renewable Energies	再生可能エネルギーコントロールセンター (スペイン)
DSM	Demand Side Management	需要側電力管理
EEG	Renewable Energy Sources Act	再生可能エネルギー法 (独)
EEX	European Energy Exchange	電カスポット市場 (独)
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	電力調査開発局 (トルコ)
ELES	Elektro Slovenija	スロベニアの送電会社
EMRA	Energy Market Regulatory Authority	エネルギー市場規制庁 (トルコ)
EMS	Energy Management System	エネルギー制御システム
EnBW	EnBW Energie Baden-Württemberg	ドイツの電力会社
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia eLettrica	イタリアの電力会社
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者連盟
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計、調達、建設
EU	European Union	欧州連合
EUAS	Electric Generation Company	トルコ発電公社
EVN	Vietnam Electricity	ベトナム電力公社
FRT	Fault Ride Through	事故時運転継続機能
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GF	Governor Free	ガバナフリー
GT	Gas Turbine	ガスタービン
GTO	Gate Turn Off	ゲートターンオフ
HSE	Holding Slovenske Elektrarne	スロベニアの電力持株会社
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
IE	Institute of Energy	ベトナムエネルギー研究所
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IPP	Independent Power Producer	卸電力事業者
JEPIC	Japan Electric Power Information Center	海外電力調査会
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LF	Load Factor	負荷率
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
LNG	Liquified Natural Gas	液化天然ガス



LVRT	Low Voltage Ride Through	電圧低下時運転継続機能
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources	インドネシアエネルギー鉱物資源省
MOIT	Ministry of Industry and Trade	ベトナム商工省
MONRE	Ministry of Natural Resources and Environment	ベトナム資源環境省
MP	Master Plan	マスタープラン
MPI	Ministry of Planning and Investment	ベトナム投資計画省
NCC	National Control Center	中央給電指令所
NLDC	National Load Dispatch Center	中央給電指令所
P3B	Penyaluran Dan Pusat Pengatur Beban	送電・給電指令センター (PLN の組織) (インドネシア)
PDP	Power Development Plan	電源開発計画
PLN	PT. Perusahaan Umum Listrik Negara Persero	インドネシア電力公社
PPA	Power Purchase Agreement	電力購買契約
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 Cell	太陽光発電
REE	Red Electrica De España	スペインの電力会社
RUPTL	Long Term Electricity Development Plan	長期電力供給計画 (インドネシア)
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk	ドイツの電力会社
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	系統監視制御 (システム)
SCR	Silicon Controlled Rectifier	サイリスタ
SENG	Soške Elektrarne Nova Gorica	スロベニアの発電会社
SPO	State Planning Organization	国家計画庁 (トルコ)
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
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
TL	Türk Lirası	トルコリラ (通貨単位)
TOR	Terms Of Reference	プロジェクト実施要項
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
TUBITAK	The Scientific and Technological Research Council of Turkey	トルコ科学技術研究会議
TYNDP	Ten Year Network Development Plan	送電ネットワーク開発 10 ヶ年計画 (欧)
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	欧州送電協調連盟
USC	United States Cent	米セント
USD	United States Dollar	米ドル
VCGM	Vietnam Competitive Generation Market	ベトナム電力市場



Abbreviations	Words	Turkish
APK	Research Planning and Coordination	Araştırma Planlama Koordinasyon
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
DPT	State Planning Organization	Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
DSI	General Directorate of State Hydraulic Works	Devlet Su İşleri
DGP	Balancing Power Market	Dengeleme Güç Piyasası
EIE	General Directorate of Electric Power Resources Survey and Development Administration	Elektrik İşleri Etüt Idaresi 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	Elektirik Üretim Anonim Şirketi
KCETAS	Kayseri Region Electricity Company	Kayseri ve Civari 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 Uzlastirma Merkezi
PYS	Market Management System	Piyasa Yönetim Sistemi
TAEK	Turkish Atomic Energy Authority	Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
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
TÜBİTAK	The Scientific and Technological Research Council of Turkey	Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu





## 第1章 業務の概要

### 1.1 調査の背景

2010年6月に閣議決定された「新成長戦略」には、その戦略の一つとして、我が国が強みを持つ環境関連の技術・経験をアジアの持続可能な成長のエンジンとして活用することが明記されている。エネルギー分野においては、我が国に比較優位のある技術として、可変速揚水発電技術が知られており、本調査はトルコならびにアジア諸国へ可変速揚水発電技術の適用可能性を調査するものである。

### 1.2 調査の目的と実施内容

#### 1.2.1 調査目的

アジア地域への可変速揚水発電システム導入の可能性を検討し、今後のアジア地域での案件形成に寄与することを目的とする。期待される成果は以下の通り。

- 可変速揚水発電システムを導入した場合の効果（系統運用、経済性等）および導入条件等が整理される。
- アジア地域における可変速揚水発電システム導入の可能性が整理される。

#### 1.2.2 調査対象地域

欧州、トルコ、アジア地域を調査対象とする。

#### 1.2.3 実施内容（TOR）

本調査は大きく以下の業務要素から構成される。

##### (a) 可変速揚水技術調査

国内メーカーへの調査等を行い、可変速揚水に係る技術を整理する。

##### (b) 欧州における状況調査

欧州において再生可能エネルギー導入状況、揚水発電所運用状況、電源計画・揚水発電所建設計画状況、国際連系線を含めた系統運用状況の調査を行う。調査対象は以下。

- ❖ ドイツの発電事業者、オーストリアの揚水発電所
- ❖ スペインの TSO、風力発電所
- ❖ イタリアの TSO、揚水発電所、スロベニアの可変速揚水発電所

##### (c) トルコにおける可変速揚水発電導入検討

可変速揚水技術調査を踏まえて、トルコにおける可変速揚水導入の系統運用上の効果、経済効果等を整理する。

(d) 可変速揚水導入のクライテリア検討

可変速揚水技術調査、トルコにおける検討結果を踏まえて、他国においても導入可能な可変速揚水導入のクライテリアを検討する。

(e) アジアにおける可変速揚水発電導入検討

アジアにおいて以下の調査を行い、国内作業で得られなかった現状・最新情報を収集すると共に、可変速揚水の導入効果について関係者に説明を行い、協議する。

- ❖ 電源計画・揚水発電所建設計画状況
- ❖ 需給運用・系統運用状況

調査対象国はベトナム、インドネシアとする。

### 1.3 調査実施方針

#### 1.3.1 調査業務フロー

業務の基本的な流れを図1.1の基本業務フローに示し、調査業務全体の流れを図1.2に示す。

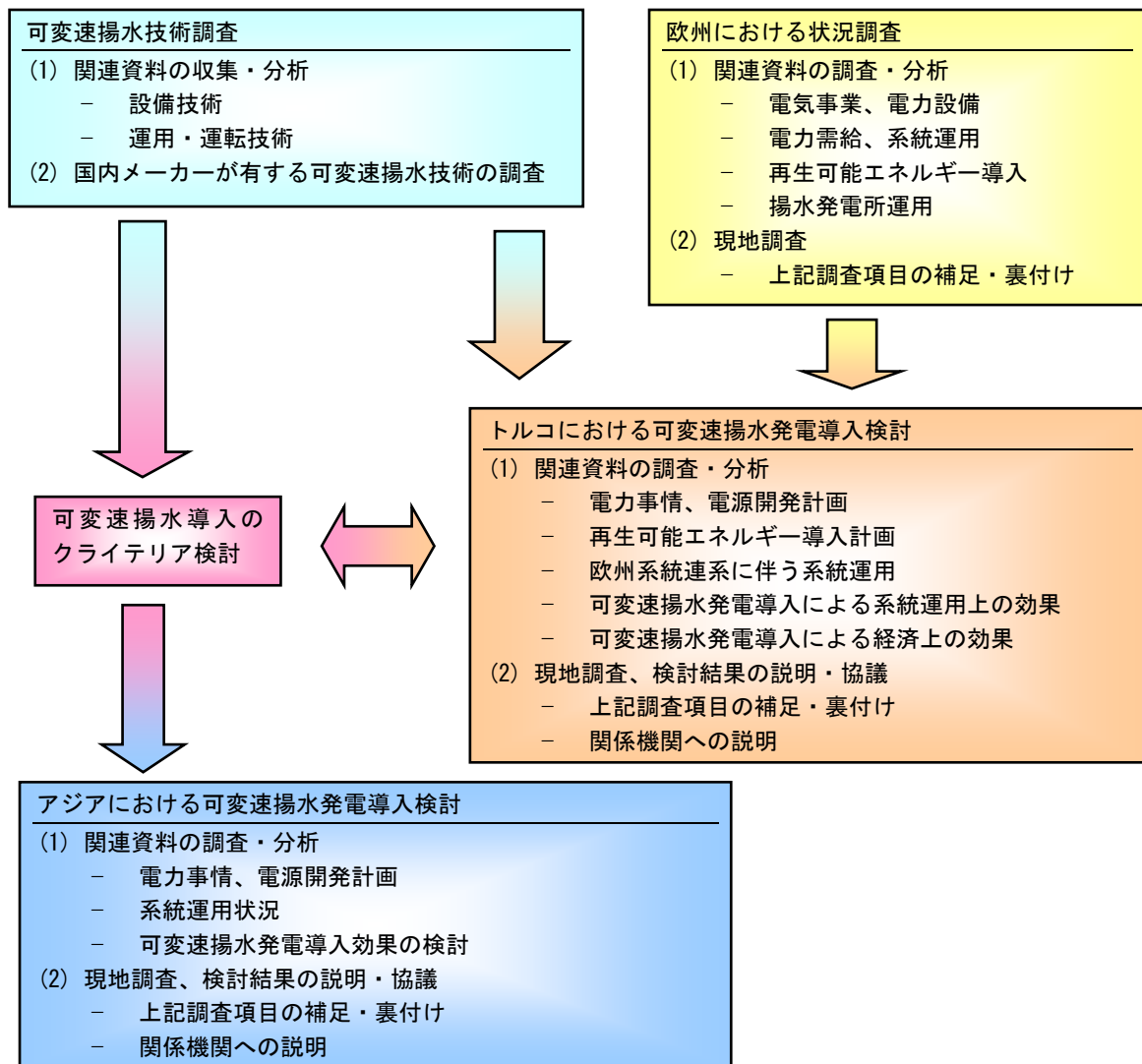


図1.1 基本業務フロー

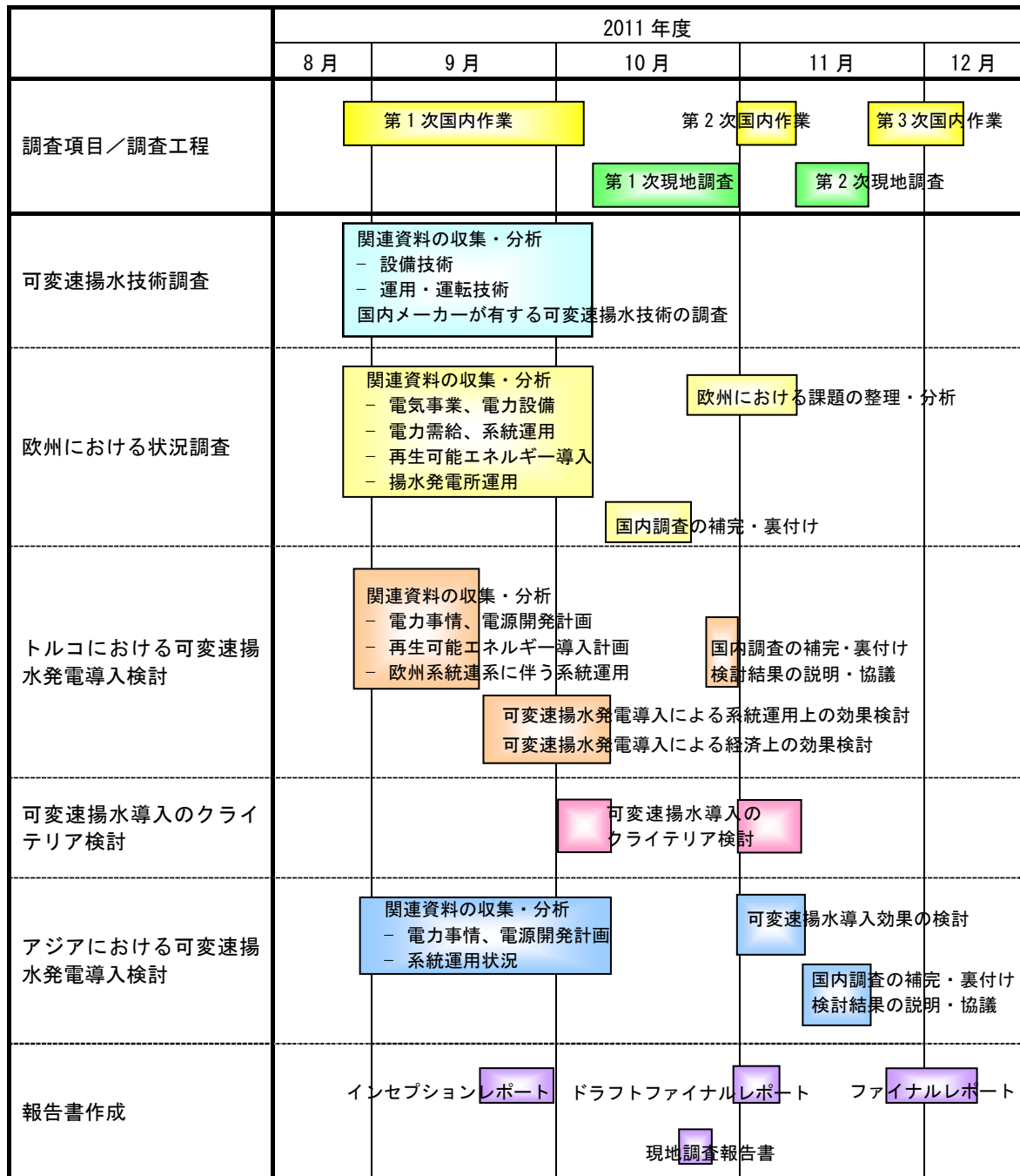


図 1.2 調査業務全体の流れ

## 調査体制および調査実績

### 調査団の構成・分担

本調査は、図 示す団員構成・分担で実施した。

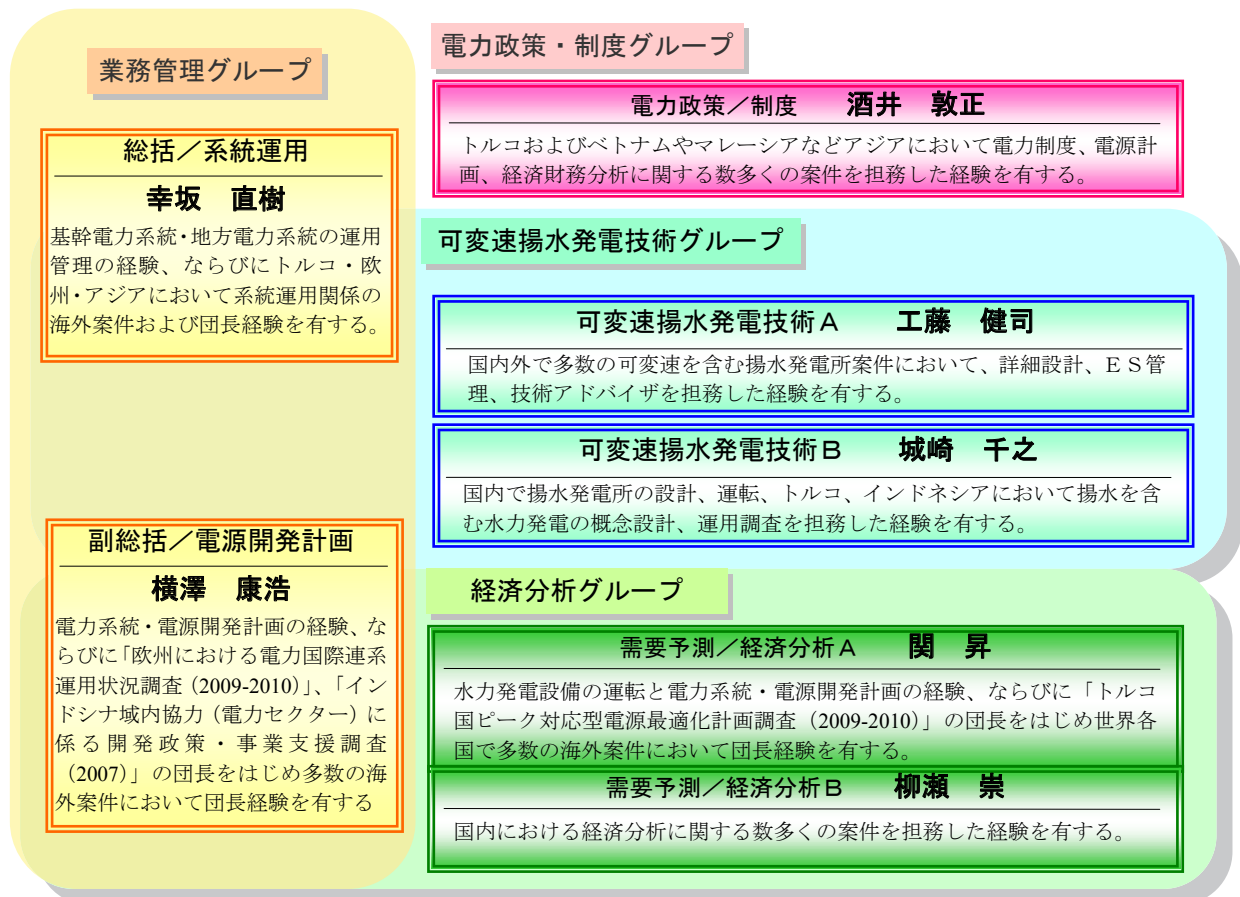


図 調査団団員構成・分担

## 1.4.2 調査実績

第1回現地調査実施:平成23年10月11日から10月29日

- 10月12日 RWE(ドイツ発電事業者)訪問
- 10月13日 REE(スペイン TSO)訪問
- 10月14日 ユーラスエナジー(スペイン風力発電事業者)訪問
- 10月14日 Kops II (オーストリア揚水発電所)訪問
- 10月17日 Entracque (ENEL) (イタリア揚水発電所)訪問
- 10月19日 Terna(イタリア TSO)訪問
- 10月21日 Avce(スロベニア揚水発電所)訪問
- 10月24日 JICAトルコ事務所訪問
- 10月24日-27日 EIE(トルコ電力調査開発局)訪問
- 10月25日-26日 TEIAS(トルコ TSO)訪問
- 10月26日 可変速揚水発電技術ワークショップ(EIEにて)開催
- 10月27日 EMRA(トルコ国エネルギー市場規制庁)訪問
- 10月27日 EUAS(トルコ発電公社)訪問

第2回現地調査実施:平成23年11月13日から11月19日

- 11月14日 JICA ベトナム事務所訪問
- 11月14日 EVN(ベトナム国有電力公社)訪問
- 11月15日 Institute of Energy(ベトナム国有エネルギー調査部門)訪問
- 11月15日 NLDC(ベトナム TSO)訪問
- 11月15日 MOIT(ベトナム商工省)訪問
- 11月17日 P3B(インドネシア・ジャワバリ系統運用部門)訪問
- 11月17日 JICA インドネシア事務所訪問
- 11月18日 PLN(インドネシア国有電力公社)訪問

## 第2章 可変速揚水発電技術と系統運用上の効果

### 2.1 可変速揚水発電技術と導入・運用実績

#### 2.1.1 可変速揚水発電システムの特徴

可変速揚水発電システムは、ピーク需要に対応するための従来の揚水発電所の機能に加え、揚水運転時に入力を可変に調整できるほか、発電、揚水のどちらの運転においても従来の揚水発電所と比較し高速に電力を調整できる機能を有する。可変速揚水発電システムの主な特徴は以下のとおりである。

- 可変速揚水発電システムと従来の揚水発電システム（定速機）の比較図を図 2.1 に示す。両システムの主な違いは、発電電動機の回転子構造と発電電動機の励磁方式にある。従来システムにおいては、発電電動機の回転子は突極型回転子巻線から構成され、そこに励磁装置から直流電流を供給して励磁を行っている。それに対し、可変速揚水発電システムの発電電動機の回転子は三相巻線から構成される非突極型（円筒型）であり、その三相巻線に供給する交流励磁電流の周波数を変換装置にて調整することで、回転子の回転速度を制御している。

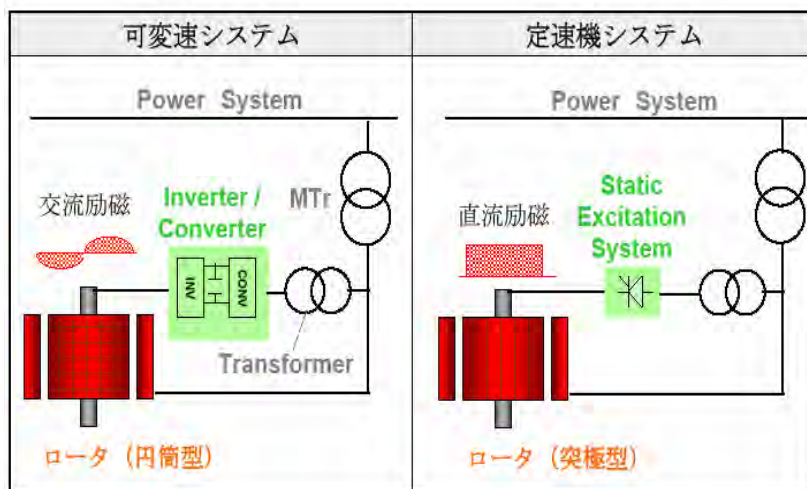


図 2.1 システム比較図

- 三相巻線を有している発電電動機の回転子に三相交流電流を供給すると、回転子上には回転磁界が発生する。この回転磁界の回転速度を  $n_2$  とし、さらに回転子の機械的な回転速度を  $n_r$  とすると、発電電動機の固定子側から見た磁界の回転速度  $n_1$  は図 2.2 に示すように  $n_2 + n_r$  式で表される。すなわち、同期速度を  $n_1$  とすると、同期速度  $n_1$  と回転子の速度  $n_r$  との差である  $n_2$  に相当する低い周波数で回転巻線を交流励磁すれば、発電電動機を常に系統と同期しながら、回転子を任意の回転速度に制御して運転することができる。



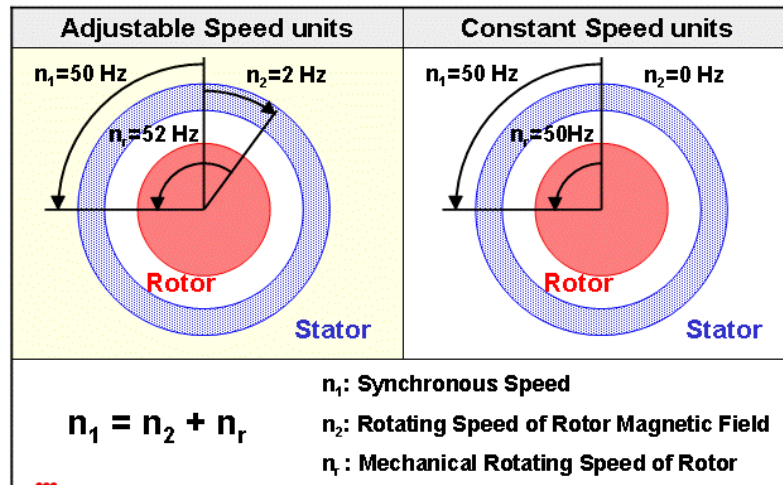


図 2.2 同期速度と回転子速度の関係図

- 回転子巻線に三相交流励磁電流を供給する励磁方式には、交流電源を一旦直流に整流した後に低周波交流に変換するインバータ/コンバータ方式と、交流電源を直接低周波の交流に変換するサイクロコンバータ方式がある。

可変速揚水発電システムを導入することにより、従来、夜間に需給調整を行っていた火力発電所を利用する必要がなくなることや、再生可能エネルギーを利用した発電における急激な出力変動を吸収・調整する役割を果たすことができるため、我が国においては運用性や経済性のみならず、環境面においてもその効用が認められている。可変速揚水発電システムの運用面における主なメリットは以下のとおりである。

- 図 2.3に示すとおり、定速機においては回転速度が一定であるため、ダム水位によって決まる揚程と電動機入力、ポンプ特性によって一本の曲線となる。一方、可変速システムにおいては、回転子の回転速度を調整することで、回転速度の3乗に比例して軸入力に変化するため、その結果として電動機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、揚水運転時における系統全体の周波数調整能力が向上する。

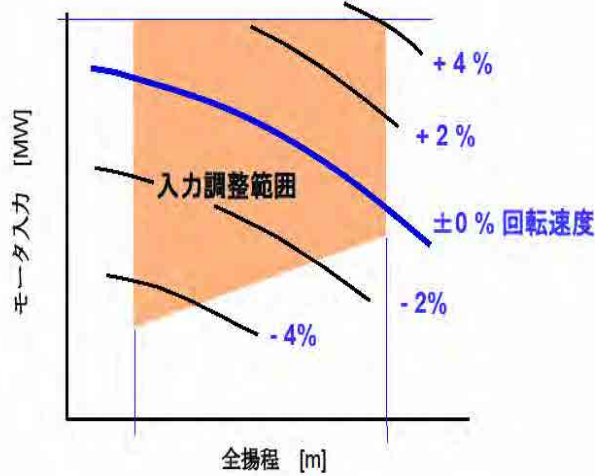


図 2.3 揚程とモータ入力の関係図

- 落差と流量条件により、ポンプ水車の回転速度を最適に調整することで、最も効率の良い点での発電運転が可能となる（図 2.4 参照）。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大幅に抑制されるので、水車の下限運転出力が下がり出力調整範囲が拡張され、発電運転時の周波数調整能力が向上する。

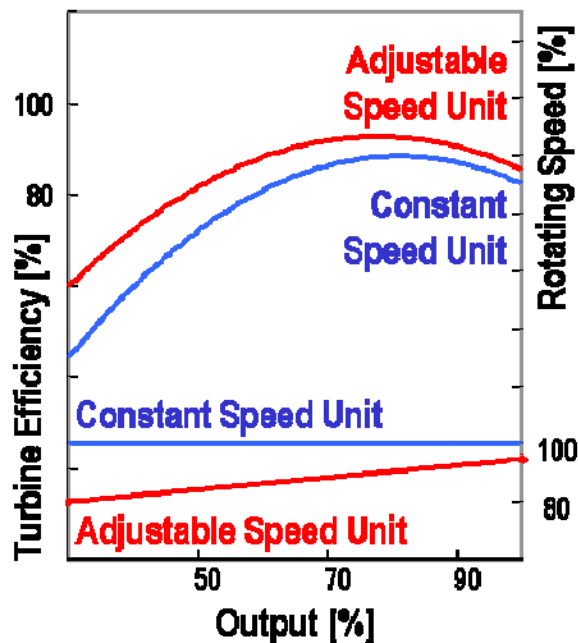


図 2.4 回転速度と水車効率の関係図

- 回転子の慣性エネルギーを利用することで、電力の入出力を高速制御できることから、系統の安定化に寄与することが可能である。

### 2.1.2 可変速揚水発電システムの導入実績

CO<sub>2</sub> 排出量の削減のために風力や太陽光発電などの導入が増えるなか、新たな調整用電源の必要性が増しており、電力調節能力に優れる可変速揚水の役割は国内外で高まっている。可変速揚水発電システムのこれまでの導入実績を表 2.1 に、導入計画を表 2.2 に示す。

表に示すとおり、そのほとんどが日本メーカーにより日本国内に設置されている。現在までに東京電力、北海道電力、関西電力、電源開発、九州電力が導入済み、今後も関西電力、北海道電力、東京電力で導入が進められている他、中部電力も検討中である。

海外でも導入計画が相次いでいる。米国ではカリフォルニア州などに複数の新設計画があるほか、欧州でもスイスやポルトガルで新設が計画されている。日本勢では三菱電機がスロベニアで 200MW の発電機を納入した実績がある。<sup>1</sup>

表 2.1 可変速揚水発電システムの主な導入実績表

電力会社名(国名)	発電所名	出力×台数	主な製造者	運転開始年
東京電力	矢木沢	80MW×1台	東芝	1990
北海道電力	高見	100MW×1台	三菱	1993
関西電力	大河内	320MW×2台	日立	1995
東京電力	塩原	300MW×1台	東芝	1995
電源開発	奥清津第二	300MW×1台	東芝	1995
電源開発	やんばる海水揚水	30MW×1台	東芝	1999
ドイツ	Goldisthal	300MW×2台	ANDRIZ	2003
九州電力	小丸川	300MW×4台	日立、三菱	2007
スロベニア	Avce	200MW×1台	三菱	2010

表 2.2 可変速揚水発電システムの主な導入計画

電力会社名(国名)	発電所名	出力×台数	主な製造者	運転開始年
関西電力	奥多々良木	320MW×2台	日立	2014
北海道電力	京極	200MW×1台	東芝	2015
スイス	Nant de Drance	250MW×4台	ALSTOM	2015
スイス	Linth-Limmern	250MW×2台	ALSTOM	2015
ポルトガル	Vende Nova III	400MW×2台	SIEMENS	2015
インド	Tehr i	250MW×4台	ALSTOM	
東京電力	葛野川	400MW×2台	東芝	2020

<sup>1</sup> 日本経済新聞 (2011/1/19) 他

### 2.1.3 可変速揚水発電技術の比較

可変速揚水発電のニーズを明らかにするため、負荷調整用電源としての可変速揚水発電の得失を分析する。

#### (1) 国内各メーカーが有する可変速揚水発電技術

可変速揚水発電システムの基本構成については、メーカー間で大きな差異はない。ただし、システムを構成する励磁装置の変換器ならびに発電機回転子コイルの支持方式については、メーカーにより異なる方式を採用している。以下にその概要と特徴をまとめる。

##### (a) 励磁装置の変換器

従来システムにおいては、発電電動機の回転子は突極型回転子巻線から構成され、そこに励磁装置から直流電流を供給して励磁を行っている。それに対し、可変速揚水発電システムの発電電動機の回転子は三相巻線から構成される非突極型(円筒型)であり、その三相巻線に供給する交流励磁電流の周波数を変換装置にて調整することで、回転速度が変化しても系統と同期した状態で運転できる。

回転子巻線に三相交流励磁電流を供給する励磁方式には表 2.3 に示すとおり、交流電源を一旦直流に整流した後に低周波交流に変換するインバータ/コンバータ方式と、交流電源を直接低周波の交流に変換するサイクロコンバータ方式がある。

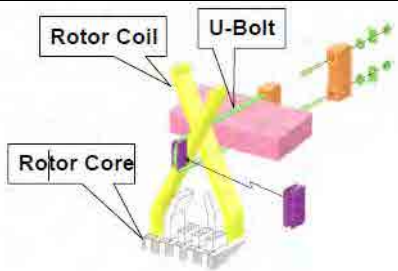
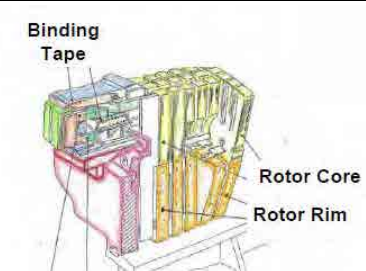
表 2.3 変換器の比較

変換方式	インバータ/コンバータ方式	サイクロコンバータ方式
図		
概要	商用周波数の交流を一旦直流に変換し、その後、数ヘルツの交流に変換。変換器に用いる半導体はGTOなど(自励式)。	商用周波数の交流を直接、数ヘルツの交流に変換。変換器に用いる半導体はサイリスタ(他励式)。
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 無効電力を消費しない。</li> <li>➢ 発電電動機の容量を小さくできる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 高電圧化が容易にできる。</li> <li>➢ 部品点数が少ない。</li> </ul>

(b) 発電電動機の回転子コイルエンド支持方式

可変速揚水発電システムの発電電動機の回転子は三相巻線から構成される非突極型（円筒型）である。回転子のコイル端部（コイルエンド）は運転中に遠心力の作用を受けるため、特別な支持構造が必要になる。この回転子コイルエンド支持方式には表2.4に示すとおり、Uボルト方式とバインド線方式がある。なお、海外にはタービン発電機に用いられるリテイニングリング構造を採用した実例がある。

表 2.4 回転子コイルエンド支持方式の比較

支持方式	Uボルト方式	バインド線方式
図	 <p style="text-align: center;"><b>U-Shape Bolt Support System</b></p>	 <p style="text-align: center;"><b>Bind-Tape Support System</b></p>
概要	コイルエンドの内周側の広いスペースに配置した構造強度の強い支えリングとロータコイルエンドを連結するUボルトで構成される。	コイルエンド部は外周側に巻かれたバインドによって、支持される。バインドには、ステンレス鋼線または高強度繊維素材が使用される。
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 組立工期が短く、現場での組立スペースが小さい</li> <li>➢ コイルエンド部が露出しており、冷却性が高い。</li> <li>➢ コイルの点検、補修作業が容易</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 構造が簡易である。</li> <li>➢ 古くから誘導電動機で採用されており、技術的に確立された工法である。</li> </ul>

## (2) 可変速揚水発電システムと従来の揚水発電システム（定速機）の比較

可変速揚水発電システムは従来型に比べて入力調整が可能となる一方、回転子構造が複雑であることと、大容量の励磁用変換装置を有することから、従来の揚水発電システムに比べて建設コストが割高となる。これらを踏まえてメリット、デメリットを定量的に比較検討すると、以下の表 2.5として表すことができる。

表 2.5 従来型と可変速システムの比較

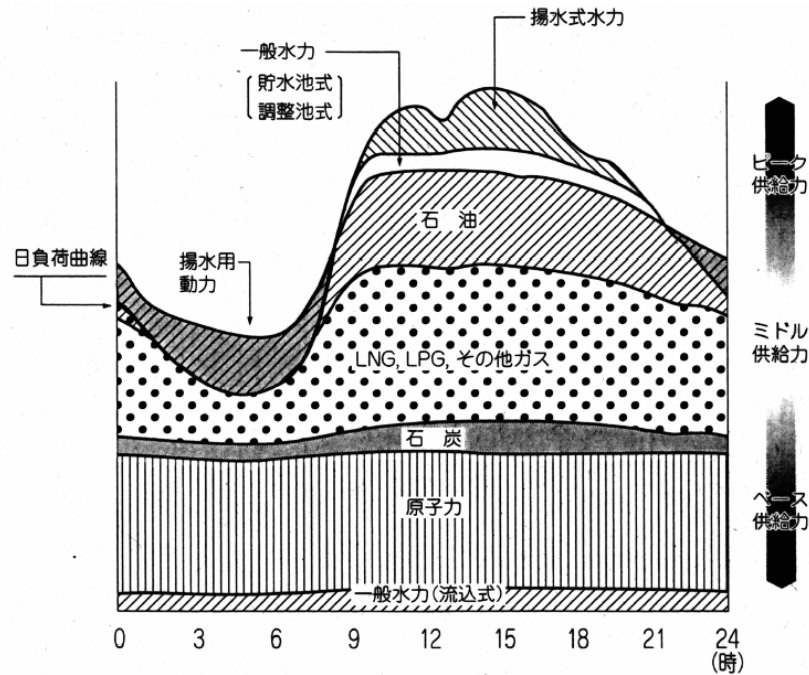
システム	定速機	可変速	備考
ダム容量	ほぼ同一		可変速は従来型に比べて、より低水位で運転可能。
地下発電所の空洞体積	100%	105%	可変速は回転子や変換器スペースのための追加スペースが必要。
電機分コスト	100%	140%	可変速はロータや励磁装置の増分コストが必要。
水車効率	基準	最大出力時 0.5%増、中間負荷時 2.5%増	可変速は回転速度を変えることで、高効率運転が可能。
発電時の運転範囲	50-100%	30-100%	可変速は水車の特性向上により、運転範囲が拡張される。
揚水時の運転範囲	一定	70-100%	可変速は運転範囲を調整できる（入力は速度の三乗に比例）。
出力変化速度 （通常運転）	0-100%/60sec	0-100%/60sec	従来型は水車特性に依存。可変速は電氣的に制御できるため、指令に対する追従性は良好。
出力変化速度 （過渡時）	不能	20MW/0.1sec	可変速は慣性エネルギーを電気エネルギーに高速変換可能。



## 2.2 需給運用・系統運用における可変速揚水の役割

### 2.2.1 電源種別の特徴を考慮した需給運用

一般に電力の需給運用においては、燃料計画、設備補修計画、気象予報等を考慮し、前日までに予想需要に応じた発電所毎の運転計画を決定する。電源種別によって燃料価格、効率、出力調整能力が異なるため、それらを考慮したうえで経済性が最適となる計画が立てられる。図 2.5 に、日本における 1 日の需要変化に対応した各種電源の運用を示す。



- |              |                               |
|--------------|-------------------------------|
| 流込式水力：       | 河川の自然流量をそのまま利用                |
| 原子力：         | フル出力運転                        |
| 石炭火力：        | ベース電源としてフル出力を基本               |
| LNG火力：       | 運用性に優れていることから、ベース・ミドル供給力として活用 |
| 石油火力：        | 経済性を考慮し、ピーク供給力として活用           |
| 調整池式、貯水池式水力： | 時間的出力の調整が可能であるため、ピーク供給力として活用  |
| 揚水式水力：       | 負荷追従性に優れており、急峻な需要変動に対応        |

図 2.5 電源種別の特徴を考慮した需給運用

当日は実際の需要変化に応じて発電機出力を調整することにより、需要に見合った電力が供給され、その結果電気の周波数が一定に保たれる。各電源の出力調整能力を図 2.6 および表 2.6 に示す。

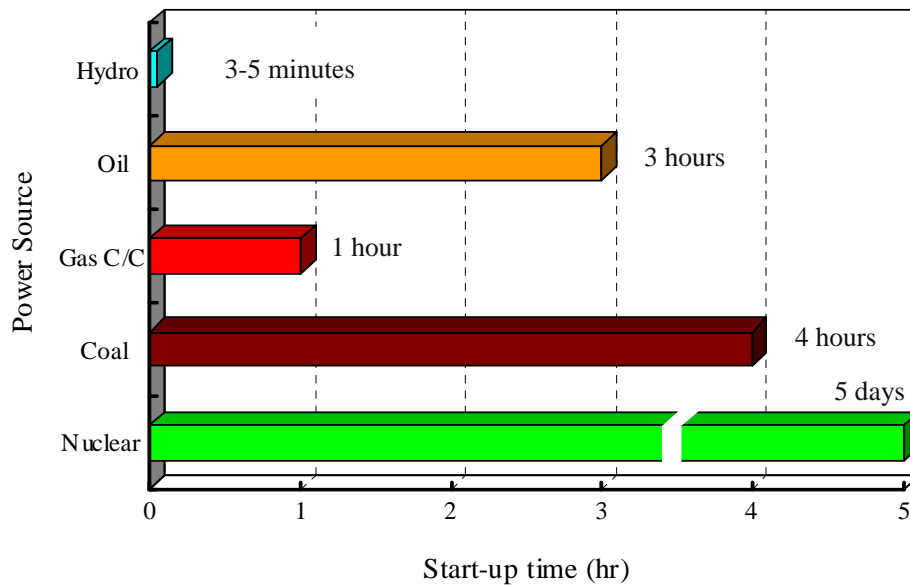


図 2.6 停止 8 時間後の起動時間

表 2.6 出力変化速度

電源種別	出力変化速度
水力	50~60%/分
石油火力	1~3%/分
ガスコンバインドサイクル	5%/分
石炭火力	1~3%/分
原子力	—

揚水発電は水力発電として、他の電源と比較して起動時間が早く、出力変化も高速に調整できる能力を持つ。このような特徴から、揚水発電設備はピーク時間に電力を計画的に供給できるうえ、以下のように活用することもできるため、系統運用面での利点も大きい。

- 電源脱落などの計画外停止に対応する供給力
- 朝の需要立ち上がり時など需要変動の大きな時間帯の調整力
- 瞬動予備力（数秒～1分程度の変動調整）・運転予備力（1分～数分程度の変動調整）としての調整力
- 送電系統に異常が生じた場合の潮流調整・電圧調整
- 広範囲停電が発生した場合の停電復旧の起点
- 軽負荷時に燃料費が安く高効率のベース電力を高負荷率で活用することによる全体の燃料費低減



### 2.2.2 需給運用・系統運用における揚水発電の役割

電力供給の信頼度を保ち、電力系統を安定に、効率的に運用するため、(a)需給制御、(b)経済運用、(c)アンシラリーサービス (Ancillary service) を適切に行う必要がある。揚水発電所を適切に活用することによって、これらの方策をより効果的に実現できる。

#### (a) 需給制御

需給制御の目的は、負荷変動に対応した供給力を準備し、需要に対応した発電出力を保つことであり、揚水発電所は以下のように活用される。

- ピーク需要に対する供給力  
1日のピーク需要時間帯に合わせて発電運転を行うようにするもので、翌日または場合によっては2～3日後の高需要に備え、オフピーク時に揚水運転、ピーク時に発電運転を行う。
- 電源脱落などの計画外停止に対応する供給力  
昼間の待機時にはすぐ起動し発電運転することにより、また揚水時には揚水運転を遮断することで、他の電源が故障した場合などにそれをカバーする供給力を短時間のうちに維持することができる。これによって周波数が維持され、一般の負荷遮断を防ぐ効果がある。
- 需要変動の大きな時間帯の調整力  
前小節に示すとおり出力調整能力に優れている特徴から、朝の需要の立ち上がり時間帯等の需要変動が大きい時間帯に発電運転を行い、需給調整を効果的に行うために活用できる。(図2.7参照)

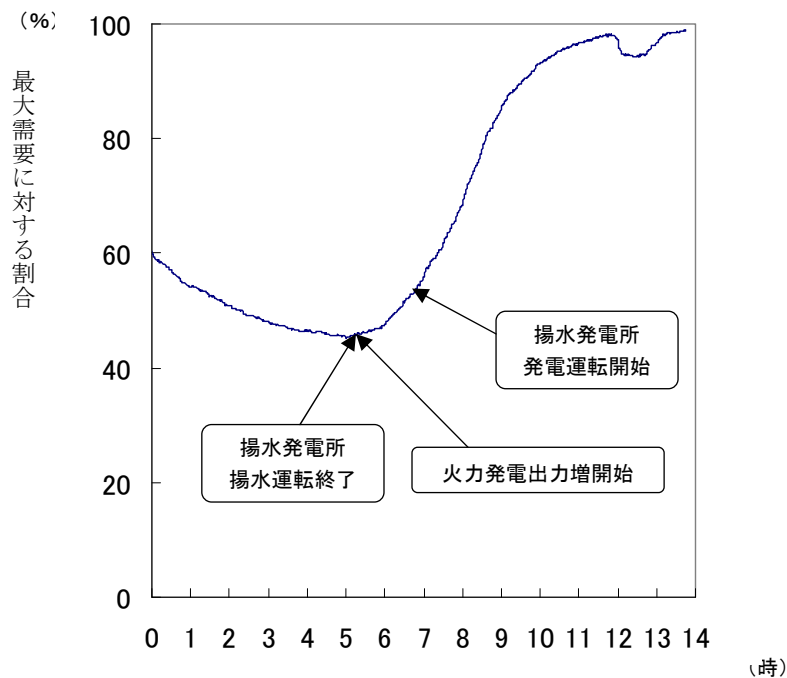


図 2.7 需要立ち上がり時間帯における発電機運転例

## (b) 経済運用

揚水発電所は、深夜などの電力があまり使われていない時に電気を貯蔵して、ピーク時など電気を必要とする時にこの貯蔵した電力を利用することで、需要と供給のバランスを調整して、ピーク時とオフピーク時の電力需要の格差を小さくすることが出来る(図2.8)。従って、揚水発電所は、電力消費の時々刻々の変動を平準化できるという意味で、DSMの役割を担うことができるとも言える。

この負荷平準化により、これまで頻繁に起動停止および出力調整しなければならなかった他の電源が定格出力で長時間運転することが可能となるため、燃料効率が向上する。さらに、これに伴う発電単価の安いベース電源の発電比率の増大が図れることにより、系統全体の発電経費が減少するという経済効果もある。

- 系統に余剰電力が発生する場合

原子力・流れ込み式水力・地熱など一定出力で運転することが効率的・経済的な発電所があり、これらの発電所を安定出力で運転すると余剰電力が発生するため、これを補償し安定運転を維持するために揚水発電所の揚水運転を行うことがある。これらの電源比率が増大すると、軽負荷時の需給調整に不可欠となる。

- 高効率のベース電力を活用することによる全体の燃料費低減

夜間の軽負荷時に高効率火力などの単価の安い電力を用いて揚水運転を行い、昼間の高需要時に熱効率の低い火力発電所の出力を抑えることで、発電設備全体の効率を向上し燃料費を低減できる。

- 下池の水位を下げるための揚水

下池に一般河川からの流入があり、下池の下流に発電設備があるものの一時的に発電できない場合等、水を有効活用するために揚水運転を行い上池にくみ上げる場合がある。

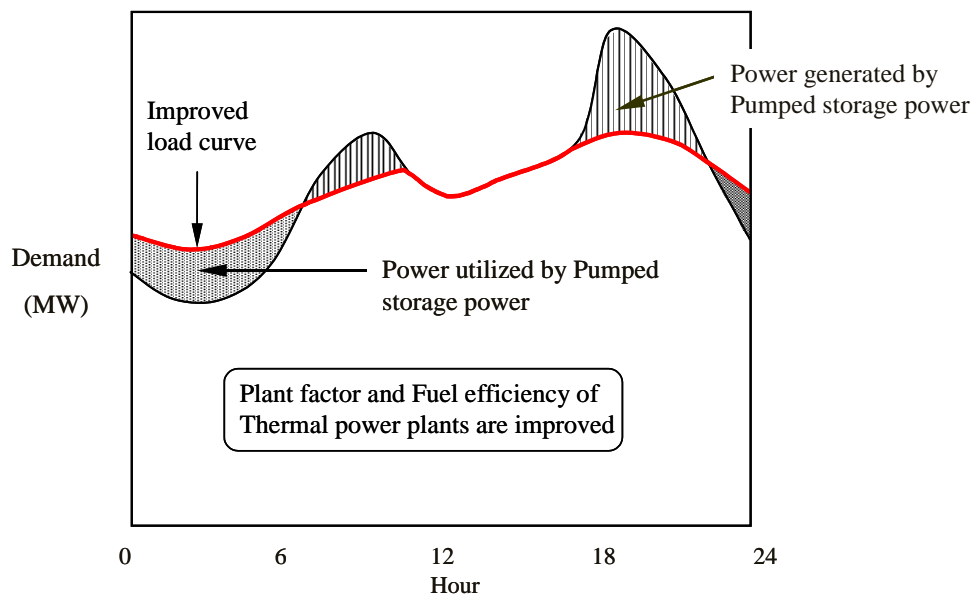


図 2.8 揚水発電所による日負荷曲線の平準化の概念

## (c) アンシラリーサービス

また、揚水発電所は一般水力と同様に出力調整能力に優れていることから、供給信頼度確保のために不可欠な以下のアンシラリーサービス提供に適している。

- 周波数制御  
リアルタイムで生じる需給のアンバランスを調整することにより、周波数を適正な範囲に維持するもので、系統全体で負荷変動の周期によって必要量の瞬動予備力（数秒～1分程度）、運転予備力（1分～数分程度）等を確保しておく必要がある。揚水発電所は、数秒以下の変動に対してははずみ車効果によって、数秒～1分程度の変動に対してはガバナ制御によって、1分～数分程度の変動に対しては負荷周波数制御によってそれぞれ制御することができる。（図2.9参照）
- 送電系統の潮流調整  
送電系統・電源設備に事故が発生し、関連する系統設備に過負荷が発生した場合、または系統全体の安定度を損なう恐れが発生した場合、状況に応じて揚水運転・発電運転を遮断、または出力を迅速に制御することにより、過負荷を解消または安定度を維持することができる。
- 送電系統の電圧制御  
送電系統において電圧を適切な値に維持することは、安定的・効率的に送電するために不可欠である。揚水発電所は通常の発電機と同様に AVR を制御することにより電圧調整を行う以外に、「調相運転」によって無効電力を供給することにより、送電系統の電圧を維持するために活用することができる。
- 「ブラックスタート」の能力  
広範囲停電が発生した場合、揚水発電所を起点として発電を開始し、停電復旧を行うことができる。
- 試験負荷としての揚水発電  
実際の送電系統を使用して大容量発電所の遮断試験を行う場合、試験用負荷として揚水発電所の動力を用いることができる。
- 環境規制がある場合の火力発電の代替として発電  
「大気汚染警報」が発令され、環境規制により火力発電の出力増加ができない場合、その代替として需要変動に対応する。（日本の例）

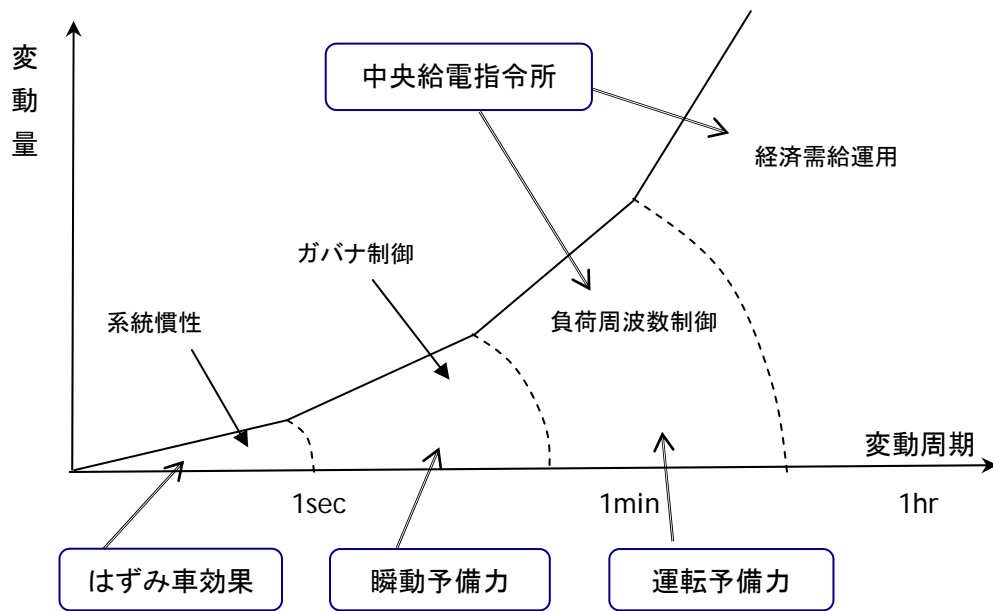


図 2.9 需給制御の概要

通常時の需給運用・系統運用において、揚水発電は主に以下の目的で運用されている。

- 電力を貯蔵する機能を活用し、夜間の低負荷時に揚水動力を使用、昼間のピーク時に発電を行うことでピーク供給力とすると共に、電源設備全体の経済運用を行う。
- 出力変化速度が高速である特徴を利用し、1 時間～数時間に亘って需要が増加する朝の時間帯等に発電を開始し、随時出力指令を出すことで供給力を高速に調整する。
- 数分以下の需給調整を行うための負荷周波数制御、1 分程度以下の需給制御を行うためのガバナ制御のための予備力を確保するために、必要に応じて揚水発電を起動し、系統全体の周波数を規定された値に維持する。

需給運用・系統運用において可変速揚水設備は、揚水時の出力調整が可能であることから、軽負荷時の需給調整として活用される。次項に可変速揚水発電の運用について記載する。

### 2.2.3 需給運用における可変速揚水発電の運用手法

我が国において可変速揚水機は、揚水発電としての運用に加えて夜間の調整予備力として活用されている。その運用例は以下の通りである。

- 夜間調整予備力の確保

周波数を規定値に維持するため、電力会社は必要な予備力（瞬動予備力、運転予備力）を確保するよう規定している。そのうち、負荷周波数制御のために確保すべき予備力を LFC 予備力とすると、LFC 予備力として指定された発電機は運転している状態で中央給電指令所からの信号に応じて調整可能幅の範囲で出力調整を行う。

仮に昼間需要 50,000MW、夜間需要 20,000MW とし、LFC 予備力は需要の 1% 確保することとすると、昼間は 500MW 分、夜間は 200MW 分の調整予備力が必要である。

通常の揚水（定速機）においては揚水時の出力調整ができないため、夜間において出力の5%の調整幅を持つ火力機のみで調整予備力を確保すると、

$$200\text{MW（夜間出力）} \times 5\% \text{（調整幅）} \times 20 \text{台} = 200\text{MW}$$

となり、1機当たり50MWの調整幅を持つ可変速揚水機を2台活用できる場合、可変速揚水機2台と火力機10台で200MWの調整力を確保できる。

従って、可変速揚水を運転することにより、調整用として運転する火力機の運転台数を減らせることになり、通常の揚水機で揚水運転した場合に比べて火力機分の効率が向上する。

また、負荷周波数制御による制御速度も火力機より水力機が格段に早いことから、火力機のみによる周波数調整に比べて、可変速揚水機を運転した場合の周波数追従性が格段に良くなることが確認されている。軽負荷時においては需要変動に対する周波数変動が大きくなるため、周波数制御の精度を向上させるためにも可変速揚水機は大きな役割を果たしている。

表 2.7 軽負荷時の出力調整力

電源種別	出力調整速度	調整可能幅
可変速揚水機（400MW）	50～60%/分	±50MW
火力（コンバインドサイクル機）	5%/分	5%

- 揚水動力の調整

揚水運転を行う場合、定速機は一定入力のみでの運転しかできないのに対し、可変速機は数段階の入力値（例えば250MW、300MW、350MW）で運転可能である。これにより、揚水原資となる発電力と需要からより効率的な運転になるよう、揚水動力を調整できる。

#### 2.2.4 可変速揚水導入のための需給運用面の要件

可変速揚水発電の特徴から、揚水発電としてピーク需要に対応する電源設備であると共に、負荷調整用電源としての役割が期待されている。従って可変速揚水発電導入の検討を行うに当たって、負荷調整用電源設備のニーズを把握することが重要である。

##### (a) 電源構成の変化傾向

原子力発電所や石炭火力発電所のように、可変費が比較的安く、負荷調整機能の乏しい発電所はベース供給用電力として運転するが、その比率が増加してくると、電力需要の少ない夜間には負荷変動に十分追従できず、系統周波数の安定化が困難になってくる。系統の安定化を図るため、周波数調整用の火力発電所を運転すると低効率での運転となり、経済的な面でデメリットが生じる。

欧州においては“EU2020”に基づく、再生可能エネルギー電源の導入が推進されており（3.1.3参照）、出力調整が困難な風力・太陽光発電等の再生可能エネルギーが大量に導入されると、需給調整と系統安定の確保が大きな課題となってきている。

(b) 電気の質に対する要求

産業の発達と経済成長に伴い、電気の質に対する要求が高まり、一般的に電力需要を満たす電源がある程度整備されると、質の良い電気を安定的に供給することが求められる。このため、電力需要の規模に応じて適切に、応答の早い負荷調整用の電源、短時間で起動できる予備力、電圧調整設備等を設置していく必要がある。

アジアにおいては経済の成長過程において電源開発が行われてきたが、現状は揚水発電設備はあまり建設されてきていない。今後、経済の高度化に伴い、精密機器製造等、高品質で安定した電力供給が求められる状況になった際、また、原子力発電等のベース電源を効率的に運用するためのピーク供給力として、調整能力の大きい電源の必要性が増してくる。



## 第3章 欧州の国際連系系統における 再生可能エネルギーと揚水発電の現状および課題

### 3.1 欧州連系系統の状況

#### 3.1.1 欧州の電力事情概要

欧州における電気事業は、欧州委員会による「第3次 EU 電力自由化指令」（2009年9月）に基づき、電力市場の自由化、市場統合の推進と公正な競争を目指した発送配電分離（アンバンドリング）の強化を行っている。

電力系統の計画および運用は各地域の TSO（送電系統運用者）が行う。各 TSO 間は複数の送電線により連系され、電力は市場を通じて取り引きされている。34 か国の TSO42 社で欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）が構成され、TSO 間の協調がとられている。

一方、EU では”EU202020” と呼ばれる再生可能エネルギー導入目標を定めたエネルギー政策を策定しており、各国はこの再生可能エネルギー目標の達成のための政策実行が求められている。

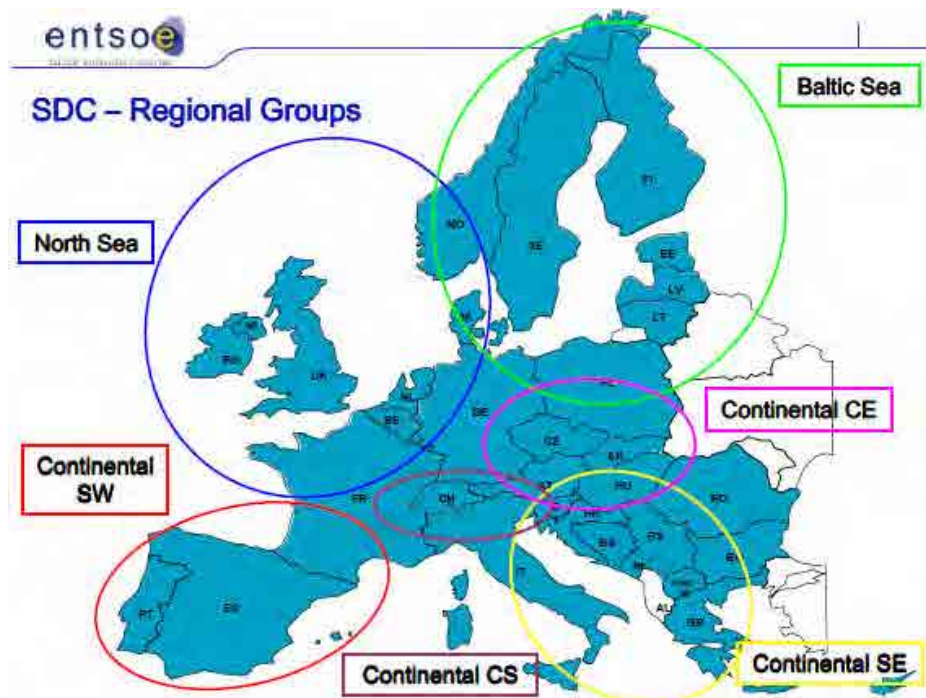


図 3.1 ENTSO-E メンバー国と地域グループ

#### 3.1.2 欧州における系統連系の状況

欧州における国際電力系統連系は、1920年代のスイスの水力電源活用に始まって以来、電力系統の信頼度向上、系統内の運用効率の向上による経済メリットを追求し発達してきた。現在では、110kV から 750kV までの電圧階級の国際連系線が現在 300 回線程度運用されている。

る。2002年に開催されたバルセロナ欧州首脳会議において、「各国は2005年までに発電容量の10%の国際連系線容量を保持すること」との目標が設定された。欧州各国の送電計画は各TSOが策定しており、法的に拘束力のある計画として各国の規制当局に提出されている。

欧州の電力系統は各地域が複数の送電線で接続されるメッシュ系統で運用されており、メッシュ系統の特徴から1つの送電線事故が大規模な域内停電につながる事例が2003年と2006年に発生しており、これらの対策は重要な課題として認識されている。このため、広域連系線強化の方策として、2009年7月に「改正EU国際電力取引規則」が制定され、EU域内の国際連系系統がENTSO-Eとして再構成された。

ENTSO-Eにおいては、2010年3月に10カ年計画(TYNBP)が発表され、その中で7つの地域グループ毎に送電計画を協議・決定している。この10ヶ年計画によると、2020年までに交流系統で32,500(km)、直流系統で9,600(km)におよぶ約500のプロジェクトを予定している。これらのうち9件は、欧州で重要な優先プロジェクトとして、EUからの財政支援交付が決定している。

### 3.1.3 欧州における再生可能エネルギーの状況と課題

EUでは”EU2020”と呼ばれる再生可能エネルギー導入目標を定めたエネルギー政策を策定しており、その概要(2020年の導入目標)は、以下の通りである。

- 温室効果ガスを1990年比で少なくとも20%削減する
- 再生可能エネルギーの利用率を発電電力量構成比で20%にまで向上させる
- エネルギーの利用効率の向上により、エネルギー利用を2020年の予測値比で20%削減する

EU各国は、固定価格買取制度(Feed-in Tariff)、グリーン電力証書、税制優遇措置等の政策を用いて再生可能エネルギーの導入を推し進めている。”EU2020”は電力セクターのみでなくエネルギーセクター全体の目標を示しているに過ぎず、達成義務もない。しかし、エネルギーセクター全体の再生可能エネルギー利用率を20%にまで向上させる場合、最も容易で有望な手段は風力発電である。2008年時点で、再生可能エネルギーの発電電力量に占める割合は8.5%程度であり、この内大部分を風力発電が占めていると考えられる。2008年に65GWの設備容量がある風力発電は2020年に140~210GWになるとの予測があり、ENTSO-Eは今後、発電電力量の30-35%は風力発電になる可能性があることを指摘している。

発電電力が一定しない再生可能エネルギーの大量導入により、従来ベース供給力として用いられてきた発電設備の運用の変化、調整用供給力の確保、国際連系線の混雑、電力市場におけるマイナス価格の発生、系統安定化を含むアンシラリーサービスへの対応等、対処すべき課題が生じてきている。

風力発電の導入による系統への影響が顕在化した事象として、スペインにおいて、自立運転機能のない風力発電が系統事故による系統電圧低下により一斉に解列し、系統周波数が低下した例がある(図3.2)。この時は、フランスとの連系線からの電力融通が行われ事なきを得た。スペインにおいては需要の半分を風力発電によって供給するケースがあり、2010年11月9日には消費電力の54%が風力発電から供給される時間帯があった。今後さらに風力発



電の導入量が増大し、瞬動予備力が不足した状態で同様の事象が生じた場合、連系線遮断から広域停電に至る可能性が懸念されている。

この対策として、風力発電設備に、事故時においても運転を継続させる機能（Fault Ride Through : FRT）の装備を義務付け、現在までに97.5%が同機能を装備している。また、スペインの TSO である REE は再生可能エネルギーコントロールセンター（CECRE）を設置し、10MW 以上の風力発電所の出力を常時監視し、確保できている予備力以内に出力を制限することとしており、現状 CECRE からは98.6%の風力発電設備を監視し、そのうち96%が制御可能となっている。さらに、フランスとの連系線容量の増容量を実施している。その上でスペイン政府は更なる風力発電の導入を目指しており、その場合には一層の連系線増設と揚水発電導入に加えて、風力発電事業者への瞬動予備力の確保義務付けも検討している。

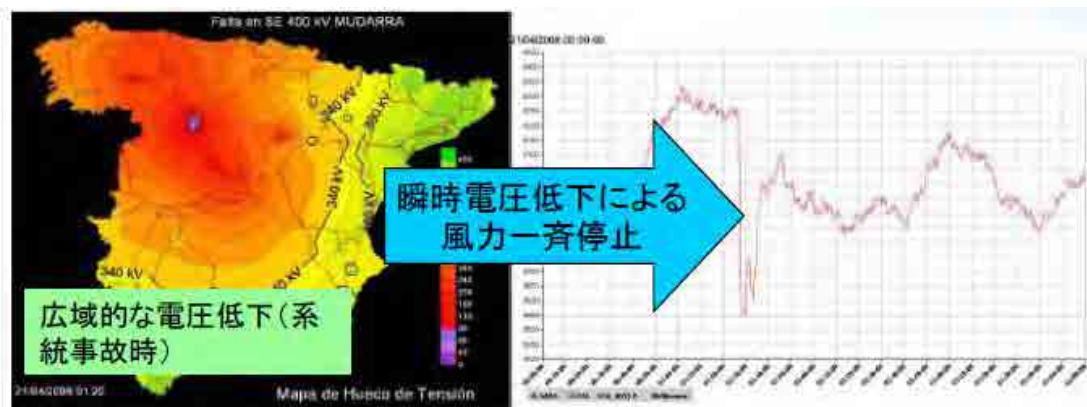


図 3.2 スペインにおける系統周波数低下

### 3.2 スペインの風力発電導入と系統安定化対策の状況

#### 3.2.1 スペインの風力発電導入と予備力確保の状況

##### (1) 風力発電の導入状況

スペイン政府は、EU のエネルギー戦略に従い、再生可能エネルギーの導入に向けた政策を実施してきた。1994 年に固定価格買取制度の導入、2007 年の買取価格引き上げ等で導入促進を図ってきた。この結果、風力発電は 2010 年で既に、設備量でガスコンバインドサイクルに次ぐ設備量となっている。2010 年末時点で太陽光発電はドイツに次いで世界 2 位、風力発電は世界 4 位となっている。近年は費用負担への批判から買取価格引き下げを行っているが、2020 年には 35,000MW の風力発電を導入することを政府の目標と定めている。

2010 年で、約 20,000MW の設備量があり、スペインの発電設備の 21%を占めている。発電電力量では 3,000GWh で全体の 15%を占め、特にオフピーク時の運用に影響を与えている。

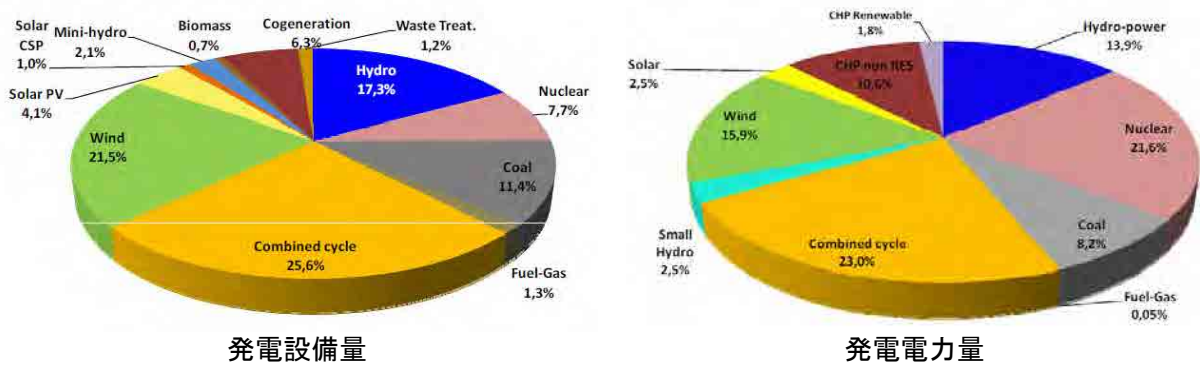


図 3.3 2011 年 10 月発電設備量 (出典：REE 資料)

スペインの風力発電は、2010 年末で 19,976MW あり、北部の海岸地域、南東部に多く導入されている (図 3.4 参照)。

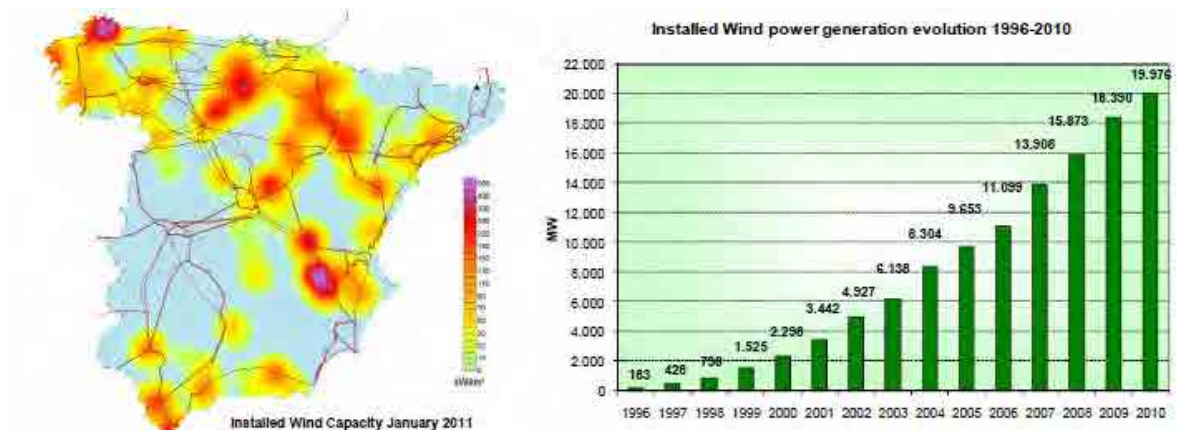


図 3.4 スペインにおける風力発電設備導入量の伸び (出典：REE 資料)

(2) 予備力確保の状況

REE は需給調整・周波数制御のために必要な予備力を確保することとなっている<sup>2</sup>。プライマリ予備力としては、ENTSO-E で確保すべき量を分担しており、REE 系統では 400MW である。セカンダリ、ターシャリ予備力は最大ユニットの発電設備が脱落した場合を考慮した量を市場から調達しているが、結果的にフランス系統からの融通電力となることが多い。

このため、再生可能エネルギーの増加に伴う予備力確保策として、揚水発電等の電源開発を計画している。

3.2.2 ユーラスエナジーの状況

(1) ユーラスエナジーの概要

スペインには風力発電設備は 2011 年で 20,676 MW あり、ユーラスエナジーは 553MW を保有している。保有設備の多くは、北東部に設置されている（図 3.5 参照）。



図 3.5 ユーラスエナジーの設備（出典：ユーラスエナジー提供資料）

<sup>2</sup> www.esios.ree.es

スペインでは風力 IPP は1年単位で PPA の規制料金で受け渡しを行う相対契約(固定買取)と、取引所で販売する自由市場方式のどちらかを選択することができる (PPA 履行期間である 20 年間のみ。20 年を越えたものについては多少低めの規制料金で相対契約を行うことになる)。現在は市場環境が良いため、殆どの発電分を取引所で販売している。

2013 年以降の規制料金が定まっておらず、風力 IPP の経営にとってリスクとなっている。

## (2) 取引所での応札

応札に当たっては、気象データや過去の実績をもとに応札量や金額を積算して提出する。インバランス・ペナルティ(供給計画未達分の罰則金)については年間実績で全体の 10%と、少なくない金額ではある。但し、逸失収入の方がペナルティ料金よりも大きいため、応札時に少なく見積もるようなことはない。同様に出力抑制を指令所から受ける可能性についても発電計画では織り込んでいない。

ちなみに入札確定後の供給計画に対する未達に関するペナルティについては買電側の配電会社が負担する形になっている。しかし配電会社は小売り料金に転嫁できない状況である。

## (3) 出力抑制指令への対応

指令所から出力抑制指令があった場合は従わなければならない。これによって収入機会の逸失になるが、法律で決まっていること、また全体でも 0.数%程度であることもあり、現状風力 IPP の経営に対する影響は少ない。

出力抑制の方法は、ウィンド・ファームのノード単位ではなく、1機単位で行っている。抑制の手続きは各地域の Regional Control Center にて行っている。

尚、風力 IPP 事業者の多くは従前から水力などの発電を行っていた事業者が大半であるため、(セカンダリ)予備力を例えば水力発電で確保できていれば、その分風力をより効率的に運転できる見通しがたつ。

また、これまではドイツのように系統全体で風力供給量が需要を上回ることが原因での抑制指令が出されたこととはなく、大抵は所管の変電所の容量をオーバーするために抑制指示が出されている。したがって取引所ではゼロ価格はあったが、マイナス価格が発生したことは無い。

### 3.2.3 系統安定化の状況と新たな規制への対応

スペインでは、系統電圧の低下により風力発電設備の一斉解列が発生した経験から、REE が風力発電の出力制限をかけられるようにしており、一定以上の規模の風力発電設備は REE から出力を監視している。その上で風力発電の出力予測と予備力の状況により、一定以上の予備力が確保できない場合には風力発電の出力を制限する。これによる未発電分の補償義務はない。

現在さらに、風力発電設備に対する周波数維持と電圧維持のルールが ENTSO-E にて検討中であり、REE もこれに従い設備上の対策を検討している。

新しい規制が入る件については、過去に LVRT (Low Voltage Ride Through : 瞬時電圧低下時に解列せずに運転を継続する機能、FRT と同等)の採用の際も、当初は既設風力発電設備は対象外だったが、後に既存設備についても対応するよう変更された経緯があるので、今回

もいずれは既存の風力発電設備も対応が必要になると推測されている。LVRT 施行の際は時限措置で規制料金への追加プレミアムの形で対策費を補填するスキームが採られたことから、今後もそのような形で発電事業者の追加コストを回収できると予想されている。



### 3.3 ドイツの電力市場と揚水発電所の運用

#### 3.3.1 ドイツにおける電力市場の状況と揚水発電所の運用

##### (a) 電力市場の状況

EEX (European Energy Exchange) はドイツを中心にエネルギー取引市場を運営しており、電力、天然ガス、石炭、CO<sub>2</sub> 排出権を取引対象としている。2010年12月にオーストリアのTSOが参加し、参加企業はドイツ、オーストリアの発電事業者20社と、TSO5社(50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, Austrian Power Grid) となっている<sup>3</sup>。

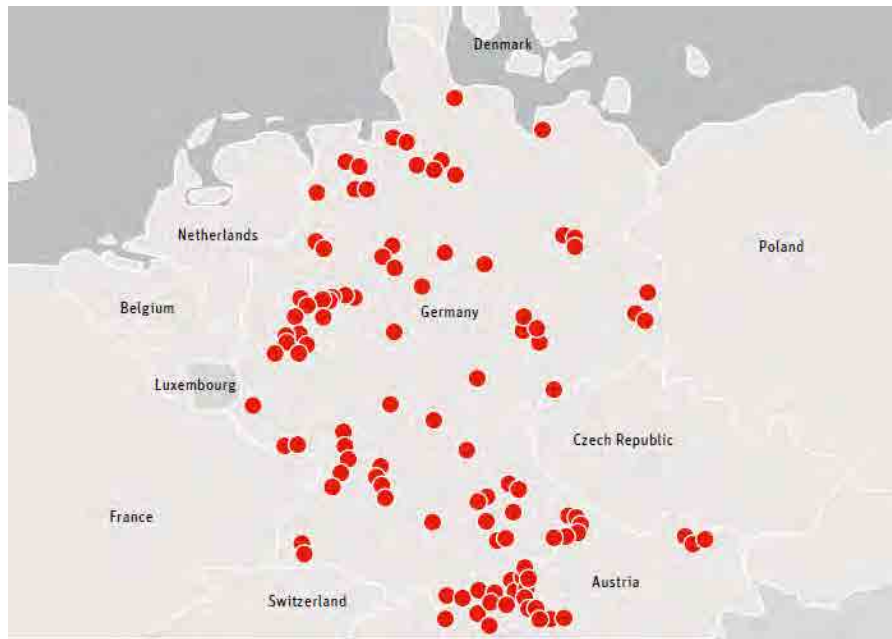


図 3.6 EEX 参加企業の発電所

電力市場は電力取引市場 (Wholesale Market) で需要に見合う供給力を調達し、予備力取引市場 (Reserve Market) で負荷変動に対応する予備力を調達する。電力取引市場においては長期 (3か月以上3年以内)、短期 (翌日以降3か月まで)、当日、の各供給力の取引を行い、予備力取引市場においては、プライマリ (30秒程度)、セカンダリ (15分程度)、ミニット (またはターチャリ) (それ以上の時間帯) における予備力の取引を行う<sup>4</sup>。

プライマリ予備力についてはプラントが持つ自動制御機能にて出力が調整され、セカンダリ予備力、ミニット (ターチャリ) 予備力については TSO から発電事業者へ出力指令を出すことで調整を行っている。

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、a) 保有する発電機の一部をスタンバイ状態にするか、b) 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。その他に、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する方法もある。

<sup>3</sup> www.eex.com

プライマリ予備力は系統定数 (K Factor) による規定があり、常に規定量を確保する必要がある。このため TSO は、14 時の時点で翌日の各発電所の出力計画とプライマリ予備力の確保状況を提出させ、それを担保している。

セカンダリ市場では、TSO が必要なセカンダリ予備力を確保するため、一週間ごとに翌週を通してのセカンダリ予備力 (MW) を使用する権利 (オプション) を取引する。発電事業者がセカンダリ予備力としての出力と価格を入札し、MW あたりの価格が低い順に一週間分の予備力 (を使用する権利) が決定する。その権利は決定後も他の発電会社と個別に売買できる。確定したオプション分は TSO が運用する権利を持つため、TSO の指令に応じて運転しなければならない。

(b) 揚水発電所の運用状況

揚水発電所の運転計画は市場価格によって判断、決定される。以前は昼間の需要に対して供給力が比較的少なく、夜間はその反対だったので、電力取引市場において夜間の低価格で揚水電源を購入 (買電) し、昼間の高価格で発電 (売電) という運用を行ってきたが、風力・太陽光の導入が進んだ結果、電力取引市場の昼夜間の価格差が小さくなり、同市場で利益を得ることは難しくなった。

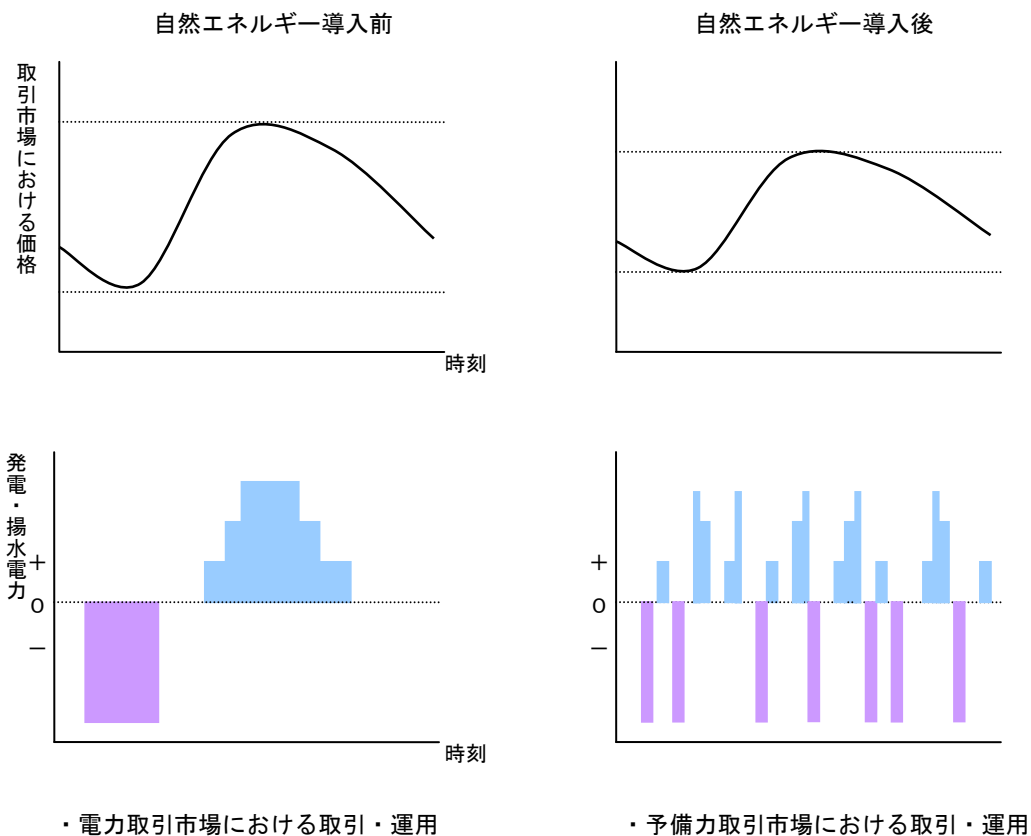


図 3.7 自然エネルギー導入前後の揚水発電運用の変化

<sup>4</sup> www.regelleistung.net

一方で揚水発電はセカンダリ予備力としての能力があり、予備力取引市場、特にセカンダリ市場で有効に使えることから、その面でのメリットがある。現在はセカンダリ市場での運用が、より収益があると考えられており、予備力取引市場において運用権利を TSO に売ることによって利益を得ている。従って決まった運転パターンというものはなくなってきた。また、このような運転形態においても定速機では揚水時の出力設定ができないところ、可変速機で揚水動力を調整できることは利点である。

TSO が発電事業者から確保したセカンダリ予備力の権利を使用する場合、TSO から 3 秒毎に当該発電事業者へセカンダリ予備力必要量が送信され、発電事業者から各発電所へ出力指令が送信される。各発電事業者は独自にプログラム等により各発電所の出力配分を決定、送信している。

各発電所は電力取引市場等において決定した運転計画に沿って運転しているところ、調整分の出力指令変更に従って出力を変更することになる。この運転の結果、電力取引市場において決定した発電量の対価、セカンダリ予備力市場において TSO が確保した運用権利の対価、セカンダリ予備力として実際に調整した調整量に対する対価が支払われる。

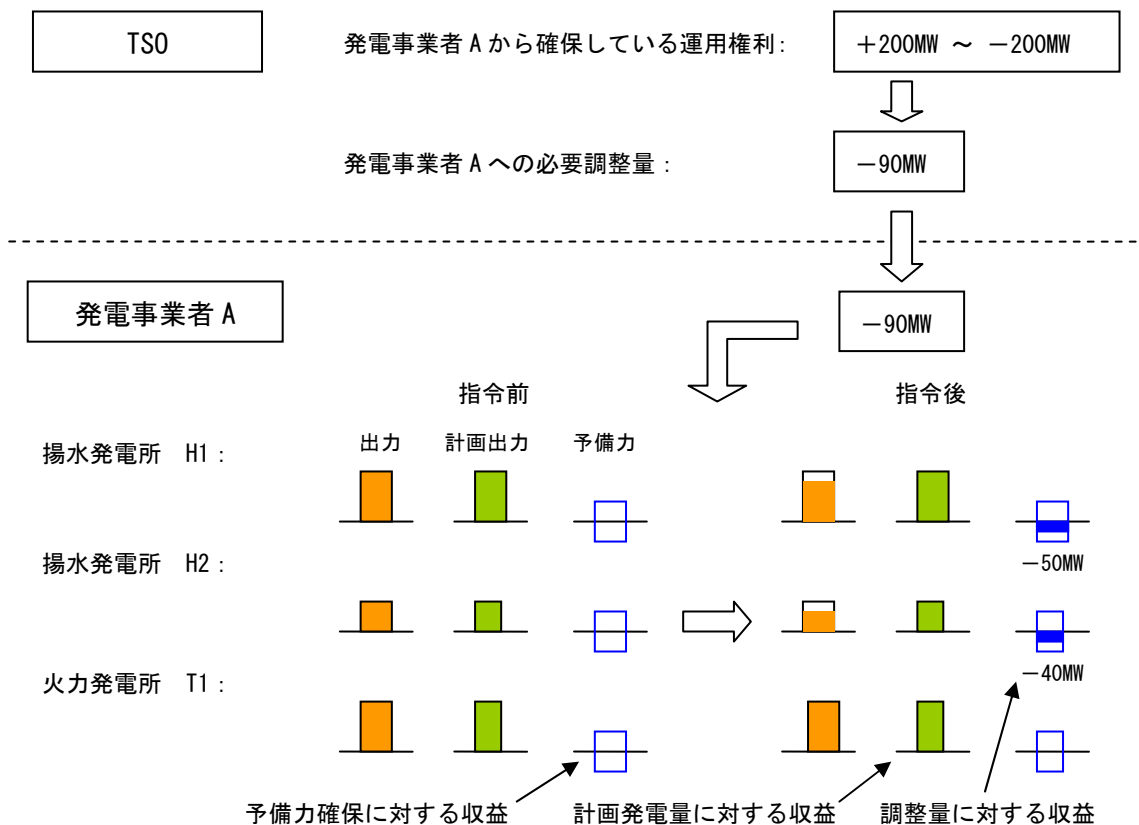


図 3.8 セカンダリ予備力の調整指令と発電事業者の収益概念

例えば、電力取引市場で決定した出力値 500MW で運転中に、セカンダリ必要量 -50MW を供給した場合、出力値は 450MW となるが、得られる収益は 500MW × 電力取引市場入札値



と 50MW×セカンダリ市場入札値の合計値となる。

セカンダリ市場においては一週間分の予備力を使用する権利が決定する。さらに予備力を使用した際、発電した分の MWh あたりの価格が支払われるが、この価格も入札するため、価格が高いと使用される優先順位が低くなることになる。この価格は通常発電コスト分程度の価格になっている。

揚水発電所の保守計画は、発電事業者の他の発電設備の運転計画、燃料計画、電力販売・取引計画等を考慮して決定する。発電事業者によっては、火力発電所の燃料調達、先物取引等の状況を含めて勘案される。

(c) 再生可能エネルギーの導入と今後の揚水発電の方向性

ドイツでは再生可能エネルギーの導入が政策により進められており、2000年に再生可能エネルギー法（EEG）が施行され固定価格買取制度を導入、2004年、2009年に買取価格引き上げを行い、2010年時点で風力発電が27GW（世界1位）、太陽光発電は近年導入が増大し17GW（世界3位）に達している（図3.9に、再生エネルギーによる発電設備容量と総電力消費量に占める再生可能エネルギーによる発電電力量の比率の推移を示す）。その結果、2010年の再生可能エネルギーによる発電電力量は103TWhに達し、総電力消費量の17%を占めるに至っている。このような状況において、祝祭日など電力需要が低い状況で再生可能エネルギーによる発電電力が高くなると余剰電力が発生し、EEXにおける取引価格がマイナスになるケースが生じている。このようなケースでは揚水を行い電力を使用して収益を得ることができ

る。また、福島原子力発電所の事故以降、運転年数の長い発電所は政府指示により停止中であり、今後原子力の廃止により電源構成比が大きく変わろうとしている<sup>5</sup>。これらの背景に伴い、電力系統における揚水発電の役割もピーク電源供給から予備力供給へと変わりつつある。

しかしスペインと同様に、近年は費用負担への批判から買取価格の引き下げを行っている。また、将来的な電力市場のビジョンが明確に描かれていないため、揚水の今後の市場価値は今のところ不透明であり、従って多くの発電事業者は揚水発電所の新設に消極的である。ドイツ国内では新規揚水発電所開発計画はいくつかあるものの、地元の反対等で立地点に制約があるのが現状である。そのため、スイス、オーストリア、ルクセンブルク等の隣接国において揚水発電所を建設または増設を行い、ドイツに調整予備力としての電力を供給する計画がある。

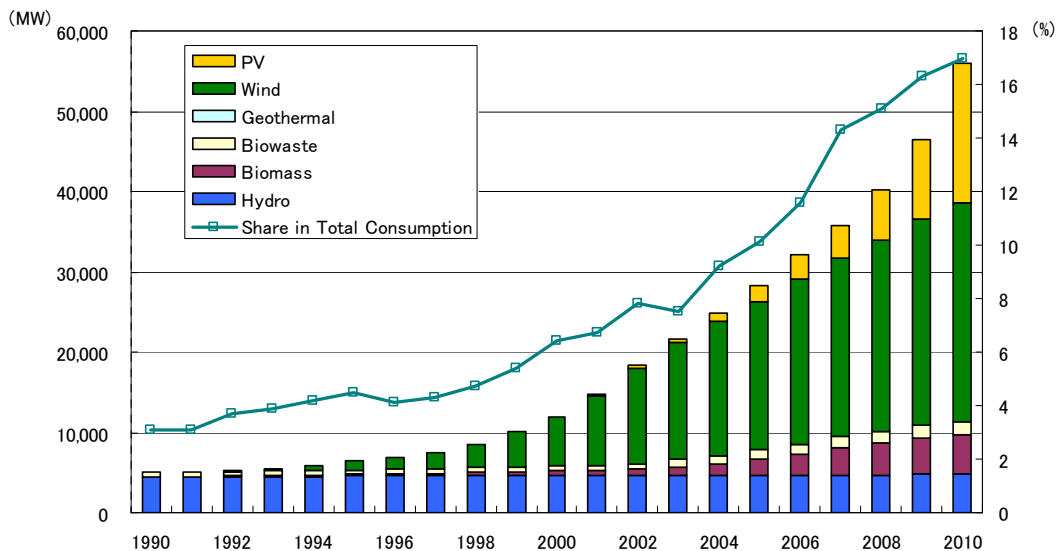


図 3.9 ドイツの再生可能エネルギー導入実績（左軸：設備容量、右軸：発電電力量比率）  
（出典：Working Group on Renewable Energy Statistics）

<sup>5</sup> BDEW 発表の統計調査速報値において、2011年のドイツ国内の総発電電力量に対する割合は、褐炭 24.6%、再生可能エネルギー19.9%（前年 16.4%）、石炭 18.7%、原子力 17.7%（前年 22.4%）となった。

### 3.3.2 Kops II 揚水発電所（オーストリア）

#### (1) 発電所の概要

Kops II 揚水発電所は、オーストリア西部の Vorarlberg 州に位置しており、2004年に着工し、2008年6月までに3ユニット計450MWが運転開始している。総工事費は400百万ユーロであり、上ダム（Kops Reservoir）・下ダム（Rifa Reservoir）とも既存のダムを利用している。

Kops II 発電所は発電電動機と同一軸に発電用水車と揚水用ポンプが配置されるタンデム式発電所であり、ポンプで汲み上げた水の一部を発電用水車に供給することで、揚水運転時に入力調整を行うシステムである（図3.10参照）。これにより、揚水～発電の連続運転が可能となり、発電側+100%から揚水側-100%までの出力調整が可能である。

設備は各ユニットとも、発電機（Andritz）、ペルトン水車（Andritz、175MW）、3段ポンプ（クラッチ付、Voith Siemens、150MW）の構成である。

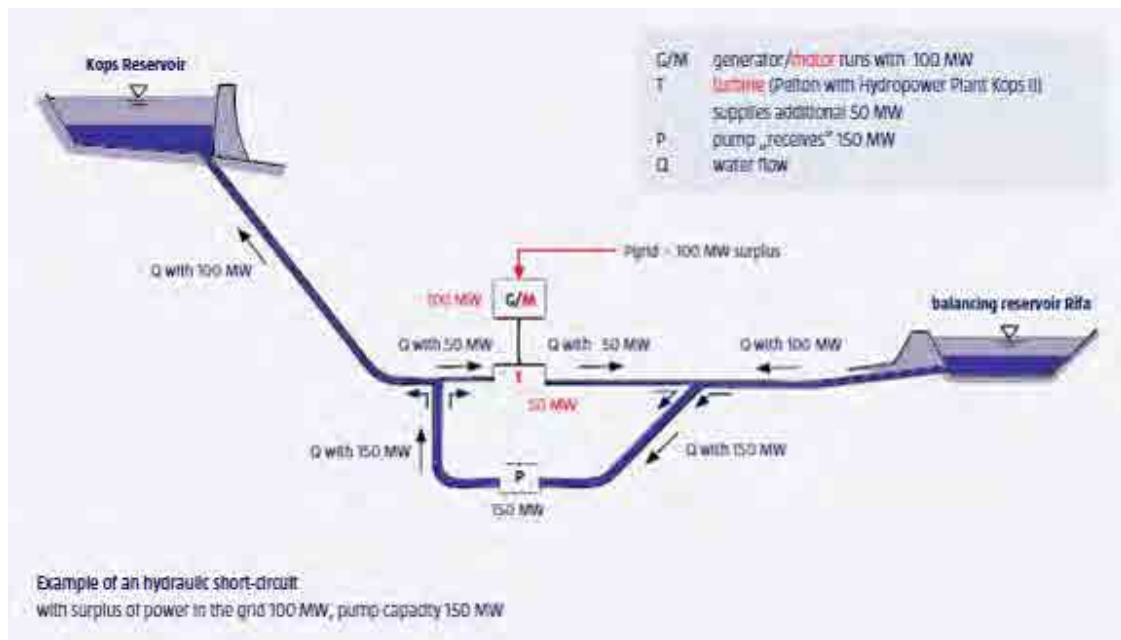


図 3.10 Kops II 揚水発電所の概要図

#### (2) 可変速システムとの比較

Kops II 揚水発電所は可変速システム同様、入力調整ができるメリットを有している。可変速揚水システム入力調整幅がおおよそ-100～-70%であるのに対し、Kops II 発電所は-100～0%の範囲で入力調整が可能となっている。ただし、ポンプで汲み上げた水の一部を発電用水車に供給するため、同じ水を上ダムに汲み上げる時間は Kops II 発電所の方が長い時間を必要とする。

また、Kops II 発電所は複雑な水路構成となっているため、水路損失が大きく、また、軸長が長い場合、振動の影響も無視できないと考えられる。

設備構成としては、Kops II 発電所はポンプと水車がそれぞれ必要となること、また、発電時にポンプを切り離すための機械的クラッチが必要となることから、可変速システムにコスト的メリットがあると言える。

### (3) 発電所の運用

Kops II 発電所の権益は Illwerke（オーストリア）と EnBW（ドイツ）によって保有されており、運転は両社の計画を基に指示される。最終的に、年間発電電力量は両社それぞれがほぼ折半している。

ドイツの天候が良い日には、ドイツ国内で太陽光発電の出力が増加するため、昼間に揚水を行う場合がある。それらの影響により、近年では揚水と発電の切替を1日に十数回実施している。

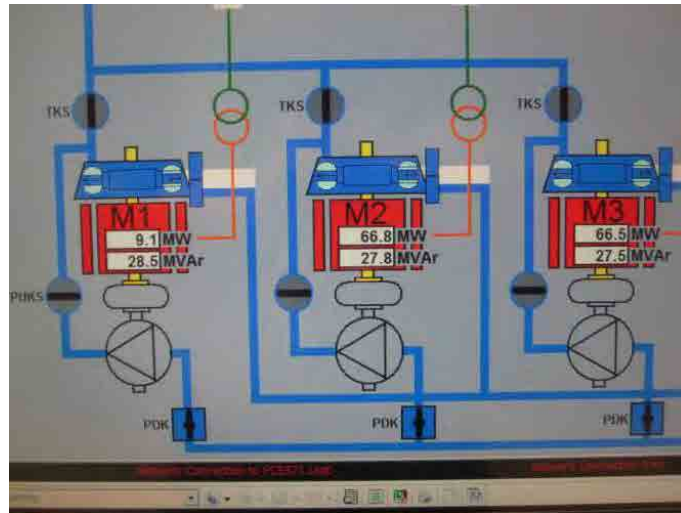


図 3.11 運転監視パネル

### (4) その他

Illwerke は Obervermuntwerk II 揚水発電所の建設計画に着手している。この新設揚水発電所は Kops II と同様のシステムを採用している。プラント出力は 2x180MW、ポンプ・水車型式は横軸フランシスを採用する予定である。



図 3.12 Obervermuntwerk II 発電所建設計画

### 3.4 イタリアの電力市場と揚水発電所の運用

#### 3.4.1 イタリアの電力市場の状況と揚水発電運用への影響

##### (1) イタリア電力市場の状況

イタリアでは、市場運営者が運用し発電電力を売買するエネルギー市場と TSO である Terna が運用し運転予備力を取引するバランシング市場の構成になっている。各発電事業者は瞬動予備力を発電設備容量の 1.5%を確保することが義務付けられている。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 であった。2011 年実績では、エネルギー市場での電力価格平均は 70 ユーロ/MWh 程度、バランシング市場での価格は、平均で 100 ユーロ/MWh であった。

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（図 3.13）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。

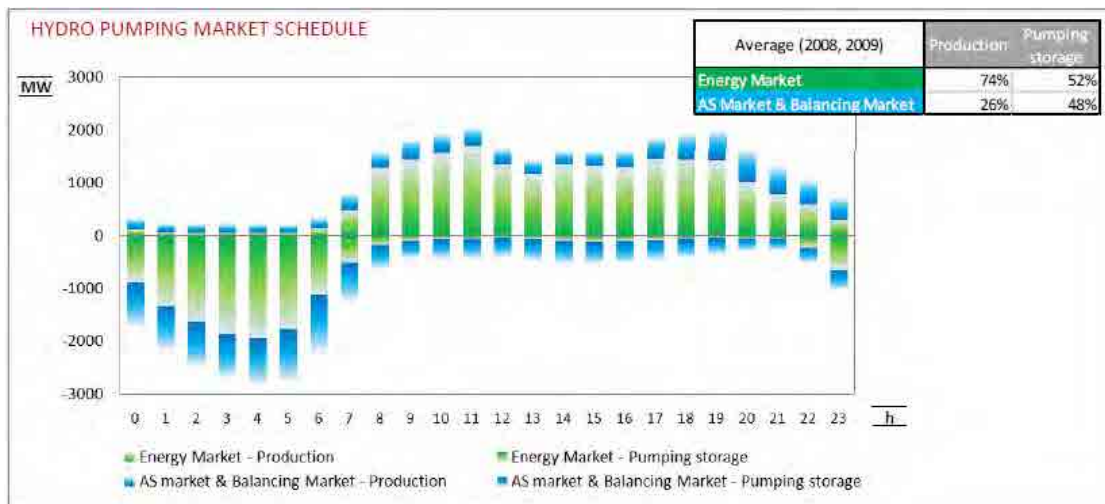


図 3.13 2008 年、2009 年の揚水発電の取引実績  
(出典：Terna 提供資料)

(2) 再生可能エネルギー導入による系統運用、揚水発電運用への影響

イタリアにおいても、EU エネルギー戦略への対応のため、再生可能エネルギーの導入量が増えており、図 3.14に示すとおり 6 年間で 10 倍以上になっている。特に、2010 年～2011 年の太陽光発電の導入量は大幅な伸びを記録した。

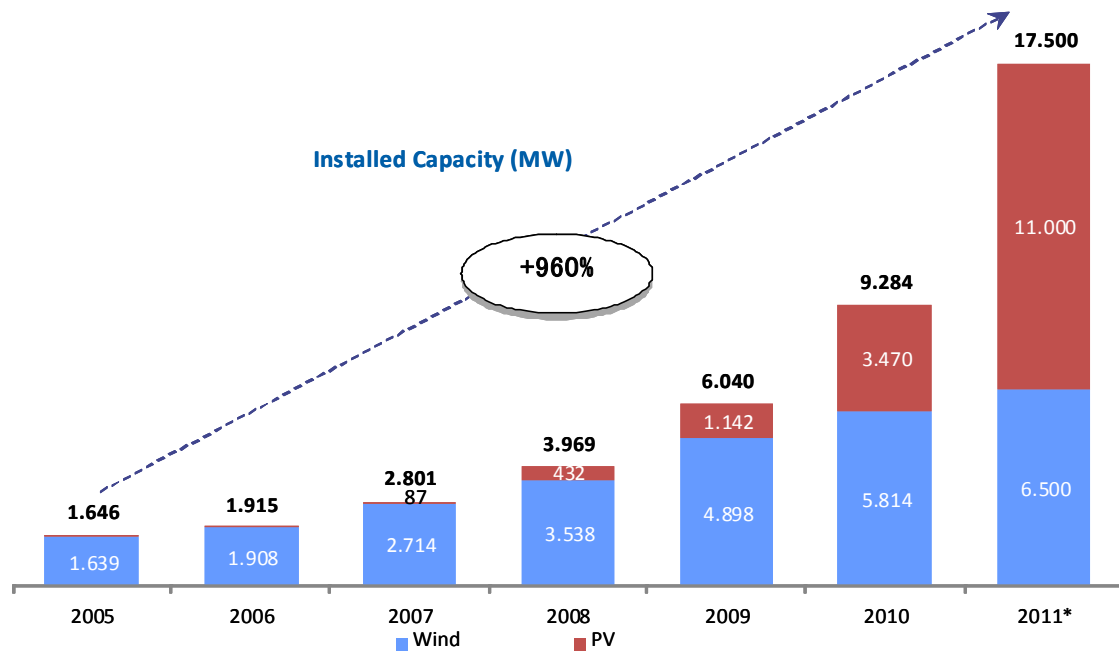


図 3.14 イタリア系統の風力・太陽光発電設備量の推移（出典：Terna 提供資料）

この太陽光発電の大量導入は、晴天時の昼間需要の激減という形で系統に影響を与えた。図 3.15に 2011 年 8 月における、電力需要と PV、風力発電電力、ベース供給電力の関係を示す。PV からは配電系統へ、風力発電からは主に送電系統へ発電に応じて電力が供給されるので、Terna が供給力を調整する電力は図の点線で示す部分の需要になる。図の実績より、夏季週末の晴天時に午後の 14 時頃最低電力を記録し、夜 19 時に最大電力を記録する状況になり、さらに最低電力時には、市場で調達した、セカンダリ、ターシャリの運転予備力を総て使い切ってもベース供給力の合計を下回る事態となった。そこで Terna は、隣国の TSO との緊急時協定に基づき、電力輸入を遮断、それでも供給力が余るため、可能な分の電力輸出の実施を行い、それでも供給力が需要を超過するため、風力発電の出力調整を行った。

イタリアの規制では、風力発電の出力を系統運用の要請に基づき削減した場合には、TSO が削減した発電分を補填することが義務付けられている。そのため再生可能エネルギーの出力増加は風力発電の出力制限に至る原因となり、Terna の収益を圧迫する要因になる。



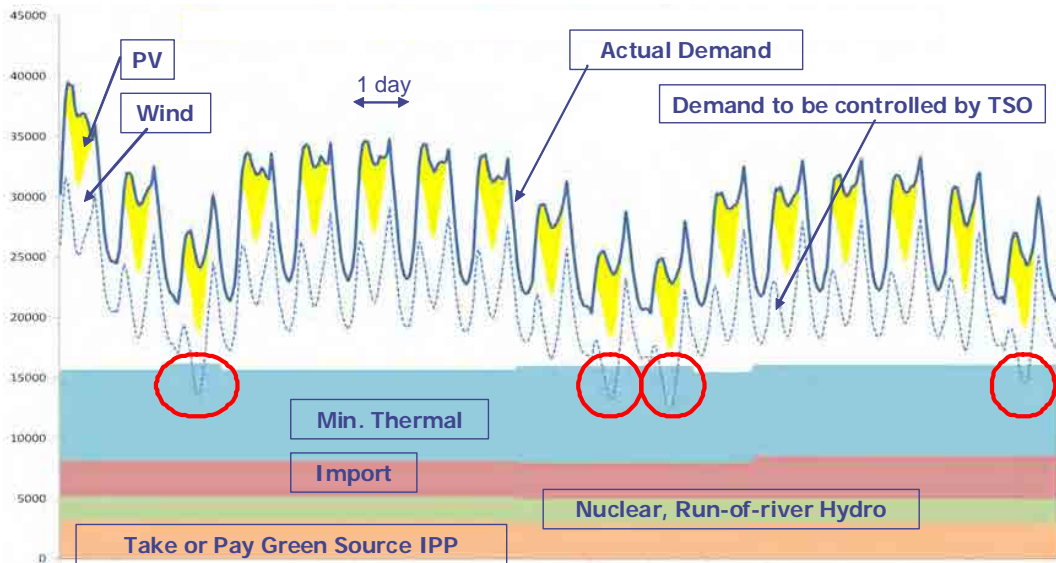


図 3.15 イタリア Terna 系統でのベース供給力と需要の関係（2011 年 8 月）

（出典：Terna 提供資料）

太陽光発電は、各家庭の屋根に設置されているものが主流で、配電系統に接続されているため、TSO からの監視や調整が困難である。このため、Terna からは需要が激減したように見える。再生可能エネルギーの出力予測、特に太陽光発電の予測の精度が良くないことが、計画的に需給調整を行うことを困難にしている。

このような状況を受けて、Terna は入札で確保した運転予備力に加えて緊急の火力発電の出力削減、揚水の実施、また、夜間ピーク時の揚水発電の実施を指令する必要がある状況である。図 3.16 に、再生可能エネルギーの電力変動による火力、揚水発電の発電計画からの変更実績を示す。

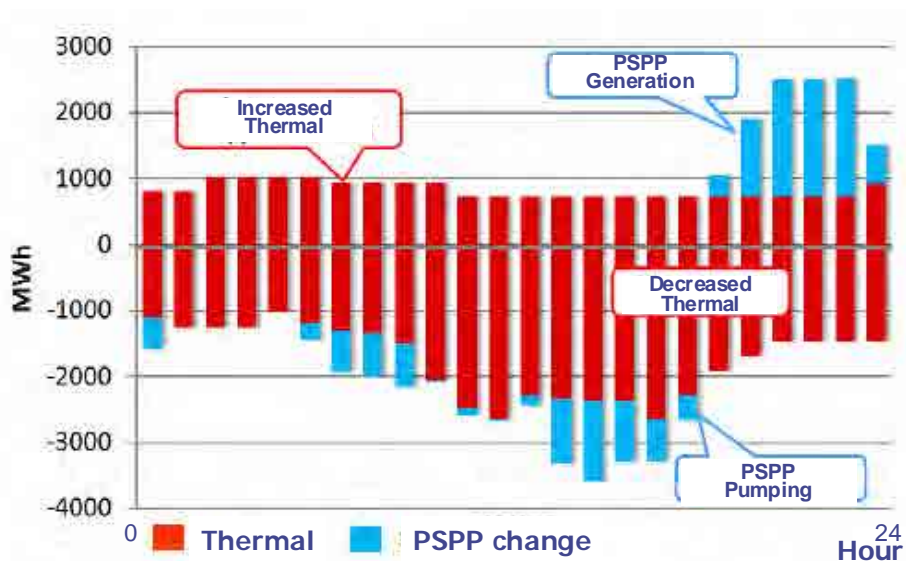


図 3.16 再生可能エネルギーによる需給調整運用への影響（出典：Terna 提供資料）

再生可能エネルギー、特に太陽光発電の大量導入により、夏季のオフピーク時に系統運用の変化が生じることとなった。揚水発電の運用も影響を受け、夏季のオフピーク時には揚水を実施し、夜間に発電する運転パターンとなった。

### (3) 再生可能エネルギー導入による需給変動への対策

イタリアの電力需要と揚水発電の多くは北部にあり、一方 PV と風力発電は南部に集中している。南北間送電線の容量に制約があることから、南部の変動発電量が北部の揚水発電によって十分吸収されず、結果的に風力発電の出力制限に至っている状況である(図 3.17 参照)。そのため Terna は、太陽光発電の大量導入による需給変動の対策として、3つの対策を検討中である。

一つは、配電系統に接続している制御が困難な太陽光発電や風力発電の超過出力を吸収するために、分散貯蔵システムとして配電系統に電力用蓄電池またはフライホイールを設置すること、二つめは、地域系統の需給バランスを取るために、電力安定化システムとして基幹系統に大規模揚水発電を導入すること、三つ目は、今後も南部および島嶼において再生可能エネルギーの開発が計画されており、需要地は北部にあることから、南北間送電線の増強を図ることである。

これらの対策は実施主体を含めて、2011年現在、政府と協議中である。

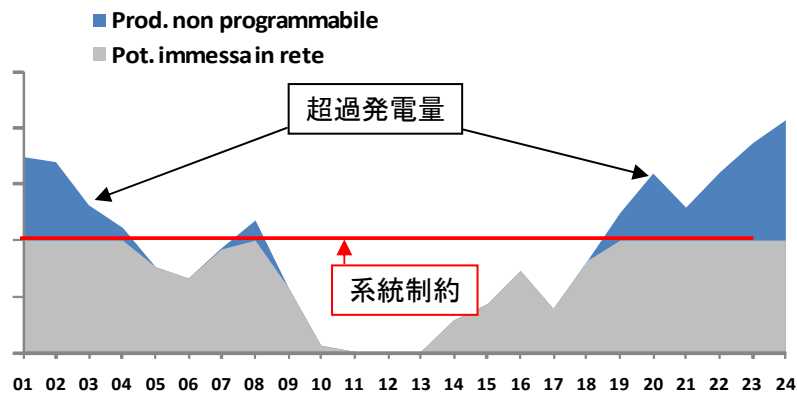


図 3.17 再生可能エネルギー発電量と系統の制約による超過分

(出典：Terna 提供資料)





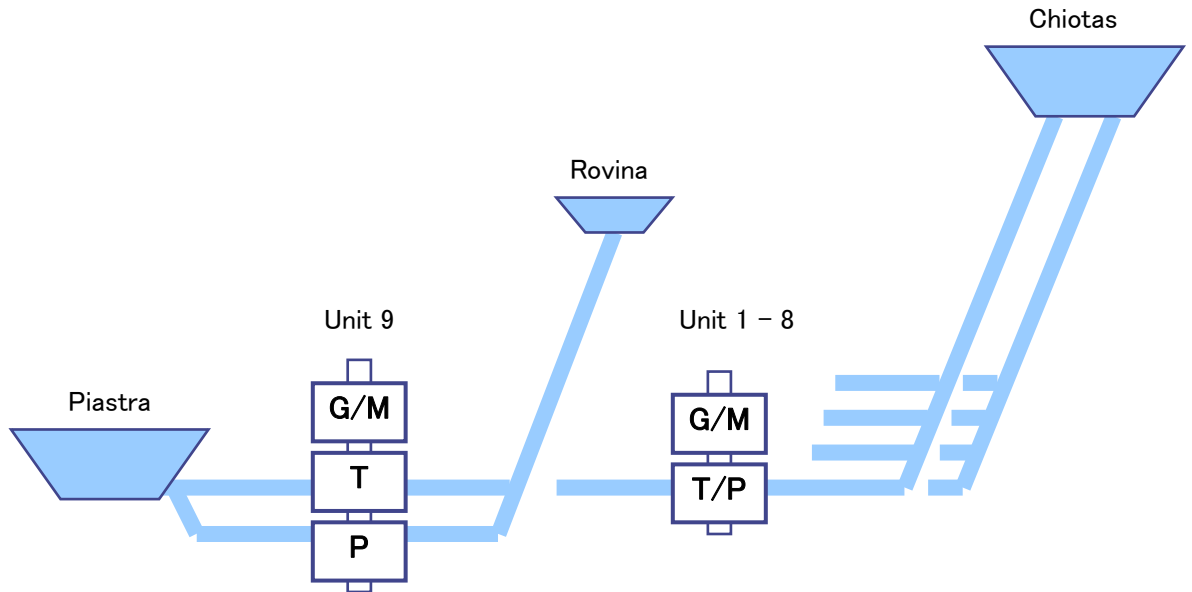


図 3.19 Entracque 揚水発電所の設備概要

1～8号機のタービン／ポンプは4ステージの構成、9号機のタービンは1ステージ、ポンプは2ステージの構成である。9号機は上から発電電動機、タービン、ポンプの順に並んでおり、発電時にはポンプとタービン間にあるクラッチを切り離す。

1～8号機の揚水始動時には、1～4号機のグループと5～8号機のグループで相互にBack-to-Backで始動（ポンプは水中で起動）させることが可能である。9号機は1～8号機をBack-to-Backで始動させることができると共に、自号機を始動させることもできる。

起動（No.1スイッチスタート）から並列までの時間は、発電時2.5分程度、揚水時3.5分程度、並列から1分程度で定格値まで上げられる性能を持つ。

#### (b) 運用状況

Entracque 揚水発電所は、Piemontにある、イタリア国内に5箇所程度ある制御所の一つから制御している。制御所は水力の集中制御所で、100箇所程度の水力発電所（Enel Productionの水力発電所26箇所とEnel Greenpowerの水力発電所75箇所程度）を監視制御している。

Entracque 揚水発電所の1～8号機は発電・揚水とも定格運転のみで、出力調整は行なわない。9号機は、発電は40%～100%の範囲で調整可能、揚水は定格のみである。従って周波数調整には使われず、各ユニットとも通常は夜間に揚水、昼間に発電という運転パターンとなっている。

発電計画はEnel OPR（ローマにあるEnel持ち株式会社直属の部門）によって決められる。運転指令はTernaからEnel OPRを経由してPiemontの制御所に送られる。そのため各号機の可用性（Availability）を毎日連絡することになっている。

各ユニットのメンテナンスは、年2～3週間の定期点検の他、10年に1回全号機を停止しダムを含めた点検を行なう。2011年9月に1ヶ月間行なった。

(c) その他

電力の市場価格はピーク価格が減少傾向、オフピーク価格が上昇傾向であり、ドイツでの傾向と同様である。



図 3.20 Entracque 揚水発電所（写真）

### 3.4.3 Avce 揚水発電所（スロベニア）

#### (a) スロベニアの電力事情概要

スロベニアでは、電気事業は水平分割はなされているものの、他の西欧諸国と異なり各ステージは国営電力公社にてほぼ独占的に事業が行われている。今後も発電所売却といった民営化の予定は無い。国の平均的な需給バランスはマイナスであり、隣国イタリアと同じく周辺国から電力輸入を行っている。系統規模も小さく（2,000MW 程度）、国内原子力発電所の N-1 バックアップ（348MW）が最大の懸念事項のひとつである。

発電電力量の比率は、水力 40%、火力 40%、原子力 20%。原子力の容量は 700MW だが、クロアチアと権利を按分している。

SENG は国営電力公社 HSE 傘下の水力発電事業者で、ソチャ（Soca）川とその支流に 25 箇所の水力発電所を保有している。HSE は他にも火力・水力発電事業者、炭鉱等を傘下に持つ。また、国外にも電力取引会社を所有するが、主目的は電力の調達（輸出入）である。

旧ユーゴスラビア分割後、スロベニアは揚水発電所がない地域だったが、2010 年に同国初の揚水として SENG が Avce 揚水発電所を導入した。導入にあたって周波数調整効果と経済性（土木工事費の減、設備費の増）を検討した結果、可変速機の導入を決定した。電力貯蔵装置としての揚水発電所のさらなる必要性を認識しており、コジヤ（Kozjak）地点で新設の計画がある。



図 3.21 Avce 揚水発電所上部調整池

#### (b) 設備概要

2010 年 4 月 1 日に運転を開始。1 ユニット構成で、容量は発電 185MW、揚水 180MW である。メーカーは、ポンプ水車（縦軸単段フランシス水車）は三菱重工、発電電動機／可変速制御盤は三菱電機、励磁装置／PG 盤は ABB、発電機制御保護盤は ISKRA 社／KORONA 社（地元メーカ）。また、ポンプ水車と発電電動機の総合効率は 77% である。

上部調整池は 2.17 百万 m<sup>3</sup>、下部調整池はソチャ川流域で 0.42 百万 m<sup>3</sup>、揚程は 500.2m～528.8m である。

揚水時の始動は主回路を短絡し、二次励磁装置から昇圧変圧器を介して可変周波数を印加する自己始動方式。また、運転切替の所要時間は、停止→発電：161 秒、発電→停止：241 秒、停止→揚水：454 秒、揚水→停止：211 秒、停止→発電調相：228 秒、停止→揚水調相：360 秒である。

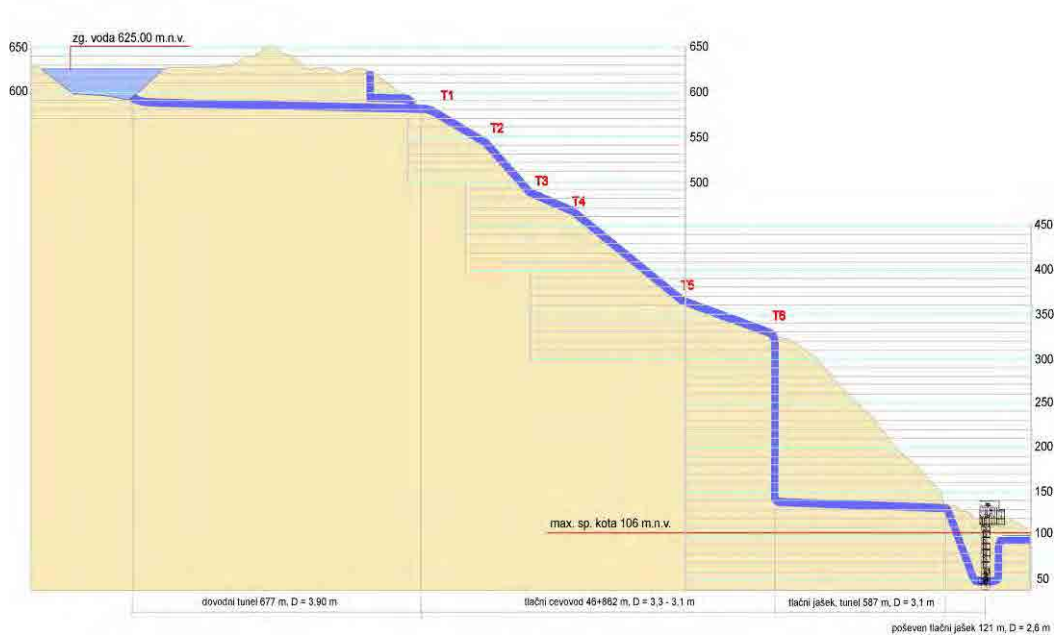


図 3.22 水路概要

### (c) 運用状況

スロベニアの需給運用は、TSO である ELES が担っている。出力指令は ELES から SENG を経由し、Avce 揚水発電所に伝送される。

Avce 揚水発電所はピーク対応目的で運用されており、昼間に発電、夜間に揚水を行っていると共に、セカンダリ予備力として、昼間・夜間の周波数調整に活用している。平日、週末の典型的な運転パターンは図 3.23 のとおりである。

Avce 揚水発電所は発電、揚水の外、発電調相、揚水調相の運転モードがあり、調相運転は、イタリアとの連系点での電圧調整のために使用する場合がある。また、現状はスロベニアからイタリアに対するセカンダリ予備力の供給は行なわれないのが原則であるが、条件整備を前提に、将来的には実施の可能性もある。

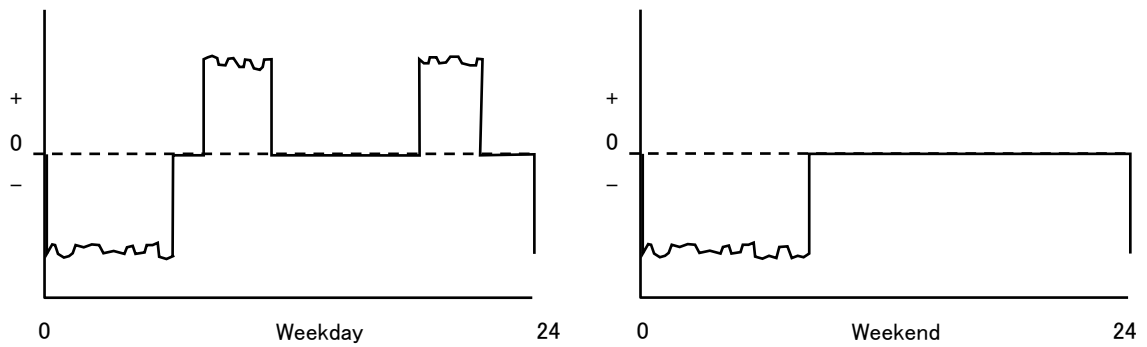


図 3.23 Avce 揚水発電所の運転パターン

(d) 電力市場と需給調整の状況

電力取引は発電事業者と電力取引業者、配電会社の間で行われ、取引市場を経由するものと相対契約がある。取引市場を経由するよりも相対契約で取引することが多く、取引状況を勘案して発電計画が決められる。

基本的に前日市場（Day Ahead Market）終了時までには需給計画を調整すると共に、予備力市場（Balancing Market）でプライマリ、セカンダリの各予備力を調達する。

プライマリ予備力は各発電容量の 2%を保有することを義務付けている。各予備力の調達も市場からよりも、多くは相対取引で行っており、その結果セカンダリ予備力は 1～2 年程度先まで確保されている状況である。



### 3.5 欧州国際連系系統における揚水発電の現状および課題のまとめ

EU のエネルギー戦略に基づき、欧州各国は再生可能エネルギーの導入を積極的に行っている。この結果、電力系統の運用において需要に応じた供給力の適切な調整という面で少なからず影響が出てきている。ドイツ、スペインやイタリアにおける例から、再生可能エネルギー、特に効率良く出力制御を行うことが困難な風力発電や太陽光発電が大量に（総発電電力量の 10% 程度以上）導入されると、系統安定化のために再生可能エネルギーの出力を制限したり、系統安定化のための機能を発電設備に具備する必要が生じる。併せて、運転予備力等、アンシラリーサービスを確保するための制度や市場を用意することが必要になってくる。

しかし、市場が整備されても適切なインセンティブが講じられていないと、十分な量の運転予備力の確保は困難である。最終的に系統運用の責任を負う組織である TSO が系統安定化に必要な設備を必要時に利用できるよう、設備投資面を含めて制度設計の中に明示しておくことが望ましい。現状、調整用電源として用いられる電力貯蔵技術のうち経済的に実用レベルにあるものは、揚水発電と NaS 電池など限られた技術である。これらを TSO が必要時に利用可能にしておくことで、出力制御および発電予測の難しい再生可能エネルギーを最大限活用することが可能となる。

揚水発電については、再生可能エネルギー導入量の増大とアンシラリーサービスの市場が整備されてきたことにより、従来のピーク対応供給力としての運用に加えて系統安定化のための調整力として使用され、収益を得るという運用形態が現れている。さらに 2 章で述べたとおり、発電時に加えて揚水時においても入力調整が可能な可変速システムは調整用電源としての利用価値が高いため、欧州においても今後導入が進められる予定である。また、揚水運転時の入力調整範囲がより大きいタンデム型システム（Kops II 等において適用）と可変速システムを比較すると、タンデム型システムは水路損失が大きく、軸長が長いこと振動の影響も無視できないこと、また、ポンプと水車を分けてクラッチで接続する設備構成となることから、可変速システムにコスト的メリットがあると言える。



## 第4章 トルコにおける可変速揚水発電導入の検討

### 4.1 トルコにおける可変速揚水発電導入の検討

#### 4.1.1 トルコにおける揚水発電計画の状況

現時点（2011年11月）で、トルコは揚水発電所を所有していない。2009～2010年に実施された「トルコ国ピーク対応型電源最適化計画調査」の報告書によると、今後、トルコの系統に揚水式水力が必要であるということについて、関係者間で合意形成がなされ、Altinkaya と Gökçekaya という2つの有望地点が抽出されている。この合意形成の結果を踏まえて、水力地点の調査を推進する組織である EIE（トルコ電力調査開発局）は、開発に向けた現地調査を開始している。開発可能時期は、今後の実施スケジュールを考慮すると、早くとも2023年頃と想定されている。

なお、揚水式水力に期待する機能としては、ピーク対応供給力としての機能はもちろんのこと、それ以上に、1日を通して電力品質の向上に寄与する機能として、特にオフピーク時における周波数調整機能を期待している。このために、オフピーク時（揚水運転時）に入力の変化が可能な可変速揚水発電の導入が不可欠であると同報告書は提言している。

#### 4.1.2 トルコにおける揚水発電導入に係る課題

トルコにおいては、電力の品質に対する要求が高まってきており、揚水式水力の導入を検討する場合、ピーク供給力としての経済的優位性に加えて、アンシラリーサービスを提供できる設備としての価値を適正に評価する必要がある。以下の4点が非常に重要な要因となる。

##### (1) 一般水力の比率と開発ポテンシャル

2010年6月時点における各種発電設備の設備量を下表に示す。

表 4.1 各種発電設備の設備量

	Installed Capacity	Share
Thermal	29.6 GW	65.1%
Geothermal	0.1 GW	0.2%
Wind	1.0 GW	2.2%
Conventional hydro	14.8 GW	32.5%
Total	45.5 GW	100%

(Source: Turkish Electrical Energy 10-year Generation Capacity Projection (2009-2018), TEIAS, June 2009 and TEIAS Web Page)

一般水力が全体の約1/3を占めている。

一方、今後の開発ポテンシャルを見ると、2010年1月現在、エネルギー市場規制庁(EMRA)は477地点の水力について開発ライセンスを発行している。これらの開発量の合計値は13.7GWであり、十分な開発ポテンシャルが存在していると想定される。

2008年の最大需要発生日である7月23日における日需要曲線と各種電源の負荷分担状況を下図に示す。

(Source: TURKISH ELECTRICAL ENERGY 10-YEAR GENERATION CAPACITY PROJECTION (2009 – 2018))

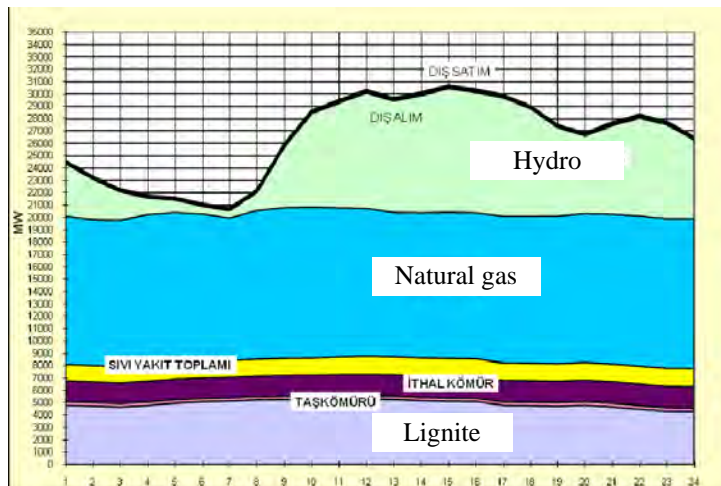


図 4.1 2008年8月23日（最大需要発生日）における日需要曲線と各種電源負荷分担状況

1日の最低需要は最大需要の70%程度であり、ピーク時間帯とオフピーク時間帯の需要の差はそれほど大きくない。基本的に需要のピーク部分は一般水力が対応し、ガス火力や褐炭火力は1日中ほぼ一定の運転をしている。

このような状況なので、昼間のピーク時におけるアンシラリーサービスは、既設の一般水力で十分対応可能と考えられるが、オフピーク時のアンシラリーサービスは、対応力が欠乏している状況である。

## (2) 電力市場の整備状況と周波数調整方法

電力取引市場は、前日市場において時間ベースの取引を行い、各発電所が入札した価格の安い順に翌日分の発電計画を決定し、その後、当日市場において、15分単位で需要と供給のバランスを調整している。

発電設備が、需要や供給力の変動に応じて発電量を調整し、周波数を一定に維持しようとする機能（アンシラリーサービス）のうち、プライマリ周波数制御（数秒～数分間の変動に対応）は、その対象として再生可能エネルギーを除いて、出力50MW以上のユニットに対し発電機容量の2%分を常に変動可能なように保有することとし、契約によりその分の対価を固定費として支払っている。

セカンダリ周波数制御（数分～15分程度の変動に対応）、ターシャリ周波数制御（15分以上の変動に対応）については、前日に入札を実施して価格の安い順に指令の順位（メリットオーダー）を決定するが、実際に給電所からの指令に応じて出力を増減した場合に限って対価を支払っている。

なお、トルコにおいては、今後すべての火力発電設備はIPPが所有することになる。IPP

火力は、基本的には系統への売電電力により収入を得ているので、なるべく高稼働の運転を目指すことになる。このため、需要規模が小さくなる夜間においても、出力を抑制しようとするインセンティブが低い。

プライマリ予備力の保有量は、ヨーロッパ系統との同期連系前は770MWだったが、連系後は300～350MWとされた。即ち保有量は需要全体の2%から1%に変更された。

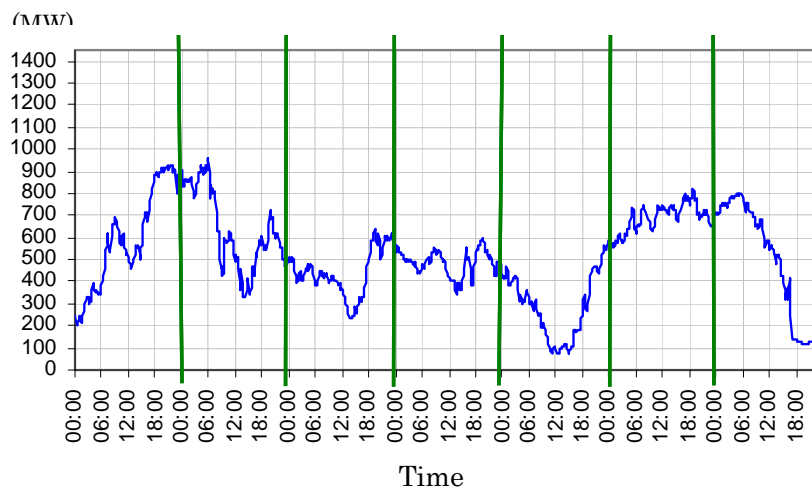
セカンダリ予備力は、連系前は770MW、連系後も770～900MWを保有することとしている。この値は連系前後とも、100MW以上の発電設備に対して5%である。

現状、1日の最大需要33,000MW、最低需要18,000MW程度であるが、多くの水力発電が停止している等の理由で、午前0時～6時のセカンダリ予備力保有量は600MWにとどまっている。

### (3) 風力の開発促進

現在トルコには1,500MW程度の風力発電設備が稼働（発電電力量で2%程度）しており、700MW程度が建設中である。トルコ政府は、再生可能エネルギーを積極的に導入する政策を掲げており、国家計画庁（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（May 2009）」によると、2023年までに20GWの風力発電を導入する目標を掲げている。この政策を受けて、多数のIPPが風力発電の開発を考えており、IPPが合計78,000MWの風力発電設備開発ライセンス取得の申請をEMRAに対して行い、そのうち2011年10月までに7,500MW分のライセンスが認可された。今後更に関係箇所の審査、承認後に建設される予定である。トルコで開発可能な風力発電のポテンシャルは50GW程度あるとされており、今後さらに開発ライセンスの申請を受け付けることから、近い将来、風力が多量に系統に導入される可能性が高い。

2011年4月1日～7日の1週間における風力によるの発電実績を以下に示す。この時の風力発電の設備量は1,415MWである。



(Source: EIE 提供資料)

図 4.2 1週間における風力発電出力の変化(2011/4/1-7)

上記に示すように風力の出力変化は大きい。仮に、風力の設備量が増加して、20,000MW になった場合の想定を以下に示す。1日の中で、出力が10,000MW程度変化する可能性がある。

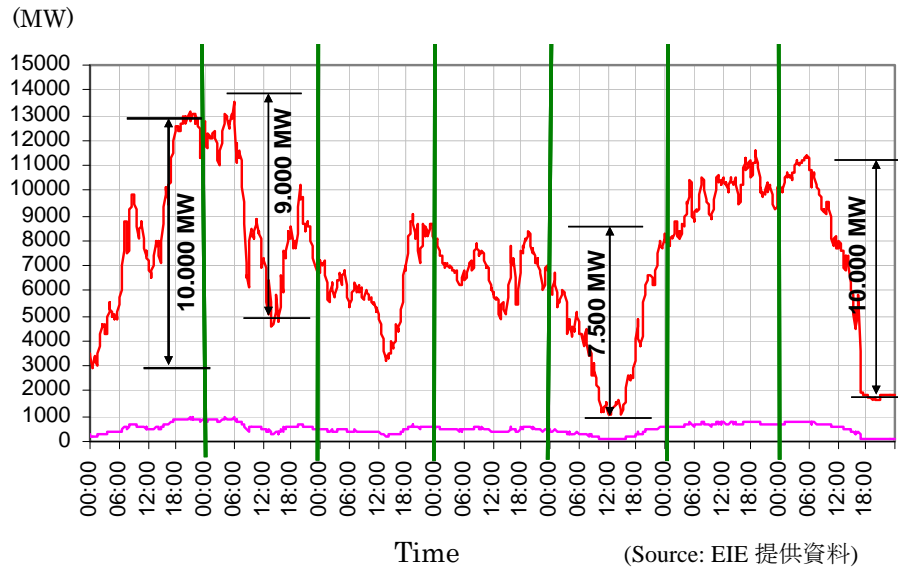


図 4.3 風力設備量の増加に伴う風力発電出力の想定 (設備量 20,000MW)

このような変化が想定されるため、EIE と TUBITAK は、共同で風力の発電量を事前に予測するソフトウェアを開発し、10 時間前予測値を Web 上 (<http://www.ritm.gov.tr>) で公開している。Web 上に公開されている予測の例を以下に示す。この予測ソフトウェアは現段階ではまだ予測精度が低く、想定外の出力変化が発生している。

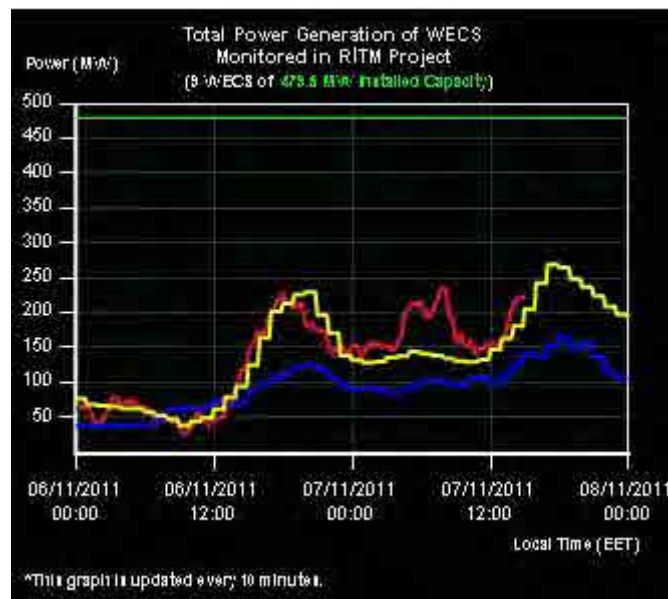


図 4.4 風力発電による発電量予測の例

#### (4) ヨーロッパ系統との連系

トルコとヨーロッパ系統間の連系は380kV送電線で、ブルガリアと2回線、ギリシャと1回線がある。これまではこの連系線を使用して、切り離された地域に電力供給を行っていたが、2010年9月18日に欧州系統との同期連系運用を開始した。現在は試運用期間中であり、連系当初は0MWに維持、その後徐々に通電容量を増加させており、2011年7月から500MW（ブルガリア→トルコ：200MW、ギリシャ→トルコ：100MW、トルコ→ブルガリア：133MW、トルコ→ギリシャ：67MW）にて運用している。今後、1,000MW、1,500MWにて順次試運用を行う計画である。

連系開始時に連系線において、0.15Hzの長周期動揺が発生した。これはトルコ国内の製鉄工場の影響、およびトルコ東部の電源地域から西部の需要地に送電される長距離の東西送電線の影響によるものと考えられ、トルコ国内のPSS設定値を変更することで解決した。

同期連系にあたって、ブルガリア国境近くのハミタバット変電所に保護システムを設置した。これは2秒毎に連系線の潮流を監視し、基準値を超過するとトルコ国内の発電機または負荷を遮断し、連系を維持する機能を持つ。

### 4.1.3 トルコにおける揚水式水力導入の経済性

#### (1) 揚水式水力導入の効果

揚水式水力導入の効果としては、一般的には以下が考えられる。

##### (a) ピーク供給力

年間の固定費が安いので、年間負荷率が20%以下となるピーク対応供給力としては、他の電源よりも優れている。

##### (b) 火力の負荷形状の平準化（電力の貯蔵機能）

オフピーク時に燃料費が安価な火力の出力を増加させて、下池の水を上池に揚水し、ピーク時に上池に貯水した水を使用して発電することにより、ピーク時に燃料費が高価な火力の出力を抑制し、火力の負荷形状の平準化を図ることができる。

##### (c) アンシラリーサービスの提供

運転時においては、出力（または入力）調整を迅速に行うことにより、系統の周波数動揺を緩和する効果を持つ。また、停止時においても、大容量発電機の脱落、風力供給力の急激な増減や需要の急激な増減に備えて、運転指令から5分程度で発電（または揚水）運転が可能な設備として、ターシャリ予備力を確保することに寄与する。

#### (2) ピーク供給力としての経済性

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、ピーク供給力として、どの電源が最適化を考察する。

##### (a) 年間の固定費

EIEから提供を受けた値を参考にして、各種電源の標準的な建設単価を設定し、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、火力設備は20年として計算した。

表 4.2 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	800	10.23	1.0	11.23%	89.8

##### (b) 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。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 4.3 各種燃料費

	IEA forecast (2020)		Fuel price (USC/kcal)	Efficiency	Fuel cost (USC/kWh)
Oil ST	100.0 USD/bbl	9600 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	6000 kcal/kg	1.7	41%	3.6

## (c) 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。

表 4.4 各種電源の発電原価

	Const. cost (USD/kW)	Annual fixed cost (USD/kW/yr)	Fuel cost (USC/kWh)	Generating cost (USC/kWh)		
				L.F=10%	L.F=40%	L.F=80%
Hydro	1400	150.2	0.0	---	4.3	---
PSPP	800	89.8	5.2	15.5	---	---
Gas CC	700	113.8	7.5	20.5	10.7	9.1
Gas GT	500	83.8	14.2	23.8	16.6	15.4
Oil ST	800	114.0	16.5	29.5	19.8	18.1
Oil GT	500	83.8	21.6	31.2	24.0	22.8
Import Coal	1600	244.0	3.6	31.5	10.6	7.1

ピーク供給力（利用率20%までの範囲）の領域では、一般的には年間固定費の安い設備が経済的となる。最も年間固定費の安いGTは、燃料費が非常に高いため、年間固定費が比較的安い揚水式水力がピーク供給力として最も経済的に優位となる。

## (3) アンシラリーサービスの価値

## (a) アンシラリーサービス機能のニーズ

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 4.5 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、出力を下げたてて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、出力を下げたてて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、TSO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) アンシラリーサービスの価値

“ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2011” (May 2011)の中に述べられているヨーロッパ各国の Transmission Tariff の内訳を以下に示す。

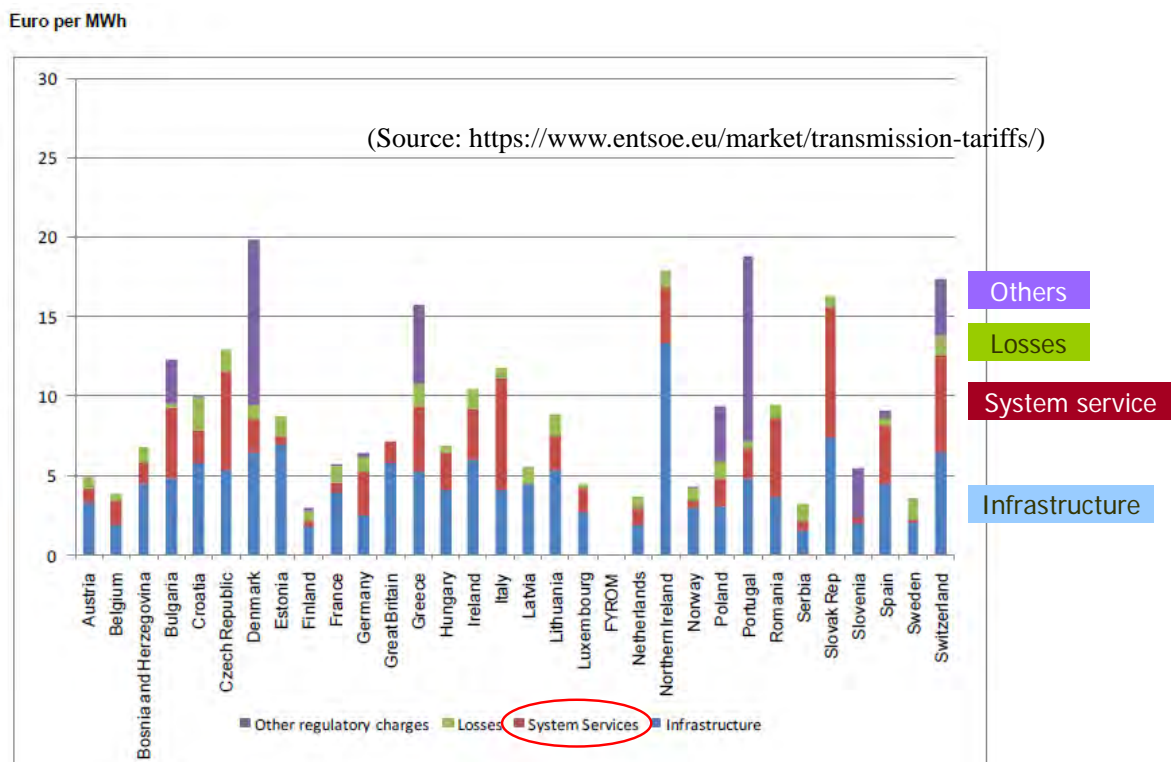


図 4.5 ヨーロッパ各国の Transmission Tariff

この値は、各国の TSO が、自国の電力システムを安定的に運用するために必要な経費と考えられる。このうち、プライマリ予備力、セカンダリ予備力、ターシャリ予備力、電圧制御などの System service を実施するための価格は、国によって様々であるが、平均的には 3 Euro/MWh (4 USD/MWh) 程度である。この数値を使用して、オフピーク時における周波数調整機能の価値を試算した結果を以下に示す。

■2020 年オフピーク時の電力需要：40,000MW

■運用に必要な System service charge：

$$40,000\text{MW} \times 4 \text{ USD/MWh} = 160,000 \text{ USD/hr}$$

■System の運用に必要な周波数調整能力（需要の 2%）：40,000MW x 0.02 = 800MW

■300MW の揚水機 1 台の周波数調整能力: 50MW（必要量の 6.25%に相当）

250MW 入力程度で運転し、200MW~300MW の範囲で系統周波数に合わせて入力を変化させる。

■これにより、300MW の揚水機 1 台の周波数調整機能は 10,000 USD/hr に相当する。オフピーク時に年間 500 時間運転すると仮定すると、その価値は、年間 5 million USD に相当する。

## (4) 総合評価

揚水式水力 300MW を、トルコ国の系統に導入した場合の年経費比較を実施した。このケースにおいては、トルコ国全体としての経済価値を評価している。

## (a) ピーク供給力

ピーク供給力として揚水式水力を開発した場合、その開発量に見合った供給力が期待できれば、その分 GT など他のピーク供給力の開発を取りやめることができる。

1) 揚水機導入のための追加費用：建設単価が 800 USD/kW の場合

■  $300\text{MW} \times 800 \text{ USD/kW} = 240 \text{ million USD}$

■ 年間追加費用：  $240 \text{ million USD} \times 11.28\% = 27.1 \text{ million USD/year}$

2) GT 開発の取りやめによる価値

開発を取りやめるガス焼き GT の建設単価は 500 USD/kW、年経費率は 16.75%、燃料費は 14.2 USC/kWh とする。なお、揚水式水力の可変費はオフピーク時に石炭火力（燃料費 3.6 USC/kWh、揚水効率 70%）で揚水するものと考えた。

■ GT の年間固定費用：

$500 \text{ million USD} \times 300\text{MW} \times 16.75\% = 25.1 \text{ million USD/year}$

■ 燃料費の削減効果：

$(14.2 \text{ USC/kWh} - 3.6/0.7) \times 300\text{MW} \times 500\text{hr} = 13.5 \text{ million USD/year}$

3) 差引（価値－経費）：11.5 million USD/year のメリットとなる。

## (b) オフピーク時のアンシラリーサービス提供分

可変速揚水機を導入すれば、オフピーク時にアンシラリーサービスを提供することが可能となる。この価値について、コスト評価を実施した。

1) 可変速揚水機のための追加費用

可変速機の建設コストは、定速機に比較して、発電機などの機器代が 30%程度高くなる。また、2009～2010 年に実施された「トルコ国ピーク対応型電源最適化計画調査」の報告書によると、全体の建設コストに占める機器代の比率は、30%程度と想定されている。

このため、建設単価が 800USD/kW の揚水式水力発電所において、可変速機を採用すると、240USD/kW が機器代となり、増分建設額は 72 USD/kW となる。

■ 300MW 機の追加投資額：  $300\text{MW} \times 72 \text{ USD/kW} = 21.6 \text{ million USD}$

■ 年間追加費用：  $21.6 \text{ million USD} \times 11.28\% = 2.4 \text{ million USD/year}$

2) アンシラリーサービス提供による価値

■ 年間 500 時間運転する場合： 5 million USD/year

3) 差引（価値－経費）：2.6 million USD/year のメリットとなる。

#### 4.1.4 タンデム型機と可変速型機の比較

従来型の定速機は、揚水時に入力を変化させることができないため、基本的には、揚水時にアンシラリーサービスを提供することはできない。この弱点をカバーする方法として、オーストリア国の Kops II (3.3.2 参照) では、揚水時に揚水量の一部を発電用水車に流して発電し、その発電量を変化させて差し引き入力を調整することにより、アンシラリーサービスを提供している。(揚水用ポンプと発電用水車を同一軸に配置することから、タンデム型機と呼ばれている。)

タンデム型機、可変速機は、両方とも、発電時はもとより揚水時においても、アンシラリーサービスを提供することが可能である。このように、アンシラリーサービスの機能面においては同一の便益が期待できるが、揚水式水力本来の運用という観点からは、異なる運用となる。この点を踏まえて、経済性の比較を実施した。

##### (1) 運用特性の相違

両方式における運用特性の相違を以下に示す

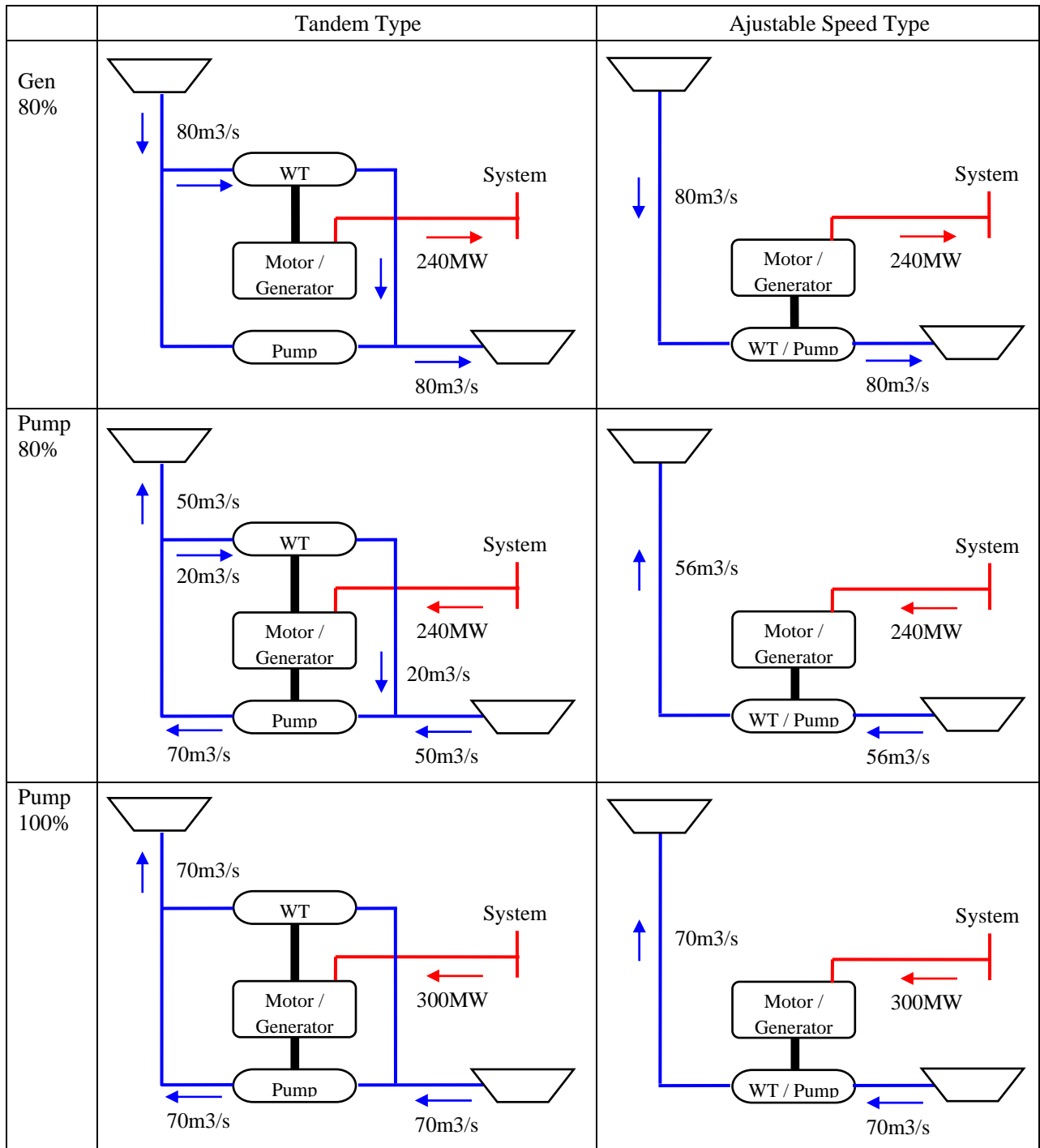
表 4.6 両方式における運用特性の相違

	Tandem Type (Kops II)	Ajustable Speed Type
Switching from generation to pumping-up	Almost 1 minutes The rotating direction of Generator/Motor is same.	More than 10 minutes The rotating direction of Generator/Motor is reverse, it is necessary to stop once.
Stable operation range	Generation: 5% ~ 100% <sup>6</sup> Pumping: 0% ~ -95%, 100%	Generation: 50% ~ 100% Pumping: -70% ~ -100%
Efficiency	Almost same (maximum efficiency) Higher than Ajustable Speed Type at partial load	Almost same (maximum efficiency)
Water flow at pumping	To secure same generation output, additional pumping required	Pumping-up water is bigger than that of Tandem Type

両方式の発電時、揚水時における水の運用方法を以下に示す。

発電時と 100%揚水時には水の運用に差は生じない。しかし、揚水時に入力調整を行う場合には、同じ電気入力を投入しても、上池に揚水できる水量がタンデム式の方が可変速式よりも少なくなる。この傾向は、揚水時の入力が小さいレベルで運用するとき顕著となる。これは、タンデム式では揚水時の入力を小さくするために、発電量を増加させる必要があることに起因している。

<sup>6</sup> Kops II は、6 射の Pelton 水車を採用しているため、最低負荷率が非常に低いが、Francis 水車を採用した場合には、最低出力は 40%程度となる。



— Water flow (The amount of water used at maximum generation output (300MW) is assumed to be 100m<sup>3</sup>/s.)  
— Power flow  
 Pumping efficiency = 70%

図 4.6 タンデム型機と可変速方機の揚水時における水の運用方法

## (2) 経済性の比較

## (a) 計算条件

以下の条件により、揚水式水力の所有者が市場において電力取引を行うという前提で、経済性の比較を実施した。

- Selling price of generation: 12 cent/kWh
- Buying price for pumping: 2 cent/kWh
- Price of ancillary service: 4 cent/kWh (both direction: Up/Down)
- Ancillary service: 45MW (15% of 300MW)
- Pumping efficiency: 70%
- Operation range: 85% +/- 15% (from 70% to 100%)

## (b) 計算結果

揚水時にアンシラリーサービスを実施する時間と収入の関係を以下に示す。

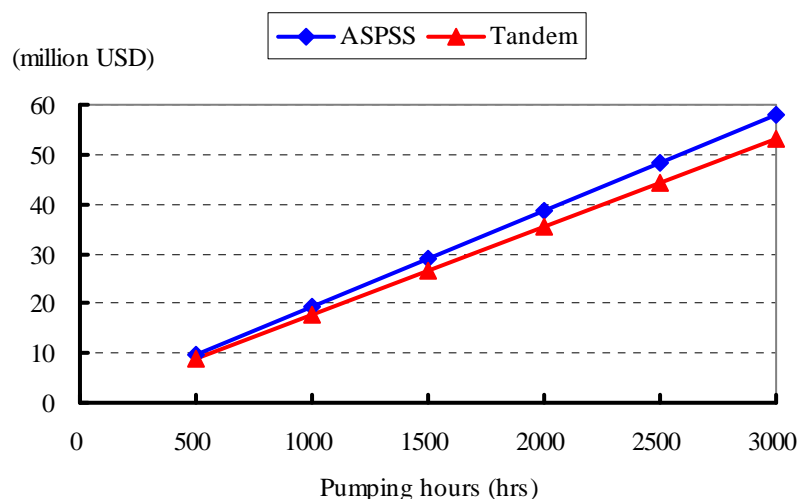


図 4.7 アンシラリーサービス実施時間と収入の関係

揚水式水力の建設単価を 800 USD/kW とすると、300MW の揚水機導入に伴って発生する追加費用は、年間 27.1 million USD である。このため、いずれの方式を採用しても、上記の条件での運用においては、揚水運転時間が 1500 時間以上にならないと、経済的優位性は出てこない。

揚水運転時間が 500 時間程度と少ない場合は、タンデム型機と可変速型機で大きな収入の差は生じない。しかし、揚水運転時間が長くなってくると、可変速型機の方がタンデム型機よりも揚水時に多くの水量を揚水することが可能であり、より多くの発電収入が確保可能となるため、経済的な優位性が顕著となる。

## 4.2 Gokcekaya 発電所における可変速揚水設計例

「トルコ国ピーク対応型電源最適化計画調査」の報告書に記載された Gokcekaya 発電所のプラント諸元をもとに、ポンプ水車のポンプ特性を設計すると図 4.8 となる。

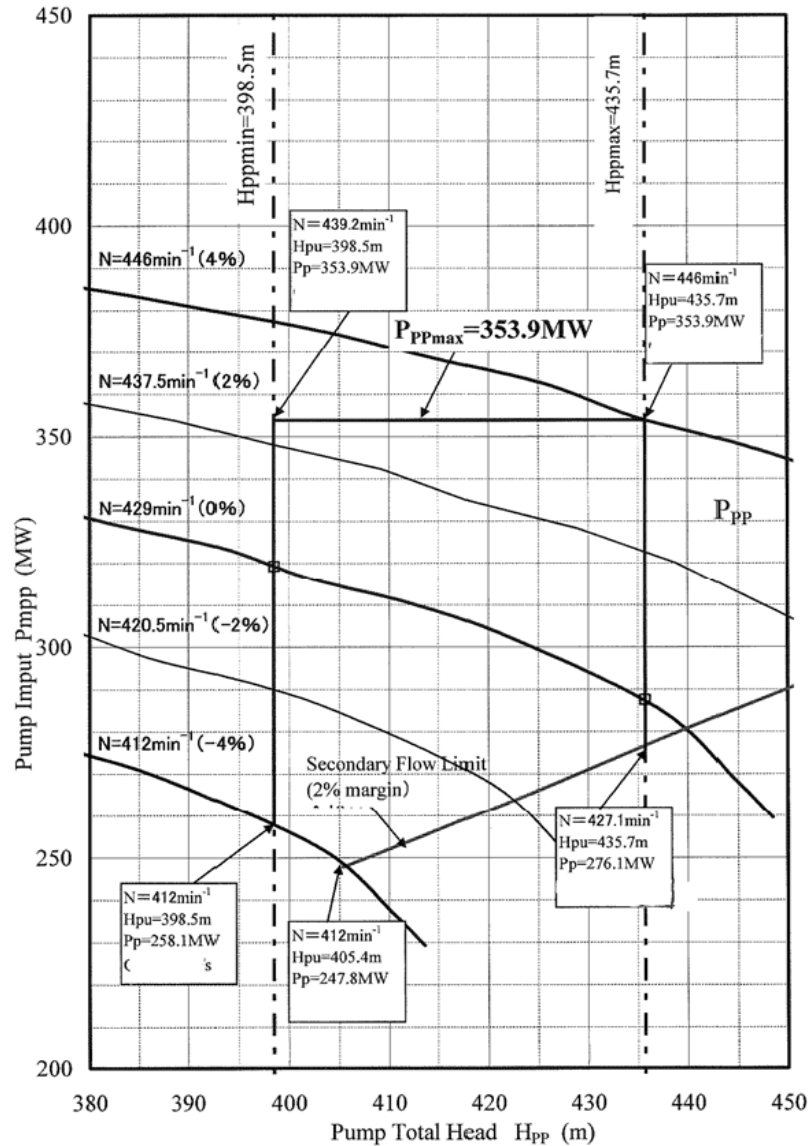


図 4.8 ポンプ水車のポンプ特性

この特性図より、ポンプ運転時の最高揚程は 435.7m、最低揚程は 398.5m となり、最高ポンプ入力値は 353.9MW となる。設計にあたり、速度調整幅の設定については、自己始動を可能とするために最低限必要な変換器容量を考慮した結果、定格回転速度  $429\text{min}^{-1}$  に対して  $\pm 4\%$  とした。発電機容量については、プラント力率を 0.9 と想定すると、412MVA となる。また、入力調整範囲は最低揚程時のポンプ軸入力値で 258.1MW～353.9MW となる。なお、このポンプ水車による、発電運転時の出力調整範囲は 35%～100%となる。



### 4.3 可変速揚水発電導入に関するワークショップの実施

#### 4.3.1 目的

可変速揚水発電技術の機能・利点の周知と、トルコにおける適用について関係者に理解を深めて頂くため、EIE の主催によりトルコの関係機関を対象としてワークショップを開催した。

#### 4.3.2 実施概要

日時：平成23年10月26日（水）10:00-15:00

場所：EIE

出席者：EIE Mr. Maksut SARAC, 他

TEIAS, EUAS, EMRA, JICA 他関係機関、約60名程度

発表者：JICA 調査団

発表内容：

- 欧州の電力市場、再生可能エネルギー導入、揚水発電所運用状況
- 可変速揚水発電技術
- トルコにおける可変速揚水発電導入
- 日本における揚水発電所の運用

ワークショップにおいては、欧州における電力市場と再生可能エネルギーの導入状況とそれらを踏まえた揚水発電所の運用状況、可変速揚水発電の概要、特徴と利点、トルコにおいて可変速揚水発電を導入した場合の経済性評価、日本における揚水発電・可変速揚水発電の運用のポイント、を説明した。

発表に引き続き、活発な質疑応答が行われた。出席者の主な関心は以下の点であった。

- 系統安定化のためのフライホイールの適用
- 可変速揚水発電設備建設のコスト内訳
- 可変速揚水のメンテナンスの特徴
- 既設水力発電所の可変速機（発電のみ）へのリプレース
- 日本での可変速機の導入実績。

最後に主催者を代表して、Maksut SARAC 氏による以下の挨拶で締めくくられた。「トルコでは今後原子力発電の開発・風力発電の増大が進められ、需給バランス維持、調整力確保のために揚水発電所が必要であり、現在ゴクチェカヤ地点で検討が行われている。今回のワークショップにより、可変速機の利点が明らかになり、我々が必要とするものであるとの認識が得られた。これは揚水発電だけでなく、一般水力においても利点が得られるものである。今後も我々は日本の協力を得ながら、トルコのためにこの設備を導入していきたい。」



図 4.9 ワークショップの様相

4.3.3 ワークショップ発表資料

(a) 欧州の電力市場、再生可能エネルギー導入、揚水発電所運用状況

<p style="text-align: center;"><b>Situations in Europe</b> - Power Market, Renewable Energy and PSPP -</p> <p style="text-align: center;">October 2011 Tokyo Electric Power Company Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.</p>	<p><b>Contents</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Situation in Germany             <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Power Market &amp; PSPP Operation</li> <li>■ Kops II PSPP in Austria</li> </ul> </li> <li>◆ Situation in Italy             <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Renewable Energy Penetration</li> <li>■ Entracque PSPP</li> <li>■ Avce AS-PSPP in Slovenia</li> </ul> </li> <li>◆ Situation in Spain             <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Concept of Frequency Control</li> <li>■ Wind Power Control</li> <li>■ Wind Power Generation Company</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>German Power Market &amp; PSPP Operation (1/3)</b></p> <p><b>Wholesale Market:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Long term: From 3 years to 3 months</li> <li>✓ Short term: From 3 months to the following day</li> <li>✓ Intraday: After Short term</li> </ul> <p><b>Reserve Market:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Primary</li> <li>✓ Secondary: Operation rights reserved for secondary frequency control are traded. Reserves for a week are determined.</li> <li>✓ Minute (Tertiary)</li> </ul>	<p><b>German Power Market &amp; PSPP Operation (2/3)</b></p> <p style="text-align: center;">Before → Renewable Energy Development → Now</p> <p>Price in Wholesale Market</p> <p>Daily Operation of PSPP</p>
<p><b>German Power Market &amp; PSPP Operation (3/3)</b></p>	<p><b>Kops II - PSPP in Austria (1/2)</b></p> <p><b>1. Outline of Power Plant</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Construction started 2004 and Commissioned 2008</li> <li>✓ Total construction cost : € 400 million (without dam)</li> <li>✓ Cavern capacity: 190m, h 60m, w 30m</li> <li>✓ Output : 150MW x 3 units</li> <li>✓ Full range of control ability of +/- 100 % in turbine operation and in pump mode with "hydraulic short-circuit"</li> <li>✓ Pelton turbine &amp; Generator manufactured by Andritz, 3-stage Pump &amp; Clutch by Voith Siemens</li> <li>✓ Kops II owned by Ilwerke and EnBW</li> </ul>



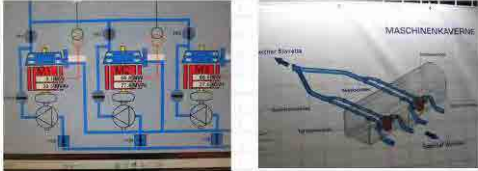
## Kops II - PSPP in Austria (2/2)

### 2. Plant Operation

- ✓ Generating/pumping mode is changed 14 times per unit per day.
- ✓ Plant operation is instructed by Illwerke and EnBW and the share of annual energy production is almost even.
- ✓ When the weather in Germany is good, photovoltaic power plant generates electricity a lot. Therefore, Kops II is operated in pumping mode at noon.

### 3. Other Information

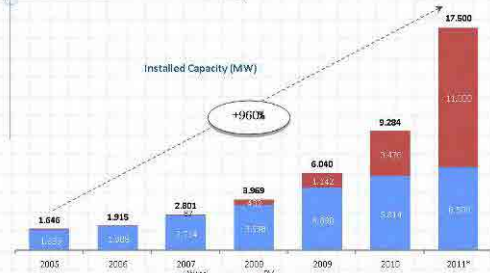
- ✓ Illwerke will start a project Obervermuntwerk II, the new PSPP similar to Kops II system. The capacity is 2x180MW and the turbine and pump are horizontal Francis type.



7

## Italian Case of Renewable Energy Penetration (1/4)

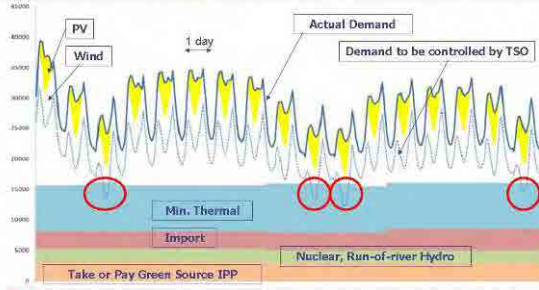
### ◆ Increase of Renewable Energy



8

## Italian Case of Renewable Energy Penetration (2/4)

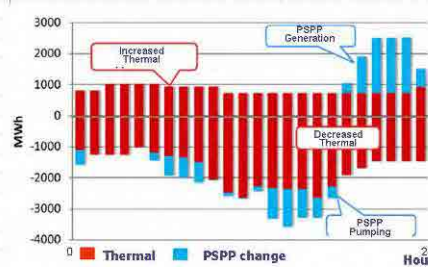
### ◆ Case of 2011 Summer - 17 days sample: Weekend demands became below minimum supply level



9

## Italian Case of Renewable Energy Penetration (3/4)

### ◆ Amount of changes from operation plan, due to PV/Wind power output fluctuation on Sunday, 19/6/2011



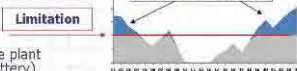
10

## Italian Case of Renewable Energy Penetration (4/4)

- ◆ 64% of PSPP are in north region.
- ◆ Many PV and wind power are located in south region.
- ◆ Interconnection between north and south is limited.

### ◆ Wind Power Control

- Terna can monitor, forecast and control wind power output.
- When reserves for balancing are shortened due to the increase of wind power,
  - Reduce the thermal power plant outputs depended on the price list of Secondary and Tertiary market
  - Stop the import from neighboring countries
  - Limit the wind power outputs
- When the wind power outputs are controlled, Terna has to compensate for the "un-served energy."



- ◆ Development of power storage plant in south region (PSPP, NAS battery)
- ◆ Enhancement of interconnection



11

## Entracque - PSPP in Italy (1/2)

### 1. Outline of Power Plant

- ✓ Commissioned in 1980
- ✓ Total output : 1,190MW
- ✓ Chiotas : 8 Reversible units, 1,065MW in total
- ✓ Rovina : 1 Ternary (Generator-Turbine-Pump) unit of 125MW
- ✓ Effective head : 1,050m for Chiotas, 600m for Rovina
- ✓ Penstock : 2 for Chiotas, 1 for Rovina

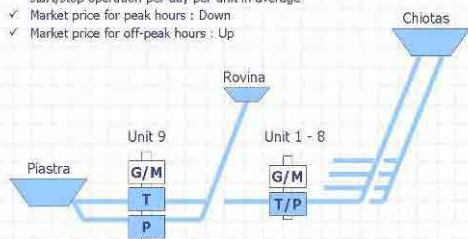


12

## Entracque - PSPP in Italy (2/2)

### 2. Plant Operation

- ✓ Units 1 to 8 : No output control, Rated output only
- ✓ Unit 9: Generation output is controllable from 40% to 100%, pump is constant speed
- ✓ Not used for frequency control, one generation/pump start/stop operation per day per unit in average
- ✓ Market price for peak hours : Down
- ✓ Market price for off-peak hours : Up

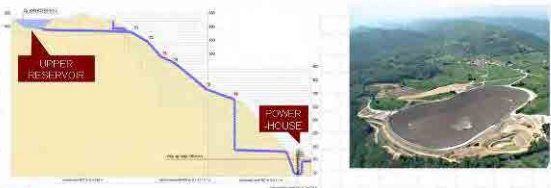


13

## Avce - AS PSPP in Slovenia (1/2)

### 1. Outline of Power Plant

- ✓ Commercial operation : April, 2010
- ✓ Number of unit : 1
- ✓ Output : 185MW/turbine, 180MW/pump
- ✓ Pump/turbine type : Francis turbine, vertical
- ✓ Average net head : 498m
- ✓ Efficiency : 0.77

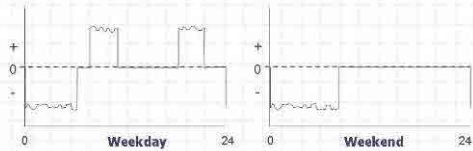


14

## Avce - AS PSPP in Slovenia (2/2)

### 2. Plant Operation

- ✓ Operation schedule determined day ahead : Generating in daytime of weekday, Pumping in nighttime
- ✓ Secondary frequency control in Slovenia : Generating/pumping
- ✓ Phase control operation mode : To be used for voltage control



15

## Spanish Concept of System Frequency Control

- ◆ Primary 400MW in Spanish System
- ◆ Secondary and Tertiary are purchasing from Market
- ◆ Results of bidding, Majority of Secondary and Tertiary reserves are from French
- ◆ Wind outputs are limited when wind outputs are estimated over reserve capacities based on the law



16

## Wind Power Control in Spain

- ◆ Wind farms over 1MW are monitored.
- ◆ REE can monitor, forecast and control wind power output.
- ◆ When wind power output forecast exceeds reserve capacity, REE orders a power reduction to thermal power plants from the price list of Tertiary market
- ◆ When primary and secondary reserves can not be prepared, wind power outputs are limited.
- ◆ ENTSO-E has drafted a new common regulation of grid code including renewable energy
- ◆ The Draft includes Voltage and Frequency control duty of renewable energy
- ◆ REE is preparing the draft law of renewable energy grid code in following the draft of ENTSO-E regulation



17

## EURUS - Wind Power Generation Company



- ◆ FACT: Wind Power (WP) in SPAIN
  - YR 2010: 20,676 MW installed.
  - Eurus: 553MW in Spain.
  - Plan: 35,000 MW in YR2020.
- ◆ ISSUE: Dispatch Order to lower the output
  - Ruled by Law.
  - No compensation for the opportunity revenue.
  - Obey the order, because of small financial damage so far.
- ◆ Future: WP needs to add Frequency Control function.
  - Under study by REE.
  - Regulation on Power factor.
  - Might be applied to existing units, while the cost would be recovered by premium on tariff.



18

Thank you for your attention.






19



(b) 可変速揚水発電技術

### Adjustable Speed Pumped Storage System



 THE TOKYO ELECTRIC POWER COMPANY  
 TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD.

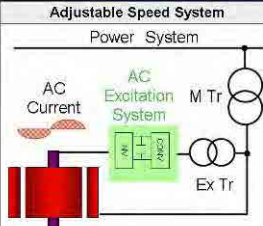
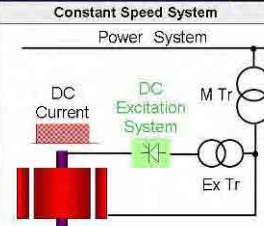
### Adjustable Speed Pumped Storage System

Contents

1. Comparison of Adjustable Speed System and Constant Speed System
2. Principal of Adjustable Speed System
3. Advantage in Pumping and Generating Mode
4. Improvement of Power Grid Stability
5. Rotor Coil End Supporting System
6. Excitation System
7. Past Experiences and Future Plan
8. Preliminary Design for Gokcekaya PSPP

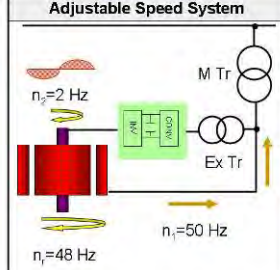
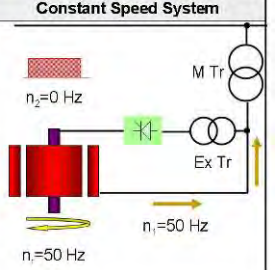
### Adjustable Speed Pumped Storage System

Adjustable Speed System and Constant Speed System

Adjustable Speed System	Constant Speed System
<p>Power System</p>  <p style="text-align: center;">Rotor (Cylindrical Type)</p> <p>AC excitation current is supplied to rotor to control the rotating speed.</p>	<p>Power System</p>  <p style="text-align: center;">Rotor (Fixed Salient Pole)</p> <p>Rotor always rotates at constant speed because of fixed poles.</p>

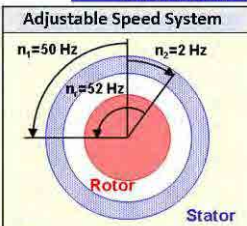
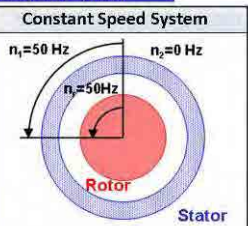
### Adjustable Speed Pumped Storage System

Principal of Adjustable Speed System

Adjustable Speed System	Constant Speed System
 <p style="text-align: center;"><math>n_1 = 48 \text{ Hz}</math></p>	 <p style="text-align: center;"><math>n_1 = 50 \text{ Hz}</math></p>

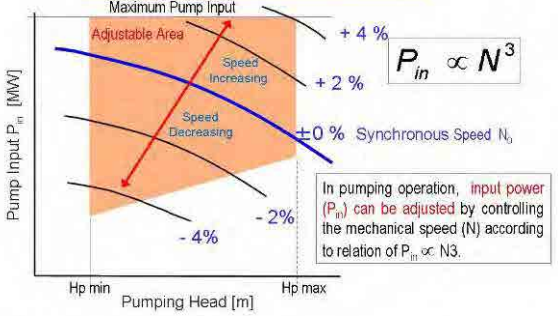
### Adjustable Speed Pumped Storage System

Principal of Adjustable Speed System

Adjustable Speed System	Constant Speed System
 <p style="text-align: center;">Rotor</p> <p style="text-align: center;">Stator</p>	 <p style="text-align: center;">Rotor</p> <p style="text-align: center;">Stator</p>
<p><math>n_1 = n_2 + n_r</math></p> <p> <math>n_1</math>: Synchronous Speed  <math>n_2</math>: Rotating Speed of Rotor Magnetic Field  <math>n_r</math>: Mechanical Rotating Speed of Rotor         </p>	

### Adjustable Speed Pumped Storage System

Advantage in Pumping Mode



$P_{in} \propto N^3$   
 In pumping operation, input power ( $P_{in}$ ) can be adjusted by controlling the mechanical speed ( $N$ ) according to relation of  $P_{in} \propto N^3$ .

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Advantage in Generating Mode

Adjustable Speed Machine can operate at the best efficiency by adjusting the mechanical rotating speed to optimum operating point

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Improvement of Power Grid Stability

Constant Speed System      Adjustable Speed System

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Improvement of Power Grid Stability (Adjustable Speed Flywheel Generator)

Parameter	Constant Speed	Adjustable-Speed	Remarks
Dam Volume	Almost same		Adjustable speed system can utilize water level much lower than Constant speed system.
Cavern Volume	100%	105%	Adjustable speed system needs additional space for Rotor and Excitation system.
Cost for Turbine & Generator including AC-Excitation System	100%	140%	Cost for adjustable speed system is more expensive because of special rotor design and AC-Excitation system.
Turbine Efficiency in generating mode	100%	0.5% improvement for Max output, much (more) improved 2.5% at partial load	In Generating mode, Adjustable speed system can operate at optimum speed for improved efficiency
Operation range in generating mode	50 - 100%	30 - 100%	In adjustable speed system, improvement of turbine efficiency can extend operation range.
Operation range in pumping mode	Constant	70 - 100%	Adjustable speed system can adjust pump input. (input power changes in proportion to the cube of rotating speed)
Response time of output/input	0-100% / 60sec	20MW / 0.1sec	Adjustable realize fast power control by absorbing/releasing flywheel energy to power grid.

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Comparison of Adjustable Speed System and Constant Speed System

Parameter	Constant Speed	Adjustable-Speed	Remarks
Dam Volume	Almost same		Adjustable speed system can utilize water level much lower than Constant speed system.
Cavern Volume	100%	105%	Adjustable speed system needs additional space for Rotor and Excitation system.
Cost for Turbine & Generator including AC-Excitation System	100%	140%	Cost for adjustable speed system is more expensive because of special rotor design and AC-Excitation system.
Turbine Efficiency in generating mode	100%	0.5% improvement for Max output, much (more) improved 2.5% at partial load	In Generating mode, Adjustable speed system can operate at optimum speed for improved efficiency
Operation range in generating mode	50 - 100%	30 - 100%	In adjustable speed system, improvement of turbine efficiency can extend operation range.
Operation range in pumping mode	Constant	70 - 100%	Adjustable speed system can adjust pump input. (input power changes in proportion to the cube of rotating speed)
Response time of output/input	0-100% / 60sec	20MW / 0.1sec	Adjustable realize fast power control by absorbing/releasing flywheel energy to power grid.

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Rotor Coil End Supporting System

U-Shape Bolt Support System      Bind-Tape Support System

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Excitation System

GTO/GCT/IGT Inverter-Converter      Cycloconverter

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Commissioned Projects in the World

Owner (Country)	Power Station	Capacity * unit	Main Manufacturer	Operation in
Tokyo Electric Power Co.	Yagisawa	80MW * 1	Toshiba	1990
Hokkaido Electric Power Co.	Takami	100MW * 1	Mitsubishi	1993
Kansai Electric Power Co.	Okawachi	320MW * 2	Hitachi	1995
Tokyo Electric Power Co.	Shiobara	300MW * 1	Toshiba	1995
EPDC	Okukiyotsu No.2	300MW * 1	Toshiba	1995
EPDC	Yambaru sea water	30MW * 1	Toshiba	1999
Germany	Goldisthal	300MW * 2	ANDRIZ	2003
Kyushu Electric Po. Co.	Omarugawa	300MW * 4	Hitachi/Mitsubishi	2007
Slovenia	AVCE	200MW * 1	Mitsubishi	2010

TEPCO YAGISAWA 80MW 1 Unit      TEPCO SAKUGAWA 300MW 1 Unit      TEPCO OKAWACHI 320MW 2 Units      KYUSHU OMARUGAWA 300MW 4 Units

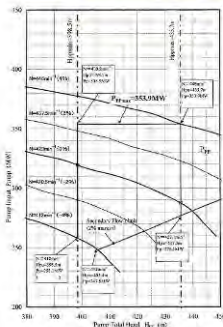
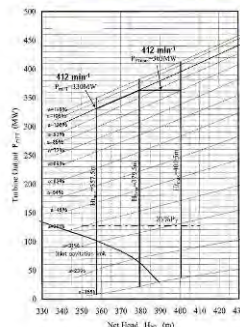

### Adjustable Speed Pumped Storage System

#### Planned Projects in Future

Owner (Country)	Power Station	Capacity * unit	Main Manufacturer	Operation in
Kansai Electric Power Co.	Okutataragi	320MW * 2	Hitachi	2014
Hokkaido Electric Power Co.	Kyogoku	200MW * 1	Toshiba	2015
Switzerland	Nant de Drance	250MW * 4	ALSTOM	2015
Switzerland	Linth-Limmern	250MW * 2	ALSTOM	2015
Portugal	Vende Nova III	400MW * 2	SIEMENS	2015
India	Tehri	250MW * 4	ALSTOM	
Tokyo Electric Power Co.	Kazunogawa	400MW * 2	Toshiba	2020

TEPCO KAZUNOGAWA 400MW 2 Units



<p><b>Adjustable Speed Pumped Storage System</b>  <b>Preliminary Design for Gokcekaya PSPP</b></p>  <p><b>Pumping Operation</b></p> <p>Max. Pumping Head 435.7 m          Min. Pumping Head 398.5 m          Max. Pumping Input 353.9 MW          Speed Range 429 min<sup>-1</sup> ± 4%          Rated Capacity of Generator-Motor (Plant Power Factor of 0.9 Lagging) 412 MVA</p> <p>Remarks:          1. Speed range of 4% is minimum value for self-starting operation.          2. Adjustable input range can be increased by wider speed range design.</p>	<p><b>Adjustable Speed Pumped Storage System</b>  <b>Preliminary Design for Gokcekaya PSPP</b></p>  <p><b>Generating Operation</b></p> <p>Max. Net Head 400.5 m          Rated net Head 379.5 m          Min. Net Head 357.5 m          Max. Output 363.0 MW</p> <p>Remarks:          1. Expected minimum partial load is 35% for all head.</p>
<p><b>Adjustable Speed Pumped Storage System</b>  <b>Summary</b></p> <p><b>Advantages</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Adjustable Input in Pumping Operation</li> <li>2. Improved Efficiency in Generating Operation</li> <li>3. Wider Operating Range of Partial Load</li> <li>4. Improvement of Power Grid Stability</li> <li>5. Rapid Output/Input using Flywheel Energy</li> <li>6. Efficient Utilization of Dam Water</li> </ol>	<p><b>Adjustable Speed Pumped Storage System</b></p> <p><b>Thanks for Your Kind Attention</b></p> 

(c) トルコにおける可変速揚水発電導入

### Economical Evaluation of Pumped Storage Power Plant (PSPP)

October 2011  
Tokyo Electric Power Company  
Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.

#### Benefit of PSPP

- ◆ Peak supply
  - Operation at peak time (load factor is less than 20%)
- ◆ Levelization of demand
  - To utilize cheap power plant and to reduce expensive power plant operation
- ◆ Ancillary service
  - To control frequency
  - Reserve capacity (tertiary reserve)

#### Characteristics of Various Peak-Response Power Plants

	Frequency Control (Primary & Secondary reserve)		Stand-by operation (Tertiary reserve)
	Peak period	Off-peak period	
Pumped storage power plant	◆ Possible	◆ Possible via pumping operation (in a case of adopting variable-speed pump)	◆ Possible
Reservoir type hydro	◆ Possible	◆ Possible but very uneconomical during hours with low marginal cost	◆ Possible
Gas turbine (GT)	◆ Possible	◆ Possible but very uneconomical during hours with low marginal cost	◆ Possible (slower than hydro)
Buying power from other countries	◆ Possible	◆ Possible	◆ Possible (dependent on other countries)

#### Generating Cost

	Const. cost (USD/kW)	Fuel cost (USC/kWh)	Generating cost (USC/kWh)		
			L.F=10%	L.F=40%	L.F=80%
Hydro	1400	0.0	---	4.3	---
PSPP	800	5.2	15.5	---	---
Gas CC	700	7.5	20.5	10.7	9.1
Gas GT	500	14.2	23.8	16.6	15.4
Oil ST	800	16.5	29.5	19.8	18.1
Oil GT	500	21.6	31.2	24.0	22.8
Import Coal	1600	3.6	31.5	10.6	7.1
Nuclear	2400	1.0	41.4	11.1	6.1

#### Needs of Ancillary Service in Turkey

#### Policy & Action Plan for Power Development Planning

- ◆ Numerical targets for Power Development Planning
  - "Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper" (May 2009)
- ◆ Target of the share of nuclear power plants
  - To install total capacity of 5000MW, by 2020
- ◆ Target of the share of renewable resources
  - Installed capacity of wind energy power is targeted to increase to 20,000MW by 2023



### Considerations - 1

- ◆ Interconnection with EU system
  - Needs to improve quality of electricity
- ◆ No measure to supply/demand fluctuation at night
  - Difficulty of frequency control at night
  - Private company (thermal) does not have a tendency to reduce output



7

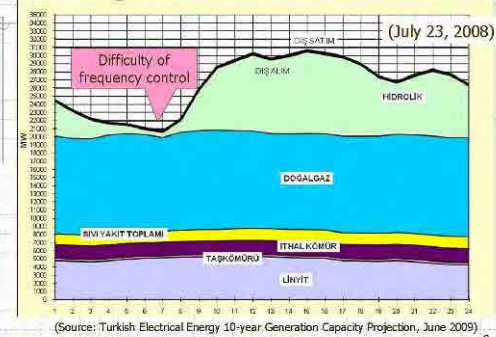
### Considerations - 2

- ◆ Ancillary market: already established
- ◆ Primary reserve
  - Obligation to secure 2% of output for ancillary service (TEIAS pays the money)
  - No obligation rule for wind power company to prepare ancillary service
- ◆ Secondary (tertiary) reserve
  - To procure power based on the price at day ahead market or current day market



8

### Loading Order of Power Plants



9

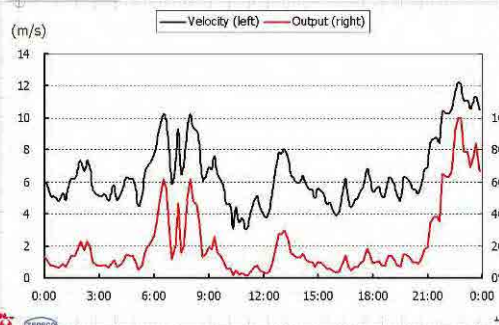
### Required Ancillary Service

- ◆ Unforeseen sudden change in supply power
  - Forced outage in power plant → Maximum unit capacity: 1,200MW (Nuclear)
  - Drastic change in output from Wind power plant → Target capacity 20,000MW (2023)
- ◆ Unforeseen change in demand
  - Forced outage in big substation, big factory



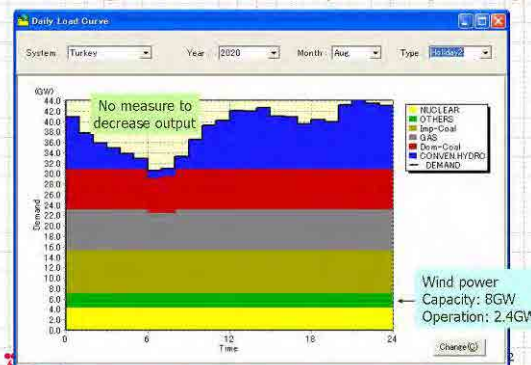
10

### Change in Wind Velocity (sample)



11

### Image of Load Dispatch (2020)



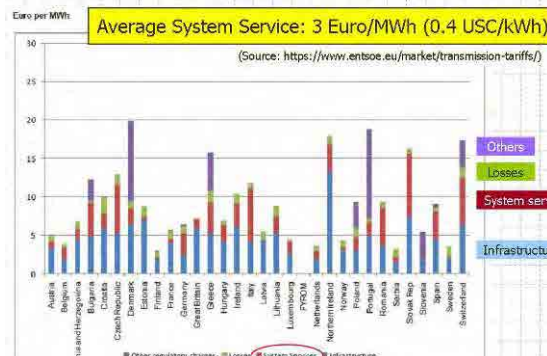
12

### Economical Evaluation of Ancillary Service Equipment



13

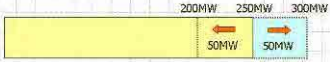
### Transmission Tariffs of EU



14

### Value of Ancillary Service Function (example of 300MW PSPP)

- ◆ Off-peak power demand: 50000MW
- ◆ System service charge
  - 200000 USD/hr (4 USD/MWh)
- ◆ Required Frequency adjustment capacity
  - 500MW (1% of demand)
- ◆ Frequency adjustment capacity (300MW PSPP)
  - 50MW (equivalent of 10% of required amount)



Value of frequency adjustment function  
10 million USD/year (500 hrs operation)

TEPCO 15

### Value of Ancillary Service Function

- ◆ Value of frequency adjustment function
  - 10 million USD/year (500hrs operation)

↓ Equivalent to Construction cost

- **100 million USD**

TEPCO 16

### Benefit of Peak Supply Power

- ◆ To avoid development of GT
  - $300\text{MW} \times 500\text{USD/kW} = 150 \text{ million USD}$
- ◆ To avoid high cost generation
  - Difference of fuel cost = 9 USC/kWh
  - $9 \times 500\text{hrs} \times 300\text{MW} = 13.5 \text{ million USD}$

↓ Equivalent to Construction cost

- **135 million USD**

TEPCO 17

### Economic Evaluation of PSPP

- ◆ Benefit of PSPP (equivalent to construction cost)
  - Peak Supply Power: **285 million USD**
  - Ancillary Service: **100 million USD**
  - Total: **385 million USD**

↑ Benefit is bigger than Construction cost

- ◆ Construction cost of PSPP
  - $300\text{MW} \times 800\text{USD/kW} = 240 \text{ million USD}$

TEPCO 18

## Thank you for your kind attention

TEPCO 19



(d) 日本における揚水発電所の運用

### Operation of PSPP and Adjustable Speed Pumped Storage System in TEPCO

October 2011

#### Pumped Storage Power Plant of TEPCO

Name	Capacity (MW)	Effective Head (m)	Number of Unit	Commissioning Year
Yagisawa	240	93.5	3	1965
Azumi	623	135.8	6	1969
Midono	245	79.8	4	1969
Shin-Takasegawa	1,280	229	4	1979
Tamahara	1,200	518	4	1982
Imaichi	1,050	524	3	1988
Shiobara	900	338	3	1994
Kazunogawa	800 (to be 1,600)	714	2 (to be 4)	1999
Kannagawa	470 (to be 2,820)	653	1 (to be 6)	2005

#### Adjustable Speed Machines in TEPCO

Item	Yagisawa Unit 2	Shiobara Unit 3
Generator-Motor Capacity (MVA)	85	360
Speed Range (min <sup>-1</sup> )	130-156	345-390
Excitation System	Cyclo-converter	Cyclo-converter
Manufacturer	Toshiba	Toshiba
Commissioning	1990	1995

#### Shiobara Pumped Storage Power Plant

#### Adjustability of each power sources

Power Source	Start up time after 8 hours shutdown	Output change rate
Hydro	3-5 min	50-60%/min
Oil	3hrs	1-3%/min
Gas C/C	1hr	5%/min
Coal	4hrs 5days	1-3%/min
Nuclear		Not available

#### Roles of PSPP - 1. Demand supply control

- a. Supply for peak demand
  - ✓ Store water for the reserve in peak demand supply
- b. Supply for unscheduled power source outages
  - ✓ Back up by generating operation or pump up shedding
- c. Supply for large demand fluctuation
  - ✓ Control quick demand changes

<h3>Demand supply control in demand rising hours</h3> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Demand change from 7 to 9 am is approx. 20,000MW, and its rate is 500MW/min</li> <li>◆ For this period, following has to be considered             <ul style="list-style-type: none"> <li>□ Control generation output to meet demand</li> <li>□ Reserve supply capability of approx 2,000MW at any time, in case of sudden power source down</li> <li>□ Prepare for peak supply in the afternoon</li> </ul> </li> <li>◆ PSPP is suitable for frequency control in the steep demand change</li> </ul> <p>TEPCO ELECTRIC POWER COMPANY</p>	<h3>Roles of PSPP - 2. Economic dispatching</h3> <ol style="list-style-type: none"> <li>Pump up using surplus supply             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ To maintain constant output power sources</li> </ul> </li> <li>Pump up for economic operation of base supply             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Utilize efficient power sources as much as possible</li> </ul> </li> <li>Pump up for lowering lower reservoir's water level             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ To prevent ungenerated water discharge in the lower reservoir</li> </ul> </li> </ol> <p>TEPCO ELECTRIC POWER COMPANY</p>										
<h3>Leveling load curve and efficient power supply</h3> <p>TEPCO ELECTRIC POWER COMPANY</p>	<h3>Roles of PSPP – 3. Ancillary service</h3> <ol style="list-style-type: none"> <li>Frequency control capability             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Flywheel effect, Spinning reserve, Hot reserve</li> </ul> </li> <li>Power flow control in transmission network             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ To prevent overload or instability in the network</li> </ul> </li> <li>Voltage control in transmission network             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ "Phase control operation" for continuous reactive power supply</li> </ul> </li> <li>"Black start" capability             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Start energizing from PSPP in the case of wide area blackout</li> </ul> </li> <li>Pumping up as test load             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ In the case of shedding test of large capacity generator</li> </ul> </li> <li>Back up of thermal power plant in case of environmental restriction alert             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ In the case that "Air Pollution Alert" is issued</li> </ul> </li> </ol> <p>TEPCO ELECTRIC POWER COMPANY</p>										
<h3>Demand supply control scheme</h3> <p>TEPCO ELECTRIC POWER COMPANY</p>	<h3>Operation of ASPS in TEPCO</h3> <ul style="list-style-type: none"> <li>Reserve for frequency control in off-peak hours             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Reserve for LFC is available in pumping up operation, with its control speed higher than that of thermal PP</li> </ul> </li> </ul> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">50MW LFC reserve</th> </tr> <tr> <th>Thermal</th> <th>ASPS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5 units x 200MW x 5% 5% per minute</td> <td>1 unit of 300MW = +/-50MW 50-60% per minute</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>Control of pumping input             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Since pumping input is controllable, efficient power source can be used flexibly.</li> </ul> </li> </ul> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Constant Speed PSPP</th> <th>ASPS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>300MW</td> <td>250MW, 300MW, 350MW</td> </tr> </tbody> </table> <p>TEPCO ELECTRIC POWER COMPANY</p>	50MW LFC reserve		Thermal	ASPS	5 units x 200MW x 5% 5% per minute	1 unit of 300MW = +/-50MW 50-60% per minute	Constant Speed PSPP	ASPS	300MW	250MW, 300MW, 350MW
50MW LFC reserve											
Thermal	ASPS										
5 units x 200MW x 5% 5% per minute	1 unit of 300MW = +/-50MW 50-60% per minute										
Constant Speed PSPP	ASPS										
300MW	250MW, 300MW, 350MW										

#### 4.4 可変速揚水発電導入のクライテリア

可変速機を含む揚水式水力の特長は、2章に詳述してある。

これをまとめると、揚水式水力の特長は以下の3点に集約できる。

- ① **ピーク供給力として他の発電設備よりも経済的優位性を持っていること**  
ピーク時間帯であっても、平常時はほとんど運転せずに予備力として待機している設備もピーク供給力に含まれる。
- ② **大規模な電力の貯蔵が可能であること**  
大規模な電力貯蔵が可能になると、マージナルコストの安い時間帯の電力を貯蔵し、マージナルコストの高い時間帯に発電することにより、供給原価の低減を図ることが可能となる。(私企業が揚水式水力を事業として実施する場合には、揚水時の電力調達単価と発電時の販売単価の差がそのまま収益に直結する。)
- ③ **短時間の需給変動への対応力に優れていること**  
秒単位の対応が必要な場合には、運転中設備が対象となる。

これらの機能のうち、①と②については、定速機と可変速機では大きな機能の差は生じない。一方、③の機能については、定速機は発電時しか需給変動への対応ができないが、可変速機は、発電時はもちろんのこと揚水時にも需給変動への対応が可能であるという大きな相違がある。

##### (1) ピーク供給力としての適用可能性

揚水式水力 (PSPP) 以外のピーク供給力としては、建設コストが安いガスタービン火力 (GT) が最も優れている。このため、PSPP と GT のコストを比較することにより、PSPP をピーク供給力としての適用する場合のクライテリアを試算した。その結果を以下に示す。なお、計算条件は4.1.3節の値を使用した。

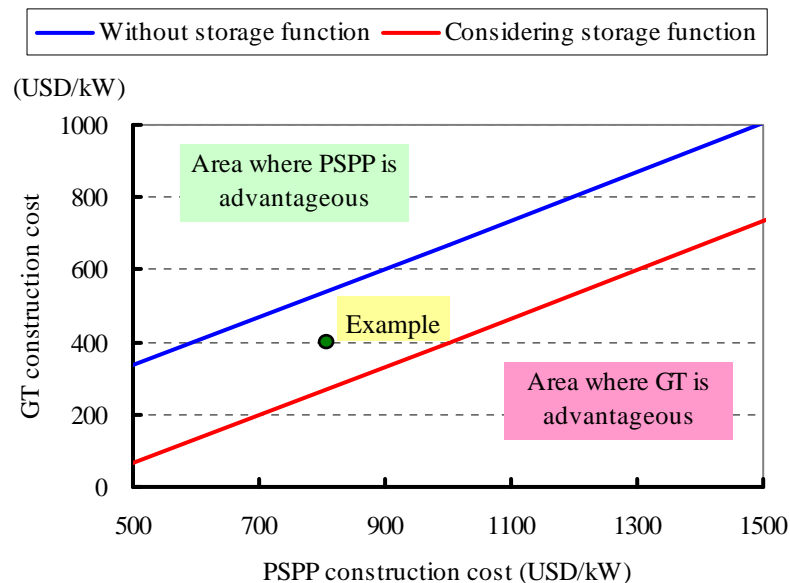


図 4.10 PSPP と GT の建設コスト



貯蔵機能を考慮せずに、単にピーク時における供給力として考えた場合（燃料費の削減効果を期待しない場合）、PSPP と GT の建設コストの関係が、上記グラフの青い線よりも上部であれば、PSPP を開発する方が有利である。

上記に加えて、電力の貯蔵機能も活用して 500 時間程度発電運転する場合、燃料費の削減効果（9 USC/kWh 程度）が期待できるため、ブレイクイーブンとなる GT の建設単価が赤い線まで下がる。

PSPP の建設単価が 800 USD/kW で GT の建設単価が 400 USD/kW の場合、青い線よりも下であるが、赤い線よりも上である。つまり、このケースにおいては、単にピーク時における供給力として貯蔵機能による効果を期待しないと、GT の方が有利であるが、500 時間程度の発電運転による燃料費の削減効果を期待すれば、PSPP の方が有利となる。

このグラフの活用にあたっては、以下の 2 点の条件を満足する必要がある。

■揚水式水力はピーク時間帯に継続して運転することが可能であり、ピーク時間帯の途中で上池の水が枯渇しないこと（GT は継続的な運転が可能である。）

■貯蔵機能による効果を期待する場合には、オフピーク時にマージナルコストの安い発電力が確保可能であること

なお、ピーク供給力として適用を検討する場合には、定速機でも可変速機でもほぼ同様の便益が期待できるので、特別に可変速機を導入する必要はない。

## (2) アンシラリーサービスを提供するツールとしての適用可能性

揚水運転時にも入力量を調整してアンシラリーサービスを提供できる機能（例えば可変速機）を付加する場合、その機能による便益は、アンシラリーサービス市場の整備状況によって異なってくる。

### (a) アンシラリーサービス市場が完全に整備された場合

アンシラリーサービス市場が完全に整備されていれば、TSO はすべてのアンシラリーサービスを市場から調達する。そのような状況では、私企業が PSPP を開発し、揚水運転時にアンシラリーサービス機能を市場価格で販売し、その対価が収益となる。可変速機とした場合の追加の建設コストとアンシラリーサービスの取引価格により、クライテリアを試算した。その結果を以下に示す。なお、揚水時の入力調整可能量は、設備量の 15% とした。

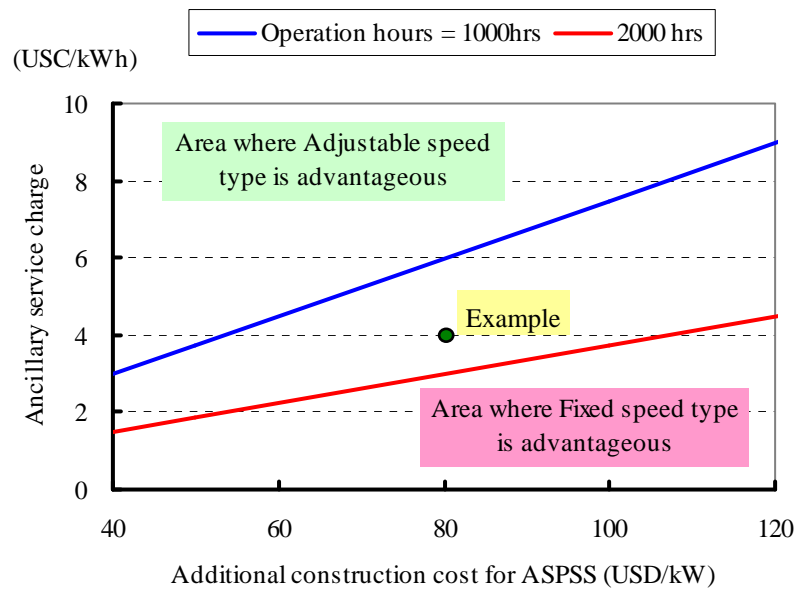


図 4.11 可変速化による追加建設単価とアンシラリーサービス取引価格

アンシラリーサービスの取引価格が高くなり、揚水時の運転時間が長くなれば、可変速機を導入するメリットは増加する。

可変速機とした場合の追加の建設単価が 80 USD/kW で、アンシラリーサービスの取引価格が 4 USC/kWh (40 USD/MWh) の場合、青い線よりも下であるが、赤い線よりも上である。つまり、このケースにおいては、揚水時の運転時間が 1,000 時間程度では可変速機導入のメリットが発生しないが、揚水時の運転時間が 2,000 時間程度期待できれば十分なメリットが発生し、可変速機導入が有利となる。

(b) 電力システムを安定的に運用するための方策として導入する場合

TSO は電力システムを安定的に運用するために、各種の対策を実施している。その対策の一つとして可変速機を導入する場合を考える。可変速機とした場合の追加の建設コストと電力システムを安定的に運用するための対策にかかる費用により、クライテリアを試算した。その結果を以下に示す。なお、電力システムを安定的に運用するために必要な周波数調整能力は需要の 2% とし、揚水時の入力調整可能量は、設備量の 15% とした。

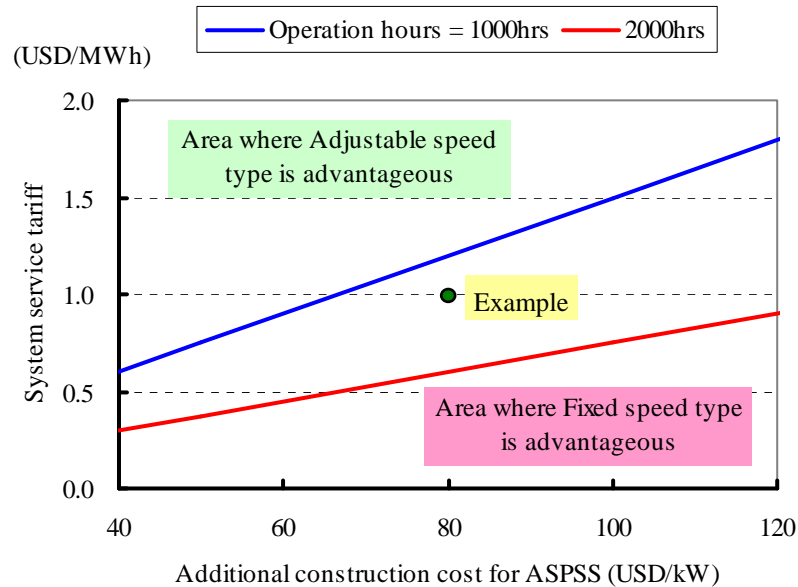


図 4.12 可変速化による追加建設単価とシステムを安定的に運用するためのコスト

可変速機とした場合の追加の建設単価が 80 USD/kW で、電力システムを安定的に運用するための対策にかかる費用が 1 USD/MWh の場合、青い線よりも下であるが、赤い線よりも上である。つまり、このケースにおいては、揚水時の運転時間が 1,000 時間程度では可変速機導入のメリットが発生しないが、揚水時の運転時間が 2,000 時間程度期待できれば十分なメリットが発生し、可変速機導入が有利となる。

なお、揚水運転時にアンシラリーサービスを提供する機能としては可変速機の導入のほかにオーストリアの Kops II のようなタンデム方式も考えられる。単に揚水運転時にアンシラリーサービスを提供する機能だけを比較すれば、あまり大きな差はないが、タンデム方式の方が調整可能な幅が大きいという点で若干優位である。しかし、ピーク供給力としての価値や電力貯蔵による価値も含めて判断すると、図 4.7 に示すように、揚水時に着実に水を揚水できるという点で可変速機の方が若干優位となる。また、3.3.2 で述べた設備構成面での差異を考慮すると、可変速システムによりコスト的メリットがあると言える。

## 第5章 アジアにおける可変速揚水発電導入の検討

### 5.1 可変速揚水発電導入対象国の検討

#### 5.1.1 アジアにおける揚水発電導入の状況

アジア地域では日本、韓国、中国など一部の国を除いて、可変速型を含めて揚水式水力はあまり普及しておらず、インド、タイ、フィリピンにもわずかに揚水式水力は存在するが、系統の中であまり重要な位置を占めていない。将来についてはインドネシア、ベトナムなどでは揚水式水力の導入が計画されている。

表 5.1 アジア地域の主な既設並びに計画中の揚水発電所

国名	発電所名	設備容量 [MW]	運開年	所有者
<b>【既設】</b>				
タイ	Lam Ta Khong	500	2002	EGAT
フィリピン	Kalayaan	336	2002	CBK Power Company Ltd.
		348.6	2004	
インド	Purulia 他	900	2008	West Bengal State Electricity Distribution Company
中国	Tianhuangping 他	1,836	2004	
日本	新高瀨川他	1,280	1979	東京電力
<b>【計画】</b>				
ベトナム	Bac Ai	1,200	2021	EVN
	Ham Thuan Bac	1,200	2025	EVN
インドネシア	Upper Cisokan	1,000		PLN

出典：日本大ダム会議、タイ国電源開発計画、JICA 調査報告書ほか

#### 5.1.2 アジア地域における揚水発電所導入に係る課題

上述のように、アジア地域においてはこれまで可変速も含めた揚水発電所の導入はあまり進んでこなかったが、以下にその理由、障害要因を分析する。

##### (1) 電気の質へのニーズ

ひとつめは、需要サイドから電気の質へのニーズがまだ低いことが挙げられる。可変速揚水発電の強みのひとつに電力系統全体の周波数調整があるが、アジア諸国ではこのニーズはまだ低い。理由のひとつに経済の成長過程が挙げられる。多くのアジアの国の一人当たり GDP は日本のその 10 分の 1 未満である（表 5.2 参照）。

日本も 60 年代の高度成長期は電気の「量」へのニーズが高く、製造業に占める鉄鋼業など電力多消費産業の割合は現在の倍近くに達していた（6 割程度。東京電力の場合）。その後経済が移行し、半導体事業など電力寡消費産業のシェアが伸びると、「量」の代わりに電気の「質」の向上が求められるようになり、揚水発電を用いた周波数制御の価値も高まった。アジア地域もこうした電力の「質」をもとめる経済ステージに移行していけば揚水発電導入のニーズも高まるものと予想される。

表 5.2 アジアの電力関連指標

	日本	中国	マレーシア	タイ	フィリピン	インドネシア	ベトナム	インド
人口一人当たりのGDP(USD/人)	39,746	3,590	6,759	3,938	1,745	2,590	1,068	1,088
電化率(%)	100.0	99.4	93.5	85.8	73.0	65.8	95.0	90.4
発電設備容量(MW)	237,153	874,100	24,634	30,607	15,609	30,355	17,669	156,784
水力(%)	19.1	22.5	8.5	11.4	21.1	12.1	38.4	23.5
火力(%)	60.1	74.5	91.0	80.1	66.0	84.3	61.6	64.0
原子力(%)	20.6	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6
人口一人当たりの発電容量(kW/人)	1.87	0.65	0.90	0.45	0.17	0.13	0.21	0.13
最大電力(MW)	155,166	541,140	15,960	22,025	9,472	23,438	15,560	101,609
最大電力対前年伸び率(%)	▲ 11.5	14.3	2.7	▲ 2.3	4.6	11.0	16.5	1.0

出典: アジア諸国の電力事情 2009年度、海外電力調査会

**(2) 電源構成**

2つめは供給面で電源構成を見たとき、ピーク電源とベース電源間の価格差が明確に現れていないことも導入が進まない事情のひとつと推測される。揚水発電設備の効率が70%程度であることを考えると、昼間の代替ピーク電源の発電単価よりも3割以上安価な発電設備(一般的に石炭火力や原子力)による電力を用いた揚水(動力)をしないと経済的な導入メリットはない。その意味で、ピーク需要対応電源として揚水発電の代替となる技術の方が経済的なために揚水発電の導入が進んでこなかった可能性はある。例えば現在のトルコのようにピーク需要のほとんどを安価で豊富な一般水力でまかなえるような場合や、安価な国産ガスを用いた高効率ガス火力発電を活用できるような国では、揚水発電導入による経済メリットはあまり期待できない可能性がある。他にも国際連系線による電力融通も代替技術である。

**(3) 需要形状(ピークの先鋭化)**

3つめに需要形状が十分に先鋭化していない可能性が挙げられる。アジアの多くの国が高湿多湿地帯であることを考えれば、経済成長に伴って昼間のエアコン需要が増え、需要形状も先鋭化されることが予想される。

**(4) 自然エネルギーの普及**

4つめはアンシラリーサービスとしてのニーズである。アジア各国では自然エネルギー、特に出力が一定しない風力発電は欧州などに比べればまだ普及していない。ドイツなど欧州のように、アジア諸国でも将来的に風力発電の導入が進み、夜間など低需要時間帯に風力によって余剰となる発電量が発生するような状況になれば、市場取引所のルールや商品が充実していることが前提だが、揚水時でも周波数調整が可能な可変速揚水の導入意義や優位性は高まると予想される。

**(5) 電力供給体制**

電力の自由化度合いによっても揚水発電の導入ニーズは変わってくると思われる。現在の電力供給体制は大きく図5.1に示すように2つのタイプに区分できる。

殆どのアジア諸国の電気事業体制は、将来的には「市場原理体制」に移行するかもしれないが、「供給責任体制」に近い。体制によって、揚水発電設備の建設・運用、すなわち事業可能性は異なってくるが、「供給責任体制」の場合は、自前で複数の発電所を保有する大手発電会社(大抵は旧公社)であれば財務的に十分事業性を見込みは備えている。一方で、「市

場原理体制」の場合も、財務的な理由からやはり大手発電会社による保有が現実的ではあるが、やはり民間であることを考えると、建設のための資金調達や、揚水電力の安定的な調達スキームなど課題の解決が余計に必要である。

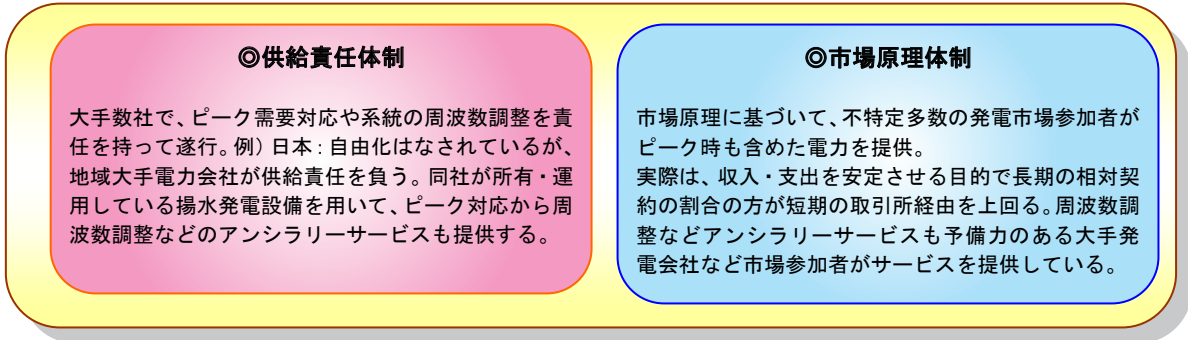


図 5.1 電気事業供給体制の比較

### 5.1.3 アジア地域における可変速揚水発電導入の可能性が高い国の抽出

前述のとおり、アジア地域における揚水発電設備は、現状ではあまり普及していないが、現状の経済、電力事情の各指標から、揚水式水力導入の可能性が高い国を選定する。クライテリアとして、人口一人当たりの GDP、年負荷率、水力発電のシェアとし、各国の比較から現時点で導入条件を満たす可能性が高い国として抽出した（表 5.3参照）。

同表から、マレーシア、タイ、インドネシア、ベトナム、カンボジア、スリランカが抽出された。その上で円借款案件形成を考慮し、抽出された国から電力供給体制をスクリーニングの指標に加え、発・送・配電分野が完全民営自由化されている国については対象外と判断し、更に今後の可変速揚水導入のため、現時点で揚水発電の開発計画がある国を優先して検討することとした。

従って本検討では、現在揚水発電導入計画のあるベトナム、インドネシアにおいて、揚水発電所がピーク供給力として系統に導入される際、その電力貯蔵機能、発電時の周波数調整機能だけでなく、付加価値として揚水時の周波数調整機能、揚水入力調整機能もそれらの国のニーズに沿ったものであれば、可変速揚水導入の価値はさらに向上するものと考えられるため、その可能性について検討を行った。

また、上記両国に加えて、経済成長が比較的進んだマレーシアについても机上検討を行った。

表 5.3 対象国抽出マトリックス

	日本	マレーシア	タイ	フィリピン	インドネシア
人口一人当たりの GDP(米ドル/人)	39,746	6,759	3,938	1,745	2,590
年負荷率(%)	68 %	79 %	77 %	75 %	76 %
発電電力量に占める水力のシェア	8 %	6 %	5 %	16 %	7 %
揚水発電の有無	有	無	有	有	計画有

	ベトナム	ラオス	カンボジア	ミャンマー	インド
人口一人当たりの GDP(米ドル/人)	1,068	920	678	571	1,088
年負荷率(%)	62 %	-	45 %	70 %	84 %
発電電力量に占める水力のシェア	32 %	100 %	4 %	76 %	15 %
揚水発電の有無	計画有	無	無	無	有

	バングラデシュ	スリランカ	ネパール	ブータン	モンゴル
人口一人当たりの GDP(米ドル/人)	621	2,052	428	1,826	1,555
年負荷率(%)	73 %	60 %	40 %	330 %	70 %
発電電力量に占める水力のシェア	2 %	40 %	100 %	100 %	0 %
揚水発電の有無	無	無	無	無	無

※凡例：桃地：ポジティブ、青地：ネガティブ



## 5.2 ベトナムにおける可変速揚水発電導入の検討

### 5.2.1 電力制度の概要

#### (1) 電気事業体制

ベトナムの電気事業は、商工省（MOIT：Ministry of Industry and Trade）の監督の下、国営公社であるベトナム電力公社（EVN：Vietnam Electricity）が全国の発電・送電・配電事業を実質一貫して運用してきており、日本のような「供給責任体制」に近い。尚、発電市場については2000年以降、PPA契約（電力購入契約、Power Purchase Agreement）に基づいた民間事業者による参入が始まっており、2010年末時点で発電量の約40%がEVN以外のオーナーによるものである（図5.2参照）。2006年に定められた電力セクター改革のロードマップによれば、将来的には西欧のような「市場原理体制」に移行する計画を持っている（図5.3「ベトナムの電力自由化ロードマップ」参照）。

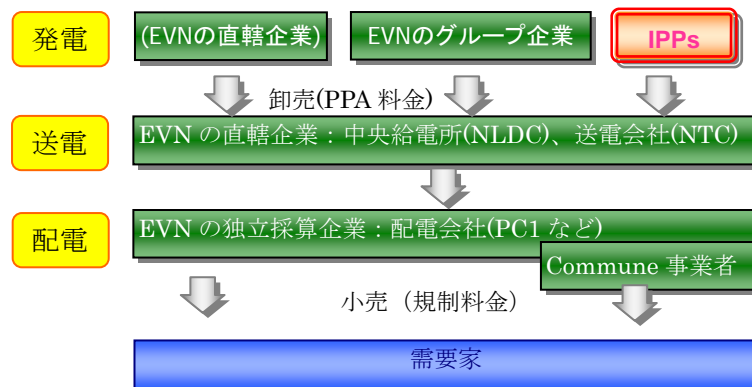


図 5.2 ベトナムの電力供給体制

MOIT は電力、石炭、鉄鋼などのエネルギーや産業にかかわる各公社を管轄しており、電力・エネルギー関連では、電気事業者の監督や電源開発計画の策定のほか、電気料金（案）の作成などを行っている。電力関連の行政機関には投資分野における管理責任を負っている計画投資省（MPI：Ministry of Planning and Investment）や環境規制の策定などを行っている資源環境省（MONRE：Ministry of Natural Resources and Environment）がある。

EVN は持株会社化しており、子会社は EVN が 100%保有する「直轄企業」と合弁形式の「独立採算企業」に分類される。直轄企業には中央給電指令所(NLDC: National Load Dispatching Center)や主要発電所、送電会社が、独立採算企業には、配電会社や電力設備調査・設計会社、電力機器製造会社などが分類される。

#### (2) 発電市場

需要想定や電源計画の策定は EVN が管轄する研究機関であるエネルギー研究所（IE: Institute of Energy)を中心に EVN にて一元的に実施し、政府の承認を得る形をとっている。したがって同計画には IPP の計画も織り込まれている。

発電した電力の取引、いわゆる卸取引については、発電市場の自由化（民間事業者による参入）こそなされているものの、EVN による買取が基本であり、西欧のような取引所を介した取引は実質まだ無い。図 5.3にも記載したように、電力卸取引所は 2011 年 7 月に Vietnam Competitive Generation Market (VCGM)が設置され、パイロット運用が開始されたばかりである。

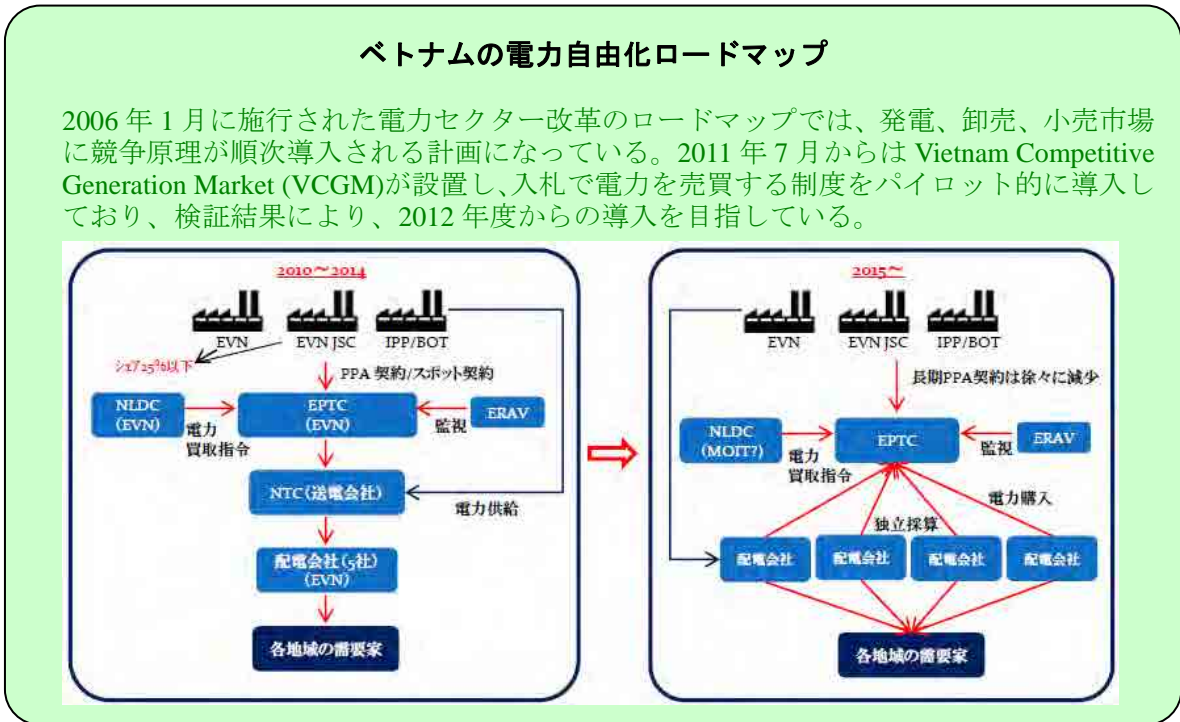


図 5.3 ベトナムの電力自由化ロードマップ

出典：ベトナム 「電力調査 2011」、ジェトロハノイセンター

### (3) 系統運用

給電指令など系統運用は EVN の直轄企業である中央給電指令所 (NLDC) が行っている。系統運用は 3 階層になっており、NLDC(A0)の下に地域給電指令所 (Regional Dispatch Centers, A-1, A-2, A-3)、その下に地方制御所 (Control Centers) という構成になっている。表 5.4 に各箇所の分掌を示す。中央給電指令所は主に 500kV、220kV および 110kV 系統の運用や発電所への運転指令を行っており、基幹送電系統に接続する各発電所は、同指令所からの日常的な運転指令に従っている。このように、日々のピーク需要対応や系統の周波数調整といったアンシラリーサービスは、NLDC が責任を持って遂行している。

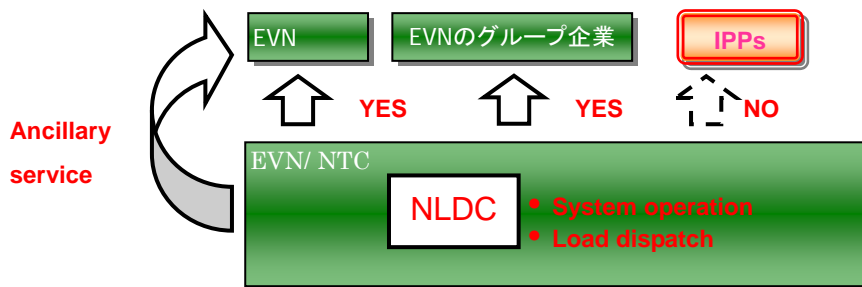


図 5.4 ベトナムの系統運用体制

表 5.4 系統運用関係組織と制御分担

対象	組織	制御範囲
基幹送電系統	中央給電指令所 (NLDC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 110kV 以上の系統に接続されている 30MW 以上の発電機</li> <li>➤ 500kV 送電系統</li> <li>➤ 周波数制御</li> <li>➤ 重要地点の電圧制御</li> </ul>
地方送電系統	地域給電指令所 (北部、中部、南部)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 220-110kV 送電系統</li> <li>➤ 発電機の電圧制御</li> </ul>
配電系統	地方制御所	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 配電系統</li> <li>➤ 小規模発電所</li> </ul>

(4) 再生可能エネルギー

ベトナム国の再生可能エネルギーは主に地方電化に資するものと位置づけられている。

2008年時点で風力発電は 800kW、太陽光は 1,150kW、バイオマスは 150,000kW、小水力は 64,000kW が開発されている。

2011年7月21日付けで批准された第7次国家電力開発計画 (PDP7: 2011年~2020年の国家電力開発計画) では、電力生産用の再生可能エネルギー源を優先的に使用することを規定している。また農村及び山地の電力開発方針、いわゆる地方電化の方針については、新エネルギー及び再生可能エネルギーの積極的な使用を規定し、メリットのある投資・管理体制を構築することを規定している。同計画における再生可能エネルギーの開発計画を表 5.5 に示す。

表 5.5 電源の構成

	2010	2020	2030
再生可能電源 総出力 [%]		5.6	9.4
生産量 [%]	3.5	4.5	6.0
内、風力発電 [MW] (総出力 [%])		1,000 (0.7)	6,200 (2.4)
内、バイオマス [MW]		500	2,000
内、水力 [MW]	9,200	17,400	-
全出力 [MW]	約 20,000	75,000	146,800

(出典: 2011年~2020年の国家電力開発計画)

## (5) 結論

以上の結果を表 5.6 にまとめる。

表 5.6 ベトナムの電気事業制度

項目	状況
民間事業者の参入可能分野	発電・配電
発・送・配電のアンバンドリングの実施	実施準備中
発電事業	電源開発計画に基づいて実施
卸電力取引	EVN による PPA 価格による買い取り。 将来はシングルバイヤーによる買取の準備中
卸電力取引市場	2011 年 7 月より試行中。計画では 2012 年度より本運用予定。
アンシラリーサービス	中央給電指令所 (NLDC) にて実施。
小売市場の自由化	自由化を計画中

(出典：海外電力調査会)

## 5.2.2 電源開発計画の概要

現在政府により承認された最新の電源開発計画は、2011 年に承認された第 7 次国家電力開発計画 (PDP7) である。この PDP7 には 2011 年から 2020 年までの発電、送電設備開発計画が記載されている。PDP7 の概要について以下に記載する。

## (1) 電力開発計画の全体目標

国内のエネルギー資源の効率的な使用、電力生産に使用する一次エネルギー源の一部輸入、経済社会発展のためにより高品質な電力を合理的な価格で十分に供給し、国家エネルギーのセキュリティを確保する。

## (2) 需要想定

国内電力需要に十分に応えるために、生産・輸入電力量は 2015 年が約 1,940 億～2,100 億 kWh、2020 年が約 3,300 億～3,620 億 kWh、2030 年が約 6,950 億～8,340 億 kWh を目標とする。

## (3) 電化目標

2020 年に農村のほぼ全世帯で電気が使用出来るよう農村・山岳地帯電化事業を速やかに促進する。

## (4) 電力利用効率向上

現在、平均 2.0 である GDP に対する電力弾性係数を 2015 年に 1.5、2020 年に 1.0 まで減少させる。

## (5) 再生可能エネルギー導入目標

電力生産用の再生可能エネルギー源を優先的に使用し、2010 年に 3.5%であった再生可能エネルギーによる電力生産量の比率を 2020 年に 4.5%、2030 年には 6.0%まで増加させる。

現時点では少ない風力発電を 2020 年に 1,000MW、2030 年には 6,200MW まで増加させ、風力発電による電力生産比率を 2020 年に 0.7%、2030 年には 2.4%まで増加させる。

## (6) 電源開発ビジョン

北部、中部、南部における電力の生産量をバランスよく調整する。また、地方毎に安定した電力を供給することによって送電ロスを軽減し、予備の電源を共同利用することで水力発電所を季節ごとに効率よく稼働できるようにする。

新たな電源の開発をしながら、稼働している発電所の技術を改善し、新規の発電所において環境保全基準を満たす近代的な技術を適用する。

競争性・経済性の向上に合わせた電力開発の投資形態を多様化する。

(7) 揚水発電の開発

電力網の発展に適する揚水発電を研究し、電力網の稼働効率を向上させる。揚水発電の電源を2020年に1,800MW、2030年には5,700MWまで増加させる。

(8) 電源開発計画

2011年から2020年までの電源開発計画を表5.7に記載する。

揚水発電としては、2019年から2020年に南部系統で、Bac Ai 揚水発電所(900MW)、北部系統で、Phu Yen East 揚水発電所(900MW)の開発が計画されている。

表 5.7 電源開発計画 (出典：MOIT)

No.	Power Plant Name	Installed capacity (MW)	Owner/Developer
<b>Projects to be in operation in 2011</b>		<b>4187</b>	
1	Son La HPP #2,3,4	1200	EVN
2	Nam Chien HPP #1	100	Song Da Group
3	Na Le (Bac Ha) HPP #1,2	90	LICOGI
4	Ngoi Phat HPP	72	IPP
5	A Luoi HPP #1,2	170	Central Power JSC.
6	Song Tranh 2 HPP #2	95	EVN
7	An Khe Kanak HPP	173	EVN
8	Se San 4A HPP	63	Se San 4A hydropower JSC.
9	Dak My 4 HPP	190	IDICO
10	Se Kaman 3 HPP (Laos)	250	Viet Lao JSC.
11	Dak Rtih HPP	144	Construction Corp. No.1
12	Dong Nai 3 HPP #2	90	EVN
13	Dong Nai 4 HPP #1	170	EVN
14	Uong Bi Ext. TPP #2	300	EVN
15	Cam Pha 2 TPP	300	Vinacomin
16	Nhon Trach 2 C/C GT	750	PVN
	Wind power + Renewable energy	30	
<b>Projects to be in operation in 2012</b>		<b>2805</b>	
1	Son La HPP #5,6	800	EVN
2	Dong Nai 4 HPP #2	170	EVN
3	Nam Chien HPP #2	100	Song Da Group
4	Ban Chat HPP #1,2	220	EVN
5	Hua Na HPP #1,2	180	Hua Na hydropower JSC.
6	Nho Que 3 HPP #1,2	110	Bitexco JSC.
7	Khe Bo HPP #1,2	100	Electricity power JSC.
8	Ba Thuoc 2 HPP #1,2	80	IPP
9	Dong Nai 2 HPP	70	IPP
10	Dam Bri HPP	75	IPP
11	An Khanh 1 TPP #1	50	An Khanh thermal power JSC.
12	Vung Ang 1 TPP #1	600	PVN
13	Formosa TPP #2	150	Hung Nghiep Formosa Co., Ltd.
	Wind power + Renewable energy	100	

	<b>Projects to be in operation in 2013</b>	<b>2105</b>	
1	Nam Na 2 HPP	66	IPP
2	Dak ring HPP #1,2	125	PVN
3	Sre Pok 4A HPP	64	Buon Don hydropower JSC.
4	Hai Phong 2 TPP #1	300	EVN
5	Mao Khe TPP #1,2	440	Vinacomin
6	An Khanh 1 TPP #2	50	An Khanh thermal power JSC.
7	Vung Ang 1 TPP #2	600	PVN
8	Nghi Son 1 TPP #1	300	EVN
9	Nong Son TPP	30	Vinacomin
	Wind power + Renewable energy	130	Hai Phong TP JSC
	<b>Projects to be in operation in 2014</b>	<b>4279</b>	
1	Nam Na 3 HPP	84	IPP
2	Yen Son HPP	70	Binh Minh Construction & Tourism JSC.
3	Thuong Kon Tum HPP #1,2	220	Vinh Son-Song Hinh hydropower JSC
4	Dk Re HPP	60	Thien Tan Hydropower JSC.
5	Nam Mo HPP (Laos)	95	IPP
6	Hai Phong 2 TPP #2	300	EVN
7	Nghi Son 1 TPP #2	300	EVN
8	Thai Binh 2 TPP #1	600	PVN
9	Quang Ninh 2 TPP #1	300	EVN
10	Vinh Tan 2 TPP #1,2	1200	EVN
11	O Mon 1 TPP #2	330	EVN
12	Duyen Hai 1 TPP #1	600	EVN
	Wind power + Renewable energy	120	
	<b>Projects to be in operation in 2015</b>	<b>6540</b>	
1	Huoi Quang HPP #1,2	520	EVN
2	Dong Nai 5 HPP	145	Vinacomin
3	Dong Nai 6 HPP	135	Duc Long Gia Lai Company
4	Se Kaman 1 HPP (Laos)	290	Viet Lao JSC.
5	Quang Ninh 2 TPP #2	300	EVN
6	Thai Binh 2 TPP #2	600	PVN
7	Mong Duong 2 TPP #1,2	1200	AES/BOT
8	Luc Nam TPP #1	50	IPP
9	Duyen Hai 3 TPP #1	600	EVN
10	Long Phu 1 TPP #1	600	PVN
11	Duyen Hai 1 TPP #2	600	EVN
12	O Mon 3 C/C GT	750	EVN
13	Cong Thanh TPP #1,2	600	Cong Thanh thermal power JSC.
	Wind power + Renewable energy	150	
	<b>Projects to be in operation in 2016</b>	<b>7136</b>	
1	Lai Chau HPP #1	400	EVN
2	Trung Son HPP #1,2	260	EVN
3	Song Bung 4 HPP	156	EVN
4	Song Bung 2 HPP	100	EVN
5	Dak My 2 HPP	98	IPP
6	Dong Nai 6A HPP	106	Duc Long Gia Lai Company
7	Hoi Xuan HPP	102	IPP
8	Se Kaman 4 HPP (Laos)	64	BOT



9	Ha Se San 2 HPP (50% by Cambodia)	200	EVN-BOT
10	Mong Duong 1 TPP #1	500	EVN
11	Thai Binh 1 TPP #1	300	EVN
12	Hai Duong TPP #1	600	Jak Resource-Malaysia/BOT
13	An Khanh 2 TPP #1	150	An Khanh thermal power JSC.
14	Long Phu 1 TPP #2	600	PVN
15	Vinh Tan 1 TPP #1,2	1200	CSG/BOT
16	Duyen Hai 3 TPP #2	600	EVN
17	O Mon 4 C/C GT	750	EVN
18	O Mon 2 C/C GT	750	BOT
	Wind power + Renewable energy	200	
	<b>Projects to be in operation in 2017</b>	<b>6775</b>	
1	Lai Chau HPP #2,3	800	EVN
2	Se Kong 3A, 3B HPP	105+100	EVN
3	Thang Long TPP #1	300	Thang Long thermal power JSC.
4	Mong Duong 1 TPP #2	500	EVN
5	Thai Binh 1 TPP #2	300	EVN
6	Hai Duong TPP #2	600	Jak Resource-Malaysia/BOT
7	Nghi Son 2 TPP #1,2	1200	BOT
8	An Khanh 2 TPP #2	150	An Khanh thermal power JSC.
9	Van Phong 1 TPP #1	660	Sumitomo-Hanoico/BOT
10	Vinh Tan 6 TPP #1	600	EVN
11	Vinh Tan 3 TPP #1	660	Vinh Tan 3 Energy JSC.
12	Song Hau 1 TPP #1	600	PVN
	Wind power + Renewable energy	200	BOO/BOT
	<b>Projects to be in operation in 2018</b>	<b>7842</b>	
1	Bao Lam HPP	120	Song Da Group
2	Nam Sum 1 HPP (Laos)	90	Sai Gon Invest
3	Se Kong HPP (Laos)	192	EVN-BOT
4	Na Duong 2 TPP #1,2	100	Vinacomin
5	Luc Nam TPP #2	50	IPP
6	Vung Ang 2 TPP #1	600	VAPCO/BOT
7	Quang Trach 1 TPP #1	600	PVN
8	Nam Dinh 1 TPP #1	600	TaiKwang-Korea/BOT
9	Van Phong 1 TPP #2	660	Sumitomo-Hanoico/BOT
10	Song Hau 1 TPP #2	600	PVN
11	Son My 1 C/C GT #1,2,3	1170	(IP-Sojizt-Pacific)/BOT
12	Duyen Hai 2 TPP #1	600	Janakuasa/BOT
13	Vinh Tan 3 TPP #2	660	Vinh Tan 3 Energy JSC.
14	Vinh Tan 6 TPP #2	600	EVN
15	Import from China	1000	Upon negotiation
	Wind power + Renewable energy	200	IPP
	<b>Projects to be in operation in 2019</b>	<b>7015</b>	
1	<b>Bac Ai PSPP #1</b>	<b>300</b>	EVN
2	<b>Phu Yen East PSPP #1</b>	<b>300</b>	Xuan Thien Ninh Binh Company
3	Nam Sum 3 (Laos)	200	Sai Gon Invest
4	Vinh Son 2 HPP	80	IPP
5	Vung Ang 2 TPP #2	600	VAPCO/BOT
6	Quang Trach 1 TPP #2	600	PVN
7	Nam Dinh 1 TPP #2	600	TaiKwang-Korea/BOT



8	Thang Long TPP #2	300	Thang Long thermal power JSC.
9	Quang Tri TPP #1	600	IPP/BOT
10	Duyen Hai 2 TPP #2	600	Janakuasa/BOT
11	Duyen Hai 3 TPP #3 (Extension)	600	EVN
12	Kien Luong 1 TPP #1	600	Tan Tao Company
13	Son My 1 C/C GT #4,5	780	(IP-Sojizt-Pacific)/BOT
	Hiep Phuoc TPP stopped	-375	
14	Import from China	1000	Upon negotiation
	Wind power + Renewable energy	230	IPP
	<b>Projects to be in operation in 2020</b>	<b>5610</b>	
1	<b>Phu Yen East PSPP #2,3</b>	<b>600</b>	Xuan Thien Ninh Binh Company
2	<b>Bac Ai PSPP #2,3</b>	<b>600</b>	EVN
3	Nam Mo 1 HPP (Nam Kan - Laos)	72	EVNI
4	Quang Tri TPP #2	600	IPP/BOT
5	C/CGT in the Center (Quang Tri or Quang Ngai)	450	
6	Ninh Thuan 1 NPP #1	1000	EVN
7	Ninh Thuan 2 NPP #1	1000	EVN
8	Vinh Tan 3 TPP #3	660	Vinh Tan 3 Energy JSC.
9	Kien Luong 1 TPP #2	600	Tan Tao Company
	Thu Duc TPP stopped	-272	
	Wind power + Renewable energy	300	IPP

Note: PSPP: Pumped Storage hydropower, HPP: Hydropower, TPP: Thermal power, C/C GT: Combined cycle thermal power

### 5.2.3 揚水発電開発計画の概要

揚水発電所の開発については、最新の電源開発計画である PDP7 の開発ビジョンとして、次の記載がある。

- ✓ 電力網の発展に適する揚水発電を研究し、電力網の稼働効率を向上させる。揚水発電の電源を 2020 年に 1,800MW、2030 年には 5,700MW まで増加させる。

下表は PDP7 に示されている揚水発電所計画である。各地点の開発状況は以下のとおり。

- ✓ 電源マスタープランで示された 10 の候補地点のうち、2 地点 (Phu Yen East と Bac Ai) を優先候補としている。実施体は Bac Ai が EVN、Phu Yen East は IPP として進めている。
- ✓ Bac Ai は J-Power による FS が終了しており、現在、その内容について政府の承認を待っている。
- ✓ Phu Yen East と Bac Ai を除く、PSPP 3 地点のうち、Ninh Son と Don Duong については現在、J-Power が Pre-FS を実施中で、2012 年 3 月に終了予定。Pre-FS の結果を受けて、Bac Ai に続くプロジェクトを決定する予定。

表 5.8 ベトナムにおける揚水発電所の建設計画

運開年	地点名	出力	台数
2019	Bac Ai	300 MW	1
	Phu Yen East	300 MW	1
2020	Bac Ai	600 MW	2
	Phu Yen East	600 MW	2
2021	Bac Ai	300 MW	1
	Phu Yen East	300 MW	1
2024	Mien Bac II	300 MW	1
	Don Duong	600 MW	2
2025	Mien Bac II	300 MW	1
	Don Duong	600 MW	2
2026	Don Duong	300 MW	1
2028	Ninh Son	300 MW	1
2029	Ninh Son	600 MW	2
2030	Ninh Son	300 MW	1

(出典：第7次国家電力開発計画)

### 5.2.4 系統運用状況

ベトナムの最大電力は 1995 年の 2,796MW から、2010 年の 15,416MW まで 15 年間で 5.5 倍、2001 年～2010 年は年率 12.2% の伸びを示している。また、需要の伸びは 2001 年の 31,137GWh から 2010 年の 100,071GWh まで年率 14.2% を記録している (図 5.5 参照)。2010 年時点の発電所数 78 箇所、発電設備容量は 19,735MW に達しており、水力 38%、石炭火力 18%、ガスコンバインドサイクル 32% である。

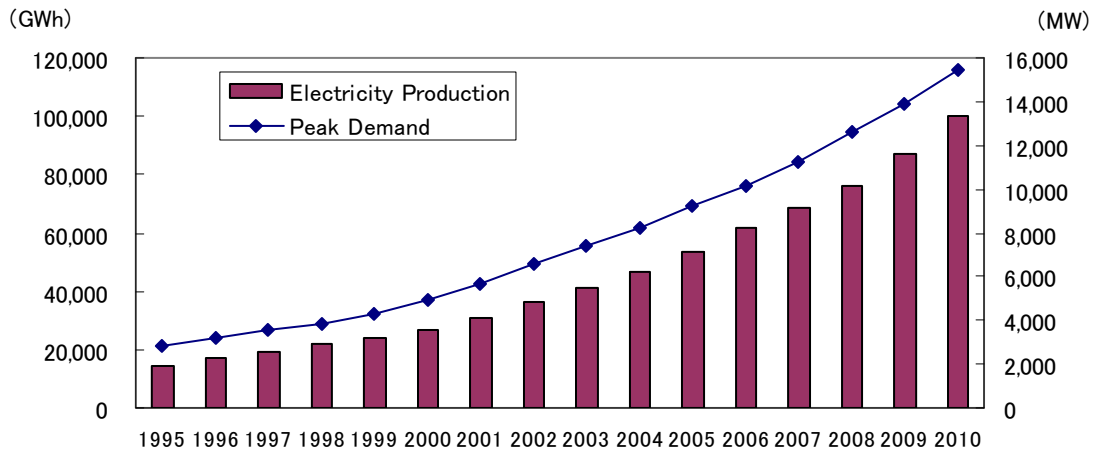


図 5.5 発電電力量（左軸）と最大電力（右軸）の推移

(出典: NLDC)

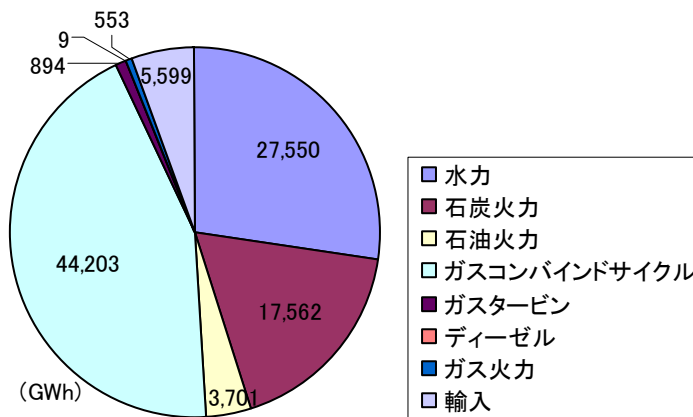


図 5.6 2010年の発電電力量内訳

(出典: NLDC)

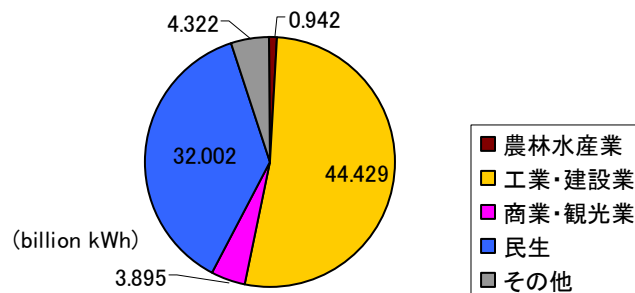


図 5.7 2010年の消費電力量内訳

(出典: NLDC)

2010年までに電化率が自治体で97%、地方で95%を越えたベトナムでの目下の課題は、電力需給が慢性的に逼迫していることである。その対策として、大型火力発電所の建設や隣国からの電力輸入を進めている。また、電力自由化を進め、発電分野への民間参入を認めることで電源開発を進めている。

ベトナムにおいてIPPの発電設備の導入は、1990年代後半から本格的に進められ、2009年の時点で、総発電電力量の32%を占めるに至っている。図5.8、図5.9に見られるとおり、IPPの伸びによって最大電力増加分の供給が賄われていることがわかる。特に南部へのIPP進出が多く見られ、規模の大きいコンバインドサイクルであるPhu My 3 (720MW)やPhu My 2-2 (720MW)が、それぞれ2004年2005年に運転を開始した。近年もその傾向は続いており、2008年と2009年のEVNとIPPの発電電力量を表5.9に示す。

一方で電源・系統開発の計画達成率の低さも課題であり、2006年から2010年までの電源開発計画14,581MWに対する実際の開発量は10,081MW、達成率69.1%にとどまっている。

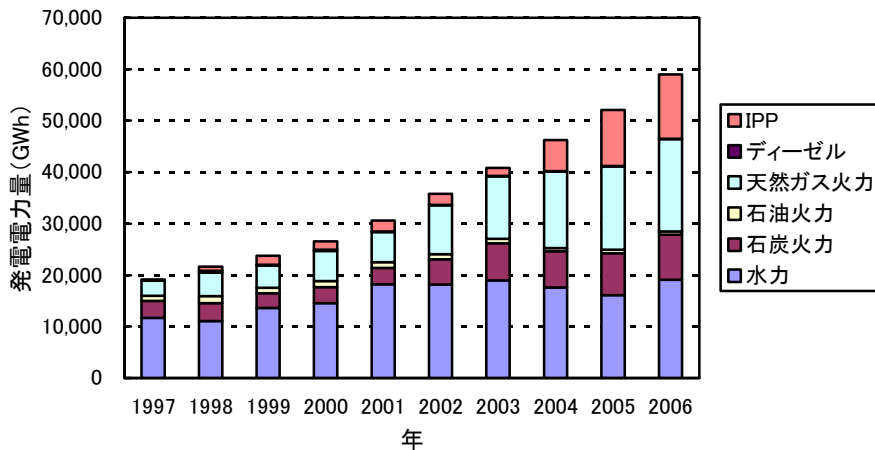


図 5.8 供給力内訳の推移 (1997-2006年)

(出典: 海外諸国の電気事情 2008年)

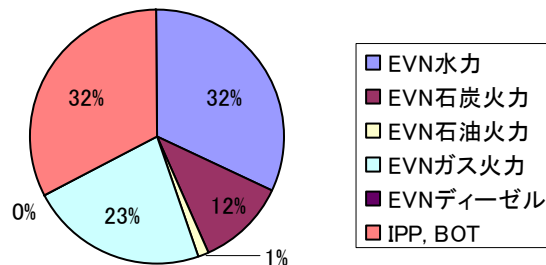


図 5.9 2009年の供給力内訳 (発電電力量)

(出典: EVN アニュアルレポート 2009-2010)

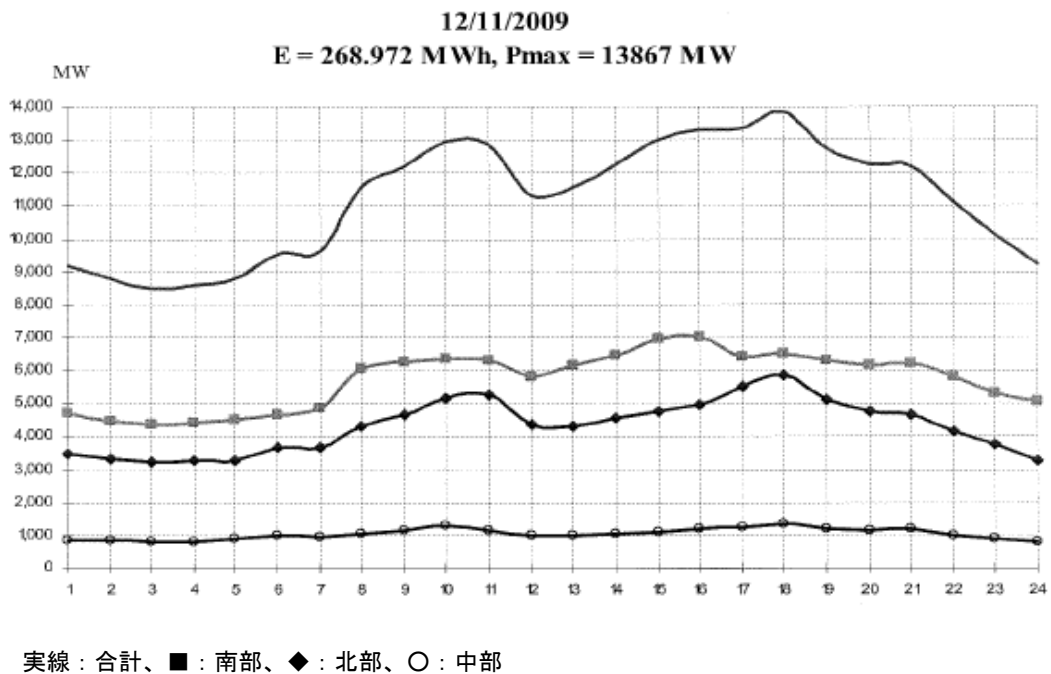
表 5.9 2008 年、2009 年の供給電力量内訳

単位: GWh

	2008 年	2009 年	増加率
EVN	53,091	57,001	7.4%
IPP, BOT	21,173	27,764	31.4%
合計	74,224	84,765	14.2%

(出典: EVN アニュアルレポート 2009-2010)

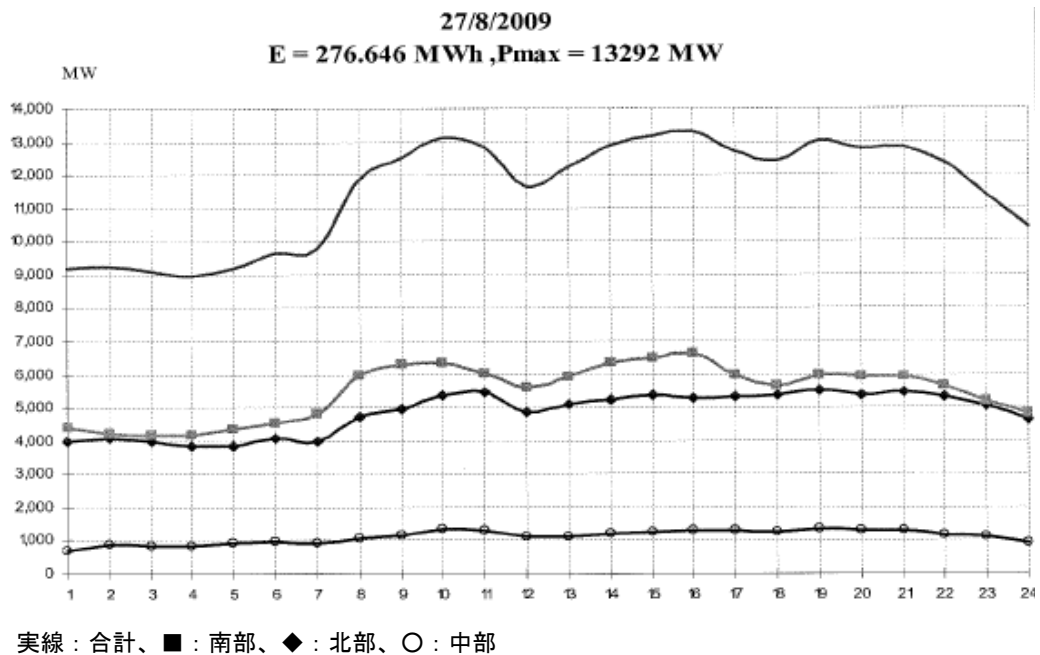
ベトナムの日負荷曲線を図 5.10 と図 5.11 に示す。1 日のピークは午前中（10 時～11 時）と点灯時（17 時～18 時）に発生する。最大電力は 11 月に発生している。地域によってピークが発生する時間帯が異なり、北部においては夏期は午前中、11 月は点灯時、南部においては午後（15 時～16 時）にピーク需要が発生している。



(出典: NLDC)

図 5.10 11 月の日負荷曲線





(出典: NLDC)

図 5.11 8月の日負荷曲線

2011年10月現在のベトナムの送電システムの構成は、発電所78か所、500kV送電線4,040km、220kV送電線10,575km、110kV送電線13,841km、500kV変電所26か所、220kV変電所145か所、110kV変電所777か所である。電源の配置は、北部に水力と石炭火力(計8,278MW)、中部に水力(計3,496MW)、南部に水力、石炭火力、石油火力、ガス火力(計9,523MW)となっており、乾季(1月~7月)は北部から南部へ、雨季(8月~12月)は中部から北部、南部へ潮流が流れている。

NLDCからはSCADA/EMSシステムを用いた系統監視と操作指令を行っている。しかし周波数調整はLDC等の自動制御ではなく、NLDCから電話連絡により周波数調整用の発電所(通常はHoa BinhとTri An)を指定し、50Hz±0.2Hzとするように調整している。乾季の終わり頃になると多くの水力が停止、または1日数時間程度の運転となり、需給調整能力が不足する状況である。周波数の逸脱度合いに応じてNLDCからの指令によるGroup 1(主に水力発電所)、さらにGroup 2(火力発電所も含む)による周波数調整、さらに周波数が低下するとリレーによる自動負荷遮断に至る。また、供給力不足が予想されると、5日前に事前予告の上、計画停電を実施する。2011年は需要が想定したほど伸びなかったことから例年より頻度は多くなかったものの、消費電力量、最大電力共に伸びが続く現状、供給力不足による計画停電は続けざるを得ない状況である。

国際連系は中国、カンボジアと連系をしており、中国からは系統を分離しての電力輸入、カンボジアへは電力輸出を行っている。

以上のようにベトナムの需給運用・周波数調整においては、電源不足、調整能力不足、調整システムの未発達等があり、安定した電力供給を行うためにはそれらの改善が不可避と言える。調整用電源については、現在水力発電が30%以上あるものの、乾季の調整力不足、今後の電源計画において石炭火力が増強される状況(2010年の3,940MW、発電設備容量の

18.5%から2020年は27,765MW、41.5%、2030年は73,595MW、53.5%となる計画) から、系統運用面での可変速揚水のニーズは大きい。

### 5.2.5 可変速揚水発電導入の可能性

ベトナムにおいては引き続き伸びが続く電力需要に対応するため、積極的な電源開発を進めており、EVN、IPPによって石炭火力、揚水発電を含めた水力発電等の開発を進めている。しかし現状は、プロジェクトの遅れもあり、需要に必要な供給力が未だ備わっておらず、計画停電を実施せざるを得ない状況である。

需給運用面では、調整力として活用できる水力発電の比率が現状は高いため、適切な制御ができれば安定した需給運用が可能と思われる。しかしNLDCのSCADA/EMSシステムにおいては、LFCによる自動周波数調整の機能はあるものの発電所の発電制御システムと関係されておらず、結果的に電話指令による周波数調整(発電所を指定して周波数調整を指示する)を行っている。それを一因として、乾季の調整力不足、周波数低下等の問題が発生している。

PDP7における電源開発計画を図5.12に示す。2010年実績では、水力発電、石油・ガス発電が各々35%ずつ、計70%を占めているが、2030年計画では石炭が53%に増加し、水力発電は17%に減少する。

2015年までは水力発電が35%強を供給しているのですが、水力発電を用いて需要変動の調整を行うことができる。しかし、2025年以降は、セカンダリ、ターシャリの供給予備力を提供できる電源が不足することが予想され、このような需給状況となった場合には可変速揚水の必要性が高まると考えられる。

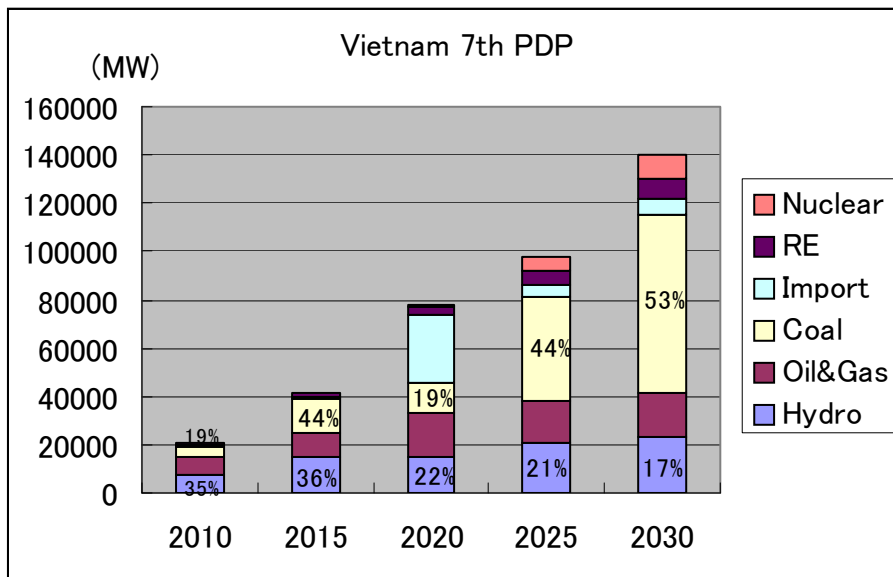


図 5.12 2010年～2030年の電源計画

出典：PDP7

以上からベトナムにおいては、

- 供給力不足を解消するための電源開発
- 発電電力を適切に制御するためのシステム整備
- 系統安定化のための調整用電源の確保

を同時並行して進める必要があり、その中でピーク供給と調整用電源としての可変速揚水は2025年頃までに導入することが望ましい。また、IPPによる電源開発の増加によりアンシラリーサービスに責任を持つEVNの電源比率が相対的に減少することが予想されるため、現状では可変速揚水はEVNの電源開発において個別に導入を検討することが望まれる。

それらを含めた更なる調査について、以下にその項目を提案する。

#### 【追加調査項目】

- 可変速揚水技術を含めた、揚水発電技術の同国へ与える効果の理解を深めるための、ステークホルダーを招いたワークショップの開催
- 同国揚水発電所の既存計画分の進め方に関する他関係ドナーとの協議・協調
- 可変速揚水を含めた揚水発電導入による経済効果の詳細計算
- 現行計画以降の年度における、電力供給品質の向上や系統運用上の定量的な効果を勘案した新規揚水発電開発計画の策定
- 需給制御における自動周波数調整機能の導入
- 効果的な発電制御・系統制御のための、電子通信設備を含めたSCADA/EMSシステムの改良

### 5.3 インドネシアにおける可変速揚水発電導入の検討

#### 5.3.1 電力制度の概要

##### (1) 電気事業体制

インドネシア国の電気事業体制は、西欧のような開発や運用を市場に委ねた「市場原理体制」ではなく、日本のようにある程度統制の利いた「供給責任体制」に近い、と言える。

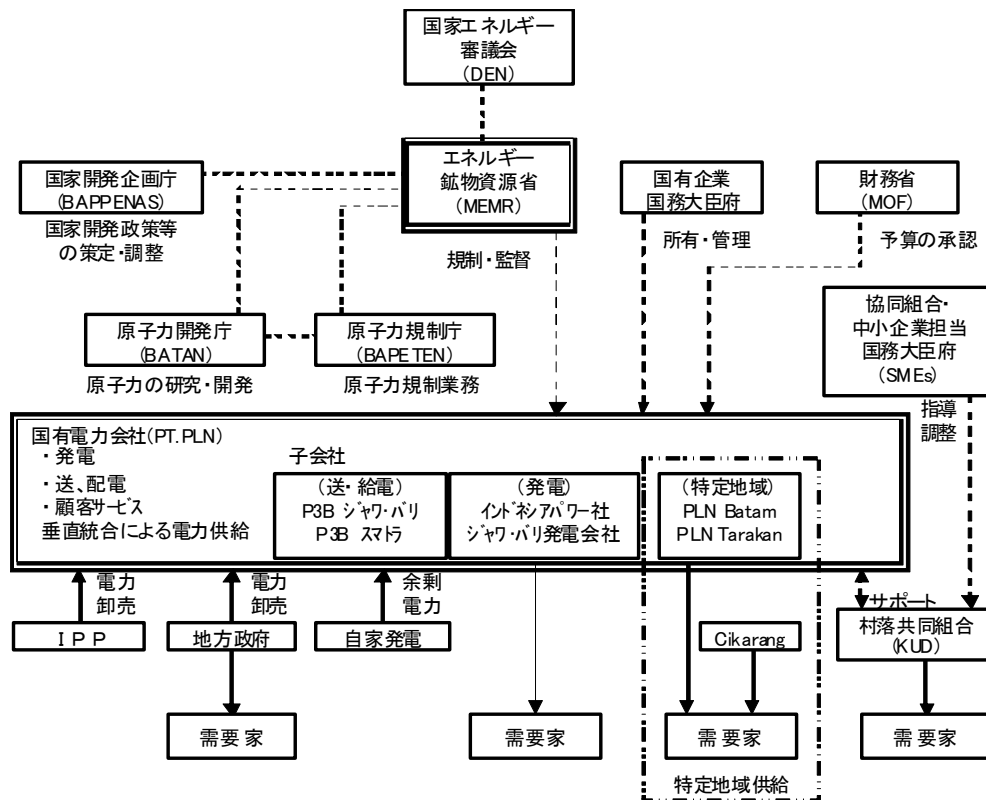


図 5.13 電力セクター関係図

出典：JEPIC

現在の電気事業体制は、資源・エネルギー分野全般を所掌するエネルギー鉱物資源省 (MEMR: Ministry of Energy and Mineral Resources) の監督の下、発電部門を政府 100% 保有の株式会社である国有電力会社 (PT. Perusahaan Umum Listrik Negara Persero、以下 PLN) とその子会社及び IPP が受け持ち、送配電部門は PLN が独占している。PLN は構造改革の進展により発電部門の分社化や給電・配電部門の業務分離を実施してきたが、基本的には垂直統合型の事業形態をとり、インドネシア全土で電力供給を担っている。

電力セクターに関わる行政組織には MEMR の他に、エネルギーの開発等の政策の策定を担当する国家エネルギー審議会 (DEN)、国家政策の策定を担う国家開発企画庁 (BAPPENAS) などがある。電力セクターに関わる行政組織を図 5.13 に示す。

PLN については事業規模が大きいジャワ・バリ地域では、発電部門は 2 つの発電子会社 (IP と PJB) を所有し、送電・配電を PLN 内部で分離 (BU: ビジネスユニット) している。送電事業を担当するジャワ・バリ送電・給電指令センター (P3B Jawa Bali、以下「P3B JB」) と配電事業を担当するユニットが 5 つの地域ごとに設立されている。

(2) 発電・卸市場

インドネシアでは、1992年よりIPPの参入が認められており、2009年末時点でその発電設備容量は全体30,355MW（PLN, IPPのみ。自家発電含まず）に対して4,718MWと約16%を占めている。しかし同国には電力卸取引所に相当する場所はなく、発電した電力はすべてPLNが買い取る事となっている（図5.14参照）。

インドネシアの電力開発は、国家エネルギー政策（KEN）に基づいて、政府であるMEMRが今後20年間の包括的な電力総合計画である「国家電力総合計画（RUKN）」を策定し、これに基づいて電気事業者であるPLNがより詳細な10年間の電力供給計画「電力供給事業計画（以下「RUPTL2010-2019」）」を策定し毎年更新する形になっている。

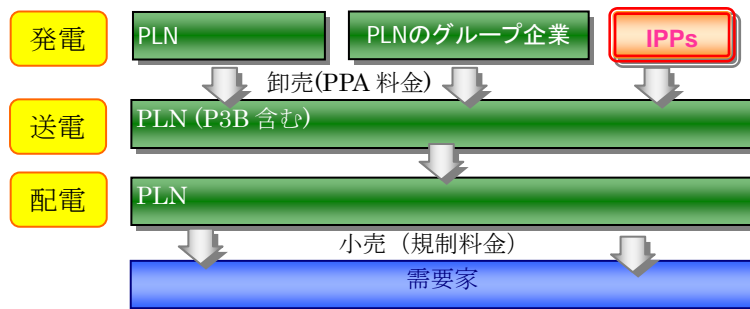


図 5.14 インドネシアの電力供給体制

更に逼迫した需給状況を解消する目的で電源開発を促進する、第2次クラッシュプログラム（2010-2014）が現在は実施されている。同プログラムでは約10,000MW（内、約5,000MWはジャワ・バリ系統分）の電源を開発することを目標に掲げており、PLNとIPPにて開発される内容になっている。

(3) 系統運用

ジャワ・バリ系統を例にとると、系統の運用についてはPLNのP3Bジャワ・バリ中央給電指令所（以下、NCC: National Control Center）にて、需給調整や500kV系統の監視制御、発電所への指令を行っている。500kV未満の電圧系統の監視制御は各地域制御所が実施している。給電は、経済性の高い発電機（運転コストが安価）から運転する経済運用であり、系統の周波数管理も予め設定された周波数や周波数の低下速度(Hz/s)の条件に応じて、自動または手動で負荷遮断（停電）を行う周波数制御のルールを取り決めている。

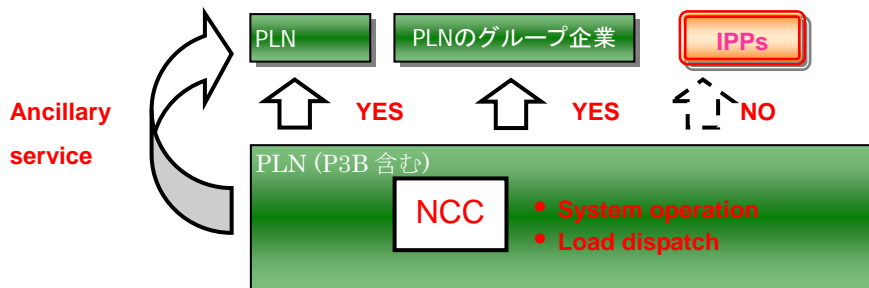


図 5.15 インドネシアの系統運用体制

今後導入が予定されている揚水発電所も PLN が建設、所有する計画であることを加味しても、PLN にてピーク需要対応から周波数調整などのアンシラリーサービスを責任をもって遂行する体制であることがわかる。

#### (4) 再生可能エネルギーの普及状況と計画

再生可能エネルギーの中でも、可変速揚水発電の効果が期待できる出力不安定電源である風力発電や太陽光発電は、再生可能エネルギー促進制度はもうけているものの、インドネシアではあまり普及しておらず、今後も大幅な導入は計画されていない状況である。主な原因のひとつが、同国で普及を注力している再生可能エネルギーが地熱発電であることが挙げられる。インドネシアでは 2010 年末で地熱発電が 119.7 万 kW が導入されており、これはアメリカ、フィリピンに次いで世界 3 位である。尚、同プログラムの再生可能電源の残り(全体の 13%)は水力発電である。これまでの主な再生可能エネルギーの普及状況を表 5.10 に示す。

表 5.10 インドネシアの発電設備容量推移

[単位：MW]

	2005	2006	2007	2008	2009
地熱	1,035	1,035	1,055	1,155	1,100
風力	0	0	0.1	0.2	1.1
全体	26,178	29,223	29,708	30,200	30,355

(出典：JEPIC)

インドネシアでは先のベトナムと同じく、地方電化については小水力と太陽光などの地熱以外の再生可能電源の活用を RUKN などでも推進している（表 5.11 参照）。

表 5.11 再生可能エネルギー地方電化事業の実績

[単位：kW]

種別	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年
風力	80	160	735	200	72
太陽光分散型 (SHS)	119.5	1,574	2,029	1,864	3,871
太陽光集中型	21.8	-	102.4	150	180
小水力	314	702	1,169	1,765	1,170

(出典：MEMR 資料、JEPIC)

再生可能エネルギー促進制度の具体例については、風力発電や太陽光発電など民間企業や共同組合などの団体が行う再生可能エネルギー発電事業などの再生エネルギーは競争入札ではなく特命で PLN が買い取る制度であることが挙げられる。2002 年、2006 年と公布された再生可能エネルギーの買取制度に関する大臣令である「分散型小規模発電事業指針に関するエネルギー鉱物資源大臣決定」では 10MW 未満の発電規模を対象とし、購入契約期間を 10 年間としている（尚、2009 年公布の「中規模再生可能エネルギー鉱物資源大臣規定」では契約期間は設定されていない）。



今後の見通しについては、例えば第2次クラッシュプログラム（2010-2014）では開発量約10,000MWの内、全体の54%を再生可能電源と規定しているが、その大半は同国に豊富にある熱源を活用した地熱発電点である（同プログラムの目標開発量の41%）。表5.12にRUPTL2010で掲げる2019年までの主な再生可能電源とインドネシア全体の電源開発計画を示す。

表5.12 インドネシア全体の電源開発計画

[単位：MW]

	2010	2015	2019	合計
地熱	10	70	665	5,990
小水力	39			267
合計	4,156	2,608	6,566	55,484

(出典：JEPIC、RUPTL2010)

このように、インドネシアでは、当面、風力発電や太陽光発電といった出力不安定電源(Intermittent power source)の大量導入は計画されていないことが明らかになった。

#### (5) 結論

以上から、インドネシアでは発電市場の自由化はなされているものの、IPPが発電した電力は全量をPLNが買い取る事になっている。また今後IPPのシェアが増加する見通しであるもののアンシラリーサービスを取引するような取引所は開設されておらずその予定も無い。現在はPLNによる垂直統合に近い供給体系であり、2009年末は発電市場では容量ベースで84%の市場占有率を占める程、影響力が強く、当面はアンシラリーサービスもPLNの自前の発電設備で可能と思われる。しかし、RUPTLが計画通りに進めば、第2次クラッシュプログラムでは開発量の半分はIPPが実施する計画であるなど、10年後(2019年末)には67%まで影響力が低下することが予想される。したがって、将来的にもPLN持ち分の発電所だけでアンシラリーサービスに対応できるのか、またできない場合はIPPの発電所との提携についても制度整備が必要になってくるものと予想される。

表5.13 インドネシアの電気事業制度

項目	状況
民間事業者の参入可能分野	発電分野
発・送・配電のアンバンドリングの実施	計画中止
発電事業	電源開発計画に基づいて実施
卸電力取引	PLNによるPPA価格による買い取り。シングルバイヤーへの移行は中止。
卸電力取引市場	計画なし。
アンシラリーサービス	中央給電指令所(NCC)にて実施。
小売市場の自由化	自由化の計画中止

(出典：海外電力調査会)

### 5.3.2 電源開発計画の概要

インドネシアの電力中長期計画は、前節に記載のとおり MEMR が経済成長率をもとに電力需要を想定し、電源・流通設備の拡張計画、新・再生可能エネルギーの導入計画、投資見通し、電化率の目標等を設定し、20年間の電力総合計画（RUKN）を作成する。そして RUKN を基に PLN が10年間の電力供給計画（RUPTL）を作成する。この中で需要予測、IPPを含む電源・流通設備の拡張計画、燃料の最適バランス、再生可能エネルギーの導入計画、投資の必要性等を設定する。なお、PLN では RUPTL に加えて、単年度計画（RKAP）も作成している。

RUPTL 2010-2019 によると、電源設備容量は 30,230MW、急増している電力需要のために、電源設備予備率は、PLN の目標値である 35%を大きく下回る 20%程度になっている。今後 2019 年までに年平均で約 9.3%で伸びる見込みであり（RUPTL 2011-2010（Draft）においては 2020 年までに年率 8.46%の伸びとされている）、引き続き供給力の確保が主要な課題になっている。

供給サイドでは、電源開発はこの 10 年間は遅れ気味だったが、RUPTL 2010-2019 によれば 2010 年以降は IPP も含めた活発な開発が計画されている。結果、需給バランスを示す指標の一つである供給予備率は現在こそ下降気味だが将来は改善される見通しである。よって、2009 年から 2010 年に最も逼迫した需給状況も緩和されていく見通しである。

表 5.14 に RUPTL 2010-2019 の概要を示す。また、RUPTL 2010-2019 による販売電力量・最大電力の見通しを表 5.15 に、燃料バランスの変化を表 5.16 にそれぞれ示す。

表 5.14 RUPTL 2010-2019 の概要

経済成長率見通し	年6.1%
電化率目標	2009年度65% → 2019年度91%
新規開発電源(合計)	PLN 31,958MW、 IPP 23,525MW、 合計 55,484MW
新規開発電源(ジャワ・バリ)	PLN 23,095MW、 IPP 13,127MW、 合計 36,222MW
新規送電線建設(合計)	43,455km
新規変電所建設(合計)	116,722MVA
新規中圧配電線建設(合計)	172,459km
年平均投資額	97億米ドル

[出典: PLN RUPTL 2010-2019]

表 5.15 販売電力量および最大電力

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
販売電力量 (TWh)	147.8	161.1	176.4	193.6	212.7	233.7	256.3	280.7	306.9	334.4
最大電力 (MW)	26,246	28,796	31,692	34,813	38,206	41,916	45,938	50,270	54,896	59,863

〔出典： PLN RUPTL 2010-2019 〕

表 5.16 燃料バランス（構成比率 %）

	石油	ガス	石炭	地熱	水力
2009年	23	22	43	6	7
2019年	3	22	58	13	4

〔出典： PLN RUPTL 2010-2019 〕

### 5.3.3 揚水発電開発計画の概要

PLN は需要が集中するジャワ・バリ州において揚水発電所の建設を計画しており、Draft RUPTL 2011-2020 には表 5.17 に示すとおり、2016 年に Upper Cisokan 揚水発電所 1,040MW、2019 年、2020 年に Matenggeng 揚水発電所 900MW（各年 450MW）、2020 年に Grindulu 揚水発電所 500MW が供給力として織り込まれている。

表 5.17 インドネシアにおける揚水発電所の建設計画

地点名	運開年	出力	台数
Upper Cisokan	2016	1,040 MW	4
Matenggeng	2019	450 MW	2
	2020	450 MW	2
Grindulu	2020	500 MW	2

（出典： Draft RUPTL 2011-2020）

#### (1) Upper Cisokan 揚水発電所計画

ジャカルタ南東 150km、西バンドンのチソカン川上流地域の Upper Cisokan 揚水発電所は、260MW×4 ユニット、揚程 276m、上部調整池 10 百万 m<sup>3</sup>、下部調整池 10 百万 m<sup>3</sup>、500kV 送電線 2 回線で接続する計画である。プロジェクト総額は 800 百万 US\$、うち 160 百万 US\$ が PLN、640 百万 US\$ を世界銀行からの融資で調達する。



図 5.16 Upper Cisokan 揚水発電所地点

(出典: Upper Cisokan Pumped Storage Hydro Electric Power Plant Consolidated Environmental Impact Assessment, PLN)

## (2) 世界銀行プロジェクトの概要

Upper Cisokan 揚水発電所と Matenggeng 揚水発電所については、世界銀行からの融資にて以下の3項目を実施予定である。

### ■ Upper Cisokan 揚水発電所の開発

- ✓ 西ジャワのチソカン川上流地域に位置する Upper Cisokan 揚水発電所(1,040MW)のダム他関連施設に関する建設ならびに運用
- ✓ ジャワ・バリ系統のチビノン・サグリン線と Upper Cisokan 揚水発電所を連系する 500kV 2 回線送電線の建設

- ✓ 設計、調達、建設運営・監理およびプロジェクト実施に係る支援
- 社会環境影響に係る管理
  - ✓ 用地取得、住民移転、生計回復、および環境マネジメント
- Matenggeng 揚水発電所の FS 実施、基本設計および入札図書作成、および関連する能力向上策の実施
  - ✓ 中央ジャワ地域に計画されている Matenggeng 揚水発電所(880MW)の FS 実施、ならびに基本設計・入札図書の作成
  - ✓ 揚水発電所を含む水力発電所の計画・開発・運用に関する、PLN の能力向上に資する支援

### 5.3.4 系統運用状況

電力需要は 1997 年のアジア通貨危機に伴い多少落ち込んだが、以降、回復したインドネシア経済に伴い上昇する傾向にあり（図 5.17 参照）、1997 年から 2006 年までの年平均伸び率は、販売電力量で 6.4%、最大電力で 5.3%を示している。特に政治、経済の中心であるジャワ・バリ系統には 8 割の需要が集中している。

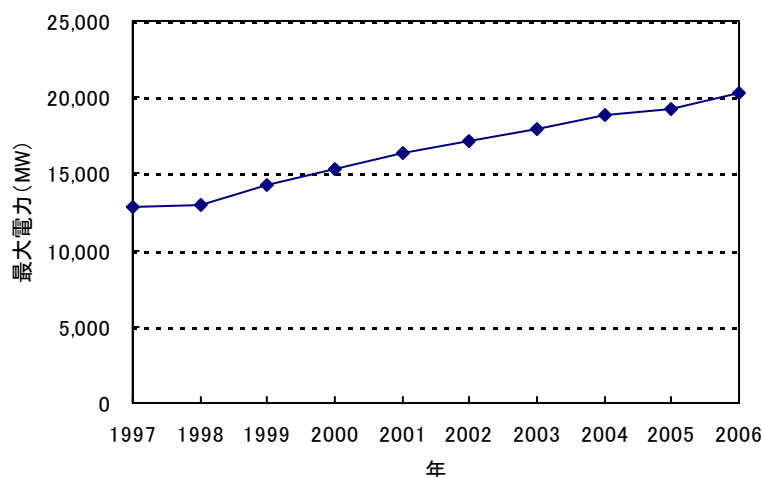


図 5.17 最大電力の推移

(出典: 海外諸国の電気事情 2008 年)

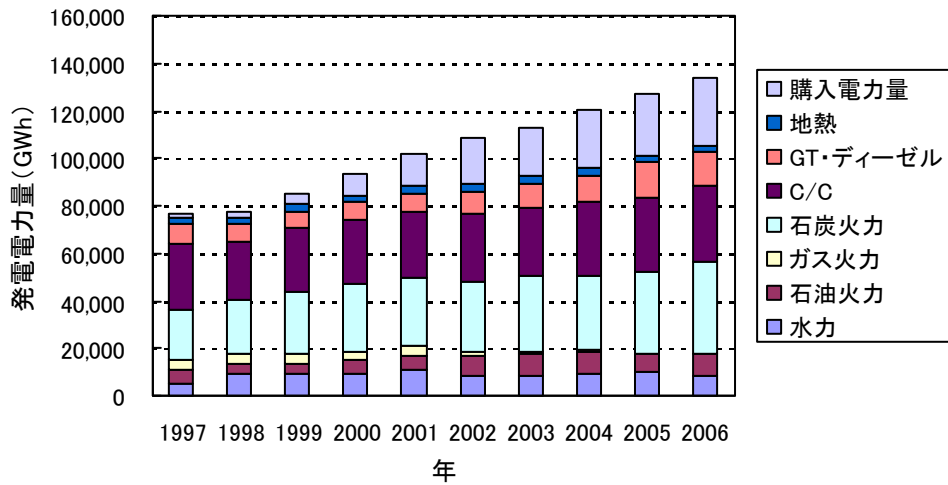


図 5.18 PLN の発電電力量ならびに購入発電量内訳の推移

(出典: 海外諸国の電気事情 2008 年)

2006 年の供給量は、PLN と発電子会社の発電端発電電力量で 1,045 億 kWh に対し、IPP、自家発からの購入電力量は 286 億 kWh に達し、供給電力量の 22%を占めている (図 5.18 参照)。また、負荷率は 2001 年から 2005 年までは 70%台を維持していたが 2006 年には 64.2%に低下しており (図 5.19 参照)、需要の増大に伴いピーク需要の先鋭化が進む傾向にある。図 5.20 からジャワ・バリ系統においてはその傾向が大きく現れていることがわかる。

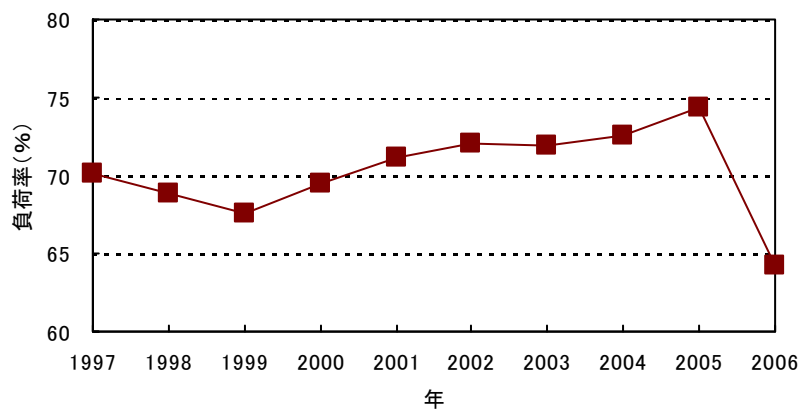


図 5.19 負荷率の推移

(出典: 海外諸国の電気事情 2008 年)



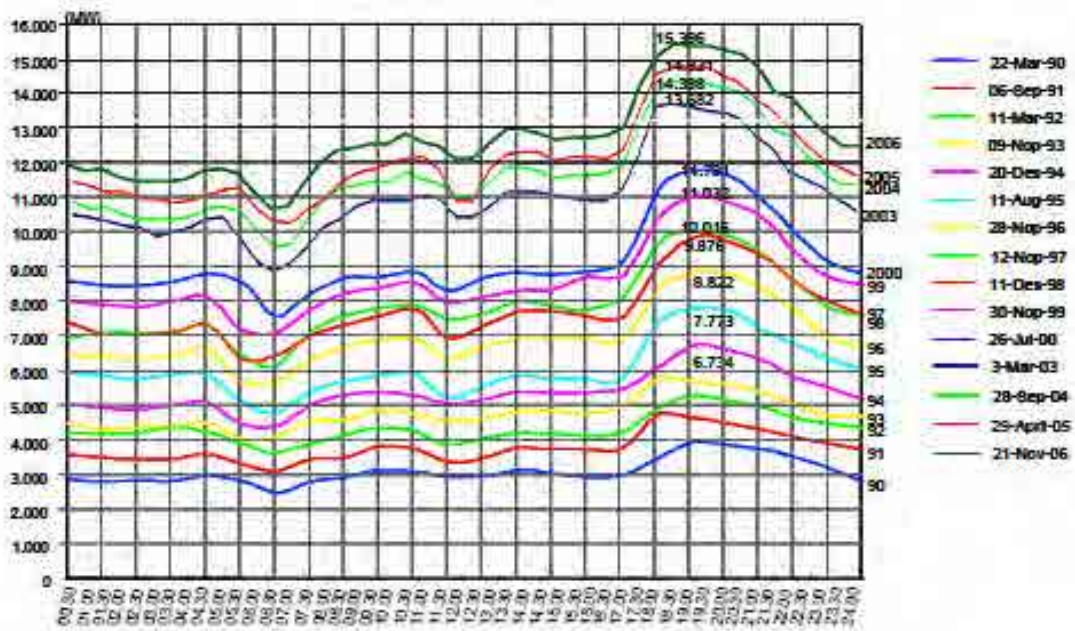


図 5.20 ジャワ・バリ系統における最大電力発生日の需要曲線の推移

[出典: Upper Cisokan Pumped Storage Hydro Electric Power Plant Consolidated Environmental Impact Assessment, PLN ]

ジャワ・バリ系統においては、2011年9月28日に19,624MWの過去最大電力を記録した。同系統の供給力は22,153MWであるうち、経年劣化による出力減、定期点検、トラブル等による停止、乾期における水力発電出力減を加味すると供給可能出力は20,536MWであり、予備力912MW、予備率4.4%であり、厳しい需給状況になっている。

PLNでは当日の予備力が最大単機容量であるスララヤ火力600MWを下回った場合を”Emergency”として負荷制限の準備を行い、実際に供給力が不足した場合に”Deficit”として負荷制限を実施する。表5.18に、PLNにおいて”Emergency”と”Deficit”の状態が発生した日数の実績を示す。

表 5.18 PLNにおける需給状況

Year	Normal	Emergency	Deficit
2004(4~12月)	239	35	1
2005	213	110	42
2006	278	55	32
2007	295	57	13
2008	223	108	35
2009	323	19	23
2010	347	17	1
2011(1~9月)	141	80	52

表 5.19 2009年のジャワ・バリにおける負荷制限の状況

	回数	電力量(MWh)
UFR	23	7,628
MLS (Manual Load Shedding)	422	198,366
その他負荷制限	112	18,598
合計	557	224,593

図 5.21 と図 5.22 にジャワ・バリ系統における雨季と乾季の時間帯別供給力内訳を示す。ジャワ・バリ系統において周波数調整は、主に水力発電とディーゼル発電 (High Speed Diesel : HSD) によって行われている。石炭火力はベース供給が主であるが、IPP を含めて周波数調整に使われる場合もある。周波数調整の予備力として、毎時需要の 2.5% を LFC 予備力として確保することとしている。周波数調整において厳しい時間帯は、朝 (5 時~7 時、変動幅 500MW 程度)、昼休み (11 時~13 時、変動幅 1,000MW 程度)、夕方ピーク時 (17 時~19 時、変動幅 2,000MW) の 3 回ある。昼間と夕方ピーク時には石炭火力が比較的高出力で運転しているため周波数調整に使えるが、早朝は火力機の出力を下げているため、水力発電とディーゼル発電に頼っている。さらに、年間ピークは通常 10 月、11 月に発生するが (図 5.23 参照)、この時期は乾季であり、水力発電の運転時間が 1 日数時間になるため、特にオフピーク時間帯の調整力の確保が課題である。

Java Bali fuel stacking on wet hydro pattern  
June 7, 2011

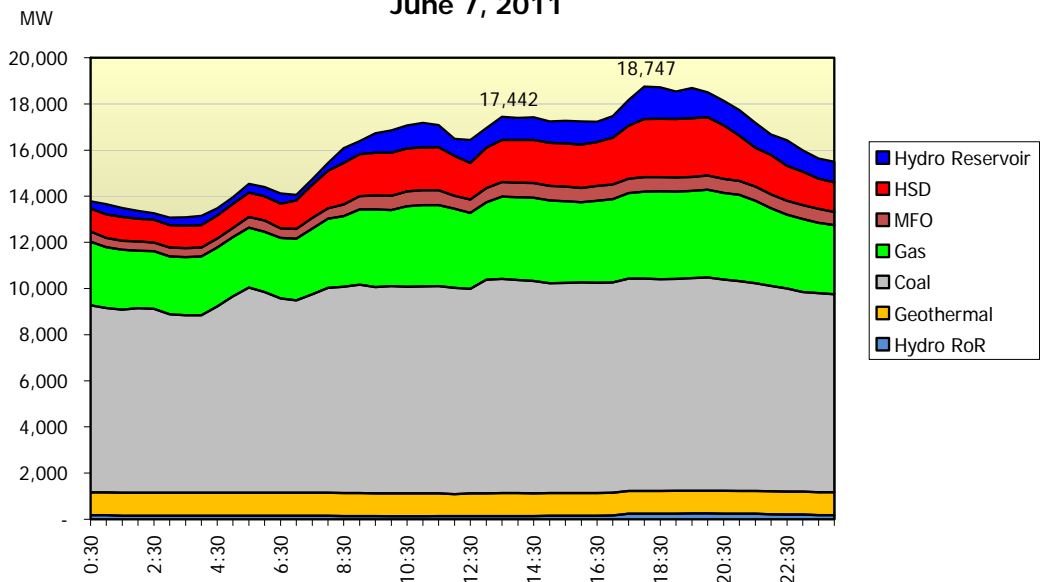


図 5.21 ジャワ・バリ系統における雨季の時間帯別供給力内訳

(出典: P3B)

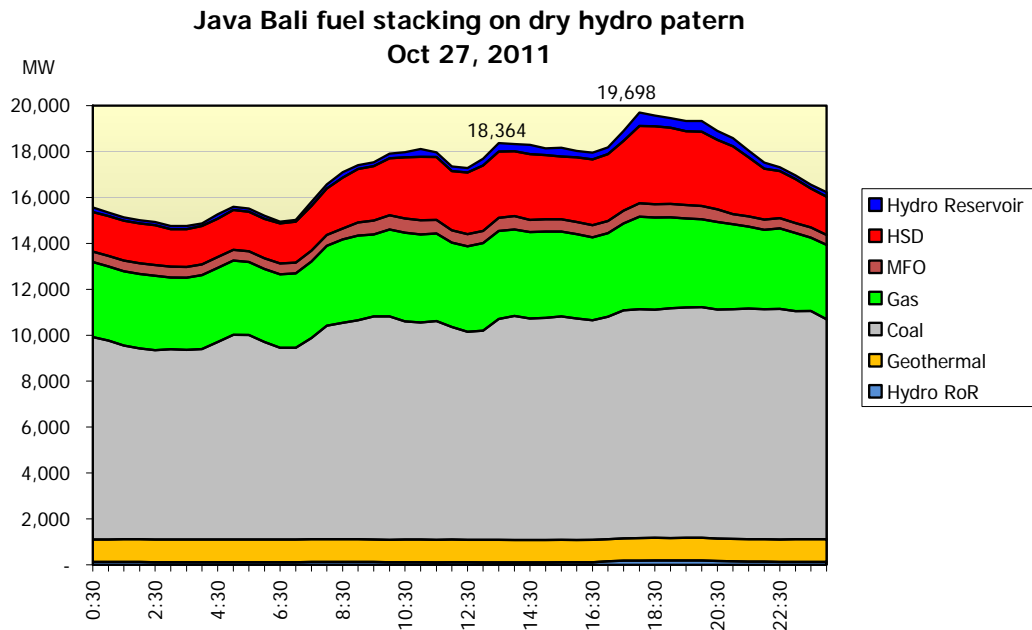


図 5.22 ジャワ・バリ系統における乾季の時間帯別供給力内訳

(出典: P3B)

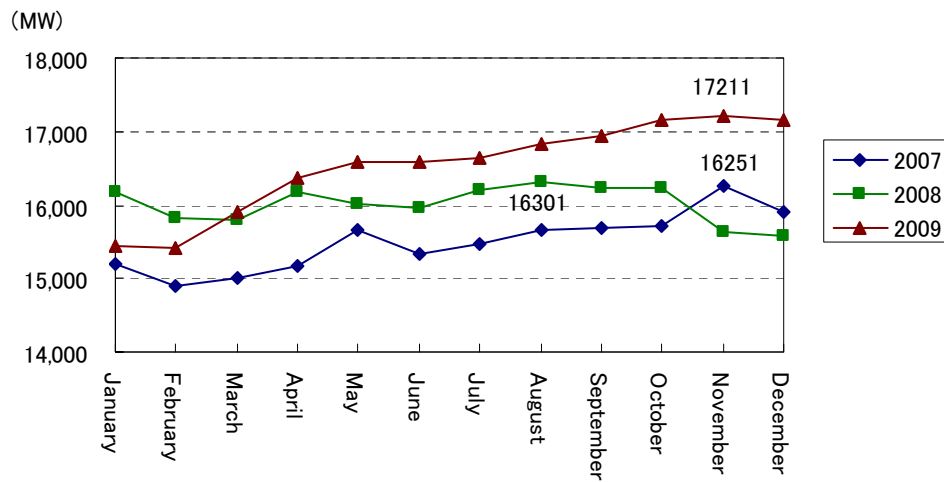


図 5.23 ジャワ・バリ系統における 2007 年～2009 年の月別最大電力

(出典: EVALUASI OPERASI SISTEM JAWA BALI 2009)

発電コスト低減の面からも、系統運用者はディーゼル発電の比率を下げたいとの希望を持っており、RUPTL 2011-2020 (Draft) においては数年のうちに HSD を石炭・地熱等によって代替させる計画である。今後石炭火力、地熱発電のシェアが増大することが予想されることから、調整用電源のニーズは大きい。

### 5.3.5 可変速揚水発電導入の可能性

本項では以上の調査結果をふまえて、同国での可変速揚水技術の適用について、5.1.2 で掲げた視点を中心に具体的な検討を行った。

まず明らかなのは、同国では再生可能エネルギーの中でも出力の安定しない太陽光発電や風力発電の大量導入の計画は少なくとも今後 10~20 年間は無いこと、更に多数間でアンシラリーサービスを取引するような電力取引所も開設されておらず、その見通しも無いこと、以上から、現在西欧で行われているような揚水発電の新しい運用方法、即ち恒常的に周波数調整用に発電モードと揚水モードを切り替える運用、が積極的になされる見通しが低い点である。

他方、10 年間の長期電源開発計画によれば、民間資金も活用した石炭火力発電の大量導入が計画されている。ベース電源として用いられる同発電技術のシェア増大は、夜間などの軽負荷時に周波数調整能力を持った他の電源のシェア低下を意味し、何かしらの対策が必要である。出力の増加だけでなく低減もフレキシブルに行える可変速揚水技術はそうした将来の課題の解決策になりえる。実際、日本で可変速揚水技術が普及した背景の主因は、ベース供給電源として大量の原子力発電技術が導入されたことが関係しており、インドネシアでこれから起ころうとしている状況に似通っている。

こうした認識の下、以下では実際に軽負荷時の周波数調整としての役割が期待される状況になりつつあるのか、またその場合に可変速揚水技術を導入することでどの程度の効果が期待できるのか、について検討を行った。

#### (1) 電源構成の推移

まず今後ベース電源が増える可能性について検証を行った。図 5.24 に 2009 年と 2020 年のジャワ・バリ系統の電源構成を示す。

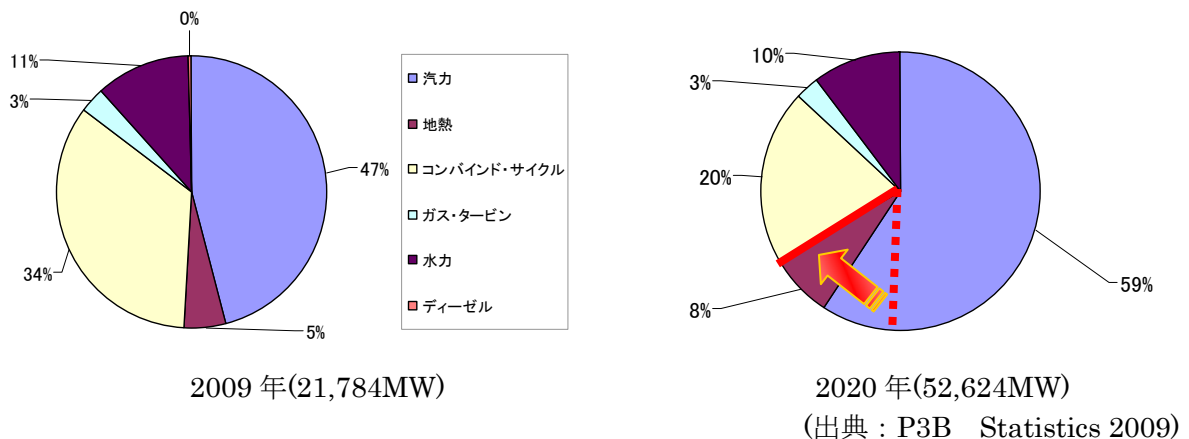


図 5.24 ジャワ・バリ系統の電源構成図

この図からも明らかなように、2009年には全体で50%超だったベース供給電源の石炭火力(図中では「汽力」と地熱発電が、2020年には約70%までシェアを拡大させている。次に、このことが軽負荷時の電源構成にどのように影響を与えるかを検証した。

図 5.25 には 2009 年と 2020 年断面の軽負荷時の電源構成を示す。共に最も厳しい条件として、年間を通して需要が最も低くなるラマダン明けの負荷曲線を用いた。

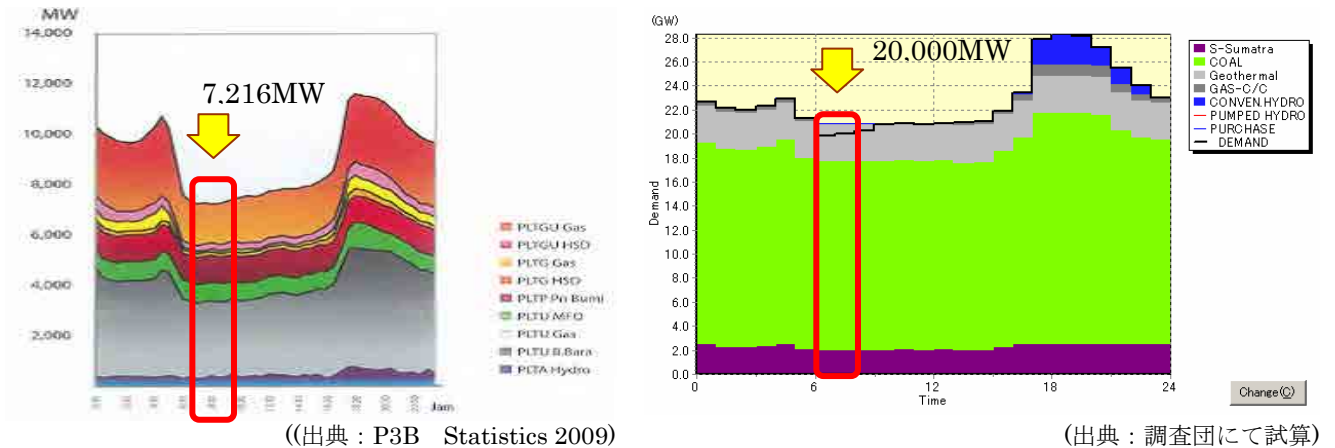


図 5.25 軽負荷時の電源構成(左：2009年、右：2020年)

1日の中で最も軽負荷となる早朝6時頃の電源構成は、2009年には石炭と地熱で半分程度(3,500MW程度)だったのが、2020年にはスマトラ島からの連系線融通分も足されてほぼすべてになっており、周波数調整に使える即応性の高い電源のシェアが低下しているのが確認できる(\*)。PLNでは高コストである石油燃料からの脱却を目指し、周波数調整のできるLNG発電の開発も行っているが(既存のガス火力はガス・パイプラインで燃料補給しているため、系統の出力調整幅は小さい)、2020年断面ではシェアはまだ低い。こうした結果からも、可変速揚水導入の効果が期待できる環境になりつつあることがわかる。

\*：2009年は実績、2020年は純粋な経済性に基づいた試算結果である。

## (2) 周波数調整の状況

5.3.1でも述べたように、ジャワ・バリ系統ではPLNの送電ユニットであるP3Bの中央給電指令所(NCC: National Control Center)が周波数調整を行っている。周波数調整の予備力として、毎時需要の2.5%~5%を周波数制御の内、セカンダリ制御に当たるLFC予備力として確保するようにしている。これをメリット・オーダーで自動周波数調整機能を有する各発電所へ割り振っている。尚、プライマリ周波数制御としては、速度調定率を5%に設定している。表5.20に周波数調整に寄与する電源の一覧(2011年1月現在)を示す。表中、すべての発電所がガバナフリー(GF)運転をしており、緑地の発電所が自動周波数調整機能を有する発電所である。SCADA/EMSシステムはSiemens製で、2005年に運用開始した。



表 5.20 周波数調整機能を持つ発電所一覧(2011年1月。ジャワ・バリ系統)

No.	Power Plant				Installed Capacity	GF	LFC readiness			No.	Power Plant				Installed Capacity	GF	LFC readiness		
	種別	発電所名	#				Scada	Unit	Regulasi (MW)		種別	発電所名	#				Scada	Unit	Regulasi (MW)
1	石炭火力	SLAYA	#3		372	OK	NOK	NOK	-	36	水力	JTLHR	#3		30	OK	NOK	NOK	-
2	石炭火力	SLAYA	#4		372	OK	NOK	NOK	-	37	水力	JTLHR	#4		30	OK	NOK	NOK	-
3	石炭火力	SLAYA	#	5	575	OK	OK	OK	5	38	水力	JTLHR	#5		30	OK	NOK	NOK	-
4	石炭火力	SLAYA	#	6	575	OK	OK	OK	5	39	水力	JTLHR	#6		30	OK	NOK	NOK	-
5	石炭火力	SLAYA	#	7	575	OK	OK	OK	5	40	地熱	DRAJAT	3		106	OK	NOK	NOK	-
6	石油火力	PRIOK	#3		41	OK	NOK	NOK	-	41	地熱	DRAJAT	2		90	OK	NOK	NOK	-
7	石油火力	PRIOK	#4		41	OK	NOK	NOK	-	42	地熱	KMJNG	#4		60	OK	NOK	NOK	-
8	gas/HSD-CC	PRIOK	B.1		548	OK	OK	OK	15	43	水力	MRICA	#1		60	OK	NOK	NOK	-
9	gas/HSD-CC	PRIOK	B.2		514	OK	OK	OK	15	44	水力	MRICA	#2		60	OK	NOK	NOK	-
10	石油火力	MKRNG	#5		162	OK	NOK	NOK	-	45	水力	MRICA	#3		60	OK	NOK	NOK	-
11	gas/HSD-CC	MKRNG	B.1		420	OK	OK	OK	5	46	HSD-ST	TBROK	#1		41	OK	NOK	NOK	-
12	gas-CC	MKRNG	B.2		480	OK	NOK	NOK	-	47	HSD-ST	TBROK	#2		41	OK	NOK	NOK	-
13	gas-CC	CLGON	B.1		739	OK	NOK	NOK	-	48	HSD-CC	TBROK	B.1		400	OK	OK	OK	10
14	石炭火力	LBUAN	#1		280	OK	NOK	NOK	-	49	HSD-CC	TBROK	B.2		300	OK	OK	OK	10
15	石炭火力	LBUAN	#2		280	OK	NOK	NOK	-	50	石炭火力	TJATI	#	1	661	OK	OK	OK	10
16	水力	SGLNG	#1		175	OK	OK	OK	20	51	石炭火力	TJATI	#	2	661	OK	OK	OK	10
17	水力	SGLNG	#2		175	OK	OK	OK	20	52	石炭火力	CLCAP	#	1	20	OK	NOK	NOK	-
18	水力	SGLNG	#3		175	OK	OK	OK	20	53	石炭火力	CLCAP	#	2	20	OK	NOK	NOK	-
19	水力	SGLNG	#4		175	OK	OK	OK	20	54	石炭火力	PAITON	JP	#5	610	OK	NOK	NOK	-
20	地熱	DRJAT	#1		52	OK	NOK	NOK	-	55	石炭火力	PAITON	JP	#6	610	OK	NOK	NOK	-
21	水力	CRATA	#1		119	OK	OK	OK	20	56	gas/HSD-CC	GRATI	B.1		450	OK	OK	OK	15
22	水力	CRATA	#2		119	OK	OK	OK	20	57	HSD-GT	GRATI	B.2		300	OK	NOK	NOK	-
23	水力	CRATA	#3		119	OK	OK	OK	20	58	水力	STAMI	#1		34	OK	NOK	NOK	-
24	水力	CRATA	#4		119	OK	OK	OK	20	59	水力	STAMI	#2		34	OK	NOK	NOK	-
25	水力	CRATA	#	5	119	OK	OK	OK	20	60	水力	STAMI	#3		34	OK	NOK	NOK	-
26	水力	CRATA	#	6	119	OK	OK	OK	20	61	石油火力	GRSIK	#1		80	OK	NOK	NOK	-
27	水力	CRATA	#	7	119	OK	OK	OK	20	62	石油火力	GRSIK	#2		80	OK	NOK	NOK	-
28	水力	CRATA	#	8	119	OK	OK	OK	20	63	石油火力	GRSIK	#3		167	OK	NOK	NOK	-
29	gas/HSD-CC	MTWAR	B.1		630	OK	OK	OK	15	64	石油火力	GRSIK	#4		167	OK	NOK	NOK	-
30	gas/HSD-GT	MTWAR	B.2		290	OK	NOK	NOK	-	65	石炭火力	PITON	#1		370	OK	NOK	NOK	-
31	gas/HSD-GT	MTWAR	B.3		420	OK	NOK	NOK	-	66	石炭火力	PITON	#2		370	OK	NOK	NOK	-
32	gas/HSD-GT	MTWAR	B.4		420	OK	NOK	NOK	-	67	gas/HSD-CC	GRSIK	B.1		480	OK	OK	OK	20
33	gas-GT	CIKARANG			150	OK	NOK	NOK	-	68	gas/HSD-CC	GRSIK	B.2		420	OK	OK	OK	20
34	水力	JTLHR	#1		30	OK	NOK	NOK	-	69	gas/HSD-CC	GRSIK	B.3		480	OK	OK	OK	20
35	水力	JTLHR	#2		30	OK	NOK	NOK	-	TOTAL					17,034				420

凡例：GF: Governor Free 運転、SCADA: 通信回線の有無、Regulasi：LFC 調整幅

(出典：PLAN OF OPERATION POWER SYSTEM JAVA-BALI 2011,

原題”RENCANA OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA-BALI 2011”)

LFCは、Saguling 水力、Cirata 水力、Suralaya 石炭火力 5、6、7号、Tanjung Jati 火力 1、2号、Tanjung Priok コンバインドサイクル ブロック 1&2、Muara Karang コンバインドサイクル ブロック 1、Gresik コンバインドサイクル ブロック 1、2、3、Grati コンバインドサイクル ブロック 1 などといった、水力発電やガスコンバインドサイクル、GT-HSD (High Speed Diesel) の各発電所に設置されている。石炭火力はベース供給力だが周波数調整にも使われることもあるようで、IPP 系の石炭火力についても例外ではない (IPP は Take-or-Pay 契約のため、収入への影響は無い)。2011年1月時点の LFC 調整幅は合計で 420MW だが、重負荷時 (約 20,000MW) には理論上は 1,000MW 程度必要になり、不足している。P3B ではこれを残りの石炭火力でまかなうことを検討している。IPP 系石炭火力は、現在は LFC 装備の対象に含まれていないが、電力購入を Take-or-Pay 契約に基づいて行っているため、NLDC からの電話指示に基づいてターシャリ制御は実施することになっている。理論上は、これらの電源も通信手段などシステム環境さえ整えば自動周波数調整に活用できるなど、現状の枠組みの下で活用できる体制は整っている。

### (3) 軽負荷時の周波数調整容量

P3B の系統運用部からのヒアリングによれば、昼間と夕方ピーク時 (19 時頃) の周波数調整は石炭火力の出力も出ているので調整に使えるが、早朝の軽負荷時には石炭火力がミニマム運転しているため出力の下げ方向の調整には使えず、コンバインドサイクル機も少ない



(昼間 10 台に対し、早朝は 4 台) ため、水力発電と発電コストの高い GT-HSD に頼っている。図 5.26 にジャワ・バリシステムの典型的な日負荷曲線を示す。

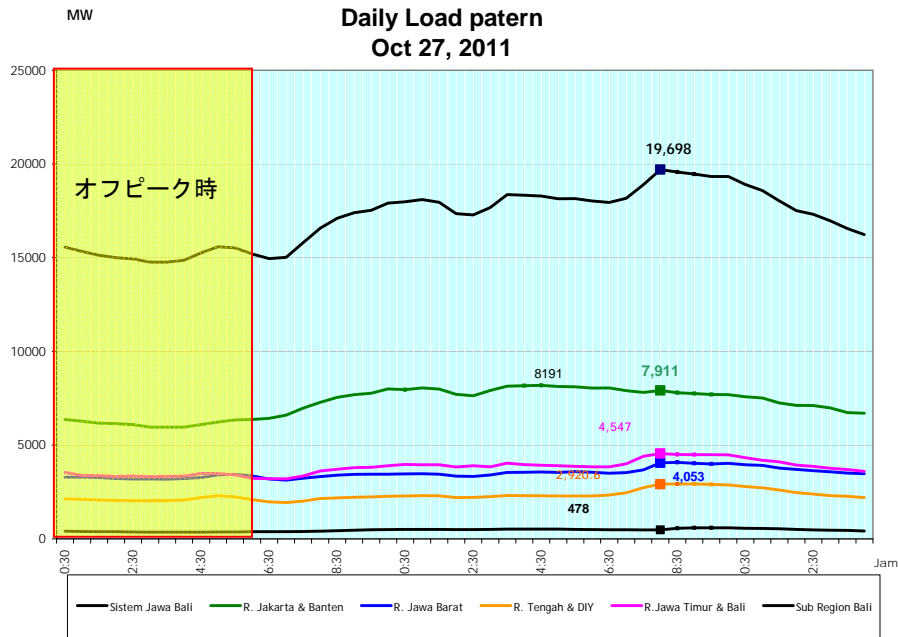
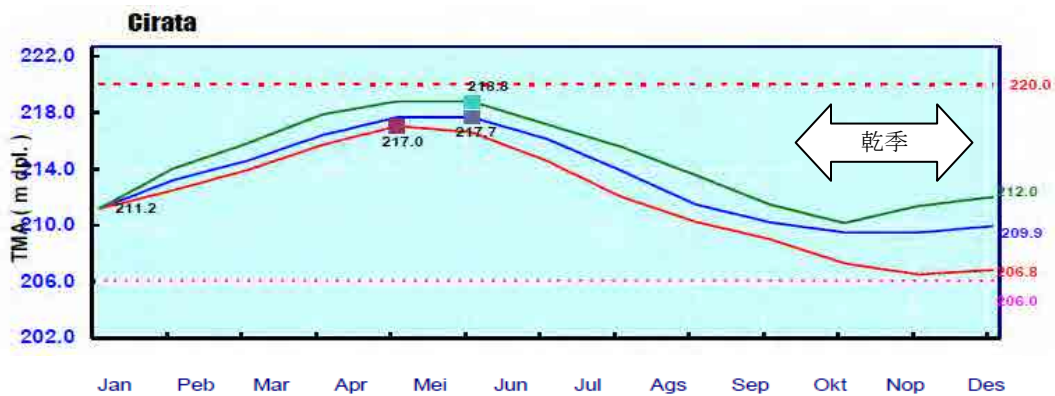


図 5.26 典型的な日負荷曲線

更に年間を通してみると、渇水期となる 10-12 月は水力発電の容量が減り、1 日 4 時間程度の運転になるため、周波数調整能力が更に厳しくなる時期でもある (図 5.27、図 5.28)。結果、乾季の早朝が、最もオフピーク時の周波数調整、特に出力低下方向の周波数調整が最も厳しい時期となる。



凡例：青色：通常、赤色：渇水年、緑色：豊水年  
(出典：PLAN OF OPERATION POWER SYSTEM JAVA-BALI 2011, 原題” RENCANA OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA-BALI 2011”)

図 5.27 主要水力発電所(Cirata 発電所)の Rule Curve

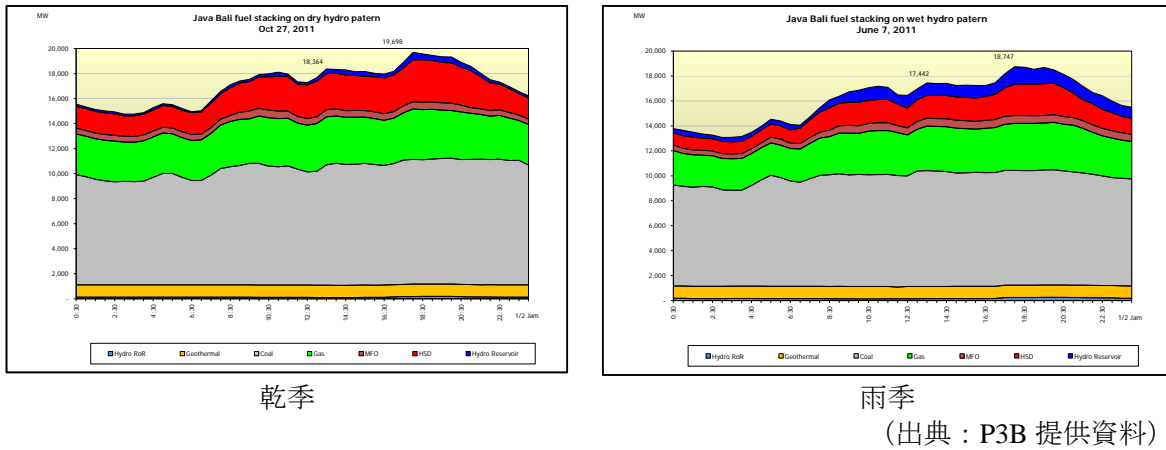
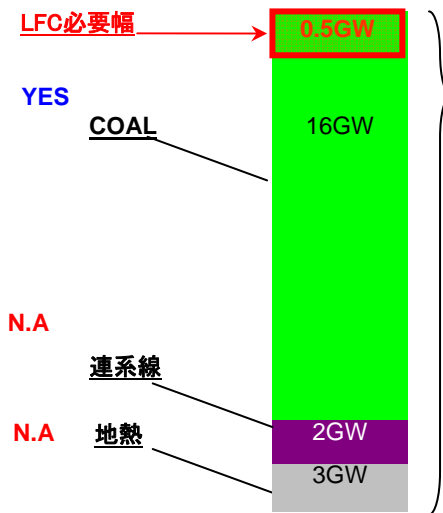


図 5.28 需給パターン比較

以上の調査結果から、2020年には軽負荷時の電源構成に占める自動周波数調整機能(LFC)を有する電源のシェアが低下し、必要量(想定需要20,000MWに対して500~1,000MW)を満たせない可能性があることが明らかになった。特にオフピーク時に最低出力運転を行う石炭火力の電源構成におけるシェアが増すために、出力低減方向に調整ができる可変速揚水技術の重要性は増すことが予想される。

(4) 導入後の効果の検証



前出の結果を基に、可変速揚水の導入効果を数値で概算した。計算に当たっては、2008年 JICA 調査報告書<sup>7</sup>や PLN の長期電源計画(RUPTL2021-2020)のデータを参考に需給シミュレーションを行った。計算の対象には LFC 調整電源シェアの条件が最も厳しくなる需要が低い9月の休日の早朝午前7時をとした。需給経済計算の結果、これを供給する電源の内訳は図 5.29 に示すようになった(2020年、元図は前出の図 5.25)。尚、総需要 21GW の内、1GW は同年に稼働しているアッパー・チソカン揚水の揚水負荷分である。この時点で運開している揚水発電の内訳は次の通りである：

Upper Cisokan PS: 1,040 MW (260MW x 4 units),  
 Matenggeng PS: 900 MW (450 MW x 2 units),  
 Grindulu PS: 500 MW(250MW x 2 units).  
 合計 2,440 MW。

図 5.29 軽負荷時の電源構成 (2020年)

これによれば、軽負荷時の需要 20 GW に対し、5GW は LFC 機能を持たない地熱発電と連系線融通電力であることがわかる。LFC に必要な電源を需要の 2.5% と仮定すると、 $20\text{GW} \times 2.5\% = 500\text{MW}$  が必要になる。一見、これは残る石炭火力 16GW から容易に調達できそうに見える。しかし図 5.30 に示すように、その内の 9GW は TOP 契約によりほぼフル出力で運転を行う IPP で占められている。

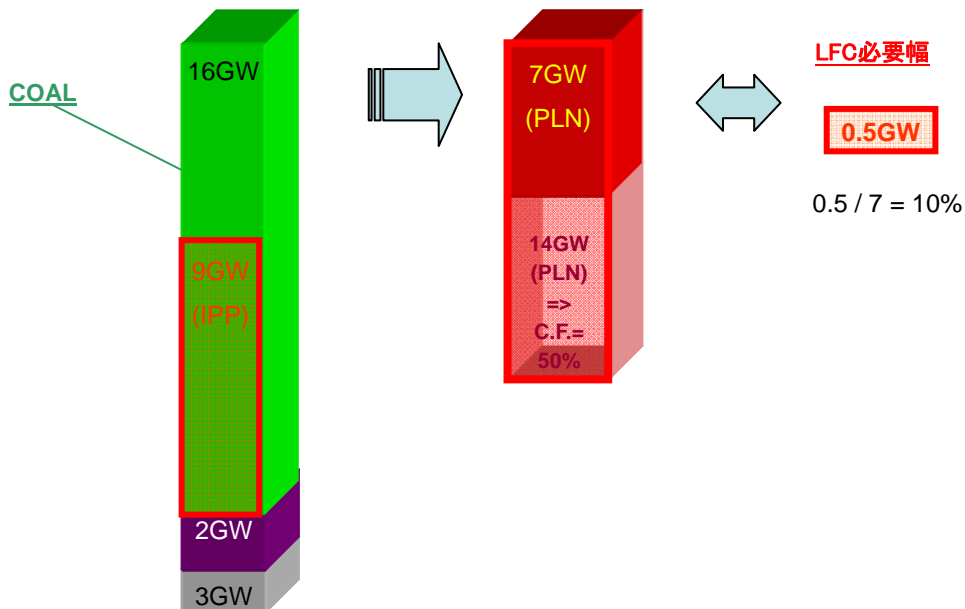


図 5.30 石炭発電の構成内訳

<sup>7</sup> インドネシア国ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査、2008年12月

更に現行では IPP 発電所には LFC 用の通信回線は整えられておらず（表 5.20、Paiton #5,6; Cilacap #1,2）、将来についても状況に変化は無いと予想される。その意味では LFC 電源としては期待ができない。以上から、差し引いた 7GW が PLN の系統運用者（中央給電指令所）が自由に周波数調整電源として活用できる分になる。しかしながらこれは PLN 並びにそのグループ会社が所有する電源の総定格容量 14GW に対して、負荷率 50% で運転していることに相当する。石炭火力発電の最低運転出力が定格容量の 20-30% 程度であることを勘案すると、ここから 0.5 GW（7GW の 10% 相当分）を調整電源として捻出するには負荷率を最大 40% 近傍まで引き下げる必要があり、発電効率低下により経済的でなくなるだけでなく、系統の運用上もあまり好ましい状態とは言えなくなる。

以上、将来の電源構成の視点から評価を行い、より安定的、経済的な周波数調整電源の導入が望まれる環境が将来的に現れてくることが明らかになり、その候補である可変速揚水の価値が高まる可能性が高いことが明らかになった。

## (5) 経済効果

参考までに現在の夜間軽負荷時の周波数調整電源として活用されている HSD-GT の代替<sup>8</sup>として可変速揚水発電を導入した場合の経済効果についても検討を行った。

### a. 発電単価

- ・ HSD : 2,697 Rp/kWh
- ・ 可変速揚水 : 854 Rp/kWh (効率を 70%、石炭原資の発電コストを 598Rp/kWh)

※発電単価は「平成 22 年度インドネシア電力事情調査報告書」（海外電力調査会）を参考にした。

### b. 費用

揚水発電所は既存の新設計画があるため、これを可変速タイプに変更した場合の追加コストを費用とした。O&M 費用は大差無いと仮定すると建設費のみとなり、固定速タイプの 10% 相当となる。一般的な揚水発電の kW 建設単価は 800\$ 程度であり、仮に最初に運開する予定である Upper Cisokan 揚水発電（定格容量は 1,040MW）の全 4 ユニットの可変速タイプに設計変更する場合を考えると、追加コストは次のように計算できる：

$$1,040 \text{ MW} \times 800 \text{ USD/kW} \times 10\% = 83.2 \text{ million USD.}$$

### c. 便益

経済便益は、HSD-GT の代わりに可変速揚水を用いたことによる燃料節約分とした。表 5.14 から HSD-GT の提供する調整幅の全量は 145MW である。2010 年時点の軽負荷時に必要となる自動周波数調整幅は  $7,000\text{MW} \times 2.5 \sim 5.0\% = 175 \sim 350 \text{ MW}$ 。従って、乾季などは HSD-GT が提供する全量が必要となる量と仮定できる。尚、Upper Cisokan 揚水の全 4 ユニットの可変速タイプに設計変更すれば、 $\pm 50 \times 4 = \pm 200 \text{ MW}$  となり現行の HSD-GT を代替する LFC 調整幅は十分に得られる見通しである。

<sup>8</sup>同国の最新の電源開発計画(RUPTL2011-2020draft)によれば GT-HSD は同国の脱石油政策により 10 年後には多くが廃止の予定であるが、定量的な評価の目安としてここでは引用することとした。

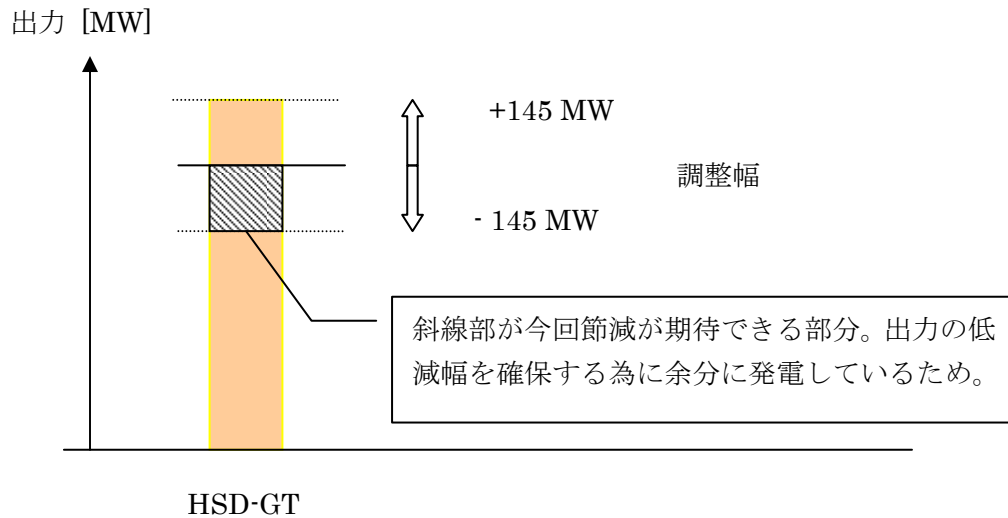


図 5.31 便益のイメージ

図 5.26 の平均的な日負荷曲線から、軽負荷時の周波数調整が必要な時間帯を早朝の 3 時から 6 時の 3 時間とし、毎日必要であると仮定すると、可変速揚水で HSD を代替した場合の年間の節約効果は以下のように試算できる。

$$145 \text{ MW} \times 3 \text{ h} \times 365 \text{ days} \times (2,697 - 854 \text{ Rp/kWh}) = 2,900 \text{ 億ルピア} = 33 \text{ 百万ドル/年}$$

※為替を 8,800 ルピア/ドルとした(出典：Yahoo Finance,12 月 12 日、2011 年)。

d. 効果

b.、c.の結果から、総追加費用の返済期間（ペイバック・ピリオド）は次のように計算できる：

$$83.2 \text{ mil USD} / 33.0 \text{ mil USD} = 2.5 \text{ 年}$$

したがって、3 年未満で追加コストが回収できる見通しを得た。

(6) 提言：今後の追加調査について

以上、インドネシアにおける可変速揚水技術の適用可能性、余地について検討を行った。ヒアリングの結果、PLN 計画局、P3B 系統運用部共に可変速機の利点・必要性は認識しており、検討を行った経緯があること、また現在計画されている Upper Cisokan (2016 年に 4 台)、Matenggeng (2019 年、2020 年に各 2 台)、Grindulu (2020 年に 2 台) の揚水発電計画のいずれについても、可変速機導入の可能性があるとのことだった (スマトラにも 1 地点揚水発電計画がある。)。特に Upper Cisokan は世銀の下で開発支援進められているが、2012 年に EPC Tender が行われると聞いており、ICB となるので可変速機になり得ること、などから実現の可能性も高いことが明らかになった。

インドネシアでは需給逼迫起因の強制停電 (Load Shedding) が年間に数日から十数日発生するなど、電気の質よりも量がまだまだ求められているのが現状ではある。一方で、チャイナプラス 1 もしくは最近洪水被害に見舞われたタイ以外のアジア供給拠点・工場としての期

待からか、トヨタなど日系自動車産業企業の進出は昨今急増しており、電気の質へのニーズも急速に高まってきている。ニーズの指標のひとつとして、一人当たり GDP の伸びを図 5.32 に示す。このように同国で揚水発電所が運開する頃には所得水準も周辺国のタイやマレーシア並みに向上しており、結果、電力の質へのニーズも高まっていることが予想される。したがって経済的に周波数調整サービスを提供できる可変速揚水技術の価値も高まっていることが期待される。

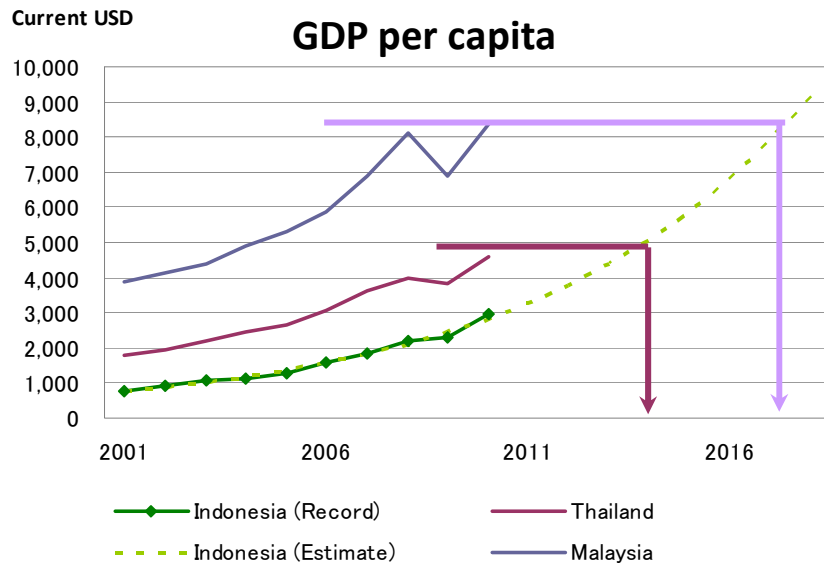


図 5.32 一人当たり GDP の推移と見通し

図 5.33 に主要指標毎に可変速揚水発電導入効果进行评估した結果を簡単にまとめる。

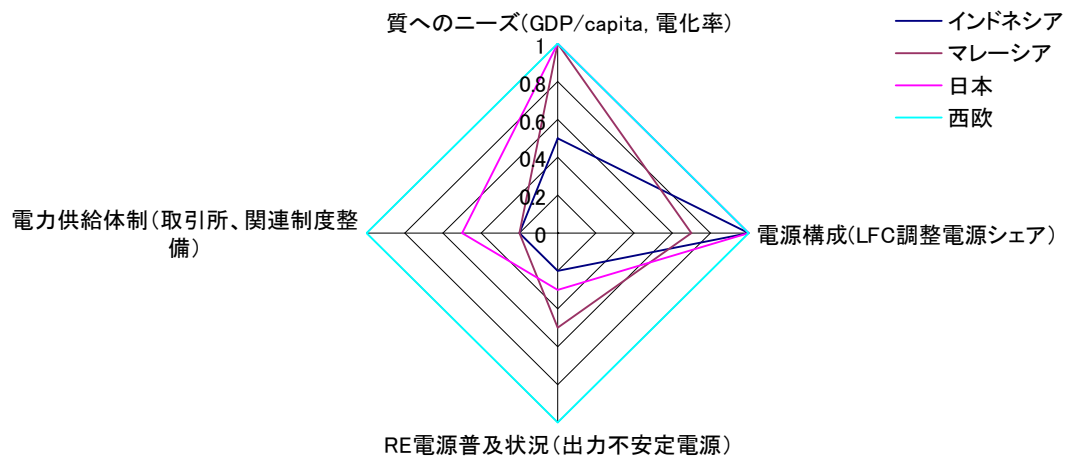


図 5.33 総合評価

このように、インドネシアや隣国のマレーシアでは西歐的な評価項目（左下側の電力供給体制と再生電源普及状況）では導入効果は現時点では低いですが、日本的な評価項目（右上側の



質へのニーズと電源構成)では導入効果が高いという結果を得た。こうした結果に基づき、また PLN から要請が出ている揚水マスタープラン調査も含め、開発時期や規模など更なる調査について、以下に主な追加調査項目を提案する。

【追加調査項目】

- 可変速揚水技術への理解を深めるためのステークホルダーを招いたワークショップの開催
- 同国揚水発電所の既存計画分の進め方に関する他関係ドナーとの協議・協調
- 効果を最大化する可変速揚水発電機の最適導入数量奈並びに時期、地点の算出
- 経済効果の詳細計算。特に調達資金として低金利の円借款を活用することによる、追加コストの吸収効果の確認
- 現行計画以降の年度における、電力供給品質の向上や系統運用上の定量的な効果を勘案した新規揚水発電開発計画の策定

## 5.4 アジアの他の国における可変速揚水発電導入の可能性検討

本調査では、今後新たに揚水発電を導入する計画があるベトナム、インドネシアを対象として可変速揚水発電の導入可能性を検討した。両国においては増加する電力需要に対応するための供給力増強と併せて、需給調整用としての可変速揚水のニーズがあり、インドネシアにおいてはその効果が見込めることが明らかとなった。

本節では、上記両国と比べて経済成長が比較的進んでおり、5.1.3において今後可変速揚水技術の活用が有望である国としてマレーシアの机上検討を以下のように行った。

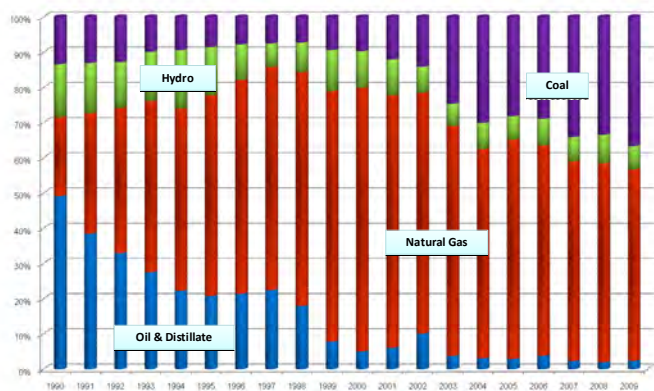
### 5.4.1 マレーシアにおける可変速揚水発電導入可能性検討

#### (1) 状況の分析

インドネシアや日本と電力供給に関する環境は類似しており、その意味では軽負荷時の周波数調整電源として可変速揚水発電を導入した場合の効果がマレーシアでも高くなることが期待される。

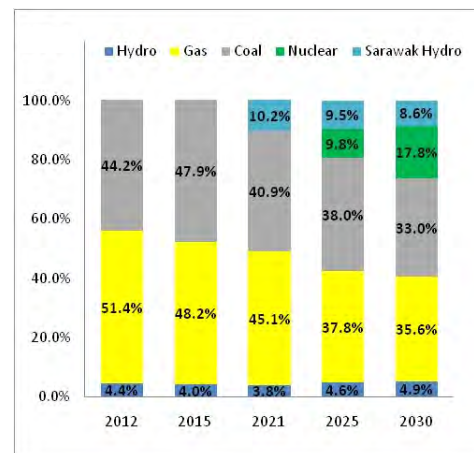
#### a. 電源構成

21世紀に入ってから、揚水発電の原資となる石炭火力の割合が増えてきており、ピーク電源としての経済性が確保できる見通しは年々高まっている(図 5.34 参照)。更に今後の電源開発計画でも同じく安価なベース電源として原子力発電の導入も計画されている。



Power Generation Mix

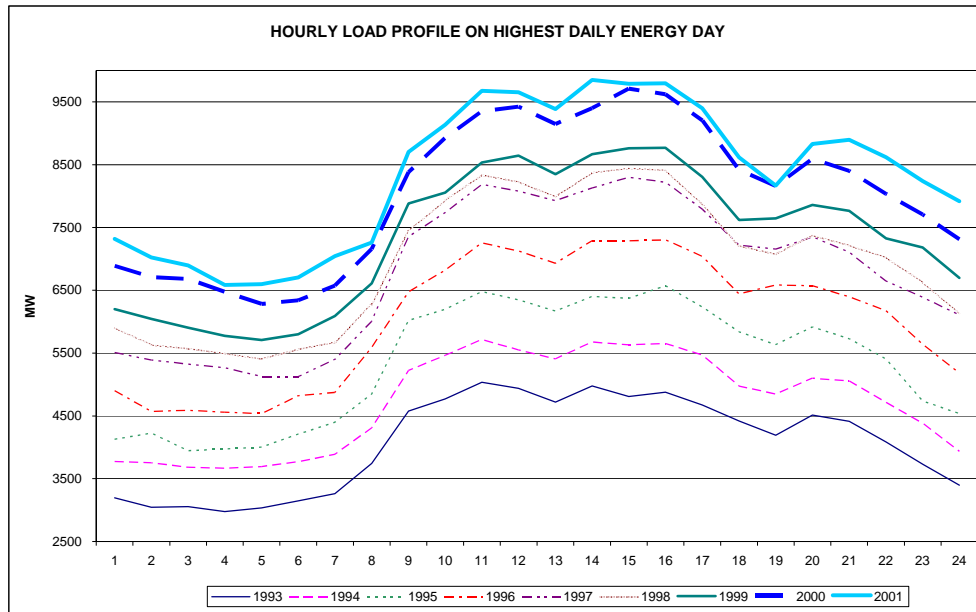
出典：Country Report・MALAYSIA, Nov. 2011, NEDO, ARI, IEEJ, SERT



Power Generation Mix Projection

図 5.34 電源構成の推移（左）と計画（右）

同図から明らかなように、ベース電源だけで 2030 年には総供給力の 50%超を占める計画になっている同国の日負荷需要の最大／最小の比率がおよそ 65-70%程度である(図 5.35)ことを考えると、夜間の軽負荷時にはベース電源だけで需要の 7 割を供給する結果になり、残りの 3 割弱をそれ以外の電源で供給する計算になる。



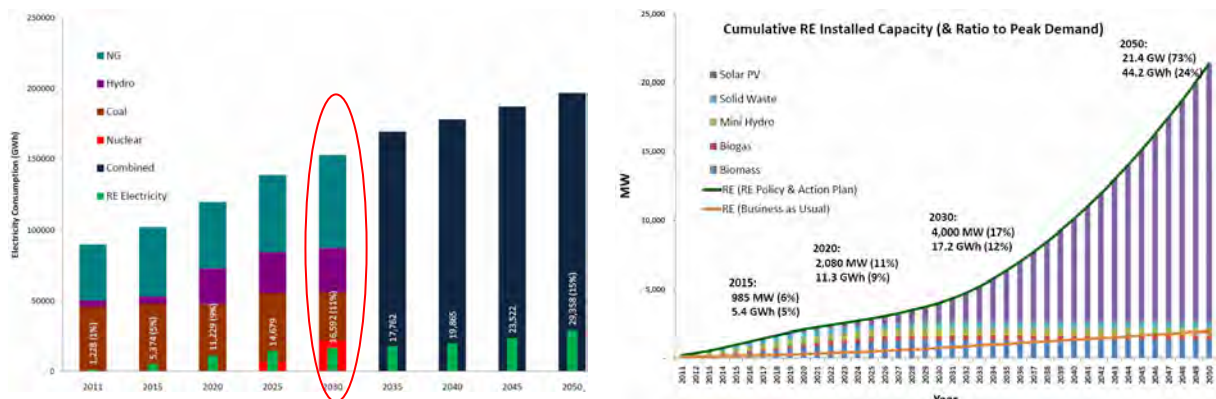
(出典：JICA ベトナム国ピーク対応型電源最適化計画調査、2004年6月)

図 5.35 マレーシアの日負荷曲線

ここから LFC 調整幅の必要量である総需要（軽負荷時）の 5%程度を供給することを考えると、火力発電は最低負荷出力の条件にしばられるため、水力発電に頼らざるを得ない状況になることが見通される。そうした意味では可変速揚水発電へのニーズが高まる可能性は高まっていると判断できる。

b. 再生エネルギー発電の普及

同国の長期電源計画では不安定出力である太陽光発電の大量導入が計画されている(図 5.36)。同国ではバイオマス（パーム油カス）発電と太陽光発電が主要な再生エネルギー電源として促進されている。尚、風力発電については概算値を算出中とのことであるため、検討の対象には含まれていない。



出典：Country Report・MALAYSIA, Nov. 2011, NEDO, ARI, IEEJ, SERT

図 5.36 マレーシア国電源開発計画（左：全体、右：再生可能電源）

これによると 2030 年には全供給力の 11%が再生可能電源になる見通しであり、内、太陽

光発電については1,370 MWの導入が予定されている。系統運用者はこれだけの発電量が瞬時に低下・変動した場合を想定してそのバックアップ電源を確保することを検討する必要がある。増加、低下の両方向に経済的かつ柔軟に対応でき、各種電池やフライホイールなどよりも大容量ストレージを有する可変速揚水発電技術の価値が高まることが期待できる。

## (2) 提言：今後の追加調査

以上、机上検討の結果から、同国において近い将来に可変速揚水発電技術の活用が期待できる環境が整いつつあることが明らかになった。前節の総合評価(図 5.33)でも示したように、半導体工場などの海外からの誘致にも熱心な同国では電力供給に求める品質は従来から高い。以上からマレーシア国を導入可能性の高い国として提言すると共に、今後の追加調査項目として以下の項目を提案する。

### 【追加検討項目】

- 効果を最大化する可変速揚水発電機の最適導入数量並びに時期、地点の算出
- 経済効果の計算
- 可変速揚水技術を含めた揚水発電技術の同国へ与える効果の理解を深めるためのステークホルダーを招いたワークショップの開催
- 現在同国の新設発電計画を支援している他関係ドナーとの協議・協調