

第4章 水力発電所における運用の現状と課題

4-1 トルコにおける水力発電の現状

4-1-1 水力発電設備の概要

トルコにおいて2007年時点で稼働中の水力発電所は、138カ所、総出力1万2,878MW、総発電量4万6,277MWhである。なお、現在建設中の水力発電所が約3,000MWある。水力発電が全体に占める割合は、出力で約33%、発生電力量で約17%であり、近年その割合は減少傾向にある。

また、主要な水力発電所の諸元を下表にまとめる。ユーフラテス川に建設されたATATÜRK(2,405MW)、KARAKAYA(1,800MW)及びKEBAN(1,360MW)の3大規模水力で全水力発電の設備容量の40%強、発電電力量の50%弱を占めている。

表4-1 トルコにおける水力発電の設備容量及び発生電力量¹⁾

		稼働中			建設中		
		DSI	Others	Total	DSI	Others	Total
箇所数		55	83	138	22	16	38
設備容量	MW	10,380	2,498	12,878	2,597	365	2,962
年間発生電力量	GWh	37,049	9,228	46,277	8,476	1,303	9,779

Fig. Hydropower Energy Potential in Turkey (Installed Capacity in MW)

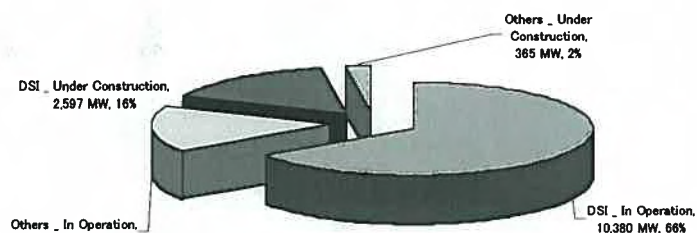


Fig. Hydropower Energy Potential in Turkey (Annual Generation in GWh/yr)

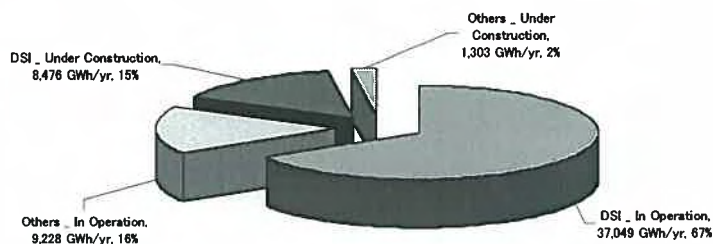


図4-1 水力発電の設備容量及び発生電力量

表 4-2 主要な水力発電所の設備容量及び年間発生電力量 (2005 年)²⁾

No.	発電所名	発電形式	設備容量 MW	年間発生電力量		No.	発電所名	発電形式	設備容量 MW	年間発生電力量	
				平均 GWh/yr	常時 GWh/yr					平均 GWh/yr	常時 GWh/yr
1	ATATÜRK	Dam	2,405.0	8,100.0	7,100.0	11	KARKAMIŞ	Dam	189.0	652.0	462.0
2	KARAKAYA	Dam	1,800.0	7,500.0	6,800.0	12	ÖZLÜCE	Dam	170.0	413.0	290.0
3	KEBAN	Dam	1,330.0	6,600.0	5,820.0	13	ÇATALAN	Dam	168.9	596.0	331.0
4	ALTINKAYA	Dam	702.6	1,632.0	1,236.0	14	SARIYAR	Dam	160.0	300.0	228.0
5	BERKE	Dam	510.0	1,669.0	920.0	15	GEZENDE	Dam	159.4	528.0	130.0
6	HASAN UĞURLU	Dam	500.0	1,217.0	820.0	16	ASLANTAŞ	Dam	138.0	569.0	360.0
7	BORÇKA	Dam	300.6	1,039.0	600.0	17	DİĞERLERİ	Dam	136.1	367.0	276.0
8	SİR	Dam	283.5	725.0	600.0	18	HİRFANLI	Dam	128.0	300.0	178.0
9	GÖKÇEKAYA	Dam	278.4	400.0	300.0	19	MENZELET	Dam	124.0	515.0	465.0
10	BATMAN	Dam	198.0	483.0	350.0	20	KILIÇKAYA	Dam	120.0	332.0	277.0

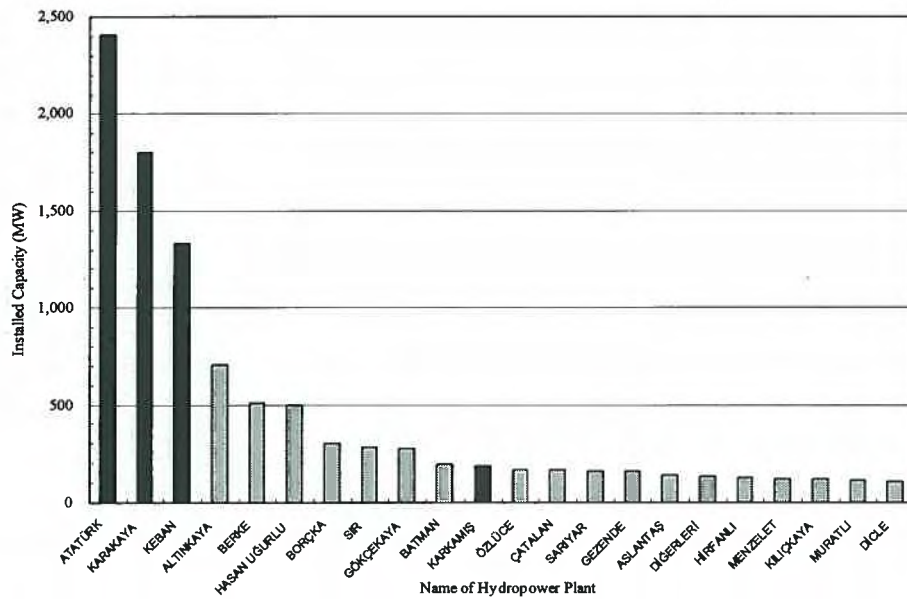


図 4-2 100MW 以上の水力発電所の設備容量²⁾

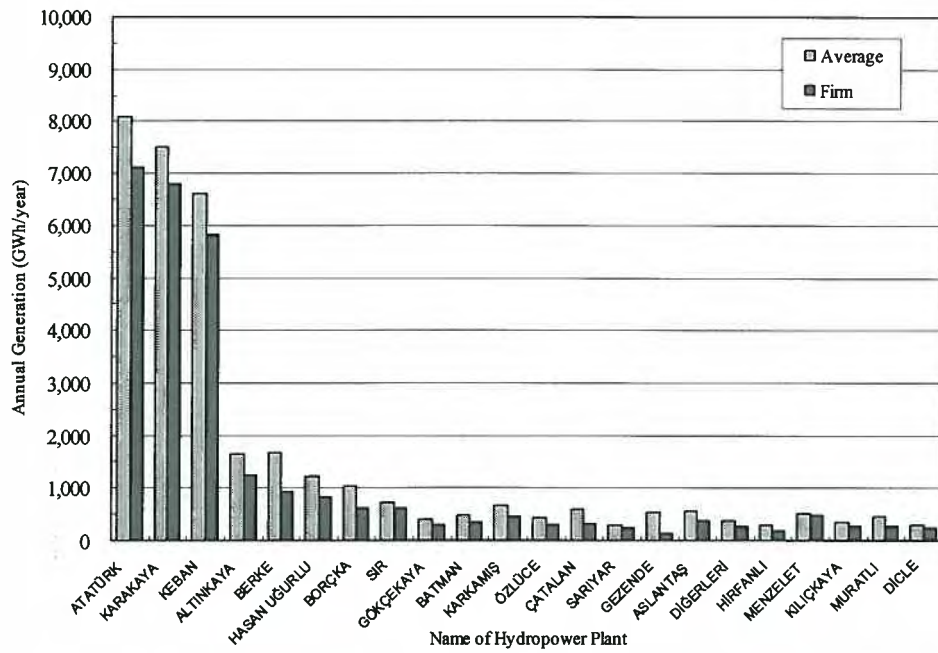


図 4-3 100MW 以上の水力発電所の平均及び常時年間発生電力量²⁾

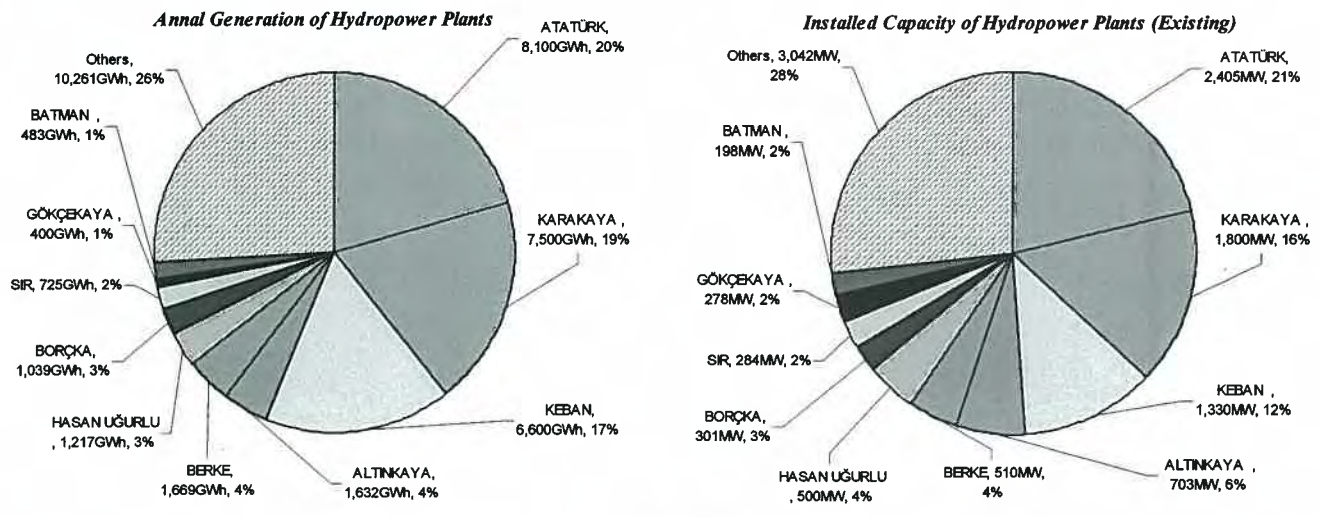


図 4-4 100MW 以上の水力発電所の設備容量及び平均年間発生発電量の割合²⁾

主要な建設中の水力プロジェクト及びBOT水力プロジェクトの概要をそれぞれ下表に示す。

表4-3 主要な建設中の水力発電プロジェクト¹⁾

No.	プロジェクト名	場所		ダム高さ m	貯水池容積 x 10 ⁶ m ³	設備容量 MW	平均発生電力量 GWh/year
		河川	州				
1	KIGI	FIRAT(PERI)	BINGOL	164	507	140	423
2	DERINER	CORUH	ARTVIN	247	1,969	670	3,118
3	BORCKA	CORUH	ARTVIN	86	419	300	1,039
4	ERMENEK	ERMENEK	KARAMAN	230	4,582	306	1,134
5	ILISU	DICLE	SIRNAK	130	10,410	1,200	3,833

表4-4 主要なBOTによる水力発電所¹⁾

No.	発電所名	形式	設備容量 MW	発生電力量		備考
				平均 GWh/year	常時 GWh/year	
1	Birecik	Dam	672.0	2,518	1,801	EIE 施工監理、2001年竣工
2	Yamula	Dam	100.0	422	345	EIE 施工監理、2005年竣工
3	Çamlıca	Run of River	84.0	429	243	EIE 施工監理
4	Fethiye	Canal	16.5	90	27	EIE 施工監理
5	Çayköy	Canal	16.0	36	35	

トルコ発電公社 (EUAS) の統計によるダム-貯水池式、流れ込み式及び天然湖を利用した水力発電所の内訳を下表に示す。ダム-貯水池式の設備容量、発生電力量はともに水力全体の95%以上となっている。流れ込み式発電所は箇所数が多いが、規模が小さく設備容量で3%にすぎない。

貯水池式発電所のピーク時間については、これまでは8時間としていたが、新規の計画では6時間としているものが多い。50年間の貯水池シミュレーションにより最適化している。

表4-5 発電形式別の設備容量及び年間発生電力量²⁾

発電形式	箇所数	設備容量		平均年間発生電力量		常時年間発生電力量	
		MW	%	GWh/year	%	GWh/year	%
ダム & 貯水池式	44	10,656	95.9%	37,755	94.8%	29,728	96.1%
天然湖の利用	4	101	0.9%	372	0.9%	245	0.8%
流れ込み式	60	353	3.2%	1,699	4.3%	966	3.1%
合計	108	11,110	100.0%	39,825	100.0%	30,939	100.0%

4-1-2 水力発電の設備容量と発生電力量の推移

1984～2007年の水力発電の設備容量と年間発生電力量の推移を図4-6に示す。また、図4-5に年度別の設備容量の増分を示す。1993年より水力開発の速度がかなり減速しており、大規模な水力発電所の開発は少なくなった。2003年に、発電所の開発を促進するために、民営化がスタートしているが、新規に民間資本で開発されたプロジェクトの数は少なく、規模も小さくなっている。2003年以前に国営企業によってすでに開始されていたプロジェクトが竣工した増分が主である。

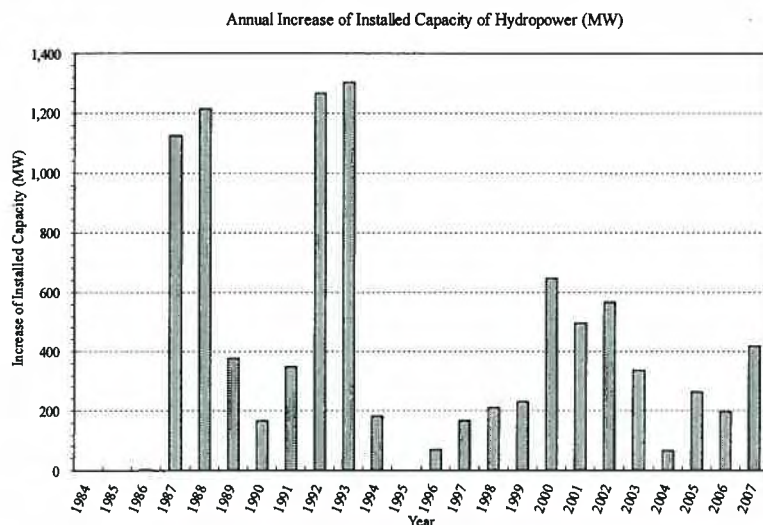


図4-5 水力発電の年度別の増加設備容量³⁾

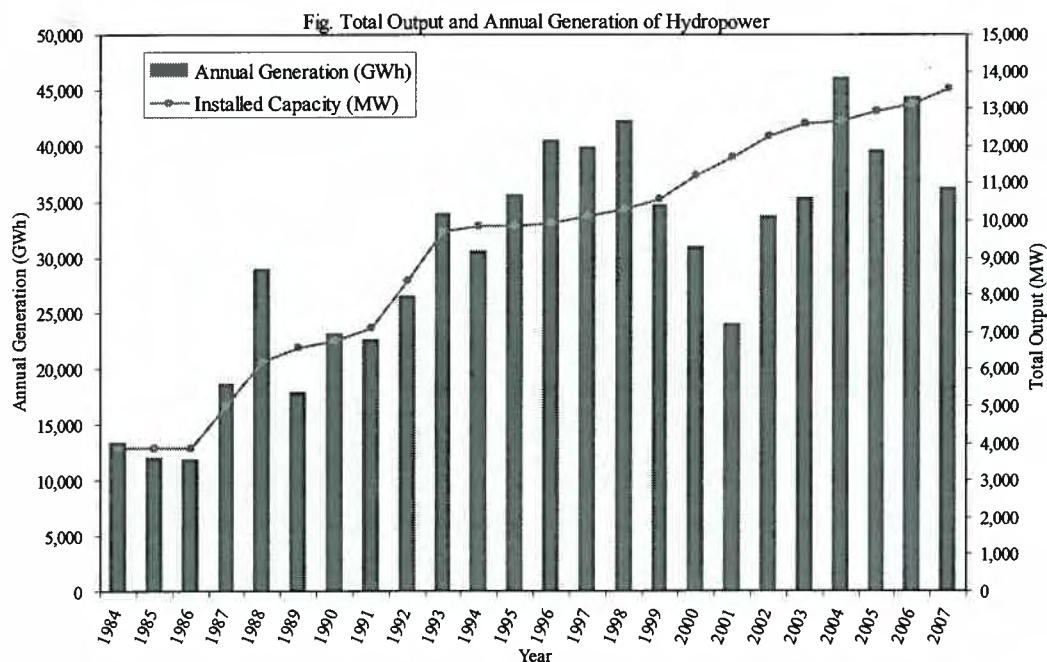


図4-6 水力発電所の設備容量及び発生電力量の推移³⁾

図4-7には火力発電に対する水力発電の割合を示す。2000年頃より、大型水力発電の開発が少なくなるとともに、天然ガス焼き火力発電の割合が増えたため、水力の割合に低下傾向がみられる。

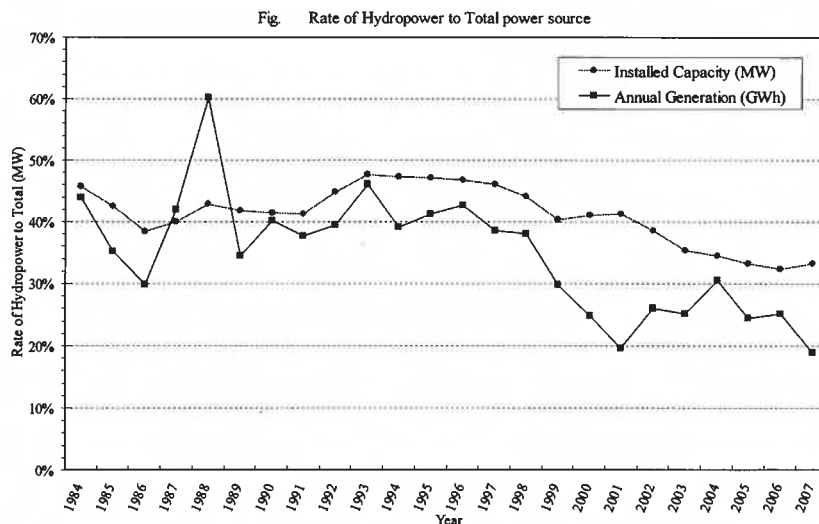


図4-7 水力発電の設備容量及び発生電力量の火力発電に対する割合³⁾

4-2 水力発電計画

トルコにおいては、1984年に新規電源を対象とした建設・運転・譲渡 (BOT) 制度が創設され、発電部門で民間の導入が行われてきた。その後、2003年に電力部門の自由化と民営化が本格的に開始され、国有企業であり水力発電の計画、建設を行ってきた国家水利総局 (DSI)、発電所の保有、運営・管理を行ってきた EUAS による新規の発電事業は中止され、新規の発電所は民間資本による開発に委ねられることとなった。

4-2-1 トルコにおける包蔵水力

トルコの包蔵水力として、経済的に開発が可能な水力ポテンシャルの総出力が約 36GW、発生電力量が約 216GWh/年と推定されている。2007年時点において出力で約 36%が開発済みである。2020年までには約 86%が開発される計画となっている。

表4-6 トルコにおける水力ポテンシャル⁴⁾

	単位	2007年現在 (既設、開発済)	2020年時点 (計画)	経済的に開発が 可能なポテンシャル
設備容量	MW	12,878	31,038	36,260
開発の割合	%	35.5	85.6	100

今後開発される水力発電所の規模別の分布を表4-7に示す。10~50MWの発電所数が40%と最も多く、100MW以下の発電所数は全体の約85%となり、全体的に発電所規模が小さくなる傾向である。

表 4-7 今後開発される水力ポテンシャルの規模別の分布⁵⁾

区分	発電所数	割合 %	総設備容量 MW	割合 %	平均 発生電力量 GWh/年	常時 発生電力量 GWh/年
< 5 MW	43	12.5%	114.3	0.6%	607	263
5 - 10 MW	49	14.2%	370.8	1.8%	1,772	912
10 - 50 MW	141	41.0%	3,744.7	18.4%	16,094	8,406
50 - 100 MW	55	16.0%	3,937.8	19.4%	14,699	9,368
100 - 250 MW	42	12.2%	6,317.8	31.1%	19,929	11,896
250 - 500 MW	11	3.2%	3,596.6	17.7%	12,276	7,158
500 - 1,000 MW	2	0.6%	1,053.0	5.2%	3,173	2,054
> 1,000MW	1	0.3%	1,200.0	5.9%	3,833	2,459
Total	344		20,335		72,383	42,515

4-2-2 水力開発計画

電力調査開発局（EIE）は水力発電（専用）の計画、調査及び設計、DSIは多目的水資源プロジェクト（灌漑、水供給、治水、水力）の計画、調査、設計及び建設を行ってきた。また、EUASは完成後の発電所の運営、維持管理を実施してきた。このように、これまで一連の電力事業は国営企業が実施してきた。2003年の電力自由化以後は、発電部門について、民間資本による新規発電所の建設、一部の既設国有発電所の売却が行われている。

EIEは、引続き水力開発のフィージビリティ調査（FS：Feasibility Study）までの計画、調査及び設計を行うとともに、民間投資を促進するために投資家への情報提供を行うことになる。水力のほか火力及び再生可能エネルギーのプロジェクト情報がエネルギー市場統制局（EMRA：Energy Market Regulatory Authority）のWeb Siteで公開されている。

表4-8はEIEがすでに実施した計画中的水力プロジェクトの調査段階別集計一覧を示す。出力0.4MWから524MWまでの約600地点の水力発電プロジェクトがリストアップされており、プロジェクト名、設備容量、発生電力量、ライセンス契約取得民間企業名とともにプロジェクト進捗率がEMRAのWeb Siteで公開されている。発電所の規模では50～100MWの中規模水力が308地点で総数の約半分を占めている。計画中的プロジェクトの総出力は約19GW、総発電量は約60TWhである。

表 4-8 調査段階別の水力発電計画（2007年2月）⁶⁾

プロジェクトの段階	プロジェクト数	設備容量 MW	常時 発生電力量 GWh/年	平均 発生電力量 GWh/年	割合 (MW) %
1. 稼働中	142	12,788	33,560	45,930	35.5%
2. 建設中	41	4,397	8,817	14,351	11.1%
小計	183	17,185	42,377	60,281	46.6%
3. 計画中	589	19,359	37,335	69,173	53.4%
3.1 Final Design 完了	13	2,356	4,630	6,919	5.3%
3.2 Feasibility Study 完了	176	7,269	13,239	26,415	20.4%
3.3 Master Plan 完了	99	5,260	10,773	18,280	14.1%
3.4 Preliminary Study 完了	301	4,474	8,693	17,559	13.6%
小計	772	36,544	79,712	129,454	100.0%

Fig. Hydropower Energy Potential in Turkey (Annual Generation in GWh/yr)

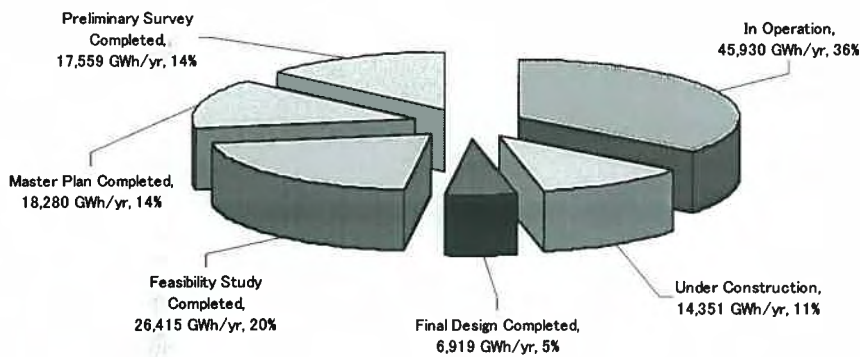


Fig. Hydropower Energy Potential in Turkey (Installed Capacity in MW)

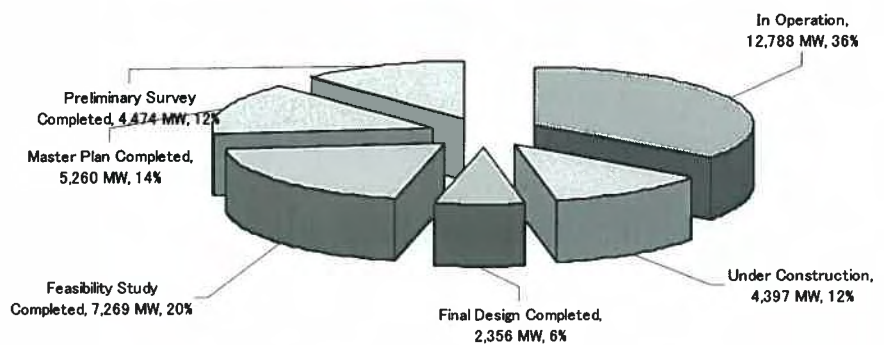


図 4-8 調査段階別の水力発電計画の割合⁶⁾

なお、現時点では、水力開発計画の全体進捗率は、設備容量に関して約13%の達成にとどまっている。また、火力（50地点）で約15%、再生可能エネルギー（91地点）では約13%となっている。発生電力量については、水力の場合、達成率は11%程度である。

水力計画地点の設備容量別分布及び水力開発計画の進捗率を図4-9、図4-10に示す。

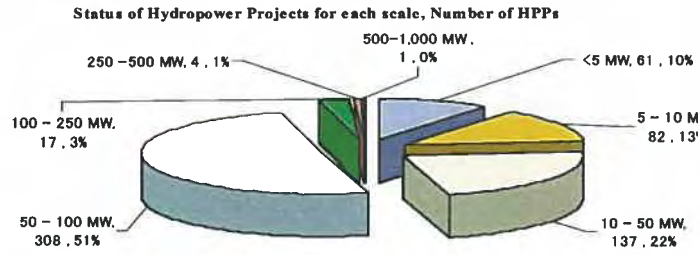


図 4 - 9 水力計画地点の設備容量別分布⁶⁾

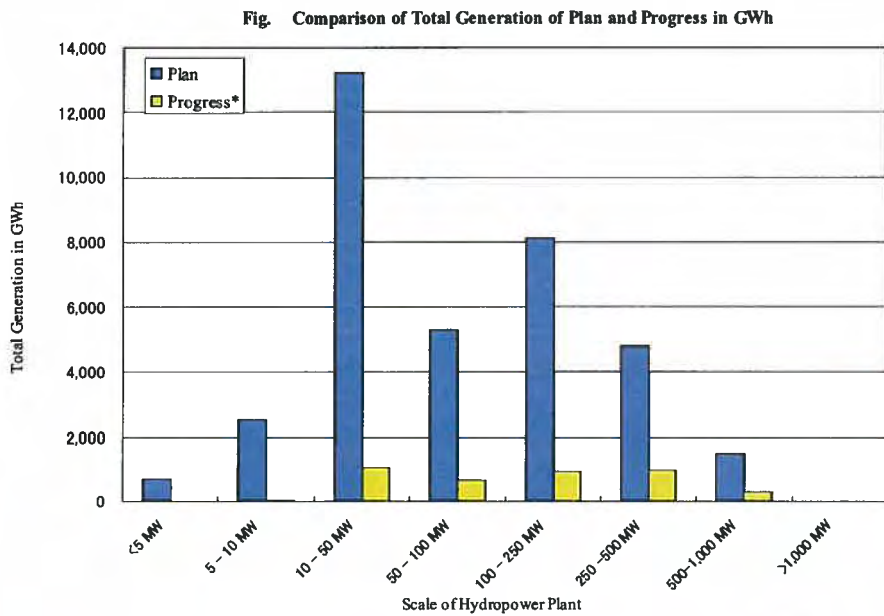
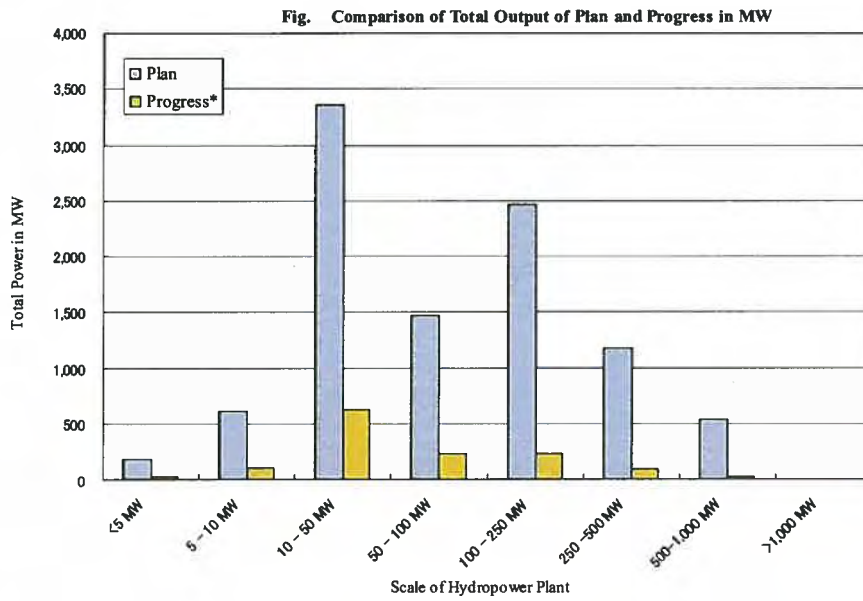


図 4 - 10 水力開発計画の進捗率（設備容量・発生電力量）⁷⁾

2 国間の水力発電プロジェクトは、FS、詳細設計（DD：Detail Design）、建設、発電機器供与等その形態はさまざまであるが、規模が大きく、その進捗が電源開発計画に与える影響は大きい。しかし約 30 プロジェクト、総出力 7,700MW のほとんどが進捗のない状況である。

表 4-9 2 国間協力プロジェクト一覧 (Bilateral Cooperation Project) ¹⁾

国名	進捗状況	協力区分	プロジェクト数	設備容量 MW	年間 発生電力量 GWh/年	備考
<i>Austria</i>	Operation		1	189	652	S.Urfa Karkanis
	Operation	C+EM	2	609	2,226	Arvin-Borcka, Icel-Ermenek
	C+EM	C+EM	1	115	444	
	No Progress	FS+DD+C+EM	2	707	2,123	
	No Progress	FS + DD	2	593	2,728	
	Sub-total		8	2,213	8,173	
<i>USA</i>	FS	FS+C+EM	3	546	1,918	
	No Progress	C+EM	2	493	603	
	No Progress	FS + DD	3	482	1,685	
	No Progress	DD	1	91	270	
	Sub-total		9	1,612	4,476	
<i>Canada</i>	No Progress	C+EM	1	240	1,208	Simak-Cizre
	No Progress	DD+C+EM	3	264	785	
	No Progress	FS+DD+C+EM	1	350	1,237	
	Sub-total		5	854	3,230	
<i>Russia</i>	C+EM	C+EM	1	670	2,118	
	No Progress	DD+C+EM	2	148	503	
	Sub-total		3	818	2,621	
<i>France</i>	No Progress	C+EM	2	872	2,731	Artvin-Yusufeli, Artvin-Artvin
	Sub-total		2	872	2,731	
<i>Norway</i>	No Progress	FS + DD	1	150	574	
	Sub-total		1	150	574	
<i>Switzerland</i>	No Progress	C+EM	1	1,200	3,833	
	Sub-total		1	1,200	3,833	
	Total		29	7,719	25,638	

C : Construction

EM : Electro-Mechanical Equipment

表 4-10 JICA 協力プロジェクト一覧 ⁶⁾

プロジェクト名	設備容量 (MW)	年間 発生電力量 (GWh/年)	FS 期間	FS 資金源	DD	建設資金源 (予定含む)	備考
Yusufel.	540	1,705.00	1985~1986	JICA	1999	DSI	2005 年着工
Artvin	332	1,026.00	1985~1986	JICA	1999	DSI	2005 年着工
Ermenek	306	1,134.00	1989~1990	JICA	1999	Austria & Turkey 予定	
Olur			1990~1992	JICA		BOT	
Bayram	81	265.00	1995~1997	JICA	-	not yet	

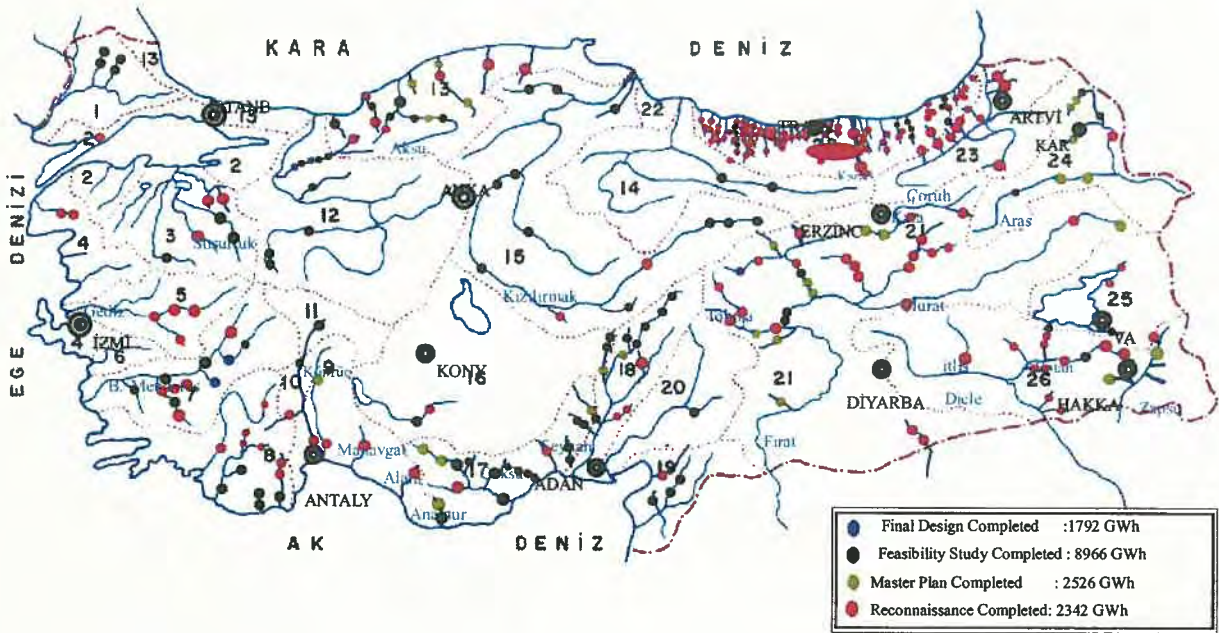


図 4-11 トルコにおける水力ポテンシャル (50MW 以下) ⁸⁾

4-3 トルコにおける水力発電所の運用

4-3-1 水力発電所の運用状況

主要水力発電所における 1973～2007 年までの年間発電量の履歴を下図に示す。1990 年代に入り、ユーフラテス川の 3 ヶ所の大規模水力発電所群（Keban、Karakaya、Ataturk）がすべて運転を開始し、これ以降は 3 大発電所の総発電量は全水力発電量の約 50% を占めている。3 大発電所はいずれも大規模な貯水池を有しピーク発電を行っている。

現在のトルコの電力システムにおいて、ピーク時間の主な電源はこれらの貯水池式水力発電所と天然ガス焼き火力発電所に対応している。

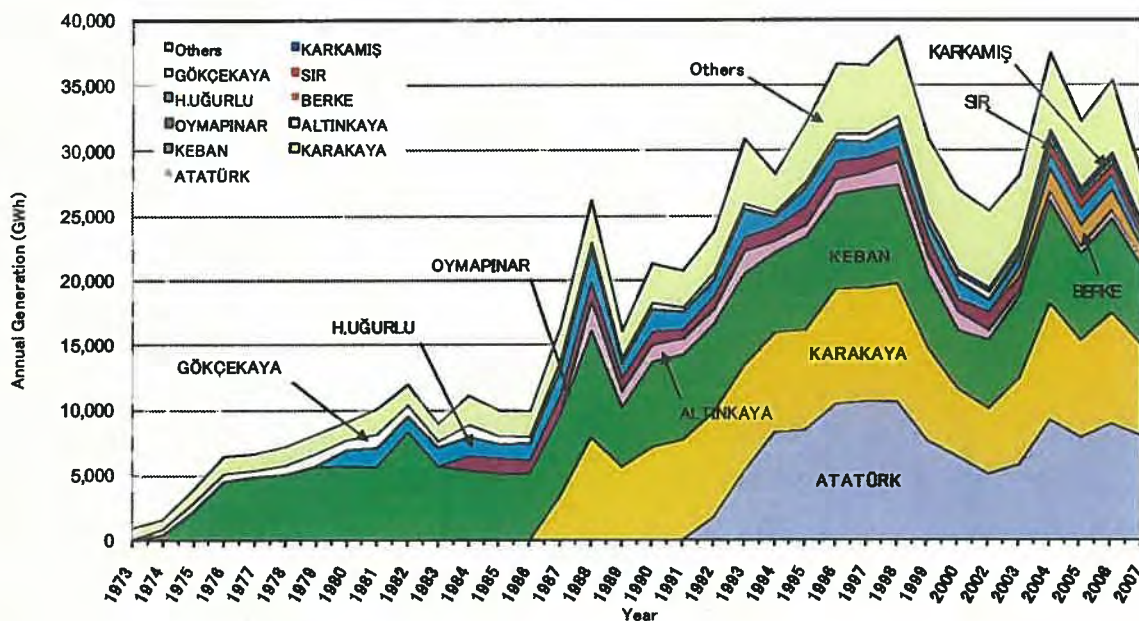


図 4-13 主要水力発電所の発生電力量の推移（1973～2000 年、2002～2007 年）

主要水力発電所の平均年間発電量及び実績値の計画値に対する達成率を示す。ユーフラテス川の 3 大水力発電所は、計画のほぼ 100% で発電を行っている。

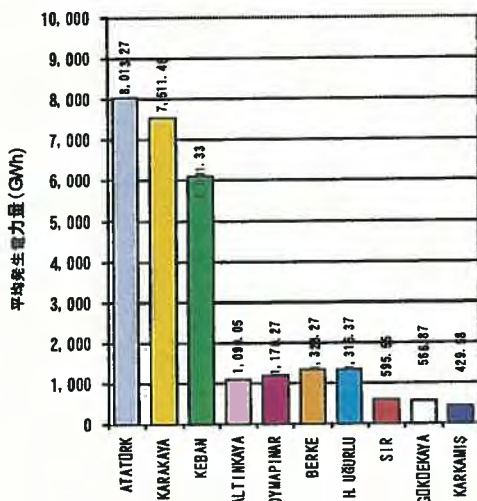


図 4-14 主要水力発電所の平均発生電力量

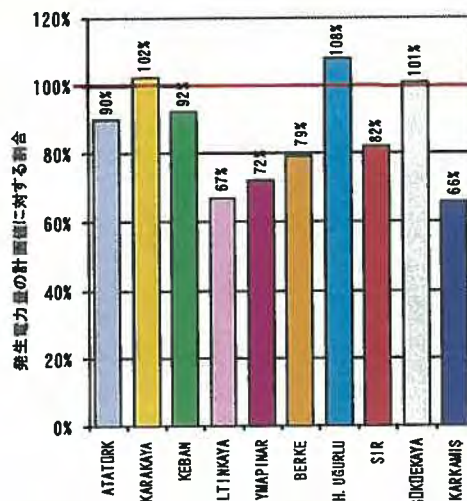


図 4-15 主要水力発電所の発生電力量の計画値に対する割合

4-3-2 ユーフラテス川の大規模貯水池水力発電所群のピーク対応運用について

ユーフラテス川にある大規模貯水池式水力発電所群は、天然ガス焼き火力発電とともに、ピーク対応の主要な電源として運用されている。主要な水力発電所は、図4-16のように、上流より1,360MWのKEBAN水力、1,800MWのKARAKAYA水力、2,400MWのATATÜRK水力である。総出力は5,560MW、総平均年間発電量は2万1,600GWh/年である。表4-11に各発電所の主要諸元をまとめる。

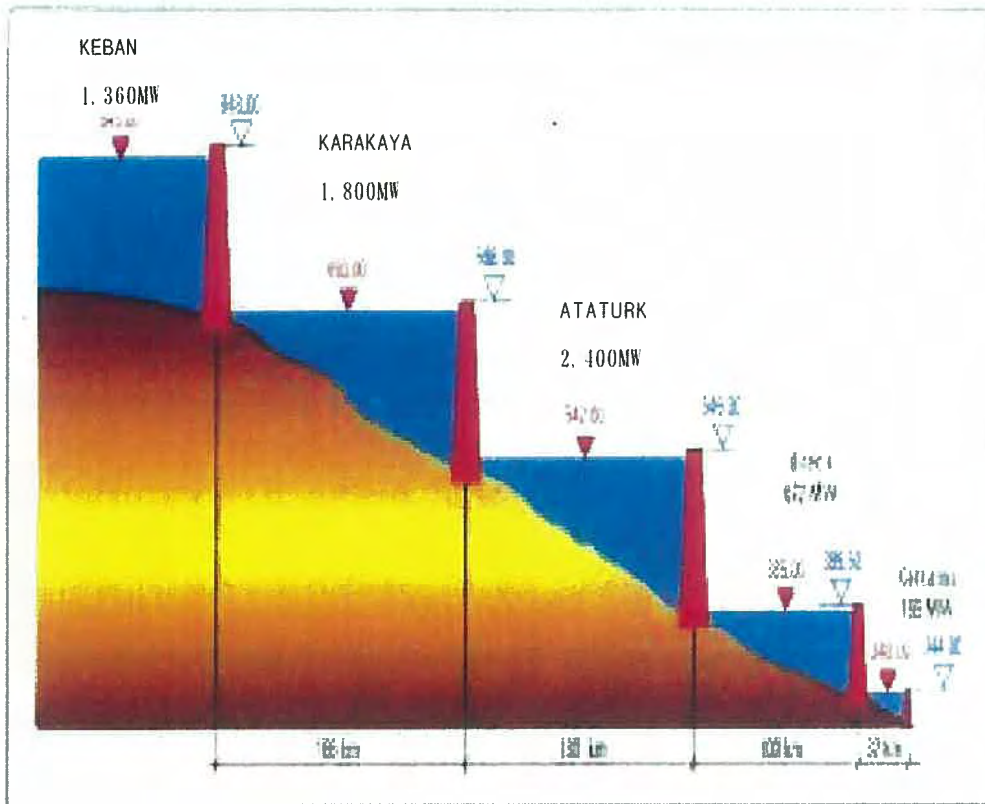


図4-16 ユーフラテス川の貯水池式水力発電所の縦断面図¹⁰⁾

表4-11 ユーフラテス川の大規模貯水池式水力発電所の諸元

項目	単位	KEBAN	KARAKAYA	ATATÜRK
H.W.L.	m	845	693	542
L.W.L.	m	813	670	526
最大発電流量	m ³	1,100	1,450	1,800
総落差	m	152	151	158
有効落差	m	141	143	152.67
有効貯水容量	X10 ⁶ m ³	14,000	5,324	11,000
設備容量	MW	1,360 4x157.5MW+ 4x175MW	1,800 6x300MW	2,400 8x300MW
常時発生電力量	GWh/年	5,820	6,800	7,400
平均発生電力量	GWh/年	6,000	7,350	8,900
竣工期間	年	1974-1982	1987-1989	1992-1993



図 4-17 ユーフラテス川の大規模貯水池式水力発電所位置図⁹⁾

KEBAN 水力、KARAKAYA 水力及び ATATÜRK 水力の 3 大水力発電所の 1993～2007 年の 15 年間の貯水池運用を図 4-18 に示す。最上流の KEBAN 水力では貯水池は年間調整を行っており、2～3 月に貯水池水位が最低となり、その後水位を回復し、6 月頃に最大水位となる運用が行われている。その下流の KARAKAYA 水力、ATATÜRK 水力においては、概して年間の貯水池水位の変動は小さく、渇水年と豊水年の数年のサイクルに応じた長期スパンで貯水池調整を行っている。

図 4-19 には 2006～2008 年の 3 大水力発電所における貯水池水位と発電流量の関係を、図 4-20 には月間の発電流量と発生電力量の関係を示す。KEBAN 水力では貯水池水位の最も低下する 3～5 月頃に発電流量を増やし所定の出力を確保する運用を行っている。水位の低下する 3～4 月頃は発電流量を増やして、発生発電量の減少を抑え、年間の変動幅を小さくしている。その下流の 2 ヶ所の水力においては、年間の貯水池水位の変動とともに、発電流量の変動も抑えた運用で、発電量の変動幅を小さくしている。

また、3 大水力発電所における 2008 年 9 月 14～20 日の 1 週間の時間単位の発電量 (MWh/時)、すなわち、時間ごとの出力変動を図 4-21 に示す。この図より 3 つの発電所はいずれも 10 時から 18 時までの 8 時間はピーク時に対応して最大出力に近い電力供給を行っている。夜間の 18～24 時まではピーク出力のほぼ半分の出力で発電している。

以上の状況より判断すると、これらユーフラテス川の 3 ヶ所の大規模貯水池式発電所は、ピーク時間に対応した最適運用を行っていると判断できる。このため、現時点では、運用の変更、発電所増設等による最大出力の増大は困難であると判断できる。

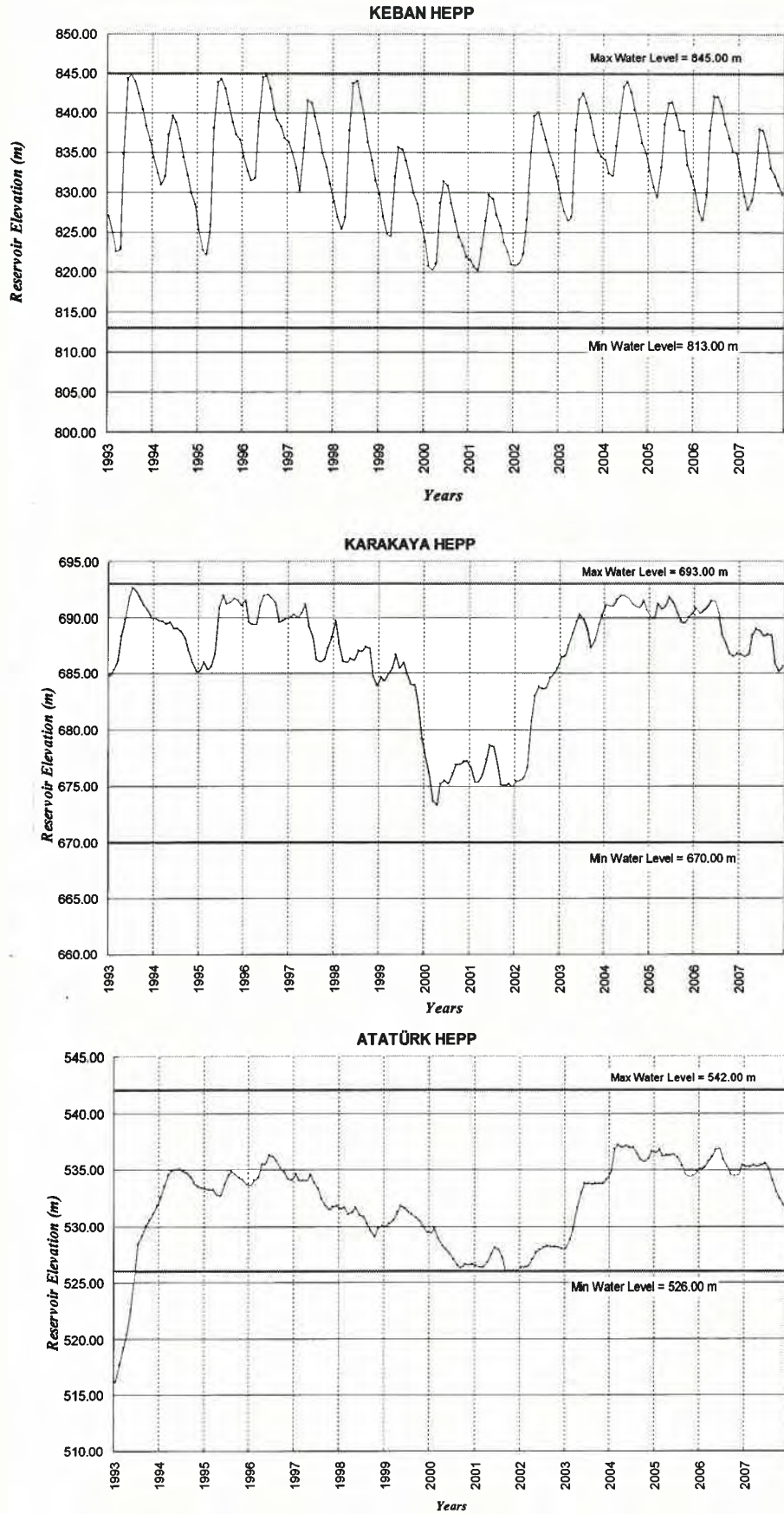


図 4 - 18 ユーフラテス川の 3 大貯水池式水力発電所の貯水池水位の変化

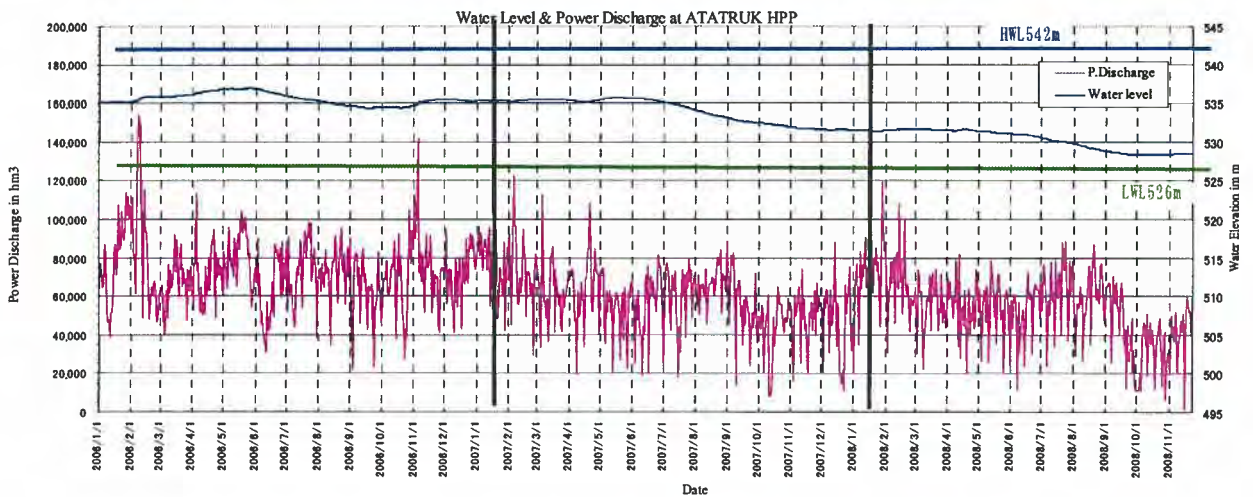
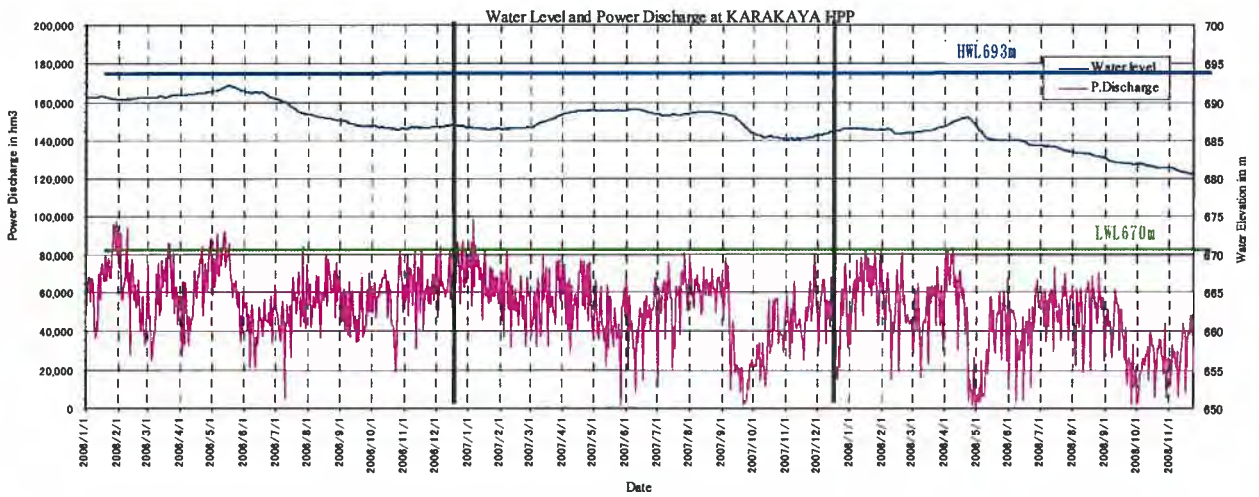
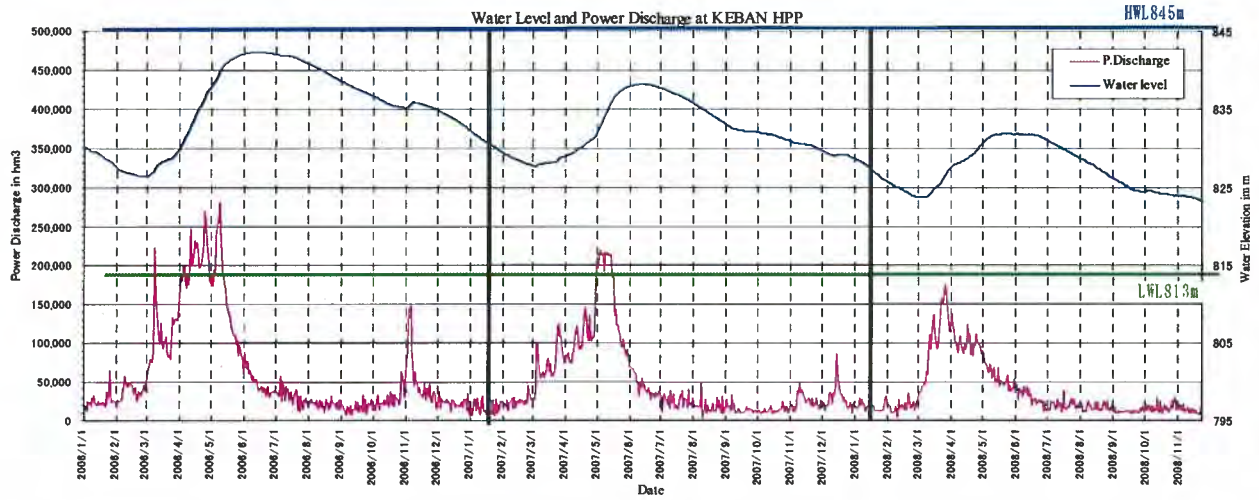


図 4-19 ユーフラテス川の 3 大貯水池式水力発電所の貯水池水位と発電流量の関係

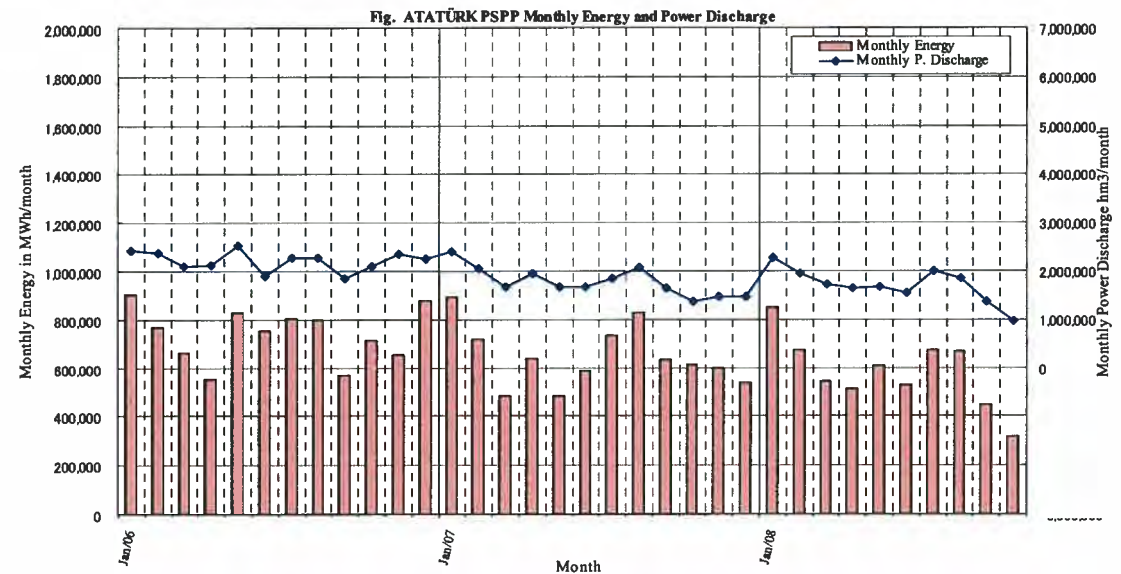
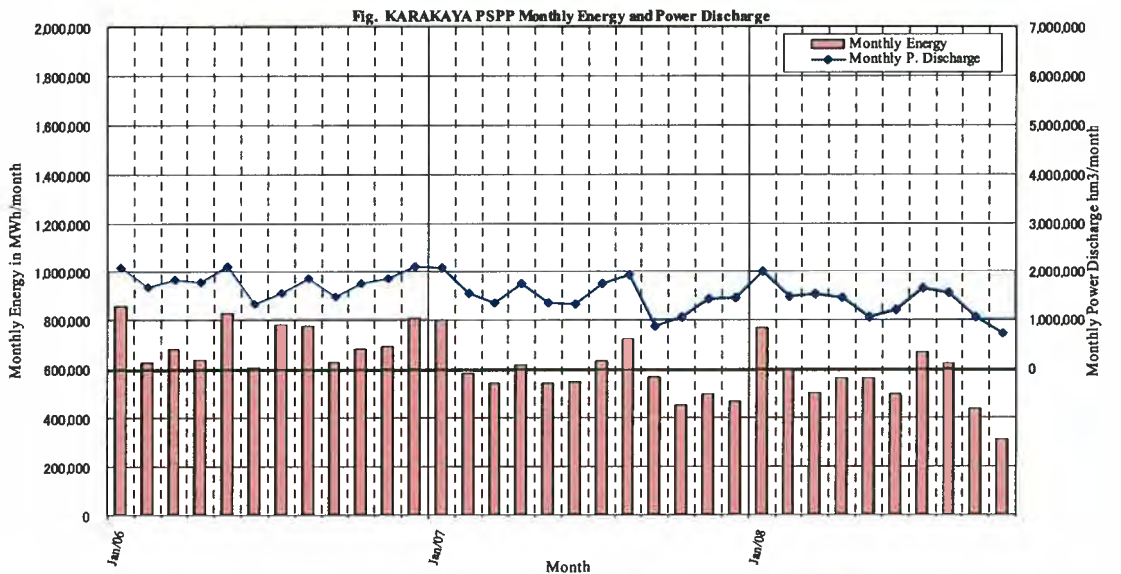
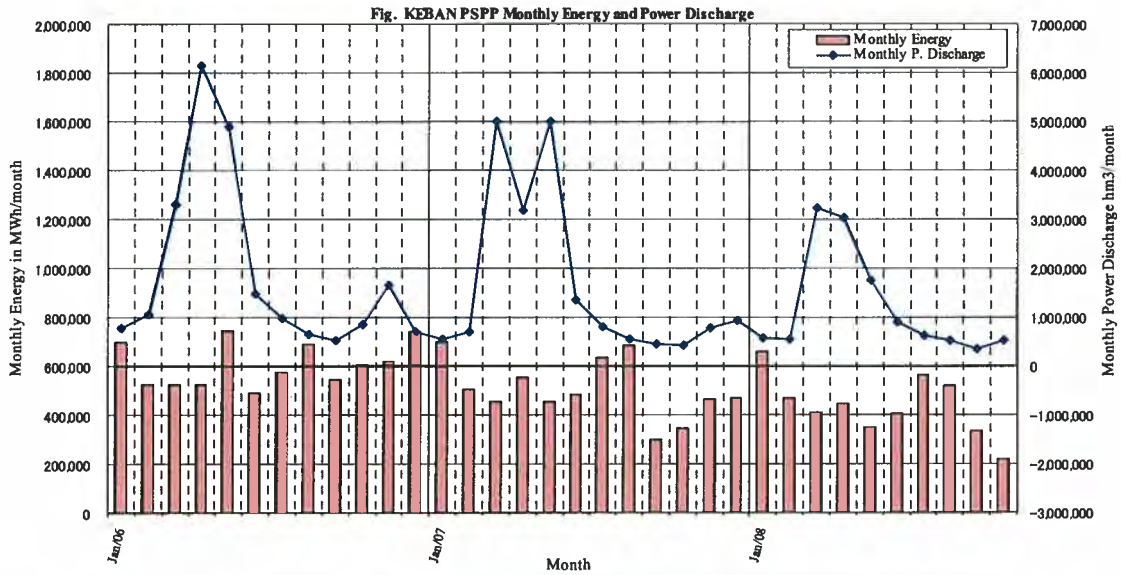


図 4-20 ユーフラテス川の 3 大貯水池式水力発電所の月間発電量と発電量の関係

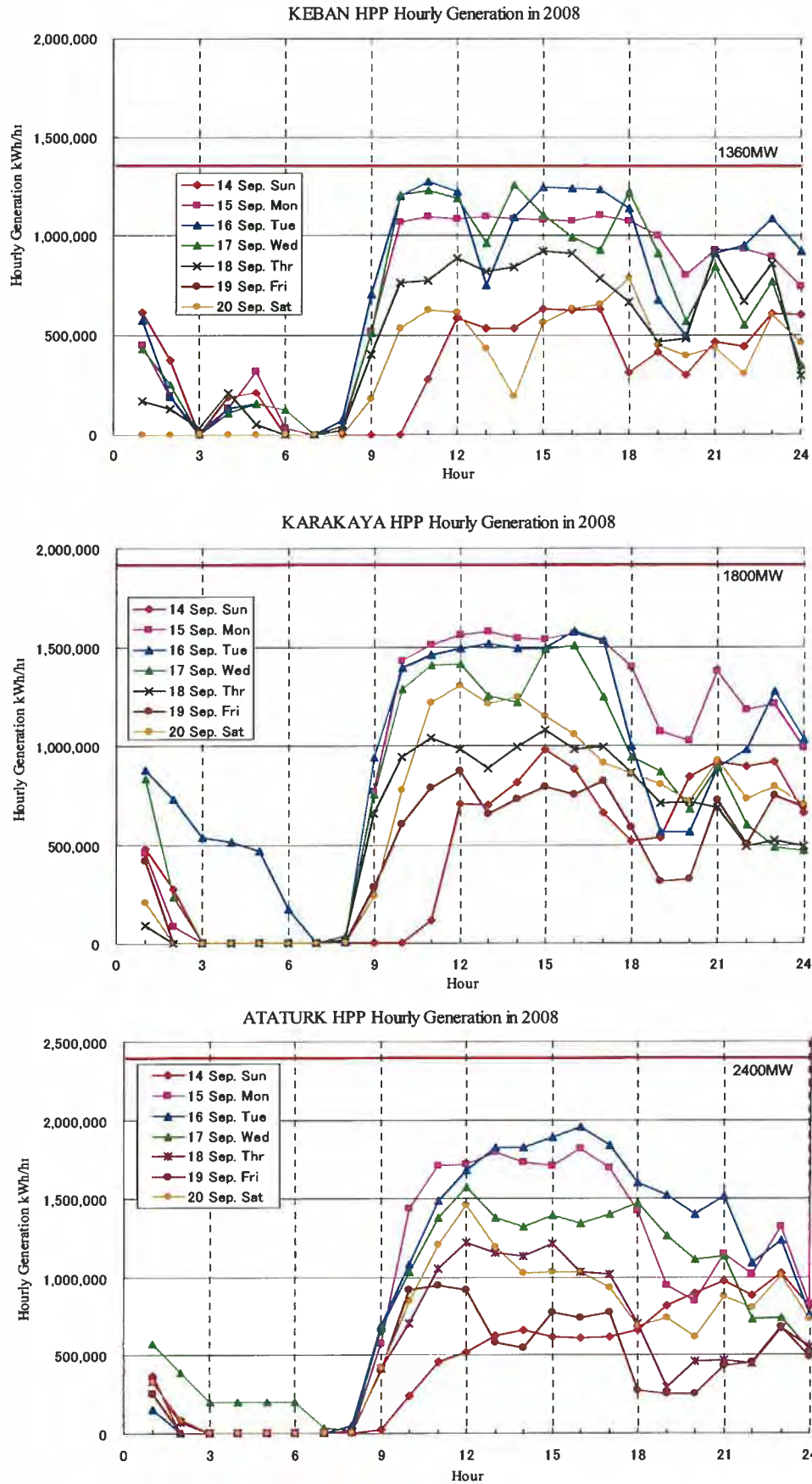


図 4-21 ユーフラテス川の 3 大貯水池式水力発電所の時間ごと出力変化

4-3-3 既設水力発電所の増設によるピーク対応について

貯水池式水力発電所においては、既設設備の増設により出力増強が可能となり、この増分をピーク対応に利用することができれば、経済的なメリットが大きい。

出力増設計画を有する既設水力発電所の場合は、増設分の土木工事が先行して行われており、施工も比較的容易で、かつ工事費も安価で、経済的なメリットも大きく、新規の水力開発に比べると環境社会問題も生じない。一方、既設水力発電所において新規に増設計画を検討する場合は、まず、現在の発電所の運用状況、河川流量、有効貯水池容量及び既設のレイアウトに基づき、増設の可能性を検討することが不可欠である。可能性があると判断された場合も、さらに、工事の難易度、工事費、増設による便益、既設発電所の停止等による損益等を総合的に判定した経済性評価が必要である。一般的には、既設構造物が隣接し、十分な作業スペースがないなかで、増設設備を施工することになり、工事は難易度が高く、仮締切り工事等の仮設備の規模も大きくなり、さらに既設発電所の停止が必要になるなど、経済的に不利となる場合が多い。

今回の調査結果で、一期工事で増設計画を実施していた Yamula 水力（出力 100MW、年間発電量 422GWh、2005 年竣工）において、100MW の増設計画が進められているとの情報が得られた。ただし、このような増設計画はこの一例だけであった。

Yamula 水力は BOT（20 年間）プロジェクトであり、一期の設計時において増設 100MW を含んだレイアウトで設計されており、増設分の土木工事が一部完了している。

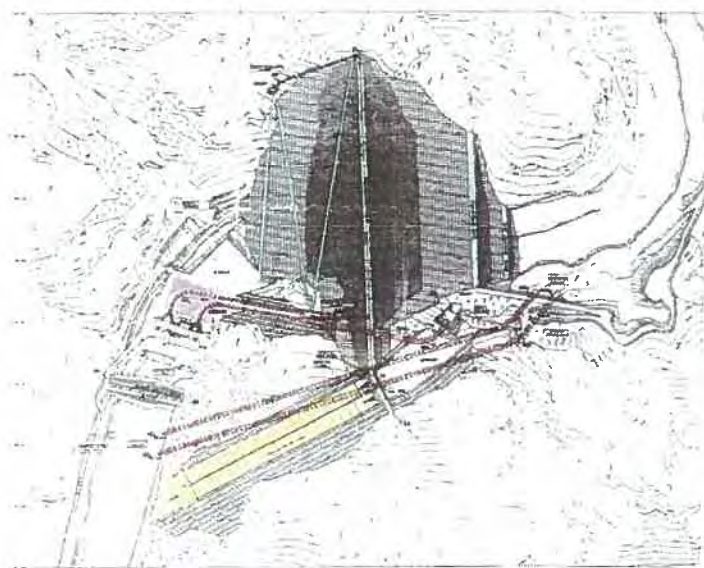


図 4-22 Yamula 水力発電所 増設計画¹¹⁾



Yamula 水力発電設備及び貯水池

4-3-4 ピーク対応電源としての既設水力発電所の活用

次の2つの観点から、既設の貯水池式水力発電所についてピーク対応電源としての可能性を検討した。

- 1) 将来増加するピーク電源に対応する運用変更の可能性
- 2) 増設、改修による出力増強の可能性

1) については、現在、ピーク時対応電源として運用されている水力発電所のうち、全水力発電量の約半分を占めているユーフラテス川の3ヵ所の大規模貯水池式水力発電所の運用状況に注目した。現状の10~23時までと比較的長いピーク継続時間のうち、3大水力はいずれも10~18時のピーク時に対応する運用を行っている。ピーク時間帯において、ほぼ最大出力に近い運転を行っており、年間を通して最適貯水池運用が行われている。したがって、運用変更による増分の可能性は低いといえる。

また、2) については、今回の現地調査では増設計画の予定されている地点はYamula水力の1ヵ所のみであり、他の既設の貯水池式水力発電所の増設、改修計画の情報は得られなかった。本格調査ではさらにこれらの情報について詳細に調査し確認する必要がある。新規の増設計画については、現状の流量、貯水池規模の制約に加えて、大規模な遮水工事のための仮設備工事が必要となるなど、経済的にも不利となる要素が多いといえる。

以上より、今回の現地調査においては、既設貯水池式水力発電所の運用変更、増設・改修によるピーク対応電源としての活用の可能性は非常に少ないと判断される。

一方、ピーク対応に活用できる新規の大規模貯水池式水力発電所の開発計画については、電力の自由化により民間投資家の動向に左右されること、また、現状では、民間による水力開発があまり進んでない状況であることから、確実なピーク電源の計画がないのが実情である。

このような状況を考慮すれば、ひとつのオプションとして、揚水発電所の開発が有効な手段であると考えられる。しかしながら、揚水開発においては以下に示す点を十分考慮する必要がある。

揚水発電所は、適正なベース電源が確保され揚水のための安価なエネルギーが調達できることが必須条件である。また、ピーク電源対応可能な天然ガス焚き火力に比べると初期投資が大きく、調査から建設までの期間が長い。したがって、電力システムにおいて、揚水発電が最適ピーク対応電源としての経済的な優位性を確認することが必要である。

揚水発電所は大規模な地下発電所空洞、長大トンネル等の地下構造物が主体であり、調査・計画段階から適当な地表、地質調査に基づいた計画の検討は非常に重要である。実施設計時には、さらに詳細な地質調査に基づいた構造物の最適設計、工事費・工期の検討が必要となる。

また、上部及び下部貯水池の建設、既設の貯水池または湖沼の活用、地下大規模空洞の建設等に係る社会、自然環境面の影響評価は不可欠である。

以上のように、揚水発電プロジェクトの実現に向けては多くのハードルがあり、長期的なスパンで取り組んでいくことが重要である。