

第5章 既存および実施が決定されているプロジェクト

5.1 発電施設

5.1.1 既存施設

2004年の夏季(8月)のピーク需要を満足すべく、既存施設のリハビリ工事、修理工事、追加工事、維持管理が行われている。MoE や CPA の情報に基づき、これらの現況を調べた結果は以下の表に示す通りである。

表-5.1-1 既存施設- (火力発電所)

Ref.No	Name of Plant	No. of Installed Unit	No. of Operable Unit	Unit Installed Capacity(MW)						Total Installed Capacity (MW)	Total Maximum Operable Capacity (MW) *1	Type of Fuel *2	Remarks
				Unit Maximum Operable Capacity(MW)									
				1	2	3	4	5	6				
T-1	Dibis TPS	4	4	15	15	15	15			60			
				5	10	10	10				35	NG	
T-2	Baji TPS	6	5	220	220	220	220	220	220	1,320			
				100	100	100	100	0	100		500	FO	
T-3	Doura TPS	4	4	Rtd	Rtd	160	160	160	160	640			
						100	100	130	130		460	FO	
T-4	Baghdad South TPS	6	6	55	55	55	55	67.5	67.5	355			
				35	35	35	30	30	30		195	FO	
T-5	Musayab TPS	4	4	300	300	300	300			1,200			
				210	200	220	230				860	CO/FO	
T-6	Nasiriyah TPS	4	4	210	210	210	210			840			
				130	180	160	130				600	CO	
T-7	Najibiyah TPS	2	2	Rtd	Rtd	Rtd	Rtd	100	100	200			
								80	80		160	NG/CO	
T-8	Hartha TPS	4	2	200	200	200	200			800			
				175	0	0	175				350	NG/CO	
Total		34	32							5,415	3,160		

- More than 30 years operation (commissioned before 1974)
- More than 20 years operation (commissioned before 1984)
- More than 10 years operation (commissioned before 1994)
- Rehabilitated/installed by 2003
- Rehabilitation/Repair is underway.
- Rtd Retired Unit due to old age/accident
- Not exist or no definitive plan known.
- 0 Status is unknown.

NB) *1 Based on Needs Assessment Reports in 2003 and CPA Home Page (essential service)

*2 Fuel type reported by CPA in May 2003 and subject to change

Type of Fuel

- NG :: Natural gas
- CO : Crude Oil
- GO : Gas Oil
- FO : Fuel Oil

表-5.1-2 既存施設-(ガスタービン発電所)

Ref.No	Name of Plant	No. of Installed Unit	No of Operable Unit	Unit Installed Capacity(MW)												Total Installed Capacity (MW)	Total Maximum Operable Capacity (MW) *1	Total Available Capacity derated by Ambient Temperature (MW)*2	Type of Fuel *3	Remarks
				Unit Maximum Operable Capacity(MW)																
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
G-1	Mosul GPS	12	12	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	240				
G-2	Dibis GPS	3	3	16	18	16	18	18	18	18	16	18	18	18	18	84	210	150	NG	
G-3	Dibis Mobile GPS	5	5	Rtd	Rtd	Rtd	23	23	23							50	69	59	NG	
G-4	Mullah Abdulla(Old) GPS	12	12	10	10	10	10	10	10	20	20	20	20	20	20	240	40	33	NG	
G-5	Mullah Abdulla(New) GPS	6	6	8	8	8	8	8								222	180	150	NG	
G-6	Baji GPS	2	2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	318	180	150	NG	
G-8	Taji GPS	7	7	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	250	250	210	CO/GO	
G-9	Taji Mobile GPS	6	2	10	10	10	10	10	10	10	10					60	100	80	NG	
G-10	Doura GPS	4	4	10	10	0	0	0	0							20	20	17	GO	
G-11	Al-Quds GPS	2	2	25	25	25	25									100	60	40	NG	
G-12	Hilla GPS	3	3	15	15	15	15									246	200	160	CO/GO	
G-13	Najaf GPS	3	3	100	100											80	200	160	CO/GO	
G-14	Khor Alzuber GPS	4	4	20	20	20	20	20	20	20	20					189	72	64	NG	
G-15	Shuaiyba GPS	2	2	18	18	18	18									132	132	110	NG	
				63	63	63	63	63	63	63	63					252	204	180	NG	
				30	52	50										40	24	20	NG	
				20	20											40	24	20	NG	
	Total	71	67													2,261	1,741	1,423		

- More than 30 years operation (commissioned before 1974)
- More than 20 years operation (commissioned before 1984)
- More than 10 years operation (commissioned before 1994)
- Rehabilitated/installed by 2003
- Rehabilitation/Repair is underway.
- Rtd Retired Unit due to old age/accident
- Not exist or no definitive plan known.
- 0 Status is unknown.

- NB) *1 Based on Needs Assessment Reports in 2003 and CPA Home Page (essential service)
- *2 Available capacity in August 2004 taking ambient condition into consideration.
- *3 Fuel type reported by CPA in May 2003 and subject to change
- Type of Fuel
 NG :: Natural gas
 CO : Crude Oil
 GO : Gas Oil
 FO : Fuel Oil

表-5.1-3 既存施設- (ディーゼルタービン発電所)

Ref.No	Name of Plant	No. of Installed Unit	No. of Operable Unit	Unit Installed Capacity(MW)						Total Installed Capacity (MW)	Total Maximum Operable Capacity (MW) *2	Type of Fuel *3	Remarks
				Unit Maximum Operable Capacity(MW)									
				1	2	3	4	5	6				
D-1	Erbil DPS	4	4	7.25	7.25	7.25	7.25			29	29	DO	
D-2	Dohuk DPS	4	4	7.25	7.25	7.25	7.25			29	29	DO	
D-3	Sulimaenia DPS	4	4	7.25	7.25	7.25	7.25			29	29	DO	
D-4	SDMO DPS *1	27	27	each 10 each 8						270	216	DO	
D-5	Mobile GenSets	Details unknown		Details unknown						60	0	DO	
D-6	Zaferina DPS	7	7	Details unknown						39	36	DO	
Total		46	46							456	339		

(Small and Standby Diesel Generator)

Northern 3	First batch(1999-2000)	377								31.8	
Govomarat	Second batch(2000-2001)	601								65.7	
	WHO-funded(1999-2000)	171								9	
Central and South area	Electricity	662								117	
	Water & Sanitation	100								47	
	Health	815								142	
	Trans & Food Handling *4	1,399								502	
		4,125								915	

- More than 10 years operation (commissioned before 1994)
- Rehabilitated/installed by 2003
- Installation/Rehabilitation is underway.

Type of Fuel
 NG :: Natural gas
 CO :: Crude Oil
 GO :: Gas Oil
 FO :: Fuel Oil
 DO :: Diesel Oil

- NB: *1 SDMO: Solomon National Disaster Management Office
 *2 Based on Needs Assessment Reports in 2003 and CPA Home Page (essential service)
 *3 Fuel type reported by CPA in May 2003 and subject to change
 *4 SDMO was subcontracted from UNDP report

表-5.1-4 既存施設- (水力発電所)

Ref.No	Name of Plant	No. of Installed Unit	No. of Operable Unit	Unit Installed Capacity(MW)						Total Installed Capacity (MW)	Total Muximum Operable Capacity (MW)	Remarks
				Unit Muximum Operable Capacity(MW)								
				1	2	3	4	5	6			
H-1	Derbindikhan HPS	3	2	83	83	83				249	165	Not connected to National Grid
H-2	Dokan HPS	5	3	82	82	82	82	82		410	168	Not connected to National Grid
H-3	Himrin HPS	2	2	25	25					50	21	
H-4(1)	Mosul HPS (Main Dam)	4	4	187.5	187.5	187.5	187.5			750	600	
H-4(2)	Mosul HPS (Regulating Dam)	4	4	15	15	15	15			60	60	
H-4(3)	Mosul HPS (Pumped Storage)	2	2	120	120					240	120	*1
H-5	Hindia HPS	4	4	3.75	3.75	3.75	3.75			15	5	
H-6	Samara HPS	3	3	28	28	28				84	55	
H-7	Haditha HPS	6	5	110	110	110	110	110	110	660	160	
H-8	Al-Adhim HPS	2		13	13					0	0	Water
	Total	33	29							2,518	1,354	

- More than 30 years operation (commissioned before 1974)
- More than 20 years operation (commissioned before 1984)
- More than 10 years operation (commissioned before 1994)
- Rehabilitated/installed by 2003
- Rehabilitation is underway
- Not exist or no definitive plan known.

NB:
*1: This capacity can be increased to full capacity in future.

これらの発電能力を下記の表にまとめた。

表5.1-5 既存発電能力

Type of Plant	No. of Plants	No. of installed units	No. of operable units	Total installed capacity (MW)	Total maximum operable capacity (MW)	Total available capacity de-rated by ambient temperature (MW)
Steam Turbine Plant	8	34	32	5,415	3,160	2,844
Gas Turbine Plant	14	71	67	2,261	1,741	1,423
Diesel Power Plant	6	46	46	456	339	305
Hydro Power Plant	7	33	29	2,518	1,354	1,354
Total	35	184	174	10,689	6,692	5,926

この表の中で Installed capacity (設備容量) は名目容量であり、Maximum operable capacity (= dependable capacity, 最大運転可能容量) は長年の運転での出力減少をしめす。また Available capacity de-rated by ambient temperature (温度変動による出力低下) は外気温や冷却水の上昇による夏季の出力低下を示すものである。外気温による出力低下については各ガスタービンについて評価したが、最大出力の90%と想定した。

表 5.1-1 から表 5.1-4 には施設の稼動年月を色で分けて示している。発電施設の特徴としては下記事項をあげることが出来る。

- 1) 多くの蒸気火力は運開してから 20 年以上たっている。現在のリハビリや修理を行っても、名目容量まで出力を回復することは難しい。更なるリハビリ、再構築、リニューアルが必要である。
- 2) ガスタービンも 20 年以上経過しているものもあり、2004 年夏にむけてリハビリが行われている。天然ガスを使用しているプラントは比較的良好な状況にある。
- 3) 2004 年夏にむけて多くのディーゼル発電機の設置が行われているが、一部は系統に組み込まれ、その他は分離している。それらの詳細についての情報は得られなかった。
- 4) 水力は日ピーク負荷を分担しているが、それは流量が得られるかどうかによる。名目容量と実際の出力には大きな差があるのはそのためである。

5.1.2 実施が決定している施設

工事が開始されその完成を 2004 年夏以降においているプラントを下記にまとめた。

表 5.1-6 実施が決定している施設

Type of Plant	No. of Plants	No. of installed units	No. of operable units	Total installed capacity (MW)	Total maximum operable capacity (MW)	Total de-rated capacity by ambient temperature (MW)
Gas Turbine Plant	9	38	38	2,318	1,828	1,645
Diesel Power Plant	2	78	78	178	128	115
Total	11	116	116	2,496	1,956	1,760

これらの詳細は表 5.1-7 に示す。このなかには既存の発電所用地に追加予定のものも含まれる。

表 5.1-7 追加予定発電所

Ref.No	Name of Plant	No. of Installed Unit .	No.of Operable Unit	Unit Installed Capacity(MW)										Total Installed Capacity (MW)	Total Maximum Operable Capacity (MW) *1	Total Available Capacity derated by Ambient Temperature	Type of Fuel *2	
				Unit Maximum Operable Capacity(MW)														
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
G-6	Baji GPS	4	4	EX		159	159							318		252	FO/GO	
						140	140								280			
G-7	Baji Mobile GPS	8	8	23	23	23	23	23	23	23	23				184		144	NG
				20	20	20	20	20	20	20	20					160		
G-11	Al Quds GPS	8	8	EX		125	125	43	43	43	43				422		292	CO/GO
						96	96	33	33	33	33					324		
G-16	Kirkuk New GPS	2	2	255	70							325		237	NG			
				206	57								263					
G-17	Buzurgan GPS	1	1	43							43		32	NG				
				35								35						
G-18	Baghdad South New GPS	2	2	120	120							240		173	FO			
				97	97								194					
G-19	Nasiriyah New GPS	1	1	40							40		29	CO				
				32								32						
G-20	Musayab New GPS	10	10	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	500		315	CO	
				35	35	35	35	35	35	35	35	35	35		350			
G-21	Hartha GPS	2	2	123	123							246		171	NG/CO			
				95	95								190					
D-7	Northern IndustriesDPS	39	39	Details Unknown										78		57	DO	
															63			
D-8	Baghdad WatGen DPS	39	39	Details Unknown										100		58	DO	
															65			
	Total	116	116											2,496	1,956	1,760		

NB *1: Based on Report from CPA and MoE

*2 Fuel Type assumed from Existing Plant Data

*3 EX : Existing Plant

Type of Fuel

NG :: Natural gas
 CO : Crude Oil
 GO : Gas Oil
 FO : Fuel Oil
 DO : Diesel Oil

長期需給計画ではこれらの実施決定済みの施設は2005年以降に系統に投入されるものと想定した。

一方、現在関係機関で協議中の下記の施設は含んでいない。これらの出力の合計は約300MWである。

表 5.1-8 協議中のプロジェクト

Name of Project	Details of Projects	Additional capacity (MW)
Taji GPS Restoration (Phase-1)	Replace Generators #1, #2, #3, #5 with new ones	28
Taji GPS Rehabilitation (Phase-2)	Rehabilitate Generators #4, #6, #7	12
Mosul GPS Rehabilitation (Phase-1)	Replace Generators #1, #3 with new ones.	8
Mosul GPS Rehabilitation (Phase-2)	Rehabilitate Generators #2, #4	4
Mosul HPS Restoration	Supply and replacement work for four units of 187.5 MW Generators. Replace bearing pedestal, governor, exciter, etc.	120
Musayab TPS Restoration	To recover #2 generator from 100MW to 200MW, Inspect and supply parts for boiler, control, auxiliaries.	80
Musayab TPS Parts Supply for circulating water pump	Supply spare parts for circulating pump.	
Hartha TPS Parts supply for #1 & #4	Supply parts for #1, #4	50

5.2 送電線

CPAのもとで送電線の改修と新規プロジェクトがPMO契約と電力省の直営で進められている。そのリストを表5.2-1と表5.2-2に示す。しかし、これらの建設の進捗度と現状については最近の騒乱のため電力省に確認出来なかった。

表 5.2-1 送電線建設/再建

No.	Line	Voltage	Remarks
1.	Jazair-Yarmook	132 kV	To complete July 5, 2004
2.	Samediyay-New Baghdad	132 kV	To complete July 5
3.	Burzulgan - S. Amara	132 kV	Completion to be June 25
4.	Nasiriya-Khor Zbayr	400 kV	Target complete Nov-03. To be completed June. Line being energized in sections.
5.	Dibis-Azadi-Quarqush	132 kV	To be completed May 22
6.	Dibis-Old Kirkuk Double Circuit	132 kV	To be completed Jul 31

7.	Dibis-Azadi	132 kV	To be completed May 22
----	-------------	--------	------------------------

下記の送電線は北部と Baghdad 近辺の電力系統の信頼性を増大するものと期待される。

表 5.2-2 送電線改修

No.	Substations Name	Voltage	Construction
1.	HadithaHP-Baiji	400 kV	Rebuild
2.	Mosul-Erbil	400 kV	Rebuild
3.	Erbil-Kirkuk	400 kV	Rebuild
4.	Haditha HP-Qaimi	400 kV	Rebuild
5.	Tuz-Zalar	132 kV	Rebuild
6.	Kirkuk-Chamchamal	132 kV	Rebuild

5.3 変電所

電力省は新規変電所、発電変電所および既設変電所の拡張を継続している。CPAの2004年夏季対策のための変電所の完工および契約手続きリストには次の変電所が予定されている。

(1) 新規変電所

Al Ameen 400/132 kV GIS 変電所：250MVA x 4 バンクを設備し送電線は東 Baghdad 変電所と南 Baghdad 変電所をむすぶ 400kV 送電線より引き込む。

Al Resheed 400/132 kV GIS 変電所：250MVA x 4 バンクを設備し送電線は Yusefiya ガス/汽力発電所と 400kV 西 Baghdad 変電所に連系予定。

(2) 発電増強に伴う変電所拡張

発電増強計画に伴い下記の表 5.3-1 示す変電所の拡張が計画されている。

表 5.3-1 変電所拡張

No.	Substation name	Voltage	Remarks
1.	W. Baghdad	400 kV	One bank for Al Resheed line
2.	Jamia	132 kV	Extension for Al Rasheed line
3.	Jaza'er	132 kV	Extension for Al Rasheed line
4.	Yusefiya	400 kV	One diameter for Al Resheed line

5.	Babel	400 kV	One diameter for Yusefiya line
6.	Jameela - Rashdiya	132 kV	Extension for additional line
7.	Taji - N Baghdad	132 kV	Extension for additional line
8.	DouraPS - Eskanderiya	132 kV	Extension for additional line
9.	Kirkuk - Diyala	400 kV	Extension for additional line
10.	Nassiriya PS - Diwanayah	400 kV	Extension for additional line
11.	Khor Zabayr PS - Hartha PS	400 kV	Rehabilitation for existing line

現在の工事継続中または計画中の400kVの発電所、送電線、変電所を図5.3.1に示す。尚、これらの計画の最新の状況について、電力省と確認する必要がある。

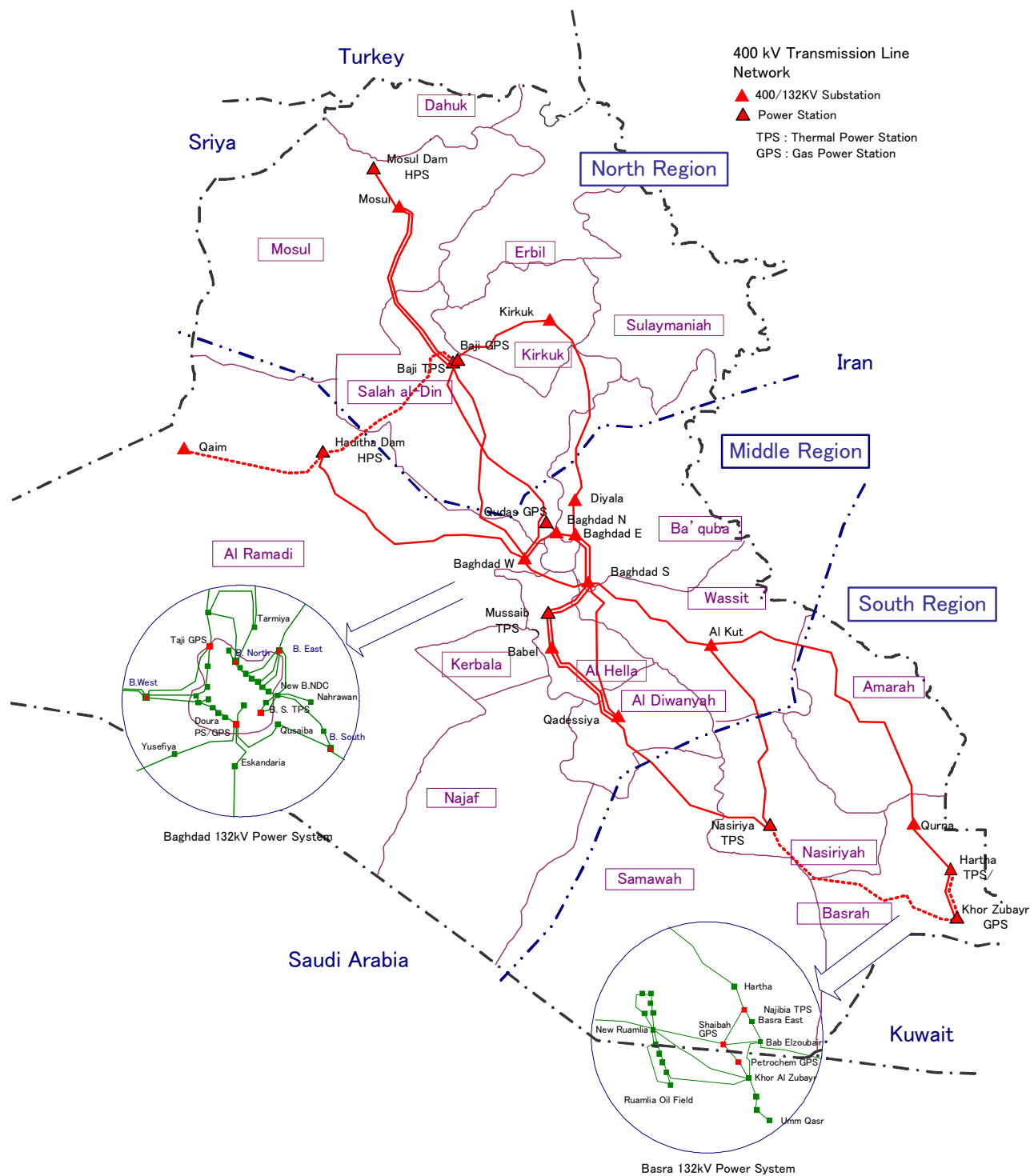


図 5.3-1 400 kV 送電系統拡張計画

5.4 配電線

電力省は電力供給の信頼度を改善するために配電線網の改修を継続している。北部3州の配電線についてはUNDPの事業を地方電気局が引き継いでいる。

配電線の改修、取り替えは 33kV, 11kV, 0.4kV の低圧系統まで含まれている。さらにローカルの電力供給問題を改善するため新規配電線も計画されている。今回の調査中には具体的な改修開発計画のデータは入手することは出来なかった。

5.5 給電指令制御設備

電力系統運用改善のため中央給電指令所（NDC）の改修が日本の資金協力のもと UNDP の指導で段階的に進められている。改修は新規 SCADA システムを導入して行われる。

NDCの新しいシステムの主な役割はリアルタイムで発電所出力の経済運用と電力供給信頼度を向上させることにある。

新しいシステムは次のような制御と機能を持たせるものである。

- 系統監視
- 開閉操作の実行
- 周波数制御
- 電圧制御
- 経済的負荷配分供給
- 系統の電気的特性の解析
- 系統信頼度評価
- 連携評価
- 水力-火力経済運用計画

SCADA システムには下記の項目が具備されることになる。

- 既設系統状況の診断
- 発電、需要をバランスおよび発電、送電、配電間の調整
- 指令中起こる事故とその機器故障に対する制御
- 周波数調整と基本制御ルールの確立
- 事故時の系統切り離しと需要家数の限定化のための計画作成
- 各年の主幹系統の長期消費動向の推定
- 系統弱点部の解析
- 系統構成の改善
- 系統運用の最適化供給信頼度と安全向上
- 必要無効電力調整容量と高調波フィルター設置の決定

- 系統安定度の向上
- 系統拡張計画
- 系統機器の保守点検のためモニタリングとレポート

電力省はこの SCADA システムの通信リンクを 400kV 送電線に OPGW を乗せる計画をしている。しかし計画は、一部は準備ができていますが、残りについては進んでいない状況である。

給電指令用の緊急プロジェクトとして USAID の資金で次のプロジェクトが準備されている。

- (1) 変電所間の通信ギャップを埋めるため電力搬送装置の再配置計画
- (2) 中部給電指令所の再建計画
- (3) VHF 無線通信による配電線指令網の改善計画

上記のプロジェクトに引き続き、400kV 送電線系統用通信設備のアップグレード、132kV の通信線網の改修、配電線網の通信設備など既設発電所、変電所の制御システムの近代化とアップグレードが必要である。

第 6 章 需要予測

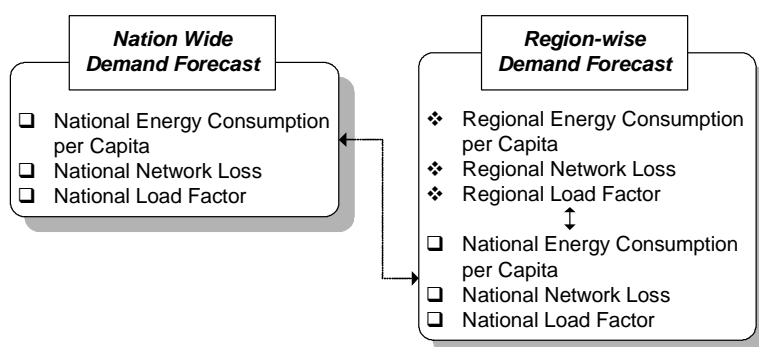
6.1 概要

需要予測は全国レベルと地域別の 2 つの観点から実施した。

全国レベルの需要予測は電力量需要と系統システムの全体的な特徴から推定し、地域別の需要予測ではそれらの地域別特徴を反映させた。

両予測で使用したアプローチおよび手順は基本的には同じであり、双方の予測値がほぼ同じになるように調整をした。需要予測結果は、電源開発計画および系統解析のインプットデータとして使用する。

今回の電力量需要の予測においては、予測に使用できる十分なデータが得られなかったため、用途別の需要は考慮していない。用途別の需要については、本章でも触れてはいるが、将来的な開発計画が明らかになった時点で検討を加える必要がある。



6.2 需要予測に関する過去の調査

需要予測に関する過去の調査報告書は下表の通り。

表 6.2-1 需要予測が記載されている過去の報告書

No.	Title	Issued by	Date of Issue	Prepared for
1	10 Years Plan of Commission of Electricity	COE	2002	Achieving COE's aim and task on electricity supply
2	Summary of Power Station Augmentation Project in Iraq (Revision 3)	UN	12 June 2002	Power station augmentation projects under Oil-for-Food programme
3	Load Forecast Report Iraq's Electricity Sector Projected Peak Demand, MCR-Based Available Capacity and Generation Deficit/Surplus	UNOHCI	December 2002	Assessing the required generation capacity to meet the growing demand
4	Observation Brief on the Energy Sector of Iraq (Revision 3)	UNDP	June 2003	Briefing to the World Bank

5	Electricity Network Development Plan – Erbil Governorate (Revision 1) Sulaimany Governorate (Revision 1) Dohuk Governorate (Revision 2)	UNDP	July 2003 February 2002 February 2002	Developing a suitable methodology to assess the existing situation and future electricity requirement in Erbil, Sulaymaniyah and Dahuk Governorates
6	Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq	WB	July 2003	Assessing the needs of the electricity sector especially on budget, fuel supply, environment/ energy efficiency issues, and institutional status
7	Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq (Revision 7)	UNDP/WB	5 October 2003	Assessing the needs of the electricity sector

(1) 10 Years Plan of Commission of Electricity

本報告書は、イラク側が作成した報告書である。

報告書には、2001年から2012年までの電力量需要のみ記載されているが、ピーク負荷需要は予測されていない。電力量の平均増加率は9.1%で、2001年で41,000 GWh、2012年で107,000 GWhである。また、2001年から2011年の10年間での平均増加率は9.3%となっている。各年の増加率は一定ではなく、年ごとに異なる増加率が使われている。

予測開始年の2001年の41,000 GWhは実績値となっている。報告には明記されていないが、統計データから2001年の41,000 GWhは発電端のデータ¹と考えられる。

(2) Summary of Power Station Augmentation Project in Iraq

本報告書は、イラクの主な発電所増強プロジェクトの取りまとめである。プロジェクトには、完了したもの、進行中のもの、オイル・フォー・フード・プログラムにおいて機材やサービスが明確となっているもの等が含まれる。

この報告書では需要予測は行われていない。他調査で推定されている年増加率4%で2006年のピーク負荷需要8,000 MWを推定しているのみとなっている。

本報告書は一般的な情報のみで、需要予測の参考となる情報は記載されていない。

¹ WB Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq, Annex F Energy Statistics; 2003

(3) Load Forecast Report

本報告書は、2010年までのイラク電力システムの需要と供給能力のバランスを評価したものである。同報告書では、イラク全体のピーク負荷需要（供給能力需要）²のみ予測され、電力量需要は扱われていない。

算定されている需要は需要家レベルで3つのケースが考慮されている。2002年から2010年において、年成長率4.0%のベース・ケース、6.0%のハイ・ケース、2.5%のロー・ケースが適用されている。ベース・ケースの年成長率4.0%は、2001年から2002年の実際の成長率、つまり、配電所で得られたデータである3.5%から4%が反映されている。ハイ・ケースの6%は、イラクがより高い率で成長した場合で、エジプトやトルコなどの近隣諸国の成長率と同等となっている。ロー・ケースの2.5%は一般家庭需要の伸びのみを考慮した値となっている。

2002年のイラク全体のピーク負荷需要（報告書では参照ピーク負荷需要と記載されている）は、6,448 MWとなっている。この値は、中・南部15州の配電所での調査で得られたデータと北部3州（Erbil州、Slaymaniyah州およびDahuk州）におけるUNDPによるENRP（Electricity Network Rehabilitation Programme）から得られたデータを基にしている。2002年の夏と冬における各州のピーク負荷需要が取りまとめられており、参照ピーク負荷需要は夏における各州の需要の合計となっている。

電力供給能力の不足と余剰は、推定したピーク負荷と需要家へ実際に供給可能な能力を比較しながら推定している。またその際、最大連続能力（MCR：Maximum Continuous Rating）、ピーク負荷需要に対する10%の予備率、送電端の供給可能電力に対する10%の送配電ロス³を考慮している。

(4) Observation Brief on the Energy Sector of Iraq

本報告書は、UNDPにより中・南部15州に対して行われた調査と同UNDPによって行われた北部3州におけるENRPからの情報に基づいている。

需要予測に関しては、上記(3) Load Forecast Reportと同じものが追加説明と共に記載されている。つまり、2002年から2010年において、年間4%、2.5%および6%の伸び率を適用した需要予測となっている。

(5) Electricity Network Development Plan – Erbil, Sulaimany and Dahuk Governorate

本報告書は、Erbil州、Sulaymaniyah州およびDahuk州における配電ネットワークの全体的な増強・改善計画である。

² 本調査では、ピーク負荷需要（peak demand）と供給能力需要（capacity demand）は同意としている。

³ 10%の送配電ロスは、実際の値に対してはかなり小さな値と考えられる。同報告書でも同旨が記載されている。報告書では、送配電ロスに関する信頼できるデータがないため、一般的な数値として使用されている。

11 kV および 33 kV フィーダー出口で計測されたピーク負荷需要を基に、2000 年から 2020 年の Erbil 州、Sulaymaniyah 州および Dahuk 州のピーク負荷（供給能力）需要を推定している。また、電力量需要は推定されていない。Erbil 州、Sulaymaniyah 州および Dahuk 州の 2000 年のピーク負荷は、1994 年から 2000 年の 1 月あるいは 8 月に各州の 11 kV と 33 kV フィーダー地点で計測された値の最大値から推定されている。各フィーダーでの最大負荷を 0.8 から 0.9 の不等率を使って合計し、州全体のピーク負荷需要を計算している。フィーダーでの将来の需要は、ターゲットとする電化率、需要家の増加率、大口需要の増加率および需要家当たりのピーク負荷需要の増加を考慮して推定している。これらのパラメーターに対しては、期待される値あるいは仮定の値が適用されている。

2000 年の Erbil 州、Sulaymaniyah 州および Dahuk 州のピーク負荷需要は、それぞれ 326 MVA、381 MVA および 169 MVA と推定されている。また、2020 年のそれぞれの推定値は、1,038 MVA、1,183 MVA および 374 MVA となっている。

(6) Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq (WB)

本報告書は UNDP との協調で作成されたものである。本報告書の作成者は、UNDP と WB によるニーズ・アセスメント・レポート（以下(7)参照）と同じ調査団である。

この報告書では需要予測は取り扱われていないが、付属資料（E：Customer Service Issues、F：Energy Statistics）に需要予測に有用なデータや情報が含まれている。

(7) Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq (UNDP/WB)

本報告書（Revision 7）は調査団が参照した最新の報告書である。

2003 年から 2012 年までのピーク負荷需要が予測されており、2003 年のピーク負荷需要は 6,300 MW となっている。この値は、2002 年夏のイラク全体のピーク負荷需要の 6,488 MW から推定されていると考えられる。2004 年に対しては 12%の伸びで 7,056 MW と推定され、この値がベースのピーク負荷需要となっている。2005 年から 2012 年までのピーク負荷需要は、年 4%、6%、8%および 10%の伸び率で推定されている。8%の年増加率が長期計画のベースとなっている。データや需要予測のアプローチは、上記(3) Load Forecast Report から得られたものと MoE との協議を通して得られたものとなっている。

予測されたピーク負荷需要は、配電システムにおける中電圧（33/ 11 kV）変電所での必要負荷として扱われている。このアプローチは、予測需要が需要家端で必要とされる値として扱われている(3) Load Forecast Report とは異なったものとなっている。つまり、本報告書で示されている需要は、配電ロスを

含んだものとなっている。従って、電力の不足と余剰を算定するために、供給可能な送電端電力において3%の送電ロスのみを考慮している。

過去の調査報告書および需要予測に関する情報のレビューの結果として、以下の事項が明らかとなった。

- 需要予測に関する信頼できるデータや情報が不足している。
- イラク側が実施した CoE の 10 Years Plan of COE 以外では、ピーク負荷（供給能力）需要のみが予測されている。
- UNOHCI による Load Forecast Report が主なソースとなっている。
- ピーク負荷および電力量の双方において、各需要の増加率を設定して需要予測を行っている。
- 需要の増加率を合理的に説明する十分な根拠がない。

上記事項は、過去の記録や MoE 内の計画プロセスの不足を鑑みれば理解できる。また、実際の需要は何年もの間満たされない状況となっている。抑制された需要は予測する事が非常に困難であり、特に社会、政治情勢そして治安状況が刻々と変化するイラクでは殊に困難である。

下図に、(7) Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq と(4) Observation Brief of the Energy Sector of Iraq のピーク負荷需要予測値を示す。

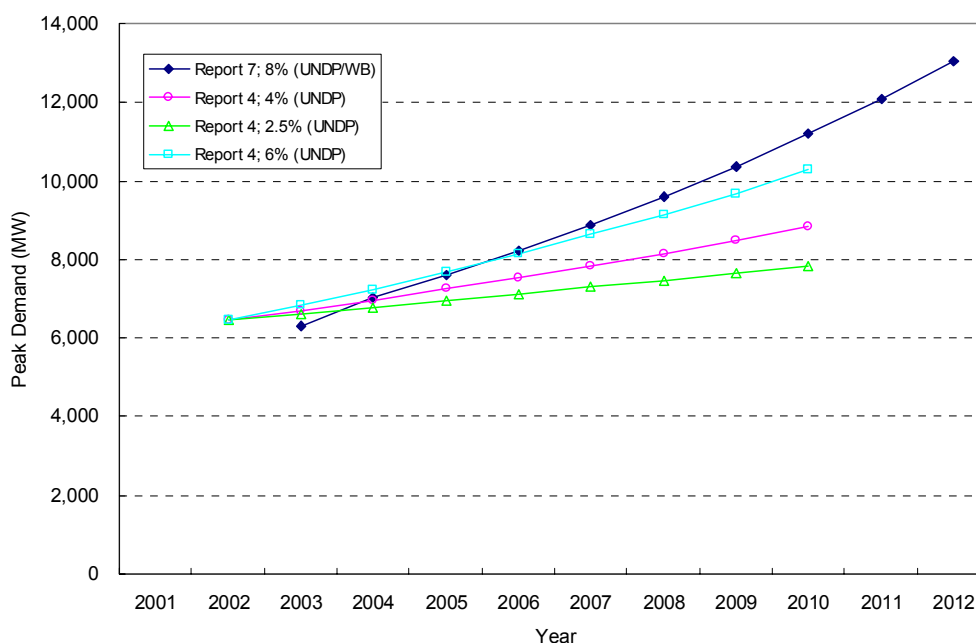


図 6.2-1 他調査報告書におけるピーク負荷需要

6.3 抑制された現在の需要

前記の各調査報告書、イラク電力省スタッフ、CPA ウェブサイトで公開されている情報等から、現在の需要と供給サイドの関係は下図のように模式的に示される。

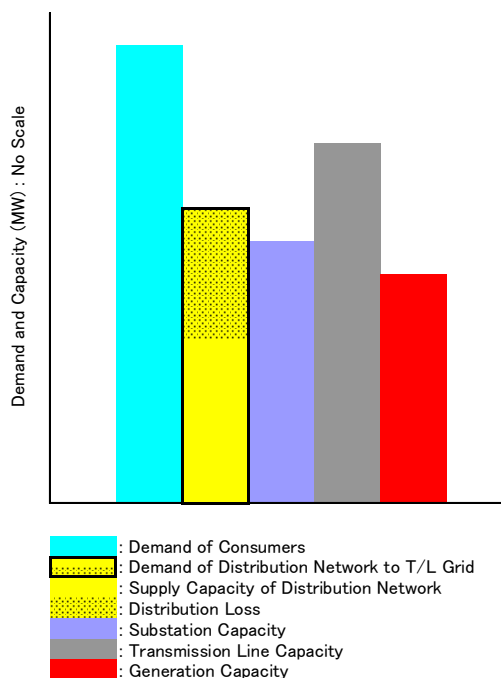


図 6.3-1 現在の需要と供給の関係

第3章（過去および現在の電力セクターの状況）から、現在の電力供給能力は、発電、送電、変電、配電の全ての電力供給施設において不足していると考えられる。特に、発電施設の能力が需要に対し大きく不足していると考えられる。加えて、配電ロスも大きいと考えられる。

従って現在は、このような電力供給サイドの状況が顧客の需要を抑制していると考えられる。

上述の状況および電力システムのリハビリや拡張を考慮すると、今後の需要と供給の関係は下図の様にイメージできる。

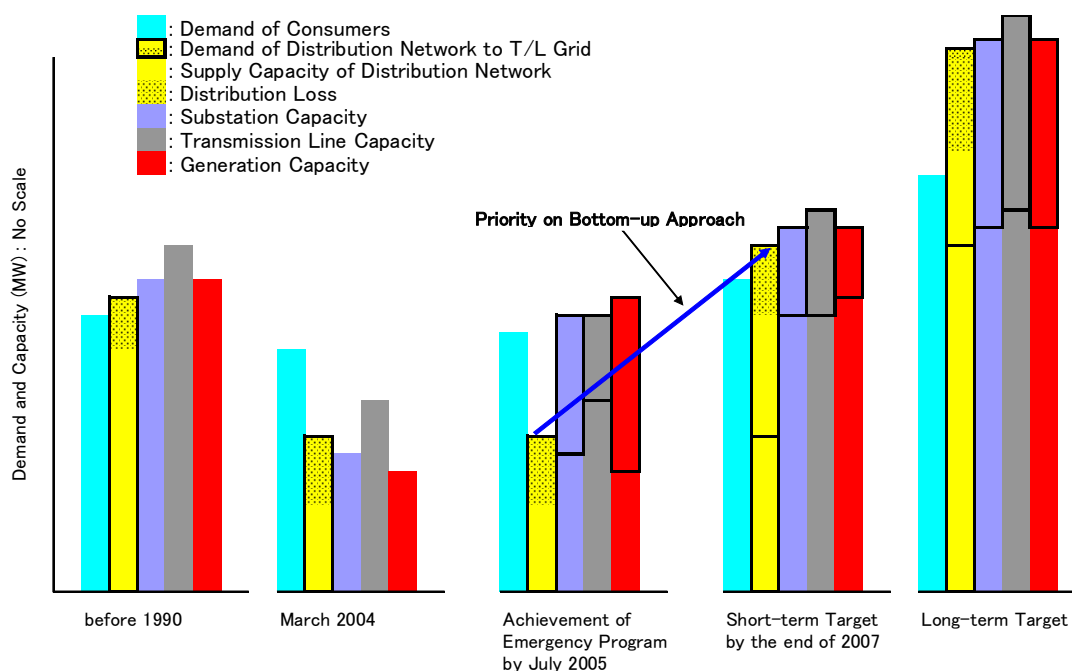


図 6.3-2 電力セクター開発のイメージ

2003 年のイラク戦争以降、電力セクターの復興に対し多くの努力が行われてきている。しかしながら、ほとんどのリハビリや復興活動は発電や送電施設に対して行われ、配電施設に対する活動は他セクターよりもかなり遅れているように思われる。つまり、抑制された状況は需要家レベルではあまり改善されていないと考えられる。従って、短・中期的には配電施設の開発が一つのキーとなる。長期的には、ロスの削減や適切なデマンド・サイド・マネジメントを通して、効率的かつバランスの取れた電力セクターの開発が期待される。

6.4 全国レベルの需要予測

6.4.1 アプローチ

全国レベル需要予測の主な目的は、発電所送電端（電力ネットワークが電気を受け取る地点）での電力需要を算定する事である。

電力需要は 2 つの形で表現される。一つは電力量需要、もう一つはピーク負荷需要である。6.1 章（アプローチ）で述べた通り、全国レベルの需要予測では、仮定した電力量需要、送配電ロス及び負荷率からピーク負荷需要を算定する。また、本需要予測では需要家端での電力量需要を推定する事から開始する。

6.4.2 参照データ

全国レベルの需要予測で参照したデータは以下の通り。

- 1957年から2003年の人口 (UN-HABITAT, WFP)
- 1990年の需要家端の電力消費量 (UN-HABITAT)
- 1990年から2002年の発電量 (MoE)
- 1990年から2001年のピーク負荷 (MoE)

6.4.3 現在の潜在需要

現在（2004年）の潜在的な電力量需要を推定するため、本調査では、現在の一人当たりの電力消費量の（潜在）レベルは1991年の湾岸戦争以前の状態以下とはなっていないと仮定した。

湾岸戦争以前、電力消費量の最大年は1990年⁴であった。UN-HABITATの情報によれば、1990年の年間電力消費量は20,444 GWhであった。このデータはカテゴリー別、州別⁵となっていることから需要家端での電力消費量と考えられる。

また、1990年のイラクの総人口は1,789千人であった（付属資料C.1参照）。これらのデータから1990年の需要家端の電力消費量は1,143 kWhとなる。

1970年から2003年のイラクの総人口および増加率は下表の通り。

表 6.4-1 総人口と年増加率

Year	1970	1980	1990	2000	2003
Population (thousand)	9,440	13,238	17,890	23,577	25,898
Annual Increase Ratios	3.44 %	3.06 %	2.80 %	a) 3.18 % for 2000-2003, b) 2.96 % for 1970-2003	

Source: UN-HABITAT⁶ for 1970 to 2000 and WFP for 2003

2004年の人口を予測するため、1970年から2003年の平均年増加率の2.96%と2003年の人口である25,898千人から、2004年の人口を26,665千人と予測した。

1990年の一人当たり電力消費量1,143 kWhと2004年の推定人口26,665千人から、2004年の需要家端の潜在的な電力量需要は30,478 GWhとなる。

⁴ Annex E Customer Services Issues, Needs Assessment of the Electricity Sectors of Iraq, WB, 2003

⁵ 送電端の電力は各州・各カテゴリーの電力には直接結びつかないため、発電所において記録されたデータと変電所レベルでのデータを統合する事は困難である。

⁶ UN-HABITATデータのソースは、1957年、1965年、1977年、1987年および1997年の人口センサスとなっている。従って、1995年あるいは1996年以降のUN-HABITATのデータは推定値と考えられる。

6.4.4 送配電ロス

送配電ロスの設定に関しては、まず1990年の発電量と電力消費量を参考とした。MoEのデータによれば、1990年の発電量は29,469,350 GWhである。但し、この値には、発電所内必要電力の5%とロス・メーター読み取りエラーの1%が含まれている。従って、1990年の送電端における電力量は27,701 GWhとなる。一方で、UN-HABITATのデータによれば1990年の需要家端の電力消費量は20,444 GWhである。これらから、系統ロス、つまり送電および配電のロスの合計は、送電端に対して26%となる。この値はかなり高い数値となっている。

このロスは湾岸戦争前の値である。1990年の湾岸戦争から2003年のイラク戦争までに、送配電システムの機能はかなり低下していると考えられる。現在の所、送配電のロスを正確に推定する事は出来ないため、本調査ではロスを33%と仮定した。

そのロスには技術的なロスとそれ以外のロスが含まれる。それらロスは、システムのリハビリや増強を通して、あるいは電力供給の運営管理組織の構築によって徐々に減少していくものと考えられる。本調査では送電および配電ロスを下表のように設定した。

表 6.4-2 送配電ロス

	Actual	Assumed						
Year	1990	2004	2005	2006	2007	2008 to 2010	2011 to 2015	2016 to 2020
Loss Ratios (%)*	26	33	32	30	28	27 - 26	25 - 23	22 - 20

Note *: Percentage against annual sent-out energy of power stations

6.4.5 負荷率

年間負荷率は、MoEによる統計データの年間発生電力量と年間ピーク負荷から求められる。下表に1990年から2001年のデータを示す。

表 6.4-3 1990年から2001年の年間ピーク負荷率

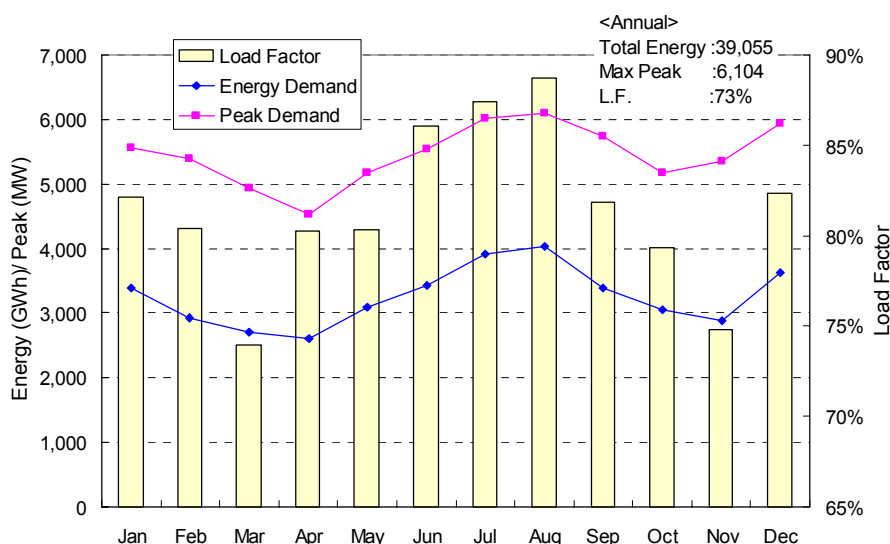
Year	Annual Peak* (MW)	Annual Energy* (GWh)	Annual Load Factor
1990	5,162	29,469	0.65
1991	3,920	16,202	0.47
1992	4,733	28,051	0.68
1993	4,926	28,355	0.66
1994	4,701	29,160	0.71
1995	4,913	28,600	0.66

1996	4,804	27,838	0.66
1997	4,615	28,783	0.71
1998	4,541	29,139	0.73
1999	4,350	27,201	0.71
2000	4,616	29,126	0.72
2001	5,301	33,213	0.72

Note *: at P/S Generating Points
 Source: The energy production data from MoE

負荷率は 0.65 から 0.73 の範囲で変化している。1991 年には湾岸戦争により発電量が減少し、それが負荷率の減少にも反映されている。1990 年の負荷率は標準的な電力供給状況下での値を示している。

図 6.4-1 に、MoE (NDC : 中央給電指令所) による 1990 年から 2002 年の月別平均の電力量需要、ピーク負荷需要を示す。但し、両者とも発電端の値である。



Data source: MoE (NDC) estimate

図 6.4-1 1990 年～2002 年の月別平均の電力量およびピーク負荷需要と負荷率⁷

上図に示す様に、電力量およびピーク負荷需要と負荷率はお互いに同調して変化している。負荷率は 8 月に最大となり約 90% に達し、季節の変わり目である 3 月と 11 月は 73% から 75% 程度となっている。

これらデータを基に、本調査では、現在および将来の負荷率を下表のように設定した。

⁷ Sulaymaniyah 州と Erbil 州はデータには含まれていない。

表 6.4-4 2004年から2020年の推定年間負荷率

Year	2004 to 2005	2006 to 2007	2008 to 2010	2011 to 2015	2016 to 2020
Annual Load Factor*	0.75	0.72	0.70	0.69 - 0.65	0.66 - 0.70

Note *: Annual Load Factor = (Annual average power) / (Annual peak power)

6.4.1 章（アプローチ）でも述べた通り、年間負荷率を推定する目的の一つは電力量需要からピーク負荷需要を算定するためである。系統が電力を受け取ると共に需要を推定する地点は送電端である。つまり、負荷率は送電端での電力需要の特徴を表現する必要がある。推定した需要は、その後、系統の発電容量と直接比較可能となる。

2001年の負荷率は0.72であった。現在の送配電容量は2001年時点よりもかなり低下しており、従って、供給能力は低く抑えられている。この事より、2004年と2005年の負荷率を0.75と設定した。その後、送配電系統の状況は徐々に改善されると予測される。改善の過程において、供給能力の制約は低減され、ピーク負荷は増加すると考えられる。この仮定に基づき、負荷率を、2006年と2007年は0.72、2008年から2010年は0.70、2011年から2015年0.65と仮定した。効率的な発電所運営の観点では、電力消費の制約が無いという条件であれば、より高い負荷率が望ましい。2016年以降は、デマンド・サイド・マネジメントの効果がある程度表れることが期待される。従って、2016年から2020年の負荷率を0.70とした。この負荷率は2008年から2010年の値と同値となっているが、2016年から2020年の値は、送配電系統の制約された状況が無い状態でデマンド・サイド・マネジメントの効果が表れるという仮定から得られるものである。

6.4.6 全国レベル需要予測のベースシナリオ

上述の潜在需要、送配電ロスおよび負荷率の検討に基づき、全国レベルの需要予測のベース・シナリオを下表にまとめる。

表 6.4-5 全国レベル需要予測のベース・シナリオ

Year	Energy Demand at Cosumer Ends (GWh)	T/L and D/L Loss Ratio* (%)	Energy Demand at P/S Sent-out Points (GWh)	Load Factor	Peak Demand at P/S Sent-out Points (MW)
2004	30,478	33	45,490	0.75	6,924
2005	31,392	32	46,165	0.75	7,027
2006	33,276	30	47,537	0.72	7,537
2007	35,272	28	48,989	0.72	7,767
2008	38,094	27	52,184	0.70	8,510
2009	41,142	27	56,359	0.70	9,191
2010	44,433	26	60,045	0.70	9,792
2011	47,543	25	63,391	0.69	10,488
2012	50,871	25	67,829	0.68	11,387
2013	54,432	24	71,622	0.67	12,203
2014	58,243	24	76,635	0.66	13,255
2015	62,320	23	80,935	0.65	14,214
2016	66,059	22	84,691	0.66	14,648
2017	70,022	22	89,772	0.67	15,296
2018	74,224	21	93,954	0.68	15,773
2019	78,677	21	99,591	0.69	16,477
2020	83,398	20	104,247	0.70	17,001

Notes *: Percentage against annual sent-out energy of power stations

Annual Increase Ratios

2004 to 2005	3 %
2005 to 2007	6 %
2007 to 2010	8 %
2010 to 2015	7 %
2015 to 2020	6 %

上表の年増加率は以下の想定に基づいている。

- 2004年から2005年 配電部分のリハビリがあまり進まず、需要はあまり伸びない
- 2005年から2007年 電力分野全体の復興が進み、また、経済が若干回復する
- 2007年から2010年 復興の最盛期、需要が大きく伸びる
- 2010年から2015年 復興開始後10年、需要の伸びも若干落ち着く
- 2015年から2020年 デマンド・サイド・マネジメントの効果や自家発電の導入が進む

以上より、2004年のピーク負荷は約7,000 MWと推定された。以降、2007年に7,800 MW、2010年に9,800 MW、2015年に14,200 MW、2020年に17,000 MWと増加する。

下図に、本調査のピーク負荷需要（送電端）予測結果と他報告書に記載されているピーク負荷需要を示す。

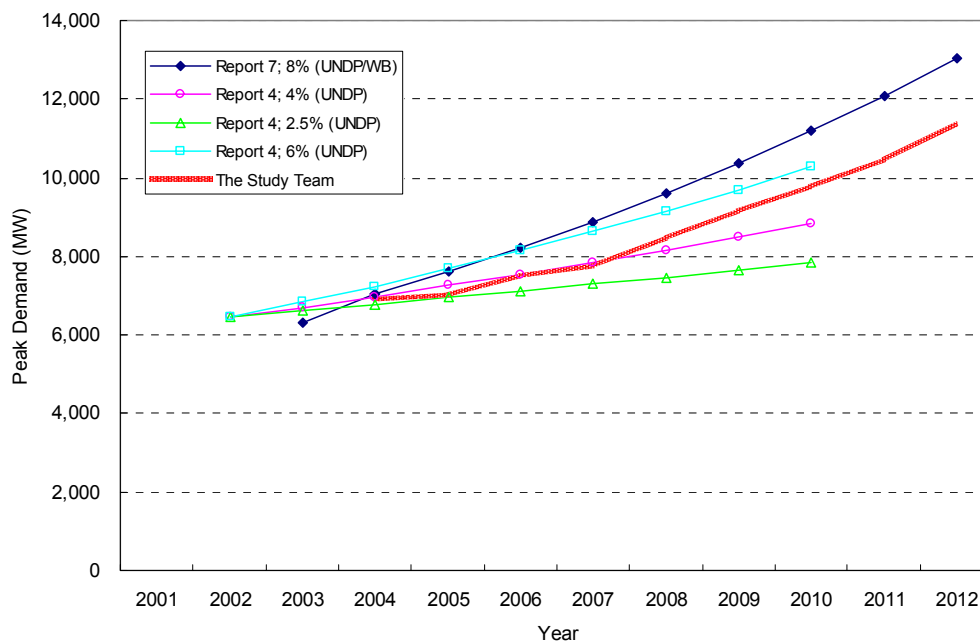


図 6.4-2 ピーク負荷の需要予測結果

6.4.7 デマンド・サイド・マネジメント

6.4.5 章（負荷率）でも述べた通り、中・長期的にはデマンド・サイド・マネジメントの効果が期待できる。

安定的な電力供給と経済的な電力システム開発の観点から、電力消費量とピーク負荷の適切な関係、つまり適切な負荷率が必要となる。電力消費の制約が無く、電力システムが必要な予備率を確保する条件下であれば、より高い負荷率が望ましい。

デマンド・サイド・マネジメントの導入は、特にピーク負荷需要の抑制においてある程度の効果を及ぼすと考えられる。デマンド・サイド・マネジメントの一つとして、ピーク、オフ・ピーク時別の電力料金制度がある。その目的は、ピーク時の需要をオフ・ピーク時に移す事である。その他のデマンド・サイド・マネジメントとしては、蓄熱システムや燃料電池等の適用が将来的には考えられる。

6.4.8 需要予測の他シナリオ

ベース・シナリオにおいては、一人当たりの電力量需要、系統ロスおよび負荷率から電力量とピーク負荷需要を求めている。それらパラメーター以外として、需要予測に関連する項目を以下に述べる。

(1) 独立電源設備設置の奨励

UNDP の報告書（Observation Brief on the Energy Sector of Iraq, June 2003）によれば、北部 3 州を除くイラク全体での独立電源の設備容量は、2003 年 2 月現

在で916 MWと報告されている。この電源は、電力セクター、上下水セクター、保健セクターおよび食料等の輸送セクターで使用されている。その内、現在どの程度が稼働可能かどうかは不明であるが、設備容量としては無視できない規模となっている。

一般的に、鉄鋼産業、セメント産業、石油化学産業および石油精製等の大規模な工業施設は、自らの需要に対し自前の発電施設を持つ。効率的な電力システムの開発において、これら大規模産業における独立電源の整備が推奨される。これにより、系統負荷需要を低くする事が出来る。

(2) 再生可能エネルギー適用の奨励

上記に加えて、中・長期的には再生可能エネルギーの利用も可能と考えられる。太陽光エネルギーや風力エネルギー等は、特にオフ・グリッド地域の電化に有効である。それらエネルギーの適用は実際のポテンシャルにもよるが、オフ・グリッド地域の電化はイラクの人々にとってのバランスの取れた電力システムの開発に寄与すると考えられる。

上記の事から、独立電源設備の設置は2011年から2015年の中期的に奨励される。長期的には、独立電源設備の設置に加えて、イラク全域に対する再生可能エネルギーの適用が期待される。

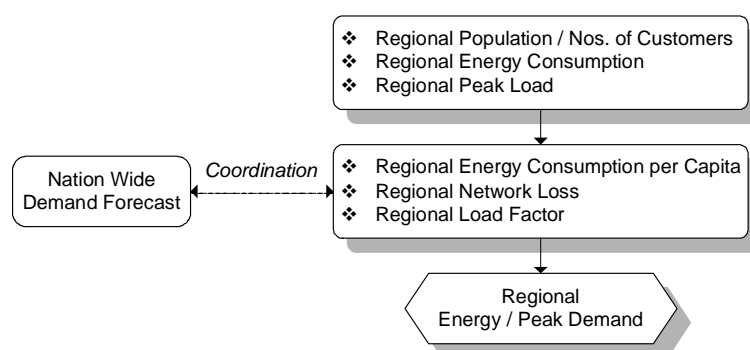
中長期的な視点から、上述の電源・エネルギーの活用はグリッド供給の需要にも影響を及ぼすと考えられ、これらを考慮に入れた需要予測も必要と考えられる。

6.5 地域別需要予測

6.5.1 アプローチ

地域別需要予測のアプローチは、基本的に全国レベルの需要予測と同じである。つまり、系統ロス进行勘案して電力量需要を予測し、その電力量需要と負荷率からピーク負荷を予測する。

また、算定された地域別のピーク負荷は電力系統解析のインプット・データに使用する。



6.5.2 参照データ

入手した関連データは以下の通り。

表 6.5-1 地域別需要予測の関連データ

Year	Regional			
	Population	Nos. of Customers	Energy	Peak
1990	△	×	○	×
2001	△	○	○	×
2002	○	○	○	○
2003	○	×	CPA Daily Power Data Aug. 2003 ~	
2004	△	×		

○: data available

×: data not available

△: data can be estimated

■: data referred to the region-wise demand forecast

人口 :

- Population 1977, 1987 and 1997 (Population Census)
- Population 2002 (UN-HABITAT)
- Population 2003 (WFP)

需要家数 :

- CoE Consumers by Category & Region in 2001 (WB Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq, Annex E Customer Services Issues Rev 1; 2003)
- Overview of Distribution Consumers (UNDP Observation Brief on the Energy Sector of Iraq; June 2003)

電力量消費 :

- Electricity Consumption by Governorate and Use in 1990 (UN-HABITAT)
- CoE Consumers by Category & Region in 2001 (WB Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq Annex E Customer Services Issues Rev 1; 2003)
- Total Electricity GCED (General Company for Electricity Distribution) Received vs. Sold by Region in 2000 and 2001 (same as the above)
- Network Energy Demand & Balance (MoE Generation & Energy Balance Report for 2001, 2002 Jan. ~ Dec.)
- Daily Power Data (CPA homepage; Aug. 2003~)

ピーク負荷 :

- Distribution System Peak Demand (UNDP Observation Brief on the Energy

Sector of Iraq; June 2003)

- Daily Power Data (CPA homepage; Aug. 2003~)

また、地域別需要予測での地域分類は下表の通りである。

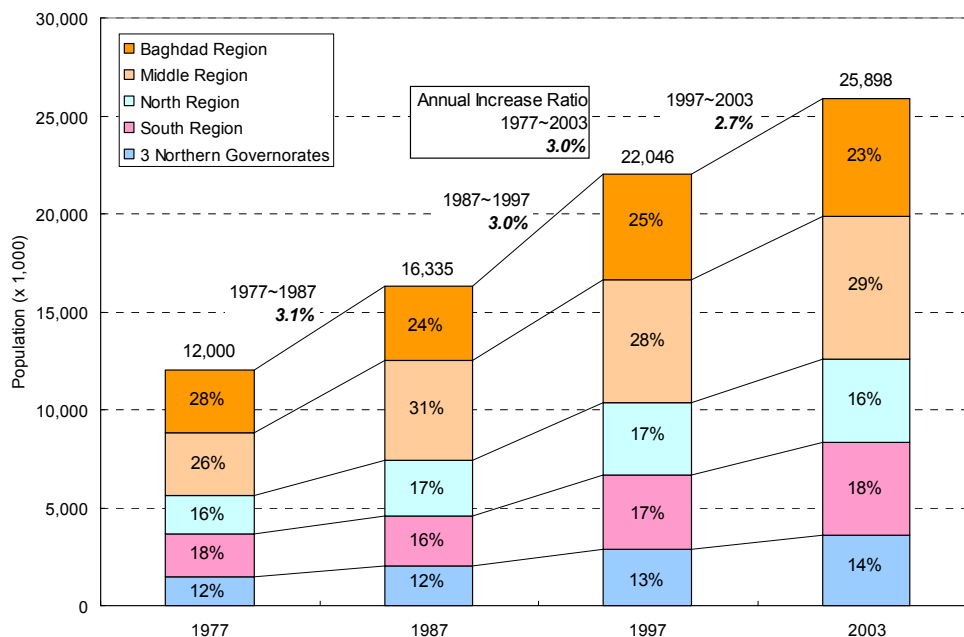
表 6.5-2 地域および州の分類

Regions	Governorates
バグダッド地域	(Rasafa & Suburbs) (Karkh & Suburbs)
中部地域	Diyala Anbar Najaf Kerbela Qadissiya Wassit Babylon
北部地域	Tameem Salah al-Din Ninewa
南部地域	Basrah Muthanna Thi-Qar Missan
北部3州	Sulaymaniyah Erbil Dahuk

6.5.3 人口と需要家数

(1) 人口

1977年、1987年、1997年および2003年の人口分布を下図に示す。また、その詳細を付属資料 B.2 に示す。



Data Source: 1977, 1987 and 1997 from Population Census, 2003 from WFP

図 6.5-1 1977 年から 2003 年の地域別人口

1977 年から 2003 年の年当り人口増加率は約 3%である。また、各地域の人口増加率もほぼ同値となっている。バグダッド地域、中部地域、北部地域、南部地域および北部 3 州の全人口に占める平均割合は、それぞれ 25 %、29 %、17 %、17 %、13 %である。

上記人口と各地域の面積から人口密度を求めると下表の通り。

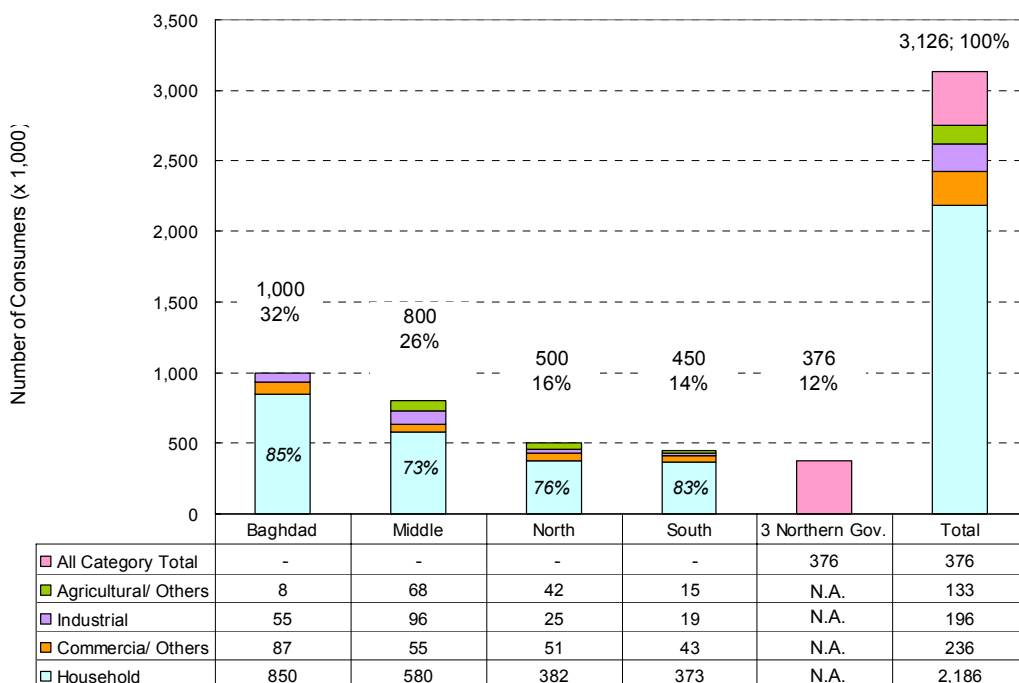
表 6.5-3 地域別人口密度

Regions/ Year	Unit : persons/km ²			
	1977	1987	1997	2003
Baghdad Region	4,346	5,233	7,390	8,207
Middle Region	14	23	28	33
North Region	27	39	51	59
South Region	22	26	38	47
3 Northern Governorates	39	53	75	96
Total Iraq	28	38	51	60

全地域の中で、バグダッドの人口密度が突出している。1977 年から 2003 年の人口密度を比較すると、26 年間で北部 3 州が 3 倍、他地域は 2 倍となっている。

(2) 需要家数

UNDP 推定 (Observation Brief on the Energy Sector of Iraq ; 2003 年 6 月) の需要家数を下図に示す。



Data source: UNDP Observation Brief on the Energy Sector of Iraq; June 2003

図 6.5-2 UNDP 推定の需要家数

人口と需要家数を比較すると、地域別の分布はほぼ同じ傾向となっている。しかしながら、バグダッド地域の比率は、人口が 23 % であるのに対し、需要家数は 32 % で少し高い比率となっている。

カテゴリー別で見ると、北部 3 州を除く全ての地域で、家庭需要が 70% ~ 85% の値となっている。UNDP による北部 3 州の電力系統開発計画 (Electricity Network Development Plan) によれば、同地域の傾向も他地域とほぼ同じとなっている。

(3) 電化率

需要家数に関連して、電化率について以下に述べる。

2002 年の人口、2002 年 12 月時点の家屋数および図 6.5-2 の一般家庭の顧客数を基に算出した地域別の一般家庭の電化率を下表に示す。

表 6.5-4 地域別の電化率⁸

Regions	Population (x 1,000)	Nos. of Household (x 1,000)	Persons / Household	Nos. of Residential Customers	Electrification Ratio of Household
Baghdad Region	6,132	915	6.7	850	93%
Middle Region	7,293	921	7.9	580	63%
North Region	4,242	537	7.9	382	71%
South Region	4,684	563	8.3	373	66%
Total the above 4 regions	22,352	2,936	7.6	2,186	74%

Data source: Population and Nos. of Household (as of Dec. 2002) data from UN-HABITAT, Nos. of Residential Customers data from UNDP Observation Brief on the Energy Sector of Iraq; June 2003

UNDP の「Electricity Network Development Plans for Erbil, Sulaymaniyah and Dahuk」によれば、各州の電化率はそれぞれ 67%、64%および 70%と報告されている。

UNDP と WB による「The Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq(2003 年 10 月)」によれば、87%の人々が電力にアクセスが可能であると報告されている。この数値は、UNDP の「Observation Brief on the Energy Sector of Iraq (2003 年 6 月)」で推定されているデータを参照している。しかしながら、同報告書で使用されている未接続の顧客数は、他データから算定した未接続の一般家庭顧客数よりかなり少ない値となっている等の矛盾したデータも含まれている。

北部 3 州は他州と比較して低めの電化率となっている。これは同地域での戦争や暴動により隣接する他国へ避難した多くの人々が帰国したことによるものと考えられる。

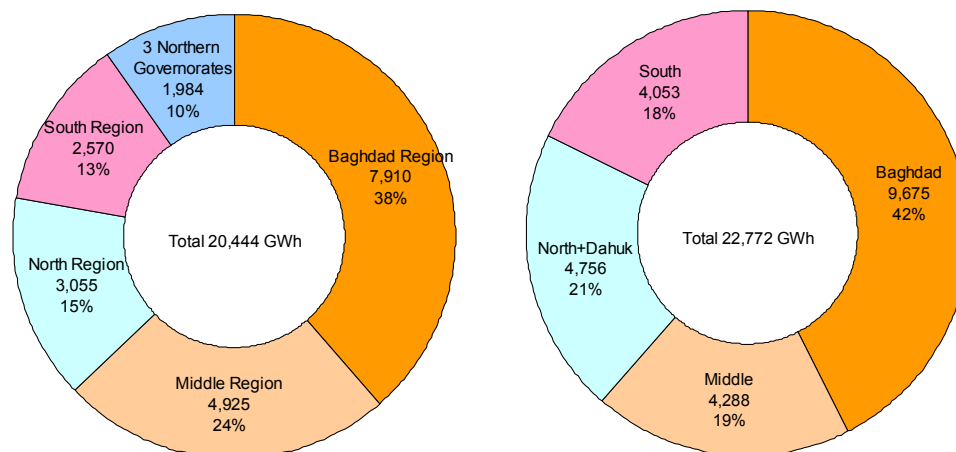
信頼できるデータが不足しているため、電化率を明らかにすることは現在の所困難であり、更なるデータ収集と分析が望まれる。

6.5.4 地域別消費電力量

(1) 1990 年と 2001 年の地域別電力消費量

1990 年と 2001 年の需要家端での地域別電力消費量を図 6.5-3 に示す。また、その詳細を付属資料 B.4 に示す。

⁸ 北部 3 州はデータに含まれていない。



Data Source: UN-HABITAT

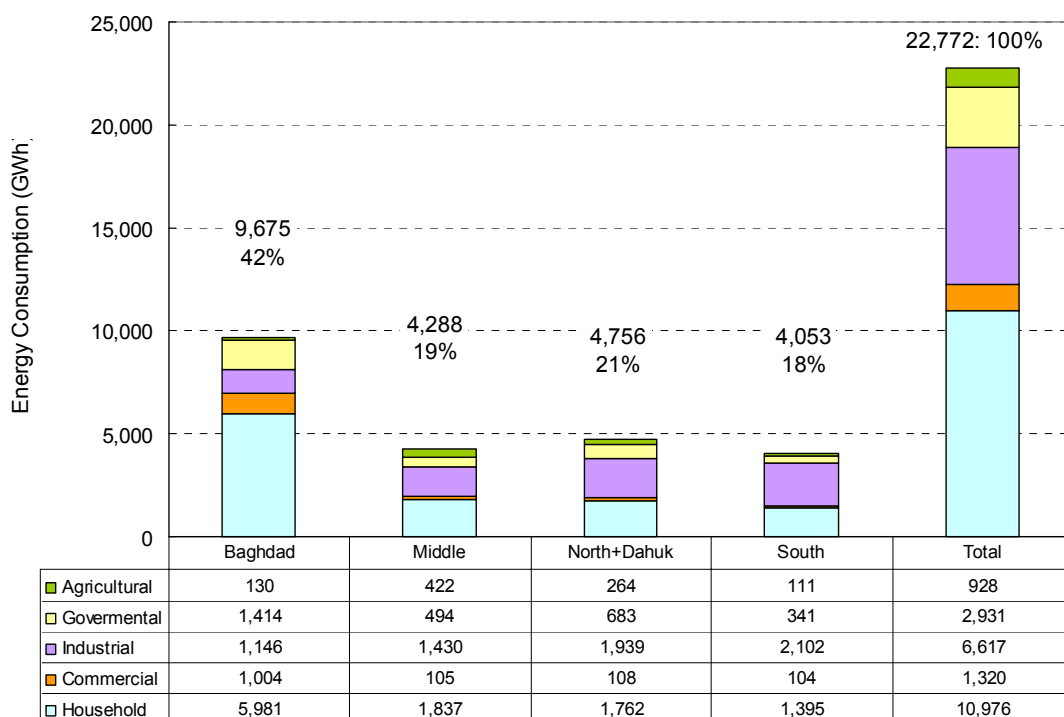
図 6.5-3 1990 年と 2001 年の需要家端での地域別電力消費量⁹

1990 年では、バグダッドと中部地域で全国消費量の約 60% を消費し、その他 3 地域で残りをほぼ等分に消費している。1990 年の地域別電力消費量と人口を比較すると、バグダッドの人口比率は 24% であるのに対し、その電力消費量の比率は 38% となっている。つまり、バグダッドの一人当たり電力消費量は他地域より大きい値となっている。

上図の 2 つのデータを比較すると、2001 年のデータは北部 3 州を含んでいないが、地域別電力消費はほぼ同じ傾向となっている。

下図に、2001 年の需要家端における地域別・用途別の電力消費量を示す。

⁹ 2001 年のデータには、北部 3 州は含まれていない。



Data source: WB Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq, Annex E Customer Services Issues; 2003

図 6.5-4 2001 年の需要家端における地域別電力消費量¹⁰

中部、北部 (+Dahuk) および南部地域では、一般家庭用と工業用で全体消費の約 80% を占めている。一方で Baghdad 地域では、商業用と公共用が他地域よりも大きな割合を占めている。

(2) 系統ロス

上述の需要家端における電力消費量と MoE の電力消費量のデータから、2001 年の系統ロスは下表のように推定される。

表 6.5-5 2001 年の地域別電力消費量と系統ロス¹¹

Unit : GWh				
Items	Baghdad + Middle	North + Dahuk	South	Total
Regional Energy Total : (a)	19,965	7,592	5,655	33,213
Regional Energy excl. Aux. consumption & Losses in P/S : (b)	19,205	6,851	5,020	31,076
Regional Energy at MoE Network (High Voltage) Ends : (c)	17,397	6,624	4,632	28,653

¹⁰ Sulaymaniyah 州と Erbil 州はデータに含まれていない。

¹¹ Sulaymaniyah 州と Erbil 州はデータに含まれていない。

Regional Energy at Consumers' Ends : (d)	13,963	4,756	4,053	22,772
Total Network Loss : (e)=(d)/(b)	27%	31%	19%	27%
High Voltage Network Loss : (f)=(c)/(b)	9%	3%	8%	8%
Low Voltage Network Loss : (g)=(e)-(f)	18%	27%	12%	19%

Data source: (a), (b), (c) from MoE Generation & Energy Balance Report for 2001, and (d) from WB Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq, Annex E Customer Services Issues; 2003

2001 年の系統ロス、送電端電力量に対して 27%と推定され、その内、高圧（400 & 132 kV）系統ロスが 8%、低圧（33 kV 以下）系統ロスが 19%となっている。

上表によれば、南部地域のロスが 3 地域の中では一番低い値となっている。北部（+ Dahuk）地域では、高圧系統ロスが他地域よりも低い値となっている一方で、低圧系統ロスは他地域よりも 10%以上高い値となっている。

また、Baghdad + 中部、北部（+ Dahuk）、南部地域の 2002 年の高圧系統ロスは、それぞれ、8%、3%および 9%となっている。

(3) 地域別の一人当たり電力消費量

上述の電力消費量と人口データから、1990 年と 2001 年の一人当たりの電力消費量は、それぞれ表 6.5-6 および 6.5-7 のように算出される。詳細は付属資料 B.6 に示す。

表 6.5-6 1990 年の一人当たり電力消費量

Region	Population ¹² (x 1,000)	Energy Consumption at Consumers' Ends (GWh)	kWh/capita at Consumers' Ends (kWh/capita)
Baghdad	4,269	7,910	1,853
Middle	5,408	4,925	911
North	3,055	3,055	1,000
South	2,914	2,570	1,180
3 Northern Gov.	2,244	1,984	884
Total	17,890	20,444	1,143

Baghdad 地域のみが全国平均より大きい値となっており、その値は中部地域の約 2 倍となっている。5 地域の内、一番小さいのは北部 3 州となっている。

¹² 1990 年の各地域の人口は、1988 年の州別人口と 1987 年から 1997 年の年増加率（付属資料 B.2 参照）から推定した。

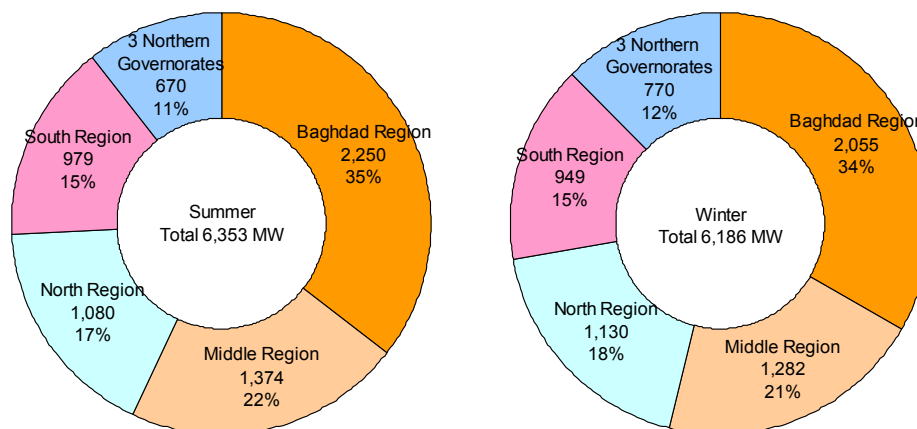
表 6.5-7 2001 年の一人当たり電力消費量¹³

Regions	Population ¹⁴ (x 1,000)	Energy Consumption at Consumers' Ends (GWh)	kWh/capita at Consumers' Ends (kWh/capita)
Baghdad	5,949	9,675	1,626
Middle	6,892	4,288	622
North + Dahuk	4,738	4,756	1,004
South	4,409	4,053	919
Total	21,989	22,772	1,036

2001 年においても、Baghdad 地域の消費量は他地域よりも大きな値となっている。Baghdad 地域と中部地域の格差は、1990 年の 2 倍に対して、2001 年は 2.6 倍に増加している。各地域の内、消費量が増加した地域は南部地域のみとなっている。

6.5.5 地域別ピーク負荷

2003 年のイラク戦争以前の地域別ピーク負荷のデータは本調査では入手出来ていない。しかしながら、UNDP の報告書 (Observation Brief on the Energy Sector of Iraq ; 2003 年 6 月) において、地域別のピーク負荷が推定されている。図 6.6-5 に、UNDP による 2002 年の夏と冬の地域別ピーク負荷の推定値を示す。付属資料 B.9 にその詳細を示す。また、この値は 11 kV 配電フィーダーにおける値となっている。



Data source: UNDP Observation Brief on the Energy Sector of Iraq; June 2003

図 6.5-5 2002 年の地域別ピーク負荷需要

¹³ Sulaymaniyah 州と Erbil 州はデータに含まれていない。

¹⁴ 2001 年の各地域の人口は、2002 年の州別人口と 1997 年から 2003 年の年増加率 (付属資料 B.2 参照) から推定した。

夏と冬の両方において、Baghdad と中部地域のピーク負荷が全体の約 60% を占めている。各地域別のピーク負荷需要は、1990 年および 2001 年の地域別電力量需要とほぼ同じ傾向となっている。

上述の地域別電力量需要とピーク負荷需要から、2002 年の地域別負荷率は下表のように計算される。その詳細は付属資料 B.10 に示す。

表 6.5-8 2002 年の UNDP 推定のピーク負荷需要に対する年間負荷率

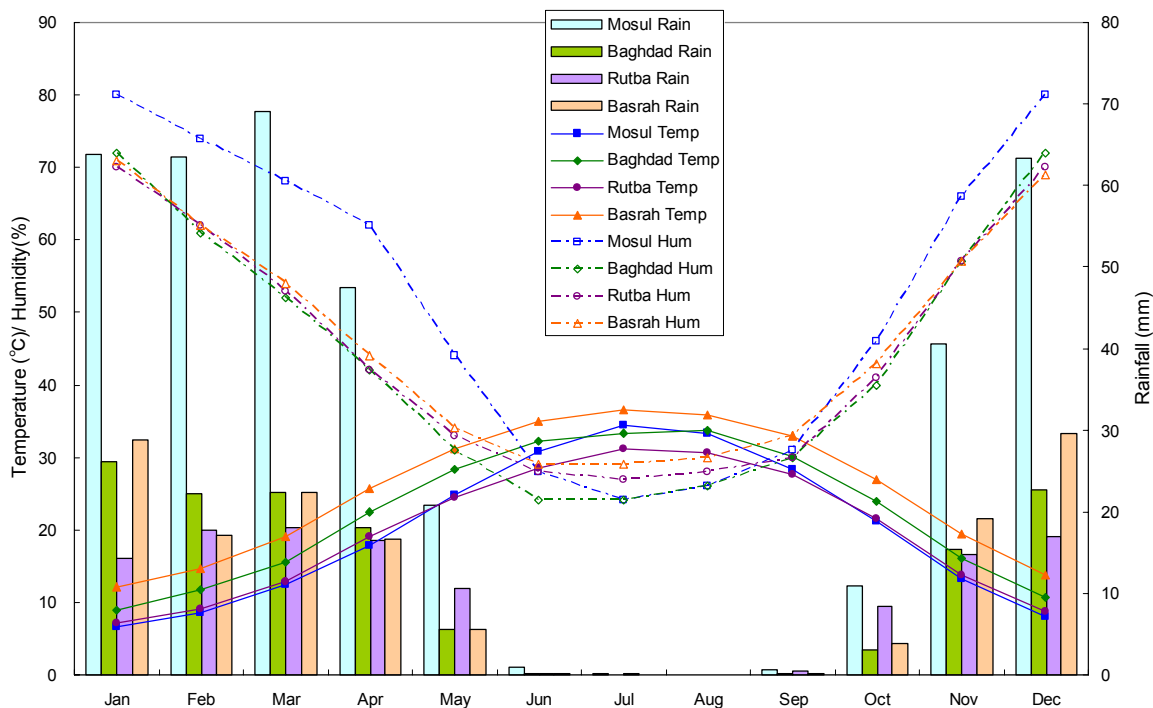
Regions	Estimated Energy Demand for 2002, GWh (by the Team)	Estimated Peak Demand for Summer 2002, MW (by UNDP)	Annual Load Factors for 2002
Baghdad Region	11,217	2,250	70%
Middle Region	6,533	1,374	67%
North Region	4,107	1,080	53%
South Region	4,124	979	59%
3 Northern Governorates	3,258	670	68%
Total	29,239	6,353	65%

上表の年間負荷率は実際のピーク負荷と電力消費量の値から求められた値ではなく、UNDP 推定のピーク負荷需要と調査団推定の電力量需要から求めた値である。つまり上表で求められた値は需要の制約がない状況下での推定値であり、イラク全体で 65% という値は妥当な値と判断される。

6.5.6 季節別消費電力量とピーク負荷

(1) 気候

図 6.5-6 に、Mosul、Baghdad、Rutba (イラク西部) および Basrah における月別の平均気温、湿度および降水量を示す。



Data source: Funding Seismographic & Meteorological Commission

図 6.5-6 月別の平均気温・湿度・降水量¹⁵

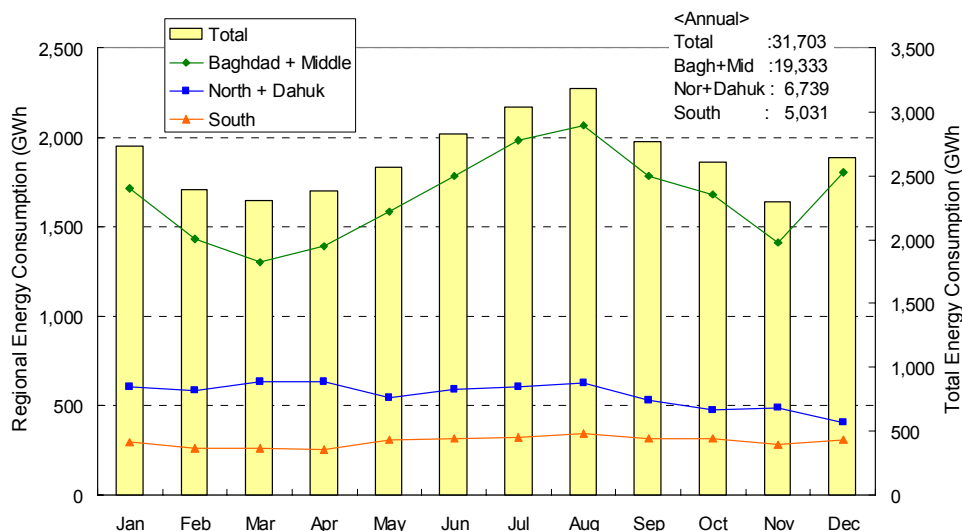
4 都市の中では、Basrah が通年を通して高い気温となっている。冬においては、Mosul が他都市より低めの気温となっているが、Mosul の夏の気温は Baghdad や Basrah とほぼ同等まで上昇する。2001 年の最も高い気温は、Basrah の 8 月で 48.6°C、最も低い気温は Mosul の 1 月で 3°C となっている。

上図にも示されている通り、湿度と降水量はそれぞれ同調して変化している。Mosul、Baghdad、Rutba および Basrah の年平均降水量は、それぞれ 381 mm, 136 mm, 118 mm および 144 mm となっている。各都市の気候はいずれも 5 月から 10 月の乾季と 11 月から 4 月の雨季にはっきりと分けられ、90%以上の降水量が雨季に集中している。

(2) 地域別・季節別の電力消費量とピーク負荷

図 6.5-7 に、2002 年の地域別・月別の電力消費量を示す。電力消費の地点は、MoE 電力システムの端点、つまり、400 kV あるいは 132 kV 系統端での値となっている。

¹⁵ 平均の期間は 30 年間。



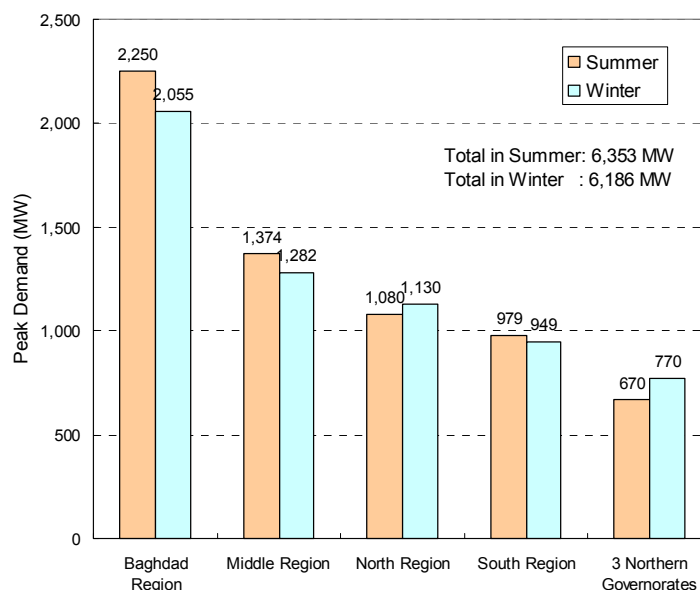
Data source: MoE Generation & Energy balance Report for 2002 Jan. ~ Dec.

図 6.5-7 MoE 電力系統終点における 2002 年の月別電力消費量¹⁶

イラク全体での電力消費は、気温などの気候の変動に連動している。Baghdad、中部および南部地域では、7月から8月の夏に電力消費が大きくなっている。また、北部地域では夏よりも冬の電力消費量の方が僅かながら大きくなっている。

6.5.5 章（地域別ピーク負荷）でも述べた通り、2003 年のイラク戦争以前の地域別ピーク負荷のデータは本調査では入手出来ていない。図 6.5-8 に UNDP による季別のピーク負荷需要を示す。尚、本データは図 6.5-5 に示したデータと同じものである。

¹⁶ Sulaymaniyah 州と Erbil 州はデータに含まれていない。



Data source: UNDP Observation Brief on the Energy Sector of Iraq; June 2003

図 6.5-8 2002年の季別ピーク負荷需要

Baghdad、中部および南部地域においては、年間のピーク負荷は夏に発生する。一方で、北部地域および北部3州では、年間のピーク負荷は冬の方が夏より高い値となっている。しかしながら、その差はそれ程大きくはない。イラクの気候を鑑みると、冬の暖房需要が夏の冷房需要に置き換わっていると考えられる。

6.5.7 地域別需要予測における仮定および手順

(1) 地域別需要予測における仮定

地域別需要予測のアプローチで概略述べた通り、予測においては一人当たり電力量需要、系統ロスおよび負荷率を仮定する。

予測の開始年である2004年の一人当たりの地域別電力量需要は、1990年の一人当たりの地域別電力量需要と同値とする。この仮定は全国的な需要予測と同じコンセプトである。2004年以降の電力量需要は表6.5-9に示す年率で増加するものとする。この増加率もまた全国的な需要予測と同値としている。

表 6.5-9 需要家端における電力量需要の年増加率

Year	Annual Increase Ratios
2004 to 2005	3%
2005 to 2007	6%
2007 to 2010	8%
2010 to 2015	7%
2015 to 2020	6%

本需要予測では、地域別の増加率は考慮していない。需要予測を需要が抑制された状況下から開始するのであれば、地域ごとに異なる現在の状況を反映してそれぞれ違う率で増加すると考えられる。しかしながら、当需要予測では需要の抑制がない状況、つまり1990年時の状況と仮定しており、各期間を通して各地域同等のバランスで開発されるものと仮定している。従って、本需要予測では地域別の増加率は考慮していない。

加えて、当増加率には、一人当たりの電力量需要の増加、人口の増加および電化率の増加を含む。

前述の2001年の地域別系統ロス（表6.5-5参照）から得られる地域ごとの係数を参照し、地域別の系統ロスを仮定した。つまり、下表に示す通り、北部地域および北部3州、南部地域の系統ロスは、Baghdadおよび中部地域の系統ロスのそれぞれ1.12倍、0.71倍と仮定した。

表 6.5-10 地域別系統ロスの係数

Regions	Estimated Total Network Losses in 2001 ¹⁷	Coefficient
Baghdad & Middle Region	27%	1.00
North Region & 3 Northern Governorates	31%	1.12
South Region	19%	0.71
Total	27%	-

さらに、132 kV 変電所地点での需要を予測するため、各年の高圧系統ロスと低圧系統ロスを下表の様に仮定した。

表 6.5-11 各年の系統ロス¹⁸

Year	Low Voltage Network Loss (%)	High Voltage Network Loss (%)	Total Network (T/L+D/L) Loss (%)	Remarks
2004	20	13	33	Sort tern period
2005	20	12	32	
2006	19	11	30	
2007	18	10	28	
2008	17.5	9.5	27	Semi-middle term period
2009	17.5	9.5	27	
2010	17	9	26	
2011	16.5	8.5	25	Middle term

¹⁷ Table 6.5-5 参照。

¹⁸ 各パーセンテージは、年間の送電端電力量に対する値。

2012	16.5	8.5	25	period
2013	16	8	24	
2014	16	8	24	
2015	15	8	23	
2016	14.5	7.5	22	Long term period
2017	14.5	7.5	22	
2018	14	7	21	
2019	14	7	21	
2020	13	7	20	

本需要予測においては、地域別の負荷率も考慮した。仮定した地域ごとの負荷率の係数を下表に示す。本係数は Baghdad 地域を基準としたものとなっている。

表 6.5-12 地域別負荷率の係数

Regions	Estimated Annual Load Factors in 2002 ¹⁹	Coefficient
Baghdad Region	70%	1.00
Middle Region	67%	0.95
North Region	53%	0.76
South Region	59%	0.84
3 Northern Governorates	68%	0.98
Total	65%	-

地域ごとの電力消費の特徴を反映させるため、2002年の推定された地域別負荷率から得られる係数を利用した。しかしながらこの様な仮定は、カテゴリ一別（特に工業）の地域開発方針や開発計画が反映されるべきものであり、それらが明らかになった時点でこの地域別負荷率を見直す必要がある。

加えて、全国的なピーク負荷の算定においては、関連するデータが得られていないため不等率は考慮していない。つまり、本調査では、地域別ピーク負荷の単純合計をイラク全体のピーク負荷としている。

(2) 地域別需要予測の手順

地域別の需要予測の手順は以下の通り。

- i) 全国的な需要予測で使用した年増加率（表 6.5-9）を基に、需要家端における電力量需要を算出する。

¹⁹ Table 6.5-8 参照。

- ii) 表 6.5-12 の係数から計算される地域別の負荷率を基に需要家端におけるピーク負荷を算出する。
- iii) 地域別の系統口入を基に 132 kV 変電所地点の電力量需要を算出する。
- iv) 地域別の負荷率を基に 132 kV 変電所地点のピーク負荷需要を算出する。

需要家端と 132 kV 変電所地点での負荷率は同値としている。時間差は多少あるものの、両地点の負荷率はほぼ同じと考えられる。

さらに、本需要予測では冬季のピーク負荷は算定していない。通年での系統全体での最大ピーク負荷、つまり夏季のピーク負荷のみを算定している。ピーク負荷の季節的な特徴を考慮すると、電力システム全体にとっては夏季のピーク負荷の方が冬季のピーク負荷よりも重要となっている。北部地域および北部3州では冬のピーク負荷の方が夏より高くなっている（図 6.5-8 参照）が、その差は概略のマスタープランレベルとしてはごく僅かとなっている。

6.5.8 地域別需要予測結果

上記の仮定と手順に基づき、州ごとの電力量需要とピーク負荷需要を算出した。以下に 2004 年から 2020 年の計算結果を示す。

当計算は、需要家端と 132 kV 変電所地点の両地点において算出している。

表 6.5-13 需要家端における電力量需要

Governorate & Region / Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Baghdad Region</i>																	
Rasafa & Suburbs																	
Karkh & Suburbs																	
Baghdad Region	11,429	11,772	12,478	13,227	14,285	15,428	16,662	17,829	19,077	20,412	21,841	23,370	24,772	26,258	27,834	29,504	31,274
<i>Middle Region</i>																	
Diyala	998	1,028	1,090	1,155	1,248	1,347	1,455	1,557	1,666	1,783	1,907	2,041	2,163	2,293	2,431	2,577	2,731
Anbar	1,362	1,403	1,487	1,576	1,702	1,838	1,985	2,124	2,273	2,432	2,602	2,785	2,952	3,129	3,317	3,516	3,726
Najaf	1,029	1,060	1,123	1,190	1,286	1,389	1,500	1,605	1,717	1,837	1,966	2,103	2,230	2,363	2,505	2,655	2,815
Kerbela	679	699	741	785	848	916	989	1,059	1,133	1,212	1,297	1,388	1,471	1,559	1,653	1,752	1,857
Qaddisiya	903	930	986	1,045	1,129	1,219	1,316	1,408	1,507	1,613	1,725	1,846	1,957	2,074	2,199	2,331	2,471
Wasit	1,074	1,107	1,173	1,243	1,343	1,450	1,566	1,676	1,793	1,919	2,053	2,197	2,329	2,468	2,617	2,774	2,940
Babylon	910	938	994	1,054	1,138	1,229	1,327	1,420	1,519	1,626	1,740	1,861	1,973	2,092	2,217	2,350	2,491
Total Middle Region	6,955	7,164	7,593	8,049	8,693	9,388	10,139	10,849	11,609	12,421	13,291	14,221	15,074	15,979	16,937	17,954	19,031
<i>North Region</i>																	
Al-Tameem	835	860	911	966	1,043	1,127	1,217	1,302	1,393	1,491	1,595	1,707	1,809	1,918	2,033	2,155	2,284
Salah-Al-Din	1,095	1,127	1,195	1,267	1,368	1,477	1,596	1,707	1,827	1,955	2,092	2,238	2,372	2,515	2,666	2,825	2,995
Ninewa	2,417	2,490	2,639	2,797	3,021	3,263	3,524	3,771	4,035	4,317	4,619	4,943	5,239	5,553	5,887	6,240	6,614
Total North Region	4,346	4,477	4,745	5,030	5,433	5,867	6,337	6,780	7,255	7,762	8,306	8,887	9,421	9,986	10,585	11,220	11,893
<i>South Region</i>																	
Basra	2,296	2,365	2,507	2,658	2,870	3,100	3,348	3,582	3,833	4,101	4,388	4,696	4,977	5,276	5,593	5,928	6,284
Muthanna	440	453	481	510	550	594	642	687	735	786	841	900	954	1,012	1,072	1,137	1,205
Thi Qar	924	952	1,009	1,069	1,155	1,247	1,347	1,441	1,542	1,650	1,766	1,889	2,003	2,123	2,250	2,385	2,529
Missan	700	721	764	810	874	944	1,020	1,091	1,168	1,250	1,337	1,431	1,516	1,607	1,704	1,806	1,914
Total South Region	4,360	4,491	4,761	5,046	5,450	5,886	6,357	6,802	7,278	7,787	8,333	8,916	9,451	10,018	10,619	11,256	11,931
Total the above regions	27,091	27,904	29,578	31,353	33,861	36,570	39,495	42,260	45,218	48,383	51,770	55,394	58,718	62,241	65,975	69,934	74,130
<i>3 Northern Governorates</i>																	
Sulaymaniyah	1,027	1,057	1,121	1,188	1,283	1,386	1,497	1,601	1,713	1,833	1,962	2,099	2,225	2,358	2,500	2,650	2,809
Erbil	1,549	1,596	1,692	1,793	1,937	2,092	2,259	2,417	2,586	2,767	2,961	3,168	3,358	3,560	3,773	4,000	4,240
Dohuk	811	835	885	939	1,014	1,095	1,182	1,265	1,354	1,448	1,550	1,658	1,758	1,863	1,975	2,094	2,219
Total 3 Northern Governorates	3,387	3,489	3,698	3,920	4,233	4,572	4,938	5,283	5,653	6,049	6,472	6,926	7,341	7,782	8,248	8,743	9,268
Grand Total	30,478	31,392	33,276	35,272	38,094	41,142	44,433	47,543	50,871	54,432	58,243	62,320	66,059	70,022	74,224	78,677	83,398

表 6.5-14 需要家端におけるピーク負荷需要

Governorate & Region / Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Baghdad Region</i>	(81%)	(81%)	(78%)	(78%)	(76%)	(76%)	(76%)	(75%)	(74%)	(73%)	(72%)	(71%)	(72%)	(73%)	(74%)	(75%)	(76%)
Rasafa & Suburbs																	
Karkh & Suburbs																	
Baghdad Region	1,605	1,653	1,824	1,933	2,149	2,320	2,506	2,721	2,955	3,205	3,482	3,784	3,950	4,123	4,311	4,503	4,704
<i>Middle Region</i>	(78%)	(78%)	(75%)	(75%)	(72%)	(72%)	(72%)	(71%)	(70%)	(69%)	(68%)	(67%)	(68%)	(69%)	(70%)	(71%)	(72%)
Diyala	147	151	167	177	197	212	229	249	270	293	319	346	361	377	395	412	431
Anbar	200	206	228	241	268	290	313	340	369	400	435	473	493	515	538	562	587
Najaf	151	156	172	182	203	219	236	257	279	302	328	357	373	389	407	425	444
Kerbela	100	103	114	120	134	144	156	169	184	199	217	235	246	257	268	280	293
Qaddisiya	133	137	151	160	178	192	207	225	245	265	288	313	327	341	357	373	389
Wasit	158	163	180	190	212	229	247	268	291	316	343	373	389	406	425	444	463
Babylon	134	138	152	161	179	194	209	227	247	268	291	316	330	344	360	376	393
Total Middle Region	1,024	1,054	1,163	1,233	1,370	1,480	1,598	1,735	1,885	2,044	2,221	2,413	2,519	2,630	2,750	2,872	3,000
<i>North Region</i>	(62%)	(62%)	(60%)	(60%)	(58%)	(58%)	(58%)	(57%)	(56%)	(55%)	(55%)	(54%)	(55%)	(55%)	(56%)	(57%)	(58%)
Al-Tameem	154	158	175	185	206	222	240	261	283	307	333	362	378	395	413	431	450
Salah-Al-Din	201	208	229	243	270	291	315	342	371	402	437	475	496	518	541	565	591
Ninewa	445	458	506	536	596	643	695	754	819	889	966	1,049	1,095	1,143	1,195	1,249	1,304
Total North Region	800	824	909	964	1,071	1,157	1,249	1,357	1,473	1,598	1,736	1,887	1,969	2,056	2,150	2,245	2,345
<i>South Region</i>	(69%)	(69%)	(66%)	(66%)	(64%)	(64%)	(64%)	(63%)	(62%)	(61%)	(60%)	(60%)	(60%)	(61%)	(62%)	(63%)	(64%)
Basra	382	393	434	460	511	552	596	647	703	762	828	900	939	981	1,025	1,071	1,119
Muthanna	73	75	83	88	98	106	114	124	135	146	159	173	180	188	197	205	214
Thi Qar	154	158	175	185	206	222	240	260	283	307	333	362	378	395	413	431	450
Missan	116	120	132	140	156	168	182	197	214	232	252	274	286	299	312	326	341
Total South Region	725	746	824	873	970	1,048	1,132	1,229	1,334	1,447	1,572	1,709	1,783	1,862	1,947	2,033	2,124
Total the above regions	4,153	4,278	4,720	5,003	5,560	6,005	6,485	7,042	7,647	8,295	9,012	9,793	10,221	10,670	11,157	11,653	12,173
<i>3 Northern Governorates</i>	(79%)	(79%)	(76%)	(76%)	(74%)	(74%)	(74%)	(73%)	(72%)	(71%)	(70%)	(69%)	(70%)	(71%)	(72%)	(73%)	(74%)
Sulaymaniyah	148	152	168	178	198	214	231	251	272	295	321	348	364	380	397	415	433
Erbil	223	230	254	269	299	323	348	378	411	445	484	526	549	573	599	626	654
Dohuk	117	120	133	141	156	169	182	198	215	233	253	275	287	300	314	328	342
Total 3 Northern Governorates	488	502	554	587	653	705	761	827	898	974	1,058	1,150	1,200	1,253	1,310	1,368	1,429
Grand Total	4,641	4,780	5,274	5,591	6,213	6,710	7,247	7,868	8,545	9,269	10,070	10,943	11,421	11,923	12,467	13,021	13,602
	(75%)	(75%)	(72%)	(72%)	(70%)	(70%)	(70%)	(69%)	(68%)	(67%)	(66%)	(65%)	(66%)	(67%)	(68%)	(69%)	(70%)

Note: % = Load Factor

表 6.5-15 132 kV 変電所地点における電力量需要

Governorate & Region / Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Baghdad Region</i>	(18%)	(18%)	(17%)	(16%)	(16%)	(16%)	(16%)	(15%)	(15%)	(15%)	(15%)	(14%)	(13%)	(13%)	(13%)	(13%)	(12%)
Rasafa & Suburbs																	
Karkh & Suburbs																	
Baghdad Region	14,539	14,928	15,571	16,248	17,425	18,819	20,162	21,428	22,928	24,344	26,048	27,539	29,007	30,747	32,355	34,296	35,938
<i>Middle Region</i>	(18%)	(18%)	(17%)	(16%)	(16%)	(16%)	(16%)	(15%)	(15%)	(15%)	(15%)	(14%)	(13%)	(13%)	(13%)	(13%)	(12%)
Diyala	1,270	1,304	1,360	1,419	1,522	1,643	1,761	1,871	2,002	2,126	2,275	2,405	2,533	2,685	2,825	2,995	3,138
Anbar	1,732	1,779	1,855	1,936	2,076	2,242	2,402	2,553	2,732	2,901	3,104	3,281	3,456	3,664	3,855	4,087	4,282
Najaf	1,309	1,344	1,401	1,462	1,568	1,694	1,815	1,929	2,064	2,191	2,344	2,479	2,611	2,767	2,912	3,087	3,235
Kerbela	863	886	925	965	1,035	1,117	1,197	1,272	1,361	1,445	1,547	1,635	1,722	1,826	1,921	2,036	2,134
Qaddisiya	1,149	1,179	1,230	1,284	1,377	1,487	1,593	1,693	1,811	1,923	2,058	2,176	2,292	2,429	2,556	2,709	2,839
Wasit	1,367	1,403	1,464	1,527	1,638	1,769	1,895	2,014	2,155	2,288	2,449	2,589	2,727	2,890	3,042	3,224	3,378
Babylon	1,158	1,189	1,240	1,294	1,388	1,499	1,606	1,707	1,826	1,939	2,075	2,193	2,310	2,449	2,577	2,732	2,862
Total Middle Region	8,847	9,084	9,475	9,887	10,603	11,452	12,269	13,039	13,952	14,814	15,851	16,758	17,651	18,710	19,689	20,870	21,869
<i>North Region</i>	(28%)	(28%)	(26%)	(25%)	(24%)	(24%)	(24%)	(23%)	(23%)	(22%)	(22%)	(21%)	(20%)	(20%)	(20%)	(20%)	(18%)
Al-Tameem	1,203	1,232	1,275	1,319	1,409	1,522	1,624	1,720	1,840	1,946	2,082	2,189	2,298	2,435	2,553	2,706	2,820
Salah-Al-Din	1,577	1,616	1,672	1,730	1,848	1,996	2,130	2,255	2,413	2,552	2,731	2,870	3,013	3,194	3,348	3,549	3,698
Ninewa	3,484	3,569	3,691	3,820	4,082	4,408	4,703	4,981	5,329	5,636	6,030	6,338	6,654	7,053	7,394	7,837	8,166
Total North Region	6,264	6,417	6,638	6,869	7,339	7,926	8,457	8,956	9,583	10,134	10,843	11,396	11,964	12,682	13,295	14,093	14,683
<i>South Region</i>	(12%)	(12%)	(11%)	(11%)	(10%)	(10%)	(10%)	(10%)	(10%)	(9%)	(9%)	(9%)	(9%)	(9%)	(8%)	(8%)	(8%)
Basra	2,648	2,724	2,863	3,008	3,237	3,496	3,758	4,006	4,287	4,567	4,887	5,192	5,483	5,812	6,135	6,503	6,846
Muthanna	508	522	549	577	621	670	721	768	822	876	937	995	1,051	1,114	1,176	1,247	1,313
Thi Qar	1,066	1,096	1,152	1,211	1,302	1,407	1,512	1,612	1,725	1,838	1,966	2,089	2,206	2,339	2,469	2,617	2,755
Missan	807	830	872	917	986	1,065	1,145	1,221	1,306	1,391	1,489	1,582	1,671	1,771	1,869	1,981	2,086
Total South Region	5,028	5,173	5,436	5,712	6,146	6,637	7,136	7,607	8,140	8,671	9,278	9,858	10,412	11,036	11,649	12,348	12,999
Total the above regions	34,677	35,601	37,120	38,718	41,513	44,834	48,024	51,030	54,602	57,963	62,020	65,550	69,034	73,176	76,988	81,607	85,489
<i>3 Northern Governorates</i>	(28%)	(28%)	(26%)	(25%)	(24%)	(24%)	(24%)	(23%)	(23%)	(22%)	(22%)	(21%)	(20%)	(20%)	(20%)	(20%)	(18%)
Sulaymaniyah	1,479	1,516	1,568	1,622	1,733	1,872	1,997	2,115	2,263	2,393	2,561	2,692	2,826	2,995	3,140	3,328	3,468
Erbil	2,233	2,288	2,366	2,449	2,616	2,826	3,015	3,193	3,416	3,613	3,865	4,063	4,265	4,521	4,739	5,024	5,234
Dohuk	1,169	1,197	1,239	1,282	1,369	1,479	1,578	1,671	1,788	1,891	2,023	2,127	2,232	2,366	2,481	2,630	2,740
Total 3 Northern Governorates	4,881	5,001	5,173	5,353	5,719	6,177	6,590	6,979	7,467	7,897	8,450	8,881	9,323	9,882	10,360	10,982	11,442
Grand Total	39,559	40,602	42,292	44,071	47,232	51,011	54,614	58,009	62,070	65,860	70,470	74,431	78,357	83,058	87,348	92,589	96,931
	(20%)	(20%)	(19%)	(18%)	(18%)	(18%)	(17%)	(17%)	(17%)	(16%)	(16%)	(15%)	(15%)	(15%)	(14%)	(14%)	(13%)

Note: % = Low Voltage Network Loss Ratio

表 6.5-16 132 kV 変電所地点におけるピーク負荷需要

Governorate & Region / Year	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Baghdad Region</i>	(81%)	(81%)	(78%)	(78%)	(76%)	(76%)	(76%)	(75%)	(74%)	(73%)	(72%)	(71%)	(72%)	(73%)	(74%)	(75%)	(76%)
Rasafa & Suburbs																	
Karkh & Suburbs																	
Baghdad Region	2,041	2,096	2,276	2,375	2,621	2,830	3,032	3,270	3,551	3,823	4,153	4,459	4,625	4,828	5,012	5,234	5,405
<i>Middle Region</i>	(78%)	(78%)	(75%)	(75%)	(72%)	(72%)	(72%)	(71%)	(70%)	(69%)	(68%)	(67%)	(68%)	(69%)	(70%)	(71%)	(72%)
Diyala	187	192	208	217	240	259	278	299	325	350	380	408	423	442	459	479	495
Anbar	255	262	284	297	327	353	379	408	444	477	519	557	578	603	626	654	675
Najaf	193	198	215	224	247	267	286	308	335	361	392	421	436	455	473	494	510
Kerbela	127	130	142	148	163	176	189	204	221	238	258	278	288	300	312	326	336
Qaddisiya	169	174	188	197	217	234	251	271	294	316	344	369	383	400	415	433	448
Wasit	201	207	224	234	258	279	299	322	350	377	409	439	456	476	494	516	533
Babylon	170	175	190	198	219	236	253	273	296	319	347	372	386	403	418	437	451
Total Middle Region	1,302	1,337	1,452	1,515	1,671	1,805	1,934	2,086	2,265	2,438	2,649	2,844	2,950	3,079	3,196	3,338	3,447
<i>North Region</i>	(62%)	(62%)	(60%)	(60%)	(58%)	(58%)	(58%)	(57%)	(56%)	(55%)	(55%)	(54%)	(55%)	(55%)	(56%)	(57%)	(58%)
Al-Tameem	221	227	244	253	278	300	320	344	374	401	435	465	480	501	518	542	556
Salah-Al-Din	290	297	320	331	364	394	420	451	490	525	571	609	630	657	680	710	729
Ninewa	641	657	707	732	805	869	927	997	1,082	1,160	1,261	1,346	1,391	1,452	1,501	1,568	1,610
Total North Region	1,153	1,181	1,272	1,316	1,447	1,563	1,668	1,792	1,946	2,086	2,267	2,419	2,501	2,611	2,700	2,820	2,895
<i>South Region</i>	(69%)	(69%)	(66%)	(66%)	(64%)	(64%)	(64%)	(63%)	(62%)	(61%)	(60%)	(60%)	(60%)	(61%)	(62%)	(63%)	(64%)
Basra	440	453	495	520	576	622	669	724	786	849	922	995	1,035	1,080	1,125	1,175	1,219
Muthanna	84	87	95	100	110	119	128	139	151	163	177	191	198	207	216	225	234
Thi Qar	177	182	199	209	232	250	269	291	316	342	371	400	416	435	453	473	490
Missan	134	138	151	159	176	190	204	220	239	259	281	303	315	329	343	358	371
Total South Region	836	860	940	988	1,094	1,182	1,270	1,374	1,492	1,612	1,751	1,889	1,965	2,051	2,136	2,231	2,314
Total the above regions	5,332	5,474	5,940	6,194	6,833	7,380	7,904	8,522	9,255	9,958	10,819	11,612	12,040	12,569	13,043	13,623	14,062
<i>3 Northern Governorates</i>	(79%)	(79%)	(76%)	(76%)	(74%)	(74%)	(74%)	(73%)	(72%)	(71%)	(70%)	(69%)	(70%)	(71%)	(72%)	(73%)	(74%)
Sulaymaniyah	213	218	235	243	267	289	308	331	359	385	419	447	462	482	499	521	535
Erbil	321	329	355	367	403	436	465	500	542	582	632	674	697	728	753	786	807
Dohuk	168	172	186	192	211	228	243	261	284	304	331	353	365	381	394	411	422
Total 3 Northern Governorates	703	720	775	802	882	952	1,016	1,092	1,186	1,271	1,381	1,474	1,524	1,591	1,645	1,718	1,764
Grand Total	6,035	6,194	6,715	6,997	7,715	8,333	8,921	9,614	10,440	11,230	12,200	13,086	13,564	14,160	14,689	15,341	15,826
	(75%)	(75%)	(72%)	(72%)	(70%)	(70%)	(70%)	(69%)	(68%)	(67%)	(66%)	(65%)	(66%)	(67%)	(68%)	(69%)	(70%)

Note: % = Load Factor

6.6 需要予測結果

6.5章の全国レベル需要予測と6.6章の地域別の需要予測の結果として、2004年～2007年、2010年、2015年、2020年の需要予測を下表に示す。また、詳細の計算結果を付属資料B.12に示す。

6.1章（概要）および6.5.7章（地域別需要予測における仮定および手順）で述べた通り、全国的な予測と地域別の予測は、双方の予測値に差異が生じないように実施した。従って、地域別の需要予測値を本調査の需要予測値としている。

表 6.6-1 需要家端の電力量需要

Unit : GWh

Year/ Regions	Baghdad Region	Middle Region	North Region	South Region	3 Northern Governorates	Total
2004	11,429	6,955	4,346	4,360	3,387	3,0478
2005	11,772	7,164	4,477	4,491	3,489	31,392
2006	12,478	7,593	4,745	4,761	3,698	33,276
2007	13,227	8,049	5,030	5,046	3,920	35,272
2010	16,662	10,139	6,337	6,357	4,938	44,433
2015	23,370	14,221	8,887	8,916	6,926	62,320
2020	31,274	19,031	11,893	11,931	9,268	83,398

表 6.6-2 需要家端のピーク負荷需要

Unit : MW

Year/ Regions	Baghdad Region	Middle Region	North Region	South Region	3 Northern Governorates	Total
2004	1,611	1,027	803	727	489	4,658
2005	1,659	1,058	827	749	504	4,798
2006	1,826	1,165	911	825	555	5,281
2007	1,936	1,235	965	874	588	5,598
2010	2,503	1,596	1,248	1,130	760	7,237
2015	3,811	2,431	1,900	1,721	1,158	11,021
2020	4,698	2,996	2,342	2,121	1,427	13,584

表 6.6-3 132 kV 変電所地点の電力量需要

Unit : GWh

Year/ Regions	Baghdad Region	Middle Region	North Region	South Region	3 Northern Governorates	Total
2004	14,500	8,823	6,239	5,020	4,862	39,445
2005	14,888	9,060	6,393	5,164	4,982	40,487
2006	15,509	9,437	6,599	5,423	5,142	42,110

2007	16,167	9,838	6,819	5,695	5,313	43,831
2010	20,265	12,332	8,518	7,160	6,638	54,913
2015	27,619	16,807	11,444	9,877	8,918	74,663
2020	35,965	21,886	14,698	13,006	11,454	97,009

表 6.6-4 132 kV 変電所地点のピーク負荷需要

Unit : MW

Year/ Regions	Baghdad Region	Middle Region	North Region	South Region	3 Northern Governorates	Total
2004	2,043	1,303	1,153	837	703	6,040
2005	2,098	1,338	1,181	861	720	6,199
2006	2,270	1,448	1,266	939	772	6,694
2007	2,366	1,509	1,308	987	797	6,967
2010	3,044	1,941	1,677	1,273	1,022	8,958
2015	4,504	2,873	2,447	1,906	1,491	13,221
2020	5,402	3,445	2,895	2,312	1,764	15,818

表 6.6-5 送電端の電力量需要

Unit : GWh

Year/ Regions	Baghdad Region	Middle Region	North Region	South Region	3 Northern Governorates	Total
2004	17,059	10,380	6,896	5,685	5,374	45,393
2005	17,312	10,535	6,979	5,802	5,438	46,065
2006	17,826	10,848	7,148	6,040	5,570	47,431
2007	18,371	11,179	7,329	6,289	5,711	48,880
2010	22,517	13,702	8,941	7,786	6,967	59,913
2015	30,351	18,469	11,972	10,644	9,330	80,765
2020	39,093	23,789	15,328	13,893	11,944	104,046

表 6.6-6 送電端のピーク負荷需要

Unit : MW

Year/ Regions	Baghdad Region	Middle Region	North Region	South Region	3 Northern Governorates	Total
2004	2,404	1,533	1,274	948	776	6,936
2005	2,440	1,556	1,289	968	786	7,039
2006	2,609	1,664	1,372	1,046	836	7,526
2007	2,689	1,715	1,406	1,089	857	7,756
2010	3,382	2,157	1,761	1,384	1,073	9,757
2015	4,950	3,157	2,560	2,054	1,560	14,280
2020	5,872	3,745	3,018	2,470	1,839	16,945

2004 年～2020 年のイラク全体の需要予測結果を下図に示す。

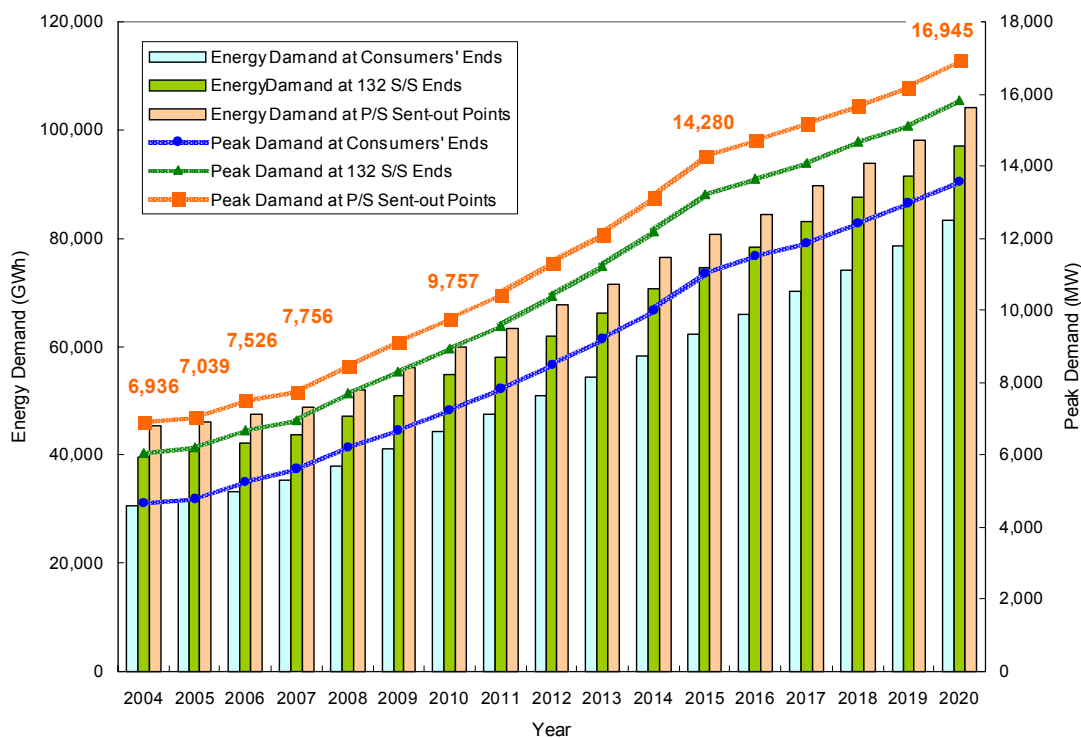
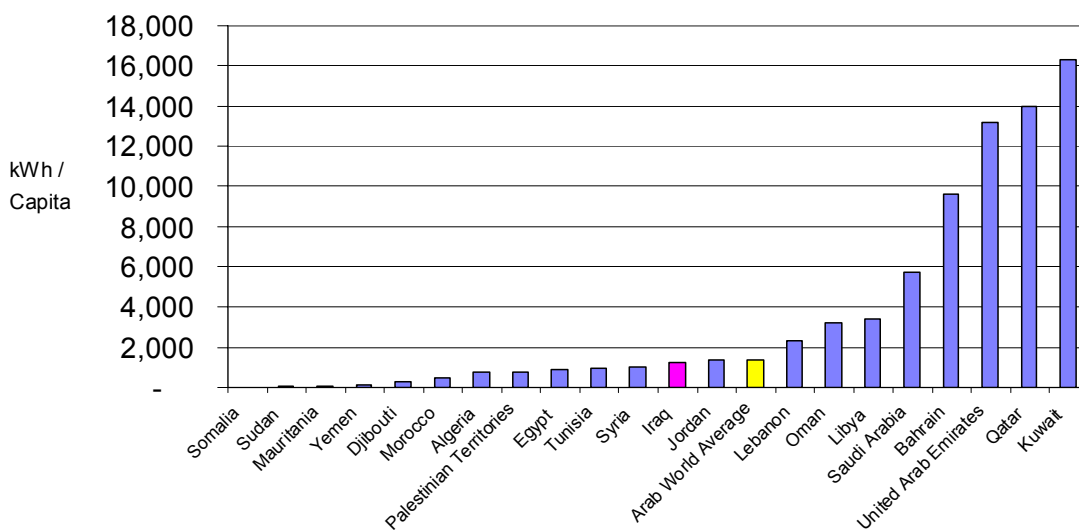


図 6.6-1 2004 年～2020 年の電力量・ピーク負荷需要

また、周辺国の一人当たり発生電力量を下図に示す。



Source: WB Needs Assessment of the Electricity Sector of Iraq, Annex E Customer Services Issues; 2003

図 6.6-2 周辺国の一人当たり発生電力量

2004年以降のイラクの人口が3%の固定割合で継続的に増加すると仮定した場合、2010年、2015年および2020年の一人当りの送電端電力量需要は下表のように計算される。

表 6.6-7 一人当りの送電端電力量需要

Year	Estimated Population ²⁰ (x 1,000)	Energy Demand (GWh)	Energy Demand per Capita (kWh/capita)
2010	31,932	59,913	1,876
2015	37,137	80,765	2,175
2020	43,220	104,046	2,407

発電所における所内用電力およびロス等を6%とすると、イラクの電力量需要は2015年にレバノン、2020年にはオマーンやリビアと同等レベルとなる。

²⁰ 年増加率3%を固定で仮定して推定した。

第7章 電力セクターにおける技術開発

7.1 はじめに

電気エネルギーについては種々な意見があるところであるが、イラクは多様な資源に恵まれている。技術的に健全で、経済的にも成り立つ新しい発電設備を開発し、電力システムを持続可能な方法で運用していくためには、多様な要素を包括的に考慮する必要がある。現在では、特に他国との協力の下で国際的標準に従って電源開発を行う場合には、環境の観点やエネルギーの効率的利用に力点が置かれなければならない。

今日まで、電気エネルギーは主に蒸気プラント、ガスタービン及び水力プラントで生産されてきた。国家の戦略的製品である油とガスの国家方針に基づいて新しい火力発電所の開発は見直さなければならない。他方、コンバインドサイクル発電あるいは太陽エネルギーや風力などの再生可能エネルギーなどの新エネルギーは、持続可能な発展と環境に世界的な関心が高まる中で、有望な電源候補として、水力発電に加えてその導入を考えることが出来る。

以下の節では、新しい発電源の開発に関して考慮すべきいくつかの技術的な問題について記述する。

7.2 火力発電所の特徴

技術者や関連機関の関係者にとってはよく知られていることではあるが、従来型の火力発電所の特徴について、以下に述べる。

最初に、参考として火力発電所の数種類のタイプを表7.2-1に示す。さらに火力発電に関するその他の重要な特徴は以下のとおりである。

7.2.1 ガスタービン燃料

ガスタービンの静翼・動翼・燃焼器などの要素は各種燃料の燃焼ガスを直接受けることになる。これは、蒸気のみを受ければよい蒸気タービンと比較してガスタービンの宿命である。ガスタービンの燃料としては液体とガスの2種類がある。

1) 液体燃料

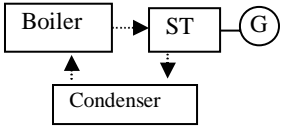
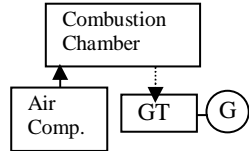
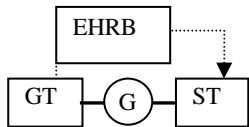
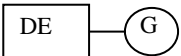
a) 粘度と流動点

燃料の粘度と流動点は、流れやすさと燃料噴射ノズルにおける霧化特性の観点から重要である。燃料の加熱が必要な場合もある。

b) 残留炭素

残留炭素に応じた燃料ノズルを採用することが必要である。煙の発生及び燃焼器内の炭素の付着を防止するためである。

表 7.2-1 火力発電方式の比較

	汽力発電	ガスタービン発電	コンバインドサイクル発電	ディーゼル発電
システム構成				
発電原理	ボイラーで発生した蒸気でタービン駆動	燃焼器で圧縮空気に燃料投入・点火した燃焼ガスでタービンを駆動	ガスタービンと蒸気タービンの組合せ。ガスタービンの排気ガスと排熱回収ボイラーで蒸気を発生する。	ディーゼル機関による発電
最大容量	～1,200MW	～300MW	～1,000MW	～20MW
熱効率(%)	18～35	16～38	45～58	30～42
使用可能燃料	石炭、液体、ガス燃料	原油、重油、LPG、天然ガス	同左	ディーゼルオイル
設備コスト(目安)	～1,000米ドル/kW	700米ドル/kW	～1,000米ドル/kW	～500米ドル/kW
運用方式と系統における役割	大型：ベース負荷 中型：DSS	起動・停止時間が短く、ピーク負荷に適している。	短い起動・停止時間とユニット数が選べるため、変動負荷に柔軟に対応できる。	主に、単独設置や自家発電用に用いる。
最近の動向と特徴	従来型の発電方式。ガス燃料の場合は、コンバインドサイクルが広く採用されている	ガスの高温(1,500℃)化に対応できる材質の顕著な進歩により、熱効率が向上。	新設の発電の場合方式。高い熱効率が魅力。	燃費にメリットあり(重油の価格と高い熱効率)
保守上の問題点	ボイラーの高圧・高温化により保全作業の信頼性が重要である。	点検・保守間隔は頻繁な起動・停止回数により減少。(ベース点検間隔：20,000～24,000時間。)	同左	点検間隔が短い(ベース例：3,000～4,000時間)

c) 泥水分

燃料油中の泥水分は、燃料処理装置およびガスタービンの燃料供給装置を詰まらせる原因となり、燃料装置の寿命とフィルタの保守に大きな影響を与える。泥水分はできるだけ低いレベルに保つ必要がある。

d) 灰分および金属含有量

燃料油中に含まれるスラグ形成物質によりガスタービン高温部の腐食や付着の問題が発生する。残渣油や原油には特にこのような有害な物質が多く含まれているので注意が必要である。

ナトリウム、カリウム、バナジウム等は燃焼過程で他の物質と反応して、腐食性化合物を形成する。アルカリ土類金属は固い付着性化合物を形成する。

ナトリウムやカリウムは通常塩化物の水溶液滴の形で燃料油に混入しており、遠心式あるいは静電式分離装置によって除去が可能である。

バナジウムについては工業的に除去する方法はなく、従って、バナジウムによる高温腐食を抑制するためにはバナジウム含有量に対して、3倍のマグネシウムをマグネシウム化合物の形で燃料油に添加する方法がとられている。

e) 硫黄

硫黄は燃焼により硫化物を形成してガスタービンの腐食等を促進する。排ガスは環境問題を引き起こす。液体中の硫黄分を減らすことは難しいので、腐食および付着の抑制は油中の金属含有量を抑制することにより行われる。

2) ガス燃料

a) 不純物

燃料ガス中に含まれる不純物には、タール、炭素分、コークス、水、砂、粘土、さび、酸化鉄、洗浄油、潤滑油、ナフタリン、ガス水化物等がある。

これらは量的に極めて少量でなければならず、ガスタービンに使用される燃料ガスは乾燥していなければならない。

b) 組成

硫化水素、亜硫酸ガス、無水硫酸 (SO_3) および炭酸ガスは腐食の原因となるため、これらはガスタービン翼の高温腐食あるいは燃料制御装置の低温腐食の原因となる。

従って、これらの物質の濃度は、できるだけ低くしなければならず、適切な手段が取られる必要がある。硫黄とアルカリ金属は液体と同様な腐食をもたらす。

——以上「火力原子力発電必携」(社)火力原子力発電技術協会発行より抜粋——

7.2.2 ガスタービンの周囲温度と性能

ガスタービンの出力と熱効率は入力ガス温度によって決まるが、その温度は主に圧縮空気(酸素)の量と燃料の量に影響される。ガスタービン入口温度が一定に保たれる場合でも、ガスタービンの出力と熱効率は吸込空気温度と大気圧によって大きく変動する。吸込空気温度の変化による性能の代表的な特性を図7.2-1に示す。

ISO 標準によれば、ガスタービンの定格出力は空気圧縮機の入口フランジにおける条件、すなわち空気温度 15°C、空気圧 101.3 kPa、相対湿度 60 %をベースとしている。

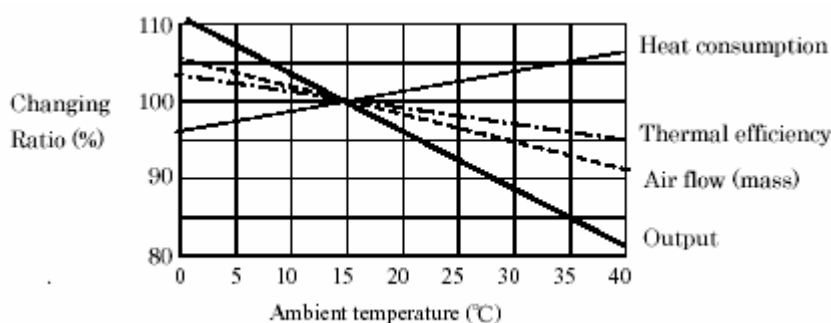


図 7.2-1 吸込空気温度の変化による性能の特性

この図は、周囲温度が 40°C の場合、15°C の定格出力に比べて、ガスタービンの出力は、ほぼ 20 % 減少する。逆に、このことは、吸込空気温度を吸込空気冷却器のような手段で低減することが出来るなら、ガスタービンの出力を増加することができることを意味する。これに関連して、プレクーラー適用の試験的な計算を付属資料 G.1 に示す。

7.2.3 タービン入口ガス温度と熱効率

新しい耐熱材料の開発と冷却と製造技術の進歩のおかげで、ガスタービンの入口ガス温度は目覚しく上昇した。これは、自動的にガスタービン発電の熱効率の向上をもたらした。

入口ガス温度と熱効率の関係は、以下に示すとおりである。

入口ガス温度 (°C)	熱効率 (%) (低位発熱量ベース)	摘要
1,150	34~35	(D)
1,350	35~36	(F)
1,500	38~40	(G)(H)

7.2.4 ガスタービンの運転と保守

1) 等価運転時間

燃焼ガスが流れる部品の寿命は二つの要因に影響される。一つは実際の運転時間に比例するクリーニングによるクリープ損傷であり、もう一つは起動・停止と変動負荷等によって決まる疲労による損傷である。保守間隔を決める一つの方法は、“等価運転時間”方式であり、その数式は、つぎのように表される。

等価運転時間: $H_0 = H + S_0 \times A$ [h]

等価起動回数: $S_0 = N + B \times L_R + C \times T + D \times L_C$ [回]

ただし、H: 実運転時間[h], A: 等価運転時間換算係数[h / 回]

N: 実起動回数[回], B: 負荷遮断回数[回], L_R : 負荷遮断換算係数

C: 非常停止回数[回], T: 非常停止換算係数, D: 負荷急変回数[回],

L_C : 負荷急変換算係数

「火力発電総論」電気学会より引用

等価運転時間の数値は、製造者のデータから入手できる。その例を付属資料 G.2 に示す。

2) 低減要因法

保守間隔を決めるもう一つの方法は、いわゆる「低減要因法」と呼ばれる方法であるが、それは、定格の修理間隔を低減させる3つの要因、すなわち燃料の要因、起動頻度の要因、負荷の要因を考慮するものである。この方法の詳細は、付属資料 G.3 に示す。

7.3 新規発電所選定のために考慮すべき項目

いかなる新しい発電所も国際的に受容される標準に従って設計されることが必須の条件である。新しい発電所の設計と運用において、以下の点を特に考慮すべきである。

- a) いかなる新しいプラントも、それが発電所であれ、変電所であれ、配電所であれ、望ましいのは、できるだけ電力需要の中心の近くに位置することである。これは、電力の送電と配電コストを節減する。しかしながら、この概念は、時として大気汚染、水質汚濁、住民の快適さ、生態系への影響等の環境保護の観点と相反することにもなる。

今日、環境保護の原則は、国際的に最優先されるべき課題となっている。費用最小化プラントの設計といえども、この原則を第一義的に考慮すべきである。環境問題については、第8章で述べる。

- b) 電力需要の中心地の近くに立地する火力発電所の場合、時に、燃料と冷却水を得ることに不便がある。イラクでは、最大の電力需要の中心はバ

グダッド地域である。しかし、この地域は発電所には最も望ましい天然ガスには恵まれていない。主なるガス田は、北と南の地域にある。このような状況下では、需要地に近い発電所には燃料輸送の負担がある。逆に、もし、発電所が燃料が豊富な地域に位置するなら、送電コストの犠牲の上に、燃料輸送コストを節減できる。新しい発電所の場所は、燃料輸送コストと送電コストのトレードオフの関係を考えて選択する必要がある。

- c) 発電所に十分に精製された燃料が供給されない場合、粘度や成分などの燃料の特性が、発電所の保全や寿命に影響を及ぼすので、最も重要な要素である。第3章で述べたように、イラクの原油と重油は、プラント機器の寿命にとって有害な成分をかなりの量含んでいる。新しいプラント機器の導入にあたっては、既存のプラントで得られたデータを利用し、また最新の保全技術を活用して、検査と修理の計画を注意深く作成しなければならない。検査と修理の間隔は運転と保全の状態に影響される。点検と修理の間隔を決める条件は7.2.4章で述べた。同様な技術は、高温にさらされた機器と材料にも適用できる。

この目的で、ボイラー、蒸気タービン、発電機およびプラント補助機器を含めて、適切な運転と保安全管理が導入されなければならない。運転と保安全管理の全体像を、参考までに付属資料 H.1 に示す。発電所における劣化診断と余寿命評価については、日本における設備の状態と寿命を評価する技術の進歩の結果として、付属資料 H.2 にまとめる。

- d) 蒸気タービン発電所は、大量の冷却水を必要とする。取水口と排水口の選択が重要である。取水口は、植物や海生生物によって、目詰まりを起こす。適切な網の設置と取水口での塩素注入などが考えられる。しかしながら、配管、復水器、その他の機器の腐食などのマイナスの影響も考慮する必要がある。

温水の河川や海域への放流は生態系に影響を与える。プラントの設計開始に先立ち、温水の流れのシミュレーションを含む全体の環境影響評価が必須である。

もし、必要な量の水が河川やその他の水源から得られないのであれば、冷却塔を含めた閉鎖循環型のシステムを導入することができる。しかしながら、この場合でも循環水量の5%位の水が補給水として必要となる。

- e) 水質もまた非常に重要な要素である。ボイラー給水は、ボイラーメーカーの推奨値に合致するように厳密に管理されなければならない。循環冷却水の水質も腐食や沈殿物の蓄積の観点から重要である。原水の特성에応じた適切な水処理設備を考慮する必要がある。

ボイラーのブローダウン、溢水や油分を含む水などのプラントからの排水も河川、海域、土壌の汚染の観点から総合的に管理されなければならない。

- f) 高い周囲温度、高い相対湿度、砂嵐などの厳しい気象条件に耐えるため

のプラント機器の仕様については、プラント機器メーカーが遵守すべき一般条件として確立されなければならない。これらの厳しい環境条件は、多くは、水ポンプ、燃料ポンプ、送風機、空調設備、計装機器など、屋外設置のものについて適用される。設計、調達、据付における十分な管理が必要である。

7.4 コンバインドサイクル発電

7.4.1 コンバインドサイクル発電の概要

ガスタービンコンバインドサイクル発電システムは、単純に「コンバインドサイクル発電」と呼ばれるが、ガスタービン発電とボイラーとスチームタービンからなる汽力タービン発電の組合せである。このシステムは、現在、ガス燃料が利用できる国では、汽力発電の主流となっている。

コンバインドサイクル発電の原理を図 7.4-1 に示す。

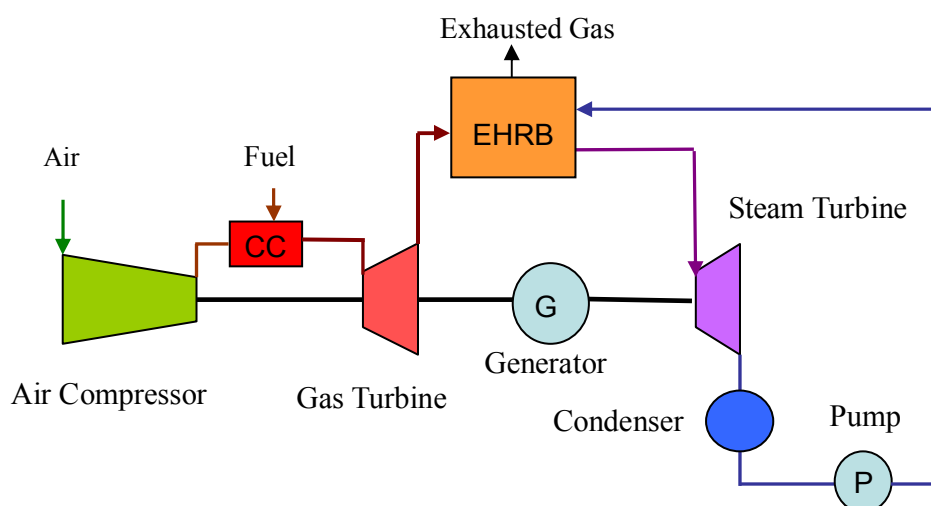


図 7.4-1 コンバインドサイクル発電の原理

7.4.2 コンバインドサイクル発電の特徴

a) 高い熱効率

コンバインドサイクル発電を採用する主要なメリットは、排ガスをボイラーへの入力として使用することによって実現される火力発電所全体としての高い熱効率である。このタイプの火力発電を可能にした他の理由は、ガスタービンの耐熱材料の進歩である。ガスタービンへの入力ガス温度が 1500°C の場合には、発電所全体としての熱効率はLHV（低位発熱量）で計算したときには、60%近くにもなる。

b) 変動負荷や部分負荷に対する高い性能

コンバインドサイクル発電では、蒸気タービン発電が一つの大きなユニットであるのとは逆に、小さな発電ユニットから構成される。変動負荷や部分負荷に対応するため、短い起動・停止時間特性を有する多くの小さな発電ユニットが選択できる。この特性により、発電所全体としての熱効率は、蒸気タービン発電所に比べて大きく改善される。コンバインドサイクル発電と蒸気タービン発電のプラント全体の熱効率を比較したイメージを、図 7.4-2 に示される。

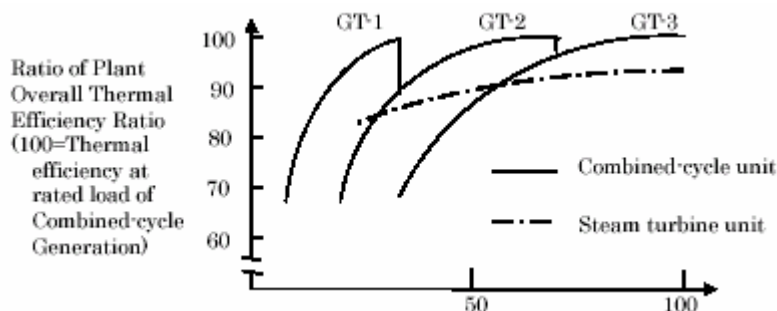


図 7.4-2 コンバインドサイクル発電と蒸気タービン発電の熱効率

c) 環境性能

高い熱効率は、大気へ排出される炭酸ガスの量が少ないことを意味している。同一出力の蒸気タービン発電に比べて、コンバインドサイクル発電は、蒸気タービンの 3 分の 1 の容量しかない。これは、復水器からの冷却水が少ないことを意味する。排ガス中に含まれる窒素酸化物は、低 NO_x 型のバーナーや排煙脱硝設備の設置により低減される。

d) 他の特徴

ガスタービンについて、出力の周囲（吸込み空気）温度依存性や、燃料による影響などの 7.2.2 章に示す特徴は、コンバインドサイクル発電においても適用される。

7.4.3 コンバインドサイクル発電の構成

コンバインドサイクル発電の構成としては、ガスタービンと蒸気タービンの組合せにより分類される一軸型と多軸型がある。コンバインドサイクル発電の構成機器の配列の代表例を表 7.4-1 に示す。

一軸型は、ガスタービン、蒸気タービン及び発電機が同じ軸につながっている。コンバインドサイクル発電所は、一軸型のユニットを複数持っていて、ユニットごとに運転される。

多軸型は、ガスタービン発電機とボイラーの複数のユニットと1ユニットの蒸気タービン発電機を持つ。蒸気タービンの発電機の容量は一軸型に比べて大きいので、熱効率がより高いという長所がある。

また、一軸型、多軸型、7.4.5章で記述するリパワーリングについて、容量に応じた典型的な組合せについても表7.4-1に示す。

表 7.4-1 コンバインドサイクル発電の構成モデル

Model	Type		Site Capacity	No. of GT	Unit Type(Typical)	Operation & Maintenance	Efficiency	
S-1	Single Shaft Type		350MW	1	M701F+ST	1.Line-wise operation for partial load. 2.Shorter starting time. 3.Line-wise maintenance	1.Higher efficiency for partial load.	
S-2				2	MS9001FA+ST			
S-3				3	MS6001FA+ST MS6001B+ST			
M-1-2	Multi-shaft Type		350MW	2	MS9001E+ST MS701DA	1.Any unit of GT/ST is stopped for partial load. 2.Maintenance of EHRB requires some arrangement..	1.High efficiency for full load. 2.Lower efficiency for partial load	
M-1-3				3	MS6001FA+ST			
M-2				500MW	3			MS9001E
M-3				600MW	3			M701DA
M-4				700MW				(Two of M-1)
R-1	Repowering		400MW			(Dura)		
R-2			550MW			(Beji, Nasriya, Hartha)		
R-3			700MW			(Mussaib)		

7.4.4 コンバインドサイクル発電の段階的導入

コンバインドサイクル発電の他のメリットは、設備の段階的な設置の可能性があることである。例えば、納期の短い開放サイクルガスタービン発電機を最初に設置し、緊急負荷に対応した運転を開始する。EHRB（排熱回収ボイラー）と蒸気タービンは、後から設置することが可能である。この方策は、多軸型の場合には容易であり、一軸型の場合でも、EHRBの空間をレイアウト上で確保しておけば不可能ではない。

このことは、既設のガスタービン発電所は、EHRBと蒸気タービンを追加することによって、コンバインドサイクル発電所として改造できる可能性があることを意味する。

7.4.5 リパワーリング・システム

このシステムは、既設の蒸気タービン発電所にガスタービン発電機を追加することによって、強化を図るためのものである。ガスタービンからの排ガスは、ボイラーへ入力される。これにより、蒸気タービン発電の燃料を節約し、全体の熱効率を向上させることが出来る。

このシステムは、単純な改造作業と短納期というメリットを有する。日本での実績では、改造作業期間6ヶ月、発電所の容量は36%増加、熱効率が7%向上したとの報告がある。

7.5 再生可能エネルギー

持続可能なエネルギー開発と環境側面の観点から、近年、太陽光エネルギー、風力エネルギー、中小規模の水力、バイオマス・エネルギー等の再生可能エネルギーが多く先進国や開発途上国で導入されつつある。

再生可能エネルギーの経済性は、火力、ガスタービン、大規模水力等の従来型のエネルギーに対しては未だ競争力を有していない。しかしながら、技術が開発され、ビジネス・マーケットが成長するに従って、再生可能エネルギーの競争力は急激に上昇している。再生可能エネルギーは、中期的な電源開発にとって、最も重要な選択肢となり得ると考えられる。

再生可能エネルギーは、特に、電力系統から隔離されているオフ・グリッドあるいは小規模グリッド地域に適している。但し、その適用は、各プロジェクト・サイトの状況による。

イラクの気候を鑑みると、イラクは莫大な再生可能エネルギーを有していると考えられる。2002年のCoEの10年計画でも、幾つかの太陽光と風力エネルギー開発プロジェクトが計画されている。しかしながら、それらプロジェクトの現在の状況は不明である。

(1) 太陽光エネルギー

イラクの気候を考えると、最も期待できる再生可能エネルギーは太陽光エネルギーである。下表にイラク各地の太陽光放射照度を示す。

表 7.5-1 イラク各地の太陽光放射照度 (RETScreen-type Method)

Area	Unit : kWh/m ² /day												Average
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
North (Mosul)	2.77	2.83	3.52	4.55	5.93	8.00	8.43	8.11	7.04	4.97	3.40	2.63	5.18
Middle (Baghdad)	3.89	4.42	4.57	5.14	6.62	8.60	8.61	8.29	7.21	5.60	4.07	3.73	5.90
West (Rutba)	4.04	4.56	4.85	5.49	6.86	8.66	8.79	8.36	7.08	5.70	4.41	3.95	6.06
South (Basrah)	4.18	4.98	4.79	5.38	6.86	8.69	8.78	8.47	7.50	6.27	4.58	4.06	6.21

Data source: NASA Surface meteorology and Solar Energy

Note: North = Latitude 36°, Longitude 43°, Middle = Lat 33°, Lon 44°, West = Lat 33°, Lon 40°, South = Lat 30°, Lon 47°.

The data is a 10 year average.

上表に示されている5~6 kWh/m²の太陽光放射照度は、世界でもトップクラスにランクされる非常に有望なデータとなっている。

ニーズ・アセスメント・レポート（世銀）によれば、太陽光エネルギーは、以下の用途に期待できると報告されている。

- 一般家庭での温水製造
- 太陽熱暖房
- 太陽熱発電
- 太陽光発電



PV Water Pumping System

http://www.worldbank.org/html/fpd/energy/subenergy/solar/water_pumping.htm

太陽光エネルギーの有効性や持続性を確認するためには詳細な検討が必要であるが、イラクの豊富な太陽光エネルギーポテンシャルを開発するに当たっての深刻な障害は無いと思われる。

(2) 風力エネルギー

イラクの風力エネルギーに関するデータは殆ど無い。しかしながら、地域によっては幾らかの風力エネルギーがあると期待できる。

地表から 50 m 地点の風速を下表に示す。

表 7.5-2 イラク各地の風速（地表 50 m 地点）

Area	Unit : m/s												Average
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
North (Mosul)	4.69	5.25	6.09	6.42	6.00	6.73	8.00	7.77	6.01	5.01	4.18	4.43	5.88
Middle (Baghdad)	4.65	5.05	5.32	5.39	5.73	6.19	6.04	5.89	5.51	5.23	4.76	4.70	5.37
West (Rutba)	4.40	4.84	4.82	4.82	5.05	5.76	5.96	5.74	4.87	4.55	4.34	4.36	4.96
South (Basrah)	4.42	4.63	4.74	4.69	5.57	6.10	5.58	5.43	5.09	4.63	4.62	4.55	5.00

Data source: NASA Surface meteorology and Solar Energy

Note: North = Latitude 36° , Longitude 43° , Middle = Lat 33° , Lon 44° , West = Lat 33° , Lon 40° , South = Lat 30° , Lon 47° .

The data is a 10 year average.

経済性の観点から、風力発電には一般的に平均 5 m/s 以上の風速が必要と言われている。上表のデータによれば、全ての地域で大きな風力ポテンシャルがあることが示されている。

(3) 水素エネルギー（水素電池）

上記エネルギーに加えて、水素エネルギー（水素電池）も、中長期的な電力セクターの開発における重要なエネルギー資源の一つになると考えられる。

水素エネルギーは、工業セクター、電力セクター、民生セクター、交通セクター等の多くのセクターで利用可能である。電力セクターでの水素エネルギーの利用において、水素電池は将来的にも有望な技術である。水素電池の概念は、水の電気分解と逆の概念、つまり、水素電池は水素と酸素から電気（および水）を製造する。

下図に、再生可能エネルギーによる地方部（系統に接続されていない地域）での電化イメージを示す。

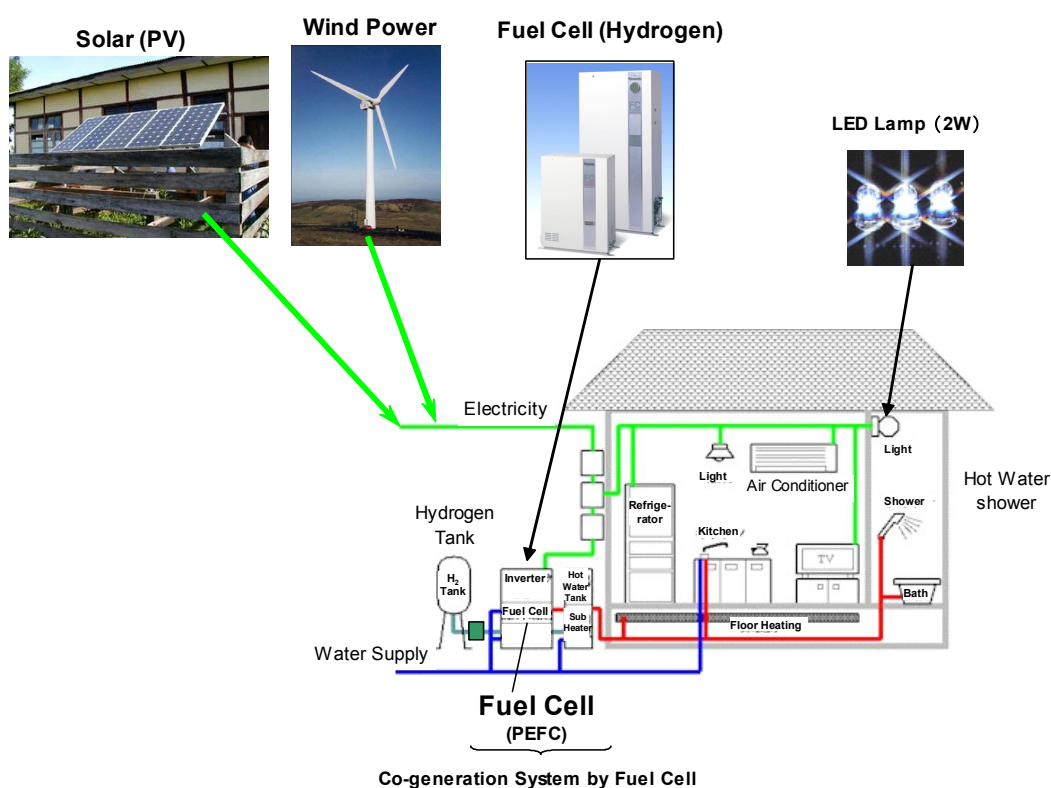


図 7.5-1 再生可能エネルギーによる地方部での電化イメージ

従来型エネルギーのコスト削減は、ほぼ限界レベルまで到達しつつあるのに対し、これら再生可能エネルギーのコストは、近い将来にはかなり下がると考えられる。コストと便益のバランスを念頭に、イラクの将来における適切なエネルギーを使用しながら、バランスの取れた持続可能な開発を模索する必要がある。

第8章 環境側面

8.1 現状

ニーズ・アセスメント・レポートはイラクにおける現在の発電システムの問題点について概説している。それには、イラクでは環境保護計画が不十分であり、環境へ多大な影響を及ぼしていると述べられている。一般に、発電所の排ガスと廃水が管理されない場合、周辺地域の生態系へ深刻な影響を与える。バグダット大学化学工学部の Dr. Rasool が行った現地調査によると、現在発電所で使用されている燃料の含有物は下表 8.1-1 の通りである。

表 8.1-1 Baghdad South PS における燃料の化学分析

Element	% Weight basis	% Molar basis
C	86	39.2
H	11	60.2
S	3	0.5
N	0.1	0.04
O	0.1	0.03

Source: Field study conducted by Dr. Rasool of the Chemical Engineering Department of the University of Baghdad referred to in the Needs Assessment report.

この表によると、炭素の含有量が水素の含有量に比べて異常に多い。このことから、発電所では硫黄を多く含んだ重油を使用していると考えられる。

煙突からの排出ガスに関して、Dr. Rasool が行った分析を表 8.1-2 に示す。

表 8.1-2 Baghdad South PS の排出ガスの成分

Gases	% Molar basis						Average
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6	
CO ₂	10	10	10	9.5	-	11.5	10
CO	9	5	8	8.5	-	8	7.7
SO ₂	0.5	0.7	1	0.4	-	0.6	0.64
O ₂	1	1.5	2	1.5	-	1	1.4
N ₂ + other Gases	80.5	82.5	79	80.1	-	78.9	80.2

Note: 分析実施時、Unit 5 は稼動していない。

Source: Field study conducted by Dr. Rasool of the Chemical Engineering Department of the University of Baghdad referred to in the Needs Assessment report.

石油火力発電所による大気汚染に関するデータを表 8.1-3 に示す。これらは世銀のコンサルタントによって、CoE engineers から得られたデータを用いてニーズ・アセスメントのために推定されたものである。

表 8.1-3 主要発電所の大気汚染源

Power Station	Rated power MW	Flue Gas Quantities (1000 m ³ /hr)			
		Total	CO ₂	CO	SO ₂
Baiji	530	3,900	390	300	23
Doura	300	1,870	187	144	11
Baghdad South	200	1,339	134	103	8
Musaib	650	2,676	268	206	16
Nassirya	500	2,600	260	200	16
Hartha	320	2,520	252	194	15
Najibia	200	2,202	220	170	13

Source: Field study conducted by Dr. Rasool of the Chemical Engineering Department of the University of Baghdad referred to in the Needs Assessment report.

近い将来、無公害の発電燃料の供給をするために多大な努力と資金が必要とされることは上表より明らかである。

蒸気火力発電所では大量の脱塩水を必要とし、この脱塩水は逆浸透やイオン交換等を含む一連の処理過程を経て製造される。これらの過程では表 8.1-4 に示されるように、近隣の河川に汚染水が放流される。

表 8.1-4 主要発電所からの廃水

Power Station	Industrial Waste Water m ³ /hr
Baiji	350
Doura	300
Baghdad South	200
Musaib	500
Nassirya	400
Hartha	350
Najibia	250

各発電所からの水質汚染要素を特定および定量化するためには、さらに詳細な検討が必要である。

多くの蒸気火力発電所は河岸に位置しており、“open”あるいは“once through cycle”と呼ばれるタービン・コンデンサを冷却するために取水している。

河川からの取水量は1MWあたり約40 l/secである。1,000MWの発電所に対しては40m³/secの取水が必要であり、これらの河川の夏期総流量の10%に相当する。

取り込まれた水は、10 ほどの温度上昇をもって川に戻される。この温度上昇は、水性生物や河川の生態系、例えば魚類や植物に有害な影響を与える。

冷却用として河川から取水される平均水量を表 8.1-5 に示す。

表 8.1-5 主要発電所の冷却水取水量

Power Station	Water Flow Rate m ³ /hr	River
Baiji	185,760	Tigris
Doura	117,280	Tigris
Baghdad South	117,280	Tigris
Musaib	212,320	Euphrates
Nassirya	160,000	Euphrates
Hartha	101,400	Shat Al Arab
Najibia	50,760	Garma

上記の発電所のほとんどは、夏期に河川水位の低下や流量の低下といった問題が深刻であり、特に Nassirya、Doura および Baghdad 南部でその傾向が強い。この問題を克服するために、新規発電所においては、閉冷却システムまたは冷却タワーの適用が強く奨励される。複合サイクルプラントは全体的に熱効率が良く、必要水量の減少にも貢献するとみられる。

短期的に小規模ディーゼル発電機が用いられる際には、ディーゼル燃料と潤滑油の保管および取り扱いの安全性を確保するために、環境マネジメントプログラムを導入すべきである。またこれには、残存PCBの管理と廃棄と同様、貯蔵タンクからの廃棄潤滑油とスラッジの適切な保管および処理のための手続きも含まれる。

以下の問題は、その他の汚染として指摘されているものである。

- ・ 破損したパイプラインからのオイル漏れによる汚染
- ・ 使用済み潤滑油および変圧器油による汚染（リサイクル施設が現在無いことから）
- ・ 電力セクターに関係する機械・装置の稼動による騒音公害
- ・ 高層の煙突および送電線タワーによる視覚公害

8.2 環境に関する法令および条例

以下に示すのは、電力セクターに適用される環境に関する法令である。

表 8.2-1 環境関連法令

Title	Type	No.	Year
Conservation of Hydrocarbon Wealth	Law	84	1985
Environment Protection	Law	76	1986
River Maintenance	Instructions	25	1967
Environmental Improvement and Protection	Law	3	1997

ニーズ・アセスメント・レポートによると、新規プラントもしくは老朽化したプラントのリハビリテーションに対する現在の計画プロセスでは、大気や水の許容汚染レベルに関するガイドラインが考慮されているという痕跡は全く見られないとのことである。環境に関するこれらの規則を順守できないのは、資金不足や制裁措置から特定の薬品が入手できないことによるものである。

全ての火力およびディーゼル発電所に関する環境監査は、汚染管理システムや燃料・オイル貯蔵タンクの現況も含めて、できるだけ早く実施すべきである。

環境モニタリングは実施されておらず、また、環境に関する現存の法令が強制されているという事実もないということは前述の通りである。従来の火力発電からガス・ベースの複合サイクル発電への移行は、電力セクターからの環境インパクトを緩和する重要な要素である。また、水力発電のような再生可能エネルギー利用の可能性は無視できない。

エネルギー保存プログラムは、もっと検討・奨励されるべきである。需要側のマネジメントプログラムの実施に即して、全ての消費者が省エネルギー機器を使用することが望ましい。太陽光による温水暖房なども、エネルギー利用減少に貢献することができる効果的なプログラムである。

全ての新しい発電プロジェクトは、プロジェクトデザインと準備作業の一部として環境影響評価(EIA)スタディに順ずるべきである。適切なプライシング・ポリシーの導入は、稼働効率向上およびエネルギー保存に対するインセンティブを与えることに寄与すると思われる。電力システム拡張プログラムにおいて、環境的・社会的インパクトの緩和計画を進めるために、環境コストは適切かつ完全に配分されなければならない。

8.3 Clean Development Mechanism (CDM)

地球温暖化ガスの排出量削減を目的とする京都議定書に対し、イラクは未だ署名していない。しかしながら、環境に対する世界的な関心の高まりの中で、イラクも環境保護に対して努力をする必要がある。以下に、クリーン開発メカニズム(CDM)について簡単に述べる。

クリーン開発メカニズム（CDM）は、1992年の1992年の気候変動に関する国際連合枠組条約締結国会議（UNFCCC）での京都議定書（COP3、1997年）の下に制定された。CDMの目的は、付属書I国（先進国と経済移行国）の温暖化ガス排出削減目標を達成させること、および、非付属書I国（発展途上国）の持続可能な発展を実現することである。2001年、京都議定書を実行に移すためのルールを定義するCOP7会議でマラケシュ合意が採択された。CDMの手続きは、基本的にマラケシュ合意に基づき管理される。

CDMは、付属書I国が温暖化ガス排出を削減するプロジェクトを非付属書I国で実施し、認証排出削減量（CER）を獲得することを奨励している。CDMプロジェクトから得られるCERは、付属書I国が京都議定書の基で約束した国としての排出削減量を相殺することに使用できる。

CDMは、付属書I国が温暖化ガス（GHG）排出削減目標達成のためのコストを最小化することが可能である。また一方で、民間企業や投資家がマーケットにおいてCERを売ることにより利益を得ることも可能となる。

現在のところは、CDMがどの様に展開するかは不透明な部分もあり、明確なルールが確立されるにはもう少し時間がかかると思われる。しかしながら、どの国も気候変動に対する責務を有していることは明らかである。ヨーロッパの京都議定書締結国は、二酸化炭素削減の取引を既に開始している。

CDMプロジェクトの開発は、日本を含む付属書I国にとって事前投資と捉えられるべきであり、まだ確立されていないCER認証に対する準備をするためにも、非付属書I国でのプロジェクトを特定するためのスタディが促進される必要がある。

第9章 短期的な開発プロジェクトに対する提言

9.1 短期計画における緊急事項

最も緊急に必要とされることは既存発電施設や送配電網のリハビリや修理工事を続けることである。さらに第5.1.2章で述べた既の実施が決定しているプロジェクトの早期完成が求められている。もしこれらのプロジェクトのリハビリや工事が完了したとしても、その可能出力は下記の通りである。

既存施設	: 5,926 MW
実施決定済み施設	: 1,760 MW
合計	: 7,686 MW

しかしながら、上記発電容量は2005年夏に予想される需要7,039 MWに対し、余裕はない。直ちに新たな施設を追加する必要があり、そのための準備作業と関連作業（燃料調達計画等）を早期に開始すべきである。

一方で、既存のプラントのリハビリや更新を外国援助で実施することが協議中であるが、早期実施と完成が期待されている。ただしこれらの施設が完成しても約300 MWの出力増加にとどまる。

9.2 発電施設の実態調査と余寿命評価

発電施設は電力供給の信頼性と安定性のため、適切に維持管理されねばならない。この維持管理技術については付属資料 F.1（火力発電所の維持管理サイクル）に示す。

維持管理を開始する前に、施設の現況を把握することが重要である。この技術は施設診断評価として知られ、先進技術として広く採用されるようになってきた。この技術は計測や試験のようなハード面と蓄積された情報とデータのソフト面を合成して得られるものである。

この診断と試験技術および余寿命評価技術については付属資料 F.2（発電所劣化診断と余寿命診断）で述べる。

まず20年以上運転されているプラントについて、この診断技術を適用して実態調査することを推奨する。尚、調査にはこの分野の専門家が立ち会うべきである。余寿命評価には過去の運転維持管理の記録が重要である。

9.3 既存火力に対する新規計画

ガスタービンの排ガスを蒸気タービンのボイラーに利用することはいくつかの利点がある。それらは発電能力の増強、熱効率の上昇、環境負荷の減少で

ある。第7.4章で述べたが、排ガスの利用には2種類ある。

- EHRB（排ガス熱回収ボイラー）と蒸気タービンを設置すること、即ちコンバインサイクル方式
- ガスタービンを設置し、HRSG（熱回収蒸気発電）を利用すること、即ちリパワーリング方式

MoEが既存施設に上記いずれかの技術の適用可能性を探ることを推奨する。

9.4 キャパシティビルディング（CP）

電力分野におけるCPが強く求められている。本調査の目的のひとつも電力分野における人材開発に置かれていた。調査期間中、調査団はリハビリ工事や新規技術の導入につき何回かMoE技師やスタッフと意見交換する機会があった。

世銀は電力省のトレーニングセンターのリハビリと改善やスタッフの訓練を計画している。JICAはヨルダン電力会社と共同で電力省スタッフに対し、系統運用と解析、SCADAと通信に関する訓練計画を実施している。

JICAは本調査実施中の2004年6月に下記の電気計測器を電力省に提供した。

- 高電圧計、HCL-1000D, 15台
- 計測棒、TEL-POLE, 15台
- パワーアナライザーとレコーダー、MPR-600S, 15台

これらは配電網の電圧とパワーファクターを計測するためのものである。使用方法とデータ処理に関する訓練は以前北部で同様の訓練実績のあるUNDP専門家によって実施される予定である。