

第 10 章 中長期開発計画 (2008 年～2020 年)

10.1 中長期開発計画に対する基本的要件

増加する電力需要に対し電力システムを整備することは極めて重要なことである。通常、新規電源がサービス可能になるまでには多大な投資と長期の時間が必要となる。第 6 章でも述べたが、電力施設は発電、送電、変電、配電、給電、制御にバランスのとれた整備が必要である。換言すれば生産された電力が消費者に過不足なく、安定的にかつ遅延なく配送されることが重要である。

新規火力発電を導入する場合には、他の機関と密接な協議と調整を行い、燃料供給システムを含む関連インフラが整備されている必要がある。また施設の規模が大きく、環境への影響が無視できないことも想定され、さらに国際協調を得て施設の開発を行う場合、環境への配慮は極めて重要になる。

現在の深刻な供給力不足のもとで既存施設の緊急復旧事業は優先的にかつ継続的に実施する必要がある。さらに新規施設は電力開発基本計画に基づき妥当性をもってかつ段階的に開発してゆく必要がある。

この章では目標年次を 2020 年に置いた需要予測に基づき、系統に投入すべき新規電源につき概略のシミュレーションを試みた。この検討におけるソフトウェアは EGEAS (Electric Generation Expansion Analysis System) を使用した。しかしながらこのシミュレーションの結果はより信頼のおける十分なデータに基づき、また MOE や国家のエネルギー政策にそって見直すべきである。このシミュレーションの基本条件と方法につき以下に述べる。

10.2 電源開発計画

10.2.1 一般事項

シミュレーションにおける発電施設を 3 つのグループに分けた。第 1 のグループは現在リハビリが行われている既存の施設、第 2 は MoE が 2005 年まで投入することをコミットし、1 部工事が進行している電源、また第 3 は新規投入電源である。

もし現在のリハビリ工事が期待通り完了すれば、2004 年の発電能力は 5,926 MW になると予想される。付属資料 C.1 に既存施設の発電能力を、また付属資料 C.2 に 2005 年にコミットされる発電能力を示す。

リハビリ工事の遅れまた新規電源投入が 2006 年以降になり、供給力に余裕はないので、当面 2007 年までは既存施設のリタイアはないものとした。

2005 年の電力量は 49,000 GWh と予測され、第 6 章で述べたように年率 6～8% で伸びるものと想定した。

10.2.2 3つの開発シナリオの代替案

付属資料 C.3 に示すように開発シナリオについては3つの代案を考えた。

(1) ケース1：従来型火力

ここでは新規電源として3つの蒸気火力、6つのガスタービンを想定した。

(2) ケース2：既存火力のリノベーションと水力

3つの蒸気火力、5つのガスタービン、2つの水力を想定した。ケース1で想定した400 MW ハルサガスタービンは600MW バクマ水力とアルモクホール水力に代えた。

(3) ケース3：既存火力のリノベーション、高熱効率火力、水力、再生可能エネルギー

ケース2で想定した5つのガスタービンに代えて、高熱効率コンバインドサイクルを想定。これにより熱効率は最低30%上がる。イラクは太陽エネルギーと風力エネルギー資源にも恵まれている。これらの投入を推奨するが、本シミュレーションからは除外した。

10.2.3 費用積算

電源開発計画では初期投資費用、固定／変動維持管理費用、燃料費、非供給補償コスト (Unserved Energy Cost) を考慮する。費用算定には過去のデータ、国内費用やインフレを考慮して行った。しかしながら、イラクの国内費用を求めることは極めて難しく、従って隣接国や国際レベルの費用を参考にして算定した。

10.2.4 基本条件と経済分析

本検討の目的は新規プラントの規模と投入時期について検討し、系統全体として最小費用の組み合わせ案を選定することにある。

代替案シナリオはすべて同じ便益を生むとの前提にたつので、最小費用案が最大の便益を生むことになる。

すべての費用は発電に関連したものであるが、税金、関税、社会費用等は無視した。最適投入計画には EGEAS を使用した。

下表に EGEAS への基本入力データを示す。

表 10.2-1 投入計画プログラム EGEAS の基本入力データ

(1) ユニットによるヒートレート					
Unit Type	Steam	Diesel	Gas (S/C)	Gas (C/C)	Hydropower
Unit of Mass	TON	TON	MCF	MCF	-----
Heat Content (Mbtu/Mass Unit)	40.87	42.86	0.98	0.69	-----
Heat Rate (Btu/kWh)	10,300	10,800	13,127	9,200	-----
(2) 燃料と費用					
Fuel Name	Fuel Oil	Diesel	Crude Oil	Gas	Hydropower
Unit of Mass	TON	TON	TON	MCF	-----
Direct Fuel Cost (US\$/Mass Unit)	140.89	175.61	108.70	2.70	-----
Direct Fuel Cost (US\$/Mbtu)	3.447	4.097	2.536	2.750	-----
Fuel Cost Annual Escalating Rate%	1.0	1.0	1.0	0.7	-----
(3) 基準年					
2004 (現在価値算定基準年)					
(4) 割引率					
10%					
(5) 年間稼働時間					
8,766 (うるう年を含めた平均値)					
(6) 運開年					
カレンダー年初期に運開するものと想定					
(7) プラントの運用期間					
Unit Type	Steam	Diesel	Gas (S/C)	Gas (C/C)	Hydropower
Operating Life (Year)	30	20	20	25	50
(8) 簿価期間					
この期間に新規投入電源の初期投資費用を年間固定費に換算した					
(9) 定格出力 (MW)					
新規電源の投資費用は定格出力に対して算定した					
(10) 故障率					
Unit Type	Steam	Diesel	Gas (S/C)	Gas (C/C)	Hydropower
Outage Rate (%)	0.124	0.140	0.082	0.010	0.008
(11) 年間発生電力量					
水力の場合は実際に可能な発電量を考慮した					
(12) キャパシティファクター					
各プラントの運転特性によって決めた					
(13) 設備費用					
Unit Type	Steam	Diesel	Gas (S/C)	Gas (C/C)	Hydropower
Capital Installation Cost (US\$/kW)	1,100	600	700	1,100	1,500
(14) 年均等化費用					
Unit Type	Steam	Diesel	Gas (S/C)	Gas (C/C)	Hydropower
年均等化費用 %	10.6	11.8	11.8	11.0	10.1
(15) 維持管理費					
Unit Type	Steam	Diesel	Gas (S/C)	Gas (C/C)	Hydropower
固定維持管理費 (US\$/kW/Y)	2.5	3.0	2.0	2.0	1.0
変動維持管理費 (US\$/MWh)	0.8	2.8	2.5	2.0	-----
上昇年率 %	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
(16) 非供給補償費用					
故障の際に生ずるエネルギー損失補償費をMWhあたり200ドルとして、年率0.5%の上昇を想定した					
(17) 運開開始年					
2005					
(18) 評価最終年					
2020					
(19) 系統信頼度					
First Year Applied	2005				
Minimum Reserve Margin %	0.0				
Maximum Reserve Margin %	20.0				
Maximum Expected Loss of Load (Hours/Year)	100.0				
Maximum Expected Unmet Energy %	3.0				
(20) 年間点検停止期間					
Unit Type	Steam	Diesel	Gas (S/C)	Gas (C/C)	Hydropower
Annual Expected Maintenance Weeks per Year	6	7	4	4	1
(21) 負荷特性と需要予測					
需要予測は下記の図 10.2-1 及び図 10.2-2 に示す通りである					

また、需要予測の入力データは下図に示す通りである。

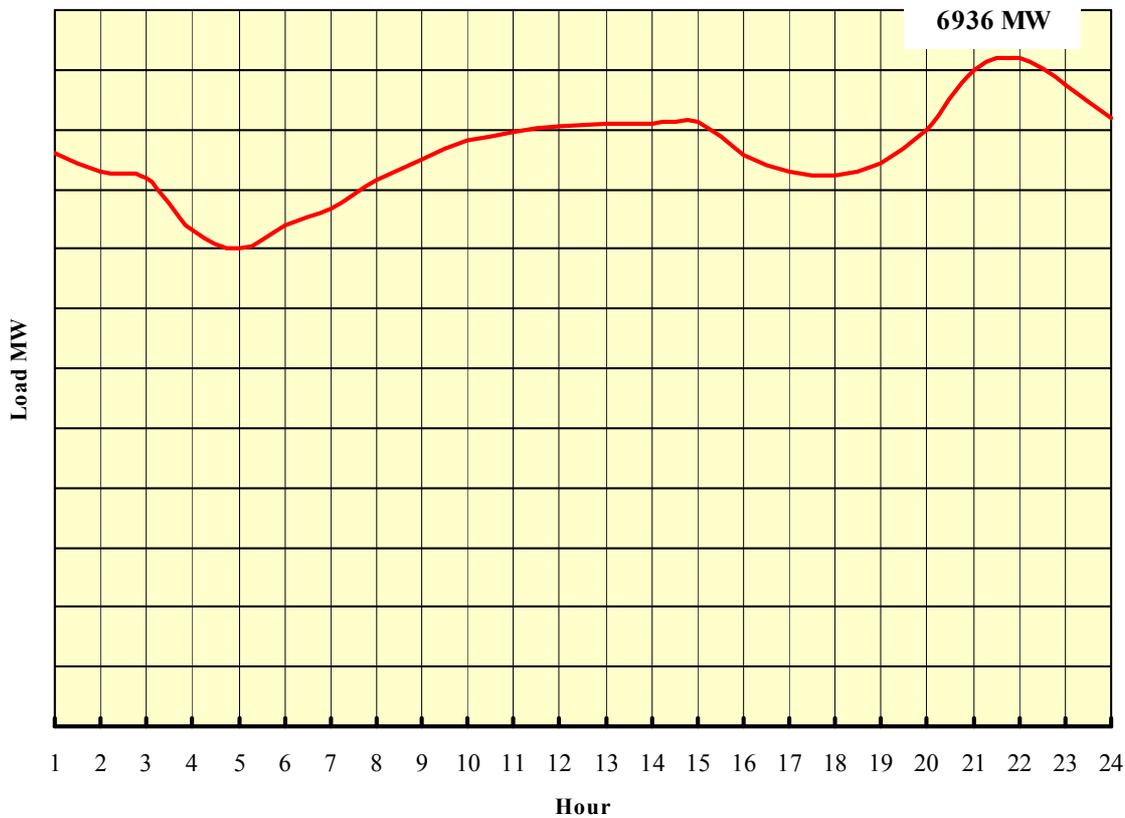


図 10.2-1 システムの日負荷特性

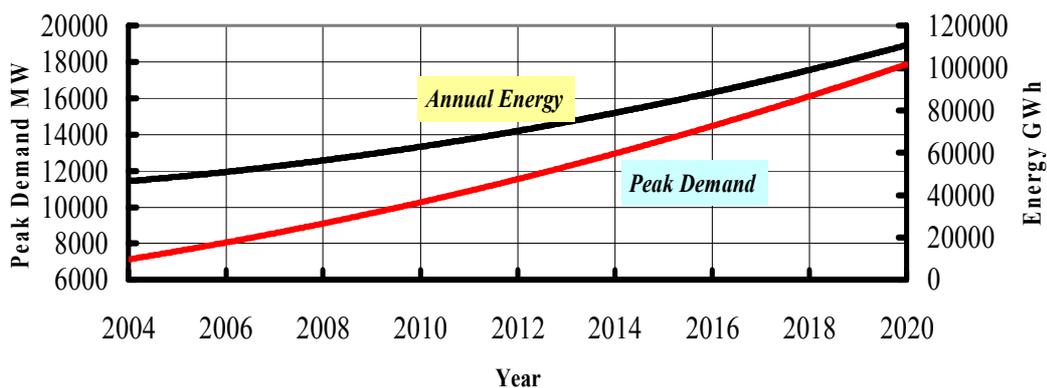


図 10.2-2 需要予測

10.2.5 推奨される電源拡張計画

付属資料 C.4 に 3 つのケースの検討結果を示す。

付属資料 C.5 から C.9 に燃料消費量を示す。C.10 に燃料費を示す。C.11 から C.14 に各燃料の消費量比較を載せた。下記に各ケースの各年毎の燃料費を示す。

表 10.2-2 各ケースの年毎の燃料費

Unit: Million US\$

Year	Case		
	Option Case 1	Option Case 2	Option Case 3
2006	1,473	1,473	1,473
2007	1,538	1,538	1,538
2008	1,751	1,760	1,645
2009	1,950	1,954	1,731
2010	2,110	2,114	1,839
2011	2,176	2,240	1,902
2012	2,352	2,256	1,936
2013	2,538	2,468	2,048
2014	2,771	2,684	2,097
2015	2,965	2,883	2,257
2016	3,142	3,014	2,359
2017	3,379	3,341	2,543
2018	3,585	3,469	2,672
2019	3,849	3,724	2,736
2020	4,079	3,974	2,906
Total	39,658	38,891	31,682

燃料費に関してみれば、ケース 3 の燃料費が他の 2 ケースに比べ 79 %、81 % となる。

10.2.6 二酸化炭素の排出

燃料別の発電電力量と各ケース別の二酸化炭素の年間排出量を付属資料 C.15 と C.16 に示す。付属資料 C.15 から、コンバインドサイクル発電により二酸化炭素排出量を大きく削減する事が出来る事がわかる。ケース 3 のコンバインドサイクル発電による二酸化炭素排出量は約 5 億 7,000 万トン、一方で、ケース 1 およびケース 2 の二酸化炭素排出量はそれぞれ 5 億 9,8000 万トンと 5 億 8,200 万トンとなっている。図 10.2-3 に、電源開発計画期間における各ケースの燃料別の二酸化炭素排出量を示すが、ケース 3 の二酸化炭素排出量は、ケース 1 およびケース 2 に比べて、それぞれ 5 % および 2 % の二酸化炭素排出量を削減する事が出来る。

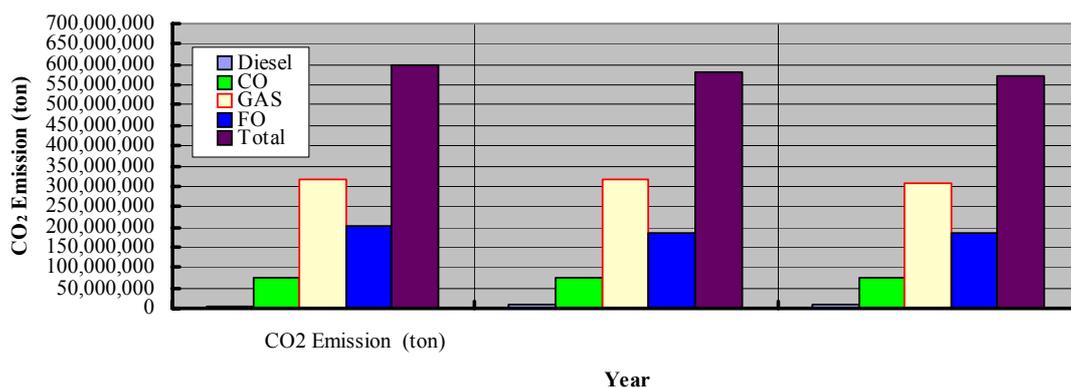


図 10.2-3 燃料別の二酸化炭素排出量 (2006 年～2010 年)

10.3 電力系統解析

電力供給は現在負荷制限にもとに行われているが、電力供給容量が十分でなく周波数低下と系統運用電圧の低下の状況が続いている。

このような周波数低下は火力発電所のタービンの振動を増大させる原因となり、また更に低くなると低圧タービン翼の共振現象をひきおこすことになる。定常運転ではタービンは定格周波数の $\pm 0.5\text{Hz}$ 以内で運転するように推奨されている。限界低下周波数は機器の仕様にもよるが一般に $1\sim 1.5\text{Hz}$ まで連続運転は可能としている。これ以上低い周波数で運転することはタービンに損傷を与えることになる。

また、周波数が低下した場合、発電所の補機の性能がおち、発電所出力が低下する原因となる。

また、系統電圧が低い場合には工場や家庭で使っている電気機器の寿命などに影響を与える。また系統運用から見ても系統安定度、経済運用に支障を及ぼす。

電力系統の解析は上記周波数、電圧の検討も含め、系統の計画、運用、制御に必要な情報をそれぞれに与え健全な発展と適正な信頼度を維持してゆくために必要であるが、本調査においては正確な現状データを得ることが出来なかったため、潮流計算に止めた。将来においてはさらに発電所、送電線、変電所の機器緒元を正確に調査し解析精度を上げて将来の系統計画運用に必要なデータ提供が望まれる。

10.3.1 潮流計算条件

計算は現状の機器データをベースに行った。今回被害を受けてまだ復旧していない変電所、送電線があるが、大部分の幹線がもとの状態の戻ったものとした。

各変電所の負荷想定は実際の負荷データがないため第 6 章で算出した各州ごとの需要予測の値をその州にある 132 kV 変電所の負荷としておおまかに割り振り決めた。

系統の送電線、変電所の機器パラメーターは UNDP のニーズ・アセスメント・レポートを参考とした。また実際のデータがないところもありこれらについては想定した。

本調査においては 2005 年、及び 2010 年の潮流計算をおこなった。

10.3.2 2005 年の電力潮流

潮流計算の系統図は付属資料 I を参考とした。

2005 年度のピーク電力需要を約 6,000MW と想定した。また北部の 2 州 (Erbil と Sulaymaniyah) は独立系統として扱い、イラク全国が 400 kV、132 kV で連系されているとした。隣国との連系線としてシリアとトルコからの電力輸入を考慮した。

発電所の発電機は全て運転出来るものとした。このため発電設備容量は需要に対して十分余裕がある数字となった。

潮流計算の結果次のようなことが言える。

- i. 北部 2 州は電圧レベルが 5%以上低い、これは無効電力供給が不足していると考えられる。
- ii. 西部地域の 132 kV の母線電圧が長距離送電線のため高くなっている。
- iii. Baghdad 地区にある銅線 (150mm²) の送電線が電流容量以上となっているところがある。取り替える必要がある。

系統は上記を除けば定常範囲で運転ができると考えられる。

2005 年時の 400 kV と 132 kV の電力潮流の方向を図 10.3-1 と 10.3-2 にそれぞれ示す。

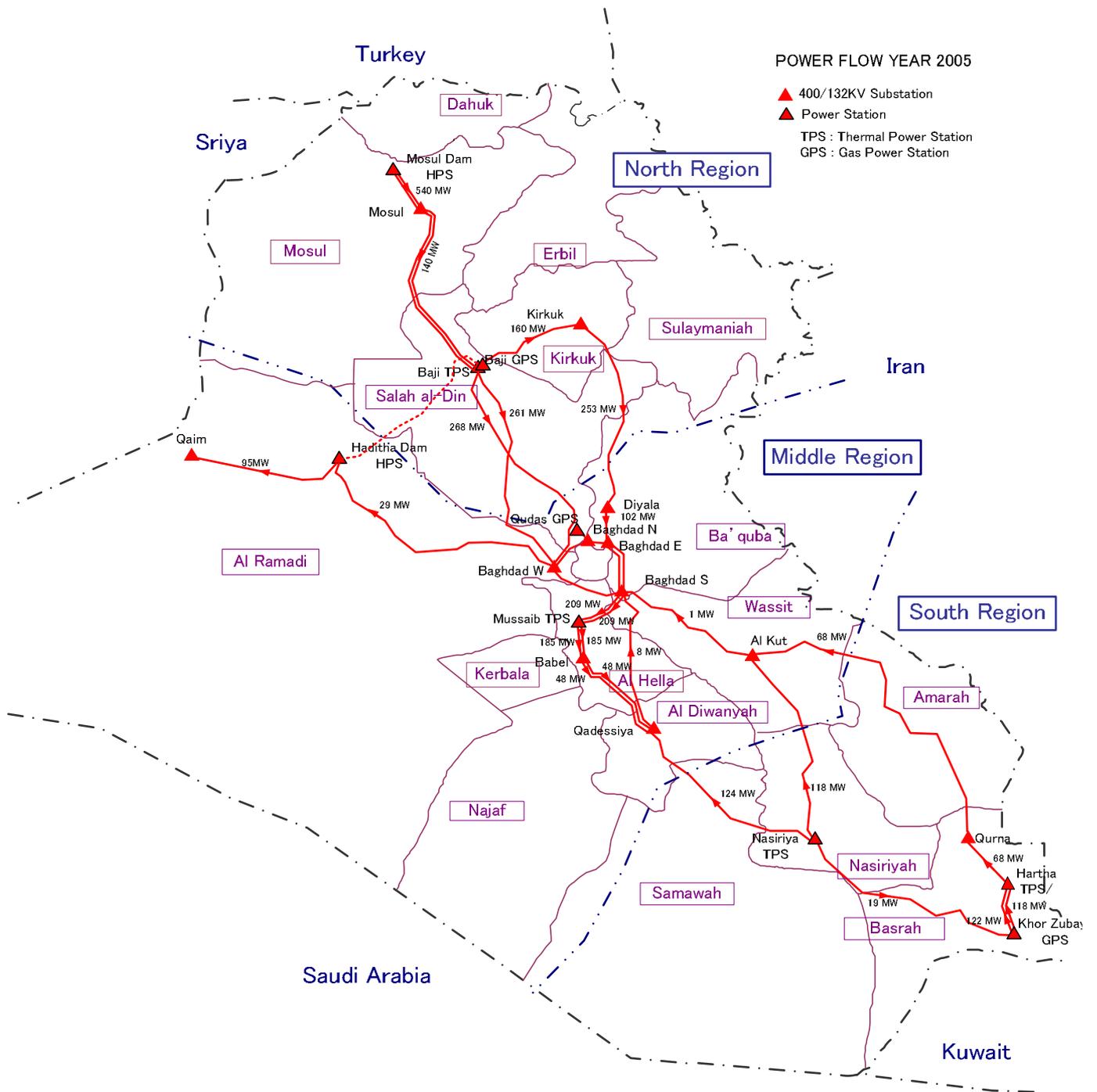


図 10.3-1 2005 年の電力潮流 (400 kV)

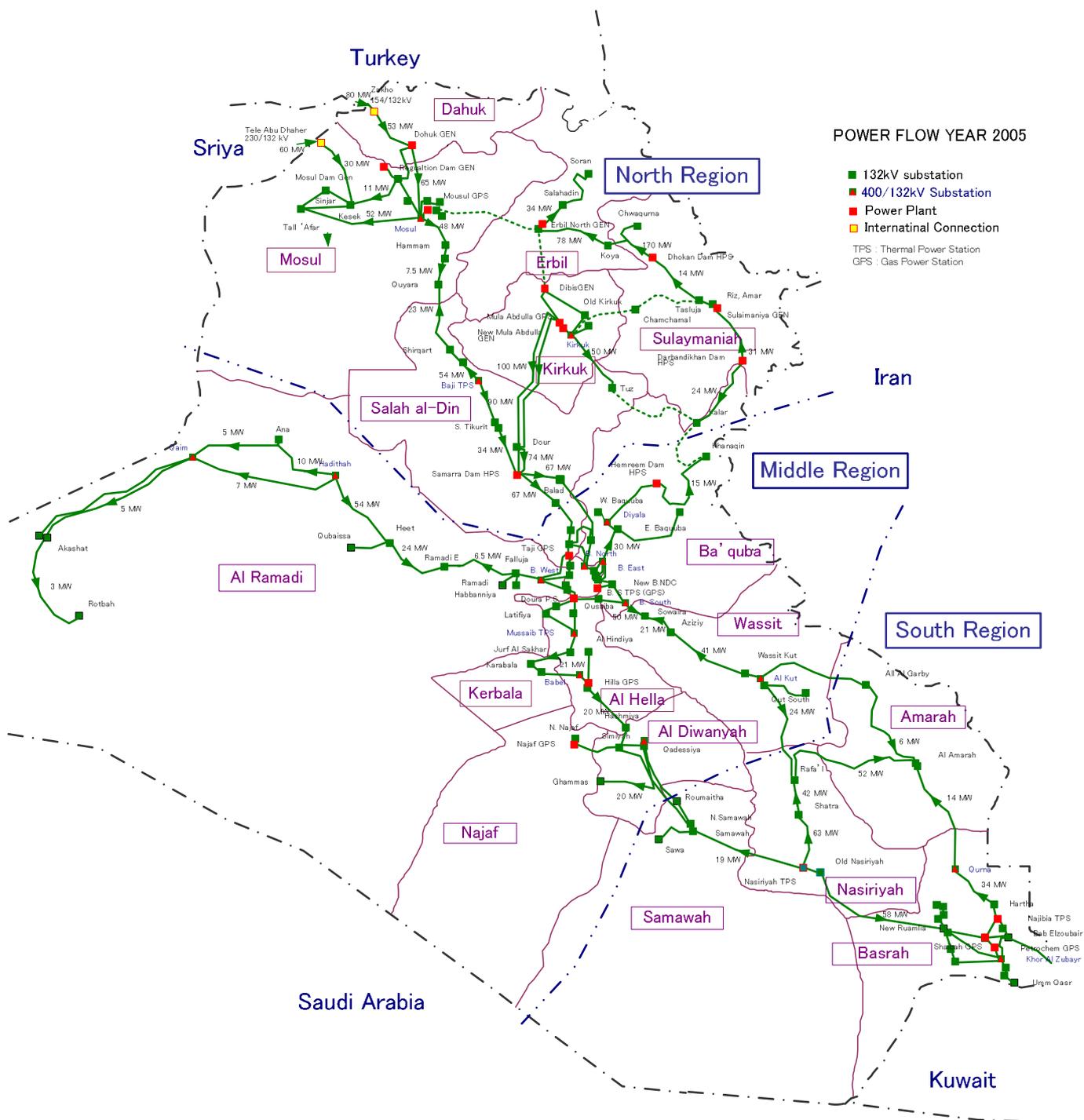


図 10.3-2 2005 年の電力潮流 (132 kV)

10.3.3 2010 年の電力潮流

2010 年の総電力需要は約 9,000MW である。また北部送電系統はイラクの主幹線の 400kV と 132kV の系統に連系し、一体で運用されることになる。

送電線拡張計画は発電計画をもとに想定した。2010 年までには電力需要の急激な伸びに対し 600 MW から 1,200 MW の大型火力発電所が建設されることになる。それらの発電所は電力を効率的に系統に送電するため 400 kV の系統

に繋げた。送電線ルートと導体サイズは電力省の拡張計画を参考に新規送電線が需要地に電力を送電できるように計画した。

2005 年から 2010 年までの間、Baghdad 地域の既設 132kV の送電線容量が不足することが予想されるが、これらの送電線については現地調査の上、詳しい検討が望まれる。

2010 年時の 400 kV と 132 kV の電力潮流の方向を図 10.3-3 と 10.3-4 にそれぞれ示す。

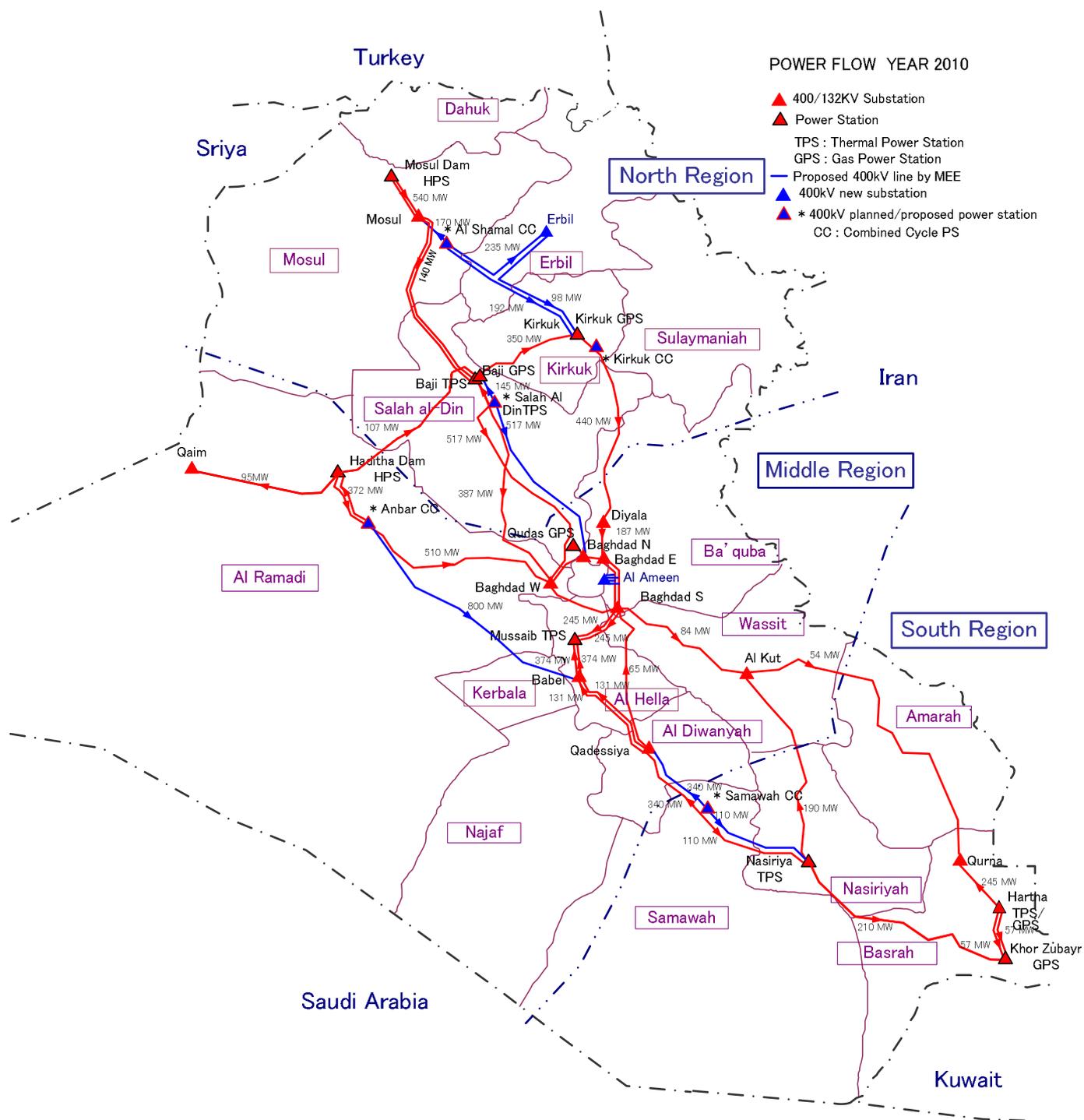


図 10.3-3 2010 年の電力潮流 (400 kV)

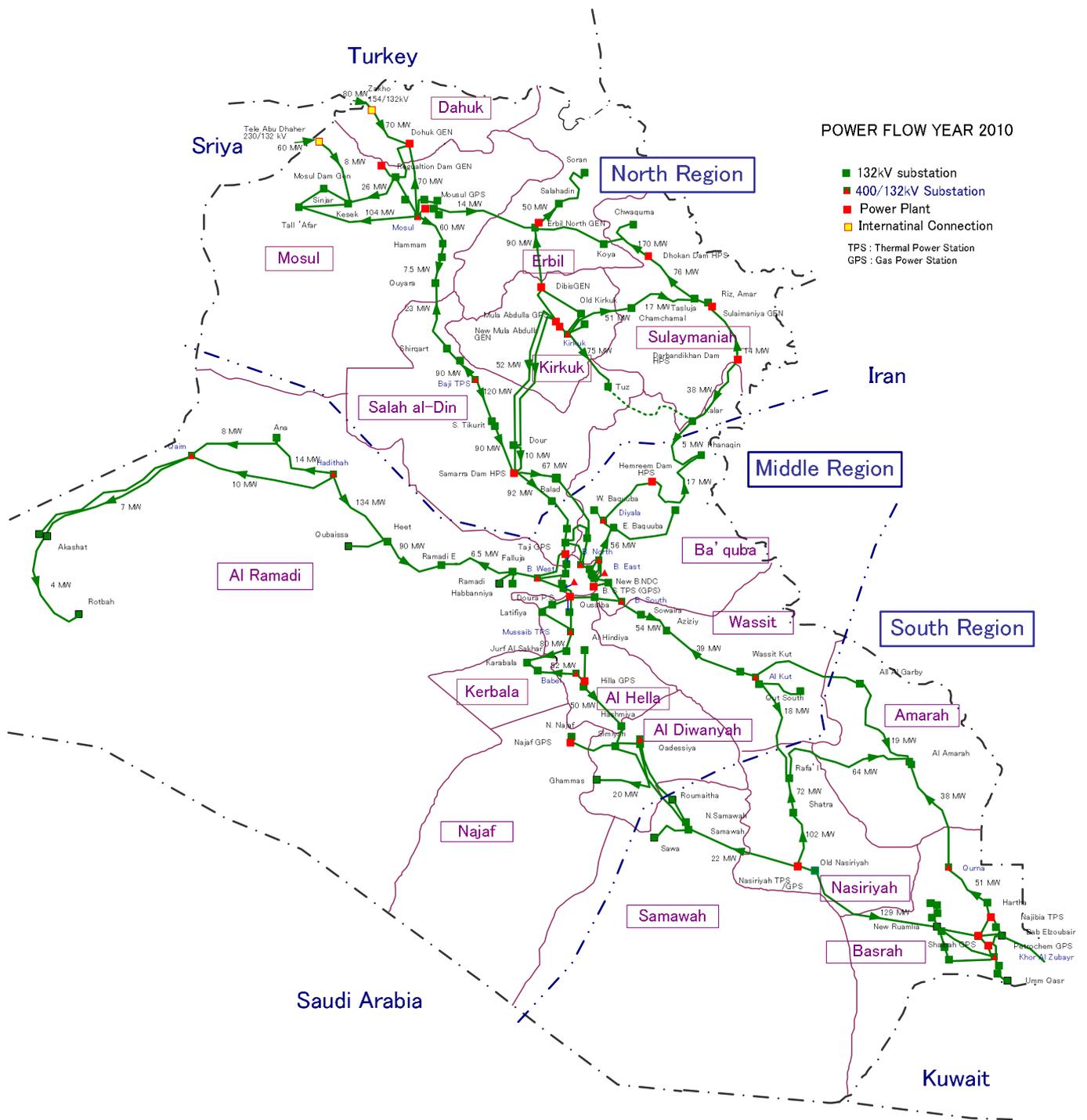


図 10.3-4 2010 年の電力潮流 (132 kV)

第 11 章 結論および提言

11.1 電力供給不足と電力施設復旧の緊急性

イラクの電力部門設備は不十分な維持管理と新規電源追加の遅れが重なり、慢性的な供給力不足に置かれてきた。この状況は 1990 年の湾岸戦争によって引き起こされ、2003 年の戦争によってさらに悪化した。負荷制限が全国的かつ日常的に行われ、電力供給が一日の半分以下という事態が生じている。これに対し、MoE や CPA は様々なリハビリ工事を実施し、またトルコやシリアから電力輸入を行っている。2004 年 5 月時点の実際の負荷は 6,000 MW 以上はあると推定されるが、供給力は 4,200 MW 程度にとどまっている。

電力は人道上のニーズまた様々な経済活動に必須なものであり、電力部門の復旧はイラク復興事業のなかでもとりわけ高い優先度を置くべきであろう。

11.2 リハビリ事業の継続とリハビリ技術

現在進行中および計画中的のリハビリ事業は電力供給力の維持および改善のために継続すべきである。電力供給の安定のため、発電施設のリハビリと平行して送電、変電、配電、給電施設のリハビリも必要である。送電、配電、変電に関する包括的かつ最新情報を整理し、これらのリハビリに対する資金配分と実施計画に優先度をつけることを提言する。

経済制裁や様々な困難な状況下において不十分かつ不適切なリハビリを余儀なくされたこともあった。リハビリ工事に求められる技術は恐らく新規設置に必要な技術とは異なり、より高度かつ複雑なものを求められることがある。当初の設計通りのスペアパーツを使用することも重要である。リハビリ工事でもその計画策定や実施段階において資格のある専門家のアサインが必要である。

11.3 需要予測

本調査において対象期間を 2020 年までに置いた電力需要の予測を行った。しかし、この予測はより信頼度の高いかつ十分なデータに基づきレビューすべきである。特に工業需要は全需要の 39% を占めるが、国家工業開発基本計画そって分析すべきである。また政府、商業、農業部門の電力需要についても見直すことを提案したい。

かなりの数の自家発電施設があり系統とは独立して運転されている。その量は 1,000MW 程度とも報告されている。負荷制限のもとで家庭用に発電機を置いている家庭も多い。さらなる分析が必要であるが、これらの独立した電力需要は全国系統の需要を出来る限り抑えるため、当面は全国系統から分離させておくという考えもある。

11.4 計画中の施設

電力省はいくつかの蒸気火力やガスタービンの新設を計画しているが、それらは 2002 年に策定された 10 年計画のなかで提案されていたものである。これらのプラントは増加する需要に応えるため早期に実現すべきであろう。これらのプラントについては、その詳細や工事進捗は明確にはわからないが、本調査で提案する電源拡張計画にも取り入れた。これらの計画の資金需要と実施計画について、レビューすることを提案したい。火力発電所の新規設置については用地取得、水や燃料の入手、送電線ルート等の基本的な事項につき確認する必要がある。

11.5 配電網のリハビリと整備

調査期間中、配電網に関する詳細なデータは得られなかった。将来電力マスタープランが実施される場合でも最初の焦点は便宜上発電と送電にあたるであろう。しかしながら配電網のマスタープランは地域優先度を定め、別途、同時にまたは早急に実施すべきであろう。通常は発電・送電に照準をあてた”トップダウンアプローチ“になるが、この配電網調査では”ボトムアップアプローチ“が適用される。その場合 UNDP が以前、北部 3 州で行った ENRP (電力ネットワークリハビリ計画) が参考になる。

11.6 エネルギー生産と消費に関する国家政策と戦略

イラクの電力は主として火力発電に依存している。そのため燃料供給は必須であり、それを適性に管理する必要がある。また燃料供給は国家エネルギー政策にそって注意深く計画されねばならない。言うまでもなく、原油の輸出と石油・天然ガスの国内使用については十分な調整が求められる。この点に関し、石油省または工業省と間で継続的かつ緊密な連絡と調整が必須となる。協議すべき課題は天然ガスの利用、随伴ガスの有効利用、精製後の残留オイルの有効利用、パイプラインのルート、関連施設の位置、環境保全のための方策等である。パイプラインや関連施設の費用負担も協議の対象になる。

11.7 環境保護

イラクにはいくつかの環境関連法案がある。しかし大気汚染、水質悪化、土壌汚染等の様々な環境問題が顕在化し解決されないままになっている。環境の実態を把握するため、より適正な環境モニタリングシステムを早急に導入すべきである。

11.8 燃料価格と電力料金

発電のための燃料は極めて低く設定されており、従って電気料金も国際価格からみれば低い。このような状況下では燃料の有効利用または節約に対する

インセンティブが働きにくい。

過去に適用された電力料金の見直しが必要である。一方で料金請求と徴収が2003年の戦争以降途絶えている。もし新規プロジェクトを外国からの資金援助で実施する場合、また電力部門を将来民営化する計画がある場合、料金徴収の見直しと再開は不可欠である。

11.9 再生可能エネルギー

イラクは水力、太陽エネルギー、風力といった再生可能エネルギー資源にも恵まれているが、それらは十分に開発されていない。これらの再生可能エネルギーポテンシャルの調査を行い、フィージブルな優先プロジェクトを選定し、実施することを提案する。これらは環境保全の観点からまた地方での給電の観点から推奨される。

11.10 従来型火力とコンバインドサイクル発電

蒸気火力はイラクの電力供給に多大な貢献をしており、その役割は当面変わらないであろう。この蒸気火力には燃料オイル、原油または天然ガスが燃料として使用されている。しかし液体燃料は石油精製や発電の過程で適正に処理されずに使用された場合、大気汚染源となる。一方で天然ガスは硫黄成分が低いので大気汚染防止に寄与する。

燃料バランスで説明したように随伴ガスのかなりの量が使用されずに燃焼されている。この量は40~80%にもなると推察される。発電にもっと天然ガスを使用することは国のエネルギー政策のひとつになりうる。しかしこのことはガス関連施設整備に必要な費用分担も含めて関係者の間で議論すべきである。

一方で、現行の発電は他に用途のない燃料オイルを有効に利用しているとも言える。従って燃料供給については燃料オイルの有効利用の観点からも見直しが必要となる。

中・長期的には天然ガスの使用は環境保全や燃料節約の観点から推進すべきである。この観点から他の火力に比べ燃料効率の高いコンバインドサイクル発電の導入を推奨したい。もしこれが電力省で受け入れられるならば、その導入にむけた新技術のためのキャパシティビルディングや準備作業を開始すべきであろう。

11.11 通信システム

電力システムの安定性と信頼性を高めるためには適正な通信システムの確立が必要である。現在の通信システムを改善するためにOPGWの導入を推奨したい。

11.12 設備の余寿命診断技術

機器の使用期間を出来る限り延長するため余寿命診断技術の導入が盛んになりつつある。この技術を既存施設に導入することを推奨する。