

ベトナム国
エネルギー研究所

ベトナム国
国家電力開発計画支援プロジェクト

ファイナルレポート
(要約)

平成 22 年 10 月
(2010 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
東京電力株式会社

産業
CR1
10-124

S-1 技術協力の背景と目的

これまでに国際協力機構（Japan International Cooperation Agency、以下「JICA」）は 2002 年から 2004 年にかけて「ベトナム国ピーク対応型電源最適化計画調査」、2006 年から 2007 年にかけて「ベトナム国電力セクターマスタープラン調査」を実施しており、それらの協力により、ベトナム政府としても計画策定能力は向上した。

ベトナム政府は、上記経験を踏まえ、2010 年 8 月までに第 7 次国家電力開発計画（Power Development Plan No7、以下「PDP7」）(2010 年～2030 年対象)を独力にて策定していたが、PDP の実施主体であるエネルギー研究所（Institute of Energy、以下「IE」）より、本計画の一部を構成する需要予測および系統計画の策定については日本側に技術的な支援を求めたいとの要望がなされた。本件技術協力は以上の背景を基に実施されるものであり、ベトナム国国家電力開発計画の中で、特に需要予測および系統計画の策定に係る協力を行い、ベトナムによる PDP7 策定を支援することを目的とする。

S-2 PDP6 のレビュー

社会経済見通しのレビュー

(1) 1991-2008 年間の経済計画

1991-1995 年間の平均経済成長率は 8.2%、1996-2000 年は 7.0%、2008 年には世界的な金融危機の影響を受け 6%台の成長、2001-2008 年間としては 8%を下回る成長となった。一人当たり所得：2008 年の一人あたり所得は 1,062 USD/人（当年為替によるドル変換）ということで1990年の約10倍にあたる。2008年現在、国内総生産（Gross Domestic Product、以下「GDP」）に占める輸出額は 70%弱で、輸出の伸びはベトナム経済に大きく影響する。最近の動向を見ると輸出の伸びは経済成長率の 2.5-3.5 倍である。外国直接投資（Foreign Direct Investment、以下「FDI」）の GDP におけるシェアは 1992 年には 2%であったが、2008 年には 13.3%になっている。過去 8 年間の平均で見ると、年間 35 億 USD の政府開発援助（Official Development Assistance、以下、「ODA」）資金が成立している。ベトナムにおける 2009 年以降の経済の低迷は経済構造の改革は進行しているものの全般に亘ってさらに強力に進める必要がある。行政やマネジメント面で改革は促進される必要がある。企業、団体、各種法人など運営が非効率的で、グローバリゼーションや経済の国際的市場の促進という面でも遅れている。電気事業に関する改革は遅れている。経済力や国際競争力といった面でも改善や上昇が見られていない。

(2) セクター別経済成長

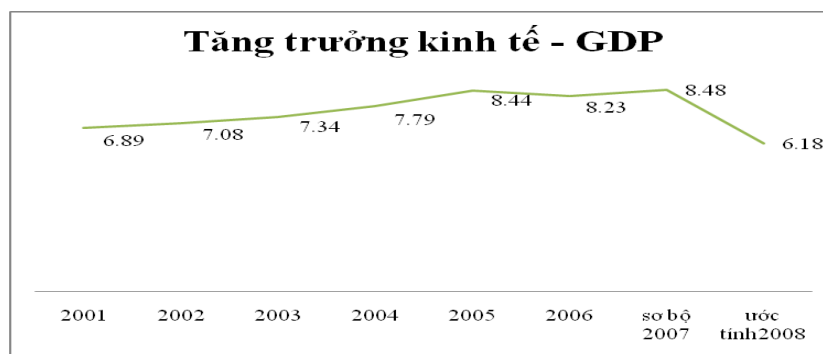
- **農林水産部門**：同部門では大規模耕作方法が浸透しているが必ずしも期待とおりではない。地方のインフラ整備は地方の工業化や近代化の要求に追いついていない。
- **工業部門**：成長率が高いが全工業部門の効率は改善されていない。高度な産業のシェアは小さく技術革新の速度も遅い。これまでのところ原材料分野の開発を伴ったプロセス産業の開発は行われていない。地方や辺境では、工業化どころか農業部門でのロードマップ作り、農業の構造変革案作りでさえ、ほとんど出来ていない。
- **サービス部門**：サービス業の成長は目標を上回るほどの高い成長であった。ただ、開発のポテンシャルは低く、GDP に占める割合も低く、サービス産業の効率も悪い。

(3) 期待される産業構造の変化

- 業種ごとの構造改革は開発計画、戦略、ロードマップなどにまとめられていない。過去5年間の変化は部分的また地域的に限定的な開発計画によって方向付けされているだけである。
- 構造改革において注意すべき点は GDP に占める工業とサービス部門のシェアを上昇させることである。しかし、多くの部門で、技術開発、近代化などの方向付けに乏しいものとなっている。
- プロセス産業、組み立て産業などは相対的に高い技術を志向しているが、多くの工業部門では技術革新の速度はゆるやかで、しかも平均的なレベルである。
- 産業部門をサポートするサービス産業は脆弱で非効率的である。GDP に占めるサービス産業全体のシェアは低く改善速度も遅い。サービス産業は、低コストではあるが、開発の速度は遅く需要に追いついていないのが実情である。

表 S2-1: 2001-2008 年間の経済成長と産業の伸び率

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Est 2008
GDP 成長	6.89	7.08	7.34	7.79	8.44	8.23	8.48	6.18
農林水産業	2.98	4.17	3.62	4.36	4.02	3.69	3.4	4.07
工業建設業	10.39	9.48	10.48	10.22	10.69	10.38	10.06	6.11
サービス業	6.1	6.54	6.45	7.26	8.48	8.29	8.68	7.18



出典：SED2020

図 S2-1: ベトナムの経済成長率 2001-2008

電力需要予測

PDP6 の予測と実績の乖離の主な原因を以下に示す。

- IE のシナリオと政府が決定したシナリオに GDP 成長率の想定との差による違いがあった。
- 2009 年の実績と PDP6 を比較すると PDP6=92.8 TWh, 実績=87 TWh で、乖離は 6.3% である。この乖離は、世界金融危機によるものである。
- 発電スケジュールの遅れにより、EVN はピーク時に需要のカットダウンをした。
- PDP6 の問題は世界金融危機と原油価格高騰によるものである。実際、2009、2010 年の実績は PDP6 を下回る見通しである。

電源開発計画

PDP6 では、2006 年から 2010 年までの間に 14,581 MW の発電所が運転を開始する計画であった。しかし、実際には、9,657 MW しか運転を開始できない見通しである。PDP6 における 2006 年-2010 年までの電源計画と、実際に運転を開始した発電所の出力との比較を表 S2-1 に示す。実際に運転を開始した発電所の出力は計画値に達しておらず、平均して計画値の 7 割程度にとどまっている。

表 S2-2: 2006 年-2010 年までの電源計画と実際に運転を開始した発電所の設備容量

	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
DP6 における承認 (MW)	861	2096	3,271	3,393	4,960	14,581
実際の設置容量 (MW)	756	1,297	2,251	1789	3,564	9,657
実際に設置した容量の割合	87.8%	61.9%	68.8%	52.7%	71.9%	66.2%

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」IE, April 2010

系統開発計画

2000 年、2005 年、および 2008 年の送変電設備量を表 S2-2 に示す。2008 年の 220 kV 送電線の総回線長は 7,101 km、変電所容量は 18,639 MVA であった。

表 S2-3 に 2006 年から 2010 年にかけての、PDP6 における送電線および変電所の新設および改良の計画値と実績との比較を示す。PDP6 上で 2010 年までに完了すべき送変電設備のうち、約 5 割しか運転を開始しておらず、多くの送変電プロジェクトが 1-3 年遅延している。このため、電力の供給に支障が生じている。

表 S2-3: 2008 年の送変電設備量

No.	Year	2000		2005		2008	
		Volume	km	MVA	km	MVA	km
1	500 kV	1,532	2,850	3,286	6,150	3,286	7,050
2	220 kV	3,519	6,726	5,747	14,890	7,101	18,639
3	110 kV	7,909	8,193	10,874	18,609	11,751	23,872

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」 IE, April 2010

表 S2-4: 2006 年から 2010 年までの PDP6 における送変電設備の計画値と実績との比較

Works	Planning		Perform		Rate (%)	
	Amount	Volume (MVA/km)	Amount	Volume (MVA/km)	Amount	Volume
500kV Substation New and expanded	15	8400	9	4950	60%	59%
500kV Transmission Line New and renovated	12	1339	6	549	50%	41%
220kV Substation New and expanded	87	19326	40	8938	46%	46%
220kV Transmission Line New and renovated	117	4666	52	2323	44%	50%

出典：「Review of Implementation of Power Development Plan VI」 IE, April 2010

PDP6 の実施上の問題点

IE では、電源開発プロジェクトが遅延している理由を以下のようにまとめている。

- 世界的な不況の影響。
- 複数のプロジェクトが同時に実施される場合などの投資家の資金不足
- ローンの手続きに多くの時間を要した。
- コンサルティングおよび請負業者の能力不足による入札手続およびプロジェクトの不十分な管理。
- 原油価格の高騰による資機材価格の高騰。資機材の納入時期の半年から 1 年の遅延。
- IPP プロジェクトの工程を管理し、保証する機能の不在。特に新規投資家の経験不足。
- 現場サイトの用地問題。用地補償の困難。

発電所の建設遅延の問題と同様に、送変電設備の建設の遅延に対して、以下の要因がある。

- 投資資金の不足。
- 周辺の電力需要の伸びは少ない一方で局所的に需要が増大している地域があり、送変電設備の投資を困難にしている。
- プロジェクトの不十分な管理およびコンサルティング請負業者の能力不足。
- 資機材価格の高騰。
- 用地の確保、補償がますます困難になっている。特に大都市において、電力セクターと地域の関係者との間での調整がうまくいっていない。（たとえば、リーダーは政策的に合意しているにもかかわらず、様々なセクターの間では整合がとれておらず、手続きを困難にしている。）

IE が記載した上記の要因の他、以下の要因も挙げられる。

- PDP6 の計画そのものが、高望み過ぎた。
- EVN の資金不足があった。
- 事業の遅延に対し MOIT は対策を講じなかった。
- EVN と投資家間の PPA 締結が遅れた。（政府による電気料金の規制に問題あり）
- 発電所の建設業者（特に中国企業）の脆弱性。
- 南部地域での石炭火力発電所建設サイトの悪条件があった。（気象条件を含む）
- 再定住コストの上昇がおきた。（水力発電建設のとき）

PDP 6 は、世界不況・資金不測・関係者の経験不足などにより、大きな計画の遅れを来したが、今後の PDP7 作成における注意点は、以下のとおりである。

- PDP6 と同様な問題として、PDP 7 でも問題とされる大きな要素は、資金不足である。PDP 6 では、当初より資金不足が指摘されていたため、これまで EVN が中心になって電力供給をしていたが、電力市場公開政策のもとで、BOT や BOO での発電能力の増大を図ろうとしている。
- また、ベトナムでは基本的に電力料金が低く、これを目当てに海外からの企業が参入してくるといった側面もある。今後は、電力料金の適正化が計られるものと思われる。
- PDP7 では、今後とも急速な電力需要の増加が予測されるが、これを出来るだけ抑えることで、電力需給バランスを測ることも考えられている。す

なわち、省エネルギーの促進、DSM の導入、地域バランスの確保などによる対策である。

- PDP6 と PDP7 の違いは、計画作成機関である IE の所属が、EVN でなく MOIT になっているということである。そのため、工場団地の電力需要や大型商業施設での電力需要については、全国規模で調査され、地域バランスを考慮した電源計画が立案されると思われる。家庭部門での電力需要は、高い伸び率ではあるが、比較的予測可能な傾向を示しているので、全体として、PDP7 は PDP6 よりは、実態に近い予測が出来るものと思われる。
- 日本からの支援としては、資金的な支援と技術的な支援が求められていることは、従前と変わりはないが、近年のベトナムの電力事情は、ますます経済発展のボトルネックになりつつあることを考えると「スピードをもった支援」が求められている。

S-3 現状の需要予測の検証

2010年から2030年までの経済見通し

ベトナム経済は中国や ASEAN 各国との経済格差に牽引される形で発展し、この格差は容易に解消されるものでないため、SCENARIOS OF ECONOMIC DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2020 AND ONWARDS (SED2020)¹では、2030年まで継続的に8%の経済成長率を維持すると述べられている。

なお、現時点で SED2020 の予測値を評価することは難しいが、高成長・基本・低成長シナリオと場合分けして想定しており、手法や内容については評価出来る。

主要な開発計画の調査

(1) 主要な開発計画内容

工業団地は2020年までの新規開発の計画は次のようになっている。

- 2011-2015 92件 総面積 84,000～85,000 ha
- 2016-2020 108件 総面積 130,000～131,000 ha

商業施設 2015年までの計画が29件公表されている。リゾート施設 2016年までに17件公表されている。ゴルフ場は2020年までに70ヶ所を承認する予定である。鉄道は2020年まで目標は次のとおりである。

- 機関車 1,100～1,200台
- 車両 5万～5.3万台
- 旅客輸送需要の比率 20%
- 貨物輸送需要の比率 14%

港湾計画の目標は次のとおりである。

- 投資額 360～440（兆 VND） 2010-2020年
810～990（兆 VND） 2020-2030年

¹ SED2020 は、ベトナムの持続的な経済開発を促進するために、Development Strategy Institute（計画投資省の下部組織）などが中心となり、関係する省庁のスタッフによって作成されたものである。正式に政府が承認したものではないが、政府承認の長期社会経済計画のないベトナムでは、主要な長期計画となっている。

- 総容量 198 百万トン 2010 年
 1,100 百万トン 2020 年
 1600-2100 百万トン 2030 年

空港は 2025 年までに 10 ヶ所の国際空港の拡張計画が決定されている。
道路計画は新規に総延長距離 13,168 km を計画している。

(2) 大型施設の電力需要予測

まず施設の規模当たり電力需要量を電力需要指標として各種の情報源から求め、新規施設の規模とその電力需要指標をかけることによって、電力需要量を推定する。計画は 2015、2020 年というある特定の年度であるが、各年の電力需要量は特定の年度の電力需要量をもとに、内挿と外挿によって推算した。工業団地のみはすでに調査結果報告書に電力需要量があるのでその結果を用いた。

電力需要モデルで使われている手法と構造

(1) 直接法と間接法

- 直接法は電力需要と社会経済活動の関連が直接的に把握でき、投入量と産出量との関連づけ、政策を実施したときの効果測定に優れている。直接法は現在の傾向を将来に伸ばすような短期予測においては問題ないが、長期予測を行うには難しい面もある。
- 間接法の代表的な手法に計量経済モデルがあるが、多くの要因を理論的概念的に関係付けて短期・長期の予測が出来る。計量経済モデルを構築するには、モデル構築ツールや経済学的知識、統計的知識が必要で専門家の育成に多くの時間と訓練が必要である。

(2) 需要予測モデル構築の技術的コメント

(a) 将来の電力需要を予測するために事前に議論されるべきモデルの機能

- 社会経済開発計画とリンクした電力需要予測となっているか
- 電力需要がセクター別に予測されているか、
- 価格の影響を織込んだ電力需要予測となっているか
- 電力需要は、経済活動、省エネルギーなどを反映しているか
- 電力化率（化石エネルギーから電気への転換）が反映されているか
- 地域別電力需要が求められているか

(b) PDP7 用モデルに関する技術的コメント

- 回帰分析の部分テストを行うことが出来るか。
- 電力需要は、セクター（農林水産業、鉱工業、商業サービス、家庭、その他）に分かれているか。
- ベースラインは電力料金、省エネ、電力化率により変化するか。
- 外政変数を変えることで、ケース設定（High case, Base case, Low case）が出来るか。

(c) 弾性値に関する技術的コメント

- 需要弾性値が「1」より大きいとき将来の弾性値を変化させる必要がある。「1」よりも大きな弾性値の引き伸ばしには注意が必要である。
- 一般的に発展途上国から新興国に発展すると電力の需要弾性値は「0.8」 - 「1.0」の範囲になる。
- 伸び率の評価は、他の経済指標、他のエネルギー上昇率、過去の伸び率などと比較検討が可能であり評価に有効である。

(d) 需要に関する弾性値の技術的コメント

- 価格弾性値は価格の変化が需要に与える影響を示すものである。
- 一般的には価格弾性値は価格上昇の需要への影響を分析するときに使われる。価格上昇時と価格下降時では弾性値が異なることがある。
- 「価格非弾性的」であるということは、価格が上昇しても消費者は代替品に変更できない状況である。電気などは消費者にとって価格非弾性的である。
- 「価格弾性的」な製品では価格上昇と共に消費者は他の製品に代替することが出来る。
- 価格弾性的な製品では企業がコスト上昇の幾分かを引き受けることになる。

(e) 電力需要予測モデルの適合性の評価判定

電力需要予測モデルを利用するときには、以下の指標で適合性を検討する必要がある。

- 需要の伸び率
- GDP あたりの電力消費量
- 一人当たりの電力消費量
- GDP に対する電力消費弾性値
- 全エネルギー消費に対する電力消費割合（電力化率）

PDP7 モデルの基本的なコンセプト

(1) セクター別アプローチ

- PDP7 用の JICA モデルは、基本的には電力需要はエネルギー原単位と GDP によって決まる。ただし、家庭部門は世帯に対する非商業エネルギーを除いたエネルギー原単位を使用している。（説明変数としては都市世帯数を使用している）
- GDP の伸び率は設備投資の伸び率よりは常に小さく GDP による電力需要予測では、現在のベトナムでは予測値が「小さく」算出される傾向にある。
- JICA モデルでは初期のエネルギー原単位はベースラインとしての位置づけで「現状の経済の拡大基調としての電力需要」を表現するものである。通常設備投資や稼働率の向上などは GDP の上昇分でカバー出来るが、ベトナムのように現状の GDP の規模が小さく設備投資額が大きい状態では「大型プロジェクトの有無」が大きく電力需要を左右することになる。
- このことから計画期間内に実行される大型プロジェクト、特に工業団地や経済開発区のプロジェクトを調査し、これらの電力需要を計量経済モデルからの電力需要に加算することとする。すなわち、予測式では表現できない新たな設備投資による電力需要を大型プロジェクト調査から掘り起こそうというものである。

(2) PDP7 モデルの開発手順

- モデルは省エネルギー政策、大型プロジェクトからの電力需要、電力化率によるエネルギー需要からの電力需要の計算などの操作が出来るようにデザインをされる必要がある。
- マクロ経済分析が主な開発手法であるが追加的な電力需要は大型プロジェクトの調査から加算している。
- 大型プロジェクトは工業団地や経済開発区のように地域に密着した電力需要でもあるので地域別に把握する。そのため新規大型プロジェクトの電力消費量を推定する必要がある。
- 期待されるモデル構造は以下のとおりである。
 - ベトナム経済の変化に対応出来るモデルであること
 - 電力料金の上昇による電力需要への影響が分析出来ること
 - 省エネルギーの効果が分析出来ること
 - 特性の違う地域別の電力需要が求められること（北部、中部、南部）
 - 原子力発電所導入による従来の発電所への影響が分析出来ること

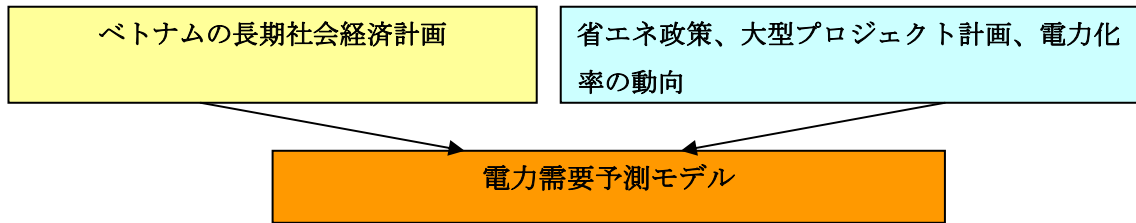


図 S3-1: PDP7 用モデルの開発手順

S-4 系統計画手法の技術支援

ベトナム東南部の発電地域からホーチミンへの送電方法の検討

ホーチミン市を中心としたベトナム南部では、今後も大幅な電力需要の増加が見込まれている。一方、ベトナム南部は遠浅の海域が広く、大規模な港湾整備を伴う電源の立地点が限られており、ホーチミン市の東約 300 km の沿海部に大規模な電源が集中して計画されている。このため、ベトナム東南部からホーチミン市方面に大容量の送電線が必要となる。PDP7 の案では、2030 年までのベトナム南東部の沿海地域の発電所の出力の合計 21 GW 程度のうち、ベトナム南東部の需要は、1 GW 程度であると考えられることから、最大で 20 GW 程度をホーチミン市へ送電する必要が生じる。

2006 年から 2007 年にかけての JICA 「ベトナム国電力セクターマスタープラン調査」においては、「中部から南部にかけて、発電所の開発が多くなるシナリオの場合、送電線のルート数を少なくでき、経済的となるより高い電圧での送電を検討すること」を提唱している。この提言を受けて、IE では 500 kV を超えた電圧を採用することを既に視野に入れている。

ベトナム南東部の 2 箇所の原子力発電所を含む新設発電所群からホーチミン地域への送電線を 500 kV で構成した場合と、UHV 送電線で構成した場合の必要回線数の概略比較検討を実施した。2030 年までの発電所の計画を各年に展開し、それに合わせて各年で必要となる送変電設備を見積もった。2051 年まで、2030 年と同様の状況になると仮定して、コストの総現在価値を計算した。

表 S4-1: UHV 送電案と 500 kV 送電案の比較

	500 kV	UHV
回線数 (2030 年の回線数)	多い (14)	少ない (4)
合計コスト	UHV 案とほとんど 同じ	500 kV 案とほとんど 同じ
投資および設備維持管理費 (初期 5 カ年)	少ない 1,642 million USD (1,121 million USD)	大きい 2,457 million USD (1,785 million USD)
送電ロス	大きい 1,151 million USD	小さい 358 million USD

投資、設備維持管理費および送電ロスを含めた合計コストの差はほとんどないが、UHV 案の方が送電線の回線数が大幅に少なくなる。

また、原子力発電所が遅延した場合、送電ロスの費用や UHV のコストが上昇した場合の感度分析を実施した。UHV 送電案は、500 kV 送電案と比較すると、合計コストで大差はないが、必要な回線数が大幅に少なく出来ることで、環境面で有利になると考えられる。また、原子力発電所の遅延に対しても、500 kV 送電案と比較して、UHV 案が大きく不利になることはない。

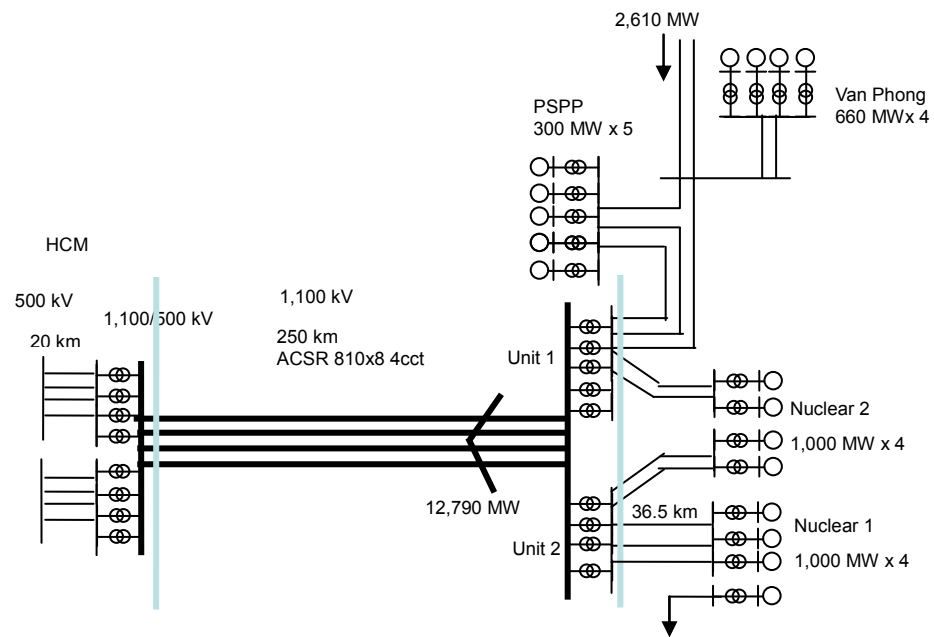


図 S4-1: 1,100 kV (UHV) 送電線を適用する案 (2030 年)

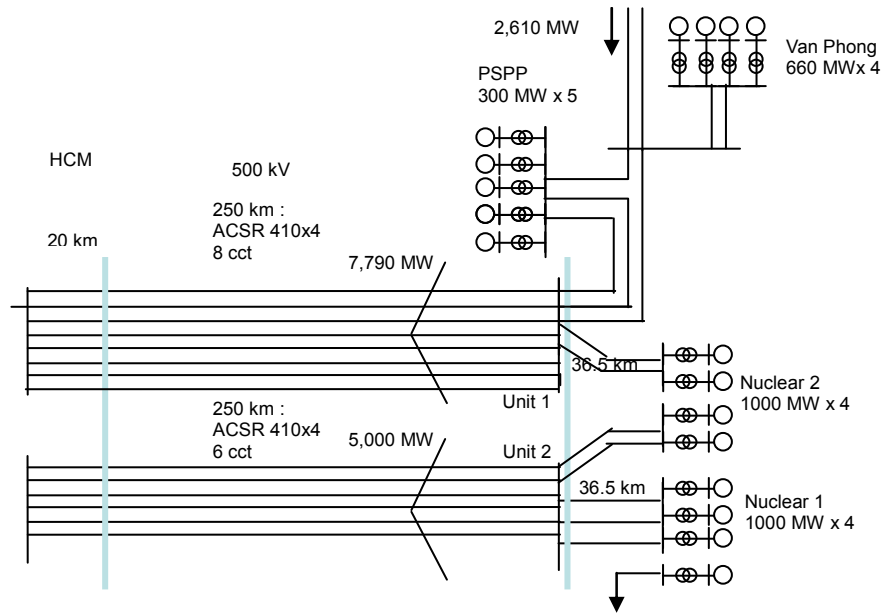


図 S4-2: 500 kV 送電線を適用する案(2030年)

ホーチミン市内系統の検討

本節では、ホーチミン市内への供給系統において、過大な事故電流の抑制を考慮した系統計画の策定支援の一環として実施した、2030年断面の系統解析結果について述べている。

(1) 500 kV 将来系統

ベトナム南東部の発電所群から UHV 送電線のホーチミン側終点と仮定した My Phuoc 変電所への合計潮流は約 12.6 GW、同変電所の負荷は約 2,300 MW である。残りの潮流は、Binh Duong 1 変電所、Cu Chi 2 変電所へそれぞれ 500 kV、2 回線で送電される。この内、My Phuoc 変電所-Binh Duong 1 変電所間の潮流は約 6,600 MW であった。同区間への適用予定電線の送電容量を考慮すると、同区間では送電線が常時過負荷する可能性がある。

N-1 事故時は、常時過負荷状態の上記区間を除き、ホーチミン外辺の 500 kV 送電線に過負荷は生じなかった。しかしながら、現時点の計画系統構成では、事故電流がベトナムの系統計画基準の許容値を超過しているため、系統構成確定に当たっては更なる検討が必要である。

ホーチミン周辺の 500 kV 系統における各変電所の三相短絡電流は、多くの変電所 500 kV 母線において、系統計画基準の上限値である 50 kA を超過する結果となった。このため、典型的な短絡電流抑制対策として母線分割や系統構成の見直し等を試行

的に適用したところ、対策実施前に比べ、場所によっては数十 kA 程度低減された。しかしながら、系統構成確定に当たっては、設備実態に応じた対策適用箇所や適用すべき方策選定の為のより詳細な検討が必要である。

(2) 220 kV 将来系統

事故電流については、IE による従来計画（ループ運用条件）において、多くの変電所 220 kV 母線で三相短絡電流が系統計画基準の上限値である 40 kA を超過する結果となった。このため、系統を放射状化し、複数のサブシステムに分割した所、場所によっては数十 kA 程度低減された。しかしながら、系統構成確定に当たっては、設備実態、技術的及び経済的実現可能性等を考慮した、より詳細な検討が必要である。

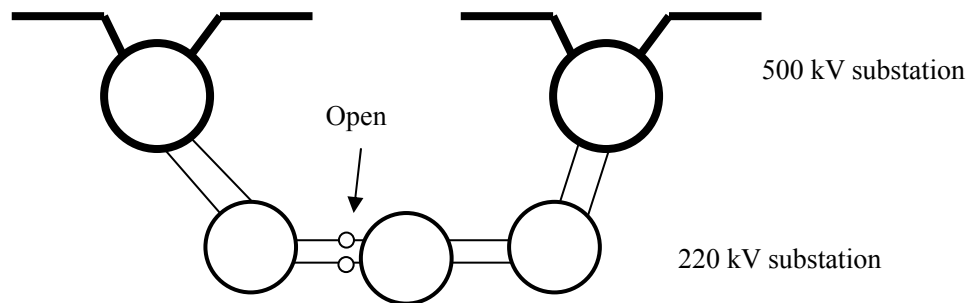


図 S4-3: 短絡電流低減のための対策例としての系統の放射状運転のイメージ

Three Phase Short Circuit Fault Current in Ho Chi Minh Area in 2030 (System separation for fault current reduction)

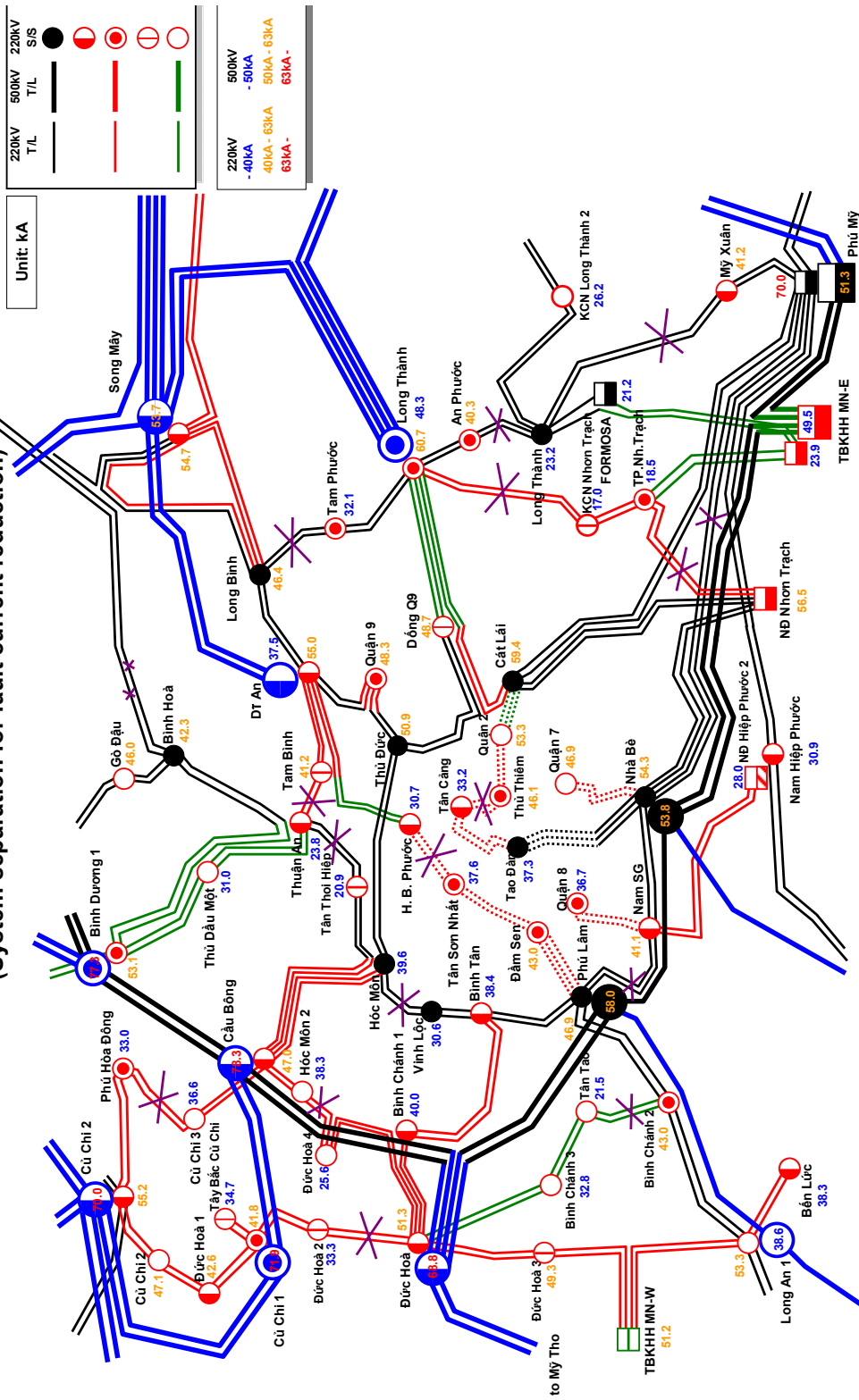


図 S4-4: 対策実施後の各変電所母線の三相短絡電流計算結果(2030年)

技術検討項目の紹介

将来、ベトナムの需要が増加し、系統規模が拡大していく中で、課題となると考えられる以下の項目について、東京の例を基に IE に対して技術移転を図った。

- (1) 地中送電系統の過電圧の技術検討項目の紹介
- (2) 東京における効率的な地下利用形態の紹介
- (3) 電圧安定性
- (4) 超高圧架空送電線の線種

S-5 IE 作成の PDP7 のドラフト案の中間レビュー

電力需要予測モデルの前提

(1) Base case の経済見通し

- このケースのシナリオではベトナムの構造改革はリーズナブルなレベルで推移する。就労者の高い生産性が維持され、地方の就労者は工業建設部門やサービス部門にシフトする。
- 工業建設部門の 2011-2020 年間の伸び率は 9%/年弱、サービス部門は 7-8%、農業部門は 3%程度の伸びである。
- 工業化の進展状況をセクターシェアで見ると、農林水産業部門の GDP における割合は 2010 年に 22%であったものが 2020 年には 17%になる。一方、工業部門とサービス部門の GDP は増加して 2020 年には、それぞれ 41%と 42%になる。

(2) High case の経済見通し

- 経済構造の変化は大きく工業部門とサービス部門との急速な成長が期待される。
- このケースでは、世界経済は、ほどなく回復しベトナム経済も 2020 年前後には強い回復を見せる。そして各セクターでの強い発展が望める。

(3) Low case の経済見通し

- 工業および建設、農林水産、サービスなどの各セクターは、国内市場のみの成長で伸び率は低い。
- 工業建設部門の伸び率は 2011-2020 年間年率 8-9% であるが、サービス部門の伸び率は 7-8%程度である。農林水産業部門では年率 3-4%の伸びである。

電力需要予測

(1) 電力需要予測

(a) Base case の電力需要予測

Base case では、計算結果として 2010 年の GDP に対する電力の弾性値 2.1 から 2015 年は 1.6、2020 年は 1.4、2030 年は 1.0 となり、2020 年以降は近隣諸国と同程度の弾性値になるものと思われる。伸び率では、2010-2015 年間で 12.2%、2015-2020 年間で 10.9%、2020-2025 年で 8.5%となる。JICA 見通しの大型プロジェクトからの需要の割合は、2010 年で予測値全体の 4.1%、2015 年で予測値全体の 9.0%、2020 年で予測値全体の 11.1%、2030 年で予測値全体の 7.2%である。

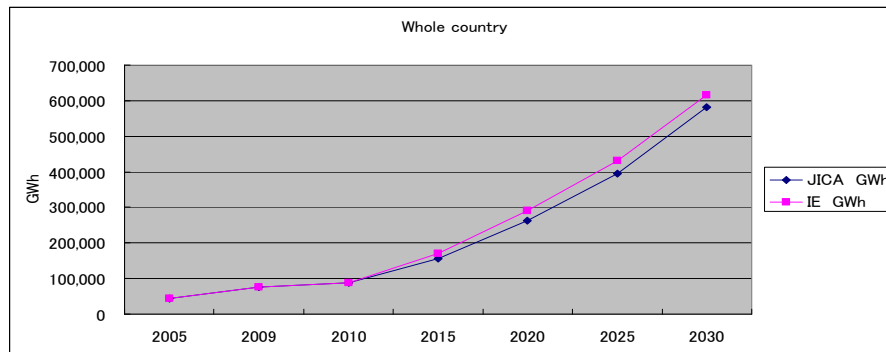


図 S5-1: Base case の電力需要予測

(b) High case の電力需要予測

高い電力需要が長期間起これば、省エネルギーも急速に促進され、何らかの対策が取られるものと思われるが、電力の供給が追いつかないことも考えられる。High case での電力需要は 2010 年から 2020 年間で 3.5 倍になる（Base case では 3.0 倍）。

(c) Low case の電力需要予測

Low Case の電力需要は 2010 年と 2020 年を比較すると 2.7 倍（Base case では 3.0 倍）である。Low case の起こりえる可能性は、欧州連合などに見られる世界金融危機後の各国の財政赤字あるいは財政危機により ODA あるいは国際企業の投資の停滞などが深刻化するときである。

(2) セクター別電力需要

- 電力の需要は各セクターの中で工業建設部門が一番高い。工業建設部門でのガス利用は、電力、石炭、石油製品などを代替することになる。今回の需要見通しでは多少のガス需要の増加は見込んでいるが、工業建設部門で本格的にガスを利用するのは、まだ先のことと思われる。今後の工業建設部門での電力原単位は産業の高度化や設備投資の増大などにより電力化率の向上とともに増加するものと思われる。2020年以降は省エネルギー対策の影響も出て電力原単位は減少傾向を示す。
- 商業部門でも最終エネルギーの中で電力の伸び率は大きい。前提となる電力化率の上昇（2010年に20%で、2020年に30%）と商業部門のGDPの拡大によるものである。2010年での需要が4.6 TWh（IEは4.2 TWh）で、2020年は12 TWh（IEは14 TWh）となる。伸び率ではJICAモデルで2010年から2020年間の平均で10%/年であるが、IEの予測では13%である。
- 家庭部門の特徴は薪炭需要が多いことである。しかし、これらの消費は今後は減少傾向にあり、電気や液化石油ガス（Liquified Petroleum Gas、以下「LPG」）に替えられてゆくものと思われる。電気の需要としては2010-2020年間で11%/年の伸びが期待でき、今後、電気需要の占める家庭部門の割合は、増えてくるものと思われる。LPGは、工業、商業、家庭部門などで利用されているが、過去5年ほどの伸び率は大きく、今後ともこれら3つの部門での需要が高まるものと思われる。

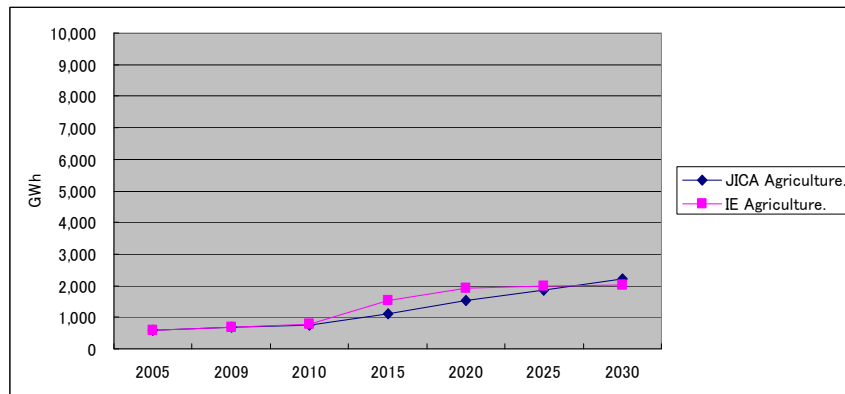


図 S5-2: 農林水産部門における IE と JICA の電力需要

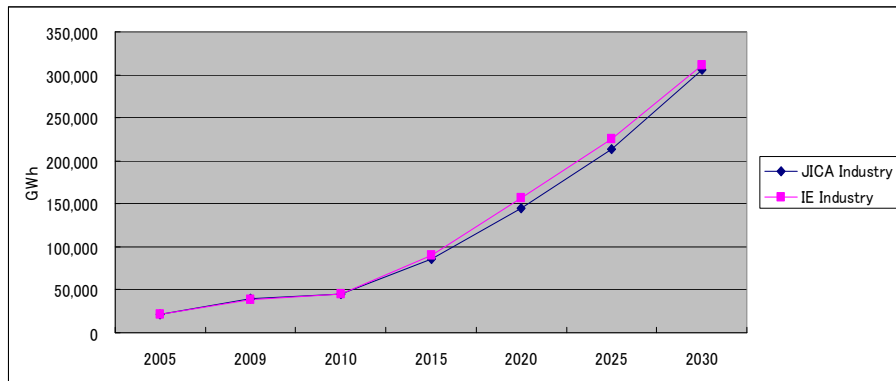


図 S5-3: 工業部門における IE と JICA の電力需要

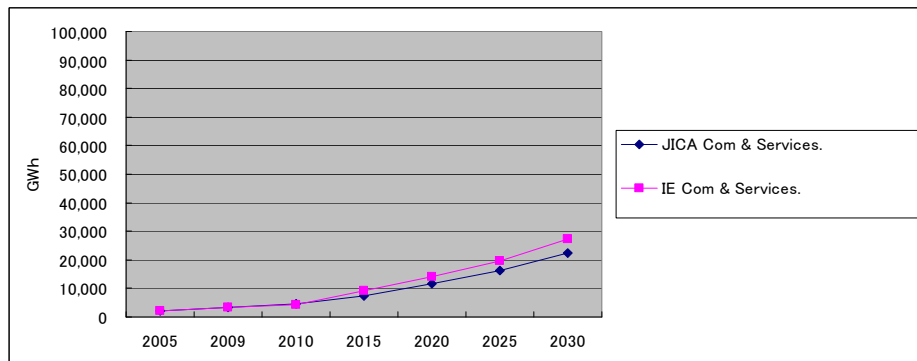


図 S5-4: 商業サービス部門での電力需要予測(JICA と IE)

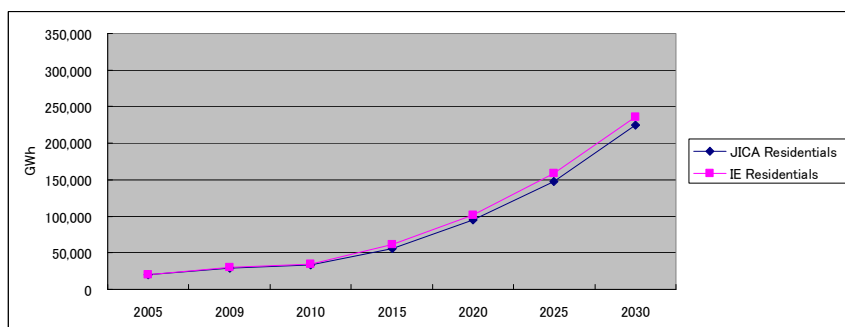


図 S5-5: 家庭部門の電力需要 (JICA と IE)

電源開発計画

2015年の発電容量の内訳を見ると、北部は水力発電および石炭火力発電がほぼ半々、中部は水力発電が大部分を占め、南部はガス火力発電所が6割以上を占める。水力発電所は北部から中部、石炭火力発電所は北部、ガス火力発電所は南部に分布している。しかし、2020年までには、従来のタイプの貯水池式水力発電所およびガス火力発電所の開発はほぼ頭打ちになるため、各地域とも他の電源の開発量を増加させる計画である。

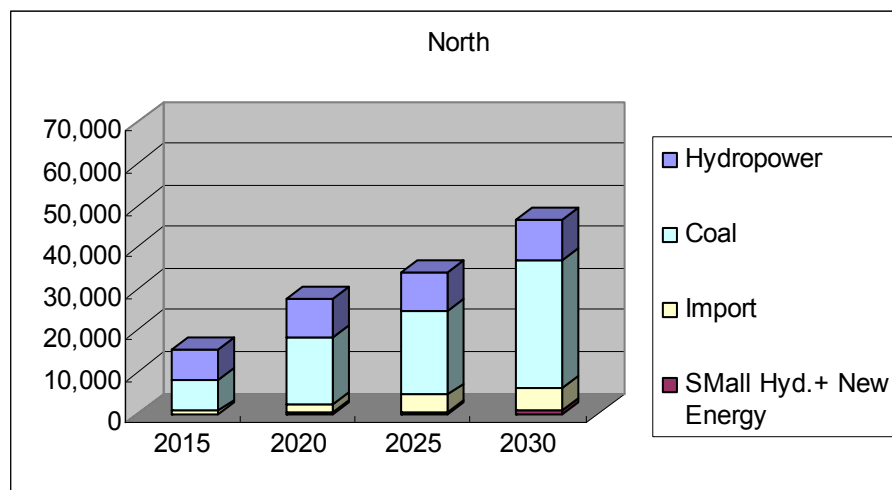
石炭火力発電所の発電量は増加し、2030年で、北部の電源の7割、中央部、南部で3-4割を石炭火力発電が占めるようになる。

輸入電力は、2015年以降増加していき、北部では中国およびラオス国北部の水力発電、南部ではラオス国南部およびカンボジアの水力発電所からの電力輸入が計画されている。

また、2020年から南部地域に原子力発電所が計画されている。

なお、既存火力発電所のリハビリについては今のところ明確な計画は立てられていないが、Uong Bi、Ninh Binh、およびThu Ducなどの石炭火力発電所は経年による老朽化が予想されるため、2020年には停止する計画となっている。

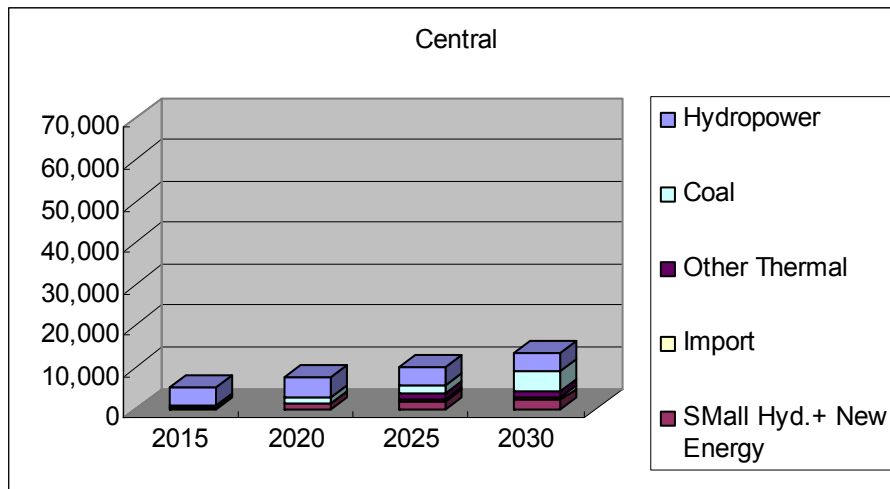
（単位：MW）



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 S5-6: 北部地域の電源計画

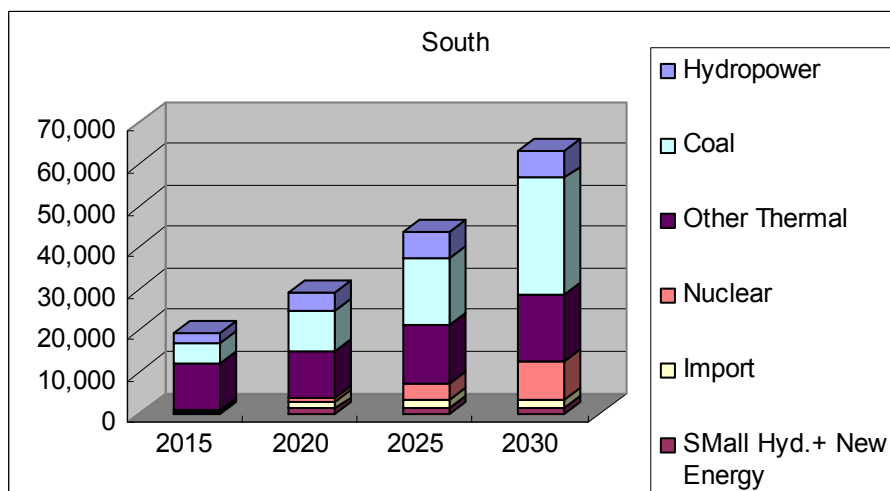
（単位：MW）



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 S5-7: 中央部地域の電源計画

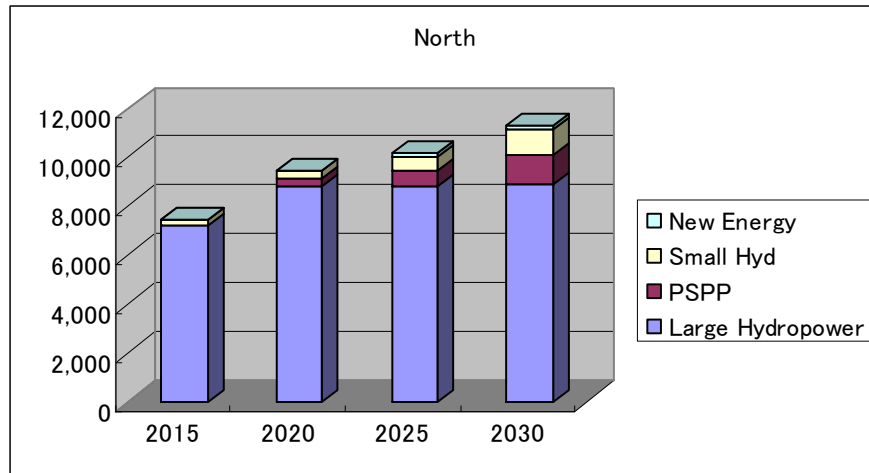
（単位：MW）



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 S5-8: 南部地域の電源計画

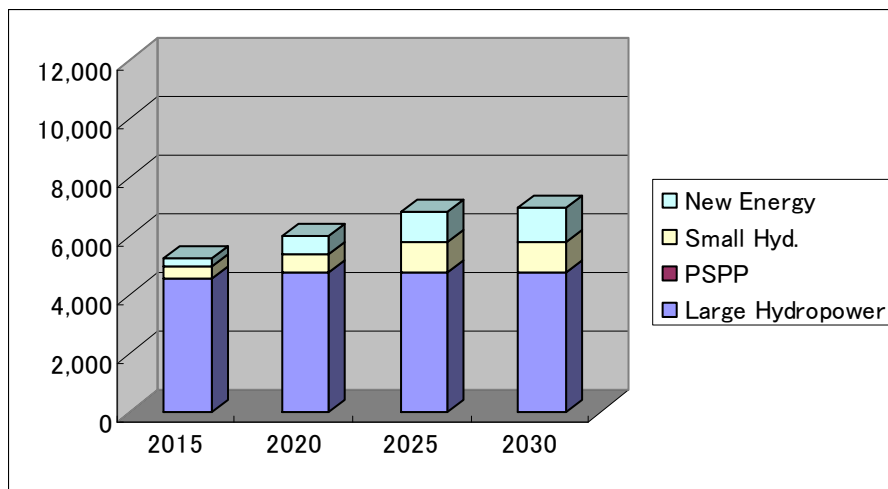
（単位：MW）



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 S5-9: 北部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画

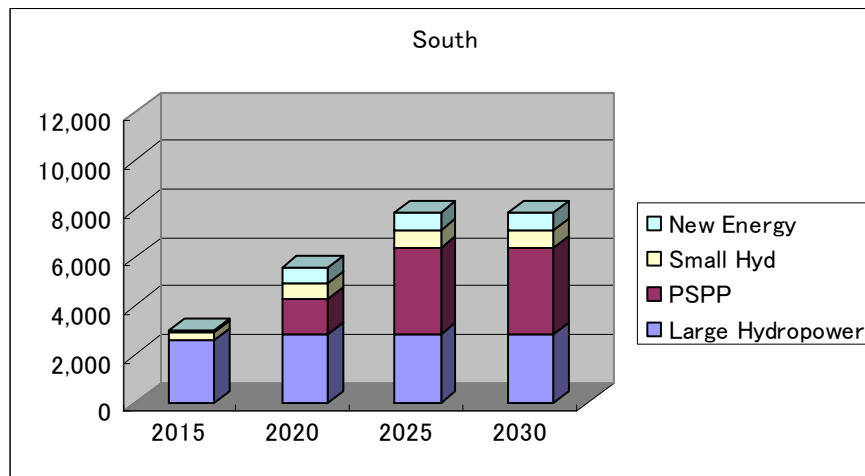
（単位：MW）



出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 S5-10: 中央部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画

（単位：MW）



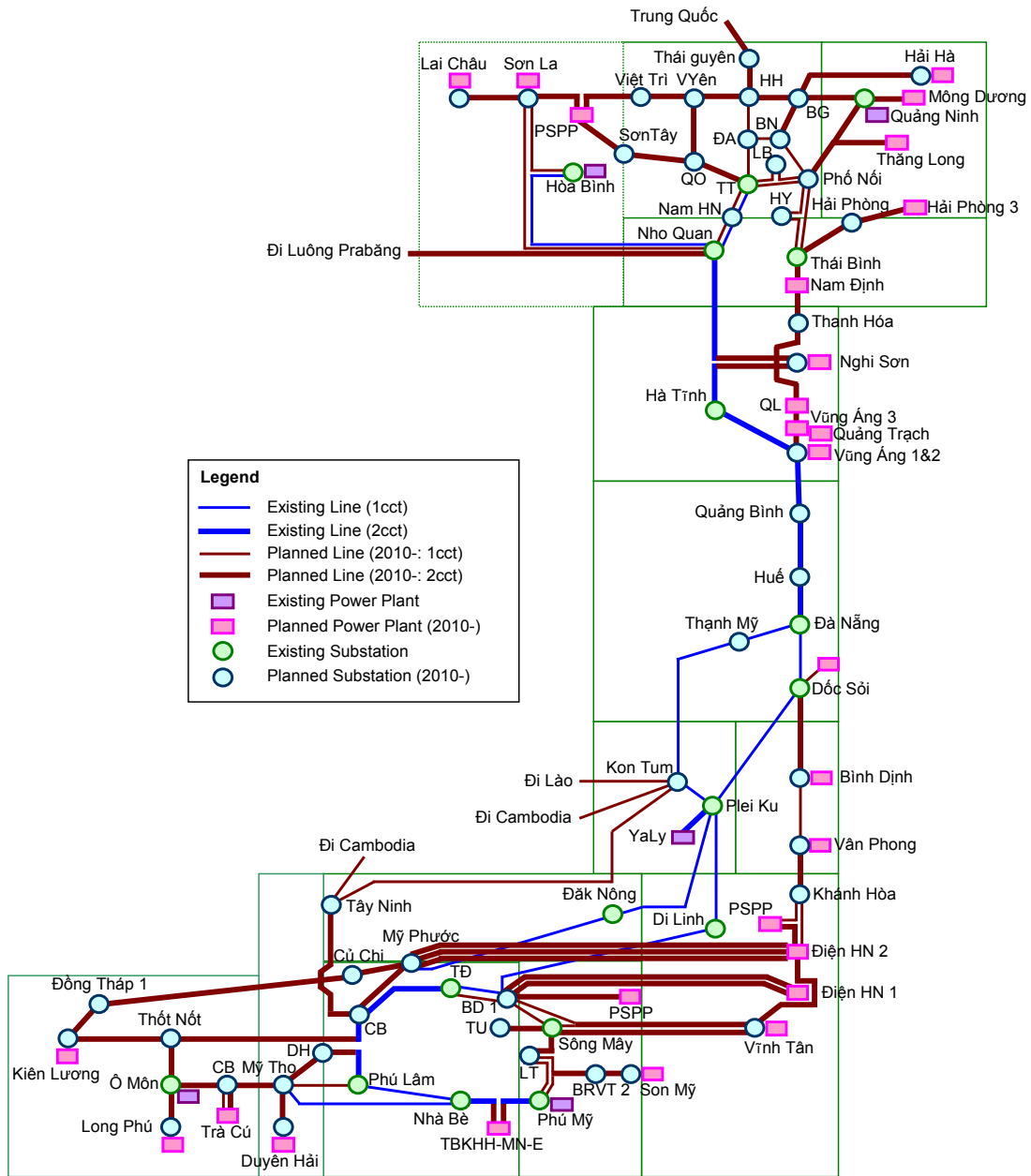
出典：2010年4月のIEによる計画の初案

図 S5-11: 南部地域の水力発電所および再生可能エネルギー計画

電力系統計画

系統構成の基本的な考え方は以下のとおりである。

- 電源は出来るだけ地域間でバランスがとれるように計画する。このため、北部-中央部間を結ぶ 500 kV 連系線は増強しない。ただし、中央部は水力開発地点、港湾設備を有する大規模な石炭火力地点およびラオス南部地域の水力開発地点など、電源が豊富にある一方、需要が小さいため、余剰電力は需要の大きい南部に送る計画とし、中央部-南部間の 500 kV 送電線の増強を計画する。
- ハノイ市周辺、およびホーチミン市周辺の 500 kV 系統は出来るだけ、リング状に構成し、複数の 500 kV 変電所から市内へ 220 kV 送電線の導入を行う。
- 計画後年度には、ホーチミン市事故電流の増大が問題となり、遮断器の定格遮断容量を超過する事態が想定される。このため、事故電流の抑制のため、ホーチミン市の電力供給系統については、220 kV の市内導入する送電線を放射状にして運用する。



*Điện HN 2-Mỹ Phước間を500kVで構成したケース

出典：専門家作成

図 S5-12: 2030 年の 500 kV 系統の概略計画(2010 年 7 月現在の電源計画に基づく)

環境社会配慮

中間レビューは PDP7 ドラフト戦略的環境アセスメント（Strategic Environment Assessment、以下「SEA」）レポートならびに IE の専門家との協議に基づき、調査団が作成した SEA レビューチェックリスト（表 S5-1）を用いて行われた。

SEA チームによって定められた方法論ならびにレポート構成に基づき、SEA 策定作業が進められている。2010 年 7 月現在、SEA は環境社会データ収集段階であり、今後、影響評価、緩和策・提言等の検討を経て、2010 年末に SEA レポートが環境天然資源省（Ministry of Natural Resources and Environment、以下「MONRE」）に提出される予定となっている。

上述のとおり、影響評価等は未実施であることから、SEA の方法論ならびにレポート構成といった、所謂 SEA 実施計画の妥当性に主眼を置き中間レビューを行った。PDP7 の SEA 実施計画は調査団が作成した SEA レビューチェックリストの項目を概ねカバーしており、大きな修正の必要性はないと考えられる。しかしながら、国際的な SEA のグッドプラクティス等と比較した場合、配慮すべき点が散見されることから、以下に示す提言を考慮して SEA が実施される必要がある。

(1) 石炭火力発電所ならびに住民移転を伴う大規模水力発電所に関する緩和策

一般に環境面からの優先開発プロジェクトリストにおいては、石炭火力や住民移転を伴う大規模水力の優先順位が低くなる傾向がある。しかしながら、電力の安定供給におけるこれらのプラントの重要性は高く、現時点では他の手段（電力輸入や再生可能エネルギー）で代替することは困難である。また、大規模水力による温室効果ガス削減効果も無視できないものがある。従って、以下に示すような緩和策を用い、これらのプラントを有効活用する必要がある。

(a) 石炭火力発電所

- ①適切な大気汚染対策（電気集塵、脱硫等）の実施
- ②高効率石炭火力発電技術（超々臨界圧（Ultra Super Critical、以下「USC」）、先進超々臨界圧（Advanced-USC、以下「A-USC」）、および石炭ガス化複合発電（Integrated coal Gasification Combined Cycle、以下「IGCC」）などの導入ならびに高効率を保つための適切な維持管理
- ③石油増進回収（Enhanced Oil Recovery、以下「EOR」）と組み合わせた経済的に実現可能な二酸化炭素回収・貯留技術（CO₂ Capture and Storage、以下「CCS」）の導入

(b) 住民移転を伴う大規模水力発電所

適切な住民移転緩和策（回避、低減および補償）の実施ならびにクリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism、以下「CDM」）の活用

(2) モニタリング計画

個別の開発プロジェクトのモニタリング計画は EIA にて用意されることから、PDP7 の SEA におけるモニタリング計画には、SEA の有効性と PDP7 の累積的影響に焦点をあて、以下の項目が含まれるべきである。

(a) SEA の有効性

承認された PDP7 における SEA の低減の反映状況ならびに緩和策の実行状況

(b) PDP7 の累積的影響

環境指標の活用（電力セクターからの総 CO₂ 排出量等）

(3) 公衆への情報公開

一般に、プロジェクトや EIA と比べて、政策、計画及びプログラム（Policy、Plan、Program、以下「PPPs」）はより抽象的であり、その影響は具体的でないため、公衆は積極的に PPPs の立案過程に参加しようとしにくい傾向にある。しかしながら、PPPs に関心をもつ公衆（特に社会的弱者）の意見を収集し、それらを適切に PPPs に反映させることは重要であることから、SEA プロセスにおいて、公衆へのドラフト SEA レポートの公開ならびに意見の受付を検討することが望ましい。

表 S5-1: 調査団作成の SEA レビューチェックリスト

1. 計画の記述ならびに環境の現状
1.1 計画の記述
■ 計画の主要な目的は明確か。
■ 関連する政策、計画、プログラム（環境目標等を含む）がレビューされており、計画の目的はそれらと整合しているか。
1.2 環境の現状
■ 現状の環境状態（自然・社会・公害面）が記載されているか
■ 重大な情報の不足はあるか。それらはどのように対応されるか
2. 主要な影響の把握及び評価
2.1 スコーピング
■ 影響は総合的かつ適切な方法でスコープされており、公害・自然・社会いずれについても懸案点は網羅されているか。
■ SEA レポートのスコーピングにあたって、適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われたか。

<p>2.2 影響評価</p> <ul style="list-style-type: none">■ 評価方法が説明されており、可能な影響項目については定量的評価が行われているか。■ 計画のステージに応じた環境影響評価が行われているか（M/P：IEE レベル、F/S：EIA レベル）■ 累積的影響や影響の空間的・時間的範囲及び正の影響についても記述されているか。■ 影響評価において不確実性が存在したり、仮定を設けた場合、それらが説明されているか。 <p>3. 代替案、緩和策、モニタリング及び提言</p> <p>3.1 代替案</p> <ul style="list-style-type: none">■ 計画のステージに応じた代替案（適切な場合 No-Action ならびに環境上望ましい最良の案（Best Practicable Environmental Option）も含む）が検討されているか■ 代替案は公害・自然・社会面から検討し、取捨選択の理由が説明されているか。■ 代替案における仮定や不確実性が説明されているか。■ 代替案の検討にあたって、適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われたか。 <p>3.2 緩和策</p> <ul style="list-style-type: none">■ 提案行為のステージに応じた緩和策（コスト・期間・方法等を含む）が検討されているか。 <p>3.3 モニタリング</p> <ul style="list-style-type: none">■ 責任主体、スケジュール、資金等を含むモニタリング計画は提案されているか <p>3.4 提言</p> <ul style="list-style-type: none">■ 公害・自然・社会面に関する懸案事項への対処が提言されているか■ SEA が計画の形成プロセスに影響を与えるポイントはあるのか。 <p>4. コンサルテーション</p> <p>4.1 レポート</p> <ul style="list-style-type: none">■ レポートのレイアウトは読み手が必要なデータや情報を簡単かつ迅速に探せるようになっているか。外部のデータソースは明記されているか。■ 読み手の理解を促進するため、目次、略語・用語解説、参照文献リスト、図表がレポートで用いられているか。■ 現地語の一般向けの非専門的な要約が用意されているか <p>4.2 情報公開</p> <ul style="list-style-type: none">■ レポートは適切な方法で公衆に対し公開されているか。一般向けの説明資料などが用意されているか。 <p>4.3 レビューと承認</p> <ul style="list-style-type: none">■ レポートは独立したレビューを受けているか。■ 必要な場合、当該国政府等により承認を得ているか。■ 承認に付帯条件はあるか。ある場合、その条件は満たされるか。 <p>4.4 コンサルテーション</p> <ul style="list-style-type: none">■ 適切な方法、タイミングでステークホルダーと協議が行われ、意見等はどのように計画に影響を与えたか。■ 協議において、公衆参画は配慮されたか。■ 協議において、特に社会的弱者（女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等）に適切な配慮がなされたか。
--

（出所）調査団

候補案件の投資情報

現在、IE では MOIT の指示により、PDP7 の作成を進めている。電源計画についても進めておるが、需要想定が確定していないため、未だ確定には至っていない。しかし、系統計画の作成のため、素案を示すことが内部で求められている。以下に述べる候補案件の投資情報は IE 内の素案を元に作成している。そのため、今後変わる予定はあることを予め断っておく。

(1) 2010-2015年までの候補案件の開発計画

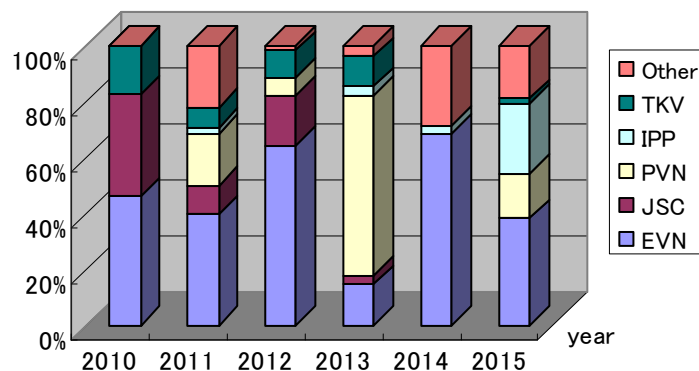
2010年から2015年までの候補案件については、以下の方法により作成されている。

- PDP6 国家運営委員会の公表に基づく発電所建設状況の評価。
- EVN の計画実施及び作業計画に関する状況報告。
- PDP7 作成のため寄せられた EVN 及び他の電力機関からの発電所計画情報。

2010年から2015年までの運用開始予定の合計発電容量は24,964 MWであり、年平均では4,160 MWである。しかし、2013年までの4年の運用開始予定の合計発電容量は11,753 MWであり、年平均では2,938 MWと非常に低い値となる。この間も需要が伸び続け、また、運用開始が遅れる可能性もあり、電力が逼迫することが予測される。

(2) 2010-2015年までの候補案件の投資内容と出資者

出資者については、EVNが50.6%を占めている。特に2012年、2014年では60%を超えており、EVNがベトナムにおける電源開発の開発主体であるといえる。次に、年度別の投資状況を図S5-2に示す。単独の企業体としてはPVNの割合が大きく、2013年にはその年の64%を占める1325 MWの投資を予定している。また、2012年まではJSCの割合が比較的高いが、2013年以降にはIPPの割合が高くなっていくことが分かる。ベトナムの規制緩和が順調に進むことにより、今後さらに多くのIPPが開発に加わることが予測される。



出典：IE 資料

図 S5-13: 出資者別の運用開始予定発電容量

S-6 開発にかかるリスク要因分析

系統開発にかかるリスク要因分析

系統解析にかかるリスク要因は次のようにまとめられる。

- 送電線の負荷予測が不十分であったため、送変電設備の容量が不足する。
- 資金不足あるいはプロジェクト管理上の問題などによる送変電プロジェクトの遅延
- 用地確保の問題による建設の遅延

このため、以下に留意する。

- N-1 基準に準拠し、余裕を持って確実に計画、建設を実施していく。また、送電線の潮流に余裕を持たせておくことは、供給の信頼度のみならず、損失の低減の面からも、ぎりぎりの容量を持って送電線を建設することが必ずしも得策とは言えないことにも留意すべきである。
- 用地交渉は早め実施し、問題箇所を早めに把握して、調整に入るべきである。

ベース電源の開発遅延の場合の供給力不足の回避策

原子力発電所の開発遅延の場合の供給力不足の回避策として、石炭火力発電所、およびその他の燃料の火力発電所地点を相当量確保していくことがあげられる。しかし、単一の燃料に頼りすぎることによる燃料供給上のリスクの増大が考えられる。そこで、燃料としては LNG などを含め石炭だけではない他の火力燃料の使用も検討していくことが望ましい。また、複数の地点をあらかじめ並行して開発し、需要の増加に応じて、ユニットの増設をかけていく方法が有効である。

S-7 該当分野での協力を今後行う場合の教訓と提言の検討

ベトナム側への教訓と提言

【電力需要予測】

(1) 電力需要とエネルギー需要

電力は、さまざまなエネルギーの一つである。したがって、電力需要予測は、社会、経済、エネルギー全体を対象にした予測の一部でなければならない。また、電力化率も目標年を通して十分に吟味される必要がある。（他国との比較が必要）

(2) 2010年から2015年間の電力需要の伸び率

IE と JICA 予測は、基本的に大きな違いはないものと思われる。2010年から2015年までの伸び率はIEが14%、JICAが12%である。また、2010年から2020年ではIEが13%、JICAが12%である。このときのGDPの伸び率は平均で7.7%（SED2020より）であるので、PDP6のときが平均8.5%であったことを考えると、状況としては、電力の伸び率はPDP6よりは低くなる。電力のより高い成長が予想される前提としては、ベトナム経済が2010年後半から急速に回復し、電力の需要が急速に上昇するというシナリオである。この前提では、大型プロジェクトも大きく推進され、新規電力需要も大幅に増加するものと思われる。このようなときJICA見通しは、上振れすると考える。

(3) GDPに対する工業部門弾性値について

工業部門の全エネルギー原単位は2010年から2020年にかけてわずかに上昇している。一方、日本とベトナムの原単位を比較すると日本のほうがはるかに小さい。（市場為替レートでGDPを換算するとベトナムは日本の10倍、PPP為替レートでは3倍ほどである）JICAモデルでは、工業部門の原単位は、2015年より毎年2%の省エネが行われるとしている。したがって、2015年までは原単位は上昇するが、それ以降は徐々に減少する。また、電力化率は、2010年から2030年まで上昇をつづける。

(4) 家庭部門のエネルギー需要

現在の家庭部門の全エネルギー（含む薪炭）上昇率は、2010年から2020年間1.3%/年である。これは、他国と比較すると多少低いと思われる。通常、家庭部門の全エネルギー上昇率は1-2%である。ただ、商業エネルギーの上昇率は10%以上の伸び率である。

(5) 経済見通し

SED2020を見ると、過去の経済動向分析は十分になされているが、将来の予測手法や予測技術については不透明である。一方、IEはエネルギーや電力の予測に当たり、その手法が明確になっている。経済見通しを担当される当局は予測手法を開示するか、または、予測モデルがあれば、それを開示すべきである。エネルギー需要は、GDPの成長の大きさとGDPの支出項目（民間消費、投資、政府支出、輸出入）などに大きく影響されるため、GDP見通しの精度が常に求められる。

(6) エネルギーミックスと新しい発電用資源開発について

現在の世界のエネルギービジネスやエネルギー専門家は、将来のエネルギーミックスを真剣に考えている。これらは、地熱発電、太陽熱発電、石炭ガス化技術、CBM技術、CNG技術、水素メタンの利用、シェールガスの利用などである。ベトナム当局が原子力発電の導入を考えていることは、広く知られていることであるが、これは電力のエネルギー源としての一つに過ぎない。最近のベトナムの「再生可能エネルギーマスタープラン」に先の新エネルギーの研究・開発・導入などが検討されていけば問題ないが、そうでなければベトナムの将来のエネルギーセキュリティのためにも検討することを願う。

【系統計画】

IE は基本的な系統解析のスキルを身につけており、系統計画上のクライテリアの重要性を認識している。今後、実際に系統解析を実施し、系統計画を策定していく中で、以下の技術的な課題に留意していくことが望ましいと考えられる。

(1) 事故電流対策

事故電流は電力需要が高密度の地域で増大する。従って、需要密度が低かった時期には経験していなかった系統の特質が顕れてくるため、その対策は、従来の系統の構成方法とは異なったものになり、新たな視点から計画する必要がある。230 kV 系統や 500 kV 系統のある程度の分割運用は、高密度の需要地帯における供給方法としては、世界の多くの箇所に見られる事故電流対策であり、ホーチミン市やハノイ市に対しても有効な方法である。一方、変圧器事故時および 1 回線事故時などに、電圧の低下や、供給信頼度の低下が懸念されるため、いくつかのケースを比較しながら、その対策も同時に検討していく必要がある。

(2) 安定度の検討

ベトナムの系統は南北 1500 km と長く、また、国際連系線の建設、および国内系統の拡充により、今後も系統の安定度対策に留意する必要がある。特に、事故時の発電機相差角の動揺周期が長くなることが考えられる。この動揺を抑制するために、発電機励磁機にダンピングの信号を与える PSS の設置が有効であるが、その製定、および設置する発電所の箇所を検討していくことが望ましい。

(3) 送配電ロス

500 kV 系統と UHV 系統の比較においても明らかになったことであるが、ベトナムでは送変電設備のコストが日本と比較して低いために、送電ロスのコストが相対的に高い。このため、送配電線に太い線種を採用するなど、現在の送配電線の仕様を見直すことで、送電ロスを効果的に減らすことが出来る可能性があり、送配電ロス低減の方法を検討していくことが望ましい。

(4) 地中送電線の過電圧検討

今回説明した地中送電システムの過電圧検討項目は元々、ホーチミン市内への 500 kV 地下変電所及びその変電所に供給する 500 kV 地中ケーブルの計画に必要な技術検討という意味であったが、PDP7 では 500 kV 地下変電所及び 500 kV ケーブルの新設は含まれない見通しとなっている。しかし、220 kV 地中ケーブルは今後増え

ていく見通しである。今回説明した内容には高度な解析技術の知識が含まれ、このようなノウハウは講義形式による紹介だけでは不十分であると考えられる。実際の場合、特にやや長い距離の 220 kV 地中ケーブル新設時の検討時期に合わせて技術協力することで、効果的に技術移転が進むものと考えられる

(5) 電圧維持および電圧安定性の検討

東京電力の系統で 1987 年に発生した電圧崩壊事故について紹介したところ非常に強く興味を示し、電圧安定性の重要性についてさらに認識を深めたようであった。IE は、放射状系統とした場合の系統末端での電圧低下が問題になるということは認識しており、何らかの対策が必要であると考えている。無効電力不足による電圧低下問題については、IE は十分問題性を認識しているという意味で自ら解決することが期待されるものの、日本での実績を踏まえた技術支援があればより確実である。一方、特に長距離の地中ケーブルが増加した時の無効電力過剰に起因する諸問題については、今後必要な時期に十分に検討する必要があると考えられる。

(6) ベトナム東南部の発電地域からホーチミンへの送電方法の計画策定および実施方法の検討

第 4 章に記載したとおり、ベトナム東南部の発電地域からホーチミンへの送電には、従来ベトナムで採用されてきた最高レベルの電圧である 500kV で送電を行っても回線数が多大になり、送電ロスも大きいことから、より効率的な送電方法として、これ以上の電圧の採用も検討し、比較することが必要である。

(7) スマートグリッド

ベトナムの配電網は全体的にロス率が高く、配電線の整備は十分ではないと考えられる。配電自動化、および配電網のスマートグリッド化を指向するためには、配電線同志の切り替え可能量の確保、十分な配電線容量、中圧／低圧変圧器の設備管理と供給先の電力需要家との対応付け、配電設備のデータベース化の進展などの基礎的な条件が整っている必要がある。このため、当該分野を対象に調査を実施する場合には、ベトナムの配電設備の敷設状況、配電網の構成の仕方、稼働率、管理状況などを調査し、スマートグリッドや配電自動化などの高効率化を図るシステムの導入が十分に受け入れられかどうかを検討する必要がある。

また、工業団地内の配電網への適用については、工業団地内の自家発電導入状況、再生可能エネルギーおよび高効率化システム導入のニーズを確認し、適用可能なシステムを検討する必要がある。

JICA への教訓と提言

【部分的な協力のメリット・デメリット】

前回の PDP6 では JICA 専門家チームが需要想定、電源計画、系統計画、環境社会配慮、経済財務分析の面で全面的に支援を行った。

今回の PDP7 では、計画策定は IE で実施し、JICA 専門家チームは、需要想定、系統計画、および環境社会配慮の面でポイントを絞った形での部分的な支援を行った。

デメリットとしては、IE の計画策定スケジュールと支援のタイミングを一致させる必要があったが、情報・データをタイミングよく入手出来るとは限らず、暫定的な条件で検討を進めた後、更新された情報・データを元に同様の検討を再度実施することとなり、工程上のロスが発生した。

また、短期間で全体的・包括的な計画に関する情報収集には限界があり、支援の内容にはある程度の制約が生じた。

メリットとしては、短期間で実施できたこと、カウンターパートの負担が少なかったと考えられることである。

【提言】

(1) 政策／上位計画

ベトナムのエネルギー政策の上で問題は、「あまりにも電力に頼りすぎている」という現状である。ベトナムでは石炭、石油、ガス、電力などの最適なエネルギー・ミックスを構築することが長期的な視点から求められている。この開発研究を IE は重視しており、今回のプロジェクト中においても JICA からの協力要請書を委託されるほどであった。本分野は、「ベトナムエネルギーマスタープラン」の範疇とも思われるが、IE としては、Technical Assistance 的な形態を希望しているようであった。

(2) 発電部門

PDP6 との主な相違点は、再生可能エネルギーの大量導入、原子力発電所および一部の火力発電所、揚水発電所の具体地点の確定、国際連系線のルートおよび輸入電力量の見直しなどである。IE は、これまでの JICA 支援を通じて技術移転を図った東京電力の PDPATII を使用して、電源需給シミュレーションを実施し、電源計画を策定している。今回、新機能を備えた PDPAT の新しいバージョンについて IE か

ら要請があった。今後も IE では、PDPAT などの電源需給シミュレーションソフトを活用して、上述の再生可能エネルギーの導入、国際連系線を通じた融通電力計画の変更などを反映し、電源計画を策定していくことと考えられる。こうした情勢変化を適宜折込み最適な電源計画を策定するためのノウハウについて引き続き支援していくことが考えられる。

また、発電所の建設遅延の問題は、計画確定後の実施面での問題とはいえ、計画策定時においても、複数地点の早期の開発、水力発電所および再生可能エネルギーの出力低下のリスクの見積もりの再考や、毎年計画を微修正したものを MOIT に答申していくなど、計画面からのリスク回避策を講じる方法について支援していくことが考えられる。



