

付 属 資 料

1. 面談記録
2. ワークショップ記録および資料
3. 収集資料リスト

付属資料

1. 面談記録

調査実施上の留意点 (通 団員：ワークショップ・モデレーター)

1月29日に実施したワークショップ結果を鑑み、以下の点を列挙する。

1. DOEと関連機関の連携が極めて重要

ワークショップには DOE のみならず、関連機関 (NPC-Corporate Plan、TRANSCO、NPC-SPUG、NEA) が参加した。DOE ではこれら機関から提出される各開発計画を評価・審査し、PDPに統合することになっている。ワークショップにおいて、各関連機関より「審査の基準や計画書のフォーマットを明確にして欲しい」との要求が DOE に対して表明されるとともに、各計画間のタイムリーなデータのやりとりが重要であるとの意見も出された (例えば、TRANSCO の作成する送電計画は、発電計画等その他の計画に基づいて作成される)。

本調査では、DOE と各関連機関の役割を慎重に検討した上で、1)DOE による各計画の評価基準、2) 各機関間の手続きの流れとそのタイミング等を策定することが求められている。いわば、本調査は DOE のみならず電力セクター全体の計画策定の実施体制を整える役割を担うものであり、極めて有意義な調査と言えよう。

従って、調査の実施体制としても、DOE のみならず関連機関も十分に参加できるような仕組み (運営委員会の設置など) を作り、調査で作成されるマニュアルを関連機関で共有する他、トレーニングにも関連機関の参加が望まれる。

2. PDP 作成担当者の能力向上 (技術面) が急務

上記 (1.) のように、PDP 作成の枠組み全体を構築することが重要である一方、PDP 作成を実際に担当する DOE 職員の能力向上も急務である。昨年 2 ヶ月間、DOE の DAPD(Demand Analysis & Planning Div.)および SPMD (Supply Planning & Monitoring Div) の職員 6 名が NPC より OJT を受けつつ、2002-2011 年版エネルギー開発計画 (PEP) の一部となる電力需給計画を作成した。しかし、モデル計算のソフトウェアを十分にハンドルできない (計算の経緯がわからず、何かトラブルが起こると NPC に頼るしかなかった) など、技術面での不安が残った他、時間不足で予定していた送電計画作成にかかるトレーニングも行われなかった。2003-2012 年度の計画については、DOE が自力で作成することになっているが、これに対して DOE 担当者より不安が伝えられた。「PDP を作成しつつ技術を学ぶ」といった「OJT」を本調査に求める旨、ワークショップ参加者より強調された。(なお、NPC による OJT では、NPC がライセンスを所有するソフトウェアの利用が、特別に DOE に許可されたが、今年度からは DOE 独自でソフトウェアを準備する必要がある。)

3. 本調査における地方電化の扱いを明確に

ワークショップでは、本調査の地方電化の扱い方について、多くの質問が出された。DOE

(Ms. Mylene) からは、「本調査は NPC-SPUG や NEA から提出された各計画をどのように評価・統合するかを策定するもの」と回答された。しかしながら、参加者の中からは、「地方電化をいかに進めるか」についてのキャパシテイビルディングを本調査に期待する旨の意見も出された（実担当者より）。調査開始前に、今いちど文書などで本調査における地方電化の扱いを明らかにしておくことが必要と思われる。

4. 本調査の具体的 TOR の関係者間でのシェアリング

ワークショップの参加者に、本調査の目的にかかる理解度をクエスチョネアで質問したところ、回答者 26 名のうち半数が 5 段階で「3」と回答し、その理由として「調査の TOR がまだ漠然としている」を挙げた人が多かった。また、自由記入欄にも「具体的 TOR を知りたい」との記述があった。本調査の具体的 TOR が決定した時点で、関係各者を集めてその説明を行うことも有意義かと思われる。

以上

<面談記録>

*出席者は主要メンバーのみ記載

1月27日(日) 16:00~19:00 団内打合せ

出席者 調査団員全員

まず石黒団員から24日(木)到着後の経過について説明があった。

1. 金曜はDOE側がIRRの件でまだ缶詰状態だったため会えなかったため、I/Aに具体性を持たせるべく、団内ですり合わせを行った。また土曜日に本件中心人物であるMs. Mylene が来て1時間半ほど話をした(かなり披露困難のようすだったためそれ以上継続はできなかった)。その際に金曜にコンサルタント団員が所員と打ち合わせの上詰めた結果できた別添(「PDPの構成」および「電力需給概観」)をラフな手書きではあったが説明したところ、「そのとおり、policyだ」(単なる技術の話ではない)ということでも即合意してくれた。

2. (別添両図により説明) 要はボトムラインとしてDOEのPDPは Power Policy Statement である、ということでありその意味でPDPのままではなく名前を変えた方がいいと考えている。このことをMs. Mylene に話したところやはり同意見とのことであった。

次に森団員からワークショップ参加者についての説明が行われた。

・20名がDOEから出てくるがそのうち15名は要請書(TOR)を見たことさえないそう。あと10名はNEAなど技術的なところ(関連機関)から来る。またDOEの20名はカウンターパートになるかどうかもわからない(そのうち何名かはその可能性が高いものの誰がどこに配置されるかは未定)。したがって当初想定されていたようにワークショップで意見を十分に拾ってそれをI/Aに反映させていくことは困難と思われる。同様の理由でワークショップのグループワークはできないと考えられるので、ワークショップを1日にすることを提案したい。

さらに石黒団員から別添「SW案」の説明があった。

・DOE側が日本側のカウンター案を理解できるよう、JICAで作った案を上書き(大幅加筆・修正)するかたちで案を作ってみた。しかしながら、これはいわば想像に基づいて作ったものである。つまり本来であれば投資の許認可等に関しどの組織がどのように関係するのかを承知した上でなければ案は作れないが、我々にはその情報が不足している。したがってワークショップを1日で終えた後の週の後半はこれら関係機関を(ある担当者から「芋づる式」に伝えていく方法で)回ってインタビュー調査をしようと考えている。

御田団員からはもともとタスクフォースではJICAは純粋に技術的なところ、METIタスクフォースは政策レベルも含めた提言、ということだったと解釈しているが、今回は純粋に技術的な話ではなくなってきており、その意味でタスクとの間で常に調整していく必要があるとのコメントがあった。

丹羽団長からは要請書がNEDAから戻された点について懸念が示された他最終案まで詰めないのならミニッツを残す必要もあるのではないかとの発言があった。

以上を踏まえ団としては以下のとおり対応することとした。

1. 30日(水)にMs. Mylene、Mr. Nelson等DOE側キーパーソンと「SW案」の英語版(要は改訂版I/A案)についてすり合わせをする。その前に次官表敬の際大枠の説明を行うこととし、28日(月)朝コンサルタント団員のみがDOEにおいて次官説明にあたってのすりあわせを行う。

2. インタビューはアボが取れ次第その都度入れていく(30日(水)～)。
3. タスクフォースとのすりあわせについては、むしろこちらにタスクフォースチームの動きがよく見えないので、28日(月)の16時30分から予定されているタスクフォース団内打ち合わせに同席させてもらい、すりあわせを行う。
4. 要請書正式提出の遅延に関しては他の分野、他のスキームに関しても同様のことが起こっており事務所および地域部と相談の上JICAとしては本件に関し特段の問題はないと判断している。また調査団としては表敬の際に要請書の督促コメントを行う程度が適当と考えられる。「なぜ提出されないか」という議論を表敬の席上で行うことはせずフォローは基本的に事務所に一任することとする(後で勝又所員に電話で確認したところ28日(月)NEDA表敬の際には同所員も同行しフォローしてくれるとのことであった)。またミニッツに関してはまずは修正版I/A案に関し関連組織機関との関わりをインタビューしつつ十分に詰めていく必要があり、その上で(たとえば)「別添案に関し基本的には合意している」等の内容のミニッツを結ぶことができればいいが、ミニッツは目的ではないので、ミニッツを結ぶことを目指す必要はない、と判断。

1月28日(月) 10:30~11:30 JICA事務所長表敬、打合せ

出席者: 小野所長、小原次長、勝又所員、堺井一等書記官、玉川専門家、調査団(官団員のみ)

最初に団長から対処方針および27日の団内打合せを踏まえた団としての本件調査対応を説明した。

所長からは要請書がNEDAから何度か戻されている件に関し関心が示されNEDA表敬の際に勝又所員からも可及的速やかな提出を促すことで合意した。さらに小原次長からは地方電化と言っても範囲が広いのでどこまでカバーするか見極めが必要との指摘および調査のタイミング(先方が希望する開始/終了時期)についての質問があり、後者に関し玉川専門家からPDP作成のサイクル(毎年度9月に最終案提出)が説明された。また堺井書記官から投資促進室の重要性およびデータベースの整備(情報源への平等なアクセスの確保)の必要性が強調された他、同室に専門性のある人材を1人入れたい、との意向が示された。

1月28日(月) 13:30 NEDA表敬

出席者 Ms. Vanessa Dimaano PIS(Public Investment Staff)、Mr. Ronnie Corpus IS(Infrastructure Staff)、Ms. Minmin V. Medina IS(Infrastructure Staff)
勝又所員、調査団(官団員のみ)

冒頭団長から調査の趣旨を説明した後要請書の手続状況に関し確認を行った。

NEDAとして基本的には電力セクターの重要案件である本件に関しては前向きに考えているが、分野に関わらず新規部局の設置にあたっては“Scrap & Build”の方針を取っており、したがってエネルギー分野投資促進室に関してもDOEの組織改編の中に組み込まれているべき、とのことであった。またODA事業におけるローカルコンサルタントの活用の促進に関してもあらためて説明された(後者に関してはすでにDOEから回答済とのこと)。これに対し調査団から29日以降DOEとのワークショップ、協議においてもNE

D A のコメントを踏まえて議論を進めていきたい旨を説明した。

また勝又所員から電力セクター構造改革関連で多くのドナーが協力を実施中であるが、キャパシティ・ビルディングに関しては日本以外の協力が実施（予定）であるかどうか確認を求めたところ、日本のみである、との回答が得られた。

1月28日（月）15:00～16:00 デルカラル次官表敬

出席者：DOE次官 Mr. Cyril Del Callar、Ms. Mylene C. Capongcol (Supervising SRS, DOE)、Mr. Antonio T. Corpuz (SVP-Asset Management, PSALM)

調査団、METIタスクフォースミッション斎藤団長、柏木団員、越智団員

METIタスクフォース斎藤団長（METI資金協力課）から今回の同ミッションは技術面に特化したものであることを説明後3月11、12両日にマニラで行われる Consultative Meeting について言及（経済産業省から審議官が来訪とのこと）、ドナー間の調整はUSAID、ADBあるいは日本が行うべきとの見解が述べられた。

これに対し次官からは3月の会合に備え2月下旬に準備会合を行いたいとの意向が示された。また民営化計画に関しては現時点では案の段階であるとの発言があった。

続いて丹羽団長から調査の趣旨を説明した。

PSLAMからNPCの送電および発電設備の民営化計画に関してプレゼンテーションが行われた。

さらに石黒団員から政策官庁としてのDOEが策定するPDP、また電力構造改革の中でDOEが果たすべき役割に関し調査団として議論をしてきたがさらにフィリピン側との間で様々なことがらを明らかにしつつ詰めていく必要があることを説明したところ、次官はpolicy statementの重要性について賛意を示した上で「PDPは投資を惹きつけるものでなければならない」と発言、さらに「投資を惹き付けるためにはアセアン地域において競争力を高めなければならないがそのためにどうしたらいいかということが現在まだ明確になっていない（“missing link...”）とのコメントがあった。

なお次官から将来の本格調査の成果としての報告書を公開することに異論はないが、このような場を含め口頭で議論される内容に関しては守秘してほしいとの意思表示があった。

1月29日（火）17:30～19:00 団内打合せ

出席者：調査団員全員

1. 現在のI/A案は29日終日行われたワークショップでの要望や意見を反映していないので、それらを吸い上げていく作業は必要であり、また案の調査範囲の部分はさらに項目を整理することが求められるが、先方の時間的制約にも鑑み、30日（水）に同案をたたき台としてすり合わせを行うこととする。
2. 本格調査において地方電化をどこまでカバーするかに関しては出発前より議論を重ね、対処方針としては自由化を踏まえた政策官庁としてのDOEが立案する電源開発計画を考える場合にこれと密接に関係する事項でありその意味において地方電化計画もカバーする（しかしながら具体的なプログラムを云々する話ではない）ということになっていた。ただしフィリピン側がどのように考え要望しているかは未だ正確に把握さ

れていないためやはり30日(水)の打合せにおいて確認することとする。

1月30日(水) 9:00~12:00 DOEとの協議

出席者: Ms. Mylene C. Capongcol, Supervising SRS, ESAD, Ms. Thelma Ejercito, Senior SRS, DAPD, Ms. Maripaz De Leon, SRS II, SPMD, Mr. Hermie Areola, Senior SRS, SPMD, Ms. Lana Rose Manaligod, Senior SRS, SPMD(以上すべてDOE)
玉川専門家、勝又所員、調査団(大河原団員のみ別途TRANSCOで面談)

1. 調査団(石黒団員)からI/A案を概略説明。
2. 丹羽団長から要請書の正式提出に関し本格調査実施の緊急性に鑑み早急にNEDAと調整するよう要請。特にNEDAが説明を求めているエネルギー投資促進室に関してフィリピン国が政府として同室の設置を承認することが本件調査で同室への協力も調査範囲に入れるための前提である旨を重ねて強調した。
3. 調査団からPDP(電源開発計画)とMEDP(国家レベルの地方電化計画)との関係および本格調査においてMEDPについて何をカバーすべきと考えているのかを説明してほしいと要請したところ、DOE側は地方電化に関する個々の計画の関係を図により説明した。そしてPDP(電源開発計画)とMEDP(国家レベルの地方電化計画)は別個のものであるが、本格調査で有用な投資情報としてMEDPにどのような事項を盛り込めばいいのかが明らかにしてほしい、とのコメントがあった。これに対し調査団からあらためて地方電化計画に関しては個々の案件の扱いおよび様々な関連課題への対応を検討するための基本情報の整備のみ本格調査で対象とすることが可能であるとの説明をしたところ、先方の基本的合意を得た。
4. DOE側は同日午後内部打ち合せ後次官との会議を経た修正案を31日(水)に調査団と協議することを希望したため、そのように対応することとした。
5. 調査団員は各自でI/A案の内容をあらためて検討し31日DOE側との協議前に団内打ち合わせを行い同協議対応方針のすり合わせを行うこととした。

1月31日(木) 9:00~12:00 DOEとの協議

出席者: Ms. Mylene C. Capongcol, Supervising SRS, ESAD, Ms. Lea E. Ricolcol, Chief of Staff (to Secretary V. Perez)、玉川専門家、勝又所員、調査団全団員

1. 地方電化に関し前日行われた説明をレビューするかたちであらためて説明が行われた。
2. エネルギー投資促進室の機能に関し団長から説明を求めていたところ、長官付き Chief of Staff の Ms. Lea から次のとおり説明があった: BOIに投資促進の部局はあるが、それは中小企業を主眼にしたものであり、エネルギーセクターのように資本規模および長期の取り組みが必要な分野については違った観点からの取り組みが必要である(双方の機能に関する調整はBOIとDOEの間で行われている)。このためエネルギー投資促進室の設置を提案したものである。同室を含め4つの新部署の設置を計画中であり、その中には Consumer Welfare Desk もある。NEDAの言う"Scrap & Build" に関しては新電力法による組織改革に伴い複数の部署が統廃合されている。また仮に組織改編による新部署の設置が承認されなくても、既存の組織内での対応も可能であ

る。

3. DOE側が加筆修正してきたうち以下の記述に関しては本部に確認の上回答する旨を説明（その他はより正確な表現とするための微修正）。

・ III. STUDY AREA の対象地域の記述に次の一文を加筆。In cases, however, that data is needed outside Metro Manila, the GOP counterpart team shall undertake the on-site survey and data collection, funding of which shall be subject to the agreement of both DOE and JICA.

・ IV. SCOPE OF THE STUDY の (1) (c) Local Experts / Consultants を含めチームの構成を加筆。

⇒本部に確認の結果、IV. SCOPE OF THE STUDY には調査の内容のみを記し相互の負担事項等に関しては別途作成する *Technical Undertakings* に記すべきとのことであった。なお本件確認の際あわせて無理のない詰めを行うようあらためて指示があった。

SW (案)

① DOE が持つべき機能をモデルのとして提示

電力自由化を進める中で主務官庁として DOE が担うべき役割、組織のあり方および行うべき業務の全体像を提示する。この全体像の提示にあたっては、②に示す電源開発計画と投資促進の両分野についての検討の結果を踏まえ実施されるものである。

例えば、新たに DOE に必要となる業務 (task) としては以下があげられる。

- 電源開発政策 (Power Development Policy Statement, in other words -PDP) の策定
- PDP に基づき、各主体者が提出する開発計画の評価と改善提案 (TransCo については認可)
 - 民間投資計画 (IOU, IPP, auto-producers)
 - 公的部門
 - ◇ TDP (TransCo)
 - ◇ MEP (SPUG)
 - ◇ NECDDP (NEA)
- 不足する電源を追加確保するための方策 (?) の立案
 - 民間からの追加投資の誘因
 - 公的投資計画の強化 (TDP, NECDDP, MEP)
- 以上の政策立案に必要な基礎データの収集、分析、予測の実施
 - PEP (一次エネルギー開発見通し) との連携
 - 電力需要予測
 - 将来必要となる電源開発規模の推定
 - ◇ 地域別
 - ◇ 開発主体別 (民間、公的部門)
 - 他機関から DOE にあげられる開発計画の分析 (TransCo, GenCos, IOU, ECs)

加えて、このような業務を遂行するためには改組される ESAD の Electricity Market Evaluation Section の中に次の機能を持った部門 (team) が必要となる。

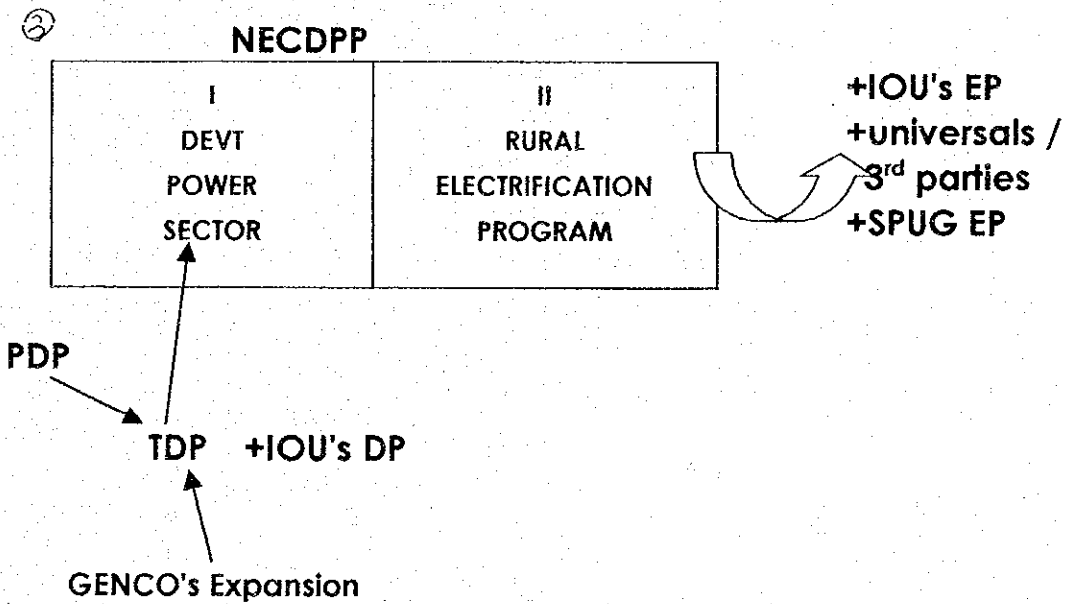
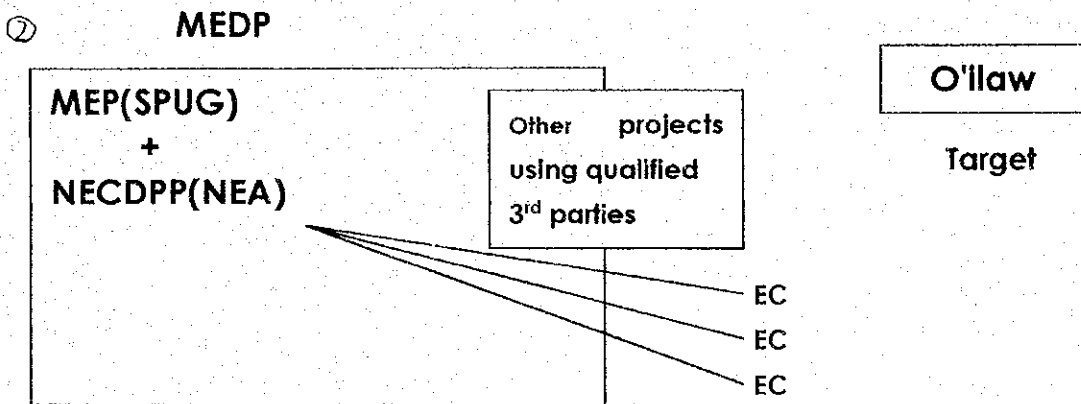
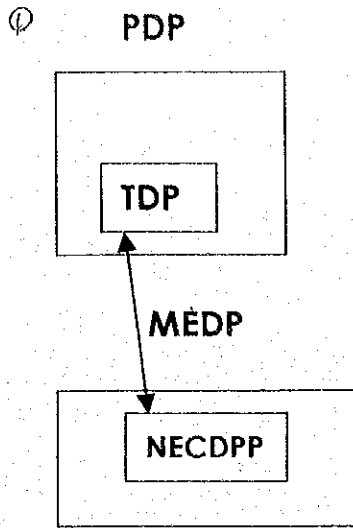
- 電力需要の分析と予測 (PDP の基本シナリオの作成)
- 不足する電源を開発するための民間投資の促進

② データの収集、分析、レビュー

1. を踏まえ以下に関し、データの収集、分析およびレビューを行う。

1月30日(水)DOEによる

PDPと地方電化計画との関係説明図



(大河原川員作成)

2月1日(金)14:00～16:00 DOEとの協議

出席者: Ms. Myline C. Capongcol, Supervising SRS,ESD

玉川専門家、調査団(石黒団員のみ別途DOIで面談)

1. I/A案の修正確認および編集

丹羽団長から昨日まで協議に基づいてI/A案を修正し、編集し直しさらに技術的検討項目を追加した新提案について説明があった。

(1)新提案は以下の通り

(A) SCOPE OF THE STUDYに入っていたDOEの some of the new task 部分を OBJECTIVE OF STUDYに移した。具体的にはIV (2) Identification of the DOE's Functions under RA9136 or EIRA の後段部分 Initially, some of the new tasks that the DOE shall undertake are as follows: 以下(a)～(d)まで全項目および(d)の後半 To implement these task 以下を除き OBJECTIVE OF STUDYに入れるのがふさわしいと考えてそのようにした。

(B) SCOPE OF THE STUDY (4) Discussion of flow-diagram ----の部分

(4)電力開発に関する技術的弱点を把握するための分析、

(5)PDPの作成、標準、マニュアルなどの作成に関する手法の開発に分けて技術調査の内容を具体的に記述した。

さらに

(6)として Energy Promotion Office の設立の項目を独立させた。

(C) 上記以外で本日の協議で一致した事項

・ III THE STUDY AREA の後半部分 In case, however that data is needed outside of Metro Manila, 以下は後の記述と重複するので削除する。

・ IV SCOPE OF THE STUDY (1) The Study shall involve the hiring of foreign--の項は後の記述と重複するので(1)項を全部削除する。

2. 追加検討項目の協議

(1) SCOPE OF THE STUDY (3)(a)の第1行目 Current status of preparation for evaluation of, and approval of TDP of TRANSCO の部分は、調査を確実にし、調査結果の内容が理解できるようにDOEに presentation することとし次のように修正した。

Review of current methodology in preparation for, evaluation of, and approval of TDP of TRANSCO, assessment and integration of the related plans such as development plans of IOUs, MEP of SPUG, and NECDDP of NEA, and study team should make presentation on the result of study to DOE.

(2) 追加した検討項目の協議

IV (4) Analyze and identify the technical vulnerability of the power development sector に関しては本調査において方法論だけでなく技術的事項の追求が必要なことから System Planning, System Operation などの項目を設けたことを説明した。また J B I C が Transmission に関して調査をするので、それでカバーされる部分があるし D O E に役立つ。しかし J B I C の調査は短期間で深く掘り下げるのは困難だと思ふ旨の説明があった。

(3) 調査スケジュール

DOE に対して N E D A が Data base を作るため Schedule と概略のコストを出すよう求めているとのことから、着手時期は明確に出来ないが Tentative schedule を後日 I A 案の中に含めて提出することとした。

(4) Office Space ほかについて

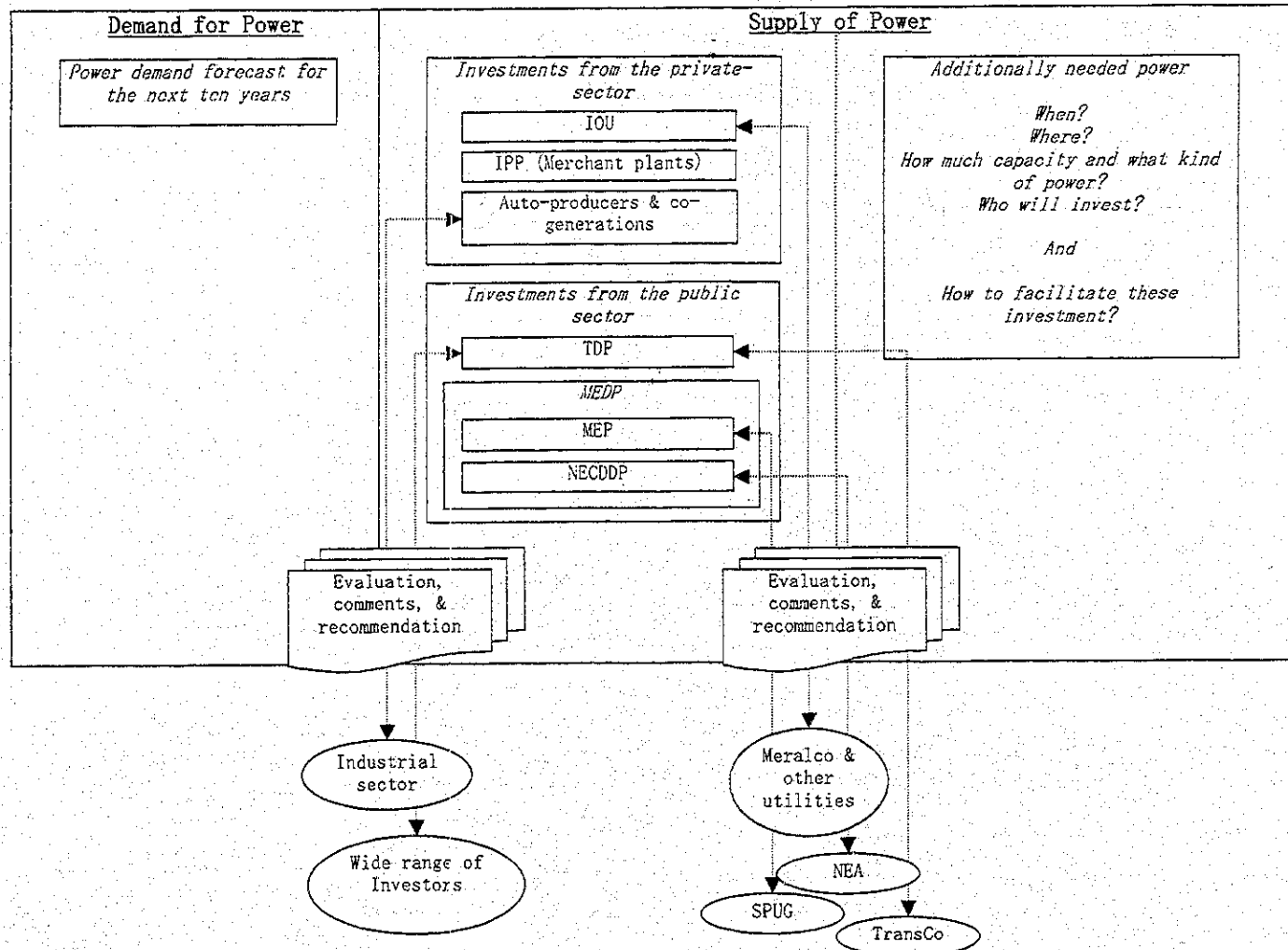
UNDERTAKING OF GOP (2) (e) Suitable office space within DOE に関して心配されたが Undersecretary Mr. Del. Callar の部屋くらいの大きさの部屋を 2 分割して提供できる。椅子・什器は DOE 側で提供するが、F A X, パソコンなどは J I C A 側で整えてほしい旨発言があり、調査団は了解した。

(5) 他ドナーの動き

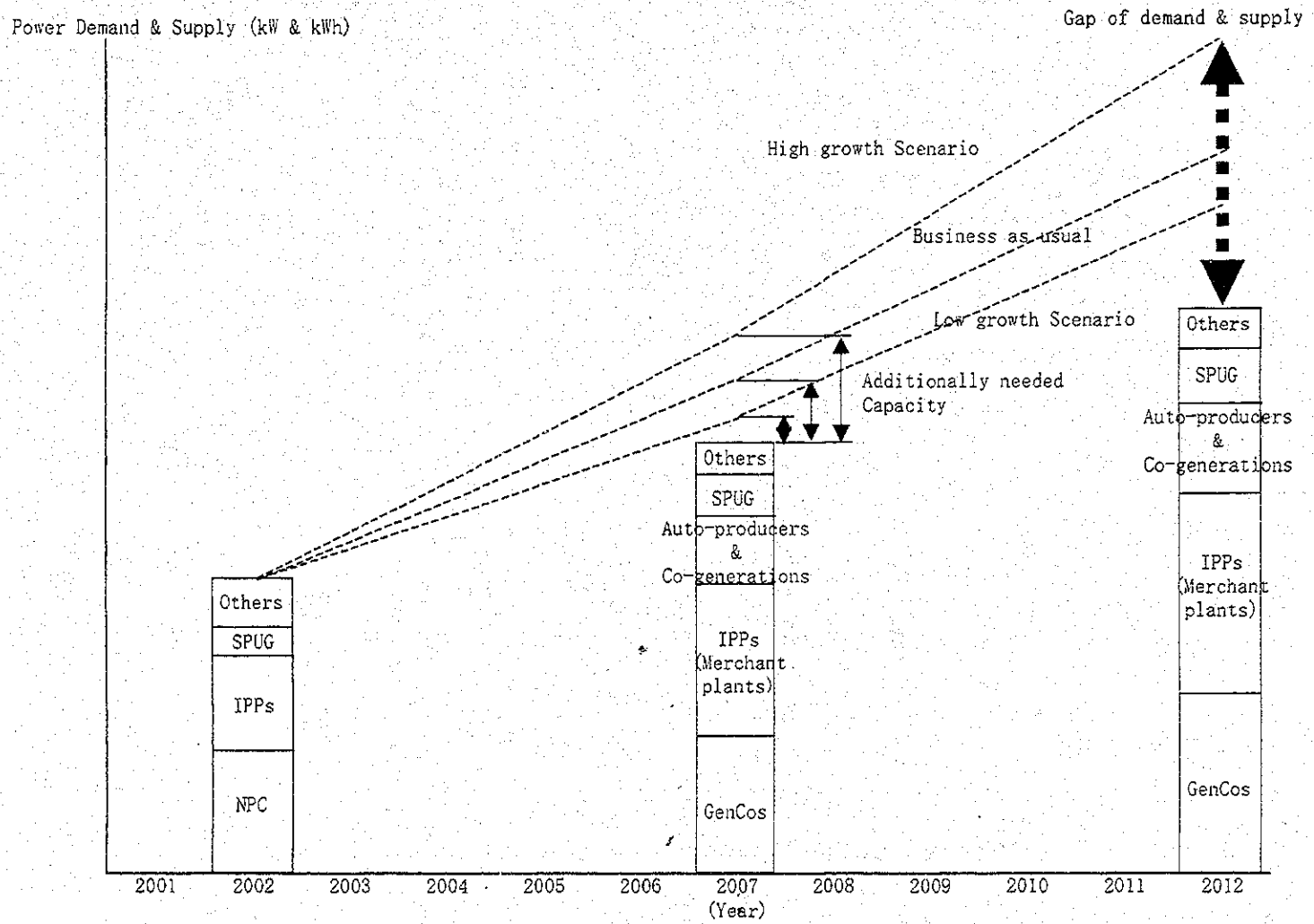
K O I C A が 3 配電事業者の電力ロス軽減調査を開始する。これは N E D A の承認を必要としない I A 案の合意のみで出来るものである旨の説明があった。

次回打ち合わせは 2 月 4 日 1 0 時から行うことになった

Composition of the PDP



Electric Power Outlook



1月28日(月) 10:30~12:00 DOEとの打ち合わせ

出席者: Ms. Mylene C. Capongcol (Supervising SRS, ESAD, DOE)、Mr. Nelson G. Canlas (Senior SRS, ESAD, DOE)、大河原団員、石黒団員、森団員

1. 29日のワークショップの事前打ち合わせとして、石黒団員からプレゼンテーション“Aims & Outline of the Study”の内容につき説明を行い、DOE側から同意を得た。また、森団員より、ワークショップ参加者の所属部署等につき再度確認が行われた。
2. 大河原団員、石黒団員の担当する調査内容(それぞれ「電力需給/送電計画」「民営化促進」)につき、コンタクトパーソンや資料を確認した。エネルギー投資促進室の担当者は実質的に1名しかおらず、その1名も調査団の最終日となる2月5日に米国より帰国とのことであった。

1月28日(月) 13:30~15:00 DOEとの打ち合わせ(電力需給部分)

出席者: Ms. Thelma Ejercito (Senior SRS, DAPD, DOE)、Ms. Maripaz D Leon, (SRSII, SPMD, DOE)、大河原団員、森団員

1. DAPD(Demand Analysis & Planning Div.)、SPMD(Supply Planning & Monitoring Div.)ともEnergy Planning and Monitoring Bureauの中でのdivisionであり、DAPDはエネルギーの需要計画を、SPMDは供給計画を担当している。RA9136の下、これらの部署がPDP作成を担当することになり、昨年2ヶ月間NPC Corporate Planの職員よりOJTを受けつつ電力需給計画を作成した。Ms. Thelma、Ms. Maripaz他4名がこのOJTに参加した。
2. 上記OJTの際の問題点としては次のとおり:(1) コンピューターのメモリー容量が小さく、ソフトウェアを夜間に動かすよりほかなかったこと、(2) コンピュータによる処理経緯がわからず、何か問題が起こるとNPCに頼るしかなかったこと、(3) 2ヶ月間に電力需給計画を作成するだけで精一杯であり、送電計画の審査までは手が廻らなかったこと(従って、2002-2011年版Philippine Energy Planの送電部分のリバイスは不十分)。これらの問題を抱え、2003-2012年度の計画をDOEが自力で作成しなければならないことについて、不安が伝えられた。
3. 2002-2011年のPEPを入手したが、総論的な内容であり、詳しいデータを見るには不足を感じる(例えば地域別の需給バランス等の情報は無い)。この他、3地域(ルソン、ビサヤス、ミンダナオ)の需給バランスカーブを入手した。それによると、ルソン地域では2006年、ビサヤス地域では2004年、ミンダナオ地域では2007年までは、既存発電施設で供給力不足が生じない見込みである(承認された新規施設も含めると、それぞれ2009年、2004年、2008年)。しかしながら、この供給予測の数値は、発電機の点検手入れや事故停止が考慮されていないので、これらを見込めば更に早期に供給力不足が生じると考えられる。

(入手資料) ①2002-2011年版Philippine Energy Plan(製本済、約280頁)

②Indicative Supply and Demand Profile (Luzon, Visayas, Mindanao)

③System Peak Demand Forecasts (base case)

④Electric Generation Expansion Analysis System (解析ソフトの説明書)

1月28日(月) 14:00～15:00 DOEとの打ち合わせ(投資促進部分)

出席者: Mr. Chrysanthus S. Heruela (Acting Director DAPD, DOE) 石黒団員

AusAID TA (Spot Market Rules) のカウンターパートである Mr. Chrysanthus に、フィリピンで採用されるスポットマーケットの仕組みについて以下を聴取:

1. フィリピンで想定するプール市場はイングランドウェーズ型の強制プールではない。そもそも、電力産業改革法が発電事業者に求めているプール市場取引量は最低 10%とやっているにすぎない。基本的には相対取引が大半を占めることになる。この点で、フィリピンの電力取引形態は米国の PJM に近い(注:この発言は必ずしも正しくない。フィリピンでは相対の長期契約とプール取引だけであり、現状、先物を含めたデリバティブは想定していない)
2. プール取引は取引のシェアとしてはわずかであり、英国で起きたような大手による入札価格コントロールはあまり考えられない。(注:プールと相対の比率は、市場が成熟した段階で3対7ぐらいにまでなってくれば上出来という感覚を持っているようである。)
3. IPP がどの程度参加するかについては、既存の PPA で保障されている買電価格と燃料費支払いは、市場取引と別枠で PSALM のファンドで保証されるので、IPP に対してもインセンティブがあると考ええる。(注:この点についても、IPP の本音とはかなりギャップがある。)

3月1日(金) 15:00-18:00

通商産業省投資庁 (BOI: Board of Investments of the Department of Trade and Industry)

出席者 : Ms. Angelita F. Arcellana (Division Chief, Industry Planning Department II)

Mr. Ruben Sindingan (Industry Planning Department II)、石黒 (記)

1. 電力への投資案件は同部のインフラプロジェクト課 (Infrastructure Project Division) が担当する。DOE がエネルギー投資促進室を作った後も、BOI のこの体制は変わらない。BOI と DOE が協調してプロジェクト投資を推進していくことになる。
2. 電力案件のうち BOT¹プロジェクトは、BOI に相談する以前に国家経済開発庁 (NEDA²) 投資調整委員会³で案件の承認を受ける必要がある。ここで承認を受けた後、BOI に登録する。BOT 以外のスキームであれば NEDA の承認は必要ない。
3. プロジェクトに対する優遇措置 (税金の免除など) を与える権限は BOI にある。したがって、電力プロジェクトにおいて投資家が優遇措置を望むのであれば、将来においても BOI の審査と登録が必要である (DOE のその権限はない)。逆に、優遇措置を望まないのであれば、BOI を通す必要はない。
4. NPC から分割される GENCO の資産買収については、新規プロジェクトと見なされないため、BOI を通すことなく当事者同士で直接交渉することになる。当然、既存のプロジェクトの買収事業に対する優遇措置もない。

¹ Build, Operate, and Transfer

² National Economic and Development Authority

³ Investment Coordinate Committee

1 NPC/TRASCO

出席者

JICA側 大河原

TRASCO側 Robinson P. Desanco Luzon Transmission Planning Div. Manager

Zuldy B. Oliquinio VisMin “ Manager

Manuel F. Delarmente Transmission Planning Manager

(1) TDPの現状

TDPは現在上級者の承認待ちである。PEPに含める主要部分は先に提出している。

(2) 計画作成スケジュールは次の通り

5月 発電計画 DOEまとめてTRASCOに送られる

7月 送電計画 発電計画を受けて送電計画をまとめDOEへ送付

9月 PDPの纏め

10月最終週の前に JCPC (Joint Congress Power Commission : 国会)に提出

(3) 需要想定の方法

Region 別に予測されるGRDPをベースに過去の実績や地域内の開発状況などを折りこんで各地区の想定値を出し変電所計画に反映させる。それと併せて送電計画にまとめる。

(4) 計画作成段階の情報連絡

計画作成箇所はDOEとTRASCOに分かれていても近年ものの計画は前年の計画を引き継いでいるので大きな変更は生じない。毎年の見なおしで後年の変更は大きな影響無く進められる。情報連絡は互いの作業段階で緊密に取れているとのことであった。

(5) DOEに対する発電計画のレビューは2ヶ月行ったがもっと必要でありJICAにもお願いしたい。

(6) 送電計画にはアメリカのソフトPSS Eを使用している。

(7) 問題点

後年度は発電所の必要発電力は出されても場所がはっきりしないので送電計画を明確にしにくい。送電線の用地確保がだんだん難しくなっている。

2 NPC_SPUG (Strategic Power Utility Group)

出席者

JICA側 大河原

TRASCO側 Rene B Barrula Principal Engineer

(1) MEPの現状

MEPは現在上級者の承認待ちである。MEDPは新制度により作ることが決まった。ま

だ作っていない。

(2) SPUGとNEAの関係

SPUGとNEAの関係は次のように明確になっている。

電力系統がないところの地方電化のために発電所と送電線を作り管理運営するのがSPUGの役目であり

需要家に供給するための変電所と配電設備は共同組合(41 箇所)および地方政府(3 箇所)が管理運営しNEAが全体の調整に当たっている。

(3) SPUGが所有する発電設備

8 6ディーゼル発電所、1 水力発電所、1 6バージ船発電所

合計出力 1 8 8, 6 6 6 kW

4 箇所の運転管理所 11 箇所の地域運転所がある

(4) 供給先(配電線は先方設備)

6 6 島 7 孤立地域、197 町 2056 Barangays(部落)

フィリピン全体の地図(送電線が記入されている)を入手(新聞紙の片面より大きい)

以上

出席者

JICA側 大河原

TA 調査団 水口同席

NEA側 Roger C. Adalia. MISD(Management Information Service Division)

Planning Department Manager

NEAは地方電化を管理しECの技術強化の指導と財務強化の支援をしている。

ECの数は119あり、電化率(可能性のあるもの: potential との比率)で見ると11ヶ月間に部落で77.3%から約80%に、接続需要数では66.3%から約70%に向上している。

	Potential	Dec 2000	電化率	Nov.2001	電化率
都市	1454	1454	100	1454	100
部落	36075	27879	77.3	28750	79.7
接続需要数	7,993,200	5,300,056	66.3	5,561,321	69.6

電化をする対象が遠方僻地になりつつあり、だんだん進捗が難しくなっている。

電化の要求に対して予算上の制約から次のような基準で優先順位をつけて割り当てを行っているが、苦情などは出たことは無い。

優先順位をつける基準

- 1 部落の数
- 2 送電線からの距離
- 3 受益者の数
- 4 コストの少ないもの
- 5 他の部落から切り替えて送れるところ

ECごとの配電線のロス率はほとんど0のところから36%のところまであり平均では15.5%

データの収集は毎月行っているがコンピュータ管理がスムーズに出来ているのでその面では心配無い。

データのインプットは各ECでワークショップ開いて実施している。特に問題は無い。

1部落の電化に100万ペソかかる。年間予算は約5億ペソ

入手資料

1. Rural Electrification Chronicle 1996-1998 3年ごとに発行する 約300ページ
2. 10 year Development Plan
3. National Electrification Administration Energization (1年間の毎月統計)7ページ
4. 1部落の月報(例)6枚
5. System loss Data 1枚

2. ワークショップ記録および資料

1月29日ワークショップの記録

森田員 (Workshop Moderator)

I. ワークショップの概要

1. ワークショップの目的

- (1) 本開発調査（以下、「本調査」）に関係する DOE および関連機関職員と JICA との間で、本調査の目的・概要¹について共通理解を得る。
- (2) DOE および関連機関職員から、「新環境における自分のタスクに係る不安」、「機関間の連携」、「本調査に期待するもの」等について意見を述べてもらう。（これらの意見は、本調査の内容・実施方法決定にあたっての検討課題とする。）

2. プログラム内容

プログラム内容は別添 1 の通り。午前と午後で二つのセッションに分け、まずセッション 1 では、参加者に本調査のイメージを持ってもらうべく、関連する二つのトピック（「発電・送電計画」および「電力自由化」）に係るプレゼンテーションを調査団より行った。セッション 2 では、本調査の概要につき DOE と JICA チーム双方から説明し、質疑応答およびディスカッションを 2 時間近く行った。

3. 参加者

参加者リストは別添 2 の通り。フィリピン側 30 名、日本側 8 名（玉川専門家、勝又所員、調査団員 6 名）の計 38 名であった²。フィリピン側 30 名のうち 20 名は DOE 職員、残りの 10 名は関連機関（NPC-Corporate Plan、TRANSCO、NPC-SPUG、NEA）の職員であり、いずれも本調査または PDP 作成に何らかの関与が想定されている。なお、DOE 20 名のうち半数は政策部門である ESAD (Electricity Supply Admin. Div.) に、残りの半数は、PEP (Philippine Energy Plan) 作成を担当する DAPD (Demand Analysis & Planning Div.) および SPMD (Supply Planning & Monitoring Div.) に所属している³。

II. ワークショップ結果

1. 全般

全体として、和やかな雰囲気の中で活発に議論がなされ、それぞれの機関や部署から重要な意見を引き出すことができた。特に、関連機関の間で意見を交わす場を提供できたこと、PDP 作成に実際に関わる担当者からも意見を聞くことができたことは、有意義であったと思われる。

2. 参加者の理解度

¹ IIA 案協議の前に実施した本ワークショップでは、本調査の具体的な調査項目ではなく、調査目的を中心に説明した。

² この他に、MEFI タスクフォース・ミッションからも 9 名のオブザーバー参加があった。

³ エネルギー投資促進室の担当者（実質士 1 名）は、出席していない。

本調査の内容について事前に把握していたのは DOE の数名¹のみであったため、ワークショップ前日に、DOE の作成した要請書が参加者全員に配布された。しかしながら、それに事前に目を通すことができなかつた参加者もあり、参加者間で事前の知識に差があったようである。

各参加者にクエスチョネア（別添 3）を配布し、「ワークショップを通じて本調査の目的を理解できたか」という質問に、「1（低）」から「5（高）」の 5 段階で回答してもらったところ、26 名の回答者のうち「5」が 2 名、「4」が 11 名、「3」が 13 名という結果であった。「3」と回答した理由としては、「調査の TOR がまだ漠然としている」、「現在自分は PDP 作成に従事していない」等が挙げられた。

3. 各セッションの要旨

(1) イントロダクション

冒頭挨拶で、DOE デルカラル次官は、R.A.9136（新電力法）の下、新しく DOE が担う役割を列挙し、本調査を早期に開始したい旨述べた。丹羽団長の冒頭挨拶では、調査内容検討にあたり、本ワークショップで参加者に活発に意見を出してもらうことが重要である旨強調された。

(2) セッション 1

大河原団員による「発電・送電計画（東京電力（株）の例）」のプレゼンテーション（別添 4）の後、参加者より特段の質問は無かつた⁵。石黒団員による「電力自由化全般」にかかるプレゼンテーション（別添 5）の後、早くも本調査の内容にかかる質問（地方電化の扱い、PDP の内容など）があつたため、セッション 2 で議論することとした。

(3) セッション 2

DOE の Ms. Mylene より、「Overview of Proposed TOR」として、DOE の作成した本調査要請書の目的部分の説明がなされた（別添 6）。引き続き、石黒団員より、「Aims and Outline of the Study」と題して、DOE が新たに作成する PDP の内容や、DOE の担うべき機能にかかるプレゼンテーションが行われた（別添 7）。その後の質疑応答・ディスカッション内容については、次項に記述する。

4. 主要な議論内容

主要なトピック毎に、以下列挙する（特に重要と思われる部分に下線を付した）。

(1) 調査のタイミングについて

本調査を早期に開始するべき。[DOE デルカラル次官の冒頭挨拶および丹羽団長のコメント]

(2) 関連機関と DOE の連携について

各関連機関が DOE に提出する計画を DOE がどのように評価（または審査）するのか、その基準を明確にするべき。

¹ 参加者リスト番号 1~5. の 5 名（Ms. Mylene より聴取）。

⁵ プレゼン内容の技術レベルの仕事に従事している参加者に挙手願ったところ、皆無であった。

- ① TRANSCO：新電力法の下では、DOE が TRANSCO の作成する「送電計画 (TDP)」を審査(approve)することになっているが、その審査の深さ(depth)について質問があった[TRANSCO Mr. Robinson]。審査の程度が技術的に深ければ TRANSCO による計画作成を再度 DOE で繰り返すような作業の重複が生じるのではないか。また、TDP の個々の拡張計画は、現在 ERC(Energy Regulatory Commission)によっても審査されているが、これと DOE の審査がどう異なるのかを知りたい。なお、送電計画は発電計画等その他の計画に基づいて作成するため、他計画とのタイムリーなやりとりが重要である。(昨年は発電計画を始めて DOE で作成したが、これが遅延したため新規送電計画を PEP に含めることができなかった。) →DOE の回答：DOE による審査は技術的な深さはなく、複数の計画を統合するためのものであり、作業の重複はない。ERC による審査との住み分けについては、今後検討していく。[DOE Ms. Mylene]
- ② NEA：新電力法の下、NEA は各 EC の配電計画をまとめて (NECDDP)、DOE に提出することになっている (毎年 3 月 15 日)。しかし、未だどのようなフォーマット⁶でこの計画を作成すればよいか DOE より指示がなく、各 EC に対しても指示ができない。早期に同フォーマットを決定してもらいたい。[NEA Ms. Victoria]
- ③ DOE による PDP 作成自体には、技術的な深さはあまり必要ない。しかしながら、DOE には、少なくとも各関連機関の提出する計画内容を理解するだけの知識が必要である。[DOE Mr. Hermie、石黒団員]

(3) 地方電化について

- ① 本調査で、地方電化実施の能力強化を行うのか、それとも各機関から上がってきた計画を DOE がどのように評価・統合するかを策定するのか、という質問が DOE 地方電化担当者 (Mr. Mario/ O'llaw Program Management Office) よりあった。これに対し、Ms. Mylene より後者である旨回答があった。Ms. Mylene は、DOE の役割としては、NEA と NPC-SPUG から上がってきた計画を MEDP(Missionary Electrification Development Plan)として統合し、電力不足部分について third-party の投資を促したり、NEA、NPC-SPUG の役割を identify したりすることであると説明した。
- ② 本調査において、地方電化の中でもオフグリッドの僻地電化 (missionary electrification) については別扱いにするのがよいのではないかと、という丹羽団長からの提案があった。これに対し、NPC-SPUG Mr. Rene より、MEDP ではオングリッドのみならずオフグリッドのデータも扱っており、国全体の未電化地域がわかるようになっている、との回答があった。
- ③ 地方電化の基本的な考え方としては、採算の取れない (unviable) 地域を viable にしていくことであると思われる。そのためには、二つの重要な施策が考えられる。第一に、これら地域の住民に電気の利便性を伝えること、第二に、産業を育成し電気の用途を広げていくことである。これにより、当該地域での電力需要が高まり、一定の電力施設投資に見合うようになる[DOE Mr. Mario]。
- ④ 新規・再生可能エネルギー (New and Renewable Energy) をどう開発していくべきかの検討 (特に投資促進) も本調査に含めてほしい[DOE Mr. Mario]。

⁶ その後の NEA との協議によると、「フォーマット」とは、計画書 (NECDDP) の章立てや盛り込むべき内容の深さである。

(4)本調査に期待するもの

本開発調査に期待するものとして、主に、「ソフトウェア」、「ハードウェア」、「トレーニング (OJT)」が挙げられた。

① ソフトウェア：

▶昨年2ヶ月かけて NPC-Corporate Plan の職員から DOE に対して電力需給計画作成の OJT が実施された。その際、NPC がライセンスを有するソフトウェア (EGS) の使用を特別に許可したが、今年からは DOE 独自でそれを用意する必要がある。[NPC-Corporate Plan, Mr. Francisco]

▶感度分析 (sensitivity analysis) ができるソフトウェアが必要である (DOE Ms. Thelma)。

② ハードウェア：新規コンピューターの設置が必要である。上記 OJT の際、DOE のコンピューターのメモリー容量が小さく、ソフトウェアを夜間にしか回す (計算させる) ことができなかった。 [DOE DAPD/SPMD 職員]

③ トレーニング：

▶DOE の上記 OJT 受講者は、ソフトウェアの計算について、「数値をブラックボックスに入れて何か出てくる」といった感じで途中のプロセスが理解できず、計算途中にトラブルが起こっても NPC に頼るしかなかったことを言及した。

▶知識のみならず OJT によるトレーニング (実際に PDP 作成に従事しつつ学ぶこと) が必要である旨、DOE より強調された。

④ トレーニング、ソフトウェアとも、DOE のみならず関連機関に対して同様のものを提供して欲しいとの要求があった。 [特に NPC-SPUG Mr. Rene]

⑤ 本調査の成果物の一つである PDP 作成ハンドブック (またはマニュアル) は実用的なものを期待する。また、その中で審査・評価の基準 (criteria) を明確に示して欲しい。なお、同ハンドブックも関連機関で共有し、どの機関が何をやるのが明確になるようにして欲しい。 [TRANSCO、NPC-Corporate Plan]

⑥ 以上の他、クwestionネアで「本調査に期待するもの」を質問したところ、次のような意見が記述された。

▶ 新しい環境に対応するべく、本調査をできるだけ早く始めてほしい。

▶ DOE のみならずセクター全体 (関連機関全体) に対応した調査として欲しい。

▶ DOE が技術的なこと (需要予測モデルなど) をもっと理解できるような調査内容としてほしい。

▶ 電力開発とエネルギー開発の整合性を取ることが重要である。

▶ 本調査で学んだことを実際に自分達で適用していけることが最も重要である。

▶ 本調査の更に具体的な TOR を示して欲しい。

(5)その他

法規 (IRR や Grid Code) には、様々な高度なことが書かれているが、“A written thing is a written thing”に過ぎないことを認識し、現状に即した Capacity building を行っていくことが重要。 [丹羽団長]

以上

**Workshop Program on
“The Study on the Institutional Capacity Building for the Department of Energy
under a Restructured Philippine Electric Power Industry”
29 January 2002**

Introduction

- 9:00-9:05: Opening Remarks from JICA
Akira Niwa, Leader, JICA Team
- 9:05-9:10: Opening Remarks from DOE
Cyril C. Del Callar, Undersecretary, DOE
- 9:10-9:20: Explanation of the Purposes and Outline of the Workshop
Yuki Todoroki, JICA Team Member
- 9:20-9:40: Self-introduction of Participants

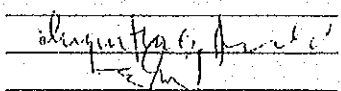
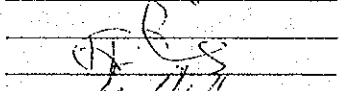

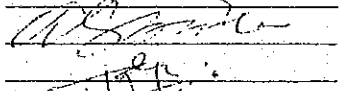
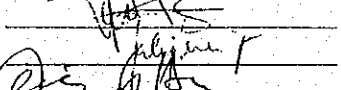
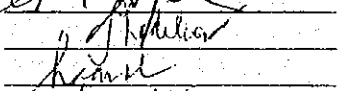
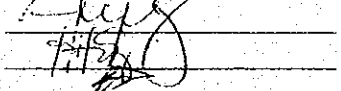
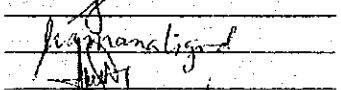
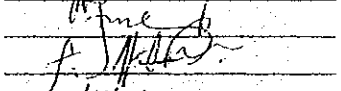
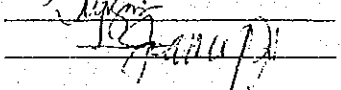
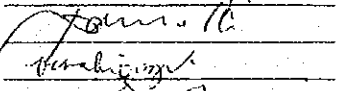
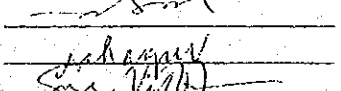
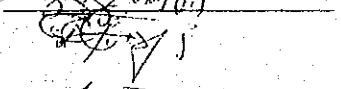
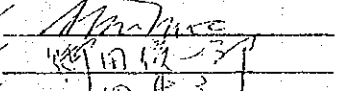
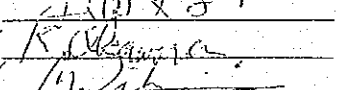
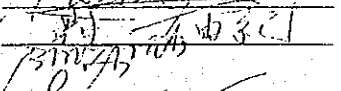
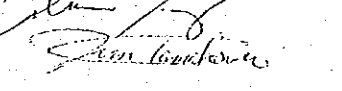




Session 1. Presentation of Related Topics

- 9:40-10:40: Generation and Transmission Planning in Tokyo Electric Power Company
Kunio Okawara, JICA Team Member
- 10:40-11:00: Break
- 11:00-12:00: Overview of Issues on Electricity Market Restructuring
Masayasu Ishiguro, JICA Team Member
- 12:00-13:30: **Lunch**

Session 2. Workshop on Understanding of the Study Framework

- 13:30-14:00: Overview of Proposed TOR
Mylene C. Capongcol, Electricity Supply Administration Division, DOE
- 14:00-14:40: Explanation of the Aims and Outline of the Study
Masayasu Ishiguro, JICA Team Member
- 14:40-15:00: Break
- 15:00-16:20: Q & A and Discussions
- 16:20-16:30: Closing

List of Participants to the Workshop on
 "The Study on the Institutional Capability Building for the Department of Energy
 under a Restructured Philippine Electric Power Industry"

	Signature	
1. Ms. Yolanda M. Villaseñor, Acting Director, ESAD, DOE		(absent)
2. Mr. Chrysanthus S. Heruela, Acting Director, DAPD, DOE		(absent)
3. Ms. Mylene C. Capongcol, Supervising SRS, ESAD, DOE		
4. Ms. Elaine De Guzman, Supervising SRS, DAPD, DOE		
5. Mr. Nelson G. Canlas, Senior SRS, ESAD, DOE		
6. Mr. Lawrence C. Luczon, SRS II, ESAD, DOE		
7. Mr. Noel D. Binag, Senior SRS, ESAD, DOE		
8. Mr. Sherwin Adeva, SRS II, ESAD, DOE		
9. Mr. Allan G. Bacudo, SRS II, ESAD, DOE		
10. Ms. Delia Arenos, SRS II, ESAD, DOE		
11. Mr. Josue Balacuit, ESAD, DOE		
12. Ms. Thelma Ejercito, Senior SRS, DAPD, DOE		
13. Mr. Antonio Barcelona, SRS I, DAPD, DOE		
14. Ms. Maripaz De Leon, SRS II, SPMD, DOE		
15. Mr. Hermie Areola, Senior SRS, SPMD, DOE		
16. Mr. Dadee Fernandez, Senior SRS, SPMD, DOE		
17. Ms. Hershey Dela Cruz, Senior SRS, SPMD, DOE		
18. Mr. Danilo Vivar, Senior SRS, SPMD, DOE		
19. Ms. Lana Rose Manaligod, Senior SRS, SPMD, DOE		
20. Mr. Eric Navarette, SRS I, SPMD, DOE		
21. Mr. Robinson Descanso, Manager, Luzon Transco Planning		
22. Mr. Zaldy Oliguina, Manager, VisMin Transco Planning		
23. Ms. Marie P. Garcia, Sr. Corporate Staff Officer, NPC		
24. Mr. Francisco P. Jose, Corporate Staff Officer, NPC		
25. Mr. Rafael Abergas, Manager, NPC-SPUG		(absent)
26. Mr. Rene B. Baruela, Manager, NPC-SPUG		
27. Ms. Victoria A. Mabitazan, Chief, Corplan, NEA		
28. Mr. Alan Neil L. Mariñas, Sr. Corporate Budget Specialist, NEA		
29. Ms. Rhina Hilario-Angue, Sr. Economist, NEA		
30. Mr. Gregory Vincent O. Ferrer, Sr. Research Analyst, NEA		
31. Mr. MARIO C. MARASIGAN, DOE		
<JICA Team>		
1. Mr. Akira Niwa, Team Leader		
2. Mr. Shunichiro Mita, Administration on Technical Cooperation		
3. Ms. Fumiko Yamada, Study Planning		
4. Mr. Kunio Okawara, Power Development Planning		
5. Mr. Masayasu Ishiguro, Privatization Promotion		
6. Ms. Yuki Todoroki, Workshop Moderator		
33. Mr. REYNALDO ZERRUDO		
32. OLIVER O. CRUZ (DOE)		
7. Jun Tamakawa, JICA Expert (DOE)		

**Questionnaire for Workshop
on
“The Study on Institutional Capacity Building for DOE under
a Restructured Philippine Electric Power Industry”**

As we understand that the participants of today’s workshop will be our important resource persons in conducting the study, we are very much appreciated if you fill in the followings.

Your Name: _____

Tel No. : _____ Fax No. : _____

E-mail: _____

Present Position/Division/Dept/Agency:

Your roles and responsibilities in the present position:

Any other job experiences in energy/power development:

Level of understanding of the aims of the Study in today’s Workshop : ()

[please rate 1 (low) to 5 (high)]

Reason for the above rating: _____

Your expectations to the Study:

*****Thank you very much for your participation and cooperation!*****

JICA

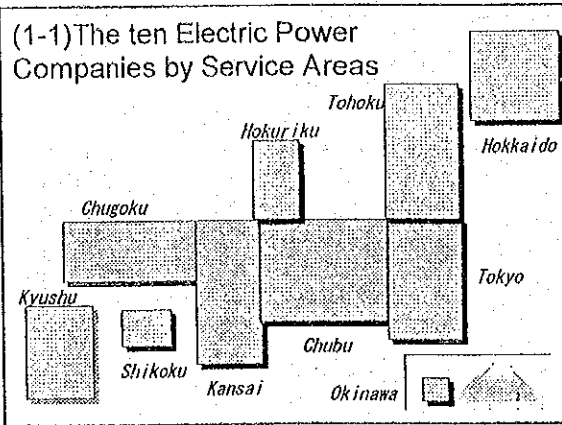
Outline of Generation and Transmission Planning in TEPCO

1. *Outline of Electric Utilities in Japan and
TEPCO*
2. *Power Source Development Planning*
3. *Transmission System Design Principle*
4. *Design Criteria for System Planning*

Derived from TEPCO material and processed

JICA TEAM K. OKAWARA

(1-1) The ten Electric Power Companies by Service Areas



(1-2) Present Power System

▲ Interconnection

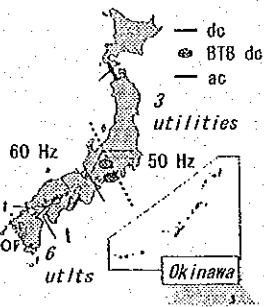
- 9 co. systems are inter-connected through

- 500kV, 275kV ac,
- BTB dc, or
- dc lines

- 1 system is isolated

▲ Each co. system

- 500kV, 275kV Mesh or Back-bone Type

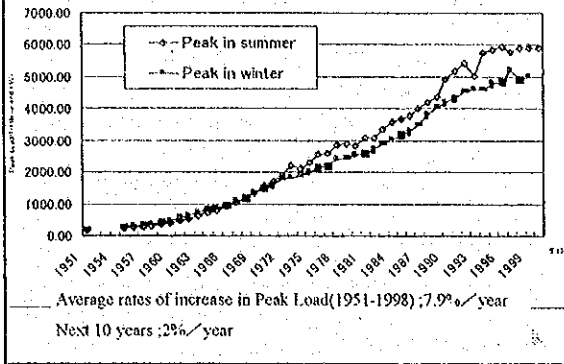


(1-3) Business Highlights of Japanese EPCos. (2000)

	Service Area (sq.?)	Electricity Sales (BWh)	System Peak Load (in 2000 2001) (10 thousand kW)	No of Customers (Thousand)
Hokkaido	78,434	29,111	526	3,760
Tohoku	79,550	74,514	1,470	7,522
Tokyo (a)	39,494	280,651	6,430	26,706
Chubu	39,131	123,073	2,750	10,023
Hokuriku	12,307	25,692	551	1,960
Kansai	28,681	142,852	3,306	12,768
Chugoku	32,272	54,503	1,200	5,109
Shikoku	18,448	25,686	593	2,834
Kyusyu	42,144	75,251	1,706	8,053
Total of 9	370,441	831,298	18,094	75,700
Okinawa	2,267	6,626	148	746
Total of 10 (b)	372,708	837,924	18,242	76,446
a / b (%)	11%	33%	35%	34%

Source: TEPCO ILLUSTRATED 2001

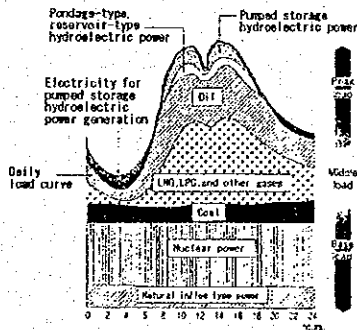
(1-4) Changes in System Peak Load of TEPCO



(1-5) Generating Capacity of TEPCO in 2000
(Including Purchased Power)

Hydro	Convention	3,854	5.5%
	Pumped Storage	10,063	14.3%
	Subtotal	13,917	19.8%
Thermal	Oil	9,987	14.2%
	Coal	2,123	3.0%
	LNG/LPG	24,615	35.0%
	Other	1,528	2.2%
	Subtotal	38,253	54.4%
Nuclear	Nuclear	18,188	25.9%
Wind	Wind	1	0.0%
Total	MW	70,359	100.0%

(1-6) Combination of Energy Source to Meet Changing Demand

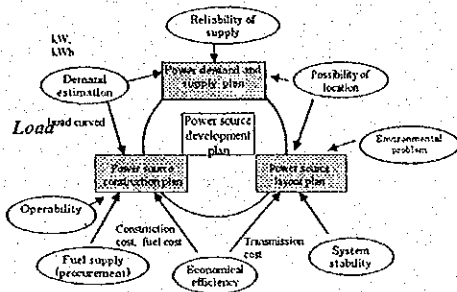


(2-1) What is the power source development planning?
to be decided following items

- o Necessary time (opportunity) of power source plant
- o Necessary capacity of power source plant
- o Kind of power source plant
- o Location of power source plant



(2-2) Mutual Relation of Power Source Development Plan



(2-3) Demand Forecast for Power Source Development Plan

- Target of Long-term forecast: usually 10 years.
Power source plan: about 20 years or more
Required lead time for new power plan: 15-20 years
- Essential parameter of load:
Energy(kWh), Peak demand (kW) and Load curve
- Monthly peak demand is used frequently for peak balance and periodic inspection of equipment
- kWh and load curve are used for kind of power resources, type of power plant and fuel estimation.
- Load duration curve (arranged in order of height) is essential for the reliability study and selection of power source type.



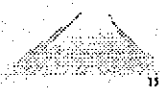
(2-4) Reserve Margin

- Out put of power source will decrease by
Maintenance and forced outage
Shortage of water flow
- Demand is not always meet with forecast
- It is necessary to have some additional power source (reserve margin) for steady supply
- If spare supply capability is small, power failure happens more frequently.
- When keeping quantity is too large, power failure is decreased, but investment for power facilities becomes too large.



(2-5) Supply Reliability (LOLP)

- Proper quantity of spare supply capability is required to study from relation to the supply reliability.
- Generally, Loss of Load Probability (LOLP) is used to express supply reliability.
- LOLP expresses the probability that supply capability is lower than the demand, and it causes the power failure.



(2-6) Definition of Loss of Load Probability (LOLP)

Usually, LOLP is expressed by expected number of shortage days of supply capability (day/year).
Dk in the equation is determined as number of days

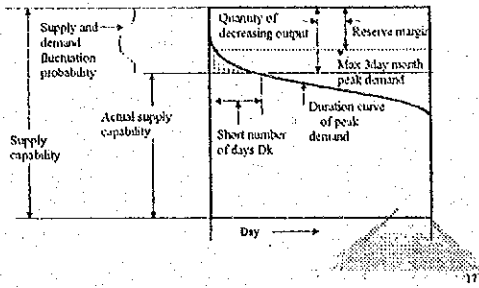
$$LOLP = \sum S_k(S=L_k) \times D_k(D \geq L_k)$$

Hear, $S_k(S=L_k)$: probability that the supply capability is a certain load level L_k

$D_k(D \geq L_k)$: probability that the demand exceeds a certain level L_k



(2-7) LOLP Explanatory Figure



(2-8) Setting of Reliability Standard

- To settle the supply reliability is a company policy.
- Viewpoints of the study
 - social request, investment cost for improvement of reliability, and harmony with transmission facilities.
- TEPCO's case, LOLP of 0.3 day/month
 - in August (peak month in the year) has been used.
- About 7% of reserve margin can be satisfied the LOLP criterion by calculation result.
 - Adding 1 to 3% as long term demand fluctuation, then
- 8 to 10% of necessary reserve margin is used for supply and demand plan



(2-9) Power Source Construction Plan

- ▲ When the necessary equipment quantity is obtained by reliability analysis, the next subject is to decide the kind of power source.
- ▲ Even when same capacity is developed, operation characteristics of power source is widely changed according to the power to be used, such as nuclear power, thermal power of coal or LNG or hydraulic power.

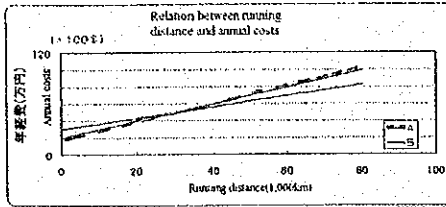


Which automobile is more economical?

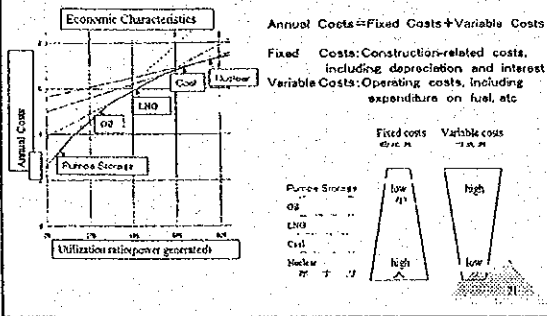
A) Price: \$10000, Cost of fuel: 0.15\$/mile

B) Price: \$15000, Cost of fuel: 0.10\$/mile

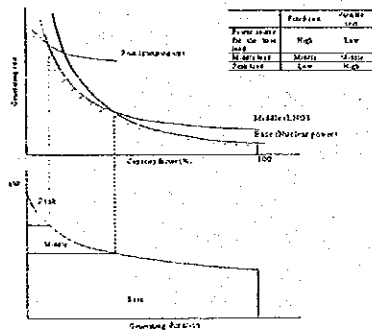
Interest: 0%, service life of the automobile: 5 years
final residual value of asset: \$0



(2-11) Economic Characteristics of Generation Facilities



(2-12) Most Economical Capacity Factor and Power Source Application

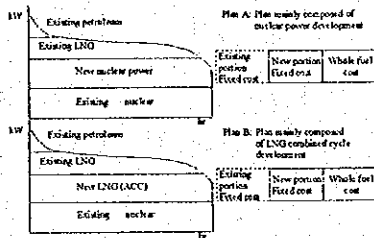


(2-13) Annual Cost Comparison

- ▲ For examination of economical efficiency in the power source construction plan, following method is used most frequently
1. Prepare several power resources development patterns
 2. Compare these patterns with "total sum of construction cost (exclude existing plants' cost) and fuel cost of entire power source (including existing and newly constructed plants)"
 3. Apply power sources on the load curve in order of lower fuel cost for roughly simulation.



(2-14) Example of Investigation of Power Source Construction Comparison



(2-15) Example of Comparison

- Plan A: Mainly composed of nuclear power development
 - Plan B: Mainly composed of LNG combined cycle development
 - Fixed cost: Plan A is higher
 - Fuel cost: Plan B may be higher
- With regard to fuel cost, most economically operated for all equipment including existing are compared
- Thus more economical power source construction plan can be obtained by comparing the overall annual cost (summing up the fixed costs and the fuel costs) of respective plans.



(2-16) Operation Characteristics to be considered(1)

- ▲ Starting and stopping of thermal power:
Propriety of DSS(daily start-stop and shut-off)
1 set or so per 1 main control room from the restriction in the operation
- ▲ Minimum output limit:
Minimum output when not stopped during the night
- ▲ Output fluctuation capability
Correspondence to the sudden change in demand such as in the morning and in the noon recess



(2-17) Operation Characteristics to be considered(2)

- ▲ LNG consumption
Consumption restriction by Take or Pay contract
- ▲ Reservoir operation:
Operation considering yearly water flow condition
- ▲ Pumping-up operation:
There two kinds of pumping up; pumping-up to ensure the supply capacity in the daytime and pumping up to reduce the fuel cost of thermal power and to pursuit economical efficiency
- ▲ Regular inspection term;
Length of term, adjustability of time



(2-18) Power Source Distribution from aspect of transmission system

- In the power source development plan, the location and kind of the source should be selected at the same time.
- From the view point of system characteristics, it is ideal to distribute power source as closely as possible to the demand location to minimize T/L cost and line loss.
- TEPCO's case, demand distribution is concentrated upon the Metropolitan area. Selection of source location is inevitably difficult.
- Transmission reinforcement program is always required in the power source development plan



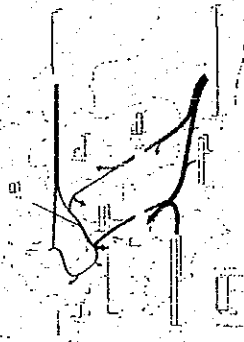
(2-19) Allocation of Transmission Cost

- In comparison and examination case for the economical efficiency of several power source development pattern, it is required to include transmission cost in the generation cost.
- $\text{Generation cost} = \text{Power source fixed cost} + \text{Fuel cost} + \text{Transmission cost}$
- Increase of T/L and S/S equipment is taken into consideration of the capacity for future in general. For this reason, the concept called "allocation" is introduced, and usually following equation is used.
- $\text{A power source transmission cost} = \text{T/L and S/S construction cost} \times \text{Annual cost rate} \times (\text{A power source power flow portion} / \text{T/L and S/S capacity})$

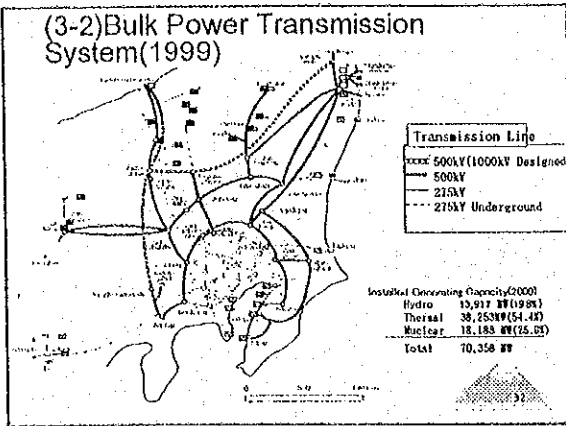
3. Transmission System Design Principle in TEPCO



(3-1) Regional Imbalances between Power Supply and Demand (1999)



(3-2) Bulk Power Transmission System(1999)



(3-3) Transmission line from PS

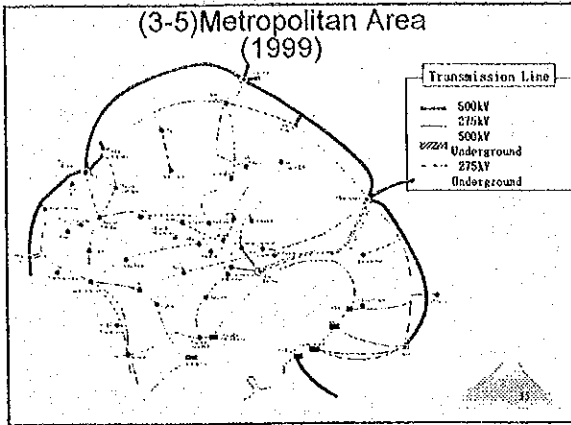
- Primary voltage of Major PS: 500kV
(in case of no economic advantage in 275kV)
- Hydro & Thermal PS: Unit busbar
(no interconnection between other generators)
- Nuclear PS: Busbars usually interconnected
(to prevent single fault from causing reactor scram)



(3-4) 500kV Interconnected Bulk Power T/L

- ▲ Consists 2 semi-circular rings of double-circuit surrounding Tokyo Metropolitan
- ▲ Another ring of 1000kV (design) double-circuit in outside of 500kV ring
- ▲ There is a large power flow from Eastern half of the network to the Western half of the network, which is caused by shortage of suitable generation in the Western half of the network, and particularly in the South West.
- ▲ Design of 500kV system is affected by such factors as demand grows, location of PS, power flow, fault current, dynamic and voltage stability.





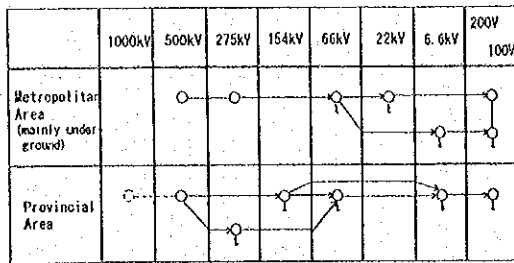
(3-6) Metropolitan Supply System

- Supplied by 275kV underground cable (UGC) from mainly 500/275kV SS connected to inner 500kV ring or inner 275kV ring.
- First route of 275kV UGC between east and west Tokyo has been operated since 1971.
- TEPCO established Long-term Strategic Plan for Bulk Power T/L System supplying Metropolitan in 1972
- Since then 11 route of 275kV UGC have been constructed under the plan with some appropriate revision.
- First long distance 500kV UGC has been operated in November 2000.

4. Design Criteria of System Planning

- ▲ 1 System Voltage and Steps
- ▲ 2 Reliability of Transmission System
- ▲ 3 Synchronous Stability
- ▲ 4 Fault Current Limitation

(4-1) Transmission and Distribution Voltages



Note : 1000kV overhead line will be introduced in the future. 22kV→+240/415V Step down to be used only area with extremely high demand density area.

(4-2) Reliability of Transmission System

- Bulk Power Transmission System (275 kV and 500 kV)

- (a) Single contingency: No loss of load
- (b) Double contingency: Not suffer a cascading outage
Any loss of load must be limited to the facilities directly connected to the point of fault.

- Sub-transmission system

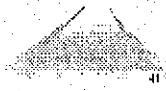
- (a) Single contingency:
Any loss of load can be eliminated within a relatively short period of time using switching operations.

(4-3) Synchronous Stability on Bulk Power System

- (a) Steady state stability
Must be maintained no load shed following opening 1 or 2 circuits of a double circuit line being operated in parallel.
- (b) Transient and Dynamic stability
Must be maintained following 3-phase fault with normal fault clearing, and also for single-phase fault with normal clearing and auto-reclose.

(4-4) Countermeasure for Severe Contingency

- (a) Generator shedding relay for preventing loss of synchronism
- (b) Load shedding relays for preventing overloading
- (c) Generation and /or load shedding relays for maintaining system frequency



(4-5) Fault Current Rating

Rated Voltage (kV)	Fault Current Rating (kA)
500	63
275	50 (68)
154	31.5 (40)
66	25 (31.5)
22	25
6.6	12.5



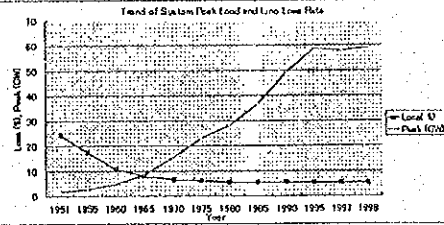
(4-6) Actual Measures of Fault Current Limitation

- ▲ Dispersion of power source and partial separation of networks by system configurations under normal operation condition.
- ▲ Separation of busbars at power station and substations under normal operation condition.
- ▲ Adoption of high-impedance transformers at strategic substations.
- ▲ Adoption of radial configuration for 154kV and below voltage system.
- ▲ Other measures such as fault current limiters



(5-1) Trend of Power System Loss in TEPCO

Year	1981	1990	1980	1985	1990	1975	1980	1985	1990	1995	1999	1990
Total Loss	14.01	17.9	30.7	7.3	4.5	9.1	9.5	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Plant Loss	1.46	2.37	4.34	0.47	15.40	21.04	18.91	20.70	40.20	53.80	51.91	50.70



**(5-2) Main Issues Related to T&D
Loss reduction**

1. Upgrading of Distribution Voltage
3.3kV to 6.6kV (1950s - 1970s)
2. Introduction of Higher Tension System
Metropolitan Underground System:
66kV to 275 kV to 500 kV
Bulk Power Overhead Transmission System
154kV to 275 kV to 500 kV to (1000 kV)
3. Selection of Conductors Based on Loss Evaluation
4. Controlling of Distribution System
5. Continuous Effort for System Efficiency

Power Sector Reform in Developing Countries

January 29, 2002

Masayasu Ishiguro

Nomura Research Institute, Ltd.

Model for Liberalization of the Power Market

- Single buyer model
 - ◆ Once applied by France, but already abandoned
 - ◆ IPP sales only to the monopolistic enterprise Electricite de France (EdF)
- Third-party access
 - ◆ On the regulatory basis in France; application in Japan as well along with the liberalization of power retailing in 2000
 - ◆ On the negotiation basis in Germany (establishment of power trading markets in Frankfurt and Leipzig in 2000)

2

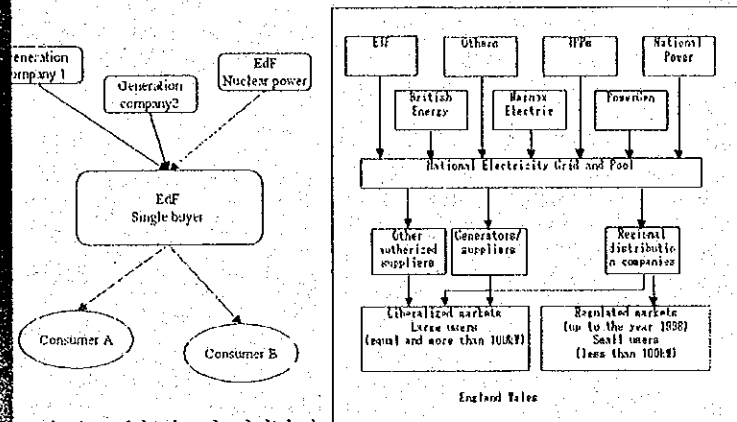
- Institution of a pool market
 - ◆ Basically, trading in kind on a spot basis
 - ◆ The typical compulsory pool formerly exemplified by that established in England and Wales; switch to a voluntary pool (NETA: National Electricity Trade Agreements*) in 2001
 - ◆ Price control by the majors (National Power and PowerGen)
 - ◆ No mechanism for preventing price volatility
 - * / Separation of spot transactions from the National Grid Corp.; operation left to the market entrants

3

- ◆ California: operation in the form of a compulsory pool by only the top three utilities following the liberalization
 - ◆ One of the causes of the power crisis
- ◆ Voluntary pools are now mainstream
 - ◆ Nord pool in Scandinavia
 - ◆ PJM in North America
 - Pennsylvania
 - New Jersey
 - Maryland

4

Single-buyer model and multi-buyer model based on a compulsory pool



Note: both models already abolished

5

Pool Market

■ Case of England and Wales:

- ◆ The National Grid Co. (NGC) makes projections of demand with 30-minute intervals 24 hours in advance (i.e., on the previous day), and the power producers (generation firms) make bids.
- ◆ Contracts are won beginning with the lowest price offers. The price offered by the last successful bidder (i.e., the highest price) becomes the purchasing price for that time interval.

6

- ◆ The price actually paid to power producers includes incentives for maintenance of additional supply capacity needed if the demand exceeds the projection.
- ◆ Besides the pool purchasing price, the price of purchase by distribution companies includes the cost of reserve power, transmission cost, generation adjustment cost, etc.

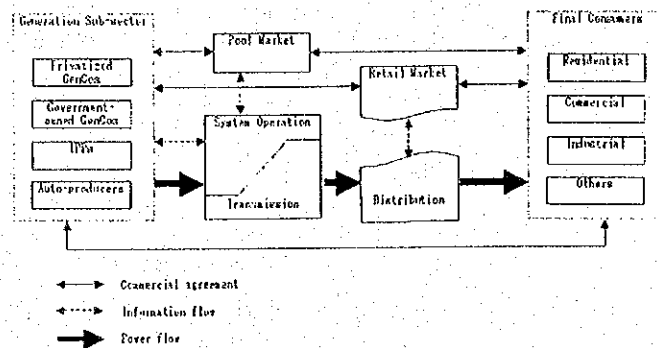
7

- Diversification of entrants due to establishment of pool markets

- ◆ Selling side:
 - ◆ Generation firms detached from former utilities
 - ◆ IPPs (merchant plants)
 - ◆ Auto-producers and cogeneration operators
- ◆ Buying side:
 - ◆ Distribution firms
 - ◆ Marketers
 - ◆ (Brokers)
 - ◆ (Aggregators)

8

New Power Structure in the Philippines



9

Apprehensions Related to Establishment of Pool Markets

- Price control by NPC spun-off thermal power generators
 - ◆ Possibility of lack of decrease in the final unit price per time interval due to the priced control by them using their advantage in substantial supply capability (England's experience)

10

- Probable lack of participation in the spot market by the major existing IPPs
 - ◆ Little possibility that IPPs whose prices are guaranteed by PPA will change into merchant plants.
- No means of averting price fluctuation in the spot market
 - ◆ Institution of provisions for trading in futures, forward delivery, and derivatives

11

- Failure of small electrification cooperatives (ECs)
 - ◆ Loss of the business foundation of ECs due to mutual (one-to-one) transactions with generation firms by the large customers if such transactions are recognized in parallel with spot trading
- Handling of SPUGs which are not competitive in pool markets
 - ◆ Security for the subsidization structure

12

Rebuilding of the distribution division

- A mass of weak entrants except for MERALCO
 - ◆ Municipal utilities (distribution firms)
 - ◆ 119 ECs
- Improvement of EC management
 - ◆ Change of corporation status (conversion into joint-stock companies)
 - ◆ Discord between the CDA and NEA on this matter in the past
 - ◆ Consolidation

13

Role of the DOE

- The DOE is a policy agency, and the ERB, a regulatory institution.
 - ◆ In many countries other than Japan, the regulatory institution is independent of the national energy/power ministry.
 - ◆ US: FERC
 - ◆ UK: OFGEM

14

- Drafting of energy and power sector policy
 - ◆ Assurance of energy security
 - ◆ Diversification of energy and power sources
 - ◆ Stimulation of activity in the energy and power industries
- Harnessing of the market mechanism
 - ◆ Promotion of market vitality and private-sector investment
 - ◆ Shift from regulation based on industry law to removal of factors hindering operation of the market mechanism

15

- Sending of correct signals to the market
 - ◆ Preparation of a demand outlook to replace the PDP of the former NPC
 - ◆ However, no more supply planning
- Promotion of investment and provision of incentives
 - ◆ IPPs and merchant plants
 - ◆ Auto-producers and co-generators
 - ◆ Marketers
 - ◆ Brokers

16

■ Conditioning of the power market

- ◆ Public market only, or private markets as well?
- ◆ Spot trading only?
 - ◆ Fostering of the growth of a futures market

17

■ Handling of rural electrification not achievable by the market mechanism

- ◆ SPUG
- ◆ ECs

18

Cultivation of industry and promotion of investment

- Examination and approval of investment projects:
 - ◆ Approval and authorization as part of the role of the regulatory institution (DTI or ERC?)

19

- Promotion of private investment as part of the role of the DOE
 - ◆ What to provide
 - ◆ Support for execution of complex procedures required by law
 - Provision of one-stop services
 - ◆ Financial assistance
 - Tax incentives
 - Mediation for receipt of official funds
 - JBIC, IFC, ADB, etc.

20

Overview: The Proposed Technical Assistance

Presentation by

[REDACTED]
Department of Energy

DOE Institutional Capability Building

Covers assistance on:

- Preparation of PDP and PEP in the context of a restructured environment;**
- Evaluation, assessment and approval process of MEDP and the NECDDP;**
- Evaluation, assessment, and approval process of TDP of the TRANSCO; and**
- Assistance in the establishment of an Energy Investment Promotion Office.**

Objectives

Short-Term Goal:

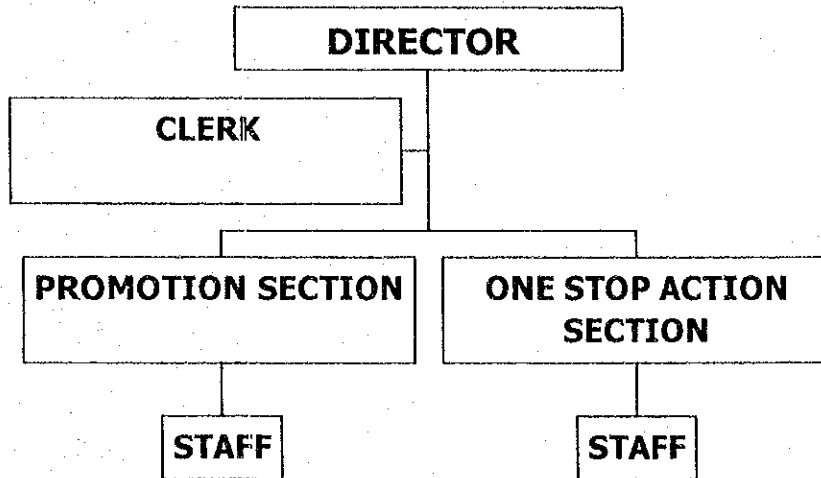
- Develop a capability enhancement program for DOE**
- Formulate a Handbook or Procedure Manual detailing the process flow, techniques, and guiding principles**
- Operationalize an Energy Investment Promotion Office to facilitate entry of investors in the power industry**

Objectives

Long-Term Goal:

- Provide stable and efficient supply of electricity nationwide**
- Provide appropriate policy directions to ensure adequacy of supply of electricity**
- Promote entry of investors in the power industry through the PDP/PEP**

Energy Investment Promotion Office



DRAFT

**Thank You
and
Mabuhay!!!**

Aims & Outline of the Study

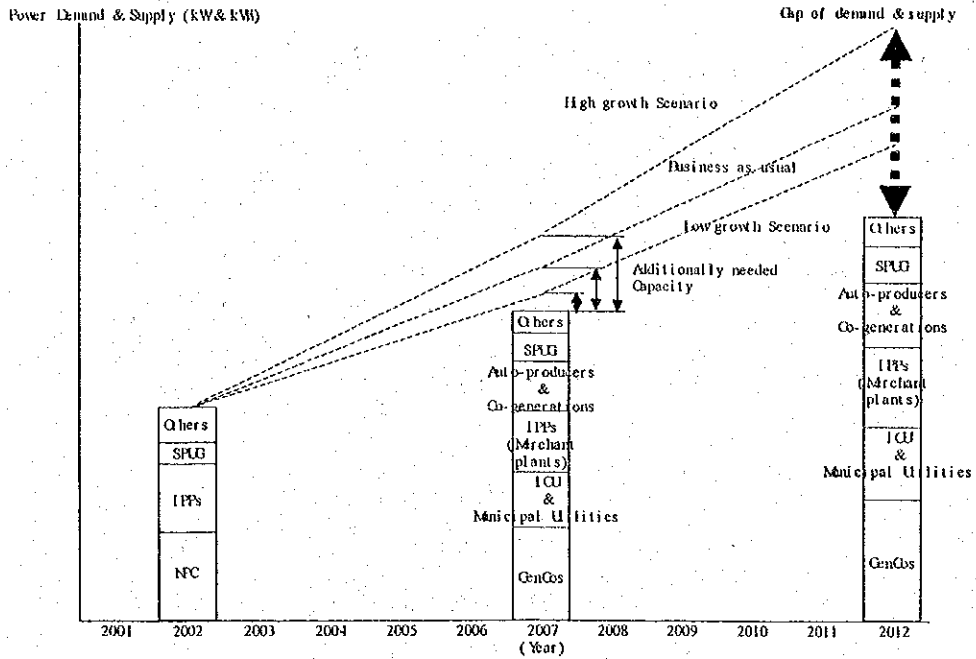
January 28, 2002

JICA Preliminary Study Team

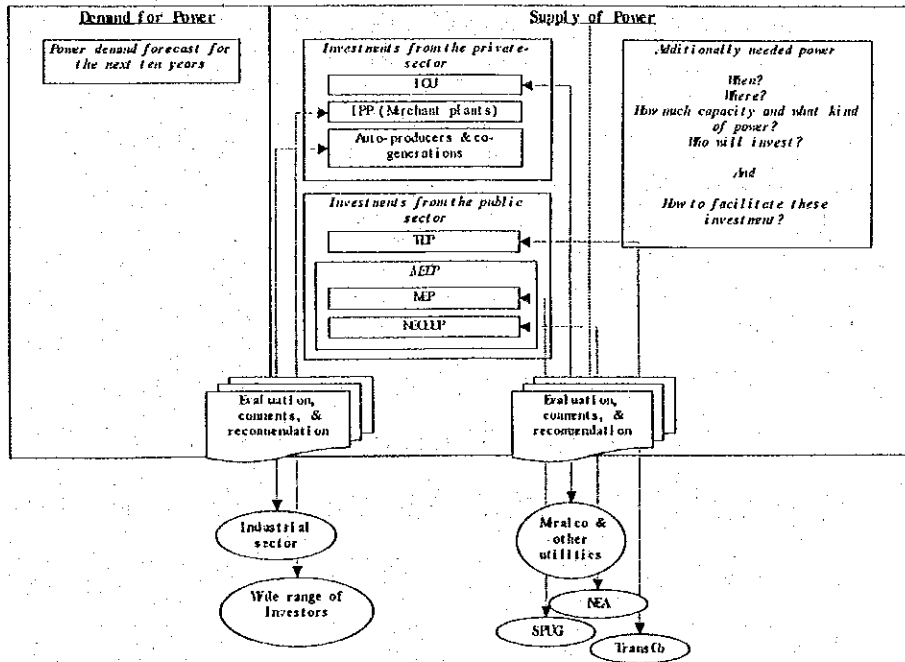
Objectives of the PDP

- For the NPC as a utility, the PDP was its investment program for the next decade.
- On the other hand, for the DOE as a policy-maker, the PDP is NOT an investment program BUT must be a “POWER POLICY STATEMENT.”
- Bottom line: DOE’s PDP must NOT be a copy of NPC’s.

Electric Power Outlook



Composition of the PDP



Need for evaluation of individual programs provided by entrants

- Entrants in the power industry
 - NPC span-off companies such as TransCo and GenCos
 - IOU including Meralco and municipal utilities
 - Existing IPPs and new comers (i.e., merchant plants)
 - Auto-producers and cogenerations
 - SPUG
 - Others such as a disperse-type power system using renewable energies and RESCO business

Evaluation of individual investment programs

- DOE must clarify assumption of the forecast provided by each entrants and justify adequacy of individual demand forecasts.
 - Sector-wide: industry, residential/commercial, agriculture, transportation, and agriculture
 - Region-wide: Luzon, Mindanao, Visayas, and other remote areas.

- How?
 - What kind of methodology is applied to forecast power demand in individual programs?
 - Econometrics model
 - End-use model
 - Simple desire or expectation???
 - Parameter:
 - Growth in population, income and added-value base product (GDP) by sector and region
 - Regional development activities including industrial zone development

- Adequacy of individual development program
 - Use of primary energy
 - Linkage of transmission and distribution networks
 - Missionary electrification (i.e., rural electrification)
 - Extension of distribution lines by the NEA
 - Installation of off-grid systems in remote areas

Task of the DOE

- To make power supply meet potential demand
- To secure energy security
 - Indigenous primary energy development
 - Fair market-make
- To promote investment in the power industry as well as primary energy development
 - Facilitation of private investment
 - Support of the function of the public sector regarding the missionary electrification through transparent schemes

9

Necessary Functions of the DOE

- Energy-policy-decision make in general
 - Energy best-mix
 - Secure the Philippines economic activities by reliable power supply
 - Pursue electrification throughout the country
- Evaluation of development programs submitted by individual entrants such as TransCo, IOU, IPP, and NEA
- Promotion of investment in the power industry to secure appropriate power supply
- Analysis of power demand and supply to support the above functions

10

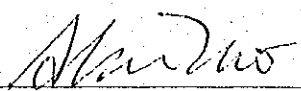
MINUTES OF MEETINGS
BETWEEN THE JAPANESE PROJECT FORMULATION STUDY TEAM
FOR THE DEVELOPMENT STUDY
ON THE INSTITUTIONAL CAPABILITY BUILDING FOR THE DOE UNDER A
RESTRUCTURED PHILIPPINE ELECTRIC POWER INDUSTRY
AND THE AUTHORITIES CONCERNED
OF THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF THE PHILIPPINES

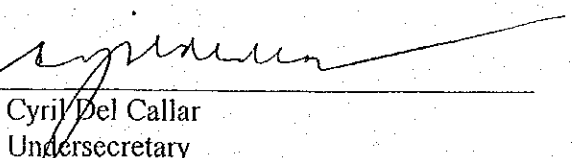
The Japanese Project Formulation Study Team (hereinafter referred to as "the Team"), organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") and headed by Dr. Akira Niwa visited the Republic of the Philippines from January 24 to February 3, 2001.

During its stay, the Team exchanged views and had a series of discussions with the Department of Energy (hereinafter referred to as "the DOE") and related Philippine authorities, concerning the concrete implementation plan of the Development Study for the institutional capacity building for the DOE (hereinafter referred to as "the Study"), the contents of which is summarized in the tentative draft of the Implementation Agreement attached together with this Minutes of Meetings.

Both sides confirmed the result of discussions as described in the document attached hereto.

Manila, February 4, 2002


Akira NIWA
Leader
Project Formulation Study Team
Japan International Cooperation Agency
Japan


Cyril Del Callar
Undersecretary
Department of Energy
The Republic of the Philippines

ATTACHMENT

I. SUMMARY OF DISCUSSIONS

1. Commencement of the Study

The DOE requested the Japanese side to start the Study as early as possible, suggesting that the commencement be in June or July 2002.

The Team, while agreeing on the importance of the earliest possible commencement of the Study, requested the DOE to consult with the NEDA and other related authorities so that the request will be endorsed as soon as possible.

2. Office facilities

The Team requested the DOE to prepare suitable office space with basic items of furniture. The DOE promised to prepare one before the commencement of the Study, and requested the Team to provide necessary office equipment for the office. The Team promised to convey the request to the GOJ for further consideration on the matter.

3. Counterpart Training

The DOE asked the Team to have its staff send for counterpart training in Japan. The Team suggested that it be possible to ensure budget for one or two persons for the Study.

4. Workshop

The workshop that was held on January 29, 2002, drew 30 participants from the DOE, TRANSCO, NPC Corplan, NPC-SPUG and NEA, provided an excellent opportunity for JICA to learn about their anxieties over preparation of PEP, PDP, TDP, MEP, NECDDP and also about their aspirations for the Study. The result of the workshop will be input to finalize the Implementation of Arrangements of the Study. The list of participants is as attached.

5. Rural Electrification (Treatment of the MEDP)

Although preparation works for the PDP and MEDP continue to be separately carried-out in the DOE, the PDP must hold a higher hierarchy than that of the MEDP because it forecasts power supply and demand across the country.

On one hand, the PDP takes a macro-level analytical approach. The MEDP, on the other hand, takes a micro-level analytical approach, and detailed work of the preparation of the MEDP consists of piling individual electrification and distribution-

network-extension projects.

The integration of these two programs in the JICA study is physically difficult partly due to the restriction on the input of manpower and partly because of the difference of the analytical approach. In this context, the Team recommended that DOE continue to discuss the treatment of this issue before the commencement of the Study.

6. Counterpart Personnel

The DOE proposed to include officials in charge from related organizations such as the TRANSCO, NPC-SPUG, and NEA, as counterpart personnel of the Study. The Team took note of it for further consideration in Japan, although the Team suggested that the DOE be the sole counterpart agency for the Study.

7. Local Consultants

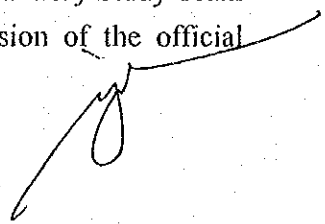
The DOE requested JICA to hire Philippine local consultants in conducting the Study. This is because one of the requirements for the endorsement by NEDA is to promote hiring of local consultants in the Study, as well as they must be equipped with more extensive experience and expertise in the field of engineering, economics, and the Philippine laws. The Team understood of the matter and promised to convey this request to Japan for further consideration.

8. Field Survey

Since the study area will include not only Metro Manila but also the Luzon Grid, Visayas Grid and Mindanao Grid, a field survey may be necessary in case that data collection is to be conducted outside Metro Manila. If the field survey is conducted in the areas especially where Japanese consultants are not allowed to enter for security reasons, the DOE counterpart team shall undertake the survey, in cooperation with the local consultants with which JICA subcontracts.

9. Dispatch of the Preparatory Study Team

To finalize the Implementation of Agreement on the Study, the Preparatory Study Team will be dispatched at its earliest possible time upon the submission of the official request for the Study to the GOJ.



3. 収集資料リスト

鉱工業プロジェクト形成基礎調査（フィリピン国電源開発計画策定支援調査）現地入手資料・文献リスト

資料 入手先	資料 番号	入手日	資料名	発行年月	資料タイプ
DOE	1	Jan. 28	Philippine Energy Plan 2002-2011	Jan. 2002	オリジナル 282 Page
DOE	2	Jan. 28	S system MW Capacity A addition b y P I a	2001	コピー 1Page
DOE	3	Jan. 28	S system MW Capacity A addition b y Year	2001	コピー 1Page
DOE	4	Jan. 28	Indicative Supply - Demand Profile	2001	コピー 3 Page
DOE	5	Feb. 4	Power Generation Total Philippine	2001	コピー 4 Page
DOE	6	Feb. 4	List of Existing Power Plant	Dec.2000	コピー 3 Page
DOE	7	Jan. 28	Electric Generation Expansion Analysis System	May 2001	コピー 9 Page
DOE	8	Jan. 28	Reference Paper for Load Forecasting Seminar	May 2001	コピー 6 Page
NPC	9	Jan. 30	NPC Year 2000 Annual Report	2001	オリジナル 12 Page
NPC	10	Jan. 30	Above Attachment Map	2001	オリジナル 2 Page
SPUG	11	Jan. 30	SPUG Profile	2000	コピー 1P+F26age
SPUG	12	Jan. 30	Operational Structure	2000	コピー 1Page
SPUG	13	Jan. 30	Small Power Utility Group Areal Distribution	2000	コピー 1Page
SPUG	14	Jan. 31	Catanduanes (EC No.53 RegionV) Power Development Master Plan	Mar.1997	コピー 22 Page
NEA	15	Jan. 31	Rural Electrification Chronicle 1996-1998	1999	オリジナル 302 Page
NEA	16	Jan. 31	NEA Energization Dec. 2000 - Nov. 2001	Nob. 2001	コピー 3 Page
NEA	17	Jan. 31	System Loss Data on Each EC in NEA 2001	Jan. 2002	コピー 1Page
NEA	18	Jan. 31	Monthly Report of ZAMBOABGA Cooperative. inc.(EC No. 90 Region IX)	Dec.2001	コピー 5 Page
NEA	19	Jan. 31	10 Year Development Plan (2002-2011) MORESCO 1 (EC No.94 Region X Misamis Oriental Cooperative)	2001	コピー 6 Page

JICA