

ミャンマー国
電力省

ミャンマー国
電力開発計画策定能力に係る
情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

平成 27 年 9 月
(2015 年)

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

株式会社ニュージェック
関西電力株式会社

産公
J R
15-093

ミャンマー国電力開発計画策定能力にかかる情報収集・確認調査
ファイナル・レポート

目 次

第 1 章	序 論	1
1.1	調査の背景	1
1.2	調査概要	1
1.3	調査実施体制	2
1.4	調査行程	3
1.5	セミナーの開催	5
1.6	既往電力 M/P の概要	10
1.6.1	電力需要予測	10
1.6.2	一次エネルギー	11
1.6.3	三シナリオの比較検討	12
1.6.4	電力料金制度	29
1.6.5	「ミ」国の財務負担	31
1.6.6	既往電力 M/P の総括	32
第 2 章	電力セクターの現状と改革	33
2.1	「ミ」国のエネルギー政策	33
2.1.1	「ミ」国の国家計画	33
2.1.2	エネルギー政策と電力政策	34
2.2	電力セクターの現状	38
2.2.1	電力セクター構造	38
2.2.2	電力省の組織改革	42
2.2.3	電力セクターの財務	46
2.2.4	電源開発計画	47
2.2.5	系統開発計画	57
2.2.6	地方開発（地方電化）	66
2.2.7	ドナーの活動	67
2.3	電力セクターの改善の方向性	75
2.3.1	「ミ」国の電力セクターの課題	75
2.3.2	電源開発計画の課題	79
第 3 章	電力 M/P 策定・運用に係る技能レベル確認	82
3.1	技能レベル確認の概要	82
3.1.1	目標設定	82
3.1.2	トレーニングを通じた技能レベルの確認	83
3.1.3	電力 M/P 策定に係るワーキンググループ形成	84

3.2	技能レベルの確認.....	87
3.2.1	電力需要予測における技能レベルの確認.....	87
3.2.2	電源開発計画における技能レベルの確認.....	91
3.2.3	系統開発計画における技能レベルの確認.....	98
3.2.4	経済財務分析における技能レベルの確認.....	104
第 4 章	電力 M/P の策定運用能力向上に向けた提言	114
4.1	電力 M/P に係る組織体制の整備	114
4.1.1	ワーキンググループ主導の電力 M/P 実施体制	114
4.1.2	ワーキンググループの主幹担当部局	115
4.1.3	コアメンバーの選定	117
4.1.4	サブグループの配置.....	118
4.2	電力 M/P に係る情報管理・収集体制の構築	118
4.2.1	電力省内の情報管理状況.....	119
4.2.2	「個人」から「組織」による情報管理.....	120
4.2.3	情報収集プロセスの効率化.....	121
4.2.4	電力統計フォーマットの活用.....	122
4.3	電力省職員の電力 M/P 策定・更新能力向上	124
4.3.1	電力省における電力 M/P の位置付けの明確化.....	124
4.3.2	SPDLI サイクルを踏まえた電力 M/P の策定・運用	124
4.3.3	OJT 形式の技術移転の実施	125
4.3.4	技能レベル向上における重点事項.....	126
4.3.5	電力 M/P 策定・運用マニュアル作成に向けた提言	127
4.4	将来の技術協力案.....	131
4.4.1	環境社会配慮.....	131
4.4.2	ジェンダーへの配慮.....	132
4.4.3	協力案の概要.....	132

添付資料

- 添付資料 1 関係者リスト
- 添付資料 2 収集資料リスト
- 添付資料 3 送变电設備の開発リスト（送電線／変電所）
- 添付資料 4 セミナー発表資料
第 1 回：2015 年 5 月 5 日
第 2 回：2015 年 8 月 28 日

図リスト

図 1-1	JICA 調査団の実施体制	2
図 1-2	各段階における主要調査項目および調査時期	3
図 1-3	調査全体のフローチャート	4
図 1-4	第 1 回セミナーの議事次第	6
図 1-5	第 1 回セミナーの写真	7
図 1-6	第 2 回セミナーの議事次第	8
図 1-7	第 2 回セミナーの写真	9
図 1-8	「ミ」国の消費電力量予測	10
図 1-9	最大電力予測	11
図 1-10	大規模水力開発の困難さ	13
図 1-11	各シナリオにおける「ミ」国内向け供給力の推移と 2030 年の設備容量	16
図 1-12	各発電単価の比較	17
図 1-13	シナリオ代替案における設備出力と環境影響度	23
図 1-14	各シナリオの LRMC の比較	24
図 1-15	調整後の電源構成バランスシナリオの供給力年度推移	26
図 1-16	調整後の電源構成バランスシナリオの電源構成（2014、2020、2030）	27
図 1-17	乾季の需給バランス	27
図 1-18	シナリオ 3 調整前後の LRMC の比較	28
図 1-19	現行の電力料金と LRMC のかい離	30
図 1-20	「ミ」国全体／国民の財務負担	31
図 2-1	電力省の組織図（2015 年 4 月以前）	41
図 2-2	電力省の組織改編（2015 年 4 月）	42
図 2-3	事務次官室の組織図（2015 年 6 月）	44
図 2-4	電力省の新組織図（2015 年 4 月）	45
図 2-5	「ミ」国電力供給体制と売買電気料金（2014 年 4 月時点）	47
図 2-6	既設発電所の位置図（2015 年 8 月時点）	48
図 2-7	新規水力地点の位置図	50
図 2-8	新規火力地点の位置図	51
図 2-9	既往電力 M/P 以降の送電線建設進捗状況（230kV）	58
図 2-10	ヤンゴン都市圏の基幹系統計画（2025 年頃）	59
図 2-11	「ミ」国電力系統と Shweli-1、Dapein-1 発電所連系検討概要	61
図 2-12	系統運用業務体制	62
図 2-13	NCC 完成図	64
図 2-14	将来の系統運用体制（予想）	65
図 2-15	電力省の組織改編や未電化地域電化のプログラム	73
図 2-16	世界各国の電力セクターモデル	77

図 3-1	電力開発計画策定・運用能力向上の目標	82
図 3-2	能力向上の対象	82
図 3-3	電力 M/P の検討フロー	83
図 4-1	コンサルタント主導の実施体制（既往調査および本トレーニング）	115
図 4-2	ワーキンググループ主導の実施体制（将来の技術協力案件）	115
図 4-3	電力計画局の組織体制案	117
図 4-4	電力省の情報管理状況	119
図 4-5	ワーキンググループによる情報管理・データ収集体制の構築	122
図 4-6	電力統計フォーマットの例	123
図 4-7	SPDLI サイクルの概念	125
図 4-8	技術移転の形式	125

表リスト

表 1-1	セミナーの開催概要	5
表 1-2	「ミ」国における一次エネルギーの現状	12
表 1-3	各開発シナリオの概要	12
表 1-4	ガス需給バランス（～2030－2031 年）	14
表 1-5	石炭需給バランス（2013－2014 年～2030－2031 年）	15
表 1-6	シナリオ別 概算開発コスト	17
表 1-7	電力プロジェクトの主要環境影響項目チェックリスト	19
表 1-8	主要電源タイプ毎の著しい環境影響項目	21
表 1-9	シナリオ代替案における電源タイプと環境影響度の関係	22
表 1-10	シナリオ代替案環境影響度評価の結果比較	23
表 1-11	三シナリオの比較結果	25
表 1-12	調整後の電源構成バランスシナリオの供給計画	26
表 1-13	調整後のシナリオ 3 の総開発費用	28
表 1-14	調整後の電源構成バランスシナリオにおける主要検討項目の指標	29
表 2-1	電力省の組織と所管業務	39
表 2-2	電力省の各部局における人員数（2014 年 10 月時点）	40
表 2-3	既設発電所リスト（2015 年 8 月時点）	49
表 2-4	各電源の開発スキーム	53
表 2-5	SCADA システム導入計画	63
表 2-6	3 つのマスタープランの関係	68
表 2-7	電源開発計画の比較表	70
表 2-8	最大電力需要予測の比較	70
表 2-9	EMP における電源の投入方針	71
表 3-1	各部局からのトレーニングの受講者数	84

表 3-2	本調査のトレーニングの受講者.....	86
表 3-3	需要予測に関する情報の整理状況.....	87
表 3-4	電力需要予測の検討における技能レベル確認項目.....	88
表 3-5	電力需要予測におけるトレーニング（第1回トレーニング）.....	89
表 3-6	電力需要予測におけるトレーニング（第2回トレーニング）.....	89
表 3-7	電力需要予測における技能レベルの評価.....	90
表 3-8	電力需要予測における技能レベルのコメント.....	90
表 3-9	電源開発計画の検討における技能レベル確認項目.....	92
表 3-10	グループ2のトレーニング参加者.....	92
表 3-11	電源開発計画におけるトレーニング（第1回）.....	94
表 3-12	電源開発計画におけるトレーニング（第2回）.....	95
表 3-13	電源開発計画の検討における技能レベルの評価.....	96
表 3-14	電源開発計画の検討における技能レベルのコメント.....	97
表 3-15	系統開発計画の検討における技能レベル確認項目.....	98
表 3-16	グループ1のトレーニング参加者.....	99
表 3-17	系統開発計画におけるトレーニング（第1回）.....	100
表 3-18	系統開発計画におけるトレーニング（第2回）.....	101
表 3-19	系統開発計画の検討における技能レベルの評価.....	102
表 3-20	系統開発計画の検討における技能レベルのコメント.....	103
表 3-21	経済財務分析の検討における技能レベル確認項目.....	105
表 3-22	グループ3のトレーニング参加者.....	106
表 3-23	経済財務分析の第1回トレーニング.....	107
表 3-24	経済財務分析の第2回トレーニング.....	109
表 3-25	経済財務分析の第3回トレーニング.....	110
表 3-26	経済財務分析の検討における技能レベルの評価（F/S レポートの分析）.....	111
表 3-27	経済財務分析の検討における技能レベルの評価（LRMC/LRAIC の分析）.....	112
表 3-28	経済財務分析の検討における技能レベルの評価（MEPE 財務モデルの分析）.....	112
表 3-29	経済財務分析の検討における技能レベルのコメント.....	113
表 4-1	主幹担当部局配置の必要性.....	116
表 4-2	サブグループと人員配置（案）.....	118
表 4-3	電力 M/P の主な収集データ.....	121
表 4-4	電力統計フォーマットの主要項目.....	123
表 4-5	技術支援における系統解析ソフト（PSS/E および NEPLAN）についての考察.....	127
表 4-6	電力需要予測.....	129
表 4-7	電源開発計画.....	129
表 4-8	電力系統計画.....	130
表 4-9	経済財務分析.....	130
表 4-10	環境社会配慮.....	131
表 4-11	将来の技術協力案.....	133

略 語 表

略語	英語標記	日本語標記
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
BOT	Build Operate and Transfer	建設・運営・譲渡
BS	Balance Sheet	バランスシート
CCT	Clean Coal Technology	クリーンコールテクノロジー
CF	Cash Flow	キャッシュフロー
C/P	Counterpart	カウンターパート
DEP	Department of Electric Power	電力局
DEPP	Department of Electric Power Planning	電力計画局
DHPI	Department of Hydropower Implementation	水力開発局
DHPP	Department of Hydropower Planning	水力計画局
DRD	Department of Rural Development	地方開発局
EDC	Energy Development Committee	エネルギー開発委員会
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EPGE	Electric Power Generation Enterprise	発電公社
ERC	Electricity Regulatory Commission	電力規制委員会
ESE	Electricity Supply Enterprise	地方配電公社
F/S	Feasibility Study	フィージビリティ調査
FESR	Framework of Economical and Social Reform	経済社会改革規制
GCC	Generation Control Center	発電指令所
GDP	Gross Domestic Production	国内総生産
GE	Gas Engine	ガスエンジン
GMS	Greater Mekong Subregion	大メコン圏
GoM	Government of Myanmar	ミャンマー政府
GT	Gas Turbine	ガスタービン
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービンコンバインドサイクル
HPGE	Hydropower Generation Enterprise	水力発電公社
HSD	High Speed Diesel Oil	高速ディーゼル油
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JV	Joint Venture	共同企業体
LDC	Load Dispatch Center	給電指令所
LNG	Liquid Natural Gas	液化天然ガス
LRMC	Long Run Marginal Cost	長期限界費用
LRAIC	Long Run Average Incremental Cost	長期平均増加費用
MDB	Multilateral Development Bank	国際開発銀行
MEPE	Myanma Electric Power Enterprise	電力公社
MESC	Mandalay Electricity Supply Corporation	マンダレー配電会社
MIC	Myanmar Investment Committee	ミャンマー投資委員会
MOA	Memorandum of Agreement	協定書
MOAI	Ministry of Agriculture and Irrigation	農業灌漑省
MOC	Ministry of Construction	建設省
MOE	Ministry of Energy	エネルギー省

略語	英語標記	日本語標記
MOECA	Ministry of Environmental Conservation and Forestry	環境保護森林省
MOEP	Ministry of Electric Power	電力省
MOF	Ministry of Finance	財務省
MOI	Ministry of Industry	産業省
MOLFRD	Ministry of Livestock, Fisheries and Rural Development	畜水産・地方開発省
MOM	Ministry of Mines	鉱山省
MOST	Ministry of Science and Technology	科学技術省
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
M/P	Master Plan	マスタープラン
NCC	National Control Center	中央制御所
NCDP	National Comprehensive Development Plan	国家総合開発計画
NEMC	National Energy Management Committee	国家エネルギー管理委員会
NEMP	National Electricity Master Plan	国家電力マスタープラン
NEP	National Electrification Plan	国家地方電化計画
NO _x	Nitrogen Oxide	窒素酸化物
NPDP	National Power Development Plan	国家電力計画
NPED	Ministry of National Planning and Economic Development	国家計画経済開発省
O&M	Operation and Maintenance	運転及び保守
OJT	On the Job Training	実地訓練
PDP	Power Development Plan	電力開発計画
PGDP	Power Generation Development Plan	電源開発計画
PL	Profit and Loss statement	損益計算書
PLC	Power Line Carrier	電力線搬送
PPA	Power Purchase Agreement	電力売電契約
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PSD	Power System Department	電力系統局
PTP	Power Transmission Team	送電プロジェクトチーム
PTSCD	Power Transmission and System Control Department	送電系統管理局
RCC	Regional Control Center	地方給電所
SC	Super Critical	超臨界
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	電力系統監視制御システム
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境アセスメント
SEE	State Economic Enterprise	国営企業
SHS	Solar Home System	家庭用太陽光システム
SIA	Social Impact Assessment	社会環境影響評価
SO _x	Sulfur Oxide	硫黄酸化物
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SPM	Suspended Particle Matter	浮遊粒子状物質
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
T/Ls	Transmission Lines	送電線
TA	Technical Assistance	技術協力
TPD	Thermal Power Department	火力発電局
USC	Ultra Super Critical	超々臨界圧
WASP	Wien Automatic System Planning	ワズプ・プログラム
WB	World Bank	世界銀行
YESB	Yangon City Electricity Supply Board	ヤンゴン配電公社
YESC	Yangon Electricity Supply Corporation	ヤンゴン配電会社

単 位

bbbl	Barrel (1 bbl = 159 liter)
bbtud	billion British thermal units per day
BTU	British Thermal Unit
GW	Gigawatt (=1,000 MW = 1,000,000 kW)
GWh	Gigawatt – hour (=1,000 MWh = 1,000,000 kWh)
hPa	Hectopascal (1 hPa = 1 milibar)
Hz	Hertz
km	Kilometer
km ²	square kilometer
kV	Kilo Volt
kVA	Kilo Volt Ampere
kW	kilowatt
kWh	Kilowatt - hour
m	meter
m ³	cubic meter
mm	millimeter
Mbtu	one thousand British thermal units
MMbbl	million barrels
MMbtu	= 1,000,000 btu
mmcfd	million cubic feet per day
mmld	million litter per day
MMscf	Million Standard Cubic Feet
MMscfd	Million Standard Cubic Feet per day
MMscm	Million Standard Cubic Meter
MPa	Mega Pascal (= 10.197 kgf/cm ²)
Mtoe	million tons of oil equivalent
MW	Megawatt (= 1,000 kW)
MWh	Megawatt – hour (= 1,000 kWh)
s	second
USD	United States Dollar
V	Volt

第1章 序 論

1.1 調査の背景

国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）はミャンマー（以下「ミ」国）の要請に基づき、2013年5月から2014年12月まで「電力開発計画プログラム形成準備調査」を実施し、中長期的な電力開発計画として国家電力マスタープラン（NEMP：National Electricity Master Plan）の策定を支援してきた。今後、「ミ」国側は電力省（MOEP：Ministry of Electric Power）を中心として、同国の電力セクターを取り巻く環境の変化に応じて、同マスタープラン（M/P：Master Plan）を自ら定期的に見直していく必要がある。

上記準備調査においても、このような「ミ」国側の能力向上を念頭に置いた技術移転を行ってきたが、包括的な電力M/Pの策定は「ミ」国側にとって初めての試みであったため、未だその策定・運用にあたる人材や担当部局の能力は極めて限定的である。

そのため、長期的な観点に立った「ミ」国政府（電力省および関係機関）職員の電力開発計画策定、運用能力の向上に関する人材育成および組織の整備が急務となっている。

1.2 調査概要

項 目	内 容	特記／留意点など
目 的	1) 長期的な「ミ」国政府職員の電力開発計画策定・運用能力の向上に関する人材育成と組織整備 2) 能力開発に貢献するための技術協力案件の提言	1) 情報収集分析 2) 技術的な課題の整理 3) 人材育成と組織整備
実施機関	電力省	関連機関の確認
業務範囲	1) 試行的な技術移転を通じた電力 M/P の策定運用に係る情報収集・分析 ◆ 電力需要予測 ◆ 電源開発計画 ◆ 電力系統計画 ◆ 経済財務分析 2) 技術協力案件の検討、提言	1) 他ドナーによる支援 2) 現地セミナー2回実施

1.3 調査実施体制

本調査の「ミ」国側カウンターパート（C/P：Couterpart）は電力省電力局（DEP：Department of Electric Power）が担当する。電力 M/P に係るワーキンググループについては第 4 章に記載する。

JICA 調査団の実施体制を図 1-1 に示す。

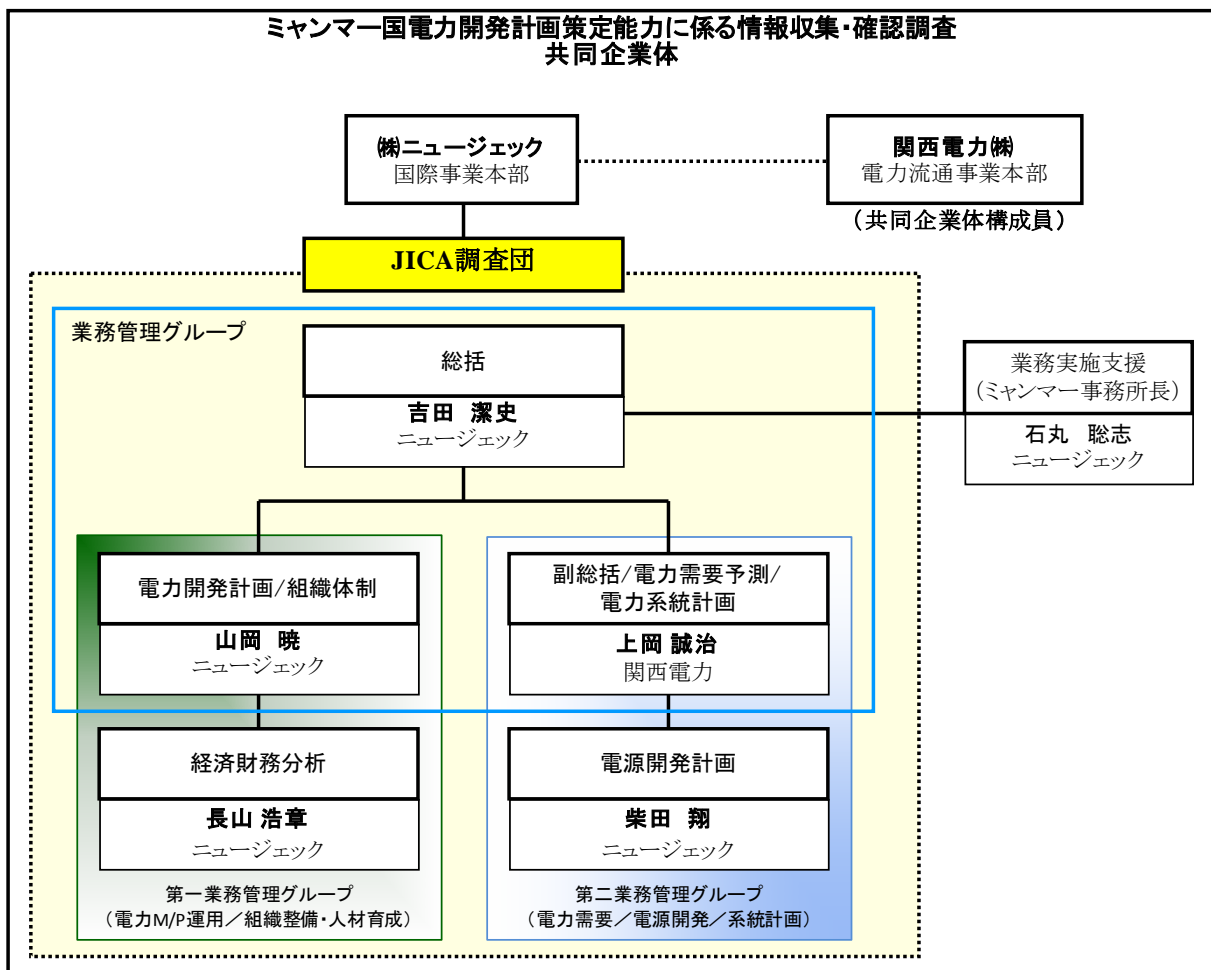


図 1-1 JICA 調査団の実施体制

1.4 調査行程

本調査の内容は大別して、「電力 M/P の現状確認」「電力 M/P に係る組織整備と人材育成」「電力 M/P の今後の運用計画と支援」の3段階に分けられる。各段階における主要な調査項目と調査時期を図 1-2 に示す。ついで、調査全体のフローチャートを図 1-3 に示す。



図 1-2 各段階における主要調査項目および調査時期

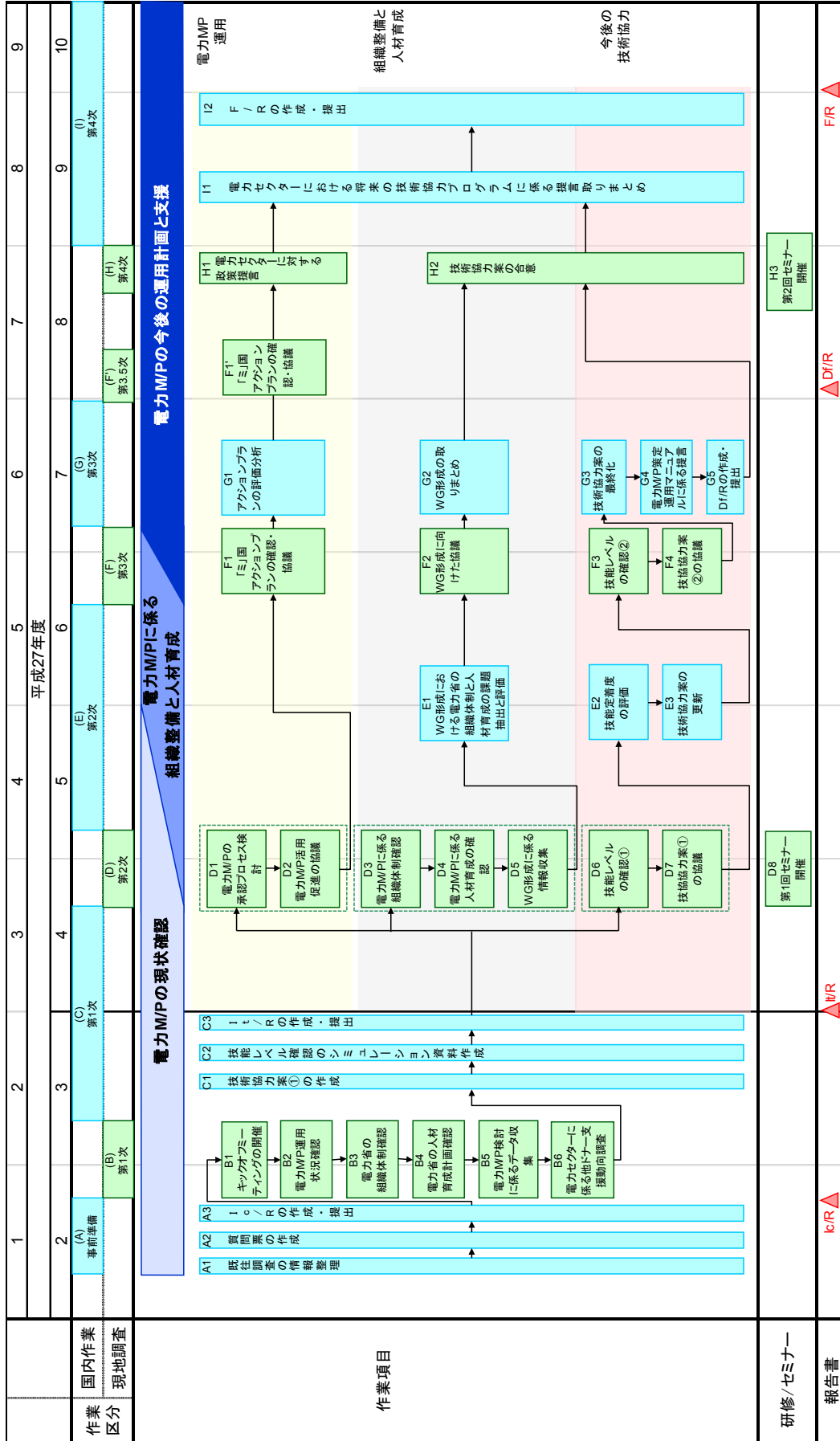


図 1-3 調査全体のフローチャート

1.5 セミナーの開催

本調査では第2次現地調査と第4次現地調査において計2回の現地セミナーを開催した。第1回セミナーは、関係者一同が集まる中で協議を行い、本調査の大枠と目指すべき方向性について説明した。特に電力省内の各部局に亘る横断的なワーキンググループ形成には閣僚級の理解とイニシアチブが必要であり、協力を依頼した。

第2回セミナーは電力省が Action Plan を発表する機会として、JICA 調査団と電力省の双方から本調査の成果と今後の活動について意見交換を実施した。表 1-1 に第1回および第2回のセミナー概要を示す。

表 1-1 セミナーの開催概要

1st Seminar	
Venue	MOEP Hall
Date	2nd Investigation (5 th of May, 2015)
Participants	50 persons
Purpose	To explain the outline of this Survey and request for the cooperation
Contents	<ul style="list-style-type: none"> ・ Basic approaches, substances, methodologies and schedule ・ Presentation for the technical assistance plan of the M/P Formulation and Operation [i) Power Demand Forecast, ii) Power Generation Development Plan, iii) Power System Development Plan, iv) Economic and Financial Analysis, v) Efficiency of JV/IPP Investment and Burden] ・ Request for the MOEP and proposal for formation of the working group
2nd Seminar	
Venue	MOEP Hall
Date	4th Investigation (28 th of August, 2015)
Participants	100 persons
Purpose	To present the Action Plan of the M/P and contents of the future technical assistance plan
Contents	<ul style="list-style-type: none"> ・ Presentation for the Action Plan by Myanmar Side [i) Power System Planning, ii) Power Development Planning and iii) Economic and Financial Analysis] ・ Introduction of contents of the future technical assistance plan



**Ministry of Electric Power
and
Japan International Cooperation Agency**



**1st Seminar on Data Collection Survey on Capacity Development of Power Sector
Development Planning
in the Republic of the Union of Myanmar**

<i>Time</i>	<i>Topics</i>	<i>Resource Person/Speaker</i>
13:00-13:20	<i>Opening Address</i>	Director General Department of Electric Power Ministry of Electric Power Mr. Kiyoshi YOSHIDA Project Team Leader JICA / NEWJEC
13:20-13:40	<i>Plan and Lessons for Power Development in Myanmar</i>	Dr. Satoshi YAMAOKA JICA / Utsunomiya University
13:40-14:10	<i>Power Demand Forecast / Power System Development</i>	Mr. Seiji UEOKA JICA / The Kansai Electric Power Co., Inc
14:10-14:30	<i>Concept of the Power Generation Development Plan and Major Findings in the M/P2014</i>	Mr. Sho SHIBATA JICA / NEWJEC
14:50-15:10	<i>2nd Training-Workshop on Capacity Development of Power Sector Development Planning</i>	Dr. Hiroaki NAGAYAMA JICA / Kyoto University
15:10-15:30	<i>Discussion</i>	
15:30-15:40	<i>Closing Speech</i>	Dr. Satoshi YAMAOKA JICA / Utsunomiya University

図 1-4 第 1 回セミナーの議事次第

2015年5月5日(火) 第1回セミナー



開会あいさつ



会場風景



電力開発



経済財務分析



質疑応答

図 1-5 第1回セミナーの写真



**Ministry of Electric Power
and
Japan International Cooperation Agency**



**2nd Seminar on Data Collection Survey on Capacity Development of Power Sector
Development Planning
in the Republic of the Union of Myanmar**

<i>Time</i>	<i>Topics</i>	<i>Resource Person/Speaker</i>
09:00-09:20	Opening Address	U Maw Thar Htwe Deputy Minister Ministry of Electric Power Mr. Kiyoshi YOSHIDA Project Team Leader JICA / NEWJEC
09:20-09:40	Reporting the Result of Data Collection Survey on Capacity Development of Power Sector Development Planning	Dr. Satoshi YAMAOKA Utsunomiya University
09:40-09:55	Group 1 (Power System Planning)	U Myo Win Zaw MEPE, Ministry of Electric Power
09:55-10:10	Group 2 (Power Development Planning)	Daw Chawe Thander Soe DEPP, Ministry of Electric Power
10:10-10:25	Group 3 (Economic and Financial Analysis)	Daw Hinn Ei Khaing DEPP, Ministry of Electric Power
10:25-10:40	Tea Break	
10:40-10:55	Action Plan for the Formulation of National Electricity Master Plan	Daw Myint Myint Kwi Swe YESC, Ministry of Electric Power
10:55-11:10	Closing Speech	U Maw Thar Htwe Deputy Minister Ministry of Electric Power U Khin Maung Win Director General DEPP, Ministry of Electric Power

図 1-6 第 2 回セミナーの議事次第

2015年8月28日(金) 第2回セミナー



開会あいさつ



会場風景



調査団発表



「ミ」国側発表



閉会挨拶

図 1-7 第2回セミナーの写真

1.6 既往電力 M/P の概要

既往調査で策定した「ミ」国の 2030 年までの中長期的な電力 M/P の概要について述べる。

1.6.1 電力需要予測

(1) 消費電力量予測

2012 年度時点の消費電力量は 8,254GWh だが、計画停電や給電停止による潜在的な需要まで含めると 8,613GWh 程度だと推定される。これをもとに将来消費電力量を推測すると、2020 年では、ローケース 19,514GWh（ハイケース 22,898GWh）と現在の 2 倍以上、2030 年ではローケース 48,639GWh（ハイケース 77,730GWh）と現在の 5 倍程度になると見込まれる。

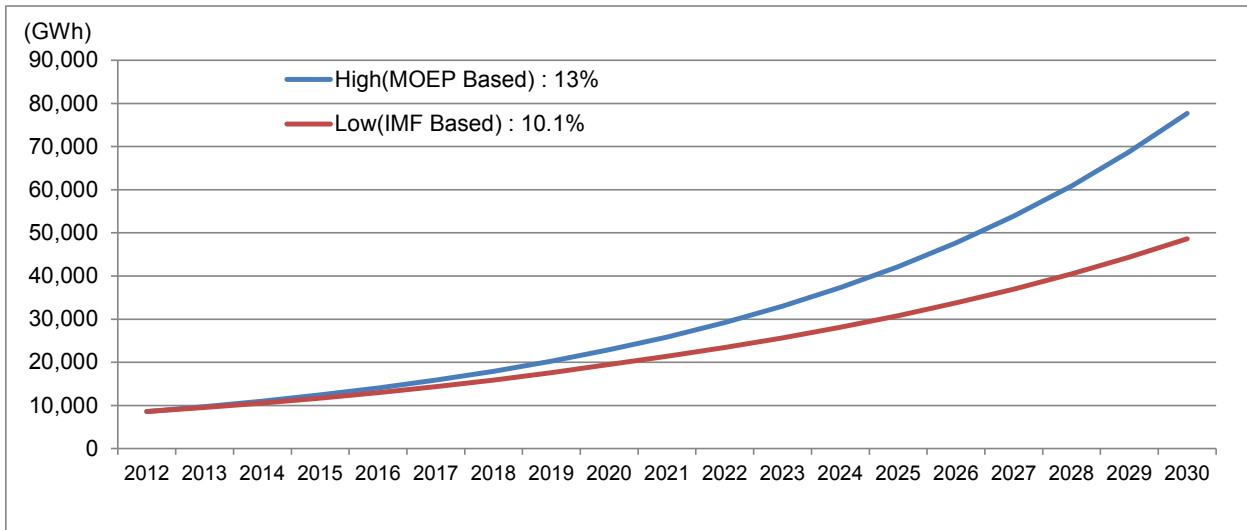


図 1-8 「ミ」国の消費電力量予測

(2) 最大電力の予測

最大電力は電力消費量を基に、将来の日負荷曲線、送配電ロス、発電所内利用を考慮してハイケースとローケースを以下のように算出した。

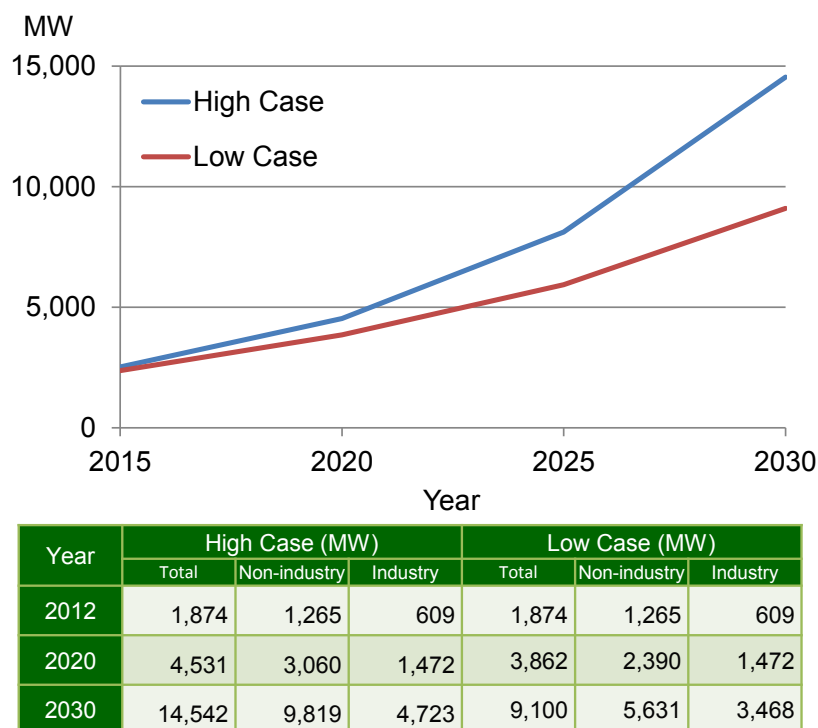


図 1-9 最大電力予測

この結果、「ミ」国における最大電力需要は、2030年までに最大 14,542MW から、最小 9,100MW 程度の水準で推移するものと想定される。

電源開発計画の策定に際しては、ハイケース、ローケース両面での検討を行い、将来に備えるべきだと考える。ただし、計画は、電力分野で最も大きな問題である供給不足を回避しやすいハイケースを元に行うことが望ましいと考えた。

1.6.2 一次エネルギー

「ミ」国における一次エネルギーの現状を表 1-2 に示す。

表 1-2 「ミ」国における一次エネルギーの現状

Resource	Installed Capacity (MW) 2013.3	Current Situation 2013 .3	Results of Analysis
Hydro	2780.0	<ul style="list-style-type: none"> Actual capacity of hydro is 1,110MW in dry season, less than 50% of installed capacity. Total hydro capacity of 521 MW of Dapein-1 (221MW of 240 MW) and Shweli-1 (300MW of 600 MW) is transmitted to China. 	<ul style="list-style-type: none"> New large hydro P/S development faces difficulty such as long lead time, long distance from load center and environmental impacts. Medium and small hydro development faces less difficulty than large hydro.
Gas	714.9	<ul style="list-style-type: none"> Gas volume, max. 261 mmcf/d, is allocated to power sector and not to be increased until Gas field of M3 commissioning in 2019. Actual capacity of gas power plants is 363 MW as of 2013 March. 	<ul style="list-style-type: none"> New gas plants depend on local gas supply but gas supply shortage is anticipated. Imported gas or oil are needed in short term. New gas from the new gas field is needed for future gas plants.
Coal	120.0	<ul style="list-style-type: none"> Coal power plant is only Tigyit station. Installed capacity is 120MW (60MW × 2 units) 	<ul style="list-style-type: none"> Domestic coal provides low quality but marginally available for electricity power. Imported coal and local coal can be used for future base load.
Renewable Energy (RE)	-	<ul style="list-style-type: none"> RE is mainly utilized for the rural electrification. RE is promoted but restricted in system reliability. 	<ul style="list-style-type: none"> Development target is 10% of power supply as of 2030.

1.6.3 ミシナリオの比較検討

(1) シナリオ設定

既往電力 M/P では電力省の各部局が作成した開発計画を基に3つの開発シナリオを策定し、経済性、環境影響、電源開発の実現可能性、エネルギーセキュリティの観点から比較検討を行った。これらの3つの開発シナリオの概要を表 1-3 に示す。

表 1-3 各開発シナリオの概要

開発シナリオ	概要
シナリオ 1 国産エネルギー消費シナリオ (大規模水力依存)	「ミ」国電源開発計画をベースにしたシナリオで、国内の資源を利用した発電所を優先的に開発していく計画であり、水力発電所とガス発電所を最大限に開発し、供給力不足分を石炭発電所で補っていく。
シナリオ 2 最小コストシナリオ	シナリオ 1 に対して、発電単価の安い石炭発電所を増やしてガス発電所を減らすことにより、コストの最小化を図る。
シナリオ 3 電源構成バランスシナリオ	国産エネルギーを重視しつつも、開発のリードタイムや需要地域との距離を考慮して優先度の高い水力発電所から開発し、ガス発電所は最大限に開発する。しかし、将来需要に対して国産エネルギーである水力とガス、再生可能エネルギーだけでは供給力不足および供給リスクが発生するため石炭発電所で補う。

(2) 一次エネルギーの供給

1) 水 力

豊富な包蔵水力 108GW を持つ水力発電は「ミ」国にとって最も安価な電源であり、電力省はそのうち 45.5GW の開発計画リストを作成している。しかし、図 1-10 に示されるように大規模水力の開発にはいくつもの困難が伴う。「ミ」国にとって実現可能性が高く、優先度の高い水力発電所の開発は非常に重要な課題となっている。

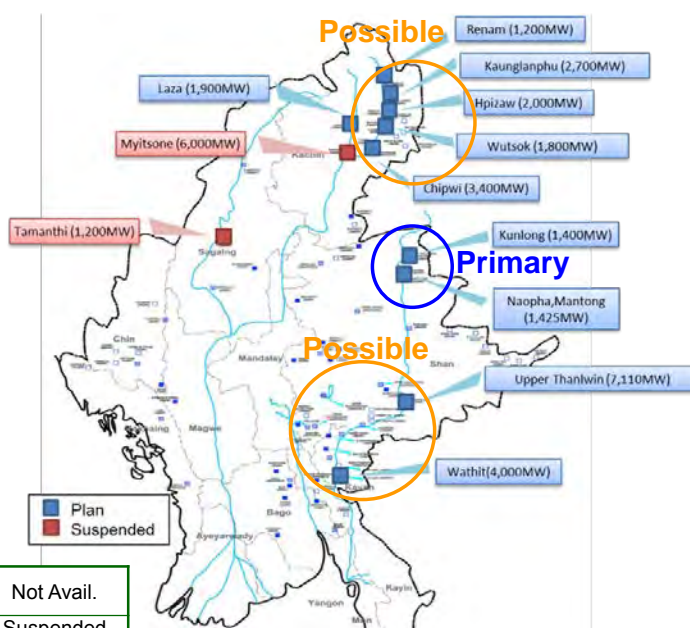
大規模水力と比較して中小規模水力は、貯水池湛水面積も狭く、環境に対する影響は比較的小さい。また、個別地点ごとに詳細な調査が必要なものの、非自発的住民移転、生態系や希少種などの環境に対する影響の緩和も比較的容易である。更に、利害関係者との合意や工事に要する期間も短く、計画から運開まで開発期間も短い。

このため、主要河川の本川における設備出力 1,000MW 以上のプロジェクトを“大規模水力”、それ以下のプロジェクトを“中小規模水力”と分類して、実現可能性を考慮した。

- Projects over 1,000 MW on main streams are defined as large hydro in this master plan.
- **Development of Large Hydropower Projects on main streams faces following difficulties;**
 - ✓ Long lead time, a few decades, until operation
 - ✓ Significant environmental and social impact
 - ✓ Construction of long distance HV transmission line

Maximum Capacity in Scenarios (GW)

Description	Scenario 1, 2		Not Avail.
	Scenario 3 Primary	Possible	
Large (A)	2.8	24.1	7.2
Small/Medium (B)	6.6	3.3	1.5
(A) + (B)	9.4	27.4	8.7
Primary + Possible	36.8		
Potential	45.5		



Note: Two large hydro p/s, namely Kunlong and Naopha/ Mantong along Thanlwin River are assumed to be implemented in accordance with JVA and MOA respectively.

図 1-10 大規模水力開発の困難さ

2) 天然ガス

電力セクターへのガスは陸上および海上の国内ガス田から供給されている。しかし、電力セクターに供給されるガスは 2030 年までに 200~300 bbtud でこれは全ガス生産量の 13% (国内 20%×電力 65%) に留まる。新規ガス油田は 2019-2020 年以降に運開する予定である。表 1-4 に 2030-2031 年までのガス需給バランスを示す。

表 1-4 ガス需給バランス(~2030-2031 年)

		2P*MW	COD	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	
Supply	Existing																					
	(1) MOGE	2.5 TCF		63	63	63	63	63	63	63	63	63	89	91	92	94	96	97	98	100	101	
	(2) Yadana	6.9 TCF	1/7/1998	154	154	154	154	154	154	108	94	82	71	60	48	37	29	18				
	(3) Yelagan	4.2 TCF	1/4/2000																			
	Ongoing																					
	(1) Zawtika	1.8 TCF		54	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	78	38	25	17	13	8	
	(2) Shwe	5.4 TCF	15/7/2013	19	75	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94
	(3) M-3	1.6 TCF								63	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	
	Supply Total			290	382	401	401	401	401	418	476	464	479	470	447	398	379	361	340	337	330	
	Supply Total for Electricity			201	248.3	260.7	260.7	260.7	260.7	271.7	309.4	301.6	311.4	305.5	290.6	258.7	246.4	234.7	221	219.1	214.5	
	Required Calorie (bbtud)				22	70	87	87	87	76												
	LNG (mmcf) ²					84	84	84	73													
	HSD (mmid) ³				0.7	2.1	2.7	2.7	2.7	2.3												
	New Gas Fields (bbtud)										60	119	189	247	401	520	609	684	705	708	715	
New Gas Fields (mmcf) ⁴										66	133	211	275	448	580	678	763	786	790	797		
Demand	Existing Plants																					
	(1) Yangon Area	919 ⁵	1980-2014	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	184.7	
	(2) other than Yangon Region	385 ⁵	1974-2014	62	85.3	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	
	Ongoing																					
	(1) Hlawaga GE(MCP)	25	2015-2016			5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	
	(2) Toyo-Thai (ST)	37																				
	New Gas Fired Plants																					
	(1) 2014 - 2016																					
	Myanmar Light 2, UREC 1, Kyaukpkyu, Kanbauk, Myin Gyan, Tilawa	602	2014-2016			67.7	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	
	(2) 2021 - 2030																					
	Hydorance, BKB, UREC 2, Dawei 1, Dawei 2, Hlaingharya, Ayeyarwaddy	2,789	2020-2021									30.8	86.4	117.9	203.4	248.6	293.8	331.3	331.3	331.3	331.3	
	Total Power Generation	4,757																				
	Demand Total			247	270	331	348	348	348	348	348	379	435	466	552	597	642	679	679	679	679	
	Balance			-46	-22	-70	-87	-87	-87	-76	-39	-77	-123	-161	-261	-338	-396	-445	-458	-460	-465	
Total Balance with LNG and New Gas			-46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

*2P: Gas reserves on 2P (Proven + Probable) basis

²In case of LNG=1,040 Btu/ft³

³In case of HSD (LHV = 8,624 kcal/l)

⁴In case of LHV = 897 Btu/ft³

⁵Installed Capacity

出典：JICA 調査団にて作成

3) 石炭

「ミ」国の国内炭は発熱量 3,000~6,500 kcal/kg で供給されている。Kalewa (ザガイン地域) または Mainghkok (シャン州) の鉱山はより良質の石炭を生産する予定である。鉱山省 (MOM : Ministry of Mines) によると、国内鉱山は 2030 年までに 5.6 million ton/year (3.4 million ton/year が電力セクター向け) を生産するよう計画されている。

石炭火力発電における石炭輸入量の割合は今後も増加していく見込みであり、新規石炭火力の全設備出力 7.8GW のうち輸入炭は 6.7GW (86%) を占め、国内炭の 6 倍に相当することになる (石炭輸入が最大となるシナリオ 3 を想定)。

2030-2031 年までの石炭の需給バランスを表 1-5 に示す。

表 1-5 石炭需給バランス(2013-2014 年~2030-2031 年)

		Thousand Tones																				
		2P*/MW	COD**	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	
Supply	(1) Domestic Coal	231,000		2,100	2,200	2,326	2,400	2,500	2,600	2,700	2,761	3,100	3,480	3,900	4,220	4,593	4,820	5,000	5,220	5,420	5,654	
	Supply for Electricity			1,260	1,320	1,396	1,440	1,500	1,560	1,620	1,657	1,860	2,088	2,340	2,532	2,756	2,892	3,000	3,132	3,252	3,392	
	(2) Import Coal							886	1,702	2,422	4,138	4,811	4,583	4,331	5,015	7,441	9,058	11,960	14,486	18,193	19,981	
Demand	Existing Plants																					
	(1) Tygit	120	2004.12	300	300	300	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	524	
	New Plants																					
	(1) 2017-2018	630					1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	
	(2) 2018-2019	300						876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	
	(3) 2019-2020	270							780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	
	(4) 2020-2021	600								1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	
	(5) 2021 ~ 2022	300									876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	
	(6) 2022 ~ 2023	0																				
	(7) 2023 ~ 2024	0																				
	(8) 2024 ~ 2025	300													876	876	876	876	876	876	876	
	(9) 2025 ~ 2026	900														2,650	2,650	2,650	2,650	2,650	2,650	
	(10) 2026 ~ 2027	600															1,753	1,753	1,753	1,753	1,753	
	(11) 2027 ~ 2028	1,030																3,010	3,010	3,010	3,010	
	(12) 2028 ~ 2029	910																	2,658	2,658	2,658	
(13) 2029 ~ 2030	1,310																		3,827	3,827		
(14) 2030- 2031	660																			1,928		
Total Power Generation	7,930																					
Demand Total				300	300	300	524	2386	3262	4042	5,795	6,671	6,671	6,671	7,547	10,197	11,950	14,960	17,618	21,445	23,373	
Balance				0	0	0	0	-886	-1,702	-2,422	-4,138	-4,811	-4,583	-4,331	-5,015	-7,441	-9,058	-11,960	-14,486	-18,193	-19,981	
Total Balance with Import Coal				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2P*: Coal reserves on 2P (Proven + Probable) basis		COD**: Commercial Operation Date										13-14 means 2013-2014										
Reference: Total Capacity of New Coal Fired Power Plant by Domestic Coal (MW)		387	456.91	535	621	687	763	810	847	891.94	932.98	980.99										

出典：JICA 調査団にて作成

4) 再生可能エネルギー

太陽光や風力、バイオガスは、電力省の他、地方政府や他省庁も開発計画を立てて取り組んでいる。太陽光は産業省 (MOI : Ministry of Industry)、小水力は農業灌漑省 (MOAI : Ministry of Agriculture and Irrigation)、バイオガスは科学技術省 (MOST : Ministry of Science and Technology) が取り組んでいる。地熱ポテンシャルもあるが、調査はこれからである。

Minbuu (マグウェ地域) での太陽光発電開発 50MW など具体的な計画もあるが、覚書 (MOU : Ministry of Understanding) 以前の段階であり、開発は不透明である。

以上の現状認識において、JICA 調査団は電力省と協議した結果、電源開発計画における再生可能エネルギーの導入は電源別ではなく、総導入量の目標値とその年推移を示すことにした。ここでは、東南アジア各国の電源構成事例と系統運用における信頼性の2つの観点から、2030 年における再生可能エネルギーの供給力比率を 10% に目標設定した。

(3) ミシナリオの比較検討

1) 電源開発計画

前述のシナリオコンセプトに基づき、ワズプ・プログラム (WASP : Wien Automatic System Planning) を用いて最適電源開発計画を策定した。WASP は国際原子力機関 (IAEA : International Atomic Energy Agency) で開発された最適電源開発計画プログラムで、各国の電源開発の最適化に広く用いられている。

各シナリオの最適電源開発計画の「ミ」国内向け供給力の推移と 2030 年の設備容量を図 1-11 に、各発電単価の比較を図 1-12 に示す。

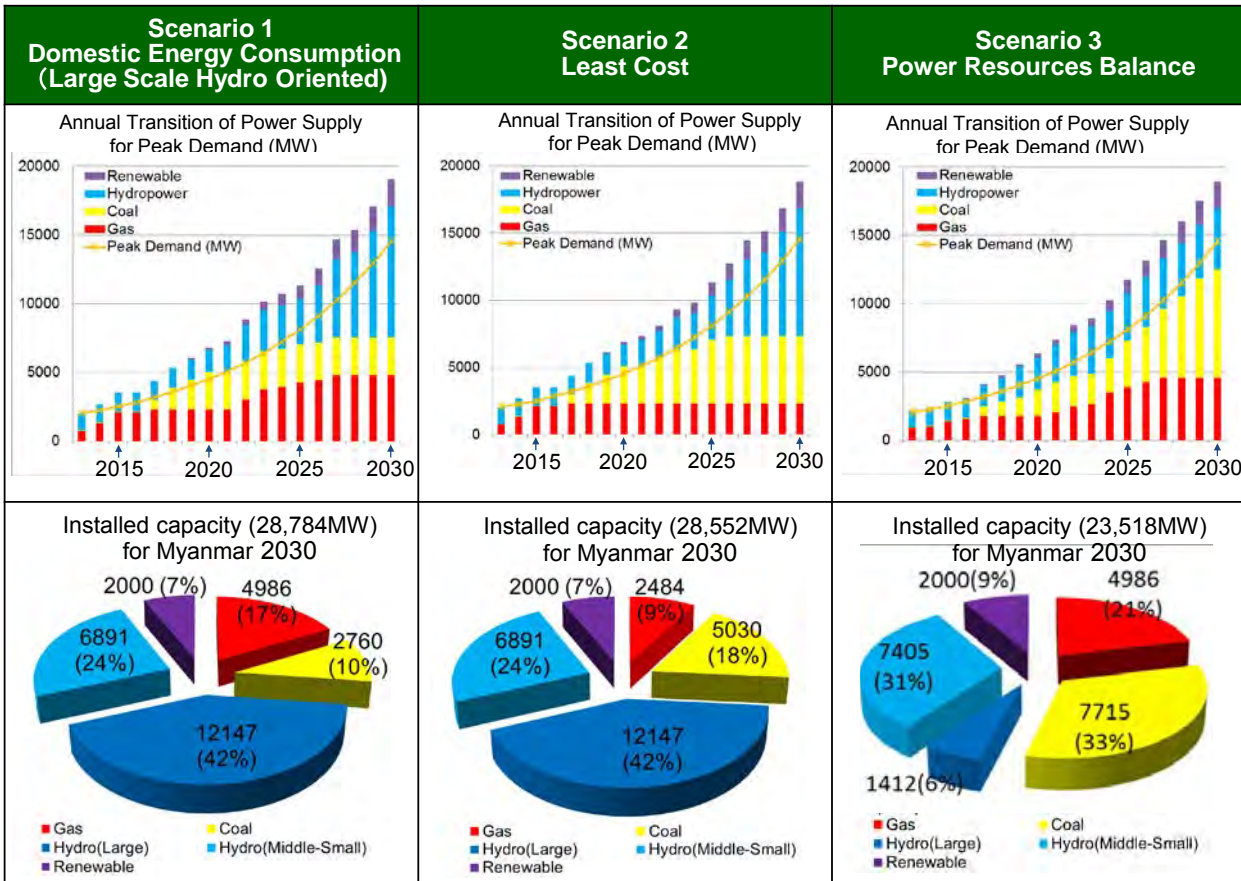
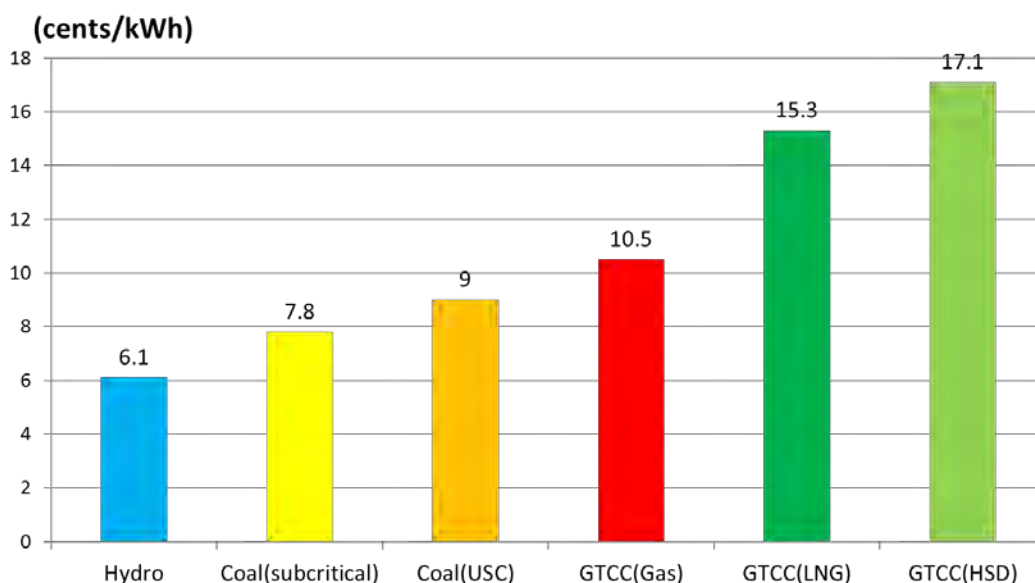


図 1-11 各シナリオにおける「ミ」国内向け供給力の推移と 2030 年の設備容量



Unit Cost [cents/kWh] = (Annual Capital Cost [USD/kW] + Annual Fixed O&M Cost [USD/kW·year] × Life Time [year]) × 100 / (Life Time [year] × 8760 hours/year × CF[-]) + Annual Fuel Cost [UScents/kWh] + Annual Variable O&M Cost [cents/kWh]

This figure doesn't include Environmental Cost [UScents/kWh], which equals CO₂ Cost [cents/g-CO₂] × CO₂ Emission per Unit [g-CO₂/kWh]. For reference, Unit Cost including Environmental Cost is; Hydro: 6.1, Coal (subcritical): 8.7, Coal (USC): 9.9, GTCC (Gas): 10.9, GTCC (LNG): 15.7, GTCC (HSD): 17.5.

1.0 [cents/kg-CO₂] is adopted as CO₂ Cost. CO₂ Emission per Unit is based on Table 7.5-13 (Chapter 7)

図 1-12 各発電単価の比較

2) システム開発計画

最適電源開発計画に基づき策定した送電線および変電所のシステム開発計画を表 1-6 に示す。

表 1-6 シナリオ別 概算開発コスト

Scenario		No 1	No 2	No 3
Priority of PGDP		Domestic Energy Consumption (Large Scale Hydro Oriented)	Least Cost	Power Resources Balance
Mid-term (Year 2016-2020)	Main projects	500kV T/L	500kV T/L	500kV T/L
	500kV Cost	710 MUSD (570km, 5,000MVA)	710 MUSD (570km, 5,000MVA)	710 MUSD (570km, 5,000MVA)
	230-132kV Cost	1,660 MUSD (4,160km, 8,770MVA)	1,660 MUSD (4,160km, 8,770MVA)	1,660 MUSD (4,160km, 8,770MVA)
	Total	2,370 MUSD	2,370 MUSD	2,370 MUSD
Lon-term (Year 2021-2030)	Main projects	DC T/L 500kV T/L	DC T/L 500kV T/L	500kV T/L
	500kV Cost	4,680 MUSD	4,680 MUSD	2,480 MUSD
	230-132kV Cost	900 MUSD	900 MUSD	900 MUSD
	Total	5,580 MUSD	5,580 MUSD	3,380 MUSD

3) 戦略的環境アセスメント (SEA : Strategic Environmental Assessment)

各シナリオにおける環境社会影響評価として、SEA による評価を行う。

(a) SEA のスコーピング

スコーピングとは、当該計画の決定に当たって考慮すべき重要な環境影響項目は何か、そしてその環境影響項目をどのように評価するのかを明らかにすることである。

電力 M/P における検討対象プロジェクトは、「時間空間的な広がり」の範囲や「評価すべき影響の範囲や項目」が多岐に亘るため、単一のものとして把握するのは難しい。各プロジェクトは影響範囲や項目がそれぞれに異なる。また、進捗段階も異なり、入手できる情報にも量や精度の差が生じる。

既往調査では「検討範囲の設定」と「問題の絞り込み」の観点より、重大な環境影響を与える項目に焦点を当ててスコーピングを実施した。手法としては、チェックリストの使用、文献調査、関係者からの聞き取り、専門家による判断などにより行った。

(b) チェックリスト作成

既往調査では個別プロジェクトに対してではなく、主要電力タイプに対する主要環境影響項目のチェックリストを作成した。JICA 環境社会配慮ガイドラインに付随する EIA チェックリストを基に、大規模水力発電、中小規模水力発電、ガス火力発電、石炭火力発電、送電に係わる環境チェックリストを JICA 調査団が編集した。編集に当たっては、SEA という観点より、工事中の影響や労働環境や伝染病に係わる環境負荷項目は選定していない。本チェックリストは、各シナリオ代替案における影響評価に用いた。チェックリストを表 1-7 に示す。

表 1-7 電力プロジェクトの主要環境影響項目チェックリスト

分類	環境項目	主なチェック事項	大規模水力発電	中小規模水力発電	ガス火力発電	石炭火力発電	送電線	
1 社会 環境	(1) 住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。 (b) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (c) 補償方針は文書で策定されているか。 (d) 移転住民のうち、特に貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (e) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (f) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な予算措置が講じられるか。 (g) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (h) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	○	○	○	○	○	
	(2) 生活・ 生計	(a) プロジェクトによる住民の生活に悪影響が生じるか。 (b) プロジェクトにより地域利用が変化して住民の生計に悪影響を及ぼすか。 (c) 関連施設が住民の既存水域交通及び道路交通に悪影響を及ぼすか。 (d) 他地域からの人口流入により病気の発生(感染症等)の危険はあるか。	○	○	○	○	○	
		(e) 下流の水利用維持のための最低流量は供給されるか。 (f) 下流水の流量の変化や海水浸入により、下流の水利用や土地利用に影響は生じるか。 (g) 貯水池に関係する疾病(住血虫症、マラリア)が発生する恐れはあるか。 (h) 河川における漁業権、水利権、山林入会権等が阻害されることはあるか。	○	○				
		(i) 鉄塔等による電波障害は生じるか。著しい電波障害が予想されるか。 (j) 送電線を建設することによる線下補償等が国内法に従い実施されるか。					○	
		(3) 文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。	○	○	○	○	○
	(4) 景観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。	○	○	○	○	○	
	(5) 先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	○	○	○	○	○	
		(6) 保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。	○	○	○	○	○
	2 自然 環境	(7) 生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地(珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等)を含むか。 (b) サイトは当該国の法律や国際条約等で指定されている貴重種の生息地を含むか。	○	○	○	○	○
			(c) 下流域の水生物、動植物及び生態系への悪影響はあるか。 (d) ダム等により遡河性魚類(サケ、マス、ウナギ等)の移動を妨げるか。	○	○			
(e) 温排水放流が周辺生態系や水生物等に悪影響を与えるか。 (f) 冷却水大量取水が周辺の生態系や水生物等に悪影響を与えるか。						○		

分類	環境項目	主なチェック事項	大規模水力発電	中小規模水力発電	ガス火力発電	石炭火力発電	送電線
3 汚染対策	(8) 地形・地質	(a) 貯水池による土砂等の捕捉により、下流域への土砂流入量が減少し、河床低下、土壌侵食等が生じるか。	○				
		(b) ダム湖への土砂の堆積による貯水池の容量減少、上流域の河床上昇、土壌堆積が生じるか。					
		(c) プロジェクトにより周辺の地形・地質構造が大規模に改変されるか。	○			○	
	(9) 大気汚染	(a) 発電所操業に伴って排出される硫黄酸化物(SOx)、窒素酸化物(NOx)、煤塵等の大気汚染物質は、当該国の排出基準等と整合するか。また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域が生じるか。				○	○
		(b) 石炭火力発電所で、貯炭場や石炭搬送施設からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんが大気汚染を生じる恐れはあるか。					○
	(10) 水質	(a) 貯水池及び放流水の水質は当該国の環境基準等と整合するか。動植物プランクトンが異常発生する恐れはあるか。	○				
		(b) 湛水前の樹木伐採など貯水池の水質悪化防止対策が計画されるか。					
		(c) 下流の河川流量が低下することで、水質が悪化し環境基準を下回る区間が生じるか。					
		(d) 温排水を含む発電所からの排水は当該国の排出基準等と整合するか。また、当該国の環境基準等と整合しない区域や高温の水域が生じるか。				○	○
		(e) 石炭火力発電所の場合、貯炭場、石炭灰処分場からの浸出水は当該国の排出基準等と整合するか。					○
		(f) これら排水が土壌・地下水、海洋等を汚染しない対策がなされるか。					
	(11) 廃棄物	(a) 掘削により発生した土砂は当該国の規定に従って適切に処分されるか。	○	○	○	○	○
		(b) 操業に伴って発生する廃棄物(廃油、廃薬品)または石炭灰、生石膏等の廃棄物は当該国の規定等に従って適切に処理・処分されるか。				○	○
(12) 騒音、振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等と整合するか。	○			○	○	
	(b) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。						
(13) 地球温暖化ガス	発電所は地球温暖化ガスを多量に排出しないか。	○			○	○	

(c) シナリオ代替案の評価

ここでは違う価値を有する多様な基準に従ってシナリオ代替案を定性的に評価する多基準分析手法を用いる。計画を評価するための有効な方法は、代替案の比較と考えられている。シナリオ代替案の検討の意義は、広範囲で想定され得るオプションを考案し、意思決定者に示すことである。「複数案を検討した結果、これがよりよい選択である」という論証が必要であり、比較をするために、ある程度の数のシナリオが必要である。

既往調査では、シナリオ代替案として三シナリオが提案されている。この検討では幅広い範囲のオプションとして「何もしない案（ゼロオプション）」と環境社会配慮をより多く考慮したオプションを、広い範囲における両極端案として追加した。この環境社会配慮オプションの設定は、他三シナリオより環境社会配慮の負荷が少ないものとして、環境社会配慮側面の評価の基準になるように設定している。

分析は、まず、環境項目間の重要度に対してウェイトを付ける。次に、それぞれの環境項目において、主要電源タイプが有する影響度をランク付けすることによりウェイトを行う。ウェイト後にスコアリングにより点数をつけ、各シナリオ代替案の環境影響度を数値化する。

電力プロジェクトが開発された場合に一般的に生じると考えられる主要な環境社会影響として、表 1-7 のチェックリストを基に主要電源タイプ毎に環境影響が著しい項目を選定した。これらの影響項目を表 1-8 に示す。そしてシナリオ代替案における電源タイプと環境影響度の関係を表 1-9 に示す。

表 1-8 主要電源タイプ毎の著しい環境影響項目

著しい環境影響項目	大規模水力発電	中小規模水力発電	ガス火力発電	石炭火力発電
住民移転／先住民族	<u>Likely large scale</u>	Possible	Possible	Possible
生態系／希少種	<u>Likely large scale</u>	Possible	Possible	Possible
水質汚染／流量減少	Likely water quality degradation by reservoir	Reduction of run off in some river section	unlikely	Possibly from coal storage and ash disposal
大気汚染	none	none	NOx	<u>SPM, SOx, NOx</u>
地球温暖化ガス	None. If timber remain in reservoir, CH ₄ likely	None	CO ₂	<u>Relatively large amount of CO₂</u>
【参考】対応する適切負荷	Peak load Middle load	Middle load Base load	Peak load Middle load	Mainly base load

SPM: 煤煙 Suspended Particle Matter

表 1-9 シナリオ代替案における電源タイプと環境影響度の関係

電源タイプ		大規模水力 発電	中小規模 水力発電	ガス火力 発電	石炭火力 発電	再生エネ ルギー	合計 (5)	環境社会配 慮オプション に対する比率 (6)
電源タイプの環境影響度 (1)		4.2	1.9	1.8	3.9	0.0		
シナリオ 1	設備出力 (MW) (2)	24,295	9,471	4,986	2,760	2,000	43,512	2.4
	電源構成比 (3)	55.8%	21.8%	11.5%	6.3%	4.6%	100%	
	環境影響度 (4)	1.02	0.18	0.09	0.11	0.0	1.41	
シナリオ 2	設備出力 (MW) (2)	24,295	9,471	2,484	5,030	2,000	43,280	2.5
	電源構成比 (3)	56.1%	21.9%	5.7%	11.6%	4.6%	100%	
	環境影響度 (4)	1.02	0.18	0.05	0.20	0.0	1.45	
シナリオ 3	設備出力 (MW) (2)	2,825	9,524	4,758	7,940	2,000	27,047	1.2
	電源構成比 (3)	10.4%	35.2%	17.6%	29.4%	7.4%	100%	
	環境影響度 (4)	0.12	0.18	0.09	0.31	0.0	0.70	
環境社会 配慮 オプション	設備出力 (MW) (2)	0	15,000	7,000	4,000	3,000	29,000	1
	電源構成比 (3)	0.0%	51.7%	24.1%	13.8%	10.3%	100%	
	環境影響度 (4)	0.0	0.29	0.13	0.16	0.0	0.57	

注 1) “設備出力(2)”は 2030 年の値を使用している

注 2) “電源構成を考慮した環境影響度(4)”は設備出力に応じて割り振った。指標として見やすいように 100,000 で割った。計算は;(1)×(2)/100,000

注 3) 再生エネルギーである太陽光、風力、バイオマス発電は他電源タイプに比べ環境影響は少ないことより、環境影響度はゼロにした

シナリオ代替案の環境影響評価 (EIA : Environmental Impact Assessment) の結果比較を図 1-13 と表 1-10 に示す。

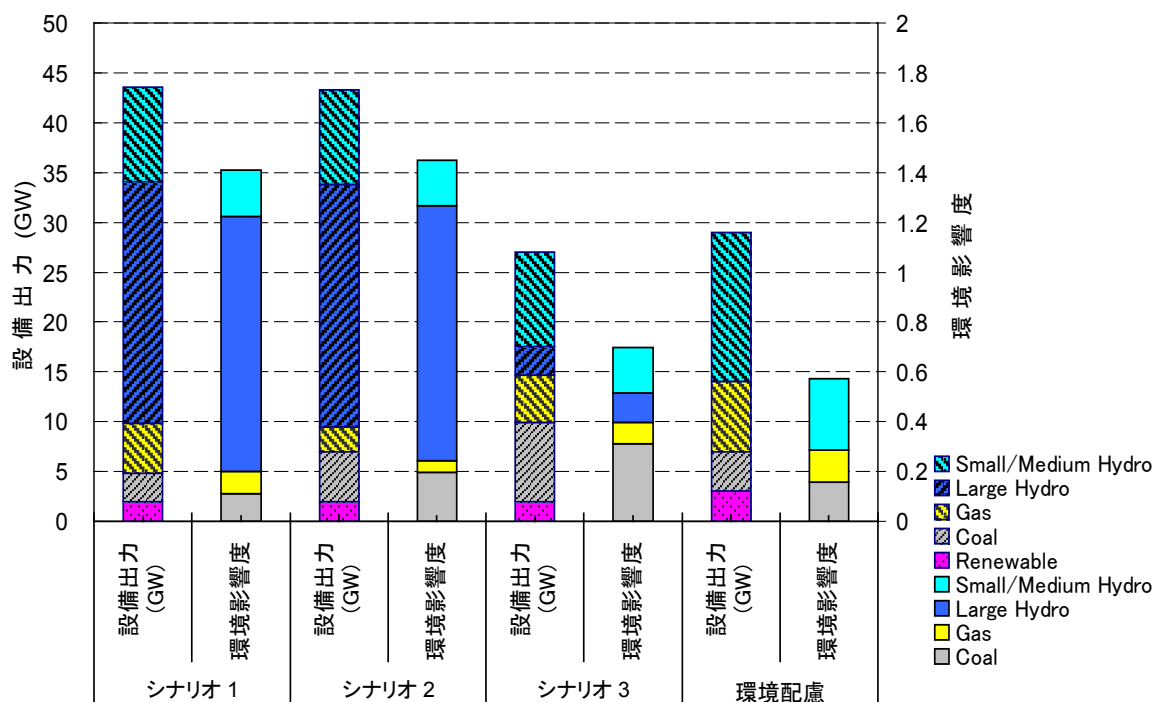


図 1-13 シナリオ代替案における設備出力と環境影響度

表 1-10 シナリオ代替案環境影響度評価の結果比較

シナリオ代替案		シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3	環境社会配慮 オプション
構成比 電源	大規模水力 比率	大	大	小～中	ゼロ
	石炭火力 比率	小	小～中	中～大	小～中
環境影響度	住民移転/ 先住民族	大	大	小～中	小
	生態系/ 希少種	大	大	小～中	小
	大気汚染	小	小	中～大	中
	地球温暖化 ガス	小	小	中～大	中
	全体評価	大	大	中	小

4) 各シナリオのコスト評価

各シナリオにおける長期限界費用（LRMC：Long Run Marginal Cost）／長期平均増加費用（LRAIC：Long Run Average Incremental Cost）の比較結果を図 1-14 に示す。LRMC の値はシナリオ 2 が最小となるが、シナリオ 3 との差は 1 cent/kWh 程度となっている。

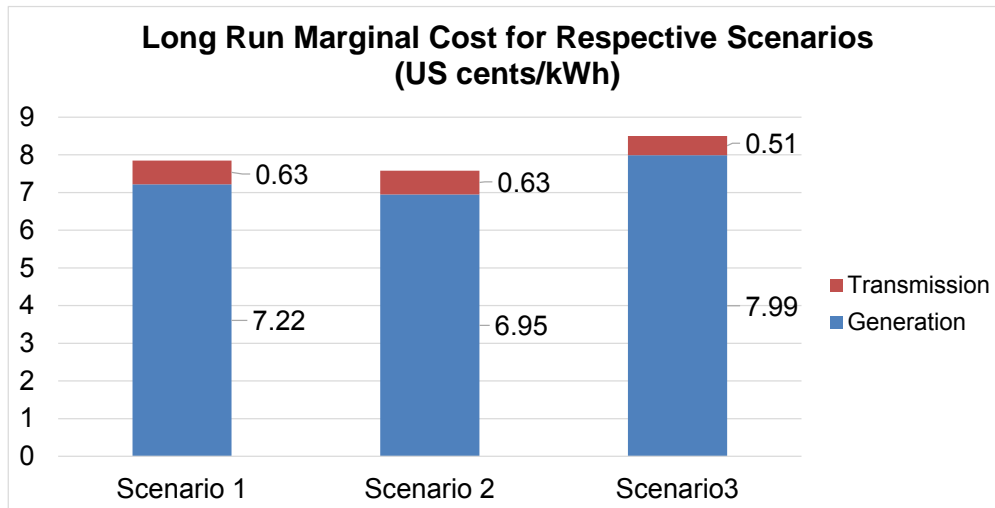


図 1-14 各シナリオの LRMC の比較

5) ミシナリオの比較

これらシナリオ 1～3 について、「ミ」国側とのワークショップ（2014 年 5 月 27 日）において協議を行った。この結果、電力省及び JICA 調査団は、国産エネルギーを出来るだけ活用しつつも、各電源の制約、エネルギーセキュリティも考慮し、シナリオ 3「電源構成バランスシナリオ」を最適案として志向することを確認し、同シナリオについてさらに詳細検討を進めることとした。その考え方は以下のとおりである。

- 「ミ」国の国産クリーンエネルギーの優先的活用は重要であり、水力開発は有望な電源である。しかしながら、乾季の供給リスクや開発に伴う環境社会影響など様々なリスクを有している。
- 天然ガスは水力と同様に開発を優先されるべき重要なエネルギー源である。しかし、当面は国内需要を満たすほどの資源量が見込まれない可能性が高い。
- 従って、現状を踏まえると 2030 年迄の需要に対応するためには第三の信頼性の高い一次エネルギーの確保が不可欠であり、適用可能な最良の石炭火力技術導入も含めた電源整備が現実的である。

三シナリオの比較結果を表 1-11 にまとめる。

表 1-11 ミシナリオの比較結果

Scenario	1	2	3
Priority	Domestic Energy Consumption (Large Scale Hydro Oriented)	Least Cost	Power Resources Balance
Max. power demand & Power Supply, 2030		MPD: 14.5 GW PS: 18.9 GW	
Installed (Max) Capacity for Myanmar, 2030	28.8 GW	28.6 GW	23.6 GW (due to less large hydro)
Energy (Power) Resources	All possible hydro potential 45.5GW. All gas supply to Power Sector, 200 ~ 300 bbtud. Rest with coal and renewables.	All possible hydro potential. Some domestic supplied gas is replaced by imported coal. Rest with coal and renewables.	Feasible/primary hydro potential, 9.4GW, is selected. All gas supply to Power Sector is used. Rest with coal and renewables. Energy resources are well balanced to improve energy security.
Power Sources for Myanmar, 2030 (Unit GW)	Large Hydro: 12.1 (42%) Small & Medium Hydro: 6.9 (24%) Gas: 5.0 (17%) Coal: 2.8 (10%) Renewable: 2.0 (7%)	Large Hydro: 12.1 (42%) Small & Medium Hydro: 6.9 (24%) Gas: 2.5 (9%) Coal: 5.0 (18%) Renewable: 2.0 (7%)	Large Hydro: 1.4 (6%) Small & Medium Hydro: 7.5 (32%) Gas: 4.8 (20%) Coal: 7.9 (33%) Renewable: 2.0 (9%)
Long Run Marginal Cost for Generation	7.2 cents/kWh	7.0 cents/kWh	8.0 cents/kWh
Long Run Average Incremental Cost for High Voltage Transmission Line	0.6 cents/kWh (500 kV DC links added)	0.6 cents/kWh (500 kV DC links added)	0.5 cents/kWh
Environment impact	Larger impact by large hydro p/s	Larger impact by large hydro p/s	More greenhouse gas emission and air pollution by coal p/s
Feasibility of target	Difficulty of large hydro p/s in terms of environmental impact, long lead time and long high voltage direct current transmission line. Fuel for gas p/s to be imported.	Difficulty of large hydro p/s in terms of environmental impact, long lead time and long high voltage direct current transmission line. On-going gas plants are suspended.	Large hydro p/s is excluded to avoid risks. Fuel for gas p/s to be imported. Environment impact by coal p/s should be mitigated.
Overall Review Result	Less feasible due to more large hydro development.	Less feasible due to more large hydro development.	More feasible because environmental effect of coal p/s can be mitigated. More reliable because energy security becomes higher due to balanced power resources.

(2) 調整後の電源構成バランスシナリオ

前項で選定したシナリオ 3 について、電力省との協議を基に、電源の容量や運転開始時期の見直しを行った。シナリオ 3 の調整後の最終結果を、表 1-12 (供給計画)、図 1-15 (年推移)、図 1-16 (電源構成) に示す。

表 1-12 調整後の電源構成バランスシナリオの供給計画

As of 2030 Year: New Coal 7.8GW, New Hydro 8.9GW, New Gas 4.0 GW (Installed capacity for Myanmar)

Item/Plant Name	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Peak Demand (MW)	2,055	2,248	2,527	2,840	3,192	3,587	4,032	4,531	5,092	5,723	6,431	7,227	8,121	9,125	10,253	11,520	12,944	14,542	
Required Generation Energy (GWh)	12,064	13,560	15,242	17,132	19,256	21,642	24,323	27,336	30,721	34,524	38,797	43,597	48,990	55,048	61,853	69,497	78,083	87,727	699557
Existing Plant																			
Combined Cycle	200	200	150	256	256	256	256	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	481	
Gas Turbine	84.5	84.5	84.5	49.5	49.5	49.5	49.5	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	
Coal	30	30	30	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
Hydropower	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130	
(Existing Sub Total)	1444.5	1444.5	1394.5	1555.5	1555.5	1555.5	1555.5	1824	1824	1824	1824	1824	1824	1824	1824	1824	1824	1824	
Candidate Plant																			
Gas	534.3	99.1	365.6	212	0	0	0	0	243	443	167	836	400	400	300	0	0	0	4000
Coal	0	0	0	0	630	300	275	600	300	0	0	300	900	605	1030	910	1310	660	7820
Hydropower (dry: Install × 0.5)	51	130	51	25	49	323	525	78	392	486	240	0	0	181	0	235	0	554	3320
Renewable				50	50	50	50	100	100	100	100	200	200	200	200	200	200	200	2000
(Candidate Sub Total in each year)	585.3	229.1	416.6	287	729	673	850	778	1035	1029	507	1336	1500	1386	1530	1345	1510	1414	17140
Development Plant Total	585.3	814.4	1231	1518	2247	2920	3770	4548	5583	6612	7119	8455	9955	11341	12871	14216	15726	17140	
Total Supply Capacity	2029.8	2258.9	2625.5	3073.5	3802.5	4475.5	5325.5	6372	7407	8436	8943	10279	11779	13165	14695	16040	17550	18964	
(capacity-peak)	-24.98	11.097	98.911	233.63	610.59	888.02	1293.5	1840.6	2314.5	2713.1	2511.8	3052.1	3658.2	4040	4441.9	4519.8	4606.5	4421.8	
Reserved Margin(%)	-1.216	0.4937	3.9148	8.2267	19.129	24.753	32.082	40.62	45.449	47.407	39.056	42.232	45.047	44.273	43.323	39.234	35.589	30.407	

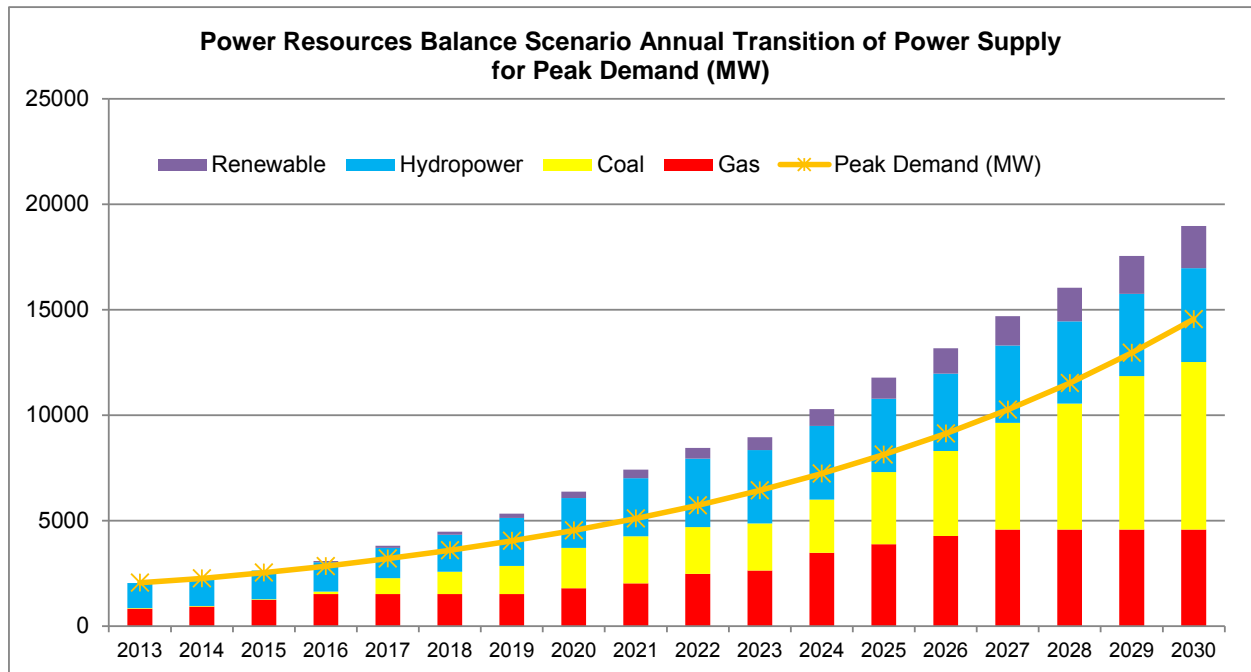


図 1-15 調整後の電源構成バランスシナリオの供給力年度推移

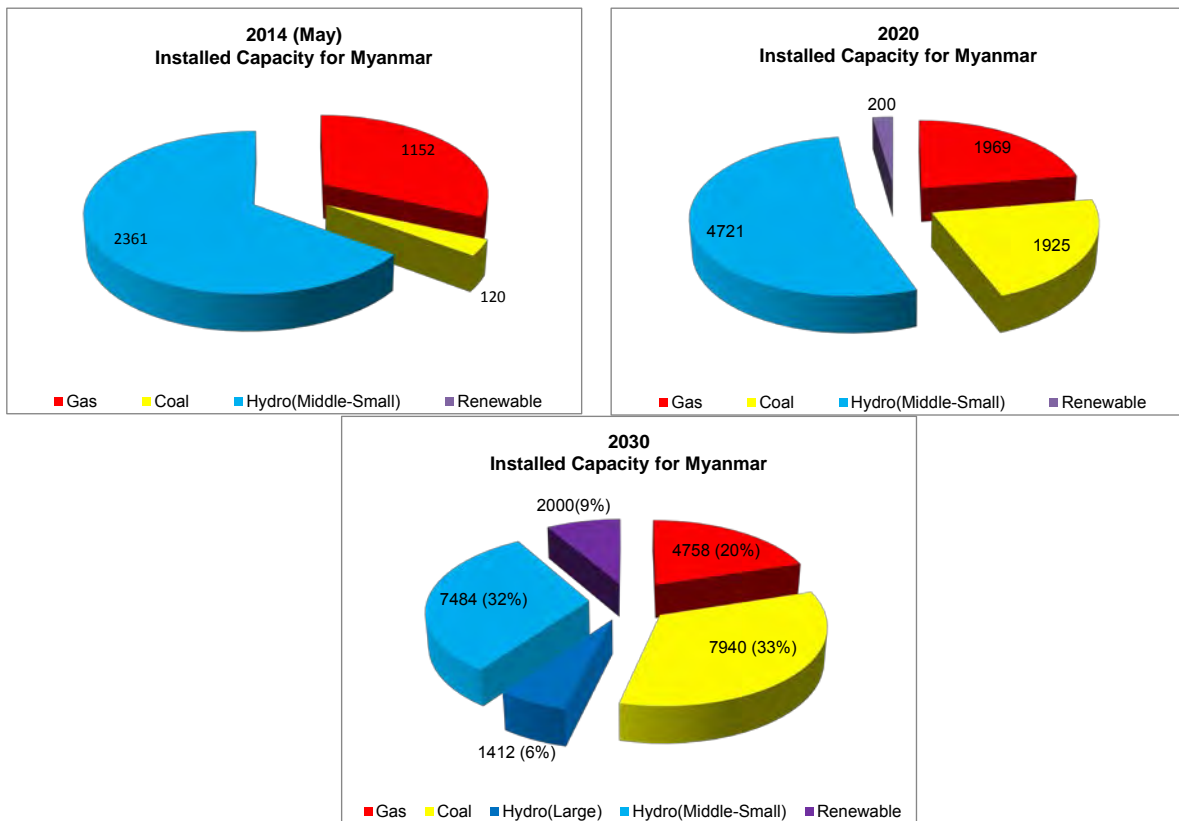


図 1-16 調整後の電源構成バランスシナリオの電源構成(2014、2020、2030)

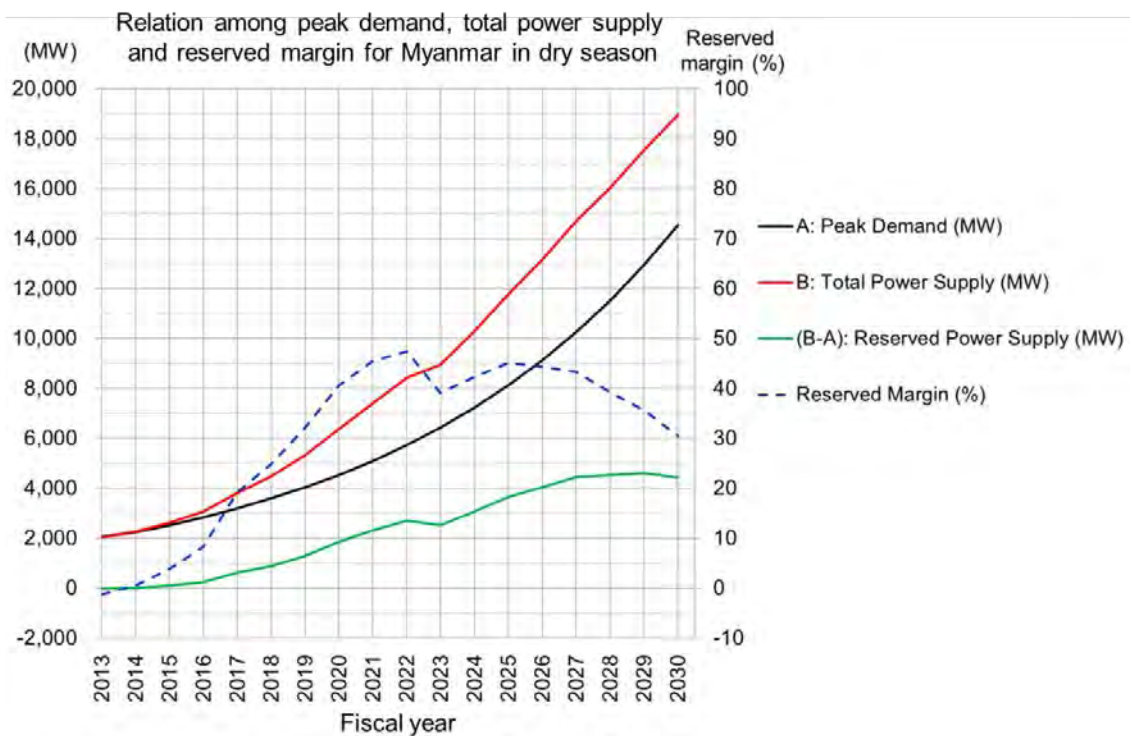


図 1-17 乾季の需給バランス

シナリオ 3 では、2030 年で総設備容量 27.0GW、「ミ」国内向け設備容量 23.6GW、乾季供給力 19.0GW は最大電力（需要） 14.5GW に対して予備力約 30%を有する。

シナリオ3の電源開発計画と系統開発計画における調整後の総費用を表 1-13に示す。LRMC 計算について、調整前のシナリオ 3 が 8.50 cents/kWh に対して、調整後のシナリオ 3 は、7.69 cents/kWh である。石炭火力の開始時期を遅らせたことにより、発電における LRMC の数値が低下したからである。

表 1-13 調整後のシナリオ 3 の総開発費用

Billion \$

Item	2020	2030
Power Generation	13.8	55.2
Power System	2.7	5.6
Total	16.5	60.8

Note 1 : Cost is not calculated from present value.

Note 2 : O&M cost and Fuel cost is included.

Note 3 : Transmission and Substation is included.

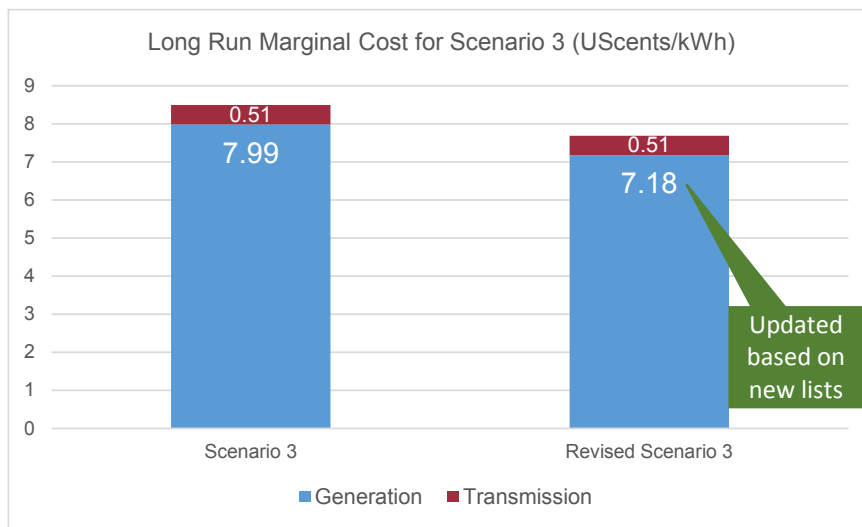


図 1-18 シナリオ 3 調整前後の LRMC の比較

表 1-14 調整後の電源構成バランスシナリオにおける主要検討項目の指標

項目		2013 年	2020 年		2030 年	
			High	Low	High	Low
電力需要予測	消費電力量	8,613 GWh	22,898 GWh	19,514 GWh	77,730 GWh	48,639 GWh
	最大電力	1,969 MW	4,531 MW	3,862 MW	14,542 MW	9,100 MW
一次エネルギー	水力	2,361MW	4,721MW		8,896MW	
	ガス	247 bbtud	348 bbtud		679 bbtud	
	石炭	300,000 ton	5,795,000 ton		23,373,000 ton	
	再生可能エネルギー	0 MW	200 MW		2,000MW	
「ミ」国向け供給の電源構成	水力	2,361MW (65.0%)	4,721 MW (53.6%)		8,896 MW (37.7%)	
	ガス	1,152 MW (31.7%)	1,969 MW (22.3%)		4,758 MW (20.2%)	
	石炭	120 MW (3.3%)	1,925 MW (21.8%)		7,940 MW (33.6%)	
	再生可能エネルギー	0 MW (0.0%)	200 MW (2.3%)		2,000 MW (8.5%)	
	合計	3,633 MW (100%)	8,815 MW (100%)		23,594 MW (100%)	
電力系統設備	送電線 (km)	500kV	0 km	1,029 km	2,659 km	
		230kV	3,047 km	7,434 km	9,624 km	
		132 kV	2,109 km	2,389 km	2,511 km	
	変電所 (MVA)	500kV	0 MVA	50,00 MVA	17,500 MVA	
		230kV	3,760 MVA	11,500 MVA	16,030 MVA	
		132 kV	1,323 MVA	2,153 MVA	2,873 MVA	
総開発費用	発電	—	13.8 Billion USD		55.2 Billion USD	
	送電	—	2.7 Billion USD		5.6 Billion USD	
	合計	—	16.5 Billion USD		60.8 Billion USD	

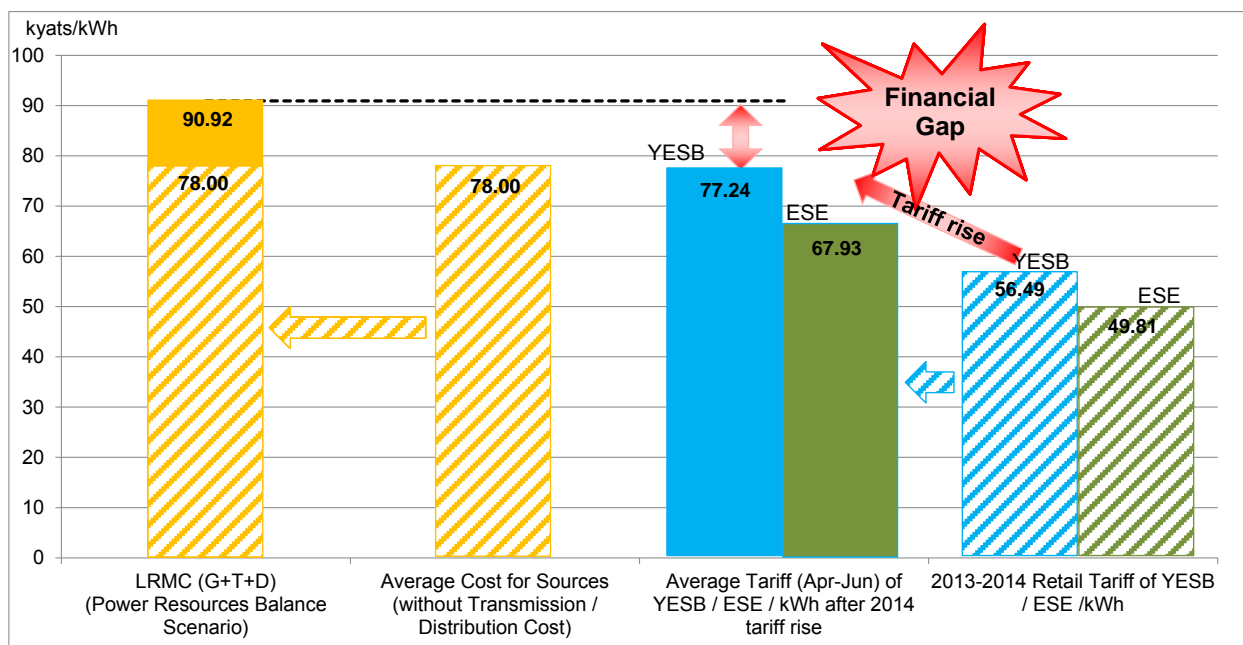
出典：既往調査の結果を基に作成

1.6.4 電力料金制度

既往電力 M/P で示した LRMC と「ミ」国電力料金におけるファイナンシャル・ギャップを図 1-19 に示す。電力料金制度における主な問題は以下のとおりである：

- 1) 同国政府の財政状況から補助金（政府会計）の資本支出（Capital expenditure）等への支払いは、今後難しくなってくると思われる。同様に国際競争の観点から、産業用の電力料金は同様の水準に収れんしていくため、産業用電力料金はこれ以上値上げすることはできない。他方、住民用電力料金の値上げは、市民生活に直結するため、最近のヤンゴンでの動きをみても明らかなおおりに、住民からの反発を招く恐れがあり、所得水準が低水準にある「ミ」国において他の手段（補助金、産業用電力料金等）に比べて必ずしも容易とはいえない。
- 2) LRMC から判断して現行の電力料金水準は低く、大きなファイナンシャル・ギャップが存在している。
- 3) 「ミ」国全体への負担を考慮しながら電力料金の水準、電源調達方法、国営企業（SEE：State Economic Enterprise）の会計のあり方を考える必要がある。
- 4) その他以下のような問題がある。

料金設定のプロセス（審議会や公聴会など）が明確ではない。送配電ロスの低減、料金回収の向上など経営努力が企業業績に反映されにくい体制である。燃料コストや為替変動等のコストを最終消費者へ転嫁するための構造的な調整が不十分なことが、原材料（ガスや石油）の輸入増加とともに明らかになっている。



注1： ヤンゴン配電公社：消費量（2013-2014）42.46 億 kWh、電力売上による利益（2013-2014）2408.1 億 Kyats
 注2： 2014 年 4 月以降のヤンゴン配電公社平均価格の計算はヤンゴン配電公社 2014 年 4～6 月のデータによる。
 ヤンゴン配電公社：消費量（2014, April-June）120.33 億 kWh、電力売上による利益（2014, April-June）952.78 億 Kyats
 注3： 地方配電公社：消費量（2013～2014）、53.66 億 kWh、収入（2013～2014）2,673.15 億 Kyats
 注4： 地方配電公社：消費量（Apr-Jun 2014）、15.80 億 kWh、収入（Apr-Jun 2014）1,073.38 億 Kyats
 注5： Income = Unit sold annually + Maintenance + House Power Fee
 注6： Average Cost for Sources (without Transmission/Distribution Cost)（配送電費用を除く）電力平均費用は 2013 年 11 月 10 日の Myanmar Ahlim Newspaper から引用

出典： YESB Statistics、ESE Statistics 2013-2014、Myanmar Ahlim Newspaper Nov 10, 2013

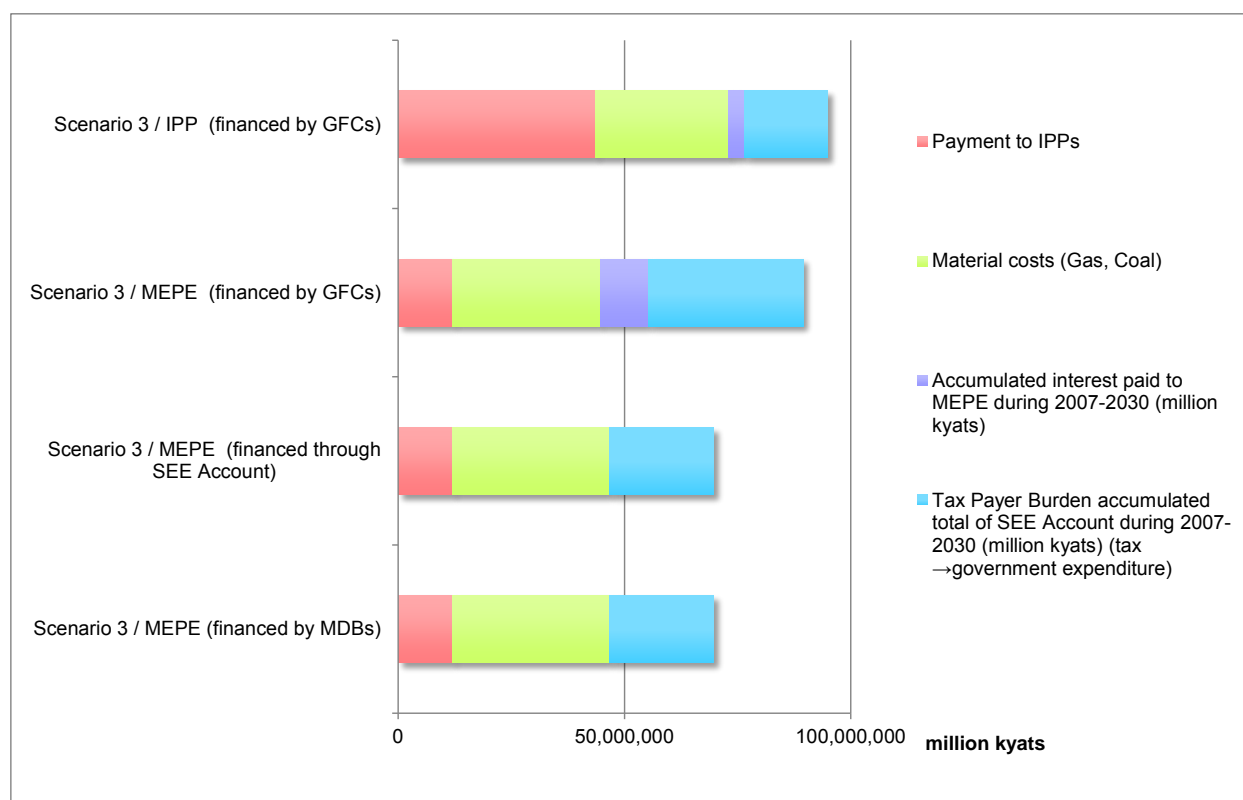
図 1-19 現行の電力料金と LRM のかい離

1.6.5 「ミ」国の財務負担

図 1-20 に示すように、2007 年から 2030 年までの期間を対象として、電源バランス、電源調達方法、ミャンマー電力公社（MEPE : Myanmar Electric Power Enterprise）へのファイナンス方法の違いによる「ミ」国全体／国民の財務負担を計算した。国全体／国民にとっての負担方法は、電力料金か、一般財政（の補助金）のどちらかしかなく、現実はこの両者の組み合わせで行われている。

「ミ」国全体の負担について、現行の前提条件では、全て「ミ」国（電力公社など）が自前で建設し、その資金を商業銀行などの国際金融機関から調達するケースが最も大きくなったが、それ以外では独立系発電事業者（IPP : Independent Power Producer）から調達するケースが最も大きいという試算結果となった（全電力公社ケースで SEE 会計が大きい理由は、すべての資本支出が投資時に計上されるためである）。

もっとも同国にとって負担が少ないのは、どの電源シナリオにおいても「ミ」国で建設し、それを同国の財政もしくは国際開発銀行より資金調達を行うケースである。



注 1 : IPP 調達と電力公社の条件をあわせるため、SEE 会計部分を減価償却費で統一した。通常、資本支出時に SEE 会計に計上される。

注 2 : 全 IPP で整備する場合、SEE 会計及び MDBs のファイナンスを使う可能性は低いため、本図では表示しない。

図 1-20 「ミ」国全体／国民の財務負担

1.6.6 既往電力 M/P の総括

既往調査で策定した電力 M/P は「ミ」国側にとっても初めての試みであり、副大臣を含む閣僚級を交えた協議を重ねて検討を進めた。この結果、これまで「ミ」国が策定してきた開発計画と比較すると、特に以下の 4 点におけるインパクトが大きいと考えられる。

- ① 大規模水力に依存した電源開発計画の見直しと電源構成バランス
- ② 環境社会配慮を取り入れたシナリオ評価
- ③ 適正な電力料金水準と、適用されている料金のかい離の指摘
- ④ 共同企業体（JV：Joint Venture）／建設・運営・譲渡方式（BOT：Build Operate and Transfer）に頼る電源開発に対する警鐘

①について、これまで「ミ」国が策定してきた大規模水力に依存した電源開発計画を見直し、2030 年に向けて需要を満たす開発計画とするために、電源構成バランスを考慮した方針を電力省に提示した。これは、「ミ」国の電力政策に大きな転換をもたらす。

②について、環境法令が未整備の「ミ」国において、シナリオ代替案検討中、SEA という形式で環境社会配慮に関わる検討を組み込み、これを政策の意志決定における評価基準の 1 つとしたことは大きなインパクトといえる。

③④について、ドナー間においても危惧されていた事項だったが、電力省の財務状況と、電力料金について体系だった分析がなかったため、定性的な見解に留まっていた。本調査では適正な電力料金水準と、開発主体と資金調達先による「ミ」国負担を定量的に示した。今後、「ミ」国の電力料金制度や開発スキームを検討するための基礎になるものである。

今後の電力 M/P 検討においても、既往検討で示された「ミ」国の電力開発の方向性を踏襲することが重要と認識する。そして、情勢の変化が激しい「ミ」国電力セクターに柔軟に対応した電力 M/P の運用・更新のための組織整備および人材育成を行うことが重要である。

第2章 電力セクターの現状と改革

2.1 「ミ」国のエネルギー政策

「ミ」国では、2011年3月の民政移管後、経済成長に伴う年率10%以上の電力需要の伸びが予想されており、短期の電力供給力確保および中長期的な電源開発計画の策定が喫緊の課題として掲げられている。「ミ」国のエネルギー政策は、国家計画に基づき、エネルギーと電力を包括する政策として策定が進められている。

2.1.1 「ミ」国の国家計画

2015年2月時点で、「ミ」国政府の方針を示す国家計画は、以下のものがある。

- ・ 経済社会改革規制（FESR：Framework of Economic and Social Reforms）2013年1月公表
- ・ 国家総合開発計画（NCDP：National Comprehensive Development Plan）：未公表
- ・ NCDPに基づく第5次5ヶ年計画：未公表

FESRは、第5次5ヶ年計画での優先事項およびその他の年次あるいはセクター計画、政府が定めた優先事項同様に、大統領によるガイドラインを推進するために策定された。FESRは、次期3ヶ年の政策の方向性を定め、更に長期の改革の骨子を述べている。その骨子は、関連省庁の役人や政府高官などが何度も協議し、起案とそのフィードバックを繰り返して策定された。改革はすでに着手されており、詳細な補完作業により、その改革の質を高めようとしている。重要なポイントは、FESRが国民にもたらす具体的かつ持続的な利益の早期獲得に主眼を置いていることである。

FESRの第5章「包括的な成長と貧困削減のためのセクター政策」の「エネルギーと鉱山業」の項では、エネルギーおよび電力に関する政策が示されている。

また、2013年8月9日のテイン・セイン大統領の演説では、電力の重要性を強調しており、ほとんどの産業が集中しているヤンゴンとマンダレーへの十分な電力供給の実施、すべての地域で電力消費する戸数を増加させることが表明された。

FESRは、NCDPとも政策が整合するように設計されている。NCDPは、国家経済を活発なアジア経済と同等に成長させることを目的とした20年の長期計画として、国会での協議のもと、策定が進められている。現在は作成途上であり、2015年7月末時点ではまだ公表されていない。また、NCDPに基づき作成される5ヶ年計画は「ミ」国の各省庁にセクター毎の計画を作成する指示が出されている。

2.1.2 エネルギー政策と電力政策

(1) エネルギー政策

2012年6月19日のテイン・セイン大統領の演説において、「ミ」国政府は、国内のエネルギーセクターの全体的な問題解決のため、計画委員会にて国家エネルギー管理委員会（NEMC：National Energy Management Committee）を設立し、国家エネルギー政策にしたがった短期、長期の目標実現のため、国家エネルギー計画を実施することが表明された。

この方針に基づき、2013年1月9日にNEMCおよびエネルギー開発委員会（EDC：Energy Development Committee）が設立された。

NEMCは、副大統領、エネルギー省（MOE：Ministry of Energy）、電力省、農業灌漑省、環境保護森林省（MOECAF：Ministry of Environmental Conservation and Forestry）、産業省、鉱山省、国家計画経済開発省（NPED：Ministry of National Planning and Economic Development）、科学技術省の関係8省の大臣と専門家で構成されている。

NEMCの責務と役割は22項目あり、電力に関わる主な項目として、以下が挙げられる。

- ・エネルギー需要と生産に基づく国家エネルギー政策の策定と、国のエネルギー事情に対応したエネルギー供給の実現
- ・国家エネルギー政策に即したエネルギー開発を着実に実施するためのエネルギー規制の策定
- ・電力セクター発展のため、短期計画の策定による、現在の必要エネルギー量確保の実現
- ・増加する電力需要に対応するための産業分野の持続可能な成長と国内総生産（GDP：Gross Domestic Product）に基づく長期計画の策定
- ・電力需要の大きい諸外国と同様、石炭火力の推進および環境保護のためのクリーンコールテクノロジー（CCT：Clean Coal Technology）の利用促進
- ・地域や地形状況に応じた、太陽光、水力、風力、地熱、バイオマス、バイオ燃料等、様々な電源活用の推進
- ・相互に影響しあう、エネルギー、産業、電力の3分野の体系的な成長計画の策定
- ・国内需要を補うための、石油、天然ガス、天然資源の優先利用とその管理 等

EDCは、エネルギー省の大臣、エネルギー省、電力省、農業灌漑省、環境保護森林省、産業省の副大臣、鉱山省、科学技術省の局長と専門家で構成されている。

EDCの責務と役割は22項目あり、電力に関わる主な項目として以下が挙げられる。

- ・エネルギー開発政策と NEMC の方針策定への参加
- ・NEMCにより策定されたエネルギー開発計画に基づいた、短期的、長期的視点で、開発計画に関わる目標の設定および規則の導入の実施
- ・短期的、長期的規則に基づきエネルギー開発目標を実行した際、年間の計画目標達成プロセスにおける長所と短所を検証し、必要があれば規則の修正
- ・エネルギー開発における機会と制約に対して評価を行った後、開発目標と戦略の設定
- ・エネルギーの購入、販売のための料金制度の導入および料金委員会の設置
- ・太陽光、風力、地熱、バイオマス、バイオ燃料などの再生可能エネルギー事業に国内外から投資を呼び込む計画立案 等

エネルギー政策は、NEMC の議論に基づき 2014 年 4 月に取りまとめられ大統領府に提出されている。また、その英語版はアジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）の支援により 2014 年 5 月に翻訳され 2014 年末には最終化されている。既往電力 M/P で分析した一次エネルギーはエネルギー政策でも同様の結果となっている。また、既往電力 M/P で分析した電力開発状況と長期電力開発計画はエネルギー政策（Chapter 4 Energy Sector Development Plan, pp. 77-84）に反映されている。

更に、エネルギー省は ADB の支援の下、エネルギー全般の 2030 年までの中長期開発計画としてエネルギー M/P を策定中であり、2014 年 12 月時点で電力セクションを除いた中間報告書がドナー間で共有されていた。そして、2015 年 7 月末に NEMC に電力セクションの章を含めたドラフトファイナルレポートが提出され、現在、最終化の協議中である。

(2) 電力政策

NEMC が策定するエネルギー政策は、関係セクターを包含する政策として取りまとめられており、各セクターで個別に政策を策定するのではなく、エネルギー政策に基づき、各セクターが政策実施を行う。

電力省が策定している電力セクター方針の大項目（案）には、以下が挙げられている。

- ・「ミ」国内の十分な電力供給のため、水力、風力、太陽光、火力等の利用可能なエネルギー源による発電電力の効果的な利用のための「ミ」国グリッドの拡張
- ・最新技術による発電、配電の実施と地域配電事業への民間参入の促進
- ・環境影響を最小限にするため、発電、送電事業の EIA／社会環境影響評価（SIA：Social Impact Assessment）の実施
- ・さらなる民間投資、外国投資を呼び込むための委員会、民間企業、地方自治体を含めた電力セクターの再構築と競争力のある電力公益事業の組成

- ・ 開放経済の流れにあわせ、「ミ」国専門家および国際的な専門家の知的支援を踏まえた電力法、規制の策定

これらの電力セクター方針は、大項目を明文化するにとどまり、その具体策については別途検討が必要である。

(3) 電力法

「ミ」国の国会で新電力法が 2014 年 10 月 27 日に承認された。新電力法の承認は、「ミ」国の電力セクターを今後さらに改善・充実させるための重要なステップになる。現在、この電力法の下で、規則 (Rules) ・規制 (Regulation) に関する法案が作成されており、これら一連の法整備は電力セクターの発展に寄与すると期待される。

新電力法は以下の目的を示している。

- ・ 電力への国民のニーズを満たすための体系的な電力関連事業の管理
- ・ 経済、環境保護、開発に関連する「ミ」国政府の現在の政策実施に貢献するための電力セクターの発展
- ・ 国の管理下の大規模発電と配電を補完するため、各地域、州での中小規模の発電、配電の更なる促進
- ・ 「ミ」国の都市、地方における、安全な方法でのより広範な電力使用の実現
- ・ 規定された基準・標準にしたがった電力関連事業実施の保証
- ・ 最新電力技術の発展と電力技術者・専門家の増加
- ・ 電力設備の基準・標準・品質の向上
- ・ 国家政策に一致した電力関連事業の管理・監督
- ・ 電力関連事業が実施される際の、公衆・国家の損失を防ぐため、電力災害発生 の事前防止、効果的な罰則、明確な規則の実施
- ・ 電力関連事業の外国投資、「ミ」国民間投資の増加
- ・ 投資コストをカバーする経済的に実行可能かつ十分な電気料金を決定するための公正な、透明性のある、適正な規則の作成、普及
- ・ 「ミ」国により承認、署名される環境保護に関する国際的な協定の尊重と遵守

新電力法の第 3 項では、電力関連業務を効果的かつ正しく実施するため、国レベルの省庁の人物をトップとし、専門家、その他適切な委員で構成する電力規制委員会 (ERC : Electricity Regulatory Commission) を組織しなければならないとしている。

その役割と責務は以下のとおりである。

- ・ 関係省庁、組織との協議後、国家電力政策の編集、作成を行う。
- ・ 最新の体系的な電気料金を設定するため、電気料金政策に関する事項の編集、提出を行う。
- ・ 電力関係業務を体系的に発展させるために、「ミ」国政府の指導に従い、必要に応じて関係省庁へ助言する。
- ・ 必要に応じて、地域・州において電力規制小委員会を組織し、その義務と責務について規定する。
- ・ 電力セクターの状況を、国際電気基準・標準と比較し、調査、評価、レビューし、必要な対策を行うため、その結果を関係省庁へ伝達する。
- ・ 電気設備の生産・輸入・輸出・流通・使用が規定の基準・標準に従っているかどうか検査するため、適切なメンバーで構成された調査チームを組織する。
- ・ 「ミ」国政府により指定される電力に関する他の義務を実施する。

また、「ミ」国政府は、電力関連業務に関し、国の関係省庁、関係地方政府、関係自治区に権限を与えている。電源開発については、大規模プロジェクト（30MW以上）は国により実施されるが、中規模（10MW～30MW）、小規模（10MW未満）のプロジェクトの内、事前に国の関係省庁により承認されたものは、地方政府により実施する権限が与えられる。

電力法の中で、規則が電力省によって起草されている。規則は、関係省庁が見直したのちに、大統領府に提出される。規則草稿では、電力 M/P に関して「電力省が、NPDP (National Power Development Plan) を作成し、政府に提出して承認を受ける。その後、毎年電力省は NPDP を見直し、政府の承認を受ける。」および「NPDP は長期の電力需給バランスを十分満足するように投資を行うことおよび地方電化の推進に十分配慮する。」ことが記載されている。

規則の中で、具体的な細目を示す規制も起草される予定であり、2015年7月4日に電力省と ADB が共催した電力法に係るワークショップでは、2015年11月に ADB のコンサルタントが規制のドラフトを提出すると述べている。同ワークショップで提出された資料に記載された規制項目を以下に示す。

1. 電力料金
2. 電力事業の承認
3. 電力事業による補償
4. 電力事業における技術基準と検査手法
5. 電力需要予測と最小費用計画の策定手法
6. 電力調達と投資に係る許認可
7. 各カテゴリーの運用基準
8. 規定料金（承認申請、電力料金の承認およびその他の規制に係る行動）
9. 電力系統局による電力系統の管理と運用

10. 電気製品と設備の技術仕様、基準、規定
11. 執行手順の設定
12. 電力規制委員会の内部組織、規定、進行、手順
13. 一般的に適用されている国際的な会計基準に適合した統一した会計基準
14. 競争入札の導入
15. 電力購入の承認と電力売電契約（PPA：Power Purchase Agreement）
16. 需要家のサービスマニュアル
17. グリッドコード

電力 M/P とは「5. 電力需要予測と最小費用計画の策定手法」が特に関連しており、電力省としても本項目の内容を検討していく必要があると想定される。

2.2 電力セクターの現状

本節では電力セクターにおける最新情報を調査し、既往調査からの変更点を中心に整理し、電力セクターの現状について取りまとめた。組織改編など、現在整備中の情報についても、可能な限り情報収集して記載に反映しているが、情勢は日々変化しており、最新状況はその都度確認する必要がある旨、留意する。

2.2.1 電力セクター構造

電力セクターは、2006年に旧電力省が第一電力省と第二電力省に分割され、ミャンマー電力公社1社による発・送・配電体制から電力公社、水力発電公社（HPGE：Hydropower Generation Enterprise）、地方配電公社（ESE：Electricity Supply Enterprise）、ヤンゴン配電公社（YESB：Yangon City Electricity Supply Board）の4社体制となる資産分割等が行われた。その後、2012年9月に第一電力省と第二電力省が合併し、再び単独の電力省となったが、旧体制の部局、公社はそのまま残った。

「ミ」国の電力セクター構造は、電力公社がシングルバイヤーとなっている。電力セクターにおけるシングルバイヤーとは、民間発電企業からすべての発電電力を買い取り、配電企業へ卸売りをを行う政府や公営電力会社を指す。

電力省やその傘下にある電力公社・ヤンゴン配電公社・地方配電公社は各設備開発計画を有しているものの、電力需要に対する供給体制は不十分で、各組織での整合性は取れていなかった。

今後、既往電力 M/P を元に国家全体の需給を見直していくことが望まれる。

2015年4月1日以前の電力省の所管業務を表 2-1 に、組織図を図 2-1 に示す。電力局の General Administration and Human Resources は、電力局だけでなく、電力省全体の能力開発計画や運営を担当している。

表 2-1 電力省の組織と所管業務

省 庁	特記	
電力省 (MOEP: Ministry of Electric Power)	電力局 (DEP: Department of Electric Power)	電力政策、系統計画、需要予測、再生可能エネルギー、JV/IPP 申請など
	ミャンマー電力公社 (MEPE: Myanma Electric Power Enterprise)	送電系統設計・建設・運用 ガス火力発電所の運営
	ヤンゴン配電公社 (YESB: Yangon Electricity Supply Board)	ヤンゴン管区内の配電 工業団地への電力供給 IPP 窓口なども担当
	地方配電公社 (ESE: Electricity Supply Enterprise)	ヤンゴン管区以外の配電 地方電化も担当
	水力開発局 (DHPI: Department of HydroPower Implementation)	水力開発の設計・建設
	水力計画局 (DHPP: Department of HydroPower Planning)	水力・石炭火力の計画
	水力発電公社 (HPGE: HydroPower Generation Enterprise)	水力・石炭火力の運転保守

出典：電力省の最新情報を基に作成

既往調査で策定した電力 M/P はこうした状況を考慮して、各部局が所有する情報の統合を図り、体系的な計画を策定した。しかし、現時点の組織・体制では既往調査の C/P だった電力局自身で同様の検討を行うのは困難と考えられる。このため、電力省の各部局の役割と機能、構造を把握した上で、部局間の横断的なコミュニケーションと適切な人材の登用による政策・制度設計に係る組織強化が急務である。

2014年10月時点の電力省の各部局における人員数を表 2-2 に示す。表中の人員数について、政府から許可された人員数と実際に勤務している人数の比率は省全体で 55% と、想定される人員の半数強しか在籍しておらず、深刻な人材不足が伺える。また、電力局、水力計画局 (DHPP: Department of HydroPower Planning) は、元々の人員数が少ない。なお、水力開発局 (DHPI: Department of HydroPower Implementation)、電力公社、地方配電公社、水力発電公社、ヤンゴン配電公社は、地方の各支局、発電所、変電所の職員を含むため、人員数が多い。

表 2-2 電力省の各部局における人員数(2014年10月時点)

No	Department	職 員		事務員		合 計		Percentage
		Permission	Present	Permission	Present	Permission	Present	
1	Minister Office	19	17	27	19	46	36	78.3%
2	Department of Electric Power	41	34	104	57	145	91	62.8%
3	Department of Hydro Power Planning	35	21	111	43	146	64	43.83%
4	Department of Hydro Power Implementation	424	298	8098	3478	8522	3776	44.30%
5	Myanmar Electric Power Enterprise	733	543	7113	3958	7846	4501	57.37%
6	Electric Supply Enterprise	557	440	13674	7179	14231	7619	53.54%
7	Hydro Power Generation Enterprise	352	264	2301	1497	2653	1760	66.4%
8	Yangon Electric Supply Board	378	248	4465	2982	4843	3276	67.6%
	Total	2,539	1,911	35,893	19,213	38,432	21,124	55%

Permission : 政府から許可された最大人員数

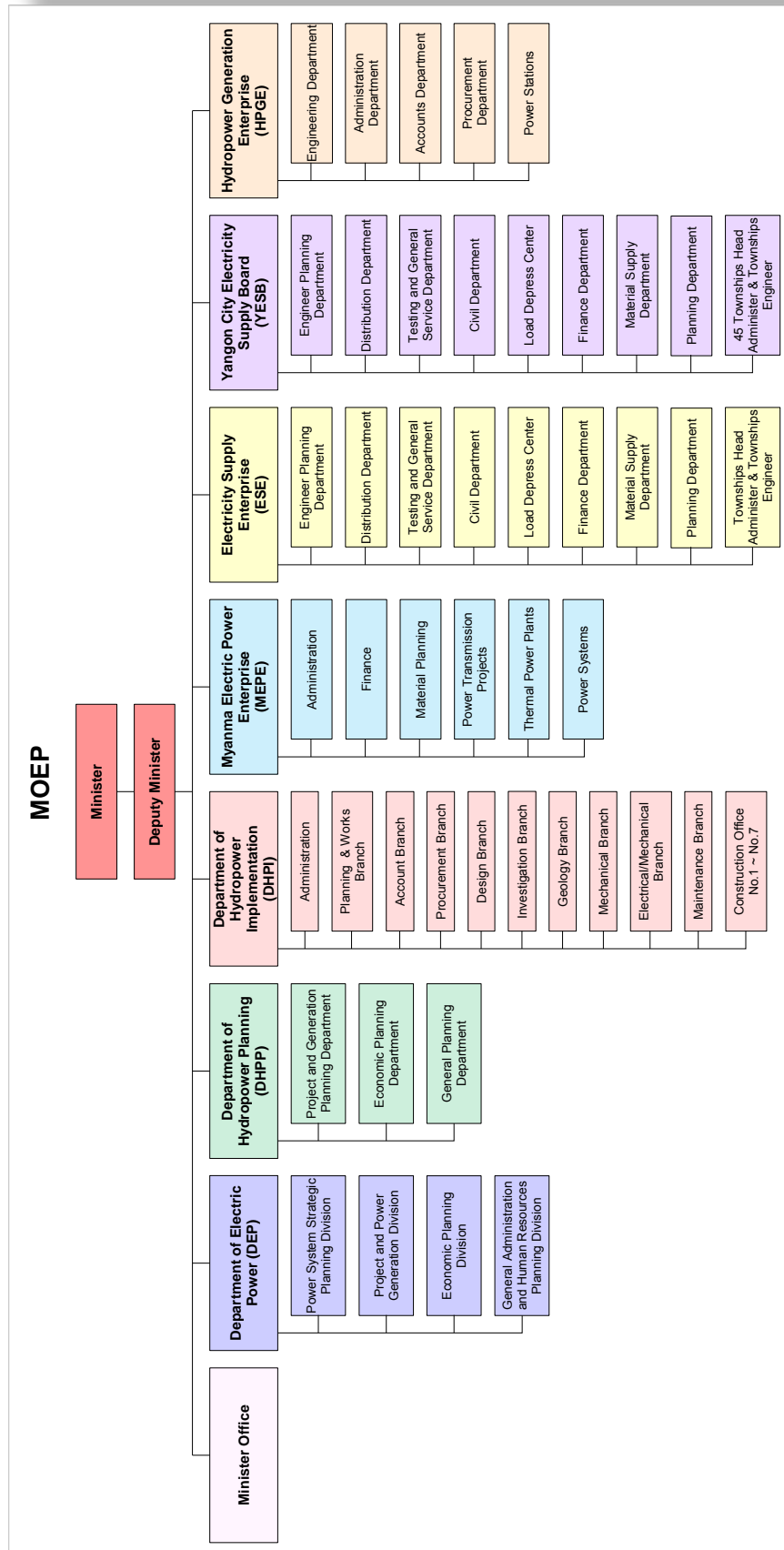


図 2-1 電力省の組織図 (2015 年 4 月以前)

出典：電力省の最新情報を基に作成

2.2.2 電力省の組織改革

第 2.2.1 節に示した現行の電力省の組織体制について、2015 年 4 月 1 日に以下の 4 点の組織改編の計画が明らかになり、一部の項目は、既に電力省内部で運用を開始している。図 2-2 に組織改編された部局を示す。

- 1) 計画部門（電力局、水力計画局）の統合
- 2) 発電部門（水力発電公社、電力公社火力局）の統合
- 3) ヤンゴン配電公社とマンダレー配電局の会社化
- 4) 常任の事務次官（Permanent Secretary）の設置

2015 年 4 月に上記 3)ヤンゴン配電公社とマンダレー配電局の会社化が実施されて、ヤンゴン配電会社（YESC : Yangon Electricity Supply Corporation）とマンダレー配電会社（MESC : Mandalay Electricity Supply Corporation）が設立された。ついで、2015 年 6 月に計画部門の統合と局長の任命を政府が発表した。発電部門の統合は既に閣議承認済みで、政府の予算配分の変更手続き後に新体制の運用が開始される見込みである。

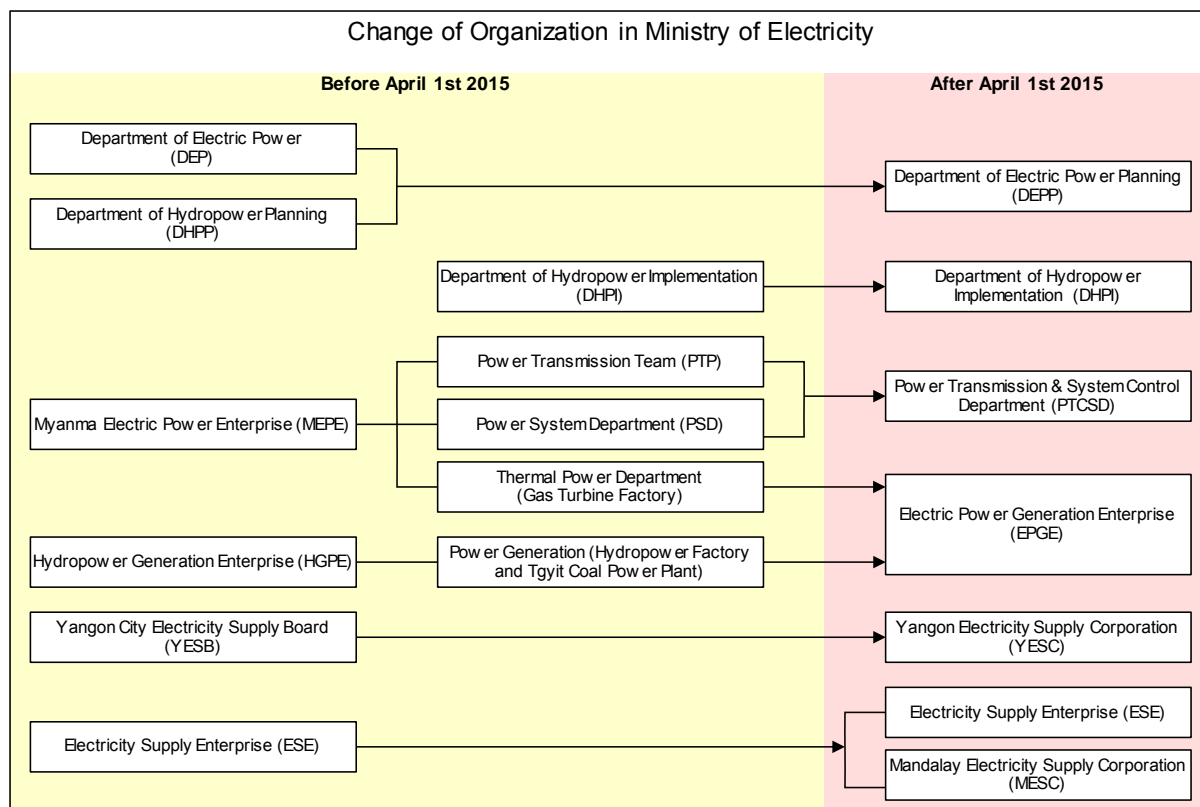


図 2-2 電力省の組織改編(2015 年 4 月)

(1) 計画部門の統合

政策面の開発計画を担当する電力局と、水力および石炭火力の計画を担当する水力計画局を統合し、電力セクターの計画全般を扱う局を設立する。この部局では、既存組織をベースに、発電を担当する部門、電力 M/P などの計画分野を担当する部門などを設ける構想がある。新たに設立される部門の名称は電力計画局（DEPP：Department of Electric Power Planning）で、電力局の局長 U Khin Maung Win が引き続き局長に任命された。

(2) 発電部門の統合

水力および石炭火力の運転保守を担当する水力発電公社と、ガス火力の運転保守を担当する電力公社の火力局を統合し、発電全般の運転保守を担当する発電公社（EPGE：Electric Power Generation Enterprise）を設立する。電力公社については、ガス火力を担当してきた火力局を分離し、送変電に特化した部局になる。

なお、これまで電力公社は、公社（Enterprise）という位置づけだったが、今回の組織改編により、送電系統運用局（PTSCD：Power Transmission and System Control Department）になる予定である。

(3) 配電公社の会社化

ヤンゴン地域の配電を担当してきたヤンゴン配電公社が 2015 年 6 月 24 日発令の電力省発令規定（Order No. 090/2015）によって 100% 国有のヤンゴン配電会社に会社化された。本組織改編は、国際金融公社（IFC：International Finance Corporation）の支援を基に実施されている。予算措置についても 2015 年度からヤンゴン配電会社としての運用が開始される見込みである。同日発令の規定（Order No. 092/2015）により、ヤンゴン配電会社は取締役会（Board of Director）が任命されるまでは、旧組織の職員を中心に選定された 7 名の委員会によって運用される。

地方配電公社におけるマンダレー地域の事業所もヤンゴン配電会社同様に会社化が進められ、2015 年 6 月 24 日発令の電力省発令規定（Order No. 091/2015）によって 100% 国有のマンダレー配電会社に変更されている。予算措置についても 2015 年度からマンダレー配電会社としての運用が開始される見込みである。同日発令の規定（Order No. 094/2015）により取締役会（Board of Director）が任命されるまでは、マンダレー配電会社は旧組織（地方配電公社）の職員を中心に選定された 4 名の委員会によって運用される。

2015 年 8 月時点での職員へのヒアリングによると、組織変更後も従来通り、電力省の各部局間の人事異動が通達されており、現時点では特に組織運用に変更はないとの見解であった。

(4) 常任の事務次官 (Permanent Secretary) の設置

「ミ」国では 2015 年 11 月頃に総選挙の実施を予定しているが、政府は選挙による政治的空白を避けるため、各省庁に事務次官 (Permanent Secretary) を設ける予定である。また、現行の組織では電力局の下にある総務部も、組織再編に伴い、事務次官室に配置転換される。想定される事務次官室の組織図を図 2-3 に示す。

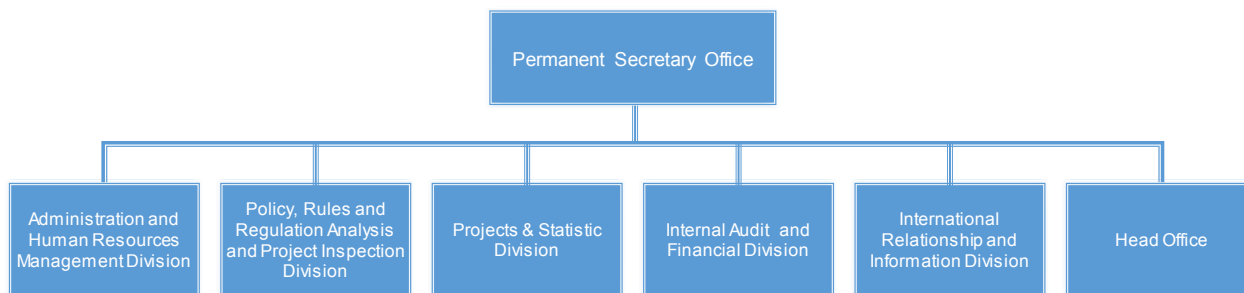


図 2-3 事務次官室の組織図(2015 年 6 月)

(5) 組織改編のまとめ

2012 年に実施された第一電力省および第二電力省の合併では、旧体制の部局は変更されなかったため、2006 年以來の部局改編となっている。電力セクターの構造としては本改編により計画部門および発電部門がそれぞれ統合され、電力公社が送変電に特化することにより、計画、発電、送変電、配電の各分野における担当が以前に比べて明確な体制になった。これらの指摘は既往調査においても提言として取りまとめられており、電力省の組織改編はより良い方向に進んでいることが伺える。

電力 MP は今後、新たに設立される計画分野の局が運用・更新を担当すると想定される。電力局と水力計画局は元々、職員数が少なく人的資源に乏しかったため、統合後においても適切な人材登用による組織強化が急務である。

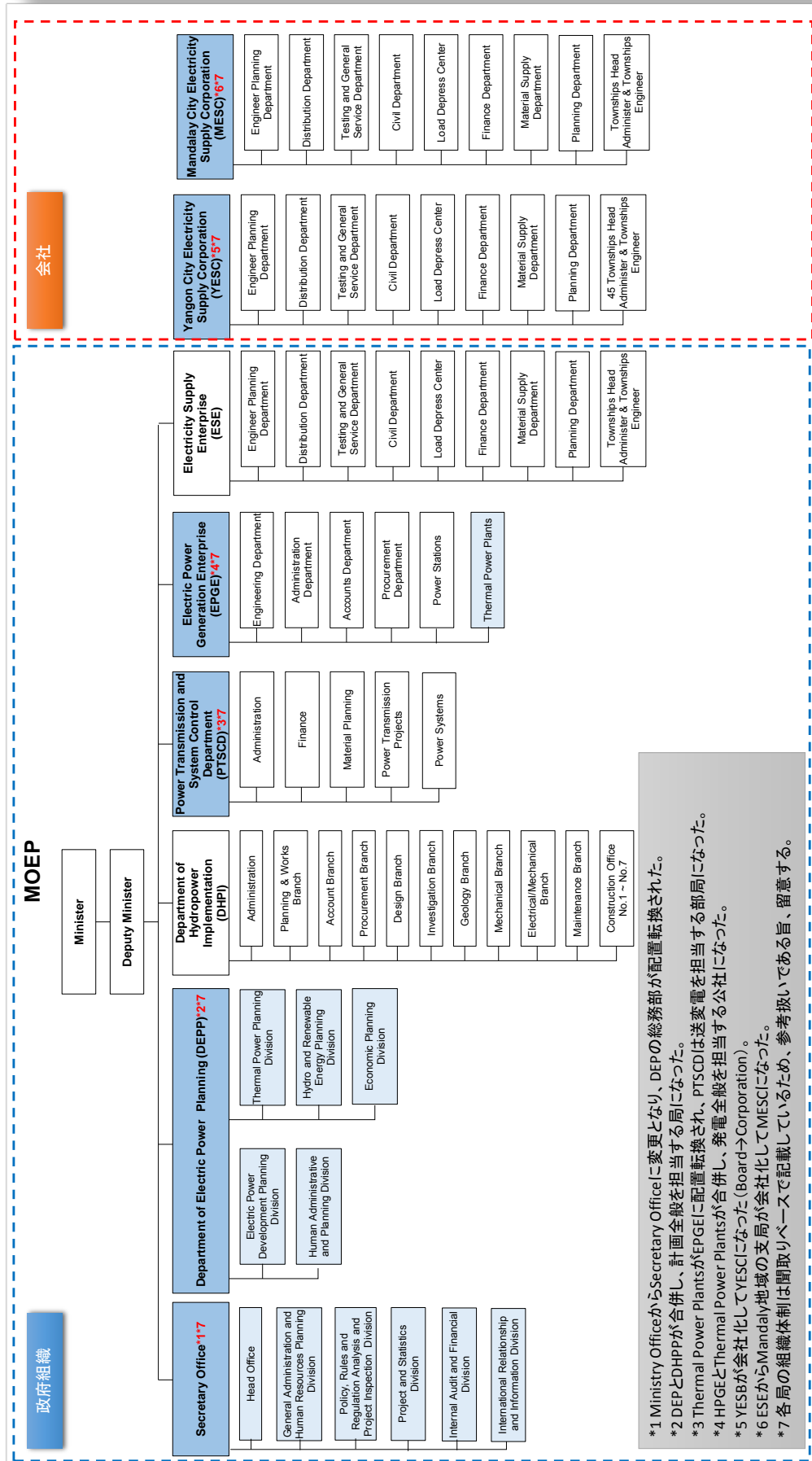


図 2-4 電力省の新組織図 (2015 年 4 月)

出典：電力省の最新情報を基に作成

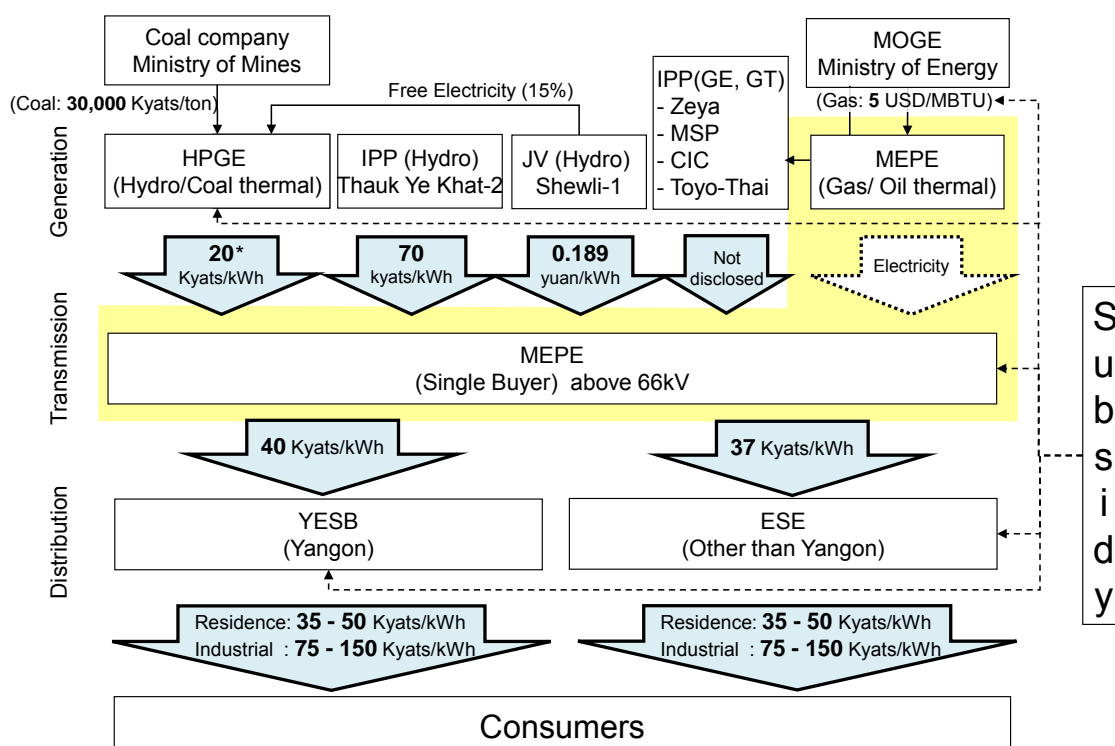
2.2.3 電力セクターの財務

「ミ」国政府は、公社の会社化（Corporatization）により、経営の透明性と効率化を図る計画を進めている。現状、各公社では、各年度で赤字の場合に材料・燃料・電力購入費用に関してのみ政府より最大 20%が補助金として入る仕組みであり、設備投資等その他の支出は、政府予算となっている。

電気料金の決定プロセスは、①各公社において、電力供給に必要となるすべての費用を見積もり、それに基づいて kWh 単価を算出し、電力局に提出、②電力局では、各公社との協議に基づき、電気料金案を策定し、電力省大臣室に提出、③電力大臣了承後、大統領府に提出され、閣議での審議、承認の手続きとなる。

電力省では、2013 年 11 月より、これまでの家庭用、産業用の全国一律の電気料金を、使用量区分に応じた従量制電気料金を適用し、値上げする予定であった。しかし、家庭用、産業用とも多方面からの反対により、料金について国会で審議が行われたが結論に至らず、2014 年 1 月中旬からの国会で再審議され、新電気料金は 2014 年 4 月に施行された。「ミ」国電力供給体制（2014 年 4 月時点）と売買電気料金を図 2-5 に示す。新電気料金は、2015 年 6 月時点でも適用されている。

- 1) 電力省では多くの IPP を進めており、2015 年 4 月時点で PPA が締結されている IPP は Shweli-1、Thauk Ye Khat-2、Baluchaung-3 の 3 水力プロジェクト、事業者 Zeya の Hlawga 発電所、Myan Shwe Pyi の Ywama 発電所、Central International Corporation の Thaketa ガス発電所および Toyo-Thai の Ahlone ガス発電所である。水力、ガス IPP の「ミ」国との PPA 交渉は発電所完成近く、あるいは完成後に具体的に始まっている。また、PPA は 1 年ごとの更新や長期間契約等に関して、発電所ごとに異なる。Mingyan ガス火力の IPP 入札では、2015 年 4 月末に落札業者が公表された。



注：・「ミ」国新聞情報、電力省内の開き取りにより JICA 調査団が 2014 年 4 月に作成。
・2015 年 8 月現在、体制や電気料金の見直しが検討されている。EPGE が旧 MEPE の代わりに、シングルバイヤーとなり、ESE や YESC、MESC に売電し、PTCSD が送電の計画・建設・維持管理をする案が協議中である。

図 2-5 「ミ」国電力供給体制と売買電気料金(2014 年 4 月時点)

2.2.4 電源開発計画

電力省と JICA による共同作業を経て、2014 年 12 月に電力 M/P の最終報告書、既往電力 M/P が作成された。本調査では最新の電源開発計画に係る情報収集を行い、既往電力 M/P からの変更点を整理した。

(1) 既設の電源設備の状況

「ミ」国の既設発電所の電源構成は、2015 年 3 月時点で水力発電所 3,011MW（521MW は中国輸出向け）、ガス火力発電所 1,520.3MW、石炭火力発電所 120 MW で、合計設備容量は、4,651.3MW となり、「ミ」国向け電力供給の容量は 4,130.3MW となる。発電所の位置ならびに各発電所の容量を図 2-6 および表 2-3 に示す。

既往電力 M/P における設備容量は 3,896.05MW であり、M/P 以降、約 755.3MW の電源設備が追加的に運開している。主な変更点は以下の通りである。

- 水力発電所は電力省による開発の Nancho (40MW)、Phyu (40MW)、Chpwinge (99MW)、Baluchaung-3 (52MW) が運開した。
- ガス火力発電所は IPP による開発の Mawlamyaing ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC : Gas Turbine Combined Cycle) (121MW のうちスチームタービン 35MW は建設中)、Ywama ガスタービン (GT : Gas Turbine) (240MW) が運開した。
- 急な需要増への対応として、近年、ガスエンジン (GE : Gas Engine) の小型発電機の導入が相次いでいる。新規の GTCC 発電所運開までの期間のレンタル契約として Kyauk Phyu (1.56MW×32 基=49.92MW)、Myingyan (1.12MW×92 基=103.04MW)、Kyaukse (1.475MW×68 基=100.3MW) が運開した。更に地方政府開発の Kanpouk (6.0MW) が運開した。

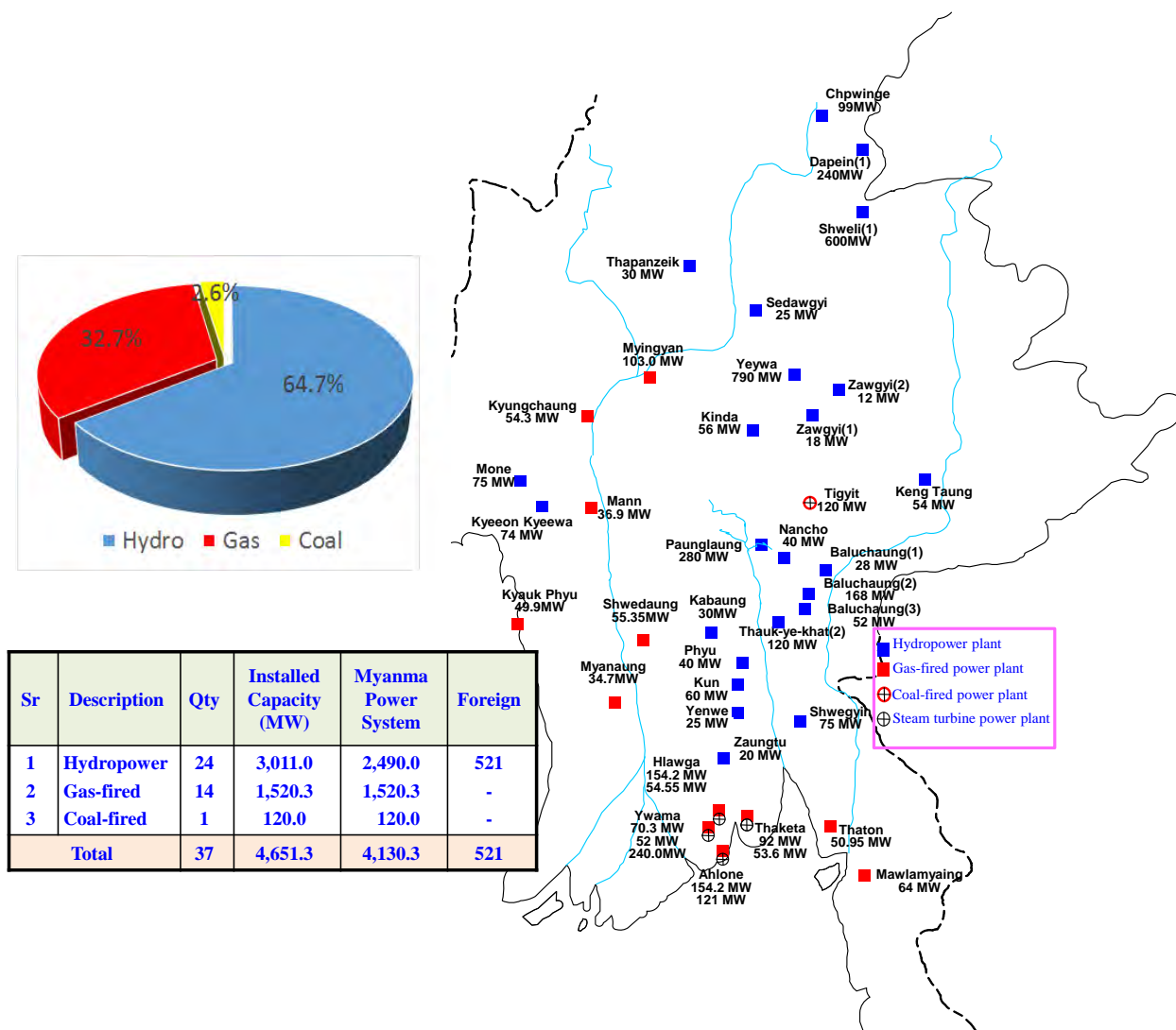


図 2-6 既設発電所の位置図(2015年8月時点)

表 2-3 既設発電所リスト(2015年8月時点)

Hydropower			Output (MW)	Gas-fired			Output (MW)
1	Baluchaung -2	MOEP	168	1	Kyungchaung	MOEP	54.3
2	Kinda	MOEP	56	2	Mann	MOEP	36.9
3	Sedawgyi	MOEP	25	3	Shwedaung	MOEP	55.4
4	Baluchaung - 1	MOEP	28	4	Myanaung	MOEP	34.7
5	Zawgyi -1	MOEP	18	5	Thaton	MOEP	51.0
6	Zawgyi -2	MOEP	12	6	Mawlamyaing	IPP*2	65.0
7	Zaungtu	MOEP	20	7	Myingyan	Rental	103.0
8	Thapanzeik	MOEP	30	8	Kanpouk	Local	6.0
9	Mone	MOEP	75	9	Kyauk Phyu	Rental	49.9
10	Paunglaung	MOEP	280	10	Kyauk Se	Rental	100.3
11	Yenwe	MOEP	25	11	Hlawga	MOEP	154.2
12	Kabaung	MOEP	30			IPP	26.7
13	Kengtawng	MOEP	54	12	Ywama	MOEP	70.3
14	Shweli -1	JV/IPP	600 (300)			IPP	52.0
15	Yeywa	MOEP	790			IPP	240.0
16	Dapein-1	JV/IPP	240 (221)	13	Ahlone	MOEP	154.2
17	Shwegyin	MOEP	75			IPP	121.0
18	Kun	MOEP	60	14	Thaketa	MOEP	92.0
19	Kyeon Kyeewa	MOEP	74			IPP	53.6
20	Thaukyegat 2	Local/IPP	120	Subtotal			1520.3
21	Nancho	MOEP	40	Coal-fired			Output (MW)
22	Phyu	MOEP	40	1	Tigyit	MOEP	120.0
23	Baluchaung-3	MOEP	52	Subtotal			120.0
24	Chipwinge	MOEP	99	Total			4651.3
Subtotal			3011.0 (521)				

*1 ()内の数値はJVプロジェクトによる電力輸出

*2 スチームタービン 35MW は未稼働のため計上していない。

*3 Rental のガス火力は新規 GTCC 運開後までの運転契約となっている。

(2) 電力省の電源開発リスト

電力省の所有する最新の電源開発リストを基に、新規の発電所位置図を更新したものを図 2-7 および図 2-8 に示す。

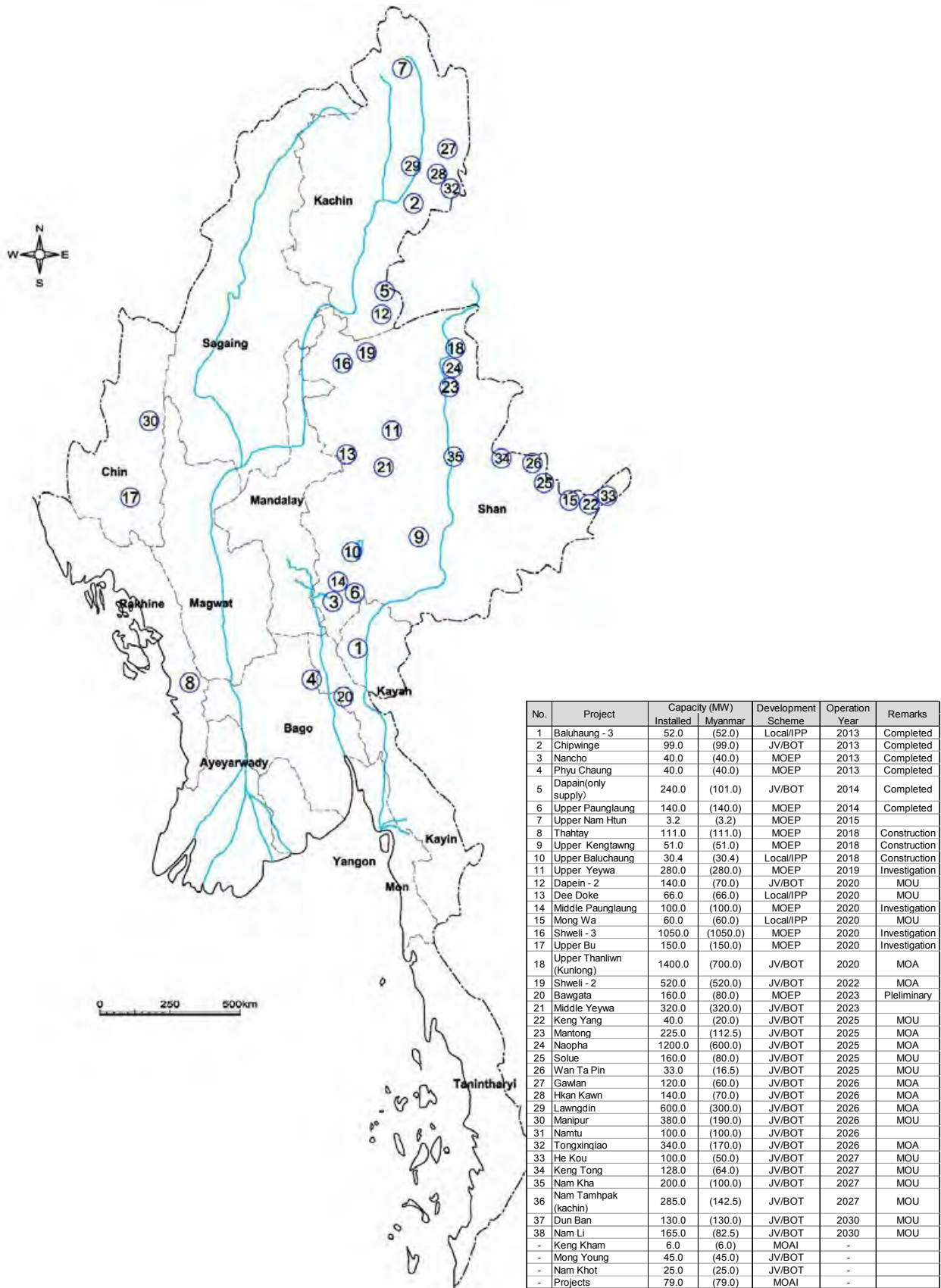


図 2-7 新規水力地点の位置図

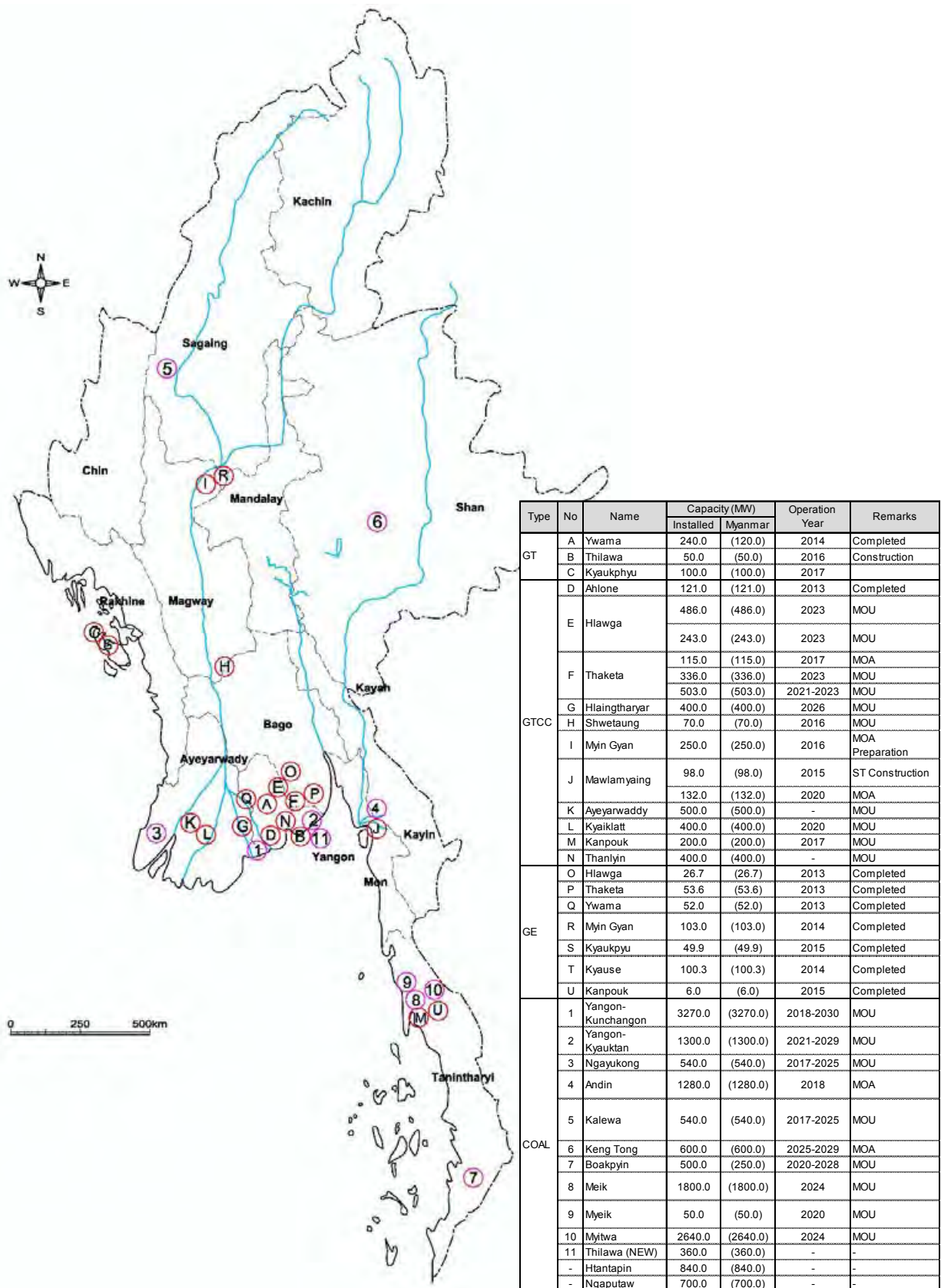


図 2-8 新規火力地点の位置図

1) 水 力

新規水力発電所の開発リストは、地点、容量共に、既往電力 M/P から大きな変更はないが、Upper Nam Htun (3.2MW、2015 年度に運開予定) が追加された。更に、MOU が失効しリストから外れていた Manipur (380MW、2026 年度に運開予定) が再度追加された。開発年度は大きく見直されており、全体的に後ろ倒しに修正されている。また、6 地点 (Keng Kham、Mong Young、Nam Khot、MOAI Project、Upper Sedawgyi、Tanintharyi) がリストから外れている。これらの中には、農業灌漑省が管轄しているサイトもある。

2030 年までには合計 38 地点、総出力 9,398.6 MW (うち「ミ」国向け 6,351.6MW) の開発を予定している。中国国内の電力需要の伸びが鈍化していることを受けて、Shweli-1、Dapain-1 (50%を中国に輸出) では、全量を「ミ」国向けの供給にする変更を打診されているなど、国外向けの輸出量については今後も検討が続けられていくと想定される。

2) ガス火力

ガス火力は 3 地点 (Shwetaung、Kyaiklatt、Thanlyin) が追加されており、いくつかの地点では設備容量の見直しが行われている。ガス供給については、現在、将来の開発地点の割り当てを、GE に回してやり繰りしている状況である。電力省によると、近日中に Myingyan、Kyaukphyu の 2 地点で、20 ヶ月の GE レンタルに係る公示が発表される予定である。また、同時にヤンゴン近辺での 200MW 級の電力供給に係る公示も発表される予定である。これは燃料供給から発電まで、手段を問わず自由にプロポーザルを提出させる予定で、バージ船による電力供給なども想定されている。

2030 年までには合計 25 地点、総出力 5,035.5MW (全て「ミ」国向け) の開発を予定している。ただし、電力省のガス火力担当者へのヒアリングによると 2020 年以降に運開を予定している発電所については、開発実現は新規ガス田による供給次第であるとの見解が得られている。

3) 石炭火力

石炭火力は 4 地点 (Andin、Myeik × 2 地点、Myitwa) が追加、2 地点 (Htantapin、Ngaputaw) が中断となっている。Thilawa については、2015 年 5 月に事業実施に係る入札が行われており、リストから外れているが開発自体は進められると想定される。

2030 年までには合計 11 地点、総出力 12,880.0 MW (うち「ミ」国向け 12,630.0MW) の開発を予定している。ただし、タイ国境付近の Dawei 付近に位置する発電所は、タイ向けの輸出を想定している地点も多く、「ミ」国向けの供給量については、協定書 (MOA : Memorandum of Agreement) 段階で協議が進められていくと想定される。

4) 再生可能エネルギー

電力省からのヒアリングによると、太陽光 2 地点の合計 350MW (Minbu (50MW)、Mandalay (150MW×2 地点))、風力 1,209MW、地熱 200MW が計画に計上されているが詳細は不明である。

(3) 電源開発計画の事業形態

電源開発計画は、

- ・電力公社のガス火力および送電線の計画、
- ・水力計画局の水力、石炭火力の BOT 計画および JV/BOT 計画、
- ・水力開発局の電力省単独の水力開発計画

等を集約して全体計画を策定しており、既設発電所、新規火力、電力省単独開発および BOT (「ミ」国内企業開発) 水力は設備容量を 100% とし、JV/BOT 水力計画は設備容量の 50% を「ミ」国供給用に設定している。

水力、ガス火力、石炭火力の電源開発は、電力省単独、BOT スキーム、JV/BOT スキームの 3 つのスキームのいずれかで進められる。大規模な再生可能エネルギーは主に BOT、JV/BOT のスキームで検討されており、電力省単独の実施は今のところ計画されていない。2015 年 2 月時点の PPA 締結済みの IPP は、第 2.2.2 節で述べたとおりである。電力省の電源開発計画案では、表 2-4 に示すように今後、水力 10 地点程度と火力数地点以外は IPP で開発する計画とされており、2030-31 年には「ミ」国供給の発電設備容量全体に対する IPP 比率は 80% 程度となる。

表 2-4 各電源の開発スキーム

スキーム	事業者	電源			
		水力	ガス	石炭	再生可能エネルギー
電力省	電力省	11	3	-	-
BOT	海外／国内事業者	3	10	2	-
JV/BOT	海外／国内事業者 ／電力省 (海外輸出含む)	24	3	9	2
	検討中	-	9	-	-
	合計	38	25	11	2

IPP プロジェクトについては、国内で初めて Myingyan ガス火力で競争入札が行われ、国際的な基準に基づく PPA が適用された。現状の新規 IPP の進め方は、新聞などで「ミ」国の発電事業への投資を募集し、関心のある事業者は、開発エリア、発電タイプ等を決めて、電力省へ提案、協議を進める手順である。

多くの既設火力発電所は、設備のメンテナンス不良・ガスの熱量低下・ガス供給量不足の複合的な要因により、最大出力が出ていないため、ドナー等の資金協力のもと、発電所の設備更新が進められている。また、既設水力発電所は、JICA の無償援助により、Baluchaung-2 の水車発電機のリハビリを実施した。

今後の電力開発では、事業者がフィージビリティ調査（F/S : Feasibility Study）と並行して EIA/SIA を作成し、環境保護森林省が承認することになっている。

(4) IPP (BOT、JV/BOT) 電源開発の手続きと現状

BOT スキームは「ミ」国内の開発事業者による事業であり、電気は 100% 「ミ」国内へ供給される。

JV/BOT スキームは海外開発事業者と電力省の JV で開発する事業であり、「ミ」国のロイヤリティとして、10%から 15%の株式、10%から 15%の電気を無償で提供することが条件となる。海外開発事業者は、「ミ」国内へ供給する電力量（無償の電気を含め最大 50%まで）について「ミ」国と協議する。ただし、これは、水力案件に適用されており、ガス火力、石炭火力案件への適用方法については、別途個別に検討されている。

水力計画局によると BOT スキーム、JV/BOT スキームとも、MOU 段階では、F/S レポートが提出されなければ、「ミ」国は開発事業者から事業権を没収できる。しかし、MOA 段階にある JV/BOT スキームでは、MOA 締結以降は事業権を没収する条項がないとのことである。

2014 年までは、BOT スキーム、JV/BOT スキームとも、開発事業者との PPA の交渉時期、締結時期は、建設開始後であったが、今後、電力省は建設開始前の開発事業者との契約時に PPA を締結する方針である。

以下、これまでのスキームの流れを示す。

1) BOT スキームの手続き

Phase-1

- ・ 開発事業者は提案プロジェクトに対し、電力省と調査契約を取り交わした後、現地調査を実施。
- ・ 開発事業者はプロジェクト開発に関するプロポーザルを提出。
- ・ 電力省はプロポーザルを審査し、MOU 案を作成後、3 つの審査機関（Union Attorney General Office、国家計画経済開発省、財務省（MOF : Ministry of Finance））へ申請、審査を受け、閣議に提出。
- ・ 閣議承認後、MOU を締結。

Phase-2

- ・ 開発事業者は MOU に基づき、12 ヶ月（最大 18 ヶ月）以内に F/S を実施し、最終レポートを電力省に提出。
- ・ 電力省は F/S レポートの審査・評価後、プロジェクトコスト、資金調達見通しを開発事業者と協議。
- ・ 電力省は開発事業者のプロジェクト資金調達見通しを得た後、3 つの審査機関へ開発事業者との BOT 契約案の申請、審査を受ける。

Phase-3

- ・ 開発事業者は、第 3 者機関による EIA/SIA 実施後、電力省を通じて環境保護森林省の審査を受ける。
- ・ 電力省は環境保護森林省の承認後、ミャンマー投資委員会（MIC : Myanmar Investment Committee）へ BOT 契約案を申請。

Phase-4

- ・ 電力省は MIC 承認後、閣議に提出。
- ・ 閣議承認後、電力省は開発事業者と BOT 契約を締結。
- ・ 開発事業者による建設、運用。
- ・ 「ミ」国供給分の PPA は基本的に 1 年ごとに更新（開発事業者との PPA の交渉時期、締結時期が不明）。

2) JV/BOT スキームの手続き

Phase-1

- ・ 海外開発事業者は提案プロジェクトに対し、電力省と調査契約を取り交わした後、現地調査を実施。
- ・ 海外開発事業者はプロジェクト開発に関するプロポーザルを提出。
- ・ 電力省はプロポーザルを審査し、MOU 案を作成後、3 つの審査機関（Union Attorney

General Office、国家計画経済開発省、財務省) へ申請、審査を受け、閣議に提出。

- ・ 閣議承認後、MOU を締結。

Phase-2

- ・ 海外開発事業者は MOU に基づき、12 ヶ月（最大 18 ヶ月）以内に F/S を実施し、最終レポートを電力省に提出。
- ・ 電力省は F/S レポートの審査・評価後、プロジェクトコスト、資金調達見通しを海外開発事業者と協議。
- ・ 電力省は海外開発事業者のプロジェクト資金調達見通しを得た後、MOA 案を作成し、3 つの審査機関へ申請、審査を受け、閣議に提出。
- ・ 閣議承認後、MOA を締結。

Phase-3

- ・ 海外開発事業者は、MOA に基づき、第 3 者機関による EIA/SIA 実施後、電力省を通じて環境保護森林省の審査を受ける。
- ・ 電力省は環境保護森林省の承認後、EIA/SIA と MOA を合わせて MIC へ申請。

Phase-4

- ・ 電力省は MIC 承認後、JV 協定案を 3 つの審査機関へ申請、審査を受け、閣議に提出。
- ・ 閣議承認後、電力省は海外開発事業者と JV 協定を締結。

Phase-5

- ・ 電力省は JV について国家計画経済開発省へ登録申請。
- ・ Union Attorney General Office によるローン契約書の審査。
- ・ 電力省への開発事業権の付与、MIC の投資事業としての承認。
- ・ 「ミ」国政府からの JV の開発事業許可。
- ・ JV による建設、運用。
- ・ 「ミ」国供給分の PPA は基本的に 1 年ごとに更新（開発事業者との PPA の交渉時期、締結時期が不明）。

水力案件では、前政権による中国企業との MOU が現在も多くの案件で有効であるが、現政権は、中国企業の案件の推進には慎重である。ガス火力案件の進捗は、開発事業者に依存するだけでなく、電力省のガス調達見込みがないため遅れていることもある。

2.2.5 系統開発計画

本調査にあたり以下の情報を収集してM/P策定以降の状況を確認するとともに、今後の技術協力の検討に活用する。

- ・ 系統開発計画に係る情報
- ・ 系統運用体制及び系統運用方法
- ・ 系統解析ソフトウェア

(1) 系統開発計画に係る情報収集

1) 最新の系統開発計画

電力公社から入手した最新の系統開発計画(送電線・変電所)リストを巻末に添付する。

既往電力M/P以降、建設された設備を図2-9に示す。M/P時の計画では、230kV基幹系統の増強が各地で計画されていたが、現在のところ230kV送電ルートではラカイン州への電力供給のみが完了している。

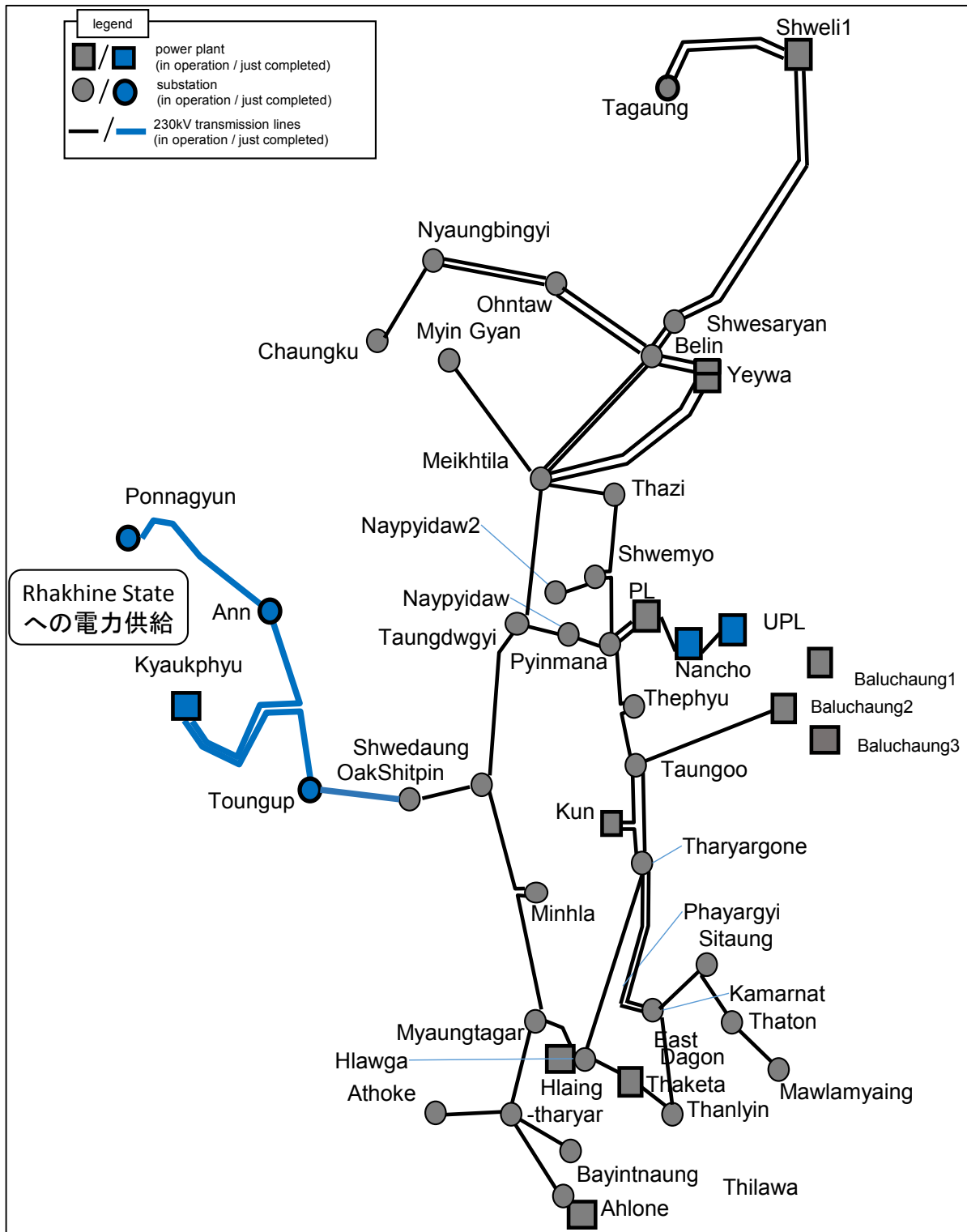
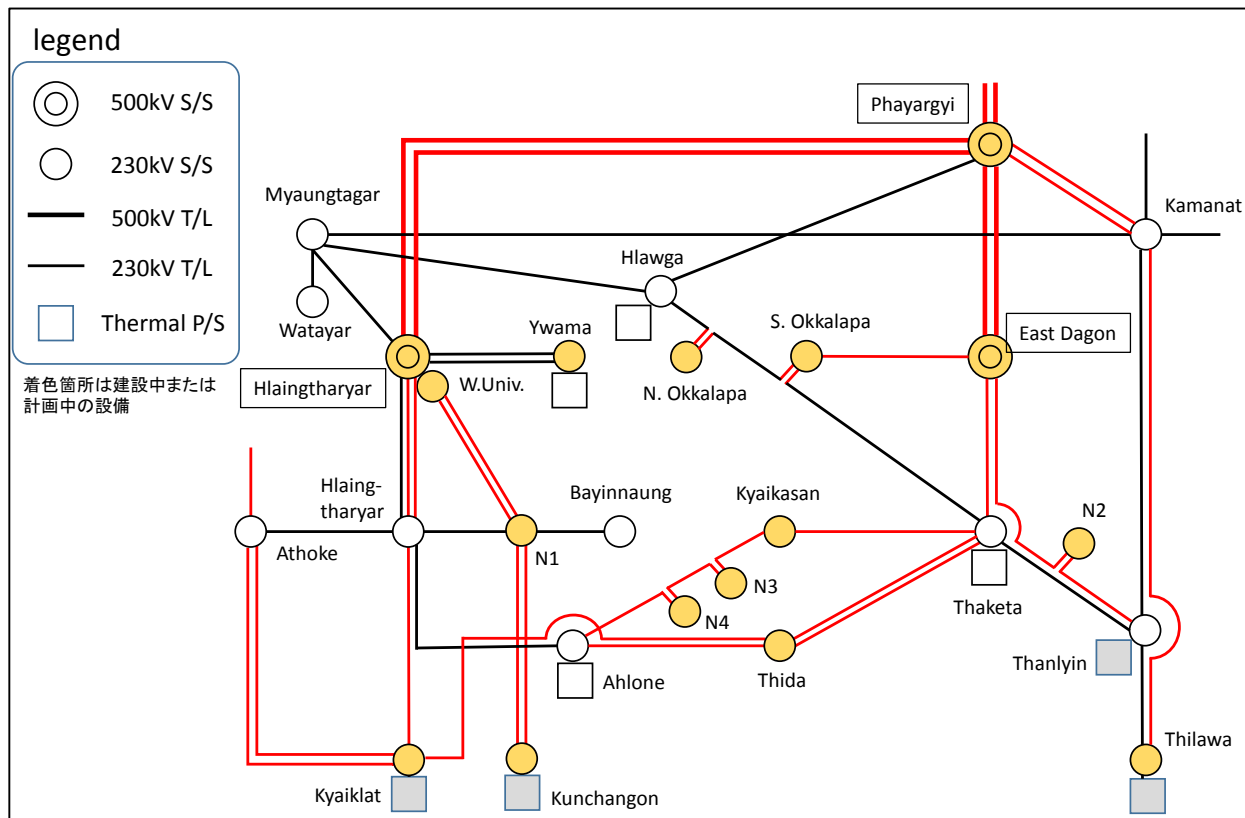


図 2-9 既往電力 M/P 以降の送電線建設進捗状況 (230kV)

2) ヤンゴン都市圏の系統開発計画

電力公社から入手したヤンゴン都市圏の系統開発計画を図 2-10 に示す。



MEPE より収集した情報に基づき JICA 調査団が作成 (N1～N4 変電所は名称未定のため記号表記とした)

図 2-10 ヤンゴン都市圏の基幹系統計画(2025 年頃)

この情報は入手時点において、2025 年頃のヤンゴン都市圏の基幹系統拡張計画(500kV、230kV)である。ヤンゴンの需要増加対応のための変電所新設、既設 230kV 送電線 1 回線箇所の複線化が計画されている。なお、West University (W. Univ.) 変電所新設および、Thaketa – Kyaikasan 230kV 送電線新設については、ADB からのファイナンスを予定している。

3) 水力発電所 Shweli-1、Dapei-1 からの電力買取増量の検討状況

「ミ」国北部の Shweli-1 (600MW)、Dapein-1 (240MW) は、JV/BOT 方式により中国企業と「ミ」国電力省が共同開発した水力発電所である。これらの発電所の発電電力は、「ミ」国のフリーパワー分を含め「ミ」国側に最大 50%までの買い取りを前提として開発されたプロジェクトである。しかしながら、中国側の情勢変化により、当該発電所から中国への電力輸送ニーズが低下しており、一方「ミ」国は至近の電力供給量の拡大が喫緊の課題である中、電力省に対して全量買取の打診があったものである。

電力省では全量を買取るための技術検討を行っている。Dapein-1 (240MW) については、既存グリッドとの連系がないため、送電線を新たに建設 (Dapein-1 PS ~ Ohntaw SS) して全量の送電を行う計画である。電力公社は既に Contractor の入札を終えて、中国業者を選定しており、建設期間は 2 年間で想定している。建設資金は「ミ」国の自己資金で実施する予定であるが、中国業者は IFC からの融資を検討中との情報がある。この系統開発計画は、既往電力 M/P の 230kV 系統拡張計画と一致している。

一方 Shweli-1 (600MW) については、既に送電ルートが存在するが、既存の 230kV 送電ルートの容量が約 400MW であるため、送電線の増強が必要である。増強方法については、電力公社にて検討を行っている。インハウスエンジニアの Colenco からの提案では、既存送電線の電線取替えなどによる送電容量の増強を検討中である。既往電力 M/P では 2020 年までにこの地域への 500kV 送電線の導入を推奨しているが、本件での 500kV 送電線の導入は必要工期の面から検討対象外となっている。

図 2-11 に 2 つの発電所と既設系統との系統連系概要を示す。

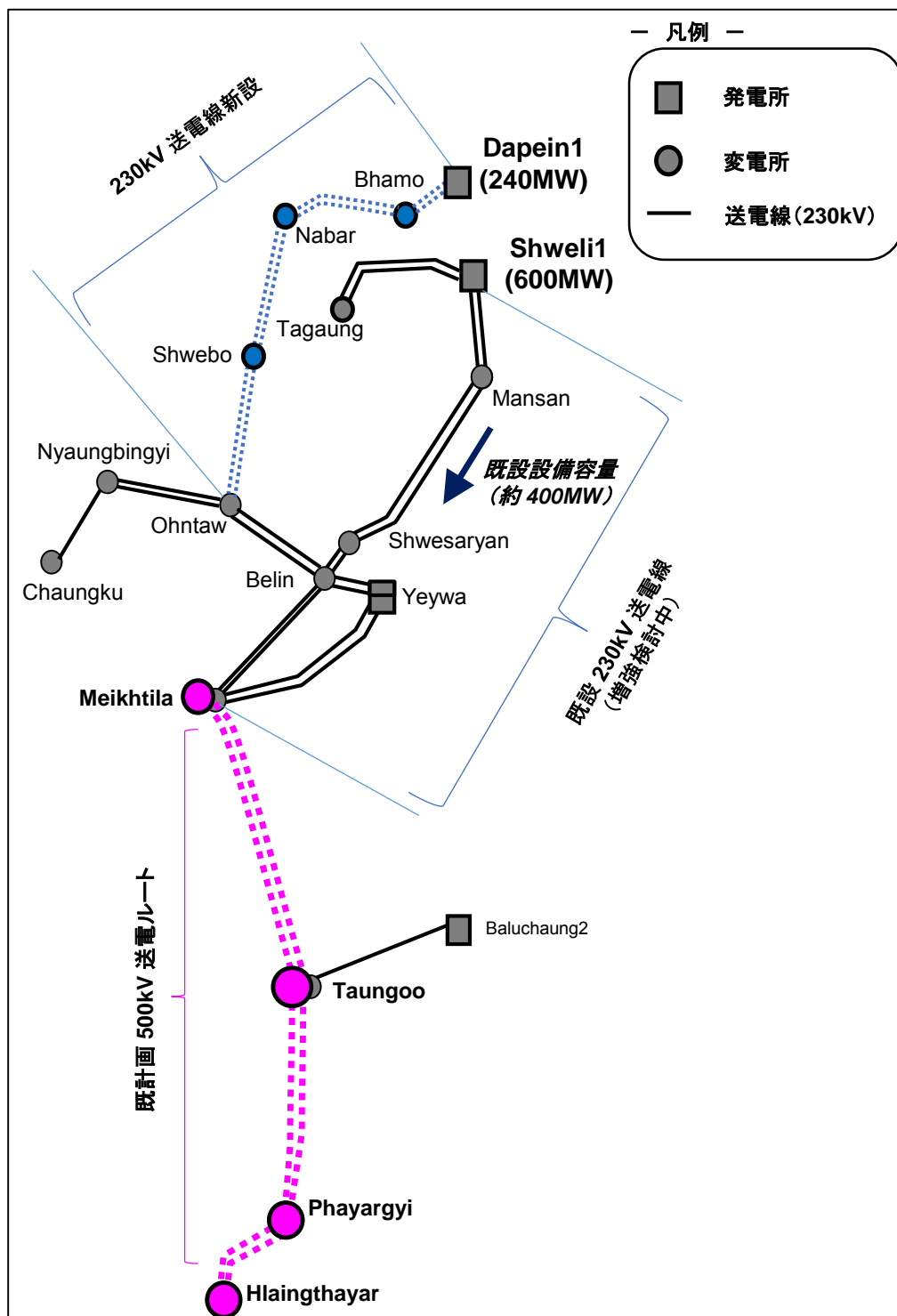


図 2-11 「ミ」国電力系統と Shweli-1、Dapein-1 発電所連系検討概要
(系統図は「ミ」国系統の一部を抜粋したもの)

(2) 系統運用体制や系統運用方法に係る情報収集

1) 体制

現時点の系統運用に関する組織体制を以下に示す（既往電力 M/P より特に変更なし）。

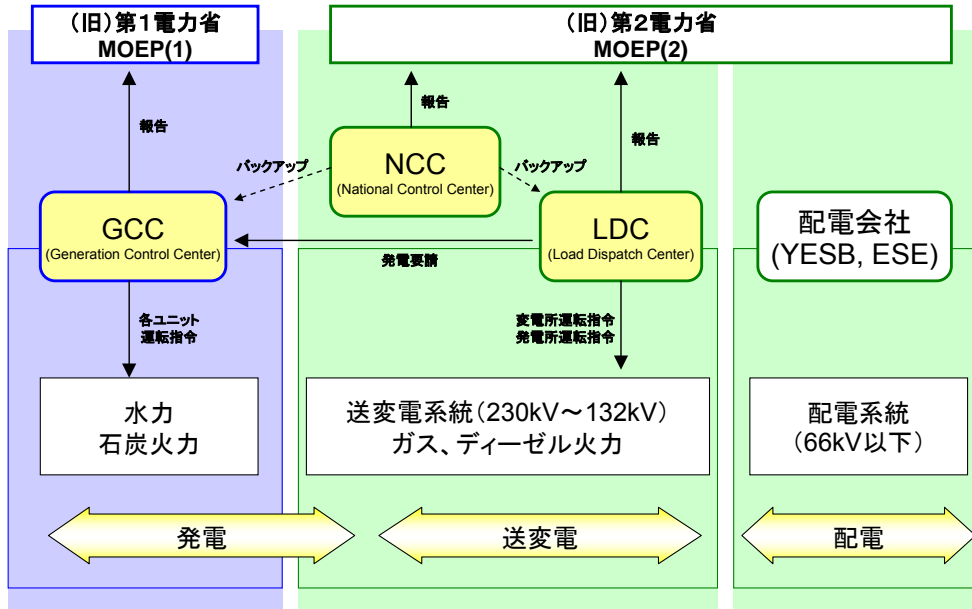


図 2-12 系統運用業務体制

a) 給電指令所 (LDC: Load Dispatch Center)

LDC はヤンゴン配電公社敷地内に位置し、系統全体の需給調整および制御を統括する。想定した需要予測に基づき発電計画をたて、発電指令所 (GCC: Generation Control Center; 水力発電および石炭火力発電を管轄) への発電要請および、直接管轄する火力発電所 (石炭火力を除く)、ガス火力 IPP、および基幹系統 (132~230kV) 変電所への運転指令を行う。緊急時には GCC 管轄の発電所に対しても直接指令を行う。

b) 中央制御所 (NCC: National Control Center)

NCC はネピドーの電力系統局 (PSD: Power System Department) 敷地内に位置し、主として系統運用状況を電力省に報告する。また、大規模事故発生時などに復旧方針の立案などで LDC および GCC 業務のバックアップを行う。

c) 発電指令所 (GCC: Generation Control Center)

(旧)第1電力省が所管していた水力発電所および石炭火力発電所の運転指令を行う。LDC からの発電出力増減要請を受け、各発電所ユニットの出力を個別に指示する。

2) 電力系統監視制御 (SCADA) システム導入計画

表 2-5 に電力系統監視制御 (SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition) システムの導入計画を示す。

表 2-5 SCADA システム導入計画

導入時期	対象設備	機能	予算
第 1 期 2015 年度	<p>NCC に Naypyidaw LDC、Yangon RCC*¹、Mandalay RCC 用制御システム導入 (RCC 用設備は暫定措置として本省内に設置されているが、将来、ヤンゴンおよびマンダレーに移設予定。)</p> <p>機器製造者 : Siemense</p> <p>主要 55 発電所に遠方監視機能導入。内、以下の 8 発電所については遠方制御機能を有する。 発電所(1) Thaketa 変電所(7) Belin, Thapyaywa, Pyinmana, Taungoo, Kamarnat, Taugdwgyi, Hlawga</p>	<p>第 1 期では、主要な発電所からの情報伝送を行い、NCC および RCCs から遠方監視を行うことが出来る。</p> <ul style="list-style-type: none"> 通信 : PLC 方式*²、ごく一部 OPGW*³ 対象発電所の高電圧側 (230kV 及び 132kV) 設備の情報伝送 遠方制御機能は当面使用しない。 系統接続されている一部の発電所とは関係されていないため、「ミ」国の総需要および総発電量はオンラインでは確認できない。 系統運用は引き続きヤンゴンの LDC が主体となって行う。 	<p>「ミ」国予算</p> <p>(ドナー支援なし)</p>
第 2 期 2016 年度以降 (時期未定)	<p>(接続)</p> <ul style="list-style-type: none"> 水力発電所と隣接変電所の接続 水力発電所と NCC、RCCs との通信制御インターフェース接続 <p>(通信)</p> <ul style="list-style-type: none"> SDH*⁴ 導入 (OPGW 回線用) <p>(制御)</p> <ul style="list-style-type: none"> IEC61850 準拠の制御パネル導入 	<p>第 2 期では、全発電所の遠方監視制御を行う予定。</p> <ul style="list-style-type: none"> 通信 : OPGW*³ または、PLC 方式 遠方監視、制御機能を活用 NCC が需給調整および基幹システムの運用を行い、RCC が対象地域の負荷供給システムの運用を行う。 	未定

注 1 RCC : Regional Control Center (地方給電所)

2 PLC : Power Line Carrier (電力線搬送)

3 OPGW : Optical fiber Ground Wire (光ファイバー複合架空地線)

4 SDH : Synchronous Digital Hierarchy

出典 : 電力省からの聞き取りによる

3) SCADA 導入（第 1 期）の進捗状況

現在導入を進めている SCADA システムは、2015 年 7 月の運用開始を目指して、各種試験を実施している。試験体制は、電力公社及び水力発電公社から職員が派遣され、1 日 2 交替 4 班体制のシフト勤務により実施されている。今回試験を実施している職員は、システムの運用開始後も運転業務を引き続き実施する予定であり、システムの試験にあわせて職員の運転訓練も兼ねている。今後、電力公社の NCC 職員と水力発電公社の職員は、NCC 運転室で相互に連携しながら、系統運用及び発電運用を行っていく予定である。

被監視箇所となる各発電所については、これまでどおり 1 日 2 交替 4 班体制のシフト勤務が行われる。

なお、新 NCC 制御室の写真撮影は認められなかったため、完成図イメージとフロアレイアウトを図 2-13 に示す。JICA 調査団が現地確認したところ、実際の設備もこのイメージ通りに仕上がっていた。



図 2-13 NCC 完成図

(左図:制御室イメージ、右図:フロアレイアウト)

4) SCADA 導入（第 2 期）の予定

SCADA 導入（第 2 期）について、電力省からの聞取りによれば、具体的スコープや予算（ドナー支援含む）、発電所の体制などの計画はまだ具体化していない。しかし基本的には、表 2-5 に示したとおり、全発電所の遠方監視制御が行える機能が導入されるものと想定される。

5) 将来の系統運用体制

これまでに得られた電力省の組織改編、SCADA 導入に関する情報を基に、将来予想される系統運用体制を図 2-14 に示す。

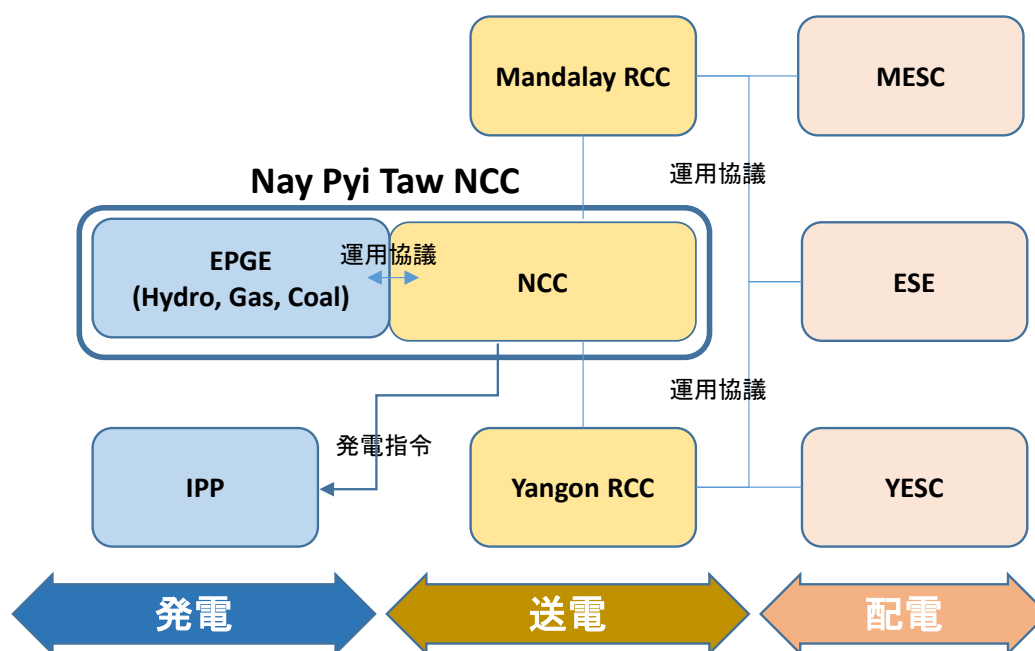


図 2-14 将来の系統運用体制(予想)

系統全体の需給制御および送電系統の運用は、NCC およびヤンゴンの地方給電所（RCC：Regional Control Center）、マンダレーRCC が担当し、これらの組織は現在の電力公社（今後の送電系統運用局）の管轄となる。なお RCC の制御システムは、現在ネピドー（電力系統局）に設置されており、ヤンゴン RCC およびマンダレーRCC の所在地についてはまだ決定されていない。ヤンゴン RCC については、現在の LDC に導入する案や、Ahlone 変電所に導入する案が挙げられているが、詳細は未定である。

6) 系統運用の課題と提言

SCADA 導入の第 1 期は、ほぼ予定通りに完了した。これにより主要な変電所のオンライン情報（潮流、電圧、機器開閉状態）が遠隔監視出来るようになり、運転データの蓄積も飛躍的に効率化することが出来る。（これまで、各変電所の職員が 1 時間毎に電話で報告してきた。）

今後、更なる系統運用の効率化のためには、遠隔制御を行っていく必要がある。このためには、通信方式を電力線搬送（PLC：Power Line Carrier）方式から、光通信方式へと変更して伝送情報量を拡大する必要がある。これに伴い光ファイバルー트의構築に加え

て、変電所の受送信装置の対応が必要となる。これらの対応が SCADA 導入の第 2 期となるが、現在のところ予算も含め具体的な導入計画が定まっていないようである。システムの集中監視制御により、安定した電力供給を行っていくため、これらの計画を早期に実現していくことが重要である。

また、RCC 用の監視制御サーバーは 2015 年 8 月時点で用意されているが、暫定的にネピドーに設置されている。各サーバーにはバックアップ機能があり、各拠点に配置してリスク分散させておくことが出来る。このため、NCC とヤンゴン・マンダレーRCC の担う役割や体制整備とあわせて、設備対応を進めていく必要がある。

(3) 系統解析ソフトウェアに係る情報収集

電力省で現在使用している系統解析ツールはインハウスコンサルタントの Colenco が導入した NEPLAN を使用している。

- ・解析ソフト名： NEPLAN
- ・ライセンス数： 5（電力系統局*1；4 ライセンス、送電プロジェクトチーム*2；1 ライセンス）
- ・所有モジュール： 潮流解析、短絡容量解析、過渡安定度解析
- ・Colenco による系統解析支援業務は今年度終了の予定だったが、1 年間、契約延長されている。なお、NEPLAN については電力省が継続して使用することが出来る。

*1 電力系統局：PSD：Power System Department

*2 送電プロジェクトチーム：Power Transmission Team

2.2.6 地方開発（地方電化）

ADB 報告書「New Energy Architecture: Myanmar, June 2013」によれば、2011 年時点で、「ミ」国の人口の約 26% がグリッドにアクセスしている状況である。また、2014 年 1 月の畜水産・地方開発省（MOLFRD：Ministry of Livestock, Fisheries and Rural Development）の地方開発局（DRD：Department of Rural Development）からの聞き取りによれば、ミニグリットやオフグリットも含めた電化について、「ミ」国の村落数 64,917 村に対し、2012-2013 年までに 21,675 村が電化され、「ミ」国内の平均電化率は 33.4% である。

電化率は、毎年向上していると考えられるが、電力省によると、地方開発局による電化率を把握していないので、国家全体の電化率は不明確である。2014 年 4 月に国勢調査が行われたが、電化状況の調査結果は公表されていない。

2013年9月、「ミ」国政府は、地方電化と飲料水供給の強化を図るため、地方電化・水供給委員会を設立した。委員会は、畜水産・地方開発省大臣を委員長とし、委員は国家計画経済開発省、農業灌漑省、畜水産・地方開発省、環境保護森林省、電力省、エネルギー省、産業省、建設省（MOC：Ministry of Construction）の関係8省の副大臣および他4名で構成されている。地方政府代表は委員に含まれていない。

世界銀行（WB：World Bank）の支援を受けて、2014年9月に作成された国家地方電化計画（NEP：National Electrification Plan）では、2015年の電化率33%に対して2030年まで毎年517,000件のグリッド接続を図り、2015年時点より2020年では2百万件の新規接続を可能にすることで電化率47%、2030年では累計720万件の接続により電化率100%の達成を目標としている。

「ミ」国で2014年に行われた国勢調査の第2次調査報告書（2015年5月）によると、全世帯の32.4%が照明用の主エネルギーとして電気を使用している。しかしながら、都市部77.5%に対し地方部14.9%であり、非常に大きな地域格差がある。多くの世帯で、バッテリーや発電機、太陽光発電を利用していると考えられる。

2.2.7 ドナーの活動

(1) 全体計画

「ミ」国の電力分野は、JICAを始め、WBグループやADBなどの国際機関や、英国やノルウェーなど各国が支援している。ドナー調整会議等を通じ、「ミ」国への支援の方向性について電力セクター関連案件の協議、調整が行われている。現在、電力セクター全般に係る計画については、JICAによる電力M/P、ADBによるエネルギーM/P、WBによるNEPが検討中であり、「ミ」国政府はこれらの3つのマスタープランを基に電力セクターの発送配電の開発を進めていく意向を示している。既往電力M/PとエネルギーM/P、NEPの比較を表2-6に示す。

表 2-6 3つのマスタープランの関係

Coverage	National Electricity Master Plan (JICA)	Energy Master Plan (ADB)	National Electrification Plan (WB)
Main Focus	Power generation and transmission	Primary energy	Distribution grid and off-grid electrification
Timeframe	Up to 2030	Up to 2035	Up to 2030
Main Counterpart	MOEP	NEMC/MOE	MOEP and MLFRD
Resource Availability	Hydro, natural gas, oil, coal, renewable	Biomass, hydro, natural gas, oil, coal, renewable	N.A.
Energy Demand Forecast	Overall electricity demand (industrial and non-industrial)	Primary energy demand (by sector and by energy form) and electricity demand	Electricity demand for new residential connections
Household (HH) Energy Use	N.A.	Approx. 1,000 HH surveyed across Myanmar, both urban and rural	N.A.
Energy (Fuel) Mix	3 scenarios compared in terms of energy security, cost and environmental and social considerations	Optimal primary energy mix to be suggested	N.A.
Planned Infrastructure	Power generation and transmission	Energy infrastructure required to meet domestic energy needs (power, refinery, etc.)	Distribution grid extension, mini-grid, and off-grid (e.g. solar)
Energy/Power Pricing	Long-run cost for generation and transmission (G&T)	Levelized cost of electricity	Long-run cost for distribution, in addition to G&T

(2) ADB

すでに述べたように、ADB は、2014 年に長期エネルギーM/P を作成中である。エネルギーM/P を通じて、NEMC、EDC、関連省庁のスタッフの能力向上のための支援を行った (Institutional Strengthening of National Energy Management Committee in Energy Policy and Planning)。また、現在、電力セクターの法・規制強化に係る技術支援を行っている (Enhancing Power Sector's Legal and Regulatory Framework)。以下に、現在実施中および完了したプロジェクトおよび将来の支援可能領域を示す。

1) 実施中の支援

- ヤンゴンの変電所および送電線網の補強および拡張プロジェクト、
..... ローン 8,000 万 USD (2015 年に承認)
- ヤンゴンとマンダレー、サガイン、マグウェ地域の配電網の補修、
..... ローン 6,000 万 USD (2013 年に承認)
- オフグリッドの最少 25 村の電化による貧困削減プロジェクト、
..... 無償 200 万 USD (日本ファンド)

- エネルギーM/P（20年間）作成支援と、再生可能エネルギーとエネルギー効率化の政策、ガス・石油戦略、能力開発と組織支援、
.....無償 175 万 USD（日本無償ファンド 135 万 USD 含む）
- 新電力法（2014）に基づいて、国際基準を反映し、電力規制機関を活用するための電力規則（1985）の見直し.....85 万 USD 支援
- 官民連携（PPP：Public Private Partnership）の枠組み開発支援.....200 万 USD 支援
- 政府内のセーフガード組織能力育成.....100 万 USD 支援

2) 完了した支援

- 国家エネルギー政策の政策アドバイス支援（2014年1月に承認）と水力政策の背景調査
- 電力分野組織の財務マネジメント査定（主にヤンゴン配電公社、地方配電公社と電力公社）

3) 将来の支援可能領域

- 送電線と配電線のリハビリと拡張
- 水力（支流）を含む再生可能エネルギー開発
- 省エネルギー計画（特に産業分野）
- 大メコン圏（GMS：Greater Mekong Subregion）や東南アジア諸国連合（ASEAN：Association of Southeast Asian Nations）協調下の地域系統連系プロジェクト

4) 電力 M/P とエネルギーM/P の電源開発計画に係る協議

前述のエネルギーM/P では“Chapter E Long-Term Optimal Fuell Mix Vol.2 Secondary Sector 2b”において、電源開発計画に係る項目を配置しており、2015年6月にADBのコンサルタントチームが計画を作成している。

本検討については、「ミ」国内においても電力 M/P と整合のとれた計画とする必要があると認識されており、2015年2月に実施された電力セクターのワーキンググループにおいて、電力省の U Aung Taung Oo 副大臣より、「電力 M/P とエネルギーM/P、そして地方電化計画の3つの M/P は一貫した整合性を持つ必要がある」との発言があった。更に、JICA に対しては、NEMC および ADB より、両 M/P の整合性を確保するため、電力 M/P で使用した検討データの提供を依頼された。

以上の経緯から JICA 調査団は、エネルギーM/P の電源開発計画の策定を支援した。そして、検討結果をレビューして電力 M/P 側からの見解を提示した。

既往電力 M/P とエネルギーMP の電源開発計画の主要な比較表を表 2-7 に示す。両検討は、双方の最大電力需要予測の採用ケースが異なるため、最終的な検討結果は大きく異

なっている。これらの検討結果に係る JICA 調査団の見解を以下に示す。

表 2-7 電源開発計画の比較表

項目	EMP	NEMP																																												
検討データ	調査団が提供した NEMP の検討データ (シナリオ 3 「電源構成バランス」) を改良	—																																												
予備率の設定	2013 年～2025 年は 20% 2025 年以降は LOLP が 24 時間/年に設定	2030 年時点で乾期 (水力出力 50%) に予備率 30%																																												
需要予測 (Demand Forecast)	ミディアムケース (2030 年で最大需要 9,465MW)	ハイケース (2030 年で最大需要 14,542MW)																																												
電源構成	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Plant Type</th> <th colspan="2">EMP</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Installed Capacity in 2013</th> </tr> <tr> <th>MW</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gas</td> <td>866</td> <td>27%</td> </tr> <tr> <td>Coal</td> <td>30</td> <td>1%</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>2,259</td> <td>72%</td> </tr> <tr> <td>Renewables</td> <td>0</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>3,155</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Plant Type	EMP		Installed Capacity in 2013		MW	%	Gas	866	27%	Coal	30	1%	Hydro	2,259	72%	Renewables	0	0%	Total	3,155		<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Plant Type</th> <th colspan="2">NEMP</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Installed Capacity in 2013</th> </tr> <tr> <th>MW</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gas</td> <td>1,152</td> <td>37%</td> </tr> <tr> <td>Coal</td> <td>30</td> <td>1%</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>2,361</td> <td>75%</td> </tr> <tr> <td>Renewables</td> <td>0</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>3,543</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Plant Type	NEMP		Installed Capacity in 2013		MW	%	Gas	1,152	37%	Coal	30	1%	Hydro	2,361	75%	Renewables	0	0%	Total	3,543	
	Plant Type		EMP																																											
Installed Capacity in 2013																																														
MW		%																																												
Gas	866	27%																																												
Coal	30	1%																																												
Hydro	2,259	72%																																												
Renewables	0	0%																																												
Total	3,155																																													
Plant Type	NEMP																																													
	Installed Capacity in 2013																																													
	MW	%																																												
Gas	1,152	37%																																												
Coal	30	1%																																												
Hydro	2,361	75%																																												
Renewables	0	0%																																												
Total	3,543																																													
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Plant Type</th> <th colspan="2">EMP</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Installed Capacity in 2030</th> </tr> <tr> <th>MW</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gas</td> <td>2,374</td> <td>15%</td> </tr> <tr> <td>Coal</td> <td>2,620</td> <td>16%</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>8,818</td> <td>55%</td> </tr> <tr> <td>Renewables</td> <td>2,300</td> <td>14%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>16,112</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Plant Type	EMP		Installed Capacity in 2030		MW	%	Gas	2,374	15%	Coal	2,620	16%	Hydro	8,818	55%	Renewables	2,300	14%	Total	16,112		<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Plant Type</th> <th colspan="2">NEMP</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Installed Capacity in 2030</th> </tr> <tr> <th>MW</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gas</td> <td>4,758</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>Coal</td> <td>7,940</td> <td>34%</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>8,896</td> <td>38%</td> </tr> <tr> <td>Renewables</td> <td>2,000</td> <td>8%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>23,594</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Plant Type	NEMP		Installed Capacity in 2030		MW	%	Gas	4,758	20%	Coal	7,940	34%	Hydro	8,896	38%	Renewables	2,000	8%	Total	23,594	
Plant Type	EMP																																													
	Installed Capacity in 2030																																													
	MW	%																																												
Gas	2,374	15%																																												
Coal	2,620	16%																																												
Hydro	8,818	55%																																												
Renewables	2,300	14%																																												
Total	16,112																																													
Plant Type	NEMP																																													
	Installed Capacity in 2030																																													
	MW	%																																												
Gas	4,758	20%																																												
Coal	7,940	34%																																												
Hydro	8,896	38%																																												
Renewables	2,000	8%																																												
Total	23,594																																													

a) 最大電力需要予測

既往電力 M/P では、GDP と弾性値で電力需要を予測したが、エネルギーM/P は、住民・商業・産業のセクター別に積み上げて予測している。表 2-8 に示す通り、両者で、ハイケースでの予測値および既往電力 M/P ローケースとエネルギーM/P ミディアムケースの予測値は、ほぼ一致している。

表 2-8 最大電力需要予測の比較 (MW)

項目		2013	2030
NEMP	High	2,055	14,542
	Low		9,100
EMP	High	1,853	13,410
	Medium		9,465

最大電力需要予測のケース選択は、エネルギーM/P は電力以外の農業や商業、工業、運輸など各セクターのエネルギー、需要予測はミディアムケースを採用しており、電力セクターについても、これを適用している。この結果、2030 年時点の最大電力需要は既往電力 M/P (ハイケース) の 14,542MW に対して、エネルギーM/P (ミディアムケース) は 9,465MW になっている。

b) 2030 年の電源構成

エネルギーM/P における各電源投入は概ね、以下のように計画されている。

表 2-9 EMP における電源の投入方針

電 源	概 要
水 力	既往電力 M/P の地点リストを採用し、開発可能な水力を全て投入する。
ガス火力	2018 年までは既往電力 M/P の地点リストを採用している。しかし、エネルギーM/P では新規ガス田の開発に係る調査が記載されておらず、ガス供給の見通しが不確かであり、それ以降の数百 MW 級の発電所は開発対象として見込まない方針と想定される。
石炭火力	石炭は 2020 年以降に必要なに応じて導入している。特に個別地点の計画は想定されていない。
再生可能 エネルギー	2024 年以降、太陽光の導入を進めている。

c) JICA 調査団の見解

- 電力省、JICA 調査団は既往電力 M/P において、最大電力需要予測としてハイケースを採用しており、電源開発計画もこれを基調として検討している。開発に時間を要する電源設備は、需要予測がハイケースの通りに推移した際の対応が困難であり、開発計画はハイケースに基づくことが望ましく、エネルギーM/P においてもハイケースの検討を記載すべきである。
- 既往電力 M/P では、電源開発計画における地点選定は第 1.6 節に記載した通り、電力省との綿密な協議の下で、様々な要因を考慮して決定している。エネルギーM/P は原則として最小費用に基づいて地点を選定しており、アプローチが異なる。
- 2018 年以降は新規ガス田の開発が不透明なため、新たなガス火力導入は計画されていないが、再生可能エネルギーの出力や系統に与える影響の不確実性を考慮すれば、新たなガス田開発や代替案としてのガス輸入の検討なども、経済成長を支える電力の安定供給のために考慮されるべき事項である。
- エネルギー供給の観点からはガス供給量が低く見積もられることを懸念している。ガス火力発電所は水力のような故障や雨量の影響による出力低下も少なく、特に、今後、数年間の電力供給において非常に重要な役割を果たすため、供給量を十分に確保する必要がある。また、新規ガス火力発電所はほとんどが JV/BOT 形式で計画されており、Take or Pay 条項に基づいて運転が決まるため、供給量の算出にはこれを見込む必要がある。
- 2024 年以降は太陽光の導入が進められているが、大規模の太陽光発電所は系統安

定化対策が重要であり、導入は一度にではなく順次進めていく必要がある。また、設備単価にはバッテリーなどの安定化対策の費用を見込んで検討を行う必要がある。

d) 今後の展望

2015年7月2日に実施した各関係者の協議において、エネルギーM/P担当者は以下の見解を示している。

- ▶ エネルギーM/P策定については、NEMCより2015年7月末までの最終化を要請されている。最大電力需要予測については、①他セクターにおける分析との整合性、②時間的制約、の2点から、ハイケースの検討を実施するのが困難と考えている。
- ▶ 今回、策定しているのは最初のエネルギーM/Pであり、「ミ」国政府に検討結果を強要するものではなく、あくまでミドルケースにおける想定(Assumption)である。ADBは今後も引き続き技術協力(TA: Technical Assistance)を行っていく予定であり、次のステップの中でフォローする。

電力セクターの上位政策となるエネルギーM/Pについては今後も検討が進められていくものと想定され、電力M/Pの将来の技術協力においても今後も継続して調整を図っていく必要がある。

(3) WBグループ

WBは、NEPを立案し、2014年9月にファイナルレポートを提出した。この次のステップとして、地方電化事業(National Electrification Project)を予定しており、総予算700MUSDのうち、300~400MUSDに相当する事業内容を公表する準備を進めている。

また、WBグループのIFCは、電力セクターに今後5年間で10億USDの予算を設定しており、年間1,000世帯ずつ電化していく計画である。具体的には、以下の支援が進行している。WBグループによる電力省の組織改編や未電化地域電化のプログラムを、図2-15に示す。

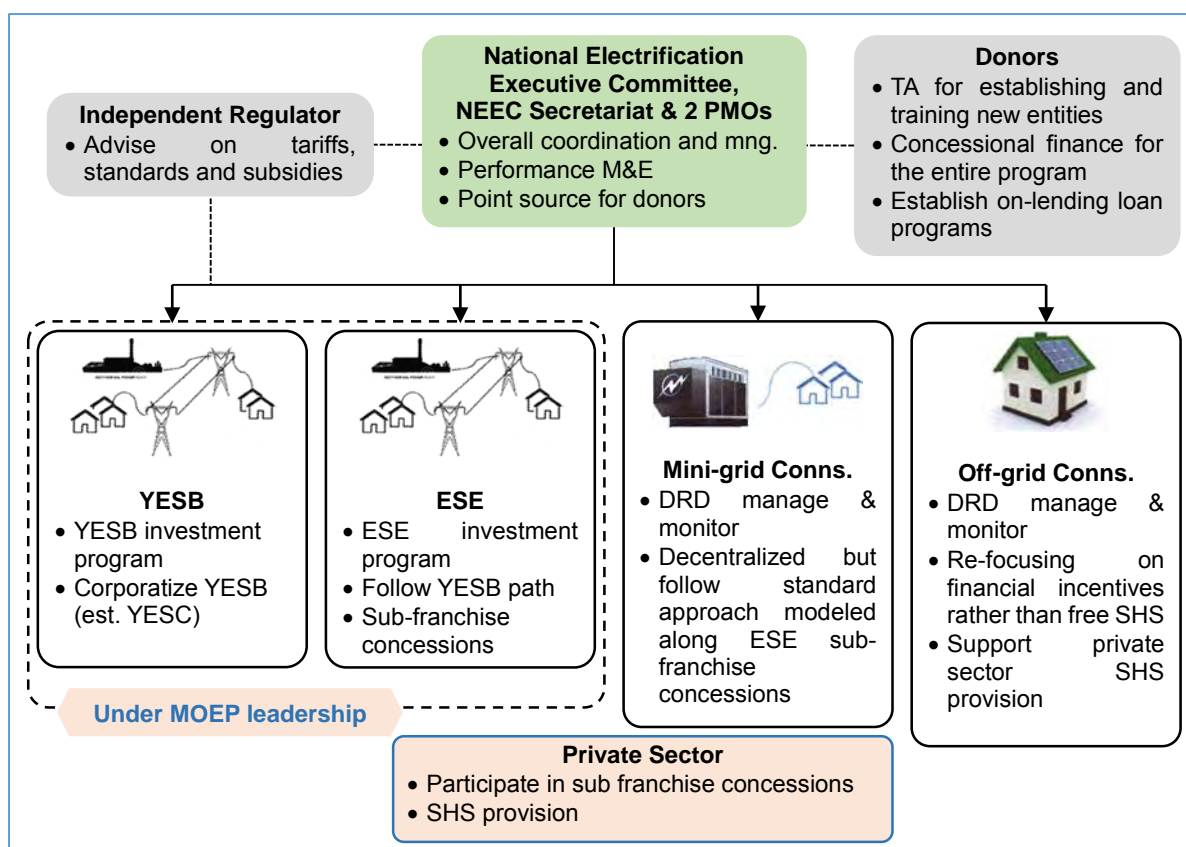


図 2-15 電力省の組織改編や未電化地域電化のプログラム

IFC の活動状況を以下に補足する。

1) Mingyan ガス火力の IPP 入札支援

Mingyan ガス火力（最大出力 225MW、マンダレー地域）IPP プロジェクトの入札は、シンガポールの Semcorp 社が落札したと電力省が 2015 年 4 月末に発表している。IFC でのヒアリングによると、PPA の価格を従来のヤンゴンの火力 IPP よりも 30~40% 下げること成功したとの見解が得られている。ガス供給は Tolling Agreement でありエネルギー省が調達担当し、電力省が供給を保証する。従来の PPA では、ガス代 5 USD/MMBtu 込で 13¢/kWh である。財務は IFC のスタッフが、技術はコンサルタントが支援した。

先述の通り、本事業は国際的な基準に基づく PPA が適用される見込みであるが、これらの契約書類は 2015 年 7 月時点ではまだ公表されていない。

2) 配電会社の会社化

ヤンゴン配電会社の会社化は、2015年4月1日から適用されている。ガバナンス、調達、盗電を改善することが大きな目的である。IFC はヤンゴン配電会社に出資予定であったが、出資を保留している。

これまで、ヤンゴン配電会社は、財務や電気料金の検討をしておこななかった。今後、電気料金の改定などを議論していくことになる。しかし、WB グループは、年間消費量 50kWh 以下の貧困層にはセーフティーネットとして、政府補助金が必要と考えている。

ヤンゴン配電会社の他に、地方配電会社のうち、マンダレー地域の配電部局の会社化を実施中であるが、公社化されていたヤンゴン配電会社と比較して、組織体制なども大きく再編する必要がある、IFC もより困難と認識している。

3) 水力の環境ランキング調査

水力は、燃料が不要な国産エネルギーなので、開発を支援していく予定である。水力 IPP では、Shweli-3 と Middle Yeywa が開発進行中で、財務支援を予定している。

また、水力候補地点の環境ランキング調査もコンサルタントを雇い、実施する予定である。電力省と環境保護森林省の承認を待っており、その後コンサルタント契約の関心表明を公募する予定である。

(4) 英国支援 (UK Aid)

英国支援は以下のとおりである。

- 1) IFC による Mingyan 250MW IPP 契約アドバイザーサービスに対する財務支援（多国間組織を経由）。
- 2) ADB による電力省の PPP 枠組み開発に対する財務支援。
- 3) 「ミ」国に Infraco Asia を設立。これは便益を求めないインフラプロジェクト開発組織であり、他の地方インフラ同様にオフグリッドの開発を目的とする。Infraco Asia は、「ミ」国での活動をすでに開始し、現在開発可能プロジェクトを発掘中。
- 4) 「ミ」国の新民間分野開発プログラムの計画。現在は、設計の初期段階であるが、電力分野も対象となり得る。

(5) ノルウェー

ノルウェーは水力主体の支援を実施している。

1) 電力省とノルウェー水資源エネルギー局が協調した以下の取り組み（2014－2018）：

- 水力開発（内部コンサルタント）
- 技術移転（水力の国際センターを利用した長期トレーニング／マスタースタディおよび短期トレーニング）
- 電力法と規則の実施支援
- 水力基準
- 水力開発のための水文データベースの強化

2) 電力分野の法規、規制の枠組み形成および能力開発を強化するための支援（ADB と協調）

2.3 電力セクターの改善の方向性

2.3.1 「ミ」国の電力セクターの課題

(1) 電力省の組織改革の取り組み

電力省は、政府組織（3局：電力局、水力計画局、水力開発局）と公社組織（4公社：電力公社、水力発電公社、地方配電公社、ヤンゴン配電公社）が混在し、ガバナンスが整備されていない構造であったが、2015年4月以降、組織改編が進んでいる。電力省の組織体制は、以下の4点の組織改編がなされ、電力省内部で運用開始した（図 2-2 参照）。

- 1) 計画部門（電力局、水力計画局）の統合
- 2) 発電部門（水力発電公社、電力公社火力局）の統合
- 3) ヤンゴン配電公社とマンダレー配電局の会社化
- 4) 常任の事務次官（Permanent Secretary）の設置

上記の「1) 計画部門の統合」は、電源開発計画を扱う組織を電力局だけに統合するために実施した。これまでの電源開発は、開発計画を担当する電力局と、水力および石炭火力の開発計画を担当する水力計画局とで別々に計画されていた。この統合は、電力 M/P などの全体計画を運営していく上で望ましいと考えられる。

上記の「2) 発電部門の統合」は、電源別に分かれていた発電部門（運転保守）を水力発電公社1ヶ所に統合するために実施した。これまでは、水力および石炭火力の運転保守を担当する水力発電公社と、ガス火力の運転保守を担当する電力公社の火力局に分かれていた。電力公社は、ガス火力を担当してきた火力局が分離されたので、送変電に特化した部局になる。発送電の運転保守を機能面から分離したことになり、運転や維持管理の点から望ましいと考えられる。

上記の「3) 配電公社の会社化」は、IFCの支援や提言により、ヤンゴン地域の配電を担当してきたヤンゴン配電公社がヤンゴン配電会社として会社化される取組みである。また、地方配電公社のうち、マンダレー地域の配電会社化もヤンゴン配電会社同様に運用が進められている。会社化が機能するようになってから、民営化を目指す計画のようであるが、発電部門の民営化に比べて容易ではないと考えられる。配電部門は、電気料金を上げない状況下では、人員や経費削減による費用低減を図らないと利益を出せない。人材不足の中で、経営の合理化を急速に進めるには限界があると考えられる。

(2) 電力セクターの構造改革の方向性

電力省の内部組織は全体に良い方向に改革されつつあるが、財政赤字の解消や電力需要増加に対する電力設備開発など多くの課題解決のために、電力セクターのさらなる改革が必要になっている。そのため、電力セクターの会社化・民営化や民間資本の導入を図りながら、セクター構造の合理化を進めていくことになる。電源開発へのIPPの導入については、事業者との契約が進行中のMingyan火力IPPのように、民間からの提案よりも「ミ」国政府が主体的にサイト選定を含め、契約条件の決定、国際競争入札を実施することが望まれる。

一方で、新たな業務に対応する組織、専門的な人員が不足しており、専門家によるサポート、人材育成が不可欠であるため、急速な改革は難しい状況にある。また、電力開発に伴う環境社会配慮の管理やモニタリングは、環境保護森林省だけが責任を負うのではなく、電力省内部にも担当する組織が必要である。電力法と規則で設立を規定されているERCは電力省とは独立した組織としてアドバイザーの役割を担うことが検討されている。

図 2-16 に、世界各国の電力セクターモデルを示す。現在の「ミ」国の発送電の電力セクター構造はシングルバイヤーであり、ASEAN では同様のシングルバイヤーモデルを持つタイ、インドネシア、ラオスとはほぼ同様の発送配電の構造となっている。フィリピンは、卸売・小売もマルチバイヤー・セラーとなっているが、電気料金の水準は非常に高い状況となっている（家庭用 27 ¢/kWh、産業用 15 ¢/kWh、日本貿易振興機構 2013）。

電力セクターモデルは、各国の電力セクターおよびそれを取り巻く社会経済状況によって、それぞれ選定されている。「ミ」国においても、急速な発送電分離や競争原理の導入は、人材不足や組織体制の未整備などにより、「ミ」国政府が対応できないリスクを有するため、構造改革は慎重に進めるべきと考える。

		Vertical Integration Model	Shingle Buyer Model
Sector of Structure			
		Each IPP contracts PPA with public utility or government.	Competition is introduced only to the electricity wholesale sector. The independent single buyer procures wholesale electric power based on fixed contracts with the power producer through competitive bidding.
Country	Advanced country	Switzerland, South Africa, Hong Kong	Korea (Cost based pool)
	Asian developing country	Lao PDR, Nepal	Vietnam (Cost based pool) , China, Indonesia , Thailand , Malaysia, Bangladesh, Pakistan , (Lao PDR), Cambodia , Myanmar
	Latin America	Cuba, Haiti, Paraguay, Uruguay, Costa Rica, Jamaica	Honduras, Jamaica, Peru, Trinidad and Tobago, Venezuela
	Former Soviet Union, East Europe	Slovakia, Uzbekistan, Turkmenistan, Albania, Azerbaijan, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, State Union Serbia and Montenegro, Tadjikistan	Kyrgyz, Kazakhstan, Armenia, Croatia, Georgia, Hungary

[Note] SO: System operator, MO: Market operator

出典：H.Nagayama, Political economy of separation of power generation from distribution and transmission, 2012

図 2-16 世界各国の電力セクターモデル(1/2)

		Wholesale Sector Competitive Model	Wholesale / Retail Sector Competitive Model
Structure of Sector			
		<p>Competition is introduced only to the electricity wholesale sector. Wholesale electric power is dealt with in a form required by market participants, irrespective of the presence of electric power pool market.</p>	<p>Competition is introduced to both electricity wholesale and retail electric power sector. Consumer can select power providers other than conventional power company (power distribution company).</p>
Country	Advanced country	–	(JAPAN), Austria, US, Australia, Belgium, Ireland, Italy, Netherland, Spain, UK, New Zealand, Canada, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Luxembourg, Norway, Portugal, Sweden
	Asian-developing country	India	Singapore, <u>Philippine</u> , Turkey
	Latin America	Argentina, Bolivia, Brazil, Colombia, Dominica, Ecuador, Guatemala, Nicaragua, Panama, Chili	EL Salvador
	Former Soviet Union, East Europe	Ukraine, Latvia, Russia, Poland	Romania, Czech republic, Estonia, Moldavia, Slovenia, Lithuania

[Note] SO: System operator, MO: Market operator

出典 : H.Nagayama, Political economy of separation of power generation from distribution and transmission, 2012

図 2-16 世界各国の電力セクターモデル(2/2)

(3) 適正な料金政策の作成

電力セクターの公社の財務体質を改善するためには、需要者への電気料金の設定、電気の卸売り料金の設定等、適正な料金政策が必要である。「ミ」国政府が電源開発の資金不足から、新規電源の大部分を IPP による開発で進めた場合、「ミ」国にとっての負担が大きくなる可能性がある。よって、IPP 導入計画、電気料金の設定、補助金の投入は適正に進められなければならない。

(4) 国際標準に基づいた電源開発の競争入札と PPA 手続き

現在、IPP 火力では、ヤンゴンの 4 ヶ所のガス火力が運転中である。水力案件の PPA は基本的に 1 年ごとの更新であるが、ガス火力や石炭火力の PPA は案件ごとに対応が異なっている。これらの IPP プロジェクトでは、「ミ」国政府と IPP 事業者との PPA 交渉は発電所完成後に具体的に始まった。2011 年の電力不足により、政府は 2012 年にこれまで関係の深いデベロッパーに緊急の電源開発を要請した。そのため、一般的な契約手続きが後回しになった。

Mingyan ガス火力では、IFC の支援により国際標準に基づき、競争入札による開発業者選定が行われている。今後開発される電源においても、国際標準に基づき、競争入札による IPP 契約が実施されることが望ましい。

2.3.2 電源開発計画の課題

(1) 電源開発

1) 既往電力 M/P に基づく中長期の水力開発計画の策定

今後は、既往電力 M/P をベースに中長期の電源開発計画を見直していく必要がある。これまでの電力省の電源開発計画では、各発電設備の最大出力を用いて策定してきたが、水力の出力は乾季には雨季の 70% まで低下する。水力開発計画では、乾季のピーク需要に対し、水力の乾季の出力低下や、発電形式（流れ込み式、調整池式、貯水池式）を考慮する必要がある。また、需要地は南部のヤンゴン、水力発電所の大部分は北中部に集中しているので、中国との電力融通や高圧送電系統拡張の費用や環境にも配慮して、中長期の水力開発計画を立案する必要がある。

2) 電力省による火力開発計画

電力省は、短期的な供給力確保として、ヤンゴンの既設火力発電所の敷地内および周辺に、新規 IPP の GE やガス火力発電所の導入を鋭意進めているが、中長期的なガス火力計画はガスの供給見通しを踏まえた検討が必要である。また、多様な電源導入、将来電源確保の観点から、中長期的に発電用ガスの供給見通しを考慮し、国内炭活用、輸入炭利用を踏まえた新規石炭火力計画について検討する必要がある。

3) 電源開発における IPP 導入の制御

電力省の電源開発計画（案）によれば、水力、ガス火力、石炭火力をあわせると、電力省単独開発の水力 10 地点程度と火力数地点以外の 50 地点以上で、いわゆる IPP スキーム：BOT もしくは JV/BOT による電源開発を計画している。現電源開発計画（案）では、2030-31 年に「ミ」国供給の発電設備容量全体に対し IPP 比率が 80% 以上となっている。ガス火力と石炭火力の新規電源の多くが IPP により開発される予定である。しかし、IPP 比率が高くなると、「ミ」国にとって、全開発費用の最小化が困難になり、電力供給を制御できない状況が発生することが懸念される。

また、雨季の水力発電供給力は乾季の約 1.4 倍となる。発電コスト最小化として、雨季の水力発電供給力の増加分によってガス火力、石炭火力の発電を減らし、燃料費を削減することが可能である。電力省は、雨季の水力供給量の増加分に対して、火力発電所の

出力を抑制できるように、ある程度の火力発電所を開発し、自ら供給調整力を確保することが望ましい。

4) 既設発電所のリハビリ工事計画

至近の電源開発計画には、既設発電所のリハビリの実施時期の違いによる発電出力を考慮する必要がある。

既設発電所のリハビリにより、短期的な供給力増強が必要である。そして、設備容量の継続的な確保として、適正な運転・メンテナンスの実施体制構築、運用ルール強化を図るとともに、必要な予備品を確保しておくことが必要である。

5) 電源開発における開発手続きの整備

2014年までは、電源開発におけるEIA法、評価ルールが整備されていない中、環境保護森林省による至近の開発プロジェクトへのEIAに関する経過措置等が不明であった。今後は、環境ガイドラインに基づいて、建設前に開発事業者がEIAを実施し、環境保護森林省の承認を得る必要がある。

また、水力開発に係る河川水の利用に関する水利権を統括する省庁が不明である。灌漑や農業は農業灌漑省、上水は地方政府の都市開発委員会が水利権を所有している。水力開発、灌漑、農業、上水等、河川水の利用に関する水利権を統括する省庁が必要である。

将来電源として、太陽光や風力の再生可能エネルギー導入への関心が高まっているが、比較的高い発電原価に対する導入促進のための環境が整っていない。

(2) 燃料調達

至近の新規IPPガス火力は、エネルギー省のガス供給量を超える分について、電力省が燃料調達を行いIPP事業者に供給する計画である。今後は燃料調達コストを電気料金にどのように反映させていくかが課題である。一方、新規石炭火力では各IPP事業者が独自に燃料調達を行うことを検討している。この場合、燃料調達コストは、IPP側の売電単価に含まれる。

今後、新たに新規ガス火力が計画される場合、必要ガス量の確保が課題となる。発電に必要なガス量のみならず、ガス管の設置や、ガス成分は生産場所で異なることから、ガスの成分に応じた発電設備計画が必要である。

「ミ」国内のガスはエネルギー省から電力省に供給されているが、今後、新たな発電用ガス調達に係るエネルギー省と電力省との役割の明確化が必要である。

(3) 地方電化

「ミ」国は、NEP に基づいて地方電化を推進し、全国の平均電化率を 2015 年時点の 33% から毎年向上させていく方針である。2014 年の国勢調査において、照明用の世帯電化率は全国平均 32.4% であるが、都市部 77.5% に対し地方部 14.9% となっており、著しい地域差が生じていることも問題である。

NEP は地方開発局及び地方配電公社が担当しており、2030 年度までの電化に係る長期計画を策定することとなっている。ドナーの支援を受けて、電力省を始めとする「ミ」国の関係機関が協調して、効率的に電化を進めることが必要である。

第3章 電力 M/P 策定・運用に係る技能レベル確認

3.1 技能レベル確認の概要

3.1.1 目標設定

長期的な「ミ」国政府職員の電力開発計画策定・運用能力の向上に関する人材育成と組織整備を検討するに当たり、まず、現状のベースラインとなるキャパシティを把握した上で、将来、目指すべき姿を示す必要がある。図 3-1 に能力向上における目標設定の概念を示す。

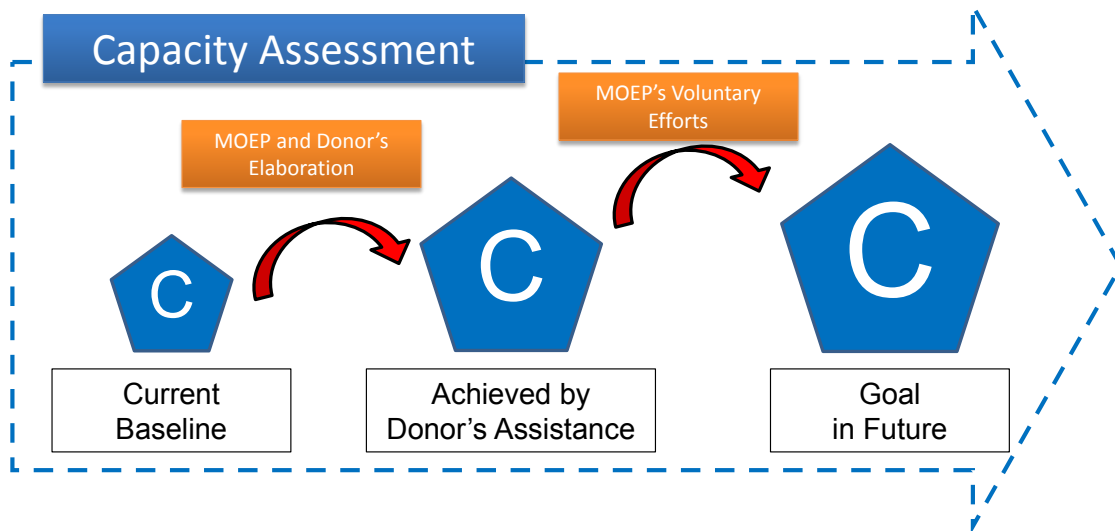


図 3-1 電力開発計画策定・運用能力向上の目標

また、キャパシティビルディングにおいては、電力開発の策定・運用を担当する個人（職員）の能力向上に焦点が当たることが多い。しかし、個人（職員）を対象とするだけでは、予期せぬ配置転換、退職への対応は困難である。持続的な策定・運用体制の構築には、図 3-2 に示すように個人（職員）、組織（電力省）、そしてそれらを取り巻く外部環境（法令、制度など）は、相互に作用する一つのシステムとして認識し、能力向上を図ることが重要である。

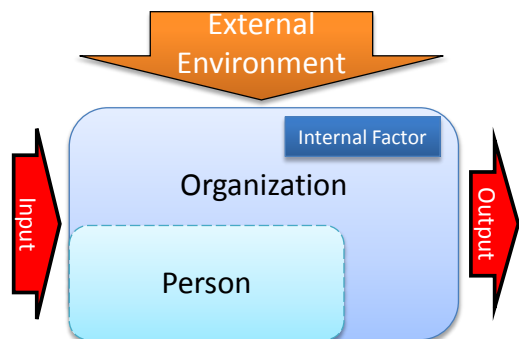


図 3-2 能力向上の対象

3.1.2 トレーニングを通じた技能レベルの確認

電力 M/P の検討における主要な分析として、電力需要予測、電源開発計画、電力系統計画、経済財務分析が挙げられる。既往調査では電力省の要望を受けて、各担当者に対しデータおよび分析内容の説明を行い、M/P 策定に用いた分析データを提供した。本調査では期間中に先方の担当者とのシミュレーショントレーニングを行い、先方の能力向上を図ると共に、現時点での技能レベルを確認する。電力 M/P の検討フローを図 3-3 に示す。

- 電力需要予測に関する各種手法の理解と実践
- 電源開発計画に関する WASP などのシミュレーション技能
- 電力系統計画に関する PSS/E などのシミュレーション技能
- 電力行政に関する経済財務分析（LRMC/LRAIC 含む）
- IPP 投資の効率と国民負担

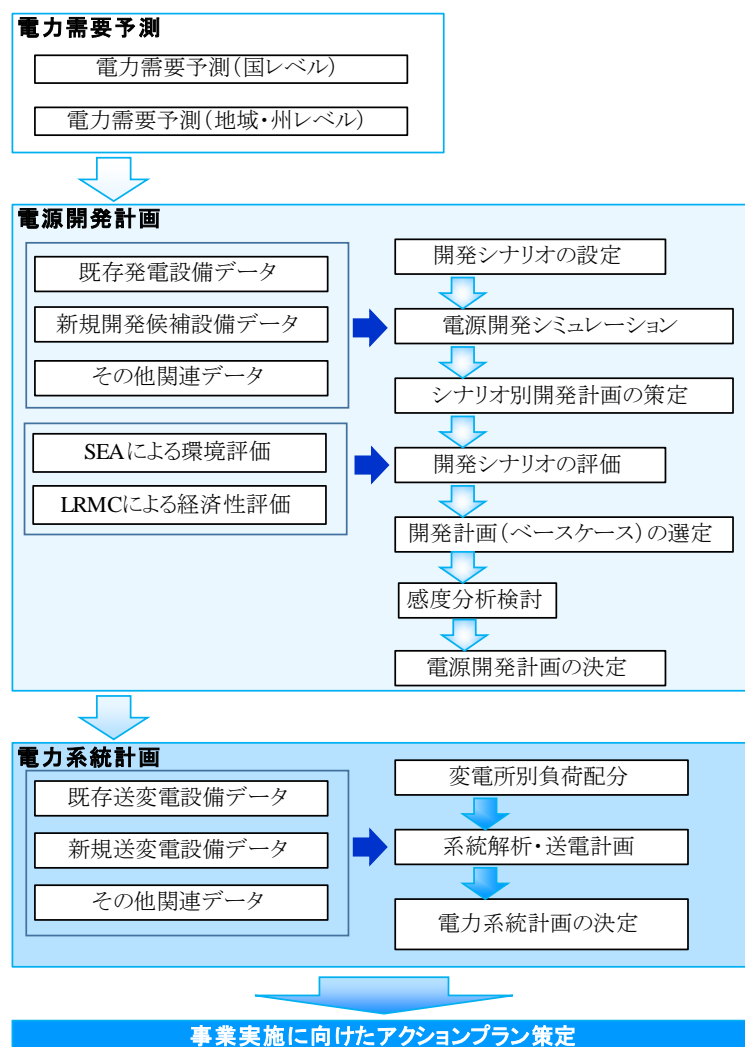


図 3-3 電力 M/P の検討フロー

技能レベルについて、各分析の作業の流れは概ね、「資料収集および分析データの作成」「検討条件の設定」「分析の実施」「分析結果の解釈と取りまとめ」という4つのSTEPに大別される。それぞれの作業を見ると、STEP1、STEP3はソフトウェアを用いた作業能力が求められ、STEP2とSTEP4では技術者としての知見と分析能力が必要とされる。

技能レベルの評価では、一連の作業STEPごとに確認項目を設け、職員へのアンケートおよびコンサルタントの技能確認を基に、調査開始および完了時のレベルを確認する。

トレーニングは第2次現地調査（4月下旬～5月中旬）、第3次現地調査（6月）に、それぞれ5日間程度の期間で実施した。なお、講義内容の多い経済財務分析については、第1次現地調査からトレーニングを実施した。

3.1.3 電力 M/P 策定に係るワーキンググループ形成

(1) 本調査のトレーニング受講者

第1次現地調査では、電力省に本調査で実施する技術移転トレーニングの受講者の選定を依頼した。この結果、U Zaw Ye Myint (Dy C.E of PSD-MEPE) をリーダーとして、各部門から計32名が受講者として選定された。各部署からの参加者数を表3-1に示す。これらのトレーニング受講者は各部門から横断的にメンバーが選定されており、将来の技術協力におけるワーキンググループメンバーの候補者になると考えられる。

表 3-1 各部署からのトレーニングの受講者数

部署	人数
電力局	8名
水力計画局	3名
水力開発局	3名
水力発電公社	3名
電力公社	8名
地方配電公社	4名
ヤンゴン配電公社	3名

本調査では技術移転トレーニングを通じて、受講者の技能レベルを確認し、ワーキンググループの人員数、候補者、担当分野を検討した。

なお、第2.2.2節で述べたとおり、電力省は2015年4月から組織改編を進めているが、トレーニング実施時点では、旧組織の所属が適用されていたため、本章の組織名称は旧組織の名称を適用する。

(2) トレーニング候補者のグループ分け

技術移転の効率化を図るため、選定された受講者はトレーニングの内容に応じて以下の3つのグループに分割した。

- Power System Planning Group (系統計画)
- Power Development Planning Group (需要予測、電源開発計画)
- Economic and Financial Analysis Group (経済財務分析)

各グループのリーダーとメンバーを表 3-2 に示す。需要予測分析は「電力需要予測／電力系統計画」の担当分野であるが、電力省側の担当では、電源開発計画の担当者が兼任するため、Power Development Planning Group に分類した。



メンバー全員を対象とした本調査の概要説明
(午前)



各グループのリーダーとの今後のトレーニング
に係る協議 (午後)

表 3-2 本調査のトレーニングの受講者

Sr.No	Name	Position	Department
1	U Zaw Ye Myint (Group Leader)	Deputy Chief Engineer	MEPE
(1) Power System Planning			
2	U Moe Theat (Leader)	Superintend Engineer	MEPE
3	U Thant Zin	Superintend Engineer	ESE
4	U Myo Win Zaw	Executive Engineer	MEPE
5	Daw Phyu Phyu Khin	Assistant Director	DEP
6	U Nyein Chan	Assistant Engineer	ESE
7	U Ye Naing Linn	Assistant Engineer	HPGE
8	U Myo Zaw Htwe	Assistant Engineer	MEPE
(2) Power Development Planning			
9	Daw Myint Myint Kyi Swe (Leader)	Deputy Director	DEP
10	U Kyi San Linn	Superintend Engineer	MEPE
11	Daw Thida Aye	Deputy Director	DHPP
12	U Aung Lwin	Deputy Director	DHPI
13	U Ye Tun Zaw	Executive Engineer	MEPE
14	Daw Yi Yi Mon	Executive Engineer	YESB
15	Daw Chawe Thander Soe	Assistant Engineer	DEP
(3) Economic and Financial Analysis			
16	Daw Aye Aye Mon (Leader)	Executive Engineer	DEP
17	U Tun Lin Soe	Staff Officer	DEP
18	Daw Hnin Ei Khaing	Staff Officer	DEP
19	Daw Mya Thae Lwin	Assistant Director	DEP
20	Daw Thawe Thawe	Deputy Director	DHPP
21	U Tun Ko Ko	Assistant Director	DHPP
22	U Kyaw Kyaw	Assistant Director	DHPI
23	Daw Nandar Htoo	Staff Officer	DHPI
24	Daw Win Mya Aye	Deputy Director	MEPE
25	Daw Zin War Phuu	Assistant Director	MEPE
26	Daw Kai Zin Kyaw	Staff Officer	ESE
27	Daw Aye Cho Zin Yu	Staff Officer	ESE
28	Daw Ei Ei Lwin	Staff Officer	HPGE
29	Daw Yu Yu Min	Staff Officer	HPGE
30	Daw Khim Maw Lwin	Assistant Director	YESB
31	Daw Soe Thet Thet Han	Staff Officer	YESB

3.2 技能レベルの確認

3.2.1 電力需要予測における技能レベルの確認

本調査では、電力需要予測の C/P は電源開発計画の C/P が兼任する。従って、トレーニンググループ 1 の水力計画局、水力開発局、水力発電公社および電力公社と、電力局を対象に、電力 M/P の電力需要予測に係るトレーニングを実施した。

技能レベルの確認・技術移転を実施する際に、使用する情報としてグループメンバーに情報収集を依頼した。しかし、現時点においても既往調査時点から状況変化はなく、需要予測を実施するための情報は限定的であった。このため、既往調査で収集した情報を基に既往電力 M/P の策定手法を用いたレベル確認と「ミ」国以外の情報を用いたトレーニングを実施した。現時点での需要予測に関する情報整理状況を表 3-3 に示す。

表 3-3 需要予測に関する情報の整理状況

	需要予測に使用するデータ項目の例	データ整備状況
電力需要 実績	セクター別消費電力	M/P で使用。
	「ミ」国最大電力	M/P で使用。
	地域別 消費電力／最大電力	変電所毎のデータが整備されていない。
指標、政策 など	GDP 成長率	M/P で使用。
	人口、世帯増加率	2014 年国勢調査で更新
	電化計画	NEP で 2030 年までに電化率 100% を目標。 1 軒あたり消費電力量データは整備されていない。
	産業育成計画	未整備
	省エネ計画、分散電源普及の見通し	未整備

(1) トレーニングの概要(電力需要予測)

第 2 次現地調査および第 3 次現地調査を通じて、電力需要予測のための技術移転を行いながら、技能レベルの確認を実施した。既往調査では、「ミ」国における需要予測に係る情報が非常に限定的であったため、マクロ想定により中長期の国家全体の需要予測を行い、それを各地域に配分することとした。現時点においてもその状況は変わらないが、今後、「ミ」国に適した需要予測を自らが試行錯誤しながら検討していけるように、本調査においては、マクロ想定・マクロ想定についてその考え方を示し、技術移転・技能レベルの確認を行った。

表 3-4 に電力需要予測の検討における技能レベルの確認項目を示す。なお、トレーニングの参加者は、後述の表 3-10 「グループ 2 のトレーニング参加者」と同一である。

表 3-4 電力需要予測の検討における技能レベル確認項目

		確認項目		確認内容
電力需要予測	STEP1	資料収集および 分析データの作成	需要実績の収集	需要予測手法（マイクロ、マクロ）を理解している。 収集すべきデータ項目を把握している。 データの収集先を把握している。 収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。
			経済指標の収集	
			産業開発計画、電化計画の収集	
	STEP2	検討条件の設定	需要予測の条件設定	収集したデータをもとに需要予測の条件設定が出来る。
	STEP3	分析の実施	分析の実施	分析の内容と手順を理解している。 エクセル等のソフトウェアの操作を用いて、検討条件に従い複数のシナリオ（ハイ/ローケース）の需要想定ができる。
			感度分析の実施	
	STEP4	分析結果の解釈 と取りまとめ	分析結果の比較検討	分析結果と内容を理解している。 複数の分析結果を比較検討できる。
			結果の解釈と取りまとめ	

(2) トレーニング内容(電力需要予測)

現地調査における参加者へのヒアリングから、以下の状況を確認した。

- これまで電力省が作成してきた電力需要予測は、過去の実績に基づき一定の比率で増加するよう想定してきており、経済指標や統計データとの相関については分析していない。
- 電力需要予測が電源開発計画や燃料調達計画のみならず、系統開発計画の前提となることが十分に理解されていない。このため、エリア（変電所）毎および電圧階級毎に最大電力の想定が必要であることも認識されておらず、「ミ」国全体を一律に扱っている。
- トレーニング参加者の多くは、業務においてエクセルを用いたデータ処理を行うことはあっても、表計算機能・分析機能を利用する機会が無いため、需要予測を行う際の基礎的なデータ処理や分析を苦手としている。

こうした認識の下、第1回トレーニングでは、電力需要予測の基本的な概念の理解と既往電力 M/P の定着に重点を置いた内容とした。第2回トレーニングでは、第1回トレーニングで実施した演習の定着度合いの確認と電力需要に影響を及ぼす要素に関する説明および既往電力 M/P では実施しなかった重回帰分析による電力需要予測を行った。第1回トレーニング、第2回トレーニングの内容を表 3-5 および表 3-6 に示す。

表 3-5 電力需要予測におけるトレーニング(第1回トレーニング)

Date	Lecture	Remarks
Day 1	電力需要予測の基本概念と既往電力 M/P の検討手法の説明	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 参加者へのヒアリングを踏まえて、既往電力 M/P の需要予測手法と電力需要予測の基本的な概念について、日本の事例を交えて講義した。 ▶ 最大電力を消費電力と負荷率および各種ロスの関係から算出する導出過程の理解に時間を要し、電力の一般的な概念の理解度に関しても職員によってばらつきがあることが伺えた。
Day 2	既往電力 M/P の電力需要予測の実習	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 既往電力 M/P の手法に関する理解度を確認するため、既往電力 M/P で実施した手法、データにより、エクセルを用いて将来の電力需要予測を実施した。 ▶ エクセルを用いた基本的な表計算およびデータ処理についても不慣れであり、多くの職員が各ステップの計算に時間を要した。

表 3-6 電力需要予測におけるトレーニング(第2回トレーニング)

Date	Lecture	Remarks
Day 1	既往電力 M/P の電力需要予測の復習	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 第1回トレーニングで実施した既往電力 M/P の手法の定着度を確認すべく、別のデータを用いて、エクセルにより電力需要予測を実施した。 ▶ GDP と消費電力量の弾性率や消費電力量と年負荷率および各種ロスを用いて最大電力を算出する方法は、定着度が低く、改めて説明を行った。 ▶ 上記のから、基本的な考え方についても、繰り返し実施することで定着を図る必要があることが伺えた。
Day 2	電力需要予測に必要なデータ収集と電力系統運用における電力予測手法の説明	<ul style="list-style-type: none"> ▶ GDP や人口等、電力需要に影響を及ぼすデータ、経済活動や人々の生活スタイルの変化および政策が、電力需要に影響を及ぼすことを説明し、収集すべき情報について講義した。 ▶ また、第2回調査で要望のあった日々の電力系統運用における需要予測手法について、概説を行った。 ▶ 電力系統計画を行う上ではエリア(変電所)毎に最大電力を想定する必要があるが、「ミ」国ではこれまで実施されてこなかったため、その必要性は認識されていないことが分かった。
Day 3	重回帰分析の実施	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 過去実績と各種パラメータから将来の電力需要を予測する重回帰分析について、サンプルデータを用いて講義と演習を行った。 ▶ 職員はエクセルの重回帰分析機能を利用したことが無かったものの、その概念への理解は概ね良かった。 ▶ 電力需要については前日の講義のとおり、影響を及ぼす因子は国や地域事情によって異なるため、様々な情報を入手することにより、どの情報が「ミ」国の電力需要に影響を及ぼすのかについて分析することが重要であることを説明した。 ▶ さらに、異なるパラメータを用い、どの要素が将来の電力需要に大きな影響を及ぼすのかについて比較検討する演習を行った。
Day 4	マイクロ想定の実習	<ul style="list-style-type: none"> ▶ サンプルデータを用いた演習により、各セクター毎の積み上げによるマイクロ想定を行うとともに、過去の電力需要実績と各種パラメータを用いて重回帰分析を行った。ついで、将来の各種パラメータの想定値を用いて電力需要を予測したマクロ想定とクロスチェックを行った。 ▶ また、エリア毎の最大電力を過去のトレンドより算出し、これらを合成した全国の最大電力を、上記で予測した消費電力量と負荷率および各種ロスから計算した最大電力によりクロスチェックした。

(3) 技能レベルの確認(電力需要予測)

現地調査終了時点の技能レベルの評価を下表に示す。なお、本調査では電力省の現状を考慮し、トレーニングを基礎的な内容とした。

表 3-7 電力需要予測における技能レベルの評価

確認項目			評価	
			実施前	実施後
STEP0	基礎知識	電力需要予測の基本的な概念を理解している。	×	○
STEP1	資料収集および分析データの作成	需要予測手法（マイクロ、マクロ）を理解している。	－	△
		収集すべきデータ項目を把握している。	－	△
		データの収集先を把握している。	－	△
		収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。	－	○
STEP2	検討条件の設定	経済指標や開発計画をもとに需要予測の条件設定が出来る。	－	△
STEP3	分析の実施	分析の内容と手順を理解している。	－	△
		エクセル等のソフトウェアの操作を用いて、検索条件に従い複数のシナリオ（ハイ／ローケース）の需要想定ができる。	－	△
STEP4	分析結果の解釈と取りまとめ	分析結果と内容を理解している。	－	△
		複数の分析結果を比較検討できる。	－	△

○：自ら作業が可能である。
 △：検討内容を理解し、専門家の指示の元で作業が可能である。
 ×：検討内容が理解できておらず、現時点では作業が難しい。
 －：未実施

表 3-8 電力需要予測における技能レベルのコメント

項目	内容
ソフトウェア（エクセル）の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 日常業務においてもデータ入力、図表作成、グラフ作成などの基本的な作業は実施できる。 ➢ 与えられたデータを加工して、分析データを作成する際に、セル参照を使わず、数値を全て手入力で打ち込むなど、非効率に作業している職員が多い。
技術的な知見	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 一部の職員は既往電力 M/P の内容についてよく理解している。一方、電力需要予測の基本的な概念についての理解は深くない。 ➢ また、自国の事情を考慮した上で、電力需要に影響を及ぼす情報を検討したことがないため、どのような情報を収集すべきか理解していない。

これまでの調査結果より、電力需要予測では職員によって、ばらつきがあるものの、既往電力 M/P で用いた電力需要予測を導出する流れは一定の理解度に達していることが明らかになった。しかしながら、エクセルを用いて自ら算出する場面になると、どのようにして良いかわからず、手を止めてしまう職員が多い。従って、自ら需要予測を分析するには、電力需

要予測の手法を教えるだけでなく、実際に演習を行って定着を図る必要がある。

また既に述べたように、「ミ」国ではエリア（変電所）毎の最大電力が想定されておらず、その必要性も認識されていない。従って、最適な系統開発計画の検討には、「ミ」国全体の電力需要を予測できる職員のみならず、各地域においてそれぞれのエリアの最大電力の想定を行える職員の育成も必要である。

今回の調査では、職員の現状を考慮し、提供したサンプルデータによる演習を行った。これにより一定の理解が得られたが、収集した情報のいずれの情報もどの程度電力需要に影響を及ぼすのかといったことを自ら分析し、将来の想定に用いる情報を選択できるようになることも今後の課題である。

3.2.2 電源開発計画における技能レベルの確認

電源開発の計画・施工・維持管理は、水力発電所および石炭火力発電所の計画を水力計画局、水力発電所の施工を水力開発局、水力発電所と石炭火力発電所の運用を水力発電公社およびガス火力発電所の運用を電力公社の火力発電部（TPD：Thermal Power Department）が担当している。本調査ではこれらの電源開発に係る部局と、電力局を対象に、電力M/Pの電源開発計画に係るトレーニングを実施した。

(1) トレーニングの概要（電源開発計画）

本調査では既往電力M/Pで策定した電源開発計画を基に、シミュレーションを通じたトレーニングを実施して技能レベルを確認する。トレーニングでは検討用のデータ作成から分析実施までの一連の分析を、受講者がPCを用いて自ら作業する。表 3-9 に電源開発計画の検討における技能レベルの確認項目を示す。ついで、トレーニングへの参加者を表 3-10 に示す。

表 3-9 電源開発計画の検討における技能レベル確認項目

		確認項目		確認内容
電源開発計画	STEP1	資料収集 および分析データ の作成	既存発電設備データの収集	収集すべきデータ項目を理解している。 データの収集先を把握している。 収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。 分析に用いる入力データを作成できる。
			新規発電設備データの収集	
			分析データの作成	
	STEP2	検討条件の設定	検討ツールの条件設定	電力需要予測のケース、電源予備率など、電源開発計画における検討条件を理解している。 他プロジェクトの例、既往実績等から検討条件を設定できる。
	STEP3	分析の実施	分析の実施	分析の内容と手順を理解している。 WASP などの電源開発計画のソフトウェアの操作方法を習得し、実施できる。 感度分析など、検討条件を変更して試行錯誤的に分析を実施できる。
			感度分析の実施	
	STEP4	分析結果の解釈と取りまとめ	分析結果の比較検討	分析結果と内容を理解している。 複数の分析結果を比較検討できる。 分析結果を取りまとめ、個別計画への Action Plan を策定できる。
			結果の解釈と取りまとめ	

表 3-10 グループ 2 のトレーニング参加者

Name	Position	Department
Daw Myint Myint Kyi Swe (Leader)	Deputy Director	DEP
U Kyi San Linn	Superintend Engineer	MEPE
Daw Thida Aye	Deputy Director	DHPP
U Aung Lwin	Deputy Director	DHPI
U Aung Myo Htet Chit	Assistant Director	DHPI
U Ye Tun Zaw	Executive Engineer	MEPE
U Wai Phyoe	Assistant Engineer	MEPE
U Hlaing Win Tun	Assistant Engineer	MEPE
Daw Yi Yi Mon	Executive Engineer	YESC
Daw Chawe Thander Soe	Assistant Engineer	DEP
Daw Yin Mar Soe	Assistant Director	DEP
Daw Lwin Lwin Khine Oo	Deputy Head	DEP

グループ 2 のメンバー構成は電力局を中心に、各電源の開発計画に係る部局から人員を選定している。Daw Myint Myint Kyi Swe（電力局）、U Kyi San Linn（電力公社）、Daw Thida Aye（水力計画局）、U Aung Lwin（水力開発局）は、既往調査の C/P であり、本調査にも継続して参加している。彼らは電力省内においても実務の中核として業務に従事しており、優秀な人材であると伺える。一方で、担当する業務量が非常に多いため、第 1 次現地調査の初回打合せでは、一部の担当者からトレーニングには代理の職員を送る旨の連絡も受けている。

本調査の開始時点では、2～3名を対象に集中的に実地訓練（OJT：On the Job Training）ベースのトレーニングを実施する予定だったが、電力省からは各部局から参加者を募ってトレーニングを実施するよう要請があった。また、第1次現地調査および第2次現地調査における参加者へのヒアリングから、以下の状況が確認された。

- ▶ 既往電力 M/P の C/P だった職員と、今回から新たに参加した職員間で電力 M/P に関する知識に差がある。特に水力開発局、電力公社の職員は電力 M/P 自体を十分に理解していない。
- ▶ これまで電力省が作成してきた電源開発計画は主に計画地点のリストアップであり、そもそも、電源開発計画の最適化における基本的な概念を理解していない。すなわち、電力省にとって、電源開発計画そのものが新たな概念であり、基礎から十分に説明する必要がある。
- ▶ 参加者の半数は通常の業務で技術検討に携わっておらず、分析作業に不慣れである。エクセルなどのソフトウェアの作業能力は職員間でレベルに大きく差があり、高度の作業を不得手とする職員が多い。

トレーニングについて当初は、検討用のデータ作成から分析実施まで一連の作業を、受講者が PC を用いて自ら実施することを想定しており、最終的には既往電力 M/P から現在までの電源開発計画の変更点の反映と、検討条件を変更した感度分析までをトレーニングの題材として扱う予定だった。電源開発計画では分析データ作成など、細部の作業に時間が掛かることがほとんどであり、本調査のように短期間でこれらの作業を実施するには、一定の技能レベルを持った職員 1～2 名程度に集中的に講義を行う必要がある。

しかし、現在の電力省職員の技能レベルとトレーニングの参加人数を考慮すると、このプログラムを消化することは非常に困難である。仮に、当初想定していたプログラムを予定通り消化した場合、基本的な概念が分からないまま、細部の作業に時間を費すことになり、結果としてトレーニングの内容が定着されないまま調査を終えると懸念された。これは電力省および JICA 調査団にとっても望ましい状況ではない。

このため、本調査で実施するトレーニングは電力 M/P の定着と、電源開発計画の基本的な概念の理解に重点を置いた内容に変更することとした。

(2) トレーニング内容(電源開発計画)

第2次現地調査期間中(2015年4月26日～5月10日)にて実施した第1回トレーニングのトレーニング内容を下表に示す。

表 3-11 電源開発計画におけるトレーニング(第1回)

Date	Lecture	Remarks
Day 1	電源開発計画の基本概念の説明	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 講義の冒頭で、参加者に電源開発計画の具体的な内容を問いただしてみたところ、誰も回答できなかった。電源開発計画の概念自体が浸透していないことが伺えた。 ➤ こうした職員の理解度を踏まえて、電源開発計画の基本的な概念について、他国の事例を交えて講義した。ついで、各電源の特徴や電源開発計画の策定方法を簡単な例を用いて協議した。 ➤ 電源開発計画における各参加者の問題意識をヒアリングしたところ、環境問題への対応に苦慮しているようであった。また、石炭火力の導入経験が少ないことを懸念していた。
Day 2	データ収集と基本概念の説明	<ul style="list-style-type: none"> ➤ まず、冒頭で前日のおさらいを含めて同様の質問をしたところ、メモ書きを見ながら回答が得られたものの、具体的な内容はイメージできていないことが伺えた。 ➤ 電源開発計画の策定に必要なデータ類を説明し、どの部局からどのような項目のデータを収集するかを説明した。また、電力省内のデータ管理状況を説明し、今後、円滑にデータ収集を行うための対応について協議した。 ➤ 既往電力 M/P で収集したデータと、それらを加工して分析用に作成したデータを提供し、データ作成を実演した。 ➤ 第1次現地調査時に、分析に用いる開発リストの作成を指示していた。いくつかのミスはあったものの、自ら作業してリストを完成させていた。
Day 3	WASP と最適電源開発計画のコンセプトの説明	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 分析ツール WASP の概要と、電源開発計画の最適化に係る概念を講義した。ついで、主要な分析条件を説明し、各電源の発電単価(kWh/USD)の算出方法を講義し、エクセルを用いて実習した。 ➤ WASP を参加者の PC にインストールし、基本的な動作と一連の作業を実演した。また、ソフトウェアとしての WASP の分析能力の限界と、データ入力におけるソフトの不安定さについて説明した。
Day 4	セミナーの開催	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 既往電力 M/P における電源開発計画の概要と、「ミ」国における懸念事項を紹介した。
Day 5	WASP の操作方法と Action Plan について	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 条件を変更した際の WASP の分析について、参加者の PC を用いて実習し、分析結果を確認した。 ➤ 電力 M/P を実現していく上で必要な Action Plan について協議を行い、次回のトレーニング時の提出を指示した。 ➤ 今回のトレーニング内容の評価と理解度に係る質問票への回答を依頼した。

第2回トレーニングは WASP のシミュレーションを中心に、講義・実習を実施した。

表 3-12 電源開発計画におけるトレーニング(第2回)

Date	Lecture	Remarks
Day 1	電源開発計画の基本概念と WASP の説明	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 新たに2名の職員がトレーニングに参加するため、復習を兼ねて電源開発計画の基本的な概念を再度、講義した。質疑応答で前回の講義参加者に質問したところ、一部の職員に一定の理解が定着していると伺えた。 ➤ 後半は WASP をインストールし、全体の分析フローチャートと各モジュールの役割を説明した。
Day 2	データ入力と分析の実施	<ul style="list-style-type: none"> ➤ WASP の各モジュール (LOADSYS、FIXSYS、VARSYS、CONGEN、MERSIM、DYNPRO) の詳細を説明し、入力データを確認した。
Day 3		<ul style="list-style-type: none"> ➤ 既往電力 M/P における基本条件の設定方法と、各モジュールにおける分析のコンセプトを説明した。各入力データは詳細に説明してもらいたいとの要請を受け、分析手順の説明に時間を割いている。 ➤ 参加者自身で実際にサンプルデータを入力し、各モジュールの分析を実施した。 ➤ WASP の一連の作業を実施し、各モジュールの出力と、最終的な分析結果の出力方法とエクセルにおけるデータ読み込み方法を説明した。
Day 4	計算結果の取りまとめ	<ul style="list-style-type: none"> ➤ WASP の出力結果を説明し、エクセルの表やグラフを用いた結果の取りまとめ方法を説明した。
Day 5	感度分析	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ガス燃料費が変化した場合の感度分析を実施し、発生電力量の変化と電源開発計画に与える影響について確認した。 ➤ 需要がローケースに下方修正した場合の分析を行い、現在の開発地点リストに基づくと電源が過剰となることを確認した。

(3) 技能レベルの確認(電源開発計画)

第3次現地調査終了時点の技能レベルの評価を表 3-13 に示す。

表 3-13 電源開発計画の検討における技能レベルの評価

確認項目		評価			
		実施前	1st	2nd	
STEP0	基礎知識	電源開発計画の基本的な概念を理解している。	×	△	△
STEP1	資料収集および分析データの作成	収集すべきデータ項目を理解している。	△	△	△
		データの収集先を把握している。	△	○	○
		収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。	—	△	○
		分析に用いる入力データを作成できる。	—	—	△
STEP2	検討条件の設定	電力需要予測のケース、電源予備率など、電源開発計画における検討条件を理解している。	—	△	△
		他プロジェクトの例、既往実績等から検討条件を設定できる。	—	△	△
STEP3	分析の実施	分析の内容と手順を理解している。	—	×	△
		WASP などの電源開発計画のソフトウェアの操作方法を習得し、実施できる。	—	×	△
		感度分析など、検討条件を変更して試行錯誤的に分析を実施できる。	—	—	△
STEP4	分析結果の解釈と取りまとめ	分析結果と内容を理解している。	—	—	△
		複数の分析結果を比較検討できる。	—	—	×
		分析結果を取りまとめ、個別計画へ反映できる。	—	—	×

○：自ら作業が可能である。

△：検討内容を理解し、専門家の指示の元で作業が可能である。

×

—：未実施

表 3-14 電源開発計画の検討における技能レベルのコメント

項目	内容
ソフトウェアの取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 日常業務においてもデータ入力、図表作成、グラフ作成などの基本的な作業は遂行できる。 ➤ 与えられたデータを加工して、分析データを作成する際に、セル参照を使わず、数値を全て手入力で打ち込むなど、非効率に作業している職員が多い。 ➤ 職員によっては、エクセルの組込みの数式を活用し、効率的に作業している。 ➤ マクロ、VBA は利用したことがなく、省内でもごく一部の職員が利用している程度である。
技術的な知見	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 既往調査に従事した職員は自ら電力省上層部および議会に電力 M/P の内容を説明する資料を作成していることもあり、作成データなどは良く理解している。ただし、先述の通り、電源開発計画の概念自体は浸透していないと見受けられる。 ➤ 水力、ガス火力については、一般的な知識は理解している。WASP に用いる入力条件など、細部の検討についても水力開発局および火力局の職員は知見を有している。一方、石炭火力については、「ミ」国における導入事例が Tigyit 石炭火力発電所の 1 地点のみであり、一般的な知識に留まっている。 ➤ WASP の解析結果をどのように活用し、電力 M/P に反映するか知見は有していない。彼らにとっても初めての概念であり、未だに実感を伴って理解できていないと見受けられる。

今回実施したトレーニングにより、電力需要予測や電力系統計画とは異なり、電源開発計画は電力省にとって具体的な策定手法だけではなく、基本的な概念も浸透していないことが明らかになった。本分野に係る技能レベルのベースラインは初歩的段階にあり、今後も継続的に能力向上を図る必要がある。

これらの基本的な概念を持たなければ、今後の電源開発計画も、これまでと同様に、単純に電源リストを追加していくだけのものに終始することが懸念される。このため、今回、トレーニングに参加した職員だけではなく、上層部を含めた電力省全体で、電源開発計画の基本的な概念、目的、必要性を認知させる必要がある。

また、電源開発は計画の妥当性を確認するだけではなく、今後の電源開発で進むべき方向性を示すことが重要である。すなわち、既往電力 M/P のシナリオ検討のように、政策、一次エネルギー、電力需要、各電源の開発状況、地理的条件、環境問題を俯瞰し、様々な制約条件を踏まえた上で試行錯誤的な取組みが求められる。これは WASP などのソフトウェアの分析能力よりも、電源開発における戦略的な視座が必要であり、これらの能力向上はまだまだ時間が掛かると認識すべきであろう。

本グループでは、コアメンバーの候補として Daw Myint Myint Kyi Swe、Daw Thida Aye、Daw Thander Soe などが想定される（注：2015 年 8 月に Daw Myint Myint Kwi Swe はヤンゴン配電公社に異動）。彼らは電力 M/P に係る「ミ」国政府向けの資料作成を担当しており、トレーニングにも積極的に参加している。ただし、通常、事務的な業務に携わることが多く、技術検討は不慣れであり、技術力のみを考慮すれば、水力開発局、電力公社など通常業務で技術検討に携わる部門の方が、遂行能力は高いと想定される。

しかし、電力需要予測や各電源の情報など、幅広い部門から情報を取りまとめる必要のある電源開発計画は、電力局と水力計画局など、計画担当の部局が策定することが望ましい。電源開発計画は電力局・水力計画局のスタッフをコアメンバーとした体制が妥当と考えられ、これらの部局内で持続的に電源開発計画を策定・運用し、他部局が情報収集、技術検討を円滑に協力できる体制を構築する必要がある。

3.2.3 系統開発計画における技能レベルの確認

基幹送電系統の計画・建設・維持管理は、電力公社が担当している。本調査ではこれに加え、配電公社、水力発電公社、電力局を加えた「トレーニング・グループ1」を対象に、系統開発計画に係るトレーニングを実施した。

(1) トレーニングの概要(系統開発計画)

本調査では、系統開発計画の検討に必要なデータや系統計画の考え方について、既往の電力M/Pに沿ってトレーニングを行う。また電力省が使用している系統解析ソフトを使用して系統シミュレーションを行う。これらを通じてC/Pの技能レベルを確認する。表3-15に系統計画の検討における技能レベルの確認項目を示す。またトレーニングへの参加者を表3-16に示す。

表 3-15 系統開発計画の検討における技能レベル確認項目

		確認項目	確認内容
電源系統計画	STEP1	資料収集および分析データの作成	既存電力設備データの収集
		分析データの作成	電源開発計画、需要予測の収集
			分析データの作成
	STEP2	検討条件の設定	系統計画基準を設定する
	STEP3	分析の実施	分析の実施
			感度分析の実施
	STEP4	分析結果の解釈と取りまとめ	分析結果の比較検討
			結果の解釈と取りまとめ

表 3-16 グループ 1 のトレーニング参加者

Name	Position	Department
Zaw Ye Myint (Leader)	Deputy Chief Engineer	MEPE
Mae Theat	Superintend Engineer	MEPE
Thant Zin	Superintend Engineer	ESE
Myo Win Zaw	Executive Engineer	MEPE
Phyu Phyu Khin	Assistant Director	DEP
Nyein Chan	Assistant Engineer	ESE
Ye Naing Lin	Assistant Engineer	EPGE
Myo Zaw Htwe	Assistant Engineer	MEPE

第 1 次調査においてグループ 1 のメンバーとトレーニングの進め方について協議を行った。今回のメンバーは、電力局、電力公社、地方配電公社、水力発電公社と幅広い部局からの参加となっており、例えば系統解析ツールの取扱いに関しては、ごく一部の職員は習熟度が高く、それ以外の職員については全く経験がないなど解析ツールを使用する上で技能レベルの格差が大きいことが分かった。習熟度が高い職員からは、解析ソフトの使い方ではなく、系統計画の考え方全般について幅広い内容として欲しいとの要望があった。系統計画を行うための需要予測についても講義の要望があった。さらに、参加者全体として系統計画の全体像が把握出来ていないようであった。

以上の状況をふまえ、本調査では需要予測を含む系統計画の一般的な知識を取り扱うとともに、系統解析ツールを使用した検討については、習熟した職員の協力を得ることにより効率的にメンバーへの技術移転を実施できた。

(2) トレーニング内容(系統開発計画)

第 1 回トレーニング（2015 年 4 月～5 月）で実施した内容を表 3-17 に示す。

第 1 回トレーニング時に受講者に受講後の感想を聞いたところ、系統計画についてより詳細に学びたいとの意見がいくつか寄せられた。これは第 1 回トレーニングでは、系統計画について幅広い内容としたため、講義中心の内容としたことで、受講者は具体的な作業イメージを把握できないことに不安を感じているのではないかと考えた。そこで第 2 回トレーニングでは、具体的なデータを用いて受講者に作業をさせるトレーニングを中心とすることとした。

また、一般論として系統開発計画を扱うよりも、既往電力 M/P をそのまま題材として扱うことでより理解が深まるのではないかと考えた。また、電力省が使用している系統解析ツール NEPLAN を使用した演習では、ヤンゴンの市内システムを用いて近い将来の系統状況をデータ

入力から実施して体験してもらうこととした。

表 3-17 系統開発計画におけるトレーニング(第 1 回)

Date	Lecture	Remarks
Day 1	既往電力 M/P 全体概要の説明 日本の電力系統開発の歴史説明	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 系統計画のためには、その前提となる需要予測や電源の開発計画が必要となるため、既往電力 M/P のプレゼン資料を用いて、全体概要の説明を行った。 ▶ 次に、他国の経験を通じて M/P の重要性を伝えるため、関西電力の系統計画と系統の変遷を題材に、長期計画に基づいた系統構築の結果、高い供給信頼度が実現出来ていることを説明した。 ▶ 参加者は熱心に聴いているようであったが、質問は活発ではなかった。
Day 2	M/P で実施した需要予測についての説明、系統計画に係る電力省の組織・役割分担についての議論	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 既往電力 M/P にて実施した需要予測について、プレゼン資料により講義を行った。GDP 成長率をもとにマクロ的に消費電力量を想定し、年負荷率により最大電力を算出する一連の方法については理解出来ているようであった。 ▶ ただし系統計画を行うためには、変電所ごとの最大需要を予測していく必要があるが、マクロ想定した最大電力をどのように変電所の最大需要に展開していくかなど、実際の業務に即したイメージまでは、まだ持っていないようである。 ▶ 系統計画業務を行うために、MOEP 内の各部局がどのような役割を持っているかについて議論を行った。これは今後の Action Plan 作りに向けて重要なテーマである。 ▶ 個々の部局の業務については説明出来ていたが、部局間でどのように情報の共有を行い需要予測・電源開発計画・系統計画につながっているかについて、体系的な説明は難しいようであった。今後、電力省が自ら電力 M/P を更新していくために、全体を把握するリーダーの育成が重要である。
Day 3	系統計画の基本的な考え方(1)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 系統計画の基本的な手順や潮流、短絡容量などの基準について講義を行った。 ▶ あわせて用意した模擬系統で、簡単な潮流計算の演習を実施した。 ▶ 演習では特に解説をしなくても解答できる参加者が半数程度、残りの半数は解説を行ったり、参加者同士で教えあったりした結果、全員理解することが出来た。
Day 4	系統計画の基本的な考え方(2)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 昨日に引き続き、系統計画の基準を中心に講義を行った。熱容量、短絡容量、過渡安定度、電圧安定度について説明を行ったが、なじみのない概念である参加者が多く、理解することはなかなか難しいようであった。 ▶ 演習として、既存グリッドの近傍の新たな需要家に、どのように送電線を接続して供給するのがよいか議論を行った。 ▶ また、変電所の利用率が、個々の変圧器のインピーダンスにより変化することを演習を通じて理解させた。 ▶ 演習については、参加者の多くはよく理解できたようである。
Day 5	第 1 回セミナー	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 電力 M/P の電力需要予測と系統開発計画の概要、今後の課題と今回のトレーニングの内容について紹介した。

第 2 回トレーニング (2015 年 6 月) で実施した内容を表 3-18 に示す。

表 3-18 系統開発計画におけるトレーニング(第2回)

Date	Lecture	Remarks
Day 1	需要予測	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 用意したエクセルシートのデータを参加者に配布して、既往電力 M/P で実施した需要予測の手順をたどることで、需要予測業務の理解を深めることを目的とした。 ▶ 作業内容は概ね理解できたようである。
Day 2	ブロックバランスの作成	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 既往電力 M/P の系統計画の手順にもとづき、まず「ミ」国全体での大まかな電力の輸送必要量を把握するため、国土を5つのブロックに分割して、ブロック間の輸送量を算出する演習を実施した。 ▶ 水力・火力の電源開発リストをもとに、それぞれの発電所をブロックごとに分類して、ブロック内の発電量と需要量の算出を行った。 ▶ 参加者は熱心に作業を行い、具体的な作業を通じて内容の理解も進んでいるようであった。
Day 3	模擬システムを使用した系統解析	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 簡単な模擬システムを使用して、系統解析(潮流計算)の演習を行った。 ▶ 解析ツールは既往電力 M/P と同じものを使用したもので、参加者が解析ツールそのものを使用することは出来ないため、あらかじめ解析結果をアウトプットして参加者にエクセル書式で配布し、これをもとに対象送電線の潮流や位相差などの算定を実施してもらった。 ▶ やはり自ら手を動かすことで、理解しやすいようであった。 ▶ さらに同じシステムを使用して安定度の模擬結果について説明を行った。 ▶ 安定度向上のためには、送電線のインピーダンス低減やより高い送電電圧の適用、短時間での事故点の切り離しなどが有効であることを、シミュレーション結果を示しながら解説した。
Day 4	ヤンゴン市内システムを使用した系統解析	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 電力省が使用している解析ツール NEPLAN を用いて、ヤンゴン市内システムを使用して系統解析を行った。 ▶ 2020年の電力供給を想定し、需要予測、電源計画をふまえ、潮流検討のケーススタディを実施した。 ▶ 準備した入力データを参加者に解析ツールへ入力してもらい、500kV 変電所の導入や計画された電源計画の変更が、送電線の潮流に与える影響をシミュレーションして解説した。 ▶ 解析ツールは、習熟した職員以外は全く取り扱った経験がなかった。新たな職員が取り扱うためには相当の期間が必要となる。
Day 5	Action Plan の協議	<ul style="list-style-type: none"> ▶ グループ1、グループ2のリーダーを集めて、第2回セミナーで発表する Action Plan をどのように作っていくかについて協議した。 ▶ 「体制」「データ管理」「能力開発」の観点から、電力 M/P を自ら更新していくために、現状の課題と今後の取り組みの方向性についてまとめていくこととなった。

(3) 技能レベルの確認(系統開発計画)

第3次現地調査終了時点の技能レベルの評価を表 3-19、表 3-20 に示す。

表 3-19 系統開発計画の検討における技能レベルの評価

確認項目			評価	
			実施前	実施後
STEP0	基礎知識	系統開発計画の基本的な概念を理解している。	×	△
STEP1	資料収集および 分析データの作成	収集すべきデータ項目を理解している。 (既存設備データ、需要予測、電源開発計画など)	△	○
		データの収集先を把握している。	△	○
		収集したデータを整理し、エクセルなどのファイルにまとめることができる。	—	○
		分析に用いる入力データを作成できる。	—	△
STEP2	検討条件の設定	系統計画の基準を理解している	—	△
STEP3	分析の実施	検討の内容と手順を理解している。	—	△
		NEPLAN などの系統解析ツールの操作方法を習得し、使用できる。	—	×*
		感度分析など、検討条件を変更して試行錯誤的に分析を実施できる。	—	×*
STEP4	分析結果の解釈 と取りまとめ	分析結果と内容を理解している。	—	△
		系統開発に必要なコストを算出出来る。	—	—
		分析結果を取りまとめ、個別計画への Action Plan を策定できる。	—	—

* 現在系統解析を担当してる電力系統局職員を除く

○：自ら作業が可能である。

△：検討内容を理解し、専門家の指示の元で作業が可能である。

×：検討内容が理解できておらず、現時点では作業が難しい。

—：未実施

表 3-20 系統開発計画の検討における技能レベルのコメント

項目	内容
ソフトウェアの取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 系統解析ツールの取扱いは、現在系統解析業務に携わっている職員のみ習熟している。その他の職員は、全く使用経験がないため、今回の短時間のトレーニングでは、どのようなアウトプットを出せるのかについて大まかなイメージを持つことは出来たものの、自ら解析ツールを使用出来るように技能向上を図ることは出来なかった。 ➤ 模擬システムを用いた系統シミュレーション等でエクセルを使用した。一部の職員は、エクセルの組み込みの数式を活用し、効率的に作業していた。 ➤ 今回のトレーニングでは、データ管理方法については取り扱わなかったが、エクセルの活用状況から、比較的若年層の職員はデータベースの作成にも柔軟に対応できると考えられる。
技術的な知見	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 今回のトレーニングを通じて理解度を尋ねたところ、概ね理解したとの回答を得たが、系統開発計画の流れを部分毎に説明せざるを得なかったため、全体の流れを理解しているかは疑問。 ➤ 特に、電力省では分業制により、自ら担当している業務の領域しか興味を示しにくい傾向があることと、そもそも計画は上層部が決定してそれに職員が従うという思考パターンに陥っていると思われる。 ➤ 電気回路の基本的知識については、電気技術者として身に着けている。 ➤ 系統解析に必要なデータについても、理解できる。 ➤ 系統計画を行うための基準が明文化されていないため、いつ系統増強を行う必要があるか、明確になっていない状況である。

これまでも電力省は自ら送電システムを計画し建設してきたため、個々の送電線や変電所の計画を策定することは出来る。電力公社内の役割分担は、送電プロジェクトチームが送電線の計画を作成し、電力系統局が系統解析のサポートを行っている。

しかし、系統開発計画に必要な需要予測や電源開発計画について、電力省内でどのような役割分担で業務が行われているか、全体像を把握して説明できる職員は非常に限られている。また、省内での部局間の情報共有は十分とは言えず、送電部門は新たな電源開発計画が出てくる度に個別対応で系統計画を行うため、中長期的な見通しが立てにくい状況であった。

中長期の系統開発計画を適宜更新し系統を拡張していくためには、電力系統の特徴をよく理解する職員を育てるとともに、需要予測の妥当性や中長期的な電源開発の計画を幅広く情報収集して理解していく必要がある。本トレーニングには電力局の Daw Phyu Phyu Khin など、系統計画の専門外の職員もトレーニングに参加しているが、系統解析の一般的な概念については理解したものの、実際の解析作業を実施するのは基礎から指導する必要があることが確認された。電力 M/P の策定は電源開発計画との連携を含め、高度な解析作業能力が要求されることから、今後の電力 M/P は日常から系統計画に従事する専門家の参加が望ましい。

このため、電力系統の特徴を踏まえた計画を行っていくには、これらの役割は今後も電力公社が中心的役割を担っていくことが適当であると考えられる。同時に、電源開発計画を担っていく発電局や電力局との緊密な連携が必要である。

また今回、C/P のプロジェクトリーダーであった Zaw Ye Mint 氏が、プロジェクト完了を待たず異動となり、その後任に引継ぎされない結果となった。このように頻繁に、また突然に人事異動が行われる「ミ」国では、職員の継続的育成が容易ではない点が課題として挙げられる。電力 M/P を自ら更新していく能力や経験を継承していくためには、専属チームとして組織体制をつくり、そのチームに明確にミッションを与え周囲も認識している状態が望ましい。

解析ツールの取扱いに関しては、通称 Colenco チームに配属されている職員のうち、解析業務を担当している職員は 5 年間の OJT 経験を持ち、その際に導入された NEPLAN をツールとして取扱う能力は十分高められている。今後使用していく解析ツールに関して、コンサルタント等で広く普及している PSS/E の導入に関して意見を聞いたところ、導入を支援してくれる機関があるのであればぜひ使用してみたいとの回答であった。なお、NEPLAN が中央給電所のオンラインソフトと連携するよう組み込まれて開発されているとの情報もあったが、実態としては、NEPLAN はあくまでオフラインソフトとして系統解析で使用しているのみであり、電力省で使用する解析ソフト変更の支障にはならないと思われる。

3.2.4 経済財務分析における技能レベルの確認

(1) トレーニングの概要(経済財務分析)

経済財務分析に係るトレーニングとして、以下の講義およびシミュレーションを実施した。

- －経済財務分析の基礎知識に係る講習
- －電力開発プロジェクト F/S の経済財務分析の評価
- －LRMC/LRAIC の分析
- －電力公社の財務モデル構築

経済財務分析の検討における技能レベル確認項目を表 3-21 に示す。

表 3-21 経済財務分析の検討における技能レベル確認項目

		確認項目		確認内容	
経済財務分析	財務諸表の運用	STEP1	分析モデルの理解	分析モデルのメカニズムの理解	分析モデルのメカニズムを理解している。
		STEP2	検討条件の設定	経済財務条件の設定	どの条件を変えて分析を行うべきか理解している。他プロジェクトの例、既往実績等から検討条件を設定できる。
		STEP3	シミュレーション分析の実施	分析の実施 感度分析の実施	シミュレーション分析の内容と事項を理解している バグがあった場合、その個所を発見し、修正できる
		STEP4	開発スキーム(資産、開発者)による「ミ」国負担の比較検討	分析結果の比較・検討 結果の解釈ととりまとめ	分析結果と内容を理解している。 複数の分析結果を比較検討できる。 分析結果を取りまとめ、今後の計画に活用できる。
	LRMC/LRAIC の計算	STEP1	モデルの計算、理解	計算モデルのメカニズムの理解	LRMC/LRAIC 計算のメカニズムを理解している。
		STEP2	検討条件の設定	経済財務条件の設定	どの条件を変えて分析を行うべきか理解している。電源開発計画、系統開発計画を踏まえて検討条件を設定できる。
		STEP3	分析の実施	計算の実施	分析の内容と手順を理解している。 エクセル等のソフトウェアを用いて、検討条件に従って分析を実施できる。
		STEP4	分析結果の解釈とまとめ	分析結果との比較・検討	計算された LRMC/LRAIC の数値を他国の事例や、「ミ」の電気料金水準から比較してその妥当性を評価できる。
	F/S の評価	STEP1	分析モデルの理解	分析モデルのメカニズムの理解	分析モデルのメカニズムを理解している
		STEP2	F/S 検討条件の設定	F/S における条件設定	F/S に記載の条件を分析モデルに反映できる
		STEP3	シミュレーション分析の実施	シミュレーション内容の評価	シミュレーション分析の内容と事項を理解している バグがあった場合、その個所を発見し、修正できる
		STEP4	分析結果の解釈ととりまとめ	分析結果の比較、検討 結果の解釈ととりまとめ	複数の分析結果を比較・検討できる
	全 体				全体作業の内容および手順を理解している。 各分析担当が一連の STEP の作業を実施できる。 これらの作業を報告書にまとめ、資料を作成できる。

表 3-22 グループ 3 のトレーニング参加者

Sr.No	Name	Position	Department
1	Daw Aye Aye Mon (Leader)	Executive Engineer	DEP
2	U Tun Lin Soe	Staff Officer	DEP
3	Daw Hnin Ei Khaing	Staff Officer	DEP
4	Daw Mya Thae Lwin	Assistant Director	DEP
5	Daw Thawe Thawe	Deputy Director	DHPP
6	U Tun Ko Ko	Assistant Director	DHPP
7	U Kyaw Kyaw	Assistant Director	DHPI
8	Daw Nandar Htoo	Staff Officer	DHPI
9	Daw Win Mya Aye	Deputy Director	MEPE
11	Daw Zin War Phuu	Assistant Director	MEPE
12	Daw Kai Zin Kyaw	Staff Officer	ESE
13	Daw Aye Cho Zin Yu	Staff Officer	ESE
14	Daw Ei Ei Lwin	Staff Officer	HPGE
15	Daw Yu Yu Min	Staff Officer	HPGE
16	Daw Khim Maw Lwin	Assistant Director	YESB
17	Daw Soe Thet Thet Han	Staff Officer	YESB



グループ 3 講義
(Economic and Financial Analysis)



グループ 3 のメンバー
(Economic and Financial Analysis)

経済財務分析のトレーニングは各部局から参加者を募っており、平均して 10 名～14 名程度を対象に講義を実施している。所属する部局や個人によって技能レベルは著しく異なり、経済財務分析の基礎的な概念を習得していない参加者がほとんどである。

電力省における経済財務分析は、電源別の事業者が提出する F/S の経済財務分析の審査が主な検討対象であり、現時点で求めているのは、電源別の F/S をどのように評価するかという視点である。

既往電力 M/P ではこれらの F/S 評価に加え、電力公社の財務モデル構築、LRMC/LRAIC の算出を取り扱った。これらは経済財務のみならず電力セクター全般の包括的な知識が求められるが、本トレーニング内で参加者全員が検討を十分に理解し、自ら実施するまで能力向上を達成するのは非常に困難と想定された。

このため、本トレーニングでは「電力開発プロジェクト F/S の経済財務分析の評価」「LRMC/LRAIC の分析」「電力公社の財務モデル構築」の全般を取り扱うものの、まずは先方にとって取り組みやすく、経済財務分析の基礎的な概念を学習できる F/S 評価に重点を置き、参加者の理解度を踏まえて段階的に講義内容を変更していくこととした。

(2) トレーニング内容(経済財務分析)

経済財務分析はトレーニング内容が多く、電力省から初歩的な内容を含めた講義を実施するよう要望があったため、第1次現地調査からトレーニングを実施することとした。第1次現地調査期間中の2015年3月9日、10日で開催したトレーニングの内容を表3-23に示す。

表 3-23 経済財務分析の第1回トレーニング

項目	内容
参加者	合計 14 名 (DEP 5 名、DHPP 2 名、DHPI 2 名、MEPE 2 名、ESE 2 名、YESB 2 名)
3 月 9 日 (月)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 電力のプロジェクトファイナンス分析に最低限必要なファイナンスの基礎知識を演習を含め講義した。演習ではフィリピンにおける水力発電プロジェクトの Loan repayment の事例と、Capital Cost の計算を行った。 ▶ Thaketa の 100MW GTCC プロジェクトの実例を用いて、エクセルモデル (JICA 調査団作成) の構造の説明と感度分析を行った。
3 月 10 日 (火)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 前日の Thaketa の 100MW GTCC プロジェクトの実例を用いて、エクセルモデルでさらに条件を変えた感度分析を行った。キャッシュフローを用いたプロジェクト価値の計算を行った。その後 MEPE の財務モデル (JICA 調査団作成) の構造の説明と感度分析を行った。講習には利益の相反する各部署が参加していたので HPGE の卸単価を上げると MEPE の財務はどう変化するか、などで白熱した議論があった。 ▶ 当初は質疑応答を予定していたが、特に質問もないようであったので、アンケートで要望のあった再生可能エネルギー政策の概要とドイツにおける問題点、世界銀行の最近の融資政策の講義を行った。受講生はこれらに大変関心があったようである。
運営上の課題	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 受講生の PC のバージョンが古く、エクセルのソルバー機能を使った損益分岐点料金分析の演習を行うことができなかった。 ▶ WINDOWS8 の PC では投影ができなかった。WINDOWS7 は投影はできるが今度はキーボードの位置が日本と違うのでプロジェクターに投影しながらのエクセル操作が難しかった。 ▶ 受講生のファイナンス、アカウントティングの知識レベルに大きなばらつきがあった。全体に合わせるには難しいので、今回の講義では一番上に合わせた。一番上のレベルは WACC (Weighted Average Cost of Capital)、Equity IRR の計算方法などもよく理解していた。一番下のレベルはエクセル操作ができない、ファイナンスの基礎知識 (現在価値など) もまったくはじめてのようであった。
所感	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 財務モデルを渡したが、現時点ではそれを自分たちで改変する力とやる気はないようである。 ▶ JICA 調査団の不在時に彼らが問題に取り組むことは考えにくく、宿題を出すのは困難である。 ▶ PPP についての講義をしてほしいという要望が多かったのでそれを行うことにする。

第2次現地調査期間中の2015年5月4日、6日の午後に第2回トレーニングを実施した。主な講義内容は以下の通りである。

- 1) 前回の基本的なファイナンス及びアカウンティングの概念の説明と演習
- 2) 前回作成の Thaketa GTCC のエクセルモデルや ADB の送電レポートを使った各種財務指標分析の演習
- 3) 同エクセルモデルを使った財務分析と経済分析の差異に係る演習
- 4) LRMC と LRAIC の概念の説明と演習
- 5) PPP の概要の説明
- 6) 電力公社の財務モデルを使った感度分析
- 7) 既往電力 M/P の検討に係る受講生からの質問に対する回答

トレーニングの内容を表 3-24 に示す。

表 3-24 経済財務分析の第 2 回トレーニング

項目	内容
参加者	合計 15 名 (DEP 5 名、DHPP 2 名、DHPI 2 名、MEPE 3 名、ESE 2 名、YESB 2 名)
5 月 4 日 (月)	<p>1) 前回の復習 はじめに前回の復習として電源別に Capital Recovery Factor を使った計算のテストと FIRR の簡単な計算問題を行った。半分の参加者は前回の内容を理解しており、すぐに回答を出してきたが、半数は全く手が付けられない状況であった。</p> <p>2) 財務指標の説明と演習 WACC と LCOE (Levelized Cost of Electricity)、DSCR (Debt Service Coverage Ratio) などプロジェクト評価に必要な指標について講義を行った。その後、前回作成した Thaketa の 100MW GTCC のエクセルモデルを用いてこれらの指標を算出するための演習を行った。</p> <p>3) PPP の概要についての講義 前回 PPP について説明してほしいという要望があったため、基本的な概念と各国の例を説明した。PPP 自体の国際的に統一された定義がなく、国によってその形態も変わり、各国とも試行錯誤しながら進めているため、「ミ」国で導入するには国として、真剣に取組み、法整備を行うことが必要になる。</p> <p>4) 既往電力 M/P についての質問への対応 上記に関していくつかの質問を受けたため回答した。内容を読んで理解しようとしている。財務の問題だけでなく電力システム改革の形についての質問もいくつかあった。</p>
5 月 6 日 (水)	<p>1) キャッシュフロー表の作成 BS と PL からキャッシュフローの作成を行った。キャッシュフローを含む財務諸表の関係性は、エクセルモデルでも Incorporate されているが、確認のため講義後に演習を行った。全員が当然理解しているかと思っていたが、意外に半数程度の参加者しか正解を出すことができなかった。</p> <p>2) MEPE の財務モデルを使った感度分析の演習 MEPE の財務モデルでガス単価を変えた場合の感度分析を行った。しかし、本件を担当すべき MEPE と DHPI の参加がなかった。</p> <p>3) 財務分析と経済分析 財務分析と経済分析の違いについての講義を行った後、Thaketa の 100MWCCGT のエクセルモデルを使い、演習を行った。この際、代替となるべき、ディーゼルや Simple Cycle GT のヒートレートの説明も改めて行い、これら知識を用いてエクセルモデルを使い、EIRR を求める演習を行った。ADB の送電レポートの本項目に該当するところも参照した。</p> <p>4) LRMC (発電)、LRAIC (送配電) LRMC (発電)、LRAIC (送配電) の概念と違いについての講義を行った後、LRAIC (送配電) を求める演習を行った。</p> <p>5) F/S 分析 F/S における Physical Contingency、Price contingency、建中利子などの概念の講義と計算演習を行った。ADB の送電レポートの本項目に該当するところを参考にした。</p>
所感	<p>1. 経済財務分析の目的とするところの、「1) 「ミ」国の国レベルにおける電源選択による財務の最適解」「2) ファイナンスによる「ミ」国の負担はどう変わるか」について電力省内の担当部署を DEP、DHPP にヒアリングしたところ、「ミ」国における全体投資の決定をするのは今度の新設の EPGE であるとの回答が得られた。また MEPE の財務については MEPE の職掌となるとのことである。 省内の F/S の経済財務分析の審査担当は DEP が太陽光などの再生可能エネルギー、DHPP が水力、石炭、MEPE がガスとなっており、彼らが現時点で求めているのは、各担当の電源の F/S 審査にあたってどう評価するかという分析の視点である。YESC、ESE はこれらとは別に民営化についての問題などに興味があるようであり、各参加者で、興味の焦点が異なる。</p> <p>2. 第 1 回目の内容を咀嚼している受講生も半数近くおり、ゼロからの再スタートの状況ではなかったが、意外に理解していない受講者がいたため、第 3 回では復習にある程度時間を割いた。</p> <p>3. これまでの 2 回の講義で、基本的なところは抑えたので、第 3 回は DHPP より入手した S 水力プロジェクト及び D 水力プロジェクト、DEP より入手予定のメガソーラープロジェクト F/S を実際に受講生が自分たちでレビューをし、エクセルモデルに落とし込み、その分析結果をグループごとに発表してもらうことを想定した。</p>

第3次現地調査期間中の2015年6月22日～24日の午後に第3回トレーニングを実施した。本トレーニングでは水力計画局、電力局から受領したF/S報告書を基に経済財務分析のレビューを実施した。

投資家 (Developer) 提出の F/S を JICA 調査団作成のテンプレートにいれ、再現したエクセルファイルを使用した。各日とも F/S レポートのデータを使用し、発電可能量から販売可能量の計算、Plant factor の計算、Capital recovery factor を使った kWh コストの計算など基本的な内容から始めた。

F/S における Profit and loss statement、Cashflow、Balance sheet、loan repayment table のそれぞれの数字の持つ意味の確認と相互の関係について逐次確認し、数字で検証させた。その上で、各 F/S のどこに間違いがあるのかを指摘し、内容を理解させた。トレーニングの内容を表 3-25 に示す。

表 3-25 経済財務分析の第3回トレーニング

項目	内容
参加者	合計 16 名 (DEP 4 名、DHPP 2 名、DHPI 2 名、MEPE 4 名、ESE 2 名、YESB 2 名)
6 月 22 日 (月)	太陽光発電プロジェクトを題材に F/S の内容確認とレビューを実施した。まず、第 2 回トレーニングの復習として、資機材を購入して減価償却する場合とリースの場合のどちらに tax merit があるか計算演習を行った。 本事業に適用されている“Loss carry over”のメカニズムの説明を行った。これは、建設費、建中利子を操業前の期間に損失として落とし、継続年 (Succeeding years) において繰り越し利益をこの損失と相殺して精算するシステムである。 また本事業で適用されている減価償却における加速償却 (250%) と、金利元本支払いのための Reserve Fund 設立に関する原理の説明とキャッシュフローへのインパクトを説明した。
6 月 23 日 (火)	S 水力プロジェクトの内容確認とレビューを実施した。 前日の講義の復習として、S 水力プロジェクトの減価償却を定率から 250% 加速減価償却にした場合、IRR がどう変わるかを計算演習した。 また、キャッシュフローにおいて、建中利子を建設期間中に支払いながら Capitalize し、さらに操業期間中に元本に合わせて支払っている点のミスを指摘した。
6 月 24 日 (水)	D 水力プロジェクトの内容確認とレビューを実施した。 前々日の復習として太陽光発電プロジェクトを年複利から半年複利に変えた場合に IRR がどう変わるかの分析を行った。また現在元本均等支払いを元利均等支払いに変えると IRR がどうなるかについての計算演習を行った。 JICA 調査団が作成した S 水力プロジェクトのエクセルファイルを用いて売電価格、Free power 比率 (現在 10%) と IRR の感度分析の計算演習を行った。
所感	3 月、5 月の講義を通じて、徐々に理解のレベルは上がってきているように思える。しかしながら受講生独自で F/S を分析し、その構造を理解し、間違いがあったら指摘できるレベルには到達していない。また F/S における情報を自分たちのエクセルフォーマットに落とし込みながら再現するには、エクセルの能力、会計財務の総合的能力が必要であり、受講生側の相当のコミットメント、JICA 調査団側の根気のいるトレーニングが必要になると思われる。 全体として、上から言われた定型的な業務はできるが、自ら考え、分析し、提案するという習慣が希薄ではないかと思われる。良い分析をして提案をすれば評価される仕組みが必要である。 Action Plan をどう作成するかについても暗中模索のようである。達成目標を立てられなく、従いコミットメントもどのくらいできるのかが判断できないからであると思われる。

(3) 技能レベルの確認(経済財務分析)

第3次現地調査終了時点の技能レベルの評価を下表に示す。

個人によって理解度は異なるが、平均のパフォーマンスの受講生を対象として評価を行った。

表 3-26 経済財務分析の検討における技能レベルの評価(F/S レポートの分析)

確認項目		評価			
		実施前	1st	2nd	3rd
STEP0 基礎知識	現在価値、将来価値、複利など基本的ファイナンスの概念を理解し例題の計算が正しくできる。	△	△	○	○
	減価償却、元利均等返済、元本均等返済など会計の基礎知識がある。	△	△	△	○
	BS、及びPLからキャッシュフロー表を作れる。	△	△	△	○
	建中利子、Contingency、Free Power、ヒートレートなど電力インフラプロジェクトの専門用語を理解している。	△	△	○	○
STEP1 F/Sの理解	F/Sの構造を理解できる。	—	×	×	△
	F/Sのデータが持つ意味と各データの関連性を理解できる。	—	×	×	△
	F/Sのデータを整理し、エクセルファイルに関係式を使いながら、落とし込むことができる。	—	×	×	×
STEP2 エクセルモデルの構築と分析の実施	F/S内に記載してあるデータを自らの構築したモデル上で再現できる。	—	×	×	×
	F/Sレポートにおける感度分析を自ら構築したモデルで再現できる。	—	×	×	×
STEP3 分析結果の解説ととりまとめ	F/Sレポートにおける誤りを発見できる。	—	×	×	×
	経済分析(Economic Analysis)の仕組みを理解し、その計算ができる。	—	×	—	—
	上記分析を行った結果をF/Sを作成した投資家にフィードバックし、内容確認の質問、討議を行うことができる。	—	—	—	—

○：自ら作業が可能である。

△：検討内容を理解し、専門家の指示の元で作業が可能である。

×：検討内容が理解できておらず、現時点では作業が難しい。

—：未実施

注：BS=Balance Sheet

PL=Profit & Loss Statement

F/S=Feasibility Study Report

電力省内では、各電源のF/S審査は、電力局が再生可能エネルギー、水力計画局が水力と石炭火力、電力会社がガス火力を担当している。JICA調査団が作成したエクセルで作業することは可能だが、自らF/Sの内容を理解した上で、モデル上で再現・解釈して、投資家と交渉できるレベルに達するまでには相当大きなギャップがある。

表 3-27 経済財務分析の検討における技能レベルの評価(LRMC/LRAIC の分析)

確認項目			評価			
			実施前	1st	2nd	3rd
STEP0	基礎知識	LRMC の概念を理解している。	—	—		—
		LRAIC の概念を理解している。	—	△		
STEP1	データ収集	収集すべきデータ項目を理解している (LRMC) 。				
		収集すべきデータ項目を理解している (LRAIC) 。	—	△		
		収集したデータをエクセルなどのファイルにまとめることができる (LRMC) 。				
		収集したデータをエクセルなどのファイルにまとめることができる (LRAIC) 。	—	△		
STEP2	分析の実施	LRMC の計算ができる。				
		LRAIC の計算ができる。	—	△		
STEP3	分析結果の解説ととりまとめ	分析結果を他国の事例等と比較して解説できる (LRMC) 。				
		分析結果を他国の事例等と比較して解説できる (LRAIC) 。	—	△		

○：自ら作業が可能である。
 △：検討内容を理解し、専門家の指示の元で作業が可能である。
 ×：検討内容が理解できておらず、現時点では作業が難しい。
 —：未実施
 LRMC：Long run marginal cost
 LRAIC：Long run average incremental cost

表 3-28 経済財務分析の検討における技能レベルの評価(MEPE 財務モデルの分析)

確認項目			評価			
			実施前	1st	2nd	3rd
STEP0	基礎知識	MEPE とその他の機関の財務的な関係性を理解している。	△	—	—	—
STEP1	資材収集及び分析データの作成	モデルの構造を理解している。	—	△	—	—
		投資計画、IPP 比率、燃料価格などの前提条件を M/P から財務モデルに入力できる。	—	—	—	—
		減価償却、借入金の返済スケジュールなどを財務モデルに反映できる。	—	×	—	—
STEP2	分析の実施	前提条件を変えた時に発生するエクセルモデル上のバグを発見できる。	—	×	—	—
		損益分岐、卸価格の感度分析計算ができる。	—	×	—	—
		前提条件の変更による「ミ」国全体の負担の計算ができる。	—	×	—	—
STEP3	分析結果の解説ととりまとめ	分析結果と内容を理解している。	—	×	—	—
		分析結果をもとに他機関と討議、交渉ができる。	—	×	—	—

○：自ら作業が可能である。
 △：検討内容を理解し、専門家の指示の元で作業が可能である。
 ×：検討内容が理解できておらず、現時点では作業が難しい。
 —：未実施

既往電力 M/P の経済財務分析における検討では、設備投資計画においてのファイナンス方法と「ミ」国の財務に与える影響を示すために電力公社の財務モデル構築を検討した。電力省における本検討の職掌は引き続き電力公社になると想定されるが、モデルを理解する姿勢及び本検討を実施する体制がなく、職員の分析レベル、学習意欲もそこまで到達していない。また、本検討に関しては WB の TA でも、電力公社の財務モデル構築をトレーニングとして取り扱う方針であり、同プロジェクトとの棲み分け整理が求められる。

表 3-29 経済財務分析の検討における技能レベルのコメント

項目	内容
ソフトウェアの取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 日常において経理、財務情報の整理などの業務に携わっていることから、データ入力、図表作成、グラフ作成などの基本的なエクセルの作業は遂行できる。 ▶ 与えられたデータを加工して、分析データを作成する際に、セル参照を使わず、数値を全て手入力で打ち込むなど、非効率に作業している職員が多い。 ▶ 職員によっては、エクセル組込みの数式を活用し、効率的に作業している。 ▶ IRR などの関数は使用可能である。
技術的な知見	<ul style="list-style-type: none"> ▶ トレーニングには各部局から 2 名程度の参加者が募られているが、所属と担当者によってレベルの差は著しい。 ▶ 経済財務分析そのものの知識がないため、0 から指導する必要がある。基礎的な概念の理解はトレーニングの回を重ねるごとに進んできているが、自らすすんで F/S を理解し、モデル上で再現、解釈し、投資家と交渉するレベルに達するまでには相当大きなギャップがある。 ▶ 現時点では、電力公社の財務モデル構築、LRMC の計算など、既往電力 M/P で実施した内容は理解できていても、具体的な検討を遂行できるだけのレベルには達していない。

電力省職員にとって経済財務分析の検討は、各電源の事業者が提出する F/S の評価が主な業務内容であり、本トレーニングもこれらの検討を重点的に実施した。この結果、F/S から必要な情報を取捨選択し、モデルに落とし込むといった具体的な作業を自ら実施できるレベルには達していないことが確認された。また、財務モデルの構築や LRMC の検討についても、検討内容の理解に留まり、作業レベルには達していないことが明らかになった。特に財務モデルの構築や LRMC は電力省にとっても新しい概念であり、内容の定着と能力向上には時間を要すると認識すべきであろう。

今後の電力 M/P の経済財務分析の担当部局について、電力省からのヒアリングによると「1. F/S 評価」は現状、各電源開発の部局が担当しているが、電力 M/P 策定に係る分析となる「2. 電力公社の財務モデル」「3. LRMC/LRAIC」は、特に担当部局が設定されていない。これらの分析は電力省全体で進むべき方向性を示す検討で、各部局の情報を横断的に収集し、取りまとめた包括的な視座の下で検討を進める必要があり、電力 M/P の主幹担当部局内では実施することが望ましい。

本グループでは、コアメンバーの候補として水力計画局の Daw Thave Thare、電力局の Daw Hign Eikahin、水力開発局の U Kyaw Kyaw などが想定される。彼らはトレーニングに積極的に参加し、技能レベルも高い。

第4章 電力 M/P の策定運用能力向上に向けた提言

本章では、電力省における電力 M/P 策定運用能力向上に係る提言を取りまとめ、将来の技術協力案を検討する。本調査中に実施した情報収集、技能レベル確認のトレーニング、そして電力省職員との協議結果より、電力 M/P 策定運用能力向上には、以下の3点が重要であることが明らかになった。将来の技術協力案においても、この3点の能力向上に着目した技術移転を実施する必要がある。

1. 電力 M/P に係る組織体制の整備
2. 電力 M/P に係るデータ収集・管理体制の構築
3. 電力省職員の電力 M/P 策定・更新能力向上

4.1 電力 M/P に係る組織体制の整備

第 2.2.1 節で示したように、電力省は慢性的な人材不足に悩まされている。こうした状況は他国の政府省庁でも共通であり、本来であれば、電力セクターのあるべき構造改革の下で、優秀な人材を確保し、適切に配置することが理想である。しかし、電力省の組織改編は進行中ではあるものの、人的資源の欠如という根本的な問題は一朝一夕に解決することは困難であり、短期的な対応策と中長期的な視座の下で目指すべき方向性を検討することが堅実かつ現実的であると考えられる。

本調査においても、電力 M/P の持続的な策定・運用体制の構築に向けて、短期的な今後の技術協力を見据えたワーキンググループ形成の提言を取りまとめた。ワーキンググループ形成においては、持続可能な組織整備を念頭に置いて情報収集を行った。

4.1.1 ワーキンググループ主導の電力 M/P 実施体制

既往電力 M/P のワーキンググループおよび本調査のトレーニンググループでは、図 4-1 に示すような各部局から幅広く担当者を配置する方式を採用した。こうした実施体制は、電力 M/P のように多岐に亘る情報を統合して包括的な検討を行う上で、各分野の担当者と必要な情報収集と協議を行うことが可能であり、コンサルタント主導の実施体制としては非常に有効と考えられる。

一方で、将来の技術協力案件は、電力省が自ら電力 M/P を策定・運用していく必要がある。図 4-2 に示すように、コンサルタントはあくまでワーキンググループを指導する立場のため、ワーキンググループ主導で検討することを前提とした実施体制を構築する必要がある。

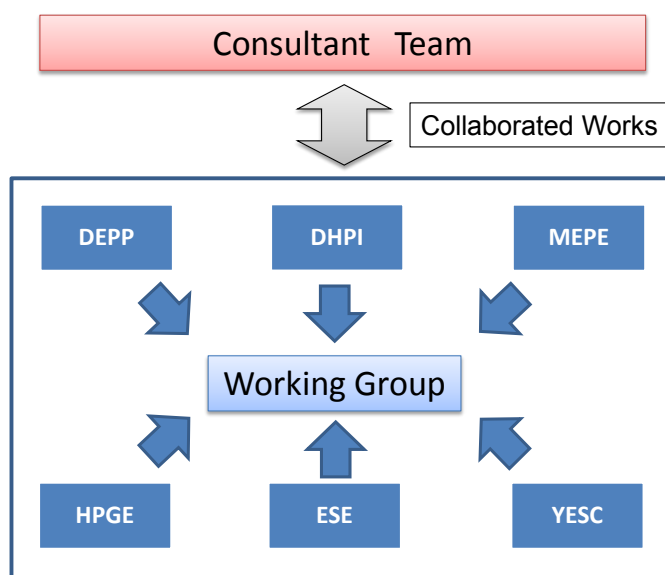


図 4-1 コンサルタント主導の実施体制
(既往調査および本トレーニング)

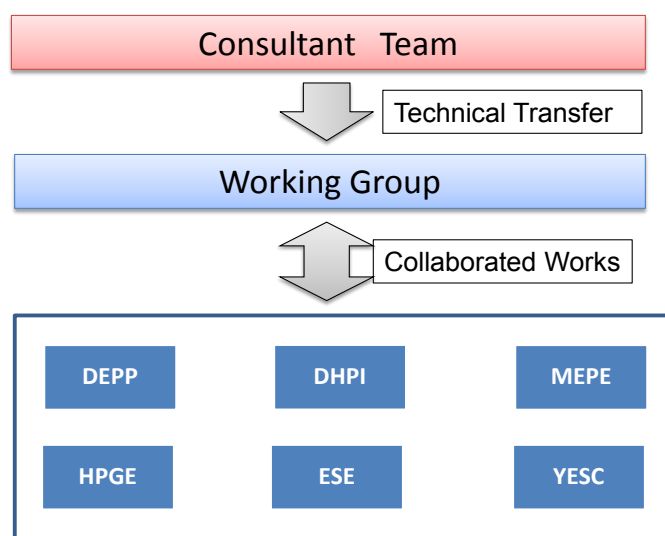


図 4-2 ワーキンググループ主導の実施体制
(将来の技術協力案件)

4.1.2 ワーキンググループの主幹担当部局

ワーキンググループについて、表 4-1 に示す観点から電力 M/P 策定・運用の主幹担当部局の配置を推奨する。

表 4-1 主幹担当部局配置の必要性

<p>持続的な実施体制の構築</p>	<p>電力 M/P 策定・運用は一時的な作業ではなく、電力省が継続的に実施していく必要のある業務である。各部局から広く担当者を集める方式では、個人の能力への依存性が高く、組織としての持続性が確保できない。このため、電力 M/P の検討自体を通年の業務内容として認識し、適切な部局が業務を担当することで、持続的な実施体制の構築が可能となる。</p>
<p>電力 M/P 取りまとめの一貫性</p>	<p>電力 M/P は電力需要予測、電源開発計画、系統計画、経済財務分析、環境社会配慮など様々な分野における分析を実施し、電力セクター全般の包括的な視座の下で検討を統合する必要がある。各分野の検討についても、各サブグループが協働して取り組む必要があり、最終的な取りまとめは1つの部局内で統括することが望ましい。</p>
<p>専任の担当者配置</p>	<p>電力省の職員に対する将来の技術協力に係る意見要望のヒアリングでは、電力 M/P 業務に集中できる環境、すなわち専任の担当者配置の必要性が多く挙げられた。現状、電力省の各職員は多数の業務を抱えて非常に多忙であり、電力 M/P のみに集中することは困難であり、各部局の上層部の理解と調整が必要である。これらの問題は、主幹担当部局を配置し、担当者を本部局の所属とすることで、一元管理することが可能である。</p>

主幹担当部局について、電力省との協議では電力公社、電力計画局が候補として挙げられたが、ここでは、既往電力 M/P の担当を務め、電力セクターにおける上流の各開発計画を担当する電力計画局が継続して担当することが望ましいと考える。第2章に記載した通り、電力計画局は電力局と水力計画局が合併された組織であり、副局長 (Deputy Director General) 2名がそれぞれの分野を管轄する体制になっている。両部局は JV/BOT 業者の申請受付、審査などの業務で日常的に交流があり、組織統合によって情報共有が円滑になると期待される。

電力計画局の U Khin Maung Win 局長は、局内に電力 M/P などの電力セクターの政策・計画策定の担当部局として、電力開発計画部 (Electric Power Development Planning Division) を設置する意向を示している。本部門は従来の電力局における電力系統戦略計画部 (Power System Planning Division) と事業発電部 (Project and Power Generation Division) を統合した組織である。電力計画局の新組織図案を図 4-3 に示す。

今後、形成されるワーキンググループについては、電力開発計画部の職員を中心に構成されると想定される。一方、これらの部門は元々、水力開発局、電力公社のように専門的な技術検討よりも、JV/BOT の申請受付やドナー対応など事務的な業務を担当しているため、技術検討には不慣れであることが確認された。将来の技術協力案件においても基礎的な技術力向上を図る必要がある。

特に、系統計画、経済財務分析など、技術的な専門性が高く、かつ電力省内に担当者が在籍する分野については、これらの専門家にワーキンググループに参加してもらうことが望ましい。参加形態としては、各部局に所属したままワーキンググループに参加する、電力開発計画部に転籍してワーキンググループに参加するといった方式が想定されるが、いずれにしても、重要なことは必要な専門家を確保し、電力 M/P の検討を実施できる体制を構築することである。

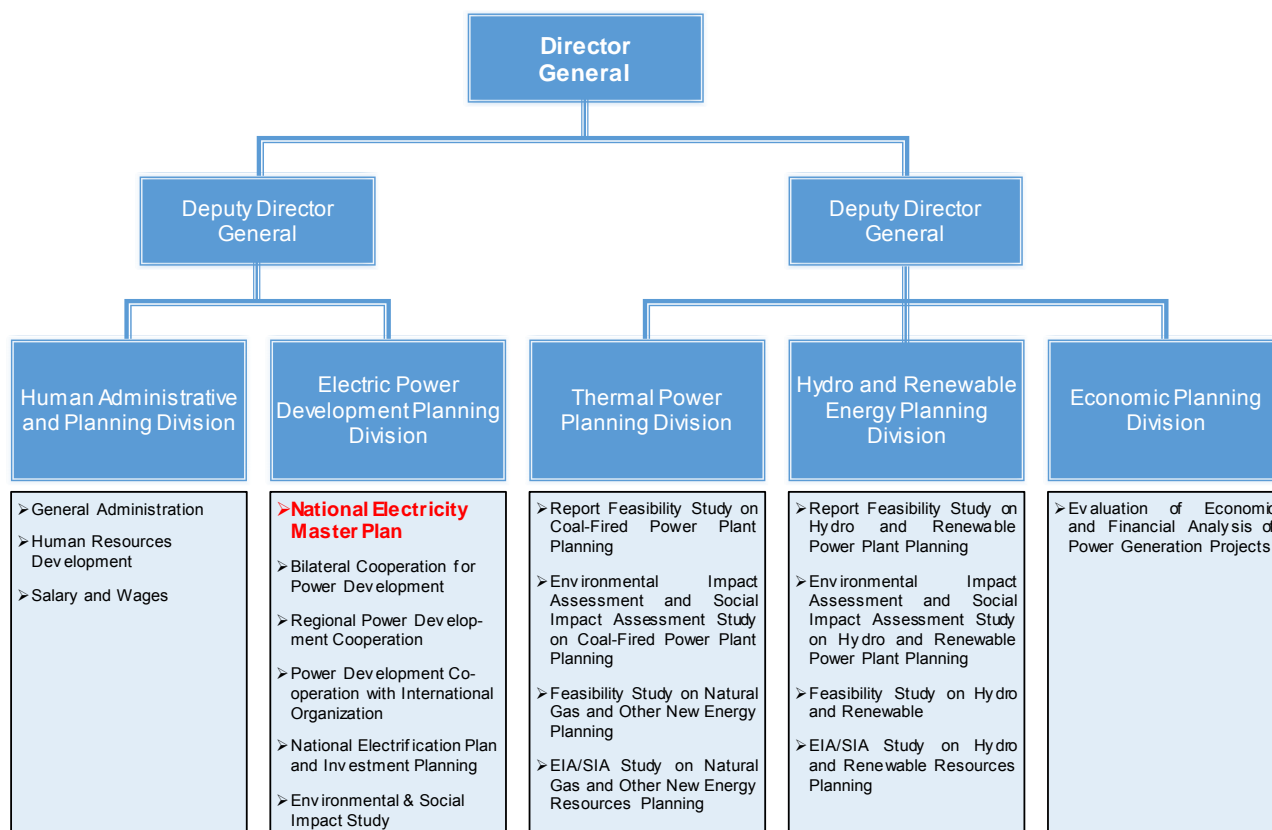


図 4-3 電力計画局の組織体制案

4.1.3 コアメンバーの選定

第 3.1.3 節で示したように本調査のトレーニング受講者は、既往調査と同様に、電力局を中心に、各部局から横断的に担当者を選定しており、幅広い分野の職員に対して講義形式のトレーニングを実施した。一方で、受講者の技能レベルは一樣ではないため、トレーニングの対象人数が多くなると、受講者の理解度の差異に配慮したトレーニング内容とせざるを得ない。

本調査のトレーニングでは各部局の職員に電力 M/P の概念を定着させるため、少人数を対象に集中的に実施するのではなく、浅く広く、基礎的な内容理解に重点を置いて講義・演習を実施した。しかし実際に、電力 M/P 策定・運用する実務の担当者は各分野ごとに数名と想定

される。短期間で各職員の能力を実務レベルまで向上させるには、各分野で数名のコアメンバーとなる職員を選定し、集中的な技術移転を実施する必要がある。

4.1.4 サブグループの配置

将来の技術協力では、各分野毎に専門家が派遣される予定のため、ワーキンググループ内部にも各分野の検討を実施するサブグループを配置することが望ましい。本調査のトレーニングでは第 3.1.3 節に記載した通り、3 つのグループを配置したが、将来の技術協力案件においては、これに環境に関する検討を加えた表 4-2 に示すグループと人員配置が想定される。

表 4-2 サブグループと人員配置(案)

グループ		人数
1	Power System Planning Group (系統計画)	3~4 名
2	Power Development Planning Group (需要予測、電源開発計画)	3~4 名
3	Economic and Financial Analysis Group (経済財務分析)	2 名
4	Environmental and Social Consideration (環境社会配慮)	2 名

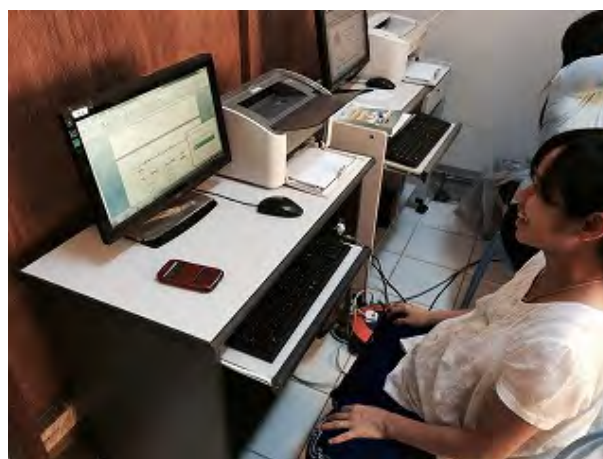
4.2 電力 M/P に係る情報管理・収集体制の構築

本調査で実施してきた職員へのヒアリングと、電力省の情報管理に係る現状確認の結果、電力 M/P 策定において、情報管理とデータ収集の煩雑さが課題として挙げられた。電力 M/P は各部局から様々なデータを収集して統合する必要がある、既往電力 M/P 策定においても時間を要した作業の一つだった。情報管理・データ収集の効率化は電力 M/P 策定において非常に重要であり、電力省内の体制について調査して将来の情報管理とデータ収集体制について検討する。

4.2.1 電力省内の情報管理状況



プロジェクト情報を保管する書庫



部局内共有のパソコン

図 4-4 電力省の情報管理状況

電力省内の情報管理状況のヒアリング結果を以下に示す。

- 業者から提出された報告書など、ハードコピーの書類は部局内の書庫に保管されている。書庫には業者、ドナーなどの関係者毎か、プロジェクト別に分けられている。書庫の保管スペースが十分ではなく雑然としている。
- 電子データは省内のパソコンに保管されている。電力計画局では、副課長 (Deputy Director) 以下の職員は数人で 1 台のデスクトップパソコンを共有しているため、一部の職員は私物のノートパソコンを用いて作業している。一方、水力開発局、電力公社など、日常的

に技術検討を担当する部局の職員は比較的、デスクトップパソコンの台数を確保しているが、十分な数ではない。

- ▶ 電力省内に共有サーバーは設置されておらず、必要な情報はそれぞれのパソコンに別々に保管されている。情報管理の明確なルールは決められていない。電力省が提供するパソコンはセキュリティソフトがインストールされているが、私物のノートパソコンは所有者次第である。
- ▶ 近年までは電力省内の通信事情が悪かったこともあり、電子データの共有は、メールよりも USB メモリを介して交換することがほとんどである。データのやり取りは基本的に、部門間も含めて個人対個人のやり取りである。

以上の現状認識を基に、電力 M/P 策定における情報管理・データ収集の提言を以下に示す。

4.2.2 「個人」から「組織」による情報管理

電力省内の情報管理の最も大きな課題は、各担当者レベルによる個人依存の管理体制にある。職員へのヒアリング、JICA 調査団の現状確認より、「個人」依存の情報管理の問題として、以下の事項が挙げられた。

- I. データの管理状況の全体像を把握しているのは担当者のみであり、各関係者間で十分な情報共有ができていない。特に、進行中のプロジェクトでは最新情報の共有が困難である。
- II. 担当者の配置転換の際に必要なデータが引継ぎがれず、プロジェクト情報が継続的に蓄積されない。
- III. 個人所有のノートパソコンはウィルス対策が一貫しておらず、セキュリティ上問題がある。

こうした問題を解決するには電力省内の情報管理を「個人」から「組織」主導に移行する必要がある。所定数のパソコン導入などのハード面、職員の意識喚起といったソフト面の両面における対策が必要である。このため、将来の技術協力においては、主幹担当の電力計画局とワーキンググループ内に「組織」的な情報管理体制を構築し、電力 M/P に係るデータベース運用を検討する。

4.2.3 情報収集プロセスの効率化

ここでは情報収集の効率化として、電力 M/P に必要なデータ収集プロセスをルーチン化して、定期的にデータベースをアップデートできる体制構築を推奨する。表 4-3 に示すような電力 M/P に必要なデータをリストアップし、情報を管理する部局と担当者を明確にした上で、アップデートされた情報が定期的かつ自動的にワーキンググループに集約される仕組みを構築する。

例えば、電力公社、水力発電公社が作成している年報では、年間発生電力量など、必要な情報のアップデートが各部局の日常業務として定着している。電力 M/P においても、同様の体制を構築することで、情報収集に掛かる労力の削減を図る。

表 4-3 電力 M/P の主な収集データ

Item	Data Collection	Institutions concerned
Power Demand Forecast	Power demand information such as regional distribution, consumers and seasonal load variation and power supply conditions	MOEP DEPP MEPE HPGE ESE
Power Generation Development Plan	Salient features, operation / maintenance situation and rehabilitation / expansion projects of existing power plants, development plan and progress of new power plants	MOEP DEP DHPP MEPE HPGE ESE
Transmission and Power System Development Plan	Salient features, operation / maintenance situation of existing power system facilities, transmission network map, load dispatching operation system, accidents report of outages and power current diagrams	MOEP DEP MEPE
Power System Operation	Power system operation structures, performance records of system operation such as outages, demand and supply control situation, power system control situation and the progress of SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) system introduction	DEP and MEPE
Economic and Financial Analysis	Power tariff system and levels of each consumers financial statements of each enterprise	MOEP DEP

これらの情報管理・データ収集体制のコンセプトを図 4-5 に示す。

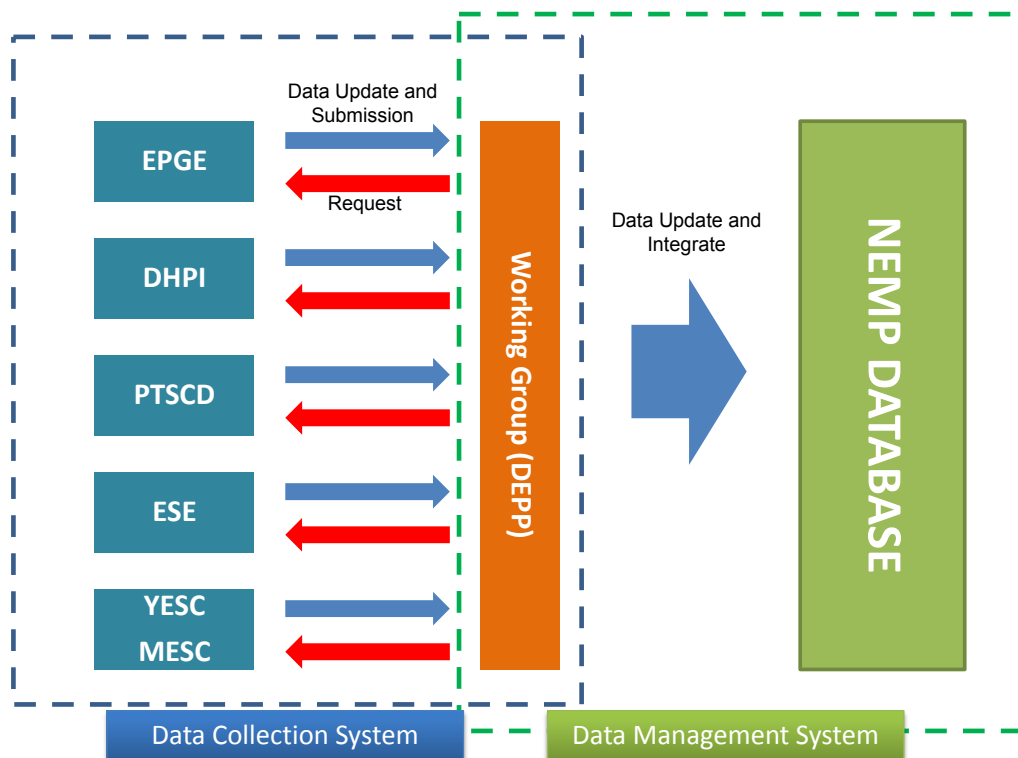


図 4-5 ワーキンググループによる情報管理・データ収集体制の構築

4.2.4 電力統計フォーマットの活用

現在、電力省内で作成されている電力統計の資料としては、電力公社、水力発電公社、各配電公社が作成している年報が挙げられる。この内、設備容量、年間発生電力量などの主要な指標は省内でも共有され、各種の作成資料に活用されている。しかし、これらを統計資料として整備していく方針は定まっておらず、必要なデータの蓄積は進んでいない。電力MPのデータベース化においては、電力統計フォーマットの活用が挙げられる。この電力統計フォーマットは「ミ」国の主要な一般情報と電力指標を集めたエクセルベースのファイルで、各年の情報を統合的に管理できる。

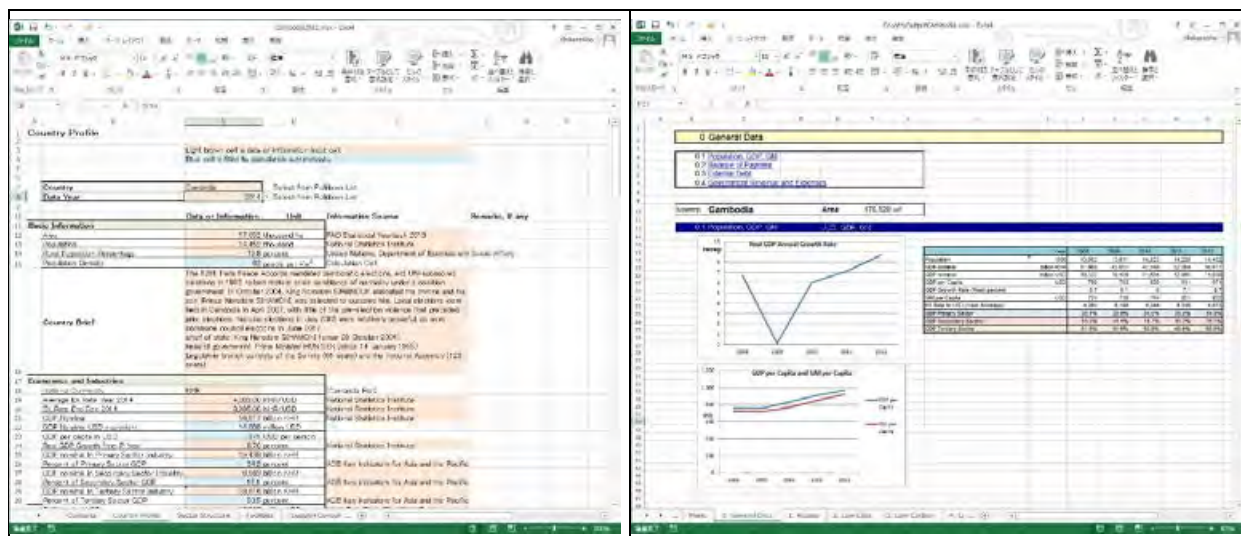


図 4-6 電力統計フォーマットの例

表 4-4 電力統計フォーマットの主要項目

Item	Components
Country Profile	Basic Information, Economics and Industries, Poverty, Government Revenue and Expenses, Balance of Payments, Energy Balance
Sector Structure	Basic Information, Liberalization of Electricity Market, Energy Conservation and Demand Side Management, Renewable Energy Policy and Power Sector Enterprises
Facilities	Generation Facilities, Peak Load, Available Rated Capacity, Largest Grid, Transmission Lines, Grid and Cross Border Transmission Lines
Supply+Consumption	Gross Generation, Grid Supply, Electricity sold, Power Supply Shortage Issues, Electricity Trade with Neighbor Countries, Transmission and Distribution Loss, Average Sales Value, Sample Calculation under Current Tariff, Subsidy paid by Government, Number of Supply Contracts, Supply Interruption, Fuel for Generation, Fossil Energy Supply and Consumption, Fuel Cost in thermal generation, Power Purchase Cost
Financial	Financial Information, Sales, Cost, Cashflow, Change in Equity, B/S, Note to Financial Statement

4.3 電力省職員の電力 M/P 策定・更新能力向上

第3章のトレーニング結果を踏まえて、将来の電力 M/P 策定・更新能力向上に係る提言を以下に示す。

4.3.1 電力省における電力 M/P の位置付けの明確化

第2章で述べた通り、新たに制定される電力法の規則 (Rules) には、電力省が電力 M/P を策定・運用する責任がある旨を明記しており、また、ADB が作成した電力法の規則 (Regulation) では、「電力需要予測と最小費用計画の策定手法」が項目の一つとして取り上げられている。電力 M/P は「ミ」国電力セクターの開発方針と目標を示す重要政策として認識されていることが伺える。

電力 M/P の策定においては、国家開発計画やエネルギー政策などの上位政策との整合、一次エネルギーやエネルギー安全保障を考慮した電源構成の決定、未電化地域への系統拡張、電力料金の策定など、技術検討を超えた高度な政治判断を含むことが多い。これらの検討は担当者レベルで判断を下すことは非常に困難であり、閣僚級の協議と合意形成が重要である。既往電力 M/P では期間中に数度に亘ってワークショップを開催して閣僚級との協議を行い、レポート作成時に各部局からコメントを募ることで電力省内の合意形成を図った。

将来の技術協力においても、同様に、電力 M/P 策定プロセスへの閣僚級の関与が必要不可欠であり、省内における電力 M/P の位置付けと策定プロセスを明確化して共通認識を持つ必要がある。また、電力法の規則 (Regulation) において、これらのプロセスを記載するなど、法制度面における明文化も重要である。

4.3.2 SPDLI サイクルを踏まえた電力 M/P の策定・運用

事業活動における管理業務を円滑に進める手法の一つとして、Plan (計画) → Do (実行) → Check (評価) → Action (改善) という4つのプロセスを繰り返すことで事業を継続的に改善する PDCA サイクルが挙げられる。一方、電力 M/P は中長期の開発計画であり、個別の事業活動よりも広い視点を持つ必要がある。

このため、電力 M/P の策定・運用においては図 4-7 に示すような PDCA サイクルを発展させた SPDLI サイクルの概念を導入する。これは、Plan (計画) の前に Strategy (戦略) を練ることと、管理思考の Check に加えて、関係者の知野結集を促す Learning (学習) を行うことで、Action ではなく、Innovation (革新) を目指すサイクルであり、電源開発、系統開発などの個別事業を含めた戦略的な電力 M/P の策定・運用体制の基本的な概念として活用する。

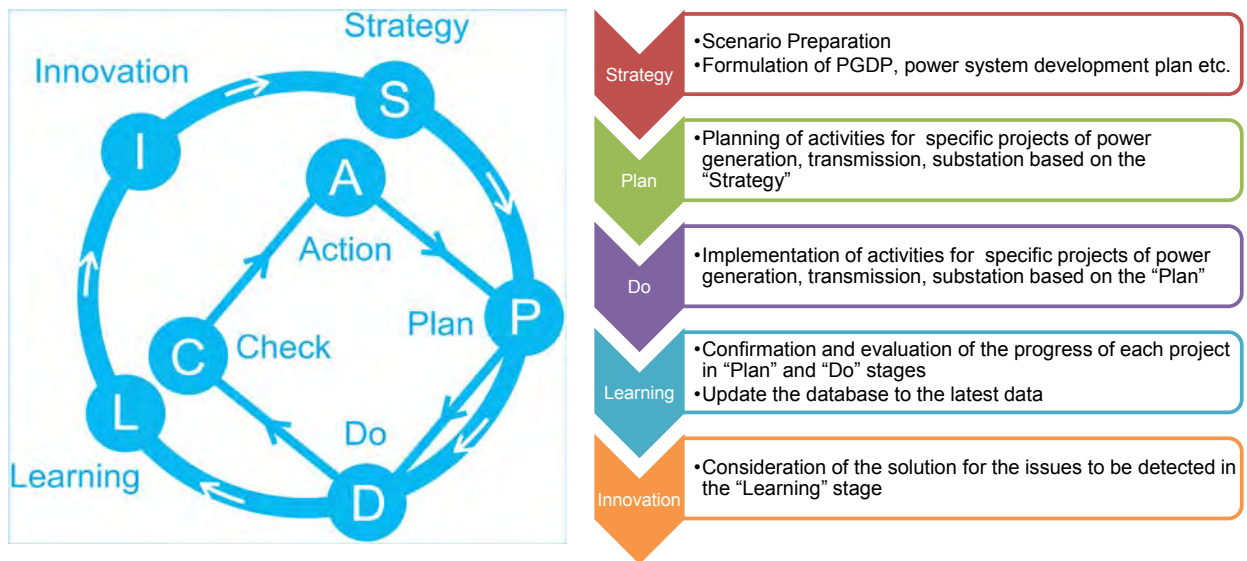


図 4-7 SPDLI サイクルの概念

出典：キャパシティ・アセスメント・ハンドブック（JICA、2008）

通常の技術協力プロジェクトにおいては、PDCA または SPDLI サイクルの実施は 1 回きりのサイクルで完了するものではなく、このサイクルを継続し、段階的に技能レベルを向上させていく（スパイラルアップ）ことが重要である。将来の技術協力は約 2 年間で想定しているが、期間中に 2 回、電力 M/P を策定し、このサイクルを完了することで能力向上を図る。

4.3.3 OJT 形式の技術移転の実施

電力 M/P を策定・運用する実務の担当者について、各サブグループごとに数名のコアメンバー配置を想定している。短期間で各職員の能力を実務レベルまで向上させるには、図 4-8 に示すように、各分野で数名のコアメンバーとなる職員が、本邦専門家による OJT 形式で集中的に指導を受けることが必要である。

技術移転は主幹部局内に本邦専門家の作業スペースを設けるなど、本邦専門家とコアメンバーが密にコミュニケーションを取れるよう配慮する。

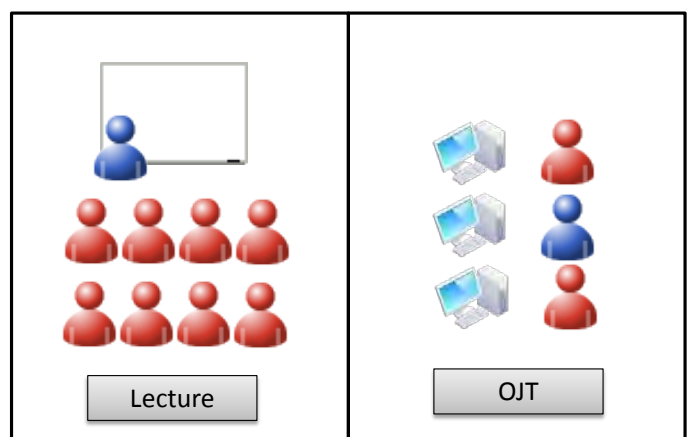


図 4-8 技術移転の形式

また、電源開発計画、電力系統計画など、特に作業量が多い担当分野については、例えば経験と知見を備えたシニア技術者とソフトウェアの利用に長けた若手を組み合わせるなど、単独ではなく複数の担当者配置を推奨する。**技術移転の期間中、担当者は他部局に配置転換せず、電力 M/P の検討に専任させることを強く推奨する。**

4.3.4 技能レベル向上における重点事項

本調査のトレーニングを通じた電力 M/P 策定・運用に係る技能レベルの確認を基に、電力 M/P の策定・更新能力向上として、特に以下の点を重点的に取り組む必要があることを確認した。

(1) 電力 M/P の基礎的概念の浸透

第3章で記載した通り、各分野の分析を統合して「ミ」国の電力セクターが進むべき方向性を示す電力 M/P は、電力省にとっても新しい概念である。これまでの協力の下でその理解度は高まっているものの、各分野における「ミ」国特有の事情を理解し、包括的な視座の下で職員自らが明確な目的意識を以て方針を示す段階には達していない。

こうした意識は実際に業務に携わり、一連の検討を通じて醸成されるものであるが、職員レベルでも電力 M/P の必要性と基礎的な概念が浸透するよう意識喚起していく必要がある。

(2) エクセルなどのオフィスソフトの作業能力向上

電力省の職員は日常的にデータ入力、図表作成、グラフ作成の作業に携わっているため、ソフトウェアの基礎的な作業については一定レベルを有している。一方で、電力需要予測、電源開発計画、電力系統計画で取り扱う大量のデータの統計処理は、職員によって能力の個人差が大きく、全体的にこれらの作業能力向上が必要である。

こうしたエクセルなどを用いた生データから分析に必要なデータを加工・作成していく過程は、ソフトウェア全般の基礎的な作業能力の底上げにもつながり、専門的なシミュレーションソフトの実施においても有効と考えられる。

(3) 各分析におけるシミュレーション・プログラム能力の向上

前述の通り、電力 M/P の検討のうち、WASP などの分析ソフトは電力省職員にとって新しく導入された検討ツールである。電力需要予測、経済財務分析のエクセルを用いた分析であっても、その検討内容自体は馴染みのないものが多い。本トレーニングにおいても分析内容の

説明、データ作成、一連の分析を実施してきたが、現時点では自ら分析を実施できるレベルには達していない。

これらの検討はデータ収集・作成・入力などの定型的な作業と、「ミ」国の事情を考慮した検討条件の設定やシナリオ策定などの非定型かつ試行錯誤的な作業に分けられる。職員が主体となって検討を実施していくにはこの両方の能力向上が必要である。しかし、特に、後者は目に見える定量的な指標で成果を測定するのは困難だが、検討を実施するうえで本質的な能力であり、後述のマニュアル作成とケーススタディの学習を通じて、この能力向上に努める必要がある。

なお、系統解析に関しては、前述のように Colenco チームで解析を担当している電力省職員 2 名は NEPLAN を使用しており、5 年間の OJT により解析ソフトの使用方法については相当習熟していると思われる。しかし一方、NEPLAN は PSS/E のように広く使用されている業界標準ソフトとは言えず、今後の技術協力を行う上でも支障となる事が予想される。このような状況を踏まえ、表 4-5 にそれぞれのツールについての長所・短所、使用する上での留意事項をまとめる。

表 4-5 技術支援における系統解析ソフト(PSS/E および NEPLAN)についての考察

	長所	短所	使用範囲・留意点
PSS/E	<ul style="list-style-type: none"> 業界標準として広く使用されており、技術支援の際も容易。 電力省職員も導入を希望している。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力省職員は使用経験がないため、一から技術支援を行う必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 技術支援プロジェクトのもと、主として M/P の検討に使用する。 解析ソフトへの習熟に応じて、個別プロジェクトの検討等、活用範囲を拡大していく。
NEPLAN	<ul style="list-style-type: none"> 既に一部の職員は扱いに習熟している。 既に導入されており、新たな導入コストが不要。 	<ul style="list-style-type: none"> 技術支援専門家が本ソフトの使用経験が少ない。 業界標準でないため、今後も電力省とのデータ共有が容易でない。 	<ul style="list-style-type: none"> 当面、現在の使用用途を継続する（潮流や短絡電流の確認） 個別プロジェクトの検討 オフラインでの、運用システムの模擬

4.3.5 電力 M/P 策定・運用マニュアル作成に向けた提言

電力 M/P は定期的に更新されるものであり、電力省職員が自らこれらの検討を後進の職員に指導できる組織整備を目指す必要がある。このため、これらの検討プロセスと作業内容は可能な限り明確かつ定型化していくことが望ましい。検討内容の定型化によるメリットを以下

に示す。

- 検討プロセスを明確にすることで、職員の作業内容の理解度が向上する。
- 入力データ、分析条件をフォーマット化することで、作業効率を大幅に向上できる。
- 電力省内の引き継ぎが容易になり、組織の持続性を確保できる。

以上の認識の下で、電力 M/P 能力強化には、検討プロセスの定型化、すなわち、電力需要予測、電源開発計画、電力系統計画、経済財務分析、環境社会配慮の各分析マニュアル作成が有効と考える。また、マニュアル作成は担当者にも関与させることで、各担当者の指導能力向上を図る。マニュアル作成においては以下の2点に留意する。

① 実践的な検討プロセスの記載

各分野における技術検討は、既刊の専門書や教科書、それに各分析ツールのマニュアルなどが利用可能である。これらの参考書を十分に活用すれば、電力省職員が自らの力で電力 M/P を策定することは、将来決して不可能ではないが、理論を実践に移す具体的な検討経験が不足しており、現時点では困難と考えられる。

将来の技術協力で作成するマニュアルは、この具体的な検討プロセスを補完する実践的なマニュアルを目指すものとする。すなわち、エクセルによる入力データの作成、検討条件の設定、検討結果の図表作成など、実践的な作業内容を電力省職員が具体的にイメージできる内容とする。

② ケーススタディの充実

電力 M/P 策定においては、例えば既往検討で実施した開発シナリオの比較検討など、「ミ」国の情勢に応じて代替案を検討することも重要である。これらの検討は、各関係者の綿密な協議の下で試行錯誤的に検討を進めていくものであり、定型化が困難である。こうした検討については、技術協力の期間中に実施した一連の検討を、ケーススタディとして取りまとめ、将来の参考資料とする。

各分野におけるマニュアルの記載内容案を以下に示す。

表 4-6 電力需要予測

項目		記載内容
1.	序論	需要予測の概要
2.	電力需要予測のための基本情報	セクター別、電圧別、地域別の需要実績の情報収集 経済指標の情報収集 国家開発計画、電化計画の情報収集
3.	需要予測の基本条件の設定	電力需要と相関の高い指標の検討 マクロ想定のための需要増加率の検討 ミクロ想定のための電圧別、地域別増加率の検討
4.	中長期電力需要予測	基本条件の設定 送配電ロスの設定 エクセルを使用して電力需要(Wh)の算出 感度分析の実施
5.	中長期最大電力予測	ロードカーブ、年間負荷率の検討 電圧別最大電力(W)の予測 変電所別最大電力(W)の予測

表 4-7 電源開発計画

項目		記載内容
1.	序論	電源開発計画の概要
2.	発電設備と開発計画	各電源の既設発電所に係る情報収集 各電源の新規発電所の開発計画に係る情報収集
3.	電源開発計画の基本条件の設定	一次エネルギーの供給計画 電力需要予測のケース検討 開発シナリオの検討 基本条件の設定
4.	WASP を用いたシュミレーションの実施	WASP の計算手法 感度分析の実施
5.	中長期最適電源開発計画の策定	中長期の電源構成比率の検討 年間発電電力量と必要燃料量の算出 設備投資計画の検討

表 4-8 電力系統計画

項目		記載内容
1.	序論	系統計画の概要
2.	電力系統計画に関する基本情報	既存電力系統設備に係る情報収集 電力需要予測、電源開発計画の情報収集 NEPに係る情報収集
3.	系統増強の考え方	設備容量(熱容量、短絡容量、安定度、電圧安定度) 系統構成の考え方
4.	解析ツールを用いた系統解析	入力データの準備 解析ツールの使用方法 解析結果の解釈
5.	中長期系統開発計画の策定	設備投資規模、工期の検討 電源計画を含む複数案の比較検討 最適系統開発計画の策定

表 4-9 経済財務分析

項目		記載内容
1.	序論	経済財務分析の概要
2.	経済財務分析に必要な基本概念	ファイナンス(現金価値、将来価値、複利等) アカウンティング(原価償却、元利均等返済、元本均等返済等) 電力インフラプロジェクト(Contingency、建中利子、ヒートレート、Capital Recovery Factor 等) LRMC/LRAIC
3.	F/S 分析	基本構造 財務分析 経済分析
4.	MEPE 財務モデル	モデルの構造 M/P からのデータの取り方 損益分岐卸価格の計算

表 4-10 環境社会配慮

項目		記載内容
1.	序論	SEA の概要
2.	スコーピングの実施	主要環境影響項目のチェックリスト作成 各事業の環境負荷の推定と評価指標の設定
3.	シナリオ代替案の作成	ゼロオプションの作成 各開発シナリオの作成
4.	多基準分析によるシナリオ代替案の評価	多基準分析手法の選定 各電源、送電線の評価 シナリオ代替案毎の環境影響度の評価 感度分析の実施 ミティゲーションの検討

4.4 将来の技術協力案

これまでの調査結果を基に、JICA 調査団は将来の技術協力案を作成し、電力省とその内容について協議した。電力省との協議については、副大臣、電力局の局長の閣僚級に加え、トレーニング参加者からも意見を募り、協力案に反映するよう配慮している。

4.4.1 環境社会配慮

第 1.6 節の既往電力 M/P の概要に記載したとおり、既往電力 M/P では重大な環境影響を与える項目に焦点を当ててスコーピングを実施した。スコーピングは SEA が実施可能かつ有効に機能するために重要であるため、本調査では既往電力 M/P で実施したスコーピングのレビューを行い、将来の技術協力における環境社会配慮について、電力省と協議を行った。環境社会配慮に係る技術検討の内容については、既往電力 M/P 同様、SEA による評価を想定し、主に以下の項目について検討を実施する。

- ◆ SEA におけるベースライン調査の実施
- ◆ 「ミ」国の電力セクターにおける環境社会配慮に係る政策、法令、基準のレビュー
- ◆ 環境保護森林省などの関係者を対象とした環境社会配慮事項に係るワークショップの開催
- ◆ SEA の策定・運用
- ◆ 各関係者の意見を反映した SEA 報告書の作成

その際、環境社会配慮のオプションを含む複数の開発シナリオの代替案を対象とし、スコー

ピングで選定された環境項目のうち、特に影響度が高いと想定される、非自発的住民移転、少数民族・先住民族、生態系・希少種、保護区、大気汚染、地球温暖化に留意して、電力 M/P の更新を行う。

将来の技術協力の実施においては、第 4.1.4 節に記載した通り、形成するワーキンググループに環境社会配慮のサブグループを設置し、電力計画局の職員 1～2 名が電力 M/P に係る環境社会配慮事項を担当することとなった。

サブグループのメンバーについては、環境保護森林省からの参加についても検討されたが、他省庁からの参画となる場合、OJT ベースで技術移転を行うことが困難であり、技術検討や報告書への助言といった形式の支援を想定することとした。

4.4.2 ジェンダーへの配慮

第 2.2.6 節に記載した通り、「ミ」国では都市部と地方部における電化率に大きな地域格差があり、地方ではバッテリーや発電機、太陽光発電を利用していると考えられる。各家庭のエネルギー利用としては、都市部でも過半数の世帯が木材や炭を使っており、地方部ではその割合は 80%にもなる。結局、17%の世帯のみが電気や液化燃料ガスを料理に使っており、その度合いは都市部で 46%と高いが、地方部では 6%と非常に低い。

特に地方部では、未電化により女性の家事や労働の負荷が大きくなっていると予想されるため、炊飯器等の電気製品を使用することで木材や炭を使った家事労働を軽減できるよう、グリッド接続による電化を促進し、電力開発計画に反映させる。また、家庭内でのケロシンランプや木材、炭等による呼吸器系疾患の健康問題が一般的に言われているので、電化することで家屋の空気が良くなると、家屋内に長くいる主婦にとっては生活環境が良くなることも期待できる。但し、将来の技術協力においてジェンダーに関する投入や活動を行うには至らない。

なお、将来の技術協力の検討にあたっては、電力省の女性職員の意見を取り入れるなどジェンダーに配慮して計画策定を行った。

4.4.3 協力案の概要

以上の協議結果を基に作成された将来の技術協力案を表 4-11 に示す。

表 4-11 将来の技術協力案

Items	Components
Overall Goal	The power sector development is promoted based on the National Electricity Master Plan (NEMP).
Project Purpose	The capacity of MoEP for power sector development planning is enhanced through the process of reviewing, updating and utilizing National Electricity Master Plan (NEMP).
Outputs	<ol style="list-style-type: none"> 1. The institutional capacity and mechanism of reviewing, updating and utilizing NEMP in MoEP and in GoM is strengthened. 2. The necessary information and data for power sector development planning is collected and managed by MoEP. 3. The technical capacity for power sector development planning is developed, and NEMP is updated regularly.
Activities	<ol style="list-style-type: none"> 1. Establishment of Organization / Institutional System for Power Sector Planning (responsibility, authority, approval/development process, etc.) <ol style="list-style-type: none"> 1.1. To clarify the current status and responsibilities of each department/division for power sector development planning and utilizing the National Electricity Master Plan (NEMP), and identify the institutional constraints and challenges. 1.2. Based on the above 1.1, to assign the working group members who are in charge of each field of power sector development planning. 1.3. To clarify the roles, process and rules of each department/division based on the work flow of the power sector development planning. 1.4. To examine and prepare an institutional mechanism for planning, reviewing and regularly updating the NEMP and assist in establishing an approval process within GoM. 1.5. To provide technical and/or policy-related advices on institutional arrangements and regulatory framework in the power sector, based on information obtained through the Project Activities 1, 2 and 3.
Activity	<ol style="list-style-type: none"> 2. Development of Institutional Capacity for Information/Data Collection and Management <ol style="list-style-type: none"> 2.1. To identify constraints and challenges for information/data collection and management on power sector development planning. 2.2. To strengthen the mechanism for collecting, managing and updating the required data and information for the following: <ol style="list-style-type: none"> (a) Power demand forecast (including rural electrification) (b) Power generation development plan (including IPP and renewable energy) (c) Power system development (d) Economic and financial analysis (in particular in the aspect of financial burden of electricity tariff and subsidy on users/taxpayers) (e) Environmental and social consideration in the power sector 2.3. To improve the information/data management system including statistics.
	<ol style="list-style-type: none"> 3. NEMP Update through Joint Work, and Development of Technical Capacity for Power Sector Planning <ol style="list-style-type: none"> 3.1. To acquire the analysis methods, program and simulation, and enhance the technical capacity for the following assessment necessary for power sector development planning: <ol style="list-style-type: none"> (a) Power demand forecast (both micro and macro methods) (b) Power development plan, including availability of primary energy, optimal energy mix and power generation development plan (including renewable energy) (c) Power system plan (including consistency with power distribution line expansion and rural electrification)

Items	Components
	<ul style="list-style-type: none"> (d) Economic and financial analysis (in particular in the aspect of financial burden of electricity tariff and subsidy on users/taxpayers) (e) Environmental and Social Consideration in the power sector 3.2. Based on the above 3.1, to analyze and prepare the short, medium and long-term priority investment plans. 3.3. To make recommendations based on the following activities and reflect them in power sector development planning: <ul style="list-style-type: none"> (a) To analyze and prepare the recommendations on power generation development plans for each major fuel source based on the above 3.1 and 3.2. (b) To widely collect information on institutional arrangements and regulatory framework in the power sector (including IPP, corporatization/privatization of public utilities and policy incentives for renewable energy), analyze the policy implications of such institutional and regulatory changes, and prepare technical and/or policy-related recommendations. 3.4. To jointly review and update the NEMP with MoEP staff and JICA Experts, including the results of 3.1 through 3.3 above. 3.5. To prepare a manual for planning process and methodologies for power sector development planning, and utilize it for the policy / planning process of the Government.

添付資料

- 添付資料 1 関係者リスト
 - 添付資料 2 収集資料リスト
 - 添付資料 3 送変電設備の開発リスト
 - 添付資料 4 セミナー発表資料
-

添付資料 1

関係者リスト

添付資料 1 関係者リスト

Ministry of Electric Power		
	U Aung Than Oo	Deputy Minister
	U Maw Thar Htwe	Deputy Minister
Department of Electric Power Planning	U Khin Maung Win	Director General
	Daw Mi Mi Khaing	Deputy Director General
	U Myint Oo	Director
	Daw Myint Myint Kyi Swe	Deputy Director
	Daw Thida Aye	Deputy Director
	Daw Aye Aye Mon	Executive Engineer
	Daw Phyu Phyu Khin	Assistant Director
	Daw Mya Thae Lwin	Assistant Director
	U Tun Lin Soe	Staff Officer
	Daw Hnin Ei Khaing	Staff Officer
	Daw Chaw Thandar Soe	Staff Officer
	Department of Hydropower Implementation	U Aye Hsan
U Aung Lwin		Deputy Director
U Aung Myo Htet Chit		Assistant Director
U Kyaw Kyaw		Assistant Director
Daw Nandar Htoo		Staff Officer
Electricity Supply Enterprise	U Myint Aung	Managing Director
	U Thant Zin	Superintend Engineer
	U Nyein Chan	Assistant Engineer
	Daw Kai Zin Kyaw	Staff Officer
	Daw Aye Cho Zin Yu	Staff Officer
Hydropower Generation Enterprise	U Khin Maung Win	Managing Director
	U Ye Naing Linn	Assistant Engineer
	Daw Ei Ei Lwin	Staff Officer
	Daw Yu Yu Min	Staff Officer
Myanma Electric Power Enterprise	U Htein Lwin	Permanent Secretary/Managing Director
	U Zaw Ye Myint	Deputy Chief Engineer
	U Moe Theat	Superintend Engineer
	U Myo Win Zaw	Executive Engineer
	U Myo Zaw Htwe	Assistant Engineer
	U Kyi San Linn	Superintend Engineer
	U Ye Tun Zaw	Executive Engineer
	Daw Win Mya Aye	Deputy Director
	Daw Zin War Phuu	Assistant Director

Yangon City Electricity Supply Corporation	Daw Yi Yi Mon	Executive Engineer
	Daw Khim Maw Lwin	Assistant Director
	Daw Soe Thet Thet Han	Staff Officer
Asian Development Bank		
	Mr. Jim Liston	Energy Specialist
	Ms. Hyunjung Lee	Energy Economist
	Mr. John Irving	Consultant for Energy Master Plan
	Mr. Bruce Hamilton	Consultant for Energy Master Plan
International Finance Corporation		
	Mr. Vikram Kumar	Resident Representative
JICA Myanmar Office		
	Mr. Kyosuke INADA	Deputy Chief Representative
	Mr. Kenji KURONUMA	Representative
	Mr. Yoshifumi TOKUSHIGE	Representative

添付資料 2

収集資料リスト

添付資料2 収集資料リスト

(ミャンマー国 電力開発計画策定能力に係る情報収集・確認調査)

No	Data	Author	Original/ Copy	Type	Date
1	230 kV Existing Substation	MEPE	Copy	Paper	2015
2	Install Capacity 230 kV Existing Substation	MEPE	Copy	Paper	2015
3	List of Existing Transmission Line	MEPE	Copy	Paper	2015
4	Transmission Line Map	MEPE	Copy	Paper	2015
5	Electricity Law Draft Rules	MEPE	Copy	Jpeg	2015
6	Grid Code (Draft)	ADB	Copy	PDF	2013
7	National Electrification Plan	WB	Copy	PDF	2014
8	Training Participants	DEP	Copy	Paper	2015
9	ESE statistics 2014	ESE	Copy	Paper	2014
10	MEPE statistics 2014	MEPE	Copy	Paper	2014
11	YESB statistics 2014	YESB	Copy	Paper	2014
12	Small Hydropower List	DHPI	Copy	Excel	2015
13	Hydro Information	DHPI	Copy	Power Point	2015
14	List of new Hydro Power All Project Salient Features	DHPI	Copy	Power Point	2015
15	Gas Power Station List	MEPE	Copy	Excel	2015
16	Comparison OF Ministry Of Electric Power Organization	DEP	Copy	Paper	2015
17	Gas Turbine Generation Mix	MEPE	Copy	Excel	2015
18	Power Supply Plan Revise	DEP	Copy	Excel	2015
19	Myanmar Energy and Power Sector Support by Development Partners	NEMC	Copy	Paper	2015
20	List of Hydro	DHPP	Copy	Paper	2015
21	MOEP Action Plan for NEMP	DEPP	Copy	Power Point	2015
22	電力法ワークショップ発表資料	ADB	Copy	Paper	2015

添付資料2 収集資料リスト

(ミャンマー国 電力開発計画策定能力に係る情報収集・確認調査)

No	Data	Author	Original/ Copy	Type	Date
23	Rate of Electrification Household	MEPE	Copy	Paper	2015
24	Maximum Load and Electricity Consumption	MEPE	Copy	Paper	2015
25	2014 Hourly Loads	MEPE	Copy	Paper	2014
26	2015 April Electricity Consumer List	MEPE	Copy	Paper	2015
27	MOEP-YESC&MESC-Formation	MOEP	Copy	Paper	2015
28	Updated project list (2015 - 2030) MEPE	MEPE	Copy	Paper	2015

添付資料 3

送変電設備の開発リスト

添付資料3 送変電設備の開発リスト(送電線)

No.	Year	Voltage Level (kV)	Line Name		No. of Circuit	No. of Bundle	Line Length (Mile)
			From	To			
1	2015	66	Pahan	Hlaingpawe	1	1	27
2	2015	66	Mintap	Matupi	1	1	60
3	2015	66	Thaton	Beelin	1	1	38
4	2015	66	Moemate	Mabane	1	1	38
5	2015	230	Nansan - Minepyin	Kyaingtone	2	2	115
6	2015	230	Minhla	Hintherta	1	2	60
7	2015	230	North Okklapa - Hlawgear	Tharkyata	2	2	5
8	2015	230	Hlawgear	Yawerma	2	2	10
9	2016	230	Bamaw	Nabar	2	2	85
10	2016	230	Nabar - Shwebo	Owntaw	2	2	95
11	2016	66	Thaton	Pahan	1	1	25
12	2016	132	Upper Kayetown	Nasan	1	2	50
13	2016	66	Mineshue	Lawsansaue	1	1	40
14	2016	230	Mawlamyine - Ye	Htawae	2	2	60
15	2016	230	Htawae	Myeik	2	2	60
16	2016	66	Myeik	Pulaw	1	1	40
17	2016	66	Myeik	Thnantharyi	1	1	40
18	2016	500	Taugoon	Phyargyi	2	4	105
19	2016	500	Phyargyi	Hlaingtharyar	2	4	50
20	2016	230	Mandalay Industrial Zone	Shwesaryan-Mykepyi	2	2	10
21	2016	230	Ahlone	Dala	2	2	8
22	2016	230	Tharkyata	Thida	2	2	5.5
23	2016	230	Ahlone	Thida	1	2	4.5
24	2016	230	Tharkyata	Kyiatkasan	1	2	5.5
25	2016	230	Hlawgar	Tharkyata	2	2	4
26	2016	230	Yawerma	Hlaingtharyar	2	2	4
27	2016	66	East Dagon GIS	Shwepaukkan	2	1	12
28	2016	66	Shwepaukkan	Waibargi	1	2	2.5
29	2016	66	East Dagon GIS	Konbadathar	1	2	8
30	2016	66	Shwepaukkan	North Okkalapa	2	1	13
31	2016	66	East Dagon GIS	Dagon East (1) - (2)	2	1	9
32	2016	230	Nayokeyaung	Pathein	2	2	60
33	2016	66	Pathein	Myaemya	1	1	17
34	2016	230	Athoke	Hintherta	2	2	40
35	2017	230	Waiemaw	Nabar	2	1	140
36	2017	500	Shweli (3)	Meikhtilar	2	4	260
37	2017	230	Konelon	Theinni	2	2	75
38	2017	230	Mansan	Theinni	1	2	60
39	2017	66	Minekoke	Kyaingtone	1	1	70
40	2017	66	Minekoke - Minesat	Minetone	1	1	55
41	2017	66	Kyaingtone - Minephyke	Tarchilate	1	1	60
42	2017	66	Kyaingtone	Minekat	1	1	45
43	2017	66	Minephyke	Mineyaung	1	1	30
44	2017	66	Thipaw	Nanlan	1	1	28
45	2017	230	Tahtay In Put - Out Put		2	1	7

添付資料3 送変電設備の開発リスト(送電線)

No.	Year	Voltage Level (kV)	Line Name		No. of Circuit	No. of Bundle	Line Length (Mile)
			From	To			
46	2017	500	Phyargyi (Kamarnat)	Mawlamyine - Ye	2	4	300
47	2017	230	Kalay	Tamue	2	2	90
48	2017	230	Kalaywa (Coal)	Kalay	2	2	25
49	2017	230	Thanintharyi (Win Power)	Htawae	1	2	20
50	2017	230	Chaungku	Kyaungchaung	2	2	64
51	2017	230	Man	Taungtwingyi	2	2	85
52	2017	230	Kunchangone	Dala	2	2	35
53	2017	230	Thilawa Factory	Thilawa SEZ	2	2	5
54	2018	230	Theinni - Mineyae	Minenaung - Nansan	2	2	168
55	2018	66	Minekine	Nanlan	1	1	65
56	2018	230	Middle Paunlaung	Beluechaung (2) - Shwemyoe	2	1	5
57	2018	230	Deedoke	Yaeywar	1	1	25
58	2018	230	Myeik - Bokepyin	Kuethaung	2	2	250
59	2018	230	Htawae	Launglone	2	2	15
60	2018	230	Kyutthan	Thilwin	2	2	7
61	2019	500	Chiphwe - Waimaw	Shweli (3)	2	4	261
62	2019	132	Tarpine (2)	Tarpine (1)	1	2	5
63	2019	230	Baelin	Kamarnat - Thaton	2	2	8
64	2019	230	Baelin	Myingchan - Kyaungchaung	2	2	120
65	2019	230	Htantapin	Myaungtagar	2	2	12
66	2019	230	Htantapin	Hlaingtharyar	2	2	11
67	2019		Hlain River Crossing				
68	2019	230	Hintherta	Myaungtagar	1	2	80
69	2020	230	Middle Yeywar	Baelin	2	2	80
70	2020	230	Shweli (3)	Shweli (2)	2	2	
71	2020	230	Bawgahta	Tharyargone	1	1	20
72	2021	230	Thaton	Pahan	1	2	25
73	2021	230	Thaton	Paung	1	1	30
74	2022	500	Naungpha	Theinni	2	4	65
75	2023	230	Gaelan	Khankan	1	1	40
76	2023	230	Khankan	Htonesheinchang	1	1	20
77	2023	230	Htonesheinchang	Waimaw	2	2	90
78	2023	230	Longdang	Waimaw	2	2	120
79	2023	230	Wankarpin	Kyaingtone	2	2	28
80	2023	203	Saolu	Kyaingtone	1	2	25
81	2023	230	Minewa	Saolu	1	1	23
82	2023	66	Heku	Kyaewan	1	1	40
83	2023	66	Chauk	Kyatpataung	1	1	23
84	2024	230	Nantabat	Waimaw	1	2	40
85	2024	132	Nantabat	Nanpun - Saisi	1	1	44
86	2024	230	Laymyo	Maukoo	1	1	50
87	2024	230	Nanka	Minepyin	1	1	32
88	2024	230	Nanmatu	Mansan	1	1	65
89	2024	230	Maneepu	Kantkaw - Kalay	2	2	20
90	2028	132	Bawlakay	Loikaw	1	1	50

添付資料3 送変電設備の開発リスト(変電所)

No	Year	Name of Substation	Voltage Level (kV)	Installed Capacity (MVA)	Area
1	2015	Hlaingphawe	66 / 11	5 MVA	Karen State
2	2015	Pahan	66	1 Bay Exection	Karen State
3	2015	Matupi	66 / 11	2 MVA	Chin State
4	2015	Beelin	66 / 11	10 MVA	Mon State
5	2015	Thaton	66	1 Nos Exection	Mon State
6	2015	Mabine	66 / 11	5 MVA	Shan State
7	2015	Moemate	66	1 Nos Exection	Shan State
8	2015	Nansan	230 / 132	Switch Bay (2) Nos Exection	Shan State
9	2015	Minepyin	230 / 66	2 x 50 MVA	Shan State
10	2015	Kyaingtong	230 / 66	2 x 50 MVA	Shan State
11	2015	Minhla	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Bago Region
12	2015	Hintherta	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Bago Region
13	2015	Pakoeku	132 / 66	60 MVA Exection	Magwe Region
14	2015	Baelin	230 / 33	60 MVA Exection	Mandalay Region
15	2015	Matehtilar (Tapaywa)	230 / 33	100 MVA Exection	Mandalay Region
16	2015	North Okklapa	230 / 33 / 11	2 x 100 MVA	Yangon Region
17	2015	Hlawgar	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
18	2015	Yawerma	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
19	2016	Bamaw	132 / 230	2 x 100 MVA	Ka Chin State
20	2016	Nabar	230 / 66	100 MVA	Ka Chin State
21	2016	Bamaw	230 / 132	100 MVA Exection	Ka Chin State
22	2016	Nabar	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Sagine Region
23	2016	Shwebo	230 / 33	100 MVA & 230/132, 100 MVA	Sagine Region
24	2016	Owntaw	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Sagine Region
25	2016	Pahan	66 / 11	45 MVA Exection	Karen State
26	2016	Palatwa	66 / 11	5 MVA	Chin State
27	2016	Nansan	132	1 Nos Exection	Shan State
28	2016	Nyaungshwe	66 / 11	10 MVA	Shan State
29	2016	Yakesue	66 / 11	5 MVA	Shan State
30	2016	Muesae	66 / 11	10 MVA	Shan State
31	2016	Mineshue	66	Switch Bay (1) Nos Exection	Shan State
32	2016	Lawsansaeue	66 / 11	5 MVA	Shan State
33	2016	Ye	230 / 66	100 MVA	Thanintharyi Region
34	2016	Htawae	230 / 66	100 MVA	Thanintharyi Region
35	2016	Mawlamyine	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Mon State
36	2016	Myeik	230 / 66	100 MVA Exection	Thanintharyi Region
37	2016	Myeik	66 / 11	10 MVA Exection	Thanintharyi Region
38	2016	Pulaw	66 / 11	5 MVA	Thanintharyi Region
39	2016	Thanintharyi	66 / 11	5 MVA	Thanintharyi Region
40	2016	Pyay	66 / 11	10 MVA	Bago Region
41	2016	Meikhtilar	500 / 230	2 x 500 MVA	Mandalay Region
42	2016	Taungoo	500 / 230	500 MVA	Bago Region
43	2016	Phyargyi	500 / 230	2 x 500 MVA	Bago Region
44	2016	Hlaingtharyar	500 / 230	500 MVA	Yangon Region
45	2016	Taungtwingyi	66 / 11	10 MVA Exection	Magwe Region
46	2016	Dala	230 / 33 / 11	100 MVA	Yangon Region

添付資料3 送変電設備の開発リスト(変電所)

No	Year	Name of Substation	Voltage Level (kV)	Installed Capacity (MVA)	Area
47	2016	Tharkyata	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
48	2016	Thida	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
49	2016	Thida	230 / 66 / 11	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
50	2016	Tharkyata	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
51	2016	Kyiatkasan	230 / 66 / 11	(2 x 50) MVA	Yangon Region
52	2016	South Okklapa	230 / 66 / 11	(2 x 125) MVA	Yangon Region
53	2016	Western University	230 / 33 / 11	(2 x 125) MVA	Yangon Region
54	2016	Shwepaukkan	66/33 & 66/11	20 MVA & 2 x 20 MVA	Yangon Region
55	2016	North Okklapa	66/33 & 66/11	20 MVA & 2 x 20 MVA	Yangon Region
56	2016	Waibargi	66 / 11	2 x 20 MVA	Yangon Region
57	2016	Pathein	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Ayeyarwaddy Region
58	2016	Myaemya	66 / 11	2 x 100 MVA	Ayeyarwaddy Region
59	2016	Pathein	66	Switch Bay (1) Nos Exection	Ayeyarwaddy Region
60	2016	Athoke	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Ayeyarwaddy Region
61	2016	Hintherta	230 / 66 / 11	2 x 50 MVA	Ayeyarwaddy Region
62	2017	Waiemaw	132 / 230	2 x 100 MVA Exection	Ka Chin State
63	2017	Nabar	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Ka Chin State
64	2017	Maikehtilar	500	500 kV Switch Bay (2) Nos Exection	Mandalay Region
65	2017	Theinni	500 / 230	2 x 500 MVA	Shan State
66	2017	Theinni	230 / 66	100 MVA	Shan State
67	2017	Mansan	230	1 Nos Exection	Shan State
68	2017	Kyaingtong	66	1 Nos Exection	Shan State
69	2017	Minesat	66 / 11	10 MVA	Shan State
70	2017	Minetone	66 / 11	10 MVA	Shan State
71	2017	Minephyke	66 / 11	10 MVA	Shan State
72	2017	Tarchilate	66 / 11	2 x 10 MVA	Shan State
73	2017	Minekat	66 / 11	10 MVA	Shan State
74	2017	Mineyaung	66 / 11	5 MVA	Shan State
75	2017	Thipaw	66	Switch Bay (1) Nos Exection	Shan State
76	2017	Nanlan	66 / 11	5 MVA	Shan State
77	2017	Phyargyi (kamarnat)	500	Switch Bay (2) Nos Exection	Bago Region
78	2017	Mawlamyine	500 / 230	Substation Exection	Mon State
79	2017	Ye	500 / 230	Substation Exection	Thanintharyi Region
80	2017	Kalay	230	Switch Bay (1) Nos Exection	Sagine Region
81	2017	Tamue	230 / 66 / 11	2 x 50 MVA	Sagine Region
82	2017	Kalay	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Sagine Region
83	2017	Htawae	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Thanintharyi Region
84	2017	Chaungku	230	2 No Exection	Magwe Region
85	2017	Kyaungchaung	230	2 No Exection	Magwe Region
86	2017	Man	230	2 No Exection	Magwe Region
87	2017	Taungtwingyi	230	2 No Exection	Magwe Region
88	2017	Aungpinlae	230/132/11 & 230/33/11	(2 x 100) MVA & 100 MVA	Mandalay Region
89	2017	Dala	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
90	2017	Thilawa SEZ	230	Switch Bay (2) Nos Exection	Yangon Region
91	2018	Moenyin	66 / 11	15 MVA	Ka Chin State
92	2018	Theinni	230	Switch Bay (2) No Exection	Shan State

添付資料3 送変電設備の開発リスト(変電所)

No	Year	Name of Substation	Voltage Level (kV)	Installed Capacity (MVA)	Area
93	2018	Minenaung	230 / 66	100 MVA	Shan State
94	2018	Nansan	230	Switch Bay (2) No Exection	Shan State
95	2018	Mineyae	230 / 66	100 MVA	Shan State
96	2018	Mingkine	66	Switch Bay (1) No Exection	Shan State
97	2018	Nanlan	66	Switch Bay (1) No Exection	Shan State
98	2018	Myeik	230	Switch Bay (2) No Exection	Thanintharyi Region
99	2018	Bokepyin	230 / 33	100 MVA	Thanintharyi Region
100	2018	Kuethaung	230 / 33	100 MVA	Thanintharyi Region
101	2018	Htawae	230	Switch Bay (2) No Exection	Thanintharyi Region
102	2018	Launglone	230 / 33	100 MVA	Thanintharyi Region
103	2018	Kyutthan	230	Switch Bay (2) No Exection	Yangon Region
104	2019	Waimaw	230 / 500	500 MVA	Ka Chin State
105	2019	Shweli (3)	500	Switchbay (2) Nos Exection	Shan State
106	2019	Tarpin (1)	132	2 Nos Exection	Ka Chin State
107	2019	Tahone Factory	230 / 66	100 MVA Exection	Mon State
108	2019	Lawylin	66 / 11	15 MVA	Shan State
109	2019	Nansan	66 / 11	15 MVA	Shan State
110	2019	Pwinoolwin (Anaesakan)	132 / 33	2 x 50 MVA	Mandalay Region
111	2019	Baelin	230	Swith Bay (2) No Exection	Mandalay Region
112	2019	Myingchan	230	Switch Bay (4) Nos Exection	Mandalay Region
113	2019	Myingchan	230 / 33	80 MVA	Mandalay Region
114	2019	Kyaungchaung	230	Switch Bay (1) Nos Exection	Mandalay Region
115	2019	Bagan	66 / 11	15 MVA	Mandalay Region
116	2019	Hlaingtharyar	230	Switch Bay (1) Nos Exection	Yangon Region
117	2019	Myaungtagar	230	Switch Bay (1) No Exection	Yangon Region
118	2019	Hintherta	230	Switch Bay (2) No Exection	Irrawaddy Region
119	2019	Myaungtagar	230	Switch Bay (2) No Exection	Irrawaddy Region
120	2020	Thaton	230 / 66	100 MVA Exection	Mon State
121	2020	Baelin	230	2 Nos Exection	Mandalay Region
122	2020	Shweli (3)	230	2 Nos Exection	Shan State
123	2020	Shweli (2)	230	2 Nos Exection	Shan State
124	2020	Chauk	66 / 11	10 MVA	Magwe Region
125	2020	Myingchan	132 / 66	10 MVA	Mandalay Region
126	2020	Tharyargone	230	Switch Bay (1) No Exection	Bago Region
127	2021	Pahan	230 / 66	50 MVA	Karen State
128	2021	Paung	66 / 11	10 MVA Exection	Mon State
129	2021	Yahesauk	66 / 11	2 x 10 MVA	Mon State
130	2021	Aungpinlae	66 / 11	2 x 100 MVA Exection	Mandalay Region
131	2021	Myaemya	66 / 11	10 MVA	Irrawaddy Region
132	2022	Lashoe	66 / 11	20 MVA Exection	Shan State
133	2023	Khankan	230	1 Nos Exection	Ka Chin State
134	2023	Chiphwe	230	1 Nos Exection	Ka Chin State
135	2023	Waimaw	230	Switch Bay (2) No Exection	Ka Chin State
136	2023	Waimaw	230	Switch Bay (2) No Exection	Ka Chin State
137	2023	Beelin	66 / 11	15 MVA	Mon State
138	2023	Naungshwe	66 / 11	10 MVA	Shan State

添付資料3 送変電設備の開発リスト(変電所)

No	Year	Name of Substation	Voltage Level (kV)	Installed Capacity (MVA)	Area
139	2023	Muesae	66 / 11	10 MVA Exection	Shan State
140	2023	Kyaingtong	230	Switch Bay (1) No Exection	Shan State
141	2023	Kyaingtong	230	Switch Bay (2) No Exection	Shan State
142	2023	Saolu	230	Switch Bay (1) No Exection	Ka Chin State
143	2023	Kyaewan	66 / 11	10 MVA	Ka Chin State
144	2023	Kamarnat	230 / 33	100 MVA Exection	Bago Region
145	2023	Kyatpataung	66 / 11	5 MVA	Mandalay Region
146	2023	Nyaungeoo	66 / 11	10 MVA Exection	Mandalay Region
147	2023	Naypyitaw (2)	230 / 33	100 MVA Exection	Naypyitaw Region
148	2023	Maikehtilar (Tapaywa)	230 / 33	100 MVA Exection	Mandalay Region
149	2024	Waimaw	230	Switch Bay (1) No Exection	Ka Chin State
150	2024	Saisi	132 / 66	60 MVA	Shan State
151	2024	Maruk U	230 / 66	60 MVA	Yakhine State
152	2024	Minepyin	230	Switch Bay (1) No Exection	Shan State
153	2024	Mansan	230	Switch Bay (1) No Exection	Shan State
154	2024	Myakepyin	230 / 33	100 MVA	Mandalay Region
155	2024	Beelin	230 / 33	100 MVA	Mandalay Region
156	2024	Naypyitaw (1)	230 / 33	2 x 100 MVA Exection	Naypyitaw Region
157	2024	Maouepin	66 / 11	100 MVA	Ayeyarwaddy Region
158	2024	Bokalay	66 / 11	10 MVA	Ayeyarwaddy Region
159	2025	Nankhan	66 / 11	5 MVA Exection	Shan State
160	2025	Taungtwingyi	66 / 11	10 MVA Exection	Magwe Region
161	2025	Bagan	66 / 11	10 MVA Exection	Mandalay Region
162	2026	Moekaung	66 / 11	10 MVA Exection	Ka Chin State
163	2026	Yakesue	66 / 11	5 MVA Exection	Shan State
164	2026	Nyaungpingyi	132 / 33	100 MVA Exection	Sagine Region
165	2026	Pathein	230 / 66 / 11	100 MVA Exection	Ayeyarwaddy Region
166	2026	Myaemya	66 / 11	10 MVA	Ayeyarwaddy Region
167	2026	Pharpone	66 / 11	10 MVA	Ayeyarwaddy Region
168	2027	Thanphyuzayat	66 / 11	10 MVA Exection	Mon State
169	2027	Shwesaryan	230 / 33	2 x 100 MVA Exection	Mandalay Region
170	2028	Loikaw	132	Switch Bay (1) No Exection	Kayar State
171	2028	Paung	66 / 11	10 MVA Exection	Mon State
172	2028	Nansan	66 / 11	10 MVA Exection	Shan State
173	2028	Nyaungoo	66 / 11	10 MVA Exection	Mandalay Region
174	2028	Shwemyoe	230 / 33	3 x 100 MVA Exection	Mandalay Region
175	2028	Tapaywa (Matehtilar)	230 / 33	100 MVA Exection	Mandalay Region
176	2028	Maouepin	66 / 11	100 MVA Exection	Ayeyarwaddy Region
177	2029	Mandalay Industrial Zone	230 / 33	2 x 100 MVA Exection	Mandalay Region

添付資料 4

セミナー発表資料



Ministry of Electric Power
and
Japan International Cooperation Agency



1st Seminar on Data Collection Survey on Capacity Development of Power Sector
Development Planning
in the Republic of the Union of Myanmar

<i>Time</i>	<i>Topics</i>	<i>Resource Person/Speaker</i>
13:00-13:20	<i>Opening Address</i>	Director General Department of Electric Power Ministry of Electric Power Mr. Kiyoshi YOSHIDA Project Team Leader JICA / NEWJEC
13:20-13:40	<i>Plan and Lessons for Power Development in Myanmar</i>	Dr. Satoshi YAMAOKA JICA / Utsunomiya University
13:40-14:10	<i>Power Demand Forecast / Power System Development</i>	Mr. Seiji UEOKA JICA / The Kansai Electric Power Co., Inc
14:10-14:30	<i>Concept of the Power Generation Development Plan and Major Findings in the M/P2014</i>	Mr. Sho SHIBATA JICA / NEWJEC
14:50-15:10	<i>2nd Training-Workshop on Capacity Development of Power Sector Development Planning</i>	Dr. Hiroaki NAGAYAMA JICA / Kyoto University
15:10-15:30	<i>Discussion</i>	
15:30-15:40	<i>Closing Speech</i>	Dr. Satoshi YAMAOKA JICA / Utsunomiya University

Plan and Lessons for Power Development in Myanmar

May 2015
Dr. YAMAOKA Satoshi



Contents

- Overview of PDP2014
- Issues for Power Sector Reform
- Lessons from Asian Countries
- On-going JICA project

Overview of Power Development Plan 2014

Outline of the National Electricity Master Plan

Three Development Scenarios

Item	Description
Period	2013 - 2030
Demand	High Case (4,531MW in 2020 and 14,542MW in 2030)

Scenario No.	Priority	Concept	Power resources
1	Domestic Energy Consumption	Scenario 1 is formulated based on large hydro oriented plan.	<ul style="list-style-type: none"> > Maximum utilization of domestic energy > Possible hydropower plans > Listed gas p/s plans
2	Least Cost	Scenario 2 aims to minimize the development and fuel cost.	<ul style="list-style-type: none"> > Possible hydropower plans > Less gas p/s after 2016 > Rest with coal and renewables.
3	Power Resources Balance	Scenario 3 is formulated considering the composition of power resources and feasibilities of development	<ul style="list-style-type: none"> > Hydropower plans with high feasibilities > Modified gas p/s plans > Rest with coal and renewables

Outline of the National Electricity Master Plan

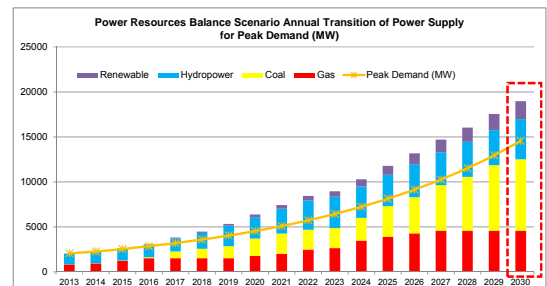
Scenarios Comparison



Scenario 3 (Power Resources Balance) had been selected as the optimum one.

Outline of the National Electricity Master Plan

Power Supply Composition of Scenario 3 (Revised)

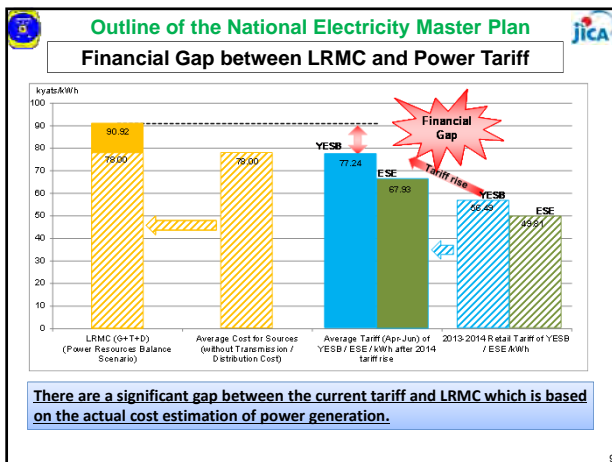
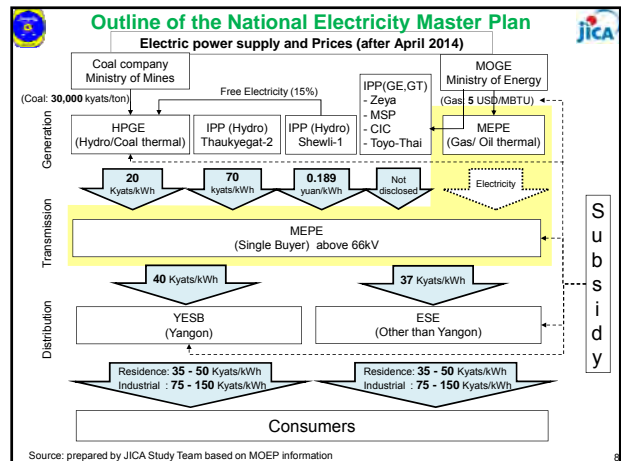


Compared with existing studies in Myanmar, power supply composition are shifted from large scale hydropower to balanced power resources.

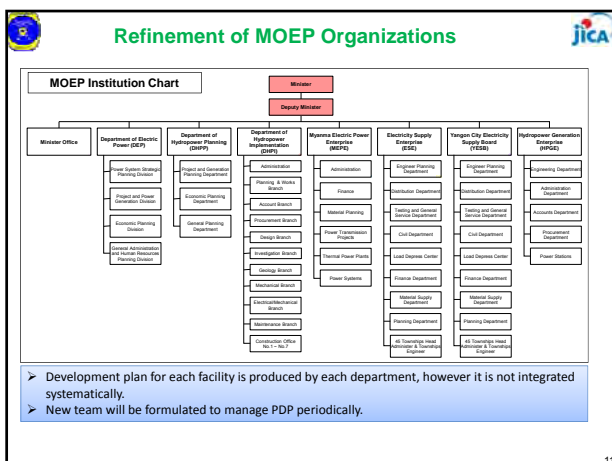
Outline of the National Electricity Master Plan

Salient Indicators of Revised Scenario 3

Indicators	2013	2020		2030	
		High	Low	High	Low
Power Consumption	8,613 GWh	22,898 GWh	19,514 GWh	77,730 GWh	48,639 GWh
Maximum Power Demand	1,969 MW	4,531 MW	3,862 MW	14,542 MW	9,100 MW
Primary Energy	Hydropower	2,361 MW (65.0%)	4,721 MW (53.6%)	8,896 MW (37.7%)	679 bkt/ud
	Gas	247 bkt/ud	348 bkt/ud	679 bkt/ud	348 bkt/ud
	Coal	300,000 ton	5,795,000 ton	23,373,000 ton	23,373,000 ton
Power Supply Composition for Myanmar	Renewable Energy	0 MW	200 MW	2,000 MW	2,000 MW
	Hydropower	2,361 MW (65.0%)	4,721 MW (53.6%)	8,896 MW (37.7%)	679 bkt/ud
	Gas	1,152 MW (31.7%)	1,969 MW (22.3%)	4,758 MW (20.2%)	348 bkt/ud
	Coal	120 MW (3.3%)	1,925 MW (21.8%)	7,940 MW (33.6%)	23,373,000 ton
Overall Development Cost	Renewable Energy	0 MW (0.0%)	200 MW (2.3%)	2,000 MW (8.5%)	2,000 MW (8.5%)
	Total	3,633 MW (100%)	8,815 MW (100%)	23,594 MW (100%)	23,594 MW (100%)
Power System Facility	Transmission (km)	500kV: 3,047 km 230kV: 2,109 km 132kV: 2,109 km	500kV: 0 km 230kV: 7,434 km 132kV: 2,389 km	500kV: 50.00 MVA 230kV: 11,500 MVA 132kV: 2,153 MVA	500kV: 17,500 MVA 230kV: 16,030 MVA 132kV: 2,873 MVA
	Substation (MVA)	500kV: 0 MVA 230kV: 3,760 MVA 132kV: 1,323 MVA	500kV: 0 MVA 230kV: 11,500 MVA 132kV: 2,153 MVA	500kV: 50.00 MVA 230kV: 11,500 MVA 132kV: 2,153 MVA	500kV: 17,500 MVA 230kV: 16,030 MVA 132kV: 2,873 MVA
	Power Generation	—	13.8 Billion USD	55.2 Billion USD	60.8 Billion USD
	Transmission	—	2.7 Billion USD	5.6 Billion USD	6.8 Billion USD
Total	—	16.5 Billion USD	60.8 Billion USD	67.6 Billion USD	



- ### Outline of the National Electricity Master Plan
- #### Key points of M/P Formulation
1. Emphasizing use of national power resources and mitigation of environmental impacts to formulate the scenario of M/P.
 2. Revising the power generation plan oriented in large scale hydropower to balance power resources.
 3. Need to manage JV/IPP schemes in the power generation development.
 4. Indicating the financial gap between the current power tariff and appropriate levels.
 5. Formulating a team to update M/P periodically.



Issues for Power Sector Reform

Issues to reinforce Myanmar Power Sector (1/2)

(1) To diversify power resources by utilizing domestic natural ones
Hydro and gas are rich and coal is possible in Myanmar. But future high demand requires more energy and its resources. Imported coal can cover the energy deficit and renewable energy is expected to be used.

(2) To develop power generation facility in view of environmental and social considerations
Development of renewable energy should be promoted.
EIA is assessed and approved in MOECF. What is the role of MOEP?

(3) To manage IPP development
Solicited IPP is implemented to avoid unsolicited IPP leading higher generation price.
Control IPP ratio is needed to manage peak and off-peak supply or load variation.

Issues to reinforce Myanmar Power Sector (2/2)

(4) To formulate appropriate electricity tariff system
Transparent pricing policy is set up based on subsidies and generation cost.
Financial soundness and proper investment are secured to put PDP in execution.

(5) To learn lessons and take action
Lessons of power sector reform in other countries should be learned.
Electric power liberalization model should be established.
Action plan should be produced based on PDP prior to 3rd site investigation, early June 2015, by MOEP.

Lessons from Asian countries

Contents

- Types of electric power liberalization model
- Liberalization model and PDP in other Asian countries
- Change of annual power generation of each country
- Change of IPP ratio of each country's installed capacity
- Comparison of electricity tariff
- Lesson of high IPP ratio with high fuel cost – Cambodia
- Lesson of cost pass-through system and IPP for tariff – Pakistan
- Lesson of power resources and environmental issues - Thailand
- Summary of lessons on power sector reform

Types of electric power liberalization model (1/2)

Sector of Structure	Vertical Integration Model	Shingle Buyer Model
	Each IPP contracts PPA with public utility or government.	Competition is introduced only to the electricity wholesale sector. The independent single buyer procures wholesale electric power based on fixed contracts with the power producer through competitive bidding.
Country	Advanced country: Switzerland, South Africa, Hong Kong Asian developing country: Lao PDR, Nepal Latin America: Cuba, Haiti, Paraguay, Uruguay, Costa Rica, Jamaica Former Soviet Union, East Europe: Slovakia, Uzbekistan, Turkmenistan, Albania, Azerbaijan, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, State Union Serbia and Montenegro, Tadzhikistan	Korea (Cost based pool) Vietnam (Cost based pool), China, Indonesia, Thailand, Malaysia, Bangladesh, Pakistan, (Lao PDR), Cambodia, Myanmar

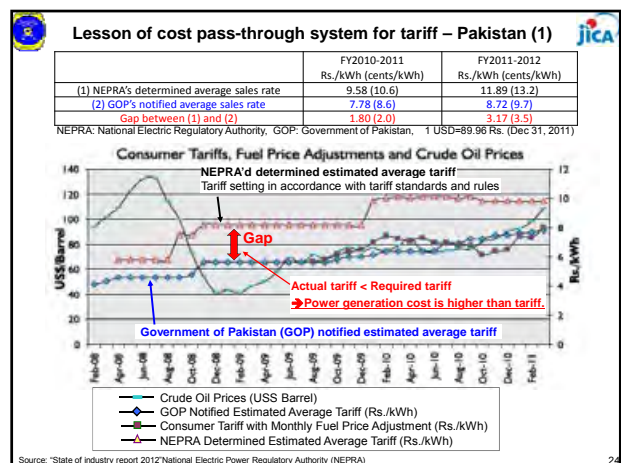
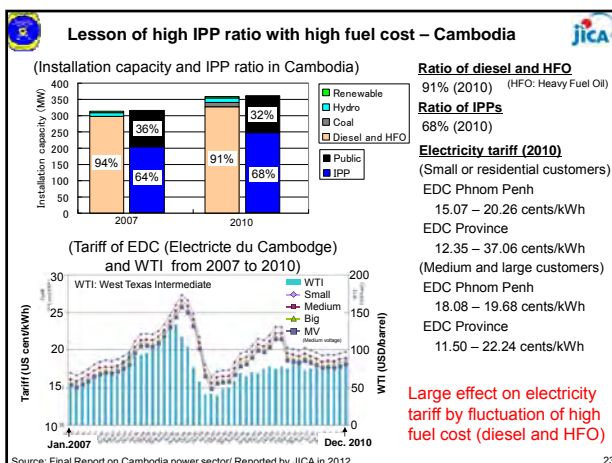
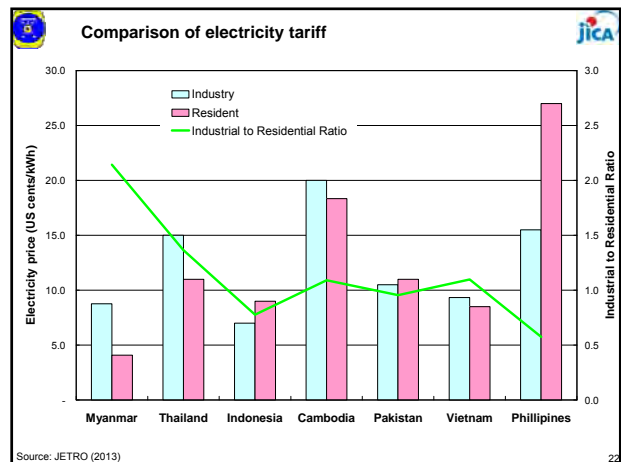
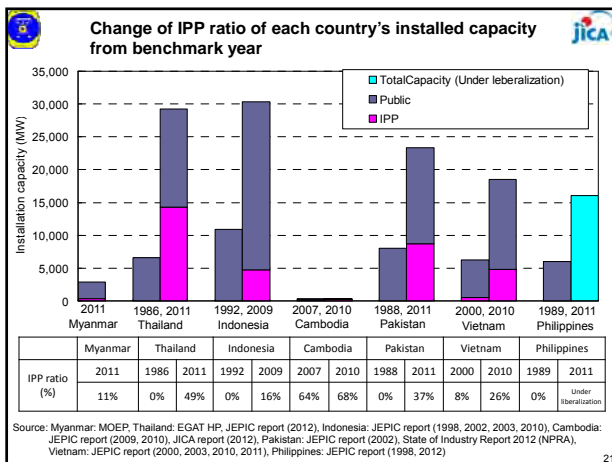
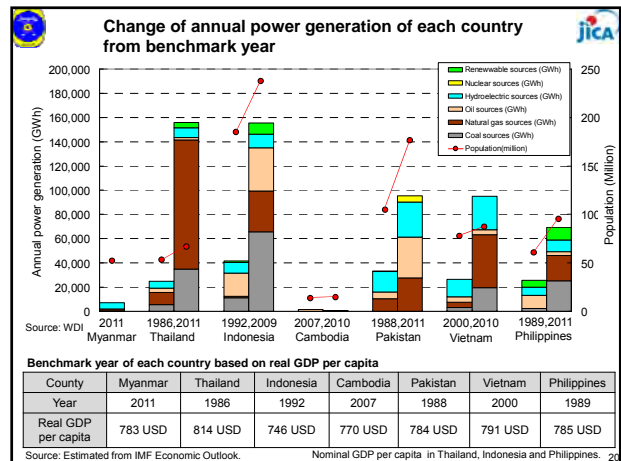
Types of electric power liberalization model (2/2)

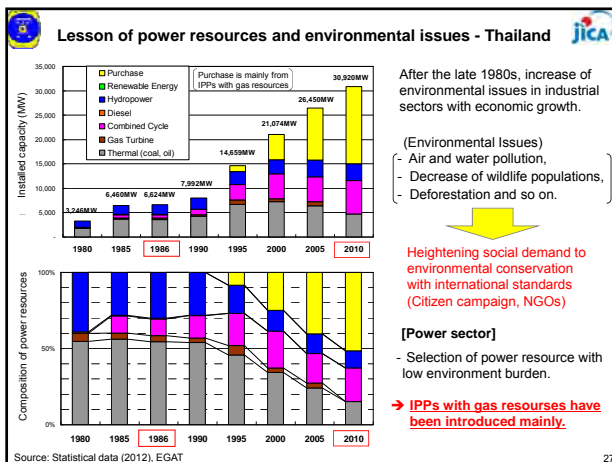
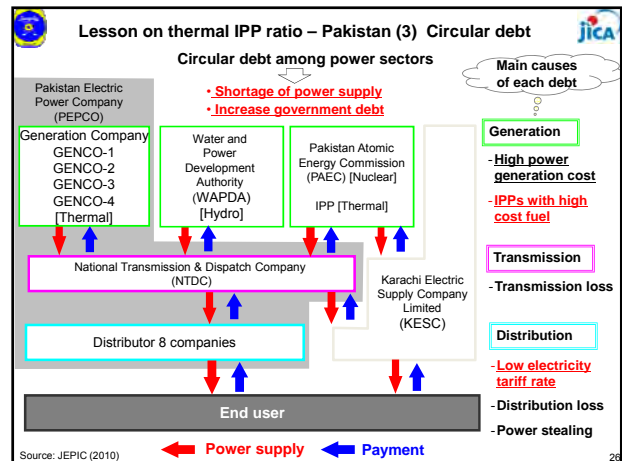
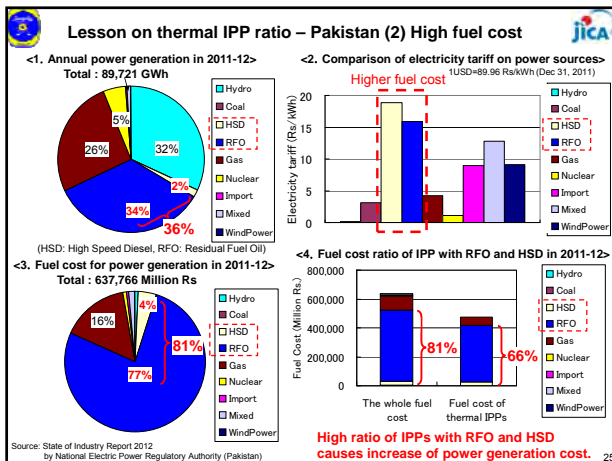
Structure of Sector	Wholesale Sector Competitive Model	Wholesale / Retail Sector Competitive Model
	Competition is introduced only to the electricity wholesale sector. Wholesale electric power is dealt with in a form required by market participants, irrespective of the presence of electric power pool market.	Competition is introduced to both electricity wholesale and retail electric power sector. Consumer can select power providers other than conventional power company (power distribution company).
Country	Advanced country: - Asian-developing country: India Latin America: Argentina, Bolivia, Brazil, Colombia, Dominica, Ecuador, Guatemala, Nicaragua, Panama, Chile Former Soviet Union, East Europe: Ukraine, Latvia, Russia, Poland	JAPAN, Austria, US, Australia, Belgium, Ireland, Italy, Netherland, Spain, UK, New Zealand, Canada, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Luxembourg, Norway, Portugal, Sweden El Salvador Romania, Czech republic, Estonia, Moldova, Slovenia, Lithuania

Liberalization model and PDP in other Asian countries

Country	Thailand	Indonesia	Cambodia	Pakistan	Vietnam	Philippines
Liberalization model	Single buyer model	Single buyer model	Single buyer model	Single buyer model	Single buyer model	Wholesale/Retail sector competitive model
Possible field of private company participation	Generation	Generation	Generation	Generation	Generation, Distribution	Generation, Transmission, Distribution
PDP (Power Development Plan)	Power development plan 2010-2030 (PDP 2010)	General plan of electricity 2008-2028 (RUKN 2008)	Power development plan 2008-2020 (PDP 2008)	No PDP (Hydro vision 2025 in 2001)	7 th Power development plan 2011-2021 (PDP 2011)	Power development plan 2009-2030 (PDP 2009)
Revised interval of PDP	As required	Every year	Unknown	Unknown	5 years	Every year
Implementation Power development	based on PDP	based on RUKN	based on PDP	based on approval of council?	based on PDP	Full liberalization

Source: JEPIC, etc. RUKN: Comprehensive power development plan in Indonesia





- ### Summary of lessons on power sector reform (1/2)
- To PDP updating periodically
 Other Asian government implement power development based on PDP (Power Development Plan) revising periodically.
 - To diversity power resources by utilizing domestic natural ones
 Each formation of power resources in Thailand, Indonesia, Vietnam, of which single buyer model is similar to Myanmar, has changed by utilizing domestic natural resources.
 - Thailand: mainly gas-fired projects.
 - Indonesia: oil-, gas-, and coal-fired projects
 - Vietnam: hydropower and gas-fired projects
 - To consider power resources in view of environmental and social considerations
 - Thailand: Selection of power resources of low effect on environment except coal-fired power, large hydropower.

- ### Summary of lessons on power sector reform (2/2)
- To evaluate risks on increase of IPP ratio to the total installed capacity
 - Cambodia: High ratio of thermal IPP (Diesel and HFO) has resulted in high power tariff.
 - Pakistan: Thermal IPP with HSD and RFO caused large governmental debt.
 - To formulate appropriate cost-pass-through system to electricity tariff
 - Cambodia: Fluctuation of fuel costs can be added to power electricity tariff.
 - Pakistan: Gap of estimated average tariff between NEPRA (National Electric Power Regulatory and GOP (Government of Pakistan) has resulted in large governmental debt and circular debt of each sector.

On-going JICA project

Outline of the Project

Item	Substance	Remark
Purpose	1) Capacity development and analysis on the organization of MOEP related to the formulation and operation of the M/P 2) Recommendation on the future technical cooperation project for the capacity development of Power Sector Development Planning	1) Data collection and analysis 2) Clarification of technical issues 3) Capacity development and institutional establishment
Implementation Agency	Ministry of Electric Power	Confirmation of specific parties concerned
Scope of Works	(1) To review the existing report and assess the current situation of the Master Plan. (2) To confirm the policy status of the Master Plan and the process of decision making. (3) To study the organizational structure related to the Master Planning of electricity sector and clarify issues. (4) To assess the technical capacity on the Master Planning, such as power demand forecast, power development plan, power system planning, and economic / financial analysis including long-run marginal cost, by conducting the training program on analysis and simulation of the software application for officials of Myanmar side. (5) To hold the training and seminars on the capacity development (6) Based on the study, the result of assessment will be compiled and propose the possible technical cooperation for the capacity development on electricity sector master planning.	1) Confirmation of other donors cooperation 2) Holding the Seminar in Myanmar twice

31

Assignment Schedule

Assignment	Name	Affiliation	M/D																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12								
Head/Leader/Power Development Organization	Dr. Aung MYINT	SEWEC Inc.																				
Sub Team Leader/Power Demand Forecast/Power System Planning	Mr. Hajime S.	The Kansai Electric Power Co., Inc.																				
Power Development Div.	Mr. Na HIRATA	SEWEC Inc.																				
Finance and Personnel Div.	Dr. Thant MYINT	SEWEC Inc.																				
Report																						

Legend: ■ Site Investigation ■ Present Work in Japan

Team Members are:

- Team Leader /Power Development /Organization,
- **Sub Team Leader /Power Demand Forecast /Power System Planning,**
- **Power Generation Development Plan and**
- Economic and Financial Analysis


Site Investigations are Four (4) times.
Training will be implemented on 2nd investigation (April – May) and 3rd investigation (June).
Duration of the training is expected to be half days of one week per each training.

32

Seminars in Myanmar



1st Seminar	
Venue	MOEP Hall
Date	2nd Investigation (May of 2015)
Participants	MOEP staffs, donors and relevant Japanese agencies
Purpose	To explain the outline of this Survey and request for the cooperation
Contents (Draft)	<ul style="list-style-type: none"> • Basic approaches, substances, methodologies and schedule • Presentation for the technical assistance plan of the M/P Formulation and Operation [i) Power Demand Forecast, ii) Power Generation Development Plan, iii) Power System Development Plan, iv) Economic and Financial Analysis, v) Efficiency of JV/IPP Investment and Burden] • Request for the MOEP and proposal for formation of the working group
2nd Seminar	
Venue	MOEP Hall or Hotel in Nawpyidaw
Date	4th Investigation (July of 2015)
Participants	MOEP staffs, other relevant ministries, donors and relevant Japanese agencies
Purpose	To present the Action Plan of the M/P and contents of the future technical assistance plan
Contents (Draft)	<ul style="list-style-type: none"> • Presentation for the Action Plan by Myanmar Side [i) Power Demand Forecast, ii) Power Generation Development Plan, iii) Power System Development Plan, iv) Economic and Financial Analysis, v) Efficiency of JV/IPP Investment and Burden] • Introduction of contents of the future technical assistance plan

33



Power Demand Forecast Power System Development

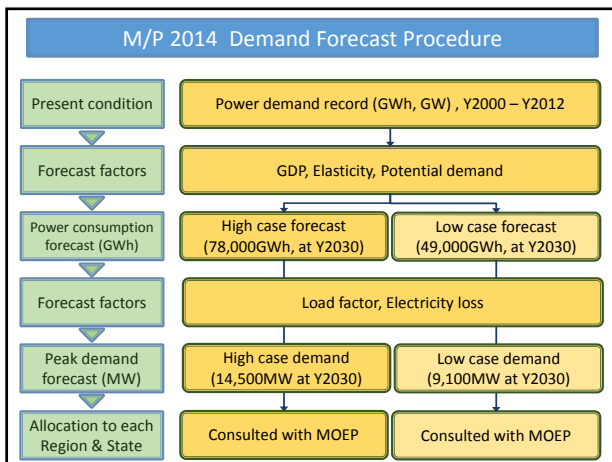
SEIJI UEOKA
Kansai Electric Power Co., Inc

NEWJEC Inc. The Kansai Electric Power Co., Inc.

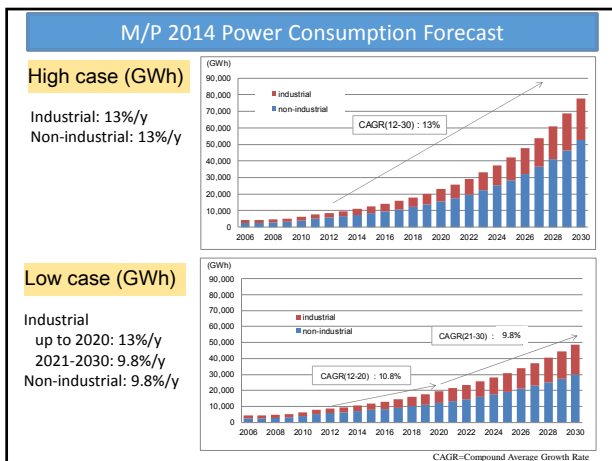
1st Seminar Agenda

1. Overview of M/P 2014
 - Power demand forecast
 - Power system development
2. Issues of
 - Power demand forecast
 - Power system development
3. Outline of training and survey



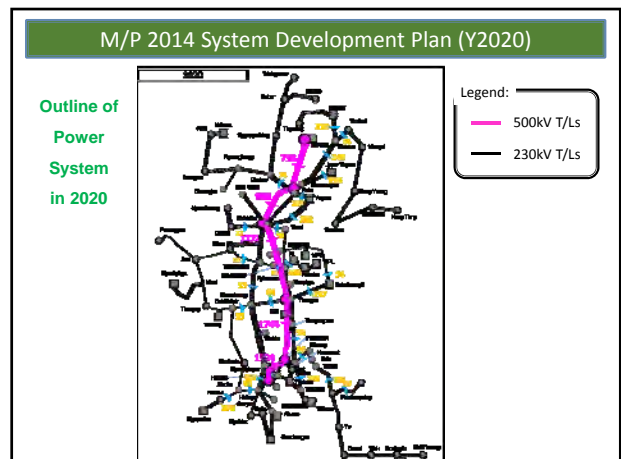
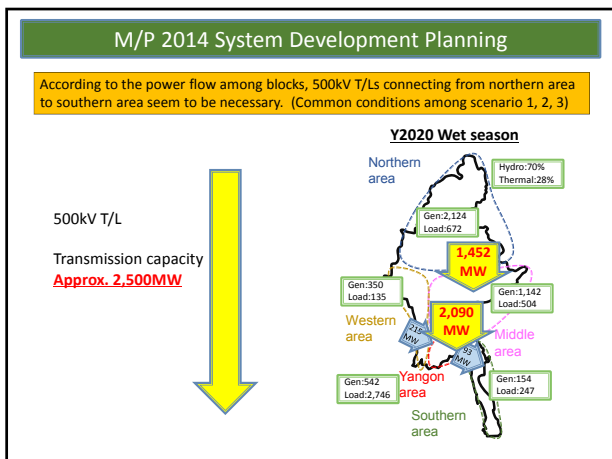
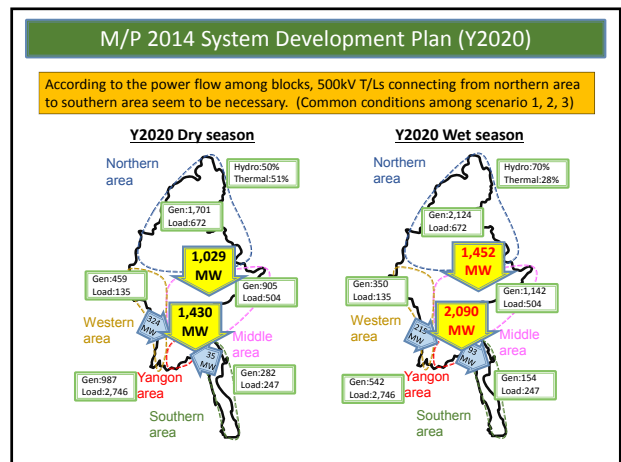
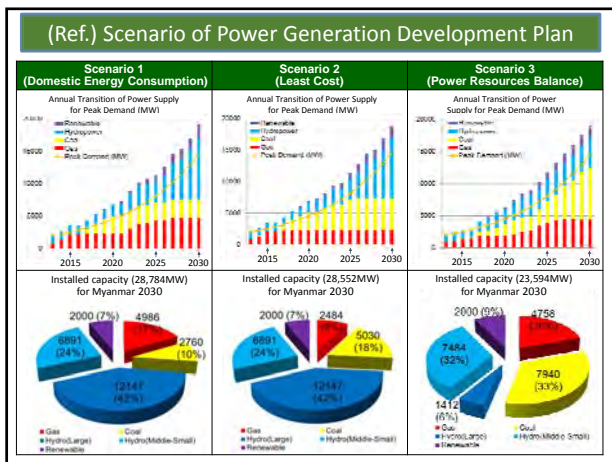
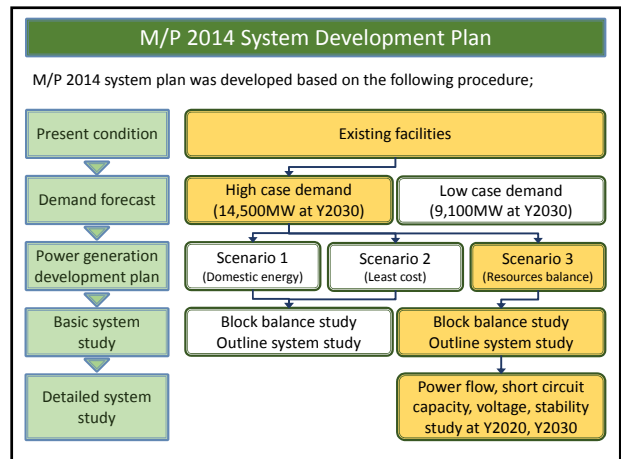
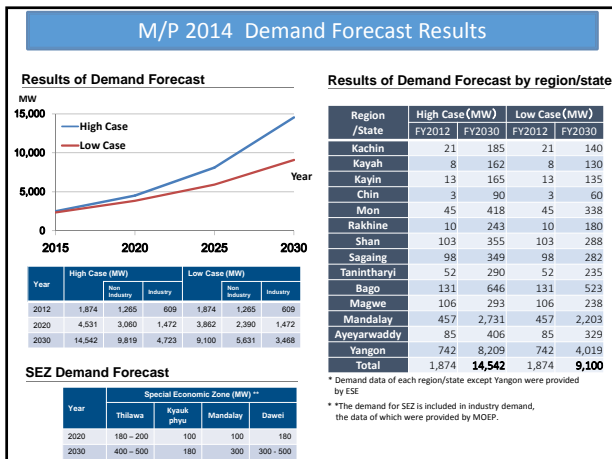
M/P 2014 Demand Forecast Conditions

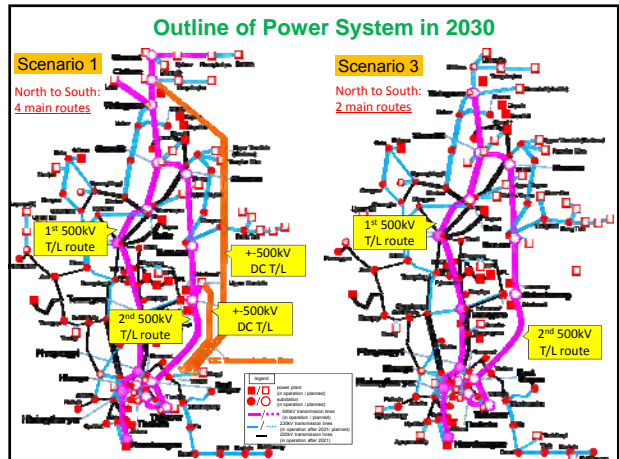
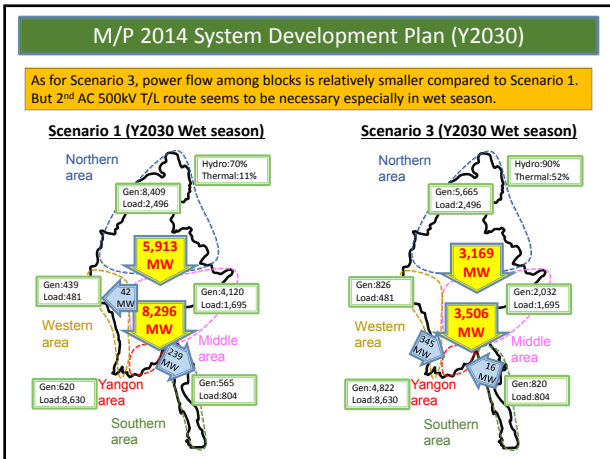
Analysis Step	Conditions for the forecast	Reference	
Variable Setting	GDP	High Case : 8.7% Low Case : 6.4%	The growth rate of 2011-2012 IMF "Economic Outlook"
	Elasticity	1.4	The average from the of 2002-2010
Power Consumption Forecast	Potential Demand	4.4%	Calculated from the load shedding result data
	Scenario	High Case Low Case	Both industry and non-industry sector will grow at 13% Industry sector will grow at 13% by 2020, afterwards, 9.8% Non-Industry sector will grow at 9.8% constantly
Peak Demand Forecast	Load Factor	68.4%	The average of the figures of past 4 years (2010-2013)
	Electricity Loss	12.0% (2030)	From the electricity loss of Thailand in 2000
	Internal Use	0.86%	The average figure from 2007-2011
Allocation to Region/State	YESB	The value of total peak demand minus ESE peak demand	
	ESE	Professional judgment by MOEP	



M/P 2014 Demand Forecast Conditions

Analysis Step	Conditions for the forecast	Reference	
Variable Setting	GDP	High Case : 8.7% Low Case : 6.4%	The growth rate of 2011-2012 IMF "Economic Outlook"
	Elasticity	1.4	The average from the of 2002-2010
Power Consumption Forecast	Potential Demand	4.4%	Calculated from the load shedding result data
	Scenario	High Case Low Case	Both industry and non-industry sector will grow at 13% Industry sector will grow at 13% by 2020, afterwards, 9.8% Non-Industry sector will grow at 9.8% constantly
Peak Demand Forecast	Load Factor	68.4%	The average of the figures of past 4 years (2010-2013)
	Electricity Loss	12.0% (2030)	From the electricity loss of Thailand in 2000
	Internal Use	0.86%	The average figure from 2007-2011
Allocation to Region/State	YESB	The value of total peak demand minus ESE peak demand	
	ESE	Professional judgment by MOEP	





M/P 2014 System Development Plan

SCENARIO		No 1	No 2	No 3
Priority of PGDP	Domestic energy consumption		Least cost	Power resources balance
	Main projects	+500kV T/L	+500kV T/L	+500kV T/L
	500kV Cost	710 MUSD (570km, 5,000MVA)	710 MUSD (570km, 5,000MVA)	710 MUSD (570km, 5,000MVA)
Mid-term (Year 2016-2020)	230-132kV Cost	1,660 MUSD (4,160km, 8,770MVA)	1,660 MUSD (4,160km, 8,770MVA)	1,660 MUSD (4,160km, 8,770MVA)
	Total	2,370 MUSD	2,370 MUSD	2,370 MUSD
	Main projects	+DC T/L +500kV T/L	+DC T/L +500kV T/L	+500kV T/L
Lon-term (Year 2021-2030)	500kV Cost	4,680 MUSD	4,680 MUSD	2,480 MUSD
	230-132kV Cost	900 MUSD	900 MUSD	900 MUSD
	Total	5,580 MUSD	5,580 MUSD	3,380 MUSD

Note: Results of detailed power system study are not reflected on figures

- ### 1st Seminar Agenda
1. Overview of M/P 2014
 - Power demand forecast
 - Power system development
 2. Issues of
 - Power demand forecast
 - Power system development
 3. Outline of training and survey

- ### M/P 2014 Demand Forecast
- Issues of Power Demand Forecast
1. To analyze the structure of power demand
 - M/P 2014 used only GDP as factor to forecast growth in the future
 - power demand is forecasted by each sector, each region and state
 - unit consumption rate
 2. To show national development plan that demand forecast refer to
 - Currently not enough data is available for demand forecast
 - review and revise the factor to be used according to the change in the circumstances
 3. To be consistent with national electrification plan
 - on grid, off grid supply

- ### M/P 2014 System Development Plan
- Issues of Power System Development
1. To make road map and action plan based on M/P
 - It takes time to implement system expansion
 2. To make plan on long term demand/generation development plan
 - System development plan to be considered not only a specific generation development plan but together with future demand/generation development plan
 3. Planning standard
 - For supply reliability and economical system

1st Seminar Agenda

1. Overview of M/P 2014

- Power demand forecast
- Power system development

2. Issues of

- Power demand forecast
- Power system development

3. Outline of training and survey

Training and Investigation Schedule

Schedule	Tasks
[1] Feb 2015	Kick off meeting
[2] Apr-May 2015	1 st Training 1 st Seminar
[3] Jun 2015	2 nd Training
[4] Jul 2015	2 nd Seminar

<ul style="list-style-type: none"> • Organize WG team • Collect the updated data for M/P
<ul style="list-style-type: none"> • Basic training by lecture • Review M/P 2014 • Confirm the current capacity for M/P • Discussion on following assistant program
<ul style="list-style-type: none"> • Basic training by lecture and simulation work • Confirm the current capacity for M/P • Prepare action plan for 2nd seminar
<ul style="list-style-type: none"> • Presentation of Action Plan for M/P

WG Team Members

(Working Group Leader) U Zaw Ye Myint


Power Demand Forecast		Power System Development	
1	(Leader) Daw Myint Myint Kyi Swe	1	(Leader) U Moe Theat
2	U Kyi San Linn	2	U Than Zin
3	Daw Thida Aye	3	U Myo Win Zaw
4	U Aung Lwin	4	Daw Phyu Phyu Khin
5	U Ye Tun Zaw	5	U Nyein Chan
6	Daw Yi Yi Mon	6	U Ye Naing Linn
7	Daw Chawe Thander Soe	7	U Myo Zaw Htwe

Power Demand Forecast

	ITEMS	CHECK POINTS
Step 1	Basic Concept Input Data	<ul style="list-style-type: none"> - Understanding of method (micro, macro) - Understanding of necessary data and its source - Organizing data file
Step 2	Setting Condition	<ul style="list-style-type: none"> - Setting of parameters based on collected data
Step 3	Analysis	<ul style="list-style-type: none"> - Forecasting power consumption and peak demand with high case and low case, using software
Step 4	Evaluation and Formulation of demand forecast	<ul style="list-style-type: none"> - Understand the result of analysis - Evaluation of several scenarios

Power System Development



	ITEMS	CHECK POINTS
Step 1	Basic Concept Input Data	<ul style="list-style-type: none"> - Understanding the basic concept and procedure for system planning - Organizing necessary data file
Step 2	Setting Condition	<ul style="list-style-type: none"> - Understanding the criteria of planning, such as transmission capacity, voltage, based on the system condition
Step 3	Analysis	<ul style="list-style-type: none"> - Analyzing power flow, short circuit current, voltage and system stability using example data - Calculating a cost of implementation
Step 4	Evaluation and Formulation of demand forecast	<ul style="list-style-type: none"> - Understanding the result of analysis - Evaluation of several scenarios




**CONCEPT OF THE POWER GENERATION DEVELOPMENT PLAN
AND
MAJOR FINDINGS IN THE M/P2014**

**SHO SHIBATA
NEWJEC INC**



MAY 5TH, 2015

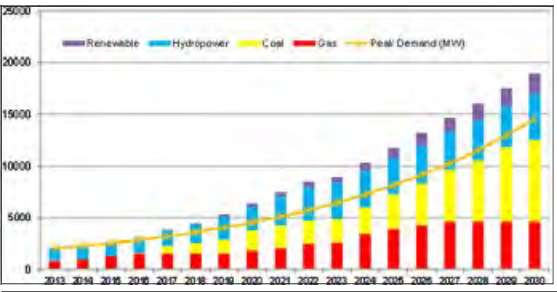


CONTENTS

1. Basic Concept of the Power Generation Development Plan (PGDP)
2. Major Findings in the PGDP of M/P 2014
3. Technical Transfer Training in this Study






1. BASIC CONCEPT OF POWER GENERATION DEVELOPMENT PLAN

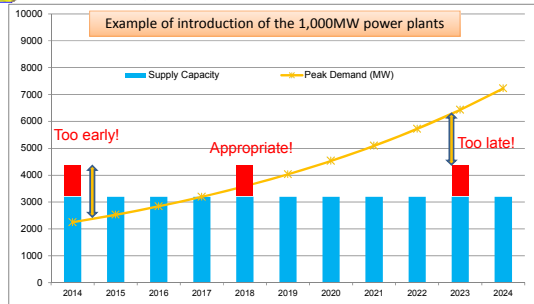


Purpose of the power generation development is to plan the optimized power plants introduction to satisfy the power demand in the future



➔ **When? Where? Which type?**

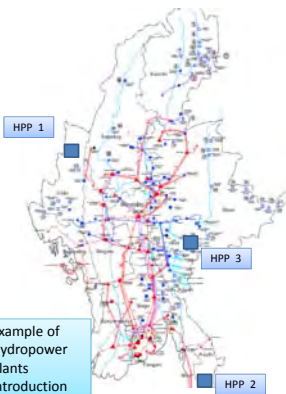
When do you input new power plants?



- New power plants should be commissioned in corresponding to the actual power demand.
- In case of the installation ahead, the reserve margin against the demand will be large and some power plants will be not operated.
- In case of the installation behind, it will be difficult to satisfy the power demand.



Where do you input hydropower plant?




No	Potential	Access	Transmission	Priority
HPP1	Good	Bad	Bad	3
HPP2	Fair	Fair	Fair	2
HPP3	Fair	Good	Good	1


- Location of power plants should be considered following issues:
 - Power demand near the site
 - Accessibility
 - Harmonization with power system
 - Environmental impacts
 - Fuel procurement
- Priority of each project should be studied for the PGDP


Example of Hydropower plants introduction





Which type of power generation sources do you select?

Hydropower



Gas


Fossil fuel
Coal


Renewable


Egypt Sakai port in Japan

- Types of power generation sources should be selected considering the environmental impacts, availability of the primary energy and energy security of Myanmar and so on.

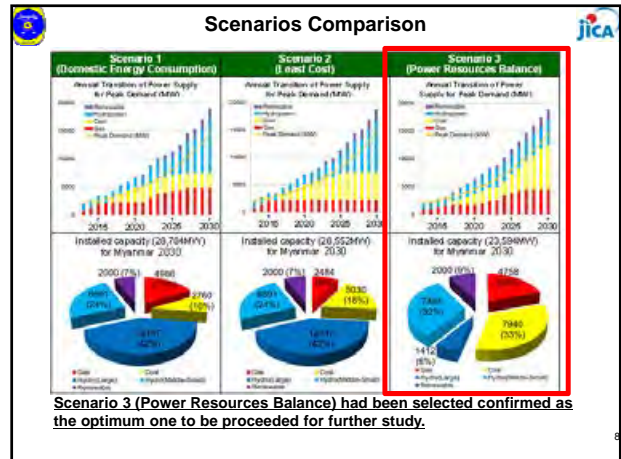


2. MAJOR FINDINGS IN THE M/P2014

Three Development Scenarios

Item	Description
Period	2013 - 2030
Demand	High Case (4,531MW in 2020 and 14,542MW in 2030)

Scenario No.	Priority	Concept	Power resources
1	Domestic Energy Consumption	Scenario 1 is formulated based on large hydro oriented plan.	<ul style="list-style-type: none"> Maximum utilization of domestic energy Possible hydropower plans Listed gas p/s plans
2	Least Cost	Scenario 2 aims to minimize the development and fuel cost.	<ul style="list-style-type: none"> Possible hydropower plans Less gas p/s after 2016 Rest with coal and renewables.
3	Power Resources Balance	Scenario 3 is formulated considering the composition of power resources and feasibility of development	<ul style="list-style-type: none"> Hydropower plans with high feasibilities Modified gas p/s plans Rest with coal and renewables



Basic Concept of the Revised Power Resources Balance

Hydropower

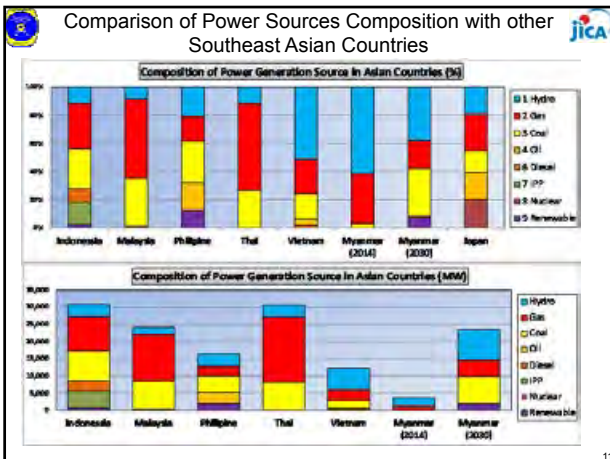
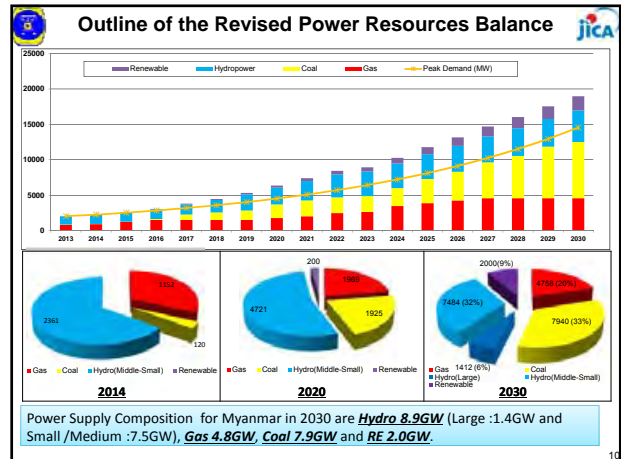
- Utilization of the domestic clean energy is essential and hydropower is the promising resource. However, it has various risks for the implementation such as power supply in dry season and impacts on social and natural environments.

Gas

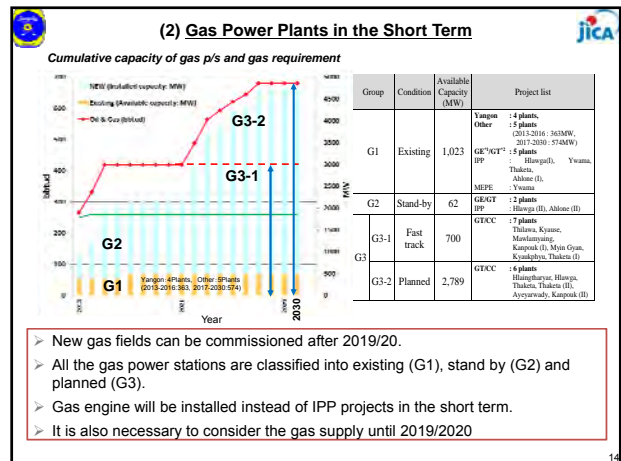
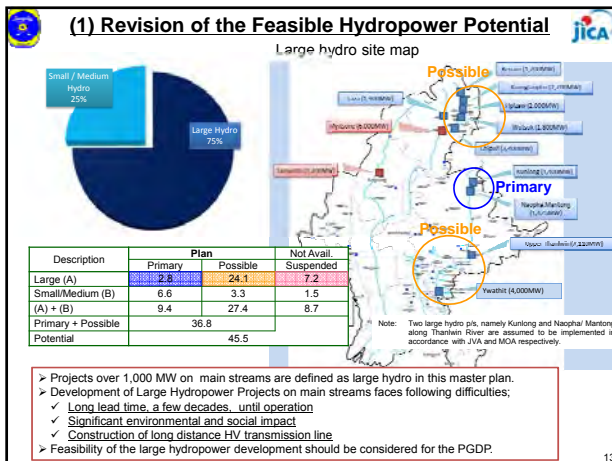
- Natural gas is also the prioritized domestic energy for the development. However, the potential of gas yields for the power generation is assumed to be insufficient temporarily.

Coal and Renewable

- Considering these constraints, the 3rd reliable primary energy resource should be ensured to satisfy the rapid power demand increase through 2030. The power generation development including the introduction of best available coal thermal plants is realistic.



- ### Issues on the PGDP
- Revision of the Feasible Hydropower Potential**
 - Gas Power Plants in the Short Term**
 - Introduction of the Coal and Renewable Energy**
 - Environmental Assessment for the Power Generation Projects**
 - Data Management Structures in charge of the Power Generation Plan**



(3) Introduction of the Coal and Renewable Energy

Categorization of the Coal Power Plants

Site	Plants	Coal Source	Coal Transportation
Near Power Demand Center	Kyauktan, Thilawa, Kunchangon, Ngapudaw, etc.	Import	• Direct Trans. from Overseas • Via Future Coal Terminal • Off-shore Transshipment
Deep Sea Port	Boakpyin, Ngayyukong, etc.	Import	• Direct Trans. from Overseas
Mine-mouth	Keng Tong, Kalewa, etc.	Domestic	Coal Conveyors

Coal

- There is currently only one coal-fired TPP (Tigyt, Shan State) in Myanmar.
- If future coal-fired TPPs will be developed and best available technologies such as a USC (Ultra Super Critical) plant with the latest CCT (Clean Coal Technology) in each stage is expected to introduce.

Renewable Energy

- Although there have been introduced some renewable energy plants in Myanmar, there are large power plants to sell electricity to the grid as of now.
- Some mega solar projects are proposed to MOEP recently.

MOEP is responsible to handle IPP projects of Coal and Renewable by their own initiative and it is necessary to develop their capacity in this expertise.

(4) Environmental Assessment for the Power Generation Projects

Karen News, January 10 2012 | IRRAWADDY, November 6 2013

WEB articles for environmental issues in the power generation development projects

- Environmental assessment become essential and critical issues to be considered for the power generation projects.
- Although the assessment of IEE and ESIA is in charge of the MOECA, it is also necessary for MOEP staffs to obtain the capability to handle these issues.

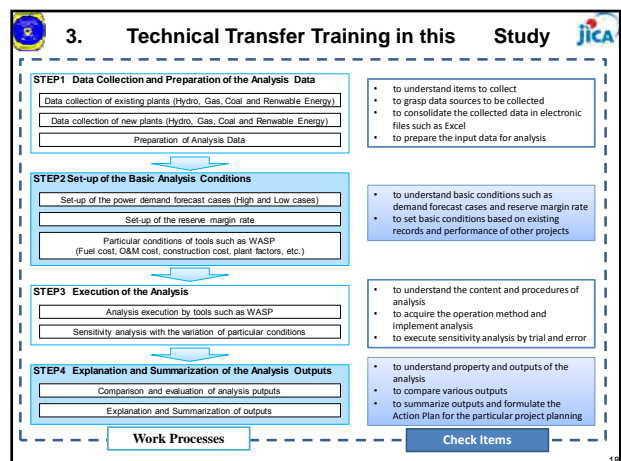
(5) Data Management Structures in charge of the Power Generation Plan

Current Condition		
Power Sources	Existing	Plan
Hydropower	HPGE	DHPP
Gas	TPD-MEPE	TPD-MEPE
Coal	HPGE	DHPP
Renewable Energy	-	DEP and TPD

Expected to be shifted in near future

After Re-organization		
Power Sources	Existing	Plan
Hydropower	EPGE	DEPP
Gas	EPGE	EPGE?
Coal	EPGE	DEPP
Renewable Energy	EPGE	EPGE?

- Data management on the PGDP should be clearly demarcated by each responsible institutions
- Overall management and integration of the data is expected to be handled by the Planning Institutions.



Lecture Schedule in the 2nd Site Investigation

Date	Lecture
Day 1	Overall Explanation of the Power Generation Development Plan
Day 2	Data Collection and Preparation of the input data and basic conditions
Day 3	Implementation of the analysis for the optimum power generation development by WASP (1)
Day 4	Lecture of the overall framework of M/P by Seminar
Day 5	Implementation of the analysis for the optimum power generation development by WASP (2)

Data Collection (Existing Power Plants)

No.	Description	Qty	Installed Capacity (MW)	Myanmar Power System	Foreign
1	Hydropower	22	2,640.8	2,378.0	262.8
2	Gas-fired	12	1,182.8	1,182.8	-
3	Coal-fired	1	120.8	120.8	-
Total		35	4,318.8	3,797.8	521.0

Location and Output of Existing Power Plants

Data Collection (Future Hydropower Plants)

No.	Project	Installed Capacity (MW)	Completion	Remarks
1	Nayaka (SACEP)	400	2013-14	
2	Chien Wei (J)	30	2013-15	
3	Phay Myeik (SACEP)	40	2014-15	
4	Shan Phungmying (SACEP)	140	2014-15	
5	Balaichung-2 (SACEP)	32	2013-14	
6	Shan Phungmying (SACEP)	64	2013-14	
7	Projects (MCA)	79	2014-15	
8	Shan (SACEP)	6,000	2013-20	
9	Upper Ywara (SACEP)	280	2013-15	
10	Phay Myeik (SACEP)	111	2013-15	
11	Upper Yang Taling	51	2017-18	
12	Middle Phungmying	100	2013-15	
13	Don Dala (SACEP)	66	2013-15	
14	Manu Wa (SACEP)	90	2013-17	
15	Nayaka (SACEP)	16.6	2017-18	
16	Upper Wa (SACEP)	100	2013-21	
17	Kung Khon (MCA)	0	2013-21	
18	Shan (SACEP)	100	2013-24	
19	Phungmying	100	2013-24	
20	T. Andin	100	2013-21	
21	Upper Thabeik (Ranmar) (J)	700	2013-22	
22	Shan (SACEP)	112	2013-22	
23	Shan (J)	34	2013-10	
24	Shan (J)	200	2013-22	
25	Shan (SACEP)	14	2013-22	
26	Shan Phungmying (SACEP)	100	2013-21	
27	Shan T. Andin (J)	100	2013-21	
28	Shan (SACEP)	100	2013-21	
29	Shan (SACEP)	80	2013-27	
30	Shan (SACEP)	100	2013-29	
31	Shan (SACEP)	170	2013-29	
32	Shan (SACEP)	154	2013-27	
33	Shan Ta Phu (J)	17	2013-27	
34	Shan (SACEP)	60	2013-27	
35	Shan (SACEP)	20	2013-27	
36	Shan (SACEP)	60	2013-27	
37	Shan (SACEP)	100	2013-31	
38	Shan (SACEP)	90	2013-31	
39	Shan (SACEP)	22	2013-31	
40	Shan (SACEP)	60	2013-31	
41	Shan (SACEP)	60	2013-31	
42	Shan (SACEP)	60	2013-31	
43	Shan (SACEP)	60	2013-31	
44	Shan (SACEP)	60	2013-31	
45	Shan (SACEP)	60	2013-31	
46	Shan (SACEP)	60	2013-31	
47	Shan (SACEP)	60	2013-31	
48	Shan (SACEP)	60	2013-31	
49	Shan (SACEP)	60	2013-31	
50	Shan (SACEP)	60	2013-31	

- Manipur (380MW, commissioning in FY2026).
- Total 42 projects with the installed capacity 9,315.8MW (8,110MW for Myanmar) will be developed as of 2030.

Data Collection (Future Hydropower Plants)

No.	Project	Installed Capacity (MW)	Completion	Remarks
1	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
2	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
3	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
4	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
5	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
6	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
7	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
8	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
9	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
10	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
11	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
12	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
13	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
14	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
15	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
16	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
17	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
18	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
19	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
20	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
21	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
22	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
23	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
24	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
25	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
26	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
27	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
28	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
29	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
30	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
31	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
32	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
33	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
34	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
35	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
36	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
37	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
38	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
39	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
40	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
41	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
42	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
43	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
44	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
45	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
46	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
47	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
48	Ywara	100	2013-14	Capacity increased
49	Thaketa	100	2013-14	Capacity increased
50	Ywara	100	2013-14	Capacity increased

- Three (3) projects (Thaketa, Kanboub and Shwe) are newly listed, installed capacity of six (6) projects (Mawlamying, Hiwaga, Thaketa, Ywara, Thaketa and Kyause) is revised and installed capacity of a project (Thaton) is increased by the rehabilitation.
- Four (4) projects (Andin, Myeik, Tanintharyi (Myeik), Tanintharyi (Myitwa)) are newly listed and a project is removed.

Detailed information will be confirmed in the training

Preparation of the Analysis Basic Conditions

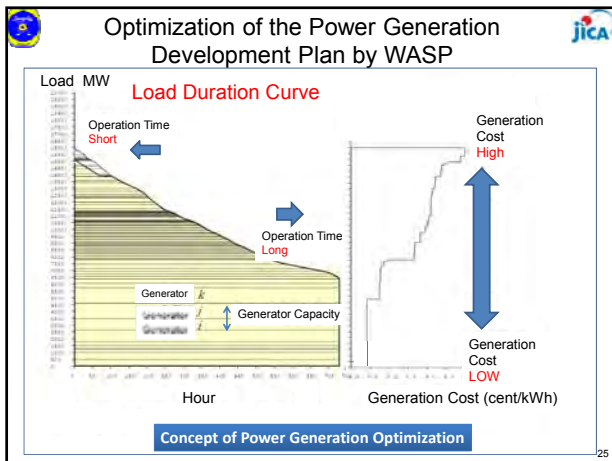
Resource	Capital Cost (USD/kW)	Efficiency (%)	Fuel Cost (\$/MMBtu)	O&M COST		Remarks
				Fixed (\$/kW-month)	Variable (\$/MWh)	
Hydropower	2,000	-	0	0.6	0	- Capacity Factor 50% on average overall hydro p/s record. - Small and medium hydro's capital cost is same as large one, depends on site, scale, compensation and other elements.
Thermal						
Gas-Turbine	1,100	31.1	-	1.9	2	- Gas fuel cost includes the construction cost for gas pipeline and appurtenant infrastructures. - Capital cost is based on the latest plants in Myanmar.
Gas Combined	1,200	50.6	11.19 (Gas) 18.0 (LNG) 19.4 (HSD)	2.3	1	- Efficiency of GT & GC is based on GTW 2013 that of GE is on Hiwaga (55MW).
Gas Engine	890	45.6	-	1.9	2	- Capital cost is based on the past project data including appurtenant infrastructures. - Coal fuel import cost is 110 USD/ton including transportation. - Heating value: 6,500 (kcal/kg) Higher efficiency is available by USC in the future
Coal-Fired	1,500 - 2,200	38 - 43	4.26	2.5	2	- Capital cost is based on the past project data including appurtenant infrastructures. - Coal fuel import cost is 110 USD/ton including transportation. - Heating value: 6,500 (kcal/kg) Higher efficiency is available by USC in the future
Renewable Energy						
Photovoltaic (PV)	3,600	-	0	0.6	0	- Capacity Factor 17% (Thailand case) PV cost is refer to IRENA report 2012. - Battery cost of 600 USD/kWh is included in Capital Cost for the power system stability.

Setup of the Analysis Basic Conditions

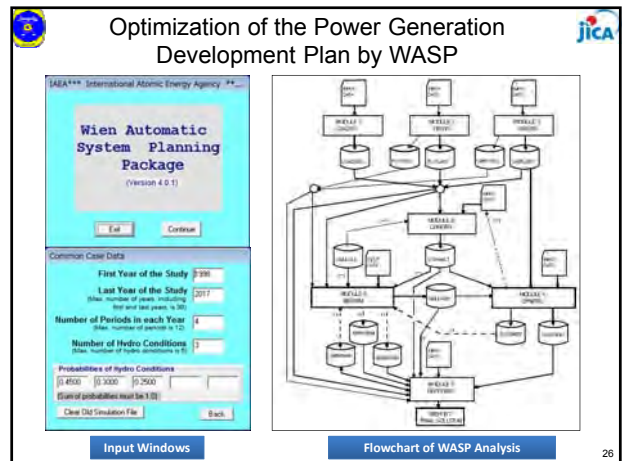
Preparation of the Analysis Basic Conditions

Power Source	Cost (cents/kWh)
Hydro	6.1
Coal (subcritical)	7.8
Coal (USC)	9
GTCC (Gas)	10.5
GTCC (LNG)	15.3
GTCC (HSD)	17.1

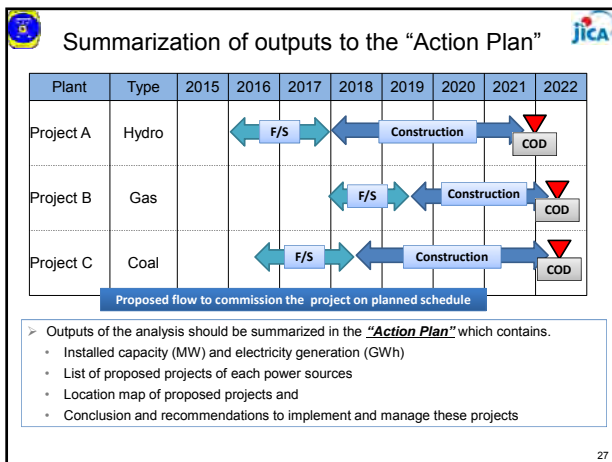
Power Generation Cost of each Power Sources



25



26



27

THANK YOU VERY MUCH FOR YOUR ATTENTION!

28

2nd Training-Workshop on Capacity Development of Power Sector Development Planning in The Republic of the Union of Myanmar

**May 5, 2015
Naypyitaw**

Hiroaki Nagayama
Kyoto University

1

The main purposes of Financial and Economic Analysis is to identify

- 1) Which power station should be developed among different candidates in terms of financial and economic perspectives.
- 2) How the burden on Myanmar would change according to different financial options (Yen loan, IPP, PPP, and others).

Major Topics for Financial and Economic analysis

1. Exercise : Evaluation of F/S
2. Exercise : Forecasted financial model of MEPE
3. Exercise : LRMC/LRAIC

Lectures

(Ex)

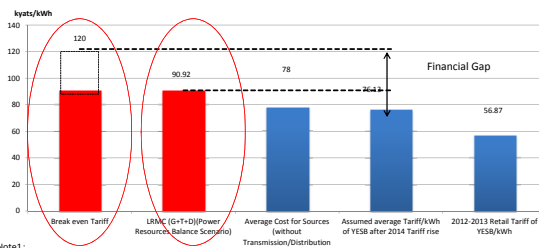
Basic understanding on Finance
Introduction of Renewable Energy – pros and cons
Private Public Partnership
Financial analysis and Economic analysis

3

Lecture & Exercise Schedule of Financial and Economic Analysis

1st Mission (March)	2nd Mission (May)	3rd Mission (June)	4th Mission (July)
<ul style="list-style-type: none"> • Lecture on Basic Technique on Financial for power projects • (Exercise) FS on Thaketa CCGT100MW-sensitivity analysis • (Exercise) MEPE Financial Model – sensitivity analysis • Lecture on introduction of renewable energy – the case of Germany, connect trend of financing for coal fired project 	<ul style="list-style-type: none"> • (Review Exercise) FS on Thaketa CCGT100MW (Review Exercise) MEPE Financial Model • Lecture on leveled cost of electricity • Lecture on PPP (Exercise) LRMC/LRAIC • (Exercise) Financial Analysis and Economic analysis 	<p style="color: red;">To be discussed upon requests from C/Ps</p> <p>Tentative: (Exercise) FS on Renewables</p> <p>(Exercise) LRMC/LRAIC</p>	<p style="color: red;">To be discussed upon requests from C/Ps</p>

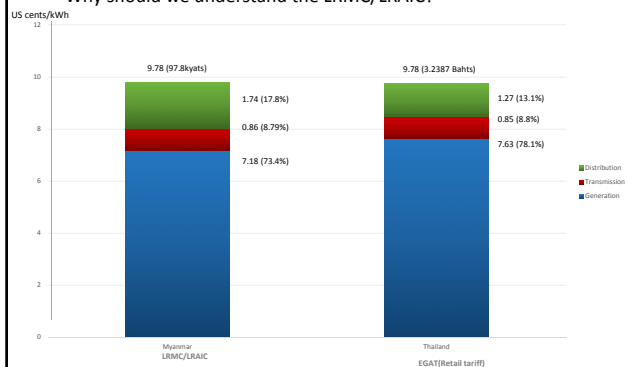
Why should we understand Forecasted financial model of MEPE?



Note1: YESB : Units consumed (2012-2013) 3753.48 Million kWh
Income from Sales of Electricity (2012-2013) 216,521.7 kyats in Million
Note2: Assumed Average Tariff of YESB after April 2014 is computed in this Study.
Note3: For Average Cost for Sources (without Transmission/Distribution Cost), sourced from Myanmar Ahlim Newspaper Nov 10, 2013
Source: YESB Statistics 2012-2013; Myanmar Ahlim Newspaper Nov 10, 2013

5

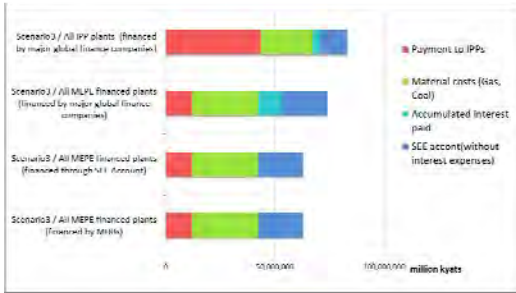
Why should we understand the LRMC/LRAIC?



Note1 : 1 USD = 1000 Kyats 1USD = 33.09 Bahts
Note2 : Thailand Retail Tariff (2012 June)
Source : Myanmar : JICA Master Plan , Thailand : Dr. Pallapa Ruangrong (2012), ERC of Thailand

Fig. Tariff Break down of Myanmar & Thailand

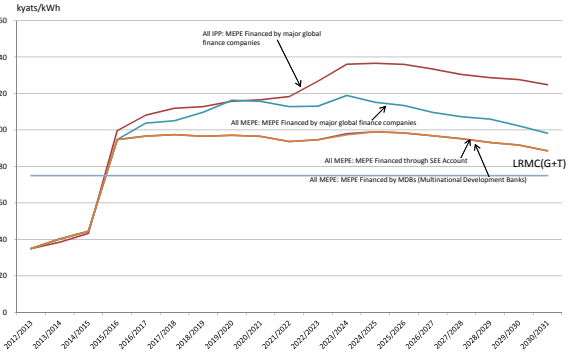
Why should we understand the different types of investment and financial options?



Notes: 1) SEE Account without interest expense includes: Capital expenditure (Adjusted for Depreciation), Wages and salaries, Maintenance costs, and Commercial Tax.
 Note2: In order to adjust IPP purchase cost and MEPE self-finance cost, annual depreciation is used for MEPE self-finance cost. Usually all capital expenditures are accounted for SEE Account at the time of investment.
 Note3: Because when all plants are established by IPP, it is unlikely for SEE account and MDBs to be used as finance, this graph does not show these cases.

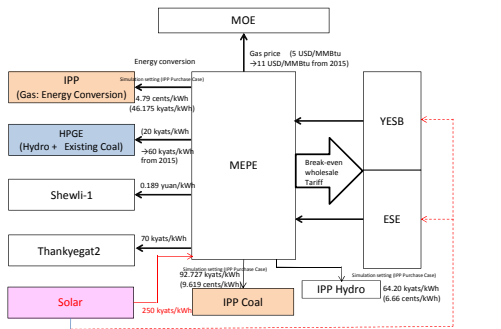
Fig. National burden(2013-2030) for respective investment and finance options

Fig. Power resource balance Scenario: Break-even tariff: Comparison in investment and financial options

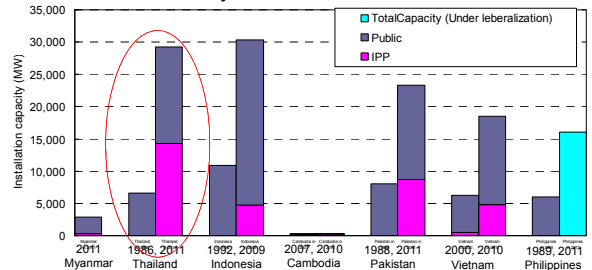


Note: In the graph, IPP SEE Account and IPP MDB, and MEPE SEE Account and MEPE MDB are almost identical

Fig. Structure of Economic/Financial model constructed

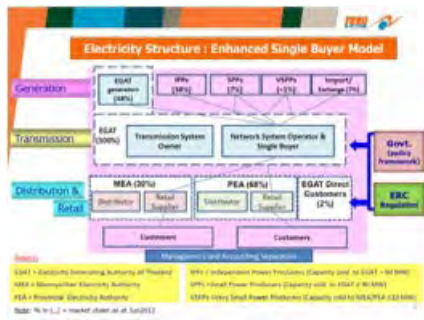


Change of IPP ratio of each country's installed capacity from benchmark year



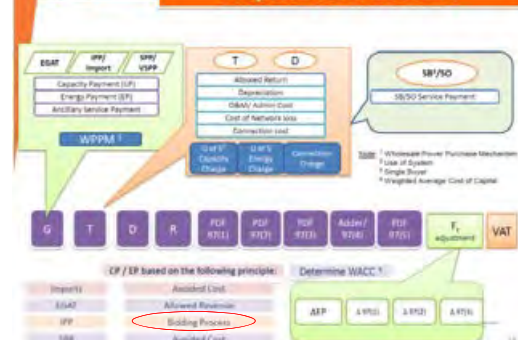
	Myanmar	Thailand	Indonesia	Cambodia	Pakistan	Vietnam	Philippines
IPP ratio (%)	2011	1988, 2011	1992, 2009	2007, 2010	1988, 2011	2000, 2010	1988, 2011
	11%	0%, 49%	0%, 16%, 64%	0%, 68%	0%, 37%	8%, 26%	0%, 0%

Source: Myanmar: MOEP, Thailand: EGAT HP, JEPIC report (2012), Indonesia: JEPIC report (1998, 2002, 2003, 2010), Cambodia: JEPIC report (2009, 2010), JICA report (2012), Pakistan: JEPIC report (2002), State of Industry Report 2012 (NPRRA), Vietnam: JEPIC report (2000, 2003, 2010, 2011), Philippines: JEPIC report (1988, 2012)



Source: Dr. Pallopa Ruangrong(2012)ERC of Thailand 'Power Tariff Structure in Thailand'

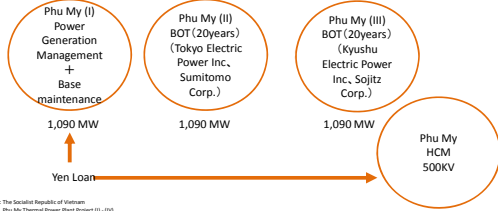
Proposed Tariff Structure



Source: Dr. Pallopa Ruangrong(2012)ERC of Thailand 'Power Tariff Structure in Thailand'

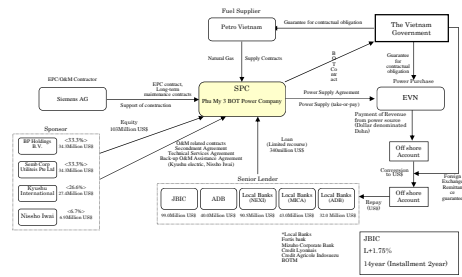
Why should we understand the PPP(Private Public Partnership)?

Phu My Thermal Plant
(PPP—Two-phased method)



Source: The Socialist Republic of Vietnam
Phu My Thermal Power Plant Project (I) - (II)
Contract evaluators: The Japan Economic Research Institute
Mitsubishi, Vietnam
Field Survey: November 2007, March 2008

Vietnam Phu My 3 BOT Power Project



14

PPP in Indonesia

The power sector is in a somewhat unusual situation, where the three following groups coexist: IPP without the government (the MOF) guarantees, IPP with the government guarantees and IPP with IIGF guarantees under PPP. IIGF is basically supposed to aid the projects implemented within the framework of PPP. However, since mining power generations in Central Java and South Sumatra are too large in scale for IIGF to cover whole expenses, the government also gives them some aid.

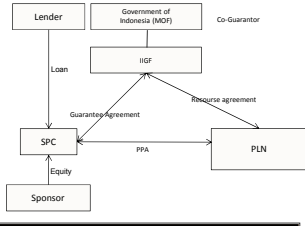
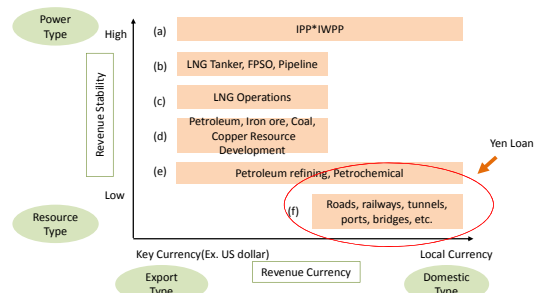


Fig. Structure of IPP Project under PPP

Source: JICA Indonesia Office

Fig. Power/ Resource Type & Export/Domestic Type



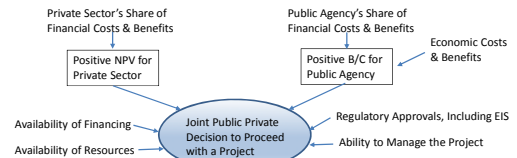
Source: Yoshiaki Inoue(2015) 'LNG Project Finance'

San Roque Hydropower Project (Multi-purpose dam)



Project Overview
 • This 345MW hydroelectric power station was constructed and is operated by San Roque Power Corporation. It was designed as a Build-Operate-Transfer (BOT) project and holds a 25-year power purchase agreement with National Power Corporation in Philippines.
 • Constructed by San Roque Power Corporation, the San Roque Dam is a multipurpose dam providing power generation, irrigation, flood control and improvement of water quality. It was delivered to National Power Corporation upon completion. (San Roque Power Corporation provides maintenance.)

http://www.srpc.com.ph/english/corporate/info/international/generators/philippines.html



- Project Success**
- Completed per design
 - On time, on Budget
 - Operates as expected
 - Demand as expected
 - Financially sustainable for both the public and private sector
 - Economic benefits are in fact achieved
 - Social and environmental impacts as expected
 - Willingness of public to continue support via taxation

Figure 12.3 Overview of a Successful Public-Private Partnership

Note: IIS-Environmental Impact Statement
 Source: Carl D. Marland (2012) "Toward More Sustainable Infrastructure," Chapter 12 Public-Private Partnership p.296

Why should we understand FS of "Thaketa Combined Cycle Power Plant"?



Source: https://www.mitsui.com/jp/en/release/2014/1203661_5699.html

Table: Purchase Price from IPPs

		IRR (0%)	IRR (10%)	IRR (15%)
Hydro IPP	kyats/kWh	21.20	64.20	89.21
	US cents/kWh	2.20	6.66	9.25
Gas IPP	kyats/kWh	18.41	46.18	62.63
	US cents/kWh	1.91	4.79	6.50
Coal IPP	kyats/kWh	59.22	92.73	112.37
	US cents/kWh	6.14	9.62	11.66
HPGE (Reference)	kyats/kWh	20 kyats/kWh		
		60 kyats/kWh from 2015		
	US cents/kWh	2.07 cents/kWh from 2015		
Thankyega 2 (Reference)	kyats/kWh	70.00		
	US cents/kWh	7.26		

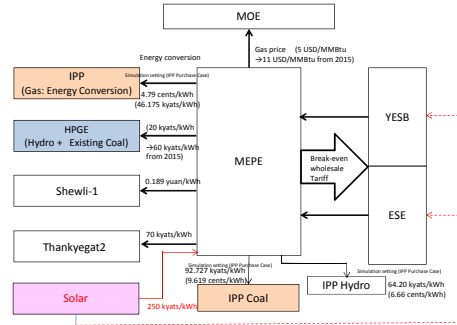
Note: 100 cents = 964 kyats
Source: Computed from modeling develop

How much capacity should be installed to be appropriate for introducing renewable energy in Myanmar?

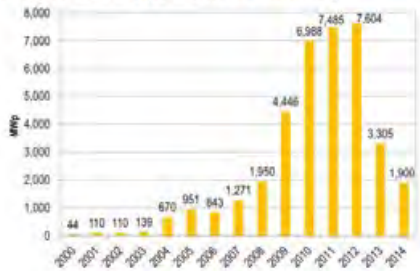


Source: Department of Energy, the Philippines

Fig. Structure of Economic/Financial model constructed



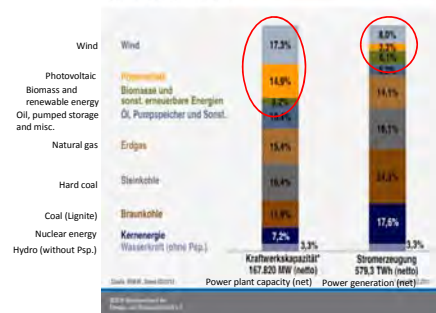
Photovoltaic expansion in Germany



Source: Deutsche Energie-Agentur

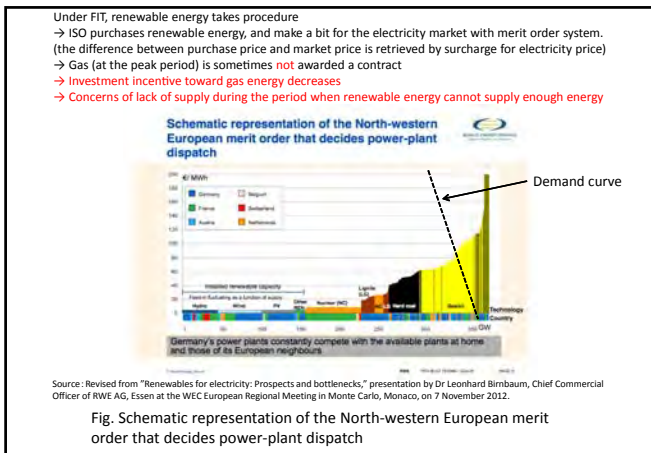
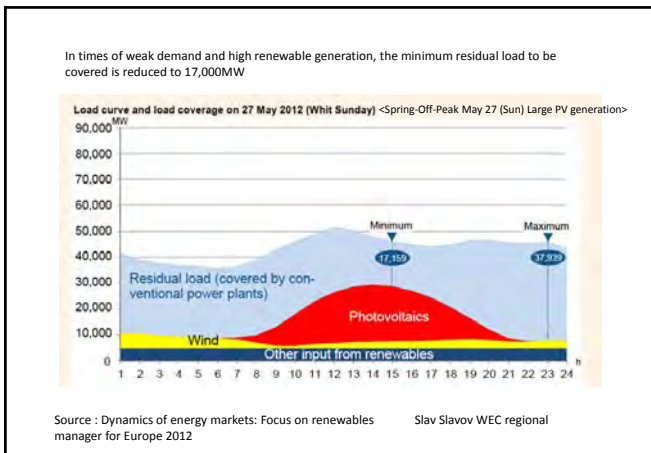
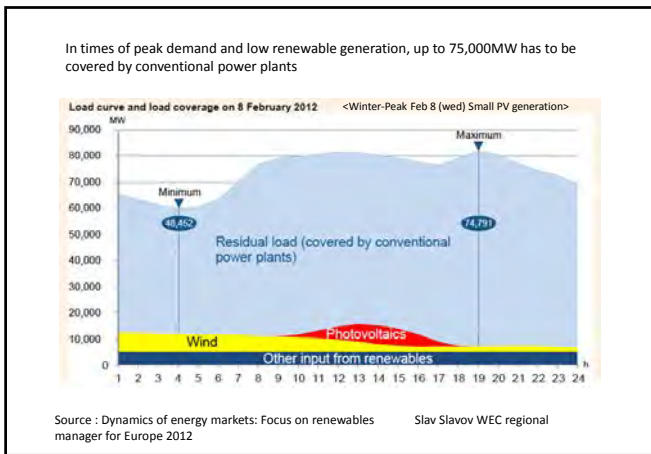
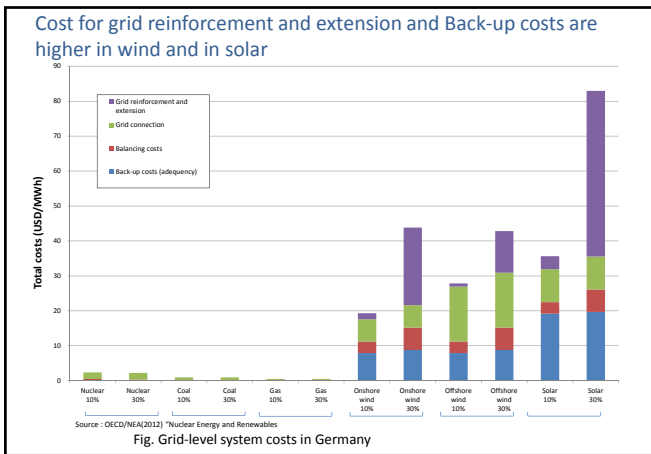
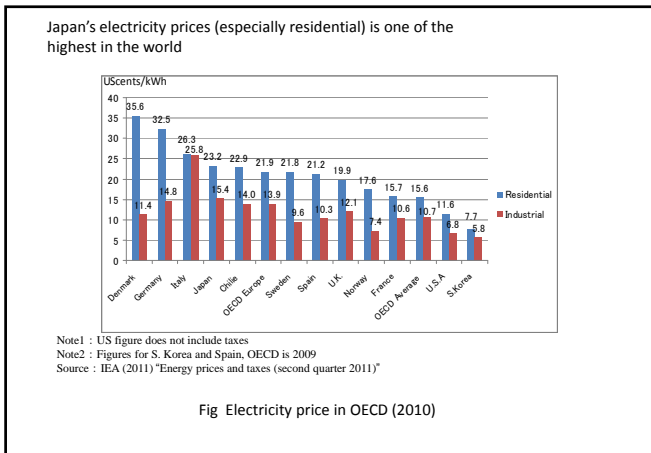
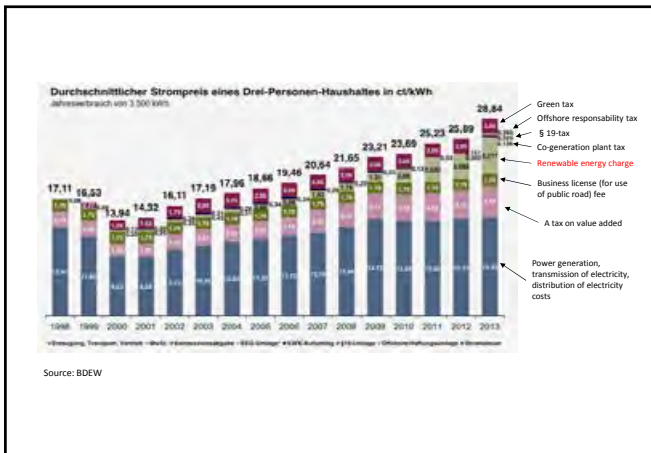
Capacity and production in 2011 Entire electricity industry

Kapazität und Erzeugung 2011
Gesamte Elektrizitätswirtschaft



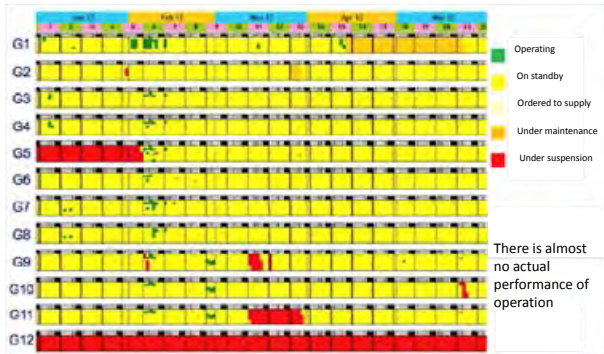
The capacity of renewable energy (wind power, solar power, biomass) is 35.4% while it is mere 17.4% in generation amount

Source: [http://www.bdew.de/Internet.nsf/id/0AA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/\\$file/Kapazitaet%20und%20Erzeugung%200%2001_05Mrz2012_o_jehrlich_Ba.pdf](http://www.bdew.de/Internet.nsf/id/0AA8B79AEF5CD12DC12579F40041A6DF/$file/Kapazitaet%20und%20Erzeugung%200%2001_05Mrz2012_o_jehrlich_Ba.pdf)



3. Germany's wholesale electricity market and balancing mechanism of supply and demand

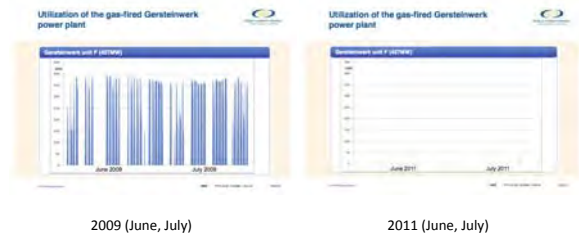
Example of working situation of gas of EnBW



Source: www.enbw.com (2012) Impact of large scale introduction of RE on power plant facility formation in Europe. GRESPI

31

In 2011, Gersteinwerk PP was not awarded a contract at any time.



Source: "Renewables for electricity: Prospects and bottlenecks," presentation by Dr Leonhard Birnbaum, Chief Commercial Officer of RWE AG, Essen at the WEC European Regional Meeting in Monte Carlo, Monaco, on 7 November 2012.

32



Source: <http://megimigi.blog.so-net.ne.jp/2012-05-22>, めぎ

Does the combination of renewable energy and a wholesale market expel thermal power generation from the market?

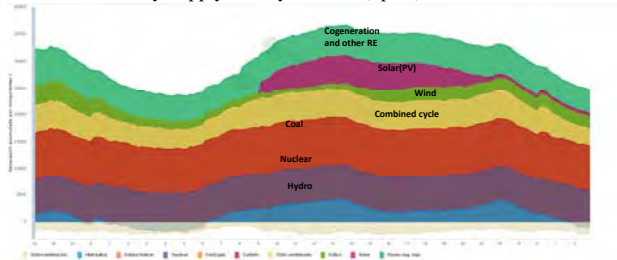
- When renewable energy (wind electricity) is auctioned at 0 or negative prices, the price of the wholesale market can be 0 or negative, which results in lower profitability of conventional coal, generation, and which lowers the incentive for investment in these conventional generation techniques. (A similar phenomenon has been observed in Spain.)
- After the Fukushima incident, the factor behind power pricing became: 'how much power can be supplied', not 'how much demand exists.'
- 'Negative price' occurred where if the seller does not pay the price, power cannot be bought
- If the negative price is not paid, suppliers cannot find a buyer of the power
- As for power companies, stopping nuclear power plants and thermal power plants in order to decrease supply amount results in enormous costs. Compared to that, it still remains cheaper to pay for the negative prices in spot market
- The power companies are over charging on power bills in order to cover the negative price
- Consumers have to pay for negative prices along with subsidy for renewable energy



Fig Prices and Trading volumes EPEX Spot

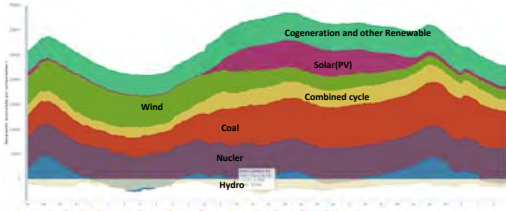
- Solar and Hydro power supply peaks coincide with peak demand.
- Solar produce electricity when there is no wind and no hydro.

Electricity Supply on July 24, 2013(Spain)

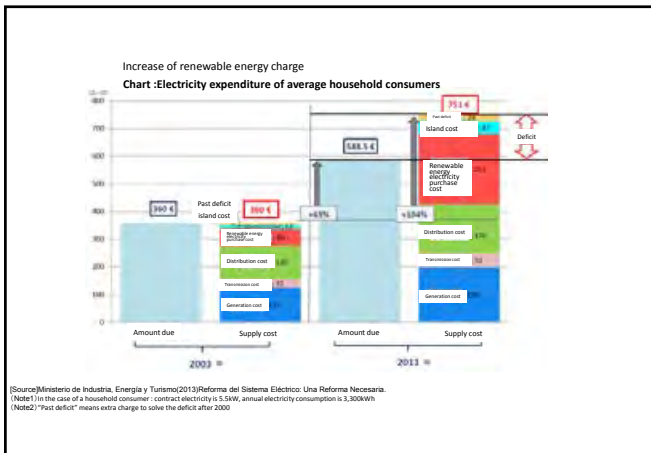


Source: https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html

Electricity Supply July 29, 2013 (Spain)



Source: https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html



Learn from other country for promoting RE(1) (National ISO)
 In order to increase RE: (Ex1)Spain: CECRE (Control Center of Renewable Energy)

Hourly forecasts of next 48 hours by region or transmission system node (update 15 min.)
 Total hourly forecast of next 10 days (update 1 hour)

Source: Red Eléctrica de España, Renewable energy integration and grid extension, November 10th 2011, Dirección de Operación

Table: A system monitoring board in CECRE

- Wind power in (the whole of)Spain, power output status
- Wind power generation status in the last 24 hours
- Wind power generation status in last 1 hour
- Wind power generation per state per hour
- Photovoltaic power generation status in (the whole of) Spain
- Amount of electric power by renewable energy generation per power source
- Wind power generation status in (the whole of) Spain
- Solar thermal power generation status in (the whole of) Spain
- Cogeneration status in (the whole of) Spain

【CECRE monitor】

- Renewable energy control system.** It displays amount of power generation each 12 seconds for generation equipment more than 1MW. It shows CO2 reduction for the day.
- 【Upper on monitor】** Real-time interconnection status and frequency.
- 【Main monitor】** Displayed transmission network of 400KV and 220KV controlled by REE. It updates in every 4 seconds. Electric flow and amount for all grids. Information about transformer substations and power plants, interconnection status with Spain, Portugal and Morocco. All these things are displayed on the monitor.
- 【Right monitor】** It shows predicted value of demand and planned value about real power generation amount.
- 【Operator】** Three operators control the electric system for CECRE. An operator is assigned for CECRE. (Left operator)

Source: <http://www.ree.es/en/activities/operation-of-the-electricity-system>

< Exercise 1 : Evaluation of F/S >

Contents	Evaluation criteria of understanding	1st	2nd	3rd	4th
STEP1 Understanding of the analytical model	Understand the analytical model To understand the analytical model	✓	✓		
STEP2 Setting assumptions of F/S in the analytical model	To reflect the assumptions of F/S in the analytical model	✓	✓		
STEP3 Implementation of simulations	To understand the content of simulation analysis To correct faults in the program if there are any bugs	✓	✓		
STEP4 Interpretation of the results	Interpret the results Compare the results		✓		

< Exercise 2 : Forecasted financial model of MEPE >

Contents	Evaluation criteria of understanding	1st	2nd	3rd	4th
STEP1 Understanding of the analytical model (forecasted integrated financial model)	To understand the analytical model (forecasted integrated financial model)	✓			
STEP2 Setting criteria for assumptions	To understand the major assumptions	✓			
STEP3 Simulation analysis	To understand the simulation analysis To correct faults in the program if there are any bugs	✓			
STEP4 Interpretation of the results	Compare the results Interpret the results		✓		
STEP5 Comparison of the results by development schemes	To compute the overall financial burdens that Myanmar will bear under conditions such as financial schemes (IPPs, own funds, etc.)	✓			

41

< Exercise 3 : Competition of LRM/LRAIC >

Contents	Evaluation criteria of understanding	1st	2nd	3rd	4th
STEP1 Understanding of the Computation of LRM/LRAIC	Understand the LRM/LRAIC computation To understand the LRM/LRAIC computation	✓	✓		
STEP2 Implementation of analysis	Implement the analysis	✓	✓		
STEP3 Interpretation of the results	Compare and examine the results To evaluate the figures of LRM/LRAIC in comparison with other countries' cases.	✓	✓		

< Lectures >

Contents	Evaluation criteria of understanding	1st	2nd	3rd	4th
1. Renewable energy- FIT	N/A	✓			
2. Financial Analysis & Economic Analysis	Exercise		✓		
3. PPP	N/A		✓		
4. Explanation of financial indicators	N/A		✓		

42

Thank you very much!



43



Ministry of Electric Power
and
Japan International Cooperation Agency



2nd Seminar on Data Collection Survey on Capacity Development of Power Sector
Development Planning
in the Republic of the Union of Myanmar

Time	Topics	Resource Person/Speaker
09:00-09:20	Opening Address	U Maw Thar Htwe Deputy Minister Ministry of Electric Power Mr. Kiyoshi YOSHIDA Project Team Leader JICA / NEWJEC
09:20-09:40	Reporting the Result of Data Collection Survey on Capacity Development of Power Sector Development Planning	Dr. Satoshi YAMAOKA Utsunomiya University
09:40-09:55	Group 1 (Power System Planning)	U Myo Win Zaw MEPE, Ministry of Electric Power
09:55-10:10	Group 2 (Power Development Planning)	Daw Chawe Thander Soe DEPP, Ministry of Electric Power
10:10-10:25	Group 3 (Economic and Financial Analysis)	Daw Hinn Ei Khaing DEPP, Ministry of Electric Power
10:25-10:40	Tea Break	
10:40-10:55	Action Plan for the Formulation of National Electricity Master Plan	Daw Myint Myint Kwi Swe YESC, Ministry of Electric Power
10:55-11:10	Closing Speech	U Maw Thar Htwe Deputy Minister Ministry of Electric Power U Khin Maung Win Director General DEPP, Ministry of Electric Power

**DATA COLLECTION SURVEY
ON
CAPACITY DEVELOPMENT OF POWER SECTOR
DEVELOPMENT PLANNING
IN
THE REPUBLIC OF THE UNION OF MYANMAR**

OUTCOME of SURVEY

August 2015



CONTENTS

1. Outline of the Survey
2. Present State of Sector and Points to be Discussed
3. Capacity Assessment through the Training
 - 3.1 Power Demand Forecast
 - 3.2 Power Generation Development Plan
 - 3.3 Power System Planning
 - 3.4 Economic and Financial Analysis
4. Recommendations on the Future Technical Assistance Project

1. OUTLINE OF THE SURVEY

Purpose of the Project

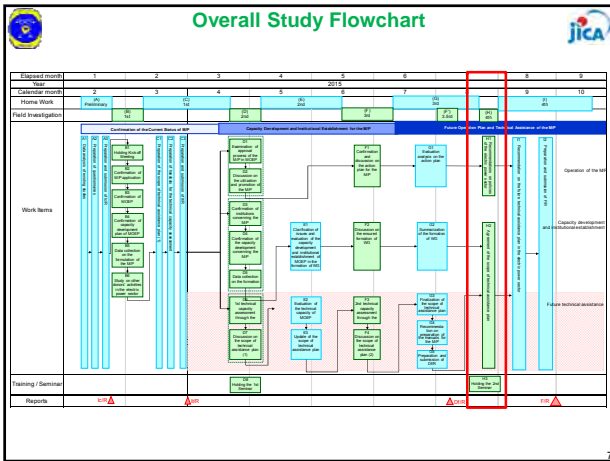
Substance	Remark
1) Capacity development and analysis on the organization of MOEP related to the formulation and operation of the M/P 2) Recommendation on the future technical cooperation project for the capacity development of Power Sector Development Planning	1) Data collection and analysis 2) Clarification of technical issues 3) Capacity development and institutional establishment

Scope of Work

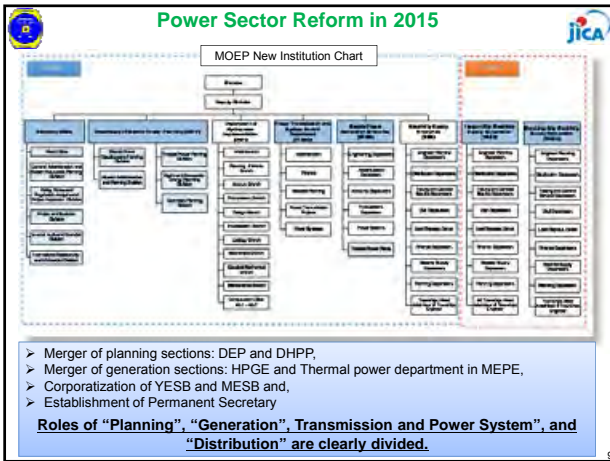
- (1) To review the existing report and **assess the current situation of the Master Plan**.
- (2) To confirm the policy status of the Master Plan and the process of decision making.
- (3) To **study the organizational structure** related to the Master Planning of electricity sector and clarify issues.
- (4) To **assess the technical capacity on the Master Planning**, such as power demand forecast, power development plan, power system planning, and economic / financial analysis including long-run marginal cost, by conducting the training program on analysis and simulation of the software application for officials of Myanmar side.
- (5) To hold the **training and seminars** on the capacity development
- (6) Based on the study, the result of assessment will be compiled and propose the possible **technical cooperation for the capacity development** on electricity sector master planning.

Main Study Components and their Performance Time

Phase 1 Confirmation of the Current Status of M/P	
Preliminary	<ul style="list-style-type: none"> • Confirmation and discussion of the purpose of this Survey • Establishment of the Survey implementation structure • Data collection of the M/P operation status • Data collection of the institution for the M/P • Hearing of needs for the technical assistance of the M/P • Holding to the 1st Seminar
1st Investigation	
1st Home Work	
2nd Investigation	
2nd Home Work	<ul style="list-style-type: none"> • Discussion on the promotion and utilization of the M/P • Discussion on the establishment of the Working Group • Technical capacity assessment on the M/P currently acquired by MOEP • Preparation and Discussion on the future technical assistance plan
2nd Investigation	
2nd Home Work	
3rd Investigation	
3rd Home Work	<ul style="list-style-type: none"> • Presentation of the M/P Action Plan by Myanmar Side • Recommendations on the policy of the electric power sector • Recommendations on the future technical assistance plan • Holding the 2nd Seminar
3rd Investigation	
3rd Home Work	
4th Investigation	
4th Home Work	



2. PRESENT STATE OF SECTOR AND POINTS TO BE DISCUSSED

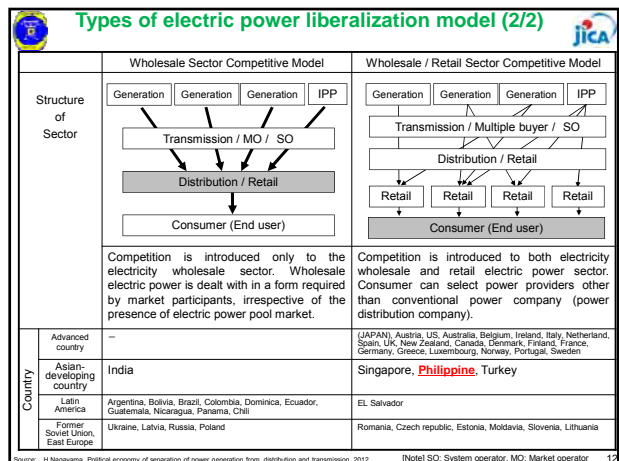
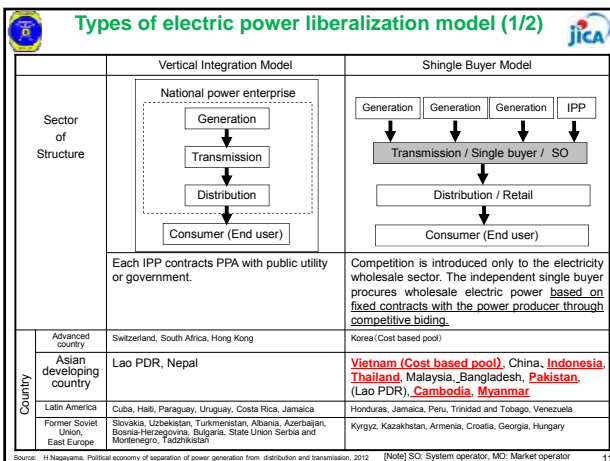


Description of the NEMP in draft "Rules" of Electricity Law

Article 58. National Power Development Plan

a) The MOEP shall prepare **multiyear National Power Development Plan** for submission for the approval of the Union Government; which shall be **updated by MOEP and approved by the Union Government annually.**

b) National Power Development Plans are to focus on the investments required to ensure long term balance between reliable electricity supply and electric usage and, the promotion of rural electrification.

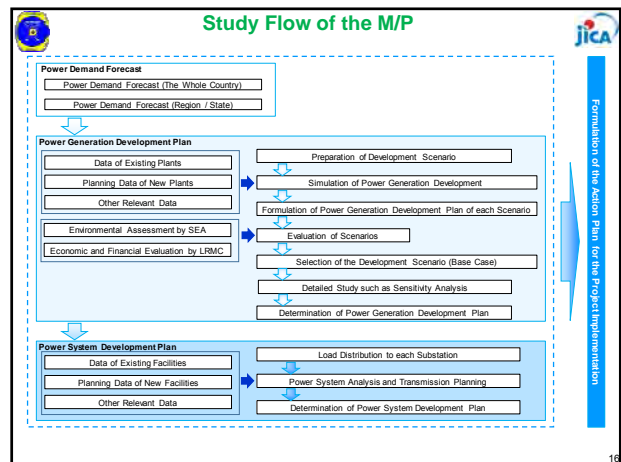
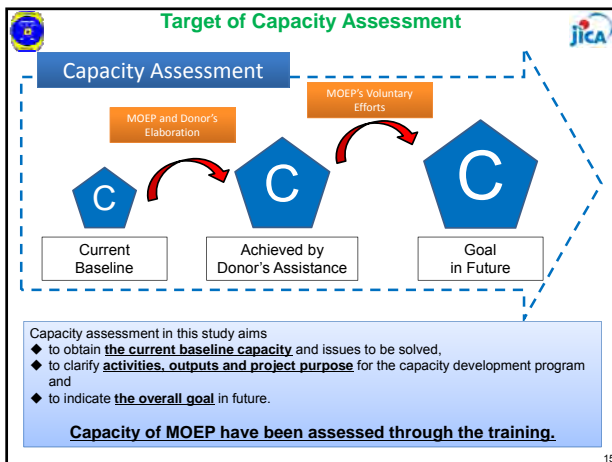


Liberalization model and PDP in other Asian countries

Country	Thailand	Indonesia	Cambodia	Pakistan	Vietnam	Philippines
Liberalization model	Single buyer model	Single buyer model	Single buyer model	Single buyer model	Single buyer model	Wholesale/Retail sector competitive model
Possible field of private company participation	Generation	Generation	Generation	Generation	Generation, Distribution	Generation, Transmission, Distribution
PDP (Power Development Plan)	Power development plan 2010-2030 (PDP 2010)	General plan of electricity 2008-2028 (RUKN 2008)	Power development plan 2008-2020 (PDP 2008)	No PDP (Hydro vision 2025 in 2001)	7 th Power development plan 2011-2021 (PDP 2011)	Power development plan 2009-2030 (PDP 2009)
Revised interval of PDP	As required	Every year	Unknown	Unknown	5 years	Every year
Implementation Power development	based on PDP	based on RUKN	based on PDP	based on approval of council?	based on PDP	Full liberalization

Source: JEPIC, etc. RUKN: Comprehensive power development plan in Indonesia

3. CAPACITY ASSESSMENT THROUGH THE TRAINING



Formation of Training Groups

Explanation of this Survey

Discussion with Leaders

Department	Number
DEP	8
DHPP	3
DHPI	3
HPGE	3
MEPE	8
ESE	4
YESB	3
Total	32

As properties of the M/P formulation are wide scopes, participants are classified into following three (3) groups;

- Group 1 (Power System Planning)
- Group 2 (Power Development Planning)
- Group 3 (Economic and Financial Analysis)

3.1 Power Demand Forecast (Outline)

Examples of Demand Forecast

Year	High Case (MW)			Low Case (MW)		
	Non-Industry	Industry	Total	Non-Industry	Industry	Total
2012	1,874	1,265	609	1,874	1,265	609
2020	4,531	3,060	1,472	3,862	2,390	1,472
2030	14,542	9,819	4,723	9,100	5,631	3,468

Training of Group 1&2

Group	Group 1 (Power System Planning)*only 1day Group 2 (Power Development Planning)
Contents	<ul style="list-style-type: none"> Basic Concept and Data collection Demand forecast by Macro approach Demand forecast by Micro approach

3.1 Power Demand Forecast (Assessment)

	Item	Evaluation		
		Before training	After training	
STEP0	Basic knowledge	Understandings of basic concept of power demand forecast	x	o
STEP1	Data collection and preparation of data base	Understanding of a methodology (micro, macro forecast)	-	Δ
		Understanding of the data to be required	-	Δ
		Understanding of how to collect data	-	Δ
STEP2	Setting conditions	Skills to make database using Excel software	-	o
		Skills to set of parameters based on collected information such as economic factors and social economic development plan	-	Δ
STEP3	Implementation of analysis	Understanding of the analysis and its procedure	-	Δ
		Skills to have output of several forecasting scenarios (high case/ low case) using Excel software	-	Δ
STEP4	Evaluation and formulation of demand forecast	Understanding of the output of analysis	-	Δ
		Skills to compare and evaluate of several forecasting scenarios	-	Δ

o Excellent Δ Good x Fair - Not implemented

3.2 Power Generation Development Plan (Outline)

Examples of PGDP outputs

Power Supply Composition for Myanmar in 2010, 2015, 2020 (Range: 1,400MW and 5,000MW) (1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, 4.5, 5.0)

Training of Group 2

Group	Group 2 (Power Development Plan)
Contents	<ul style="list-style-type: none"> • Concept and Data collection • Estimation of Unit Generation Cost (USD/kWh) • Calculation of Optimum Power Generation by WASP • Sensitivity Analysis of Fuel Price

3.2 Power Generation Development (Assessment)

	Item	Evaluation		
		Before	After	
STEP 0	Basic Knowledge	Understandings of concepts for the PGDP	x	Δ
STEP 1	Data Collection and Preparation of the Analysis Data	Understandings of data to be collected	Δ	Δ
		Understandings of responsible departments of required data	Δ	o
		Preparation and summarization of collected data to Excel.	-	o
STEP 2	Set-up Basic Analysis Conditions	Preparation of datasets for Analysis	-	Δ
		Understandings of analysis conditions for the PGDP such as demand forecast and reserve margin	-	Δ
STEP 3	Execution of the Analysis	Preparation of the analysis conditions considering examples of other projects and performance of existing projects	-	Δ
		Understandings of analysis contents and process	-	Δ
STEP 4	Explanation and Summarization of the Analysis Outputs	Acquirement of WASP operation skills and analysis execution	-	Δ
		Ability to implement sensitivity analysis through a trial and error process	-	Δ
		Understandings outputs	-	Δ
		Comparison and evaluation of each study case	-	x
		Summarization of study results and preparation of recommendations for specific projects	-	x

o Excellent Δ Good x Fair - Not implemented

3.3 Power System Planning (Outline)

Examples of Power System Planning in the M/P

Outline of Power System in 2020

Training of Group 1

Group	Group 1 (Power System Planning)
Contents	<ul style="list-style-type: none"> • Basic Concept and Data collection • System Analysis • Power Flow Analysis in Yangon Area

3.3 Power System Planning (Assessment)

	Item	Evaluation		
		Before training	After training	
STEP 0	Basic knowledge	Understanding concept of power system plan	x	Δ
STEP 1	Data collection and preparation of data base	Understanding the data to be collected (existing grid, demand forecast, power development plan)	Δ	o
		Understanding how to collect necessary data	Δ	o
		Skills to make database of collected data using Excel software	-	o
STEP 2	Setting conditions	Skills to prepare dataset for analysis	-	Δ
		Understanding system development standard and criteria	-	x
STEP 3	Implementation of analysis	Understanding the analysis and process	-	Δ
		Skills to use system analysis software (NEPLAN, etc.)	-	x
STEP 4	Evaluation and formulation of system development plan	Skills to implement sensitive analysis by varying conditions	-	x
		Understanding the output of calculation	-	Δ
		Skills to evaluate the system development cost	-	-
		Skills to formulate system development plan and make action plan	-	-

o Excellent Δ Good x Fair - Not implemented

3.4 Economic and Financial Analysis (Outline)

Examples of Power System Planning in the M/P

Training of Group 3

Group	Group 3 (Economic and Financial Analysis)
Contents	<ul style="list-style-type: none"> • Basic Theory of Economic and Financial Analysis • Evaluation of F/S • Calculation of LRM/LRAIC • Development of MEPE Financial Model

3.4 Economic and Financial Analysis (Assessment)

F/S Evaluation

	Check list	Evaluation			
		Before	1st	2nd	3rd
STEP-0 Basic knowledge	Understanding concepts of finance such as present value, future value, and compounded interest rate , and solving exemplary questions correctly.	△	△	○	○
	Having basic knowledge of accounting such as depreciation, equal monthly payment with interest, and principle equal repayment .	△	△	△	○
	Creating CF chart from BS and PL.	△	△	△	○
STEP-1 F/S understanding	Understanding technical terms of electricity infrastructure projects such as interest during construction, contingency, free power, heat rate, etc.	△	△	○	○
	Understanding F/S structure .	-	x	x	△
	Understanding the meaning of F/S data and the relevance of individual data.	-	x	x	△
STEP-2 Excel model establishment and analysis practice	Organizing F/S data and filling them out by using formulas in Excel spreadsheets .	-	x	x	x
	Replicating the F/S data into one's unique model .	-	x	x	x
STEP-3 Result, explanation and summary	Replicating the sensitivity analysis in F/S report in one's unique model.	-	x	x	x
	Figuring out errors from F/S report.	-	x	x	x
	Understanding economic analysis and its calculation .	-	x	-	-
	Giving feedback for the results of the analysis to the investors who made the F/S, confirming the contents and debating.	-	-	-	-

○ Excellent △ Good × Fair — Not implemented

BS=Balance Sheet
PL=Profit & Loss Statement
F/S=Feasibility Study Report

3.4 Economic and Financial Analysis (Assessment)

Calculation of LRMC/LRAIC

	Check list	Evaluation			
		Before	1st	2nd	3rd
STEP-0 Basic knowledge	Understanding the LRMC principle .	-	-	-	-
	Understanding the LRAIC principle .	-	△	-	-
STEP-1 F/S understanding	Understanding the list of data that has to be collected.	-	-	-	-
	Understanding the list of data that has to be collected.	-	△	-	-
	Summarizing the collected data into EXCEL spreadsheets .	-	-	-	-
	Summarizing the collected data into files such as Excel.	-	△	-	-
STEP-2 Practicing analysis	Calculating LRMC	-	-	-	-
	Calculating LRAIC	-	-	-	-
STEP-3 Result, explanation and summary	Explaining the analysis result with comparisons to those of different countries.	-	-	-	-
	Explaining the analysis result with comparison with those of different countries.	-	△	-	-

○ Excellent △ Good × Fair — Not implemented

3.4 Economic and Financial Analysis (Assessment)

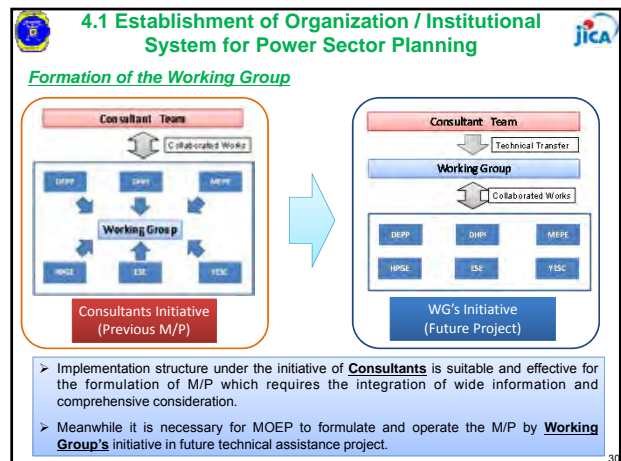
Development of MEPE Financial Model

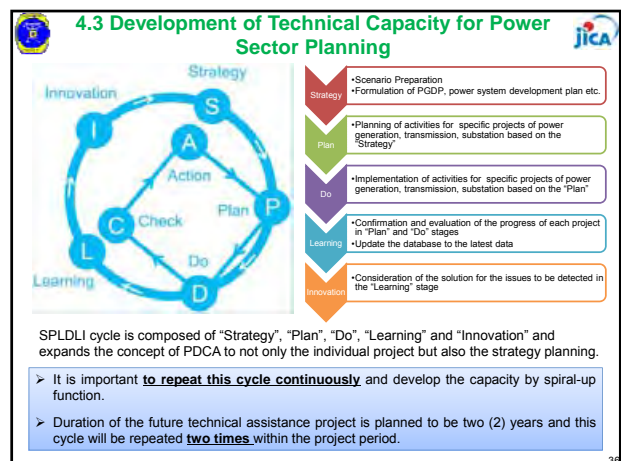
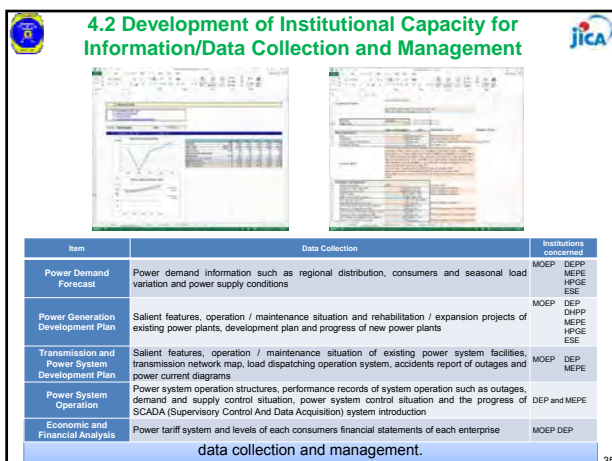
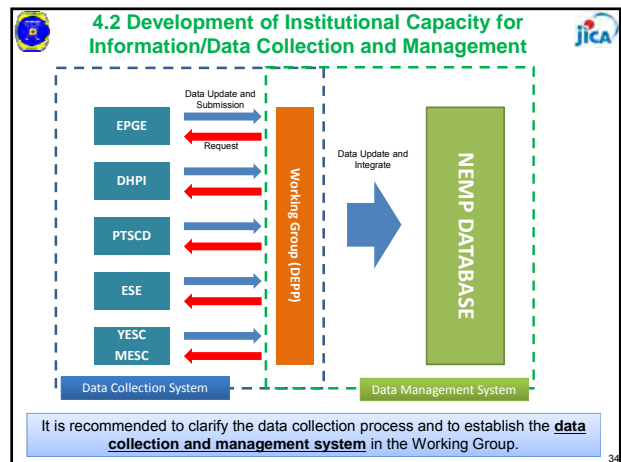
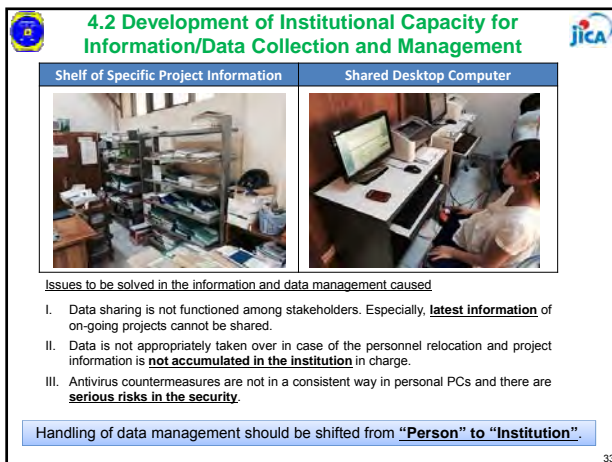
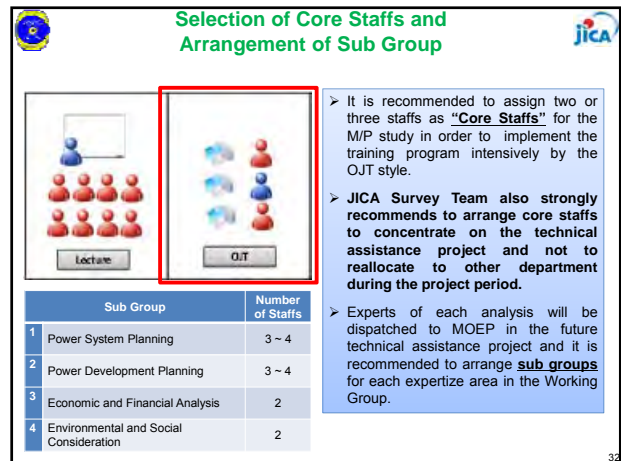
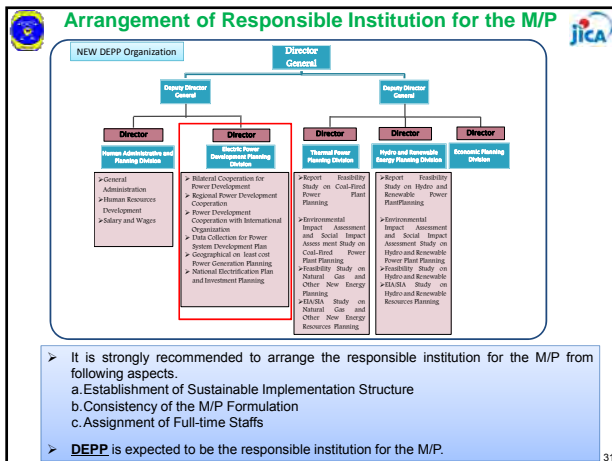
	Check lists	Evaluation			
		Before	1st	2nd	3rd
STEP-0 Basic knowledge	Understanding the financial relationship between MEPE and other organizations.	△	-	-	-
STEP-1 Data compilation and data creation.	Understanding the model structure .	-	△	-	-
	Inputting the assumptions such as investment plan, IPP ratio and the fuel price from MP to a finance model .	-	-	-	-
	Reflecting the schedules for depreciation and debt repayment in the finance model.	-	x	-	-
STEP-2 Practicing analysis	Figuring out bugs that appear in the Excel models when the premises are changed.	-	x	-	-
	Calculating the sensitivity analysis on breakeven, and on the wholesale price .	-	x	-	-
	Calculating the nationwide burden from the assumption change.	-	x	-	-
STEP-3 Result explanation and summary	Understanding the results and the details.	-	x	-	-
	Debating and negotiating based on the analysis results.	-	x	-	-

○ Excellent △ Good × Fair — Not implemented

4. RECOMMENDATIONS ON THE FUTURE TECHNICAL ASSISTANCE PROJECT

- ### 4. Recommendations on the Future Technical Assistance Project
1. Establishment of Organization / Institutional System for Power Sector Planning
 2. Development of Institutional Capacity for Information/Data Collection and Management
 3. Development of Technical Capacity for Power Sector Planning
- JICA survey team have pointed that improvement of three items are important for the capacity development through data collection, training for the technical capacity assessment and discussion with MOEP staffs in this Survey.







4.3 Development of Technical Capacity for Power Sector Planning



(1) Focal Points in Technical Capacity Development

- Deep Understandings of the Basic Concept for the M/P
- Improvement of Skills of Basic Office Software
- Improvement of Skills of Simulation and Programing for each Analysis

(2) Preparation of Formulation and Operation Manual for M/P

- Improvement of understandings of work breakdown for staffs by the clarification of study processes
- Improvement of the work efficiency by the preparation of format of the input data and basic analysis conditions
- Sharing information/data among staff to operate M/P effectively

37



“ Thank you “

NEWJEC/KANSAI

**JICA technical assistance
project to be continued.**

38

Presentation by Power System Planning Group

Outlines

- ❖ Why we need to do power System Planning
- ❖ What we have learn
- ❖ Existing Area Power Flow
- ❖ Future Area Power Flow (2020)
- ❖ Challenges and Issues
 - (1) Need to plan the future projects strategically and to implement as these plans
 - (2) Need to get the information of project plans as update
 - (3) Need to get Technical Know- How Transfer
 - (4) Need to exist Grid Code and Standard for Power System Planning

Why we need to do power System Planning

- ❖ to get the reliability of the power system
- ❖ to make the policy after the power system planning
- ❖ to clarify necessary projects to obtain economic benefit by making technical comparisons under the power system planning

3

❖What we have learn

- ❖ Overview of demand forecast
- ❖ Basic Power System Planning Concepts
- ❖ Area Power Flow
- ❖ Load Flow based on Expert's Software for overview
- ❖ NEPLAN Power Flow Case Study

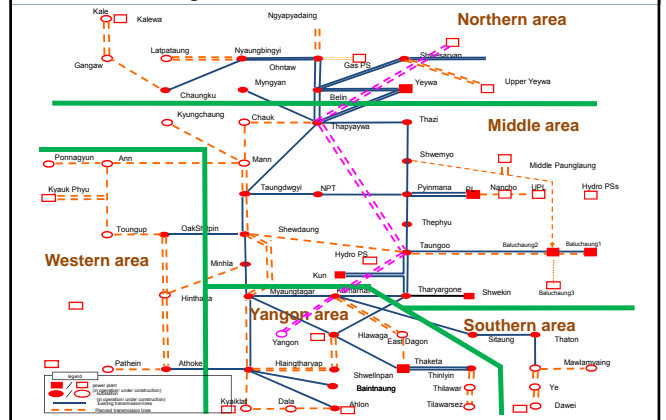
4

❖ Overview of demand forecast

- ❖ Power Demand = Energy (Gwh)x 1000/ ((L.Fx 365x 24) x (1+ Auxiliaries + Losses))
- ❖ Energy (Gwh) = Energy (Last) x Power Consumption Growth Rate
- ❖ Power Consumption Growth Rate = GDP growth rate x Elasticity
- ❖ Elasticity = GDP growth rate (%) / Recorded Energy Consumption Growth rate (%)

5

Area Block diagram

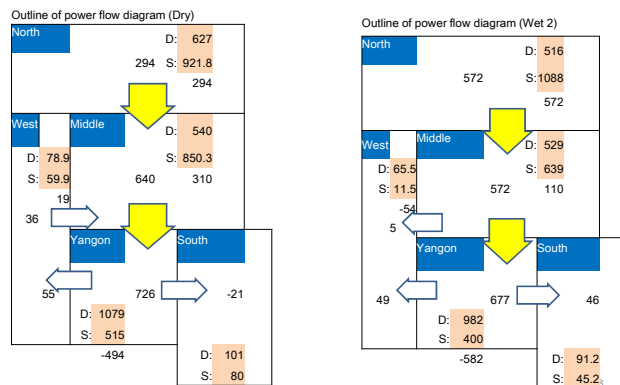


Area Block Power Flow Table (Existing)

Year 2014-2015		North	South	West	Middle	Yangon	TOTAL
Dry	Peak Demand (MW)	565	94	104	437	1009	2209
	Hydro	733.7			805.4		1539.1
	Thermal	188.1	80	59.9	44.9	515	887.9
	Total	921.8	80	59.9	850.3	515	2427
Wet	Peak Demand (MW)	473	86	79	399	955	1992
	Hydro	1038			605.72		1643.72
	Thermal	49.8	45.2	11.5	33.5	399.5	539.5
	Total	1087.8	45.2	11.5	639.22	399.5	2183.22

7

Area Block Power Flow Diagram (Existing)



Power Flow Between Area (Existing)

No	From	To	Description	Power Flow (MW)		Thermal Capacity (MW)
				Dry	Wet	
1	North	Middle	230 kV Belin- Thapayywa (1+2)	294	572	1600
			230 kV Yeywa- Thapayywa (1+2)			
2	Middle	West	230 kV Oakshitpin- Taungup	36	5	200
3	Yangon	West	230 kV Hlaingtharyar- Athoke	55	49	350
4	Middle	Yangon	230 kV Tharyargone- Kamarnet (1+2)	640	677	1950
			230 kV Tharyargone- Hlawga			
			230 kV Shwetaung- Myaungtagar (1+2)			
			230 kV Minhla- Myaungtagar			
5	Yangon	South	230 kV Kamarnet- Sittaung	21	46	350

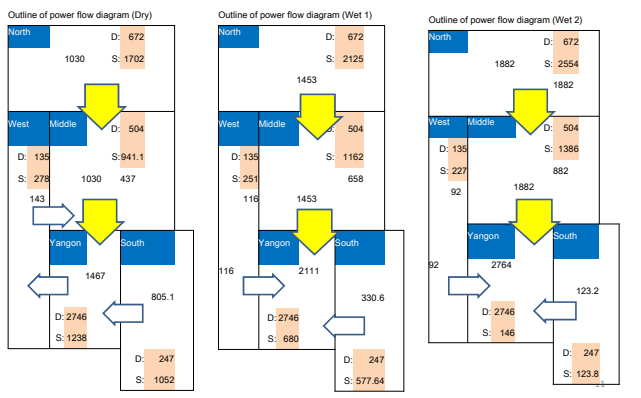
9

Area Block Power Flow Table (Existing)

Year 2020-2021	North	South	West	Middle	Yangon	TOTAL	
Peak Demand (MW)	672	247	135	504	2746	4304	
Dry	Hydro 50%	1399	0	115.5	758	0	2272.5
	Thermal 51%	302.94	1052.13	163.2	183.09	1238.28	2939.64
	Total	1701.94	1052.13	278.7	941.09	1238.28	5212.14
Wet 1	Hydro 70%	1958.6	0	161.7	1061.2	0	3181.5
	Thermal 28%	166.32	577.64	89.6	100.52	679.84	1613.92
	Total	2124.92	577.64	251.3	1161.72	679.84	4795.42
Wet 2	Hydro 90%	2518.2	0	207.9	1364.4	0	4090.5
	Thermal 6%	35.64	123.78	19.2	21.54	145.68	345.84
	Total	2553.84	123.78	227.1	1385.94	145.68	4436.34

10

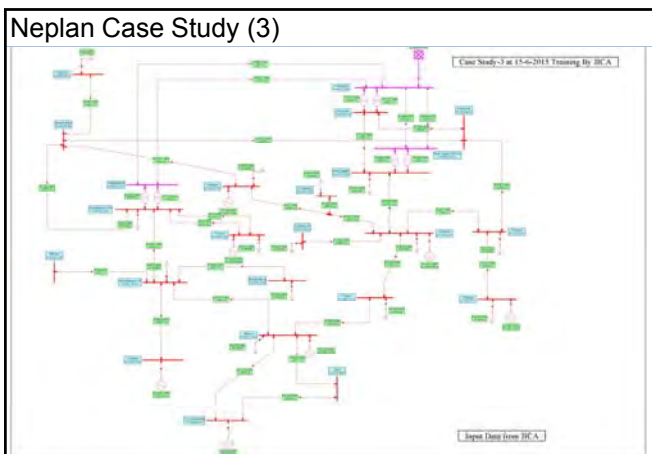
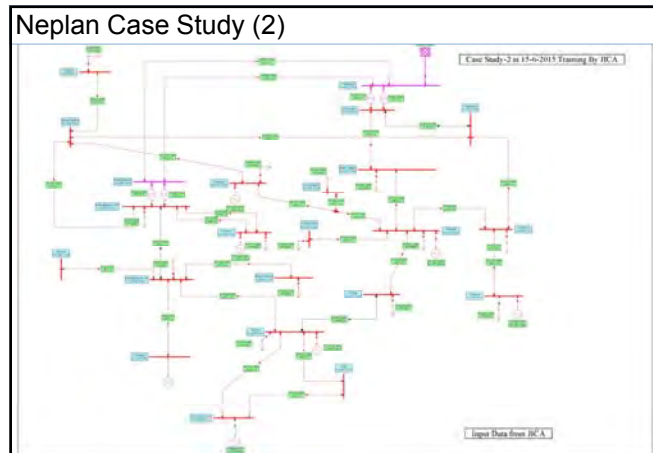
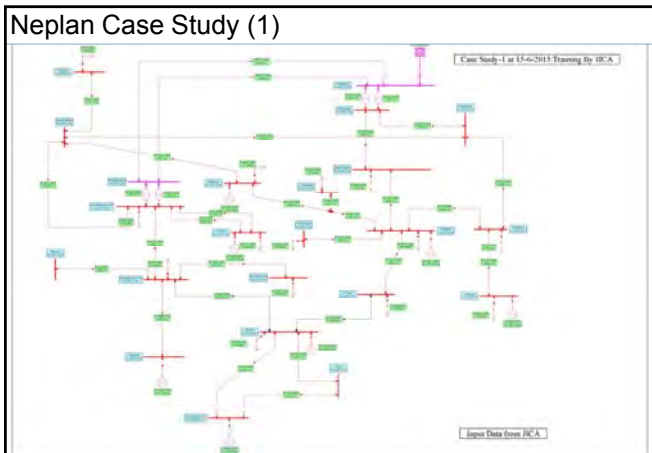
Area Block Power Flow Diagram (2020-2021)



Power Flow Between Area (2020-2021)

No	From	To	Description	Power Flow (MW)			Thermal Capacity (MW)
				Dry	Wet 1	Wet 2	
1	North	Middle	230 kV Belin- Thapayywa (1+2)	1030	1453	1882	3000
			230 kV Yeywa- Thapayywa (1+2)				
			230 kV Myinchan- Thapayywa (1+2)				
			230 kV Myinchan- Kyunchaung (1+2)				
2	Middle	West	230 kV Oakshitpin- Taungup	55	45	35	1100
			230 kV Mann- Ann				
			230 kV Minhla- Hinthata (1+2)				
3	Yangon	West	230 kV Hlaingtharyar- Athoke	80	71	57	700
			230 kV Kyaikklet- Patheingyi				
4	Middle	Yangon	500 kV Taungoo- Kamarnet	1467	2111	2764	5250
			230 kV Tharyargone- Kamarnet (1+2)				
			230 kV Tharyargone- Hlawga				
			230 kV Shwetaung- Myaungtagar (1+2)				
5	Yangon	South	230 kV Kamarnet- Sittaung	805	330	123	350

12



Challenges & Issues

(1) Need to plan the future projects strategically and to implement as the plans

- The Planned Projects are changing according to the requirement in the Power System. Due to this changes, Data Inputs are changing and results also. Here, Results mean that the Previous and Future.
- Some previous Projects are finished in time and some are not finished yet under the changes. At that time, we will see and think that the consideration of previous plans might be mismatched.
- Firstly, Planning should be done based on the reinforcement of the main power system to avoid as above. After that, radial and any requirement should be done.

16

Challenges & Issues

(2) Need to get the information of project plans as update

- ❖ To solve the above, any changed information is needed to revise in the NEMP.
- ❖ All the related departments of maintenance and implementation under the ministry of electric power are needed to provide the updated data of existing condition, ongoing and planned projects for the corporation of continuous works of revising the NEMP.
- ❖ If it is possible, the data should be provided when changes are done (or) monthly (or) quarterly.

17

Challenges & Issues

(3) Need to get Technical Know- How Transfer

- ❖ During the previous data survey of JICA, we see that the power flow calculation can be done by NEPLAN software. But, the technical know- how of software calculation for NEMP's planning tasks can not transfer directly with this software.
- ❖ Therefore, PSSE software is needed for the direct technical know- how transfer such as Power flow calculations, Short Circuit calculations and Stability calculations for NEMP's Planning Tasks.
- ❖ JICA expert team intends to provide not only the usage of PSSE software but also the concepts of planning the power system at the coming technical support program. But, Myanmar side has to request.

18

Challenges & Issues

(4) Need to exist Grid Code and Standard for Power System Planning

- When the consideration of the power system elements for the planning should be based on Power System Planning Code and Standard.
- Code and Standard can guide to be systematic and reliance.
- Code and Standard can also help to ease the power system planning like N-1 condition, Interconnection, Specification, Insulation etc.

19

Thanks For Your Kind
Attention

20

The Republic of the Union of Myanmar
Ministry of Electric Power



Power Demand Forecast and Power Generation Plan

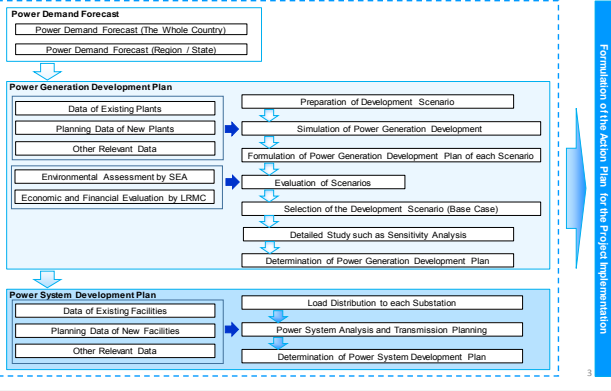
August 28, 2015
Nay Pyi Taw

Group – 2
Power Development Planning

Outlines of Presentation

- Study flow of Master Plan
- Power Demand Forecast
- Method for power demand forecast in Master Plan
- Power demand forecast for Master Plan (Future Power Consumption)
- Power Demand Forecast Results
- Power demand forecast for Master Plan (Losses in Present Situation)
- Power demand forecast for Master Plan (Future Losses)
- Power demand forecast by multiple regression analysis
- Power Generation Development Plan
- Utilizing of WASP IV for the Power Generation Development Plan
- Environmental issues in the power generation development projects

Study flow of Master Plan (Detail Processing)



Power Demand Forecast

Purpose of Power Demand Forecast

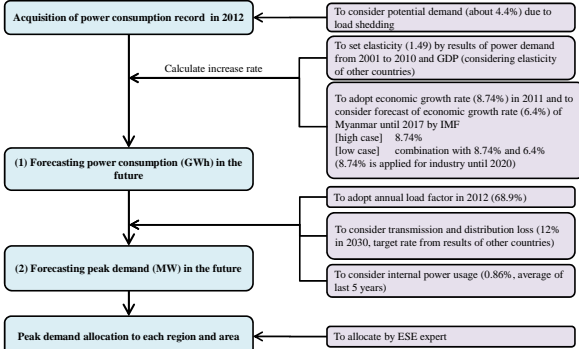
- Basis for efficient and stable management of power factor, appropriate planning for power facilities, sufficient power supply, fuel procurement and balances of payments.

Collecting Data for power demand forecast

- Records of power consumption (kWh) and peak demand (kW)
 - by each sector, each region and area, each substation
- Records and future estimation of Index
 - GDP, Population, Consumer Price Index, Number of Customers,
 - Load curve(daily by each season, yearly), Electrification ratio,
 - Electricity consumption per capita in each area, electricity tariff
 - Commercial and industrial development plan
- Individual demand increase such as Industrial Complex and Special Economic Zones (SEZ)
- Other data effecting on power demand

Method for power demand forecast in Master Plan

Power Demand Forecast by top line forecasting with GDP



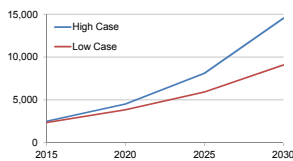
Power demand forecast for Master Plan (Future Power Consumption)

Future estimation of power consumption growth rate

Year	High Case (IMF)		Low Case (IMF)		High Case (MOCPI)		Low Case (MOCPI)		Load Shed (%)
	Industrial	Total	Industrial	Total	Industrial	Total	Industrial	Total	
2012	2,681	5,973	2,254	3,603	2,254	3,603	2,254	3,603	4.4%
2013	3,050	6,787	2,527	4,050	2,527	4,050	2,527	4,050	
2014	3,428	7,617	2,800	4,493	2,800	4,493	2,800	4,493	
2015	3,806	8,467	3,073	4,936	3,073	4,936	3,073	4,936	
2016	4,184	9,317	3,346	5,379	3,346	5,379	3,346	5,379	
2017	4,562	10,167	3,619	5,822	3,619	5,822	3,619	5,822	
2018	4,940	11,017	3,892	6,265	3,892	6,265	3,892	6,265	
2019	5,318	11,867	4,165	6,708	4,165	6,708	4,165	6,708	
2020	5,696	12,717	4,438	7,151	4,438	7,151	4,438	7,151	
2021	6,074	13,567	4,711	7,594	4,711	7,594	4,711	7,594	
2022	6,452	14,417	4,984	8,037	4,984	8,037	4,984	8,037	
2023	6,830	15,267	5,257	8,480	5,257	8,480	5,257	8,480	
2024	7,208	16,117	5,530	8,923	5,530	8,923	5,530	8,923	
2025	7,586	16,967	5,803	9,366	5,803	9,366	5,803	9,366	
2026	7,964	17,817	6,076	9,809	6,076	9,809	6,076	9,809	
2027	8,342	18,667	6,349	10,252	6,349	10,252	6,349	10,252	
2028	8,720	19,517	6,622	10,695	6,622	10,695	6,622	10,695	
2029	9,098	20,367	6,895	11,138	6,895	11,138	6,895	11,138	
2030	9,476	21,217	7,168	11,581	7,168	11,581	7,168	11,581	

Power Demand Forecast Results

Results of Demand Forecast in M/P



Year	High Case (MW)			Low Case (MW)		
	Total	Non-residential	Residential	Total	Non-residential	Residential
2012	1,874	1,265	609	1,874	1,265	609
2020	4,531	3,060	1,472	3,862	2,390	1,472
2030	14,542	9,819	4,723	9,100	5,631	3,469

Year	Special Economic Zone (MW) **		
	Thilash	Kyauksemy	Mandaly
2020	180-200	100	190
2030	400-500	180	300-500

The maximum power demand in Myanmar will vary from the minimum at around **9,100 MW** to the maximum at **14,542 MW** by 2030, forecasted based on macro analysis.
Based on the power demand forecast, target capacity (MW) and amount of power generation (kWh) in each year will be planned.

7

Power demand forecast for Master Plan (Losses in Present Situation)

Electric Losses (Present Situation)									
MEPE	Generation			Loss			Total		
	Units Sold	Loss rate	Loss unit	Units Sold	Loss rate	Loss unit	Units Sold	Loss rate	Loss unit
2007	6,113	6.3%	386	6,113	6.3%	386	6,113	6.3%	386
2008	6,394	6.3%	402	6,394	6.3%	402	6,394	6.3%	402
2009	6,770	7.8%	529	6,770	7.8%	529	6,770	7.8%	529
2010	8,597	8.0%	689	8,597	8.0%	689	8,597	8.0%	689
2011	10,168	7.6%	776	10,168	7.6%	776	10,168	7.6%	776

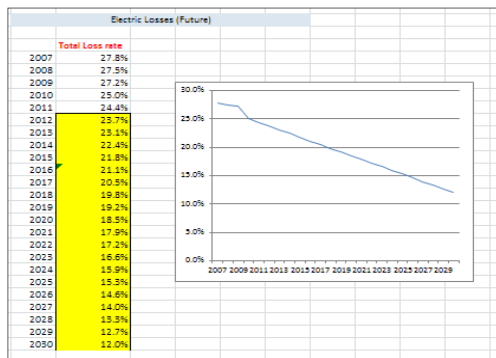
ESE	Purchase			Loss			MEPE			YESB	ESE	Total
	Loss rate	Loss unit	Loss rate	Loss unit	Loss rate	Loss unit						
2007	3,912	22.2%	867	3,912	22.2%	867	6.5%	29.8%	21.8%	27.8%	27.8%	
2008	3,900	22.2%	748	3,900	22.2%	748	6.3%	22.0%	22.7%	27.5%	27.5%	
2009	3,488	19.7%	684	3,488	19.7%	684	7.8%	22.1%	19.7%	27.2%	27.2%	
2010	4,139	17.3%	713	4,139	17.3%	713	8.0%	18.9%	17.3%	25.0%	25.0%	
2011	5,066	17.0%	863	5,066	17.0%	863	7.6%	19.3%	17.0%	24.4%	24.4%	

YESB	Purchase			Loss			MEPE			YESB	ESE	Total
	Loss rate	Loss unit	Loss rate	Loss unit	Loss rate	Loss unit						
2007	2,738	22.8%	620.94	2,738	22.8%	620.94	6.5%	29.8%	21.8%	27.8%	27.8%	
2008	2,760	22.0%	605.94	2,760	22.0%	605.94	6.3%	22.0%	22.7%	27.5%	27.5%	
2009	2,843	22.1%	629.53	2,843	22.1%	629.53	7.8%	22.1%	19.7%	27.2%	27.2%	
2010	3,611	19.9%	718.35	3,611	19.9%	718.35	8.0%	18.9%	17.3%	25.0%	25.0%	
2011	4,565	19.3%	840.57	4,565	19.3%	840.57	7.6%	19.3%	17.0%	24.4%	24.4%	

ESE+YESB	Purchase			Loss			MEPE			YESB	ESE	Total
	Loss rate	Loss unit	Loss rate	Loss unit	Loss rate	Loss unit						
2007	5,750	22.2%	1,308	5,750	22.2%	1,308	6.5%	29.8%	21.8%	27.8%	27.8%	
2008	6,080	22.3%	1,354	6,080	22.3%	1,354	6.3%	22.0%	22.7%	27.5%	27.5%	
2009	6,312	20.8%	1,313	6,312	20.8%	1,313	7.8%	22.1%	19.7%	27.2%	27.2%	
2010	7,751	18.5%	1,431	7,751	18.5%	1,431	8.0%	18.9%	17.3%	25.0%	25.0%	
2011	9,431	18.1%	1,703	9,431	18.1%	1,703	7.6%	19.3%	17.0%	24.4%	24.4%	

8

Power demand forecast for Master Plan (Future Losses)

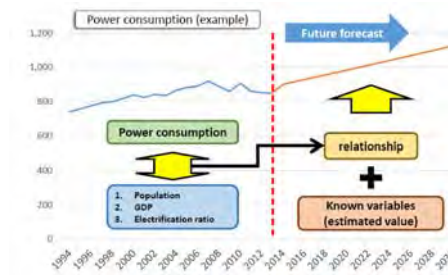


9

Power demand forecast by multiple regression analysis

Purpose for multiple regression analysis

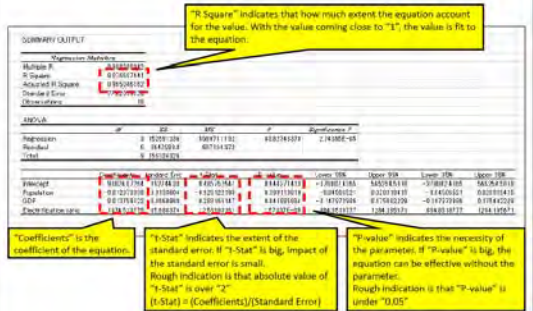
Regression analysis is to analyze relationship among variables. Unknown values are predictable by the relationship and estimated known variables.



10

How to use "regression analysis"

You can get result of the following regression analysis



11

How to use "regression analysis"

✓ In this case, following equation is derived from the result of regression analysis

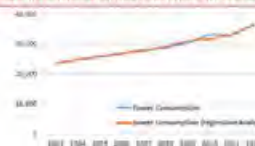
$$[\text{Power consumption}] = 93626 + (-0.012373) \times (\text{Population}) + 0.013759 \times (\text{GDP}) + 1074.5 \times (\text{Electrification ratio})$$

□ From this equation, power consumption in 2006 is calculated as follows.

Year	Power Consumption	Population	GDP	Electrification ratio
2006	27,005	12,603,300	499,147	78.9

$$[\text{Power consumption}] = 93,626 + (-0.012373) \times 12,603,300 + 0.013759 \times 499,147 + 1,074.5 \times 78.9 = 26,853.50 \text{ GWh} \approx 27,005 \text{ GWh (sample data)}$$

Although there is a little difference between two values, two values are almost the same



12

Power Generation Development Plan

- Power Generation Development Plan
 - Data Collection of Existing Plants
 - Data Collection of New Plants
 - Set-up of the power demand forecasts cases (High & Low Cases)
 - Analysis execution by tool such as WASP IV
- How to make the generation plan by WASP IV Software

13

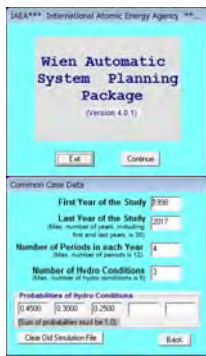
Power Generation Development Plan using WASP IV software

Using WASP Software

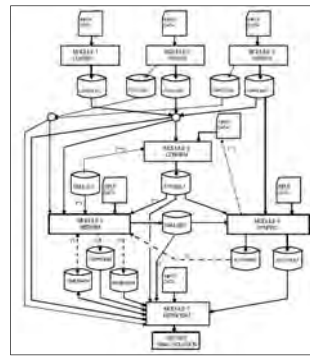
- Consideration or analysis and execution of future state
- How to make to reach target when we encounter fluctuation time to time.
 - How to supply electricity to public with least cost
 - Sensitivity Analysis
 - Capital Cost
 - Fuel Cost
 - Hydro condition capacity factor (by seasonal)
 - Demand forecast

14

Optimization of the Power Generation Development Plan by WASP



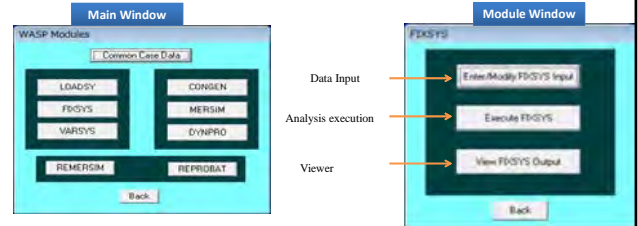
Input Windows



Flowchart of WASP Analysis

15

Utilizing of WASP IV for the Power Generation Development Plan



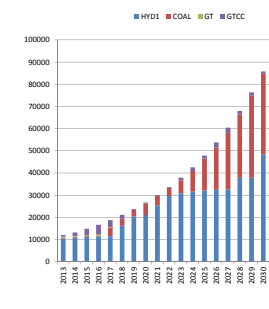
- Remark :
- LOADSYS ➔ Peak demand
 - LOADSYS ➔ Load Duration Curve
 - FIXSYS ➔ Existing Thermal Plants
 - FIXSYS ➔ Existing Hydropower Plants
 - VARSYS ➔ New Thermal Plants
 - CONGEN ➔ New Hydro Power Plants
 - CONGEN ➔ Annual inputs of each Power source type
 - MERSIM ➔ Optimization
 - REMERISIM ➔ Optimization
 - DYNPRO ➔ Optimization
 - REPROBA ➔ Reporting

* Most of the required data for future to put in WASP IV uses assumption by experts.

16

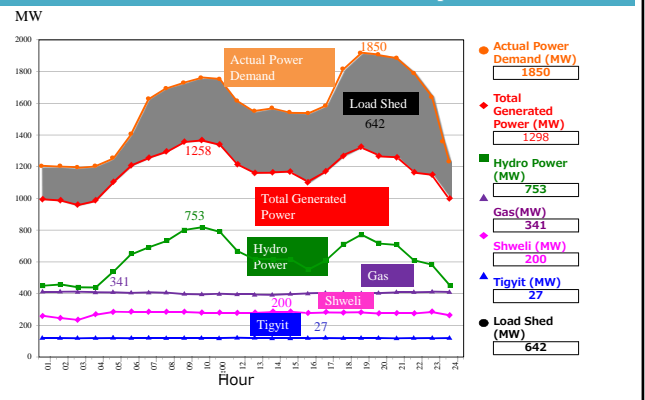
Output of REPROBA1

SUMMARY OF FIXED EXPECTED		SYSTEM GENERATION (GWH)				TOTAL
THERMAL HYDROELECTRIC	FUEL	HYD1	COAL	GT	GTCC	
YEAR		4	8	9		
2013	18623	239	547	713	12122	
2014	18971	314	405	1971	13261	
2015	11253	378	418	2865	14916	
2016	11449	396	489	4418	16752	
2017	11596	3940	179	3138	18838	
2018	16259	3059	74	1768	21160	
2019	20461	2853	5	366	23785	
2020	21153	5211	7	838	26729	
2021	25580	4223	3	112	30028	
2022	29681	3730	1	348	33760	
2023	30989	3778	10	1241	37938	
2024	31638	4031	2	1689	40522	
2025	32157	14411	1	1337	47966	
2026	32520	19640	2	2266	53828	
2027	32880	25395	2	2485	60862	
2028	37986	28563	1	1486	67956	
2029	37949	37109	1	1296	76355	
2030	48389	36369	2	1624	85784	

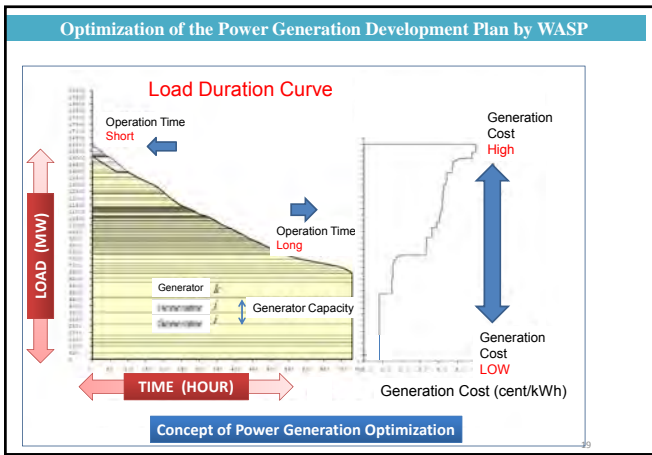


17

Electric Power Generation and Demand Graph at 18-5-2012



18



- Environmental issues in the power generation development projects**
- Environmental assessment become essential and critical issues to be considered for the power generation projects.
 - Although the assessment of IEE and ESIA is in charge of the MOECAP, it is also necessary for MOEP staffs to obtain the capability to handle these issues.
 - Environmental considerations affects the project implementation in Myanmar. Mitigations of environmental impacts are essential issues for the development.

- Conclusion**
- MOEP have responsibilities to distribute the sufficient power to user. So, MOEP must implement the development issues such as extension and new power plants, transmission and distribution lines construction and losses reduction.
 - Electricity Master Plan is important for the Power Sector development of our Ministry .
 - Master Plan should be checked and to be updated data to in line with our development situation.
 - MOEP's counterparts need to be skillful for using Master Plan software program.
 - More and more capacity development of power sector planning skills for our staff is urgently still needed.

Thanks You for Your Kind Attention

Data Collection Survey on Capacity Development of Power Sector Development Planning

Presented by
Financial Working Group
28.8.2015

1

Date		Milestones
1st Workshop	March 9th, 10th	1) Basic and minimum knowledge for understanding project finance Loan repayment cases for hydropower plants in the Philippines Capital Cost for power plant projects Calculated project value with cash flow analysis 2) Lecture was conducted based on a recent loan policy of the World Bank, outlining policies about renewable energy and problems in Germany
2nd Workshop	May 4th - 6th	<ul style="list-style-type: none"> • Explanation and practice of basic finance and accounting concept covered at the first workshop. (FIRR and Capital Recovery Factor, WACC, LCOE, DSCR, Creating Cash Flow table) • Practice of various financial indicators using previously covered Thaketa CCGT's Excel model, including reviewing indicators that appeared in ADB Transmission report. • Lecture and practice of financial analysis and economic analysis. • Lecture on concept and practice of LRMC and LRAIC. • Lecture on concept of PPP (Private Public Partnership). • Sensitivity analysis by using MEPE finance model. • Answering questions for chapter 8 of JICA Master Plan.
3rd Workshop	June 22nd - 24th	1) Review on financial analysis (Capital recovery factor, Loan repayment schedule) 2) Lecture on how to read Feasibility study reports 3) Sensitivity Analysis
4th Workshop	Aug 25th - 26th	1) Solar 10 MW 2) Coal 1280 MW

Objectives

- ❖ To calculate Long Run Marginal Cost(LRMC) and Electricity tariff system
- ❖ To understand Feasibility Study(FS) structure and replicate the F/S data into one's unique model
- ❖ To figure out errors from F/S report and give feedback and suggest to MOEP

3

In JICA 1st mission training on March, May, June, August

Knowledge of

- Present value, future value, Equal monthly payment with interest and principle equal repayment, Cash flow table from Balance sheet and Profit and Loss statement, Interest during construction, contingency, free power, Internal Rate of Return, Net Present Value

4

❖ Present Value

$$PV = \frac{FV}{(1+r)^t}, \quad \text{where, } r = \text{discount rate, } t = \text{times}$$

If you receive it in 5 years time, the value today of US\$100 in 5 years is

$$\frac{100}{(1+0.05)^5} = 78$$

❖ Future Value

$$FV = PV \times (1+r)^t, \quad \text{where, } r = \text{interest rate, } t = \text{times}$$

Would you prefer to receive US\$100 now or in 5 years time?

If you receive it now, you can invest in financial products (ex.5% yield), you could then get

$$100(1+0.05)^5 = 128$$

When you obtain PV (Present value) of risky projects, cash flow of the project should be discounted by the required rate of the investment, which has the same risk profile.

Table The example of necessary profit margin estimate according to type of investment project

Investment project	Risk	Required rate (%)
1 Repair of existing equipment	very low	8%
2 Update of existing equipment	low	10%
3 Expansion of existing production facility of existing product	a little low	12%
4 New establishment of production facility that uses improvement technology of existing product	Usually	13%
5 New establishment of production facility that uses new technology of existing product	slightly high	15%
6 New establishment of production facility that uses ready-made technology of new product	a little high	17%
7 New establishment of production facility that uses new technology of new product	high	20%
8 Development of new technology and new product	very high	25%
9 Development of new technology, new product, and new market	The highest	30%

(Source) Burton A. Kelly and Richard F. Eisinger
Principles of Financial Management (Second edition)
Business Publications, Inc. 1988

6

Net present value (NPV)

❖ NPV is a useful tool to determine whether a project or investment will result in a net profit or a loss. A positive NPV results in profit, while a negative NPV results in a loss.

$$NPV = -PV(\text{Costs}) + PV(\text{Benefits})$$

7

☐ Case analysed in the training

Gas - 109MW CCPP of Thaketa

Hydro - Shweli 2, Dapein 2

Solar - Nabuaing 190 MW, 10 MW

Coal - 1280 MW

☐ Excel model establishment and analysis practice

☐ LRMC concepts

☐ MEPE Financial Model

8

In order to fulfill above objectives, request of Group 3 to JICA for coming Technical Cooperation Project

- Understanding the list of data from the Generation Mix that has to be collected to calculate LRMC
- To understand WASP, a methodology to estimate long run marginal costs (LRMC) of generating capacity for tariff design.

9

- Advanced Excel spreadsheet skill in order to replicate own financial model

- Learn other country' case study in evaluating IPPs, PPPs

- MOEP financial modelling

10

Thank you for your attention

11

Action Plan for Power Generation Development Plan

Outlines

- ❖ Generation Supply Plan (2012-2013 ~ 2030-2031)
- ❖ Transmission and Substation Plan (2012-2013 ~ 2030-2031)
- ❖ Issues and Challenges
 - 1. Establishment of Organization/Institutional system for Power Sector Planning
 - 2. Development of institutional Capacity for information/Data Collection and Management
 - 3. NEMP Update through Joint Work, and Development of Technical Capacity for Power Sector Planning

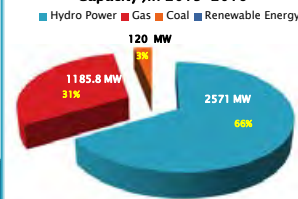
Summary of Power Generation Plan

Power Resources	Installed Capacity (MW)	2012-2031																			
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Existing Power																					
Hydro Power	2780	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259	2259
Thermal Power	854.90	675.8	675.8	675.8	602.8	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85	328.85
Subtotal(Existing)	3615	2935	2935	2935	2862	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588	2588
Proposed Power																					
Hydro Power	9109.6	0	154	294	312	345.2	345.2	727.4	1007.6	3063.6	3063.6	3583.6	3983.6	3983.6	4812.6	5702.6	6059.1	6059.1	6059.1	6206.6	
Thermal Power	16008	94	244	540.5	709	1021	1280	1280	2610	5159	5159	5499	5829	10569	11469	12069	12749	13659	14969	15629	
Renewable Energy	1729	0	0	0	0	0	520	520	1729	1729	1729	1729	1729	1729	1729	1729	1729	1729	1729	1729	1729
Subtotal(On going)	26846.6	94.0	398.0	834.5	1015.0	1366.2	2145.2	2527.4	4137.4	9951.4	9951.4	10805.6	11541.6	16281.6	18010.6	20537.6	21447.6	22757.6	23564.6	24364.6	25164.6
Grand Total	30461.5	3028.8	3332.8	3769.5	3876.8	3954.1	4733.1	5115.5	6725.5	12539.5	12539.5	13393.5	14123.5	18069.5	20098.5	22088.5	23125.5	24035.5	25345.5	26152.5	26952.5

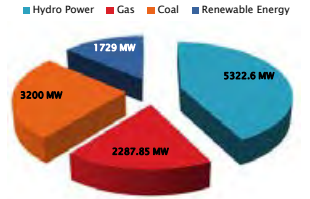
Generation Supply Plan (2012-2013 ~ 2030-2031)

Power Resources	2015 - 2016		2020 - 2021	
	Installed Capacity(MW)	Percentage	Installed Capacity(MW)	Percentage
Hydro Power	2571	31%	5322.6	21%
Gas	1185.8	46%	2287.85	9%
Coal	120	5%	3200	13%
Renewable Energy	0	0%	1729	7%

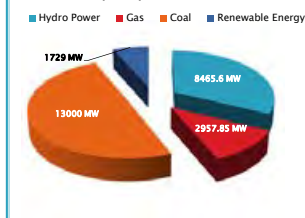
Power Generation Plan (Installed Capacity) In 2015-2016



Power Generation Plan (Installed Capacity) In 2020-2021



Power Generation Plan(Installed Capacity) in 2030-2031



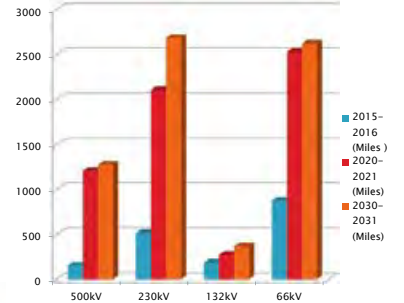
Power Resources	Installed Capacity (MW)
Hydro Power	8465.6
Gas	2957.85
Coal	13000
Renewable Energy	1729

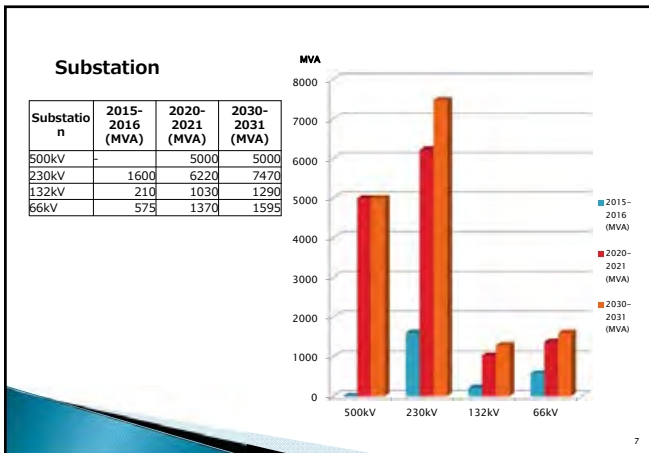
Transmission and Substation Plan (2012-2013 ~ 2030-2031)

Transmission Lines

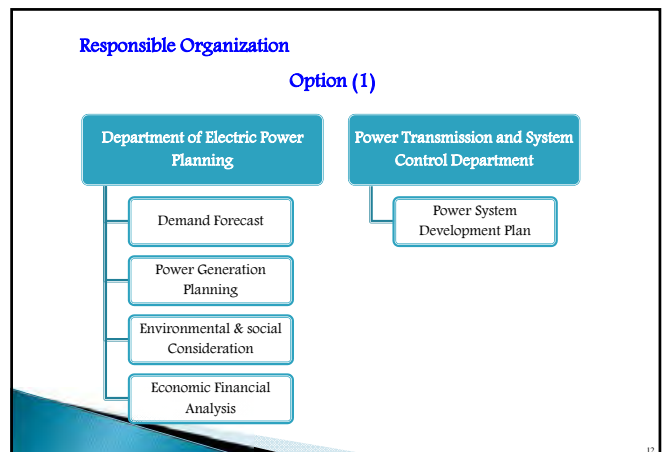
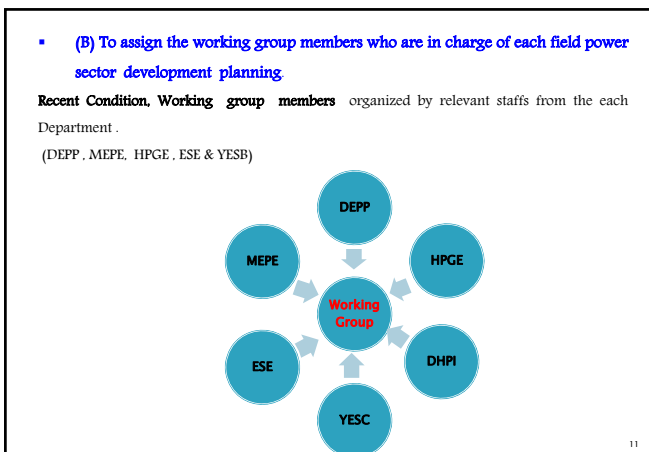
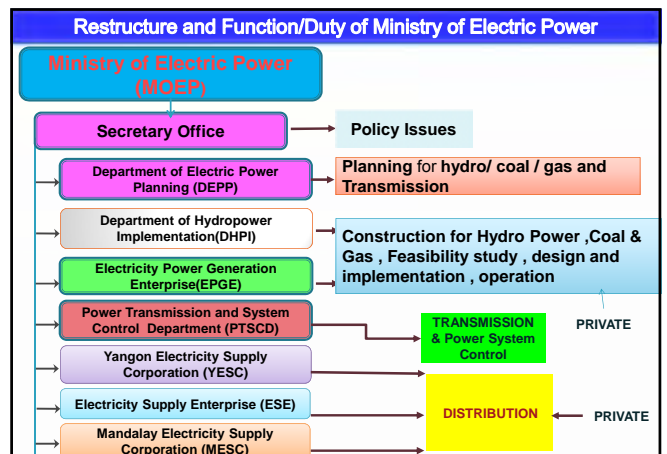
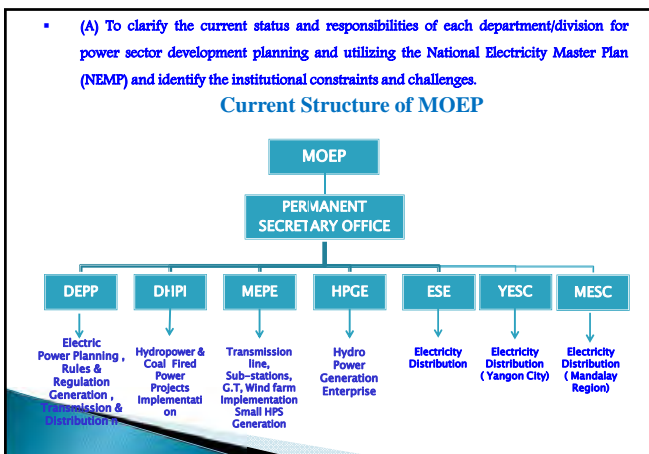
Line	2015-2016 (Miles)	2020-2021 (Miles)	2030-2031 (Miles)
500kV	153.33	1209.33	1274.33
230kV	517.5	2108	2686
132kV	187	277	371
66kV	876.5	2530.7	2623.7

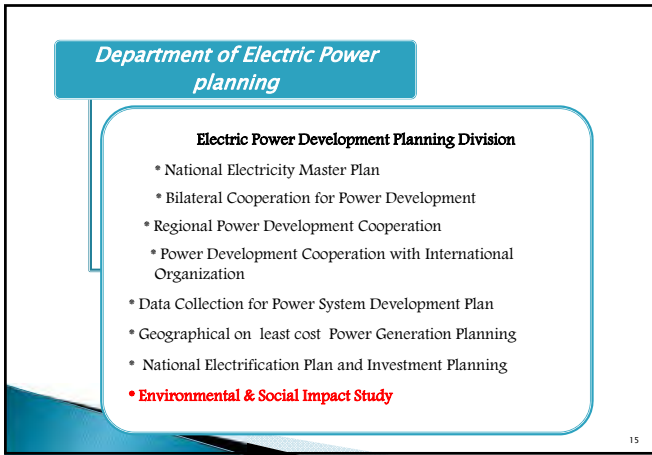
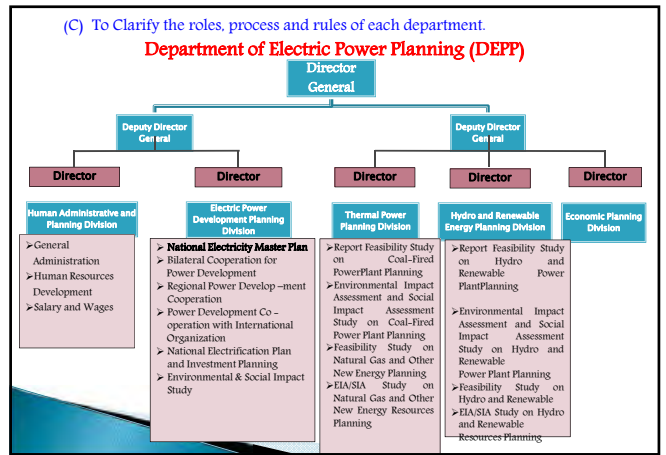
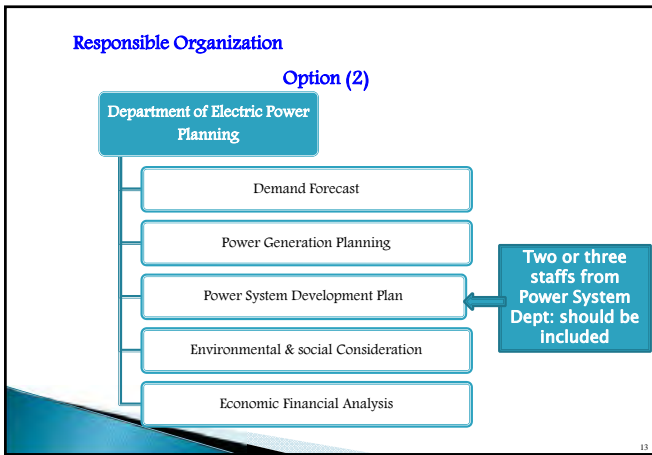
Miles





- ### Challenges
- 1. Establishment of Organization/Institutional system for Power Sector Planning**
- (A) To clarify the current status and responsibilities of each department/division for power sector development planning and utilizing the National Electricity Master Plan (NEMP) and identify the institutional constraints and challenges.
 - (B) To assign the working group members who are in charge of each field power sector development planning.
 - (C) To Clarify the roles, process and rules of each department.
 - (D) To examine, prepare an institutional mechanism for Planning, Reviewing a Regularly Updating the NEMP.

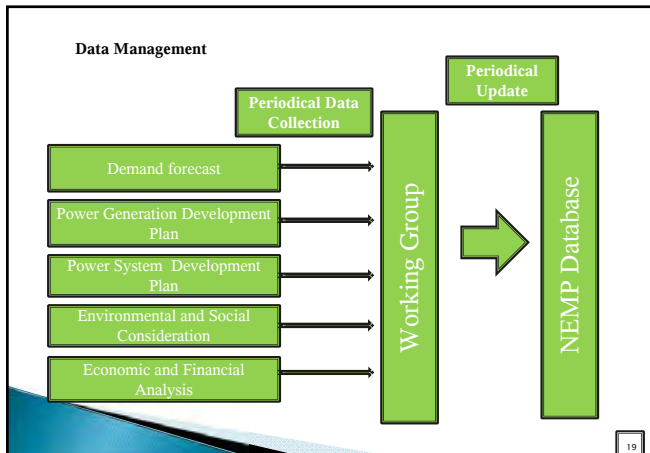




- (D) To examine, prepare an institutional mechanism for Planning , Reviewing a Regularly Updating the NEMP.
- To assign the new section for power sector development planning in power sector To assign the counterpart personal for Myanmar Side
 - Project Director Director General (DEPP)
 - Project Manager Director Of Electric Power Planning Division
 - Project Coordinator Transmission Planning & Power System Control (if necessary)
 - Working Group Members DEPP Staff
- Based in the allocation of budget , update the generation project planning year by year and authorize person who should be managed .

- To develop the institutional capacity
 - 12 full time staff for NEMP in DEP and MEPE
 - (a) For the Power Demand Forecast - 2 Staff
 - (b) Power Generation Plan - 2 Staff using WASP
 - (c) Power System Development Planning - 3 Staff
 - (d) Economic and Financial Analysis - 2 Staff
 - (e) Environmental and Social Consideration - 2 Staff

- 2. Development of institutional Capacity for information / Data Collection and Management**
- Constraints and Challenges for information, data collection and management**
- Need to get exact real time
 - Need to save data Methods of saving
 - Keep on data by excel or database method
 - Lack of accountability for Data
 - A person who should be accountable for data
 - Difficult to combine the update database method
 - Collecting, managing and updating the required data and information for the followings:
 - (a) Power Demand Forecast(including Rural Electrification)
 - (b) Power Generation Development Plan (including in IPP and Renewable Energy)
 - (c) Power System Development
 - (d) Economic and Financial Analysis
 - (e) Environmental and Social Consideration
 - The information/data management system including statistic has to be improved.



19

- 3. NEMP Update through Joint Work, and Development of Technical Capacity for Power Sector Planning**
- To acquire the analysis methods and enhance the technical capacity for following assessment:
 - (a) Power Demand Forecast
 - (b) Power Development Plan
 - (c) Power System Plan
 - (d) Economic and Financial Analysis
 - (e) Environmental and Social Consideration
 - Short, medium and long-term priority investment plan
 - Technology to update the NEMP, Technical Capacity in essential for the working level relevant technical issue personnel

20

For Joint Work

JICA	MYANMAR
Experts a. Long-term Resident Expert : Power Sector Advisor Visiting Expert(Consultant): - Team Leader/Power Sector Planning - Power Demand Forecast/Primary Energy - Power Generation Development Planning - Power System Planning - Economic and Financial Analysis - Data Management/Institutional Facilitation - Environmental and Social Consideration - Coordinator	1.Counterpart Personnel a. Assignment of counterpart personnel - Project Director (who will bear overall responsibility for the administration and implementation of the project) - Project Manager (who will bear responsibility on the managerial and technical matters) - Project Coordinator - Project Coordinator - Working group members <ul style="list-style-type: none"> • For the Power Demand Forecast-(2)Staff • Power Generation Plan using WASP-(3)Staff • Power System Development Planning-(3)Staff • Economic and Financial Analysis-(2)Staff • Environmental and Social Consideration-(2)Staff

21

JICA	MYANMAR
b. Training - Training in Japan (tailor-made courses and/or existing group training courses) - In-country training (OJT) c. Equipment - The necessary equipment for the Project if any	2. Office space and necessary facilities for Japanese experts 3. Other operational cost

22

- Short, medium and long-term priority investment plan
Thermal Power Station

Current Condition - Proposal basic by development (IPP)
Issue - Difficult to control location and size of Power Plant ,Request location Capacity in bidding , availability of Energy resources (Gas, Coal ,Oil)
Action Plan - Base on demand forecast, the required demand forecast in Region A state, PP should be planned regarding the priority.
 - Inviting the investor by tending system

Plan of Time frame for proposal project (5 years)

Project Name	FS by MOU (Including EIA/ SIA)	MOA	Construction Period	COD
1. Mawlamyine MPLP (2 nd) 2. Tharkaya UREC (1 st) 3. Tharkaya BKB (1 st) 4. Thilawa(1) 5. Thilawa(2) 6. Kyaiklatt GTCC 7. Shwedaung IPP 8. Thaton GT(W-B) 9. Myinchan IPP 10. Kyaukphyu 11. Kaabuk GEG 12. Kanbath GEG 13. Thilawa(Coal) 14. Kyunchankone(Coal)	6-9 Month	-Approval for Government . - Competitive Bidding - Concessional Right by MOA	2 - 2.5 years	

23

Hydro Power Station

Current Condition - Proposal basic by development (IPP)
Issue - Long Lead time period , EIA and SIA consideration
Action Plan - Base on demand forecast, the required demand forecast in Region A state, PP should be planned regarding the priority.
 - Inviting the investor by tendering system

Time frame for proposal project (5 years)

Project Name	FS by MOU (Including EIA/ SIA)	MOA	Construction Period	COD
1. Upper Nam Htwan 2. Thabtay 3. Upper Keng Tong 4. Upper Bluchaung 5. Upper Yeywa 6. Shweli(3) 7. Middle Paunglaung 8. Deedoke 9. Dapein-2 10. Lipper 11. Thambun(chunlong) 12. Mongwa	6-9 Month 2014-15-	-Approval for Government . - Competitive Bidding - Concessional Right by MOA	2 - 2.5 years 4~5 years	2020-2021

24

Thank You

25

