

ミャンマー国

ミャンマー国

電力供給緊急改善に係る情報収集・確認調査

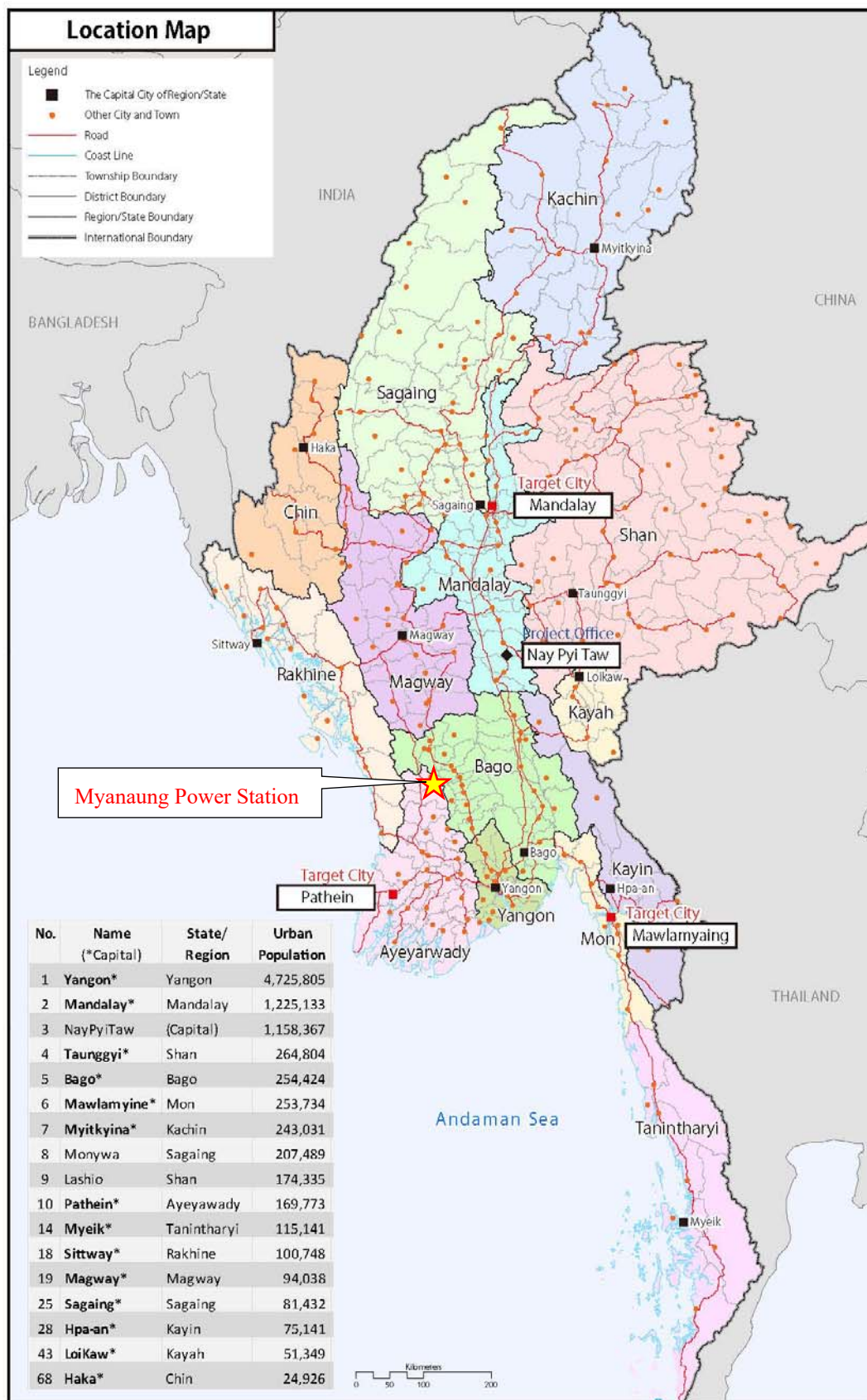
ファイナルレポート

平成 29 年 10 月
(2017 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

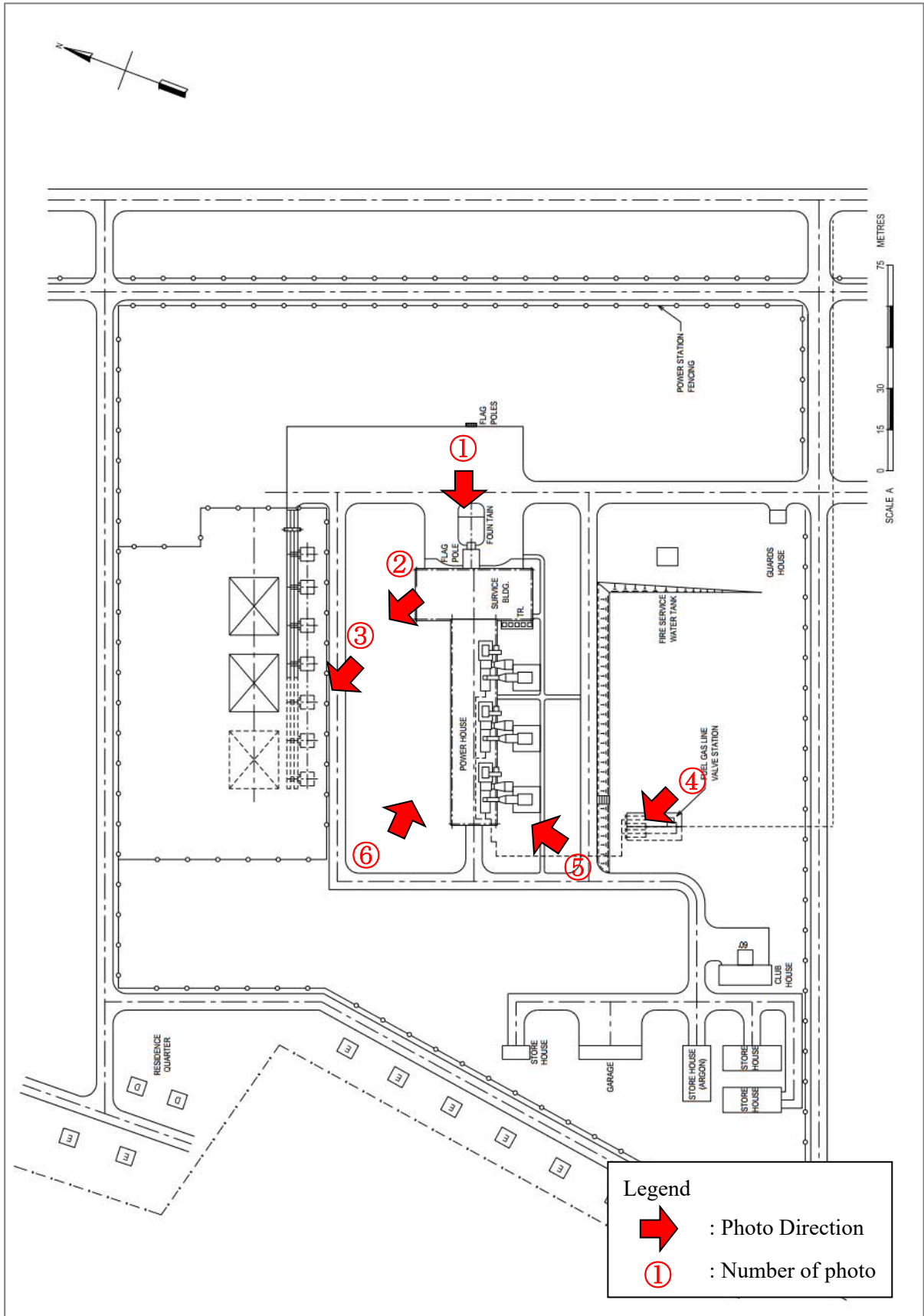
 日本工営株式会社

東大
CR(3)
17-066



出典：ミャンマー国地方都市開発計画整備にかかる情報収集・確認調査より調査団作成

図1 Myanaung 発電所位置図



出典：Myanaung 発電所 Completion Report より調査団作成

図 2 発電所敷地レイアウト図



Photo-1 発電所入口正面



Photo-2 Switchyard 全景



Photo-3 Switchgear の様子



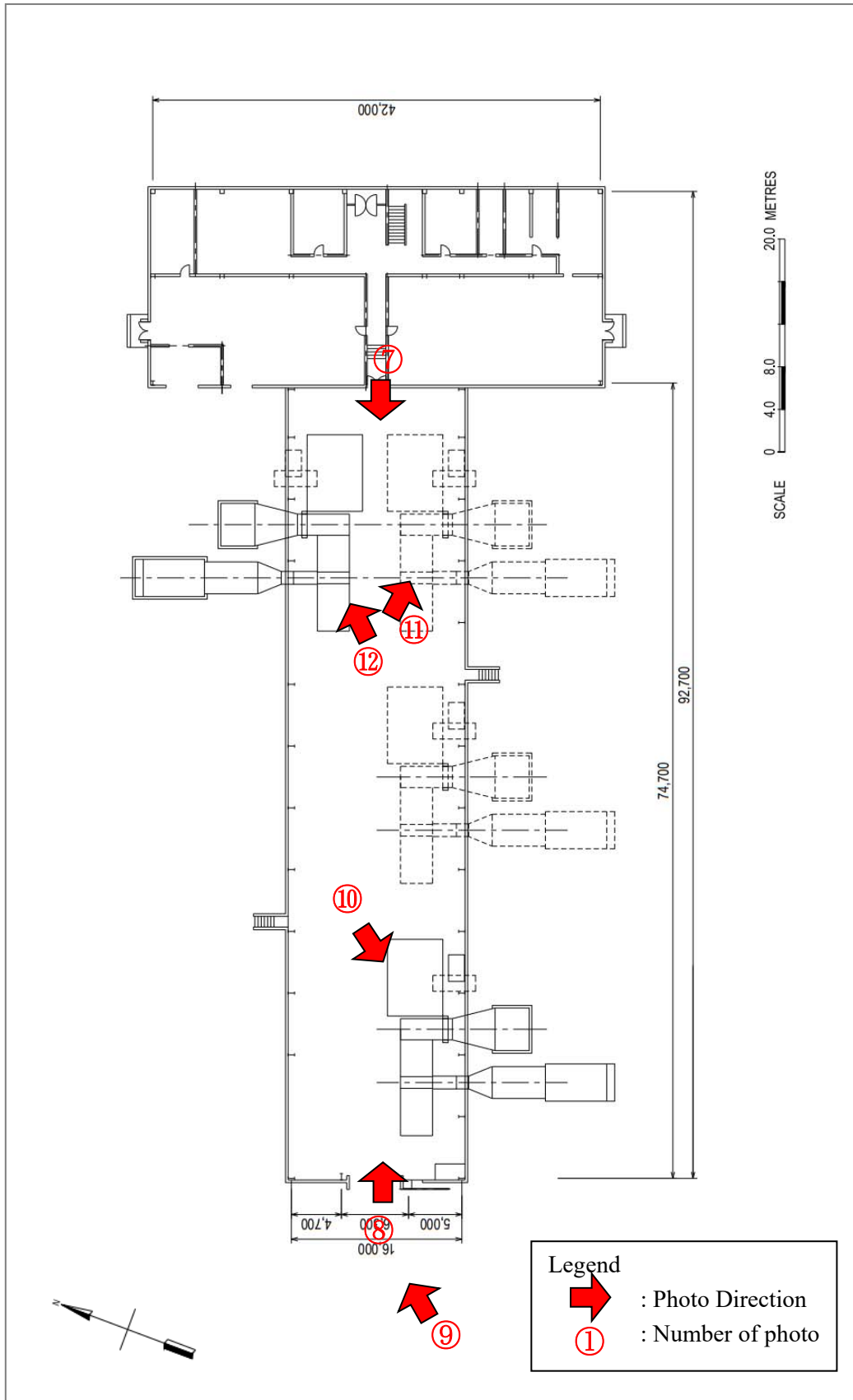
Photo-4 Gas Yard



Photo-5 Powerhouse 南側より撮影



Photo-6 発電所 北側より撮影



出典：Myanaung 発電所 Completion Report より調査団作成

図3 発電所建屋内レイアウト図



Photo-7 Service Building 側より撮影



Photo-8 搬入口側より撮影



Photo-9 西側搬入口 (幅 5m,高さ 5m,段差 1m)



Photo-10 既設ガスタービン (日立製、分解中)



Photo-11 撤去済ガスタービン箇所 (日立製)



Photo-12 運転中既設ガスタービン
(John Brown 製)

ミャンマー国電力供給緊急改善と日本 ODA に係る情報 - 要旨 -

1. ミャンマー国電力供給緊急改善

1.1. 電力供給緊急改善の内容

「ミャンマー国電力供給緊急改善」案に関し、EPGE と調査団が協議した結果、その内容を以下のように確認した。

- (1) 実施主体： 発電公社 (EPGE)
- (2) 財政負担主体： 発電公社 (EPGE)
- (3) 設置サイト： Ayeyarwady 州 Myanaung 発電所
- (4) スケジュール： 2017 年 11 月中に設計作業を開始し、2019 年 9 月に商業運転を開始と想定
- (5) 品目： ガスエンジン発電機
- (6) 納期： 契約後、着工指示書 (Notice to Proceed) を Contractor が受け取ってから、Myanaung 発電所に搬入するまで、11 ヶ月。着工指示書を受け取ってから商業運転開始までは 16 ヶ月
- (7) 仕様：
 - (a) 最小発熱量 GCV 710 Btu/scf (NCV 640 Btu/scf)、単価 \$7.50/mmBtu の天然ガス 7 mmscfd を燃料として、ガスエンジン発電機 (GEG) により、できるだけ多くの電力量を、できるだけ低い原価で発電するものを、入札により選定する。ポテンシャル出力は約 25 MW である¹。総設備容量は、受注メーカーの提案モデルの単機容量と台数の積となる。市場のモデルから推定すると、GEGs の総出力は 23~24 MW 程度となるだろう。
 - (b) GEG は、小型の高速機 (50 Hz の場合、回転数 1,500 rpm 以上) の場合、価格は低いが、寿命が短い。本電力供給緊急改善は、電力会社の発電所に常用の GEG を設置して、30 年程度の長期にわたり連続的な発電を目指す。そこで、寿命の長い中速機 (回転数 750 rpm) を入札仕様とする²。本 GEG 事業は、原価上昇と補助金の要因となっている、短期契約の IPP レンタル事業を代替する目的も併せ持つ。
 - (c) GEG の物理的寸法は、巻頭図に示す既存建屋内に納まること。

¹ 将来輸入 LNG を 100% 使用する場合には、燃料ガスのカロリー値が 30% 以上増加する。その場合のポテンシャルは 35 MW となるので、将来 1 台の増設も可能となるだろう。

効率については、ISO 3046 の「熱消費率の許容変動は 5% 以内」との規定を利用して、効率を高めに表示するケースもある模様。これを避け、効率を公正に比較するため、そのような変動を許容しない、“Zero Tolerance” の表示を、入札図書に規定することが望ましい。

² 効率の経年劣化曲線を、耐久性の判断資料とできる。入札図書で、この劣化曲線の提出を定め、判断することが望ましい。

- (d) NOx は酸素濃度 15%下で 200 mg/Nm³ 以下、騒音は、敷地境界で 45 dB 以下。
- (e) ヤンゴン港からは 1,500 トン級のバージでイラワジ河を遡上し、Myanaung 市に接岸する。バージからトレーラーで上陸し、Myanaung 発電所まで運搬する。

1.2. Myanaung 発電所と GEG の選定経緯

ミャンマー政府は、既存 Myanaung 発電所に、新規ガス発電機の早期設置を、計画している。この設置場所は、既存の敷地、施設および職員を活用するものである。同時に、ヤンゴンの高い土地取得費用と市中でのエンジン騒音を回避する効果もある。

1~2 ヶ月の短期間で IPP レンタル事業者が設置した小型 GEG でも、40%以上の高い効率を達成していることが判明した。ガスタービン発電機 (GTG) の効率は、GEG と比べて約 10%低い。したがって、GEG を導入すると、同量のガスを消費しながら、その発電量は GTG と比べて約 28% (=46%/36%=1.28) 増加する。GEG が、国産ガス資源の最大活用、EPGE の発電力増強、および燃費改善に貢献する。調査団は、効率を優先したいとする、ミャンマー政府の判断と意向を支持する。

1.3. 発電機器の CIF サイト価格

国内 3 社、海外 3 社から、参考見積を取得したところ、中速の本無償機器に係る価格は概ね、次の範囲にあらうと推定される。

日本側の想定機器・サービスの参考見積

(a) 発電機器の CIF ヤンゴン価格 (最低見積 24 億円は、技術指導経費を含む)	24.0	-	28.6 億円
(b) 内陸輸送	0.2	-	0.4

小計 1 (発電機器の最低見積 24 億円に基づく)	24.2	-	24.4
----------------------------	------	---	------

(c) 技術指導経費 (据付、O&M、他)	0	-	1.4
(d) 無償監理・設計	1.2	-	1.5

小計 2 (技術指導経費の最低見積 0 億円に基づく)	1.2	-	1.5
-----------------------------	-----	---	-----

日本側合計 (発電機器と技術指導経費の最低見積に基づく)	25.4	-	25.9
------------------------------	------	---	------

ミャンマー側の分担工事

(e) 発電所建屋改修工事	-		
(f) 現地資機材の製作設計、調達、加工、据付 (潤滑油タンク、パイプ、電線、エアダクト、他)	-		
(g) 発電機器の据付・運転・整備	-		

ミャンマー側経費合計			要見積
------------	--	--	-----

限られた予算内での調達となることが想定されるため、日本側の想定機器・サービスの調達が予算内に納まるか、なお不透明である。他にも、遅れて提出された非公式見積が1社からあった。技術仕様等が添付されていないので、上表には反映していないが、上記最低見積と比べると低い。入札の結果次第だが、予算内に納まる可能性もないではない。

ミャンマーでの調達予定資材の内、潤滑油タンク・配管・一部の配線材料等は、GEG のメーカーおよび据付工事業者の専門技術者による十分な技術指導を前提とすれば、その製作図作成も含めて現地で調達できる見込みである。したがって、これらはミャンマー側負担事項とすることが妥当だろう。また、65 トンあるいはそれ以上の重量物の、基礎上への横引・据付工事には、同様に、据付工事業者の専門技術者による技術指導が極めて重要である。

1.4. 緊急無償の必要性と効果

ミャンマーは経済成長により電力需要が急増しており、2017年5月には3,075 MW の過去最大のピーク負荷を記録した。今後も電力需要の堅調な伸びが想定される中、ガス火力発電所の老朽化に伴い、供給予備力が減少する。特に水力の出力が低下する乾季に、年間需要がピークを迎えることから、供給不足が生じるリスクが高い。よって、ミャンマーでは、緊急に電力供給能力を增強することが必要と認識されている。

Myanaung 発電所の既存の John Brown GTG の運転を停止し、同量のガスを消費する新規 GEG を導入することにより、年発電量を約 93 GWh³増強する。また、この GEG は、毎年約 157 GWh⁴の電力量を消費者に届けることができる。本緊急無償は、小売部門を含む電力セクターにとって、毎年3~4 億円程度の発電原価の節減効果をもたらす(4.3.3 節参照)。同時に、約 26 万世帯の一般家庭に安定した電力を供給する。

1.5. 中長期的な電力供給政策との整合性

Myanaung 発電所緊急改善は、短中期的に導入予定の輸入 LNG 焚き火力に先行して建設するものである。以って、ヤンゴン地域のひっ迫する電力需給改善に貢献する。これは、運転期間がせいぜい数年のレンタル事業を代替することにより、30 年程度の長期運転と 5% 程度の効率改善 (=原価低減と発電量の増強) を達成するものである。併せて、現在の 19% 程度の低い効率のガスタービン発電機を、効率 46%程度 (Yadana ガス使用時) の GEG に切り替える。この GEG 導入は、限りある国産ガス資源の最大活用という、ミャンマー国のエネルギー政策に沿うものである。

1.6. 課題

(a) 本緊急無償の日本側負担事項は、発電機器一式の提供、海上輸送、および Myanaung 発電所までの内陸輸送である。ただし、本発電機器が、本来の機能を発揮し、発電を継続するためには、受注者 (GEG の据付工事業者とメーカーの専門技術者) が、以下の技術サービスを提供することが不可欠である。

³ = (24 MW- 11.5 MW) x 8,760 hr x 0.85 (年設備利用率)、発電端での想定発電量の現状からの増加量

⁴ = 23.4 MW x 8,760 hr x 0.85 x 0.90 (送配電損失)、需要家端での想定販売電力量

- 発電機器一式の据付指導（工事業者の技術者）
 - 機器組立・試験運転（メーカーの技術者）
 - EPGE の運転維持管理要員の教育・訓練（メーカーの海外における訓練施設での、教育・訓練を含む）
- (b) 前項の技術指導は、本来発電機器の提供と一体で不可分のものである。そこで、必要な MM、報酬単価、報酬、旅費等を見積り、入札時に、所定フォームに記入して提出させる。受注者には、機器サプライ契約に加えて、必要な時期に、この見積に基づいて技術指導契約を締結することを、義務付けることが一案である。
- (c) Yadana ガス田から供給されるガス燃料は、2021 年から生産量の減少が始まり、2027 年にはゼロとなる見込みである。石油ガス公社 (MOGE) は、LNG の緊急輸入のため、世銀支援を得て浮体式貯蔵・再ガス化ユニット (FSRU) の Pre-FS を実施した。今後、FS を実施し、FSRU 事業者を公募し、2021 年から LNG 輸入を開始することを計画している。2021 年以降 2017 年までの間に、Yadana ガスからこの輸入 LNG に切り替えて、Myanaung 発電所に供給する予定である。LNG に切り替わると、供給ガスのカロリー値が高まる。計画している GEG は、エンジンの設定を変更し、燃焼状況を確認することにより、新しいカロリー値に対応できる。

2. 日本 ODA に係る情報収集の結果

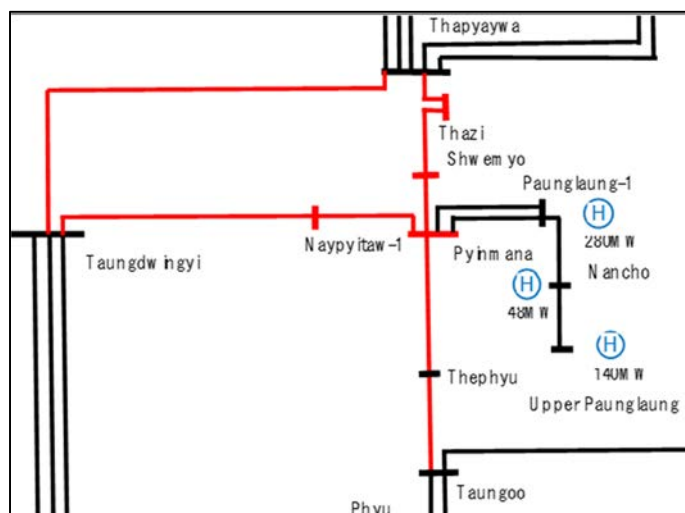
2.1 北部水力群からの電力輸送の課題と提言

建設中の 500kV 送電系統が完成すると、現在の最大の課題である、北部からヤンゴン地区へ十分な電力を輸送するという課題が解決する。なお、その以降でも考えなければならぬことは、最大の需要地であるヤンゴン地区に安定した電気を継続して送ることである。この観点から電力系統を俯瞰すると、500kV 送電系統が完成しても、一応の安定供給の目安とされる N-1 基準が満たされていないことが判る。

世界的に見ても送電鉄塔が土砂崩壊、水による浸食等で倒壊する事故が無視できない程度に発生している。Myanmar も例外ではなく、500km に及ぶ長い区間に建設される送電線のどこかで、鉄塔が倒壊する事故が発生するケースを否定できない。鉄塔が倒壊した場合、500kV 送電線がその機能を失い、National Grid が瞬時に崩壊する。この大きく強い衝撃により、特に、火力発電設備が何らかの被害を受ける可能性が高い。その結果、ヤンゴン地区において電力供給が再開されたとしても、給電制限・部分的供給停止の状況が長期化する恐れがある。

幸いなことに、Myanmar では水力発電所の開発を積極的に進めてきており、火力機に比べこの種の衝撃に強い水力発電所を、系統復旧で活用できることが大きな強みとなる。また、水力発電所は貯水池式が多い。そのため、水力単独でも一定期間の運用を継続する能力を有している。すなわち、これらの水力発電所が、系統崩壊時の系統機能回復の中心となる。しかしながら、水力発電所はヤンゴンから遠く離れた北部に集中している。230kV 系統である程度の電気を安定して送るべく、系統の整備・増強が必要となる。

現在の 230kV 系統を俯瞰すると、北部からヤンゴン地区に電力を輸送する上で最も障害となるのは、図 1 に赤線で示す部分である。500kV 送電線の事故停止による被害の最小化を図るためにも、特に、図 1 に赤線で示す部分の送電線の増強が緊急に必要と判断する。



出典：DPTSC の系統 Map を基に調査団が作成

図 1 Pyinmana を中心とした 230kV 系統

2017 年 8 月までの最大需要を記録した 5 月 23 日の 19 時の潮流を表 1 に示す。問題となる箇所多くは複導体を使用しており、潮流自体は大きな値を示していたが、許容電流よりはるかに低い値であった。ただし、図 3 に示されている Myaungtagar - Hlaingtharyar 線は 605MCM 単導体であり、定常状態で、毎日過負荷に近い状況を呈していることに留意すべきである。

表 1 最大需要を記録した 2017 年 5 月 23 日の 19 時の潮流

Transmission Line		Conductor (MCM)	Allowable Capacity (MW)	Power Flow (MW)	% Load
From	To				
Thapyewa	Taungdwingyi	2x605	460	282.9	61.5%
Thapyewa	Thazi	2x605	460	193.1	42.0%
Thazi	Shwemyo	1x795	273	131.5	48.2%
Shwemyo	Pyinmana	1x795	273	130.5	47.8%
Pyinmana	Thephyu	2x605	460	202.2	44.0%
Pyinmana	Naypyitaw	2x605	460	170.0	37.0%
Naypyitaw	Taungdwingyi	2x605	460	133.0	28.9%
Thephyu	Taungoo	2x605	460	183.4	39.9%
Myaungtagar	Hlaingtharyar	1x605	230	202.3	88.0%

注： Myaungtagar-Hlaingtharyar 線のルートは図 3 参照。
出典：DPTSC の潮流解析結果

表 1 に示す区間の送電線の潮流は定常時のものであることに留意すべきである。例えば、Thapyewa - Taungdwingyi 送電線が故障停止した場合、その 280MW が行き場を失い、Thapyewa - Thazi - Shwemyo - Pyinmana 送電線に流れ込み、130 - 140%程度の過負荷となる可能性があり、さらに、地域の電力供給を担っている 132kV 送電線も大きな影響を受けることになる。

従って、既存の 230kV 及び 132kV の送電系統に現在建設中の送電線を含めた系統全て

の 230kV 線路を対象に、N-1 基準⁵を満足しているかどうかを、潮流解析で確認し、整備・増強計画を策定して緊急に実施すべきと考える。

2.2 ヤンゴン地区内の送電システムの増強に関する提言

2017 年に最大需要を記録した 5 月 23 日 19 時に、ヤンゴン地区の 230kV 変電所の需要家に供給された電力(負荷)を表 2 に示す。既存の火力発電設備は西側に偏在している。一方、負荷も西側に集中しているが、東側地区の開発が進んできており、偏在の度合いは発電設備ほどではない。

表 2 ヤンゴン地区の 230kV 変電所の負荷

Substation	230kV Line (MW)		Generation (MW)	Load (MW)
	In	Out		
West Area			524.00	927.88
Hlaingtharyar	340.70	204.45	0.00	136.25
Bayintnaung	42.98	0.00	0.00	42.98
Ahlonge	94.81	0.00	184.20	279.01
Ywama	0.00	128.38	245.00	116.62
Hlawga	257.76	120.51	94.80	232.05
Myaungtagar	333.29	212.32	0.00	120.97
East Area			68.30	333.47
Thaketa	210.24	0.00	68.30	278.54
Thanlyin	179.66	124.73	0.00	54.93
Total			592.30	1261.35

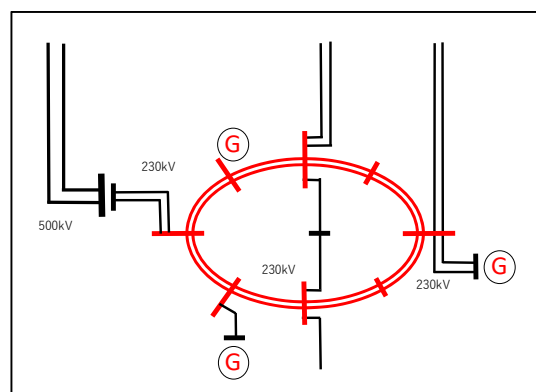
注： In - Out + Generation = Load

出典：Power Flow Analysis on 23rd May 2017 by DPTSC

主要な火力発電設備の西側偏在に加え、その西部地区に 500kV 送電線の完成後はさらに大きな電力が供給される。現在でも 66kV 系統の電力潮流は西から東へととなっている。500kV 送電系統が完成した後は、西から東への電力の流れが増大する。その結果、既存の 66kV 及び 33kV の送電線路の負荷が増大し、過負荷となるリスクがある。特に、ヤンゴン地区は過負荷による熱に弱い地中線が多く、被害が拡大する恐れがある。

変電所を含めた 230kV 系統の故障停止、例えば、Thaketa 変電所(図 3 参照)又はそこに電力を供給している送電線が故障した場合は、西から東に流れる潮流はさらに増加し、過負荷、ケーブルの損傷等により深刻な事態を惹起するリスクがある。

以上のリスクをできるだけ軽減するためには、図 2 に示すイメージの、230kV の既存設備を活用して、2 回線構成の Ring Main System の早急な構築が必要と考える。Ring Main System 完成後は、送電線、変電所の事故に伴う供給停止が発生しても速やかに供給経路の切り替えができ、正常時に近い運用の継続が可能となる。



出典：調査団作成

図 2 Ring Main System のイメージ図

⁵ 電力系統が、ノーマルな定常状態 (N と略記) から、一つの構成要素が事故等により脱落した状態を「N-1」と表記し、系統の脆弱性をチェックするための、ひとつの基準。

ADB 資金による「ヤンゴン地区の送電網の整備計画」は、以下の新設、拡張、増強計画で構成されている。総額 8 千万ドルの融資協定書が調印済みである(2016 年 4 月 26 日)。

- (a) Thida-Thaketa 間の 2 回線、230/66kV 架空送電線の新設
- (b) Thaketa-Kyaikasan 間の 1 回線、230kV 送電線の新設及び Thaketa 変電所の拡張、Kyaikasan 66kV 変電所の 230/66/11kV、2x150 MVA への改造
- (c) South Okkalappa 230/66/11kV、2x150 MVA 変電所の新設
- (d) West University 230/33/11kV、2x150 MVA 変電所の新設⁶

以上の要素により、図 3 に示すように、Ahlone – Thida – Thaketa – South Okkalappa – Hlawga – Myaungtagar – Hlaingtharyar – Ahlone の外側リングを構成する⁷。提案されている Ring System を構成する送電線を表 4 に示す。

表 4 ADB 資金で計画されている Ring System の送電線

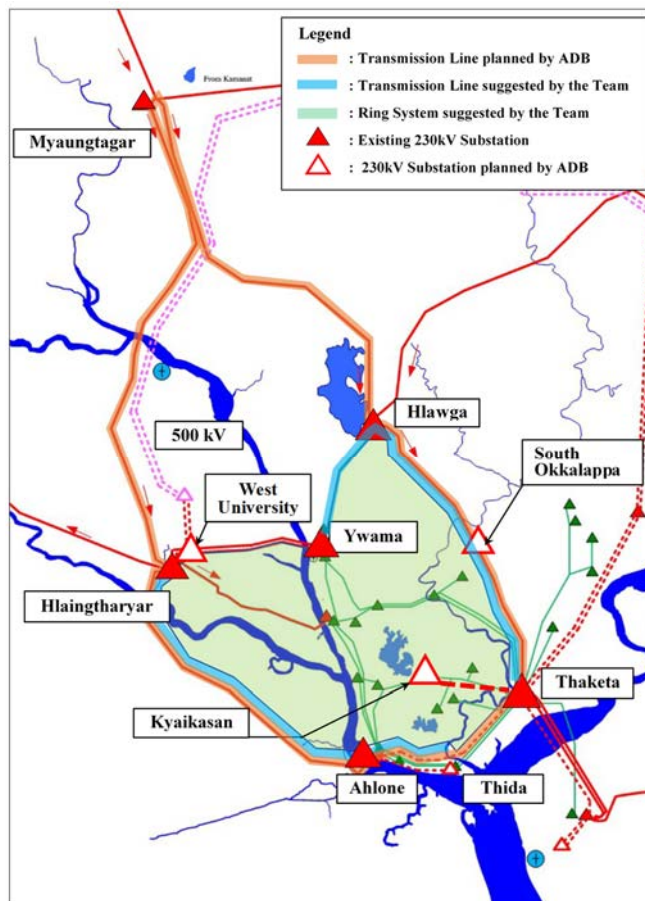
	230kV Transmission Line		Length	CCT	ACSR	Fund
1	Ahlone	Thida	-	-	-	EPDC
2	Thida	Thaketa	8.5	2	-	ADB
3	Thaketa	South Okkalappa	-	1	795	Existing
4	South Okkalappa	Hlawga	-	1	795	Existing
5	Hlawga	Myaungtagar	25.9	1	2x605	Existing
6	Myaungtagar	Hlaingtharyar	40.2	1	605	Existing
7	Hlaingtharyar	Ahlone	22.4	1	2x605	Existing

Source: DPTSC and ADB's Report

Remark: "-" means no information

⁶ 500kV 変電所と 230kV 系統を接続するもの

⁷ Ahlone – Thida 間の送電線及び Thida 変電所の建設は DPTSC により計画されているものと判断するが、情報の提供がなく、計画の詳細は不明である。



出典：DPTSC の元図を調査団が編集

図 3 Ring System を構成する 230kV 施設の位置図

表及び図に示す ADB の計画で、以下の点が課題と考える⁸。

- (a) 500kV 送電線と Ywama 発電所から Hlaingtharyar 変電所に送られる最大電力は、合計 1,288 MVA になる。一方、Hlaingtharyar – Ywama 線の送電容量は $2 \times 642 = 1,284$ MVA であり、Hlaingtharyar 変電所に送られる最大電力よりわずかに少ない。1 回線故障停止の場合は、West University-Hlaingtharyar 区間が過負荷となる。
- (b) Hlaingtharyar から南北 2 方向の送電線により、Ring System に電力が供給される。その許容送電容量は、夫々 542 MVA、271 MVA で、合計 813 MVA となる。Hlaingtharyar 変電所の変圧器容量 200 MVA を合わせても、合計 1,013 MVA である。これは、Hlaingtharyar 変電所の合計受電力以下であり、送り出し側の送電線は常時過負荷状態となる可能性がある。さらに、1 回線が故障停止した場合、残りの送電線は極度の過負荷となる。

⁸ 既設送電線・変電所のデータを DPTSC より提供された。しかし、系統解析用の入力データのコピーであり、特に送電線の詳細資料は含まれていない。提供された資料および以下の推定に基づいて考えた。

■ 500/230kV 変電所の変圧器容量：	2x500 MVA
■ Hlaingtharyar – Ywama 線の電線サイズ：	2x795 MCM (642 MVA/CCT)
■ Hlaingtharyar – Ahlone 線の電線サイズ：	2x605 MCM (542 MVA/CCT)

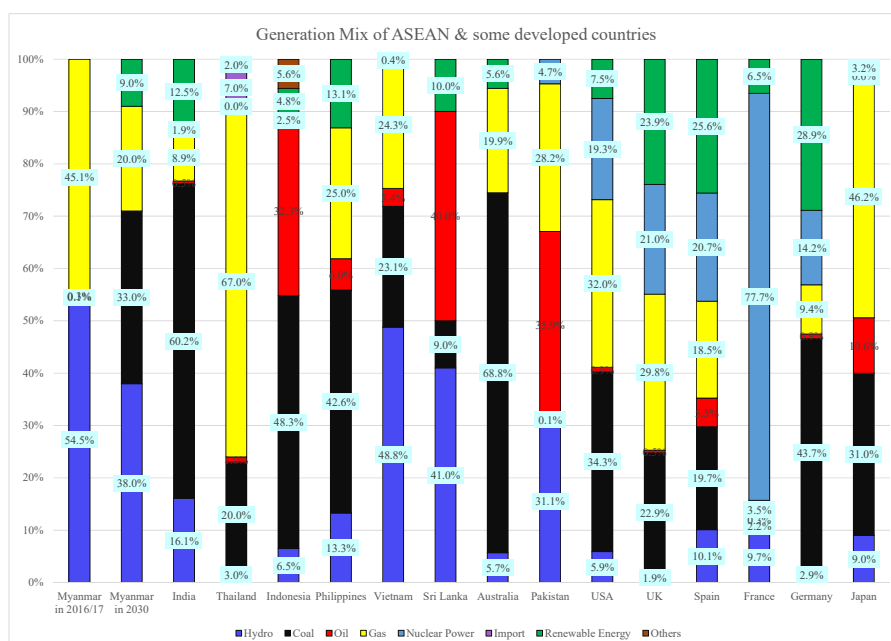
(c) 計画されている Ring System は既設の送電線路を極力利用した茄子型の外側 Ring System であり、必ずしも需要の密集した地域を囲む形とはなっていない。

以上から、本調査の検討の結果として、Ahlone – Thida – Thaketa – South Okkalappa – Hlawga – Ywama – West University - Hlaingtharyar – Ahlone のハート形の Ring System の追加構築を提案する。この提案は、「Ywama – Hlawga 2 回線・架空送電線の建設計画」を追加するだけで、需要の密集した地域を囲むハート形 Ring を形成するものである。そのうえ、ADB の資金で建設を予定している施設計画に影響を及ぼさない。

提案する Ring System は、将来にわたりヤンゴン地区の電力供給の要となるためのものである。そのため、上記 Ywama – Hlawga 線に加えて、4 つの計画を追加実施することを提案する (7.2 節、ページ 7-5 参照)。

2.3 「石炭火力情報提供キャンペーン」(仮称)の提言

JICA が支援した「ミャンマー国電力 MP 2014」では、2030 年の総発電設備容量を 23.6 百万 kW と計画している。その電源ミックスは、水力 38%、ガス火力 20%、石炭火力 33%、再生可能エネルギー 9%と、設定されている (図 4 参照)。ミャンマーでは、水力とガス火力は従来から建設されてきており、現在それぞれ 55%と 45%を占めている。一方、石炭火力は、2004 年に建設された Tigyt の 120 MW だけである。ところが、この Tigyt には、環境対策設備が設置されていなかった。Tigyt の大気汚染と水質汚染が、プロジェクト周辺の農業と住民の健康を脅かし、周辺に甚大な被害をもたらしたと報告されている。Tigyt の環境汚染が、ミャンマー国における石炭火力反対運動を引き起こすきっかけとなった。少なくない国民が、他の石炭火力計画に対しても、反対運動を展開した。例えば、東洋タイ社が Mon 州 Ye で石炭火力を計画し、前政権時に MOU を締結していた。しかし、住民の反対に遭い、2017 年 7 月、Mon 州知事が白紙撤回を表明するに至った。



出典：Compiled by the study team with assumed generation efficiency and unit emission and based on generation mix by: India to Pakistan: "Power Situation and Policy in Asia and Oceania Countries", May 2015, JETRO
USA to Japan: METI, http://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/pdf/energy_in_japan2016.pdf

図 4 ASEAN 諸国と先進国の計 15 ヶ国の電源構成

一方、ミャンマー政府は、Tigyit 石炭火力発電所の改修事業者を公募した。2017 年までに、中国の新 IPP 事業者がボイラとタービン設備を更新し、環境対策設備も追加設置した。現在までに 3 ヶ月の試験運転を終了し、引き続き 1 年間の信頼性試験運転を実施中である。

ミャンマー政府やエネルギー専門家は、石炭火力の計画的かつ早急な導入が不可欠と認識している。しかし、国民の多くは、そのような情報を持っていない。そのため、「電気は欲しい。しかし、環境汚染や社会問題はイヤ」、と反対していることが、実態ではないかと推察される。この環境問題への政策的対処如何が、ミャンマー国の今後のエネルギー供給を左右しかねない。電力政策は、ミャンマーの経済社会開発の成否を分ける、分水嶺に立っている。

そこで、ミャンマーにおける石炭資源政策と環境行政を統括する天然資源・環境保全省がリードし、電力・エネルギー省が石炭火力の技術面で補佐して、「石炭火力情報提供キャンペーン」、をまず実施することを提案する。このキャンペーンでは、先進技術による石炭火力発電所では、環境排出は厳しい規制値以内に抑制されていること、また環境汚染問題は発生していないという、正しい情報を広く国民に提供する。併せて、政府は、「エネルギーは社会経済開発のコメであること、石炭火力については最新の環境対策設備を設置するものだけを許可する電力政策」を、国民に対して公に約束することが望まれる。

国民の理解がある程度深まってから、将来の資金協力案件として、石炭火力の FS や戦略的環境影響評価（SEA）に対して、日本の技術協力を開始することが望ましい。

2.4 政府水力事業による人材育成の提言

国家の税源が絶対的に不足する現状では、「短期的には、設備コスト＝初期資本コストが水力や石炭火力と較べて相対的に小さい大型ガス火力を、足の速い IPP 事業として導入し、現在の乾季供給力の不足を早期に解消することを優先させる。その一方で、廉価である一方でリードタイムの長いベース電源としての水力と石炭火力は、中長期的にかつ計画的に開発を推進する」、とする政策が現実的だろう。

(a) 長期最小費用電源投入計画の策定と更新

リードタイムの長いベース電源の計画的投入のためには、長期最小費用電源投入計画の策定とその定期的更新が不可欠だろう。同計画には、乾季における水力の出力低下をバックアップするために、最小費用の火力電源の投入が必要と自動的に判断され、「最小費用計画」に盛り込まれる。同時に、水力発電所が、雨季中にフルに発電せずに、貯水池が満水のためやむなく流入水の一部を無効放流するといった事態は、最小費用とされない。したがって、「最小費用計画」上では、貯水池が満水状態の水力発電所でも無効放流でなく 2 次電力も発電・送出できるよう、（出力を調整できる火力を水力と並行して導入することにより）、自動的に電源のベストミックス化が進む。また、長期電源費用を最小化するために、「最小費用計画」上では、ベース電源として低廉な水力と石炭火力が、必要かつ適切な量で、すなわちベストミックス達成に向けて、順次投入される。

このような、長期最小費用電源投入計画の更新作業は、現在実施中の電力 MP の更新作業の一環として含まれているかもしれない。

(b) 政府水力事業による人材育成の提言

電力・エネルギー省と DHPI は、次のような水力開発政策案を検討することが望まれる。

- IPP 水力に加えて、常に少なくとも 1 つの水力事業は、DHPI が主導し、できれば長期・低利の公的資金支援を得て実施する。DHPI 主導事業の目的は、1) 政府保有の建設機械と水力技術者の活用、2) 公的資金の取得による発電原価の低減、3) 継続的人材育成の 3 点にある。特に、未開発の水力資源が豊富に賦存するミャンマーでは、若手技術者に技術習得の最良の場である設計や建設プロジェクトに参加する機会を提供し、将来の水力開発をミャンマーの技術者にリードさせようとするものである。
- DHPI 主導事業の実施形態は、1) 従来型 3 者モデル、2) 明りの土木工事は政府直営、一部の地下工事や発電機器は国際入札で海外企業と DHPI の JV、3) PPP（ミャンマーでは JV/BOT と称されている）の活用など、様々なものから柔軟に選定すればよいだろう。その選定基準は、各方式の環境社会影響に係るリードタイム、発電原価、および技術者育成への貢献度、の 3 点となろう。

ミャンマー国
電力供給緊急改善に係る情報収集・確認調査
最終報告書

目 次

第1章	電力セクターの現況	1-1
1.1	組織と機能分担	1-1
1.2	発電実績と既存の電源開発計画	1-4
1.2.1	既存発電所	1-4
1.2.2	発電実績	1-10
1.2.3	電源開発計画	1-12
1.3	既存送電系統と既存の増強計画	1-15
1.3.1	送電系統の現状	1-15
1.3.2	送電系統の増強計画	1-17
1.4	配電事業	1-20
第2章	火力発電所の燃料調達	2-1
2.1	発電燃料の供給現況	2-1
2.1.1	稼働中ガス田の状況	2-1
2.1.2	開発予定ガス田	2-3
2.1.3	パイプライン	2-4
2.2	燃料調達の国内手続き	2-6
2.3	国内・海外の燃料市場と価格水準	2-6
2.3.1	国内の燃料市場	2-6
2.3.2	海外の燃料市場	2-7
2.3.3	ミャンマー国内のガス販売価格	2-7
2.4	LNG 燃料の緊急輸入策（FSRU）	2-7
2.4.1	PPP による FSRU 事業.....	2-7
2.4.2	民間による FSRU 事業	2-10
2.4.3	LPG 輸入.....	2-10
第3章	ヤンゴン地域における電力需給状況	3-1
3.1	既存ガス発電所、燃料供給、発電実績	3-1
3.2	ヤンゴン地区の電力需要と見通し	3-2
3.2.1	ヤンゴン地区の需要	3-2
3.2.2	ヤンゴン地区の需要の見通し	3-3
3.3	送配電設備の現況	3-4

3.3.1	送電設備	3-4
3.3.2	変電設備	3-5
3.3.3	配電設備	3-6
3.4	ヤンゴン地域の電源開発計画とミャンマー政府・ドナー・民間の取組状況.....	3-8
3.5	ヤンゴン地域への供給力の緊急増強の必要性	3-11
3.5.1	ヤンゴン地区の需給ギャップ	3-11
3.5.2	北部大規模水力群からの電力輸送の課題	3-13
3.5.3	ヤンゴン地区内の送電系統の課題	3-14
3.5.4	隠れ一般需要家	3-15
3.5.5	ヤンゴン地域への供給力の緊急増強の必要性	3-16
第4章	電力供給の緊急改善計画	4-1
4.1	「ミャンマー国電力供給緊急改善」のサイト選定背景	4-1
4.2	Myanaung 発電所の既存設備と付帯施設	4-2
4.2.1	既存の GT 発電設備	4-2
4.2.2	Myanaung 発電所の関連送電系統の現状	4-4
4.2.3	66kV 開閉設備	4-4
4.2.4	ガス供給設備	4-6
4.2.5	建屋等付帯設備	4-9
4.2.6	周辺地域の需要	4-16
4.3	電力供給の緊急改善提案内容と、その妥当性、期待される事業効果.....	4-17
4.3.1	電力供給の緊急改善	4-17
4.3.2	妥当性	4-17
4.3.3	期待される事業効果	4-20
4.3.4	GEG の入札評価時に考慮が必要な事項	4-21
4.4	提案内容の詳細	4-22
4.5	調達数量と価格、設置・組立費用、他	4-26
4.5.1	調達数量	4-26
4.5.2	調達費用	4-26
4.5.3	機器の設置・組立費用	4-27
4.5.4	整備と技術相談の体制	4-27
4.5.5	燃料調達方法	4-27
4.5.6	燃料調達費用	4-27
4.5.7	サイト周辺の既存施設の状況	4-28
4.5.8	保守点検方法	4-28
4.6	ガス燃料の供給見通し	4-28

4.6.1	供給源ガス田	4-28
4.6.2	供給パイプライン	4-29
4.7	提案を踏まえた付帯設備	4-31
4.7.1	既設設備との接続ポイント	4-31
4.7.2	輸送路	4-33
4.8	中長期的な電力供給政策との整合性	4-37
第5章	先方実施機関の概要、運営維持管理体制	5-1
5.1	組織構造	5-1
5.1.1	EPGE	5-1
5.1.2	Myanaung 発電所	5-1
5.2	職員数	5-2
5.2.1	EPGE	5-2
5.2.2	Myanaung 発電所	5-2
5.3	財務諸表	5-3
5.4	実施機関の経験	5-6
5.5	技術支援の要否	5-7
5.6	技術支援を行う場合の支援内容	5-7
第6章	事業実施に係る条件等	6-1
6.1	相手国負担事項	6-1
6.2	必要な行政手続き	6-2
6.3	免税措置等	6-3
第7章	電力セクターの課題と提言	7-1
7.1	北部水力群からの電力輸送の課題と提言	7-1
7.2	ヤンゴン地区内の送電システムの増強に関する提言	7-2
7.3	石炭火力の必要性和情報提供キャンペーンの提言	7-6
7.3.1	既存計画と最新資料のレビュー	7-6
7.3.1.1	ミャンマー国電力マスタープラン 2014	7-6
7.3.1.2	ミャンマー国エネルギーマスタープラン 2015	7-8
7.3.1.3	ミャンマー国投資フォーラム 2017 での「電力開発への参入機会」のプレ ゼン資料	7-9
7.3.1.4	アジア諸国と先進国の電源ミックス	7-11
7.3.1.5	石炭火力概観	7-14
7.3.2	電力セクターの課題	7-18
7.3.2.1	セクター開発計画と最新情報のレビュー結果のまとめ	7-18
7.3.2.2	ミャンマー国電力セクターの課題	7-19
7.3.3	ミャンマー国電力セクター政策の方向性	7-21

7.3.4	電力セクターで日本 ODA が期待される協力事業	7-23
7.3.4.1	電力政策と国民への情報提供の課題	7-23
7.3.4.2	ミャンマー国の「石炭火力情報提供キャンペーン」(仮称)への技術協力	7-25
7.3.4.3	優先石炭火力計画の FS と SEA への技術協力	7-27
7.4	政府水力事業による人材育成の提言	7-29
7.4.1	水力セクターの課題	7-29
7.4.2	政府水力事業による人材育成	7-29

APPENDICES

Appendix A: Note of Discussion

Appendix B: Site Investigation

図

図 1.1.1	エネルギー政策の各省庁の所管範囲	1-1
図 1.1.2	電力エネルギー省 組織図	1-2
図 1.1.3	基幹送電系統管轄組織の改組前と改組後	1-2
図 1.2.1	既存および計画火力発電設備位置図	1-5
図 1.2.2	ミャンマー各州の水力ポテンシャル	1-7
図 1.2.3	既設水力発電所位置図	1-9
図 1.2.4	雨季・乾季の発電パターン	1-10
図 1.2.5	2030 年までのピーク電力需要予測	1-12
図 1.3.1	DPTSC の組織図	1-16
図 1.3.2	既設送電系統の単線結線図	1-17
図 1.3.3	既存の 230kV と建設中の 500kV 送電系統の単線結線図	1-19
図 2.1.1	M-3 鉱区および A-6 鉱区位置図	2-4
図 2.1.2	ミャンマー国内ガス田およびパイプライン	2-5
図 2.2.1	燃料調達に係わる国内フロー	2-6
図 2.3.1	ミャンマー国内のガス需給予測	2-6
図 2.4.1	PPP による FSRU 事業計画の位置図	2-9
図 3.1.1	ヤンゴン地域ガス火力発電所月別発電量(2016 年)	3-2
図 3.2.1	ヤンゴン地区の日負荷曲線	3-3

図 3.3.1	YESC 組織図.....	3-4
図 3.3.2	ヤンゴン地区の 66kV 系統の単線結線図	3-5
図 3.5.1	ヤンゴン地区の 230kV 及び 66kV 送電系統図	3-14
図 4.2.1	Myanaung 年別発電量と燃料使用量の推移	4-2
図 4.2.2	Myanaung 発電所の月別発電量の推移	4-3
図 4.2.3	Myanaung 発電所関連の系統構成	4-4
図 4.2.4	Myanaung 開閉所の送受電量	4-4
図 4.2.5	Myanaung 66kV 開閉所の単線結線図	4-5
図 4.2.6	Myanaung 発電所ガス消費量実績	4-7
図 4.2.7	Myanaung 発電所付近パイプラインマップ	4-7
図 4.2.8	Myanaung 発電所ガス供給ルート	4-9
図 4.2.9	Myanaung 発電所騒音測定結果	4-12
図 4.2.10	Myanaung 発電所内クラックの様子および強度測定部位	4-14
図 4.2.11	断面図におけるクラックの位置およびコンクリート成型イメージ	4-14
図 4.2.12	竣工図面における基礎コンクリート	4-15
図 4.2.13	Myanaung から Hinthada までの地域の日負荷曲線	4-16
図 4.4.1	Myanaung 発電所の既存建屋の平面図	4-24
図 4.4.2	Myanaung 発電所本館内機器の配置例	4-25
図 4.6.1	Myanaung 発電所へ供給可能なガス供給源	4-29
図 4.6.2	Myanaung 発電所付近のパイプラインマップ	4-30
図 4.7.1	新設設備範囲の単線結線図	4-32
図 4.7.2	輸送路代替案	4-33
図 5.1.1	MOEE および EPGE の構成組織	5-1
図 5.1.2	Myanaung 発電所組織構造	5-1
図 5.2.1	EPGE 内部組織および職員数	5-2
図 5.2.2	Myanaung 発電所内部組織および職員数	5-3
図 7.1.1	Pyinmana を中心とした 230kV 系統	7-1
図 7.1.2	ACSR の許容電流	7-1
図 7.2.1	Ring Main System のイメージ図	7-3
図 7.2.2	Ring System を構成する 230kV 施設の位置図	7-4

図 7.3.1	ASEAN 諸国と先進諸国の発電 MWh 当り CO ₂ 排出量	7-8
図 7.3.2	天然ガスのセクター別供給と需要	7-9
図 7.3.3	天然ガスの需給予測	7-11
図 7.3.4	ASEAN 諸国と先進国の計 15 ヶ国の電源構成	7-12
図 7.3.5	石炭の炭素含有量と発熱量による分類図	7-14
図 7.3.6	石炭ハンドリング時のトラブル発生ヶ所	7-15
図 7.3.7	日本における発電用ボイラー蒸気の温度と圧力の開発状況	7-16
図 7.3.8	再エネだけでエネルギーを賄えないか?	7-20
図 7.3.9	石炭火力発電の高効率化	7-28

表

表 1.2.1	既存ガス火力発電所の設備概要	1-4
表 1.2.2	既存ガス火力発電所の現在の発電容量	1-6
表 1.2.3	ミャンマー国内既設水力発電所	1-8
表 1.2.4	2010 年～2016 年のミャンマー国内発電実績	1-10
表 1.2.5	乾季の発電量実績 (2016 年 5 月 23 日)	1-11
表 1.2.6	雨季の発電量実績 (2016 年 10 月 19 日)	1-12
表 1.2.7	建設中および計画水力発電所	1-13
表 1.2.8	既存および計画ガス火力発電所	1-14
表 1.2.9	計画石炭火力発電所	1-15
表 1.3.1	過去 5 年間の送電線路長の推移	1-16
表 1.3.2	送電系統拡張 5 ヶ年計画	1-20
表 1.3.3	建設中の送変電設備 (2017)	1-20
表 1.3.4	500kV 送電系統開発計画 (2017)	1-20
表 1.4.1	配電公社の電気購入量 2011/12 – 2015/16	1-21
表 1.4.2	全国の需要家数の推移	1-21
表 1.4.3	需要家別販売電力量 (GWh)	1-22
表 1.4.4	配電公社所有の総配電線路長	1-22
表 2.1.1	ミャンマー国内における海底ガス田と国内外配分	2-1
表 2.1.2	Yadana ガス田供給量の減少予想	2-2

表 2.1.3	ミャンマー国内海底ガス田成分表およびカロリー	2-3
表 2.3.1	MOGE によるミャンマー国内電力向けガス販売単価	2-7
表 2.4.1	PPP による FSRU 事業	2-8
表 3.1.1	ヤンゴン地域ガス火力発電所	3-1
表 3.1.2	ヤンゴン地域ガス発電所年間発電量実績	3-2
表 3.2.1	ヤンゴンの需要家数の推移	3-3
表 3.2.2	Master Plan における需要想定結果	3-4
表 3.3.1	ヤンゴン地区の 66kV 送電線の敷設状況の推移	3-4
表 3.3.2	ヤンゴン地区の 66kV 変電所	3-5
表 3.3.3	ヤンゴン地区の 33kV 変電所	3-6
表 3.3.4	ヤンゴン地区の配電線敷設状況の推移	3-6
表 3.3.5	電圧別、地区別所有者別の配電用変圧器	3-8
表 3.3.6	1000kVA 以上の変圧器の台数と合計容量	3-8
表 3.5.1	ヤンゴン地区の電力需給状況の推移	3-11
表 3.5.2	National Grid の電力需給状況	3-11
表 3.5.3	既存水力発電所の最大電力及び常時電力	3-12
表 3.5.4	最大電力発生時の需給状況	3-13
表 3.5.5	ヤンゴン地区の 230kV 変電所	3-15
表 3.5.6	大口需要家 (Bulk) の電気料金表	3-16
表 4.2.1	既設 GT 発電設備の概要	4-2
表 4.2.2	Myanaung 発電所に用いられている材料	4-10
表 4.2.3	ミャンマー国内における騒音基準	4-11
表 4.2.4	シュミットハンマーによる圧縮強度測定結果	4-13
表 4.2.5	発電所ボーリング結果	4-15
表 4.2.6	Myanaung 発電所の年別運転記録	4-16
表 4.3.1	日本製ガスエンジン発電機の比較	4-17
表 4.3.2	海外メーカー製ガスエンジン発電機の比較	4-18
表 4.3.3	ガスエンジン発電機の技術仕様まとめ	4-20
表 4.4.1	中速エンジンと高速エンジンの特徴	4-23
表 4.7.1	輸送路比較検討結果	4-37

表 5.3.1	EPGE 損益計算書.....	5-4
表 5.3.2	EPGE 貸借対照表.....	5-5
表 5.3.3	EPGE キャッシュフロー計算書.....	5-6
表 6.2.1	必要な行政措置一覧.....	6-2
表 6.2.2	必要な予算措置一覧.....	6-3
表 6.3.1	必要な免税措置一覧.....	6-4
表 7.1.1	最大需要を記録した 5 月 23 日の 19 時時点の潮流.....	7-2
表 7.2.1	ADB 資金で計画されている Ring System の送電線.....	7-4
表 7.3.1	ミャンマーの天然ガス田の生産量とその割当.....	7-11
表 7.3.2	2030 年の電源シェアと所要開発量.....	7-18

略 語 表

略語	英語表記	日本語表記
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFD	Agence Frangaise de Developpement	フランス開発庁
AIIB	Asian Infrastructure Investment Bank	アジアインフラ投資銀行
BBtud	Billion British Thermal Unit per day	10 億英国熱量単位／日
BTU	British Thermal Unit	英国熱量単位
CAPEX	Capital Expenditure	資本支出
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
DEPP	Department of Electric Power Planning	電力計画局 (MOE 部局)
DHPI	Department of Hydro Power Implementation	水力建設局
DSEZ	Dawei Special Economic Zone	ダウェイ特別経済地区
DPTSC	Department of Electric Power Transmission and System Control	送電・システム制御局 (MEPE より改組)
EDC	Electricity Development Committee Energy Development Committee	電力開発委員会 エネルギー開発委員会
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EMC	Energy Management Committee	エネルギー管理委員会
EPD	Energy Planning Department	エネルギー計画局 (部局廃止)
EPGE	Electric Power Generation Enterprise	発電公社(MEPE、HPGE より改組)
ESE	Electricity Supply Enterprise	地方配電公社
FIL	Foreign Investment Law	外国投資法
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FS	Feasibility Study	実施妥当性調査
FSL	Full Supply Level	満水位
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit	浮体式 LNG 貯蔵・再気化設備
FSU	Floating Storage Unit	浮体式 LNG 貯蔵設備
GCV	Gross Calorific Value (High Heating Value)	総発熱量 (高位発熱量)
GCC	Generation Control Center	中央発電制御所
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GEG	Gas Engine Generator	ガスエンジン発電機
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービンコンバインドサイクル
GTG	Gas Turbine Generator	ガスタービン発電機
HPGE	Hydropower Generation Enterprise	水力発電公社 (EPGE に改編)
HRD	Human Resources Development	人的資源開発、人材育成
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機構
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境評価
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	日本国際協力機構
JOGMEC	Japan Oil, Gas and Metals National Corporation	石油天然ガス・金属鉱物資源機構
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
MCM	Mcircular mil	= 1,000 CM (Circular Mill = CM = 直径)

略語	英語表記	日本語表記
		1/1,000 インチの円の面積)
MIC	Myanma Investment Committee	ミャンマー投資委員会
MIL	Myanma Investment Law	ミャンマー投資法
MJ/Nm ³	Mega Joule per Normal cubic meter	ノルマル立米当り百万ジュール
MM	Man-Month	人月
mmBtu	Million British thermal unit	百万英国熱量単位
mmscfd	Million standard cubic feet	百万標準立方フィート
MP	Master Plan	マスタープラン
MEPE	Myanma Electric Power Enterprise	ミャンマー電力公社 (EPGE に組織改編)
MOA	Memorandum of Agreement	合意覚書
MESC	Mandalay Electricity Supply Corporation	マンダレー電力供給公社
MOEE	Ministry of Electricity and Energy	電力・エネルギー省
MOPF	Ministry of Planning and Finance	計画・財務省
MOGE	Myanma Oil and Gas Enterprise	ミャンマー石油ガス公社
MONREC	Ministry of Natural Resources and Environmental Conservation	天然資源・環境保全省
MOU	Memorandum of Understanding	覚書
MPE	Myanma Petrochemical Enterprise	ミャンマー石油化学公社
MPPE	Myanma Petroleum Products Enterprise	ミャンマー石油製品公社
NCV	Net Calorific Value (LHV)	正味発熱量 (低位発熱量)
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NEMC	National Energy Management Committee	国家エネルギー管理委員会
NGO	Non-Governmental Organization	非政府組織
NLD	National League of Democracy	国民民主連盟
Nm ³	Normal cubic meter	ノルマル立方メートル (立米)
NPV	Net Present Value	正味現在価値
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OPEX	Operating Expense	運営支出
PM	Particle Matter	粒状物質
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	Public Private Partnership	官民連携
SCF	Standard Cubic Feet	標準立方フィート
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SPDC	State Peace and Development Council	国家平和発展協議会
SRV	Shuttle Regasification Vessel	船上気化装置付き LNG 船
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
WB	World Bank	世界銀行
YCDC	Yangon City Development Committee	ヤンゴン市開発委員会
YESB	Yangon City Electricity Supply Board	ヤンゴン配電公社 (YESC に部局変更)
YESC	Yangon Electricity Supply Corporation	ヤンゴン電力供給公社

為替レート(2017年8月1日時点ミャンマー中央銀行) :

Kyats 1,362 = USD1.00

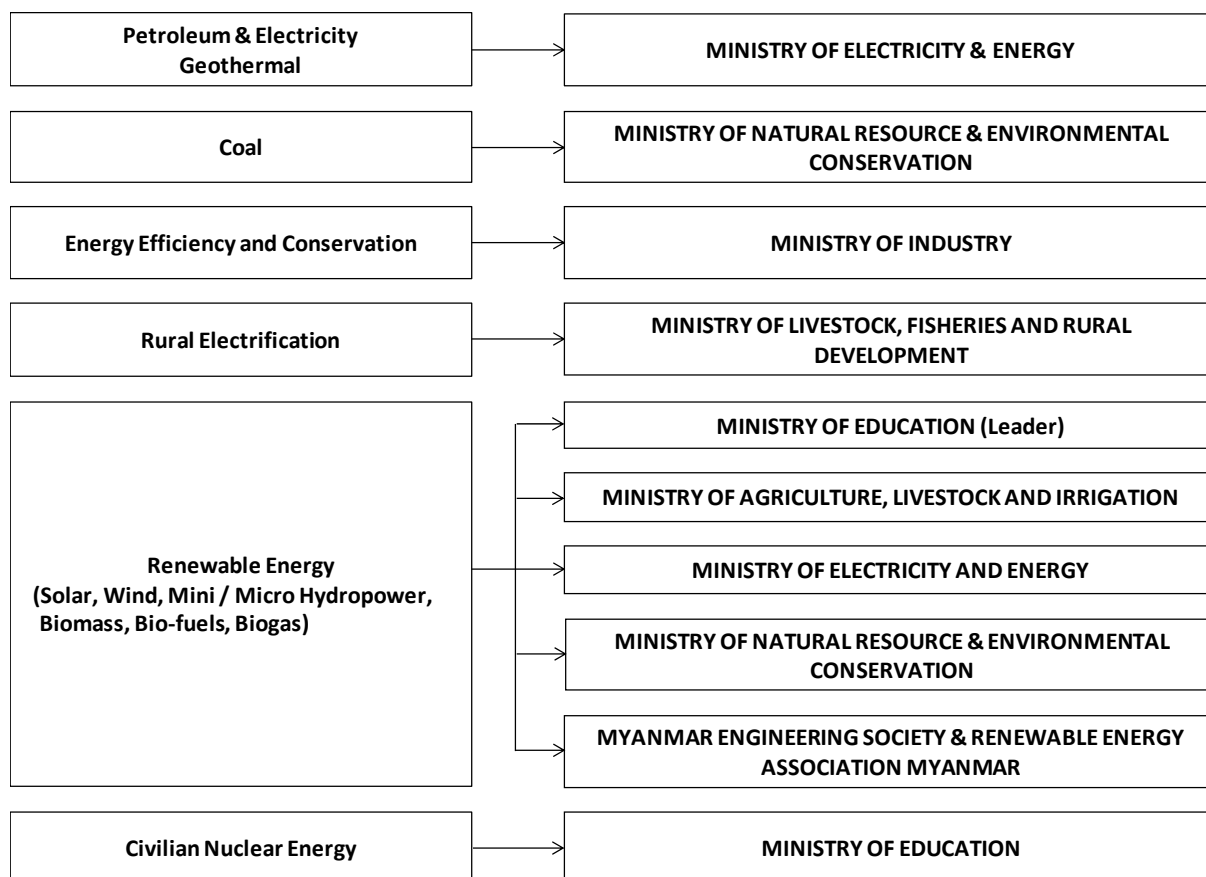
Kyats 1,233.8 = JPY100

USD1.00 = JPY 110.39

第1章 電力セクターの現況

1.1 組織と機能分担

ミャンマーでは、エネルギー資源の種別によって監督官庁が異なる。例えば、石油・天然ガスは電力エネルギー省（MOEE：Ministry of Electricity and Energy）が所管しているが、石炭などの鉱物資源は天然資源・環境保全省の所管となる。各監督官庁の所管範囲を図 1.1.1 に示す。

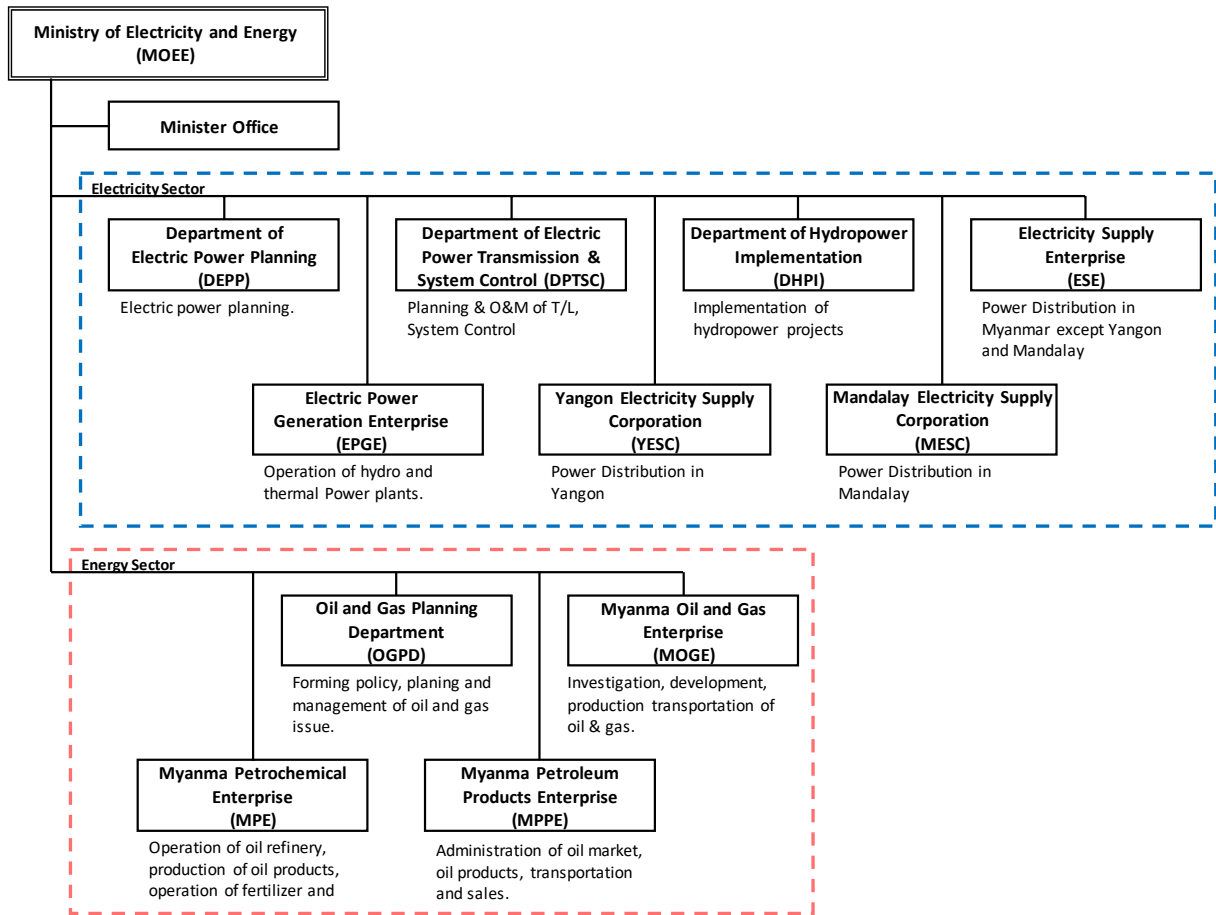


出典：MOEE

図 1.1.1 エネルギー政策の各省庁の所管範囲

電力政策を所管する官庁は電力エネルギー省であり、送配電や発電事業を含む電力政策の計画、策定、予算編成、電気料金の設定等を行っている。電力エネルギー省は、電力政策を担当する部局と、石油・天然ガスの調達・輸送を担当する部局に分かれる。

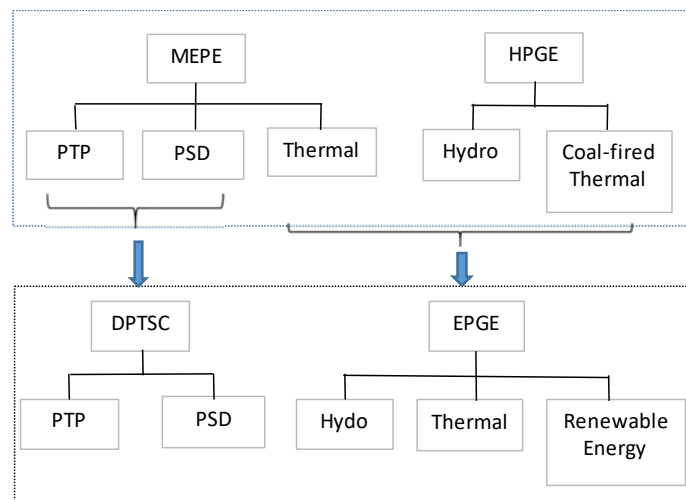
電力エネルギー省の組織図を図 1.1.2 に示す。



出典：調査団作成

図 1.1.2 電力エネルギー省 組織図

電力エネルギー省は、電力省（Ministry of Electric Power）とエネルギー省（Ministry of Energy）が 2016 年 4 月に統合して設立された。要員、部署は基本的にそれぞれの省から移行しているが、図 1.1.3 に示すとおり、水力発電公社（HPGE）とミャンマー電力公社（MEPE）が統合し、発電公社（EPGE）になるなど、部局の統廃合がなされている。



出典：DPTSC

図 1.1.3 基幹送電系統管轄組織の改組前と改組後

電力エネルギー省には、電力セクターを担う 3 つの部局 (Department)、4 つの公社 (Enterprise、Corporation) がある。ガス・石油を管轄するエネルギー部門は 1 つの部局と 3 つの公社からなる。

DPTSC は、送電線の計画、建設、運用を担い、DPTSC 内部の給電指令所でミャンマー全土の電力供給をコントロールしている。発電部門は EPGE に集約され、ミャンマー国内の水力・火力の発電所を管理、独立発電事業者 (IPP) の電気買取、配電会社に電力供給を所管している。DHPI は水力の建設のみを担当しており、DHPI によって建設された水力発電設備は建設後 EPGE に移管される。

1.2 発電実績と既存の電源開発計画

1.2.1 既存発電所

(1) 火力発電所

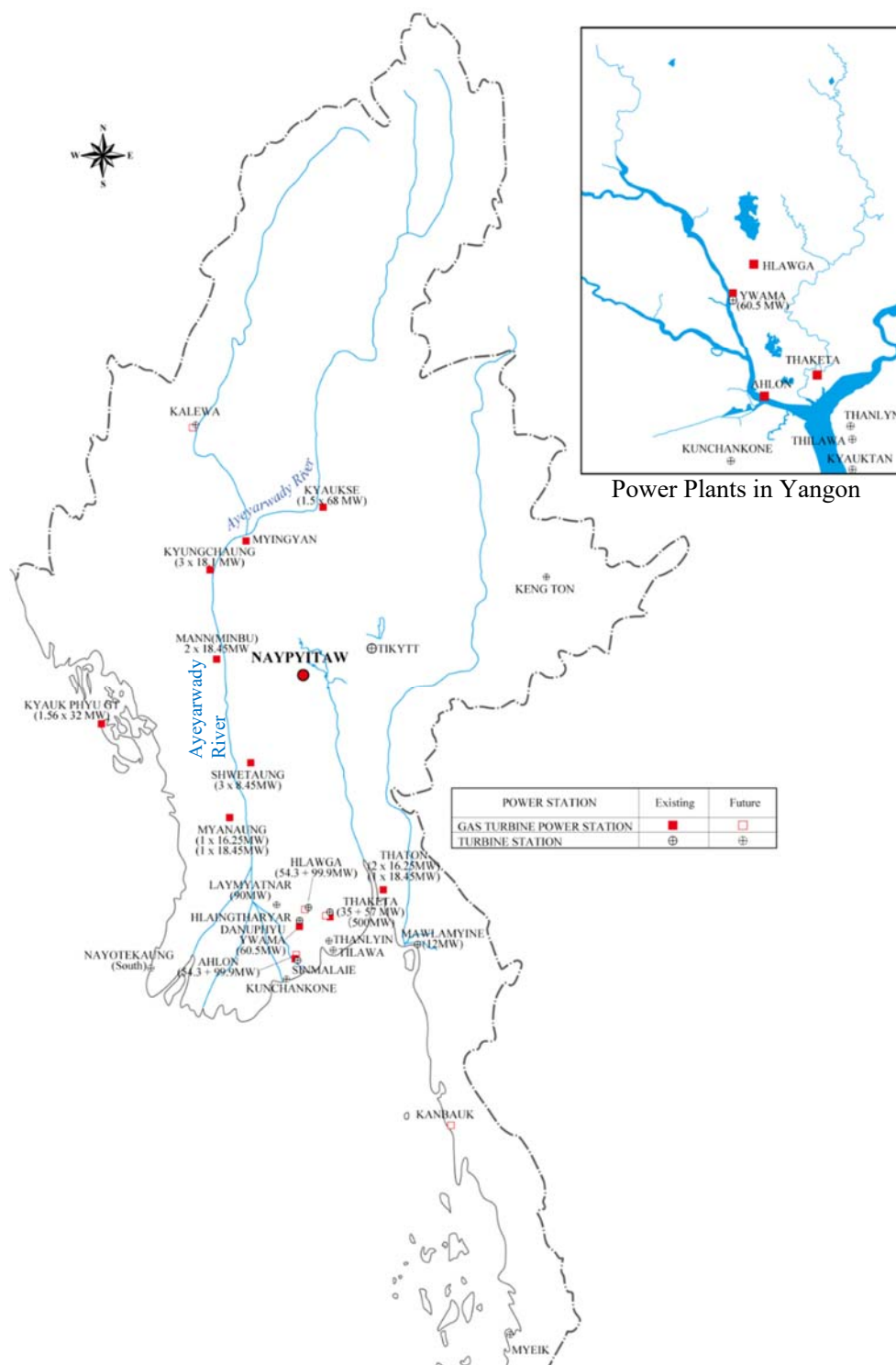
ミャンマーの既存のガス火力発電所の設備概要を表 1.2.1 に、位置図を図 1.2.1 に示す。

表 1.2.1 既存ガス火力発電所の設備概要

(Include on-going)

Location	Owner	Plant	Type	Installed Capacity			COD	Gas RQMT (mmscfd)	Gas Field	Notes				
				MW	No	Total								
Yangon	EPGE	Hlawga	GT	33.30	3	99.9	154.2	1996	39.0	Yadana	Operation Stop by damage on GT H25			
			ST	54.30	1	54.3	1999							
		Ywama	GT	18.45	2	36.9	70.3	1980				28.0	2004	
			GT	24.00	1	24.0	2004							
			ST	9.40	1	9.4	2004							
			GT	120.00	2	240.0	2014	80.0						Donated from EGAT
		Ahlone	GT	33.30	3	99.9	154.2	1995				39.0	1999	
			ST	54.30	1	54.3	1999							
		Thaketa	GT	19.00	3	57.0	92.0	1990				29.0	Zawtika	Operation Stop (1unit) by damage on GT
			ST	35.00	1	35.0	1997	Operation Stop by damage on ST						
		Thilawa	GT	25.00	2	50.0	50.0	2016				18.8	Zawtika	H25
		Sub-Total (MOEE)						761					233.8	
	Zeya (MCP) (Myanmar Company)	Hlawga	GE	1.05	26	27.3	54.9	2013	7.9	Yadana	1st phase in 2013 (Desser-Rand Spain)			
			GE	9.20	3	27.6	2015	7.9	2nd phase in 2015 (Rolls-Royce)					
	MSP (UPP) (Nyan Shuwe Pyi)	Ywama	GE	4.00	13	52.0	52.0	2013	16.6	Yadana	CAT CG260-16			
	Toyo-Thai	Ahlone	GT	41.00	2	82.0	121.0	2013	29.8	Yadana	GE LM6000			
			ST	39.00	1	39.0	2014							
	Max Power (CIC)	Thaketa	GE	3.35	16	53.6	53.6	2013	15.0	Yadana	(MITSUI 44%), MPPL:Singapore, Jenbacher			
	Yangon District	Thaketa	GT	25.00	1	25.0	25.0	2017		HFO				
	URSC(Union resources & Enginerring Co.)	Thaketa	GT	32.00	2	84.0	106.0	2017	no data	no data	Phase I			
ST			42.00	1	42.0	2017	no data	no data						
Sub-Total (IPP)						413		77.2						
Total (Yangon)						1,173		311.0						
Other Area	EPGE	Kyunchaung	GT	18.10	3	54.3	54.3	1974	18.0	Inland				
			Man	GT	18.45	2	36.9	36.9	1980	12.0	Inland	Operation Stop		
		Shwetaung	GT	18.45	3	55.4	55.4	1984	27.0	Yadana				
			Myanaung	GT	18.45	1	18.5	34.7	1984	9 (7)	Yadana	Replace planning by JICA		
		GT	16.25	1	16.3	1975	Decommissioned							
		Thaton	GT	18.45	1	18.5	51.0	1985	25.0	Zawtika				
			GT	16.25	2	32.5	2001							
		Thaton (World Bank)	GT	40.00	2	80.0	119.0	2016	no data	no data	1) Additional 40MW will be operated from Dec. 2017 GE6F 01 2) Additional GT (1unit) & ST (1 unit) will be operated from March 2018			
	ST		39.00	1	39.0	2016	no data	no data						
	Mawlamyine	GT	6.00	2	12.0	12.0	1980	4.0	Zawtika					
	Sub-total (MOEE)						363.3		86.0					
	VPower	KyaukPhyu	GE	1.41	32	45.0	45.0	2015	no data	Shwe	Rental, phase i			
			GE	1.41	32	45.0	45.0	2016	no data	Shwe	Phase ii			
	Myingyan	GE	1.39	96	133.0	133.0	2016	no data	Shwe					
	Aggreko	Myingyan	GE	1.04	92	95.0	95.0	2015	no data	Shwe	Rental net output			
	Sembcorp/MMID	Myingyan	GTCC		2	225.0	225.0	2018	no data	Shwe				
APR	Kyaukse	GE	1.50	68	102.0	102.0	2014	27.0	Shwe					
Siangas and Petrochemicals	Mawlamyine	GTCC	100.00	1	100.0	230.0	2014	no data	no data					
	Mawlamyine	GTCC	130.00	1	130.0	2015	no data	no data						
APU	Kanbauk							no data	schedule delaied expected 2020					
Sub-total (IPP)						875.0		27.0						
Total (Other Area)						1,238.3		113.0						
Grand Total						2,411.5		424.0						

出典：METI、JETRO、DEPP 提供資料より調査団作成



出典：MOEE

図 1.2.1 既存および計画火力発電設備位置図

図 1.2.1 に示すとおり、ミャンマーでは火力発電所は消費地に近いヤンゴン地域周辺に多く建設されている。ヤンゴン地域では、2017 年に Thaketa 発電所の敷地に新たに IPP によるガスタービン発電機が設置され、運転を開始している。また、Ayeyarwady 河沿いに Myanaung、Shwedaung、Mann などの火力発電所が点在し、周辺地域に電力を供給している。

ミャンマーのガス火力発電所の問題は、当初の設備容量に対し、稼働可能な発電容量が大幅に減少していることにある。ミャンマー国内の既存ガス火力発電所の設備容量と、現状で発電可能な容量の比較を表 1.2.2 に示す。表には、EPGE からの聞き取りで判明した発電容量の減少の理由を備考欄 (Remarks) に付記している。

表 1.2.2 既存ガス火力発電所の現在の発電容量

Location	Owner	Plant	Type	Installed Capacity (Original)			Current Capacity		COD	Remarks	
				MW/Unit	No	Total	Unit	MW			
Yangon											
EPGE	Hlawga	GT	33.3	3	99.9	154.2	2	40	1996	Decrease in power output due to unavailability of gas	
			54.3	1	54.3		0	0	1999	Under maintenance. But it is still operable.	
		Ywama	GT	18.45	2	36.9	70.3	1	26	1980	One GT is for stand-by.
			GT	24	1	24		1		2004	Operation stopped by damage on GT H25
			ST	9.4	1	9.4		0	0	2004	Under rehabilitation (Turbine blades are damaged)
		Ahlone	GT	120	2	240	240	1	100	2014	
	GT		33.3	3	99.9	154.2	2	50	1995	One is for stand-by. If the gas is available, all units can be operated.	
	ST	54.3	1	54.3	1		1999				
	Thaketa	GT	19	3	57	92	2	24	1990	1 unit of GT and ST are under overhaul.	
		ST	35	1	35		0	0	1997	ST is heaviliy damaged in generator rotor & excitation system and under overhauling	
	Thilawa	GT	25	2	50	50	2	50	2017		
	Total EPGE				20		761		290		
	Zeya (MCP)	Hlawga	GE	1.05	26	27.3	54.9	26	48.0	2013	
			GE	9.20	3	27.6		3		2015	
	Toyo Thai	Ahlone	GT	41	2	82	121	2	115	2013	
ST			1	1	39	1		2014			
Max Power (CIC)	Thaketa	GE	3.35	16	53.6	54	14	45	2013		
MSP (UPP) (Nyan Shuwe Pyi)	Ywama	GE	4	13	52	52	13	48	2014	Efficiency is low due to gas composition.	
Yangon District	Thaketa	GT	25	1	25	25	1	25	2017		
URSC(Union resources & Engininnering Co.)	Thaketa	GT	32	2	84	106	2	106	2017		
		ST	42	1	42		1		2017		
Total IPP				65		413		387			
Total Yangon				85		1173		677			
Local											
EPGE	Kyunchaung	GT	18.1	3	54.3	54.3	1	12	1974	Two units are stand-by. It uses onshore	
		Man	GT	18.45	2	36.9	36.9	0	0	1980	Stop generation due to no availability in gas.
	Shwetaung	GT	18.45	3	55.4	55.4	1	12	1984		
	Myanaung	GT	18.45	1	18.5	67.4	1	13	1984	One GT is still in operation	
		GT	16.25	3	16.3		0	0	1975	Decommissioned and moved to Thatone	
	Thatone	GT	18.45	1	18.5	51	2	26	1975	As the GT reaches its lifetime, old GT will be demolished and replaced with new GTs by CEEC with 119 MW capacity under WB loan.	
		GT	16.25	2	32.5				2001		
		GT	40	2	80				119	2	119
	ST	39	1	39	1						
	Mawlamyine	GT	6	2	12	12	0	0	1980	Demolished, because it reaches life time	
Total EPGE				20		396		182			
UPA	Kanbawk	GE	6	1	6	20	6	20	2015		
Sigmas & Petrochemicals (Myanmar Lighting)	Mawlamyine	GTCC	100	1	100	230	1	120	2014	GTCCs are refurbished ones (Second-hand).	
		GTCC	130	1	130		1		2014		
APR	Kyaukse	GE	1.50	68	102	102	68	101	2014		
V Power	Kyauk Phyyu i	GE	1.41	32	45	45	32	45	2015		
	Kyauk Phyyu ii	GE	1.41	32	45	45	32	45	2016		
	Myingyan	GE	1.39	96	133	133	96	133	2016	Started in June 2016. Planned to reduce to 50% power output due to unavailability of gas	
Aggreco	Myingyan	GE	1.04	92	95	95	87	95	2015		
Sembcorp/MMID	Myingyan	GTCC		2	225	225	2	225	2018		
Wuxi Huaogang Electric Power Eng.	Tigyit	Coal	60	2	120	120	2	120	2005		
Total IPP				328		1015		904			
Total Local				348		1,411		1,086			
Total EPGE				40		1,157		472			
Total IPP				393		1,428		1,291			
Total EPGE + IPP				433		2584		1763			

出典：JETRO

表 1.2.2 に示す通り、EPGE が直接運営している火力発電所の総設備容量はヤンゴン地域で 761 MW となり、他地域では 396 MW となる。現在稼働している発電所の設備容量はそれぞれ 290 MW

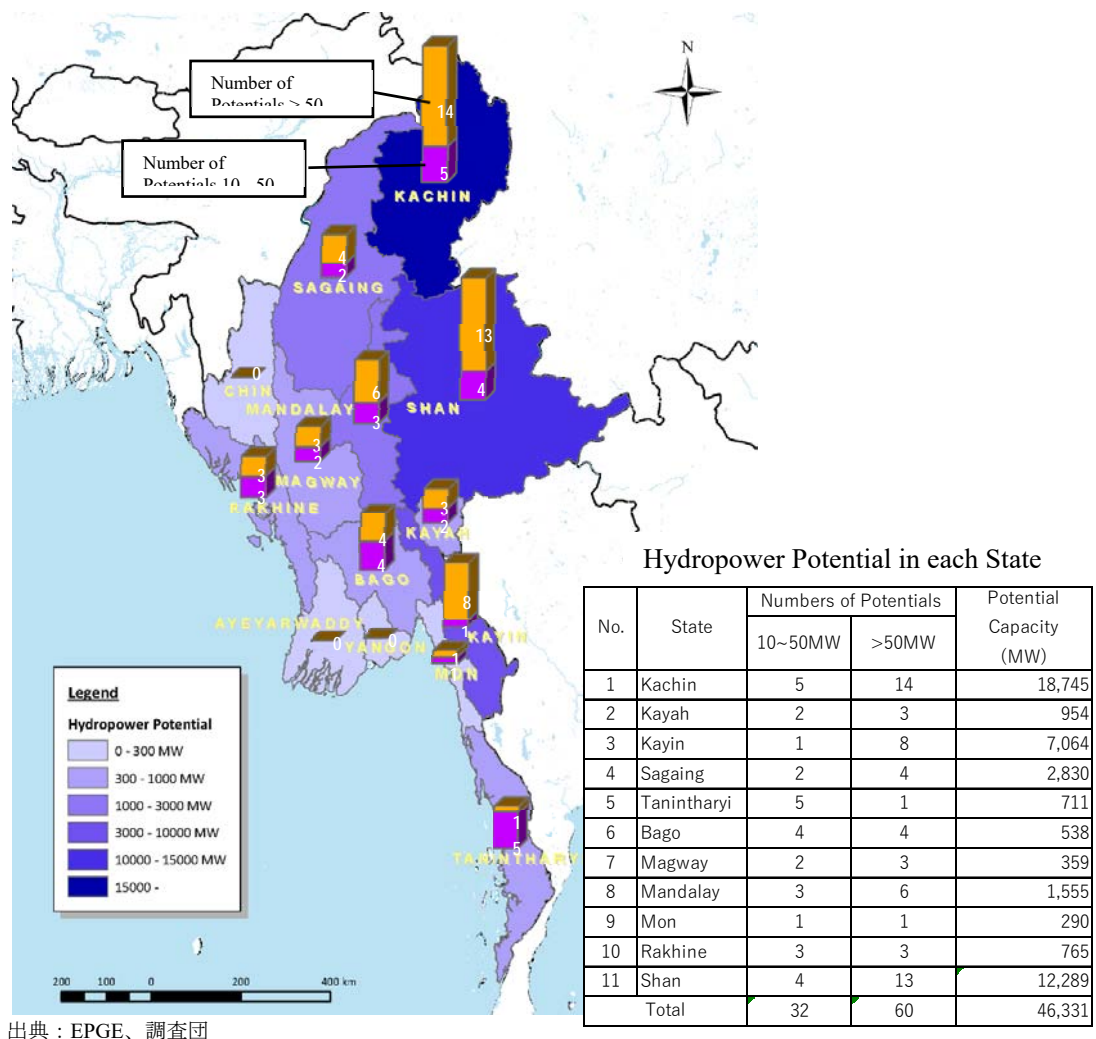
と 182 MW に大幅に減少している。備考欄 (Remarks) 示す発電容量の低下の主な理由は、以下のとおり集約される。

- 2000 年以前に建設されたガス火力発電所の老朽化。
- 1950 年代からミャンマー国内で採掘された陸上ガス田の枯渇。
- ガス田の枯渇に伴い他のガス田に切り替えた。その結果、ガス成分が変わり、熱量が低下した (Yadana 海底ガス田のガスは、陸上ガス田と比べて熱量が低下)。熱量低下に比例して、電気出力が顕著に低下し、さらに発電効率も多少低下した。

ミャンマー全国で見れば、ガス火力発電所の名目の設備容量は全体で 2584 MW となるが、実質的な設備容量は 1763 MW と、約 68% まで減少する。

(2) 水力発電所

ミャンマーでは、北東部のカチン州やシャン州などの山間部に水力ポテンシャルを多く有し、この 2 つの州の水力ポテンシャルはミャンマー全体の 67% になる。ミャンマーの各州における水力ポテンシャルを図 1.2.2 に示す。



出典：EPGE、調査団

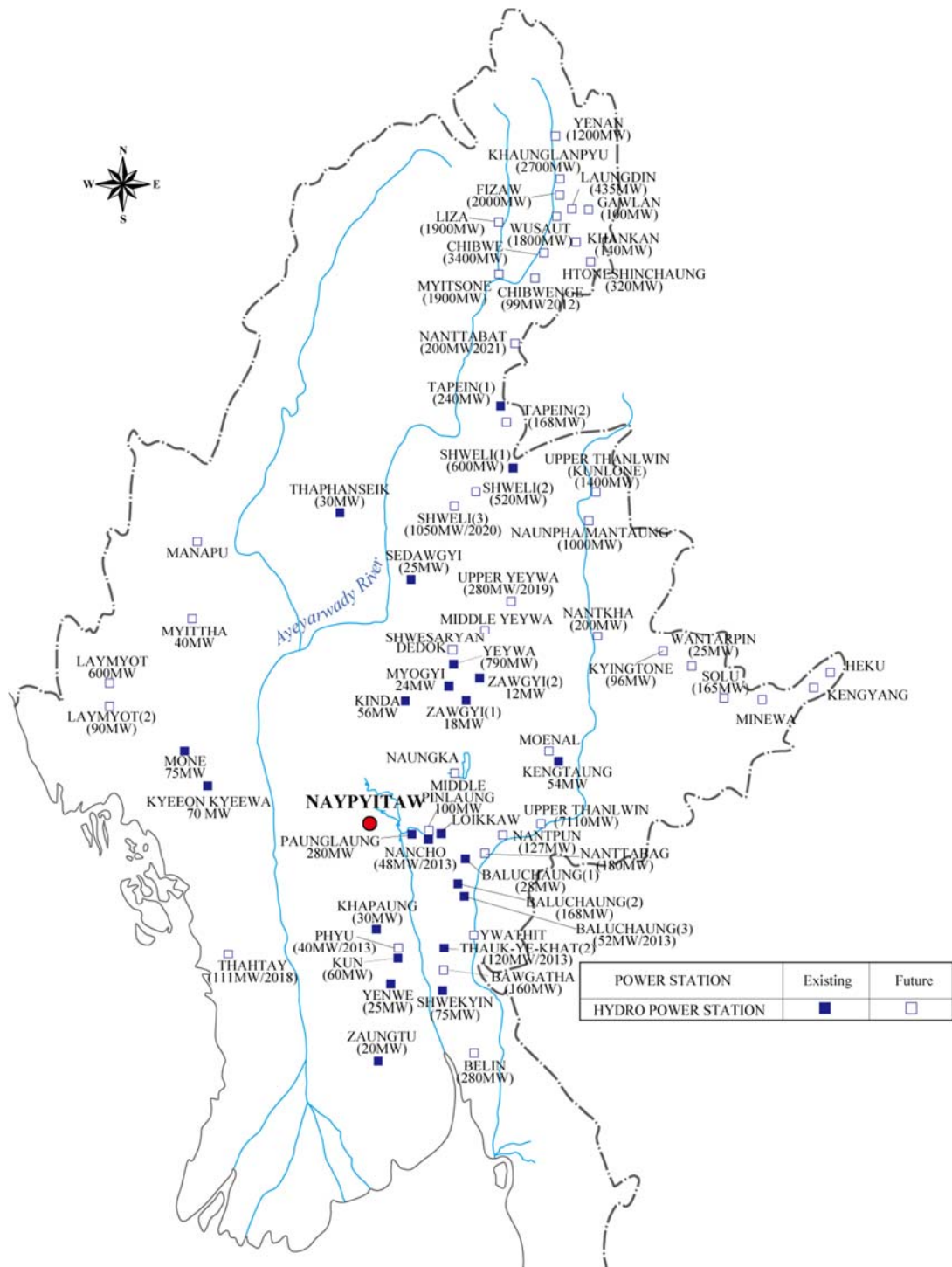
図 1.2.2 ミャンマー各州の水力ポテンシャル

図に示すとおり、ミャンマーの北東部分は、水力ポテンシャルと水力の開発可能地点が多い。一方で、水力の開発は、政情の問題と電力消費地からの近さから Shan 州や Kayah 州で多くの水力発電所が建設されている。既存の水力発電所のリストを表 1.2.3 に、水力発電所位置図を図 1.2.3 に示す。

表 1.2.3 ミャンマー国内既設水力発電所

Owner	Plant	Installed Capacity				COD
		MW/Unit	No	Total	Total Sell to Domestic (EPGE)	
EPGE	Baluchaung-2	28	6	168	168	1960
	Kinda	28	2	56	56	1985
	Sedawgyi	12.5	2	25	25	1989
	Baluchaung-1	14	2	28	28	1992
	Zawgyi-1	6	3	18	18	1995
	Zawgyi-2	6	2	12	12	1998
	Zaungtu	10	2	20	20	2000
	Thaparseik	10	3	30	30	2002
	Mone	25	3	75	75	2004
	Paunglaung	70	4	280	280	2005
	Yenwe	12.5	2	25	25	2007
	Kabaung	15	2	30	30	2008
	KengTawng	18	3	54	54	2009
	Yeywa	197.5	4	790	790	2010
	Shwegyin	18.75	4	75	75	2011
	Kun	20	3	60	60	2011
	KyeeonKyeewa	37	2	74	74	2012
	Nancho	20	2	40	40	2013
	PhyuChaung	20	2	40	40	2014
	UpperPaunglaung	70	2	140	140	2014
Myo Kyi	15	2	30	30		
Myint Thar	20	2	40	40		
Total EPGE			59	2,110	2,110	
IPP	Shweli-1	100	6	600	400	2009
	Dapein-1	60	4	240	43	2011
	ThaukYeKhat-2	40	3	120	120	2013
	Chipwinge	33	3	99	99	2013
	Baluchaung-3	26	2	52	52	2014
Total IPP			18	1,111	443	
Total EPGE + IPP			77	3,221	2,553	

出典：METI、JETRO、調査団



出典：MOEE

図 1.2.3 既設水力発電所位置図

ミャンマーの水力開発は、1960年にKayah州で日本の戦後賠償によりBaluchaung 2水力発電所が建設されて以来、2017年までには22ヶ所の地点で水力発電所がミャンマー政府によって建設・運営されている。また、近年は民間発電事業者（IPP）により5つの水力発電所が商業運転を行っている。図に示すとおり、ミャンマーでは、Ayeyarwady川上流のKachin州や、Shan州の中国国境付近に多くの水力開発計画地点が存在するが、治安の問題や住民の反対運動によって実現に至っていない。

1.2.2 発電実績

(1) 年間発電実績

ミャンマーにおける発電電力量は、需要の伸びに合わせ、年率約 13% で増加してきた。2015 年-2016 年の年間発電量は、15,864.8 GWh である。ミャンマーの電力供給は、水力の発電量シェアが大きく、2014 年までは 70% 以上の発電量を水力が占めていた。しかし、近年の新規火力発電所の増加によって、火力の発電量に占める割合が大きくなり、2016 年の水力の発電量シェアは 58.9% となった。2010 年から 2016 年までの発電実績を表 1.2.4 に、雨季・乾季の発電パターンを示す。

表 1.2.4 2010 年～2016 年のミャンマー国内発電実績

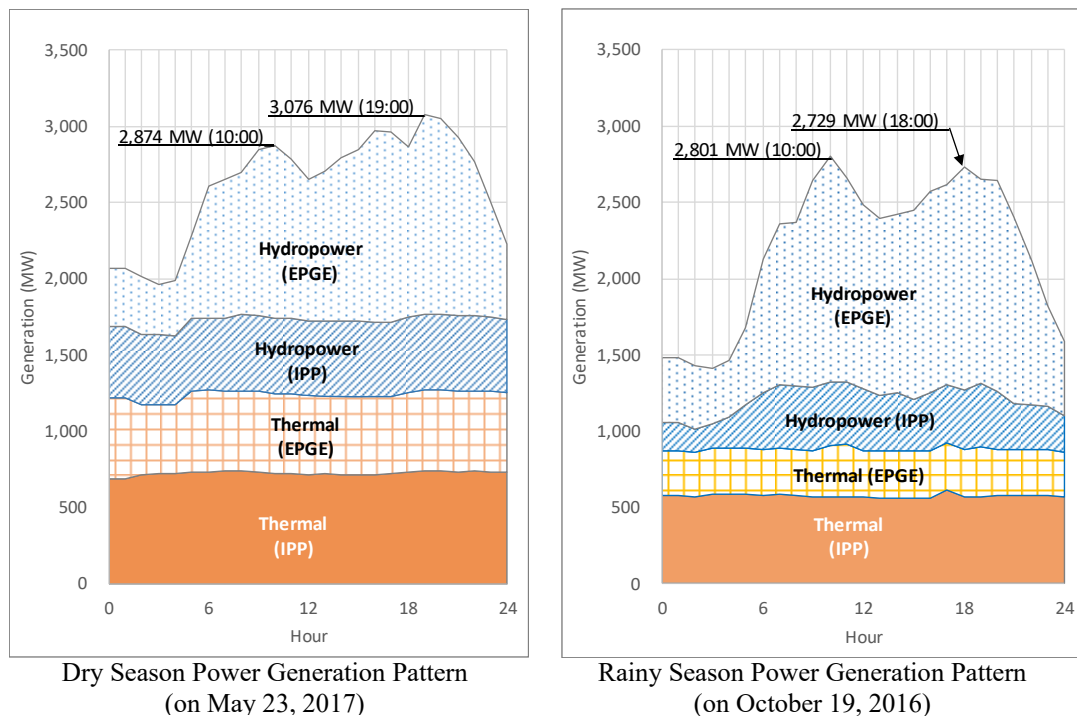
Fiscal Year*	Type of Power Generation								Total
	Hydro		Gas		Thermal		Diesel		
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	
2010 - 2011	6189.0	72.0%	1736.5	20.2%	640.0	7.4%	32.7	0.4%	8598.1
2011 - 2012	7518.0	72.1%	2119.1	20.3%	749.8	7.2%	38.2	0.4%	10425.0
2012 - 2013	7766.2	70.8%	2377.4	21.7%	770.6	7.0%	50.6	0.5%	10964.9
2013 - 2014	8823.1	72.0%	2794.3	22.8%	568.9	4.6%	60.8	0.5%	12247.1
2014 - 2015	8828.8	62.4%	4977.0	35.2%	285.5	2.0%	64.9	0.5%	14156.3
2015 - 2016	9399.0	58.9%	6225.6	39.0%	285.0	1.8%	55.2	0.3%	15964.8

*Fiscal year starts from April.

出典：DEPP、中央統計局資料

(2) 1 日の電力供給パターン

ミャンマーでは、水力資源が豊富な中部および北部の山間部に多くの水力発電所が集中している。一方で、ヤンゴン近郊には水力発電所はなく、火力発電所が集中している。水力発電所は、流れ込み式水力はベース電源、貯水池式発電所はピーク電源としての役割を担っている。火力発電所は、雨季・乾季に係らず一定出力を保ち、ベース電源としての役割を担っている。電源別の雨季・乾季の発電パターンを図 1.2.4 に示す。



出典：EPGE 資料より調査団作成

図 1.2.4 雨季・乾季の発電パターン

図 1.2.4 に示す通り、5 月は 1 年の中で気温が高い月であるため、冷房使用による電力需要が高くなる。5 月 23 日夜 19 時に最高 3,076 MW を記録している。一方で、10 月には冷房需要も下がり、日中の産業需要によって、朝 10 時が最も高く、2,801 MW を記録している。

乾季（5 月）の各発電種別の発電量を表 1.2.5 に、また雨季（10 月）の各発電種別の発電量を表 1.2.6 に示す。表に示す通り、乾季の 5 月の需要増に対して、火力発電は、EPGE 火力と IPP 火力が共に出力を上げ、一定出力運転を行っており、IPP 水力は、6 時から 18 時の日中にピーク電力を供給している。最高電力需要 3,076 MW を記録した時の、火力発電所の発電出力は 1,271.6 MW となっている。これは、表 1.2.2 に示す実質的な火力の発電容量 (1,335 MW) の 95% に相当する。3,076 MW を記録した時は、全国の火力をほぼフル出力で運転させ、しのいだことが分かる。

水力発電は、雨季と乾季の IPP と EPGE を合わせた平均出力が、それぞれ 1,338 MW と 1,391 MW となり、大きな差はない。一方で、EPGE の水力は、雨季の平均出力が約 100 MW 乾季のそれより多く、また雨季の IPP 水力の出力は、乾季のそれより 150 MW 低い。よって、雨季は、EPGE の発電力が大きく、IPP 水力の出力を抑えていることが分かる。

EPGE によれば、IPP 水力は、雨季の出力は契約出力の 60% 以上、乾季の平均出力は契約出力の 90% 以上になるよう、契約で厳しく縛られている。また、IPP 火力は、雨季には契約出力の 50%、乾季には 80-90% 以上となるよう、規定されている。出力の平均が規定された出力を下回れば、罰金を支払うシステムとなっている。よって、IPP の水力と火力は、乾季に出力を上げて、需要増に対して供給が不足しがちな時期に、ベース電力を供給している。

表 1.2.5 乾季の発電量実績（2016 年 5 月 23 日）

Hour	Load (MW)	Hydro Power (MW)			Thermal Power (MW)			Hydro + Thermal (MW)		
		EPGE	IPPs	Total	EPGE	IPPs	Total	EPGE	IPPs	Total
1	2,065	380.14	469.5	849.6	528.9	686.5	1,215.4	909.0	1,156.0	2,065.0
2	2,016	379.63	464.98	844.6	454.3	717.3	1,171.6	833.9	1,182.3	2,016.2
3	1,967	335.93	454.98	790.9	456.8	719.1	1,175.9	792.7	1,174.1	1,966.8
4	1,986	358.34	454.84	813.2	454.6	718.5	1,173.1	812.9	1,173.3	1,986.3
5	2,280	541.53	475.77	1,017.3	528.3	734.4	1,262.7	1,069.8	1,210.2	2,280.0
6	2,608	863.91	476.07	1,340.0	532.2	735.7	1,267.9	1,396.1	1,211.8	2,607.9
7	2,649	906.74	478.3	1,385.0	526.6	737.7	1,264.3	1,433.3	1,216.0	2,649.3
8	2,696	932.7	497.47	1,430.2	529.7	736.4	1,266.1	1,462.4	1,233.9	2,696.3
9	2,846	1089.18	497.35	1,586.5	531.5	728.4	1,259.9	1,620.7	1,225.8	2,846.4
10	2,874	1136.96	494.51	1,631.5	521.5	721.3	1,242.8	1,658.5	1,215.8	2,874.3
11	2,786	1044.67	493.29	1,538.0	522.8	725.0	1,247.8	1,567.5	1,218.3	2,785.8
12	2,652	926.76	490.69	1,417.5	523.7	710.8	1,234.5	1,450.5	1,201.5	2,652.0
13	2,708	983.94	493.15	1,477.1	511.9	719.4	1,231.3	1,495.8	1,212.6	2,708.4
14	2,796	1074.19	492.05	1,566.2	514.1	716.0	1,230.1	1,588.3	1,208.1	2,796.3
15	2,846	1126.61	492.15	1,618.8	512.6	714.3	1,226.9	1,639.2	1,206.5	2,845.7
16	2,971	1257.49	488.1	1,745.6	510.2	715.4	1,225.6	1,767.7	1,203.5	2,971.2
17	2,960	1247.39	489.01	1,736.4	503.3	720.4	1,223.7	1,750.7	1,209.4	2,960.1
18	2,867	1119.27	495.1	1,614.4	518.9	733.6	1,252.5	1,638.2	1,228.7	2,866.9
19	3,075	1306.93	496.92	1,803.9	530.3	741.3	1,271.6	1,837.2	1,238.2	3,075.5
20	3,056	1290.61	498.28	1,788.9	529.6	737.7	1,267.3	1,820.2	1,236.0	3,056.2
21	2,932	1170.22	496.25	1,666.5	530.4	734.9	1,265.3	1,700.6	1,231.2	2,931.8
22	2,764	1003.82	494.01	1,497.8	530.5	735.9	1,266.4	1,534.3	1,229.9	2,764.2
23	2,503	750.78	493.07	1,243.9	524.8	734.2	1,259.0	1,275.6	1,227.3	2,502.9
24	2,229	495.86	474.74	970.6	522.3	735.6	1,257.9	1,018.2	1,210.3	2,228.5
Average	2,631	905	485	1,391	515	725	1,240	1,420	1,211	2,631
Max	3,075	1,307	498	1,804	532	741	1,272	1,837	1,238	3,075
Min	1,967	336	455	791	454	687	1,141	793	1,156	1,967
Load Factor	64.0%									

出典：EPGE

表 1.2.6 雨季の発電量実績 (2016年10月19日)

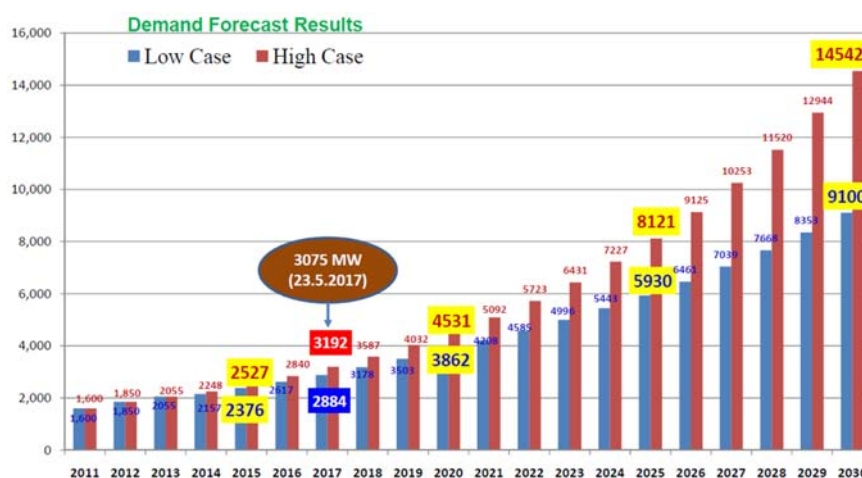
Hour	Load (MW)	Hydro Power (MW)			Thermal Power (MW)			Hydro + Thermal (MW)		
		EPGE	IPPs	Total	EPGE	IPPs	Total	EPGE	IPPs	Total
1	1,479	419.81	185.38	605.2	295.6	578.7	874.3	715.4	764.1	1,479.5
2	1,431	419.74	146.33	566.1	295.5	569.1	864.6	715.2	715.4	1,430.7
3	1,407	362.6	157.79	520.4	302.9	584.2	887.1	665.5	742.0	1,407.5
4	1,461	367.63	206.89	574.5	302.4	584.4	886.8	670.0	791.3	1,461.3
5	1,675	502.91	284.32	787.2	303.8	583.6	887.4	806.7	867.9	1,674.6
6	2,127	874.74	367.68	1,242.4	305.4	579.2	884.6	1,180.1	946.9	2,127.0
7	2,362	1061.26	411.78	1,473.0	305.1	584.2	889.3	1,366.4	996.0	2,362.3
8	2,368	1073.52	411.75	1,485.3	305.1	577.5	882.6	1,378.6	989.3	2,367.9
9	2,639	1351.14	412.39	1,763.5	305.7	569.5	875.2	1,656.8	981.9	2,638.7
10	2,801	1478.77	411.42	1,890.2	341.6	569.5	911.1	1,820.4	980.9	2,801.3
11	2,660	1339.11	405.14	1,744.3	346.4	569.3	915.7	1,685.5	974.4	2,660.0
12	2,481	1203.66	405.58	1,609.2	303.6	568.6	872.2	1,507.3	974.2	2,481.4
13	2,392	1158.37	366.52	1,524.9	304.5	562.9	867.4	1,462.9	929.4	2,392.3
14	2,424	1175.17	379.59	1,554.8	303.7	565.7	869.4	1,478.9	945.3	2,424.2
15	2,445	1235.01	340.55	1,575.6	304.1	565.6	869.7	1,539.1	906.2	2,445.3
16	2,571	1319.1	381.01	1,700.1	306.5	564.6	871.1	1,625.6	945.6	2,571.2
17	2,620	1315.6	383.36	1,699.0	304.4	616.6	921.0	1,620.0	1,000.0	2,620.0
18	2,729	1462.6	382.06	1,844.7	311.7	572.8	884.5	1,774.3	954.9	2,729.2
19	2,655	1337.03	420.3	1,757.3	324.7	573.3	898.0	1,661.7	993.6	2,655.3
20	2,640	1381.5	376.68	1,758.2	303.2	578.6	881.8	1,684.7	955.3	2,640.0
21	2,400	1223.35	295.58	1,518.9	306.0	575.4	881.4	1,529.4	871.0	2,400.3
22	2,118	947.67	292.09	1,239.8	302.7	575.5	878.2	1,250.4	867.6	2,118.0
23	1,821	654.85	285.38	940.2	302.8	578.0	880.8	957.7	863.4	1,821.0
24	1,593	487.84	242.76	730.6	291.8	570.7	862.5	779.6	813.5	1,593.1
Average	2,221	1,006	331	1,338	307	576	883	1,314	907	2,221
Max	2,801	1,479	420	1,890	346	617	921	1,820	1,000	2,801
Min	1,407	363	146	520	292	563	863	666	715	1,407
Load Factor	50.2%									

出典：EPGE

1.2.3 電源開発計画

(1) 電力需要の想定

ミャンマーの電力需要は、需要の伸び率によって、ハイケースとローケースの2つのシナリオで想定され、それぞれ年増加率は12%と9%としている。ミャンマーの2030年までの電力需要を図1.2.5に示す。



出典：”Power Development Opportunities in Myanmar” EPGE, 2017

図 1.2.5 2030年までのピーク電力需要予測

同図に示す通り、2017年5月に最高3,075 MWのピーク電力需要を記録している。ピーク電力需要は、ハイシナリオで2020年と2030年にそれぞれ、4,531 MWと14,542 MWとなる。ローシナリオでは2020年と2030年で、それぞれ3,862 MWと9,100 MWと推定されている。

(2) 電源開発計画

ミャンマーにおける電源開発は、自国政府の建設資金の不足からIPPによる電源の開発が主流になりつつある。例えば、水力発電所は、現在建設中の発電所の多くは政府が主導で開発を行っているが、今後はBOTをもとにしたIPPの計画がほとんどを占める。ガス火力発電所については、IPPにより計画されているガス火力発電所は、ガス火力全体の計画設備容量の80%におよぶ。

建設中および計画中の水力発電所を表 1.2.7 に、ガス火力発電所を表 1.2.8 に示す。

表 1.2.7 建設中および計画水力発電所

No.	Plant	Owner	COD(year)	Capacity	No.	Plant	Owner	COD(year)	Capacity
Under Construction					Planned Project (2)				
1	Upper Nanhtwan	EPGE	2020/2021	3	23	Gawlan	IPP		100/50
2	Thahtay	EPGE	2020/2021	111	24	WuZhongze	IPP		60/30
3	Upper Keng Tawn	EPGE	2020/2021	51	25	Lawngdin	IPP		435/217
4	Upper Yeywa	EPGE	2020/2021	280	26	HkanKawn	IPP		140/70
5	Shweli-3	EPGE	2020/2021	1,050	27	Tongxingjao	IPP		320/160
Total EPGE				1,495	28	Kunlong	IPP		1400/700
6	Upper Baluchaung	EPGE/IPP	2020/2021	30	29	Ywathit(Thanlwin)	IPP		4000/2000
7	DeeDoke	IPP	2020/2021	66	30	Hutgyi	IPP		1360/680
8	Middle Paunglaung	IPP	2020/2021	100	31	Mongton(Tasang)	IPP		7110/3555
Total IPP				196	32	Naopha	IPP		1000/500
Total Under Construction				1,692	33	Mantong	IPP		200/100
Planned Project (1)					34	Lemro-2	IPP		90/45
9	Bawgata	EPGE		160	35	KengTong	IPP		96/48
10	MiddleYeywa	IPP		175	36	WanTaPin	IPP		25/13
11	UpperBu	EPGE		150	37	Solue	IPP		165/82
12	Manipur	IPP		380	38	MongWa	IPP		50/25
13	Saingdin	IPP		76	39	KengYang	IPP		28/14
14	Laymro	IPP		500	40	HeKou	IPP		88/44
15	Shweli-2	IPP		520/260	41	NamKha	IPP		200/100
16	Dapein-2	IPP		168/84	42	NamTamhpak(Kachin)	IPP		200/100
17	Chipwi	IPP		3400/1700	43	NamTamhpak(Kayah)	IPP		180/90
18	Laza	IPP		1900/950	44	HtuKyan	IPP		105/53
19	Wutsok	IPP		1800/900	45	HsengNa	IPP		45/23
20	Pisa	IPP		2000/1000	46	ThaHkwa	IPP		150/75
21	Kaunglanghpu	IPP		2700/1350	47	Palauung	IPP		105/52
22	Yenam	IPP		1200/600	48	Bawlake	IPP		180/90
					Total Planned Projects				17201/32961

注： 15番以降のCapacity欄の2つの数字はそれぞれ、総発電設備容量/ミャンマー側受取出力を示す。

出典：METI、DEPP、EPGEの資料を基に調査団作成

表 1.2.8 既存および計画ガス火力発電所

Location	Owner	Plant	Type	Installed Capacity			COD	Remarks
				MW/Unit	No	MW		
Yangon								
EPGE	Hlawga	GT	33	3	154	1996		
	Hlaingtharyar	GTCC			400			
	Thaketa				25			
Total EPGE					579			
Marubeni /PTT/EDEN	Thanlyin	GTCC	130	2	400	2019		
Hydro-lancang	Hlawga	GTCC			486			
BKB	Thaketa	GTCC			503			
UREC	Thaketa	GTCC			106	2018		
		GTCC			400		2nd phase	
Daewoo + MCM	Shwedaung				70			
NIHC	Yangon				300			
Karpower	Yangon				300			
Total IPP					2,565			
Total Yangon					3,144			
Local								
EPGE	Thatone	GT	40	2	106	2018	Under construction	
			26	1				
	Kyaukphyu	GTCC			50			
	Pahtoelone	GE			12			
Total EPGE					168			
APU	Kanbawk	GTCC			200	2019		
Sembcorp	Myingyan	GT	72	2	225	2018	Under construction	
		ST	82	1				
Total IPP					425			
Total Local					593			
Total EPGE					747			
Total IPP					2,990			
Total EPGE + IPP					3,737			

出典：METI、DEPP、EPGE の資料を基に調査団作成

石炭火力発電所については、その建設に対する住民の反対運動が盛んになり、石炭火力の新規開発が難しくなっている。この住民反対は、中国の支援により建設され、2005年に運開した Tigyit 石炭火力発電所が排出する有害物質の環境問題に起因する。表 1.2.9 に示すとおり、ミャンマーでは、12ヶ所の石炭火力が計画されているが、世論の反対によって事業が進捗していない。なお、12ヶ所の計画発電所の内、10ヶ所は、ミャンマー政府が出資者として参画している。民間事業者のみによって計画されている事業は2つだけで、設備容量で見れば、計画石炭火力発電所の4%に過ぎない。

表 1.2.9 計画石炭火力発電所

No.	Project	Location	MW	Remarks
JV/BOT Basis				
1	Kengtong	Shan	660	MOA
2	Ye (Andin)	Mon	1,280	MOA
3	Rammazu	Tanintharyi	500	MOA
4	Kalaywa	Sagaing	540	MOA
5	Kyauktan	Yangon	600	MOA
6	Ngayokekaung	Ayeyarwaddy	540	MOA
7	Tanintharyi (Myeik)	Tanintharyi	1,800	MOU
8	Tanintharyi (Myitwa)	Tanintharyi (Myeik)	2,640	MOU
9	Ayeyarwaddy (Ngaputaw)	Ayeyarwaddy	600	MOU
10	Yangon (Thilawa)	Yangon	315	MOU
Total JV/BOT Basis			9,475	
BOT Basis				
1	Yangon (Kungyangone)	Yangon	300	MOU
2	Myeik (Thanphyoethu)	Tanintharyi	50	MOU
Total BOT Basis			350	
Total Coal			9,825	

出典：EPGE

1.3 既存送電系統と既存の増強計画

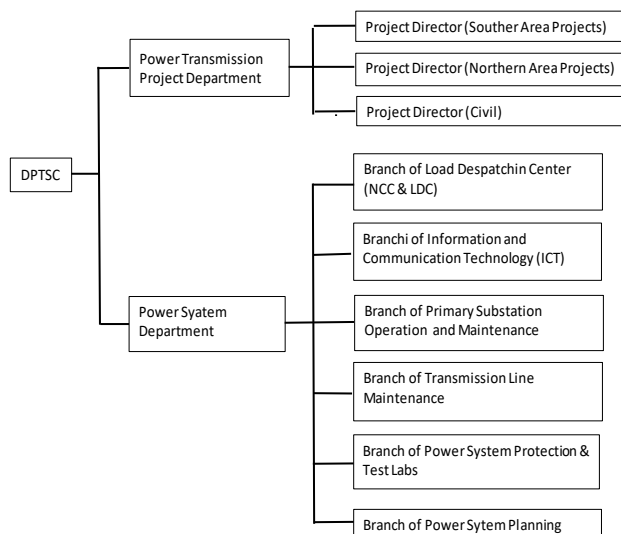
1.3.1 送電系統の現状

基幹送電系統を管轄している電力エネルギー省送電システム制御局(DPTSC, Department of Power Transmission System Control)は先のミャンマー電力公社(MEPE, Myanmar Electric Power Enterprise)から 2016 年に改組され現在にいたっている。DPTSC は MEPE 時代の組織をそのまま引き継いだ形になっている。

DPTSC の技術部門は PTP (Power Transmission Project Department) と PSD (Power System Department)の 2 局で構成されている。DPTSC の技術部門の組織図を図 1.3.1 に示す。PTP は送変電施設の設計・建設を行い、PSD は送変電施設の運転・保守を担っている。PSD は給電指令所、通信所、送電設備の運用・保守、変電設備の運用・保守、系統保護、系統計画の部局により構成されている。給電指令所はヤンゴン及び Naypyitaw の 2 ヶ所にある。

DPTSC は 132kV 以上の送電設備の計画、建設、運用、保守を担っている。標準送電電圧は 66kV、132kV、230kV であり、更に上位の 500kV 送電系統の建設が始まったところである。過去 5 年間の送電線路の亘長の推移を表 1.3.1 に示す。なお、この資料は MEPE の Statistics 2016 より引用したものであり、DPTSC に改組後は 132kV、230kV 及び 500kV のみが原則 DPTSC の管理下ということになっている。しかし、発電設備に関連した 66kV、33kV 送電線(電源線)を引き続き管理しているとのことである。

図 1.3.2 に 2016 年時点の既存送電系統の単線結線図を示す、なお、この結線図は、煩雑さを避けるため発電所と送電線の間を重視して作成しているため、需要家への配電が主目的の電線路を省いてある。



出典：DPTSC

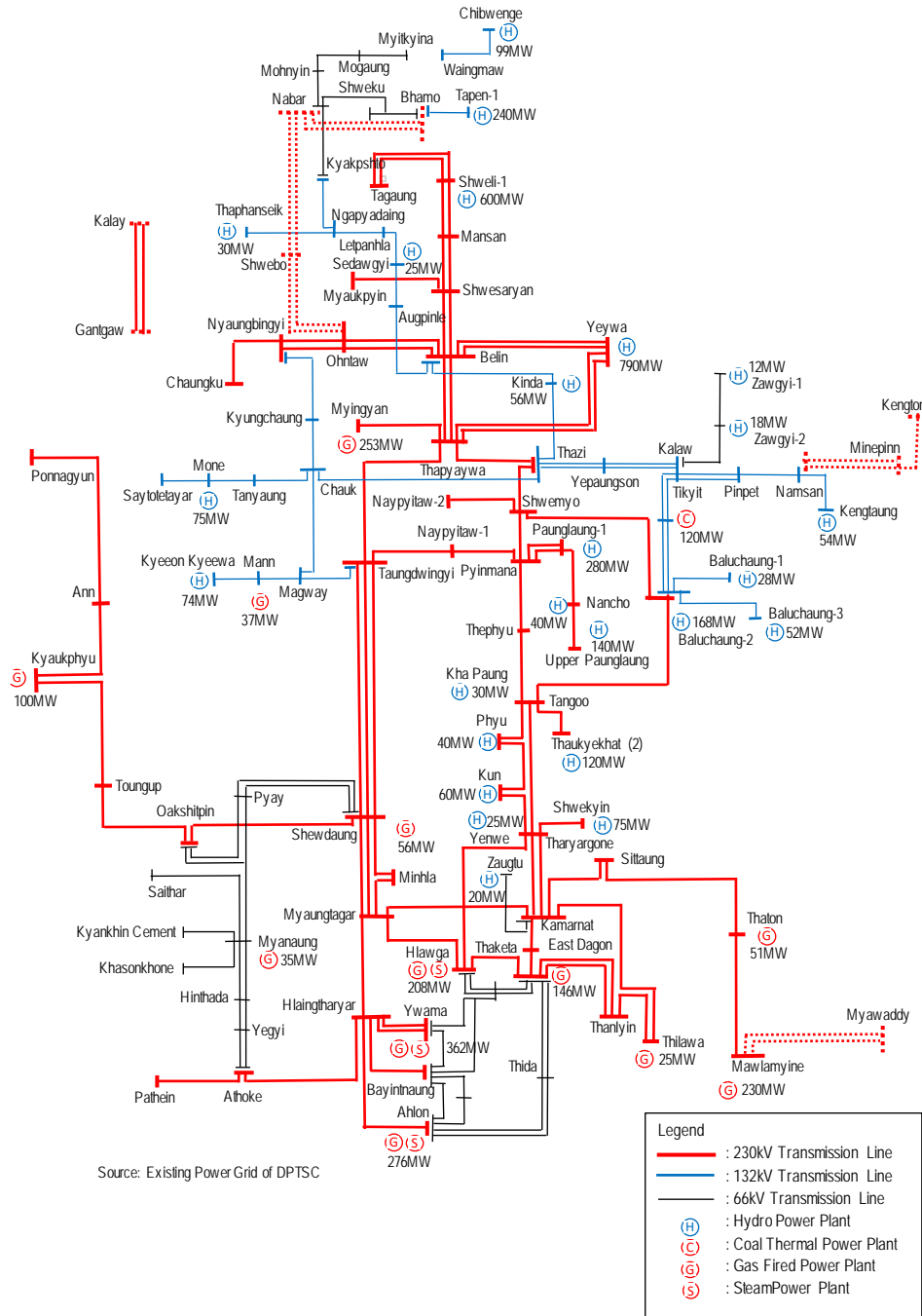
図 1.3.1 DPTSC の組織図

表 1.3.1 過去 5 年間の送電線路長の推移

(Unit: km)

	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	Inc,Rate
230kV	3,017.86	3,046.74	3,068.65	3,867.44	4,005.32	7.3%
132kV	2,108.79	2,172.71	2,172.71	2,196.99	2,190.89	1.0%
66kV	2,806.66	2,837.47	3,003.18	4,035.81	4,461.18	12.3%
33kV	124.89	124.89	124.89	136.15	136.15	2.2%

出典：Statistics 2016 of MEPE



出典：Existing Power Grid of DPTSC により調査団作成

図 1.3.2 既設送電系統の単線結線図

1.3.2 送電系統の増強計画

5 年計画の中の完成した送電施設、建設中の送電施設、既に建設が承認されている施設のリストの提示を DPTSC に依頼したが、資料の提供を受けられなかった。そのため詳細は不明である。ただし、第一次現地調査終了後に提供を受けた、最近の系統図及び系統解析結果からわかる範囲の送電施設は、図 1.3.2 に反映させた。

建設が開始されている 500kV 送電計画について現状の説明を求めたが、DPTSC からは回答がなかった。変電所建設のコンサルタントである東電設計（TEPSCO）の関係者に、送電系統の増強計

画についてインタビューした結果を、以下に示す。

Phase-I:

送電線： Thapaywa (Maikhtila) – Taungoo 間 234.9km の送電線の設計、施工監理

セルビアのローンが充当されており、コンサルタントは DPTSC のインハウス・コンサルタントである AF Engineering が設計・施工監理を行っている。基礎及び鉄塔組み立ての施工業者は BFE EPC（藤倉との合弁会社）で、鉄塔工事は現在懸垂鉄塔のみの組み立てが行われており、耐張鉄塔は未だ開始されていない。また、電線材料は既に現場に到着しているが架線業者が未だ決まっていない。

変電所： (1) Maikhtila 及び Taungoo 変電所 2 ヶ所の設計、入札図書の作成及び施工監理

(2) Phayargyi 及び Hlaingtharyar 変電所 2 ヶ所の設計

日本の ODA ローンが充当されており、コンサルタントは TEPCO 及び日本工営の JV である。また、Taungoo 変電所と称しているが、既存の変電所とは別の場所に建設されるが、変電所の正式名称が確定していない。

Phase-II:

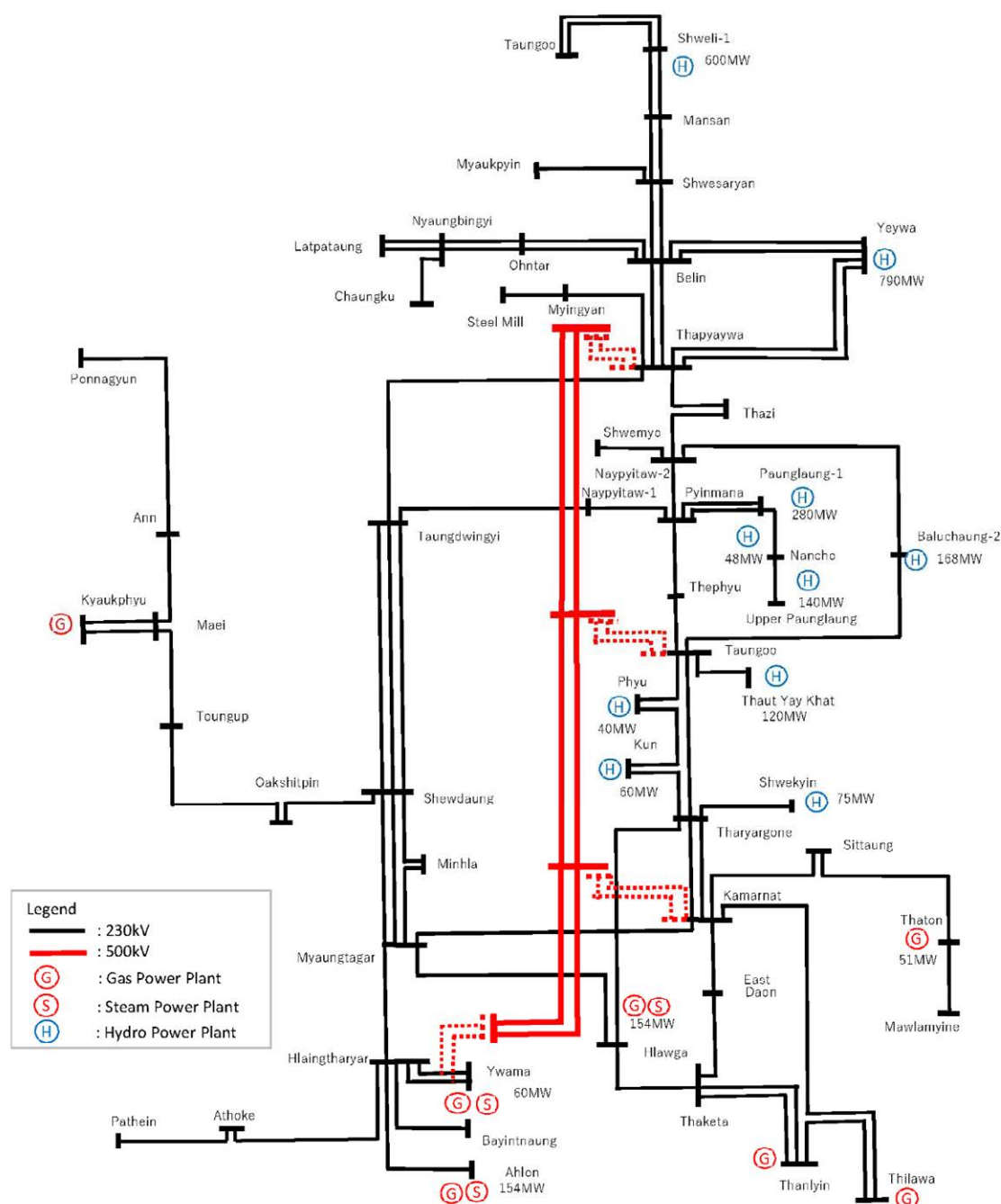
送電線： Taungoo – Phayargyi - Hlaingtharyar 間の 268.7km 送電線の設計、入札図書の作成、施工監理

韓国のローンが充当されることが決定している。しかし、プロジェクトの進捗は全く認められず、コンサルタントも決定していない。

変電所： Phayargyi 及び Hlaingtharyar 変電所 2 ヶ所の入札図書の作成及び施工監理

日本の ODA ローンが充当される。

上記の計画を含めた 230kV 及び 500kV 送電系統の単線結線図を図 1.3.3 に示す。



出典：調査団作成

図 1.3.3 既存の 230kV と建設中の 500kV 送電系統の単線結線図

同図において新設の 500kV/230kV 変電所と既存の 230kV 変電所を接続するための 230kV 送電線及び既設変電所の拡張工事はミャンマー側が実施することになっている。しかしながら、500/230kV 変電所のコンサルタントは、ミャンマー側がどのように実施しようとしているのか、その詳細が判らないとのことであった。従って、その部分は、同図において破線で示した。

2017年6月6-7日に開催された Myanmar Investment Forum で EPGE の技師長 Dr. Maung Kyaw 氏によって講演された「Power Development Opportunities」の資料の送電系統の計画についての記述に基づいて以下説明する。

電力セクターの5ヵ年計画の中の送電系統の開発計画を表 1.3.2 に示す。

表 1.3.2 送電系統拡張5ヵ年計画

Volatage	2013-2016			2017-20121		2022-2026		2027-2031	
	miles	km	MVA	km	MVA	km	MVA	km	MVA
500kV	167	269	1,500	1,210	5,000	481	1,000	402	
230kV	1,838	2,957	2,700	3,158	4,010	589	1,150	0	700
132kV	60	90	990	97	0	71	260	80	300
66kV	1,371	2,206	641	1,381	405	150	150	0	75
Total	3,436	5,522	5,831	5,845	9,415	1,290	2,560	483	1,075

出典：Myanmar Investment Forum 2017, Power Development Opportunities

また、2017年現在建設中の送変電設備を表 1.3.3 に示す。なお、230kV以下の設備の詳細については依頼した資料のDPTSCからの提供がなく、詳細は不明である。

表 1.3.3 建設中の送変電設備 (2017)

Voltage (kV)	Transmission Line			Substation	
	Nos.	Length		Nos.	MVA
		Miles	km		
500	1	146	235	2	1,500
230	10	603	971	19	1,900
132	—	—	—	1	100
66	13	580	933	16	155
Total	24	1,329	2,139	38	3,655

出典：Myanmar Investment Forum 2017, Power Development Opportunities

DEPPより受領した500kV開発計画リストを表 1.3.4 に示す。

表 1.3.4 500kV送電系統開発計画 (2017)

No.	From	To	Length (km)	Costruction Period	Remarks
1	Thapyaywa	Taungoo	234.91	2016 - 2021	Servia loan
2	Taungoo	Phayargyi (Kamarnat)	188.25	2017 - 2021	EDCF loan
3	Thapyaywa (Meikhtila) substations			2017 - 2021	Japan ODA loan
4	Phayargyi (Kamarnat) Substations	Hlaingthayar	80.45	2017 - 2021	Japan ODA loan
5	Phayargyi (Kamarnat)	East Dagon	80.45	2020 - 2025	
6	Phayargyi (Kamarnat)	Nangsam	402.25	2020 - 2025	
7	Shweli (3)	Kankaung (Meikhtila)	418.34	2018 - 2023	
8	Kwamlon	Mieyal	292.84	2020 - 2025	
	Mieyal	Nangsam			
9	Phayargyi (Kamarnat)	Mawlamyine	522.93	2020 - 2025	
	Mawlamyine	Dawei			

出典：DEPP

1.4 配電事業

同国の配電事業は公営の事業者のみにより実施されており、その事業者はヤンゴン地区への電力供給を担うヤンゴン電力供給公社 (YESC :Yangon Electricity Supply Corporation)、Mandalay地域の電力供給を担うマンダレー電力供給公社 (MESC :Mandalay Electricity Supply Corporation)、およびそれ以外の地域の電力供給を担う地方配電公社 (ESE :Electricity Supply Enterprise)である。

YESC は 2015 年 7 月 1 日、先のヤンゴン配電公社 (YESB :Yangon Electricity Supply Board)を改組する形で設立された。MESC が担う地域は ESE の配電地域であったが、Mandalay 地区を切り離し、2015 年 4 月 1 日に創設された。ESE は 2006 年 5 月 15 日、ヤンゴン地区を除いた全ての地域の配電事業を行うために設立された。なお、ESE は基幹系統に接続されていない孤立した配電系統を多く持ち、それらの地域に電気を供給するため、小水力発電設備、ディーゼル発電設備を所有し、発電事業も行っている。

配電事業者は電気の卸売業者である EPGE から電気を購入し、需要家に電気を小売する事業を営んでいる。過去 5 年間の各社の電力購入量を表 1.4.1 に示す。ESE は少量の電気を鉱山会社 (Lashio & Namtu)から購入しており、表の数値に含まれている。なお、2017 年に EPGE から購入する電気の料金は、YESC が 58Ks/kWh、MESC 及び ESE が 52Ks/kWh である。この価格の差は YESC には大口の需要家が多く販売単価が他より高いため、とのことである。ESE の電気購入年平均増加率は MESC の購入電力量を含めたものであり、ミャンマー全国の電力購入年平均増加率は 13.9 %と高い値を示している。都市部のヤンゴン地区よりそれ以外の地域の需要の増加率が高いことは特筆すべき点である。これはミャンマー政府が長年地方電化の促進に努力してきた結果といえる。

表 1.4.1 配電公社の電気購入量 2011/12 – 2015/16

	Unit: GWh					
	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	Inc. Rate
YESC	4,365.1	4,612.8	5,197.0	5,981.6	6,705.0	11.3%
MESC					2,143.2	-
ESE	4,978.7	5,325.8	6,112.5	7,367.4	6,227.7	13.9%
Total	9,343.8	9,938.5	11,309.5	13,348.9	15,076.0	12.7%

出典：Statistics 2015/16

ESE は孤立した配電網に電気を供給するために 2016 年 3 月末時点で、69 台、29.7MW の小水力発電設備、628 台、79.3MW のディーゼル発電設備を運用しており、2015/16 年の発生電力量は 87.8GWh であった。

過去 5 年間の需要家数の推移を表 1.4.2 に示す。露天商等を対象とした一時的な電灯需要の伸び率が最も高く、一般の人々の活動の活発化を表した結果といえるが、総需要に占める割合は未だ低い。

表 1.4.2 全国の需要家数の推移

Year	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	Inc. Rate
General Purpose	2,321,321	2,521,670	2,740,334	3,136,036	3,571,254	11.4%
Domestic Power	33,002	35,057	36,952	39,540	40,227	5.1%
Small Power	44,422	46,073	45,764	47,734	33,359	-6.9%
Industrial	5,987	7,019	8,287	10,386	9,016	10.8%
Bulk	6,782	7,784	8,619	10,365	10,354	11.2%
Street Lighting	8,429	8,666	8,201	9,246	9,653	3.4%
Temporary Light	639	591	905	1,500	1,837	30.2%
Total	2,420,582	2,626,860	2,849,062	3,254,807	3,675,700	11.0%

出典：Statistics 2016 of YESC, ESE and MESC

表 1.4.3 に過去 5 年間の需要家別の販売電量を示す。年平均増加率は 14.8%と需要家数の伸び率

よりかなり高い数値を示している。これは、大口の需要家の増加を示しているはずであるが、統計上はそうになっていない。最も大きな伸びを示しているのは“Company”と計上されているフランチャイズである。これは一定の地域の配電事業を配電会社から請け負い、建前上はその地域の配電事業の効率化を図るということだが、実態は不明である。

表 1.4.3 需要家別販売電力量 (GWh)

	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	Inc. Rate
General urpose	3,201.4	3,444.3	3,534.5	3,839.7	3,348.1	1.1%
Domestic Power	179.5	210.9	229.5	45.1	219.0	5.1%
Small Power	150.6	151.8	142.1	154.2	126.2	-4.3%
Industrial	2,576.8	2,524.7	2,556.9	2,830.4	2,018.6	-5.9%
Bulk	1,531.7	1,642.8	1,695.1	1,754.6	1,463.8	-1.1%
Street Light	45.4	48.0	50.1	53.2	47.5	1.2%
Temporary Lighting	16.4	14.6	9.6	17.5	11.5	-8.5%
Department	15.1	16.5	15.2	15.1	11.4	-6.8%
Company	0.0	201.5	1,382.7	2,323.1	6,150.4	212.5%
Total	7,716.8	8,255.2	9,612.6	11,255.0	13,396.5	14.8%

出典：Statistics 2016 of YESC, ESE and MESC

配電会社が所有・管理する 66kV 及びそれ以下の電圧の配電線路の総互長を表 1.4.4 に示す。

表 1.4.4 配電公社所有の総配電線路長

(km)							
Sr.No	Line Category	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	Inc.Rate
1	66 KV Line	3,230.9	3,429.4	3,808.6	4,684.3	4,989.5	11.5%
2	33 KV Line	7,735.1	7,788.1	7,867.5	8,155.2	8,945.8	3.7%
3	11 KV Line	13,252.9	14,015.8	15,167.0	17,287.5	21,260.0	12.5%
4	6.6 KV line	1,389.0	1,333.6	1,349.0	1,365.0	1,390.5	0.0%
5	3.3 KV Line	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	0.0%
6	0.4 KV Line	18,028.8	19,469.1	20,721.4	23,105.4	27,205.3	10.8%

出典：Statistics 2016 of YESC, ESE and MESC

表より明らかなことは、①33kV 送電線路を 66kV に切り替えること、及び②6.6kV を 11kV に切り替えること、③3.3kV を極力延伸しない、という供給能力の増強と配電損失を極力低減するという配電会社の努力を示しているものと思われる。

第2章 火力発電所の燃料調達

2.1 発電燃料の供給現況

2.1.1 稼働中ガス田の状況

ミャンマー国内においては 1998 年の Yadana ガス田操業開始を皮切りに、Yetagun ガス田（2000 年操業開始）、Shwe ガス田（2013 年操業開始）、Zawtika ガス田（2014 年操業開始）ら海底のガス田の開発により国内の天然ガス生産量が増加した。これら海底ガス田合計 1,750 mmscfd のうち 1,320 mmscfd はタイ・中国向けの輸出に割り当てられており、貴重な外貨獲得源となっている。各ガス田における国内外への配分量は表 2.1.1 の通りである。

表 2.1.1 ミャンマー国内における海底ガス田と国内外配分

Gas field	Total Gas (mmscfd)	Domestic (mmscfd)	Export (mmscfd)
Yadana	650	230	420 (Thailand)
Shwe	500	100*	400 (China)*
Zawtika	350	100	250 (Thailand)
Yetagun	250	0	250 export only (Thailand)
Total	1,750	430	1,320

注*) : 2017 年 7 月末現在のガス量
出典 : MOGE へのヒアリングにより調査団作成

(1) Yadana

Yadana ガス田はミャンマー国内初の海底ガス田として 1998 年に操業を開始した。タイ輸出用の天然ガスとして 36 inch のパイプラインを Kanbauk 経由で敷設し、420 mmscfd を供給している。一方で国内需要向けに 24 インチのパイプラインをヤンゴン地域まで敷設し、230 mmscfd を供給している。Yadana からのガス供給はヤンゴン周辺および Kyawswa までのガス火力発電所の供給源となっている。

Yadana ガス田は創業開始から約 20 年を経過しており、賦存量の減少・枯渇のため、2021 年からガス産出量が漸減する。2027 年にはガスが枯渇する見込みのため（表 2.1.2）、Yadana からガスを供給しているヤンゴン周辺から北部へのガス発電所向けの、代替燃料（輸入 LNG）の調達が急務である。

表 2.1.2 Yadana ガス田供給量の減少予想

Year	Gas Supply (mmscfd)
till 2020	225
2021	200
2022	180
2023	160
2024	120
2025	90
2026	25
2027	-

出典：Power Development Opportunities in Myanmar, EPGE, June 2017

(2) Shwe

Shwe ガス田は 2013 年に操業を開始したガス田であり、40 インチのパイプラインにて現在中国に 400 mmscfd の輸出を行っている。一方、国内向けガス供給は、Swedaung 以北のガス火力発電所へオフテイクポイントから供給している。中国への輸出分のうち 50 mmscfd を国内向けに振り替え、国内向け供給量を 150 mmscfd と増強するため、中国と契約交渉中である。

(3) Zawtika

Zawtika ガス田は 2014 年に操業を開始したガス田であり、28 インチのパイプラインにて Kanbauk まで供給している。350 mmscfd のガス生産量のうち、250 mmscfd はタイ向けの輸出ガスであり、国内供給量は 100 mmscfd である。Kanbauk からヤンゴンまでのガス発電所への供給を担っている。

(4) Yetagun

Yetagun は 2000 年に操業開始後、24 インチのパイプラインにて全量をタイへ輸出している。当初 400 mmscfd のガスを供給していたが、2014 年から年々減少傾向にあり、現在では 250 mmscfd へと落ち込んでいる。今後も減少傾向が続くことが予想される。

国内向けガス田（Yadana, Zawtika, Shwe）の成分表および平均カロリー値を以下に示す。Yadana ガス田の平均カロリー値は 744 Btu/scf となっており、他のガス田のカロリーより低い。MOGE によれば Yadana ガス田の最低保証カロリー値は 710 Btu/scf である。

表 2.1.3 ミャンマー国内海底ガス田成分表およびカロリー

Field	Offshore		
	Yadana	Shwe	Zawtika
Component	Mole (%)	Mole (%)	Mole (%)
Methane(C ₁)	72.8490	99.58822	95.6740
Ethane(C ₂)	0.7320	0.09139	0.1486
Propane(C ₃)	0.1270	0.02234	0.0407
Iso-Butane(IC ₄)	0.0140	0.00879	0.0120
Normal-Butane(NC ₄)	0.0200	0.00211	0.0059
Iso-Pentane(IC ₅)	0.0050	0.00335	0.0031
Normal-Pentane(NC ₅)	0.0030	0.00000	0.0016
Neo-Pentane(NeoC ₅)	0.0010	0.00000	0.0000
Hexane (C ₆)	0.0000	0.00000	0.0000
Hexane plus(C ₆ +)	0.0160	0.01067	0.0082
Nitrogen (N ₂)	23.1650	0.17273	3.9750
Carbon Dioxide (CO ₂)	3.0650	0.09805	0.1303
Hydrogen Sulfide (H ₂ S)	0.0013	0.00001	0.0000
Water (H ₂ O)	0.0020	0.00234	0.0064
TOTAL	100.00	100.00	100.01
GCV (BTU/SCF)	743.876	1011.02477	958.2717

出典：MOGE ヒアリングにより調査団作成

2.1.2 開発予定ガス田

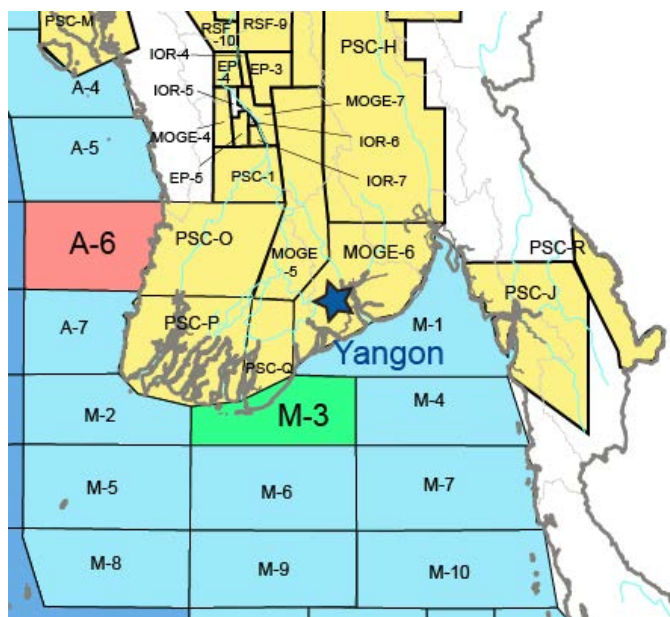
ミャンマー国内の既存ガス田の生産量の減少をうけ、新たな海底ガス田の開発が進められている。海底のガス田としては以下の M-3 地区および A-6 地区の開発が進行中である。また、陸上のガス田の開発も並行して進められている。規模の大きな鉱区は現時点で開発されていない。ガス開発による短中期の、大規模な供給量増加の可能性は低い。

(1) M-3 鉱区

M-3 鉱区はヤンゴン沖に位置する開発中のガス田であり、90 mmscfd の生産量が期待されている。タイの PTTEP South Asia Limited らが開発を進めるべく約 3 百万米ドルをかけて開発を進め、既に F/S をミャンマー国政府側に提出している。しかし CO₂ の含有量が 34% と多く、CO₂ 除去が必要となる上に、ガス量が 90 mmscfd とさほど多くないことから、事業の実現可能性は低いと考えられている。

(2) A-6 鉱区

A-6 鉱区は Ayeyarwady 州 Patheingyi 西部の沖合に位置するガス田である。MPRL（緬国）、Total（仏国）および Woodside（豪国）が共同で探査中である。ガスの所在は確認されているが、商業用に利用できるかまだ宣言されていない。今後開発まで 7 年程度かかると見込まれている。



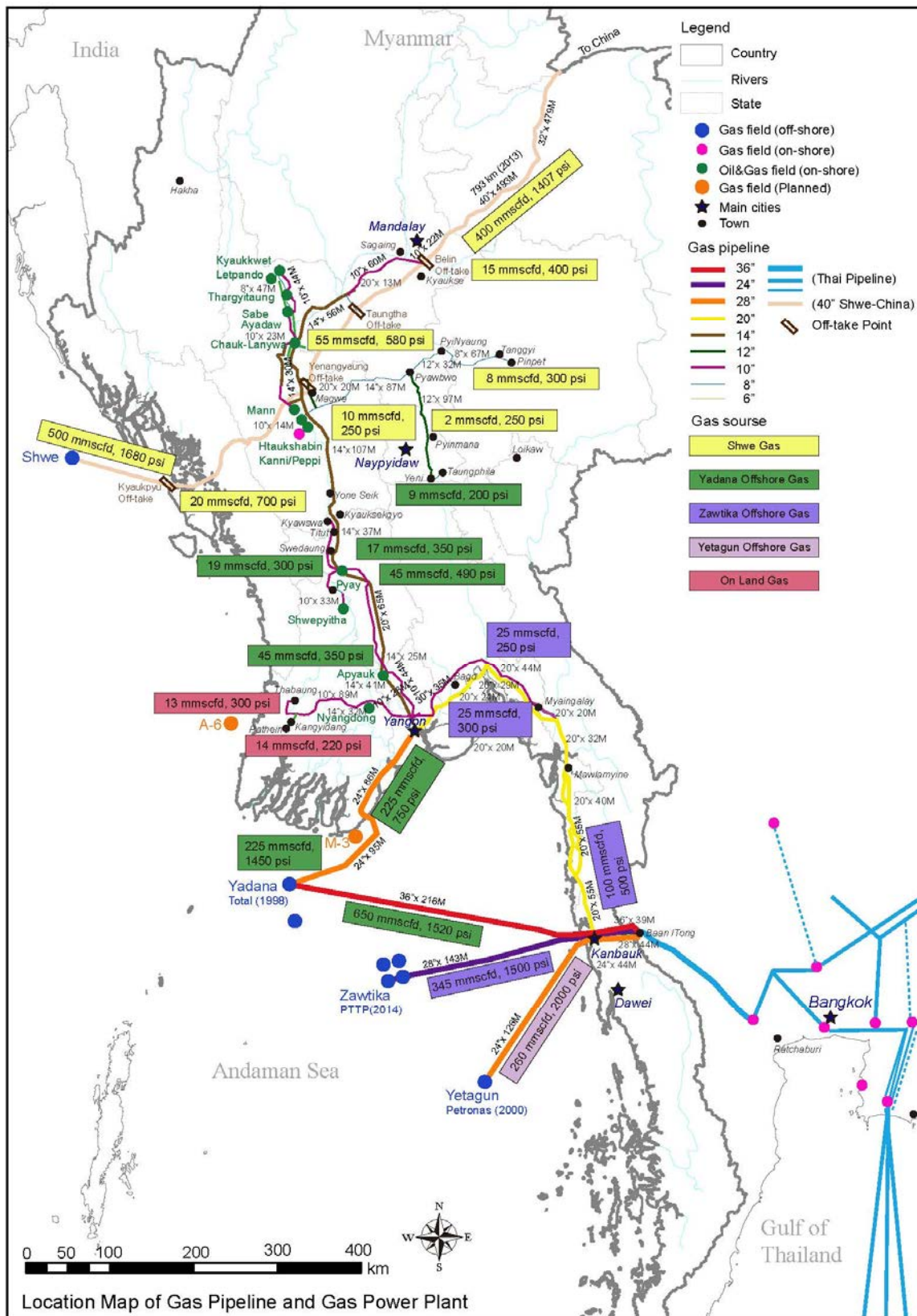
出典：ミャンマー連邦共和国におけるガスの利活用に関する調査, METI

図 2.1.1 M-3 鉱区および A-6 鉱区位置図

2.1.3 パイプライン

ミャンマー国内のパイプライン整備状況を図 2.1.1 に示す。国内のパイプラインは多くが設置後 20 年ほど経過しており、防食処理が施されていないものが多い。各海底 ガス田 (Yadana, Zawtika, Yetagun, Shwe) から内陸へのパイプラインも、更新が必要な状況にある。

ミャンマー南部からヤンゴンへと繋ぐパイプラインのうち、Kanbauk-Mawlamyine 間のパイプラインは 2000/2001 年に建設されているが、塩水遡上による腐食が問題となっている。Kanbauk-Mawlamyine-Thaton-Yangon のパイプラインに防食処理が施されていない。延長 330 mile のパイプラインを、年間 35 mile ずつ更新する計画が進行中である。100 mile はすでに更新済みである。また、半分の区間については、防食処理が完了している。改修後は現況の 100 mmscfd, 600 psi から 115 mmscfd, 850 psi へと、昇圧・増強される。



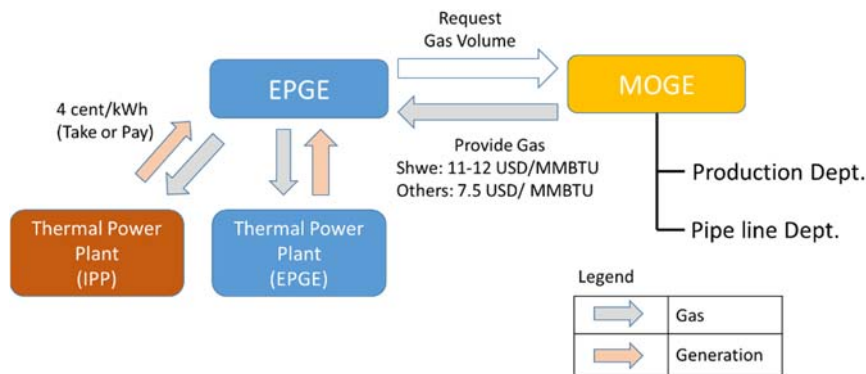
出典：ミャンマー連邦共和国におけるガスの利活用に関する調査, METI、およびMOGEヒアリングにより調査団作成

図 2.1.2 ミャンマー国内ガス田およびパイプライン

2.2 燃料調達の国内手続き

国内のガス・石油開発および各発電所への輸送パイプラインの整備、供給は MOGE が行っている。EPGE は MOGE からガスを買取り、EPGE 所有のガス火力発電所および IPP によるガス火力発電所へ供給する。

MOGE は EPGE からの要求に応じてガスを生産供給すべく、ガスの生産管理およびガスパイプライン整備を行う。しかし MOGE が EPGE に対して、供給期間およびガスの質（カロリー、成分）条件に対して保障する契約は存在せず、ガス量（mmscfd）の条件のみ満たすこととなっている。各発電所へ供給されるガス量は月毎に集計され、EPGE から MOGE へガス料金が支払われる。



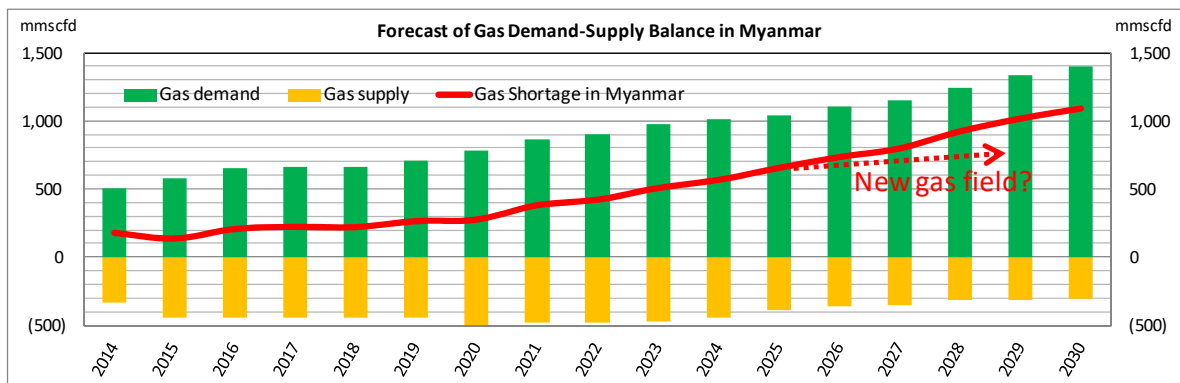
出典：EPGE および MOGE ヒアリングにより調査団作成

図 2.2.1 燃料調達に係わる国内フロー

2.3 国内・海外の燃料市場と価格水準

2.3.1 国内の燃料市場

前述の様にミャンマー国内の各ガス田は Yadana ガス田を中心とし減少傾向にある一方で、ガス火力発電所の新規建設計画が進められており、国内の火力発電所への供給ガス量の不足が懸念される。図 2.3.1 に「ミャンマー連邦共和国におけるガスの利活用に関する調査」におけるガスの需給予測を示す。これによれば、ガス需要に対する供給不足量が 2030 年には 1,000 mmscfd を超えるとされている。今後、ガス火力発電所の継続および新規稼働に向けて、燃料の新規調達もしくは燃料再配分が必要不可欠である。



出典：ミャンマー連邦共和国におけるガスの利活用に関する調査、METI

図 2.3.1 ミャンマー国内のガス需給予測

2.3.2 海外の燃料市場

東南アジア諸国は伝統的にエネルギー資源生産地域であり、天然ガスや石炭等の輸出により外貨取得を行ってきた。しかし経済発展によるエネルギー需要の増加や天然ガス生産の伸び悩み、島嶼部が多いという地形的な制約から、各国において燃料の輸入が進められている。特に天然ガスに変わり、LNG による輸入が進められている。例えば隣国であるタイ国では、1998 年よりミャンマーからのパイプラインによる天然ガス輸入のほか、2011 年から東南アジア初の LNG 基地である Map Ta Phut LNG 基地の操業を開始した。LNG 輸出国であったインドネシアにおいても LNG 輸入が開始されている。

天然ガスの生産国としては、カタールやイランなど湾岸地域のほか、アメリカ合衆国やカナダなどの北米諸国、マレーシアやインドネシアといった東南アジア諸国、ロシア、オーストラリアなどが代表的である。しかし前述のように東南アジアにおいては島嶼部が多く、パイプラインネットワークがないことから、天然ガスよりも LNG による輸出入が主流となっている。主な LNG の輸入国は、欧州、日本、韓国、中国などとなっている。

2.3.3 ミャンマー国内のガス販売価格

MOGE の各ガス田から、EPGE の国内電力向けのガス販売価格を表 2.3.1 に示す。ガス価格は毎年更新されているが、Shwe ガス田を除き大きな変動はない。Shwe ガス田は、Yadana ガス田、Zawtika ガス田に比べ、カロリー値が高いこと、および 2013 年に運用開始された新しいガス田であり、その開発コストを賄うために、他のガス田より高い価格に設定されている。今後 MOGE への配当が増加すれば、販売価格は低下していくものと考えられる。

表 2.3.1 MOGE によるミャンマー国内電力向けガス販売単価

Gas field	Price (USD/MM BTU)	Note
Yadana	7.5	
Shwe	11-12	
Zawtika	7.5	
Yetagun	7.5	To Thailand only

出典：MOGE へのヒアリングにより調査団作成

2.4 LNG 燃料の緊急輸入策 (FSRU)

ミャンマー国内の各ガス田の枯渇に伴う生産量の減少を受け、天然ガスの供給を増強するため、2つの LNG 輸入事業 (FSRU) が検討されている。FSRU 事業が実現すれば、Yadana ガス田の生産量減少および新規ガス火力需要に伴う、ヤンゴン周辺および中部地域のガス不足を補うことができる。その結果、電力供給も短期的に改善が期待される。

2.4.1 PPP による FSRU 事業

ミャンマー国内への LNG 輸入およびヤンゴンまでのパイプライン導入に関わる Pre-FS が世界銀行により実施された。500 mmscf 程度の大規模事業について 3ヶ所、200 mmscf から 300 mmscf 程度の中規模事業について 2ヶ所が提案された。2017 年 8 月末現在、MOEE 内で開発サイト決定のため協議している段階であり、最終的なサイトは決っていない。MOEE によるサイト決定後、関係省庁での協議、IFC 融資による FS、MOGE による入札を経てから事業開始となる。

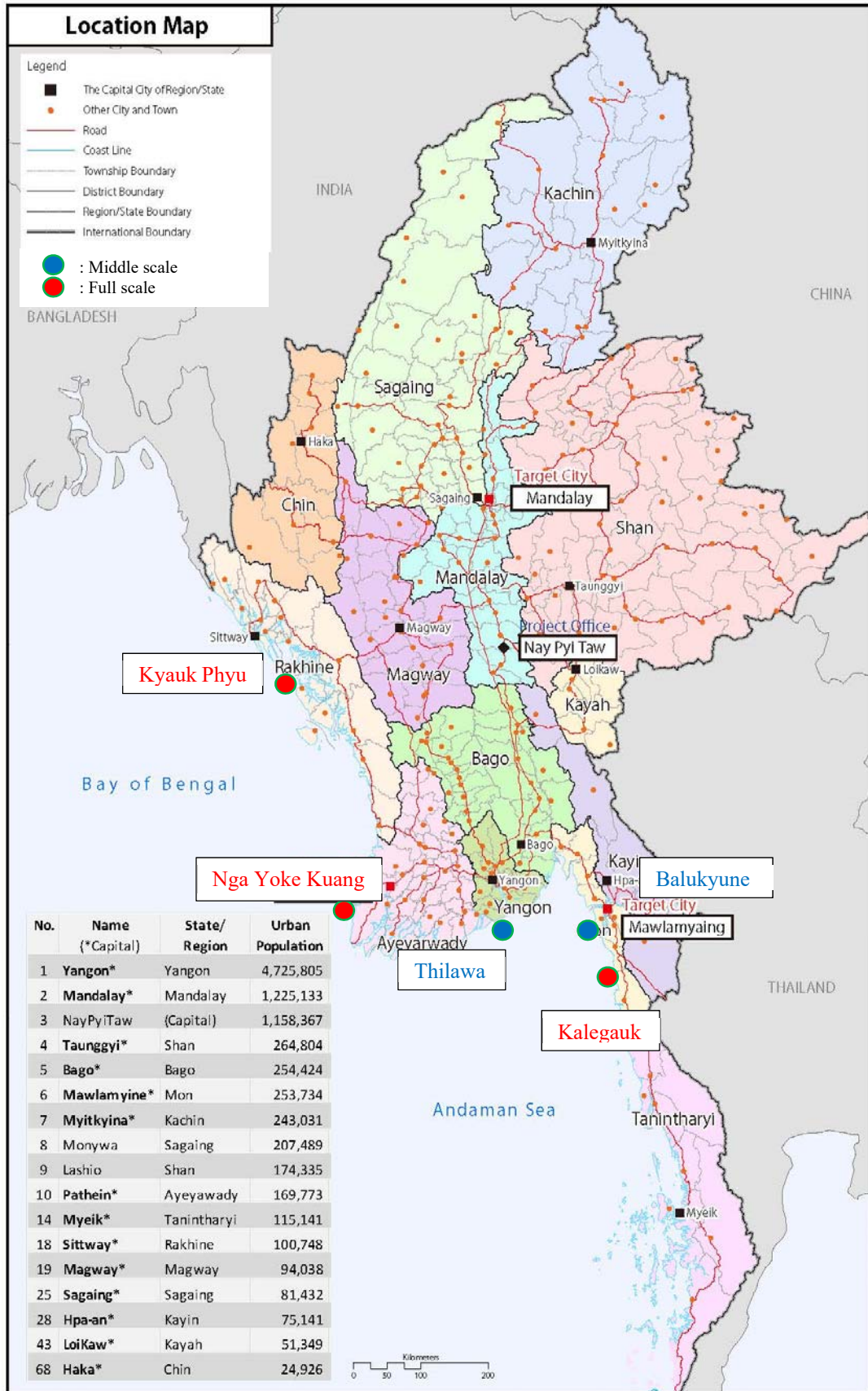
大規模事業の実施には長期間が必要である。中規模事業の実施建設期間は 2 年間、操業開始は 2021 年度末となる予定である。

また、本事業は PPP にて実施され、リース契約による。契約は毎年更新を予定している。本事業については、100 以上の企業が関心を示しており、Letter of EOI (Expression of Interest) を提出した。

表 2.4.1 PPP による FSRU 事業

規模	設置場所	特徴
大規模事業 (最大 500 mmscfd)	Kyuak Phyu	Shwe ガス田の付近に位置しており、パイプラインの延長が長い。
	Nga Yoke Kuang	観光地に位置しており、環境に対する影響が大きい
	Kalegauk	ヤンゴンから 380 km の位置に位置しており、海中パイプラインにて輸送を行う。
中規模事業 (200-300 mmscfd)	Thilawa	ヤンゴンから 90 km の沖合いに位置し、近距離ではあるが防波施設が必要となる。
	Balukyune	ヤンゴン南東の Mawlamyine の付近に位置している。Thilawa よりもパイプライン延長が長い。

出典：MOGE へのヒアリングにより調査団作成



出典：MOGE ヒアリングにより調査団作成

図 2.4.1 PPP による FSRU 事業計画の位置図

2.4.2 民間による FSRU 事業

民間企業である PTT（タイ）、TOTAL（フランス）、SIEMENS（ドイツ）ら JV による FSRU による LNG 輸入事業計画（200-300 mmscfd）が、Kanbauk 地区にて進行中である。ヤンゴンへの輸送パイプラインは輸送能力不足（100 mmscfd）のため、タイへのパイプラインによる輸出が主目的である。当事業は MOGE の管轄外となる。

2.4.3 LPG 輸入

ミャンマー国内において LPG は 4 地域の家庭用需要に対してのみ輸入がなされており、発電用の輸入実績はない。また、上記の通り FSRU による LNG 輸入計画が進行していることもあり、発電目的の LPG 輸入の計画はない。

第3章 ヤンゴン地域における電力需給状況

3.1 既存ガス発電所、燃料供給、発電実績

ヤンゴン地域周辺には、水力発電所はなく、Hlawga、Ywama、Ahlone、Thaketa などのガス火力発電所がヤンゴン地域に電力を供給している。これらの発電所の敷地内には、IPP のガス火力発電設備が設置されている。例えば、Ahlone 発電所には、Toyo Thai 社、Ywama には UPP 社がガスタービン発電機を設置している。燃料となるガスは、第2章で述べたとおり、主に Yadana ガス田、Zawtika ガス田から供給されている。ヤンゴン地域のガス火力発電所と使用しているガスの供給源を表 3.1.1 に示す。

表 3.1.1 ヤンゴン地域ガス火力発電所

Location	Owner	Plant	Type	Installed Capacity			COD	Gas RQMT (mmscfd)	Gas Field	Notes		
				MW	No	Total						
Yangon	MOEE (Ministry of Electricity and Energy)	Hlawga	GT	33.30	3	99.9	154.2	1996	39.0			
			ST	54.30	1	54.3		1999				
		Ywama	GT	18.45	2	36.9	70.3	1980	28.0	Yadana	Operation Stop by damage on GT H25	
			GT	24.00	1	24.0		2004				
			ST	9.40	1	9.4		2004				
			GT	120.00	2	240.0		2014				80.0
		Ahlone	GT	33.30	3	99.9	154.2	1995	39.0			
			ST	54.30	1	54.3		1999				
		Thaketa	GT	19.00	3	57.0	92.0	1990	29.0	Zawtika	Operation Stop (unit) by damage on GT	
			ST	35.00	1	35.0		1997			Operation Stop by damage on ST	
		Thilawa	GT	25.00	2	50.0	50.0	2016	18.8	Zawtika	H25	
		Sub-Total (MOEE)						760.7		233.8		
		Zeya (Myanmar Company)	Hlawga	GE	1.05	26	27.3	54.9	2013	7.9	Yadana	1st phase in 2013 (Desser-Rand Spain)
				GE	9.20	3	27.6		2015	7.9		2nd phase in 2015 (Rolls-Royce)
	MSP (Nyan Shuwe Pyi)	Ywama	GE	4.00	13	52.0	52.0	2013	16.6	Yadana	CAT CG260-16	
	Toyo-Thai	Ahlone	GT	41.00	2	82.0	121.0	2013	29.8	Yadana	GE LM6000	
			ST	39.00	1	39.0		2014				
	MaxPower	Thaketa	GE	3.35	16	53.6	53.6	2013	15.0	Yadana	(MITSUI 44%), MPPL:Singapole, Jenbacher	
	Yangon District	Thaketa	GT	25.00	1	25.0	25.0	2017		HFO		
	URSC(Union resources & Enginerring Co.)	Thaketa	GT	32.00	2	84.0	106.0	2017	no data	no data	Phase I	
ST			42.00	1	42.0	2017		no data	no data			
Sub-Total (IPP)						281.5		77.2				
Total (Yangon)						1,042.2		311.0				

注: GE: Gas engine, GT: Gas turbine, ST: Steam turbine.

出典: METI、JETRO、DEPP 提供資料より調査団作成

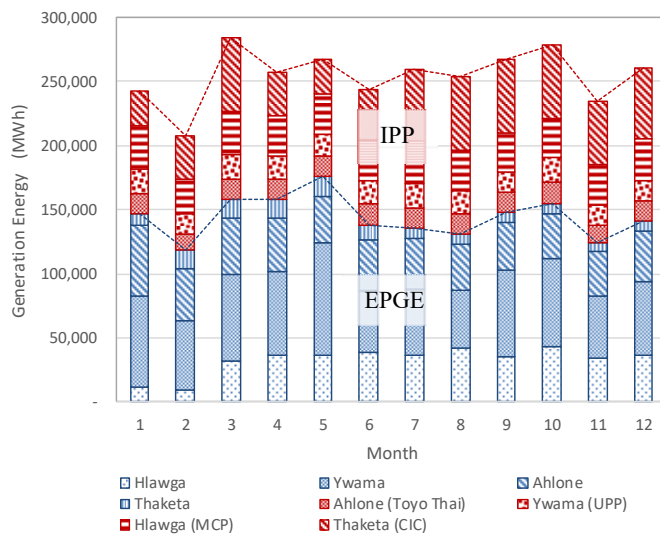
調査団は EPGE から、2013 年から 2016 年のヤンゴン地域の既存ガス発電所の発電量資料入手した。2013 年から 2016 年の年間の発電量を表 3.1.2 に示す。また、2016 年を抜粋し、各発電所の月発電量を図 3.1.1 に示す。

表 3.1.2 ヤンゴン地域ガス発電所年間発電量実績

(unit: MWh)

Year	EPGE				IPP				Total
	Hlawga	Ywama	Ahlonne	Thaketa	Ahlonne (Toyo Thai)	Ywama (UPP)	Hlawga (MCP)	Thaketa (CIC)	
2013	658,053	344,659	620,923	402,155	139,977	207	40,866	10,425	2,217,264
2014	512,029	717,768	688,855	295,171	557,890	320,600	183,380	326,376	3,602,068
2015	242,635	841,885	565,228	163,658	164,811	52,545	368,617	693,402	3,092,781
2016	393,593	729,919	483,219	125,078	184,997	210,854	380,417	551,828	3,059,905
Average	451,578	658,558	589,556	246,515	261,919	146,052	243,320	395,508	2,993,005

出典：EPGE



Monthly Power Generation in Year 2016 (MWh)

Month	EPGE Total		IPP Total		Total
Jan	147,264	61%	95,888	39%	243,152
Feb	118,717	57%	88,509	43%	207,226
Mar	157,961	55%	126,660	45%	284,621
Apr	158,451	62%	98,768	38%	257,219
May	175,907	66%	91,658	34%	267,565
June	137,765	56%	106,543	44%	244,308
July	135,928	52%	123,450	48%	259,378
Aug	131,560	52%	122,260	48%	253,820
Sep	147,450	55%	120,125	45%	267,575
Oct	154,874	56%	124,139	44%	279,013
Nov	124,863	53%	110,036	47%	234,899
Dec	141,069	54%	120,062	46%	261,130

出典：EPGE

図 3.1.1 ヤンゴン地域ガス火力発電所月別発電量（2016年）

図 3.1.1 に示すとおり、ガス発電の実績は、3-5月電力需要の増加に合わせて、主に EPGE が運営する発電所の電力量を増やしている。IPP の発電量の割合は、4月・5月の電力需要が増加する時には、全発電電力量の3割台まで落ちるが、それ以降は概ね4割台を推移している。年間発電量は、2014年にYwamaのIPPガス火力が稼働開始したことにより、発電量が上昇しているが、2014年以降は約3,000 GWhの発電量となっている。

3.2 ヤンゴン地区の電力需要と見通し

3.2.1 ヤンゴン地区の需要

第1章で説明したようにヤンゴン地区の配電事業はヤンゴン電力供給公社 (YESC :Yangon Electricity Supply Corporation)によって営まれている。表 3.2.1 に過去5年間の需要家数の推移を示す。工業需要家数と大口需要家数の増加率が平均を大幅に上回っており、工業生産活動の伸びに合わせた堅調な増加を示しているといえる。

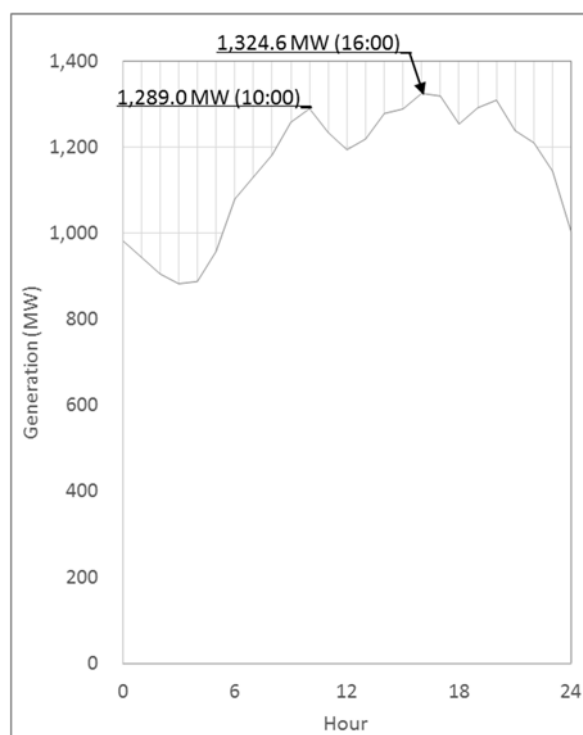
表 3.2.1 ヤンゴンの需要家数の推移

	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	Inc.Rate
General Purpose	842,750	894,742	912,589	1,044,064	1,124,405	7.5%
Domestic Power	31,080	32,020	33,261	34,776	36,599	4.2%
Small Power	16,551	16,690	15,193	15,527	9,977	-11.9%
Industrial	3,562	3,899	4,335	4,888	5,535	11.6%
Bulk	2,187	2,406	2,602	2,882	3,335	11.1%
Street Lighting	734	758	743	962	1,494	19.4%
Temporary Lighting	315	340	605	1,181	1,596	50.0%
Total	897,179	950,855	971,195	1,106,743	1,192,362	7.4%

出典：Statistics 2016 of YESC

YESC は緊急用の小型のディーゼル発電設備を所有しているが、需要家に販売する電気は全て EPGE より購入している。ヤンゴン地域の電力消費量は、2015 年～2016 年の会計年度では 6,705 GWh となっている。同年にヤンゴン地域の発電所から供給された電力量は約 3,000 GWh であり、同発電量を超過した分はヤンゴン地域以外の発電所から供給されている。

2017 年 5 月 23 日のヤンゴン地区の日負荷曲線を図 3.2.1 に示す。同日の最大需要は 1,324.6MW で 16 時に発生している。



出典：DPTSC

図 3.2.1 ヤンゴン地区の日負荷曲線

3.2.2 ヤンゴン地区の需要の見通し

日本政府の支援により実施した Master Plan 調査の需要想定結果を表 3.2.2 に示す。なお、2020 年における年平均増加率は、2012 年から 2020 年までの 8 年間、および 2020 年から 2030 年までの 10 年間に対して算定している。ヤンゴン地区の需要増加の実績は Master Plan の高需要想定レベルに近い高い増加率を示していることから、今後もさらなる高い増加が維持されるものと予想される。

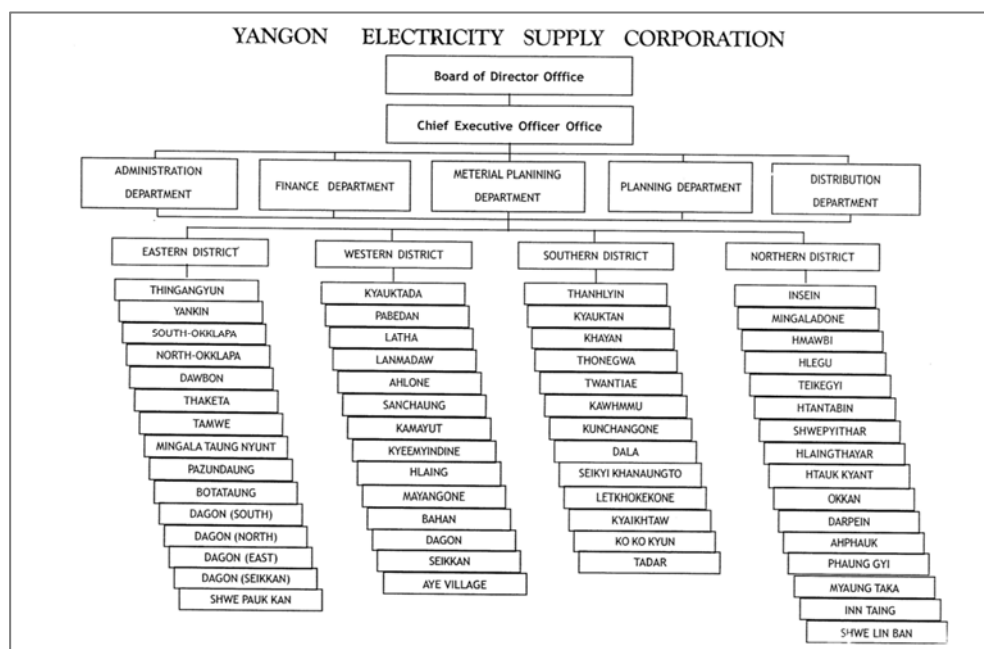
表 3.2.2 Master Plan における需要想定結果

		2012	2020		2030	
		MW	MW	Inc.Rate	MW	Inc.Rate
Whole Country						
	High Forecast	1,874	4,531	11.7%	14,542	12.4%
	Low Forecast		3,862	9.5%	9,100	8.9%
Yangon						
	High Forecast	742			8,209	14.3%
	Low Forecast				4,019	9.8%

出典：Outline of National Electricity Master Plan – Version as of 2030 Jul.17

3.3 送配電設備の現況

YESC はヤンゴン地区を東地区、西地区、南地区及び北地区の 4 地区に分け、管理を行っている。同組織図を図 3.3.1 に示す。



出典：Statistics 2016 of YESC

図 3.3.1 YESC 組織図

3.3.1 送電設備

ヤンゴン地区の送電設備は、DPTSC の 230kV 変電所及び域内の火力発電所から EPGE を通して購入した電気を需要家に供給するためのものであり、66kV 及び 33kV を運用している。YESC の Statistic 2016 による送電線の電圧別の敷設状況の推移を表 3.3.1 に示す。需要の増加率に比較して送電線路の敷設、特に 66kV 線路の建設が進んでいないように見受けられる。

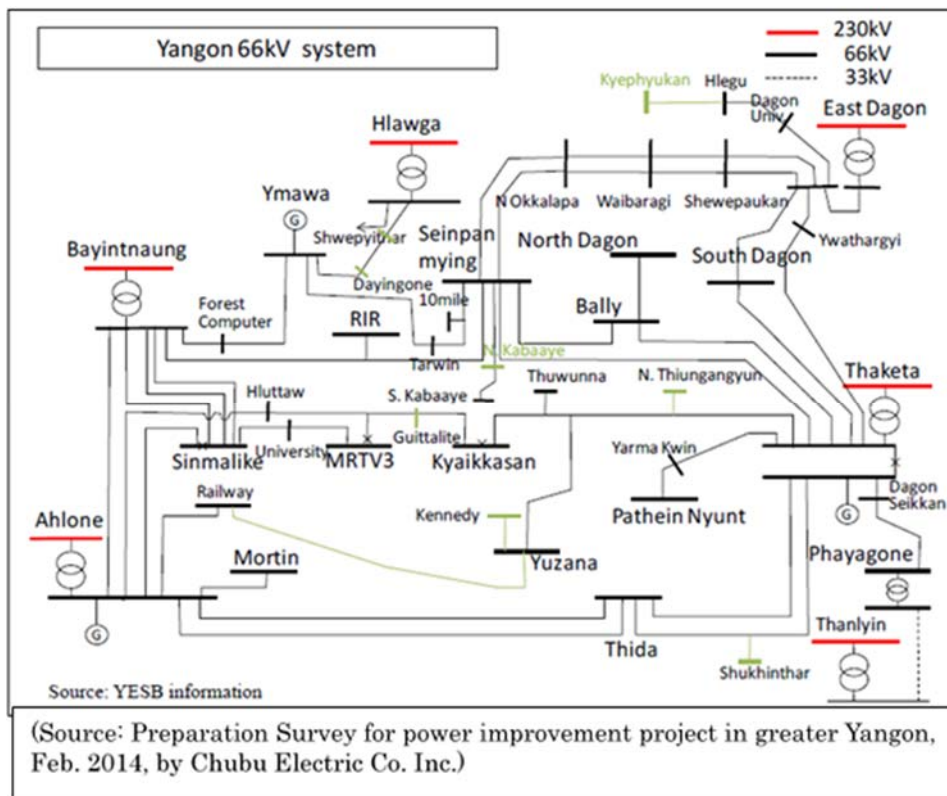
表 3.3.1 ヤンゴン地区の 66kV 送電線の敷設状況の推移

Year	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	Inc.Rate
66kV Line	166.0	195.2	195.2	204.8	204.8	5.4%
33kV Line	1,269.6	1,294.9	1,318.1	1,359.8	1,376.7	2.0%

出典：Statistics 2016 of YESC

YESC によれば、66kV 架空送電線路は 20 区間、総延長 148.0 km、そのうち 2 回線送電線は 5 区間、45.7 km であり、総回線 km は 193.7 cct・km である。地中線路は 28 区間、62.0 km である。全ての地中線路は単心ケーブル 1 回線である。33kV 送電線は Statistics 2016 によると、総延長 1,376.7 km となっている。

66kV システムの単線結線図を図 3.3.2 に示す。



出典：Preparation Survey for Power Improvement Project in Greater Yangon, Feb. 2014, by Chubu Electric Co., Inc.

図 3.3.2 ヤンゴン地区の 66kV システムの単線結線図

3.3.2 変電設備

ヤンゴン地区には YESC が管理している 66kV 変電所が 34 ヶ所、変圧器は 48 台、変圧器の総設備容量 1,407MVA が存在する。このほかに EPGE が管理する発電所の開閉所がある。66kV 変圧器の詳細を表 3.3.2 に示す。

表 3.3.2 ヤンゴン地区の 66kV 変電所

Transformer	66/33	66/11	66/11-6.6	Total
Nos. of Substation	13	18	11	-
Nos. of Unit	14	23	11	48
Capacity (MVA)	510	587	310	1,407

出典：YESC

一方、33kV 変電所は 114 ヶ所、変圧器は 174 台、総設備容量 1,703MVA が存在する。その詳細を表 3.3.3 に示す。

表 3.3.3 ヤンゴン地区の 33kV 変電所

Transformer	33/11	33/11-6.6	33/6.6	Total
Nos. of Substation	51	11	54	-
Nos. of Unit	70	21	83	174
Capacity (MVA)	738	240	725	1,703

出典：YESC

3.3.3 配電設備

Statistics 2016 の配電線路の敷設状況の推移を表 3.3.4 に示す。送電線路と同様に、配電線路の敷設状況は需要の伸びに比較して少ないように思われる。しかしながら、より損失の少ない 11kV 配電線路の敷設が進められてきていることが伺える。

表 3.3.4 ヤンゴン地区の配電線敷設状況の推移

						km
Year	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	Inc.Rate
11kV Line	1,526.0	1,678.2	1,883.4	2,081.9	2,222.5	9.9%
6.6kV Line	1,064.7	1,072.9	1,073.1	1,078.5	1,078.6	0.3%
3.3kV Line	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	0.0%
0.4kV Line	5,170.3	5,267.4	5,370.9	5,557.7	5,677.8	2.4%

出典：Statistics 2016 of YESC

現地を視察した範囲では、11kV、6.6kV 配電線の敷設状況は一部を除きほぼ満足できるものであった。しかし、低圧配電線の状況はかなり問題のあるものであった。特に気になったのは以下の 2 点である。

- (1) 1,000kVA 以上という大きな容量の配電用変圧器が比較的多く設置されているのが目に付いた。大型の変圧器から供給される地域には比較的大きな需要家への供給も含まれている。とはいえ、契約容量の小さな一般需要家への低圧(0.4kV)配電線路が長くなり、これが大きな配電損失の一因となっているように思われる。面談した配電局の部長も損失低減のため、日本に学び、今後は 200kVA 以下の変圧器の調達を進めるということであった。
- (2) もう一つは、低圧配電線から個々の需要家のメーターまでの配線である。写真 3.3.1 に示すように、電柱から需要家の数に見合った細い電線が建物に引き込まれて、建屋内のメーター(写真 3.3.2)に接続されているのを多く目にした。一方、メーターを電柱にまとめて取り付ける方法(写真 3.3.3)も一部で試験的に進められている。これは電気を売る側の損失を減らすことになるが、その分の損失を需要家に転化する方法である。推奨しがたい。日本の集合住宅では容量的に十分な電線を需要家の居住場所まで配線し、メーターを介して供給する方法を採用している。検針のための入室拒否等の困難さがある場合に取られている方法といえる。



撮影：調査団

写真 3.3.1 電柱からの電線



撮影：調査団

写真 3.3.2 建屋内メーター



撮影：調査団

写真 3.3.3 メーターを電柱にまとめて取付

ヤンゴン地区の低圧に降圧するための変圧器の所有者は、YESC の他に政府関係機関(DEPT)、民間(Private)、村落(Rural)のカテゴリーに分類されている。また、変圧器のデータは YESC の組織図に示されている地区毎に整理されている。なお、Rural のカテゴリーの変圧器は、遠隔地の村落が設置したものである。YESC は、変圧器の高圧側に設置したメーターの読みに基づいて、料金を徴収する。個々の需要家の検針及び料金徴収は村落側が行う。

電圧別、地区別、所有者別の変圧器台数及び設備容量を表 3.3.5 に示す。ヤンゴン地区の総配電用変圧器は 12,474 台、総設備容量は 4,320MVA である。需要に対し十分な設備容量と言える。内 YESC が所有する変圧器台数は 2,983(全体の 23.9%)、設備容量は 1,135.9MVA(26.3%)となっている。

表 3.3.5 電圧別、地区別所有者別の配電用変圧器

Voltage Ratio	Area	YESC		DEPT		Private		Rural		Total	
		Nos.	MVA	Nos.	MVA	Nos.	MVA	Nos.	MVA	Nos.	MVA
11/0.4kV	East	521	197.5	168	48.7	1,283	451.1	0	0.0	1,972	697.3
	West	0	0.0	10	11.4	22	36.9	0	0.0	32	48.2
	South	80	17.5	27	7.1	137	42.5	175	40.3	419	107.4
	North	206	57.1	293	77.6	2,435	944.1	148	32.1	3,082	1,110.9
	Toal	807	288.4	498	144.8	3,877	1,454.7	323	70.8	5,505	1,963.9
11-6.6/0.4kV	East	284	114.6	28	9.5	325	100.2	0	0.0	637	224.3
	West	350	129.4	174	71.6	1,181	314.6	0	0.0	1,705	515.7
	South	226	54.2	25	6.6	167	39.8	57	16.2	475	116.8
	North	311	86.0	53	14.6	523	133.9	21	7.2	908	241.8
	Toal	1,171	377.3	280	90.7	2,196	581.6	78	21.4	3,725	1,098.6
6.6/0.4kV	Easr	448	193.2	207	74.3	696	214.3	0	0.0	1,351	481.8
	West	373	210.0	216	105.1	597	200.0	0	0.0	1,186	515.1
	South	57	17.7	78	33.9	39	9.8	2	0.6	176	62.0
	North	127	51.7	219	84.8	177	59.1	1	0.5	524	196.0
	Toal	1,005	470.2	720	298.1	1,509	482.8	3	1.1	3,237	1,255.0
3.3/0.4kV	South		0.0	7	2.9		0.0		0.0	7	2.9
Groand Total		2,983	1,135.9	1,505	536.4	7,582	2,519.1	404	93.3	12,474	4,320.3

出典：YESC

ヤンゴン地区の 1,000kVA 以上の容量を持つ変圧器の容量を表 3.3.6 に示す。容量 1,000kVA の変圧器が最も多く、総容量の 59.5%を占めている。なお、YESC 所有の変圧器に限ってみると、84.6%が 1,000kVA 変圧器であり、他の所有者のものより高い比率になっている。ちなみに、各所有者の変圧器の最大単機容量は、YESC: 6,300kVA、DEPT: 10,240kVA、Private: 8,480kVA、Rural: 1,095kVA である。

YESC 所有の 999kVA 以下の変圧器のうち設置台数の多い順に、200kVA: 841 台 (168.2MVA)、500kVA : 733 台 (366.5MVA)、315kVA : 632 台 (199.1MVA)、300kVA 214 台 (64.2MVA) となっており、この 4 種類で 2,420 台 (999kVA 以下全体の 81.1%)、798.0MVA (70.8%)となっている。低圧線の損失低減には変圧器から需要家までの距離を短くするのが効果的であり、50~100kVA の設置台数を増やす努力が必要である。

表 3.3.6 1000kVA 以上の変圧器の台数と合計容量

	YESC	DEPT	Private	Rural	Total
Nos.	225	115	388	-	728
Capacity (MVA)	242.8	176.5	503.9	-	922.4
1,000kVA(MVA)	205.0	65.0	279.0	-	549.0
(%)	84.4%	36.8%	55.4%	-	59.5%

注： Capacity 欄は、1,000 kVA 以上の変圧器の合計容量を、1,000kVA 欄は単機容量が 1,000kVA の変圧器の合計容量を示す。
出典：YESC

3.4 ヤンゴン地域の電源開発計画とミャンマー政府・ドナー・民間の取組状況

(1) 電源開発計画

- National Electricity Master Plan : JICA の支援により更新中。
- Myanmar Energy Master Plan : ADB の支援により 2015 年に策定された。
- モバイルガスタービン (GE TM2500) の導入 : 米ゼネラルエレクトリック (GE) 製の可

搬式ガスタービン式発電システム (TM2500) が、提携するミャンマー地場のゴールデン・グリーン・エナジー社を通じ、2017年8月にヤンゴン管区政府に納入された。TM 2500 は出力 25 MW で 16 万世帯に電力を供給できる。購入資金はミャンマー政府の大統領積立基金から拠出した。管理は EPGE と YESC が担当する。

- Thaton ガス火力発電所更新：ミャンマー政府は、世銀 (IDA) の融資を受け、既存のガスタービン発電機 3 台全てを、コンバインドサイクルガスタービンに更新する。合計の出力は 118 MW で、日本の三菱商事が受注し現在建設中である。
- Thaketa ガス火力発電所更新：日本の円借款により Thaketa ガス火力発電所の既存ガスタービン 3 台を修復する。現状では定格出力 19MW に対し 11~12MW しか発電できていなかった。更新によって、1 台当たり 22MW 程度に向上する見込み。
- Mingyan ガス火力発電所：シンガポール系 Sembcorp 社が 80%の株式を所有する IPP ガス火力発電所。ADB、IFC、AIIB の協調融資によって、合計 225 MW のガス火力発電所を建設する。
- Shweli-3 水力発電所：Shan 州に計画されている設備容量 1,060MW の水力発電所。EdF 社が筆頭株主となり、ミャンマー政府 (DHPI) も資本参加する PPP 方式で進められている。融資者は ADB、AFD、世銀などが想定されている。
- その他：民間 (米 GE、ABB 等) は、小型ガスエンジンレンタルによる緊急発電事業を実施中で、さらに大型ガスエンジン発電機を導入中 (例：Kanbauk (AP) 200 MW, Thaketa (UREC) 106 MW))。

(2) 電力輸入

ミャンマー政府は、拡大する電力需要に対応するため、中国、インド、ラオス、タイと電力輸入について交渉を開始している。特に、中国とは、中国雲南省からミャンマーに送電する計画の具体的な交渉が開始されている。

(3) 送配電計画

500kV 送電線：

- Thapyaywa (Maikhtila) – Taungoo 間 234.9 km の送電線の設計、施工監理：セルビアのローンで実施中。
- Taungoo – Phayargyi - Hlaingtharyar 間の 268.7 km 送電線の設計、入札図書の作成、施工監理： 韓国のローンで実施予定。

230kV 送電線：

ADB のローンにより以下を実施予定。

- Thida-Thaketa 間の 230 kV 送電線
- Thaketa-Kyaikasan 間の 230 kV 送電線

変電所：

以下の3つが日本の円借款で実施中である。

- Maikhtila 及び Taungoo 変電所 2ヶ所の設計、入札図書の作成及び施工監理
- Phayargyi 及び Hlaingtharyar 変電所 2ヶ所の設計
- Phayargyi 及び Hlaingtharyar 変電所 2ヶ所の入札図書の作成及び施工監理

ADB のローンにより以下を実施予定。

- Thaketa substation の拡張
- Kyaikasan substation のアップグレード
- South Okkalappa substation の新設

配電：

- 主要都市の配電システム改善事業：日本の円借款で、ミャンマー国の 11 の主要都市の配電システムを改善し、電力ロスを減少させる事業が開始された。（2017年8月時点）
- ADB の支援により、ヤンゴン、マンダレー、Sagaing、Magway、の配電システム改善事業が実施中。

(4) その他

- LNG 輸入：世銀の融資により 500 mmscfd 程度の大規模事業について 3ヶ所、200 mmscfd から 300 mmscfd 程度の中規模事業について 2ヶ所が提案されている。また、これとは別に、PTT（タイ）、TOTAL（フランス）、SIEMENS（ドイツ）ら JV を構成し、FSRU による LNG の緊急輸入（200-300 mmscfd）と IPP 発電事業を、Kanbauk 地区にて推進中である。
- パイプラインの増強：Pyay-Myanaung 間のパイプラインを政府自己資金により、改修予定。また、Shwe-Pyay 間の内、現在の Yenangyang から Pyay までの 14 inch のパイプラインは 1987 年に敷設されたもので、老朽化している。韓国輸出入銀行の資金において改修予定である。
- 世銀、ADB は、それぞれ村落電化事業を実施中。新聞報道によれば、世銀が資金援助するミャンマーの送電網拡張計画で、2017 年に新たに 5,080 村が電化される予定。世銀の融資額は 2016～2021 年に総額 4 億米ドル。第 1 段階として、既存の送電線から 2 マイル以内の距離にある村を電化する。第 2 段階では、既存の送電線と受変電設備を改修し、2030 年までに新たに 750 万世帯を電化する。
- 政府はドイツ政府の資金援助を受け 2017、2018 年度に Shan 州の Taunggyi、Loilem、ラングコーの各郡区にある 1,484 の村を電化する。

3.5 ヤンゴン地域への供給力の緊急増強の必要性

3.5.1 ヤンゴン地区の需給ギャップ

YESC の Statistics 2016 に示されているヤンゴン地区の電力の需給状況を表 3.5.1 に示す。表の「Firm Power」は最大需要発生時に EPGE から供給された電力を表現したものである。前述の如く、ヤンゴン地区では、必要な電気の全量を EPGE より購入しており、需給状況の意味が通常の場合と異なる。通常の供給力は、特定時点で供給可能な電力を意味する。ヤンゴン地区の場合は、ある時点で供給された電力がその時点の供給力であり、その時点の需要と同じ値となる。すなわち、ヤンゴン地区側から見て、供給力は不明であり、需要に見合う電力が送られてきて初めて、需要が満たされたことを知ることになる。

表 3.5.1 ヤンゴン地区の電力需給状況の推移

	(Unit: MW)				
Particulars	2011/12	2112/13	2013/14	2114/15	2015/16
Firm Power	745.9	791.7	913.2	1,009.6	1,125.3
Maximum Demand	800.0	841.7	913.2	1,009.6	1,125.3
Power deficit	-54.1	-50.0	0.0	0.0	0.0

出典：Statistics 2016 of YESC

2011/12、2012/13 年の電力不足を表す数値は、EPGE 側からの事前の通報により、一般需要家への電力供給を継続するためにあえて実施した、工場等の大口需要家を対象とした計画供給停止処置の推定電力であり、最大需要は供給量にこの供給停止分を加えたものと考えられる。表よりヤンゴン地区への供給力不足は 2013 年以降発生していないことがわかる。DEPP への聞き取りの際、2017 年の最大需要が記録されたが、電力不足が発生しなかったと誇らしげに説明を受けたのが印象的であった。なお、表においてヤンゴン地区に供給された電力をベースとした需要の年平均増加率は 11.1%、調整した需要ベースで 9.2%である。

一方、MEPE の Statistics 2016 に示されている電力の需給状況を表 3.5.2 に示す。MEPE の統計値によると、どのような算定基準によるか不明であるが、毎年かなりの電力の供給不足が発生しているとされている。

表 3.5.2 National Grid の電力需給状況

						(MW)
Particulars	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	Inc.Rate
Firm Power	1200	1200.0	1498.0	1724.0	2672.0	22.2%
Demand	1850.0	1850.0	2104.0	2300.0	2800.0	10.9%
Balance	-650.0	-650.0	-606.0	-576.0	-128.0	

出典：Statistics 2016 of MEPE, published in 2017.

同表において、大きな供給力不足を示す基となっているのは「Firm Power」の値と考えられる。EPGE の水力発電所群を統括・管理する部門(GCC、Generation Control Center)より入手した、2016 年 8 月作成の Firm Power 及び最大出力(Max Power)に関する一覧表を表 3.5.3 に示す。表の(6)、(7)は元のデータに Firm Power と最大出力の比及び最大出力をベースにした設備利用率を書き加えたものである。

同表の列(6)の Firm Power と最大出力の比からは法則性が見いだせなかった。一方、この比率と列(7)の設備利用率が同じ値を示すものはいくつかあるがその他は関係性が明確でない。また、Firm Power が最大出力より大きな発電所もあり、算出根拠は不明と言わざるを得ない。

表 3.5.3 既存水力発電所の最大電力及び常時電力

Sr No	Station Name	Installed Capacity (MW)	Design Generation (GWh)	Max Power (MW)	Firm Power (MW)	(4)/(3) (%)	(2)/((3)*8.76) (%)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(6)	(7)
1	Baluchaung No.1	28.00	200.00	28.00	26.00	92.9	81.5
2	Baluchaung No.2	168.00	1190.00	165.00	155.00	93.9	82.3
3	King Tar	56.00	165.00	52.00	21.00	40.4	36.2
4	Sal Taw Kyi	25.00	134.00	24.00	20.00	83.3	63.7
5	*Zaw Kyi-1	18.00	35.00	17.00	4.00	23.5	23.5
6	Zaw Kyi-2	12.00	30.00	12.00	3.43	28.6	28.5
7	Zaung Du	20.00	76.00	19.00	8.68	45.7	45.7
8	Tha Phan Seik	30.00	117.00	30.00	13.38	44.6	44.5
9	Mone	75.00	330.00	72.00	37.67	52.3	52.3
10	Paung Laung	280.00	911.00	270.00	104.00	38.5	38.5
11	Ye N we	25.00	123.00	19.50	14.04	72.0	72.0
12	Kha Paung	30.00	120.00	28.00	13.70	48.9	48.9
13	*Shwe Li-1	600.00	4022.00	400.00	174.80	43.7	114.8
14	Kyaing Taung	54.00	377.60	52.00	43.11	82.9	82.9
15	Ye Ywar	790.00	3550.00	760.00	175.00	23.0	53.3
16	Shwe Kyin	75.00	262.00	72.00	50.60	70.3	41.5
17	*Tar Pain-1	240.00	1065.00	10.00	30.05	300.5	1215.8
18	Kon Chaung	60.00	190.00	58.00	17.50	30.2	37.4
19	Kyi Ohnkyi Wa	74.00	370.00	60.00	42.00	70.0	70.4
20	Thout Yay Khat-2	120.00	604.00	118.00	101.00	85.6	58.4
21	Phyu Chaung	40.00	120.00	35.00	28.40	81.1	39.1
22	*Nan Cho	40.00	152.00	40.00	12.60	31.5	43.4
23	Upper Paung Laung	140.00	454.00	135.00	84.00	62.2	38.4
24	Myo Kyi	30.00	135.70	14.50	15.50	106.9	106.8
25	*Chi Phwe Ngal	99.00	599.00	36.00	25.90	71.9	189.9
26	*Baluchaung-3	52.00	334.00	51.00	40.00	78.4	74.8
	Total	3181.00	15666.30	2578.00	1261.36	48.9	69.4

(Source: GCC of EPGE)

Rem(1) * Run of River Type

(2) Column (6) and (7) are added by the team..

(3) Column (7) is plant factor by using maxpower of column (3).

(4) Yellow colored cells shows similar figures between columns (6) and (7).

出典：GCC of EPGE

電力の需給状況は時々刻々変化しており、供給力(MW)と電力需要(MW)によって表されるべきである。供給力は、火力はその時点で稼働可能な発電設備の状況によって算定される出力、水力は貯水容量、貯水池への流入量予測、貯水池水位等から算定される出力であり、一定の時間(1日または数時間)を継続して供給できる可能発生電力である。供給力を雨季・乾季に関係なく、または、貯水池の状況、流入量に関係なく設定することは問題である。

雨季(2016年10月19日、10月の最大需要を記録)及び乾季(2017年5月23日、2017年の最大需要を記録)の全発電所の運転記録を分析した結果を表 3.5.4 に示す。設備の稼働状況のデータが入手できなかったため、表において注書きに示したように、設備容量からその日に全く運転されなかった発電所の設備容量を引いた容量を、利用可能な出力とした。また、Shweli-1 及び Tar Paing-1 の設備容量をそれぞれ 400MW、10MW とした。

表 3.5.4 最大電力発生時の需給状況

	Season	Hydro Power			Thermal Power			Hydro + Thermal		
		EPGE	IPPs	Total	EPGE	IPPs	Total	EPGE	IPPs	Total
Installed Capacity	Wet Season 19.10.2016	2,110	690	2,800	993	974	1,967	3,103	1,665	4,768
Outage		77	0	77	263	22	284	340	22	361
Aavailable Capacity		2,033	690	2,723	730	953	1,683	2,763	1,643	4,406
Installed Capacity	Dry Season 23.05.2017	2,110	681	2,791	993	974	1,967	3,103	1,655	4,758
Outage		88	0	88	122	0	122	210	0	210
Aavailable Capacity		2,022	681	2,703	871	974	1,845	2,893	1,655	4,548
Max Output (MW)	19.10.2016	1,479	420	1,890	346	617	921	1,820	1,000	2,801
Max Output (MW)	23.05.2017	1,307	498	1,804	532	741	1,272	1,837	1,238	3,075

(Source: EPGE)

Remarks:

- (1) Outage means "not put into operation on the day, and includes scheduled outage.
- (2) Thermal EPGE includes Tigiyit coal-fired plant.
- (3) Installed capacity Shweli-1 is 400MW and Tar Paing-1 is 10MW.

出典：EPGE

表において、最大出力の合計値がその日の最大需要であり、2016年10月19日は2,801MW、2017年5月23日は3,075MWであった。すなわち、前者の供給予備力は57%、後者は45%となる。但し、供給可能出力は、水力では貯水池水位、停止中の発電機の状況等に関係なく、火力では老朽化による出力の低下等に関係なく、設備容量をベースに、且つ、出力に関係なく当日発電したかどうかで算定しているため、実際にはかなり割り引く必要がある。

3.5.2 北部大規模水力群からの電力輸送の課題

計画・建設中の500kV送電系統が完成した後は、現在の最大の課題である北部からヤンゴン地区への十分な電力を輸送するという課題が解決したことになる。しかし、その後に考えなければならないことは、最大の需要地であるヤンゴン地区に安定した電気を継続して送るということである。この観点から電力系統を俯瞰すると、500kV送電系統が完成しても、安定供給の目安とされるN-1基準が満たされていないことが分かる。

何故なら、世界的に見ても送電鉄塔が土砂崩壊、水による浸食等で倒壊する事故が無視できない程度に発生している。ミャンマーも例外ではなく、500kmに及ぶ長い区間に建設される500kV送電線のどこかで鉄塔が倒壊する事故が発生するケースが予想される。鉄塔が倒壊した場合、500kV送電線がその機能を失い、即ち、系統の2/3近くの電源脱落が発生したことになり、National Gridが瞬時に崩壊する。このような大きく強い衝撃により、特に、多くの火力発電設備が何らかの被害を受ける可能性が高い。その結果、特にヤンゴン地区において電力供給が開始されたとしても、給電制限・部分的供給停止の状況が長期化する恐れがある。

系統崩壊後の系統機能の回復は、送電系統の安全確認が優先する。すなわち、健全な発電設備からの送電設備の電氣的な安全確認、変電設備の電氣的な安全確認等を経て、順次需要家への接続を進めてゆく。これらの回復作業は系統全体を対象に同時に実施するのではなく、複数の健全な発電所を中心に、個別に順次周辺の送電系統の安全を確認しながら供給範囲を広げてゆき、最終的に個々の供給地域を統合し、National Gridに戻すことになる。幸いなことに、ミャンマーでは水力発電所の開発を積極的に進めてきており、火力機に比べこの種の衝撃に強い水力発電所を活用できることが大きな強みとなる。すなわち、殆どの水力発電所は事故後も発電可能な状態が維持される可能性が高く、そのうえ水力発電所は貯水池式が多い。そのため、水力単独で一定期間運用を継続する能力を有している。これらの水力発電所が系統崩壊時の系統機能回復の中心となる。

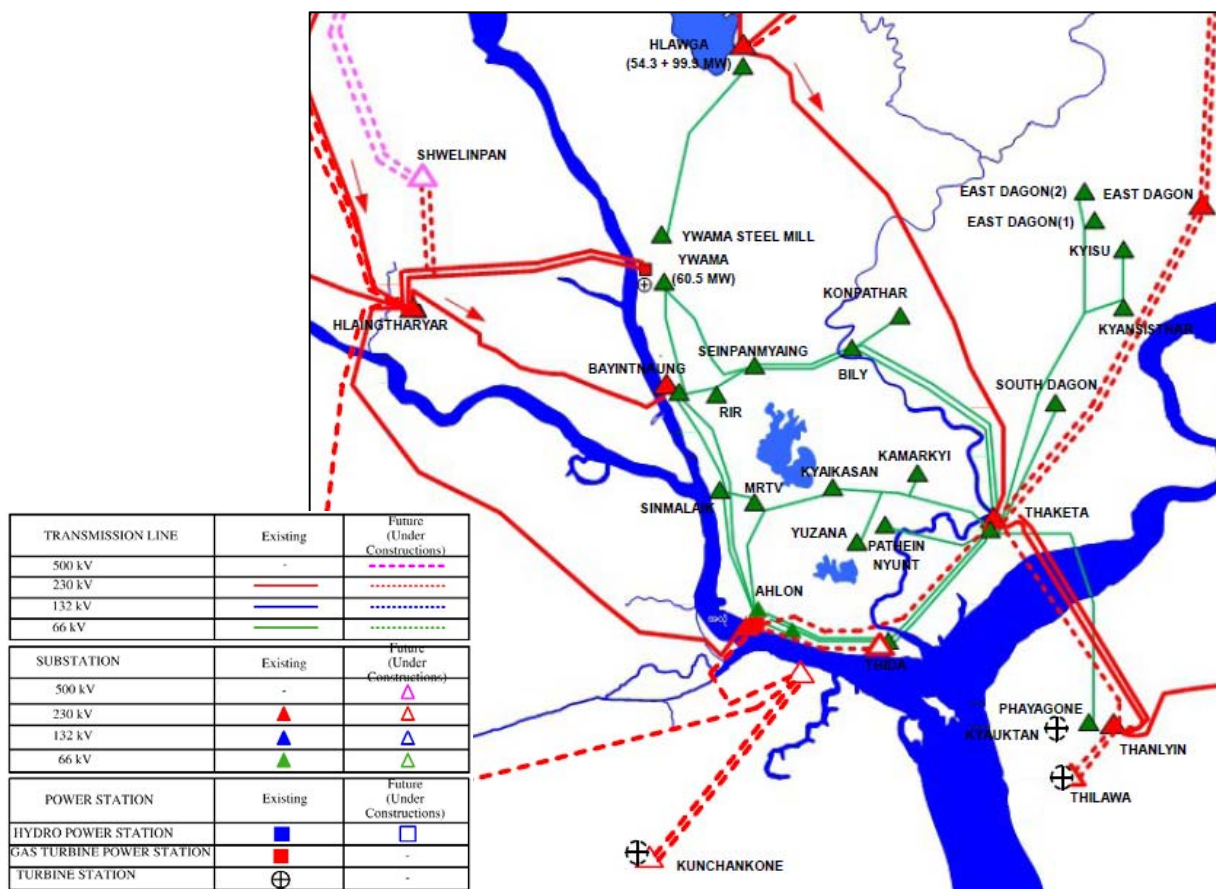
上述の事故に対応するためには、乾季といえども、水力発電所が単独で一定期間にわたり電力を供給することが必要である。すなわち、通常の運用において貯水池水位の極端な低下を避け、経済的に許される範囲で、できるだけ高い貯水池水位を保つような運転が必要である（貯水池の高位運転）。そのために、貯水池の運用計画のレビューを提案する。レビューに際し、特にダム直下型の水力発電所については、貯水池の利用推進（設計最高水位 - 設計最低水位）の上部 30% から 50% の範囲で運用することが最も経済的となるケースが多い。このような高位運転は、10 年から 20 年の周期で発生する渇水年に対応する上でも役立つ。

大きな停電事故発生後は、全設備の事故前の状態への回復に時間がかかるとしても、稼働可能な設備を利用して早期に供給を再開することは重要である。その場合、供給可能な電力量が多ければ多いほど人々の動揺、不安を少なくする効果がある。そのためには、既存の送電設備だけでも、最大の需要地であるヤンゴン地区にある程度の電力が輸送できるよう、早急な整備・増強が必要となる。

この課題の対策と提言は第 7 章で述べる。

3.5.3 ヤンゴン地区内の送電系統の課題

ヤンゴン地区の送電系統の課題も 500kV 系統の建設に係ることである。図 3.5.1 にヤンゴン地区の 230kV 及び 66kV 送電系統図を示す。



出典：DPTSC

図 3.5.1 ヤンゴン地区の 230kV 及び 66kV 送電系統図

今年最大の需要を記録した 5 月 23 日 19 時に、ヤンゴン地区の 230kV 変電所の母線に流れ込んだ電力と送り出された電力から求めた、需要家に供給された電力(負荷)を表 3.5.5 に示す。負荷とは 66kV、33kV 送電線を介して需要家に送られる電力である。表より明らかなように、既存の火力発電設備が西側に大きく偏在していることがわかる。一方、負荷も西側に集中しているが東側地区の開発が進んできており、偏在の度合いは発電設備ほどではない。なお、Thanlyin 変電所はヤンゴンの中心部より河を隔てた位置にあり、当該地域の開発が最近始まったところであり、本節で問題にする件とは関係が少ない。

表 3.5.5 ヤンゴン地区の 230kV 変電所

Substation	230kV Line (MW)		Generation (MW)	Load (MW)
	In	Out		
West Area			524.00	927.88
Hlaingtharyar	340.70	204.45	0.00	136.25
Bayintnaung	42.98	0.00	0.00	42.98
Ahlon	94.81	0.00	184.20	279.01
Ywama	0.00	128.38	245.00	116.62
Hlawga	257.76	120.51	94.80	232.05
Myaungtagar	333.29	212.32	0.00	120.97
East Area			68.30	333.47
Thaketa	210.24	0.00	68.30	278.54
Thanlyin	179.66	124.73	0.00	54.93
Total			592.30	1261.35

出典：Power Flow Analysis on 23rd May 2017 by DPTSC

問題となるのは、主要な火力発電設備の西側偏在に加え、その地区に 500kV 送電線で更に大きな電気が供給されることである。詳細な潮流解析を実施してみないと数値的に議論することは困難であるが、現在でも 66kV 系統の電気の流れは西から東へととなっている。それが、500kV 送電系統が完成した後は更に拍車がかかり、常時西から東への電力の流れが増大することになる。その結果、既存の 66kV 及び 33kV の送電線路の負担が増大し、過負荷が問題になる恐れがある。特に、ヤンゴン地区では、過負荷による熱に弱い地中線が多く、被害が拡大する恐れがある。500kV 系統完成後の詳細な潮流の変化の度合いの予測調査及び対策が必要と判断する。

例えば Thaketa 変電所に電力を供給している 230kV 送電線又は変電所自体の事故で、Thaketa から 66kV・33kV 系統に電気の供給ができなくなった場合、実質的に東側の 230kV 変電所からの供給が停止することを意味し、全ての電力が西側の 230kV 変電所から既存の 66kV 及び 33kV 送電線路で供給されることになる。この場合、過負荷、ケーブルの焼損等のより深刻なリスクが伴う。

この課題の対策と提言は第 7 章で述べる。

3.5.4 隠れ一般需要家

ヤンゴン地区の調査の折、新規大口需要家の集合住宅の変圧器設備、メーターの設置状態等を調査した。変圧器は富士電機製の乾式、33/0.4kV、3,000kVA で、民間、すなわち集合住宅管理者の所有である。最近 YESC の規則が変わり、1,000kVA 以上の変圧器は 33kV システムに接続することである。従って、この管理者も最寄りの 33kV 送電線より 33kV 送電線を延伸し、完成後はその送電線を YESC に引き渡し、現在は YESC によって運転保守がなされている。

YESC の電気料金徴収用のメーターは変圧器の 33kV 側に設置され、その読み取られた消費電力量に基づいて料金が管理者に請求される。ちなみに、適用される料金カテゴリーは Bulk とのこと

である。なお、集合住宅の個々の需要家のメーターは変圧器の低圧側に纏めて設備されており、検針は YESC が行い、その読み取られた電力量に応じて、管理者が個々の需要家から料金を徴収している。参考のため、電気料金“Bulk”を表 3.5.6 に示す。表の Domestic Units は一般の家庭需要家と同じ料金体系である。

表 3.5.6 大口需要家 (Bulk) の電気料金表

Consumer Category	Energy Charges (Kyats per Unit)		Capacity Charges	Fixed Charges ie. Meter Service	
	Domestic Units	Commercial Units			
Bulk	1 - 100 units •35 Kyats	1 - 100 units •75 Kyats	200	Three Phase 2000	
		501-10,000 units •100 Kyats		C.T Meter 5000	
	101-200 units•40Kyats	10001-50000 units • 75 Kyats			
		50,001-200,000units •150Kyats			
201 units and above • 50Kyats	200,001-300,000units •125Kyats				
	300.000units and above •100Kyats				

出典：Statistics 2016 of YESC

この場合、管理者が YESC と Commercial Units として契約するとのことである。そこで問題となるのは、一般家庭用の需要家の電気料金の 2 倍から 3 倍の電気料金を管理者が YESC に支払うことである。管理者は YESC に支払った電気料金に見合った料金を、居住者から徴収する。換言すれば、集合住宅の居住者は一般の家庭用需要家が受けることができる、政策的な低料金制度の適用を受けられないことになる。

その上、集合住宅の居住者は、YESC の需要家としてカウントされないとのことであった。2015/16 年の Bulk の需要家数は 3,335 であるが、この中に、上記の例のように、相当数の集合住宅の需要が含まれていると推定される。このことが低い電化率の一因になっている可能性もある。

なお、DEPT のカテゴリーの変圧器が設置された集合住宅では、全ての居住者にメーターが設置されており、電気料金表の General Purpose、Domestic Units が適用される。電気料金の検針・料金徴収は YESC が直接行っている。Rural のカテゴリーの変圧器が設置された村落には、同様に電気料金表の Domestic Power、Domestic Units が適用される。YESC は、一次側に設置したメーターに従って料金を徴収する。

3.5.5 ヤンゴン地域への供給力の緊急増強の必要性

3.5.1 項から 3.5.4 項で述べたとおり、ヤンゴン地域への電力供給には以下の課題がある。

- 名目上の発電容量で見れば、需給バランスにはなお相当の余裕があるが、実質的な発電容量で考えれば逼迫している。
- 大量の電力が、北部の水力群からヤンゴン地域に供給される。将来 500 kV の送電線の完成後でも、万が一 500kV 系統に事故が発生すれば、復旧に時間がかかり、長期にわたる停電が発生する恐れがある。
- ヤンゴン地域で見ても、500 kV の送電線が西部地区に接続されることにより、大量の電力が西部に供給される。市内への供給系統で事故が発生すると、西から東へ向かう 66 kV 送電線に過負荷が生じる恐れがある。

これら課題を解決するためには、230kV 送電線の弱部の増強と、万が一送電線に事故が発生し

た場合（N-1）への備え、および逼迫する需給バランスの緩和策として、ヤンゴン地域の供給力増強に貢献できる、新規電源を導入する必要がある。

第4章 電力供給の緊急改善計画

4.1 「ミャンマー国電力供給緊急改善」のサイト選定背景

ミャンマー政府は、既存 Myanaung 発電所に、出力 25 MW 程度の新規ガス発電機の早期設置を、計画している。これは、以下に示す既存の敷地と施設などの活用を目指すものである。

- ヤンゴンから同発電所までの既存ガスパイプライン
- 同発電所の敷地と建屋、変圧器、開閉設備、66kV 送電線
- 既存 GT 発電機の運転・維持管理職員
- ヤンゴンの高い土地取得費用と市中でのエンジン騒音という社会問題を回避

本計画は、Myanaung 発電所を活用することにより、総経費を節減しつつ、ヤンゴンから Ayeyarwady 州への電力潮流を低下させる。以って、ヤンゴン地域への電力供給力を緊急に増強しようとするものである。

IPP レンタル事業者が、ミャンマー国内に 1~2 ヶ月の短期間で多数の小型ガスエンジン発電機 (GEG) を設置した。この小型 GEG でも、40%程度の高い効率を達成していることが確認された。また、国産ガス資源は 2020 年にはピークアウトを迎える。この限られたガス資源の最大活用の観点から、早期運転開始も極めて重要ではあるが、効率の高い GEG の設置を優先するに至った。

ミャンマー石油ガス公社 (MOGE) は、国産ガス資源を最大限に活用すべく、ガス焚きの独立発電事業者 (IPP) には、燃費保証を要求している。GEG の効率は、Mobile GTG¹と比べて約 10%高い。したがって、GEG を導入すると、同量のガスを消費しながら、その発電量は GTG と比べて約 28% (=46%/36%=1.28) 増加する。たとえ発電機は無償で提供されとしても、設置後 30 年間にわたってこれだけの発電量の増加ポテンシャルを看過して、Mobile GTG を選定することは妥当でない。ガスおよび電力供給の責任機関である MOGE と EPGE が、GEG を優先することは自然である。

調査団の検討によれば、GEG の運転開始時期は、Mobile GTG と比べて 18 ヶ月遅い 2019 年 9 月頃となる可能性もある。しかし、GEG の年発電量は Mobile GTG よりも約 34 GWh²多くなる。すなわち、GEG が、国産ガス資源の最大活用、EPGE の発電力増強、および熱消費率の改善に貢献する。GEG が、発電量および財務上有利なことは明らかである。調査団は、効率を優先するというミャンマー政府の判断を支持する。

¹ 当初、ヤンゴン地域の電力供給を緊急に改善するためには、在庫がある Mobile GT を導入してはどうか、とのアイデアもあった。

² GEG の想定年発電量 157 GWh x 10% / 46% = 34 GWh

4.2 Myanaung 発電所の既存設備と付帯施設

4.2.1 既存の GT 発電設備

Myanaung 発電所の既設の発電設備を表 4.2.1 に示す。当初 1975 年に日立製 16.25MW が計 3 台、その後 1984 年に John Brown 製 18.45MW 1 台が設置された。陸上ガス田からのガス供給が減少したため、2001 年に日立製 2 台を Thaton 発電所へ移設した。John Brown 製（現 1 号機）と日立製 1 台（現 2 号機）が運転を継続した。その後、陸上ガス田からのガス供給が枯渇・停止したため、2011 年 9 月には 3 台目の日立製 GT も運転を停止した。現在この GTG は、徐々に部品を分解し、Thaton 発電所への予備品の供給機となっている。John Brown 製は、Yadana ガス田からの 7 mmscfd のガス量で運転を継続している。

表 4.2.1 既設 GT 発電設備の概要

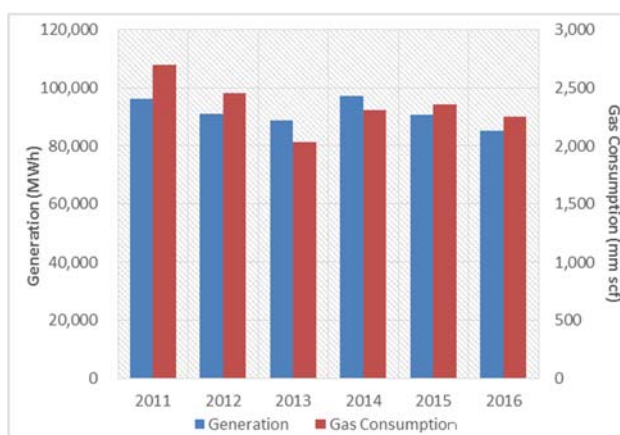
Installed Capacity (MW)	Unit No.	COD	Type	Gas requirement (mmscfd)	Efficiency (%)	Comment
18.45	1	1984	GT	7.0	19.3 ³	De-rated Capacity ⁴
16.25	2	1975	GT			(De-commissioned)
Station Total						Average 11.5MW ⁵
Gas Source						YADANA Gas Field

出典： Myanaung 発電所での情報から調査団が作成

2011 年から 2016 年の年度別発電量とガス消費量、2016 年の月別発電量とガス消費量を、図 4.2.1、図 4.2.2 に示す。この運転データから、ガス消費量の変動はあるものの、熱効率は 2016 年度平均で 19.3%（LHV）、設備利用率 53%（定格出力に対する平均発電出力の比）である。

現状の実効出力をベースとして年間の発生電力量との比を計算すると、約 84%⁶ とほぼベース運転である。出力低下の原因として、運転開始当初、カロリーの高い陸上ガスを使用していたが、その後低カロリーの Yadana 産ガスに切り替えたことに起因していると考えられる。

Myanaung 発電所の最近 5 年間⁷の運転状況は、ほぼ安定している。



出典：発電所提供運転データをもとに調査団作成

図 4.2.1 Myanaung 年別発電量と燃料使用量の推移

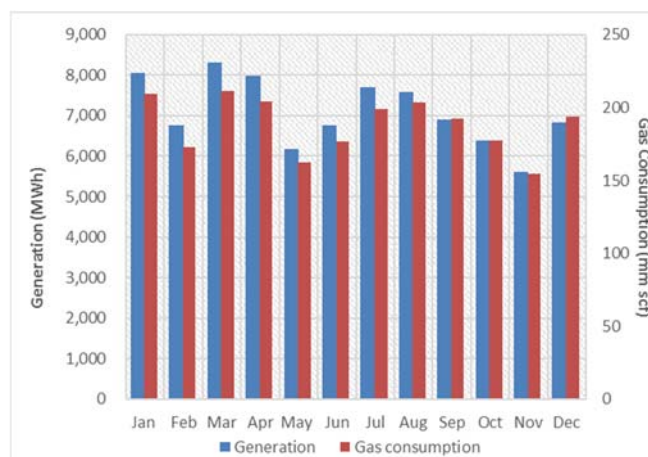
³ 2016 年度の運転データ：発電電力量と燃料消費量から調査団が計算した推定値

⁴ 出力減少は経年劣化と内陸ガスと比較してヤダナガスの熱量が低いことが影響していると推定している。

⁵ ガスタービン発電の場合、一日の発電出力は、気温の変化（空気密度の変化）によって変動する。

⁶ 85,090 MWh (2016 年発電量) / 8,760 hr / 11.5 MW = 0.84

⁷ 2011 年度は、旧日立製ユニットが稼働していたため除外した。



出典：調査団作成

図 4.2.2 Myanayng 発電所の月別発電量の推移



撮影：調査団

写真：John Brown GT 発電機（運転中）



撮影：調査団

写真：電気室キュービクル（設備更新の予定）



撮影：調査団

写真：中央制御室（正面は開閉所操作盤）



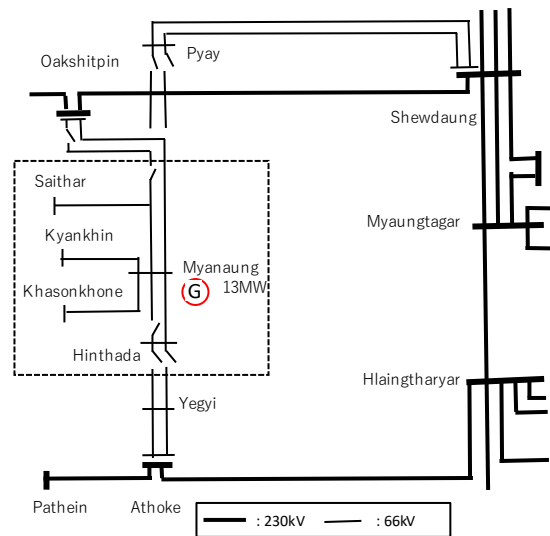
撮影：調査団

写真：旧日立製操作盤（新設制御盤の設置位置）

4.2.2 MYANAUNG 発電所の関連送電系統の現状

第 1.3 節の図 1.3.2 に示すように Myanaung 発電所は 66kV 2 回線送電線で、当初 Pyay と Hinthada に接続されていた。DPTSC の説明によると、その当時は Hinthada 変電所の電圧降下が著しく問題となっていた。

2011 年に 230kV Oakshitpin 変電所が完成した。これを契機に、当該地域に Pyay を介して供給されていた 66kV 送電線が、Pyay 変電所で遮断され、Oakshitpin から Myanaung 開閉所を介して、Hinthada 変電所に送られるように切り替わった。さらに、ヤンゴン地区からの電力の供給を極力減らすため、Hinthada – Yegyi 線を遮断して運用するようになった。その系統構成を図 4.2.3 に示す。

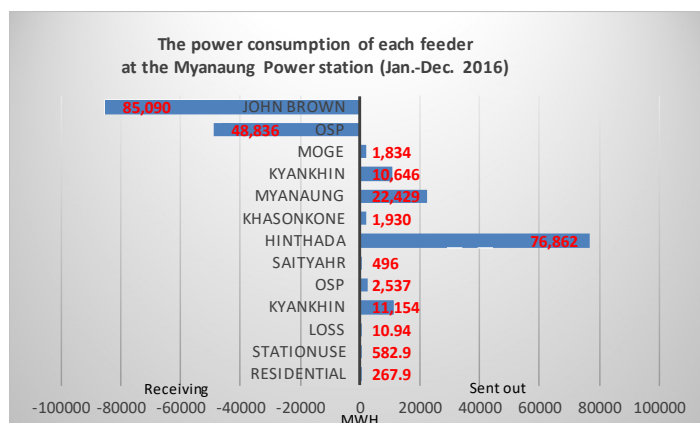


出典：調査団作成

図 4.2.3 Myanaung 発電所関連の系統構成

その状態が現在まで続けられており、当該発電所の運転記録もその運用状態を裏付けるものとなっている。すなわち、Myanaung から Hinthada までの地域が Myanaung 発電所の供給地域であり、不足分は Oakshitpin 変電所から補給されるという、限定的な地域供給ということになる。

図 4.2.4 に Myanaung 開閉所の 2016 年度の送受電電力量を示す。

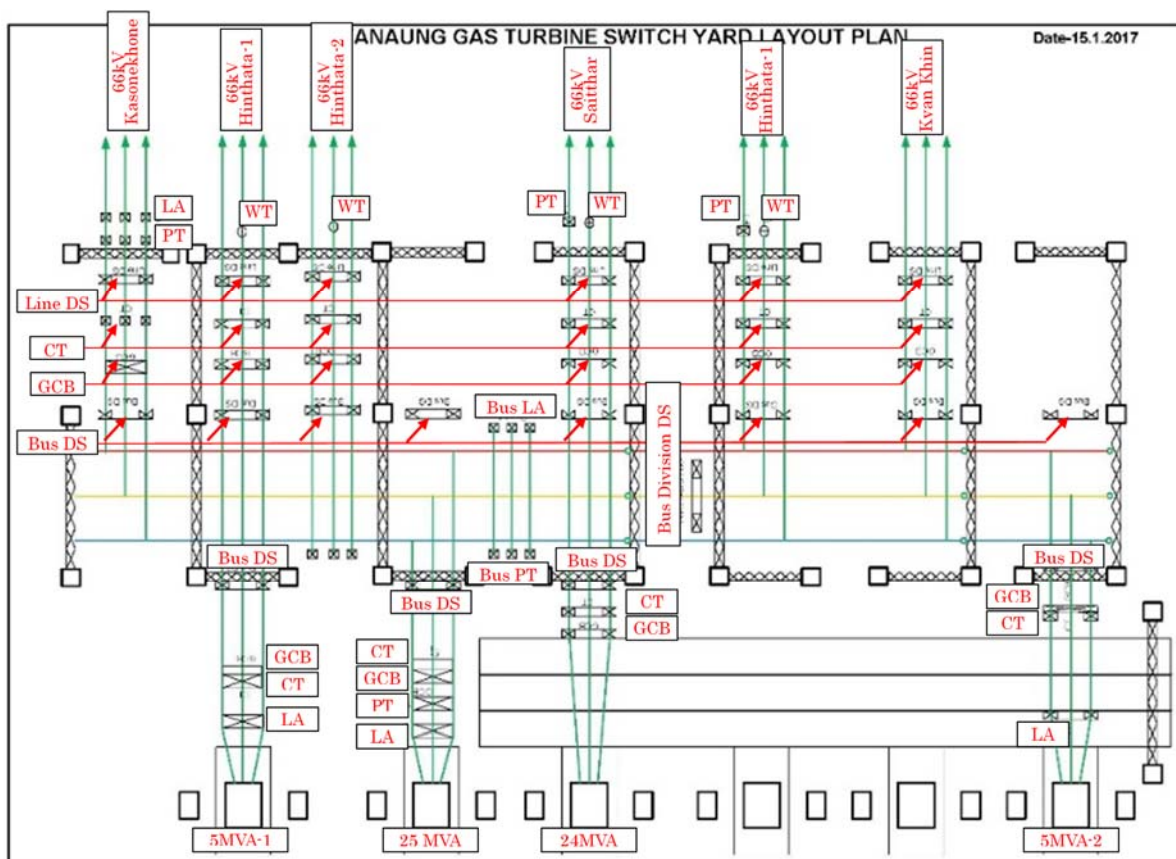


出典：調査団作成

図 4.2.4 Myanaung 開閉所の送受電電力量

4.2.3 66KV 開閉設備

Myanaung 発電所に設備されている 66kV 開閉設備は、Oakshitpin 線が 1 系列、Hinthada 線が 2 系列、Saithar 線、Kyankhin Cement 線、Khason Khone 線それぞれが 1 系列、GT の昇圧変圧器用が 2 系列、地域の配電変圧器用が 2 系列の合計 10 系列である。単線結線図を図 4.2.5 に示す。



出典：Myanaung 発電所

図 4.2.5 Myanaung 66kV 開閉所の単線結線図

各系列は遮断器 (CB)、断路器 (DS)、変流器 (CT)、避雷器 (LA) によって構成されている。なお、遮断器は 2008 年頃からガス遮断器(GCB)に全国的に更新することが決定され、Myanaung 発電所では 2012 年頃に更新された。

本緊急改善計画調査の対象となるのは、発電機で発生された電気を 66kV に昇圧するための変圧器回路である。現在、11/66kV 変圧器は 2 台設置されており、1 台は現在運転中の Yorkshire 製の 25MVA 変圧器、もう 1 台は高岳製作所(日本)製の 24MVA 変圧器である。すなわち、本調査の対象はこの 2 台の変圧器及び関連した開閉設備である。

高岳製の変圧器は 1973 年製であり、既に 44 年が経過している。そのうえ、2011 年に日立製の GT が Thaton 発電所に移設されて以降、使われていない期間が長い。運転していた当時の定期点検の数値に問題がないとしても、発電設備が設置される前に詳細な点検を実施すべきである。その結果、問題なしとの結果が出たとしても、製造後の経過年数を考えると、運転開始後は綿密な定期点検を行うことを心がけ、必要に応じて更新を考慮すべきである。その際、GCB 以外の関連した開閉設備もあわせて更新すべきと考える。Yorkshire 製の変圧器も同様である。

なお、高岳製の変圧器は、実用に供されてから 40 年以上経過している。使用されていたオイルは浄油だけではなく、既に何度か全量が交換されたものと推定される。したがって、1970 年代に使われていた PCB が残留している可能性は低い。また、ミ側に、変圧器等の事故・補修記録の提供を依頼したが、提出されなかった。

開閉所全景、主変圧器及び 66kV 開閉機器の写真を示す。



撮影：調査団

写真 Myanaung 発電所開閉所全景



撮影：調査団

写真 11/66kV 24kVA 昇圧変圧器



撮影：調査団

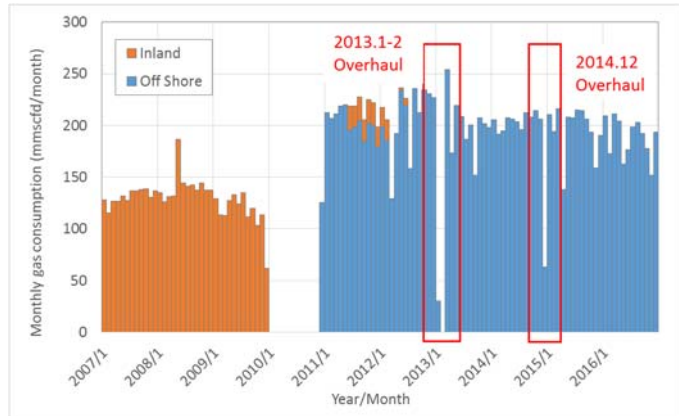
写真 66kV ガス封入絶縁開閉設備

4.2.4 ガス供給設備

(1) Myanaung 発電所へのガス供給の現状

Myanaung 発電所の既設ガスタービンへのガスは陸上ガス田から供給されてきた。2010 年 1 月から 11 月まで、長期にわたって整備のためガス供給が停止していたが、復旧後は Yadana ガス田および Shwepida の陸上ガス田（2012 年 6 月枯渇）のガスを供給し、発電を行っている（図 4.2.6）。Yadana ガス田のカロリー値が低いため、停止前の陸上ガス田使用時に比べガス供給量は増加したが、発電量に大きな変動はない。

復旧以降は大規模なオーバーホールのあった 2013 年 1 月から 2 月、および 2014 年 12 月の定期整備による停止時期を除き、概ね 7 mmscf/d のガス供給量は遵守されており、圧力も 250 psi から 260 psi にて安定して推移している。

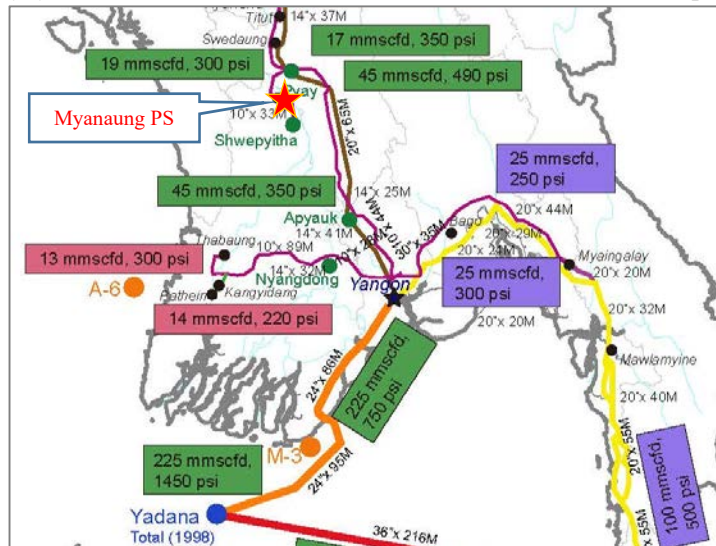


出典：Myanaung 発電所提供資料より調査団作成

図 4.2.6 Myanaung 発電所ガス消費量実績

(2) Myanaung 発電所へのパイプラインの現況

Yadana ガス田からの供給ガスは、ヤンゴンおよび Pyey を経由するパイプラインを用い、輸送されている。ヤンゴンから Pyay までは 90 年代に敷設された 14 inch, 45 mmscf/d, 490 psi の仕様のパイプラインが通っており、Myanaung 発電所への供給量 7 mmscf/d を 300 psi で供給する十分な設備である。しかし一方で、Pyey から Myanaung 発電所まで約 30 mile の区間は、10 inch のパイプラインが敷設されているが、1986 年の敷設から 30 年経過し、老朽化が進んだことにより 7 mmscf/d のガス量を最大ガス供給量としている。



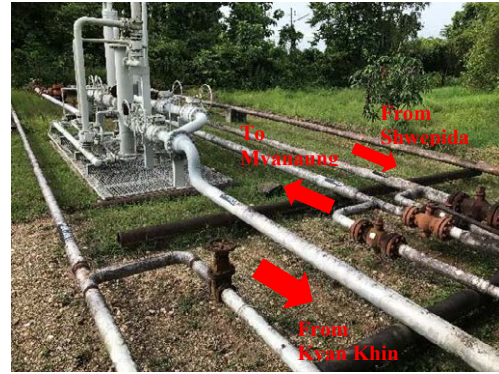
出典：ミャンマー連邦共和国におけるガスの利活用に関する調査, METI、および MOGE ヒアリングにより調査団作成

図 4.2.7 Myanaung 発電所付近パイプラインマップ

Myanaung 発電所近傍にある MAG MEPE Control Shed にて、Myanaung 発電所へのガス供給を管理している。Shwepida ガス田の枯渇の為、Yadana ガス田から Pyey 経由で輸送されるガスのガス圧の記録測定のみ行っており、毎時のガス供給量は Pyi Taung Tan にある MOGE コントロールセンターにて算定、記録している。なお、Pyey からのガス供給は、Myanaung 発電所上流の Kyan Khin のセメント工場でのガス使用量が差し引かれた上で供給されるが、2017 年 3 月からセメント工場でのガス使用は停止している。



撮影：調査団
写真 MAG EPGE Control Shed 外観



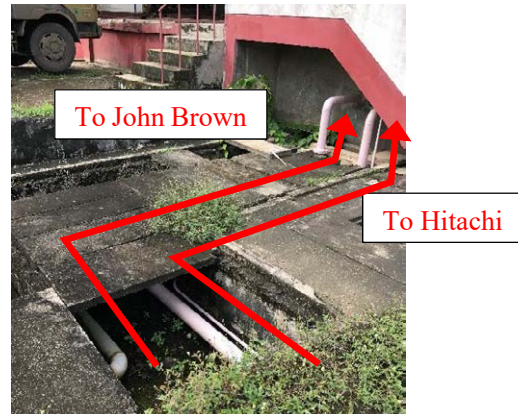
撮影：調査団
写真 MAG EPGE Control Shed におけるガス供給の様子

(3) 発電所内供給設備

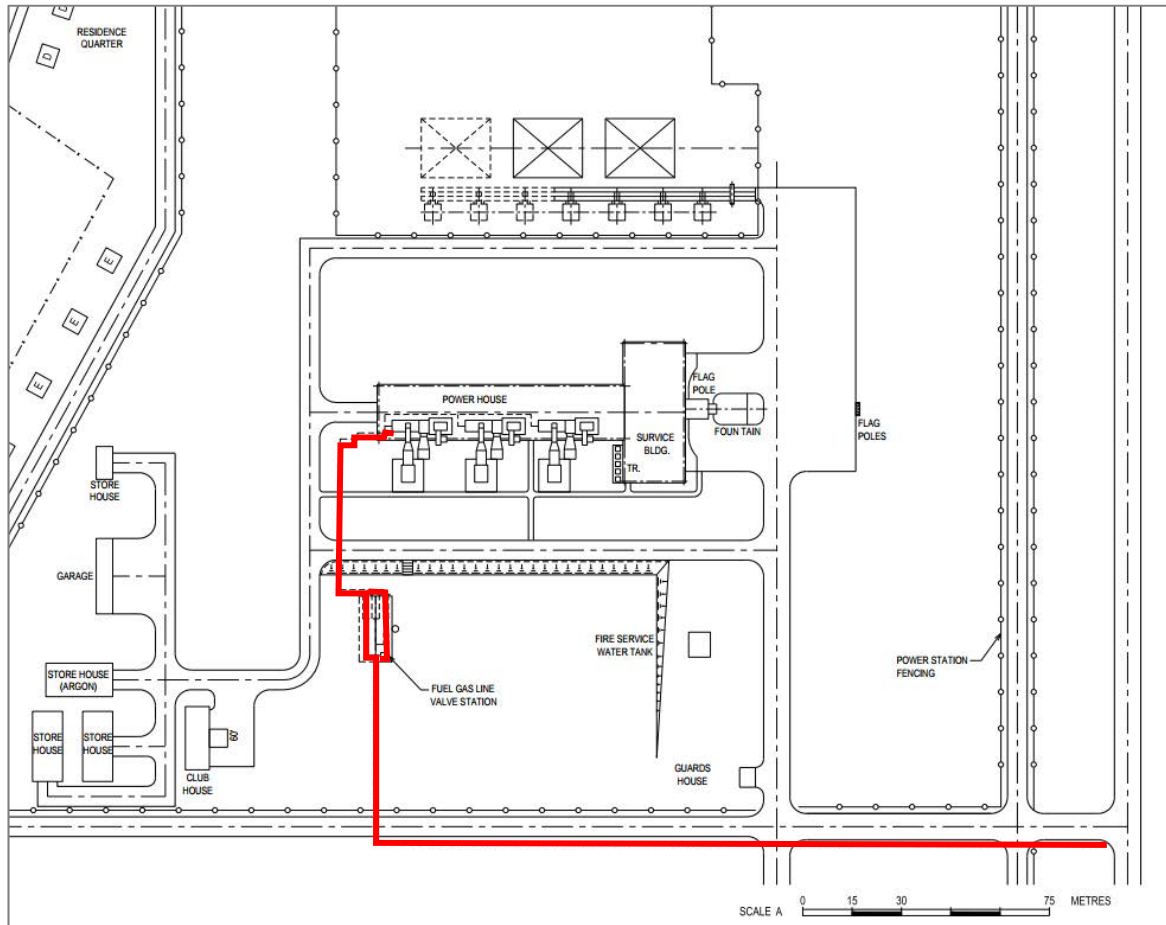
Myanaung 発電所内のガスヤードまで供給されたガスはガスヤードを経由し、ガスタービンへと送られている。既存ガスタービンが当初 4 台あったことから 4 本のパイプラインが設置されていた。現在は John Brown 製 GT および日立製 GT への供給パイプラインのみ残っている。



撮影：調査団
写真 Myanaung 発電所ガスヤード



撮影：調査団
写真 ガスヤードからのパイプライン



出典：Myanaung 発電所提供資料より調査団作成

図 4.2.8 Myanaung 発電所ガス供給ルート

4.2.5 建屋等付帯設備

(1) 建屋

Myanaung 発電所は管理棟と発電所建屋に分かれており、管理棟には制御室、開閉器室を含むオペレーション機器が設置されている一方で、発電所建屋にはガスタービンとジェネレーターが設置されている。

管理棟および発電所建屋の使用材料を表 4.2.2 に示す。管理棟、発電所建屋ともに屋根にはアスベストスレート (Large wave corrugated asbestos slate) が使用されている。管理棟の天井は制御室、事務室の天井は吸音ボード (Acoustic Board) が用いられているが、その他はビニールペイントが施されたアスベストボード (Cement Asbestos Board with Vinyl paint finish) が使用されている。一方、発電所建屋では、屋根にアスベストスレート (Large wave corrugated asbestos slate) が用いられており、下地には木毛セメント板 (Excelsior board with cement sprayed) が張られている。しかし発電所建屋天井の木毛セメント版が一部剥落し、アスベストスレートが目視できる所があった。

管理棟の内壁では、ビニールペイントが施されたアスベストボード (Cement Asbestos Board with Vinyl paint finish) が使われているが、一部内壁の継ぎ目がはがれている所が確認された。

表 4.2.2 Myanaung 発電所に用いられている材料

Building	Location	Material
Service Building	Roof	Large wave corrugated asbestos slate
	Ceiling	Acoustic Board (Control room, Office room)
		Cement Asbestos Board with Vinyl paint finish
Power house	Interior	Cement Asbestos Board with Vinyl paint finish
	Roof	Large wave corrugated asbestos slate
	Ceiling	Excelsior board with cement sprayed

出典：Completion Report および Completion Drawings (WESTJEC)より調査団作成



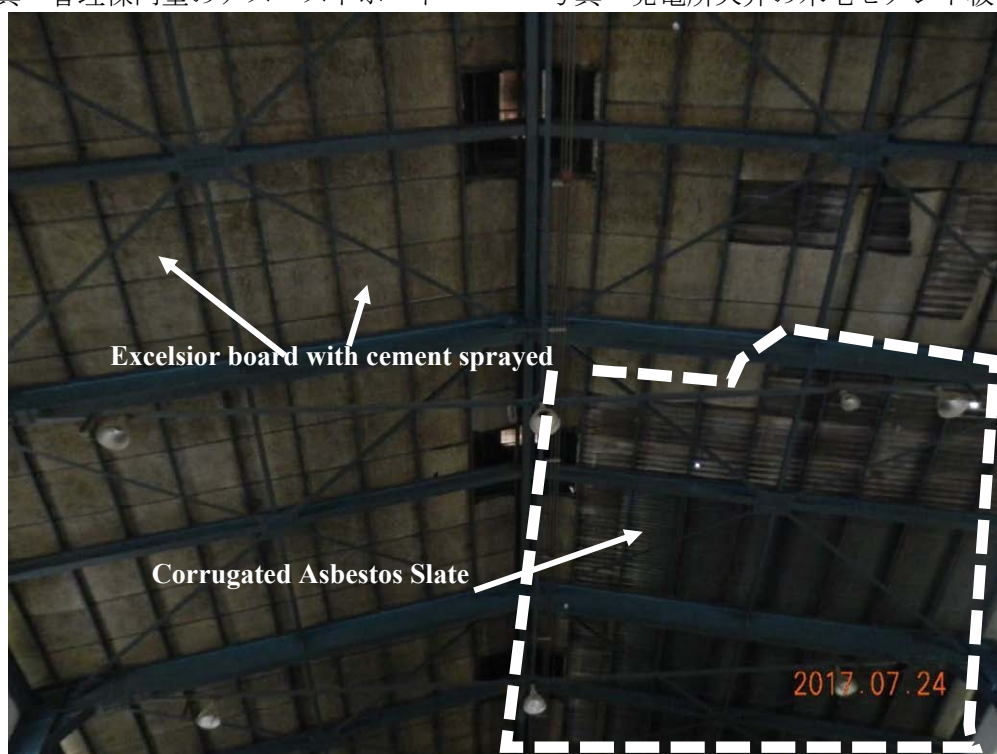
撮影：調査団

写真 管理棟内壁のアスベストボード



撮影：調査団

写真 発電所天井の木毛セメント板



撮影：調査団

写真 発電所天井の木毛セメント板が剥落している様子

Environmental, Health, and Safety (EHS) Guidelines (2007, IFC)によれば、アスベストの成型板においては、Asbestos Management Plan を作成する必要があるとしている。Asbestos Management Plan には、アスベスト被害を防止するために、アスベスト成型板の使用場所と飛散の可能性、モニタリング、アクセス、およびスタッフの訓練について記載することとなっている。今後 EPGE は、Asbestos Management Plan を作成する必要がある。特に発電所の屋根の下地である木毛セメント板が剥落している所については、Asbestos Management Plan に則った対応が必要である。

(2) 防音性

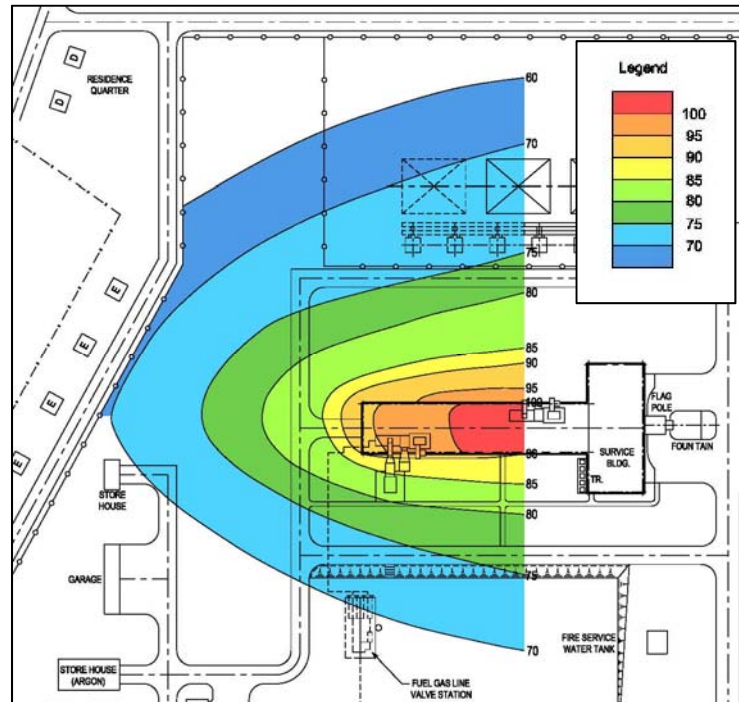
National Environmental Quality (Emission) Guidelines によれば、騒音規制の基準は住宅・教育地域と産業・商業地域の二区分があり、それぞれ表 4.2.3 のように定められている。

表 4.2.3 ミャンマー国内における騒音基準

Area	One Hour LAeq (dBA)	
	Daytime 7:00 – 22:00	Nighttime 22:00-7:00
	(Public Holiday 10:00-22:00)	(Public Holiday 22:00-10:00)
Residential, Institutional, Educational	55	45
Industrial, Commercial	70	70

出典：National Environmental Quality (Emission) Guidelines

Myanaung 発電所がある Myanaung 地区の総世帯数は 11,411 世帯であるが、発電所付近には発電所員用の住宅以外に住居はなく、離れた場所に位置している。しかし MONREC へのヒアリングによれば、Myanaung 発電所は住宅・教育地域に該当し、日中 55dB、夜間 45dB 以下の騒音規制が適用される。現況のガスタービンの騒音を、搬入口方面、Switchyard 方面および Gas Yard 方面の 3 方向について騒音計にて測定した。結果を図 4.2.9 に示す。現況のガスタービンの騒音は、発電所敷地境界においても 55dB を上回っている。特に搬入口のシャッターが壊れており、閉じることができない上に、窓ガラスがない所が沢山見られ、周囲で大きな騒音が発生している。騒音基準以下に収めるためには、発電所建屋内に吸音材を設置するなどの防音対策が必要となる。



出典：調査団作成

図 4.2.9 Myanaung 発電所騒音測定結果

(3) 基礎コンクリート

(a) 圧縮強度

既設発電所の基礎コンクリートは建設後 40 年を経過しており、既設コンクリートの強度が低下していないか、確認が必要である。現地にてシュミットハンマーを用いて強度測定を行った結果、平均圧縮強度は 42.4 N/mm^2 であった。一方、Myanaung 発電所の完成図書（West Japan Engineering Consultants Inc.）によれば、基礎コンクリートの設計強度は 180 kg/cm^2 ($=17.6 \text{ N/mm}^2$) であり、今回の測定結果は設計強度を十分に上回る値を示している。

純粋回転機の GT と、レシプロエンジンの GE とでは、振動の発生メカニズムに違いがあり、GE のほうが振動も騒音も大きい。ただし、GE の基礎は防振構造 (spring damper) とするので、振動はほとんど（伝わるのは 1%未満）基礎に伝わらない。メーカー技術者と協議したところ、既存のコンクリート基礎は厚さが 2.7 m あり、十分との判断を得ている。また、鉄筋径と配置は、当時の設計図面を入手し、確認した。既存の鉄筋はひび割れ防止筋であり、構造鉄筋ではない。

表 4.2.4 シュミットハンマーによる圧縮強度測定結果

Location	N/mm ²
No.1	48.0
No.2	50.5
No.3	35.3
No.4	44.1
No.5	39.2
No.6	43.1
No.7	42.1
No.8	37.2
Average	42.4

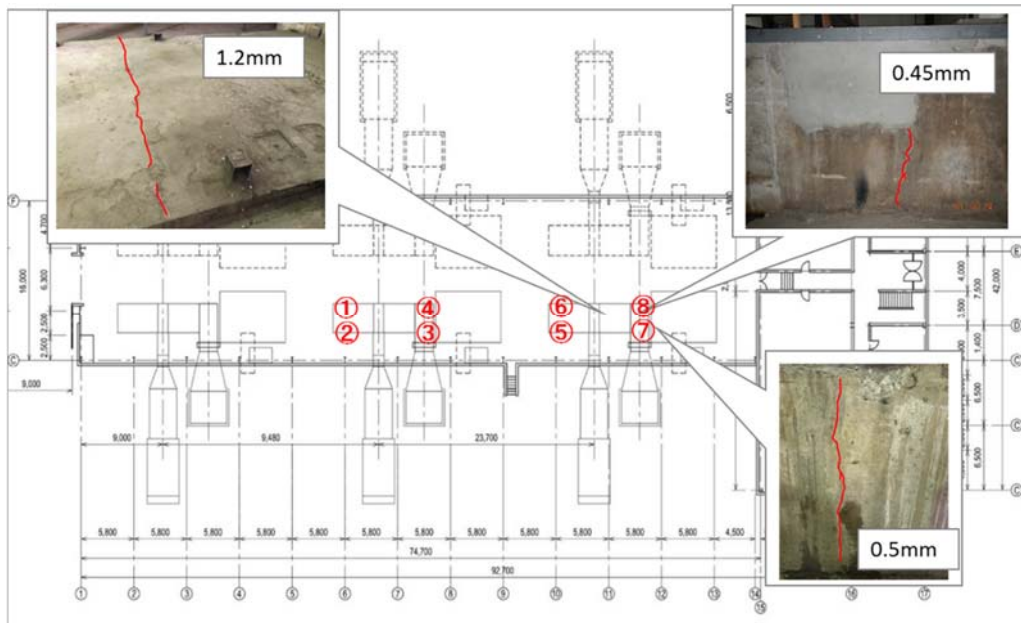


撮影：調査団
写真 シュミットハンマーによる圧縮強度測定の様子

(b) クラックの取り扱い

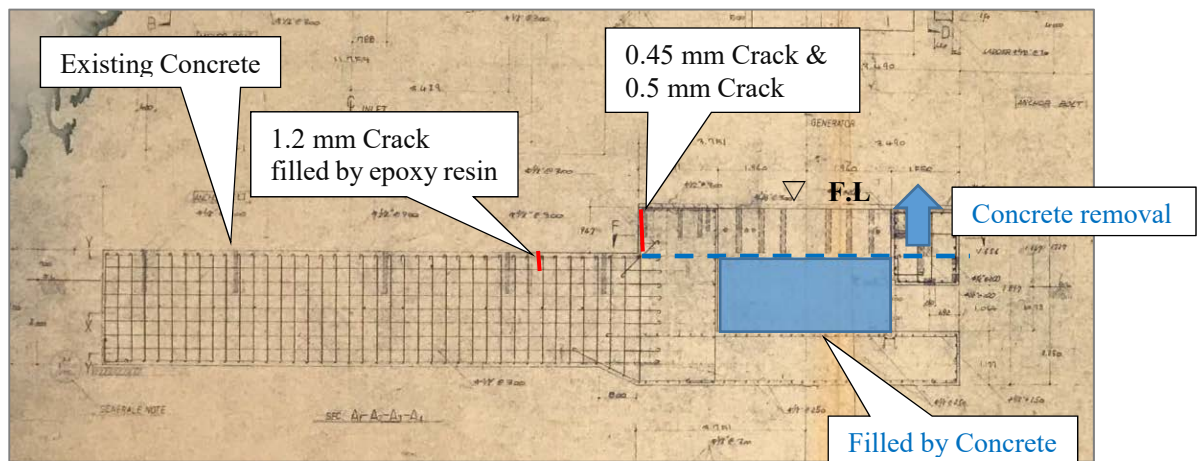
クラックゲージにより発電所基礎コンクリートのクラック調査を行った。日立製 GTG が設置されていた場所では、主に3つの大きなクラックが観察された(図 4.2.10、図 4.2.11)。Myanaung 発電所の竣工図書によれば、基礎コンクリートの側面には 5/8 inch (≒16 mm) の鉄筋が、300 mm ピッチで配置された。この基礎はマスコンクリートであり、配置された鉄筋はひび割れ防止筋である。最も大きな 1.2 mm 幅のクラックは、このマスコンクリートの上部表面で観察されたものであり、その深さは確認できていない。GEG は、基本的に鉛直荷重を基礎に伝達するが、曲げやせん断力は作用しない。振動は重量の 1%未満が基礎に伝達するが、マスコンクリートの重量でその振動エネルギーを吸収することになる。このクラックは、エポキシ樹脂の充填により修理するものとする。

一方、0.45 mm、0.5 mm のクラックは、ガスタービンの発電機設置のために、基礎のマスコンクリート上に直立するコンクリート側壁部に発生していた(図 4.2.11)。この側壁部分は、新規 GEG の設置に先立って撤去する。また、図 4.2.11 に示す空隙部は、日立発電機の電力ケーブル引き出し用の空間として利用されていた。コンタクトした数社の GEG メーカーは、このような空間を必要としていない。この空間はコンクリートで埋め、表面を平面に成型してから GEG 据付業者に引き渡すことを想定するが、設計時に、メーカーおよび EPGE と確認することが必要である。



出典：調査団作成

図 4.2.10 Myanaung 発電所内クラックの様子および強度測定部位



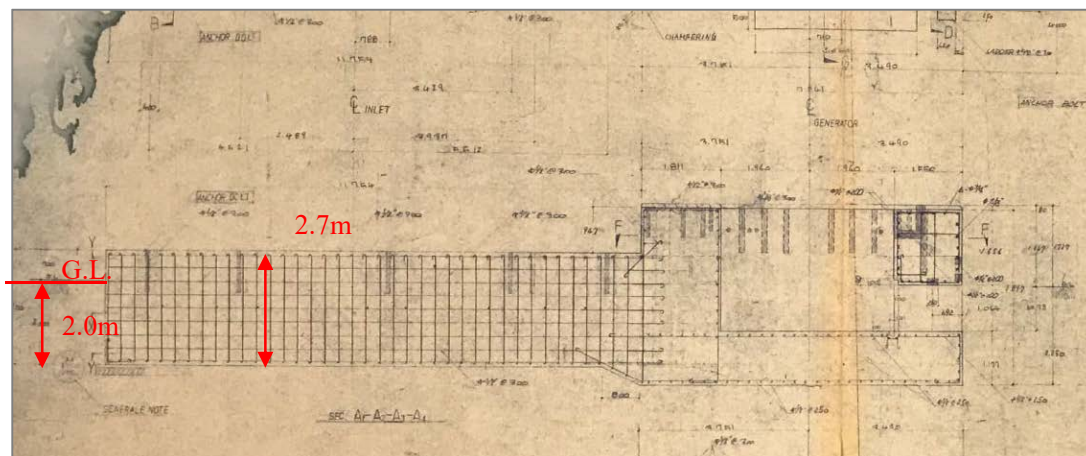
出典：Myanaung 発電所 Completion Drawing より調査団作成

図 4.2.11 断面図におけるクラックの位置およびコンクリート成型イメージ

(4) 基礎地耐力

Completion Drawings (WESTJEC) によれば、Myanaung 発電所の基礎コンクリートは約 2.7 m の厚さがあり、現地盤から約 2 m 掘り込まれた位置に設置されている。また、Completion Report (WESTJEC) には発電所基礎のボーリング調査の結果が示されており、現地盤から 2 m の深さに位置する基礎の深さで N 値が 30 程度であることが見てとれる。その場合、地耐力は約 30 ton/m² 程度となる。

既設ガスタービン（日立製）の重量は約 75 ton と想定されるが、現地測定の結果、設置面積は約 120 m² であった。その場合約 0.6 ton/m² の重量となる。ガスエンジンの単機容量により重量は変化するが、基礎地耐力はガスエンジンを導入しても十分である。



出典：Myanaung 発電所 Completion Drawings

図 4.2.12 竣工図面における基礎コンクリート

表 4.2.5 発電所ボーリング結果

Depth	No. of Hammer Browns	Converted N value	Descriptions of Materials
0.6	45	27	Yellowish brown sandy & clayey silt
1.2	47	28.2	Yellowish brown sandy & clay race sand
1.8	55	33	-ditto-
2.4	50	30	-ditto-
3.0	25	15	Grey silty & clayey medium to fine sand
3.6	38	22.8	-Ditto-
4.2	50	30	-Ditto-

出典：Myanaung 発電所 Completion Report

また、調査団は Myanaung 発電所へ基礎掘削を依頼し、地盤の状態を確認した。基礎は礫混じりの粘土であった。基礎の様子は巻末資料に示す。

4.2.6 周辺地域の需要

2011年から2016年の66kV Myanaung 開閉所の運転記録を表 4.2.6 に示す。

表 4.2.6 Myanaung 発電所の年別運転記録

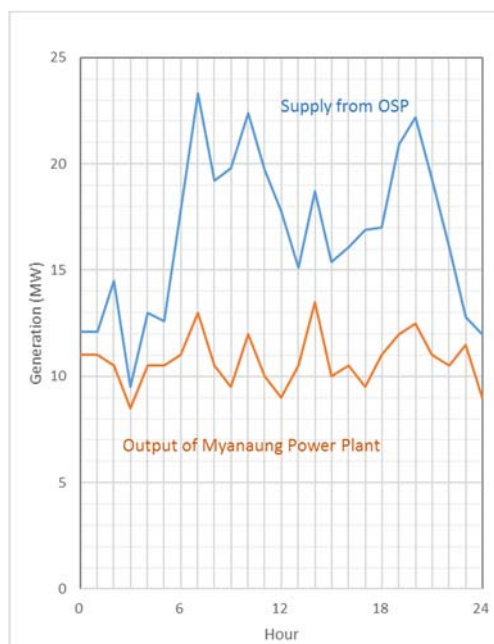
Unit: MWh

	Generation and Receiving (66kV)				Sent Out (66kV)						Sent Out (11kV)			Set Out Total	Losses
	from OSP	John Brown	Hita chi	Total	Kyan Khin	Pathei n	to OPS	Sait Thar	Hintha da (1)	Khason Khone	Myanaung	Others	Own Use		
2011	9,381	96,313	2,186	107,879	42,644	6	3,561	0	41,402	20	15,668	2,830	914	107,045	834
2012	19,747	90,968		110,714	40,947	2,426	5,705	124	46,425	387	16,443	2,581	914	115,952	663
2013	26,674	88,751		115,425	38,020		4,706	596	49,507	429	13,737	6,069	908	113,972	1,453
2014	18,828	97,366		116,245	23,609		5,695	564	59,165	718	14,153	9,867	922	114,693	1,551
2015	29,544	90,743		120,287	13,240		4,503	517	68,626	1,406	17,251	12,857	854	119,254	1,034
2016	48,836	85,090		133,926	11,154		2,537	496	76,862	1,930	22,429	17,025	851	133,284	642

注： The loads of Myanaung for 2011 and 2012 include ones of Khyan Kyan Khin area.
出典： Myanaung 発電所運転記録

表より、2016年に開閉所へ流れ込んできた電力量は133.9GWh (= 133.3+0.6) であり、Myanaung 発電所により発電された電力量は85.1 GWh で、Myanaung 発電所は当該地域への総供給量の63.6%を賄っていることになる。当該地区とは Myanaung 及び Hinthada 変電所から供給されている地域をさす。すなわち、図 4.2.3 において破線で囲まれた範囲内の Myanaung 変電所から電気が供給されている地域である。

一方、開閉所から送り出される電力量、すなわち当該地域の総需要は133.3 GWh で、最大の送り先は Hinthada 地区で93.0 GWh (5 区合計、総需要の69.8%)が供給されている。Myanaung 地区の需要家には11kV で供給されており、39.4GWh (29.6%)であった。損失として0.64GWh(0.4%)が記録されているが、これは記録上の問題であり、各々のメーターの精度の差、変圧器による損失等を含むものと考えられる。なお、過去6年間の総需要の増加率は4.48%であった。



出典： Myanaung 発電所

図 4.2.13 Myanaung から Hinthada までの地域の日負荷曲線

Myanaung から Hinthada までの地域の日負荷曲線を図 4.2.13 に示す。この日負荷曲線では、最大約23 MW の負荷を記録している。図に示すとおり、Myanaung 発電所で発生した電力は、当該地域のオフピークの負荷に対する電力を供給しており、当該地域へのベース電源としての役割を担っていることが分かる。Myanaung 発電所に高効率の GEG が導入されれば、最大出力は約24 MW となり、当該地域の最大電力をカバーし、当該地域の需要のほとんどを Myanaung 発電所で発生した電力で賄うことが可能になる。

4.3 電力供給の緊急改善提案内容と、その妥当性、期待される事業効果

4.3.1 電力供給の緊急改善

EPGE の「電力供給の緊急改善」の提案は、以下の構想によるものである。

- Myanaung 発電所では、既存の John Brown GTG が、Yadana ガス田の天然ガス 7 mmscf とその平均カロリー値 744 Btu/scf（最小値は 710 Btu/scf）を使用して、10-13 MW 程度の出力で発電中である。
- 同量のガスを使用して、設備容量が 24 MW 程度の GEG を設置する⁸。
- これにより、既存 GT と比べて、出力を約 12.5 MW⁹、年電力量で約 93 GWh¹⁰を増強する。

4.3.2 妥当性

代表的な日本製の GEG の効率、出力等の比較表を表 4.3.1 に示す。また、海外メーカーについて表 4.3.2 に示す。表 4.3.1 に示す日本製の GEG の回転数は、いずれも 750 rpm である。表 4.3.2 に示す海外製は、1,500 rpm の Jenbacher、1,000 rpm の Caterpillar 以外は、750 rpm の中速機である。

表 4.3.1 日本製ガスエンジン発電機の比較

Manufacturer		Mitsubishi	Kawasaki	Niigata
Type		18KU30GSI	KG-18-V	18V28AGS
OUTPUT	MW	5.5	7.8	6.0
Unit No.	No.	4	3	4
Total Output	MW	22.0	23.4	24.0
Efficiency (40.6MJ/Nm ³)	%	48.5	49.5	47.5* (30.1MJ/Nm ³)
Efficiency (Yadana Gas)	%	-	45.9 (Zero tolerance)	44.0 (Zero tolerance)
Heat Rate (Yadana Gas)	kJ/kWh	-	7835	8177
Rotation Speed	rpm	750	750	750
Exhaust NOx	ppm	200 (at O ₂ =0%)	200 (at O ₂ =0%)	200 (at O ₂ =0%)
Size Per unit	mm	L:11,500 D:3,200 H:5,000	L:12,960 D:3,240 H:5,720	L:10,740 D:3,600 H:4,600

注： GEG の効率は、燃料ガスの LHV に対して表示。

出典： Yadana ガス田のガス成分表と、各社カタログに基づいて、調査団が推定

⁸ ポテンシャル出力は 25MW 程度であるが、単機容量が 8MW 強というモデルはないため、ポテンシャル以内でできるだけ大きい組み合わせを考えると、24MW 程度となる。

⁹ = 24 MW - 11.5 MW

¹⁰ = 12.5 MW x 8,760 hr x 0.85、年設備利用率を 85%と想定。

新潟原動機の効率 47.5%は、30.1 MJ/Nm³ という低いカロリー値のガスに対しても保証するものである。なお、メーカーによっては、ISO 3046 の「熱消費率の変動は 5%以内」との規定を逆利用して、効率を高めに表示することもある。これを避け、効率を公正に比較するため、そのような熱消費率の増加を許容しない、Zero Tolerance の熱消費率の保証値を、仕様書に規定することが望ましい。

また、熱消費率あるいは効率の経年劣化曲線は、耐久性の判断資料とする。仕様書にこの劣化曲線の提出を求め、実際の耐久性を推定・判断することが望ましい。

表 4.3.2 海外メーカー製ガスエンジン発電機の比較

Manufacturer		Wartsila	Jenbacher	RR Bergen	Caterpillar
Type		16V34SG (20V34SG)	J920 Flextra (JMS624)	B35:40V16A G2	G16CM34 (CG260-16)
OUTPUT	MW	7.7 (9.9)	10.4 (4.4)	7.5	7.8 (4.3)
Unit No.	No.	3 (3)	2 (6)	3	3 (6)
Total Output	MW	23.5 (29.8)	20.8 (26.4)	22.5	23.4 (21.5)
Efficiency (40.6MJ/Nm ³)	%	46.0 (46.3)	49.1 (-)	48.5	46.6 (44.1)
Efficiency (Yadana Gas)	%	-	- (45.6)	-	- (43.2)
Heat Rate	kJ/kWh	7,825 (-)	- (7,880)	-	- (8,329)
Rotation Speed	rpm	750	1,000 (1,500)	750	750 (1,000)
Exhaust NOx ¹¹	mg/kWh	90 ppm at O ₂ =15%	500	500	500
Dimensions	mm	L:11,187 D:3,345 H:4,475 (L:12,917 D:3,345 H:4,501)	L:8,400 D:3,240 H:5,720 (L:13,800 D:2,500 H: 2,900)	L11,565 D:3,306 H:4,545	L:10,740 D:3,600 H:4,600 (L: 9,420 D: 2,690 H:3,390)
Existing plants if any in Myanmar		none	Thaketa, Max Power, 16x3.35MW	Hlawga IPP Phase II 3x9.5MW	Yuwama 13xCG260-16 4MW η=44.6%

注： 1. GEG の効率は、燃料ガスの LHV に対して表示。
2. Wartsila, Jenbacher, Caterpillar の () 内数値は、参考見積依頼に対して提案されたモデルを示す。
出典： Yadana ガス田のガス成分表と、各社カタログと参考見積に基づいて、調査団が推定

各社のカタログ出力は、標準ガス (ISO3046: LHV 40.6 MJ/Nm³) 使用時のものである。このカタログ出力で比較すると、以下の結論が得られる。

- (a) 単機出力が 5 MW 以上の大型 GEG の効率は、46.3%~49.5%に達する。出力が 1.5 MW 程度の小型機は、既製品の在庫がメーカーにあり即納できる場合もあるが、それでも効率が 40%台前半である。
- (b) 一方、ガスタービン発電機の場合、単機出力が 25 MW 規模の効率は、Yadana ガスを使用する場合 36%程度に留まり、ガスエンジンと比べて 10%程度低い。ガスタービンは、大型機を使用し、コンバインドサイクル化して、50%~60%の高効率を達成でき

¹¹ 各社からの提出された値。(換算根拠のための数値がなくそのまま記載した)

ることが、最大のメリットと言えよう。その一方で、排熱回収ボイラおよび蒸気タービンの整備が重要となる。

- (c) Yadana ガス 7 mmscfd によるポテンシャル出力は約 25 MW¹²(LHV)である。しかし、各社の GEG モデルの出力を台数で調整しても、このポテンシャルにぴったりとは適合しない。そのため、ポテンシャルの 100%を達成することは困難であり、各社モデルの設備容量は、23~24 MW の範囲となるだろう。
- (d) 海外メーカー製の GEG も、効率は 46%~49%程度であり、単機出力は 7.5 MW~10.4 MW とやや大きい。
- (e) 各社の既存モデルを比較すると、最高効率と供給ガスの熱量をできるだけ多く利用できる組み合わせとして、次が想定される（アルファベット順）。
- KHI 社： 7.8 MW x 3 台による合計 = 23.4 MW
 - MHIET 社： 5.5 MW x 4 台による合計 = 22.0 MW
 - NPS 社： 6.0 MW x 4 台による合計 = 24.0 MW
- (f) Jenbacher 製は、標準ガスで 10.4 MW x 2 台と想定すると、合計出力は 20.8 MW となる。その場合のガスの平均利用率は 83%¹³程度に低下し、ガス全量を有効に利用することはできない。設置台数を 3 台とすると、合計出力は 31.2 MW となり、平均設備利用率 (plant factor) が 80%¹⁴程度となり、設備能力をフルに利用できない。すなわち、初期投資が過大となる。
- (g) Wartsila 製は、標準ガスでの効率が 46.3%であり、日本製品よりやや低い。
- (h) CAT 製品の効率も 46.6%でやや低い。

以上の比較検討の結果、発電所の総出力 24 MW 程度の GEG が、次の観点で優位性を持つことを確認できた。ミャンマー政府による GEG の選定は妥当である。

- Myanaung 発電所で供給される発熱量の低い Yadana ガス (7 mmscfd x 平均 GCV 710 Btu/scf) で、最高効率 45.9%¹⁵を達成できる。一般的には、GTCC はこれより高い効率を達成するが、Myanaung 発電所のガス量規模に適用することは現実的でない。
- ガスエンジンの期待寿命は、ディーゼルエンジンと同程度の 40 年と推定される一方、発電機や補機は 20 年程度とされる¹⁶。一方、小型ガス発電機によるレンタル発電事業は、1~3 年程度の短期契約により、早期資本回収を目指す。その結果、購入単価は割

¹² 一日のガス量を 7 mmscfd とすると、1 時間当たりのガス流量は、0.2917 mmscfh となる。ヤダナガスの発熱量は、GCV 710 BTU/scf であるから、NCV に変換すると 639 BTU/scf (0.9 GCV) である。したがって、1 時間当たりの総発熱量は、639 x 0.2917=186.4 mmBtu となる。1000 BTU=0.2928 kWh であるから、100%電気に変換されると、54.6 MWh となる。低カロリーヤダナガス使用時の GEG の効率を 0.459 と想定すると、ポテンシャル出力は 25 MW と算定される。

¹³ 20.8 MW/ 25 MW = 0.83

¹⁴ 25 MW/ 31.2 MW = 0.80

¹⁵ Zero tolerance での効率

¹⁶ 発電設備の劣化診断と寿命、電気設備学会誌 2006 年 9 月、山口 克昌
https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieiej/26/9/26_670/_pdf

高となる。GEG は、途中で発電機や補機の更新が必要とはなるが、20～40 年程度の長期間にわたり、より廉価で多量の発電を期待できる。

- GEG サプライヤが着工指示書（NTP）を受け取ってから、EPGE が商業発電を開始するまでのリードタイムは、16 ヶ月程度と推定される。供給力の緊急改善の目的に沿う。
- GEG を有償で調達する場合でも、燃料費を除く発電原価は、2.3 c/kWh 程度と推定される。無償の場合には、これが kWh 当りの整備費用と運転要員の人件費程度に低下する。小型 GEG による IPP レンタル事業者の、発電量の買い上げ単価（燃料ガスは政府が無償提供）は、3.4～4.0 c/kWh 程度と推定される。この IPP への支払水準と比べて、発電原価の低減効果は高い。さらに、レンタル事業者の小型 GEG と比べて効率が 5%程度高いため、発電量も約 12%¹⁷程度増加する。

各社の参考見積の技術仕様を表 4.3.3 にまとめる¹⁸。Jenbacher 社と Caterpillar 社のモデルは、中速機としての回転数 750rpm あるいはそれ以下を満たさないので、Myanaung 向け GEG の候補とはならない。

表 4.3.3 ガスエンジン発電機の技術仕様まとめ

Manufacturer		Mitsubishi	Kawasaki	Niigata	Wartsila	Jenbacher	RR Bergen	CAT
Type		18KU30 GSI	KG-18-V	18V28A GS	20V34SG	JMS624	B35:40V 16AG2	CG260- 16
Unit Output	MW	5.5	7.8	6.0	9.7	4.4	7.5	4.3
Total Output	MW	4x5.5: 22.0	3x7.8: 23.4	4x6.0: 24.0	3x9.8: 29.8	6x4.4: 26.4	3x7.5: 22.5	5x4.3: 21.5
Efficiency (Yadana Gas)	%	-	45.9 (Zero tolerance)	44.0 (Zero tolerance)	-	45.6	-	43.2
Rotation Speed	rpm	750	750	750	750	1,500	750	1,000
Heat Rate (Yadana Gas)	kJ/ kWh	-	7,835	8,177	-	7,890	-	8,329

注： マーク“-”は、未提出あるいは不明の項目を示す。

出典： 調査団作成

4.3.3 期待される事業効果

現在の GTG と同量のガスを消費する GEG により、年発電量が 93 GWh¹⁹増強される。この増分により、ミャンマーの平均家庭需要の 50 kWh/月/世帯²⁰で、約 16 万世帯に供給できる。

発電機器を無償提供すると、EPGE にとっての燃料費込の発電原価が 6.4 c/kWh²¹程度となる。レンタル期間 2～3 年のレンタル事業の推定購入単価 3.4～4.0c/kWh に、燃料代 5.5 c/kWh を加えた、EPGE にとっての短期レンタル事業の推定原価 8.9～9.5 c/kWh と比べると、原価が 67%～72% に低下する。この原価節減効果を消費者端での売電量 157 GWh²²を乗ずると、電力セクターの年

¹⁷ 46%/41%=1.12

¹⁸ Rolls-Royce 社は参考見積が提出されなかったためカタログによる。

¹⁹ (24-11.5) MW x8760hr x0.85(稼働率)=93GW

²⁰ 6674.658 GWh / 10.877 million households = 51 kWh/hh/month → about 50 kWh/hh/mo, Power Development Opportunities in Myanmar, EPGE, June 2017, slides # 7 & 8

²¹ 年経費約\$10m / 年売電量 157GWh (消費者端) = 6.4c/kWh

²² 23.4 MW x 8,760 hr x 0.85 x 0.90 = 157 GWh. Annual plant factor at 0.85 and loss rate at 10%.

支出が毎年\$3.1 m～\$3.6 m 程度（約 3.4～4.0 億円相当）節減されることを示す。

新規 GEG は、毎年最大 157 GWh の電力量を消費者に届けることができる。これは、平均需要水準 50 kWh/月/世帯で、約 26 万世帯に給電できる量である。Myanaung 発電所から給電を受ける消費者は、年間を通じて安定して受電できるようになる。

したがって、本緊急無償は、毎年約 3～4 億円の発電原価節減効果をもたらす。同時に、約 26 万世帯相当の一般家庭に安定した電力を供給できる。

4.3.4 GEG の入札評価時に考慮が必要な事項

Myanaung 緊急発電事業は、ミャンマー国発電公社 EPGC が運営する発電事業であり、開発途上国の公共事業の一つである。公共事業の評価基準は、国民経済上の純便益が最大となることである。国民経済上の純便益とは、労働や資本の機会費用を考慮して、経済的便益と費用を算定し、その差、すなわち経済的純便益の最大化を目指すものである。ここでは発電事業なので、便益は売電収入で簡易評価し、費用は財務的支出で簡易評価する。その差、すなわち純売電収入の最大化が、国民経済上の最大純便益をもたらす。

本事業は、自国産の天然ガス資源を開発・利用するものである。しかし、通常の資源開発と異なり、次の 2 つが与件となる。

- GEG 調達・輸送・技術指導経費総額が、日本側予算以内であること
- Myanaung 発電所で利用できるガスの熱量は最大 4.97 BBtud（710 Btu/scf x 7 mmscf/d）

応札者は、上記 2 つの与件内で、競争する。入札金額は予算以内で、かつ小さいほど評価が高くなる。GEG が発電で消費する熱量は、Myanaung 発電所に割り当てられた 4.97 BBtud 以内で、かつできるだけ多く利用できるものほど評価が高くなる。

一方、この他にも、サイトの標高、最高気温、最高湿度等の自然条件や、GEG の回転数 750 rpm 以下の中速機であること、等の技術的要件もある。しかし、これらは、基本的にどの入札者も満たさなければならないものである。ところが上記与件の場合には、例えば、入札価格が A 社は 20 億円、B 社は 30 億円であるとか、使用熱量が A 社は 4.0 BBtud、B 社は 4.97 BBtud というように、入札者間で大きな差が生じ得る。仮に、回転数が 750 回転より低い GEG が提案されたらどうか。その場合には、耐久性が高いという便益が期待されるので、効率の劣化曲線から発電量＝発電収入の経年低下の程度を評価し、整備費用の増大が抑制されるだろうことから、30 年の評価期間中の総整備支出を評価することによって、回転数の差を入札評価に反映できるだろう。

上記 2 つの与件の下で、国民経済上の最大純便益をもたらす入札オファーが最良案となる。

次のような個別パラメータの最大化は、望ましいことではあるが、それを目標とすると技術者の自己満足に陥りかねない。それぞれの単独パラメータの最大化（あるいは最小化）は、国民経済上の最大純便益を担保しない。

- ① 定格出力 P_r
- ② 実効最大出力 P_e 。（Yadana ガスのポテンシャル出力 P_p が約 25MW なので、それ以上の定格出力の入札の場合には、 $P_e < P_r$ となる。しかし、このこと自体は、その入札の評価を不利にするものではない。）

- ③ 発電効率あるいは熱消費率 (heat rate)
- ④ GEG の設置台数²³
- ⑤ 年発電量 E (=年平均出力)
- ⑥ 発電便益 B (売電収入で評価)
- ⑦ 発電経費 C (売電事業の総支出で評価)
- ⑧ 入札価格 T_p
- ⑨ 30 年間の運転期間中の整備費用の現在価値 M_c
- ⑩ 便益—費用比 B/C
- ⑪ 投資効率 IRR

これらのパラメータを総合して、発電純便益 B-C を最大にする入札オファーが、国民経済上の純便益を最大化する。これは、開発途上国における公共事業の「純便益最大化基準」と称され、国際的な評価基準である。

4.4 提案内容の詳細

「ミャンマー国電力供給緊急改善」案に関し、EPGE と調査団が協議した結果、その内容を次のように確認した。

- (1) 実施主体： 発電公社 (EPGE)
- (2) 財政負担主体： 発電公社 (EPGE)
- (3) 設置サイト： Ayeyarwady 州 Myanaung 発電所
- (4) スケジュール： 2017 年 11 月中に設計作業を開始し、2019 年 9 月に商業運転を開始と想定
- (5) 品目： ガスエンジン発電機 総出力 24 MW 程度
- (6) 納期： 契約後、着工指示書 (Notice to Proceed) を Contractor が受け取ってから、Myanaung 発電所に搬入するまで、11 ヶ月。着工指示書を受け取ってから商業運転開始までは 16 ヶ月
- (7) 仕様：
 - (a) ガスエンジンの仕様

メーカーにより出力などの仕様は異なるため、Myanaung 発電所における現在の供給ガスを、できるだけ多く利用できる台数の組合せを提案させる。長期的に使用することを目的とし、高効率でかつ耐久性のある中速機とし、その回転数は 750 rpm あるいはそれ以下とする。その際、提案した熱消費率を超えることを許容しない Zero

²³ GEG の台数については、次のような様々な観点がある。技術的な観点だけからは台数選定を合理的に絞り切れない場合には、国民経済上の純便益最大化基準を適用することになる。

- 離島や孤立 mini-grid ではなく全国系統に接続するので、1 台で規模の経済を享受する。
- 2 台として、スペアパーツの共有・融通を図る。
- 3 台として、点検・整備時の出力減少を 33% に抑える。
- GEG の台数を 3 台に制限すると、日本メーカーは 1 社となるかもしれない。4 台案も許容すると、入札時の価格競争の促進が期待される。

Tolerance 熱消費率の保証を、入札図書で求める。また、熱消費率あるいは効率の経年劣化曲線の提出も入札図書で求める。

合計発電容量は、応札者が供給可能な適切なモデルの単機容量の3～4台分とする。

選定方法は入札による。選定条件は、発電機器の初期調達価格だけでなく、運転期間中のスペアパーツや修繕費、技術面、熱効率、点検基準、各種技術移転の内容などを、総合評価する。

本計画では中速エンジンを採用するが、高速エンジンと比較して、その特徴を表4.4.1に示す。

表 4.4.1 中速エンジンと高速エンジンの特徴

比較項目	中速エンジン	高速エンジン	備考
回転数（周波数）	750 rpm (50 Hz)以下	1500 rpm (50 Hz)	
本体の大きさ（シリンダー）	大きい	小さい	
製品寿命（想定）	長期間	短期間	
発電効率	40%後半	40%前半	差は5%程度
発注者	常時発電する電力会社向けが多い	リース会社、僻地における数年間の工事用動力源、停電時の非常用電源としての自家用が多い	
負荷変動対応	ベース運転	ピーク対応	
製品価格	割高	廉価	

出典： 調査団

(b) 発電機の仕様

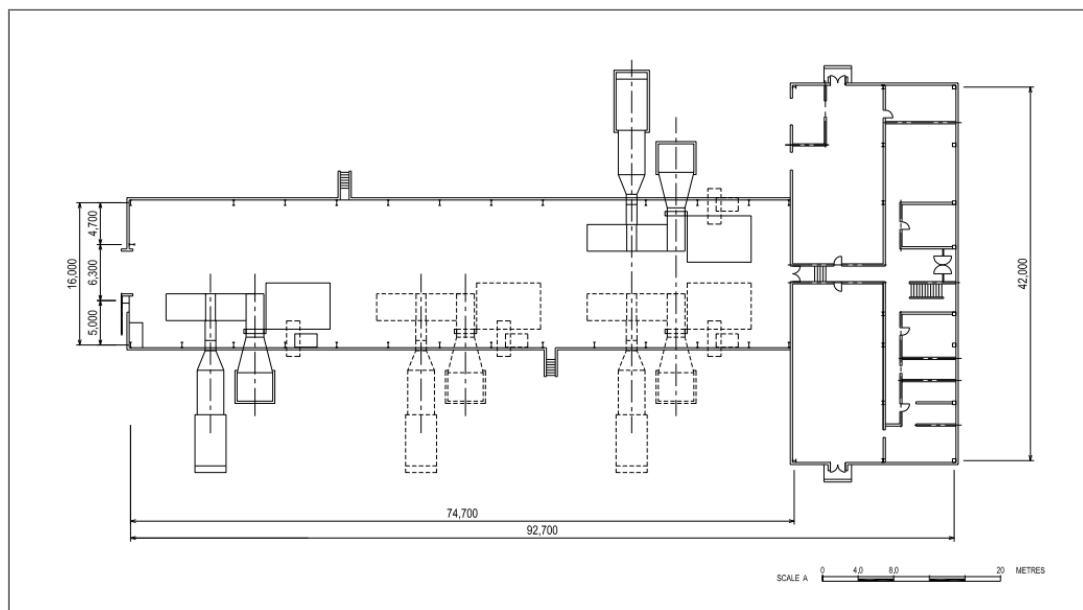
- 出力 応札者のガスエンジン出力による
- 形式：横軸三相交流同期発電機
- 回転速度：750 rpm 以下（エンジン回転数による）
- 周波数：50 Hz
- 力率：80%
- 耐熱クラス：F
- 温度上昇限度：B ライズ
- 規格：IEC60034
- 励磁方式：PMG 付ブラシレス励磁方式

(8) 仕様上の留意事項

- (a) 発熱量 GCV 710 Btu/scf、単価\$7.50/mmBtu の天然ガス 7 mmscf/d を燃料として、GEG

によりできるだけ多くの電力をできるだけ低い原価で発電する²⁴。

- (b) GEG の物理的寸法は、図 4.4.1 に示す既存建屋内に納まること²⁵。
- (c) 設置する機器の配置例を 3 台と 4 台案の場合について図 4.4.2 に示す。メーカーの 1 台当たり出力によっては 4 台の設置となることもある。
- (d) 既存クレーン（つり上げ荷重 15 トン）で整備作業が可能なこと。
- (e) NOx は酸素濃度 15% 下で 200 mg/Nm³ 以下。騒音は、敷地境界で 45dB 以下（夜間）。



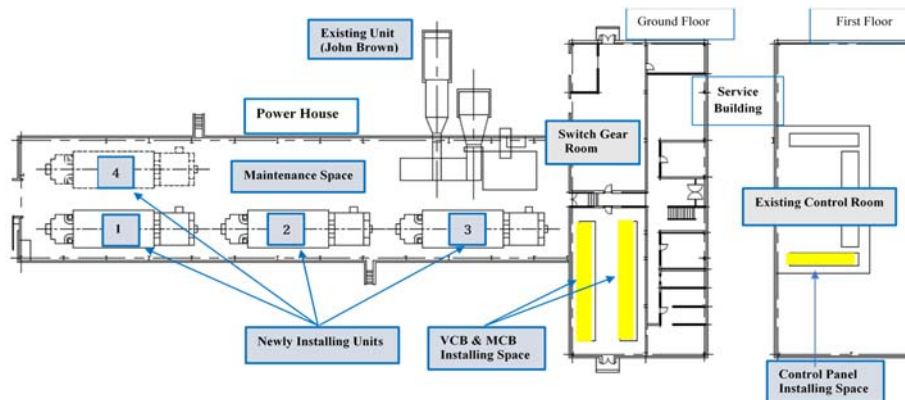
出典：当時の図面から調査団が CAD で作成

図 4.4.1 Myanaung 発電所の既存建屋の平面図

- (f) ヤンゴン港からは 1,500 トン級のバージで Ayeyarwady 河を遡上し、Myanaung 右岸に接岸する。接岸後、バージから 6 軸級のトレーラーで、Myanaung 発電所に運搬する。トレーラーを含めた高さは 4.5 m 以内であること。
- (g) 性能保証として、応札者が提案する熱消費率（= 3,600 kJ/kWh / 効率）を 1 年間保証すること。

²⁴ 年発生電力量に平均小売単価 7 c/kWh を乗じて年売電収入とする。この年売電収入から、初期資本経費の減価償却費、燃料代、運転維持管理経費、送配電経費からなる年発電経費を差し引いて、年純収入を求める。事業評価期間を 30 年とし、その間の売電純収入の現在価値が最大となる入札が、ミャンマー側にとってもっとも価値が高いので、これを一番札とすることが妥当だろう。4.3.4 節参照。

²⁵ 重量は、既存コンクリート基礎の接地面積約 120 m² が広いので、支圧応力度は問題とならない。



出典：調査団作成

図 4.4.2 Myanaung 発電所本館内機器の配置例

- (h) 併せて、発電開始後 1 年間、瑕疵責任を負うこと。瑕疵等により不具合が発生した場合には、GEG サプライヤの責任と費用において速やかに修理し、瑕疵責任期間を 1 年間延長する。
- (i) 近い将来、Yadana ガス田からの供給量減少に伴い、ガス熱量が変化する。新しいガス熱量に対応できる設備および制御装置を具備することを条件とする。
- (j) 消耗品は、長期保管による品質劣化を避けるため 2 年分、スペアパーツは 4 年分を提供し、そのための費用を入札額に含めること。
- (k) 熱消費率 (Heat Rate) の劣化曲線と保守計画を提出させる。併せて、運転開始後 10 年間で標準的に必要となるスペアパーツおよび、メーカー技師の派遣人件費を見積り提出させる。この見積りは、入札額には含めないが、入札の総合評価において参考とする。
- (l) 本緊急無償の日本側負担事項は、発電機器一式の提供、海上輸送、および Myanaung 発電所までの内陸輸送である。加えて本発電機器が本来の機能を発揮し、発電を継続するため、GEG サプライヤ (GEG の据付工事業者およびメーカーの専門技術者) が、以下の技術サービスを提供することが不可欠である。この技術サービスに直接起因して問題が生じた場合には、GEG サプライヤはその責任と費用によりこれを是正するものとする。
 - 発電機器一式の据付指導 (GEG の据付工事業者の専門技術者)
 - 試験運転 (GEG メーカーの専門技術者)
 - EPGE の運転維持管理要員の教育・訓練 (GEG メーカーの海外における訓練施設での教育・訓練を含む)
- (m) 前項の技術指導は、本来発電機器の提供と不可分のものであり、総合評価が必要である。そこで、必要な MM、報酬単価、報酬、旅費等を見積り、入札図書に記入して提出させる。特段の変化が生じない限り、GEG サプライヤは、この見積りに基づいて、技術指導の契約に応じ、調印することを求められる。その旨の宣誓書 (Declaration) を入札図書に含める。

4.5 調達数量と価格、設置・組立費用、他

4.5.1 調達数量

受注メーカー提案モデルの単機容量によるが、燃料ガスの熱量とメーカーの既存モデルから推定して、3～4台となる見込みである。なお、将来、Yadana ガスから 100%輸入 LNG に切り替わると、1台増設できる可能性がある。

4.5.2 調達費用

国内3社、海外3社から、参考見積を取得したところ、中速の本無償機器に係る価格は概ね、次の範囲にあると推定される。

日本側の想定機器・サービスの参考見積

(a) 発電機器の CIF ヤンゴン価格 (最低見積 24 億円は、技術指導経費を含む)	24.0	-	28.6	億円
(b) 内陸輸送	0.2	-	0.4	
<hr/>				
小計 1 (発電機器の最低見積 24 億円に基づく)	24.2	-	24.4	
(c) 技術指導経費 (据付、O&M、他)	0	-	1.4	
(d) 無償監理・設計	1.2	-	1.5	
<hr/>				
小計 2 (技術指導経費の最低見積 0 億円に基づく)	1.2	-	1.5	

日本側合計 (発電機器と技術指導経費の最低見積に基づく) **25.4** - **25.9**

ミャンマー側の想定工事の参考見積

(e) 発電所建屋改修工事	-			
(f) 現地資機材の製作設計、調達、加工、据付 (潤滑油タンク、パイプ、電線、エアダクト、他)	-			
(g) 発電機器の据付・運転・整備	-			

ミャンマー側経費合計

要見積

限られた予算内での調達となることが想定されるため、日本側の想定機器・サービスの調達が予算内に納まるか、なお不透明である。他にも、遅れて提出された非公式見積が1社からあった。技術仕様等が添付されていないので、上表には反映していないが、上記最低見積と比べると低い。入札次第だが、予算内に納まる可能性もないではない。

ミャンマーで調達する資材の内、潤滑油タンク・配管・配線材料等は、GEGのメーカーおよび据付工事業者の専門技術者による技術指導を前提とすれば、その製作図作成も含めて、現地で調達できる見込みである。したがって、これらはミャンマー側負担事項とすることが妥当だろう。また、65トンあるいはそれ以上の重量物の、基礎上への横引・据付工事には、同様に、据付工事業者の専門技術者による技術指導が極めて重要である。

4.5.3 機器の設置・組立費用

機器の設置・組立工事はミ側が担当するため、詳細設計段階でさらに情報を収集することが必要である。

4.5.4 整備と技術相談の体制

(1) 設置と運転開始後の運営体制

EPGE 所有のガス火力設備は、ターンキー契約により建設したものである。また、2013 年以降の新設ガス火力はほとんどが IPP 事業であり、EPGE が据付や整備技術を修得する機会はなかった。今回、日本側の負担事項は、機器の調達・輸送だけというスキームである。ミャンマーのエンジニアが、GEG 請負者側の技術者の指導の下で、機器据付業務に携わる。そのため、EPGE の本社の管理下に、PMU (Project Management Unit) を組織し、プロジェクトの管理や GEG 請負者側との調整を担うことが望ましい。

また、発電所では PIU (Project Implementation Unit) 組織を立ち上げ、運転開始までの期間に、技術修得の主体となる必要がある。PIU のメンバーは、さまざまな研修と据付・組立工事に従事する。運転開始後は、運転、電気、機械整備、制御など、運転保守体制上の要のエンジニアとなることが求められる。

(2) アフターサービス体制

アフターサービスとして技術要員の派遣が必要な場合には、GEG サプライヤが東南アジアに持つ拠点から派遣することを、想定する。すでいくつかの会社は、タイやマレーシアにサービス拠点を持っている。補修部品もその拠点から供給する体制を整えている。また、長期間にわたって高効率な運転を維持するためには、定期的にメーカー技術員のサポートを受けることが必要である。

GEG サプライヤには、据付、試験運転、および運転・整備の技術指導を、運転開始後 2 年目のオーバーホールまで求める。それ以降は、整備にあたり助言や支援が必要となる場合には、その都度、メーカーは有償でこれに応えるものとする。その際、簡易な助言事項については、わざわざ専門技術者を現場まで派遣するのではなく、IT を駆使して、遠隔でチェック、助言できるようにする。制御盤は、EPGE が必要とする場合には、インターネットを経由して、メーカーがモニタすることも可能となる。また、スペアパーツのリストと価格表、およびメーカー技術者による修理人件費を、入札時に提出させる。これは、EPGE が必要な時に、妥当な価格で発注できるようにすることを目指すものである。

4.5.5 燃料調達方法

既設ガスステーション設備から分岐設備を設け、各 GEG ユニットまで個別に供給する。ガスは MOGE が供給する。

4.5.6 燃料調達費用

燃料用ガスは、EPGE が MOGE から供給を受け、代金を支払う。その現在の購入価格は表 2.3.1 に示してある。

4.5.7 サイト周辺の既存施設の状況

Myanaung 発電所が 1974 年に建設された当初は、周辺には町はなかったと言われる。MOGE のガス採掘・輸送施設や EPGE の発電所ができてから、Myanaung 町が徐々に成長した。そのため、発電所と町は、共存共栄してきた。Myanaung 町の総世帯数は 11,411 に上るが、発電所付近には発電所の職員用宿舎以外には住宅はない。発電所の排ガスや騒音が、従来社会問題となることはなかった。しかし、天然資源・環境保全省によると、Myanaung 発電所は住宅地域の一面に位置しており、同省の環境基準に適合していくことが求められる。

4.5.8 保守点検方法

保守点検方法は、日常点検、定例点検（月または一定運転時間毎）、定期点検（分解点検保守を含む）に分けられる。供給者が作成する運転保守マニュアルに、詳細な内容を記載するよう、入札図書に規定する。

メーカーは、一般的に EOH（Equivalent Operation Hours）で、点検・部品交換の目安を推奨している。一例を示すと 2,000 時間の倍数毎に点検項目が決まっており、分解点検は 16,000 時間毎に摩耗した消耗品を交換し、32,000 時間毎にベアリングを交換する。

- 日常点検とは、毎日または毎週の間隔で、運転中に異常がないか確認する作業である。
- 定例点検とは、一定運転時間で確認または簡易な部品（スパークプラグなど）交換を行う作業である（停止期間は 1～2 日程度）。
- 定期点検（分解点検保守）とは、シリンダーカバーを外して、ピストンリング、ベアリング等を交換する作業である。重要なパーツ交換も含む。（停止期間は 2～3 週間程度）

4.6 ガス燃料の供給見通し

4.6.1 供給源ガス田

Yadana ガス田から Myanaung 発電所へガスを日量 7 mmscfd 供給する。しかし、Yadana ガス田からのガス供給量は、2021 年から減少が始まるとされている。Myanaung 発電所へのガス供給を継続するために、以下の 3 つのオプションが想定される。

(1) FSRU による LNG 輸入（PPP）

現在 MOEE により検討が進められている PPP による FSRU 事業により、大規模事業であれば 500 mmscfd、中規模事業であれば 200-300 mmscfd の、LNG 輸入が実現する予定である。中規模事業なら 2021 年度末には事業開始となる。Yadana ガス田のガス量が減少する前に、ガスを輸入 LNG に切り替えることが可能となる。

(2) Shwe ガス田からの供給

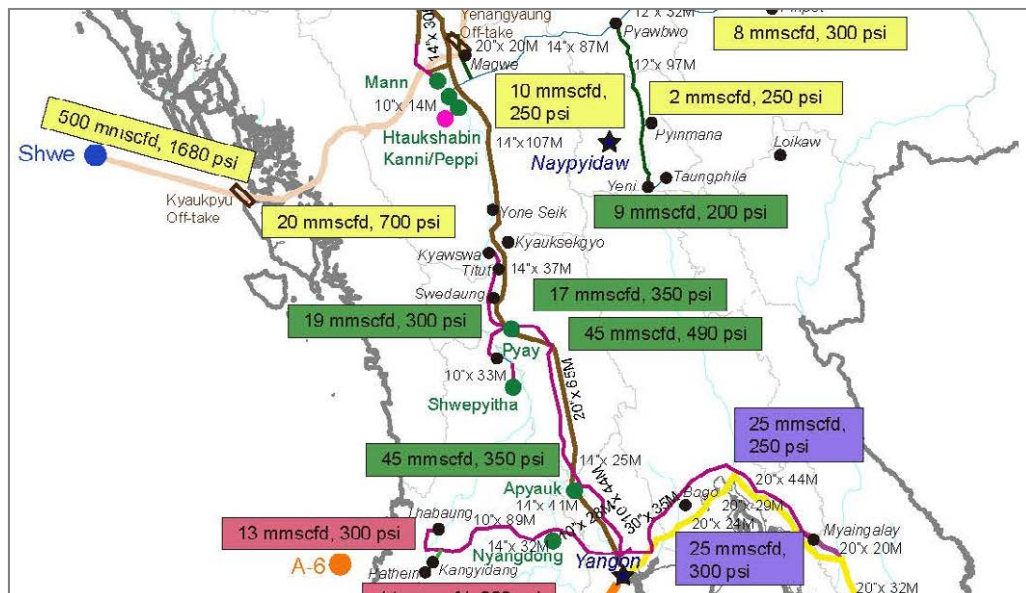
Shwe ガス田からのガスは、国内供給と中国への輸出に充てられている。現在 MOEE では中国への輸出量のうち 50 mmscfd を国内供給に振り替えるべく、契約交渉中である。国内へのガス供給が増加した場合、Shwe からのガスを Myanaung 発電所に供給することも考えられる。しかし MOGE は、Shwe の国内向けガス供給量が増加した場合でも、他のより大きなガス火力発電所や工場へ供給することを考えている。

(3) Shwepida ガス田の開発

Myanaung 発電所より 17 mile の距離にある Shwepida ガス田の開発が現在、Petronas (馬国) との PPP 事業にて進められている。陸上のガス田であるため、開発の進捗が速い。Shwepida ガス田では、探鉱用に 2 本のボーリング削井を行うことになっている。1 本目はガスが出なかったが、現在 2 本目を削井中である。本事業は開発初期段階であり、詳細情報は MOGE から得られなかった。

上記の 3 案のうち、Shwe からのガス供給は中国との交渉および他のガス火力発電所との供給配分に依存しており、Myanaung 発電所へのガス供給は予定されていない。また、Shwepida ガス田の開発の実現性は現時点では不透明である。FSRU による輸入 LNG からの供給が最も実現性が高い。

2021 年に想定している Yadana ガスの減衰開始までは、これまで通り Yadana からガス供給を継続する。2021 年以降は、どこかの時点で、FSRU による輸入 LNG に切り替えることで、Myanaung 発電所へガス供給を確保する。



出典：ミャンマー連邦共和国におけるガスの利活用に関する調査、METI および MOGE ヒアリングにより調査団作成

図 4.6.1 Myanaung 発電所へ供給可能なガス供給源

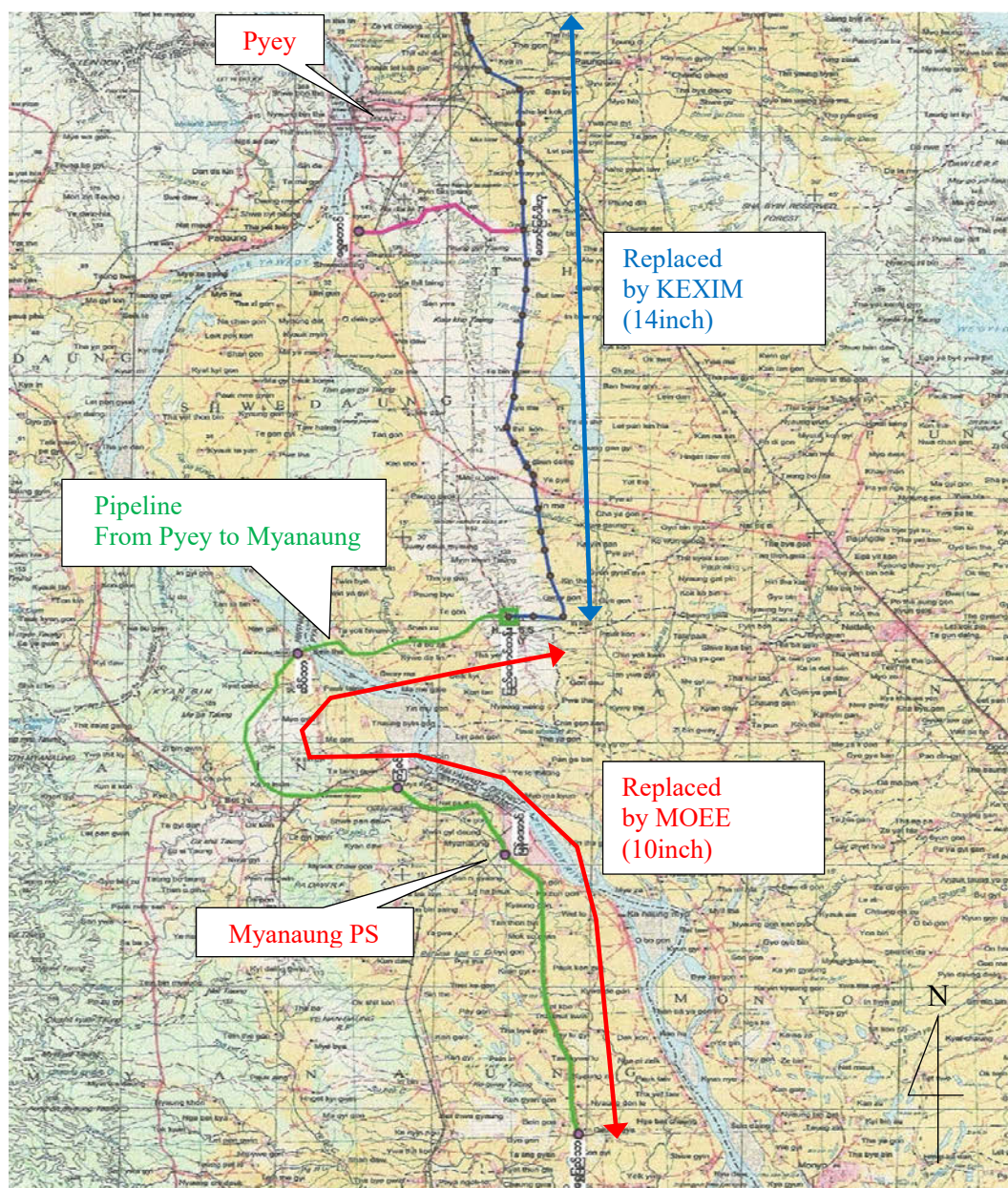
4.6.2 供給パイプライン

(1) Pyey-Myanaung 間

Myanaung 発電所へのガス供給にあたり、Yadana からのガス供給を継続し、また 2021 年以降も LNG も供給するためには、Pyey-Myanaung 間の老朽化した 10 inch パイプラインの整備が必要である。MOGE は、既に Pyey-Myanaung 間パイプラインの更新を検討しており、2018 年度予算計上するための申請を行っている。関係省庁の承認が下りれば、1 年以内にパイプラインの更新が行われる。現在は Myanaung 発電所への Yadana ガスの供給能力は 7 mmscfd に制約されている。Pyey-Myanaung パイプラインの更新により、この区間の送ガス容量が増強される。

(2) Shwe-Pyey 間

Shwe ガスの一部を国内に振り替える交渉が合意すると、1987 年に敷設され老朽化している Yenangyang から Pyey までの 14 inch のパイプラインの更新が必要となる。同パイプラインは、韓国輸出入銀行の融資を得て更新を目指し、現在 F/S を実施中である（2017 年 9 月頃終了予定）。工期は 18 ヶ月を想定し、2021 年に完成予定である。このパイプラインが更新されれば、Pyey-Myanaung 間とあわせて、Shwe からパイプラインが全て整備されることとなる。



出典：MOGE 提供資料より調査団作成

図 4.6.2 Myanaung 発電所付近のパイプラインマップ

4.7 提案を踏まえた付帯設備

Myanaung 発電所の既存設備とその付帯施設は、4.2 節で記載している。

4.7.1 既設設備との接続ポイント

■ 燃料

MOGE が、パイプラインにより、Myanaung 発電所の敷地内にあるガスステーションまでガスを供給する。このガスステーションから、各 GEG まで個別パイプで配送する。取り合い点は、燃料ガスの一次フィルタ前の結合部とする。ただし、燃料ガス減圧弁は GEG サプライヤが用意する。

■ 発電電力

発電機端子から、管理棟地階の電気室に設置した 11kV VCB を経由し、既設開閉所昇圧変圧器の低圧側端子を取り合い点とする。新設設備の単線結線図は図 4.7.1 に示す。

■ 所内電力

66kV/11kV 降圧変圧器から電気室に送られてくるケーブルの、YESB スイッチギアパネル内 11 kV VCB 遮断器の、受電側端子を取り合い点とする。

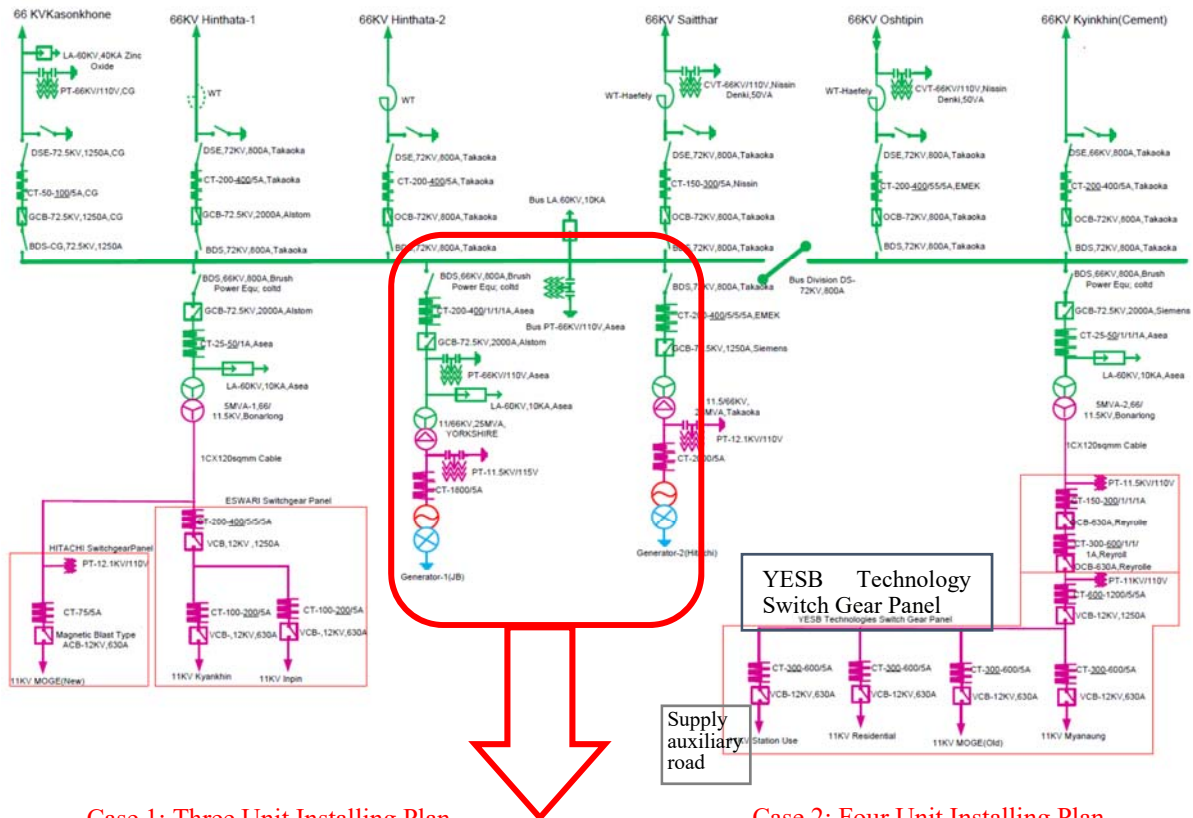
■ 給排水設備

現在の設備は地下水を使用し、排水は Ayeyarwady 河に直接放流している。水質基準を含めて、接続ポイントを決めることが必要である。

用水は、シリンダーを冷却するための媒体として使うものであり、当初充填すれば補充のみとなる。メーカーによっては冷却塔方式を（使用水量約 28t/h）を提案しているが、運転に十分な量を確保できる。

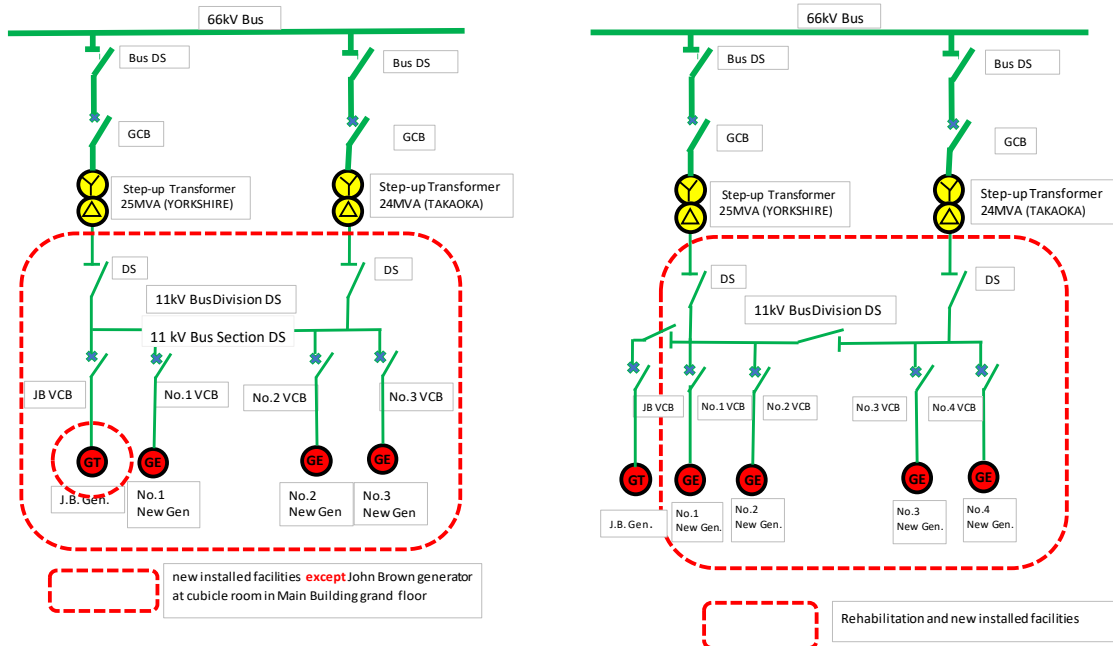
■ 騒音対策

GEG は、110-115 dB 程度の高い騒音を発生する。ガラス窓は撤去し、閉鎖する。室内の壁と天井には吸音材を設置する。発電機の冷却用外気の屋外への排出用開口部から騒音が漏れる。この開口部は騒音低減構造とする。吸音パネルの設置に加えて、開口部の吸音構造、使用材料、施工方法の計画と設計が必要である。



Case 1: Three Unit Installing Plan

Case 2: Four Unit Installing Plan



出典：調査団作成

図 4.7.1 新設設備範囲の単線結線図

4.7.2 輸送路

Myanaung 発電所への機器輸送路として、以下の4つのルートを検討した。



出典：Google Earth

図 4.7.2 輸送路代替案

(1) Option 1

本ルートは過去にガスタービンの輸送を行ったルートであり、雨季の輸送上は大きな問題はない。しかし、乾季には荷揚げ場の川側に砂州が現れ、接岸部の川幅は狭くなる。2017年6月22日に現地踏査を行った際には、砂州が見られたが、7月25日に踏査に訪れた際には水位が上昇し、砂州が見えなくなっていた。Myanaung 発電所スタッフによれば、7-8月が特に雨量が多く水位が高くなり、これまでの機器輸送も7-8月に行われたとのことである。

本ルートには6つのコーナーがあるが、道路の路肩が広く、隅切り部の半径が大きく、輸送機器の回転には十分といえる。ただし、輸送路を合計約50ヶ所の電線が横断し、また樹木の枝が輸送路上にかかっている場所がある。輸送時における配電線の停電、電線の押上げ、樹木の枝の伐採が必要である。

水位が低く、砂州が水面上に現れている場合には、バージを河岸に垂直に接岸することが困難となる。そのため、この場所は、8月～10月頃の高水期だけ利用できる。



撮影：調査団
写真 2017年6月の荷揚げ場の様子



撮影：調査団
写真 2017年7月の荷揚げ場の様子

(2) Option 2-1

本ルートは、Option 1 の荷揚げが 7-10 月頃に限定されることから、上流側でバージの接岸とトレーラーの上陸地点、および輸送路を検討したものである。本ルートは曲がりが多く、トレーラーの回転に大きな問題はない。しかし、交通量が多く、輸送時に交通整理が必要である。また、道路上を横断する電線も約 90 ヶ所にのぼり、輸送時の停電と押上げが必要となる。

接岸地点は、1 日数回横断する Ayeyarwady 川の横断用の客船が接岸する場所である。しかし道路幅が狭く (4.6 m)、接岸予定地付近には土地の余裕がないため、バージからのトレーラーの上陸が課題である。更に Myanaung 発電所スタッフによれば、乾季は踏査時に比べ約 30feet (≒9 m) 水位が低下し、乗客は崖を登って陸に上がるとのことである。バージから、GEG を積載したトレーラーの上陸用の仮 jetty が必要となる。河岸を掘削して、緩勾配で既存道路に接続する (下記写真参照)。乾季に仮 Jetty を構築する場合には、現地踏査により地形を確認することが必要である。



撮影：調査団

荷揚げ場付近 (道路幅 4.6m)



撮影：調査団

輸送路上にかかる電線の様子



(3) Option 2-2

本ルートは、Option 1 の荷揚げが 7-10 月頃に限定されることから、上流側を検討したものである。本ルートは曲がり角が少なく、トレーラーの回転に問題はない。交通量が多く、輸送時に交通整理が必要である。また、道路上を横断する電線も約 90 ヶ所にのぼり、輸送時の停電と押上げが必要となる。貨物を積載したトレーラーの上陸用仮 Jetty の仮設工事では、乗客用の階段の取り壊しが必要となる。



(4) Option 3

本ルートは Ayeyarwady 川の下流側から輸送する案である。Option 2-1, 2-2 のような市街地を通過することはないが、他案に比べ延長が長い（約 11.5 km）。接岸部からの道路幅は 2.1 m と狭く、仮 Jetty 周辺の整備も必要となる。また、狭い交差点がありトレーラーの回転には拡幅が必要である。輸送路上に 2 つの橋があり一つは許容重量が 8 ton であり、仮設橋もしくは付け替えが必要である。Option 1、2-1、2-2 に比べ、輸送コストと橋工事の工期が増加する。なお、本ルート上の道路上を横断する電線の数（接岸部から発電所まで）は約 40 ヶ所であった

	
<p>撮影：調査団</p>	<p>撮影：調査団</p>
<p>着岸部の様子</p>	<p>ルート上にかかる橋</p>
	
<p>撮影：調査団</p>	<p>撮影：調査団</p>
<p>ルート上にかかる橋（許容重量 8ton）</p>	<p>舗装の状態</p>

(5) 輸送代替案まとめ

以下に輸送路の代替案のまとめを記す。雨季の7月から10月で水位が高く、砂州上の水深が3m以上であれば、Option 1の旧輸送路案が最も輸送に適している。7-10月以外の輸送を行う場合には、Option 2-1の輸送路案が適している。

また、現地踏査は雨季の7月に行っているため、Option 2-1について乾季に着岸部の状況を確認し、写真を撮り判断することが必要である。

表 4.7.1 輸送路比較検討結果

	Option 1 (旧輸送路案)	Option 2-1 (上流案)	Option 2-2 (上流案)	Option 3 (下流案)
時期の 制約	△ 7-10月に、砂州上の水深を3m程度確保できる時期に限られる	○ 時期を問わない (乾季の仮 Jetty 構築が現実的か、確認が必要)	○ 時期を問わない (仮 Jetty 構築が現実的か、確認が必要)	○ 時期を問わない (乾季の仮 Jetty 構築が現実的か、確認が必要)
道路輸 送	○ 急曲部が少ない	○ 急曲部がない 交通整理が必要	○ 急曲部が少ない 交通整理が必要	△ 路面状況が悪い 延長が長い 急曲部がある
工事の 必要性	◎ 特別ア工事は不要	○ 仮 Jetty が必要	△ 仮 Jetty が必要 フェリー乗客用の階段の撤去が必要	× 仮 Jetty が必要 2つの橋梁の架け替えが必要 道路の拡幅が必要
総合評 価	○ 水位が高く(砂州上の水深が3m程度)、バージが接岸可能な場合最適。	○ 7-10月以外に輸送を行う場合に利用できる	△ Option 2-1に比べ、接岸部の階段撤去が必要、かつアプローチ用の長いスロープの掘削による形成が必要。	× 大きな工事が必要となり、工期が長くなるため、緊急無償には使えない。

Legend: ◎ good、○ possible、△ marginal、× not suitable
出典：調査団作成

4.8 中長期的な電力供給政策との整合性

水力の乾季出力低下分を緊急にバックアップすることが喫緊の課題となっている。そのため、EPGE は、Kyaukse 発電所の 1.5 MW x 68 台等の、レンタル発電事業者と契約している。EPGE は約 340 億円に上る補助金を負担している。短中期的には、FSRU による LNG の緊急輸入策を急ぐことが必要である。平行して、より安価で雨季には発電を停止することもできる、LNG 焚きの大型 GTCC を早急に投入することが不可欠である。中長期的には、安価なベース電源となり得る石炭と水力の着実な建設が重要である。

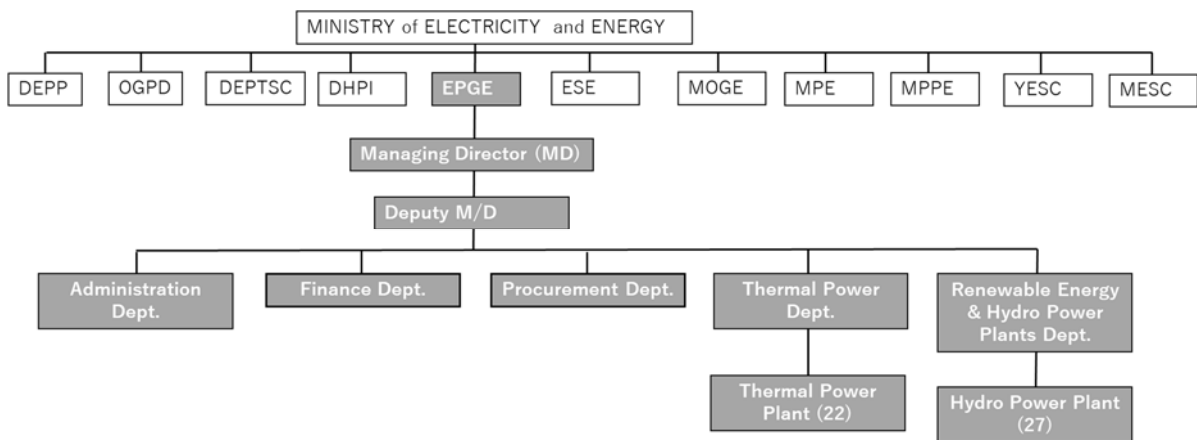
このような状況下で、Myanaung 緊急改善は、短中期的な LNG 焚き GTCC に先行して建設するものである。以って、ヤンゴン地域のひっ迫する電力需給を緊急に改善する。これは、運転期間がせいぜい数年のレンタル事業を代替することにより、30 年程度の長期運転と 5%程度の効率改善(=原価低減と発電量の増強)を達成するものである。併せて、現在の 19.3%程度の低い効率のガスタービン発電機を、効率 46%程度 (Yadana ガス使用時、zero tolerance ベース) の GEG に切り替える。これにより、限りある国産ガス資源の最大活用という、ミャンマー国のエネルギー政策に沿うものである。

第5章 先方実施機関の概要、運営維持管理体制

5.1 組織構造

5.1.1 EPGE

調査時点の MOEE の組織は、11 の部署で組織されている。そのうちの 하나가 EPGE である。その組織図を図 5.1.1 に示す。



出典：EPGE

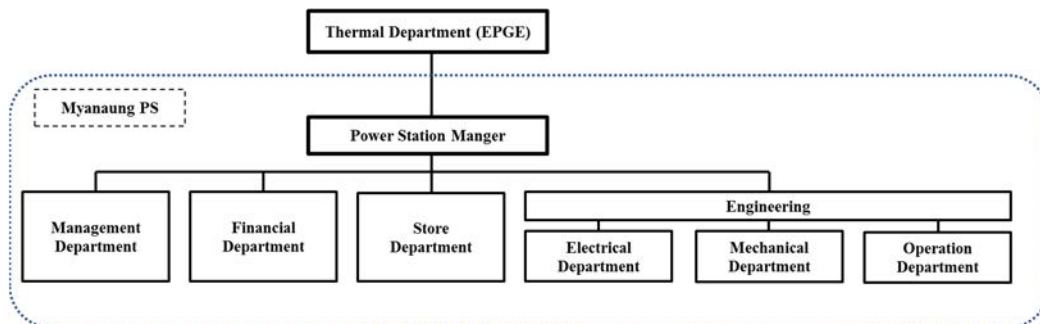
図 5.1.1 MOEE および EPGE の構成組織

図に示すとおり、EPGE には、3つの管理部門と火力発電所の維持運営、IPP 火力の買電を管轄する火力部、水力発電所の維持運営、および IPP 水力の買電を管理する水力部より成る。

Myanaung 発電所は EPGE の火力部の管轄となる。

5.1.2 Myanaung 発電所

Myanaung 発電所の組織構造を図 5.1.2 に示す。



出典：Myanaung 発電所

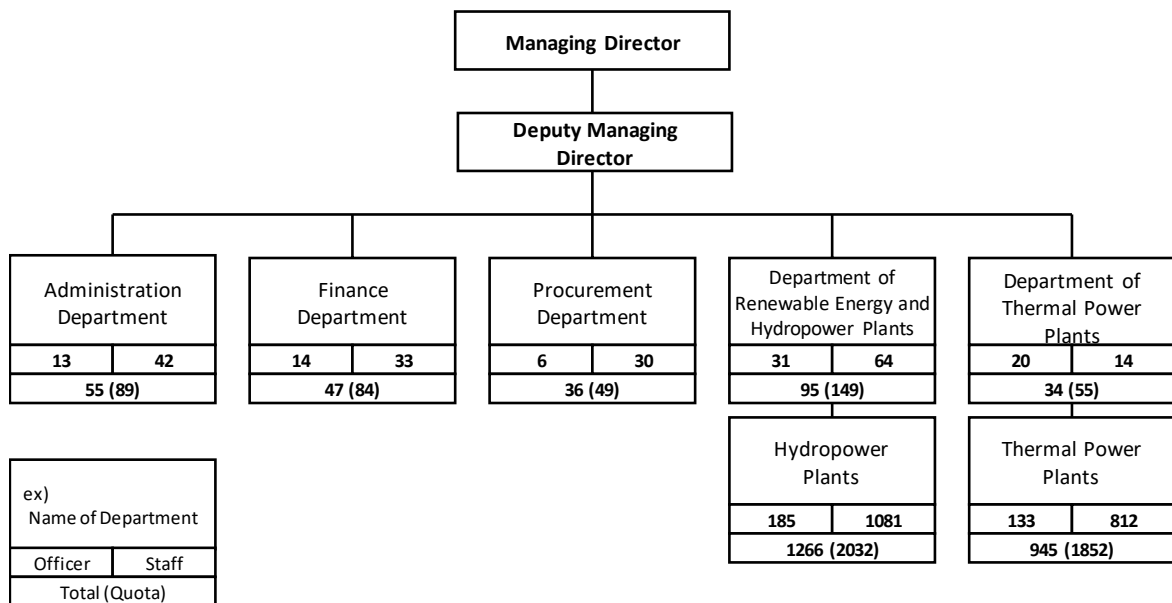
図 5.1.2 Myanaung 発電所組織構造

図に示すとおり、Myanaung 発電所の組織構造は2つの管理部門（Management Dept.および Financial Dept.）、1つの在庫管理の部署、および3つの技術部門より成る。このうち、火力発電機の運営を行う Operation Department では、1日を4つのシフトに分け、24時間体制で発電機の維持管理・運転を行っている。

5.2 職員数

5.2.1 EPGE

調査時点の EPGE の職員数は 2,478 人で、その内幹部職員は 402 名となる。全体の職員の内、1,345 名が技術系の職員であり、748 名は管理部門の職員である。学士以上の学歴を持つ職員数は 1,084 人となる。EPGE の各部署の職員数を図 5.2.1 に示す。



出典：EPGE

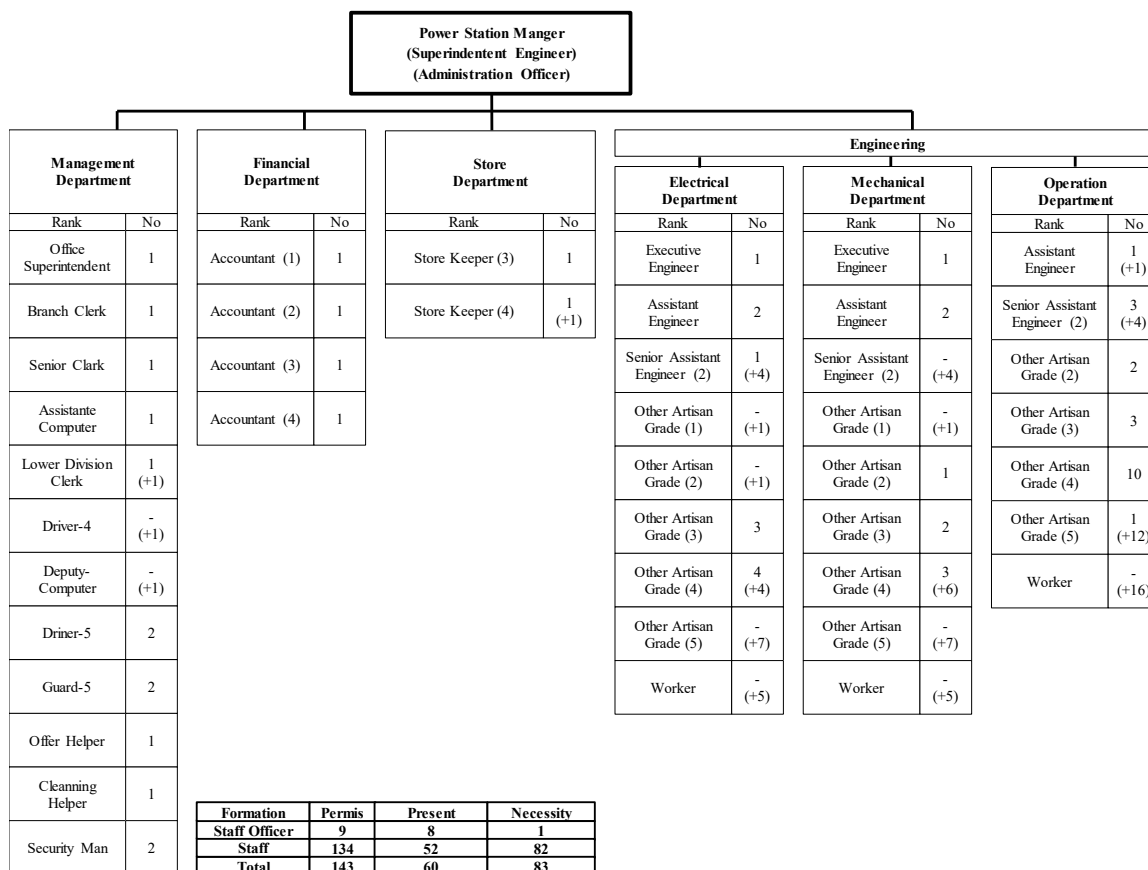
図 5.2.1 EPGE 内部組織および職員数

図中の、かっこ書きは各部の職員数定員を示す。幹部職員数の定員は 576 名あるが、現状の職員数は 402 名に留まっている。また、幹部職員以外の職員数の定員は全体で 4,310 名であるが、現状では 2,076 名に留まっている。

5.2.2 MYANAUNG 発電所

Myanaung 発電所には、現在 60 名の職員が働いており、その内 8 名が幹部職員となる。60 名の職員の内、20 名が学士号、2 名が修士号を有している。

Myanaung 発電所の組織図と、各部署の職員数を図 5.2.2 に示す。なお、図中のかっこ書きの数値は、Myanaung 発電所にヒアリングの結果、今後増員が必要となる職員数である。



出典：Myanaung 発電所

図 5.2.2 Myanaung 発電所内部組織および職員数

Myanaung 発電所の幹部職員とその他職員の定員は、全体で 143 名である。しかし、現状では、稼働している発電機が 1 台のみということもあり、職員数は半分以下の 60 名に留まっている。Myanaung 発電所によれば、もし、当該発電所に新規ガス発電機が複数台納入され、既存の John Brown 社製ガスタービンをバックアップ電源として用いる場合には、143 名全ての定員まで、職員の増員が必要とのことである。

5.3 財務諸表

EPGE から受領した財務諸表を表 5.3.1 から表 5.3.3 に示す。なお、EPGE は、2016 年に火力部門の MEPE と水力部門の HPGE が合併しており、2016 年以前のものには HPGE の財務諸表となる。

表 5.3.1 EPGE 損益計算書

(Kyats in Thousand)

No.	Particular	2014-2015	2015-2016	2016-2017
I	Income	108,130,811	116,892,184	943,786,443
	Sale of Electricity	108,062,835	114,449,455	914,014,208
	Electricity Supply Enterprise(ESE)			328,454,789
	Mandalay Electry Supply Enterprise(MESC)			160,310,536
	Yangon Electricity Supply Corpoartion(YESC)			424,194,577
	Industrial			922,251
	General Purpose			132,055
	Others	67,976	2,442,729	29,772,235
II	Loss; Expenditure	50,701,167	52,653,795	1,363,908,246
1	Generation	35,905,356	34,535,334	1,304,817,376
	Operation salaries	1,371,869	2,263,247	3,717,191
	Maintenances	2,033,214	1,388,381	2,570,640
	Fuel oil & Lubrican	3,490,514	447,616	865,226,566
	Others	1,253,186	1,548,465	118,285,361
	Depreciation	27,756,573	28,887,625	44,299,910
	Purchase of Electricity			270,717,708
2	Transmission	24,965	24,965	346,242
	Depreciation	24,965	24,965	346,242
3	Distribution	20,282	25,539	27,352
	Depreciation	20,282	25,539	27,352
4	General	12,642,462	12,345,484	15,192,790
	Operation salarie	1,579,838	1,547,221	2,639,070
	Maintenances	582,400	719,249	549,184
	Fuel oil & Lubrican	284,473	309,710	485,577
	Others	205,920	277,939	1,114,862
	Depreciation	1,146,381	1,175,085	2,822,186
	Interest	8,843,450	8,316,280	7,581,911
5	Commercial Tax	2,108,102	5,722,473	43,524,486
6	Payable Expenditure for MOEP(2)			-
III	Profit/(Loss) before Tax	57,429,644	64,238,389	-420,121,803
IV	Income Tax	14,357,411	16,059,597	-
V	State Contribution	11,485,929	12,847,678	-
VI	Profit/(Loss) After Tax	31,586,304	35,331,114	-420,121,803

出典：EPGE

表 5.3.1 に示す通り、2015/2016 会計年度までは、HPGE の税引き後利益は 300 億 Kyat (約 24 億円) を計上している。これは、発電コストの廉価な水力、特に減価償却済みの発電所の貢献が大きいと考えられる。2016 年以降は MEPE の損益が加わったことにより、4200 億 Kyat (約 340 億円) の赤字となっている。これは MEPE の火力発電所の売電収入に比べ、燃料費と IPP からの買電費用が高んでいることが主な要因である。2016 年は税引き前利益が赤字になったことにより、所得税の支払い、国庫への拠出がゼロになっている。

EPGE の貸借対照表を表 5.3.2 示す。

表 5.3.2 EPGE 貸借対照表

(Kyats in Thousand)

No.	Particular	2014-2015	2015-2016	2016-2017
1	Fixed Assers	928,182,614	924,333,243	1,592,037,852
	Capital Expenditure	1,006,363,878	1,032,817,619	1,748,022,149
	Accumulated Provision for Depreciation	-78,181,264	-108,484,376	-155,984,297
2	Current Assets	30,901,657	41,585,576	97,933,645
	Fuel,Petrol,Oil and Lubricant	794,537	795,593	1,766,325
	General Stores	11,094,812	13,893,658	18,050,172
	Debtors	19,012,308	26,896,325	78,117,148
	Receivable Sale Of Electricity	76,976	10,102,033	34,722,354
	Debtors Others	-	293,272	10,786,984
	Debtors Others (Commercial Tax)	859,624	569,722	11,061,565
	Debtors (Income Tax)	9,428,360	8,237,021	8,049,542
	Debtors(State Contributton)	8,647,348	7,694,277	7,544,294
	Work in Progress	-	-	-
	Advance to Office	-	-	5,952,409
		959,084,271	965,918,819	1,689,971,497
1	GOVERNMENT ACCOUNT (1)	290,046,195	290,406,287	980,733,785
2	GOVERNMENT ACCOUNT (2)			
	(Operating Investment)	64,270,869	40,778,964	408,588,356
	Opening Balance	438,232,212	64,270,869	40,778,964
	Deposit	-522,837,819	-124,153,410	-1,012,797,226
	Withdrawal	148,876,476	100,661,505	1,380,606,618
3	Grant	35,371,304	51,312,990	51,004,731
4	Capital Reserve	71,153	71,153	71,154
5	Current Account With HO	64,915,676	64,915,676	64,915,676
6	Profit & Loss Adjustment Account	131,251,009	167,289,254	-251,650,542
7	Net Profit (Accumulated)	-	-	-
8	Current Liabilities	200,526	-	89,811,432
	Other (5&9 Set Up)	-	-	89,811,432
	Creditor (Commercial Tax)	-	-	-
	Creditor (Income Tax)	-	-	-
	Creditor (State Contribution)	-	-	-
	Creditor Electricity	200,526	-	-
9	Long Terms Liabilities	372,957,539	351,144,495	346,496,905
	Loan	372,957,539	351,144,495	346,496,905
		959,084,271	965,918,819	1,689,971,497

出典：EPGE

上の貸借対照表より以下のことが言える。

- MEPE の火力発電所が加えられたことにより固定資産の減価償却累計額が増加した。
- 火力発電所の参入により資本部分が大幅に上昇している。
- 長期借入金 (Long term liabilities) は着実に減少している。

EPGE のキャッシュフロー計算書を表 5.3.3 に示す。

表 5.3.3 EPGE キャッシュフロー計算書

(Kyats in Thousand)

No.	Particular	2014-2015	2015-2016	2016-2017
I	Sources of Fund			
	Internal Cash Generation			
	Net Income Available for Fixed Charges			
	Depreciation	28,725,137	30,303,113	47,499,920
	Total Internal Cash Generation	28,725,137	30,303,113	47,499,920
II	Borrowing			
	Local Bank rrowing			
	Foreign Loan			17,165,454
	Total Borrowing			17,165,454
III	Other Sources of Fund	-14,256,414	28,848,118	638,888,836
	Total Sources of Fund	14,468,723	59,151,231	703,554,210
IV	Application of Fund			
	Capital Investment Program			
	Capital Expenditure	15,744,168	26,453,741	715,204,530
	Total	15,744,168	26,453,741	715,204,530
V	Debt Service			
	Interest			
	Loan Repayment	21,813,044	21,813,044	21,813,044
	Total	21,813,044	21,813,044	21,813,044
VI	Variation in Working Capital			
	Cash Increase (Decrease)			
	Other Than Cash Increase (Decrease)	-23,088,489	10,884,446	-33,463,364
	Net Increase (Decrease)	-23,088,489	10,884,446	-33,463,364
	Total Application of Fund	14,468,723	59,151,231	703,554,210

出典：EPGE

EPGE のキャッシュフロー計算書では、収入部（I～III）と支出部（IV～VI）を分けて計算されており、支出と出費がバランスするよう計算されている。従い、キャッシュフロー上は現金もしくは現金同等物の増減は起きない。上表の中で、営業活動によるキャッシュフローは上表の I に相当するが、税金等調整前当期純利益を計上しておらず、キャッシュインフローとして減価償却費が計上されている。投資活動によるキャッシュフローは、IV が該当し、財務活動によるキャッシュフローは、II、III、V が該当すると思われる。現金同等物の増加減少額は、VI が該当する。

5.4 実施機関の経験

(1) 設計施工の経験

EPGE の管轄によって、建設されたガス火力発電所は、Hlawga、Ywama、Ahlone、Thaketa、Thilawa などヤンゴン地域で稼働するガス火力発電所と、Myanaung 発電所をはじめとする地方の 7 つの火力発電所がある。

EPGE に対するヒアリングによれば、これら既存のガス火力発電所は、全て EPC 契約で建設されたものであった。EPC 契約の場合、EPGE 側はガス火力の要求性能を規定し、ガス火力発電所の設計、調達、施工は全て業者の責任において行う。

EPGE 自身には、機器の設計、調達、据付を行った経験はない。EPGE がこれらの業務を担うためには、経験の豊富なローカルコントラクターを調達し、かつ重量物輸送業者、ガスエンジンメーカー、および据付工事業者の各専門技術者による技術指導サービスが不可欠である。

(2) 輸送の経験

EGPE は、ガス火力発電機の内陸輸送については、今までの新規ガス火力発電所の建設を通じ、輸送ルート of 交通規制、道路を横断する電線対策等の経験を有している。

(3) 維持管理の経験

EPGE が所有する 11 ヶ所のガス火力発電所では、EPGE の職員が直接維持運営管理を行っている。特に Kyunchaung、Myanaung、Thaton の各火力発電所は、1970 年代に設置されたものであり、40 年以上維持運営を行っている。しかし、EPGE が直接運営を行っているガス火力発電所は、ガスタービンに限られ、ガスエンジン発電機の維持管理経験は無い。ガスエンジン発電機を新たに導入する際には、着実に維持運営を行えるよう、EPGE の職員に対し維持運営管理の教育・訓練を実施する必要がある。

5.5 技術支援の要否

かつては、州都などの特に乾季電源として、大型ディーゼル発電機 (DEG) が設置され、稼働していた。その後、系統の拡張に伴い、系統接続が実現した。老朽化した DEG は順次除却され、そのメンテナンスを担当してきた熟練技術者も退職した。

今回対象とする GEG は、新規形式かつ大型ゆえ、運転維持管理の教育訓練が不可欠である。実施機関である EPGE は、徹底的な教育訓練を強く要望している。ミャンマーの電力公社は、1950 年代のバルーチャン第 2 発電所建設工事以来、発電所の建設・据付工事を通じて、建設工事や発電機の運転・維持管理の技術と技能を習得してきた。ミャンマーの国民には基礎教育が普及しており、技術に取り組む姿勢が真摯である。調査団としても、この機会にミャンマー側技術者が新しい技術を習得できるよう、積極的に技術支援を提供することを提案する。

5.6 技術支援を行う場合の支援内容

供給する GEG は、EPGE にとって初めての機器であり、EPGE は、据付、試験運転、運転維持管理、さらにスペアパーツの調達まで、徹底的な指導と訓練を強く希望している。これらの技術サービスを以下に示す。

- T1 発電所建屋からエンジン騒音漏れの軽減のための改修工事、および換気システムの設置工事
- T2 GEG および補機の据え付け、および配線・配管工事
- T3 試験運転および信頼度確認運転
- T4 GEG の運転と整備、運転維持管理の記録と活動の整理と活用のためのセミナーと OJT。これらには、メーカーの適切な海外訓練施設でのトレーニングも含める。このセミナーと OJT には、以下の項目を含める。
 - GEG の発電所までの搬入時の重量物取り扱い、設置
 - GEG の構造、パーツ等の教習
 - 据付・配線・配管工事
 - 運転管理・記録作成と管理

- 点検・修理等の整備記録作成と管理
- 点火プラグ等の交換、注油、記録
- 分解点検および保守
- スペアパーツ・消耗品の在庫管理・発注・検収

T5 運転開始から約2年後に必要となる GEG の初回の分解点検整備

T6 スペアパーツと消耗品の在庫管理と不足品の調達

EPGE は、以下の状況を鑑み、日本側が上記の技術指導を提供することを、強く要望している。この技術指導により、Myanaung に設置される GEG が、本来の機能を十全に発揮できるようになる。

- 完成後 30 年間にわたり発電を継続するという目的を達成するためには、この技術指導は、GEG 機器と不可分にして一体のものである。日本側およびミャンマー側負担事項と切り離すこともできない。
- この技術指導には、導入される GEG のメーカーの専門技術者と訓練施設の関与が不可欠である。
- 本 GEG の主契約者は、日本国籍の保有法人に限定されると想定される。したがって、この技術指導契約も日本においてより適切に締結できるだろう。

本調査団は、この真摯な EPGE 要請に同意し、日本側が何らかの制度を活用して、これに全面的に応えることを、強く要望する。

第6章 事業実施に係る条件等

6.1 相手国負担事項

ミャンマー国の負担事項として、以下を提案する。

- M1: 本緊急改善の建設および運転維持管理に係る、ミャンマー国負担事項の実施に必要な予算の適時確保
- M2: 本 Myanaung 緊急改善の初期環境調査 (IEE) の実施と、監督官庁からの承認の取得、環境モニタリングの実施
- M3: 本 GEG 機器およびすべての補機および機材の輸入・再輸出に課せられる関税の免除。また、本件を管理する調達代理人、機材を納入する提供ヤ、および詳細設計等を実施するコンサルタント、およびこれら法人の外国人職員に課せられる法人税、源泉徴収税、個人所得税の免除の承認取得
- M4: 詳細設計段階のアドバイスに沿って、GEG の基礎となるマスコンクリート表面上に突き出している、マットおよび壁状のコンクリートを撤去し、サンプルピットをコンクリートで充填する。
- M5: ケーブルダクト内の清掃とコンクリートクラックの必要な修理。
- M6: 発電所建屋の外部へのエンジン騒音の漏れを軽減するための改修工事。発電所建屋の開口部は、騒音の漏れを軽減するために、閉鎖する。発電機を冷却するために換気システムを設置するが、これは、発電所建屋内の気温上昇防止にも役立つ。エンジンを冷却後の温かい空気は上昇するので、建屋からの排気口は、屋根もしくは切妻の高い部分に設置、騒音漏れを軽減するため特別な構造とする。
- M7: GEG のコンクリート基礎上への据え置きと地震時の転倒防止用の支持物の設置；電力線、制御・通信線の配線工事；およびガス供給のための配管工事、他。
- M8: GEG の運転維持管理のための職員の指名と派遣。これらの職員はまた、Ayeyarwady 河岸に接岸したバージから発電所までの重量物運搬にも立ち合わせる。さらに、その後の据え付け、試験運転にも従事させることにより、経験を積ませる。
- M9: 30 年間の想定運転期間を通じて。平均高位熱量 744 Btu/scf の天然ガスを毎日 7 mmscf 供給する。Yadana ガス田の生産量が減少を始めて以降は、MOGE が、輸入 LNG と混合して供給する。
- M10: 日本側が GEG と一緒に供給したスペアパーツと消耗品の使用後は、GEG の運転維持管理に必要なスペアパーツと消耗品を、EPGE が購入する。
- M11: 関連機器の修繕維持管理。これらの機器には、2 台の既存変圧器や GEG と一緒に供給さ

れた補機を含む。必要と判断された場合には、これらの機器を更新する。

- M12: 新規に指名された職員を含めて、運転維持管理要員を対象として、セミナーと実地訓練を継続する。
- M13: 内陸輸送に際して、GEG の運搬トレーラーが支障なく通行できるよう通行を規制し、道路を横断する配電線の路面からの高さを確保する。電線からの短絡事故防止のため、道路輸送中は、地域への配電を一時停止することも考える。
- M14: 発電所建屋に使用されているアスベストボードの適切な管理。ボードが原型を維持していれば、アスベスト繊維が飛散するリスクはないと考えられる。

6.2 必要な行政手続き

(1) 必要な行政措置

本計画を実施するにあたり、ミャンマー国側が実施する行政措置としては、以下が挙げられる。

表 6.2.1 必要な行政措置一覧

No.	Item	Responsible Agency	Regulatory Agency
1	Approval of IEE and conducting environmental monitoring	EPGE	MONREC
2	Permission of use of road for GEGs transportation	EPGE	Municipality
3	Permission of electricity shutdown during GEGs transportation	EPGE	Municipality
4	Permission of use of electricity, water for installation of GEGs	EPGE	EPGE
5	Assistance of custom clearance	EPGE	MOPF
6	Approval of tax exemption	EPGE	MOPF
7	Permission of modification works of landing point of Ayeyarwady river	EPGE	Municipality
8	Permission of construction and operation shutdown of existing GT during construction	EPGE	EPGE/MOEE

出典：調査団

(2) 必要な予算措置

本計画を実施するにあたり、ミャンマー国側が負担する費用項目としては、以下が挙げられる

表 6.2.2 必要な予算措置一覧

No.	Item	Responsible Agency
1	Implementation of IEE, and conducting environmental monitoring	EPGE
2	Traffic control and clearance of road for GEGs transportation	EPGE
3	Provision of office, accommodation, guards, and telecommunication for supervisors	EPGE
4	Use of electricity, water, compressed air, and OHT crane for installation and or maintenance of GEGs	EPGE
5	Provision of temporary warehouse and moving equipment to the warehouse	EPGE
6	Clearance of foundation in the powerhouse	EPGE
7	Repair of foundation concrete	EPGE
8	Renovation works of powerhouse to reduce noise leakage	EPGE
9	Provision of resident staffs for installation and commission of GEGs	EPGE
10	Other costs which are not covered by grant, (contingency)	EPGE
11	Budget of operation and maintenance cost	EPGE
12	Provision of consumable and spare parts for operation of GEGs	EPGE

出典：調査団

ミャンマーでは、本計画実施に係る予算は、EPGE が起案し、DEPP、MOEE、EC (Economic Committee)、DACU (Development Assistance Coordination Unit Unit)、Cabinet、議会の順で承認される。

(3) IEE

ミャンマーでは、50 MW 以下の発電事業は、環境への影響が限定的であれば、IEE の対象となり、EIA は不要となる。ミャンマーでは、EIA もしくは IEE は、天然資源・環境保全省 (MONREC) から免許を発行された、環境ローカルコンサルタントにより実施が可能である。

発電事業者が環境調査を実施する場合は、まず、MONREC の環境保全部 (ECD: Environmental Conservation Department) に事業概要書を提出する。ECD は、概要書を基に、IEE か EIA かを判断する。IEE は通常 3 か月程度かかり、IEE 終了後に、ECD に報告書を提出する。ECD は、報告書の内容を精査し、問題が無ければ 60 営業日以内に承認する。

ECD によれば、本計画の場合は、既設の発電所に発電機を据え付けるのみで、環境影響が少ないと想定されるため、事業開始時ではなく、GEGs が Myanaung 発電所に来る前に承認を得ていけばよい、とのことである。

6.3 免税措置等

本計画に係る免税措置は、輸出入に係る関税や所得税となり、EPGE が MOPF の承認申請を行う。想定される免税項目は下表のとおりとなる。

表 6.3.1 必要な免税措置一覧

No.	Item
1	Exemption from income tax with respect to the ODA grant and its accruing interest
2	Exemption from income tax on the income of the companies engaged for the implementation of the projects
3	Exemption from personal income tax for employees working for companies engaged for implementation of the projects
4	Exemption from custom duties with respect to the import and re-export of materials and equipment owned by the companies engaged for the implementation of the projects
5	Exemption from withholding tax and personal income tax on the companies and employees engaged for the implementation of the projects

出典：調査団

免税の申請は、MOEE が MOPF へ承認申請を行い、最終的に閣議決定をもって承認される。MOEE の承認申請から、承認までの免税手続きは以下の通りとなる。

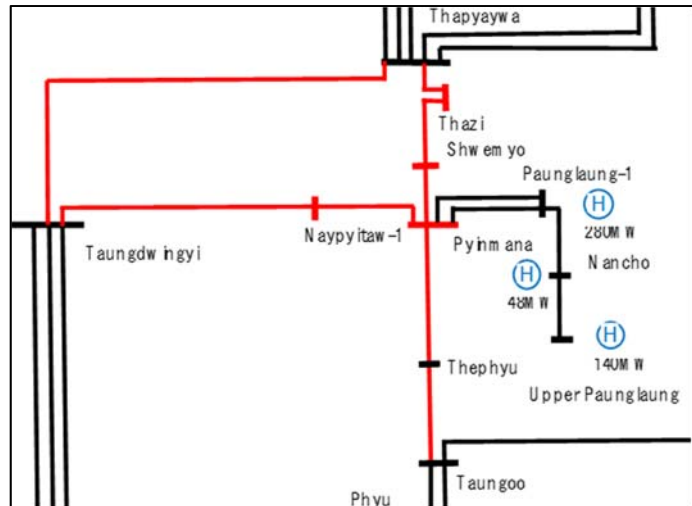
- 1) MOEE より MOPF (Ministry of Planning & Finance) 宛てに免税依頼書を提出。
- 2) MOPF の承認後、MOEE に承認の旨を通知。
- 3) MOEE が閣議申請。
- 4) 閣議承認→最終承認。

上記 1) から 4) の手続にかかる期間は、閣議の開催時期にもよるが、通常 1 か月程度となる。

第7章 電力セクターの課題と提言

7.1 北部水力群からの電力輸送の課題と提言

現在の 230kV 系統を俯瞰すると、北部からヤンゴン地区に電力を輸送する上で最も障害となるのは、図 7.1.1 に示す部分である。5 年計画の下、整備が進められてきたが、何故か整備事業から取り残されたような観がある。第 3 章で説明した 500kV 送電線の事故停止による被害の最小化を図るためにも、特に、図 7.1.1 に示す部分の送電線の増強が緊急に必要と判断する。

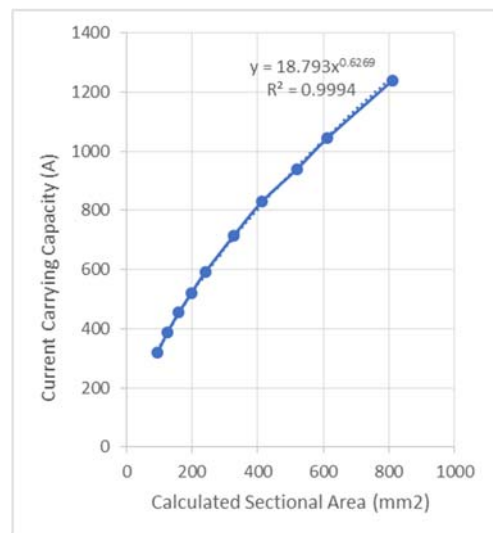


出典：調査団作成

図 7.1.1 Pinyinmana を中心とした 230kV 系統

既存の 230kV 送電線の電線として使用されているのは ACSR(Aluminum Conductor Steel Reinforced) の断面積 795MCM (1000 circular mils)、605MCM 及び 300mm² の 3 種類だけである。300mm² 電線は Paunglaung - Pinyinmana 間の 1 区間だけである。ACSR の許容電流は 90℃であり、図 7.1.2 は日立電線の電線便覧に示されている許容電流を展開したものである。なお、許容電流値は以下の条件で計算された数値である。

- 周囲温度.....40℃
- 電線の許容温度上昇.....50℃
- 日射量.....0.1W/cm²
- 風速.....0.5m/sec
- 電線の表面の輻射率.....0.9



出典：日立電線の電線便覧

図 7.1.2 ACSR の許容電流

プロットされた曲線の近似式は：

$$(\text{ACSR の許容電流 A}) = 18.793 * (\text{電線の計算断面積 mm}^2)^{0.6269}$$

この場合の相関係数 R²は 0.9994 である。

これによると、795MCM の電線は、ASTM コード名 Drake と仮定して計算断面積は 403.0mm² であるので 807A、273MW; 605MCM の電線は Peacock と仮定して計算断面積は 306.7mm²、680A、230MW となる。なお、許容容量(MW)は、DPTSC と同様、力率 85%として算定しており、安全側の数値となっている。

一方、DPTSC では 795MCM は 900A、許容容量 305MW; 605MCM は夫々760A、257MW という数値を使用しているようである。計算条件の詳細が不明のため評価が困難であるが、安全性を重視し、795MCM 電線は 807A、273MW を; 605MCM 電線は 680A、230MW を使用することを推奨する。

今年、最大需要を記録した 5 月 23 日の 19 時の潮流を表 7.1.1 に示す。問題となる区間の多くは複導体を使用しており、潮流自体は大きな値を示していたが、許容電流よりはるかに低い値であった。

表 7.1.1 最大需要を記録した 5 月 23 日の 19 時時点の潮流

Transmission Line		Conductor (MCM)	Allowable Capacity (MW)	Power Flow (MW)	% Load
From	To				
Thapyewa	Taungdwingyi	2x605	460	282.9	61.5%
Thapyewa	Thazi	2x605	460	193.1	42.0%
Thazi	Shwemyo	1x795	273	131.5	48.2%
Shwemyo	Pyinmana	1x795	273	130.5	47.8%
Pyinmana	Thephyu	2x605	460	202.2	44.0%
Pyinmana	Naypyitaw	2x605	460	170.0	37.0%
Naypyitaw	Taungdwingyi	2x605	460	133.0	28.9%
Thephyu	Taungoo	2x605	460	183.4	39.9%
Myaungtagar	Hlaingtharyar	1x605	230	202.3	88.0%

出典：DPTSC

ただし、Myaungtagar - Hlaingthayar 線は（図 7.2.2 参照）605MCM 単導体であり、毎日過負荷に近い状況を呈していることに留意すべきである。表 7.1.1 に示す区間の送電線は全て 1 回線であり、他の区間の故障の影響を受けやすい。例えば、Thapyewa - Taungdwingyi 送電線が故障停止した場合、その 280MW が行き場を失い、Thapyewa - Thazi - Shwemyo - Pyinmana 送電線に流れ込み、130-140%程度の過負荷となる可能性があり、さらに、地域の電力供給を担っている 132kV 送電線も大きな影響を受けることになる。

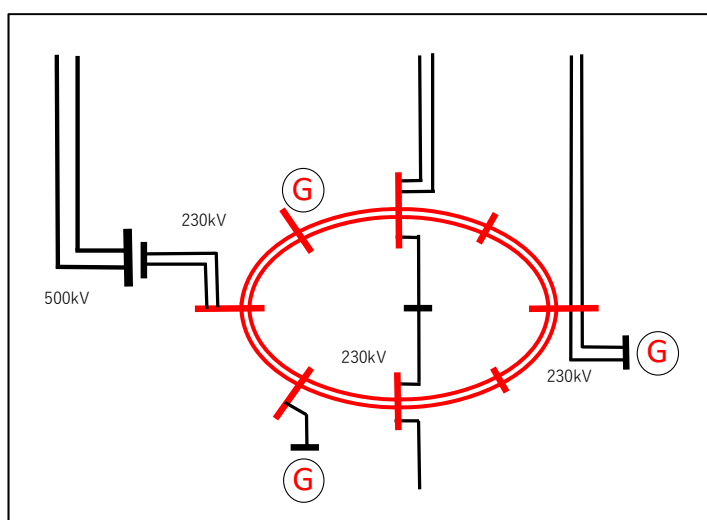
従って、既存の 230kV 及び 132kV の送電系統に、現在建設中の送電線を含めた系統に対し、N-1 基準が満足しているかどうかをチェックし、整備・増強計画を策定し、緊急に実施すべきと考える。なお、将来あるかも知れない重大事故による国民の動揺・不安の最小化を目的とするので、現在または 2020 年頃の需要予測を基にすることが経済的にも妥当と判断する。また、N-1 基準を適用する際、2 回線送電線に対しては、同様の事故が重複して起こる確率が低いと思われるので、1 回線故障停止で十分と考える。

7.2 ヤンゴン地区内の送電系統の増強に関する提言

第 3 章、3.5.2 節で説明した事態をできるだけ軽減するためには、図 7.2.1 に示すイメージの、230kV の既存の設備を有効に活用して、2 回線構成の Ring Main System を早急に構築することが必要と

考える。Ring Main System 完成後は、送電線や変電所の事故に伴う供給停止が発生しても速やかに供給経路の切り替えができ、正常時に近い運用の継続が可能となる。

実施に際しては、土地取得等の問題もあり、新設の送電線路の地中線化、変電所の開閉設備の GIS 化も視野に入れて、計画すべきと考える。



出典：調査団作成

図 7.2.1 Ring Main System のイメージ図

なお、ここで計画する Ring Main System は、将来にわたってヤンゴン地区の電力供給の要となるものであり、通常の整備計画より更に先を見越した計画の立案が重要と考える。

さらに、計画策定の段階で、将来の需要の増大を考慮し、現在の 66kV - 33kV - 11kV/6.6kV の電圧構成から 132kV - 22kV への電圧構成への切り替えを視野に入れた検討も行うべきと考える。なぜなら、現在の電圧構成では将来の需要の増加に対応することが困難な状況も考えられ、電力損失の低減にも限度があると考えられる。そのうえ、ヤンゴン地区の配電系統は未だ規模が比較的小さく、できるだけ早く実施に着手することは、電圧構成の切り替えに伴う混乱と経費を最小化できると考えるからである。ちなみに、ヤンゴン北部の未だ 66kV 送電線が敷設されていない地域に 230/132kV 変電所を新設し、電圧構成切り替えのモデルとすることも一案と考える。

本調査の最終段階で得た「ADB 資金によるヤンゴン地区の送電網の整備計画が進行中」との情報に基づき、追加調査を行った。ADB の計画は以下の新設、拡張、増強計画で構成されている。そのための総額 8 千万ドルの資金の協定書も既に調印済みである(2016 年 4 月 26 日)。提案されている Ring System を構成する送電線を表 7.2.1 に示す。また、計画されている各送電線及び変電所の位置を図 7.2.2 に示す。

- (a) Thida-Thaketa 間の 2 回線、230/66kV 架空送電線の新設
- (b) Thaketa-Kyaikasan 間の 1 回線、230kV 送電線の新設及び Thaketa 変電所の拡張、Kyaikasan 66kV 変電所の 230/66/11kV、2x150 MVA への改造
- (c) South Okkalappa 230/66/11kV、2x150 MVA 変電所の新設
- (d) West University 230/33/11kV、2x150 MVA 変電所の新設

以上の新設、拡張、増強計画を実施し、Ahlone - Thida - Thaketa - South Okkalappa - Hlawga - Myaungtagar - Hlaingtharyar - Ahlone の大リングを構成するものである。Kyaikasan 変電所は Kyaikasan Play Ground の構内にある。South Okkalappa 変電所は Thaketa - Hlawga 既設送電線の途中に建設される。上記(d)の West University 変電所は、現在計画中の 500kV 変電所とヤンゴン地区

の 230kV 系統を接続するためのものであり、リングの構成とは関係がない。また、Ahlone-Thida 間の送電線及び Thida 変電所の建設は DPTSC により計画されているものと判断するが、情報の提供がなく、計画の詳細は不明である。

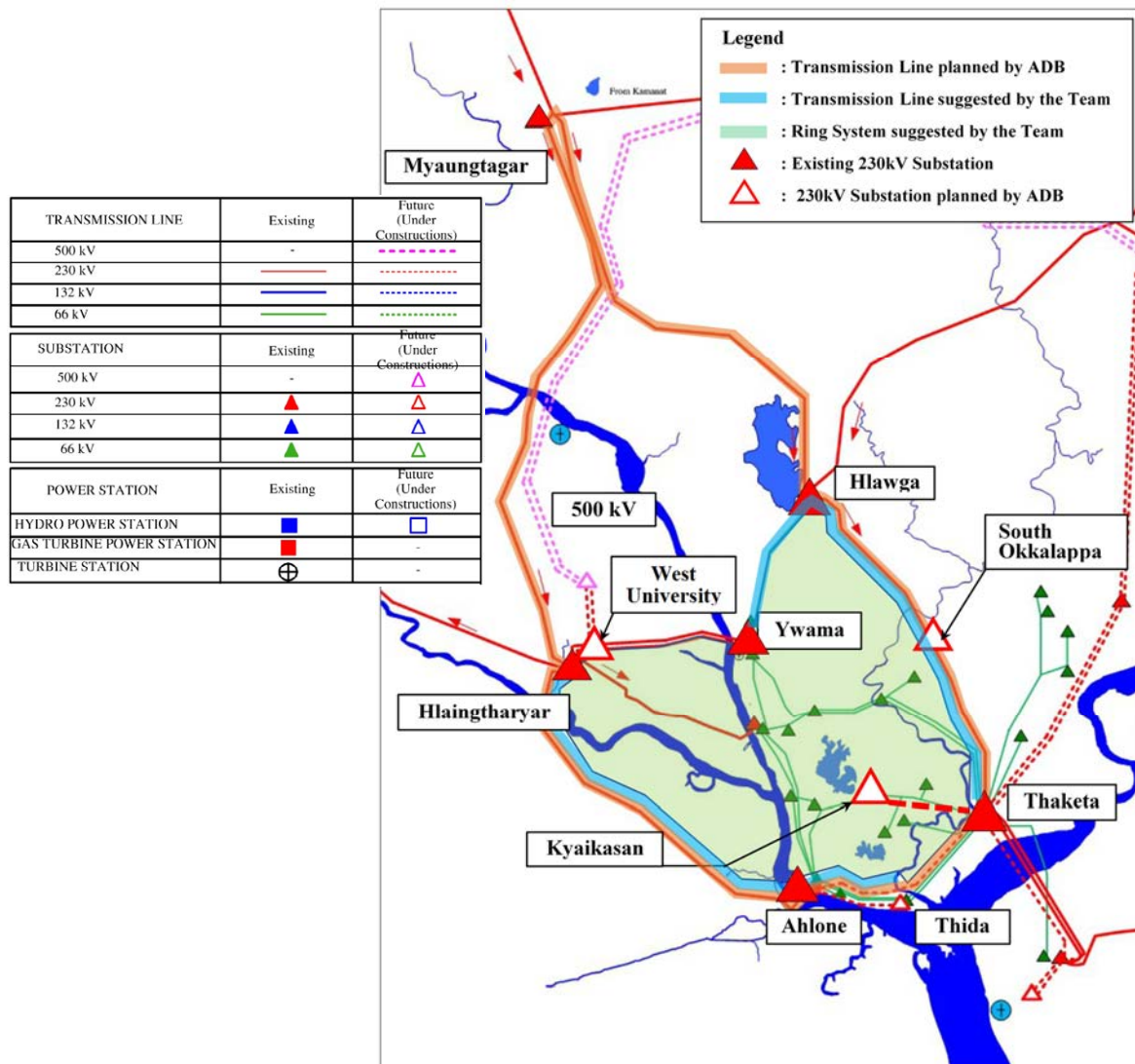
表 7.2.1 に本リングメインを構成する送電線を示す。図 7.2.2 に、計画送電線と変電所の位置を示す。

表 7.2.1 ADB 資金で計画されている Ring System の送電線

	230kV Transmission Line		Length	CCT	ACSR	Fund
1	Ahlone	Thida	-	-	-	EPDC
2	Thida	Thaketa	8.5	2	-	ADB
3	Thaketa	South Okkalappa	-	1	795	Existing
4	South Okkalappa	Hlawga	-	1	795	Existing
5	Hlawga	Myaungtagar	25.9	1	2x605	Existing
6	Myaungtagar	Hlaingtharyar	40.2	1	605	Existing
7	Hlaingtharyar	Ahlone	22.4	1	2x605	Existing

Source: DPTSC and ADB's Report

Remark: "-" means no information



出典：DPTSC

図 7.2.2 Ring System を構成する 230kV 施設の位置図

表及び図に示す ADB の計画で、以下の事項が課題と考える。なお、既設送電線・変電所のデータを DPTSC より提供されたが、系統解析用の入力データであり、特に送電線の詳細資料は含まれていない。従って、以下の記述は、提供された範囲のデータに基づく。また電源線である Hlaingtharyar – Ahlone 及び Hlaingtharyar – Ywama 送電線のデータはない。従って、以下の推定に基づいて検討をすすめる。

- 500/230kV 変電所の変圧器容量： 2x500 MVA
 - Hlaingtharyar – Ywama 線の電線サイズ： 2x795 MCM (642 MVA/CCT)
 - Hlaingtharyar – Ahlone 線の電線サイズ： 2x605 MCM (542 MVA/CCT)
- (a) 500kV 送電線で送られてきた電気は、全量（最大 1,000 MVA）が Hlaingtharyar 変電所に送られる。更に、そこに Ywama 発電所で発電された電気（245 MW、288 MVA）が加わり、合計 1,288 MVA になる。
- (b) 一方、Hlaingtharyar – Ywama 線の許容送電容量は $2 \times 642 = 1,284$ MVA であり、Hlaingtharyar 変電所に送られる最大電力よりわずかに少ない。1 回線故障停止の場合は極度の過負荷となる。
- (c) Hlaingtharyar から Ring System に、南北 2 本の送電線を通して電気が供給される。2 本の送電線の許容送電容量は夫々 542 MVA、271 MVA で、合計 813 MVA となる。Hlaingtharyar 変電所の変圧器容量 200 MVA を合わせても、1,013 MVA である。これは West University 変電所から送り込まれる合計電力以下であり、送り出すための送電線は常時過負荷状態となる可能性がある。さらに、1 回線が故障停止した場合、残りの送電線は極度の過負荷となる。
- (d) 計画されている Ring System は既設の送電線路を極力利用した茄子型の外側 Ring System であり、必ずしも需要の密集した地域を囲む形となっていない。

以上から、本調査の検討の結果として、Ahlone – Thida – Thaketa – South Okkalappa – Hlawga – Ywama – West University - Hlaingtharyar – Ahlone という、ハート形 Ring System の構築を提案する。この提案は「Ywama – Hlawga 2 回線、架空送電線の建設計画」を追加するだけで、需要の密集した地域を囲むハート型 Ring を形成するものである。そのうえ、ADB の資金で建設を予定している施設計画に影響を及ぼすことがない。

提案するハート型 Ring System は、将来にわたりヤンゴン地区の電力供給の要となるためのものである。そのため、真の Ring Main System とするため、追加計画を以下に提案する。これらの計画は上述の課題を解消するものでもある。

- (a) Hlaingtharyar – Ahlone 間に 1 回線又は 2 回線、架空送電線の建設。
- (b) Hlawga – South Okkalappa - Thaketa 1 回線送電線の建設。South Okkalappa - Thaketa 送電線に関しては、用地取得の困難さがある場合は地中送電線の採用を考える。
- (c) Ahlone – Thida 送電線建設、Thida 変電所の建設計画の進捗状況を確認し、1 回線のみの計画なら、1 回線送電線の追加。その場合、用地取得の困難さがある場合は地中線の採用を考える。

Ring の構成には関係がないが第 7.1 節で説明した 500kV 系統の事故停止を考慮した場合でも、ヤンゴン地区の電力供給を確かなものするため、次項の計画の追加を合わせて提案する。

- (d) Myaungtagar – Hlaingtharyar 間に 1 回線架空送電線の追加。この区間の既設送電線は現在すでに、常時過負荷に近い運用を行っている。

提案する Ring Mmain System は、将来的にヤンゴン中心部に恒常的に電力を高級する施設となる。ADB 事業下で建設する送電線を含め、これらの施設はいったん建設したら、後でそれを更新・増強することには多大な困難が伴う。そこで、調査団は、回線当り 1,000 MVA から 1,500 MVA の十分な送電容量を、最初から持たせることを提案する。

7.3 石炭火力の必要性和情報提供キャンペーンの提言

初めに、エネルギー・電力セクターの既存計画と最新資料をレビューし、そのレビューに基づいて電力セクターの課題を抽出する。次いで、課題への対処の方向性と考えられる当面のアプローチを検討し、日本 ODA が貢献・活躍できる場を追求してみる。

7.3.1 既存計画と最新資料のレビュー

7.3.1.1 ミャンマー国電力マスタープラン 2014

ミャンマー国電力マスタープラン 2014 は、JICA が支援した「ミャンマー国電力開発計画プログラム形成準備調査、2014 年、株式会社ニュージェック・関西電力株式会社」の一環として、当時の電力省 (MOEP) が 2014 年 7 月のセミナーにおいて発表したものである (Outline of National Electricity Master Plan – Vision as of 2030)。

天然ガス火力

- (1) 国産天然ガス資源の 200~300 BBtud (総生産量の 13%) が電力セクターに、7%がその他の工業に、残りの 80%は輸出に割り当てられている。
- (2) 電力セクターが実際に必要とするガス量は、この国産ガス割当量の 2 倍に上る。
- (3) この発電用燃料の需給ギャップを埋めるべく、2020 年までの短期計画を Fast Truck と呼称し、輸入石油 (HSD) または LNG 焚きの GTCC を合計 700 MW 新設する。
- (4) 中期的に、2020 年以降 2030 年までに投入が必要となる GTCC は、合計 2,789 MW に上る。これは輸入 LNG を燃料とする。

水力

- (1) 水力の総ポテンシャル 108 GW の内、“Developed”、“Primary”、“Possible”と分類されている 3 区分の合計は 48.5GW に上る。残りは “Challenge” と区分されており、「技術ポテンシャル」に相当すると言えよう。この 48.5 GW の内、3 GW が開発済みである。残りの 45.5 GW の 92.5%に相当する 42.1 GW は、中国およびタイの IPP により建設が提案されている。これら IPP 事業の電力量の半分は、それぞれの国へ割当てられる。また、これら水力の乾季出力は、雨季出力の 50%に低下すると推定されている。

- (2) しかし、この IPP 事業の内、8.7 GW は様々な理由から実施が中断されている。残りの 36.8 GW が「経済的ポテンシャル水力」に相当すると考えられる。この内、本流上の出力 1,000 MW 以上のプロジェクトは「大水力」と分類されており、合計 26.9 GW に上る。1,000 MW 未満の「中小水力」は 9.9 GW に上る。
- (3) 合計 26.9 GW に上る本流上の「大水力」は、①実現までの長いリードタイム、②環境・社会影響、③長距離の高圧送電線の建設が必要となることから、その開発は困難に直面するだろうと想定されている。

石炭火力

- (1) ミャンマーで初となる Tigyit 石炭火力発電所は、2004 年に設備容量 120 MW で建設された。しかし、フル出力で運転されたことは一度もない。2014 年 11 月に発電を停止した。大気汚染と水質汚染はプロジェクト周辺の住民の農業と健康を脅かし、皮膚の発疹を発症した住民も多かった²⁶。また、環境対策設備が設置されていなかったことから、周辺に甚大な公害をもたらしたと報告されている。ミャンマーにおける現在の石炭火力反対運動を引き起こすきっかけとなった。2017 年になって、公害防止装置を追加設置して、発電を再開したと報告されている。このほかに、ミャンマー最南端 Kauthaug に、8 MW 石炭火力（オフグリッド）がある。また、Mon 州に Siam セメント会社の自家発電用の石炭火力（30 MW）もある。同発電所では、運河を利用して石炭を最寄りの港から小運搬しているとのことである。
- (2) ミャンマーの石炭は、発熱量が 3,000～6,500 kcal/kg である。Kalewa (Sagaing Division) と Mainghkok (Shan State) では亜瀝青炭が得られる（図 7.3.5
- (3) 参照）。鉱山省では、2030 年までに 5.6 百万トンを生産し、このうち 3.4 百万トン²⁷ を発電用として計画している。
- (4) 石炭火力設備は、2030 年には 7.8 GW が必要と計画されており、約 24 百万トンの石炭が必要となる。国内炭の 6 倍に上る石炭の輸入が必要となる。
- (5) 石炭火力の長所は、廉価で年間を通して安定したベース電源となること、また供給国が多様であり、安定した輸入が期待されることである。Tigyit では公害が大問題となったが、日本におけるように、適切な集塵機、脱硫・脱硝装置を設置すれば、環境排出基準を満たすことができる。一方、短所は、CO₂ の排出量が約 1 トン/MWh に上り、ガス火力の 2 倍以上に上ることである。2015 年 12 月の COP21 の合意により、これから石炭火力を新設し、CO₂ 排出量が増加することには、国際的な趨勢には沿わない面がある。
- (6) ミャンマー国では、2030 年でも、電源の 47%を水力が占め、石炭が 33%、ガスが 20% と計画されている。ミャンマー国では、1990 年代から水力開発に重点投資し、さらに 2000 年代からはガス火力を投入してきた。石炭火力はこれから建設が始まるころである。建設の順番が、CO₂ 排出がほとんどない水力から始まり、次いでガス火力、最

²⁶ Myanmar Times 28 April 2016

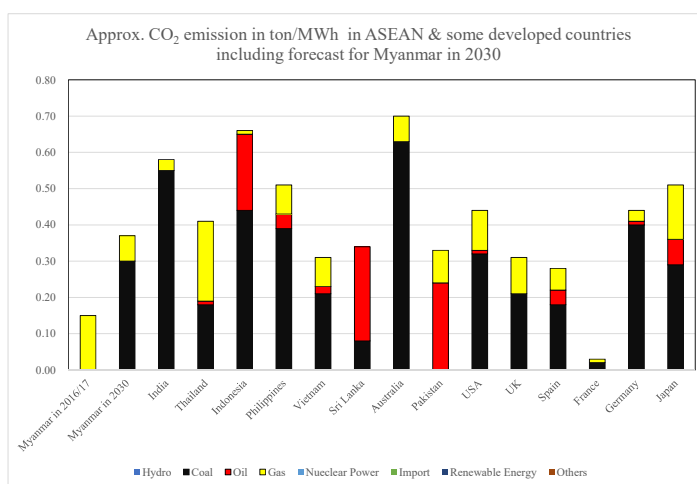
²⁷ 600MWx1.5 機分の年間燃料に相当する。

後に石炭となったものである。電源の妥当なミックスを目指すことは、燃料供給の安全保障と信頼性を確保する上で合理的であり、国益に叶う。

- (7) その一方で、石炭火力発電所の導入に伴い、MWh 当りの平均 CO₂ 排出量は増加する。この排出水準を極力抑えるため、電力 MP 2014 のバランス型シナリオに沿って、水力開発も並行して進める必要がある。COP21 の国際合意に沿って、CO₂ 排出水準を極力抑えながら、廉価な電力を十分に供給することが、ミャンマー政府に求められている。

- (8) ASEAN 諸国と先進国の合計 15 か国について、簡易な方法で試算した、発電 MWh 当りの平均 CO₂ 排出量を、

図 7.3.1 に示す。ミャンマー国の平均 CO₂ 排出量は、2030 年にバランス型シナリオの下で 0.37 ton/MWh 程度になると推定される。この CO₂ 排出水準は、15 か国の現在の平均値 0.40 ton/MWh に近い。電力マスタープラン 2014 では、今後も水力開発を着実に進めることを計画している。



出典 Compiled by the survey team with assumed generation efficiency and unit emission and based on generation mix by:
 India to Pakistan: “Power Situation and Policy in Asia and Oceania Countries”, May 2015, JETRO
 USA to Japan: METI,
http://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/pdf/energy_in_japan2016.pdf
 Unit emission was tentatively assumed to be zero for hydro, nuclear, import, RE and others.

図 7.3.1 ASEAN 諸国と先進諸国の発電 MWh 当り CO₂ 排出量

送電系統

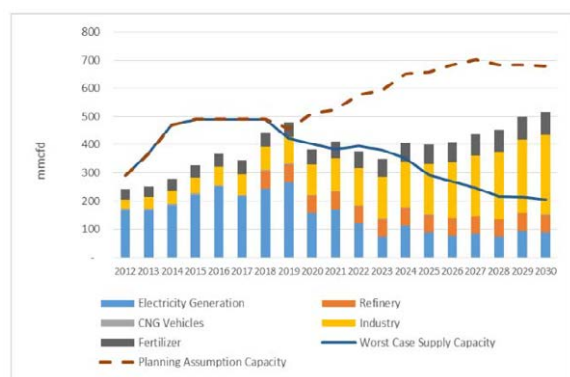
- (1) ミャンマーでは、大型水力発電所が北部に位置し、需要センターが南部のヤンゴンに位置する。輸入 LNG による主要なガス火力はヤンゴン地域に建設されるだろう。2ヶ所の内陸の石炭鉱山は別として、輸入石炭による石炭火力はヤンゴン以南に建設されることとなるだろう。それでも、2030年の雨季には、3,000 MW 以上の電力潮流が北部からヤンゴン地域に向かう（電力 MP 2014）。このため、現在建設中の 500kV 送電線では不足し、第 2 フェーズの 500kV 送電線が必要と計画されている。2016 年から 2030 年までの送電線の総投資額は、57.5 億ドルに上ると見込まれている。

7.3.1.2 ミャンマー国エネルギーマスタープラン 2015

- (1) 一次エネルギーに占める水力と石炭のシェアは、2015 年時点では 5%と 2%である。2030 年にはそれぞれ 11%と 20%に増大すると予測されている（Figures E9 & E10, Myanmar Energy Master Plan, ADB, Dec. 2015）。その一方で、2015年には 55%を占め

ている家庭調理用燃料としての薪炭が、地方電化の普及に伴い、33%まで急減すると予測されている。

- (2) 最終エネルギー需要では、家庭調理用が 2012 年の 58%から 2030 年には 34%に急減する²⁸。その一方で、工業需要が 6%から 26%に急増する。輸送需要も 11%から 17%に大幅に増えると予測されている。
- (3) ガス需給の Worst Case 予測では、2018 年から供給不足が顕在化し、以降 2030 年まで需給ギャップは拡大を続ける。需要を満たすためには、新ガス田 M3 の 2019 年からの



の操業開始と、2020 年からの LNG 輸入等が必要としている。図 7.3.2 に示すように、電力セクターのガス消費量は、2020 年から急減するとしている。逆に、電力セクターの減少分を工業セクターに割り当てる形としている。発電目的の LNG 輸入分を、電力セクターのガス需要から差し引いているものかもしれない。

出典：Myanmar Energy Master Plan, ADB, Dec. 2015, p. xi

図 7.3.2 天然ガスのセクター別供給と需要

7.3.1.3 ミャンマー国投資フォーラム 2017 での「電力開発への参入機会」のプレゼン資料

2017 年 6 月 6 日～7 日に、Nay Pyi Taw においてミャンマー投資フォーラム 2017 が開催された。EPGE の技師長が、「Power Development Opportunities in Myanmar」と題して、電力セクターの現況と投資事業を紹介した。

- (1) 石炭は、天然資源・環境保全省が管轄している。また、再生可能エネルギーは、教育省、農業・畜産・かんがい省、電力・エネルギー省、天然資源・環境保全省、技術者協会・再生可能エネルギー組合が、共同管轄することになっている。
- (2) ミャンマー国のエネルギー戦略
 - 天然資源の採掘・利用のため、国内外の投資を奨励し、かつ環境インパクトを最小化する。
 - ASEAN および国際的なエネルギー価格政策を注視し、消費者に対し安定かつ公正な価格を実現し、併せてエネルギー生産者と配送者の経済的便益を保障する。
 - 民営化を進める。
 - 電力エネルギーの増産のために、水力、再生可能エネルギー、火力に加えて、他のエネルギー源も利用する。
 - 供給予備力を増強する。

²⁸ Figure E3

- (3) 2015-16年の総消費電力量は15,355 GWhに上り、一人当たり消費量は300 kWh/yrとなった。セクター別のシェアは、一般家庭が49%、工業が30%、商業が19%、その他2%であった。全国422のTownshipはすべて電化され、63,859に上る村落の50%が電化された。世帯数では、10.9百万に上る総世帯数の38%が電化された。
- (4) 2016-17年度の発電量の電源別シェアは、水力55%、ガス45%、その他は1%未満であった。
- (5) 66kV以上の送電線の総延長は11,364 kmに上り、変電所の総容量は10,308 MVAに上る。
- (6) 発電所の設備容量による所有シェアは、国有60%、JV/BOT 18%、IPP/BOT 12%、IPP/Rental 10%となっている。2016-17年の発電量では、国が52%、民間が48%を占め、民間は発電設備シェアを上回る水準で発電している。その背景には、IPP発電量に対する、Take or Pay契約に基づいたミャンマー国の引取義務があるだろう。
- (7) 建設中の発電所は、水力が1,691.6 MW、ガス火力が649 MW、太陽光が470 MWとなっている。太陽光がガス火力に迫る規模で建設中であることが注目される。
- (8) 66kV以上の送電線は1,329 kmが建設中である。変電所は38ヶ所で、計3,655 MVAが設置工事中である。
- (9) 水力発電所の内、2ヶ所、計53 MWが、円借款により改修工事中であり、また528 MW分が改修待ちである。Thaketa ガス火力では、57 MWが円借款で改修工事中である。太陽光では、3ヶ所で合計90 MWが政府により既存貯水池に設置される予定。
- (10) 2030年の電力需要は、High Caseで14.5 GW、Low Caseで9.1 GWと予測されている。これを満たすためのバランス型シナリオでは、総設備容量を23.6 GWと想定している。その電源構成は、水力38%、ガス20%、石炭33%、再生可能9%となっている。
- (11) 2030年までに、電化率100%を達成することを目標としている。総世帯数の99%をグリッド延伸により、残りの1%は分散型電源で電化を実現する。そのための送配電費用は400億ドルに上る。内、約680万世帯への配電費用は54億ドルと見積られている。第1次5ヶ年計画(2015-2019年)期間中に、170万世帯の電化が計画されている。世銀ローン400百万ドルが提供される。しかし、なお270百万ドルの資金が不足している。
- (12) 長期電源投入計画で、2030年の水力の総設備は8,896 MWと計画されている。その一方で、投資機会として紹介されている2030年までの水力開発計画の合計設備は35,712 MWに上る。これは所用投入設備の4.0倍に相当する。この35,712 MWは、投入計画というよりは、投資対象の候補リストと考えることが妥当だろう。
- (13) 同様に、長期電源投入計画で、2030年の石炭火力の総設備は7,940 MWと計画されている。その一方で、2030年までの石炭火力の開発計画は9,825 MWに上る。これは、所用投入設備の124%であり、候補計画の規模としては妥当だろう。

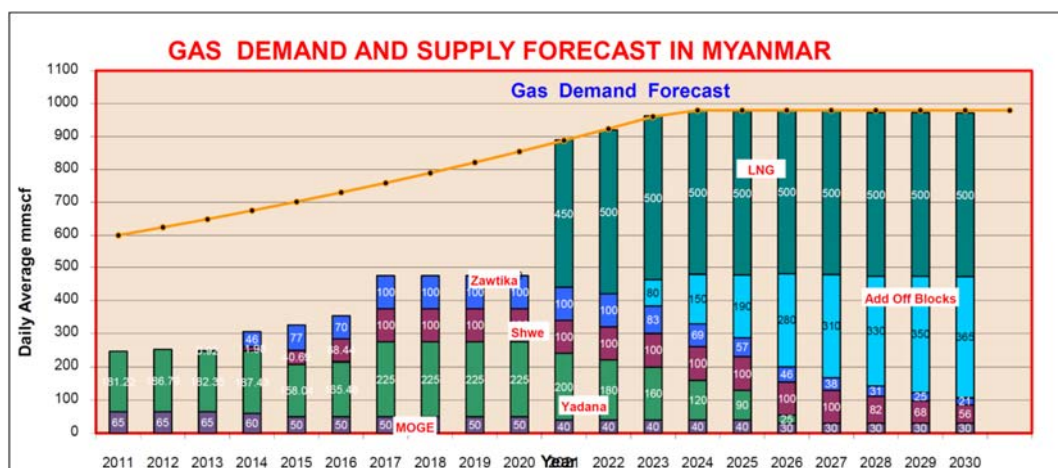
- (14) 長期電源投入計画でガス火力については、2030年の総設備を4,758MWと計画している。2015-16年の既存ガス火力は1,623MWである。新規ガス火力として、政府が168MW、JV/BOTで601MW、合計769MWが予定されている。両者を単純合計すると2,392MWに留まる。所用投入レベルまでにはなお、2,366MWの追加建設が必要となる。
- (15) ミャンマーの天然ガス田の生産量とその割当を次表に示す。

表 7.3.1 ミャンマーの天然ガス田の生産量とその割当

					Unit: MMscfd
No.	Gas Field	Production	Domestic	Export	Remarks
1	Yadana	850	200	650	
2	Yetagun	250	0	250	
3	Shwe	550	100	450	Domestic supply may be increased to 150 by reallocation.
4	Zawtika	330	80	250	
Total		1,980	380	1,600	

出典： Power Development Opportunity に基づいて、調査団が作成

この内、図 7.3.3 に示すように、Yadana ガス田は 2021 年から、Zawtika は 2023 年から生産が減少を始めると予測されている。



出典： Power Development Opportunities in Myanmar, EPGE, June 2017

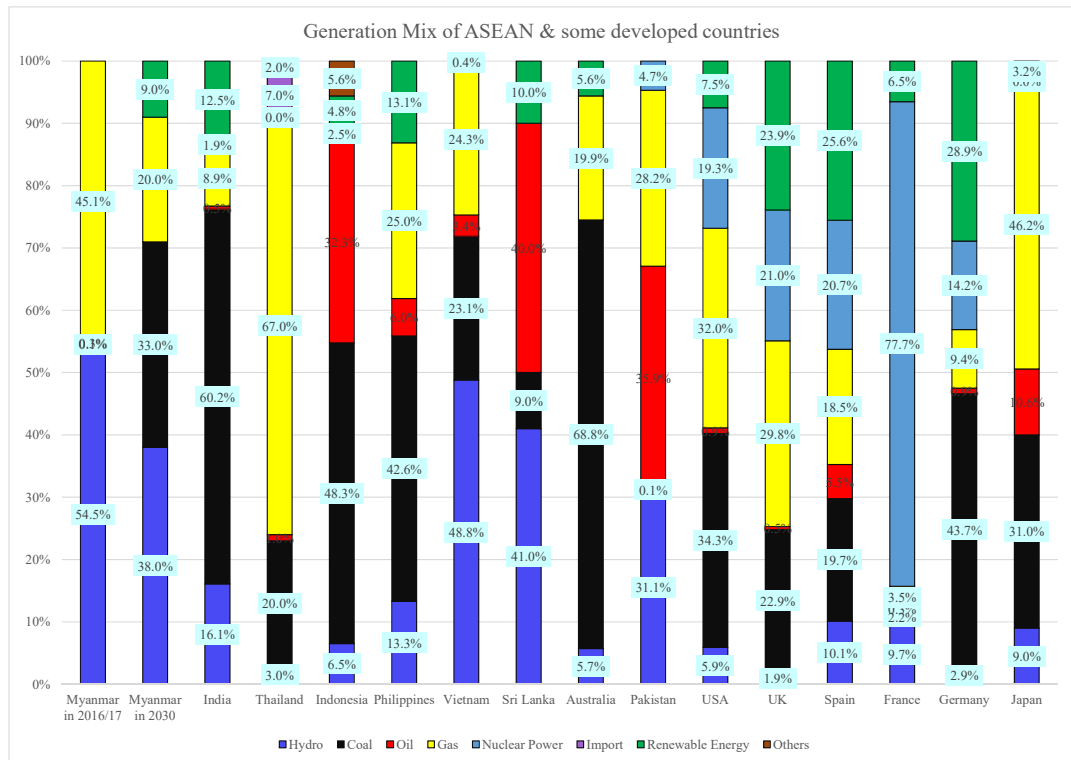
図 7.3.3 天然ガスの需給予測

国産ガス生産量が減少する一方で、ガス需要は増大する。そこで、図 7.3.3 では、2021年から LNG の大規模輸入を開始すると、計画している。LNG の緊急輸入を実現する方策として、浮体式貯蔵・再ガス化ユニット (FSRU) が検討されている。世銀による FSRU の予備調査が終了し、これから入札公示が予定されている。

7.3.1.4 アジア諸国と先進国の電源ミックス

図 7.3.4 にアジア諸国と先進国の合計 15 ヶ国の電源ミックスを示す。同表から以下の事項を観察できる。

- (1) 15ヶ国の電源シェアを見ると、特定の電源に偏っている国が見受けられる。フランスは、エネルギーの供給安全保障のために78%の電源を原子力に依存している。オーストラリアでは、電源として石炭鉱山の山元での石炭火力が69%に上る。その一方で、同じく国産の天然ガスはLNGとして輸出を優先させ、国内のガス火力は20%に留めている。インドでも、国産の石炭を利用する石炭火力が60%を占めている。タイでは、環境問題から石炭火力の新設が滞った。その結果、タイランド湾の国産ガスおよびミャンマーからの輸入ガスによるガス火力が67%に上っている。ミャンマーの水力シェア55%も相当に高い。



出典： Compiled by the study team with assumed generation efficiency and unit emission and based on generation mix by: India to Pakistan: “Power Situation and Policy in Asia and Oceania Countries”, May 2015, JETRO
USA to Japan: METI, http://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/pdf/energy_in_japan2016.pdf

図 7.3.4 ASEAN 諸国と先進国の計 15 ヶ国の電源構成

- (2) 電源シェアが3~5種類の電源に分散している国を観察してみる。2030年のミャンマーでは、電力MP2014によるバランス型シナリオによると、ベストミックスに近づくだろう。インドネシアでは、石炭の48%と石油の32%が2大電源である。しかし、水力の7%と地熱などの5%も含め、いずれも国産であり、高い供給信頼度を保っている。フィリピンでは、水力13%、石炭43%、石油6%、ガス25%、地熱など13%と、国産と輸入エネルギー資源をミックスした、多様な電源構成となっている。スリランカでは、水力41%、石油火力が40%を占め、2大電源だが、石炭と再生可能エネルギーも併せて19%に上っている。

パキスタンでは、水力31%、石油36%、ガス28%、の3大電源で合計95%を占めている。高い石油シェアは、湾岸国からの石油の優先供給の結果と思われる。イギリス、アメリカ、スペインでは、3~5種類の電源に分散している。ドイツでは、旧東独の石炭が多く現在でも44%を占める。その一方で、太陽光導入を政策的に推進した結果、

再生可能エネルギーが 29%を占めている。電気料金の急上昇を招いた。日本では、原子力がほとんど停止したことから、緊急避難的にガス火力が 46%に急増し、石炭も 31%に上っている。

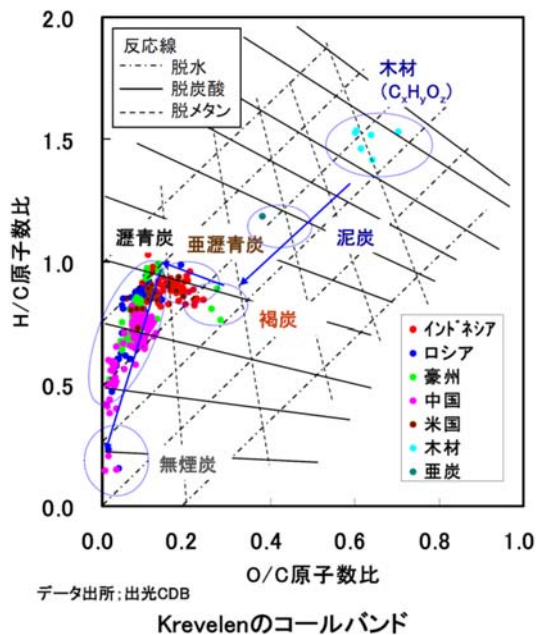
- (3) 次に、石炭火力シェアに着目すると、アジア・オセアニア諸国では、石炭火力のシェアが、一般に 40%~60%を占めている。ミャンマーとパキстанは例外的に 0.1%と低い。代って、ミャンマーでは水力とガス火力でほとんど全量を供給している。その一方で、パキстанでは石油火力が 35.9%と高い割合を示している。次いで、石炭火力のシェアが低い国は、スリランカが 9.0%、ベトナムが 23.1%となっている。ベトナムでは、水力が 48.8%と、ミャンマーに次いで高いシェアを占めている。しかし、同国では、供給が雨量に左右されがちな水力の割合を徐々に下げ、基本方針としている。2030 年には水力シェアを 11.8%まで下げ、電源を石炭火力にシフトしていく予定である。
- (4) 先進国を見ると、原発大国であるフランス以外では、石炭火力のシェアが 20%以上となっている。イギリスとスペインは 20%前後とやや低いが、日本、アメリカ、ドイツ、オーストラリアはいずれも 30%以上である（日本は、2011 年の福島原発事故の影響で、石炭火力のシェアが増えている）。
- (5) ミャンマーの 2030 年の石炭火力の計画シェア 33%は、アジア・オセアニア諸国の一般的なシェアである 40%~60%を下回る水準である。しかし、タイの現在の石炭シェアは 20%であるので、この水準は上回ることになる。その一方で、ベトナムの現在の石炭シェアは 23%であるが、今後水力シェアを下げ、逆に石炭火力にシフトすることになっている。ミャンマーとベトナムでの石炭シフトは、経済成長に伴う電力需要の増大に応えるためには、石炭火力の導入が避けがたい選択であることを示している。
- (6) IEA の World Energy Outlook 2016 は、p. 27 の「石炭： 困難のさなかの苦境」と題するサマリーで、石炭需要について、次のように述べている。「石炭需要の見直しには顕著な地域差がある。 エネルギー全体のニーズが横ばい、または減少傾向にある高所得国の中には、石炭から低炭素な代替エネルギーへの転換を大幅に進めている国がある。EU 諸国と米国における石炭需要（合計で現在の世界の石炭利用の約 6 分の 1 を占める）は、2040 年までの間にそれぞれ 60%以上、40%以上、低下する。それに対して低所得国、中でもインドと東南アジア諸国は、多様なエネルギー源を活用して消費の急速な伸びを満たす必要がある。今のところ、これらの国々は他のエネルギー源を並行して追及したとしても、安価なエネルギー源を無視できる余裕はない。中国は後者グループから前者グループに移行中であり、本展望期間中に石炭消費量がほぼ 15%減少する見込みである。中国はまた、2000 年代の石炭ブームの突然の終了後、石炭市場が新しい均衡点を探す上で役立つだろう。中国はまた、石炭採掘能力を削減する様々な対策、すなわち、（4 年間にわたる直線的な低減後に）2016 年に石炭価格を押し上げた動き、を実施している。しかしながら、もしも、これらの移行措置の社会的費用が過大と判明すれば、中国は、供給削減を緩和し、供給過剰から逃れるために、中国が石炭輸出国となる可能性を高めることとなろう： これは、国際市場の低調さを長引かせることとなろう。石炭火力の高効率化と有害物質の排出低減と並行して、

石炭の長期的な将来性は、勢いを減ずる石炭利用が脱炭素の時代要求に適合するものとして、カーボン固定・貯蔵技術の商業化にかかっている。」

7.3.1.5 石炭火力概観

電力セクターの課題と対処について検討する前に、中長期的に導入が必須となる石炭火力そのものについて、初歩的な情報を以下に整理する。

- (1) 石炭の品質： ミャンマーで産出する主な石炭は、図 7.3.5 の亜瀝青炭である。



出典： JCOAL 平成 24 年度 石炭基礎講座 出光興産（株）作成資料（石炭の基礎）、2013 年 1 月、スライド#4

図 7.3.5 石炭の炭素含有量と発熱量による分類図

- (2) 石炭火力の環境対策技術

日本の戦後の高度成長を支えたエネルギーは石炭火力である。その大気汚染が問題となって以降、PM、NO_x、SO_x の排出量を、環境対策技術の開発を通じて、環境基準以下に抑えた。その結果、日本の環境対策技術は格段の進歩を遂げた。また、超々臨界圧技術（USC）を支えているものは、高温高圧下での耐久性を維持する、世界トップレベルの日本の材料開発技術である。石炭火力の熱効率も世界最高水準を維持している。しかし、高度な環境対策設備や高効率化を追求するために、kW 建設単価も上昇している。

中国では、多くの石炭火力発電所や工場があり、公害対策設備が不十分であることから、大気汚染物質が放出され、その総量が限界を超えた結果、北京の大気汚染問題に代表される環境問題が発生している。

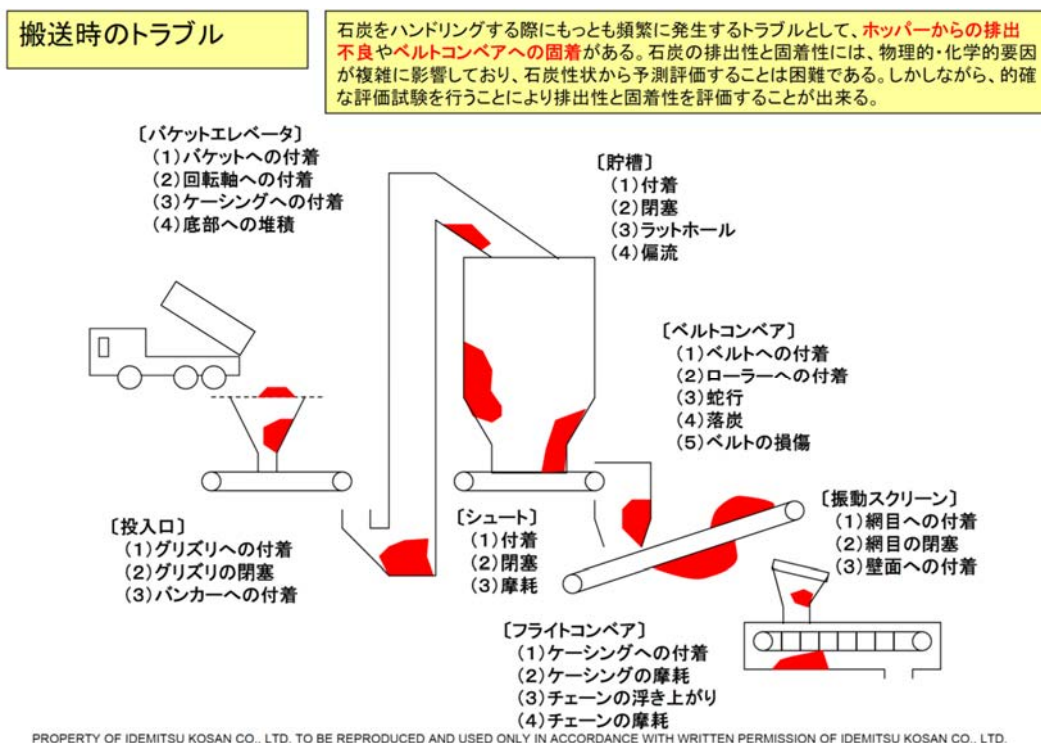
- (3) 石炭のハンドリング

660 MW 級の石炭火力は、日本では 40 年以上前に建設・使用が開始され、超臨界圧ボイラ技術として成熟している。一方中国もこのクラスのプラント輸出を始めている。パキスタンでは、近々中国製の 4 基が運開する予定である。ラオスのホンサ石炭火力

も中国製のこのクラスである。これらの運転状況をモニタリングし、今後のミャンマーへの石炭火力導入の参考とすることが望ましい。中国製の石炭火力では、過去に多くの国で様々な障害が発生した事例がある。タイで経験されたような、反対運動の引き金となる事態は、避けなければならない。

石炭は固体であることから、燃料として使用する場合、送炭管内の付着、閉塞、摩耗、バンカーのラットホール、ベルトコンベアの摩耗損傷、蛇行、落炭、スクリーン網目の閉塞等の様々なトラブルが発生しやすい。このような場所を図 7.3.6 に示す。同図によれば、この搬送時のトラブルには、次に引用するような特徴がある。

石炭を搬送する際に最も頻繁に発生するトラブルとして、ホッパーからの排出不良やベルトコンベヤーへの固着がある。石炭の排出性と固着性には、物理的・化学的要因が複雑に影響しており、石炭性状から予測評価することは難しい。



出典： JCOAL 平成 24 年度 石炭基礎講座 出光興産（株）作成資料（石炭の基礎）、2013 年 1 月、スライド#32

図 7.3.6 石炭ハンドリング時のトラブル発生ヶ所

(4) 石炭火力の高効率化： SC と USC

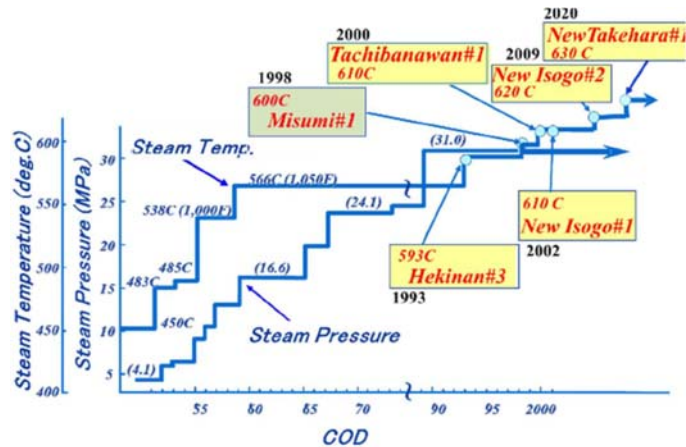
石炭火力の亜臨界（Sub-C）、超臨界（SC）、超々臨界（USC）技術の、歴史的開発状況を図 7.3.7 に示す。

石炭火力事業の運営を、日本等の電力会社を含む BOT 事業者が担当する場合には、USC 石炭火力でも、運転経験が豊富な技術者が係わるため、大きな支障なく運転を継続できるだろう。しかし、BOT 事業の移管後に、当該国が運転を継続できるかという課題は依然残る。ミャンマー政府の場合は、公的資金が付くならば、BOT や BOO ではなく、国内に運転と点検・整備技術を移転・修得できる、従来方式を望むだろう。その場合には、まずは亜臨界石炭火力により、石炭火力の基礎技術を十分に修得して

から、USC 技術に進むことが望ましい。

なぜなら、蒸気圧力・温度が高くなればなるほど、給水中の不純物が蒸発管内に析出しやすくなる。その対策として、ボイラ水の純度を上げる装置（脱塩装置）が、ボイラ水の循環する給水系統に設置されている。亜臨界圧ボイラでは、蒸気ドラムで、蒸気と水が分離され、その水の中に濃縮した不純物が含まれている。そこで、ドラム内の水の一部を系外に排出することによって、不純物を取り除くことができる。

超臨界圧および超々臨界圧ボイラの過熱器管は、常時 566℃（SC）あるいは 600℃（USC）という高温にさらされている。蒸気温度のわずかな変化（通常では±3～4℃以内、+7℃が監視上の異常値と判断される温度）が、蒸発管の劣化を早めたりする（低サイクル疲労）致命的な不具合につながる。



出典：CCT Handbook for Power Generation, © Japan Coal Energy Center (JCOAL), February 2017

図 7.3.7 日本における発電用ボイラー蒸気の温度と圧力の開発状況

高サイクル疲労とは、振動によって起きる機械的な金属疲労である。一方、低サイクル疲労（熱疲労）とは、蒸発管の材料は結晶ではないので、微細的に見ると粒と粒がくっついている粒界という部分がある。熱の変化によってその部分が膨張と収縮を繰り返すことによって、少しずつもろくなっていく現象である。

つまり、SC、USC へと蒸気条件が高くなるほど、より厳格な運転管理（水質の純度、規定蒸気温度の遵守）を求められる。

(5) ASEAN 諸国における石炭火力の導入事例

(a) タイ： ジェトロ 2015 年 5 月の「アジア・オセアニア各国の電力事情と政策」には、タイにおける石炭火力の導入に伴う苦い過去が紹介されている。以下にその一部を抜粋・紹介する。

ADB 等の支援を受け、メーモー地区で産出した褐炭を利用した発電所が 1984 年から稼働している。同発電所は、年間 160 万トンの硫黄ガス（SOx）を排出する。排ガスが、住民の健康被害、米の枯害、水質汚染等を引き起こし、周辺住民の間で問題化した。同発電所では、適切な環境対策設備を用いていなかった。1988 年に移動クリニックが訪問した際に、呼吸器疾患患者 3,463 人を含む 8,214 人の患者が認められた。

中略

香港系の IPP が主導したラヨン県の BLCP 発電所（2006 年運転開始）の建設に際しては、地元住民のほか、グリーンピースなど国際的 NGO も石炭公害の懸念や地球温暖化防止の観点から反対運動を展開した。地元系 IPP によるラヨン県のゲコ発電所（2012 年運転開始、660 MW）では 2013 年 4 月、当地の反温暖化協会と地元団体がラヨン地裁に対し、建設許可を与えた関係当局を提訴した。ヒンクルット（1,400 MW）およびボノック火力発電所（734MW）に関しては、石炭公害および海洋資源への影響を懸念する地元の反対の声が強く、2003 年には政府は同計画を断念している。その後、反対派のリーダーが銃撃・暗殺されるという事件も起きた。チェチェンサオ県のナショナルパワー火力発電所（540 MW）は 2014 年の運転開始を目指していたが、地域住民の反対の声が強く、2013 年には環境影響評価（EIA）が不承認となった。

天然ガスへの依存を弱め、エネルギー源を多様化するうえでも、石炭火力発電が重要なことは政府や経済界関係者には広く理解されている。技術的にも公害問題を克服できると考えられているが、国民に深く浸透した石炭のネガティブなイメージを払拭するのは容易なことではない。

- (b) **ラオス**： タイの発電会社 Ratch 社を中心とする IPP が、ラオスにホンサ褐炭発電所（1,878MW）を建設し、2016 年に完成した。
- (c) **ベトナム**： ベトナム北部には、無煙炭の炭鉱があり、石炭を扱う経験を持っている。300 MW(亜臨界圧)クラスの運転経験が豊富であり、近年、600 MW (超臨界圧) の輸入炭を燃料とする石炭火力が次々と運転を開始した。バクリュー石炭火力には、円借款の提供が予定されていた。しかし、地元で反対運動が起きたこと、首相が変わったこともあり、同火力の実施は中断されている。
- (d) **マレーシア**： 住友商事が、USC 技術によるマンジュン石炭火力の 5 号機（1,000 MWx1 台）を受注した。2017 年秋に運開する予定である。受注総額は約 1,300 億円。ボイラは MHI 社、タービンメーカーは韓国の Daelim 社。なおマンジュン石炭火力発電所は、700 MW x 3 台と 1,000 MW x 1 台が、既に運転している。
- (e) **ミャンマー**： 東洋タイ（TTCL）が Mon 州 Ye で石炭火力を計画した。前政権時に MOU を締結した。しかし、その後、住民の反対に遭い、2017 年 7 月、Mon 州知事が白紙撤回を表明するに至った。
- (f) **バングラデシュ**： マタバリ石炭火力の設備容量は 600 MWx2 台=1,200 MW である。バングラデシュには港湾の適地が乏しく、南方のマタバリ島に港湾を建設することになった。港湾建設費を含めて、総額 5,000 億円の円借款が、提供された。2017 年 7 月に、日本企業（住友、東芝、IHI）で構成されるコンソーシアムとの契約が締結された。工期は 7 年を予定し、完成は 2024 年 7 月を予定している。バングラデシュは自国産の天然ガスを利用した発電が、電力量の 80% を超えている。しかし、天然ガスの埋蔵量が減り、10 年以内に枯渇することが判明している。このため、別の電源が必要となるが、山のないバングラデシュには水力資源はほとんどない。そこで、輸入石炭による火力発電と、輸入 LNG によるガス発電を、

電源政策としている。

7.3.2 電力セクターの課題

7.3.2.1 セクター開発計画と最新情報のレビュー結果のまとめ

- (1) **電力 MP 2014:** Balanced Scenario による 2030 年の電源ミックスを、表 7.3.2 に示す。同表には、2016-17 年の既存設備と比べて、今後新設が必要となる設備容量も示してある。水力で約 5,600 MW、ガスで 2,800MW、石炭で 7,800 MW、再生可能で 2,000MW の新設が必要となる。これだけの規模の開発には、資金手当て、民間活用、環境問題への適切な対処が極めて重要となろう。

表 7.3.2 2030 年の電源シェアと所要開発量

時期	水力	ガス	石炭	ディーゼル	再生可能	単位： MW
						合計
2016-2017	3,255.18	1,919.9	120	94.3	-	5,389.37
2030 (Balanced Scenario)	8,896 (38%)	4,758 (20%)	7,940 (33%)	-	2,000 (9%)	23,594 (100)
所要増分	5,640.82	2,838.1	7,820	-	2,000	18,298.93

注： () 内は総設備容量に対するシェアを示す。
出典： 調査団が既存計画に基づいて作成

- (2) **エネルギーMP 2015:** 一次エネルギー需要に占める水力と石炭のシェアは、2015 年時点では 5%と 2%であった。2030 年には、それぞれ 11%と 20%に増大すると予測されている。ガス需給では、供給不足が 2018 年から顕在化し、2020 年から LNG 輸入が必要と予測されている。
- (3) **電力開発への参入機会 2017:** 石炭資源政策は天然資源・環境保全省が管轄する。2016-17 年度の発電量の電源別シェアは、水力 55%、ガス 45%、その他は 1%未満であった。建設中の発電所は、水力が 1,691.6 MW、ガス火力が 649 MW、太陽光が 470 MW である。2030 年までに電化率 100%の達成を目標とする。
- (4) **アジア諸国と先進国の電源ミックス:** アジア・オセアニア諸国では、石炭火力のシェアが、一般に 40%~60%を占めている。ミャンマーは 2030 年に石炭火力のシェアを 33%まで増やす予定だが、アジア・オセアニア諸国の一般的な水準の 40-60%と比べるとなお低い。IEA はその世界エネルギー展望 2016 で、「(EU と米国の石炭需要は 2040 年までの間にそれぞれ 60%以上、40%以上低下する。) それに対して低所得国、中でもインドと東南アジア諸国は、多様なエネルギー源を活用して消費の急速な伸びを満たす必要がある。今のところ、これらの国々は他のエネルギー源を並行して追及したとしても、(石炭という) 安価なエネルギー源を無視できる余裕はない」、と記述している。
- (5) **石炭火力概観:** 石炭火力技術は、その蒸気温度と蒸気圧により、亜臨界 (Sub-C)、超臨界 (SC)、超々臨界 (USC) に分類される。このうち、SC と USC では超高温にさらされるため、蒸気温度のわずかな変化でも、致命的な不具合につながるリスクがある。タイでは、1980 年代に建設したメーモー石炭火力が深刻な環境影響を惹起した。これが契機となり、タイ国では、石炭火力の新設が事実上不可能となっている。国民

に深く浸透した石炭のネガティブなイメージを払拭するのは容易なことではない。

7.3.2.2 ミャンマー国電力セクターの課題²⁹

前節での、セクター開発計画と最新情報のレビュー結果を踏まえて、ミャンマー国電力セクターの課題を以下に概観する。

- (1) **原価を下回る電気料金と補助金**： 電力料金単価の引き上げが困難で、2016-17 年度に政府は 23 Kyat/kWh を補助した。年間では、約 420 BKyat=約 340 億円に上った。2018 年に発電開始予定の太陽光プラントの、買上単価は 175 Kyats/kWh である。これは、平均 35~150 Kyat の小売価格よりも高い。ミャンマー国の kWh 当たり平均の CO₂ 排出量は世界でも最小水準にある。再生可能エネルギー政策のレビューが必要ではないだろうか。
- (2) **開発資金の不足**： 外国企業による JV/BOT 事業への支払いには外貨が必要となる。しかし、外貨が不足しており、支払が困難となることもある。天然ガスの輸出代金は外貨で入金する一方、LNG の輸入には外貨が必要となる。LNG の輸入代金は、当面はガス輸出入勘定から手当できるだろう。電力料金を少しでも低下させるためには、政府が国際融資機関の長期・低利融資を得て、低廉なベース電源（水力、石炭火力）を建設することが効果的である。

IPP 事業者への支払いに対して、政府保証を要求されることが多い。この課題からも、前項の政府事業の推進が重要と言えよう。政府保証なしでも、また Kyat による支払いでも、IPP 公募に応じてくれるのは、国内投資家だけだろう。しかし、量的に十分な対応は期待できないだろう。

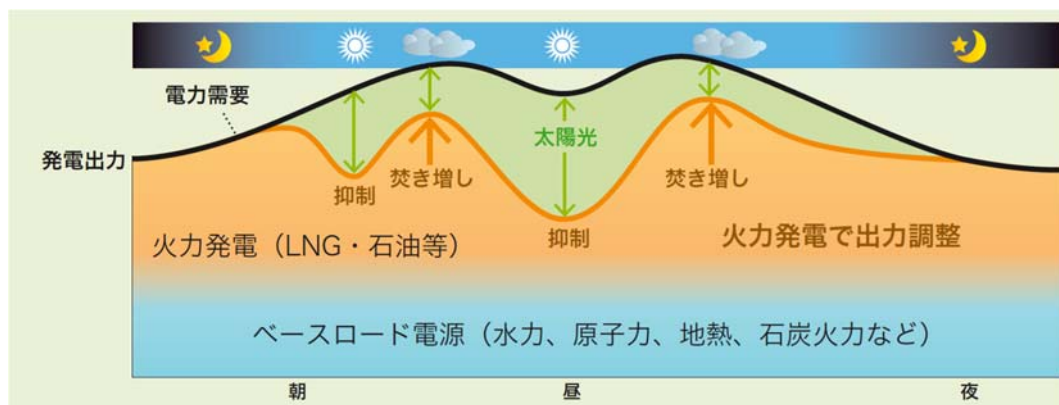
- (3) **再生可能エネルギーのバックアップ費用**： ミャンマーの国家電力系統は、総電源の 9%に上る大量の再生可能エネルギーを、安定して受け入れるには技術上の課題がある、と認識されている³⁰。2030 年までの再生可能エネルギーの導入目標はあるが、その導入政策は未策定である。

太陽光発電等の再生可能エネルギーの買取価格は、水力やガス火力に比べて一般的に割高となる。そのために、多くの国では FIT 価格を導入して買上価格で支援するか、Port-Folio 規制により、一定量の導入を電力会社に義務付けている。EPGE にとっては、電力系統内に曇天時や夜間のバックアップ用の発電設備を保有することが必要となる（図 7.3.8 参照）。このバックアップ設備は、供給責任を負う電力会社にとっては、発電力を 2 重に建設・維持することが必要となることを意味する。すなわち、割高な買い上げ価格に加えて、バックアップ電源の資本コストが必要となり、原価の上昇を招く。そのような再生可能エネルギーを、2030 年までに 2,000 MW 導入する計画となっている（電力 MP 2014）。Magwe 州 Minbu では、太陽光プラント（170 MW）の第 1 フェーズ分 40 MW が、2018 年半ばに運転を開始予定である。タイの Green Earth

²⁹ 2017 年 6 月中旬から 8 月上旬にかけ JICA 調査団が実施した、ミャンマー国電力セクター関係省庁に対するヒアリングと協議の結果、および 2017 年 6 月 30 日付けミャンマータイムズの記事 “Only high-tech firms for hydro, coal power, Chan Mya Htwe” も参照して、調査団が認識した課題を紹介するもの。

³⁰ 2017 年 6 月 30 日付け Myanmar Times 記事

Power が、30 年の BOT 契約で実施し、PPA は 12.75 US¢/kWh (175 Ks) である。



出典：日本のエネルギー2016、Q13、資源エネルギー庁

図 7.3.8 再エネだけでエネルギーを賄えないか？

数十 MW に上る大規模システムのワット当り価格を 2 ドルと仮定すると、2,000 MW 導入する総投資額は 40 億ドルに上る。これだけの民間資金を動員できると想定して、その返済のための電気料金の一部は、政府が一時補助するとしても、最終的には国民が負担することが必要となる。

電力会計で現在も補助金が必要となっている状況下で、再生可能エネルギー政策追求にチャレンジすることが、ミャンマーの国益に叶うものか、レビューと議論が必要ではないだろうか。以下の事項を含めてレビューすることを提案する。

- (a) CO₂ 排出削減の観点からは、水力も再生可能エネルギーである（フィリピンでは、水力を再生可能エネルギーとして分類している）
 - (b) 2030 年までの MP 期間中は、廉価なベース電源の確保と安定供給を優先することも一案ではないか
 - (c) 太陽光や風力等の分散型の再生可能エネルギーは、山間僻地の地方電化用の独立ミニグリッドあるいは戸別電化の電源として、活用することもできる。
- (4) **石炭火力の課題—環境影響軽減効果の情報提供**： 電力 MP 2014 で示されているように、廉価な水力と石炭火力のベース電源の投入と、関連する送変電システムの増強が必要不可欠である。電力需給の長期的な安定確保と適正な価格水準の維持が、ミャンマーの経済成長を左右する。

その一方で、多くの国民は、大型水力と石炭火力の環境社会影響に深刻な懸念を抱いている。先進国型の環境影響軽減設備を設置したモダンな石炭火力では、PM、NO_x、SO_x のいずれも各国の厳しい環境規制を満たしている。ところが、ミャンマーで第一号機となった中国製の Tigyit 石炭火力には、これらの環境設備が設置されていなかった。そして、周辺環境に対して深刻な環境影響をもたらした³¹。ミャンマー国では今までも、国民に向けて関連する情報を提供し、国民の代表者を日本へ何回も派遣し、石炭火力の実情を視察した。そして、先進国型の石炭火力発電所では、Tigyit のような環境影響は発生していない事実を、理解した。しかし、多くの国民にとっては、そ

³¹ Poison Cloud

のような情報共有が不十分であった結果、深刻な懸念を抱えているものと推察される。

ミャンマー政府は、Tigyit 発電所の運転を 2014 年に停止させ、ボイラや蒸気タービンの設備更新および環境対策装置を追加設置する IPP 事業を公募した。中国の Wuxi Huagaung Electric Power Engineering 社が受注し、2015 年 10 月に BOT 契約が締結された。2017 年 7 月までに改修工事と試験運転が終了した模様である。しかし、試験運転で得られた、環境監視装置の計測値が正しいかどうか、まだ確認されていない。環境規制を管理できる行政側技術者の養成が急務である。

公聴会を開催し、多くの国民に正しい情報を提供することには時間を要する。ベース電源の実施には、長いリードタイムが必要になるだろう。しかし、時間は要しても、国民に正しい情報を提供することが不可欠となっている。

ミャンマーにおける石炭火力の課題： ミャンマーの電力セクターでは、電気料金の補助金が年間に約 340 億円に上っている。電気料金の単価引き上げと並行して、低廉なベース電源の投入が不可欠である。その一つが、石炭火力である。ミャンマーでの石炭火力の主な燃料源は次の 3 つである。

- Kengtong, Shan、660 MW
- Kalewa, Sagaing、 600 MW
- 輸入石炭、8,565 MW (2030 年までの所要石炭火力の総設備容量)

これらに共通する最大の課題は、Tigyit 石炭火力の深刻な環境影響に起因する国民の拒絶感である。換言すれば、「先進国の石炭火力設備の環境影響軽減効果に対する情報共有の不足」である。

- (5) **石炭火力の立地推進：** 輸入石炭火力の場合には、さらに技術課題として、① 石炭貯蔵のための広い水はけのよい広い土地の確保 (年間使用量 450 万トン (600MW×2 台) なら、2 ヶ月分の貯蔵のために 50 ha 程度の土地が必要)、2030 年までに必要な 8,565 MW の発電所に必要な土地は約 400 ha、② 大型船で石炭を輸入するために水深 13 m の深い港湾の整備、③ 総量規制の問題、④ 発生電力を需要センターのヤンゴン地域に送電するために高圧の送変電設備が必要、の 4 点があげられる。この 4 点は、いずれも石炭火力の立地の前提条件となる。
- (6) **発電事業の民営化：** 発電事業の民営化に向けて電気法が制定された。その一方で、電力事業規制法と電気料金規制法は未制定である。

7.3.3 ミャンマー国電力セクター政策の方向性

- (1) **輸入 LNG 焚き火力による乾季供給力の短期増強：** ミャンマー国の電源構成は、水力 55%+ガス火力 45%である。水力の乾季出力が低下することから、乾季の電源が不足している。約 250 MW の供給力が不足していると報告されている。この電力不足に対処するために、政府は、小型 GEG をレンタルベースで緊急導入した。その総設備容量は系統電源の 10%に上る。その結果、政府は 2 つの課題を抱えた。一つ目は、短期のレンタル契約であるため、割高である。二つ目は、契約が Take or Pay ベースであ

るため、雨季に豊富な水力があるときでも、水力発電所で無効放流を継続しながら、割高のレンタル電力を買い上げざるを得ないことである。乾季の電力不足が続いているため、政府はこれらの課題を抱えつつも、レンタル発電契約を更新しているのが実情である。

この課題に短期的に対処するためには、① 世銀主導で計画中の FSRU による LNG の緊急輸入を 2021 年までに実現すること、② 並行して、LNG 焚きの大型 GT を投入し、順次その CC 化を進めることが必要だろう。早期導入のためには、これらの LNG 火力は、足の速い IPP 事業とすることが有効だろう。その発電原価を低減するために、輸銀などの公的資金による IPP 支援が望まれる。

- (2) **中長期的に水力と石炭火力を増強**： ミャンマー国政府にとって、電源と系統開発のための資金が不足し、支払用外貨も不足し、IPP 事業者等に対する支払保障も困難な状態である。絶対的に開発資金が不足している。その一方で、対外開放政策に伴い経済開発が進み、電力需要は毎年 10% を超える水準で伸びている。その結果、政府はやむを得ず、IPP 事業者によるガス火力に依存してきたが、PPA 価格が上昇し、電気料金に対する補助金が 340 億円に上るまでになった。

そこで、前項の短期策に加えて、中長期的にこの財務課題に対処するためには、廉価なベース電源である水力と石炭火力を計画的に実施することが必要不可欠となる。その発電原価をさらに少しでも低減させるためには、政府が主導することにより、長期・低利の公的資金支援を得て実施することが必要となろう。

- (3) **民間の活用**： 発電事業での民間活用は、初期の資本コストが相対的に低く、投資を回収しやすい、LNG 焚きガス火力の IPP 事業が主体となろう。一方、初期の資本コストが高くかつリードタイムが長い水力は、初期投資の回収にリスクを伴う。そこで、FS までは政府が実施することにより、リードタイムを短縮し、同時に FS 段階で環境社会配慮を徹底することが、望ましい。その後の実施段階では、一部は政府事業とすることにより、人材育成と技術の継承を図りたい。その一方で、長期電源投入計画でさらに必要となる水力事業は、民間資金を活用し IPP 事業として実施することが必要だろう。両方式が並行実施されれば、政府と民間の役割分担と資金分担が実現する。本格的な石炭火力は、ミャンマーには初めて導入されることになる。石炭火力は、当面は政府主導とし、石炭火力の難しい運転・整備技術を導入・習熟し、人材育成を進めることが賢明ではないだろうか。

新規 IPP 事業の導入は別として、政府が現在運営する発電事業の民営化は、経済開発がさらに進み、一人当たり GDP が 3,000 ドル程度に達してからでも、遅くないのではないだろうか。民間資金とその事業ノウハウにも限りがある。当面の民間活用は、新規 IPP 事業に集中させるのが賢明と思われる。因みに、ミャンマーの GDP は 2016 年に 1,275 ドル、GNI は 1,190 ドルである。毎年 10% の経済成長が仮に今後 10 年継続すれば、GDP は 3,000 ドルを超える。

- (4) **国民への情報提供**： ベース電源（水力、石炭）の投入と関連する送変電設備の建設が必要である。その一方で、国民は、大規模水力と石炭火力の環境社会影響に大きな

懸念を抱いている。全国での公聴会の開催や多くの国民への情報提供には時間を要する。その一方で、妥当な価格で安定した電力を供給することが、ミャンマー経済の成長を下支えする。したがって、廉価なベース電源となる水力と石炭火力を着実に推進し、必要な供給力をできる限り低い原価で確保するため、多くの国民への情報提供が重要となっている。

- (5) **雨季の余剰水力の輸出：** 将来、石炭火力とガス火力の計画的導入が進展すると、水力の乾季出力と火力の出力の合計供給力が、系統負荷に予備力を加えた負荷水準を上回ることになる。雨季中には、水力発電所で2次電力量を発電可能となる。この水力の2次電力量を、南部ヤンゴン方面に送電することは可能である。ヤンゴン方面からさらに南東約 600 km に位置する、バンコク方面に輸出することが可能となる。タイの電力系統には系統発電力の 67%にも上るガス火力がある。そこで、雨季中だけの電力輸入でも、タイにとっては、その間一部のガス火力を停止して、ガス燃料を節約することができる。なお、ミャンマーからこのように輸出される電力は、雨季中の余剰水力であるので、CO₂ 排出量はゼロに近い。したがってタイにとっては、火力の焚き減らし効果と、CO₂ 排出削減効果を見込める。両国にとって、メリットのある取引となろう。

7.3.4 電力セクターで日本 ODA が期待される協力事業

7.3.4.1 電力政策と国民への情報提供の課題

ミャンマー国の電力政策策定には、以下のような関連情報を収集・分析して、様々な政策的アプローチを検討することが必要となろう。

- 国産エネルギー資源（水力、ガス、石炭、再生可能エネルギー）の賦存量の確認、各資源開発の専門家・技術情報、開発上の技術・環境課題の検討、開発基本計画の検討、資源間の開発優先順位とベストミックスの検討
- エネルギー資源の世界市場、特にアジア市場における供給安定性、価格動向、最新の技術動向

情報収集・分析が不十分な状態で政策を実施すると、問題を招きやすい。もしも深刻な問題が生ずれば、その問題に直面する人々から苦情がだされる。それが大きくなりやがて社会問題となると、政府は政策を見直し、問題の軽減対策を取らざるを得なくなるだろう。かといって、政策の策定と実施が遅れば、電力不足や価格上昇を招きかねない。政府と政策には、常に最善が求められる。

一般論として、政策の決定・実施プロセスは、Top-down 型アプローチと言えるだろう。一方、国民の間のニーズをくみとり地方自治や国政に反映するという、現代の民主主義国における国民の意思表示方法には、次の2通りがあるだろう。一つ目は、総選挙等での国民の意思表示。二つ目としては、特定の政策案を民間が提唱し、その採用を要請する政策陳情、あるいは特定の既存政策の修正または廃止を要求するキャンペーンがあげられる。これらは、Bottom-up 型アプローチと言えるだろう。

政府広報は Top-down 型で、政策の国民への説明や理解促進に努めることを目的とする。これは、政策の正当化に用いることもできよう。しかし、本来の政府広報は、情報を十分に持たない国民に対して、説明を尽くし、国民の理解を深めつつ、政策を実行することを目指すものである。例えば、先進国の石炭火力は環境規制をクリアしており、タイのメイモーや Tigyit のような環境問題は発生していない。このような広報は、「廉価な電力の安定供給を実現する」、という政策目標を達成するために、まずは国民に十分な情報を提供するものである。石炭火力に関する情報の伝搬状況を観察し、必要な場合には、十分かつ正確な情報を、政府自身が直接提供することを考えなければならないだろう。

日本では、2011 年の福島第一原子力発電所の事故後に、全ての原子力発電所が一斉に運転を停止した。国民の原子力に対する各種の意識調査によると、原子力を危険と考え、そのシェアを漸減あるいは廃止すべしと考える層が多数を占めている。政府は、2010 年に 28.6%であった原子力のシェアが、事故後ゼロに低下したが、2030 年までに 20-22%に戻そうと計画している。原子力の新規規制基準が制定され、これに基づいて、運転再開の可否が審査されている。全 60 基の原子炉の内、現在までに 15 基は廃炉を決定し、原子炉設置変更許可済は 7 基、新規規制基準への適合性審査中 14 基、未申請 19 基となっている。運転を再開したものは現在まで 5 基に留まる³²。

タイでは、7.3.1.5 節の石炭火力概観、(5)項 ASEAN 諸国における石炭火力の導入事例で紹介したように、1980 年代に建設したメイモー石炭火力発電所に環境設備が設置されていなかった。その結果、深刻な環境問題が発生した。それ以降国民は、石炭火力発電所に対して、極めてネガティブな反応を示すようになった。その結果、政府は、2003 年には 2 つの石炭火力発電所の建設を断念した。2013 年には、別の石炭火力発電所の EIA が不承認となった。新しい石炭火力発電所は建設できていない。その結果、ガス火力のシェアが 67%に上り、世界でも例のないガスに偏った電源構成となっている。

ミャンマーでは、Tigyit 石炭火力発電所が、2004 年の運転開始当初、環境設備が設置されていなかった。その結果、国民が他の石炭火力計画に対しても反対運動を展開した。政府は、Tigyit 石炭火力発電所の改修事業者を公募し、実施した。現在、3 ヶ月の試験運転は終了し、引き続き 1 年間の信頼性試験運転を実施中である。石炭火力の計画的導入が不可欠と認識されている。この環境問題への政策的対処如何が、ミャンマー国の今後のエネルギー供給を左右する。電力政策は、経済社会開発の成否の分水嶺に位置していると言えよう。

電力政策は、様々な情報に基づいて、様々な分析と計画作業を経て策定される。そのプロセスの一部と課題を以下に概観する。

- (a) 需要予測： セクター別、地域別の電力需要の成長予測。2011 年以來の対外開放政策に伴い、外資が流入し、経済成長に拍車がかかった。その結果、電力需要は

³² 我が国における原子力発電所の現状、資源エネルギー庁
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf

毎年 10%を超える勢いで成長中。政府は、JICA の支援を得て、電力 MP 2014 を策定し、さらにこれを更新中。2030 年の需要は、Low Case でも 9,100 MW、High Case では 14,542 MW と予測されている。2015-2016 年の総設備容量 5,029 MW を、2030 年までの 15 年間で、23,595 MW まで増強することが必要となる。これだけの発電電力増強を達成するには、強力な政策誘導が不可欠である。

- (b) 電源計画： 国産エネルギー資源として、水力、天然ガス、石炭、および太陽光や薪炭等の再生可能エネルギーがある。政府は、電力 MP 2014 を策定し、2030 年の電源構成を、水力 38%、ガス 20%、石炭 33%、再生可能エネルギー 9%と設定した。

政府には、合計 23,595 MW の電源を上記電源ミックスで実現する、政策の策定が求められる。ところが、国産の天然ガスと石炭資源の生産量は限られており、計画需要を満たせない。2020 年以降には LNG の輸入が必要となる。石炭輸入も早晚必要となる。再生可能エネルギーはクリーンで CO₂ もほとんど排出しない。しかし、割高であることに加えて、電力系統内に同じ出力のバックアップ設備を維持することが必要になる。さらに、水力は、発電開始までのリードタイムが長く、ダム式の場合には水没地の住民移転が必要となり、生態系への影響も懸念される。石炭火力の場合には、適切な環境対策設備が不可欠であり、さもないと、ばいじん、酸性雨等の環境問題が発生する。また、初期の段階で深刻な社会影響や環境問題を惹起し、さらに政府が適切な初期対応をとれないと、国民の間に政府や発電事業者に対する深刻な不信感が醸成されかねない。

このような様々な課題を克服しつつ、廉価で安定した電力供給のために所要の電源を開発すべく、政策誘導が必要である。

- (c) 送変電・配電計画： 新規発電所が建設されたとして、そこから需要地まで送る送変電網の増強が必要となる。特に、水力、石炭火力、および LNG 輸入用の大規模陸上施設から燃料供給を受けるガス火力は、需要地から離れた遠方に立地することになる。これら発電所から需要地まで、500kV 送電線が必要となろう。また、LNG の陸上受入施設から、需要地近くまで、ガスパイプラインを新設することも、検討対象となろう。
- (d) 民間活用： 2030 年までに現在の電源設備を 4.7 倍に増強することが必要となる。これを政府だけで達成することは、資金面でも要員面でも不可能である。民間資金と民間の効率性の導入を促進する政策が必要である。

7.3.4.2 ミャンマー国の「石炭火力情報提供キャンペーン」（仮称）への技術協力

日本 ODA が期待される協力事業

JICA は、現在もミャンマー国電力セクターに対して、電力 MP のフォローアップの技術協力や、500kV 送変電事業への資金協力を実施中である。今後、同セクターへの以下のような協力案件が想定される。

■ ミャンマー国のエネルギー政策フォーラム（仮称）への技術協力

- 優先石炭火力計画サイトの選定、FS および SEA 実施への技術協力
- 政府主導水力の FS および SEA 実施への技術協力
- 優先案件への資金協力

電力 MP 2014 で提案された石炭火力導入を実現するためには、「石炭火力情報提供キャンペーン（仮称）」を、天然資源・環境保全省が主催し、電力・エネルギー省が電力 MP や火力発電の技術情報で補佐し、第 3 者の国際機関である JICA が後援し、さらなる情報提供活動を実施することが考えられる。この情報提供を、IPP 事業者を実施させたほうが、政府が実施するよりも速いだろう、という考えがあるかもしれない。しかし、国民への情報提供活動は、石炭利用に係る環境行政の主要部分を成し、また電力行政の一環でもある。時間はかかっても、天然資源・環境保全省と電力省が共同して、直接情報提供活動を実施すれば、多くの国民への情報提供が促進されるだろう。

このキャンペーンには以下の活動を含めることが想定される。

- (1) まず、天然資源・環境保全省のトップと幹部を対象として、電力・エネルギー省から、先進国の先進石炭火力技術の必要性と、環境影響の実態に係る正しい情報を改めて提供し、説明する。必要なら、日本の石炭火力発電所を視察し、北京やデリーとの差（総量規制の必要性）を実感してもらうことも一案である。
- (2) ミャンマーエネルギー政策の公開セミナー： 電気料金を抑えつつ安定供給を実現するためには、石炭火力が不可欠なことを説明する。また、ASEAN 諸国や一部の先進国の電源構成を紹介し、ミャンマー国の電源構成の改善が必要なことを説明する。
 - 電源の「ベストミックス」を達成することが、エネルギー供給の安全保障のために重要であること
 - ミャンマー国の当面の「ベストミックス」は、水力、天然ガス、石炭が主となること
 - 電力 MP 2014 で提案された電源の「ベストミックス」を達成すると、ミャンマー国電源の CO₂ 排出水準は現在よりも高くなる。しかし、その水準は、ASEAN と先進国の合計 15 ヶ国の現在の平均排出水準程度に留まる。政府は、引き続き水力開発を継続して、CO₂ 排出水準の抑制・低下に努めること。
- (3) Tigyit 石炭火力の環境影響のレビュー、改修後の現況情報収集、サイト視察、課題検討、セミナー開催
- (4) 石炭火力の環境設備セミナー： 集塵、脱硫、脱硝技術と、その効果、事例の紹介
- (5) 石炭火力の高効率化セミナー： 亜臨界 Sub-critical、超臨界 Super-critical、超々臨界 Ultra Super-critical 技術の紹介。これらは、本来的には環境対策ではなく、高効率化により、同量の石炭から発電する電力量の増加、すなわち原価低減を目指すものである。その結果として MWh 当りの CO₂ 排出量を数%縮減できる。しかし、その一方で、蒸気温度が 566℃あるいは 600℃と高くなる結果、わずか数度の温度変化でも、蒸気管の劣化を早めたりする低サイクル疲労により、致命的な不具合につながるリスクがあ

ることを説明。

- (6) 日本などの石炭火力発電所と大気現況の実情視察。亜臨界の石炭火力でも、良好な大気環境が維持できていることを実感して貰う。SCやUSC技術は、大気環境保全のためのもではなく、効率を改善し、同量の燃料からの発電量を増やすことが目的であることを説明する。結果として、MWh当りのCO₂排出量の縮減効果を持つ。
- (7) COP21とミャンマーのCO₂排出抑制戦略セミナー： 電力MP 2014に沿って、2030年までに石炭火力を7,800 MW 導入した後も、ミャンマー国の平均CO₂排出量は増加するが、0.37 ton/MWh程度に留まらざることを説明する。これは、図 7.3.1 に示す15ヶ国の平均排出量0.40 ton/MWhと同程度である。
- (8) ミャンマーで導入が望まし石炭火力の技術、価格、必要な整備技術の検討セミナー
- (9) 石炭火力セミナーのまとめと出版

同キャンペーンには、政府と議会関係者、国民、マスコミ、民間エネルギー企業、学生、NGO等を招待することが望ましい。ただし、キャンペーンは反対運動を繰り広げる場ではない。議長の指示に従う等のルールは必要だろう。社会活動の専門家の起用も必要だろう。キャンペーンの概要を、毎回ニュースや政府広報として、テレビ、新聞、インターネット、SNS等を通じて、繰り返し発信する。広報専門家の起用も必要となるだろう。

上記キャンペーンの諸活動を通じて、石炭火力に対する国民の理解がそれなりに深まることが期待される。その後、国会で、電力・エネルギー省の具体的な水力・石炭火力政策を、審議して貰う。同法案が承認されたならば、さらに広報・説明会を開催する。その後、石炭火力事業のFSとSEAを開始することが、「急がば回れ」となるのではないだろうか。

7.3.4.3 優先石炭火力計画のFSとSEAへの技術協力

石炭火力の導入推進のために、次のアプローチが考えられる。

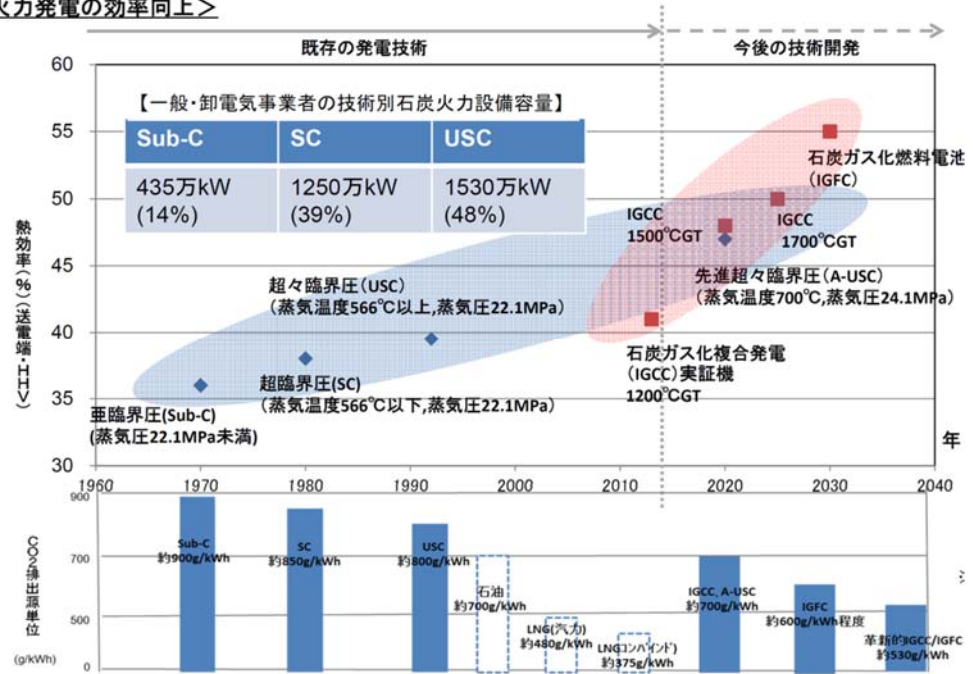
- (1) まず、石炭火力の多数の既存提案プロジェクトのFSレポートと、そのMOAやMOUの現状をレビューする。数件の優先計画を選定し、そのMOAあるいはMOUが失効していることを確認する。
- (2) 優先案件についてFSと戦略的環境アセスメント(SEA)を実施する。このFSによる設備計画では、環境保全装置の設置を義務付ける。しかし、SCやUSCの高効率化は、最初の本格的な大型石炭火力では追求しないことが賢明かもしれない。

これは、石炭火力に伴う様々な技術課題から、せっかく高価で最新の設備を導入しても、予期せぬトラブルが頻発し、運転停止が長期間に及ぶような事態を避けようとするものである。事故の発生確率と頻度は、亜臨界から超臨界へ、さらに超々臨界へと、蒸気温度を上昇させるに連れて高まる。最新の石炭火力技術による高価な設備が、石炭火力の運転・整備技術に習熟していない場合、十分に使いきれないリスクがある。代って、運転・維持管理要員が、まずは亜臨界圧の石炭火力発電所において、石炭の基本的なハンドリングや、燃料の搬送システムや高圧ボイラの運転・整備作業等に十分習熟することを優先させる。亜臨界石炭火力では、低サイクル疲労(熱疲労)に対

する耐性が相対的に高い。石炭火力に共通のハンドリング技術を習熟してから、次の SC や USC 技術の石炭火力設備の導入を目指しては、どうだろうか。

図 7.3.9 に示すように、日本では SC と USC が併せて 86% を占めている。しかし、その一方で、亜臨界技術の石炭火力も 4,350 MW が稼働中である。

<石炭火力発電の効率向上>



出典：火力発電における論点、資源エネルギー庁、2015年3月

図 7.3.9 石炭火力発電の高効率化

- (3) FS と SEA が完了した案件については、政府事業／PPP 事業として、EPC 契約等により実施することが考えられる。政府事業や PPP 事業なら、長期・低利の公的融資を得やすいだろう。

その際、政府事業や PPP 事業については、専門家が観察すると、「楽観バイアス」と呼ばれる、積算や工期上の見積リスクを含みがちである。そのような場合には、公的融資機関は、Public Sector Comparator (PSC) と呼ばれる方法で、工期延長や見積額に伴うリスク引当金を調整した上で比較し、発電原価の低い実施方式を選定するだろう。FS で適切な専門コンサルタントを雇用すれば、このような「楽観バイアス」は最少化できるだろう。

- (4) 事業の実施、運営は、政府事業の場合には、まず EPGE が若手技術者から選抜チームを構成して、運転と整備技術を修得させる。石炭の発注、輸送モニタリング、通関、陸揚げと貯炭、石炭の前処理と搬送、運転、石炭灰の処理、機器の定期点検と整備、メジャーオーバーホールの発注、部品の調達など、全ての業務に習熟することが必要である。

7.4 政府水力事業による人材育成の提言

7.4.1 水力セクターの課題

ミャンマー国における水力開発は、1950年代に開始され、その後2000年代に入って集中的に実施された。しかし、近年は、乾季の電力不足に緊急に対応するため、政府予算が、小型ガスエンジンによるIPPやIPPレンタル事業に、集中的に投入されている。そのため、新規MOEE水力は計画されていない。政府保有の既存の建設機械と建設技術者を活用する、水力建設プロジェクトが竣工に近づいており、後続案件が予定されていない。また、経験を積んだ技術者が定年退職を迎えており、技術の継承が課題となっている。技術者・技能者の育成には、実際の設計・建設プロジェクトに参加して、実務を経験することが最良の場となる。この事実は、ミャンマーを初め、インドネシア、ベトナム、タイ等のアジア諸国で実証されている。人材育成のため、計画的に政府水力事業を1件程度、継続的に実施することが望ましい。

水力電源は、1995年の277 MWから2016/17年には3,255.18 MWまで、22年間に10倍以上に増強された。その一方で、乾季の出力低下が大きいと、今後は、大型ガス火力の導入が必要となっている。7.4節で触れたように、中長期的な水力開発と並行して、乾季の出力低下分をカバーできるだけの火力（特に季節間で出力調整が可能で、雨季中には運転を停止して燃料節約も可能な、LNG 焚きの大型GTCC）を建設することが急務となっている。また、小型GEGによる多数のIPPレンタル事業を、政府直営のLNG 焚き大型GEGあるいはGTCCに切り替えることが実現すれば、雨季には水力を最大限に活用しつつ、火力の燃料消費を節約することも可能となるだろう。これは、発電原価の引き下げに貢献する。

7.4.2 政府水力事業による人材育成

電力・エネルギー省は、水力、天然ガス（NG）、石炭、再生可能エネルギーを4大電源としている。国家の税源が絶対的に不足する現状では、「短期的には、相対的に設備コスト＝初期資本コストが小さいガスGTCCを中心に、足の速い民間投資を奨励し、現在の乾季供給力の不足を解消することを優先させる。その一方で、廉価だがリードタイムの長いベース電源としての水力と石炭火力は、中長期的にかつ計画的に開発を推進する」、といった政策が現実的ではないだろうか。

(1) 長期最小費用電源投入計画の策定と更新

リードタイムの長いベース電源の計画的投入のためには、長期最小費用電源投入計画の策定と定期的更新が不可欠だろう。同計画には、乾季における水力の出力低下をバックアップするために、火力電源の投入が必要と自動的に判断され、「最小費用計画」に盛り込まれる。同時に、水力発電所が、発電する代わりに無効放流するといった事態は、最小費用とならない。したがって、「最小費用計画」上では、貯水池が満水状態の水力発電所でも無効放流でなく2次電力も発電・送出できるよう、（出力を調整できる火力を水力と並行して導入することにより）、自動的に電源のベストミックス化が進む。また、長期電源費用を最小化するために、「最小費用計画」上では、ベース電源として低廉な水力と石炭火力が順次投入される。さらに、タイ国との交渉が進展すれば、雨季の余剰電力の輸出オプションを組み込むこともできるだろう。

電力・エネルギー省は、次のような水力開発政策案を検討することが望まれる。

- (a) 最小費用の長期電源投入計画を作成。その際、FS がまだ完了していない経済的水力ポテンシャルのすべてを投入対象の候補水力とすると、リードタイムの点で実現性が低くなる。次の条件を満たす水力案件の FS が完了してから、必要な設計と工事期間を加えて、何年以降に投入可能となるか、設定したい。
 - FS 調査が実施済み、実施中、あるいは〇〇年に FS 完了予定の案件
 - 環境社会影響が、影響緩和策を含めて受容可能と、天然資源・環境保全省が想定できる案件
- (b) 長期電源投入計画は、対象発電事業の FS 調査、設計、建設工事の進捗状況、および新規に提案された発電計画を考慮して、毎年あるいは数年に一度更新が必要となる。
- (c) 長期電源投入計画に採用された水力を、順次、設計、建設段階に進める。

(2) 政府水力事業による人材育成の提言

少なくとも 1 つの水力事業は、政府 DHPI が主導し、できれば長期・低利の公的資金支援を得て実施したいところである。政府主導事業の目的は、1) 政府保有の建設機械と要員の活用、2) 公的資金投入による発電原価の低減、3) 継続的人材育成の 3 点にある。ただし、政府主導案件における「楽観バイアス」を避けるため、設計、積算、調達、工事・工程計画等では、その道の専門家を起用して、甘い計画を排除することが重要である。

DHPI 主導事業の実施形態は、1) 従来型 3 者モデル、2) 明りの土木工事は政府直営、一部の地下工事や発電機器は国際入札で海外企業と DHPI の JV、3) PPP (ミャンマーでは JV/BOT と称されている) など、様々なものから柔軟に選定すればよいだろう。その選定基準は、各方式のリードタイム、発電原価、および技術者育成への貢献度の 3 点が主なものとなる。

PPP 想定例： 政府出資は、DHPI 保有のプレ FS、FS 報告書、DHPI 保有建設機材・建設エンジニア・フォアマン・熟練工、バックファイナンスを得て SPC に出資、公的融資 (円借款) の獲得、等から適宜組み合わせることが考えられる。一方、民間の出資/役割は、資本金、民間が実施した FS 報告書、地下建設工事や機電機器の請負、調達、事業運営・管理等が想定される。

Appendix A

Note of Discussion

**Data Collection Survey on Urgent Upgrade of Electricity Supply
in the Republic of Union of Myanmar
Note of Discussion on
the Myanaung Power Station**

WHEREAS the JICA Survey Team for Data Collection Survey on Urgent Upgrade of Electricity Supply in the Republic of Union of Myanmar (the JICA Survey Team) reported to the Electric Power Generation Enterprise on the “Urgent Upgrading of Electric Power Supply in the Union of Myanmar” which was proposed based on the study jointly performed to date;

WHEREAS the Electric Power Generation Enterprise, Ministry of Electricity and Energy (EPGE) examined and confirmed the contents of the proposal of the JICA Survey Team;

NOW THEREFORE, both Parties prepared, initialed and signed this Note of Discussion on this 4th day of September, 2017, as presented hereinbelow:

1. The Electric Power Generation Enterprise (EPGE) will be the Executing Agency of “Urgent Upgrading of Electric Power Supply in the Union of Myanmar” which will be supply of Gas Engine Generators (GEGs) for Myanaung Power Station (PS).
2. The GEGs for Myanaung PS will be of 22-24 MW in the total installed capacity of plural units. The total installed capacity will be fixed through the tender as the product of unit capacity and number of units to be offered by each tenderer. The unit capacity would vary in the range of 5 MW at minimum to around 10 MW depending on the tenderers’ offer. The potential power of GEGs in Myanaung PS using Yadana gas (7 mmscf with 710 Btu/scf) is approximately 25 MW.
3. The GEGs will be installed in the existing Powerhouse of the Myanaung PS, fueling the Yadana gas available at 7 mmscf with Gross Calorific Value (GCV) 710 Btu/scf, or equivalent.
4. The commissioning of the GEGs is expected to be within 16 months at the maximum from the issuing date of Notice to Proceed to the Contractor.
5. The envisaged GEGs would have the following features, possibly subject to some changes through detailed design:

S1 The GEGs shall generate as much electricity as possible fueling the Yadana gas at

7 mmscfd with GCV 710 Btu/scf, or equivalent.

- S2 All the GEGs shall have the dimensions to be installed inside the exiting Powerhouse where three foundations and two machine bays without concrete foundation exist. Another foundation also exists but is occupied by the existing GT of John Brown which will be used as an emergency generator after commissioning of the proposed GEGs.

EPGE prefers unit number of three giving priority to the medium speed machine with high efficiency/good heat rate.

The JICA Survey Team recommends not to limit the unit number to three, but also four numbers should be allowed to secure the competitiveness of the Tender.

Both parties took note on the view of the other parties above.

- S3 The GEGs shall be able to be maintained using the existing overhead travelling crane and height of about 9 m above the floor level. The nameplate capacity of the crane is 15 ton, but the current capacity is not known. The Contractor shall execute lifting test before crane handling to secure the lifting capacity for its maximum load.
- S4 The GEGs shall be connected to existing two transformers and auxiliary equipment, whereas the capacity of the two transformers are 25 MVA and 24 MVA. The all generators are connected via 11 kV bus before the transformers, but disconnected by disconnection-switch during the operation. A cable connection plan is shown in Figure 1 for a sample case of three GEGs. Possible routes of power cables from the same sample GEGs to the existing transformers are shown in Figure 2.

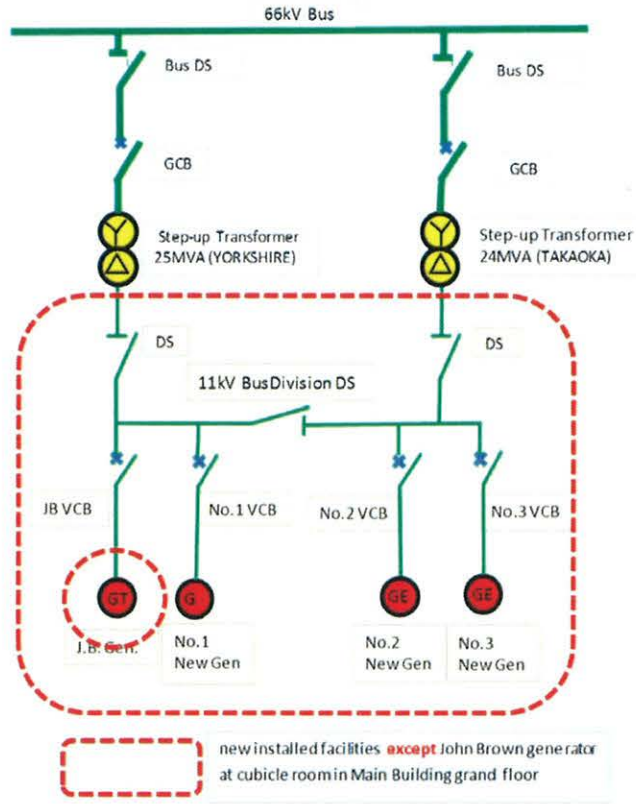
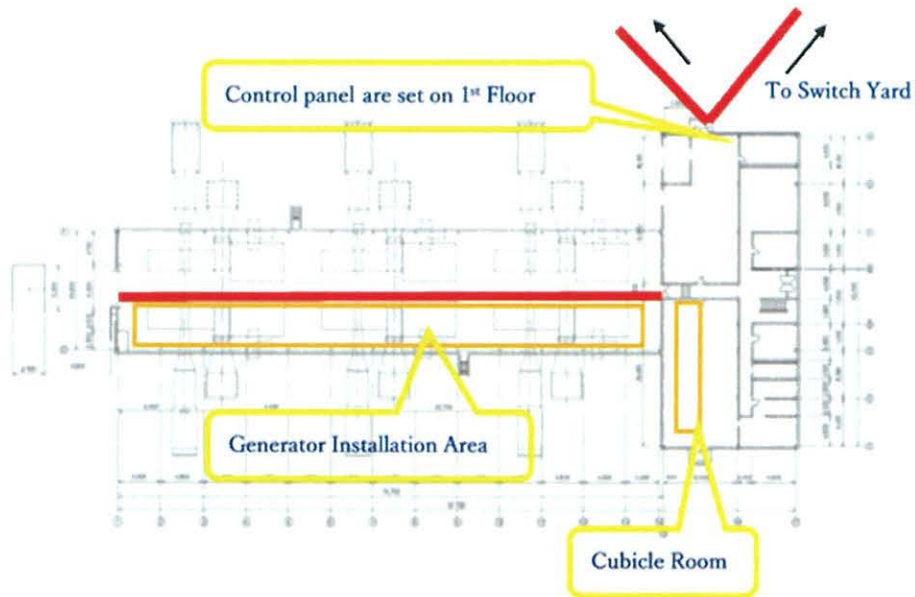


Figure 1 Sample Connection of new GEGs and Existing Transformers & GCBs

H

Wad



— Cable Route

Figure 2 Sample Routes of Power Cables form new GEGs to Existing Transformers

- S5 NO_x emission level shall be within 200 mg/Nm³ under O₂ concentration of 15% in accordance with the environmental regulations of the Ministry of Natural Resources and Environmental Conservation.
- S6 The noise level shall be within 55 dB for day time from 7:00 to 22:00, and 45 dB for night time from 22:00 to 7:00 at the border of the compound of the Myanaung PS in accordance with the environmental regulations above. If it is judged

✓

Wlat

necessary, acoustic absorption panels will be fixed to all the walls and ceilings of the Powerhouse. The openings and apertures of the Powerhouse building may be closed to reduce noise leakage.

- S7 The GEGs shall be suitable for transportation by barges from the Yangon Port to the shore of the Ayeyarwady River near the Myanaung site, and then transportation by trailers. The maximum height of trailer and GEG shall be around 4.5 m above the road surface. The maximum width shall be 3.0 m. The maximum weight of one heaviest package of GEGs and trailers for transport shall be within 100 ton.
- S8 The GEGs shall be able to achieve the heat rate, to be offered at the Tender, for the two years of Guarantee Period, at the minimum, after the Commercial Operation Date (COD) of each GEG.
- S9 Consumables required for operation of the GEGs shall be supplied in the quantity required and sufficient for the two-year operation. Spare parts required for operation, maintenance and overhauling of the GEGs shall be supplied in the quantity required and sufficient for the four-year operation.
- S10 The spare parts of the GEGs shall be made available to EPGE for purchasing these for 25 years after COD. In case the Maker stops producing the spare parts, it shall be noticed to EPGE at least two years in advance so that EPGE can arrange the budget and procure these in sufficient quantity before the stop.
6. The expected scope of works of the Japanese side and the Myanmar side will be as listed below:

Expected Scope of Works of Japanese Grant

- J1 Supply of all the GEGs as featured in Section 1 hereof, including all the auxiliary equipment, spare parts for four-year operation, and consumables required for two-year operation (which is subject to in-depth examination of some consumables which tend to deteriorate in short term);
- J2 Ocean freight from the place of the Manufacturer's factory to the Yangon Port;
- J3 Inland transportation from the Yangon Port by barges up to the shore of the Ayeyarwady River near the Myanaung PS, and land transportation by trailers therefrom to inside the Powerhouse of the Myanaung PS.

- J4 Technical Guidance Services (TGSs) to facilitate the appropriate installation, operation and maintenance of the GEGs for over the planned lifetime of 30 years. These TGSs would include the following scope of works:
- a. Technical guidance for installation works of the GEGs including the auxiliary equipment and cabling and piping works;
 - b. Technical guidance for commissioning tests and reliability run operation;
 - c. Seminar and OJT in the operation and maintenance of the GEGs and logging of O&M records and activities, including overseas training at the appropriate training facility overseas of the Contractor;
 - d. Technical guidance for first overhaul of the GEGs required probably upon two-year operation after the commissioning;
 - e. Technical guidance for stock management of spare parts and consumables including procurement of these.

Expected Scope of Works of the Myanmar side

- M1 Timely arrangement of the required budget for the Expected Scope of Works of the Myanmar side hereof, in the national budget for 2018/19 and for O&M thereafter;
- M2 Execution of Initial Environmental Examination (IEE) of the Myanaung GEGs and obtaining approval from the relevant agency;
- M3 Obtaining approval for tax exemption on custom duties with respect to the import and re-export of the GEGs including all the auxiliary equipment and relevant materials, and tax exemption on corporate income tax, withholding tax, personal income tax for the Services required for Technical Guidance Services (TGSs) by the foreign personnel of the Procurement Agent and the Consultant for the detailed design, etc. and the Contractor for the equipment supply and TGSs;
- M4 Removal of unnecessary concrete structure existing on the foundation of mass concrete and filling of voids with concrete as advised in the design stage.
- M5 Cleaning inside the cable ducts and repairing of concrete cracks etc. as required.

- M6 Renovation works of the Powerhouse for reducing the noise leakage to outside the Powerhouse. The openings and apertures of the Powerhouse building may be closed to reduce noise leakage. Ventilation system is not required specifically except for air-releasing outlet since the generator will be cooled by blowing outside fresh air. The air outlet may be placed on the roof or at high place of the gable with special structures for absorbing noise since the warmed air after engine cooling will rise towards ceiling. The air temperature rise in the Powerhouse will be limited owing to the air circulation for engine cooling.
- M7 Setting of the GEGs onto the existing concrete foundation including placing supports to GEGs to prevent overturning by earthquake forces; wiring of power cables, control/communication cables and piping works for fuel gas supply and others;
- M8 Nomination and dispatching of Staff for Operation and Maintenance (O&M) of the GEGs, right from the unloading of the GEGs from the barge at the shore of the Ayeyarwady River and throughout the installation works and O&M period;
- M9 Supply of natural gas at 7 mmscfd with calorific value of GCV 710 Btu/scf at the minimum throughout the operation period expected for 30 years (after starting reduction in the Yadana gas production, the imported LNG or from other appropriate sources may be supplied to the Myanaung PS by MOGE);
- M10 Procurement of spare parts and consumables required for O&M of the GEGs after the ones provided by the Japanese side have been used up;
- M11 Maintaining performance of related equipment such as the existing two transformers and auxiliary equipment supplied together with the GEGs, and replacing these when the replacement is judged required;
- M12 Providing seminar and training continuously to the O&M staff including newly assigned personnel.
- M13 When GEGs are transported from the landing point on the right bank of the Ayeyarwady River to the Myanaung PS, there are many house-connection cables crossing over the road. During the road transport, the electricity supply may be shut down temporarily so that the cables can be lifted up to pass GEGs and trailers.
- M14 Appropriate management of Asbestos Boards used in the Powerhouse building.

As far as the boards remain under original conditions without physical damages,
there may be no risk for staff health.

Discussed as noted above by and between the two parties below on the date first written
above:



Mr. Akio Katayama
Team Leader/Generation Planning
JICA Survey Team for
Data Collection Survey on
Urgent Upgrade of Electricity Supply

5.9.2017



Mr. Khin Maung Win
Managing Director
Electric Power Generation Enterprise
Ministry of Electricity and Energy

<End of Document>

Appendix B

Site Investigations

ミャンマー国電力供給緊急改善に係る情報収集・確認調査
第2回 Myanaung 発電所現地調査報告

JICA 調査団

1. 目的

6月21日から23日にかけて行われた、第一回目の Myanaung 発電所現地調査の後に得られた輸送条件および機器設置条件の情報を踏まえ、2回目の Myanaung 発電所の現地調査を行った。ガスエンジン輸送路の確認および基礎地盤、既設基礎コンクリートの調査を行った。

2. 調査項目

- シュミットハンマーを用いた既設ガスタービン基礎コンクリートの耐力測定
- 発電所付近に設けた掘削ピットの目視による基礎地盤の地耐力確認
- Myanaung 発電所の騒音測定
- Myanaung 発電所のアスベスト使用状況確認
- ガスエンジンのバージ輸送時における船着場の状況確認および輸送路調査

3. 参加者

植松 創平 (副総括)
長岐 和幸 (燃料調達)
Hoke Shein (ローカルスタッフ)

4. 行程

調査行程は以下の通りである。

日付	行程
7月23日(日)	10:00 頃 Nay Pyi Taw→Myanaung 移動 18:00 頃 現地到着、ゲストハウス泊
7月24日(月)	終日調査 - 基礎地盤の地耐力確認 - 既設コンクリート基礎の耐力確認
7月25日(火)	終日調査 - 輸送路の確認、騒音の測定 - 各種データの追加収集
7月26日(水)	午前：各種データの追加収集 13:00 頃 Myanaung→Nay Pyi Taw 移動 21:00 頃 Nay Pyi Taw 到着

5. 調査結果

5.1. PIT 掘削による発電所地質状況の確認

5.1.1. 掘削位置

ピット発電所南側の建屋すぐ脇を掘削した。

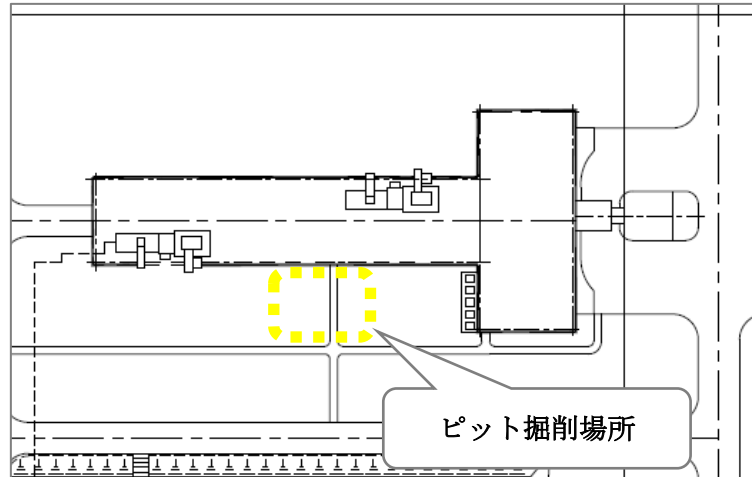


図 ピット掘削位置

5.1.2. 掘削状況

掘削は発電所の臨時雇いの工夫によって人力で行われた。掘削状況を以下写真に示す。



写真：ピット掘削状況

5.1.3. 地盤状況

ミャンアウンは雨が降り続けていたが、降雨の合間にピット内部を調査した。ピットの深さは1.8mで、指定の2mに達していなかったが、地層に変わりはないこと、また、時間がかかれば再び雨が降り出す恐れがあることから、ピット掘削の終了を指示した。

ピット掘削内部の断面を以下写真に示す。



写真：ピット掘削断面状況

- ・ 掘削地点の地質は地表から1mは灰色を帯びた粘土（以下写真参照）混じりの土で、ピット掘削底面近くでは礫が混入している。この礫は、ミャンアウン発電所建設時に敷設された可能性がある。（Completion Report にその旨記載あり）
- ・ 掘削ズリは雨により軟泥化しているが、乱されていない部分は固結しており、粘着力も強いいため掘削面は垂直で自立していた。



写真：粘土拡大写真（灰色を呈している）

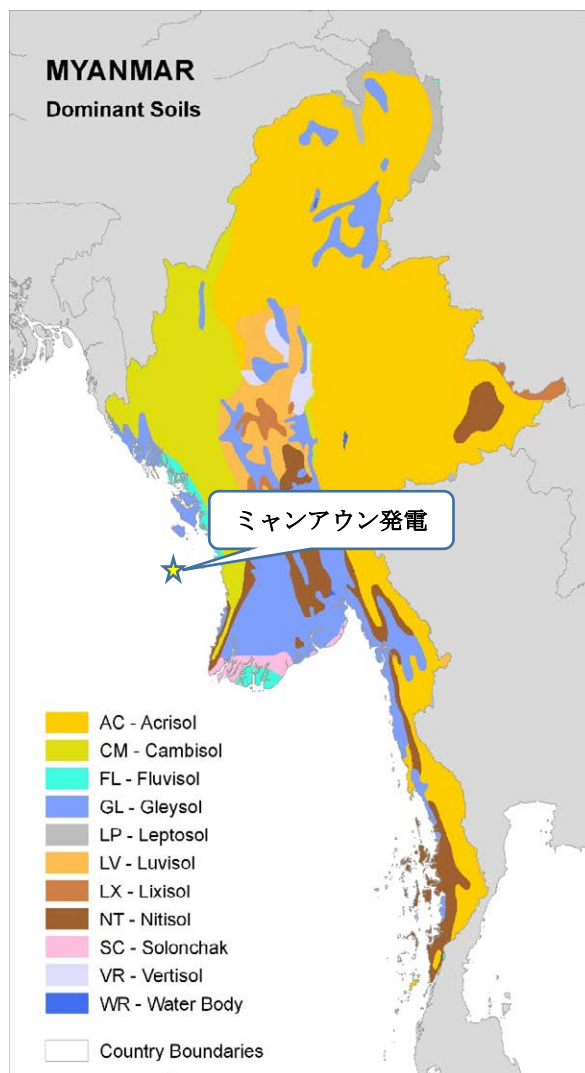


写真：粘土混じりの土

- ・ ミャンアウン発電所建設工事のコンサルタント（West JEC）が作成した Completion Report によれば、発電所基礎（地表面から1.8m）は、ボーリング調査の結果N値30程度と推定されており、基礎地盤として問題はない。
- ・ 地下水は、ピット側面から常に染み出している。連日の雨のため、地下水は地表近くまであ

るものと考えられる。

- ・ピット掘削底面部と地表1 mの土を採取した。日本に持ち帰る。
- ・FAOにより作成されたミャンマーの土の分布図を示す。同図によれば、発電所付近の土はGleysol（灰色状の粘性土）で、発電所の地質と一致する。



出典：FAO

図 ミャンマー土質分布図

5.2. 基礎コンクリートの強度確認

5.2.1. 目視およびクラックゲージによるクラック確認

クラックゲージにより発電所基礎コンクリートのクラック調査を行った。日立製GTGが設置されていた場所では、主に3つの大きなクラックが観察された。Myanaung発電所の竣工図書によれば、基礎コンクリートの側面には5/8 inch (≒16 mm)の鉄筋が、300 mmピッチで配置された。この基礎はマスコンクリートであり、配置された鉄筋はひび割れ防止筋である。最も大きな1.2 mm幅のクラックは、このマスコンクリートの上部表面で観察されたものであり、その深さは

確認できていない。GEG は、基本的に鉛直荷重を基礎に伝達するが、曲げやせん断力は作用しない。振動は重量の 1%未満が基礎に伝達するが、マスコンクリートの重量でその振動エネルギーを吸収することになる。このクラックは、エポキシ樹脂の充填により修理するものとする。

一方、0.45 mm、0.5 mm のクラックは、ガスタービンの発電機設置のために、基礎のマスコンクリート上に直立するコンクリート側壁部に発生していた。この側壁部分は、新規 GEG の設置に先立って撤去する。また、下図に示す空隙部は、日立発電機の電力ケーブル引き出し用の空隙として利用されていた。コンタクトした数社の GEG メーカーは、このような空間を必要としない。この空間はコンクリートで埋め、表面を平面に成型してから GEG 据付業者に引き渡すことを想定するが、設計時に、メーカーおよび EPGE と確認することが必要である。

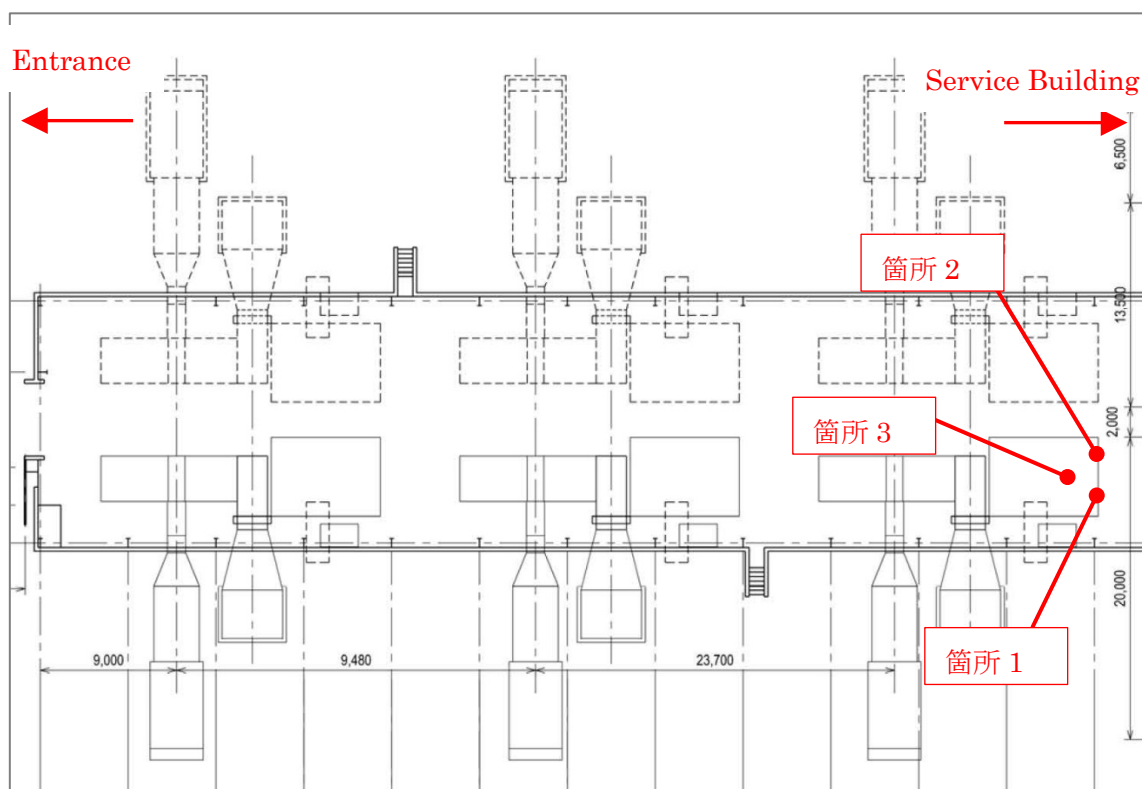


図 クラック確認箇所



箇所1 クラック幅 最大 0.5mm



箇所2 クラック幅 最大 0.45mm



箇所3 クラック幅 最大 1.2mm

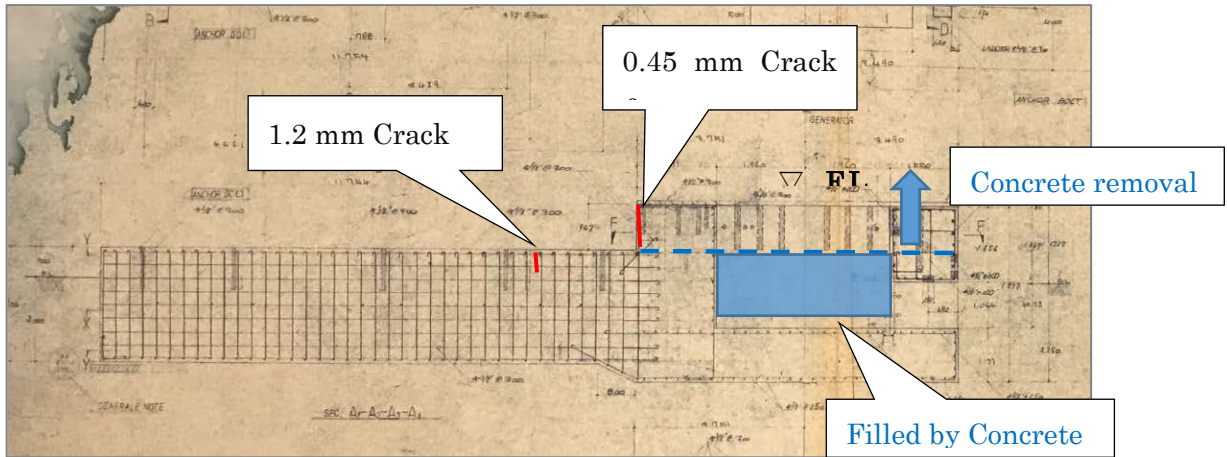


図 断面図におけるクラックの位置およびコンクリート成型イメージ

5.2.2. シュミットハンマーによる基礎コンクリートの強度測定

(1) 測定箇所

測定箇所を以下に示す。日立製ガスタービンが設置してあった 2 箇所にそれぞれ 4 箇所、計 8 箇所測定した。

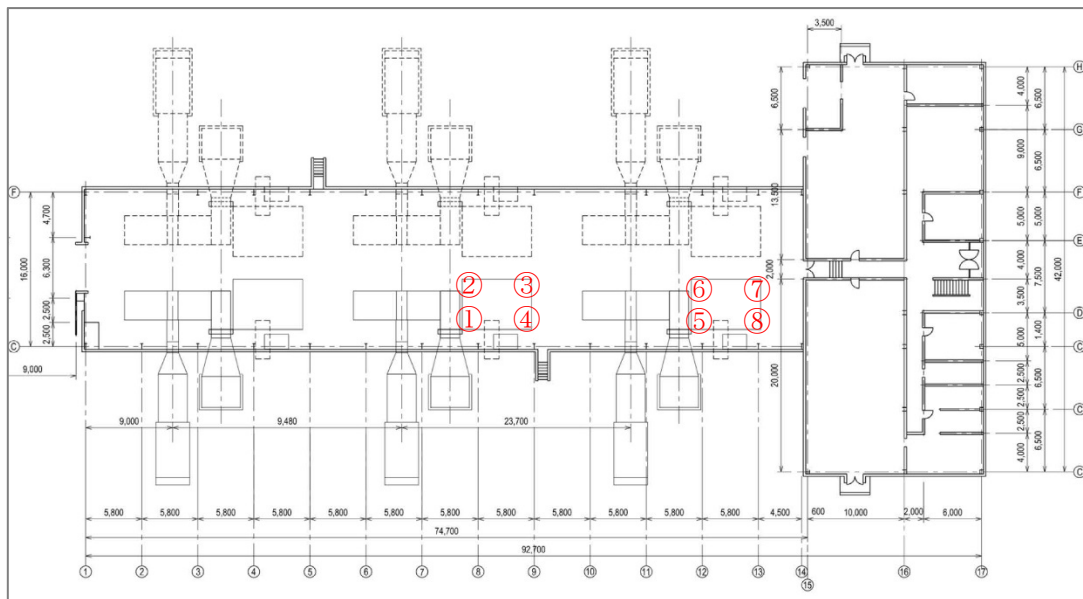


図 シュミットハンマー測定位置図

(2) 測定方法

各側点において 15 点の計測を行い、10 点の平均値を算出した。測定は水平測定を基本とした。



写真 シュミットハンマー測定の様子

(3) 測定方法

以下に測定結果を示す。平均の圧縮強度は 42.4 N/mm²であった。WEST JEC による Completion Report における基礎コンクリートの設計強度は 180kg/cm² (=17.6 N/mm²) であり、建設後 40 年を経過しても十分な強度を保っているといえる。

表 シュミットハンマーによる圧縮強度測定結果

Location	N/mm ²
No.1	48.0
No.2	50.5
No.3	35.3
No.4	44.1
No.5	39.2
No.6	43.1
No.7	42.1
No.8	37.2
Average	42.4

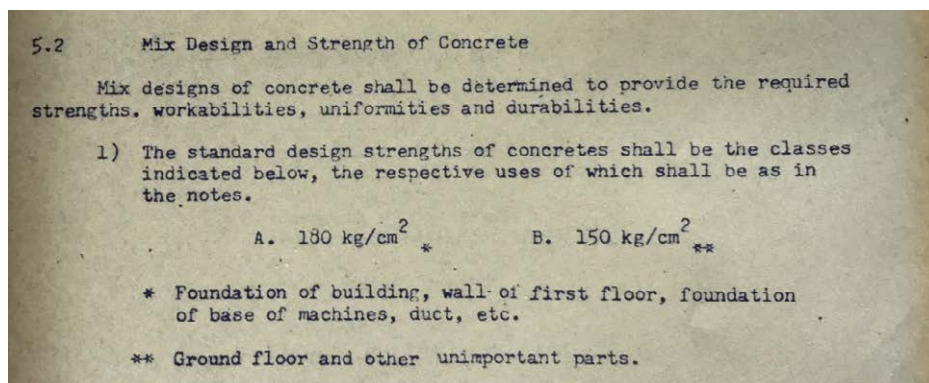


写真 Completion Report に記載された設計強度 (WESTJEC)

5.3. 騒音計による JONH BROWN 製ガスタービンの騒音測定結果

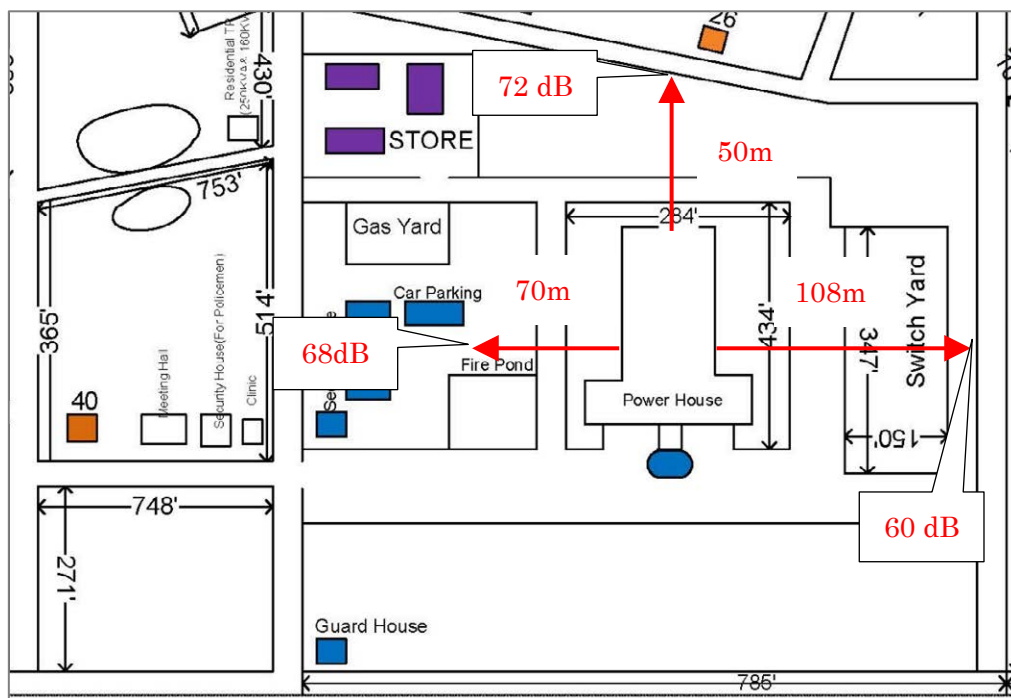
National Environmental Quality (Emission) Guidelines によれば、騒音規制の基準は住宅・教育地域と産業・商業地域の二区分があり、それぞれ以下の表のように定められている。

表 ミャンマー国内における騒音基準

Area	One Hour LAeq (dBA)	
	DayTime 7:00 – 22:00 (Public Holiday 10:00-22:00)	Night Time 22:00-7:00 (Public Holiday 22:00-10:00)
Residential, Institutional, Educational	55	45
Industrial, Commercial	70	70

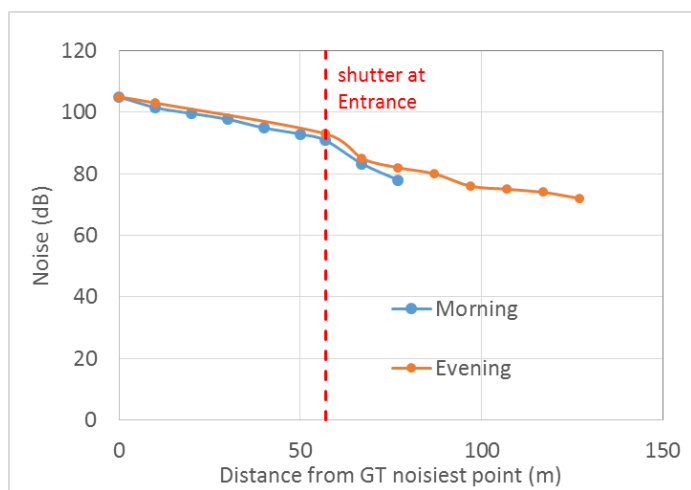
出典：National Environmental Quality (Emission) Guidelines

MOREC へのヒアリングによれば、Myanaung 発電所は住宅・教育地域に該当し、日中 55dB、夜間 45dB の騒音規制が求められることとなる。現況のガスタービンの騒音の低減率に関して、搬入口方面、Switchyard 方面および Gas Yard 方面の 3 方向について騒音計にて測定した。結果を図 2 に示す。現況のガスタービンの騒音は発電所敷地端部においても 55dB を上回っている。特に搬入口のシャッターが壊れており、閉じることができない上に、窓ガラスがない箇所が沢山見られ、周囲で大きな騒音が発生している様子が見て取れる。騒音基準以下に収めるためには、発電所建屋の防音性向上もしくは機器への防音設備設置が必要となると考えられる。



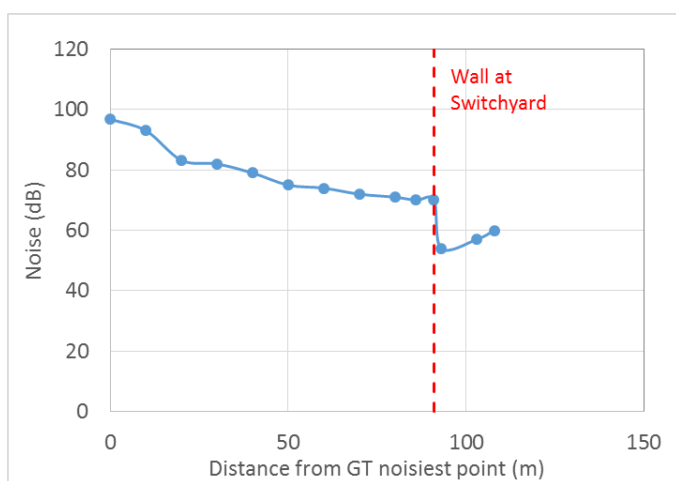
出典：調査団作成

図 MYANAUNG 発電所騒音測定箇所



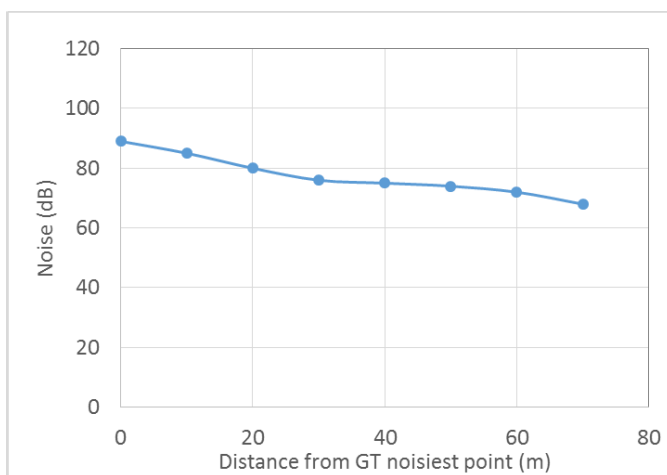
出典：調査団作成

図 MYANAUNG 発電所 エントランス方向騒音測定値



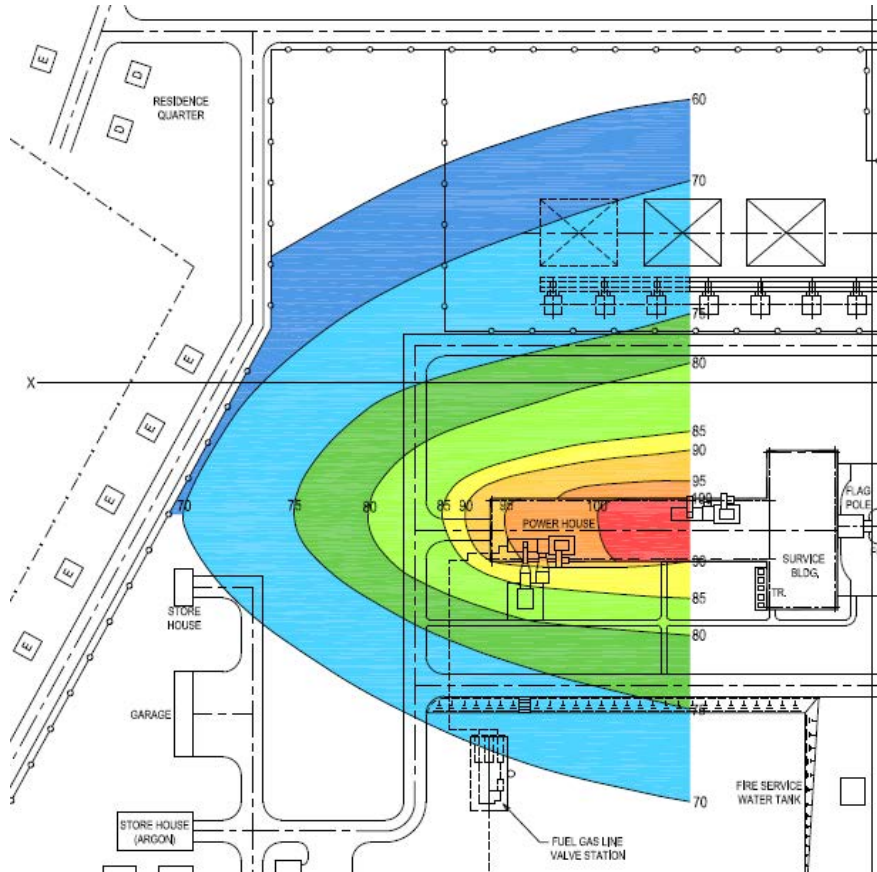
出典：調査団作成

図 MYANAUNG 発電所 Switchyard 方向騒音測定値



出典：調査団作成

図 MYANAUNG 発電所 Gas Yard 方向騒音測定値



出典：調査団作成

図 MYANAUNG 発電所騒音測定値コンター図

5.4. 建屋内アスベストの状況

Myanaung 発電所にはアスベストが使用されているため、Completion Report および現地調査にてアスベストの状況を確認した。

(1) アスベスト使用箇所

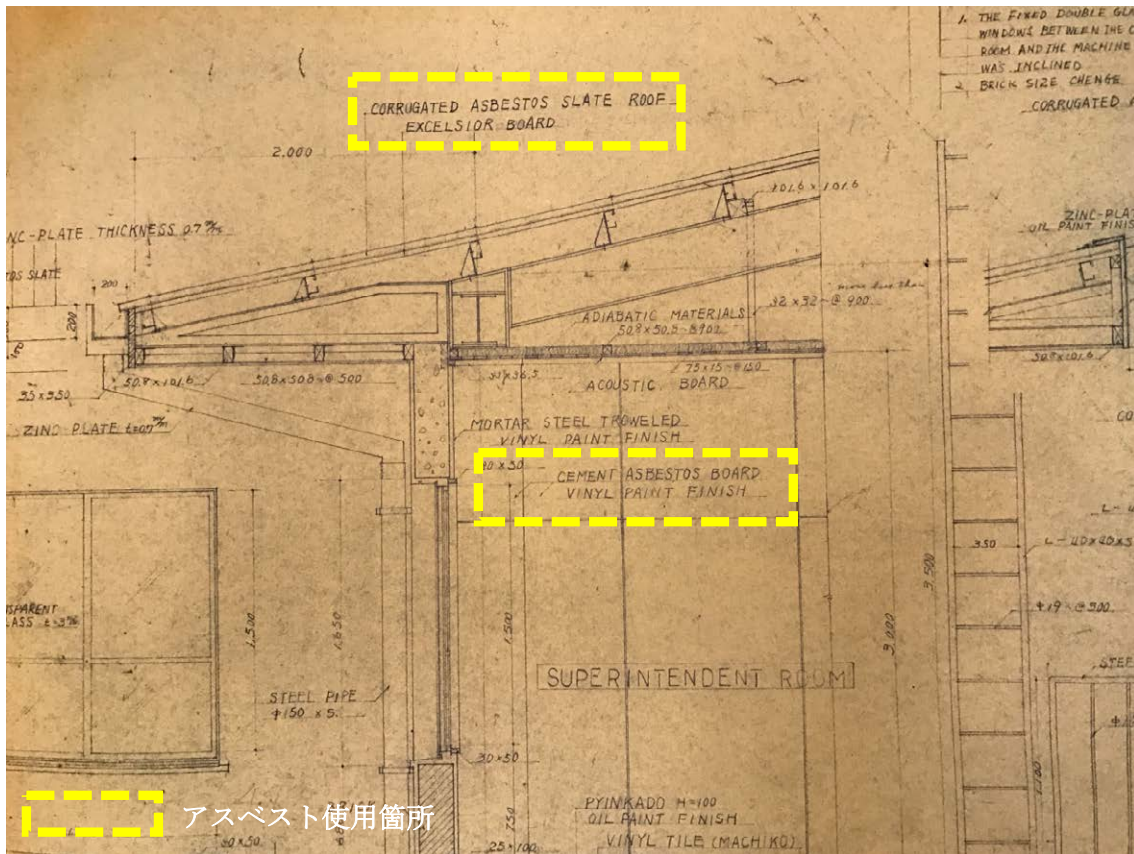
Completion Report によれば、アスベストは以下の箇所で使用されている。

■ Exterior

- Roof: Large wave corrugated asbestos slate

■ Interior

- Ceiling: Control room や Office room は Acoustic board が使用され、それ以外の発電所内の小部屋には Cement Asbestos Board with Vinyl paint finish が用いられている。
- Interior wall: Wooden partition walls (thickness 8 mm)、ただし、図面には Interior wall に Cement Asbestos Board with Vinyl paint finish と記されている。図面該当部を以下に示す。



出典：Myanaung 発電所 Completion Drawings

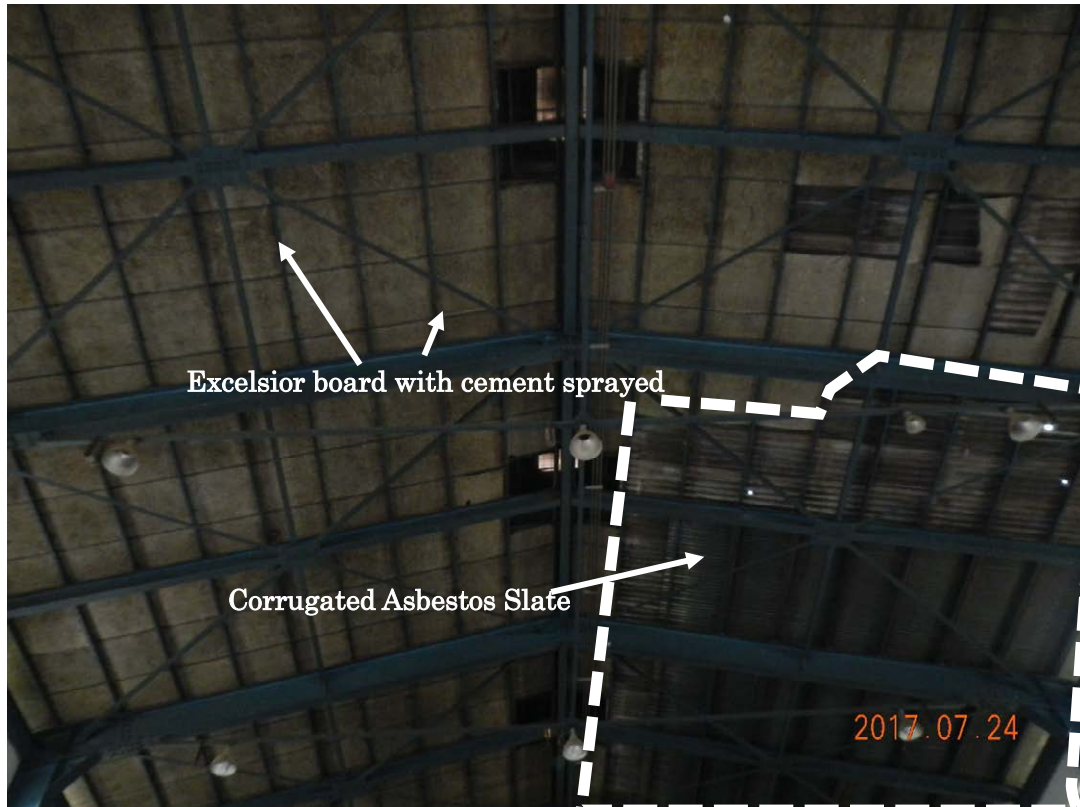
図 MYANAUNG 発電所内アスベスト使用箇所

(2) アスベストの使用状況

アスベストの使用状況を以下写真で示す。

■ Roof

発電機室天井の写真を以下に示す。写真に示す通り、発電機室の天井はセメント吹き付けのボードであるが、所々剥がれ落ちており、裏にある Corrugated Asbestos Slate がむき出しになっている。目視では 5 分の 1 程度がむき出しになっていた。近づいて写真は撮れないため、アスベストの飛散状況は不明である。



写真；発電機室天井部分

■ Interior Board



写真：コントロールルーム壁面



写真：Cement Asbestos Board with Vinyl Paint Finish

Cement Asbestos Board with Vinyl Paint Finish は、発電機室を除くほぼすべての発電所の内壁の化粧板として用いられている。Vinyl Paint Finish のため、飛散の程度は低いと考えられる。

5.5. 機器輸送路の検討

前回の調査により陸路での機器輸送路は難しいことが判明したため、バージによる輸送を前提とし、荷揚げ場の調査および陸路の調査を行った。航空写真により以下の4つのルート（Option 1, Option 2-1, Option 2-2, Option 3）を想定し調査を行った。



図 輸送路代替案

(1) Option 1

本ルートは過去にガスタービンの輸送を行ったルートであり、雨季の輸送上は大きな問題はない。しかし、乾季には荷揚げ場の川側に砂州が現れ、接岸部の川幅は狭くなる。2017年6月22日に現地踏査を行った際には、砂州が見られたが、7月25日に踏査に訪れた際には水位が上昇し、砂州が見えなくなっていた。Myanaung発電所スタッフによれば、7-8月が特に雨量が多く水位が高くなり、これまでの機器輸送も7-8月に行われたとのことである。

本ルートには6つのコーナーがあるが、道路の路肩が広く、隅切り部の半径が大きく、輸送機器の回転には十分といえる。ただし、輸送路を合計約50ヶ所の電線が横断し、また樹木の枝が輸送路上にかかっている場所がある。輸送時における配電線の停電、電線の押上げ、樹木の枝の伐採が必要である。

水位が低く、砂州が水面上に現れている場合には、バージを河岸に垂直に接岸することが困難となる。そのため、この場所は、8月～10月頃の高水期だけ利用できる。



写真 2017年6月の荷揚げ場の様子



写真 2017年7月の荷揚げ場の様子

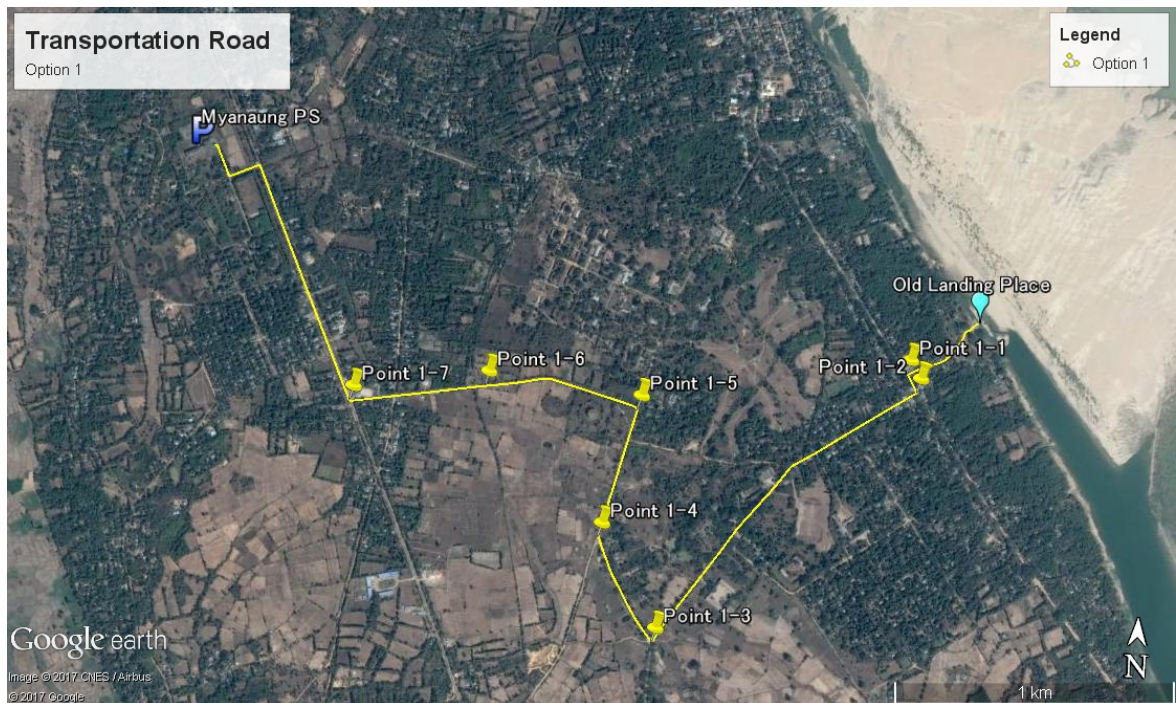


図 Option 1 輸送路



Point 1-1 コーナーの様子
 道路幅：4.4m（荷揚げ場方向）
 3.7m（発電所方向）
 ただし、3.7m側道路脇から民家まで6.3m





Point 1-1 コーナーにある給水管
 輸送時に注意が必要であるが曲がりに影響はないと思われる。



Point 1-2 コーナーの様子
 道路幅：3.7m（荷揚げ場方向）
 4.0m（発電所方向）
 隅切部半径約10m



Point 1-3 コーナーの様子
 半径約26m

	
<p>Point 1-4 コーナーの様子</p>	<p>Point 1-5 コーナーの様子 道路幅：4.1m（荷揚げ場方向） 6.2m（発電所方向） 隅切部半径約 13m 樹木までの高さ 4.7m</p>
	
<p>Point 1-6 道路幅最小箇所（3.7m）</p>	<p>Point 1-7 道路幅：10m（荷揚げ場方向） 15m（発電所方向） ただし、路肩を含む 電線までの高さ 5m 以上</p>

(2) Option 2-1

本ルートは、Option 1 の荷揚げが 7-10 月頃に限定されることから、上流側でバージの接岸とトレーラーの上陸地点、および輸送路を検討したものである。本ルートは曲がりが多く、トレーラーの回転に大きな問題はない。しかし、交通量が多く、輸送時に交通整理が必要である。ま

た、道路上を横断する電線も約 90 ヶ所にのぼり、輸送時の停電と押上げが必要となる。

接岸地点は、1 日数回横断する Ayeyarwady 川の横断用の客船が接岸する場所である。しかし道路幅が狭く (4.6 m)、接岸予定地付近には土地の余裕がないため、バージからのトレーラーの上陸が課題である。更に Myanaung 発電所スタッフによれば、乾季は踏査時に比べ約 30feet (≒9 m) 水位が低下し、乗客は崖を登って陸に上がるとのことである。バージから、GEG を積載したトレーラーの上陸用の仮 jetty が必要となる。河岸を掘削して、緩勾配で既存道路に接続する (下記写真参照)。乾季に仮 Jetty を構築する場合には、現地踏査により地形を確認することが必要である。

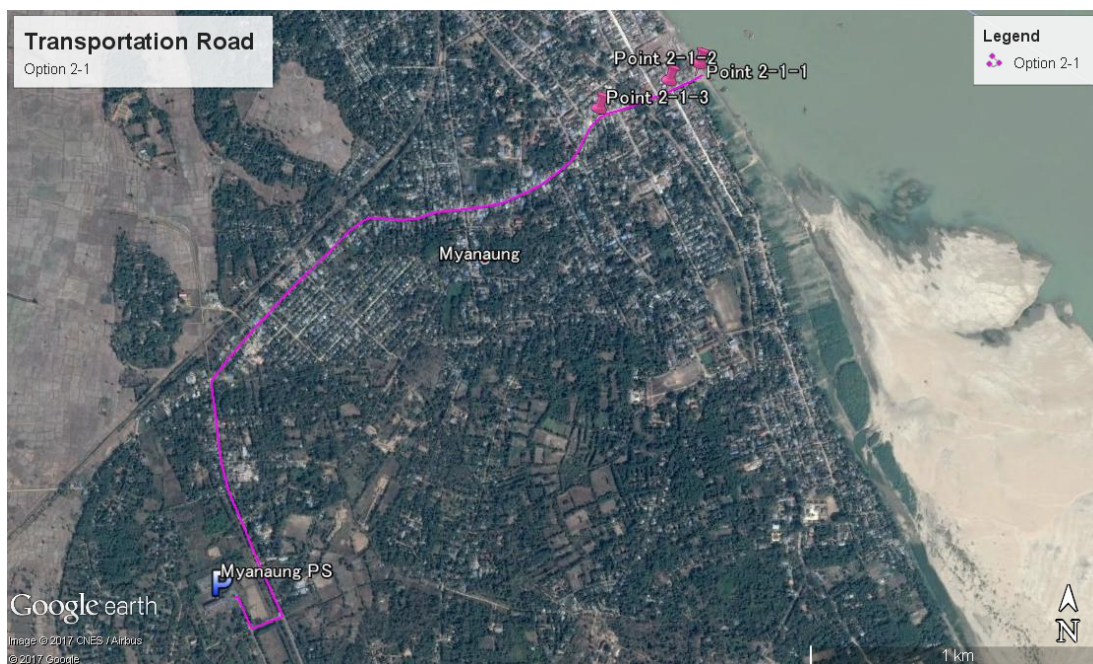


図 Option 2-1 輸送路





(3) Option 2-2

本ルートは、Option 1 の荷揚げが 7-10 月頃に限定されることから、上流側を検討したものである。本ルートは曲がり角が少なく、トレーラーの回転に問題はない。交通量が多く、輸送時に交通整理が必要である。また、道路上を横断する電線も約 90 ヶ所にのぼり、輸送時の停電と押上げが必要となる。貨物を積載したトレーラーの上陸用仮 Jetty の仮設工事では、乗客用の階段の取り壊しが必要となる。



図 Option 2-2 輸送路

	
<p style="text-align: center;">Point 2-2-1 荷揚げ場付近（道路幅 5m） 電線まで 4.4m</p>	<p style="text-align: center;">Point 2-2-1 着岸部の様子</p>
	
<p style="text-align: center;">Point 2-2-2 道路幅：4.3m（荷揚げ場方向） 4.5m（発電所方向） 隅切部半径 5m</p>	<p style="text-align: center;">Point 2-2-3 2箇所目のコーナー</p>

(4) Option 3

本ルートは Ayeyarwady 川の下流側から輸送する案である。Option 2-1, 2-2 のような市街地を通過することはないが、他案に比べ延長が長い（約 11.5 km）。接岸部からの道路幅は 2.1 m と狭く、仮 Jetty 周辺の整備も必要となる。また、狭い交差点がありトレーラーの回転には拡幅が必要である。輸送路上に 2 つの橋があり一つは許容重量が 8 ton であり、仮設橋もしくは付け替えが必要である。Option 1、2-1、2-2 に比べ、輸送コストと橋工事の工期が増加する。なお、本ルート上の道路上を横断する電線の数（接岸部から発電所まで）は約 40 ヶ所であった



図 Option 3 輸送路



Point 3-1
荷揚げ場付近 (道路幅 2.1m)





Point 3-1
着岸部の様子



Point 3-2



Point 3-3

道路幅：4.5m（荷揚げ場方向） 3.6m（発電所方向）	幅：4.4m 長さ：5.7m
	
Point 3-4 幅：5.5m 長さ：8.3m 許容重量：8ton	Point 3-5 舗装状態が悪く、整備が必要

(5) 輸送路代替案まとめ

以下に輸送路の代替案のまとめを記す。雨季の7月から10月で水位が高く、砂州上の水深が3m以上であれば、Option 1の旧輸送路案が最も輸送に適している。7-10月以外の輸送を行う場合には、Option 2-1の輸送路案が適している。

また、現地踏査は雨季の7月に行っているため、Option 2-1について乾季に着岸部の状況を確認し、写真を撮り判断することが必要である。

表 輸送路代替案比較表

	Option 1 (旧輸送路案)	Option 2-1 (上流案)	Option 2-2 (上流案)	Option 3 (下流案)
時期の 制約	△ 7-10月に、砂州上の水深を3m程度確保できる時期に限られる	○ 時期を問わない (乾季の仮Jetty構築が現実的か確認が必要)	○ 時期を問わない (仮Jetty構築が現実的か確認が必要)	○ 時期を問わない (乾季の仮Jetty構築が現実的か確認が必要)
道路輸 送	○ 急曲部が少ない	○ 急曲部がない 交通整理が必要	○ 急曲部が少ない 交通整理が必要	△ 路面状況が悪い 延長が長い 急曲部がある
工事の 必要性	◎ 特別ア工事は不要	○ 仮Jettyが必要	△ 仮Jettyが必要 フェリー乗客用の階段の撤去が必要	× 仮Jettyが必要 2つの橋梁の架け替えが必要 道路の拡幅が必要
総合評 価	○ 水位が高く(砂州上の水深が3m程度)、バージが接岸可能な場合最適。	○ 7-10月以外に輸送を行う場合に利用できる	△ Option 2-1に比べ、接岸部の階段撤去が必要、かつアプローチ用の長いスロープの掘削による形成が必要。	× 大きな工事が必要となり、工期が長くなるため、緊急無償には使えない。

Legend: ◎ good、○ possible、△ marginal、× not suitable
出典：調査団作成

(以上)