

パプアニューギニア国  
PNG電力公社

パプアニューギニア国  
送配電網拡張・修復事業準備調査  
(協力準備調査2)

ファイナルレポート  
(要約)

平成24年3月  
(2012年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

日本工営株式会社  
株式会社双日総合研究所  
株式会社三菱総合研究所  
三井共同建設コンサルタント株式会社

東大
CR(10)
12-024

## 要約

### 1. 調査の目的

本調査は、ラム電力システムの主要発電所である Ramu 1 発電所から、需要の中心である Lae までの 132 kV 基幹送電線および関連変電所の増強を目的とする新規円借款案件(プロジェクト)の形成を目的として、当該プロジェクトの概要、事業費、実施体制、運営・維持管理体制、環境および社会面の配慮など、我が国有償資金協力事業として実施するための審査に必要なフィージビリティ調査を実施するものである。

また、本プロジェクトの主な目的は以下の通りである。

- 1) PNG 第 2 の都市である Lae の経済発展の直接的な基盤となる電力供給の安定化を獲得するため、Ramu 系統を増強し効率・信頼性を強化する。
- 2) プロジェクト関連地域の周辺住民へ、信頼性の高い安定的な電力供給にアクセスする機会を増加させる。

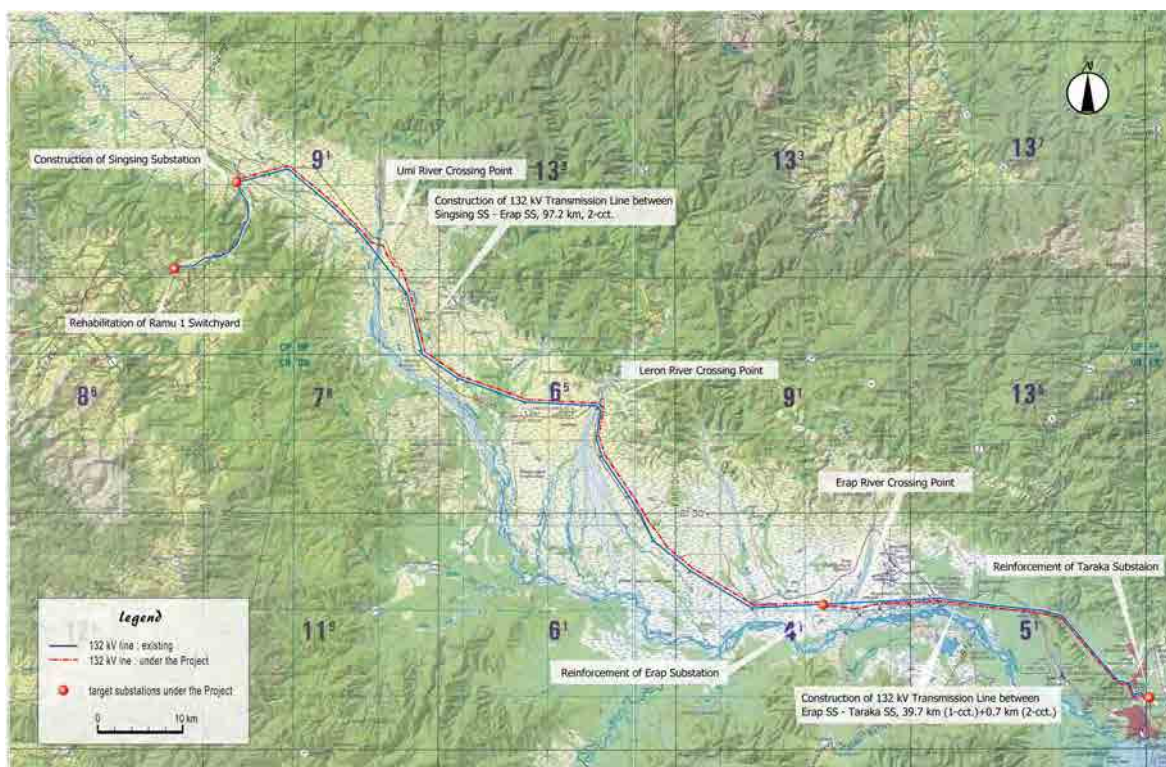
また、本プロジェクトは、停電の頻発する Ramu 系統の強化はもとより、経済発展の著しい Lae への電力供給の信頼度確保や、大幅な伸びが予測されている鉱山需要への供給力の確保の点からも、緊急に実施する必要がある。

### 2. プロジェクト概要

本プロジェクトは、以下の通り、送電線コンポーネントおよび変電所コンポーネントで構成される。

- 1) 送電線コンポーネント
  - i) Taraka変電所～Taraka Junction(引き込み線箇所)間0.7 kmの132 kV 2回線架空送電線、およびTaraka Junction～Erap変電所間39.7 kmの132 kV 1回線架空送電線の建設
  - ii) Erap変電所～Singsing変電所間97.2 kmの132 kV 2回線架空送電線の建設
- 2) 変電所コンポーネント
  - i) Ramu 1開閉所の改修
  - ii) 1 x 132/33 kV 10 MVA主変圧、6 x 132 kV送電ベイ、33 kVキュービクルなどを含む Singsing変電所の新設
  - iii) 2 x 132/66/33 kV 10 MVA主変圧器、3 x 132 kV送電ベイ、66 kV開閉設備、33 kVキュービクルなどの増設を含むErap変電所の増強・拡張
  - iv) 1 x 132 kV送電ベイの増設を含むTaraka変電所の拡張・改修(代替3案)

図 1 に本プロジェクトの概要を示す。



(調査団作成)

図1 プロジェクトの概要

### 3. 総事業費

表 1 に本プロジェクトの総事業費を示す。

表1 総事業費

Items	FC (US\$)	LC (US\$)	Total (US\$)	Total (PGK eq.)	Total (JPY eq)
1. Transmission Line Component	17,033,600.00	17,611,400.00	34,645,000.00	79,433,300.00	2,805,898,000
2. Substation Component					
2.1 Plan-A	16,700,600.00	8,678,300.00	25,378,900.00	58,188,500.00	2,055,437,000
2.2 Plan-B	18,683,900.00	9,020,200.00	27,704,100.00	63,519,600.00	2,243,755,000
2.3 Plan-C	21,010,200.00	9,185,700.00	30,195,900.00	69,232,700.00	2,445,566,000
3. Land & ROW Compensation	-	931,320.00	931,320.00	2,135,400.00	75,427,000
4. Consulting Fee	3,233,400.00	1,788,400.00	5,021,800.00	11,513,900.00	406,715,000
5. Contingency (8% of 1+2)					
5.1 Contingency Plan-A	2,698,700.00	2,103,200.00	4,801,900.00	11,009,700.00	388,906,000
5.2 Contingency Plan-B	2,857,400.00	2,130,500.00	4,987,900.00	11,436,200.00	403,970,000
5.3 Contingency Plan-C	3,043,500.00	2,143,800.00	5,187,300.00	11,893,400.00	420,119,000
<b>Grand Total (Plan-A)</b>	<b>39,666,300.00</b>	<b>31,112,620.00</b>	<b>70,778,920.00</b>	<b>162,280,800.00</b>	<b>5,732,383,000</b>
<b>Grand Total (Plan-B)</b>	<b>41,808,300.00</b>	<b>31,481,820.00</b>	<b>73,290,120.00</b>	<b>168,038,400.00</b>	<b>5,935,765,000</b>
<b>Grand Total (Plan-C)</b>	<b>44,320,700.00</b>	<b>31,660,620.00</b>	<b>75,981,320.00</b>	<b>174,208,700.00</b>	<b>6,153,725,000</b>

(調査団作成)

#### 4. プロジェクトの評価

本プロジェクトの経済的內部収益率(EIRR)および財務的內部収益率(FIRR)の試算結果、および費用が30%増加した場合のそれぞれの感度分析結果を表2に示す。

表2 感度分析結果

Alternatives	EIRR (%)	EIRR (%)	FIRR (%)	FIRR (%)
	base case	+30% cost	base case	+30% cost
Plan-A	26.74	22.15	19.58	15.95
Plan-B	27.03	22.32	19.54	15.87
Plan-C	27.23	22.45	19.61	15.92

(調査団作成)

上記結果より、いずれのプランも国民経済的観点および PPL の経営財務的観点から十分な便益が見込まれ、かつ費用が30%増加したケースにおいてもなお十分な採算性を見込むことができる。

#### 5. 環境社会配慮

##### 1) 環境影響評価

本調査結果により潜在的に環境・社会影響を与える項目が確認されたものの、現段階においてプロジェクト実施による不可逆的な環境・社会影響が発生する可能性は低い。本プロジェクトはPNG環境法に基づきDECからレベル2Bのプロジェクトとして承認され、今後事業主体であるPPLはレベル2Bの環境許可書申請フローに則り許可書の取得手続きを行っていく。プロジェクト対象地域は多様な生物・自然環境を有する地域であり、それら自然資源に依存する地域住民への影響を最小限にするためにも適切な緩和策や定期的なモニタリング計画が求められる。

##### 2) 土地関連

本プロジェクトは、非自発的住民移転および用地取得、生計手段の喪失の回避・最小化を考慮して計画されたため、非自発的住民移転および建造物の移転は発生しない。本プロジェクトによる損失は、①Erap変電所の拡張に伴う用地取得、②132 kV送電線の建設に伴う鉄塔基礎の土地の利用権および地役権の取得、③農作物へのダメージが想定される。

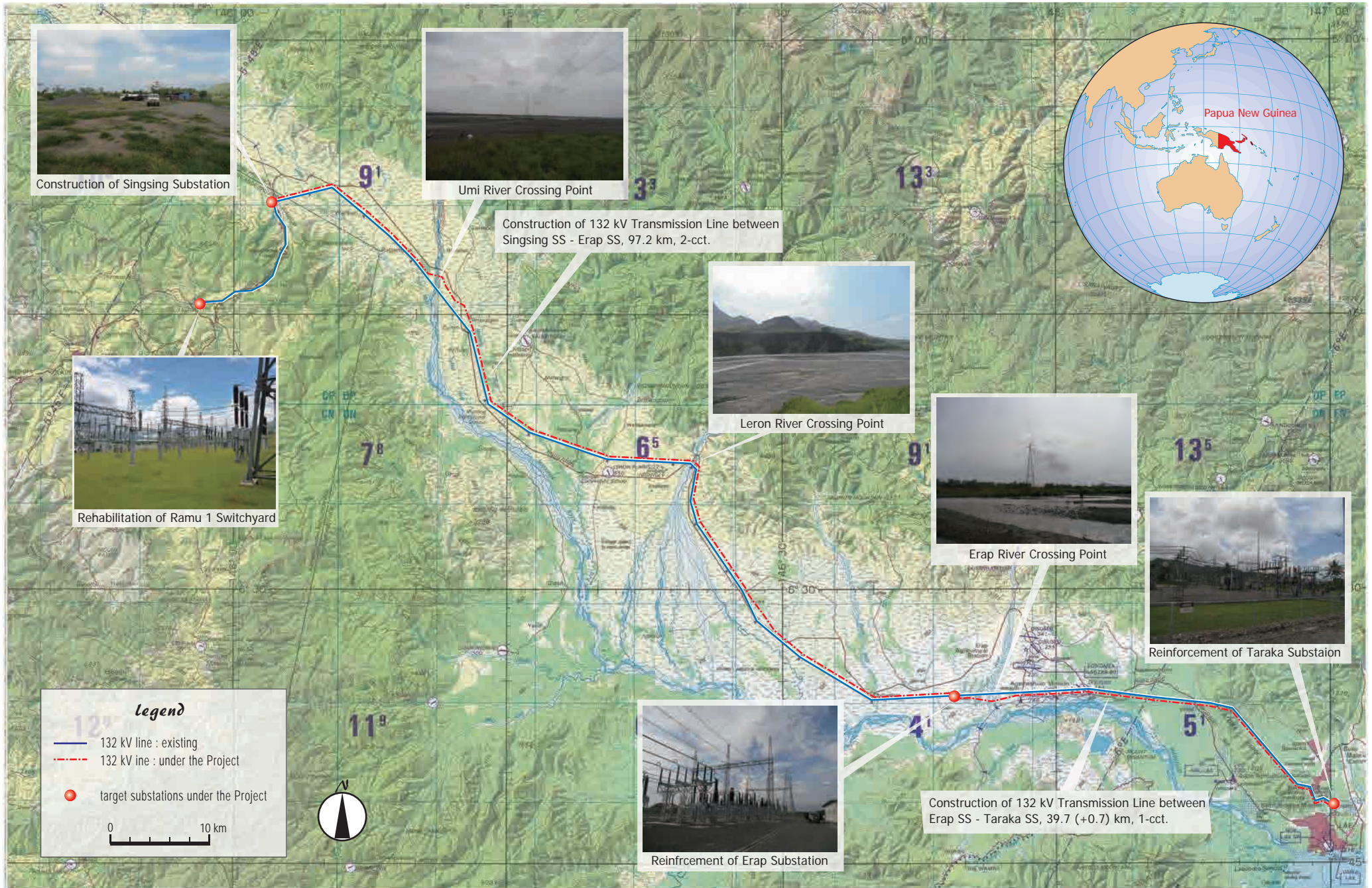
Erap変電所の周辺の土地はstate landであり、所有者と交渉を行い、合意によって取得される。鉄塔の基礎となる土地の利用権および地役権へのアクセスに関しては、土地所有者には、土地利用権の譲渡および建設に伴う全てのダメージに対する補償が支払われる。

#### 6. 提言

本プロジェクトの変電所コンポーネント中の Taraka 変電所の改修に関し、調査団は代替3案を検討した。経済・財務分析の結果、表2に示すとおり、代替3案の中でプランCが最も高いEIRR/FIRR値を示した。さらに、プランCは、電力の供給信頼度の向上や運転・維持管理の容易

性に最も優位性が高い。

従って、Taraka 変電所の重要性と現状を考慮し、132 kV 開閉設備を GIS 化する案(プラン C)にて本プロジェクトを実施することを推奨する。



プロジェクト位置図

## ファイナルレポート(要約)

---

### 目次

---

要約

プロジェクト位置図

#### 第1章 調査の背景と目的

1.1 調査の背景.....	1
1.2 調査の目的.....	1

#### 第2章 電力セクターの現況

2.1 中長期国家開発計画 .....	2
2.2 電力セクターの組織 .....	3
2.3 PNG 電力公社.....	4
2.3.1 概要.....	4
2.3.2 組織.....	5
2.3.3 財務状況.....	5
2.4 Ramu 系統の開発計画 .....	7
2.4.1 Ramu 系統の現状.....	7
2.4.2 電源開発計画.....	9
2.4.3 送電系統開発計画.....	10
2.5 他ドナーの動向.....	11

#### 第3章 プロジェクトサイトの現況

3.1 既設 132 kV 送電線の現況 .....	13
3.2 候補変電所の現況 .....	13
3.3 Lae の送配電設備の現況 .....	15

#### 第4章 潮流計算

4.1 概要 .....	19
4.2 需要予測のレビュー .....	19
4.2.1 PPL の需要予測.....	19
4.2.2 変電所毎の需要予測 .....	20
4.2.3 電力需給バランス .....	21
4.3 潮流計算の諸条件 .....	22
4.4 潮流計算結果 .....	24
4.4.1 2015 年のケース .....	24
4.4.2 2020 年のケース .....	24
4.4.2 2025 年のケース .....	25
4.5 考察 .....	26

#### 第5章 送電設備の基本設計

5.1 設計フロー.....	27
5.2 送電線ルート .....	27

5.3	設計条件 .....	30
5.3.1	適用基準 .....	30
5.3.2	気象条件 .....	31
5.3.3	その他の条件 .....	34
5.4	電線・地線設計 .....	35
5.5	碍子および碍子装置設計 .....	36
5.6	電線の地上高 .....	37
5.7	鉄塔形状 .....	38
5.8	鉄塔設計 .....	39
5.9	鉄塔基礎設計 .....	41
<b>第 6 章 変電設備の基本設計</b>		
6.1	設計コンセプト .....	43
6.2	Ramu 1 開閉所 .....	46
6.3	Singsing 変電所 .....	47
6.4	Erap 変電所 .....	49
6.5	Taraka 変電所 .....	51
<b>第 7 章 事業費の積算</b>		
7.1	送電線コンポーネントの事業費 .....	56
7.2	変電所コンポーネントの事業費 .....	56
7.3	総事業費 .....	57
7.4	コスト削減の検討 .....	58
<b>第 8 章 環境社会配慮</b>		
8.1	環境社会配慮 .....	60
8.2	用地取得・住民移転 .....	66
8.3	ステークホルダー協議 .....	70
<b>第 9 章 プロジェクトの実施計画</b>		
9.1	実施方針 .....	72
9.1.1	実施体制 .....	72
9.1.2	資機材・サービスの調達 .....	73
9.2	施工監理計画 .....	74
9.3	品質管理計画 .....	75
9.4	実施スケジュール .....	76
9.5	運営・維持管理計画 .....	77
<b>第 10 章 プロジェクトの評価</b>		
10.1	経済評価方法 .....	80
10.2	経済評価結果 .....	82
10.3	財務評価方法 .....	83
10.4	財務評価結果 .....	84
10.5	感度分析 .....	85
10.6	運用・効果指標 .....	85
<b>第 11 章 結論と提言</b>		
11.1	結論 .....	87
11.2	提言 .....	89



## 添付

添付-1	面談者リスト
添付-2	写真集
添付-3	函面集
添付-4	環境チェックリスト

## 表リスト

表 2.3-1	PPL のキャッシュフロー計算書 .....	6
表 2.3-2	PPL の借入状況 .....	6
表 2.3-3	電力料金改定履歴 .....	6
表 2.3-4	収益性に関する諸指標 .....	7
表 2.4-1	Ramu 系統の既設発電設備 .....	8
表 2.4-2	Ramu 系統の既設送電線 .....	8
表 2.4-3	Ramu 系統の既設変電所／開閉所 .....	9
表 2.4-4	Ramu 系統の電源開発オプション .....	10
表 2.4-5	Ramu 系統の送配電開発計画 .....	10
表 2.4-6	Lea の送配電網開発計画 .....	11
表 3.3-1	Lae の既設変電所 .....	16
表 4.2-1	PPL の Ramu 系統における電力量予測 .....	20
表 4.2-2	PPL の Ramu 系統におけるピーク需要予測 .....	20
表 4.2-3	変電所毎のピーク電力予測 .....	21
表 4.2-4	Ramu 系統の電力需給バランス .....	22
表 5.2-1	地質調査結果 .....	29
表 5.3-1	適用基準 .....	31
表 5.3-2	24 時間平均気温と最低気温 .....	32
表 5.3-3	Ajyura 局(Eastern Highland)で観測された降雨量 .....	32
表 5.3-4	Nadzab 局(Morobe)で観測された降雨量 .....	32
表 5.3-5	Markham 川の河川系 .....	33
表 5.3-6	洪水流量 .....	34
表 5.4-1	電線・地線の設計条件 .....	35
表 5.4-2	電線・地線の仕様 .....	35
表 5.4-3	最過酷時張力および常時張力 .....	36
表 5.5-1	碍子サイズ .....	36
表 5.5-2	碍子装置 .....	37
表 5.5-3	碍子装置の形状 .....	37
表 5.6-1	最小電線地上高 .....	37
表 5.6-2	電線の弛度 .....	38
表 5.7-1	絶縁間隔 .....	38
表 5.7-2	電線振れ角度 .....	38
表 5.7-3	クリアランス図に適用する数値 .....	38
表 5.7-4	1 回線送電線の鉄塔形状 .....	39
表 5.7-5	2 回線送電線の鉄塔形状 .....	39
表 5.8-1	設計スパン .....	40

表 5.8-2	荷重条件と安全率.....	40
表 5.8-3	1 回線鉄塔の重量と基礎荷重 .....	40
表 5.8-4	2 回線鉄塔の重量と基礎荷重 .....	40
表 5.9-1	1 回線鉄塔の基礎荷重 .....	41
表 5.9-2	2 回線鉄塔の基礎荷重 .....	41
表 5.9-3	送電線基礎型 .....	42
表 6.5-1	Taraka 変電所の増設・改修案の比較 .....	52
表 7.1-1	送電線コンポーネントの事業費 .....	56
表 7.1-2	送電線コンポーネントの事業費の内訳 .....	
表 7.2-1	変電所コンポーネントの事業費 .....	57
表 7.2-2	変電所コンポーネントの事業費の内訳 .....	
表 7.3-1	総事業費 .....	58
表 8.1-1	環境スコーピング .....	63
表 8.1-2	緩和策 .....	65
表 8.1-3	モニタリング計画 .....	66
表 8.2-1	被影響者の社会経済調査結果概要 .....	67
表 8.2-2	土地に関する影響の概要 .....	68
表 8.2-3	エンタイトル・マトリックス .....	69
表 8.2-4	実施スケジュール .....	69
表 8.2-5	土地関連の費用 .....	70
表 8.3-1	住民協議の概要 .....	71
表 10.2-1	経済費用 .....	82
表 10.2-2	経済評価結果 .....	83
表 10.4-1	財務費用 .....	84
表 10.4-2	Taraka 変電所と Milford 変電所の停電時間 .....	85
表 10.4-3	財務評価結果 .....	85
表 10.5-1	感度分析結果 .....	85
表 10.6-1	運用・効果指標 .....	86
表 11.1-1	総事業費 .....	88
表 11.1-2	経済費用と財務費用 .....	88
表 11.1-3	感度分析結果 .....	88
表 11.1-4	土地に関する影響の概要 .....	89
表 11.2-1	電線仕様の比較 .....	90
表 11.2-2	ケーススタディ結果 .....	91

## 図リスト

図 2.2-1	PNG 電力セクターの組織 .....	3
図 2.3-2	PPL の組織図 .....	5
図 2.4-1	既設 Ramu 系統 .....	7
図 3.3-1	Lae の変電所位置図 .....	16
図 3.3-2	Lae の計画系統 .....	17

図 4.2-1	PPL の電力量およびピーク電力予測 .....	19
図 4.3-1	初期系統構成 .....	23
図 4.4-1	2015 年の潮流計算結果	
図 4.4-2	1 回線脱落時の潮流計算結果(2015 年) .....	24
図 4.4-3a	2020 年の潮流計算結果(Mongi HPS あり)	
図 4.4-3b	2020 年の潮流計算結果(Mongi HPS なし)	
図 4.4-4a	1 回線脱落時の潮流計算結果(2020 年、Mongi HPS あり) .....	25
図 4.4-4b	1 回線脱落時の潮流計算結果(2020 年、Mongi HPS なし) .....	25
図 4.4-5	2025 年の潮流計算結果	
図 4.4-6	1 回線脱落時の潮流計算結果(2025 年) .....	26
図 5.1-1	送電線の設計フロー .....	27
図 5.2-1	既設および新設送電線ルート .....	28
図 5.2-2	既設送電線と新設送電線の距離 .....	29
図 5.2-3	既設送電線の縦断図 .....	30
図 5.3-1	平均風速および最大風速 .....	31
図 5.3-2	プロジェクトサイト周辺の河川 .....	33
図 5.3-3	地震活動図 .....	34
図 5.3-4	地震災害図 .....	34
図 6.1-1	1-1/2 遮断器複合母線方式 .....	44
図 8.1-1	環境保全省の組織図 .....	61
図 8.1-2	環境許認可取得手続きの流れ .....	62
図 9.1-1	本プロジェクトの実施体制案 .....	72
図 9.4-1	実施スケジュール .....	77
図 9.5-1	系統運用組織 .....	77
図 9.5-2	維持管理組織 .....	78

## 略語

AC	:	Aluminum Covered (ground-wires)
ACSR	:	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ADB	:	Asian Development Bank
AIS	:	Air Insulated Switchgear
ANSI	:	American National Standards Institute
AS	:	Australian Standards
BS	:	British Standards
BSC	:	Breaker Switched Capacitors
CIF	:	Cost Insurance Freight
CPI	:	Consumer Price Index
CT	:	Current Transformer
CVT	:	Capacitor Voltage Transformer
DEC	:	Department of Environment and Conservation
DL	:	Distribution Line
DLPP	:	Department of Land and Physical Planning
DIN	:	Deutsche Industrie Norm
DNPM	:	Department of National Planning and Monitoring
DPEne	:	Department of Petroleum and Energy
DPEnt	:	Department of Public Enterprises
DS	:	Disconnecter
EDS	:	Everyday Stress
EIA	:	Environmental Impact Assessment
EIP	:	Electricity Industry Policy
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return
EMC	:	Electricity Management Committee
EMP	:	Environmental Management Plan
EP	:	Energy Policy
ES	:	Earthing Switch
ESAA	:	Electricity Supply Association of Australia
ETF	:	Electricity Trust Fund
EU	:	European Union
EXIM	:	Export and Import (Bank of China)
FC	:	Foreign Currency
FIRR	:	Financial Internal Rate of Return
FOB	:	Free on Board
GCB	:	Gas Circuit Breaker
GDP	:	Gross Domestic Product
GDP 2025	:	Generation Development Plan 2025
GEF	:	Global Environment Facility
GIS	:	Gas Insulated Switchgear
GoPNG	:	Government of Papua New Guinea
GPS	:	Global Positioning System
HPS	:	Hydropower Station
HV	:	High Voltage
ICCC	:	Independent Consumer and Competition Commission
IDA	:	International Development Association

IEC	:	International Electrotechnical Commission
IEE	:	Initial Environmental Examination
IEEE	:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPP	:	Independent Power Producer
ITU	:	International Telecommunication Union
IUCN	:	International Union for the Conservation of Nature and Natural
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation
JICA	:	Japan International Cooperation Agency
JIS	:	Japanese Industrial Standards
JPY	:	Japanese Yen
LC	:	Local Currency
LBS	:	Load Break Switch
LDC	:	Load Dispatching Center
NG	:	Liquefied Natural Gas
LRMC	:	Long Run Marginal Cost
LV	:	Low Voltage (400 V in PNG)
MFF	:	Multi-tranche Financing Facility
MTDP	:	Medium Term Development Plan
MV	:	Medium Voltage (22 kV and 11 kV in PNG)
NEC	:	National Executive Council
NPC	:	National Planning Committee
NPV	:	Net Present Value
NZS	:	New Zealand Standards
O&M	:	Operation and Maintenance
OCB	:	Oil insulated Circuit Breaker
ODA	:	Official Development Assistance
ODF	:	Optic-fibre Distribution Frame
OLTC	:	On-Load Tap Changer
ONAN	:	Oil Natural circulation Air Natural cooling
ONAF	:	Oil Natural circulation Air Forced cooling
OPGW	:	Optical Ground Wire
PABX	:	Private Automatic Branch Exchange
PAP	:	Project Affected Person
PGDP	:	Power Grid Development Project
PGK	:	Papua New Guinea Kina
PLC	:	Power Line Carrier
PMU	:	Project Management Unit
PNG	:	Papua New Guinea
PNGDSP	:	Papua New Guinea Development Strategic Plan 2010-2030
PNGS	:	Papua New Guinea Standard
PPA	:	Power Purchase Agreement
PPL	:	PNG Power Limited
REP	:	Rural Electrification Policy
RTU	:	Remote Terminal Unit
RUS	:	Rated Ultimate Strength
SA	:	Surge Arrester
SF6	:	Sulphur Hexafluoride
SIA	:	Social Impact Assessment
SCADA	:	System Control and Data Acquisition
SCF	:	Standard Conversion Factor

SS	:	Substation
STM	:	Synchronous Transport Module
SwS	:	Switching Station
SVG	:	Static Var Generator
TA	:	Technical Assistance
TDDP	:	Transmission and Distribution Development Plan
TEIP	:	Town Electrification Investment Program
TL	:	Transmission Line
UNFCCC	:	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNDP	:	United Nations Development Program
USD	:	United States Dollar
UTS	:	Ultimate Tensile Strength
WB	:	World Bank

#### 為替レート

1 PNG Kina = 35.324 Japanese Yen

1 US dollar = 80.99 Japanese Yen

1 Euro = 116.55 Japanese Yen

## 第1章 調査の背景と目的

### 1.1 調査の背景

国際協力機構(JICA)が2010年4月から5月にかけて実施した「電力セクター基礎情報収集調査」にて、パプアニューギニア(PNG)第2の都市であるLaeを含むRamu系統は、電力供給の信頼度基準であるN-1基準を満たしておらず、高品質で信頼性の高い電力供給を継続できない状況であることを確認した。さらにRamu系統では、送電線の一線地絡事故時の停電時間を最小限にするための遮断器の自動再閉路システムを採用しておらず、今後の経済成長が見込まれるLaeの電力供給状況はさらに悪化することが予想され、早急な対策が必要であった。

JICAは、2011年2月から3月にかけて、「送配電網拡張・修復準備事業準備調査(協力準備調査1)」に係る調査団をPNGへ派遣し、Laeを含むRamu系統の送電網を拡張・修復し、将来のエネルギー需要の増加へ対応できる基盤を整備することが喫緊の課題であることを確認した。さらに同調査団は、PNG側との協議により、「送配電網拡張・修復準備事業準備調査(協力準備調査2)」の実施概要について合意した。

### 1.2 調査の目的

本調査(協力準備調査2)は、ラム電力系統の主要発電所であるRamu1発電所から、需要の中心であるLaeまでの132kV基幹送電線および関連変電所の増強を目的とする新規円借款案件(プロジェクト)の形成を目的として、当該プロジェクトの概要、事業費、実施体制、運営・維持管理体制、環境および社会面の配慮など、我が国有償資金協力事業として実施するための審査に必要なフィージビリティ調査を実施するものである。調査対象地域は、Laeの位置するMorobe州およびEast Highlands州とその周辺である。

本プロジェクトの主な目的は以下の通りである。

- 1) PNG第2の都市であるLaeの経済発展の直接的な基盤となる電力供給の安定化を獲得するため、Ramu系統を増強しの効率・信頼性を強化する。
- 2) プロジェクト関連地域の周辺住民へ、信頼性の高い安定的な電力供給にアクセスする機会を増加させる。

上記目的は、PNG政府の電力セクターに関する中長期開発政策に合致している。

## 第2章 電力セクターの現況

### 2.1 中長期国家開発計画

#### (1) PNG Vision 2050

2007年12月、PNG政府のNational Executive Council (NEC) は、National Planning Committee (NPC) の助言を受けて、2010年から2050年までの40年間における国家の将来の方向性を示す長期計画の全体論的な枠組みとなる「PNG Vision 2050」を策定した。Vision 2050 は以下に示す7つの戦略的重点項目を掲げている。

- 1) 人的資本の開発
- 2) 富の創造
- 3) 制度開発とサービスの提供
- 4) 安全保障と国際関係
- 5) 環境の持続可能性と気候変動対策
- 6) 精神、文化と地域社会の発展
- 7) 戦略的な計画の統合と制御

Vision 2050 中の電力セクターに関する国家的な目標としては、社会経済成長の基盤を形成するために以下のステートメントが提示されている。

1.17.7.3.4: 人口の15%から100%へ電化率の増加

1.17.9.9: 再生可能エネルギーによる100%発電の実現

#### (2) PNG Development Strategic Plan 2010-2030

2010年3月、国家計画・モニタリング省(Department of National Planning and Monitoring (DNPM))は、2030年までの低所得国からの脱却を目指して「PNG Development Strategic Plan 2010-2030 (PNGDSP)」を策定した。PNGDSPはVision 2050の目標を達成するための広域な枠組み、指標、および戦略を示している。PNGDSPの下で、全セクターの政策、計画および戦略は、見直され再編成されている。電力セクターの開発政策に関し、PNGDSPは「全ての世帯への信頼性があり適正価格での電力供給が可能で、将来需要を満足させる十分な電力が発電・配電される」という目標を掲げている。

PNGDSPは2030年までに電力セクターが達成すべき重点項目として以下をあげている。

- 1) 70%以上の世帯がおよび全ての企業が、信頼性が高く適正価格での電力供給を受ける。
- 2) ガス火力、水力、およびその他の再生可能エネルギーによる発電容量をそれぞれ390 MW、1,020 MW および500 MW とする。
- 3) ディーゼルおよび石炭火力の発電容量を、それぞれ40 MW および30 MW 以下とする。



- 4) 全ての主要都市を国の送電系統内に取り込む。
- 5) ほとんどの世帯にプリペイドシステムである「Easipay」を設置する。

(3) Medium Term Development Plan 2011-2015

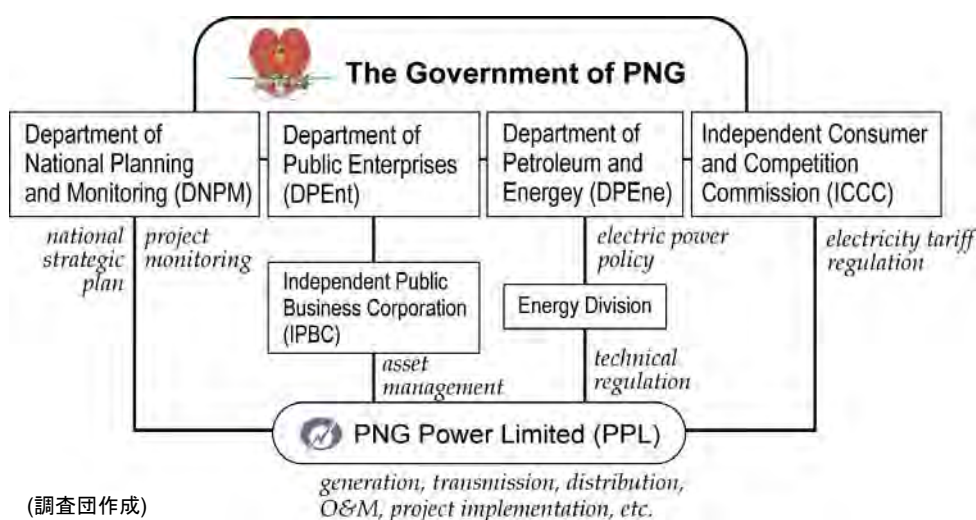
「Medium Term Development Plan 2011-2015 (MTDP)」は開発投資の明確な責任を定めた5ヶ年開発計画であり、各セクター戦略、目標、成果および実施に必要なコストを設定している。それはまた過去の MTDP 2005-2010 からの教訓・経験を考慮に入れ作成されており、主要な成果を達成するための担当責任機関を定めている。

電力セクターの開発計画に関し、MTDP は世帯電化率の向上に焦点を当てており、地方の医療機関や学校への電力供給は太陽光・風力・小水力などの再生可能エネルギーによりなされると計画している。ディーゼル発電による電力供給も再生可能エネルギーの開発が進行するまでの暫定的な措置として計画されている。MTDP はまた、天然ガス発電開発のための明確かつ具体的枠組みの構築を計画しており、太陽光発電分野における民間セクターからの新規投資も MTDP の期間中に期待されている。

また MTDP は、全国を連系する電力系統を開発するためのフィージビリティ調査の実施を規定している。電力供給状況の改善のために主要な改修が、既設 Rouna、Ramu、Gazelle などの地域電力系統で実施される計画である。首都ポートモレスビーに電力を供給している Rouna 系統の改修が最優先とされており、Ramu 系統の改修が第2優先、Gazelle 系統がそれに続く。

## 2.2 電力セクターの組織

図 2.2-1 に PNG 電力セクターの組織概要を示す。



(調査団作成)

図 2.2-1 PNG 電力セクターの組織

1) 国家計画・モニタリング省(DNPM)

DNPM の責務は、PNG の持続的な開発を促進するために、適切な国内および国際的なイニシアチブを主導、計画、調整、促進することにある。DNPM は PNG 政府内の中心的な機関と

して、国家開発プロジェクトやプログラムの戦略的開発、開発政策、開発計画とプログラム、対外援助の調整と管理、およびモニタリングと評価を実施している。

- 2) 公益企業省 (Department of Public Enterprises, DPEnt)  
公益企業省傘下の公益事業公社 (Independent Public Business Corporation (IPBC)) は、2002 年の PNG 政府の民営化政策に基づき設立された。IPBC は公益企業の資産管理に責務を有する。
- 3) 石油・エネルギー省 (Department of Petroleum and Energy, DPEne)  
DPEne は石油などのエネルギー資源の開発促進と調整のために設立された。国家開発計画の長期目標を達成するために、DPEne の Energy Division は 2008 年以來、電力セクターの主要政策である電力産業政策、エネルギー政策、および地方電化政策などの案を策定している。
- 4) 消費者競争独立委員会 (Independent Consumer and Competition Commission, ICCC)  
ICCC の主な役割は、市場における消費者の権利と利益を保護するために、特定の商品やサービスの価格と基準を規制し、競争と公正な取引を促進することである。電力セクターにかかる ICCC の責務は、電気料金をレビュー・調整し、規定することにある。
- 5) PNG 電力公社 (PNG Power Limited, PPL)  
PPL は首都ポートモレスビーおよび 19 州内の主要都市で発電・送電・配電を独占的に実施する事業を有しており、PNG 政府 (IPBC) が株式を 100% 保有する電力会社である。PPL は ICCC に承認された電気料金システムにより電気料金を徴収している。

## 2.3 PNG 電力公社

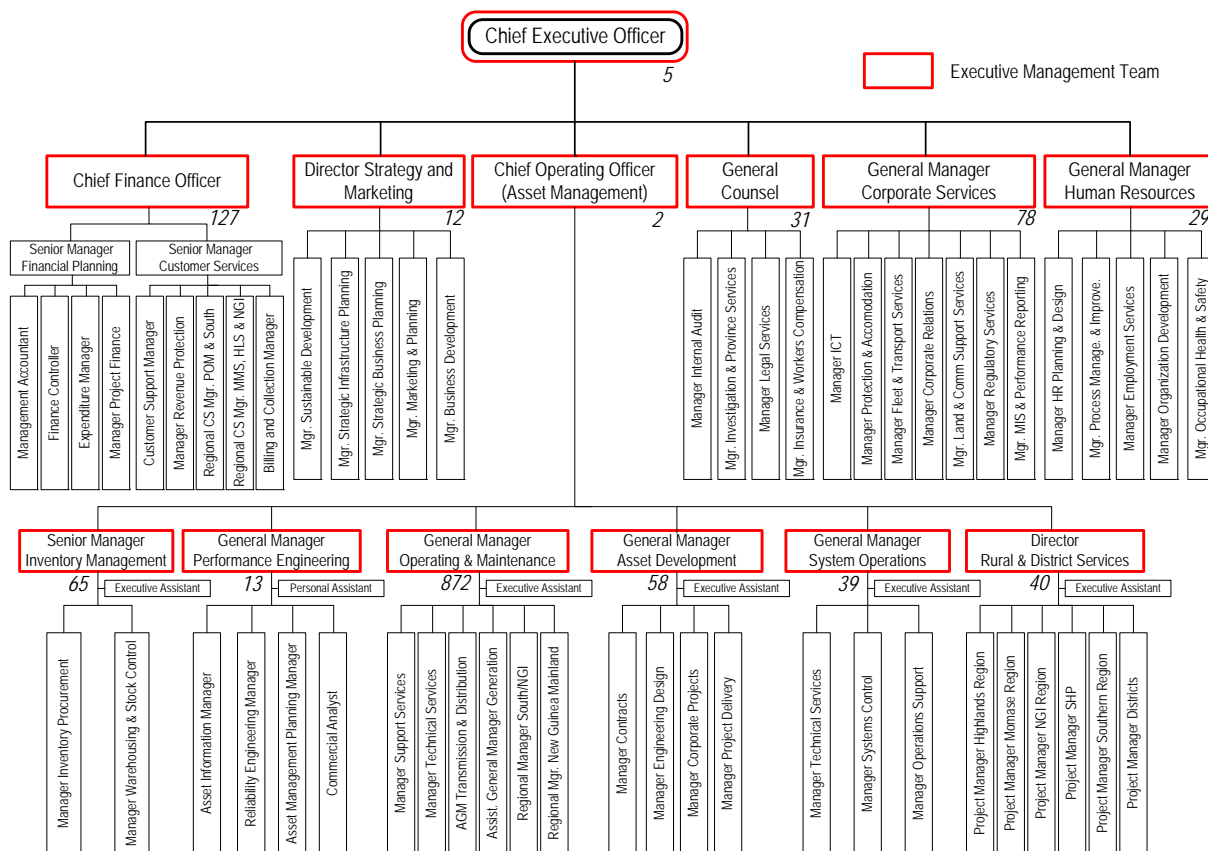
### 2.3.1 概要

2010 年時点で PPL および民間企業の所有する PNG 内の総発電設備容量は 582 MW であり、その内訳は、水力発電 230 MW (39.5%)、ディーゼル 217 MW (37.3%)、ガス火力発電 82 MW (14.1%)、および地熱発電 53 MW (9.1%) であった。その内、PPL は水力発電 168 MW およびディーゼルとガス火力を含む火力発電 148 MW を所有・運営している。また、民間の鉱山会社や砂糖工場などの所有する発電プラントが多数あり、自社運用およびスタンバイ電源として活用されており、その総発電容量は約 270 MW と試算されている。さらに、都市部の不安定な電力供給状況のため、多くの商業施設や一般世帯では運転費用が高く非効率な自家発電装置を備えているが、その総発電容量などの実態は把握されていない。

PPL は Port Moresby、Ramu および Gazelle の主要送電システムを所有・運営しており、それらは 10 MW 以上の水力発電設備と 132 kV および 66 kV の高圧送電線で構成されている。他の地域への電力供給は、中圧 (33 kV、22 kV および 11 kV) ・低圧配電線を介したディーゼル発電設備によりなされている。

### 2.3.2 組織

図 2.3-2 に 2011 年 11 月現在の PPL の組織図を示す。



(出所: PPL Human Resources) Note: Numbers under the business units show number of employees as of October 7, 2011.

図 2.3-2 PPL の組織図

2011 年 10 月現在の PPL の総職員数は 1,371 名であった。

### 2.3.3 財務状況

PPL は火力発電に依存する一般的な発展途上国の状況と異なり、物価変動に合わせて電力料金を柔軟に改定しており、2002 年から 2011 年にかけて年率平均 9.9%の料金改定を実施している。その結果、電力販売収入も同期間に年率平均 9.3%増加しているほか、2007 年の減価償却分を除外した投資収益率は 8.7%で、これは諸外国平均の電力事業者と比較しても良好な数値である。直近年度のキャッシュフロー計算書の要約を表 2.3-1 に示す。

また、PPL の借入状況も比較的良好で、Bank of South Pacific を主幹事銀行とするシンジケートに 331 百万キナの借入枠を設けており、既に 155 百万キナについて借入実績がある。また適用金利は 8.45%で市場金利より 1%ほど低く設定されている。直近の借入状況を表 2.3-2 に示す。

表 2.3-1 PPL のキャッシュフロー計算書

	2010	2011
<b>Sources</b>	<b>188.9</b>	<b>232.0</b>
Gross Internal Cash Generation	72.3	108.3
Total other sources	116.6	123.7
<b>Applications</b>	<b>208.0</b>	<b>248.8</b>
Total capital	157.9	229.6
Total debt Service	35.5	47.7
Total other	14.6	-28.5
<b>Balance</b>		
Cash increase/decrease for year	-19.1	-16.8
Opening balance	0.0	-19.1
Closing balance	-19.1	-35.9

(出所: PPL)

表 2.3-2 PPL の借入状況

	2008	2007
<b>Current</b>		
Bank South Pacific Limited –Domestic Facility	17,574	3,499
Bank Overdraft	32,615	13,582
Total secured current borrowings	50,189	17,081
<b>Non-current</b>		
Bank South Pacific Limited-Domestic Facility	137,540	117,797
Total secured-non current borrowings	187,729	134,878

(出所: PPL)

一方、長期的な観点で PPL の財務状況を見た場合、以下に示す 3 つのリスク要因が存在している。これらのリスクのうち 2)と 3)は同時に発生する可能性がある。

- 1) 電力料金改定にあたって、政令による規制(公正競争と消費者保護に関する法律、2002 年)を受ける点。現在は消費者物価指数(CPI)を反映して適正な改定が行われているが、コストをカバーしうるだけの値上げが認められるか否かは、常に政治的な介入を受ける可能性がある。
- 2) 燃料費が PPL の操業費用の大部分を占めており、世界的に原油価格が上昇している点。PPL の燃料費は 2007 年から 2008 年にかけて実に 65%も増加している。
- 3) 不足電力を独立電力供給事業者(IPP)から恒常的に購入している点。IPP の多くはディーゼル火力に頼っており、原油価格の上昇は買電コストに直結する。

PPL の 2002 年から 2011 年までの電力料金改定履歴および事業者の収益性に関する諸指標を表 2.3-3 と表 2.3-4 にそれぞれ示す。

表 2.3-3 電力料金改定履歴

Year	Average Tariff (Toea/kWh)	Tariff Increase
2002	36.19	13.50%
2003	40.72	12.50%
2004	44.42	9.10%
2005	49.87	12.25%
2006	56.20	12.71%
2007	57.64	2.56%
2008	62.92	9.16%
2009	71.57	13.75%
2010	69.57	-2.80%
2011	76.46	9.91%

(出所: PPL Strategy Planning & Marketing)

表 2.3-4 収益性に関する諸指標

	2006	2007	2008	2009	2010	2011f	2012f	2013f	2014f	2015f
Operating Income	371	397	439	504	535	620	793	992	1,171	1,377
EBITDA*	69	89	44	138	79	82	124	175	304	458
Net Profit before Tax	44	56	8	102	31	34	53	93	179	321
Net Profit %	11.9%	14.1%	1.8%	20.2%	5.8%	5.5%	6.7%	11.7%	15.3%	23.3%

Note\*: Earnings before interest, tax, depreciation and amortization

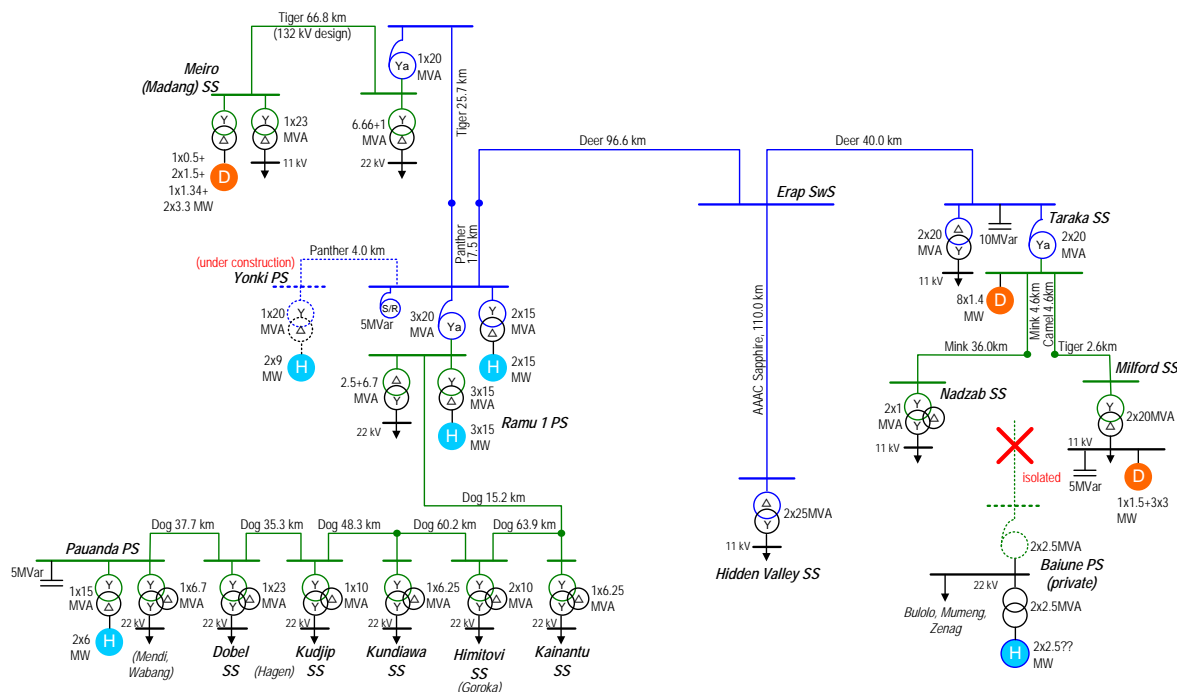
(出所: PPL Strategy Planning & Marketing)

## 2.4 Ramu 系統の開発計画

### 2.4.1 Ramu 系統の現状

図 2.4-1 に 2011 年 11 月現在の既設 Ramu 系統の系統図を示す。

Ramu 系統は、Lae (Morobe 州)、Madang (Madang 州)、Goroka、Yonki、Kainantu (Eastern Highlands 州)、Mount Hagen (Western Highlands 州)、Kundiawa (Chimbu 州)、Mendi (Southern Highlands 州)および Wabag/ Wapenamanda (Enga 州)の 9 電力供給エリアをカバーしている。Ramu 系統の主要発電設備は、Ramu 1 (5x15 MW)および Pauanda (2x6 MW)水力発電所であり、Taraka、Milford、Meiro (Madang)、Mendi および Wabag に設置されたディーゼル発電設備は電力不足時や送電線の故障時に活用されている。Yonki Toe 水力発電所(2x9 MW)が現状建設中であり、2012 年中旬の運用開始が予定されている。



(調査団作成)

図 2.4-1 既設 Ramu 系統

表 2.4-1 に Ramu 系統内で PPL の所有する既設発電設備を示す(2011 年 11 月現在)。

表 2.4-1 Ramu 系統の既設発電設備

no.	name	type	units	installed unit capacity (MW)	total capacity (MW)	firm capacity (MW)	commissioning year
1	Ramu 1	hydro	3	15.00	45.0	33.00	1976
		hydro	2	15.00	30.0	24.00	1990
2	Panand11	hydro	2	6.00	12.0	5.00	1983
3	Taraka	diesel	8	1.40	11.2	9.00	2009
4	Milford	diesel	2	0.70	1.40	0.50	1959
		diesel	3	3.00	9.00	-	1971/79
		diesel	6	3.00	18.00	10.00	-
		diesel	1	1.50	1.50	1.20	2009
5	Madang	diesel	1	0.50	0.50	0.40	1959
		diesel	2	1.50	3.00	1.20	1971/72
		diesel	1	1.34	1.34	5.40	1968
		diesel	2	3.30	6.60	0.50	1980/2008
6	Mendi	diesel	2	0.25	0.50	0.40	1975
		diesel	1	0.30	0.30	0.20	-
7	Wabag	diesel	1	0.30	0.30	0.30	-
		diesel	1	0.23	0.23	0.23	-
		diesel	1	0.63	0.63	0.62	-
Total					141.50	91.95	

(出所: PPL)

図 2.4-1 に示すように、Ramu 系統は 1 回線の 132 kV および 66 kV 送電線で構成されるシンプルな放射状のネットワークであり、すなわち、いかなる送電線も N-1 信頼度基準を満たしていない。表 2.4-2 および 2.4-3 に Ramu 系統の既設送電線および変電所／開閉所をそれぞれ示す。

表 2.4-2 Ramu 系統の既設送電線

no.	from	sections to	voltage (kV)	line id	length (km)	number of circuit	conductors
1	Ramu 1 HPS	Singsing point	132	601	17.5	1	ACSR Panther
2	Ramu 1 HPS	Singsing point	132	602	17.5	1	ACSR Panther
3	Singsing point	Erap SwS	132	601	96.9	1	ACSR Deer
4	Singsing point	Gusap SS	132	602	25.7	1	ACSR Tiger
5	Erap SwS	Taraka SS	132	601/2	40.0	1	ACSR Deer
6	Erap SwS	Hidden Valley SS	132	603	110.0	1	AAAC Sapphire
7	Gusap SS	Meiro SS	66 (132)*	605	66.8	1	ACSR Tiger*
8	Taraka SS	Milford T1	66	509/1	4.6	1	ACSR Camel
9	Milford T	Milford SS	66	509/2	2.6	1	ACSR Tiger
10	Taraka SS	Milford T1	66	508/1	4.6	1	ACSR Mink
11	Milford T2	Nadzab SS	66	508/2	36.0	1	ACSR Mink
12	Ramu 1 HPS	Kainantu T	66	506/1	15.2	1	ACSR Dog
13	Kainantu T	Kainantu SS	66	506/2	4.0	1	ACSR Dog
14	Kainantu T	Himitovi SS	66	506/3	63.9	1	ACSR Dog
15	Himitovi SS	Kundiawa T	66	507/1	60.2	1	ACSR Dog
16	Kundiawa T	Kundiawa SS	66	507/2	4.0	1	ACSR Dog
17	Kundiawa T	Kudjip SS	66	514	48.3	1	ACSR Dog
18	Kudjip SS	Dobel SS	66	515	35.3	1	ACSR Dog
19	Dobel SS	Pauanda HPS	66	510	37.7	1	ACSR Dog

Note\*: 132 kV design transmission line

(出所: PPL)

表 2.4-3 Ramu 系統の既設変電所／開閉所

no.	name	voltage ratios		number of units	unit capacity (MVA)	total capacity (MVA)	TR windings
1	Taraka SS	132	11	2	20.00	40.00	Dyn11
		132	66	1	20.00	20.00	YNa0
		132	66	1	20.00	20.00	YNa0d11
		66	11	1	10.00	10.00	Dyn11
2	Hidden Valley SS	132	11	2	25.00	50.00	Dyn11
3	Ramu 1 HPS	132	66	3	20.00	60.00	Yyn0
		66	22	1	2.50	2.50	Dyn11
		66	22	1	6.70	6.70	Dyn11
4	Erap SwS	132		-	-	-	-
5	Gusap SS	132	66	1	20.00	20.00	YNa0
		66	22	11	6.66	6.66	YNyn0d11
		66	22	11	1.00	1.00	YNyn0d11
6	Meiro SS	66	11	1	23.00	23.00	YNyn0d11
7	Milford SS	66	11	2	20.00	40.00	Ynd11
8	Nadzab SS	66	22	11	1.00	2.00	Dyn11
9	Kainantu SS	66	22	11	6.25	6.25	YNyn0d11
10	Himitovi SS	66	22	11	10.00	20.00	YNyn0d11
11	Kundiawa SS	66	22	11	6.25	6.25	YNyn0d11
12	Kudjip SS	66	22	11	10.00	10.00	YNyn0d11
13	Dobel SS	66	22	11	23.00	23.00	YNyn0d11
14	Pauanda HPS	66	22	11	6.70	6.70	YNyn0d11

Note: Step-up transformers for generating units are not included in the above list.

(出所: PPL)

132 kV Ramu 1 – Erap – Taraka 送電線は Ramu 系統内の最大電力消費地の Lae に電力を供給する主要基幹送電線である。しかし、同送電線には一線地絡故障時の停電時間を最小限にする遮断器の自動再開路システムが採用されていないため、安定的な電力供給が困難な状況にある。

## 2.4.2 電源開発計画

PPL は 2011 年 5 月に長期電源開発計画(long-term Generation Development Plan 2011 – 2025)を策定しており、Ramu 系統に関しては以下の計画が含まれている。

- 1) 経済的に信頼度基準を満足するために、既設水力発電所の能力を向上させることが肝要である。しかし、短期的には、不採算ではあるがディーゼル発電機のリハビリは、Ramu 1 水力発電所の信頼性を補うために必要となる。
- 2) 開発計画期間の初期に老朽化した既設ディーゼル発電機の更新が必要となる。特に Lae への電力供給のため、Milford 変電所内の発電機を早急に更新する必要がある。
- 3) 今後 5 年以内に 20 MW 規模の新規ディーゼル発電機が必要となり、その後の 5 年間には 25~35 MW 規模の追加が必要となる。
- 4) Lae および Madang には、正確な時期・規模は不明なるも、大規模な産業開発にともなう電力需要の増加が予想されている。

表 2.4-4 に Ramu 系統の 2011 年~2025 年の電源開発計画の要約を示す。

表 2.4-4 Ramu 系統の電源開発オプション

timing	required capacity	Options	key objectives	production costs (PGK/kWh)
2011-2016	20-30 MW	Upgrade of Ramu 1		0.25
		Refurbish existing non operating diesel generators	Maintain reliability Reduce average unit cost of production	0.74-1.20
		Additional diesel generators (medium speed)		0.76-1.23
2017-2024	20 MW*	Ramu 2 supply (240 MW)	Maintain reliability	0.30
		Mongji/Bulum hydro scheme (60-90 MW)	Reduce average unit cost of production	0.30
		Kaugel hydro scheme		0.30

Note: \*depending on supporting mining loads

(出所: Generation Development Plan 2011-2025, PPL)

上記電源開発計画は第 4 章で述べる電力潮流計算に考慮に入れる。

### 2.4.3 送電系統開発計画

PPL は、2011 年 8 月、送配電システムの重点改修・増強項目を特定するため「High Level Transmission and Distribution Development Plans, Port Moresby, Ramu and Lae, 2011 to 2025 (TDDP 2025)」と称する長期送電系統開発計画を策定している。Ramu 系統に関し、同計画は表 2.4-5 に示す優先順位で系統の増強および建設が進められるとしている。

表 2.4-5 Ramu 系統の送配電開発計画

priority	projects	timing	comments
1	602 line - improve bypasses from Gusap to Meiro	2010/11	completed
2	Taraka - install 10 MVA STATCOM	2011	under construction
3	Pauanda - upgrade capacitor bank to 5 MVA	2012	
4	<u>601 Ramu to Singsing - construct Singsing switchyard</u>	2012/13	under JICA FS
5	510 line-redundancy using 22 kV line from Pauanda to Dobel	2011/12	Arrangement and operating model to be assessed by networks business unit in 2012
6	602 line - 132 kV operating voltage from Gusap to Meiro	2014-2016	Detailed study to be completed in 2012

(出所: High Level Transmission and Distribution Development Plans, Port Moresby, Ramu and Lae, 2011 to 2025, PPL)

上記計画に加えて、以下に示すプロジェクトは、時期は示されていないものの、今後の優先開発オプションとして示されている。

- 1) Singsing-Erap 区間: 第 2 送電線
- 2) Erap-Taraka 区間: 第 2 送電線あるいは 2 回線 66 kV Erap-Milford 送電線
- 3) Ramu-Goroka 区間: 第 2 送電線
- 4) Goroka-Hagen 区間: 第 2 送電線
- 5) Singsing-Meiro 区間: 第 2 送電線
- 6) Ramu-Pauanda 区間: 系統電圧の 132 kV への昇圧
- 7) Ramu 系統-Port Moresby 系統の連系



これらのプロジェクトについては開発計画内に経済性などは示されていないが、PPL はこれらに対して世銀、JICA、アジア開発銀行(ADB)などから低金利の融資が得られれば、優先的に開発を進める意向である。

さらに、同開発計画には Ramu 系統の最大需要地である Lea の送配電網の整備計画も含まれている。Lae の Malahang/Singawa 地域では大規模な産業開発による電力需要が予想されており、それらの地域には新規変電所の建設が必要であるとしている。表 2.4-6 に Lae の送配電網開発計画を要約する。

表 2.4-6 Lea の送配電網開発計画

no.	projects	timing
1	Build new substation at Singawa	2011/12/13
2	Complete detailed study of conversion to 22 kV distribution voltage in Lae	2011/12
3	Build 132 KV transmission line Taraka – Singawa	2012/13
4	Build 66 kV transmission line Singawa – Milford	2014
5	Augment (and covert to 22 kV) Taraka and Milford substations as required	2015-

(出所: High Level Transmission and Distribution Development Plans, Port Moresby, Ramu and Lae, 2011 to 2025, PPL)

上記送電系統開発計画は第 4 章で述べる電力潮流計算に考慮に入れる。

## 2.5 他ドナーの動向

本節では送配電プロジェクトにかかる他ドナーの動向について述べる。現在 PPL が融資を受けているプロジェクトは ADB によるもののみである。

### 1) ポートモレスビー配電網整備計画 2 (PGDP2)

ポートモレスビー配電網整備計画 2 は、ポートモレスビーの配電網増強と拡張のための技術指導を目的としたプロジェクト(有償資金協力)であり、以下の 2 点の目的を持っている。

- i) 追加的な電力需要に対する増強
- ii) 新たな工業地区と居住地区に対する電力供給

同プロジェクトは特に LNG プラントを中心とする鉱業セクターへの支援を目的としており、2012 年 4 月に 8,000 万 US ドルの予算規模で承認される予定である。

### 2) 地方電化投資プログラム(TEIP Tranche I)

同プロジェクトは複数主体によるファンド拠出スキーム(マルチトランチ)により構成される有償資金協力で、2010 年 12 月に承認され、2013 年 12 月までに完工の予定である。プロジェクトは幾つかのサブプロジェクトによって構成され、その中には水力発電などの再生可能エネルギー開発や送電網整備も含まれる。トランチ 1 の主な内容は以下の通りである。

- i) Kimbe-Bialla 送電線の建設 (西部ニューブリテン州)
- ii) Divune 水力発電所 (北部州)
- iii) Ramazon 水力発電所 (ブーゲンヴィル自治州)

同プロジェクトは石油・エネルギー省(DPEne)が主務機関であり、PPL は副務機関という位置づけである。トランチ 1 の予算規模は 5,730 万 USドルと推定され、うち 1,640 万 USドルは ADB のアジア開発基金(ADF: Asian Development Fund)、4,090 万ドルは ADB の通常資本原資(OCR: Ordinary Capital Resources)より拠出される予定である。

3) 地方電化投資プログラム(TEIP Tranche II)

同プロジェクトは 2013 年 1 月を目処に立案し、2016 年 12 月までに完工することが期待されている。プロジェクトの範囲は現在のところ未確定である。PPL は総額 1 億 USドル規模のプロジェクトを期待しているが、全額をドナー融資に頼るのではなく、大半は PPL の通年キャッシュフローによって賄うとしている。

## 第3章 プロジェクトサイトの現況

### 3.1 既設 132 kV 送電線の現況

調査団は、本プロジェクトで建設される新規 132 kV 送電線ルートの確認のために、数度にわたり現場調査を実施した。

Taraka 変電所(Lae)から Ramu 1 水力発電所間の既設 132 kV 1 回線送電線は、Markham 川および Highlands Highway にほぼ平行に建設されている。既設送電線の大半は牧草地やバナナ、ココナッツ、コーヒーなどのプランテーションを通過しており、環境保護区などの環境的に問題のある地域は通過していない。既設 132 kV 送電線は、Markham 川の支流である Erap 川、Leron 川および Umi 川の 3 河川を横断している。

PPL によれば、同既設 132 kV 送電線の北側および南側とも十分に余裕があるとのことであるため、本プロジェクトによる新規送電線の建設も、既設・新設送電線の維持管理の容易さの観点から、既設送電線に平行に建設する計画とした(新規ルートの詳細は 5 章に記述する)。ただし、Taraka 変電所の引き込み箇所に関しては、住宅密集地を通過する予定のため、新規送電線を建設するルートが確保できない。従って、同区間については既設の 1 回線鉄塔を 2 回線鉄塔に建て替えることを考慮する。

本プロジェクトによる新規送電線は Lae(Taraka 変電所)を起点として、既設 132 kV 送電線と平行に、Highlands Highway と Ramu Highway の交差する Wankun 地域の Singsing 変電所建設予定地までの約 136 km の亘長で建設される計画である。新規送電線ルートの起点の Lae から終点の Singsing までの標高は約 55 m から 501 m である。

### 3.2 候補変電所の現況

調査団は、本プロジェクトの改修・増強候補変電所に関し既設設備の現況と問題点の把握のため、また、新設変電所候補地の状況把握のため、現地調査を実施した。

#### (1) Ramu 1 開閉所

##### 1) 132 kV 開閉所

- i) Erap Line と Gusap Line ベイに避雷器(SA)が設置されていない。
- ii) Erap Line ベイのコンデンサ形計器用変圧器(CVT)に絶縁油の漏油を確認した。
- iii) Erap Line ベイのガス遮断器(GCB)は単相/三相操作方式であるが、保護継電器に単相再閉路機能は無い。また遮断容量が 16 kA と小容量である。

##### 2) 操作制御室

- i) 現在、送電線路主保護継電器として、距離継電器が、Erap LineとGusap Lineを保護し

ている。しかし、後備用の方向/地絡過電流保護継電器が設置されていない。また、Gusap Lineの距離継電器(21B)は、旧型の機械式を使用している。

- ii) 光ファイバ複合架空地線(OPGW)は、既設Erap LineとGusap Line共に敷設されており、転送遮断機能を実装していたが、OPGWを使用した構内電話システム機能は実装されておらず、同システムは旧方式の電力線搬送システム(PLC)により運用されている。
- iii) 110 V直流電源装置の充電器並びにバッテリーセル共に運転操作状態が悪化しており、また、将来設備の増容量に対して供給能力が不足している状態である。
- iv) 48 V直流電源装置はPLCシステムと共に2年前に設置されたが、同装置の充電器は二重化されておらず、また、将来の通信設備の増設に対して容量不足である。
- v) 現在の操作制御室には、110 Vと48 V直流電源装置を増設するスペースがない。

## (2) Singing 変電所

132 kV Singing 変電所の新設用地は、Lae から西北西に約 130 km 離れた Highland 州 Kainantu 地区の、南緯 06 度 08 分 45.57 秒、東経 146 度 02 分 21.27 秒の位置に計画されている。変電所用地は、Highway に沿って Lae と Yonki の間に位置し、変電所の大きさを考慮し敷地面積約 13,150 m<sup>2</sup>を計画する。PPL は、既に候補変電所用地を取得済みであり、その周辺には、地元住民の家屋は存在しない。

## (3) Erap 変電所

### 1) 132 kV 屋外開閉所

- i) 既存の屋外開閉所には増設用の空きスペースがあるものの、本プロジェクトで 132 kV 送電線ベイ:3 箇所、132 kV 変圧器ベイ:2 箇所、132/66/33 kV 主変圧器:2 台、132 kV 1-1/2 遮断方式母線回路:1 式、66 kV 変圧器ベイ:2 箇所、66 kV 単一母線:1 式の追加増設を予定しており、変電所用地の増設が必要である。
- ii) 既設屋外開閉所の地盤は、現地盤面から 1,300 mm 盛土されているため、増設する用地は既設と同水準レベルまでの盛土が必要である。

### 2) 操作制御室

- i) 現在、送電線路主保護継電器として、距離継電器が Ramu 1 Line と Taraka Line を保護している。しかし、後備用の方向/地絡過電流保護継電器が設置されていない。
- ii) OPGW が既設 Ramu 1 Line と Taraka Line 並びに Hidden Valley Line に敷設されており、転送遮断機能を実装している。しかし、OPGW を使用した構内電話システム機能は実装されておらず、同システムは旧方式の PLC により運用されている。
- iii) 48 V 直流電源装置は PLC システムと共に 2 年前に設置されたが、同装置の充電器は二重化されておらず、また、将来の通信設備の増設に対して容量不足である。
- iv) 操作制御室において、33 kV 配電盤を設置する空きスペースがない。
- v) 変電所内の電源は、既存の 11 kV 架空配電線より供給されている。

- (4) Taraka 変電所
- 1) 132/66 kV 屋外開閉所
    - i) 既設 Erap Line ベイにおいて、132 kV SA が設置されていない。
    - ii) 2 台の 132 kV CVT が単母線に接続されており、母線電圧を計測し、同期チェックを実装している。しかし、CVT の 2 次側は、デルタ結線接続のため、地絡過電圧保護に適用されない。
    - iii) 4 台の 132 kV 主変圧器の 1 次側に 132 kV GCB と計器用変流器(CT)が設置されていない。
    - iv) Milford Line ベイと Nadzab Line ベイに 66 kV SA が設置されていない。
    - v) 下記の設備から、絶縁油の漏油が確認された。
      - Milford Line ベイの 66 kV 計器用変圧器(VT)、CT と油入遮断器(OCB)
      - Nadzab Line ベイの 66 kV CT と OCB
      - 132 kV 可変単巻変圧器(Auto TR)の 2 次側の 66 kV CT と OCB
  - 2) 操作制御室
    - i) 11 kV 配電盤が火災によって焼損しており、現在 11 kV フィーダーは、仮設の架空配電線で運転・電源供給している。
    - ii) 送電線路主保護継電器として、距離継電器が Erap Line を保護している。しかし、後備用の方向/地絡過電流保護継電器が設置されていない。
    - iii) OPGW が既設 Erap Line に敷設されており、転送遮断機能を実装している。しかし、OPGW を使用した構内電話システム機能は実装されておらず、同システムは旧方式の PLC により運用されている。
    - iv) 110 V 直流電源装置の充電器およびバッテリーセル共に運転操作状態が悪化しており、また、将来設備の増容量に対して供給能力が不足している状態である。

### 3.3 Lae の送配電設備の現況

Lae は Ramu 系統内の最大の電力需要消費地であり、Taraka および Milford 変電所から総計 11 本の 11 kV 配電線で電力供給がなされている。調査団は Lae の電力供給の現況を把握するため現場調査および PPL 職員への聞き取り調査を実施した。

#### (1) 変電所

図 3.3-1 に Lae の既設 Taraka および Milford 変電所および計画されている Singawa 変電所の位置図を示す。



(Google Earth Proを基に調査団作成)

図 3.3-1 Lae の変電所位置図

表 3.3-1 に既設変電所内の変圧器容量、ピーク需要および N-1 基準判定のための負荷率を示す。

表 3.3-1 Lae の既設変電所

Substation	Transformer Capacity	Peak Load 2010	% Saturated	N-1 criteria
Milford	1 x 23 MVA 66/11 kV 1 x 20 MVA 66/11 kV	31.6 MVA	73%	No
Taraka	2 x 20 MVA 66/11 kV	14.7 MVA	36.5%	Yes

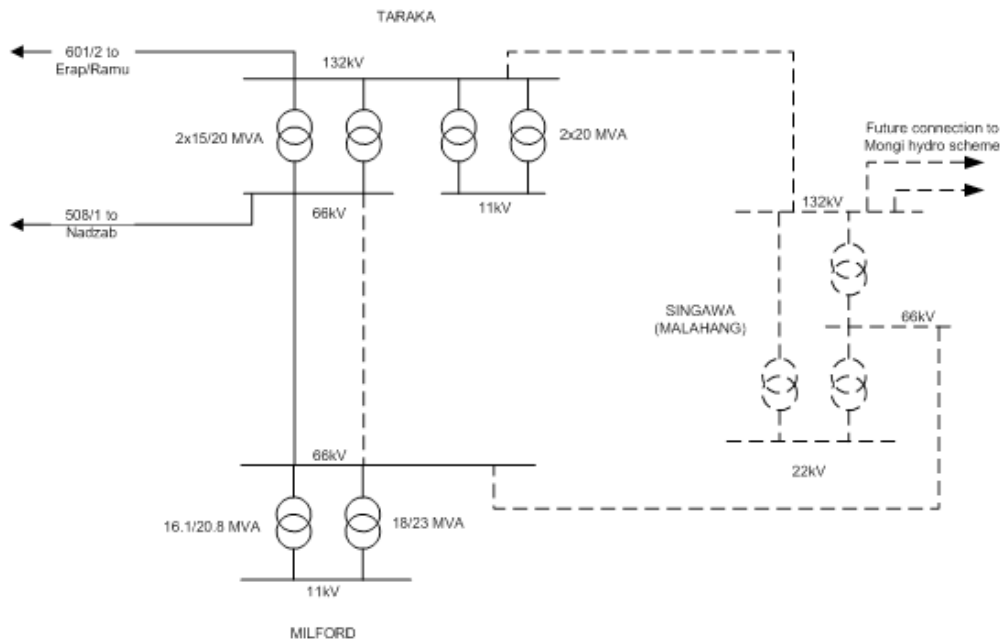
(出典: High Level Transmission and Distribution Infrastructure Development Plan, PPL)

上表に示す通り、Milford 変電所は N-1 基準を満足していないため、同変電所の負荷を既設 Taraka 変電所へ、あるいは、計画 Singawa 変電所へ振り分ける必要がある。

1) Singawa 変電所

図 3.3-2 に Lae の送配電システムの計画図を示す。

Singawa 変電所は大幅な産業需要の増大が予測されている Malahang/Singawa 地域に計画されている。Singawa 変電所は、132 kV 1 回線送電線で Taraka 変電所と、および 66 kV 1 回線送電線で Milford 変電所とそれぞれ接続される計画である。Singawa 変電所からの配電電圧は、PPL の中期計画で Lae の全ての配電電圧を 11 kV から 22 kV へ昇圧させる計画であることから、同様に 22 kV となっている。



(出典: High Level Transmission and Distribution Infrastructure Development Plan, PPL)

図 3.3-2 Lae の計画系統

2) Taraka および Milford 変電所

PPL は、Singawa 変電所の建設および配電電圧の昇圧前に、Lae の電力供給状況を改善するために、既設変電所の改修に高い優先順位を与えている。また、N-1 基準を満足させるために、既設 11 kV 配電線上に新たに開閉装置を設け、Taraka—Milford 間に追加の 66 kV 送電線を新設する計画である。

(2) Taraka 変電所からの 66 kV 送電線

Taraka 変電所から Milford 変電所および Nadzab 変電所への 66 kV 送電線は、一部鉄柱により支持されている。調査団の現場調査時に、この鉄柱で支持された 66 kV 送電線に以下に示す問題点が散見された。

- 1) 右写真に示すとおり、充電部分と鉄柱との不適切な間隔
- 2) 破損した碍子をそのまま使用
- 3) 鉄柱間の角度が鋭角(急角度)すぎる箇所
- 4) 電線と地表間の不適切な間隔



上記問題点のために一線地絡事故が頻発していると想像されるため、信頼性の高い電力供給を確保するため、適正な対策が望まれる。

(3) 配電線

Lae の配電線レベルでの主な問題点は、①フィーダー上の開閉機器の制限、および②電線容量の制約である。

- 1) 開閉機器
  - i) フィーダー沿いの負荷が急激に増加するに伴い、開閉機器操作の困難性が増しており、負荷に応じた開閉機器設置位置の見直しや増設が必要となっている。
  - ii) 100 A 容量の断路器が過負荷のために焼損している箇所があり、適正容量の断路器の配置が望まれる。

- 2) 電線容量  
Lae の配電線には、Apple (6/1/3.00, 42 mm<sup>2</sup>)、Banana (6/1/3.75, 66 mm<sup>2</sup>)、Cherry (6/4.75, 7/1.60, 106 mm<sup>2</sup>)および Grape (30/7/2.50, 147 mm<sup>2</sup>)などの小容量の電線が未だに使用されている。現在の標準電線には Saturn (37/3.00, 260 mm<sup>2</sup>)が採用されているが、これらの小容量電線が到る所に存在するため、Saturn の最大容量まで使用できないなどボトルネックとなっている。

(4) 他の問題点

- 1) Nadzab 変電所  
Nadzab 変電所は Lae 中心部から約 40 km の地点にあり、Taraka 変電所からと接続され、主に Lae 空港とその周辺に電力を供給している。Nadzab 変電所では、66 kV 降圧変圧器が、母線を介さず、直接 66 kV 送電線に接続されているため、変電所の保護・制御に支障が生じている。  
  
PPL は、上記状況を改善するため、Lae 空港近辺の既設 Erap 開閉所に主変圧器を設置して、22 kV 配電線を介して空港およびその周辺に電力を供給することを計画している。
- 2) 不法接続  
PPL の Lae 支店の職員によれば、低圧配電線路に盗電のための不法接続がしばしば見受けられるとのことである。低圧配電線の裸線に不法接続をすることは容易であるが、それを発見することは困難である。
- 3) 雨季の雷害  
雨季(1 月から 3 月)には雷が頻繁に発生し、しばしば送電線・配電線に対して直撃あるいは誘導雷の被害が発生している。従って、雷害に対する適正な対策を講じる必要がある。

(5) 提言

上述の Lae 配電網に関する問題点に関し、電力供給状況を改善するため、特に以下に述べるプロジェクトを早急に実施することを推奨する、

- 1) Taraka および Milford 変電所の負荷を分担するための Singawa 変電所の新設
- 2) 安全の確保と地絡事故防止のため鉄柱区間の 66 kV 送電線の鉄塔への建替え
- 3) 配電網の最大限の活用のための 11 kV 配電線に使用されている細いサイズの電線の標準電線への張り替え
- 4) 効果的な系統運用のための 11 kV 配電線への負荷開閉器あるいは断路器の追加設置



## 第4章 潮流計算

### 4.1 概要

電力潮流計算の目的は、将来 Ramu 系統、特に本プロジェクトの 132 kV Ramu 1 - Taraka 送電線、の状況を確認することにある。潮流計算では各送電線の有効・無効電力潮流、発電所や変電所母線の電圧・位相をシミュレートする。

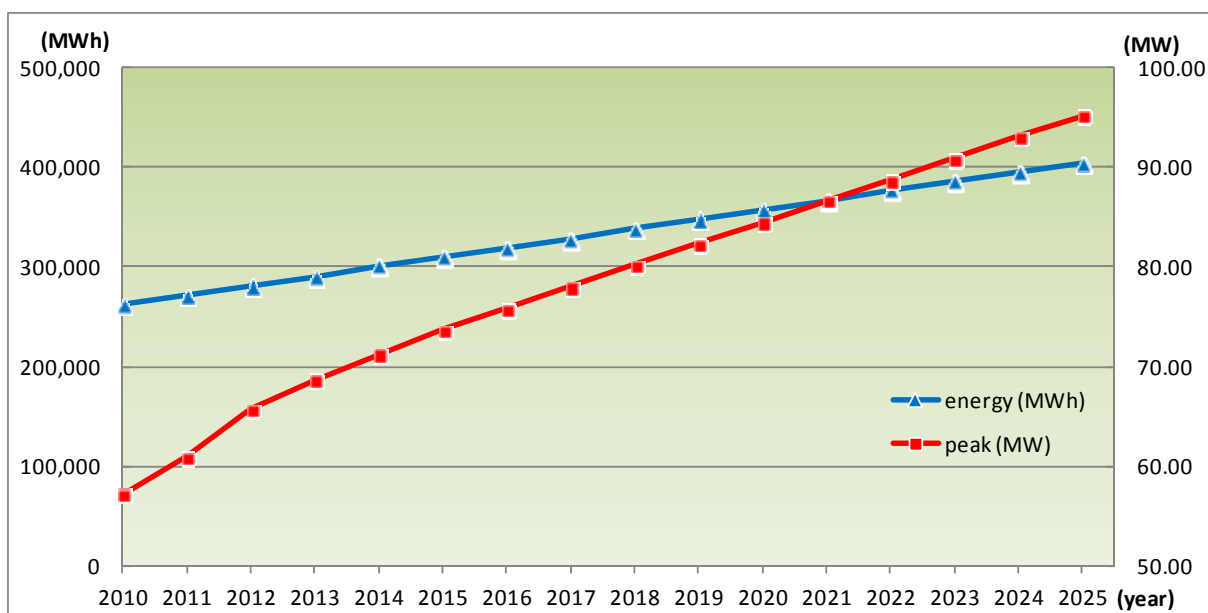
調査団は PPL より提供された系統モデル、開発計画、需要予測を基に、Ramu 系統の 2015 年（本プロジェクトの完成予定年）、2020 年、および 2025 年の系統モデルを作成し、潮流計算を実施した。

### 4.2 需要予測のレビュー

#### 4.2.1 PPL の需要予測

PPL は Ramu 系統内の 11 の供給エリア毎に、1993 年以降の販売電力量を基に、電力量およびピーク需要を予測している。その PPL の予測には、平均電力量損失を考慮し、GDP の傾向や追加の商工業の大口需要などを加味した発生電力量の予測も含まれている。

調査団は PPL より 2011 年から 2025 年までの電力量およびピーク電力の需要予測を受領した。図 4.2-1 にそれらの概要を、表 4.2-1 および 4.2-2 にその詳細を示す。



(出所: PPL Strategic Infrastructure Planning)

図 4.2-1 PPL の電力量およびピーク電力予測

表 4.2-1 PPL の Ramu 系統における電力量予測

Centres	record	forecast															(MWh)
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1 Goroka	18,940	18,999	19,058	19,118	19,177	19,236	19,295	19,354	19,414	19,473	19,532	19,591	19,650	19,710	19,769	19,828	
2 Gusap	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	5,662	
3 Hagen	29,841	30,019	30,196	30,374	30,552	30,730	30,907	31,085	31,263	31,441	31,618	31,796	31,974	32,151	32,329	32,507	
4 Kainantu	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	4,165	
5 Kundiawa	4,438	4,443	4,449	4,454	4,460	4,465	4,471	4,476	4,481	4,487	4,492	4,498	4,503	4,509	4,514	4,520	
6 Lae	145,305	154,674	162,841	171,008	179,175	187,342	195,509	203,676	211,843	220,010	228,177	236,344	244,511	252,678	260,844	269,011	
7 Madang	39,865	40,884	41,902	42,921	43,940	44,958	45,977	46,996	48,014	49,033	50,052	51,070	52,089	53,107	54,126	55,145	
8 Mendi	3,817	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,008	4,009	
9 Mumeng (Zenag)	5,439	5,539	5,639	5,739	5,839	5,939	6,039	6,139	6,239	6,339	6,439	6,539	6,639	6,739	6,839	6,939	
10 Wabag	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	
11 Yonki	2,857	2,000	1,500	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	
<b>Ramu Grid Total</b>	<b>263,132</b>	<b>273,196</b>	<b>282,224</b>	<b>291,304</b>	<b>300,832</b>	<b>310,360</b>	<b>319,888</b>	<b>329,416</b>	<b>338,944</b>	<b>348,472</b>	<b>358,000</b>	<b>367,528</b>	<b>377,056</b>	<b>386,584</b>	<b>396,112</b>	<b>405,641</b>	
growth rate		3.8%	3.3%	3.2%	3.3%	3.2%	3.1%	3.0%	2.9%	2.8%	2.7%	2.7%	2.6%	2.5%	2.5%	2.4%	

(出所: PPL Strategic Infrastructure Planning)

表 4.2-2 PPL の Ramu 系統におけるピーク需要予測

Centres	record	forecast															(MW)
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1 Goroka	4.50	4.51	4.53	4.54	4.56	4.57	4.59	4.60	4.61	4.63	4.64	4.66	4.67	4.69	4.70	4.71	
2 Gusap	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	
3 Hagen	5.20	5.23	5.26	5.29	5.32	5.36	5.39	5.42	5.45	5.48	5.51	5.54	5.57	5.60	5.64	5.67	
4 Kainantu	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	
5 Kundiawa	1.20	1.20	1.20	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.23	
6 Lae	33.00	35.72	38.83	40.69	42.55	44.40	46.26	48.11	49.97	51.82	53.68	55.53	57.39	59.24	61.10	62.95	
7 Madang	8.90	9.95	11.47	12.61	13.26	13.74	14.07	14.30	14.52	14.75	14.98	15.21	15.43	15.66	15.89	16.12	
8 Mendi	0.93	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	
9 Mumeng (Zenag)	0.74	0.76	0.77	0.78	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.87	0.88	0.89	0.91	0.92	0.93	0.95	
10 Wabag	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	
11 Yonki	0.30	0.21	0.16	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	
<b>Ramu Grid Total</b>	<b>57.24</b>	<b>61.03</b>	<b>65.68</b>	<b>68.68</b>	<b>71.25</b>	<b>73.65</b>	<b>75.89</b>	<b>78.04</b>	<b>80.18</b>	<b>82.32</b>	<b>84.47</b>	<b>86.61</b>	<b>88.76</b>	<b>90.90</b>	<b>93.05</b>	<b>95.19</b>	
growth rate		6.6%	7.6%	4.6%	3.7%	3.4%	3.0%	2.8%	2.7%	2.7%	2.6%	2.5%	2.5%	2.4%	2.4%	2.3%	

(出所: PPL Strategic Infrastructure Planning)

上記 PPL の需要予測は電力量需要の増加率を年間平均約 2.9%としており、妥当なものであると言える。しかし、PPL の需要予測には新規鉱山需要が含まれていないことが判明した。PPL との協議の結果、下記の鉱山需要は実現性が高いということで、潮流計算に用いる需要予測に含めることで合意した。

- 1) Morobe Gold - Hidden Valley Gold Mine: 2011 年より 18.0 MW
- 2) Ramu Nickel - Kurumbukari Mine: 2014 年より 16.2 MW
- 3) Wafi Gold Mine: 2012 年より 10 MW、2015 年より 30 – 50 MW(この年より Ramu 系統に接続する)、2017 年より 100 MW、および 2024 年より 200 MW

#### 4.2.2 変電所毎の需要予測

PPL の需要予測は供給エリア毎となっており、潮流計算に必要な変電所毎の予測とはなっていない。そこで PPL との協議の結果、配電線の延伸状況などを考慮して、表 4.2-3 に示すように、供給エリア毎の予測を変電所毎の予測に変換した。

表 4.2-3 変電所毎のピーク電力予測

Substations	TR capa (MVA)	record		forecast														(MW)
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Himitovi SS	2x10	4.50	4.51	4.53	4.54	4.56	4.57	4.59	4.60	4.61	4.63	4.64	4.66	4.67	4.69	4.70	4.71	
			0.32%	0.32%	0.32%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.30%	
Gusap SS	1x10	1.20	1.80	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	
			50.01%	13.90%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	
Dobel SS	1x10	2.60	2.62	2.63	2.65	2.66	2.68	2.69	2.71	2.72	2.74	2.76	2.77	2.79	2.80	2.82	2.83	
			0.60%	0.60%	0.59%	0.59%	0.59%	0.58%	0.58%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.56%	0.56%	0.56%	0.55%	
Kudjip SS	1x10	2.60	2.62	2.63	2.65	2.66	2.68	2.69	2.71	2.72	2.74	2.76	2.77	2.79	2.80	2.82	2.83	
			0.60%	0.60%	0.59%	0.59%	0.59%	0.58%	0.58%	0.57%	0.57%	0.57%	0.57%	0.56%	0.56%	0.56%	0.55%	
Kainantu SS	1x6.25	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	
			0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	
Kundiawa SS	1x6.25	1.20	1.20	1.20	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.23	
			0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	0.14%	
Taraka SS	2x20	13.20	14.29	15.53	16.28	17.02	12.43	12.95	13.47	13.99	14.51	15.03	15.55	16.07	16.59	17.11	17.63	
			8.24%	8.72%	4.78%	4.56%	-26.95%	4.18%	4.01%	3.86%	3.71%	3.58%	3.46%	3.34%	3.23%	3.13%	3.04%	
Milford SS	2x20	19.80	21.43	23.30	24.41	25.53	18.65	19.43	20.21	20.99	21.76	22.54	23.32	24.10	24.88	25.66	26.44	
			8.24%	8.72%	4.78%	4.56%	-26.95%	4.18%	4.01%	3.86%	3.71%	3.58%	3.46%	3.34%	3.23%	3.13%	3.04%	
Singawa SS	2x20						13.32	13.88	14.43	14.99	15.55	16.10	16.66	17.22	17.77	18.33	18.89	
			from 2016, to be shared 30% loads of Taraka & Milford						4.01%	3.86%	3.71%	3.58%	3.46%	3.34%	3.23%	3.13%	3.04%	
Erap SS (2015)	1x10	0.74	0.76	0.77	0.78	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.87	0.88	0.89	0.91	0.92	0.93	0.95	
			1.85%	1.82%	1.79%	1.76%	1.73%	1.70%	1.67%	1.65%	1.62%	1.59%	1.57%	1.54%	1.52%	1.50%	1.48%	
Meilo SS	2x20	8.90	9.95	11.47	12.61	13.26	13.74	14.07	14.30	14.52	14.75	14.98	15.21	15.43	15.66	15.89	16.12	
			11.81%	15.31%	9.89%	5.14%	3.67%	2.36%	1.62%	1.59%	1.57%	1.54%	1.52%	1.50%	1.48%	1.45%	1.43%	
Paunda HPS (Mendi+Wabang)	1x6.7	1.49	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	
			3.15%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	
Ramu 1 HPS	2.5+6.7	0.30	0.21	0.16	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	
			-29.98%	-24.96%	-29.80%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	
Hiddne Valley SS	2x25		18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	
			0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
Kurumbukari Mine	1x20					16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	16.20	
						0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	
Wafi Gold SS	4x50		(10.00)	(15.00)	(20.00)	50.00	65.00	90.00	115.00	130.00	145.00	160.00	175.00	190.00	200.00	200.00		
							30.00%	38.46%	27.78%	13.04%	11.54%	10.34%	9.38%	8.57%	5.26%	0.00%		
Singsing SS	1x10					1.00	1.05	1.10	1.16	1.22	1.28	1.34	1.41	1.48	1.55	1.63		
							5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%		
Ramu Grid Total	57.24	79.62	74.52	72.53	86.29	159.70	176.99	204.18	231.38	248.59	265.79	283.00	300.21	317.43	329.65	331.87		
			39.1%	-6.4%	-2.7%	19.0%	85.1%	10.8%	15.4%	13.3%	7.4%	6.9%	6.5%	6.1%	5.7%	3.8%		

注: 黄色でハイライトしたセルは新規変電所需要の開始年を示す。  
(PPLの需要予測を基に調査団作成)

### 4.2.3 電力需給バランス

潮流計算を実施する前に、調査団は表 4.2-3 に示す変電所毎の需要予測を基に、Ramu 系統の 2011 年から 2025 年までの電力需給バランスを確認した。その際には、PPL の電源開発計画に基づき、下記に示す新規水力発電所を考慮した。

- 1) Yonki Toe HPS (2 x 9 MW) 2012 年より運転開始
- 2) Ramu 2 HPS (4 x 60 MW) 2018 年より運転開始
- 3) Mongi HPS (2 x 30 MW) 2017 年より運転開始

表 4.2-4 に Ramu 系統の 2011 年から 2025 年までの電力需給バランスを示す。

表 4.2-4 に示すとおり、大規模な Wafi Gold の新規鉱山需要が予想されているため、2015 年から 2016 年にかけて Ramu 系統の電力需給バランスは非常に厳しくなっている。これを解決するために、PPL と協議の結果、Lae に新設が予定されている Singawa 変電所に 30~50 MW 相当のディーゼル発電機の設置を計画する。

また、PPL は Taraka および Milford 変電所内の既設ディーゼル発電機を廃棄あるいは移設する意向をもっているが、その計画は 2017 年の Mongi HPS (2 x 30 MW) および 2018 年の Ramu 2 HPS (4 x 60 MW) の運転開始後に実施可能である。

表 4.2-4 Ramu 系統の電力需給バランス

plants	installed capa (MVA)	(MW)														
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Hydropower Plants</b>																
1 Ramu 1 #1	16.70	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
2 Ramu 1 #2	16.70	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
3 Ramu 1 #3	16.70	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
4 Ramu 1 #4	18.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
5 Ramu 1 #5	18.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
6 Paunda #1	7.50	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
7 Paunda #2	7.50	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
8 Yonki #1	10.00		9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
9 Yonki #2	10.00		9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
10 Ramu 2 #1	66.00								60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
11 Ramu 2 #2	66.00								60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
12 Ramu 2 #3	66.00								60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
13 Ramu 2 #4	66.00								60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
14 Mongi #1	30.00							30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
15 Mongi #2	30.00							30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
	<b>hydro total</b>	<b>87.00</b>	<b>105.00</b>	<b>105.00</b>	<b>105.00</b>	<b>105.00</b>	<b>105.00</b>	<b>165.00</b>	<b>405.00</b>	<b>405.00</b>	<b>405.00</b>	<b>405.00</b>	<b>405.00</b>	<b>405.00</b>	<b>405.00</b>	<b>405.00</b>
<b>Diesel Plants</b>																
1 Taraka #1	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
2 Taraka #2	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
3 Taraka #3	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
4 Taraka #4	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
5 Taraka #5	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
6 Taraka #6	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
7 Taraka #7	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
8 Taraka #8	1.80	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
9 Milford #1	3.50	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
10 Milford #2	3.50	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
11 Milford #3	3.50	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
12 Milford #4	1.90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	disposition or relocation	-	-	-	-	-	-	-
13 Madang #1	0.60	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
14 Madang #2	4.10	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30
15 Madang #3	4.10	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30
16 Madang #4	1.90	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
17 Madang #5	1.90	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
18 Madang #6	1.90	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
<b>additional diesels (temporally location)</b>																
Singawa						30.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
	<b>diesel total</b>	<b>32.64</b>	<b>32.64</b>	<b>32.64</b>	<b>32.64</b>	<b>62.64</b>	<b>82.64</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>	<b>61.44</b>
	<b>Generation Total</b>	<b>119.64</b>	<b>137.64</b>	<b>137.64</b>	<b>137.64</b>	<b>167.64</b>	<b>187.64</b>	<b>226.44</b>	<b>466.44</b>	<b>466.44</b>	<b>466.44</b>	<b>466.44</b>	<b>466.44</b>	<b>466.44</b>	<b>466.44</b>	<b>466.44</b>
	Demand Forecast	79.62	74.52	72.53	86.29	159.70	176.99	204.18	231.38	248.59	265.79	283.00	300.21	317.43	329.65	331.87
	<b>Supply-demand Balance</b>	<b>40.02</b>	<b>63.12</b>	<b>65.11</b>	<b>51.35</b>	<b>7.94</b>	<b>10.65</b>	<b>22.26</b>	<b>235.06</b>	<b>217.85</b>	<b>200.65</b>	<b>183.44</b>	<b>166.23</b>	<b>149.01</b>	<b>136.79</b>	<b>134.57</b>

(調査団作成)

### 4.3 潮流計算の諸条件

#### (1) 系統計画基準

潮流計算結果の妥当性を検証するための系統計画基準を以下に示す(PPL の High Level Transmission and Distribution Infrastructure Development Plan および系統運用基準より)。

##### 1) 電力潮流

通常の運用時には、送電線上の負荷は電線の最高使用温度 75°Cより計算される定格容量を超えてはならない。また、2 回線以上の送電線における 1 回線故障時でも、残りの回線の

同定格容量を超えてはならない(N-1 基準)。

変電所内の変圧器に関し、通常時にはその負荷は変圧器の定格容量を超えてはならない。また、N-1 条件時には、短時間(1 時間)の 120 %超過を許容する。

2) 系統電圧

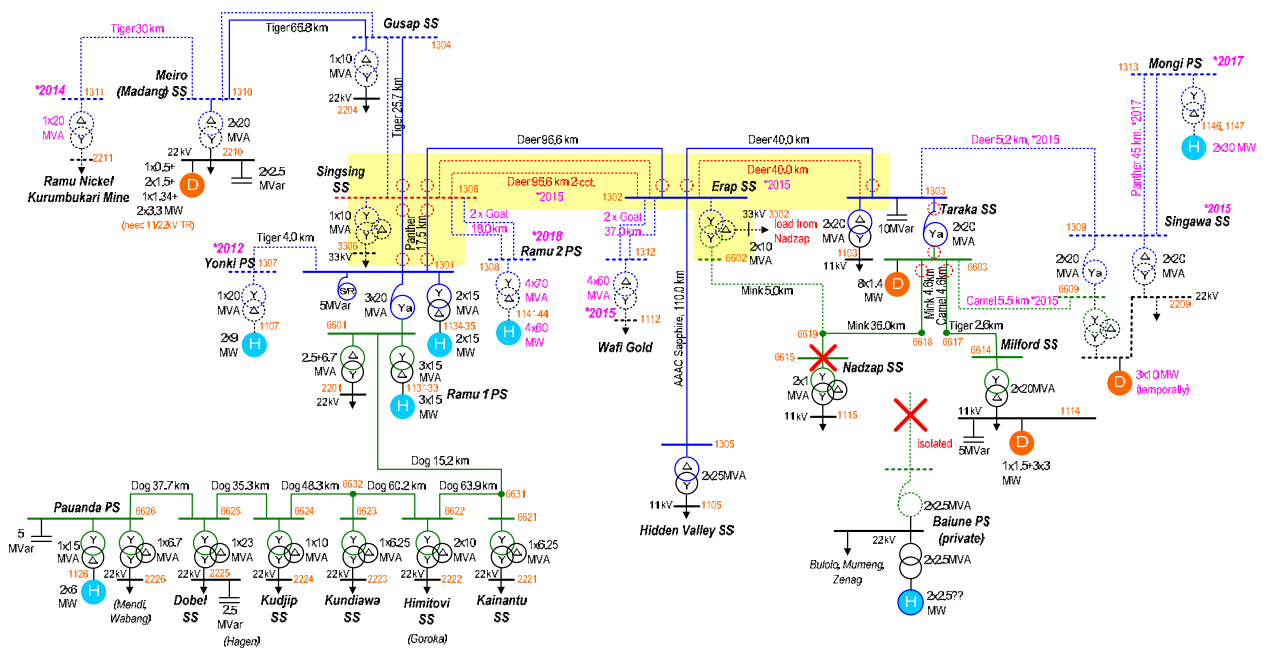
発電所および変電所／開閉所の母線電圧は、通常運転時は定格電圧の 95 %～105 %以内に、また、N-1 条件時は定格電圧の 90%～110%以内でなければならない。

(2) 初期系統構成

本プロジェクトのスコープに関し、Singsing 変電所は、系統信頼度の向上のために必要である。すなわち、既設 Ramu 1 発電所～Erap 変電所間および Ramu 1 発電所～Gusap 変電所間それぞれ 1 回線送電線が平行に走っている途中に Singsing 変電所は建設されるため、それらを統合して Ramu 1 発電所～Singsing 変電所は 2 回線化され、N-1 基準を満足させる。

また、Singsing 変電所～Erap 変電所区間に関し、第 2.4.3 節に述べた TDDP 2025 では 1 回線の追加とあるものの、需要予測を踏まえた初期系統構成に関する予備検討および PPL との協議の結果、同区間は 2 回線の追加が必要である。

図 4.3-1 に潮流計算を実施するための初期系統構成を示す。



(調査団作成)

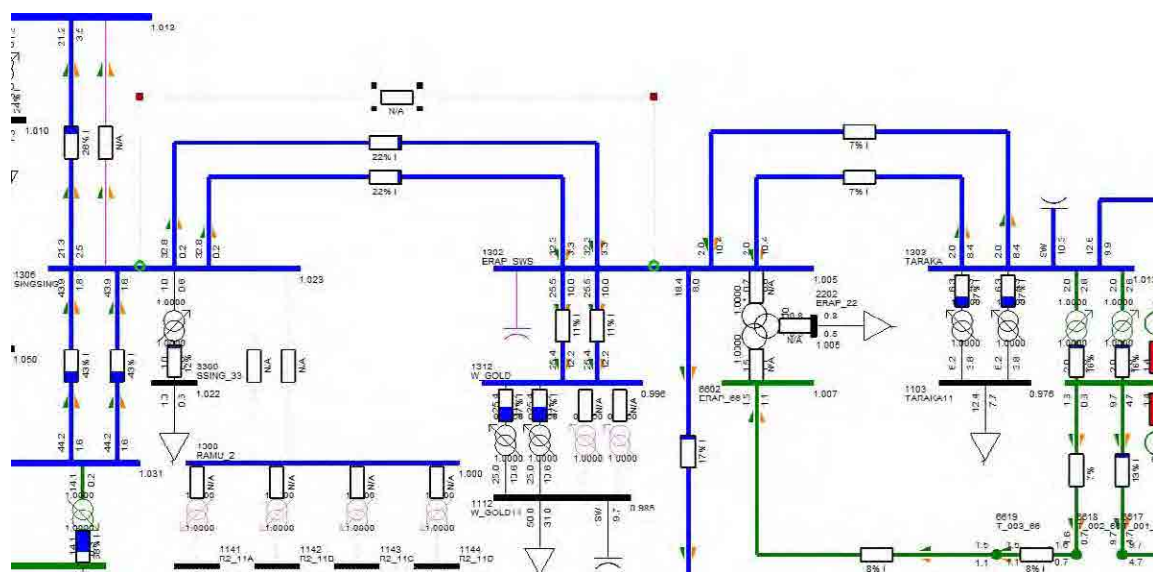
図 4.3-1 初期系統構成

## 4.4 潮流計算結果

### 4.4.1 2015 年のケース

本章末に添付する図 4.4-1 に 2015 年系統に対する潮流計算結果を示す。同図に示すように、通常運用時の Ramu 系統の潮流・電圧レベルに特に大きな問題はない。

本プロジェクトで実施する 132 kV 送電線の信頼性を確認するために、調査団は Singing – Erap 間送電線(3 回線)のうち 1 回線が脱落したケース(N-1)での潮流計算を実施した。その結果を図 4.4-2 に示すが、1 回線脱落のケースでも、他の 2 回線の定格容量を超えることはなく、電圧レベルも規定値内に収まることが確認できた。従って、同 132 kV 送電線は N-1 基準を満足している。



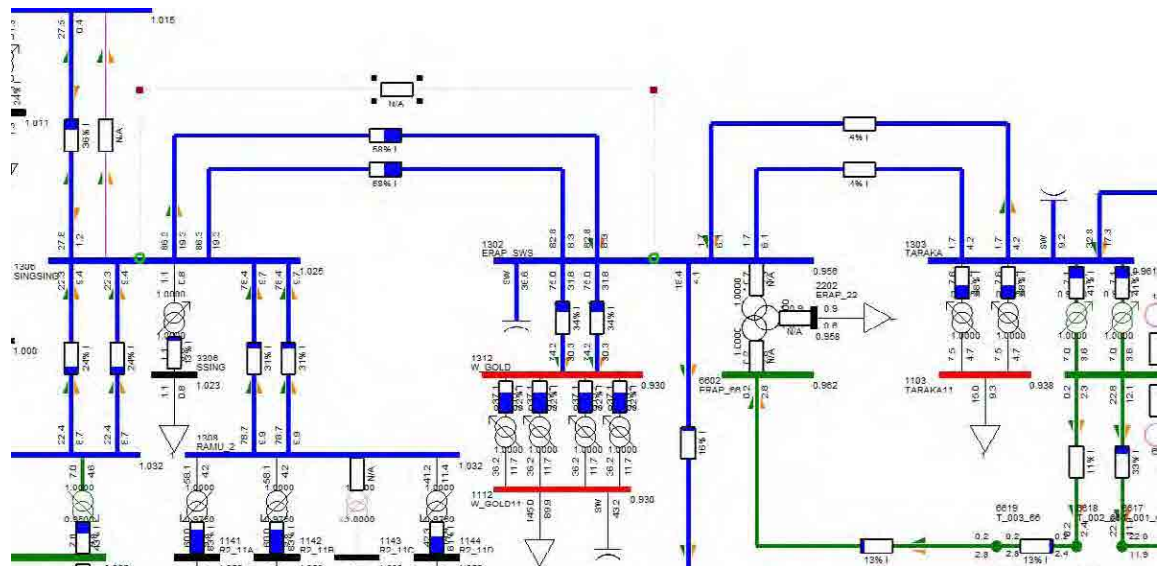
(調査団作成)

図 4.4-2 1 回線脱落時の潮流計算結果(2015 年)

### 4.4.2 2020 年のケース

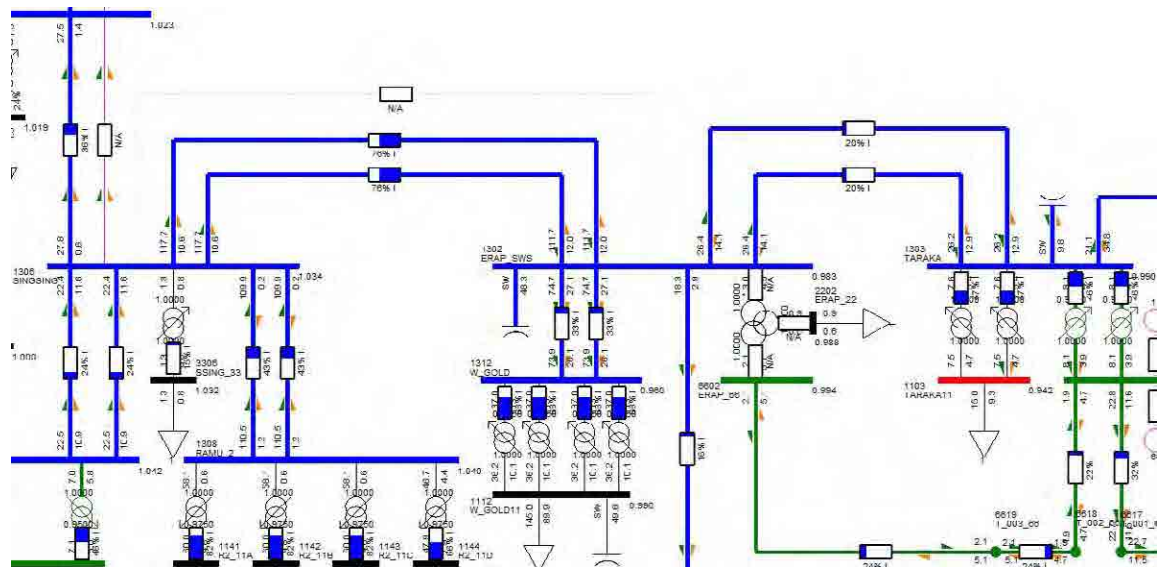
2020 年の系統に対しては、調査団は①Mongi 水力発電所(2x30 MW)ありのケース、および② Mongi 水力発電所なし(開発遅延)のケースの 2 ケースの潮流計算を実施した。本章末に添付する図 4.4-3a および図 4.4-3b にそれぞれのケースの潮流計算結果を示す。それぞれの図に示すように、通常運用時の Ramu 系統の潮流・電圧レベルに特に大きな問題はない。

調査団は Singing – Erap 間送電線(3 回線)のうち 1 回線が脱落したケース(N-1)での潮流計算を実施した。その結果を図 4.4-4a および図 4.4-4b にそれぞれに示すが、1 回線脱落のケースでも、他の 2 回線の定格容量を超えることはなく、電圧レベルも規定値内に収まることが確認できた。従って、同 132 kV 送電線はそれぞれのケースで N-1 基準を満足している。



(調査団作成)

図 4.4-4a 1 回線脱落時の潮流計算結果 (2020 年、Mongi HPS あり)



(調査団作成)

図 4.4-4b 1 回線脱落時の潮流計算結果 (2020 年、Mongi HPS なし)

#### 4.4.3 2025 年のケース

本章末に添付する図 4.4-5 に 2025 年系統に対する潮流計算結果を示す。同図に示すように、通常運用時の Ramu 系統の潮流・電圧レベルに特に大きな問題はない。

調査団は Singing – Erap 間送電線 (3 回線) のうち 1 回線が脱落したケース (N-1) での潮流計算を実施した。その結果を図 4.4-6 に示すが、1 回線脱落のケースでも、他の 2 回線の定格容量を超えることはなく、電圧レベルも規定値内に収まることが確認できた。従って、同 132 kV 送電線は N-1 基準を 2025 年も満足している。

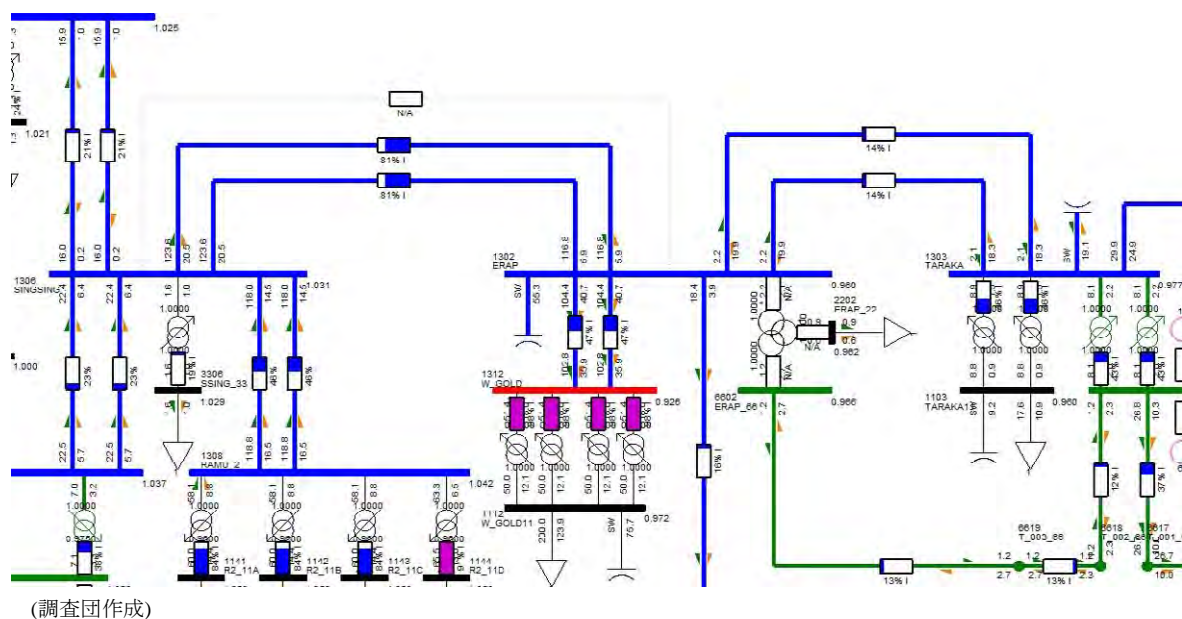


図 4.4-6 1 回線脱落時の潮流計算結果(2025 年)

#### 4.5 考察

2015 年、2020 年、および 2025 年それぞれのケースの潮流計算結果を受けて、ここに本プロジェクト対象区間に関する考察を述べる。

1) Ramu 1 HPS—Singsing SS 区間

本区間は Singsing 変電所の新設により 2 回線化され、各回線の負荷はいずれのケースでも 50%以下であることから、常に N-1 基準を満たしている。

2) Singsing SS—Erap SS 区間

本区間では、表 4.2-3 に示す大規模な新規鉱山需要が見込まれるため、2020 年と 2025 年のケースで N-1 基準を満足するために、追加 2 回線(計 3 回線)の送電線が必須である。

3) Erap SS—Taraka SS 区間

この区間で N-1 基準を満たすためには 1 回線を追加(計 2 回線)すれば十分であることが、各回線の負荷がいずれのケースでも 50%以下であることから確認できた。



## 第5章 送電設備の基本設計

### 5.1 設計フロー

本プロジェクトの送電線設計を下記フローに従って実施した。

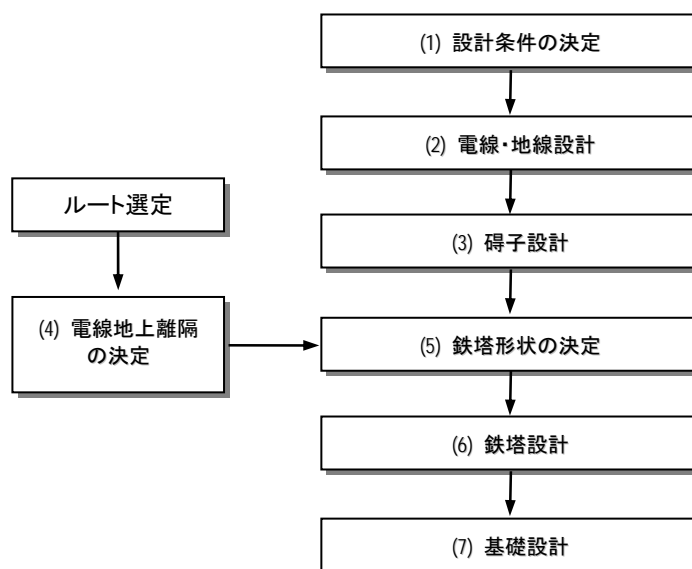


図 5.1-1 送電線の設計フロー

### 5.2 送電線ルート

#### (1) 概要

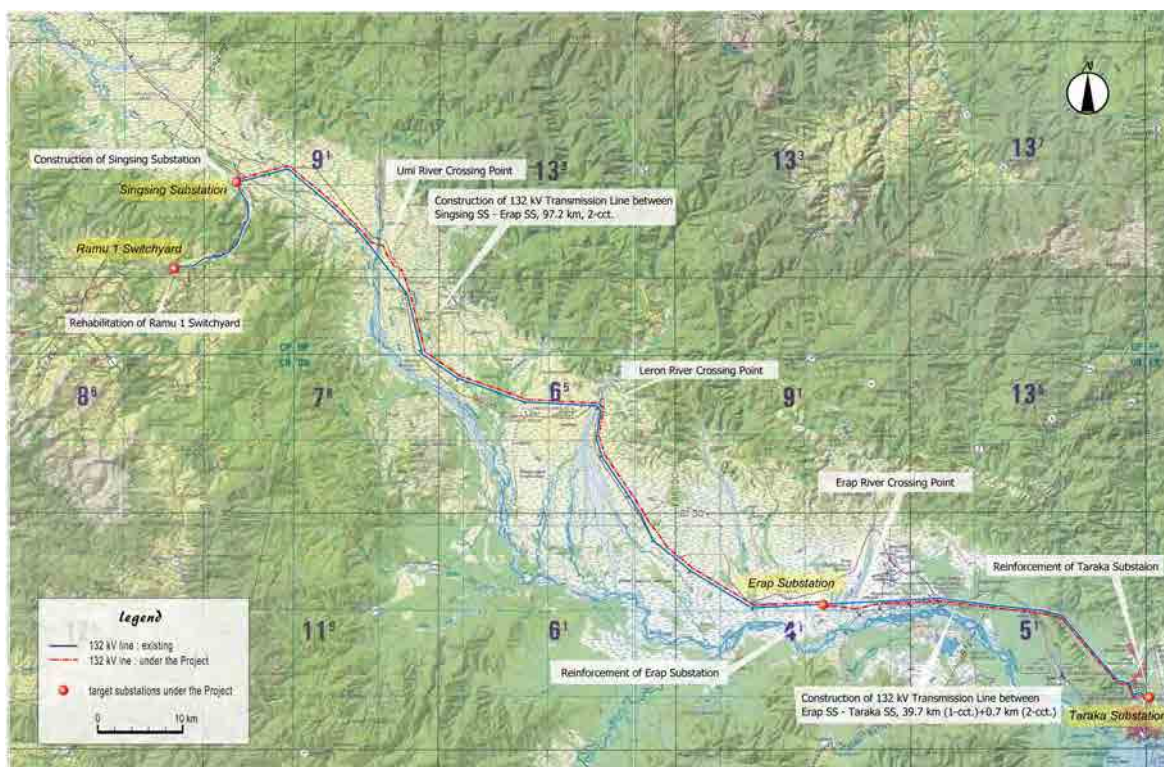
第 4 章に述べた潮流計算結果に基づき、Ramu 1 水力発電所および将来計画されている発電所からの電力を送電線するために、下記送電線を本プロジェクトにて建設する。

- 1) Taraka 変電所～Erap 変電所間 132 kV 1 回線架空送電線 40.4 km(ただし、Taraka 変電所への引き込み箇所 0.7 km は 2 回線鉄塔への建替えて、1 回線鉄塔区間は 39.7 km)
- 2) Erap 変電所～Singsing 変電所間 132 kV 2 回線架空送電線 97.2 km

新設送電線のルート選定にあたり、下記事項を考慮する。

- 送電線互長は可能な限り短くする。
- 建設時やメンテナンス時のアクセスの容易さを考慮する。
- 家屋を避け、住民移転が発生しないように配慮する。

これらの条件にて選定した送電線ルートを図 5.2-1 に、その詳細を添付-3 に示す。



(調査団作成)

図 5.2-1 既設および新設送電線ルート

PPL との協議の結果、Taraka 変電所～Erap 変電所間は、Highlands Highway と既設送電線の間に十分なスペースがあることから、既設線の南側を通過させる計画とした。一方、Erap 変電所～Singing 変電所間の送電線は、地質状況や Leron 川および Umi 川横断の優位性を考慮して、既設送電線の北側を通過させる計画とした。それぞれのルートの概要を以下に述べる。

1) Taraka 変電所～Erap 変電所ルート

Taraka 変電所の周辺には住居が混在しており、新規送電線のためのルートが確保できない状況にある。従って、この約 0.72 km の区間では既設送電線を撤去して、そのルートに 2 回線鉄塔を建てる。この区間を通過した送電線は、Erap 変電所まで 1 回線鉄塔で既設送電線の南側を通過する。

Erap 変電所の手前で、送電線は広大な河川敷を有する Erap 川を横断する。鉄塔基礎の浸水・洗掘を防ぐため、長径間、くい基礎、塔脚の防護などを考慮する。また、Erap 変電所への引き込みは、引留め鉄塔を新設し、既設引き留め鉄塔の配置変換が必要となる。

2) Erap 変電所～Singing 変電所ルート

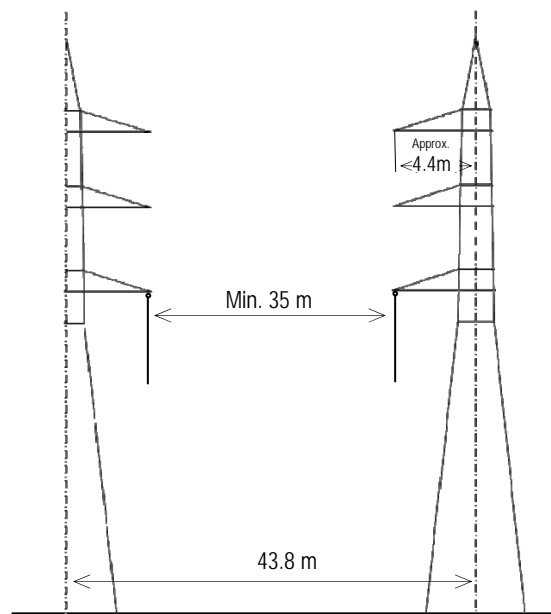
Erap 変電所からの新規 2 回線送電線は、Singing 変電所まで既設送電線の北側を通過する。送電ルートのほとんどは、平坦な牧草地で、Leron 川および Umi 川の 2 箇所川横断箇所がある。Singing 変電所への引き込みには、同変電所周辺の既設 Ramu 1 発電所～Gusap 変電所間送電線および Ramu 1 発電所～Erap 変電所間送電線の 1 回線鉄塔を撤去し、それらの既設送電線用の 2 回線引留め鉄塔の新設が必要となる。

(2) 既設送電線と新設送電線の距離

PPLの規定では、「132 kV 送電線の電線間距離 35 m 以上<sup>1</sup>」となっている。これに基づき、送電線間の最小離隔距離を計算すると、図 5.2-2 に示すように

$$\text{最小離隔距離} = 35 \text{ m} + 4.4 \text{ m} \times 2 = 43.8 \text{ m}$$

従って、既設 132 kV 送電線と本プロジェクトで新設する送電線の中心間距離を 50 m 以上と設定した。



(調査団作成)

図5.2-2 既設送電線と新設送電線の距離

(3) 地質調査結果

調査団はローカルコンサルタントを雇用して新規送電線ルート沿いの地質調査を実施した。地質調査地点は川横断地点や各変電所を含む 12 箇所を選定した。地質調査の結果、各現場試験(標準貫入試験)で、N 値が 30 以上の支持層の深度、その箇所の地耐力、および地下水の位置(2012 年 11 月・12 月実施)を表 5.2-1 に示す。

表 5.2-1 地質調査結果

Survey Point	ext. TL towers	Ground water	Supporting stratum	Bearing capacity	Remarks
1 Erap River No.1	No. 83/84	-0.8 m	-3.6 m	11.4 tf/m <sup>2</sup>	Inundation area
2 Erap River No.2	No. 85/86	-0.9 m	-3.4 m	11.6 tf/m <sup>2</sup>	Inundation area
3 Rumu River	No. 112	-4.5 m	-1.9 m	11.6 tf/m <sup>2</sup>	
4 Leron River	No. 181/182	-2.5 m	-0.8 m	44.4 tf/m <sup>2</sup>	
5 Grambampam River	No. 260/261	-0.5 m	-2.6 m	19.4 tf/m <sup>2</sup>	River channel area
6 Markham River	No. 284/285	-2.5 m	-0.5 m	44.7 tf/m <sup>2</sup>	River channel area
7 Gusap River	No. 295/296	-2.5 m	-2.5 m	21.1 tf/m <sup>2</sup>	
8 Taraka substation	No. 1	-3.0 m	-0.5 m	42.0 tf/m <sup>2</sup>	
9 Erap substation	No. 91/92	-1.2 m	-2.9 m	15.8 tf/m <sup>2</sup>	Inundation area
10 Singsing substation	No. 304	-2.5 m	-1.2 m	11.6 tf/m <sup>2</sup>	
11 Numa City	No. 227	-2.3 m	-1.5 m	35.1 tf/m <sup>2</sup>	
12 Zumin City	No. 249	-2.5 m	-1.5 m	11.4 tf/m <sup>2</sup>	

(調査団作成)

既設送電線ルートでは、Taraka 変電所から 20 km(鉄塔 No.42)地点まで、および Leron 川交差点(Taraka 変電所から 80 km)付近はそれぞれ山岳地で地下水位も低く、地質は安定している。

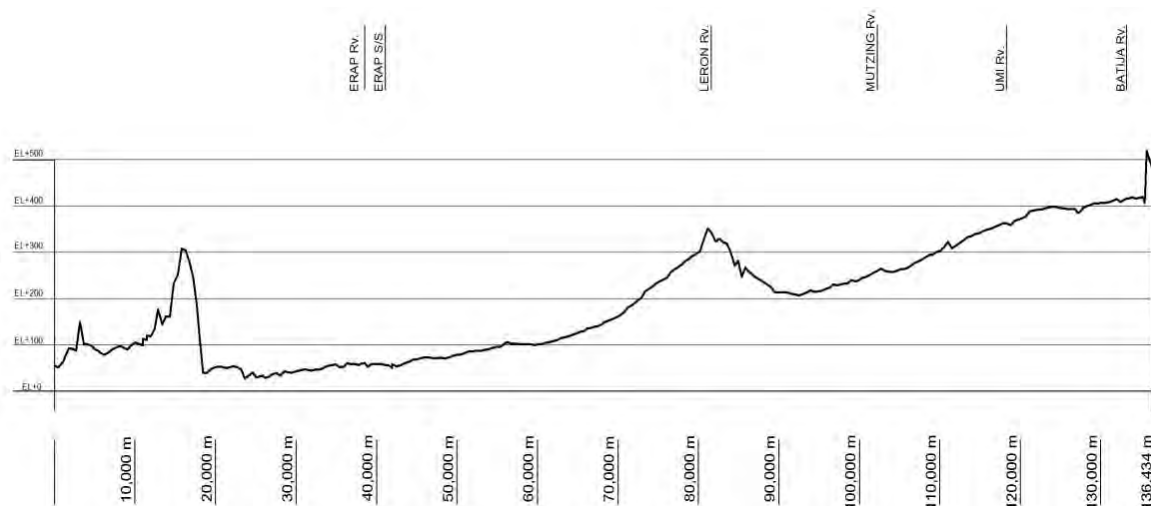
しかし、Erap 川横断箇所(鉄塔 No.83)から Erap 変電所を通過し、Taraka 変電所より 70 km 地点までは、そのほとんどが河川敷であるため、掘削 GL-3.0 m までに 200 mm 大の玉石が交じる砂質土であり、地下水位も高い。しかし、その地耐力は、ほとんどが 10.0 tf/m<sup>2</sup> と安定している。このような地盤では、送電鉄塔にかかる引張応力に対して基礎の浮力を考慮する必要があるととも

<sup>1</sup> 第 8.2.6 項, Specification of 132 kV transmission line from Erap to Hidden Valley

に、杭施工が困難である。また、建設時期の考慮(雨期における工事)や、地下水対策なども検討しなければならない。

#### (4) 測量結果

調査団はローカルコンサルタントを雇用して新規送電線ルート沿いの測量を実施した。その結果、Taraka 変電所から Singing 変電所までの 136 km の既設送電線の縦断図は、図 5.2-3 に示す通りである。



(調査団作成)

図 5.2-3 既設送電線の縦断図

既設送電線は、Taraka 変電所から約 20 km までは、標高 EL+300 m の山岳部を通過し、Markham 川の河川敷に下り、河川敷に沿って 35 km 地点で Erap 川に達する。その後、Markham 川の河川敷に沿って上流に向かうが、起点より 70 km 付近で山岳地に入り、河岸段丘である Leron 川と交差する。しかし、100 km 付近から再度 Markham 川の河川敷に沿って Umi 川と交差しながら標高 EL+501 m の Singing 変電所に到達する。

横断する河川は、Erap 川、Leron 川、Mutzing 川、Umi 川、および Batija 川の 5 河川であるが、洪水に影響される河川は、Erap 川、Leron 川、および Umi 川の 3 河川である。

### 5.3 設計条件

#### 5.3.1 適用基準

本プロジェクトの送電線の設計に際し、表 5.3-1 に示す基準類を適用する。

表 5.3-1 適用基準

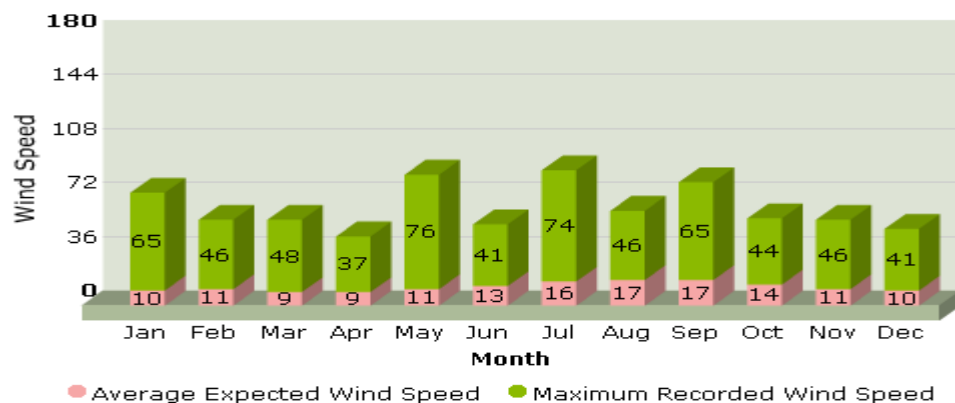
no.	Equipment and Materials	Standards
1	Structural steel	AS 4100
2	Steel lattice structure	AS 3995
3	Commercial bolts	AS 1111
4	High strength steel bolts with associated nuts and washers for structural engineering	AS 1252
5	Hot-dip galvanized (zinc) coatings on fabricated ferrous articles	AS/ANZ 4680:2006
6	Cement	AS 3972
7	Concrete works	AS 3600, AS 1379
8	The international system of units and its application (SI units)	PNGS 1000
9	General design requirements	PNGS 1001.1.
10	Dead and live loads	PNGS 1001.2,
11	Wind loads building	PNGS 1001.3,
12	Earthquake loading	PNGS 1001.4,
13	Insulator and Porcelain glass for overhead power lines – Performance, material, general requirements and dimensions	AS 2947.2-1989
14	Insulator and conductor fittings for overhead power lines – Performance, material, general requirements and dimensions	AS 4398.1-1996
15	Insulators – Ceramic or glass – Station post for indoor and outdoor use – Voltages greater than 1000 V a.c. – Characteristics.	AS 2947.2-1989
16	Insulator and conductor fittings for overhead power lines – Performance, material, general requirements and dimensions	AS 1154.1-2004
17	Insulator and conductor fittings for overhead power lines – Performance, material, general requirements and dimensions	AS 4398.1-1996

(出典: PPL’s Specifications of 132 kV transmission line from Erap to Hidden Valley)

### 5.3.2 気象条件

#### (1) 風速

図 5.3-1 に、PNG の各月の平均風速および最大風速を示す。



(Source: Weather2)

図 5.3-1 平均風速および最大風速(km/h)

Erap-Hidden Valley 132 kV 送電プロジェクトなどの PPL の仕様書では、風速 37 m/s (133 km/h) が適用されており、送電線の電線にかかる風圧は次の通り計算される。

$$\text{風荷重: } P \text{ (N/m}^2\text{)} = 0.625 \times (37)^2 = 856 \text{ N/m}^2 \text{ (87 kgf/m}^2\text{)}$$

また、送電鉄塔にかかる風圧は次の通り計算される。

$$\text{Wind Pressure: } A_t = 0.5 \times 1.225 \times (37/1.4)^2 \times 2.2 \times 2.1 = 1,976 \text{ N/m} \text{ (200 kgf/m}^2\text{)}$$

(2) 気温

表 5.3-2 に Lae 周辺の気象観測所で計測された各月の 24 時間平均気温と最低気温を示す。

表 5.3-2 24 時間平均気温と最低気温

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
24h Average	27.4	27.5	27.3	26.8	26.2	25.5	24.9	25.0	25.5	26.1	26.8	27.1	26.3
Ave. Minimum	23.7	23.8	23.7	23.3	22.9	22.4	22.0	21.9	22.2	22.6	23.1	23.5	22.9

(Unit: °C)

(出所: <http://www.worldclimate.com>; (LAE M.O. data))

上表より、常時張力(EDS)を決定するための平均気温を 26 °C とする。

(3) 降雨量

2006 年から 2010 年までの Aiyura 局 (Eastern Highland) および Nadzab 局 (Morobe) で観測された降雨量を表 5.3-3 および表 5.3-4 にそれぞれ示す。

表 5.3-3 Aiyura 局 (Eastern Highland) で観測された降雨量

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2006	133	263	181	0	0	88	82	78	28	97	178	273	1,403
2007	255	250	410	161	114	110	109	70	60	133	156	205	2,032
2008	213	251	292	215	149	0	98	103	88	159	213	178	1,959
2009	214	296	250	149	135	61	69	72	40	124	298	134	1,841
2010	174	240	243	76	118	32	104	200	35	127	209	196	1,736
Ave.	198	260	275	120	103	58	93	105	50	127	209	196	1,794

(unit: mm)

(出所: National Weather Services)

表 5.3-4 Nadzab 局 (Morobe) で観測された降雨量

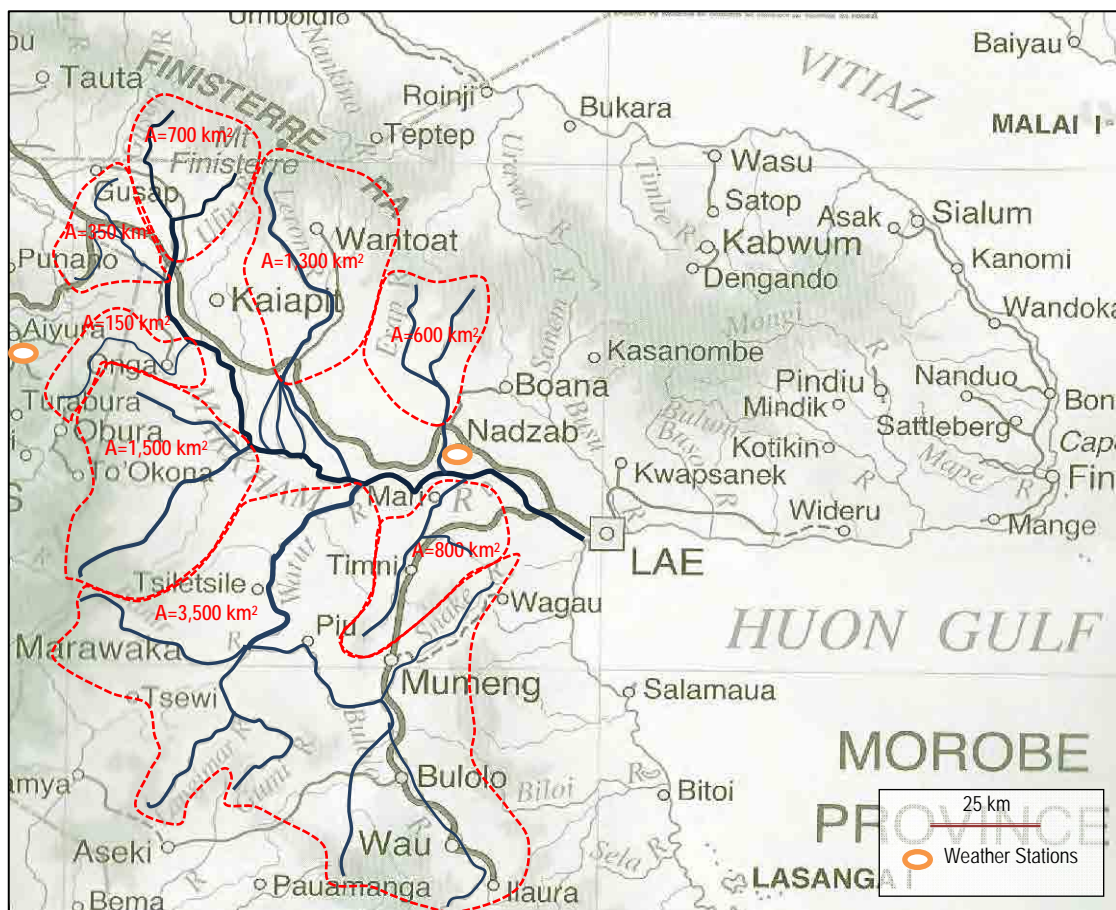
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
2006	148	186	115	46	15	121	94	31	133	27	173	105	1,194
2007	120	243	163	74	126	65	214	215	179	119	86	264	1,868
2008	164	206	134	180	115	145	121	281	331	169	81	85	2,012
2009	182	318	187	109	128	0	355	46	52	106	117	153	1,753
2010	153	171	202	197	74	185	359	171	157	118	77	122	1,986
Ave.	154	225	160	121	91	103	229	149	170	108	107	146	1,763

(unit: mm)

(出所: National Weather Services)

(4) 河川系

図 5.3-2 に示すとおり、Markham 川は、Madang 州の Finisterre 山 (標高 3,088 m) に源流を持ち、河口から 200 km の位置にある。この川は、Markham 道路を交差後南に流下し、その後南東部に向かう方向を変え Punano で既設送電線と交差している。また、河口から 80 km 上流で北部の山岳地から流下した Leron 川と合流し、河口から 40 km 上流の Nadzab では、Erap 川と合流している。その後、大きな砂洲を形成しながらソロモン湾に注いでいる。



(調査団作成)

図 5.3-2 プロジェクトサイト周辺の河川

表 5.3-5 に Markham 川の河川系を示す。

表 5.3-5 Markham 川の河川系

Points	Basin	Catchment area	River slope	Ground elevation (left/right banks)	Flood discharge <sup>*1</sup>	Flood water level
A	Umi	700 km <sup>2</sup>	1/50	EL+353.96 / 353.15m	3,169 m <sup>3</sup> /s	EL+352.55 m
B	Leron	1,300 km <sup>2</sup>	1/70	EL+350.75/333.00 m	5,886 m <sup>3</sup> /s	EL+297.66 m
C	Erap	600 km <sup>2</sup>	1/45	EL+52.76/53.00 m	4,133 m <sup>3</sup> /s	EL+51.86 m
D	Punano	350 km <sup>2</sup>	1/30	EL+400 m	2,411 m <sup>3</sup> /s	R/Bank
E	Onga	150 km <sup>2</sup>	1/35	EL+370 m	1,033 m <sup>3</sup> /s	R/Bank
F	Obura	1,500 km <sup>2</sup>	1/90	EL+344 m	10,333 m <sup>3</sup> /s	R/Bank
G	Watut	3,500 km <sup>2</sup>	1/110	EL+158 m	24,111 m <sup>3</sup> /s	R/Bank
H	Mari	800 km <sup>2</sup>	1/120	EL+32 m	5,511 m <sup>3</sup> /s	R/Bank
Total		8,900 km <sup>2</sup>			56,587 m <sup>3</sup> /s	

注: \*1: 100年確率雨量にて算出

(調査団作成)

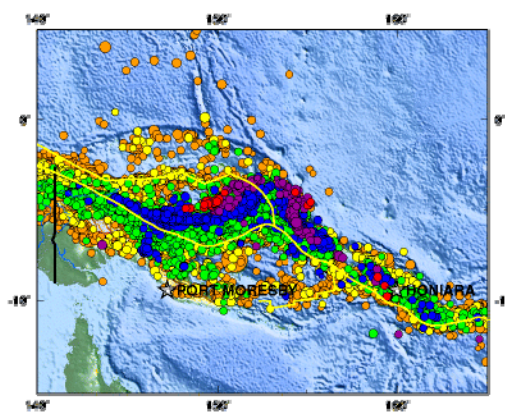
上表ポイント A、B および C は、Markham 川右岸(送電線側)から合流で、それ以外は左岸から合流しており送電線には影響しない。

(5) 洪水流量による氾濫水位の検討

本送電線と交差する主要河川は、上流から Umi 川(鉄塔 No. 260:基礎天端レベル EL+359.0 m)、Leron 川(No.181: EL+343.0 m)、および Erap 川(No.85: EL+53.0 m)である。Umi 川では、既設鉄塔基礎が洪水水位よりも 6 m 高く、Leron 川では河岸段丘のため河川よりも 45 m 高い位置に設置されている。しかし、Erap 川では、既設鉄塔基礎は EL+53.0 m に対して洪水時の水位は EL+51.86 m と高く、既設鉄塔もフレームにて嵩上げされている。よって、Erap 川の河川敷を横断する送電鉄塔は、約 2.0m の嵩上げを考慮するとともに、洪水時の浸食対策を講じる必要がある。

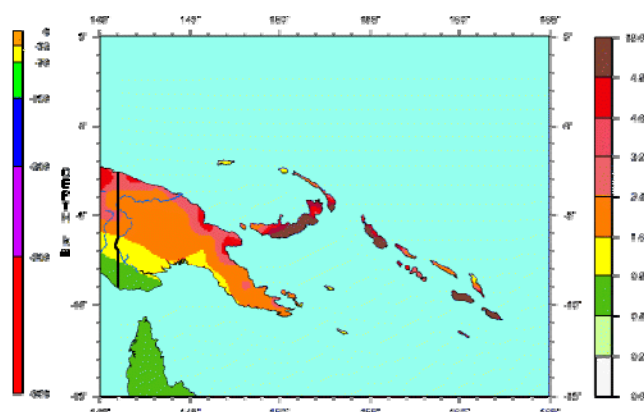
(6) 地震

図 5.3-3 および図 5.3-4 に地震活動図と地震災害図をそれぞれ示す。



(出所: USGS)

図 5.3-3 地震活動図



(出所: USGS)

図 5.3-4 地震災害図

5.3.3 その他の条件

1) 最過酷条件と常時荷重 (Every Day Stress: EDS) 条件

条件	気温	風速
最過酷	0 deg C	37 m/s
EDS	26 deg C	無風

2) 安全率

i) 電線・地線

- 最過酷時条件: 支持点において UTS(引張破断強度)に対し 2.5
- EDS(常時荷重)時: 支持点において UTS に対し 5.0

ii) 碍子装置

- 支持点の最過酷時張力が RUS(規定破壊強度)に対し 2.5

iii) 鉄塔

- 常時条件 = 最過酷条件: 部材の降伏点強度に対し 1.5
- 断線時条件 = 常時条件+地線または電線 1 条の断線荷重: 部材の許容強度に対し 1.0



iv) 基礎

- 常時条件 = 最過酷条件: 基礎体の降伏点強度に対し 2.0

断線時条件 = 常時条件+地線または電線 1 条の断線荷重: 基礎体の許容強度  
に対し 1.5

5.4 電線・地線設計

以下の設計条件に基づき、本プロジェクトの電線・地線種およびその張力を決定した。

表 5.4-1 電線・地線の設計条件

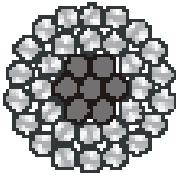

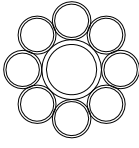
Loading condition	Wind velocity	Wind pressure	Conductor temp.	Safety factors
Stringent condition	37 m/sec	856 N/ m <sup>2</sup>	0 C deg	2.5 (40%UTS)
EDS condition	0 m/sec	0 N/ m <sup>2</sup>	26 C deg	5.0 (20%UTS)

(調査団作成)

(1) 電線・地線

表 5.4-2 に本プロジェクトの送電線に適用する電線・地線の仕様を示す。

表 5.4-2 電線・地線の仕様

Type	Conductors	Ground-wires	
	ACSR 425 mm <sup>2</sup> (ASTM: Deer)	AC 70 mm <sup>2</sup> (ASTM: A220)	OPGW 70 mm <sup>2</sup> (ASTM: Type A)
Figure of section			
Component of stranded wires	Al: 30/4.27 mm St: 7/4.27 mm	AC: 7/3.5 mm	AC: 8/3.2 mm OP unit: 1/5.0
Total area of aluminium wires	429.6 mm <sup>2</sup>	67.35 mm <sup>2</sup>	77.89 mm <sup>2</sup>
Overall diameter	29.89 mm	10.5 mm	11.4 mm
Weight	1,972.7 kg/km	426.5 kg/km	470.1 kg/km
Ultimate tensile strength	178.6 kN	77.3 kN	80.2 kN
Modulus of elasticity	80,000 N/ mm <sup>2</sup>	149,000 N/ mm <sup>2</sup>	142,000 N/ mm <sup>2</sup>
Coefficient of linear expansion	17.8 x 10 <sup>-6</sup> /°C	12.9 x 10 <sup>-6</sup> /°C	13.8 x 10 <sup>-6</sup> /°C
DC resistance at 20°C	0.06727 Ω/km	1.12 Ω/km	0.834 Ω/km
Allowable current	930 A	-	-

(調査団作成)

(2) 電線・地線の最過酷時張力および常時張力

本プロジェクトの送電線の風荷重を考慮した標準径間長は 400 m であるが、最大径間長は約 700 m となり、このケースにおける電線・地線張力が最大となる。最過酷時張力および常時張力(EDS) は表 5.4-3 の値となり、安全率を満足する。

表 5.4-3 最過酷時張力および常時張力(最大径間長 700 m)

Type	UTS	Tension		Safety Factors
ACSR 425 mm <sup>2</sup>	178.6 kN	Maximum Tension	50.9 kN	3.50 > 2.5
		EDS condition	30.8 kN	5.79 > 5.0
AC 70 mm <sup>2</sup>	77.3 kN	Maximum Tension	16.8 kN	4.60 > 2.5
		EDS condition	8.6 kN	9.00 > 5.0
OPGW 70 mm <sup>2</sup>	80.2 kN	Maximum Tension	18.4 kN	4.36 > 2.5
		EDS condition	9.6 kN	8.35 > 5.0

(調査団作成)

また、地線張力は径間中央の逆閃絡防止を配慮し、本送変電プロジェクトの標準径間長(400 m)において地線弛度が常時張力条件時の電線弛度の 80%以下になるように設定した。

## 5.5 碍子および碍子装置設計

### (1) 碍子種類および形状

本プロジェクトの 132 kV 送電線に適用する碍子として、AS 2947.2 に準拠する「ボールソケット型標準磁器製懸垂碍子」を選定した。表 5.5-1 に選定した碍子種類と形状を示す。

表 5.5-1 碍子サイズ

Size	Height	Diameter	Electro-mechanical Failing Load
250 mm disc	146 mm	255 mm	160 kN for tension
250 mm disc	146 mm	255 mm	120 kN for suspension

(調査団作成)

### (2) 連当たりの碍子個数

#### 1) 雷インパルス耐電圧

IEC60071-2 (表 I) より、当該 132 kV 送電線の雷インパルス耐電圧は 650 kV、その最小離隔は 1,300 mm とした。

#### 2) 連当たりの碍子個数: 9 個

連当たりの碍子個数を決定するにあたり、漏れ距離 2,520 mm に基づく算定をした場合、132 kV 送電線の碍子装置の碍子個数は 8 個となる。また、雷インパルス耐電圧による算定をした場合も 8 個となる。従って、碍子装置の連当たりの碍子個数は、保守面を考慮して 1 個を追加し 9 個とした。PNG における既設 132 kV 送電線も 9 個/連を適用している。

### (3) 碍子装置

表 5.5-2 に示すとおり、本プロジェクトの懸垂碍子装置には 120 kN の 1 連碍子装置を適用するが、耐張碍子装置には、2.5 以上の安全率を考慮して、160 kN の 1 連碍子装置を適用する。また、碍子金具類も碍子強度に整合する強度とした。

表 5.5-2 碍子装置

Conductors	Maximum Tension (Span length: max. 700 m Weight span: 800 m)	Insulator assemblies	Safety factor
ACSR 425 mm <sup>2</sup>	50.9 kN	160 kN for tension	3.14 > 2.5
	15.5 kN	120 kN for suspension	7.76 > 2.5

(調査団作成)

#### (4) 碍子装置の形状

表 5.5-3 に碍子装置の形状を示す。

表 5.5-3 碍子装置の形状

Insulator Assemblies	Items	Values
Suspension Insulator Assembly	Number of 255 mm Insulator	9 units
	Length of 255 mm Insulator	1,314 mm
	Arcing Horn Gap	1,150 mm
	Insulator Assembly Length	1,900 mm
Tension Insulator Assembly	Number of 255 mm Insulator	9 units
	Length of 255 mm Insulator	1,314 mm
	Arcing Horn Gap	1,150 mm
	Insulator Assembly Length	2,000 mm

(調査団作成)

## 5.6 電線の地上高

本プロジェクトの最小電線地上高は以下の通りとした。この離隔は、無風時で電線温度が 75°C まで上昇した過酷条件で確保されなければならない。

表 5.6-1 最小電線地上高

No.	Applied areas	Height
(1)	Terrain accessible to pedestrians only	6.70 m
(2)	Roads and terrain accessible to vehicles	6.70 m
(3)	Power supply or communication circuits irrespective of voltage - lowest phase conductor of upper line to highest phase conductor or ground-wire of lower line	3.30 m
(4)	Power supply or communication circuits irrespective of voltage - lowest phase conductor of upper line to any point on a support of the lower line on which a person may stand	5.50 m
(5)	Any building or structure on which a person can stand or which he can lean a ladder against.	5.50 m

(出典: 表8.1 of “Guidelines for design and maintenance of overhead distribution and transmission lines” of ESAA, and PPL’s specifications)

ACSR 425 mm<sup>2</sup> 電線を、最大使用温度 75°C、最大使用張力 50.9 kN で架線した場合の弛度を表 5.6-2 に示す。

表 5.6-2 電線の弛度

Span Length	400 m	500 m	700 m
Tension at 75°C	27.1 kN	28.2 kN	29.3 kN
Safety factors	6.57	6.33	6.10
Conductor sags	14.5 m	22.3 m	40.4 m

(調査団作成)

## 5.7 鉄塔形状

### (1) 絶縁設計

本プロジェクトにおける標準絶縁間隔および異常時絶縁間隔を表 5.7-1 の通りとした。これらの絶縁間隔を適用して、電線～鉄塔間、電線～電線間、電線～地線間のクリアランス検討を行った。

表 5.7-1 絶縁間隔

Characteristic	Items	Values	Reasons
Voltage	Nominal voltage	132 kV	Complying with IEC60038
	Highest voltage	145 kV	Complying with IEC60038
Lightning Impulse	Length of 255 mm insulator	1,314 mm	146 mm x 9 units
	Arcing horn gap	1,150 mm	for impulse withstand voltage: 650 kV
	Standard insulation gap	1,282 mm	Arcing horn gap x 1.115 (111.5% of arcing horn gap)
Power frequency	Abnormal state insulation gap	200 mm	Complying with IEC60071-1, 60071-2
	Abnormal state phase gap	400 mm	Complying with IEC60071-1, 60071-2

(調査団作成)

### (2) クリアランス設計

#### 1) 鉄塔～電線間のクリアランス

腕金長さと同腕金同士の垂直間隔については、表 5.7-2 の碍子装置の振れ角度および表 5.7-3 のクリアランス図の数値を適用した。

表 5.7-2 電線振れ角度

Wind Velocity	10 m/sec	37 m/sec
Swinging angle of insulator strings	10 deg	60 deg
Applied clearance	Standard clearance	Abnormal clearance

(調査団作成)

表 5.7-3 クリアランス図に適用する数値

Tower type	Item	Formula and value
Suspension tower	Insulator assembly length	146 mm x 9 units + 500 mm (Fitting length) $\cong$ 1,900 mm
Tension tower	Jumper conductor depth	1,282 mm (standard insulation gap) x 1.2 + 100 mm (Margin for changing the shape of jumper conductor) $\cong$ 1,650 mm
Suspension and tension tower	Standard clearance (Swinging angle 10 deg)	1,282 mm (Standard insulation gap) + 150 mm (Step bolts length) = 1,450 mm
	Abnormal clearance (Swinging angle 60 deg)	200 mm (Abnormal state insulation gap) + 150 mm (Step bolts length) = 350 mm

(調査団作成)

2) 電線～電線間および電線～地線間のクリアランス

電線～電線間および電線～地線間の最小クリアランスは、風による電線横振れ時に以下の値を満足するように設定した。

- 電線～電線間: 450 mm (異常時相間距離 400 mm + 電線外径約 50 mm)
- 電線～地線間: 250 mm (異常時絶縁距離 200 mm + 電線および地線外径約 50 mm)

(3) 地線の絶縁設計

地線の条数および雷遮蔽角は下記のように設定した。

- i) 132 kV 1 回線鉄塔: 地線 1 条、最大雷遮蔽角 30 度
- ii) 132 kV 2 回線鉄塔: 地線 2 条、最大雷遮蔽角 5 度

(4) 鉄塔形状

上記の設計条件にて以下の 8 型の鉄塔形状を決定した。

表 5.7-4 1 回線送電線の鉄塔形状

Towers	Suspension Tower	Tension Tower		
Line Horizontal Angle	0～3°	0～15°	0～30°	0～90° (Dead End)
Type	A	B	C	D
Height [m]	30.85	30.90	31.80	30.90
Arm Length [m]	7.6 (from Left to Right)	8.0	8.8	8.0
Base width of tower [m]	5.5	6.0	6.5	6.5
Body Extension [m]	+3.0, +6.0, +9.0	+3.0, +6.0, +9.0	+3.0, +6.0, +9.0	+3.0, +6.0, +9.0
Conductor Height [m]	21	21	21	21

(調査団作成)

表 5.7-5 2 回線送電線の鉄塔形状

Towers	Suspension Tower	Tension Tower		
Line Horizontal Angle	0～3°	0～15°	0～30°	0～90° (Dead End)
Type	AA	BB	CC	DD
Height [m]	33.25	33.00	33.00	33.00
Arm Length [m]	8.0 (from Left to Right)	8.2	9.0	8.0
Base width of tower [m]	6.0	6.5	7.0	7.0
Body Extension [m]	+3.0, +6.0, +9.0	+3.0, +6.0, +9.0	+3.0, +6.0, +9.0	+3.0, +6.0, +9.0
Conductor Height [m]	21	21	21	21

(調査団作成)

## 5.8 鉄塔設計

(1) 設計条件

1) 風荷重

- 電線: 856 N/m<sup>2</sup>
- 碍子連: 1,000 N/m<sup>2</sup>

- 鉄塔: 1,976 N/m<sup>2</sup> (including pressure on its rear structures)

2) 標準スパンと最大スパン

表 5.8-1 設計スパン

Towers	Type	Design Span Length (Wind Span)	Design Span Length (Weight Span)
Suspension	A & AA	400 m	800 m
Tension	B & BB	400 m	800 m
	C & CC	400 m	800 m
	D & DD	400 m	800 m

(調査団作成)

3) 荷重条件と安全率

表 5.8-2 荷重条件と安全率

Loading conditions	Loads	Safety factor
Normal condition	Maximum load by wind (37 m/sec)	1.5 to yield strength of material
Abnormal condition (Broken wire condition)	Maximum load + one ground wire or one phase conductor breakage load for 1-cct towers and two phase conductors breakage load for 2-cct towers	1.0 to yield strength of material

(調査団作成)

(2) 鉄塔設計結果

表 5.8-3 および 5.8-4 に送電鉄塔の設計結果を示す。

表 5.8-3 1 回線鉄塔の重量と基礎荷重

Tower	Suspension	Tension		
		0~15°	0~30°	0~90° (Dead End)
Line Horizontal Angle	0~3°	0~15°	0~30°	0~90° (Dead End)
Type	A	B	C	D
Weight [ton]	3.0	4.0	5.0	8.0
Foundation compression load [kN]: Normal load	120	160	200	300
Foundation uplift load [kN]: Normal load	60	80	130	180

(調査団作成)

表 5.8-4 2 回線鉄塔の重量と基礎荷重

Tower	Suspension	Tension		
		0~15°	0~30°	0~90° (Dead End)
Line Horizontal Angle	0~3°	0~15°	0~30°	0~90° (Dead End)
Type	AA	BB	CC	DD
Weight [ton]	5.0	7.0	10.0	14.0
Foundation compression load [kN]: Normal load	200	300	400	500
Foundation uplift load [kN]: Normal load	100	150	280	400

(調査団作成)

2 回線および 1 回線 132 kV 送電線の標準鉄塔図を添付-3 の Dwg\_PNG\_TL\_TWR\_001 および

Dwg\_PNG\_TL\_TWR\_002 にそれぞれ示す。

## 5.9 鉄塔基礎設計

送電鉄塔の基礎設計に際し、送電線角度、風荷重、鉄塔高さ、および鉄塔間隔などを考慮しなければならない。これらの条件は、圧縮および引張り荷重として鉄塔脚にかかる応力に変換され、それが鉄塔基礎にかかる伝達荷重となる。表 5.9-1 および 5.9-2 に、これらの設計条件を示す。

表 5.9-1 1 回線鉄塔の基礎荷重

Line Angle	Tension	Compression	Tower Type	
0 to 3 Degree	- 70 kN/m <sup>2</sup>	+ 140 kN/m <sup>2</sup>	A	Suspension
0 to 15 degree	- 105 kN/m <sup>2</sup>	+ 210 kN/m <sup>2</sup>	B	Light angle
0 to 30 degree	- 105 kN/m <sup>2</sup>	+ 210 kN/m <sup>2</sup>	C	Middle angle
0 to 90 degree	- 210 kN/m <sup>2</sup>	+ 350 kN/m <sup>2</sup>	D	Heavy angle

(調査団作成)

表 5.9-2 2 回線鉄塔の基礎荷重

Line Angle	Tension	Compression	Tower Type	
0 to 3 Degree	- 100 kN/m <sup>2</sup>	+ 200 kN/m <sup>2</sup>	AA	Suspension
0 to 15 degree	- 150 kN/m <sup>2</sup>	+ 300 kN/m <sup>2</sup>	BB	Light angle
0 to 30 degree	- 150 kN/m <sup>2</sup>	+ 300 kN/m <sup>2</sup>	CC	Middle angle
0 to 90 degree	- 300 kN/m <sup>2</sup>	+ 500 kN/m <sup>2</sup>	DD	Heavy angle

(調査団作成)

鉄塔基礎は、地盤条件と地下水位を基に、地耐力と引抜き力を検討して設計される。表 5.9-3 に標準的な 3 タイプの鉄塔基礎を示す。

表5.9-3 送電線基礎型

Foundation Type	Foundation Size	Drawings for 2-cct Towers
Type 1 Spread	3.0m x 3.0m x 4 Nos. for 1-cct Towers  4.0 m x 4.0 m x 4 Nos. for 2-cct Towers	<p>Quantities</p> <p>1) Excavation (4.0+0.8+0.8)*2*(4.0+0.8)*4=602.1m<sup>3</sup></p> <p>2) Concrete Column (0.6*2+1.0*2)/2 *4*4=10.9m<sup>3</sup> Slab 4.0*4.0*0.8*4=51.2m<sup>3</sup> Total 10.8+51.2=62.1m<sup>3</sup></p> <p>3) Re-Bar 62.0m<sup>3</sup>*0.11/m<sup>3</sup>=6.2 ton</p>
Type 2 Mat	10.5m x 10.5m for 1-cct Towers  12.6 m x 12.6 m for 2-cct Towers	<p>Quantities</p> <p>1) Excavation (12.6+0.8+0.8)*2 * (3.0+0.8)=766.2m<sup>3</sup></p> <p>2) Concrete Column (0.6*2+1.0*2)/2 *3*4=8.2m<sup>3</sup> Slab 12.6*12.6*0.8=127.0m<sup>3</sup> Total 8.2+127.0=135.2m<sup>3</sup></p> <p>3) Re-Bar 135.2m<sup>3</sup>*0.11/m<sup>3</sup>=13.5ton</p>
Type 3 Pile	2.5m x 2.5m with Pile (D500 mm) for 1-cct Towers  3.4 m x 3.4 m with Pile (D600 mm) for 2-cct Towers	<p>Quantities</p> <p>1) Excavation (3.4+0.8+0.8)*2 * (2.0+0.8)=280.0m<sup>3</sup></p> <p>2) Concrete Column (0.6*2+1.0*2)/2 *2*4=5.4m<sup>3</sup> Slab 3.4*3.4*0.8*4=37.0m<sup>3</sup> Total 5.4+37.0=42.4m<sup>3</sup></p> <p>3) Re-Bar 42.4m<sup>3</sup>*0.11/m<sup>3</sup>=4.2ton</p>

(調査団作成)



## 第6章 変電設備の基本設計

調査団は、各候補変電所の現場調査を実施し、新設・増設・改修の有効性および技術的実現性を確認し、以下に述べるように変電設備の基本設計を実施した。

### 6.1 設計コンセプト

変電設備設計のコンセプトを以下に述べる。

#### (1) 一般的なコンセプト

変電所機器は、電力系統内で変電所機能を最大限発揮できるよう下記を考慮した設計をする。

- 1) 日常の運転・保守が、安全かつ確実に実施される。
- 2) 機器性能を最高度に発揮し得る条件で、結線はできるだけ簡素化する。
- 3) 万一事故が発生しても、その影響範囲を最小限にとどめるとともに、負荷切替えなどの操作を速やかに行い得る。
- 4) 将来の増改修工事が容易である。
- 5) 技術的に適正でありかつ経済的に妥当なものである。

#### (2) 変電所のタイプ

変電所タイプは基本的に従来型の機器を適用した屋外型とする。屋外型とは、変圧器および開閉器などの主要機器がすべて屋外に設置されているものを指す。

また、必要に応じて、ガス絶縁開閉器(GIS)の採用も検討する。GIS は、空気絶縁開閉器(AIS)の必要な設置スペースに対して、わずか 15 %程度のスペースで設置可能である。GIS とその建屋の設置費用は AIS の数倍となるが、GIS は市街地などの土地に制限のある場所や、工業地帯のような大気汚染地域に対して有効である。

本変電設備の基本設計に際して、基本的には屋外 AIS を採用するが、設置場所の条件によっては GIS の採用も検討する。

#### (3) 母線方式

現在、Ramu 1 系統内の既設 132 kV 変電所は、単一母線、複合母線、並びに 1-1/2 遮断器複合母線方式などの様々な母線方式を採用している。従って、132 kV 母線方式は、将来の標準化を念頭に下記事項を考慮し決定する。

- 安定供給と安全性
- 運転性能と柔軟性
- 投資コスト

- 保守と改修の容易性
- 可能設置スペース
- 母線方式による遮断器の事故率／故障率

PPL との協議結果、新設する 132 kV 変電所に対し、図 6.1-1 に示す「1-1/2 遮断器複合母線方式」を下記の理由により採用する。

- 1) 運転・保守に対しての高い信頼性と柔軟性がある。
- 2) 既設 Erap 変電所の設計と同様である。
- 3) 世界中で標準的に採用されている母線方式である。
- 4) コスト上昇分は、上記の有益さによって解消される。

(4) 主変圧器

132 kV 主変圧器は、負荷時タップ切換器(OLTC)付き油入変圧器とする。主変圧器の結線方式は、3 巻線形の Y-Y-Δ 結線を採用する。また、冷却装置は油入自冷式(ONAN)あるいは、油入風冷式(ONAF)を採用する。

主変圧器の単器容量や台数は、第 4 章で述べた需要予測結果を考慮し決定する。

(5) ガス絶縁開閉装置(GIS)

132 kV GIS 収納箱は、装置の絶縁とアーク消弧のため、一定圧力の六フッ化硫黄(SF6)ガスで密閉する。GIS の機器構成は、避雷器(SA)、断路器(DS)、ガス遮断器(GCB)、変流器(CT)、キャパシタ型変成器(CVT)およびケーブル引込み機構などとし、それらを一括あるいは個別に SF6 ガスで密閉したものとする。また、GIS は屋内仕様とする。

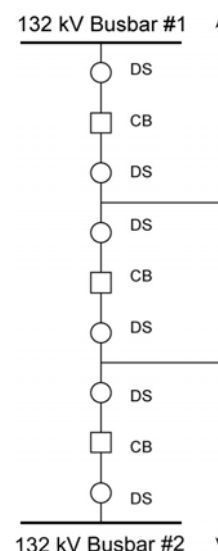
(6) 送電線保護継電器

Ramu 1 発電所から Erap 変電所を中継し Taraka 変電所間の既設送電線の主保護として距離継電器が運用されているが、後備用の保護継電器が設備されていない。従って、系統保護を強化するため、送電線の後備保護継電器として交流電力方向過電流/地絡過電流保護継電器を適用する。

(7) 通信システム

OPGW、光ファイバ接続箱、同期転送モジュール(STM-1)、多重変換装置(MUX)などの通信設備が、既設 132 kV 送電線・変電所に敷設・設置されているので、本プロジェクトで追加される変電所などとの通信システムの協調をとるために、構内電話装置を含む機器の追加・交換を考慮する。

さらに、通信回線補強のために、Singsing 変電所から Taraka 変電所間の新規送電線に、OPGW を 1 回線追加する。



(調査団作成)

図 6.1-1 1-1/2 遮断器複合母線方式

(8) その他のコンセプト

1) 接地変圧器

主変圧器のデルタ結線に、中性点設置のための接地変圧器を適用する。ジグザグ巻線 (interstar/ZNyn11 結線)で結線した接地変圧器は、中性点接地条件が確保できない場合に、零相インピーダンスを得るために使用される。接地変圧器の冷却方式は ONAN を適用する。

2) 接地システム

新設変電所の開閉所には、接地メッシュを適切に埋設する。既設変電所の増設の場合、増設箇所の新規接地システムは、既設の接地システムに接続する。また、変電所内のすべての機器は、適切に接地システムへ接続する。

接地システムの抵抗値は  $0.2 \Omega$  以下、あるいは、米国電気電子学会規格の IEEE80 に基づいて設計する。

3) 災害対策

i) 粉じん／塩じん害対策

粉じん害地域に設置する変電所は、その地域において予想される汚損の程度により、適切な対策を実施する。PNG においては、塩害対策を変電設備設計に考慮する。

ii) 雷害対策

変電所の雷害対策については、系統条件、地域特性などを総合勘案して適切な対策を実施する。特に、主変圧器の前後や送電線ベイの引き込み口には避雷器を設置する。

iii) 洪水・水害対策

不可避的に洪水の恐れのある地域に設置する変電所は、その被害を軽微にとどめ、速やかに変電所の運転が復旧できるよう適切な対策を実施する。

iv) 火災対策

変電所の火災対策については、人身・設備を火災・爆発から防護するとともに、万一内部から火災が発生した場合は、その局限化を図るよう適切な対策を実施する。

v) 地震

送電設備と同様に、変電設備の基本設計において地震の影響を考慮する。

4) 環境対策

i) 騒音対策

変電所の新・増設に当たっては、変電所からの騒音が妥当なレベル以下となるように対策を実施する。

ii) 振動対策

変電所の新・増設に当たっては、変電所の振動が一般的な認知基準値以下となるように対策を実施する。

iii) 環境調和

変電所の新・増設に当たっては、周辺地域の自然環境の保護・調和並びに日照、美化、電波障害など生活環境の保全に十分留意し、地域社会との協調を図る。

## 6.2 Ramu 1 開閉所

第 3 章 3.2 節で述べた問題点を考慮し、本プロジェクトで以下に示す Ramu 1 開閉所の改修を実施する。また、Ramu 1 開閉所の改修に関する図面を添付-3 に示す。

1) 132 kV 屋外開閉所の更新

i) Erap 変電所用 132 kV 送電線ベイ

- 145 kV GCB 1 台
- 145 kV CVT 3 台
- 120 kV SA 3 台

ii) Gusap 変電所用 132 kV 送電線ベイ

- 120 kV SA 3 台

2) 保護継電器の更新・設置

- 132 kV Gusap Line ベイ用の距離保護継電器(21B)の更新: 1 セット
- 132 kV 送電線ベイ用の方向/地絡過電流保護継電器の設置: 2 セット

3) 通信システムの改造

- 既設 MUX と STM-1 を 2 Mbit/s 以上のインターフェース・マルチチャンネルを装備した機器への改造
- 既設 MUX、STM-1、および自動式構内交換機(PABX)のパッチケーブル接続
- 将来的に SCADA と電話回線を接続するため、既設 MUX および STM-1 をそれぞれ 64 kbit/s のインターフェース・マルチチャンネルへ改造
- デジタル PABX と構内電話回線システムの設置

4) その他の電力機器

- 110 V 直流電源装置(110 V バッテリーバンク 1 セット、充電器 2 面、分電盤 1 面)
- 48 V 直流電源装置(48 V バッテリーバンク 1 セット、充電器 2 面、分電盤 1 面)
- 更新 132 kV 開閉機器やその他電気機器の既設接地システムへの接続

5) 土木・建築工事

- 掘削・埋戻し
- 機器架台と機器サポート材
- 機器の基礎工事
- ケーブルピット工事
- 新設する 100 V および 48 V 直流電源装置を設置するための操作制御室建屋の改修

6) その他

- 上記対象機器・装置に対する、土木基礎・建築工事、据付工事、架台組立工事、架空線工事、通信設備工事、電力・制御・通信ケーブル工事、接地工事、および機器・装置の調整・試験などに関連する材料供給や施工
- 5年分の予備品供給
- 作業工具と組立据付用付属品の供給
- O&M マニュアルおよび完成図書の提出
- 製造工場や現場での PPL スタッフを対象としたトレーニング

### 6.3 Singing 変電所

Singing 変電所は、本プロジェクトで 10 MVA 132/33 kV 主変圧器 1 台、132 kV 送電線ベイ 6 ベイ、132 kV 主変圧器ベイ 1 ベイ、33 kV 配電盤 5 面、操作制御室などを新設する。その詳細は下記の通りである。また、Singing 変電所の新設に関する図面を添付-3 に示す。

1) 132 kV 屋外開閉所

i) 負荷時タップ切換器(OLTC)付き 132/33 kV 10 MVA 三相主変圧器 1 台の設置

ii) 132 kV 1-1/2 遮断器複合母線方式の開閉機器

- 145 kV GCB	12 台
- 145 kV 接地機構付き断路器(DS/ES)	7 台
- 145 kV DS	24 台
- 145 kV CT	36 台
- 145 kV CVT	27 台
- 120 kV SA	21 台
- 主変圧器 2 次側用 42 kV SA	3 台

2) 操作・保護継電器盤の設置

保護継電器盤

- 132 kV 送電線保護継電器盤	6 面
- 132/33 kV 主変圧器保護継電器盤	1 面
- 132 kV 母線保護継電器盤	1 面

操作盤

- 132 kV 送電線ベイ操作・同期盤	6 面
- 132/33 kV 主変圧器操作盤	1 面
- 132/33 kV 主変圧器 OLTC 盤	1 面
- 33 kV 配電盤用操作盤	1 面(5 面分)

Mini-SCADA

- 遠方操作監視装置	1 式
------------	-----

3) 通信システムの設置

- 光ファイバケーブル 24 芯用ラックを 6 セット以上設置、ODF 盤の据付け
- MUX、STM-1 および ODF のパッチケーブル接続
- 2 Mbit/s 以上のインターフェース・マルチチャンネルを装備した MUX および STM-1 の設置
- 将来 SCADA と電話回線を接続するため、MUX および STM-1 へそれぞれ 64 kbit/s のインターフェース・マルチチャンネルを設置
- OPGW 接続用光ファイバ接合箱を変電所内の引込鉄構へ設置
- デジタル PABX と構内電話回線システムの設置

4) その他の電力機器

- 33/0.4 kV 100 kVA 屋外用所内変圧器: 1 台
- 75 kVA 屋外用自動起動式ディーゼルエンジン発電機: 1 セット(燃料タンクなど含む)
- 屋内用 36 kV 配電盤
  - i) 36 kV 主変二次盤: 1 面
  - ii) 36 kV 所内電源フィーダー盤: 1 面
  - iii) 36 kV 配電フィーダー盤: 3 面
- 双方投入回路システムを装備した 400 V AC 分電盤: 1 面
- 110 V 直流電源装置(110 V バッテリーバンク 1 セット、充電器 2 面、分電盤 1 面)
- 48 V 直流電源装置(48 V バッテリーバンク 1 セット、充電器 2 面、分電盤 1 面)
- 新設変電所敷地内の接地システム
- 変電所の雷対策保護の架空地線システム
- 変電所の屋外照明システム

5) 土木と建築工事

- 新設変電所敷地内の除根伐採、盛り土、レベリング、整地、転圧
- 掘削・埋戻し
- 敷地内の敷砂利
- 防護フェンス、スイングゲート
- 構内道路
- 132 kV 開閉所の引留鉄構基礎
- 機器架台と機器サポート材
- 機器の基礎工事
- 主変圧器のオイルピット
- 排水ドレーンピットと排水配管
- ケーブルピット工事
- 操作制御室建屋(操作制御室、33 kV 配電盤室、事務所、作業室、バッテリー室、倉庫、給湯室、トイレなどを含む)
- メインゲートに隣接するガードハウス

- 操作制御室建屋の空調設備(エアコン、換気設備など)
- 操作制御室建屋の電灯・動力設備(分電盤、コンセントなど)
- 給水設備(井戸、貯水施設、汚水・浄化槽施設など)
- 消火設備(消火装置、排煙・換気装置など)

6) その他

- 上記対象機器・装置に対する、土木基礎・建築工事、据付工事、架台組立工事、架空線工事、通信設備工事、電力・制御・通信ケーブル工事、接地工事、および機器・装置の調整・試験などに関連する材料供給や施工
- 5年分の予備品供給
- 作業工具と組立据付用付属品の供給
- O&M マニュアルおよび完成図書の提出
- 製造工場や現場での PPL スタッフを対象としたトレーニング

## 6.4 Erap 変電所

本プロジェクトでは、Erap 変電所において 10 MVA 132/66/33 kV 主変圧器: 2 台、132 kV 送電線ベイ: 3 ベイ、132 kV 主変圧器ベイ: 2 ベイ、33 kV 配電盤: 11 面などを更新・増設する。その詳細は下記の通りである。また、Erap 変電所の増設に関する図面を添付-3 に示す。

1) 132 kV・66 kV 屋外開閉所の増設

i) OLTC 付き 132/66/33 kV 10 MVA 三相主変圧器 2 台の設置

ii) 132 kV 送電線ベイと主変圧器ベイ

- 145 kV GCB	8 台
- 145 kV DS/ES	5 台
- 145 kV DS	16 台
- 145 kV CT	24 台
- 145 kV CVT	15 台
- 120 kV SA	15 台

iii) 66 kV 主変圧器ベイ

66 kV 単母線方式にて、単母線回路と主変圧器ベイ:2 ベイを新設する。

- 72 kV GCB	3 台
- 72 kV DS/ES	2 台
- 72 kV DS	3 台
- 72 kV CT	6 台
- 72 kV CVT	12 台
- 69 kV SA	6 台

2) 操作・保護継電器盤の増設・改造

i) 132 kV 保護継電器盤と操作盤

保護継電器盤

- 132 kV 送電線ベイ保護継電器盤 3 面
- 132/33 kV 主変圧器保護継電器盤 2 面

操作盤

- 132 kV 送電線ベイ操作・同期盤 3 面
- 132/33 kV 主変圧器操作盤 2 面
- 132/33 kV 主変圧器 OLTC 盤 2 面

ii) 132 kV 保護継電器盤の改造

- 132 kV 送電線の後備保護用の方向/地絡過電流継電器の設置: 2 セット
- 132 kV 母線保護継電器の改造 5 セット

iii) 66 kV 保護継電器盤と操作盤の設置

保護継電器盤

- 主変圧器ベイ 2 次側保護継電器盤 2 面
- 母線保護継電器盤 1 面

操作盤

- 主変圧器ベイ 2 次側操作盤 2 面
- 母線連絡操作盤 1 面

iv) 33 kV 操作盤の設置

- 33 kV 配電盤操作盤 1 面(11 面分)

v) Mini-SCADA の改造

- 遠方監視伝送装置(RTU) 1 式
- Mini-SCADA のシステムアップグレード 1 式

3) 通信システムの改造

- 2 Mbit/s 以上のインターフェース・マルチチャンネルを装備した既設 MUX および STM-1 の改造
- 既設 MUX、STM-1、および PABX のパッチケーブル接続
- 将来 SCADA と電話回線を接続するため、既設 MUX および STM-1 をそれぞれ 64 kbit/s のインターフェース・マルチチャンネルへ改造
- デジタル PABX と構内電話回線システムの設置

4) その他の電力機器

- 33/0.4 kV 100 kVA 屋外用所内変圧器: 2 台
- 33 kV 屋外用接地変圧器: 2 台
- 屋内用 36 kV 配電盤
  - i) 36 kV 主変二次盤: 2 面
  - ii) 36 kV 所内電源フィーダー盤: 2 面
  - iii) 36 kV 接地変圧器フィーダー盤: 2 面



iv) 36 kV 母線連絡盤:	1 面
v) 36 kV 配電フィーダー盤:	4 面

- 双方投入回路システムを装備した 400 V AC 分電盤: 1 面
- 48 V 直流電源装置(48 V バッテリーバンク 1 セット、充電器 2 面、分電盤 1 面)
- 増設敷地内の接地システム、および増設した接地システムを既設接地システムへ接続
- 増設敷地の雷対策保護の架空地線システム
- 増設敷地の屋外照明システム

#### 5) 土木・建築工事

- 増設変電所敷地内の除根伐採、盛り土、レベリング、整地、転圧
- 掘削・埋戻し
- 敷地内の敷砂利
- 防護フェンス、スイングゲート
- 構内道路
- 132 kV と 66 kV 開閉所の引留鉄構基礎
- 機器架台と機器サポート材
- 機器の基礎工事
- 主変圧器のオイルピット
- 排水ドレーンピットと排水配管
- ケーブルピット工事
- 33 kV 配電盤室建屋の増設(33 kV 配電盤室、エアコン、換気設備、電灯・動力設備、消火設備などを含む)

特に、Erap 変電所では、洪水による浸食を防ぐために 1.3 m の盛り土を実施しており、増設箇所も同じく盛り土を実施する必要がある。

#### 6) その他

- 上記対象機器・装置に対する、土木基礎・建築工事、据付工事、架台組立工事、架空線工事、通信設備工事、電力・制御・通信ケーブル工事、接地工事、および機器・装置の調整・試験などに関連する材料供給や施工
- 5 年分の予備品供給
- 作業工具と組立据付用付属品の供給
- O&M マニュアルおよび完成図書の提出
- 製造工場や現場での PPL スタッフを対象としたトレーニング

### 6.5 Taraka 変電所

調査団は、2011 年 11 月に Taraka 変電所を訪問し、第 3 章 3.2 節に述べた様々な問題点を確認した。Taraka 変電所では、既設電力設備の運用状態が悪く、結果として、Lae への不安定な電力供給状態をもたらしていると考えられる。

本プロジェクトでは、Taraka 変電所において新設 Erap Line 用 132 kV 送電線ベイ: 1 ベイの増設、既設 Erap Line 用 132 kV 避雷器: 1 セットの増設および GCB: 1 台の更新、既設主変圧器ベイ: 4 ベイ分の 132 kV GCBと CT の追加・改造、さらに 132 kV 母線用 CVT の更新などを実施する。調査団は、これらの増設・改修を実施するため、電力供給の信頼性、変電所敷地の制限、施工の難易度、O&M の容易さ、および費用などについて考慮し、下記 3 つの代替案を検討した。

プラン A: 全機器 AIS で 132 kV 開閉設備を改修

プラン B: 132 kV 送電線ベイのみ GIS 化し、その他の 132 kV 母線および主変圧器ベイは AIS で改修

プラン C: 全 132 kV 機器を GIS 化

表 6.5-1 に各代替案の比較を示す。

表 6.5-1 Taraka 変電所の増設・改修案の比較

項目	PLAN - A	PLAN - B	PLAN - C
1. 信頼性と安定性			
1-1. システム信頼性	・飛散物による停電事故 予想年間停電時間 42.0 H	・飛散物による停電事故 予想年間停電時間 32.0 H	・飛散物による停電事故の可能性は無し 予想年間停電時間 7.0 H
1-2. システム耐用年数	・点検サイクル: AIS(多) ・耐用年数: AIS 約20年 20 年	・点検サイクル: GIS(少), AIS(多) ・耐用年数: GIS 約25年, AIS 約20年 20 年	・点検サイクル: GIS(少) ・耐用年数: GIS 約25年 ・ユニット式のため、部品点数が少ない 25 年
1-3. 事故確率	・飛散物による停電事故 ・鳥や蛇等の小動物による地絡・短絡事故 年間事故確率 5.75 %	・GISの小動物によるケーブル地絡・短絡事故 ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 年間事故確率 4.38 %	・小動物によるケーブル地絡・短絡事故 年間事故確率 0.96 %
2. 操作/メンテナンス			
2-1. 直接操作性	・充電部があり、人身災害の可能性が有る ・誤認錯覚による感電事故 手動操作時間 2.3 H (7 回路分)	・GISは充電部が無く、人身災害可能性は無い ・GIS初期導入時、操作トレーニングが必要 ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 手動操作時間 1.9 H (7 回路分)	・充電部が無く、人身災害可能性は無い ・初期導入時、操作トレーニングが必要 手動操作時間 0.6 H (7 回路分)
2-2. 遠方操作性	・C&P盤の操作・保守の為、トレーニングが必要 ・現場で操作確認・検電接地が必要 遠方操作時間 1.2 H (7 回路分)	・GISの新規C&P盤は、操作性・応答性に優れる ・GIS初期導入時、操作トレーニングが必要 ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 遠方操作時間 0.9 H (7 回路分)	・新規C&P盤は、操作性・応答性に優れる ・初期導入時、操作トレーニングが必要 遠方操作時間 0.3 H (7 回路分)
2-3. O&M容易性・頻度	・点検項目が多い ・露出部品交換が容易 ・高所作業が必要 ・部品交換は、天候に左右される ・CBの精密点検時、防塵室の設置が必要 点検回数(30年間) 30 回	・GISの点検項目は、外観とガス圧確認程度 ・GISの部品交換は、ユニット式で交換が容易 ・GISの部品交換は天候に左右されない ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 点検回数(30年間) 30 回	・点検項目は、外観とガス圧確認程度 ・部品交換は、ユニット式で交換が容易 ・部品交換は天候に左右されない 点検回数(30年間) 3 回
2-4. メンテナンスの危険	・充電部が露出している ・誤認錯覚による感電事故 危険度 高	・GISは、充電部が露出していない ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 危険度 中	・充電部が露出していない 危険度 低
2-5. 停電/事故時の応答	・停電操作時、操作確認・検電と現場接地が必要 ・誤認錯覚による感電事故 1回路の平均遠方操作時間 10.0 分	・GISの停電操作・接地が迅速に対応可能 ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 1回路の平均遠方操作時間 7.9 分	・停電操作・接地が迅速に対応可能 1回路の平均遠方操作時間 2.5 分
3. 施工性/作業効率			
3-1. 工事の容易性	・据付に特殊技術は不要 ・既設のC&P盤を流用 ・既設回路の調査が必要 ・停電作業の養生作業が多い ・切替手順が複雑 ・充電部があり、人身災害の可能性が有る ・高所作業があり、養生が必要 標準工期 18ヶ月	・GISの停電作業の養生作業は少ない ・GISの切替手順は簡易 ・GISの高所作業は無い ・GISの据付指導員が必要 ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 標準工期 15ヶ月	・新規にC&P盤をすべて更新 ・既設回路の調査は変圧器保護のみ ・停電作業の養生作業は少ない ・切替手順は簡易 ・高所作業は無い ・据付指導員が必要 標準工期 13ヶ月
3-2. 停電回数	・約4ヶ月から5ヶ月程度 停電回数と時間 8.0 H/ 18 回 (144.0 H)	・約3.5ヶ月程度 ・Plan-Aよりも停電回数を減らせる 停電回数と時間 8.0 H/ 14 回 (112.0 H)	・約1ヶ月程度 ・Plan-Aよりも停電回数を大きく減らせる 停電回数と時間 8.0 H/ 4 回 (32.0 H)
3-3. 工事の危険度	・充電部があり、人身災害の可能性が有る ・高所作業がある ・C&P盤改造時のミストリップ ・誤認錯覚による感電事故 危険度 高	・GISの据付時、重量吊荷の落下(最大約 3.0 t) ・AISに関しては、Plan-Aと同じ 危険度 中	・重量吊荷の落下(最大約 3.0 t) 危険度 低
4. コスト(表 7.2-2参照)	100%	217%	343%

(調査団作成)

上記 132 kV 機器の増設・改修計画に加えて、Lae への電力供給の安定化のため、Taraka 変電所内の 66 kV 開閉設備の改修が必要である。それらの詳細は下記の通りである。また、Taraka 変電所の増設に関する図面を添付-3 に示す。

1a) 132 kV 開閉所の増設と改修(プラン A)

送電線ベイ: 1 ベイの増設、および既設母線機器と主変圧器ベイ: 4 ベイの改修

- 145 kV GCB	6 台
- 145 kV DS/ES	1 台
- 145 kV DS	1 台
- 145 kV CT	15 台
- 145 kV CVT	9 台
- 120 kV SA	3 台
- 120 kV SA(鉄塔取付型)	3 台

1b) 132 kV 開閉所の増設と改修(プラン B)

送電線ベイ: 2 ベイの GIS 化、および既設母線機器と主変圧器ベイ: 4 ベイの改造

i) 送電線ベイ用 132 kV GIS

- 145 kV 受電ユニット	2 基
- 145 kV フィーダーユニット	1 基
- 145 kV 母線 CVT ユニット	1 基
- 屋外用ケーブルヘッド(CH)	3 セット

ii) 既設母線機器と主変圧器ベイ: 4 ベイ AIS での改造

- 145 kV GCB	4 台
- 145 kV CT	12 台
- 145 kV CVT	6 台

1c) 132 kV 開閉所の更新(プラン C)

送電線ベイ: 2 ベイ、既設母線機器、および主変圧器ベイ: 4 ベイの GIS 化

- 145 kV 受電ユニット	2 基
- 145 kV フィーダーユニット	5 基
- 145 kV 母線 CVT ユニット	1 基
- 屋外用 CH	7 セット

2) 66 kV 送電線ベイと主変圧器ベイの改修

送電線ベイ: 2 ベイ、主変圧器ベイ: 2 ベイ、および母線連絡 GCB を改修

- 72 kV GCB	5 台
- 72 kV CT	12 台
- 72 kV VT	3 台
- 69 kV SA	6 台

3) 操作・保護継電器盤の増設・改造

a) 操作・保護継電器盤の増設と据付け(プラン A)

保護継電器盤

- 132 kV 送電線ベイ保護継電器盤	1 面
----------------------	-----

操作盤

- 132 kV 送電線ベイ操作・同期盤 1 面

既設操作・保護継電器盤の改造

- 主変圧器 1 次側操作盤 4 面
- 主変圧器保護継電器盤 4 面
- 132 kV 送電線ベイ保護用の方向/地絡過電流継電器の設置: 1 セット
- 132 kV 母線保護継電器の改造 5 セット

b) 操作・保護継電器盤の増設と据付け(プラン B)

保護継電器盤

- 132 kV GIS 受電保護継電器盤 2 面
- 132 kV GIS フィーダー保護継電器盤 1 面
- 132 kV GIS 母線保護継電器盤 1 面

操作盤

- 132 kV GIS 受電操作・同期盤 2 面
- 132 kV GIS フィーダー操作・同期盤 1 面

既設操作・保護継電器盤の改造

- 主変圧器 1 次側操作盤 4 面
- 主変圧器保護継電器盤 4 面
- 132 kV 母線保護継電器の改造 7 セット

c) 操作・保護継電器盤の増設と据付け(プラン C)

保護継電器盤

- 132 kV GIS 受電保護継電器盤 2 面
- 132 kV GIS フィーダー保護継電器盤 5 面
- 132 kV GIS 母線保護継電器盤 1 面

操作盤

- 132 kV GIS 受電操作・同期盤 2 面
- 132 kV GIS フィーダー操作・同期盤 5 面

既設操作・保護継電器盤の改造

- 主変圧器 1 次側操作盤 4 面
- 主変圧器保護継電器盤 4 面

4) 通信システムの改造

- 2 Mbit/s 以上のインターフェース・マルチチャンネルを装備した既設 MUX および STM-1 の改造
- 既設 MUX、STM-1、および PABX のパッチケーブル接続
- 将来の SCADA と電話回線を接続するため、既設 MUX および STM-1 をそれぞれ 64 kbit/s のインターフェース・マルチチャンネルへ改造

- デジタル PABX、および構内電話回線システムの設置
- 5) その他の電気機器
  - 110 V 直流電源装置(110 V バッテリーバンク 1 セット、充電器 2 面、分電盤 1 面)
  - 増設箇所の雷対策保護の架空地線システム
- 6) 土木・建築工事
  - 掘削・埋戻し
  - 増設・更新変電所完了後、敷地内の敷砂利
  - 132 kV 開閉所の引留鉄構基礎
  - 機器架台と機器サポート材
  - 機器の基礎工事
  - ケーブルピット工事
  - 132 kV GIS 室建屋の建設(132 kV GIS 室、エアコン、換気設備、電灯・動力設備、消火設備などを含む、プラン B および C のみ)
- 7) その他
  - 上記対象機器・装置に対する、土木基礎・建築工事、据付工事、架台組立工事、架空線工事、通信設備工事、電力・制御・通信ケーブル工事、接地工事、および機器・装置の調整・試験などに関連する材料供給や施工
  - 5 年分の予備品供給
  - 作業工具と組立据付用付属品の供給
  - O&M マニュアルおよび完成図書の提出
  - 製造工場や現場での PPL スタッフを対象としたトレーニング

## 第7章 事業費の積算

### 7.1 送電線コンポーネントの事業費

本プロジェクトの送電線コンポーネントの事業費は以下のように算出した。

- 1) 送電線ポーションの事業費は、第 5 章で算出した各数量に、機器、土木、組立工事などの単価を乗ずることで算出した。各項目の単価は、主に PNG における最新の国際競争入札 (ICB) プロジェクトである「132 kV transmission line from Erap to Hidden Valley」の契約単価や、調査団の保有する近隣諸国における様々な契約単価を参照して設定した。
- 2) 事業費は外貨(FC)分 (US\$)および内貨(LC)分(US\$ conversion)に分けて算出した。

表 7.1-1 に本プロジェクトの送電線コンポーネントの事業費の要約を、また、本章末に添付する表 7.1-2 にその詳細を示す。

表 7.1-1 送電線コンポーネントの事業費

Items	Double Circuit Section 132 kV Singsing – Erap and Incoming to Taraka		Single Circuit Section 132 kV Erap - Taraka	
	FC (US\$)	LC (US\$)	FC (US\$)	LC (US\$)
1 General	3,517,000.00	0.00	0.00	0.00
2 Plant and Equipment	10,587,800.00	8,287,400.00	2,535,100.00	3,219,200.00
3 Civil Works and Erection	0.00	4,652,900.00	0.00	1,451,900.00
4 Spare Material	316,700.00	0.00	76,100.00	0.00
Subtotal	14,422,400.00	12,940,300.00	2,611,200.00	4,671,100.00
Total FC & LC	FC 27,362,700.00		LC 7,282,300.00	
Grand Total	34,645,000.00			

(調査団作成)

### 7.2 変電コンポーネントの事業費

本プロジェクトの変電コンポーネントの事業費は、第 6 章に示した機器・工事数量を基に、以下のように算出した。

- 1) 標準単価  
機器、土木、据付工事などの単価は、主に PNG における最新の国際競争入札 (ICB) プロジェクトである「132 kV transmission line from Erap to Hidden Valley」の契約単価や、調査団の保有する近隣諸国における様々な契約単価を参照して設定した。
- 2) 積算条件
  - a) PNG には電力機器製造業者が存在しないため、全ての変電機器は海外調達品とし、その CIF 価格を外貨分として US ドルにて積算する。ただし、その据付費用は内貨幣分と

してUSドルにて積算する。

- b) スペアパーツや保守用工具の調達費用、および初期訓練費用などを変電機器総額の5%として積算する。
- c) 土木工事や組立・据付費用は内貨幣分としてUSドルにて積算する。
- d) Taraka 変電所に関しては、第 6.6 節で述べた通り、3 通りの代替案それぞれについて積算する。

表 7.2-1 に本プロジェクトの変電所コンポーネントの事業費の要約を、また、本章末に添付する表 7.2-2 にその詳細を示す。

表 7.2-1 変電所コンポーネントの事業費

Items	Ramu 1 Switchyard		Singsing SS		Erap SS	
	FC (US\$)	LC (US\$)	FC (US\$)	LC (US\$)	FC (US\$)	LC (US\$)
Plant & Equipment	306,500.00	106,600.00	7,492,400.00	1,278,500.00	7,543,400.00	1,363,900.00
Civil Works	0.00	48,700.00	0.00	3,165,600.00	0.00	2,092,600.00
<i>Subtotal</i>	<i>306,500.00</i>	<i>155,300.00</i>	<i>7,492,400.00</i>	<i>4,444,100.00</i>	<i>7,543,400.00</i>	<i>3,456,500.00</i>
Items	Taraka SS (Plan-A)		Taraka SS (Plan-B)		Taraka SS (Plan-C)	
	FC	LC	FC	LC	FC	LC
Plant & Equipment	1,358,300.00	423,300.00	3,341,600.00	584,200.00	5,667,900.00	687,400.00
Civil Works	0.00	199,100.00	0.00	380,100.00	0.00	442,400.00
<i>Subtotal</i>	<i>1,358,300.00</i>	<i>622,400.00</i>	<i>3,341,600.00</i>	<i>964,300.00</i>	<i>5,667,900.00</i>	<i>1,129,800.00</i>
Total FC & LC	Plan-A Cost		Plan-B Cost		Plan-C Cost	
	FC	LC	FC	LC	FC	LC
	<u>16,700,600.00</u>	<u>8,678,300.00</u>	<u>18,683,900.00</u>	<u>9,020,200.00</u>	<u>21,010,200.00</u>	<u>9,185,700.00</u>

(調査団作成)

### 7.3 総事業費

総事業費の積算条件を以下に示す。

- 1) 用地取得費用、鉄塔用地の使用料、作物のダメージに対する補償金などを内貨分として積算する。
- 2) 技術報酬および直接経費を含むコンサルタントの雇用費用を、外貨分と内貨分に分けて表 7.3-1 のとおり積算する。
- 3) 外貨分および内貨分の予備費(Contingency)を、それぞれの総建設費用の 8%と仮定して積算する。

上記条件により積算した表 7.3-1 に本プロジェクトの総事業費を示す。

表 7.3-1 総事業費

Items	FC (US\$)	LC (US\$)	Total (US\$)
<b>1. Transmission Line Component</b>			
1.1 132 kV Singsing - Erap 2-cct line	14,422,400.00	12,940,300.00	27,362,700.00
1.2 132 kV Erap - Taraka 1-cct line	2,611,200.00	4,671,100.00	7,282,300.00
<b>2. Substation Component</b>			
2.1 Ramu 1 switchyard	306,500.00	155,300.00	461,800.00
2.2 Singsing substation	7,492,400.00	4,444,100.00	11,936,500.00
2.3 Erap substation	7,543,400.00	3,456,500.00	10,999,900.00
2.4a Taraka substation (Plan-A)	1,358,300.00	622,400.00	1,980,700.00
2.4b Taraka substation (Plan-B)	3,341,600.00	964,300.00	4,305,900.00
2.4c Taraka substation (Plan-C)	5,667,900.00	1,129,800.00	6,797,700.00
<b>3. Land &amp; ROW Compensation</b>			
3.1 Erap substation (0.46 ha)	-	8,720.00	8,720.00
3.2 Land use for tower bases (308 towers)	-	268,600.00	268,600.00
3.3 Compensation for crop damage	-	654,000.00	654,000.00
<b>4. Consulting Fee</b>			
4.1 Remuneration	2,878,100.00	319,100.00	3,197,200.00
4.2 Direct Costs	355,300.00	1,469,300.00	1,824,600.00
<b>5. Contingency (8% of 1+2)</b>			
5.1 Contingency Plan-A	2,698,700.00	2,103,200.00	4,801,900.00
5.2 Contingency Plan-B	2,857,400.00	2,130,500.00	4,987,900.00
5.3 Contingency Plan-C	3,043,500.00	2,143,800.00	5,187,300.00
<b>Grand Total (Plan-A)</b>	<b>39,666,300.00</b>	<b>31,112,620.00</b>	<b>70,778,920.00</b>
<b>Grand Total (Plan-B)</b>	<b>41,808,300.00</b>	<b>31,481,820.00</b>	<b>73,290,120.00</b>
<b>Grand Total (Plan-C)</b>	<b>44,320,700.00</b>	<b>31,660,620.00</b>	<b>75,981,320.00</b>

(調査団作成)

## 7.4 コスト縮減の検討

調査団は送変電設備の経済設計を実施しているが、参考までに、本節ではコスト縮減の方法について述べる。

### (1) 初期投資コストの縮減

#### 1) Singsing SS～Erap SS 区間送電線

第 4 章で述べたように、急増すると予測されている鉱山電力需要を考慮した潮流計算の結果から、Singsing SS～Erap SS 区間は、N-1 基準を満足するために、追加 2 回線送電線(計 3 回線)が必要となる。しかし、3 回線目の必要性は Wafi 鉱山などの開発の進捗状況に大きく左右されるため、同区間は当初 2 回線鉄塔に 1 回線分を架線し、2 回線目の架線は鉱山開発の進捗状況に合わせて実施することで、初期投資コストの抑制および鉱山開発の可能性に対するリスクヘッジが可能である。

#### 2) ポリマー碍子の適用

本プロジェクトの送電線に磁器碍子の代わりにポリマー碍子を適用することで、約 15～20% のコスト縮減が可能である。



---

ポリマー碍子は汚損地区や塩害地区における耐汚損性能が高く、軽量であるため輸送・施工性に優れている。しかし、ポリマー碍子の耐用年数は、30年以上とされる磁器碍子と比較して短いとされている。

(2) O&Mコストの縮減

1) Taraka SS への GIS システムの導入

第 6.7 節に述べたとおり、GIS システム導入の初期投資コストは、通常の AIS システムと比較して高額となるが、GIS システムは供給信頼度と O&M の容易さに関して優位性があり、それに伴って O&M コストの縮減に寄与できる。この詳細は第 10.2 節に述べる。

2) 低損失電線の導入

LL-ACSR/AS のような低損失電線の導入は、特に重負荷の送電線の送電損失低減に寄与し、それに伴う発電コストの削減が期待できる。低損失電線の初期投資コストは通常の ACSR 電線の約 2 倍と試算されるが、発電コストの削減により十数年間で初期投資コストの回収は可能である。この詳細は第 11.2 節に述べる。

## 第8章 環境社会配慮

### 8.1 環境社会配慮

#### (1) 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

本プロジェクトには二つの事業コンポーネントが含まれる。一つは Singsing から Taraka 間の既存送電線と並行して新規送電線を建設するもの、二つ目は既存の変電所 3 か所(Ramu1、Erap および Taraka)の拡張・修復および新規変電所 1 か所(Singsing)を建設するものである。両コンポーネント共に環境社会影響を与える事業に該当する。

#### (2) 対象地域の環境および社会の状況

##### 1) 概要

人口約 539,404 人(2000 年 Census)の Morobe 州は PNG 本島中央に位置し、本プロジェクトはその Morobe 州沿岸都市 Lae に隣接する Huon Gulf 郡、内陸の Markham 郡の 2 つを主な対象地域としている。PNG 第 2 の都市である Lae は Morobe 州の州都であり、商業・工業の中心地としての役割を担っているが、州全体では豊かな自然環境を背景に人口の多くが農業によって生計を営んでいる。また、鉱山開発が進む Morobe 州では近郊の Highland 地域、Madan 地域からの労働人口の流入も急増している。

都市部には政府等が管轄する Alienated Land も存在するが PNG 内の大部分の土地は慣習法に則った所有による Customary Land である。複雑な土地所有システムを改善し開発を推進するため PNG 政府は Customary Land に対する法改正も試みている。

##### 2) 気候

プロジェクト対象地域には雨季(5 月～8 月)と乾季(1 月～4 月)があるが、地域では、近年の気候変動、エルニーニョ現象の影響により大規模な洪水や地滑りが発生している。地域の年間降水量は 2,500 mm～3,000 mm 程度、平均気温は 20℃～26℃である。

##### 3) 植生および土地利用

プロジェクト対象地域には広大な草原地帯が広がり家畜の放牧が盛んにおこなわれている。村落周辺では自給用または換金作物用にバナナ、ココナツ、マンゴー、キャッサバ等、多様な農作物が栽培され、一部地域では民間企業によってパーム油、ココア、コプラ(ココナツの実を乾燥させたもの)等のプランテーション栽培もおこなわれている。

#### (3) 環境社会配慮制度・組織

##### 1) 環境に関する政策

生物多様性に富む PNG では、憲法前文 4 条において環境保全に対する方針が打ち出されており、持続的な自然環境保全を強く支持している。政府のこうした方針を踏まえ、国家生物多様性戦略・活動計画(National Biodiversity Strategy and Action Plan: NBSAP)や中期開

発計画(Medium Term Development Plan: MTDP)により、環境保全のための具体的な事業計画や予算、意思決定プロセス、活動計画が策定されている。

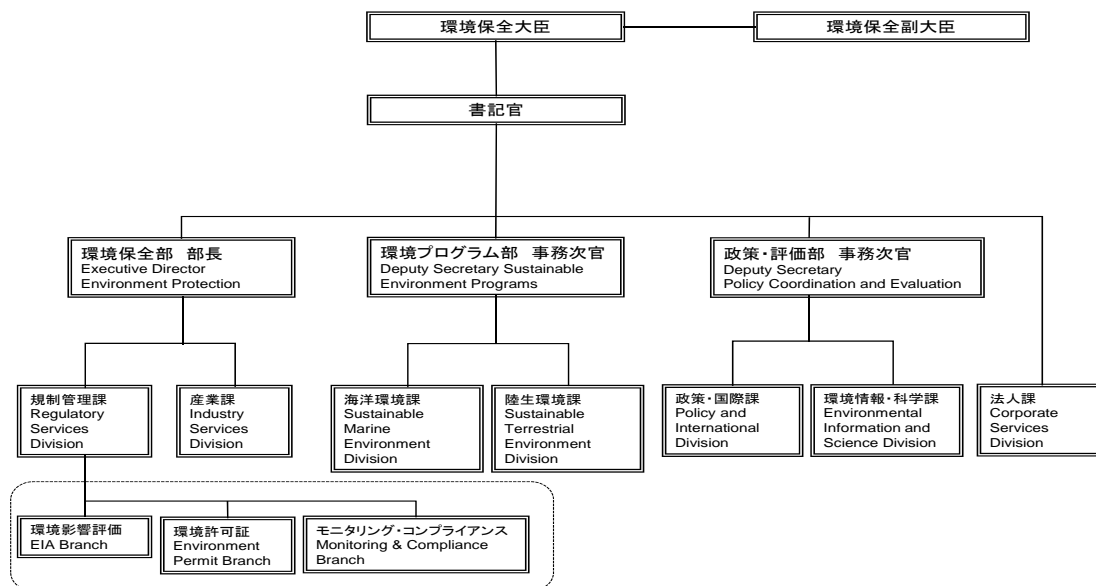
2) 関連法制度概要

2004年に施行された Environmental Act 2000 は PNG の環境影響評価や環境管理に係る事業を規制する主たる法律として、環境保全省(DEC)管轄の元、運用されている。また Environmental Act 2000 を補完する下記5つの関連法により環境許可証の申請プロセスや環境影響評価、環境保全に関する詳細が規定されている。

- 1) Environment (Permits and Transitional) Regulation 2002
- 2) Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002
- 3) Environment (Fee and Charge) Regulation 2002
- 4) Environmental (Water and Quality Criteria) Regulation 2002
- 5) Environmental (Procedures) Regulation 2002

3) 環境影響評価実施機関

Environmental Act 20000 に則り、環境保全関連事業は DEC がその管理、運営を行っている。環境影響評価および環境許可証の承認は環境保全部によって管理されている。



(出所:DECおよびPPL)

図 8.1-1 環境保全省の組織図

4) 環境影響評価手続き

環境影響評価は Environmental Act 2000 の規定に従い、事業規模や想定される影響の大きさによってカテゴリーが分類される。その手続きはカテゴリーに基づき、異なる手順が要求される。

レベル 3 事業は、潜在的に著しい環境影響が予測される事業が分類され環境影響評価報告書(EIS)の提出が義務付けられている。更に環境許可証の取得等、環境影響評価に係る全ての手続きがレベル 3 事業には要求され一般的に最も手続きに時間を要する事業分類とな

っている。レベル 2 事業は更にレベル 2A、レベル 2B と二つのカテゴリーに分類されるが、レベル 2A 事業は、レベル 2B 事業よりも環境影響が比較的少ない事業分類で、EIS の提出も義務付けられていない。翻って、レベル 2B 事業は、レベル 3 事業と同様に環境許可証の取得が必須であり、許可証申請の際に環境報告書の作成が求められる。申請手続きは 2A 事業で約 30 日間、レベル 2B 事業で約 90 日間を要する。レベル 1 事業は潜在的な環境影響が著しく低い事業に分類され、環境影響報告書の提出および環境許可証の取得は求められない。

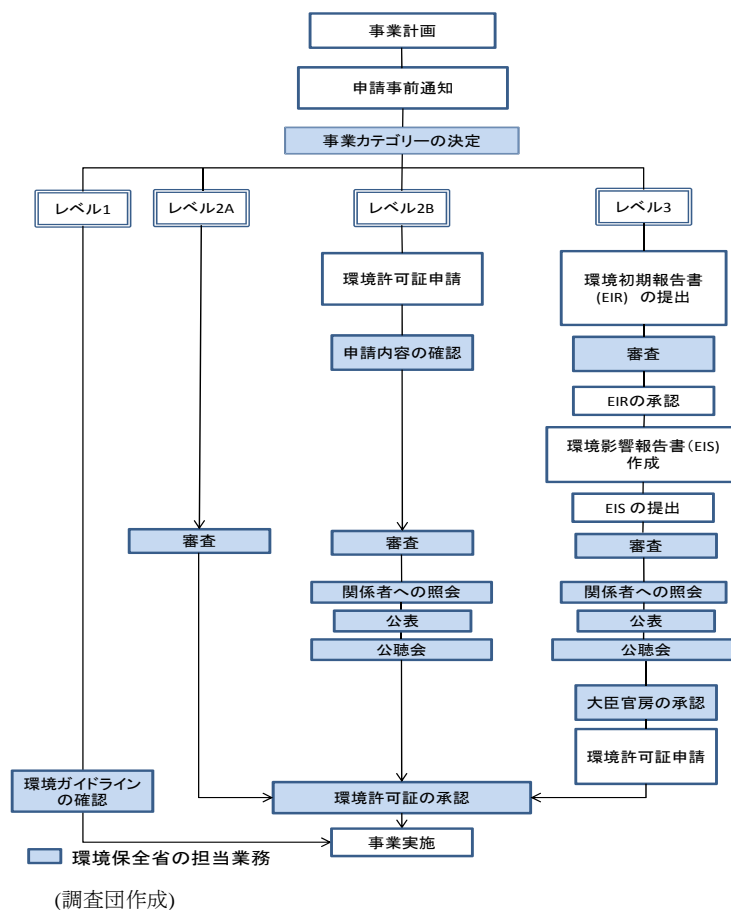


図 8.1-2 環境許可証取得手続きの流れ

5) 当該プロジェクトの環境影響評価手続き

PPL が作成・提出の環境許可証の申請事前通知内容を踏まえ PNG 環境法に則り DEC が審査した結果、本プロジェクトの分類がレベル 2B であることが正式に確定された。その根拠となる Environmental Act 2000 の関連法 Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002 のサブカテゴリーは以下の通りである。

レベル 2B サブカテゴリー

インフラ開発 (12.6) 10 キロ以上の送電線またはパイプライン運営

レベル 2B の環境影響評価手続きに従い、PPL は 2012 年 3 月までに環境許可書の申請書を DEC に提出する予定である。

(4) 代替案の検討

環境社会配慮の観点からゼロ・オプションを含む代替案を検討した。

代替案 0: プロジェクトの実施なし

代替案 1: 本調査後 PPL および JICA 調査団で検討したルート(第 5 章参照)

代替案 2: PPL によって初期に計画されたルート(既設送電線の南側に新規送電線を設置)

開発の進む PNG において電力需要は増加の傾向にあり、ゼロ・オプション採用の可能性は低い。代替案 1 のルートは代替案 2 に比して地滑り発生や土壌流出の可能性の低い地盤での設営が検討され、河川地域での送電線設置も比較的容易となる。現状では代替案 1 が最も実施可能性の高い案である。

(5) 環境スコーピング

表 8.1-1 環境スコーピング

影響項目	スコーピング時の影響評価		調査結果に基づく影響評価		評価理由
	工事中	供与後	工事中	供与後	
1. 汚染対策					
大気汚染	B-	D	B-	D	工事中にトラックおよび建設機械等から排出される排気ガスや粉塵によって一時的な大気汚染が想定される。
水質汚濁	C-	D	C-	D	河川地域での鉄塔建設作業または鉄塔の杭打ち作業によって一時的な水質汚濁が想定される。
廃棄物	B-	D	C-	D	工事中に排出される建設廃材に対する適切な廃棄処理が必要である。現段階では工事現場が数か所に分散する可能性が高く、各現場で発生する廃棄物の量は限定される見込みである。
土壌汚染	D	D	D	D	該当なし
騒音・振動	B-	D	C-	D	建設機械の使用により工事中の騒音・振動の発生が見込まれる。但し騒音・振動が比較的発生しやすい杭打ち作業には大型機械を使用せずBorehole技法を採用するため影響が緩和される見込みである。
地盤沈下	B-	D	D	D	対象地域の大部分の土壌は玉石混じりの砂質土であり、地盤沈下の可能性はほぼ無い。
悪臭	D	D	D	D	該当なし
底質	D	D	D	D	該当なし
2. 自然環境					
保護区	D	D	D	D	該当なし
生態系	D	D	D	D	該当なし
水象	C-	D	B-	C-	気候変動の影響により対象地の河川系や地下水系が季節によって変化する可能性がある。特に河川地域に建設された鉄塔周辺では洪水の影響により、土壌流出発生の可能性がある。
地形、地質	B-	D	B-	C-	Umi、Leron、Erap川付近では洪水によって河岸浸食が進む可能性がある。鉄塔建設および変電所拡張に際し、影響を最小限にするため不安定な土地を回避する共に、建設後の定期的なモニタリングが必要である。
3. 社会環境					
住民移転	B-	D	C-	D	Singsing変電所建設およびErap変電所の拡張、鉄塔基礎建設用の土地(地役権)収用が見込まれるが、現段階において住民移転発生の可能性は低い。但し、殆どの土地が慣習的所有の土地であるため、土地所有者に対する十分な配慮が必要である。
生活・生計	B+/C-	B+/C-	B+/C-	B+/C-	建設工事による雇用創出により地域住民の生計が向上する可能性が高い。また電力供給は地域発展にも大きく裨益すると見込まれる。一方地域によって雇用格差や電化状況にギャップが生じ地域間、村単位での対立が起きる可能性もある。

文化遺産	D	D	D	D	該当なし
景観	D	D	D	D	該当なし
少数民族・先住民	D	D	D	D	該当なし
土地利用や地域資源利用	B-	C-	B-	D	送電線下の地役権取得予定地では一部農作物の伐採等が見込まれ、適切な補償対応が必要である。
水利用	D	D	D	D	該当なし
既存の社会インフラや社会サービス	D	D	D	D	該当なし
被害の便益の偏在	B-	C-	B-	C-	対象地域には多様な民族(部族)が居住しており、建設時の雇用等において特定地域の人々に対し便益および被害が集中することのないよう十分な配慮が必要である。
ジェンダー・子供の権利	D	D	D	D	該当なし
HIV/AIDS等の感染症	C-	D	C-	D	工事に従事する作業員者によってHIV/AIDS等感染症が広がる可能性がある。地域住民も含めた感染症に関する啓発活動を行うなど、対応策が必要である。
労働環境	C-	N/A	B-	N/A	工事中の事故や怪我の発生が見込まれる。また対象地域付近では多くの家畜が放牧されており、家畜の工事現場内への侵入も想定される。工事現場への入場規制、安全対策等を行う必要がある。

A+/-: 重大な正/負の影響が予測される

B+/-: 多少の正/負の影響が予測される

C+/-: 未知の正/負の影響が想定される (追加の確認が必要。影響は調査段階で確認)

D+/-: 影響なし

(調査団作成)

## (6) 環境社会配慮調査結果

生物多様性豊かなプロジェクト対象地では多数の民族(部族)が豊かな自然資源に依存した生活を営んでいる。農業が主たる生計手段であるプロジェクト地域ではプロジェクトの環境影響が直接的に地域住民の生活を脅かす可能性が高いことから、影響を最小限に緩和することが重要である。鉱山開発への電力供給強化や将来の地域電化への期待が高まるなか、本プロジェクトの地域経済への裨益が想定されるが、同時に民族(部族)間や地域間での公平な便益の分配が行われない場合、対立の原因となる可能性もある。また気候変動による自然災害の発生も込まれ、鉄塔建設による土壌流出や河岸浸食の進行を最小化するには、適切な緩和策が必要である。しかし、現段階において不可逆的な環境・社会への影響は見込まれず、通常の緩和策および定期的なモニタリングによって対応が可能なレベルであると結論づけられる。

本調査を踏まえ、JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010年4月公布)に基づいてカテゴリー分類のレビューを行った結果、本事業は大規模なものに該当せず、現段階において重大な環境・社会影響が見込まれず且つガイドラインが掲げる影響を及ぼしやすい特徴、影響を受けやすい地域に該当しないため、本プロジェクトのカテゴリー分類はカテゴリーBに分類できる。

## (7) 影響評価

現段階においてプロジェクトによる深刻な環境・社会影響が見込まれる項目はないが、潜在的に多少の影響が見込まれる項目は以下の通りである。

### 1) 工事中の環境汚染

本プロジェクト実施による著しい環境汚染の可能性は低いですが、工事中に一時的な大気汚染、

水質汚濁、騒音・振動が発生する可能性がある。また工事中に排出される廃棄物量は工事サイトの分散によって限定される見込みであるが、処理管理・モニタリングが重要である。

2) 水象および地形・地質

プロジェクト対象地域では、ここ数年エルニーニョ現象等の影響から大規模な洪水、地滑り等が発生しており、今後も雨季の大量降雨による河川系や地下水系の変化および河川での河岸浸食の発生が想定される。鉄塔建設のルート選定においては、不安定な地盤地域の回避や土壌流出を最小限にする配慮が必要である。

3) 住民移転

現段階において、本プロジェクトの実施による住民移転の見込みはない。

4) 生活・生計および被害の便益の偏在

建設工事中にプロジェクト対象地域での雇用機会の増加が想定される。それによって地域住民の生計向上が見込まれ、地域経済への貢献の可能性が考えられる。一方、対象地域には多様な民族(部族)が居住しており、公平な雇用機会の提供や便益の配分が行われない場合、民族間、コミュニティ間の対立が生じる可能性がある。

5) 労働環境および HIV/AIDS 等の感染症

工事中の事故や怪我の発生を防ぐため適切な安全対策が必要である。また作業員によって HIV/AIDS 等の感染症が一時的に増加する可能性もあり、地域を含めた感染症に対する啓発プログラムや衛生環境の整備などが必要である。

(8) 緩和策およびその費用

スコーピング結果に基づき想定される緩和策を表 8.1-2 にまとめた。

表 8.1-2 緩和策

No.	影響	想定される緩和策	実施機関	責任機関	費用(PGK) (単位: 一式)
<b>工事前</b>					
1	住民移転	-居住地域における送電線設備の影響面積を減少させるため2回線鉄塔を採用し、1本の鉄塔に2回線設置する。	PPL	PPL	移転が発生した場合、現地法およびJICAガイドラインに基づき補償・支援
<b>工事中</b>					
1	土壌流出	-不安定な土壌地域での鉄塔建設回避 -土壌流出を防ぐ土木工事の採用	PPL	PPL	N/A
2	騒音・振動	-夜間作業の禁止。 -Borehole杭打ち作業による騒音の緩和	請負業者	PPL	N/A
3	大気汚染	作業員へのマスク配給。また大気汚染の影響が及ぶ建設現場への立ち入り規制ならびに周辺への影響が最小化されるよう適宜フェンス等の設営を行う。	請負業者	PPL	5,000
4	土地利用	伐採される農産物への補償	PPL	PPL	伐採後積算
5	公衆衛生および安全性	公衆衛生および安全性に関する啓発プログラムの実施	PPL および 請負業者	PPL および 請負業者	5,000
6	交通規制	工事現場内または周辺へのフェンス設置、交通規制に関する標示設定	PPL および 請負業者	PPL および 請負業者	5,000
<b>供与後</b>					
1	土地利用	影響を受けた農産物に対する補償	PPL	PPL	発生した場合 Land Acquisition and Compensation Policy に則って対応

(調査団作成)

(9) モニタリング計画

定期的かつ適切な頻度によって環境・社会影響のモニタリングを実施しなければならない。また、長期的なプロジェクトの環境影響を把握するため、供与後 10 年目以降も定期的な環境モニタリングを実施することが望ましい。

表 8.1-3 モニタリング計画

影響項目	項目	計測地点	頻度	責任機関
<b>工事中</b>				
大気汚染	SO <sub>2</sub>	工事現場およびその周辺地域	1回/四半期	請負業者
	NO <sub>2</sub>			
	CO <sub>2</sub>			
騒音・振動	騒音・振動のレベル	工事現場およびその周辺地域	1回/四半期	請負業者
土壌流出	土壌流出状況	河川地域および鉄塔付近の傾斜地	1回/四半期	PPL および請負業者
水利用	- 排水の状況 - 地下水質	工事現場およびその周辺地域	1回/四半期	PPL および請負業者
廃棄物	廃棄量	工事現場	1回/四半期	請負業者
交通規制	- 車両のスピード規制状況 - 工事現場周辺の交通規制状況	工事現場	1回/四半期	請負業者
公衆衛生および安全性	- 公衆衛生および安全性に対する意識レベル - 安全設備の種類 - 工事現場への入場規制状況	工事現場	1回/四半期	PPL および請負業者
HIV および疾病	作業員の罹患数	工事現場	1回/四半期	PPL および請負業者
工事資機材の保管と取扱い	資機材の保管・取扱い状況	工事現場	1回/四半期	請負業者
<b>供与後</b>				
大気汚染	SO <sub>2</sub> ,	工事現場およびその周辺地域	1回/四半期 (供与後6か月間) (供与後1年目以降は1回/年、10年目以降は1回/5年程度を目途)	PPL
	NO <sub>2</sub> ,			
	CO <sub>2</sub>			
騒音・振動	騒音・振動のレベル	工事現場およびその周辺地域	同上	PPL
土壌流出	土壌流出状況	河川地域および鉄塔付近の傾斜地	同上	PPL
水質	水質	工事現場およびその周辺地域	同上	PPL

(調査団作成)

(10) 環境チェックリスト

添付-4 に環境チェックリストを示す。

8.2 用地取得・住民移転

(1) 用地取得の必要性

本プロジェクトで、土地および地役権の取得を生じさせる事業コンポーネントは、①Erap 変電所の



拡張、および②Singsing - Erap - Taraka 間 132 kV 送電線の建設である。Erap 変電所では用地取得が必要となり、132 kV 送電線の建設には鉄塔の基礎となる土地の利用権および地役権の取得が必要となる。

本プロジェクトの計画では、Singsing 変電所を PPL 取得済み用地内に建設し、また送電線ルートも、基本的には既設送電線に平行に建設するが、集落を通過する場合には迂回する。このように、非自発的住民移転および用地取得を回避・最小化するための十分な検討が行われている。

(2) 用地取得にかかる法的枠組み

PNG における土地の大部分は慣習的所有の土地 (customary land) であり、それ以外の約 3% が国家の所有 (state land) である。国有地はリース保有あるいは自由保有の形態で、国営もしくは民間企業に譲渡が可能である。PNG における基本的な土地に関する法律は、①パプアニューギニア憲法、②土地法、および③土地紛争解決法 (Land Disputes Settlement Act) である。1996 年制定の土地法により、土地の取得は、合意による取得もしくは強制取得と定められている。また、PNG には、非自発的移転について規定する法律はない。

本調査においては、住民移転にかかる JICA の方針と PNG の国内法を比較し、そのギャップを埋めることを目的として本プロジェクトの用地取得・補償方針を策定している。

(3) 用地取得の規模・範囲

本プロジェクトの事業対象地における、占有者の存在は確認されなかった。用地取得、送電線鉄塔の基礎となる土地の利用権および地役権の取得によって影響を受ける氏族数は、80 であり、被影響者を対象とした社会経済調査結果の概要は以下の通りである。

表 8.2-1 被影響者の社会経済調査結果概要

Major Items	Total Average
平均世帯人数	3.7 Persons / Household
所属協会	Seven-Day Advanced Church (36%), Lutheran (32%), Assembly of God (11%), Four Square (7%), Roman Catholic (7%), Church of Christ (4%), Apostolic Brotherhood Church (3%)
世帯主の教育水準	Not Completed Primary School (21%), Completed Primary School (67%), Higher Education (12%)
就学年齢児童の就学率	39%
灯りおよびエネルギーソース	Solar Panel (5%), Generator (5%), Main Electricity (5%), Hurrican Lamp (62%), Coleman Lamp (7%), Car Battery (9%), Others (7%)
飲用水のソース	River (50%), Ground Water from Wells (32%), Rain Water from Drums (14%), Water from Tanks (4%)
家財保有状況	Mobile Phone (75%), DVD/VCD (14%), Radio/Cassette Player (43%), Fan (7%), Lights (14%), Computer (7%), TV (11%), Chain Saw (4%), Refrigerator (7%), Sawing Machine (21%)
職業	Mechanical Tradesman (3%), PR Officer (3%), Highway Driver (4%), Subsistence Gardener (86%), Security (4%)
平均世帯年収	Vegetables (K133), Betelnut (K98), Copra (K11), Cocoa (K11), Meat (K96), Fish (K10), Handicraft (K54), Trade Store (K21), Others (K32),
平均世帯支出	Clothes (K201.07), Education (K51.07), Household Items(K200), Electricity (K178.61), Health (K228.21), Transport (K271.79), Savings (K0)

(調査団作成)

(4) 補償の具体策

本プロジェクトによる損失は、①Erap 変電所の拡張に伴う用地取得、②132 kV 送電線の建設、に伴う鉄塔基礎の土地の利用権および地役権の取得、および③農作物へのダメージが想定される。本プロジェクトの送電線ルートは集落を迂回する計画となっているため、建造物の移転は想定されないが、送電線ルートはルート測量を経て最終化されるため、その段階で不可避の移転が発生する場合、PPL はその移転費用を補償する。

本プロジェクトにおける土地に関連した影響を表 8.2-2 に示す。

表 8.2-2 土地に関する影響の概要

Project Components	Type of Impact	Total Amount
Erap 変電所の拡張	用地取得	0.46 ha
	農作物の損失	0
	建造物の移転	0
132 kV 送電線の建設	鉄塔基礎の土地の利用権	3.0 ha
	地役権	Length: 138.5 km Width: 40 m
	農作物の損失	401,150
	建造物の移転	0

(調査団作成)

Erap 変電所の拡張には、0.46 ha の用地取得が必要となるが、事業予定地は customary land ではなく state land である。現在は HORNIBROOK という産業・資源開発企業が所有しており、未利用の草地であることから、農作物のダメージおよび建造物の移転は発生しない。土地の購入価格は、所有者との協議の上で決定される。

鉄塔の基礎のとなる土地の利用権および地役権へのアクセスは、それらを譲渡する契約 (Access Agreement) を締結する。この場合、土地の所有権は現在の土地所有者のままであることから、用地取得と比較して交渉がスムーズに進むことが期待される。

土地所有者は、土地の利用権の譲渡と送電線建設に伴う全てのダメージに対する補償を受けるが、土地利用権に対する補償金額は、Valuer General's Office によって決定される。本プロジェクトで必要となる鉄塔基礎の土地の広さは、10 m × 10 m であり、過去の PPL 送電線事業に比べて大きくなるため、PPL は、Valuer General's Office に対し、「Construction of Hidden Valley Transmission Line」プロジェクトで使用した単価より高い金額を設定するよう要請している。また、鉄塔基礎に使用される土地は小さいため、その土地における農作物の伐採は各所有者の生計の損失に繋がるものではない。

農作物ダメージに対する補償には、Valuer General's Office が発行した「Compensation Schedule for Trees and Plants, all regions」における単価が適用される。

表 8.2-3 に、本プロジェクトにおける損失補償の受給権者要件の概要を示す。

表 8.2-3 エンタイトルメント・マトリックス

No.	Type of loss	Entitled Persons (Beneficiaries)	Entitlement (Compensation Package)
1.	用地取得	土地の法的所有権所持者	土地所有者は、代替地もしくは金銭補償の提供を受ける。補償額は、交渉により決定される。
		不法居住者	不法居住者は、農作物および建造物のダメージに対してのみ補償が支払われる。
2.	土地利用権の取得	customary land を含む土地の法的所有権保持者(氏族、一族)	土地所有者は、交渉によって締結される契約に従い金銭の支払いを受ける。
3.	農作物の損失	法的身分に関係なく全ての被影響者	契約は、除根伐採作業に先んじて締結される。損失する農作物の数量は、伐採作業の場でカウントされ確定する。伐採数量の共通認識を確保するため、被影響者は伐採作業に立ち会うことが推奨される。補償金額は、政府制定の「Compensation Schedule for Trees and Plants」に従って算定される。
4.	生計手段の喪失	社会的弱者(世帯)	影響を受ける社会的弱者は、本プロジェクトの建設や維持作業で発生する雇用を優先的に獲得できる。
5.	不測の影響	該当する被影響者	本プロジェクトの用地取得・補償方針に従って決められる。

(調査団作成)

(5) 苦情処理メカニズム

本プロジェクトの被影響者からの苦情は、District Land Officers と協力の上、PPL が責任を持って対応する。Customary land における土地に関する問題の解決手順は、2000 年に制定された土地紛争解決法 (Land Disputes Settlement Act) に規定されていることから、本プロジェクトでも同法で定められた調停システムを活用する。

(6) 実施体制

実施機関である PPL は、用地取得および補償の計画・実施・モニタリングに責任を有する。また District Land Officers や Provincial Land Officers などの地方行政機関は、PPL が用地取得および補償の計画・実施・モニタリングを行う際のサポートを行う。

(7) 実施スケジュール

用地取得および Access Agreement の締結のスケジュールを表 8.2-4 に示す。

表 8.2-4 実施スケジュール

No.	Activities	Schedule
<b>A. Land Acquisition</b>		
1	取得用地の確定	February, 2012
2	土地所有者との交渉	February, 2012
3	土地購入価格の合意	February, 2012
4	JICA へ交渉結果の報告	April, 2012
5	Department of Land から土地境界調査実施の承認	May, 2012
6	土地境界調査	May, 2012
7	Survey Plan の作成	June, 2012
8	Survey General Office へ Survey Plan の提出	July, 2012
9	DLPP による Survey Plan の承認	August, 2012
10	JICA へ DLPP 承認の報告	September, 2012
11	土地所有者への支払い	September, 2012

No.	Activities	Schedule
12	JICA へ用地取得完了報告	October, 2012
13	取得済み用地の除根伐採および工事開始	November, 2012
<b>B. Access Agreement</b>		
1	鉄塔基礎の土地のサイズと場所の確定	October, 2012
2	被影響者に対するフォローアップミーティングの実施	October, 2012
3	各土地所有者(氏族)との交渉	October, 2012
4	Access Agreement への署名	March, 2013
5	JICA へ交渉結果の報告	September, 2013
6	鉄塔基礎および送電線下の土地の除根伐採作業	March, 2014
7	伐採された作物および建造物の数量確認	March, 2014
8	鉄塔基礎の土地に対する支払い	September, 2014
9	伐採作物に対する補償費支払い	March, 2014
10	JICA へ完了報告	November, 2015

(調査団作成)

## (8) 費用と財源

用地取得および Access Agreement の締結にかかる費用を表 8.2-5 に示す。

表 8.2-5 土地関連の費用

No.	Items	Cost (Kina)
<b>A. Land Acquisition</b>		
1	用地取得 (草地 0.46 ha)	20,000
<b>B. Access Agreement</b>		
2	鉄塔基礎の土地の利用権譲渡	616,000
3	伐採作物に対する補償	1,500,000
Total		2,136,000

(調査団作成)

用地取得、鉄塔基礎の土地の利用権および地役権の取得、補償にかかる全ての費用は、PNG 政府から拠出され、PPL を通じて支払われる。

## (9) モニタリング計画

用地取得および Access Agreement 締結の実施に伴う交渉や支払いなどの活動は、PPL によってモニタリングが行われる。モニタリングは、PPL 主導の元、地方行政機関の協力を受けて実施される。

## 8.3 ステークホルダー協議

2011 年 11 月 11 日および 12 日に、プロジェクトサイトであるモロベ州において、Huon Gulf District と Markham District の郡行政事務所に対するステークホルダー協議を開催した。郡行政官から、住民協議は PPL 職員および郡政府役人が進行すること、また共通語であるピジン語で行うこと、といった意見を受領した。

また、土地所有者を対象とした住民協議は、2011 年 11 月、さらに 2012 年 1 月に開催された。その概要を表 8.3-1 に示す。

表 8.3-1 住民協議の概要

Date	Location	No. of Participants	Major Concerns
12 Nov 2011	Zifasing, Wampar local level government, Huon Gulf District	13	プロジェクト概要を説明し、それに対する主なコメント 1) 鉄塔基礎の土地に対する補償レートおよび除根伐採作業の契約レートの向上 2) 地方電化プロジェクトの MSK (minimum supply kit) の無償提供
12 Nov 2011	Mutzing local level government	9	プロジェクト概要を説明し、それに対する主なコメント 1) 除根伐採作業の契約や補償方法の改善 2) Mutzing 変電所の建設要求
14 Jan 2012	Zifasing, Wampar local level government, Huon Gulf District	13	前回の住民協議で出されたコメントに対する PPL の回答と補償内容の説明の実施を踏まえた協議内容 1) 除根伐採作業契約単価引き上げの了承 2) 鉄塔基礎の土地に対する補償費単価は Valuer General's Office が金額確定させ次第、PPL および郡行政より公表 3) 「Compensation Schedule for Trees and Plants」のコピーは全ての被影響者が郡行政事務所を通じて入手可能
14 Jan 2012	Zifasing, Wampar local level government, Huon Gulf District	16 (一族)	プロジェクト概要を説明し、それに対する主なコメント 1) 既設送電線に対する補償が支払われていない
15 Jan 2012	Mutzing local level government	76	前回の住民協議で出されたコメントに対する PPL の回答と補償内容の説明を受けた上での住民の意見 1) 除根伐採作業契約単価引き上げの了承 2) 地域開発(学校や病院の建設)、配電線に対する補償の実施、電磁波影響に対する配慮等の要請 3) 鉄塔基礎の土地に対する補償費単価は Valuer General's Office が金額確定させ次第、PPL および郡行政より公表

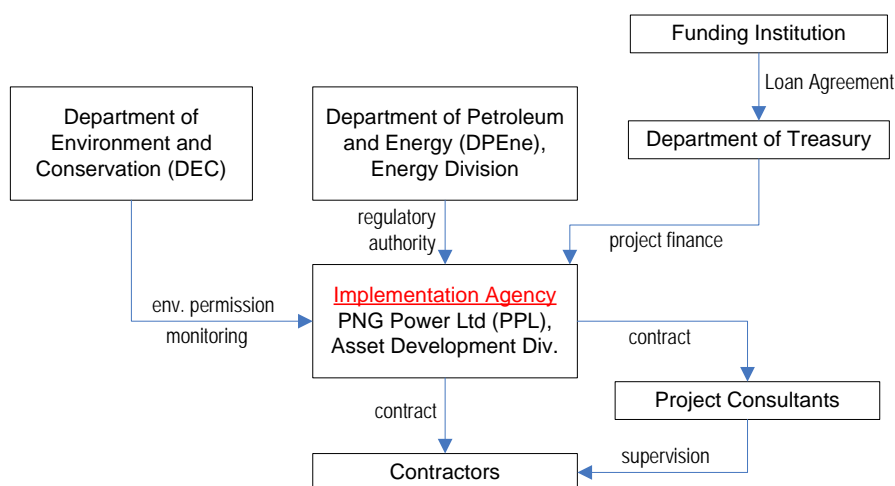
(調査団作成)

## 第9章 プロジェクトの実施計画

### 9.1 実施方針

#### 9.1.1 実施体制

本プロジェクトの実施体制案を下図に示す。



(調査団作成)

図 9.1-1 本プロジェクトの実施体制案

実施機関(PPL)、コンサルタント、および契約業者の本プロジェクトで想定される役割を以下に示す。

#### (1) 実施機関(PPL)

- 1) プロジェクト実施組織 (Project Management Unit: PMU) の構築
- 2) プロジェクトの円滑な実施のための関連省庁および地方機関との調整
- 3) プロジェクトサイトへの立ち入り許認可の取得、送電線ルート上や変電所用地の取得・補償
- 4) プロジェクト実施に先立つ DEC からの環境許認可の取得
- 5) コンサルタントの雇用および様々な便宜供与
- 6) 入札、契約締結、資機材調達、プロジェクトの進捗などに関し、プロジェクト資金調達先との密接な連携
- 7) 入札公示、入札会の開催、入札評価および契約の締結
- 8) 本プロジェクトに関する資機材、特殊工具などの輸出入に対する契約業者への支援
- 9) 支払証明書の発行
- 10) 新設の電力施設への運営・維持管理要員の配置
- 11) 施設の試運転、および運営・維持管理など

PPL は上記を実施するための予算を確保する必要がある。

(2) コンサルタント

- 1) 送電線ルートの測量を含む詳細設計
- 2) 詳細設計報告書の作成と PPL の承認取得
- 3) 入札図書の作成と PPL の承認取得
- 4) 入札期間中の質問に対する回答、および入札評価
- 5) 業者との契約交渉および締結に関する PPL への支援
- 6) 契約業者より提出された製作図面・計算書などのチェックと承認
- 7) 機器の工場試験への立会
- 8) プロジェクトの施工監理
- 9) プロジェクト完了報告書の作成
- 10) 引渡証明書、完成証明書など各種証明書の発行
- 11) PPL エンジニアへの技術移転など

(3) 契約業者

- 1) ルート測量、地質調査、鉄塔設計、基礎設計、架線設計などを含む送電線・変電設備の実施設計および資機材調達
- 2) 調達機材の工場試験、梱包、船積み、通関、および建設サイトへの輸送
- 3) 各種製作図面、計算書、施工計画書、安全対策書などの作成と承認の取得
- 4) 土木、建築、基礎、据付、組立、架線工事などの実施
- 5) 本プロジェクトで建設する送電線、変電所および関連施設の完成試験・試運転の実施
- 6) 製造者の工場における PPL エンジニアへの教育・訓練
- 7) 建設期間中のプロジェクトサイトにおける PPL エンジニアに対する実地訓練(OJT)
- 8) 瑕疵担保期間における施設の保守など

### 9.1.2 資機材・サービスの調達

(1) 調達形態

本プロジェクトの規模を考慮して、本プロジェクトを Lot-A 送電線コンポーネント、および Lot-B 変電所コンポーネントに 2 分割し、国際競争入札により各契約業者を選定する。各コンポーネントの入札図書は資格審査を通過した業者に対してのみ配布する。

(2) 調達先

本プロジェクトの資機材の調達先は国際競争入札であるため指定・特定できないが、本契約を締結すべき業者は同様のプロジェクトの経験を持ち、財務的に健全で、プロジェクトを管理するに有能なエンジニアを雇用しており、さらに、その入札で最高級の資機材を提案することが求められる。従って、本プロジェクトの品質を確保するために、業者の入札資格、必要経験、機器の品質、機能と技術的補償項目やその評価基準などを本プロジェクトの入札図書に明確に記述する必要がある。

(3) 補償期間

プロジェクトの完了後数カ月以内に、調達機器に瑕疵・故障などが発生することを避けるために、契約図書には資機材の引き渡しから 24 カ月を瑕疵補償期間とすることを明示することを提案する。24 カ月間の補償期間の設定は、契約金額の増大を招く恐れはあるが、リスク回避のためにも必要である。さらに、建設期間中および瑕疵補償期間中に、契約業者は PPL の運転・維持管理要員に対する教育訓練を施すべきことを入札図書に明示することを提案する。

## 9.2 施工監理計画

プロジェクトの実施は PPL 担当者とコンサルタントにより施工監理がなされるが、それぞれのタスクを以下に示す。

(1) PPL 担当者

1) プロジェクトマネージャー

全プロジェクト期間にわたりプロジェクトの責任者として月例進捗会議、資金融資機関との調整、各種証明書の発行などを担当。

2) 電力エンジニア

コンサルタントのカウンターパートとして、各検査官の管理を実施する、送電担当 1 名および変電担当 1 名を想定。

3) 環境社会配慮専門家

環境社会配慮に関するモニタリングを実施し、必要に応じて関連地方機関との協議を実施。

4) 検査官

契約業者の作業品質のチェック、作業数量の確認・認証などを担当。送電線および変電所コンポーネントそれぞれに対して、少なくとも土木検査官 2 名および電力検査官 2 名づつの配置が必要。

5) 会計・事務担当

支払状況のチェック、VISA の手配、通関の支援などの事務処理を担当。

(2) コンサルタント

PPL の方針によりコンサルタントの立場をエンジニアあるいはアドバイザーとするかによるが、いずれの場合でもコンサルタントのタスクは以下のとおりと想定される。

1) 詳細設計および入札仕様書の作成

コンサルタントは PPL との協議や現地調査結果を通して、詳細設計、事業費積算、および詳細な実施スケジュールを策定する。詳細設計報告書には各種計算書、設計図面、詳細な機器仕様、コストなどが含まれる。同報告書の PPL および資金調達機関の承認を受けて、コンサルタントは本プロジェクトの入札仕様書を作成する。



- 2) 競争入札および業者契約締結  
 コンサルタントは入札公示、入札会、入札評価、契約交渉および契約書案の作成などで PPL を支援する。
- 3) 業者作成の承認図面のチェック  
 コンサルタントは業者より提出される機器製作図面、計算書、試験手順書、O&M マニュアルなどの承認図面をレビューする。
- 4) 施工監理および調整  
 コンサルタントは、契約業者の現地工事期間中に亘り、プロジェクトの品質を確保し、各種作業進捗の調整を図るために施工監理を実施する。
- 5) 運転開始前試験  
 契約業者からの要請を受けて、コンサルタントは、PPL のエンジニアとともに、組立・据付けられた機器の最終検査を実施する。その際には、運転前試験、O&M マニュアルの提出、PPL 運転員の教育・訓練などの完了を確認の上で、機器の充電の許可を発行する。機器の充電の確認後に、引渡証明書が発行される。

(3) その他

- 1) 作業の安全監理  
 本プロジェクトにおける変電所コンポーネントには既設変電所の増強・拡張が含まれるため、その作業はしばしば充電された既設開閉機器の近傍で実施されることが想定される。従って、契約業者は作業員の安全や既設機器へ損害が及ばないよう、十分に注意して作業を実施しなければならない。  
  
 また、送電線の建設作業に関しては、送電線が国道や既設配電線を横断する箇所における架線作業時には、架線中の電線が脱落し、通行中の車両や既存設備に被害を与えないよう、架線用の特殊工具などの仕様を義務付ける。
- 2) 建設時の環境被害の防止  
 選定された送電線ルートのはほとんどは牧草地を通過する。建設期間中は、資機材の輸送・保管、作業車両・作業員などにより、その牧草地が踏み荒らされることが予想されるため、契約業者には踏み荒らしを最小限に止めるような対策を講じるよう義務付ける。

### 9.3 品質管理計画

(1) 資機材調達における品質管理

契約業者および製造業者に品質計画書の提出を義務付け、コンサルタントはそれをチェックする。仮に、製造業者がその手順に従わない場合、コンサルタントは資機材の受け入れを拒否することもありうる。また、コンサルタントと PPL 担当者は、主要資機材の工場試験に立会い、それらが契約図書で要求する仕様を満足していることを確認する。

(2) 建設期間中の品質管理

1) 契約業者の提出書類

契約業者は、PPL およびコンサルタントの承認を得るため、実施工程表、機器製作図面、計算書、試験手順書、試験結果報告書、O&M マニュアル、品質計画書、安全対策書などを作成・提出しなければならない。

2) 資機材のサンプル試験

契約業者は、基礎や建屋などに使用するコンクリートや鉄筋などの資機材のサンプルを提示し、それらを認証された検査機関で試験し、その結果を PPL およびコンサルタントに提出しなければならない。

3) 建設工事の品質管理

鉄塔基礎、組立、架線工事などの送電線関連工事や、用地拡張、基礎、建屋、機器据付工事などの変電所関連工事中に、コンサルタントと PPL 検査官は、調達資機材へ損傷・損害がないことをチェックし、仮にそれらを発見した場合、契約業者に対して補修あるいは取り換えの命令を下す。契約業者への支払証明書の発行に先立ち、コンサルタントあるいは PPL 検査官は、作業進捗のチェックのみならず、特に指摘した資機材の性能・品質をチェックする。

4) 運転前試験

コンサルタントおよび PPL 検査官は、据付を完了した機器の充電前に試験成績報告書をチェックし、その機能・性能が仕様書を満足していることを確認する。

## 9.4 実施スケジュール

図 9.4-1 に本プロジェクトの実施スケジュールを示す。

Lot-A(送電線コンポーネント)の契約業者は、先ず鉄塔型を最終化するための送電ルートの横断測量を実施し、それに引き続き、鉄塔・基礎設計を実施する。鉄塔基礎の建設開始は、契約発効から 6 カ月以内と想定し、以後 1 カ月あたり 20 基のペースで進捗すると想定している。そのためには契約業者は少なくとも作業班 3 班を組織する必要がある。

Lot-B(変電所コンポーネント)の契約業者は、4 箇所の変電所工事を同時並行で進める必要がある。特に Singsing 変電所や Erap 変電所の拡張箇所に関しては、盛り土および整地が必要となり、その後の養生に一定期間が必要となるため、これらの作業は契約開始早々に実施する必要がある。また、各変電機器の個別試験や機能試験などを含む運転開始前試験には各変電所合計で約 4 カ月かかることが想定されることから、主要変電機器の据付は契約開始から 21 カ月以内に完了させる必要がある。

コンサルタントは、工期内に送電線と各変電所が完成し、円滑に遅滞なく変電所の充電が可能となるために、両コンポーネントの作業を逐次モニタリングする。



図 9.5-1 に示すように、Ramu 1 発電所の運転は System Controller – Ramu 1 が、Taraka および Erap 変電所の運転は System Controller – Lae が責任を有している。本プロジェクトにて新設される Singasing 変電所の運転は、System Controller – Ramu 1 が責任を有することとなる。

図 9.5-2 に PPL の Ramu 系統に関する現状・将来の維持管理組織を示す。

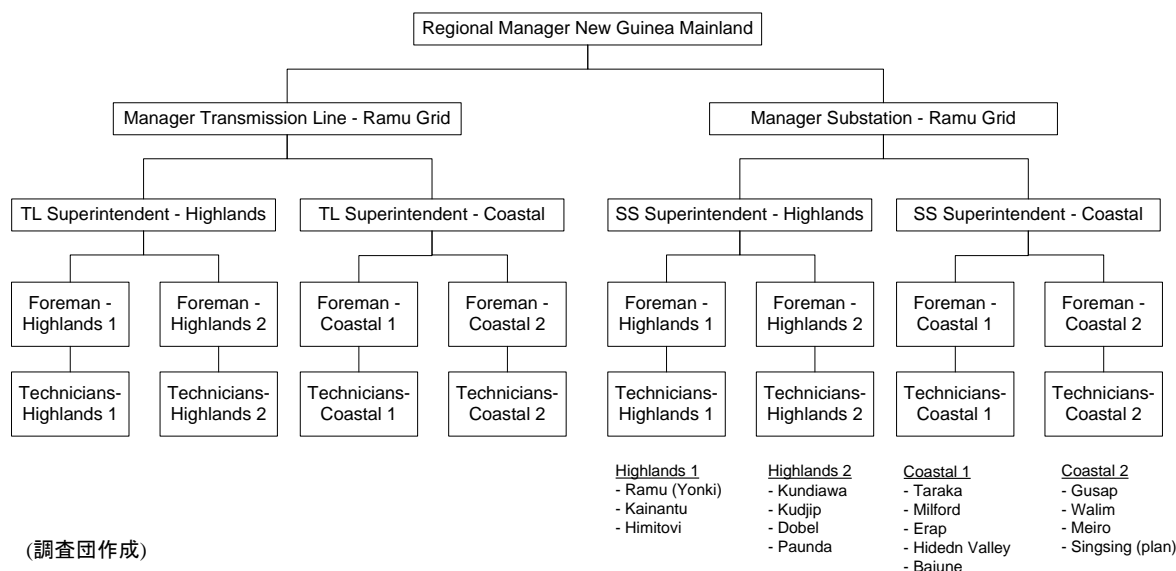


図 9.5-2 維持管理組織

新規 Taraka～Singasing 送電線の維持管理は、Transmission Line Superintendent – Coastal が、既設区間と同様に、その責任を有することとなる。

また、変電所の維持管理に関し、Substation Superintendent – Highland が Ramu 1 の維持管理に責任を有し、Substation Superintendent – Coastal が Taraka および Erap 変電所の維持管理に責任を有している。新設 Singasing 変電所の維持管理は、Substation Superintendent – Coastal が責任を有することとなる。

現状の PPL の送電設備および変電所の運営・維持管理(O&M)に関して、特に大きな問題点は見受けられなかった。従って、本プロジェクトで建設される 132 kV 送電線および変電所の O&M も、これまでも PPL の手法を踏襲すれば問題ないと思われる。

以下に、本プロジェクト実施後の送変電設備の安定的かつ持続的な O&M に関し、一般的な要求事項を述べる。

1) PPL 要員の教育・訓練

本プロジェクトにて 132 kV GIS が導入された場合、PPL にとって同機器を初めて導入することとなるため、GIS 自体はほとんどメンテナンスが必要ではないが、その機構・原理について PPL の運転・保守要員に対して、実地であるいは海外メーカーの工場にて、教育・訓練を施す必要がある。さらに、上記要員を含む PPL 要員を送電線・変電設備の建設現場に派遣し、実地訓練(OJT)を通して、様々な機器の機能、特徴、構成、試験方法などを学習することは有意義である。本プロジェクトの契約に、これら教育・訓練を契約業者の責務に含めることを

推奨する。

その他、プロジェクト完成後の一定期間、契約業者(製造業者)の要員が変電所内に常駐し、PPL の運転・維持管理要員とともに、実際の維持・管理作業を通して教育・訓練を施すことも効果的な手法である。

2) 送電線の維持管理

既設送電線は、PPL の維持管理要員により巡視、点検および補修を通して、維持管理されている。送電線の維持管理プログラムは、同じ区間の設備を年間最低 2 回は巡視・点検するように計画されている。樹木の繁殖地域では、樹木の送電線への接触による一線地絡事故を防止するために、特に雨季の前後に巡視・点検プログラムが計画されている。

3) 変電所の維持管理

一般的に、変電所の O&M マニュアルは建設を担当した契約業者により作成され、担当コンサルタントの承認を経て使用されている。業者作成の同マニュアルには、全ての納入機器の技術仕様、特性、コンポーネントの構成、分解・点検手法、パーツ交換の頻度などが含まれる。

適切な O&M を実施する際に最も重要な点は、同マニュアルに記述されている事項を厳守することにある。このことは、PPL の教育担当者による毎日の反復教育のみならず、O&M 担当社の意識を向上されることが重要である。このような見地から、PPL の管理部門や関連コンサルタントは、O&M の重要性を強調することによって、従業員のモラルを向上させなければならない。さらに、PPL の管理部門は、O&M 要員に対して、早急かつ正確な報告書の作成を習慣付けるよう徹底すべきである。

4) 試験機材、特殊工具およびスペアパーツの調達

O&M に使用する試験機材や特殊工具は、異なるメーカーの機器であってもほぼ共通であるので、複数の変電所間での共通使用のために調達すればよいが、スペアパーツはメーカーが異なれば各変電所でそれぞれ保有する必要がある。

## 第10章 プロジェクトの評価

### 10.1 経済評価方法

#### (1) 概要

一般的にプロジェクトは技術的だけでなく経済財務的観点から評価される。技術的観点においては、プロジェクトの建設、運転、保守にかかる技術的な実現可能性から検討される一方、経済分析においては、国民経済の観点からプロジェクトが及ぼす経済費用と経済便益に焦点を当てて分析を行う。換言すれば、経済分析はプロジェクトが生ずる経済的インパクトを評価するものと言える。

プロジェクトへの投入物(建設費、燃料費を含む運転費、保守費など)は、ここでは「経済費用」と総称する。また送電線の増強によって削減される経済費用(環境負荷など)は、ここでは「経済便益」と総称する。プロジェクトにかかる経済費用と経済便益は、プロジェクトの想定耐用年数にわたって試算される。プロジェクトの開始年度とは建設が開始される年度であり、プロジェクトの終了年度とはプロジェクトで建設された設備が寿命を迎える年度である。

本章における経済分析は、以下の手順にて実施する。

- 1) 候補案の経済費用、経済便益の測定と比較
- 2) 候補案の最終的なベースコストに対する感度分析

プロジェクト期間に生じる経済費用と経済便益は、全て現在価値によって比較される。経済費用と経済便益の現在価値が等しくなる割引率を「経済的内部収益率(EIRR)」と呼ぶ。

#### (2) 経済便益の定義

プロジェクトの経済便益は、プロジェクト実施時と非実施時の電力販売量の差分によって測定することができる。本件では電力販売量は後述する発電単価によって価格換算される。

#### (3) 経済評価の対象とするプロジェクトの組み合わせ

プロジェクト毎の費用および便益を適切に推定するには、プロジェクトの特性およびパプアニューギニアの既存送配電システムに応じた適切な組み合わせを設定する必要がある。ここでは、第6章に示すように、Taraka 変電所の改修に関し、以下の組み合わせを単位として評価を行った。

プラン A: 132 kV 開閉機器の改修を通常の AIS で実施

プラン B: 送電線ベイのみを GIS 化し、それ以外の 132 kV 開閉機器は通常の AIS で改修

プラン C: 132 kV 開閉機器を全て GIS 化

#### (4) 経済便益の測定

便益の評価の手順としてまず、発電の単価である「MWh 単価」を求める必要がある。この「MWh 単価」には燃料費のほか、発電所の運転、保守にかかる費用(O&M 費用)が含まれる。

燃料費と O&M 費用に基づく「MWh 単価」は火力発電所の設備状況に左右される。仮に送電網強化が為されなかった場合でも、鉱山開発に関連する将来需要は火力(自家発電ないし IPP による供給)で賄われることが想定され、その結果、MWh 単価は Ramu 系統から供給されうる水力の単価よりも高くなることが想定される。従ってプロジェクトの経済便益のベースとなる MWh 単価として、火力と水力の国際的な発電コストの差分とすることで、PPL の Strategy Planning & Marketing Division と合意した。

また、火力発電の稼働を抑制すれば、環境負荷という外部費用(社会環境コスト)の節約となり、経済便益と見なすことができる。ここでは、排出ガスの外部費用を、2009 年のクリーン開発メカニズム(CDM)市場の移動平均を用いて求めた。

(5) 経済費用の定義

プロジェクトの経済費用は、プロジェクトの機会費用として定義される。

(6) 経済費用の測定

1) 外貨部分

建設費にかかる外貨部分は、運賃・保険料込み条件(CIF)または本船甲板渡し条件(FOB)によって試算される。これらの国際価格は経済費用をそのまま反映しているものと仮定できる。

2) 内貨部分

一般的に発展途上国の市場は価格、輸出入およびその他の統制によって、国内市場の価格が財やサービスの経済的な希少性を反映していないことが多い。すなわち、これらの内貨はそのまま経済費用に利用することはできず、国際的な交換価値を正しく反映した経済的な価格に補正する必要がある。このような場合に用いられるのが、標準変換係数(SCF)である。標準変換係数は、国際的に取引する財・サービスについて適用され、輸出入統計を用いることで求めることができる。ただし、国際的に取引できない財・サービス(労務費など)については区分して算出する必要がある。

(7) 経済評価の方法

EIRR はプロジェクトの経済的な実現可能性を評価するために用いられ、以下の計算式によって求められる。

$$\sum_{t=1}^{t=T} \frac{C_{ep}}{(1+R)^t} = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{B_{cc}}{(1+R)^t}$$

ここで:

$T$  = プロジェクト耐用最終年度

$C_{ep}$  =  $t$  年度におけるプロジェクトによって生ずる経済費用のフロー総額

$B_{cc}$  =  $t$  年度におけるプロジェクトによって生ずる経済便益のフロー総額

$R$  = 経済的内部収益率

## 10.2 経済評価結果

### (1) 経済費用

まず各候補プロジェクトの正味の建設費は、前章にて試算したものをを用いる。ここでは、建設費をさらに①原材料費、②労務費、③変電用地取得費および送電線関連補償費、④コンサルティング費に区分した上で、下記に掲げる前提により各プロジェクトの経済費用を試算した。なお、下記の前提および試算は PPL との協議によって設定した。

- 1) 労務費は内貨にて計上した。
- 2) 労務費総額に対して個人所得税 25%が賦課されるものとした。
- 3) 輸入税として、外貨にて計上される材料費の 2%が賦課されるものとした。

実際に必要となる建設費も試算するため、物価上昇率として外貨には 3.0%、内貨には 7.0%を設定したほか、予備費として正味の建設費の 8%を計上した。表 10.2-1 にその試算結果を示す。

表 10.2-1 経済費用 (US\$)

Alternatives	FC portion	LC portion	Total
Plan-A	39,666,336.00	25,732,324.71	65,398,660.71
Plan-B	41,808,300.00	26,535,577.79	68,343,877.79
Plan-C	44,320,704.00	26,528,019.55	70,848,723.55

(調査団作成)

### (2) 経済便益

仮にプロジェクトを実施しなかった場合、PPL は鉱山開発および Lae の都市成長による電力需要増を火力発電にて供給することになる。もしプロジェクトを実施した場合、Ramu 周辺の水力発電からもたらされる電力により、火力発電にかかる設備費と燃料費を節約できる。この「節約された費用」は、同様のプロジェクト評価では経済便益と見なされる。

単位量当たりのエネルギー単価は本来、発電所の燃料消費量と総発電量の記録から求めるべきであるが、本調査ではデータの不備により算出が困難であった。そこでエネルギー単価は PPL との協議の結果、Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2011 に基づく国際的な標準値に依ることとし、それぞれ 121.0 US\$/MWh(火力)、84.5 US\$/MWh(水力)を経済便益として設定した。

また Lae 周辺は急速な発展による大気汚染が指摘されており、水力発電による火力発電の代替は、火力発電により発生する CO<sub>2</sub>、SO<sub>x</sub> や NO<sub>x</sub> による大気汚染で住民が負担する外部費用の削減にもつながり、このプロジェクトは社会環境的な観点から見た経済便益ももたらす。そこで排出ガスの発電単位量当たりの価格を 2009 年の CDM 市場の移動平均値を元に、それぞれ 8.93 US\$/MWh (CO<sub>2</sub>)、6.86 US\$/MWh (SO<sub>x</sub>)、1.34 US\$/MWh (NO<sub>x</sub>)と設定した。

なお、一般的に同様のプロジェクトでは、効果が 30 年間持続し、完工から 10 年目までは需要変



動に合わせて効果が増大すると想定される。そこで本試算でも、完工後 10 年間は電力販売が需要増加見込みと同率で増加し、10 年目以降はプロジェクト最終年度まで同量の電力販売量を見込む。また、毎年度発生する送電線の O&M 費用は、同種のプロジェクトで一般的である総工費の 0.5%を採用した。一方、変電所の運転において GIS は AIS と比較して以下のような特徴を持つ。

- 1) 日常保守点検にかかる労力の節減(AIS: 日次、GIS: 週次)
- 2) 主要部品の交換頻度の低減(AIS: 毎年度、GIS: 15 年おき)

### (3) 経済評価

各プロジェクトの経済評価は、プロジェクト開始年から耐用年限までのキャッシュフローの積み上げによって行われる。ここで用いる B/C ratio とは、プロジェクト期間全体で生み出される経済便益と経済費用を現在価値によって割り戻し、その割合を示したものである。また B-C とは経済便益から経済費用(いずれも現在価値)を引き、プロジェクトから生み出される総便益を示したものである。なお、割引率は同様のプロジェクトで一般的な 10%とした。その結果を表 10.2-2 に示す。

表 10.2-2 経済評価結果

Alternatives	EIRR (%)	B/C ratio	B-C (US\$)
Plan-A	26.74	3.32	163,058,787
Plan-B	27.03	3.33	163,184,652
Plan-C	27.23	3.36	163,790,138

(調査団作成)

## 10.3 財務評価方法

### (1) 概要

財務分析は各候補プロジェクトについて見込まれる財務的な収益性を評価するものであり、プロジェクトを実施する電力事業者の利潤率として示される。プロジェクトへの投下費用は市場価格で見積もられ、この投下費用が「財務費用」として定義される。同様にプロジェクト実施によって生み出されるものも市場価格で計算され、これは「財務便益」として定義される。

財務費用と財務便益は、プロジェクトの想定耐用年数にわたって現在価値に換算されて比較される。全財務費用の現在価値が全財務便益の現在価値と等しくなった場合(B/C=1 の場合)、その割引率を「財務的内部収益率(FIRR)」と呼ぶ。

### (2) 財務費用および財務便益

財務費用には工事費、税金、補償、工事予備費、コンサルティング費、技術費を含むが、価格変動予備費は費用に含まない。一方、財務便益には電力販売益の増加が充てられる。

### (3) 評価基準

FIRR はプロジェクトの財務的な実現可能性を評価するために用いられ、以下の計算式によって求められる。

$$\sum_{i=1}^{i=T} \frac{C_{ft}}{(1+Rf)^t} = \sum_{i=1}^{i=T} \frac{B_{ft}}{(1+Rf)^t}$$

ここで:

$T$  = プロジェクト耐用最終年度

$C_{ft}$  =  $t$  年度におけるプロジェクトによって生ずる財務費用のフロー総額

$B_{ft}$  =  $t$  年度におけるプロジェクトによって生ずる財務便益のフロー総額

$R$  = 財務的内部収益率

## 10.4 財務評価結果

### (1) 財務費用

財務費用の試算にかかる諸条件は経済分析に準ずるが、経済分析では除外した以下の費目について、財務分析では考慮する。

- 1) 個人所得税
- 2) 原材料にかかる輸入税

財務費用の試算結果を表 10.4-1 に示す。

表 10.4-1 財務費用 (US\$)

Alternatives	FC portion	LC portion	Total
Plan-A	39,666,336.00	32,005,263.52	71,671,599.52
Plan-B	41,808,300.00	32,445,737.89	74,254,037.89
Plan-C	44,320,704.00	32,684,550.88	77,005,254.88

(調査団作成)

### (2) 財務便益

本プロジェクトの場合、仮に送電線の増強が行われなかった場合でも、鉱山運営者にとって収益性が見込めるようであれば鉱山開発は実施される。また、もし PPL の電力料金が自家発電の単価より高ければ、鉱山運営者は自前で発電設備を持つことが予想される。従って PPL は料金設定にあたって、自家発電の単価よりも経済的な料金を需要家に提示する必要がある。そのため、標準的な自家発電単価と水力発電単価の差額が、期待される財務便益となる。

さらに、送電線強化によって幹線の N-1 基準が満たされることにより、Lae 周辺の停電時間の減少が見込まれる。これは停電による PPL の販売機会逸失を減少させるという財務便益を生む。停電時間の記録は PPL によって変電所毎、事故原因毎に記録されているため、送変電にかかる事由による停電のみを分離して便益を測定することが可能である。Taraka と Milford の停電時間の記録を表 10.4-2 に示す。

表 10.4-2 Taraka 変電所と Milford 変電所の停電時間

Monthly Average	Outage time (hour)	Lost sales energy (MWh)
1. Present: Actual situation (2012)	83.53	149.27
2. Target: Estimation after construction (2015)	45.61	89.07

(出所: PPL)

### (3) 財務評価

各プランの財務評価は上述の財務費用と財務便益としての想定収入とのキャッシュフローを用いて行った。その結果を表 10.4-3 に示す。本計算において、割引率は同等のプロジェクトに用いられる 10%を採用した。

表 10.4-3 財務評価結果

Alternatives	FIRR (%)	B/C ratio	B-C (US\$)
Plan-A	19.58	2.18	86,921,303
Plan-B	19.54	2.16	86,282,707
Plan-C	19.61	2.17	87,305,305

(調査団作成)

## 10.5 感度分析

プロジェクト実施にかかる諸費用は、経済的ないし財務的諸条件に左右される。ここでは費用が 30%増加するという悲観的なケースを想定して試算を行った。

表 10.5-1 感度分析結果

Alternatives	EIRR (%)	EIRR (%)	FIRR (%)	FIRR (%)
	base case	+30% cost	base case	+30% cost
Plan-A	26.74	22.15	19.58	15.95
Plan-B	27.03	22.32	19.54	15.87
Plan-C	27.23	22.45	19.61	15.92

(調査団作成)

上表に示すとおり各プランとも、いずれも当初想定の下では EIRR が 26.74%から 27.23%と、同種のプロジェクトと比較しても経済的と言える結果を示した。また、費用が 30%増加する悲観的なケースでも、全てのプランで依然として 22.15%から 22.45%という十分に経済的な EIRR を示した。また FIRR についても 19.54%から 19.61%と、PPL にとっても十分に採算的と言える結果を示した。また悲観的なケースでも、全てのプランで依然として 15.87%から 15.95%という高い FIRR を示した。この結果から、プロジェクトは経済的にも財務的にも十分魅力的であると結論できる。

## 10.6 運用・効果指標

本プロジェクトの実施により想定される定量的および定性的効果を以下の通り分類する。

- 1) 定量的効果
  - Lae(Taraka および Milford 変電所)における送電線に起因する事故による総停電時間
  - Lae の停電で逸失する電力販売量
  - 対象変電所の変圧器容量
  - 対象変電所の設備(変圧器)稼働率(最大負荷/変圧器容量)
- 2) 定性的効果
  - Lae および周辺地域における電力の安定供給が実現され、投資が促進されるなどの経済発展が見込まれる。
  - Singsing および Erap 変電所に新たに変圧器が設置されることにより、同変電所周辺地域への配電網の拡充が可能な環境が整備され、副次的ではあるが地域電化率の向上が期待され、それにより同地域の生活水準の向上が見込まれる。

上記のうち、プロジェクトの定量的な効果を測定するための運用・効果指標について、現状の数値とプロジェクト完工3年後の2018年の目標値を表10.6-1に示す。

表 10.6-1 運用・効果指標

指 標	現状(2011年)	目標値(2018年)
- Laeの総停電時間	83.5 hrs	46.0 hrs
- Laeの逸失販売電力量	149.3 MWh	90.0 MWh
- 対象変電所の変圧器容量	149.2 MVA	179.2 MVA
- 対象変電所の設備稼働率	51.1%	48.0%

(調査団作成)

## 第11章 結論と提言

### 11.1 結論

#### (1) プロジェクトの目的・必要性・概要

本プロジェクトの主な目的は以下の通りである。

- 1) PNG 第 2 の都市である Lae の経済発展の直接的な基盤となる電力供給の安定化を獲得するため、Ramu 系統を増強し効率・信頼性を強化する。
- 2) プロジェクト関連地域の周辺住民へ、信頼性の高い安定的な電力供給にアクセスする機会を増加させる。

上記目的は、PNG 政府の電力セクターに関する中長期開発政策に合致している。

また、本プロジェクトは、これまでに本報告書で述べたとおり、停電の頻発する Ramu 系統の強化はもとより、経済発展の著しい Lae への電力供給の信頼度確保や、大幅な伸びが予測されている鉱山需要への供給力の確保の点からも、緊急に実施する必要がある。

プロジェクトの概要は以下の通りである。

- 1) 送電線コンポーネント
  - i) Taraka 変電所～Taraka Junction(引き込み線箇所)間 0.7 km の 132 kV 2 回線架空送電線、および Taraka Junction～Erap 変電所間 39.7 km の 132 kV 1 回線架空送電線の建設
  - ii) Erap 変電所～Singsing 変電所間 97.2 km の 132 kV 2 回線架空送電線の建設
- 2) 変電所コンポーネント
  - i) Ramu 1 開閉所の改修
  - ii) 1 x 132/33 kV 10 MVA 主変圧、6 x 132 kV 送電ベイ、33 kV キュービクルなどを含む Singsing 変電所の新設
  - iii) 2 x 132/66/33 kV 10 MVA 主変圧器、3 x 132 kV 送電ベイ、66 kV 開閉設備、33 kV キュービクルなどの増設を含む Erap 変電所の増強・拡張
  - iv) 1 x 132 kV 送電ベイの増設を含む Taraka 変電所の拡張・改修(代替 3 案)

#### (2) 事業費

表 11.1-1 に総事業費の要約を示す。

同表に示す通り、総事業費は Taraka 変電所の 132 kV 開閉装置を GIS 化するケース(Plan-C)の場合 US\$75.9 百万(61.5 億円相当)となる。

表 11.1-1 総事業費

Items	FC (US\$)	LC (US\$)	Total (US\$)	Total (PGK eq.)	Total (JPY eq.)
1. Transmission Line Component	17,033,600.00	17,611,400.00	34,645,000.00	79,433,300.00	2,805,898,000
2. Substation Component					
2.1 Plan-A	16,700,600.00	8,678,300.00	25,378,900.00	58,188,500.00	2,055,437,000
2.2 Plan-B	18,683,900.00	9,020,200.00	27,704,100.00	63,519,600.00	2,243,755,000
2.3 Plan-C	21,010,200.00	9,185,700.00	30,195,900.00	69,232,700.00	2,445,566,000
3. Land & ROW Compensation	-	931,320.00	931,320.00	2,135,400.00	75,427,000
4. Consulting Fee	3,233,400.00	1,788,400.00	5,021,800.00	11,513,900.00	406,715,000
5. Contingency (8% of 1+2)					
5.1 Contingency Plan-A	2,698,700.00	2,103,200.00	4,801,900.00	11,009,700.00	388,906,000
5.2 Contingency Plan-B	2,857,400.00	2,130,500.00	4,987,900.00	11,436,200.00	403,970,000
5.3 Contingency Plan-C	3,043,500.00	2,143,800.00	5,187,300.00	11,893,400.00	420,119,000
<b>Grand Total (Plan-A)</b>	<b>39,666,300.00</b>	<b>31,112,620.00</b>	<b>70,778,920.00</b>	<b>162,280,800.00</b>	<b>5,732,383,000</b>
<b>Grand Total (Plan-B)</b>	<b>41,808,300.00</b>	<b>31,481,820.00</b>	<b>73,290,120.00</b>	<b>168,038,400.00</b>	<b>5,935,765,000</b>
<b>Grand Total (Plan-C)</b>	<b>44,320,700.00</b>	<b>31,660,620.00</b>	<b>75,981,320.00</b>	<b>174,208,700.00</b>	<b>6,153,725,000</b>

(調査団作成)

プロジェクトを評価するため、総事業費を表 11.1-2 に示すとおり経済費用と財務費用に変換した。

表 11.1-2 経済費用と財務費用

	Economic Cost (US\$)			Financial Cost (US\$)		
	FC	LC	Total	FC	LC	Total
Plan-A	39,666,336.00	25,732,324.71	65,398,660.71	39,666,336.00	32,005,263.52	71,671,599.52
Plan-B	41,808,300.00	26,535,577.79	68,343,877.79	41,808,300.00	32,445,737.89	74,254,037.89
Plan-C	44,320,704.00	26,528,019.55	70,848,723.55	44,320,704.00	32,684,550.88	77,005,254.88

(調査団作成)

### (3) プロジェクト効果および評価

プロジェクトが実施された場合、電力売上は増加し、停電頻度も減少することが見込まれる。また、増加に伴う限界的な単位量あたり売上は、鉱山事業者の自家発電コストに近似する。なぜなら大口需要家である鉱山事業者は、自家発電コストと PPL の提示する電力料金を比較し、より安い価格を選択することができるためである。従って、一般的な自家発電手段である火力と、PPL の主要発電手法である水力のコストの差を、プロジェクトの経済便益および財務便益と見なすことができる。

さらに、将来の需要を賄う供給を火力から水力に置き換えることで、経済費用である温室効果ガスの排出を抑制することができる。また停電頻度の減少は停電による逸失利益を回復し、財務便益を増加させる。これらの影響を加味した EIRR および FIRR の試算結果、および費用が 30%増加した場合の感度分析結果は以下の通りである。

表 11.1-3 感度分析結果

Alternatives	EIRR (%)	EIRR (%)	FIRR (%)	FIRR (%)
	base case	+30% cost	base case	+30% cost
Plan-A	26.74	22.15	19.58	15.95
Plan-B	27.03	22.32	19.54	15.87
Plan-C	27.23	22.45	19.61	15.92

(調査団作成)

上記結果より、いずれのプランも国民経済的観点および PPL の経営財務的観点から十分な便益が見込まれ、かつ費用が 30%増加したケースにおいてもなお十分な採算性を見込むことができる。

(4) 環境社会配慮

1) 環境影響評価

本調査結果により潜在的に環境・社会影響を与える項目が確認されたものの、現段階においてプロジェクト実施による不可逆的な環境・社会影響が発生する可能性は低い。本プロジェクトは PNG 環境法に基づき DEC からレベル 2B のプロジェクトとして承認され、今後事業主体である PPL はレベル 2B の環境許可書申請フローに則り許可書の取得手続きを行っていく。プロジェクト対象地域は多様な生物・自然環境を有する地域であり、それら自然資源に依存する地域住民への影響を最小限にするためにも適切な緩和策や定期的なモニタリング計画が求められる。

2) 土地関連

本プロジェクトは、非自発的住民移転および用地取得、生計手段の喪失の回避・最小化を考慮して計画されたため、非自発的住民移転および建造物の移転は発生しない。本プロジェクトによる損失は、①Erap 変電所の拡張に伴う用地取得、②132 kV 送電線の建設に伴う鉄塔基礎の土地の利用権および地役権の取得、③農作物へのダメージが想定される。

本プロジェクトにおける土地に関連した影響を表 11.1-4 に示す。

表 11.1-4 土地に関する影響の概要

Project Components	Type of Impact	Total Amount
Erap 変電所の拡張	用地取得	0.46 ha
	農作物の損失	0
	建造物の移転	0
132 kV 送電線の建設	鉄塔基礎の土地の利用権	3.0 ha
	地役権	Length: 138.5 km Width: 40 m
	農作物の損失	401,150
	建造物の移転	0

(調査団作成)

Erap 変電所の周辺の土地は state land であり、所有者と交渉を行い、合意によって取得される。鉄塔の基礎のとなる土地の利用権および地役権へのアクセスに関しては、土地所有者には、土地利用権の譲渡および建設に伴う全てのダメージに対する補償が支払われる。

11.2 提言

(1) プロジェクトスコープ

Taraka 変電所の改修に関し、調査団は代替 3 案を検討した。

経済・財務分析の結果、代替 3 案の中でプラン C が最も高い EIRR/FIRR 値を示した。さらに、プラン C は、電力の供給信頼度の向上や運転・維持管理の容易性に最も優位性が高い。

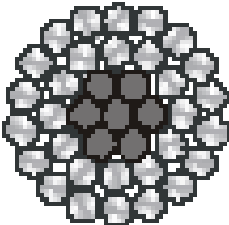
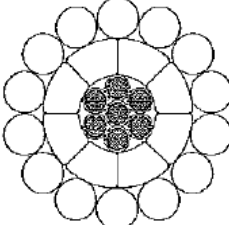
従って、Taraka 変電所の重要性と現状を考慮し、132 kV 開閉設備を GIS 化する案(プラン C)にて本プロジェクトを実施することを推奨する。

概算 US\$75.9 百万の事業費の調達は喫緊の課題である。要請書の作成に必要な事項は本報告書内に全て記載してあるので、PPL は本プロジェクト実施のための資金をしかるべき国際ドナーに速やかに要請すべきである。

(2) 日本技術適用の可能性

日本製の低損失電線(LL-ACSR など)は重要送電線の新設および建替えに適用可能である。表 11.2-1 に示すように、低損失電線は通常の ACSR 電線と同様の外形寸法であるが、その断面積のアルミ部分を 20-30%増やすことで電気抵抗を低減している。従って、低損失電線を特に重負荷の送電区間に適用すると、より送電ロスの削減効果が大きい。

表 11.2-1 電線仕様の比較

	units	ACSR 425 mm <sup>2</sup> (ASTM: Deer)	LL-ACSR/14AC 510 mm <sup>2</sup>
Type	-	conventional ACSR	low loss type
Component of stranded wires	nos/mm	30/4.27-AL 7/4.27-St	14/5.30-HAL 8/TW-HAL 7/33-14AC/1770
Nominal diameter	mm	29.9	29.9
Cross sectional area	mm <sup>2</sup>	Al: 429.6 St: 100.2 Total: 529.8	Al: 509.4 AC: 59.87 Total: 569.3
Nominal weight	kg/km	1,973	1,834
DC resistance at 20°C	Ω/km	0.06727	0.05509
Minimum breaking load	KN	178.6	168.8
Modulus of elasticity	GPa	89.1	73.2
Coefficient of linear expansion	/deg.C	17.8 x 10 <sup>-6</sup>	20.3 x 10 <sup>-6</sup>
Current carrying capacity (AC resistance)	A (Ω/km)	730 (0.0825) at 75 deg.C 943 (0.0865) at 90 deg.C	804 (0.0679) at 75 deg.C 1,039 (0.0712) at 90 deg.C
Sag (50.9 kN max. tension) at 75°C (span 400/500 m) at 90°C (span 400/500 m)	m	14.49 /22.32 (730 A) 15.00 /22.86 (943 A)	14.22 /21.90 (804 A) 14.80 /22.51 (1,039 A)
Safety factors Maximum tension (50.9 kN) EDS condition (30.8 kN)	-	3.50 > 2.5 5.79 > 5.0	3.32 > 2.5 5.48 > 5.0
Cross section	-		

(調査団作成)

ケーススタディとして、本プロジェクトで新設する 132 kV 2 回線 Singing 変電所～Erap 変電所 97.2 km 区間に通常の ACSR 電線の代わりに低損失電線を適用したケースを検討する。その検



討に用いる仮定は下記の通りである。

- 1) 同送電線上の 2015 年～2025 年のピーク負荷は第 4 章で検討した 2015 年、2020 年および 2025 年の潮流計算結果をもとに、その他の年度の負荷を比例配分で算出
- 2) 力率: 0.85
- 3) 負荷率: 0.55
- 4) 電線抵抗
  - ACSR Deer: 0.0800 Ω/km (at 66 deg. C)
  - LL-ACSR/14 AC 510 mm<sup>2</sup>: 0.0655 Ω/km (at 64 deg. C)
- 5) 年間ロス計算式
 
$$\text{年間ロス} = 1 \text{ 回線当たりの導体数} \times \text{線路巨長 (km)} \times \text{回線数} \times \text{導体抵抗 (\Omega/km)} \times (\text{負荷電流 (A)})^2 \times (0.3 \times \text{負荷率} + 0.7 \times (\text{負荷率})^2) \times 24 \text{ 時間} \times 356 \text{ 日}$$
- 6) 検討に用いる発電単価: US\$ 0.0981/kWh(経済分析で用いた火力(US\$ 0.1210/kWh)と水力(US\$ 0.0845/kWh)発電コストの 2015 年時点の加重平均値(火力:水力=37.5:62.5))
- 7) 電線価格 (2-cct, 97.2 km)
  - ACSR Deer: 281,685,600 円 (460,000 円/km x 97.2 km x 6 本 (2-cct) x 1.05)
  - LL-ACSR/14AC 510 mm<sup>2</sup>: 562,494,800 円 (930,000 円/km x 97.2 km x 6 本 x 1.05)
  - 差異: 287,809,200 円 (PGK 8,147,695-)

表 11.2-2 にケーススタディ結果を示す。

表 11.2-2 ケーススタディ結果

Items	unit	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Peak loads per cct	MW	21.7	28.62	35.54	42.46	49.38	56.3	61.08	65.86	70.64	75.42	80.2	80.2	80.2	80.2
Eq. current per cct	A	112.0	147.0	183.0	218.0	254.0	290.0	314.0	339.0	364.0	388.0	413.0	413.0	413.0	413.0
Annual Losses on Deer (2 cct)	MWh	1,930.7	3,326.7	5,155.1	7,316.8	9,934.0	12,950.5	15,181.5	17,696.4	20,402.6	23,181.5	26,264.0	26,264.0	26,264.0	26,264.0
Annual Losses on LL-ACSR (2 cct)	MWh	1,580.9	2,722.8	4,221.1	5,990.1	8,132.0	10,604.0	12,429.0	14,488.4	16,703.0	18,980.2	21,505.0	21,505.0	21,505.0	21,505.0
Difference of annual losses	MWh	349.8	604.0	934.0	1,326.7	1,802.0	2,346.5	2,752.5	3,207.9	3,699.7	4,201.3	4,759.1	4,759.1	4,759.1	4,759.1
Annual cost savings	kUSD	34.3	59.3	91.7	130.3	176.9	230.4	270.3	315.0	363.3	412.5	467.3	467.3	467.3	467.3
	eq.kJPY	2,782.0	4,802.8	7,427.3	10,550.5	14,329.7	18,660.1	21,888.2	25,510.0	29,420.5	33,409.8	37,845.1	37,845.1	37,845.1	37,845.1
Recoup the initial investmet	kJPY	285,027.2	280,224.4	272,797.1	262,246.7	247,916.9	229,256.8	207,368.6	181,858.5	152,438.0	119,028.2	81,183.1	43,337.9	5,492.8	-32,352.4

(調査団作成)

上表に示すとおり、低損失電線の初期投資コストは ACSR 電線の約 2 倍であるが、その初期投資は電力損失の削減効果により 14 年以内に回収可能である。

従って、本プロジェクトのみならず、将来重負荷が予想される Ramu 2 水力発電所～Singsing 変電所間や Erap 変電所～Wafi Gold 変電所間のような計画送電線にこのような低損失電線を導入することを提言する。

### (3) 本プロジェクト効果の最大化

本プロジェクトの効果を最大限に高めるために、PPL は以下に示す本プロジェクト関連変電所から

の 66 kV 送電線や配電線の開発を本プロジェクトの完了に合わせて実施し、地域電化率の向上や電力供給の高信頼度化を図るべきである。

- 1) Erap 変電所～Nadzab T 分岐地点(Taraka 変電所へ接続)間の 66 kV 送電線。
  - 66 kV 1 回線送電線, 5.0 km (PGK 7,500,000.0)
  - Erap 変電所内 66 kV 送電線ベイ (PGK 262,000.0)
- 2) Erap 変電所からの 33 kV 配電線
  - 3 フィーダー各 30 km (PGK 9,000,000.0-)
- 3) Singsing 変電所からの 33 kV 配電線
  - 3 フィーダー各 50 km (PGK 10,800,000.0-)

上記開発に必要な総コストは約 PGK 27,562,000.0 である。

#### (4) 環境社会配慮

##### 1) 環境影響評価

工事中の環境影響最小化を目的に、工事請負業者の入札時には環境マネジメント計画およびモニタリング計画の提出を義務づける。また、建設工事開始直前のステークホルダー協議等の実施により、地域住民との最終的な工事内容の確認や変更事項など共有していくことが重要である。

本プロジェクトの事業主体となる PPL は開発の進む PNG 電力セクターの中心的な機関であるが、環境担当職員が 1 名という体制から業務も限定されており環境社会配慮分野の情報や認識が必ずしも PPL 内で共有されていない。持続的な環境保全を目指す PNG 政府の方針を鑑みれば、PNG エネルギーセクター開発に環境社会配慮は不可欠であり、今後、PPL 内での環境社会配慮に対する意識向上プログラムや啓蒙活動が積極的に行われることを期待する。

##### 2) 土地関連

鉄塔の基礎となる土地の利用権および地役権の取得には、Access Agreements が用いられる。全ての土地所有者と Access Agreements を締結するのに長期間を要し、プロジェクト実施に遅れを来す可能性が懸念されるが、ルート測量を経て鉄塔の場所が最終確定するまで交渉を始めることは出来ない。そのため、土地所有者とのフォローアップ住民協議を今後も適宜実施し、交渉開始前に理解を広めておくことが望まれる。

また、本プロジェクトは、「Hidden Valley Transmission Line」プロジェクトと比較して、必要となる鉄塔の基礎の土地が大きいため、同プロジェクトで使用した単価を引き上げることが必要である。PPL が Valuer General's Office に適切な説明を行うことが望まれる。

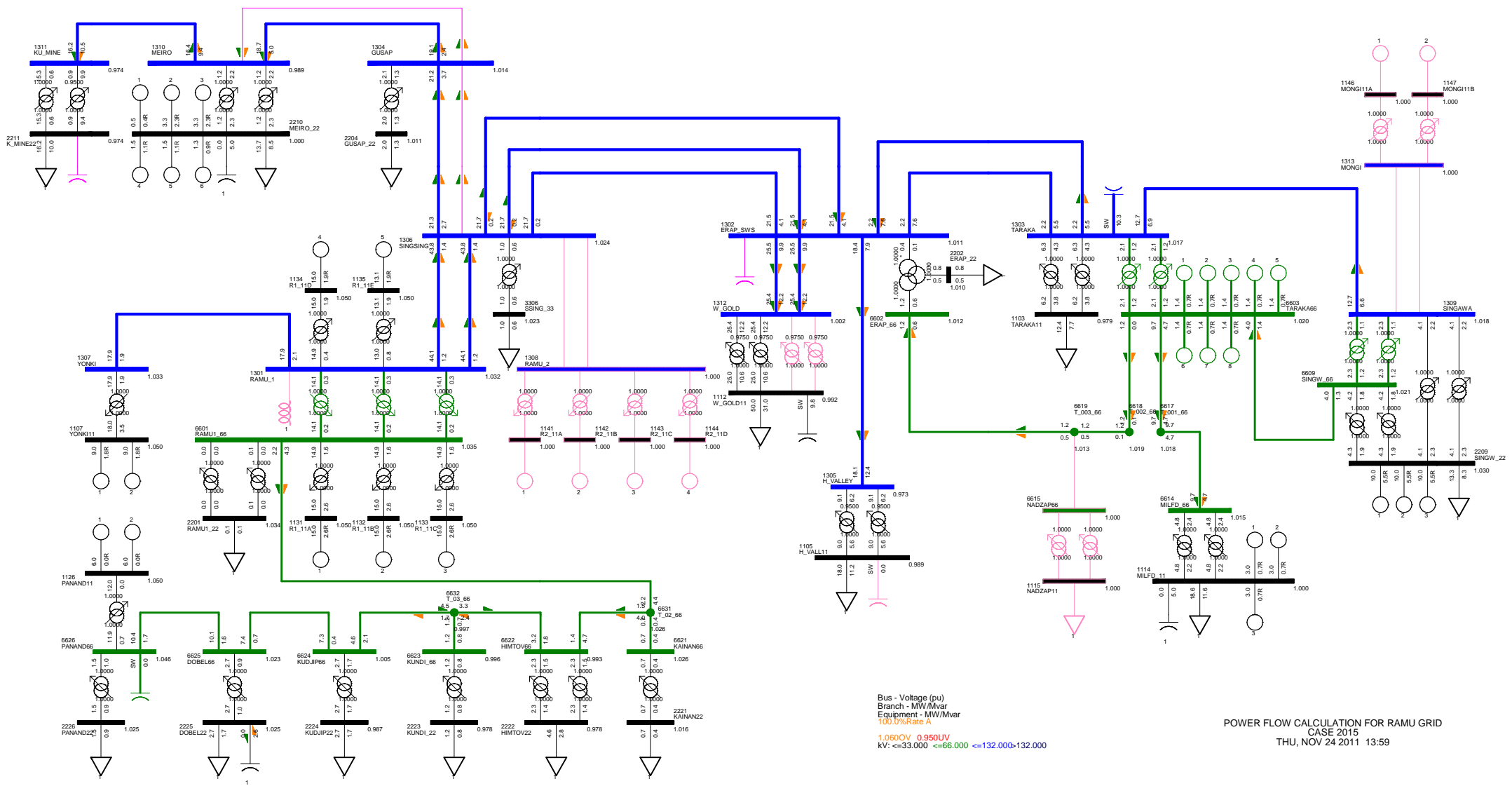


図4.4-1 2015年の潮流計算結果  
 (調査団作成)

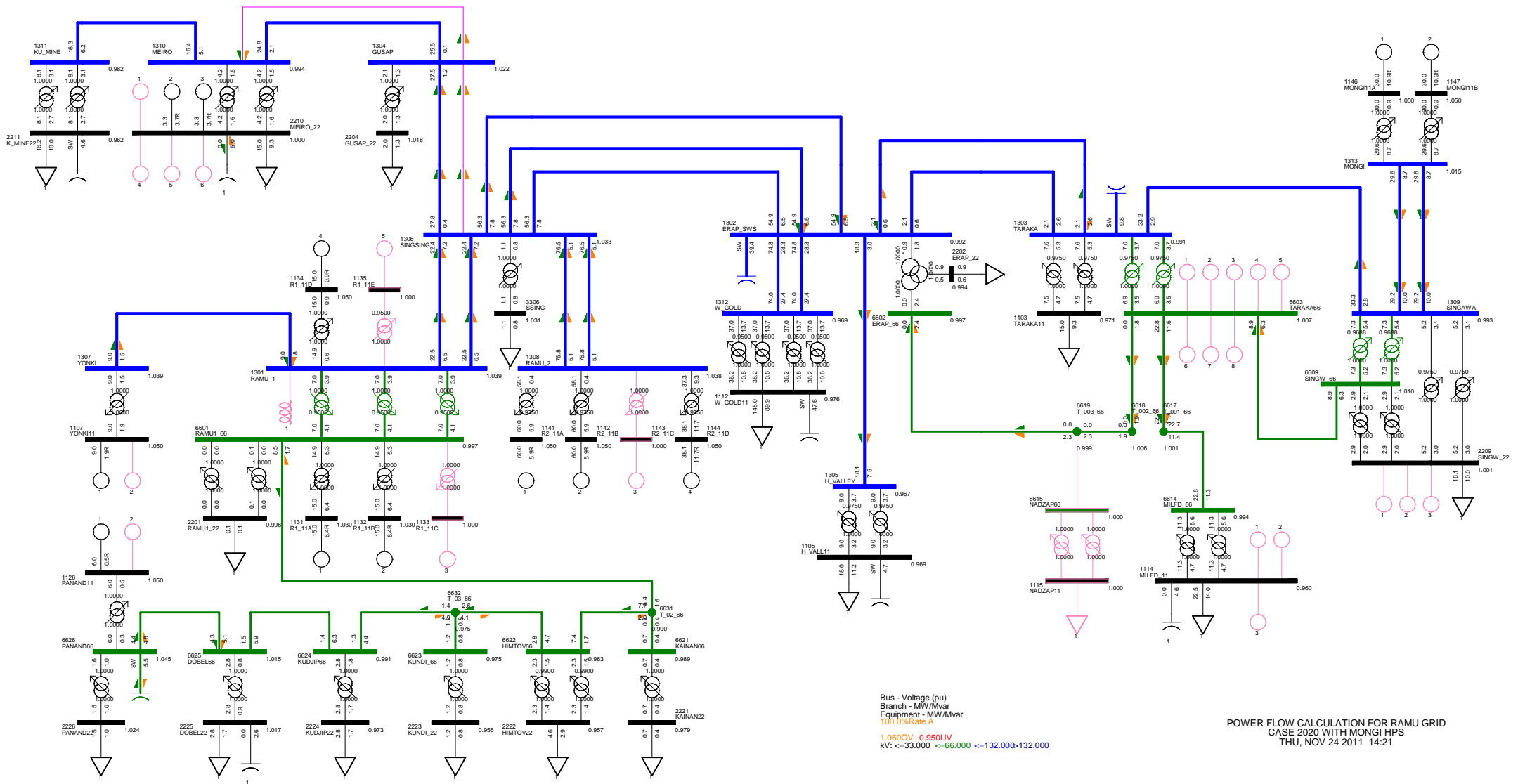


図4.4-3a 2020年の潮流計算結果 (Mongi HPSあり)  
(調査団作成)

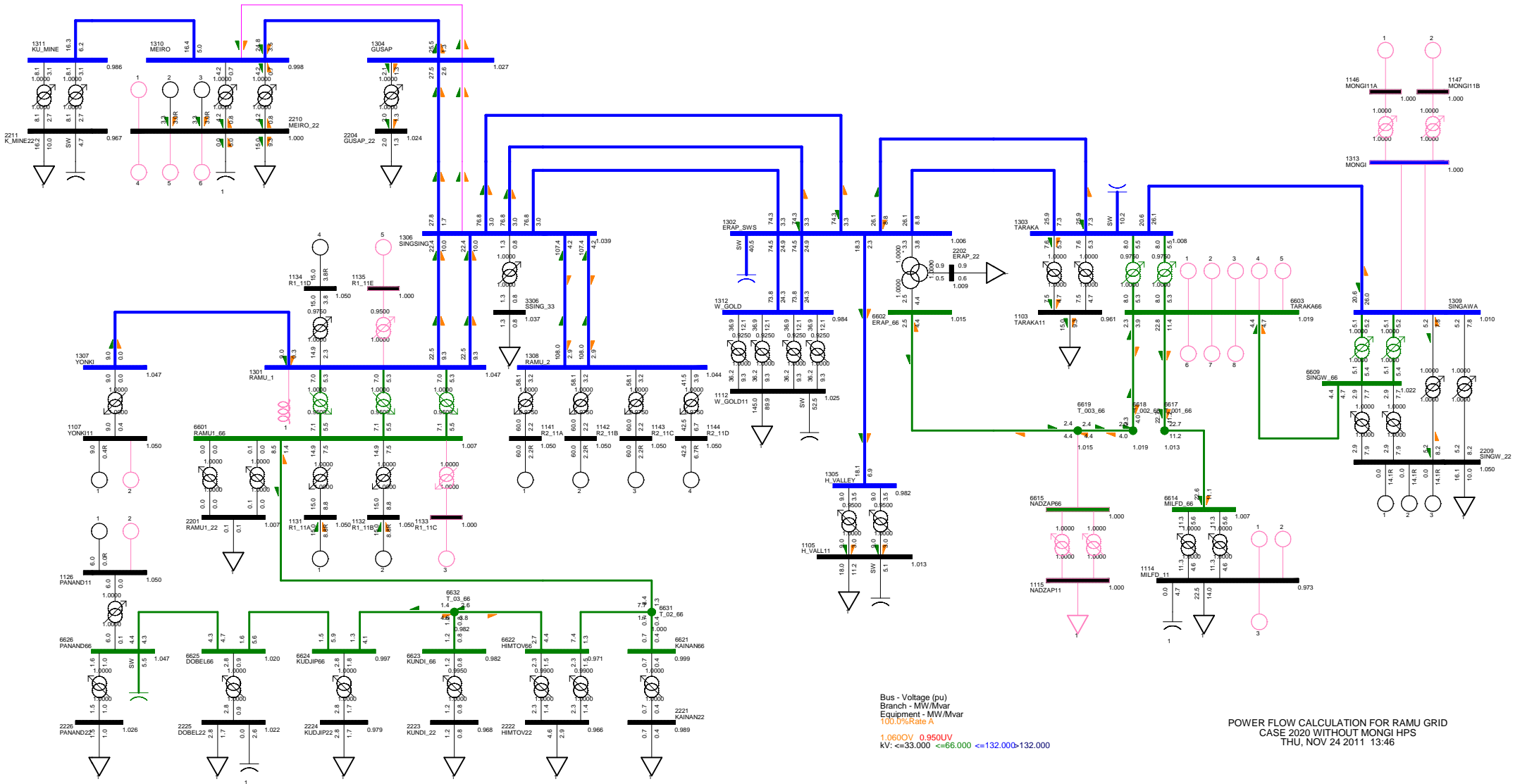


図4.4-3b 2020年の潮流計算結果(Mongi HPSなし)  
 (調査団作成)

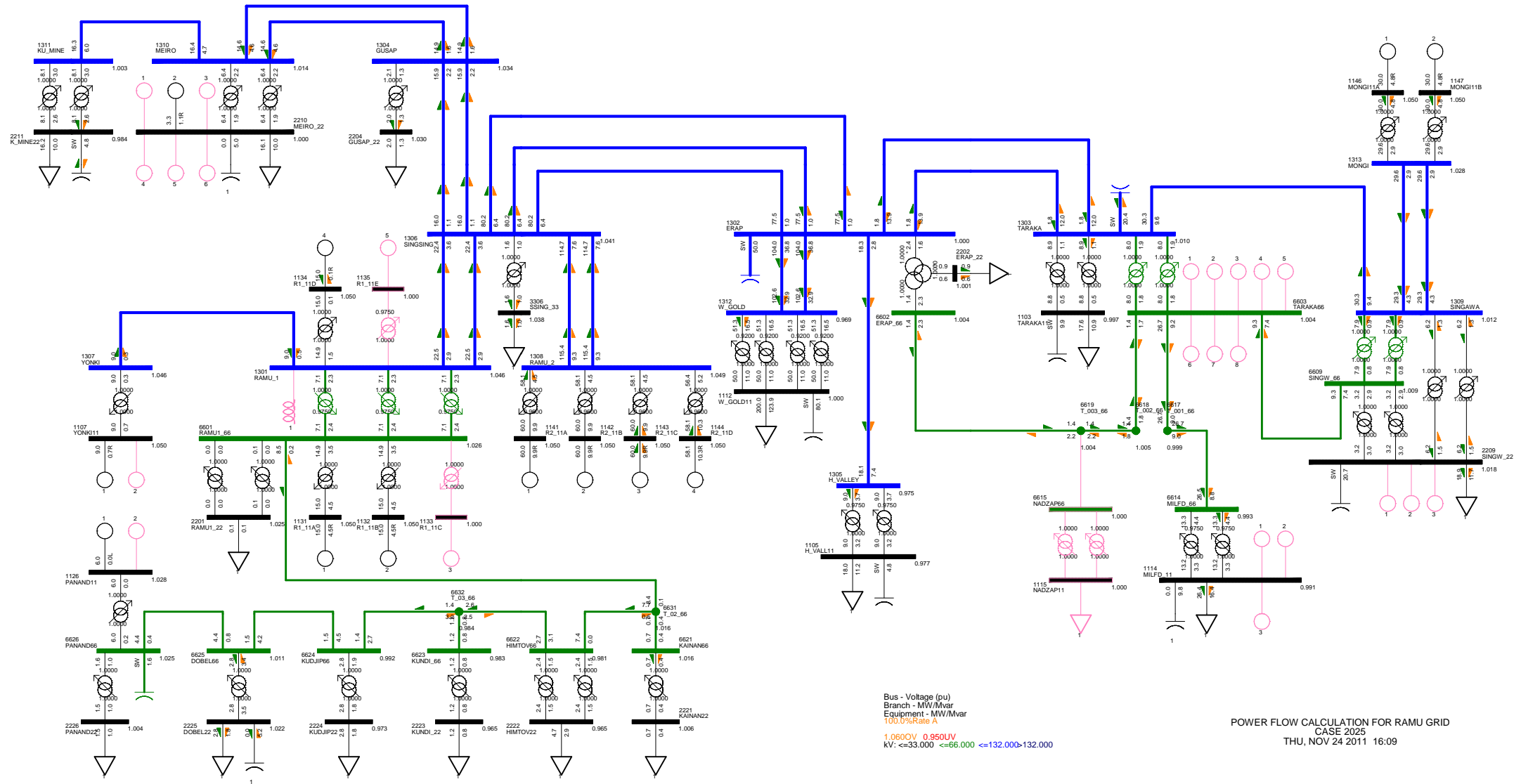


図4.4-5 2025年の潮流計算結果  
 (調査団作成)

表7.1-2 送電線コンポーネントの事業費の内訳

No.	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (USD)		Amount (USD)		Erection (USD)	Total (USD)	Total (PGK eq.)
				CIF	Local	Foreign	Local			
<b>1. General</b>										
1	Project Management by Contractor	lot	1	3,300,000.0		3,300,000.0			3,300,000.0	7,568,800.0
2	Tower Tests (A, AA, B, DD)									
	Type A, AA	type	2	40,500.0		81,000.0			81,000.0	185,800.0
	Type B, DD	type	2	68,000.0		136,000.0			136,000.0	311,900.0
Subtotal for General						3,517,000.0	0.0	0.0	3,517,000.0	8,066,500.0
<b>2. 132 kV 2-cct Line between Singsing-Erap (97.2 km) and Incoming line to Taraka (0.7 km)</b>										
1	Mobilization, camp, clearing, and survey	lot	1					743,000.0	743,000.0	1,704,100.0
2	Foundations									
	Type 1 for 2-cct towers	set	188		31,000.0		5,828,000.0		5,828,000.0	13,367,000.0
	Type 2 for 2-cct towers	set	28		68,000.0		1,904,000.0		1,904,000.0	4,367,000.0
	Type 3 for 2-cct towers	set	1		83,930.0		83,900.0		83,900.0	192,400.0
	Type 2 for 1-cct towers	set	5		61,200.0		306,000.0		306,000.0	701,800.0
	Type 3 for 1-cct towers	set	1		75,540.0		75,500.0		75,500.0	173,200.0
3	Materials procurement									
1)	Towers									
	Type AA	set	184	14,080.0		2,590,700.0		545,200.0	3,135,900.0	7,192,400.0
	Type BB	set	10	19,710.0		197,100.0		41,500.0	238,600.0	547,200.0
	Type CC	set	10	28,150.0		281,500.0		59,300.0	340,800.0	781,700.0
	Type DD	set	13	39,410.0		512,300.0		107,800.0	620,100.0	1,422,200.0
	Type B	set	3	11,260.0		33,800.0		8,500.0	42,300.0	97,000.0
	Type D	set	3	22,520.0		67,600.0		17,000.0	84,600.0	194,000.0
2)	Conductor and ground-wire									
	ACSR Deer	km	616.8	5,930.0		3,657,400.0		2,237,000.0	5,894,400.0	13,519,300.0
	AS 70 mm2	km	102.8	2,970.0		305,300.0		54,600.0	359,900.0	825,500.0
	OPGW 70 mm2	km	102.8	4,450.0		457,400.0		209,700.0	667,100.0	1,530,000.0
3)	Insulators									
	Suspension single string assemblies (12t)	set	1,104	1,050.0		1,159,200.0		163,400.0	1,322,600.0	3,033,500.0
	Tension single string assemblies (16t)	set	432	1,600.0		691,200.0		93,300.0	784,500.0	1,799,300.0
	Tension jumper assemblies (12t)	set	102	650.0		66,300.0		11,800.0	78,100.0	179,100.0
	Gantry single string assemblies	set	27	810.0		21,900.0		4,200.0	26,100.0	59,900.0
	Gantry V-string assemblies	set	27	1,210.0		32,700.0		6,300.0	39,000.0	89,400.0
4)	Fittings									
	Conductor dampers	sets	5,136	50.0		256,800.0		43,100.0	299,900.0	687,800.0
	GW dumpers (AC,OPGW)	sets	1,712	40.0		68,500.0		12,300.0	80,800.0	185,300.0
	Conductor sleeves	pcs	395	150.0		59,300.0		27,700.0	87,000.0	199,500.0
	GW sleeves (AC)	pcs	40	60.0		2,400.0		1,600.0	4,000.0	9,200.0
	Suspension GW fittings (AC,OPGW)	sets	368	120.0		44,200.0		88,300.0	132,500.0	303,900.0
	Tension GW fittings (AC,OPGW)	sets	144	300.0		43,200.0		89,300.0	132,500.0	303,900.0
4	Temporary 132 kV line									
1)	Temporary 132 kV line for Singsing (3 km)	lot	1	39,000.0	90,000.0	39,000.0	90,000.0	66,000.0	195,000.0	447,200.0
2)	Dismantle of existing line Traka incoming (0.7 km)	lot	1					22,000.0	22,000.0	50,500.0
5	Spare and tools (3% of equipment cost)	lot	1	317,600.0		317,600.0			317,600.0	728,400.0
Subtotal for 132 kV 2-cct line						10,905,400.0	8,287,400.0	4,652,900.0	23,845,700.0	54,691,700.0
<b>3. 132 kV Erap - Taraka, 1-cct Line (39.7 km)</b>										
1	Mobilization, camp, clearing, and survey	lot	1.0					311,000.0	311,000.0	713,300.0
2	Foundations									
	Type 1 for 1-cct towers	set	75		29,140.0		2,185,500.0		2,185,500.0	5,012,600.0
	Type 2 for 1-cct towers	set	12		63,920.0		767,000.0		767,000.0	1,759,200.0
	Type 3 for 1-cct towers	set	3		78,900.0		236,700.0		236,700.0	542,900.0
3	Materials procurement									
1)	Towers									
	Type A	set	70	10,140.0		709,800.0		149,300.0	859,100.0	1,970,400.0
	Type B	set	11	13,520.0		148,700.0		31,300.0	180,000.0	412,800.0
	Type C	set	4	16,890.0		67,600.0		14,200.0	81,800.0	187,600.0
	Type D	set	5	27,030.0		135,200.0		28,400.0	163,600.0	375,200.0
2)	Conductor and ground-wire									
	ACSR Deer	km	125.1	5,930.0		741,600.0		692,800.0	1,434,400.0	3,289,900.0
	AC 70 mm2	km	-							
	OPGW 70 mm2	km	41.7	4,450.0		185,500.0		85,000.0	270,500.0	620,400.0
3)	Insulators									
	Suspension single string assemblies (12t)	set	210	1,050.0		220,500.0		31,100.0	251,600.0	577,100.0
	Tension single string assemblies (16t)	set	120	1,600.0		192,000.0		25,900.0	217,900.0	499,800.0
	Tension Jumper assemblies (12t)	set	14	650.0		9,100.0		1,600.0	10,700.0	24,500.0
	Gantry single string assemblies	set	6	810.0		4,900.0		900.0	5,800.0	13,300.0

表7.1-2 送電線コンポーネントの事業費の内訳

No.	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (USD)		Amount (USD)		Erection (USD)	Total (USD)	Total (PGK eq.)
				CIF	Local	Foreign	Local			
	Gantry V-string assemblies	set	6	1,210.0		7,300.0		1,400.0	8,700.0	20,000.0
4)	Fittings									
	Conductor dampers	sets	1,056	50.0		52,800.0		7,400.0	60,200.0	138,100.0
	GW dumpers(OPGW)	sets	352	40.0		14,100.0		2,100.0	16,200.0	37,200.0
	Conductor sleeves	pcs	84	150.0		12,600.0		5,900.0	18,500.0	42,400.0
	GW sleeves	pcs	0	60.0		0.0		0.0	0.0	0.0
	Suspension GW fittings (OPGW)	sets	70	120.0		8,400.0		16,800.0	25,200.0	57,800.0
	Tension GW fittings (OPGW)	sets	40	300.0		12,000.0		24,800.0	36,800.0	84,400.0
4	Temporary 132 kV line									
1)	Temporary 132 kV line for Erap (1 km)	lot	1	13,000.0	30,000.0	13,000.0	30,000.0	22,000.0	65,000.0	149,100.0
5	Spare and tools (3% of equipment cost)	lot	1	76,100.0		76,100.0			76,100.0	174,500.0
<b>Subtotal for 132 kV 1-cct line</b>						<b>2,611,200.0</b>	<b>3,219,200.0</b>	<b>1,451,900.0</b>	<b>7,282,300.0</b>	<b>16,702,500.0</b>
<b>Grand Total</b>						<b>17,033,600.0</b>	<b>11,506,600.0</b>	<b>6,104,800.0</b>	<b>34,645,000.0</b>	<b>79,460,700.0</b>

Note:

1) Exchange Rate:

1 PNG Kina = 35.324 Japanese Yen

1 US dollar = 80.99 Japanese Yen

1 Euro = 116.55 Japanese Yen



表7.2-2 変電所コンポーネントの事業費の内訳

No.	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (USD)		Amount (USD)		Erection (USD)	Total (USD)	Total (PGK eq.)
				CIF	Local	Foreign	Local			
<b>1. Ramu 1 Switchyard</b>										
1.	<i>Outdoor Switchgears</i>									
1)	132 kV Taraka bay	lot	1.0	50,000.0	0.0	50,000.0	0.0	15,000.0	65,000.0	149,100.0
2)	132 kV Gusap bay	lot	1.0	17,700.0	0.0	17,700.0	0.0	5,400.0	23,100.0	53,000.0
3)	Above item accessories, earthing, etc.	lot	1.0	4,800.0	0.0	4,800.0	0.0	1,500.0	6,300.0	14,400.0
2.	<i>Control and Protection Device</i>									
1)	Modification of TL protections	lot	1.0	78,100.0	0.0	78,100.0	0.0	23,500.0	101,600.0	233,000.0
3.	<i>Telecommunication System</i>									
1)	Modification of STM-1, PABX, etc.	lot	1.0	39,500.0	0.0	39,500.0	0.0	11,900.0	51,400.0	117,900.0
4.	<i>Common items</i>									
1)	110 V & 48 V DC power supply system	lot	1.0	53,000.0	0.0	53,000.0	0.0	21,200.0	74,200.0	170,200.0
2)	Accessories for conduit, cable, lag, etc.	lot	1.0	24,300.0	0.0	24,300.0	0.0	7,300.0	31,600.0	72,500.0
5.	<i>Civil Works</i>									
1)	Foundation Works	lot	1.0	0.0	19,500.0	0.0	19,500.0	0.0	19,500.0	44,700.0
2)	Extension of DC Battery Room	lot	1.0	0.0	29,200.0	0.0	29,200.0	0.0	29,200.0	67,000.0
6.	<i>Others</i>									
1)	Design for electrical & civil works	lot	1.0	17,700.0	6,400.0	17,700.0	6,400.0	0.0	24,100.0	55,300.0
2)	Commissioning	lot	1.0	0.0	14,400.0	0.0	14,400.0	0.0	14,400.0	33,000.0
3)	Other Services (spare parts, training and etc.)	lot	1.0	21,400.0	0.0	21,400.0	0.0	0.0	21,400.0	49,100.0
<b>Subtotal for Ramu 1 Switchyard</b>						<b>306,500.0</b>	<b>69,500.0</b>	<b>85,800.0</b>	<b>461,800.0</b>	<b>1,059,200.0</b>
<b>2. Singing Substation</b>										
1.	<i>Outdoor Switchgear</i>									
1)	132 kV transmission line bay	bays	6.0	100,100.0	0.0	600,600.0	0.0	180,200.0	780,800.0	1,790,800.0
2)	132 kV bus section	bays	5.0	77,800.0	0.0	389,000.0	0.0	116,700.0	505,700.0	1,159,900.0
3)	132 kV transformer bay	bay	1.0	50,000.0	0.0	50,000.0	0.0	15,000.0	65,000.0	149,100.0
4)	132 kV one-and-half CB scheme busbars	lot	1.0	103,400.0	0.0	103,400.0	0.0	41,400.0	144,800.0	332,100.0
2.	<i>Transformers</i>									
1)	132/33 kV 10/12MVA OLTC transformer	unit	1.0	844,300.0	0.0	844,300.0	0.0	101,400.0	945,700.0	2,169,000.0
2)	33/0.415-0.24 kV 100kVA transformer	unit	1.0	13,000.0	0.0	13,000.0	0.0	3,900.0	16,900.0	38,800.0
3.	<i>33 kV Switchgear</i>									
1)	33 kV metal-enclosed switchgear	lot	1.0	557,200.0	0.0	557,200.0	0.0	83,600.0	640,800.0	1,469,700.0
4.	<i>Control and Protection Panel</i>									
1)	132 kV control & protection panel	lot	1.0	816,400.0	0.0	816,400.0	0.0	81,700.0	898,100.0	2,059,900.0
2)	Mini-SCADA	lot	1.0	812,200.0	0.0	812,200.0	0.0	40,700.0	852,900.0	1,956,200.0
5.	<i>Telecommunication System</i>									
1)	Construction of STM-1, MUX, PABX, etc	lot	1.0	560,900.0	0.0	560,900.0	0.0	56,100.0	617,000.0	1,415,100.0
6.	<i>Miscellaneous Electrical Equipment</i>									
1)	75 kVA 0.415-240 kV DEG set with fuel tank	lot	1.0	33,800.0	0.0	33,800.0	0.0	6,800.0	40,600.0	93,100.0
2)	110 V & 48 V DC power supply system	lot	1.0	53,000.0	0.0	53,000.0	0.0	21,200.0	74,200.0	170,200.0
3)	LVAC distribution system	lot	1.0	50,500.0	0.0	50,500.0	0.0	3,600.0	54,100.0	124,100.0
4)	Gantries & support structures	lot	1.0	311,500.0	22,000.0	311,500.0	22,000.0	23,400.0	356,900.0	818,600.0
5)	Earthing, lightning, outdoor lighting system, etc.	lot	1.0	610,900.0	90,000.0	610,900.0	90,000.0	35,100.0	736,000.0	1,688,100.0
6)	Accessories for conduit power/control cables, lag, etc.	lot	1.0	1,248,600.0	0.0	1,248,600.0	0.0	149,900.0	1,398,500.0	3,207,600.0
7.	<i>Civil Works</i>									
1)	All civil works including foundation, etc.	lot	1.0	0.0	2,261,100.0	0.0	2,261,100.0	904,500.0	3,165,600.0	7,260,600.0
8.	<i>Others</i>									
1)	Design for electrical & civil works	lot	1.0	124,900.0	63,100.0	124,900.0	63,100.0	0.0	188,000.0	431,200.0
2)	Commissioning, factory test, etc.	lot	1.0	0.0	142,700.0	0.0	142,700.0	0.0	142,700.0	327,300.0
3)	Other Services (spare parts, training and etc.)	lot	1.0	312,200.0	0.0	312,200.0	0.0	0.0	312,200.0	716,100.0
<b>Subtotal for Singing Substation</b>						<b>7,492,400.0</b>	<b>2,578,900.0</b>	<b>1,865,200.0</b>	<b>11,936,500.0</b>	<b>27,377,500.0</b>
<b>3. Erap Substation</b>										
1.	<i>Outdoor Switchgear</i>									
1)	132 kV transmission line bay	bays	3.0	100,100.0	0.0	300,300.0	0.0	90,100.0	390,400.0	895,400.0
2)	132 kV bus section	bays	4.0	79,300.0	0.0	317,200.0	0.0	95,200.0	412,400.0	945,900.0
3)	132 kV transformer bay	bays	2.0	50,000.0	0.0	100,000.0	0.0	30,000.0	130,000.0	298,200.0
4)	132 kV one-and-half CB scheme busbars	lot	1.0	104,000.0	0.0	104,000.0	0.0	41,600.0	145,600.0	333,900.0
5)	66 kV transformer bay	bays	2.0	87,900.0	0.0	175,800.0	0.0	52,800.0	228,600.0	524,300.0
6)	66 kV bus section	bay	1.0	80,000.0	0.0	80,000.0	0.0	24,000.0	104,000.0	238,500.0
7)	66 kV single tubular busbars	lot	1.0	62,700.0	0.0	62,700.0	0.0	25,100.0	87,800.0	201,400.0
2.	<i>Transformers</i>									
1)	132/66/33 kV 10/12 MVA OLTC transformer	units	2.0	844,300.0	0.0	1,688,600.0	0.0	202,700.0	1,891,300.0	4,337,800.0

表7.2-2 変電所コンポーネントの事業費の内訳

No.	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (USD)		Amount (USD)		Erection (USD)	Total (USD)	Total (PGK eq.)
				CIF	Local	Foreign	Local			
2)	33 kV earthing transformer	units	2.0	170,400.0	0.0	340,800.0	0.0	40,900.0	381,700.0	875,500.0
3)	33/0.415-0.24 kV 100 kVA transformer	units	2.0	13,000.0	0.0	26,000.0	0.0	7,800.0	33,800.0	77,500.0
3.	<i>33 kV Switchgear</i>									
1)	33 kV metal-enclosed switchgear	lot	1.0	1,077,900.0	0.0	1,077,900.0	0.0	161,700.0	1,239,600.0	2,843,100.0
4.	<i>Control and Protection Panel</i>									
1)	132 kV/66 kV control & protection panel	lot	1.0	823,000.0	0.0	823,000.0	0.0	82,300.0	905,300.0	2,076,400.0
2)	Modification of TL & busbar protection	lot	1.0	92,300.0	0.0	92,300.0	0.0	27,700.0	120,000.0	275,200.0
3)	Modification of Mini-SCADA	lot	1.0	81,300.0	0.0	81,300.0	0.0	4,100.0	85,400.0	195,900.0
5.	<i>Telecommunication System</i>									
1)	Modification of STM-1, PABX, etc.	lot	1.0	118,400.0	0.0	118,400.0	0.0	35,600.0	154,000.0	353,200.0
6.	<i>Miscellaneous Electrical Equipment</i>									
1)	48 V DC power supply system	lot	1.0	21,300.0	0.0	21,300.0	0.0	8,600.0	29,900.0	68,600.0
2)	LVAC distribution system for SWG room	lot	1.0	50,500.0	0.0	50,500.0	0.0	3,600.0	54,100.0	124,100.0
3)	Gantries & support structures	lot	1.0	222,500.0	22,000.0	222,500.0	22,000.0	17,200.0	261,700.0	600,200.0
4)	Earthing, lightning, lighting system, etc.	lot	1.0	407,900.0	60,700.0	407,900.0	60,700.0	23,500.0	492,100.0	1,128,700.0
5)	Accessories for conduit power/control cables, lag, etc.	lot	1.0	1,064,200.0	0.0	1,064,200.0	0.0	127,800.0	1,192,000.0	2,733,900.0
7.	<i>Civil Works</i>									
1)	All civil works including foundation, etc.	lot	1.0	0.0	1,494,700.0	0.0	1,494,700.0	597,900.0	2,092,600.0	4,799,500.0
8.	<i>Others</i>									
1)	Design for electrical & civil works	lot	1.0	111,100.0	48,900.0	111,100.0	48,900.0	0.0	160,000.0	367,000.0
2)	Commissioning, factory test, etc.	lot	1.0	0.0	130,000.0	0.0	130,000.0	0.0	130,000.0	298,200.0
3)	Other Services (Spare parts, training and etc.)	lot	1.0	277,600.0	0.0	277,600.0	0.0	0.0	277,600.0	636,700.0
<b>Subtotal for Erap Substation</b>						<b>7,543,400.0</b>	<b>1,756,300.0</b>	<b>1,700,200.0</b>	<b>10,999,900.0</b>	<b>25,229,100.0</b>
<b>4a. Taraka Substation (Plan-A)</b>										
1.	<i>Outdoor Switchgear</i>									
1)	132 kV transmission line bay	bay	1.0	91,100.0	0.0	91,100.0	0.0	27,400.0	118,500.0	271,800.0
2)	Modification of 132 kV transmission line bay	bay	1.0	35,100.0	0.0	35,100.0	0.0	10,600.0	45,700.0	104,800.0
3)	132 kV bus section	bays	2.0	14,900.0	0.0	29,800.0	0.0	9,000.0	38,800.0	89,000.0
4)	132 kV transformer bay	bay	4.0	54,000.0	0.0	216,000.0	0.0	64,800.0	280,800.0	644,000.0
5)	Modification of 132 kV single busbar	lot	1.0	51,300.0	0.0	51,300.0	0.0	20,600.0	71,900.0	164,900.0
6)	66kV transmission line bay	bays	2.0	68,500.0	0.0	137,000.0	0.0	41,100.0	178,100.0	408,500.0
7)	66 kV transformer bay	bays	2.0	53,600.0	0.0	107,200.0	0.0	32,200.0	139,400.0	319,700.0
8)	66 kV bus section	bay	1.0	87,100.0	0.0	87,100.0	0.0	26,200.0	113,300.0	259,900.0
9)	Modification of 66 kV single busbar accessories	lot	1.0	16,500.0	0.0	16,500.0	0.0	6,600.0	23,100.0	53,000.0
2.	<i>Control and Protection Panel</i>									
1)	132 kV control & protection panel	lot	1.0	77,100.0	0.0	77,100.0	0.0	7,800.0	84,900.0	194,700.0
2)	Modification of TL & busbar protection	lot	1.0	63,900.0	0.0	63,900.0	0.0	19,200.0	83,100.0	190,600.0
3.	<i>Telecommunication System</i>									
1)	Modification of STM-1, PABX, etc.	lot	1.0	39,500.0	0.0	39,500.0	0.0	11,900.0	51,400.0	117,900.0
4.	<i>Miscellaneous Electrical Equipment</i>									
1)	110 V & 48 V DC power supply system	lot	1.0	53,000.0	0.0	53,000.0	0.0	21,200.0	74,200.0	170,200.0
2)	Gantries & support structures	lot	1.0	44,500.0	22,000.0	44,500.0	22,000.0	4,700.0	71,200.0	163,300.0
3)	Earthing, lightning, lighting system, etc.	lot	1.0	75,000.0	32,800.0	75,000.0	32,800.0	5,400.0	113,200.0	259,600.0
4)	Accessories for conduit power/control cables, lag, etc.	lot	1.0	164,900.0	0.0	164,900.0	0.0	19,800.0	184,700.0	423,600.0
5.	<i>Civil Works</i>									
1)	All civil works including foundation, etc.	lot	1.0	0.0	142,200.0	0.0	142,200.0	56,900.0	199,100.0	456,700.0
6.	<i>Others</i>									
1)	Design for electrical & civil works	lot	1.0	19,800.0	11,500.0	19,800.0	11,500.0	0.0	31,300.0	71,800.0
2)	Commissioning, factory test, etc.	lot	1.0	0.0	28,500.0	0.0	28,500.0	0.0	28,500.0	65,400.0
3)	Other Services (Spare parts, training and etc.)	lot	1.0	49,500.0	0.0	49,500.0	0.0	0.0	49,500.0	113,500.0
<b>Subtotal for Taraka Substation (Plan-A)</b>						<b>1,358,300.0</b>	<b>237,000.0</b>	<b>385,400.0</b>	<b>1,980,700.0</b>	<b>4,542,900.0</b>
<b>4b. Taraka Substation (Plan-B)</b>										
1.	<i>Gas Insulated Switchgear</i>									
1)	132 kV incoming unit	units	2.0	493,800.0	0.0	987,600.0	0.0	69,200.0	1,056,800.0	2,423,900.0
2)	132 kV feeder unit	unit	1.0	493,800.0	0.0	493,800.0	0.0	34,600.0	528,400.0	1,211,900.0
3)	132 kV busbar CVT unit	unit	1.0	222,200.0	0.0	222,200.0	0.0	15,600.0	237,800.0	545,400.0
2.	<i>Outdoor Switchgear</i>									
1)	132 kV bus section	bays	2.0	14,900.0	0.0	29,800.0	0.0	9,000.0	38,800.0	89,000.0
2)	132 kV transformer bay	bay	4.0	54,000.0	0.0	216,000.0	0.0	64,800.0	280,800.0	644,000.0
3)	Cable head for 132 kV power cable	sets	3.0	6,500.0	0.0	19,500.0	0.0	5,900.0	25,400.0	58,300.0
4)	Modification of 132 kV single busbar	lot	1.0	13,800.0	0.0	13,800.0	0.0	5,600.0	19,400.0	44,500.0

表7.2-2 変電所コンポーネントの事業費の内訳

No.	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (USD)		Amount (USD)		Erection (USD)	Total (USD)	Total (PGK eq.)
				CIF	Local	Foreign	Local			
5)	66 kV transmission line bay	bays	2.0	68,500.0	0.0	137,000.0	0.0	41,100.0	178,100.0	408,500.0
6)	66 kV transformer bay	bays	2.0	53,600.0	0.0	107,200.0	0.0	32,200.0	139,400.0	319,700.0
7)	66 kV bus section	bay	1.0	87,100.0	0.0	87,100.0	0.0	26,200.0	113,300.0	259,900.0
8)	Modification of 66 kV single busbar accessories	lot	1.0	16,500.0	0.0	16,500.0	0.0	6,600.0	23,100.0	53,000.0
3.	<i>Control and Protection Panel</i>									
1)	132 kV control & protection panel	lot	1.0	231,300.0	0.0	231,300.0	0.0	23,200.0	254,500.0	583,700.0
2)	Modification of TL & busbar protection	lot	1.0	56,800.0	0.0	56,800.0	0.0	17,100.0	73,900.0	169,500.0
4.	<i>Telecommunication System</i>									
1)	Modification of STM-1, PABX, etc.	lot	1.0	39,500.0	0.0	39,500.0	0.0	11,900.0	51,400.0	117,900.0
5.	<i>Miscellaneous Electrical Equipment</i>									
1)	110 V & 48 V DC power supply system	lot	1.0	53,000.0	0.0	53,000.0	0.0	21,200.0	74,200.0	170,200.0
2)	Gantries & support structures	lot	1.0	111,300.0	55,000.0	111,300.0	55,000.0	11,700.0	178,000.0	408,300.0
3)	Earthing, lightning, lighting system, etc.	lot	1.0	80,700.0	28,300.0	80,700.0	28,300.0	5,500.0	114,500.0	262,600.0
4)	Accessories for conduit power/control cables, lag, etc.	lot	1.0	272,600.0	0.0	272,600.0	0.0	32,800.0	305,400.0	700,500.0
6.	<i>Civil Works</i>									
1)	All civil works including foundation, etc.	lot	1.0	0.0	271,500.0	0.0	271,500.0	108,600.0	380,100.0	871,800.0
7.	<i>Others</i>									
1)	Design for electrical & civil works	lot	1.0	47,400.0	12,400.0	47,400.0	12,400.0	0.0	59,800.0	137,200.0
2)	Commissioning, factory test, etc.	lot	1.0	0.0	54,300.0	0.0	54,300.0	0.0	54,300.0	124,500.0
3)	Other Services (Spare parts, training and etc.)	lot	1.0	118,500.0	0.0	118,500.0	0.0	0.0	118,500.0	271,800.0
Subtotal for Taraka Substation (Plan-B)						3,341,600.0	421,500.0	542,800.0	4,305,900.0	9,876,100.0
<b>4c. Taraka Substation (Plan-C)</b>										
1.	<i>Gas Insulated Switchgear</i>									
1)	132 kV incoming unit	units	2.0	493,800.0	0.0	987,600.0	0.0	69,200.0	1,056,800.0	2,423,900.0
2)	132 kV feeder unit	unit	5.0	493,800.0	0.0	2,469,000.0	0.0	172,900.0	2,641,900.0	6,059,400.0
3)	132 kV busbar CVT unit	unit	1.0	222,200.0	0.0	222,200.0	0.0	15,600.0	237,800.0	545,400.0
2.	<i>Outdoor Switchgear</i>									
1)	Cable head for 132 kV power cable	sets	7.0	6,500.0	0.0	45,500.0	0.0	13,700.0	59,200.0	135,800.0
2)	66 kV transmission line bay	bays	2.0	68,500.0	0.0	137,000.0	0.0	41,100.0	178,100.0	408,500.0
3)	66 kV transformer bay	bays	2.0	53,600.0	0.0	107,200.0	0.0	32,200.0	139,400.0	319,700.0
4)	66 kV bus section	bay	1.0	87,100.0	0.0	87,100.0	0.0	26,200.0	113,300.0	259,900.0
5)	Modification of 66 kV single busbar accessories	lot	1.0	16,500.0	0.0	16,500.0	0.0	6,600.0	23,100.0	53,000.0
3.	<i>Control and Protection Panel</i>									
1)	132 kV control & protection panel	lot	1.0	616,700.0	0.0	616,700.0	0.0	61,700.0	678,400.0	1,556,000.0
2)	Modification of TL & busbar protection	lot	1.0	56,800.0	0.0	56,800.0	0.0	17,100.0	73,900.0	169,500.0
4.	<i>Telecommunication System</i>									
1)	Modification of STM-1, PABX, etc.	lot	1.0	39,500.0	0.0	39,500.0	0.0	11,900.0	51,400.0	117,900.0
5.	<i>Miscellaneous Electrical Equipment</i>									
1)	110 V & 48 V DC power supply system	lot	1.0	53,000.0	0.0	53,000.0	0.0	21,200.0	74,200.0	170,200.0
2)	Gantries & support structures	lot	1.0	89,000.0	44,000.0	89,000.0	44,000.0	9,400.0	142,400.0	326,600.0
3)	Earthing, lightning, lighting system, etc.	lot	1.0	68,900.0	7,900.0	68,900.0	7,900.0	3,900.0	80,700.0	185,100.0
4)	Accessories for conduit power/control cables, lag, etc.	lot	1.0	473,100.0	0.0	473,100.0	0.0	56,800.0	529,900.0	1,215,400.0
6.	<i>Civil Works</i>									
1)	All civil works including foundation, etc.	lot	1.0	0.0	316,000.0	0.0	316,000.0	126,400.0	442,400.0	1,014,700.0
7.	<i>Others</i>									
1)	Design for electrical & civil works	lot	1.0	56,800.0	12,800.0	56,800.0	12,800.0	0.0	69,600.0	159,600.0
2)	Commissioning, factory test, etc.	lot	1.0	0.0	63,200.0	0.0	63,200.0	0.0	63,200.0	145,000.0
3)	Other Services (Spare parts, training and etc.)	lot	1.0	142,000.0	0.0	142,000.0	0.0	0.0	142,000.0	325,700.0
Subtotal for Taraka Substation (Plan-C)						5,667,900.0	443,900.0	685,900.0	6,797,700.0	15,591,300.0
Grand Total (Plan-A)						16,700,600.0	4,641,700.0	4,036,600.0	25,378,900.0	58,208,700.0
Grand Total (Plan-B)						18,683,900.0	4,826,200.0	4,194,000.0	27,704,100.0	63,541,900.0
Grand Total (Plan-C)						21,010,200.0	4,848,600.0	4,337,100.0	30,195,900.0	69,257,100.0

Note:

1) Exchange Rate:

1 PNG Kina = 35.324 Japanese Yen

1 US dollar = 80.99 Japanese Yen

1 Euro = 116.55 Japanese Yen

2) Cost Comparison of GIS

Plan-A: USD 1,980,700.00 (100 %)

Plan-B: USD 4,305,900.00 (217 %)

Plan-C: USD 6,797,700.00 (343 %)

## **添付**

添付-1 面談者リスト

添付-2 写真集

添付-3 函面

添付-4 環境チェックリスト

## 面談者リスト(PNG サイド)

Name	Position
Mr. Tony Koiri	Chief Executive Officer PNG Power Ltd.
Mr. Lawrence Solomon	Director of Strategy and Marketing PNG Power Ltd.
Mr. John L. Yanis	General Manager of Asset Development PNG Power Ltd.
Mr. Alex Oa	General Manager of Performance Engineering PNG Power Ltd.
Mr. Brendan Raftery	Chief Financial Officer PNG Power Ltd.
Mr. Francis Uratun	Acting Manager of Strategic Infrastructure Planning PNG Power Ltd.
Mr. Francis Mamia	Manager of Corporate Projects PNG Power Ltd.
Mr. Wabing Stahl Mileng	Manager of System Control and System Operations PNG Power Ltd.
Mr. Nelson K. Philip	Manager of Organization Development PNG Power Ltd.
Mr. Mairawesi Pulayasi	Engineer of Distribution Planning PNG Power Ltd.
Mr. Kero Tom	Financial Planner Strategy Planning & Marketing PNG Power Ltd.
Mr. Kalip Salo	Manager of Lands & Community Support PNG Power Ltd.
Mr. Steven CT Kerowa	Team Leader of Lands & Community Relations PNG Power Ltd.
Mr. Titus Tsigese	Environmental Officer PNG Power Ltd.
Mr. Jones Pokarop	Maintenance Bureau PNG Power Ltd.
Mr. Chris Bais	Executive Advisor PNG Power Ltd.
Mr. Morgan Legra	Acting Electrical Manager of Workshop in Lae PNG Power Ltd.
Mr. Reichert Thanda	Acting First Assistant Secretary Department of National Planning and Monitoring
Mr. Joseph Turia	Former First Assistant Secretary Department of National Planning and Monitoring
Ms. Elizabeth Kup	Senior Aid Coordinator Department of National Planning and Monitoring
Ms. Jenny Tumun	Acting Assistant Secretary Department of National Planning and Monitoring
Ms. Barbara Tiki	Aid Coordinator Department of National Planning and Monitoring
Mr. Vore Veve	Director, Energy Division Department of Petroleum and Energy
Mr. Alu Alu	Research Officer, Energy Division Department of Petroleum and Energy
Mr. Buri Gari	Assistant Director, Economic Corporation Department of Foreign Affairs and Trade
Ms. Evangeline Taunao	Financial Analyst Independent Public Business Corporation

Name	Position
Dr. Angelica Braun	Director Prime Minister's Office & National Executive Council
Mr. George Nodalo	Information and Communication Technology Advisor Department of Finance
Mr. Stanley Wokia	Senior Policy Officer Department of State Enterprise
Mr. Kingley Lore	First Assistant Secretary, Policy Department of State Enterprise
Ms. Caroline Korea	Policy Officer Department of State Enterprise

## 面談者リスト(日本側他)

Name	Position
Mr. Yoshiki Takahama	First Secretary Embassy of Japan
Mr. Kou Shishido	Second Secretary Embassy of Japan
Mr. Takashi Tsuji	Resident Representative JICA Papua New Guinea Office
Ms. Hikari Miyahara	Project Formulation Advisor JICA Papua New Guinea Office
Mr. Noriyuki Ito	Assistant Resident Representative JICA Papua New Guinea Office
Mr. John Kol	Development Officer JICA Papua New Guinea Office
Mr. Kazuyoshi Ogawa	Development Advisor Department of National Planning and Monitoring

送電線



Tower Foundation at the Middle Bank of the Erap River



Transmission Line Crossing over the Leron River (1/2)



Transmission Line Crossing over the Leron River (2/2)



Transmission Line Crossing over the Markham River



Tower Foundation in Markham River



Bent Pile Foundation

Singsing 変電所および送電線



Transmission lines for Gusap (#602) and Erap (#601)



Planned Singsing Substation Site (1/2)



Planned Singsing Substation Site (2/2)



Rock Yard near Planned Singsing Substation Site



Transmission Line Crossing over the Erap River



Tower Foundation at the East Bank of the Erap River



Ramu 1 開閉所



Ramu 1 Switchyard Overview



Erap Line Bay



Loop of OPGW for Future Use



132/22 kV Distribution Transformer



132 kV Circuit Breaker



Line Trap and Potential Device

### Erap 変電所



Erap SS overview (1/2)



Erap SS overview (2/2)



Extension Area



Transmission Line to Hidden Valley SS



Double Circuit Tower



Storage Batteries

Taraka 変電所



Taraka SS Overview



132 kV Tower for Erap



8 x 1.8 MW Diesel Engine Generators



Static Var Compensator



66 kV Switchgear



No.1 Main Transformer 132/66 kV, 15/20 MVA

住民協議他



Stakeholder Meeting in Huon District (1/2)



Stakeholder Meeting in Huon District (2/2)



Stakeholder Meeting in Markham District (1/2)



Stakeholder Meeting in Markham District (2/2)



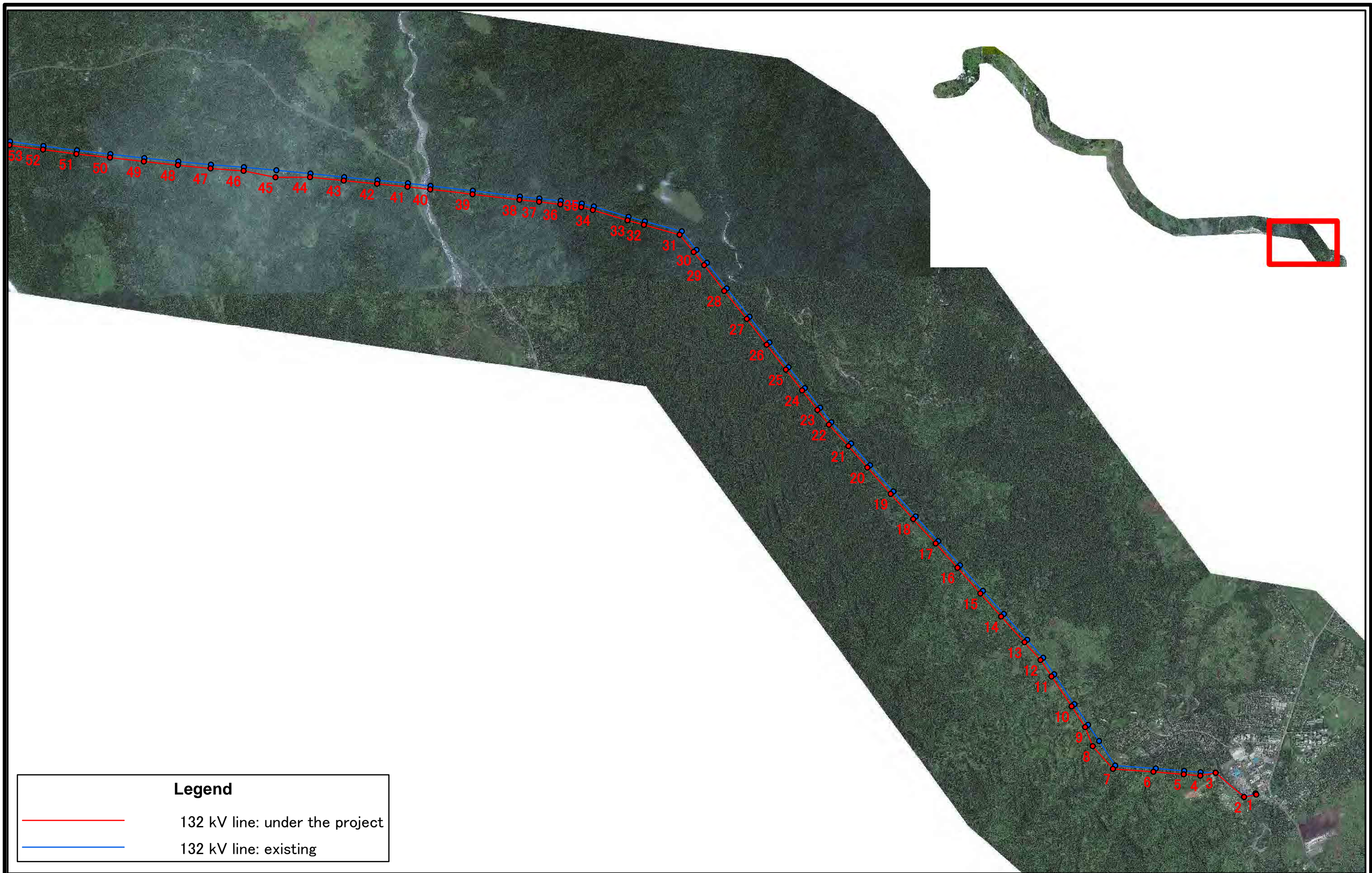
Local Market in Markham District





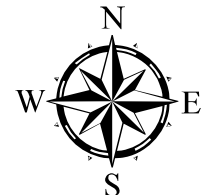
Firewood as Cooking Fuel

### 添付-3 図面

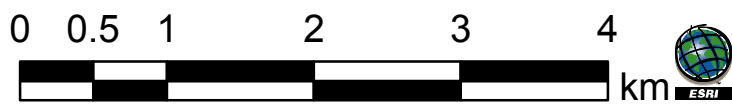
- |                       |                                       |
|-----------------------|---------------------------------------|
| 1. PNG_TL_RUT_001-006 | 既存・計画送電線ルート                           |
| 2. PNG_TL_TWR_001     | 132 kV 2 回線送電鉄塔                       |
| 3. PNG_TL_TWR_002     | 132 kV 1 回線送電鉄塔                       |
| 4. PNG_SS_RM1_001     | 単線結線図: 132 kV Ramu 1 開閉所              |
| 5. PNG_SS_RM1_002     | 平面図: 132 kV Ramu 1 開閉所                |
| 6. PNG_SS_RM1_003     | 側面図: 132 kV Ramu 1 開閉所                |
| 7. PNG_SS_SIS_001     | 単線結線図: Singsing 変電所の 132 kV システム      |
| 8. PNG_SS_SIS_002     | 単線結線図: Singsing 変電所の 33 kV システム       |
| 9. PNG_SS_SIS_003     | 平面図: Singsing 変電所                     |
| 10. PNG_SS_SIS_004    | 側面図: Singsing 変電所                     |
| 11. PNG_SS_ERP_001    | 単線結線図: Erap 変電所の 132 kV システム          |
| 12. PNG_SS_ERP_002    | 単線結線図: Erap 変電所の 66 kV および 33 kV システム |
| 13. PNG_SS_ERP_003    | 平面図: Erap 変電所                         |
| 14. PNG_SS_ERP_004    | 側面図: Erap 変電所                         |
| 15. PNG_SS_TRK_001a   | 単線結線図: Taraka 変電所 (プラン A)             |
| 16. PNG_SS_TRK_002a   | 平面図: Taraka 変電所 (プラン A)               |
| 17. PNG_SS_TRK_003a   | 側面図: Taraka 変電所 (プラン A)               |
| 18. PNG_SS_TRK_001b   | 単線結線図: Taraka 変電所 (プラン B)             |
| 19. PNG_SS_TRK_002b   | 平面図: Taraka 変電所 (プラン B)               |
| 20. PNG_SS_TRK_003b   | 側面図: Taraka 変電所 (プラン B)               |
| 21. PNG_SS_TRK_001c   | 単線結線図: Taraka 変電所 (プラン C)             |
| 22. PNG_SS_TRK_002c   | 平面図: Taraka 変電所 (プラン C)               |
| 23. PNG_SS_TRK_003c   | 側面図: Taraka 変電所 (プラン C)               |
| 24. PNG_SS_COM_001    | 通信システム                                |

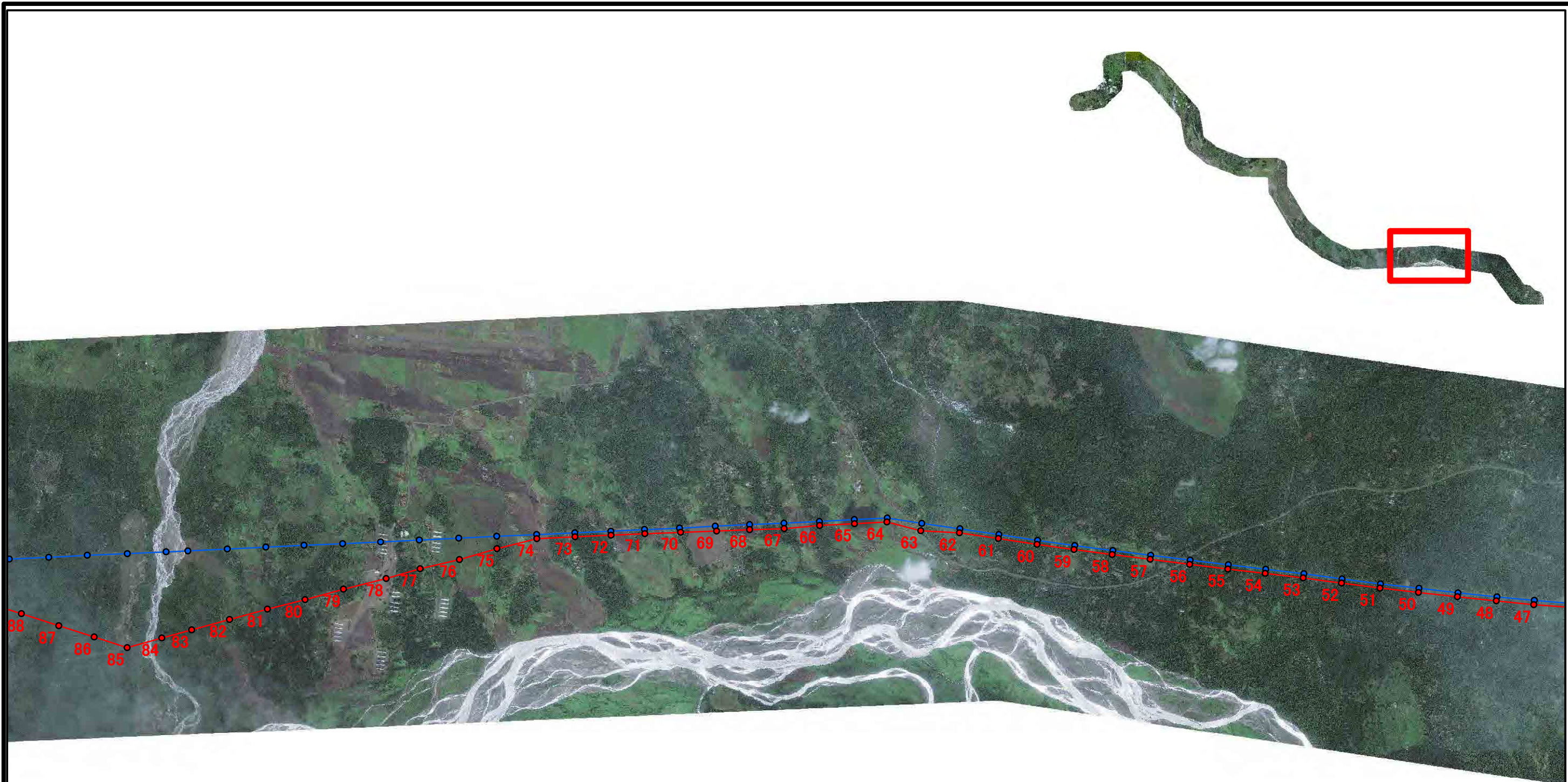




Legend	
	132 kV line: under the project
	132 kV line: existing

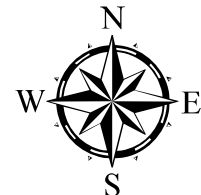


DWG NO. PNG\_TL\_RUT\_001  
 既存・計画送電線ルート (1/8)

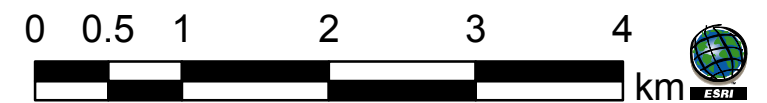


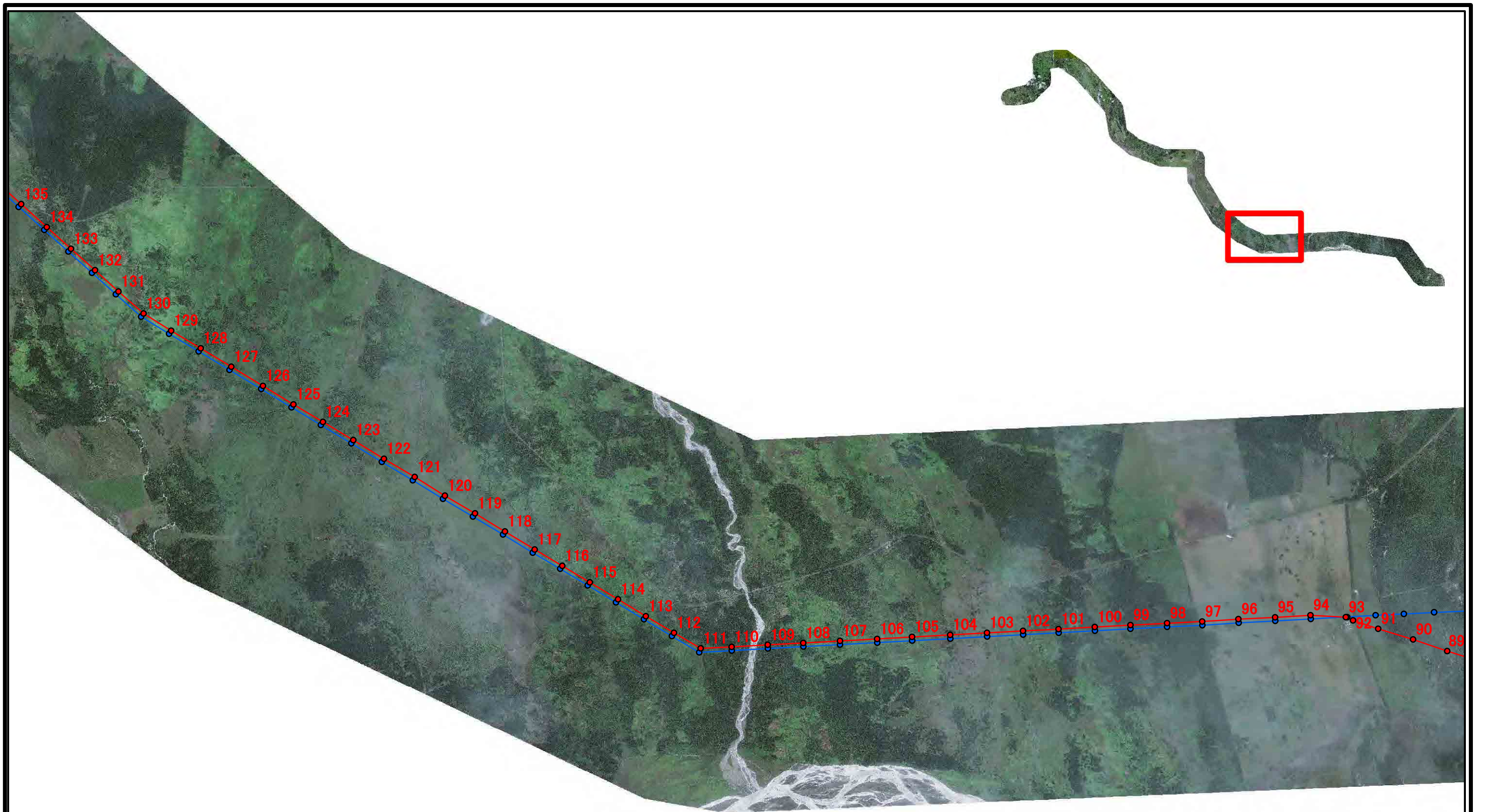


Legend	
	132 kV line: under the project
	132 kV line: existing





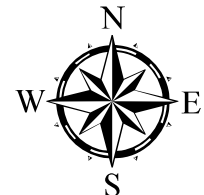
DWG NO. PNG\_TL\_RUT\_002  
 既存・計画送電線ルート (2/8)



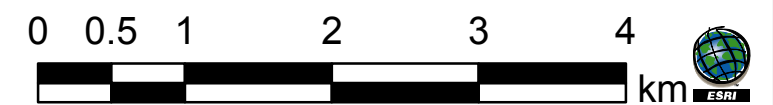


**Legend**

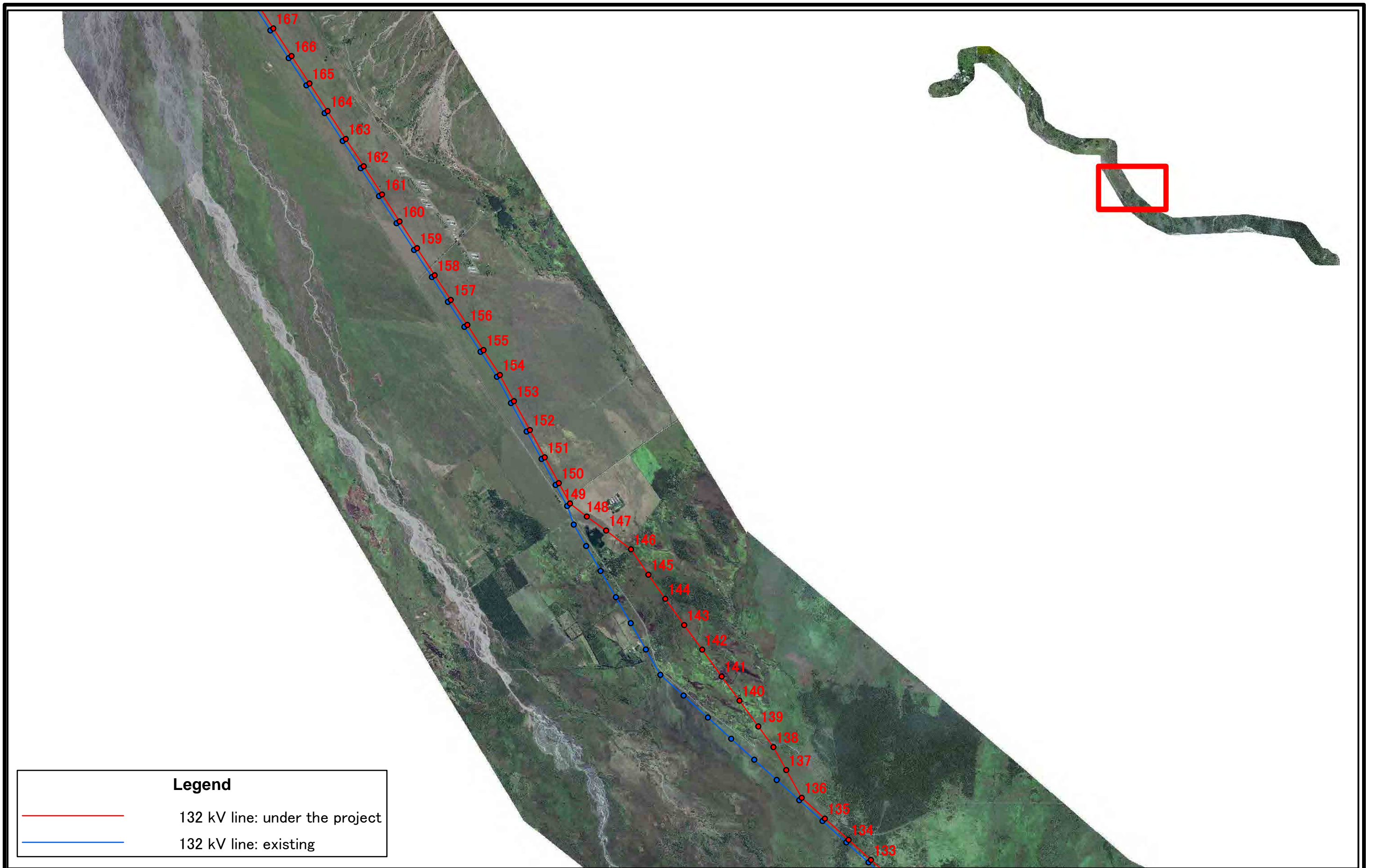
	132 kV line: under the project
	132 kV line: existing





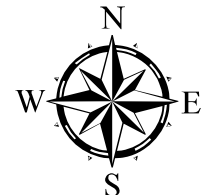
DWG NO. PNG\_TL\_RUT\_003  
既存・計画送電線ルート (3/8)



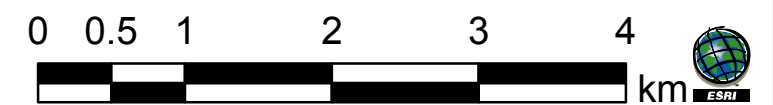


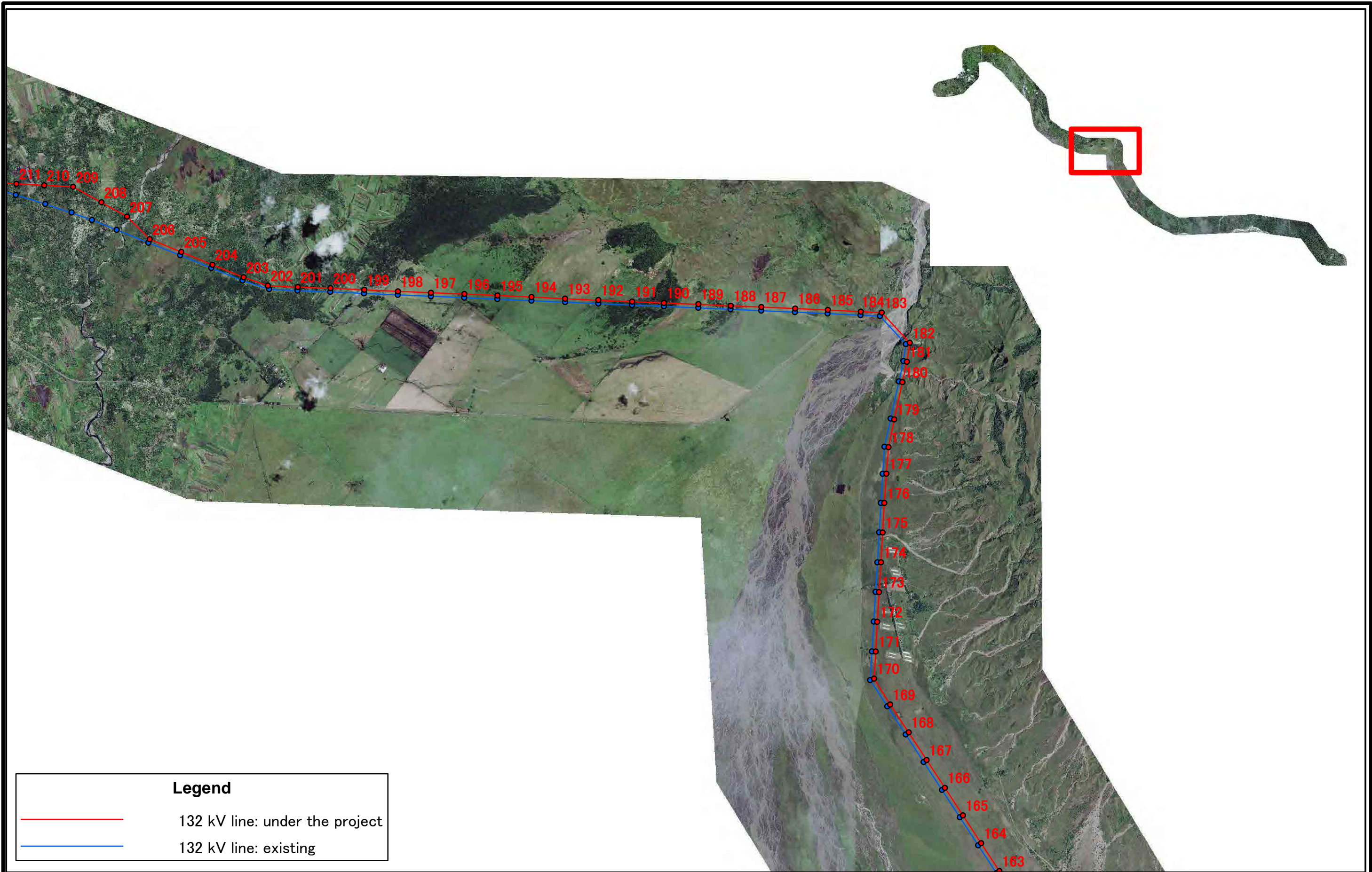


Legend	
	132 kV line: under the project
	132 kV line: existing



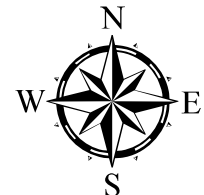
DWG NO. PNG\_TL\_RUT\_004  
 既存・計画送電線ルート(4/8)



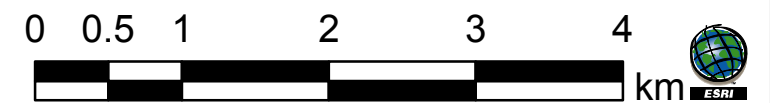


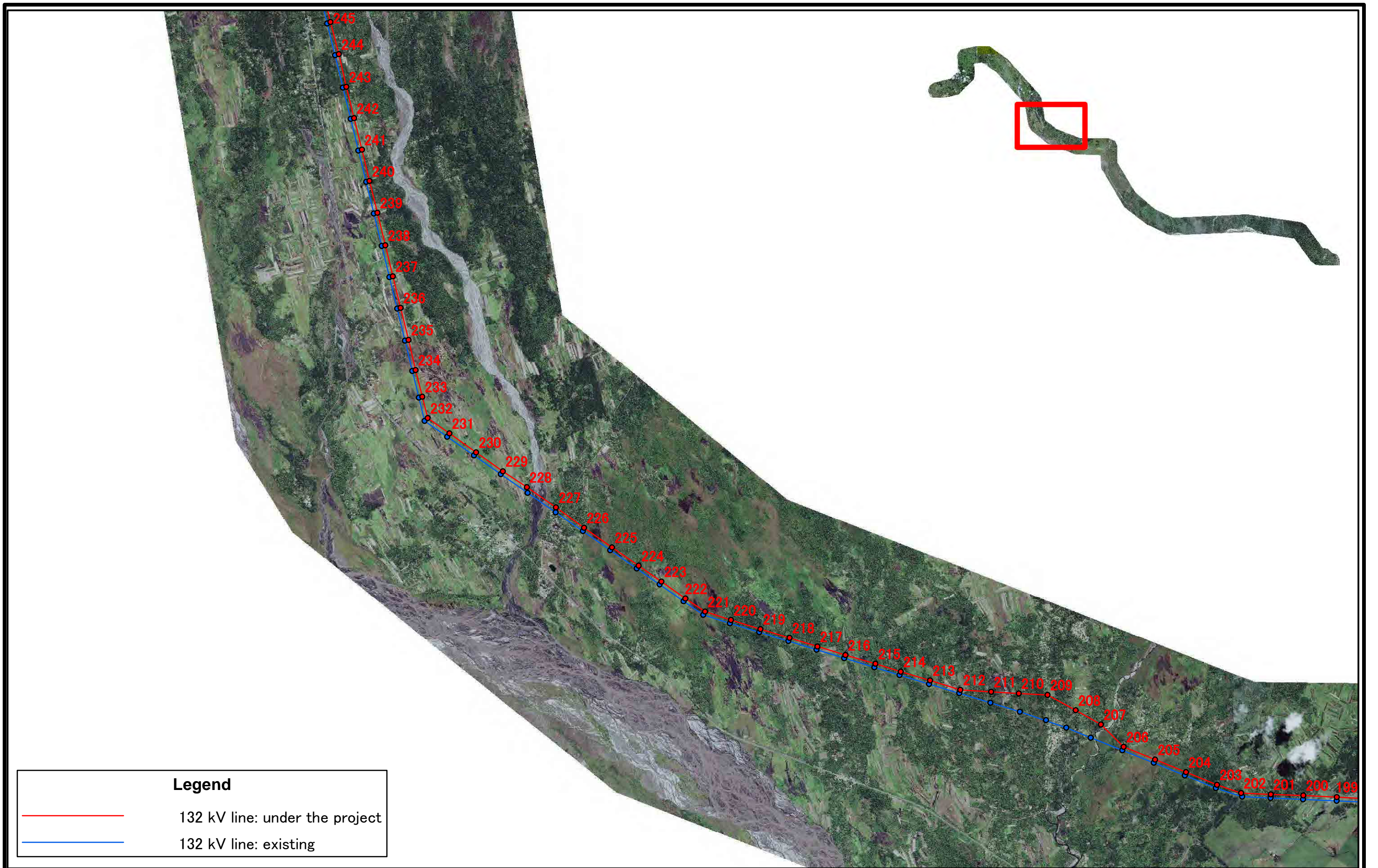
**Legend**



- 132 kV line: under the project
- 132 kV line: existing

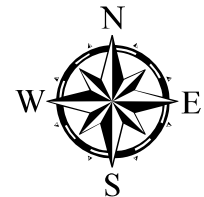


DWG NO. PNG\_TL\_RUT\_005  
 既存・計画送電線ルート (5/8)

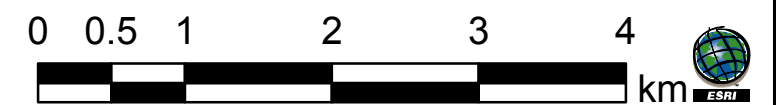


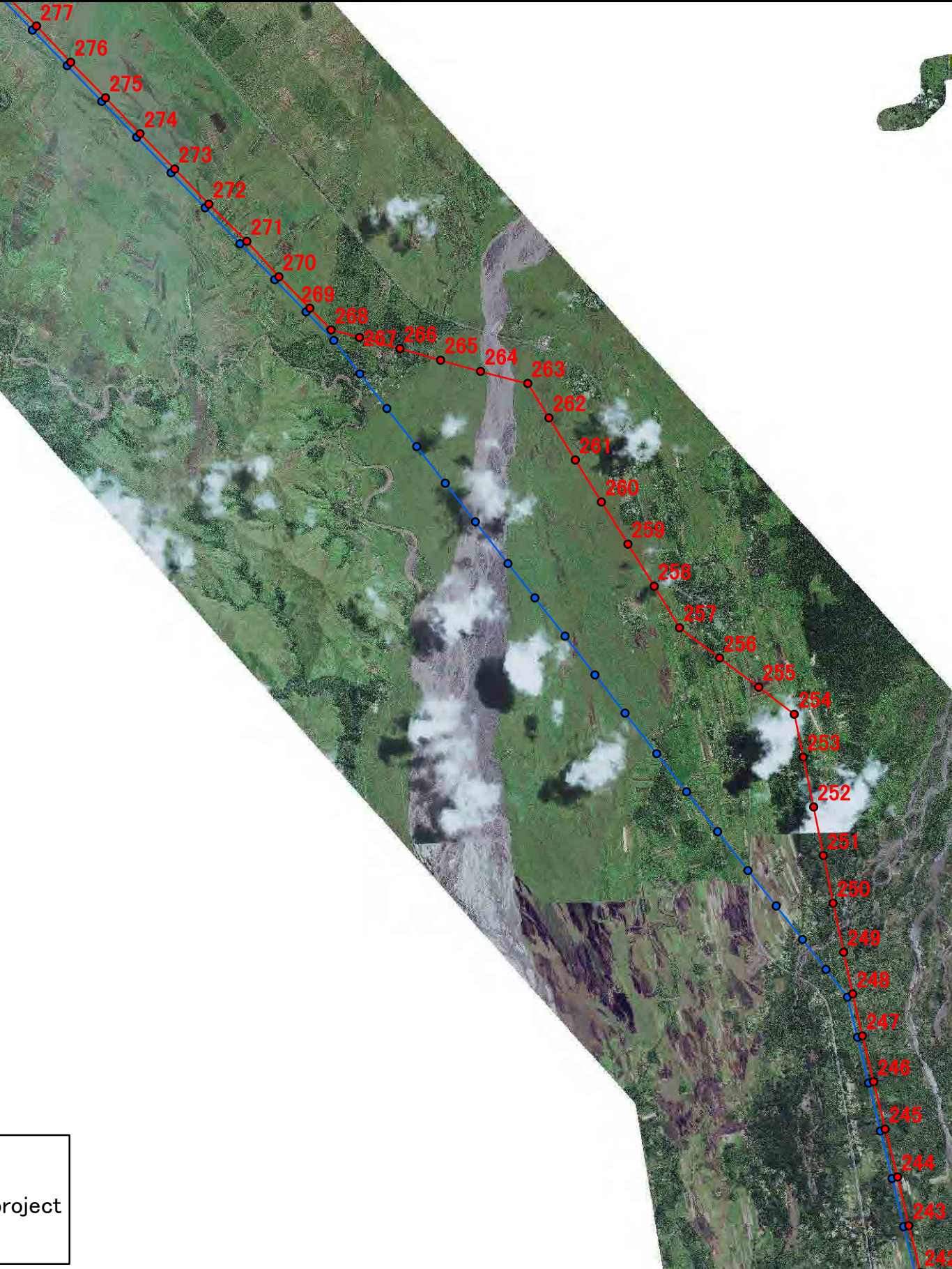
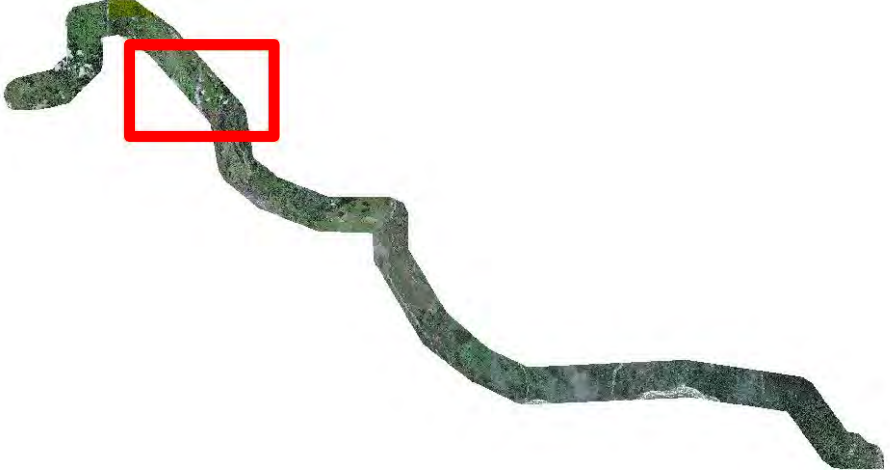
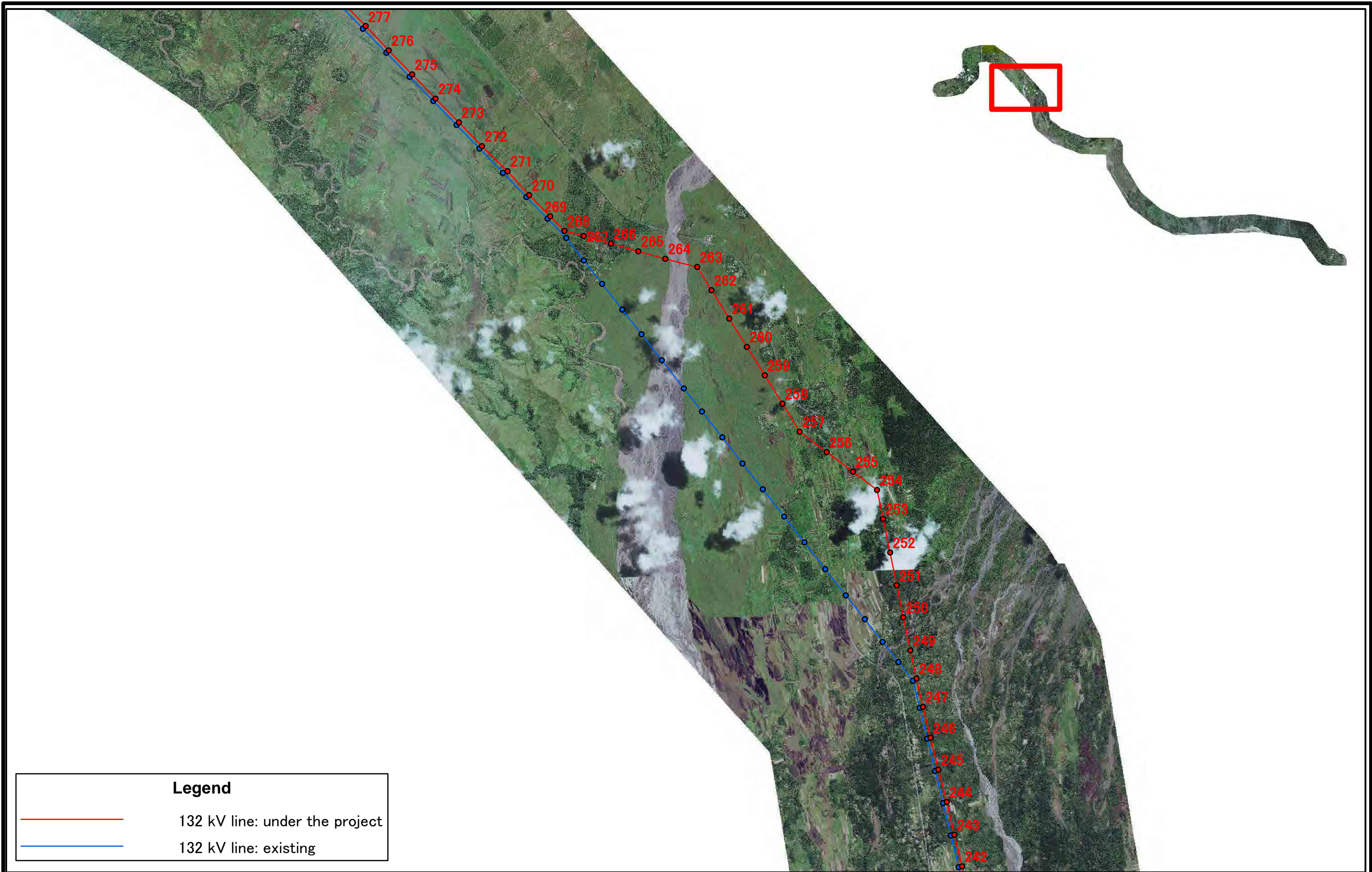


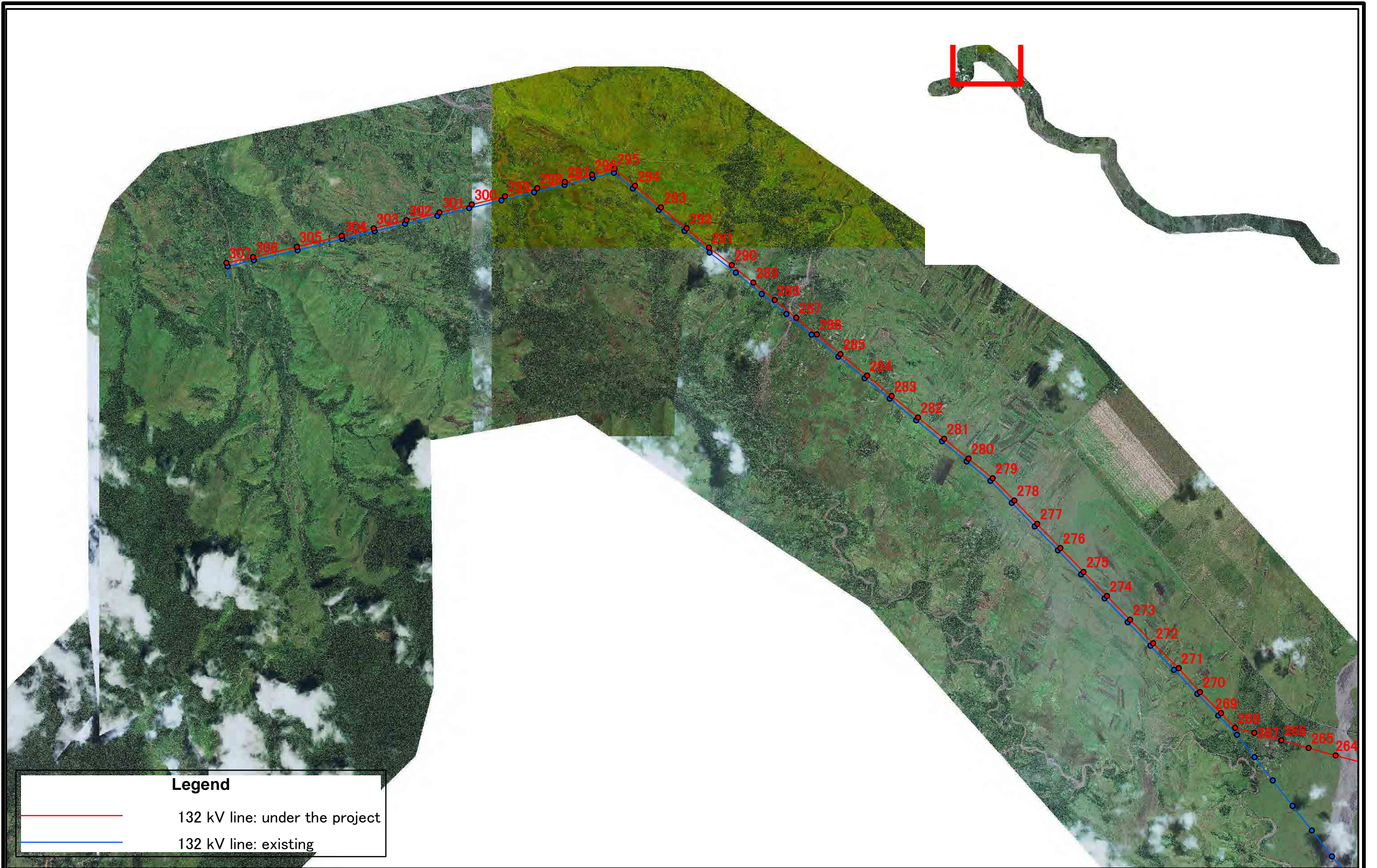
Legend	
	132 kV line: under the project
	132 kV line: existing



DWG NO. PNG\_TL\_RUT\_006  
 既存・計画送電線ルート (6/8)





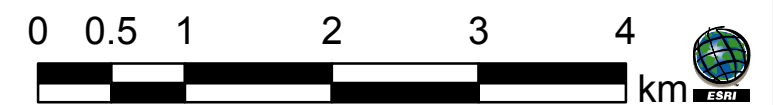


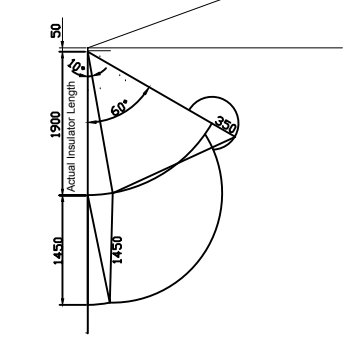
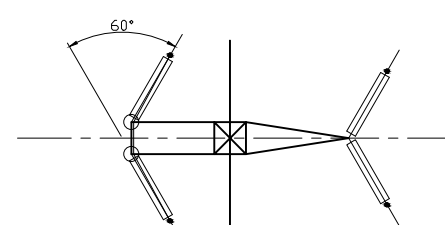
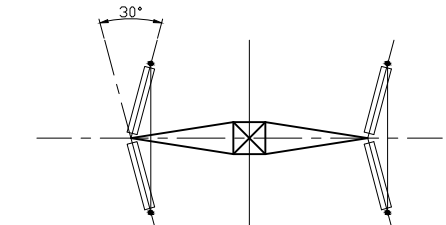
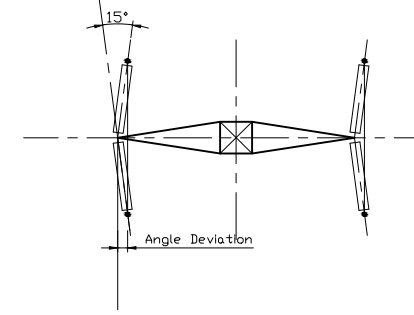
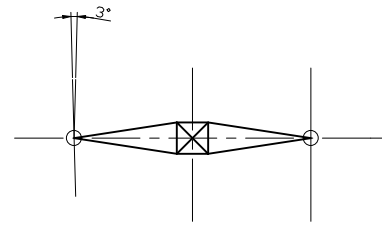
**Legend**

- 132 kV line: under the project
- 132 kV line: existing



DWG NO. PNG\_TL\_RUT\_008  
 既存・計画送電線ルート (8/8)





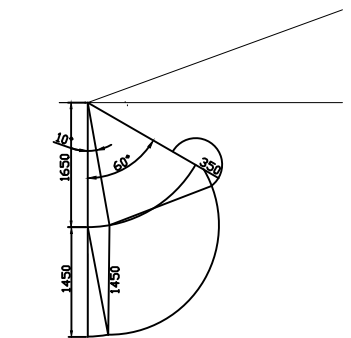
for Suspension Tower

Shield Angle less than 15°

Shield Angle less than 15°

Shield Angle less than 15°

Shield Angle less than 15°

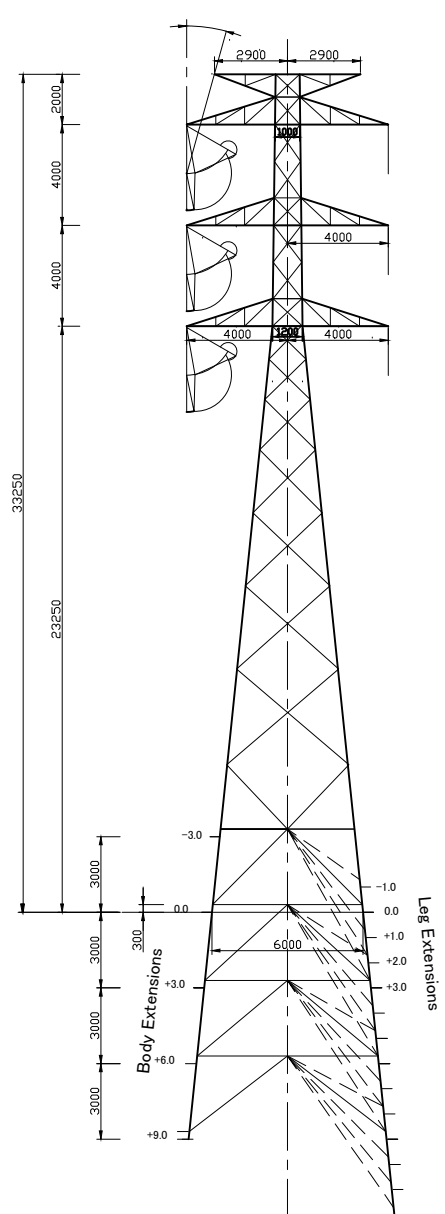


for Jumper Loop

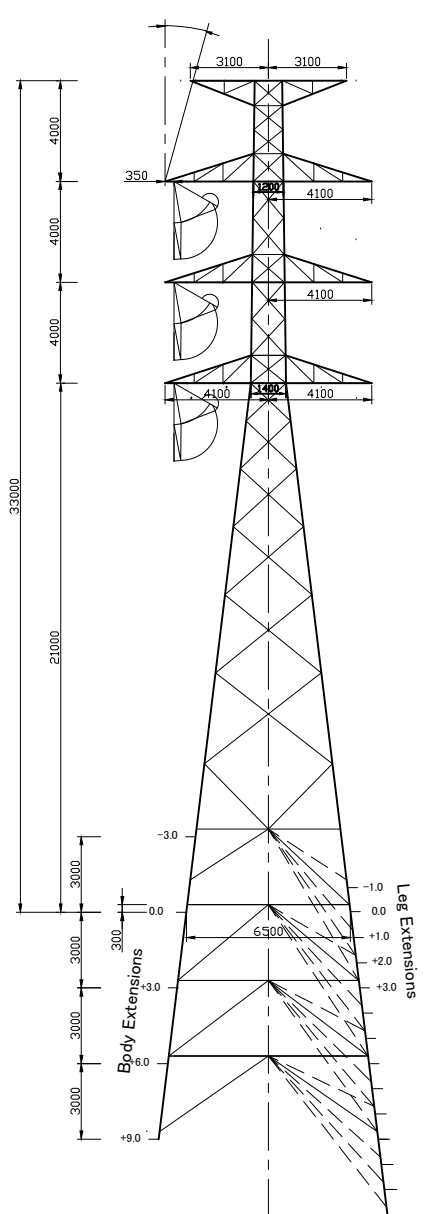
CLEARANCE DIAGRAM

CATENARY ANGLE

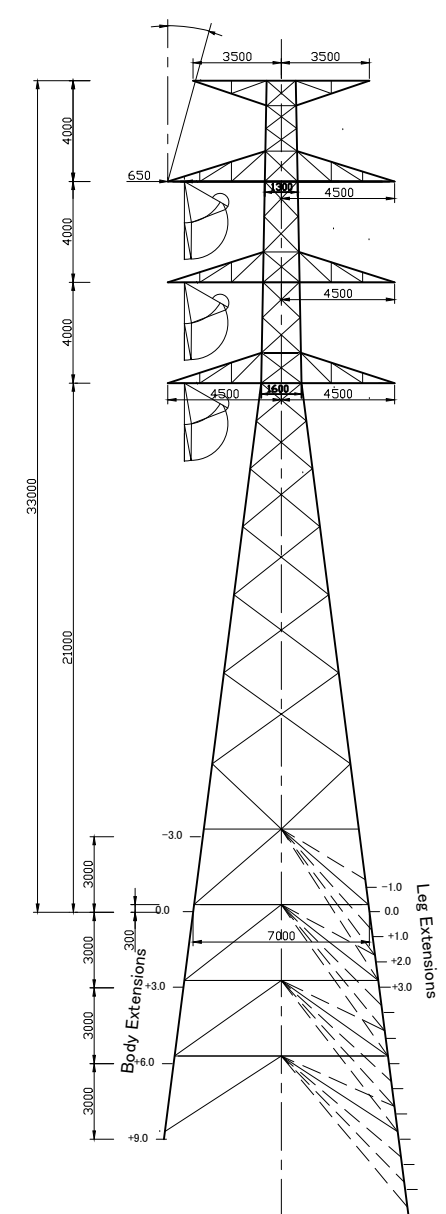
Note  
 Max. catenary angle is 20° assuming 400 m span length and 90 m level difference.  
 $\tan\theta \Rightarrow WS/2T + \frac{1}{S} \Rightarrow 1.973 \cdot 400 / 2 + \frac{1}{400} \Rightarrow 0.368 \quad \theta \Rightarrow 20^\circ$   
 W = Unit weight of conductor (1.973 kg/m)  
 S = Span length (400 m)  
 T = Conductor tension at max. temperature of 75° 2,763 kgf  
 h = Level difference (90 m)



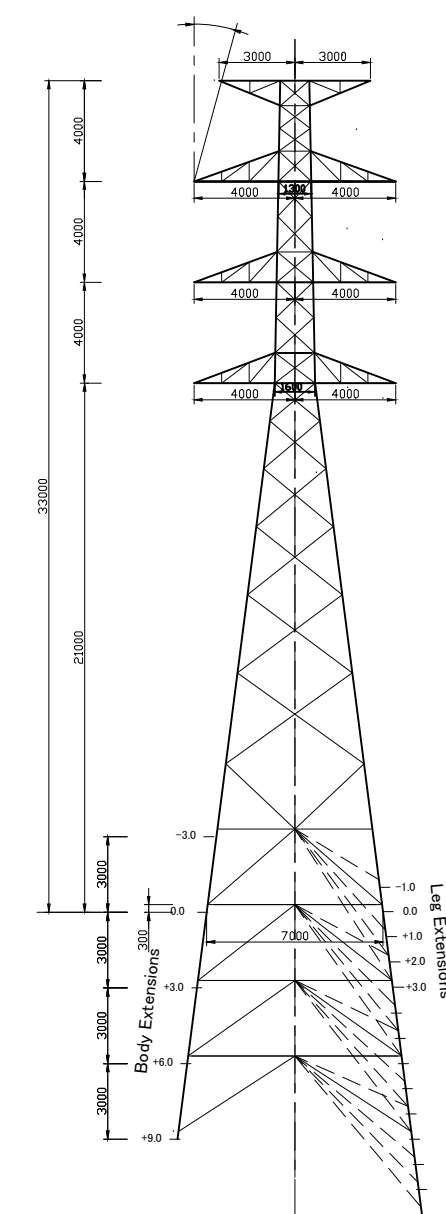
TYPE-A TOWER  
( 0 to 3 degree )



TYPE-B TOWER  
( 0 to 15 degree, & section )



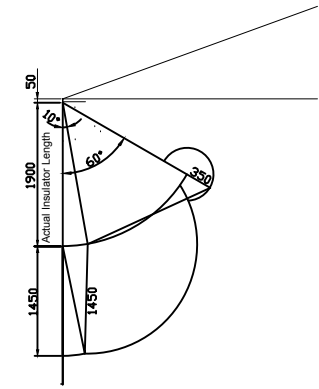
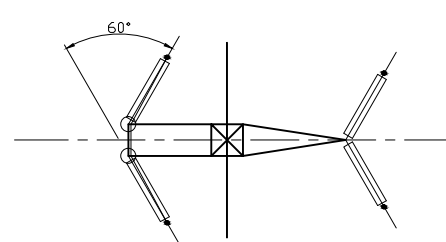
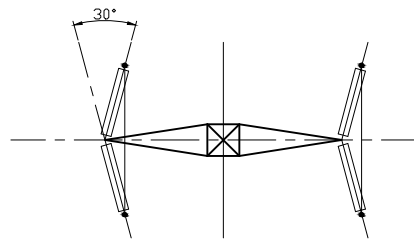
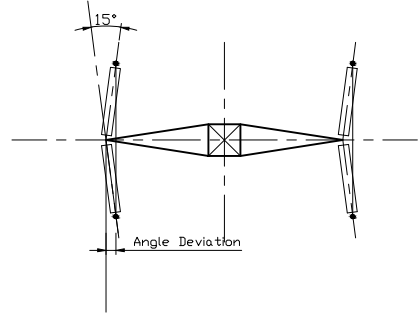
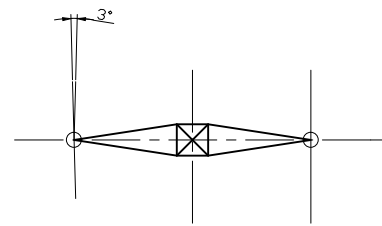
TYPE-C TOWER  
( 0 to 30 degree )



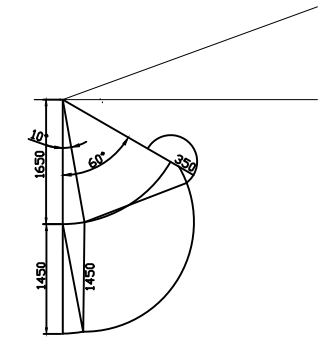
TYPE-D TOWER  
( 0 to 60 degree )

**REFERENCE ONLY**

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_TL_TWR_001	
DRAWING TITLE:		132KV 2回線送電鉄塔	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. MORI	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: FEBRUARY 2012

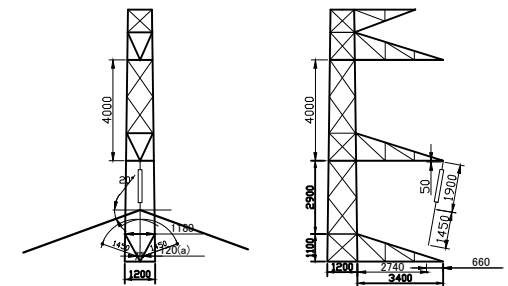


for Suspension Tower



for Jumper Loop

CLEARANCE DIAGRAM



CATENARY ANGLE

Note

Max. catenary angle is 20° assuming 400 m span length and 90 m level difference.

$$\tan\theta \Leftrightarrow WS/2T + \sqrt{S \Leftrightarrow 1.973 \cdot 400 / 2 \cdot 2,763 + 90 / 400} \Leftrightarrow 0.368 \quad \theta \Leftrightarrow 20^\circ$$

W = Unit weight of conductor

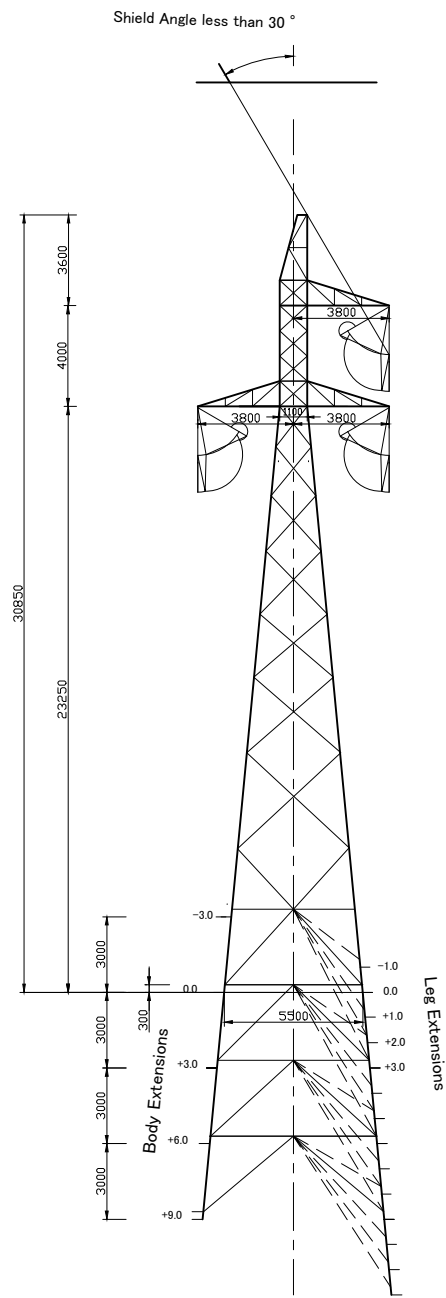
(1.973 kg/m<sup>-1</sup>)

S = Span length (400 m)

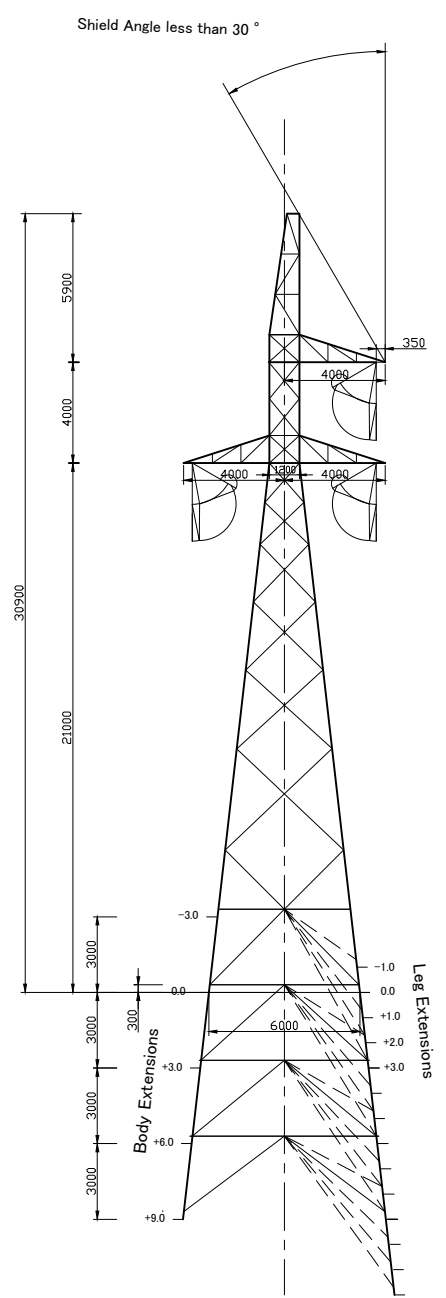
T = Conductor tension at max.

temperature of 75° 龔 2,763 kgf)

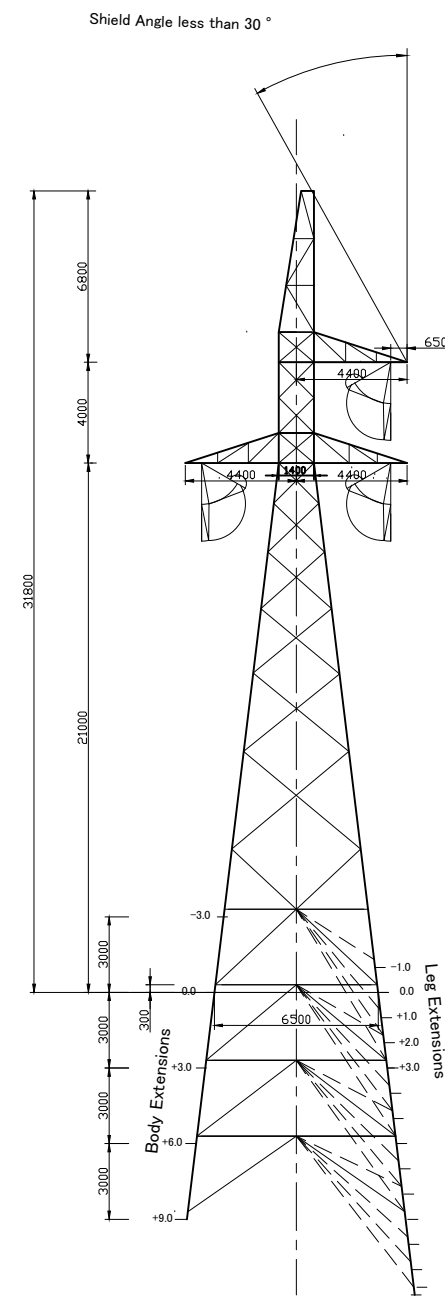
h = Level difference (90 m)



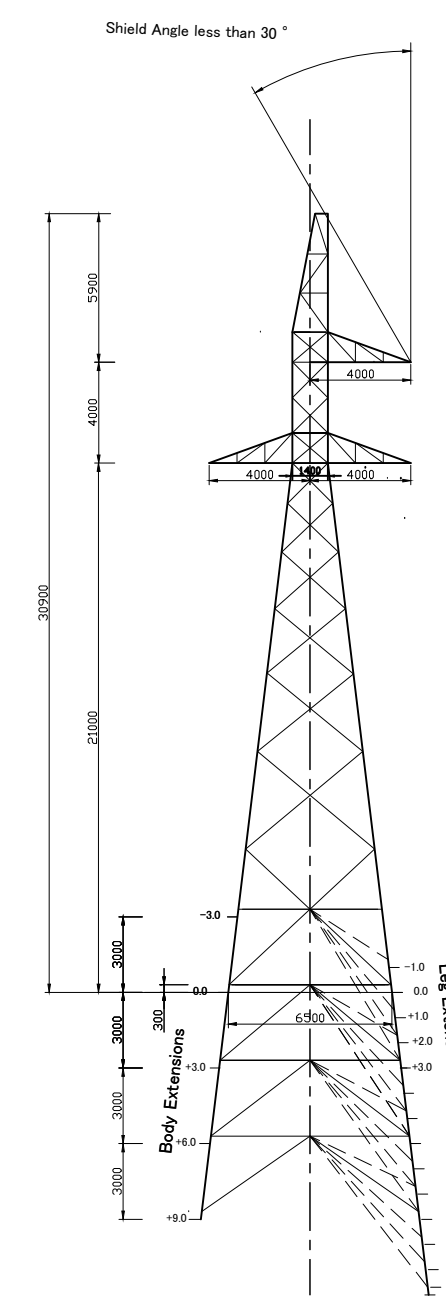
TYPE-A TOWER  
(0 to 3 degree)



TYPE-B TOWER  
(0 to 15 degree, & section)



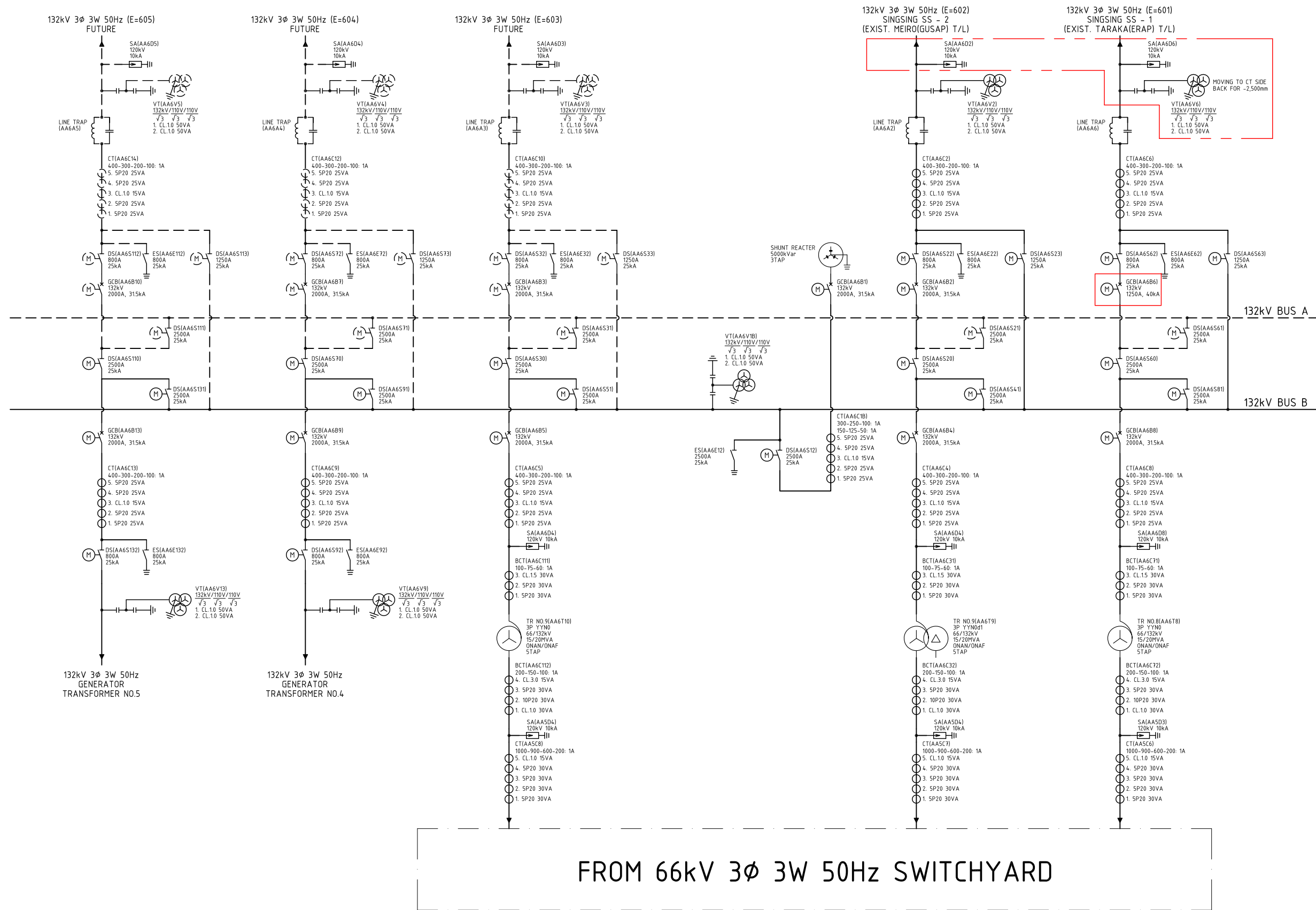
TYPE-C TOWER  
(0 to 30 degree)



TYPE-D TOWER  
(0 to 60 degree)

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_TL_TWR_002	
DRAWING TITLE:		132KV 1回線送電鉄塔	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. MORI	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: FEBRUARY 2012



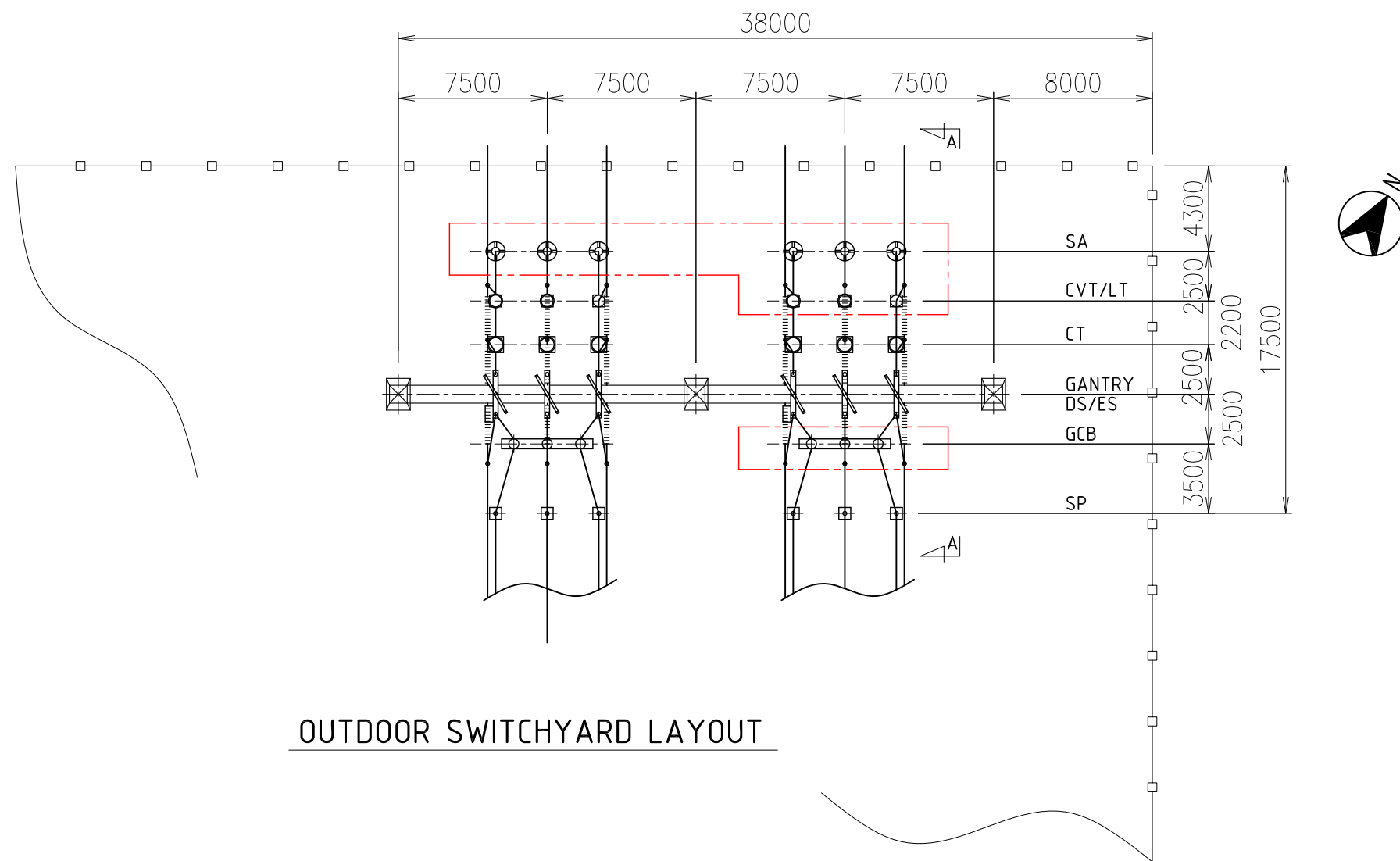
NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE  
 - - - - - : PLANNED

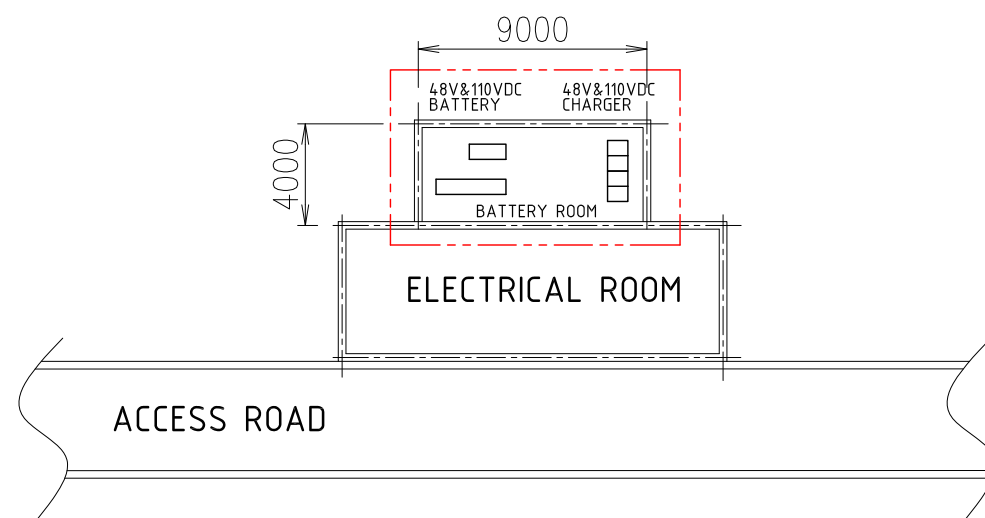
DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_RM1_001	
DRAWING TITLE:		単線結線図: 132 kV RAMU 1 開閉所	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY. 2012

REFERENCE ONLY





OUTDOOR SWITCHYARD LAYOUT

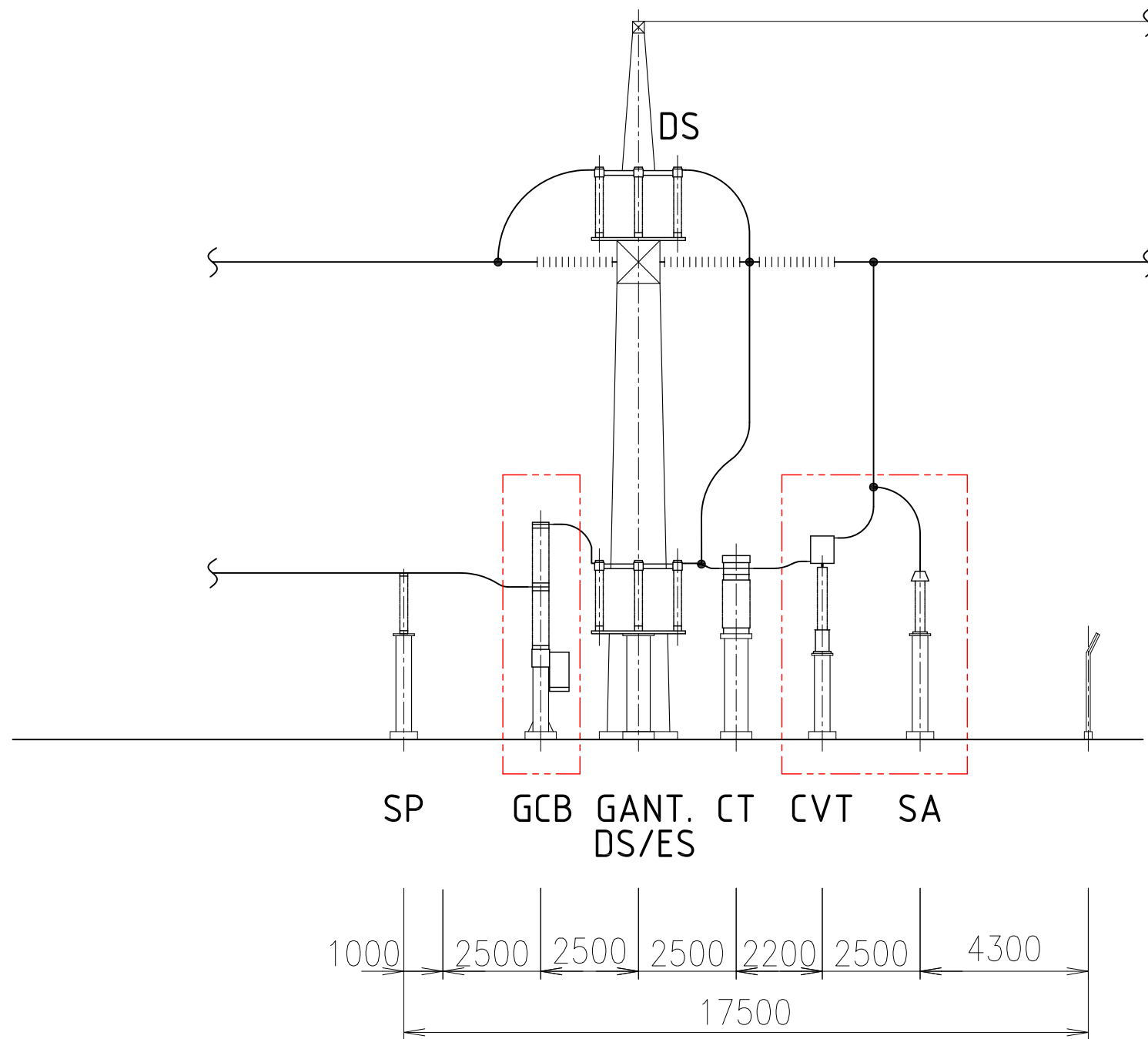


CONTROL BUILDING LAYOUT

NOTE:  
 : UNDER THE PROJECT SCOPE

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_RM1_002	
DRAWING TITLE:		平面図: 132 kV RAMU 1 開閉所	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY, 2012

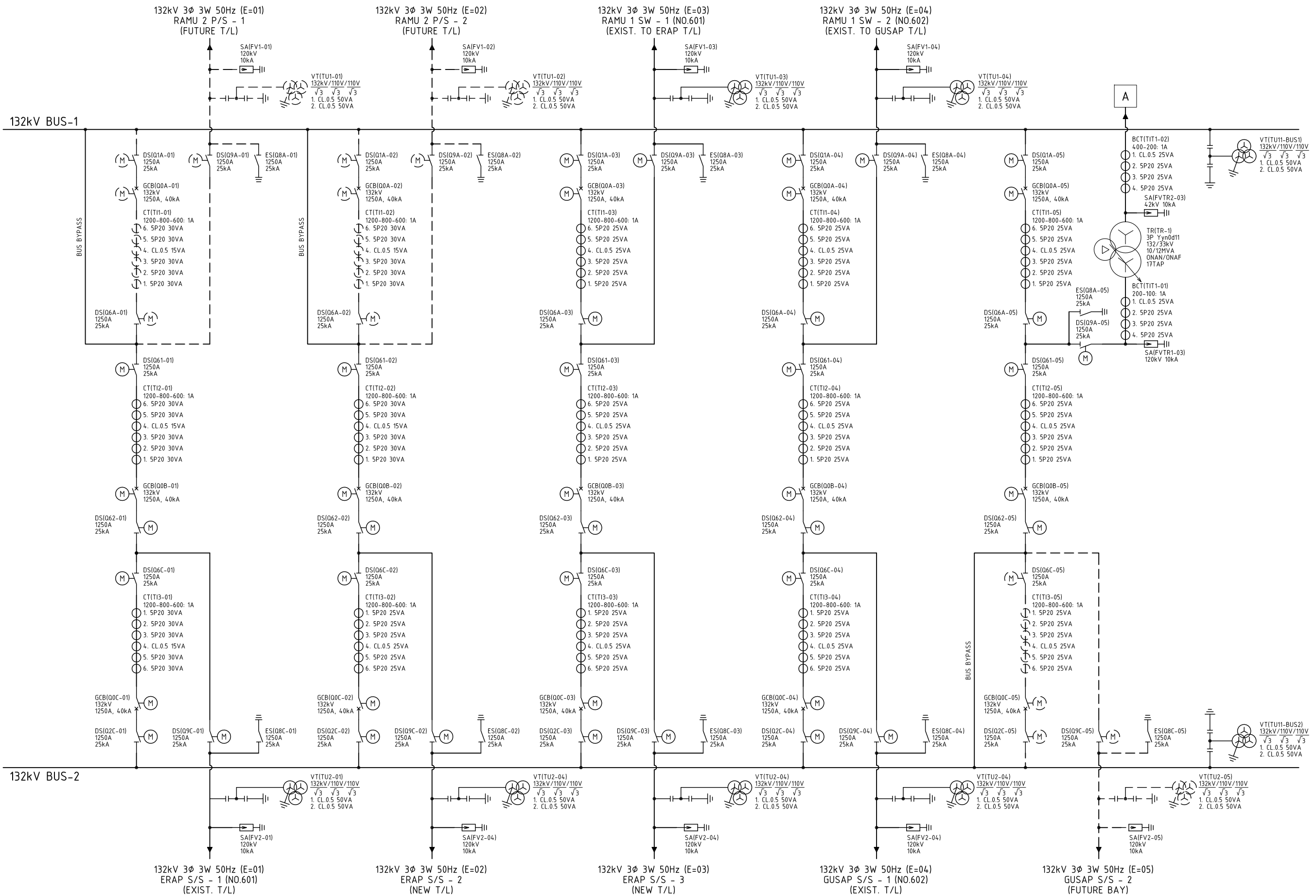


NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

REFERENCE ONLY

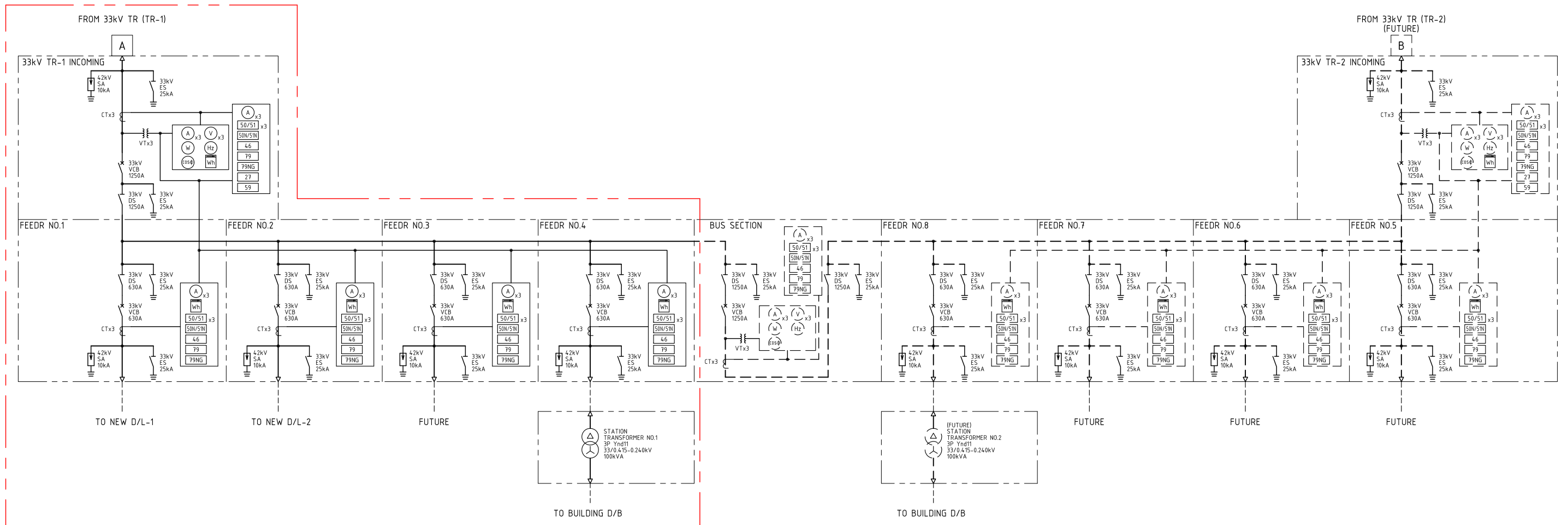
DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_RM1_003	
DRAWING TITLE:		側面図: 132 kV RAMU 1 開閉所	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY. 2012



NOTE:  
 - - - - : PLANNED

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_SIS_001	
DRAWING TITLE:		単線結線図: SINGSING 変電所の 132 kV システム	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: FEBRUARY, 2012



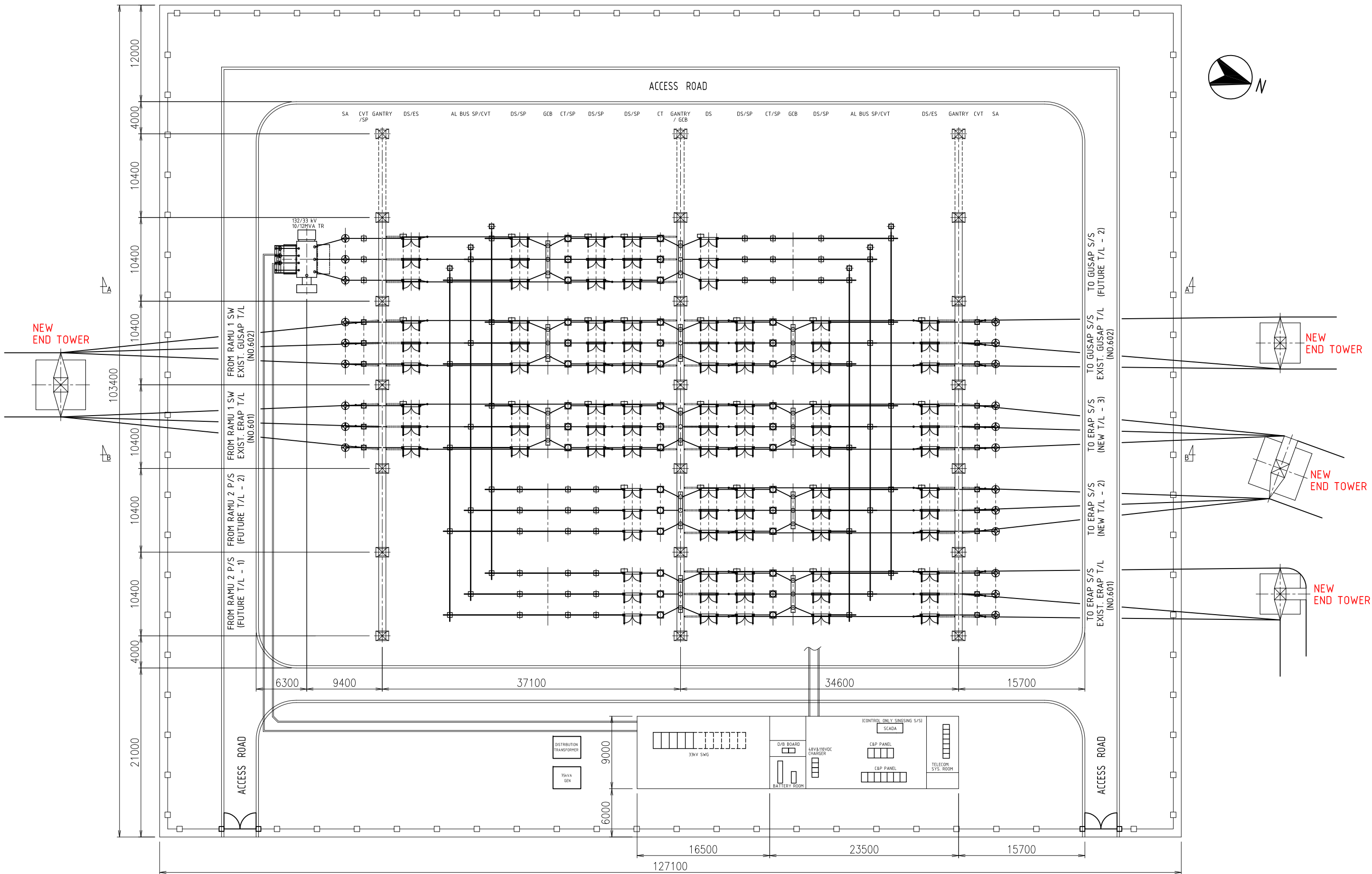
NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

----- : PLANNED

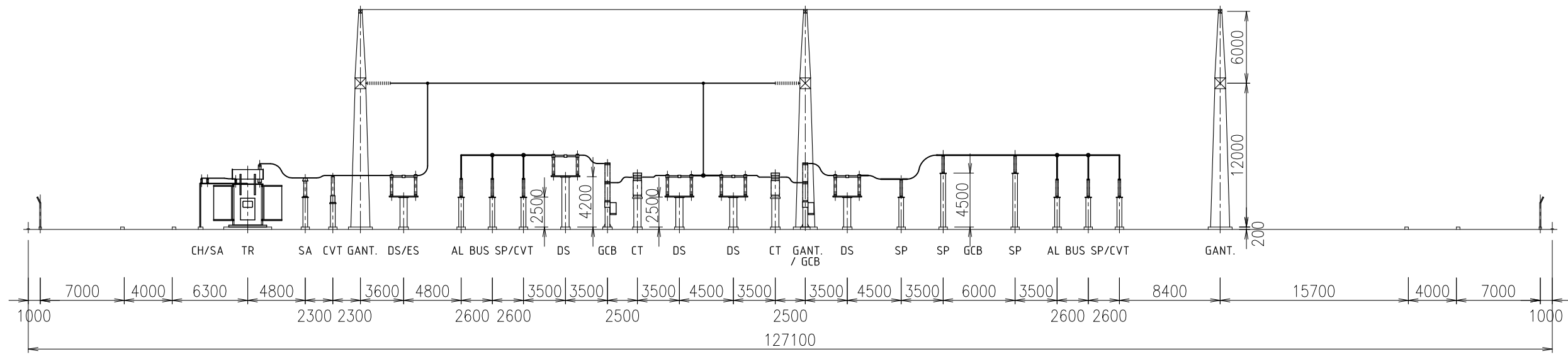
REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_SIS_002	
DRAWING TITLE:		単線結線図: SINGSING 変電所の 33 kV システム	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY. 2012

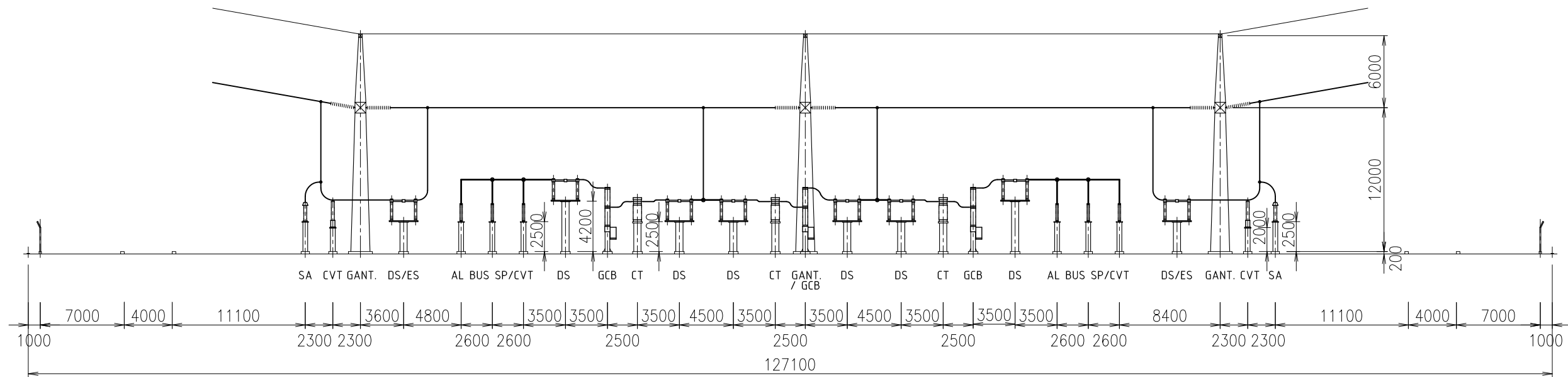


REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_SIS_003	
DRAWING TITLE:		平面図: SINGSING 変電所	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY. 2012



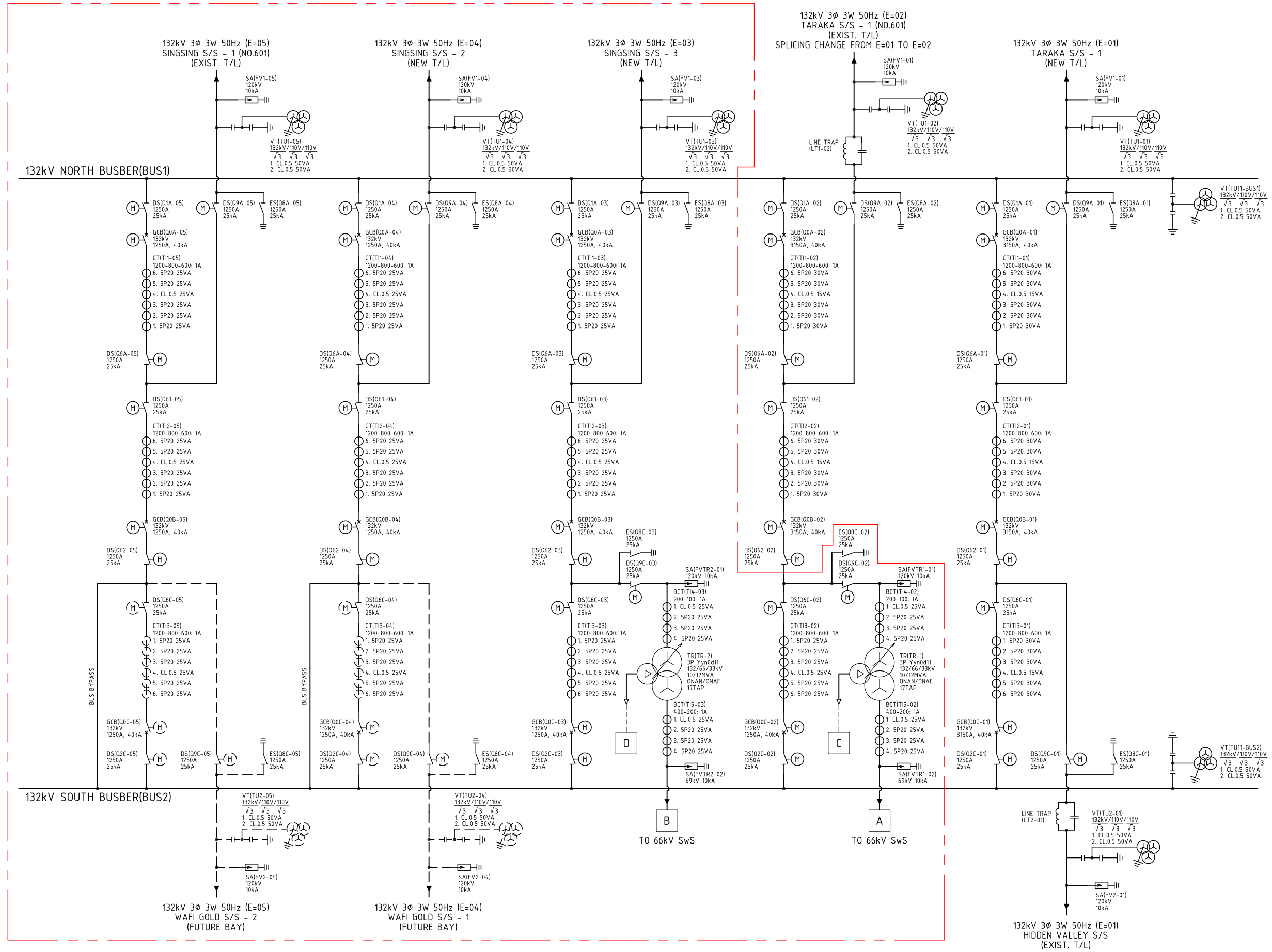
SECTION A - A



SECTION B - B

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_SIS_004	
DRAWING TITLE:		側面図: SINGSING 変電所	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY, 2012



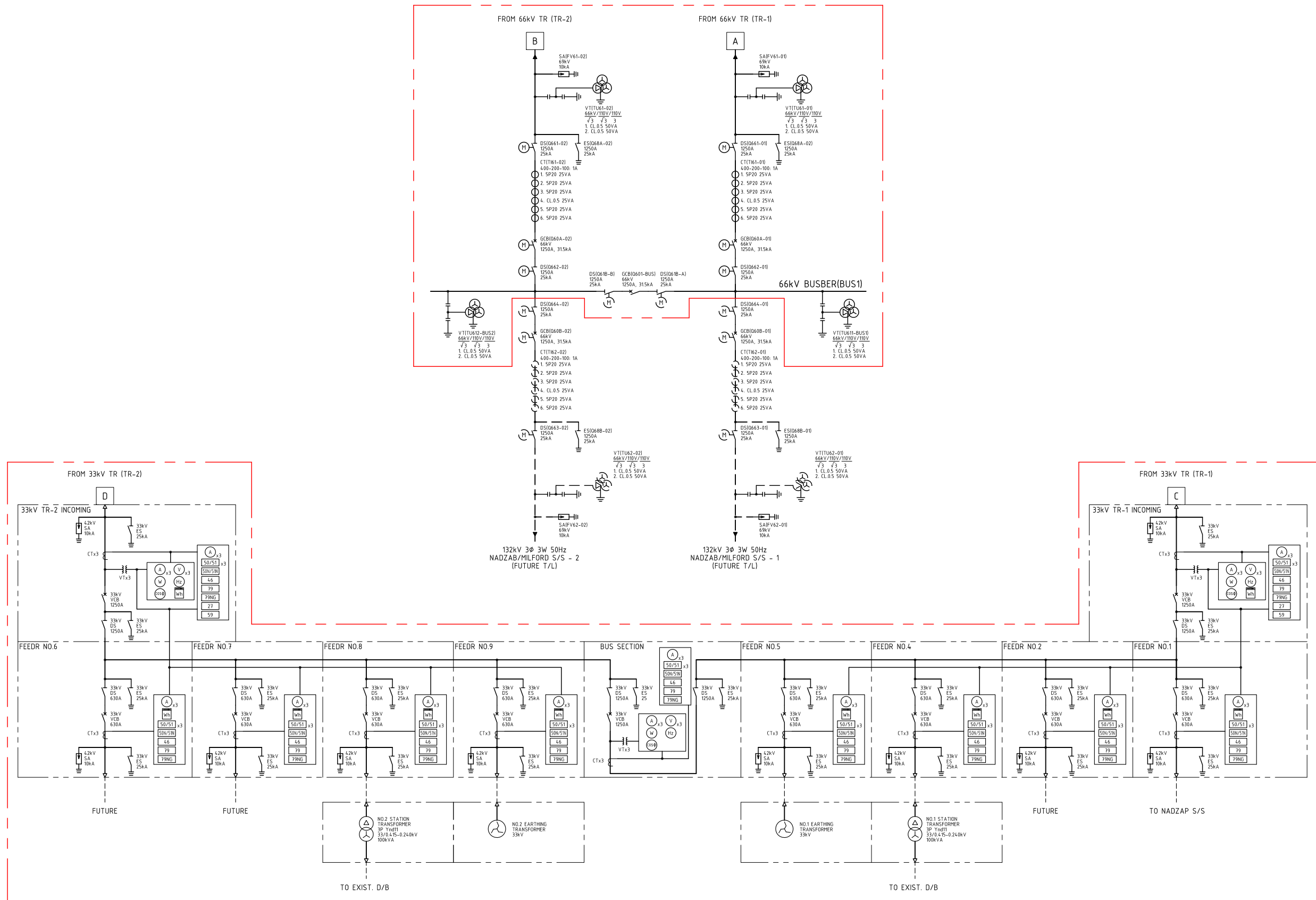
NOTE:

   : UNDER THE PROJECT SCOPE

   : PLANNED

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_ERP_001	
DRAWING TITLE:		単線結線図: ERAP 変電所の 132 kV システム	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: FEBRUARY, 2012

REFERENCE ONLY



NOTE:

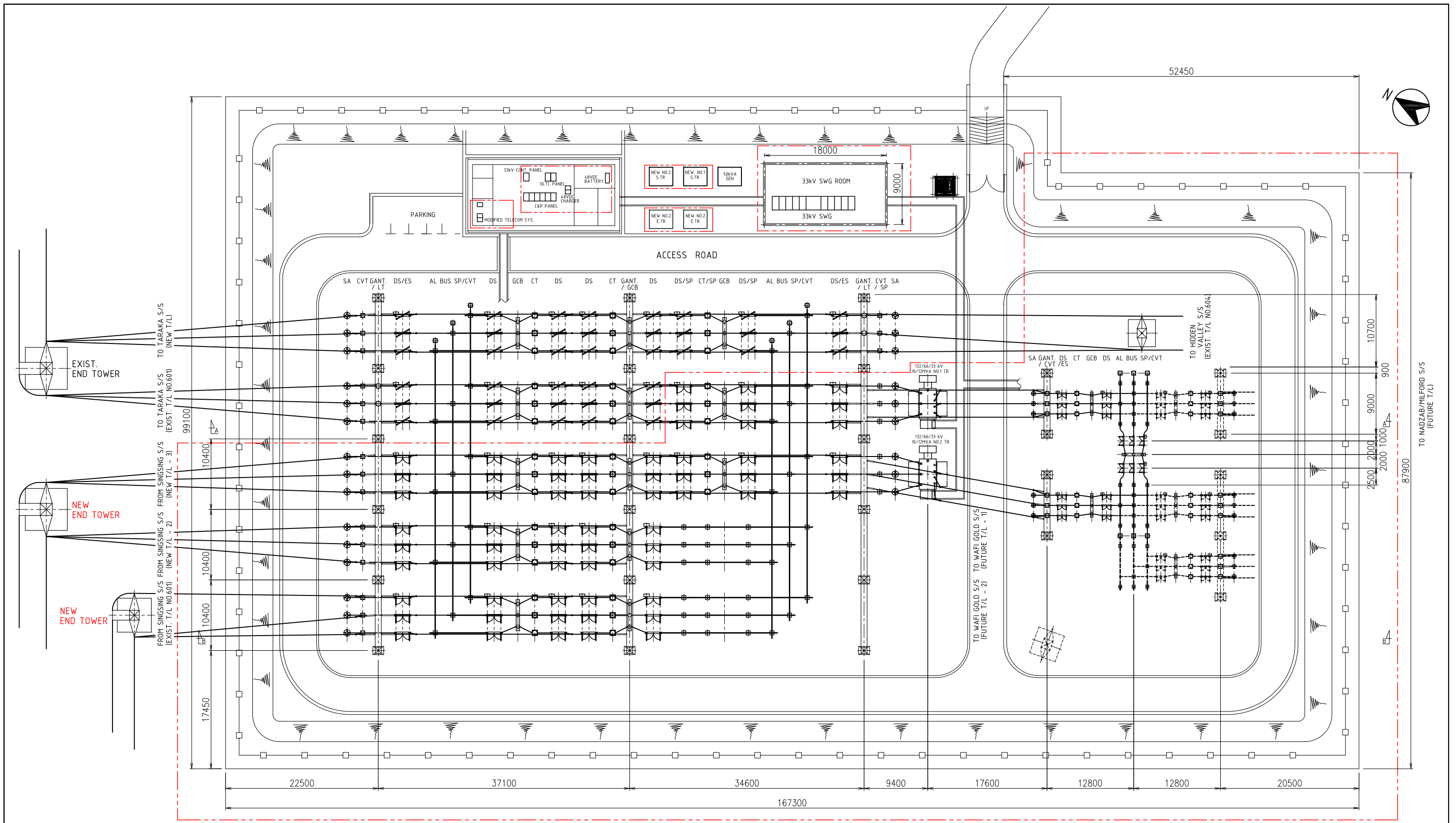
  : UNDER THE PROJECT SCOPE

--- : PLANNED

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_ERP_002	
DRAWING TITLE:		単線結線図: ERAP 変電所の 66 kV および 33 kV システム	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: FEBRUARY, 2012





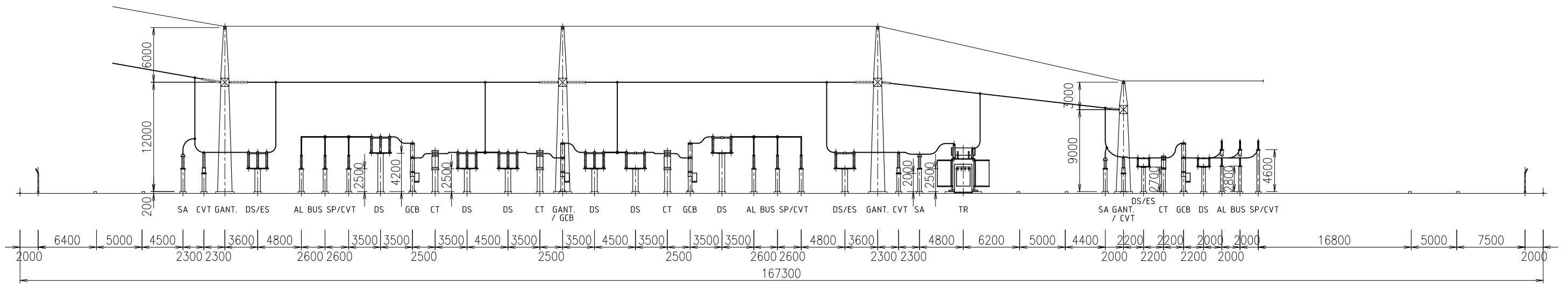
NOTE:

     : UNDER THE PROJECT SCOPE

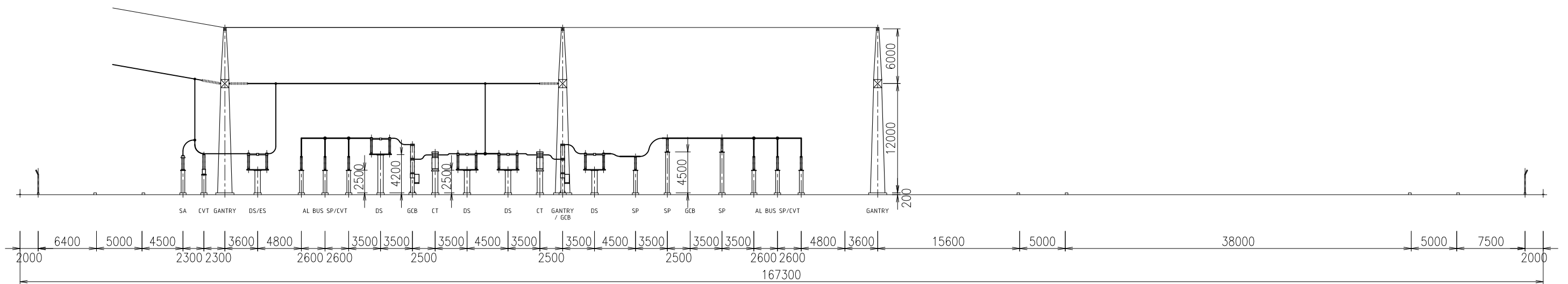
----- : PPL'S SCOPE

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_ERP_003	
DRAWING TITLE:		平面図: ERAP 変電所	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY. 2012



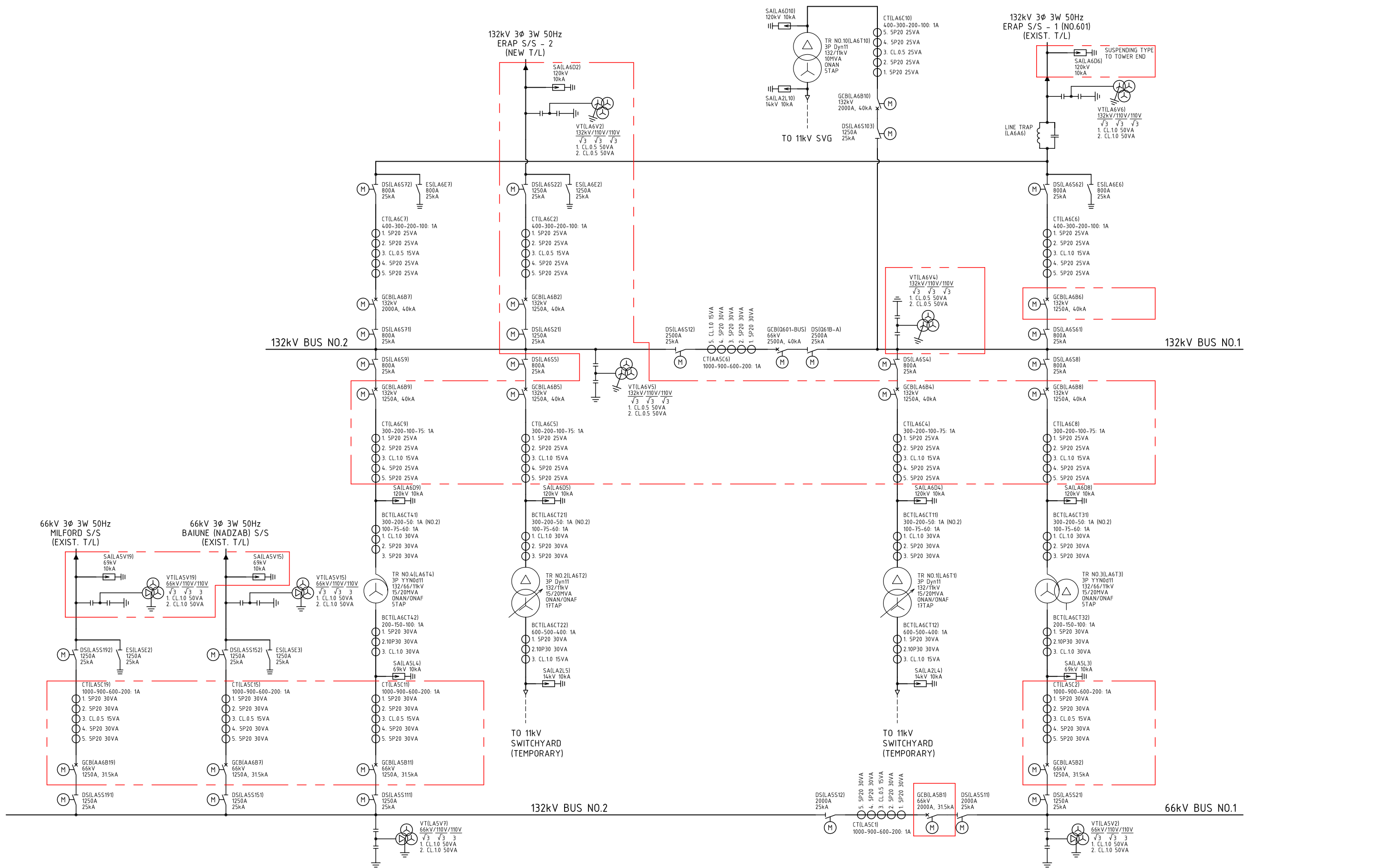
**SECTION A - A**



**SECTION B - B**

REFERENCE ONLY

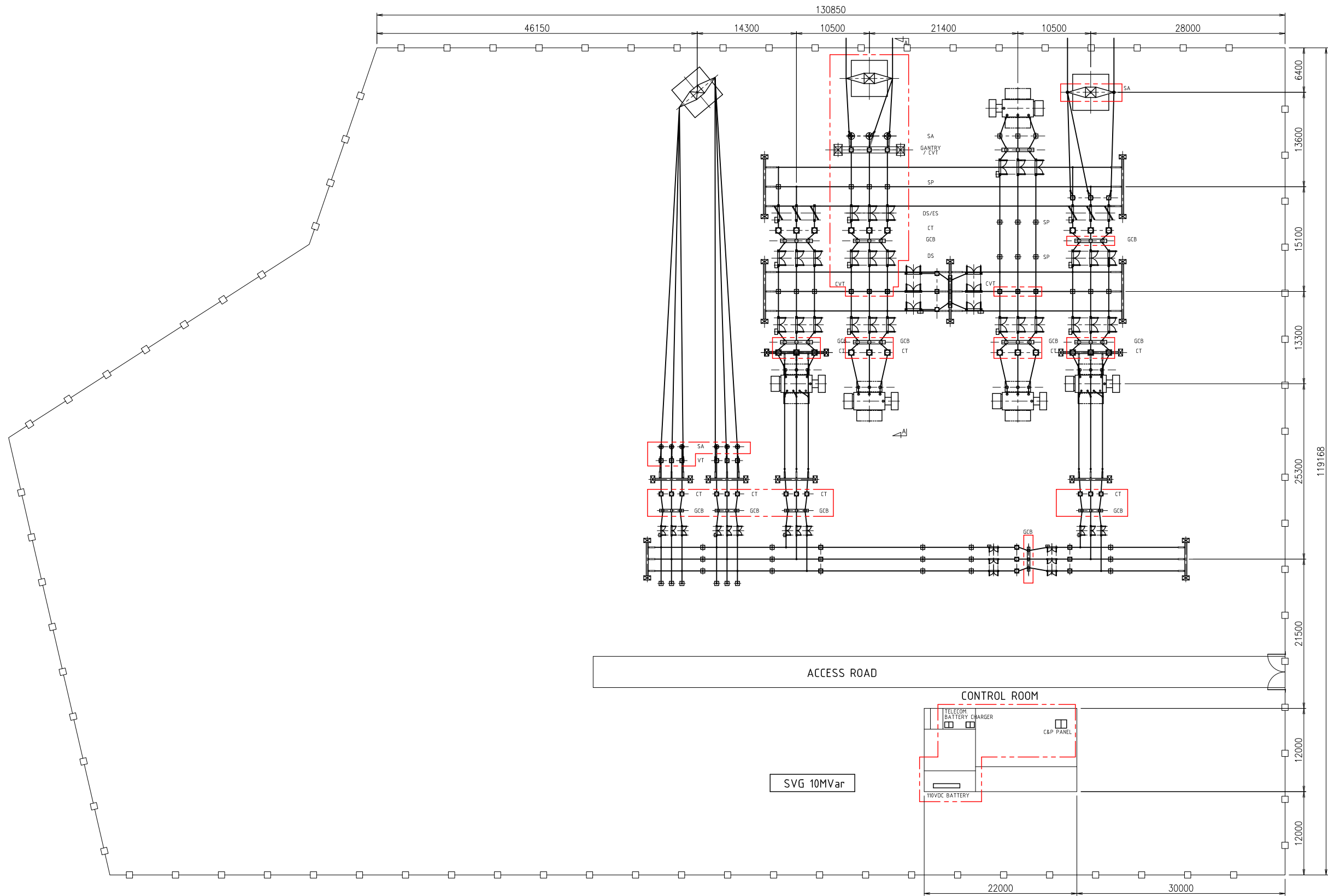
DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_ERP_004	
DRAWING TITLE:		側面図: ERAP 変電所	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY, 2012



NOTE:  
 : UNDER THE PROJECT SCOPE

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_TRK_001a	
DRAWING TITLE:		単線結線図: TARAKA 変電所 (プラン A)	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: FEBRUARY, 2012

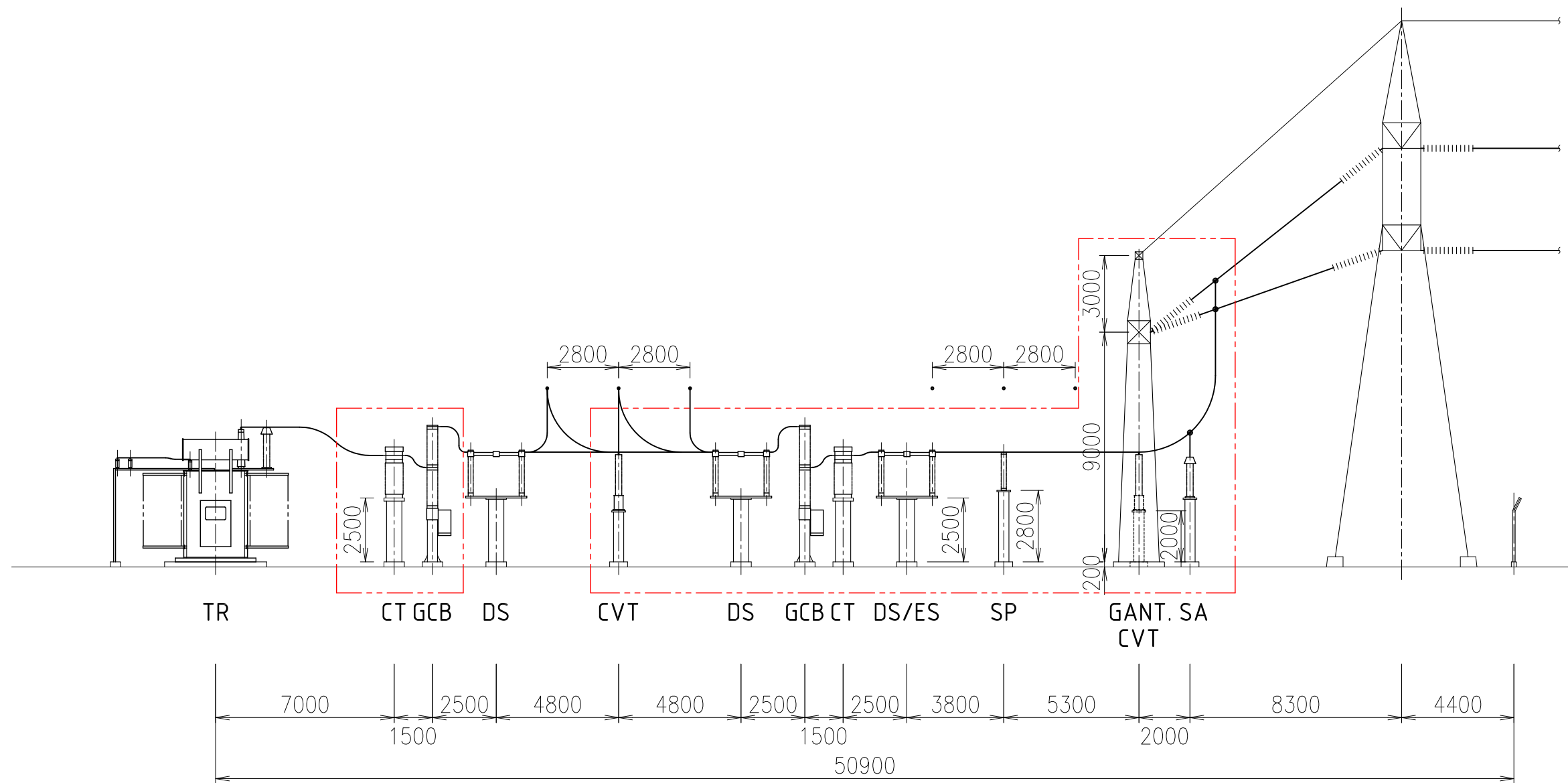


NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER: DWG NO. PNG_SS_TRK_002a			
DRAWING TITLE: 平面図: TARAKA 変電所 (プラン A)			
PREPARED BY: MR. KOREZAWA	CHECKED BY: MR. MORITA	APPROVED BY: MR. FUKUNAGA	SHEET NO:
			DATE: FEBRUARY, 2012



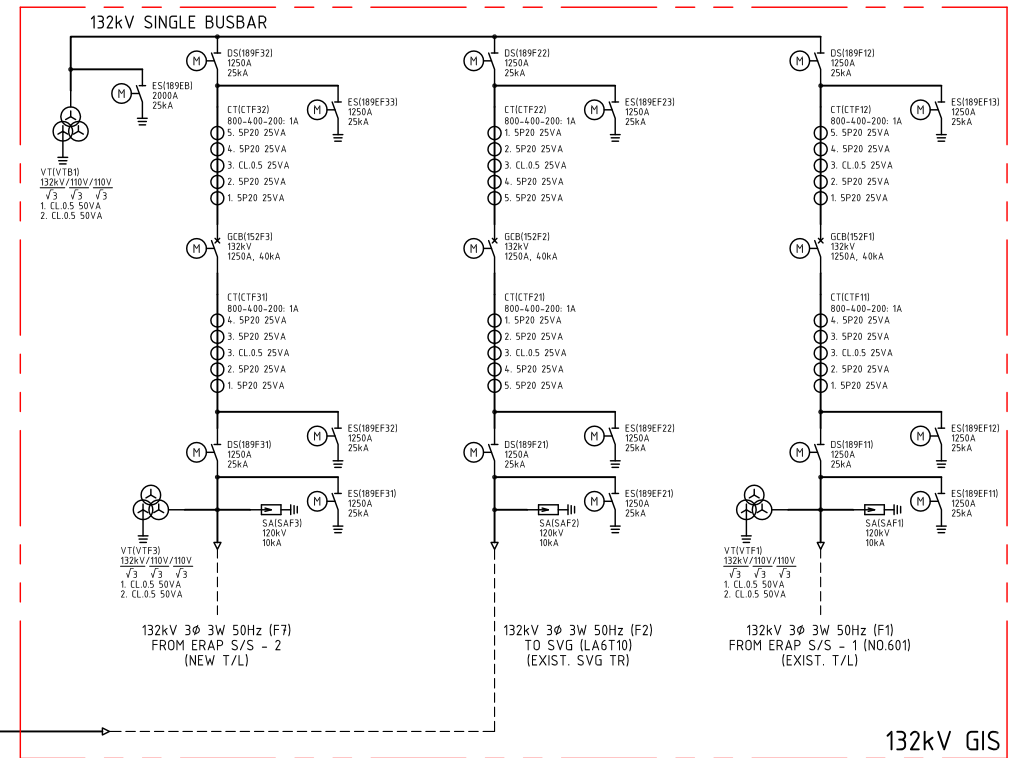
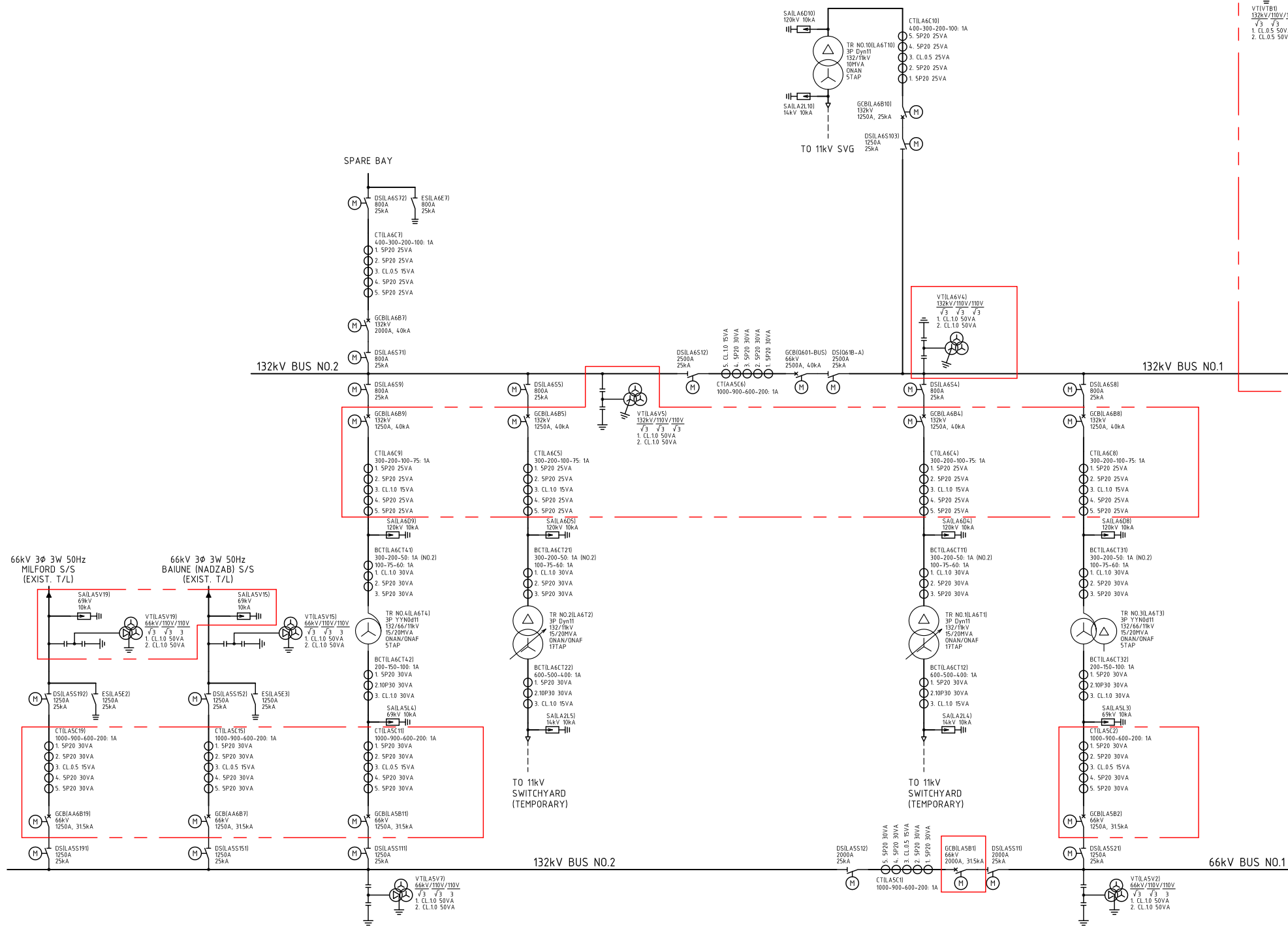
## SECTION A - A

NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER: DWG NO. PNG_SS_TRK_003a			
DRAWING TITLE: 側面図: TARAKA 変電所 (プラン A)			
PREPARED BY: MR. KOREZAWA	CHECKED BY: MR. MORITA	APPROVED BY: MR. FUKUNAGA	SHEET NO:
			DATE: JANUARY. 2012

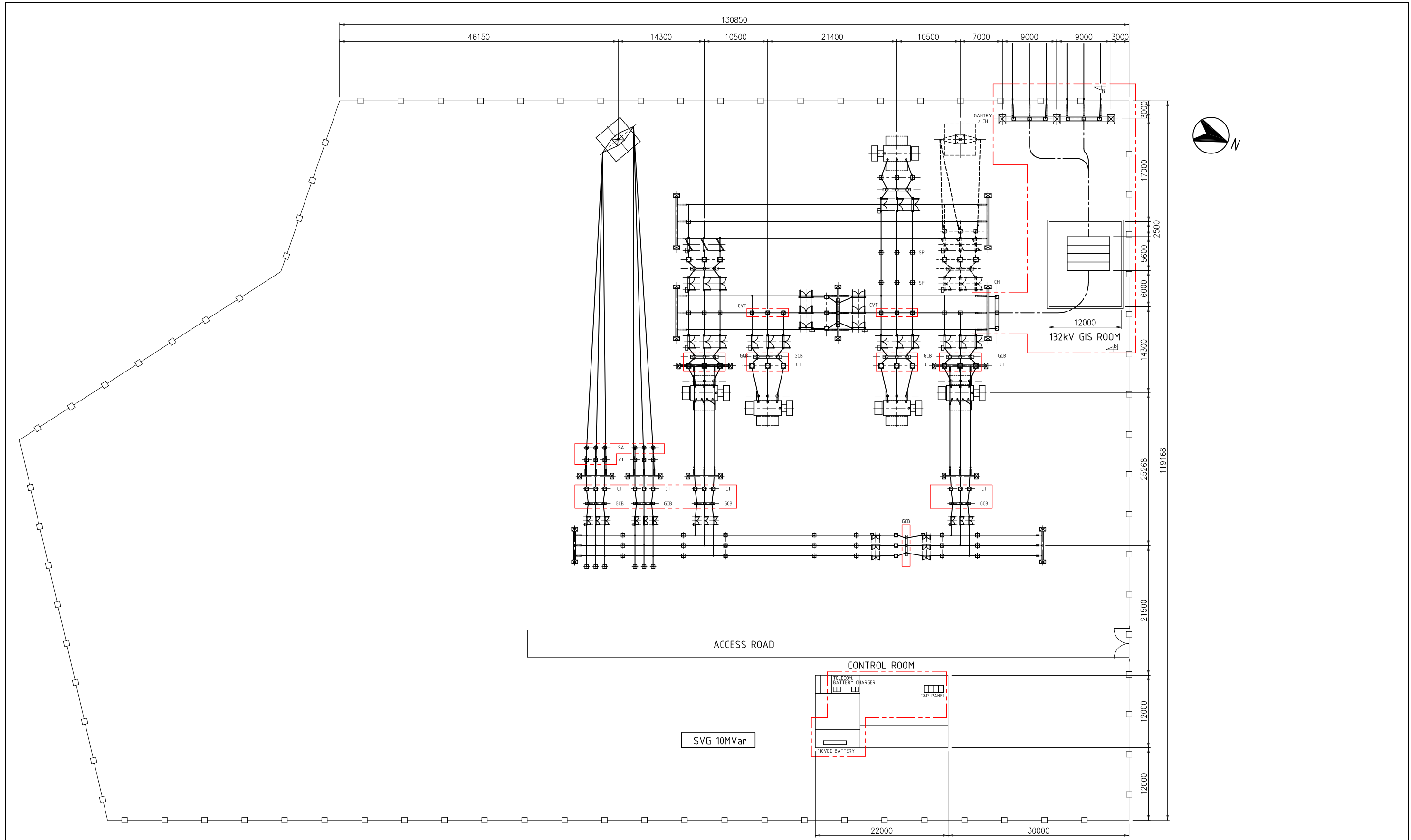


NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_TRK_001b	
DRAWING TITLE:		単線結線図: TARAKA変電所 (プランB)	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: FEBRUARY, 2012



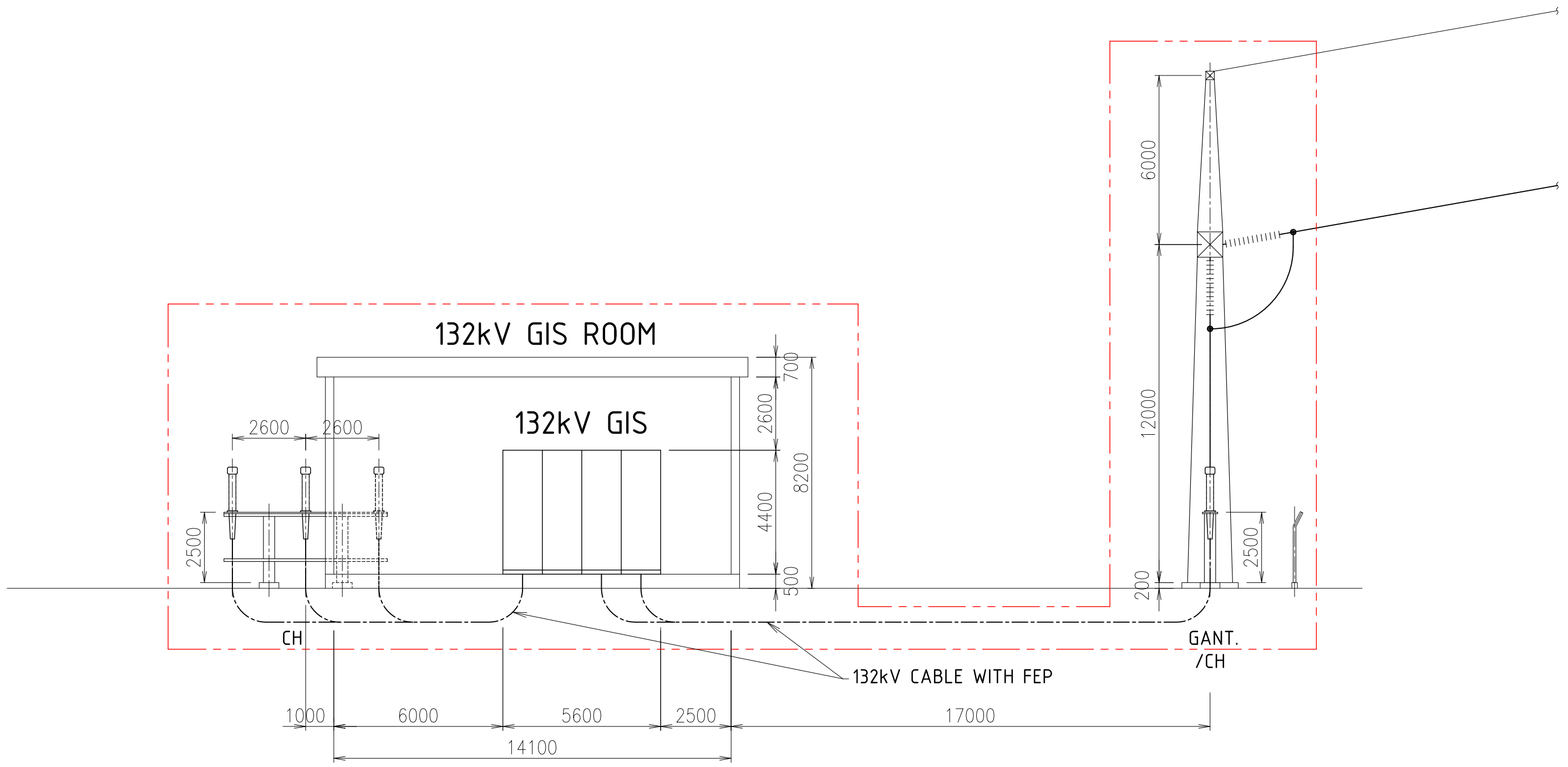
NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

----- : TO BE REMOVED BY PPL (OUT OF THE PROJECT SCOPE)

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER: DWG NO. PNG_SS_TRK_002b		SHEET NO:	
DRAWING TITLE: 平面図: TARAKA 変電所 (プラン B)		DATE: FEBRUARY, 2012	
PREPARED BY: MR. KOREZAWA	CHECKED BY: MR. MORITA	APPROVED BY: MR. FUKUNAGA	



**SECTION B - B**

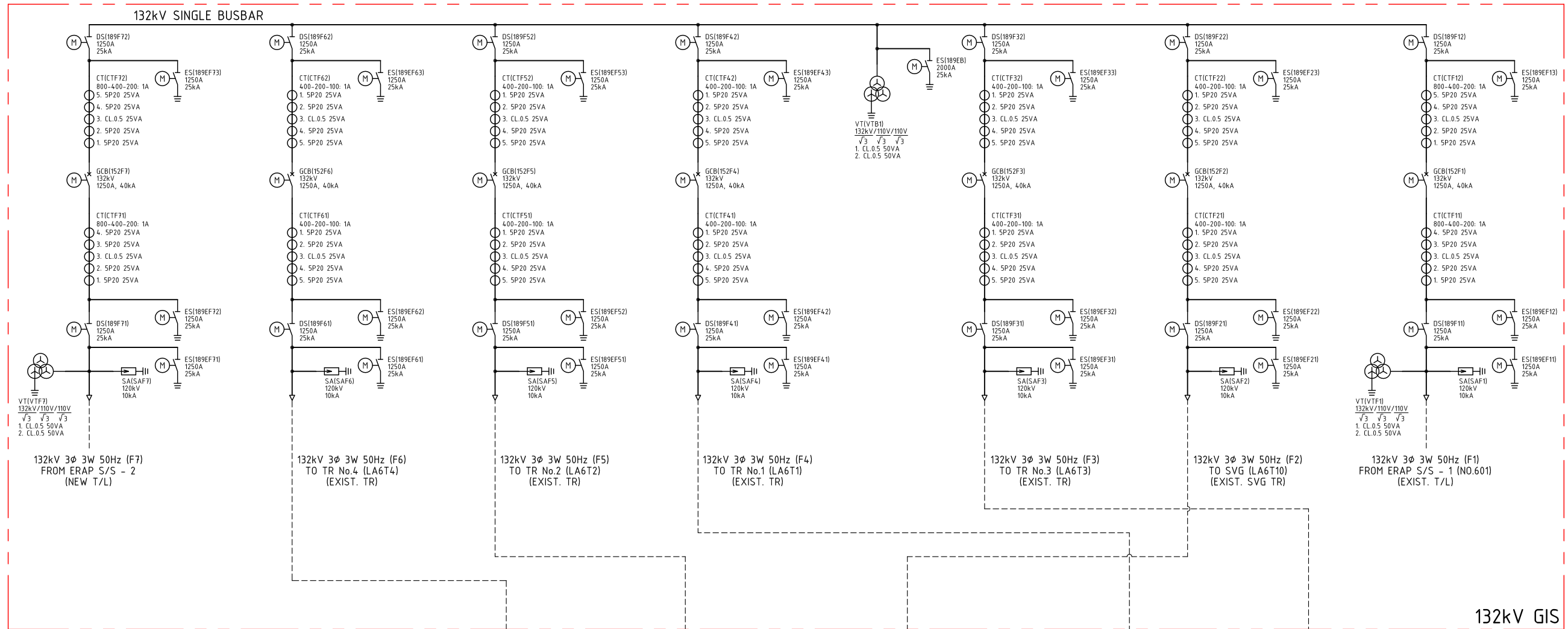
NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

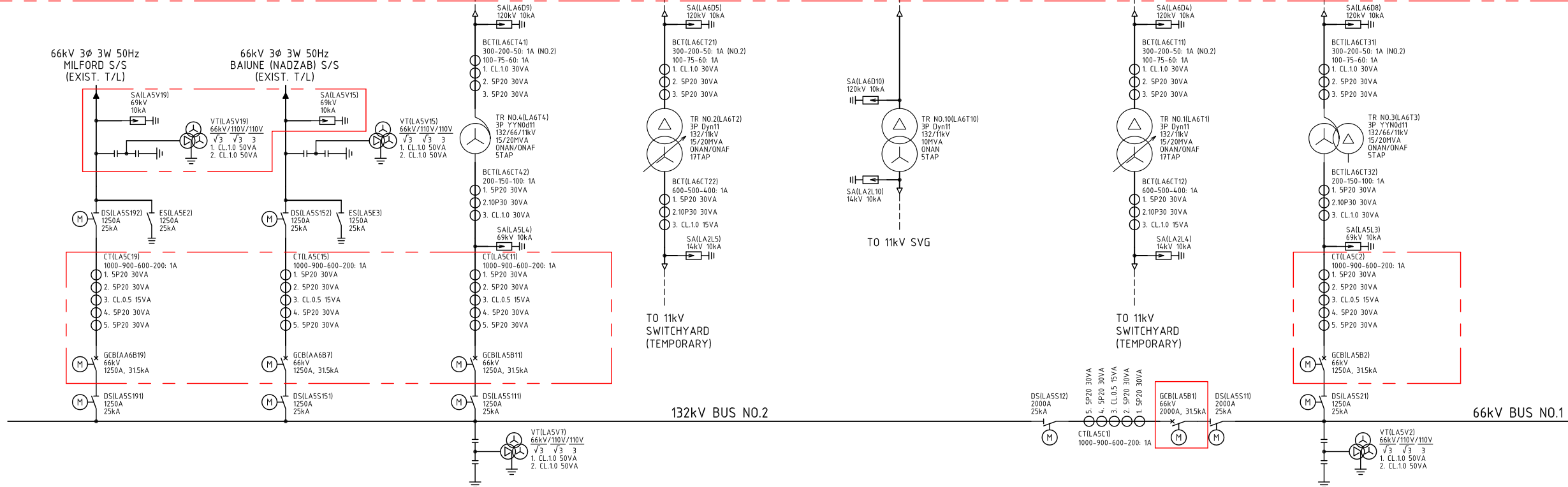
REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER: DWG NO. PNG_SS_TRK_003b			
DRAWING TITLE: 側面図: TARAKA 変電所 (プラン B)			
PREPARED BY: MR. KOREZAWA	CHECKED BY: MR. MORITA	APPROVED BY: MR. FUKUNAGA	SHEET NO:
			DATE: JANUARY. 2012





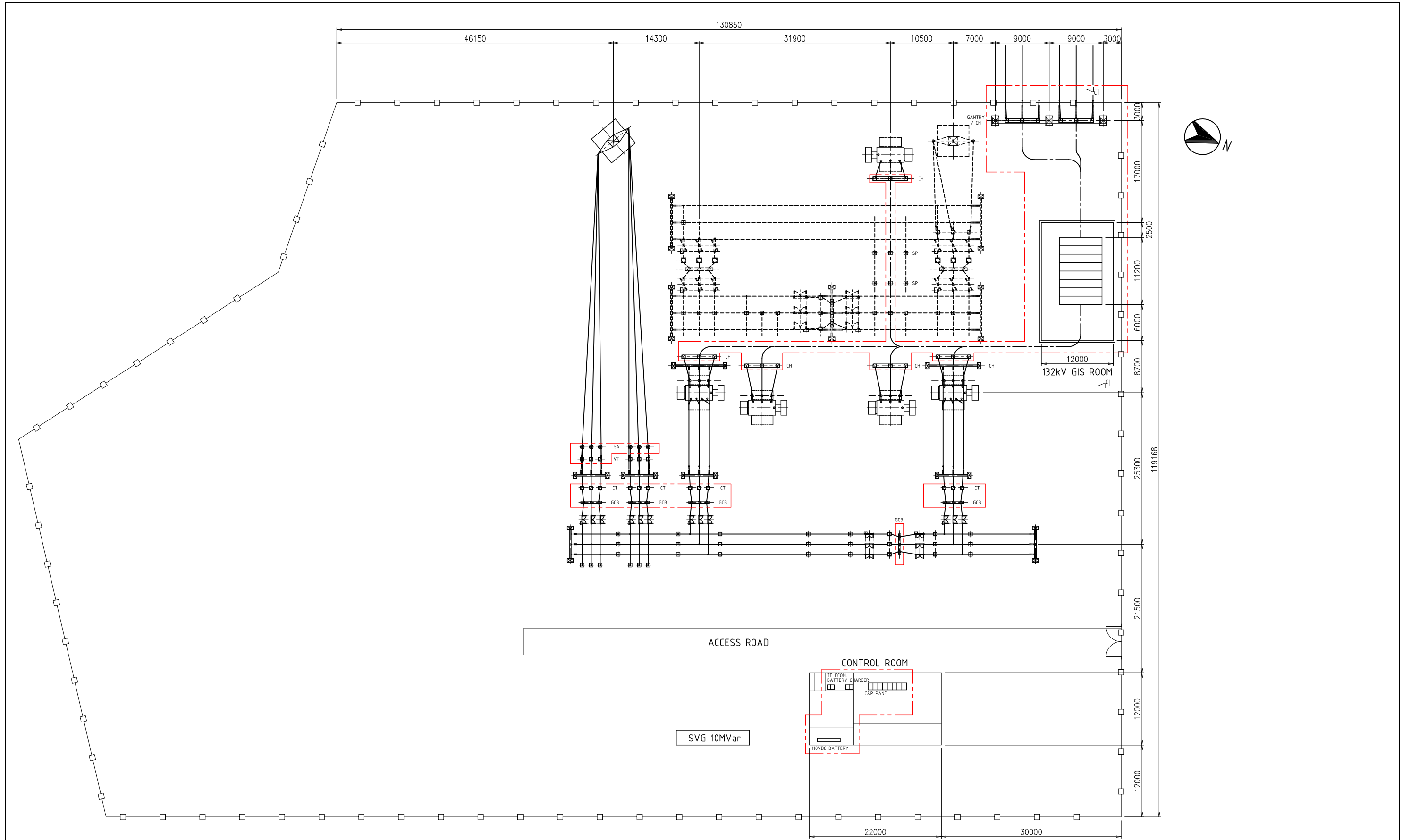
132kV GIS



NOTE:      : UNDER THE PROJECT SCOPE

DRAWING NUMBER: DWG NO. PNG_SS_TRK_001c	
DRAWING TITLE: 単線結線図: TARAKA変電所 (プランC)	
PREPARED BY: MR. KOREZAWA	CHECKED BY: MR. MORITA
APPROVED BY: MR. FUKUNAGA	SHEET NO: DATE: FEBRUARY, 2012

REFERENCE ONLY



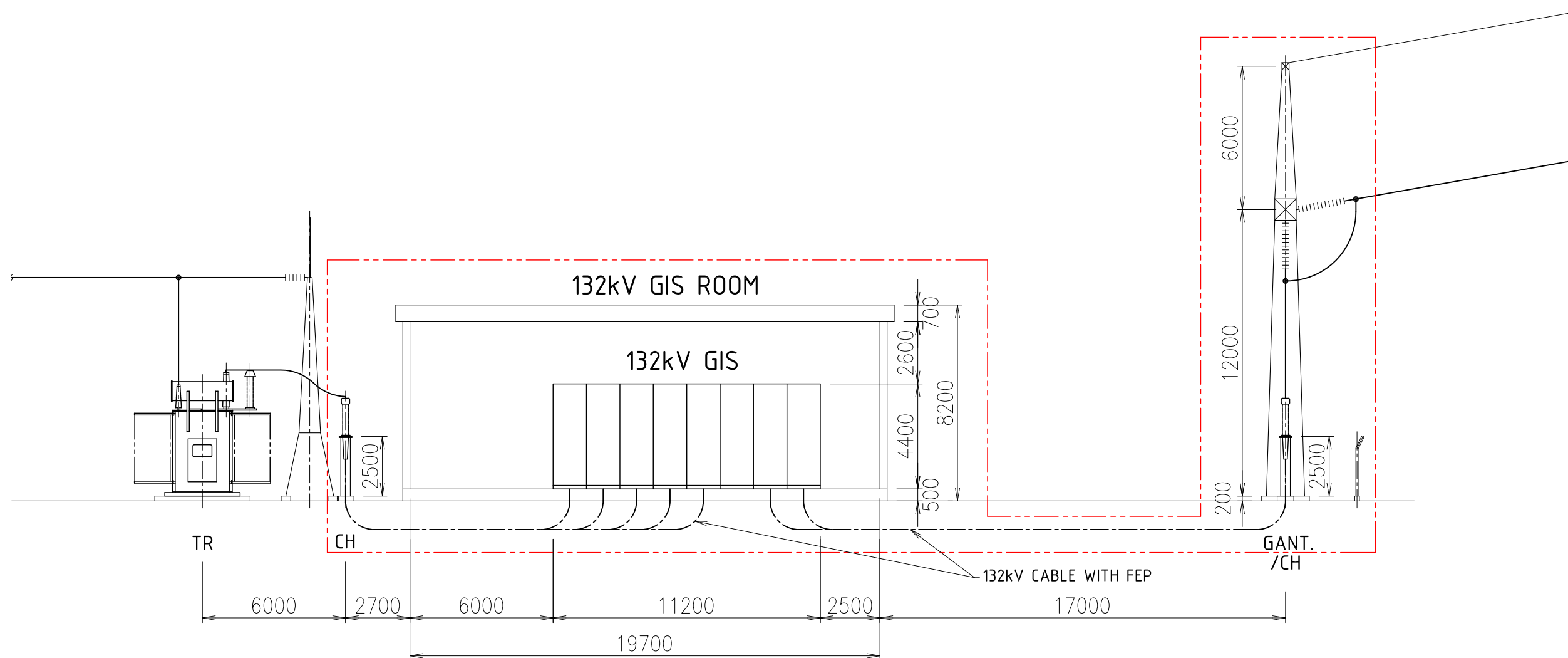
NOTE:

: UNDER THE PROJECT SCOPE

----- : TO BE REMOVED BY PPL (OUT OF THE PROJECT SCOPE)

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER: DWG NO. PNG_SS_TRK_002c			
DRAWING TITLE: 平面図: TARAKA 変電所 (プラン C)			
PREPARED BY: MR. KOREZAWA	CHECKED BY: MR. MORITA	APPROVED BY: MR. FUKUNAGA	SHEET NO:
			DATE: FEBRUARY, 2012



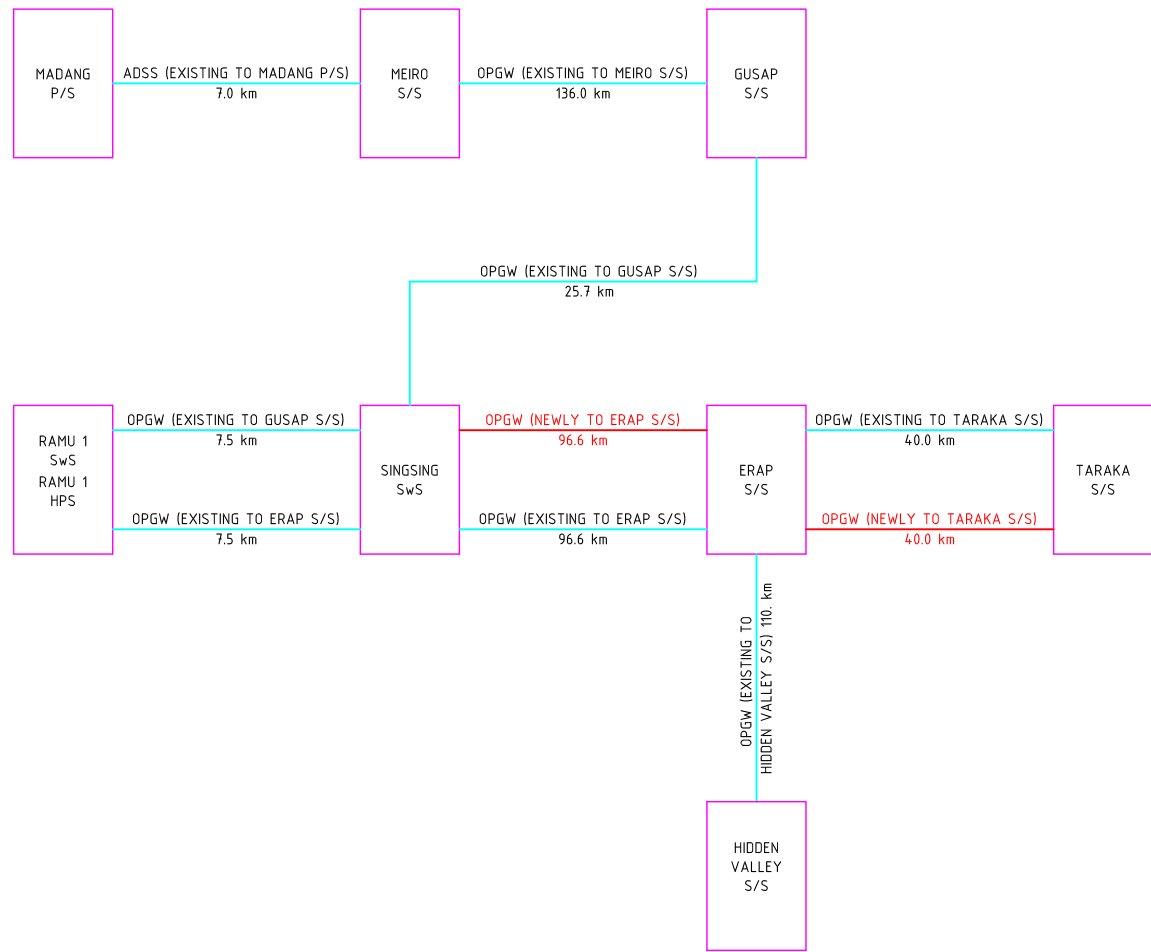
SECTION C - C

NOTE:

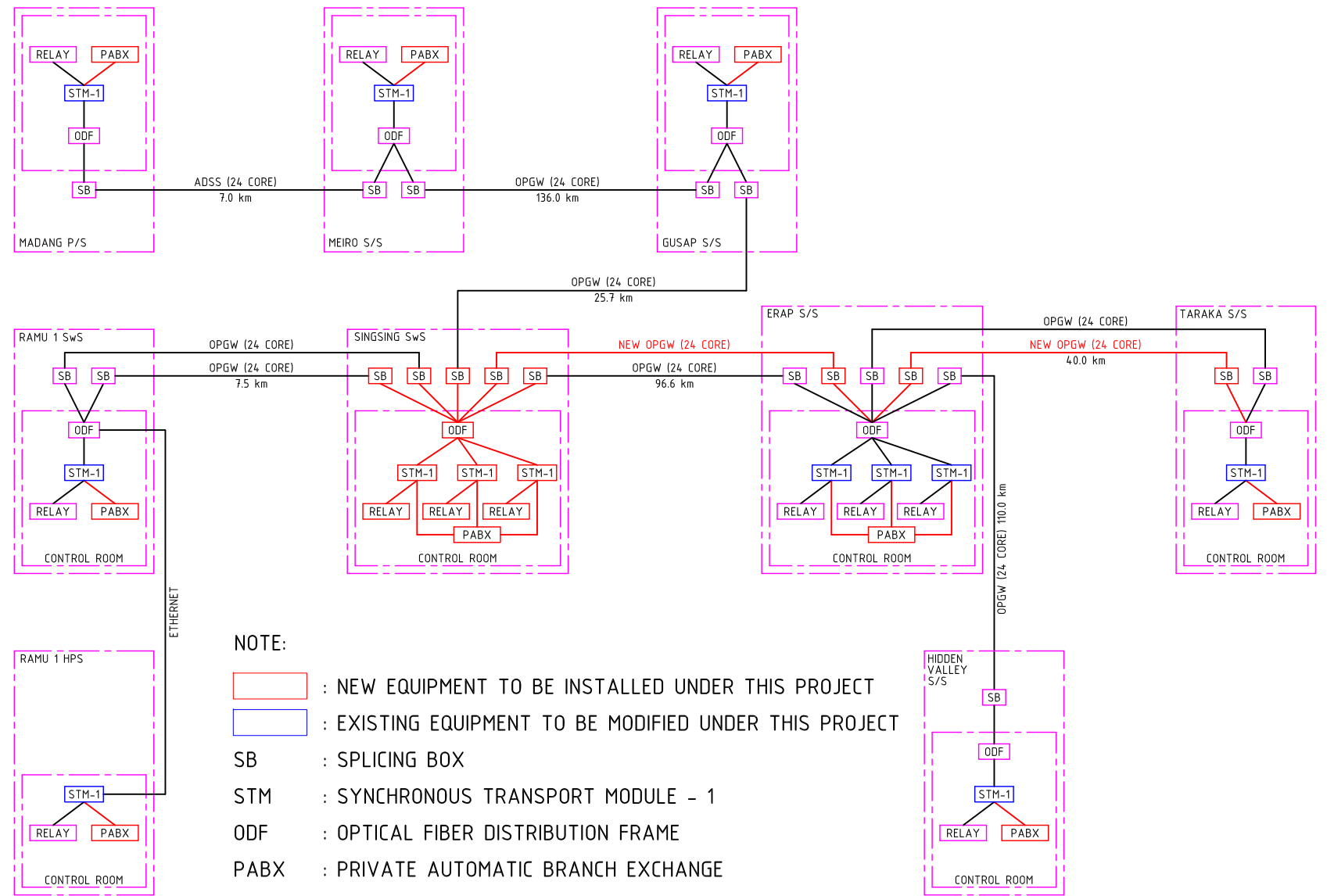
: UNDER THE PROJECT SCOPE

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER: DWG NO. PNG_SS_TRK_003c			
DRAWING TITLE: 側面図: TARAKA 変電所 (プラン C)			
PREPARED BY: MR. KOREZAWA	CHECKED BY: MR. MORITA	APPROVED BY: MR. FUKUNAGA	SHEET NO:
			DATE: JANUARY, 2012



COMMUNICATION NETWORK DIAGRAM



OPTICAL FIBER COMMUNICATION SYSTEM

REFERENCE ONLY

DRAWING NUMBER:		DWG NO. PNG_SS_COM_001	
DRAWING TITLE:		通信システム	
PREPARED BY:	CHECKED BY:	APPROVED BY:	SHEET NO:
MR. KOREZAWA	MR. MORITA	MR. FUKUNAGA	DATE: JANUARY, 2012

添付-4 環境チェックリスト: 6. 送変電・配電(1)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/Noの理由、根拠、緩和策等)
1 許認可・説明	(1)EIAおよび環境許認可	(a) 環境アセスメント評価報告書(EIAレポート)等は作成済みか。  (b) EIAレポート等は当該国政府により承認されているか。  (c) EIAレポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。  (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a) N  (b) N  (c) N  (d) N	(a)環境保全省(DEC)による本プロジェクトの категория 分類が未確定であるが、正式に2Bレベルのプロジェクトとして確定した場合、EIA作成は必要ない。但し、環境許可証の取得に際し申請書作成時に環境に関する報告書を提出しなければならない。 (b)環境許可証申請の承認取得を目的とした事前通知書は2012年1月5日にDECに提出済みである。現在PPLでは環境許可証申請書のを2012年1月末の提出に向け準備を進めている。 (c)申請承認を目的とした事前通知書の提出に対する回答がDECより未だ届いていないため、条件等の詳細は不明。  (d)特に取得の必要なし
	(2)現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a) Y  (b) Y	(a)調査期間中に2回の住民協議が実施された。必要な情報が住民を含む利害関係者と共有された。 (b)住民等からのコメントがプロジェクトに反映された。
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は(検討の際、環境・社会に係る項目も含めて)検討されているか。	(a) Y	(a)検討されている。
2 汚染対策	(1)水質	(a) 盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって周辺河川下流水域の水質が悪化するか。水質悪化が生じる場合、対策が用意されるか。	(a) N	(a)該当なし
3 自然環境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a) N	(a)該当なし
	(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地(珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等)を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) 野生生物及び家畜の移動経路の遮断、生息地の分断等に対する対策はなされるか。 (e) 事業実施に伴う森林破壊や密猟、砂漠化、湿原の乾燥等は生じるか。外来種(従来その地域に生息していなかった種)、病害虫等が移入し、生態系が乱される恐れはあるか。これらに対する対策は用意されるか。 (f) 未開発地域に建設する場合、新たな地域開発に伴い自然環境が大きく損なわれるか。	(a) N (b) N (c) N (d) N (e) N  (f) N	(a)該当なし (b)該当なし (c)該当なし (d)該当なし (e)該当なし  (f)該当なし

添付-4 環境チェックリスト: 6. 送変電・配電(2)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/Noの理由、根拠、緩和策等)
	(3)地形・地質	(a) 送配電線ルート上に土砂崩壊や地滑りが生じそうな地質の悪い場所はあるか。悪い場合は工法等で適切な処置が考慮されるか。 (b) 盛土、切土等の土木作業によって、土砂崩壊や地滑りは生じるか。土砂崩壊や地滑りを防ぐための適切な対策が考慮されるか。 (c) 盛土部、切土部、土捨て場、土砂採取場からの土壌流出は生じるか。土砂流出を防ぐための適切な対策がなされるか。	(a) Y (b) Y (c) Y	(a)送電線ルートの選定には土砂崩れや地滑りの発生が見込まれそうな場所を出来る限り回避する。 (b)地滑りの発生が見込まれる場所での切土、盛土作業には適切な土木技術を適用し対応する。 (c)土壌流出の発生が見込まれる場所での切土、盛土作業には適切な土木技術を適用し、対応する。
4 社 会 環 境	(1)住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 (b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。 (e) 補償方針は文書で策定されているか。 (f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(a) N (b) Y (c) Y (d) N (e) Y (f) Y (g) Y (h) Y  (i) Y (j) Y	(a)非自発的住民移転の発生を回避した送電線ルートが選択されているが、今後住民移転が確認された場合は住民移転計画に従って対応を行う。 (b)F/S調査時に住民協議を開催し影響住民に対し補償計画を説明した。 (c)土地収用係る価格の交渉は移転前に土地所有者の十分な協議を行い合意の下で行われる。 (d)PNGの伝統的な慣習に則り補償金額は土地収用時に決定し、その後支払われる。 (e)“事業実施に係る土地収用と補償方針”が策定されている。 (f)社会的弱者への配慮が検討されている。 (g)建設工事前に影響住民からの合意を得る。 (h)十分な実施体制が計画されている。  (i)モニタリング計画が作成されている。 (j)関連法令に従い、苦情処理の仕組みが構築されている。
	(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 (b) 他の地域からの人口流入により病気の発生(HIV等の感染症を含む)の危険があるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮は行われるか。 (c) 鉄塔等による電波障害は生じるか。著しい電波障害が予想される場合は、適切な対策が考慮されるか。 (d) 送電線を建設することによる線下補償等が国内法に従い実施されるか。	(a) N (b) N (c) N (d) Y	(a)本プロジェクトによる生活・生計に対する重大な影響は認められない。 (b)HIV等の感染症がプロジェクト対象地域で広がる可能性があるが、PPL並びに工事請負業者によって公衆衛生に対する啓発活動や必要な設備が準備される見込みである。 (c)電波障害は想定されない。 (d)送電線下で伐採される樹木および農作物には政府方針に則り適宜補償される。
	(3)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a) N	(a)該当なし
	(4)景 観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。	(a) N	(a)該当なし
	(5)少数民族、先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	(a) N (b) N	(a)該当なし (b)該当なし

添付-4 環境チェックリスト: 6. 送変電・配電(3)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/Noの理由、根拠、緩和策等)
	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。	(a) Y	(a)PNGの労働法および関連条例により労働環境の管理が行われる。
		(b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。	(b) Y	(b)工事請負業者は危険物取扱いに対する安全管理計画の提出が要求される。
		(c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育(交通安全や公衆衛生を含む)の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。	(c) Y	(c)工事請負業者はPPLの監督の下、工事作業員に対する安全・衛生に関する研修を実施する。
		(d) プロジェクトに関係する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(d) Y	(d)PPLおよび工事請負業者によって警備要員に関するガイドラインがまとめられ実施される。
5 そ の 他	(1)工事中の影響	(a) 工事中の汚染(騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等)に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境(生態系)に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a) Y (b) Y (c) Y	(a)環境・社会に対する必要な配慮は環境許可証申請の手続きを通じて啓発される。工事中の汚染に対する緩和策はPPLおよび工事請負業者によってモニタリングされ最小化される。 (b)自然環境に対する深刻な悪影響は想定されないものの、PPLおよび工事請負業者によって緩和策が用意され最小化される。 (c)社会環境に対する申告な悪影響は想定されないものの、PPLおよび工事請負業者によって緩和策が用意され最小化される。
	(2)モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 (c) 事業者のモニタリング体制(組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性)は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(a) Y (b) Y (c) Y (d) Y	(a)環境・社会に対する必要な配慮は環境許可証申請の手続きを通じて啓発される。それに基づきPPLは環境モニタリング計画を策定・実施する。 (b)適切である。但し、事業の進捗や状況に応じモニタリング項目、頻度、手法等、定期的に見直しする必要がある。 (c)環境・社会に対する必要な配慮は環境許可証申請の手続きを通じて啓発される。PPLはDEC監督の下、モニタリング体制を確立する。 (d)PPLは所管官庁であるDECの指示に従いモニタリング体制を確立する。
6 留 意 点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、道路に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。	(a) -	(a)
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する(廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等)。	(a) -	(a)

注1) 表中『当該国の基準』については、国際的に認められた基準と比較して著しい乖離がある場合には、必要に応じ対応策を検討する。

当該国において現在規制が確立されていない項目については、当該国以外(日本における経験も含めて)の適切な基準との比較により検討を行う。

注2) 環境チェックリストはあくまでも標準的な環境チェック項目を示したものであり、事業および地域の特性によっては、項目の削除または追加を行う必要がある。