

第 6 章 送配変電設備計画

第6章 送配変電設備計画

6-1 設備の状況

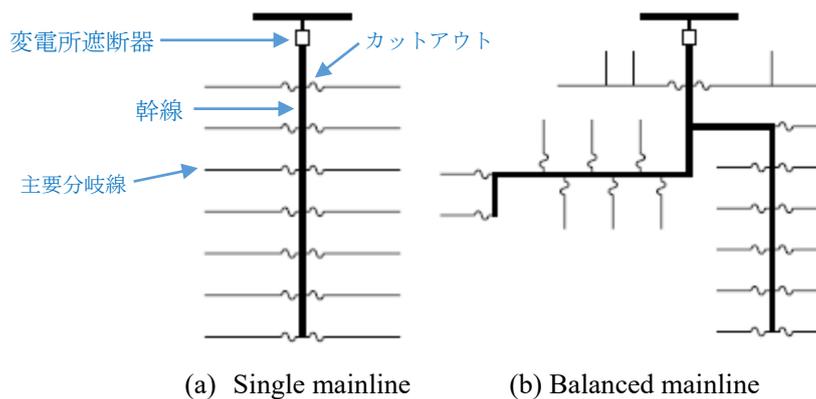
6-1-1 送配電設備

6-1-1-1 配電方式と系統構成

本プロジェクト対象地域には、パラオの電力設備の98%が施設されている。この地域の電力系統は、34.5 kVの送電系統、13.8 kVの中圧配電系統および240/120 Vの低圧配電系統で構成されている。

中圧配電系統は、中性点直接接地方式の3相3線式になっている。この基本的系統構成は、図6-1-1-1.1に示すように、幹線からカットアウトを介して主要分岐線を接続する構成により設備形成されている。したがって、幹線の保護は変電所のリレーと遮断器で行われ、分岐線の保護はカットアウトヒューズで行われている。

このように、中圧幹線の基本構成が単純であることから、隣接系統との連系点確保が困難であり、事故時の負荷融通における柔軟性が確保しにくい系統構成になっている。



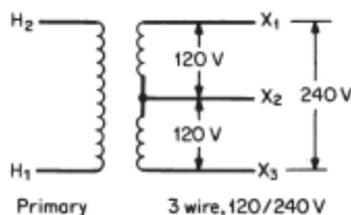
[出所] Electric power distribution handbook, CRC PRESS, 2004

図6-1-1-1.1 中圧系統の基本的構成

低圧配電系統は、単相変圧器を組み合わせ、単相負荷と3相負荷に供給している。

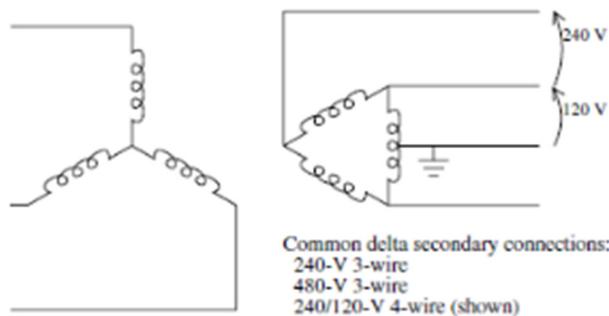
単相負荷だけに供給する変圧器は、図6-1-1-1.2に示すように単相3線式変圧器を使用している。その1次側の1端子は接地される大地帰路単線線路になっている。したがって、この変圧器の変成比は7.96 kV : 240/120 Vである。

3相負荷に供給する変圧器は、単相変圧器3台を図6-1-1-1.3に示すように接続したバンク構成になっている。そのうちの1台から中性線を引き出して単相3線式変圧器として使用し、3相4線式系統として、一つのバンクから3相負荷と単相負荷に供給している。



[出所] Electrical distribution engineering, CRC PRESS

図 6-1-1-1.2 単相負荷供給用変圧器結線



[出所] Electric power distribution handbook, CRC PRESS, 2004

図 6-1-1-1.3 3相4線式系統用変圧器結線

6-1-1-2 中圧系統の概要

マラカル島とバベルダオブ島内には、送電系統（34.5 kV）が 2 系統、変電所から伸びる配電系統（13.8 kV）が 12 系統ある。主要な送配電系統を表 6-1-1-2.1 に示す。

表 6-1-1-2.1 主要な送配電系統（34.5 kV および 13.8 kV）

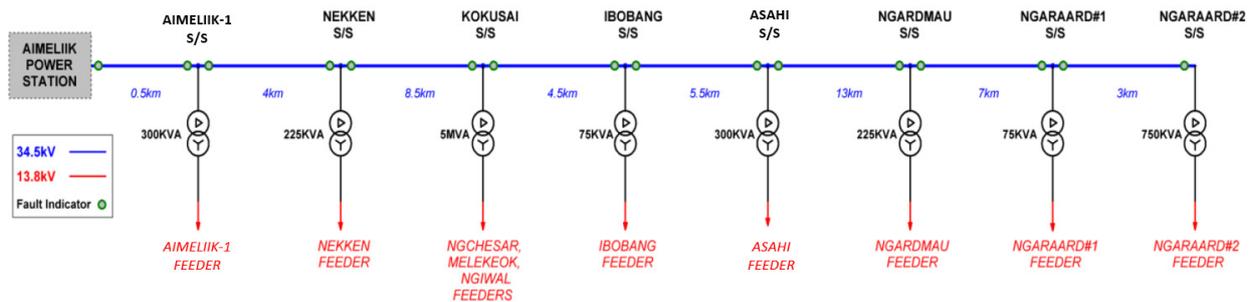
区分(電圧)	上位電源	線路通称	備考
送電系統 (34.5 kV)	アイメリーク発電所	ネッケン	
	アイメリーク発電所・マラカル発電所	アイメリーク - マラカル	2電源の並列運転
配電系統 (13.8 kV)	アイライ変電所	アイライ-エアポート	
		アイライ-コロール	
	マラカル発電所	ミュンズ フィーダ	
		マラカル フィーダ	
	アイメリーク-1 変電所	(各供給地域名等)	ネッケン送電線の 下位配電系統
	アイメリーク-2 変電所		
	ネッケン変電所		
	コクサイ変電所		
	イボバン変電所		
	アサヒ変電所		
	ガラスマオ変電所		
ガラルド-1 変電所			
ガラルド-2 変電所			

[出所] 調査団作成

アイメリーク発電所とマラカル発電所間は、34.5 kV 送電線で常時接続され並列運転されている。

アイメリーク発電所から引き出されているネッケン送電線には、表 6-1-1-2.1 に示すアイメリーク-1 変電所以降の中小変電所が 8 か所で接続され、合計 8 フィーダ（13.8 kV）が出ている。ネッケン送電線の単線結線図を図 6-1-1-2.1 に示す。これらの 8 フィーダ（13.8 kV）は過疎地域の小容量フィーダであることから、他のフィーダとの連系が無い樹枝状系統である。

また、これら系統の設備構成は、柱上変圧器のような施設状態（図 6-1-1-2.2）になっており、系統の保護はすべてカットアウトヒューズで行っている。



[出所] Evaluation of PPUC Power Transmission & Distribution System Due to Unknown Tripping Events , Jan.28,2017

図 6-1-1-2.1 ネッケン送電線の単線結線図



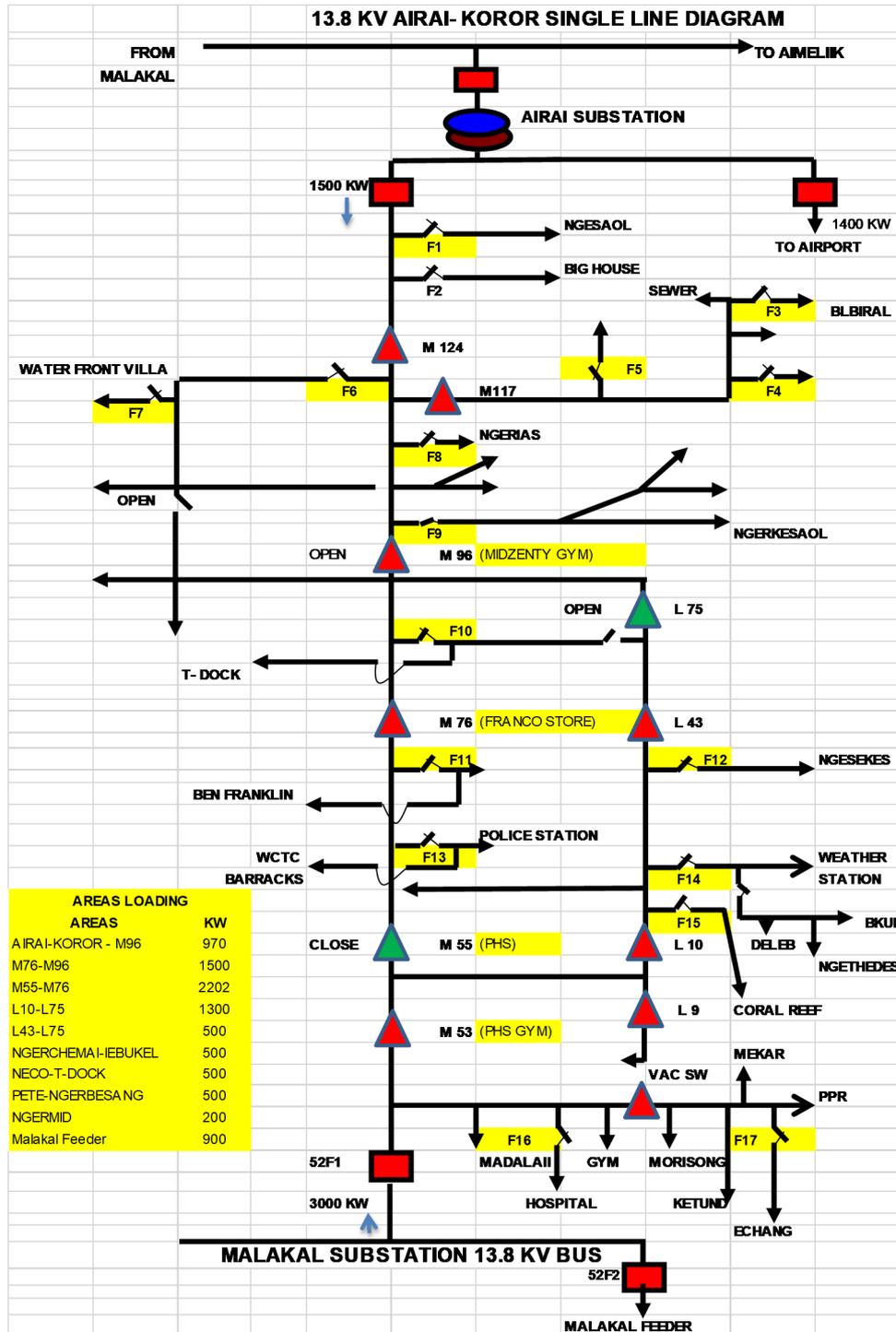
[出所] 調査団作成

図 6-1-1-2.2 変電所設備の柱上施設例（アサヒ変電所）

需要の中心になっているアイライ変電所とマラカル発電所から引き出される配電系統の単線結線図を図 6-1-1-2.3 に示す。アイライ変電所とマラカル発電所からは、それぞれ 2 フィーダずつが引き出されている。これら 4 フィーダのうち、アイライ-コロールフィーダとミュンズ フィーダだけが相互に連系されており、事故時の負荷融通が可能な系統構成になっている。しかし、アイライ-コロールフィーダは Single mainline（図 6-1-1-1.1(a)）の基本構成であり、ミュンズ フィーダは Balanced mainline（図 6-1-1-1.1(b)）の基本構成であることから、両フィーダの連系箇所数は実質 1 か所だけになっている。

ただし、アイライ変電所の変圧器結線は Δ -Y であるのに対し、マラカル発電所の結線は Y-Y にな

っている。よって、両変電所の電圧には位相のずれが生じていることから、アイライ-コロールフィーダとミュンズ フィーダ間の無停電切り替えはできない状態になっている。



[出所] PPUC

図 6-1-1-2.3 アイライ変電所とマラカル発電所系統の単線結線図

6-1-1-3 送配電設備量

(1) 送電設備

34.5 kV 送電設備の内訳を表 6-1-1-3.1 に示す。送電線の導体は AAC (336 MCM) に統一されている。

表 6-1-1-3.1 34.5 kV 送電設備の内訳

No.	線路通称	導体		
		亘長 (m)	種類	サイズ(MCM)
1	アイメリーク～ネッケン	4,287.5	AAC	336
2	ネッケン～コクサイ	8,849.7	AAC	336
3	コクサイ～ガラルド	38,774.8	AAC	336
4	ネッケン～アイライ変電所	14,266.7	AAC	336
5	マラカル～アイライ変電所	9,184.9	AAC	336
	合計	75,367.2		

[出所] Data Handbook for PPUC, PPA, Nov 22,2010

(2) 配電線路

13.8 kV 配電線路の内訳を表 6-1-1-3.2 に示す。配電線の導体は、幹線(フィーダ)に AAC (336 MCM) が適用され、分岐線・小容量線路には主に CU (2) が適用されている。

表 6-1-1-3.2 13.8 kV 配電線路の内訳

No.	フィーダ通称	線路通称	亘長(m)	導体
1	アイライ-エアポート	Airai to Ngerikiil pumping station	9,714.8	AAC 336MCM
2		Airai to Pole(AA195)	5,339.3	AAC 336MCM
3	アイライ-コロール	Ngermid	2,737.6	AAC 336MCM
4		Ngesaol	1,258.4	CU. 2
5		Iyebukel and Ngerchemai	2,787.1	AAC 336MCM
6		Ngerkeseuao	1,340.3	CU. 4
7		T-Dock	830.5	AAC 336MCM
8		Dngeronger	595.2	AAC 336MCM
9	マラカルフィーダ	Idid-Ikelau	2,048.4	AAC 336MCM
10		Ngerbeched	4,248.4	AAC 336MCM
11		Medalaii	2,100.6	AAC 336MCM
12		Meyuns	5,111.2	AAC 336MCM
13	MMDC フィーダ	Malakal	1,763.0	AAC 336MCM
14	アイメリークフィーダ	Aimeliik	8,588.3	AAC 336MCM
15	その他 13.8kV フィーダ	Ngatpang	8,168.7	AAC 336MCM
16		Ibobang	2,913.6	CU. 2
17		Ngardmau	3,038.2	AAC 336MCM
18		Capitol to Ngiwal	10,839.5	CU. 2
19		Kokusai to Capitol	21,152.1	AAC 336MCM
20		Malakal to Airai(Main Road)	9,184.9	AAC 336MCM
21		Ngchesar	21,411.0	CU. 2
22		Ngaraard	26,150.6	CU. 2
23		Ngerchelong	10,357.4	CU. 2
24		Ngaremlengui-3phase line	17,783.6	AAC 336MCM
25		Ngaremlengui-1phase line	2,250.2	CU. 2
	合計		181,712.6	

[出所] Data Handbook for PPUC, PPA, Nov 22,2010

6-1-1-4 送配電系統の停電事故の状況

至近年（2016/10～2017/9）の送配電線での停電の発生状況を表 6-1-1-4.1 に示す。これは系統運用部門が変電所のリレーの動作記録を元に作成された事故一覧記録から抽出した。変電所のリレーはアイメリーク、マラカル、アイライの3変電所から供給する送電線および配電線の引き出し部に設置されており、PPUC の主要な系統での停電の状況がこの動作記録から把握できる。

表 6-1-1-4.1 送配電線での停電の発生状況

停電原因箇所 (波及元)	①回数: (回/年) (同時発生分は 1カウント)	②年間延べ停 電時間 (分/年)	③年間延べ停 電kWh (下位系統含) (kWh/年)	(%)	④平均停電時間 ②/①:(分/回)	⑤平均停電範 囲 ③/(①*④/60) (MW/回)	⑥回線延長	⑦事故率 ①/⑥ (回/km年)
Aimeriik-Malakal T/L	19	331 (34kV線の み)	39,507	46%	17.4	7.17	28km	0.68
Nekken T/L	47	1169	17,968	21%	24.8	0.92	49km	0.96
34.5kV系(小計)	66	1,500	57,475	67%				
AIRAI-AIRPORT	5	169	4,140	4.8%	34	1.47	15 km	0.33
AIRAI-KOROR	6	61	2,382	2.8%	10	2.34	9.4 km	0.63
MALAKAL	5	25	324	0.4%	5	0.78	1.7 km	2.94
MEYUNS FDR	15	478	15,588	18.1%	32	1.96	13.5 km	1.11
13.8kV系(小計)	31	733	22,433	26%				
発電所内	2	253	6,334	7%				
合 計	99		86,242	100%				

[備考] 系統運用部門の 2016/10～2017/9 の記録を分析

[注意] (1) 34.5 kV 送電線と 13.8 kV 配電線が同時に停電した時の回数は 1 回とする。

(2) 13.8 kV 配電線の停電 kWh は 34.5 kV 送電線に含む。

[出所] JICA 調査団

(1) 送電系統の停電の発生状況

表 6-1-1-4.1 から、アイメリーク-マラカル線の年間の停電 kWh が 39MWh と全体の 46%を占めている。一方、ネッケン送電線では平均停電範囲は 0.92MW/回と比較的小さいものの、延停電回数および延停電時間がアイメリーク-マラカル線よりも大きく、停電 kWh の 21%を占めている。

なお、後述のとおり、線路保護用のヒューズの切断による送配電線の部分的な停電の実績はこの表の数値に含まれていない。ネッケン送電線においては線路上の 3 箇所（コクサイ変電所、アサヒ変電所、ガラスマオ変電所）にヒューズが設置されており、これらが切断した場合を含むネッケン送電線全体の停電実績はこの表の値を上回る。

同じ事故記録から集計した、送電線の停電の要因を表 6-1-1-4.2 に示す。事故原因欄の記載内容に多少のばらつきがあるものの、送電線の現状の事故要因を示すデータとしては十分有用であると考えられる。大きく分けると①Transient が大部分を占めている。①Transient は事故原因が不明であるものの、試送電の結果復旧したものであり、事故原因は特定されていないものである。他物の電線への接触により発生しているものであると推定される。②は樹木接触による事故である。③は強風の影響により発生した停電事故である。以上の状況から、送電線が全般に樹木に近接して設置されていることから樹木の接触が停電発生の主な原因と想定される。

表 6-1-1-4.2 送電線事故の原因別実績

延べ回数/年 (延べ kWh/年)

原因	① Transient	② Big tree on the line	③ Fault windy	④ Line Fault	合計
上記原因の補足説明	原因不明も再送電により復旧したもの。	樹木接触による事故停電	・強風下の停電事故 ・12時間停電	詳細不明	
Aimeliik-Malakal T/L	18 (39,005)	0 (0)	0 (0)	1 (502)	19 (39,507)
Nekken T/L	43 (1,094)	2 (2,147)	1 (10,800)	1 (3,927)	47 (17,968)
Total	61 (40,099)	2 (2,147)	1 (10,800)	2 (4,429)	66 (57,475)

備考：系統運用部門の 2016/10～2017/9 の記録を分析したもの

[出所] JICA 調査団

このように現状の送電線は、系統信頼度が低いレベルにあるが、今後、マスタープランの最終系統に示されるような送電線ルートの 2 ルート化が完了した時点で、SCADA 等による遠隔制御により事故区間の切り離しと、健全区間への逆送が可能となり、長期的には信頼度の改善が図られる見通しである。ただし、系統が最終の形態 (phase3) に至るまでの各段階 (Phase1、Phase2) においても、電力の安定供給上、電力の負荷供給線として、さらには大規模な RE の電源線として、34.5kV 系の信頼度を向上することが望ましい。

(2) 配電系統の停電の発生状況

13.8 kV 配電線の事故については、表 6-1-1-4.1 に示す通り、ミュンズ配電線の延べ停電時間が全体の 18% と突出している。表 6-1-1-4.3 ミュンズ配電線の停電記録では、2017 年 2 月 8 日に約 6 時間 (18:20～翌日 24:10) におよび 6 回の断続的な停電が強風下で発生したもの (合計で 5,071kWh) をはじめとして、1 時間前後の長時間停電が頻発したためである。個別の事故の発生箇所や詳細原因については記録されていないため詳細は不明である。樹木の近接した箇所や老朽した配電設備が多く見られることから設備保全の不足が背景にあると考えられる。

表 6-1-1-4.3 ミュンズ配電線の停電記録（抽出）

DATE	TRIP	CLOSE	DURATION (min)	CAUSES	(KW)	(KWH)
10/12	2337	0119	102	OVERCURRENT PH C, 2027 AMP	2200	3,740
11/12	1313	1316	3	OVERCURRENT PH B, 1390 AMP	3200	160
12/6	0311	0313	2	OVER CURRENT "C" 1232 AMP	2050	68
12/9	0011	0100	49	CUT OFF NEUTRAL LINE	1950	1,593
1/4	2335	2446	71	CROSS ARM FAILURE	2300	2,722
2/8	1820	1825	5	STRONG WINDS	2600	217
2/8	2018	2020	2	STRONG WINDS	2100	70
2/8	2040	2128	48	STRONG WINDS	1600	1,280
2/8	2130	2205	35	STRONG WINDS	1500	875
2/8	2210	2305	55	STRONG WINDS	1450	1,329
2/8	2310	2410	60	STRONG WINDS	1300	1,300
2/11	1820	1825	5	TRANSIENT LINE FAULT	2600	217
7/22	0935	1002	27	OVERCURRENT	2900	1,305
8/29	2055	2105	10	LINE FAULT	3400	567
8/31	0230	0234	4	TRANSIENT LINE FAULT	2200	147
合計	15 回					15,588

[出所] JICA 調査団

13.8kV 系統の停電の記録は上記の系統運用部による記録のほかに、配電部門の事故復旧記録がある。これには配電線のヒューズ切れなど系統運用部門の取り扱うものに比べ小規模な停電について復旧状況が記録されている。表 6-1-1-4.4 に IS システムによる当該記録の集計例を示す。これらの停電データの蓄積や分析活用がより効率的に行えるよう技術移転の中で改善指導を行なうこととした。

表 6-1-1-4.4 配電線での停電の発生状況（配電部門が対応した事故記録（2016/1/17~7/1）

SUMMARY OF POWER INTERRUPTIONS

DATE	TIME OFF	TIME ON	PHASE	FUSE SIZE	AREA	CAUSES	CATEGORIES			
							TREES	HARDWARES	UNKNOWN	ANIMAL
1/07/2016	0100	0230	C	8	MONGAMI	UNKNOWN			1	
30/06/2016	0200	0330	B		NGESAOL	TREE BRANCH ON THE LINE	1			
30/06/2016	2000	2200	B	8	NGCHESAR	UNKNOWN			2	
28/06/2016	0500	0630	A,B,C		NGERBECHED	BETEL NUT LEAVES ON THE LINE	2			
26/06/2016	1130	1400	B		NGIWAL	COCONUT LEAVES ON THE LINE	3			
25/06/2016	0630	0930	B		NGURANG	UNKNOWN			6	
25/06/2016	2030	2230	B		NGCHESAR	UNKNOWN			5	
24/06/2016	2100	2400	A		NGURANG	UNKNOWN			4	
24/06/2016	0530	0730	C		NGIWAL	UNKNOWN			3	
23/06/2016	2100	0030	B,C		ULIMANG SS	TREE BRANCH ON THE LINE	4			
17/06/2016	0945	1000	A,B,C		WHOLE WEST COAST	BIG TREE FALL	5			
17/06/2016	1630	1830	B		NGERKEBESANG	UNKNOWN			7	
17/06/2016	1900	2200	B		NGCHESAR	UNKNOWN			8	
10/06/2016	0230	0500	A		NGERSUUL (NGCHESAR)	BIG RAT				1
31/05/2016	0130	0630	C		CHOLL TO NGARCHELONG	BROKEN U BAND		1		
28/05/2016	1830	2000	A		KESEBELAU	UNKNOWN			11	

[出所] IS system, report #13808

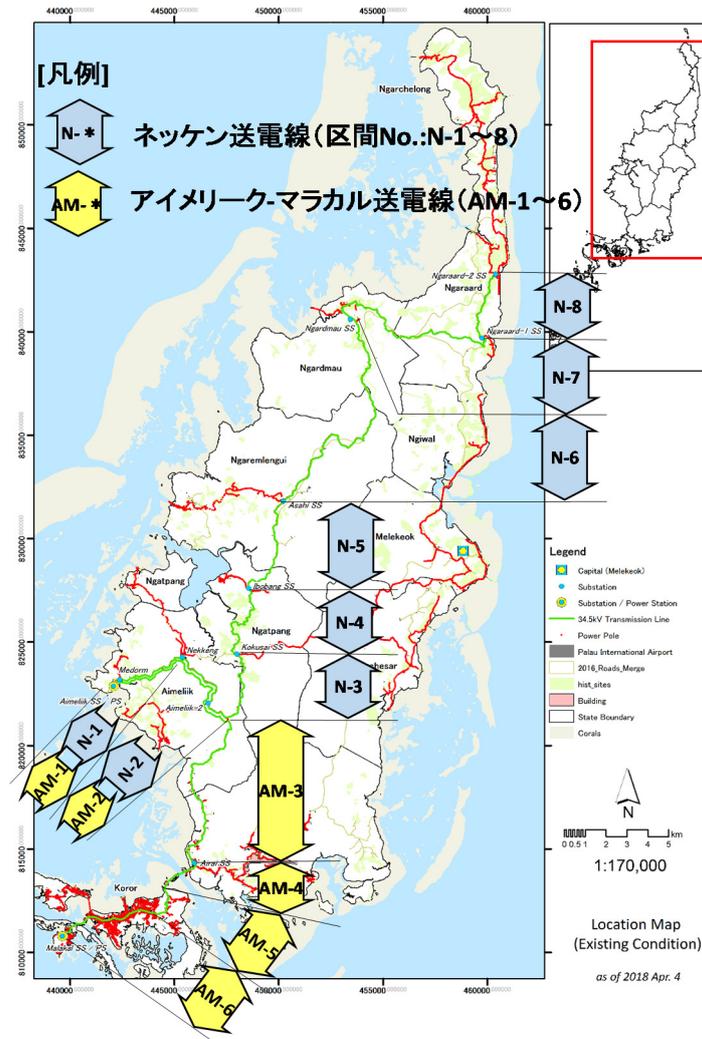
6-1-1-5 送電設備の状態

(1) ルート調査の概要

送電設備の状況を現地ルート調査にて確認した。調査対象は次の2種類の送電線である。

- ・アーメリーク-マラカル送電線
- ・ネッケン送電線

これらの概略ルートを図6-1-1-5.1に示す。両送電線ともアイメリーク発電所から引き出され、ネッケン変電所までの区間（区間No.: AM-1、N-1）は同一柱に敷設されている。コンパクト道路に接続する三叉路までの区間（AM-2、N-2）は、同一道路の両側に敷設されている。この三叉路からコンパクト道路に沿って、北向きにネッケン送電線が末端のガラルド2変電所まで敷設されている。同様に南向きには、アーメリーク-マラカル送電線がアイライ変電所およびKB橋内を経由してマラカル発電所まで敷設されている。



[出所] 調査団作成

図 6-1-1-5.1 既設の送電線ルート

ルート調査結果を表 6-1-1-5.1 に示す。この調査結果から、設備保全上の課題が見出された。課題の見られた 2 回線併架区間、コンパクト道路沿い旧道区間の状況を下記の (2) 項、(3) 項に記す。

表 6-1-1-5.1 送電ルート調査の結果
(1) アイメリーク～マラカル送電線

区間 No.	区間 (始点～)	送電線設置箇所主な状況	区間互長 (km)
AM-1	アイメリーク発電所～	・山間部 (道路沿い) ・この区間は電柱に送電線 2 回線が併架されている	4.3
AM-2	ネッケン変電所～	・山間部 (道路沿い)	5.2
AM-3	コンパクト道路 (南向き始点) ～	・山間部 (道路沿い。一部が保守困難な旧道に設置されている。)	9.0
AM-4	アイライ変電所～	・市街部、海岸部 (道路沿い) ・KB 橋梁内	2.5
AM-5	コロール島入口～	山間部 (道路沿い)	1.5
AM-6	コロール島市街部入口～ マラカル発電所	市街部 (道路沿い)	5.2
	合計		27.8

(2) ネッケン送電線

区間 No.	区間 (始点～)	送電線設置箇所主な状況	区間互長 (km)
N-1	アイメリーク発電所～	・山間部 (道路沿い) ・この区間は電柱に送電線 2 回線が併架されている	4.3
N-2	ネッケン変電所～	・山間部 (道路沿い)	5.2
N-3	コンパクト道路 (北向き始点) ～	・山間部 (道路沿い。一部が保守困難な旧道に設置されている。)	3.7
N-4	コクサイ変電所～	・山間部 (大半が保守困難な旧道に設置されている。) ・旧道の一部がけ崩れあり	5.3
N-5	イボバン変電所～	・山間部 (大半が保守困難な旧道に設置されている。)	5.7
N-6	アサヒ変電所～	・山間部 (大半が保守困難な旧道に設置されている。)	14.2
N-7	ガラスマオ変電所～	・山間部 (大半が保守困難な旧道に設置されている。)、市街部 (通行容易な道路 (3 km 程度))	10.2
N-8	ガラルド 1 変電所～ガラルド 2 変電所	・山間部 (大半が荒れた未舗道路に設置されている)	3.6
	合計		52.2

[出所] 調査団作成

(2) 2 回線併架区間 (AM-1,N-1) の状況

アイメリーク発電所からネッケン変電所までの区間は、同一柱に送電線 2 回線が併架されていることから次のような設備保全上の弱点がある。

- ・設備損壊時のリスク：電柱折損などで 2 回線が同時に停電するリスクがある。
- ・設備保全の制約：柱上作業時には安全確保のため 2 回線の同時停電が必要である。

この区間の送電線 2 回線が同時停電するとアイメリーク発電所からの電力供給が全て停止するため電力供給面での影響が大きい。系統上重要なこの区間の保全性向上のために、電柱ルート

を新設して送電線を2ルート化することが望ましい。



図 6-1-1-5.2 送電2回線併架区間（アイメリーク発電所～ネッケン変電所間）の装柱状況
(左：引通し柱、右：引留め柱)

(3) コンパクト道路沿いの区間（N-3～N-8、AM-3）の状況

両送電線のコンパクト道路沿いの区間の電柱の設置状況を表 6-1-1-5.2 にまとめて示す。この区間の送電亘長は 52km、電柱総数 909 本である。このうち、1/4 にあたる 224 本はコンパクト道路上もしくはその近傍に設置されている。残りの 685 本はコンパクト道路外にあり、ガラスマオ変電所エリアの集落近辺区間（区間長約 3 km）を除いて、その大部分が廃止された旧道上にある。

車両進入可能な旧道ルートについてはその一部を実地調査した。車輛進入不可のルートはコンパクト道路からの目視等により状況を確認した。

旧道については、多くが山道や湿地などにあり、また、殆どの区間の道路が維持管理されておらず、一部はがけ崩れを起こすなど、保守困難な状況にある。現在は樹木伐採により樹木接触の予防および保守用通路の確保を行っているが、今後、道路が維持管理されない場合、樹木伐採業務自体も作業安全面から困難になることも予想されることから移設の必要性が高いことが確認された。

移設先のルート候補であるコンパクト道路沿いについては全般に良好に維持管理されており、また、樹木の近接は見られるものの、伐採は容易であると判断された。現状の送電線設備をこの道路に移設することにより、樹木接触による停電リスクの低減および保守作業の容易性の向上が図れることを確認した。

表 6-1-1-5.2 コンパクト道路沿いの区間の電柱設置状況（旧道ルートを含む区間）

区間 No.	区間 (始点～)	現状の区間巨長 (km)	電柱本数 (本) (A)	コンパクト道路近傍 (本) (B)	コンパクト道路外 (本) (C)	(C)/(A)
AM-3	コンパクト道路（南向き始点）～アイライ変電所	9.0	155	86	69	45%
N-3	コンパクト道路（北向き始点）～	3.7	68	16	52	76%
N-4	コクサイ変電所～	5.3	88	7	81	92%
N-5	イボバン変電所～	5.7	99	23	76	77%
N-6	アサヒ変電所～	14.2	246	43	203	83%
N-7	ガラスマオ変電所～	10.2	177	39	138	78%
N-8	ガラルド1変電所～ガラルド2変電所	3.6	76	10	66	87%
合計		51.7	909	224	685	75%

[出所] 調査団作成



図 6-1-1-5.3 旧道ルートの状況

(4) 現状設備課題への対応の方向性

パラオに大規模な再生可能エネルギーを導入するにあたり、送電系統には今後さらに高い信頼性が求められる。現状の送電設備については樹木伐採や事故発生時の故障箇所の修理等により一定の信頼度が確保されている。しかし、今後設備の経年劣化が進むとともに、旧道の劣化が進み、設備の信頼度維持向上がより難しくなることが懸念される。このため、送電系統の新設と並行して、既存送電設備を改修することにより設備の保全性を高め、信頼度の維持向上を図っていくこととする。

6-1-2 変電設備

6-1-2-1 変電設備の概要

本プロジェクト対象地域の変電所(発電所変電設備を含む)は表 6-1-2-1.1 に示す通り 12 箇所ある。

パラオの需要中心はコロール島であり、パラオ全体の電力需要の 8 割を占める。同地域は、マラカル島にあるマラカル発電所のディーゼル発電機とバベルダオブ島にあるアイメリーク発電所のディーゼル発電機から、アイライ変電所を経由して電力供給されている。

アイライ変電所はコロール島に加え、パラオ国際空港にも供給している。

アイメリーク発電所併設の変電所には、13.8kV から 34.5kV に昇圧する 10MVA の送電用変圧器が 2バンク設置されているが、それ以外の変電所は全て 1バンクであり、設備の冗長性はなく、N-1 基準はおろか、停電をして設備を点検することもできない設備構成となっている。

表 6-1-2-1.1 変電所一覧

No.	名称	運開	変圧比(kV)	構成	容量(kV)	結線方式
1	マラカル	1995	13.8/34.5	三相 10MVA×1	10000	Y-Y
2	アイライ	1986	34.5/13.8	三相 10MVA×1	10000	Y-Y
3	アイメリーク	1986	13.8/34.5	三相 10MVA×2	20000	Δ-Y
4	アイメリーク-1	1986	34.5/13.8	三相 1000kVA×1 *1	1000	Δ-Y
5	アイメリーク-2	1986	34.5/13.8	単相 75kVA×3	225	Δ-Y
6	ネッケン	1986	34.5/13.8	単相 75kVA×3	225	Δ-Y
7	コクサイ	1995	34.5/13.8	三相 5MVA×1	5000	Δ-Y
8	イボバン	1995	34.5/13.8	単相 75kVA×3	225	Δ-Y
9	アサヒ	1996	34.5/13.8	三相 300kVA×1	300	Δ-Y
10	ガラスマオ	1999	34.5/13.8	単相 75kVA×3 *2	225	Δ-Y
11	ガラルド-1	1999	34.5/13.8	単相 25kVA×3	75	Δ-Y
12	ガラルド-2	1999	34.5/13.8	三相 750kVA×1	750	Δ-Y

[出所] 調査団作成

[備考] *1:故障中 (単相 75 kVA×1 をガラスマオから仮移設し代用)

*2:単相 2 台運用 (1 台をアイメリーク-1 へ仮移設し 2 台運用中)

これらの変電所のうち、送電線遮断器や配電線遮断器を備えているのは、アイメリーク変電所、マラカル変電所、アイライ変電所の 3 箇所であり、その他の変電所は、比較的容量の小さい配電用変圧器と負荷開閉器と高圧ヒューズを備えた簡易なものである。設備形態として、受電線および受電変圧器も 1 系統であるため、設備事故や点検作業等により停止を行う場合は、電力の供給が停止してしまう形態となっている。

入手図面および現地調査で確認した各変電所の設備構成を示す単線結線図を、添付資料 A-4 (SS-01～SS-12) に示す。

6-1-2-2 変電設備の現状と対応策

各変電所の状態は、「添付資料 A-5 既設変電所状況調査結果報告書」のとおりであり、全体として老朽化が進んでいるにもかかわらず、適切にメンテナンスされていないため、設備の故障が相次いでいる。特に、負荷開閉器が故障した状態の変電所が多く見られ、送電線永久事故時に復旧までの間の供給支障範囲を最小化することができない。このため、38kV LBS をスペアパーツとして必要数量確保しておくことが望ましい。

また、変圧器の吸湿呼吸器が変色しているものがほとんどであり、定期的に交換が必要であるが、これもスペアパーツとして必要数量確保しておくことが望ましい。

1986 年頃に建設した比較的古い変電所は特に老朽化が進んでいるため、これらの設備更新を考慮して 6-4 項に示す変電設備改修計画を検討した。

6-2 34.5kV 送電線の設備計画

6-2-1 送電線の新設計画

PPUC の送電線については、2025 年を目標としたマスタープランに示されている送電システムの構築に向け、需要増及び RE 導入に対応した、送電線路および変電所の新設や移設、改修を行うものとする。送電線の新設ルートは、ガラルド1 変電所からコンパクト道路沿いに首都、空港付近、さらには K B 橋、コロール島中心部を経てマラカル発電所に至るルートである（図 6-2-1.1）。

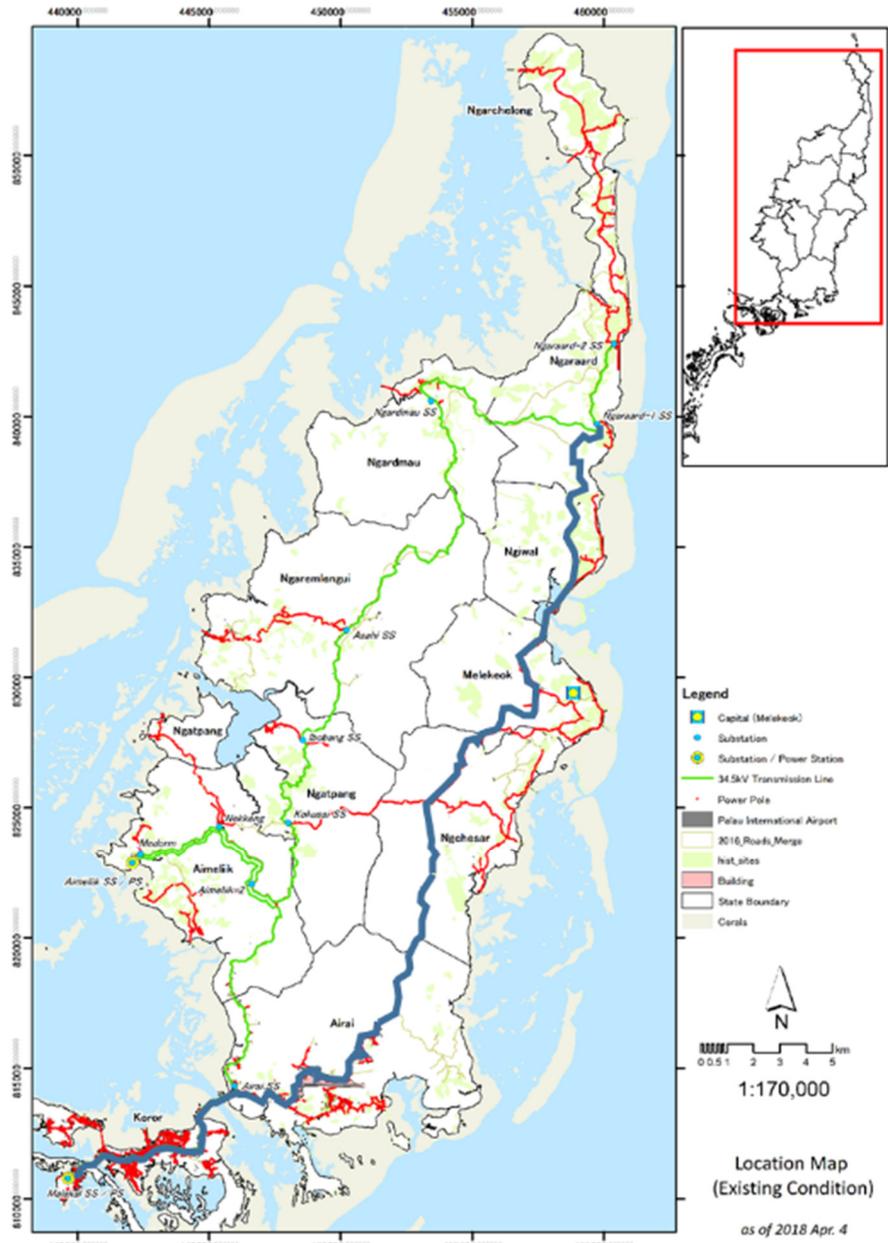


図 6-2-1.1 送電線の新設ルート（青線で示すルート）



(コンパクト道路)

KB橋立上柱(現状)

コロール島市街部

図 6-2-1.2 新設ルートの現場状況

6-2-2 既設送電線の増強計画

既設の送電線については、すでに大容量の電線が敷設されており、前述の系統解析結果に示すとおりマスタープランの系統を実現するうえで、2030年まで線路の許容電流および電圧降下面からの線路設備増強の必要はない。

6-2-3 既設送電線の改修計画

既設の送電線について、6-1-1-5で述べたとおり設備保全性の向上のために、次の改修工事を計画する。

- ・送電線の移設（コンパクト道路沿い区間）
- ・送電線の2ルート化（アイメリーク発電所～ネッケン変電所区間）

改修工事のルートを図 6-2-3.1 に示す。

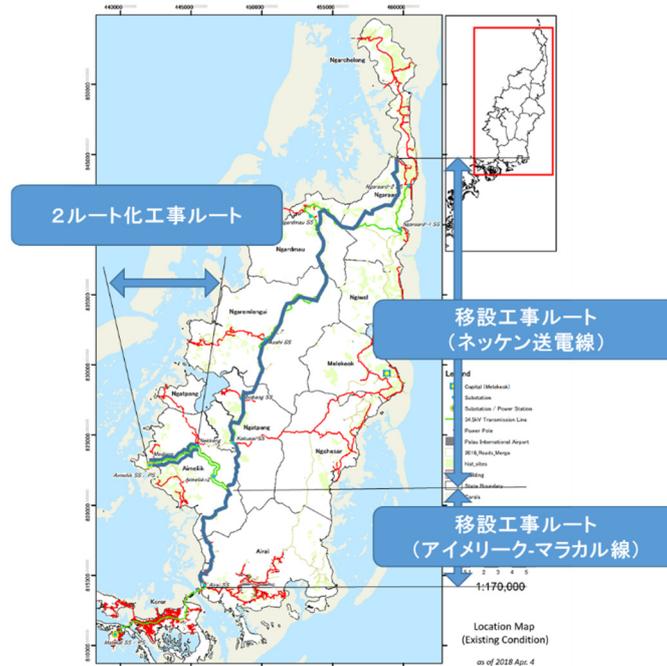


図 6-2-3.1 送電線の改修工事ルート

6-2-3-1 送電線の移設

(1) 移設の方針

送電線の移設については以下の対応方針で具体案を検討する。

① 送電ルートの変更

保守困難箇所にある送電線ルートについて、コンパクト道路沿い（工事車両により到達容易な箇所）に電柱ルートの新設して移設する。この際、電線は絶縁電線を適用する。また、コンパクト道路沿いの区間については、既設電柱は流用し、電線・アーム等の劣化した柱上設備は取り替えるものとする。なお、旧道の送電設備は現場への残置を想定する。

② 変電所の移設

上記①に伴い、アサヒ、ガラスマオ、ガラルド1、ガラルド2の各変電所を、コンパクト道路近傍に移設する。

③ 既設 13.8kV 配電ルートへの接続線の確保

上記②に伴い、移設先変電所～既存変電所間を接続する 13.8kV 配電ルートを、13.8kV ルート新設、既設 34.5kV 配電線の流用等による系統変更などにより確保する。

(2) 送電線移設の計画概要

上記方針に基づき、ガラスマオ変電所より末端区間の送配電系統についての改修概要を検討した結果を図 6-2-3-1.1 に示す。

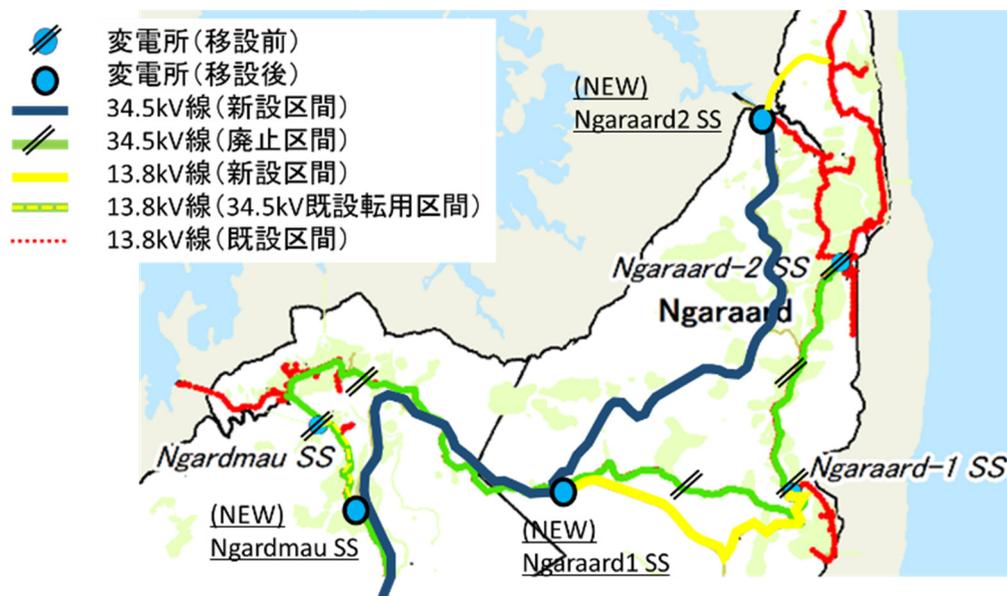


図 6-2-3-1.1 ガラスマオ変電所より末端区間の送配電系統についての改修概要

送電線移設工事計画の概要を表 6-2-3-1.1 に示す。

なお、ガラルド1変電所については、送電線新設計画における工事区間の末端にあたるため、本計画による送電線移設を先行して実施する場合は、送電線新設計画に反映する必要がある。

表 6-2-3-1.1 送電線移設工事計画の概要

区分	工事の概要	補足事項
送電線	移設工事（工事ルート長）45.2 km ・ネッケン線：36.2km ・A-M線：9.0 km	・工事区間の既設の送電線（区間長 51.7 km）については、次の通りとする。 1) 電柱の流用（コンパクト道路上の既設ルート） （ネッケン線 2.8km、A-M線 4.9km） 2) 13.8kV 線への転用（ガラスマオ変電所付近） （1.5km） 3) 残置(47.4km)
配電線	新設工事 6.0km ・ガラルド1変電所付近（4.6 km） ・ガラルド2変電所付近（1.4 km）	

6-2-3-2 送電線の2ルート化

(1) 改修の方針

改修区間を結ぶ道路が他にないことから、既設ルートに電柱ルートを1ルート追加し、既設の送電線2回線を道路の両側に振り分ける。既設電柱の本数が多い道路の片側に2回線分の設備を設置して、2回線送電を確保したうえで、一方のルートに1回線分の設備を設置する。2ルート化にあたり、既設電柱は流用、電線・アーム等の劣化した柱上設備は取り替える。電線は絶縁電線を適用する。

(2) 改修の計画概要

上記方針に基づく、改修工事計画の概要を表 6-2-3-2.1 に示す。

表 6-2-3-2.1 2ルート化改修工事計画の概要

区分	工事の概要	留意事項
送電線	移設工事（ルート長）8.6 km ・A-M線：4.3 km ・ネッケン線：4.3 km	現状の2回線併架区間（区間長 4.3 km）を1回線ずつ別の電柱ルートに分離する。

6-3 13.8kV 配電線の設備計画

6-3-1 13.8kV 配電線の系統計画

6-2項に示す送電系統の新設および改修計画に基づき、下位の系統である13.8kV配電系統のマスタープランを以下の通り検討した。13.8kV系統において対応が必要となる上位系の個別計画は次の通りである。

1. ネッケン送電線の移設に伴う変電所の移設に伴う対応
2. コロール変電所の新設に伴う対応

ネッケン送電線移設に伴う対応については、概要を前項にて述べた通りである。その他については、以下に示す通り、既設の配電線を流用した系統変更により対応を行う。

6-3-1-1 コロール変電所の新設への対応

コロール変電所新設に関しては、移行ステップの概要を図 6-3-1-1.1 に示し、以下の方針で対応する。

- ▶ コロール変電所への負荷切替
 - ・アイライコロール線の負荷の接続替え
 - ・アイライエアポート線の負荷の接続替（当面は、需要地（空港）に近いアイライ変電所から供給するものとし、同変電所廃止時にコロール変電所に切替える）
- ▶ コロール島内向けフィーダの新設

今後の負荷増時でもミュンズ配電線（マラカル変電所）との配電負荷融通が可能となるようにフィーダ1回線を新設し、アイライコロール線の負荷の半分程度を新設配電線に移行する。

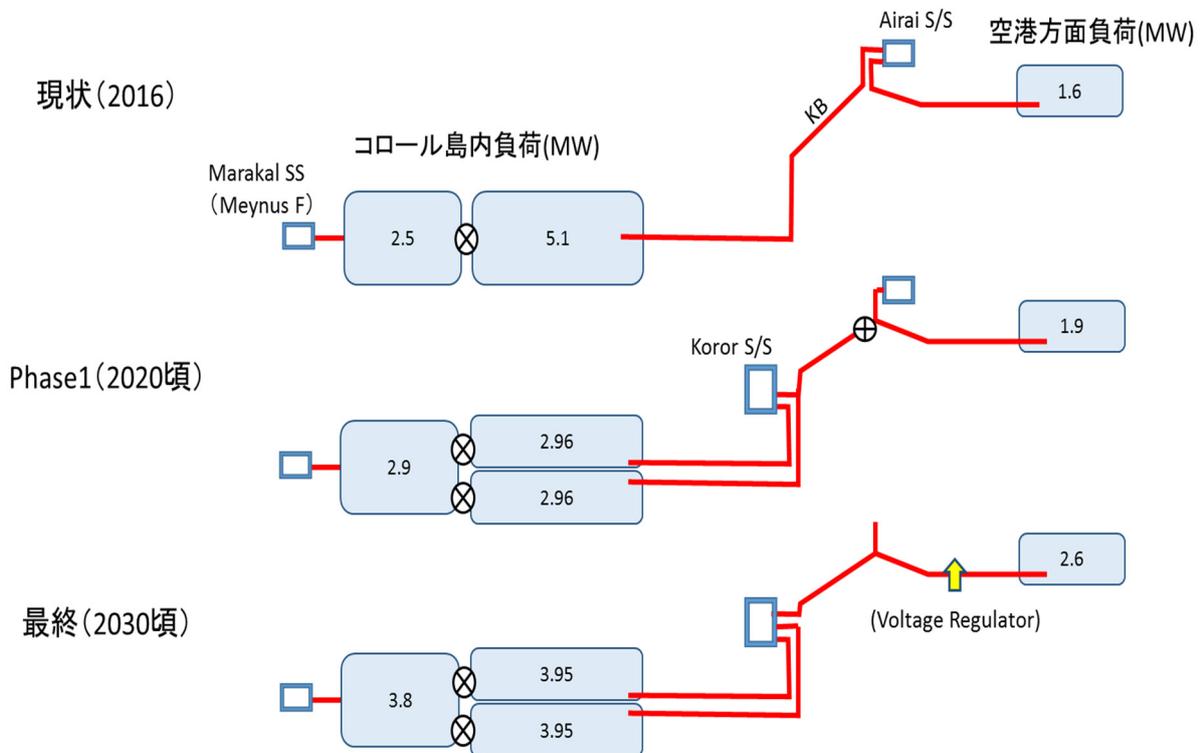


図 6-3-1-1.1 コロール変電所新設に関連した 13.8kV 配電線の系統移行ステップの概要

6-3-2 13.8kV 配電線の増強計画

系統の増強については、既存の系統が需要の増加に対して、送電容量、電圧降下面で基準値を上回る場合にフィーダ増設や幹線増強などの設備増強を行うものとし、2030年までの想定需要の下での対策要否を評価した。

6-3-2-1 現状系統での対応要否の確認

PPUC の既設の配電線の容量を表 6-3-2-1.1 に示す。

表 6-3-2-1.1 PPUC の現状の主要な配電線の容量

電圧	導体	送電容量 (MW)
13.8kV	AAC336MCM	9.1
	CU2	5.7

[出所] PPUC

ここでは、現状システムについて、想定される需要（再生可能エネルギー未考慮）の下での各 13.8kV 配電線での検討を行った。結果を表 6-3-2-1.2 に示す。

表 6-3-2-1.2 配電系統 (13.8 kV) の増強要否確認結果

(想定：現状系統、2030 年需要、RE 未反映)

上位変電所等	配電線			常時送電容量		電圧降下		
	13.8kV 線路通称	幹線電線	フィーダ許容量 (MW)	想定負荷容量 (MW)	確認結果	想定フィーダ遠端 亘長 (km)	電圧降下率 (%)	確認結果
アイライ	アイライ-エアポート	AAC336	9.1	2.6	○	9.6	5.5%	×
	アイライ-コロール	AAC336	9.1	7.9	○	6.8	5.5%	×
マラカル	ミュンズ フィーダ	AAC336	9.1	3.8	○	4.6	3.9%	○
	マラカル フィーダ	AAC336	9.1	1.4	○	1.5	0.5%	○
アイメリーク・マラカル	アイメリーク-2 変電所	AAC336	9.1	0.3	○	5.0	0.3%	○
アイメリーク (ネッケン系)	アイメリーク-1 変電所	AAC336	9.1	0.2	○	1.5	0.1%	○
	ネッケン変電所	AAC336	9.1	0.1	○	5.9	0.1%	○
	コクサイ変電所	AAC336	9.1	1.2	○	26.5	5.4%	×
	イボバン変電所	Cu.2	5.7	0.01	○	1.8	0.0%	○
	アサヒ変電所	AAC336	9.1	0.1	○	6.8	0.2%	○
	ガラスマオ変電所	AAC336	9.1	0.1	○	1.6	0.0%	○
	ガラルド-1 変電所	Cu.2	5.7	0.1	○	1.5	0.0%	○
ガラルド-2 変電所	AAC336	9.1	0.6	○	14.4	2.0%	○	

(凡例) フィーダ許容量 ○：超過なし ×：超過見込み

[出所] 調査団作成

(1) フィーダ電流の許容量超過

各フィーダの現状の配電線許容量は 2030 年までの想定負荷容量供給に対応可能であることが確認された。尚、ミュンズフィーダとアイライコロールフィーダは、相互の連系用スイッチを有し、事故時に負荷融通が行えるが、両配電線の合計負荷は 2030 年時点では、7.9+3.8=11.7MW となり各配電線の許容量 9.1MW を超過する。

(2) 電圧降下の基準値超過 (5%を判定基準として設定)

電圧降下は、現状系統のままでは、アイライ変電所からの 2 回線とコクサイ変電所からの 1 回線において超過するとの結果となった。次項で最終システムについて同様の確認を行う。

6-3-2-2 最終システムでの対応要否の確認

マスタープランの最終システムについて、想定される需要（再生可能エネルギー未考慮）の下での各 13.8kV 配電線での検討を行った。結果を表 6-3-2-2.1 に示す。現状システムから変電所の移設、新設により 13.8kV 配電線システムに変更があった箇所を黄色で示す。

表 6-3-2-2.1 配電系統（13.8 kV）の容量増強要否確認結果
（想定：最終システム、2030 年需要、RE 未反映）

上位変電所等	配電線			常時送電容量		電圧降下			備考
	13.8kV 線路通称	幹線電線	フィーダ許容量 (MW)	想定負荷容量 (MW)	確認結果	想定フィーダ遠端互長 (km)	電圧降下率	確認結果	
新コロール	新コロール変電所-エアポート	AAC336	9.1	2.6	○	<u>13.5</u>	7.7%	×	空港北ルート A、B 線で負荷を等分と想定
	新コロール変電所-コロール A 線	AAC336	9.1	3.95	○	<u>2.9</u>	2.5%	○	
	新コロール変電所-コロール B 線	AAC336	9.1	3.95	○	<u>2.9</u>	2.5%	○	
マラカル	ミュンズ フィーダ	AAC336	9.1	3.8	○	4.6	3.9%	○	末端：L75
	マラカル フィーダ	AAC336	9.1	1.4	○	1.5	0.5%	○	
アイメリーク・マラカル	アイメリーク-2 変電所	AAC336	9.1	0.3	○	5	0.3%	○	
アイメリーク（ネッケン系）	アイメリーク-1 変電所	AAC336	9.1	0.2	○	1.5	0.1%	○	
	ネッケン変電所	AAC336	9.1	0.1	○	5.9	0.1%	○	
	コクサイ変電所	AAC336	9.1	1.2	○	<u>26.5</u>	5.4%	×	末端：Ngiwal
	イボバン変電所	Cu.2	5.7	0.01	○	1.8	0.0%	○	
	アサヒ変電所	AAC336	9.1	0.1	○	6.8	0.2%	○	
	新ガラスマオ変電所	AAC336	9.1	0.1	○	<u>3.1</u>	0.0%	○	
	新ガラルド-1 変電所	Cu.2	5.7	0.1	○	<u>5.0</u>	0.1%	○	
新ガラルド-2 変電所	AAC336	9.1	0.6	○	<u>15.8</u>	2.2%	○		

（凡例）フィーダ許容量 ○：超過なし ×：超過見込み

[出所] 調査団作成

（1）フィーダ電流の許容量超過

各フィーダの現状の許容量は 2030 年までの想定負荷容量供給に対応可能であることが確認された。また、コロール変電所新設に伴いコロール向け配電線を 1 回線増設して計 2 回線（A 線、B 線）とし、既設配電線の負荷を分割する。この系統整備により、事故時にもミュンズ配電線の負荷融通が行えるようにする。

（2）電圧降下の基準値超過（5%を判定基準として設定）

エアポート方面への供給配電線が現状のアイライ変電所から新コロール変電所に切り替えることにより、フィーダ長が伸びて電圧降下がさらに大きくなる計算結果となった。また、コクサイ変電所でも末端の電圧降下が 5%を超過した。これに対し、工事実施段階において個別の負荷検討により、詳細な電圧降下評価を行い、必要に応じ線路 SVR（Step Voltage Regulator：自動電

圧調整器) など昇圧のための対策機材を設置するものとする。

また、コロール変電所よりコロール島内への供給配電線は、1回線増設して負荷を分割することにより電圧低下率を5%以下にできる。

6-3-3 13.8kV 配電線への RE の導入についての影響

パラオ政府が掲げる「2025年までに年間発電電力量に占める RE 電源の割合を45%にする」目標に基づき、再生可能エネルギーの導入のために、主に大規模な PV 発電所の設置を想定し、送電システムのマスタープランが作成された。PPUC が想定する再生可能エネルギー発電所については、3~6MW 程度と規模が大きいため、全体のシステムマスタープランで述べたとおり、送電線への連系を前提とする。

ただし、今後、1MW 程度の中規模の RE の 13.8kV 線へのシステム連系計画も考えられる。この場合、RE の連系位置や出力を踏まえた個別ケースでの検討を行う必要がある。この参考のために、ここで典型例として 13.8kV の各配電線の末端に 1MW 前後の RE 電源を接続した場合の配電線の容量および電圧低下による影響を試算により概略評価した。

【想定モデルケース】

- 1) 想定 PV 発電出力：0.5MW・1MW・2MW
- 2) システム電流：想定 PV 発電出力と同じ（最大ケースとして負荷電流を 0 とする）
- 3) PV 発電所の連携位置：幹線末端（電圧への影響を最大とする）

線路容量は最低でも 5.7MW であり、RE からの電流がフィーダ容量を上回らない。

電圧上昇については、現状システムでの結果を表 6-3-3.1、最終システムでの結果を表 6-3-3.2 に示す。次のケースで電圧上昇が 5% を超過する結果となった。

- 現状システム： コクサイ変電所の末端（Ngiwal）に 1MW が連系
ガラルド 2 変電所の末端（Ollei）に 2MW が連系
- 最終システム： 新コロール-エアポート線の末端（空港北付近）に 2MW が連系
新マルキョク変電所の末端（Ngiwal）に 2MW が連系
新ガラルド 2 変電所の末端（Ollei）に 2MW が連系

このように、現状の 13.8kV システムの配電線設備について、容量および電圧低下の面からは、ある程度の RE の連系が可能であることが示された。

ただし、パラオの配電用変電所設備については、全般に小容量であり、また、ヒューズによる簡素な保護しかなされていないため、送電システムへの逆潮流の発生を考慮し、個別の具体的ケースに対応した。

- 変電所の変圧器の容量確保
- 事故検出、遮断のための保護システムの設置

以上等を検討したうえで、RE の連系可否を判断する必要がある。

表 6-3-3.1 配電系統 (13.8 kV) の RE 導入時の電圧上昇
(想定：現状系統、需要なし、RE 反映)

配電線				電圧降下				備考
上位変電所等	13.8kV 線路通称	幹線電線	フィーダ許容量 (MW)	想定フィーダ遠端互長 (km)	0.5 MW	1MW	2MW	
アイライ	アイライ-エアポート	AAC336	9.1	9.6	1.1%	2.1%	4.2%	空港北ルート
	アイライ-コロール	AAC336	9.1	6.8	0.3%	0.6%	1.2%	
マラカル	ミュンズ フィーダ	AAC336	9.1	4.6	0.5%	1.0%	2.0%	末端：L75
	マラカル フィーダ	AAC336	9.1	1.5	0.2%	0.3%	0.7%	
アイメリーク～マラカル	アイメリーク-2 変電所	AAC336	9.1	5	0.6%	1.1%	2.2%	
アイメリーク (ネッケン系)	アイメリーク-1 変電所	AAC336	9.1	1.5	0.2%	0.3%	0.7%	
	ネッケン変電所	AAC336	9.1	5.9	0.7%	1.3%	2.6%	
	コクサイ変電所	AAC336	9.1	26.5	3.4%	6.8%	13.6%	末端：Ngiwal
	イボバン変電所	Cu.2	5.7	1.8	0.3%	0.7%	1.3%	
	アサヒ変電所	AAC336	9.1	6.8	0.8%	1.5%	3.0%	
	ガラスマオ変電所	AAC336	9.1	1.6	0.2%	0.4%	0.7%	
	ガラルド-1 変電所	Cu.2	5.7	1.5	0.3%	0.6%	1.1%	
	ガラルド-2 変電所	AAC336	9.1	14.4	1.6%	3.2%	6.3%	末端：Ollei

(凡例) フィーダ許容量 ○：超過なし ×：超過見込み

[出所] 調査団作成

表 6-3-3.2 配電系統 (13.8 kV) の電圧上昇
(想定：最終系統、需要なし、RE 反映)

配電線				電圧降下				備考
上位変電所等	13.8kV 線路通称	幹線電線	フィーダ許容量 (MW)	想定フィーダ遠端互長 (km)	0.5 MW	1MW	2MW	
新コロール (アイライ代替)	新コロール SS-エアポート	AAC336	9.1	13.5	1.5%	3.0%	5.9%	空港北ルート
	新コロール SS-コロール A 線	AAC336	9.1	2.9	0.3%	0.6%	1.3%	A、B 線で負荷を等分と想定
	新コロール SS-コロール B 線	AAC336	9.1	2.9	0.3%	0.6%	1.3%	
マラカル	ミュンズ フィーダ	AAC336	9.1	4.6	0.5%	1.0%	2.0%	
	マラカル フィーダ	AAC336	9.1	1.5	0.2%	0.3%	0.7%	
アイメリーク・マラカル	アイメリーク-2 変電所	AAC336	9.1	5	0.6%	1.1%	2.2%	
アイメリーク (ネッケン系)	アイメリーク-1 変電所	AAC336	9.1	1.5	0.2%	0.3%	0.7%	
	ネッケン変電所	AAC336	9.1	5.9	0.7%	1.3%	2.6%	
	コクサイ変電所	AAC336	9.1	26.5	3.4%	5.8%	13.6%	末端：Ngiwal
	イボバン変電所	Cu.2	5.7	1.8	0.3%	0.7%	1.3%	
	アサヒ変電所	AAC336	9.1	6.8	0.8%	1.5%	3.0%	
	新ガラスマオ変電所	AAC336	9.1	3.1	0.3%	0.7%	1.4%	
	新ガラルド-1 変電所	Cu.2	5.7	5.0	0.9%	1.9%	3.7%	
	新ガラルド-2 変電所	AAC336	9.1	15.8	1.7%	3.5%	6.9%	末端：Ollei

(凡例) フィーダ許容量 ○：超過なし ×：超過見込み

[出所] 調査団作成

6-4 変電設備計画

6-4-1 変電設備計画の立案方針

変電設備計画立案に当たっての基本的な方針は以下の通りである。

■ 電力需要想定結果に基づく対策

- 「第4章電力需要予測」の結果を基に「第5章電力系統計画と系統解析」に記載のように各変電所の負荷を想定して2020年、2023年、2025年の各断面の潮流解析を実施した。実際の需要が想定を上回る伸び率で推移する可能性も否めないため、100%負荷時に増設する基準としたが、何れの断面でも100%負荷に達することが無かったため、需要増に対する設備増強は必要無いと判断した。
- ただし、2025年以降の早い段階で100%を超える過負荷が発生する可能性がある設備については2025年以降の設備増強推奨として取り上げる。

■ 設備の老朽化対策

- 調査開始段階で目視確認した設備の老朽化状態からメンテナンスの必要性が認められる機器はあるものの、交換が急務となる機器は見受けられなかった。建設後40年を迎える変電設備については交換対象とするが、マスタープラン対象年度内で必要となる老朽化設備は無い。
- ただし、2025年以降の早い段階で建設後40年に達する設備については2025年以降の設備増強推奨として取り上げる。

■ 電力供給信頼度の向上

- コロール変電所の設備構成は需要中心地への供給を担う将来的な役割を考慮したものとする。
- 太陽光発電設備の系統接続、また送電系統のループ運用を考慮した保護用の設備構成を考慮する。

■ メンテナンス性の向上

- 単一設備（変圧器）のメンテナンスや交換を可能とし、更に将来的な負荷増対策を目的とした2025年以降の主要変電所の2バンク化の提案を取り上げる。

6-4-2 老朽化対策

1986年頃に建設した比較的古い変電所は特に老朽化が進んでいるため、これらの設備更新を考慮して以下のような変電設備改修計画を検討した。

表 6-4-2.1 老朽化対策を要する変電所候補一覧

No.	名称	運開	変圧比 (kV)	変圧器構成	容量 (kVA)	結線方式
1	アイライ	1986	34.5/13.8	三相 10MVA×1	10000	Y-Y
2	アイメリーク	1986	13.8/34.5	三相 10MVA×2	20000	Δ-Y
3	アイメリーク-1	1986	34.5/13.8	三相 1000kVA×1	1000	Δ-Y
4	アイメリーク-2	1986	34.5/13.8	単相 75kVA×3	225	Δ-Y
5	ネッケン	1986	34.5/13.8	単相 75kVA×3	225	Δ-Y

アイライ変電所は、海岸からも近く、がいしの汚損もかなり激しいため、設備改修にあたっては、気中絶縁方式ではなく、開閉設備をキュービクル化し、変圧器もブッシングのない型に変更すること、

また架線を CV タイプの電力ケーブルにすることで、変電設備の保守の効率化および変電所の省スペース化を図ることが望ましい。

アイメリーク変電所は、マラカル変電所同様に PPUC にとって重要な拠点であることから、高い供給信頼度を確保する必要があり、老朽化が進展して、変圧器や油遮断器に漏油が発生した場合には、油滴が見受けられるような状態になる前に、設備改修が必要である。

6-4-3 信頼度向上対策

アイライ変電所の老朽化対策に鑑み、最大電力需要地であるコロール州（2018 年時点で全国の約 67.4%）へのより高い供給信頼度を確保するため、以下の 3 案を検討し第 3 案のコロール変電所の新設を採用することとした。

検討結果の詳細は「次項の図 6-4-3.1」に示すが以下概要の通りコロール変電所新設案を推奨する。

第 1 案：同位置改良案（評価：低）

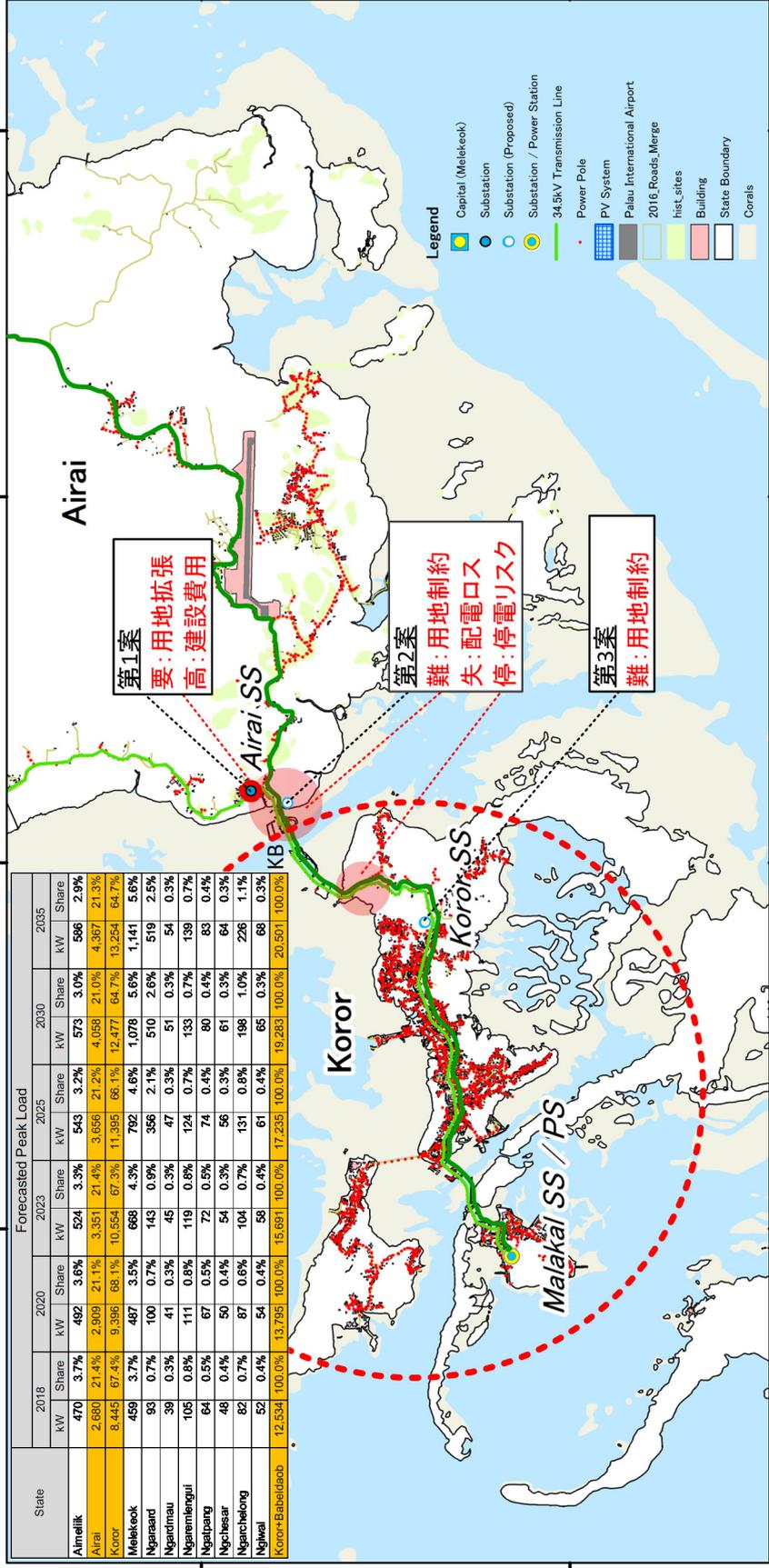
既設アイライ変電所（アイライ州）の用地を拡張して対応するが、拡張用地（私有地）の収用に加え斜面という立地条件から造成工事等の費用は発生するほか、停電切替え対応が必要となるため、施工面・工期面等でやや劣る。

第 2 案：別位置更新案（評価：中）

既設アイライ変電所とは別の位置（アイライ州）で政府や州が所有する用地の収用が可能であれば施工・工期面・コスト面で優位性があり評価はやや高くなるものの、電力需要の中心であるコロール州への供給面ではコロール近傍が条件となる。さらに、コロール州への電力供給に関し距離に比例する電力のロスやアイライ州から KB ブリッジ間、また KB ブリッジからコロール州間の崖のせり出した区間の樹木接触等による停電リスクが伴うため、第 3 案に比べて評価が劣る。

第 3 案：コロール変電所新設案（評価：高）

コロール州内の用地取得は困難が想定されるが、環境社会配慮上大きな問題が無く政府や州が所有する用地の収用がなく可能であればすべての面で優位性があり、需要中心地であるコロール州への電力供給信頼度も向上することから評価は最高となる。



第1案
要: 用地拡張
高: 建設費用

第2案
難: 用地制約
失: 配電ロス
停: 停電リスク

第3案
難: 用地制約

Case	Area	Approx. Area	Rating	Pros	Cons
第1案	同位置改良案	0.14acre → approx.0.21acre	(評価: 低)	<ul style="list-style-type: none"> 既存用地の活用 非自発的住民移転の影響は最少 民有地の用地収用 斜面の盛り土、擁壁等の土木費用 切り換え工事に伴う停電 	<ul style="list-style-type: none"> 難点
第2案	別位置更新案	approx.0.12acre	(評価: 中)	<ul style="list-style-type: none"> 国/州政府所有の用地であれば無償 建設費用を抑えられる 建設工期を抑えられる 需要中心に近い地点における用地取得 電力ロス (約5km) 停電のリスク (KBブリッジ付近山中) 	<ul style="list-style-type: none"> 難点
第3案	コロール変電所新設案	approx.0.12acre	(評価: 高)	<ul style="list-style-type: none"> 国/州政府所有の用地であれば無償 建設費用を抑えられる 建設工期を抑えられる 需要中心のコロール州への供給信頼度向上 需要中心に近い地点における用地取得 	<ul style="list-style-type: none"> 難点

図 6-4-3.1 アイライ変電所の老朽化に伴う対策検討

【出所】 調査団作成

6-5 送配変電設備計画のまとめ

再生可能エネルギー導入ロードマップ並びに送配変電設備の現状確認調査、SEAの結果を踏まえ、送配変電設備の拡張計画を以下の表 6-5.1 の通り段階的にまとめた。

表 6-5.1 送配変電設備拡張計画（段階）

段階	対策年度	再エネロードマップ	送配変電設備拡張	備考
1	～2020年	Phase1	<ul style="list-style-type: none"> 34.5kV 送電線の移設 既設変電設備の移設 変電所の新設 	(緊急性が高い) メンテナンスや電力供給信頼度の向上に必要)
2	2021年～2023年	Phase2	<ul style="list-style-type: none"> 34.5kV 送電線の建設 	(ループ化の途中段階) 太陽光発電設備の建設に伴う系統の信頼度向上
3	2024年～2025年	Phase3	<ul style="list-style-type: none"> 34.5kV 送電線の建設 	(ループ化の完成) 太陽光発電設備の建設に伴う系統の信頼度向上
(推奨)	2025年以降	—	<ul style="list-style-type: none"> 既設変電設備の交換 老朽変電所の廃止 	(推奨) 建設後40年を迎える老朽変電設備の単純交換

[出所] 調査団作成

送配変電設備計画の概要を含む一覧表を表 6-5.3 に示し、拡張段階毎の展開図とコロール・バベルダオブ電力系統図を図 6-5.1～8 に示す。

なお、2025年以降の推奨項目を表 6-5.2 に記載する。

表 6-5.2 2025年以降の設備対策（推奨）

対策	対象設備	概要	備考
設備の老朽化対策	アイメリーク変電所	設備の単純交換	巡視・点検の定着とメンテナンスの励行によるより長い設備利用が期待されるが、運用開始後40年(2026年)を迎えるまでに、変圧器の劣化診断(油入変圧器の油中ガス分析や絶縁油特性試験を含む)等を実施し、その結果により更新する機器を決定する。
	アイメリーク1変電所	設備の単純交換	同上
	ネッケン変電所	設備の単純交換	同上
	アイメリーク2変電所	設備の単純交換	同上
	アイライ変電所	廃止	新設するコロール変電所はアイライ変電所の負荷を含むコロール州及びアイライ州への供給が可能となる。
将来需要増及びメンテナンス性向上	コロール変電所	変圧器2バンク化	アイメリーク変電同様に同容量(10MVA)の変圧器2バンク化を行い、無停電によるメンテナンス(1台)を可能とする。
	マラカル変電所	変圧器2バンク化	同上

[出所] 調査団作成

表 6-5.3 送配変電設備計画一覧表

段階	期間	再エネロードマップ	ID	対策年度	設備	主目的	概要	備考	概算コスト (Million USD)	
1	2020年～	Phase1	1-1	2020年	送配電設備	メンテナンス容易性の向上	<ul style="list-style-type: none"> ■ 既設 34.5kV 送電線の移設 ・ 架空送電線工事 (アイライ変電所 - アイメリーク変電所 - ガラルド 2 変電所 41.8km) ・ 架空配電線工事 (ガラルド 1 変電所付近 4.6km) ・ 停電対策 (ディーゼル発電機レンタル費用 (ネットワーク重要負荷)) 	-	12.7	
							<ul style="list-style-type: none"> ■ 既設変電所の移設 ・ ガラスマオ変電所 ・ ガラルド 1 変電所 ・ ガラルド 2 変電所 			
			1-3	2020年	変電設備	電力供給信頼度の向上	<ul style="list-style-type: none"> ■ コロール変電所の新設 ・ 34.5/13.8kV 1バンク X10MVA 	-	1.9	
							<ul style="list-style-type: none"> ■ 13.8kV 配電線の新設 ・ 1ファイターダ x13.8kV 配電線 (2.0 km) 			
			1-4	2020年	配電設備	電力供給信頼度の向上	電力供給信頼度の向上	<ul style="list-style-type: none"> ■ 遮断器盤の据付 ・ PV システム (Aimeilik) 	-	0.4
1-5	期間中	変電設備	系統の保護と保守・操作	系統の保護と保守・操作	<ul style="list-style-type: none"> ■ PV システム (Aimeilik) 	PV システムの建設に伴う	0.2			
								<ul style="list-style-type: none"> ■ 柱遮断器盤の据付 ・ PV システム (Ngatpang (Kokusai)) ・ PV システム (Ngaremleugui) 		
1-6	期間中	送電設備	系統の保護と保守・操作	系統の保護と保守・操作	<ul style="list-style-type: none"> ■ 柱遮断器盤の据付 ・ PV システム (Ngatpang (Kokusai)) ・ PV システム (Ngaremleugui) 	PV システムの建設に伴う	1.8			
								<ul style="list-style-type: none"> ■ 34.5kV 送電線の移設 ・ 架空送電線工事 (マラカル変電所 - マルキョク太陽光発電設備 33.5km) ・ 送電ケーブル工事 (0.6km:KBブリッジ) 		
2	2021年～2023年	Phase2	2-1	2023年	送電設備	PV システムの系統連系と電力供給信頼度の向上	<ul style="list-style-type: none"> ■ 34.5kV 送電線の移設 ・ 架空送電線工事 (マラカル変電所 - マルキョク太陽光発電設備 33.5km) ・ 送電ケーブル工事 (0.6km:KBブリッジ) 	-	8.4	
										<ul style="list-style-type: none"> ■ マラカル変電所の増設 ・ マラカル変電所の引出設備
			2-2	2023年	変電設備	メンテナンス容易性の向上	<ul style="list-style-type: none"> ■ 遮断器盤の据付 ・ PV システム (Airai Airport) ・ PV システム (Ngchesar) ・ PV システム (Melekeok) 	-	0.4	
2-3	期間中	変電設備	系統の保護と保守・操作	<ul style="list-style-type: none"> ■ 遮断器盤の据付 ・ PV システム (Airai Airport) ・ PV システム (Ngchesar) ・ PV システム (Melekeok) 	PV システムの建設に伴う	2.6				
3	2024年～2025年	Phase3	3-1	2025年	送配電設備	PV システムの系統連系と電力供給信頼度の向上	<ul style="list-style-type: none"> ■ 34.5kV 送電線の移設 ・ 架空送電線工事 (マルキョク太陽光発電設備 - ガラルド 1 変電所 13.9km) ・ ガラルド 1 変電所の引出設備 	-	3.3	
										<ul style="list-style-type: none"> ■ 遮断器盤の据付 ・ PV システム (Ngiwal) ・ PV システム (Ngardmau (Terraces of Hill)) ・ PV システム (Ngardmau)
合計									35.0	

[出所] 調査団作成