大洋州地域

太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト（広域）事業完了報告書

(添付資料)

2023 年9 月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

株式会社沖縄エネテック
沖縄電力株式会社

社基
JR
23-106

Annex F：対象国 共通資料

1　トレーニングテキスト

1.1　DG トレーニングテキスト

1.1.1　ディーゼル発電に関する講座

1.1.2　トレーニングテキスト(現地・遠隔)

1　発電所運用データ確認及び分析
2　電源開発計画
3　EDC 概要説明・実証試験(燃料消費率測定含む)
4　自動制御器具番号の基本番号と機器名称
5　電気図面類の読み方(単線図、三線図他)
6　計測器(ノギス、マイクロメータ)の使用方法
7　SCADA
8　DG の基本的な知識(各系統)
9　ヒートバランス
10　ガバナについて
11　リレーの基本(ビデオ)
12　シーケンスの基本(ビデオ)
13　発電設備関連盤の役割
14　小規模離島定期点検計画
15　定期点検報告書の説明
16　発電機絶縁抵抗測定
17　発電機・励磁機の点検
18　バッテリーの点検方法
19　遮断器点検(ビデオ)
20　DG のメンテナンス方法 Part1(ビデオ)
21　DG のメンテナンス方法 Part2(ビデオ)
22　燃料タンクの点検
23　DG ターボチャージャーメンテナンス方法(ビデオ)
24　熱交換器点検(ビデオ)
25　アナログメータ点検(ループ試験)
26　煤煙測定方法の説明
27　センタリング(芯出し)
28　トラブルシューティング(機械、電気)

29　ブラックアウトからの復旧

30　騒音・振動測定

1.2　再エネトレーニングテキスト

1.2.1　再エネテキスト

1.2.2　トレーニングテキスト(現地・遠隔)

1　Homer　プレゼンテーション

2　ハイブリッド発電システムの基礎知識（HPGS）

3　電力系統における蓄電池利用

4　波照間 MG セット実証研究の紹介

5　パフォーマンスレシオ計算例、演習とベースライン

6　測定器取扱説明（ストリングトレーサー、セルラインチェッカー）

7　開放電圧測定値の判断例

8　太陽光発電設備　供与機器測定方法（ビデオ）

9　再エネ発電量によるＤＧ燃料削減量の簡易計算例

2　本邦研修

2.1　第 1 回研修業務完了報告書

2.2　第 2 回研修業務完了報告書

3　再エネマニュアル(ドラフト)

3.1　再エネマニュアル(ドラフト)

4　サモア調査活動

4.1　サモアにおける系統解析シミュレーション及び系統安定化対策の検討最終報告書

4.2　系統解析ツールの基礎トレーニング及びウポル電力系統モデル改良最終報告書

3.再エネマニュアル(ドラフト)

3.1　再エネマニュアル(ドラフト)

太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト

太陽光発電施設の制御/メンテナンスと再生可能エネルギー統合マニュアル

独立行政法人 国際協力機構 [JICA]
2019 年 2 月

インデックス

1. 再生可能エネルギーの導入

1-1 再生可能エネルギー（太陽光・風力）発電設備の変動

1-2 再エネ導入による電力系統への影響

1-3 再エネ対策

1-4 再エネ統合のロードマップの計画方法論

1-5 HOMER ソフトウェアの紹介

2.太陽光発電システムの運用と保守

2.1 システムの運用及び保守

2.2 巡視点検及び定期点検(整備)の一般概念-

2.3 日常点検

2.4 定期点検

2.5 太陽光発電設備保守点検項目チェックシートとスケジュール

2.6 I-V 曲線形状の解釈

3.測定機器カタログ/取扱説明書

3.1 太陽光発電モジュール故障検出器

3.2 ストリングトレーサー

3.3 セルラインチェッカー

4.メンテナンススケジュールと点検報告

以　上

1 再生可能エネルギー統合計画

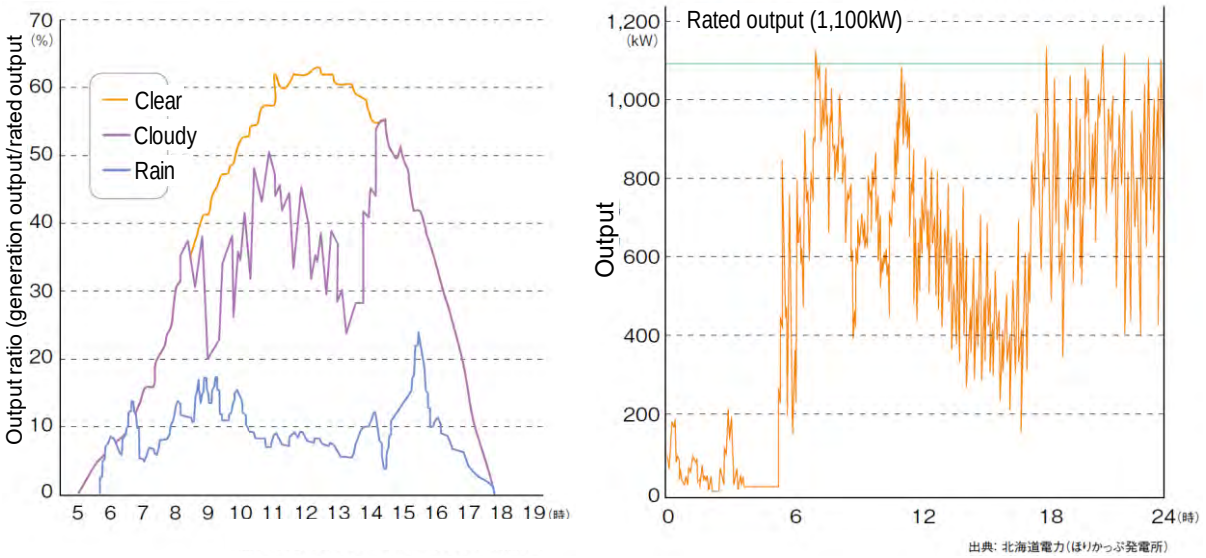
目 次

1. 再生可能エネルギーの導入・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1
1.1 再生可能エネルギー（太陽光・風力）発電設備の変動・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1
1.1.1. 電力系統と電力品質・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 1
1.2. 再エネ導入による電力系統への影響・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 6
1.2.1. 周波数変動・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 7
1.2.2. 電圧変動・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 8
1.2.3. 余剰電力・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 9
1.3. 再エネ対策・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 10
1.3.1. グリッドコード・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 10
1.3.2. 周波数変動（代数的手法、詳細シミュレーション）・・・・・・・・・・・・・・・ 37
1.3.3. 電圧変動・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 51
1.3.4. 余剰電力（Homer software）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 53
1.4. 再エネ統合のロードマップの計画方法論・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 58
1.4.1. 計画方法論の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 58
1.4.2. 入力と想定・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 63
1.4.3. 系統規模に関する考察（信頼性、サービス品質）・・・・・・・・・・・・・・・・ 64
1.4.4. 小規模島しょ系統への再エネ導入ロードマップ・・・・・・・・・・・・・・・・・ 66
1.4.5. 大規模系統における再エネ導入ロードマップ・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 66
1.5 HOMER ソフトウェアの紹介

1.再生可能エネルギーの導入

1.1　再生可能エネルギー（太陽光・風力）発電設備の変動

太陽光発電や風力発電に代表される再生可能エネルギーは気候に影響されるため、一定出力を確保することが困難であり、また、必要量の電力を制御(同時同量制御)することも難しい。太陽光発電および風力発電の出力の例を図 1-1 に示す。



出典：北海道電力株式会社資料を基にコンサルチーム作成

図 1-1　太陽光発電および風力発電の出力

太陽光発電等の接続の限界を理解する上でのキーワードとして、「短周期変動」と「長周期変動」がある。再エネ電源の出力を分解すると、以下の 2 つの成分に分けることができる。短い周期の小さな出力変動を「短周期変動」、長い周期の大きな出力変動を「長周期変動」という。

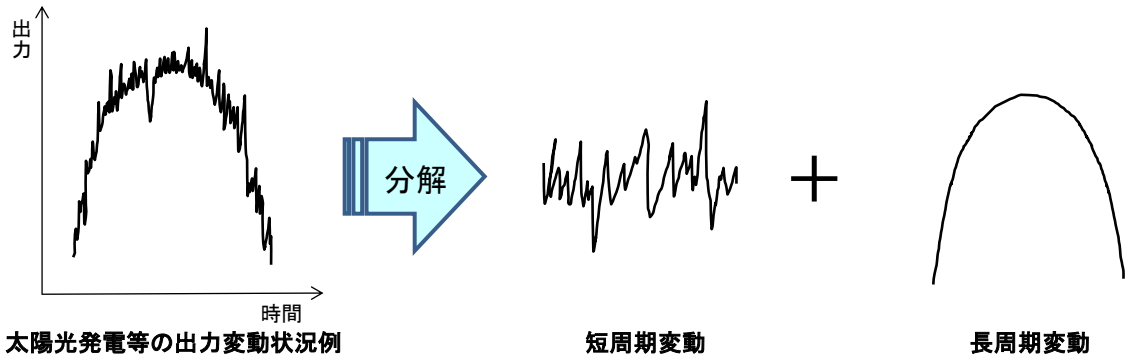


図 1-2　太陽光発電等の短周期変動と長周期変動

1.1.1　電力系統と電力品質

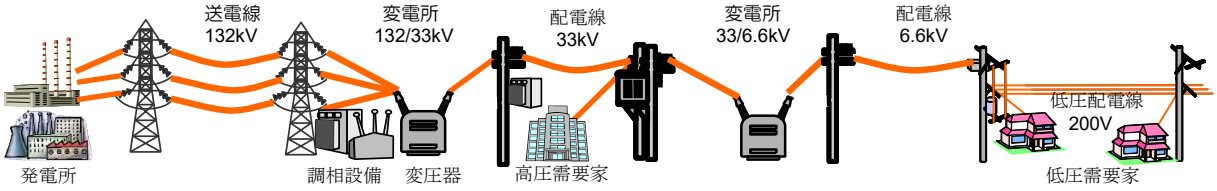
(1) 電力系統

火力、水力等の各発電所で発生した電気は、発電所→送電線→変電所→配電線→引込線などの電力設備を経て、需要家に届けられる。発電から需要までのすべてが組み合わさり構成されるシステムを「電力系統」と呼ぶ。

大きい電力系統における発電所から低圧需要家までの電力の流れを図 1-3 に示す。需要増加に

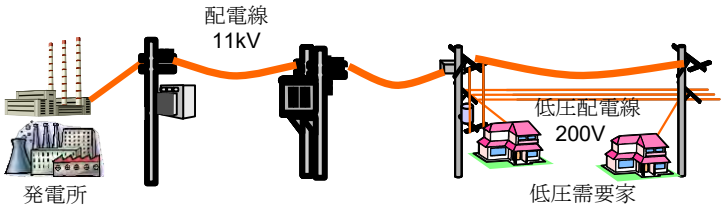
対応できるよう電力系統の電圧は高くなる。より高い電圧を採用することにより送電できる電力は増加し、送電損失は低減される。一方、むやみに電圧を高くすると過剰な設備となり経済性は悪化するため、適切な電圧を選択することが望まれる。

小規模離島の電力系統では、図 1-4 のように送電線や変電所は必要なく、電気は発電所→配電線→引込線などの電力設備を経て、需要家に届けられる場合もある。



出典：コンサルチーム作成

図 1-3　電力系統



出典：コンサルチーム作成

図 1-4　電力系統

(2) 電力品質

電力品質には周波数、電圧、高調波等がある。

一般的に、法令や国のガイドライン、系統運用者の内規において目標値が定められており、系統運用者は目標値を逸脱しないよう系統計画、系統運用を行う必要がある。また、**需要設備は目標値**の範囲で使用するように製作されていることから、目標値の逸脱により異常動作や損傷を招く虞がある。電力品質を表す周波数、電圧について、それらの目標値の逸脱がどのような影響を及ぼすか説明する。

(a) 周波数

周波数に関する品質が低下した場合に影響を受ける需要設備としては、電気時計、電動機、精密計測器などが挙げられる。

例えば、繊維の製造過程で巻取りや延伸が行われるが、周波数変動により、延伸工程に用いる電動機の回転数が変動する。結果的に、回転数変動により、糸の細い・太いが発生し、製品価値の低下につながる。**なお、日本では**標準周波数に対する目標値が定められている（表 1-1）。

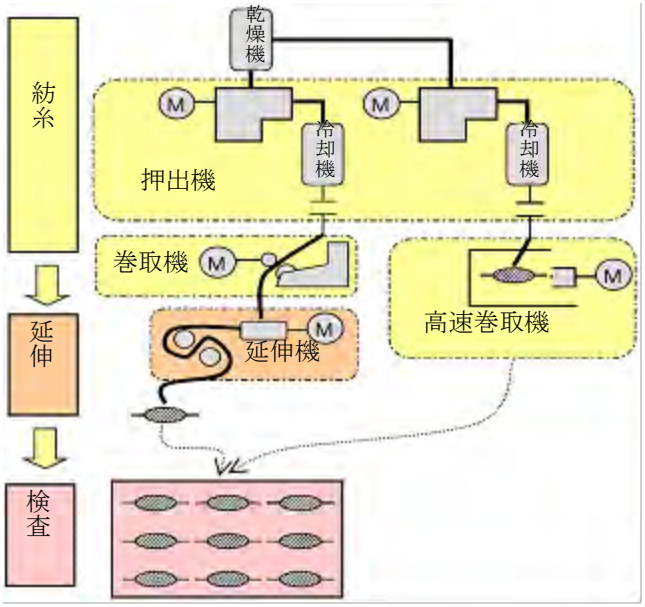


図 1-5　繊維の製造工程の例
出典：系統利用 WG 参考資料 経済産業省 HP

表 1-1　日本の標準周波数に対する目標値
出典：各電力会社 HP よりコンサルチーム編集

北海道	最大偏差 50±0.3Hz
東地域	最大偏差 50±0.2Hz
中西地域	最大偏差 60±0.1Hz【目標滞在率 95%】
沖縄	最大偏差 60±0.3Hz

(b) 電圧

電圧に関する品質が低下した場合、多くの需要設備（家電、電動機、照明）に影響を及ぼす。ここでは、実際に電圧が変動した際、各機器にどのような影響が表れるのか、誘導電動機、蛍光ランプ、白熱電球等を例に説明する。

・誘導電動機

電動機の種類は様々だが、最も多く一般的に使用されているのが誘導電動機である。誘導電動機に供給される電圧が変化した場合、周波数が変らない限り回転数がほとんど変化せず負荷が一定の場合は、電圧に逆比例して電流が変化する。

電動機の出力をＰ 、電圧をＶ 、電流をＩ 、力率を $\cos\theta$ 、効率を η とすると、出力は

$$P = \sqrt{3}\ V\ I \cos\theta \cdot \eta$$

の式で表され、出力が一定ならば、電圧が低下すると電流が増大することがわかる。

また、回転力(トルク)は電圧の 2 乗に比例して変化するので、電圧低下により電動機負荷の要求するトルクより小さくなれば始動不能となる。また、始動できたとしてもすべりが大きくなる。これらの関係を表 1-2 に示す。

表 1-2 電圧変動が誘導電動機に及ぼす影響

		電圧変動		
		90%電圧	電圧に関して下記に比例	110%電圧
始動トルク 最大トルク		−19%	V^2	+21%
同期速度		変化せず	一定	変化せず
%すべり		+23%	$\frac{1}{V^2}$	−17%
全負荷速度		−1.5%	同期速度すべり	+1 %
効率	全 負 荷	−2%	—	やや増加
	3 ／ 4 負 荷	実際上変化しない	—	実際上変化しない
	1 ／ 2 負 荷	+1%	—	−1〜2%
力率	全 負 荷	+2〜3%	—	−3%
	3 ／ 4 負 荷	+4〜5%	—	−4%
	1 ／ 2 負 荷	+4〜5%	—	−5〜6%
全負荷電流		+11%	—	−7%
始動電流		−10〜12%	V	+10〜12%
全負荷温度上昇		+6〜7%	—	−1〜2%
磁気騒音		やや減少	—	やや増加

出典：日本電気技術者協会 HP 電気技術解説講座

・蛍光ランプ

蛍光ランプの電圧特性を図 1-6 に示す。この図からわかるように電圧が定格から 6%増減すると、寿命は約 10%低下する。

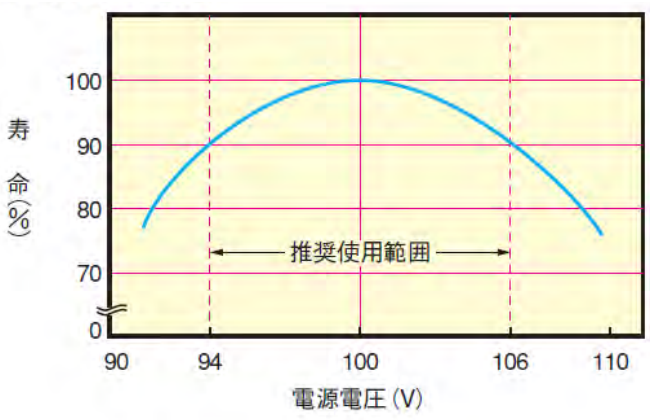


図 1-6 蛍光ランプの電源電圧と寿命

出典：東芝ランプ総合カタログ

・白熱電球

ガス入り電球の電圧特性を図 1-7 に示す。この図から分かるように使用電圧が低い場合、寿命が長くなり、消費電力は少なくなるが、明るさが低下する(電圧が定格電圧より 5%低下すれば、

明るさは約 84%に低下)。逆に使用電圧が高い場合、明るさは上昇するが、消費電力が増え、寿命が短くなる(電圧が 5%高いと寿命は約 1/2 になる)。

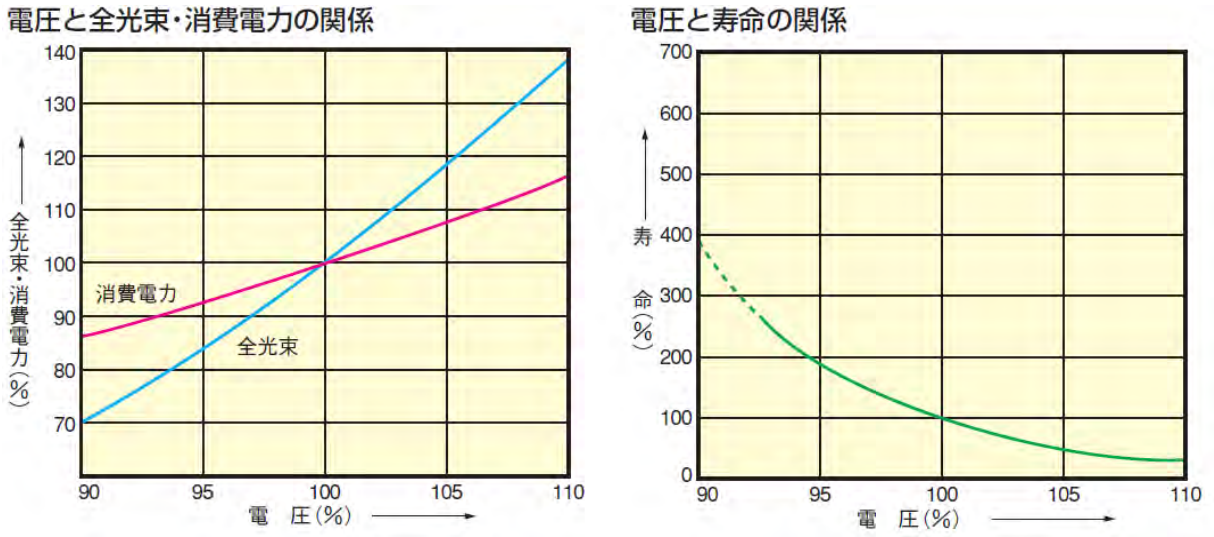


図 1-7 白熱電球の電源電圧と寿命及び特性
出典：東芝ランプ総合カタログ

・その他の機器

テレビやラジオの電圧変動による影響は、映像の明るさ、音声出力、消費電力が主なものである。テレビの消費電力と電源電圧の関係は、電圧が上がれば消費電力が増え、電圧が下がれば消費電力も減る。

その他の一般的な家庭用電気機器(冷蔵庫、洗濯機、脱水機、ミキサー、掃除機、井戸用ポンプ、扇風機等)は、上述したように±10%以下の電圧変動に支障がないように設計されている。しかし、冷蔵庫や洗濯機などのように分相始動の誘導電動機を使用しているものでは、10%以上電圧が低下すると始動が困難になり、コイルを焼損することがある。また、ミキサー、掃除機などのように直巻形モーターを使用しているものでは、電圧の低下により回転速度、出力が低下する。

なお、日本では、電気事業法により低圧の標準電圧に対する電圧変動幅の許容値が定められている（表 1-3)。また、高圧以上については電力会社にて、標準電圧に対する目標値が定められている（表 1-4)。

表 1-3　電圧変動幅の許容値（低圧）

標準電圧	電圧変動幅の許容値
100V	101± 6[V] 以内 (95[V]～107[V])
200V	202±20[V] 以内 (182[V]～222[V])

表 1-4　標準電圧に対する目標値（高圧以上）の例

標準電圧	目標値
6.6kV	6.6±3.0%[kV] 以内 (6.4[kV]～6.8[kV])
13.8kV	13.8±3.0%[kV] 以内 (13.4[kV]～14.2[kV])
66kV	66±3.0%[kV] 以内 (64[kV]～68[kV])

また、負荷設備は、この電圧変動幅の許容値（低圧）の範囲で使用する前提で製作されている。日本における代表例を表 1-5 に示す。

表 1-5　許容電圧変動幅の規格値

機　器	許容電圧変動	規格
変圧器	±5%	JIS※ C 4304
低圧電動機(防災用)	±5%	消防庁告示
低圧電動機	±10%	JIS C 4210
低圧コンデンサ	±10%	JIS C 4902
蛍光ランプ安定器	±6%	JIS C 8108
白熱電球	±6%	JIS C 7501

※JIS：Japanese Industrial Standards の略で、その名の通り日本の工業分野における標準化を進めるため制定される「取決め（標準規格）」のことである。

1.2　再エネ導入による電力系統への影響

再エネは、出力が自然変動に影響されるものや効率面から硬直的に運用せざる得ないものが多く、大量導入により電力系統へ影響を及ぼす。電力系統への影響としては、周波数変動（短周期変動）、電圧変動、余剰電力（長周期変動）、故障復帰、系統安定性がある。これらは電気的な特性により系統全体に影響するものもあれば、配電系統のみに影響するものもある。（表 1-6 参照）

次項では出力が自然変動に影響されることから、電力系統への影響が大きく、かつ、比較的導入が容易である太陽光発電および風力発電による電力系統への影響について説明する。

なお、水力発電、バイオマス発電、地熱発電についても、一般的には、個別検討が必要となるものの、水力発電および火力発電による電力系統への影響と同様であるため事項では特に説明しない。ただし、余剰電力（長周期変動）について、エネルギー源となる水、メタンガス、蒸気や熱水等を無駄にしないよう注意が必要である。

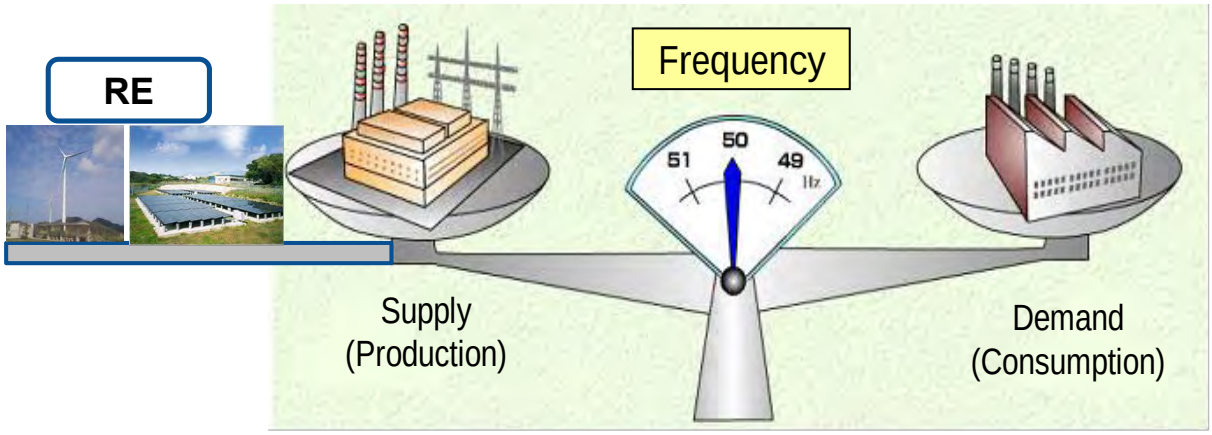
表 1-6　影響範囲
（出典：）

影響	範囲	影響の概要
周波数変動	系統全体	PV や風力発電の出力変動幅の拡大に伴う調整力不足が発生し、周波数変動が拡大する。
電圧変動	配電系統※	PV から配電系統への逆潮流の増大に伴い、配電線電圧の管理が困難になる。
余剰電力	系統全体	火力発電が運転を継続するためには一定以上の発電出力を維持する必要があり、電力需要が少ないときでも出力をそれ以上に下げることができず、再エネ出力により供給量が需要を超過する。
故障復帰	配電系統	配電線事故で生じた停電区間に他の配電線から融通する場合、停電区間で停止した PV の発電量も賄わなければならず、融通する配電線に過剰の電流が流れる可能性がある。
系統安定性	系統全体	火力発電の運転台数現象に伴い同期化力が低下する等。

※送電系統にメガソーラーが連系すること等により送電系統に影響する場合もある。

1.2.1 周波数変動

電気を貯蔵できない場合、生産量と消費量が常に同じであることが必要(同時同量の原則)であるが、これができなかった場合、電力系統全体において周波数が変動する。従来、供給側の火力発電は一定出力の確保や必要量の電力の制御が可能であったため、需要変動に合うよう供給することで、周波数を一定に保つことが可能であった。しかし、再エネの導入に伴い、供給側においても変動が生じることになる。(図 1-8 参照)



需要（消費量）＞供給（生産量）⇒周波数低下
需要（消費量）＜供給（生産量）⇒周波数上昇

図 1-8 電力需給と周波数
出典：「電力系統の安定運用のために」 電力中央研究所を加工

従って、不安定な電源の活用により、周波数変動が発生し停電リスクが高まるため、再生可能エネルギーの促進普及には慎重な検討が必要である。 離島の電力系統は小規模単独系統であるため、緊急時や非常時に他の電力系統からのバックアップが一切望めない系統である。このような系統に大量の再生可能エネルギーが導入されると周波数変動が顕在化する可能性が高い。(図 1-9 参照)

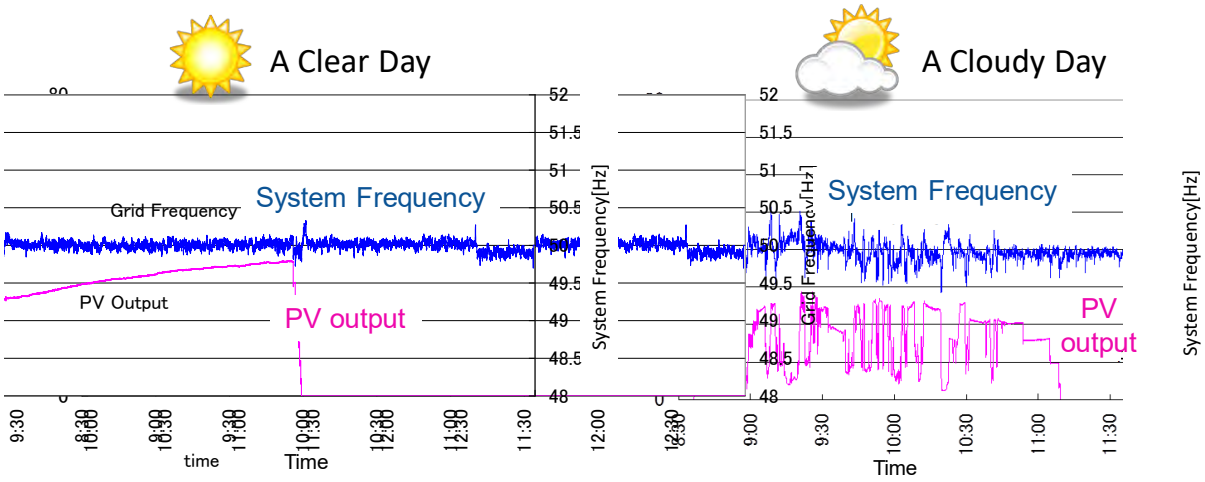


Fig. PV output and system frequency of a small-scale power system

図 1-9 小規模電力系統の PV 出力と系統周波数

(出典：コンサルチーム作成)

発電側への影響について、同期発電機は周波数が変わると回転数が変わるので大幅な変化があると振動や機械系の疲労が問題となる。また、特に周波数が大幅に変化すると運転継続ができなくなり、次々に発電機が停止して大きな停電になることもある。

図 1-10 は周波数低下による系統崩壊を示している。次々に発電機が停止する連鎖反応は、短くて数秒、長くても数分という間に起きる。変電所の事故による電源の脱落が起こり、これにより周波数が低下して連鎖的に電源が脱落し、事故発生から約 16 秒という短い時間で全系崩壊に至っている。

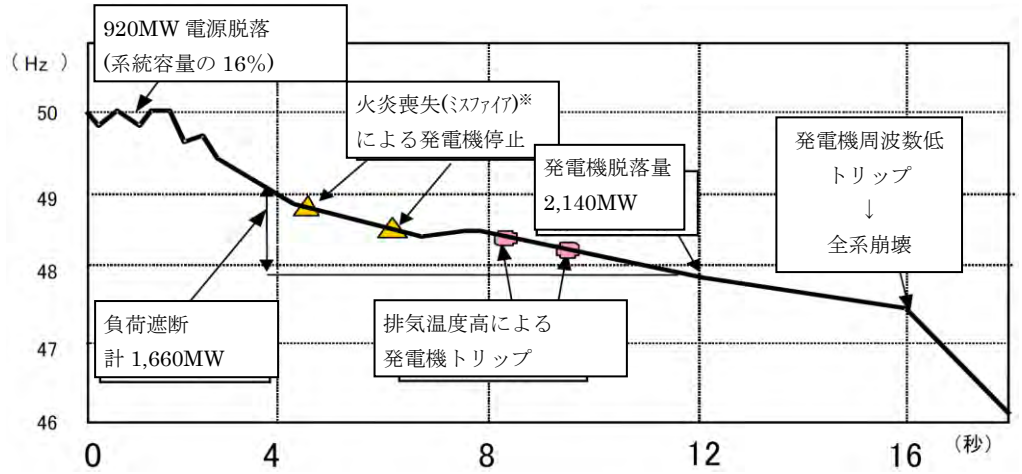


図 1-10 周波数低下による系統崩壊

出典：系統利用 WG 参考資料 経済産業省 HP

※火炎喪失：燃料の絞り込みにより燃焼機の火が消える現象

1.2.2 電圧変動

配電系統において、逆潮流がない場合、電流は配電用変電所から需要側に流れ、電圧降下する（図 1-11 参照）。これに対し、需要側の電圧を一定に維持するため、コンデンサによる無効電力供給や配電用変圧器のタップ調整が実施されてきた。電圧が適切に維持できなかった場合、需要家設備に悪影響を出したり、送電ロスが増すなど様々な弊害が発生する。

一方、再エネの導入に伴い逆潮流する（再エネからの電流が配電用変電所の方向に流れる）場合、電圧上昇する。よって、太陽光発電や風力発電の出力変動に伴い、配電系統の電圧も変動する。不安定な電源の活用により、電圧変動が発生し停電や設備損傷リスクが高まるため、再生可能エネルギーの促進普及には慎重な検討が必要である。特に配電線路が長い（線路インピーダンスが大きい）配電系統に再エネが導入されると電圧変動が顕在化する可能性が高い。また、送電系統であってもメガソーラーの連系等により電圧変動が顕在化する可能性もある。

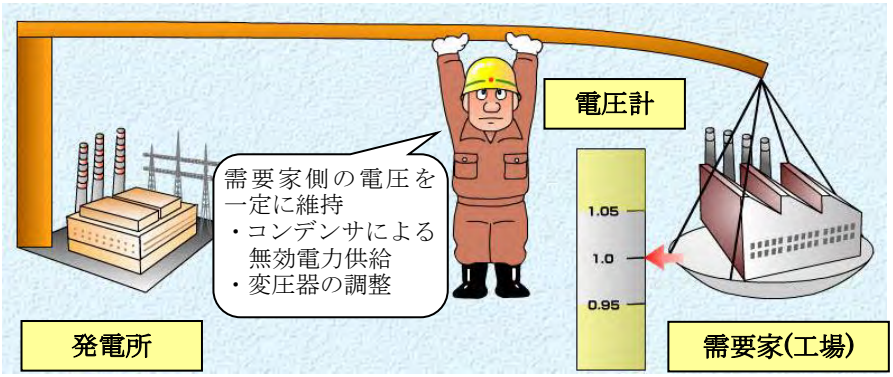
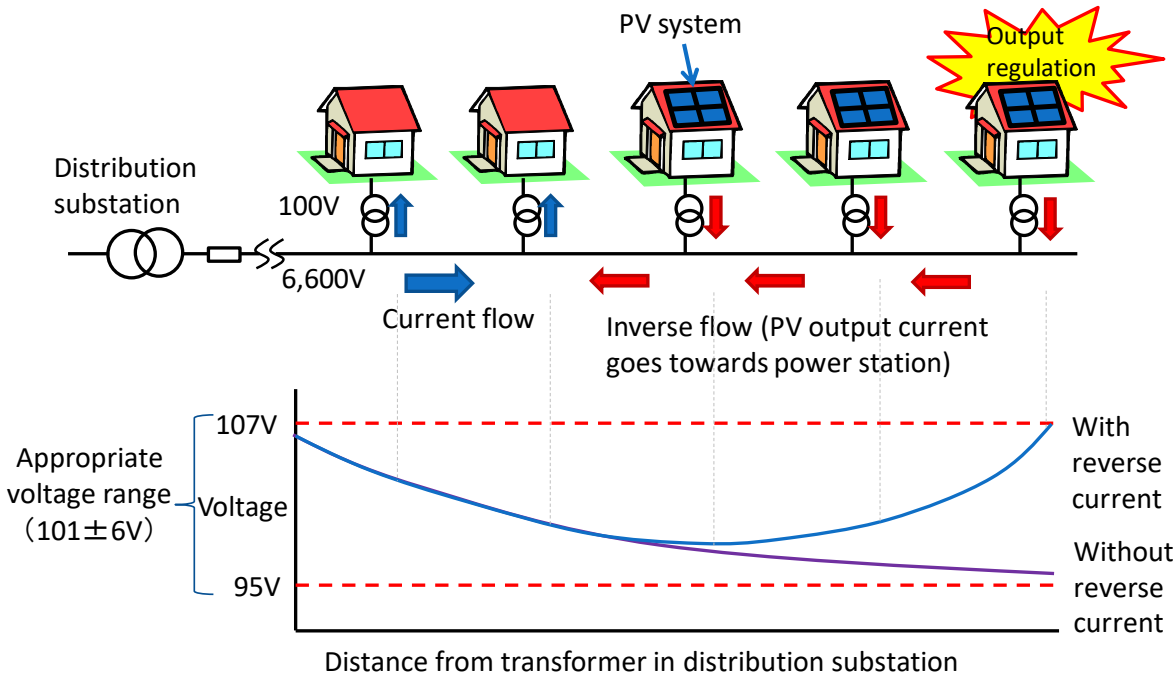


図 1-11 電力需給と電圧

出典：「電力系統の安定運用のために」 電力中央研究所



出典：コンサルチーム作成

図 1-12　再エネ導入時に伴う逆潮流と配電系統の電圧の関係

1.2.3 余剰電力

本項では長周期変動に関する余剰電力について説明する。火力発電機は運用上の下限出力を有しており、それ以下に出力を下げることはできない。再エネ出力の増加により再エネの長周期変動は大きくなる。火力発電機の出力が下限に達した場合、それ以上の再エネ出力は余剰電力となり、周波数変動の項目で述べたとおり需給アンバランスによって周波数上昇を招く。また、これは再生可能エネルギーの促進普及には慎重な検討が必要であること、需要側および供給側に悪影響を及ぼすこと、最悪の場合、系統崩壊する可能性があることを示している。図 1-13 は太陽光発電の出力増加に伴う余剰電力の発生について説明しているが、他の再エネが増加した場合でも同様に火力発電機の出力は下限に近付くため、再エネの全容量と火力発電機の下限に注意することが必要である。

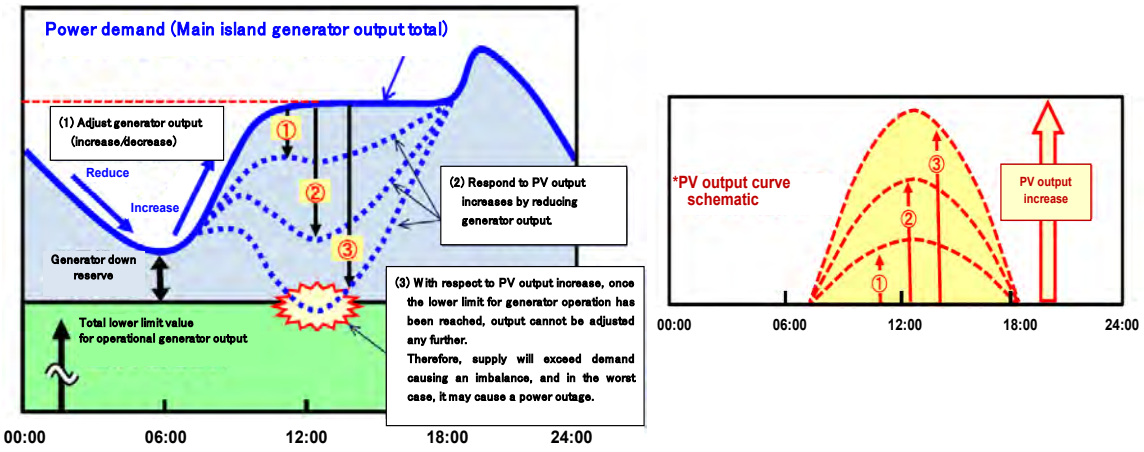


図 1-13　再エネ導入に伴う余剰電力の発生について

1.3 再エネ対策

再エネを一定以上導入すると、周波数変動（短周期変動）、電圧変動、余剰電力（長周期変動）などが生じるため、電力系統への影響を緩和するための対策が必要である。

本項では、まず電力系統に発電設備等（再エネ）を連系する者が守るべき基準について説明する。次に、周波数変動、電圧変動、余剰電力等に対する対応策について説明する。

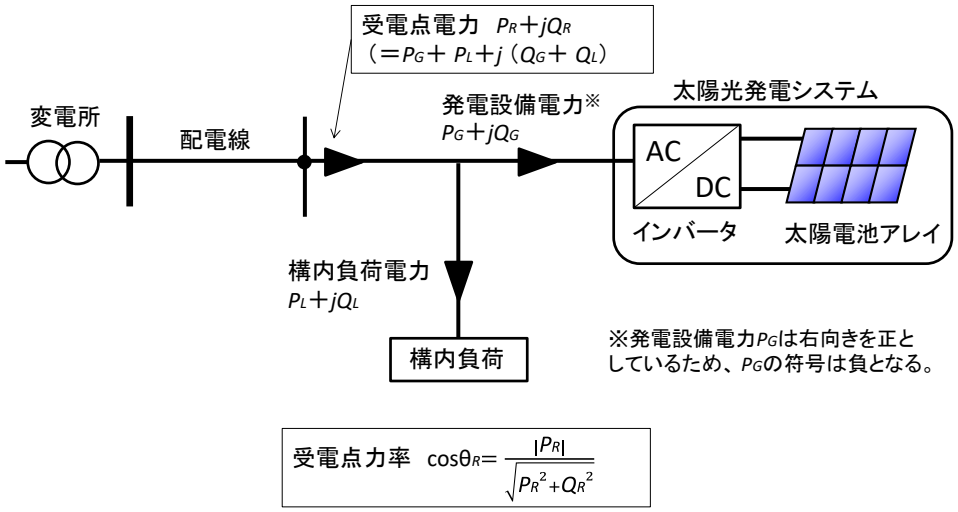
1.3.1 グリッドコード

送配電系統に分散的に接続された発電システムが、系統側に電力を供給する（逆潮流）場合には、発電システムの故障や発電量、発電された電力の品質が、電力会社の系統に影響すると同時に、同一の電力会社から電気の供給を受けている他の需要家にも影響を及ぼすことになる。従って、再エネの設置や運転については、所定の基準を守り、公共の安全確保はもとより発電電力の品質確保に努める必要があることから、そのために系統連系ガイドラインというものが制定されることになる。

参考のため日本の沖縄電力における系統連系技術基準を表 1-7（66kV、132kV 系統への連系を対象）および表 1-9（～22kV 系統への連系を対象）に記載する。

表 1-7　日本の沖縄電力における系統連系技術要件（66kV、132kV 系統への連系を対象）

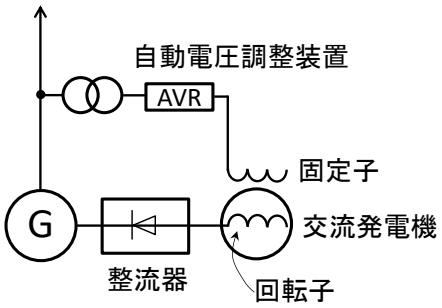
電気方式	電気方式の異なる発電設備等が送電系統に連系されると、他者の電気の使用を妨害する場合や、他者の電気工作物に支障を及ぼす場合があります。 このため、連系される発電設備等の電気方式は、送電系統の電気方式（交流６０ヘルツ３相３線式）と同一としていただきます。
発電機定数及び昇圧用変圧器定数等	発電設備等が送電系統に連系されると、電力系統の短絡容量が増大し、既設遮断器の遮断容量等を上回る場合や、電力系統の安定度維持などに影響を与える場合があります。 このため、当社送電部門は、連系する発電設備等の同期リアクタンスなどの定数を、系統連系希望者に指定することがあります。また、当社送電部門は、連系する昇圧用変圧器のインピーダンスなどの定数や仕様を、系統連系希望者に指定することがあります。
力率	発電設備等を送電系統に連系される場合は、送電系統の電圧を適正に維持するために当社の発電設備等や他の発電設備等と協調して無効電力を調整していただく必要があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、送電系統の電圧を適正に維持するように、連系する発電設備等の発電機定格力率を、以下に示すとおりとしていただきます。 逆潮流がある場合、発電設備等の力率は、原則として当社発電設備等と同等の遅れ力率 0.85～進み力率 0.95 の範囲としていただきます。また、必要に応じ発電設備等の送電線引出口の力率、電圧や無効電力の調整スケジュールを設定し、これに沿った運転をしていただきます。なお、電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合は、受電地点の力率を系統の電圧が適切に維持できるように調整いただくことがあります。 逆潮流がない場合、需要者の供給地点における力率は、電圧低下を防止するため適正なものとして、原則遅れ力率 0.85 以上としていただくとともに、系統側からみて進み力率（発電設備側から見て遅れ力率）にならないようにしていただきます。



（出典：電力事業連合会資料を基にコンサルチーム作成）

図 1-14 受電点の電力と力率の考え方

運転可能周波数	電力系統事故などにより周波数が大きく変動した場合、発電設備等が脱落することで周波数変動が助長されることとなり、さらなる発電設備等の連鎖脱落を招き、ひいては電力系統の崩壊に至る可能性があります。 このため、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、一定範囲の周波数変動に対し当該発電設備等が脱落しないよう当社の周波数維持・制御方式との協調を図る必要があるため、連系する発電設備等の運転可能周波数は、原則として当社発電設備等と同等とし、以下のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：５８．０～６１．０[ヘルツ] 運転可能周波数　　：５８．０～６１．８[ヘルツ]
電圧変動対策	発電設備等が送電系統に連系されると、送電系統に電圧変動を生じ、送電系統の電圧を適正に維持することができなくなり、機器の安定運転に影響を与える場合があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、送電系統の電圧が適正値を逸脱しないように、原則として以下に示すような電圧変動対策を行っていただきます。 (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の送電系統への連系により、送電系統の電圧が適正値（常時電圧の概ね±２パーセント以内といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、自動的に電圧を調整することができるように、自動電圧調整装置（ＡＶＲ方式など）や負荷時タップ切替変圧器などを設置していただきます。



（出典：コンサルチーム作成）

図 1-15 同期発電機の構成図
（交流励磁機方式の例）

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並列時において瞬時的に発生する電圧変動に対しても、送電系統の電圧が適正値（常時電圧の概ね±２パーセント以内といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、瞬時電圧変動を抑制していただきます。

①同期発電機を用いる場合は、その同期発電機を制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに、自動同期検定装置を設置していただきます。二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いていただきます。また、誘導発電機を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により送電系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、限流リアクトルなどを設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行っていただくことがあります。

②自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを設置していただきます。また、他励式の逆変換装置を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある時は、限流リアクトル等を設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を設置していただくことがあります。

電力品質対策

発電設備等が送電系統に連系されると、電力品質の低下により、他者の電気の使用を妨げたり、他者の電気工作物に影響を与えたりする場合があります。

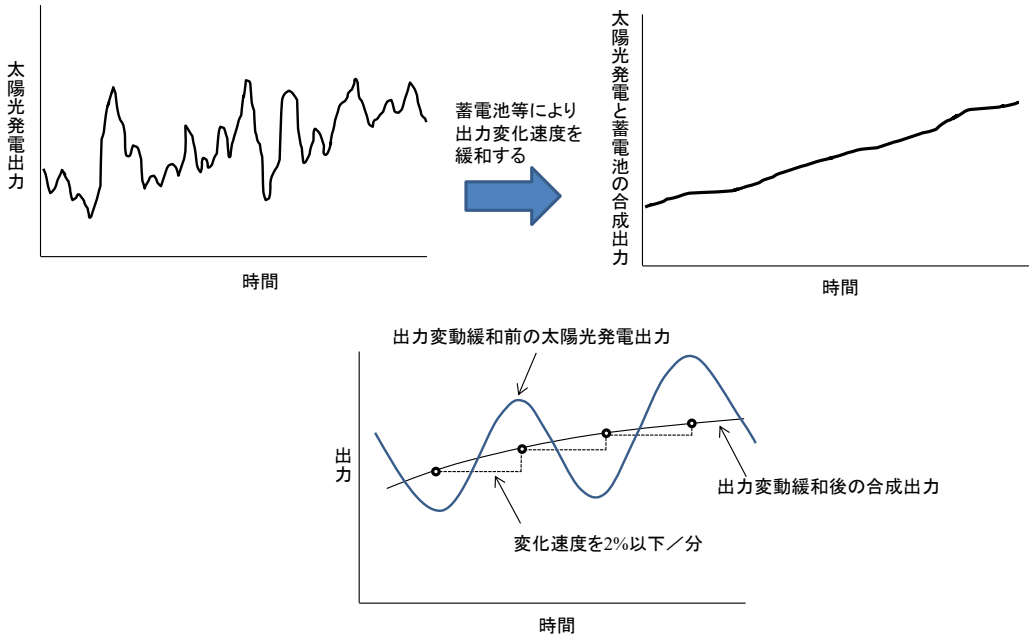
このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、電力品質が低下しないように、以下に示すような電力品質維持に必要な諸対策を行っていただきます。

(1) 高調波対策

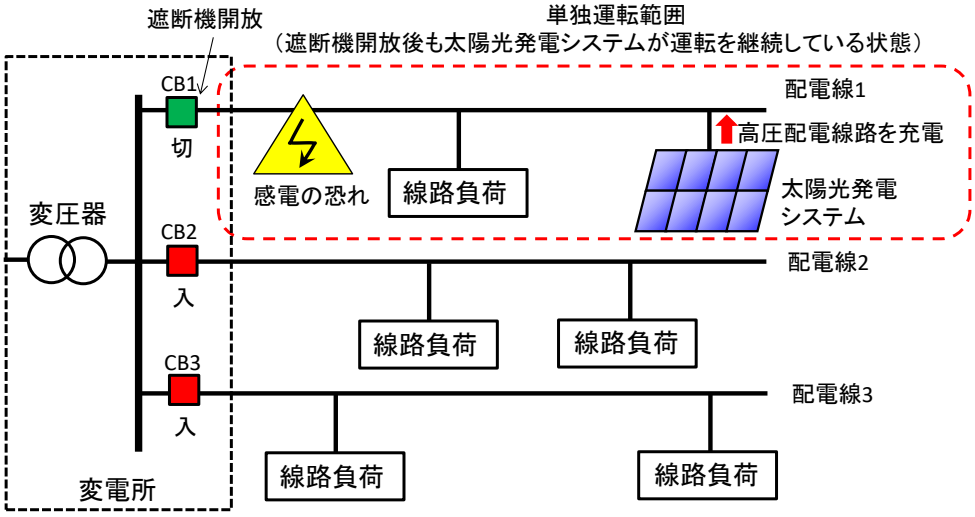
逆変換装置などを用いた発電設備等が送電系統に連系されると、その発電設備等から高調波電流が送電系統に流出することとなり、送電系統において電圧の高調波歪みが発生し、機器に損傷を与える場合があります。

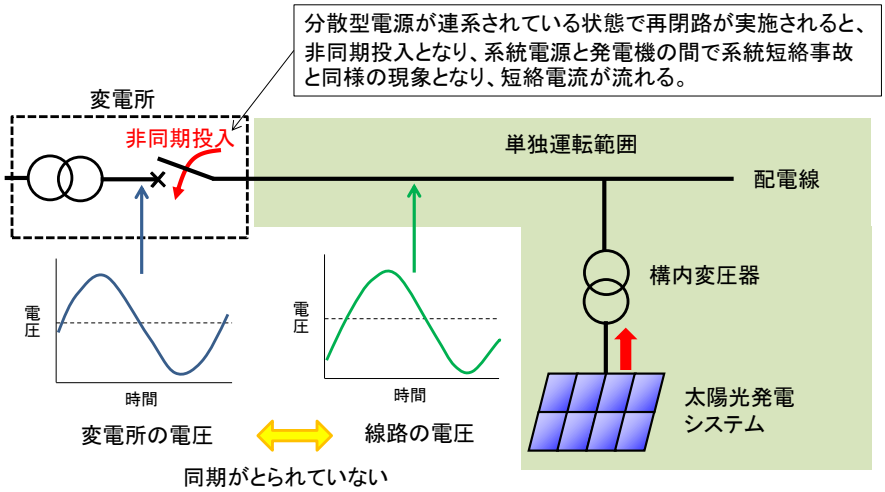
このため、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって逆変換装置を設置される場合、高調波流出電流が以下に示すような値を超えるときは、高調波抑制対策を行っていただきます。

①逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５

<table>
<tr><td></td><td>
パーセント、各次電流歪率３パーセント以下とするものとします。
(2) 出力変動緩和対策
太陽光発電設備（出力３００キロワット以上※離島系統は別途設定）の系統連系に伴い、電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には、系統連系希望者において、発電設備に、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し、太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、「発電所合成出力」と称す。）を制御していただきます。
具体的には、電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において、発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」としていただきます。


（出典：北海道電力株式会社「太陽光発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」を基にコンサルチーム作成）
図 1-16 出力変動緩和対策のイメージ図
</td></tr>
<tr><td>安定度対策</td><td>電力系統の安定度が維持できなくなると、その影響が広範囲に波及する恐れがあります。このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって、系統安定化の理由により発電設備等の運転制御が必要な場合は、系統安定化装置（パワーシステムスタビライザー機能、超速応励磁自動電圧調整機能）や電源制限装置（転送遮断機能）などの運転制御装置を設置していただくことがあります。</td></tr>
<tr><td>短絡・地絡電流対策</td><td>発電設備等が送電系統に連系されると、電力系統の短絡容量が増大し、既設遮断器の遮断容量などを上回ることにより、送電系統事故時において既設遮断器が遮断不能となる可能性があります。
このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって、電力系統の短絡容量が既設遮断器の遮断容量または電線の瞬時許容電流などを上回る可能性がある場合は、送電系統事故時に発生する短絡電流を抑制するために、限流リアクトルなどを設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、異なる変電所バンク系統への連系、上位電圧の電線路への連系その他の短絡容量抑制対策を行っ</td></tr>
</table>

	ていただくことがあります なお、短絡容量の数値については、原則として連系された電力系統（必要に応じて一段上位の送電線を含みます。）内における発電設備等、電線路、変圧器などのインピーダンスを条件として算出するものといたします（直接接地系統など、地絡電流が短絡電流よりも大きな場合は、地絡電流についても上記と同様な考え方で対策を行うものといたします）。
保護装置	・保護協調の目的 発電設備等を連系する際に必要となる保護装置は、人身・社会安全の確保、電力系統の安定性確保（発電設備等の事故時または送電系統の事故時における事故の除去、事故範囲の局限化）、電力設備の損傷防止及び送電系統設備の効率的な形成の観点から、連系する送電系統側の保護装置などと協調を図る必要があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、以下の考え方に基づき、必要な保護協調を実施していただきます。また、保護装置の設置にあたり採用する保護方式については、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。 (1) 発電設備等の異常及び事故に対しては、この影響を連系された電力系統に波及させないために、当該発電設備等を電力系統から解列することといたします。 (2) 発電設備等が連系された電力系統において事故が発生した場合であって、系統保護方式に応じて必要な場合には、電力系統から当該発電設備等が解列されることといたします。 (3) 上位系統事故時などにより電力系統の電源が喪失した場合であって、連系された発電設備等による単独運転が認められない場合には、電力系統から当該発電設備等は解列され単独運転が生じないことといたします。  （出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成） 図 1-17 太陽光発電システムの単独運転状態 (4) 発電設備等が連系された電力系統の事故時の再閉路について、再閉路時には、原則として電力系統から当該発電設備等が解列されていることといたします。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-18 再閉路時に分散型電源が非同期投入となる状態のイメージ図

(5) 発電設備等が連系された電力系統以外の事故時には、原則として当該発電設備等は解列されないこととといたします。

(6) 発電設備等が系統の事故による広範囲の瞬時電圧低下や瞬時的な周波数の変化等により一斉に停止又は解列すると、系統全体の電圧や周波数の維持に大きな影響を与える可能性があるため、そのような場合にも発電設備等は運転を継続することといたします。

(7) 電力系統から発電設備等が解列される場合には、逆電力継電器、不足電力継電器などによる解列を、自動再閉路時間より短い時限で、かつ、過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うことといたします。

(8) 当社の保護装置と協調が必要な場合は、当社の保護リレー方式や整定と協調を図るものといたします。

(9) 連系する電力系統との保護協調を考慮し、発電設備等は当社設備と同等の遮断時間としていただきます。

(10) 発電場所内の事故に対しては、この影響を連系された電力系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統から速やかに切り離していただきます。

・保護装置の設置

系統連系希望者は、送電系統を保護するために、原則として以下に示すような保護継電器を設置していただきます。

(1) 発電設備等に事故があった場合、系統保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。

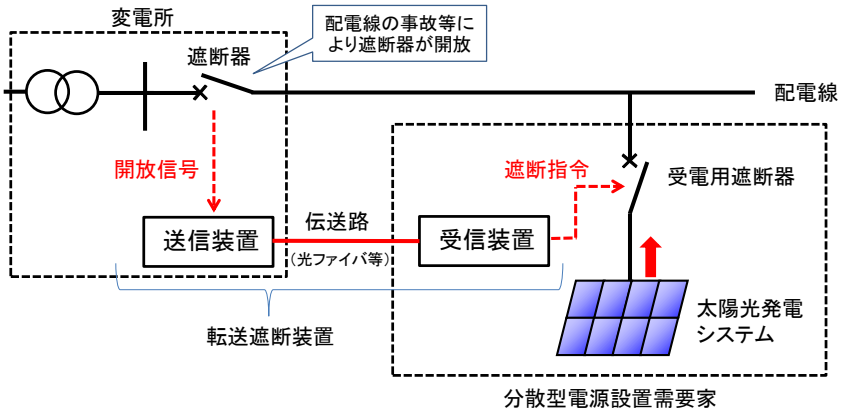
①発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる過電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができるものといたします。

②発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができ

	るものといたします。 (2) 送電系統の短絡事故時の保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。 ①同期発電機を用いる場合には、連系された送電系統の短絡事故を検出し、発電設備等を当該送電系統から解列することのできる短絡方向継電器を設置していただきます。当該継電器が有効に機能しない場合には、短絡方向距離継電装置または電流差動継電装置を設置していただきます。なお、電流差動継電装置が既に設置されている場合、これを当該継電器の代用として用いることができることといたします。 ②誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合には、連系された送電系統の短絡事故時に発電機電圧の異常低下を検出し、発電設備等を当該送電系統から解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。なお、発電設備事故（発電電圧異常低下）検出用の不足電圧継電器により系統の短絡事故を検出・保護できる場合は、当該継電器は発電設備事故検出用の不足電圧継電器と共用できることといたします。 (3) 送電系統の地絡事故時の保護のため、中性点直接接地方式にあっては電流差動継電装置を設置していただきます。また、中性点直接接地方式以外の方式にあっては地絡過電圧継電器を設置していただきます。なお、電流差動継電装置が既に設置されている場合、これを地絡過電圧継電器の代用として用いることができることといたします。地絡過電圧継電器が有効に機能しない場合には、地絡方向継電装置または電流差動継電装置を設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧継電器を省略できるものといたします。 ①発電機引出口にある地絡過電圧継電器により連系された送電系統の地絡事故を検出することができる場合 ②次に示す継電装置などにより高速に単独運転を検出し、解列できる場合 (ｱ) 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下継電器により高速に単独運転を検出し解列することができる場合 (ｲ) 逆電力継電器、不足電力継電器または受動的方式の単独運転検出装置により高速に単独運転を検出し発電設備等を解列することができる場合 なお、連系当初は電気設備の技術基準の解釈における地絡過電圧継電装置の省略要件に基づき、地絡過電圧継電装置の設置を省略した場合であっても、 ア．構内の負荷状況など連系状況に変更が生じる イ．電力系統に変更が生じる ウ．同一の系統に新たな発電設備等が連系する などの状況の変化により、省略要件を満たさなくなることがあります。この対策として系統側の地絡時限協調の見直しを実施してもなお、高速に単独運転を検出し解列することができなくなる場合には、地絡過電圧継電装置の設置を省略した発電設備設置者の責任において地絡過電圧継電装置を設置することとします。 このようなことから、省略希望者は将来の地絡過電圧継電装置設置の可能性も考慮して、装置の省略を検討していただきます。 なお、地絡過電圧継電装置の省略を検討するものは、発電設備等を連系する系統の地絡時限協調について、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。

(4) 逆潮流がある場合、適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇継電器及び周波数低下継電器、または転送遮断装置を設置していただきます。周波数上昇継電器及び周波数低下継電器の特性は、単独運転の結果、系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下した場合においても、周波数を検知可能なものとしていただきます。

なお、周波数上昇継電器または周波数低下継電器が上記特性を有しない場合は、単独運転になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検知可能な不足電圧継電器と組み合わせて補完しながら使用していただきます。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-19 転送遮断装置による単独運転防止

(5) 逆潮流がない場合、単独運転防止のため、周波数上昇継電器及び周波数低下継電器を設置していただきます。ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇継電器または周波数低下継電器により検出・保護できない可能性がある場合は、逆電力継電器を設置していただきます。

ただし、必要に応じて以下に示すような保護装置を設置していただくことがあります。

(6) 構内事故時に、連系する系統へ影響を及ぼさないために、構内短絡事故保護用として過電流継電器を、構内地絡事故保護用として地絡過電流継電器を設置していただきます。

また、これらの保護装置だけでは、系統側保護装置と協調が図れない場合には、母線保護継電装置や昇圧用変圧器保護用の比率差動継電装置など、必要な保護装置を設置していただきます。

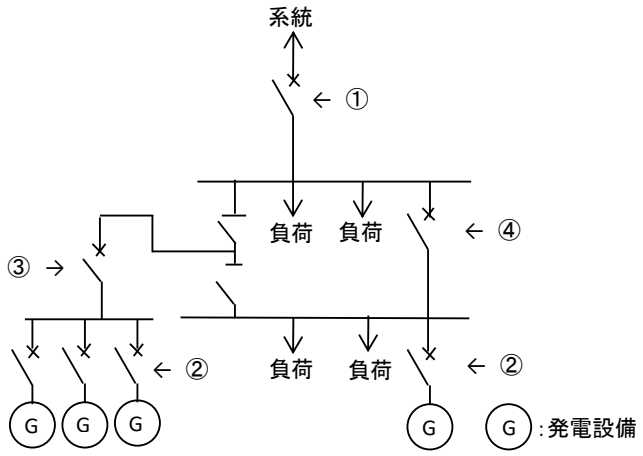
(7) 発電設備脱調時の事故波及を防止するために、すみやかに発電設備脱調を検出し解列する必要がある場合、脱調分離継電装置を設置していただきます。

(8) 当社の標準的な方式に合わせて、保護装置の２系列化、後備保護との組み合わせにより供給信頼度の向上を図っていただくことがあります。

(9) 系統の安定を維持するため、発電設備等が事故等により、連系する系統から解列する場合、または発電電力が急減する場合、発電者は、発電場所に事故を検出しその情報を当社へ伝送するために必要な装置（原則、事故検出端末装置）を設置していただきます。

ただし、当社所有の既設装置が設置される変電所、開閉所付近に発電者の発電所が連系される場合、発電者は既設装置（予備回線）を使用できる場合がありま

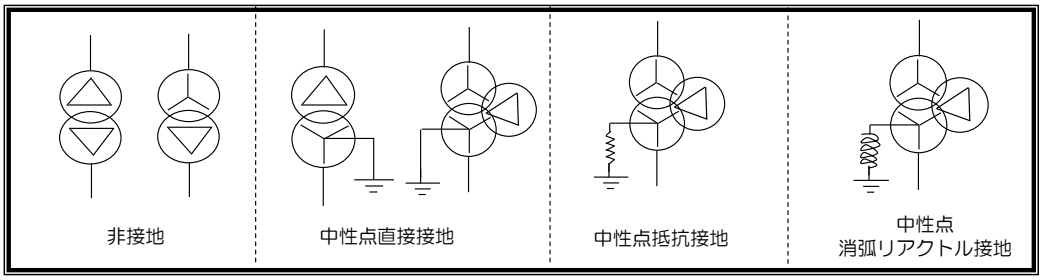
	す。発電者は既設装置（予備回線）の使用を希望する場合は、既設装置を使用するにあたっての技術的条件（事故を検出するために必要となる電流要素において、距離やサイズ等で決まる制御ケーブル負担と既設装置（ＣＴ回路負担）の合成負担がＣＴ負担を超過しない範囲で制御ケーブルを敷設する等）を満足する設備構成としていただく必要があります。 具体的には、接続検討時に協議させていただきます。 ・保護継電器の設置場所 保護継電器は、発電場所の受電点または事故の検出が可能な箇所に設置していただきます。 ・保護継電器の設置相数 保護継電器の相数は以下に示すとおりといたします。 (1) 地絡過電圧継電器、地絡方向継電装置及び地絡用電流差動継電装置は零相回路設置とし、過電圧継電器、周波数低下継電器、周波数上昇継電器及び逆電力継電器は１相設置といたします。 (2) 不足電力継電器は２相設置といたします。 (3) 短絡方向継電器、不足電圧継電器、短絡地絡兼用電流差動継電装置、短絡用電流差動継電装置及び短絡方向距離継電装置は３相設置といたします。
解列箇所	解列箇所は、送電系統から系統連系希望者の発電設備等を解列できる箇所で、原則として以下に示す箇所とし、具体的には、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議をさせていただきます。 (1) 連系する線路の事故時の解列箇所は連系用遮断器（図 1-20①） (2) 母線事故時の解列箇所は連系用遮断器（図 1-20①） (3) 発電設備事故時の解列箇所は発電設備等が送電系統から解列することが可能な箇所で、原則として下記のいずれかといたします。 a.連系用遮断器が設置されている箇所（図 1-20①） b.発電設備出力端遮断器が設置されている箇所（図 1-20②） c.発電設備連絡用遮断器が設置されている箇所（図 1-20③） d.母線連絡用遮断器が設置されている箇所（図 1-20④） なお、解列用遮断装置は、その開放状態において発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければなりません。そのため、原則として半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することは出来ません。系統が停止中のときは、安全確保のため発電設備等が系統に連系できない機構としていただきます。また、インターロックや断路器の開放などの設備対策をしていただきます。



（出典：コンサルチーム作成）

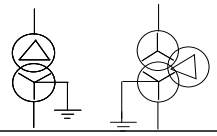
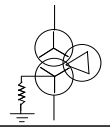
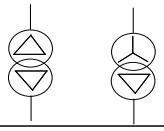
図 1-20　発電設備等の解列箇所

再閉路方式	送電系統において架空送電線などに事故が発生した場合、送電系統の事故復旧の迅速化のために、当社送電部門は架空送電線には事故停止後に自動再送電を実施する装置を設置しています。系統連系希望者が発電設備等を送電系統に連系するにあたり再閉路方式を採用される場合は、送電系統との協調を図った再閉路方式を適用していただきます。
中性点接地方式及び電磁誘導障害防止対策	送電系統において地絡事故が発生した場合は、異常電圧が発生するとともに、保護継電器による地絡事故を検出することができない場合があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって、中性点の接地が必要となる場合には、中性点接地装置を設置していただきます。 (1) 22 キロボルト以下の系統と連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。なお、中性点接地装置の抵抗値については、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。 (2) 66 キロボルト以上の系統と連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。なお、昇圧用変圧器の中性点を直接接地することにより送電系統内において電磁誘導対策及び地中ケーブルの防護対策の強化などが必要となった場合は、系統連系希望者と当社送電部門との間で協議のうえ、系統連系希望者に適切な対策を行っていただくことがあります。



（出典：コンサルチーム作成）

図 1-21 中性点接地方式の種類

項　　目	直接接地方式	抵抗接地方式	非接地方式
接地方式図			
適用電圧階級	１３２ｋＶ ６６ｋＶ １３．８ｋＶ	２２ｋＶ	６．６ｋＶ
地絡事故時の健全相の電圧上昇	電圧上昇はほとんど生じない。	対地電圧が線間電圧付近まで上昇する。	対地電圧が線間電圧まで上昇する。
地絡電流の大きさ	系統容量の増大により年々大きくなり、近年は３００００Ａを超える場所もある。 短絡電流程度もしくはそれ以上となる。	中性点の抵抗値によって決まる。５０～１００Ａ程度。 短絡電流よりはるかに小さい	バンクの対地充電電流程度。５～２０Ａ程度。 短絡電流よりも極端に小さい
通信線に与える影響	最も大きい	上記の抵抗値の決定にあたって、通信障害を最小とすることを考慮する。	最小

（出典：コンサルチーム作成）

図 1-22 沖縄電力系統の接地方式

自動負荷制限及び発電抑制

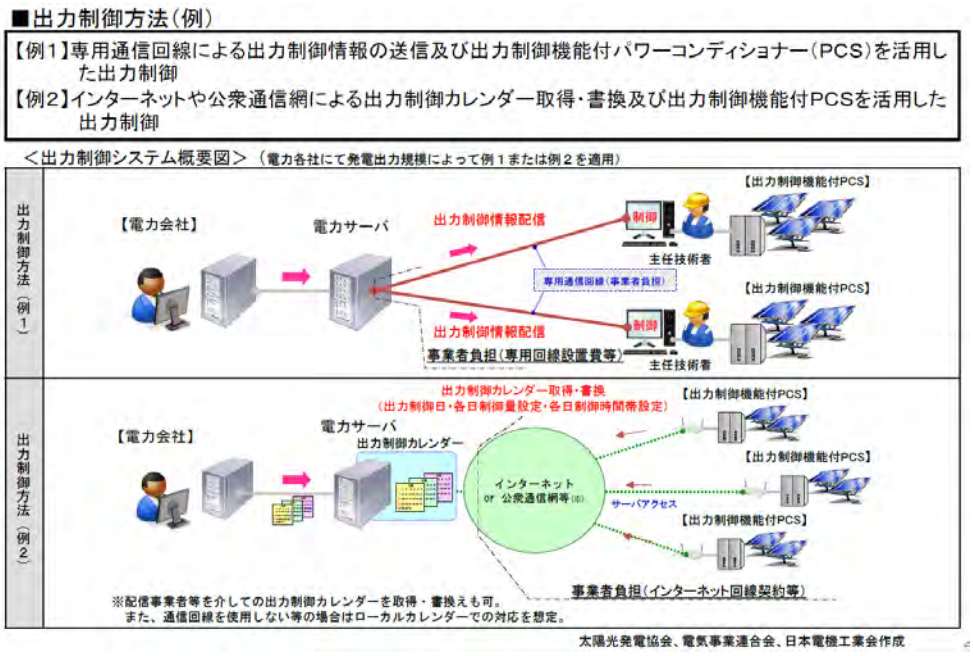
発電設備の脱落時等に主として連系された電線路が過負荷となる可能性があるときは、系統連系希望者が自動的に自身の構内負荷を制限する対策を実施していただきます。さらに、当社で過負荷検出装置及び伝送路を設置する場合は、系統連系希望者で受信装置を設置していただきます。

また、２回線送電線の１回線停止時及び送電系統の事故時などにより、連系している送変電設備が過負荷となる場合は、当社送電部門は系統連系希望者の発電を抑制したり、遮断したりすることがあります。さらに、当社で過負荷検出装置及び伝送路を設置する場合は、系統連系希望者で受信装置を設置していただきます。

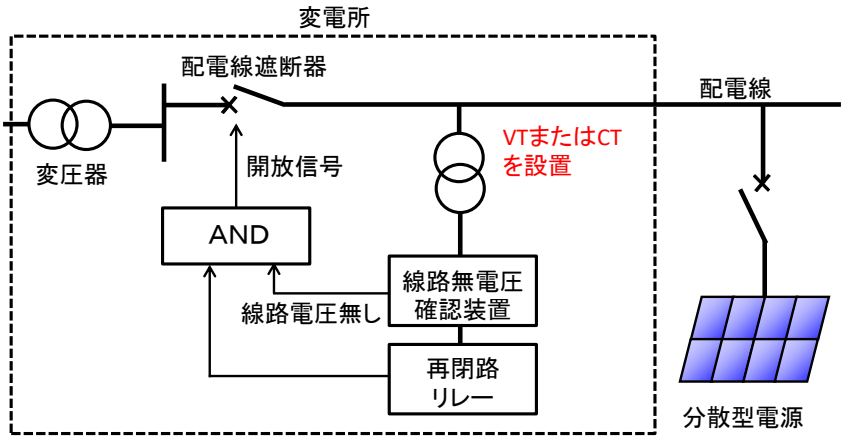
なお、特別高圧（22 キロボルト以下）系統に連系する場合であって、当社変電所バンクにおいて逆潮流が生じ、系統運用や保護協調（単独運転防止を含みます。）上の支障を系統に及ぼす可能性がある場合には、系統連系希望者で発電出力を抑制するなどの措置をしていただくことがあります。具体的には、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。

発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備、風力発電設備及びバイオマス発電設備には、当社からの求めに応じ、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。

<table>
<tr><td></td><td>


（出典：経済産業省「第九回新エネルギー小委員会」配布資料）
図 1-23 日本における分散型電源の出力制御方法の例</td></tr>
<tr><td>線路無電圧確認装置</td><td>系統連系希望者が発電設備等を送電系統に連系される場合は、再閉路時の非同期投入事故を防止する観点から、線路の電圧有無を確認するために、線路無電圧確認装置を設置する必要があります。
このため、当社送電部門は、線路無電圧確認装置が系統の変電所の電線路引出口に設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のため、当該引出口に線路無電圧確認装置を設置することがあります。
なお、逆潮流がない発電設備等を送電系統に連系される場合であって、送電系統との連系に係る保護継電器、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており、これらが互いにバックアップ可能なシーケンスとなっている場合には、線路無電圧確認装置を省略することがあります。この場合、２系列目の上記装置については、以下に示すもののうちいずれか一方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。
(1) 保護継電器の二系列目は、不足電力継電器のみとすることが可能です。
(2) 計器用変流器は、不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置した場合、１系列目と２系列目を兼用することが可能です。
(3) 計器用変圧器は、不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置した場合、１系列目と２系列目を兼用することが可能です。</td></tr>
</table>



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-24 線路無電圧装置

直流流出防止対策

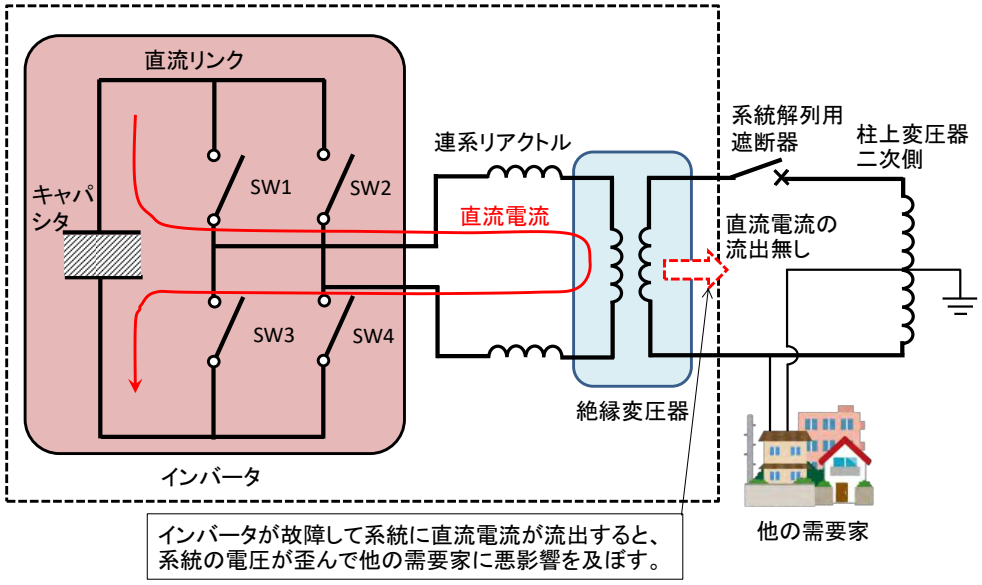
逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合には、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電点と逆変換装置との間に変圧器（単相変圧器を除く）を設置していただきます。ただし、次の条件を共に満たす場合においては、変圧器を省略できることといたします。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、且つ、直流検出時に交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 次のいずれかに適合すること。

①逆変換装置の直流側電路が非接地であること。

②逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-25 絶縁変圧器を用いた直流流出防止対策

連絡体制及び系統運用上必要な情報

・連絡体制

構内事故や、電力系統側の事故等により連系用遮断器が動作した場合などにおいては、系統連系希望者と当社送電部門は、両者の間で迅速かつ的確な情報連絡を日本語にて行うことが必要となります。

具体的には、当該発電所の技術員駐在箇所等と当社給電指令所等との間に保安通信用

電話設備（電力保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、２２キロボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合で、以下に示す条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話等を用いることが可能です。

(1) 発電設備等を運転する者の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とすること。

(2) 発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(3) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(4) 停電時においても通話可能なものであること。

(5) 災害時等において、通信機能の障害により当社との連絡が不可能な場合には、当社との連絡が可能となるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止すること。

また、必要に応じて給電電話（直通電話）を設置していただくことがあります。

・系統運用上必要な情報

当社送電部門は、系統の安定運用、設備保全及び作業者の安全確保のために必要な情報を把握するために、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）と当社送電部門（技術検討箇所等）との間で、系統運用上必要な情報を相互に交換することが必要となります。

具体的には、当該発電所と当社給電指令所等との間で、系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン（ＳＶ）及びテレメータ（ＴＭ）を設置していただきます。

なお、逆潮流のない発電設備等の場合は、[８．需要設備の系統連系技術要件　８．９系統運用上必要な情報]を適用いたします。

(1) 通信方式

原則としてサイクリックデジタル方式としていただきます。

(2) 情報収集項目

標準的に収集する情報項目は、表 1-8 に示すとおりです。

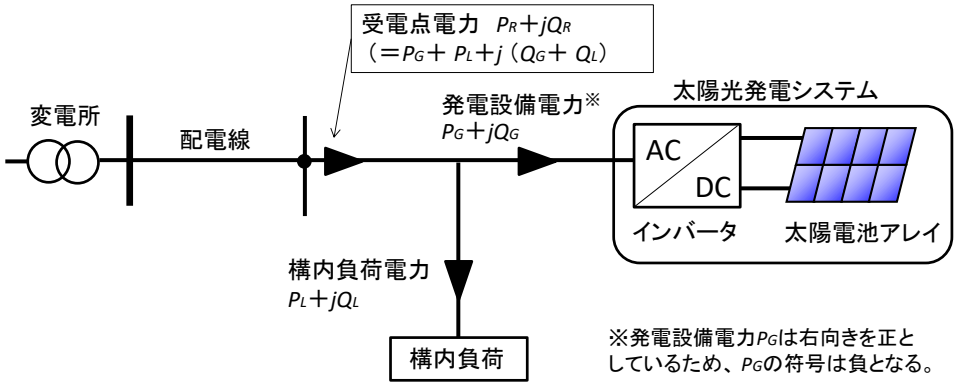
表 1-8　標準的に収集する情報項目

種別	表示項目	情報内容	収集目的
ＳＶ	遮断器	送電線引込口	発電設備等の連系状況確認のため
		発電機並列用	発電設備等の連系状況確認のため
		母線連絡・変圧器用	発電設備等の連系状況確認のため
	発電機重故障	各発電機	発電設備等の連系状況確認のため
	発電機補機ランバック	各発電機	発電設備等の連系状況確認のため

			断路器	送電線引込口	送電系統の保安上必要のため
			保護継電装置	送電線保護の動作表示及び状態表示	送電系統の保安上必要のため
				母線保護・構内保護・単独運転防止保護等連系用遮断器を開放する保護の動作表示及び状態表示	
				発電機並列用遮断器を開放する保護の動作表示及び状態表示	
				連系に係わる保護装置の異常情報	送電系統の保安上必要のため
			遠制装置	テレメータ異常	テレメータの状況確認のため
		ＴＭ	有効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
			無効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
			母線電圧	受電地点	送電系統の安定運用のため
			有効電力量	受電地点	同時同量監視のため

表 1-9　日本の沖縄電力における系統連系技術要件（～22kV 系統への連系を対象）

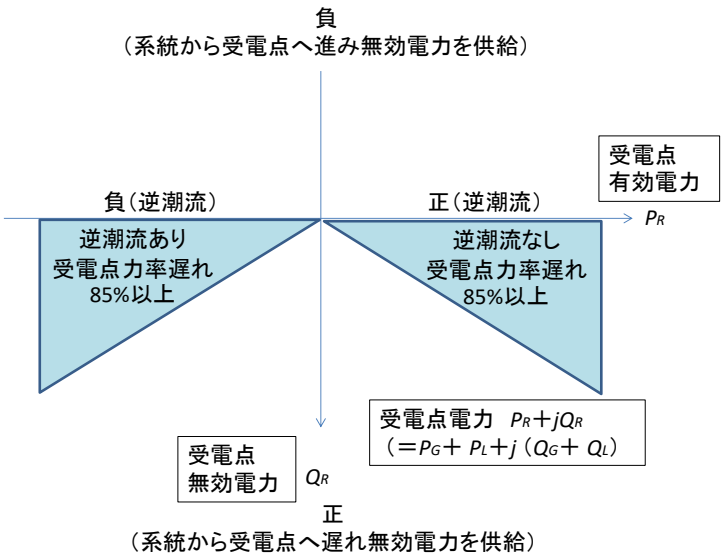
電気方式	連系される発電設備等の電気方式は、連系する配電系統の電気方式と同一としていただきます。 ただし、最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合は、この限りではありません。
力率	発電設備等の受電点における力率は、原則として 0.85 以上とするとともに、電圧上昇を防止するために、系統側から見て進み力率（発電設備側から見て遅れ力率）にならないようにしていただきます。ただし、以下のいずれかに該当する場合には、受電点における力率を 0.85 以上としなくてもよいものといたします。 (1) 電圧上昇を防止するうえでやむを得ない場合（この場合、受電点の力率を 0.8 まで制御できるものといたします。） (2) 小出力の逆変換装置を用いる場合または受電点の力率が適正と考えられる場合（この場合、発電設備等の力率を、無効電力を制御するときには 0.85 以上、無効電力を制御しないときには 0.95 以上とすればよいものといたします。） 逆潮流が無い場合、需要者の供給地点における力率は、電圧低下を防止するため適正なものとして、原則遅れ力率 0.85 以上とするとともに、系統側からみて進み力率（発電設備側から見て遅れ力率）にならないようにしていただきます。



受電点力率 $\cos\theta_R=\dfrac{|P_R|}{\sqrt{P_R^2+Q_R^2}}$

（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-26 受電点の電力と力率の考え方



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-27 受電点力率の範囲

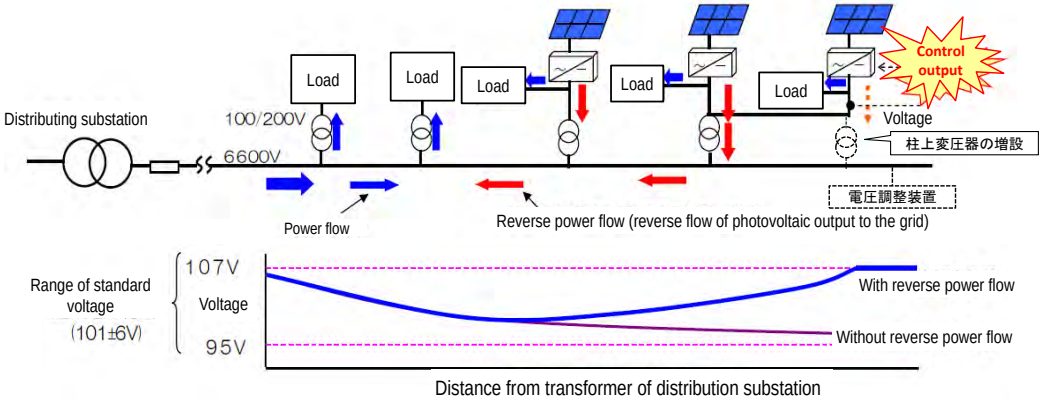
運転可能周波数	発電設備等を配電系統に連系される場合は、一定範囲の周波数変動に対し当該発電設備等が脱落しないよう当社の周波数維持・制御方式との協調を図る必要があるため、連系する発電設備等の運転可能周波数は、原則として当社発電設備等と同等とし、以下のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.0[Hz]～61.0[Hz] 運転可能周波数　：58.0[Hz]～61.8[Hz]
電圧変動対策	(1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による系統の電圧変動を適正値(標準電圧 100 V に対して 101±6 V 以内、標準電圧 200 V に対して 202±20 V 以内) に保持するために、連系者において自動的に電圧を調整していただきます。 なお、これにより対応できない場合には、次のいずれかの対策が必要となります。

①高圧電線路に必要な工事の実施

② 専用供給設備による連系

また連系者は、発電設備等の脱落等により系統の電圧が適正値(標準電圧 100V に対して 101±6V 以内、標準電圧 200 V に対して 202±20 V 以内)を逸脱するおそれがある場合には、適正電圧が維持できる範囲まで自動的に負荷を制限する対策を実施していただきます。

なお、これにより対応できない場合には、上記①または②の対策が必要となります。



（出典：電力事業連合会資料を基にコンサルチーム作成）

図 1-28 常時電圧変動対策のイメージ図

(2) 瞬時電圧変動対策

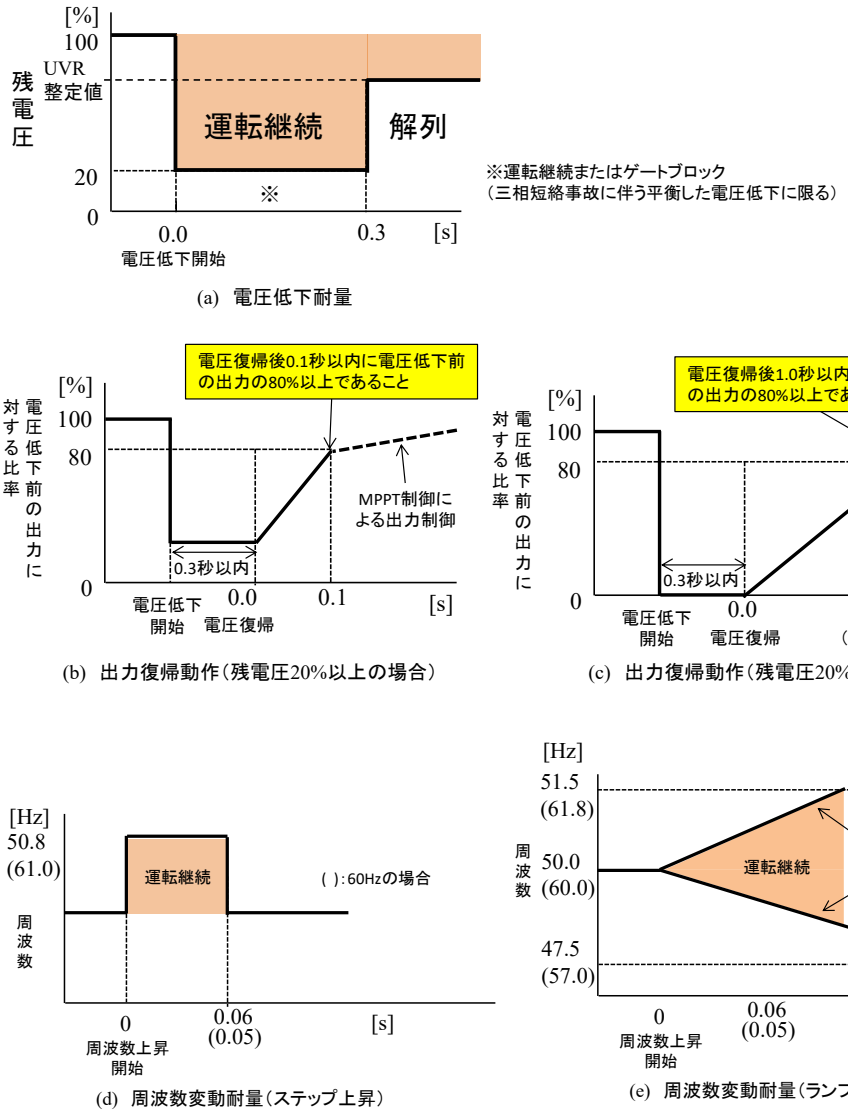
発電設備等の並解列時において瞬時的に発生する電圧変動に対しても、配電系統の電圧が適正値（常時電圧の 10%を目安といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、連系者において瞬時電圧変動を抑制していただきます。

①同期発電機を用いる場合は、その同期発電機を制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに、自動同期検定装置を設置していただきます。二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いていただきます。また、誘導発電機を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により送電系統の電圧が適正値（常時電圧の±10 パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、限流リアクトルなどを設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行っていただくことがあります。

②自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを設置していただきます。また、他励式の逆変換装置を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±10 パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある時は、限流リアクトル等を設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を設置していただくことがあります。

③発電設備の出力変動、頻繁な並解列等による電圧変動により他の連系者に電圧フリッカ等の影響を及ぼす恐れがある場合は、電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を実施していただきます。

	なお、これにより対応できない場合は、「(1) 常時電圧変動対策」の①または②の対策が必要となります。
電力品質対策	(1) 高調波対策 逆変換装置を用いた発電設備等を配電系統に連系する場合は、逆変換装置本体（フィルター含む）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%、各次電流歪率 3%以下となるように対策を行っていただきます。 (2) 事故時運転継続（FRT）対策 事故時運転継続（FRT）要件の適用対象となる発電設備等については、瞬時電圧低下や瞬時周波数上昇・低下等の系統擾乱時にも停止または解列せず運転継続できるように、発電設備等毎に定められた FRT 要件を満たしていただきます。



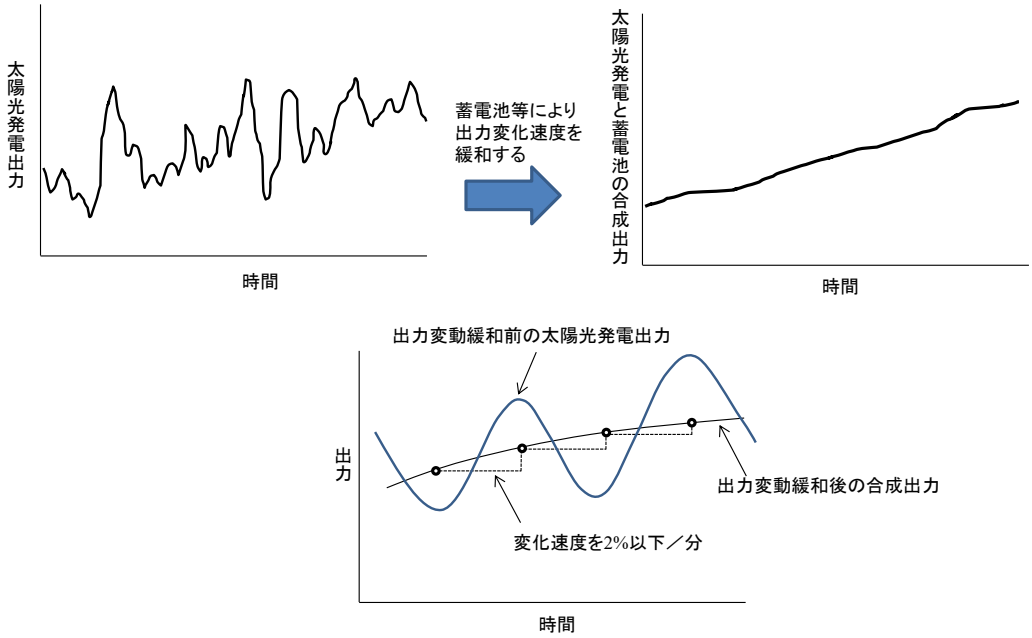
（出典：日本電気技術規格委員会「系統連系規程」を基にコンサルチーム作成）

図 1-29 太陽光発電設備（高圧連系）の FRT 要件の一例

(3) 出力変動緩和対策

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上※離島系統は別途設定）の系統連系に伴い、電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には、系統連系希望者において、発電設備に、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し、太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、「発電所合成出力」と称す。）を制御していただきます。

具体的には、電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において、発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」としていただきます。



（出典：北海道電力株式会社「太陽光発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」を基にコンサルチーム作成）

図 1-30 出力変動緩和対策のイメージ図

(4) その他の電力品質対策

発電設備等以外に需要設備がある場合は、電力品質が低下しないように、以下に示すような電力品質維持に必要な諸対策を行っていただきます。

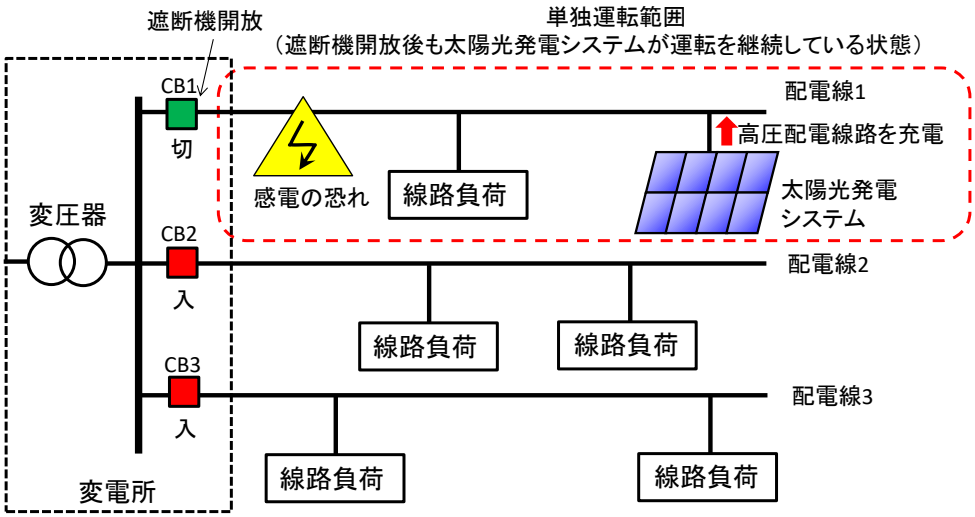
① 高調波抑制対策

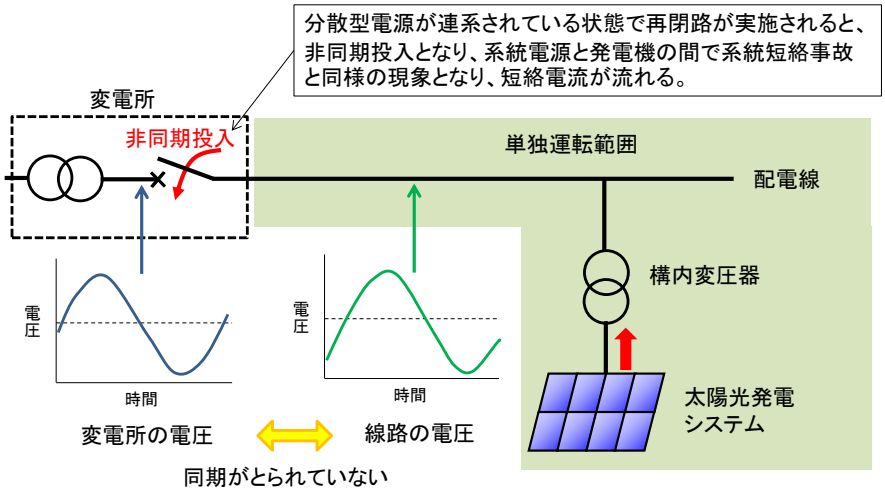
需要設備の高調波抑制対策は「高圧又は特別高圧で受電する需要家の高調波抑制対策ガイドライン（商務情報政策局）」に準じることといたします。

② 電圧変動（電圧フリッカ）

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷、周期的な変動負荷、大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする需要設備を配電系統に連系することで、連系後の配電系統の電圧変動ΔV10が基準値(1 時間連続して測定した 1 分間データのΔV10 値のうち、4 番目の最大値を 0.45V 以下)を超え、他の需要家に支障を及ぼす可能性がある場合は、当該需要設備に応じた抑制装置（フリッカ補償装置、バッファリアクトル、無効電力補償装置など）を設置する等の対策を実施していただきます。

短絡容量	発電設備等を配電系統に連系される場合であって、配電系統の短絡容量が、連系者以

対策	外の遮断器の遮断容量または電線の瞬時許容電流などを上回る可能性がある場合は、連系者において限流リアクトル等を設置していただきます。
保護装置	・保護協調の目的 連系者は、発電設備等の事故または系統の事故時に、事故の除去、事故の範囲の局限化等を行うために次の考え方に基づき、必要な保護協調を実施していただきます。また、保護装置の設置にあたり採用する保護方式については、連系者と当社配電部門（接続検討箇所等）との間で、別途協議させていただきます。 (1) 発電設備等の異常および事故に対しては確実に検出・除去し、配電系統事故を波及させないために、当該発電設備等を即時に配電系統から解列することといたします。 (2) 発電設備等が連系された配電系統の事故時に対しては迅速、かつ、確実に配電系統から当該発電設備等が解列することといたします。 (3) 上位系統事故時など、配電系統の電源が喪失した場合にも、当該発電設備等が高速に解列され、一般需要家を含むいかなる配電系統においても単独運転が生じないことといたします。  （出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成） 図 1-31 太陽光発電システムの単独運転状態 (4) 発電設備等が連系された配電系統の事故時の再閉路時には、当該発電設備等が確実に配電系統から解列されていることといたします。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-32 再閉路時に分散型電源が非同期投入となる状態のイメージ図

(5) 発電設備等が連系された配電系統以外の事故時には、当該発電設備等は解列されないことといたします。

(6) 発電設備等が系統の事故による広範囲の瞬時電圧低下や瞬時的な周波数の変化等により一斉に停止又は解列すると、系統全体の電圧や周波数の維持に大きな影響を与える可能性があるため、そのような場合にも発電設備等は運転を継続することといたします。

(7) 発電場所内の事故に対しては、この影響を連系された配電系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統から速やかに切り離して頂きます。

・保護装置の設置

系統連系希望者は、配電系統を保護するために、原則として以下に示すような保護継電器を設置していただきます。

(1) 発電設備等に事故があった場合、系統保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。

①発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる過電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができるものといたします。

②発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができるものといたします。

(2) 配電系統の短絡事故時の保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。

①同期発電機を用いる場合には、連系された配電系統の短絡事故を検出し、発電設備等を当該配電系統から解列することのできる短絡方向継電器を設置していただきます。

②誘導発電機または逆変換装置を用いる場合には、連系された配電系統の短絡事故

時に発電電圧の異常低下を検出し、発電設備等を当該配電系統から解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。なお、発電設備等事故（発電電圧異常低下）検出用の不足電圧継電器により系統の短絡事故を検出・保護できる場合は、当該継電器は発電設備等の事故検出用の不足電圧継電器と共用できることといたします。

(3) 系統の地絡事故時の保護のため、地絡過電圧継電器を設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧継電器を省略することができることといたします。

①発電機引出口にある地絡過電圧継電器により、連系された配電系統の地絡事故が検出することができる場合。

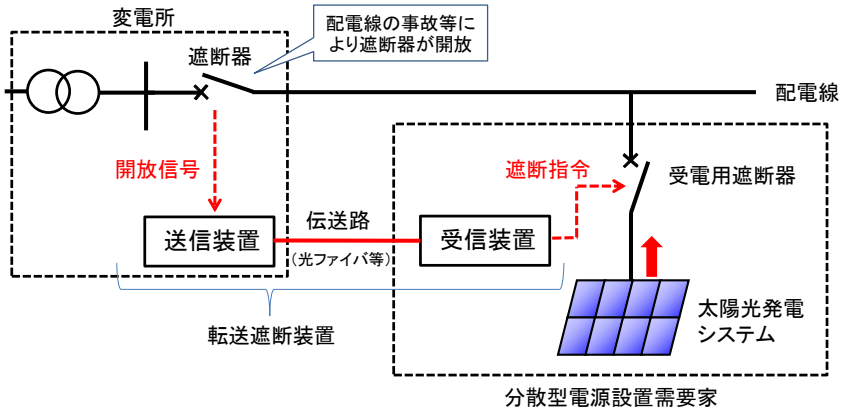
②構内低圧線に連系する逆変換装置を用いた発電設備等の出力が構内の負荷より極めて小さく、単独運転検出装置等により高速に単独運転を検出し、発電設備等を停止または解列することができる場合。

(4) 逆潮流がある場合、単独運転を防止するため、周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置していただくとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出装置(能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります)を設置していただきます。ただし、専用供給設備により連系する場合には、周波数上昇継電器を省略することができることといたします。

①系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し、必要な時間内に確実に検出することができること。

②頻繁な不要解列を生じさせない検出感度であること。

③能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないものであること。なお、逆変換装置を用いず、誘導発電機を使用する風力発電設備の場合であって、周波数上昇継電器および周波数低下継電器により単独運転を高速かつ確実に検出・保護できる場合は、転送遮断装置または単独運転検出装置（能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります。）を省略することができることといたします。ただし、配電系統の状況の変化により、当該装置等の省略要件が満たされなくなった場合、連系者は、当該装置を設置していただきます。

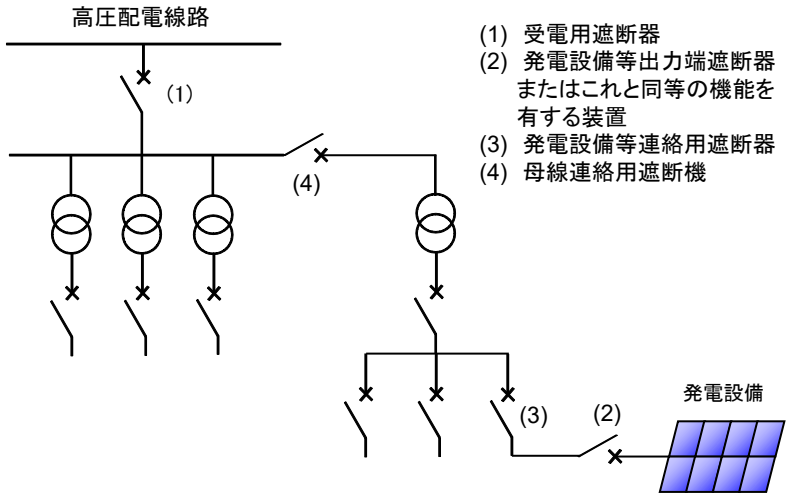


（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-33 転送遮断装置による単独運転防止

(5) 逆潮流がない場合、単独運転を防止するため、逆電力継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。ただし、専用供給設備による連系であって逆電力継電器により高速で検出・保護できる場合には、周波数低下継電器は省略できる

	こととといたします。 なお、構内低圧線に連系する逆変換装置を用いた発電設備等において、その出力が構内の負荷より極めて小さく、単独運転検出装置(受動的方式および能動的方式のそれぞれ 1 方式以上を含む)により高速に単独運転を検出し、発電設備等を停止または解列することができる場合には、逆電力継電器を省略できることといたします。 (6) 発電設備等構内事故時の保護のため、短絡事故保護用として過電流継電器を、地絡事故保護用として地絡過電流継電器を設置していただきます。 ・保護継電器の設置場所 保護継電器は、発電場所の受電点または事故の検出が可能な箇所に設置していただきます。 ・保護継電器の設置相数 保護継電器の相数は以下に示すとおりといたします。 (1) 地絡過電圧継電器は零相回路設置とし、過電圧継電器、周波数低下継電器、周波数上昇継電器および逆電力継電器は 1 相設置といたします。 (2) 短絡方向継電器は、3 相設置といたします。ただし、連系された系統と協調が取れる場合は、2 相設置とすることができます。 (3) 不足電圧継電器は、3 相設置といたします。ただし、同期発電機を連系する場合で、かつ、短絡方向継電器と協調が取れる場合には、1 相設置ができることといたします。
解列箇所	解列箇所は、送電系統から系統連系希望者の発電設備等を解列できる箇所で、原則として以下に示す箇所とし、具体的には、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議をさせていただきます。 (1) 受電用遮断器 (2) 発電設備等出力端遮断器 (3) 発電設備等連絡用遮断器 (4) 母線連絡用遮断器 なお、連系者の発電設備等の異常、配電系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には、すみやかに当社に連絡していただきます。この場合、当社から配電系統が再連系可能である旨をお知らせするまでの間、連系者の発電設備等を再連系せずに解列状態を保持していただきます。

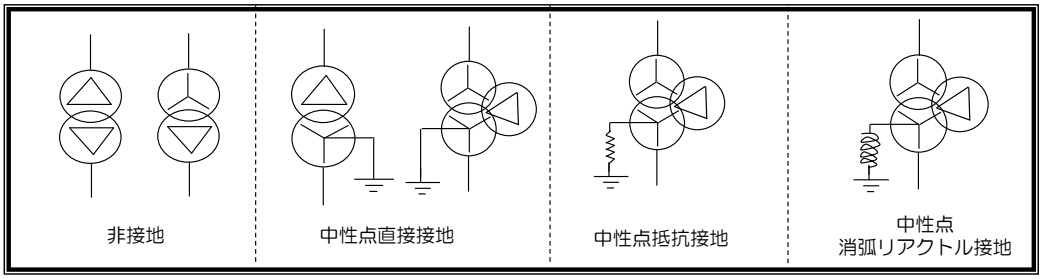


（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-34 解列箇所

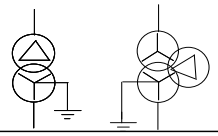
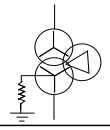
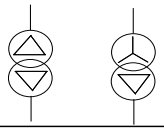
中性点接地方式

連系者の発電設備等における中性点接地方式は、非接地方式とさせていただきます。



（出典：コンサルチーム作成）

図 1-35 中性点接地方式の種類

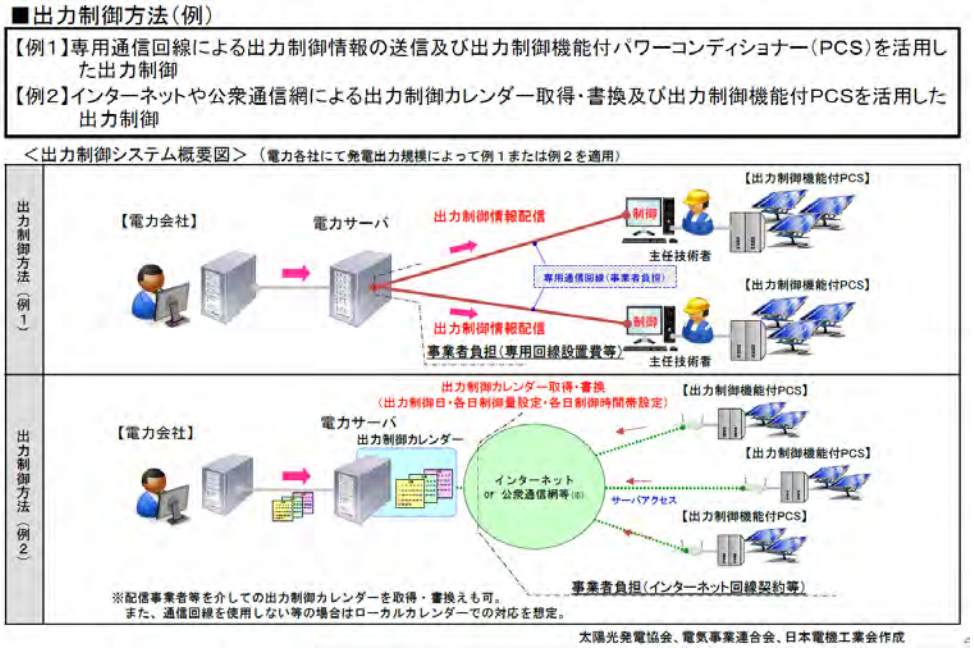
項　　目	直接接地方式	抵抗接地方式	非接地方式
接地方式図			
適用電圧階級	１３２ｋＶ ６６ｋＶ １３．８ｋＶ	２２ｋＶ	６．６ｋＶ
地絡事故時の健全相の電圧上昇	電圧上昇はほとんど生じない。	対地電圧が線間電圧付近まで上昇する。	対地電圧が線間電圧まで上昇する。
地絡電流の大きさ	系統容量の増大により年々大きくなり、近年は３００００Ａを超える場所もある。 短絡電流程度もしくはそれ以上となる。	中性点の抵抗値によって決まる。５０～１００Ａ程度。 短絡電流よりはるかに小さい	バンクの対地充電電流程度。５～２０Ａ程度。 短絡電流よりも極端に小さい
通信線に与える影響	最も大きい	上記の抵抗値の決定にあたって、通信障害を最小とすることを考慮する。	最小

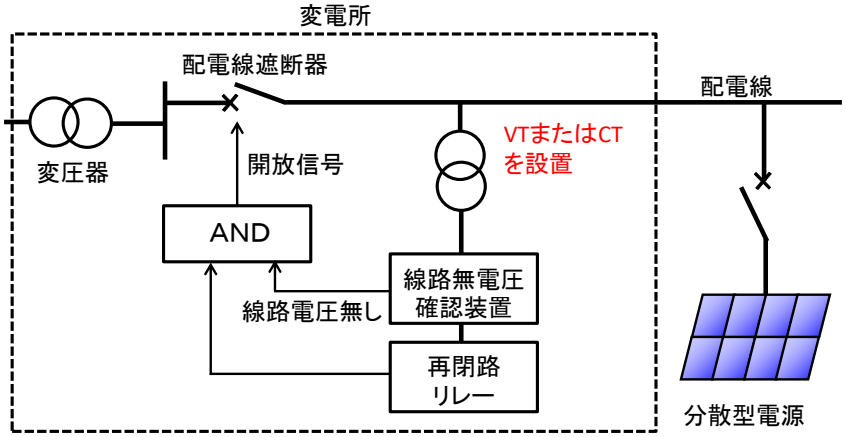
（出典：コンサルチーム作成）

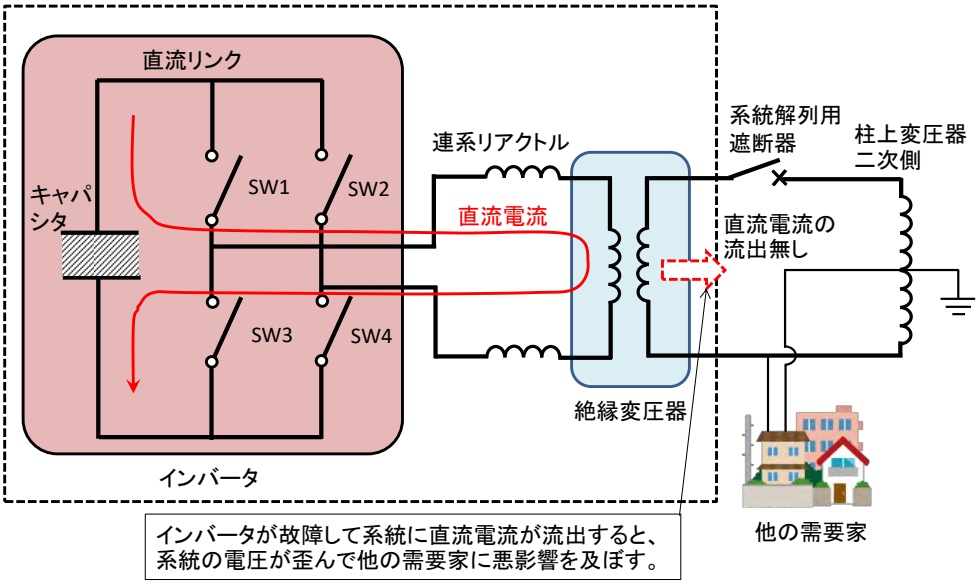
図 1-36 沖縄電力系統の接地方式

自動負荷

発電設備等の脱落時等に主として連系された電線路が過負荷となる可能性があ

制限	るときは、連系者が自動的に自身の構内負荷を制限する対策を実施していただきます。
発電出力の抑制	逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備及びバイオマス発電設備には、当社からの求めに応じ、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。  （出典：経済産業省「第九回新エネルギー小委員会」配布資料） 図 1-37 日本における分散型電源の出力制御方法の例
線路無電圧確認装置	発電設備等を連系する系統の変電所の電線路引出口等に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のため、当該引出口等に線路無電圧確認装置を設置していただきます。ただし、次のいずれかに該当する場合には、線路無電圧確認装置を省略することができることといたします。 (1) 専用供給設備で連系し、その系統の自動再閉路を必要としない場合。 (2) 逆潮流がある場合であって、次の条件のいずれかを満たす場合。 ①転送遮断装置および単独運転検出装置（能動的方式に限ります。）を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により系統から発電設備等を解列することができる場合。 ②能動的方式を含む 2 方式以上の単独運転検出装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により系統から発電設備等を解列することができる場合。 ③単独運転検出装置（能動的方式に限ります。）および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷の値より小さい逆電力継電器を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により系統から発電設備等を解列することができる場合。 (3) 逆潮流がない場合であって、次の条件のいずれかを満たす場合 ①上記(2)と同等の措置を講じた場合 ②配電系統との連系に係る保護継電器、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が二系列化されており、これらが互いにバック

	アップ可能なシーケンスとなっている場合には、線路無電圧確認装置を省略することがあります。この場合、二系列目の上記装置については、以下に示すもののうちいずれか一方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。 a. 保護継電器の二系列目は、不足電力継電器のみとすることが可能です。 b. 計器用変流器は、不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置した場合、一系列目と二系列目を兼用することが可能です。 c. 計器用変圧器は、不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置した場合、一系列目と二系列目を兼用することが可能です。  （出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成） 図 1-38 線路無電圧装置
逆潮流の制限	配電用変電所のバンク単位で高圧から特別高圧へ向けての潮流（以下、「バンク逆潮流」という。）が発生すると、配電系統の電圧管理および保護協調面(単独運転防止を含む。)で問題が生じる可能性があることから、原則としてバンク逆潮流を発生させないことが必要です。ただし、逆潮流のある発電設備等によって、 当該発電設備等を連系する配電用変電所においてバンク逆潮流が発生する場合であっても、系統側の電圧管理や保護協調面で問題が生じないよう対策を行うことができる場合はこの限りではありません。
直流流出防止対策	逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合には、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電点と逆変換装置との間に変圧器（単相変圧器を除く）を設置していただきます。ただし、次の条件を共に満たす場合においては、変圧器を省略できることといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、且つ、直流検出時に交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 次のいずれかに適合すること。 ①逆変換装置の直流側電路が非接地であること。 ②逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 1-39 絶縁変圧器を用いた直流流出防止対策

連絡体制及び系統運用上必要な情報	・連絡体制 連系者の技術員駐在箇所と当社の給電指令所等との間には、次のいずれかの電話設備を設置していただきます。 (1) 電力保安通信用電話設備 (2) 電気通信事業者の専用回線電話 (3) 次の条件をすべて満たす場合には、一般加入電話または携帯電話等 ①連系者側の交換機を介さず、直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ②話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。 ③停電時においても通話可能なものとすること。 ④災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等を解列または停止すること。 ・系統運用上必要な情報 当社は、系統の安定運用、設備保全および作業者の安全確保のために必要な情報を把握する必要があります。このため、必要となる情報を当社と連系者との間で相互に交換する必要があります。 系統連系希望者が 500kW 以上の再生可能エネルギー（太陽光・風力・バイオマス・水力・地熱）発電設備を配電系統と連系する場合には、両者の間に、必要に応じ、系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン（ＳＶ）およびテレメータ（ＴＭ）を設置していただきます。 また、再生可能エネルギー発電設備以外の発電設備等におきましても、必要に応じ、上記の装置を設置いただくことがあります。 (1) 通信方式 当社が指定する通信方式としていただきます（IP 通信方式、サイクリックデジタル方式等）。

(2) 情報収集項目

標準的に収集する情報項目は、下表 1-10 に示すとおりです。

表 1-10　標準的に収集する情報項目

種別	表示項目	情報内容	収集目的
ＳＶ	遮断器	配電線引込口の動作表示および状態表示	発電設備等の連系状況確認のため
	保護継電装置	配電線保護の動作表示および状態表示	送電系統の保安上必要のため
		母線保護・構内保護・単独運転防止保護等連系用遮断器を開放する保護の動作表示および状態表示	
		発電機並列用遮断器を開放する保護の動作表示及び状態表示	
		連系に係わる保護装置の異常情報	
	遠制装置	テレメータ異常	テレメータの状況確認のため
ＴＭ	有効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
	無効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
	母線電圧	受電地点	送電系統の安定運用のため
	有効電力量	受電地点	同時同量監視のため

1.3.2 周波数変動（代数的手法、詳細シミュレーション）

再生可能エネルギー大量導入のもとで需給運用を安定的に実施するには再生可能エネルギーの需給予測技術や高速に充放電する蓄電システムの構築が望ましいが、これらは高価なシステムであるため資金面での制約がある。小さい離島のような小規模単独系統の島嶼地域に経済的な要素も含めて再生可能エネルギーの導入を促進していくには、あらかじめ安定的に需給運用できる再生可能エネルギーの導入閾値を押さえておく必要があり、さらに限界値を超えそうになった時点で何らかの対策を講じていくという段階的な施策を準備していくことが重要である。

ここでは、10～20 分程度迄の周波数制御領域において安定的に需給運用できる再エネの導入閾値を計算する手法として、「代数的手法」および「詳細シミュレーション」について説明する。2 つの手法の概要を表 1-11 に示す。

なお、余剰電力（長周期変動）については別途検討する必要があるが、○○にて詳細に説明する。

表 1-11　再エネの導入閾値を計算する手法の概要（10～20 分程度迄の周波数制御領域）

代数的手法	詳細シミュレーション
■計算方法がシンプルであり、明快である。 ■日本の１０電力会社での使用実績も多く、信頼性は高い。 ■発電機モデルや系統モデルの構築が不要であり、蓄電池や予備力拡大時においても AFC 量にあてはめることで試算が可能である。	■試算方法が複雑。 ■実データを多く使用しているため信頼性は高い。 ■解析（シミュレーション）を行うためのモデル構築が必要である。

(1) 代数的手法

簡易的な手法である代数的手法は日本でも一般的に用いられており、許容調整幅、発電機の周波数応答幅、需要変動率、再生可能エネルギーの変動を諸元として用いることで導入許容量の算出が可能である。本手法は、「詳細シミュレーション」とは異なり、特別なツールを必要とせず、マイクロソフト Excel による計算で算定が可能であり、高度な知識や経験を必要としない。

ある系統に連系可能な太陽光発電の量（太陽光発電定格導入量）を算出したい場合、代数的手法では、発電機の運用方法・スペックにより決まる LFC 調整力、総需要・系統定数・周波数変動許容幅により決まる許容調整残、需要データにより計算できる需要変動率、日射強度データまたは太陽光発電出力データより計算できる太陽光発電の出力変動率を用いる。図 1-40 に太陽光発電定格導入量を計算するための代数的手法のイメージ図を示す。

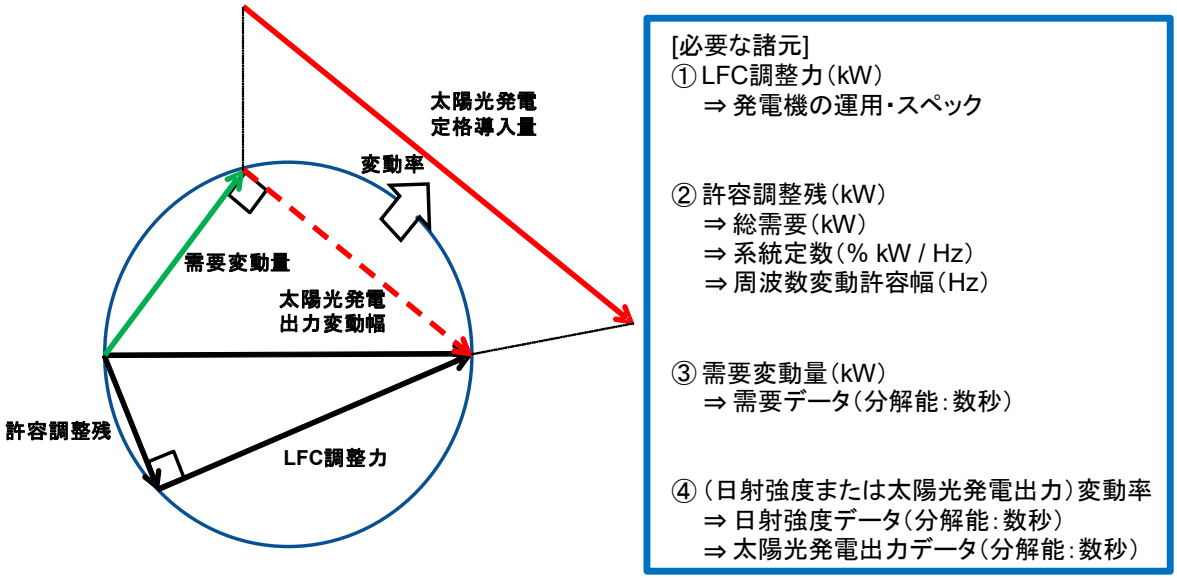


図 1-40　太陽光発電定格導入量を計算するための代数的手法イメージ

太陽光発電定格導入量を下式で算出できる。下式から分かるように右辺分子は図 1-40 での太陽光発電出力変動幅である。また、許容調整残、LFC 調整力が大きい程、太陽光発電定格導入量は大きくなり、需要変動量が大きい程、太陽光発電定格導入量は小さくなる。

$$\text{太陽光発電定格導入量} = \sqrt{(\textit{許容調整残})^2 + (\textit{LFC調整力})^2 - (\textit{需要変動量})^2} \,/\, (\text{変動率})$$

図 1-41 に風力発電定格導入量を計算するための代数的手法のイメージ図を示す。図 1-40 の太陽光発電定格導入量、太陽光発電出力変動幅を風力発電に、変動率（必要な諸元④）を風速または風力発電出力に置き換えているだけであり、基本的な考え方に違いはなく、太陽光発電定格導入量を計算するのと同じように風力発電定格導入量を計算できる。風力発電定格導入量は

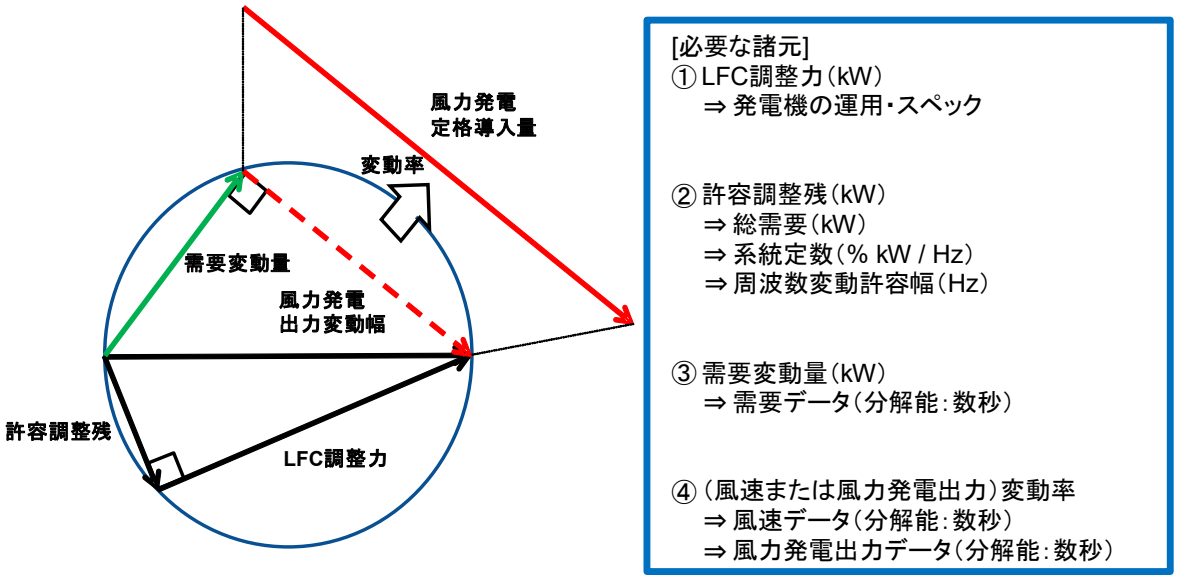


図 1-41　風力発電定格導入量を計算するための代数的手法イメージ

$$\text{風力発電定格導入量} = \sqrt{(\textit{許容調整残})^2 + (\textit{LFC調整力})^2 - (\textit{需要変動量})^2} \,/\, (\text{変動率})$$

となる。

最後に太陽光発電と風力発電を組み合わせて導入する場合の代数的手法のイメージ図を示す。太陽光発電出力変動と風力発電出力変動には相関関係がないことが知られているが、相関関係がない場合、図 1-42 に示すように各出力変動幅は直交する形で表せる。

太陽光発電と風力発電のうち、一方の定格導入量が与えられた場合、もう一方の定格導入量を算出可能である。参考まで、風力発電定格導入量が与えられた場合は下式により太陽光発電定格導入量を算出できる。

$$\text{太陽光発電定格導入量} = \sqrt{(\textit{許容調整残})^2 + (\textit{LFC調整力})^2 - (\textit{需要変動量})^2 - (\textit{風力発電出力変動幅})^2} \,/\, (\text{変動率})$$

なお、太陽光発電及び風力発電の定格導入量の合計値を最大化する場合、非線形計画法の一般化縮少勾配法（GRG 法：Generalized Reduced Gradient Method）等を利用してもよい。

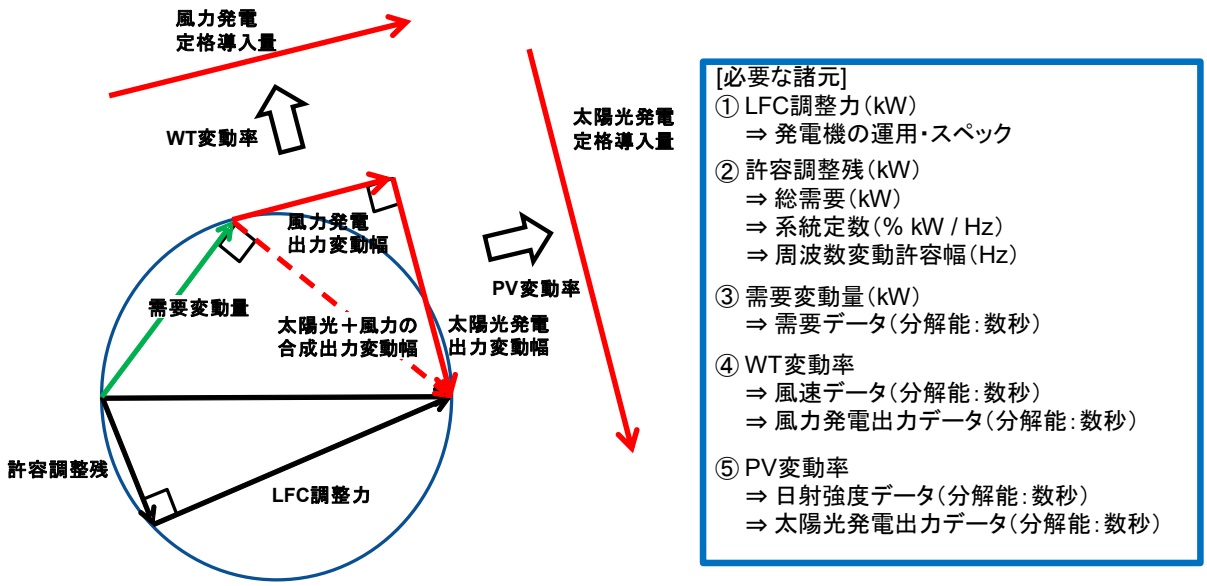


図 1-42　太陽光発電定格導入量および風力発電定格導入量を計算するための代数的手法イメージ

(a) LFC 調整力

日本では電気事業法に基づき、電力会社は周波数を標準周波数に維持するよう努める必要がある。LFC 制御は周波数維持を目的として概ね 20 分周期以下の需要変動による周波数変動に対して電力エリアにおける発電機調整必要量を求めて自動的に発電機出力を制御する。

LFC 調整力は発電機の運用・スペックにより決まった値となり、LFC 機能が無い場合は 0 とする。発電機や蓄電池による調整力拡大時においても LFC 調整力にあてはめることで計算が可能である。

(b) 許容調整残

電力品質を維持するために電力供給側が守るべき調整幅のことである。また、許容調整残は下式にて算定を行っている。

許容調整残＝総需要(kW)×系統定数(%kW/Hz)×周波数変動許容幅(Hz)

・総需要の想定

一般的に年間を通して需要は変動するため年間の需要データを分析することが望ましい。総需要の大小により許容調整残が変わることを勘案し、総需要を想定するとよい。

想定の手順としては、太陽光導入分析と風力導入分析では想定する時間帯が異なることを考慮し、太陽光に関しては昼間(9 時～17 時)の需要データ、風力に関しては日間(24 時間)の需要データを用いて度数分布表を作成する。次に、稀頻度の事象を除外するために確率的な処理を施し、総需要を決定する。代数的手法ではこの値を用いる。

例として、昼間の分析結果を図 1-43 に、1 日を通した分析結果を図 1-44 に示す。また、表 1-12 及び表 1-13 に最大、3σ、2σ、σ及び平均の需要(MW値)を示す。

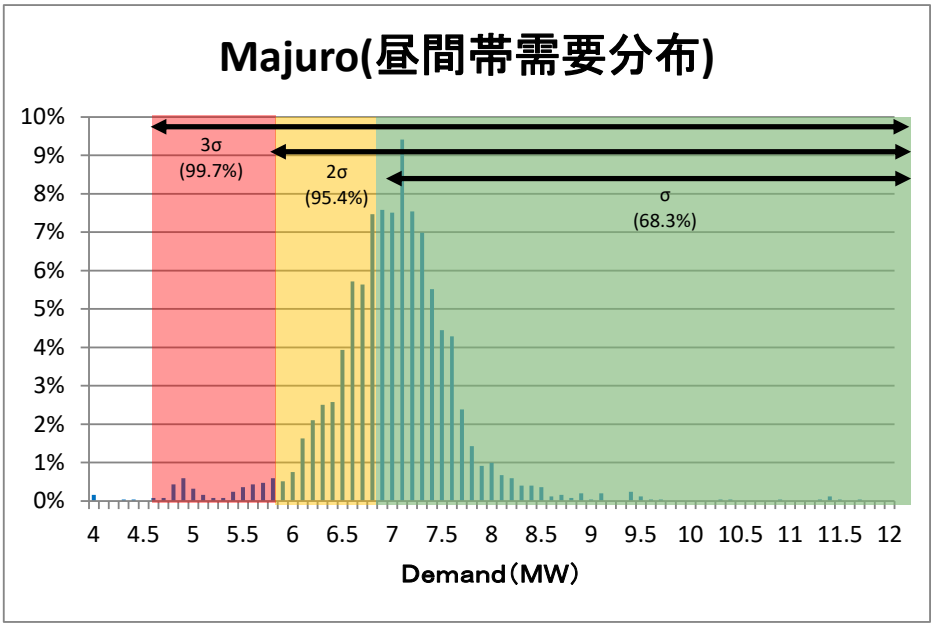


図 1-43　昼間帯需要分布（Majuro）

表 1-12　確率分布を考慮した昼間帯需要（Majuro）

Min(100%)	3.60MW
3σ(99.7%)	4.56MW
2σ(95.4%)	5.85MW
σ(68.3%)	6.70MW
Average	6.88MW

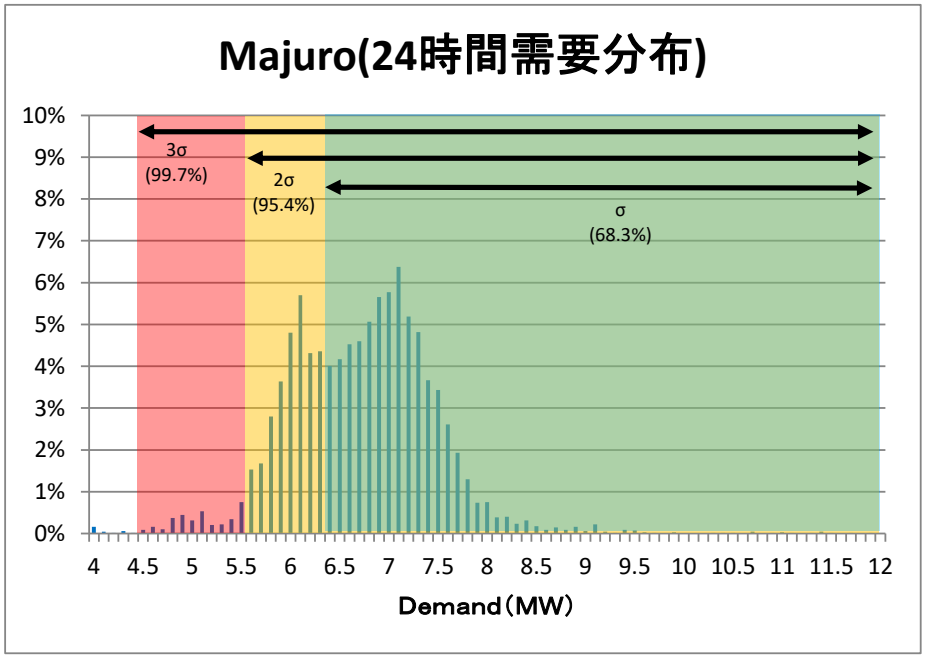


図 1-44　24 時間需要分布（Majuro）

表 1-13　確率分布を考慮した 24 時間需要（Majuro）

Min(100%)	3.30MW
3σ(99.7%)	4.50MW
2σ(95.4%)	5.50MW
σ(68.3%)	6.25MW
Average	6.64MW

＜参考：確率的手法の概要＞

確率分布を考慮しない場合、稀頻度の変動幅を考慮してしまうため RE の出力変動率(出力変動幅に対する RE 連系定格値)が大きな値となる。その結果、代数的手法により算出した RE 連系可能量は小さくなってしまう。RE 最大化を図るため稀頻度の事象を除外して確率的な処理を施すことが日本では一般的である。日本における周波数管理はかなり厳しいゆえに確率的な値も高めに設定し、3σ 値(全事象に対して 99.7%の確率で発生する事象)や 2σ 値(全事象に対して 95.4%の確率で発生する事象)を採用していることが多い。3σ は 99.7%の確率で周波数管理値を逸脱することがないということと同意である。（図 1-45 および図 1-46 参照）

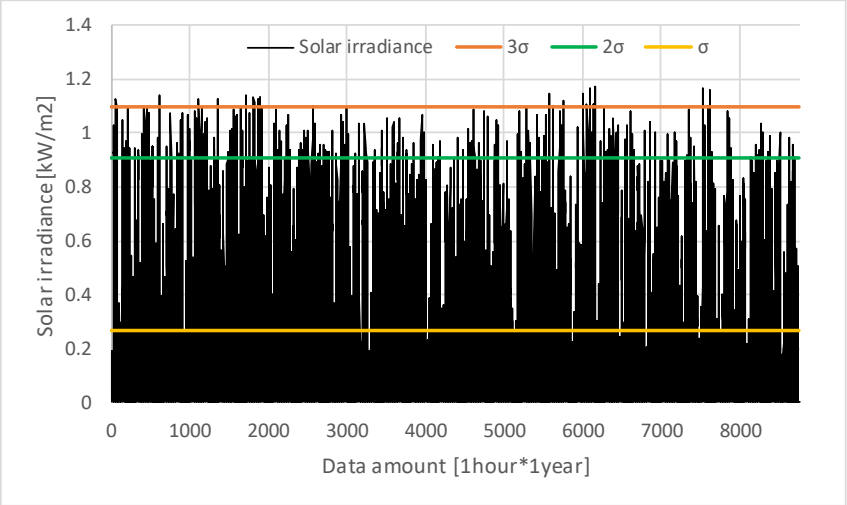


図 1-45　日射変動と確率分布

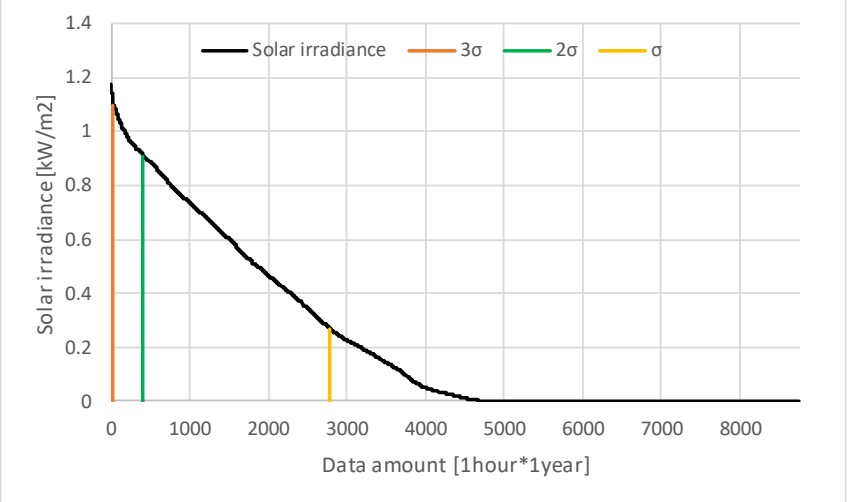


図 1-46　持続曲線と確率分布

・系統定数

系統定数の算出のため負荷遮断試験を行う必要がある。負荷遮断試験は系統に連系されている複数の発電機のうち 1 台を遮断し、負荷のアンバランスを発生させる試験である。これにより系統に連系された状態の発電機の負荷追従性能力を評価することができる。本試験は実フィールドでの試験であり、発電機故障や停電を誘発するリスクがある。

一例として負荷遮断試験を行った結果を図 1-47 に示す。3 台の発電機（G2, G5, G6）で運用中に 1 台の発電機（G2）を遮断した直後、G2 の負担は 0MW になり、残りの発電機にて分担していることがわかる。周波数 F は 59.91Hz から 1 秒程度で 59.63Hz まで低下し、その後 10 秒程度で 59.93Hz まで戻っている。

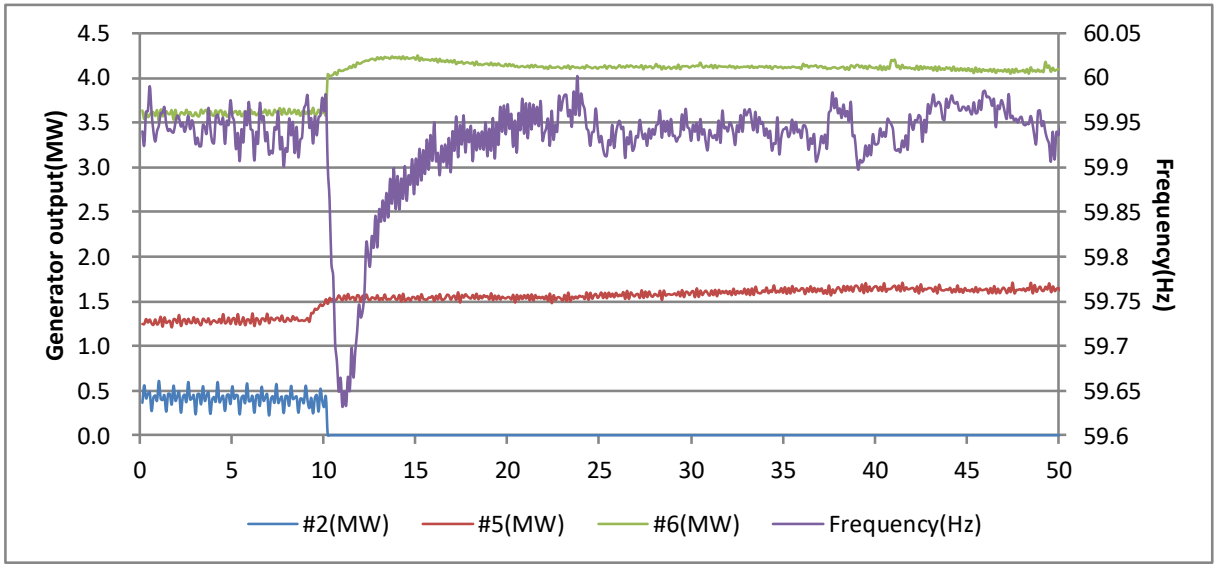


図 1-47 負荷遮断試験結果例

負荷遮断試験のような周波数変動を伴う試験は既存発電機の負荷追従性を確認する上で有効な手段であり、この試験結果より系統定数(%kW/Hz)が算出でき、系統安定性の評価を行うことが可能となる。

電力系統の電力変動 ΔP と周波数変動 Δ F との関係式は(1)式の関係になる。ここでの一定値 K を系統定数と定義している。電力系統における本定数がわかれば周波数偏差からどの程度の電力変動があったかを逆算することが可能となる。代数的手法では許容調整残算出のために負荷遮断試験により推定した系統定数を用いて電力変動の最大許容値を算出している。系統定数を PU 値化（規格化）するために電力変動 ΔP は併入発電機の定格容量合計を基準にしている。

ΔP(%MW)= ΔP(MW) ／併入発電機定格出力合計

ΔP／ΔF = K (一定値：%MW/Hz)

例として、上図 1-47 の負荷遮断試験結果を元に系統定数を算出した結果を表 1-14 に示す。また、併入発電機や試験時の総需要等の試験条件を変更して試験を行い、同様に系統定数を算出した結果を表 1-15 に示す。表 1-16 より試験条件によって系統定数が変化することがわかる。

表 1-14　発電機の定格出力

発電機名称	定格出力（MW）
G2	3.275
G5	3.475
G6	6.400
併入発電機定格出力合計	9.875※

※トリップした G2 は合計に含めない

表 1-15　系統定数算出結果

項目	数値	備考
遮断前周波数（Hz）	59.914	
遮断後ボトム周波数（Hz）	59.633	
周波数偏差ΔF（Hz）	0.281	遮断前周波数―遮断後ボトム周波数
発電機脱落量ΔP（MW）	0.314	
系統定数 K(%MW/Hz)	11.3	

表 1-16　系統定数算出結果（各種条件）

Pattern	系統定数 (%MW/Hz)	条件		
		並入発電機	遮断発電機	遮断割合
①	11.30	G2,G5,G6	G2	総需要5%
②	10.38			総需要10%
③	12.65			総需要15%
④	11.03	G2,G5,G7		総需要5%
⑤	13.00			総需要10%
⑥	14.16			総需要15%
Average	12.09			

・周波数変動許容幅

周波数変動許容幅とは許容できる周波数変動の幅のことである。許容幅の決定にあたっては発電機安定運用の観点と需要家側ニーズの観点から検討する必要があるが、周波数変動許容幅によって再エネ導入量の値に大きな影響を与える点に注意が必要である。

なお、1.1.1 電力品質－周波数の項目で述べたとおり日本では、エリア毎に標準周波数±0.1～0.3Hz の許容幅を目標としている。

(c) 需要変動量

需要変動量は下式にて計算する。

需要変動量(kW)＝総需要(kW)×需要変動率(%)

・総需要

ある断面における周波数変動について検討していると想定すれば、等時性の観点からは許容調整残を計算するための総需要と同じ値にするほうが望ましい。再エネ導入量を最大化するならば、

許容調整残の計算では総需要を小さく見積もり、需要変動量の計算では総需要を大きく見積もればよいが、合理的ではない。

・需要変動率

需要の変動成分を高速フーリエ変換(FFT : Fast Fourier Transform)で抽出すると概ね正規分布となる。この特性を利用してデータ処理の際は評価時間以下の変動成分を抽出の上、統計分析により需要変動の変動率を算出する。図 1-48 に例を示す。

10 分間の移動平均値(前後 5 分)と実績値の差を変動幅とし、標準偏差(σ 値)から 2σ、3σ の値を求めた。太陽光と風車の分析用に昼間帯と 24 時間の結果を表 1-17 及び表 1-18 に示す。

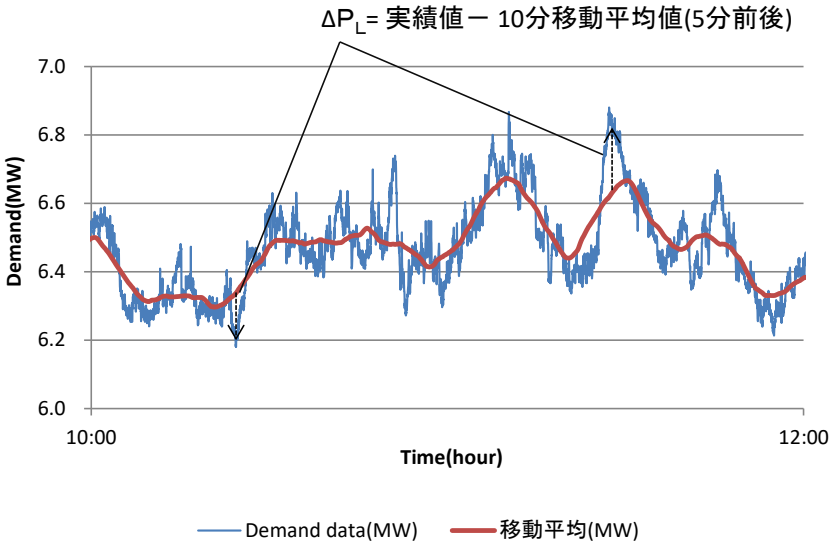


図 1-48　需要変動データ処理方法例

表 1-17 昼間帯の需要変動率(Majuro)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.00%
3σ(99.7%)	1.54%
2σ(95.4%)	1.02%
σ(68.3%)	0.51%

表 1-18　1 日 24 時間の需要変動率(Majuro)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.00%
3σ(99.7%)	1.29%
2σ(95.4%)	0.86%
σ(68.3%)	0.43%

(d) 変動率（日射強度データまたは太陽光発電出力データ及び風速データ分析）

日射強度データまたは太陽光発電出力データにより太陽光発電定格導入量を計算するための変動率を決定する。また、風速データにより風力発電定格導入量を計算するための変動率を算出する。年間を通して日射強度や風速は変動する可能性があるため年間のデータを分析することが望

ましい。

変動率算定にあたり評価時間(今回は 10 分窓)の最大出力と最小出力の差を出力変動幅として定義する。窓の考え方について、分解能が 1 秒であれば 1 秒毎に 10 分窓の最大出力と最小出力の差を出力変動幅として計算する。図 1-49 に概念図を示す。なお、出力変化速度は「詳細シミュレーション」にて用いる諸元であるが併せて示す。

評価時間を 10 分窓とした理由は、上述の LFC による周波数制御領域は一般に 10～20 分程度以下と言われていることを踏まえ、10 分以内の変動を評価することが妥当と考えられるためである。

想定の手順としては、日射強度データを用いて分解能毎の出力変動幅を計算する。次に、需要変動量と同様、稀頻度の事象を除外するために確率的な処理を施し、変動率を決定し、代数的手法ではこの値を用いる。

例として、日射強度データの月別の分析結果を図 1-50 に、年間の分析結果を表 1-19 に示す。季節性がある地域であれば変動率が大きい月の分析結果を使用し、年間を通して変動がない地域であれば年平均の分析結果を使用するほうがよいと思われる。なお、太陽光発電出力データや風速データについても同様の手順で分析を行い、変動率を計算すればよい。

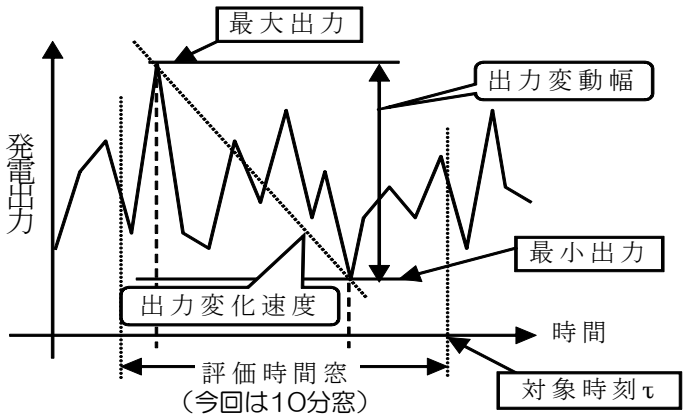


図 1-49　評価時間窓、出力変動幅、出力変化速度の定義

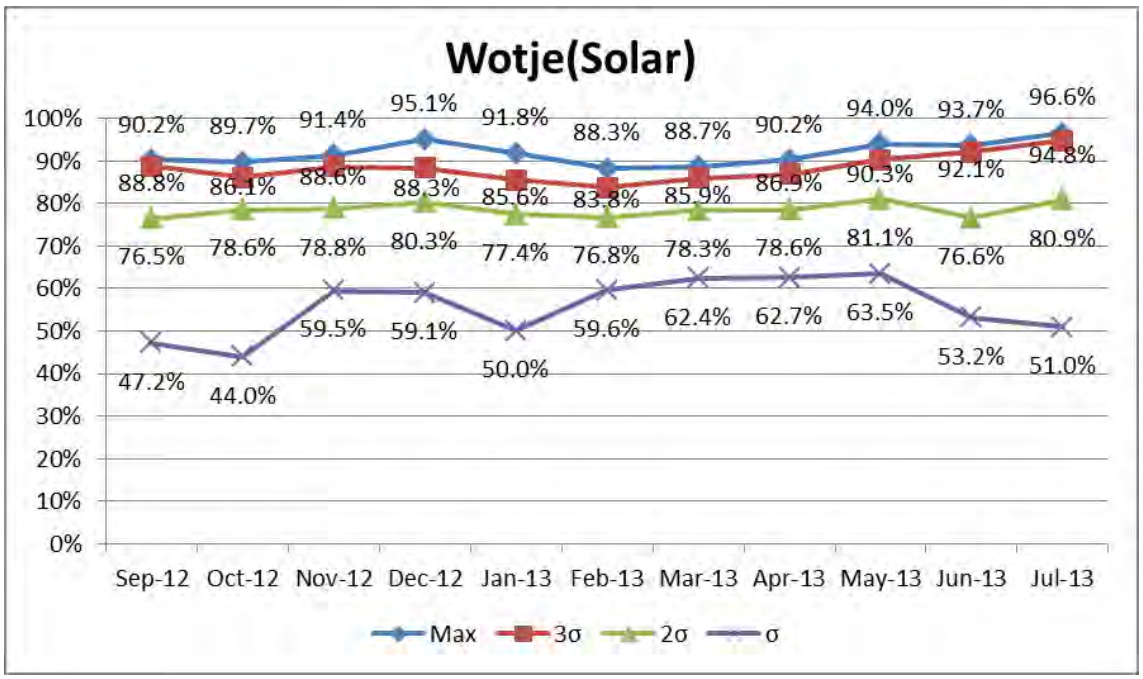


図 1-50　日射強度の月別変動率（Wotje）

表 1-19　年間の変動率（Wotje）

Max(100%)	96.6%
3σ (99.7%)	90.2%
2σ (95.4%)	79.0%
σ (68.3%)	57.4%

(e) 代数的手法による計算例

上記(a)～(d)を用いて代数的手法による計算例を示す。太陽光発電のみ導入ケース、風力発電のみ導入ケース、太陽光及び風力発電を組み合わせた導入ケースの 3 ケースを示す。

日本においては周波数管理を非常に厳格に行う必要があるため、確率の観点で厳しい条件である 3σ (99.7%)で導入量算定が一般的であり、つまり、総需要を小さく、需要変動率を大きく、再エネの変動率を大きく想定するということである。しかし、日本における条件 3σ をそのまま適用すると再生可能エネルギーの導入量が小さくなることから、各国のニーズにマッチングした条件で導入量を算定することが肝要である。

本項では確率的な要素として 3σ（99.7%）、2σ（95.4%）、σ（68.3%）で算定した。また、周波数変動許容幅として 0.3Hz、0.5Hz、1Hz の 3 パターンで検討を行った。

・太陽光発電のみ導入ケース

太陽光発電のみ導入ケースについて計算した結果を表 2-18 にまとめる。系統運用者にとって最も安全な想定（3σ、周波数変動許容幅 0.3Hz）では 170kW、最も厳しい想定（σ、1Hz）では 1410kW の PV 定格導入量となる。また、参考のため最も厳しい想定での計算式を示す。

表 1-20　太陽光発電定格導入量算定結果

許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
3σ(99.7%)	170 kW	300 kW	610 kW	4.56 MW
2σ(95.4%)	260 kW	440 kW	890 kW	5.85 MW
σ(68.3%)	420 kW	700 kW	1410 kW	6.70 MW

太陽光発電定格導入量　＝　$\sqrt{(許容調整残)^2 + (LFC調整力)^2 - (需要変動量)^2}$／(変動率)

＝　$\sqrt{(0.8107)^2 + (0)^2 - (0.03417)^2}$／(0.574)

＝　1410kW（1.41MW）

ここで、　許容調整残　＝　総需要(MW)×系統定数(%MW/Hz)×周波数変動許容幅(Hz)

＝　6.7MW×12.1%MW/Hz×1Hz　※系統定数は表○の平均値

＝　0.8107MW

LFC 調整力　＝　0MW

需要変動量　＝　総需要(MW)×需要変動率(%)

＝　6.7MW×0.51%

＝　0.03417MW

変動率　＝　57.4%

・風力発電のみ導入ケース

風力発電のみ導入ケースについて計算した結果を表 1-21 にまとめる。

太陽光発電と異なり風力発電は 24 時間発電可能であることから、総需要および需要変動率の想定は日間の需要データを用いて行った。また、風速データまたは風力発電出力データを用いて算出した変動率を用いる。

表 1-21　風力発電定格導入量算定結果

許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
3σ(99.7%)	160 kW	270 kW	550 kW	4.50 MW
2σ(95.4%)	250 kW	420 kW	840 kW	5.55 MW
σ(68.3%)	400 kW	680 kW	1360 kW	6.25 MW

・太陽光発電及び風力発電の最大導入ケース

PV と風力発電を組み合わせて導入した場合の最大連系許容量を、代数的手法および GRG 法を用いて算出した。その結果を表 1-22 に示す。PV 発電が可能な昼間帯に設定して計算を行った。

太陽光発電のみ導入ケース、風力発電のみ導入ケースと比べて再エネ合計値が大きくなっている。

表 1-22　太陽光・風力発電定格導入量算定結果

PV	許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
	3σ(99.7%)	130 kW	220 kW	450 kW	4.56 MW
	2σ(95.4%)	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW
	σ(68.3%)	290 kW	490 kW	980 kW	6.70 MW
WT	許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
	3σ(99.7%)	110 kW	180 kW	380 kW	4.56 MW
	2σ(95.4%)	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW
	σ(68.3%)	310 kW	520 kW	1040 kW	6.70 MW
RE合計（PV＋WT）	許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
	3σ(99.7%)	250 kW	400 kW	820 kW	4.56 MW
	2σ(95.4%)	360 kW	620 kW	1260 kW	5.85 MW
	σ(68.3%)	600 kW	1010 kW	2030 kW	6.70 MW

※四捨五入により太陽光発電と風力発電の合計値は一致しない場合がある。

(f) 留意点

一部繰り返しになるが、再エネ連系許容量を算定するうえで最も重要な要素は、周波数変動の発生リスクをどこまでとるかという点と、周波数の変動幅をどこまで容認できるかという点である。また、RE 導入を促進させるための系統対策として、蓄電池やフライホイールなどの系統安定化装置の導入を経済的に考慮したうえで検討する必要がある。

(g) 補足（需要変動率と再エネ変動率の算出方法）

需要変動率は 10 分間の移動平均値と実績値の際の標準偏差から算出し、RE 変動率は評価時間(10 分間)の最大値と最小値の差異を累積割合(percentile)で算出している。前者の需要変動はトレンド成分がある程度予測可能であるが、後者の RE 変動は予見可能な規則性がなく、予測技術は確立されていない。そのため RE 変動は評価時間(10 分)の変動量で評価する必要がある。予見性の有無の違いで両者の変動率算出の考え方に違いを持たせている。

(2) 発電機模擬による詳細シミュレーション

発電機の応動特性を細かに模擬することで、再生可能エネルギーの出力変動による周波数変動を定量的に算出できる。本手法にはモデル化するためのデータや専用のシミュレーションツールが必要である。日本ではシミュレーションツールとして、系統の動的解析が可能である電力中央研究所が開発した電力系統解析プログラム（Y法）や Matlab を一般的に使用している。これらのツールは熟練した技術と過去の実データを利用した発電機モデルのチューニングを要するため、

高い水準の技術習得が求められる。

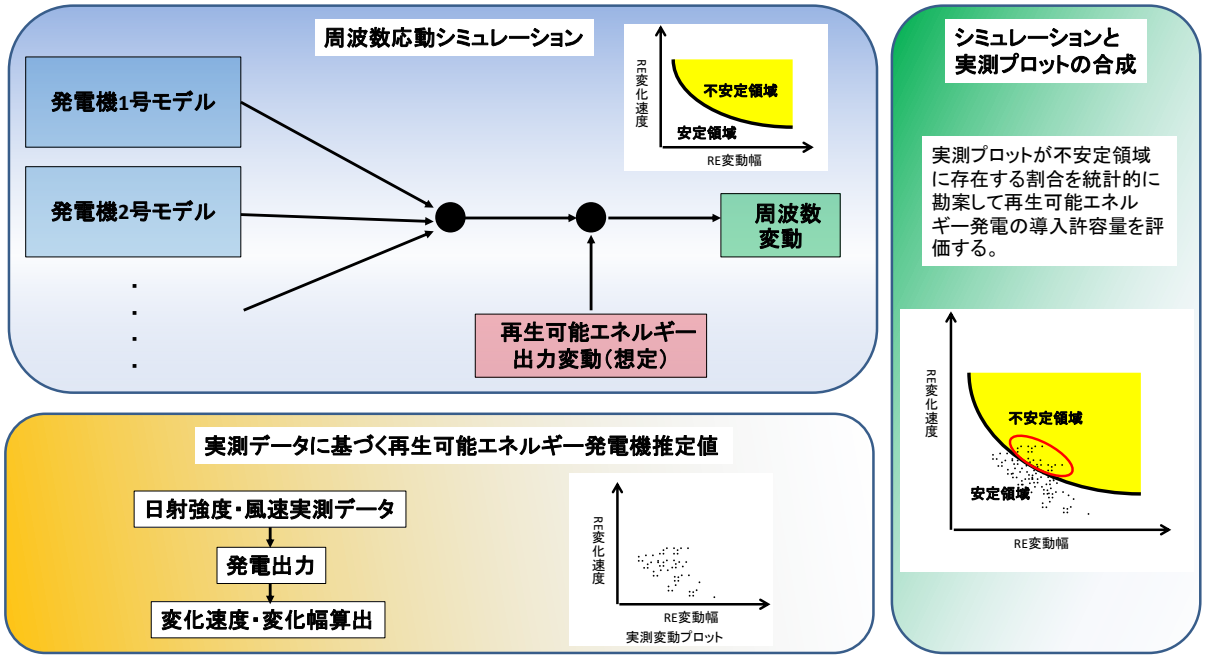


図 1-51 発電機模擬による詳細シミュレーションのイメージ

(3) 再生可能エネルギー連系拡大のための電力系統対策

ここでは、10～20 分程度迄の周波数制御領域において安定的に需給運用できる再エネの定格導入量を評価してきた。この導入量から更なる導入を目指す場合は電力系統の調整能力を増強する必要がある。そのための手法は以下の 3 つが挙げられる。

・既設ディーゼル発電機の調定率の改良（GF の改良） ⇒ 系統定数増加
・AFC 機能追加（既設ディーゼル発電機改造、蓄電池導入） ⇒ LFC 量増加
・蓄電池による再生可能エネルギーの変動率の縮小 ⇒ RE 変動率縮小

(a) 既設ディーゼル発電機の調定率改良（GF の改良）

ディーゼル発電機の調定率の感度をあげることにより周波数変動に対する感度があがり、結果として系統定数の値が大きくなる。そのため系統の許容調整残が大きくなることで再生可能エネルギーの導入量を増加させることができる。

(b) AFC 機能追加（既設ディーゼル発電機改造、蓄電池導入）

既設ディーゼル発電機の改造もしくは蓄電池による AFC 機能を追加することで LFC 調整力が増加する。

(c) 蓄電池による再生可能エネルギーの変動率の縮小

PV 出力変動に呼応して蓄電池出力を制御し、再エネの変動率を縮小することで、再エネ導入量を増加させることができる。

1.3.3 電圧変動

再エネの連系に伴う電圧変動の計算について説明する。

電圧変動を計算する目的の一つとしては、系統電圧の適正維持が挙げられることから、再エネの連系に伴う電圧変動値が適正な範囲内に収まっているか確認することが望ましい。なお、日本では以下のとおりグリッドコードが定められている。

【常時電圧変動対策】

発電設備等の送電系統への連系により、電力系統の電圧が適正値（常時電圧の概ね±2%以内といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、自動的に電圧を調整することができるように、自動電圧調整装置（ＡＶＲ方式など）や負荷時タップ切替変圧器などを設置していただきます。

一般に電圧変動率 ε は図 1-52 のような簡単な系統モデルでは、次の近似式で表せる。

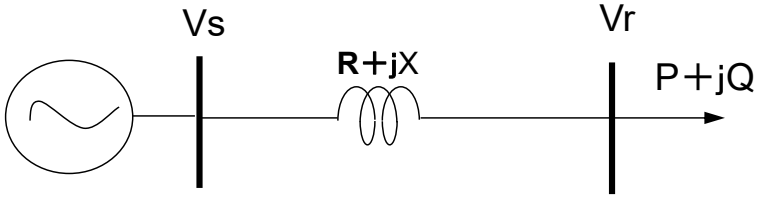


図 1-52　一機無限大系統

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{Vr} = \frac{R\Delta P + X\Delta Q}{Vr^2} \quad (\text{P.U.})$$

ここで、ΔV：電圧降下（$\Delta V = Vs - Vr = \sqrt{3}I(R\cos\theta + X\sin\theta)$）、Vs：送電端電圧、Vr：受電端電圧、R：電線の抵抗、X：電線のリアクタンス、ΔP：有効電力変化分、ΔQ：無効電力変化分

特に Vr=1.0［P.U.］とすると、上式を簡略化でき、

$$\varepsilon = R\Delta P + X\Delta Q \quad (\text{P.U.})$$

となり、電線インピーダンスおよび潮流のみにより電圧変動率を算出できる。

上式に基づき常時の電圧変動を再エネが最大範囲（最大出力と最小出力の差）で変化した場合の系統側の電圧変動率を求めることが可能である。

具体的に計算すると、以下のとおりとなる。計算条件および計算結果を表 1-23 および表 1-24 に示す。

表 1-23　計算条件

項目	計算パラメータ (P.U.)	備考
電線の抵抗 R	0.01065	
電線のリアクタンス X	0.09964	
有効電力変化分 ΔP	0.500	・100MVA ベース ・再エネ定格出力 50MW と仮定した。
無効電力変化分 ΔX	0.310	・100MVA ベース

		・力率 0.85 と仮定すると、 以下のとおり算出可能。 ΔP×tan（$\cos^{-1}$（0.85））＝31.0MVar

表 1-24　系統側母線　電圧変動率（簡易計算）

ε （100MVA ﾍﾞｰｽ）		ΔV(kV)
Pu 値	%値	(=ε ×66,000)
0.0362	3.62	2.39

※±２%以内を逸脱する場合、日本においては±２%を逸脱しないよう蓄電池等の対策を求めることがある。

②潮流計算シミュレーションによる確認

次に、再エネの最大出力変化に伴う系統側母線の電圧変動を、潮流計算シミュレーションにより確認する方法について説明する。潮流計算シミュレーションでは、各発電機の出力や端子電圧（PV 指定）、各変電所の負荷（PQ 指定）、系統モデルの構築（線路定数）等が必要となるが、系統全体を考慮した形で電圧変動を確認することが可能である（図 1-53 参照）。

具体的には既存の系統モデルに新規再エネ電源を連系したモデルを構築し、再エネの「解列」「併入」の 2 パターンについて潮流計算を行うことで、表 1-25 に示すように電圧変動率を求めることができる。

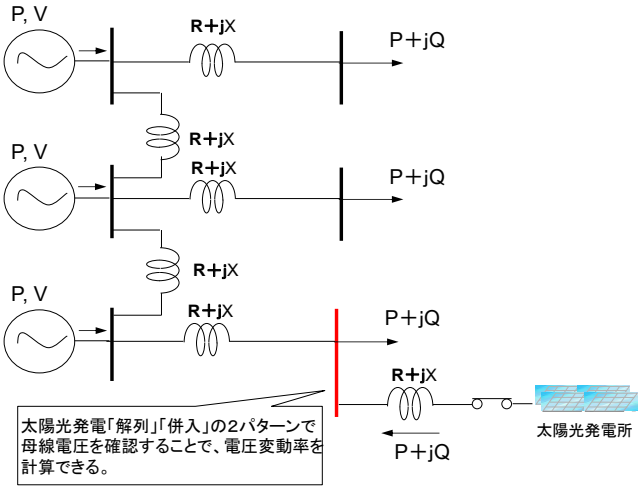


図 1-53　潮流計算シミュレーションのイメージ

表 1-25　電圧変動率の検討例

再エネの 系統連系状況	系統側の 母線電圧[kV]	母線電圧の差 ΔV [kV]	電圧変動率 ε ＝ΔV/V×100 [%]
解列	66.44	-1.07	-1.62
並入	67.51		

※電圧変動率ε が±２%以内に収まる。

1.3.4 余剰電力 (Homer software)

(1)概要

火力発電機は運用上の下限出力を有しており、それ以下に出力を下げることはできない。再エネ出力の増加により火力発電機の出力が下限に達した場合、それ以上の再エネ出力は余剰電力となり、周波数変動の項目で述べたとおり需給アンバランスによって周波数上昇を招く。

需給バランスシミュレーションを行うことで余剰電力の発生しない範囲で導入できる再エネ量を評価できる。需給バランスシミュレーションとは、1.3.2 周波数変動にて対象とした 10～20 分程度迄の周波数制御領域（いわゆる短周期変動）とは異なり、１時間毎の負荷変動や日射量及び風速に対する演算であり、いわゆる長周期変動の解析である。なお、一般に長周期変動の解析では、１時間以内、例えば数秒間や数分間などの短周期の出力変化などは含まれていないため、代数的手法等により別途短周期変動の解析を行う必要がある。

具体的には図 1-54 に示すようなフローで実施される。

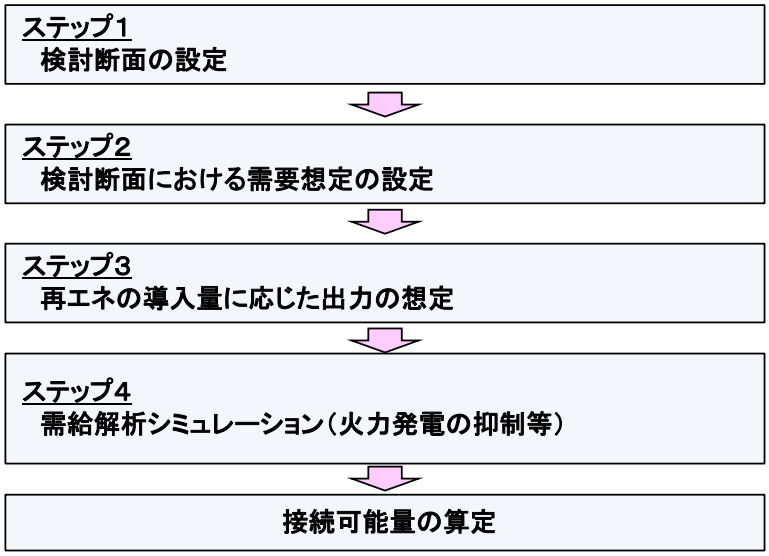


図 1-54　需給バランスシミュレーションフロー

・ステップ１（検討断面の設定）

需給解析シミュレーションでは年間（24 時間×365 日＝8760 時間）を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の観点から確認を行うことが望ましいことから、検討断面は年間に設定するとよい。図 1-55 にステップ１のイメージを示す。

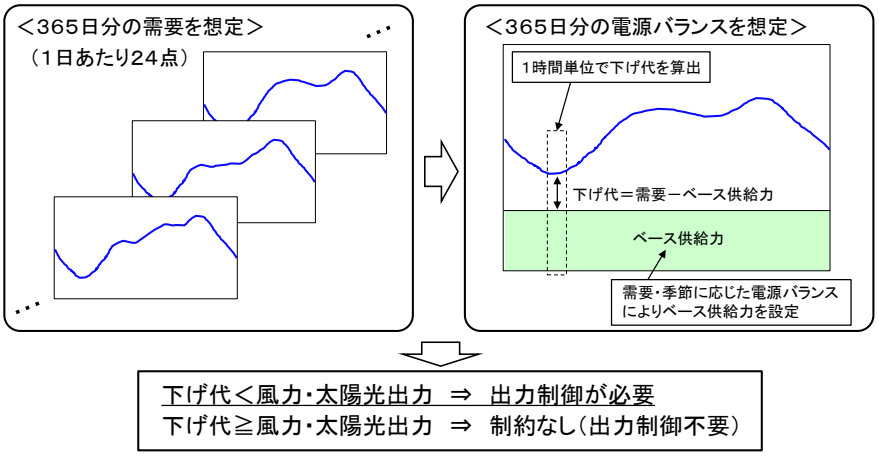


図 1-55　検討断面の設定イメージ

・ステップ２（需要想定の設定）

需要想定は、過去の需要実績に一定の需要増加を見込んで設定することが一般的であるが、需要増加が見込みに達しなかった場合、将来的に接続可能量が小さくなる可能性があることから、より確実な需要実績を採用することが望ましい。

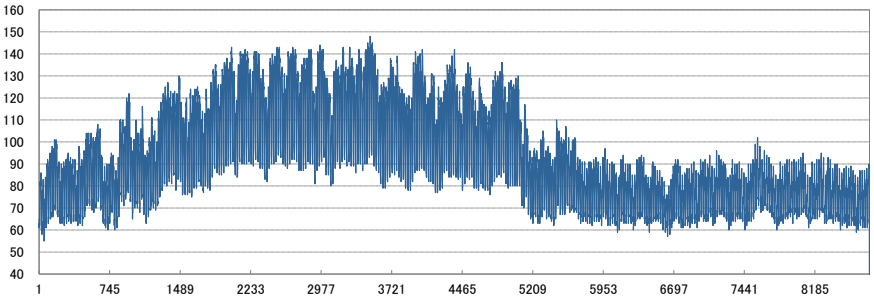


図 1-56　年間の需要実績イメージ

・ステップ３（再エネの導入量に応じた出力の想定）

日射強度データや太陽光発電出力データ、風速データや風力発電出力データから再エネの導入量に応じた出力の想定を行うことが望ましい。再エネ出力の想定イメージを図 1-57 に示す。

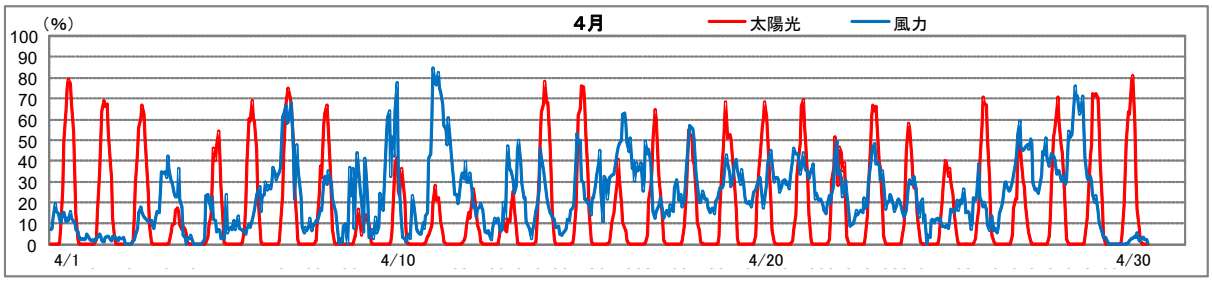


図 1-57 再エネ出力の想定

・ステップ４（需給解析シミュレーション（火力発電の抑制等））

安定供給の観点から、設備仕様やピーク需要に対応するための供給力等を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは最低出力、それ以外は停止とする。

図 1-58 に日本の沖縄本島系統における需給解析シミュレーション結果のイメージを示す。この図は最も需要が小さいある一日を示しており、昼間の需要は 74.3 万 kW である。安定供給や設備仕様の観点から必要なベース供給力は 10 万 kW 程度の発電機 5 台、47.2 万 kW となる。PV については設置された日射計のデータから PV 出力を計算し、WT については 5 サイトの出力データ実績から WT 出力を計算している。それらを合計すると 45.7 万 kW の出力想定となっている。よって、需要からベース供給力を差し引くと 74.3－45.7＝27.1 万 kW となり、再エネ出力 45.7 万 kW より小さいため、再エネの出力制御 18.6 万 kW が必要となる。このような計算を 1 年間分実施し、再エネの抑制日数や抑制量等により接続可能量を評価することが考えられる。

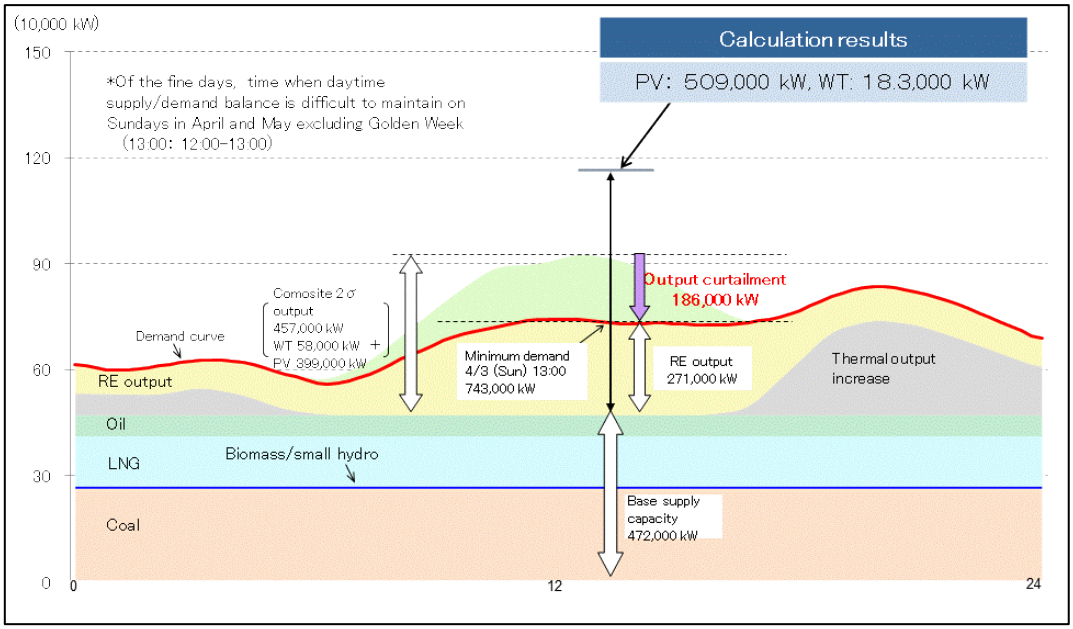


図 1-58　需給解析シミュレーションのイメージ

(2)需給バランスシミュレーション

ここでは、シミュレーションソフトとして世界中で広く利用されている HOMER PRO を用いたシミュレーション結果について具体的に説明する。なお、他のシミュレーションソフトであっても解析の考え方に違いはないと考える。

＜参考：HOMER について＞

HOMER PRO は、1 年間、8,760 時間の各時間帯のエネルギーバランスを計算し、シミュレーションを行う。HOMER は各時間の電力需要と、システムが供給できるエネルギー量を比較し、システムの各構成機器からのエネルギーフローを計算する。蓄電池または発電機があるシステムでは、各時間帯において発電機をどのように運転すべきか、蓄電池を充電又は放電すべきかを決定する。

HOMER は、ユーザーが検討している各システム構成が実現可能かも同時に判断する。ユーザーの指定した条件下で電力需要と見合うかどうかを判断し、プロジェクトの全期間にわたるシステムの設置や管理にかかる費用を見積もることもできる。システムの費用計算を行う際、建設費、交換費、維持管理費、燃料費などの費用、利子が対象となる。

HOMER では以下のデータ等を設定できる。

・負荷データ：8760 時間（年間の 1 時間）のデータ
・日射強度データ：8760 時間（年間の 1 時間）のデータ
・風速データ：8760 時間（年間の 1 時間）のデータ
・ディーゼル発電機：ディーゼル発電機の定格出力、低出力運転範囲
・太陽光発電：変換効率、傾斜角度、方位角度
・風力発電：出力特性カーブ

※高い精度のシミュレーション結果を得るためには、上記の各データは可能な限り現実に沿った実測値が望ましい。但し、そのような実測値がない場合には類似したデータや想定値を用いることもできる。

シミュレーション結果の説明を行う前に対象とした電力系統の年間負荷データを図 1-59 に、再エネ出力を図 1-60、発電機仕様を表 1-26 に示す。マーシャルの Wotje 発電所を例に記載する。

年間最大負荷は約 160kW であり、年間を通じて 40～110kW で推移する。停電回数（時間）：24 回/年、118 時間/年（2013 年）である。日射強度および風速データを図 1-35 に示す。PV についてはパネル特性（面積、変換効率等）に加え、設定した設備容量に応じて出力を HOMER にて算出する。風力発電については、風速データ計測高さの風速をナセル高さに計算する必要があり、HOMER にて風速の変換後、出力特性カーブに従った出力を計算する。DG は 2 台であり、運転範囲や運転切替の条件を設定することが望ましい。

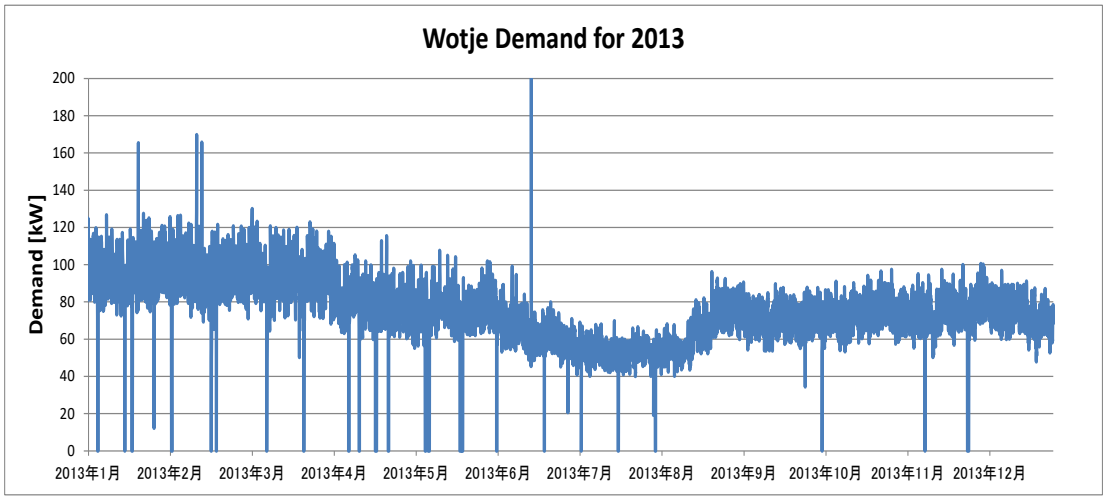
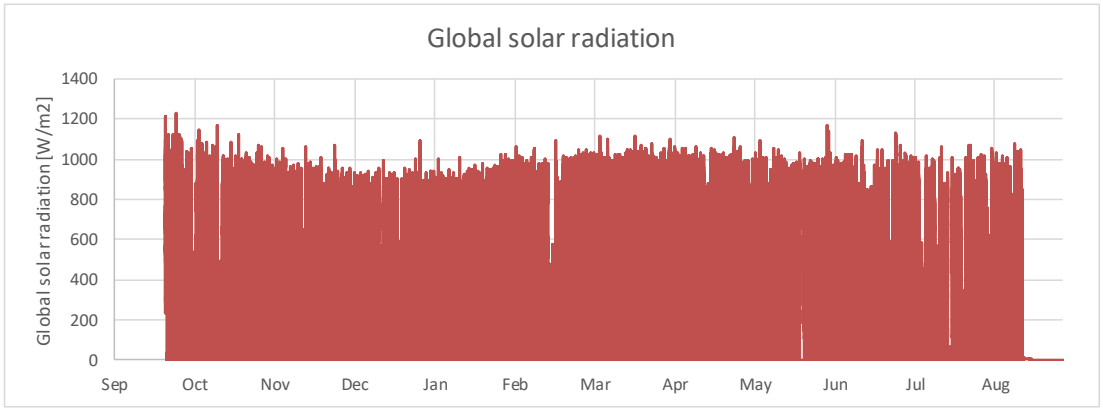


図 1-59　2013 年負荷推移



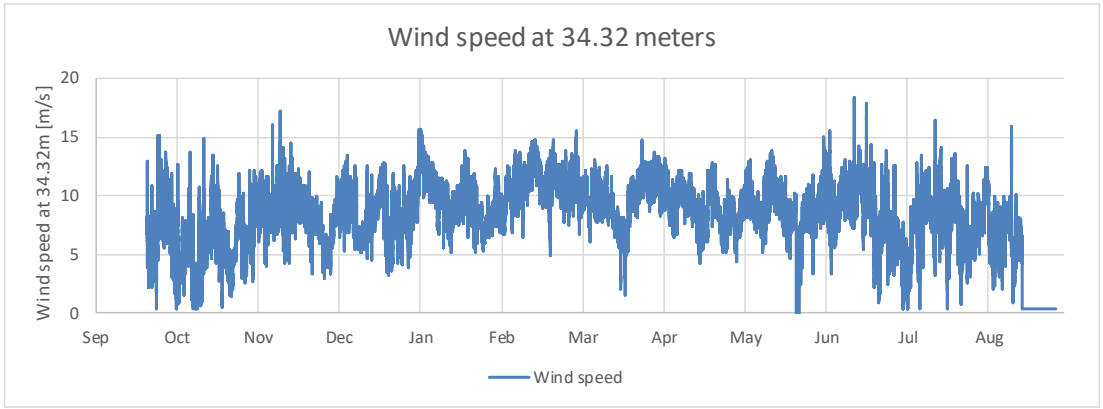


図 1-60　再エネ出力

表 1-26　発電機仕様（Wotje 発電所）

Engine#	1	2
NAME PLATERATING（kW）	275	275
Maximum output (kW)	275	275

ケーススタディとして、PV50kW を導入した場合、100kW を導入した場合のシミュレーションをそれぞれ実施した。シミュレーション結果を図 1-61 および図 1-62 に示す。

PV50kW では余剰電力は発生しない結果となったことから、ディーゼル発電機が下げ代に達していないと考えられる。このような結果が得られた場合、長周期変動の制約は無いと評価されるため、更なる再エネ導入を見込める。また、太陽光発電による供給割合は 7.26%であった。例えば、供給割合の目標があるならば、供給割合を満足するよう太陽光の導入容量を増加し、シミュレーションを行い、必要な導入量を見積もる必要がある。

PV100kW では需要が小さくなる 7 月～8 月にて比較的多く余剰電力が発生する結果となった。年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.42%発生する結果となった。太陽光発電による供給割合は 14.05%である。

次に風車を加えた場合のハイブリッドシステムの場合を図 1-63 および図 1-64 に示す。WT50kW ではほとんど余剰電力の発生は見られないが、WT100kW では年間を通じて余剰電力が生じる結果となった。これは需要に対する WT 導入量が大きいためである。

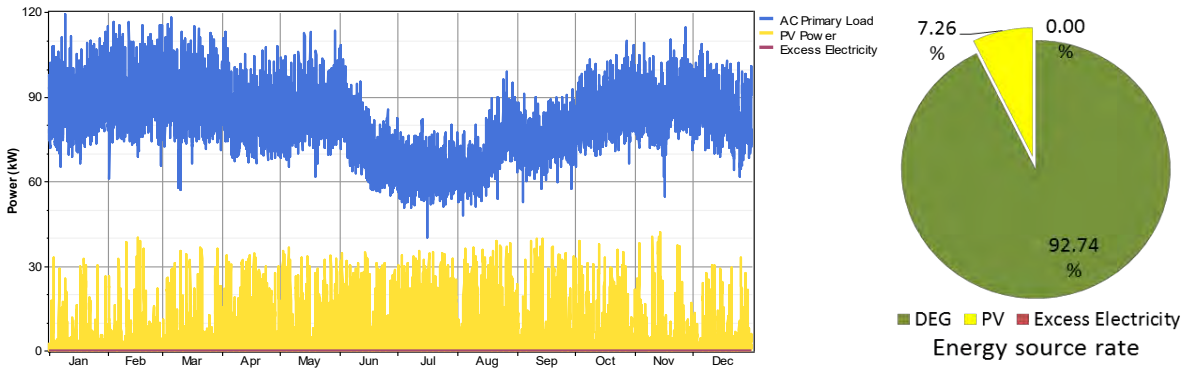


図 1-61　PV 導入シミュレーション（50kW）

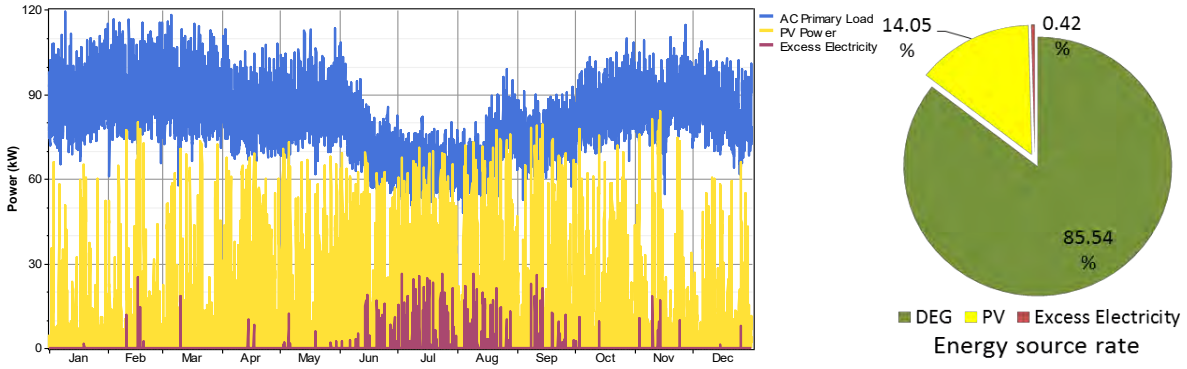


図 1-62　PV 導入シミュレーション（100kW）

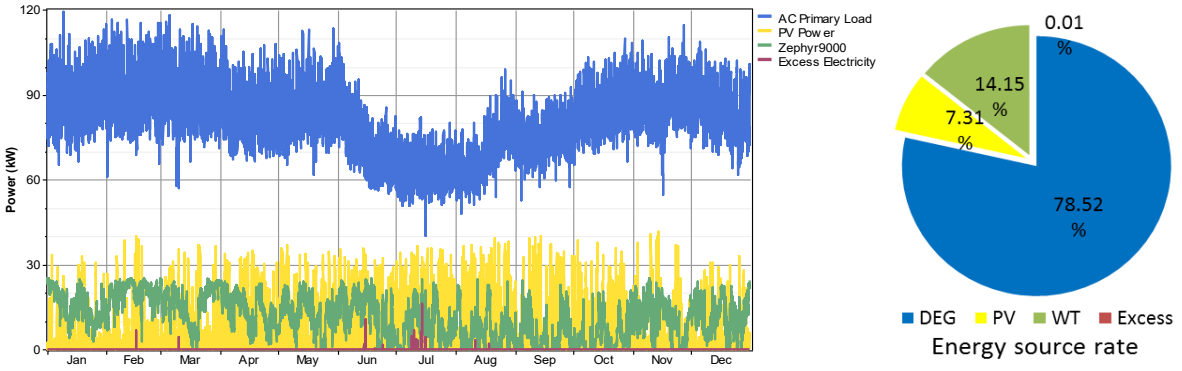


図 1-63　PV+WT 導入シミュレーション（PV50kW+WT25kW）

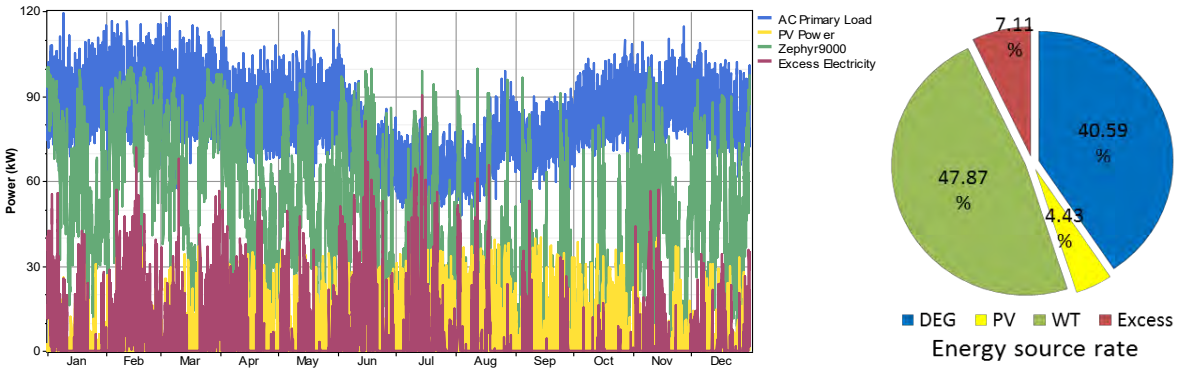


図 1-64　PV+WT 導入シミュレーション（PV50kW+WT100kW）

1.4 再エネ統合のロードマップの計画方法論

1.4.1 計画方法論の概要

再エネ（特に、変動性電源 VRE: Variable Renewable Energy）導入率を高めるためには、再エネおよび可制御負荷の自動制御を含めた適用可能なすべての技術を組み合わせた長期的な再エネ統合計画を策定する必要がある。図 1-65 に小規模系統における再エネ導入率を高めるためのロードマップの考え方の例を示す。電力貯蔵装置等の従来型の系統技術に加えて、エネルギーマネジメントシステム（EMS）、出力予測及び出力抑制、可制御負荷の制御による DR 技術についても、費用対効果の高い再エネ導入を得るために段階的に導入される。また、これらの技術は開発が進められているため、技術開発動向や価格低下状況を考慮した上で、ロードマップは常に更新されるべきものである。

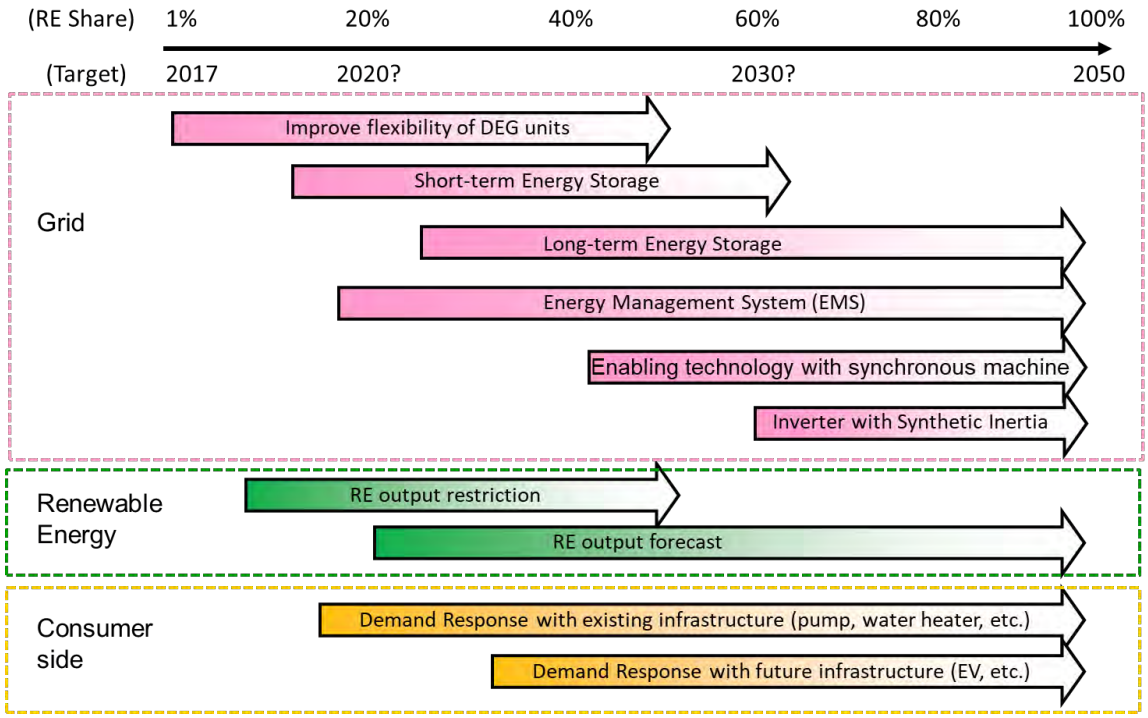


図 1-65 再エネ導入率を高めるためのロードマップの考え方

表 1-27 に小規模系統における再エネ導入率向上に関する典型例を示す。これはディーゼル発電機や再エネの運用、必要な安定化技術、電力系統制御等の基本的な考えに基づく。安定化技術とはハイブリッドシステムに導入されるディーゼル依存度低減や電力品質及び信頼性を保つための技術を指す。いくつかのステップについては系統規模や再エネ導入において得られる資金等に応じて省略できると認識される。

Table 1-27 再エネ導入率向上に関する典型例

	Stage 1	Stage 2	Stage 3	Stage 4	Stage 5
分類	DEG のみ	再エネ導入	再エネ導入拡大	断片的な DEG 停止	再エネ 100%
方法	DEG 及び系統運用の効率化	長周期対策用電力貯蔵装置の導入を回避する	再エネ出力抑制の導入による電力貯蔵装置の最小化	同期化力及び事故電流の補強。可能な限りの再エネの多様化。	DEG は非常用途、もしくは電力貯蔵装置の容量低減のために使用
ディーゼル	DEG は常時運転	DEG の予備力は常にすべての需要を満たすように運用される	DEG の予備力はすべての需要を満たすように運用されない場合もある。下げ代は Stage1/2 よりも低い。	再エネ導入率が高い断面で、すべての DEG の停止。	DEG はほぼ停止しており、非常用。
再エネ	再エネは未導入もしくは影響を及ぼさな	再エネは導入されているもの系統に対し	再エネ導入率（kW/kWh）は大きくな	再エネの更なる導入及び多様化	再エネの更なる導入及び多様化

	い程度に限られている	て大きな影響を及ぼさない	る。		
安定化技術	不要	限定的な導入	DEG の代替となる短周期対策のための系統安定化装置が必要となる。	DEG の代替となる中周期(数時間)対策のための系統安定化装置が必要となる。	DEG の代替となる長周期対策のための系統安定化装置が必要となる。
系統制御	基本的に手動制御	再エネ導入率の高い断面における出力抑制	複数の電源を制御するために自動制御された EMS の導入	EMS の更なる精巧化が必要。	EMS の更なる精巧化が必要。

初めに、DEG ユニットの保守運用状況は Stage1 の再エネ導入に続いて改善されるべきものである。一般的に、火力発電における「柔軟性」とは、1）出力下限値、2）ある一定時間における出力変化率、3）発電機及び原動機の始動時間で定義される。適切なメンテナンスによる上記事項の改善により、安定化技術（電力貯蔵装置、同期調相機、ダンプロード等）の出力や容量はある程度減らすことができる。更には、再エネの導入に切り替えるのではなく、既存 DEG の保守運用の状況を調査・改善することが初めに必要である。

(1) Minimum power output
By keeping the good O&M conditions, the output of DEGs shall be controlled 50～100% of their rated capacity.

(2) Change rate of power output
It may be possible to improve the change rate of power output by adjusting speed governor setting. In case mechanical governor is employed, it is recommended to replace with electronic governor. High-speed DEG is considered in case of replacement.

(3) Start-up time
Capacity of energy storage system can be saved with shorter start-up time.

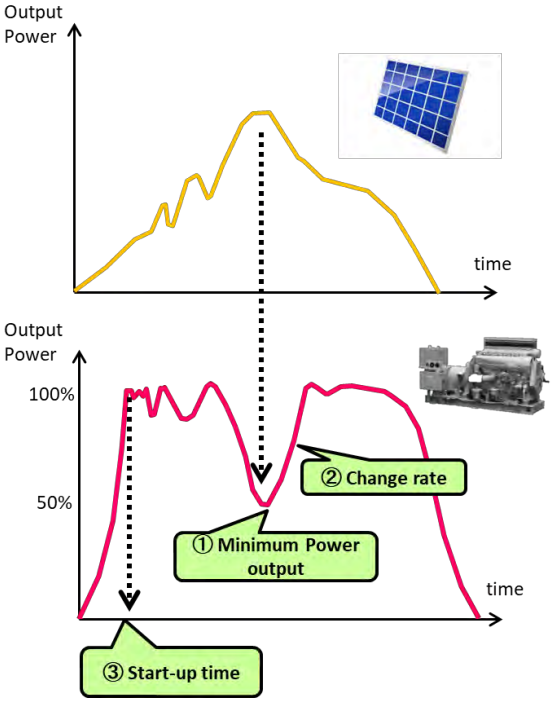


図 1-66　DEG ユニットの柔軟性改善

Stage2 において、再エネ設備は発電コストの上昇を抑えるために、必要最小の安定化技術とともに導入される。一般的に、電力貯蔵装置には 2 種類あり、その目的は再エネからの電力出力の短期的または長期的変動の緩和のためである。用途に応じた適切な技術を適用し、電力貯蔵装置の容量を最小化することを推奨する。特に、長周期対策用の電力貯蔵装置は、再エネ出力予測、EMS、デマンドレスポンス等のその他の技術を優先し、できるだけその導入を遅らせる、あるい

は避けた方が良い。例えば、クラウドカメラシステムが導入された EMS がキリバス共和国のタラワ環礁で承認されている。これは大規模電力貯蔵装置の導入を行わないシステムである。

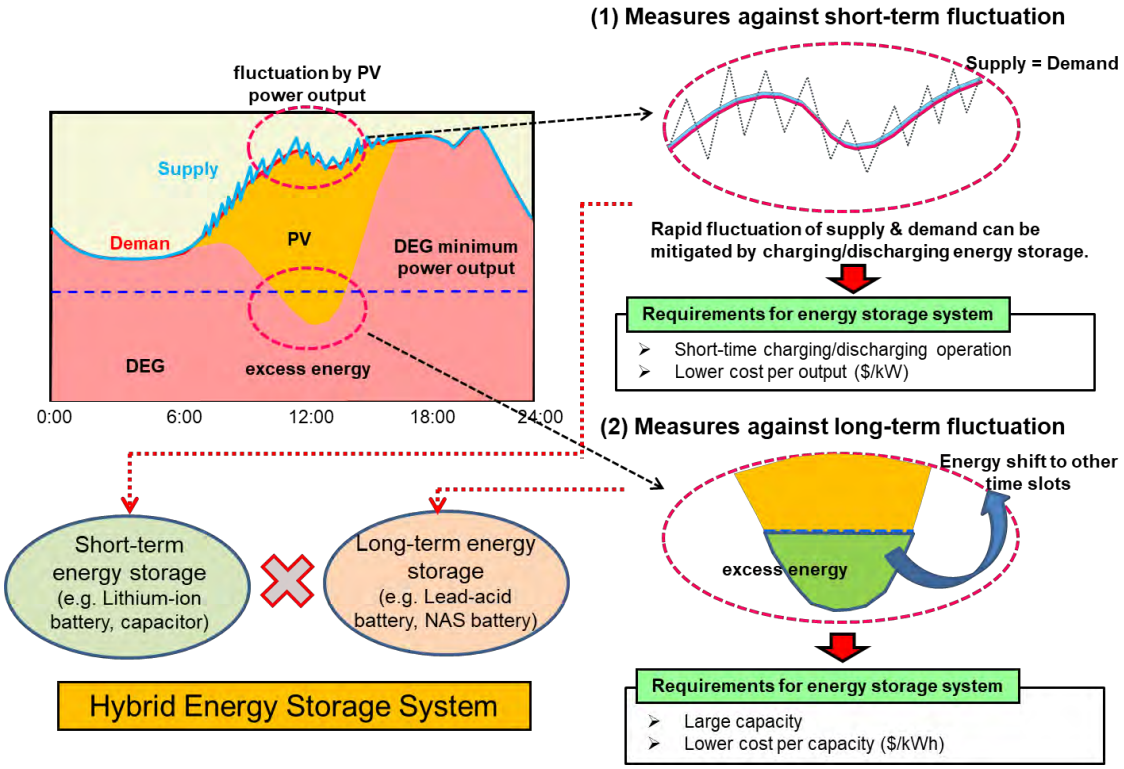
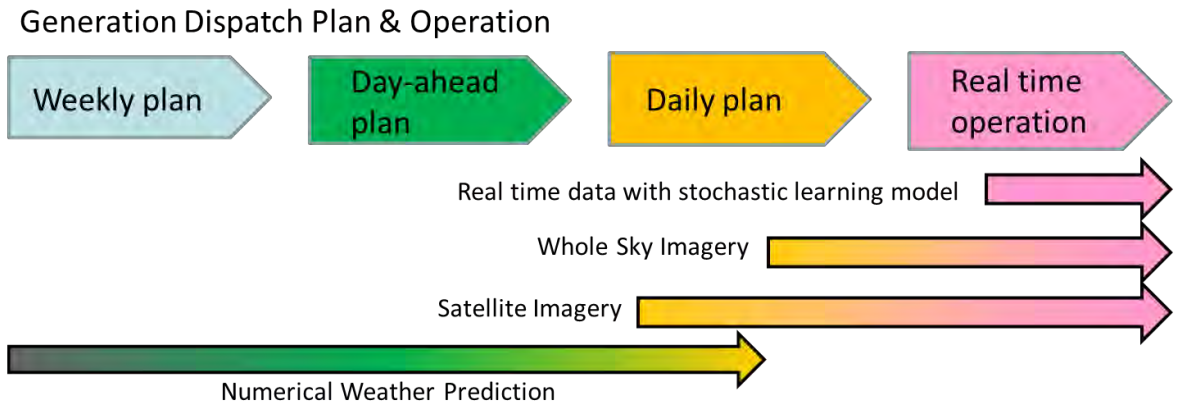


図 1-67　Integration with Energy Storage



Technology	Sampling rate	Spatial resolution	Spatial extent	Maximum forecast horizon	Application
Stochastic learning model	High	One point	One point	Several minutes	Baseline
Whole sky imagery	30 seconds	10 to 100 meters	3 to 8 km radius	10 to 30 minutes	Ramps, frequency regulation
Satellite imagery	15 minutes	1 km	65˚S to 65˚N	5 hours	Load following
Numerical weather prediction	1 hour	2 to 50 km	World wide	10 days	Regional power prediction

図 1-68　再エネ出力予測システムの技術オプション

Stage3 においては、再エネの更なる導入拡大が行われる。この段階では、自動制御型の EMS の導入により電力貯蔵装置の容量最小化することが推奨される。自動制御型の EMS では、多様な発電機、電力貯蔵装置、ポンプや電気給湯器、EV 等の可制御負荷を監視制御する。再エネや電力貯蔵装置の導入拡大を見据えた、将来的な EMS の機能拡充についても検討する必要がある。

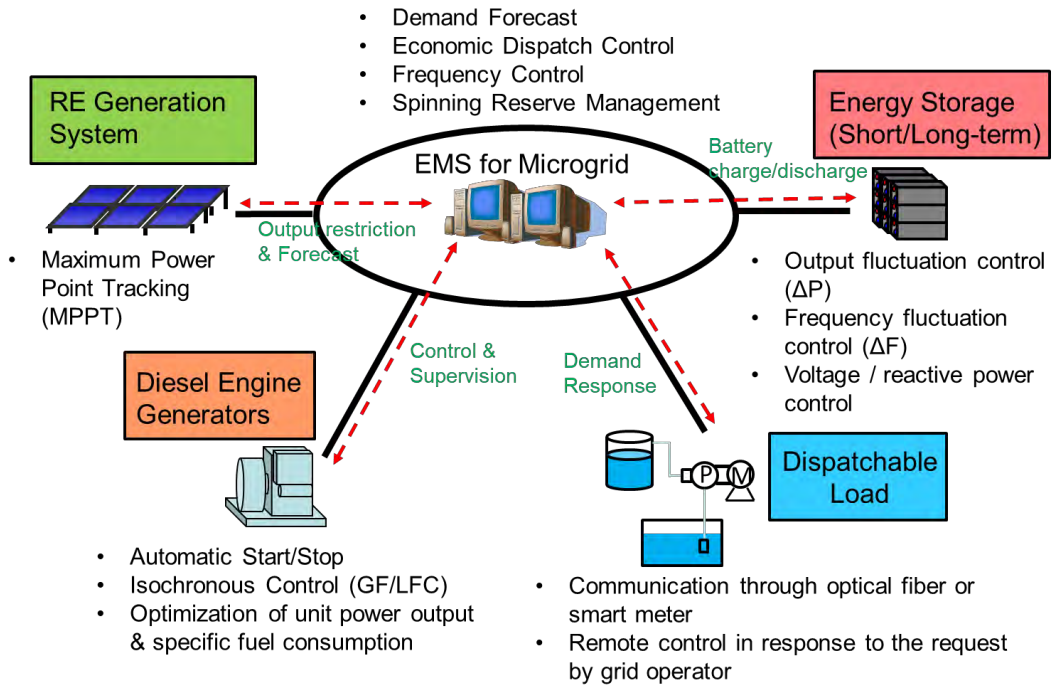


図 1-69 エネルギーマネジメントシステム（EMS)の概要

Stage4 では、すべての DEG は再エネ率が高い断面で停止する。この段階においては、同期調相機や MG セット、フライホイール等の安定化技術は系統の同期化力や事故電流を維持するために必要となる。またより精巧化された EMS が必要となる。

安定化技術を更に導入し再エネ率を高めていく段階においては、DEG が常時停止し、非常用途として維持される再エネ 100%（Stage5）も考えられる。

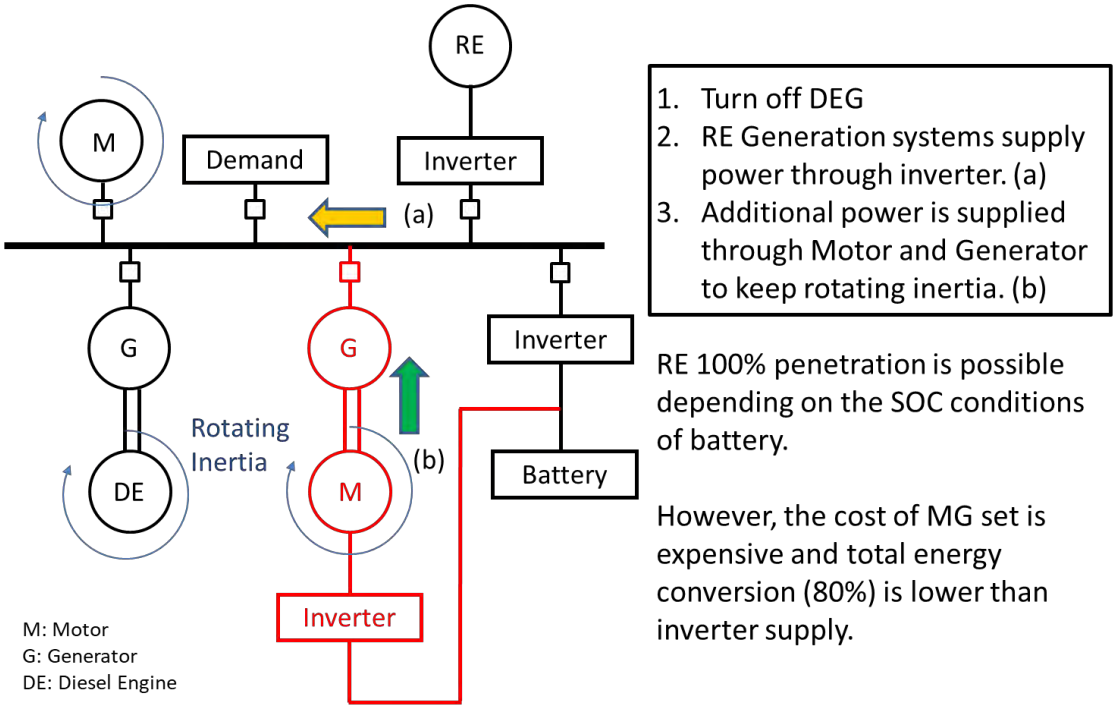
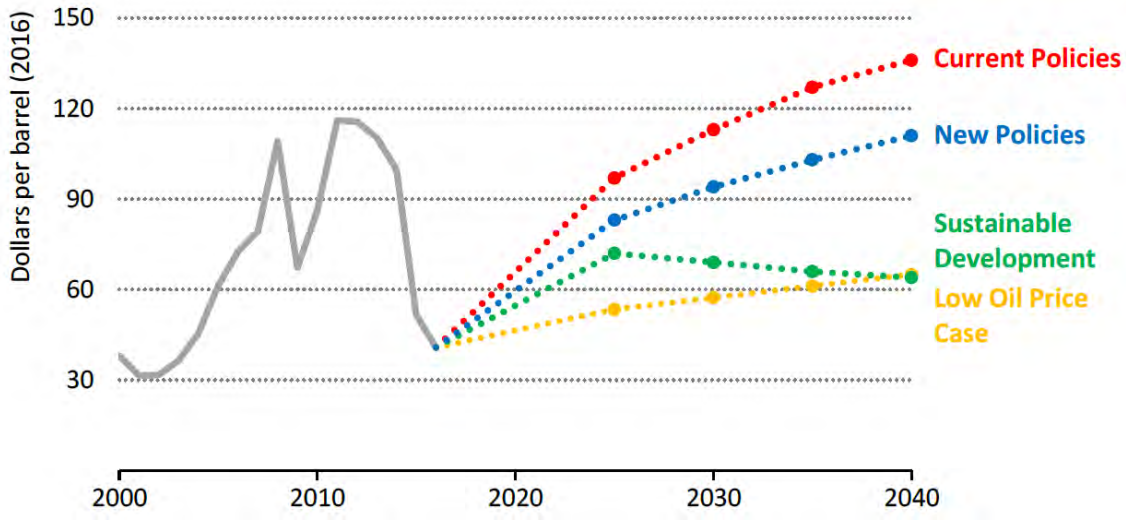


図 1-70　MG セット導入例

1.4.2 入力と想定

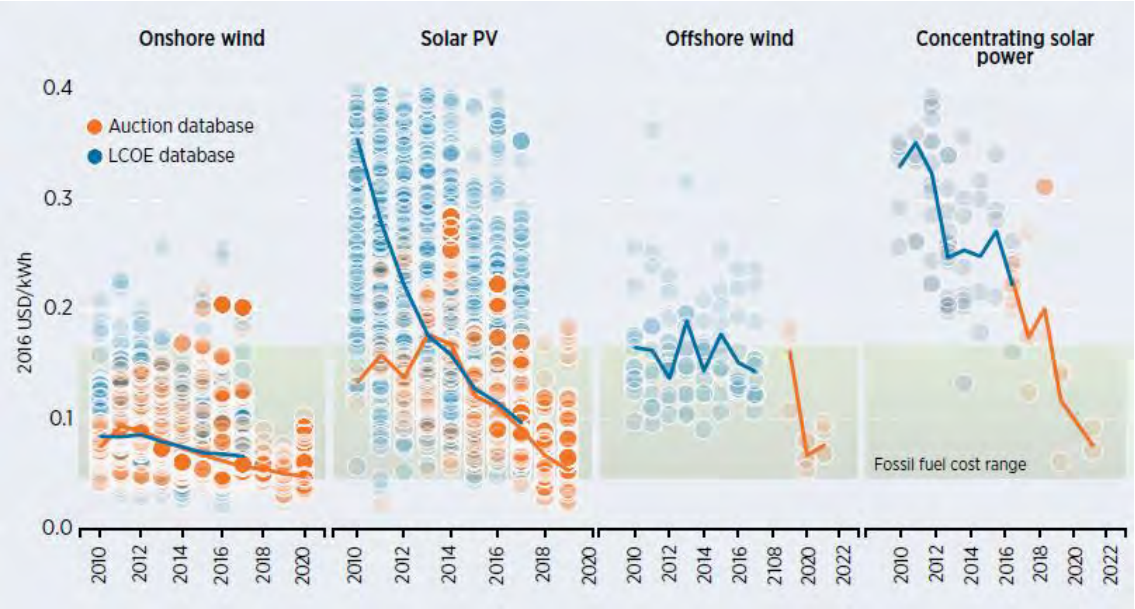
最も経済的なシステム構成を検討する技術経済解析では再エネロードマップの重要な評価を行う。HOMER や RETScreen 等のシミュレーションソフトは、1 年間の需要負荷、自然データ（日射強度、風速）を入力する必要があり、再エネや電力貯蔵装置を含む異なる電源の構成を最適化する。また、ディーゼル燃料費、PV システム、電力貯蔵装置等の経済指標を想定する必要があり、これらの指標が解析結果へ大きな影響を与えることを認識しなければならない。更には、最終的な評価は様々な経済指標を想定した感度分析によって保管される。

これら重要な指標の予測例、原油価格の上昇傾向、RE 技術のユニット発電コストの低下、バッテリ技術の導入コストを下図に示す。



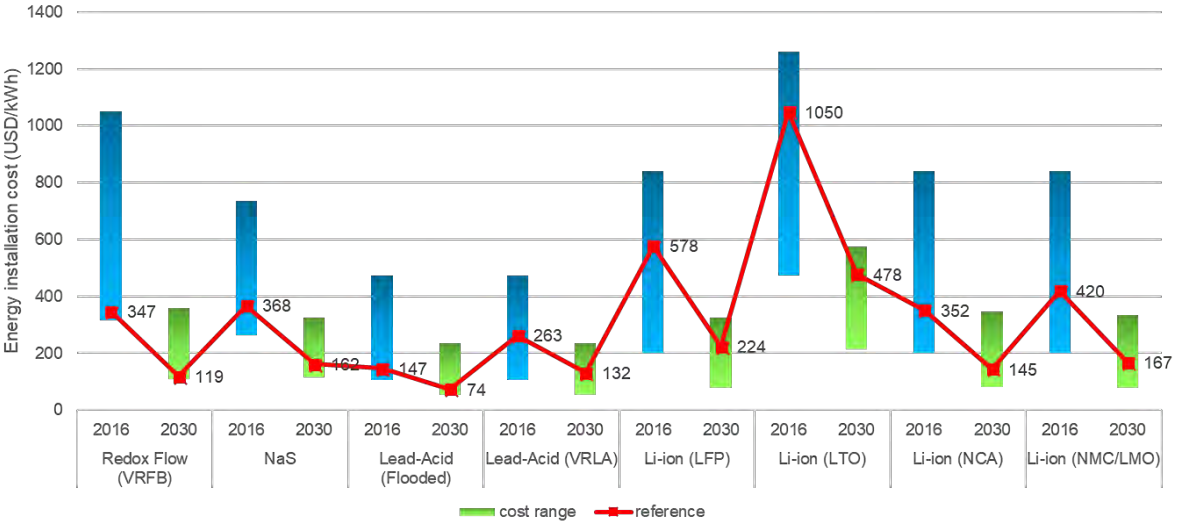
(Source: World Energy Outlook 2017 (IEA))

図 1-71　異なるシナリオによる燃料価格予測



(Source: Renewable Power Generation Costs, IRENA 2017)

図 1-72　再エネ技術の発電コスト



(Source: Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030 (IRENA))

図 1-73 蓄電技術の導入コスト

1.4.3 系統規模に関する考察（信頼性、サービス品質）

再エネ導入のロードマップについては系統規模、求められる電力品質や信頼性を加味する必要がある。図 1-75 に示すとおり、一般的には、小規模系統において求められる電力品質や信頼性は、主要な系統より低い。加えて、安定化技術を含めた再エネの合計容量および初期コストは比較的小さくなる。更には、図 1-76 に示すとおり、すでにいくつか Stage5 に達している例もある。現在最も多い Stage は図 1-74 における①もしくは②である。将来的には、電力貯蔵装置の価格低下を受けて③や④に移行すると見込まれる。

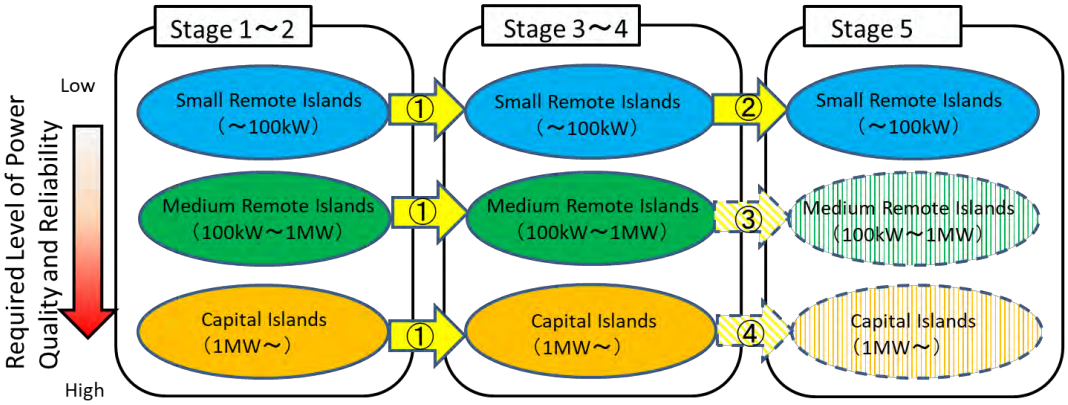


図 1-74　Transition of Penetration Stages in accordance with Island Capacity

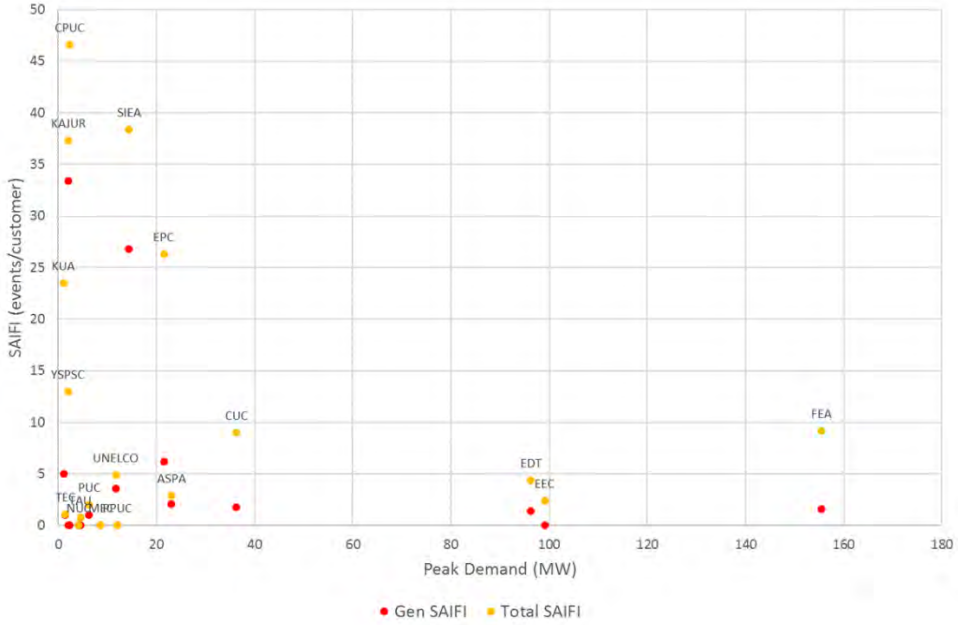


図 1-75　SAIFI in PICs

Tau Island (American Samoa)



(System Constitution)
- PV (1400kWp)
- Litium Ion Battery (750kW/6000kWh)
  (Battery Cells: Panasonic)
- DEG (320kW × 3、150kW × 1)

(Outline)
- 3 Villages with 203 homes (790 peoples)
- Peak demand 229kW, Annual power output 1.3 million kWh (3,600kWh per day)

(Generation Cost)
Original cost with 100% of DEG (65USc/kWh) has been reduced to 32USc/kWh with PV and Battery. Subsidy for tariff has also been cut from 37USc to 4USc.

(RE rate (kWh) (2017))

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
RE rate	98.4%	97.0%	99.0%	91.2%	89.9%	99.6%

(Maintenance System)
Free replacement of batteries after 10 years and free maintenance service for 20 years by TESLA

Most advanced example for Diesel-Off operation system through the falling cost of Battery

図 1-76　Example of Small Remote Island under Stage 5

1.4.4 小規模島しょ系統への再エネ導入ロードマップ

小規模島しょ系統における電力需要は一般的に単相家庭需要となっている。但し、いくつかの負荷はより複雑であり、空調や洗濯機が含まれる。小規模系統における一般的な負荷は電灯、換気扇、テレビ、パソコンや調理機器である。周波数や電圧の変動に対して敏感な工業負荷はない。パッケージ型の高速 DEG が多く採用されており、低圧・中圧の架空線や地中線により電力供給されている。

1-4-3 節で記載のとおり、中～大規模の島しょ系統に求められる電力品質や信頼性は小規模系統よりも高い。そのため、電力供給の支障や制限は受け入れられない場合がある。小規模系統における安定化技術はインバータ・バッテリー技術に強く依存する。本技術では、有効電力及び無効電力、電圧及び周波数制御、更には再エネ出力が低い場合にも電力供給できるほど充電できることが前提である。

上記の状況を鑑みると、小規模系統への再エネ導入に対するアプローチは、表 1-27 の Stage1 から直接 Stage5 に移行することが考えられる。Stage1 における既存の DEG による集中管理から、100%に近い再エネと電力貯蔵装置による集中管理への移行である。これには低圧・高圧のスイッチング機器、昇圧トランス、家庭用のすべての機器を制御できるシステムも含まれる。上記のアプローチは、小規模系統で再エネと蓄電池、簡単な制御システムの構成で推奨される。また、この例はツバルやクック諸島の離島等で効果は多く確認できる。

1.4.5 大規模系統における再エネ導入ロードマップ

一般的に、大規模島しょ系統では複雑で集中化された発電所があり、配電系統が構築され、これにより電力供給を行っている。この環境においては、再エネ 100%を単純に行うことは経済的にも、技術的にも困難である。通常は、10 年以上の長期的なアプローチで、段階的なロードマップを策定する必要がある。また、ロードマップは再エネ目標に対して、再エネ、DEG、安定化技術の非効率及び過剰な投資を避ける必要がある。

(1) Stage-1 (DEG のみ)

すべての電力需要は DEG にて供給される。運転中の DEG の合計容量は予備力を持って需要より常に大きい。突然の負荷変動については DEG の出力増減またはユニットの発停止により調整を行う。それぞれのユニットは通常 40～50%の出力下限値を持っており、その値に達した場合、燃料消費率は極端に悪化し、機関の寿命も短くなる。また、需要曲線は常に DEG の定格出力と出力下限値の間を取る。

1-4-1 節で述べたとおり、Stage1 において DEG の保守運用状況を詳細に確認し、今後の再エネ導入を見越した改善が求められる。

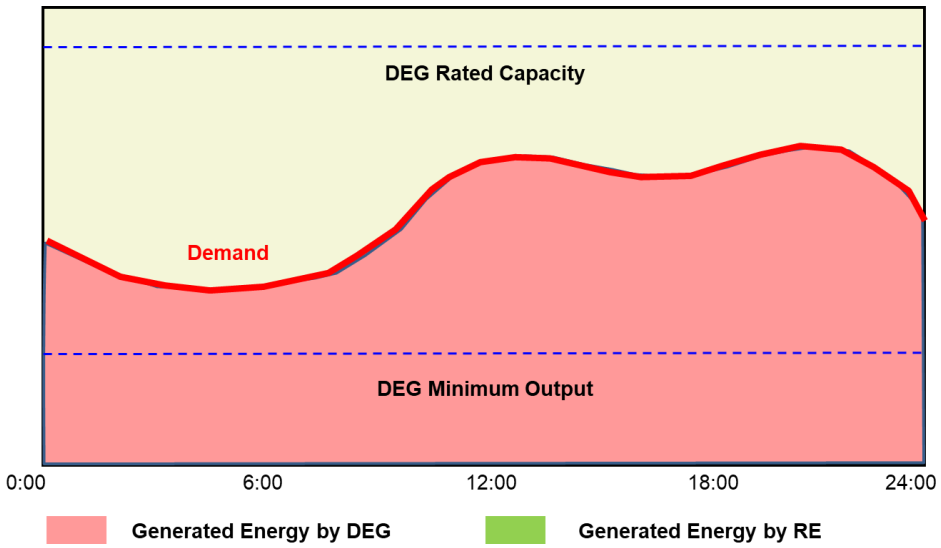


図 1-77　Stage 1 における需給例

(2) Stage-2 (再エネ導入)

Stage2 では、再エネ率は低く、ほとんどの電力供給及び電力品質の確保は DEG により行われている。DEG により再エネの急峻な出力変動や脱落があった際にも需要を賄えるように系統運用される。この段階では、DEG の燃料消費量を削減する効果は Stage1 とあまり変わらないが、再エネの系統に与える影響も小さい。Stage2 の段階までは、手動での系統運用は問題なく行える。

Stage1 と同様に、DEG ユニットの出力調整には限界があり、この出力下限値により長周期面での再エネ導入制約が発生する。この制約は DEG の運転台数を減らすか、安定化技術を導入することにより解決できるが、長周期対策用の電力貯蔵装置の導入に関しては、現状ではとても高価なため、慎重な検討が必要となる。そのため、長周期対策用の電力貯蔵装置の導入を行うよりは、許容できる範囲で再エネの出力抑制を行うことが推奨される。

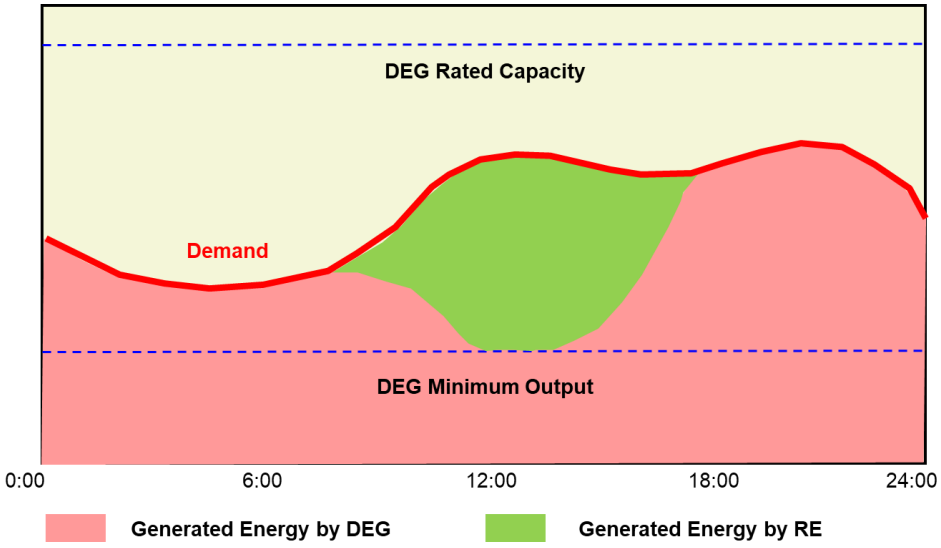


Fig. 1-78　Stage 2 における需給例

(3) Stage-3 (再エネ導入拡大)

更なる再エネ導入を促進するために、次第に DEG を停止する段階となる。Stage1 及び 2 において DEG により補償されていた瞬動予備力は、再エネの余剰電力あるいは電力貯蔵装置より供

給される。この瞬動予備力は、DEG の追加起動・併入までの 10～20 分以下の供給力が求められる。また、短周期変動に対して DEG を代替する、高出力型の電力貯蔵装置やダンプロード、デマンドレスポンス、自動化された EMS 等の安定化技術が必要となる。

再エネの増加により、供給バランスは DEG と同じ割合かそれよりも大きくなる。DEG によりすべての電力需要を常に賄うことができないので、追加の安定化技術により電力品質及び信頼性の確保をする必要がある。Stage3 において、運転中の DEG の合計容量はほとんどの時間で需要より小さくなり、Stage1 及び 2 と比較して、DEG の出力下限値は小さくなる。そのため、再エネ導入代は増えることになる。

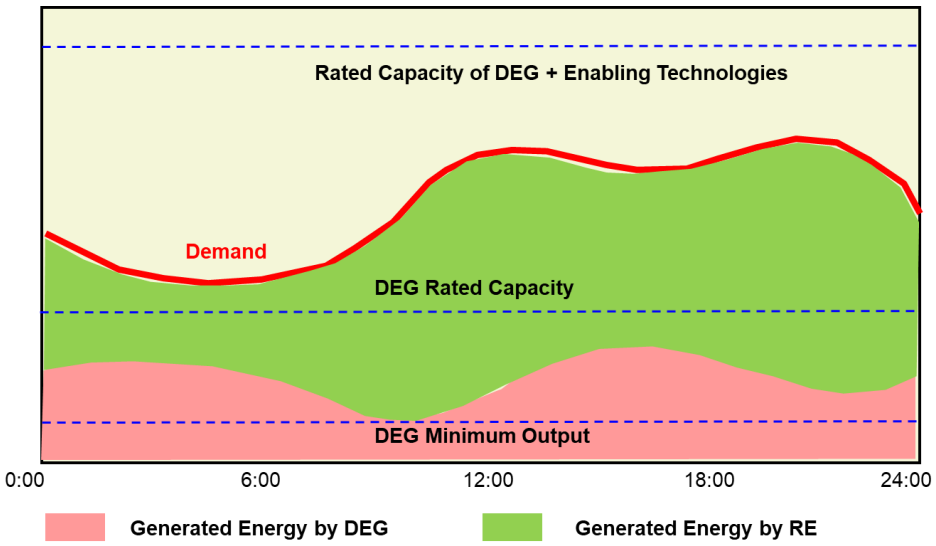


Fig. 1-79　Stage 3 における需給例

(4) Stage-4 (限定的な DEG の停止)

再エネ導入量が需要に対して十分な断面においては、すべての DEG は停止し、安定化技術により電力品質及び信頼性を担保する。再エネの合計容量は Stage3 よりも増加する。大規模なダンプロードや同期調相機、EMS、長周期変動対策用電力貯蔵装置が必要となる。

この段階では、島内需要のほとんどを再エネにより賄われる。言い換えれば DEG は再エネ出力が低い際に運転される。安定化技術は DEG なしでもすべての電力供給が行う能力を十分に有する必要がある。課題としては、長周期対策用の電力貯蔵装置のコストであり、これは有効電力及び無効電力の供給、周波数制御に不可欠な設備である。同期調相機あるいは MG セットにて故障電流の供給、慣性力の維持、無効電力補償が実施可能である。

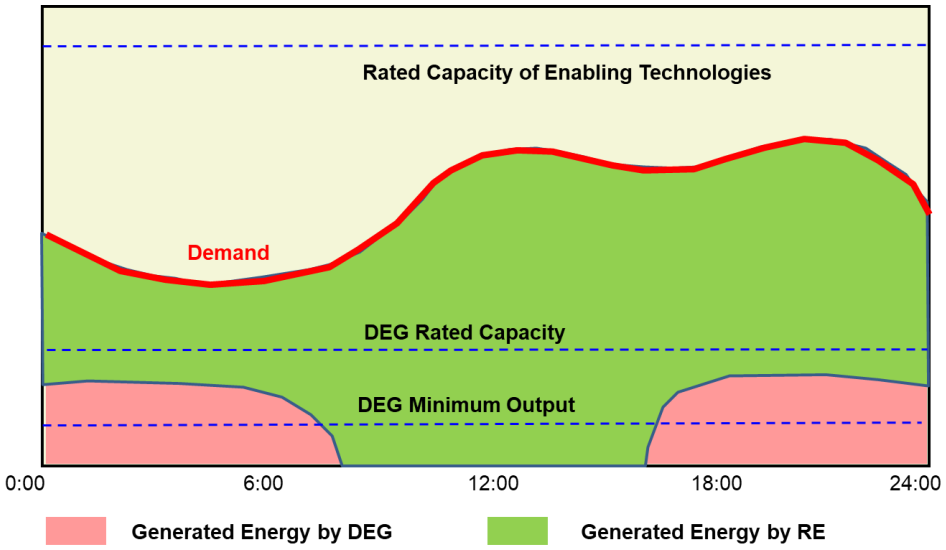


Fig. 1-80　Stage 4 における需給例

(5) Stage-5 (再エネ 100%)

Stage5 では 100%に近い再エネ導入に達し、再エネ出力に依らず DEG を停止した系統運用ができる状態を想定する。一般的には、再エネ導入量は大規模な電力貯蔵装置と合わせて需要ピーク電力の 5～6 倍必要となる。また、経済的に成り立つシステム構築がこの段階においては大きな課題となる。バイオディーゼル燃料を 100%使用した DEG 等の再エネの採用も安定化技術の導入量の抑制になる。すべての電力需要は再エネおよび安定化技術にて賄われるが、DEG は非常用電源として維持される。

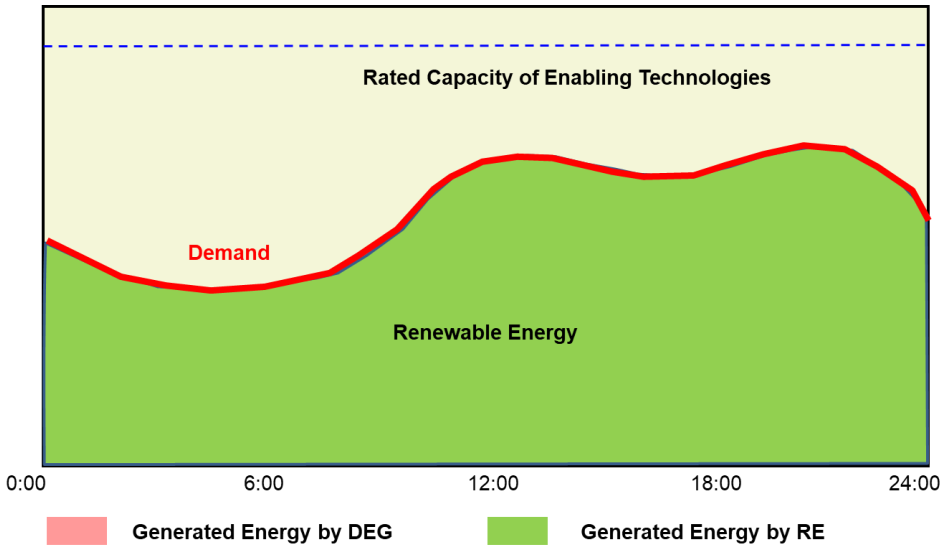
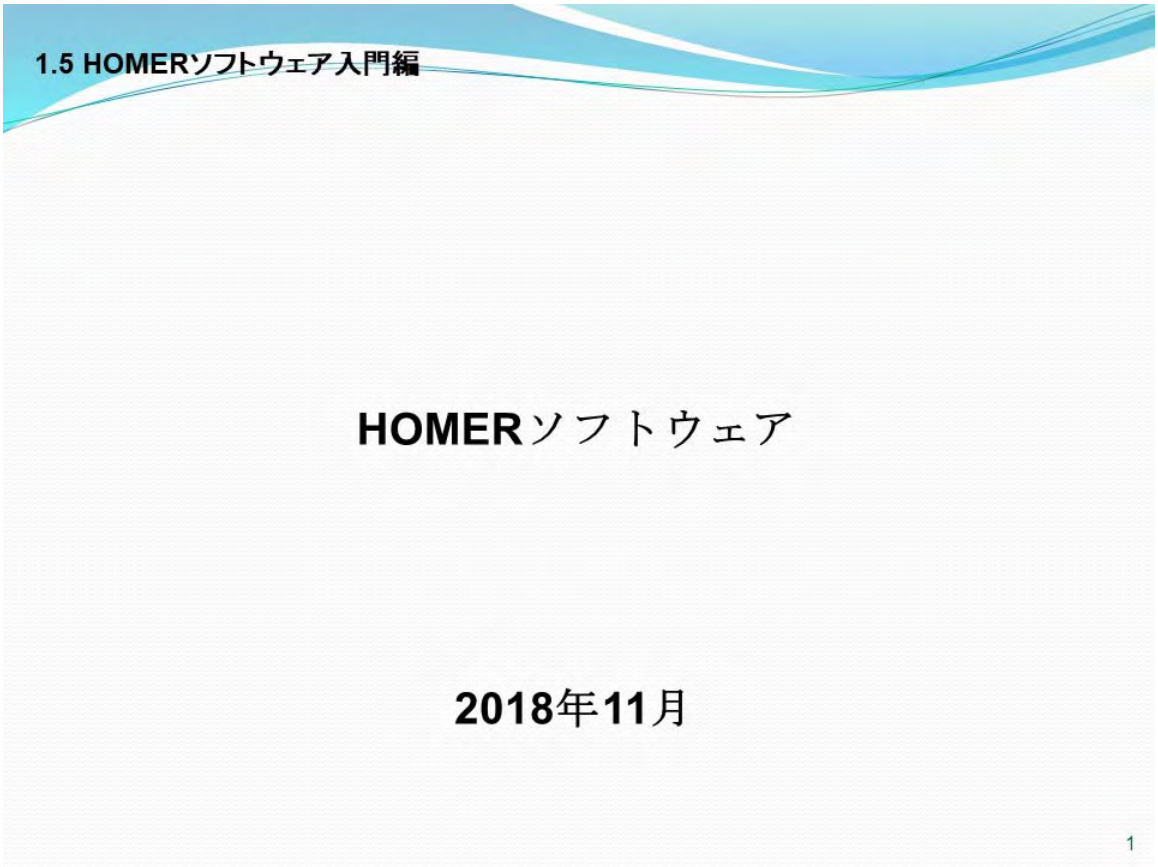
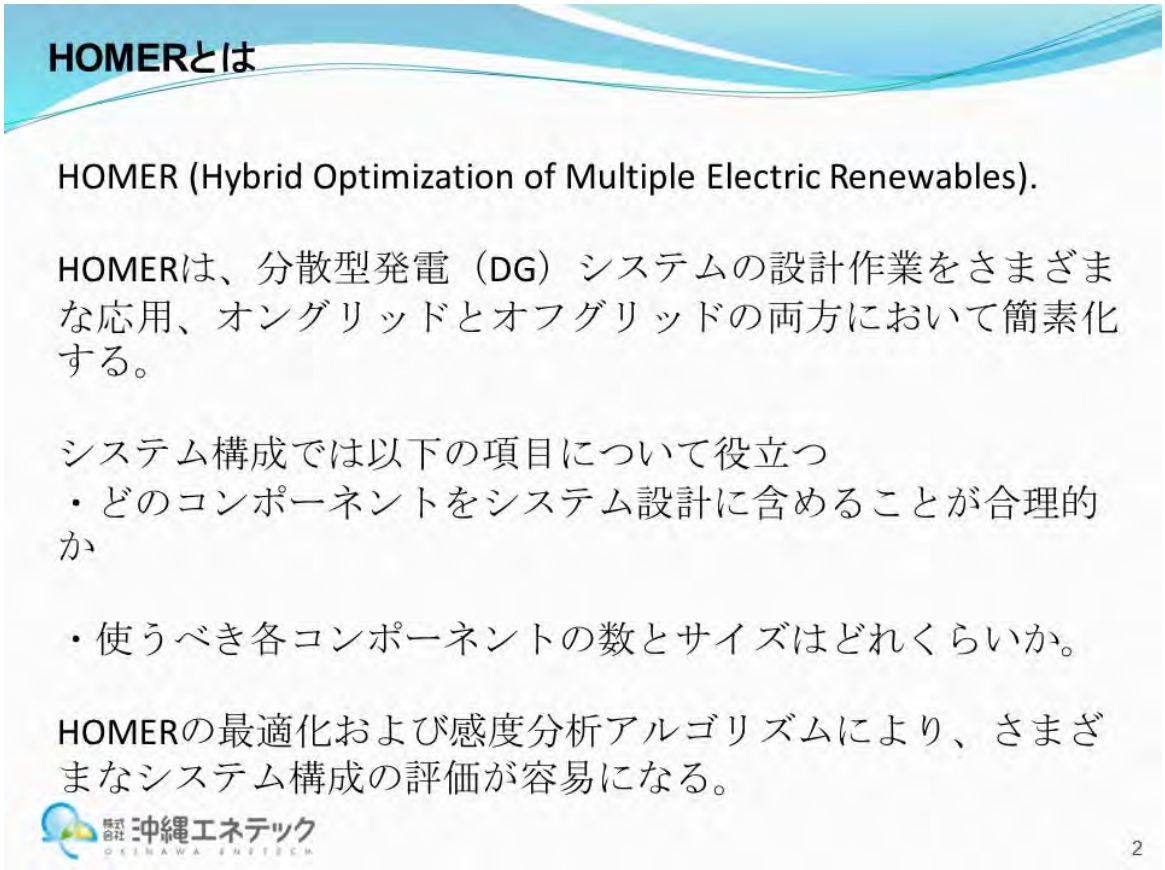


Fig. 1-81　Stage 5 における需給例

1-5 Introduction to HOMER software







コア機能
シミュレーション、最適化、感度分析

シミュレーション：その核心ではHOMERはシミュレーションモデルである。検討したい機器のすべての可能な組み合わせに対して実行可能なシステムをシミュレートしようとする。問題をどのように設定したかによって、HOMERは何百、何千ものシステムをシミュレートすることがある。

最適化：最適化ステップはすべてのシミュレーションに次ぐ。シミュレートされたシステムは、適用可能な最適構成を見せるようにユーザーが定義した基準に従ってソートされ、フィルター処理される。HOMERは基本的に経済的最適化モデルであるが、燃料使用量を最小限に抑えることを選択することも可能。

感度分析：これは、風速、燃料費など、制御できない変数の影響をモデル化し、これらの変動に応じて最適なシステムがどのように変化するかを確認するためのオプション手順である。

株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

3

HOMER®Proは、ユーザーのニーズに合うように最適なマイクロパワーシステムを設計することを支援する。
HOMER Proで、次のことができる。
オフグリッドまたは系統連系型電力システム設計の評価
コスト、技術要件、または環境への配慮に基づいて最適なシステムの選択
市場価格の不確実性の下で多くの設計構成をシミュレートし、リスクを評価する
既存のシステムに最適な追加または改良を選択する
HOMERサポートサイトには、次のことに役立つ多くのリソースがある。
負荷、発電機、風力タービン、バッテリーおよびシステムコンバータを使用してシステムを作成する。
バッテリーバンク、コンバーター、発電機、風力タービンの数量と容量の最適な組み合わせを見出すために経済的最適化を実行する。
感度分析を実行して、結果が燃料価格、風速および負荷規模によってどのように影響されるかを調査する。
最適なシステムタイプへの金利の影響を検討する。

株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

4

HOMERソフトウェアの使用手順

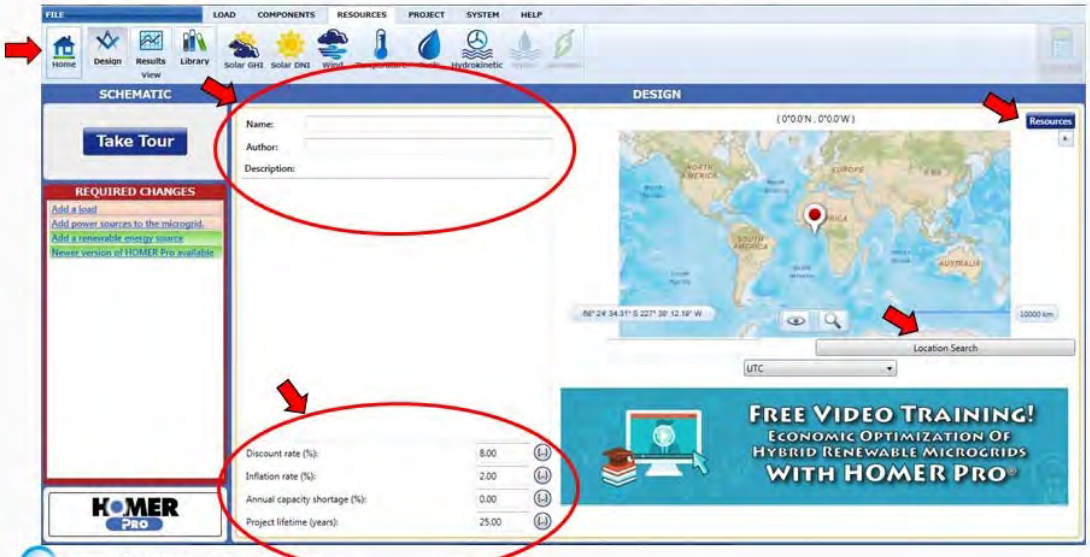
ステップ1: 新しいHOMERファイルを作成する	・タイトル、作者、メモ 必要に応じて（プロジェクトの説明） ・プロジェクト所在地 ・リソース（1） ・高感度分析値の入力
ステップ2: 負荷プロファイル	・負荷から合成負荷を作成する ・時系列ファイルから負荷をインポートする
ステップ3: システム設計	・コンポーネント設定（発電機、PV、風力タービン、バッテリー、フライホイール、コンバータ
ステップ4: リソース	・日射、風況、 温度、燃料、流体動力データを入力
ステップ5: 計算と分析	・HOMERシミュレーション結果

株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

5

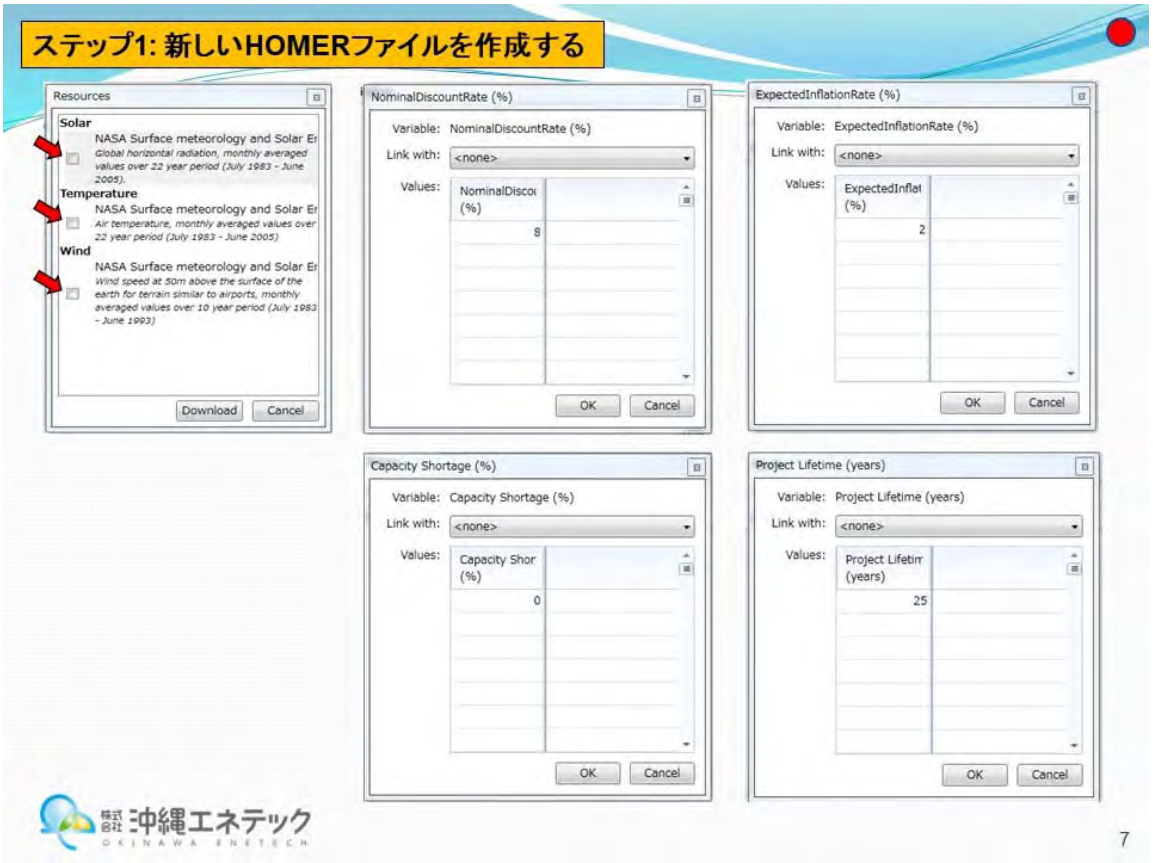
ステップ1: 新しいHOMERファイルを作成する

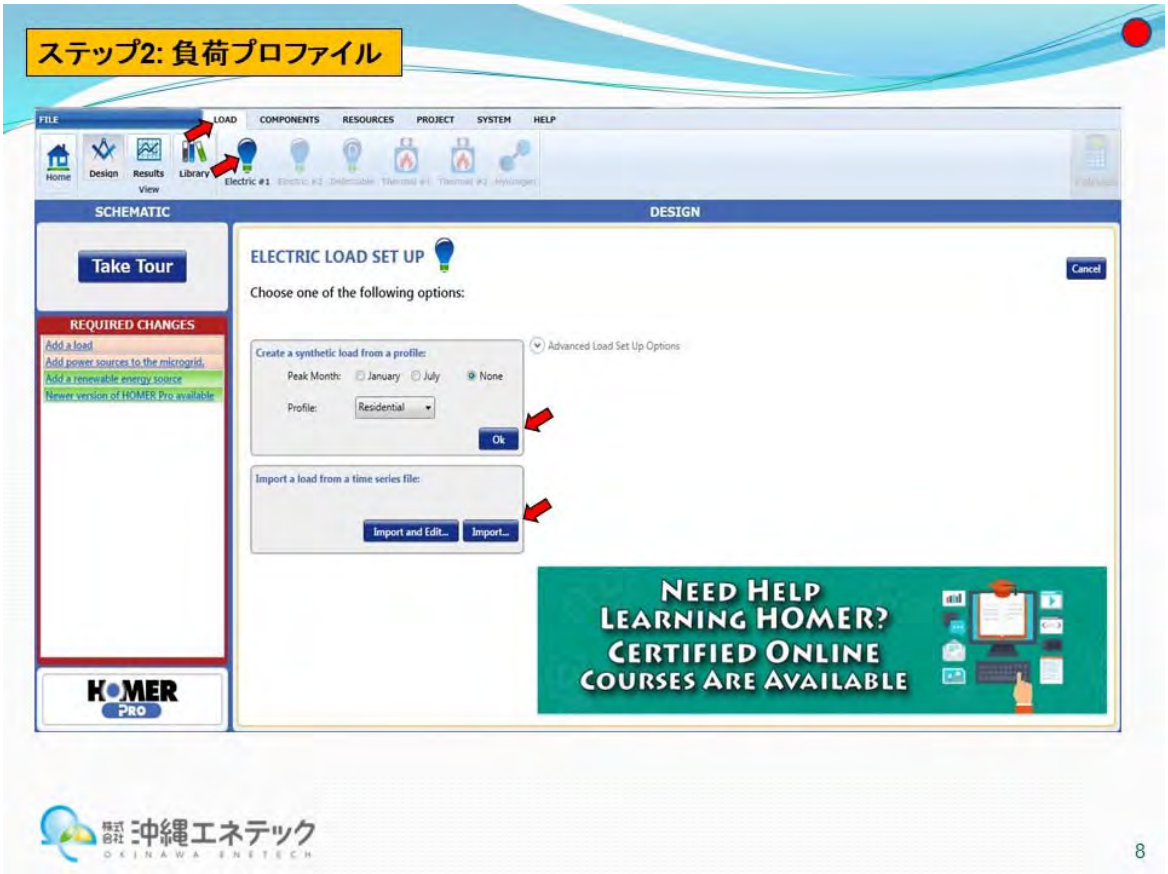
HOMERファイルには、電力系統設計の分析に必要な技術オプション、コンポーネントコストおよびリソースの利用可能性に関するすべての情報が含まれている。HOMERファイルには、HOMERが最適化および感度分析プロセスの一環として行った計算の結果も含まれている。HOMERのファイル名は、.hmrで終わる。次に例を示す。



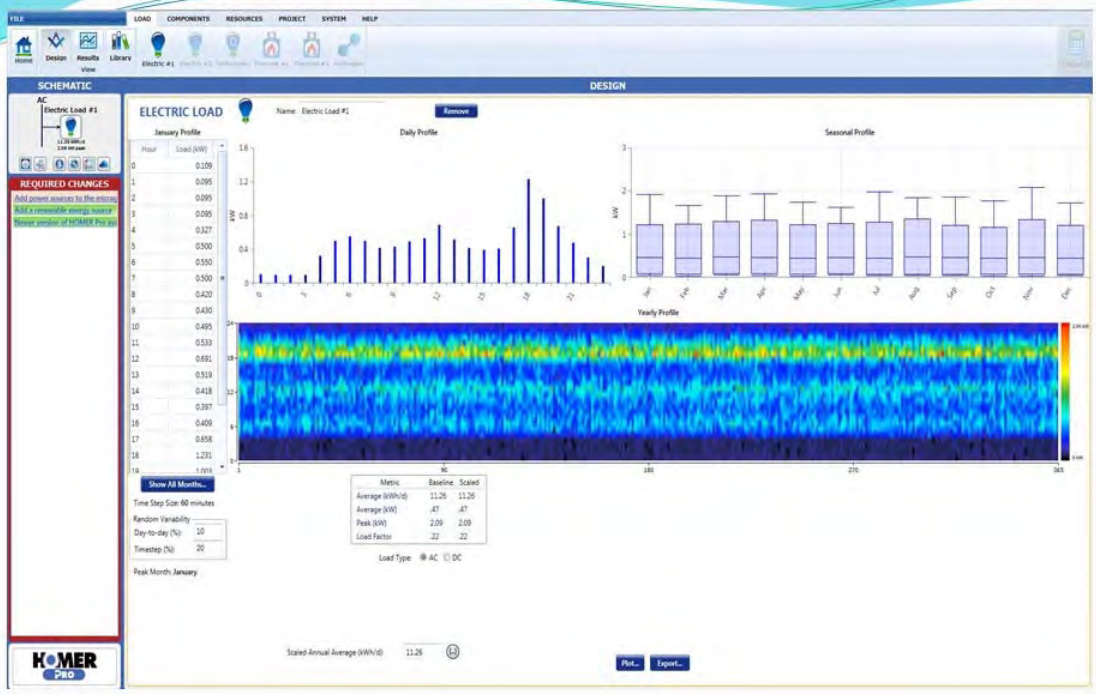
株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

6


ステップ1: 新しいHOMERファイルを作成する
Resources
Solar
NASA Surface meteorology and Solar Er
Global horizontal radiation, monthly averaged values over 22 year period (July 1983 - June 2005).
Temperature
NASA Surface meteorology and Solar Er
Air temperature, monthly averaged values over 22 year period (July 1983 - June 2005)
Wind
NASA Surface meteorology and Solar Er
Wind speed at 50m above the surface of the earth for terrain similar to airports, monthly averaged values over 10 year period (July 1983 - June 1993)
Download
Cancel
NominalDiscountRate (%)
Variable: NominalDiscountRate (%)
Link with: <none>
Values: NominalDisco (%)
8
OK
Cancel
ExpectedInflationRate (%)
Variable: ExpectedInflationRate (%)
Link with: <none>
Values: ExpectedInflat (%)
2
OK
Cancel
Capacity Shortage (%)
Variable: Capacity Shortage (%)
Link with: <none>
Values: Capacity Shor (%)
0
OK
Cancel
Project Lifetime (years)
Variable: Project Lifetime (years)
Link with: <none>
Values: Project Lifetir (years)
25
OK
Cancel
株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH
7


ステップ2: 負荷プロファイル
FILE
LOAD
COMPONENTS
RESOURCES
PROJECT
SYSTEM
HELP
Home
Design
Results
Library
Electric #1
View
SCHEMATIC
DESIGN
Take Tour
REQUIRED CHANGES
Add a load
Add power sources to the microgrid.
Add a renewable energy source
Newer version of HOMER Pro available
HOMER PRO
ELECTRIC LOAD SET UP
Choose one of the following options:
Cancel
Create a synthetic load from a profile:
Peak Month: January July None
Profile: Residential
Ok
Advanced Load Set Up Options
Import a load from a time series file:
Import and Edit...
Import...
NEED HELP LEARNING HOMER?
CERTIFIED ONLINE COURSES ARE AVAILABLE
株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH
8

ステップ2: 負荷プロファイル



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

9

ステップ2: 負荷プロファイル

	A
1	16343
2	14916
3	13849
4	13389
5	13084
6	13084
8748	12692
8749	18808
8750	20640
8751	20732
8752	18961
8753	19115
8754	19452
8755	22224
8756	24387
8757	21981
8758	20030
8759	18661
8760	17898
8761	

365日分の時間値データ

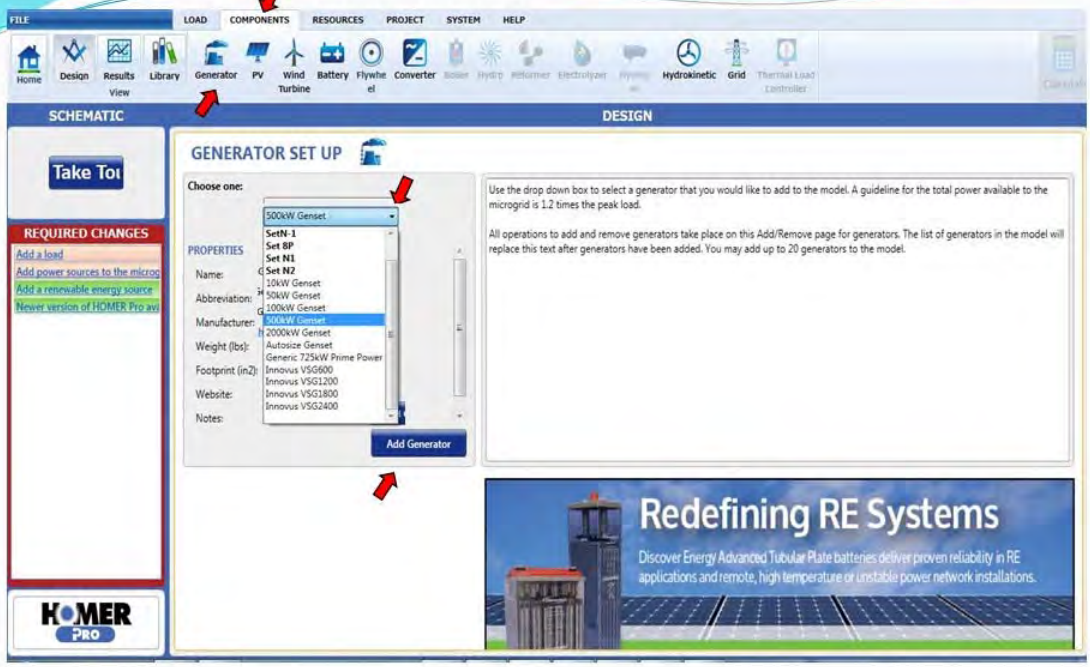
Load 2025	2016/01/11 15:17	Microsoft Excel
Load 2026	2016/01/11 15:19	Microsoft Excel
Load 2027	2016/01/11 15:19	Microsoft Excel
Load 2028	2016/01/11 15:20	Microsoft Excel
Load 2029	2016/01/11 15:21	Microsoft Excel
Load 2030	2016/01/11 15:21	Microsoft Excel
Load 2015.prn	2016/01/11 13:44	PRN ファイル
Load 2016.prn	2016/01/11 15:09	PRN ファイル
Load 2017.prn	2016/01/11 15:10	PRN ファイル
Load 2018.prn	2016/01/11 15:11	PRN ファイル
Load 2019.prn	2016/01/11 15:12	PRN ファイル
Load 2020.prn	2016/01/11 15:13	PRN ファイル
Load 2021.prn	2016/01/11 15:14	PRN ファイル

ｔｘｔ形式で保存する。

株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

10

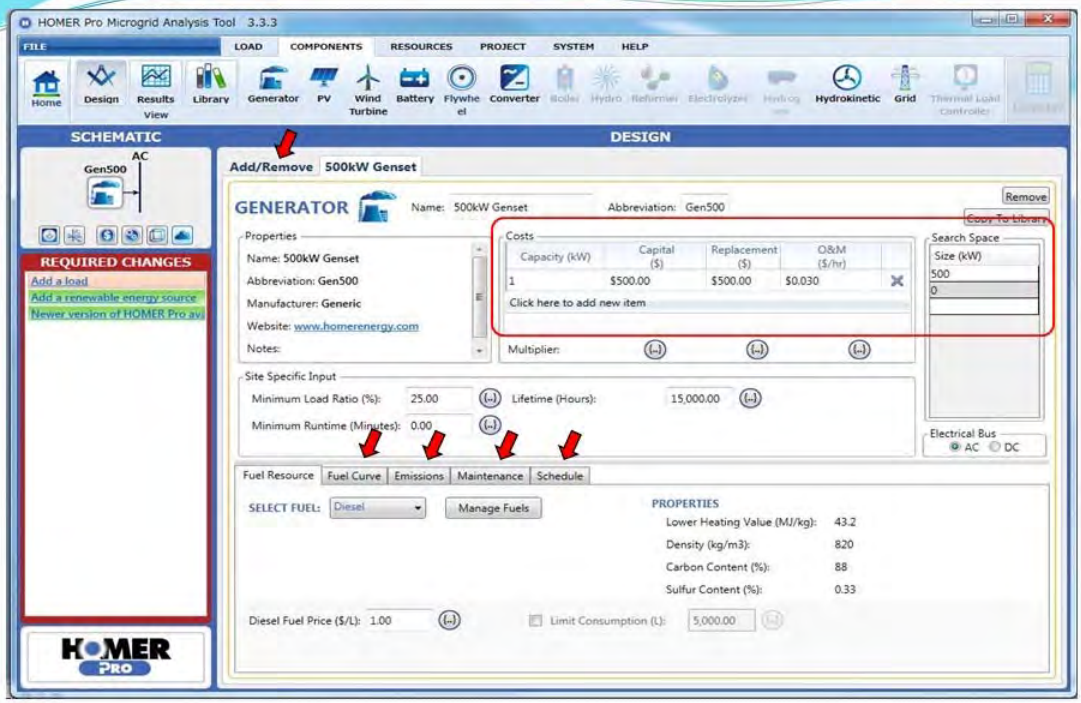
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

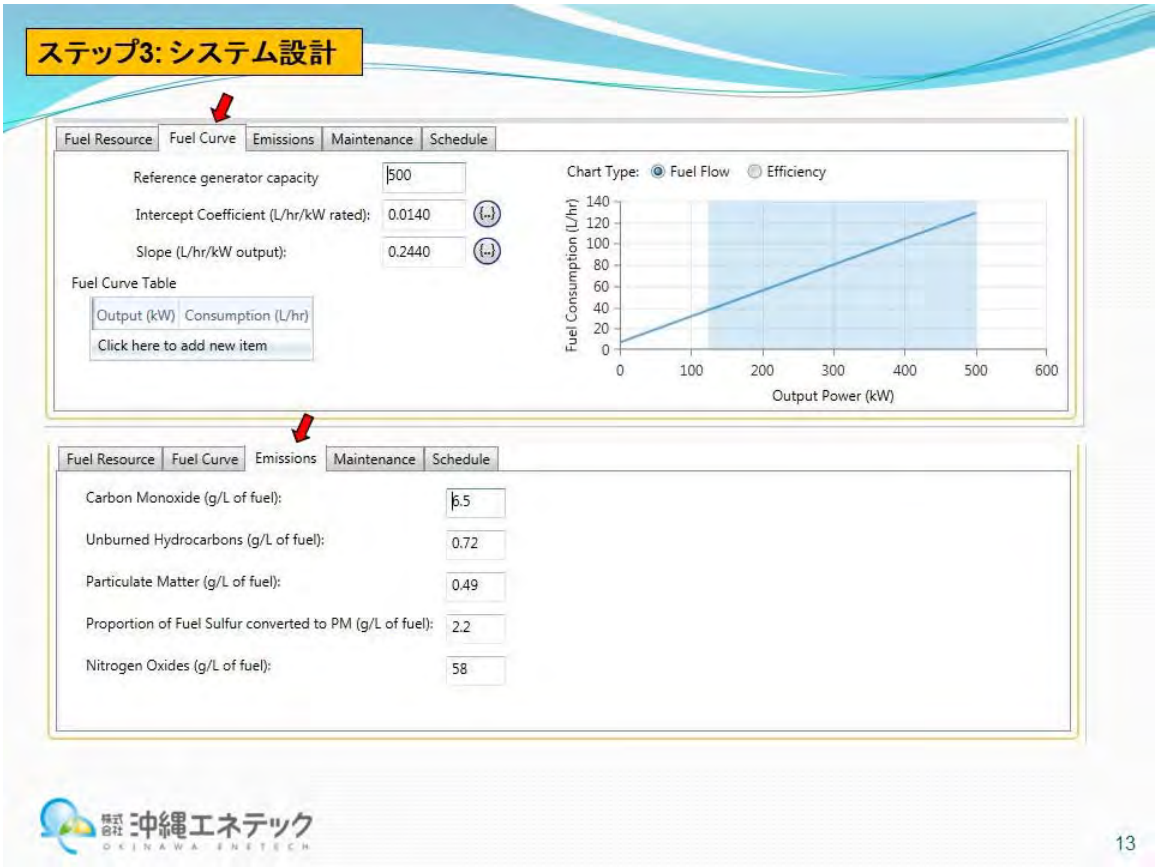
11

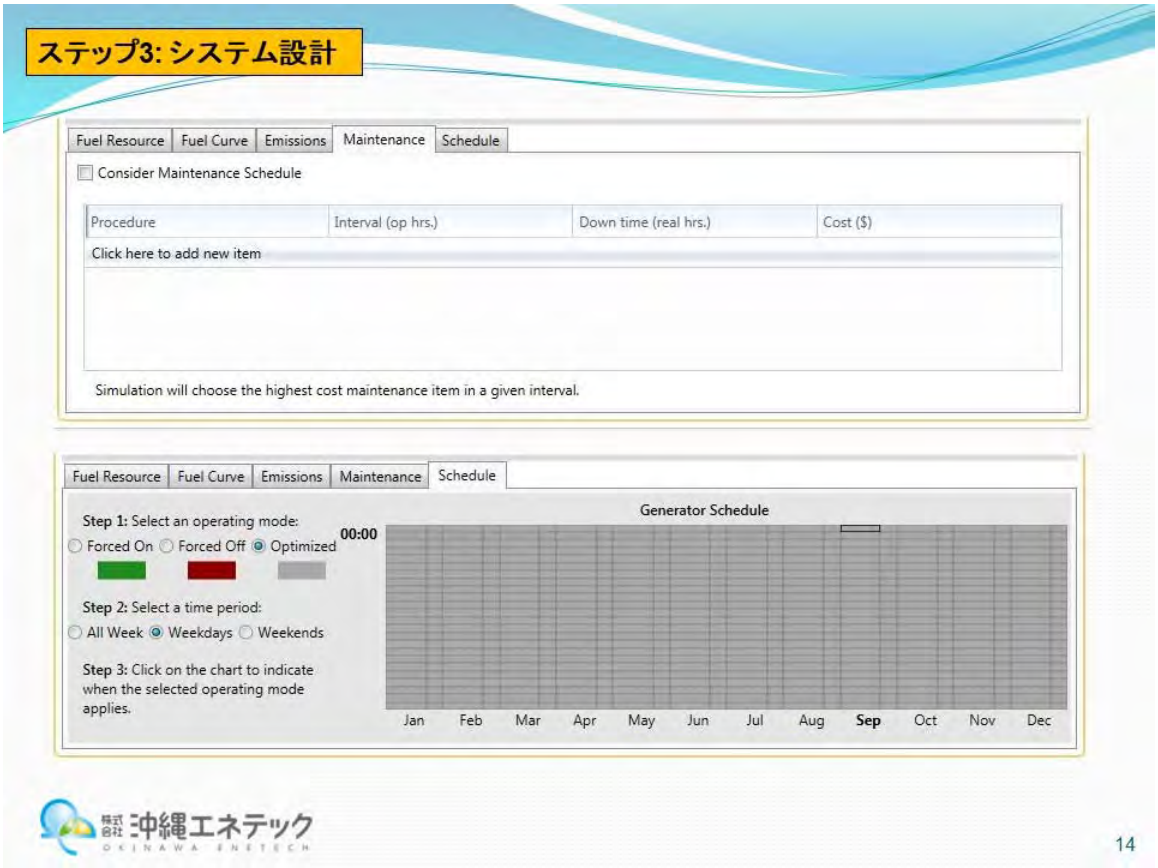
ステップ3: システム設計



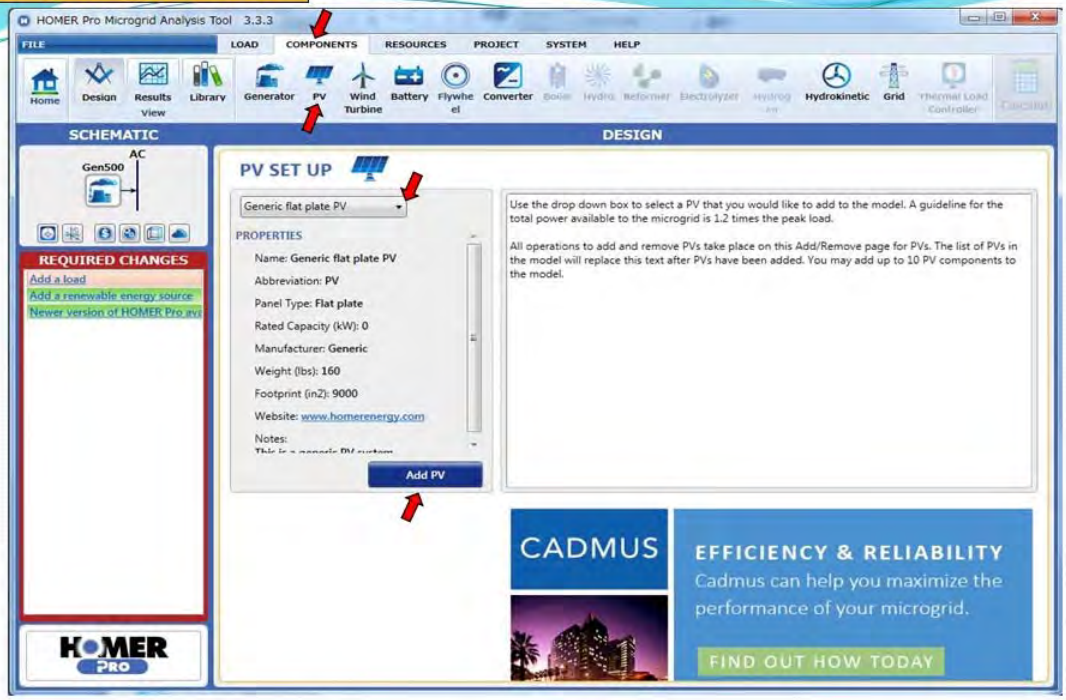
株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

12


ステップ3: システム設計
Fuel Resource
Fuel Curve
Emissions
Maintenance
Schedule
Reference generator capacity
500
Intercept Coefficient (L/hr/kW rated):
0.0140
Slope (L/hr/kW output):
0.2440
Fuel Curve Table
Output (kW)
Consumption (L/hr)
Click here to add new item
Chart Type:
Fuel Flow
Efficiency
Fuel Consumption (L/hr)
Output Power (kW)
Carbon Monoxide (g/L of fuel):
6.5
Unburned Hydrocarbons (g/L of fuel):
0.72
Particulate Matter (g/L of fuel):
0.49
Proportion of Fuel Sulfur converted to PM (g/L of fuel):
2.2
Nitrogen Oxides (g/L of fuel):
58
沖縄エネテック
13


ステップ3: システム設計
Fuel Resource
Fuel Curve
Emissions
Maintenance
Schedule
Consider Maintenance Schedule
Procedure
Interval (op hrs.)
Down time (real hrs.)
Cost ($)
Click here to add new item
Simulation will choose the highest cost maintenance item in a given interval.
Step 1: Select an operating mode:
Forced On
Forced Off
Optimized
00:00
Step 2: Select a time period:
All Week
Weekdays
Weekends
Step 3: Click on the chart to indicate when the selected operating mode applies.
Generator Schedule
Jan
Feb
Mar
Apr
May
Jun
Jul
Aug
Sep
Oct
Nov
Dec
沖縄エネテック
14

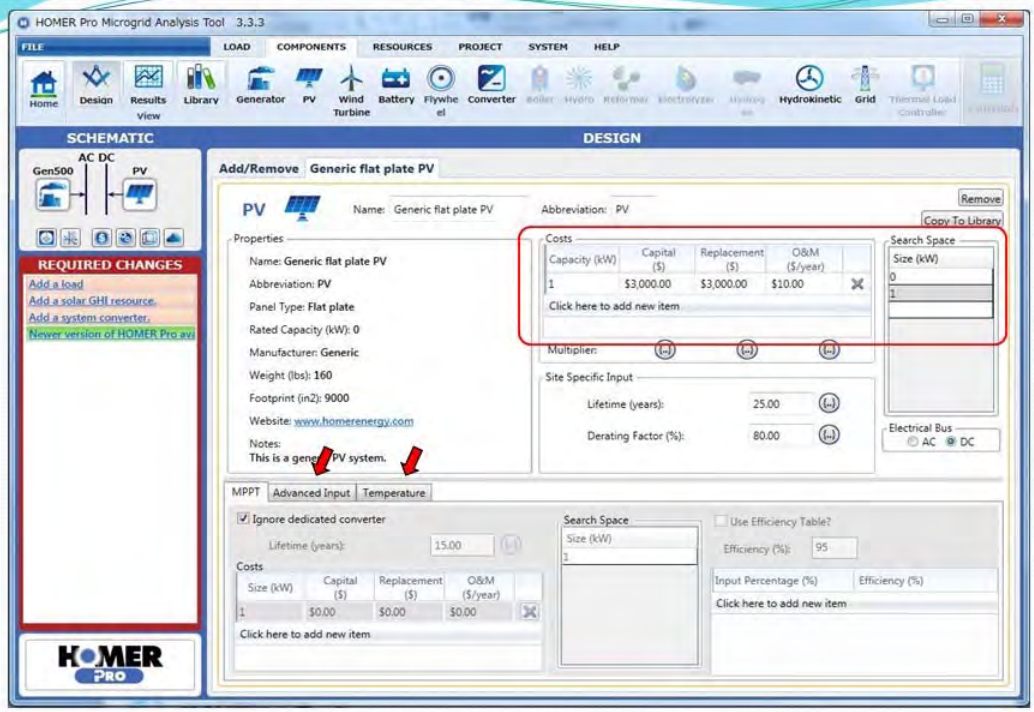
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

15

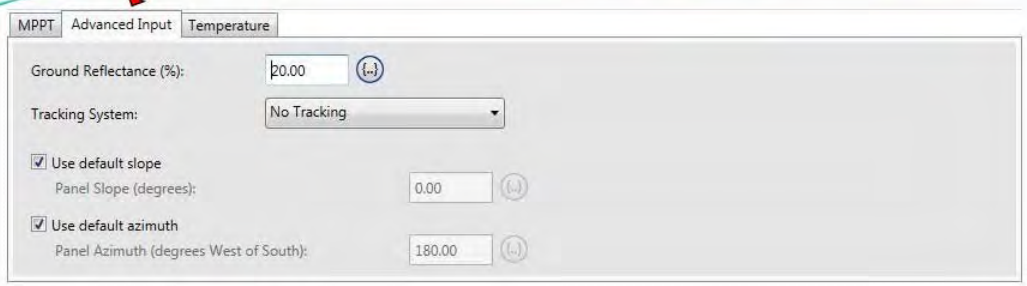
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

16

ステップ3: システム設計

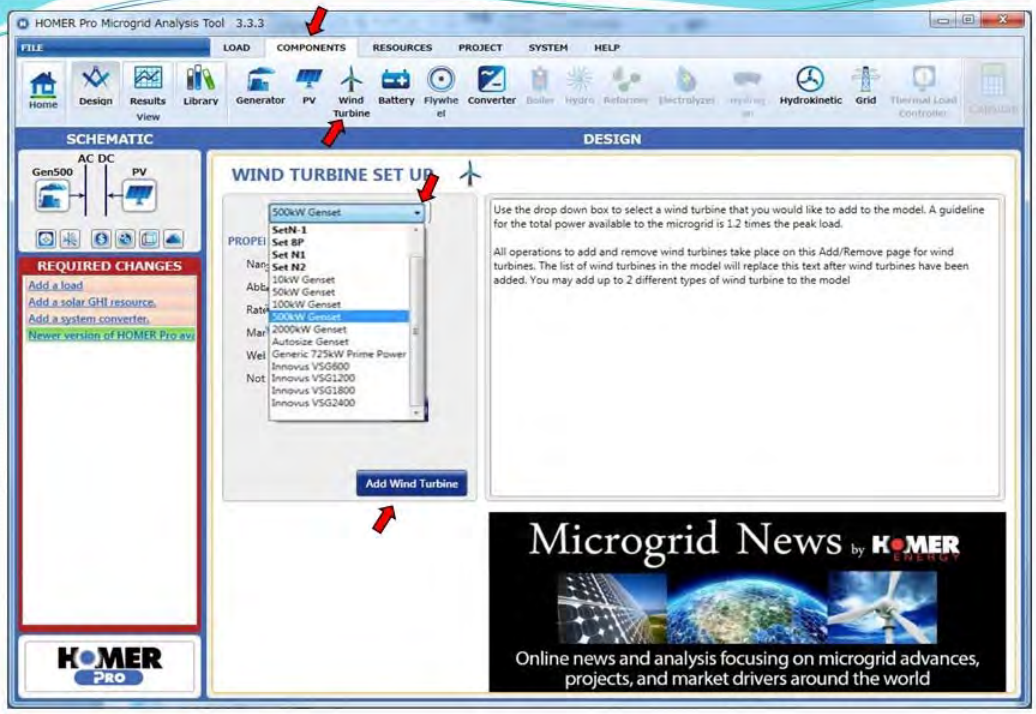




株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

17

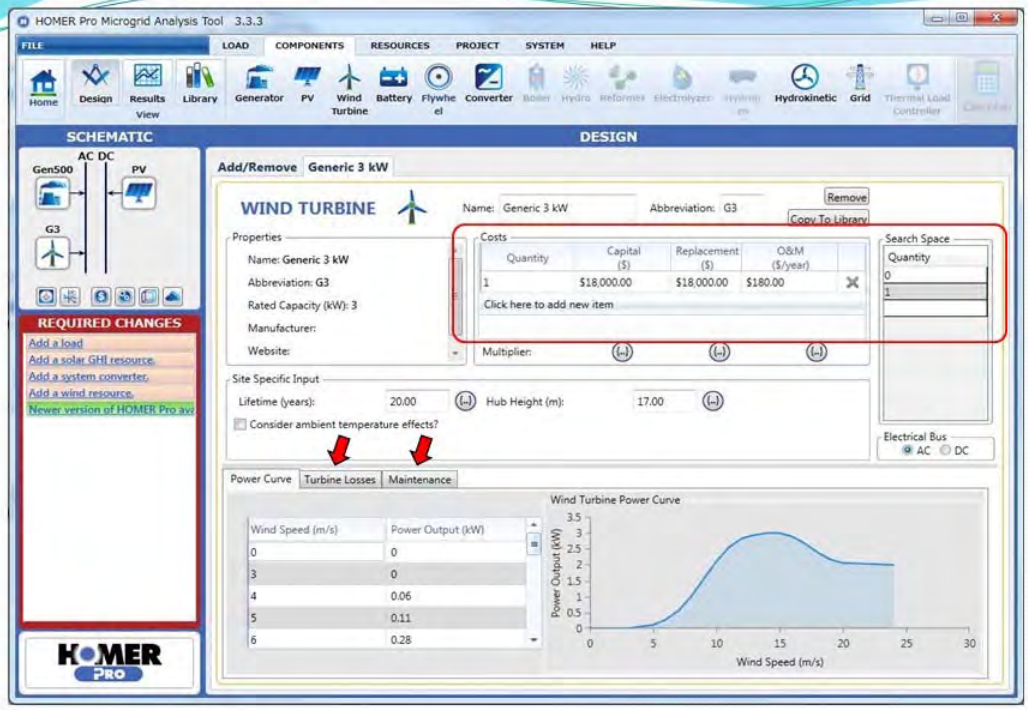
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

18

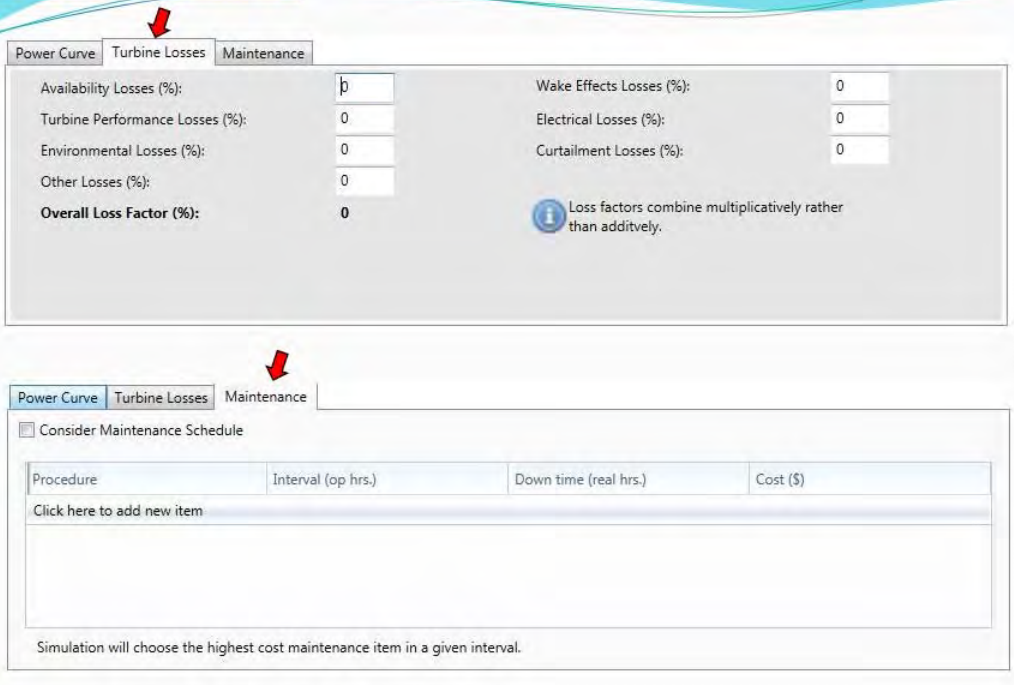
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

19

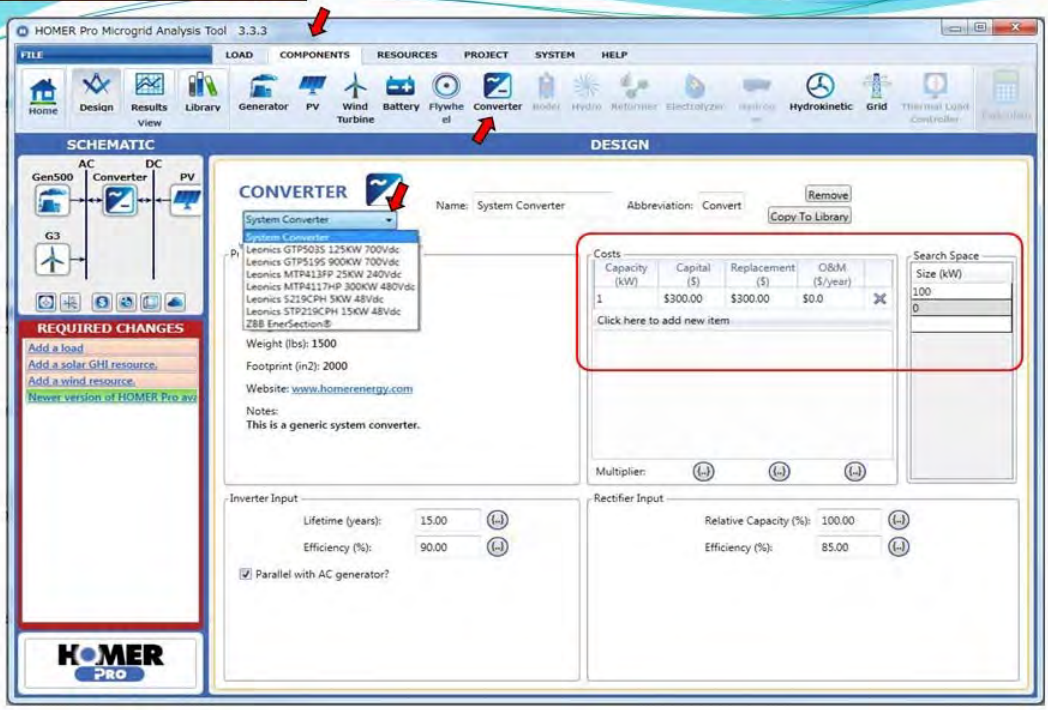
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

20

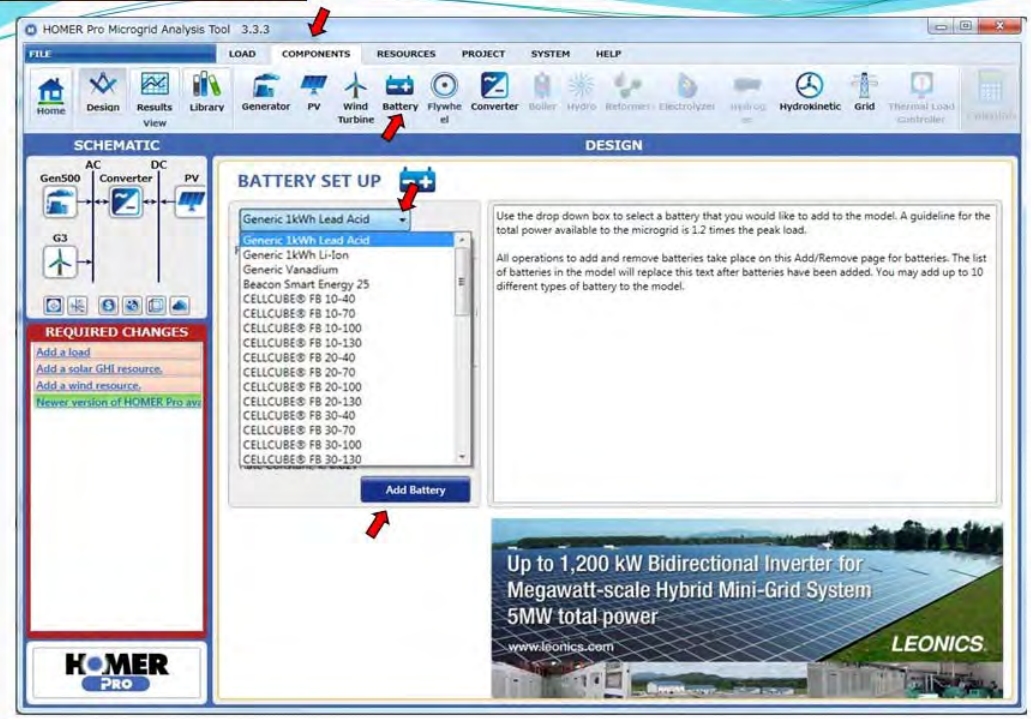
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

21

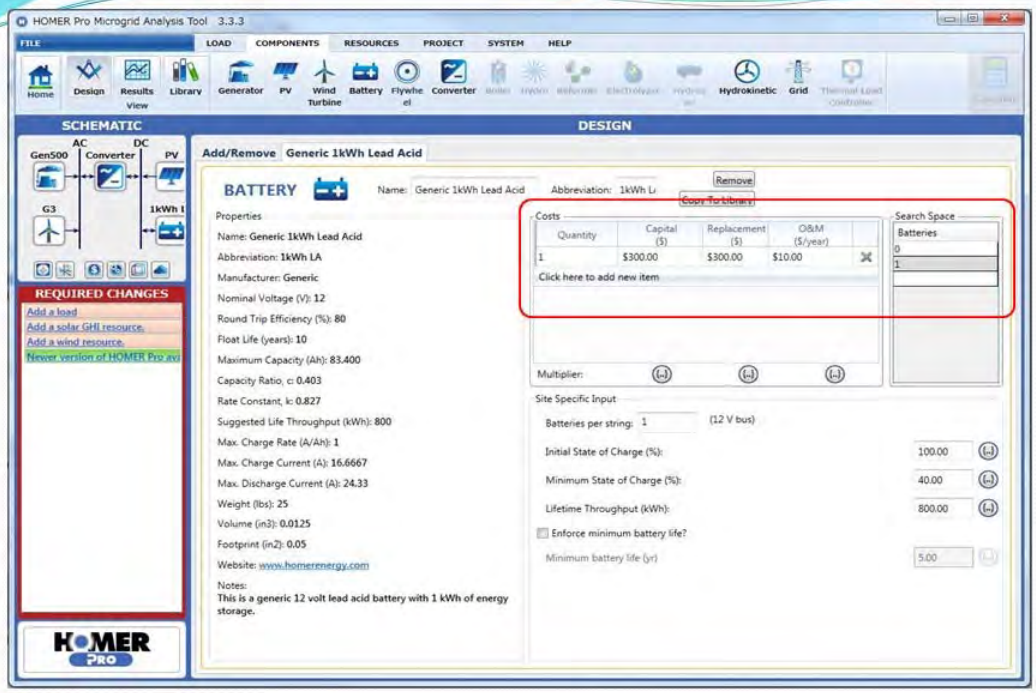
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

22

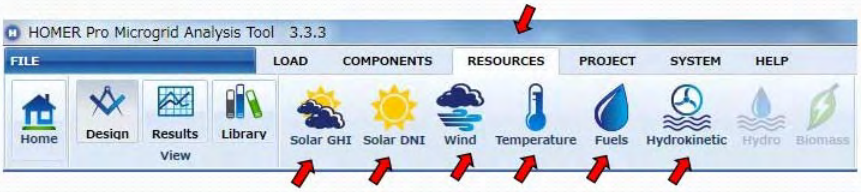
ステップ3: システム設計



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

23

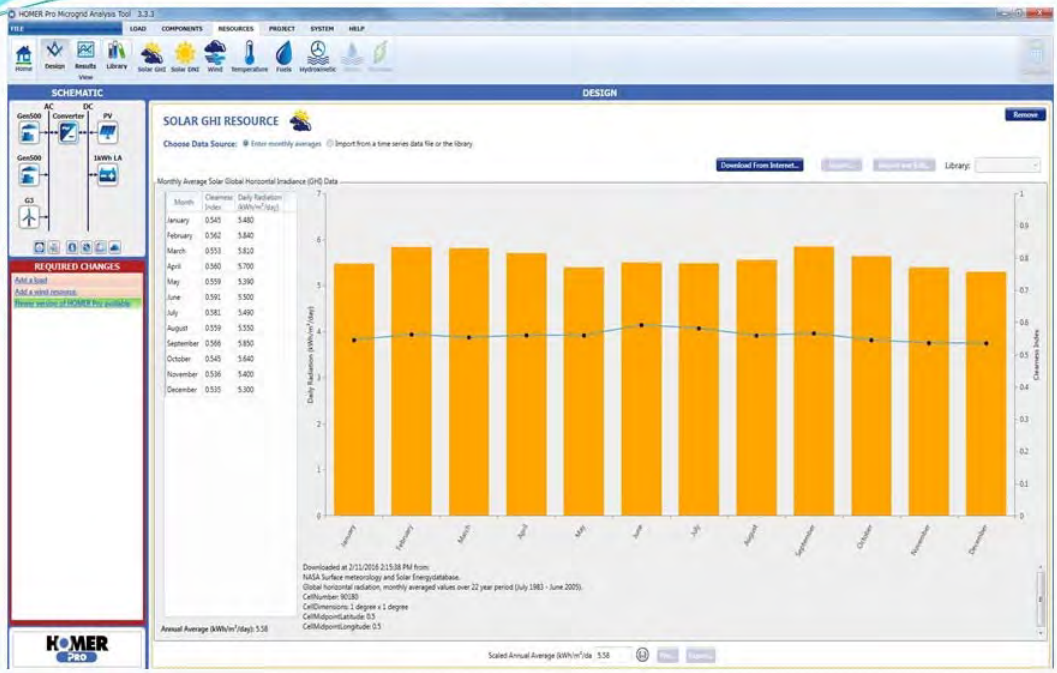
ステップ4: リソース



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

24

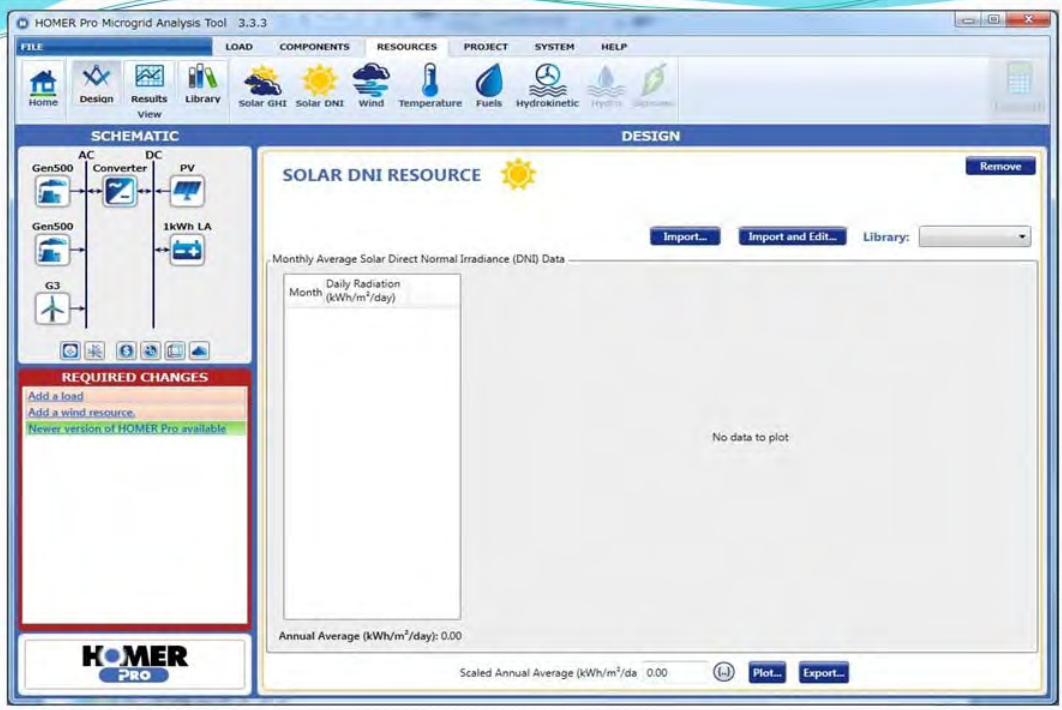
ステップ4: リソース



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

25

ステップ4: リソース



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

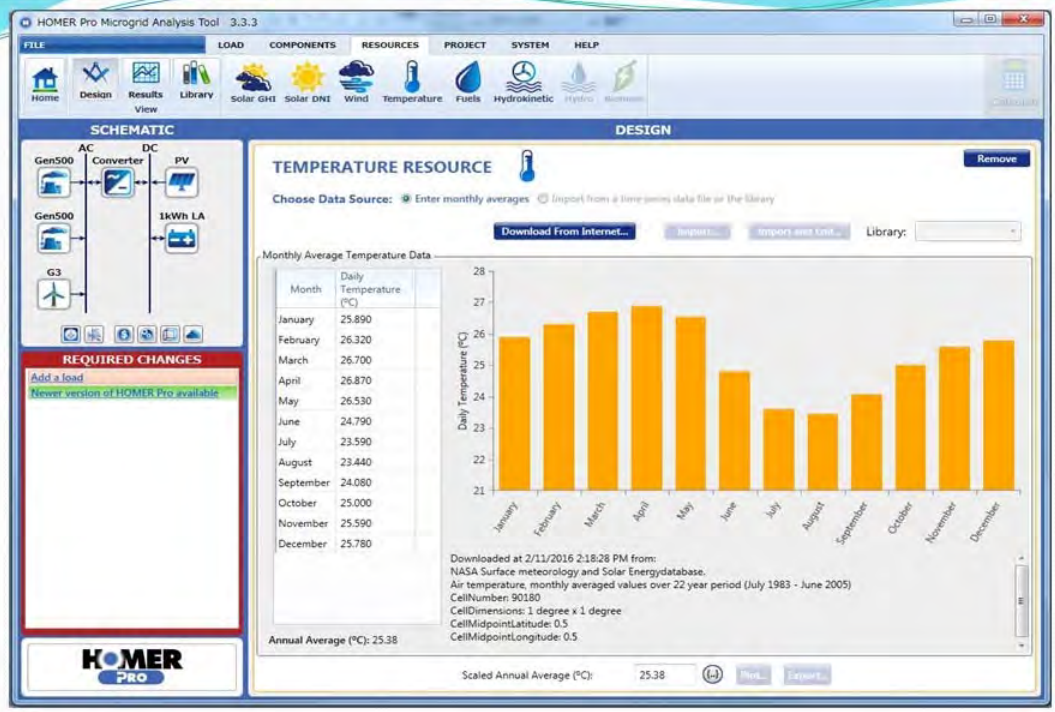
26

ステップ4: リソース



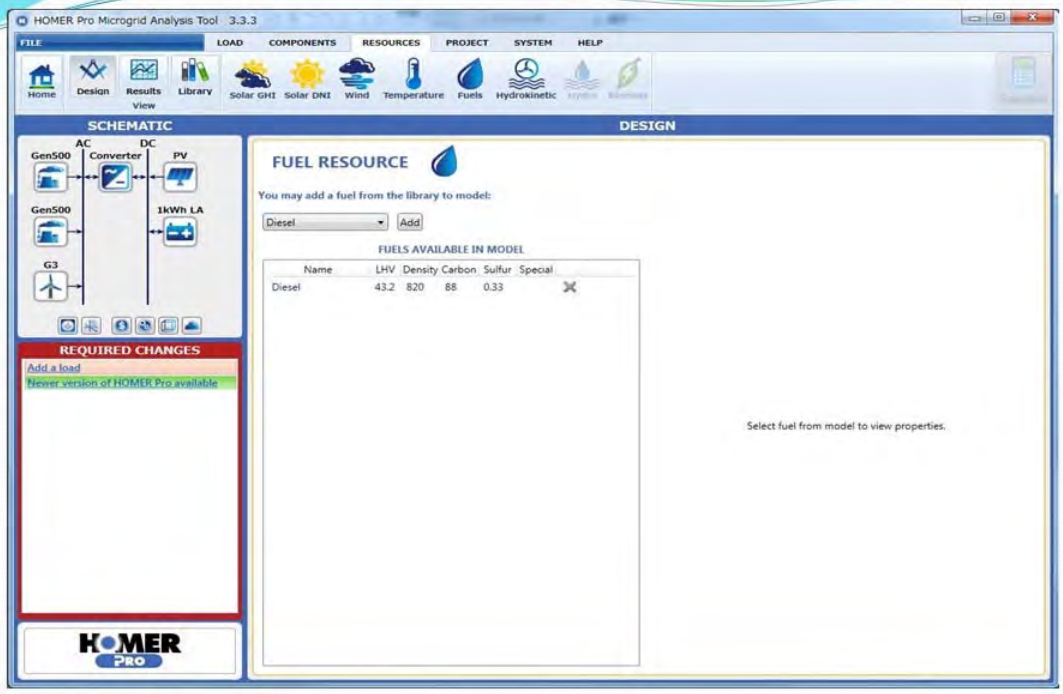
27

ステップ4: リソース



28

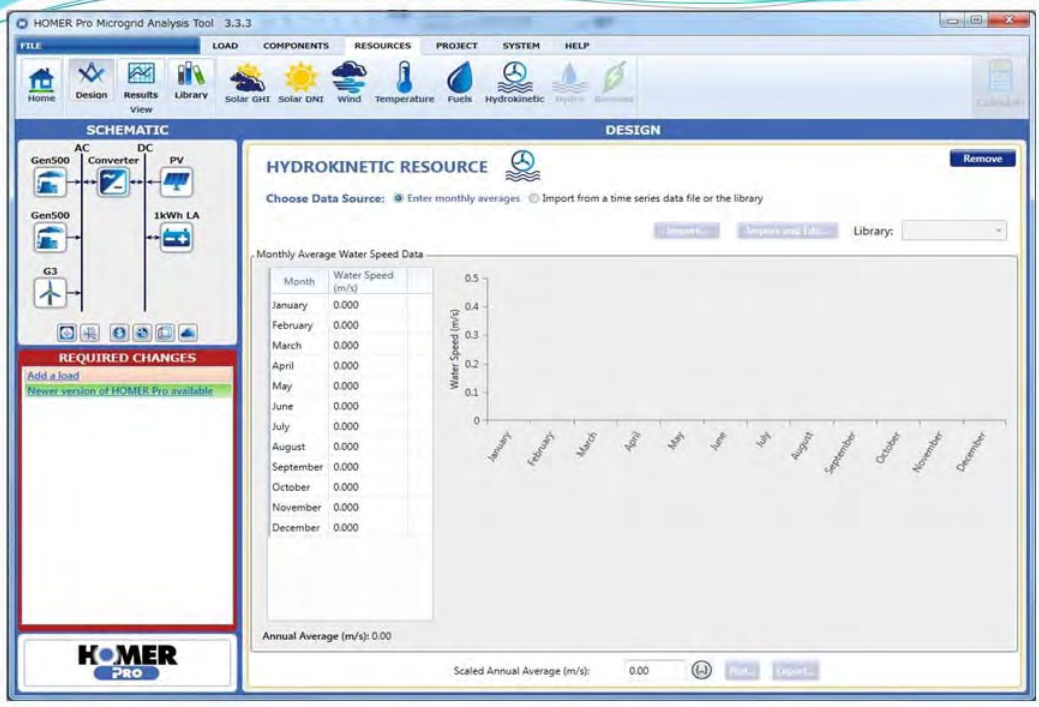
ステップ4: リソース



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

29

ステップ4: リソース

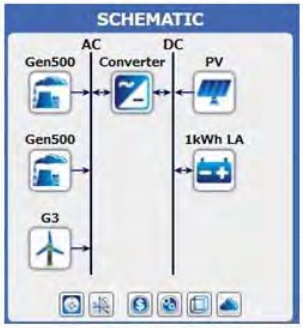


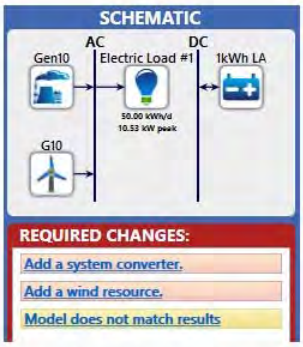
株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

30

ステップ5: 計算と分析

ウィンドウ左側の概略図:



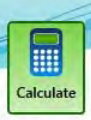


「必要な変更」に注意してください。(ACおよびDC母線にコンポーネントがあるため)システムコンバータを追加し、(風力タービンがあるため)風力資源を追加する。「モデルが結果と一致しない」は、前回に「計算」が実行されてからモデルを変更したことを示す。それ以来、風力タービンとバッテリーを追加した。
赤いアイテムは必要な変更で実行しないと計算ができない。黄色の項目は重要な警告であり、緑色の項目は提案である。

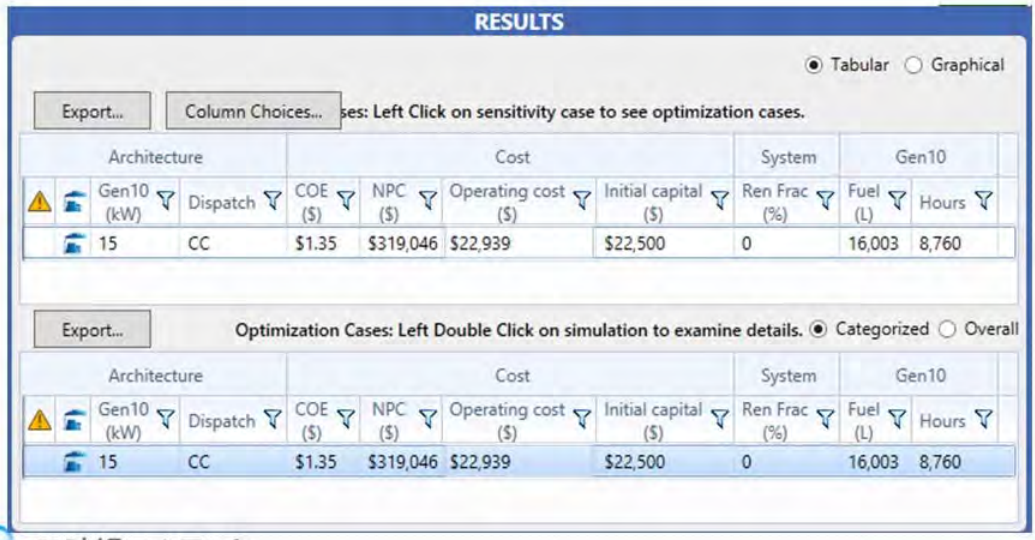
株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

ステップ5: 計算と分析

HOMERウィンドウの右上隅にある「計算」ボタンをクリックする。



2つの関連テーブルで構成される結果画面が表示される。感度ケースは上の表に、シミュレーションの実行は下の表に記載される。下の表のエントリをダブルクリックすると、そのシミュレーションの詳細な "シミュレーション結果"が表示される。

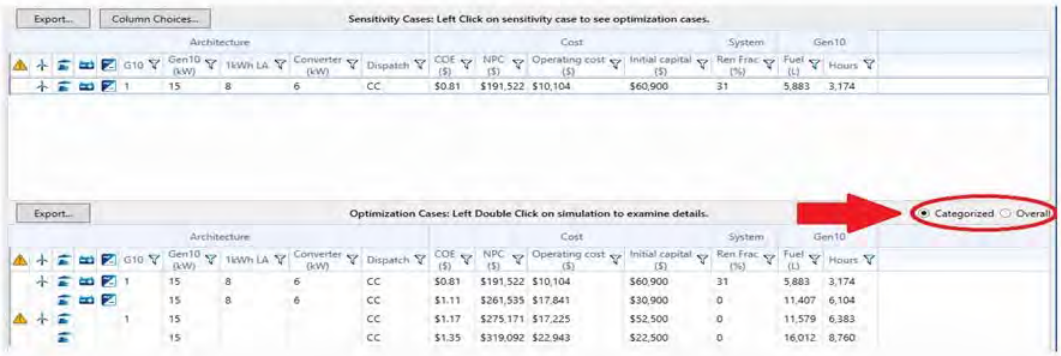


株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

ステップ5: 計算と分析

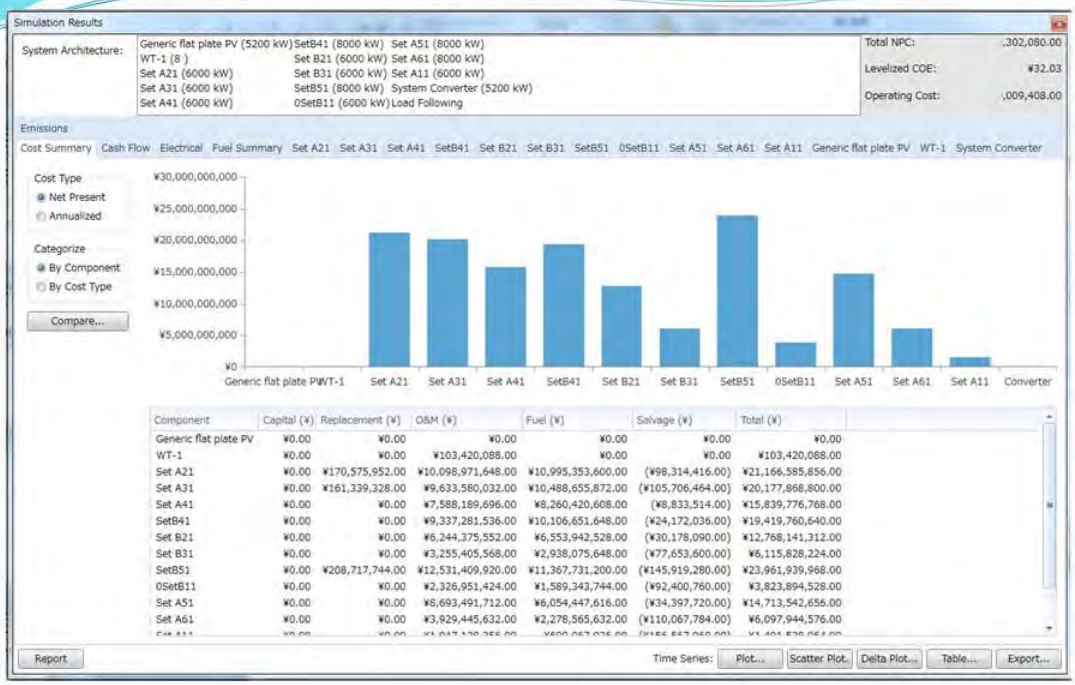
Calculate

HOMERは数千のシミュレーションを実行し、結果表が表示される。上の表では、各行が1つの感度ケースに対応する。各ケースについて、最も低い正味現在原価システムの構成がリストされる。
列の見出しをクリックし、各パラメータで並べ替える。感度ケースを選択した場合、下の表にはそのケースでシミュレートされたすべてのシステム構成が表示される。実行不可能なシステム構成は含まれない。



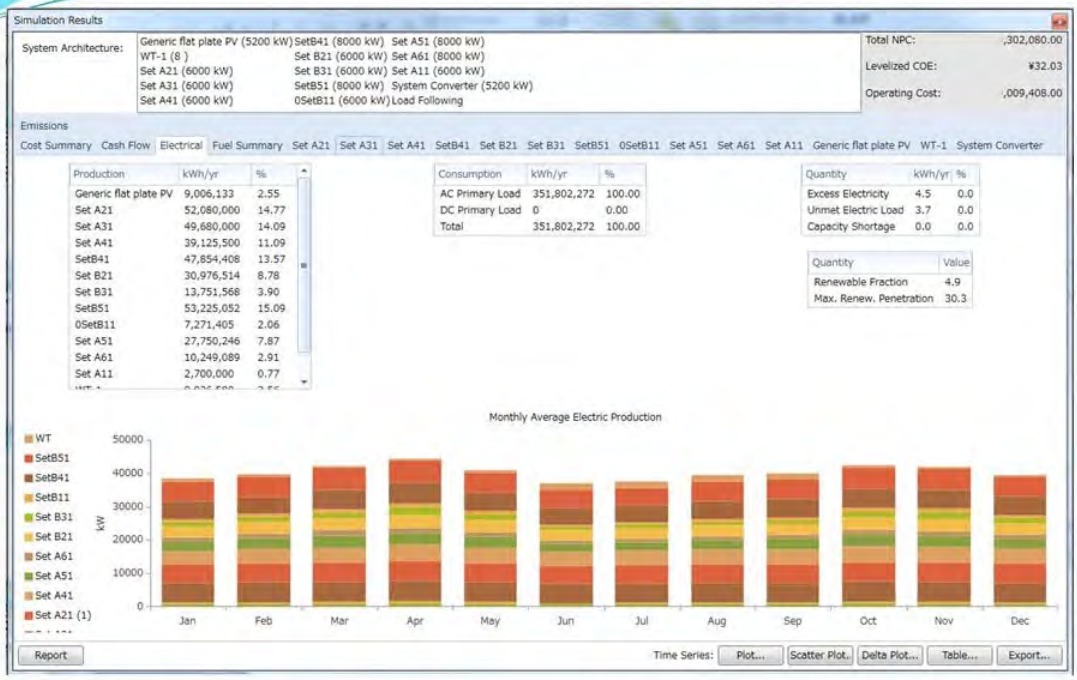
株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

ステップ5: 計算と分析



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

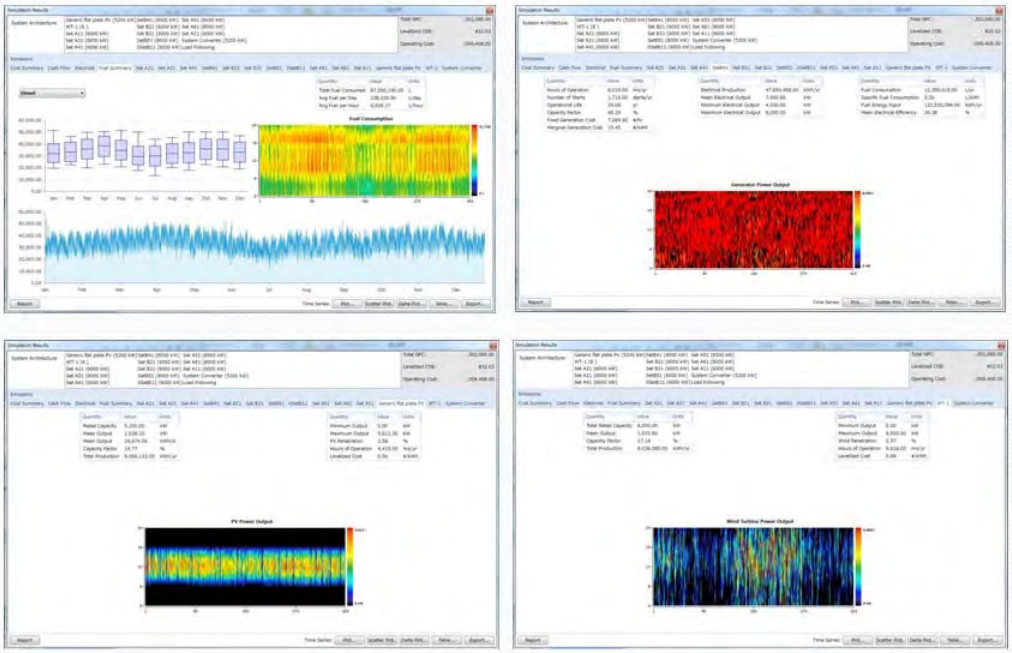
ステップ5: 計算と分析



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

35

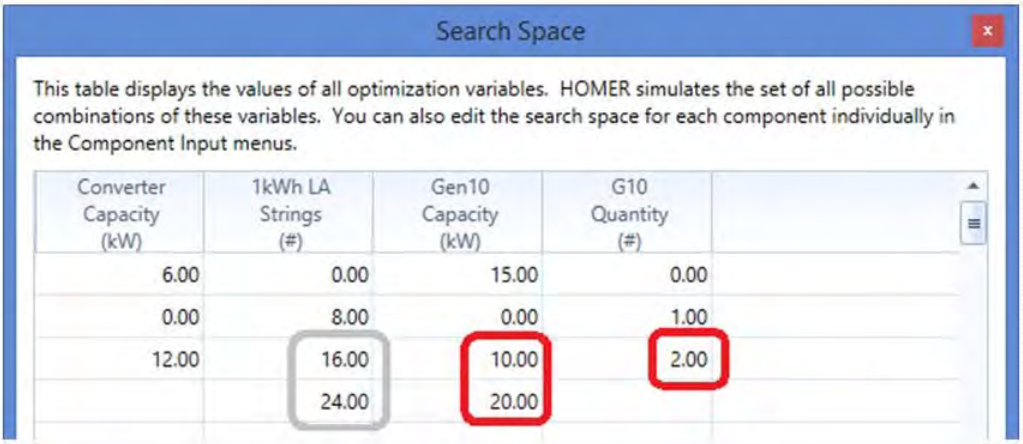
ステップ5: 計算と分析



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

36

サーチスペースエディタでサーチスペースを編集することもできる。[システム]タブに移動し、[検索スペース]ボタンをクリックする。バッテリー検索スペースに追加した値16と24が表示される。
風力タービンの検索スペースに2を含めるには、列「G10 Quantity」に2を追加する。「Gen10容量」検索スペースに10および20kWを追加する。「OK」をクリックします。



株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

37

ありがとうございました。

株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

38

4. サモア調査活動

4.1　サモアにおける系統解析シミュレーション及び系統安定化対策の検討最終報告書

サモア独立国

サモア電力公社(EPC)

サモア独立国
太平洋地域ハイブリッド発電システム
導入プロジェクト
【サモアにおける系統解析シミュレーション及び系統安定化対策の検討】

最終報告書

2022 年 3 月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

共同企業体：㈱沖縄エネテック・沖縄電力㈱

目次

1. プロジェクトの概要 1
1.1. プロジェクトの背景・経緯 1
2. プロジェクトの目的 1
3. ウポル電力系統の概要 2
3.1. 対象地域 2
3.2. 対象地域の業務概要 3
3.3. 関係官庁・機関 3
3.4. プロジェクト実施体制 3
3.5. プロジェクト協力期間（フェーズ 2） 3
3.6. 対象地域の概況 4
4. ウポル電力系統の概要における再エネ導入計画(目標)について 5
4.1. これまでの再エネ導入状況 5
4.2. 今後の再エネ導入計画・目標（マスタープラン） 5
5. 既存系統及び関連情報の収集・整理・分析 12
5.1. エネルギー,電力セクターに関する既存の法律及び関連する諸制度 12
5.2. 電力分野の運営体制に係る情報 12
5.3. 電力設備（発電,送電,配電）に係る基本情報（系統図,各設備の諸元等） 12
5.4. 電力需要に係る情報 20
5.5. 発電実績に係る情報（再エネ運転実績を含む） 33
5.6. 蓄電池やコントロールシステムに係る基本情報 46
5.7. 過去に実施されたウポル系統における再エネ導入拡大に係るシミュレーション解析に関する基本情報 50
6. CPAT 概要 53
6.1. CPAT 概要 53
6.2. CPAT 解析機能一覧 53
6.3. CPAT 解析計算 53
6.4. CPAT と PowerFactory の機能及び特徴の整理 58
7. CPAT シミュレーション解析による検討事項の整理 59
7.1. 需給バランス維持（有効電力と周波数） 59
7.2. 電圧バランス維持（無効電力と電圧） 60
7.3. 短絡容量の確保 61
8. CPAT によるウポル電力系統モデル作成 62
8.1. CPAT 系統モデル作成に必要な諸元と実測データの収集 62
8.2. CPAT 系統モデル作成（発電機，送電系統，変圧器，再エネ，蓄電池等） 84
8.3. CPAT 系統モデルの精度向上を見据えた今後の課題 129
9. CPAT によるシミュレーション解析（ウポル系統） 131
9-1. 流通設備モデルの検証 131
9-2. 代表断面を用いた潮流計算 142
9-3. まとめ 194

10. 沖縄の離島で得た経験と知見の共有 195
10.1. 宮古島メガソーラー実証研究の紹介 195
10.2 波照間 MG セット実証研究の紹介 203
11. HOMER Pro によるシミュレーション解析（ウポル系統の長周期変動解析）
..... 212
11.1 Homer Pro について 212
11.2 HOMER Pro によるシミュレーション実施方法、手順 212
11.3 HOMER Pro によるシミュレーションの検討結果 213
11.4. Homer シミュレーションによる考察、精度向上のための提案 222
12. 系統安定化対策技術の比較検討 224
12.1. 国内外の系統安定化対策技術に関する情報収集 224
12.2. ウポル系統に適切と思われる対策技術の提案 239
12.3. ウポル系統における CPAT シミュレーション検討デモンストレーション
..... 261
12.4. 系統安定化対策に関する基礎的な技術調査 302
13. 系統安定性を確保するために IPP 事業者に対して要求する基準の検討 308
13.1. 各国のグリッドコード検討状況について 308
13.2. CPAT による系統安定化対策技術案の検討 321
参考文献 338

1. プロジェクトの概要

1.1. プロジェクトの背景・経緯

大洋州島嶼国のエネルギーセクターは今後より多くの再生可能エネルギー（以下,「再エネ」という）を系統に接続し,消費者へ供給することが想定される。サモアもその例外ではなく,2025 年までに国内電力の 100%を再エネによって供給する目標を設定しており,すでに 2018 年においてウポル島の発電量の 50%は水力,太陽光発電,風力発電等の再エネによって供給されており,中でも変動性再エネである太陽光発電が近年増加している。

これら変動性再エネの供給割合が増加する場合,その出力変動性から需給バランスを維持するための調整機能が必要となり,複雑な系統運用が求められる。週末の軽負荷時間帯では,現時点においても,水力,太陽光発電からの出力のみで電力需要を賄える状況となっているため,サモア電力公社ではディーゼル発電機を停止し,一部時間帯にて再エネ 100%での電力供給を実現するための検討を開始している。また,サモア電力公社は再エネによる電力供給 100%の達成に向けて再エネによる発電と系統安定化のサービスを供給する IPP 事業者の入札を実施しており,落札した IPP 事業者は,太陽光発電,風力発電,蓄電池などの設備を段階的に導入していく予定である。

一方,ディーゼル発電機を全て停止して再エネによる電力供給 100%を実現するにあたっては,電力系統に連系される同期発電機の容量低下に伴う無効電力調整容量の低下,短絡容量の低下,系統慣性の低下などの系統安定性に関する課題とその対策について事前検討することが必要不可欠である。また,サモア電力公社は既存の再エネと新たに IPP 事業者によって導入される再エネの全てを含めた系統全体の安定性について調査する必要があると認識している。このことから,サモア国電力公社から系統シミュレーションの実施並びに必要な対応策検討に係る協力依頼の意向が伝えられた。サモアは現在実施中の「太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト(広域)(フェーズ 2)」(以下,「本プロジェクト」という)の対象国ではないが,変動性再エネの導入割合が特に高く,系統解析シミュレーションを通して課題の抽出と対策の検討を実施することで,本プロジェクトの対象 5 か国(フィジー,ツバル,キリバス,ミクロネシア,マーシャル)において再エネ導入量を増加するためのケーススタディとして取り上げることが適切であることから実施することとなった。

2. プロジェクトの目的

サモアは変動性再エネの供給割合が他国に比して増加しており,軽負荷時間帯におけるディーゼル発電機の停止運用の実現及び 2025 年における再エネによる電力供給 100%を検討していることに鑑み,系統解析シミュレーションを行い,課題の抽出ならびに必要な対策を検討・提案し,その活動内容及び調査結果に基づく知見を本プロジェクトの対象 5 か国に共有することで,類似課題解決に向けての示唆を与えることを目的とする。

3. ウポル電力系統の概要

3.1. 対象地域

サモア　ウポル島



図 3.1-1　サモア国の位置
【出所】Google Maps

3.2. 対象地域の業務概要

ウポル系統を模擬した系統モデルを作成し,再エネによる電力供給 100%を想定した系統解析シミュレーションを行い,課題を抽出するとともに,必要な対策を検討し,提案する。また,その活動内容及び調査結果に基づく知見を本プロジェクトの対象 5 か国に共有する。

3.3. 関係官庁・機関

○：監督官庁,●：実施機関,( )：略称

【サモア】

○サモア公共事業省	Ministry for Public Enterprises	(MPE)
●サモア電力公社	Electric Power Corporation	(EPC)

3.4. プロジェクト実施体制

プロジェクトの実施体制は、沖縄電力㈱と㈱沖縄エネテックの共同企業体(JV)であり,(一財)電力中央研究所（以下,「電中研」という）と㈱電力計算センター（以下,「DCC」という）に再委託を行っている。電中研は,サモア電力公社より得られる SCADA データ,実測データ,およびシミュレーション解析等に係る指導,DCC はサモア電力公社より提供される各種資料の調査,系統モデルの作成,およびシミュレーション解析を実施する。

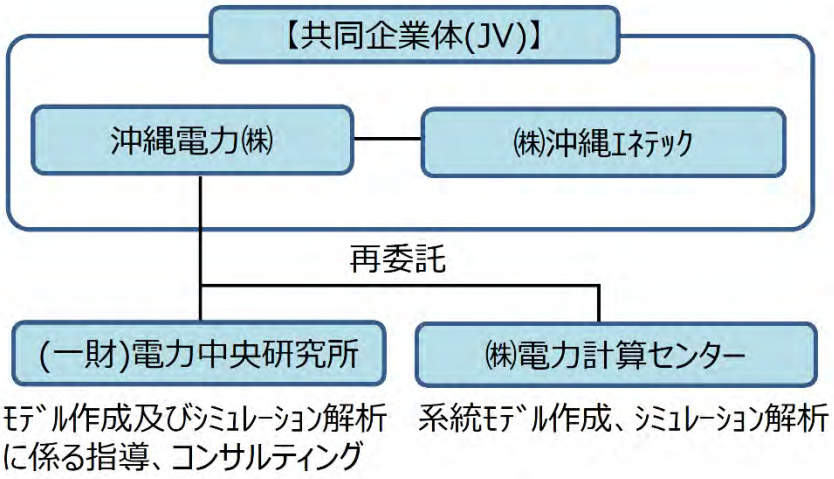


図 3.4　プロジェクトの実施体制

3.5. プロジェクト協力期間（フェーズ 2)

2021 年 1 月～2022 年 3 月

(※プロジェクト全体の期間 2017 年 8 月～2022 年 6 月)

3.6. 対象地域の概況

本プロジェクト対象地域（サモア ウポル島）については,以下の電力系統の情報が得られている。

表 3.6-1 対象地域の電力系統（2018 年実績値）

電力系統（ウポル島）	
ピーク需要[MW]	27
ディーゼル発電 設備容量[MW]	30
再エネ 設備容量[MW]	26
系統需要 電力量[GWh]	147
ディーゼル 発電電力量[GWh]	73
再エネ設備 発電電力量[GWh]	73
再エネ導入率[%]※1	50

【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

※1 再エネ導入率＝再エネ年間発電量（GWh）／(再エネ年間発電量（GWh）+ディーゼル年間発電量(GWh))×100 [%]

4. ウポル電力系統の概要における再エネ導入計画(目標)について

4.1. これまでの再エネ導入状況

対象地域（サモア ウポル島）においては,再エネの中でも太陽光発電の導入が拡大しており,現在までの導入量は約 13 MW に達している。週末の軽負荷時間帯では,現時点においても,水力,太陽光発電からの出力のみで電力需要を賄える状況となっており,サモア電力公社ではディーゼル発電機を停止し,一部時間帯にて再エネ 100%での電力供給を実現するための検討を開始している。

4.2. 今後の再エネ導入計画・目標（マスタープラン）

サモア電力公社は 2025 年までに再エネによる電力供給 100%の達成に向けて再エネによる発電と系統安定化のサービスを供給する IPP 事業者の入札を実施しており,落札した IPP 事業者は,太陽光発電,風力発電,蓄電池などの設備を段階的に導入していく予定である。また,サモア電力公社は既存の再エネと新たに IPP 事業者によって導入される再エネの全てを含めた系統全体の安定性について調査する必要があると認識している。

サモア電力公社のマスタープランによると,ウポル電力系統の 2025 年までの設備計画としては,図 4.2-1～図 4.2-2 に示すように再エネの発電設備容量(MW)が 2020 年に総発電設備容量の 50%に達した後は,2025 年まで横ばいで推移する見通しとなっている。再エネの年間発電量(GWh)については, 図 4.2-3～図 4.2-6 に示すように 2018 年時点では 50%であり,その後段階的に増えていき,2024 年に 100%に達した後は 2025 年まで 100%で推移する見通しとなっている。なお,2018 年時点において図 4.2-7～図 4.2-8 に示すように変動性再エネ（太陽光発電,風力発電）とその他再エネ（水力,バイオマス）の電源構成比率（MW）は 50%:50%であるが,2025 年においては, 図 4.2-11～図 4.2-12 に示すように 46%：54%となっており,僅かにその他再エネ（水力発電,バイオマス発電）の比率が増加する見通しである。

また, 年間発電量（GWh）については,変動性再エネ（太陽光発電,風力発電）とその他再エネ（水力発電,バイオマス発電）の比率は,2018 年時点において図 4.2-5～図 4.2-6 に示すように 32%:68%であるが,2025 年においては, 図 4.2-9～図 4.2-10 に示すように 34%:66%となっており,僅かに変動性再エネ（太陽光発電,風力発電）の比率が増加する見通しである。

具体的な設備計画としては,2020 年 4 月にバイオマス発電所である Afolau Bioma 変電所 Gasification Plant が稼働を開始しており,今後,新規の水力発電所が 2 箇所（Tiapapata 760KW SHP：2021 年, Alaoa 0.3MW SHP：2024 年）稼働を予定している。

また、マスタープランで計画されていた IPP の新設風力発電（Le Pue 20MW Wind Farm：2021 年稼働予定）については、現状計画が白紙となっている。そのため、マスタープランにおいては当初 2025 年まで毎年 4.5%の発電量の増加を見込んでいたが、図 4.2-3 に示す年間発電量の推移グラフでは、2020 年が年間発電量のピークとなっている。

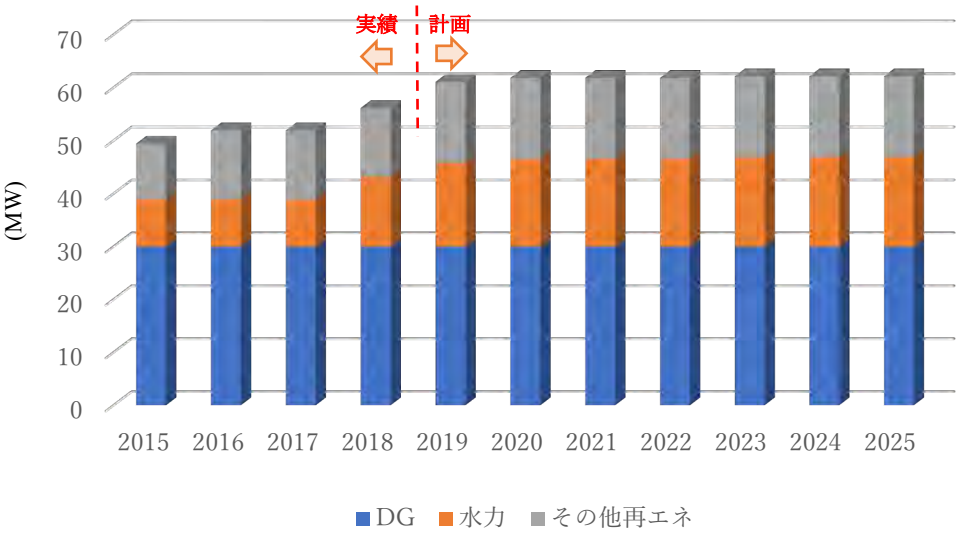


図 4.2-1　発電設備容量(MW)の推移（2015～2025）
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

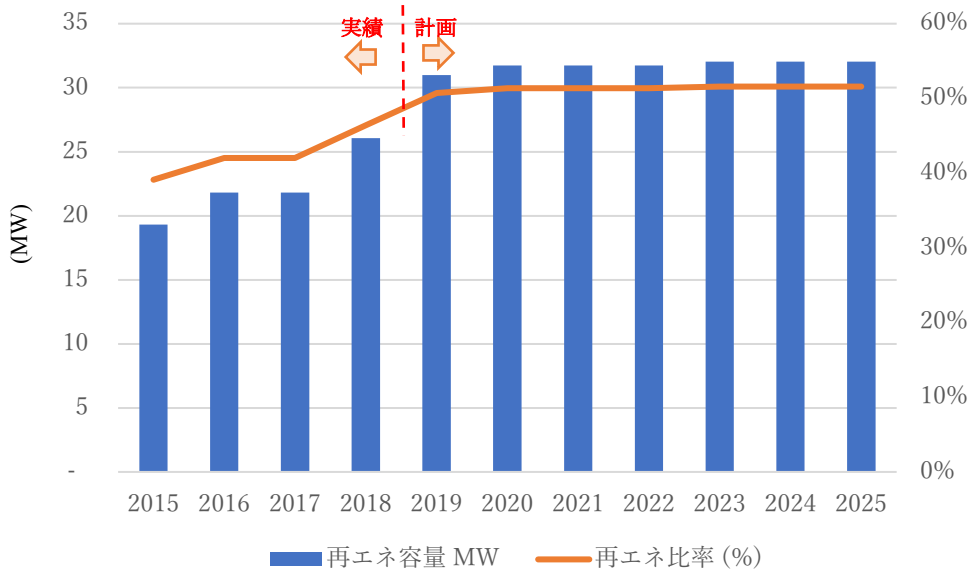


図 4.2-2　再エネ設備容量および再エネ設備比率の推移（2015～2025）
※ 再エネ設備比率＝再エネ設備容量（MW）／総発電設備容量(MW) ×100 [%]
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）



図 4.2-3　年間発電量(GWh)の推移（2015～2025）
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

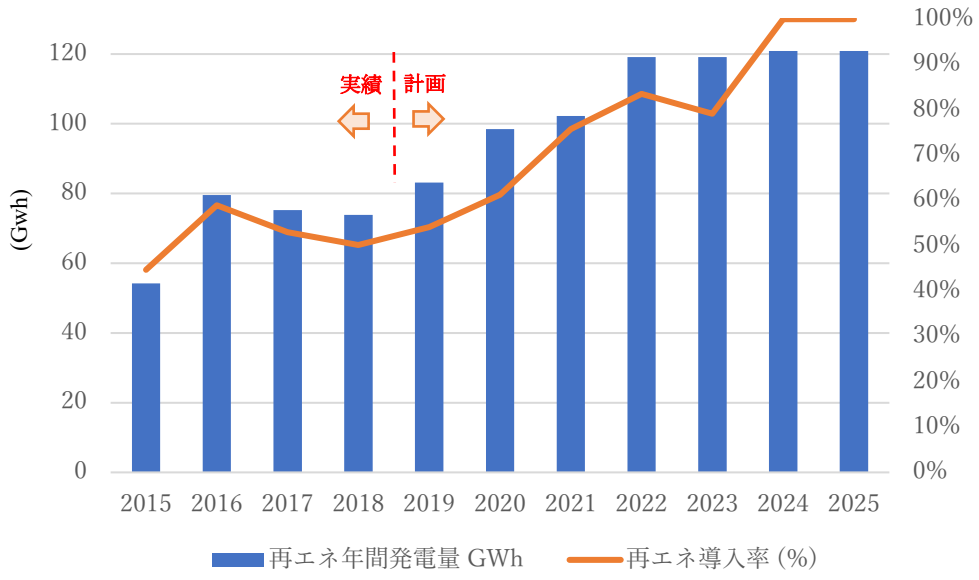


図 4.2-4　再エネ発電量および再エネ導入率の推移（2015～2025）
※再エネ導入率＝再エネ年間発電量（GWh）／(再エネ年間
発電量（GWh）+ディーゼル年間発電量(GWh))×100 [%]
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

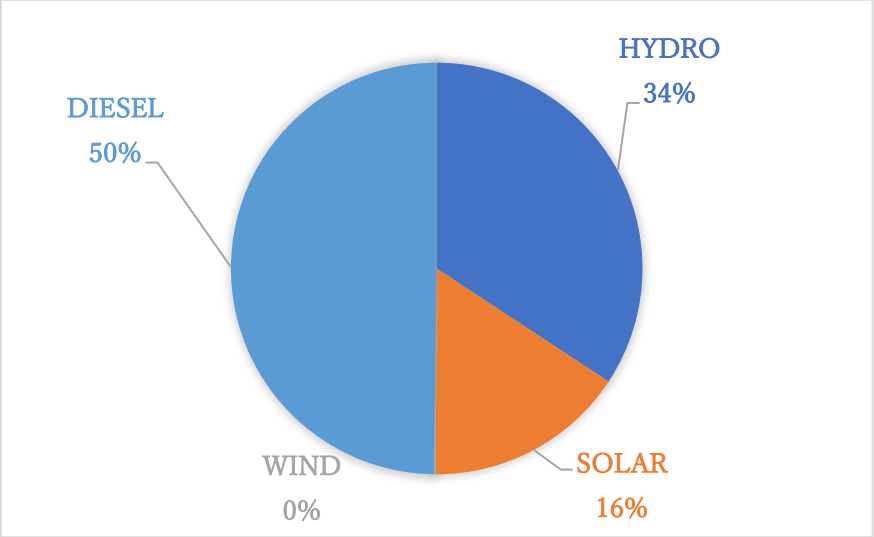


図 4.2-5　2018 年_年間発電量（GWh）構成比 (ディーゼル発電含む)
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

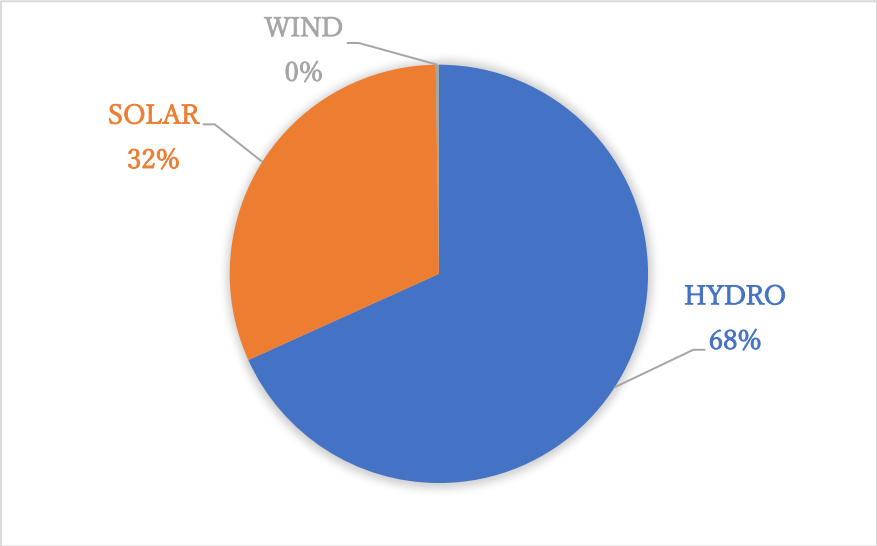


図 4.2-6　2018 年_年間発電量（GWh）構成比(再エネのみ)
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

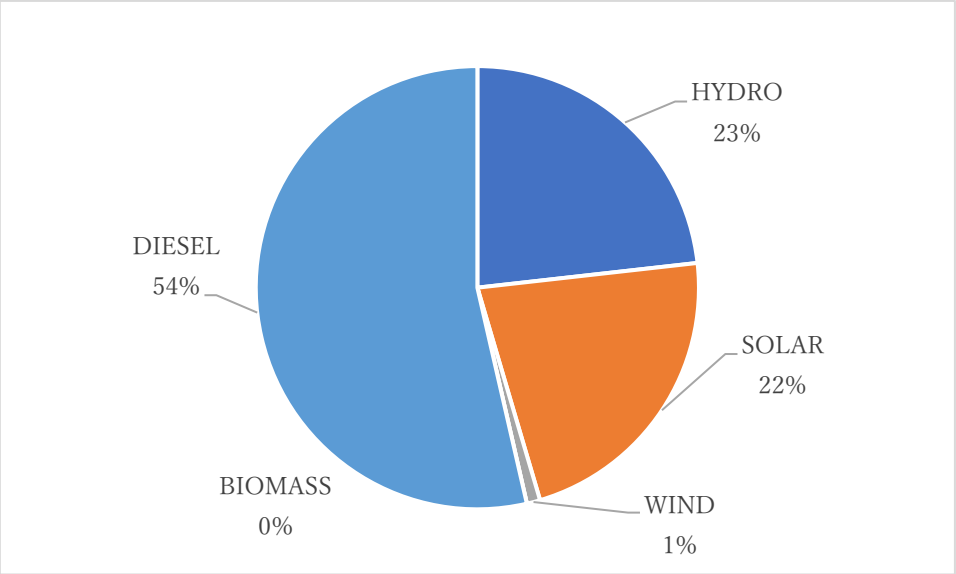


図 4.2-7　2018 年_電源設備（MW）構成比 (ディーゼル発電含む)
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

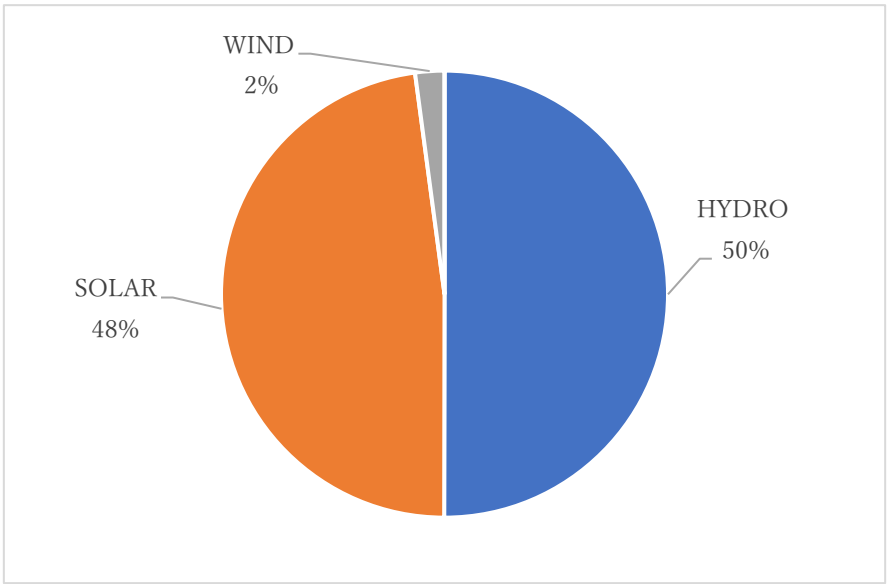


図 4.2-8　2018 年_電源設備（MW）構成比 (再エネのみ)
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

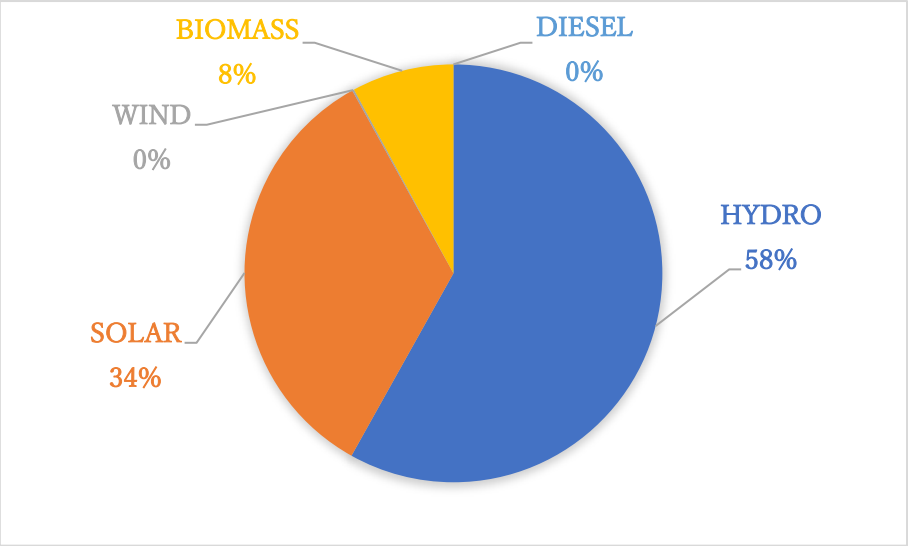


図 4.2-9　2025 年_年間発電量（GWh）構成比（ディーゼル発電含む）【計画】
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

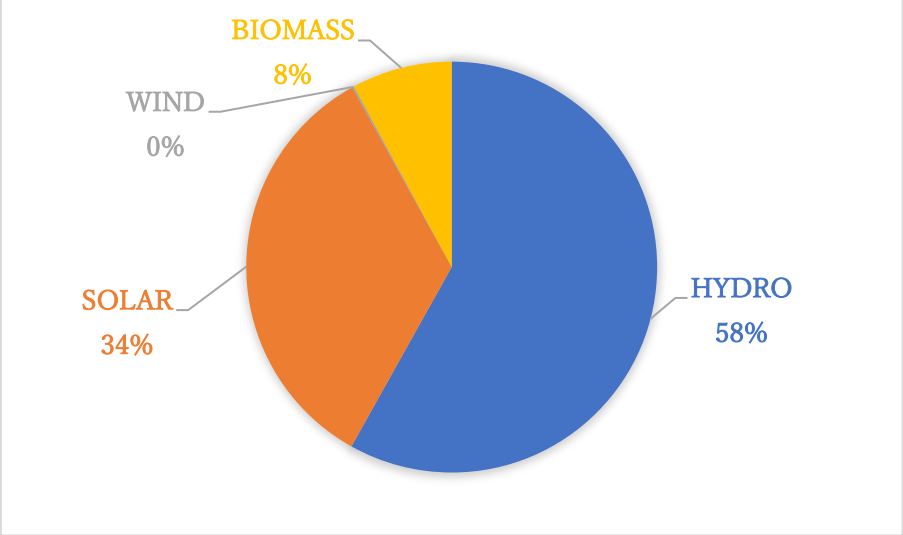


図 4.2-10　2025 年_年間発電量（GWh）構成比（再エネのみ）【計画】
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

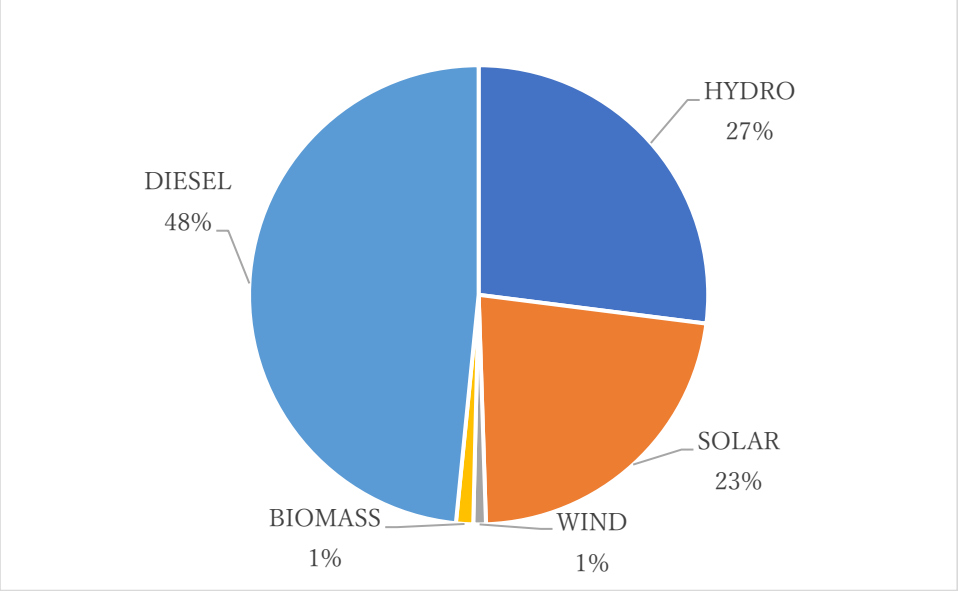


図 4.2-11　2025 年_電源設備（MW）構成比（ディーゼル発電含む）【計画】
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

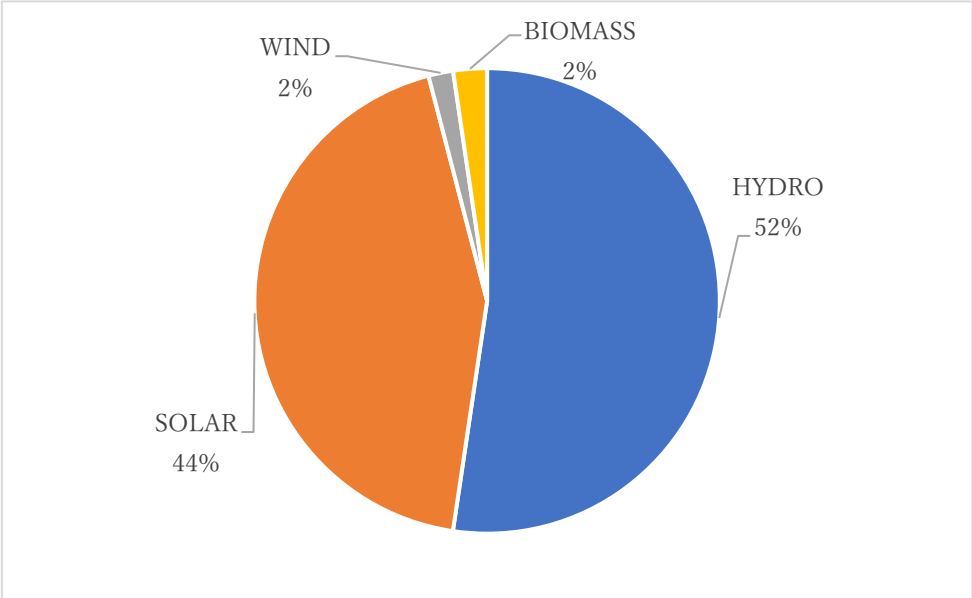


図 4.2-12　2025 年_電源設備（MW）構成比（再エネのみ）【計画】
【出所】サモア電力公社提供資料（ウポル島マスタープラン）

5. 既存系統及び関連情報の収集・整理・分析

5.1. エネルギー,電力セクターに関する既存の法律及び関連する諸制度

5.1.1. 基準とガイドライン － 一般事項

エネルギー,電力セクターに関する既存の法律及び関連する諸制度として,サモア電力公社のグリッドコードおよび関連する外部の基準やグリッドマーケット社が定める要求事項については以下がある。

一般事項：

－サモア電力公社グリッドコード（バージョン 2.3　2019 年 4 月 1 日）

－オーストラリア／ニュージーランド基準（”AS/NZS”）3000:2018.電気設備設置

－AS/NZS 3100:2017 .承認と試験の仕様

－AS/NZS TR IEC 61000.3.6 電磁両立性（EMC）

－AS 2067:2016. 交流 1kV 以上の変電所と高圧設備設置

インバーターの仕様：

－AS/NZS 4777.1:2016. インバーターを介したエネルギーシステムの系統連系

－AS/NZS 4777.1:2017. インバーターを介したエネルギーシステムの系統連系

太陽光発電アレイ：

－AS/NZS 5033.2014. 太陽光発電アレイの設置と安全要件

5.2. 電力分野の運営体制に係る情報

5.2.1. 電気事業

サモアは,ウポル島とサバイイ島を含む 9 つの島から構成される人口 20 万人程度の島嶼国である。首都はウポル島内のアピアに位置する。サモアの電力事情は,1972 年に設立されたサモア電力公社が発電・送電・配電・小売を管理し,サモア人口の 98%に電力を供給している。

エネルギー情勢の所管官庁は,サモア公共事業者（Ministry for Public Enterprises）であり,エネルギー政策の立案から実行まで行っている。そして,財務省の管轄下にエネルギー政策実行の検証・評価・承認を行う,国家エネルギー部門調整委員会（National Energy Coordination Committee）が設立されている。

5.3. 電力設備（発電,送電,配電）に係る基本情報（系統図,各設備の諸元等）

5.3.1. 発電設備

サモアのウポル系統における 2020 年時点の総発電設備容量は 6 万 kW であり,電源別ではディーゼル発電が 50 %,太陽光発電が 24 %,水力が 24 %,風力発電が 1 %,バイオマスが 1 %を占める。事業者別では,サモア電力公社が全体の 8 割を占めており,残りの 2 割を IPP 事業者が所有している。なお,IPP 事業者が所有する設備はすべて太陽光発電となっている。

また,サモア電力公社のマスタープランによると,新規に 2 箇所の水力発電所の運開予定（表 5.3.1-1 *1 [Note]参照）がある。加えてマスタープランには記載されていないが、サモ

ア電力公社からの情報提供では IPP により新規に太陽光発電所３箇所の運開予定（表 5.3.1-1 *2 [Note]参照）がある。

表 5.3.1-1　ウポル系統の発電設備一覧（2020 年時点）

SOURCE	Generator	Manufacture	Owner	Operating Status	Date Installed	Installed Capacity (kW)	Available Capacity (kW)
DIESEL	Fiaga 1	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 2	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 3	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 4	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Tanu No7	Mirrlees MK2	EPC	In Service	1999	4200	2000
	Tanu No12	Mirrlees MK1	EPC	In Service		3500	1000
				TOTAL DIESEL GENERATION CAPACITY		30,700.00	25800
SOLAR	Airport IPP1	Sun Pacific	IPP	In Service	Apr-15 Dec-18	2000 1800	3800
	Airport IPP2	Green Power	IPP	In Service	Apr-15	2000	2000
	Airport IPP3	Solar for Samoa	IPP	In Service	Nov-16	2500	2500
	Racecourse IPP2	Green Power	IPP	In Service	May-16	2000	2000
	Racecourse IPP3	Solar for Samoa	IPP	In Service	Jun-16	1500	1500
	Racecourse EPC	EPC	EPC	In Service	Nov-14	2200	2200
	Racecourse Gym3	EPC	EPC	In Service	Apr-14	240	240
	Vaitele Solar	EPC	EPC	In Service	Mar-14	250	250
	Tanugamanono Solar	EPC	EPC	In Service	Mar-14	150	150
	Mapu-i-Fagalele Solar	EPC	EPC	In Service	Sep-16	80	80
				TOTAL SOLAR GENERATION CAPACITY		14720	14720
HYDRO	Taelefaga 1	Control Electronics	EPC	In Service	1993	2000	2000
	Taelefaga 2	Control Electronics	EPC	In Service	1993	2000	2000
	Taelefaga 3	HNAC Tech	EPC	In Service	2019	2000	2000
	Lalomauga 1	Control Electronics	EPC	In Service	2020	1750	1750
	Lalomauga 2	Control Electronics	EPC	In Service	2020	1750	1750
	Samasoni 1	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	950	900
	Samasoni 2	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	950	900
	Fale o le Fee	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	1750	1750
	Alaoa	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2010	1000	1000
	Tafitoala	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2019	550	500
	Fuluasou	WKV German	EPC	In Service	2019	560	500
				TOTAL HYDRO GENERATION CAPACITY		15260	15050
WIND	Vailoa 1	Vergnet Pacific	EPC	In Service	Sep-14	275	275
	Vailoa 2	Vergnet Pacific	EPC	In Service	Sep-14	275	275
				TOTAL WIND GENERATION CAPACITY		550.00	550.00
BIOMASS	Biomass Afolau	STEC Afolau	EPC	In Service	May-20	750.00	150.00
				TOTAL BIOMASS GENERATION CAPACITY		750.00	150.00
				TOTAL RENEWABLE GENERATION CAPACITY - UPOLU		31,280.00	30,470.00
				TOTAL GENERATION CAPACITY - UPOLU		61,980.00	56,270.00

*1 [Note] 以下の発電設備導入計画あり。

・Tiapapata 760 KW SHP（HYDRO：760 KW,2021 年営業運転開始予定）

・Alaoa 0.3 MW SHP (include with Alaoa Dam)（HYDRO：300 KW,2024 年営業運転開始予定）

*2 [Note] 上記以外に以下の IPP 事業者による太陽光発電導入計画あり。

・Fiaga Plant（太陽光発電 : 41.64 MW, 蓄電池: 18 MW/116.83 MWh）

・Vailoa Wind Site（太陽光発電 : 14.38 MW, 蓄電池: 7.5 MW/38.94 MWh）

・Salelologa Site (Savaii Island)（太陽光発電 : 15.99 MW, 蓄電池: 7.5 MW / 38.94 MWh）

【出所】サモア電力公社提供資料

5.3.2. 送配電設備

サモアの送配電線は,サモア電力公社がウポル島,サバイイ島,アポリマ島,マノノ島に独占的に配備しており,2014 年に 4 島の主要送配電線において SCADA システムを実装している。

ウポル島における送配電電圧は,33 kV,22 kV,11 kV,6.6 kV となっており,最終供給電圧は 240 V である。周波数は 50 Hz である。

図 5.3.2-1 は,ウポル島の系統図を示している。Fiaga や Tanugamanono など 12 の発電所と,Fuluasou に 1 箇所の変電所があり,系統としては,くし型の系統となっている。表 5.3.2-2 に送配電設備の諸元を示しているが,いくつかの送配電線については,線路こう長および材質が不明である。

5.3.3. 蓄電池設備

2018 年に、サモア電力公社は 2 つの蓄電池システムの設置を完了しており、Faleolo 空港では定格出力 2MW（容量 3.4MWh）、Fiaga 発電所では定格出力 6MW（容量 10.2MWh）となっている（図 5.3.3-1 参照）。当該蓄電池システムは、太陽光発電にて生成された電力を貯蔵し、系統負荷の急激な増減が発生した場合、当該負荷変動の影響を抑制する自動制御する機能が実装されている。

サモア電力公社としては、当該蓄電池システムを活用することで、再エネ導入を最大化すると同時に、系統安定化の確保を目指している。また当該蓄電池システムの効果的な運用により、ディーゼル発電機の並入台数を減らし、運用コストの最小化も図っている。

さらに、サモア電力公社では、将来、蓄電池を備えた太陽光発電システムを導入する計画もあるとの事なので、今後の動向を注視していく予定である。

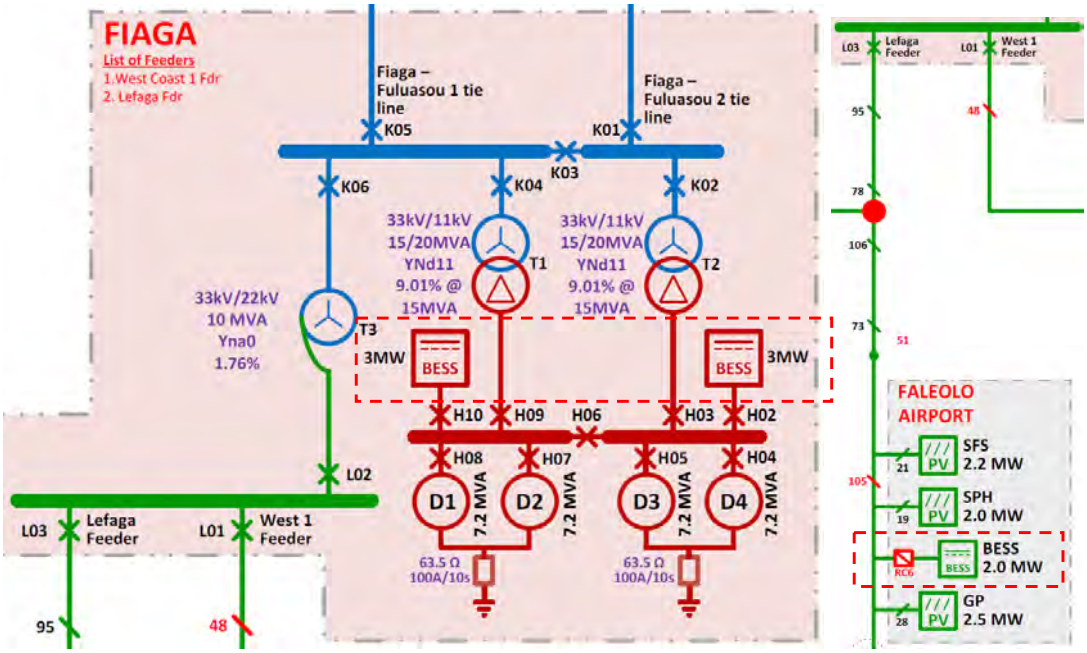


図 5.3.3-1 蓄電池設備の設置箇所（FIAGA、FALEOLO AIRPORT）

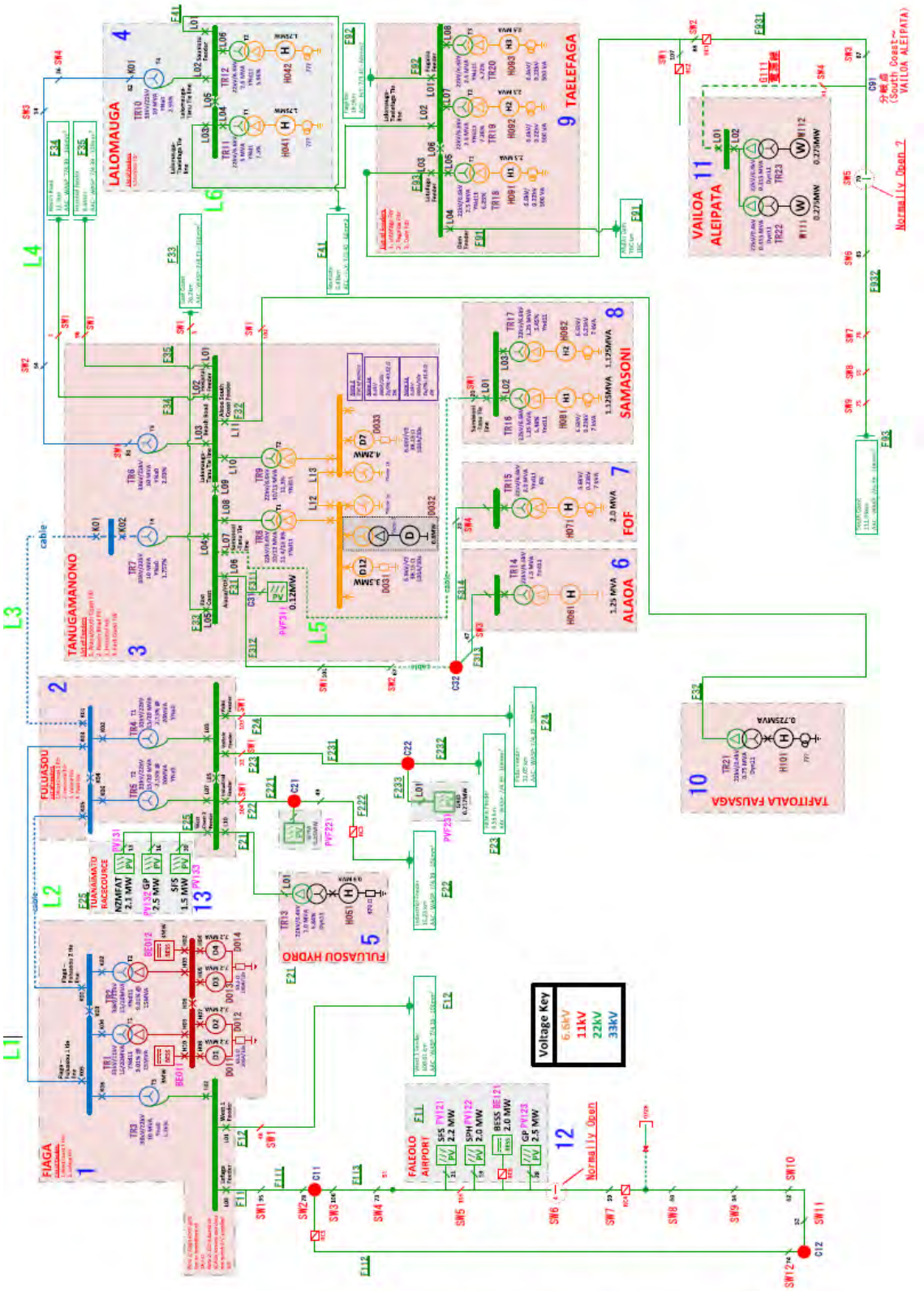


図 5.3.2-1　ウポル島の系統図【2021.1.13 時点】
【出所】サモア電力公社提供資料

表 5.3.2-1　系統図番号の附番方法

設備	接頭文字	附番ルール
発電所	なし	Fiaga 発電所を 1 番として，系統図左上から昇順に附番
ディーゼル発電機	D〇〇	〇〇は発電所番号 発電所内で 1 から始めて附番
水力発電機	H〇〇	〇〇は発電所番号 発電所内で 1 から始めて附番
33 kV 送電線	L	Fiaga-Fuluasou の架空送電線を L1 番として，系統図左上から昇順に附番
22 kV 配電フィーダ	F□	□は接続する発電所番号 発電所内で系統図の左から右に昇順に附番
変圧器	TR	Fiaga 発電所の 1 号変圧器を TR1 として系統図左上から昇順に附番

表 5.3.2-2　送配電設備の諸元

Type	System diagram No.	Transmission line name Substation name	V	Line type/ Transformer Pattern	Line specification (size of conductor)	Circuit length [km]
Transmission line	L1	Fuluasou tie-line (overhead)	33kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	11.61
	L2	Fuluasou tie-line (cable)	33kV	2	XLPE - Al 300mm^2	13.79
	L3/33	Fuluasou-Tanu Tie Line	33kV	2	XLPE - Al 300mm^2	6.97
	L4	Lalomauga Tie Line	33kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	38.37
	L5	Samasoni Tie Line	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	0.30
	L6	Lalomauga-Taelefaga tie line	22kV	4	ACSR - Merlin: 18/3.47 - 180mm^2	12.21
Distribution line	F11	Lefaga Fdr	22kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	133.97
	F111	FIAGA～C11	22kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm2	*3
	F112	C11～C12～SW6	22kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm2	*3
	F113	C11～SW3～SW6	22kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm2	*3
	F12	West 1 Fdr	22kV	1 3 5	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - AL 185^2 HD - Cu 6mm^2	109.61 3.00
	F21	Fuluasou Hydrd	22kV	*2	*2	*2
	F22	Industrial Fdr	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	15.23
	F221	FULUASOU～C21	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	*3
	F222	C21～Industrial Fdr	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	*3
	F23	Vaitele Fdr	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	6.54
	F231	FULUASOU～C22	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	*3
	F232	C22～Vaitele Fdr	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	*3
	F233	C22～PVF231	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	*3
	F24	Palisi Fdr	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm2 XLPE - Al 185^2	31.05
	F25	WestCoast2 Fdr	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	2.99
	F31	Alaoa Tie Line	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	2.345 0.948

Distribution line	F311	TANUGAMANONO～C31	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	*3
	F312	C31～C32	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	*3
	F313	C32～ALAOA	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	*3
	F314	C32～FOF	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	*3
	F32	Alaoa South Fdr	22kV	1	AAC - WASP : 7/4.39 - 106mm^2	55.32
	F33	East Coast Fdr	22kV	1 6	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 ACC - FLY: 7/3.40 - 66mm^2	26.21
	F34	Beach Road Fdr	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185^2	12.20
	F35	Hospital	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	8.64
	F41	Sauniatu Fdr	22kV	6 7	ACC - FLY: 7/3.40 - 66mm^2 XLPE - Cu 95mm^2	6.43
	F91	Dam Feeder	22kV	*2	*2	*2
	F92	Fagaloa	22kV	6	ACC - FLY: 7/3.40 - 66mm^2	16.90
	F93	Lotofaga Fdr (South Coast)	22kV	1	AAC - WASP : 7/4.39 - 106mm^2	111.03
	F931	TAELEFAGA～C91	22kV	1	AAC - WASP : 7/4.39 - 106mm^2	*3
	F932	C91～South Coast	22kV	1	AAC - WASP : 7/4.39 - 106mm^2	*3
	G111	C91～ VAILOA ALEIPATA	22kV	*2	*2	*2
Transformer	TR1	1.Fiaga Plant	33/22kV	15-1	—	—
	(TR2)	1.Fiaga Plant	33/22kV	15-1	—	—
	TR3	1.Fiaga Plant	33/22kV	10-1	—	—
	TR4	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20-1	—	—
	TR5	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20-2	—	—
	TR6	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10-2	—	—
	TR7	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10-3	—	—
	TR8	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10/12 -1	—	—
	TR9	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10/12 -2	—	—
	TR10	4.Lalomauga Plant	33/22kV	10-2	—	—
	TR11	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	5-1	—	—

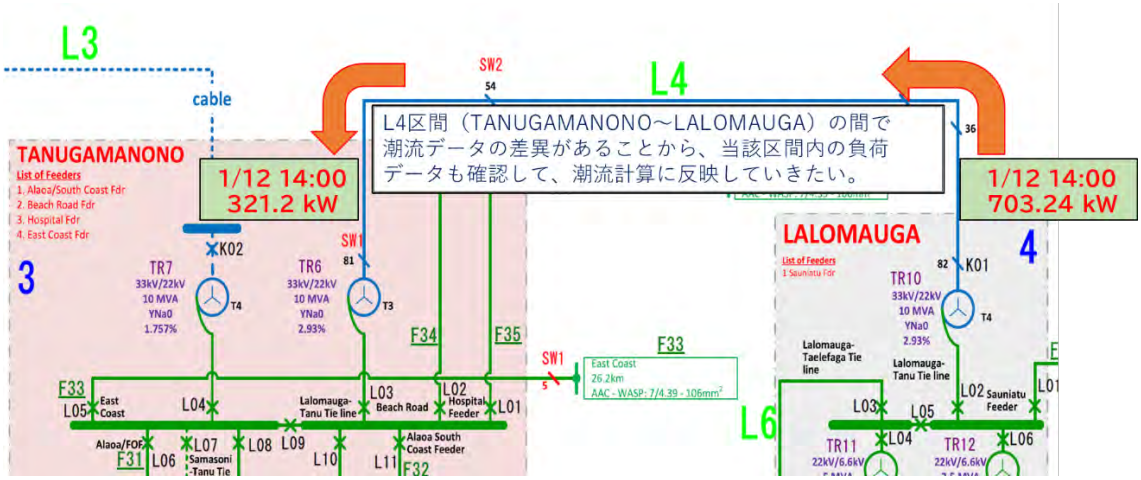
Transformer	TR12	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	2.5-1	—	—
	TR13	5.Fulsaou Hydoro	22/0.4kV	1-1	—	—
	TR14	6.ALAOA	22/6.6kV	1.5-1	—	—
	TR15	7.FOF	22/6.6kV	2-1	—	—
	TR16	8.SAMASONI	22/6.6kV	1.25-1	—	—
	TR17	8.SAMASONI	22/6.6kV	1.25-2	—	—
	TR18	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5-2	—	—
	TR19	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5-3	—	—
	TR20	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5-4	—	—
	TR21	10.TAFITOALA FAUSAGA	22/0.4kV	0.75-1	—	—
	TR22	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315 -○	—	—
	TR23	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315 -○	—	—

* 1 [Note] We will refer to "Future Transmission Network Protection Review Report (received on December 17, 2020)" for the resistance values of transmission lines and distribution lines.
* 2 [Note] Information on the impedance of distribution lines F21 and F91 is unknown.
* 3 [Note] Information on the length for each distribution line segment is unknown (F111 to F113, F221 to F222, F231 to 233, F311 to 314, F931 to 92, G111).
* 4 [Note] There are two sets of reactance values, Reactance 1 and 2, but Reactance 1 will be used.
* 5 [Note] There are no transformer capacity based % Z values for transformers (TR14, TR21, TR22, TR23).
* 6 [Note] Transformer TR9 is a transformer with a different capacity, but since only one % impedance is shown in Samoa_SLD_DRAFT Ver02_2020, 11.4 / 13.8% for TR8 will be used.
* 7 [Note] There are two sets of transformer information, "Samoa_SLD_DRAFT Ver02_2020" and "Load Flow & System Protection Studies Report Final," but we will calculate with the values listed in "Samoa_SLD_DRAFT Ver02_2020."

【出所】サモア電力公社提供資料

5.4. 電力需要に係る情報

サモア電力公社から提供されたデータには,異常値,欠測データ等も含まれているため,比較的,正常値が多く収集できたと思われるデータをピックアップして本報告書に掲載することとした。当該データを用いて把握できる範囲で,ウポル系統の需要の特徴を整理していく予定である。当該データは,「残余需要＝正味の需要－再エネ等の発電量」の形で見えていることから,「正味の需要」の把握方法について,サモア電力公社と調整していく必要があると考えている。また,図 5.4-1 に示すように,一部の送電線の区間に含まれる負荷データの詳細が確認できていない。



5.4.1. ウポル系統 需要カーブ（2020 年 月別データ）

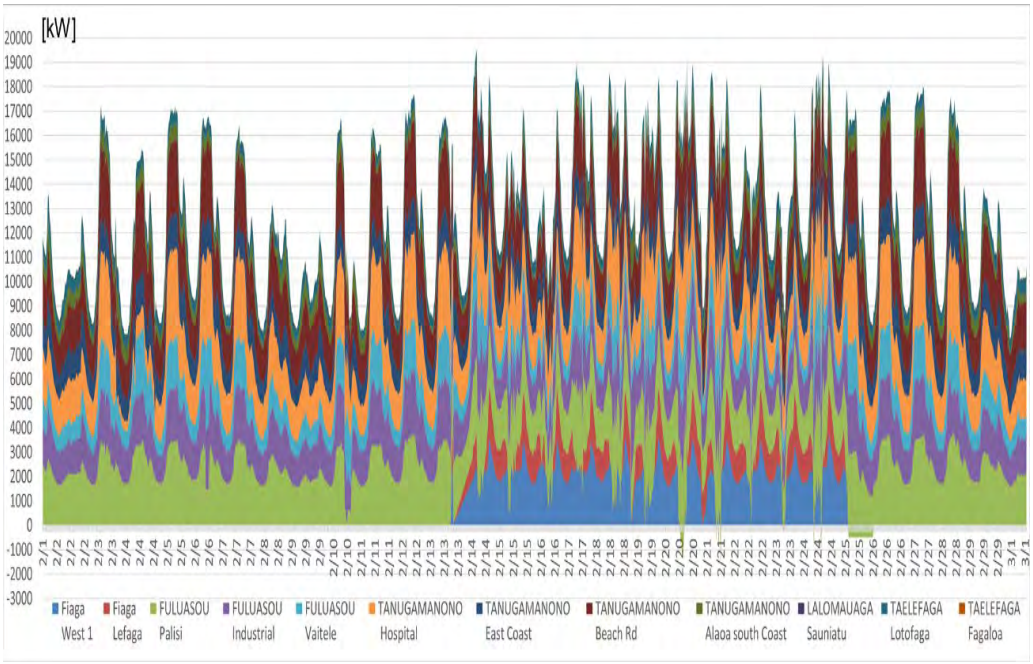
サモア電力公社から提供された需要情報に関するデータを基に作成したウポル系統の需要カーブ（2020 年 2 月,3 月,5 月,7 月,9 月,11 月：各フィーダの積算値）を図 5.4.1-1～図 5.4.1-6 に示す。また,月別の需要カーブの最大値,最小値一覧を表 5.4.1-1 に示す。表 5.4.1-1 より,需要最大値は 20,000 kW～22,000 kW 程度となっており,最大値の発生時間帯は昼間帯および夜間帯に発生している。需要最小値は 6,500 kW～8,500 kW となっており,発生時間帯は昼間帯を中心に発生している。

表 5.4.1-1 ウポル系統 需要カーブ 月別最大値・最小値

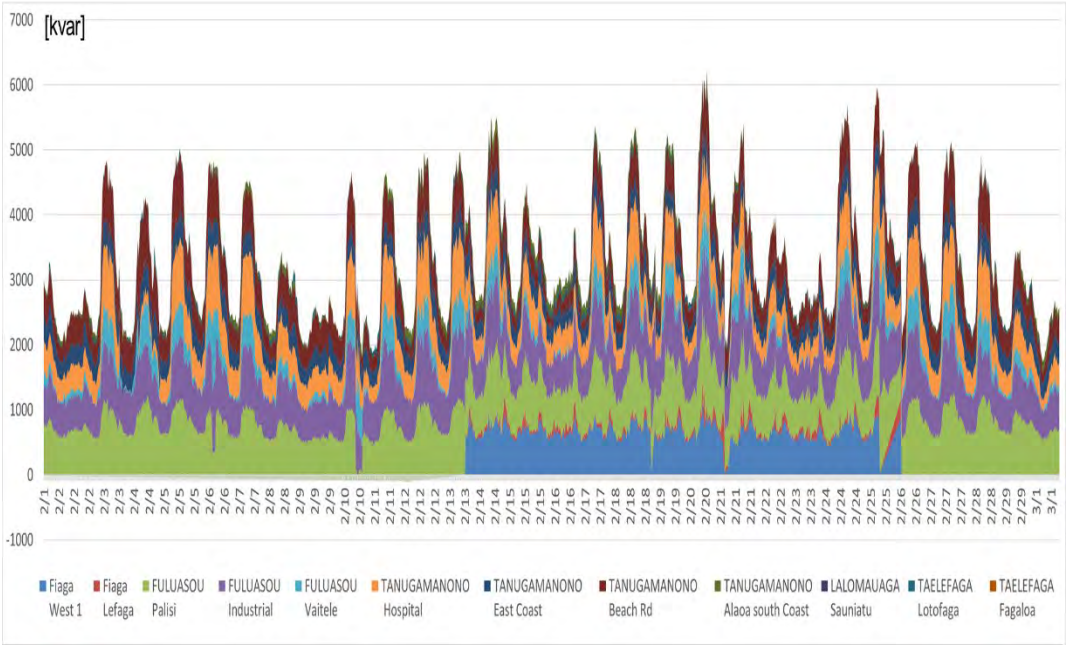
年月	最大値 付近	最小値 付近
2020 年 2 月	19,542 kW(02/14 11:51) 18,967 kW(02/24 20:29)	7,687 kW(02/04 04:45) 8,437 kW(02/10 17:45)
2020 年 3 月	22,009 kW(03/12 15:46) 21,083 kW(03/11 15:00)	4,240 kW(03/08 12:43) 6,638 kW(03/02 04:17)
2020 年 5 月	20,719 kW(05/13 12:01)	7,409 kW(05/31 13:06)

	20,702 kW(05/25 18:58)	8,312 kW(05/03 12:05)
2020 年 7 月	20,493 kW(07/13 12:21) 19,793 kW(07/08 19:00)	6,928 kW(07/05 14:30) 7,266 kW(07/12 12:41)
2020 年 9 月	19,626 kW(09/17 19:31) 19,567 kW(09/28 10:01)	6,457 kW(09/20 12:30) 7,048 kW(09/27 14:19)
2020 年 11 月	21,792 kW(11/3 11:56) 20,148 kW(11/17 09:50)	6,962 kW(11/22 14:59) 7,196 kW(11/02 18:53)

※各月における最大値,最小値は,異なる日で同程度の出力になっているデータを選定

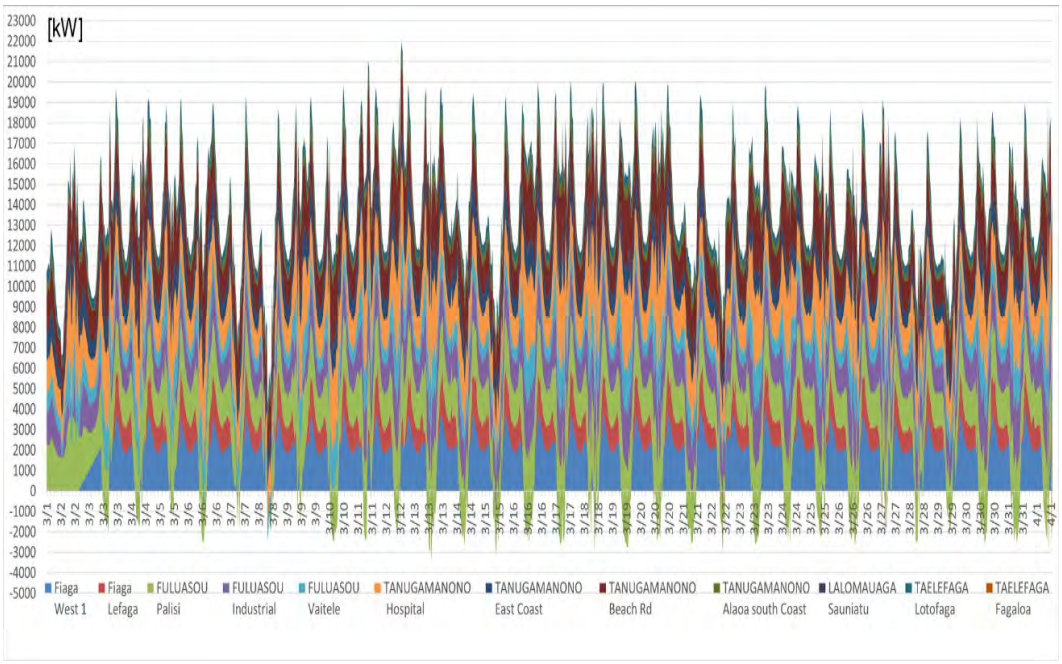


（a）有効電力カーブ（各フィーダー積算値）

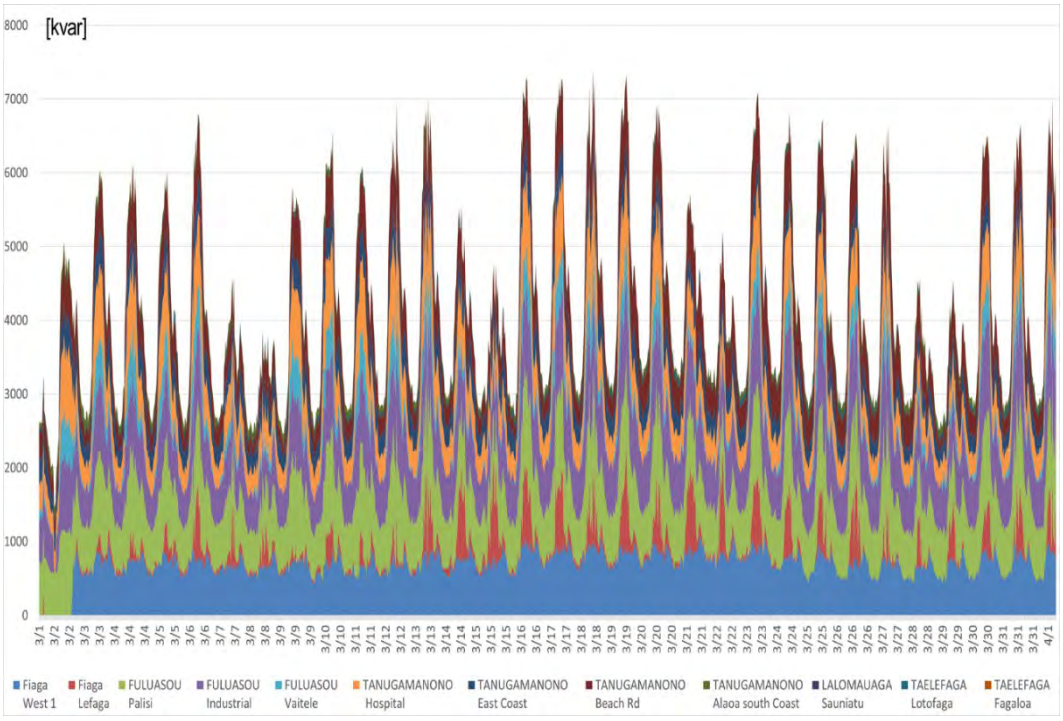


（b）無効電力カーブ（各フィーダー積算値）

図 5.4.1-1 ウポル系統の需要カーブ（2020 年 2 月）

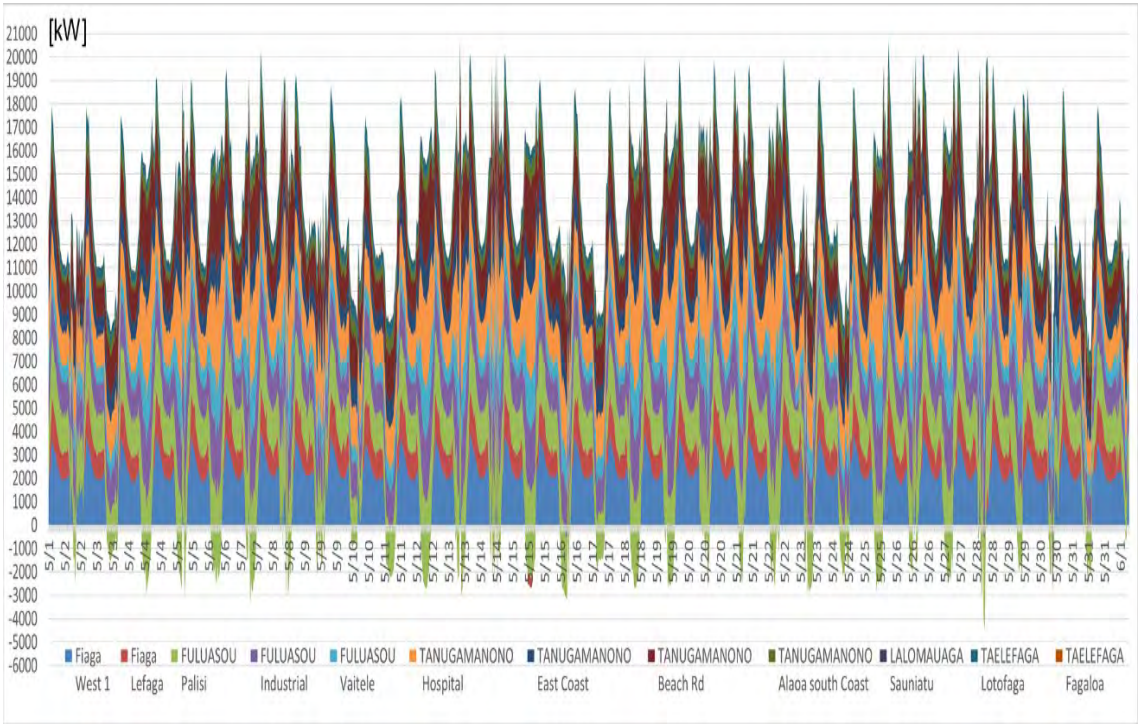


（a）有効電力カーブ（各フィーダー積算値）

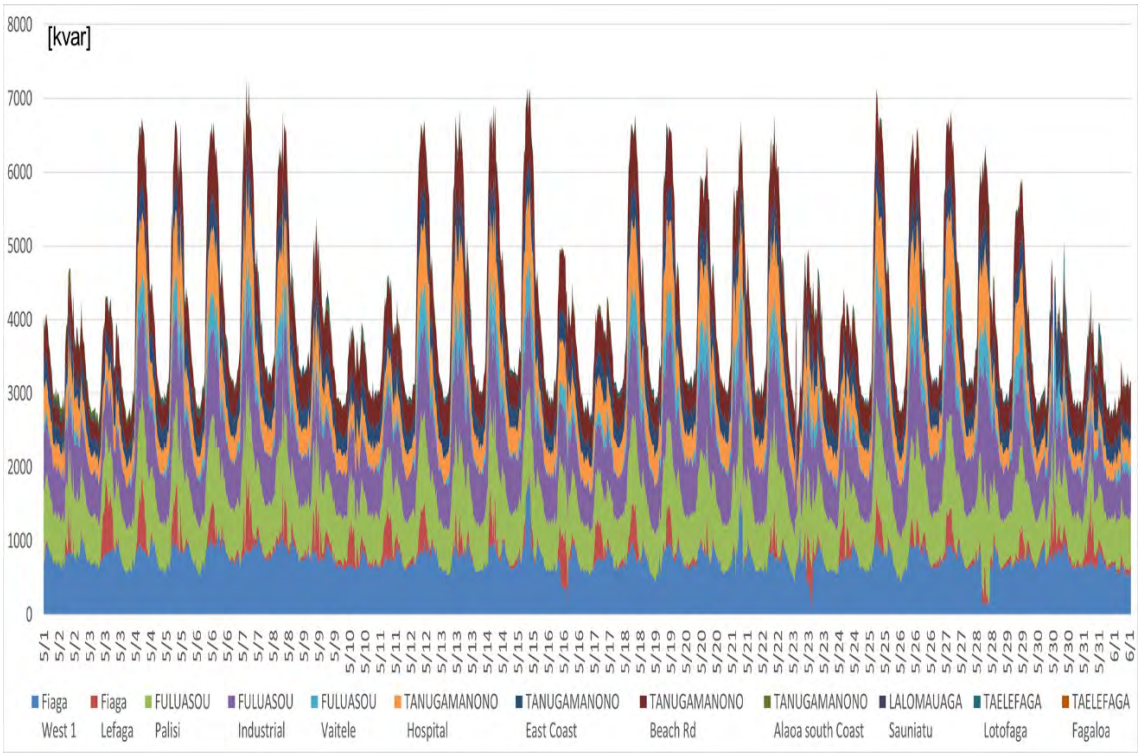


（b）無効電力カーブ（各フィーダー積算値）

図 5.4.1-2 ウポル系統の需要カーブ（2020 年 3 月）

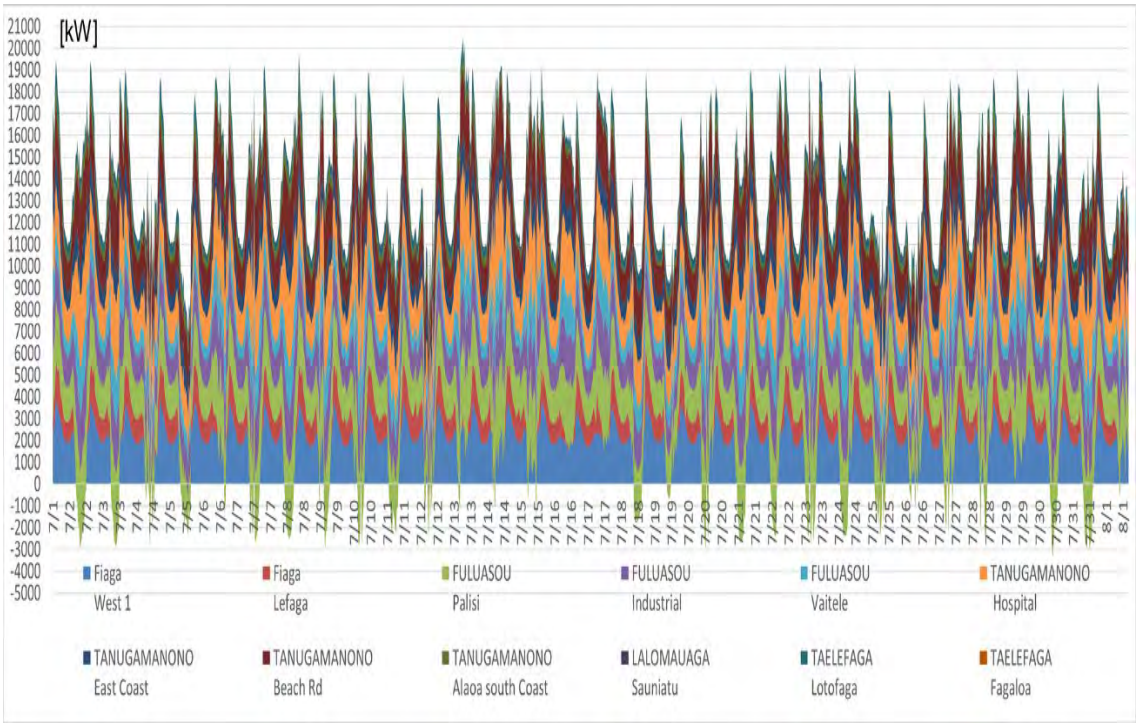


（a）有効電力カーブ（各フィーダー積算値）

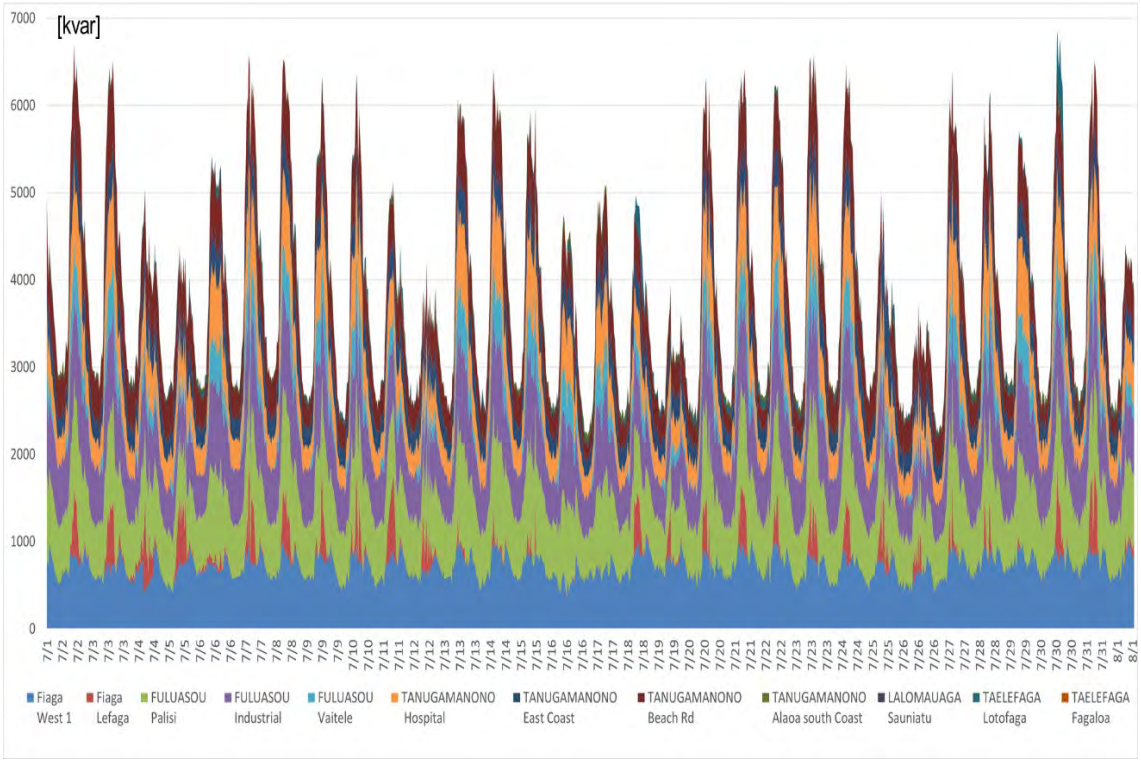


（b）無効電力カーブ（各フィーダー積算値）

図 5.4.1-3 ウポル系統の需要カーブ（2020 年 5 月）

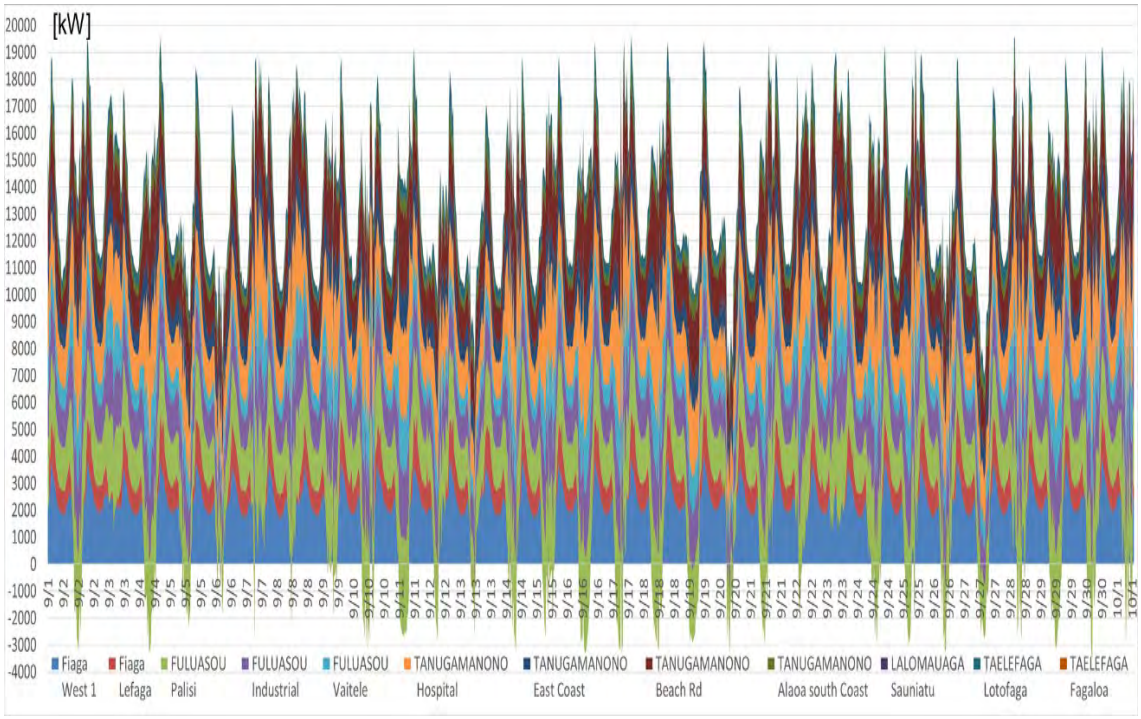


（a）有効電力カーブ（各フィーダー積算値）

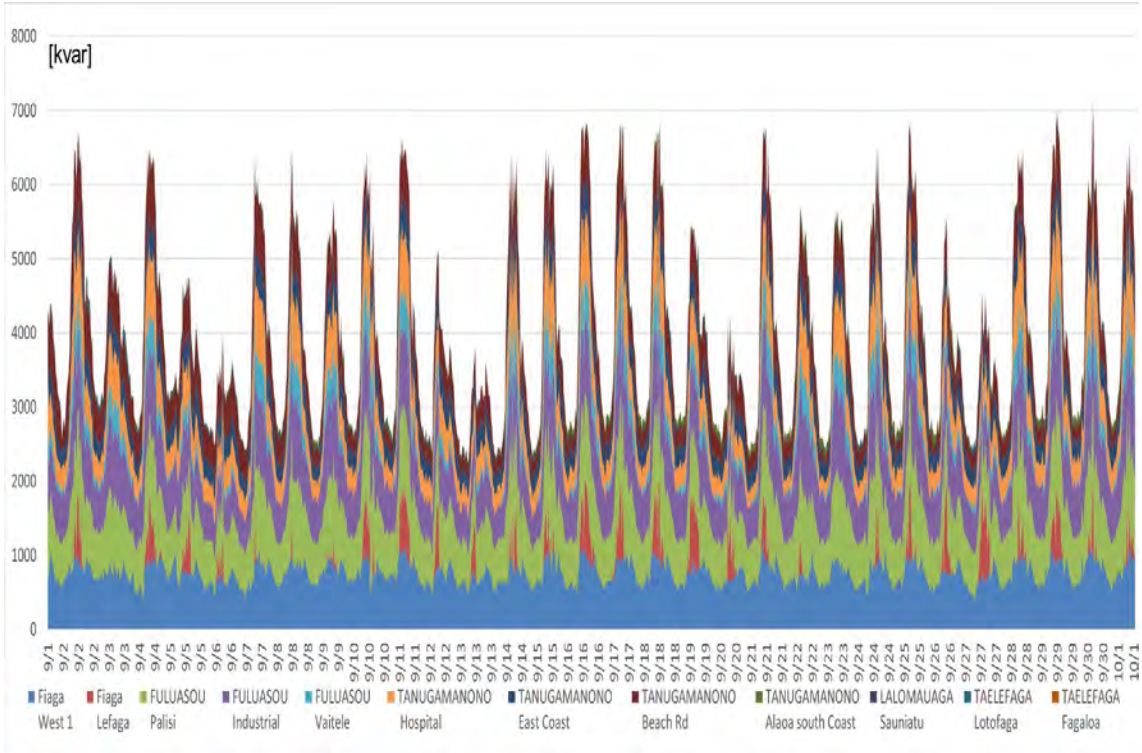


（b）無効電力カーブ（各フィーダー積算値）

図 5.4.1-4 ウポル系統の需要カーブ（2020 年 7 月）

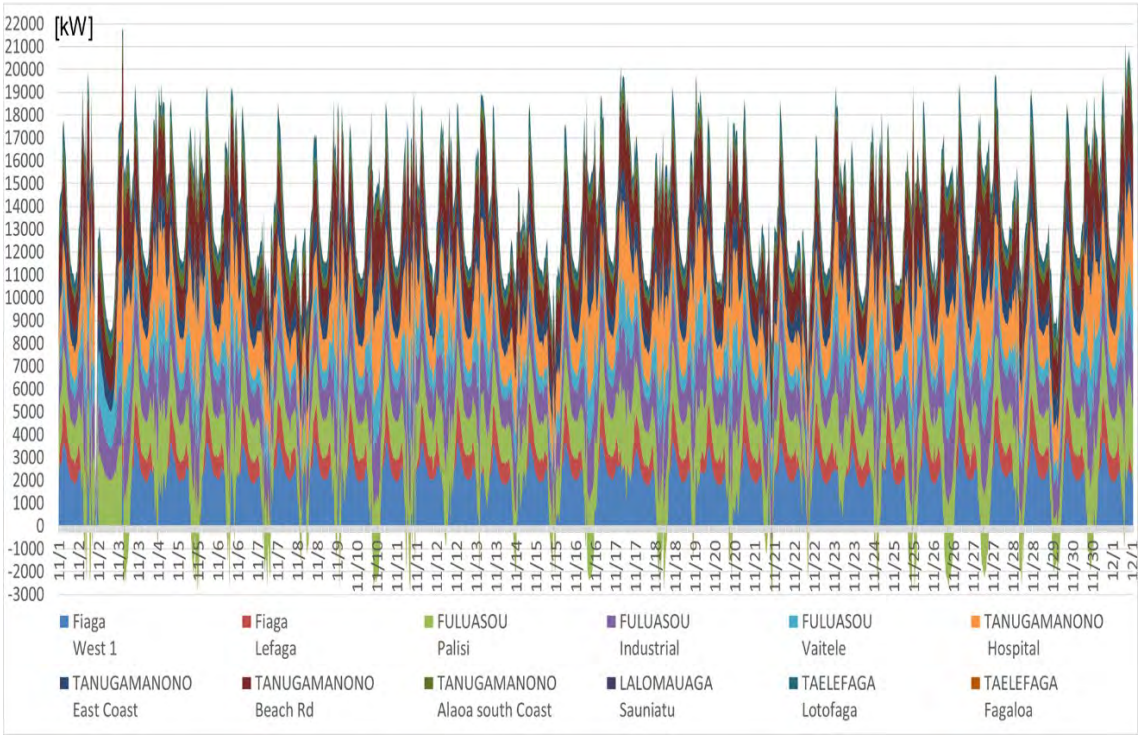


（a）　有効電力カーブ（各フィーダー積算値）

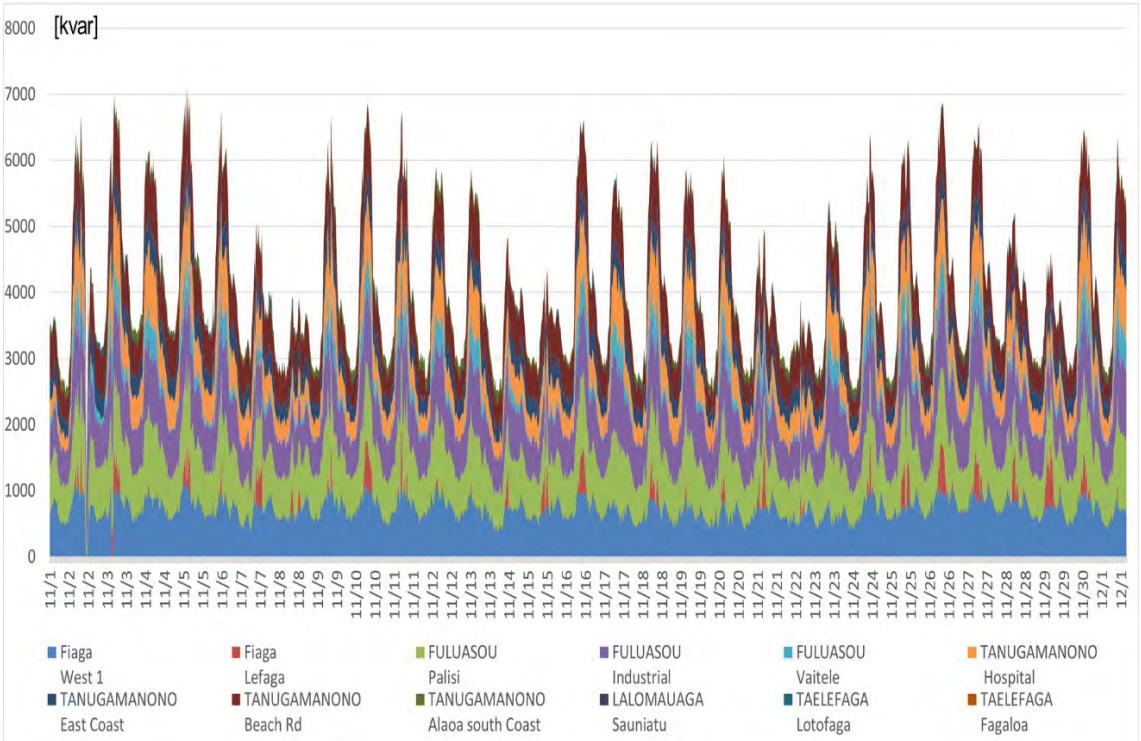


（b）無効電力カーブ（各フィーダー積算値）

図 5.4.1-5 ウポル系統の需要カーブ（2020 年 9 月）



（a）有効電力カーブ（各フィーダー積算値）



(b）無効電力カーブ（各フィーダー積算値）

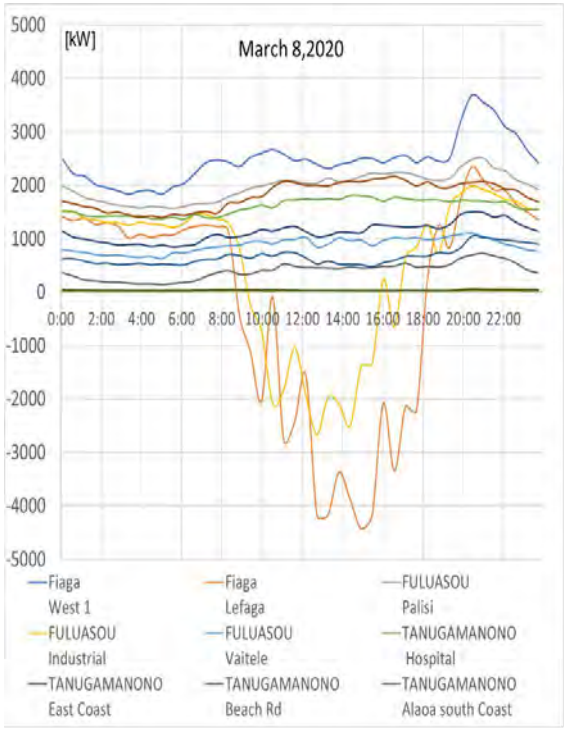
図 5.4.1-6 ウポル系統の需要カーブ（2020 年 11 月）

5.4.2. ウポル系統需要カーブ（2020 年 日別データ）

サモア電力公社から提供された需要情報に関するデータを基に作成したウポル系統の需要カーブ（2020 年 3 月 8 日,3 月 12 日,5 月 7 日,5 月 26 日）を図 5.4.2-1～図 5.4.2-4 に示す。また,表 5.4.2-1 に日別需要カーブの特徴を示す。なお,上記の図・表は,2020 年のピーク断面,オフピーク断面に近いと想定されるデータを選定し,作成した。

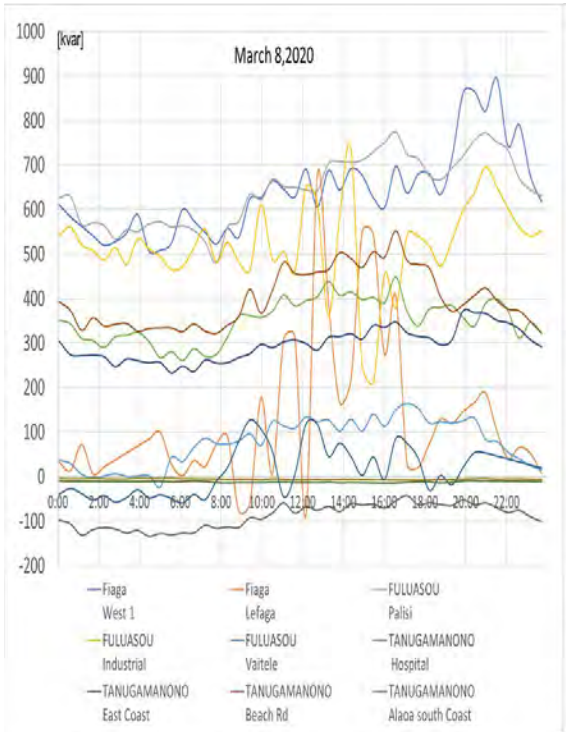
表 5.4.2-1 ウポル系統需要カーブ（日別）の特徴

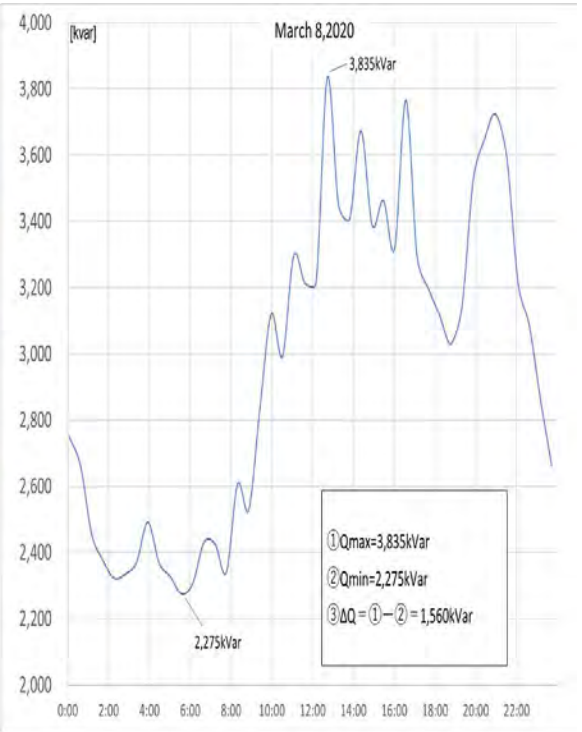
日付	各フィーダー比較	各フィーダー合算値
3/8 (日)	・逆潮流フィーダーは,Fiaga Lefaga と Fuluasou industrial である。 ・順潮流はフィーダー,比較的,1 日通して,平坦な負荷カーブとなっている。 ・大部分のフィーダー（Fiaga west1,Fuluasou Palisi 以外）は,1 日を通して,概ね 2,000 kW 以下で推移している。	・最小値：4,240 kW（12:43） ・最大値：18,695 kW（20:25） ・典型的なダックカーブとなっており,最小値～最大値の変動幅が 14,455 kW となっている。
3/12 (木)	・逆潮流フィーダーは,Fiaga Lefaga である。 ・順潮流フィーダーは,1 日通して,平坦なカーブと昼間帯に大きくなる山なりカーブがある。 ・フィーダー最大値は 4,000 kW 程度である。	・最小値：11,647 kW（03:40） ・最大値：22,009 kW（15:46） ・1 日の中で,4 つのピークが発生している。 18,152 kW(09:43),9,518 kW(14:07), 22,009 kW(15:46),19,966 kW(20:43)
5/7 (木)	・逆潮流フィーダーは,Fiaga Lefaga である。 ・順潮流フィーダーは,1 日通して,平坦なカーブと昼間帯に大きくなる山なりカーブがある。 ・フィーダー最大値は 4,000 kW 程度である。 ・フィーダー逆潮流最大値 5,800 kW（11:50）を記録している。	・最小値：11,987 kW（03:35） ・最大値：22,009 kW（19:00） ・比較的,短時間における負荷低下,負荷上昇が発生している。 19,213 kW→14,866 kW（約 1 時間） 15,903 kW→20,243 kW（約 1 時間） ・1 日の中で,2 つのピークが発生している。 19,213 kW(10:44),20,243 kW(19:00)
5/26 (火)	・逆潮流フィーダーは,Fiaga Lefaga である。 ・順潮流フィーダーは,1 日通して,平坦なカーブと昼間帯に大きくなる山なりカーブがある。 ・フィーダー最大値は 4,000 kW 程度である。 ・フィーダー逆潮流最大値 4,600 kW（11:29）を記録している。	・最小値：11,144 kW（04:53） ・最大値：20,198 kW（13:41） ・昼間時間帯に,負荷カーブの上下変動（16000 kW～20,000 kW）の回数が多い。





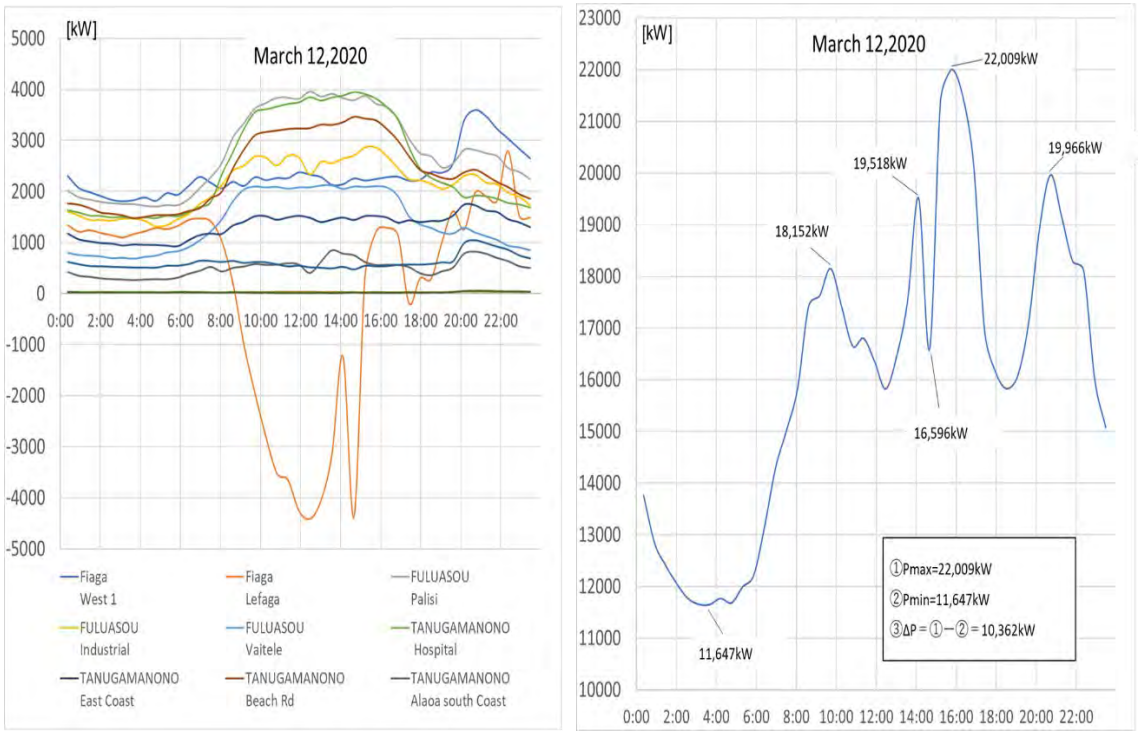
（a）　有効電力グラフ



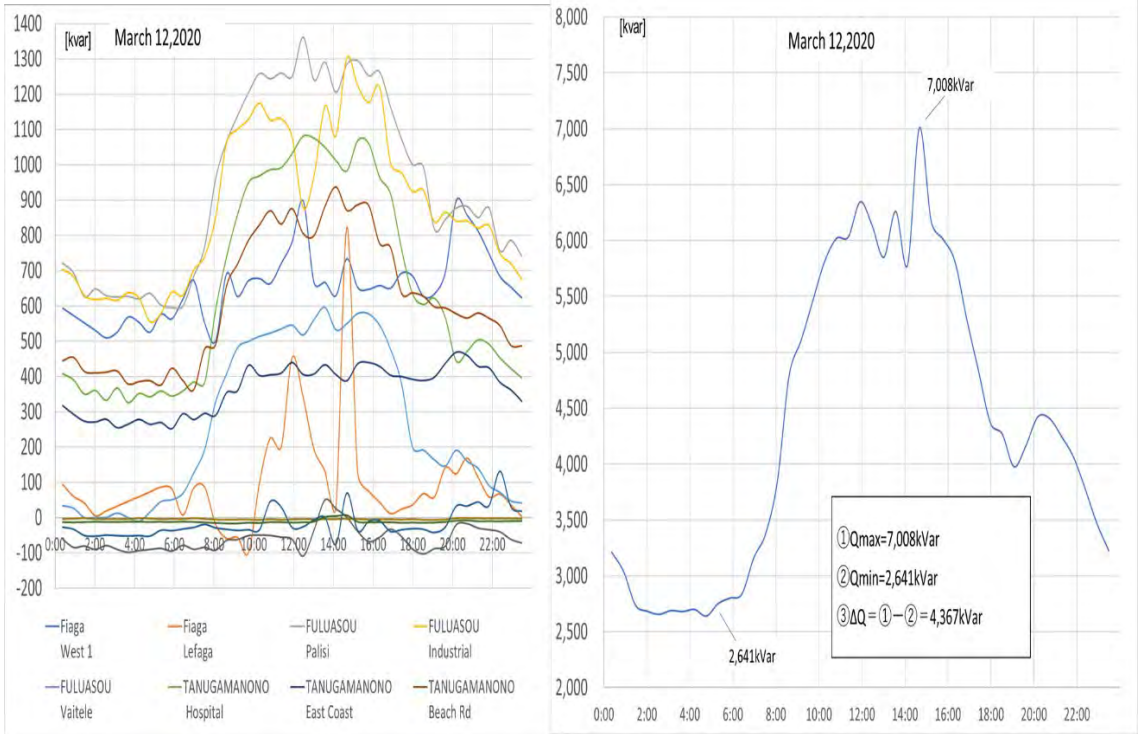


（b）無効電力グラフ

図 5.4.2-1 ウポル系統の需要カーブ（日単位：2020.3.8）

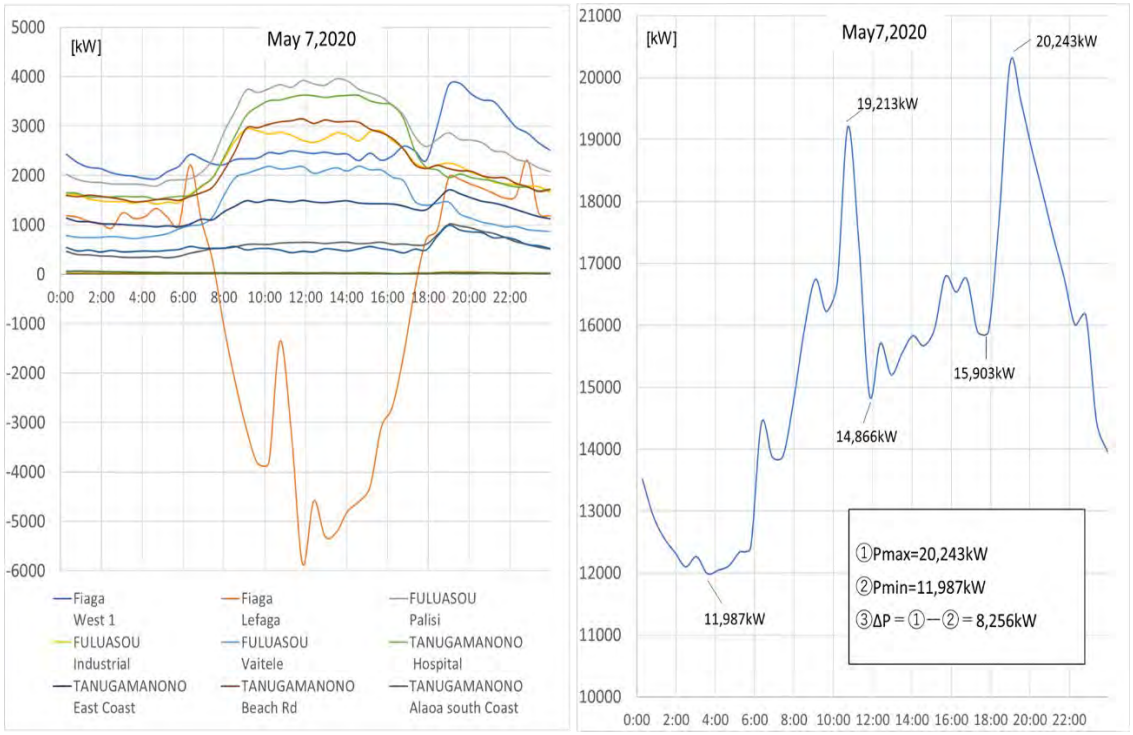


（a）有効電力グラフ

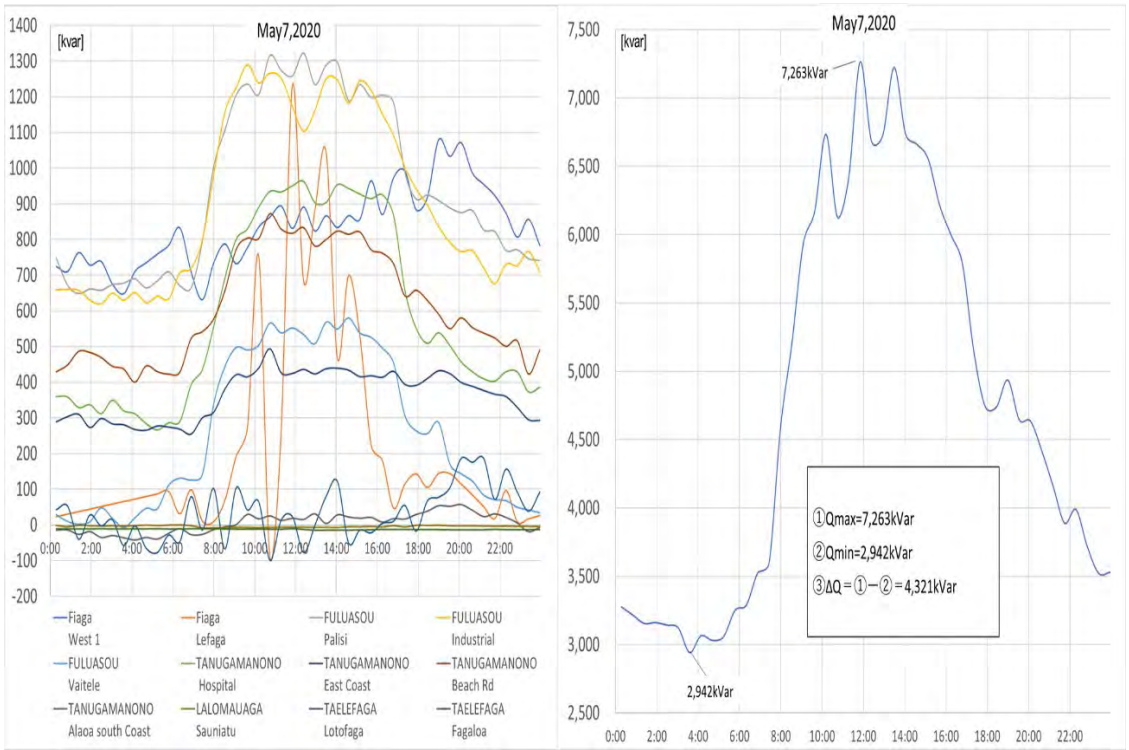


（b）無効電力グラフ

図 5.4.2-2 ウポル系統の需要カーブ（日単位：2020.3.12）

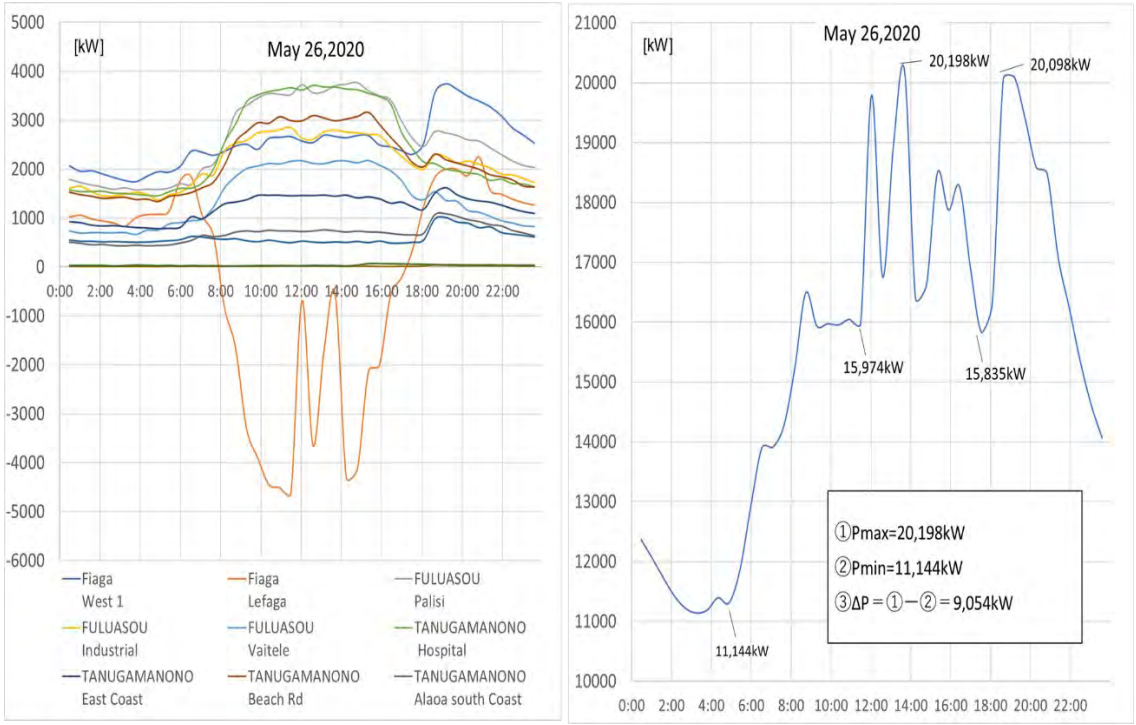


（a）有効電力グラフ

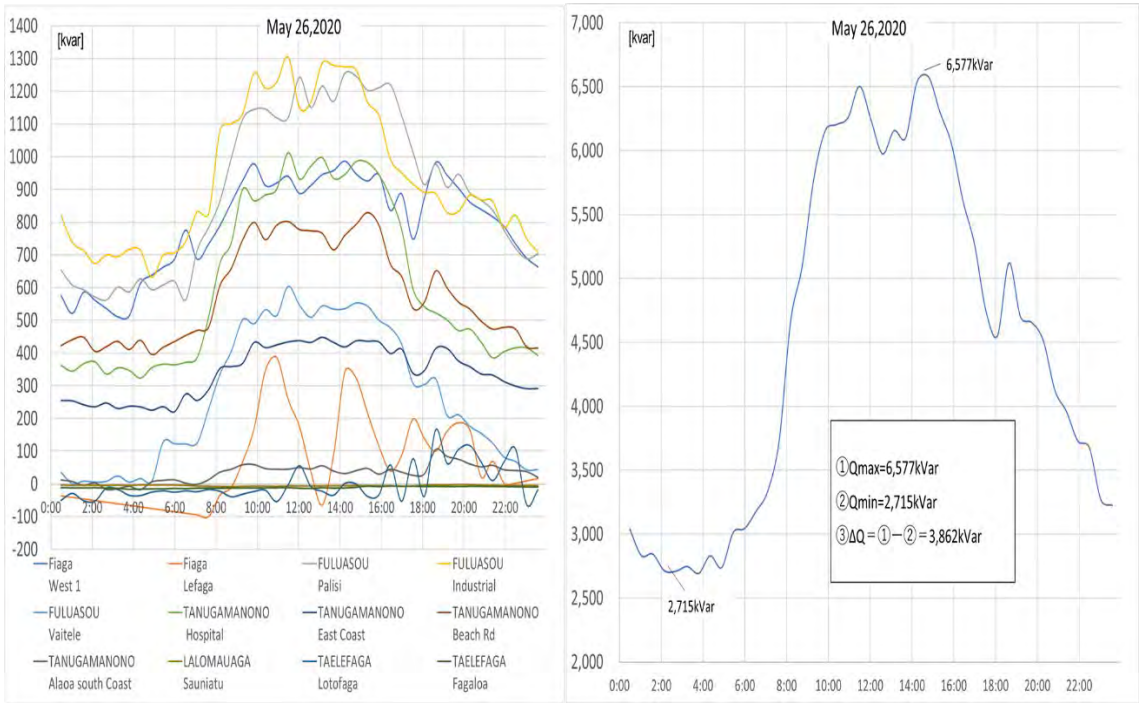


（b）無効電力グラフ

図 5.4.2-3 ウポル系統の需要カーブ（日単位：2020.5.7）



（a）　有効電力グラフ



（b）無効電力グラフ

図 5.4.2-4 ウポル系統の需要カーブ（日単位：2020.5.26）

5.5.　発電実績に係る情報（再エネ運転実績を含む）

サモア電力公社から提供された 2020 年月別発電量データを基に作成したグラフを図 5.5-1～図 5.5-4 に示す。同図より,ウポル系統の主要な発電実績はディーゼル発電と水力発電が占めていることが分かる。また,2020 年の 30 分毎の発電データも提供して頂いたが,異常値,欠測データ等が多かったことから,5.5-1 以降に,正常と思われる発電データを一部抜粋して,電源種別毎の特徴を掲載することとする。

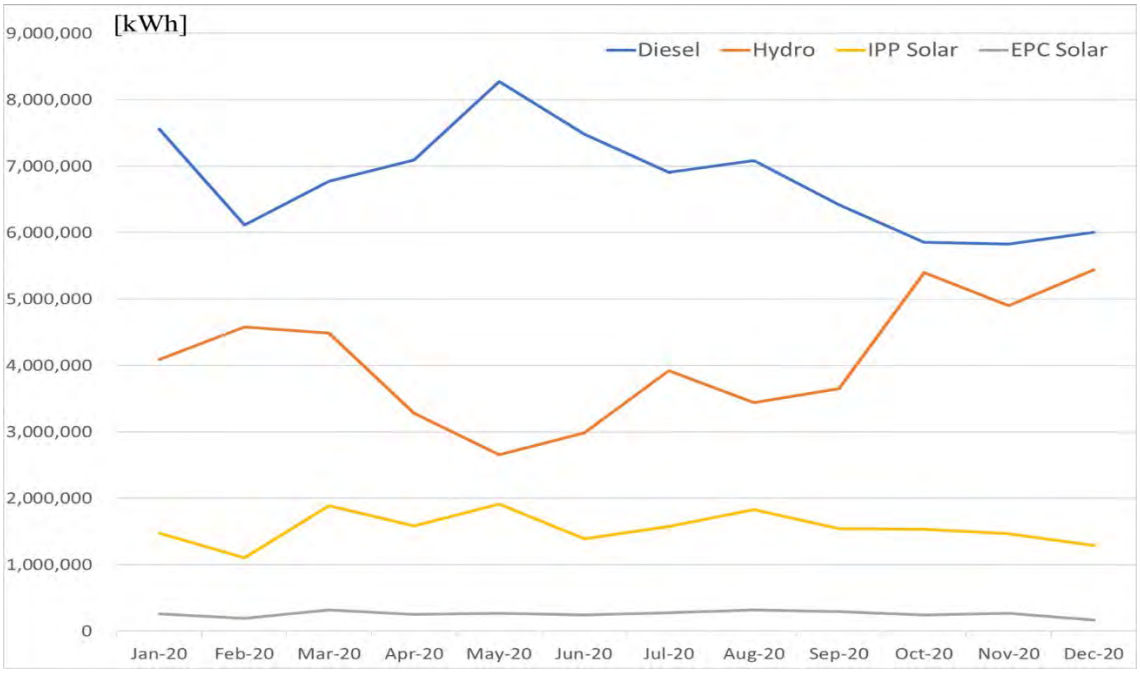


図 5.5-1　2020 年_月別発電量実績（ディーゼル・水力・太陽光）

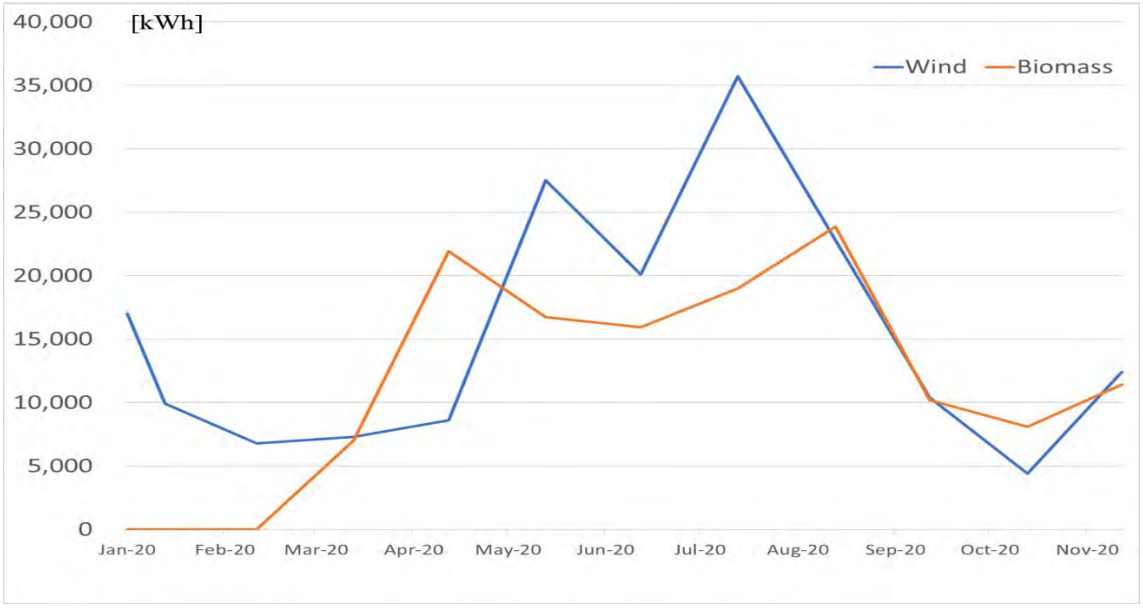


図 5.5-2　2020 年_月別発電量実績（風力・バイオマス）

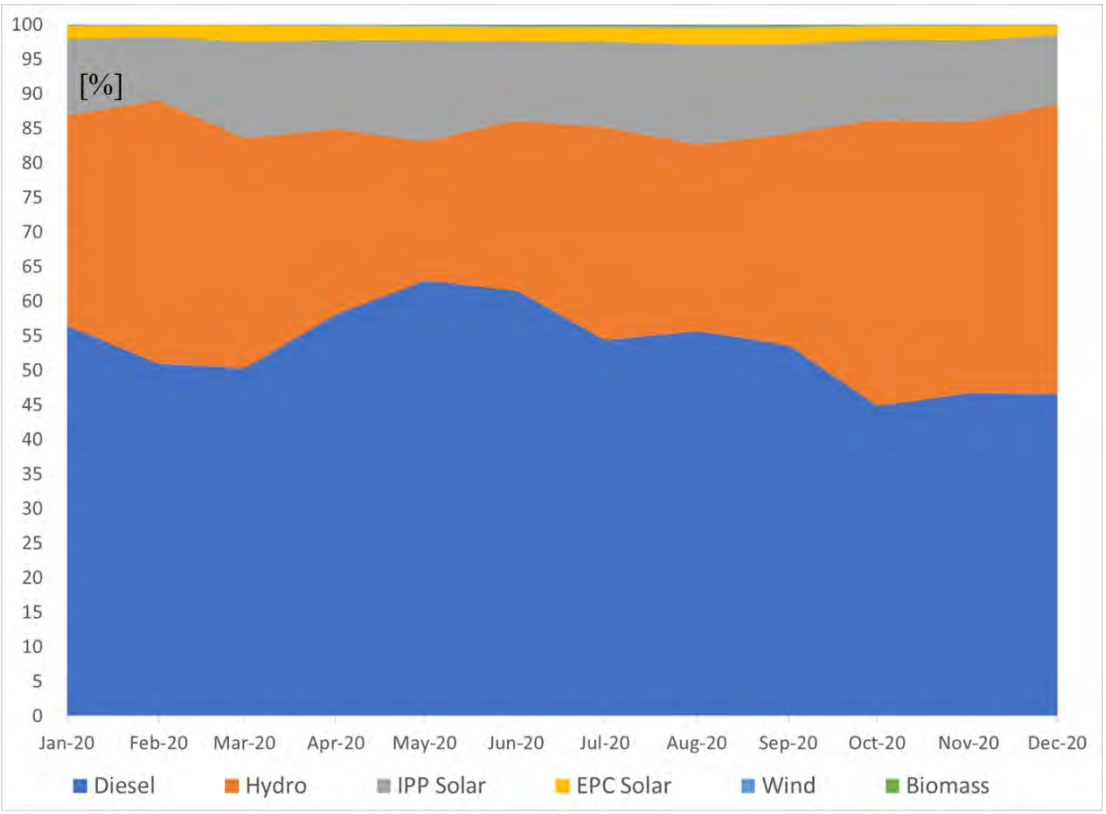


図 5.5-3　2020 年_月別発電量の割合

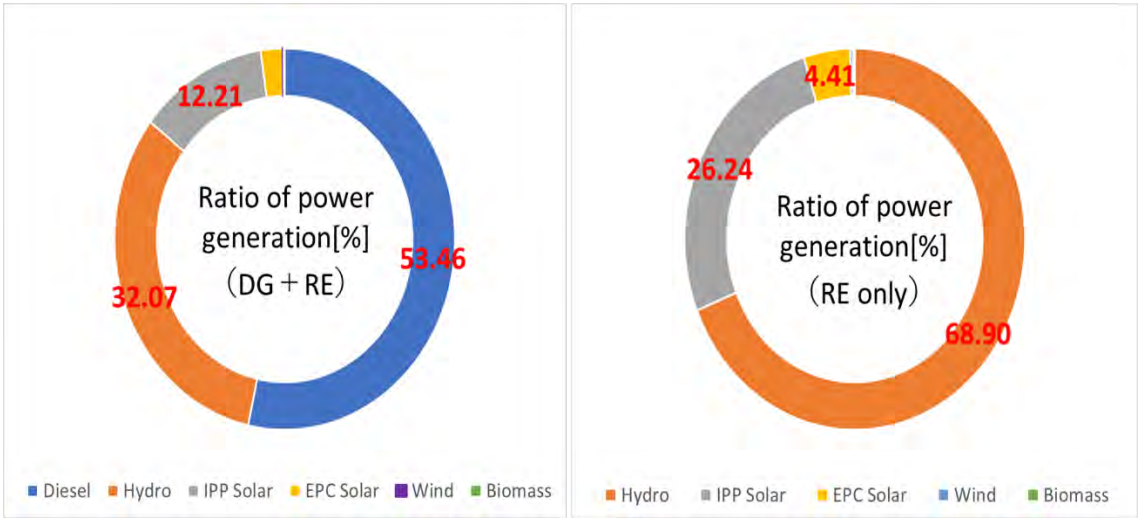


図 5.5-4　2020 年_年間発電量の割合

5.5.1. ディーゼル発電

ウポル系統のディーゼル発電機(Fiaga および Tanugamanono の合計)の発電実績例（2020 年）を図 5.5.1-1～図 5.5.1-2 に示す。また、Fiaga 発電所の発電実績事例（2020 年 7 月）を図 5.5.1-3～図 5.5.1-4 に示す。

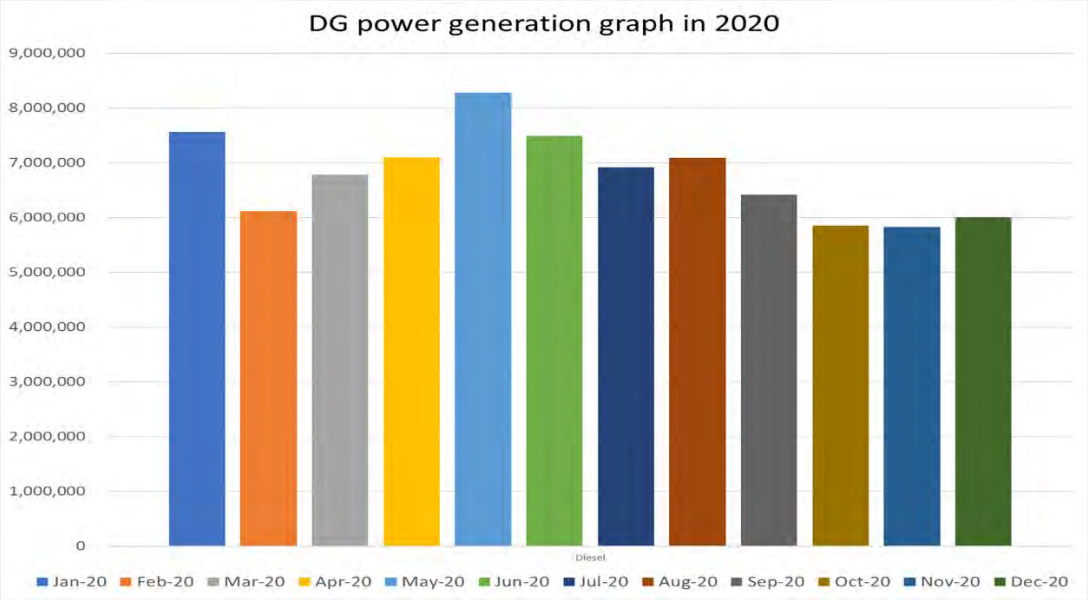
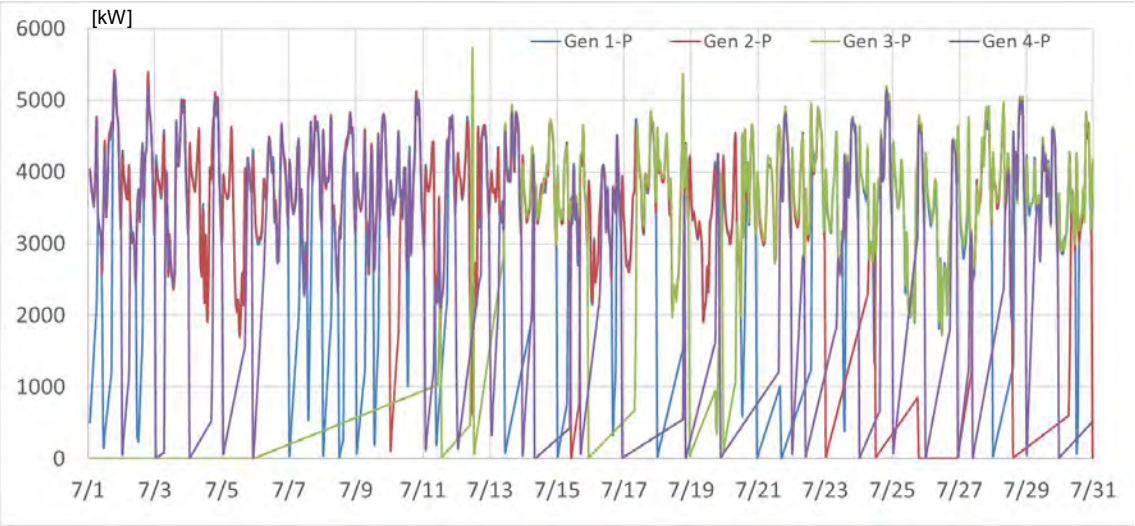


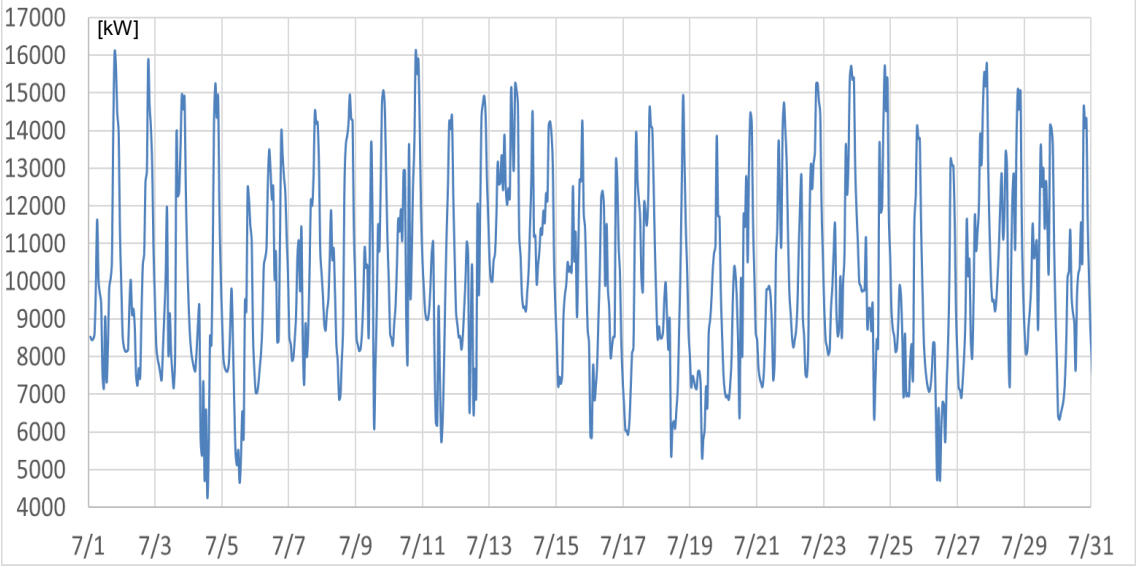
図 5.5.1-1　2020 年_月別発電量実績（ディーゼル）



図 5.5.1-2　2020 年_月別発電設備利用率（ディーゼル）

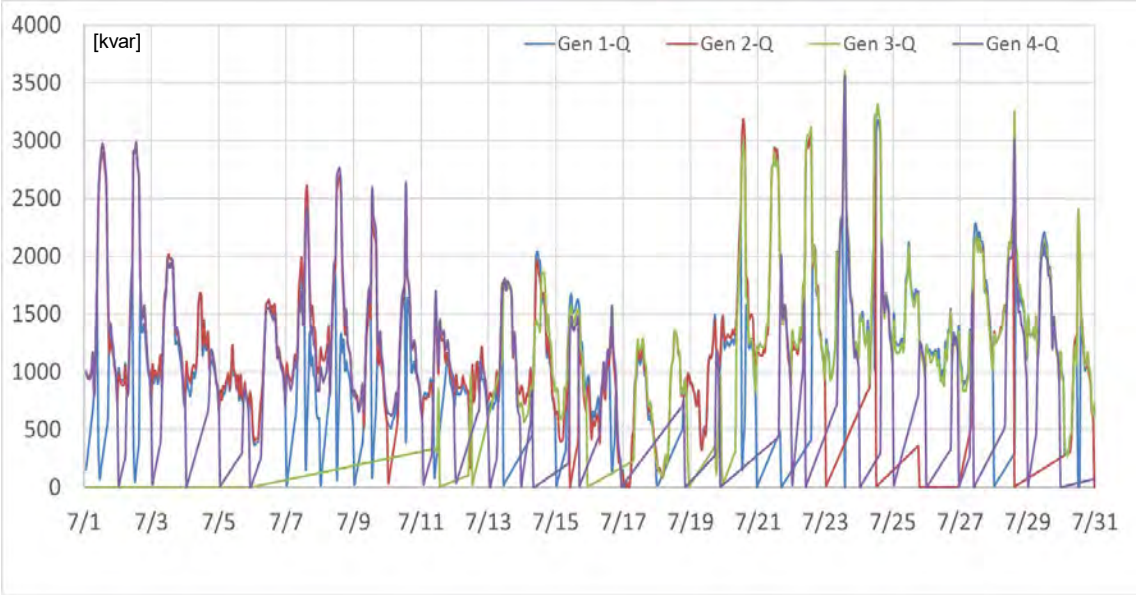


（a）　各発電機の有効電力

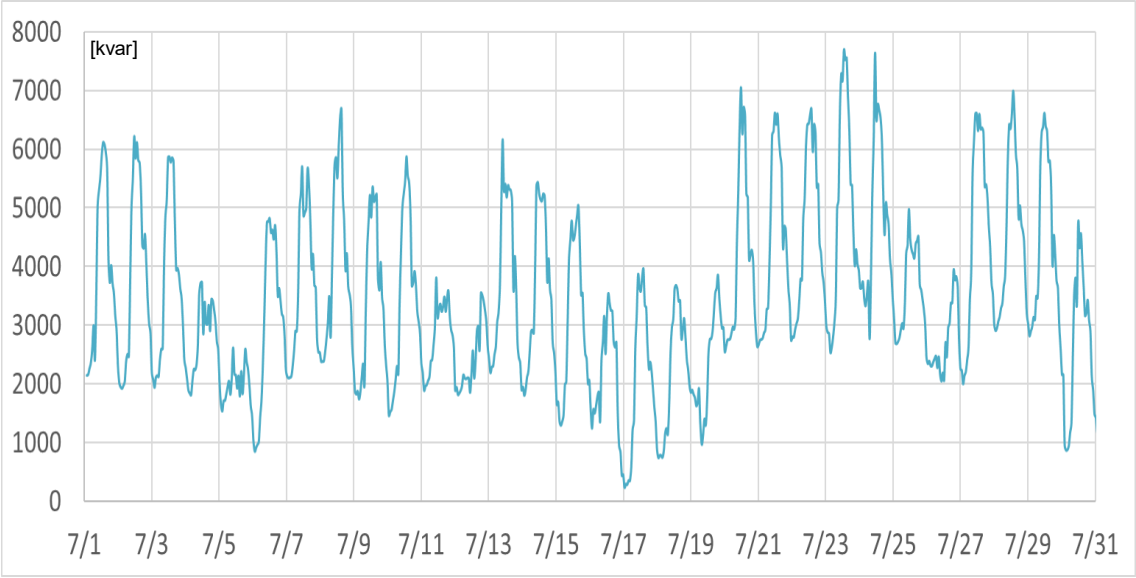


（b）　有効電力合計

図 5.5.1-3　2020 年 7 月_FIaga 発電所の運転実績（有効電力）



（a）　各発電機の無効電力



（b）　無効電力合計

図 5.5.1-4　2020 年 7 月_FIaga 発電所の運転実績（無効電力）

5.5.2. 水力発電

ウポル系統の水力発電機は 6 か所（Taelefaga,Lalomauga,Samasoni,FaleoleFee,Alaoa,Tafitoala,Fuluasou）に設置されている。2020 年の水力発電とディーゼル発電の月別発電を図 5.5.2-1 に示す。サモア地域は 1 年のうち,5 月～11 月は乾期,12 月～4 月は雨期といわれているが,図 5.5.2-1 の 10 月～12 月データによると,ディーゼル発電と同程度の発電実績となっている。次に,Taelefaga 発電所の発電実績事例（30 分値）を図 5.5.2-2 に示す。

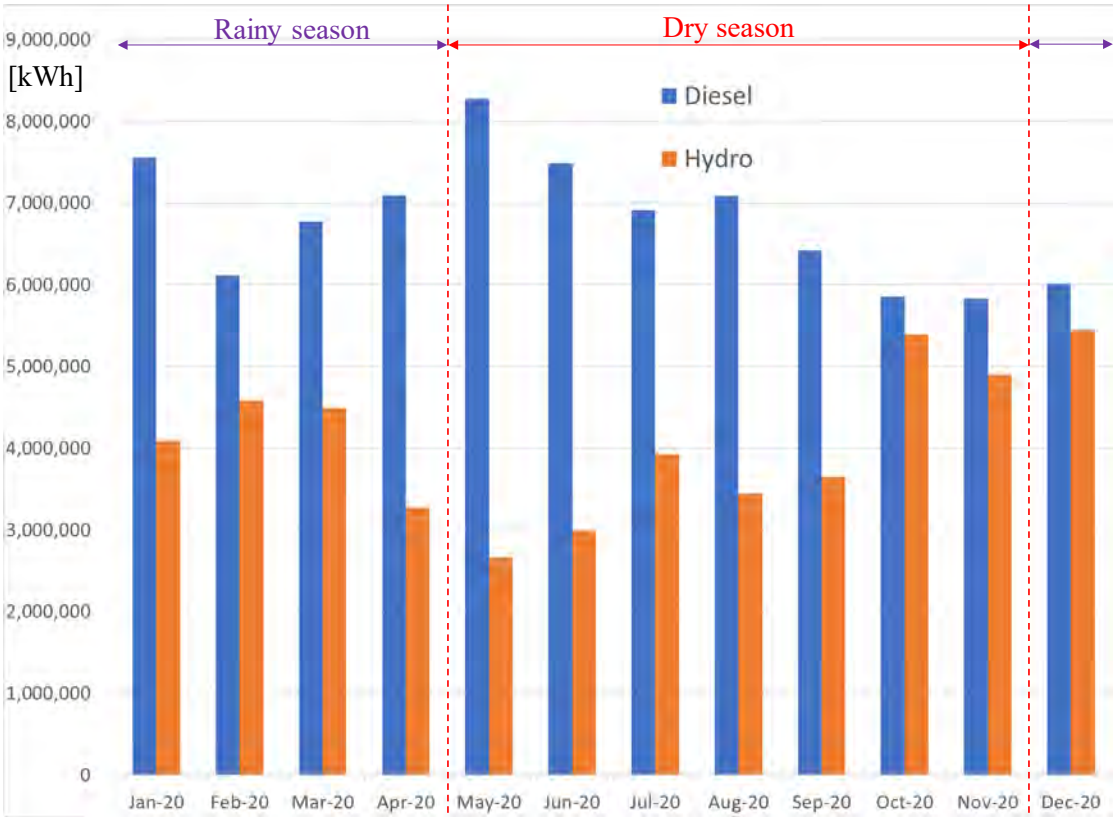


図 5.5.2-1　2020 年_月別発電量実績（ディーゼル・水力）

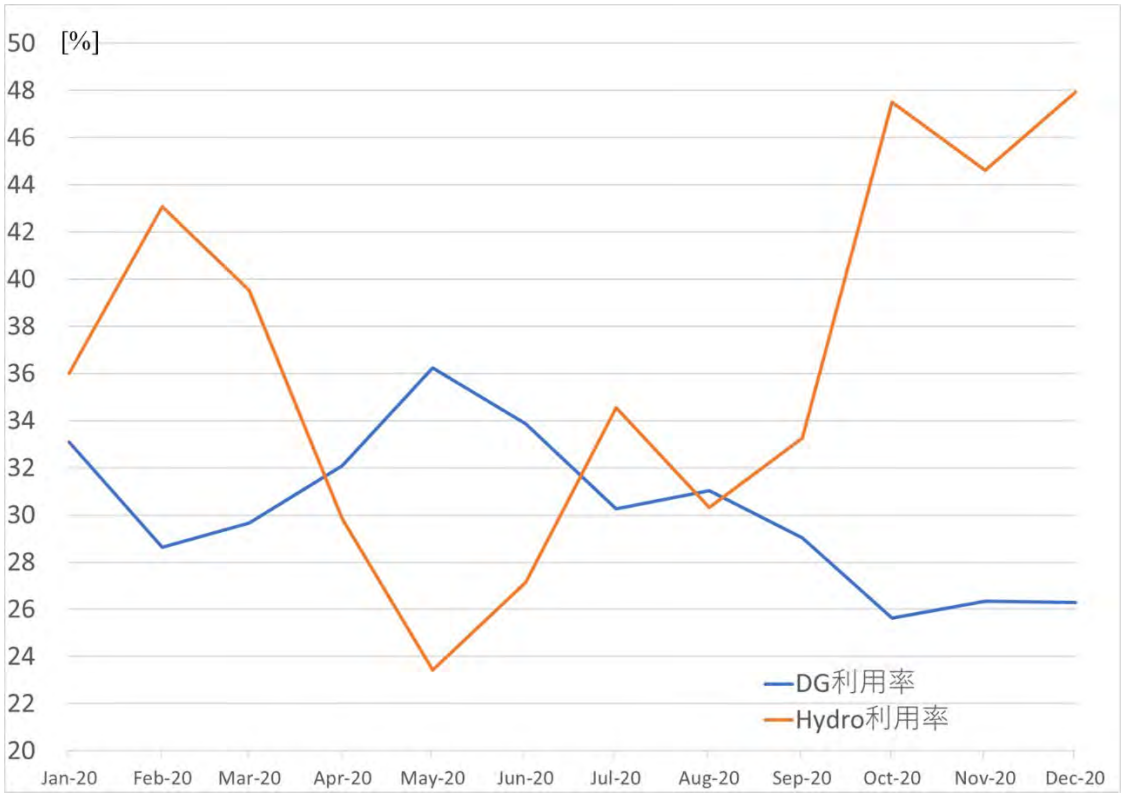


図 5.5.2-2　2020 年_月別発電設備利用率（ディーゼル・水力）

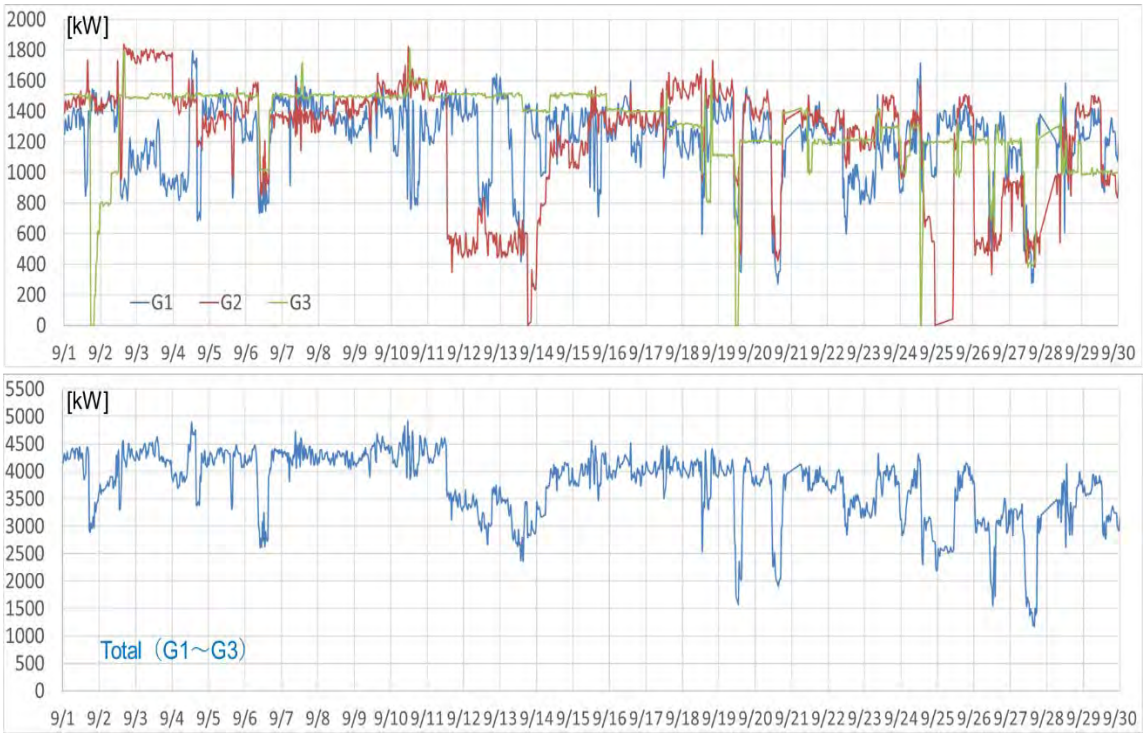


図 5.5.2-3　Taelefaga 発電所の発電実績事例（30 分値：2020 年 9 月）

5.5.3. 太陽光発電

ウポル系統の主要な太陽光発電（1,000 kW 以上）は 3 箇所（Faleolo Airport,Racecourse,Vaitele）に設置されている。

図 5.5.3-1～図 5.5.3-2 に 2020 年の太陽光発電の月別発電量の実績および設備利用率を示す。同図をみると,月毎の発電量の差異はほとんどみられないと思われる。

図 5.5.3-3～図 5.5.3-4 に,Faleole 発電所の太陽光発電出力カーブを示す。2020 年 3 月は,年間通して太陽光発電量が大きかった時期だったこともあり,きれいな山形の太陽光発電カーブをした日が多くみられる一方で,一部,出力変動幅が大きい日も見られた。

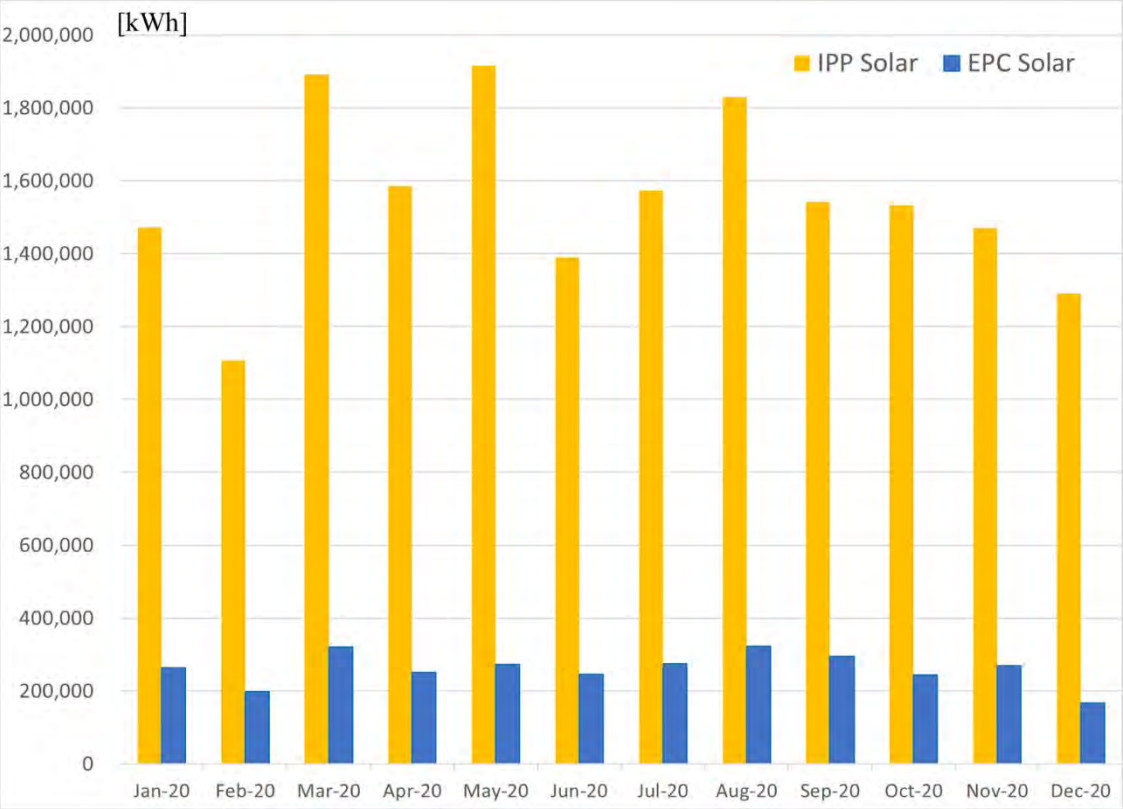


図 5.5.3-1 2020 年_月別発電量実績（IPP Solar／EPC Solar）

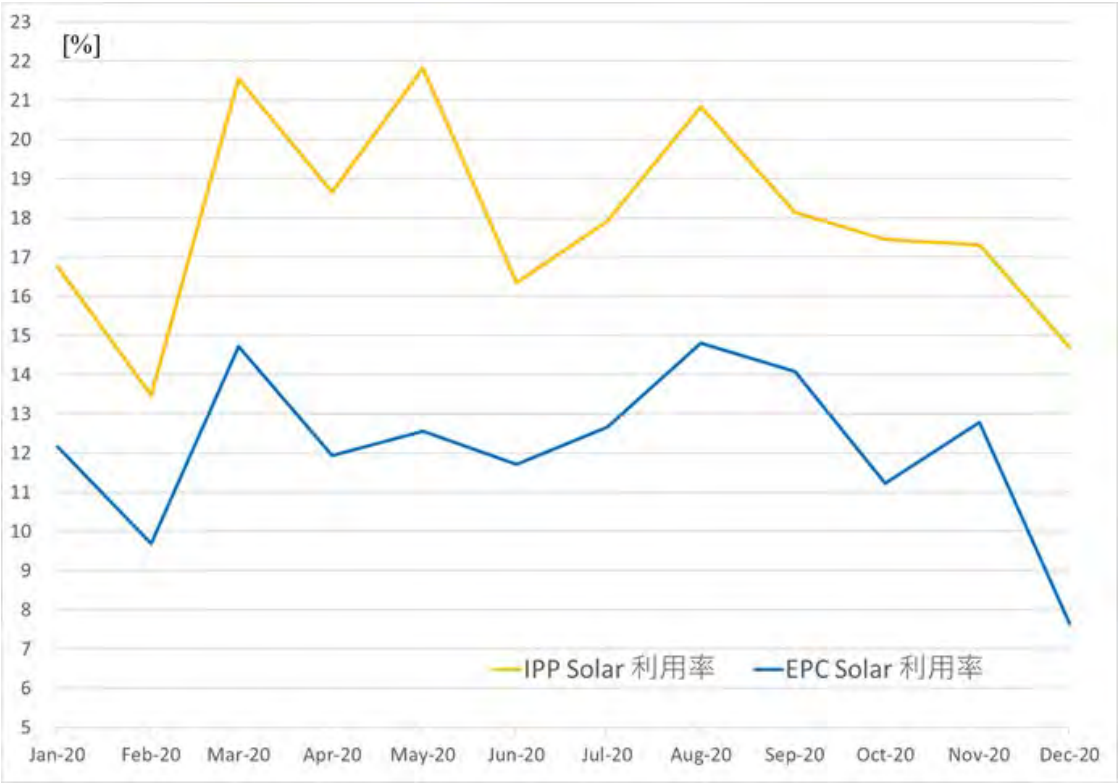


図 5.5.3-2　2020 年_月別発電設備利用率（IPP Solar／EPC Solar）

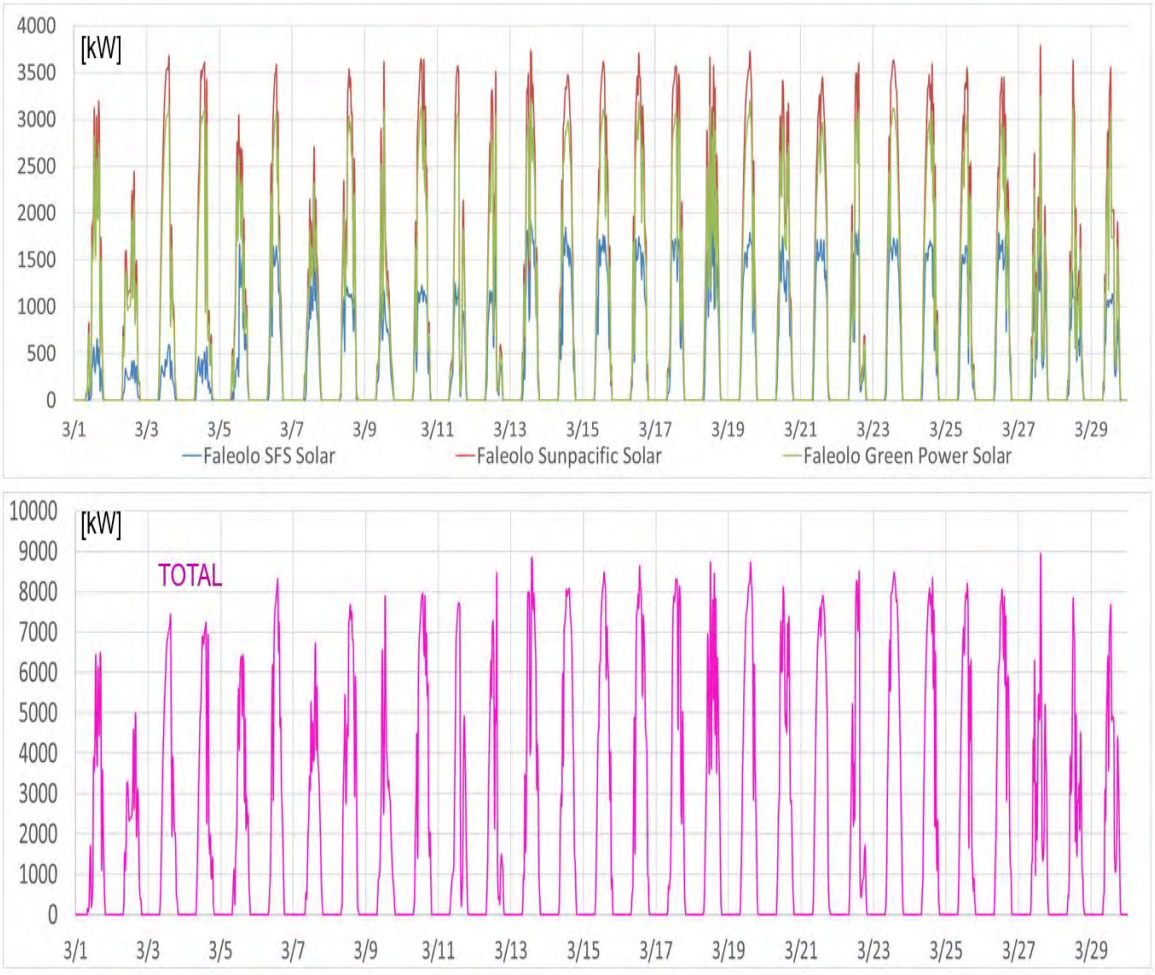
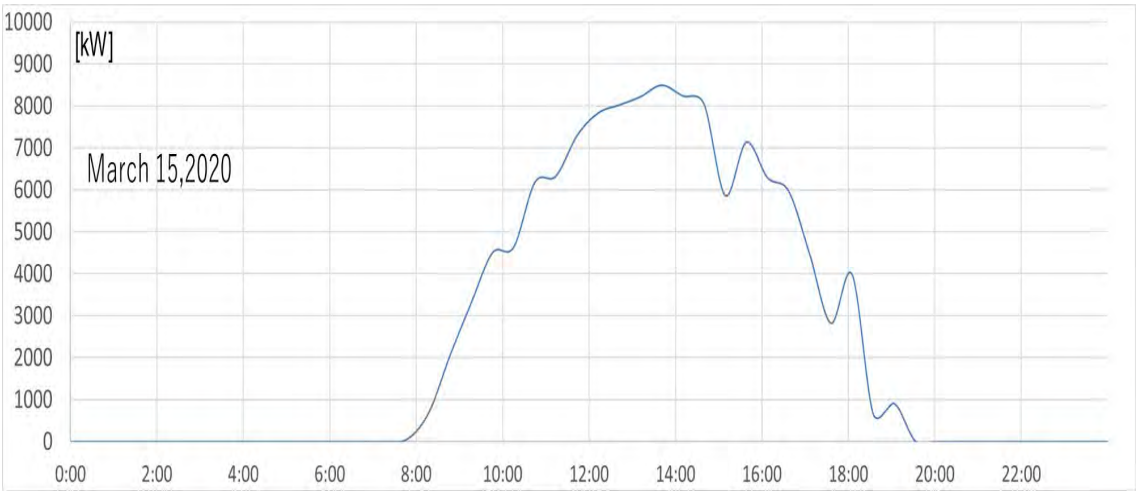
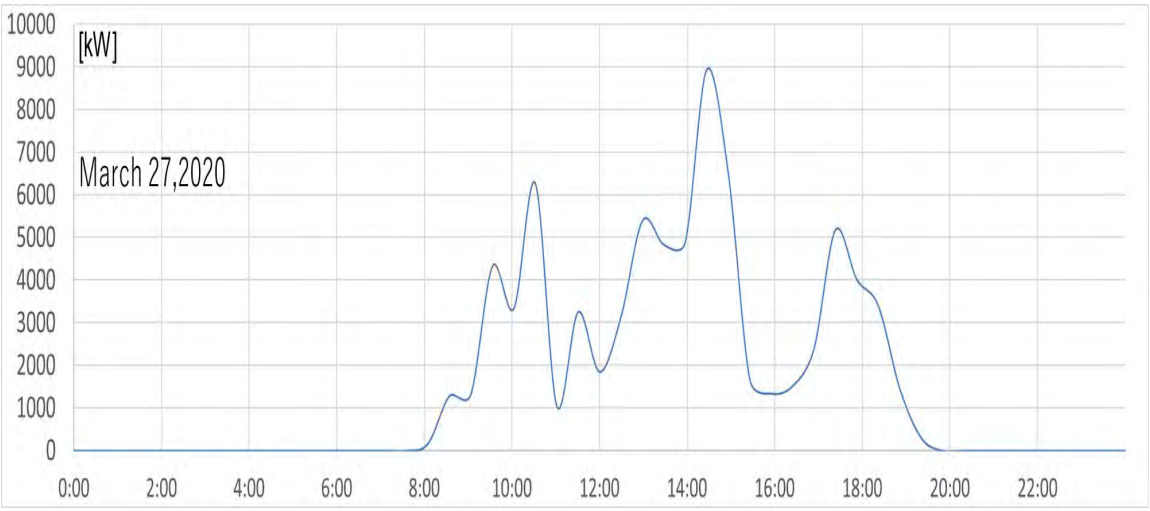


図 5.5.3-3 Faeolo 発電所 太陽光発電出力カーブ（2020 年 3 月）



（a）3 月 15 日（出力変動が小さい日）



（b）3 月 27 日（出力変動が大きい日）

図 5.5.3-4 Faeolo 発電所 太陽光発電出力カーブ（2020 年 3 月 : 日毎）

5.5.4. 風力発電

ウポル系統の風力発電（275 kW×2 台）は 1 箇所（Vailoa）に設置されており,当該風力発電は台風襲来時等に倒せる可倒式風車となっている。

図 5.5.4-1～図 5.5.4-2 に 2020 年の風力発電の月別発電量の実績および設備利用率を示す。同図をみると,比較的 6 月から 9 月の発電量は高くなっているが,年間通しての設備利用率（平均）が 4%弱と低い。

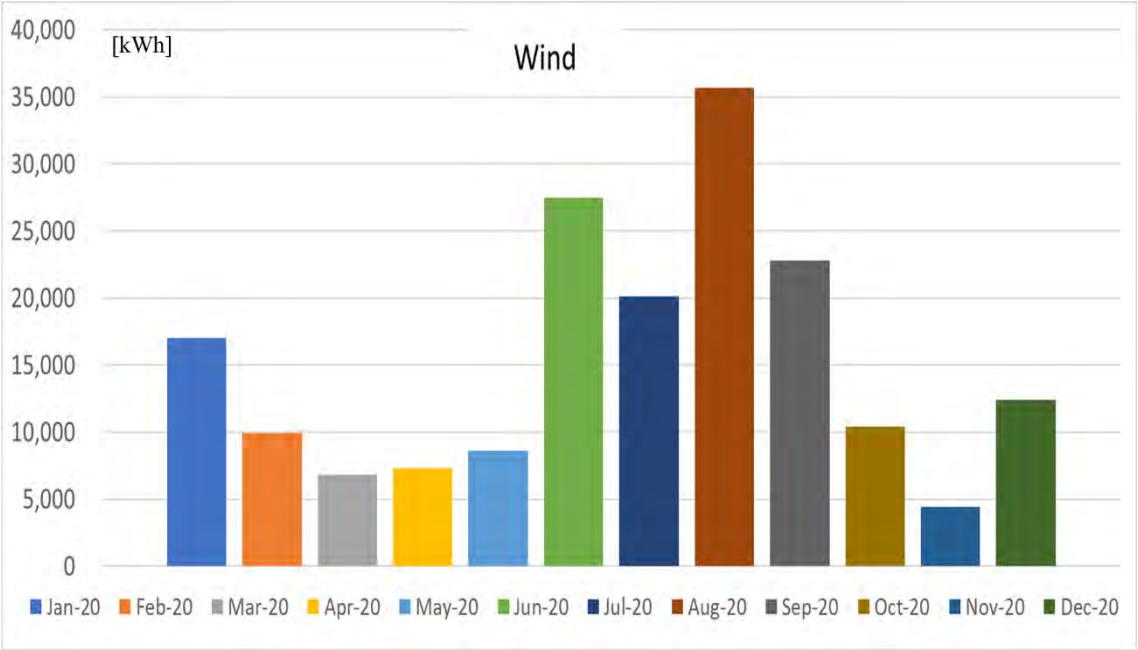


図 5.5.4-1　2020 年_月別発電量（風力発電）



図 5.5.4-2　2020 年_月別発電設備利用率（風力発電）

5.5.5. バイオマス発電

Afolau のバイオマス発電所の 2020 年の月別発電量を図 5.5.5-1 に示す。サモア電力公社のデータによると,当該発電所は 2020 年 4 月にウポル系統に接続され,2020 年 5 月から発電実績があがっており,5 月以降の平均発電実績は 14,000 kWh 程度となっている。年間の平均設備利用率としては,3%弱となっており,今後の運用方針等については,サモア電力公社に確認していきたい。

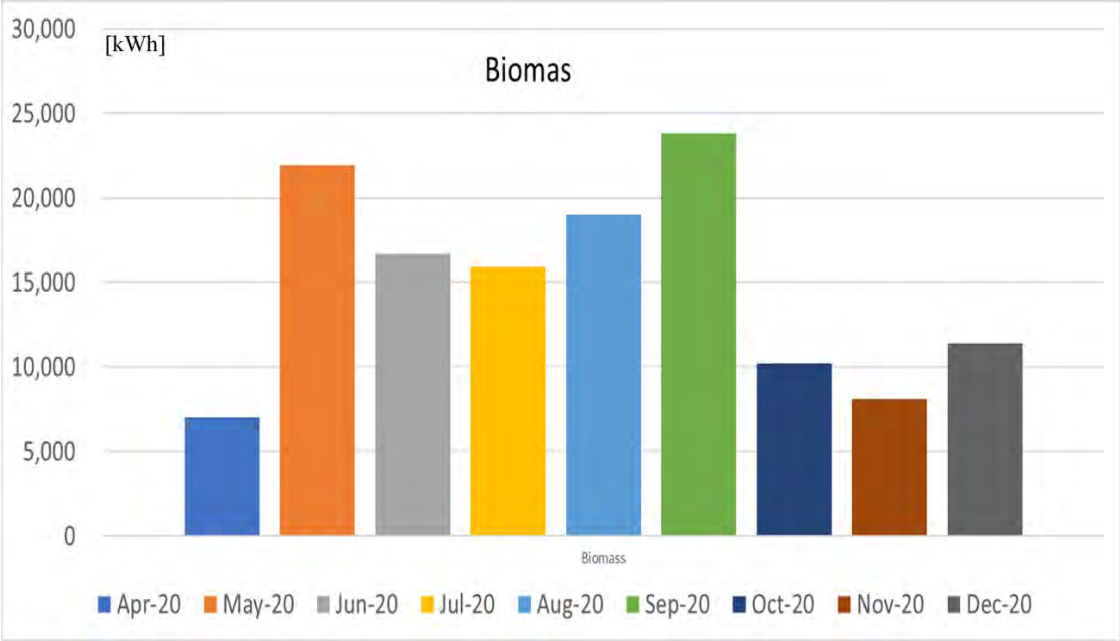


図 5.5.5-1　2020 年_月別発電量（バイオマス）

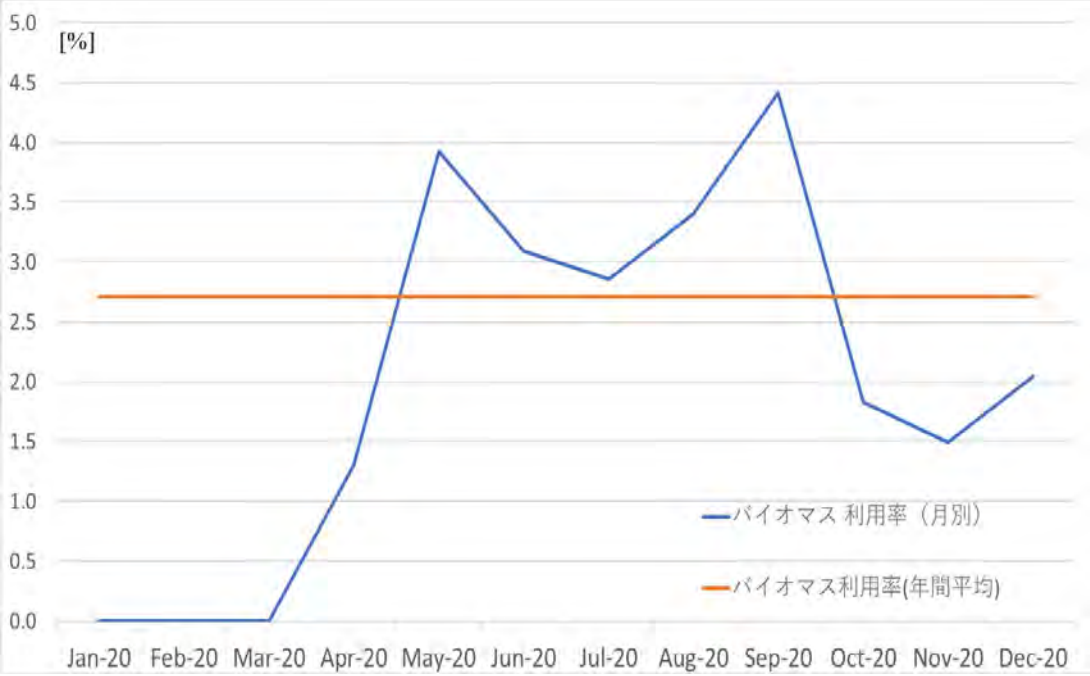


図 5.5.5-2　2020 年_月別発電設備利用率（バイオマス）

5.6. 蓄電池やコントロールシステムに係る基本情報

5.6.1. Fiaga 発電所の蓄電池の主な機能

本章の内容については、Solar City 社のマニュアルに基づき作成を行った。

Fiaga 発電所に導入されている蓄電池（6MW / 7.5MVA /10.2MWh）の目的は、以下のようなグリッド制御システムを提供することである。

１．再エネの断続性を緩和し、グリッドの安定性を高める

２．発電設備の自動化や、再エネの抑制が発生した場合に、調達した蓄電池システムの容量の範囲内で抑制を解消することにより、ディーゼル発電の消費量を削減する。

5.6.1.1. Frequency/Watt（周波数・有効電力）制御機能

Frequency/Watt 制御機能は、周波数に応じて有効電力の出力を調整する機能である。システムは、周波数低下時に放電量を増やしたり、充電量を減らしたりし、周波数上昇時に放電量を減らしたり、充電量を増やしたりする。Frequency/Watt 制御機能の不感帯、スロープ（周波数の変化に対する電力供給量の変化）、制限値（電力供給量の最大変化）はすべて設定可能である。

Frequency/Watt 制御時に蓄電池が供給または吸収する電力は、蓄電池がグリッド制御システムから受け取る電力指令に対する Δ 値である。例えば、グリッド制御システムが 3MW の設定値を蓄電池システムに送信し、Frequency/Watt 制御事象で 2MW の電力供給力増加が必要な場合、蓄電池システムは 5MW を供給する。

Frequency/Watt 制御曲線の例を図 5.6.1.1 Frequency/Watt 制御機能に示す。この例では、蓄電池システムは、48.5Hz の不足周波数負荷遮断トリガ（「UFLS - Other Feeders」）に到達するまでに、最大有効電力（6MW）を供給するように設定されている。

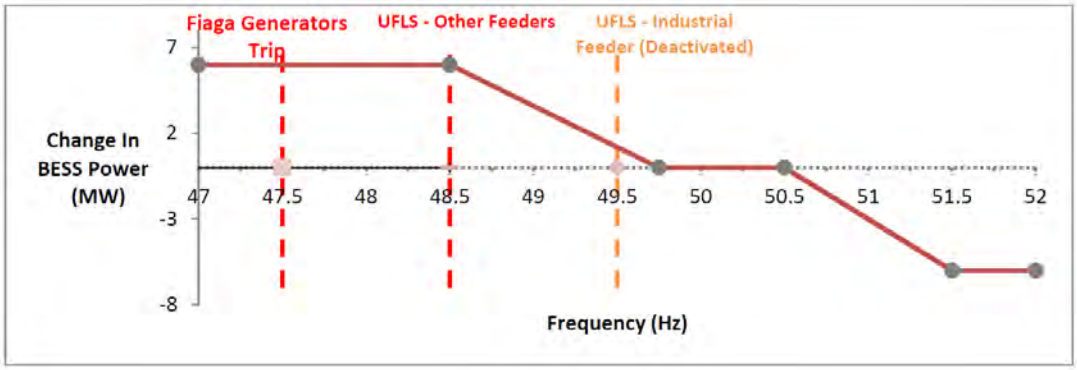


図 5.6.1.1 Frequency/Watt（周波数・有効電力）制御機能

5.6.1.2. Volt/Var（電圧・無効電力）制御機能

Volt/Var制御機能は、Frequency/Watt制御機能と類似しているが、周波数の変化ではなく電圧の変化に反応し、有効電力ではなく無効電力を供給することで対応する。Volt/Var制御機能により、蓄電池システムは、電圧が低いときにはより多くの無効電力を供給し、電圧が高いときにはより多くの無効電力を吸収することが可能である。Volt/Var制御機能の不感帯、スロープ（電圧の変化に対する無効電力の供給量の変化）、制限値（無効電力の最大変化量）はすべて設定可能である。

本蓄電池システムの定格は、有効電力6MW、皮相電力7.5MVAである。皮相電力の定格の方が高いため、有効電力の充放電能力を制限することなく、最大4.5Mvarの無効電力を供給または吸収することが可能である。

Volt/Var 制御曲線の例を図 5.6.1.2 Volt/Var 制御機能に示す。この例では、系統電圧が公称値から 5%以上変動するまでに、蓄電池システムが最大 4.5Mvar の無効電力を供給または吸収するように設定されている。

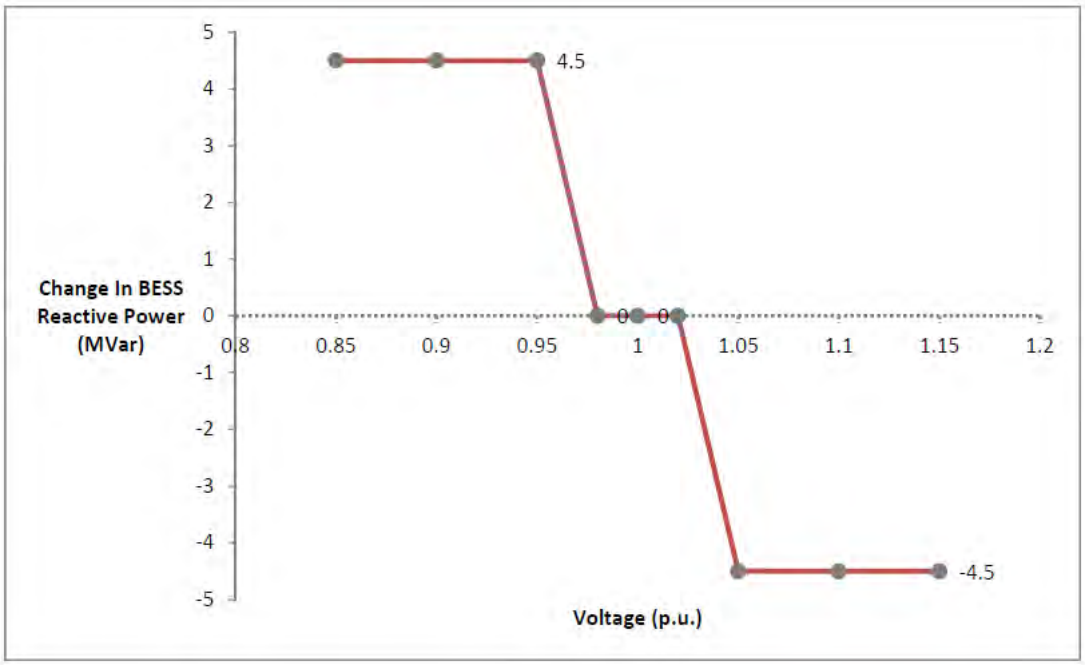


図 5.6.1.2 Volt/Var（電圧・無効電力）制御機能

5.6.1.3. スピニングリザーブ（瞬動予備力）管理

瞬動予備力管理の目的は、併入同期発電機が十分な容量を持ち、グリッドのステップ状態の変化に応じて迅速に出力を増減できるようにすることである。

ウポル系統の主な同期発電機は、FiagaのFIAG G1-G4とTanugamanonoのTANU #7Aである。蓄電池システムのFrequency/Watt制御機能は、周波数が設定された不感帯を逸脱すると

応答を開始するバックアップ瞬動発電機として動作する。

グリッド制御システムは、常に十分な上げ代・下げ代を確保するように、系統設備及び蓄電池システムを負荷配分する。瞬動予備力の調整について、同期発電機の起動停止、または制御可能な設備（蓄電池システム、貯水池式水力、抑制可能な太陽光発電設備）の負荷配分設定の変更及び制御不可能な設備（自流式水力など）の起動停止により、同期発電機の正味負荷を変更することで調整が可能である。

事前に構築されたモデルを使用して、様々な系統状態を補償するための瞬動予備力の必要量を決定する。

5.6.1.4. 設備の負荷配分優先順位

グリッド制御システムが瞬動予備力の不足にどのように対応するかは設備の負荷配分優先順位による。設備の負荷配分優先順位は、コストの低い順に固定する。負荷配分優先順位は以下の通りである。

1) 起動停止制御が可能な自流式水力発電

2) 抑制制御が可能な太陽光発電所 (以下の順で)
   a. RACE – サモア電力公社
   b. RACE – SFS
   c. FALE – SFS
   d. FALE – SPS
   e. RACE - GPS (サモア電力公社がインバータの起動停止制御機能を最大電力の設定値制御機能に変更した場合)
   f. FALE - GPS (サモア電力公社が最大出力設定値制御機能を追加した場合)

3) 貯水池式水力貯水池が満杯になった場合、その貯水池は自流式水力発電設備と同様の動作をするものと仮定し、負荷配分の順位を上げる。

4）蓄電池システム

5）ディーゼル発電機

上げ代不足に対して、グリッド制御システムは設備の出力を順次増加させる指令を送信する。これは、負荷配分優先順位の上位から始まり、各設備が最大出力に達すると順次に負荷配分する。

下げ代不足に対して、グリッド制御システムは設備の出力を順次低下させる指令を送信する。これは、負荷配分優先順位の下位から始まり、各設備が最低出力に達すると順次に負荷配分する。なお、ウポル島の風力発電所はClearSCADAでは制御できないため、優先順位には含まれない。

5.6.1.5. シフト

設備の負荷配分優先順位は、変動性再エネ設備（自流式水力、太陽光発電設備）の出力が最大になるようにし、これらの設備の抑制を排除することで、ディーゼル発電消費量を可能な限り削減することを目的としている。下げ代不足に対して、太陽光発電設備が抑制されたり、自流式水力が停止されたりする前に、蓄電池システムが充電される。

グリッド制御システムは、系統周波数を補償出来るように蓄電池のSOC状態を管理しつつ、再エネを最大限に利用できるようにする。

蓄電池のSOCがグリッド制御システムの許容最大値に達した場合、グリッド制御システムは、そのエネルギーが系統に放電されるまで、蓄電池システムをシフトに使用することが不可となる。

5.7. 過去に実施されたウポル系統における再エネ導入拡大に係るシミュレーション解析に関する基本情報

5.7.1. ウポル島の電力需要の特徴

本章の内容については、DIGSILENT 社の報告書“Grid Stability Assessment for the Upolu Island-Samoa”に基づき作成を行った。

図 5.7.1-1 に示すウポル島の電力需要を分析した結果,以下の結論が得られた。

① 乾季と雨季の負荷カーブの特性に大きな差異は無い
② 1 日の負荷変化については,昼と夜にピークがあり,昼のピークの方が若干高い
③ 一般的な最大負荷は平日の昼に発生しており,1 年間で 1%の頻度で約 19.5 MW
④ 一般的な昼の最小需要は乾季の日曜日に発生しており,1 年間で 1%の頻度で約 10 MW

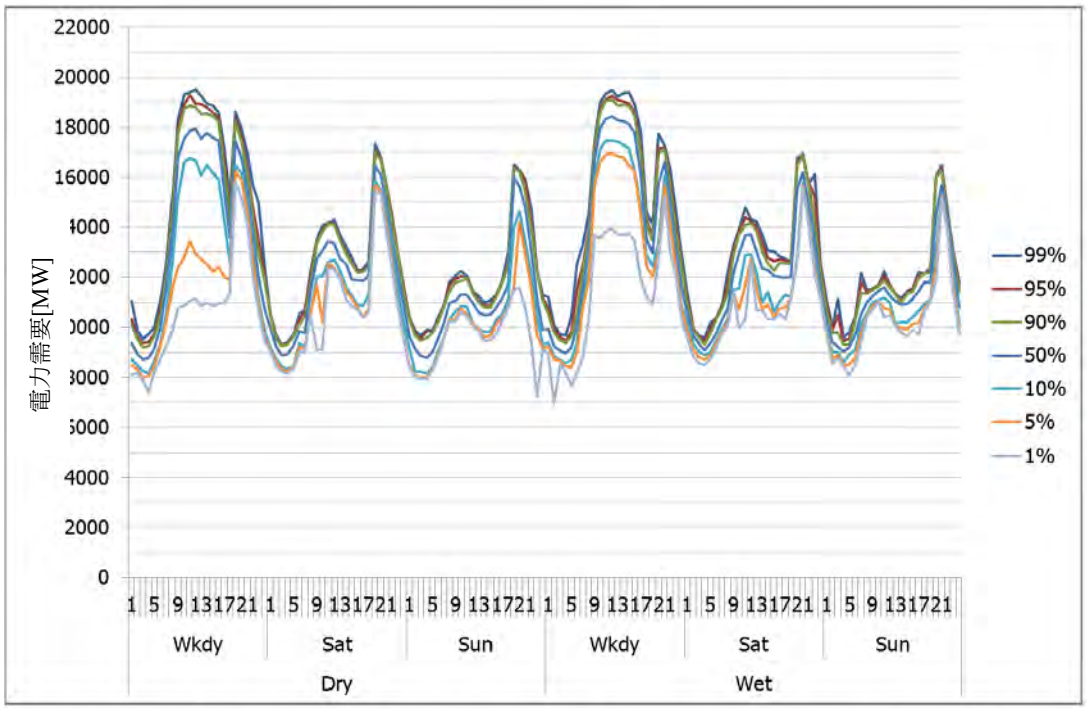


図 5.7.1-1 異なる時期の平日における異なった確率レベルの 1 時間電力需要実績値（2014 年）

5.7.2. Fiaga 変電所および Fiaga 発電所の静的モデルの検証結果

図 5.7.2-1 は,上から全需要,Fiaga 変電所の 33 kV 電圧階級,Fiaga 発電所の無効電力について,1 週間の値を黒線は実測値,赤線はシミュレーションを示している。

検証結果より,低負荷時において,Fiaga 変電所と Fuluasou 変電所の周辺で過電圧が発生しているが,これは主に Fiaga 変電所と Fuluasou 変電所の間のケーブルの無効電力（およそ

2 Mvar)に起因するものであることがわかった。さらに,Fiaga 発電所の発電機は,この問題を緩和できる可能性のある低励磁運転の能力が無いことも,PQ 特性カーブから判明した。

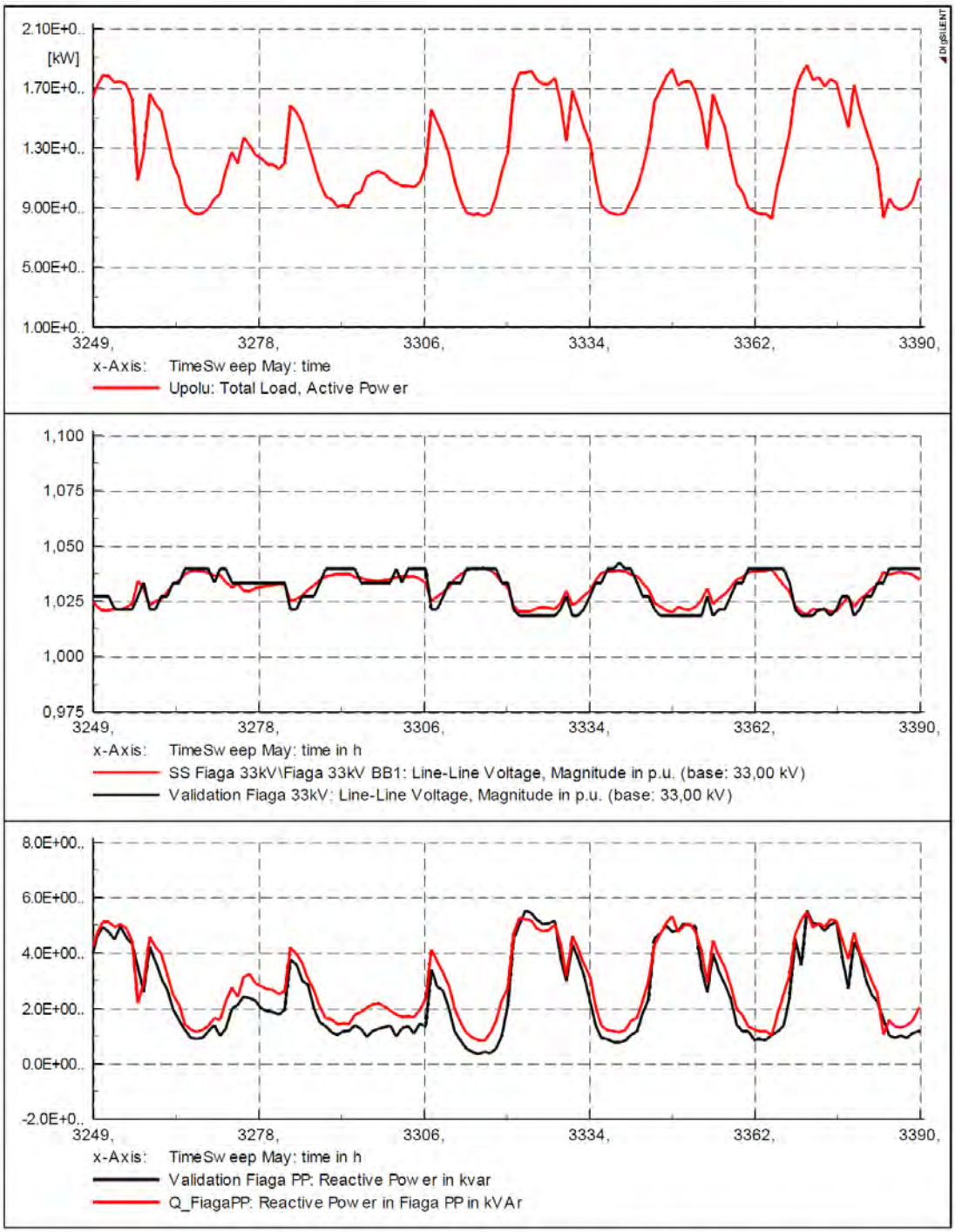


図 5.7.2-1　静的モデルの妥当性; 1 週間の出力制御（黒線：実測値,赤線：シミュレーション結果）

5.7.3. Fiaga 発電所の無効電力制御

図 5.7.3-1 は,Fiaga 発電所近傍の系統図を示している。シミュレーション結果によると,FIaga 発電所周辺の電圧を制限範囲に維持するために,Fiaga 発電所のディーゼル発電機に非常に大きく依存しており,Lefaga と West Coast 2 の配電線の負荷が重要になることが分かっている。11 kV 母線の電圧制御を行っているディーゼル発電機に加えて,33/22 kV の変圧器“TX3”は 22 kV の階級の電圧を自動タップチェンジャーで制御している。大量の太陽光発電が Lefaga 配電線に導入されるが,Fiaga 発電所からは 26 km 離れているため,無効電力サポートの効果は制限される。次の変電所である Fuluasou は Fiaga から 15 km 離れており,両者はケーブルと架空線の両方で並列に接続されている。このことは,現実的に,Fiaga 発電所はローカルに電圧を制御するために,他の変電所や配電線に依存することができないことを意味している。このウポル系統の固有の特徴により,Fiaga 発電所のディーゼル発電機は,いずれかの発電機が 1 台トリップしても,残りの 1 台が必要な無効電力を供給できるよう,少なくとも 2 台が常に連系されていなければならない。

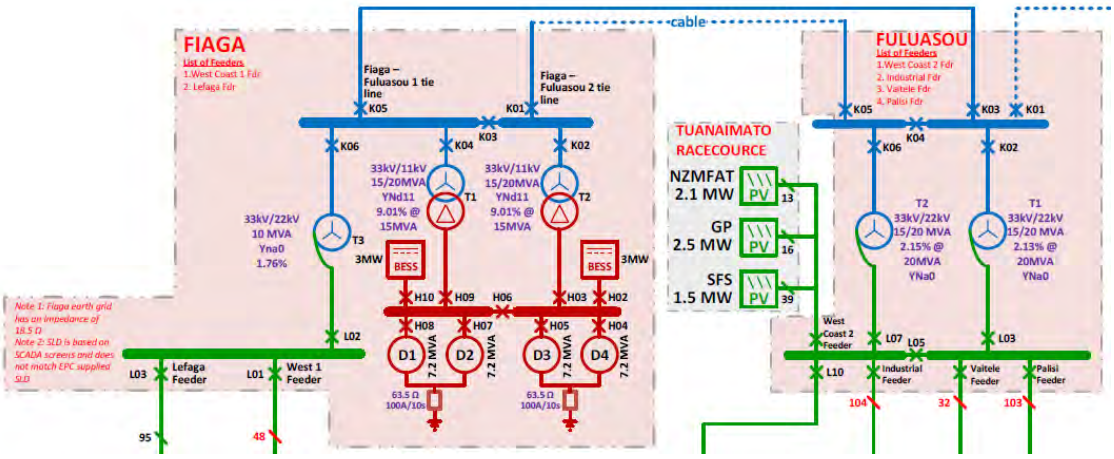


図 5.7.3-1 Fiaga 発電所近傍の系統図
【出所】サモア電力公社提供資料

6. CPAT 概要

6.1. CPAT 概要

CPAT（CRIEPI's Power system Analysis Tools の略）とは電中研が開発した電力系統解析用の高度な統合ソフトウェアパッケージであり,1980 年以来,日本の全ての電力会社で利用され,現在は電力広域的運営推進機関でも利用されるなど,日本におけるデファクトスタンダードとなっている電力系統解析ツールである。

6.2. CPAT 解析機能一覧

CPAT は,潮流,過渡安定度,短絡容量を解析する L 法,Y 法,T 法という代表的な 3 つのプログラムを柱に構成され,電力系統の多様な特性を適切に考慮した,高精度な解析計算が可能となっている。特に安定度解析プログラムには,実際の電力系統を模擬しミニチュア化した「電力系統シミュレータ設備」を用いて得られた機器モデルが組み込まれており,信頼性の高い解析結果を提供している。

6.3. CPAT 解析計算

CPAT の解析計算は,まず L 法によって初期潮流断面を生成し,その断面を初期条件として,Y 法（過渡安定度計算）,T 法（短絡容量計算）いう各種プログラムが実行される。

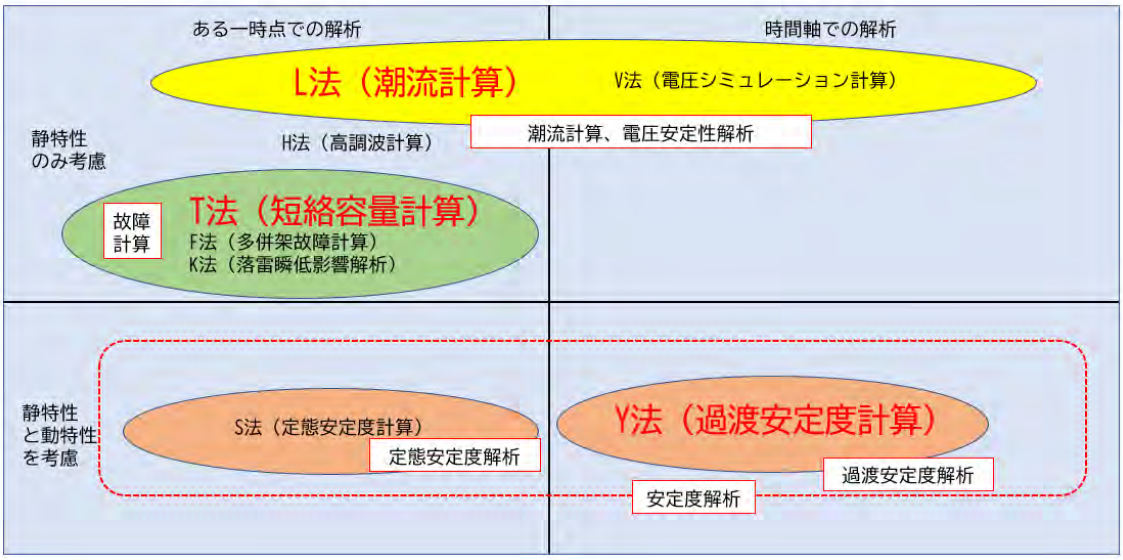


図 6.3-1　CPAT の各プログラムの関係

【出所】電中研提供資料

6.3.1. 潮流計算プログラム：L 法

L 法では,潮流計算により,各プログラムの初期潮流条件（断面）の生成を行う。L 法においては,下図 6.3.1-1 に示すように,発電機の P,V および負荷の P,Q をユーザーが指定することで,潮流の P,Q および系統の V を求めることができる。

また,電圧安定性指標についても自動計算を行い,P-V カーブ の計算も可能となっている。なお,P-V カーブとは,下図 6.3.1-2 に示すように負荷の P と受電端電圧 V との関係を示すものである。

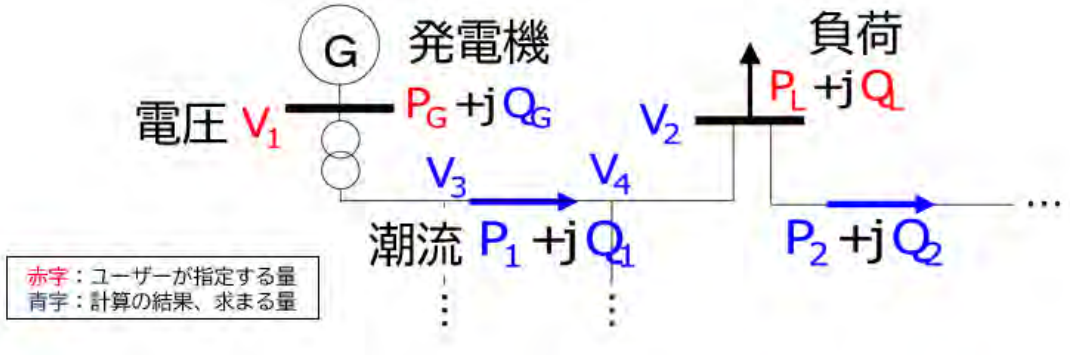


図 6.3.1-1　L 法の概念図
【出所】電中研提供資料

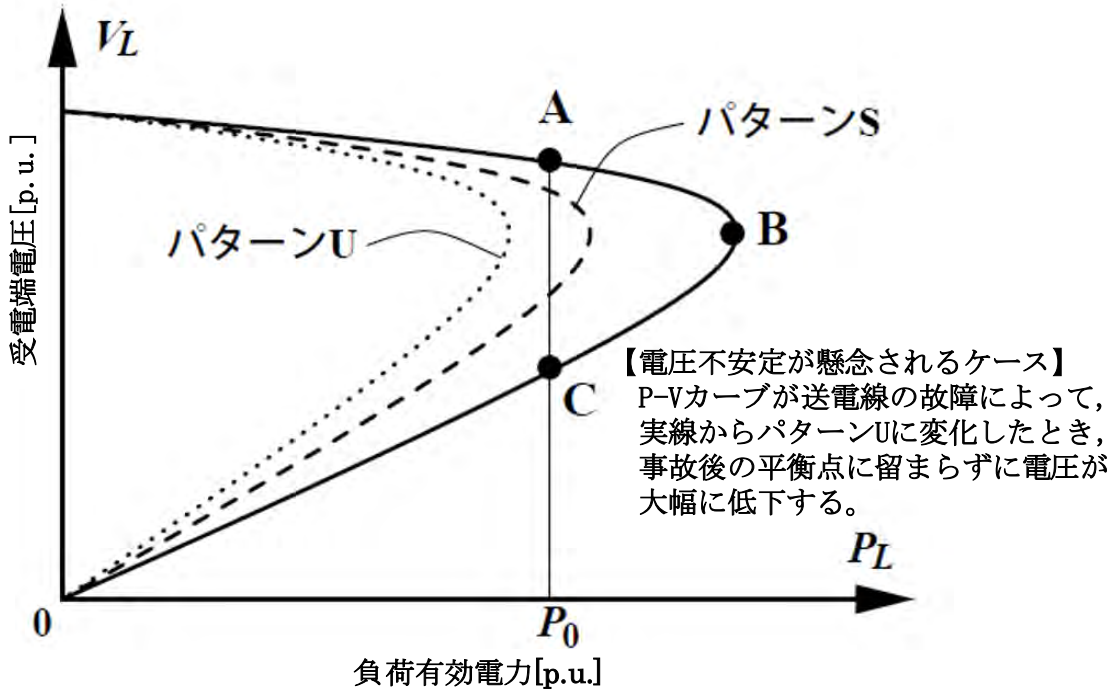


図 6.3.1-2　P-V カーブのイメージ図
【出所】電中研提供資料

6.3.2. 過渡安定度解析プログラム：Y 法

地絡事故や短絡事故などの系統外乱による発電機の過渡動揺の安定性等について,シミュレーション計算を行うことが出来る。また,それ以外にも多種・多様な制御モデルを模擬することができる。

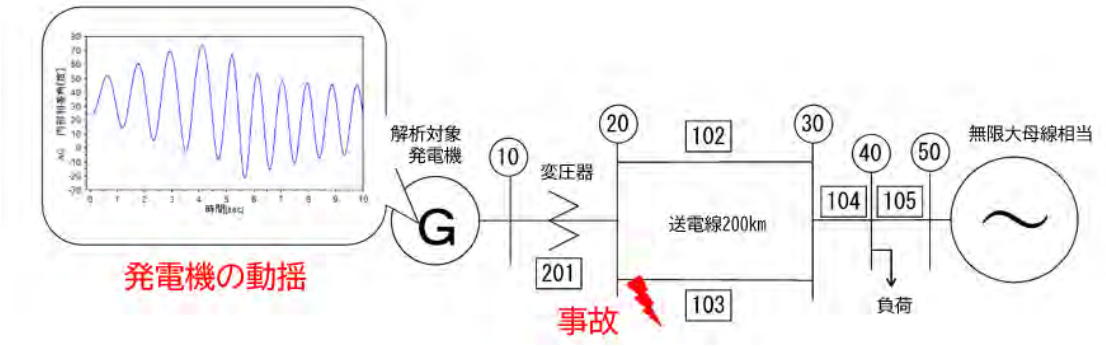


図 6.3.2-1　Y 法の概念図
【出所】電中研提供資料

6.3.3. 短絡容量解析プログラム：T 法

T 法は，電力系統の各ノードにおける 3 相短絡故障（3LS）電流および短絡容量※1 を一括評価することのできるプログラムである。

図 6.3.3-1 のようにノード k における 3LS 故障を想定すると，このノードにおける故障電流 I_k [p. u.]は，故障前の正相ノード電圧 E_k [p. u.]およびノード k から全系統を覗き込んだインピーダンス（駆動点インピーダンス）の正相分 Z_k [p. u.]より次式で表せる。

$$I_k = E_k / Z_k \qquad (1)$$

上記 I_k を**三相短絡電流**あるいは単に**短絡電流**と呼ぶ。この短絡電流から，系統基準容量を W_{BASE} [MVA]として次式により**短絡容量** S_k [MVA]を算定する。

$$S_k = |E_k \times I_k| \times W_{BASE} = |E_k{}^2 / Z_k| \times W_{BASE} \qquad (2)$$

この短絡容量 S_k は以下の特性をもつ：

- 駆動点インピーダンス Z_k は一般に系統規模が大きいほど小さくなるため，S_k は大規模系統ほど大きな値を持つ傾向がある
- 大きな短絡容量の値を持つノードは電圧変動が小さい※2 という特徴に通じることから、同ノード近傍の電圧維持能力の目安として用いられることもある

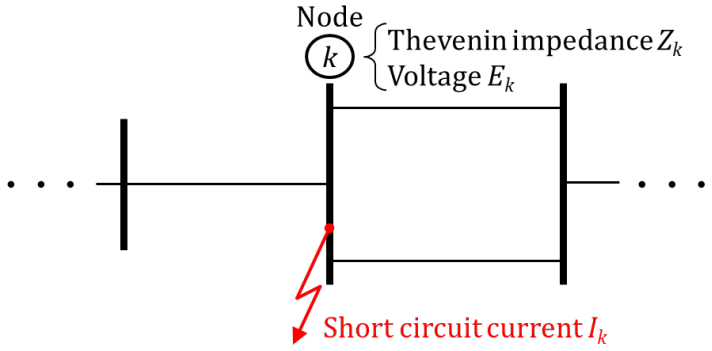


図 6.3.3-1　三相短絡電流の模式図

※1　T 法は，これらに加えて 1 線地絡故障（1LG），2 線地絡故障（2LG）時の故障電流計算機能や地絡故障時の過渡直流分減衰電流の簡易計算機能も有している[1]。

※2　短絡電流は，当該ノード k の電圧を健全時 E_k から 0 にするために必要な故障注入電流である。この短絡電流（短絡容量）が大きいということは，換言すると，事故電流に対する電圧の応答が鈍いと捉えることもできる。

T 法においては，短絡電流算定時の基準状態として，表 6.3.3-1 に示すように「有負荷条件」または「無負荷条件」の選定が可能である。なお，一般的な短絡電流計算は無負荷条件・送電線の簡略化あり（リアクタンス分のみ模擬）の条件で行われる[2]。

上記の他，設定可能な条件や留意点として下記が挙げられる：

- T 法において，発電機は内部電圧源※3 とリアクタンスで模擬されるが，駆動点インピーダンス Z_k の計算にあたり，発電機のリアクタンスを下記 4 パターンから選定可能である（一般的には 1 番目：d 軸・q 軸次過渡リアクタンスの平均が用いられることが多い）

  $(X_d'' + X_q'')/2$,　X_d,　X_d',　X_d''

- 無負荷条件においては，発電運転でない発電機(有効電力 PG=0)について，「解列」または「並列」が選定できる
- 過渡安定度計算においてインピーダンスの非線形特性を指定している負荷も，T 法計算ではインピーダンス一定負荷として扱われる
- PV 発電所などパワエレ機器としてモデリングしている設備の短絡電流の寄与は無視される

参考文献

[1] CPAT マニュアル「2. 短絡容量計算プログラム」

[2] 電気協同研究：「電力系統における短絡電流計算法」，電気協同研究会 20 巻 6 号（1964）

表 6.3.3-1　有負荷条件と無負荷条件

系統負荷条件		内容
有負荷 条件		L 法で得られた初期潮流断面を想定して短絡電流を計算する （初期潮流断面に故障電圧/電流を重ね合わせ）
無負荷 条件	簡略化なし	・発電機・負荷の潮流を 0 として短絡電流を計算する ・簡略化ありの場合，送電線の模擬が簡略化される －　R+jX：抵抗分とリアクタンス分のみ考慮 －　jX のみ：リアクタンス分のみ考慮 ・電圧は任意指定（全ノード一律）
	簡略化 （R+jX）	
	簡略化 （jX のみ）	

6.4. CPAT と PowerFactory の機能及び特徴の整理

CPAT は電中研が開発した,電力系統解析用の高度な統合ソフトウェアパッケージであり,PowerFactory は DIgSILENT 社（ドイツ）により開発された,発電,送電,配電などで構成される電力システムのモデリング,解析が実行可能なソフトウェアである。

当該ソフトウェアの主な機能を表 6.4-1 に示す。

表 6.4-1 CPAT と PowerFactory の機能及び特徴の整理

	電中研 CPAT/CPATFree	DIgSILENT 社（ドイツ） PowerFactory
概要	・CPAT は電中研が開発した,電力系統解析用の高度な統合ソフトウェアパッケージ。 ・1980 年以来,日本の電力会社で系統解析ツールとして使用されており,日本における電力系統解析用の標準的ツールとなっている。 ・コマンド（文字）を組み合わせてプログラムを作成する（CUI）の CPAT に加え,使いやすいグラフィカルインターフェース（GUI）を備えた CPATFree も用意されている。	・発電,送電,配電などで構成される電力システムのモデリング,解析が実行可能なソフトウェア。 ・主な機能がセットになった Base Package に,オプションで追加機能(Advanced Functions)を組み合わせることができる。
解析機能	１．潮流計算（L 法） 電力系統の各送電線を流れる電力や変電所の電圧などの潮流条件を求める。	・Load Flow Analysis (Base Package)
	２．過渡安定度解析（Y 法） 電源脱落,地絡事故,送電線トリップなどが発生した場合,発電機を含む系統全体が時間と共にどのように動揺し,また,安定的に推移していくか否かについて求める。	・Contingency Analysis (Advanced Functions)
	３．定態安定度解析（S 法） 運用点付近の系統需給状態が,定常的に安定運用が可能か否か,また,その時の系統の固有値について求める。	・Stability Analysis Functions (Advanced Functions)
	４．短絡容量解析（T 法） 3 相短絡故障または 1 線地絡故障発生時の故障電流と,この時に隣接送電線から流れ込む故障電流を求める。	・Short-Circuit Analysis (Base Package)

7. CPAT シミュレーション解析による検討事項の整理

表 7-1 のように, CPAT シミュレーション解析による検討事項について整理した。検討事項は大きく 3 つに分類でき, 需給バランス維持, 電圧バランス維持, 短絡容量の確保がある。

表 7-1 シミュレーション解析による検討事項

大分類	小分類
1. 需給バランス維持 （有効電力と周波数） ※平常時および系統事故時	1-1.【平常時】再エネ出力変動時の系統安定性（周波数の制約） 1-2.【系統事故時】再エネ電源脱落時の系統安定性（周波数の制約）
2. 電圧バランス維持 （無効電力と電圧） ※平常時および系統事故時	2-1.【平常時】潮流計算（電圧等による制約） 2-2.【系統事故時】系統事故時の系統安定性（電圧等の制約）
3. 短絡容量の確保 ※平常時および系統事故時	3-1.【平常時】インバータ接続地点の短絡容量の制約 3-2.【系統事故時】事故電流供給能力の制約

7.1. 需給バランス維持（有効電力と周波数）

大分類 1 では,平常時および系統事故時の 需給バランス維持について整理した。需給バランスを維持し周波数を一定に維持するためには以下の①～④について留意する必要がある。

大分類１：需給バランス維持[有効電力・周波数] ※平常時および系統事故時

① 安定した電力供給のためには,時々刻々と変動する需要に対して各発電所の出力を制御し,常に需要と供給を一致させる必要があり,これによって周波数を一定に維持している。

② 需給バランスが崩れると,周波数が変動し,需要家側の電気機器の運転に影響を与える可能性があるだけでなく,一定値以上に周波数が変動すると,発電機の保護機能が働き,系統から次々と発電機が電力系統から切り離されることにより大停電を引き起こす恐れがある。

③ 太陽光発電や風力発電のような変動性を有する再エネ電源が増加すると需給バランスに影響を与えて周波数変動が引き起こされる可能性がある。

④ さらに,再エネ電源が増加すると,同期発電機の台数が減少することに伴い,系統の慣性が低下して電源脱落時の周波数低下幅が拡大することが想定される。

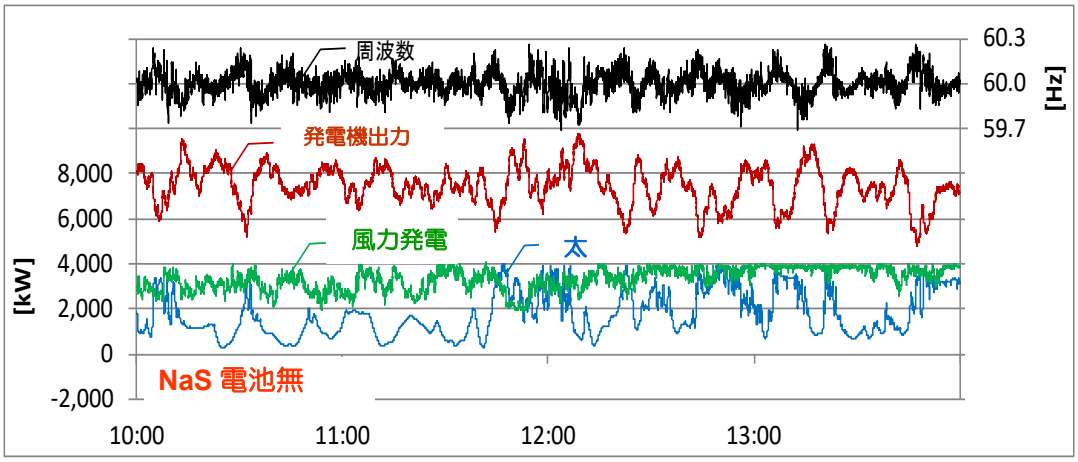


図 7.1-1　再エネ出力変動に起因する周波数変動

7.2.　電圧バランス維持（無効電力と電圧）

大分類 2 では,平常時および系統事故時の電圧バランス維持について整理した。再エネ電源増加に伴う同期発電機減少により系統の電圧制御が困難化する中での電圧バランス維持には以下の①~②について留意する必要がある。

大分類２：電圧バランス維持[無効電力・電圧])　※平常時および系統事故時

① 再エネ電源増加に伴う同期発電機減少により,これまで同期発電機が供給していた無効電力の確保をどうすべきか検討が必要である。

② 再エネ電源増加に伴う系統の潮流の変化により,系統の電圧制御が困難化し,系統電圧が規定の範囲を逸脱する恐れがある。

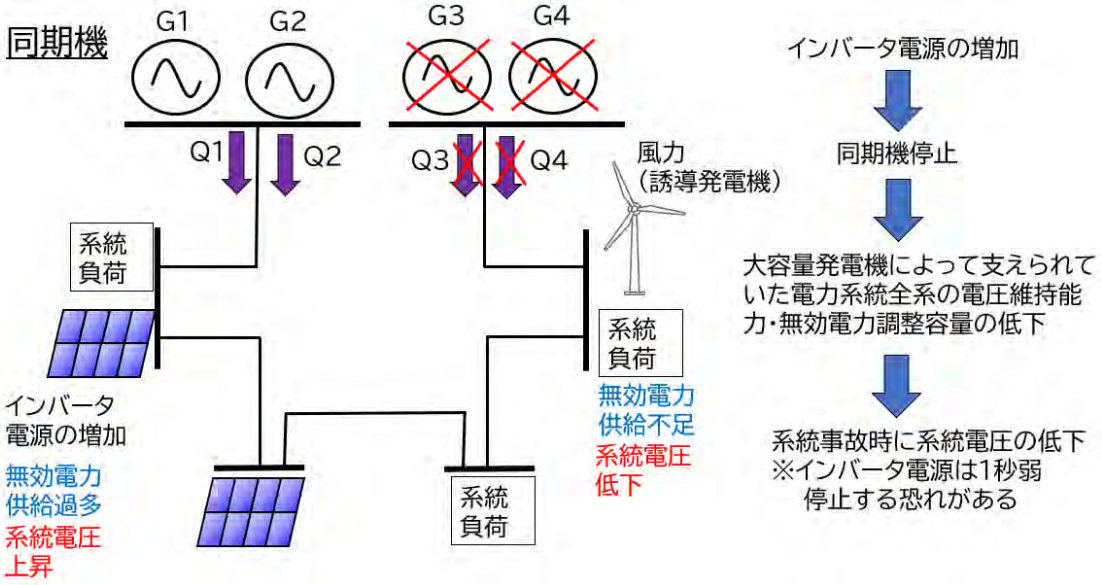


図 7.2-1　同期機の減少に伴う電圧管理の困難化

7.3. 短絡容量の確保

大分類 3 では,平常時および系統事故時の短絡容量の確保について整理した。再エネ電源が増加すると短絡容量が減少し電圧が不安定となるため、以下の①~②について留意する必要がある。

大分類３： 短絡容量の確保　※平常時および系統事故時

① 短絡容量が減少して事故電流が低下するなどの課題が生じることが予想される。

② 短絡容量が低下した地点に連系されたインバータは連系点の電圧が不安定となるため安定的に運用できない恐れがある。(ループすることでの短絡容量確保も検討)

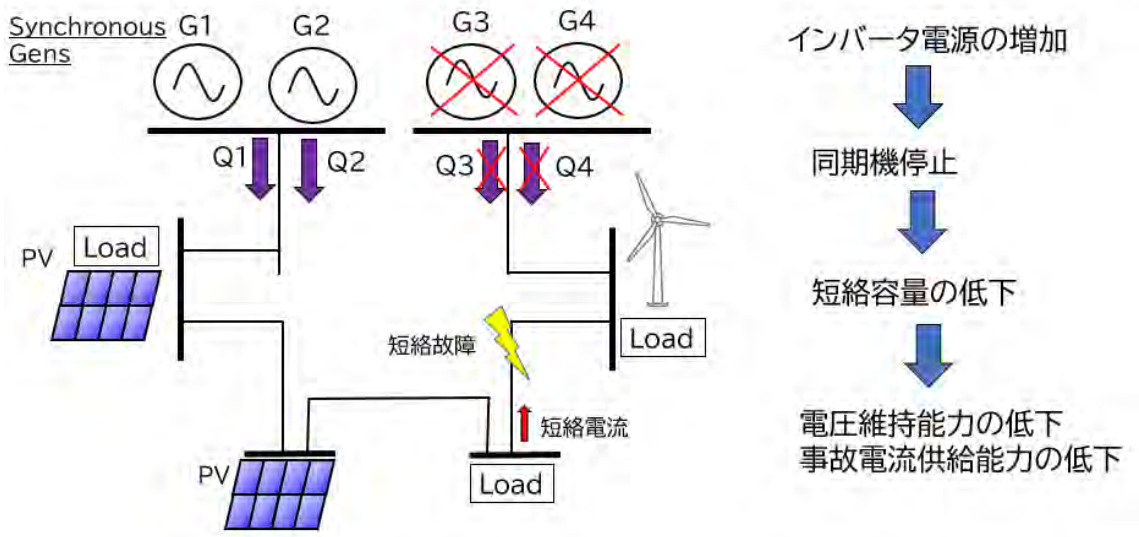


図 7.3-1　同期機の減少に伴う短絡容量の低下

8. CPAT によるウポル電力系統モデル作成

8.1. CPAT 系統モデル作成に必要な諸元と実測データの収集

8.1.1 簡略系統モデル（ドラフト版モデル）の構築

サモア電力公社より受領した系統構成図を基に，ウポル島電力系統モデルを構築した。

なお本プロジェクトでは，系統モデル模擬の詳細度の検証を行いつつ段階的に引き上げていくことを想定し，第 1 段階として，主に基幹系統の送電ルート・発電/負荷設備のみ模擬した簡略系統モデル（以下，ドラフト版モデルと呼称）を構築するものとした。全体の作業工程は図 8.1.1-1 に記載のフローに従って系統構成の検討，設備データ・運用データの収集，CPAT 系統モデルの構築，潮流計算実行の順に行い，潮流計算結果を鑑みて異常値や実績値との差異が見受けられる場合には必要に応じて諸元やモデリングの見直しを図った。

図 8.1.1-2，図 8.1.1-3 にサモア電力公社より受領したウポル島の電力系統構成図（詳細版モデル）ならびに高圧送配電線の配置図をそれぞれ示す。図 8.1.1-4 に構築した簡略版モデルの系統図を示す。サモア電力公社より入手可能な負荷側の計測データがフィーダー単位であるため，簡略版モデルをベースにシミュレーションで使用するドラフト版モデルを構築した。なお，ドラフト版モデルの構築にあたっては以下の点に留意した。

- 詳細版モデルと簡略版モデルを比較し，簡略版モデルが系統解析用モデルとして使用できることを確認した。すなわち，22 kV 以上の上位系統は詳細度を犠牲にせず模擬できており，かつそれ以下の低圧系統の潮流への寄与も負荷として考慮しているため，本段階での主要検討課題である基幹系統の需給バランス・電圧バランスの検討には使用可能であることを確認した。
- 33 kV / 22 kV の高圧系統の送電線/配電フィーダー・変圧器，ならびに 33 kV / 22 kV 系統に直接連系される発電機（ディーゼル・水力）・太陽光発電所・蓄電池などの電源のみ模擬した。
- 発電所，発電機，送電線/配電フィーダーには表 8.1.1-1 に示すように系統図番号を附番した。
- 22 kV 以下の系統については，直接連系する太陽光発電所をサイト単位で模擬し，11 kV 以下の配電系統は後述のように，CPAT 系統モデルにおいては負荷として縮約模擬した。

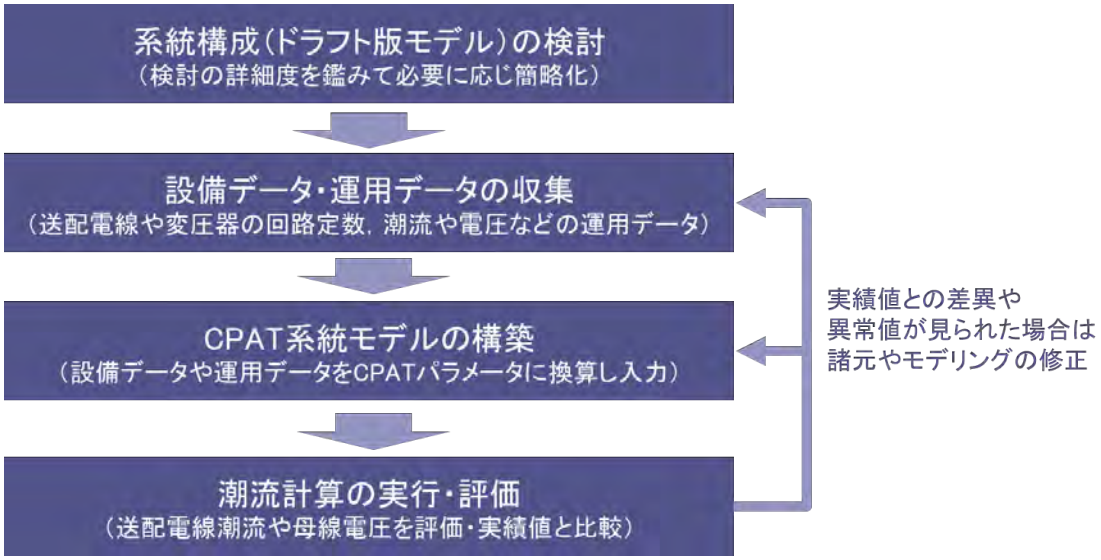


図 8.1.1-1　系統モデル構築・潮流計算実行に関わる全体の作業工程フロー

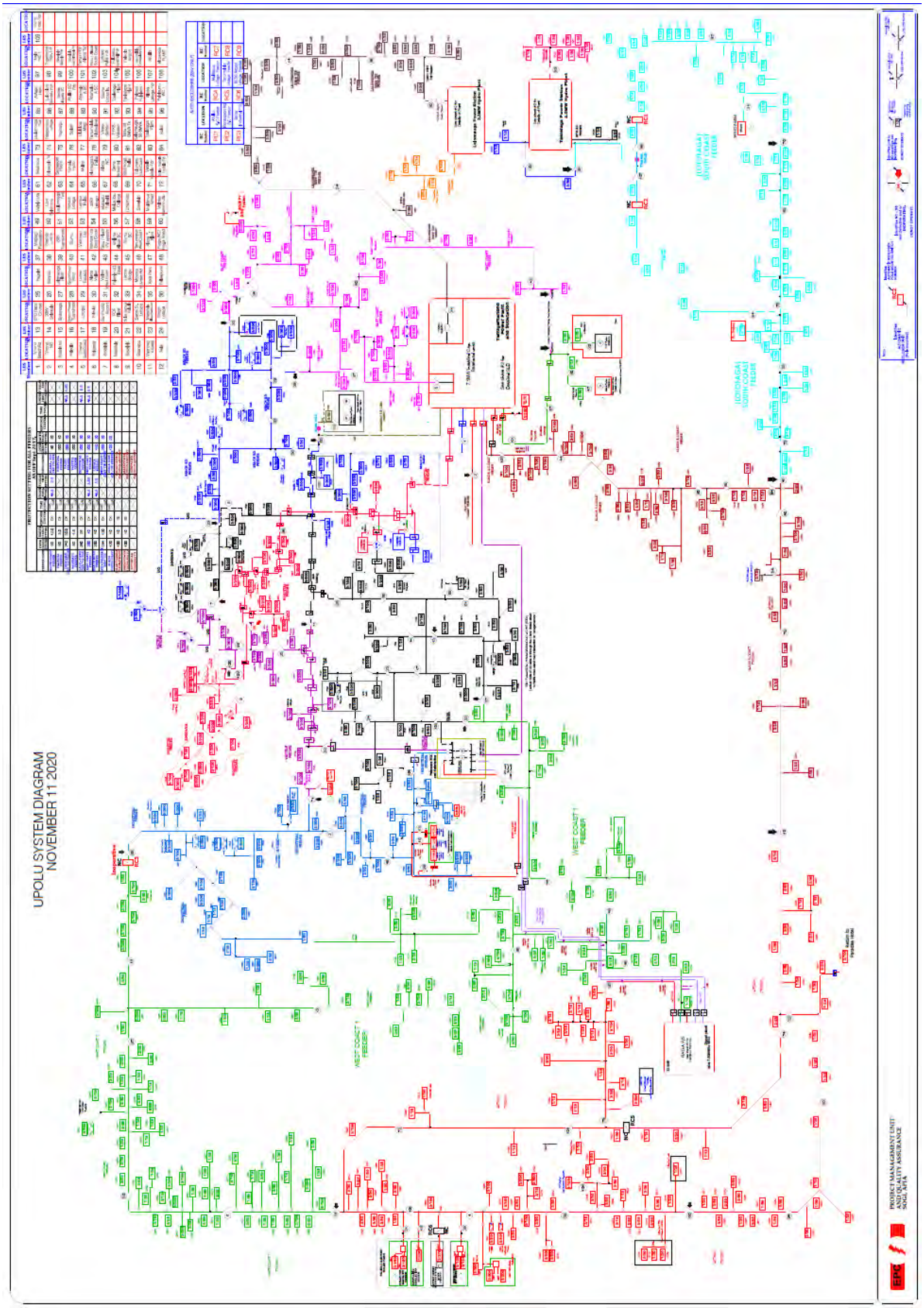


図 8.1.1-2　サモア電力公社より受領したウポル島電力系統構成図

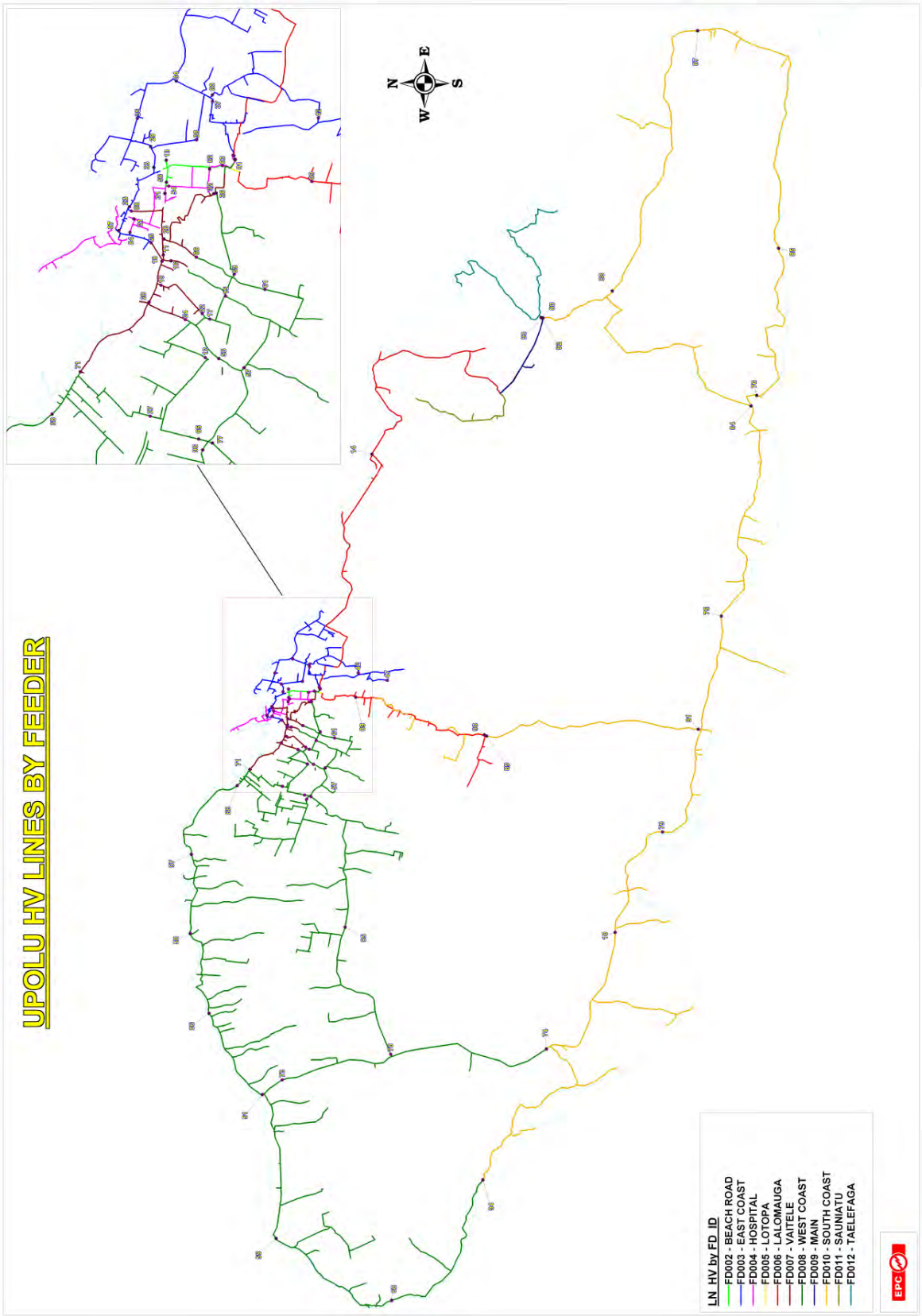


図 8.1.1-3　サモア電力公社より受領したウポル島高圧送配電線の配置図（文献[13], p21）

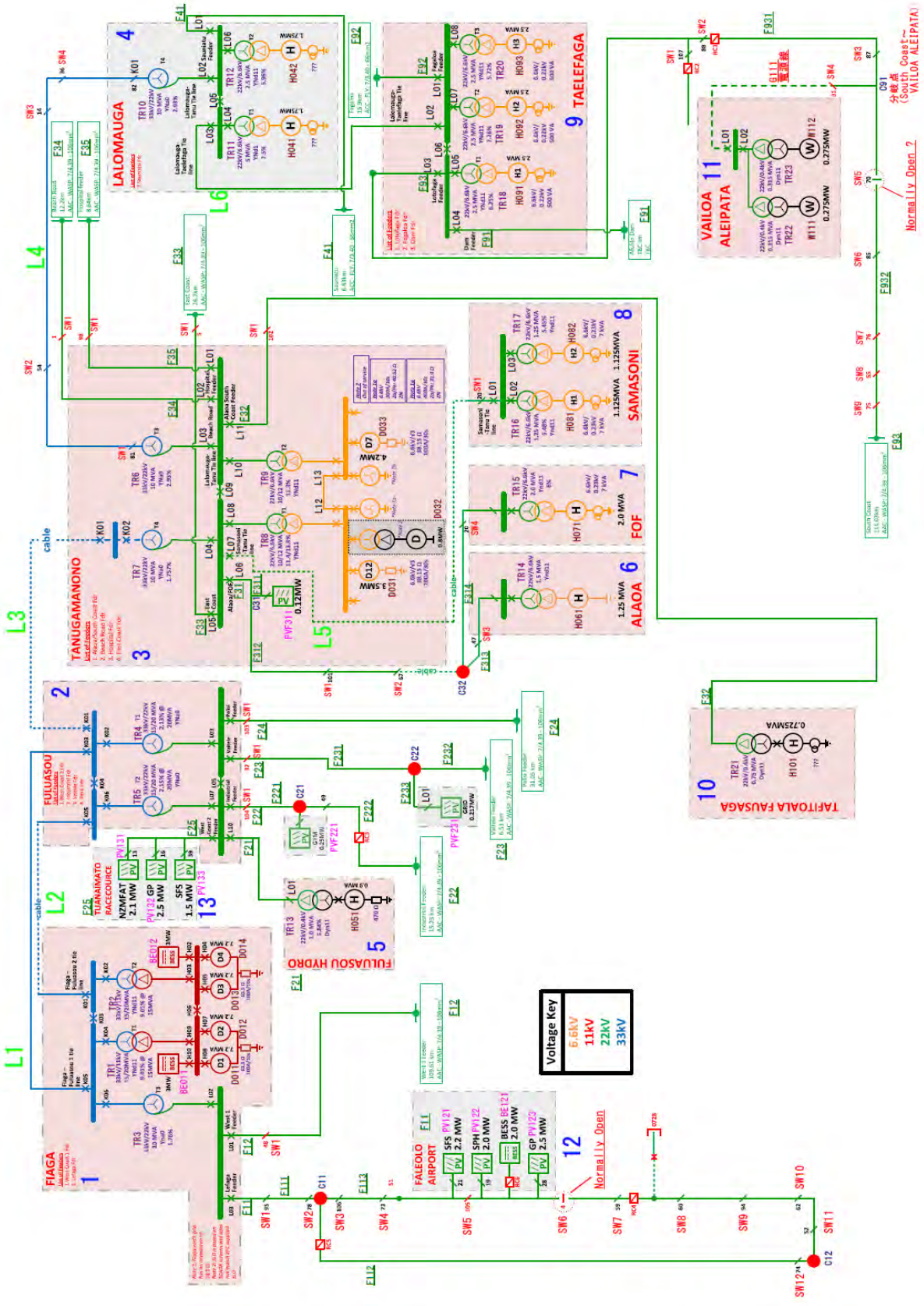


図 8.1.1-4　サモア電力公社より受領したウポル島電力系統の簡略版モデル

表 8.1.1-1　系統図番号の附番方法

設備	接頭文字	附番ルール
発電所	なし	Fiaga 発電所を 1 番として，系統図左上から昇順に附番
ディーゼル発電機	D〇〇	〇〇は発電所番号 発電所内で 1 から始めて附番
水力発電機	H〇〇	〇〇は発電所番号 発電所内で 1 から始めて附番
33 kV 送電線	L	Fiaga-Fuluasou の架空送電線を L1 番として，系統図左上から昇順に附番
22 kV 配電フィーダ	F□	□は接続する発電所番号 発電所内で系統図の左から右に昇順に附番
変圧器	TR	Fiaga 発電所の 1 号変圧器を TR1 として系統図左上から昇順に附番

8.1.2.　設備情報の収集

8.1.2.1.　33 kV / 22 kV 送配電線・変圧器

ドラフト版モデルにて潮流計算を実行するのに必要となる，33 kV / 22 kV 系統の送配電線の線路定数ならびに，変圧器のインピーダンスに関わる情報を収集した。

表 8.1.2.1-1，8.1.2.1-2，8.1.2.1-3 にそれぞれ選定した送配電線，変圧器（発電所/変電所，PV ファーム/BESS）の諸元を示す。なお，同表に記載のパラメータ選定にあたり以下の点に留意した。

＜送配電線＞

- 各区間，線路亘長については原則として文献[1]のサモア電力公社提供値を適用した。
- 架空線 L1, L4, L5, F31（架空線部分）, F111, F113 の線路定数は，サモア電力公社より受領した装柱データに基づく線路定数計算から求めた値を採用した（線路定数計算に関わる詳細については 8.1.2.1 節に後述）。
- 架空線 L6 について，抵抗値は文献[2]の P43 に記載の”ACSR-WOLF”の値（図 8.1.2.1-1 (a)）を採用し，リアクタンス値ならびに静電容量値は文献[1]に記載のサモア電力公社提供値を採用した（リアクタンス値については 2 つ記載があるうち”Reactance1”の値を採用）。
- 地中ケーブル L2, L3, L5, F31（地中ケーブル部分）の抵抗値ならびにリアクタンス値は，文献[2]の P44,45 に記載の値（図 8.1.2.1-1 (b), (c)）を採用した。静電容量値については文献[1]に記載のサモア電力公社提供値を採用した。
- なお, 上記で文献[1]から静電容量値を引用しているものについて, 静電容量の単位は μ

Ω/km と記載があったが, 以下の点を鑑みて架空線については μ mho/km, 地中ケーブルについては μ F/km であると解釈した。

- 仮に μ Ω/km である（＝アドミタンスの逆数）と解釈すると一般的な架空送配電線・地中線の標準的な静電容量値から大きく乖離した数値になること
- 文献[2] P43-45 のケーブル諸元には, 架空線は μ mho/km, 地中ケーブルは μ F/km との記載があること

＜変圧器（発電所/変電所）＞

- 漏れリアクタンス値は文献[1]に記載の”Reactance1” （「簡易系統図」に記載されている値から引用）を採用した（表内※1）。
- 変圧器 TR9（Tanumaganono Plant）は“異容量変圧器であるが，簡易系統図には%インピーダンスが１つしか記載されていないため,TR8（同）の「11.4/13.8%」を参考にした（表内※2）。
- TR14（ALAOA）は，%Z の情報がないため，TR16,17（SAMASONI）の%Z=5.48%を暫定値として設定した（表内※3）。

＜変圧器（PV ファーム/BESS）＞

- PV ファーム・BESS についてはいずれも変圧器インピーダンスに関する正確な諸元が得られていないため，すべてファーム/機器の容量（定格出力）ベースの%インピーダンスとして，11％で与えた。この値は，沖縄 宮古島系統における発電所の変圧器を参考に，短絡容量計算における悲観サイドの評価を見込んだ参考値として設定したものである。

表 8.1.2.1-1　送配電線の諸元

種別	系統図番号	送電線名称	カテゴリ	電圧	線種/変圧器ﾊﾟﾀｰﾝ	Line specification (size of conductor)	Resistance [Ω/km]	Inductive Reactance at 50Hz [Ω/km]	Capacitance [μmho/km] or [μF/km]	Circuit length [km]
送電線	L1	Fuluasou tie-line	Overhead	33kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	0.2703	0.3591	3.191	11.61
送電線	L2	Fuluasou tie-line	Cable	33kV	2	XLPE - Al 300mm^2	0.10153	0.11698	0.26	13.79
送電線	L3	Fuluasou-Tanu Tie Line	Cable	33kV	2	XLPE - Al 300mm^2	0.10153	0.11698	0.26	6.97
送電線	L4	Lalomauga Tie Line	Overhead	33kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	0.2703	0.3591	3.191	38.37
送電線	L5	Samasoni Tie Line	Cable Overhead	22kV	3 1	XLPE - Al 185mm^2 AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	0.16484 0.2703	0.12578 0.3591	0.34 3.191	0.30
送電線	L6	Lalomauga-Taelefaga tie line	Overhead	22kV	4	ACSR - Merlin: 18/3.47 - 180mm^2	0.2261	0.292	0.646	12.21
配電線	F31	Alaoa Tie Line	Overhead Cable	22kV	1 3	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185mm^2	0.2703 0.16484	0.3591 0.12578	3.191 0.34	2.345 0.948
配電線	F111 +F113	Fiaga-Faleolo Airport	Overhead Cable	22kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	0.2703	0.3591	3.191	26.00

表 8.1.2.1-2　変圧器の諸元（発電所/変電所）

系統図番号	発電所/変電所名称	1次/2次電圧	変圧器ﾊﾟﾀｰﾝ	変圧器容量[MVA]	変圧器リアクタンス[機器容量%]
TR1	1.Fiaga Plant	33/11kV	15-1	15	9.01%　※1
TR2	1.Fiaga Plant	33/11kV	15-1	15	9.01%　※1
TR3	1.Fiaga Plant	33/22kV	10-1	10	1.76%　※1
TR4	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20-1	20	2.13%　※1
TR5	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20-2	20	2.15%　※1
TR6	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10-2	10	2.93%　※1
TR7	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10-3	10	1.75%　※1
TR8	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10/12-1	10	11.4/13.8%　※1
TR9	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10/12-2	10	11.3%／○　※2
TR10	4.Lalomauga Plant	33/22kV	10-2	10	2.93%　※1
TR11	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	5-1	5	7.5%　※1
TR12	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	2.5-1	2.5	5.96%　※1
TR13	5.Fulsaou Hydoro	22/0.4kV	1-1	1	5.84%　※1
TR14	6.ALAOA	22/6.6kV	1.5-1	1.5	5.84%　※3
TR15	7.FOF	22/6.6kV	2-1	2	6%　※1
TR16	8.SAMASONI	22/6.6kV	1.25-1	1.25	5.48%　※1
TR17	8.SAMASONI	22/6.6kV	1.25-2	1.25	5.45%　※1
TR18	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5-2	2.5	6.25%　※1
TR19	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5-3	2.5	7.26%　※1
TR20	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5-4	2.5	5.72%　※1
TR21	10.TAFITOALA FAUSAGA	22/0.4kV	0.75-1	0.75	
TR22	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315-○	0.315	
TR23	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315-○	0.315	

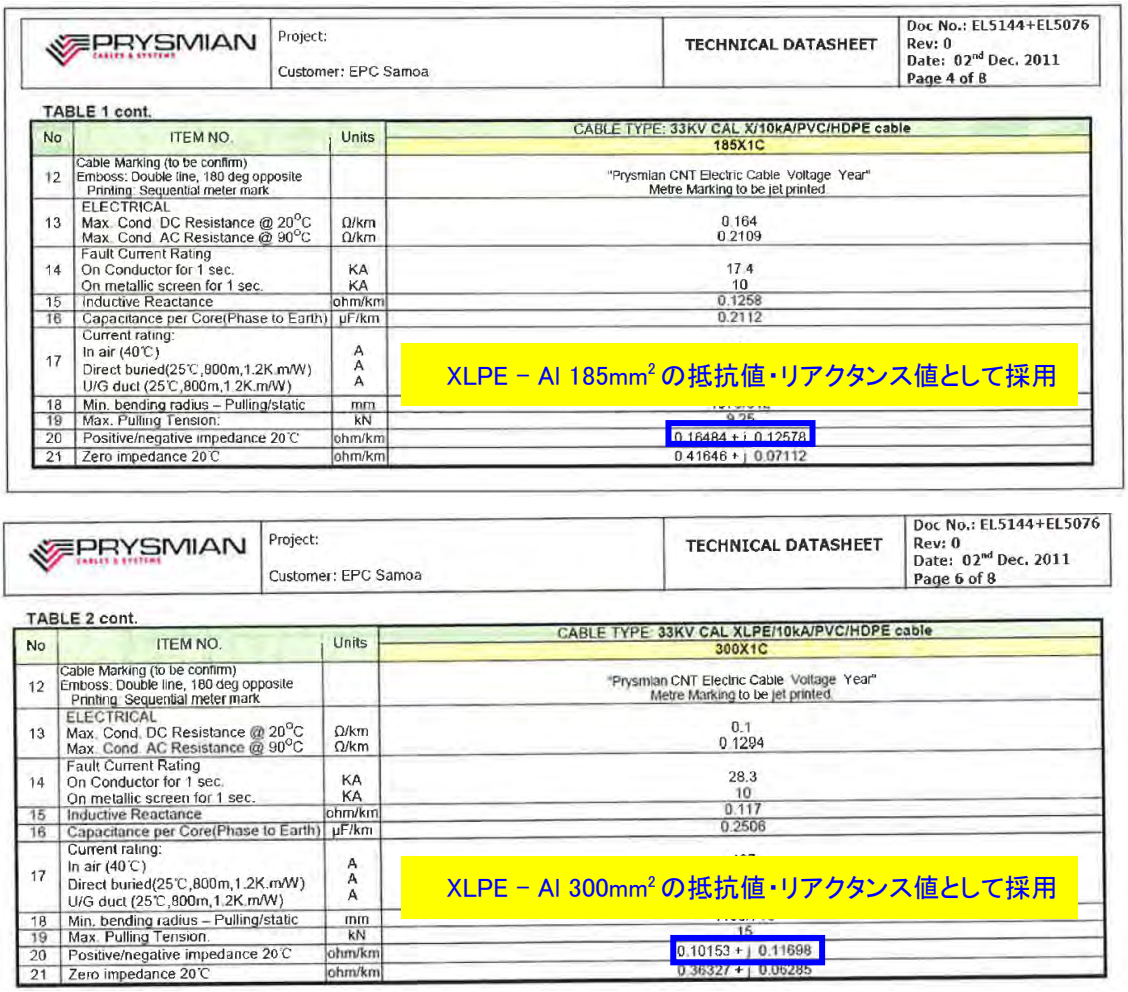
表 8.1.2.1-3　変圧器の諸元（PV ファーム/BESS の連系変圧器）

	系統図番号	名称	PVファーム容量 [MW]	変圧器リアクタンス [容量%]
PV	PV121	FALEOLO Solar for Samoa	2.500	11%
	PV122	FALEOLO SunPacific 1	2.000	11%
		FALEOLO SunPacific 2	1.500	11%
	PV123	FALEOLO GreenPower	2.000	11%
	PV131	RaceCource EPC	2.100	11%
	PV132	RaceCource GreenPower	2.000	11%
	PV133	RaceCource Solar for Samoa	1.500	11%
	PVF221	RaceCource Gym	0.250	11%
	PVF231	Vaitele	0.217	11%
	PVF311	Tanugamanono	0.120	11%
	系統図番号	電気所	BESS容量 [MW]	変圧器リアクタンス [容量%]
BESS	BE121	FALEOLO	2.000	11%
	BE011	FIAGA #1	3.000	11%
	BE012	FIAGA #2	3.000	11%

Conductor Code	Standard	Type	ELECTRICAL PROPERTIES					
			Positive Sequence R1 (ohm/km)	Positive Sequence X1 (ohm/km)	Zero Sequence R0 (ohm/km)	Zero Sequence X0 (ohm/km)	BC1 (umho/km)	BC0 (umho/km)
FLY	British	AAC	0.5511	0.3342	0.6993	1.3069	3.2573	2.7713
WASP	British	AAC	0.3312					
WOLF	British	ACSR	0.2261	0.2900	0.3743	1.2626	3.6805	3.0719

ACSR – Merlin: 18/3.47 – 180mm^2 の抵抗値として採用

(a)　架空送配電線（AAC-WASP, ACSR-WOLF）の文献[2]



PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS

Project:
Customer: EPC Samoa

TECHNICAL DATASHEET

Doc No.: EL5144+EL5076
Rev: 0
Date: 02nd Dec. 2011
Page 4 of 8

TABLE 1 cont.

No	ITEM NO.	Units	CABLE TYPE: 33KV CAL X/10kA/PVC/HDPE cable 185X1C
12	Cable Marking (to be confirm) Emboss: Double line, 180 deg opposite Printing: Sequential meter mark		"Prysmian CNT Electric Cable Voltage Year" Metre Marking to be jet printed
13	ELECTRICAL Max. Cond. DC Resistance @ 20°C Max. Cond. AC Resistance @ 90°C	Ω/km Ω/km	0.164 0.2109
14	Fault Current Rating On Conductor for 1 sec. On metallic screen for 1 sec.	KA KA	17.4 10
15	Inductive Reactance	ohm/km	0.1258
16	Capacitance per Core(Phase to Earth)	µF/km	0.2112
17	Current rating: In air (40°C) Direct buried(25°C,900m,1.2K.m/W) U/G duct (25°C,800m,1.2K.m/W)	A A A	
18	Min. bending radius – Pulling/static	mm	
19	Max. Pulling Tension:	kN	
20	Positive/negative impedance 20°C	ohm/km	0.16484 + j 0.12579
21	Zero impedance 20°C	ohm/km	0.41646 + j 0.07112

XLPE – Al 185mm² の抵抗値・リアクタンス値として採用

PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS

Project:
Customer: EPC Samoa

TECHNICAL DATASHEET

Doc No.: EL5144+EL5076
Rev: 0
Date: 02nd Dec. 2011
Page 6 of 8

TABLE 2 cont.

No	ITEM NO.	Units	CABLE TYPE: 33KV CAL XLPE/10kA/PVC/HDPE cable 300X1C
12	Cable Marking (to be confirm) Emboss: Double line, 180 deg opposite Printing: Sequential meter mark		"Prysmian CNT Electric Cable Voltage Year" Metre Marking to be jet printed
13	ELECTRICAL Max. Cond. DC Resistance @ 20°C Max. Cond. AC Resistance @ 90°C	Ω/km Ω/km	0.1 0.1294
14	Fault Current Rating On Conductor for 1 sec. On metallic screen for 1 sec.	KA KA	28.3 10
15	Inductive Reactance	ohm/km	0.117
16	Capacitance per Core(Phase to Earth)	µF/km	0.2506
17	Current rating: In air (40°C) Direct buried(25°C,800m,1.2K.m/W) U/G duct (25°C,800m,1.2K.m/W)	A A A	
18	Min. bending radius – Pulling/static	mm	
19	Max. Pulling Tension:	kN	15
20	Positive/negative impedance 20°C	ohm/km	0.10153 + j 0.11698
21	Zero impedance 20°C	ohm/km	0.36327 + j 0.06285

XLPE – Al 300mm² の抵抗値・リアクタンス値として採用

(b)　地中ケーブル（XLPE - Al 185mm², 300mm²）の文献[2]

図 8.1.2.1-1　線路定数の参考諸元

8.1.2.2. 装柱情報を考慮した架空送配電線 線路定数の精査

8.1.2.1 節に先述したように，送配電線の静電容量値について，単位の相違が懸念されたため，サモア電力公社より受領した，送配電設備の工務マニュアル（文献[3]）を基に，亘長の長い L1, L4, L5, F31 の装柱を推定して線路定数の計算を行いサモア電力提供値と比較した。

線路定数の計算には電力中央研究所開発の瞬時値系統解析プログラム XTAP（文献[4]）に付属の線路定数計算ツール XTLC（文献[5],[6]）を用いた。XTLC では装柱情報と電力線諸元を入力し，電力線間の電磁誘導・静電誘導，表皮効果，大地帰路電流を考慮し架空送配電線・地中ケーブルの線路定数を計算可能である。

図 8.1.2.2-1, 2, 3 に文献[3]より引用した 22kV / 33kV 架空送配電線の架線部分，腕金部分，ならびに電柱の仕様をそれぞれ示す。図 8.1.2.2-1, 2 より腕金の仕様は 5 種ほど存在するが，線間距離は下記 2 パターンであると見た。なお，ピン碍子部分の高さは約 46 cm と推定した。

HV-INST, -INTD : 0.9m, 1.8m

HV-STRD. -ANGD, TERD : 1.2m, 1.6m

また，図 8.1.2.2-3 より，木柱は高圧/低圧併架タイプで 3 種が確認され，これら 3 種を想定すると高圧腕金の地上高は 9.1 ～ 11.8 m と見積もられ，ピン碍子の高さ（推定）を加味すると電力線の地上高は 9.6 ～ 12.3 m と推定した。

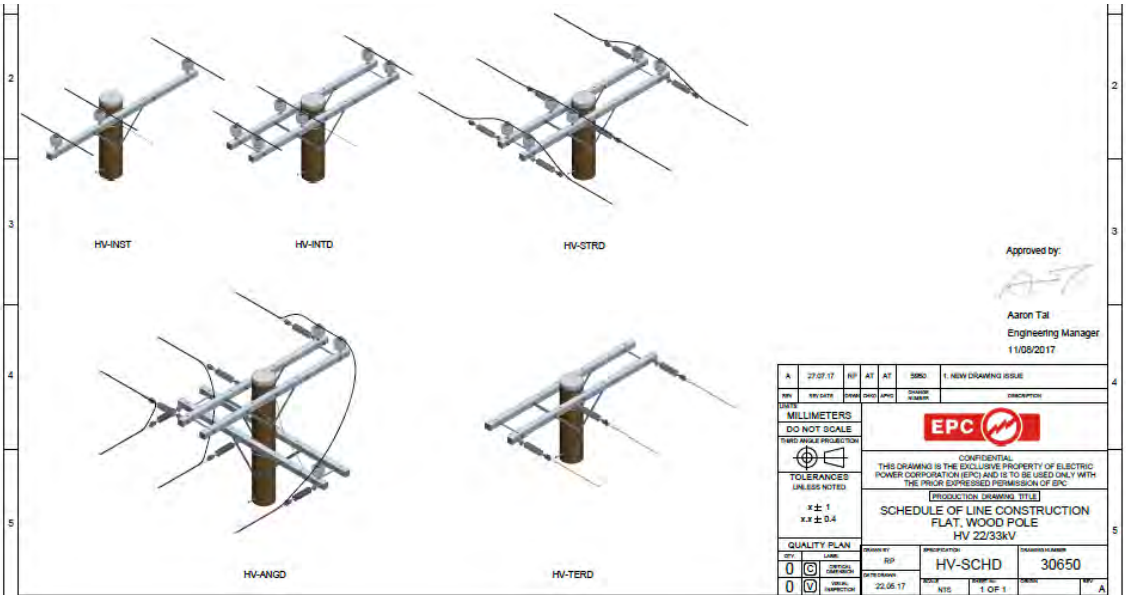


図 8.1.2.2-1　22kV/33kV 架空送配電線　架線部分の仕様（文献[3] p12）

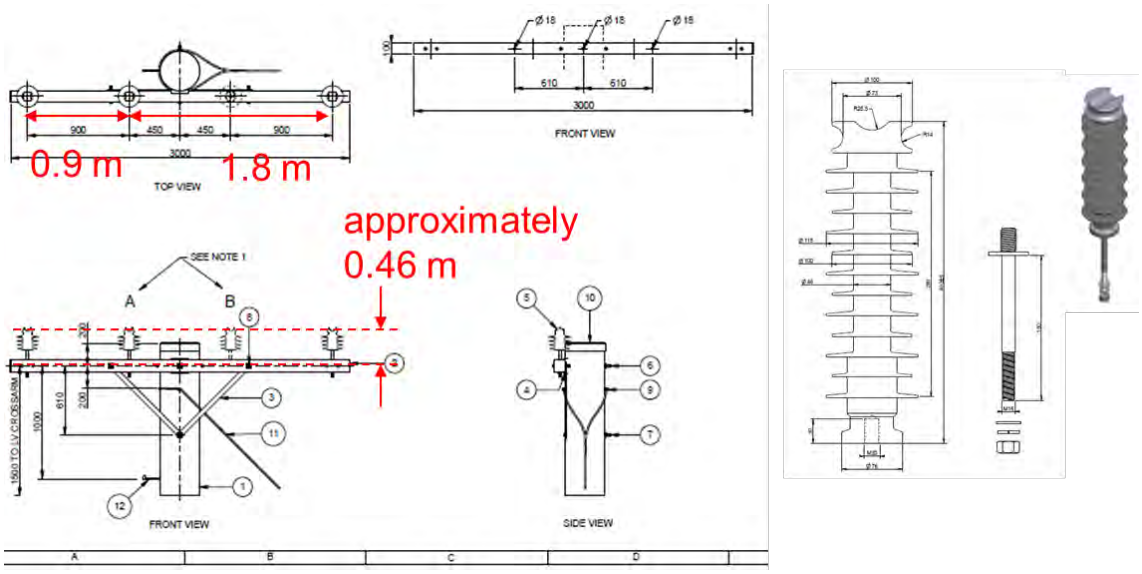


図 8.1.2.2-2　22kV/33kV 架空送配電線　腕金の仕様（文献[3] p13, 82）

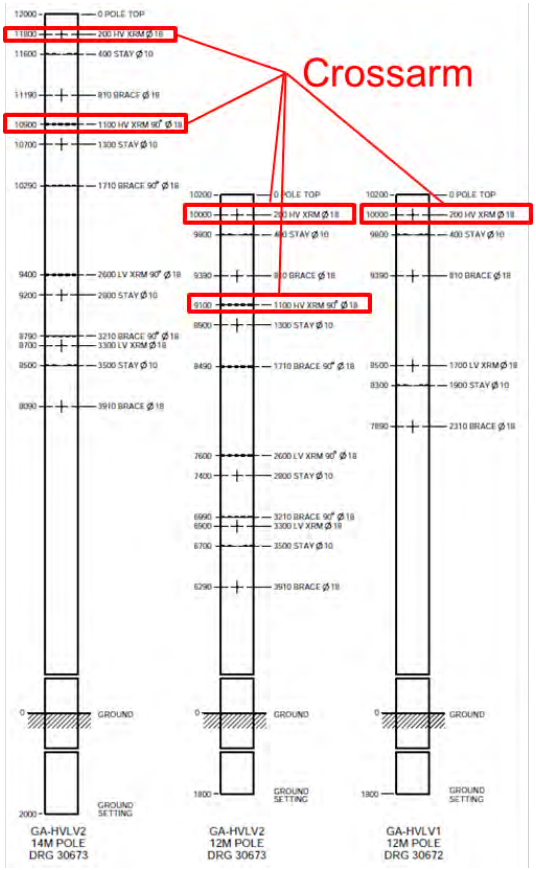
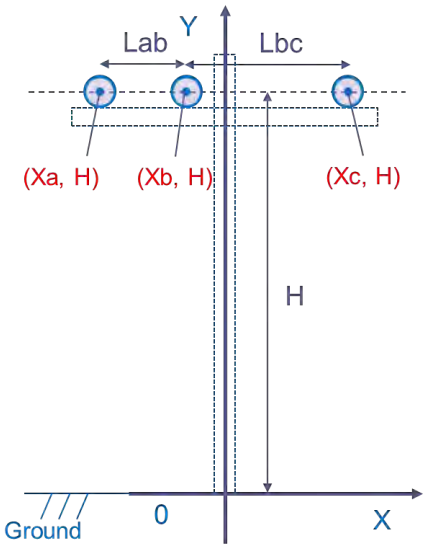


図 8.1.2.2-3　22 kV / 33 kV 架空送配電線　電柱（木柱）の仕様（文献[3] p51）

以上の情報より，推定した 22kV / 33kV 架空送配電線の装柱を図 8.1.2.2-4 に示す。線間距離・地上高は同図パターン 1 ～ 4 を想定した。図 8.1.2.2-5 に XTLC 入力画面を示す。大地の抵抗率は標準値 100 [Ω m]を想定し，線種は AAC-WASP 106 mm^2 を想定した。

表 8.1.2.2-1 に XTLC による線路定数の計算結果を示す。本検討による計算値は North Power 社による提供値（図 8.1.2.1-1）に近い。同表に記載のパターン 1～4 の平均値を L1, L4, L5, F31 の線路直列インピーダンスならびに静電容量値として用いることとした。



諸元	値 [m]
線間距離	HV-INST, -INTD : Lab = 0.9m, Lbc = 1.8m HV-STRD. -ANGD, TERD : Lab = 1.2m, Lbc = 1.6m
地上高	H = 9.6～12.3 m

線間距離・地上高の異なる下記4パターンを想定し計算

パターン	Xa [m]	Xb [m]	Xc [m]	H [m]
1	-1.35	-0.45	1.35	9.6
2	-1.35	-0.45	1.35	12.3
3	-1.4	-0.2	1.4	9.6
4	-1.4	-0.2	1.4	12.3

図 8.1.2.2-4　推定した 22kV/33kV 架空送配電線の装柱



図 8.1.2.2-5　XTLC 入力画面

表 8.1.2.2-1　XTLC による線路定数の計算結果

EPC提供値（L1, L4, L5, F31）

正相抵抗	正相リアクタンス	零相抵抗	零相リアクタンス	正相静電容量	零相静電容量
R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]	R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	B1 [μmho/km]	B0 [μmho/km]
0.3312	0.2780	-	-	0.795	-

本検討による計算値

	正相抵抗	正相リアクタンス	零相抵抗	零相リアクタンス	正相静電容量	零相静電容量
パターン	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]	R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	B1 [μmho/km]	B0 [μmho/km]
1	0.2703	0.3569	0.4151	1.5563	3.2206	1.3573
2	0.2703	0.3569	0.4143	1.5572	3.2195	1.2836
3	0.2703	0.3612	0.4151	1.5477	3.1620	1.3706
4	0.2703	0.3612	0.4143	1.5486	3.1609	1.2955
平均値	**0.2703**	**0.3591**	**0.4147**	**1.5525**	**3.1907**	**1.3268**

8.1.2.3. 送電線運用容量

将来の需給計画を想定するにあたっては，各送電線の送電容量の検討が重要となる。サモア電力公社においては，運用許容容量は定められていない（許容電流値のみ参照）ため，主に将来の系統における送電容量の検討に用いる参考値として，主な送電線の許容電流値を調査し，運用許容容量の算定を行った。

許容電流値は，送電線定数の収集（8.1.2.1 節）でも参照した文献[2]に記載の値を採用し，諸元のない ACSR - Merlin: 18/3.47 - 180mm^2 は，後述のとおり調査の上，参考値を用いた。文献[2]より引用した許容電流値の参考諸元を図 8.1.2.3-1, 2 に示す。

3.3 100 sqmm AAC Type "Wasp"

Manufacturer		Friedrich Kemper or equal
Standard		BS
No. and diameter of aluminum wires	No./mm	7 / 4.93
Actual aluminum section	mm^2	106
Total section of conductor	mm^2	106
Overall diameter	mm	13.2
Nominal weight	kg/m	0.29
Nominal breaking load	kN	16
Final Modulus of elasticity	kN/mm^2	60
Coefficient of linear expansion	/°C	2.3×10^{-5}
Max. DC resistance at 20°C	ohm/km	0.2702
Current rating	A	271
Standard unjointed length on drum	m	4000

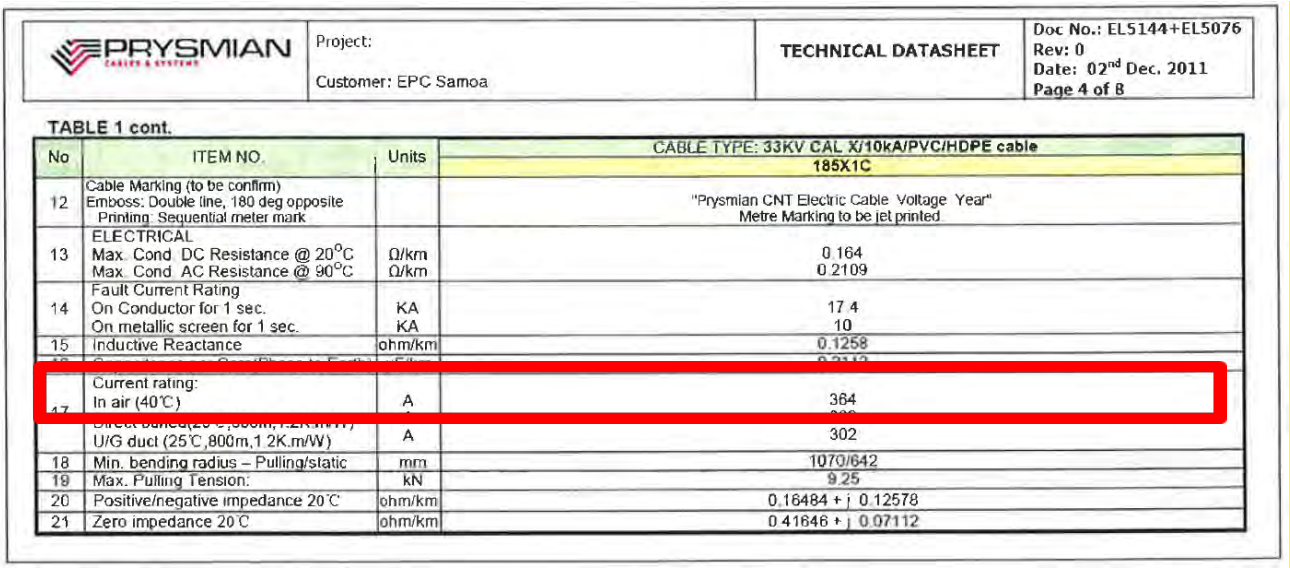
(a)　架空送配電線（AAC-WASP 106mm^2　L1,L4）文献[2]

3.2 60 sqmm AAC Type "Fly"

Manufacturer		Friedrich Kemper or equal
Standard		BS
No. and diameter of aluminum wires	No./mm	7 / 3.40
Actual aluminum section	mm^2	63.6
Total section of conductor	mm^2	63.6
Overall diameter	mm	10.2
Nominal weight	kg/m	0.174
Nominal breaking load	kN	9.9
Final Modulus of elasticity	kN/mm^2	60
Coefficient of linear expansion	/°C	2.3×10^{-5}
Max. DC resistance at 20°C	ohm/km	0.4505
Current rating	A	199
Standard unjointed length on drum	m	4700

(b)　架空送配電線（AAC-FLY 60mm^2）文献[2]

図 8.1.2.3-1　許容電流値の参考諸元(架空送電線)



PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS

Project:

Customer: EPC Samoa

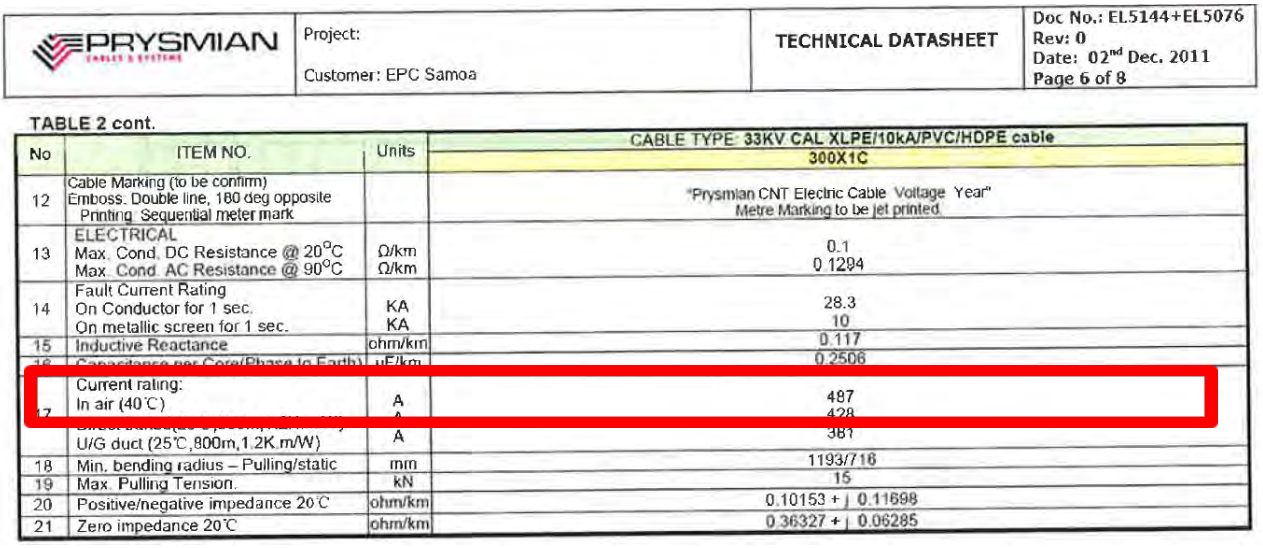
TECHNICAL DATASHEET

Doc No.: EL5144+EL5076
Rev: 0
Date: 02nd Dec. 2011
Page 4 of 8

TABLE 1 cont.

No	ITEM NO.	Units	CABLE TYPE: 33KV CAL X/10kA/PVC/HDPE cable 185X1C
12	Cable Marking (to be confirm) Emboss: Double line, 180 deg opposite Printing: Sequential meter mark		"Prysmian CNT Electric Cable Voltage Year" Metre Marking to be jet printed
13	ELECTRICAL Max. Cond. DC Resistance @ 20°C Max. Cond. AC Resistance @ 90°C	Ω/km Ω/km	0.164 0.2109
14	Fault Current Rating On Conductor for 1 sec. On metallic screen for 1 sec.	KA KA	17.4 10
15	Inductive Reactance	ohm/km	0.1258
	Current rating: In air (40°C)	A	364
	U/G duct (25°C,800m,1.2K.m/W)	A	302
18	Min. bending radius – Pulling/static	mm	1070/642
19	Max. Pulling Tension:	kN	9.25
20	Positive/negative impedance 20°C	ohm/km	0.16484 + j 0.12578
21	Zero impedance 20°C	ohm/km	0.41646 + j 0.07112

(a)　地中ケーブル（XLPE - Al 185mm^2）文献[2]



PRYSMIAN CABLES & SYSTEMS

Project:

Customer: EPC Samoa

TECHNICAL DATASHEET

Doc No.: EL5144+EL5076
Rev: 0
Date: 02nd Dec. 2011
Page 6 of 8

TABLE 2 cont.

No	ITEM NO.	Units	CABLE TYPE: 33KV CAL XLPE/10kA/PVC/HDPE cable 300X1C
12	Cable Marking (to be confirm) Emboss: Double line, 180 deg opposite Printing: Sequential meter mark		"Prysmian CNT Electric Cable Voltage Year" Metre Marking to be jet printed
13	ELECTRICAL Max. Cond. DC Resistance @ 20°C Max. Cond. AC Resistance @ 90°C	Ω/km Ω/km	0.1 0.1294
14	Fault Current Rating On Conductor for 1 sec. On metallic screen for 1 sec.	KA KA	28.3 10
15	Inductive Reactance	ohm/km	0.117
	Capacitance per Core/Phase to Earth)	μF/km	0.2506
	Current rating: In air (40°C)	A	487
	U/G duct (25°C,800m,1.2K.m/W)	A	381
18	Min. bending radius – Pulling/static	mm	1193/716
19	Max. Pulling Tension:	kN	15
20	Positive/negative impedance 20°C	ohm/km	0.10153 + j 0.11698
21	Zero impedance 20°C	ohm/km	0.36327 + j 0.06285

(b)　地中ケーブル（XLPE - Al 300mm^2）文献[2]

図 8.1.2.3-2　許容電流値の参考諸元（地中ケーブル）

ACSR - Merlin: 18/3.47 - 180mm^2 は，日本国内の一般的な値を調査の上，許容電流（参考）値を 427[A]とした。

上記参考値の算出根拠を以下に示す。

表 8.1.2.3-1 より，EPC の AAC－WASP－60mm^2 および 106mm^2 は，国内(ACSR)と近い値であることが確認できる。

そこで，図 8.1.2.3-3 に示すとおり，国内（ACSR）値より，線形近似式を求めた。

この線形近似式より，架空線サイズ 180mm^2 の参考値を決定した。

表 8.1.2.3-1　架空線許容電流値の調査

架空線サイズ(mm2)	許容電流値(A)		備考
	ACSR(国内)	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm2,ACC-FLY-66mm2（EPC)	
58	160		ACSR（国内）値
66	194	199	国内線形近似値と EPC 値は近い値
106	276	271	国内線形近似値と EPC 値は近い値
120	335		ACSR（国内）値
180	427		国内線形近似値を ACSR - Merlin: 18/3.47 - 180mm2 参考値とした
200	455		ACSR（国内）値

※赤字は線形近似式より求めた値

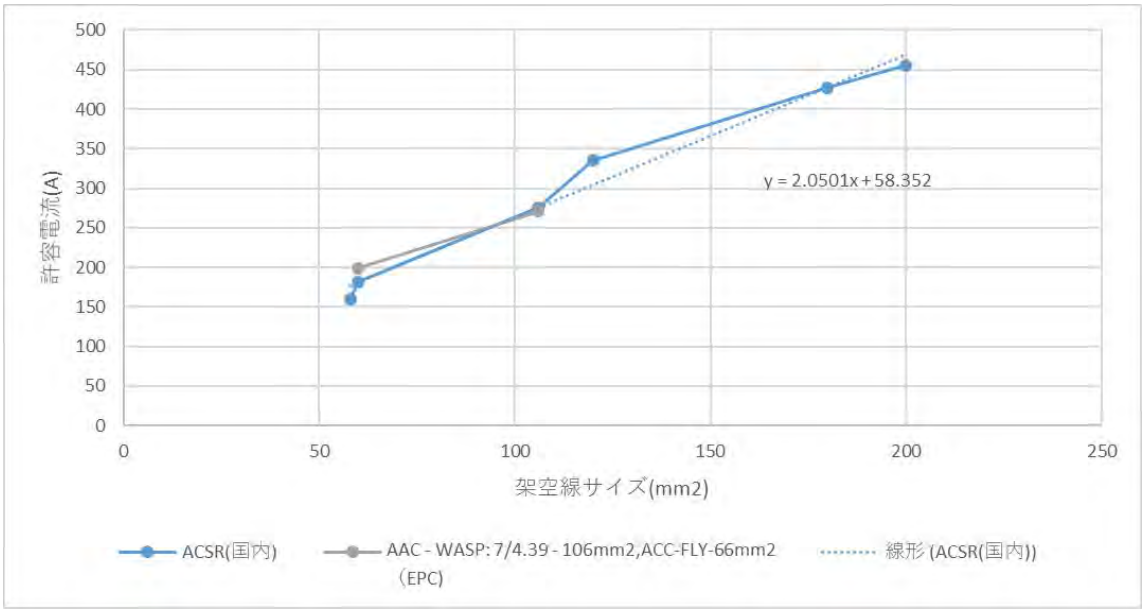


図 8.1.2.3-3　架空線許容電流値の調査

上記，許容電流値を用いて，以下の式により，連続許容容量を求めた。

連続許容容量(kVA)＝√３*線間電圧*許容電流

CPAT では，１つの送電線に対して許容容量（熱容量）を３つまで設定することが可能である。　そこで，運用許容容量（連続許容容量の 80%）および短時間許容容量（連続許容容量の 120%）を参考値として設定した。先述のとおり運用許容容量および短時間許容容量は，運用方針に基づいて設定する必要があるが，EPC の運用方針が不明であるため，参考値を設定した。

なお，CPAT では，無効電力 Q の値を考慮した連続許容容量（kVA）ではなく，有効電力 P の値＝連続許容値（kW）で設定することも可能である。

主な送電線の許容電流および許容容量を表 8.1.2.3-2 に示す。

表 8.1.2.3-2　主な送電線の許容電流および許容容量

10MVAベースpu値

種別	系統図番号	送電線名称	カテゴリ	電圧	線種/変圧器ﾊﾟﾀｰﾝ	Line specification (size of conductor)	許容電流値 [A]	連続許容容量 [kVA]	運用許容容量 [kVA] ※2	短時間許容容量 [kVA] ※2	連続許容容量 [pu]	運用許容容量 [pu] ※2	短時間許容容量 [pu] ※2
送電線	L1	Fuluasou tie-line	Overhead	33kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	271	15490	12392	18588	1.549	1.239	1.859
送電線	L2	Fuluasou tie-line	Cable	33kV	2	XLPE - Al 300mm^2	487	27836	22269	33403	2.784	2.227	3.340
送電線	L3	Fuluasou-Tanu Tie Line	Cable	33kV	2	XLPE - Al 300mm^2	487	27836	22269	33403	2.784	2.227	3.340
送電線	L4	Lalomauga Tie Line	Overhead	33kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	271	15490	12392	18588	1.549	1.239	1.859
送電線	L5	Samasoni Tie Line	Cable	22kV	3	XLPE - Al 185mm^2	364	13870	11096	16644	1.387	1.110	1.664
			Overhead	22kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm2	271	10326	8261	12392	1.033	0.826	1.239
送電線	L6	Lalomauga-Taelefaga tie line	Overhead	22kV	4	ACSR - Merlin: 18/3.47 - 180mm^2	427 ※1	16271	13017	19525	1.627	1.302	1.953
配電線	F31	Alaoa Tie Line	Overhead	22kV	1	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	271	10326	8261	12392	1.033	0.826	1.239
			Cable	22kV	3	XLPE - Al 185mm^2	364	13870	11096	16644	1.387	1.110	1.664
配電線	F92	Fagaloa	Overhead	22kV	1	ACC - FLY: 7/3.40 - 66mm2	199	7583	6066	9100	0.758	0.607	0.910

※1：EPC 諸元なし。参考値

※2：運用許容容量および短時間許容容量は参考値

8.1.2.4. 将来系統を想定した系統構成の変更

サモア電力公社からの情報提供に基づき，今後 5 年程度までの将来をにらみ，電源設備・送配電網の増強など系統構成の変更を想定した。

新設される電源設備として，下記 4 箇所の発電設備を想定した。

- Tiapapata 760 kW SHP の運開（水力発電所：760 kW, 2021 年営業運転開始予定）
- Alaoa 0.3 MW SHP の運開（水力発電所：300 kW, 2024 年営業運転開始予定）
- Fiaga Plant における電源増強（太陽光発電 : 41.64 MW, 蓄電池: 18 MW/116.83 MWh）
- Vailoa Wind Site における電源増強（太陽光発電 : 14.38 MW, 蓄電池: 7.5 MW/38.94 MWh）

上記 4 箇所の電源増強に付随して増設を想定した送配電線・変圧器の諸元を表 8.1.2.4-1～3 に示す。なお，これらの表のリストアップやパラメータ選定にあたりそれぞれ，以下の点に留意した。

＜送電線（表 8.1.2.4-1）＞

- Tiapapata 760 kW SHP および Vailoa Wind Site のいずれも設置点までの経路が不明なため，後述のとおり主に文献やオンライン上の地図による調査により推定した距離を用いてインピーダンスを算出している。
- 上記のうち Vailoa Wind Site 設置点までの経路（Lotofaga Fdr）については，現状の系統モデルにおいては Taelefaga 側の負荷（残余需要設定）に同発電所の出力を繰り込んでいるためインピーダンスを考慮していないが，将来の系統モデルは PV 発電所と BESS の新設にあたり，短絡容量比の評価が必要となるためインピーダンスを考慮している。
- いずれも送電線の線種は不明であるため，同じく 22 kV 送電線である L5（表 8.1.2.1-1）と同種のものを想定した。

＜発電所の変圧器（表 8.1.2.4-2）＞

- Tiapapata SHP・Alaoa SHP の運開と Fiaga 発電所の電源増強に際し新設されるものを想定した。
- Tiapapata SHP・Alaoa SHP の変圧器容量は近傍の FOF の変圧器容量（表 8.1.2.1-2）を参考に 6 %と想定した。
- Fiaga Plant については PV 発電所と BESS を増設した場合，既設の 33 kV/11 kV 変圧器の容量では余裕がないと予想されるため，変圧器を 2 台新設し 2 母線追加するものと想定した。変圧器容量については既設の容量にならい，当該母線に接続された PV と BESS の設備容量の合計と同等とした（N-1 基準を考慮した設定ではない点に留意されたい）。
-

＜PV/BESS の連系変圧器（表 8.1.2.4-3）＞

- 主に Fiaga Plant と Vailoa Wind Site に増強を想定した PV 発電所/BESS の連系変圧器を想定している。なお Fiaga Plant については，PV 発電所/BESS ともに既設のものに倣い，設置点を 2 母線に分割している。
- 変圧器容量については諸元が得られていないため，表 8.1.2.1-3 と同様，PV/BESS の機器容量ベースで 11 %と想定した。

表 8.1.2.4-1　増設を想定した送電線の諸元

種別	系統図番号	送電線名称	カテゴリ	電圧	線種/変圧器ﾊﾟﾀｰﾝ	Line specification (size of conductor)	Resistance [Ω/km]	Inductive Reactance at 50Hz [Ω/km]	Capacitance [μmho/km] or [μF/km]	Circuit length [km]
送電線		Grid connection point-tiapapata	Overhead	22kV	-	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2	0.2703	0.3591	3.191	1.7
送電線		Taelefaga-Vailoa Wind Site	Overhead	22kV	-	AAC - WASP: 7/4.39 - 106mm^2 XLPE - Al 185mm^2	0.2703 0.16484	0.3591 0.12578	3.191 0.34	24.2 2

表 8.1.2.4-2　増設を想定した変圧器の諸元（発電所）

系統図番号	発電所/変電所名称	1次/2次電圧	変圧器ﾊﾟﾀｰﾝ	変圧器容量 [MVA]	変圧器リアクタンス [機器容量%]
-	TIAPAPATA SHP	22/6.6kV	-	1	6
-	ALAOA SHP	22/6.6kV	-	0.4	6
-	1.Fiaga Plant	33/11kV	-	40	9.01
-	1.Fiaga Plant	33/11kV	-	40	9.01

表 8.1.2.4-3　増設を想定した変圧器の諸元（PV ファーム/BESS の連系変圧器）

	系統図番号	発電所	PVファーム容量 [MW]	変圧器リアクタンス [容量%]
PV	-	Fiaga Plant #1	20.820	11%
	-	Fiaga Plant #2	20.820	11%
	-	Vailoa Wind Site	14.380	11%
	系統図番号	発電所	BESS容量 [MW]	変圧器リアクタンス [容量%]
BESS	-	Fiaga Plant #3	9.000	11%
	-	Fiaga Plant #4	9.000	11%
	-	Vailoa Wind Site	7.500	11%

Tiapapata 760 kW SHP ならびに Vailoa Wind Site の連系点～設置点までの距離の推定

Tiapapata SHP 設置点～連系点までの距離は，文献[10]に基づき設定した。図 8.1.2.4-1 に，文献[10]より引用した，2014 年計画時点での Tiapapata 760 kW SHP の位置を表した図を示す。同図より，Tiapapata SHP から，Alaoa SHP 付近の連系点までの距離は 1.7 km と読み取れる。

Vailoa Wind Site 設置点～連系点（Taelefaga Powerhouse）までの距離は，サモア電力公社より提供の系統構成図（図 8.1.1-2, 3, 4）と Google Map の位置情報に基づき，下記の手順により合計 26.2 km と推定した（図 8.1.2.4-2）。

- 図 8.1.1-2 において，Taelefaga Powerhouse は LBS 番号 93 番に位置することが分かる。この位置をもとに，Google Map 上の Taelefaga Powerhouse の位置を特定した（図 8.1.2.4-2 内①）。
- 図 8.1.1-2 より，Vailoa Wind Site は LBS 番号 85-70-87 と至るルートの途上，31 番として分岐していることが分かる。図 8.1.1-3 の LBS 番号 85-87 のルートをもとに，Google Map の空撮画像から目視により Vailoa Wind Site の位置を特定した（図 8.1.2.4-2 内④）。なお，上記の分岐点は Main South Coast Road 付近と想定した。
- Taelefaga Powerhouse～Vailoa Wind Site に至るルート（図 8.1.2.4-2 内①-②-③-④）を，下記のとおり中間点 1, 2 を設けて 3 分割し，推定した。
  - ①-②：図 8.1.1-2 の LBS 番号 93-88 付近に相当するルートとして，Google Map の空撮画像から目視により架空送電線を追うことで特定した。このルートの距離は直接距離として，地図の縮尺より 4 km と推定した。
  - ②-③：図 8.1.1-2 の LBS 番号 88-87-85 に相当するルートの途中部分として，Google Map より推定した。架空線が道路に沿って布設されていると想定し，Google Map の経路探索機能により探索した。同機能より，このルートの距離は 20.2 km と算出した。
  - ③-④：図 8.1.1-4 よりこのルートは地中ケーブルであると推察し（空撮画像では架空線の存在は確認できなかった），直線上のルートを想定した。このルートの距離は直接距離として，地図の縮尺より 2 km と推定した。
- 上記，①-②，②-③，③-④の推定距離の合計より，全ルートの距離は 26.2 km と推定した。

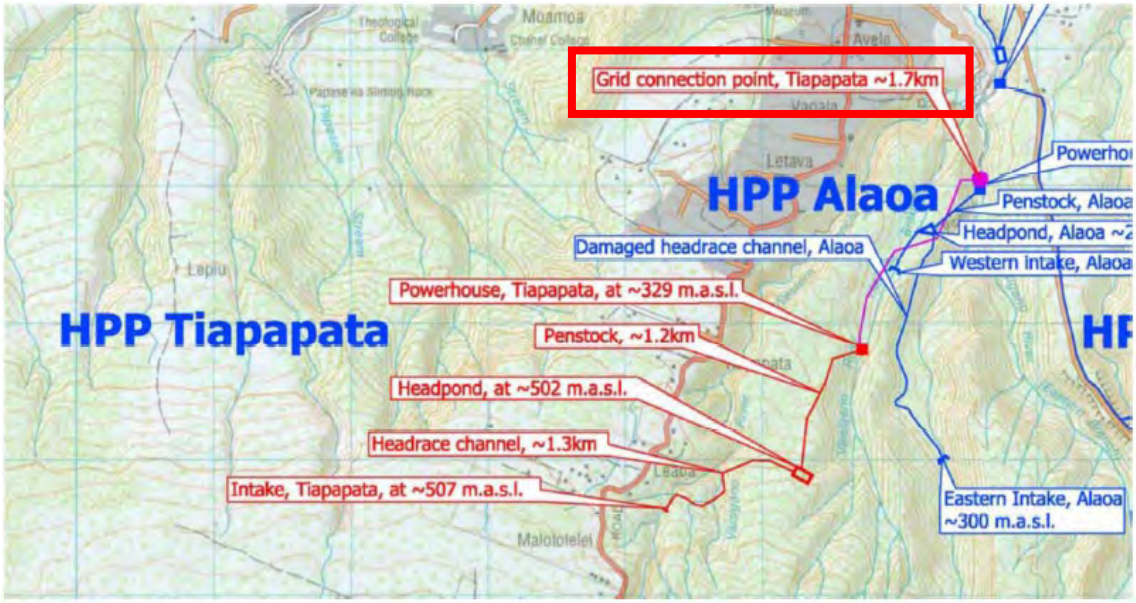


図 8.1.2.4-1　　Tiapapata 760 kW SHP の位置に関わる情報
（2014 年計画時点，文献[10], p17）

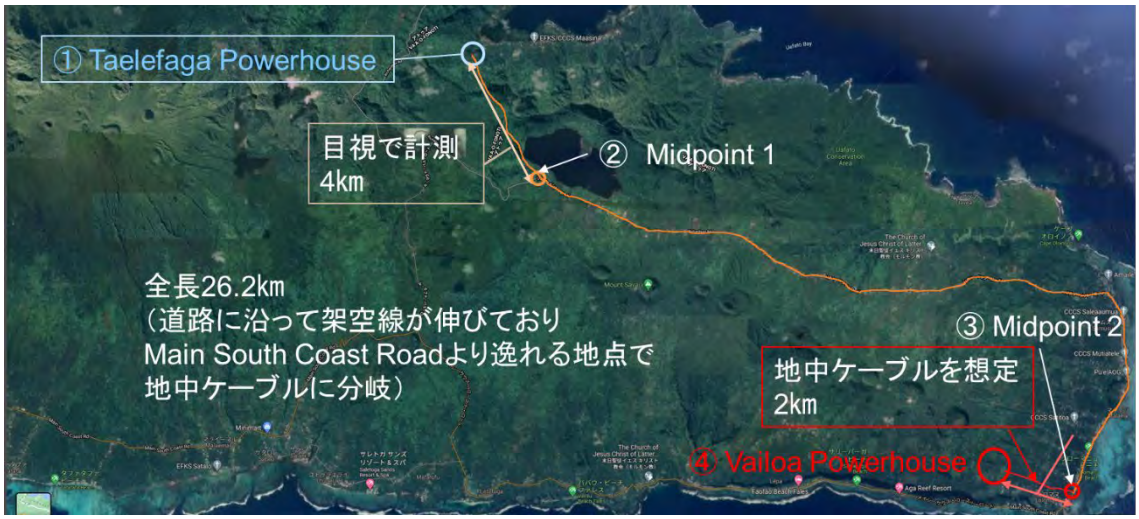


図 8.1.2.4-2　　Vailoa Wind Site の位置の推定
※Google Map（アクセス日：2021/12/28）に情報追記

8.2. CPAT 系統モデル作成（発電機，送電系統，変圧器，再エネ，蓄電池等）

8.2.1. CPAT によるウポル島電力系統ドラフト版系統モデルの構築

8.1 節に先述したウポル島電力系統ドラフト版系統モデルを，CPAT により系統計算可能なモデルとして構築した。なお，モデルは下記のとおり，現状の系統と，将来を想定した 2 種に分けて作成した。

現状系統モデル：2021 年現在のウポル系統を模擬することを念頭に作成したモデル

将来系統モデル：現状系統モデルに対し，5 年後程度までの将来の需給状況や設備構成を想定し，系統構成の変更を加えたモデル

図 8.2.1-1, 2 に構築した CPAT 系統モデルを示す。

なお，モデル構築にあたり以下の点に留意した。

- 22 kV 配電フィーダについては，太陽光発電所の連系点までを送電線モデルにより模擬し，これ以降は一定負荷で模擬した。一定負荷には，下記の例外を除き原則として潮流計算の際，サモア電力公社より受領した 22 kV 母線フィーダの計測負荷情報より得た有効電力・無効電力に太陽光発電所の有効電力出力・無効電力出力を加算した値を指定する（連系点までの配電線亘長が短く，送電ロスは無視できると想定する）。負荷の設定方法の詳細については 9 章に後述する。
  - Lefaga Fdr の負荷は，計測値を目安に予め潮流計算の試算を反復的に行い，同フィーダの送り出し潮流が計測値に一致するよう試行錯誤的に調整するものとした。このような扱いとした理由は，Fiaga 発電所～Faleolo 空港間の配電線（F111+F113）亘長が 26 km と長大でインピーダンスが大きく，送電ロスが無視できないためである。
  - Alaoa South Fdr に接続する負荷は，現状系統モデル・将来系統モデルともに残余需要設定とし，Tafitoala Fausaga 発電所の出力は 0 kW に設定した。
  - Lotofaga Fdr に接続する負荷も，現状系統モデルにおいてのみ残余需要設定とし，Vailoa Aleipata 風力発電所の出力は 0kW 設定とした。将来系統モデルにおいては，Vailoa Aleipata 風力発電所までの送電線のロスを鑑み Lefaga Fdr の負荷と同様の方法で模擬した。
- CPAT 系統モデルの系統容量は，ウポル島系統の最大需要のオーダーや線路定数 PU 換算の有効桁数を勘案し，10 MVA に設定した。
- L4 送電線には解析上無視できない大きさの負荷が接続されているため，中間点に集約した負荷として模擬することとした。

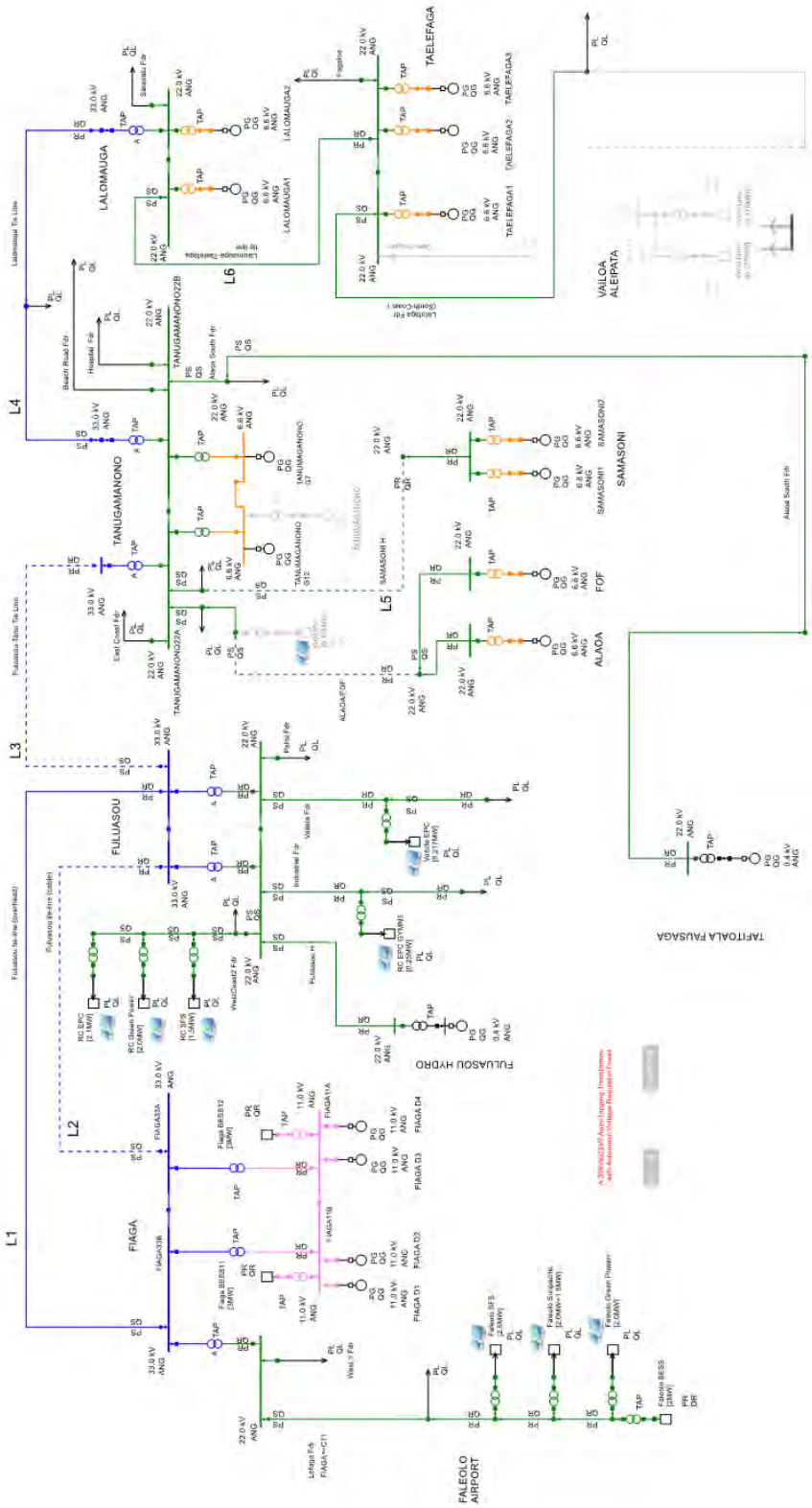


図 8.2.1-1　ウポル島電力系統ドラフト版モデルの CPAT 系統モデル（現状系統モデル）

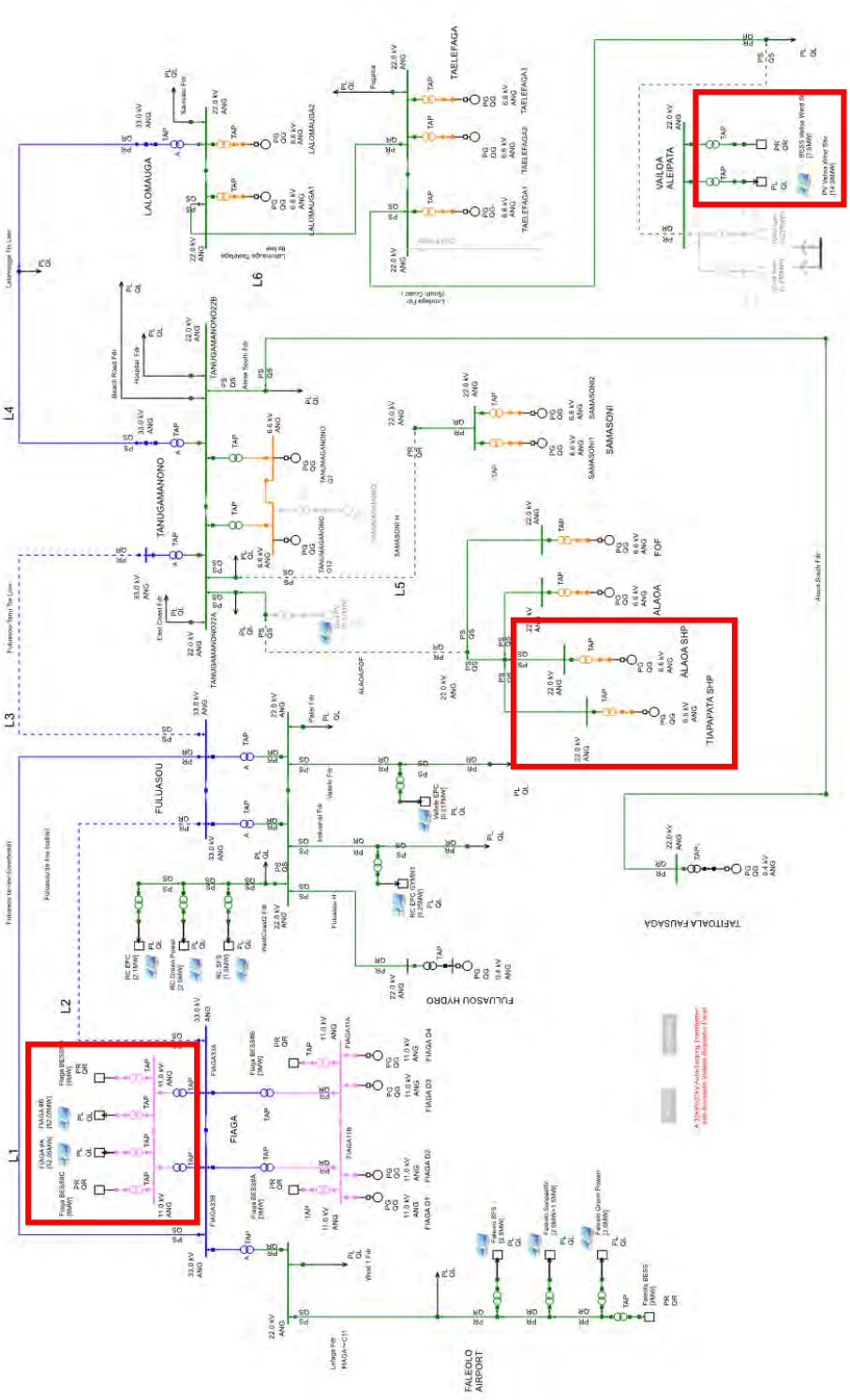


図 8.2.1-2　ウポル島電力系統ドラフト版モデルの CPAT 系統モデル（将来系統モデル）
※赤枠は現状系統モデルからの変更部分

8.2.2　送電線モデルの模擬

CPAT においては，図 8.2.2-1 に示すとおり送電線は線路直列インピーダンス（抵抗 R・リアクタンス X）および対地アドミタンス（Y：線路の両端に案分）をもつπ型等価回路モデルとして模擬される(文献 7)。

8.1.2.1 節に示した 33 kV / 22 kV 送配電線の諸元を基に，CPAT に入力可能なパラメータに変換するため，系統容量をベースとして PU 換算を行った。なお PU 換算は以下の計算式により行った。

ベース抵抗：

$Zb = (10^3 Vb)^2/(10^6 SMVA)\ [\Omega]$

抵抗の PU 換算：

$Rpu = R \times L/Zb$ [p.u. in SMVA]

リアクタンスの PU 換算：

$Xpu = X \times L/Zb$ [p.u. in SMVA]

対地アドミタンスの PU 換算：

$Ypu/2 = B \times 10^{-6} \times L \times Zb/2$ [p.u. in SMVA]　（架空線の場合）

$Ypu/2 = 2\pi f0 \times C \times 10^{-6} \times L \times Zb/2$ [p.u. in SMVA]　（地中ケーブルの場合）

ここに，各変数の定義は以下のとおりである。

Vb [kV]：ベース電圧，L [km]：線路亘長，R [Ω/km]：線路直列抵抗，X [Ω/km]：線路直列リアクタンス，B [μmho/km]：対地静電容量（架空線），C [μF/km]：対地静電容量（地中ケーブル），f0 [Hz]：ベース周波数

表 8.2.2-1 に線路定数の PU 換算結果を示す。同表のパラメータを，図 8.2.2-2 に L1：Fuluasou tie-line を例に示したとおり CPAT 送電線モデルのパラメータとして入力した。

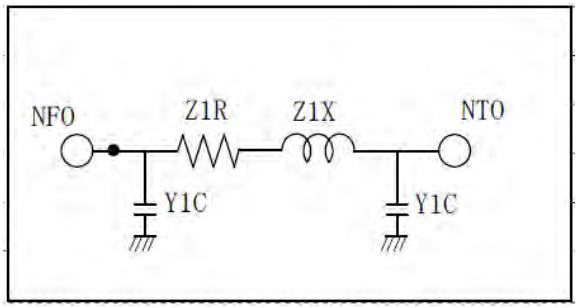


図 8.2.2-1　CPAT における送電線モデルのイメージ(文献[7])

表 8.2.2-1　線路定数の PU 換算結果
※青字表記は将来系統モデル分

ベース値

系統容量 SMVA [MVA]	10
周波数f0 [Hz]	50

線路定数計算表

送配電線諸元								PU換算値（in SMVA）		
系統図番号	線路名称	Type	Vb [kV]	R [ohm/km] ※1	X [ohm/km] ※2	Overhead : B [μmho/km] Cable : C [μF/km]	L [km]	Rpu [p.u.]	Xpu [p.u.]	Ypu/2 [p.u.]
L1	Fuluasou tie-line	Overhead	33	0.2703	0.3591	3.191	11.61	0.028817	0.038284	0.002017
L2	Fuluasou tie-line	Cable	33	0.10153	0.11698	0.26	13.79	0.012852	0.014808	0.061310
L3	Fuluasou-tanu tie line	Cable	33	0.10153	0.11698	0.26	6.97	0.006495	0.007483	0.030982
L4	Lalomauga tie line	Overhead	33	0.2703	0.3591	3.191	38.37	0.095239	0.126528	0.006667
L5	Samasoni Tie Line	Cable	22	0.16484	0.12578	0.34	0.3	0.001022	0.000780	0.000775
		Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	0.3	0.001675	0.002226	0.000023
L6	Lalomauga-Taelefaga tie line	Overhead	22	0.2261	0.292	0.646	12.21	0.057039	0.073663	0.000191
F31	Alaoa Tie Line	Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	2.345	0.013096	0.017399	0.000181
		Cable	22	0.16484	0.12578	0.34	0.948	0.003229	0.002464	0.002450
F111 +F113	Fiaga-Faleolo Airport	Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	26	0.145202	0.192905	0.002008
-	Grid connection point-tiapapata	Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	1.7	0.009494	0.012613	0.000131
-	Taelefaga-Vailoa Wind Site	Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	24.2	0.135150	0.179550	0.001869
-		Cable	22	0.16484	0.12578	0.34	2	0.006812	0.005198	0.005170

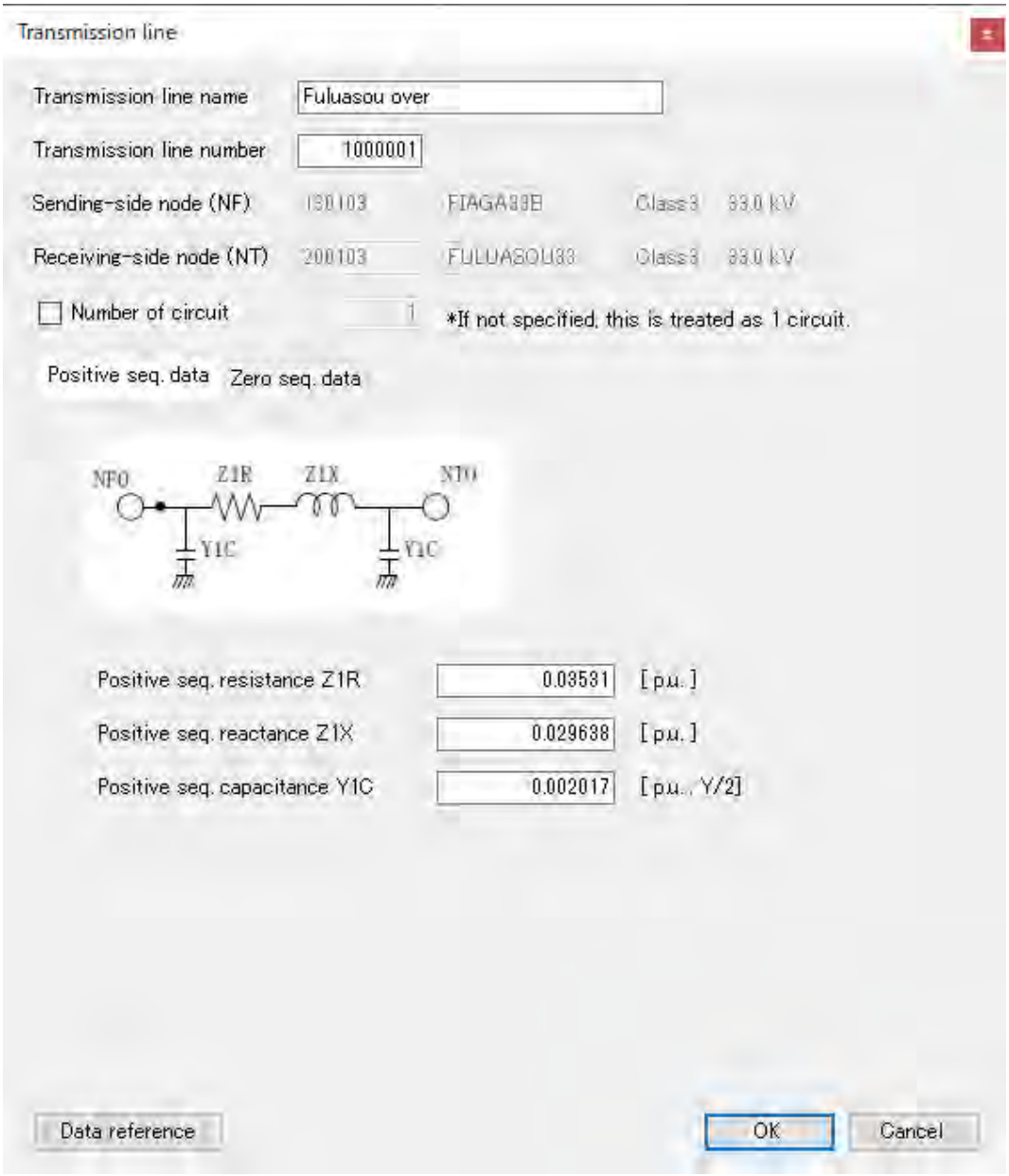


図 8.2.2-2　CPAT 送電線モデルのパラメータ入力例（L1：Fuluasou tie-line の例）

CPAT（L 法，Y 法）は，送電線に運用容量を設定することで，潮流が運用容量を超過していないか視覚的（送電線の色を変更）に確認することが可能である。そこで，8.1.2.3 節に示した，送電線運用許容容量を CPAT に設定した。

図 8.2.2-3 に送電線運用許容容量の設定画面を示す。熱容量 1 に運用許容容量，熱容量 2 に連続許容容量，熱容量 3 に短時間許容容量を設定した。

熱容量の入力値の単位は，[MVA]である。

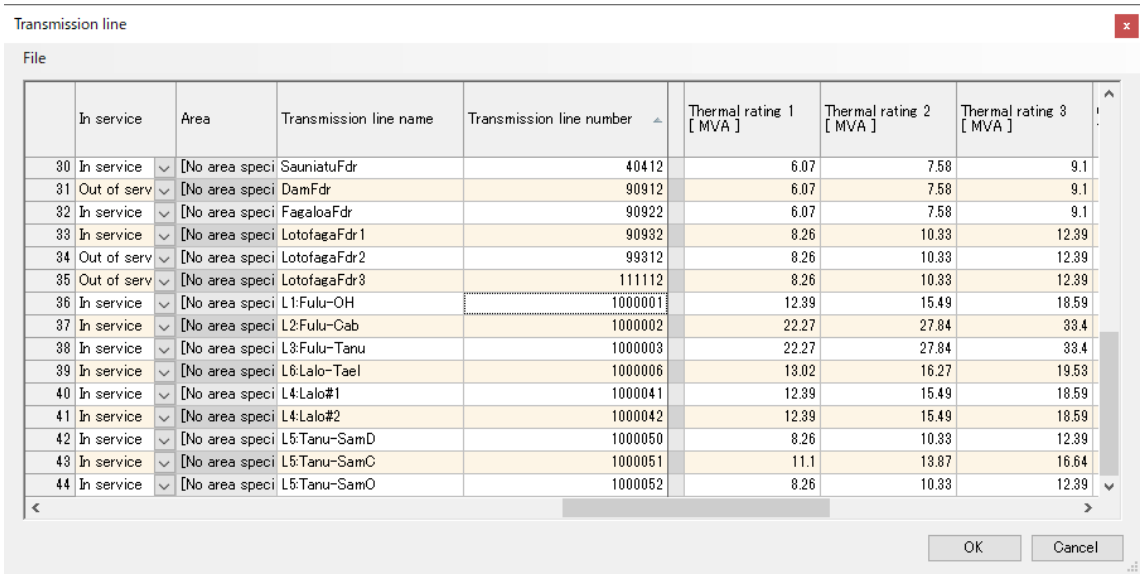
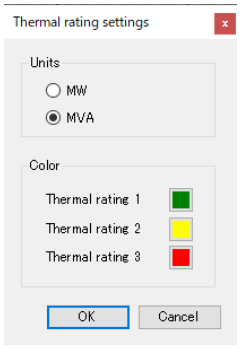


図 8.2.2-3　送電線運用許容容量設定画面

【計算例】

熱容量制約の色の設定画面を右図に示す。



実際の潮流断面では送電線許容容量を超過することはないため，L1 と L3 の熱容量設定値を 1/10 に変更して計算を行った。

熱容量制約 1 の結果を確認すると，図 8.2.2-4 に示す潮流図では，L1 と L3 の送電線が赤く表示され，熱容量制約を超過していることが確認できる。L2 は本来の設定値のままであるため，色はかわらない。

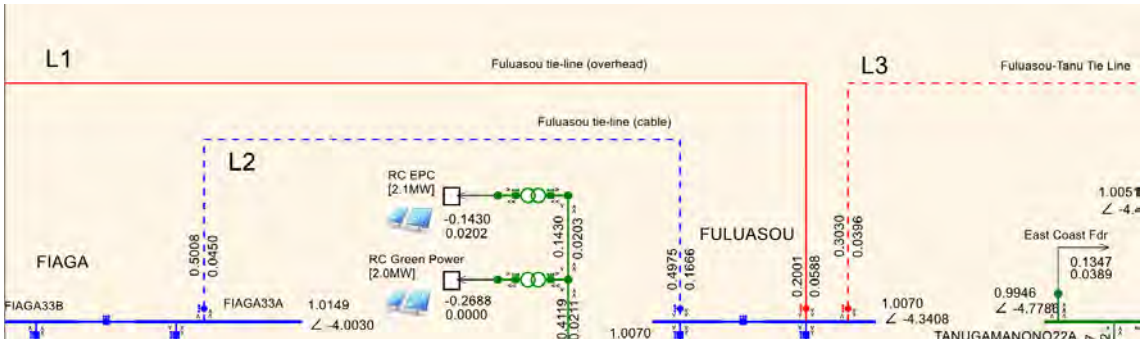


図 8.2.2-4　潮流図

8.2.3　変圧器モデルの模擬

CPAT においては，図 8.2.3-1 に示すとおり変圧器モデルはタップ比（変圧比）と変圧器インピーダンス（主に漏れリアクタンス）を指定できる(文献[7])。

8.1.2.1 節に示した変圧器のインピーダンスを CPAT に入力可能なパラメータに変換するため，機器容量ベースの値（$X_{pu.Tr}$）から系統容量ベースの値（$X_{pu.SMVA}$）へ PU 換算を行った。系統容量 SMVA [MVA]および変圧器容量 TMVA [MVA]により PU 換算の計算式は以下のとおりである。

$X_{pu.SMVA}$ [p.u. in SMVA] = SMVA ×$X_{pu.Tr}$ [p.u. in TMVA] / TMVA

表 8.2.3-1, 2 に変圧器インピーダンス（漏れリアクタンス）の PU 換算結果を示す。なお，漏れリアクタンスの記載が無いものについては 0.0001 p.u.とした。同表のパラメータを，図 8.2.3-2 に例示するとおり CPAT 変圧器モデルのパラメータとして入力した。

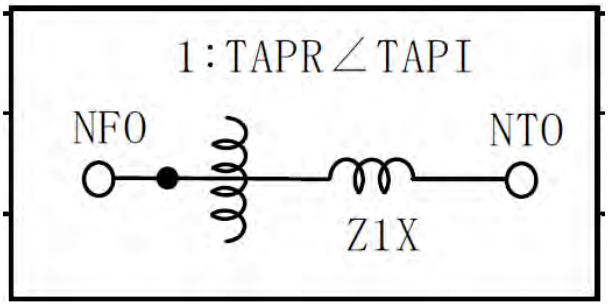


図 8.2.3-1　CPAT における変圧器モデルのイメージ(文献[7])

表 8.2.3-1　変圧器インピーダンス（漏れリアクタンス）の PU 換算結果（発電所/変電所）
※青字表記は将来系統モデル分

系統図番号	発電所/変電所名称	1次/2次電圧	変圧器容量[MVA]	漏れリアクタンス（機器容量ベース）[p.u.]	漏れリアクタンス（系統容量ベース）[p.u.]
TR1	1.Fiaga Plant	33/11kV	15	0.09010	0.06007
TR2	1.Fiaga Plant	33/11kV	15	0.09010	0.06007
TR3	1.Fiaga Plant	33/22kV	10	0.01760	0.01760
TR4	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20	0.02130	0.01065
TR5	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20	0.02150	0.01075
TR6	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10	0.02930	0.02930
TR7	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10	0.01750	0.01750
TR8	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10	0.11400	0.11400
TR9	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10	0.11300	0.11300
TR10	4.Lalomauga Plant	33/22kV	10	0.02930	0.02930
TR11	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	5	0.07500	0.15000
TR12	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	2.5	0.05960	0.23840
TR13	5.Fulsaou Hydoro	22/0.4kV	1	0.05840	0.58400
TR14	6.ALAOA	22/6.6kV	1.5	0.05480	0.36533
TR15	7.FOF	22/6.6kV	2	0.06000	0.30000
TR16	8.SAMASONI	22/6.6kV	1.25	0.05480	0.43840
TR17	8.SAMASONI	22/6.6kV	1.25	0.05450	0.43600
TR18	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5	0.06350	0.25400
TR19	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5	0.07260	0.29040
TR20	9.TAELEFAGA	22/6.6kV	2.5	0.05720	0.22880
TR21	10.TAFITOALA FAUSAGA	22/0.4kV	0.75	-	0.00010
TR22	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315	-	0.00010
TR23	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315	-	0.00010
-	TIAPAPATA SHP	22/6.6kV	1	0.06000	0.60000
-	ALAOA SHP	22/6.6kV	0.4	0.06000	1.50000
-	1.Fiaga Plant	33/11kV	40	0.09010	0.02253
-	1.Fiaga Plant	33/11kV	40	0.09010	0.02253

表 8.2.3-2　変圧器インピーダンス（漏れリアクタンス）の PU 換算結果
（PV ファーム/BESS）
※青字表記は将来系統モデル分

	系統図番号	名称	PVファーム容量[MW]	変圧器リアクタンス[自己容量%]	変圧器リアクタンス[系統容量%]
PV	PV121	FALEOLO Solar for Samoa	2.500	0.11	0.4400
	PV122	FALEOLO SunPacific 1	2.000	0.11	0.5500
		FALEOLO SunPacific 2	1.500	0.11	0.7333
	PV123	FALEOLO GreenPower	2.000	0.11	0.5500
	PV131	RaceCource EPC	2.100	0.11	0.5238
	PV132	RaceCource GreenPower	2.000	0.11	0.5500
	PV133	RaceCource Solar for Samoa	1.500	0.11	0.7333
	PVF221	RaceCource Gym	0.250	0.11	4.4000
	PVF231	Vaitele	0.217	0.11	5.0691
	PVF311	Tanugamanono	0.120	0.11	9.1667
	-	Fiaga Plant #1	20.820	0.11	0.0528
	-	Fiaga Plant #2	20.820	0.11	0.0528
	-	Vailoa Wind Site	14.380	0.11	0.0765
	系統図番号	電気所	BESS容量[MW]	変圧器リアクタンス[自己容量%]	変圧器リアクタンス[系統容量%]
BESS	BE121	FALEOLO	2.000	0.11	0.5500
	BE011	Fiaga Plant #1	3.000	0.11	0.3667
	BE012	Fiaga Plant #2	3.000	0.11	0.3667
	-	Fiaga Plant #3	9	0.11	0.1222
	-	Fiaga Plant #4	9	0.11	0.1222
	-	Vailoa Wind Site	7.5	0.11	0.1467

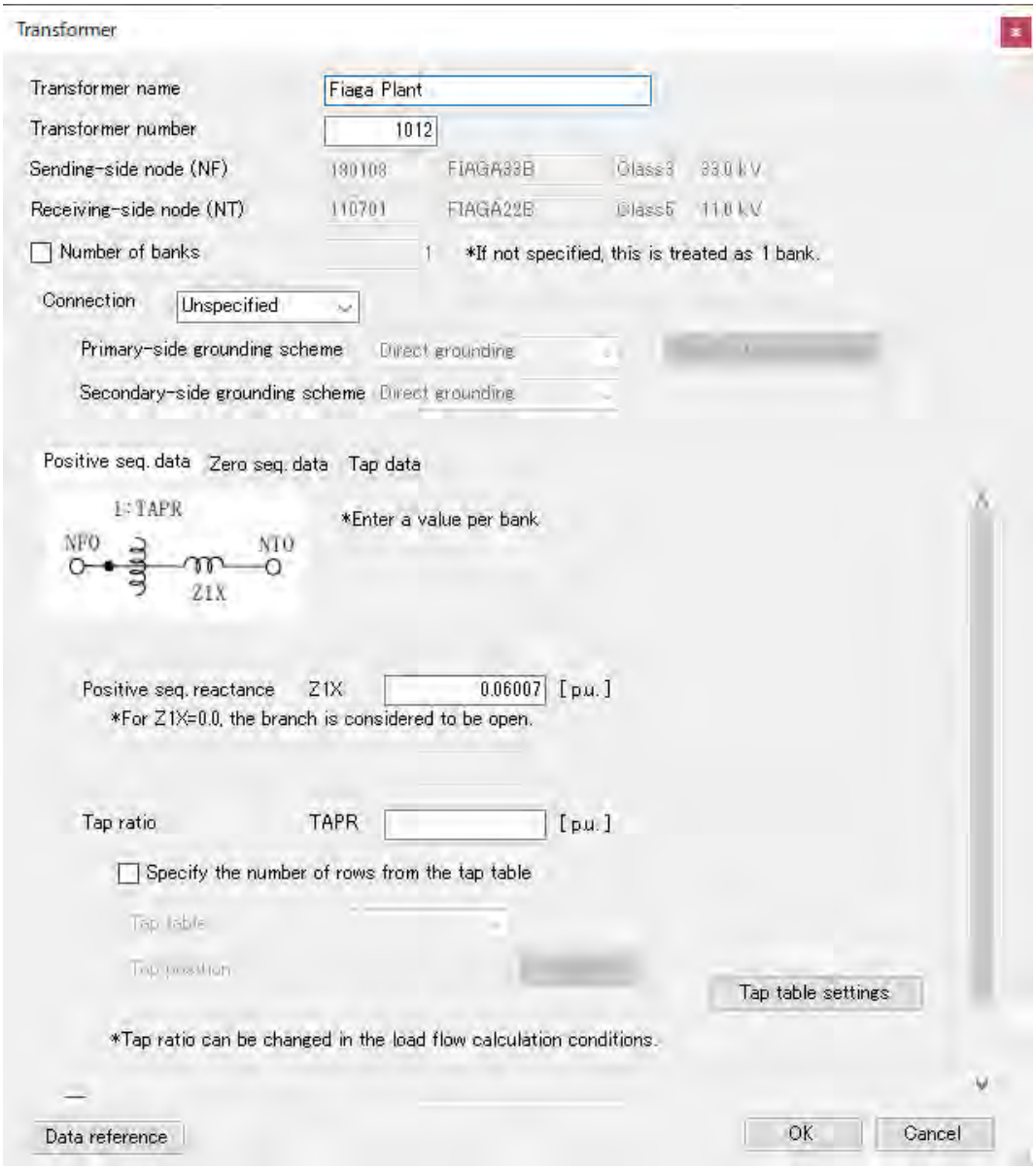


図 8.2.3-2　CPAT 変圧器モデルのパラメータ入力例（Fiaga 発電所 TR1 変圧器の例）

8.2.4 過渡計算モデルの模擬

CPAT(Y 法)による過渡計算には，動特性解析用の同期発電機モデルの模擬が必須となる。

また，同期発電機は，発電機の端子電圧を一定保つための制御系 AVR および発電機の回転数を一定に保つための制御系 GOV（ガバナ）を具備しているため，これらの制御を模擬することも必要となる。

その他，系統負荷の動特性や，系統に設置されている周波数低下リレー（UFR）を模擬することも必要となる。

さらに，サモア系統では，太陽光発電（PV）や蓄電池（BESS）も設置されているため，これらの制御を模擬することも必要となる。

再エネ 100%に向けた対策機器として, MG セットや同期調相機の効果の検討を行うため，これらのモデルの模擬も必要となる。

作成したモデル（同期発電機・同期発電機制御系・MG セット・同期調相機・負荷・UFLS・太陽光発電・蓄電池）を表 8.2.4-1 に示す。

以下，8.2.4.1 章から 8.2.4.8 章にて，設備ごとに，設備情報の収集および CPAT 過渡計算モデルについて，説明をする。

なお，各モデルは，実機の情報がない，もしくは不足している状態から，一般的な値や簡略モデルにより模擬しているモデルもあり，本モデルによる計算結果は，計算例にすぎない。再エネ X%の運転可否等の判断に用いる解析を行うためには，不足データの情報収集および負荷遮断試験等による系統特性把握およびモデル化が必要なことに注意が必要である。

表 8.2.4-1 過渡計算モデル一覧

設備名	モデル	備考
同期発電機	Parkモデル	EPC情報を採用 不足情報にはCPAT標準定数を採用
同期発電機制御系	制御系ブロック図	EPC情報なし AVR 日本の島嶼地域用モデルをベースに模擬 （発電機のTdo'に応じてゲインを調整） GOV DG：日本の島嶼地域用モデルをベースに模擬， 水力機：CPATに用意された水力機モデル（LPT=3）
負荷	負荷特性	EPC情報なし 日本の島嶼地域系統の負荷特性を使用
UFLS	UFR	EPC情報を採用 CPATのUFRモデルに反映
PV	負荷特性	EPC情報なし。CPAT負荷特性モデルを使用。 定電力特性，電圧低下時は定インピーダンス特性
BESS	制御系ブロック図	EPC情報を採用 Frequency/Watt（周波数・有効電力）制御機能， Volt/Var（電圧・無効電力）制御機能を使用
MGセット	同期発電機	FIAGAの同期発電機相当 AVR：同期発電機モデルと同じ GOV：日本のMGセット用モデルを使用
同期調相機	Parkモデル 制御系ブロック図	出力がほぼ0.0のFIAGAの同期発電機相当(初期はモータ運転) AVR：同期発電機モデルと同じ

8.2.4.1a 同期発電機（発電機定数諸元調査）

CPAT に実装されている同期発電機モデルは，Park のモデルに基づき定式化し，電流・電圧の過渡現象を無視した動特性解析用のモデルである。詳しくは，CPAT マニュアル（文献[7]）を参照されたい。

同期発電機モデルの定数一覧を表 8.2.4.1-1，8.2.4.1-2，8.2.4.1-3 に示す。

定数一覧には，将来電源（TIAPAPATA SHP・ALAOA SHP）も含めて記載した。

発電機定数は，表 8.2.4.1-4 に示す EPC 提供資料より採用し，一部不足情報については，標準モデル・定数（CPAT に発電機タイプや容量別に準備されている制御系モデル・定数）を用いる等の対応を行った。詳細は，表 8.2.4.1-1，8.2.4.1-2，8.2.4.1-3 のあとに記載した。

表中の pu 値表示の各定数は発電機自己容量ベース pu 値であり，基準周波数は 50Hz である。

表 8.2.4.1-1　発電機定数一覧 1

EPC諸元の有無	定数項目番号		1	2	3	4
	発電機	発電機番号	定格出力	定格容量	力率	慣性定数 ※発電機+原動機
			GMW [MW]	GMVA [MVA]	PF	MG [sec]
あり	FIAGA D1	D011	5.78	7.213	0.8	4.0
あり	FIAGA D2	D012	5.78	7.213	0.8	4.0
あり	FIAGA D3	D013	5.78	7.213	0.8	4.0
あり	FIAGA D4	D014	5.78	7.213	0.8	4.0
あり	TANUMAGANONO　G7	D031	4.2	5.25	0.8	4.0
なし	TANUMAGANONO	D032	0.8	1		4.0
あり	TANUMAGANONO　No.12	D033	3.5	4.375	0.8	4.0
なし	FULUASOU HYDRO	H051	0.737	*0.85*	0.8	4.0
あり	ALAOA	H061	1	1.25	0.8	4.0
あり	FOF	H071	1.6	2	0.8	4.0
あり	SAMASONI1	H081	0.9	1.125	0.8	4.0
あり	SAMASONI2	H082	0.9	1.125	0.8	4.0
なし	TAFITOALA FAUSAGA	H101	0.55	*0.6875*	0.8	4.0
あり	LALOMAUGA1	H041	1.76	2.2	0.8	4.0
あり	LALOMAUGA2	H042	1.76	2.2	0.8	4.0
あり	TAELEFAGA1	H091	2	2.5	0.8	4.0
あり	TAELEFAGA2	H092	2	2.5	0.8	4.0
あり	TAELEFAGA3	H093	2	2.5	0.8	4.0
なし	TIAPAPATA SHP	将来系統	0.76	*0.95*	0.8	4.0
なし	ALAOA SHP	将来系統	0.24	0.3	0.8	4.0

表 8.2.4.1-1 には，発電機定数のうち，定格出力・定格容量・力率・慣性定数（定数項目番号 1 ～4）を示す。また，表の特記事項を以下に示す。

- 青字：参照資料に定格出力がなかったため，定格出力＝定格容量*力率で推定
- 緑字：EPC 追記（資料 A8)
- 緑網掛け：不明定数。慣性定数は不明のため，日本の島嶼地域の発電機の一般的な慣性定数を設定
- グレー網掛け：2020 年度の運用設備（参照資料 A3）から除外されている（運用実績なし（EPC 提供系統図（参照資料 A9）でも運用停止コメントあり））
- 赤字：将来系統

表 8.2.4.1-2　発電機定数一覧 2

基準周波数：50[Hz]，pu：発電機自己容量ベース pu 値

定数項目番号	5	6	7	8	9
発電機	同期リアクタンス D軸	過渡リアクタンス D軸	次過渡リアクタンス D軸	過渡時定数D軸	次過渡時定数 D軸
	Xd [pu]	Xd' [pu]	Xd″ [pu]	Td' [sec]	Td″[sec]
FIAGA D1	2.12	0.33	0.185	0.766	0.021
FIAGA D2	2.12	0.33	0.185	0.766	0.021
FIAGA D3	2.12	0.33	0.185	0.766	0.021
FIAGA D4	2.12	0.33	0.185	0.766	0.021
TANUMAGANONO　G7	1.83	0.317	0.195	0.45	0.018
TANUMAGANONO					
TANUMAGANONO　No.12	1.83	0.317	0.195	0.45	0.018
FULUASOU HYDRO	1.00	0.28	0.20	0.40	0.04
ALAOA	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
FOF	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
SAMASONI1	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
SAMASONI2	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
TAFITOALA FAUSAGA	1.00	0.28	0.20	0.40	0.04
LALOMAUGA1	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
LALOMAUGA2	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
TAELEFAGA1	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
TAELEFAGA2	1.49	0.328	0.166	0.628	0.017
TAELEFAGA3	1.1052	0.2451	0.1745	0.5564	0.04
TIAPAPATA SHP	1.00	0.28	0.20	0.40	0.04
ALAOA SHP	1.00	0.28	0.20	0.40	0.04

表 8.2.4.1-2 には，発電機定数のうち，D 軸の同期・過渡・次過渡リアクタンスおよび過渡・次過渡時定数（定数項目番号 5～9）を示す。また，表の特記事項を以下に示す。

- 緑網掛け：不明定数。
  FULUASOU と TAFITOALA および将来電源の TIAPAPATA SHP と ALAOA SHP については，CPAT 標準定数（極小容量水力）を採用した。
  TAELEFAGA3 の一部定数は CPAT 標準定数（極小容量水力）を採用した。
- 赤字：将来系統

表 8.2.4.1-3　発電機定数一覧 3

基準周波数：50[Hz]，pu：発電機自己容量ベース pu 値

定数項目番号	10	11	12	13	14	15	16	17
発電機	同期リアクタンスQ軸	次過渡リアクタンスQ軸	次過渡時定数Q軸	電機子漏れリアクタンス	電機子時定数	電機子抵抗	逆相リアクタンス	零相リアクタンス
	Xq [pu]	Xq″ [pu]	Tq″[sec]	XL [p.u.]	Ta [sec]	Ra [p.u.]	X2 [p.u.]	X0 [p.u.]
FIAGA D1	2.12	0.185	0.021	0.1665	0.0965	0.0061	0.187	0.11
FIAGA D2	2.12	0.185	0.021	0.1665	0.0965	0.0061	0.187	0.11
FIAGA D3	2.12	0.185	0.021	0.1665	0.0965	0.0061	0.187	0.11
FIAGA D4	2.12	0.185	0.021	0.1665	0.0965	0.0061	0.187	0.11
TANUMAGANONO　G7	1.1	0.195	0.018	0.1755	0.5397	0.00115	0.204	0.097
TANUMAGANONO								
TANUMAGANONO　No.12	1.1	0.195	0.018	0.1755	0.5397	0.00115	0.204	0.097
FULUASOU HYDRO	0.6	0.25	0.04	0.16	0.1000	0.006	0.225	1.000
ALAOA	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
FOF	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
SAMASONI1	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
SAMASONI2	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
TAFITOALA FAUSAGA	0.6	0.25	0.04	0.16	0.1000	0.006	0.225	1.000
LALOMAUGA1	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
LALOMAUGA2	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
TAELEFAGA1	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
TAELEFAGA2	1.15	0.166	0.017	0.1494	0.0587	0.009	0.165	0.105
TAELEFAGA3	0.5624	0.1857	0.04	0.1124	0.06442	0.009	0.18	0.05348
TIAPAPATA SHP	0.6	0.25	0.04	0.16	0.1000	0.006	0.225	1.000
ALAOA SHP	0.6	0.25	0.04	0.16	0.1000	0.006	0.225	1.000

表 8.2.4.1-3 には，発電機定数のうち，Q 軸の同期・次過渡リアクタンス，次過渡時定数（定数項目番号 10,11,12）および電機子漏れリアクタンス・時定数・抵抗（定数項目番号 13,14,15）および逆相・零相リアクタンス（定数項目番号 16,17）を示す。

また，表の特記事項を以下に示す。

- 緑網掛け：不明定数。
  FULUASOU と TAFITOALA および将来電源の TIAPAPATA SHP と ALAOA SHP については，CPAT 標準定数（極小容量水力）を採用した。
  TAELEFAGA3 の一部定数は CPAT 標準定数（極小容量水力）を採用した。
- 青字：参照資料に記載が無かった値について，下記のとおり他のパラメータより推定
  11：XQ"および 12：Tq"の未記載値については Xq"=Xd", Tq"=Td"
  13：XL の未記載値については XL=0.9Xd"
  14：Ta および 15：Ra の未記載値については関係式 Ta=Xd"/(ω・Ra)より算出
- 赤字：将来系統

表 8.2.4.1-4　参照資料

番号	タイトル	ファイル名
A1	Northpower: "Future Transmission" Network Protection Review Report	EPC network protection marked up changes.pdf
A2	Northpower: Load Flow & System Protection Studies	Load Flow & System Protection Studies Report Final.pdf
A3	EPC Generating Assets	EPC Upolu System Installed Capacity 2020.pdf
A4	TESLA: Operator Instructions: Samoa Grid Controller	OperationsManual_March17-2018.pdf
A5	–	AppendixB_AssetConfigTable.pdf
A6	HNAC Technology: SFW-W2000-8/1730HydroGenerator Technical Data	Technical Data Taelefaga G3.pdf
A7	IRENA: Grid Stability Assessment for the Upolu Island – Samoa	01 150530 FINAL REPORT.pdf
A8	–	Q1-1　01_App01_Parameters related to generators (DG, Hydro)_20210914_EPC.xlsx
A9	SINGLE LINE DIAGLAM	Appendix A – Samoa SLD & Fault Locations Description.pdf

表 8.2.4.1-5 に発電機定数（定数項目番号 1～17）の引用元資料番号（A1～A9）を示す

表 8.2.4.1-5　発電機定数の諸元引用元

発電機	諸元の引用元
FIAGA D1	1：A4，2～17：A1−Appendix B(p37)
FIAGA D2	1：A4，2～17：A1−Appendix B(p37)
FIAGA D3	1：A4，2～17：A1−Appendix B(p37)
FIAGA D4	1：A4，2～17：A1−Appendix B(p37)
TANUMAGANONO　G7	1：A3，3～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
TANUMAGANONO	系統図より参照　※系統図にout of serviceの記載あり
TANUMAGANONO　No.12	1：A3，3～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
FULUASOU HYDRO	容量：EPC記入　発電機定数：Y法標準(水力 極少量機)
ALAOA	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
FOF	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
SAMASONI1	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
SAMASONI2	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
TAFITOALA FAUSAGA	1：A3　発電機定数：Y法標準(水力 極少量機)
LALOMAUGA1	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
LALOMAUGA2	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
TAELEFAGA1	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
TAELEFAGA2	1～17：A1−Appendix B(p37) ＆ A2−Appendix B(p54)
TAELEFAGA3	1～17：A6　不明発電機定数：Y法標準（水力極小容量機）
TIAPAPATA SHP	1：A3　発電機定数：Y法標準(水力 極少量機)
ALAOA SHP	1：A3　発電機定数：Y法標準(水力 極少量機)

表 8.2.4.1-6 から表 8.2.4.1-13 に参照資料の引用部分を示す。

表 8.2.4.1-6　参照資料 A4　発電機定格容量

Asset	S_i	P_{Max_i} (kW)	D_i (kW/Hz)
FIAG – G1	4%	5,780	2,890
FIAG – G2	4%	5,780	2,890
FIAG – G3	4%	5,780	2,890
FIAG – G4	4%	5,780	2,890
ALAO – G1	4%	1,050	525
FOF – G1	4%	1,740	870
SAM – G1	4%	900	450
SAM – G2	4%	900	450

表 8.2.4.1-7　参照資料 A1　発電機定数項目 1～17

Revision No: A4

Northpower
"safe, reliable, hassle free service"

Appendix B Equipment Parameters

Generator:

EPC & MHI Generator Details:

Gen	Gen Rating (MVA)	Voltage Rating (kV)	PF	Vector Group	Xd	Xq	X0	X2	Xd'	Xd''	Td'	Td''	Rstr
G12	3.5	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
G9	4.2	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
G7B	4.2	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
G5A	4.2	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
LMG1	2.2	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
LMG2	2.2	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
TAFG1	2.5	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
TAFG2	2.5	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
S1	1.125	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
S2	1.125	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
Alaoa	1.25	0.4	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
FOF	2	6.3	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
MHI G1	7.213	11	0.8	YN	2.12	2.12	0.11	0.187	0.33	0.185	0.766	0.021	0.0061
MHI G2	7.213	11	0.8	YN	2.12	2.12	0.11	0.187	0.33	0.185	0.766	0.021	0.0061
MHI G3	7.213	11	0.8	YN	2.12	2.12	0.11	0.187	0.33	0.185	0.766	0.021	0.0061
MHI G4	7.213	11	0.8	YN	2.12	2.12	0.11	0.187	0.33	0.185	0.766	0.021	0.0061

表 8.2.4.1-8　参照資料 A2　発電機定数項目 1～17

Appendix B　Data Collection

Generator:

Gen	Gen Rating (MVA)	Voltage Rating (kV)	PF	Vector Group	Xd	Xq	X0	X2	Xd'	Xd"	Td'	Td"	Rstr
G12	3.5	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
G9	4.2	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
G7B	4.2	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
G5A	4.2	6.6	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
LMG1	2.2	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
LMG2	2.2	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
TAFG1	2.5	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
TAFG2	2.5	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
S1	1.125	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
S2	1.125	6.6	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
Alaoa	1.25	0.4	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
FOF	2	6.3	0.8	Y	1.49	1.15	0.105	0.165	0.328	0.166	0.628	0.017	0.009
NZGH1	1	0.4	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
NZGH2	1	0.4	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
NZGH3	1	0.4	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
NZGH4	1	0.4	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
NZGH5	1	0.4	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
DG13	1	0.4	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115
DG14	1	0.4	0.8	Y	0.183	1.1	0.097	0.204	0.317	0.195	0.45	0.018	0.00115

表 8.2.4.1-9　頭文字の表

Table of Acronyms

EPC	Electric Power Corporation
Sam	Samasoni Hydro Station
Sam TX1	Transformer 1 at Samasoni Hydro Station
Sam TX2	Transformer 2 at Samasoni Hydro Station
S1	Generator 1 at Samasoni Hydro Station
S2	Generator 2 at Samasoni Hydro Station
FOF	Fale o le Fee Hydro Station
FOF-Alaoa Tie	Fale o le Fee to Alaoa Tie Line
Alaoa-FOF	Alaoa to Fale o le Fee Tie Line
EC	East Coast Feeder
WC	West Coast Feeder
LM Tie	Lalomauga Tie Line
Sauniatu	Sauniatu Feeder
33kV Feeder	Lalomauga Feeder
LM/TAF Tie	Lalomauga to Taelefaga Tie Line
SC	South Coast Feeder
Taf	Taelefaga Hydro Station
Taf-Lal	Taelefaga to Lalomauga Tie Line
LM TX1	Transformer 1 at Lalomauga Hydro Station
LM TX2	Transformer 2 at Lalomauga Hydro Station
LM G1	Generator 1 at Lalomauga Hydro Station
LM G2	Generator 2 at Lalomauga Hydro Station
TAF TX1	Transformer 1 at Taelefaga Hydro Station
TAF TX2	Transformer 2 at Taelefaga Hydro Station
TAF G1	Generator 1 at Taelefaga Hydro Station
TAF G2	Generator 2 at Taelefaga Hydro Station
OHL	OHL Fagaloa Feeder
Dam	Dam Feeder
Vaitele	Vaitele Feeder
Alaoa	Alaoa Feeder
Beach Rd	Beach Rd Feeder
HF	Hospital Feeder
Tanugamanono	Tanugamanono Diesel Station
G5A	Generator 5A at Tanugamanono Diesel Station
G7B	Generator 7 at Tanugamanono Diesel Station
G9A	Generator 9A at Tanugamanono Diesel Station
G12	Generator 12 at Tanugamanono Diesel Station
UFLS	Under Frequency Load Shedding
SLD	Single Line Diagram

TANUMAGANONO　G7，TANUMAGANONO　No.12，TAFITOALA FAUSAGA，IAPAPATA SHP，ALAOA SHP の発電機容量。

表 8.2.4.1-10　参照資料 A3　発電機定格容量

EPC Generating Assets

SOURCE	Generator	Manufacture	Owner	Operating Status	Date Installed	Installed Capacity (kW)	Available Capacity (kW)
DIESEL	Fiaga 1	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 2	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 3	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 4	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Tanu No7	Mirrlees MK2	EPC	In Service	1999	4200	2000
	Tanu No12	Mirrlees MK1	EPC	In Service		3500	1000
					TOTAL DIESEL GENERATION CAPACITY	**30,700.00**	**25800**
SOLAR	Airport IPP1	Sun Pacific	IPP	In Service	Apr-15 Dec-18	2000 1800	3800
	Airport IPP2	Green Power	IPP	In Service	Apr-15	2000	2000
	Airport IPP3	Solar for Samoa	IPP	In Service	Nov-16	2500	2500
	Racecourse IPP2	Green Power	IPP	In Service	May-16	2000	2000
	Racecourse IPP3	Solar for Samoa	IPP	In Service	Jun-16	1500	1500
	Racecourse EPC	EPC	EPC	In Service	Nov-14	2200	2200
	Racecourse Gym3	EPC	EPC	In Service	Apr-14	240	240
	Vaitele Solar	EPC	EPC	In Service	Mar-14	250	250
	Tanugamanono Solar	EPC	EPC	In Service	Mar-14	150	150
	Mapu-i-Fagalele Solar	EPC	EPC	In Service	Sep-16	80	80
					TOTAL SOLAR GENERATION CAPACITY	**14720**	**14720**
HYDRO	Taelefaga 1	Control Electronics	EPC	In Service	1993	2000	2000
	Taelefaga 2	Control Electronics	EPC	In Service	1993	2000	2000
	Taelefaga 3	HNAC Tech	EPC	In Service	2019	2000	2000
	Lalomauga 1	Control Electronics	EPC	In Service	2020	1750	1750
	Lalomauga 2	Control Electronics	EPC	In Service	2020	1750	1750
	Samasoni 1	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	950	900
	Samasoni 2	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	950	900
	Fale o le Fee	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	1750	1750
	Alaoa	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2010	1000	1000
	Tafitoala	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2019	550	500
	Fuluasou	WKV German	EPC	In Service	2019	560	500
					TOTAL HYDRO GENERATION CAPACITY	**15260**	**15050**
WIND	Vailoa 1	Vergnet Pacific	EPC	In Service	Sep-14	275	275
	Vailoa 2	Vergnet Pacific	EPC	In Service	Sep-14	275	275
					TOTAL WIND GENERATION CAPACITY	**550.00**	**550.00**
BIOMASS	Biomass Afolau	STEC Afolau	EPC	In Service	May-20	750.00	150.00
					TOTAL BIOMASS GENERATION CAPACITY	**750.00**	**150.00**
					TOTAL RENEWABLE GENERATION CAPACITY - UPOLU	**31,280.00**	**30,470.00**
					TOTAL GENERATION CAPACITY - UPOLU	**61,980.00**	**56,270.00**

表 8.2.4.1-11　参照資料 A6　TAELEFAGA 発電機定数 1～１ 7

HNAC Technology Co., Ltd.	SFW-W2000-8/1730HydroGenerator	TAE3-CD-HM-302-009A
	Technical Data	Total 5 page 1

1 额定数据(Rated Data)

1.1 型　号(Type)	SFW-W2000-8/1730	
1.2 额定功率(Rated power)(Pn)	2000	kW
1.3 额定容量(Rated capacity) (Ps)	2500	kVA
1.4 额定电压 (Rated voltage)(Un)	6600	V
1.5 额定电流 (Rated current)(In)	219	A
1.6 额定转速 (Rated speed)(Nn)	750	r/min
1.7 飞逸转速 (Runaway speed)(Ny)	1245	r/min
1.8 额定功率因数(Rated facr)($COS\varphi$)	0.8	
1.9 额定频率(Rated frequency) (f_N)	50	Hz
1.10 相数(phase) （m ）	3	
1.11 极数(pole) （2P）	8	

1.12 绝缘等级（定子/转子）Insulation class(stator/rotor)　F/F

1.13 定子接线方式(Connection of stator)　Y

1.14 旋转方向　逆时针（从发电机端看）

Rotating direction　Anticlockwise(View from the end of generator)

1.15 额定时发电机效率　96.1% （计算值）

Efficient of generator in rated

1.16 发电机通风形式　密闭自循环空气冷却器冷却

Cooling type　Cooling by air cooler in airtight space, Circulating by itself

表 8.2.4.1-12　参照資料 A6　TAELEFAGA 発電機定数 1～１７

SFW-W2000-8/1730 Hydro Generator Technical Data	TAE3-CD-HM-302-009A	
	Total 5	page 2

2　励磁数据(Excitation Data)

2.1 空载励磁电流(Excitation current by no-load)(I_{f0})	179	A
2.2 空载励磁电压(Excitation voltage by no-load)(U_{f0})	25	V
2.3 额定励磁电流(Rated excitation current)(I_{fN})	330	A
2.4 额定励磁电压(Rated excitation voltage)(U_{fN})	65	V
2.5 转子励磁绕组电阻（75°C）	0.1602	Ω
The resistance of rotor coil(75^0C)		
2.6 励磁方式	无刷励磁	
The type of excitation	Brushless Excitation	

3　电机主要参数(Main parameter of generator)

3.1 纵轴电抗(Direct-axis reactance)　(X_d)	1.1052
横轴电抗(Quadrature reactance)　(X_q)	0.5624
3.2 纵轴瞬变电抗　(X_d')	0.2451
Direct-axis transient reactance	
横轴瞬变电抗　(X_q')	0.5624
Quadrature transient reactance	
3.3 纵轴超瞬变电抗　(X_d'')	0.1745
Direct-axis subtransient reactance	
横轴超瞬变电抗　(X_q'')	0.1857
Quadrature subtransient reactance	
3.4 电机漏抗(Leakage reactance)(Xe)	0.1124

表 8.2.4.1-13　参照資料 A6　TAELEFAGA 発電機定数 1～１７

SFW-W2000-8/1730 Hydro Generator Technical Data	TAE3-CD-HM-302-009A
	Total 5 page 3

3.5 零序电抗(Zero sequence reactance)（Xo）	0.05348
3.6 逆序电抗（短路时）(X_2)	0.18
Negative sequence reactance(In short circuit)	
3.7 短路比（$O.K.z$）	1.04
3.8 定子绕组每相电阻（$75°c$）	0.1611 Ω
The resistance of each phase of stator windings	
3.9 发电机+飞轮+转轮惯量(GD^2)	6.15 $t \cdot m^2$
Moment of inertia for generator+flywheel+runner	
3.10 发电机冷却空气流量	3.82 m^3/s
The flow capacity of cooling air in generator	

4 电机时间常数(Generator time constant)

4.1 定子绕组开路时，励磁绕组的时间常数（$T'do$）	2.3888 S
Time constant of excitation winding when stator windings are open-circuited	
4.2 定子绕组短路时，励磁绕组的时间常数（$T'd$）	0.5564 S
Time constant of excitation winding when stator windings are short-circuited	
4.3 励磁绕组短路时，定子绕组的时间常数（Ta）	0.06442 S
Time constant of stator winding when the excitation windings are short-circuited	

8.2.4.1b　同期発電機（CPAT モデルの作成）

8.2.4.1a で調査した発電機定数（項目 1～17）の CPAT 発電機モデルへの入力例を FIAGA D1 を例に示す。

図 8.2.4.1-1 では，項目 1（定格容量）,2（定格出力）,4（慣性定数）を入力し，発電機モデルタイプ(LGT)を選択する。

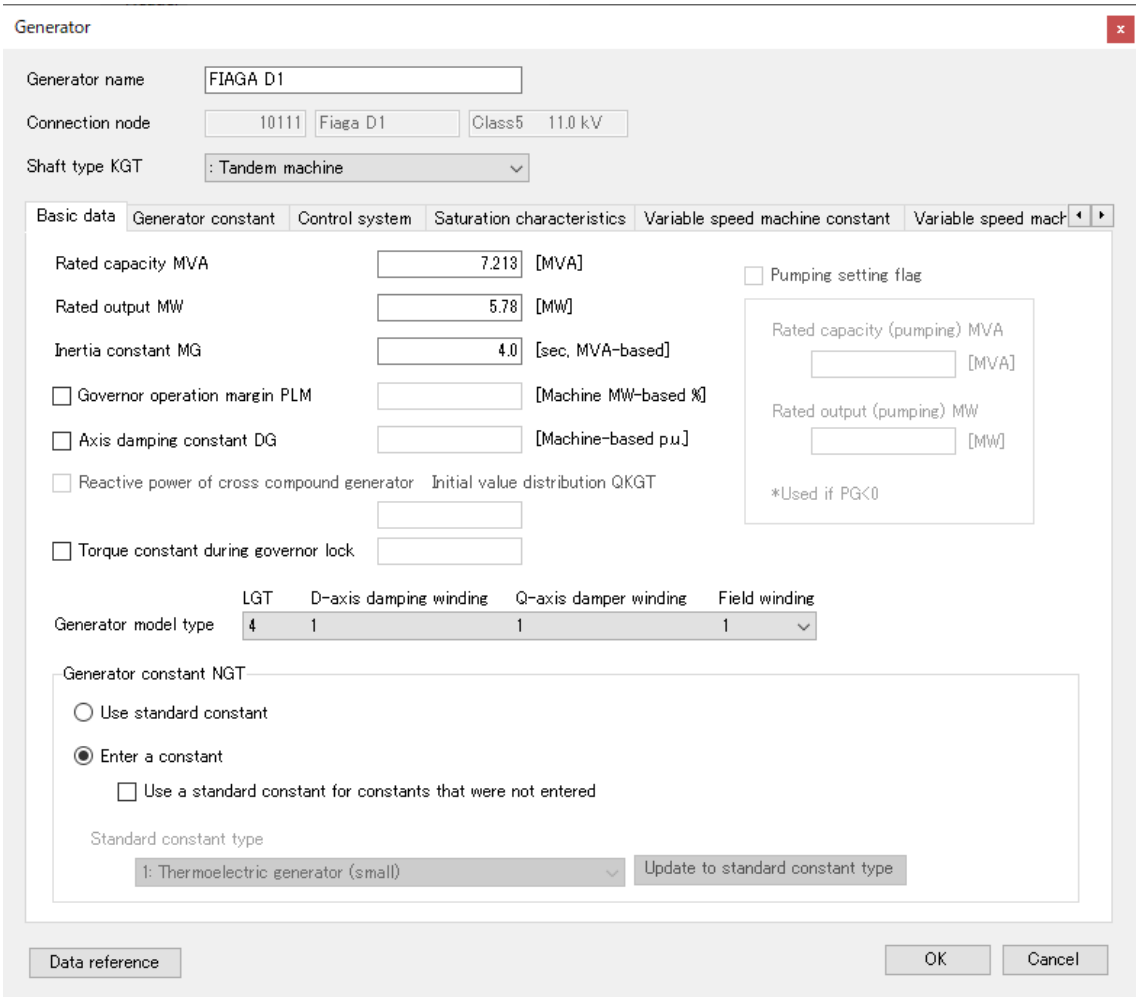


図 8.2.4.1-1　CPAT 発電機モデルのパラメータ（基本データ）入力例（FIAGA D1 の例）

発電機モデルは，一般的な同期機モデルである，D 軸，Q 軸および界磁巻線をそれぞれ 1 つ考慮するモデル（CPAT モデル LGT=4）とした。発電機モデルの等価回路を図 8.2.4.1-2 に示す（文献 7）。

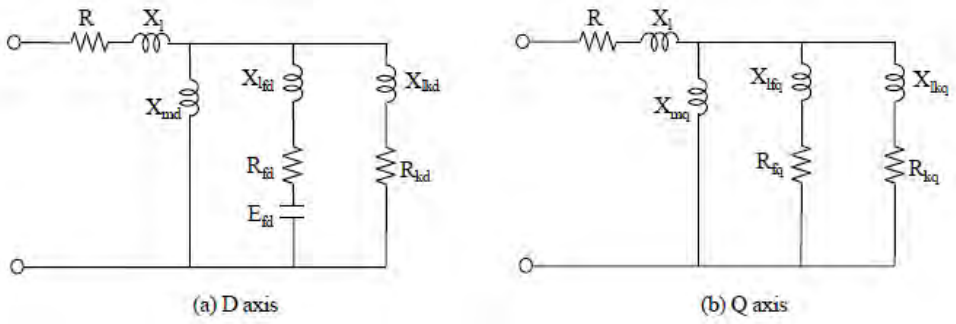


図 8.2.4.1-2　CPAT　発電機等価回路

図 8.2.4.1-3 に，発電機定数項目 5～17 の入力画面を示す。

Generator

Generator name: FIAGA D1

Connection node: 10111 | Fiaga D1 | Class5 11.0 kV

Shaft type KGT: : Tandem machine

Basic data | Generator constant | Control system | Saturation characteristics | Variable speed machine constant | Variable speed mach

User　Constant

Model notation format	LGT	D-axis damping winding	Q-axis damper winding	Field winding
	4	1	1	1

D-axis/Q-axis constant

	D-axis	Q-axis
Synchronous reactance Xd, Xq [p.u.]	2.12	2.12
Transient reactance Xd', Xq' [p.u.]	0.33	
Subtransient reactance Xd", Xq" [p.u.]	0.185	0.185
Transient time constant Td', Tq' [sec]	0.766	
Subtransient time constant Td" , Tq" [sec]	0.021	0.021
Open circuit time constant Tdo', Tqo' [sec]		
Open circuit initial time constant Tdo", Tqo" [sec]		

Armature leakage reactance Xl: 0.1665 [p.u.]

Armature time constant Ta: 0.0965 [sec]

Armature resistance Ra: 0.0 [p.u.]

Negative seq. reactance X2: 0.187 [p.u.]

Zero seq. reactance X0: 0.11 [p.u.]

Data reference　OK　Cancel

図 8.2.4.1-3　CPAT 発電機モデルのパラメータ（発電機定数）入力例（FIAGA D1 の例）

8.2.4.2　同期発電機制御系

AVR および GOV モデルを設定した。

EPC の諸元がないため，日本の島嶼地域の AVR・GOV をベースに模擬した。

正確な過渡計算を行う（例えば，周波数のボトムを把握する）ためには，現地負荷遮断試験等から得られた特性が再現できるよう，制御定数のチューニングが必須である。

8.2.4.2a　同期発電機制御系（AVR モデル）

AVR モデルは全発電機共通とし，図 8.2.4.2-1 に示すモデルとした。

ただし, TANUMAGANONO　G7 および TANUMAGANONO　No.12 は, 手動設定のため, CPAT モデル上では AVR なしとした。

AVR 定数は，図 8.2.4.2-1 に示す通りとした。

ただし，励磁機（サイリスタ）のゲインは，発電機開路時定数(Tdo')に応じて表 8.2.4.2-1 の値を設定した。

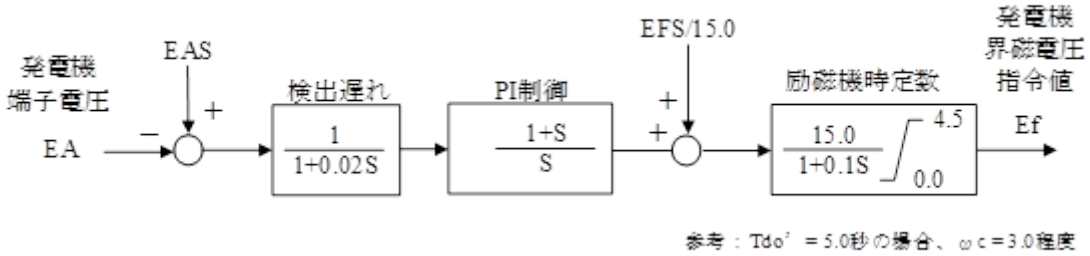
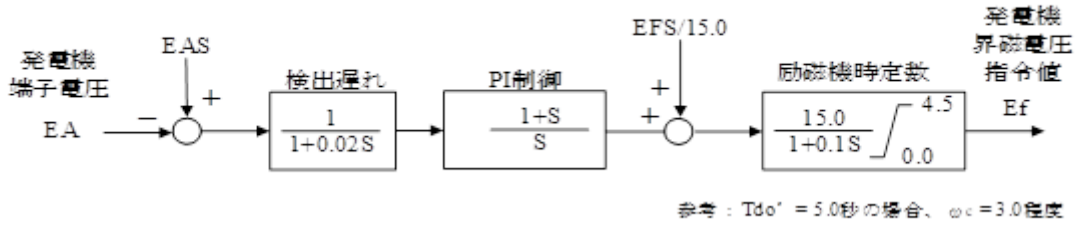


図 8.2.4.2-1　AVR ブロック図

表 8.2.4.2-1　励磁機時定数ゲイン

Tdo' [秒]	励磁機時定数ゲイン
5.0	15.0
2.5	7.5
1.4	4.4

また，図 8.2.4.2-2,3,4 に発電機開路時定数(Tdo')=5.0 秒，2.5 秒，1.4 秒のボード線図を示す。



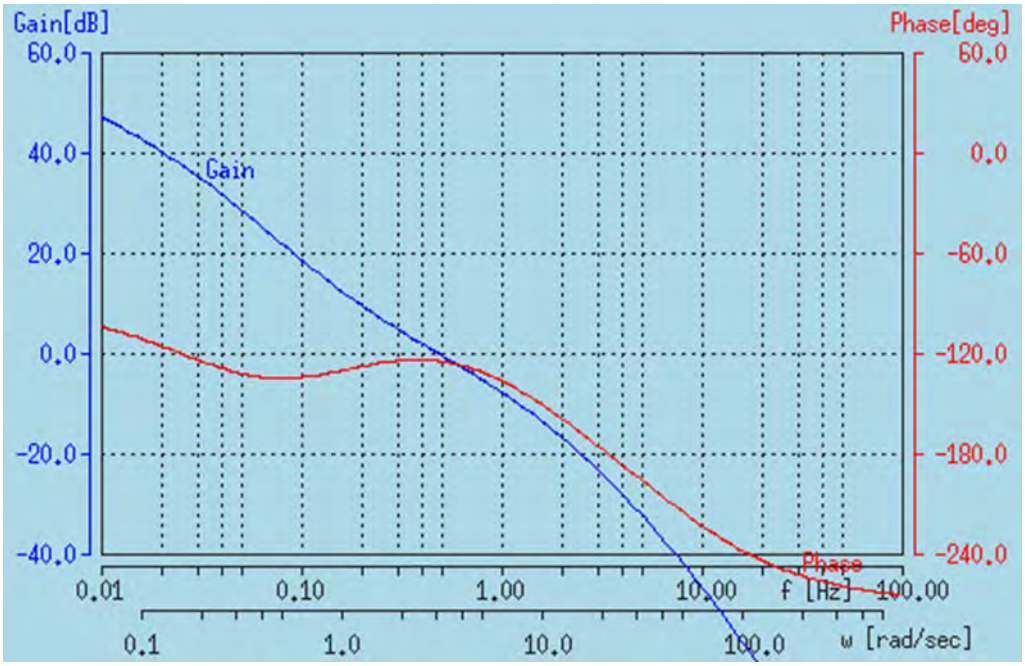


図 8.2.4.2-2　Tdo’＝5.0 秒程度の発電機の AVR のボード線図

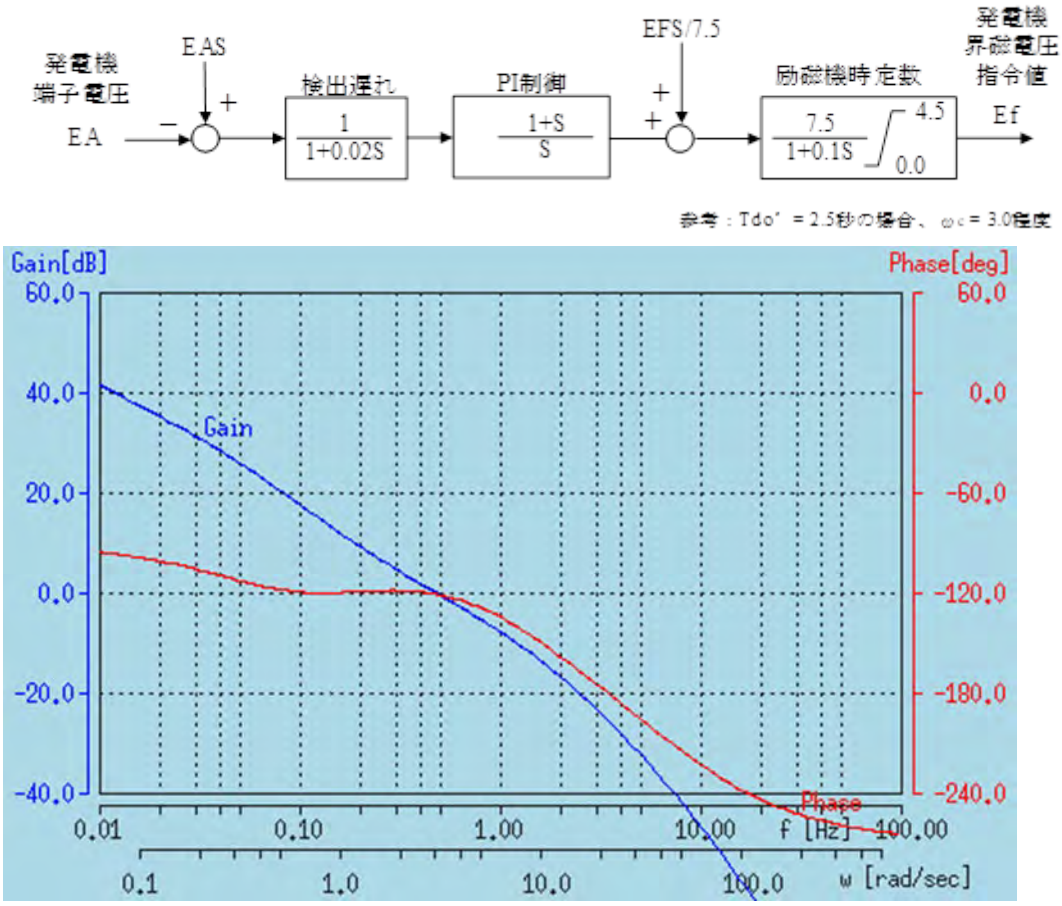


図 8.2.4.2-3　Tdo’＝2.5 秒程度の発電機の AVR のボード線図

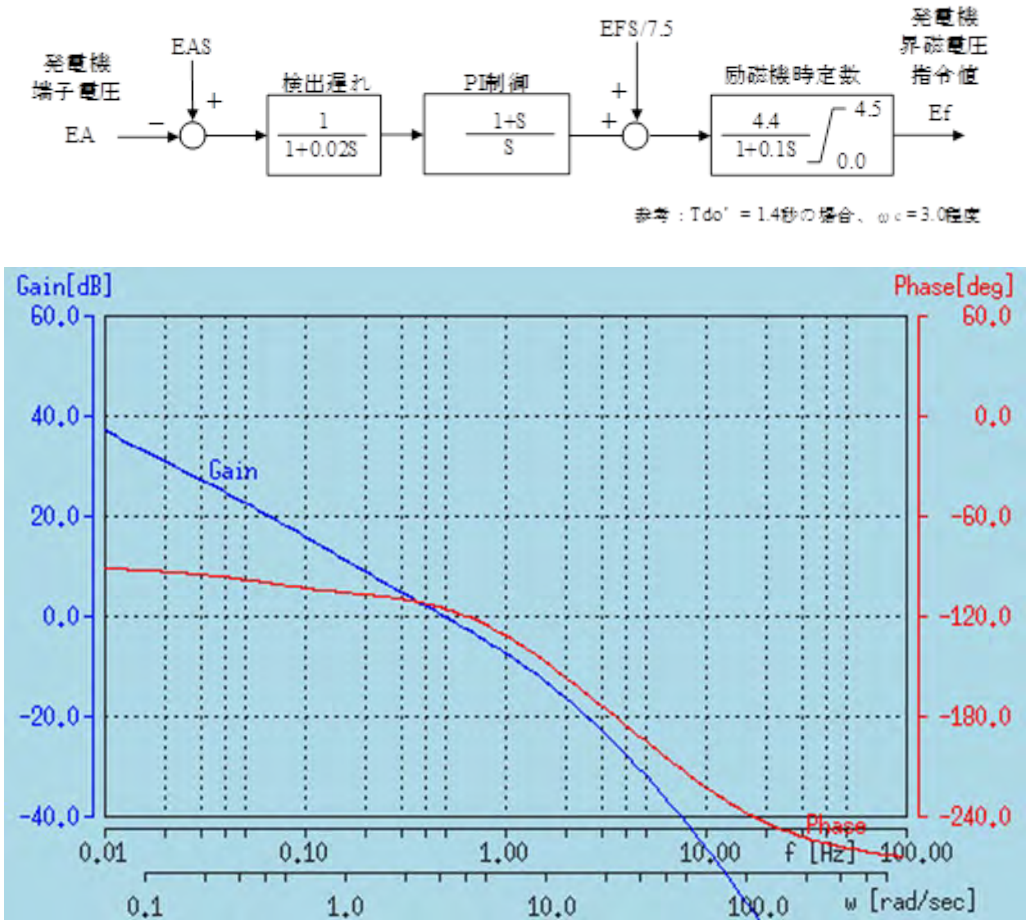


図 8.2.4.2-4　Tdo’＝1.4 秒程度の発電機の AVR のボード線図

CPAT では，AVR を図 8.2.4.2-5 のように設定する．

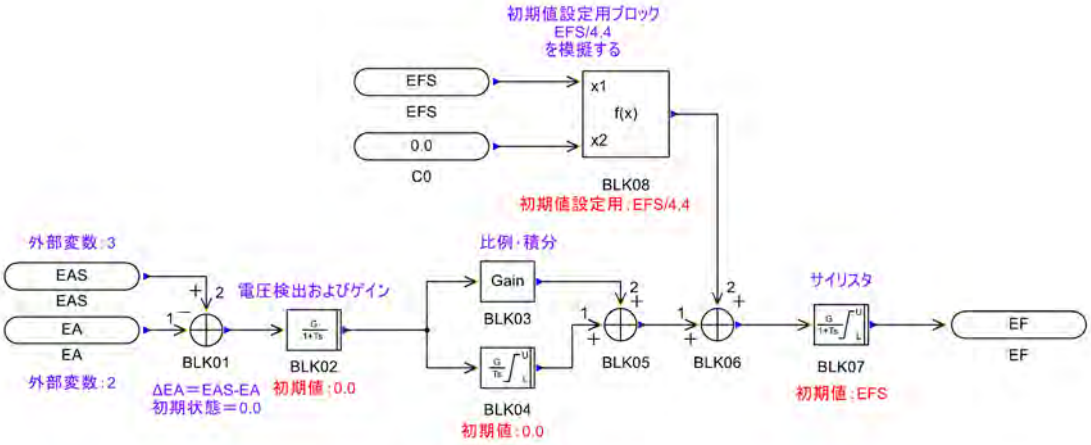


図 8.2.4.2-5　CPAT における AVR モデル

8.2.4.2b　同期発電機制御系（GOV モデル）

ディーゼル機には，共通で日本の島嶼地域モデルをベースとした図 8.2.4.2-6 のモデルを使用した。GOV ゲイン G は，表 8.2.4.2-2 のドループ値により，4%の時は G=25，3%の時は，G=33.3 となる。なお出力ピストン時定数のリミッタは 1.25 を採用している。

水力機には，共通で CPAT 標準モデル（LPT=3）図 8.2.4.2-7 を使用した。

ドループ値は，ディーゼル機・水力機ともに表 8.2.4.2-2 に示す EPC データを使用した。なお，ドループ値が不明な発電機は 4%に設定した(緑網掛け部分)。

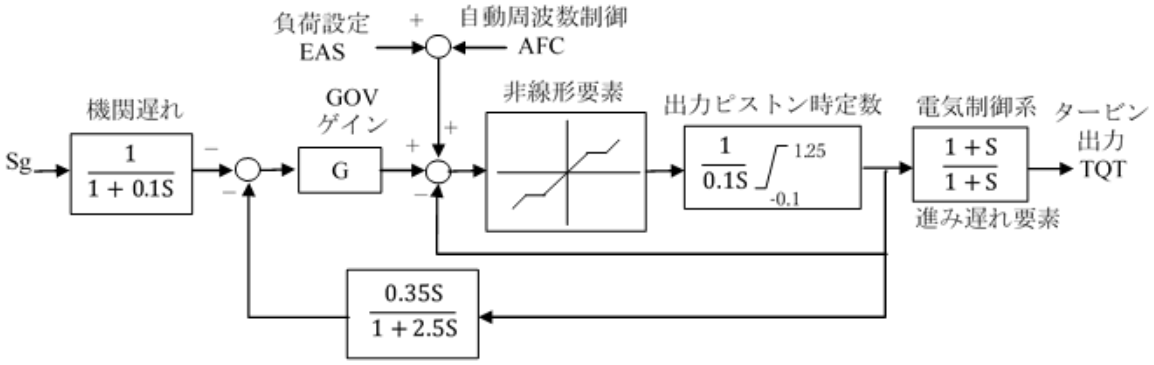


図 8.2.4.2-6　GOV ブロック図（ディーゼル機）

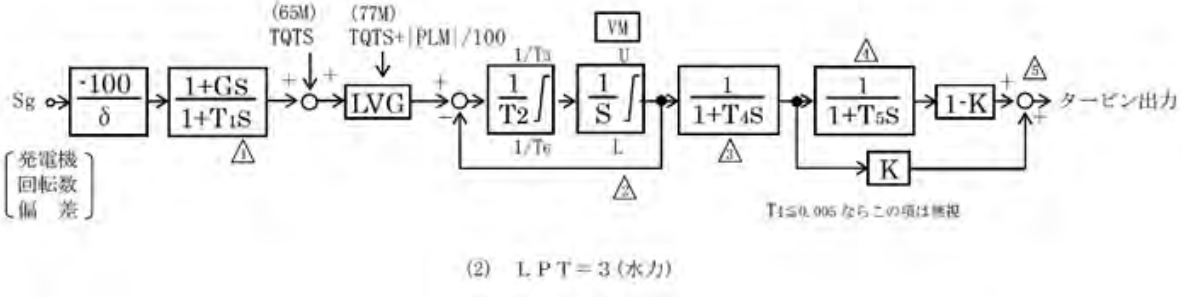


図 8.2.4.2-7　GOV ブロック図（水力機）

表 8.2.4.2-2　AVR・GOV 定数

発電機	AVR	GOV	GOV ドループ値	参照資料
FIAGA D1	簡略モデル Tdo'=5.0	離島モデル	4%	A4
FIAGA D2	簡略モデル Tdo'=5.0	離島モデル	4%	A4
FIAGA D3	簡略モデル Tdo'=5.0	離島モデル	4%	A4
FIAGA D4	簡略モデル Tdo'=5.0	離島モデル	4%	A4
TANUMAGANONO　G7	なし(manual 運用)	離島モデル	4%	―
TANUMAGANONO				
TANUMAGANONO　No.12	なし(manual 運用)	離島モデル	4%	―
FULUASOU HYDRO	簡略モデル Tdo'=1.4	LPT=3	4%	―
ALAOA	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	4%	A4
FOF	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	4%	A4
SAMASONI1	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	4%	A4
SAMASONI2	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	4%	A4
TAFITOALA FAUSAGA	簡略モデル Tdo'=1.4	LPT=3	4%	―
LALOMAUGA1	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	4%	―
LALOMAUGA2	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	4%	―
TAELEFAGA1	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	3%	A7
TAELEFAGA2	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	3%	A7
TAELEFAGA3	簡略モデル Tdo'=2.5	LPT=3	3%	―
TIAPAPATA SHP	簡略モデル Tdo'=1.4	LPT=3	4%	―
ALAOA SHP	簡略モデル Tdo'=1.4	LPT=3	4%	―

・　緑網掛け：ドループ値不明

・　赤字：将来系統

GOV ドループ値の参照資料を以下に示す。

表 8.2.4.2-3 参照資料 A4　ドループ値

Asset	S_i	P_{Max_i} (kW)	D_i (kW/Hz)
FIAG – G1	4%	5,780	2,890
FIAG – G2	4%	5,780	2,890
FIAG – G3	4%	5,780	2,890
FIAG – G4	4%	5,780	2,890
ALAO – G1	4%	1,050	525
FOF – G1	4%	1,740	870
SAM – G1	4%	900	450
SAM – G2	4%	900	450

表 8.2.4.2-4　参照資料 A7　ドループ値

Table 2-8: Frequency regulation in Upolu today (II)

Unit	Technology	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Primary Control		Secondary Control (AGC)	
				Up Reserves	Down Reserves	Up Reserves	Down Reserves
Alaoa Gen	Hydro	0,5	1				
TAF G2	Hydro	1	2		3% droop, 0,075 Hz deadband		
TAF G1		1	2				
LM G1	Hydro	0,88	1,76				
LMG2		0,88	1,76				
Fiaga #1	Diesel	2,885	5,778	3% droop		x	x
Fiaga #2		2,885	5,778			x	x
Fiaga #3		2,885	5,778			x	x
Fiaga #4		2,885	5,778			x	x
Fiaga #7A		1,68	3,36			x	x
Fiaga #12		1,68	3,36			x	x
S2	Hydro	0,27	0,9	x	x	x	

CPAT では，GOV を図 8.2.4.2-8 のように設定した。
水力機は，CPAT 標準ブロックのため，図 8.2.4.2-7 と同じである。

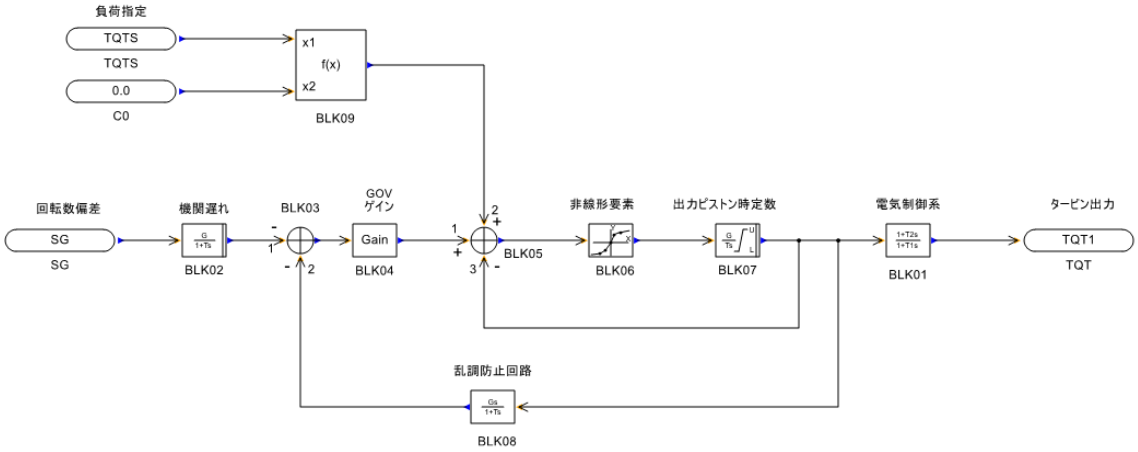


図 8.2.4.2-8　CPAT における GOV モデル（ディーゼル機）

8.2.4.3　MG セット（同期発電機模擬）

蓄電池を伴う M-G セットを図 8.2.4.3-1 に示す。

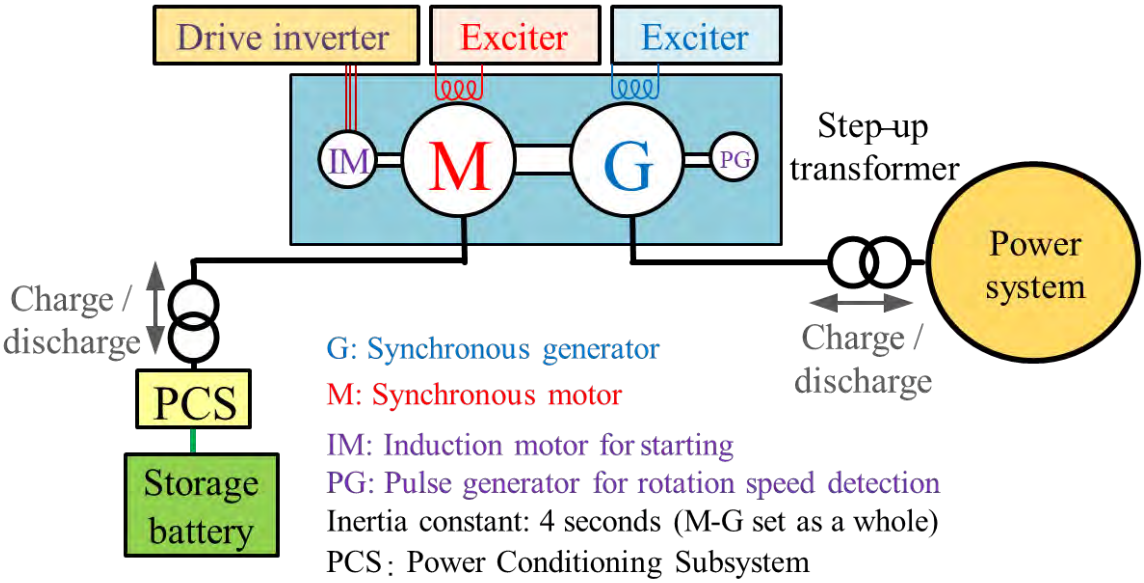


図 8.2.4.3-1　蓄電池を伴う M-G セット

CPAT では，超高速なガバナを持つ発電機として以下の通り模擬した。

・　同期発電機モデルを使用した（発電機容量・定数・慣性定数は，代替する発電機 FIAGA と同じとし，初期出力は 0.01pu（自己容量ベース）とした）
・　ＡＶＲは同期発電機と同じとした
・　過渡計算用のため，バッテリーの SOC などは考慮しない
・　定常時の電圧調整範囲目安(無効電力指定値)：-0.2pu から 0.4pu　　※自己ベース

評価条件は，以下とした

・　再エネ比率を計算する場合：含む（蓄電池扱い）
・　同期機容量比率を計算する場合：同期機として算入

M-G セットのガバナは，日本の島嶼地域モデルをベースに図 8.2.4.3-2 に示すモデルとした。ドループ値（調定率）は，ディーゼル機と同じとした。

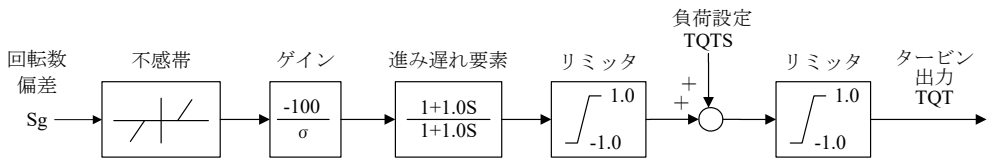


図 8.2.4.3-2　ガバナブロック

また，CPAT に組み込んだモデルを図 8.2.4.3-3 に示す。

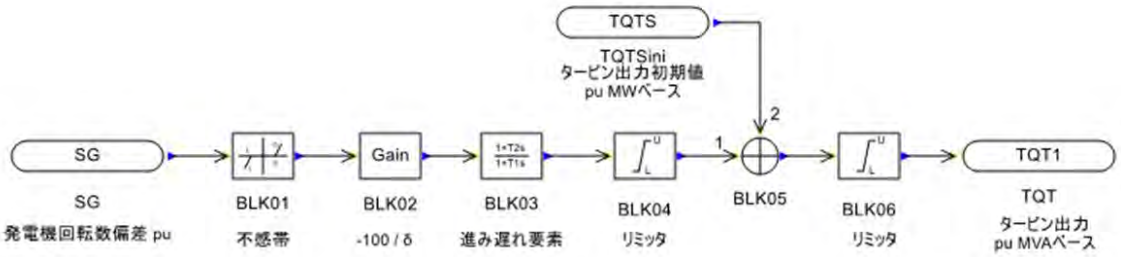


図 8.2.4.3-3　CPAT におけるガバナブロック

8.2.4.4　同期調相機（同期発電機模擬）

同期調相機モデルを図 8.2.4.4-1 に示す。

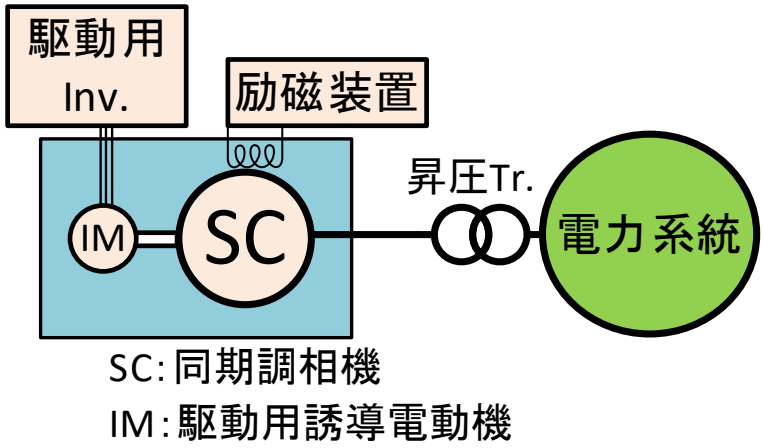


図 8.2.4.4-1　同期調相機モデル

CPAT における模擬方法は以下の通りとした。

・　同期発電機で模擬し，発電機容量・定数は，代替する発電機 FIAGA と同じとした。
　慣性定数は駆動系を除いた発電機単体で２秒とした。
　初期出力は（回転ロスを考慮し，-PG で模擬）-0.05pu(自己ベース)とした。
　また，定格の 75%をリミットとした。
・　AVR は代替発電機と同じ，GOV はなしとした。
・　定常時の電圧調整範囲目安(無効電力指定値)は，0.45 から-0.25 とする。
　評価条件は以下とした。
・　再エネ比率を計算する場合：含まない（調相設備扱い）
・　同期機容量比率を計算する場合：同期機として算入

8.2.4.5　負荷（負荷特性）

EPC の負荷特性が不明のため, 日本の島嶼解析で使用している負荷特性モデルを用いた。
負荷特性の式および負荷の電圧特性および周波数特性の指数を以下に示す。

・電圧特性指数 α P：1.0,　α Q：3.0

・周波数特性指数 β P：2.2,　β Q：0.0

$$P = P_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_P}\left(1+\frac{\beta_P}{100}\Delta f\right)$$

$$Q = Q_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_Q}\left(1+\frac{\beta_Q}{100}\Delta f\right)$$

ここで,
P：有効負荷
Q：無効負荷
V：電圧
Δf：周波数偏差
V_0：初期電圧
P_0：初期有効負荷
Q_0：初期無効負荷
α_P：有効負荷の電圧特性指数
α_Q：無効負荷の電圧特性指数
β_P：有効負荷の周波数特性係数
β_Q：無効負荷の周波数特性係数

CPAT で設定した負荷特性画面を図 8.2.4.5-1 に示す。

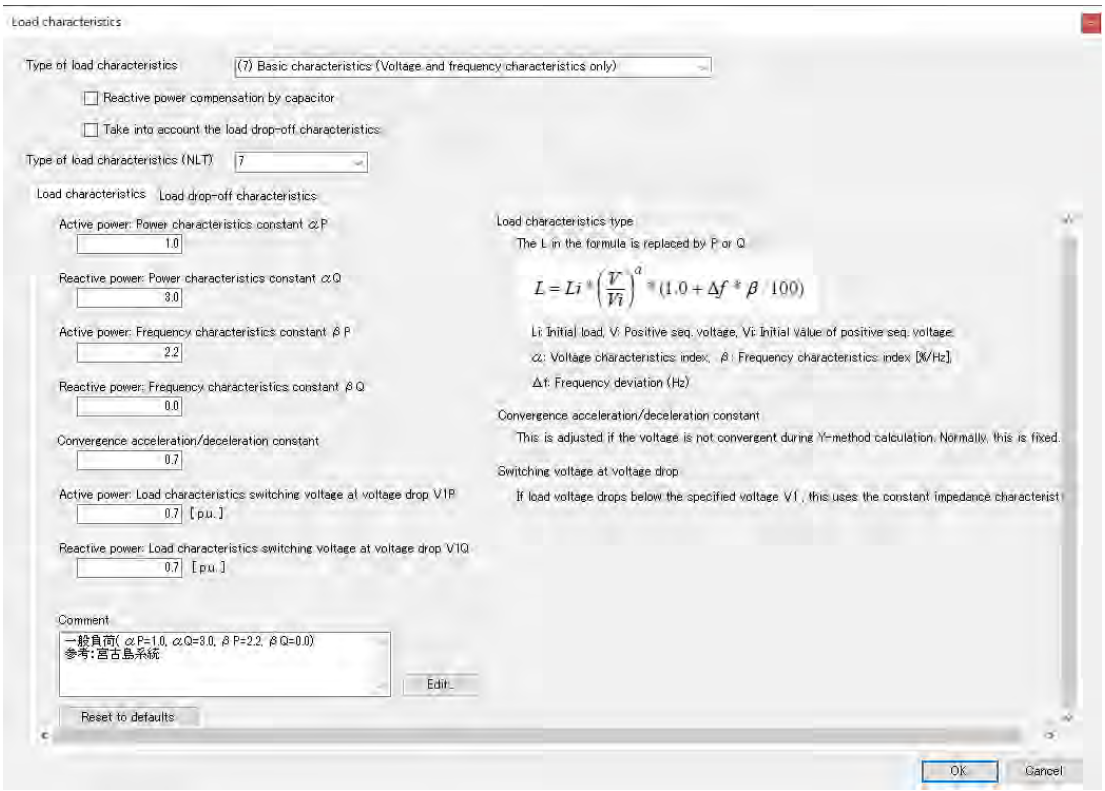


図 8.2.4.5-1　負荷特性設定画面

8.2.4.6　UFLS

EPC より提供された表 8.2.4.6-1 の定数（文献[17]）を CPAT の UFR モデルに適用した。

表 8.2.4.6-1　UFR 定数

Feeder name	Frequency setting values	Time (sec)
Palisi	48.5	0.00
East coast	48.5	1.00
South coast	48.5	2.50
Beach rd	48.5	3.00
West coast 1	48.5	4.85

CPAT 用モデルは，図 8.2.4.6-1 のように，系統図上に UFR モデルを設置した。

UFR モデルは，グラフィカルユーザーインターフェース入力をサポートしていないため，テキストデータ入力となる。UFR データ指定画面を図 8.2.4.6-2 に示す。

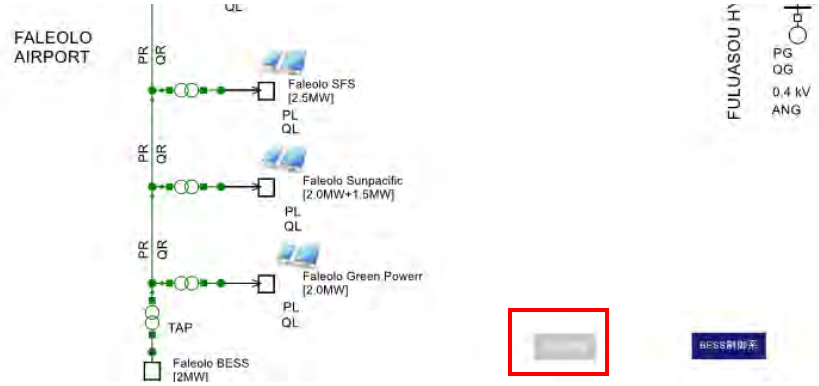


図 8.2.4.6-1　UFR モデルの設置

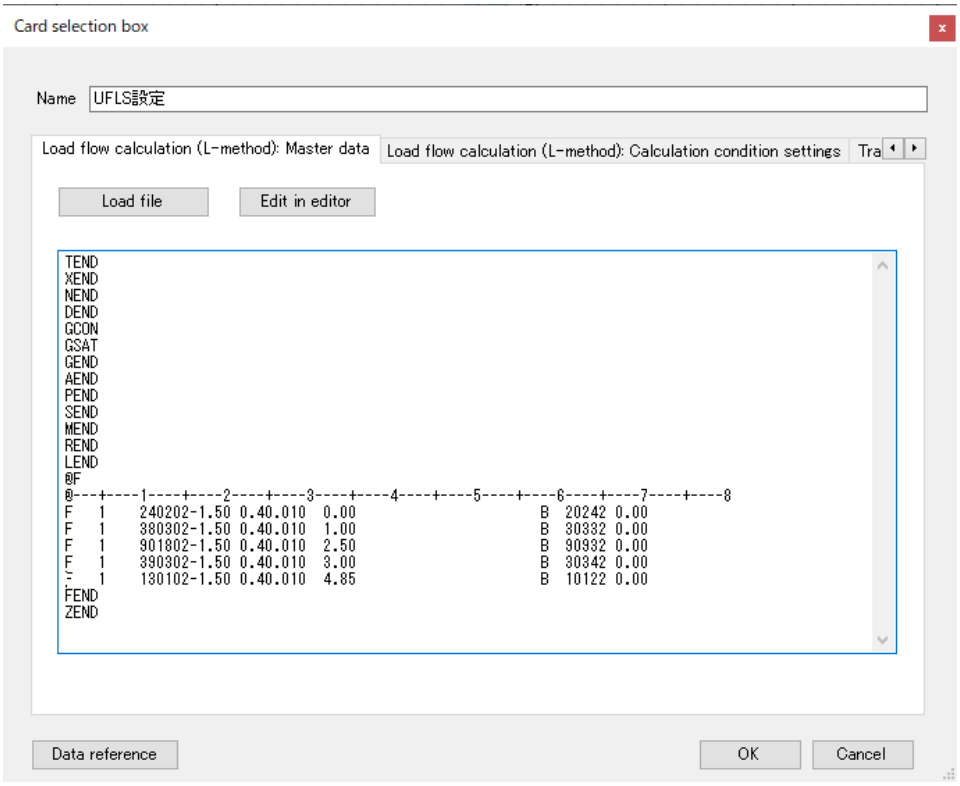


図 8.2.4.6-2　UFR 設定画面

8.2.4.7　太陽光発電（負荷模擬）

太陽光発電は，制御系を用いない定電力（定 P）負荷特性を用いた集約モデルとした。また，電圧低下により（電圧が 0.7pu 以下になった場合）定インピーダンス（定 Z）特性に移行するモデルとした。

今回は，上記の通り，ファームを構成する企業毎の容量のみ考慮し，過渡応答については負荷特性を用いた集約モデルを用いている。理由としては，PCS の動作が不明なため，制御系などを用いた詳細なモデルを構築しても意味をなさないためである。またファームでは，個々の PCS の応答が異なることも確認されている。

その他，EPC 殿より「PV 側に制御がついているが系統に悪影響を及ぼすので使用していない」とのコメントも頂いている。

定常時の電圧調整範囲目安(無効電力指定値)は，0.2pu から 0.4pu とする。※自己ベース

定電力模擬した太陽光発電と容量を表 8.2.4.7-1 にまとめた。

表 8.2.4.7-1　定電力模擬した太陽光発電と容量

PV ファーム名称	kW 容量
Faleolo SFS	2500
Faleolo Sunpacific Solar	3500
Faleolo Green Power Solar	2000
Racecource EPC Solar	2100
Racecource Green Power Solar	2000
Racecource SFS　Solar	1500
Racecource EPC GYMN 3 Solar	250
Vaitele solar	217
Fiaga Plant C 母線	20820
Fiaga Plant D 母線	20820
Vailoa Wind Site	14380

※Faleolo の SPH_1, SPH_2 については，計測値が合算されているため，ファーム出力(Faleolo Sunpacific Solar)とした

CPAT における太陽光発電 定電力（定 P）負荷模擬設定画面を図 8.2.4.7-1 に示す。

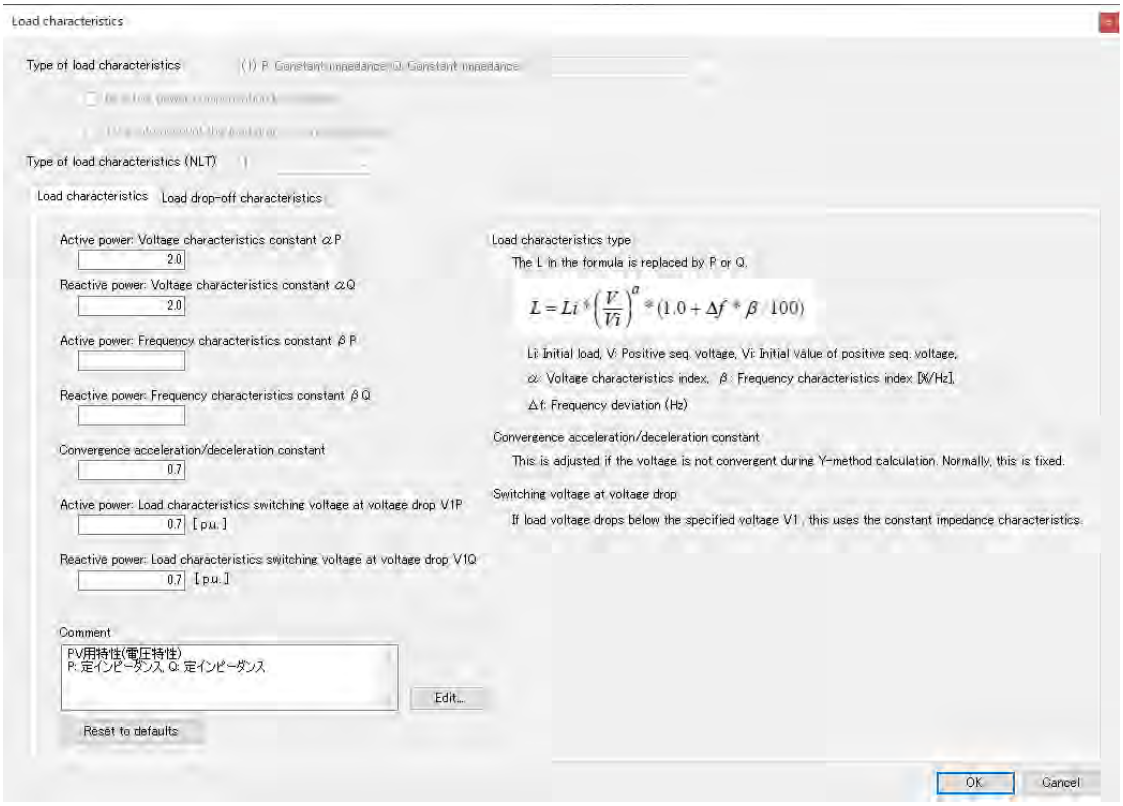


図 8.2.4.7-1　太陽光発電 定電力（定 P）負荷模擬設定画面

8.2.4.8　蓄電池（制御系模擬）

EPC 提供資料（文献[18]）に掲載されている制御特性(Frequency/Watt（周波数・有効電力，以下 F-P 特性），Volt/Var（電圧・無効電力）制御機能，以下 V-Q 特性)を参考に図 8.2.4.8-1 のモデルを作成した。

蓄電池モデルの応答速度は 50msec とし，電池容量は考慮しない（無限大として扱う）こととした。

また，過渡計算用モデルのため，図 8.2.4.8-2 に示す PQ 出力可能曲線の通り，需給調整に使用する長周期制御分は最大 75%とした。過渡時の制御（短周期制御）では，長周期制御で使用した残りの出力（最低 25%）を使用できる。

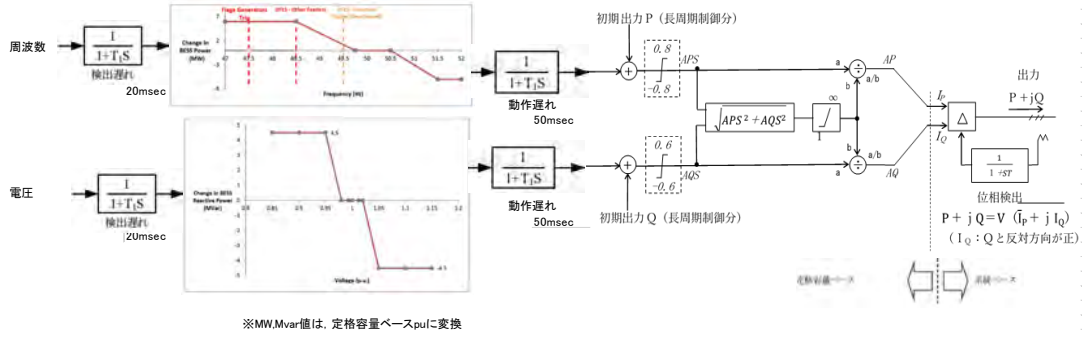


図 8.2.4.8-1　蓄電池モデル

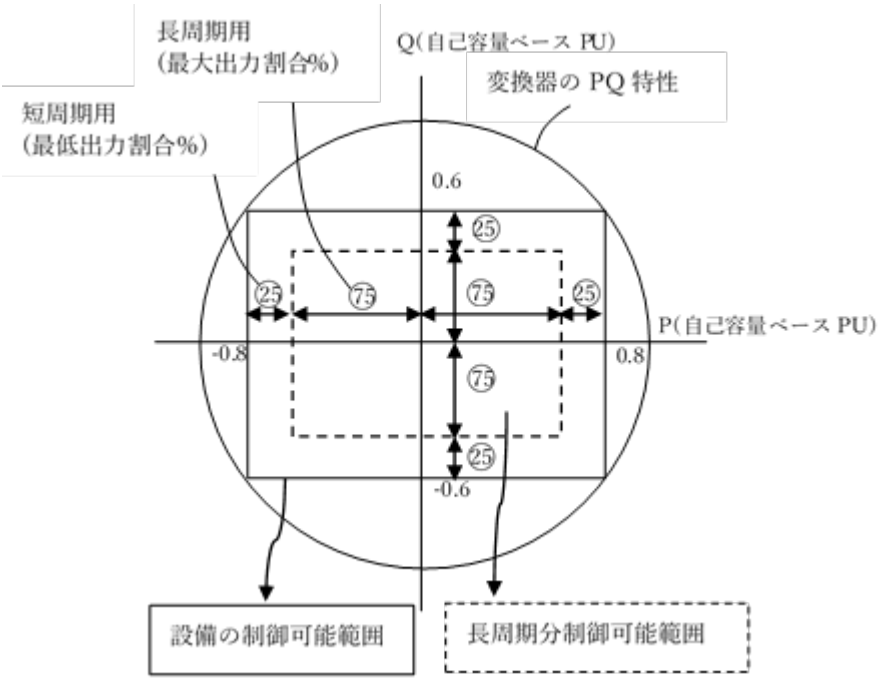


図 8.2.4.8-2　蓄電池 PQ 出力可能曲線

図 8.2.4.8-1 の蓄電池モデルの F-P 特性，V-Q 特性および蓄電池制御部分をそれぞれ，8.2.4.8-3,4,5 に示す。

F-P 特性，V-Q 特性は，

5.6.1.1.　Frequency/Watt（周波数・有効電力）制御機能

5.6.1.2.　Volt/Var（電圧・無効電力）制御機能

に記載しているので，参照されたい。

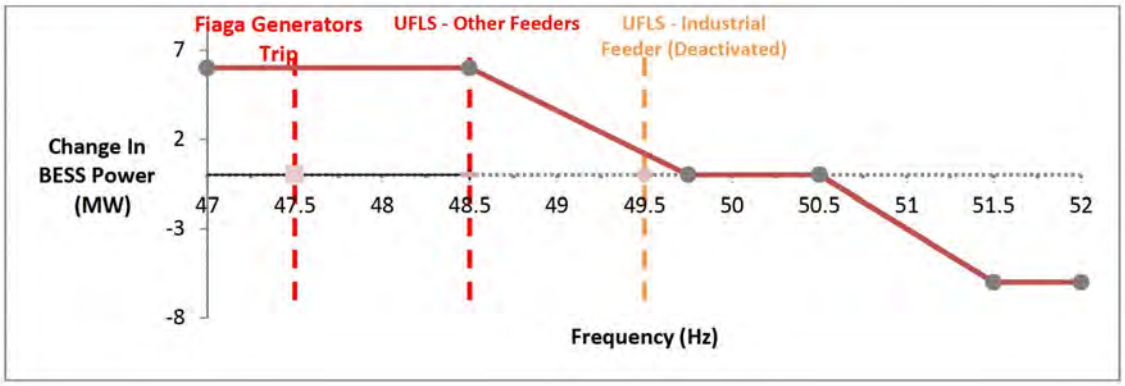


図 8.2.4.8-3　F-P 特性

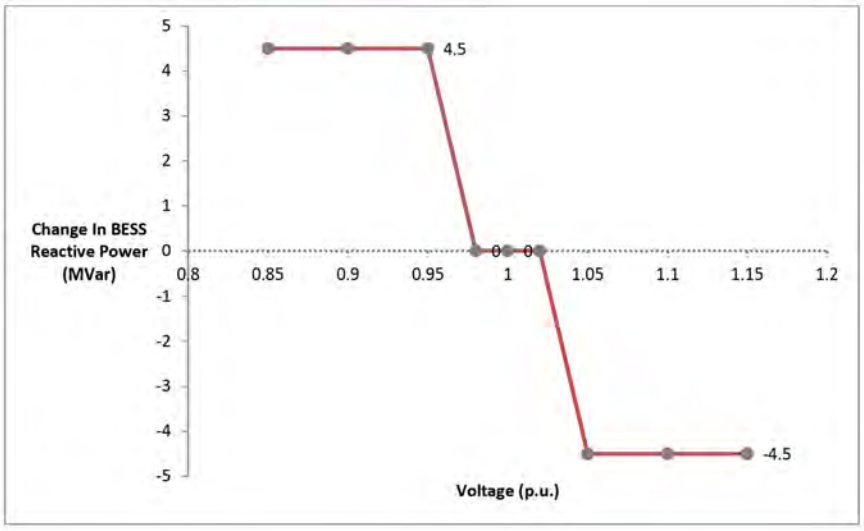


図 8.2.4.8-4　V-Q 特性

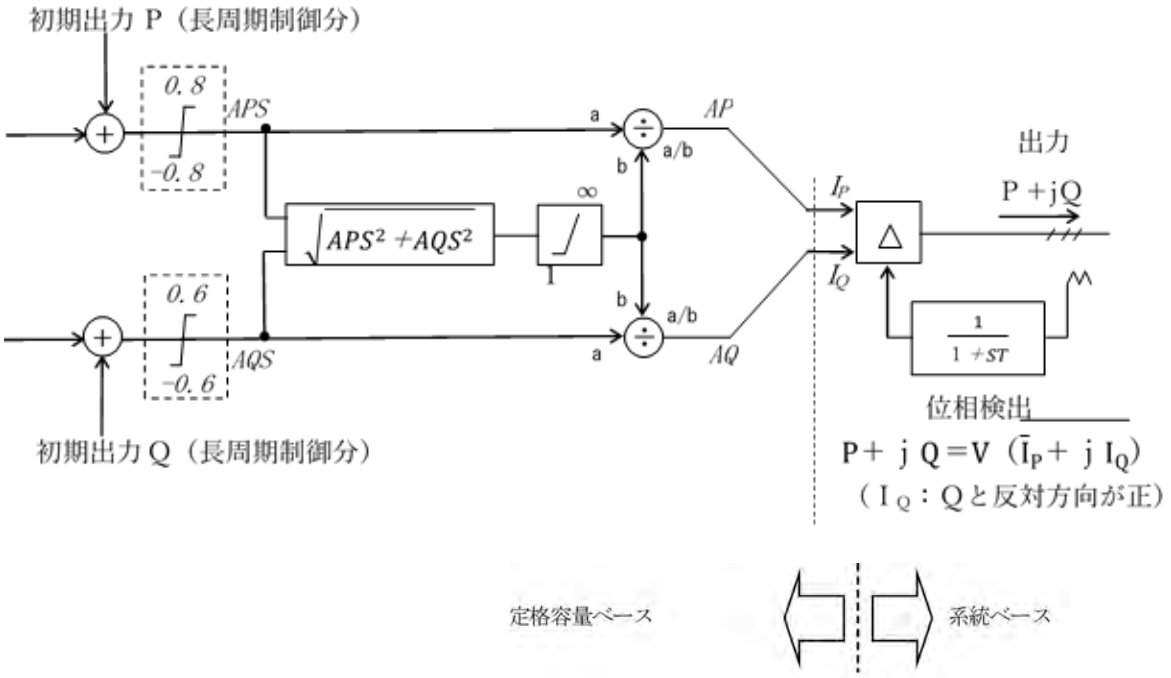


図 8.2.4.8-5　蓄電池制御（PQ 出力特性）

設置した蓄電池一覧を表 8.2.4.8-1 に示す。

表 8.2.4.8-1　蓄電池一覧（将来系統含む）

BESS 設備点	kW 容量	kWh 容量
Fiaga 11kV A 母線	3000	5100
Fiaga 11kV B 母線	3000	5100
Faleolo	2000	
Fiaga Plant C 母線	9000	58415
Fiaga Plant D 母線	9000	58415
Vailoa Wind Site	7500	28940

※赤字は，将来系統の蓄電池

CPAT 用モデルは，図 8.2.4.8-6 のように，BESS 制御系を設置した。
BESS 制御系データは，図 8.2.4.8-7 に示す通り，テキスト形式のデータとなる。

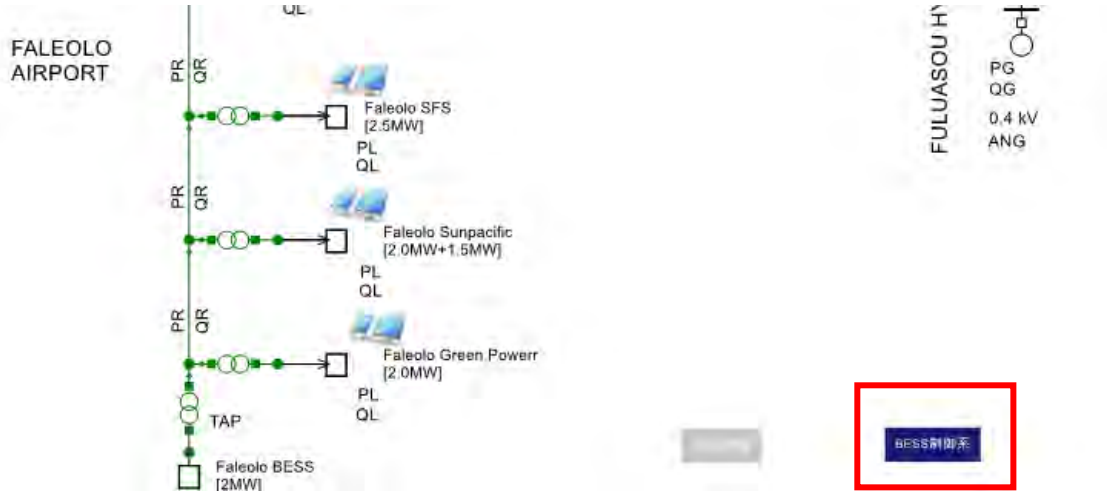


図 8.2.4.8-6　BESS 制御系の設置

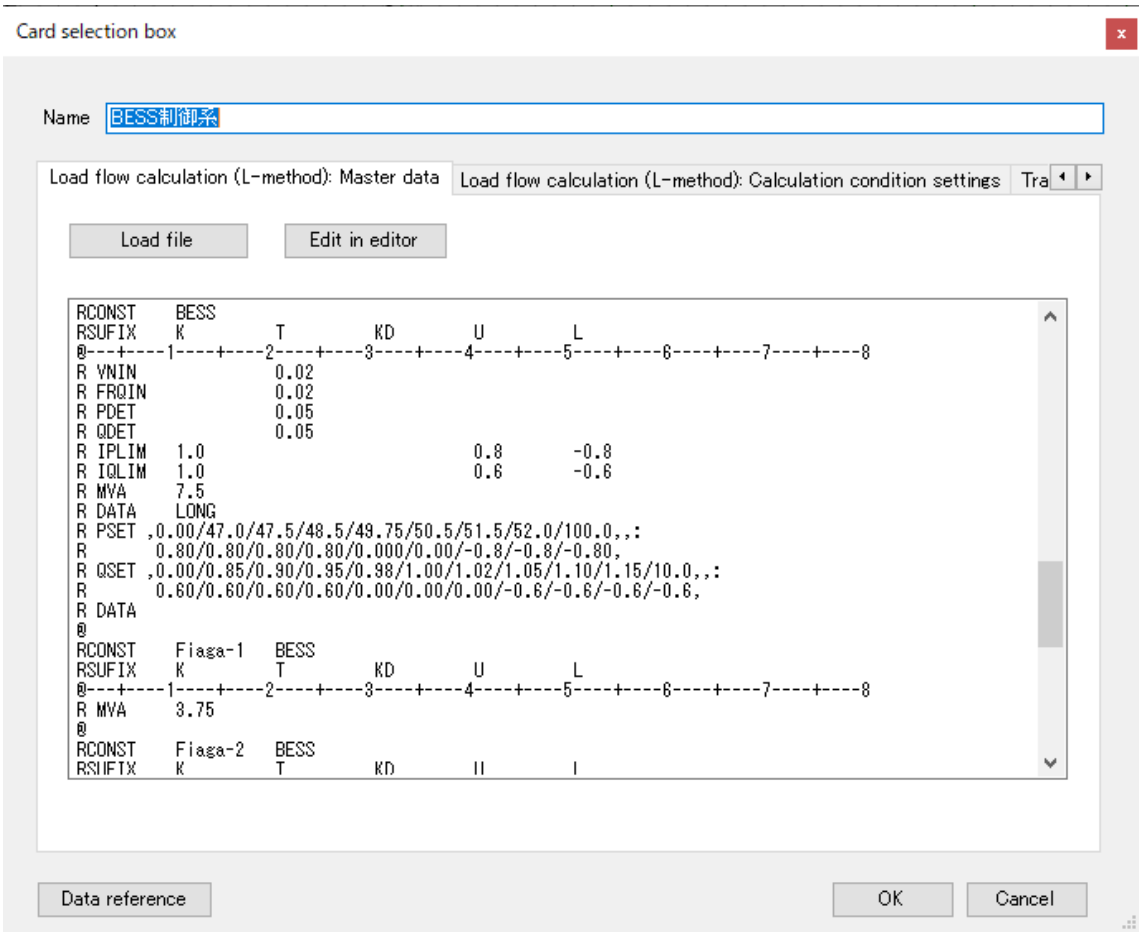


図 8.2.4.8-7　BESS 制御系データ

8.3. CPAT 系統モデルの精度向上を見据えた今後の課題

今回構築したドラフト版系統モデルは，適切な諸元を入手できず仮の値を設定したパラメータ等も存在するため，現況では，再エネ導入拡大の実現に向けた検討を行うための系統計算の精度が十分であるとは言い難い。従って，今後の潮流計算や，続く過渡計算，短絡容量計算の計算精度を向上させるために，CPAT 系統モデルの改良が不可欠である。

今後，CPAT 系統モデルの精度向上に際しての主な課題を以下に列挙する。

・ 詳細系統モデルの必要性

ドラフト版系統モデルの精度がある程度高い水準になった段階で，今回は負荷として簡略模擬した 22 kV 未満の系統についても検討目的に応じて詳細模擬の必要性を検討していく。

・ PV ファーム/BESS の連系変圧器インピーダンス

PV ファーム/BESS の連系変圧器インピーダンスは潮流計算ならびに短絡容量計算の精度に大きく影響するため，引き続き正確な情報収集を行う必要がある。

・ 新設太陽光発電/BESS の情報入手

将来系統における需給バランスや電圧の検討にあたり，IPP 事業者をはじめとする新設太陽光発電や BESS の導入量に関わる情報を引き続き継続的に収集する必要がある。

・発電機の各種定数の収集

発電機の各種定数について，諸元が得られなかった発電機については引き続き情報収集を行う必要がある。特に，発電機の慣性定数は周波数変動に影響を及ぼすため，正しく把握することが重要である。

・AVR，GOV 制御ブロックおよび制御定数

AVR，GOV 制御ブロックおよび定数に関する EPC 情報がなく，簡略模擬を行った。

特に GOV について，正確な過渡計算を行う（例えば，周波数のボトムを把握する）ためには，現地負荷遮断試験等から得られた特性が再現できるよう，制御定数のチューニングが必須である。

・PV モデル

PCS 制御等が不明であるため，本検討では，定電力特性の負荷として簡易模擬しているが，系統モデルの精緻化が進んでいった場合，事故時の解列をより精緻に模擬する必要が生じることが考えられる。また，無効電力制御の応答速度を正確に考慮することは系統大での電圧制御の協調を考慮する上で重要である。

このためには，PCS 等の制御系を正確に把握・模擬することが必要である。

・BESS

本検討では, 既存の BESS の応答速度 50msec と周波数-有効電力/電圧-無効電力の垂下特性のみ模擬した簡易なモデルとしたが, 変換器の応答を正しく模擬することは再エネ 100%を目指す過渡計算を行う上で, 周波数/電圧の動特性への影響を正確に考慮する観点から重要であるため引き続き情報収集を行う。

・GFM-INV の導入計画やモデリングに関わる情報収集

現在, 世界的に開発・試験導入が進んでいる GFM-INV 制御による PCS 機器を具備した PV/BESS の導入により, 慣性力の低下を抑えつつ再エネ比率を高めることができ, GFL-INV のみの場合に比べて系統周波数安定度向上効果が期待される。

GFM-INV のウポル系統への導入計画など引き続き注視しつつ, モデリング手法など調査を進めていく必要がある。

9. CPAT によるシミュレーション解析（ウポル系統）

9-1. 流通設備モデルの検証

9.1.1 潮流計算検証断面の選定

8.章で作成したウポル島電力系統ドラフト版系統モデルを用いてシミュレーション解析（潮流計算）を実施した。送電線や変圧器など流通設備に関係するモデルの妥当性と課題を検証するため，サモア電力公社提供の 2020 年発電出力計測値[8]と 2020 年フィーダ潮流計測値[9]を用いてシミュレーション用データ（需給条件データ）を作成した。そのデータを用いて潮流計算を実施し，計測値と計算結果を比較した。

潮流計算の計算条件（需給条件データ）については，計測値より以下の情報を使用した。

- 発電機の有効電力出力と無効電力出力
- 22 kV フィーダ端の有効電力潮流と無効電力潮流（フィーダ負荷量）

また潮流計算結果の妥当性を検証するために，計測値より以下の情報を参照した。

- 基幹送電線の有効電力潮流と無効電力潮流
- 33 kV および 22 kV 母線の母線電圧

使用した 2 種類の計測値は計測時刻の同期がとれておらず，同時刻の発電量，負荷量，電圧などと潮流計算結果を比較する流通設備モデルの検証には，利用しにくい情報であった。また正常値と判断する事が難しい数値が散見され，検証に利用可能な断面は限られていた。なおサモア電力公社からのヒアリングでは，SCADA の性能から 10 kW 程度の計測誤差が見込まれるとのコメントがあったためその点も留意する必要がある。

そのため以下の方針に基づいて検証断面の選定を実施した。

- 正常値と判断し難い数値が少ない断面

  発電機の定格容量を超えた出力や，0 kW 以外で長時間一定または単調増加の傾向にある時間帯，定格より小さい電圧値が長時間継続するなど，正常値と判断する事が難しい数値が多い断面は除いた。

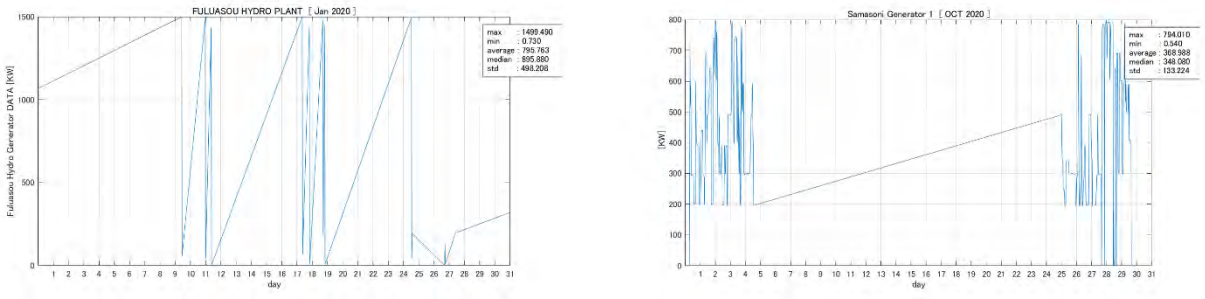


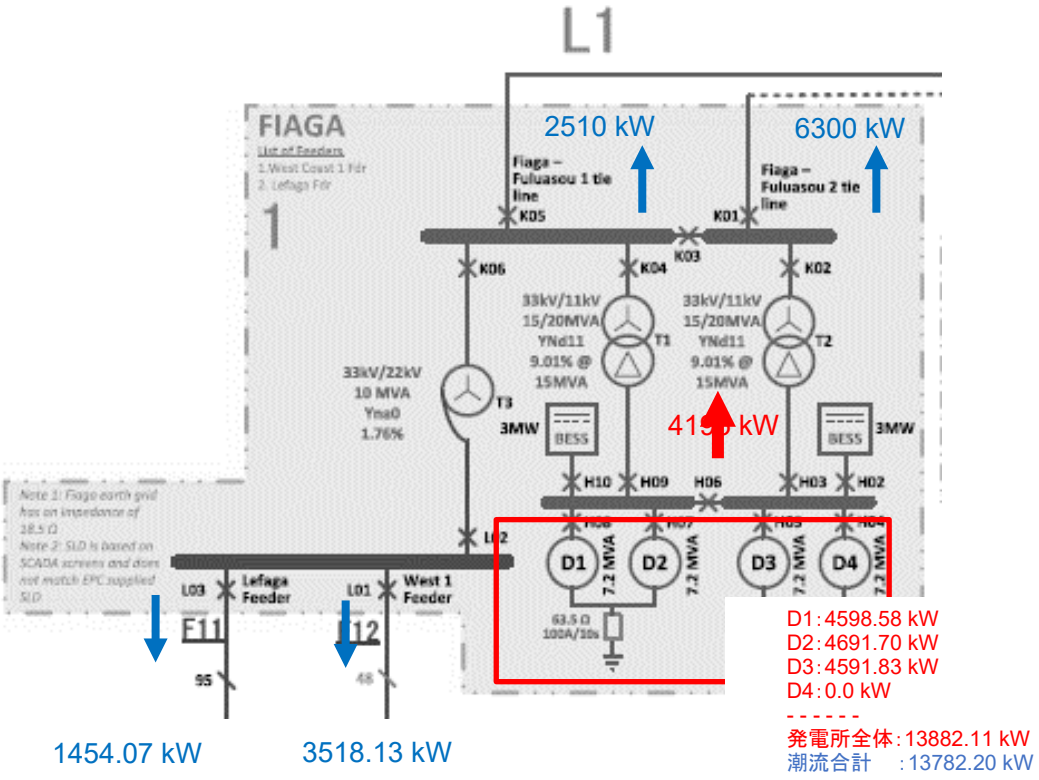
図 9.1.1-1　検証対象から除外した断面の波形例

・ 計測値の同時刻性が高い断面
2 種類の計測値は同期がとれたデータではないが，同時刻に計測されたデータが何断面か確認できたため，その断面を採用した。

表 9.1.1-1　同時刻断面の一例

2020年発電出力計測値			2020年フィーダ潮流計測値	
	Lefaga Feeder			Lefaga Feeder
2020/8/29 17:01	422.52		2020/8/29 16:52	726.90
2020/8/29 17:32	675.47		2020/8/29 17:25	682.60
2020/8/29 18:03	1239.77		2020/8/29 17:58	1213.14
2020/8/29 18:35	1551.20		2020/8/29 18:31	1506.38
2020/8/29 19:06	1768.20		2020/8/29 19:04	1707.86
2020/8/29 19:37	1456.59		2020/8/29 19:37	1454.07
2020/8/29 20:09	1687.29		2020/8/29 20:10	1692.00
2020/8/29 20:40	1682.51		2020/8/29 20:43	1671.14
2020/8/29 21:12	2463.15		2020/8/29 21:16	2420.30
2020/8/29 21:43	1356.17		2020/8/29 21:49	1328.37
2020/8/29 22:14	1240.67		2020/8/29 22:22	1206.87
2020/8/29 22:46	1168.48		2020/8/29 22:55	1143.51

・ 発電所，電気所における需給バランスが良好な断面
発電所や電気所毎に，流入，流出する有効電力の総和を確認し，需給バランスの誤差が少ない断面を採用した。



9.1.2　推定値の設定

9.1.1 で示した条件で検証断面の選定を実施したが，計測値エラー，必要な情報の欠落，需給バランスの不一致が確認されたため，その補正として以下の推定値を使用した。

- L1，L2，L3 送電線の単位
  有効電力潮流および無効電力潮流の計測値の単位が，月により MW，kW，Value など異なる単位で記載されていたが，発電所および電気所周りの需給バランスを確認した結果，MW を採用することとした。

- FIAGA 発電所の有効電力バランス
  ディーゼル発電機出力とフィーダ負荷量, FULUASOU 電気所への潮流量を合計し過不足が発生した場合には，その過不足量は BESS の出力とし，発電所における有効電力の需給バランスを調整した。これは FIAGA から東側への潮流を計測値と一致させることが，モデルを検証するにあたり重要なためである。

- L4 送電線の負荷
  計測された L4 両端の有効電力潮流には，明らかに送電線損失以外で有効電力が消費されることが確認された。サモア電力公社へのヒアリングにより潮流計算に無視できない程度の負荷の存在が確認されたため，L4 送電線中間に調整用の負荷を設定した。なおその負荷量は，断面毎に L4 送電線両端の潮流計測値より，線路損失分を除いた上で算定した。

- FULUASOU 発電所の計測値
  有効電力出力，無効電力出力，母線電圧とも，計測値に異常が確認されたため使用を見合わせた。潮流計算では同発電所をスイング発電機（基準ノード）として設定し，系統全体の需給バランスの調整用発電機として使用した。なお発電機母線電圧は，AVR を用いて定格電圧値を維持できるよう制御されていると仮定している。

- TAELEFAGA 発電機の無効電力出力
  無効電力出力が計測エラー(-3.4E+38 や一定値など)と判断できる断面では，FULUASOU 発電所と同様に，母線電圧を定格電圧に維持できるとし，無効電力を潮流計算結果として得られるようにした。

- フィーダ負荷の潮流調整
  フィーダに発電機や PV が接続されている場合，その出力と負荷が合算された値がフィーダ潮流として計測されている。発電設備（発電機や PV）の出力が個別に計測されている場合には，その出力を需給条件に設定し，計測値と計算結果の潮流が合致するようにフィーダの 22kV 母線近傍にあるフィーダ負荷から発電設備の出力分を減算した。Lefaga フィーダと West2 フィーダなどがこれに当てはまる。

9.1.3　潮流計算の実施

ウポル電力系統モデルの流通設備の妥当性を検証するために潮流計算を実施した。検証用の断面選定にあたっては, 9.1.1 に示した条件を満たすよう配慮し以下の断面を選定した。

[検証断面]　　2020 年 8 月 29 日 19 時 37 分

9.1.3.1　計測値の確認

検証断面の計測値誤差を確認するため，発電所，電気所毎に発電量，フィーダ負荷量，流入電力の需給バランスについて確認を行った。なお FULUASOU 電気所で参照している L1, L2 送電線の有効電力潮流は, FULUASOU から FIAGA 方向の潮流が未計測なため, FIAGA 端の潮流を参照している。

なおフィーダ負荷量は，太陽光発電出力を加味した残余需要となる。

表 9.1.3.1-1　FIAGA 発電所 需給バランス

発電機名称	計測値	単位
Fiaga Generator 1	4598.58	kW
	1198.70	kvar
Fiaga Generator 2	4691.70	kW
	1092.91	kvar
Fiaga Generator 3	4591.83	kW
	1255.43	kvar
Fiaga Generator 4	0.00	kW
	0.00	kvar

フィーダ, 送電線名称	計測値	単位
Lefaga Feeder	1454.07	kW
	−66.55	kvar
West 1 Feeder	3518.13	kW
	855.01	kvar
L2 Fiaga:Fuluasou 33KV Underground Tie	6.30	MW
	575.84	kvar
L1 Fiaga: Fuluasou 33KV Overhead Tie	2.51	MW
	790.94	kvar

発電側有効電力	13882.11 kW	フィーダ, 流入有効電力	13782.2 kW
		発電所周り収支	99.91 kW

表 9.1.3.1-2　FULUASOU 電気所 需給バランス

送電線名称	計測値	単位
L2:Fiaga:Fuluasou 33KV Underground Tie	6.30	MW
	575.84	kvar
L1Fiaga: Fuluasou 33KV Overhead Tie	2.51	MW
	790.94	kvar
L3:33KV UNDER GROUND TIE LINE TO TANUGAMANONO	3.26	MW
	1.33	Mvar

フィーダ, 送電線名称	計測値	単位
West 2 Tie Line	−0.28	kW
	−121.30	kvar
Palisi Feeder	2492.80	kW
	805.06	kvar
Industrial Feeder	1814.60	kW
	623.47	kvar
Vaitele Feeder	1264.06	kW
	215.20	kvar

流入有効電力	5550 kW	フィーダ, 流入有効電力	5571.18 kW
		電気所周り収支	−21.18 kW

表 9.1.3.1-3　TANUGAMANONO 発電所 需給バランス

発電機名称	計測値	単位
Alaoa Generator Data	182.01	kW
	501.81	kvar
FOF Generator DATA	0.00	kW
	0.00	kvar
Samasoni Generator 1	244.29	kW
	151.63	kvar
Samasoni Generator 2	208.21	kW
	121.56	kvar

フィーダ，送電線名称	計測値	単位
L3:TANUGAMANONO: 33KV	−3260.00	kW
UNDER GROUND TIE LINE	−1330.00	kvar
L4:TANUGAMANONO: 33KV	−2276.92	kW
Tie Line to Lalomauga Station	944.92	kvar
Hospital Feeder	1703.80	kW
	380.68	kvar
East Coast Feeder	1434.33	kW
	352.93	kvar
Beach Rd Feeder	2032.81	kW
	524.67	kvar
Alaoa south Coast	978.86	kW
	43.47	kvar

流入有効電力	634.51	kW	フィーダ，流入有効電力	612.88	kW
			発電所周り収支	21.63	kW

表 9.1.3.1-4　LALOMAUGA 発電所 需給バランス

送電線名称	計測値	単位
LALOMAUGA: 33KV Tie line	3054.23	kW
to Tanugamanono Station	−746.27	kvar
LALOMAUAGA: 22KV Tie line	−3092.43	kW
to Taelefaga Station	761.56	kvar

フィーダ名称	計測値	単位
Sauniatu Feeder	40.66	kW
	−3.41	kvar

流入有効電力	38.20	kW	フィーダ有効電力	40.66	kW
			発電所周り収支	−2.46	kW

表 9.1.3.1-5　TAELEFAGA 発電所 需給バランス

発電機名称	計測値	単位
TAELEFAGA: Generator 1	1178.95	kW
	−264.00	kvar
TAELEFAGA: Generator 2	1497.55	kW
	−199.55	kvar
TAELEFAGA: Generator 3	1504.30	kW
	−3E+38	kvar

フィーダ，送電線名称	計測値	単位
Lotofaga Feeder	970.93	kW
	192.24	kvar
Fagaloa Feeder	78.14	kW
	−6.58	kvar
LALOMAUAGA: 22KV Tie line	−3092.43	kW
to Taelefaga Station	761.56	kvar

流入有効電力	4180.80	kW	フィーダ，流入有効電力	4141.50	kW
			発電所周り収支	39.3	kW

発電所，電気所単位の需給バランスは，いずれの箇所においても理想的な 0.0 kW ではなく誤差を伴っている。この誤差の原因が，計測時刻の同期によるものか，計測機器の誤差によるものかの判別はできないが，ウポル電力系統モデルの検証に利用する計測値としては課題となる。

なお本断面は需給バランスに誤差が少ない良好な断面であり，他の断面においては同時刻の情報であっても発電所や電気所周りのみで 100kW 以上の誤差を含むこともある。

9.1.3.2　計算条件

9.1.3.1 で示した検証断面の情報よりまとめた，潮流計算の計算条件を示す。また需給条件を CPAT の需給条件データに指定する際に考慮する無効電力の向きを，表 9.1.3.2-2 に整理する。

[検証断面]　　2020 年 8 月 29 日 19 時 37 分

[需給条件]　　表 9.1.3.2-1 参照

表 9.1.3.2-1　検証断面需給条件

発電機名称	発電量	単位
Fiaga Generator 1	4598.6	kW
	1198.7	kvar
Fiaga Generator 2	4691.7	kW
	1092.9	kvar
Fiaga Generator 3	4591.8	kW
	1255.4	kvar
Fiaga Generator 4	0.0	kW
	0.0	kvar
Alaoa Generator Data	182.0	kW
	501.8	kvar
FOF Generator DATA	0.0	kW
	0.0	kvar
Samasoni Generator 1	244.3	kW
	151.6	kvar
Samasoni Generator 2	208.2	kW
	121.6	kvar
TAELEFAGA: Generator 1	1179.0	kW
	****	kvar
TAELEFAGA: Generator 2	1497.6	kW
	−199.6	kvar
TAELEFAGA: Generator 3	1504.3	kW
	****	kvar
FULUASOU	****	kW
	****	kvar

****：計測値エラー

フィーダ名称	負荷量	単位
Lefaga Feeder	1454.1	kW
	−66.6	kvar
West 1 Feeder	3518.1	kW
	855.0	kvar
West 2 Tie Line	−0.3	kW
	−121.3	kvar
Palisi Feeder	2492.8	kW
	805.1	kvar
Industrial Feeder	1814.6	kW
	623.5	kvar
Vaitele Feeder	1264.1	kW
	215.2	kvar
Hospital Feeder	1703.8	kW
	380.7	kvar
East Coast Feeder	1434.3	kW
	352.9	kvar
Beach Rd Feeder	2032.8	kW
	524.7	kvar
Alaoa south Coast	978.9	kW
	43.5	kvar
L4 Load	777.3	kW
	200.0	kvar
Sauniatu Feeder	40.7	kW
	−3.4	kvar
Lotofaga Feeder	970.9	kW
	192.2	kvar
Fagaloa Feeder	78.1	kW
	−6.6	kvar

BESS名称	出力	単位
FIAGA	−100.0	kW

総需要(残余需要)　　18560.2 kW

計測値		潮流条件指定			対象発電機，負荷
有効電力	無効電力	定格電圧	有効電力	無効電力	
○	○	×	○	○	下記以外
○	×	○	○	×	TAELEFAGA 1G,3G
×	×	○	×	×	FULUASOU G

※スイング発電機：FULUASOU

FIAGA 発電所周りの需給バランスが，発電方向に過剰であったため，L1,L2 の有効電力潮流が計測値と一致するよう BESS の充電量で調整している。また TAELEFAGA 1G と 3G の無効電力出力が計測エラーと認められるため，潮流計算の需給条件データにおいて発電機母線電圧に定格電圧値を指定し，潮流計算にて無効電力を求める。

その他の発電量，フィーダ負荷量については計測値をそのまま使用し，潮流計算の需給条件データとして設定した。なおフィーダ内にある PV や同期機の出力が計測された場合，フィーダ負荷量を調整して，フィーダの接続母線端潮流が計測値にあうよう調整した。9.1.3.1 で示した FIAGA 発電所以外の発電所および電気所周りの需給バランス誤差については是正を行わないため，潮流計算で得られる結果はその誤差を含むこととなる。

表 9.1.3.2-2　入力データの無効電力の向き

設備	系統電圧を上昇させる方向
発電機	＋
負荷	－
PV	－
BESS	＋

9.1.3.3　潮流計算の実施

9.1.3.2 で示した需給条件を用いて潮流計算を実施した。潮流図を図 9.1.3.3-1 に示す。また代表的な母線の電圧と送電線の潮流を抽出し，計測値と比較した表を表 9.1.3.3-1～4 に示す。

表 9.1.3.3-1　母線電圧

		2021/8/29 19:37	
母線	実測値[kV]	計算結果[kV]	誤差[%]
FIAGA33 kV	－	33.87	－
FIAGA22kV(WestFd)	21.84	22.55	3.24
FULUASOU33kV	33.57	33.52	−0.14
FULUASOU22kV	22.07	22.33	1.19
TANUGAMANONO22kV	21.90	22.19	1.31
TANUGAMANONO33kV	－	33.41	－
LALOMAUGA22kV	21.82	22.08	1.20
TAELEFAGA22kV	21.98	22.24	1.14
ALAOA HYDRO	22.10	22.61	2.30

赤：資料[9]

青：資料[8]

表 9.1.3.3-2　送電線有効電力潮流

2020/8/29 19:37	有効電力潮流(送り側)		
33kV送電線	実測値[kW]	計算結果[kW]	誤差[%]
L1	2510	2506	−0.16
L2	6300	6271	−0.46
L3	3260	3366	3.25
L4	3054	3026	−0.92

表 9.1.3.3-3　送電線無効電力潮流

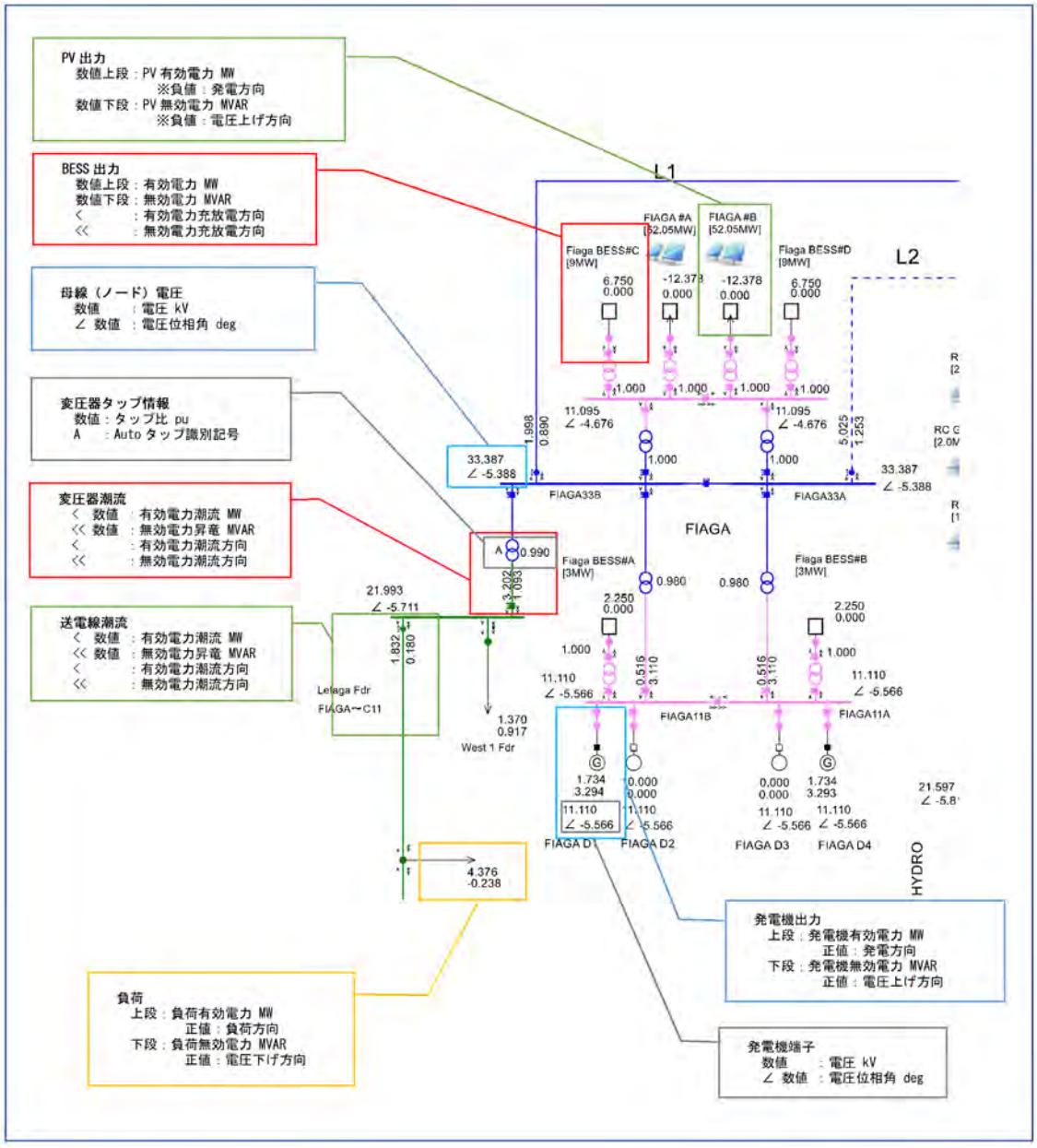
2020/8/29 19:37	無効電力潮流(送り側)		
33kV送電線	実測値[kvar]	計算結果[kvar]	誤差[%]
L1	791	921	16.44
L2	575	1228	113.57
L3	1330	1583	19.02
L4	−746	−1503	101.41

表 9.1.3.3-4　全系合計

合計	kW
発電量	18929
負荷量(BESS含む)	18662
損失量	267(1.41 %)

参考　潮流図の表示内容について

潮流図は CPAT の機能を使用しているが，作成したウポル系統モデルはドラフト版であるため，実設備と異なるモデル化を行っている場合がある。例えば PV の負荷模擬である。以下に潮流図の表示内容についてまとめる。



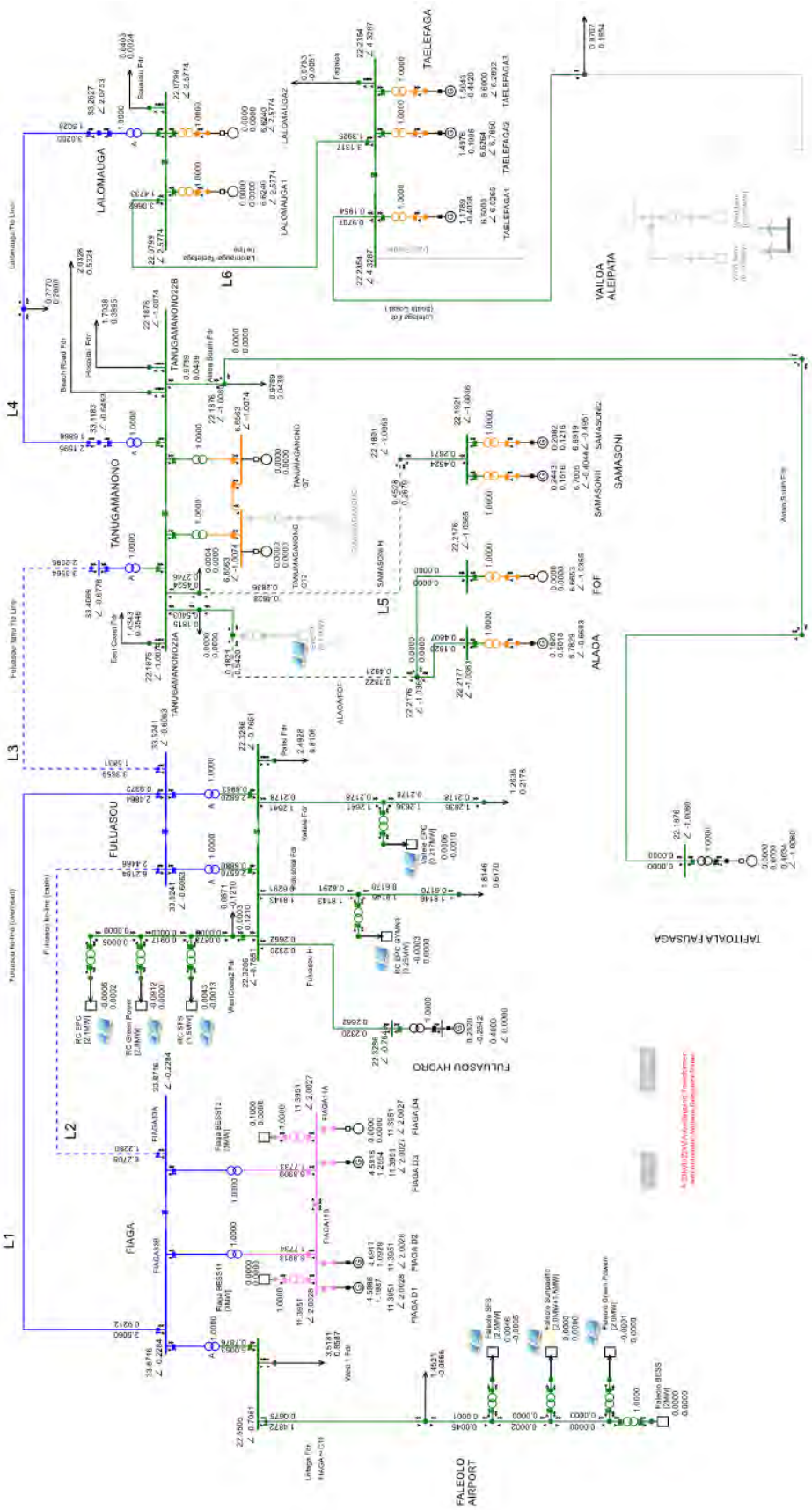


図 9.1.3.3-1　[潮流図] 2020 年 8 月 29 日 19 時 37 分

・ 母線電圧

全般的に計算結果の電圧が高めであり，その計測値との差も 1 %以上の地点が多く大きめな値となっている。グリッドコードの電圧目標値が 5 %程度であると仮定すると大きな誤差であるため，変圧器タップ制御情報等の追加情報を入手次第再検討する。

・ 送電線無効電力潮流

送電線の無効電力については大きな誤差を伴っている。変圧器のタップ情報等のパラメータが課題となる。

9.1.3.4 課題

9.1.3.3 で示したように，計測値と潮流計算結果には明らかな差が生じている。本プロジェクトの目標である再生エネルギー発電比率 100 %を目指すには，事前のシミュレーションにより，設備面，運用面の課題を明確にし，解決策を講ずる必要がある。そのためには，シミュレーションの基本となる流通設備モデルの精度を向上させ，系統全体の需給や電圧のバランスが実系統に近い潮流計算を実施できるようにすることが不可欠である。

潮流計算結果の検証作業で明らかになった計測値に関する課題を以下にまとめる。

・ 精度

提供された計測値には明らかな誤差が含まれているため，計測精度を高めることが望ましい。また計測エラーや，発電機解列時にみられる単調増加の値など異常な計測値も多く，人間系で判別する必要があるため，検証断面の選定や統計分析などの障害となっている。計測エラーや欠損値は無限大にする，解列時には 0.0 kW を出力するなど，プログラムなどで自動判別ができる値を設定する事が望ましい

・ 同時刻性

潮流計算により得られる系統全体の需給や電圧バランスを，より実系統に近づけるには，電力系統モデルの検証に必要となる，発電出力，フィーダ潮流，基幹送電線潮流，主要母線電圧などについて，計測時刻の同期をとった計測値が必要である。同時刻性のある需給情報を用いて潮流計算を行い，計測値と計算結果を比較検証し，モデルの課題を明確にすることで，シミュレーションの精度を高める事ができる。

また計測値の単位系に MW と kW が混在しているため，有効桁数の多い kW に統一することが望ましい。

・ 計測刻み

計測する刻み幅はより細かいことが理想的ではある。ハードウェアの制約により難しい場合も多いが，時間単位，日単位の計測回数を同一にすることで，需給シミュレーションや統計分析の精度向上が期待できるので考慮することが望ましい。

また発電機脱落, 送電線事故など系統異常が発生した場合には, 発電機, 再エネ, BESS, 負荷, 電圧や線路潮流などの系統諸量について 10 msec 以下の計測値を自動保存できることが望ましい。その計測値を利用しシミュレーションを実施することで，動特性計算

の精度向上が期待できる。

・ 計測情報

潮流計算結果の検証を行うにあたり，不足していた情報などをまとめる。

- BESS の運用情報
  発電所の計測値と同期がとれた BESS の入出力量(kW 値)が必要である。
- 送電線潮流
  33 kV, 22 kV の送電線については, 送電線両端の潮流値が計測されていると良い。
- 母線電圧
  33 kV および 22 kV の母線電圧が全て計測されていると良い。
  また発電所の発電機接続母線の電圧も，発電機の運用状態を確認するためには有用であり，将来断面を実施する際には電圧指定値の根拠となる。
- 変圧器情報
  FIAGA 発電所の発電機昇圧変圧器タップの運用状況があると良い。計測値がない場合には，例えば発電機の並列台数により変わるなどの運用ルールでも良い。
  33 kV/22kV の変圧器はオートタップであるため，電圧の状況によって頻繁にタップ位置が変わることを想定している。そのため計測値があると有用であるが困難な場合には，制御目標値(2 次側の電圧目標値など)などの運用ルールでも良い。
- 計測エラー情報
  計測エラーを判別するフラグが有用である。
  フラグを判別し計測エラー時刻を除外することで，潮流計算などのシミュレーションだけではなく，統計分析などのデータ分析においても精度向上が期待できる。
- 計測結果を集計するファイルのフォーマットや計測値の単位
  参照した 2020 年発電出力計測値，フィーダ潮流計測値のフォーマットや単位が月毎に異なっていた。作業に時間を要するだけではなく，ヒューマンエラーの原因ともなるため，年単位でフォーマットや単位を統一することが望ましい。
  また計測値の単位系に MW と kW が混在しているため，有効桁数の多い kW に統一することが望ましい。

9-2. 代表断面を用いた潮流計算

電力系統の特性は季節や時間帯によって異なる場合が多い。電力系統を構成する設備や運用方法を変更する計画がある場合には，特徴のある断面を選定し計画を考慮したシミュレーションを実施することで，計画が系統に及ぼす影響を評価し，課題があった場合には対策を検討することができる。そのためには精度の高いシミュレーション用の電力系統モデルを作成する必要がある。

ウポル島電力系統ドラフト版系統モデルの評価として，計測値から得られた特徴のある断面(代表断面)を潮流計算により再現することで，系統モデルの課題などを明確にする。

9.2.1　代表断面の選定

9.2.1.1　水力発電所計測値の確認

ウポル島では，5 月から 11 月が乾期となり降水量が少ない傾向にある。その気象条件が発電実績にどの程度影響を及ぼすかを確認するため，2020 年発電出力計測値[8]の分析を実施した。ただし 9-1.章で触れたように計測エラーと思われる断面も多く見受けられるため，比較的良好な計測値が得られていると思われる発電機についてグラフを示す。

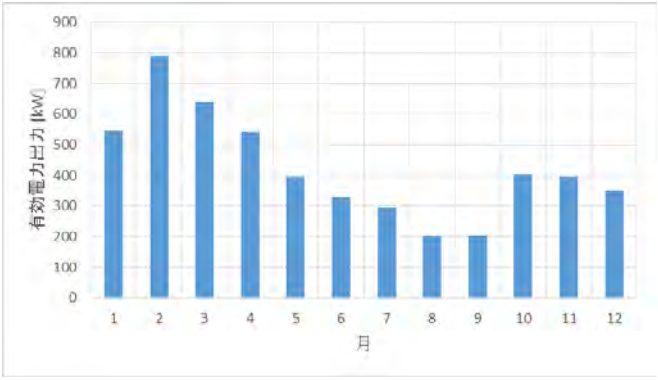


図 9.2.1-1　ALAOA 水力発電所月別発電出力(中央値)

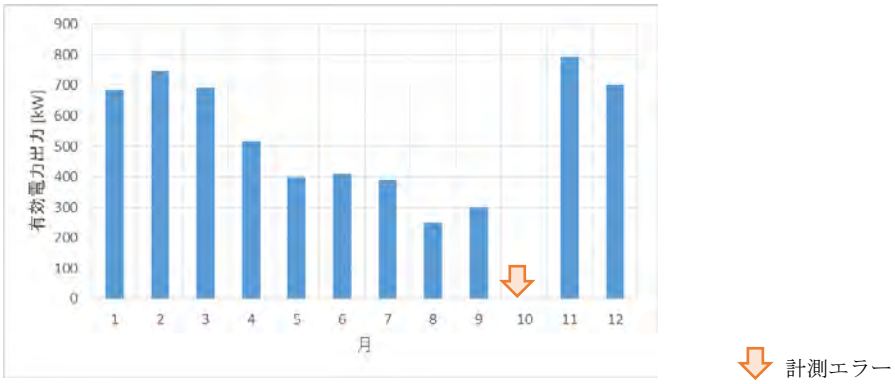


図 9.2.1-2　SAMASONI #1 水力発電所月別発電出力(中央値)

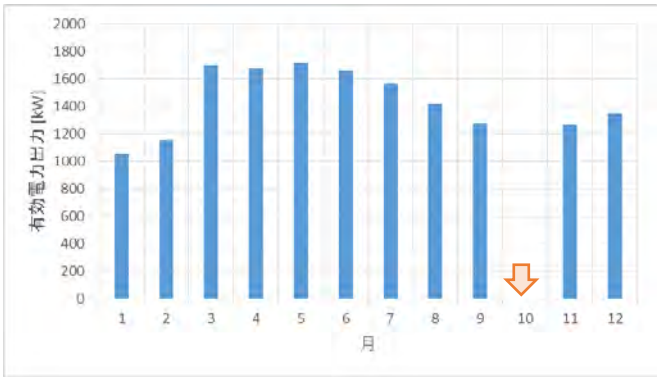


図 9.2.1-3　TAELEFAGA #1 水力発電所月別発電出力(中央値)

ウポル島では自流式水力発電所が多く，乾期には出力が低下することが想定されるが，計測値からもその傾向が確認できた。唯一の貯水式水力である TAELEFAGA 水力発電所は，乾期には出力抑制の傾向もみられるが自流式水力ほどではなく，またこの期間に定格出力近傍で運転されている断面もあることから，年間を通じた供給力として期待できる。

9.2.1.2　太陽光発電所計測値の確認

ウポル島の日射強度は季節による変動が少ないため，年間を通じて安定した発電量を期待できる。水力発電と同様に 2020 年発電出力計測値[8]より，比較的エラーが少ないと思われる発電所の出力値を示す。なお FALEOLO と REACE COURCE のメガソーラファームより各 1 箇所の発電所を選定している。

ウポル島の雨期は 12 月から 4 月までであるが，太陽光発電の出力に対して顕著な影響は確認できなかった。RACE COURSE エリアの SFS 発電所では 9 月以降に出力の低下が見られるが，このエリアの他の発電所ではこの現象は確認できないため，日射量以外の要因であると考えられる。また 2 月に出力の低下が見られるが，2 月上旬に出力抑制と思われる発電状況が確認できており，その影響も考えられる。

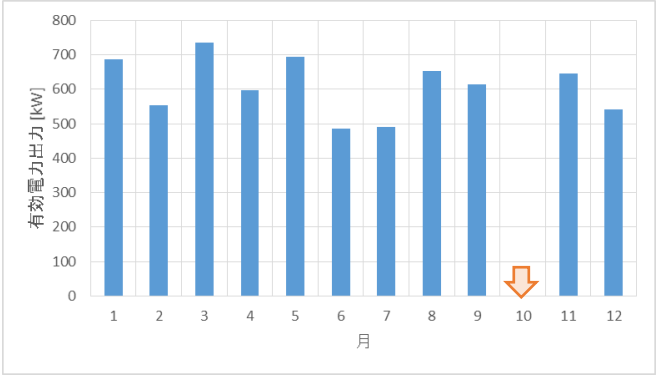


図 9.2.1-4　FALEOLO Green Power Solar 太陽光発電所月別発電出力(平均値)

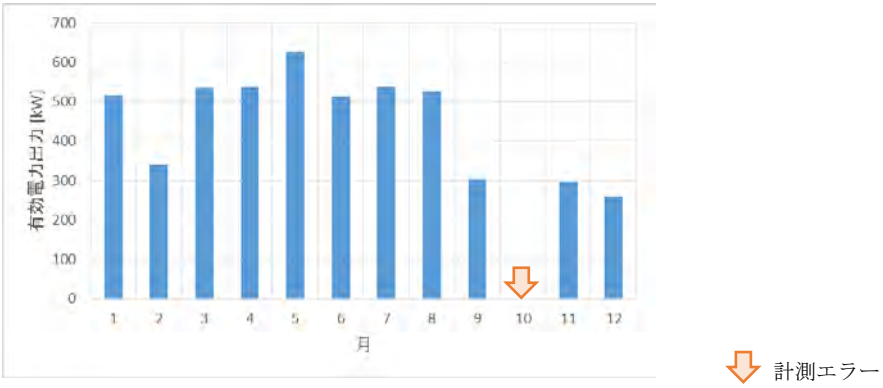


図 9.2.1-5　RACE COURSE SFS Solar 太陽光発電所月別発電出力(平均値)

9.2.1.3　代表断面の選定

乾期と雨季で特徴があった水力発電所の出力に着目し，特徴的な潮流状態を代表断面として選定した。評価では系統内の電圧分布や潮流分布に着目するため，同時刻に計測された発電出力とフィーダ潮流の中から，総需要(残余)が近い断面を用いた。同時刻性の高い断面を抽出したため選定対象となる断面が少なく，9.1 の検証とは異なり，発電所や電気所毎の需給バランスについては留意しないこととした。そのため計測値と計算値を比較した場合には，その差が大きいことも想定されるが許容することとした。

選定した断面を表 9.2.1.3-1 に示す。

表 9.2.1.3-1　送電線有効電力潮流

ケース No.	季節	時間帯	Time/Date	総需要(残余) [kW]
1	雨期	夜間	2020/2/23 2:17	11509
2	雨期	昼間	2020/2/18 13:08	13255
3	乾期	夜間	2020/8/31 3:32	11264
4	乾期	昼間	2020/8/13 10:42	11234

9.2.2　潮流計算の実施（2020 年度断面）

9.2.2.1　計算条件

9.1.1 で選定した断面において潮流計算を実施するにあたり設定した各断面の計算条件を，表 9.2.2.1-1～4 に示す。

検証断面と同様に，FIAGA-FULUASOU 間(L1，L2)の潮流を計測値と合致させるために BESS で調整したが，夜間においても充電を実施する傾向にあり，計測値には明らかな計測誤差が含まれていると思われる。

また実系統では，FIAGA 発電所昇圧変圧器タップの運用や 33kV/22kV 変圧器にて 22kV 系の電圧を維持するために自動タップ制御がなされていると思われるが，変圧器タップの運用方法や制御に関する情報が得られていないため，制御前の電圧分布を確認する意味でタップを固定し電圧を制御しないこととした。

表 9.2.2.1-1　<case1> 雨期－夜間［2020/2/23 2:17］需給条件

発電機名称	発電量	単位
Fiaga Generator 1	0.00	kW
	0.00	kvar
Fiaga Generator 2	3239.57	kW
	908.88	kvar
Fiaga Generator 3	0.00	kW
	0.00	kvar
Fiaga Generator 4	3419.87	kW
	942.16	kvar
Alaoa Generator Data	940.27	kW
	98.28	kvar
FOF Generator DATA	498.92	kW
	503.18	kvar
Samasoni Generator 1	0.00	kW
	0.00	kvar
Samasoni Generator 2	792.30	kW
	372.24	kvar
TAELEFAGA: Generator 1	1264.95	kW
	−622.88	kvar
TAELEFAGA: Generator 2	0.00	kW
	0.00	kvar
TAELEFAGA: Generator 3	1891.85	kW
	****	kvar
FULUASOU	****	kW
	****	kvar

****:計測値エラー

フィーダ名称	負荷量	単位
West 1 Feeder	1801.92	kW
	507.25	kvar
Lefaga Feeder	1165.86	kW
	36.78	kvar
West 2 Tie Line	−0.76	kW
	−124.83	kvar
Palisi Feeder	1607.68	kW
	538.39	kvar
Industrial Feeder	1222.69	kW
	503.81	kvar
Vaitele Feeder	618.49	kW
	−33.17	kvar
Hospital Feeder	1341.61	kW
	275.74	kvar
East Coast Feeder	865.69	kW
	240.30	kvar
Beach Rd Feeder	1439.26	kW
	324.09	kvar
Alaoa south Coast	490.04	kW
	−22.70	kvar
L4 Load	270.00	kW
	108.00	kvar
Sauniatu Feeder	−125.30	kW
	−0.44	kvar
Lotofaga Feeder	631.03	kW
	−33.69	kvar
Fagaloa Feeder	37.31	kW
	−11.51	kvar

BESS名称	出力	単位
FIAGA	−1231.4	kW

総需要(残余需要)　11365.5 kW

計測値		潮流条件指定			対象発電機，負荷
有効電力	無効電力	定格電圧	有効電力	無効電力	
○	○	×	○	○	下記以外
○	×	○	○	×	TAELEFAGA 3G
×	×	○	×	×	FULUASOU G

※スイング発電機：FULUASOU

表 9.2.2.1-2　<case2> 雨期－昼間 [2020/2/18 13:08] 需給条件

発電機名称	発電量	単位
Fiaga Generator 1	3698.44	kW
	1436.96	kvar
Fiaga Generator 2	0.00	kW
	0.00	kvar
Fiaga Generator 3	0.00	kW
	0.00	kvar
Fiaga Generator 4	3744.71	kW
	1548.94	kvar
Alaoa Generator Data	1146.61	kW
	331.32	kvar
FOF Generator DATA	894.78	kW
	497.48	kvar
Samasoni Generator 1	792.44	kW
	222.01	kvar
Samasoni Generator 2	790.28	kW
	202.11	kvar
TAELEFAGA: Generator 1	1214.13	kW
	−626.84	kvar
TAELEFAGA: Generator 2	0.00	kW
	0.00	kvar
TAELEFAGA: Generator 3	1507.63	kW
	****	kvar
FULUASOU	****	kW
	****	kvar

****:計測値エラー

BESS名称	出力	単位
FIAGA	−527.9	kW

フィーダ名称	負荷量	単位
West 1 Feeder	2430.15	kW
	826.05	kvar
Lefaga Feeder	−1670.15	kW
	85.97	kvar
West 2 Tie Line	−3390.53	kW
	−130.98	kvar
Palisi Feeder	3248.84	kW
	1019.83	kvar
Industrial Feeder	2220.65	kW
	921.62	kvar
Vaitele Feeder	1811.59	kW
	422.97	kvar
Hospital Feeder	3329.65	kW
	886.12	kvar
East Coast Feeder	1172.88	kW
	306.24	kvar
Beach Rd Feeder	2940.86	kW
	758.44	kvar
Alaoa south Coast	364.99	kW
	−118.15	kvar
L4 Load	290.4	kW
	96.66	kvar
Sauniatu Feeder	19.25	kW
	−2.33	kvar
Lotofaga Feeder	542.86	kW
	−72.14	kvar
Fagaloa Feeder	8.43	kW
	−15.57	kvar

総需要(残余需要)　　13319.9　kW

計測値		潮流条件指定			対象発電機，負荷
有効電力	無効電力	定格電圧	有効電力	無効電力	
○	○	×	○	○	下記以外
○	×	○	○	×	TAELEFAGA 3G
×	×	○	×	×	FULUASOU G

※スイング発電機：FULUASOU

表 9.2.2.1-3　<case3> 乾期－夜間 [2020/8/31 3:32] 需給条件

発電機名称	発電量	単位
Fiaga Generator 1	4343.85	kW
	619.62	kvar
Fiaga Generator 2	0.00	kW
	0.00	kvar
Fiaga Generator 3	4267.21	kW
	635.74	kvar
Fiaga Generator 4	0.00	kW
	0.00	kvar
Alaoa Generator Data	200.33	kW
	487.97	kvar
FOF Generator DATA	0.00	kW
	0.00	kvar
Samasoni Generator 1	195.77	kW
	119.07	kvar
Samasoni Generator 2	210.41	kW
	127.80	kvar
TAELEFAGA: Generator 1	1415.36	kW
	****	kvar
TAELEFAGA: Generator 2	0.00	kW
	0.00	kvar
TAELEFAGA: Generator 3	1500.70	kW
	****	kvar
FULUASOU	****	kW
	****	kvar

****:計測値エラー

BESS名称	出力	単位
FIAGA	−771.1	kW

フィーダ名称	負荷量	単位
West 1 Feeder	1716.58	kW
	503.07	kvar
Lefaga Feeder	963.70	kW
	−48.50	kvar
West 2 Tie Line	−0.28	kW
	−121.06	kvar
Palisi Feeder	1564.45	kW
	585.75	kvar
Industrial Feeder	1363.09	kW
	577.05	kvar
Vaitele Feeder	775.25	kW
	25.45	kvar
Hospital Feeder	1395.33	kW
	272.38	kvar
East Coast Feeder	814.67	kW
	226.85	kvar
Beach Rd Feeder	1386.48	kW
	352.31	kvar
Alaoa south Coast	418.16	kW
	−12.07	kvar
L4 Load	278.64	kW
	104.34	kvar
Sauniatu Feeder	17.66	kW
	−6.34	kvar
Lotofaga Feeder	524.34	kW
	−81.80	kvar
Fagaloa Feeder	46.98	kW
	−13.00	kvar

総需要(残余需要)　11265.1 kW

計測値		潮流条件指定			対象発電機，負荷
有効電力	無効電力	定格電圧	有効電力	無効電力	
○	○	×	○	○	下記以外
○	×	○	○	×	TAELEFAGA 1G,3G
×	×	○	×	×	FULUASOU G

※スイング発電機：FULUASOU

表 9.2.2.1-4　<case4> 乾期－昼間 [2020/8/13 10:42] 需給条件

発電機名称	発電量	単位
Fiaga Generator 1	2865.41	kW
	1667.27	kvar
Fiaga Generator 2	2797.02	kW
	1694.35	kvar
Fiaga Generator 3	2694.56	kW
	1655.07	kvar
Fiaga Generator 4	0.00	kW
	0.00	kvar
Alaoa Generator Data	202.95	kW
	487.06	kvar
FOF Generator DATA	0.00	kW
	0.00	kvar
Samasoni Generator 1	296.58	kW
	140.95	kvar
Samasoni Generator 2	309.16	kW
	144.11	kvar
TAELEFAGA: Generator 1	1643.48	kW
	−369.96	kvar
TAELEFAGA: Generator 2	1875.81	kW
	−415.53	kvar
TAELEFAGA: Generator 3	0.00	kW
	0.00	kvar
FULUASOU	****	kW
	****	kvar

****:計測値エラー

BESS名称	出力	単位
FIAGA	−1613.0	kW

フィーダ名称	負荷量	単位
West 1 Feeder	2489.90	kW
	849.60	kvar
Lefaga Feeder	2060.00	kW
	−1520.00	kvar
West 2 Tie Line	−3530.90	kW
	−288.57	kvar
Palisi Feeder	3347.62	kW
	1163.25	kvar
Industrial Feeder	2287.92	kW
	1087.59	kvar
Vaitele Feeder	1933.54	kW
	539.35	kvar
Hospital Feeder	3154.11	kW
	843.26	kvar
East Coast Feeder	1346.30	kW
	393.89	kvar
Beach Rd Feeder	2916.41	kW
	831.14	kvar
Alaoa south Coast	582.83	kW
	0.90	kvar
L4 Load	277.17	kW
	122.60	kvar
Sauniatu Feeder	22.42	kW
	−8.13	kvar
Lotofaga Feeder	485.51	kW
	−60.13	kvar
Fagaloa Feeder	27.05	kW
	−14.59	kvar

総需要(残余需要)　17399.9 kW

計測値		潮流条件指定			対象発電機，負荷
有効電力	無効電力	定格電圧	有効電力	無効電力	
○	○	×	○	○	下記以外
×	×	○	×	×	FULUASOU G

※スイング発電機:FULUASOU

9.2.2.2　潮流計算結果

9.2.2.1 で示した需給条件にて潮流計算を実施した。潮流図を図 9.2.2.2-1～4 に示す。また基幹系統の潮流概況をまとめた図を図 9.2.2.2-5 に，主要な 22kV 母線電圧分布を図 9.2.2.2-6 に示す。

case1 雨期－夜間においては，TAELEFAGA 発電所周りと LALOMAUGA 発電所周りで計測値から得た需給バランスがとれていなかったが，他のケースに比べて潮流概況において計測値と計算値の乖離が大きくなっているが，代替できる断面を選定できなかったためそのまま採用した。

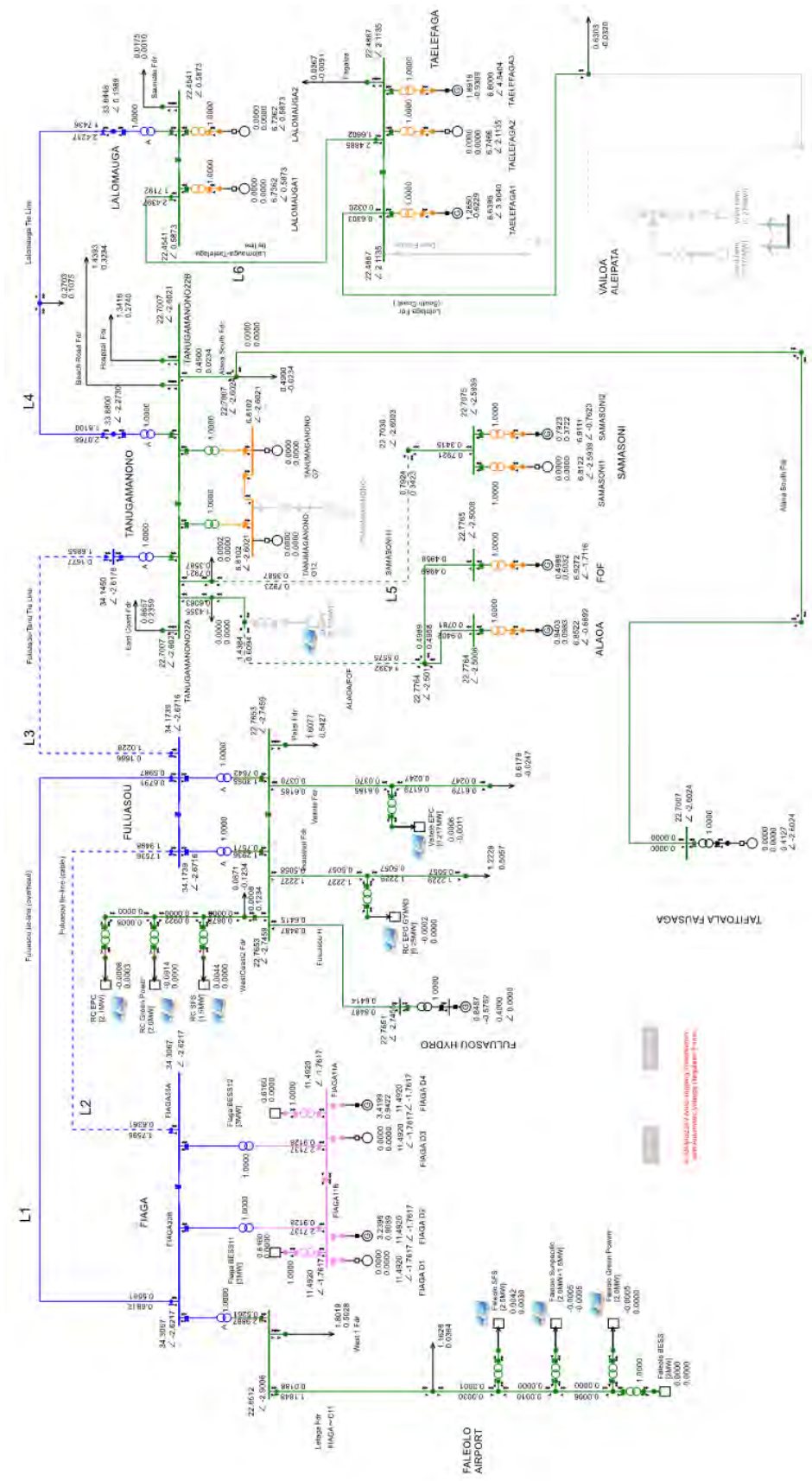
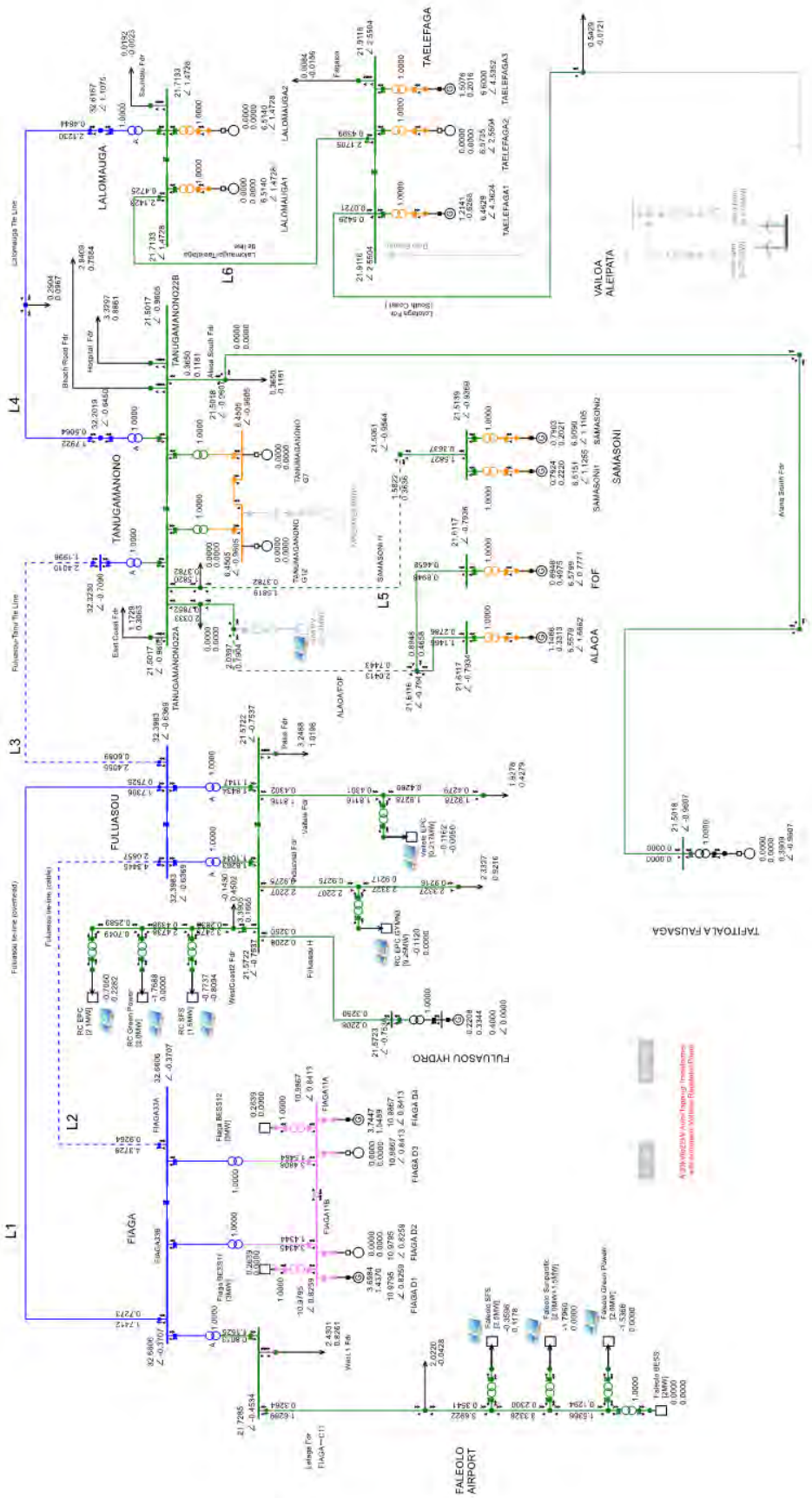


図 9.2.2.2-1　<case1> 雨期－夜間［2020/2/23 2:17］潮流図


L1
L2
L3
L4
L5
L6
FIAGA
FIAGA D1
FIAGA D2
FIAGA D3
FIAGA11A
FIAGA11B
FIAGA33A
FIAGA33B
Fiaga BESS11 (5MW)
Fiaga BESS12 (5MW)
Fiaga BESS13 (5MW)
Fiaga BESS14 (5MW)
Fiaga BESS15 (5MW)
Fiaga BESS16 (5MW)
Fiaga BESS17 (5MW)
Fiaga BESS18 (5MW)
Fiaga BESS19 (5MW)
Fiaga BESS20 (5MW)
Fiaga BESS21 (5MW)
Fiaga BESS22 (5MW)
Fiaga BESS23 (5MW)
Fiaga

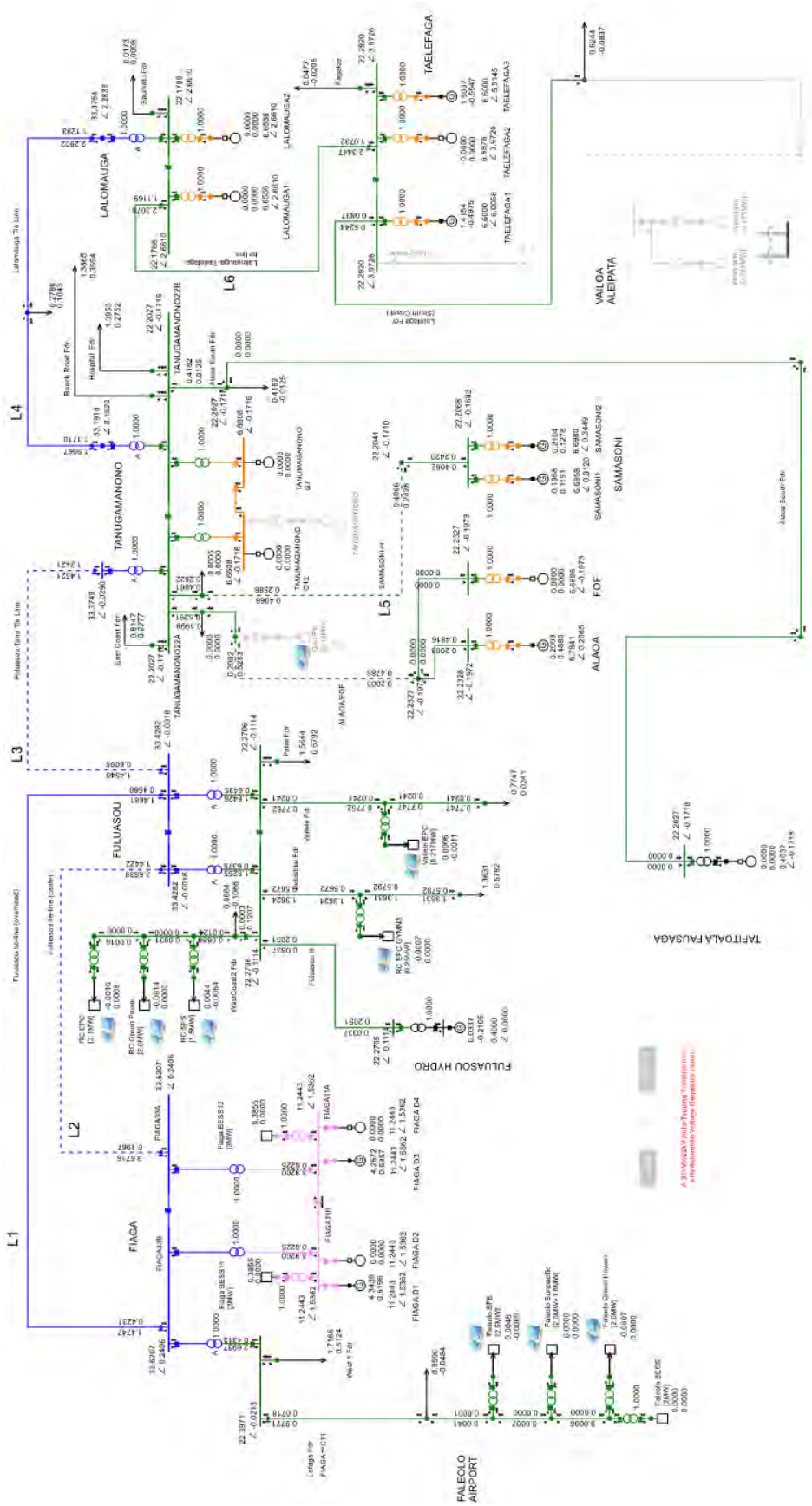


図 9.2.2.2-3　<case3> 乾期－夜間［2020/8/31 3:32］潮流図

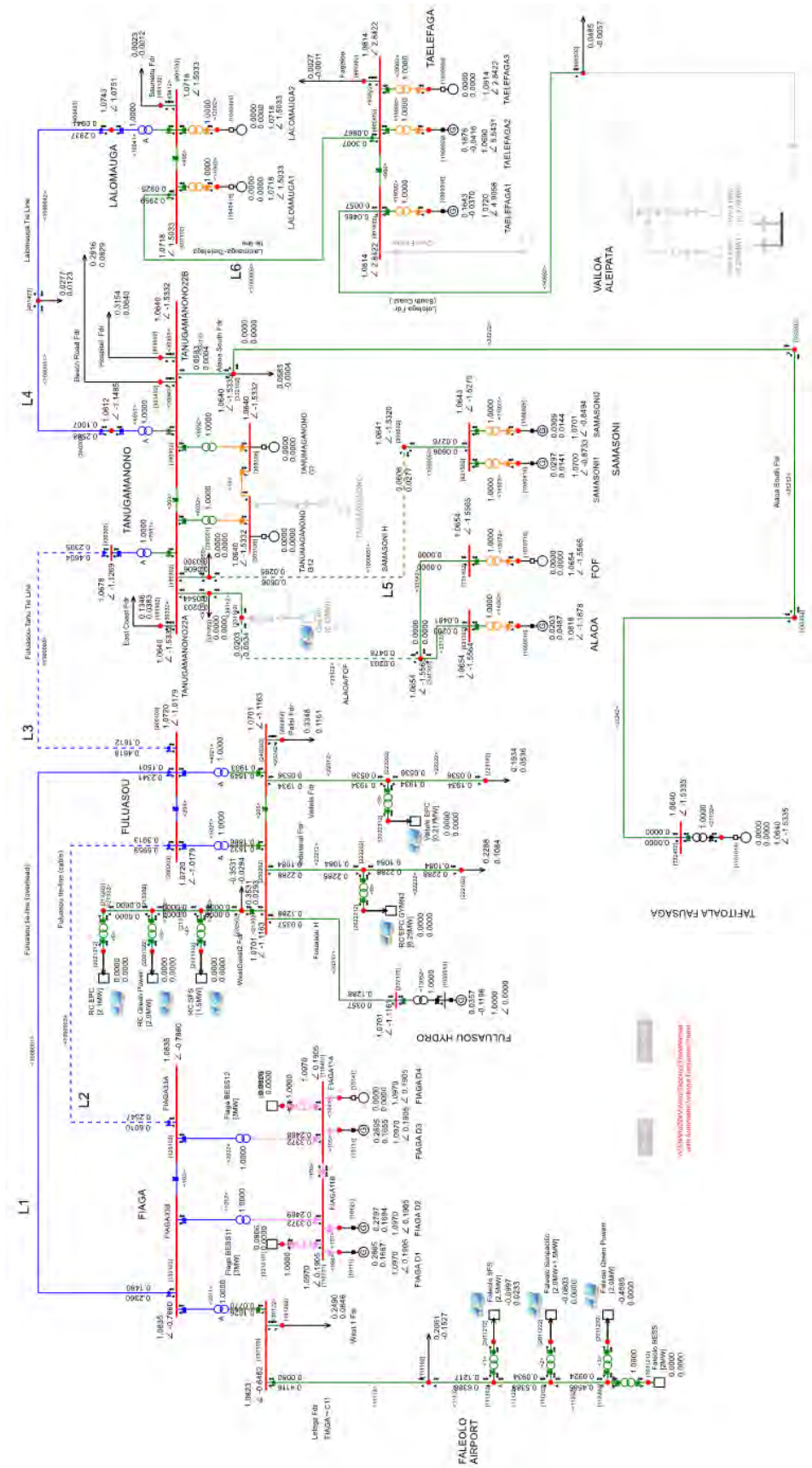
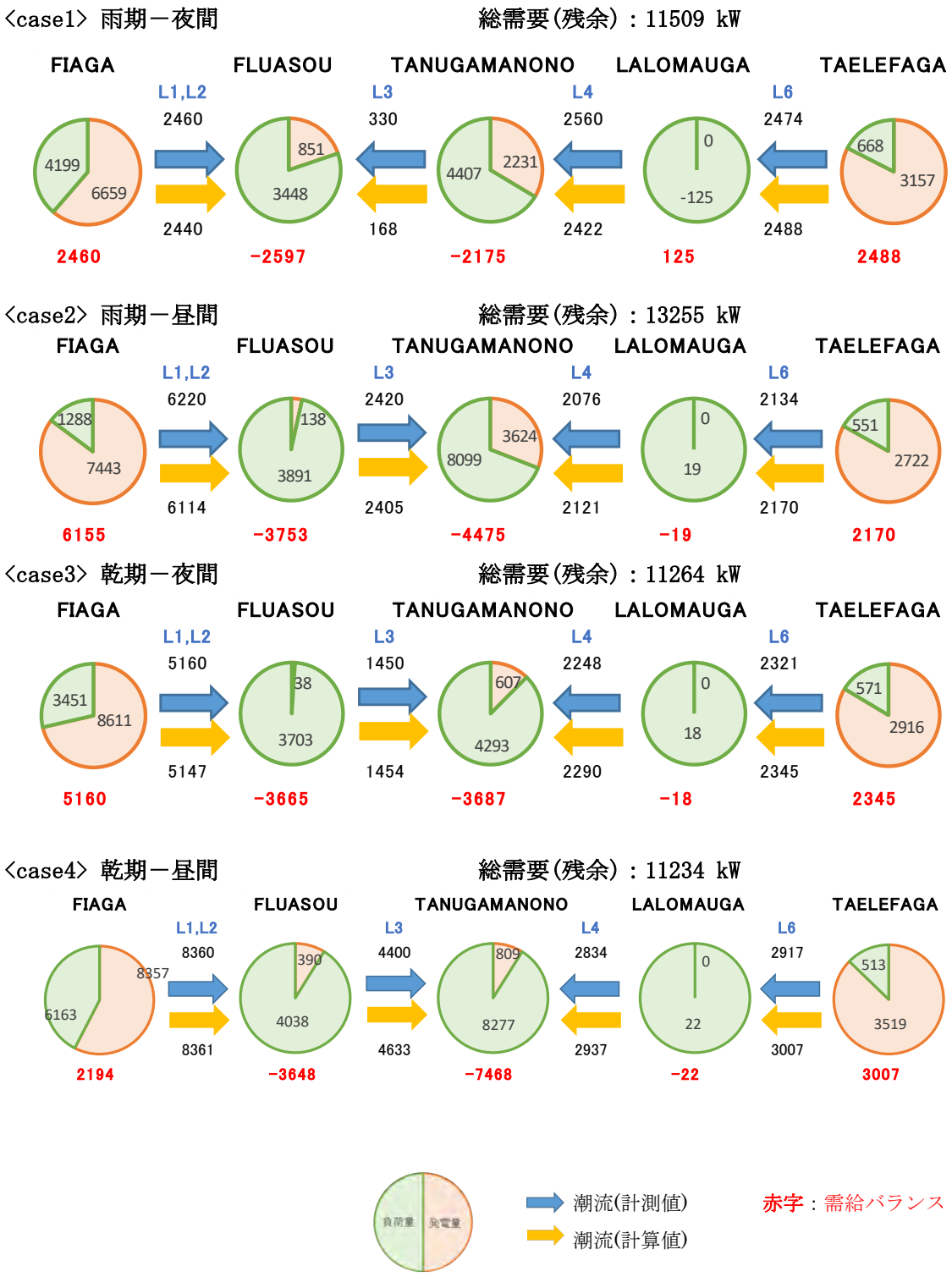


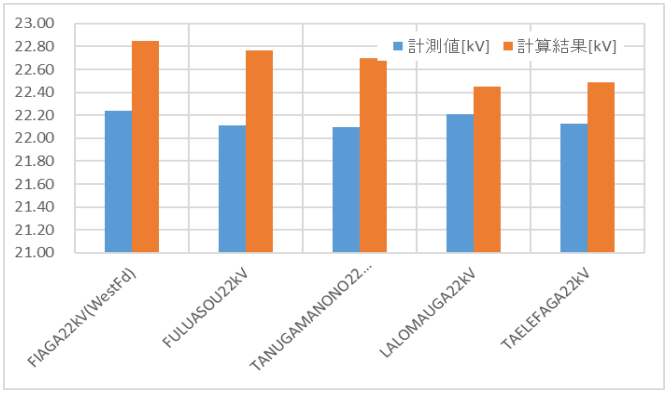
図 9.2.2.2-4　<case4> 乾期－昼間［2020/8/13 10:42］潮流図



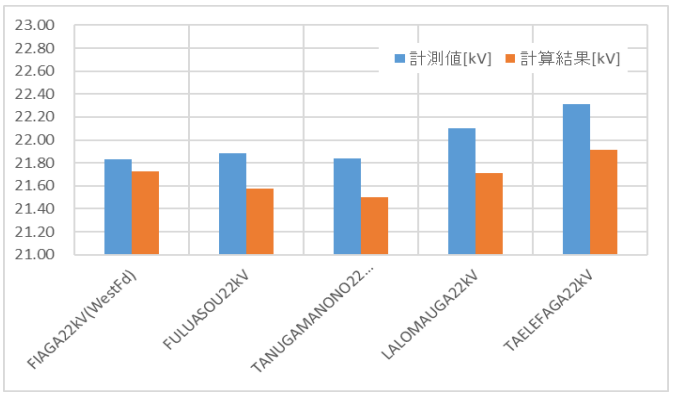
[注] 潮流値は送電線ルート送端の有効電力（線路や変圧器の損失も非考慮）

図 9.2.2.2-5　基幹送電線有効電力潮流

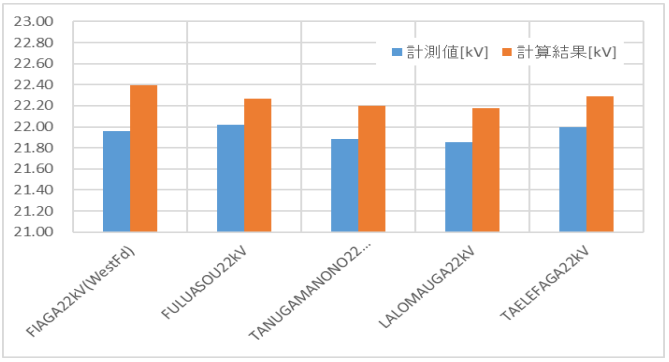
<case1> 雨期－夜間



<case2> 雨期－昼間



<case3> 乾期－夜間



<case4> 乾期－昼間

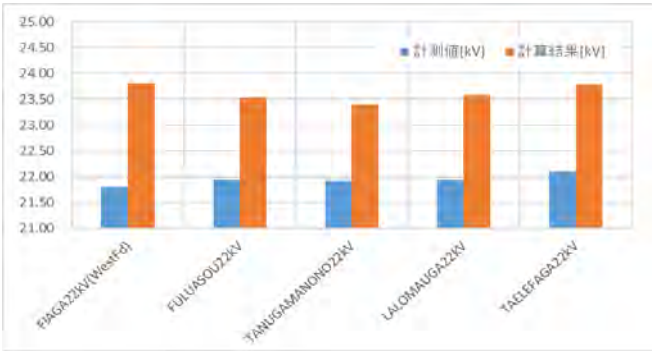


図 9.2.2.2-6　22kV 母線電圧

・基幹送電線有効電力潮流

以下に各ケースの特徴をまとめる。なお基幹送電線の潮流については，計測値と計算値は概ね一致しており，代表断面の特徴が再現されていることが確認できた。

- ケース 1　雨期 夜間
  自流式水力の供給力が期待できるため，FIAGA 発電所からの供給が少なく，東向きの潮流が小さくなっている。なお FIAGA 発電所のディーゼル機は 2 台が並列されている。

- ケース 2　雨期 昼間
  昼間ではあるが残余需要が小さい断面を選定しているため，FIAGA 発電所からの供給力は夜間と変わらず，自流式水力の出力増で対応している。太陽光発電が接続されたフィーダでは逆潮流が発生するため，ケース 1 と比較して東向きの潮流が大きくなる。なお FIAGA 発電所のディーゼル機は夜間と変わらず 2 台が並列されている

- ケース 3　乾期 夜間
  自流式水力の供給力が期待できないため，FIAGA 発電所からの供給が増加し，雨期に比べて東向きの潮流が大きくなる。なお FIAGA 発電所のディーゼル機は 2 台が並列されている。

- ケース 4　乾期 昼間
  自流式水力の供給力を期待できないため，FIAGA 発電所からの供給が増加し，雨期に比べて東向きの潮流が大きくなる。また自流式水力の供給力を補うため，貯水式水力からの供給も増加する。なお FIAGA 発電所のディーゼル機は 3 台が並列されている。

雨期は各電気所に接続されている自流式水力からの供給力が大きいため，基幹送電線の東向きの潮流は乾期に比べると少なくなっている。

・母線電圧

母線電圧については，計測値と計算値が乖離している。今回の潮流計算ではタップを固定し電圧を制御していないことが，計測値と計算値が乖離している原因と考えられる。タップの運用や制御に関する情報を入手し，実運用にそったタップの調整を行うことで，計測値との乖離が少なくなることを期待できる。

ただし，今回は計測値の入手ができた 22kV 母線のみを比較対象としたが，33kV/22kV 変圧器タップの影響を受けにくい 33kV 母線も比較対象とすることが望ましい。

9.2.3　潮流計算の実施（2021 年度断面）

再エネ率 100%を目指すためには，主力電源である Fiaga 発電所のディーゼル発電機を停止する必要がある。現在の運用では，系統電圧を維持するための無効電力の供給源として，2 台並列がマストランとなっている。この設備を停止するためには，系統が不安定にならないよう，事前に十分なシミュレーションを実施することが不可欠である。

サモア電力公社から提供を受けた 2021 年度上期の計測値（文献[16]）を用いて試算を行い，Fiaga 発電所 ディーゼル発電機(DG)を解列する際の課題と対策を検討した。なお試算には以下に留意したドラフト版系統モデルを作成した。

- ウポル系統モデルとして，2021 年度のウポル系統を再現した現状系統モデルと 2025 年までの設備計画に基づいて設備を増設した将来系統モデルの 2 種類を作成した。
- 現状系統ではサモア電力公社より入手した計測値を用いて実系統に近い潮流断面を作成し，潮流計算結果と計測値を比較することでモデルの精度を担保した。

9.2.3.1　基本断面の作成

潮流計算の対象とする需給断面は，太陽光発電(PV)比率が大きい断面に着目した。並列した水力機の下げ代不足に課題がある週末昼間の軽負荷断面と需要が大きくなる平日昼間の重負荷断面の 2 断面を選定し，パラメタ解析の基本となる需給断面（基本断面）とした。

(1)基本断面の選定

2020 年度データと異なり 2021 年度上期の計測値は，同時刻性がありまた計測地点も多い。ここで計測値の内容についてまとめておく。なお留意点については，モデルの精度向上のためにも，改善されることが望ましい。

［期間］　　2020 年 7 月から 2021 年 8 月
［計測時刻］　毎時 00 分，30 分
［同時刻性］　確保
［計測情報］　発電機，系統用蓄電池(BESS)，PV，フィーダ潮流，送電線潮流，電圧
［フォーマット］　　全月共通
［留意点］

- 図 9.1.1-1 に示した発電機停止時の誤差累積が見受けられる。本報告では，単調増加は 0.0kW とみなして使用した。
- Fiaga 電気所の需給ミスマッチが大きい。特に PV 発電時が顕著である。
- Faleolo，Racecource の PV ファームにある，GreenPower 社所有の PV 設備の発電量が，定格出力を超えている。
- MW 値を kW 値と表記するなど単位系に誤記などある。

電力系統を安定に運用するためには，慣性力と同期化力が重要であり，PV など非同期電源が大量に導入された場合の課題となる。基本断面選定にあたってはその点にも着目し，水力機の出力が低下する渇水期の 8 月を対象に以下の断面を選定した

- 軽負荷断面（週末）　PV 出力大，真の需要小(同期機容量比率小)
- 重負荷断面（平日）　PV 出力大，真の需要大

軽負荷断面は 8 月の休日で，同期機容量比率が小さくなる断面を選定した。表 9.2.3.1-1 に，選定した際の同期機容量比率昇順の順位表を示す。同期機容量比率最小は，21 日 12 時であるが，需給バランスのミスマッチが大きいため，計測誤差が大きいと判断し，21 日 11 時 30 分を軽負荷断面として採用した。

重負荷断面は 8 月の休日で，PV 出力が大きくかつ真の需要が大きい断面を選定した。表 9.2.3.1-2 に PV 出力の順位表を，表 9.2.3.1-3 に真の需要の順位表を示す。なお順位表に記載されているいずれの断面も需給バランスのミスマッチが大きいためこれを許容し，両順位を考慮した結果，31 日 13 時を選定した。なお需給のミスマッチの多くは Fiaga 発電所にて生じているため，Fiaga 発電所のディーゼル発電機の出力を調整し解消している。

表 9.2.3.1-1 low load profile　2021 年 8 月同期機容量比率順位

同期機容量比率	再エネ比率	PV 比率	計測時刻	並列同期機容量（同期機）	総発電量（同期機+PV+BESS）	真の需要	残余需要	需給バランス	同期機（DG+HG）	PV	BESS	DG	HG
%	%	%	Time/Date	kVA	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
104.34%	60.74%	57.67%	2021/8/18 13:00	24014	23690	23016	9743	673	10416	13273	0	9710	707
105.71%	72.00%	51.90%	2021/8/6 13:30	26501	25206	25069	12058	137	12218	13011	-23	7179	5038
106.81%	57.09%	53.94%	2021/8/18 14:00	24014	23282	22482	10355	800	11155	12128	0	10446	708
108.19%	54.51%	51.32%	2021/8/18 14:30	24014	22546	22197	10805	349	11154	11392	0	10447	708
108.84%	50.07%	46.86%	2021/8/18 15:00	24014	22400	22065	11726	335	12061	10338	0	11353	709
108.96%	57.54%	54.33%	2021/8/18 13:30	24014	22954	22039	10066	915	10981	11973	0	10274	708
110.17%	76.13%	55.24%	2021/8/6 13:00	26501	24572	24054	10766	518	11284	13288	0	6259	5025
110.90%	57.05%	41.09%	2021/8/13 14:30	26501	23402	23896	14078	-494	12959	9818	624	9145	3815
111.17%	66.51%	51.91%	2021/8/13 14:00	26501	24349	23839	11463	510	11973	12376	0	8493	3480
111.46%	75.76%	58.71%	2021/8/21 12:00	24001	20896	21533	8891	-637	8255	12642	0	4583	3671
112.16%	65.68%	50.98%	2021/8/13 13:30	26501	24104	23628	11583	476	12059	12045	0	8584	3475
112.23%	58.97%	39.71%	2021/8/19 11:30	26201	23075	23345	14075	-270	13166	9270	639	8669	4497
112.45%	65.98%	51.17%	2021/8/13 11:30	26501	24123	23567	11508	557	12065	12059	0	8575	3490
112.93%	67.71%	52.80%	2021/8/13 12:30	26501	24157	23467	11075	691	11766	12391	0	8268	3499
113.13%	67.27%	52.75%	2021/8/13 12:00	26501	23907	23424	11069	483	11552	12355	0	8149	3402
113.54%	77.97%	58.23%	2021/8/19 11:00	26201	24722	23076	9639	1646	11442	13436	-157	6886	4556
113.57%	67.15%	52.51%	2021/8/13 13:00	26501	23929	23334	11081	595	11676	12253	0	8261	3415
114.35%	63.96%	36.81%	2021/8/30 12:00	27126	23087	23723	14991	-636	14991	8732	-636	8550	6442
114.88%	67.41%	50.96%	2021/8/13 11:00	26501	23720	23068	11314	652	11966	11754	0	8170	3796
114.96%	**79.09%**	**62.00%**	**2021/8/21 11:30**	**24001**	**20983**	**20877**	**7933**	**105**	**8041**	**12944**	**-3**	**4475**	**3567**
117.29%	69.71%	48.48%	2021/8/6 14:30	28501	24849	24299	12518	550	13068	11781	0	7910	5158
117.52%	66.74%	48.29%	2021/8/13 10:30	26501	23241	22551	11660	690	12350	10891	0	8190	4160
117.67%	81.37%	63.44%	2021/8/21 12:30	24001	20906	20396	7456	510	7966	12940	0	4311	3655
118.52%	67.76%	42.85%	2021/8/6 12:30	26501	22833	22360	12778	473	13251	9582	0	7681	5570
119.62%	80.70%	63.90%	2021/8/21 13:00	24001	20326	20064	7243	262	7505	12821	0	4134	3371

青字：休日　赤字：選定断面

表 9. 2. 3. 1-2 high load profile 2021 年 8 月 PV 出力順位

PV	同期機容量比率	再エネ比率	PV 比率	計測時刻	並列同期機容量	総発電量（同期機+PV+BESS）	真の需要	残余需要	需給バランス	同期機（DG+HG）	PV	BESS	DG	HG
kW	%	%	%	Time/Date	kVA	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
13436.35	113.54%	77.97%	58.23%	2021/8/19 11:00	26201	24722	23076	9639	1646	11442	13436	−157	6886	4556
13369.75	133.26%	65.62%	53.64%	2021/8/24 11:30	33214	26274	24924	11554	1350	12904	13370	0	9919	2985
13358.16	131.20%	78.42%	55.07%	2021/8/31 13:00	31826	25034	24258	10900	776	11675	13358	0	6011	5665
13288.18	110.17%	76.13%	55.24%	2021/8/6 13:00	26501	24572	24054	10766	518	11284	13288	0	6259	5025
13273.25	104.34%	60.74%	57.67%	2021/8/18 13:00	24014	23690	23016	9743	673	10416	13273	0	9710	707
13210.58	131.17%	65.19%	53.58%	2021/8/12 12:00	32339	25718	24654	11444	1064	12617	13211	−110	9756	2862
13192.34	131.21%	77.97%	54.39%	2021/8/31 13:30	31826	24749	24255	11063	494	11557	13192	0	5837	5720
13168.58	139.88%	70.78%	55.13%	2021/8/16 13:00	33414	24953	23887	10718	1066	11784	13169	0	8046	3738

赤字：選定断面

表 9. 2. 3. 1-3 high load profile 2021 年 8 月真の需要順位

真需要	同期機容量比率	再エネ比率	PV 比率	計測時刻	並列同期機容量	総発電量（同期機+PV+BESS）	真の需要	残余需要	需給バランス	同期機（DG+HG）	PV	BESS	DG	HG
kW	%	%	%	Time/Date	kVA	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW
25411.9	122.83%	59.00%	47.99%	2021/8/24 12:30	31214	25147	25412	13217	−265	12952	12195	0	10153	2799
25120.95	126.69%	74.12%	51.02%	2021/8/30 14:00	31826	25757	25121	12303	636	12928	12818	11	7125	5803
25068.72	105.71%	72.00%	51.90%	2021/8/6 13:30	26501	25206	25069	12058	137	12218	13011	−23	7179	5038
24923.61	133.26%	65.62%	53.64%	2021/8/24 11:30	33214	26274	24924	11554	1350	12904	13370	0	9919	2985
24873.3	125.49%	54.28%	42.30%	2021/8/24 12:00	31214	24138	24873	14353	−736	13604	10521	13	10624	2980
24852.71	125.60%	55.73%	42.53%	2021/8/24 13:00	31214	24550	24853	14283	−303	13980	10570	0	10701	3279
24654.32	131.17%	65.19%	53.58%	2021/8/12 12:00	32339	25718	24654	11444	1064	12617	13211	−110	9756	2862
24481.11	127.50%	59.08%	50.31%	2021/8/12 14:00	31214	24941	24481	12164	459	12623	12317	0	10477	2146
24440.08	151.55%	64.84%	50.14%	2021/8/11 13:00	37039	25182	24440	12186	742	12928	12254	0	9335	3593
24421.29	159.86%	64.68%	49.54%	2021/8/11 12:00	39039	25156	24421	12322	735	13056	12099	0	9360	3697
24383.69	128.01%	67.89%	49.66%	2021/8/23 14:30	31214	24568	24384	12274	184	12458	12110	0	8013	4445
24363.34	137.15%	61.80%	45.78%	2021/8/20 13:00	33414	23972	24363	13210	−391	13252	11153	−433	9348	3904
24299.1	117.29%	69.71%	48.48%	2021/8/6 14:30	28501	24849	24299	12518	550	13068	11781	0	7910	5158
24271.06	152.61%	63.63%	49.84%	2021/8/11 13:30	37039	25039	24271	12174	768	12942	12097	0	9596	3346
24257.98	131.20%	78.42%	55.07%	2021/8/31 13:00	31826	25034	24258	10900	776	11675	13358	0	6011	5665
24255.31	131.21%	77.97%	54.39%	2021/8/31 13:30	31826	24749	24255	11063	494	11557	13192	0	5837	5720
24247.6	161.00%	64.46%	49.12%	2021/8/11 11:30	39039	25192	24248	12338	944	13282	11910	0	9562	3720

赤字：選定断面

表 9.2.3.1-4　計測値のエリア内需給ミスマッチ

	Fiaga	Fuleasou	Tanugamanono	Lalomauga	Taelefaga
2021/8/21 11:30	133.93 kW	3.66 kW	5.64 KW	76.88 kW	−3.07 kW
2021/8/31 13:00	631.64 kW	53.16 kW	84.28 kW	57.47 kW	−44.79 kW

(2)基本断面の設定

基本断面の設定にあたっては，母線電圧や送電線の潮流が計測値にできるだけ合致するよう調整し，系統モデルの妥当性の検証も実施した。断面作成時の設定条件を以下にまとめる。

- 計測値の利用
  - 発電機　　有効電力：計測値，無効電力：電圧調整に利用
  - PV　　有効電力：計測値，無効電力：計測値
  - BESS　　有効電力：計測値，無効電力：計測値
  - フィーダ潮流　　有効電力：計測値，無効電力：計測値
- 推定値の利用
  - 負荷量　　フィーダ内の PV，BESS，発電機の出力を除いた値を設定（真の需要相当とみなせる）
  - L4 送電線内負荷　L4(TANUGAMANONO，LALOMAUGA)の潮流計測値より設定
- 電圧，潮流調整時の制約
  - 電圧運用目標　33kV:31.68～34.32　　22kV:21.56～22.44
  - 送電線，変圧器　熱容量
  - 発電機出力　　無効電力制限値，容量制限値
- 電圧調整用設備
  - 変圧器タップ
    - ✓ 発電機端の昇圧変圧器はタップ値を固定した。
      断面毎に調整せずに，軽負荷断面調整時の値で固定した
    - ✓ 負荷時タップ切替変圧器（33kV/22kV）は断面によりタップ調整実施した。
      タップ比が不明のため，0.01pu 刻みで調整した
  - 発電機無効電力
    発電機の端子電圧を変更することで無効電力を調整した。
- 計測値の調整
  - GreenPower 社所有の PV ファーム出力（Faleolo，Racecource の 2 箇所）
    定格値に変更し，計測値との差分は近傍の負荷で相殺している。
  - 重負荷断面の Fiaga ディーゼル発電機の出力
    Fiaga 発電所で生じた需給のミスマッチを発電機出力で調整した。
- 潮流計算用基準ノード（Swing ノード）
  Taelefaga 1 号機を基準ノードとした。

表 9.2.3.1-4 から表 9.2.3.1-7 に，需要，発電機出力，PV 出力，BESS 出力を示す。

表 9.2.3.1-5　需要設定

需要名称	low load profile		high load profile	
	kW	kVAR	kW	kVAR
West 1 Feeder	1370.0	914.0	1334.0	1164.0
Lefaga Feeder	4376.0	-234.0	3888.0	-384.0
Palisi Feeder	2760.0	813.0	2978.0	886.0
WstCoast2 Feeder	172.0	-736.0	77.0	-743.0
Industrial Feeder	2458.0	1087.0	2846.0	1260.0
Vaitele Feeder	1845.0	302.0	2788.0	583.0
Tie line to Samasoni Hydro	7.0	165.0	3.0	419.0
East Coast Feeder	1125.0	319.0	1346.0	389.0
Beach Road Feeder	2428.0	708.0	3659.0	1047.0
Hospital Feeder	1113.0	192.0	1880.0	432.0
Tie line to Alaoa & FOF	-62.0	368.0	-99.0	393.0
Alaoa south Coast	785.0	60.0	848.0	64.0
L4(Tanu ― Lalo) Tie Line	346.0	111.0	348.0	143.0
Sauniatu Feeder	14.0	-3.0	24.0	-9.0
Fagaloa Feeder	32.0	-16.0	22.0	-16.0
Lotofaga Feeder	518.0	-24.0	473.0	-36.0
真の需要	19287.0kW		22415.0kW	

表 9.2.3.1-6　同期発電機出力設定

発電機名称	low load profile		high load profile	
	kW	kVAR	kW	kVAR
Fiaga Generator 1	2239.0	1462.0	2674.0	2447.0
Fiaga Generator 2	0.0	0.0	2707.0	2447.0
Fiaga Generator 3	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 4	2236.0	1463.0	0.0	0.0
Lalomauga Genertaor 1	1212.0	130.0	487.0	58.0
Lalomauga Genertaor 2	0.0	0.0	1602.0	-344.0
Fuluasou Generator	0.0	0.0	0.0	0.0
Alaoa Generator	344.0	447.0	393.0	359.0
FOF　Generator	0.0	0.0	470.0	437.0
Samasoni Generator 1	0.0	0.0	299.0	270.0
Samasoni Generator 2	207.0	242.0	294.0	295.0
Taelefaga Generator 1	535.0	128.0	407.0	35.0
Taelefaga Generator 2	1189.0	129.0	864.0	40.0
Taelefaga Generator 3	0.0	0.0	798.0	44.0
Tafitoala Generator	0.0	0.0	0.0	0.0
同期機出力合計	7962.00kW		10995.00kW	
ディーゼル機	4475.00kW		5381.00kW	
水力機	3487.00kW		5614.00kW	

表 9.2.3.1-7　PV 出力設定

PV ファーム名称	low load profile		high load profile	
	kW	kVAR	kW	kVAR
Faleolo SFS	1579.0	3.0	1594.0	-7.0
Faleolo Sunpacific Solar	3307.0	0.0	3405.0	0.0
Faleolo Green Power Solar	2000.0	0.0	2000.0	0.0
Racecource EPC Solar	1461.0	-215.0	1430.0	-202.0
Racecource Green Power Solar	2000.0	0.0	2000.0	0.0
Racecource SFS　Solar	923.0	0.0	1032.0	0.0
Racecource EPC GYMN 3 Solar	124.0	0.0	134.0	0.0
Vaitele solar	110.0	2.0	146.0	2.0
PV 出力合計	11504.00kW		11741.00kW	

表 9.2.3.1-8　BESS 出力設定

BESS 設備点	low load profile		high load profile	
	kW	kVAR	kW	kVAR
Fiaga 11kV A 母線	0.0	-301.0	0.0	-286.0
Fiaga 11kV B 母線	0.0	-301.0	0.0	-286.0
Faleolo	-3.0	101.0	0.0	97.0
BESS 出力合計	-3.00kW		0.00kW	

(3)基本断面の評価

作成した基本断面について，計測値との比較結果を示す。

・　母線電圧

図 9.2.3.1-1 に，33kV と 22kV の母線について，計測値との比較結果を示す。各母線の電圧は概ね一致しており，特に系統全体の電圧分布を良好に再現できている。33kV 母線では，軽負荷時の課題である電圧上昇も確認できる。

・　送電線潮流

表 9.2.3.1-8 に，主要送電線の有効電力潮流と無効電力潮流について，計測値との比較を示す。有効電力については概ね一致している。無効電力については絶対値には開きがあるが，潮流方向については計測値と一致している。なお送電線両端の計測値を確認すると，送り側より受け側の潮流が大きいなどに，計測誤差が含まれていることが確認できる。

また潮流図を図 9.2.3.1-2 と図 9.2.3.1-3 に示す。

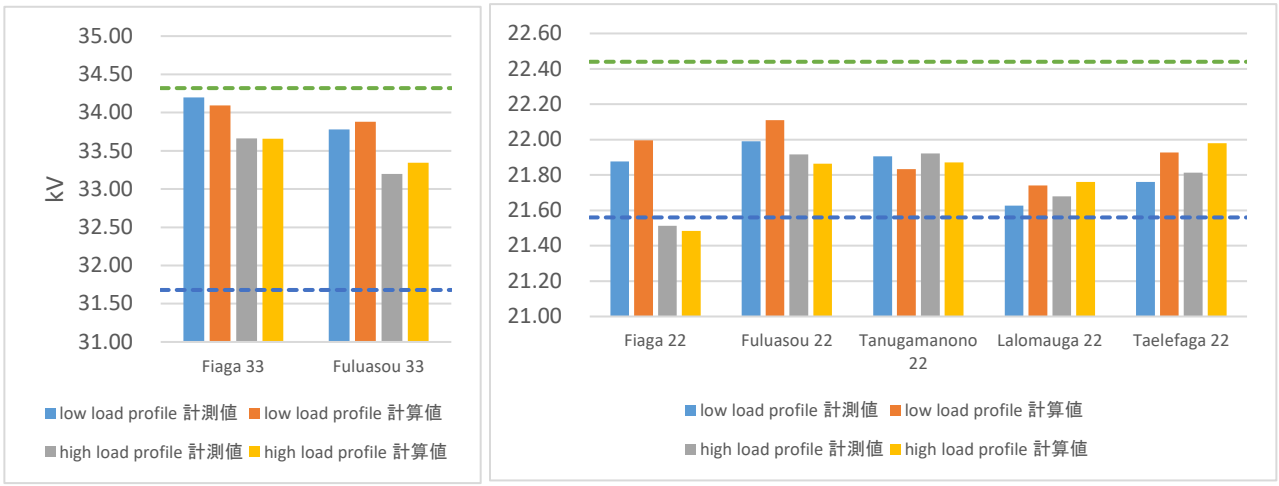


図 9.2.3.1-1　計測値と計算値の比較（母線電圧）

表 9.2.3.1-9　計測値と計算値の比較（送電線潮流）

線路名称			low load profile			high load profile		
			計測値	計算値	誤差	計測値	計算値	誤差
L1	Fiaga – Fuluasou 33KV Overhead Tie	有効電力 kW	1650	1580	4.24%	2020	1990	1.49%
		無効電力 kVAR	415	528	27.33%	966	1040	7.68%
	Fuluasou – Fiaga 33KV Overhead Tie	有効電力 kW	-1650	-1572	4.73%	-2020	-1976	2.18%
		無効電力 kVAR	-760	-560	26.32%	-1350	-1063	21.26%
L2	Fiaga – Fuluasou 33KV Underground Tie	有効電力 kW	3740	3944	5.45%	5000	5032	0.64%
		無効電力 kVAR	495	416	15.92%	1512	1611	6.53%
	Fuluasou – Fiaga 33KV Underground Tie	有効電力 kW	-3830	-3924	2.45%	-4990	-4994	0.08%
		無効電力 kVAR	-1700	-1693	0.41%	-2720	-2832	4.12%
L3	FULUASOU: 33KV UNDER GROUND TIE LINE TO TANUGAMANONO STATION	有効電力 kW	2860	2879	0.66%	3010	3023	0.43%
		無効電力 kVAR	350	156	55.43%	1400	1210	13.57%
	TANUGAMANONO: 33KV UNDER GROUND TIE LINE TO FULUASOU	有効電力 kW	-2880	-2874	0.20%	-3050	-3015	1.16%
		無効電力 kVAR	-818	-802	2.00%	-1770	-1833	3.58%
L4	TANUGAMANONO: 33KV Tie Line to Lalomauga Station	有効電力 kW	-1971	-1971	0.02%	-3218	-3168	1.56%
		無効電力 kVAR	-206	-298	44.46%	522	424	18.73%
	LALOMAUGA: 33KV Tie line to Tanugamanono Station	有効電力 kW	2379	2363	0.65%	3655	3627	0.75%
		無効電力 kVAR	284	335	17.82%	-379	-271	28.51%
L5	Tie line to Samasoni Hydro	有効電力 kW	-201	-200	0.25%	-589	-589	0.05%
		無効電力 kVAR	-93	-88	5.70%	-155	-147	5.28%
L6	LALOMAUAGA: 22KV Tie line to Taelefaga Station	有効電力 kW	-1257	-1165	7.35%	-1646	-1561	5.15%
		無効電力 kVAR	-540	-241	55.37%	-140	-116	17.13%
	TAELEFAGA: 22KV Tie line to Lalomauga Station	有効電力 kW	1255	1173	6.57%	1670	1575	5.68%
		無効電力 kVAR	523	248	52.59%	126	131	4.25%

表 9.2.3.1-10　エリア別需給状況

	需要 kW		発電量 kW	
	low load profile	high load profile	low load profile	high load profile
Fiaga	5746.0	5222.0	4472.0	5381.0
Fuleasou	7235.0	8689.0	0.0	0.0
Tanugamanono	5396.0	7637.0	551.0	1456.0
Lalomauga	360.0	372.0	1212.0	2089.0
Taelefaga	550.0	495.0	1724.0	2069.0
合計	19287.0	22415.0	7959.0	10995.0

本報告では，ウポル系統を，Fiaga，Fukuasou，Tanugamanono，Lalomauga，Taelefaga の 5 箇所のエリアを設定し評価する。エリア内の需要と発電量を表 9.2.3.1-9 に示す。
またこれまでの解析で確認された各エリアの特徴を以下にまとめる。

・ Fiaga
ウポル島の西部に位置し，都市部に近い。Fiaga 発電所から供給される無効電力が，系統全体の電圧を維持している。
空港に至る Lefaga フィーダが接続されており需要も大きい。空港周辺にメガソーラがあり，Fiaga まで距離があることから電圧上昇を招きやすい。Fiaga22kV 母線の時計測値を確認すると，他の 22kV 母線に比べて電圧変動が大きいが，サモア電力公社からは空港に設置されたメガソーラに起因する電圧変動とのコメントがあった。

・ Fuluasou
都市部の変電所であり需要が大きい。また Racecource のメガソーラが接続されている。Fiaga からは 33kV の架空送電線と地中送電線の 2 ルートで接続されており，電気的距離も近く電圧も維持しやすい。

・ Tanugamanono
都市部の変電所であり需要が大きい。また小規模の自流式水力が複数接続されている。Fuluasou から 33kV 地中送電線 1 ルートで接続されているが電圧が低下しやすい。そのため小水力から無効電力を供給する必要があり，計測値からも確認できる。
ディーゼル発電機が設置されているが，旧式のため通常は並列されていない。

・ Lalomauga
ウポル島東部に位置し，比較的大きな自流式水力である。都市部とは 33kV の架空送電線で接続されているが，Taelefaga とともに発電量が多くなると電圧上昇が生じて進相運転になりやすい。この現象は計測値からも確認できる。

・ Taelefaga
ウポル島東部に位置し，最大の容量をもつ貯水式水力である。Lalomauga と同様に都市部から離れているため電圧上昇が生じやすく，発電時には進相運転になりやすい。

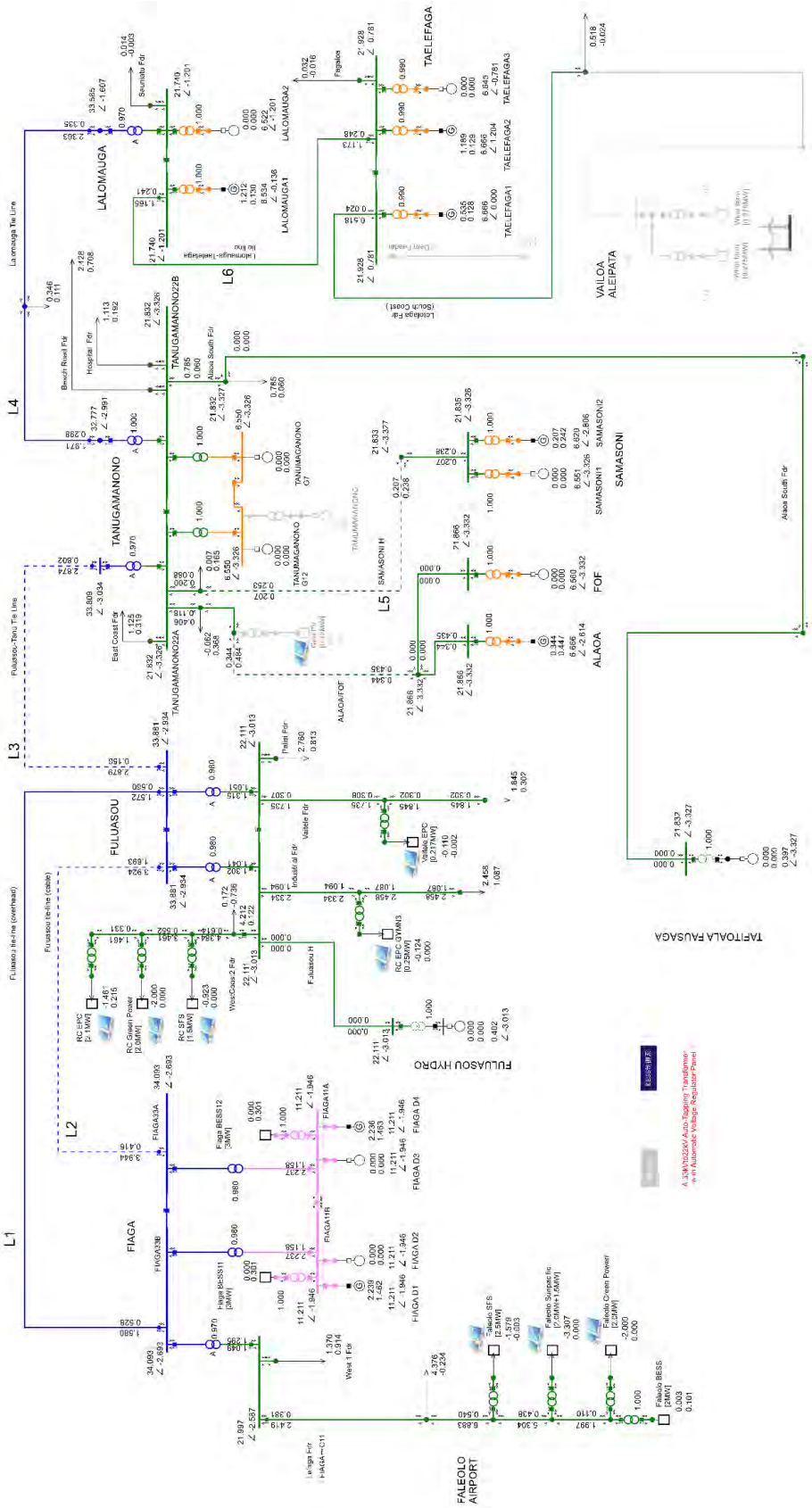


図 9.2.3.1-2　（current system・low load profile
［2021 年 8 月 21 日　土曜日　11 時 30 分］・FiagaDG：2 台）潮流図

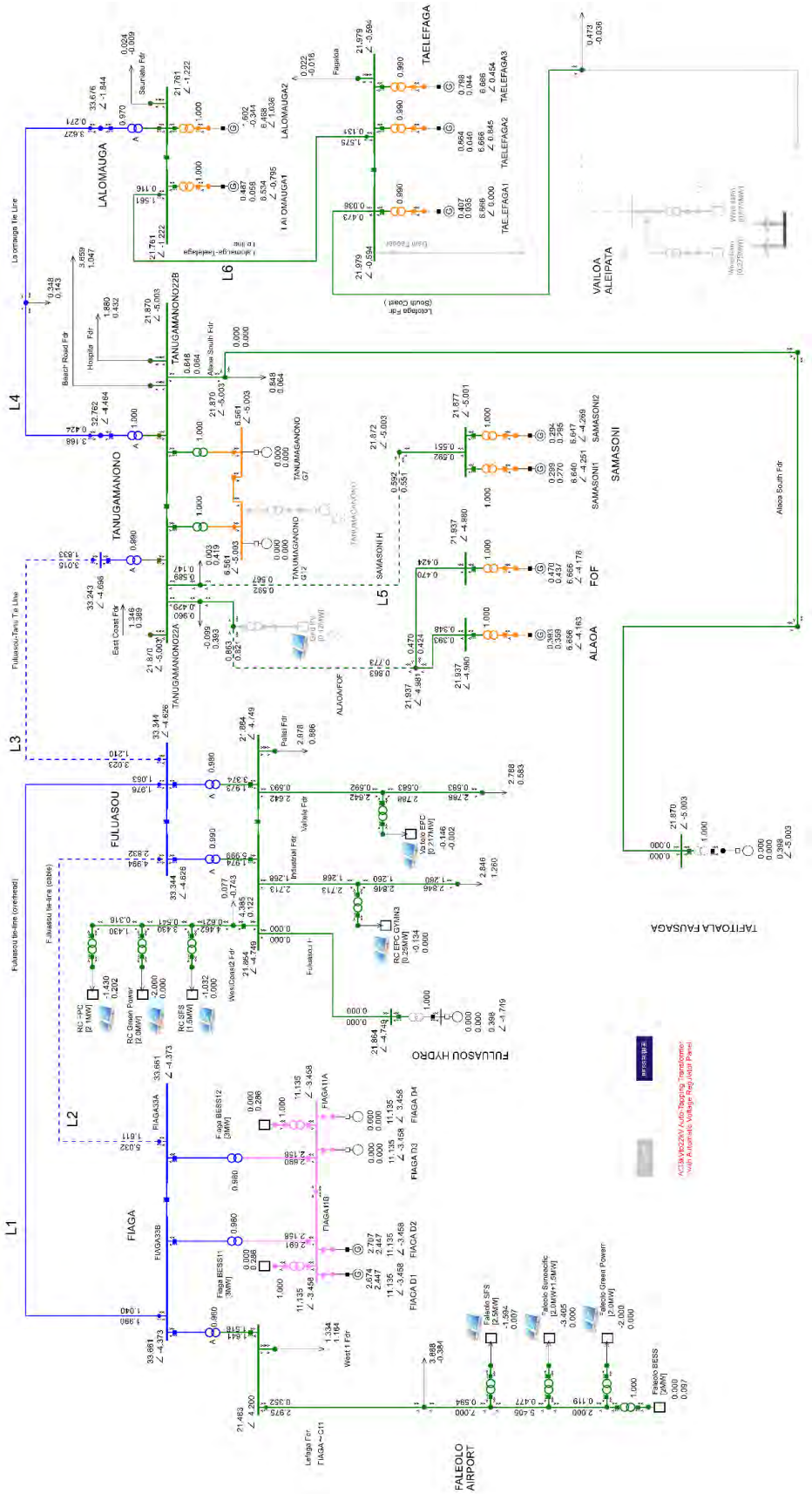


図 9. 2. 3. 1-3　（current system・high load profile
［2021 年 8 月 30 日 月曜日 13 時 00 分］・FiagaDG：2 台）潮流図

9.2.3.2 Fiaga 発電所の並列台数変更（計算条件）

現状系統において，Fiaga のディーゼル発電機を停止した場合の試算を実施する。Fiaga ディーゼル機の 2 台並列は，無効電力供給源確保のために，サモア電力公社の運用ルールによりマストランになっている。

サモア電力公社の課題として，週末などの軽負荷時に Fiaga ディーゼル機（Fiaga DG）を 2 台並列することで，水力機の下げ代不足や PV の出力抑制が発生が挙げられる。Fiaga ディーゼル機を 1 台並列とすることで，この課題を解消したい要望があるため，ドラフト版系統モデルを用いて試算を行った。

(1)ケースの設定

解析パラメタとして内燃機の並列台数を設定し，内燃機を減らすことによる系統への影響と対策を確認する。解析パラメタを以下に示す。A-1-1 および B-1-1 が 9.2.3.1 で設定した基本断面に相当する。

表 9.2.3.2-1　current system 潮流計算ケース

ケース番号	断面	Fiaga ディーゼル 並列台数	備考
A-1-1	low	2	基本断面
A-1-2		1	
A-1-3		0	
A-2-1	high	2	基本断面
A-2-2		1	
A-2-3		0	

(2)計算条件の設定

基本断面の需給条件を基本に，各ケースの需給断面を設定した。需要と PV 出力については基本断面の条件を利用し，Fiaga ディーゼル機停止に伴う供給力の水力機への配分と電圧調整を実施した。なお潮流調整の際の制約は，基本断面と同様に，電圧，発電機無効電力，熱容量となる。

・　供給力調整

Fiaga ディーゼル機の解列により不足する有効電力は，現実的な運用を考慮し，水力機を追加起動することで不足分を設備容量比で配分することとした。

追加並列することで，ディーゼル機停止による減少する慣性力と無効電力の供給源を確保し，運用を容易にすることを想定している。

なお追加並列する発電機は，2021 年 8 月の同時刻において稼働実績のある水力機としている。なお Taelegfaga 以外の水力機は自流式のため，渇水期の 8 月には定格出力の運転は見込めないとした。

・　電圧調整

基本断面と同様に，負荷時タップ切替機能つき変圧器のタップ値と発電機無効電力を用いた調整を基本とするが，制約を満たせない場合には，BESS の不感帯(電圧：0.98pu-1.02pu)を逸脱した場合に限り，定格出力の 75%の無効電力出力を活用した。

9.2.3.3 Fiaga 発電所の並列台数変更（潮流計算結果）

表 9.2.3.2-1 に示した解析パラメタに応じた需給条件を設定し潮流計算を実施した。各ケースの調整結果をまとめる。

表 9.2.3.3-1　current system 潮流計算結果

ケース番号	断面	結果評価
A-1-1	low	○
A-1-2		△
A-1-3		△
A-2-1	high	○
A-2-2		△
A-2-3		×

- 各ケースの調整結果
  - A-1-1　軽負荷断面　　Fiaga DG：2 台　（基本断面）
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった。電圧と有効電力は計測値と良好に一致した。無効電力潮流の絶対値には乖離がある（表 9.2.3.1-9)。
  - A-1-2　軽負荷断面　　Fiaga DG： 1 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった Tanugamanono エリアの水力機からの無効電力供給により電圧を維持している。
  - A-1-3　軽負荷断面　　Fiaga DG：0 台
    変圧器タップ値と発電機無効電力の調整では電圧を維持できずに，Fiaga 発電所に設置された BESS からの無効電力供給（ 2400kVAR ）を必要とした。
    実施したケースでは電圧を維持できたが，運用としては厳しい断面と言える。
  - A-2-1　重負荷断面　　Fiaga DG：2 台　（基本断面）
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった。電圧と有効電力は計測値と良好に一致した。無効電力潮流の絶対値には乖離がある（表 9.2.3.1-9)。
  - A-2-2　重負荷断面　　Fiaga DG： 1 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった ただし Tanugamanono の電圧低下が厳しく Alaoa，Fof，Samasoni 発電機の無効電力制約が厳しい。なお Fiaga に設置された BESS は，Fiaga 母線の電圧が制御系の不感帯内に収まっていたため活用していない。
  - A-2-3　重負荷断面　　Fiaga DG：0 台
    全系で電圧低下が発生し，発電機無効電力調整，変圧器タップ調整，FiagaBESS からの無効電力供給を用いても電圧を制約範囲に維持できなかった。

- 熱容量制約
  いずれのケースも熱容量制約にはかからなかった。

表 9.2.3.3-2 に軽負荷断面を表 9.2.3.3-3 に重負荷断面の同期機および BESS の調整結果を，表 9.2.3.3-4 に各ケースの断面情報をまとめる。図 9.2.3.3-5～10 に各ケースの潮流図を示す。
また 33kV と 22kV の母線電圧を図 9.2.3.3-1 と図 9.2.3.3-2 に，各エリアの同期発電機と BESS からの有効電力供給量を図 9.2.3.3-3 に，無効電力供給量を図 9.2.3.3-4 にまとめる。

潮流計算結果より，以下のことが確認できる。

- 不足する有効電力は，東側の発電所より供給することになり，そのために発生する電圧上昇に伴い東側の Taelefaga や Lalomauga の発電機が進相運転になる。

- 需要が増加するにしたがい Tanugamanono に接続された小水力発電機からの無効電力出力は制約にかかり， Fiaga エリアから無効電力を供給する必要が生じる。なお Taelefaga エリアからの無効電力供給は，前記した電圧上昇が伴うため難しい。

- ディーゼル発電機を並列しない場合には，Fiaga 発電所に設置された BESS からの無効電力供給が必要となる。

- 軽負荷時の 33ｋV 系の電圧上昇は，Fiaga ディーゼル発電機停止にかかわらず傾向はかわらない。電圧維持に BESS を用いいたため，Fiaga エリアからの無効電力供給量がかわらないためである。

Fiaga の発電機を 1 台運転にした場合，今回の試算では系統電圧を維持できた。しかし軽負荷断面においても電圧を適正に維持するためには，Tanugamanono エリアの水力機からの無効電力供給が重要であった。
今回のシナリオでは水力機を多く並列しているため必要な無効電力を供給できたが，並列台数が少ない場合や故障などで停止した場合には，Tanumaganono 変電所の電圧を維持することが難しいと考えられる。

今回の試算からは，Fiaga 発電所を停止することは系統運用上難しいと判断できる。また Fiaga 発電所の 1 台運転も系統の安定性や Fiaga 発電所の発電機が停止した場合のリスクを考慮すると難しいと考えられ，現状の Fiaga 発電所の発電機 2 台をマストラン発電機とすることは適切な運用であると言える。

表 9. 2. 3. 3-2 （current system・low load profile） 同期機，BESS 出力

発電機名称, BESS 名称	A-1-1 Fiaga DG:2 台		A-1-2 Fiaga DG:1 台		A-1-3 Fiaga DG:0 台	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Fiaga Generator 1	2239.0	1462.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 4	2236.0	1463.0	2236.0	3097.0	0.0	0.0
Lalomauga Genertaor 1	1212.0	130.0	1212.0	-36.0	1212.0	6.0
Lalomauga Genertaor 2	0.0	0.0	630.0	-25.0	1258.0	16.0
Fuluasou Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alaoa Generator	344.0	447.0	344.0	352.0	344.0	509.0
FOF　Generator	0.0	0.0	572.0	431.0	1144.0	637.0
Samasoni Generator 1	0.0	0.0	322.0	197.0	643.0	366.0
Samasoni Generator 2	207.0	242.0	207.0	196.0	207.0	360.0
Taelefaga Generator 1	535.0	128.0	603.0	-36.0	739.0	-116.0
Taelefaga Generator 2	1189.0	129.0	1189.0	-15.0	1189.0	-87.0
Taelefaga Generator 3	0.0	0.0	715.0	-39.0	1430.0	-113.0
Tafitoala Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga 11kV A 母線 BESS	0.0	-301.0	0.0	-301.0	0.0	1200.0
Fiaga 11kV B 母線 BESS	0.0	-301.0	0.0	-301.0	0.0	1200.0
Faleolo BESS	-3.0	101.0	-3.0	101.0	-3.0	101.0
Total	7959.0	3500.0	8027.0	3621.0	8163.0	4079.0

表 9. 2. 3. 3-3 （current system・high load profile） 同期機，BESS 出力

発電機名称, BESS 名称	A-2-1 Fiaga DG:2 台		A-2-2 Fiaga DG:1 台		A-2-3 Fiaga DG:0 台	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Fiaga Generator 1	2674.0	2447.0	2674.0	3420.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 2	2707.0	2447.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lalomauga Genertaor 1	487.0	58.0	829.0	193.0	1725.0	254.0
Lalomauga Genertaor 2	1602.0	-344.0	1945.0	-248.0	1725.0	-230.0
Fuluasou Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alaoa Generator	393.0	359.0	588.0	673.0	780.0	**788.0**
FOF　Generator	470.0	437.0	781.0	821.0	1089.0	964.0
Samasoni Generator 1	299.0	270.0	474.0	575.0	647.0	**697.0**
Samasoni Generator 2	294.0	295.0	469.0	602.0	641.0	**724.0**
Taelefaga Generator 1	407.0	35.0	956.0	-63.0	1656.0	-184.0
Taelefaga Generator 2	864.0	40.0	1253.0	-43.0	1637.0	-153.0
Taelefaga Generator 3	798.0	44.0	1187.0	-67.0	1572.0	-215.0
Tafitoala Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga 11kV A 母線 BESS	0.0	-286.0	0.0	0.0	0.0	2250.0
Fiaga 11kV B 母線 BESS	0.0	-286.0	0.0	0.0	0.0	2250.0
Faleolo BESS	0.0	97.0	0.0	97.0	0.0	97.0
Total	10995.0	5613.0	11156.0	5960.0	11472.0	7242.0

赤字：無効電力制約に抵触

表 9. 2. 3. 3-4（current system）総括情報

ケース番号	low load profile			high load profile		
	A-1-1	A-1-2	A-1-3	A-2-1	A-2-2	A-2-3
Fiaga DG 並列台数	2	1	0	2	1	0
真の需要 [kW]	19287	19287	19287	22415	22415	22415
PV 出力 [kW]	11504	11504	11503	11741	11741	11741
水力機出力 [kW]	3487	5794	8166	5614	8482	11472
DG 機出力 [kW]	4475	2236	0	5381	2674	0
BESS 出力 [kW]	-3	-3	-3	0	0	0
並列同期機容量 [kVA]	24001	24613	17400	31826	24613	17400
再エネ比率 [%]	77.01	88.55	100.00	76.33	88.32	100.00
PV 比率 [%]	59.09	58.89	58.48	51.64	51.28	50.58
同期機容量比率 [%]	123.32	126.02	88.48	139.98	107.49	74.96

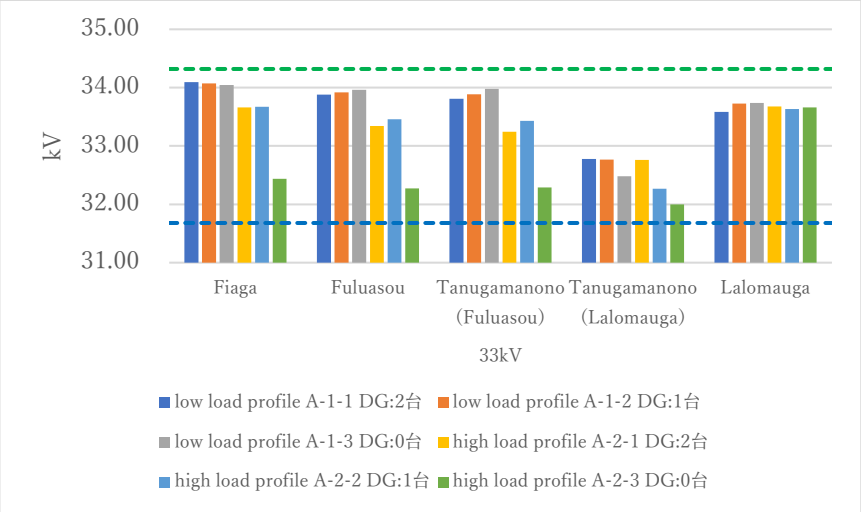


図 9. 2. 3. 3-1 （current system）33kV 母線電圧

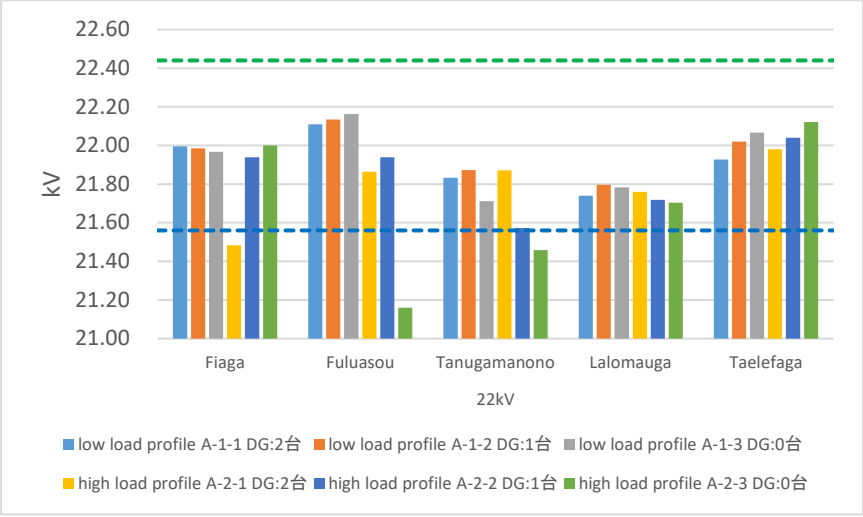
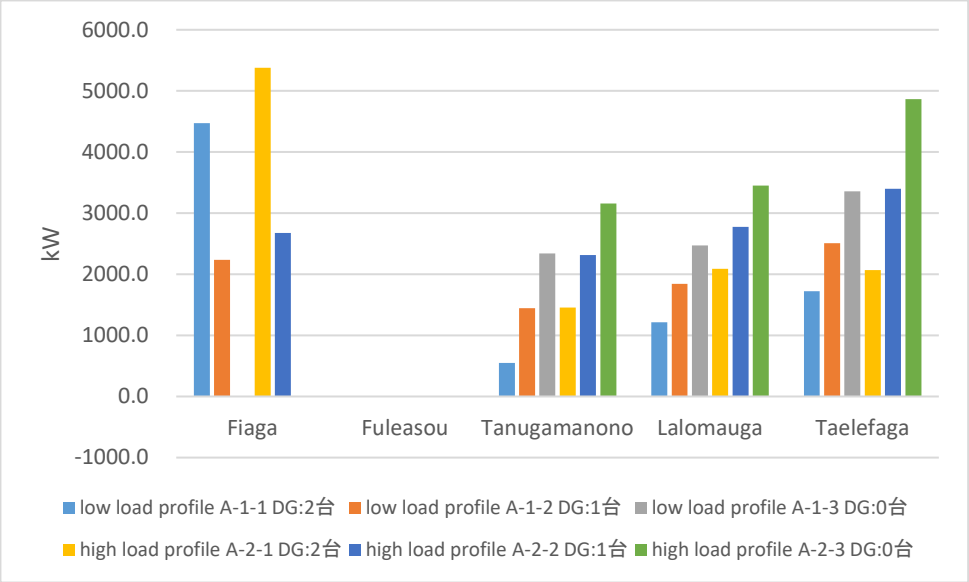
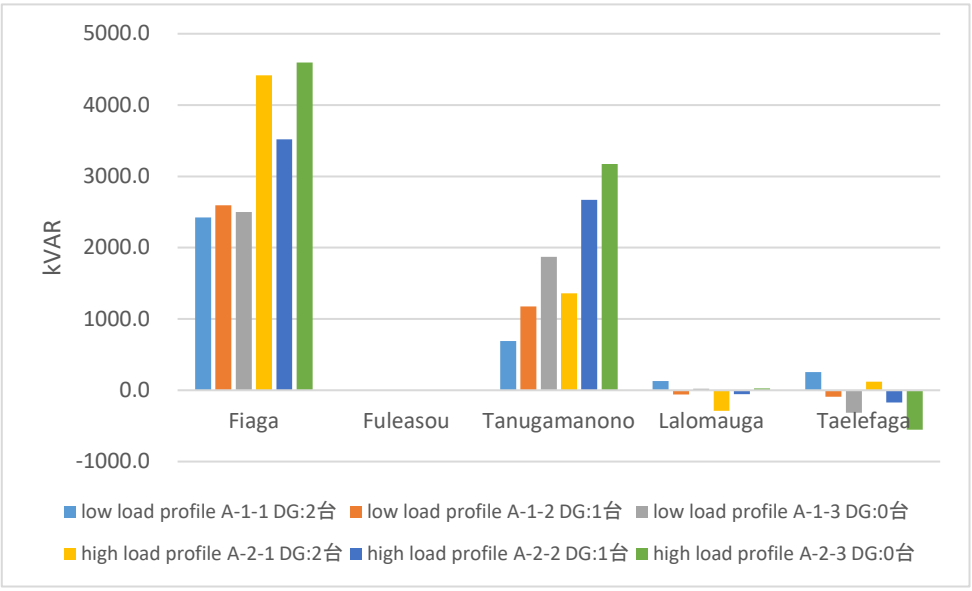


図 9. 2. 3. 3-2 （current system）22kV 母線電圧



エリア内有効電力：同期発電機出力＋BESS

図 9. 2. 3. 3-3　（current system）エリア別有効電力供給量



エリア内有効電力：同期発電機出力＋BESS

図 9. 2. 3. 3-4　（current system）エリア別無効電力供給量

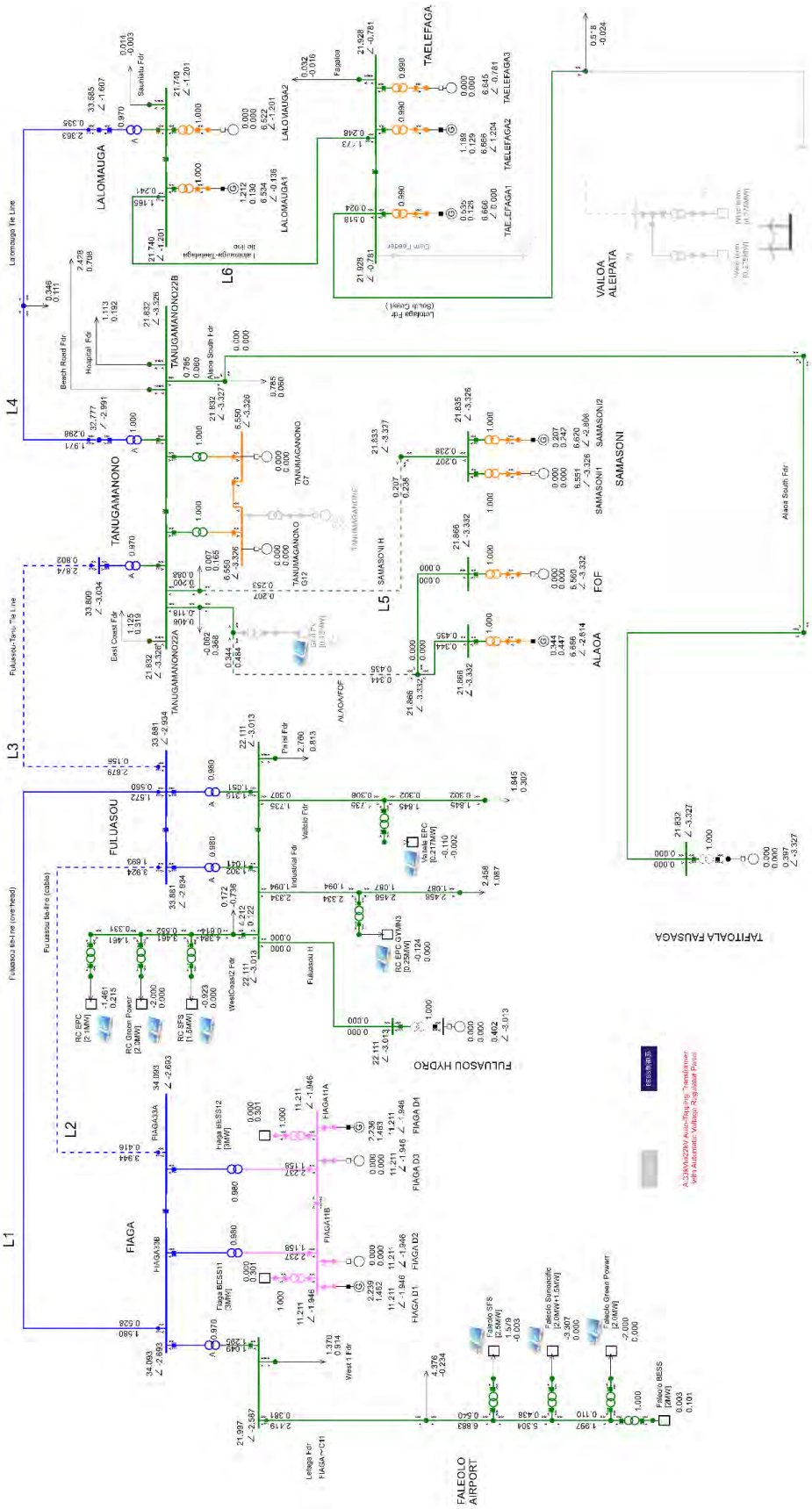


図 9.2.3.3-5　A-1-1（current system・low load profile
[2021 年 8 月 21 日 土曜日 11 時 30 分]・FiagaDG：2 台）潮流図　（再掲）

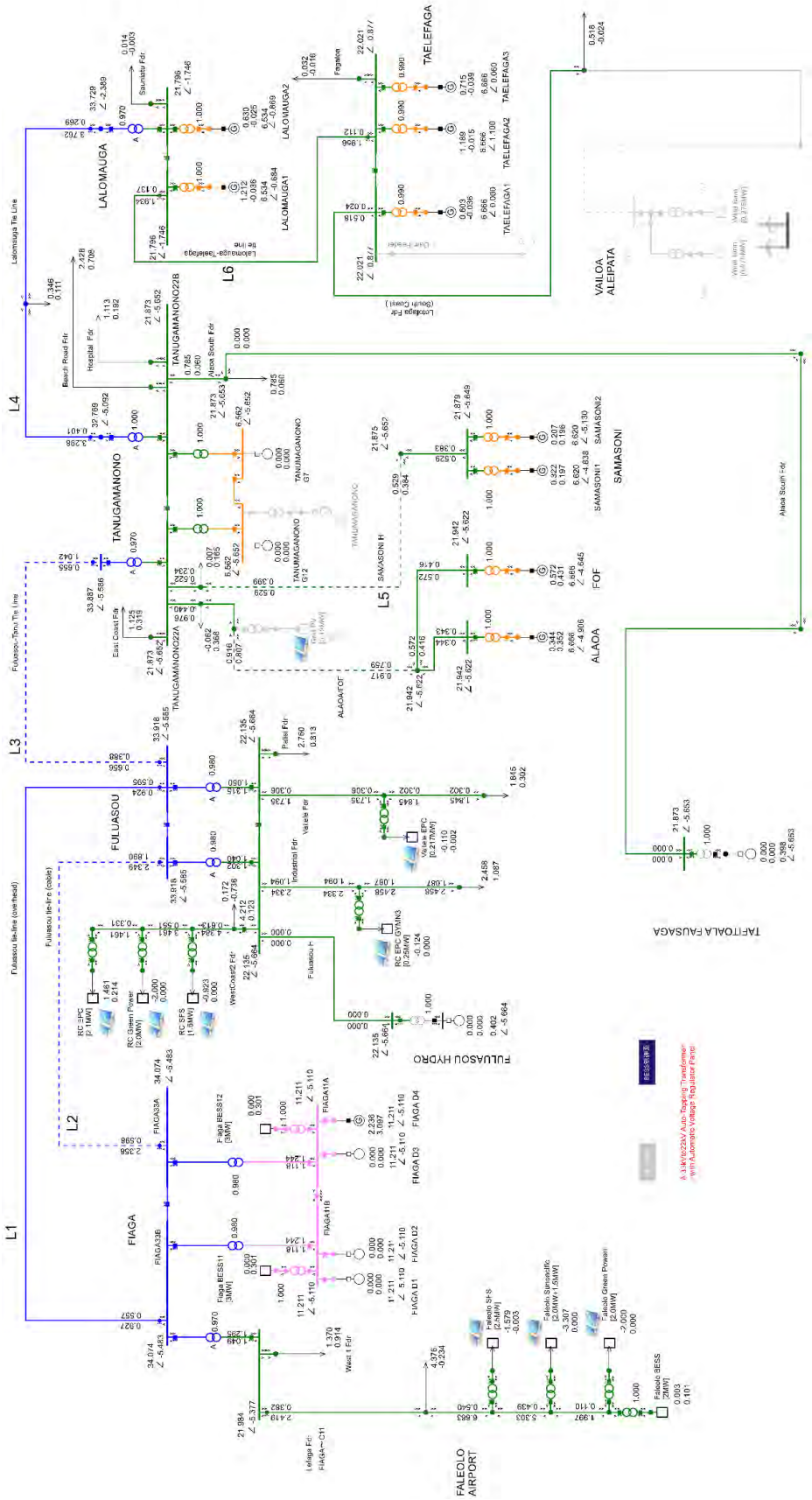


図 9.2.3.3-6　A-1-2（current system・low load profile［2021 年 8 月 21 日　土曜日　11 時 30 分］・FiagaDG：1 台）潮流図

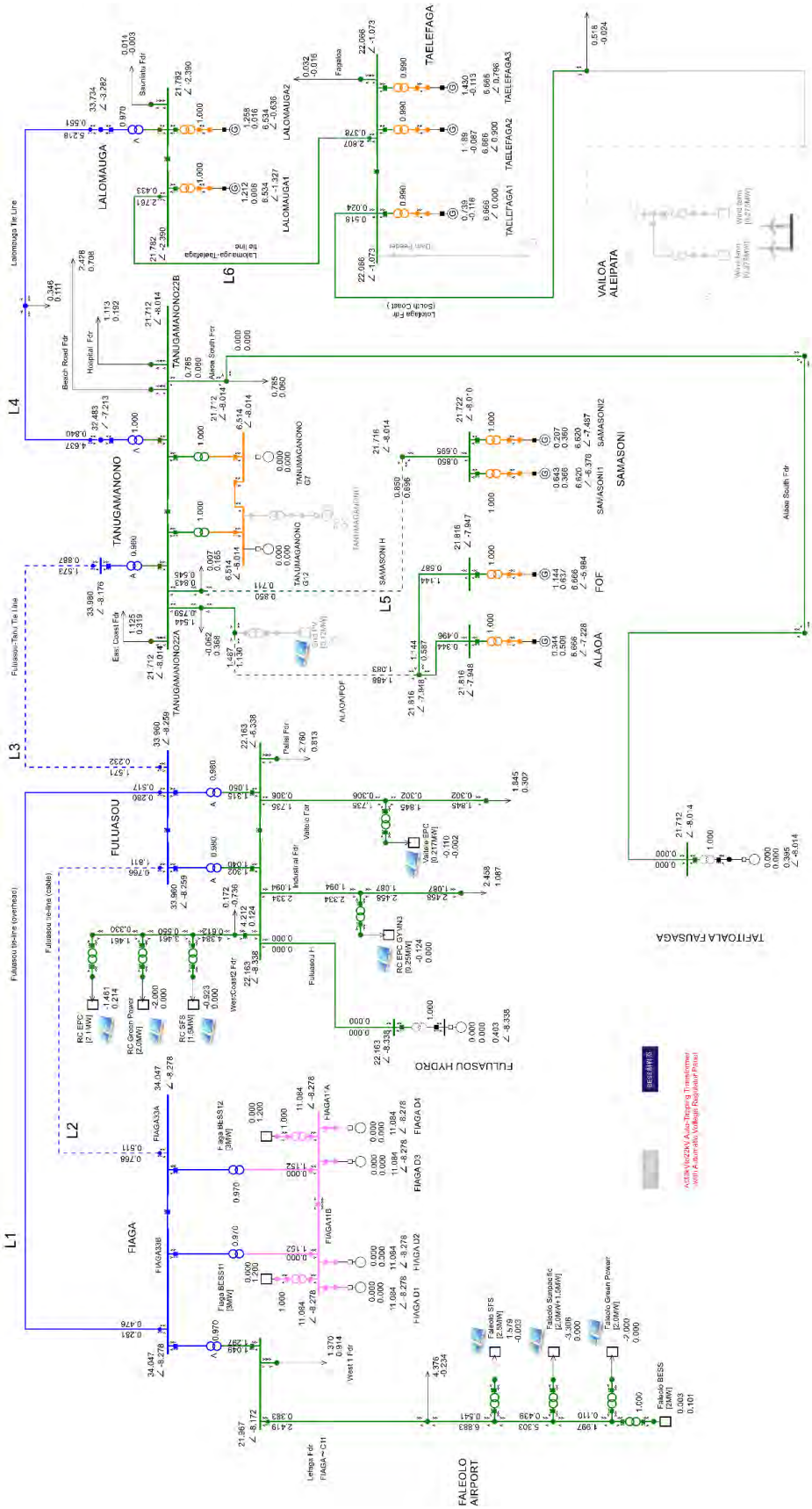


図 9.2.3.3-7　A-1-3（current system・low load profile［2021 年 8 月 21 日　土曜日　11 時 30 分］・FiagaDG：0 台）潮流図

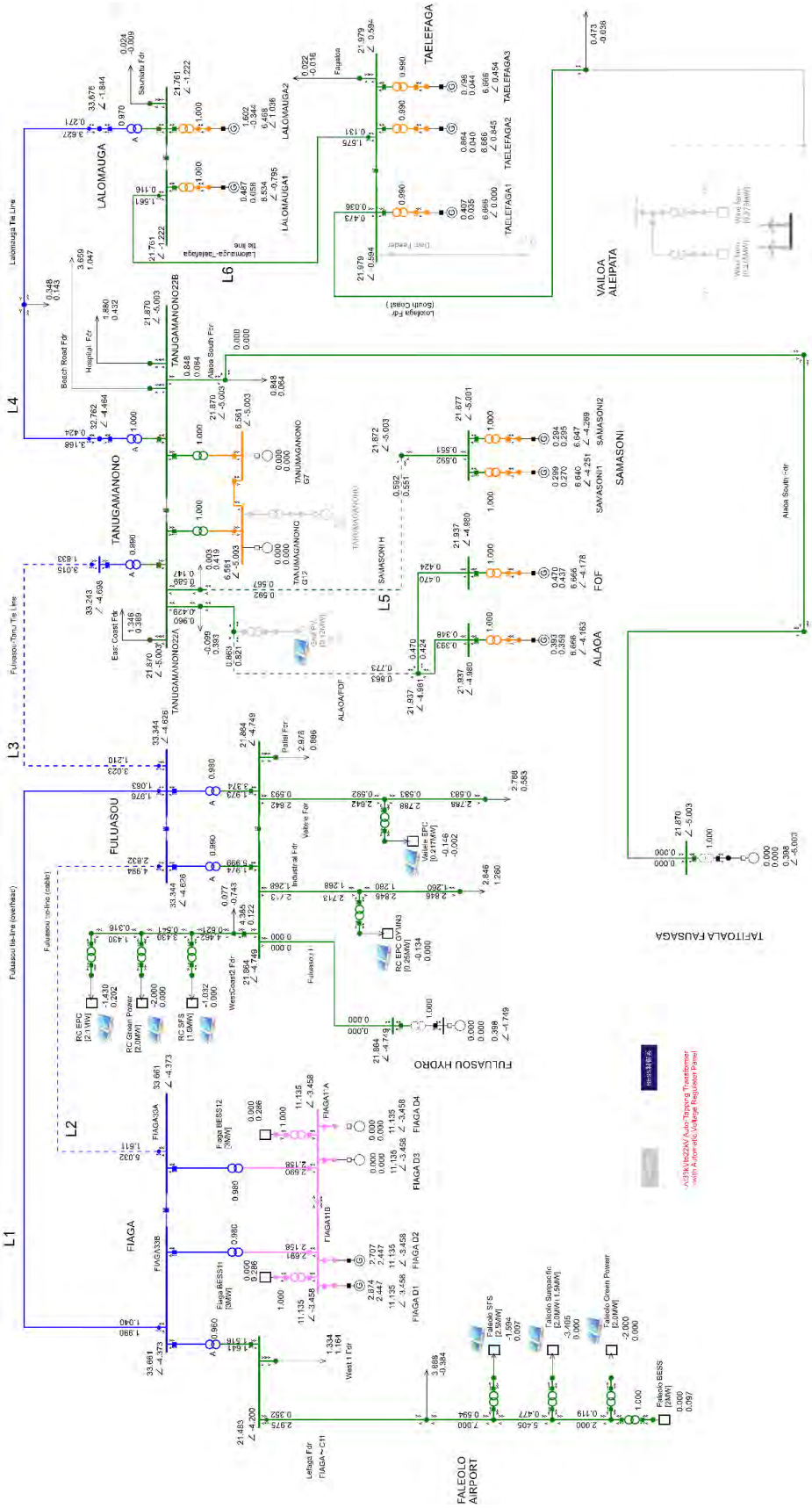


図 9.2.3.3-8　A-2-1（current system・high load profile
[2021 年 8 月 30 日 月曜日 13 時 00 分]・FiagaDG：2 台）潮流図　（再掲）

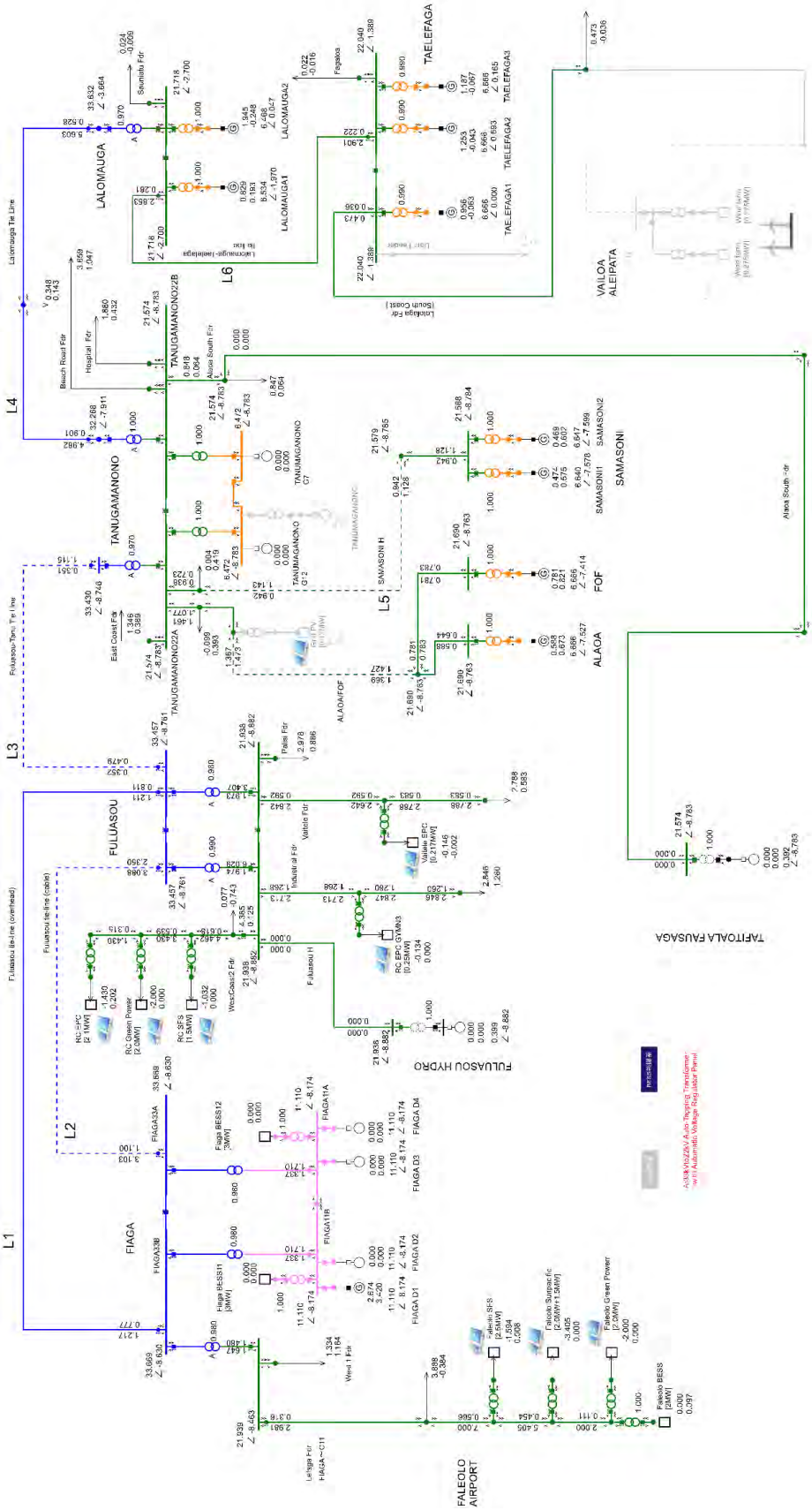


図 9.2.3.3-9　A-2-2（current system・high load profile［2021 年 8 月 30 日 月曜日 13 時 00 分］・FiagaDG：1 台）潮流図

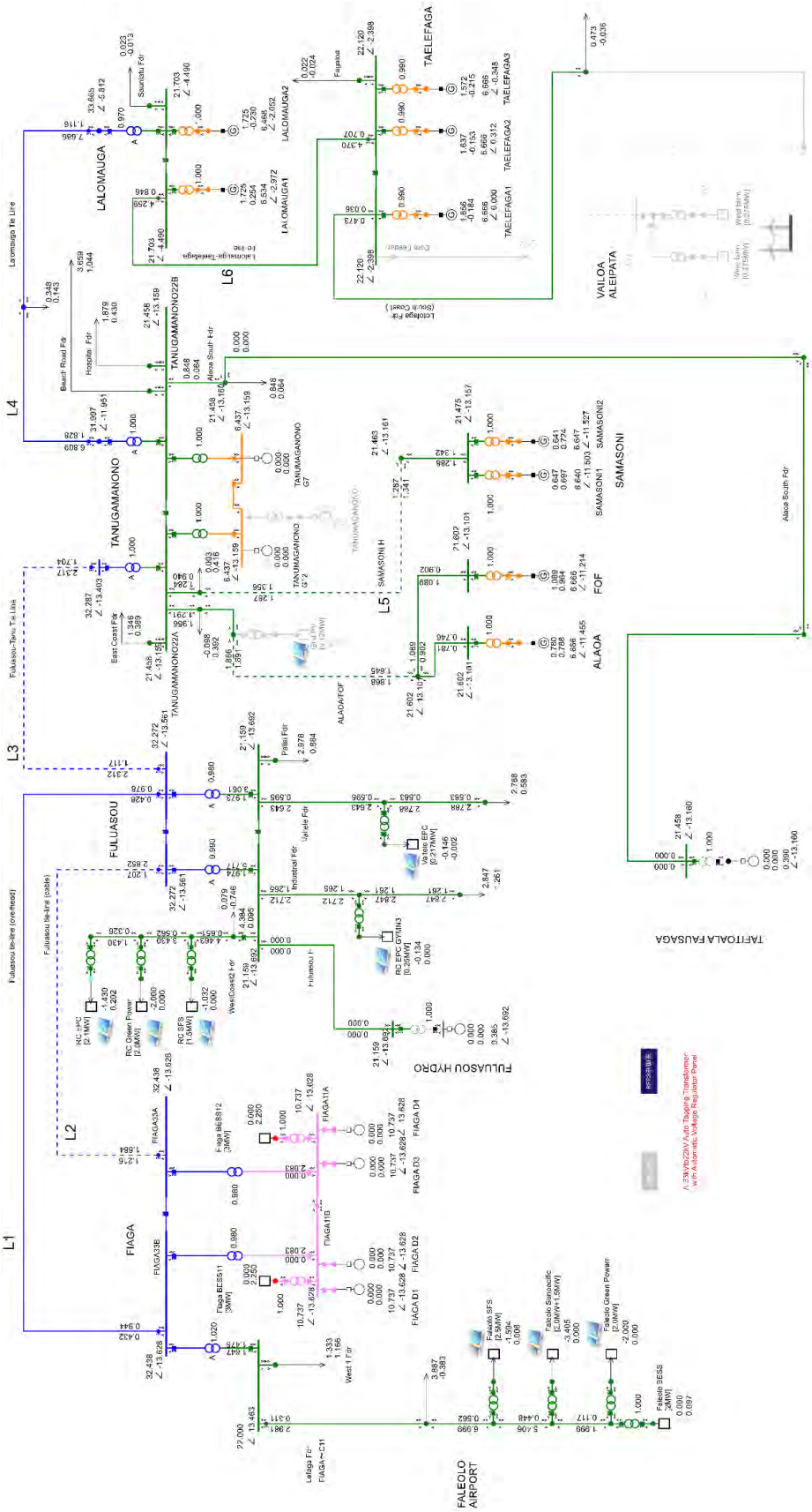


図 9.2.3.3-10　A-2-3（current system・high load profile ［2021 年 8 月 30 日 月曜日 13 時 00 分］・FiagaDG：0 台）潮流図

9.2.4　潮流計算の実施（2021 年度断面＋EPC/IPP 蓄電池＋RE 導入）

9.2.4.1　計算条件

現状系統の系統構成に対して，サモア電力公社から提供された設備計画を反映した将来系統を作成した。需要については現状断面と同じにし，設備構成の違いによる系統特性を評価する。将来系統の需要増を反映した計算ではないことに留意する必要がある。

(1)ケースの設定

2025 年までに以下の設備が計画されている。

- Tiapapata SHP　　HYDRO：760 KW,2021 年営業運転開始予定
- Alaoa SHP　　HYDRO：300 KW,2024 年営業運転開始予定
- Fiaga Plant　　PV ： 41.64 MW, BESS: 18 MW/116.83 MWh
- Vailoa Wind Site　PV ： 14.38 MW, BESS: 7.5 MW/38.94 MWh

新設予定の PV ファームの出力合計は 56.02 MW であり，現状系統の重負荷断面に利用したピーク需要が 24MW（計測値誤差補正前）であることから，系統規模に対して非常に大きな設備である。同様に併設される BESS の設備量も 25.5MW と，Fiaga 発電所の出力に相当する規模である。

ケースの設定においては，需要は現状系統の断面（表 9.2.3.1-5）を使用し，PV の供給力を最大限に活用するため以下のシナリオとした。

・　基本断面で並列する同期機について

2021 年 8 月の運用実績から，Fiaga，Tanugamanono，Taelefaga の各エリアにおいて，各 2 台発電機を並列することをマストランする。

・　発電機出力は最低出力とする。
・　BESS は長周期分制御に割り当てられた最大充電量とする。
・　上記を考慮した残りの需要を，全ての PV に容量比で配分する。

サモア電力公社の運用ルールに基づく Fiaga ディーゼル機の 2 台並列を基本とし，ディーゼル機の台数を減らすことで再エネ率 100%の断面を評価する。解析パラメタを以下に示す。

表 9.2.4.1-1　future system 潮流計算ケース

ケース番号	断面	Fiaga ディーゼル 並列台数	備考
B-1-1	load	2	基本断面
B-1-2		1	
B-1-3		0	
B-2-1	high	2	基本断面
B-2-2		1	
B-2-3		0	

(2)計算条件の設定

現状系統の基本断面の需給条件を基本に，各ケースの需給断面を設定した。需要については基本断面の条件を利用し，Fiaga ディーゼル機停止に伴う供給力の PV への配分と電圧調整を実施した。なお潮流調整の際の制約は，現状系統と同様に，電圧，発電機無効電力，熱容量となる。

・ 供給力調整

Fiaga ディーゼル機を解列により不足する有効電力は PV で充当することとし，PV の定格出力比で配分することとした。配分した結果を表 9.2.4.1-2 と表 9.2.4.1-3 に示す。これは新設された PV 利用の最大化と水力機の余力を予備力として担保するためである。

・ 電圧調整

現状系統と同様に，負荷時タップ切替機能つき変圧器のタップ値と発電機無効電力を用いた調整を基本とするが，制約を満たせない場合には，BESS の不感帯(電圧：0.98pu-1.02pu)を逸脱した場合に限り，定格出力の 75%の無効電力出力を活用した。なお PV については AVR 制御が不明なため，無効電力供給は行わないこととした。

表 9.2.4.1-2 (future system・low load profile) PV 出力

PV ファーム名称	B-1-1 Fiaga DG:2 台		B-1-2 Fiaga DG:1 台		B-1-3 Fiaga DG:0 台	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Faleolo SFS	939.0	0.0	979.0	0.0	1020.0	0.0
Faleolo Sunpacific Solar	1966.0	0.0	2051.0	0.0	2136.0	0.0
Faleolo Green Power Solar	1189.0	0.0	1240.0	0.0	1292.0	0.0
Racecource EPC Solar	869.0	0.0	906.0	0.0	944.0	0.0
Racecource Green Power Solar	1189.0	0.0	1240.0	0.0	1292.0	0.0
Racecource SFS Solar	549.0	0.0	572.0	0.0	596.0	0.0
Racecource EPC GYMN 3 Solar	74.0	0.0	77.0	0.0	80.0	0.0
Vaitele solar	65.0	0.0	68.0	0.0	71.0	0.0
Fiaga Plant C 母線	12378.0	0.0	12912.0	0.0	13447.0	0.0
Fiaga Plant D 母線	12378.0	0.0	12912.0	0.0	13447.0	0.0
Vailoa Wind Site	8549.0	0.0	8918.0	0.0	9288.0	0.0
Total	40145.0		41875.0		43613.0	

赤字：新設設備

表 9.2.4.1-3 (future system・low load profile) PV 出力

PV ファーム名称	B-2-1 Fiaga DG:2 台		B-2-2 Fiaga DG:1 台		B-2-3 Fiaga DG:0 台	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Faleolo SFS	1012.0	0.0	1052.0	0.0	1093.0	0.0
Faleolo Sunpacific Solar	2119.0	0.0	2204.0	0.0	2289.0	0.0
Faleolo Green Power Solar	1282.0	0.0	1333.0	0.0	1384.0	0.0
Racecource EPC Solar	936.0	0.0	974.0	0.0	1011.0	0.0
Racecource Green Power Solar	1282.0	0.0	1333.0	0.0	1384.0	0.0
Racecource SFS Solar	591.0	0.0	615.0	0.0	639.0	0.0
Racecource EPC GYMN 3 Solar	79.0	0.0	83.0	0.0	86.0	0.0
Vaitele solar	70.0	0.0	73.0	0.0	76.0	0.0
Fiaga Plant C 母線	13342.0	0.0	13877.0	0.0	14412.0	0.0
Fiaga Plant D 母線	13342.0	0.0	13877.0	0.0	14412.0	0.0
Vailoa Wind Site	9215.0	0.0	9585.0	0.0	9954.0	0.0
Total	43270.0		45006.0		46740.0	

赤字：新設設備

9.2.4.2　潮流計算結果

表 9.2.4.1-1 に示した解析パラメタに応じた需給条件を設定し潮流計算を実施した。各ケースの調整結果をまとめる。

表 9.2.4.2-1　future system 潮流計算結果

ケース番号	断面	結果評価
B-1-1	low	○
B-1-2		○
B-1-3		○
B-2-1	high	○
B-2-2		○
B-2-3		○

Fiaga 発電所に設置された BESS の容量が大きいため，現状系統に比べて電圧維持は容易であった。

- 各ケースの調整結果
  - B-1-1　軽負荷断面　　Fiaga DG：2 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった。
  - B-1-2　軽負荷断面　　Fiaga DG： 1 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった
    Fiaga ディーゼル発電機停止による無効電力の不足は，Fiaga に設置された BESS より供給する。
  - B-1-3　軽負荷断面　　Fiaga DG：0 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった
    Fiaga ディーゼル発電機停止による無効電力の不足は，Fiaga に設置された BESS より供給する。
  - B-2-1　重負荷断面　　Fiaga DG：2 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった。
  - B-2-2　重負荷断面　　Fiaga DG： 1 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった
    Fiaga ディーゼル発電機停止による無効電力の不足は，Fiaga に設置された BESS より供給する。
  - B-2-3　重負荷断面　　Fiaga DG：0 台
    変圧器タップ値と発電機の無効電力の調整により電圧が適正範囲におさまった
    Fiaga ディーゼル発電機停止による無効電力の不足は，Fiaga に設置された BESS より供給する。

- 熱容量制約
  いずれのケースも熱容量制約にはかからなかった。

表 9.2.4.2-2 に軽負荷断面を表 9.2.4.2-3 に重負荷断面の同期機および BESS の調整結果を，表 9.2.4.2-4 に各ケースの系統情報をまとめる。図 9.2.4.2-5～10 に各ケースの潮流図を示す。
また 33kV と 22kV の母線電圧を図 9.2.4.2-1 と図 9.2.4.2-2 に，各エリアの同期発電機と BESS からの有効電力供給量を図 9.2.4.2-3 に，無効電力供給量を図 9.2.4.2-4 にまとめる。

潮流計算結果より，以下のことが確認できる。

- 図 9.2.4.2-1 のエリア別母線電圧をケース毎に比較すると，Fiaga の並列状態に応じて電圧が一律に変化しているが，これは電圧調整の範囲内で生じる差であり，系統全体の電圧分布の傾向は Fiaga の並列状態によらず一致している。またこの電圧分布は現状系統とも一致している。

- Fiaga 発電所に大容量の BESS が設置されており，Fiaga 停止の際にも十分な無効電力を供給できるため系統の電圧維持は可能であった。ただし BESS からの供給が増えると，BESS 設置点の電圧が上昇することが確認された。Fiaga 発電所の電圧管理は，系統全体の電圧を維持するために重要である。計画されている設備情報を入手し，実設備に即したモデルを作成し慎重に評価を行うことが重要である。

- Tanugamanono エリアの水力機の並列台数が少ない場合，無効電力の供給が期待できないため電圧維持が難しい。大量に導入される PV を最大限活用するためには電圧運用を容易にする必要があり，Tanugamanono 変電所に調相設備や同期調速機など無効電力を供給する設備を設置すると効果が高いと考えられる。

- Vailoa は Taelegfaga までの距離が長いため供給側の Vailoa の電圧上昇が顕著であり，BESS による無効電力制御が必須となる。また PV 容量が SouthCoast フィーダの送電線運用容量を上回っているため，BESS の充放電の運用が重要となる（9.2.4.3 参照)。

- Fiaga と Vailoa に大規模な PV ファームや BESS が設置され電源供給エリアが偏在化するため，需要が増えるに従い Tanugamanono 変電所の電圧低下が顕著になることが推察される。マスタープランが確定した段階で，予測された Peak 需要を反映した潮流解析を実施し，電圧低下が確認された場合には電圧を維持するために必要な設備の導入を検討する必要がある。

表 9. 2. 4. 2-2　(future system・low load profile)　同期機，BESS 出力

発電機名称, BESS 名称	B-1-1 Fiaga DG:2 台		B-1-2 Fiaga DG:1 台		B-1-3 Fiaga DG:0 台	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Fiaga Generator 1	1734.0	3294.0	1734.0	3701.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 4	1734.0	3293.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lalomauga Genertaor 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lalomauga Genertaor 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fuluasou Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alaoa Generator	200.0	373.0	200.0	254.0	200.0	349.0
FOF　Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Samasoni Generator 1	200.0	173.0	200.0	69.0	200.0	152.0
Samasoni Generator 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Taelefaga Generator 1	560.0	324.0	624.0	223.0	682.0	238.0
Taelefaga Generator 2	200.0	280.0	200.0	191.0	200.0	204.0
Taelefaga Generator 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tafitoala Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tiapapata SHP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alaoa SHP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga 11kV A 母線 BESS	-2250.0	0.0	-2250.0	500.0	-2250.0	1000.0
Fiaga 11kV B 母線 BESS	-2250.0	0.0	-2250.0	500.0	-2250.0	1000.0
Faleolo BESS	-1500.0	0.0	-1500.0	500.0	-1500.0	500.0
Fiaga Plant C 母線	-6750.0	0.0	-6750.0	1000.0	-6750.0	2500.0
Fiaga Plant D 母線	-6750.0	0.0	-6750.0	1000.0	-6750.0	2500.0
Vailoa Wind Site	-5625.0	-500.0	-5625.0	-500.0	-5625.0	-500.0
Total	-20497.0	7237.0	-22167.0	7438.0	-23843.0	7943.0

赤字：新設設備

表 9. 2. 4. 2-3　(future system・high load profile)　同期機，BESS 出力

発電機名称, BESS 名称	B-2-1 Fiaga DG:2 台		B-2-2 Fiaga DG:1 台		B-2-3 Fiaga DG:0 台	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Fiaga Generator 1	1734.0	1466.0	1734.0	3330.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga Generator 4	1734.0	1467.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lalomauga Genertaor 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Lalomauga Genertaor 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fuluasou Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alaoa Generator	200.0	320.0	200.0	349.0	200.0	422.0
FOF　Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Samasoni Generator 1	200.0	288.0	200.0	313.0	200.0	377.0
Samasoni Generator 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Taelefaga Generator 1	767.0	510.0	842.0	496.0	889.0	756.0
Taelefaga Generator 2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Taelefaga Generator 3	200.0	558.0	200.0	541.0	200.0	828.0
Tafitoala Generator	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tiapapata SHP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Alaoa SHP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fiaga 11kV A 母線 BESS	-2250.0	0.0	-2250.0	0.0	-2250.0	1500.0
Fiaga 11kV B 母線 BESS	-2250.0	0.0	-2250.0	0.0	-2250.0	1500.0
Faleolo BESS	-1500.0	0.0	-1500.0	0.0	-1500.0	200.0
Fiaga Plant C 母線	-6750.0	3000.0	-6750.0	3000.0	-6750.0	3000.0
Fiaga Plant D 母線	-6750.0	3000.0	-6750.0	3000.0	-6750.0	3000.0
Vailoa Wind Site	-5625.0	-1000.0	-5625.0	-1000.0	-5625.0	-1000.0
Total	-20290.0	9609.0	-21949.0	10029.0	-23636.0	10583.0

赤字：新設設備

表 9. 2. 4. 2-4 （future system）総括情報

ケース番号	low load profile			high load profile		
	B-1-1	B-1-2	B-1-3	B-2-1	B-2-2	B-2-3
Fiaga DG 並列台数	2	1	0	2	1	0
真の需要 [kW]	19287	19287	19287	22415	22415	22415
PV 出力 [kW]	40145	41875	43613	43270	45006	46740
水力機出力 [kW]	1160	1224	1282	1367	1442	1489
DG 機出力 [kW]	3468	1734	0	3468	1734	0
BESS 出力 [kW]	-25125	-25125	-25125	-25125	-25125	-25125
並列同期機容量 [kVA]	21801	14588	7375	21801	14588	7375
再エネ比率 [%]	82.35	91.20	100.00	84.91	92.48	100.00
PV 比率 [%]	76.45	84.99	93.52	78.96	86.23	93.56
同期機容量比率 [%]	110.96	74.02	37.30	94.87	63.27	31.92

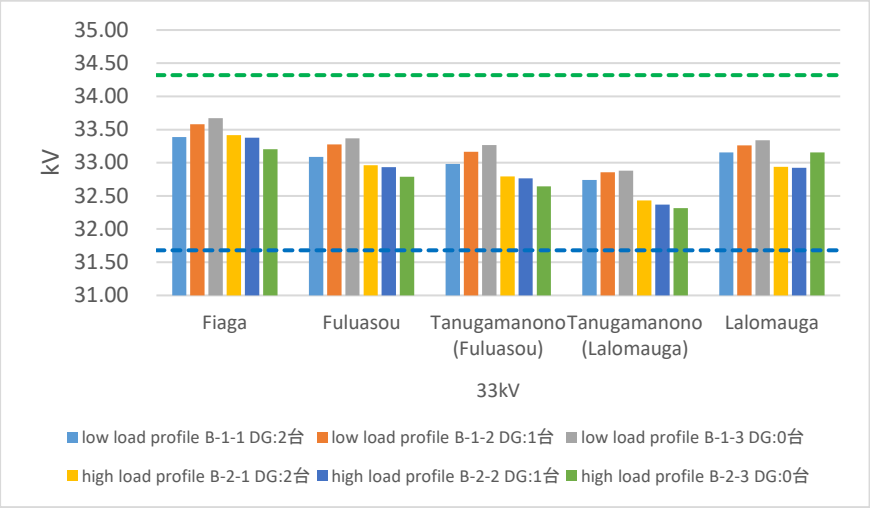


図 9. 2. 4. 2-1 （future system）33kV 母線電圧

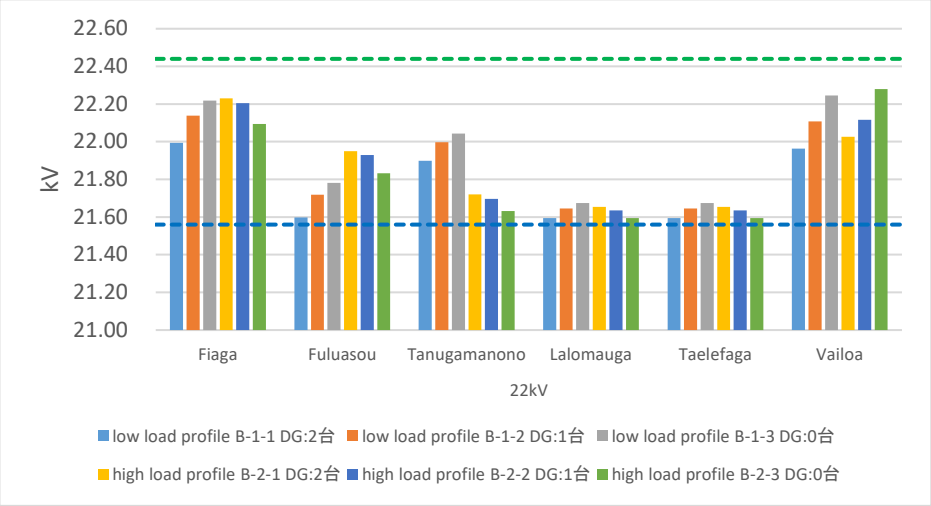
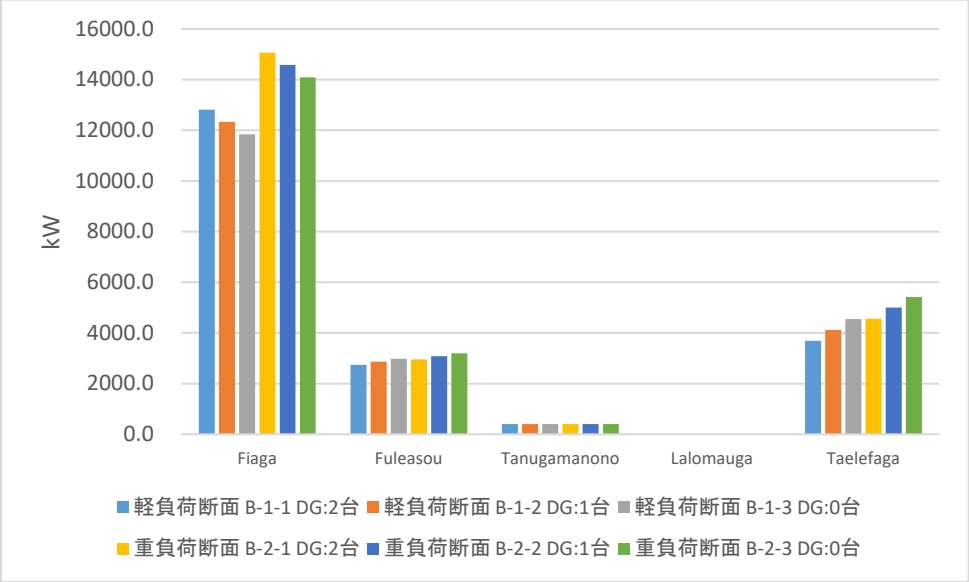
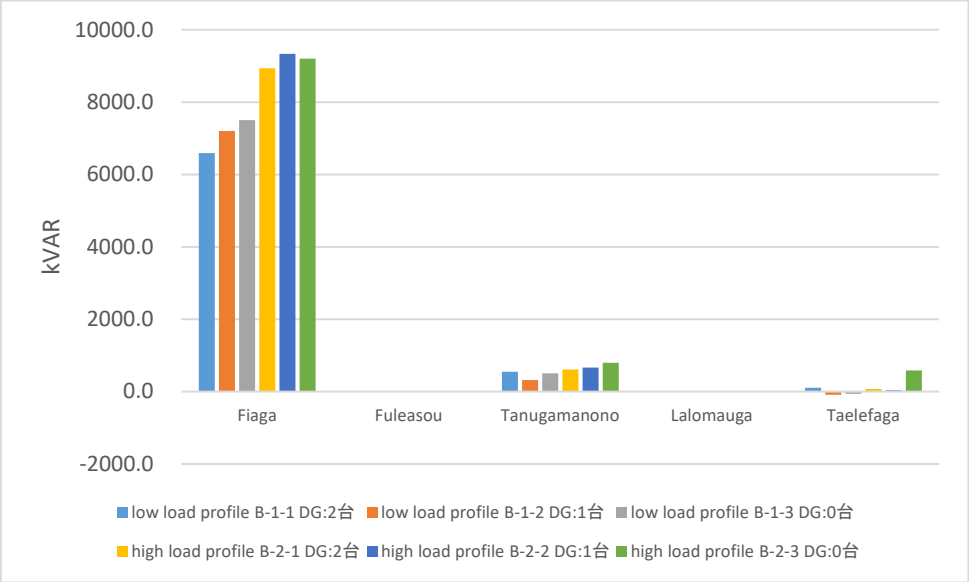


図 9. 2. 4. 2-2 （future system）22kV 母線電圧



エリア内有効電力：同期発電機出力＋PV＋BESS

図 9. 2. 4. 2-3　（future system）エリア別有効電力供給量



エリア内有効電力：同期発電機出力＋PV＋BESS

図 9. 2. 4. 2-4　（future system）エリア別無効電力供給量

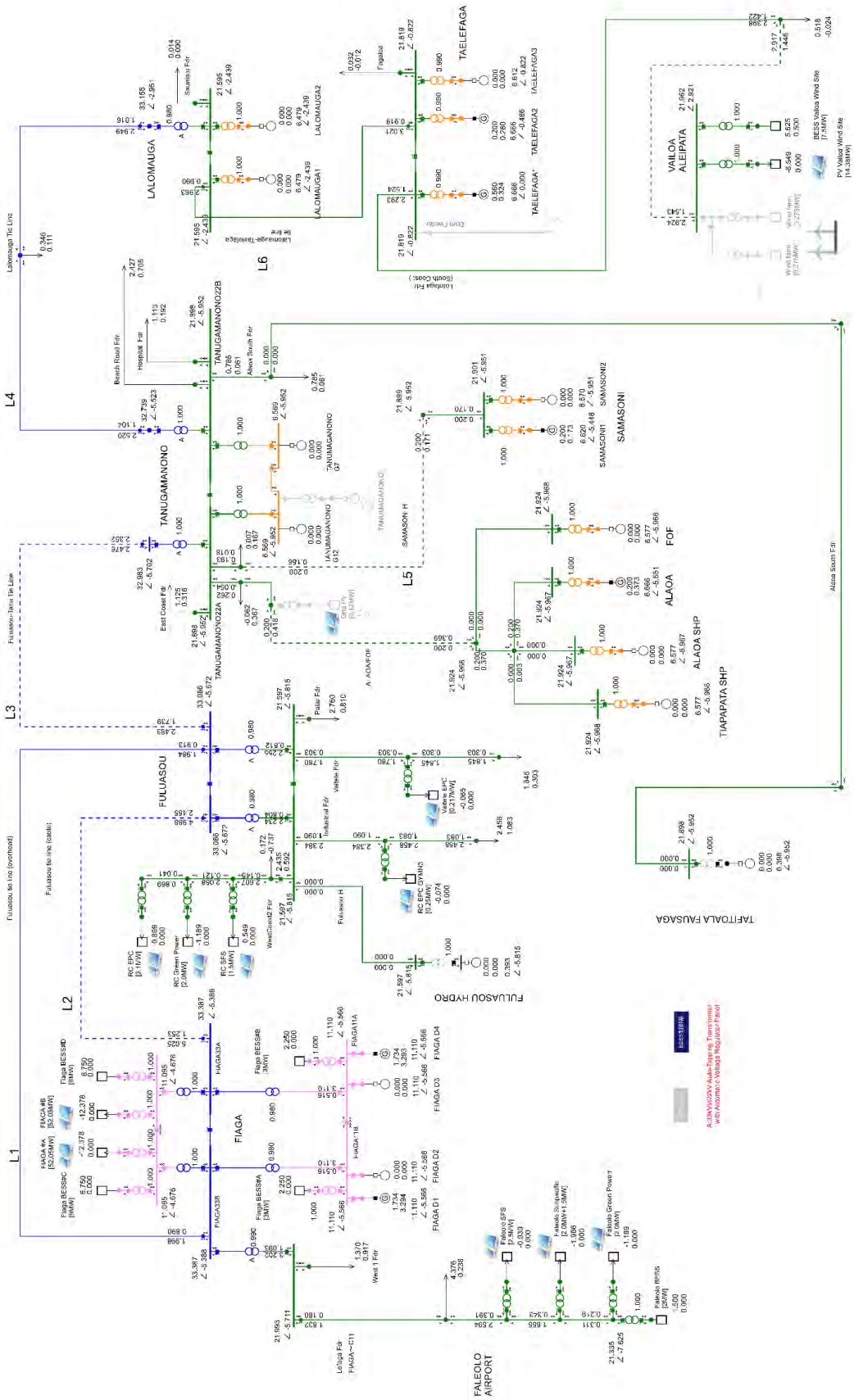


図 9.2.4.2-5　B-1-1（future system・low load profile
[2021 年 8 月 21 日　土曜日　11 時 30 分]・FiagaDG：2 台）潮流図

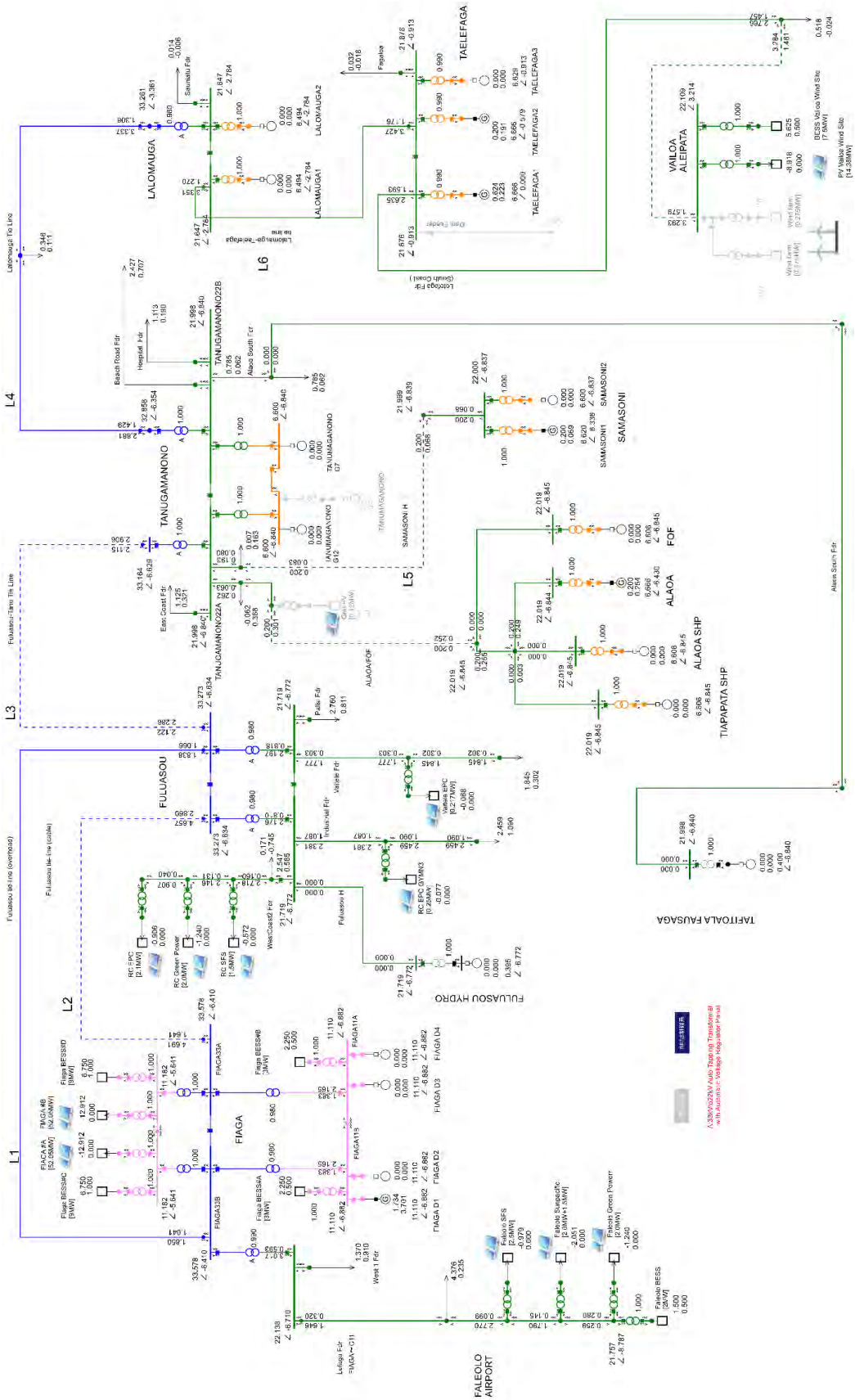


図 9.2.4.2-6　B-1-2（future system・low load profile
［2021 年 8 月 21 日　土曜日　11 時 30 分］・FiagaDG：1 台）潮流図

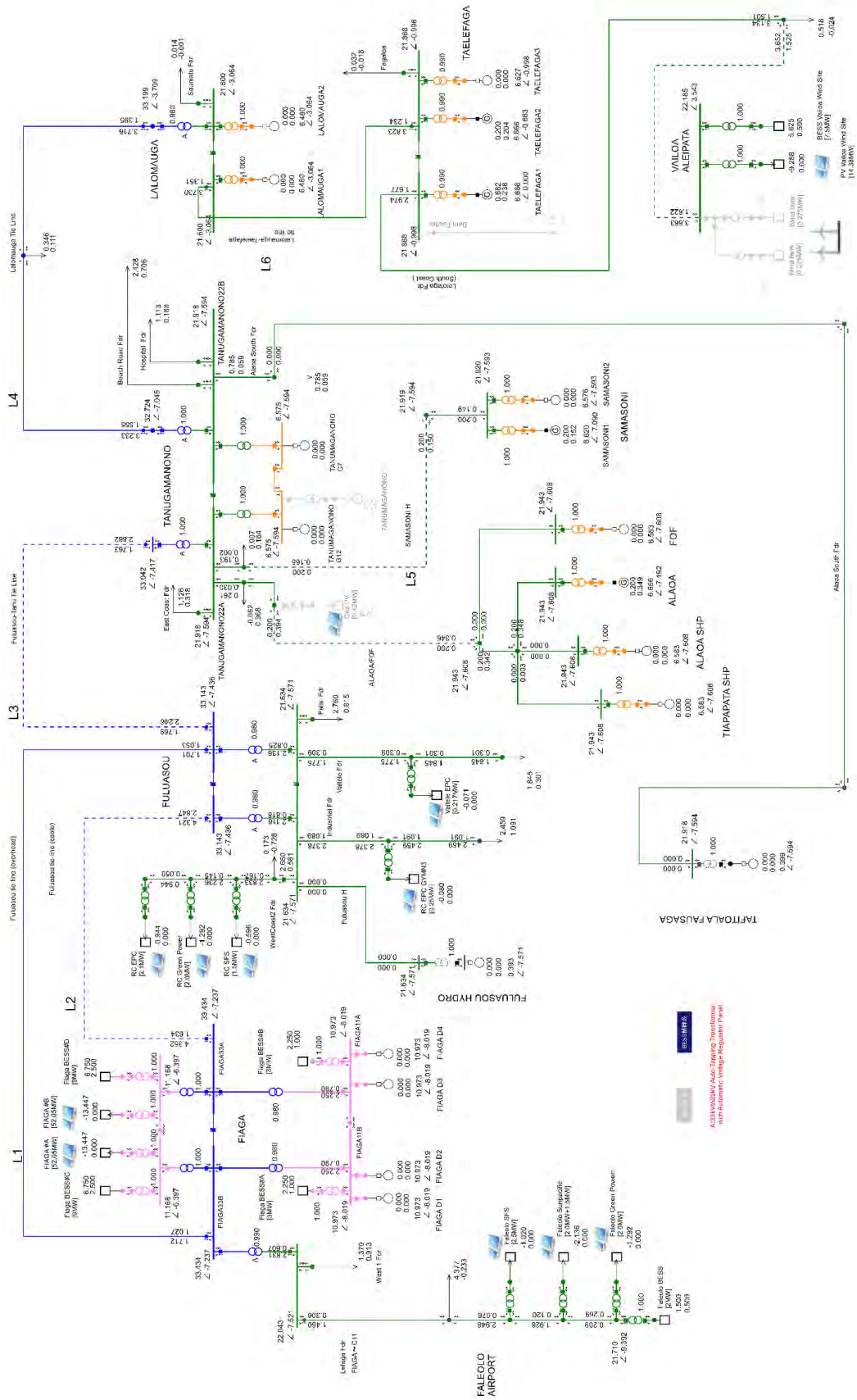


図 9.2.4.2-7　B-1-3（future system・low load profile
［2021 年 8 月 21 日　土曜日　11 時 30 分］・FiagaDG：0 台）潮流図

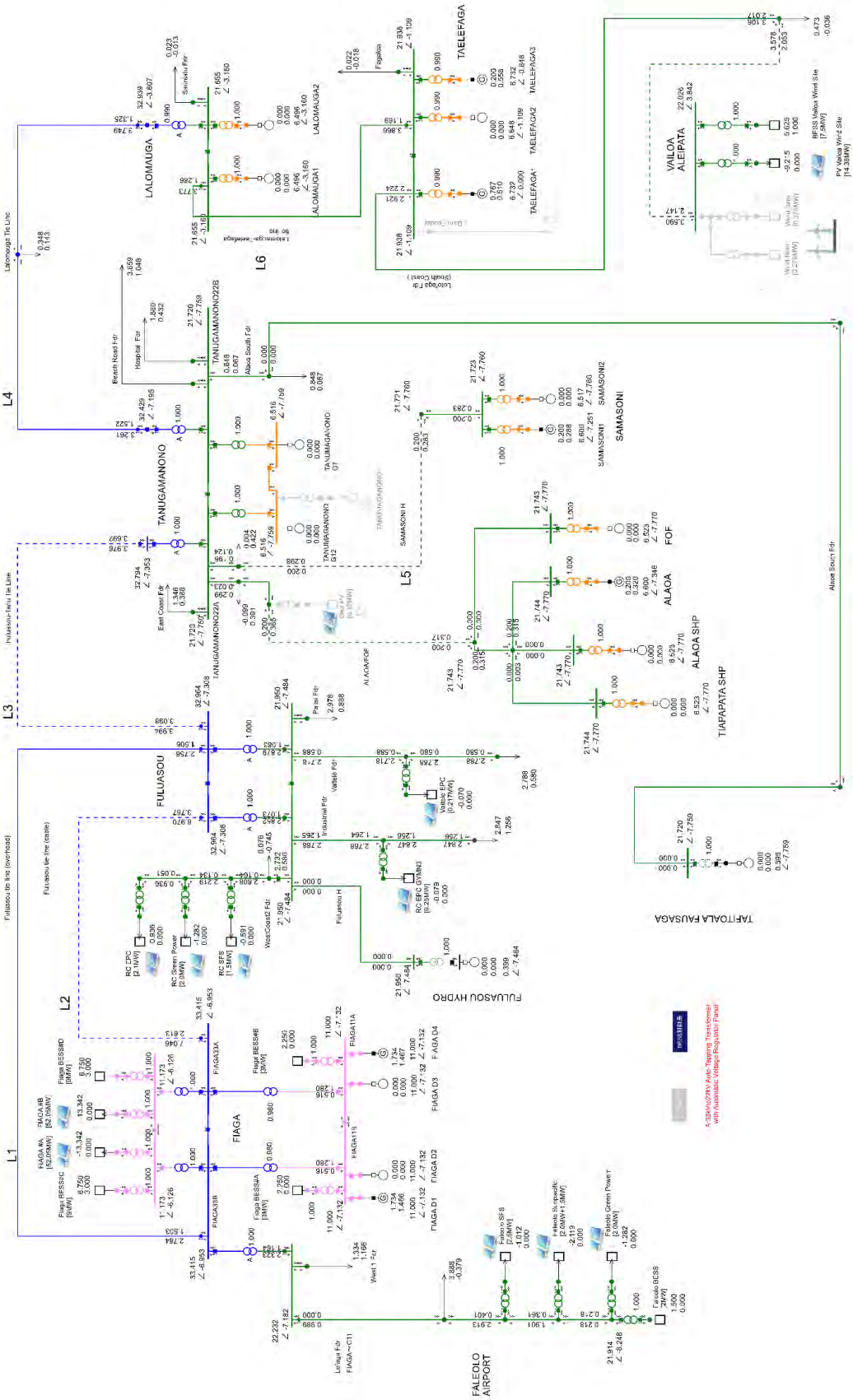


図 9.2.4.2-8　B-2-1（future system・high load profile
［2021 年 8 月 30 日　月曜日　13 時 00 分］・FiagaDG：2 台）潮流図

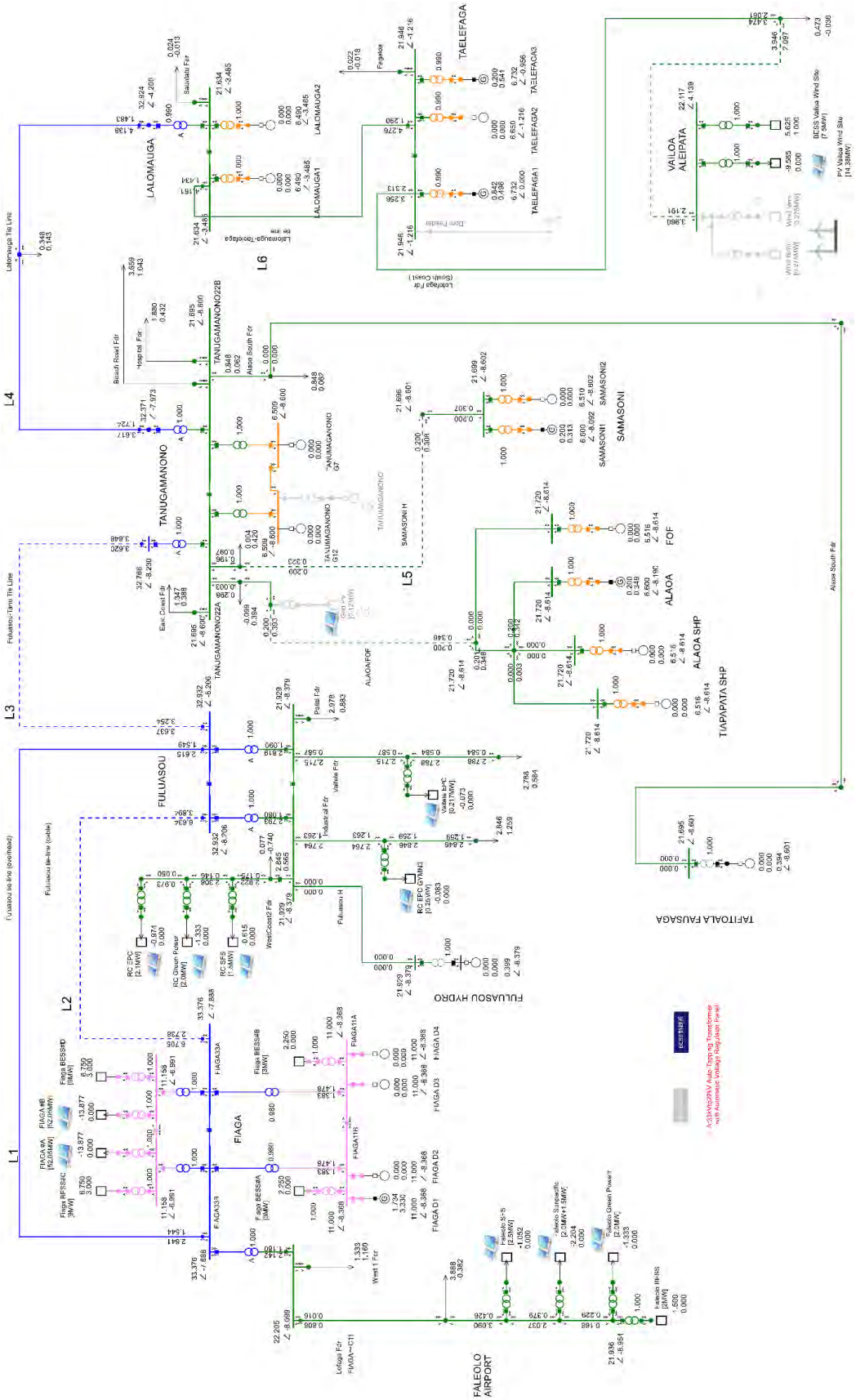


図 9.2.4.2-9　B-2-2（future system・high load profile
［2021 年 8 月 30 日　月曜日　13 時 00 分］・FiagaDG：1 台）潮流図

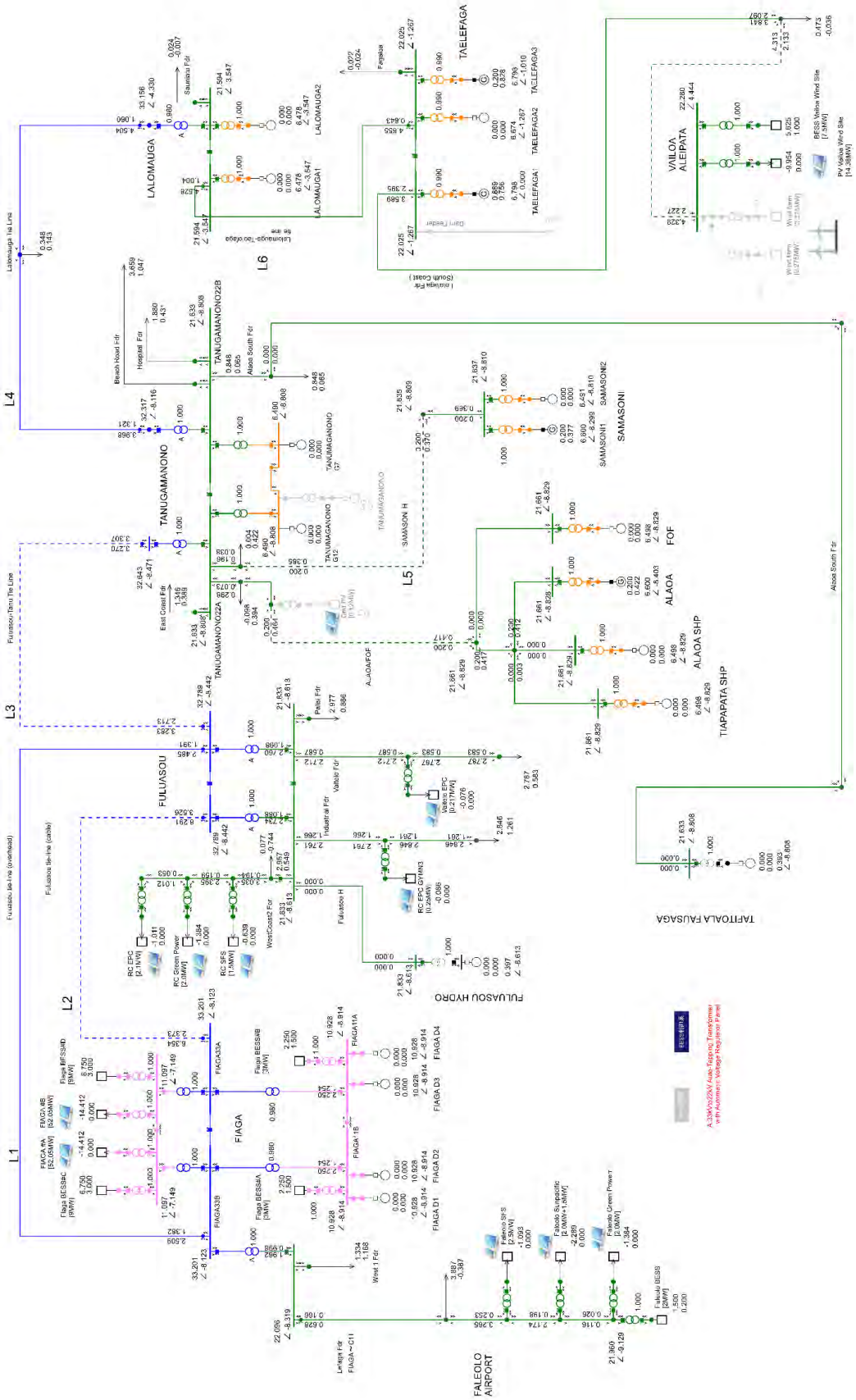


図 9.2.4.2-10　B-2-3（future system・high load profile
［2021 年 8 月 30 日　月曜日　13 時 00 分］・FiagaDG：0 台）潮流図

9.2.4.3 運用容量

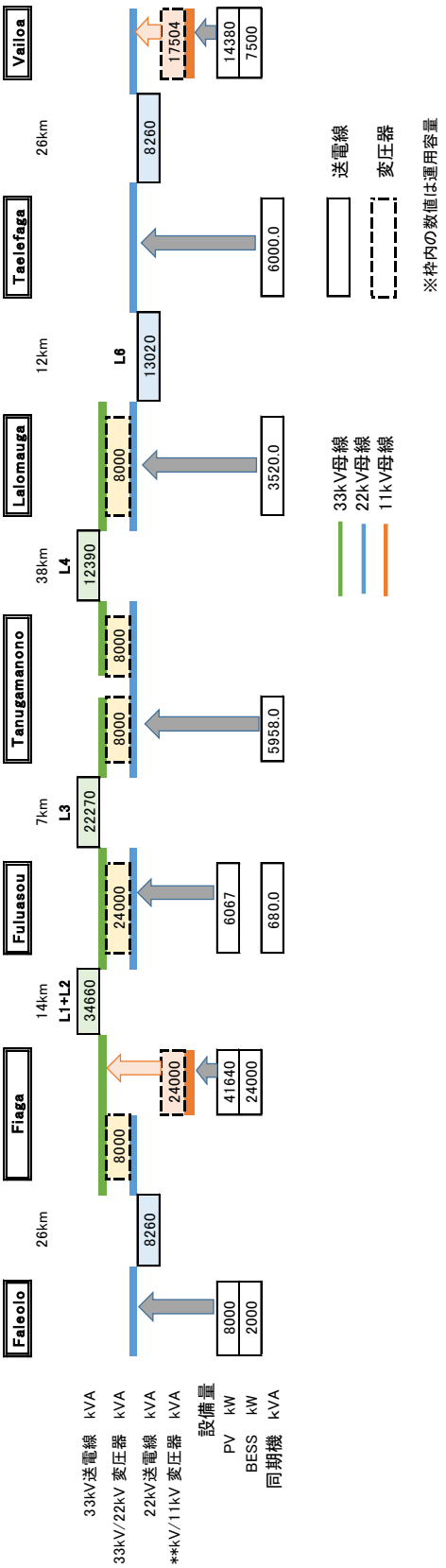
図 9.2.4.3-1 に，8.1.2.3 で推定した主要送電線と系統変圧器の運用容量を示す。運用容量は流通設備を利用する際の運用上の管理値であり，これを超えるとただちに不具合が発生するわけではないが，設備故障時などにおいても停電などを発生させずに運用を継続可能とするための目安となる。本来，運用容量は系統特性を考慮して設定されるものであり，今回使用した値がそのままウポル系統に適用できるとは限らないことに留意する必要がある。

- Vailoa 発電所
  Vailoa から Taelefaga に至る 22kV 送電線の運用容量は 8260kVA である。Vailoa に設置される PV は 14280kW であり，定格で発電した場合には全量を送電できないため，余剰電力を BESS に充電させるか，PV の出力抑制が必要となる。また制御にあたっては，風力発電機の出力の考慮も必要となる。
  なお連系変圧器については，新設設備の設備容量を満たすよう仮に設定している。

- Fiaga 発電所
  Fiaga から Fuluasou に至る 33kV 送電ルートにおいても，新設される PV の容量を満たしていない。Vailoa と同様に BESS による余剰分の充電や PV の出力抑制が必要となる。また Faleolo からの逆潮流も考慮する必要がある。
  なお変圧器については，新設設備の設備容量を満たすよう仮に設定している。

- Tnugamanono - Lalomauga 以東
  Tnugamanono より東側は送電線の容量が少ないため，Vailoa，Taelefaga，Lalomauga の供給力を十分に活用できない。仮に送電線を増強し送電できる容量を増やした場合には，有効電力の有効活用だけではなく，電圧上昇を抑制することも期待できる。
  Vailoa の発電電力を Alaoa/South Coast 送電線経由で Tanugamanono に供給することも考えられるが，現在のルートより距離が長くなるため難しいと考えられる。

- Tnugamanono 変電所
  Fuluasou 変電所から Tanugamanono 変電所に至る送電線に接続された 33kV/22kV 変圧器の運用容量は，送電線の 40%以下と容量が小さくなっている。送電線を十分に活用するには，変圧器の設備更新をする際に余裕をもった容量とすることが望ましい。現状は，悲観サイドの想定となる Tanumaganono 変電所に接続された水力発電機の並列台数が少ない場合でも，下位系統を Tanugamanono 発電所から Fuluasou 変電所への負荷切替が可能と思われるので，現状の構成でも運用上は問題ないと思われる。


Faleolo
Fiaga
Fuluasou
Tanugamanono
Lalomauga
Taelefaga
Vailoa
26km
14km
7km
38km
12km
26km
L1+L2
L3
L4
L6
34660
22270
12390
13020
8260
8000
24000
8000
8000
8000
8000
8260
24000
24000
8000
8000
8000
8000
8

9-3. まとめ

将来断面においては，ディーゼル発電機の停止や新設される太陽光発電所の設置点によっては系統の潮流状態が大きく変化し，送電線の過負荷や電圧低下などが発生する可能性がある。またディーゼル発電機を停止させ，その代替供給力として太陽光発電を利用した場合には，年間を通じて需給バランスを取るために適切な容量の蓄電池の設置が必要となる。さらに，太陽光発電はディーゼル発電機に比べて定常的な系統電圧の維持能力が低いため，新たな電圧維持設備の導入など系統電圧を維持するための検討も必要となる。

通常運用時に発生する過負荷や電圧に対する課題解決のためのシミュレーションには潮流計算が有効である。その計算精度を向上させるためには，計測値に基づいた特徴的な断面の潮流計算を実施し計測値と計算値を比較することで，系統運用も含む流通設備モデルの課題を明らかにすることが重要である。

現状系統の潮流や電圧分布を精度良く再現できれば，将来系統モデルの精度も担保できるため，再エネ 100%を目指すために必要となる様々な検討においても，結果の信頼度が高まることになる。

現状のウポル島電力系統は櫛形形状であるため，有効電力潮流の分布状況の再現は比較的容易であり，計算値でもその特徴が再現されることが確認された。

電圧分布については，33kV/22kV 系統変圧器のタップ値を調整することで，系統の電圧分布が計測値と一致することが確認されている。

系統モデルの精度を担保するには，多用な需給断面で系統モデルの評価を実施し，実測値との整合性を確認する必要がある。本報告で作成したウポル系統モデルは，諸元が不明な設備に推定値を使用するなどしたドラフト版モデルであり，実測値との対比も不十分であることから，引き続き改良を進めモデルの完成度を高める必要がある。

10. 沖縄の離島で得た経験と知見の共有

10.1. 宮古島メガソーラー実証研究の紹介

10.1.1. 背景

低炭素社会の実現に向けて,太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギー（以下，再エネ）の導入が進むなか,固定価格買取制度（FIT）を機にさらに再エネ大量導入の動きが活発化している。

このような背景を踏まえると,将来的には,離島においても太陽光発電をはじめとする再エネ導入が進んでいくものと想定されるが,一方で,これら再エネは,発電出力が天候に左右されるなど,発電出力の不安定性に関する課題に対して,適切な系統安定化対策を検討していく必要がある。

この実証事業では,離島の独立型系統へ太陽光発電を大量導入した場合の実系統へ与える影響を把握するとともに周波数対策などをはじめとする系統安定化対策に関する実証試験を行うこととした。

10.1.2. 実証試験システム概要

図 10.1.2-1 に宮古島メガソーラー実証研究設備（現地写真）,および図 10.1.2-2 に当該設備のシステム構成を示す。宮古島の既設送電系統は 22 kV であり,本実証試験設備はこの送電系統に連系されている。実証試験設備は 22 kV 系統に加え,模擬需要家及び模擬変電所から成る一般配電線路を模擬した 6.6 kV 系統により構成される。22 kV 系統には 3,000 kW の太陽光発電設備を連系するとともに,周波数対策等を考慮した蓄電設備として 4,000kW の蓄電池を設置している。6.6 kV 系統には,需要家の消費負荷を模擬できる模擬負荷装置（一般家庭模擬：4 kW の×100 軒,学校等模擬：150 kW×4 軒,合計 1,000 kW）を設置し,各模擬需要家にそれぞれ同容量の太陽光発電設備（合計 1,000 kW）を併設した。また,周波数対策等を考慮し,模擬変電所に 1,000 kW,一部模擬需要家（一般家庭模擬 100 軒中 25 軒）に 200 kWh（8 kWh×25 軒）の蓄電設備を設置している。

10.1.2.1. 宮古島の太陽光発電設備容量選定

今回,宮古島に導入した太陽光発電設備容量 4,000 kW は,重負荷期昼間の系統規模約 50,000 kW の 8%,軽負荷期昼間では約 15%に相当する。太陽光発電設備 4,000 kW のパネル構成としては,22 kV 系統側は多結晶が 1 種類で 3,000 kW,6.6 kV 需要家側は,一般住宅に普及する太陽光発電パネルが複数種類になることを想定し多結晶を 2 種類（500 kW+250 kW）,薄膜系を 1 種類（250 kW）として構成した。

10.1.2.2. 宮古島の蓄電池種別および容量選定

蓄電池の種類を選定する上で,送電系統（22 kV）においては,3 年間の実証研究期間を想定し,耐久性および高い信頼性を確保できることを条件に,高エネルギー密度で経済性が良く,実証試験で実施する短周期の変動に対しても高速且つ高出力で応答できる NaS 電池を選定した。



図 10.1.2-1　宮古島メガソーラー実証研究設備（現地写真）

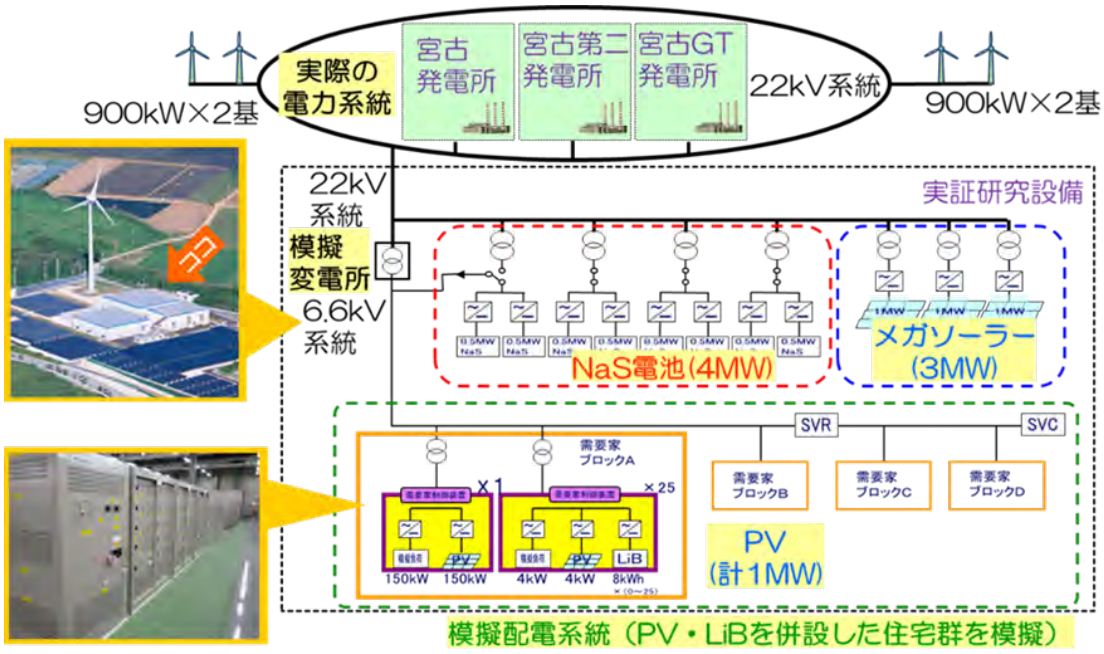


図 10.1.2-2　宮古島メガソーラー実証研究設備システム構成

10.1.3. 実証研究の成果

本実証研究を通じて,太陽光発電の大量導入が系統へ与える影響や,蓄電池による周波数制御,蓄電池を活用した経済運用の可能性など,再エネ大量導入下の系統安定化策について有効な知見を得ることができた。図 10.1.3-1 に,NaS 電池制御概要を示す。

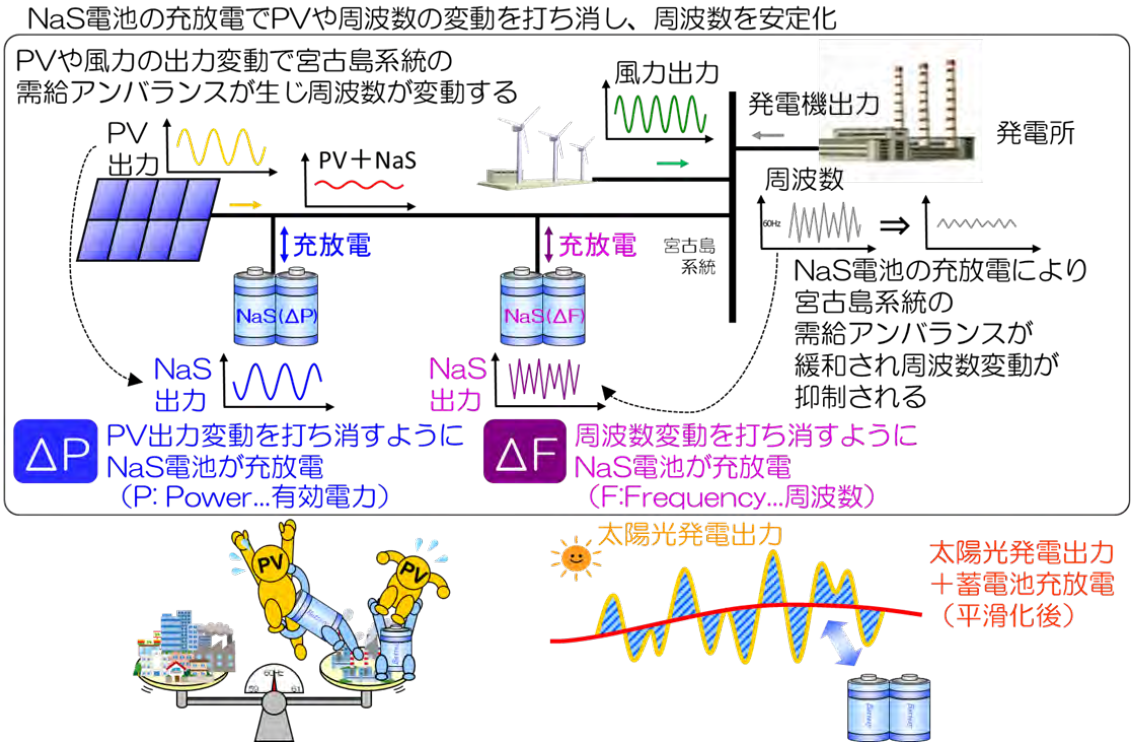


図 10.1.3-1　NaS 電池制御概要

10.1.3.1. 太陽光発電出力変動抑制（ΔP）制御（図 10.1.3.1-1）効果の検証

太陽光発電大量導入時の系統安定化技術を確立するため,太陽光発電の急峻な出力変動を蓄電池の充放電で平滑化する制御技術および蓄電池所要量を検証した。

当該検証において,太陽光発電出力変動時でも周波数を 60±0.3Hz 以内に抑制し且つ NaS 電池所要量を低減できる NAS 電池制御感度は 700 kW/分となった。系統安定化に必要な NaS 電池容量は約 1,200 kW となった。

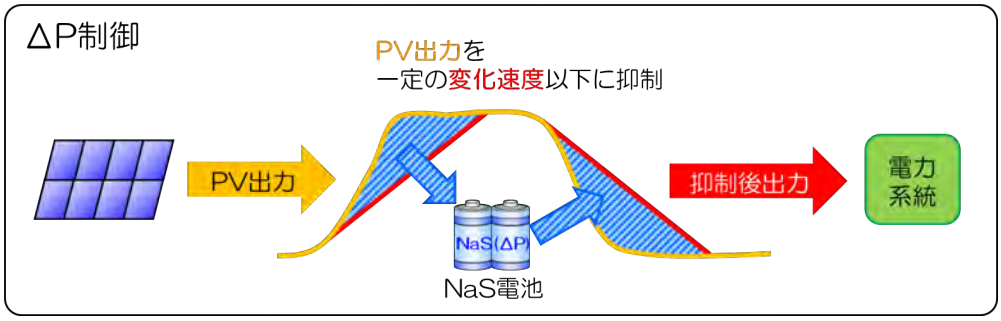


図 10.1.3.1-1 NaS 電池 ΔP 制御概要

10.1.3.2.　周波数変動抑制（ΔF）制御(図 10.1.3.2-1)効果の検証

太陽光発電大量導入時の蓄電池による周波数制御技術を確立するため,ディーゼル発電機（以下，DG）の周波数制御に加え,蓄電池による周波数変動抑制制御技術および蓄電池所要量を検証した。

当該検証において,太陽光発電・風力発電および需要変動時でも周波数を 60±0.3 Hz 以内に抑制し且つ蓄電池所要量を低減できる NaS 電池制御感度は 480 kW/0.1 Hz となった。系統安定化に必要な NaS 電池容量は約 1,200 kW となった。

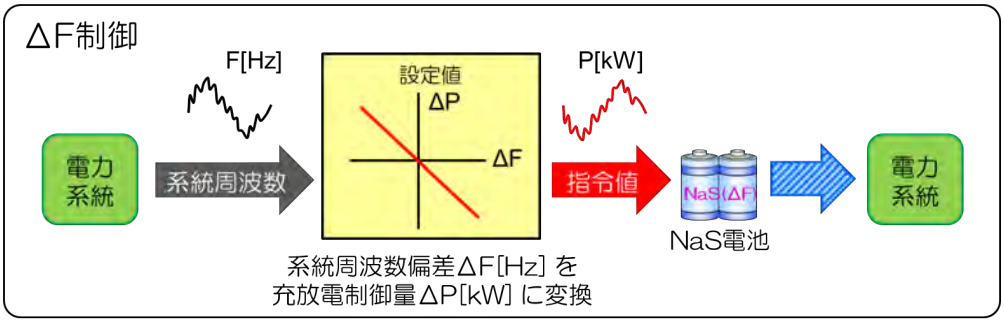


図 10.1.3.2-1　NaS 電池 ΔF 制御概要

10.1.3.3.　ΔP 制御と ΔF 制御の組み合わせ効果の検証

10.1.4.1～10.4.1.2 で確認した制御感度を用いて,ΔP と ΔF の組合せ制御を実施したところ,蓄電池所要量は増加したが,太陽光発電による数分周期および風力発電による数秒周期の周波数変動をいずれも効果的に抑制するとともに,DG の出力変動を緩和できることを確認した。系統安定化に必要な NaS 電池容量は約 2,000 kW と算定した。

10.1.3.4.　NaS 無効電力制御による 22 kV 送電線 電圧上昇抑制効果

NaS 電池は有効電力を制御することで，周波数変動抑制制御やスケジュール運転を活用したピークシフト効果による経済運用が可能となっているが,一方で，無効電力の制御も可能であり，調相設備として活用することもできる。

宮古島の送電系統を図 10.1.3.4-1 に示す。宮古島送電系統は平良変電所を起点に，城辺配電塔および上野配電塔が末端となる構成である。宮古島では冬場である軽負荷期のオフピーク帯において，お客さまの力率改善用コンデンサ等の影響で 22 kV 送電線の電圧が上昇し，一部の配電塔において変圧器タップの制御限界（下限）が時折発生している。また,軽負荷期の日中においても,お客さまの太陽光発電の増加等に伴い,変圧器タップの制御限界（下限）が発生したことがある。ここでは,NaS 無効電力制御を活用することで，22 kV 送電線の電圧上昇抑制を目的とした研究成果を紹介する。

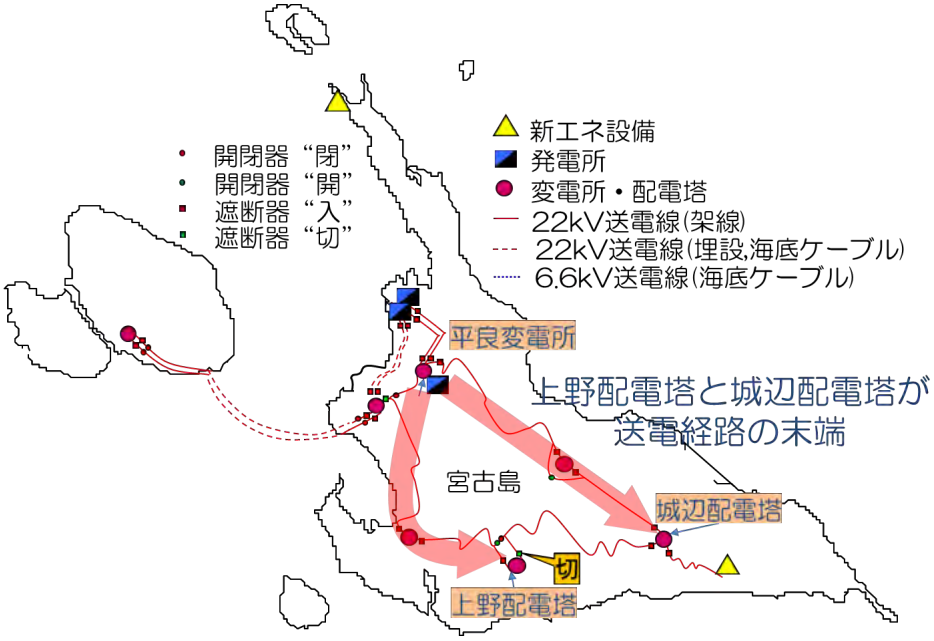


図 10.1.3.4-1　宮古島の送電系統

（1） NaS 無効電力制御の概要

NaS 無効電力制御の概要を図 10.1.3.4-2 に示す。NaS は宮古島送電系統の末端側に位置する城辺配電塔に連系されている。NaS は 1 台 500 kVar の無効電力を出力することができ，8 台合計 4,000 kVar の範囲内において任意の値で出力が可能である。

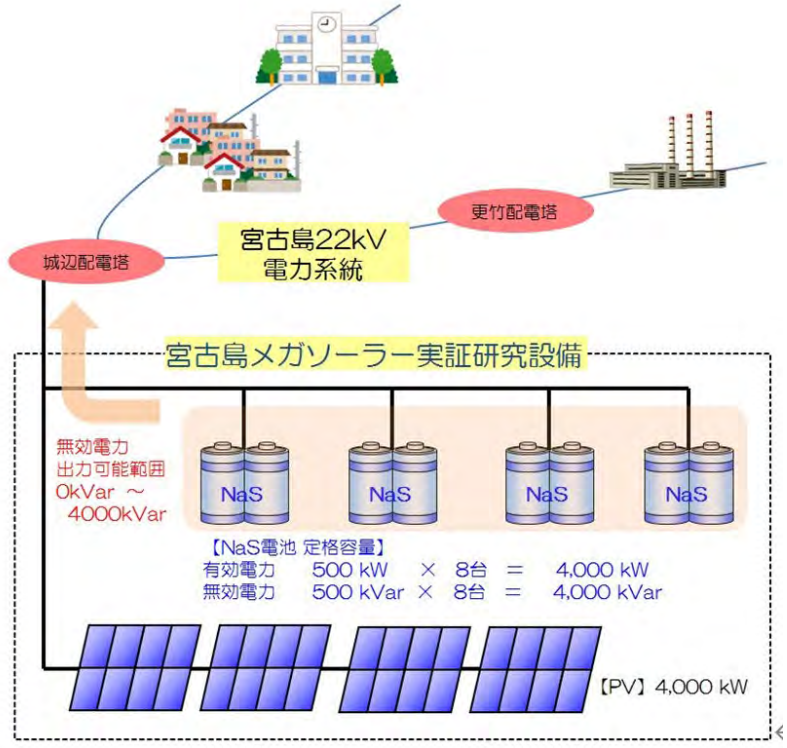


図 10.1.3.4-2　NaS 電池 無効電力制御の概要

（2）22kV 送電線 電圧上昇抑制効果

NaS 無効電力制御による 22 kV 送電線電圧上昇抑制の結果(2017 年 4 月 3 日 1～6 時)を図 10.1.3.4-3 に示す。上野，城辺および更竹配電塔において 22.6～22.8 kV と電圧が高い状況となっていたが，NaS にて無効電力 約 650 kVar 出力（進み無効電力の供給：分路リアクトル投入と同等の効果）した結果，城辺および更竹配電塔にて約 0.5 kV の電圧降下を確認した。上野配電塔は位置的には実証研究設備の近郊にあるが，送電系統上においては遠方となるため，線路リアクタンス等の影響で電圧降下は確認できなかった。

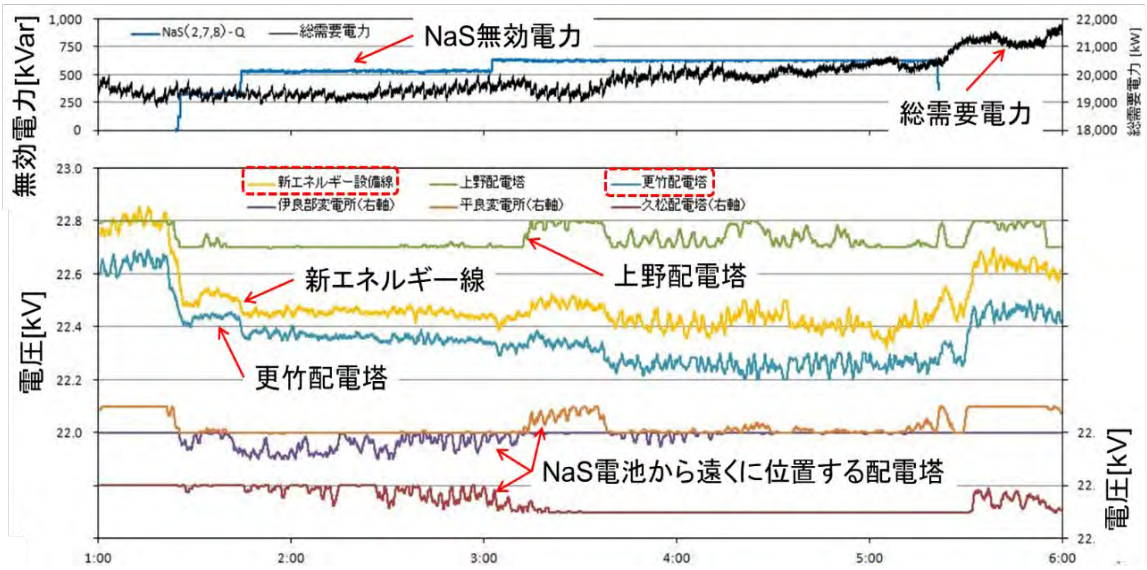


図 10.1.3.4-3 NaS 電池無効電力制御による電圧上昇抑制効果

（3） DG 力率改善効果

NaS 電池無効電力制御の時間帯における DG 力率の状況を図 10.1.3.4-4 に示す。NaS 無効電力制御開始前，DG は進相運転となり力率 88～95 % 程度となっていたが，同制御使用中は力率が約 2～3 % 改善する結果となった。

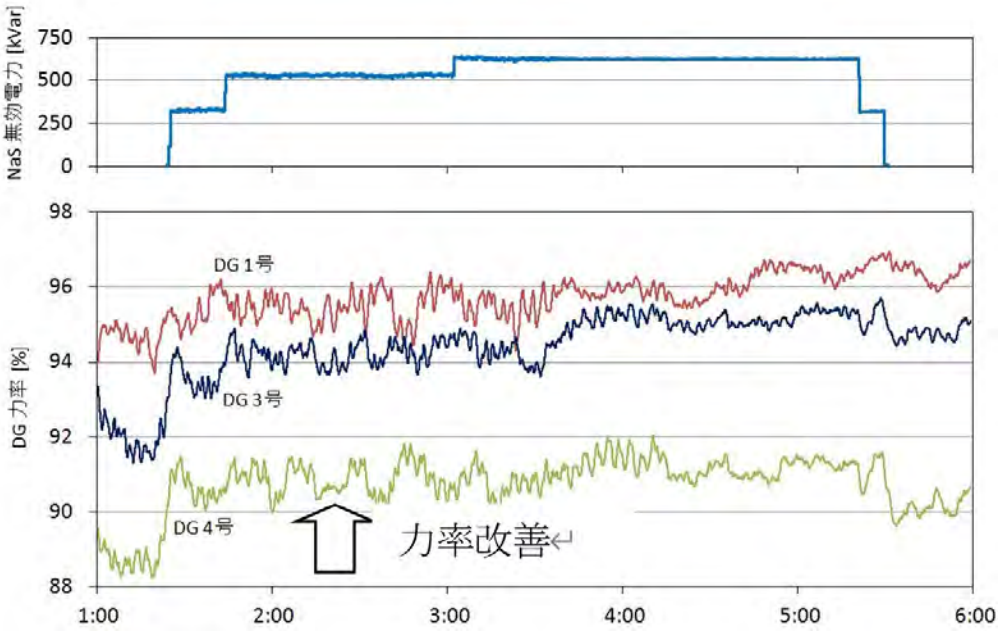


図 10.1.3.4-4　NaS 無効電力制御による DG 力率改善効果

（4） 系統安定化対策無し時の電力系統への影響

蓄電池等での系統安定化策を講じない状況下において,離島の独立型電力系統へ太陽光発電などの再エネが大量導入された場合の実系統へ与える影響を把握するため,各離島の電力系統の特性について検証を行った。

宮古島系統内の太陽光発電,風力発電の出力変動と周波数変動の関係を統計的に分析した結果を図 10.1.3.4-5 に示す。横軸を太陽光発電,風力発電の出力合計変動幅（3σ 値）[%]とし,縦軸を周波数変動幅（3σ 値）[Hz]とした。採用したデータは全て NaS 電池制御無しの状態であり,総需要が低く,太陽光発電および風力発電出力変動が相対的に大きくなる冬期のデータを採用した。なお,分析における時間窓は 10 分窓で分析した。データ群のうち,太陽光発電,風力発電ともに変動小のデータ群を赤色,風力発電のみ変動大のデータ群を緑色,太陽光発電のみ変動大のデータ群を青色,太陽光発電,風力発電ともに変動大のデータ群を黒色とした。同図より,太陽光発電+風力発電変動幅がゼロの場合でも周波数が±0.05 Hz 程度変動しているが,これは常時の需要変動によるものと考えられる。なお,宮古島の一般需要家太陽光発電[2010.10（651 kW）～2012.2（2,275 kW）]の変動も同変動に含まれる。また,風力発電変動大では±0.2 Hz 程度,太陽光発電変動大では±0.2～0.3 Hz 程度,それぞれ周波数が変動しており,太陽光発電,風力発電ともに変動大では,±0.3 Hz 付近となるケースがあることが分かる。

以上より,総需要が低く,太陽光発電および風力発電出力変動が相対的に大きくなる冬期では,NaS 電池による制御を行わない場合,周波数が運用目標値の±0.3 Hz 以上変動する可能性がある。また,太陽光発電+風力発電変動幅が並列発電機定格合計の約 11%（0.11 pu）を超えると,周波数変動幅が±0.3 Hz を逸脱する恐れがある。

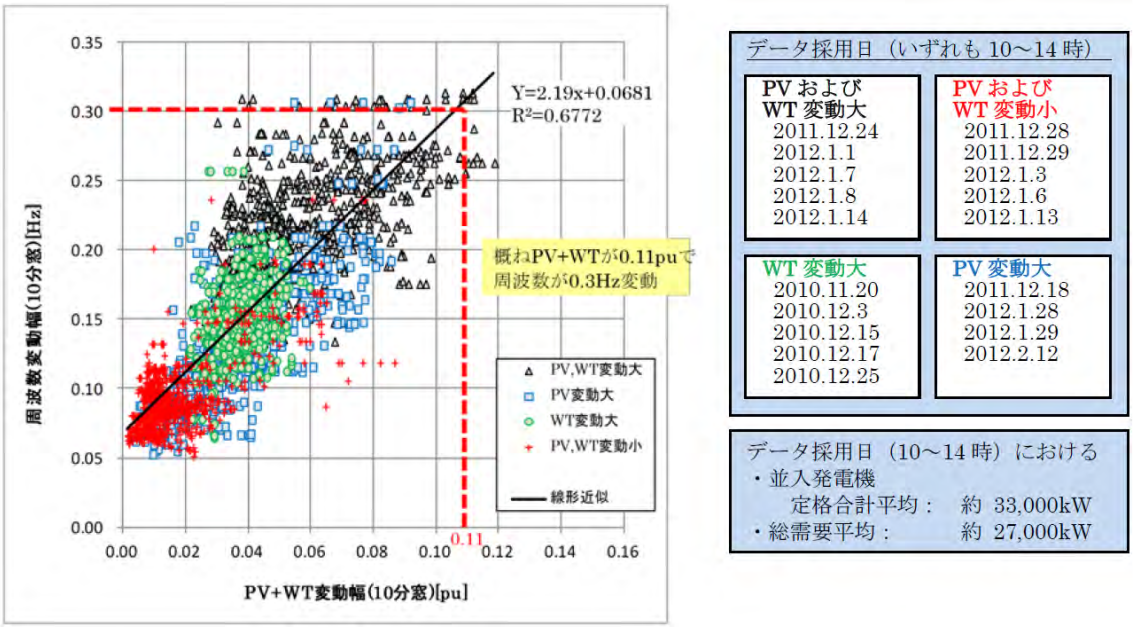


図 10.1.3.4-5 宮古島の太陽光発電+風力発電変動幅－周波数変動特性（冬期）（並列発電機定格合計ベース）10 分窓

次に,冬期と比較するため夏期のデータによる太陽光発電,風力発電の出力変動と周波数変動の関係を統計的に分析した結果を図 10.1.3.4-6 に示す。採用したデータは全て NaS 電池制御無しの状態であり,太陽光発電および風力発電出力変動が大きい夏期のデータを採用した。なお,台風接近時を含む。同図より,太陽光発電+風力発電変動幅がゼロの場合でも周波数が±0.05 Hz 程度変動しているが,これは常時の需要変動によるものと考えられる。なお,宮古島の一般需要家太陽光発電[2011.7（1,275 kW）～2012.8（3,495 kW）]の変動も同変動に含まれる。また,夏期でも冬期と同様に,NaS 電池による制御を行わない場合,周波数が運用目標値の±0.3 Hz 以上変動する可能性がある。

以上より,宮古島系統では年間を通して,太陽光発電+風力発電変動幅が並列発電機定格合計の概ね約 10 %（0.1 pu）を超えると,周波数変動幅が±0.3 Hz を逸脱する恐れがある。

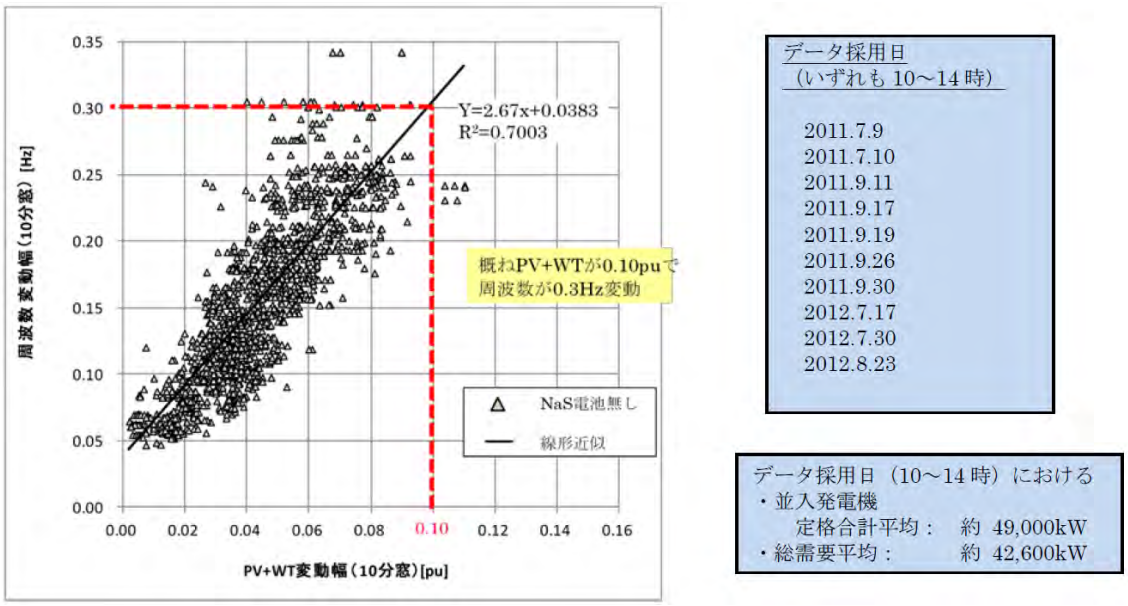


図 10.1.3.4-6　宮古島の太陽光発電+風力発電変動幅－周波数変動特性（夏期）
（並列発電機定格合計ベース）10 分窓

10.2 波照間 MG セット実証研究の紹介

10.2.1　波照間 MG セット実証試験概要

沖縄県は『沖縄 21 世紀ビジョン実施計画』の基本施策である「低炭素島しょ社会の実現」に向けた展開として,「地球温暖化防止対策の推進」や「クリーンエネルギーの推進」を掲げており,その中で,再生可能エネルギー（以下,再エネ）の普及拡大に向け取組んでいる。

しかし,太陽光発電や風力発電など天候により出力変動する電源（変動電源）が大量に電力系統に連系されると,電力品質（周波数,電圧等）への悪影響や系統運用上の問題を引き起こす可能性があり,特に小規模離島においては,系統負荷の規模が小さいため,変動性の再エネ導入による系統への影響がより顕著となる。

沖縄県の小規模離島において,再エネ導入拡大を進めるには,再エネ電源の変動や需要側の変動を調整する,ディーゼル発電機（以下、DG）も運転（系統連系）させておく必要があることから,DG の運用下限値（定格出力の約 50%）の制約（下げ代問題）を考慮する必要がある。そのため,再エネ導入拡大においては,下げ代問題を解決し,DG 代替となる技術の確立が必要不可欠である。

上記を背景に必要な技術として,DG と同等の機能を有し,運用下限が無く,再エネ由来の電力を動力源として稼働することができるモータ発電機システム（以下,MG）が挙げられる。沖縄電力は、沖縄県が実施する『スマートエネルギーアイランド基盤構築事業の中で, MG セットの実証事業を受託しており,2016 年度に波照間島を対象地点とした MG の導入検討を行い,2017 年度に MG 実証研究システムを同島へ導入・設置した。2018 年度は,MG の「基本運転確認試験」および「再エネ最大化運転試験」を実施し,「波照間電力系統シミュレーション」についても解析,検討を行った。2019 年度は,常時計測システムを改良し計測環境の整備を行い,より細かな計測データを収集し,波照間系統モデルの改良・拡張を行い,モデル精度の

向上を図った。加えて,2019 年度までに改良してきたモデルを活用し,再エネ投入率が高い断面における電源脱落等のシミュレーションを通して,MG および各ユニットの応答性を確認した。また,再エネ最大化運転時における各種試験を実施し系統運用ができる範囲を確認した。2020 年度は,これまで培ってきた運用実績を基に,再エネ 100%運転を約 10 日間連続で達成することができた。

10.2.2 波照間 MG セット実証試験環境

(1) 波照間島の電力系統

波照間島の電力系統を図 10.2.2-1 に示す。波照間島は沖縄本島から南西約 450 km に位置し,人口約 500 人,最大需要約 800 kW の小規模離島である。他の電力系統には接続されていない単独系統となっており,主に DG5 台,可倒式風車(WT)2 台,系統安定化装置(蓄電池),本事業で導入された MG セット等の電力設備で構成されている。

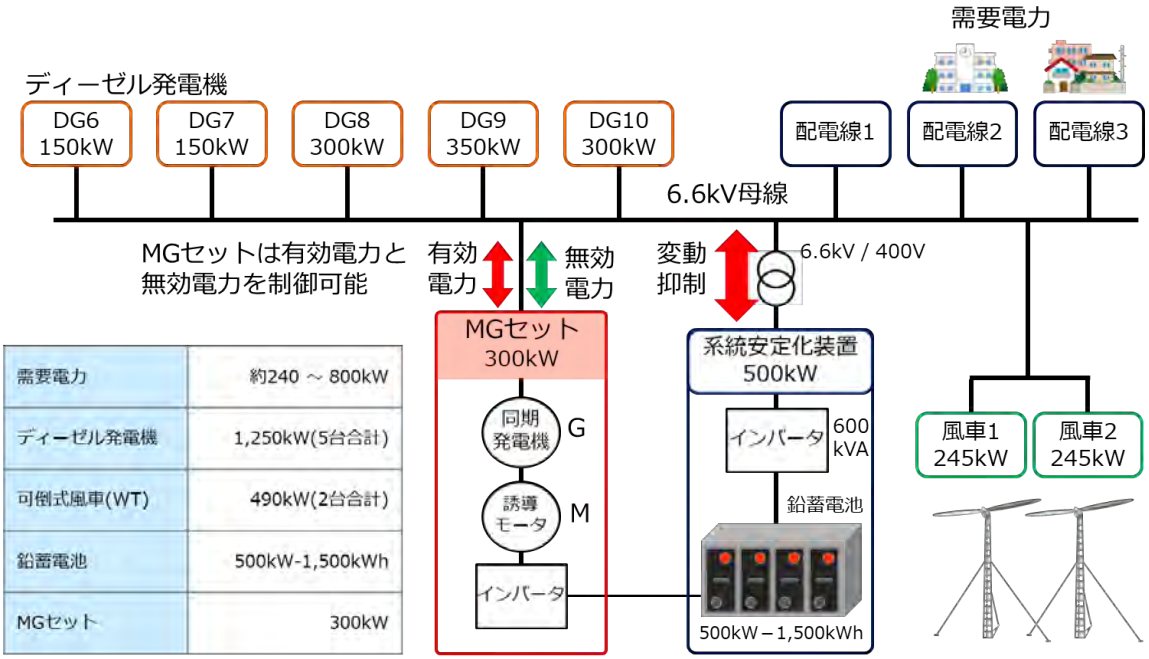


図 10.2.2-1 波照間島の電力系統

(2) 波照間電業所の電源構成

発電所認可出力は 1,250 kW であり,最大単機容量は 350 kW となっている。DG は機関の特性上,定格出力の 50 %以上の出力で運用する必要がある。そのため,太陽光発電（PV）や WT 等の再エネの導入割合が高い系統においては,DG の出力を定格の 50 %以上に保ちつつ,再エネの出力が制限される。

表 10.2.2-1　波照間島電力系統ディーゼル発電機（DG）構成

設備種別	設備名称	定格容量 (kW)
ディーゼル発電機 （DG）	6 号	150
	7 号	150
	8 号	300
	9 号	350
	10 号	300

(3) モータ発電機システム（MG セット）

MG セットは,主に同期発電機,誘導電動機,インバータの 3 つの要素から構成され,定格出力は 300kW である。MG セットは,再エネの余剰電力で充電した蓄電池を駆動源として稼働する。そのため,これまで系統に投入できずに出力制限していた再エネの余剰電力を有効に活用することが可能となる。また,MG セットは回生運転が可能であり,状況に応じてマイナス出力の運転も行うことができる。これは MG セットが極低出力の運転時に系統周波数の変動に応答するガバナフリー制御にて出力が増減し,出力がマイナス側になることを想定した仕様である。DG の代替として,出力下限の制約の無い MG セットシステムのような新たな技術を導入することにより,再エネ導入可能量の拡大につながることが期待できる。

(4) MG セットの制御機能

再エネ投入率が高い断面（再エネ 100 %など）において,系統運用の信頼性確保が求められることから,これまで運用実績のある既設 DG と同等の制御機能を MG セットに実装させている。主な制御機能は以下のとおりである。

①ガバナフリー（GF）制御

ガバナフリー（GF）制御とは,既設 DG にも実装されている機能であり,発電機の回転速度を負荷変動のいかんにかかわらず,一定の回転速度を保つために,調速機（ガバナ）により,系統周波数の変化に追随して発電機出力を制御する機能である。MG セットにおいても,同様な機能を具備することにより,発電機の回転速度の変化に対する適切な有効電力補償が行うことができることに加え,既設 DG との協調運転が可能となる。

②自動周波数制御（AFC）

自動周波数制御（AFC）とは,系統周波数を一定に保つために,時々刻々と変化する電力消費に合わせて,発電所の出力を制御して系統周波数を維持する機能である。既設 DG は,AFC 装置からの制御指令により有効電力の出力制御を行っているが,MG セットも同様な機能を持たせることで,既設 DG と同等の役割を果たせるようになる。

③ 自動電圧調整（AVR）制御

自動電圧調整制御（AVR）は,同期発電機の発電機端子電圧を一定に維持するための機能である。同期発電機の励磁電流を調整することにより,系統負荷の変動によらず発電機電圧を一定に保つことで,電圧源としての役割を果たす。

④ 自動無効電力調整（AQR・APFR）制御

MG セットの無効電力制御については,系統の無効電力を一定に維持する機能 AQR（自動無効電力調整制御）と,MG セットの力率を一定に維持する機能 APFR（自動力率調整機能）がある。両制御を併用することも可能である。なお,本制御は DG には具備されていない,MG セット独自の機能である。

(5) 可倒式風車（WT）

WT は定格容量 245 kW の誘導発電機であり,波照間島には 2 台導入されており,当該系統における主要な再エネ発電設備となっている。WT の設備概要を表 10.2.2-2 に示す。

表 10.2.2-2　波照間 可倒式風車（WT）　基本情報

発電出力	490 kW　(245 kW×2台)
発電機	誘導発電機
製造者名	VERGNET(フランス)

(6) 系統安定化装置（BESS）

系統安定化装置は,定格出力 600 kVA の PCS（双方向インバータ）と定格容量 1,500 kWh の鉛蓄電池が組み合わされた構成となっている。風車の有効電力と無効電力の変動を抑制するΔP 制御とΔQ 制御,系統周波数の変動を抑制するΔF 制御等の制御機能を有する。また,鉛蓄電池の SOC（充電状態）を管理する充放電管理機能も有する。鉛蓄電池の設備概要を表 10.2.2-3 に示す。

表 10.2.2-3　鉛蓄電池 基本情報

定格容量	1,500 kWh
形式	LL1500-WS
公称電圧	500 V／組
数量	2組

10.2.3 波照間島再エネ最大化運転試験

10.2.3.1 概要

本章では,再エネの投入率を段階的に高めていく「再エネ最大化運転試験（DG 並列あり）」と時間断面的に島内の需要電力を全て再エネで供給することを目的とした「再エネ 100%運転試験」について述べる（表 10.2.3.1-1 参照）。

表 10.2.3-1　再エネ投入段階に応じた試験概要

STEP	試験名	DG・MG 並入台数
①	通常運用（MG セット導入前）	原則 DG2 台以上
②	再エネ最大化運転試験 （再エネ投入率を段階的に高めていく）	MG セット＋DG 1 台以上 （DG 1 台は MG セットで代替）
③	再エネ 100%運転試験 （島内の需要電力を全て再エネで供給）	MG セットのみ （DG 並列なし）

※再エネ投入率[%] ＝ {風車出力／系統負荷}×100

安定的に系統運用が可能であることは,系統周波数と母線電圧の電力品質を主な評価指標として,以下に示す運用目標値（表 10.2.3.1-2）の範囲内に維持されていることを確認する。

表 10.2.3.1-2 系統周波数および母線電圧の運用目標値

	系統周波数	母線電圧
運用目標値	59.7～60.3 Hz （60±0.3 Hz）	6,400～6,800 V （6,600±200 V）

10.2.3.2　再エネ最大化運転試験（DG 並列あり）

(1)目的

本試験では,MG セットと DG を並列運転することで,再エネ投入率の向上とともに安定的な系統運用が可能であることを確認する。

(2)試験方法

①各設備の運転条件

MG セット＋DG1 台
DG9 号（AFC）,MG セット,WT2 台,系統安定化装置（ΔP＋ΔF 制御）

(3)試験結果

図 10.2.3.1-1 に「MG セット＋DG1 台運転」における,系統周波数,各有効電力および再

エネ投入率の変動状況等をそれぞれ示す。12:59 に MG セットを併入,13:16 に DG 8 号を解列し「MG セット＋DG 1 台運転」となった。本断面では風速が高めに推移していたことから,WT も高出力が見込め,「MG セット＋DG 1 台運転」へ移行することが可能であった。なお,WT 発電出力は 2 台合計で 300 kW 程度に抑制していた。WT 発電出力の短周期変動が大きく,周波数変動も若干大きくなったが,運用目標値 60±0.3 Hz の範囲内に収まっていた。再エネ投入率は,「MG セット＋DG2 台運転」時は約 40%（12:20～12:50 の平均値）であったが,「MG セット＋DG1 台運転」により約 72%（13:30～16:30 の平均値） まで向上した。

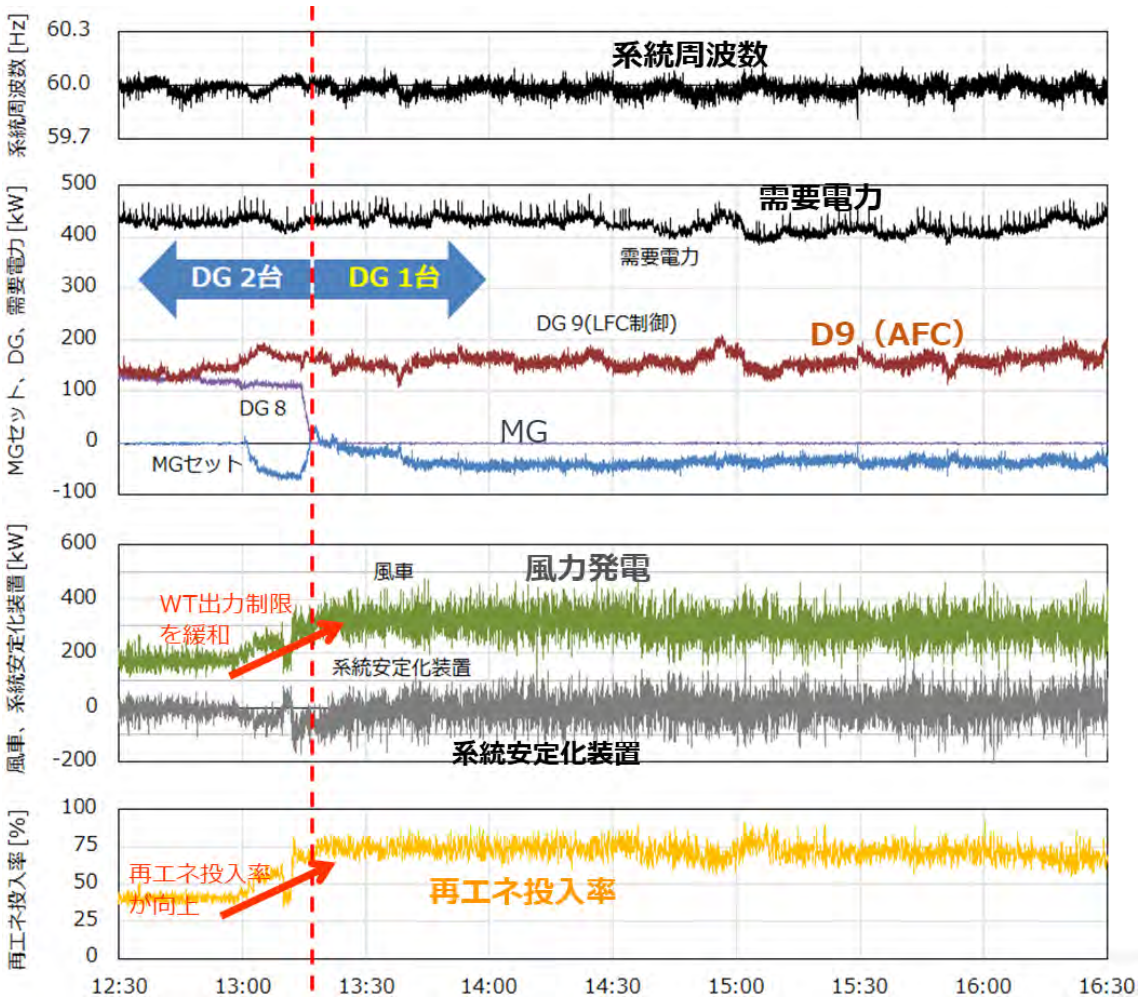


図 10.2.3.1-1 再エネ最大化運転試験（DG 並列あり）

10.2.3.3　再エネ 100%運転試験

(1)目的

本試験では,系統状況が MG セットシステムに適合する断面において,DG を全台停止する運用が可能であることを確認する。

(2)試験方法

① 各設備の運転条件

MG セット（AFC）＋WT2 台,系統安定化装置（ΔP 制御）
※「波照間系統の負荷≦WT により得られる発電出力」であること。

② 試験手順

再エネの投入率を段階的に高めるためには,系統負荷や WT 発電出力の状況に応じて,各 DG および MG セットの負荷配分を検討する必要がある。本試験においては,図 10.2.3.3-1 の手順に従い,再エネ 100%の運転状態に移行した。

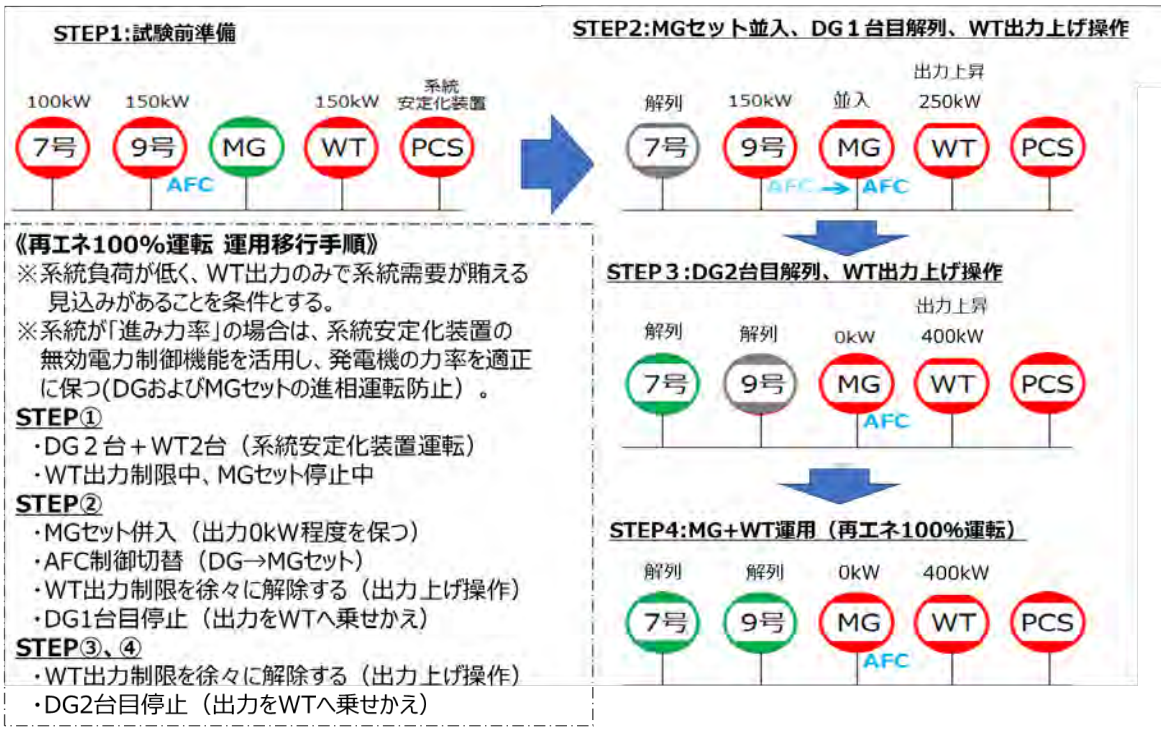


図 10.2.3.3-1 再エネ 100%運転　運用移行手順

(3)試験結果①__2018 年 11 月 27 日（約 1 時間 45 分）

2018 年 11 月 27 日,波照間島の系統負荷約 300kW に対し,WT により得られる発電出力 200 kW～400 kW 断面（午前 5 時 35 分から 7 時 20 分）において,DG を全て停止し,WT,MG セット,系統安定化装置による再エネ 100%供給の状態と系統が安定的に運用できることを確認した（図 10.2.3.3-2 参照）。

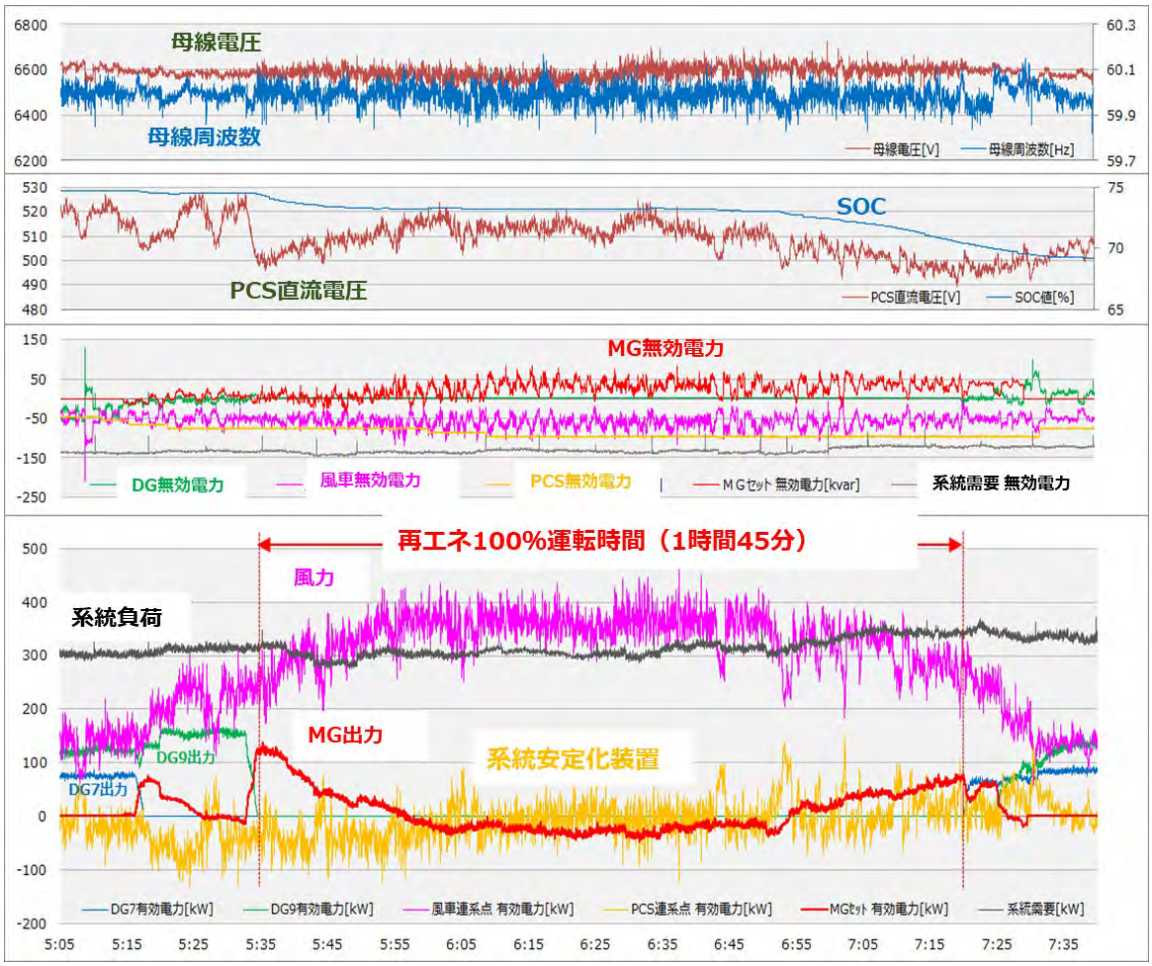


図 10.2.3.3-2 再エネ 100%運転試験（1 時間 45 分）

(4)試験結果②__2020 年 11 月 27 日～12 月 7 日（約 10 日間）

2020 年 11 月 27 日～12 月 7 日において,DG を全て停止し,WT,MG セット,系統安定化装置による再エネ 100%供給の状態と系統が安定的に運用できることを確認した（図 10.2.3.3-3 参照）。当該期間は,WT が定格出力を出せる風が安定的に吹いており,再エネ 100%運転を達成した。一時的に風が弱くなる断面や,WT がトラブルにより停止する断面では,系統安定化装置および MG セットにて出力応答により系統周波数を維持することができた。

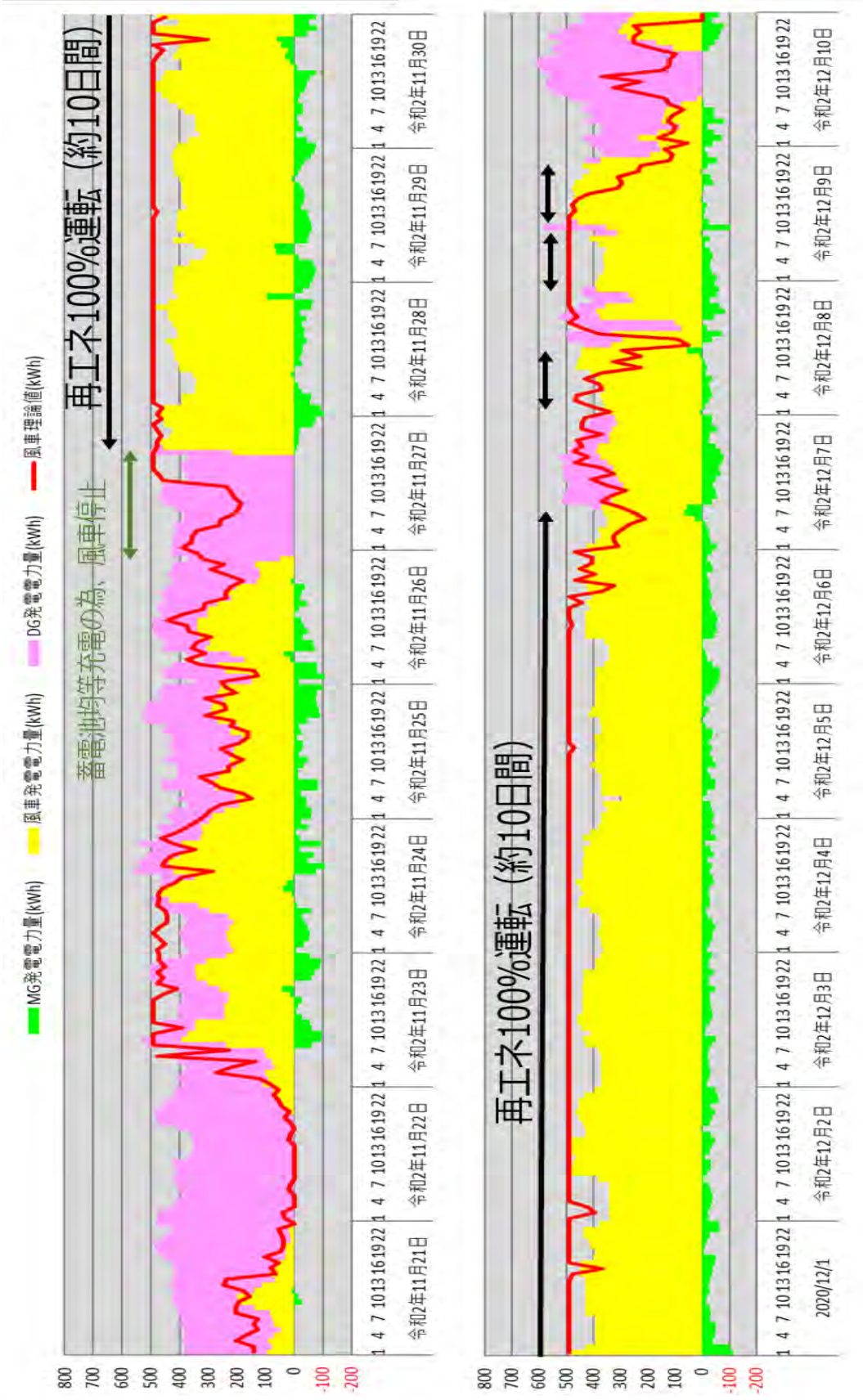


図 10.2.3.3-3 再エネ 100%運転試験（約 10 日間）

11. HOMER Pro によるシミュレーション解析（ウポル系統の長周期変動解析）

電力供給は時々刻々と変化する電力需要に合わせて電力会社が各発電所の出力を制御し、常に需要と供給を一致させるよう運用されている。このような運用は電気の物理的特性によるものであり、安定的な電力供給に必須である。しかし、出力制御が困難な再エネ電源が増加すると、需要が少ない季節や時間帯に需要から需給調整に最低限必要となる既設電源の出力を除いた需要を再エネ電源の出力が上回るなどの電力需給ギャップが発生する可能性がある。

そこで、大規模蓄電池の設置や再エネ出力抑制などの対策を用いながら適切に需給運用を行う方法を検討するためにシミュレーションソフト HOMER Pro(Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources の頭文字) を用いて需給バランスシミュレーションを行った。このシミュレーションは 1 時間毎の負荷変動や日射量及び風速に対する演算であり、いわゆる長周期変動の解析である。1 時間以内、例えば数秒間や数分間などの短周期の出力変化などは含まれていない。

11.1 Homer Pro について

HOMER Pro は、NREL(the National Renewable Energy Laboratory)による開発に始まり、HOMER Energy 社により改良と販売が行われているマイクログリッドのデザインをサポートする設計支援ソフトウェアである。このソフトウェアを使用することで、システム運用の制約条件の中で、各設備(再エネ、蓄電池等)の導入効果をシミュレーションすることが可能となっている。シミュレーションでは、一定期間における電力量(kWh)をベースとした所定の電力需要を満たすようにシステムを最適運用した結果を得ることができ、これをもとに再エネや蓄電池の各設備の導入効果や最適容量を検討することができる。ただし、HOMER Pro では、一定期間の電力需要に対する需給収支をもとにシステムの最適化を検討するツールであり、再エネ出力に起因する短周期変動や電圧変動といったシステムの安定性に係る影響をシミュレーションに織り込むことができないことに留意する必要がある。したがって、HOMER Pro で検討した設備容量が実際に実系統に導入できるか否かについて、再エネ出力の長周期変動以外の観点からも多面的に検討を行う必要がある。

11.2 HOMER Pro によるシミュレーション実施方法、手順

再エネ出力の長周期変動については、2020 年の電力需要、既存ディーゼル発電機、再エネ設備の出力や運転台数の制約などを基準として、マイクログリッド設計支援ソフト”HOMER Pro”を用いた需給バランスシミュレーションにより現状分析を行った。さらに、2025 年時点の想定需要を踏まえた太陽光発電および蓄電池システムの導入効果を試算するとともに、2025 年におけるディーゼル発電機全台停止して再エネ 100%を実現するために必要となる再エネ設備容量の試算を行った。

本調査における再エネ出力の長周期変動(HOMER Pro シミュレーション)に係る検討フローを図 11.2-1 に示す。

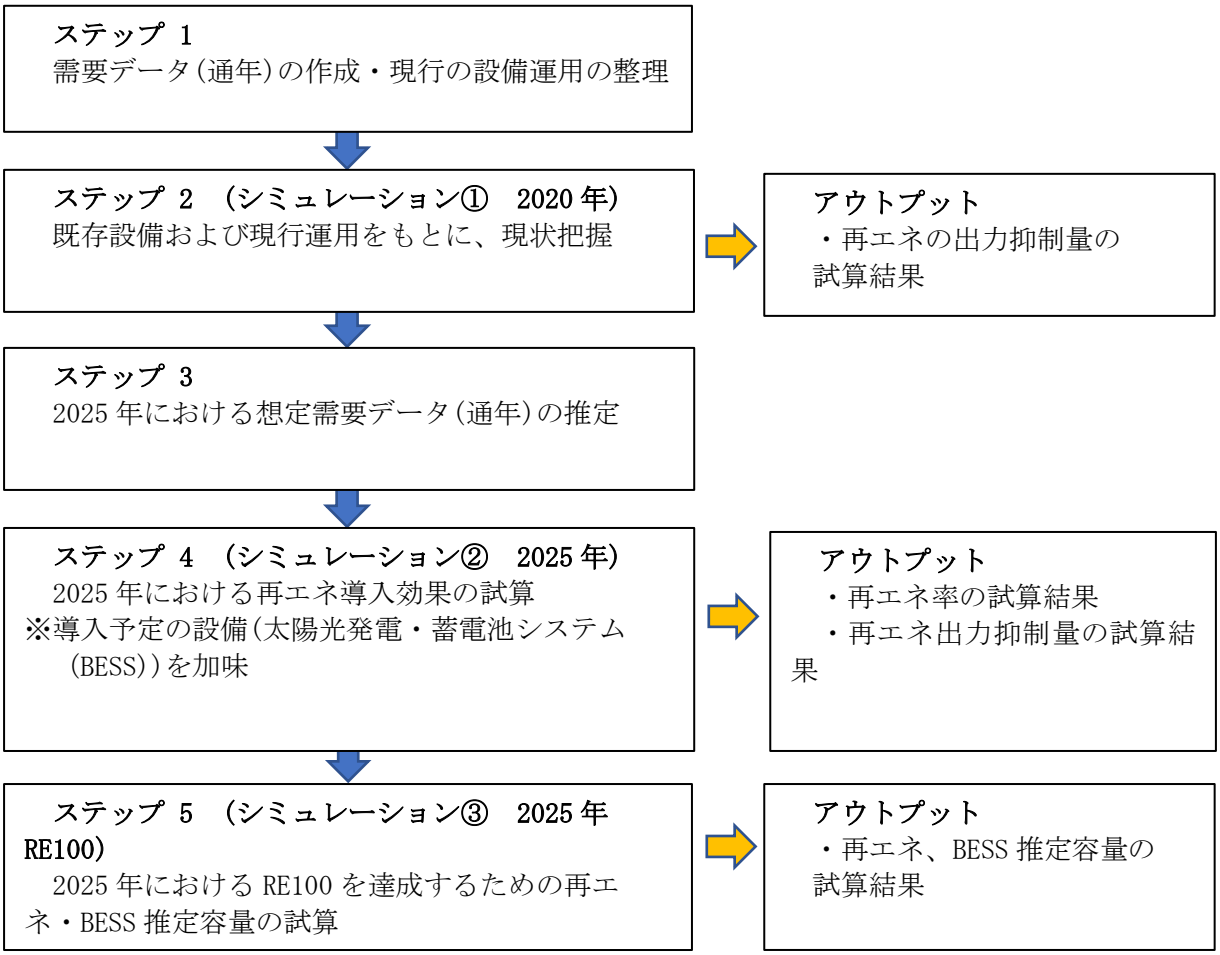


図 11.2-1 HOMER Pro による検討フロー

11.3 HOMER Pro によるシミュレーションの検討結果

図 11.2-1 の検討フローに沿って実施した Homer Pro によるシミュレーション検討の結果について以下に示す。

11.3.1 現在（2020 年通年）ウポル系統の電力需要、現行の設備運用データ情報収集、補正整理（ステップ１）

2020 年のウポル系統の電力需要量を把握するため、表 11.3.1-1 に示す特徴がことなる 2 種類のサモア(ウポル系統)発電電力量実績データ(2020 年発電運用実績)を確認した。なお、発電電力量が確認できた設備は表 11.3.1-2 に示す。確認できなかった設備についてはその設備容量が系統に接続する発電設備総容量に対して割合的に影響が小さいものと判断し、本シミュレーションで扱う電力量から除外する。(太陽光発電および水力発電の一部設備、風力発電、バイオマス発電、蓄電池設備で発電量、充放電量のデータが確認できなかった。)

表 11.3.1-1 サモア（ウポル系統）発電電力量実績データ（2020 年発電運用実績）比較

No	データ 1	データ 2
1 測定期間	2020 年 7 月 1 日 0:00 ～12 月 31 日 23:30	2020 年 1 月 1 日 0:00 ～12 月 31 日 23:30
2 計測間隔	30 分正時間隔の計測	約 35 分間隔の計測
3 蓄電池データ有無	蓄電池測定データあり	蓄電池測定データなし
4 データ欠損期間の有無	一部期間でデータの欠損あり	一部期間でデータの欠損あり

表 11.3.1-2 Homer シミュレーション検討に反映した発電設備、設備容量

Source	Generator	Installed Capacity (kW)
ディーゼル発電 Diesel	Fiaga 1	5,750
	Fiaga 2	5,750
	Fiaga 3	5,750
	Fiaga 4	5,750
	Tanu No7	4,200
	Tanu No12	3,500
	Diesel Total	30,700
太陽光発電 Solar	Airport IPP 1	3,800
	Airport IPP 2	2,000
	Airport IPP 3	2,500
	RaceCourse IPP 2	2,000
	RaceCourse IPP 3	1,500
	RaceCourse IPP EPC	2,200
	Tanugamanono Solar	150
	Solar Total	14,150
水力発電 Hydro	Taelefaga 1	2,000
	Taelefaga 2	2,000
	Taelefaga 3	2,000
	Samasoni 1	950
	Samasoni 2	950
	Fale o le Fee	1,750
	Alaoa	1,000
	Tafitoala	550
	Fuluasou	560
	Hydro Total	11,760

表 11.3.1-1 に示す 2 種類のデータを参考に、図 11.3.1-1 に示すフローにてデータの補正作業をおこない、現状（2020 年）のウポル系統の発電電力量の実績を把握するとともに、本シミュレーションにおける電力需要量に置き換えて扱うこととする。

（データ補正処理方針）
①計測周期の補正を必要としないデータ 1 を基準として整理する。
②①のデータ 1 で不足している期間をデータ 2 で補間。なお補完するデータ 2 は 30 分正時に線形補間して使用。
③発電機の出力がマイナス値であるものは、出力ゼロとして扱う。また、発電機の定格値を超過している出力については、その定格値に制限して計算。
④上記で欠測している期間のデータは、直近の同時刻データで補完。

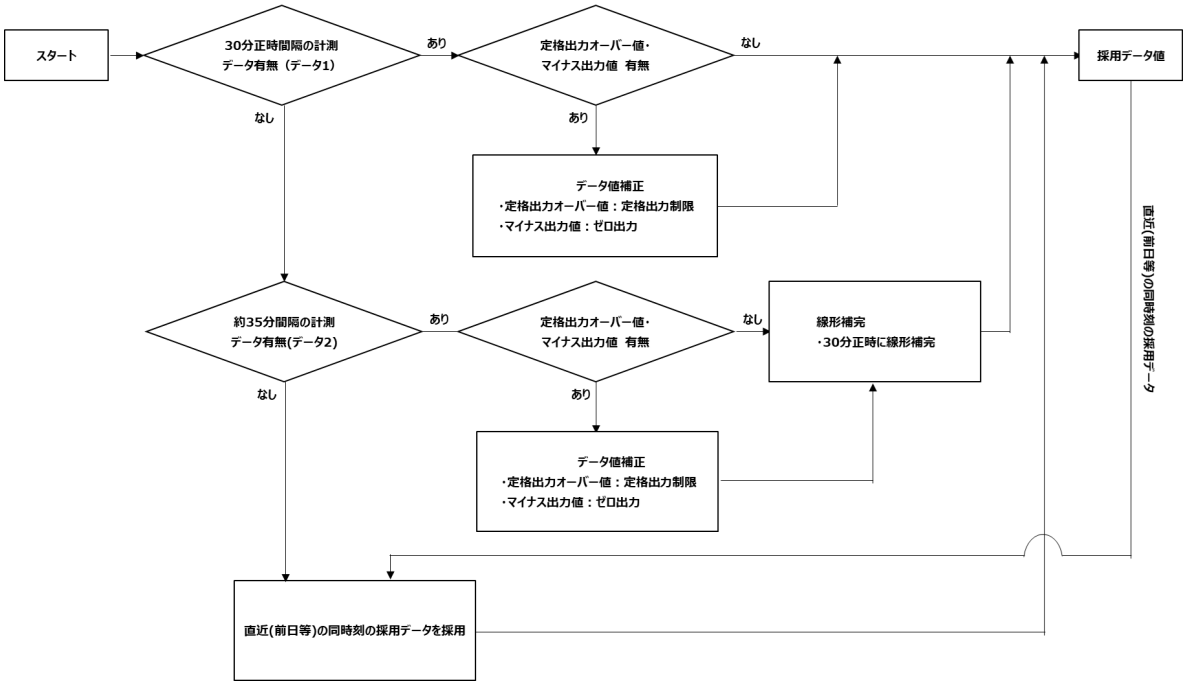


図 11.3.1-1　サモア（ウポル系統）発電電力量実績データ補正処理フロー

また、図 11.3.1-1 に示す補正処理のほか、以下の処理を実施した。
①2020 年 11 月は、データ 1 の数値の信頼性が低いと思われることからデータ 2 を採用し、必要な補正を行った。
②蓄電池システムの出力については、通年データが得られていないことから、本シミュレーションにおいては、需要に織り込まれるものと扱い、発電設備のデータから除外する。
③確認した 2020 年の発電電力量実績データをその年のウポル系統の電力需要量として扱う。

11.3.2　太陽光発電の理論出力

太陽光発電設備の出力抑制量を試算するためには、出力抑制をしない場合にどの程度の太陽光発電設備の出力が得られるか見積もる必要がある。Homer によるシミュレーションにおいては、太陽光発電設備の理論出力が日射量に比例するものとして計算されている。本シミュレーションにおいては、Homer からダウンロード可能なサモアにおける日射量を使用し、太陽光発電設備の理論出力が計算されている。参考として、ある 1 日の日射量と太陽光発電設備の発電量の関係を図 11.3.2-1 に示す。日射量の増減に対して、太陽光発電の発電量も同様に増減となっている。



図 11.3.2-1　日射量と太陽光発電設備の発電量の関係

11.3.3 2020 年現在の再エネ率の試算（シミュレーション①）（ステップ２）

2020 年現在の系統需要および既存設備の運用状況を踏まえ、ウポル系統における再エネの導入効果（再エネ率、出力抑制の発生状況）をシミュレーションした。シミュレーション結果について、表 11.3.3-1 に示す。ウポル系統では電力安定供給のためのリスク回避のため、DG 設備 2 台以上の運転で運用していることから本シミュレーション条件として設定した。

このシミュレーションでは、再エネ率 42%となった。また、PV 理論電力量に対する出力抑制の割合が 1.6%程度あり、一部の再エネ出力が有効に活用できていないことが確認できた。

表 11.3.3-1 2020 年現在の設備構成におけるシミュレーション結果

電力供給設備	機器		設備容量	備考
	ディーゼル発電機	[kW]	30,700	DG マストラン 2 台
	太陽光発電	[kW]	14,150	既設
	水力発電	[kW]	11,760	既設
	蓄電池システム	[kW / kWh]	0	-
シミュレーション①結果	DG マストラン数		2 台	
	A. 系統総需要	[kWh/year]	153,306,000	
	B. DG 総発電量	[kWh/year]	88,953,460	
	C. PV 理論電力量 (PV ポテンシャル量)	[kWh/year]	65,403,106	
	D. PV 直接消費 (PV→系統)	[kWh/year]	64,352,497	
	E. 蓄電池 充電量 (PV→蓄電池)	[kWh/year]	0	
	F. 出力抑制	[kWh/year]	-1,050,609	
	G. 蓄電池 放電量 (蓄電池→系統)	[kWh/year]	0	
	H. 再エネ由来電源の発電量 (=D+G)	[kWh/year]	64,352,497	
	I. 再エネ率 (=H/A*100)	[%]	42.0	
	J. PV 理論電力量に対する出力抑制の割合 (=F/C*100)	[%]	1.6	

*端数処理のため、合計値が合わない場合がある

11.3.4 2025 年における想定需要電力量(通年)の推定（ステップ３）

後述する 2025 年での HOMER によるシミュレーション実施のため、2025 年における想定需要電力量を推定した結果を表 11.3.4-1 に示す。2020 年の電力需要量に対して年間増加率 4.5%/年として、2025 年の需要電力量を推定した。2020 年を基準年として 2025 年の想定電力量は約 24.6%増となる。

表 11.3.4-1 ウポル系統 2025 年における想定需要電力量(通年)の推定

	2020 年集計データ	2025 年推定値
需要電力量（＝発電電力量）	153,755,758 [kWh]	191,607,649 [kWh]

11.3.5 2025 年　導入計画設備考慮した再エネ率の試算（シミュレーション②）（ステップ４）

ウポル系統で 2025 年までに新規導入計画している再エネ設備及び蓄電池設備について表 11.3.5-1 に示す。2025 年時点での想定需要電力量と既存設備と合わせて、導入計画設備を考慮したウポル系統における再エネの導入効果（再エネ率、出力抑制の発生状況）をシミュレーションした。

表 11.3.5-1 ウポル系統 再エネ設備計画に基づく 2025 年導入計画設備

No	設備名称［分類］	導入規模	備考
1	Tiapapata ［水力］	 760［kW］	（サモア電力計画） 2021 年運転開始予定
2	Alaga ［水力］	 300［kW］	（サモア電力計画） 2024 年運転開始予定
3	fiaga Plant ［太陽光］ ［蓄電池］	 41,640［kW］ 18,000［kW］／116,830［kWh］	（IPP 計画）
4	Vailon Wind ［太陽光］ ［蓄電池］	 14,380［kW］ 7,500［kW］／38,940［kWh］	（IPP 計画）

シミュレーション結果について、表 11.3.5-2 に示す。現在、ウポル系統では DG 設備２台以上の運転で運用しているが、DG の稼働台数（以下マストラン）の制限別にシミュレーション結果がどのように変化するかも確認した。

このシミュレーションでは、再エネ率 61.2～72.1%となった。また、PV 可能発電量に対する出力抑制の割合は、23.4～8.2%程度あり、一部の再エネ出力が有効に活用できていないことが確認できた。

また、参考として、DG のマストラン制限別に再エネ出力抑制がどのように変化するかイメージできるよう特徴的な断面での電源供給プロファイル（DG マストラン２台、なし）を図 11.3.5-1 にしめす。これらの図から DG のマストラン数を減らす運用が可能になれば、DG 下限出力の制約が低減され、PV の出力抑制量を低減できることを確認した。

図 11.3.5-1 において､太陽光発電設備の出力抑制発生の原因として 2 つ考えられる。1 つは、蓄電池の蓄電容量(kWh 容量)による制約であり、上限に達した段階で太陽光発電設備の出力抑制が発生する。もう 1 つは蓄電池のインバーター容量(kW 容量)による制約であり、太陽光発電設備の余剰電力がこれを超過する場合に出力抑制が発生する。本シミュレーションにおいては、DG のマストランが 2 台の場合とマストランが無い場合の両方で、太陽光発電設備の出力抑制が発生しているが、マストラン 2 台の場合には､蓄電池の kWh 容量の制約が出力抑制の主要因となっているのに対し､マストランが無い場合においては、蓄電池のインバーターの kW 容量の制約が主要因となって出力抑制が生じている。蓄電池の容量増や蓄電池のインバーター容量増によってもさらに出力抑制の改善につながる可能性はある。

表 11.3.5-2 2025 年時点の導入計画設備を考慮したシミュレーション結果

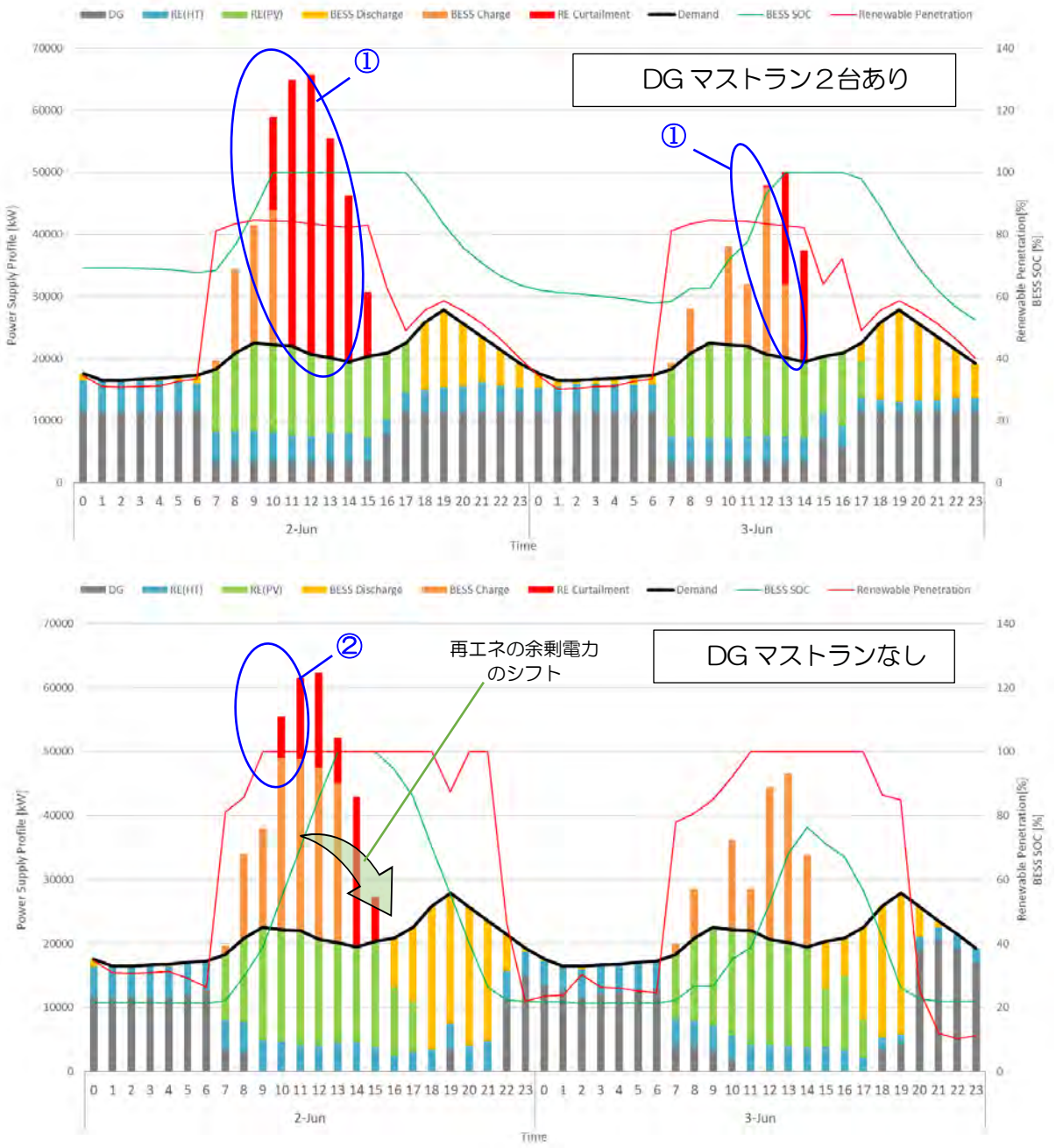
	機器		設備容量	備考	
電力供給設備	ディーゼル発電機	[kW]	30,700	既設	
	太陽光発電	[kW]	70,170	既設、IPP 計画	
	水力発電	[kW]	12,820	既設、EPC 計画	
	蓄電池システム	[kW / kWh]	25,500/155,770	既設、IPP 計画	
シミュレーション②結果	DG マストラン数		2 台	1 台	0 台
	A. 系統総需要	[kWh/year]	191,047,100		
	B. DG 総発電量	[kWh/year]	74,147,953	57,719,549	53,315,638
	C. PV 理論発電量 (PV ポテンシャル量)	[kWh/year]	157,127,816	157,127,816	157,127,816
	D. PV 直接消費 (PV→系統)	[kWh/year]	101,812,417	105,586,166	108,696,752
	E. 蓄電池 充電量 (PV→蓄電池)	[kWh/year]	-18,528,009	-34,018,990	-35,611,364
	F. 電力抑制	[kWh/year]	-36,787,390	-17,522,660	-12,819,700
	G. 蓄電池 放電量 (蓄電池→系統)	[kWh/year]	15,086,735	27,741,387	29,034,722
	H. 再エネ由来電源の発電量 (=D+G)	[kWh/year]	116,899,152	133,327,553	137,731,474
	I. 再エネ率 (=H/A*100)	[%]	61.2	69.8	72.1
	J. PV 理論発電量に対する出力抑制の割合 (=F/C*100)	[%]	23.4	11.2	8.2

*端数処理のため、合計値が合わない場合がある

*コンバーターの変換効率 95%とした。また、蓄電池の充放電効率については、100%として検討を実施した。

*蓄電池 SOC (State of charge) の下限値 20%とした。(シミュレーション開始時の蓄電池 SOC は 100%とした。)

*BESS のインバーター容量は 25,500kW で設定。



①：蓄電池容量(kWh)制限による再エネ出力抑制量の発生
②：インバーター容量(kW)制限による再エネ出力抑制量の発生

図 11.3.5-1 電源供給プロファイル

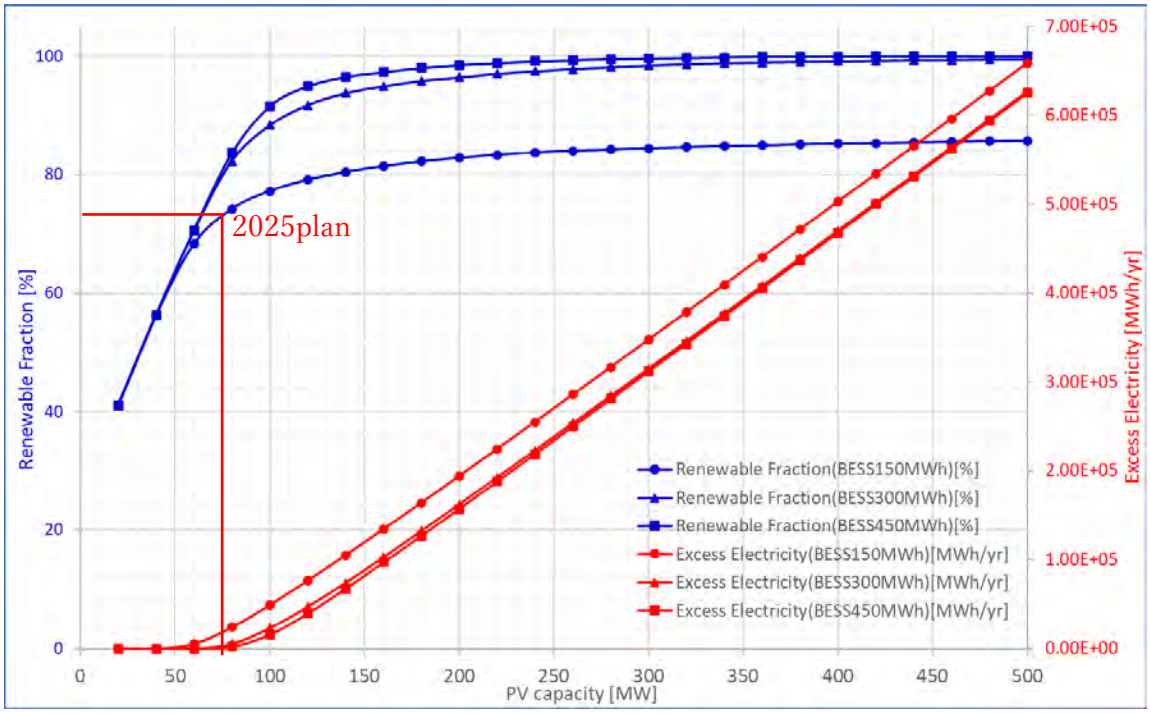
11.3.6 2025 年 再エネ率 100%に必要な再エネ（太陽光発電）および蓄電池設備容量の試算（シミュレーション③）（ステップ 5）

サモアウポル系統の 2025 年の想定需要量に対して、ディーゼル発電機全台停止運用実現および再エネ設備による電力供給率 100%実現を念頭に、太陽光発電設備、蓄電池システムの容量と再エネ率の関係をシミュレーションした。

シミュレーション結果を以下に示す。

(1) 太陽光発電設備および蓄電池を増加させた場合の再エネ率と出力抑制

2025 年の想定負荷に対して、太陽光発電と蓄電池システムを増加させた場合のシミュレーション結果を図 11.3.6-1 に示す。シミュレーションの結果から、系統の蓄電池が 150MWh では、太陽光発電が増やしても再エネ率は 85%程度が限界であると予想される。これは、太陽光発電の容量を増やしても、そこから生じる出力抑制力を吸収できるだけ蓄電池容量が不足し、太陽光発電の発電量を活用することに限界があるためである。このような状況を解消するためには、蓄電池の容量を増やしていく必要がある。同図から、蓄電池容量を 300MWh、450MWh など段階的に増加させていくと太陽光発電の発電量を活用できるようになり、再エネ率も向上していくことがわかる。



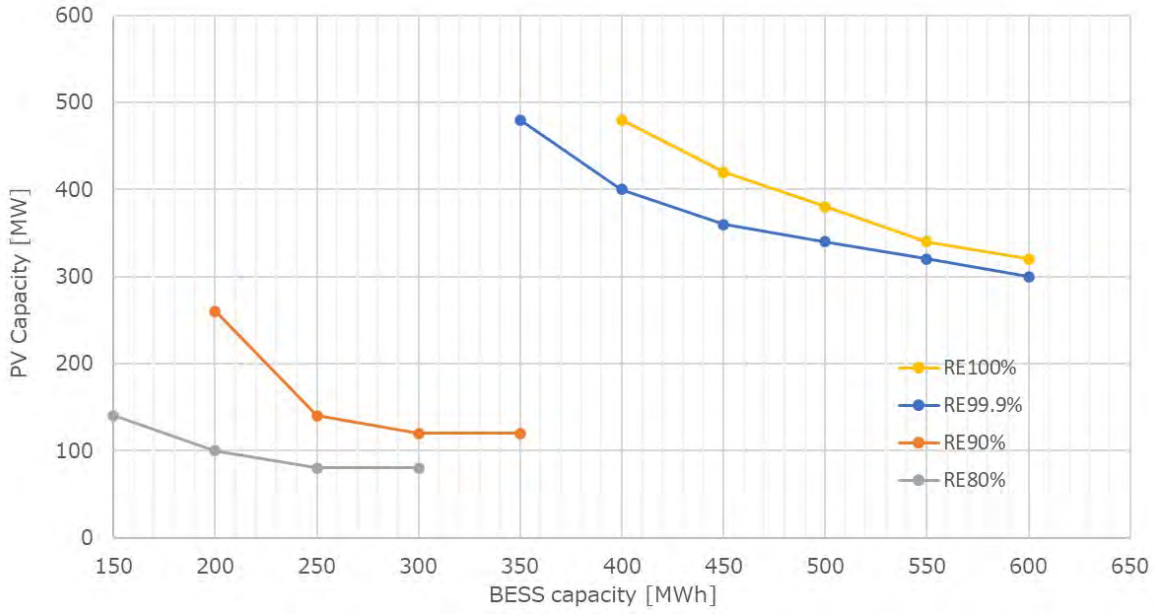
＊「2025Plan」は表 11.3.5-2 （2025 年時点の導入計画設備を考慮したシミュレーション結果）の蓄電池システムと太陽光発電設備の設置時の予想

図 11.3.6-1 蓄電池・太陽光発電を増設した際の再エネ率と出力抑制
（2025 年予想需要量ベース）

(2)再エネ 100%に近い運用（再エネ率 99.9%以上）を求める場合に必要な、蓄電池および太陽光発電設備導入規模の関係

図 11.3.6-2 に、再エネ率と蓄電池-太陽光発電設備導入規模の関係を示す。再エネ率 80%→90%増に対し、90%→100%を達成するためには導入する BESS、PV の導入量も数倍必要になると予想する。

さらに、図 11.3.6-2 から、ある再エネ率を達成するために必要となる太陽光発電設備容量は、蓄電池設備容量を増加させることで一定程度まで減少させることが可能である。これを踏まえ、ウポル系統で再エネ率 100%を達成するためには、太陽光発電設備の容量が少なくとも 300MW 程度必要になると見込まれる。



*コンバータの変換効率 95%とした。また、蓄電池の充放電効率については、100%として検討を実施した。
*蓄電池 SOC（State of charge）の下限値 20%とした。（シミュレーション開始時の蓄電池 SOC は 100%とした。）
*BESS のインバーター容量は制限していない。

図 11.3.6-2 再エネ率と蓄電池-太陽光発電設備導入規模の関係

11.4. Homer シミュレーションによる考察、精度向上のための提案

Homer シミュレーションにおける考察および提案を以下に示す。

(1) Homer シミュレーションによる考察

本シミュレーションでは、現在ウポル系統に導入が計画されている再エネ設備の稼働を踏まえた 2025 年の再エネ率は 61.2%と推測する。これは DG マストラン 2 台の運用を条件としており、もしマストランの制限をなくすことができれば、再エネ出力抑制の低減により再エネ率も約 70%超に向上することが期待できる。

一方で、さらに高い再エネ率をめざし設置する蓄電池、再エネ導入量を増加させても、再エネ率は80%以上になると緩やかな上昇になると推測する。2025年にウポル系統で再エネ100%を達成するためには、少なくとも太陽光発電設備は300MW程度設置する必要がある。

2025年以降も引き続き電力需要量が増加していくことになれば、再エネ率維持のためにはさらに再エネ設備設置も必要になると予想される。

本シミュレーションでは再エネ100%達成において、太陽光発電設備および蓄電池設備のみ容量を増加させることで検討した。しかしながら太陽光発電設備は、日中しか発電できない不安定な電源であるため、高い再エネ率を得るためには、現状の計画に比べ極端に設置容量を増やす必要がある。風力発電の導入や大規模な太陽光発電設備の導入においては、地理的な制約や導入適地の確保といった課題もあり、このような不安定な再エネ電源の導入のみで再エネ100%を達成することは容易ではないと想定される。

そのため、太陽光発電などの不安定電源だけでなく、再エネ由来の安定電源を組み合わせた電力供給を行うことも、再エネ率の向上を図る上では重要である。再エネ由来の安定電源の例として、バイオマス発電、水素やバイオ燃料を活用したDGの導入などが考えられる。また、水力発電の開発も有効であると考えられる。ただし、そのような技術がサモア系統で適用できるかについては、水素やバイオ燃料では安定的な燃料調達の可能性や、水力発電導入の適地について、環境への影響を含めて適合性判断するための調査・検討が必要と考える。

(2) Homerシミュレーション精度向上のための提案

本シミュレーション作業を踏まえ、Homerシミュレーションでの精度向上のために以下について提案する。

- 年間発電量の詳細を把握する。(各発電ユニットの1時間毎の値、1年(=8760時間)分の測定データ)
- 測定値に異常値がみられたことから、測定精度を向上させる。(例えばDG出力がマイナス値となっているなど)
- すべての発電設備の出力を同時刻に測定することにより、系統全体での運用状況が把握できるようにする。

12. 系統安定化対策技術の比較検討

国内外の小規模単独系統において実際に導入されている系統安定化対策技術について情報収集を行い、それらの特徴を比較し、ウポル系統に適切と思われるものを提案する。

12.1. 国内外の系統安定化対策技術に関する情報収集

一般的に、INV 電源の発電比率（ｋW）がある一定の水準（60%～65%）を超えると、電力系統を安定的に運用することが出来ないとされている。（表 12.1-1）

この章においては、国内外の系統安定化対策技術について概要を説明するとともにその導入・実証例を紹介する。（表 12.1-2）

表 12.1-1　INV 電源の発電比率上昇により想定されるリスク事象

機能	役割	減少に伴い想定されるリスク事象（引用先から抜粋）
慣性力	・系統の周波数変化率（RoCoF）の制限	慣性力が低下すると、電源脱落時の周波数低下スピード（RoCoF）が速くなり、上げ調整力や周波数低下リレー（UFR）等の負荷制限が間に合わず、再エネ等の分散電源が解列し、周波数がさらに大きく低下した結果、発電機が安定運転を維持できず連鎖解列し、系統崩壊（ブラックアウト）に至る可能性がある。
同期化力	・系統の同期維持	同期化力が減少すると、送電線事故時などの発電機間の加速/減速が大きくなり、発電機が同期運転を継続することができず（発電機が安定的に運転できる位相差に戻ることができず）、発電機が連鎖脱落し、系統崩壊（ブラックアウト）に至る可能性がある。
短絡容量	・系統電圧の安定化 ・系統事故の検出	電圧維持能力（短絡容量）が減少し、事故時の故障電流（無効電力）が減少すると、これまで事故点判別のために用いていた故障電流検出が機能せず、安全に事故設備のみを系統から切り離すことができなくなり、保安上の問題が生じる可能性がある。

【出所】海外電力調査会（海外電力 2021.9）

表 12.1-2　系統安定化対策技術と導入・実証例一覧

系統安定化技術	慣性力	同期化力	短絡容量	概要・特徴	導入・実証例
仮想同期発電機（疑似慣性）	○	○	×	・インバータに同期発電機の動きを再現する制御を組み込み、同期化力を持たせ、蓄電池等と使用することで慣性力相当の出力をさせる。	12.1.1 GFM-INVの導入・実証例参照
同期調相機	○	○	×	・無負荷同期電動機であり、慣性力を有するほか、電圧維持も可能 ・既設発電機を改造して同期調相機として使用する事例もあり	12.1.2 同期調相機の導入・実証例参照
ロータリーUPS	○	○	○	・非常用発電機とUPSを一体化した構造 ・発電機、モーターとフライホイール、そしてディーゼルエンジンの3つで構成されており、フライホイールはモーターからの支援を受けて常時回転している。 ・停電で電力供給が止まると、フライホイールが定時はモーターとして動作している発電機を回し、この電力で非常用発電機のディーゼルエンジンを起動。以降はディーゼルエンジンが発電機を回して、発電する	12.1.3 ロータリーUPSの導入・実証例参照
揚水発電	○	○	×	・通常の水力発電所と同様に"水の力で水車を回して電気を作る"が、異なることは"発電のために使う水を汲み上げる（揚水する）"こと。 ・水の形で電気を貯える「蓄電池」のような役割を担っている。 ・揚水式発電とは、発電所をはさんで上部と下部のダムを築き、水を貯えるための調整池を作り、上部調整池から下部調整池に水を流下させて発電する。電力の使用量が少ない時間に水車を逆回転させて上部調整池に水をくみ上げ、必要な時に水を流下させて電気を作る。	12.1.4 揚水発電の導入・実証例参照
ハイブリッド蓄電池システム	×	×	×	・「リチウムイオン電池」と「NAS電池」という特性の異なる2種類の蓄電池を組み合わせ、必要に応じて電気を貯め、放電するシステム	12.1.5 ハイブリッド蓄電池システムの導入・実証例参照
バーチャルパワープラント（VPP）	×	×	×	・IoT技術を活用し、電力系統に点在するお客さまの機器を一括制御することにより、お客さま設備から供出いただいた需給調整力を有効活用し、あたかも一つの発電所（仮想発電所）のように機能させる仕組み。	12.1.6 バーチャルパワープラント（VPP）システムの導入・実証例参照

12.1.1 GFM-INV の導入・実証例

表 12.1.1-1　GFM-INV の代表的な導入・実証例

場所	導入年	メーカー	導入設備	用途
Ta'u島(米国領)	2016	Tesla	太陽光(1,400kW)+BESS(750kW/6,000kWh)	オフグリッドの運用
St. Eustatius島(オランダ領)	2017	SMA※1	太陽光(4,150kW)+BESS(5,900kWh)	オフグリッドの運用
Dalrymple BESS (南オーストラリア州、豪州)	2018	ABB	BESS(3万kW/0.8万kWh)	需給調整、系統安定化 ブラックスタート
Hornsdale Power Reserve (南オーストラリア州、豪州)	2020※2	Tesla	BESS(15万kW/19.4万kWh)	需給調整、系統安定化
Dersalloch Windfarm(英国)	2020	Siemens-Gamesa	風力(6.9万kW/23基)	系統安定化 ブラックスタート
Victorian Big Battery (ビクトリア州、豪州)	2021予定	Tesla	BESS(30万kW/45万kWh)	需給調整、系統安定化

※1　太陽光発電システム等を提供しているドイツのメーカー。
※2　2020 年に既設の BESS（10 万 kW/12.9 万 kWh）を拡張。GFM 機能は一部の INV にのみ試行的に搭載されているが、2022 年からすべての INV に搭載される予定。
出所　各メーカーの公開情報から抜粋

【出所】海外電力調査会（海外電力 2021.9）

例えば、アイルランドの系統運用者 EirGrid は、2018 年から INV 電源の発電比率を System Non-Synchronous Penetration (SNSP)と呼ぶ指標で管理しており、SNSP が 65%を超える場合に、INV 電源（太陽光、風力）の出力を抑制している。このような INV 電源の設備利用に関する制約を緩和するための系統側対策として、英国や豪州等で同期調相機（SC：Synchronous Condenser）が導入されている。SC は発電機能のない同期機で、フライホイールと組み合わせることにより同期化力と短絡容量だけでなく慣性力も提供できる。

しかし、系統側のみの対策には限界があり、かつ高い費用が掛かることが予想されるため、電源側の対策として、同期電源（SG：Synchronous Generation）の動作をエミュレートしたグリッドフォーミングインバーター（GFM-INV）が注目されている。

GFM-INV は、原理的に太陽光・風力発電、BESS、洋上風力などを連系する高圧直流（HVDC）送電線に組み込むことが可能で、将来的に系統上で SG の機能を代替することが期待されている。当初 GFM-INV の導入は島の孤立系統（オフグリッド）やマイクログリッドの BESS に限定され、その容量も数千 kW 程度であったが、近年系統用 BESS に搭載された事例が現れたことで、数万 kW から数十万 kW の規模へと拡大してきている。（表 12.1.1-1）
なお、GFM-INV と従来のグリッドフォローイング・インバーター（GFL-INV）に INV 構成上の大きな違いはなく、主に異なる点は制御アルゴリズムにある。

参考に、GFL-INV、GFM-INV、SG の性能比較をまとめたものを表 12.1.1-2 に示す。

表 12.1.1-2　GFL-INV・GFM-INV・SG の比較

項目		GFL-INV	GFM-INV	SG
制御方式		定電流(電力)制御	定電圧制御	定電圧制御
同期方式		PLL	Power Syncronization	Power Syncronization
単独(Off-Grid)運転		不可(自立電源要)	可能	可能
エネルギー貯蔵装置		不要	多くのケースで要	不要
短時間許容電流※2		1~1.5pu	2pu (仕様による)※3	5~7pu
検出速度		>20ms@50Hz (1周期)	<5ms※1	<5ms※1
持続可能な系統短絡比※6		≧2※5	≦1.5※4	制約なし
系統サポート機能		可能	可能	可能
高速周波数応答(FFR)		可能	可能	不可
GFM 機能 ※1	系統電圧の形成	不可	可能	可能
	慣性力	不可	可能	可能
	同期化力	不可	可能	可能
	制動(ﾀﾞﾝﾋﾟﾝｸﾞ)力	可能	可能	可能
	事故電流の供給	制限あり／遅い	可能 (仕様による)	高いレベルで可能
ブラックスタート		不可	可能	可能

※1　NGESO がグリッドコードで検討している GFM 機能の技術要件から引用
※2　ここでの pu は運用範囲の上限に対する短時間許容電流の比率を示したもの。
　　なお、INV の短時間許容電流は定格電流に等しい。
※3　Dalrymple BESS(日立 ABB 製)の仕様から引用。一般的に、GFM-INV に要求される定格電流値は GFL-INV よりも高くなる。
※4　Dalrymple BESS（日立 ABB 製）の仕様から引用。日立 ABB によると、GFM-INV は理論上短絡比に制約がない。
※5　オランダおよびドイツの送電系統運用者である TenneT のレポートから引用。
　　厳格な境界はないため、あくまで参考値。
※6　系統の強度を表すもので、SCR：Short Circuit Ratio とも呼ばれる。
　　なお、SCR＝（系統短絡容量）/（INV 容量）

【出所】海外電力調査会（海外電力 2021.9）

12.1.1.1　Grid Forming インバーターの導入事例および開発状況

事例①：Dalrmple BESS（豪州）における導入事例

豪州におけるパイロットプロジェクトの代表例として、2018 年に Dalrymple 132kV 変電所（豪州、SA 州）に導入された Dalrymple BESS（3 万 kW/8 千 kWh、日立 ABB 製、ESCRI-SA とも呼ばれる）を紹介する。

Dalrymple BESS は、GFM-INV として送電系統に接続された豪州初の BESS である。Dalrymple 変電所は、基幹系統と陸上風力発電所（9.1 万 kW）を結ぶ 132kV 長距離送電線から受電し、33kV 配電線にて需要家へ電力を供給している。

Dalrmple BESS のシームレスなアイランドモード移行により、132kV 送電線の落雷等で SA 州の基幹系統と一時的に切り離されても、ローカル系統を維持し、需要家への電力供給を維持できるようになった。また、Dalrmple BESS が SA 州の慣性力を向上することで、州間連系線の運用制約を緩和している。

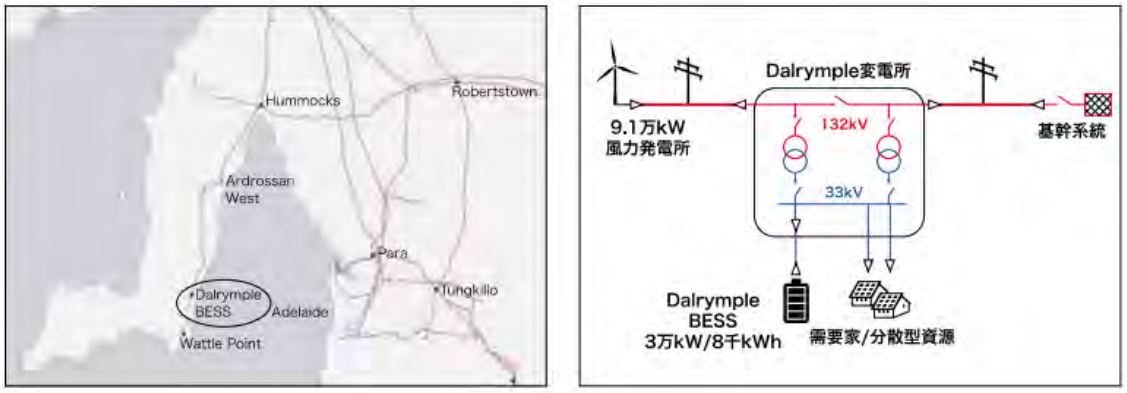


図 12.1.1.1-1 Dalrymple BESS 周辺の系統図
【出所】海外電力調査会（海外電力 2021.9）

事例②：東京電力パワーグリッド（日本）における実証事例

東京電力パワーグリッド（株）と（株）明電舎は共同で VSG 機能を持たせた蓄電池用インバータの実現に向け、仮想同期発電機機能付き蓄電池用インバータ(VSG-PCS)（製品評価モデル）（表 12.1.1.1-1）を開発し評価を実施した。なお、製品評価モデルの容量は製品機（表 12.1.1.1-2）の 1/100 にスケールダウンした容量となっている。

6kVA の製品評価モデル 2 台並列システムを製作し、様々な条件で評価を実施した。その結果、各種条件で良好な結果が得られたため、今後は製品化に向けた開発を進めていく



図 12.1.1.1-2 製品評価モデル

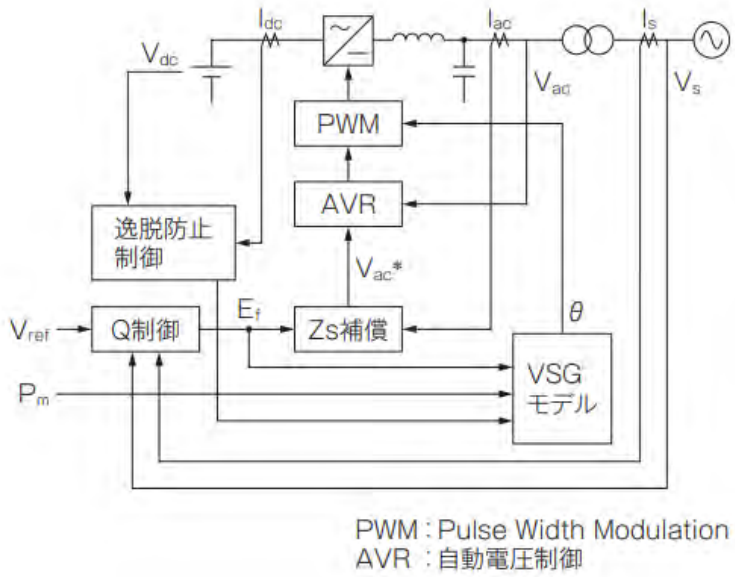


図 12.1.1.1-3 VSG 制御のブロック図

表 12.1.1.1-1 製品評価モデル仕様

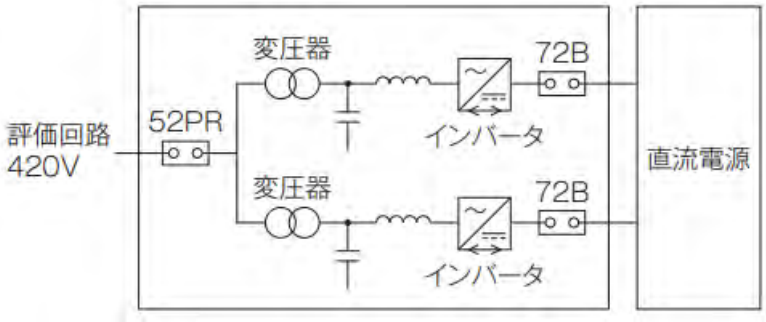
項目		仕様
装置容量		6kVA
定格交流出力		6kW
商用周波絶縁連系変圧器		あり
直流部	定格直流電圧	666V
	定格直流電流	9.0A
	運転電圧範囲	432～745V
交流部	定格出力電圧	420V
	定格出力電流	8.2A
	定格周波数	50Hz
	相数	三相3線式

表 12.1.1.1-2 製品機仕様（予定）

項目		仕様
装置容量		600kVA
定格交流出力		600kW
商用周波絶縁連系変圧器		あり
直流部	最大許容電圧	750V
	運転電圧範囲	432～745V
交流部	定格出力電圧	6600V（3300Vも可）
	定格出力電流	52.5A
	定格周波数	50/60Hz
	相数	三相3線式

表 12.1.1.1-3 機能一覧

機能名称
VSG-PCSの瞬時起動
慣性力機能
ガバナフリー
アイソクロナス
同期投入
過電流抑制及び事故電流の供給
ブラックスタート
ソフトストップ
送出し電圧一定制御
横流抑制
直流電圧／電流の逸脱防止制御



【出所】明電時報（通巻 373 号 2021 No.4）

事例③：シント・ユースタティウス島（カリブ海）における導入事例

カリブ海リーワード諸島にあるシント・ユースタティウス島は、Statia Utility Company (STUCO)により電力供給が行われている。太陽光発電と蓄電池、グリッド・フォーミング機能を有するインバーターを活用することで、再エネ 100%の需給運用が可能となっており、年間の再エネ率は 46%以上を達成している。

○電力系統の概要

・ピーク負荷　　:2.3 MW (電力消費量 14 GWh/年)
・太陽光発電　　:4.15 MW (年間発電量 6.4 GWh)
・蓄電池　　:5.9 MWh
・ディーゼル発電機　　:4 MVA

○系統安定化技術やシステムの特徴

・グリッド・フォーミング機能を有するインバーターの導入により、ディーゼル発電機をすべて停止した状態でも系統の安定性を維持することが可能となっている。
・10.5 時間/日、PV による再エネ 100%の系統運用が行われている。
・蓄電池により、再エネの余剰電力のシフトと系統サービスを行っている。
・制御システム(SMA Fuel Save Controller)により、ディーゼル発電機の起動停止や蓄電池の運用などが自動化されている。
・インバーターは、次のような機能を有する。

1) ミリ秒単位で太陽光発電の出力変動を補償することが可能
2) 周波数偏差 0.005Hz
3) ディーゼル発電機の ON/OFF に合わせて自動同期連系
4) 短絡事故の除去も可能
5) ディーゼル発電機の事故に備えた待機モードが可能

表 12.1.1.1-4　系統安定化技術と役割(シント・ユースタティウス島)

	短絡容量（事故電流）	慣性力	長周期変動	短周期変動	電圧変動
仮想同期発電機	不明	★		★	★
蓄電池			★	★	★

12.1.2　同期調相機（SC：Synchronous Condenser）の導入・実証例

事例①：カウアウ島電気事業組合（米国）における導入事例

米国ハワイ州のカウアイ島では、カウアウ島電気事業組合(Kauai Island Utility Cooperative, KIUC)により、電力供給が行われている。

カスタービン発電機を改良し、同期調相機として運転することにより、慣性力、事故電流を維持している。なお、この設備にはタービンと発電機の間にクラッチが具備されていないことから、発電機と一体となってタービンが回転する。そのため、クラッチを具備する場合に比べて損失が大きい。

事例②：マネーポイント発電所（アイルランド）における導入事例

アイルランドでは電力供給公社（ESB：Electricity Supply Board）が世界最大の同期調相機（SC：Synchronous Condenser）をマネーポイント発電所に設置し、160 万軒の家庭に電力を供給できるだけの洋上風力発電設備を系統に接続できる環境をつくり始めた。これは、総投資額 5,000 万ユーロの独シーメンス・エナジー社製 SC である。

これは世界最大のフライホイールを使って周波数制御に必要な慣性力を、そして電圧調整に必要な無効電力を供給することでアイルランドの電力系統の安定性を高めるとともに、レジリエンスを強化させるシステムとなっている。



図 12.1.2 シーメンス社の同期調相機
【出所】EnergyShift ウェブサイト

12.1.3 ロータリーUPS の導入・実証例

事例①：キング島（オーストラリア）における導入事例

オーストラリアのキング島では、Hydro Tasmania により、電力供給が行われている。風力発電を主体に、再エネ 100%の需給運用が可能なシステムを有する。年間の再エネ率は 65%を達成している。

- ロータリーUPS により、慣性力、事故電流を維持
- 再エネの長周期・短周期変動を蓄電池により抑制
- ダイナミック・レジスターにより、蓄電池で吸収できない余剰電力を消費することで効率的な需給運用が行われている。
- 自動制御システム“Hybrid power system controller”が導入され、効率的なシステム運用が行われている。
- ダイナミック・レジスター再エネの余剰電力を熱として消費することから、蓄電池のように蓄電量(SOC)の管理が不要であり、運用も比較的容易なものとなっている。

表 12.1.3-1 系統安定化技術と役割(キング島)

	短絡容量（事故電流）	慣性力	長周期変動	短周期変動	電圧変動
ロータリーUPS	★	★			★
蓄電池技術			★	★	
ロードバンク			★*	★*	

＊ 変動性再エネの出力が余剰となる場合には機能するが、不足する場合には機能しない

○電力系統の概要

・ピーク需要　:2.5MW(電力消費量 12GWh/年)
・ディーゼル発電機　:6 MW(4 台)
・ロータリーUPS (Diesel UPS)　:1 MVA×2
・風力発電容量　:2.45 MW
・太陽光発電容量　:0.5 MW
・蓄電池容量　:3 MW(1.6MWh)
・ダイナミック・レジスター　:1.5 MW



図 12.1.3-1　ロータリーUPS の外観

【出所】Hydro Tasmania 公開資料

12.1.4　揚水発電の導入・実証例

事例①：エル・イエロ島（スペイン）における導入事例

スペイン・カナリア諸島州のエル・イエロ島では、Gorona del Viento El Hierro, S.A.が運用する風力・揚水発電所“Wind-Pumped Hydro Power Station”を系統安定化の軸とし、風力発電による再エネ 100%の需給運用が可能なシステムが運用されている。エル・イエロ島では、年間の再エネ率は 46.5%(2017 年)を達成している。

○電力系統の概要

・ピーク需要　:7MW (電力消費量 42GWh/年) in 2015
・ディーゼル発電機容量　:12.73MW (Endesa 所有)
・風力発電容量　:11.5 MW (2.3 MW×5 台、Enercon E-70　フルコンバータ風力発電)

・揚水発電

調整池容量　　上部調整池:380,000 m^3、下部調整池:149,000 m^3

導水管　発電用 :2.3km(直径 1m)、揚水用 3km(直径 0.8m)、落差 655m

ポンプステーション容量　:6.44MW(1.6 MW×2 台、0.54 MW×6 台)

タービン発電所容量　:11.32MW (2.83 MW×4 台) (ペルトン水車)

○系統安定化対策やシステムの特徴

・発電と揚水が同時に行える循環水路式揚水発電（HSCPS: hydraulic short circuit pumped storage） が導入されている。

・揚水発電所に揚水ポンプと発電水車が設置されており、再エネの出力変動に対して、柔軟な需給運用が可能な設備形態となっている 。

・揚水発電の水車を使うことで同期発電機の運転を維持し、ディーゼル発電機を停止した場合でも、系統の慣性力の維持、事故電流の維持が可能となっている。

・周波数変化率や周波数低下が一定の値に達すると、ポンプの出力が遮断(Pump shedding)され、周波数の低下が抑えられる。

・風力発電は慣性応答を具備しており、周波数の安定化に寄与するよう運転されている。

表 12.1.4-1　系統安定化技術と役割(エル・イエロ島)

	短絡容量（事故電流）	慣性力	長周期変動	短周期変動	電圧変動
揚水発電（ポンプステーション）			★*1	★*1	
揚水発電（タービン発電所）	★	★	★*2	★*2	★

*1 変動性再エネの出力が余剰となる場合に機能する
*2 変動性再エネの出力が不足する場合に機能する

12.1.5　ハイブリッド蓄電池システムの導入・実証例

事例①：隠岐諸島（日本）における導入事例

太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー（以下、再エネ）は自然条件などにより発電量が大きく変動するため、この変動分を調整して使用量と発電量を常に一致させ、電気のバランスを保つことが必要になる。

本プロジェクトでは、再エネの導入拡大に向けて再エネの発電量の変動を調整するために、「リチウムイオン電池」と「NAS 電池」という特性の異なる 2 種類の蓄電池を組み合わせ、必要に応じて電気を貯め、放電するシステムを構築した。

2015 年 9 月から 2019 年 3 月まで蓄電池の効率的な充電・放電を管理・制御する技術の実証を行った。

○電力系統の概要

・連系電圧：22kV

・変圧器容量：7.5MVA

・蓄電池容量：　NAS 電池：4,200kW , 25,200kWh

リチウムイオン電池：2,000kW , 700kWh



図 12.1.5-1 隠岐諸島の発電設備および変電設備

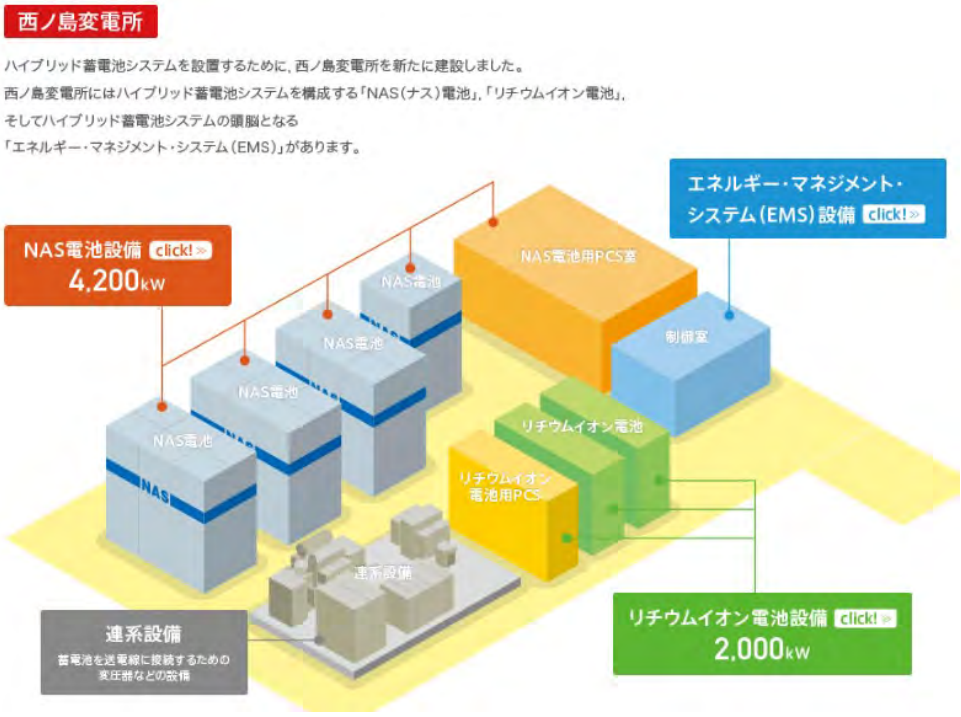


図 12.1.5-2 西ノ島変電所の設備配置図

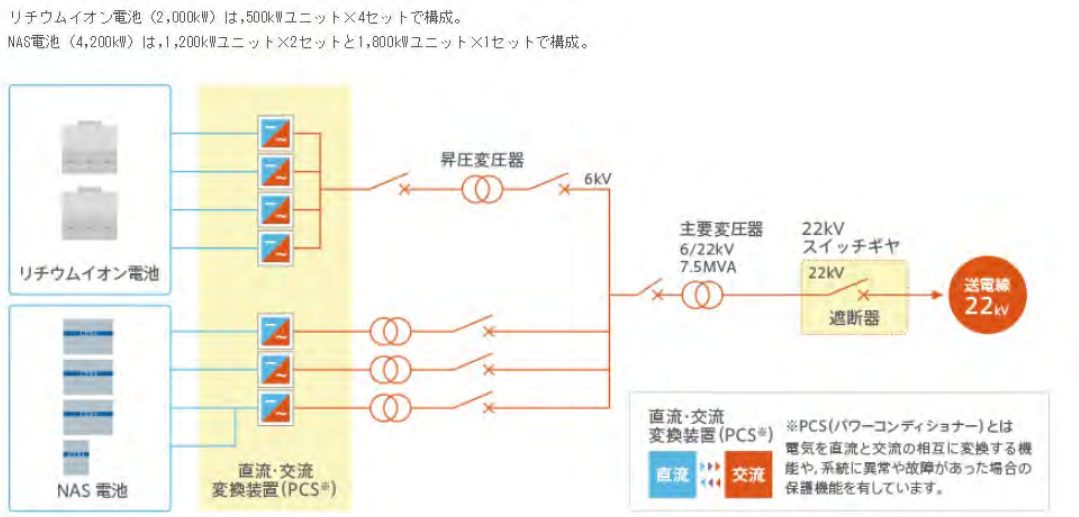


図 12.1.5-3 西ノ島変電所システム概要

【出所】中国電力ホームページ

12.1.6 バーチャルパワープラント（VPP）システムの導入・実証例

事例①：関西電力（日本）における実証事例

蓄電池を一括制御するためのシステム「K-LIBRA」と、遠隔から秒単位で充放電制御可能な産業用蓄電池および家庭用蓄電池を連携させ、システムからの指令に対する蓄電池の応動時間や制御精度を検証することにより、電力系統における周期の短い負荷変動に対する蓄電池の応答性能を確認した。

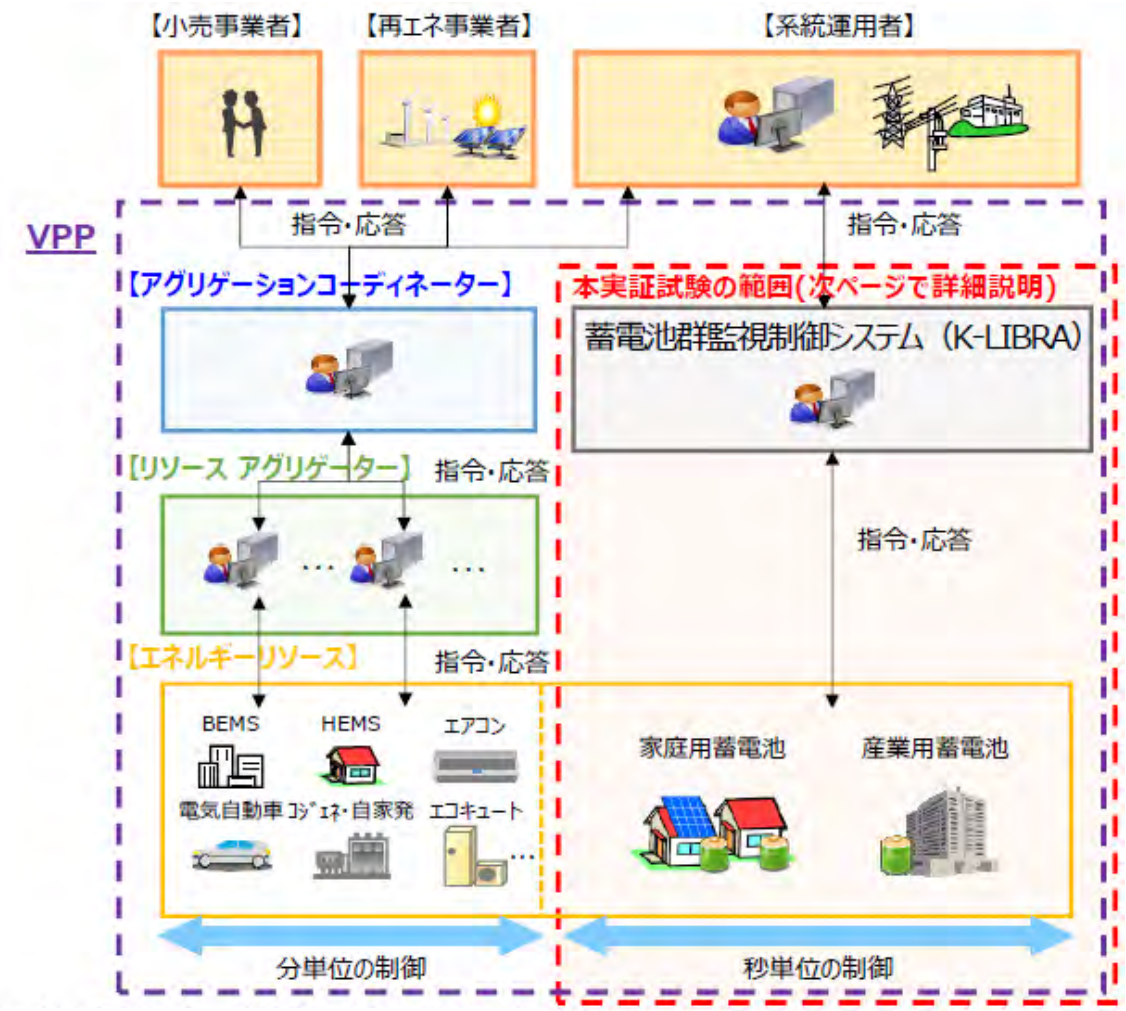
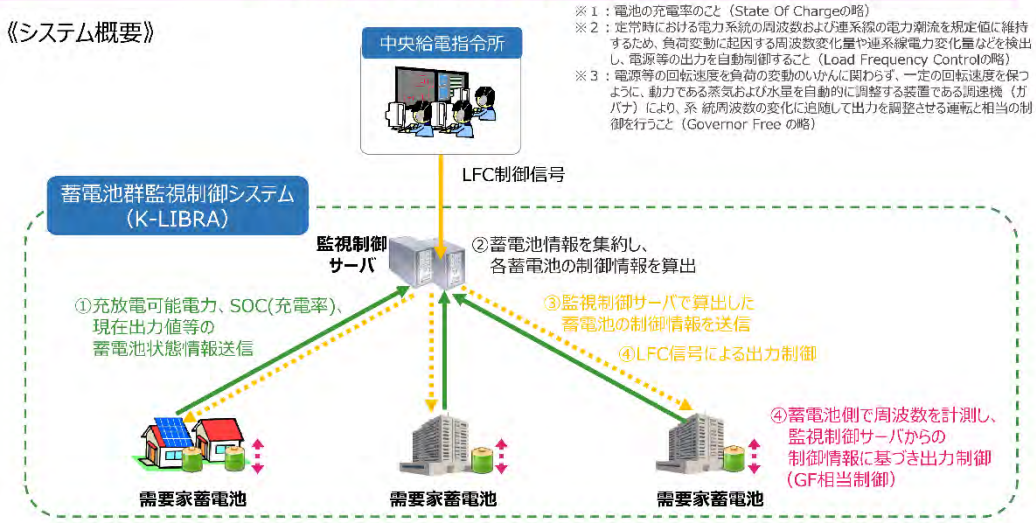


図 12.1.6-1 VPP 構築実証事業全体像

■ 各蓄電池の状態情報（充放電可能電力、SOC※1等）を監視制御サーバーが集約
■ 集約した情報を基に各蓄電池の制御情報を算出し、各蓄電池へ送信
■ ＬＦＣ制 御※2：中央給電指令所からLFC信号を監視制御サーバが受信し、各蓄電池へ信号を送信、各蓄電池は事前の制御情報を基に出力制御を実施
■ GF相当制御※3：蓄電池側で周波数を計測し、監視制御サーバからの制御情報を基に蓄電池側で出力制御を実施

《システム概要》

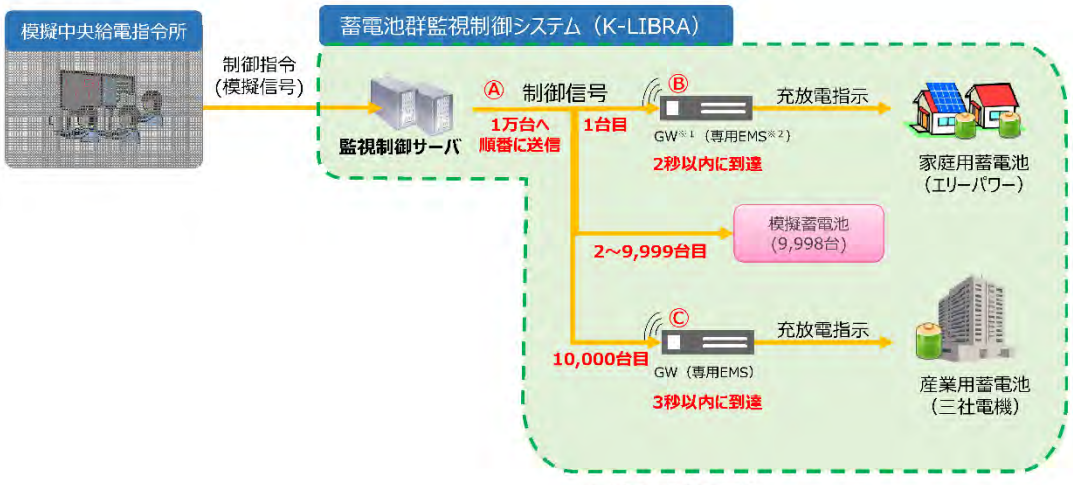


※1：電池の充電率のこと（State Of Chargeの略）
※2：定常時における電力系統の周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、電源等の出力を自動制御すること（Load Frequency Controlの略）
※3：電源等の回転速度を負荷の変動のいかんに関わらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である調速機（ガバナ）により、系 統周波数の変化に追随して出力を調整させる運転と相当の制御を行うこと（Governor Free の略）

図 12.1.6-2 蓄電池群監視制御システム（K-LIBRA）の概要

■ 家庭用と産業用の2台の蓄電池に加え、9,998台の模擬蓄電池を用いて、合計1万台の蓄電池を制御し、模擬中央給電指令所からの制御指令（模擬信号）を監視制御サーバが受信してから、最初の1台目（Ⓑ-Ⓐ）への指令が2秒以内、最後の1万台目（Ⓒ-Ⓐ）への指令が3秒以内に到達していることを確認

《実証結果》

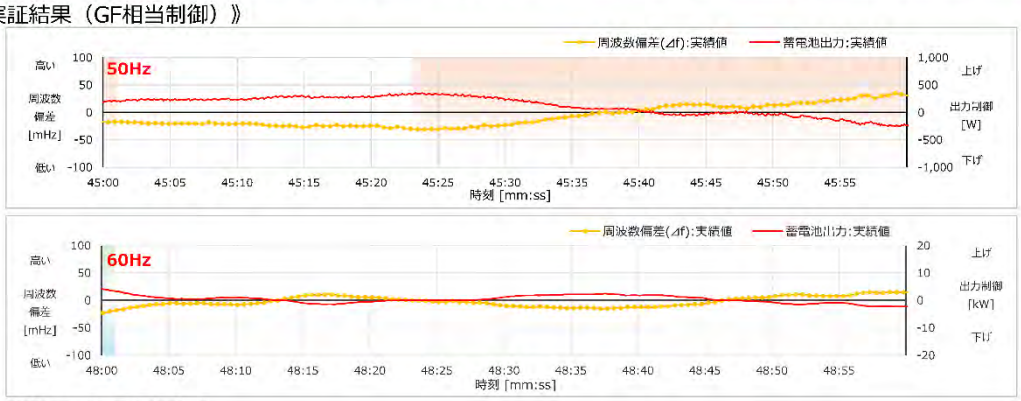


※1：ゲートウェイ（Gateway）
※2：エネルギーマネジメントシステム（Energy Management Systemの略）

図 12.1.6-3 実証試験結果①

■ 基準周波数と系統周波数の偏差(⊿f)を蓄電池端で検出し、⊿fを解消する方向へ秒単位で蓄電池が出力制御したことを確認（GF相当制御）
■ 模擬中央給電指令所からのLFC信号を監視制御サーバにて受信し、各蓄電池へ出力制御信号を送信し、LFC信号に対応して秒単位で蓄電池が出力制御したことを確認（LFC制御）

《実証結果（GF相当制御）》



《実証結果（LFC制御）》

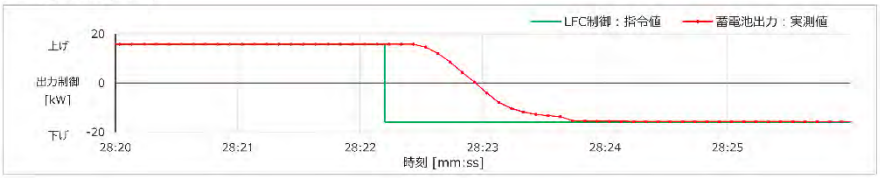


図 12.1.6-4 実証試験結果②

■ GF相当制御とLFC制御の機能を同時に使用しても、秒単位で蓄電池が出力制御したことを確認

《実証結果（GF相当制御とLFC制御の同時使用）》

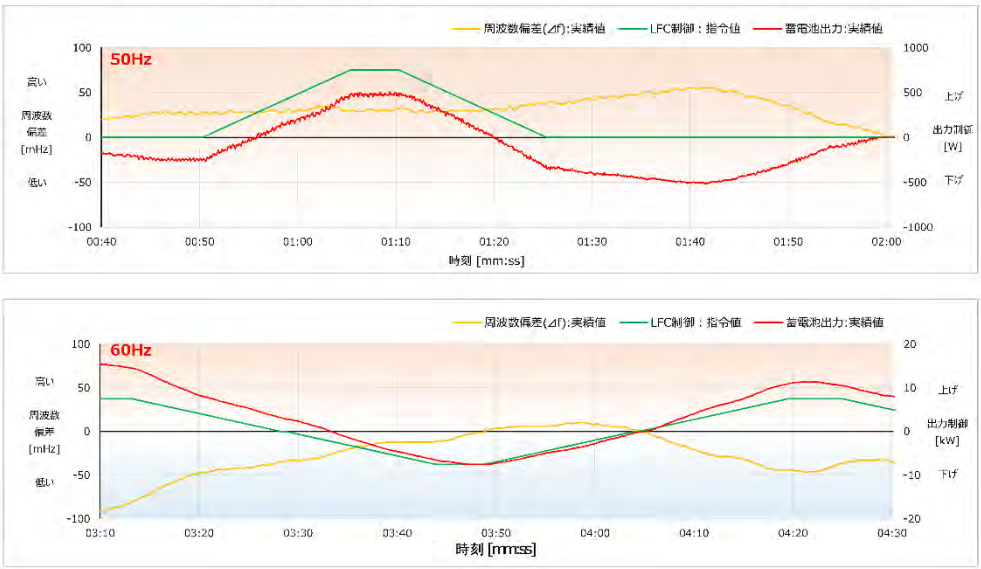


図 12.1.6-5 実証試験結果③（GF 相当制御と LFC 制御の同時使用）

■ 需要家がピークカット等の目的で蓄電池システムを利用中でも、本来の目的を阻害することなく、GF相当制御またはLFC制御が実施可能であることを確認
■ また、GF相当制御とLFC制御がシームレスに切り替わることを確認

《実証結果（同時マルチユース）》

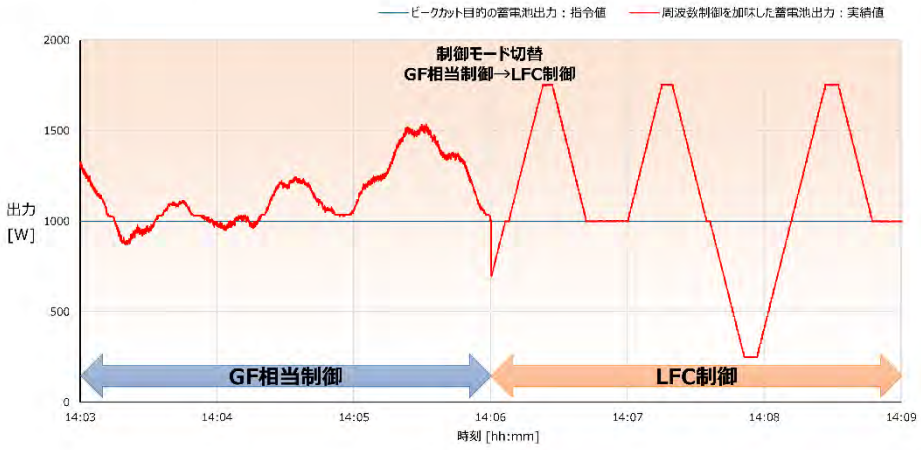


図 12.1.6-6 実証試験結果④（同時マルチユース制御）
【出所】関西電力ホームページ

12.2. ウポル系統に適切と思われる対策技術の提案（文献[19]）

これまで、ウポル系統においては、周波数や電圧を維持するために、FIAGA 発電所のディーゼル発電機 2 台以上の並列を必須としてきたが、今後、さらに再エネが大量導入される場合は、下げ代確保等の問題から、当該ディーゼル発電機の並列台数を減少させていく必要性が出てくると想定される。このような状況下において想定されるリスク、これらの課題に対する系統安定化対策案を表 12.2-1 に示す。同図に示すように、同期調相機、MG セットは、どちらの課題に対する対策にも該当しており、系統安定化対策として有力候補の 1 つである。

表12.2-1　再エネ大量導入に伴う課題及び対応策一覧

項目	課題	想定されるリスク事象	想定される設備対策・系統対策（案）
周波数	慣性力低下	慣性力が低下すると、電源脱落時の周波数低下スピードが速くなる。 ↓ 上げ調整力やUFR等の負荷制限が間に合わず、再エネ等の分散電源が解列し、周波数がさらに大きく低下する。 ↓その結果 発電機が安定運転を維持できず連鎖解列し、系統崩壊ブラックアウトに至る可能性がある。	・同期発電機の維持 ・同期調相機、MGセット等の設置 ・再エネの疑似慣性機能 ・インバータ容量拡大 ・蓄電池の疑似慣性機能 ・インバータ容量拡大
周波数電圧	適正値逸脱	周波数調整能力、電圧調整能力の低下 ↓ 周波数や電圧を適正値に維持することができない。 ↓その結果 電気の品質低下により需要家に影響が生じる可能性がある。	・同期発電機 ・揚水発電機 の維持 ・同期調相機（電圧制御のみ）、MGセット（周波数・電圧制御）等の設置 ・調相設備（STATCOM 等）の設置 ・再エネ・蓄電池等による周波数・電圧 ・制御、系統インピーダンスの抑制
安定度	同期化力低下	同期化力が減少すると、送電線事故時などの発電機間の加速減速が大きくなる。 ↓ 発電機が同期運転を継続することができず 発電機が安定的の運転できる位相差に戻ることができない。 ↓その結果 発電機が連鎖脱落し、系統崩壊ブラックアウトに至る可能性がある。	・同期発電機の維持 ・同期調相機、MGセット等の設置 ・再エネ、蓄電池による同期化力維持のための制御 ・系統インピーダンスの抑制
事故除去	短絡容量低下	電圧維持能力短絡容量が減少し、事故時の故障電流無効電力が減少する。 ↓ これまで事故点判別のために用いていた故障電流検出が機能しない。 ↓その結果 安全に事故設備のみを系統から切り離すことができなくなり、保安上の問題が生じる可能性がある。	・同期発電機の維持 ・同期調相機、MGセット等の設置 ・事故検出整定値の見直し ・新しい事故検出方法の開発

【参照】第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　資料3

12.2.1　再エネ導入拡大に伴う課題

大容量発電機が停止することにより、周波数や電圧に関する調整力、短絡容量等の維持が困難となるといわれているが、以下に各課題の概要を述べる。

12.2.1.1　周波数維持に関する課題（文献[20]）

再エネ電源の導入拡大とともに大容量発電機が停止していくことにより、電力系統の周波数調整能力が低下するため、必要な蓄電池容量が増加していくことになる。さらに、定常時のみならず、地震などによる大規模自然災害時に、大規模な電源が脱落した場合、脱落した瞬間に大容量発電機はその同期化力により、発電機＋タービンの慣性エネルギーを有効電力として瞬時に電力系統に放出する（これは同期機の慣性応答と呼ばれる）。

これにより、大容量発電機は、大規模な電源が脱落した直後の周波数変化速度（RoCoF）を抑制し、再エネ電源などのインバータ連系電源の不要な解列を防ぐ効果がある。インバータ連系電源に疑似的に同期機の慣性応答を持たせる制御をさえること（これを疑似慣性応答技術と呼ぶこととする）も考えられているが、現状では電源脱落直後からの応答の実現には課題があり、十分な容量が必要であることから、電力系統の全電源の容量に対して、電力系統の諸条件により異なるが、最低限の大容量発電機が連系している必要がある。

12.3 章では、CPAT シミュレーションによる過渡解析を通して、ディーゼル発電機、MGセット、同期調相機の慣性応答、ガバナフリー応答等に関する検討事例を示す。

12.2.1.2　電圧維持に関する課題（文献[20]）

再エネの導入拡大とともに、基幹系統および地域供給系統の電圧維持という役割を担っていた大容量発電機が停止することになる。また、再エネ電源の出力変動による電圧変動も顕著になる恐れがあるため、それを補うための調相設備の設置が必要になると考えられる。また、重潮流時の電圧低下を抑制することは、上述の系統安定度の維持にも大きく影響する。

12.3 章では、CPAT シミュレーションによる過渡解析を通して、ディーゼル発電機、MG セット、同期調相機の電圧調整能力等に関する検討事例を示す。

12.2.1.3　短絡容量維持に関する課題（文献[20]）

再エネ電源の導入拡大とともに、大容量発電機が停止することで、電力系統の短絡容量が徐々に小さくなっていく傾向にある。これにより、自励式の変換器であっても電流制御型の場合は動作が不安定となる恐れがあるため、短絡容量の維持が必要となる。また、短絡容量の低下による短絡地絡電流の減少により、将来的には保護リレーの動作に影響がでる恐れがあるため、この点についても注意が必要であると考えられる。

12.3 章では、CPAT シミュレーションを通して、ウポル系統における短絡容量維持に関する検討事例を示す。

これまで、周波数や電圧維持に大きく貢献してきた大容量発電機の代替設備として、インバータ電源技術が注目されてきているが、当該技術の課題を以下に述べる。

12.2.1.4　疑似慣性応答技術の現状と課題（文献[21]）

疑似慣性応答技術には種々の方式が提案されているが､例えば下記のような方式がある。

・周波数変動を検出し、―M＊df/dt の制御則に従うなどして電流を制御することにより、有効電力を制御（電流制御型）
・有効電力等から発電機の運動方程式（Mdf/dt=ΔP）に基づいて電圧の位相と大きさを制御（有効電力は出なり）（電圧制御型）

⇒　前者は GridFollowing 変換器、後者は GridForming 変換器に分類される。

1．速応性・安定性に関する課題・留意点（文献[21]）

周波数変動を検出して動作する電流制御型で「速い疑似慣性」を実現しようとする場合、次の課題が考えられる。

・周波数や周波数の微分に対応する周波数変化速度（df/dt）の検出には、ノイズ除去等のため検出遅れが発生し、十分な速応性が得られない懸念がある。
・周波数検出などにむだ時間を有する場合には、制御ゲインを大きくした場合や大量に導入した場合、短絡容量比（SCR）が小さい系統に連系する場合などで不安定化する懸念がある。

上記の不安定性のメカニズムは下記のように考えられている。

１．何らかの擾乱により、連系点の電圧位相が変動
２．電圧位相の変化から df/dt を算出して電流・有効電力を制御
３．有効電力の変化により、主に系統のリアクタンス分と作用して連系点の電圧位相が変化（SCR が小さい場合、この変化が大きくなる）
４．自身の出力変化による電圧位相の変化を系統全体の周波数変動と捉え、出力・電圧位相の変化が持続・発散する。

２．短絡容量面から見た課題（文献[22]）

・短絡容量の定義とその意味

短絡電流を I、短絡点の短絡前電圧を V、短絡点から系統側をみたインピーダンスを Z とするとき、その点の短絡容量 SC は、次式によって求められる。

SC＝V・I＝V2/Z　　(1)

ここで、各量は PU 化された値を使用するものとする。短絡電流は、遮断機の許容遮断電流の検討に用いられる。一方で、そのノードに流れ込む電流が変化する際の電圧降下量は短絡容量に依存するため、短絡容量はそのノードの電圧維持能力を表す指標と考えることができる。このように短絡容量は、以下の２つの指標として用いられる。

・遮断器選定に用いられる指標
・そのノードの電圧維持能力を表す指標

短絡容量減少時の課題を考える上で、前者は系統保護面で課題があるが、ここでは、特に後者の電圧維持能力を表す指標としての短絡容量に焦点を当てる。ここで、短絡容量が小さい系統は、一般に「弱小（交流）系統（WeakGrid)」（図 12.2.1.4-1 参照）と呼ばれる。連系される変換器の容量が大きければ大きいほど、相対的に系統は弱く見えるため、短絡容量と変換器容量の比率は短絡容量比（SCR）と呼ばれ、変換器が系統に連系される際、安定に運転継続が可能かどうかを検討するための重要な指標となる。SCR は以下の式で定義される。

SCR＝SC/Sconv　　（２）

ここで、SC は変換器連系点の短絡容量 Sconv は連系される変換器容量を表す。

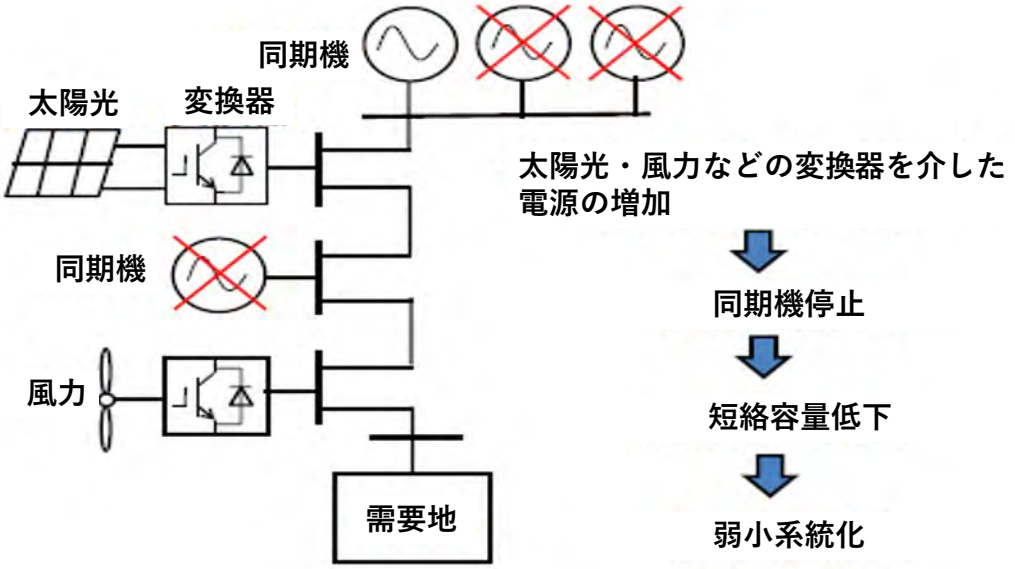


図12.2.1.4-1　短絡容量低下による弱小系統化

【参照】令和2年電気学会全国大会「現在の変換技術からみた現状と課題」電中研 菊間

３．短絡容量減少時の課題（文献[22]）

同期機は電圧源特性を持つため、系統に連系されている同期機容量が大きければ大きいほど短絡容量は大きい。将来的に、再エネ導入量が拡大し変換器を介した電源が増加し、発電機が停止すると、系統内の各地点の短絡容量は減少していくことが予想される。SCR が小さい系統は電圧維持能力が低い弱小系統ということを前節で述べた。SCR 減少時の問題として、SCR が小さいと変換器の運転が不安定となることが各種文献にて指摘されており、その値は他励式変換器と自励式変換器で異なる。一般に他励式変換器では 3 以上では安定とされている一方で、自励式変換器では 1.3 以上や 2.0 以上などの様々な値が指摘されているが、これはＰＬＬ（Phase Locked Loop：位相同期回路）や ACR を含む各種制御系に依存するため、具体的な数値に関しては個別の検討が必要と考えられる。いずれにせよ、現状の電流制御を用いた変換器では、弱小系統には連系できないことが知られている。

通常 SCR が小さい場合に不安定となる原因解明、および現象説明手法として、固有値やナイキストの安定判別などを用いた理論検討が行われているが、概念的な説明として図 12.2.1.4-2、図 12.2.1.4-3 を用いた概説する。変換器は電流制御を行っているが、これは系統電圧に対する変換器の電圧を変化させることで実現している。ここで、SCR が大きい場合、変換器電圧を変化させても系統電圧は変化しないが、SCR が減少すると、変換器の電圧を変化させた場合に系統電圧も変化してしまう。このため、PLL を含めた電流制御系が不安定となってしまう。

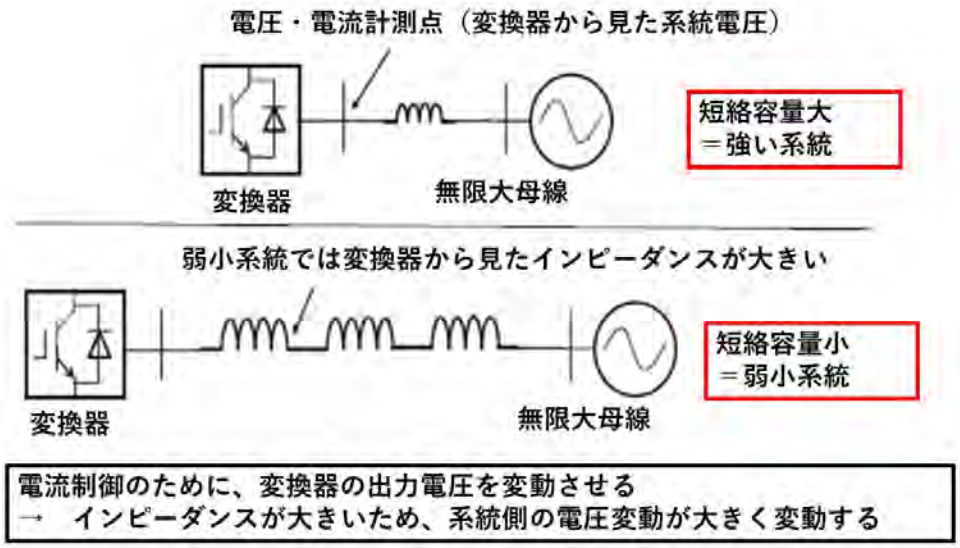


図12.2.1.4-2　弱小系統における不安定性の概念図

【参照】令和2年電気学会全国大会「現在の変換技術からみた現状と課題」電中研 菊間

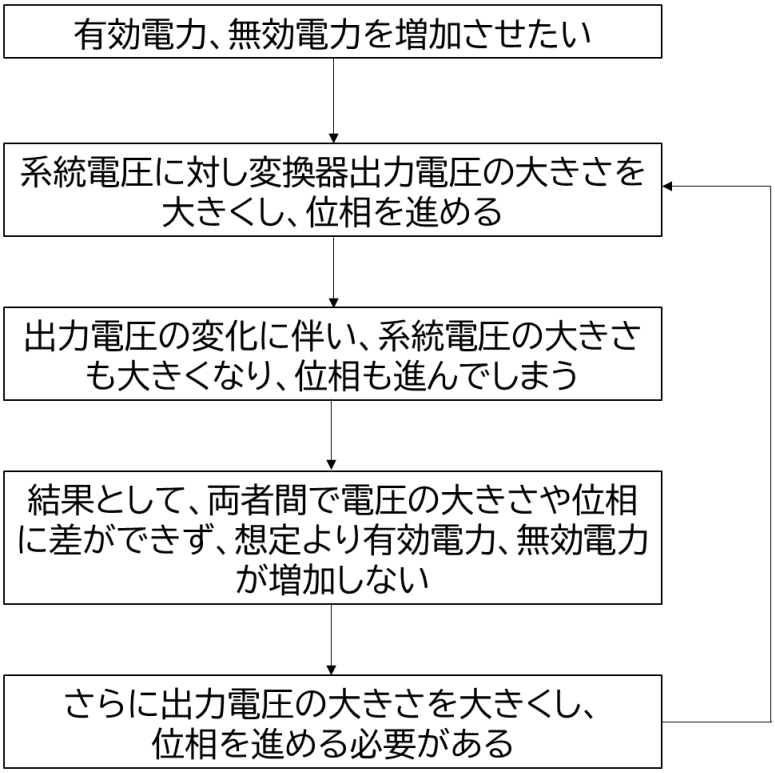


図12.2.1.4-3 弱小系統における不安定性の発生ループ

【参照】令和2年電気学会全国大会「現在の変換技術からみた現状と課題」電中研 菊間

４．慣性から見た課題（文献[22]）

同期機は、物理的な回転体が存在するため、運転中はその慣性モーメントに応じた運動エネルギーを有している系統の周波数・位相変動に対してエネルギーが瞬時に入出力されるので、系統の安定化に貢献している。これに対し、変換器はエネルギー蓄積量が非常に小さいため、電池などの装置を追加で具備する必要がある。このため、変換器で系統の慣性を補おうとする場合は追加でコストが発生することとなる。また、変換器で慣性を補う場合、変換器の制御によっては不安定となることが報告されている。

５．過電流耐量からみた課題（文献[22]）

発電機は短時間であれば定格電流の 5 倍程度は問題ないが、インバータは通常定格電流を大きく超える電流は流せないため、変換器は系統事故時に大きな短絡電流を供給できない。このため、

・事故検出リレーの動作に影響

・事故時の瞬低範囲の拡大

などの問題が顕在化する可能性がある。図 12.2.1.4-4 に系統事故時に各機器から発生する短絡電流のイメージ図を示す。変換器が事故期間中にどのように動作するかは変換器の設計によるものの、系統連系規定にて FRT 要件が定められており、事故時でも運転継続が求められるようになってきている。

また、近年研究が進んでいる仮想同期機に関しても、変換器を過電流から保護するため系統事故時には制御を切り替える必要があるなど、過電流に対する裕度の少なさが懸念となる場合もある。

再エネ大量導入下では、系統に連系される同期機が減少する結果、従来の発電機が担って役割が変換器にも求められる。このため、同期機を変換器で置き換えるためには、本稿で指摘した様々な問題を解決する必要がある。

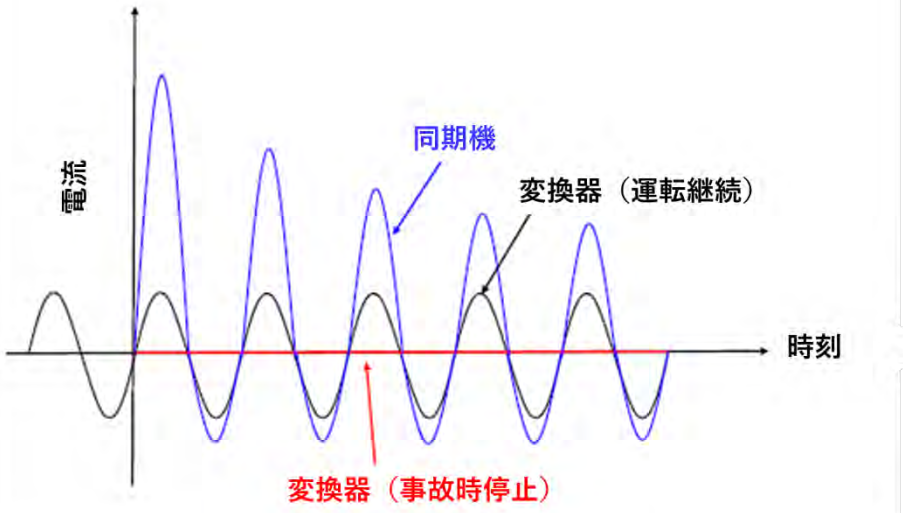


図12.2.1.4-4　系統３LG事故時に各機器から発生する短絡電流

【参照】令和2年電気学会全国大会「現在の変換技術からみた現状と課題」電中研 菊間

６．kW 容量・kWh 容量に関する課題・留意点（文献[21]）

疑似慣性を行う場合、電流制御型・電圧制御型の如何にかかわらず、十分な kW 容量、kWh 容量が必要である。

まず必要な kW 容量について考えてみる。同期機の慣性応答による電気出力変化分はΔpe＝－M・df/dt と考えることができ、例えば 50Hz 系統において M＝10 秒の同期機が RoCoF＝2.0Hz/秒の周波数低下が発生している際に放出する有効電力は 10×2.0/50＝0.4pu となる。

すなわち、上記の同期機は需給不均衡発生前に対して電気出力が 40%増加することになる。これは制御によるものではなく、定格出力で運転していたとしても、瞬時に 140%の電気出力を出力することになる。この同期機の慣性応答をインバータ連系機器の疑似慣性で代替する場合、40%の変換器容量の裕度が必要となる。また、対応すべき RoCoF が大きくなれば、必要裕度はさらに増加することになる。kWh 容量については、必要 kW 容量×秒オーダ程度が必要となる。

風車の回転エネルギーを用いて疑似慣性を実現する場合には、風車の回転数をもとに戻す期間中は出力をいったん低下させる必要があり、これが周波数変動に与える影響について留意が必要である。

疑似慣性に上述の速応性や容量の制約がある場合、同期機の慣性応答を完全には補えない点、特に需給不均衡発生直後の RoCoF 改善効果（太陽光発電脱落の抑制効果）は限定的となる点に留意が必要である（図 12.2.1.4-5）。

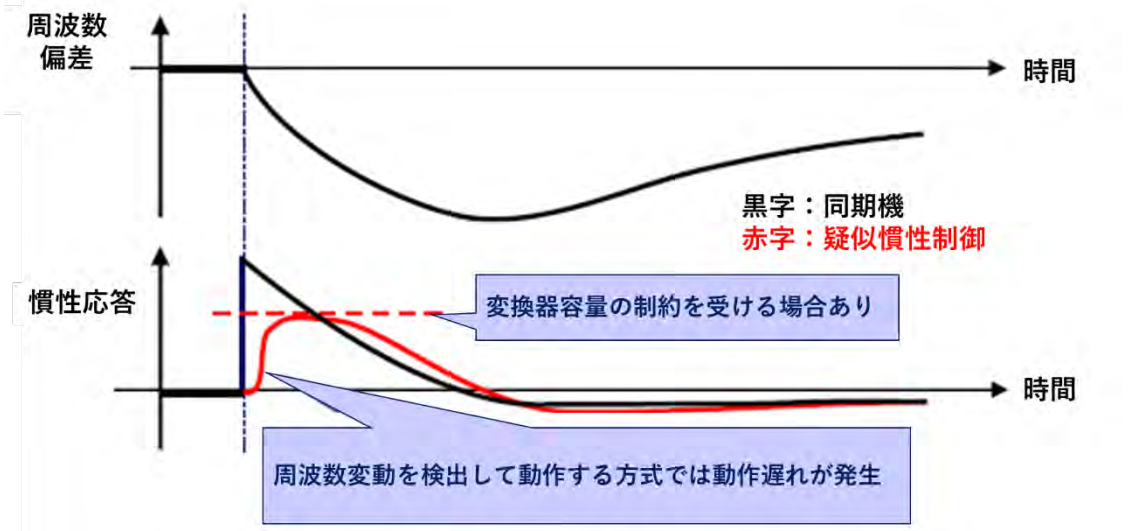


図12.2.1.4-5　動作遅れ、容量制約の疑似慣性への影響

【参照】令和2年電気学会全国大会「周波数面から見た現状と課題」電中研 天野

12.2.2　系統安定化対策技術の紹介（文献[23]）

系統対策案の中でも、慣性力、同期化力に関する対策メニュー例を表 12.2.2-1 に示す。

表12.2.2-1 慣性力･同期化力を改善するメニュー例

対策メニュー例	慣性力改善	同期化力改善	概要･特徴	課題
同期発電機台数の確保（マストラン）	○	○	･必要な慣性力に応じて、同期発電機等を優先的に系統並列	･最経済運用とはならない。 ･再エネ抑制につながる可能性
同期調相機	○	○	･無負荷同期電動機であり、慣性力を有するほか、電圧維持も可能 ･既設発電機を改造して同期調相機として使用する事例もあり	･設置場所の制約大 ･慣性力が小さく必要台数が増加 ･運転中のロス発生 ･回転機のため保守コストが大きい
MGセット	○	○	･再エネ(＋蓄電池)と同期電動機を組み合わせ、同期発電機より電力を出力する。	･電動機や発電機、蓄電池等多くの設備が必要 ･設置および保守のコスト大きい
仮想同期発電機（疑似慣性）	○	○	･インバータに同期発電機の動きを再現する制御を組み込み、同期化力を持たせ、蓄電池等と使用することで慣性力相当の出力をさせる。	･慣性力を出力するためにインバータの大容量化や蓄電池等によるエネルギー源の確保が必要。
系統増強	×	○	･系統インピーダンスを低減させ、同期化力を改善。	･慣性力には効果なし ･送電線の増設等、大規模工事が必要でコスト大きい。
STATCOM	×	○	･電圧を支える(維持)することで同期化力を改善	･慣性力には効果がない。

【参照】送配電網協議会「同期電源の減少に起因する技術的課題」
https://www.tdgc.jp/information/2021/06/16_1600.html

12.2.2.1　同期発電機（大容量発電機）を用いた対策（文献[20]、[23]）

表 12.2.2-1 で示した「同期発電機の台数の確保」に関する特徴と課題を図 12.2.2.1-1 に示す。

【参考】同期発電機の台数確保
＜特徴＞
・系統が補修すべき慣性力を確保するため、同期発電機を稼働
・系統に同期発電機が一定数確保されるため、系統の安定性の維持が可能
＜課題＞
・同期発電機が系統に並列される（発電出力が発生）ため、再エネ導入量は低下
・発電機並列のため変動費の安い電源が抑制されると、経済性が低下



図12.2.2.1-1　「同期発電機の台数の確保」に関する特徴と課題

【参照】送配電網協議会「同期電源の減少に起因する技術的課題」https://www.tdgc.jp/information/2021/06/16_1600.html

再エネ電源の導入拡大に伴い、発電機の有効電力出力（以下、出力）を減らし、電力系統全体の需給バランスを取る必要がある。ここでは簡単な例として、4 台の発電機の出力を半分に減らす方法として、図 12.2.2.1-2（a）に示す 4 台の発電機を停止させる方法と、図 12.2.2.1-2（a）（b）に示す 2 台の発電機を停止させる方法を考える。図 12.2.2.1-2（a）は、各発電機の出力を半分にしたため、発電効率と経済性が低下するが、発電機内部の相差角が小さくなることか系統セキュリティ（特に系統安定度と電圧維持能力）が向上する。一方、図 12.2.2.1-2（b）は、2 台の発電機を停止させるため、電力系統の慣性への寄与が発電機 2 台分となり、さらに発電機と主変圧器のインピーダンスが 2 倍に増加し、短絡容量の減少に伴い電圧維持能力が低下するため系統セキュリティが低下する。このように、電力系統に連系する発電機の容量（台数）をなるべく減らさないようにすることにより、系統安定化への寄与が期待できる。

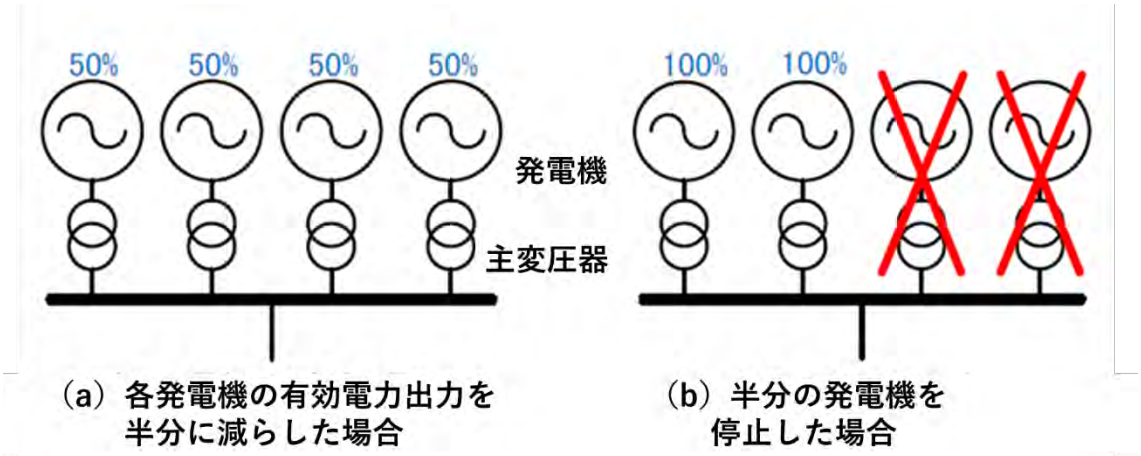


図12.2.2.1-2　発電する有効電力出力を半分に減らす方法

【参照】令和2年電気学会全国大会「現在の電力システムを踏まえた課題と系統安定性維持方策」電中研 北内、永田、花井

ここで、従来型回転機が並列することで得られる「慣性」と「同期化力」の概念を図 12.2.2.1-3 示す。

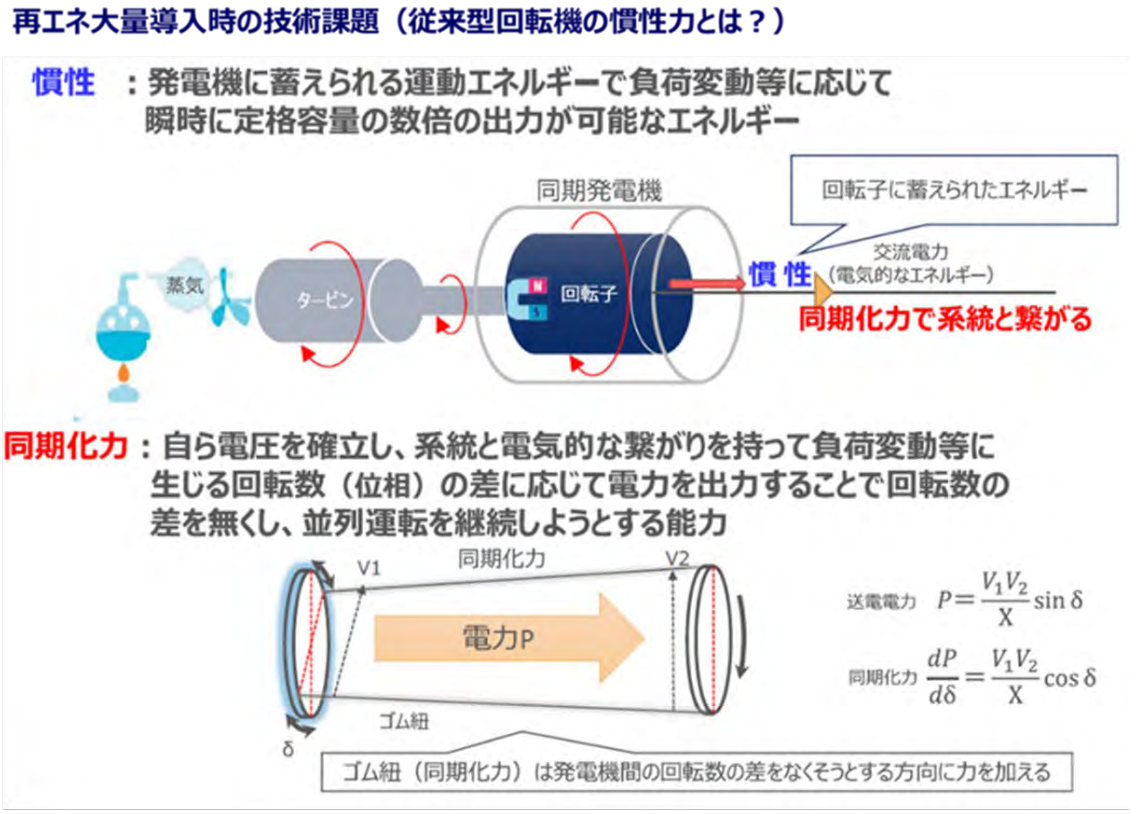


図12.2.2.1-3　従来型回転機の慣性力・同期化力の概念図

【参照】第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　資料3

12.2.2.1.1　同期発電機（大容量発電機）が持つ能力（文献[20]）

これまでは従来の同期発電機が系統セキュリティに対して、大きく貢献してきたが、最近注目されてきている「変換器連系電源」が持つ能力を表 12.2.2.1.1-1 す。当該表の記載にあるように、変換器による系統セキュリティ確保に関する課題は多く、今後の技術開発が期待される。

表12.2.2.1.1-1 同期発電機が持つ能力

大容量発電機が持つ能力	貢献する系統セキュリティ	火力機	変換器連系電源※1
周波数に応じて出力調整が可能	周波数	○	○
同じ速度で回ろうとする力（同期化力）がある	周波数 系統安定度	○	×※2
慣性を持っている（慣性定数が等価的に10秒程度）	周波数 系統安定度	○	×※2
系統事故時の瞬時電圧低下時（瞬低時）に（一時的に）停止しない	電圧 系統安定度	○	△※3
基幹系統の電圧調整が可能	電圧 系統安定度	○	△※4
系統の短絡容量の確保（変換器の安定運転等に必須）	電圧	○	△※5

（注）
※1:変換器を介して電力系統に連系される電源（蓄電池を含む）
※2:擬似的に能力を模擬することが研究されているあ、実系統への適用にはまだ解決すべき課題がある。
※3:変換器は系統事故時に一時的に停止する場合がある。
※4:基幹系統に連系される大容量な変換器が必要となる。
※5:変換器は過電流耐量は、発電機に比べて小さい。

【参照】令和2年電気学会全国大会「現在の電力システムを踏まえた課題と系統安定性維持方策」電中研 北内、永田、花井

表 12.2.2.1.1-1 のように、これまでの同期発電機が系統運用に寄与してきた項目を以下に示す。

１．周波数への貢献

発電機は水車やタービンなど慣性の大きなものと一緒に回っているため、発電機とタービンを併せて、大きな慣性を持っている。この慣性は、自然災害時に電力系統の需給バランスが大幅に崩れた場合、周波数の変化速度の緩和に直接的に貢献している。

２．同期機の慣性応答

同期機は、周波数が低下する際に同期化力により慣性エネルギーを瞬時に有効電力として放出し、周波数が上昇する際に瞬時に有効電力を慣性エネルギーとして吸収する。この特性は同期機の慣性応答（Inertial Response）と称される。同期機の慣性応答は制御によるものではなく、同期機の内部電圧の大きさおよび位相が瞬時には変化しないことによって生じる電気現象である。

３．系統慣性の役割・効果

図 12.2.2.1.1-1 を用いて、２つの時間領域①、②に分けて系統慣性の役割・効果について考える。また、インバータ連系機器で同期機の慣性応答を模擬する疑似慣性応答技術に求められる応答性能について考えてみる。

時間領域①（需給不均衡発生直後）に関しては、系統慣性は需給不均衡発生により生じる RocoF を緩和し、単独運転検出の不要動作による太陽光発電脱落を抑制する効果があることになる。太陽光発電の単独運転検出に関わる時間領域であり、疑似慣性が同じ役割を担うためには非常に速い応答が求められる。

時間領域②（周波数変動のボトム、落ち着き先②）に関しては、系統慣性は周波数ボトムあるいはＵＦＲ動作周波数等に達するまでの時間を延ばし、瞬動予備力が充分発動できる時間を稼ぐ効果があることになる。疑似慣性が同じ役割を担うことを考えた場合、時間領域①に比べると時間的な余裕があり、時間領域①ほど速い応答は求められない。

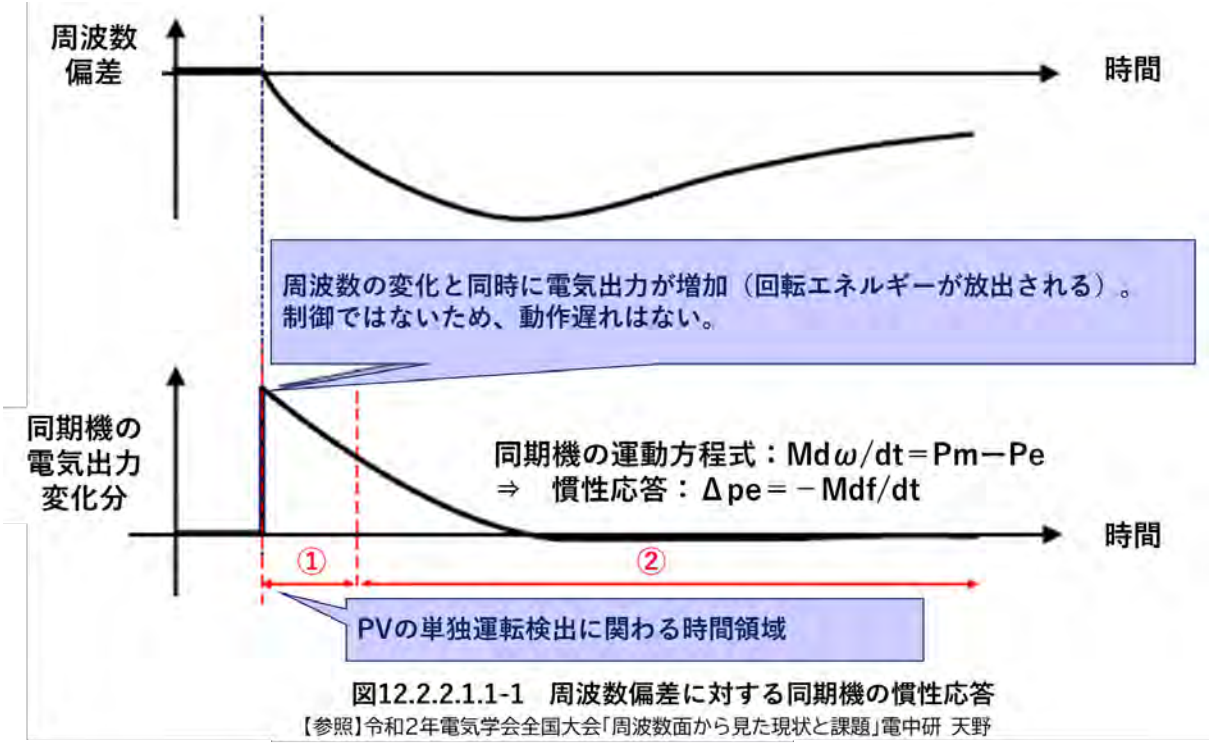


図12.2.2.1.1-1　周波数偏差に対する同期機の慣性応答

【参照】令和2年電気学会全国大会「周波数面から見た現状と課題」電中研 天野

４．系統安定度への貢献

慣性は発電機の回転子の加速・減速を緩やかにするため、系統安定度にも貢献している。さらに、電力系統に接続されているすべての発電機は同期して同じ速度で回ろうとする性質（同期化力）があり、周波数と系統安定度の維持に貢献している。

５．電圧への貢献

落雷などの系統事故時に一時的に電力系統の電圧が低下する、いわゆる瞬時電圧低下が発生する。その場合でも発電機は停止せずに運転継続し、さらに系統事故中および事故後にも無効電力を出力し続けることにより系統の電圧低下を抑制することができる。これにより、電圧および系統安定度の維持に貢献している。また、系統の短絡容量の確保にも貢献している。これは、現在の電流制御型インバータが安定に動作するために重要である。

また、発電機は大量な無効電力を瞬時に供給または吸収することにより、基幹系統の電圧調整が可能であるため、電圧および系統安定度の維持に貢献している。

12.2.2.2　同期調相機を用いた対策（文献[23]、[24]）

図 12.2.2.2-1 に、同期調相機に関する特長と課題を示す。同期調相機は、再エネ電源の導入拡大に伴う発電機停止時においても、系統事故中および事故後に同期調相機から連続的に無効電力を供給することにより基幹系統の電圧維持のために貢献することができる。

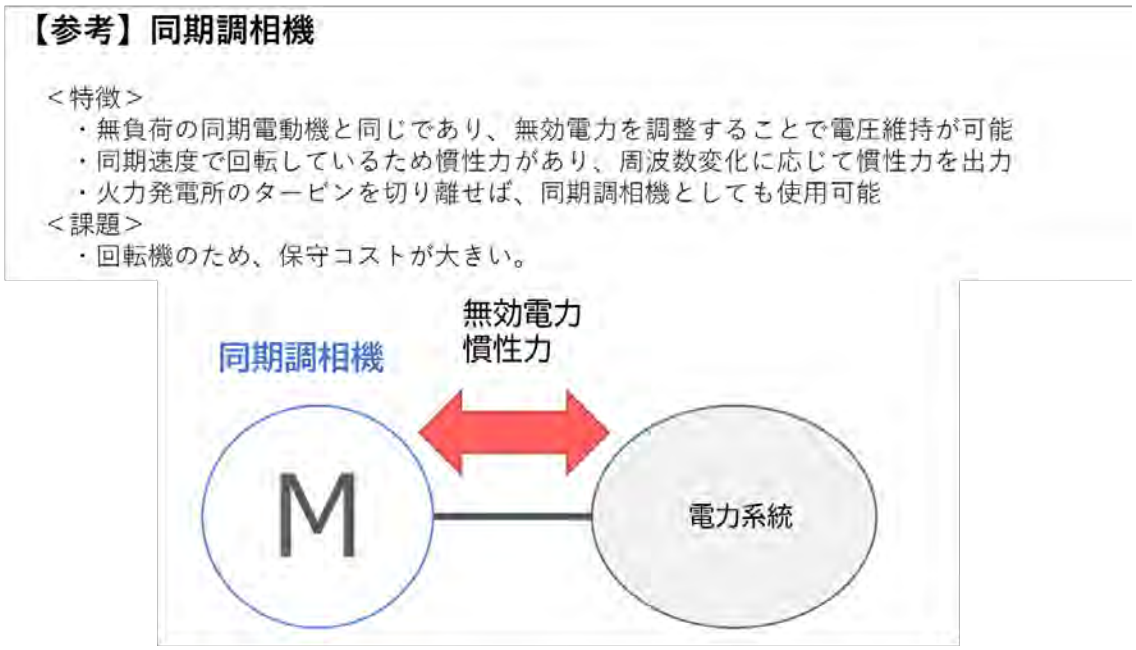


図12.2.2.2-1　同期調相機に関する特徴と課題

【参照】送配電網協議会「同期電源の減少に起因する技術的課題」
https://www.tdgc.jp/information/2021/06/16_1600.html

送電系統においては機器を適正に使用できる電圧範囲に保つよう運用の上下限電圧と基準電圧を定め、電圧・無効電力を調整するのが一般的である。力率の進み・遅れ過ぎはそれぞれ電圧の上昇・降下を招くため、無効電力を適切に消費・供給することが求められる。現在は系統への無効電力供給には主に電力用コンデンサが用いられているが、コンデンサの信頼性が低い時代は同期調相機が使われた。本章では同期調相機の概要を述べる。

1．同期調相機による電圧安定

同期調相機は電動機を無負荷運転するもので、固定子の励磁強度を変更することで進み・遅れの無効電力を発生させることができる。無効電力の高速かつ無段階の制御が可能で、回転による慣性と誘導起電力をもっているため自らが電圧源であり、系統電圧が大幅に低下した場合でも系統電圧を回復することができる。これは、電力用コンデンサや静止型無効電力補償装置（ＳＶＣ）にはない同期調相機の最も大きな長所である。しかし、大きな回転体であるために設備が高価かつ保守・取扱いが難しく、また機械的ロスが比較的大きいという短所を持つ。

2．再エネ大量導入時の同期調相機

同期調相機はコンデンサ･リアクトルと比較し､①無効電力の発生吸収の両方が可能、②過渡安定効果をもつ、という優れた調相機能を持っていることが分かる。さらに、SVCと比較しても過負荷能力でまさっている。しかし、現在は設備費・運用コストが高いために採用されていない。高コストな同期調相機が必要となる理由として以下が挙げられる。

・再生可能エネルギーの急激な出力変化に対応する必要性
・太陽光、風力発電のような非同期電源の増加による周波数維持能力の低下に対する効果

コンデンサ・リアクトルによる力率調整では、予測可能な比較的ゆっくりとした需要の変化に対応し、タップ切替で接続設備の容量を変える事に対して、同期調相機では固定子の励磁強度を変更、つまり固定巻線に流す電流の量を変更するだけで消費・供給する無効電力の量を調整できる。よって、負荷の急変動への即応性を持つ。

さらに同期調相機は優れた電圧安定性を持ち、電圧制御の下限範囲を超えても内部誘導起電圧によって運転電圧 80%程度までは一定の無効電力を供給し続ける。この性質から、負荷変動によって系統電圧が低下した場合でも電圧を回復させ、停電の発生やその拡大を防ぐことができる。適切な設置箇所としては、従来のような高圧変電所ではなく、需要家側や再エネ発電設備に近い場所への設置が適していると考えられる。また、再エネ発電設備の近くへ設置すると、負荷変動の激しい分散型電源が増えることによる電力潮流の大きな変化を防ぐ効果が見込まれる。

同期調相機は無効電力制御の即応性、大きな電圧降下時の電圧回復性能、回転エネルギーによる周波数維持能力によって系統安定に貢献できると考えられる。

３．同期調相機：検討事例(文献[24])

インバータ系統での同期調相機による事故電流供給

（インバータ系統における事故時の課題）※図 12.2.2.2-2 参照

インバータ電源は回転型発電機に比べて過電流耐性が低いため、過電流保護の閾値が低めに設定されている。インバータ系統で系統事故が発生した場合、APR や AQR などの電力一定制御を備えた系統連系モードのインバータ電源（系統連系モード電源）では内部ループえある電流制御（ACR）が高速に働いて過電流が抑制されるが、AVR モード（電圧・周波数を維持する制御モード）のインバータ電源（AVR モード電源）では電流制御が働かないため、事故電流がそのままインバータ電源に流れ過電流保護停止に至る。すると、系統の周波数・電圧を維持する機能を持った電源が喪失されるため、系統が維持できず全停電に至る。また、AVR モード電源が停止しなかった場合であっても、インバータ電源から供給される事故電流は回転機型発電機と比べて大幅に制限されているため、系統側の保護リレーが過電流を検知できず、事故除去ができないおそれがある。

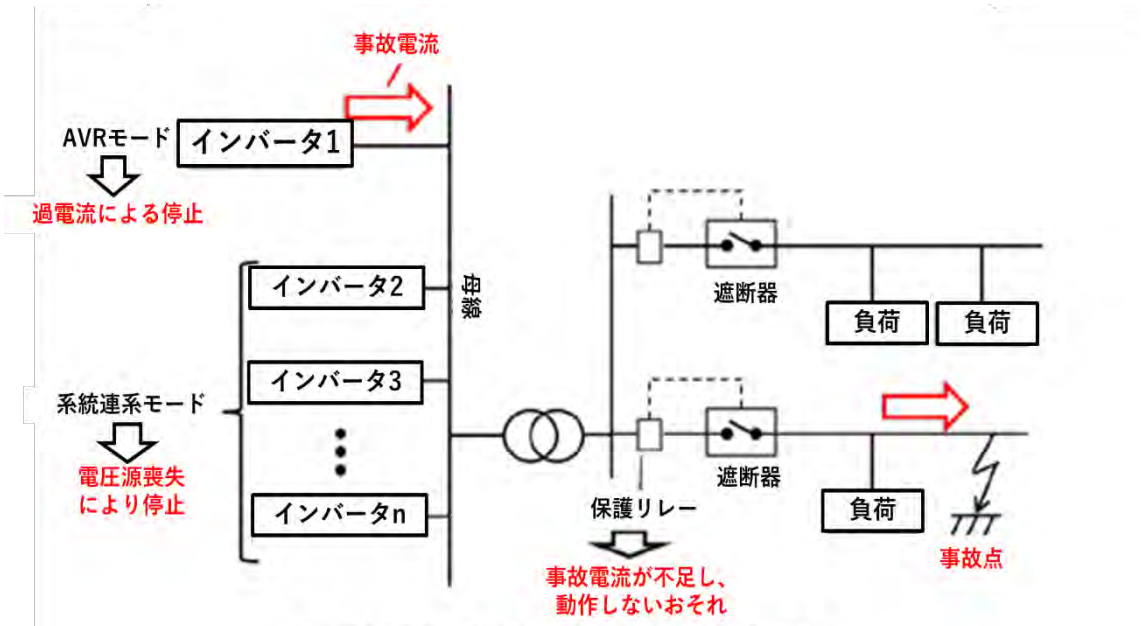


図12.2.2.2-2　インバータ系統における事故時の課題

【参照】平成31年　電気学会全国大会「インバータ系統での同期調相機による事故電流供給」東芝エネルギーシステムズ　河内他

（同期調相機併用による事故電流供給）※図 12.2.2.2-3 参照

上記の問題に対して駆動源の接続されていない同期発電機（同期調相機）を系統に接続することで、過電流をインバータではなく同期調相機から供給させることを提案する。事故発生時、事故除去までの期間は同期調相機が電圧源として働くため、インバータ電源をゲートブロック状態で停止させても全停電を回避することができる。

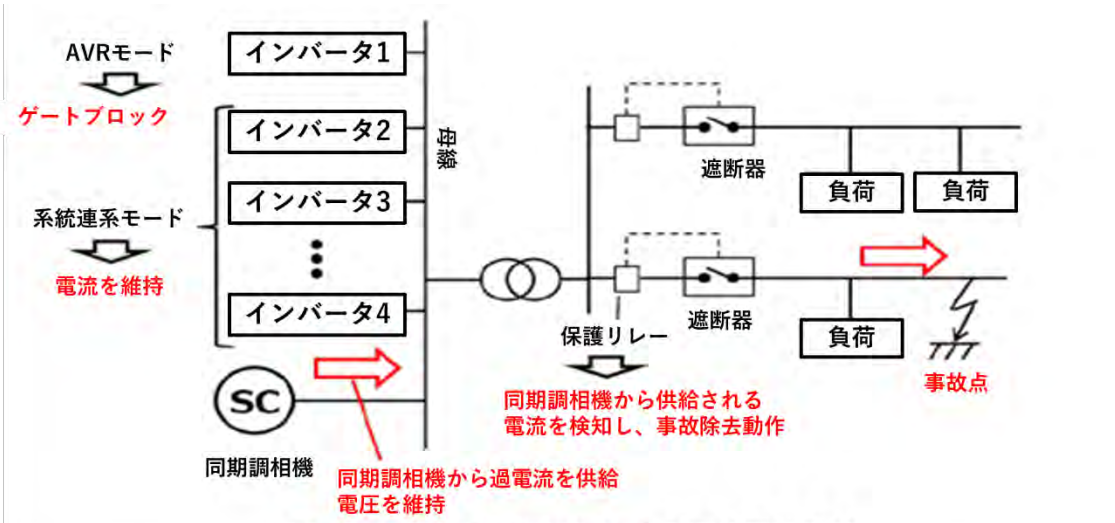


図12.2.2.2-3 同期調相機による事故電流供給

【参照】平成31年 電気学会全国大会「インバータ系統での同期調相機による事故電流供給」東芝エネルギーシステムズ 河内他

12.2.2.3　再エネ電源と蓄電池を伴う M-G セット(文献[20]、[23])

図 12.2.2.3-1　に MG セットに関する特徴と課題を示す。

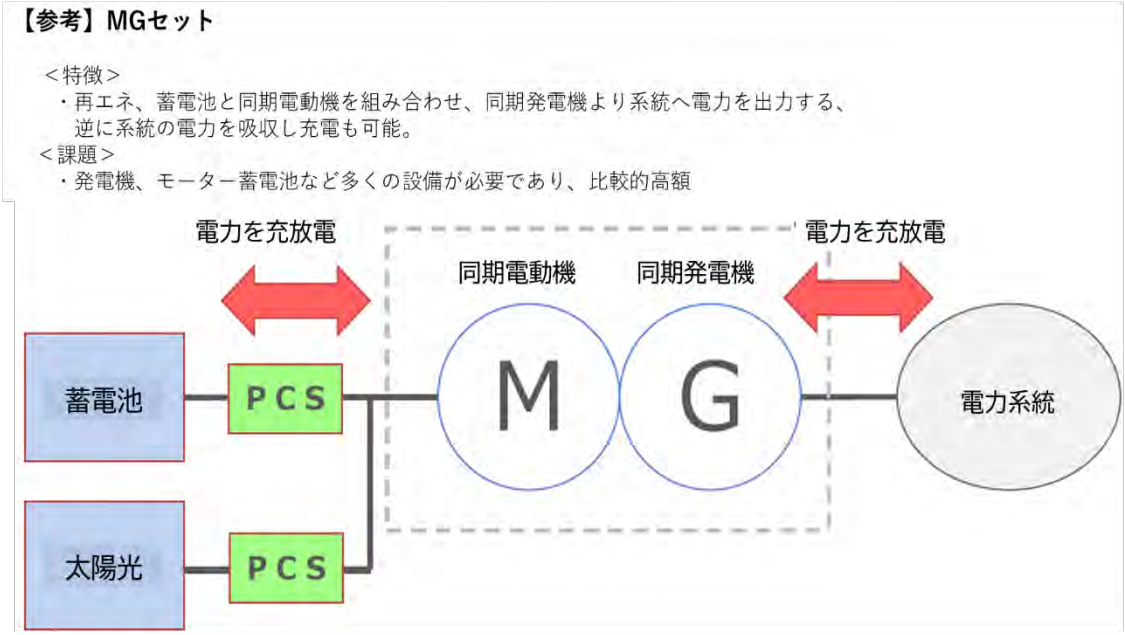


図12.2.2.3-1　MGセットに関する特徴と課題

【参照】送配電網協議会「同期電源の減少に起因する技術的課題」https://www.tdgc.jp/information/2021/06/16_1600.html

同図より、再エネ電源と蓄電池を伴う M-G セットは再エネ電源を連系する際、蓄電池を併設し、さらに M-G セットを介して電力系統に連系する方式である。これにより、電力系統側からみれば単に発電機のみが並列されているように見えるため、電力系統の慣性、同期化力、電圧維持能力、短絡容量のすべてを維持しつつ、系統事故時にも特段の配慮が不要である。

また、この M-G セットの発電機出力は蓄電池によって制御され、非常に高速な有効電力出力の変更が可能となるため、発電機を電力系統から切り放さずに電源制限的な急激に出力を低下させる動作が可能となる。再エネ導入拡大時の火力発電機の出力はほぼ最低運転可能出力であることも想定されるため、出力制限前の出力からマイナスの定格出力まで、急激に出力を低下させることができるため、系統事故時にも系統安定化への寄与が期待できる。本方式は、電力系統の同期機（発電機）比率を下げずに、再エネ導入拡大が図れる方策の一つとなる。

12.2.2.4　蓄電池技術と既存発電機との比較(文献[26])

再エネ大量導入に伴い既設の同期発電機が持っている周波数調整力、電圧調整力等が減少していく中で、さらに、蓄電池技術の活用は重要になってくると考えられる。表 12.2.2.4-1 に、電力系統で利用されている代表的な蓄電池の比較を示す。当該設備を導入する際には、当該蓄電池の性能、保守面、経済性等を考慮して、様々な角度から検討を進めていく必要がある。

表12.2.2.4-1　電力系統で利用されている代表的な蓄電池の比較

		リチウムイオン電池	ナトリウム硫黄(NaS)電池	レドックスフロー電池	鉛蓄電池
充放電効率	蓄電池	95%	90%	85%	85%
	システム	86%	80%	70%	75%
耐久性(寿命)	カレンダー	10年	15年	20年	17年
	サイクル	15,000ｻｲｸﾙ	4,500ｻｲｸﾙ	10万ｻｲｸﾙ	4,500ｻｲｸﾙ
体積エネルギー密度（括弧内は理論値）		176Wh/L（～3,350Wh/L）	83Wh/L（1,000Wh/L）	15Wh/L（182Wh/L）	62Wh/L（720Wh/L）
充電レート(実績)		0.50～5.0C	0.13C	0.25C	0.13～0.30C
放電レート(実績)		0.50～5.0C	0.17C	0.25C	0.13～0.43C

【参照】令和2年電気学会全国大会「将来に向けての技術開発事例-蓄電池システム」東芝エネルギーシステムズ 小林

既存の発電機と蓄電池システムを取引される電気的価値からみた比較を表 12.2.2.4-2 に示す。当該表から分かるように、短周期（1 秒以下）～長周期（1 時間）にかけた電気の価値をどう評価していくかも考慮して、蓄電池システムの導入を検討した方がよいと思われる。

表12.2.2.4-2 取引される電気の価値からみた発電機と蓄電池システム

取引される電気の価値		発電機	蓄電池システム
実際に発電された電気 ⇒ 卸電力市場	kWh	燃料を消費して発電	充放電ロス分を消費 （発電はしない）
将来の発電能力 ⇒ 容量市場	kW	燃料がある限り発電	蓄電容量によって 継続時間が限られる
短期間の需給調整能力 ⇒ 需給調整市場	ΔkW	低速な応答性能 （数秒～数分）	高速な応答性能 （1秒以下）
慣性力･同期化力 ⇒ ？？	$\frac{\Delta kWh}{\Delta t}$	瞬時に供給される （固有の慣性応答）	制御によって供給可 （疑似慣性応答）

【参照】令和2年電気学会全国大会「将来に向けての技術開発事例-蓄電池システム」東芝エネルギーシステムズ 小林

「蓄電池システムの構成例」を図 12.2.2.4-1 に示す。当該図から分かるように、蓄電池システムを構成する際には、蓄電池に加え、PCS やシステム制御装置も含めて検討する必要があり、再エネ導入拡大を実現していくために、系統運用と協調可能なシステムを選定していく事が必要となる。

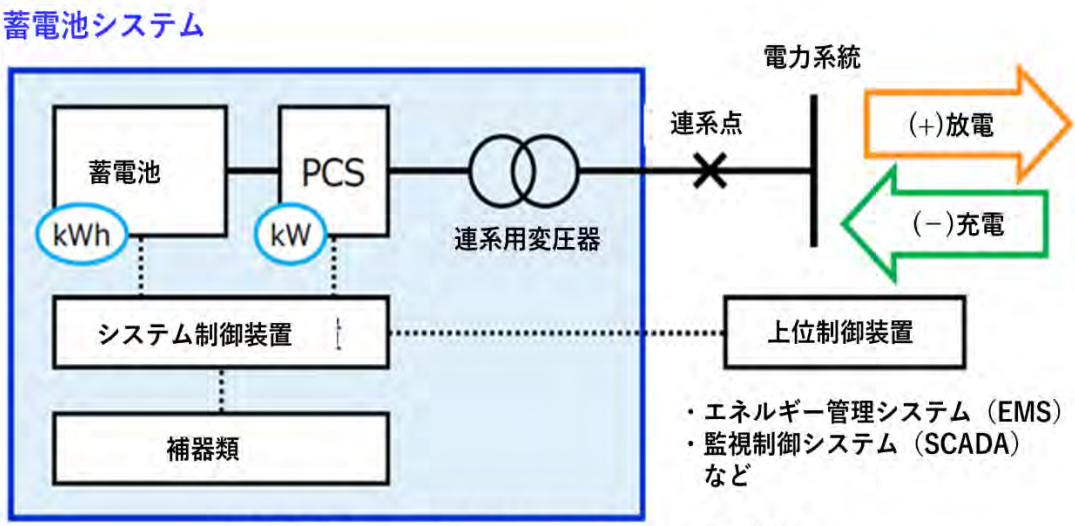


図12.2.2.4-1 蓄電池システムの構成例

【参照】令和2年電気学会全国大会「将来に向けての技術開発事例-蓄電池システム」東芝エネルギーシステムズ 小林

図 12.2.2.4-2 に速い周波数調整力としての発電機と蓄電池システムの比較を示す。蓄電池システムは出力応答性と柔軟性に優れ、ΔkW 価値の供給に適していることから、系統安定性維持のために現状では、短周期の周波数調整力（以下、速い周波数調整力）としての活用が期待できる。

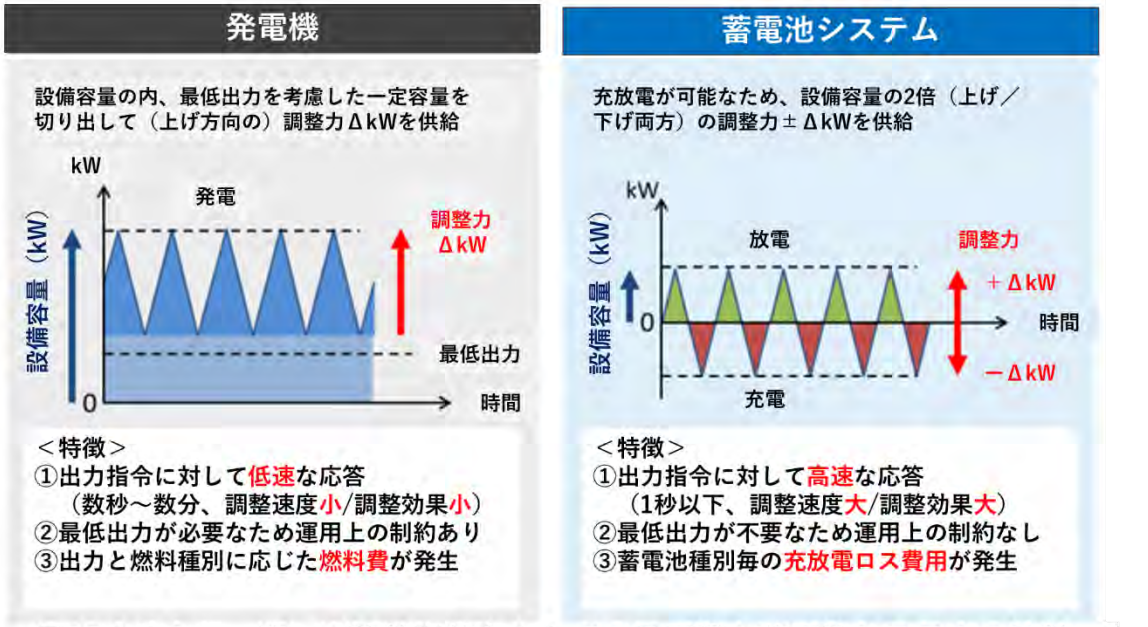


図12.2.2.4-2　速い周波数調整力としての発電機と蓄電池システムの比較

【参照】令和2年電気学会全国大会「将来に向けての技術開発事例-蓄電池システム」東芝エネルギーシステムズ 小林

12.2.2.5　仮想同期発電機（疑似慣性応答）技術の実現に向けて（文献[20]）

図 12.2.2.5-1 に「仮想同期発電機」に関する特徴と課題を示す。

電力系統全体としてどれだけの量の疑似慣性を確保すべきか、そのために各々のインバータ電源にどれだけの蓄電容量を備えるべきかといった定量的な分析と評価が必要である。同期発電機とは異なり、疑似慣性応答は制御系の設計次第で応答性能の自由度が高いため、系統に既に存在する慣性力とどのように協調させるのか検討も必要であろう。

将来の電力系統において慣性応答や疑似慣性応答がどのような形で調達されるのかは不明である。疑似慣性応答は自発的に具備される機能ではないので、系統接続のための要件とするのかなど、制度面の検討が必要である。系統安定性を維持するための能力であることから、電力系統に直付けされる再生可能エネルギー電源や系統用蓄電池システムだけでなく、単機容量が小さい極めて多数の需要家側の再生可能エネルギー電源や蓄電池システムにも提供を求めることになろう。そのためには機能や性能の標準化が必須となる。

仮想同期機は、再エネや蓄電池のインバータを疑似的に同期機として振る舞わせるものである。仮想同期機は、既存のインバータ制御に疑似慣性を追加するものから、発電機の Park の方程式を詳細に模擬するものまで、様々なものが考えられるが、現状、その定義はあいまいである。

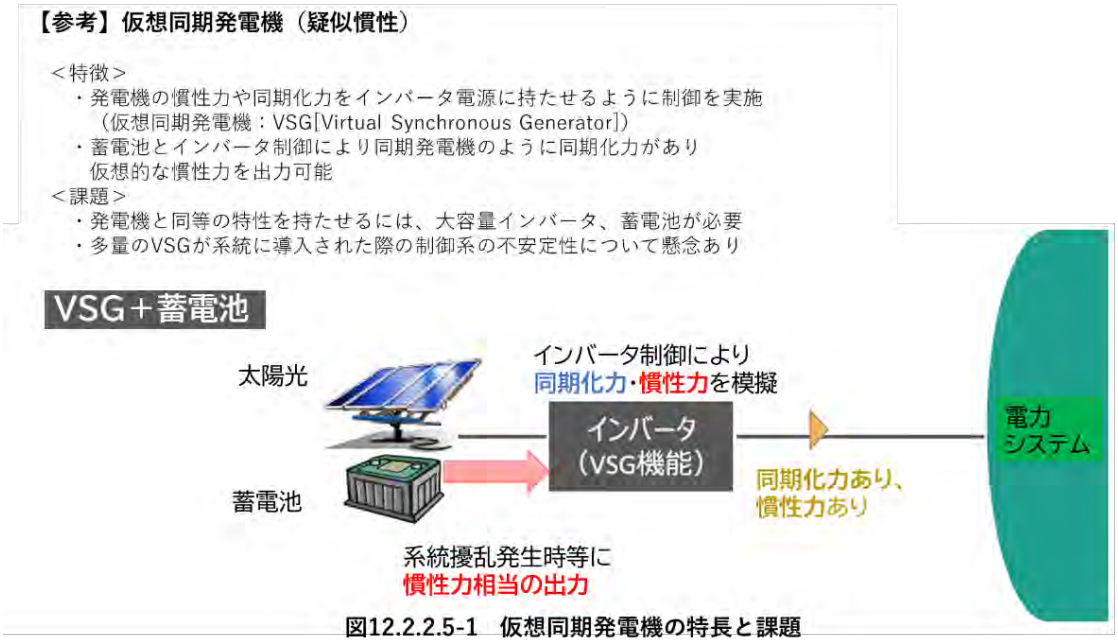


図12.2.2.5-1　仮想同期発電機の特長と課題

【参照】送配電網協議会「同期電源の減少に起因する技術的課題」https://www.tdgc.jp/information/2021/06/16_1600.html

インバータに発電機（同期機）と同じ挙動をさせる場合の課題として、

(1)インバータの電流耐量が発電機よりもはるかに小さいこと（発電機は短時間であれば定格電流の 5 倍程度は問題ないが、インバータは通常、定格電流の 1.5 倍程度まで）、発電機と同じレベルの慣性を持たせることは難しい、

(2)瞬時に大電流を出力するための電源が必要、

(3)現状はインバータの制御速度の限界などで、発電機と同じ挙動ができない、などが挙げられる。

今後も、上記にあるような課題に関する技術開発、制度の動向などを注視していく必要がある。

12.3. ウポル系統における CPAT シミュレーション検討デモンストレーション

これまで第 8 章では，CPAT により構築したウポル系統の系統解析用モデルについて，第 9 章では，各所電圧・潮流の実測データを利用し，実際の潮流断面を想定した潮流計算結果についてそれぞれ示した。本節では，上記の系統解析用モデルならびに潮流断面データをベースとし，CPAT の短絡容量計算プログラム T 法・過渡安定度計算プログラム Y 法によるシミュレーション検討のデモンストレーションを示す。

なお第 8 章・9 章にも先述したとおり，現況では，過渡解析用モデルやそのパラメータは，その多くが実機の諸元が得られていないため簡易なモデルや標準的なパラメータを適用せざるを得ず，系統モデル全体として実際の系統の過渡特性や事故時の特性を精度良く再現できるレベルに到達しているとは言い難い。そのため，本節のシミュレーション検討の目的は，仮に系統モデルの精度を実態に近いレベルまで精緻化することができた場合に，系統安定化対策に本モデルがどのように活用できるかを示すためのデモンストレーションである点に留意されたい。

本節では 12.3.1 節に，短絡容量計算プログラム T 法による，インバータ機器の制御安定性指標の評価に関わるシミュレーション検討デモンストレーション結果を，12.3.2 節には，過渡安定度計算プログラム Y 法による，系統事故を想定した，系統の過渡安定度のシミュレーション検討デモンストレーション結果をそれぞれ示す。

12.3.1 短絡容量計算によるインバータ機器の制御安定性指標の評価に関わるシミュレーション検討デモンストレーション

再エネ 100 %を目標として再エネ電源の割合を高めて行くにあたっては，太陽光発電設備や蓄電池をはじめとしてインバータ機器（ここでは，直流の電力を，パワーコンディショナなど交直変換器により交流電力に変換して系統連系している機器を指す）の導入増加が不可避である。インバータ機器の割合が増大していった場合，相対的にディーゼル発電機や水力発電機など同期発電機型の電源割合が減少することによって系統の慣性の減少に加え，事故電流供給能力の低下に伴い短絡容量の減少にもつながりやすい。

インバータ機器の系統連系可否の検討にあたり，制御安定性評価の指標の 1 つとして次式により定義される短絡容量比 SCR の重要性が論じられるようになっている（文献[11], [12], [14]）。

$$SCR = S_{sc} / S_{inv}$$

ここに，S_{sc} [MVA]：インバータ機器を連系する母線の短絡容量，/ S_{inv} [MVA]：インバータ機器の定格容量である（図 12.3.2-1）。

現在，広く普及している系統追従型のインバータ機器（GFL-INV : Grid following inverter）は PLL（Phase -locked loop）により検出した系統電圧位相を基準に電流を注入する制御を適用しているが，連系母線の短絡容量（母線の電圧維持能力）が機器容量に比べ相対的に小さい場合，インバータの出力電流により系統電圧が擾乱されて PLL 位相検出が困難となり制御崩壊しやすくなってしまう。文献[11], [12], [14]によれば，GFL-INV については（経験的な基準とされるが）連系母線の SCR を 2 あるいは 3 以上確保する必要があると論じられて

いる。なお，GFL-INV を自立的な電圧確立が可能なインバータ機器（GFM-INV : Grid forming inverter）に置き換えれば原理的には短絡容量の増強が可能な場合もあるが，GFM-INV には事故電流耐量が同期機に比して小さい点など同期機の代替とする上では実用面の課題もあり，本格的な普及には至っていない。また，GFM-INV でも制御定数の設定によっては短絡容量比が小さくなっていった場合に制御が不安定化する場合もあることが報告されており[15]，いずれにせよ SCR の確保は重要である。

このため本節においては，CPAT に具備されている短絡容量計算プログラム（T 法）により，主に現状系統ならびに将来系統における，インバータ機器の制御安定性の評価指標の 1 つとして，連系母線の短絡容量比を試算するものとした。短絡容量計算プログラムの処理内容についての詳細は第 6 章に示すとおりである。

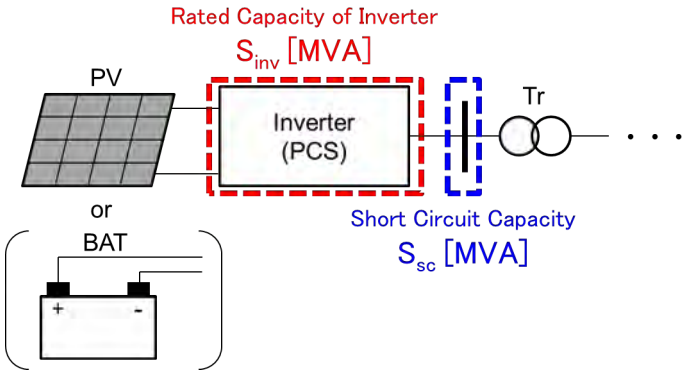


図 12.3.1-1　インバータ機器の短絡容量比の評価に必要な諸量

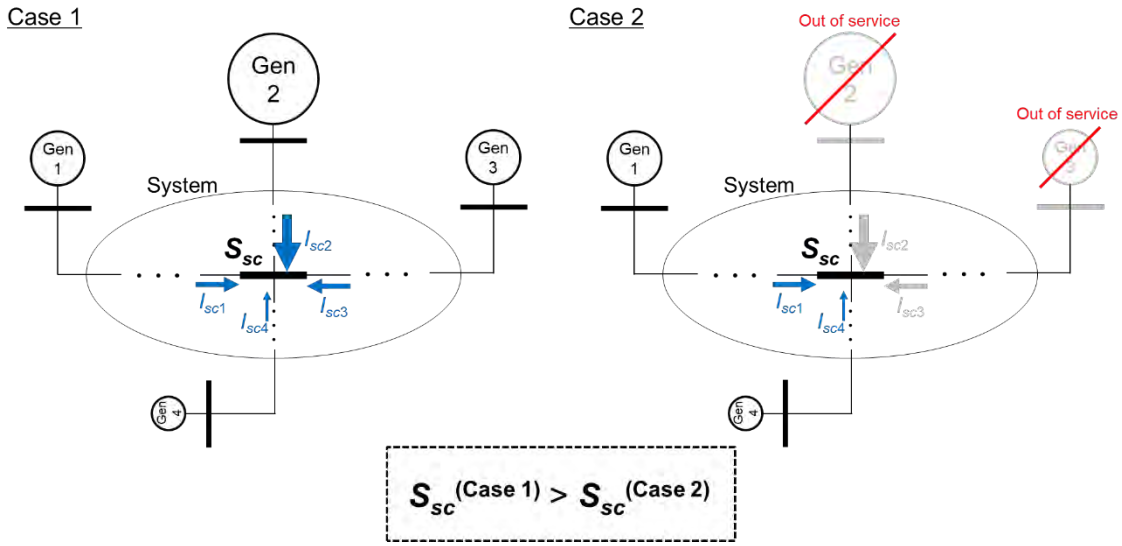
ここで，次節以降に示す短絡容量計算結果を理解するため，本検討条件における，同期発電機による事故電流供給能力と短絡容量の関係について整理しておく。

本検討条件においては，同期発電機（および，これに類する同期調相機や MG セット）の事故電流供給能力と短絡容量について以下(1), (2)の関係が成り立つ。

(1) 系統内の同期発電機並列台数の減少が短絡容量に与える影響（図 12.3.1-2）
- 系統内の同期発電機の並列台数が減少することによって事故電流供給能力が減少し，ひいては各母線の短絡容量が減少する
- 特に，容量の大きい発電機ほど事故電流供給能力に対する寄与が大きいため，停止した場合の短絡容量の減少度合いが大きい

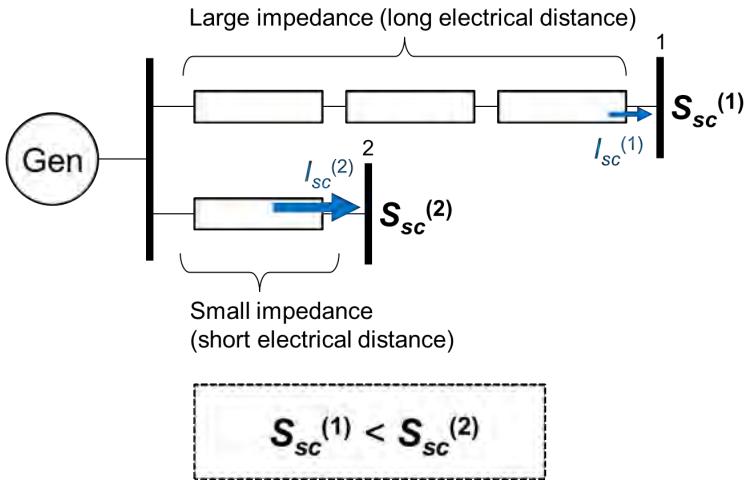
(2) 同期発電機からの電気的距離と事故電流の寄与（図 12.3.1-3）
- 同期発電機からの事故電流の寄与は，インバータ接続母線と同期発電機接続母線の電気的距離（インピーダンス）が大きいほど小さくなる
- このため，ある発電機が停止した場合の短絡容量減少のインパクトは当該発電機から電気的に近い母線ほど大きく，遠い母線ほど小さい

次節以降では，上記(1), (2)の関係を踏まえた上で短絡容量計算結果を考察している。



※発電機のアイコンの大きさ，短絡電流の矢印の大きさはそれぞれ，
発電機容量，短絡電流の大きさを表す

図 12.3.1-2　同期発電機並列台数の減少が短絡容量に与える影響の模式図



※短絡電流の矢印の大きさは短絡電流の大きさを表す

図 12.3.1-3　同期発電機からの電気的距離と事故電流の大きさの模式的関係図

12.3.1.1　短絡容量計算の条件

前節に示した目的に照らし，短絡容量計算を行った。計算は表 12.3.1.1-1 に示すように，9.2.3 節の潮流計算と同内容の，軽負荷・重負荷の 2 断面それぞれに対し，Fiaga 発電所のディーゼル発電機の並列台数を 2, 1, 0 台と変化させた 2×3=6 ケース行った。

なお同表には，次式で定義する PV 比率と同期機比率も短絡容量計算結果を考察する上で重要な参考値として併せて付記している（9.2.3 節にて定義したものと同義，表 9. 2. 3. 3-4 および表 9. 2. 4. 2-4 より引用）。

PV 比率＝（PV 出力＋BESS 出力）／送電端出力
同期機比率＝（並列同期機出力）／送電端出力

ディーゼル発電機を停止した際の出力不足を，現状系統（A-1-1～A-2-3）においては水力発電機の追加起動で賄うのに対し，将来系統（B-1-1～B-2-3）においては極力 PV の出力増により賄うという違いが PV 比率と同期機比率に現れている。すなわち，将来系統では現状系統に比して，ディーゼル発電機停止に伴う PV 比率の増加と同期機比率の減少（PV 比率の増大による相対的な減少）がより顕著である。前節に述べたとおり同期機による事故電流供給能力が短絡容量に与える影響は大きい。

主な検討目的としては，需給断面（軽負荷断面/重負荷断面）や，Fiaga 発電所ディーゼル発電機台数の変動に伴う同期機電源構成ひいては事故電流供給能力の変化が各 PV 発電所/BESS 連系点の短絡容量比 SCR にどの程度影響を与えるかを見積もることを主眼に置いた。

短絡容量計算・短絡容量比の評価にあたっては，下記の計算条件を適用した。

＜計算条件＞

- 第 6 章に述べたとおり，一般的に短絡容量計算は無負荷条件で行われるが，本検討の目的（インバータ連系点の短絡容量比の算定）を鑑み，無負荷条件に加えて，インバータが運転する潮流断面による違いも確認するため有負荷条件でも計算を行った。
  - 無負荷条件 : 負荷および発電機の潮流を 0 とする条件で故障電流を計算（ただし並列している発電機の背後電圧は考慮する）
  - 有負荷条件：潮流計算により得られた初期潮流断面において故障電流を計算
- 系統インピーダンスの算定にあたり，発電機リアクタンスは D 軸・Q 軸の次過渡リアクタンスの平均 (Xd”+Xq”)/2 を適用した。
- 短絡容量比の評価にあたり，多くの PV 発電所/BESS について設備容量 [MVA] が不明であったため，前頁の SCR の算定式において，S_{inv} には近似的に定格出力 [MW]を用いた。
- 現状系統シナリオにおいては，ディーゼル発電機停止に伴う出力不足は水力機の追加起動によって補償しているが，将来系統シナリオにおいては，（短絡容量比にとり）悲観サイドの検討を行うため，出力不足は PV 発電所の出力により補償するよう需給条件を設定した。

SCR 評価対象の PV 発電所/BESS について，表 12.3.1.1-2 に一覧を，図 12.3.1.1-1 にそれぞれの位置を示す。同表に示すとおり，評価対象箇所は現状系統において 12 箇所，将来系統においては 18 箇所である。

12.3.1.2 節，12.3.1.3 節に，現状系統，将来系統における計算結果をそれぞれ示す。

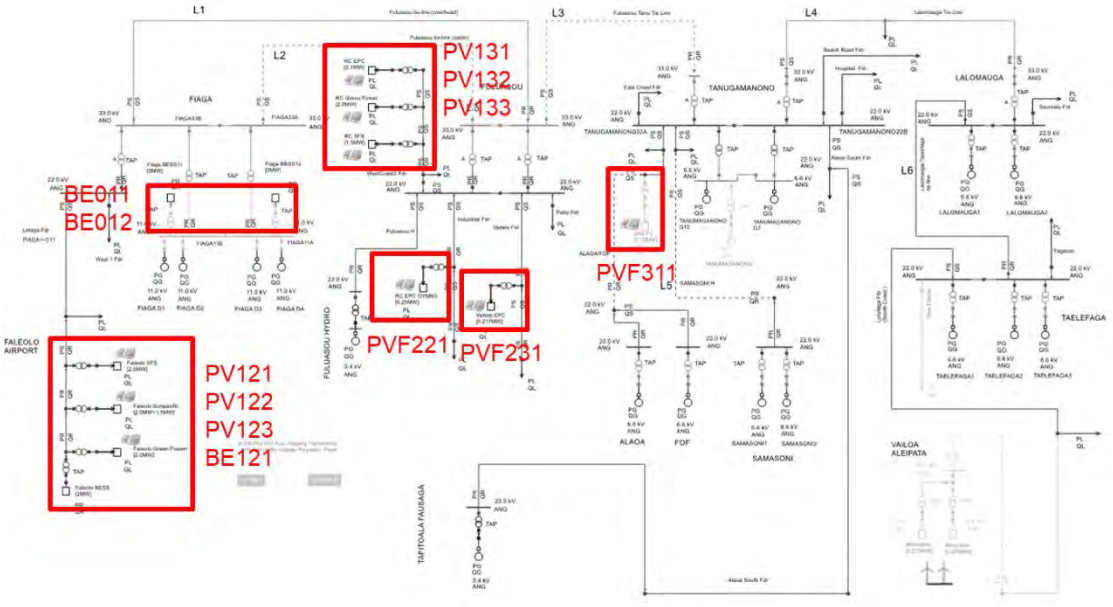
表 12.3.1.1-1　計算ケース表

Case No.	Condition			Real demand [kW]	Ratio of PV output [%]	Ratio of synchronous generator capacity [%]
	System	Load flow profile	Unit number of Fiaga DG in operation			
A-1-1	Current system	Low load profile	2 台	19287	59.09	123.32
A-1-2			1 台		58.89	126.02
A-1-3			0 台		58.48	88.48
A-2-1		High load profile	2 台	22415	51.64	139.98
A-2-2			1 台		51.28	107.49
A-2-3			0 台		50.58	74.96
B-1-1	Future system	Low load profile	2 台	19287	76.45	110.96
B-1-2			1 台		84.99	74.02
B-1-3			0 台		93.52	37.30
B-2-1		High load profile	2 台	22415	78.96	94.87
B-2-2			1 台		86.23	63.27
B-2-3			0 台		93.56	31.92

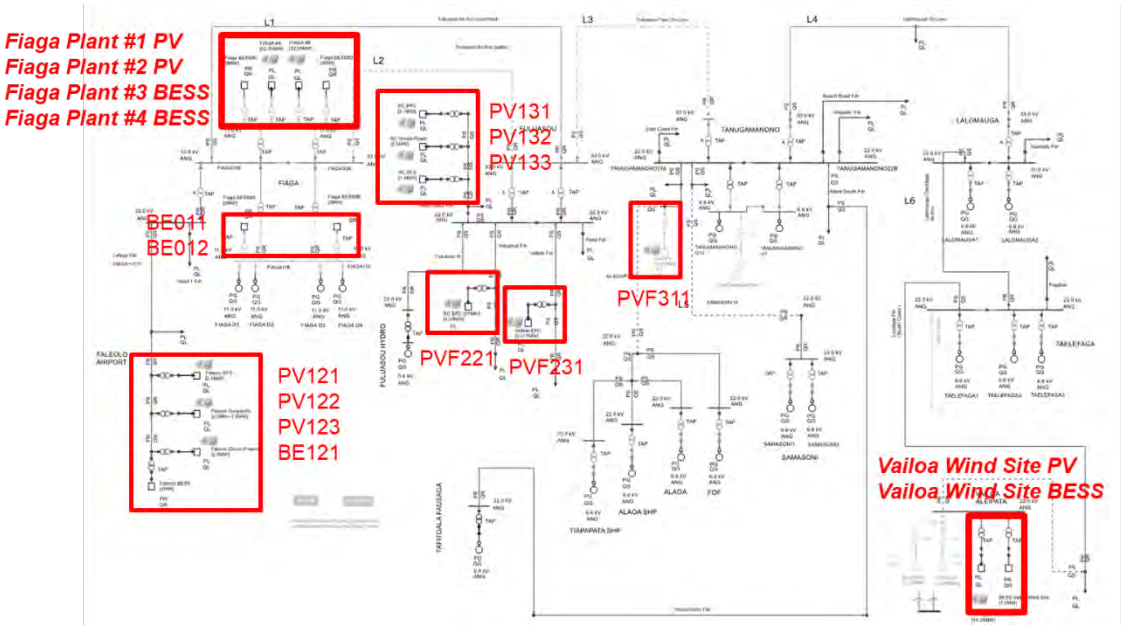
表 12.3.1.1-2　SCR 評価対象の PV 発電所/BESS の一覧

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power [MW]
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000
	Faleolo Sunpacific 2		1.500
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000
	RaceCource EPC	PV131	2.100
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500
	RaceCource Gym	PVF221	0.250
	Vaitele	PVF231	0.217
	Tanugamanono	PVF311	0.120
	Fiaga Plant #1	-	20.820
	Fiaga Plant #2	-	20.820
	Vailoa Wind Site	-	14.380
BESS	Faleolo	BE121	2.000
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000
	Fiaga Plant #3	-	9.000
	Fiaga Plant #4	-	9.000
	Vailoa Wind Site	-	7.500

* Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system



(a) 現状系統



※将来系統における追加設備は系統番号未発行のため仮の名称で斜体・太字表記

(b) 将来系統

図 12.3.1.1-1　SCR 評価対象の PV 発電所/BESS の位置（現状系統）

12.3.1.2　短絡容量比の計算結果（現状系統）

表 12.3.1.2-1～6 に，現状系統，ケース A-1-1～A-2-3 における，PV 発電所/BESS 連系点の短絡容量比 SCR の計算結果を示す。これらの結果の相互比較より，下記の傾向が確認できる。

- Fiaga 発電所 DG の並列台数が同じ場合は，軽負荷断面に比べて重負荷断面の方が，全体として短絡容量ならびに SCR が大きい。この主要因は，重負荷断面の方が軽負荷断面よりも，追加起動した水力機の台数が多く，それに伴って同期機容量比率も大きくなり，事故電流供給能力が相対的に大きいことにあると推察する。
- 同じ負荷需要断面の場合，Fiaga 発電所 DG の並列台数が減少するに従い短絡容量ならびに SCR も小さくなる。特に，Fiaga 発電所内，ならびにこれに次いで Faleolo 空港付近の PV/BESS における SCR の減少度合いが顕著であり，Fiaga 発電所から電気的距離の近いこれらサイトでは，同発電所の局所的な事故電流供給能力の減少による影響を大きく受けているものと考えられる。
- いずれのケース・箇所においても有負荷条件と無負荷条件の結果の違いは僅かである。

表 12.3.1.2-1～6 より，本検討条件ではすべてのケースにおいて，いずれの PV 発電所/BESS 連系点においても SCR は少なくとも 4.5 以上となっており，インバータ機器の制御安定水準とされる 2 ないし 3 を上回っている。

表 12.3.1.2-1　A-1-1（現状系統・軽負荷・Fiaga DG2 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 2 units in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.14	13.31	**5.3**	**5.3**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	15.73	15.72	**7.9**	**7.9**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	15.73	15.72	**10.5**	**10.5**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.48	11.64	**5.7**	**5.8**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.52	15.59	**7.4**	**7.4**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	14.92	15.06	**7.5**	**7.5**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.72	11.87	**7.8**	**7.9**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.21	2.24	**8.8**	**9.0**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.93	1.95	**8.9**	**9.0**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.06	**8.9**	**8.9**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.48	11.82	**5.7**	**5.9**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	21.57	22.31	**7.2**	**7.4**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	21.57	22.31	**7.2**	**7.4**

表 12.3.1.2-2　A-1-2（現状系統・軽負荷・Fiaga DG1 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 1 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	12.82	12.95	**5.1**	**5.2**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	15.28	15.21	**7.6**	**7.6**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	15.28	15.21	**10.2**	**10.1**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.23	11.36	**5.6**	**5.7**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.20	15.29	**7.2**	**7.3**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	14.62	14.79	**7.3**	**7.4**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.53	11.70	**7.7**	**7.8**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.21	2.23	**8.8**	**8.9**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.92	1.95	**8.8**	**9.0**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.07	**9.0**	**8.9**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.23	11.53	**5.6**	**5.8**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	20.11	20.83	**6.7**	**6.9**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	20.11	20.83	**6.7**	**6.9**

表 12.3.1.2-3　A-1-3（現状系統・軽負荷・Fiaga DG0 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 0 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	11.28	11.21	**4.5**	**4.5**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	13.14	12.87	**6.6**	**6.4**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	13.14	12.87	**8.8**	**8.6**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	10.03	10.01	**5.0**	**5.0**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	13.24	13.24	**6.3**	**6.3**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	12.80	12.85	**6.4**	**6.4**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	10.37	10.47	**6.9**	**7.0**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.16	2.18	**8.6**	**8.7**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.89	1.91	**8.7**	**8.8**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.05	**8.9**	**8.8**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	10.03	10.15	**5.0**	**5.1**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	15.80	16.37	**5.3**	**5.5**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	15.80	16.37	**5.3**	**5.5**

表 12.3.1.2-4　A-2-1（現状系統・重負荷・Fiaga DG2 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 2 units in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.42	13.19	**5.4**	**5.3**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	16.14	15.61	**8.1**	**7.8**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	16.14	15.61	**10.8**	**10.4**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.69	11.51	**5.8**	**5.8**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.97	15.70	**7.6**	**7.5**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	15.33	15.17	**7.7**	**7.6**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.97	11.85	**8.0**	**7.9**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.22	2.19	**8.9**	**8.8**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.93	1.90	**8.9**	**8.8**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.07	**9.0**	**8.9**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.69	11.70	**5.8**	**5.9**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	22.06	22.57	**7.4**	**7.5**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	22.06	22.57	**7.4**	**7.5**

表 12.3.1.2-5　A-2-2（現状系統・重負荷・Fiaga DG1 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 1 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	12.82	13.05	**5.1**	**5.2**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	15.28	15.31	**7.6**	**7.7**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	15.28	15.31	**10.2**	**10.2**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.23	11.48	**5.6**	**5.7**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.20	15.07	**7.2**	**7.2**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	14.62	14.57	**7.3**	**7.3**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.53	11.50	**7.7**	**7.7**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.21	2.19	**8.8**	**8.8**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.92	1.91	**8.8**	**8.8**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.04	**9.0**	**8.7**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.23	11.63	**5.6**	**5.8**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	20.11	20.69	**6.7**	**6.9**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	20.11	20.69	**6.7**	**6.9**

表 12.3.1.2-6　A-2-3（現状系統・重負荷・Fiaga DG0 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 0 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio **SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	11.28	11.32	**4.5**	**4.5**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	13.14	12.98	**6.6**	**6.5**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	13.14	12.98	**8.8**	**8.7**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	10.03	10.12	**5.0**	**5.1**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	13.24	12.42	**6.3**	**5.9**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	12.80	12.04	**6.4**	**6.0**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	10.37	9.76	**6.9**	**6.5**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.16	2.01	**8.6**	**8.0**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.89	1.75	**8.7**	**8.1**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.03	**8.9**	**8.6**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	10.03	10.27	**5.0**	**5.1**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	15.80	16.08	**5.3**	**5.4**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	15.80	16.08	**5.3**	**5.4**

12.3.1.3　短絡容量比の計算結果（将来系統）

表 12.3.1.3-1～6 に，将来系統，ケース B-1-1～B-2-3 における，PV 発電所/BESS 連系点の短絡容量比 SCR の計算結果を示す。これらの結果を，前節の現状系統における結果との比較も踏まえて見ると，下記の傾向が確認できる。

- Fiaga 発電所 DG の並列台数が同じ場合の，軽負荷断面と重負荷断面の短絡容量の差異は，現状系統に比べると小さい。将来系統においては，需要の大部分を PV 出力により賄っているため同期機電源の起動台数が軽負荷・重負荷で殆ど差が無いことが原因と考えられる。
- 同じ負荷需要断面において Fiaga 発電所 DG の並列台数が減少した場合の短絡容量・SCR の減少度合いは，全体的に現状系統の結果と比べて顕著である。上述のとおり現状系統よりも同期機電源の総並列台数が少なくなり，Fiaga 発電所 DG の並列台数減少によるインパクトが相対的に大きくなっていることの表れと見られる。
- 全体として将来系統にて Fiaga 発電所および Vailoa 風力発電所に新設した PV 発電所/BESS の SCR が不足（3 以下）しているケースが多い。これら PV 発電所/BESS は容量も大きく（すなわち，計算式 $SCR = S_{sc} / S_{inv}$ の分母が大きく），同期機電源比率の低下も相まって SCR 不足に陥りやすい傾向があると捉えられる。

第 3 項目に記した通り，本検討条件では，すべてのケースにおいて，SCR 不足となる PV 発電所/BESS 設置サイトが存在することが分かった。インバータ機器の安定運転のためには短絡容量を増強する必要がある。次節では，短絡容量比改善のための対策とその検証結果について述べる。

表 12.3.1.3-1　B-1-1（将来系統・軽負荷・Fiaga DG2 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 2 units in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.04	12.32	**5.2**	**4.9**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	15.59	14.63	**7.8**	**7.3**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	15.59	14.63	**10.4**	**9.8**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.40	10.73	**5.7**	**5.4**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.37	15.04	**7.3**	**7.2**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	14.78	14.42	**7.4**	**7.2**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.63	11.34	**7.8**	**7.6**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.21	2.13	**8.8**	**8.5**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.92	1.85	**8.8**	**8.5**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.07	**8.9**	**8.9**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	55.44	57.72	**2.7**	**2.8**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	55.44	57.72	**2.7**	**2.8**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	20.74	19.27	**1.4**	**1.3**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.40	10.94	**5.7**	**5.5**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	21.40	22.08	**7.1**	**7.4**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	21.40	22.08	**7.1**	**7.4**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	40.04	41.44	**4.4**	**4.6**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	40.04	41.44	**4.4**	**4.6**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	18.10	17.12	**2.4**	**2.3**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red：shortage of SCR（<=3）

表 12.3.1.3-2　B-1-2（将来系統・軽負荷・Fiaga DG1 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 1 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	12.14	11.86	**4.9**	**4.7**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	14.32	13.89	**7.2**	**6.9**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	14.32	13.89	**9.5**	**9.3**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	10.71	10.45	**5.4**	**5.2**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	14.19	14.07	**6.8**	**6.7**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	13.68	13.54	**6.8**	**6.8**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	10.94	10.81	**7.3**	**7.2**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.18	2.13	**8.7**	**8.5**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.90	1.87	**8.8**	**8.6**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.07	**8.9**	**8.9**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	42.13	44.00	**2.0**	**2.1**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	42.13	44.00	**2.0**	**2.1**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	19.92	18.97	**1.4**	**1.3**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	10.71	10.80	**5.4**	**5.4**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	18.78	19.71	**6.3**	**6.6**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	18.78	19.71	**6.3**	**6.6**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	32.60	34.20	**3.6**	**3.8**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	32.60	34.20	**3.6**	**3.8**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	17.47	16.88	**2.3**	**2.3**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red：shortage of SCR（<=3）

表 12.3.1.3-3　B-1-3（将来系統・軽負荷・Fiaga DG0 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 0 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	9.18	8.85	**3.7**	**3.5**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	10.38	9.92	**5.2**	**5.0**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	10.38	9.92	**6.9**	**6.6**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	8.34	8.04	**4.2**	**4.0**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	10.44	10.22	**5.0**	**4.9**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	10.17	9.94	**5.1**	**5.0**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	8.57	8.38	**5.7**	**5.6**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.07	2.01	**8.3**	**8.0**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.82	1.76	**8.4**	**8.1**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.04	1.04	**8.7**	**8.6**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	19.89	19.63	**1.0**	**0.9**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	19.89	19.63	**1.0**	**0.9**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	16.81	16.60	**1.2**	**1.2**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	8.34	8.28	**4.2**	**4.1**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	11.97	12.17	**4.0**	**4.1**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	11.97	12.17	**4.0**	**4.1**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	17.48	17.54	**1.9**	**1.9**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	17.48	17.54	**1.9**	**1.9**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	15.03	14.94	**2.0**	**2.0**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red：shortage of SCR（<=3）

表 12.3.1.3-4　B-2-1（将来系統・重負荷・Fiaga DG2 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 2 units in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.04	12.74	**5.2**	**5.1**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	15.59	15.08	**7.8**	**7.5**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	15.59	15.08	**10.4**	**10.1**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.40	11.14	**5.7**	**5.6**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.37	15.35	**7.3**	**7.3**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	14.78	14.73	**7.4**	**7.4**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.63	11.61	**7.8**	**7.7**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.21	2.20	**8.8**	**8.8**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.92	1.91	**8.8**	**8.8**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.05	**8.9**	**8.7**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	55.45	56.48	**2.7**	**2.7**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	55.45	56.48	**2.7**	**2.7**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	20.75	19.53	**1.4**	**1.4**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.40	11.34	**5.7**	**5.7**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	21.40	21.53	**7.1**	**7.2**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	21.40	21.53	**7.1**	**7.2**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	40.04	41.70	**4.4**	**4.6**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	40.04	41.70	**4.4**	**4.6**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	18.11	17.28	**2.4**	**2.3**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red：shortage of SCR（<=3）

表 12.3.1.3-5　B-2-2（将来系統・重負荷・Fiaga DG1 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 1 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	12.14	11.93	**4.9**	**4.8**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	14.32	13.96	**7.2**	**7.0**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	14.32	13.96	**9.5**	**9.3**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	10.71	10.52	**5.4**	**5.3**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	14.19	14.23	**6.8**	**6.8**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	13.68	13.70	**6.8**	**6.8**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	10.94	10.96	**7.3**	**7.3**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.18	2.17	**8.7**	**8.7**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.90	1.89	**8.8**	**8.7**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.05	**8.9**	**8.7**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	42.14	43.47	**2.0**	**2.1**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	42.14	43.47	**2.0**	**2.1**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	19.93	19.19	**1.4**	**1.3**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	10.71	10.71	**5.4**	**5.4**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	18.78	19.10	**6.3**	**6.4**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	18.78	19.10	**6.3**	**6.4**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	32.60	34.14	**3.6**	**3.8**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	32.60	34.14	**3.6**	**3.8**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	17.48	17.00	**2.3**	**2.3**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red：shortage of SCR（<=3）

表 12.3.1.3-6　B-2-3（将来系統・重負荷・Fiaga DG0 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 0 unit in operation

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	9.18	8.99	**3.7**	**3.6**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	10.38	10.08	**5.2**	**5.0**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	10.38	10.08	**6.9**	**6.7**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	8.34	8.17	**4.2**	**4.1**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	10.45	10.41	**5.0**	**5.0**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	10.17	10.11	**5.1**	**5.1**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	8.57	8.53	**5.7**	**5.7**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.07	2.04	**8.3**	**8.2**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.82	1.80	**8.4**	**8.3**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.04	1.01	**8.7**	**8.4**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	19.91	19.86	**1.0**	**1.0**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	19.91	19.86	**1.0**	**1.0**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	16.83	17.14	**1.2**	**1.2**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	8.34	8.35	**4.2**	**4.2**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	11.98	12.33	**4.0**	**4.1**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	11.98	12.33	**4.0**	**4.1**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	17.49	17.74	**1.9**	**2.0**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	17.49	17.74	**1.9**	**2.0**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	15.05	15.36	**2.0**	**2.0**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red：shortage of SCR（<=3）

12.3.1.4　将来系統における短絡容量比改善のための対策の検討

前節にて述べたとおり，将来系統においては SCR が不足しインバータの安定運転が困難となる可能性のある PV 発電所/BESS サイトがあることが分かった。

本節では，以下(1), (2)の 2 パターンの対策について短絡容量計算により効果を検討した。

(1) 水力機の追加並列
(2) 同期調相機の付加

それぞれの対策内容の詳細と検討結果について以降に示す。なお，検討ケースは B-1-1～B-2-3 の 6 ケースのうち、Fiaga 発電所 DG2 台および 0 台運転の 4 ケース（B-1-1, B-1-3, B-2-1, B-2-3）に絞った。

(1) 水力機の追加並列

対象 4 ケースについて，Fiaga 発電所 DG 並列台数を減じた場合の出力減を PV 出力により補うのではなく，稼働実績のある水力機を可能な限り追加起動して補償するよう変更した。水力機の追加起動により，PV 出力による補償の場合と比べて同期機容量比率を高める対策となる。

表 12.3.1.4-1～4 に結果を示す。なお，ケース番号は”B-1-1a”のように，表 12.3.1.1-1 に記載のオリジナルケースのケース番号に”a”を付すものとした。これらの結果より，各ケース，水力機の追加並列により全体として短絡容量ならびに SCR が若干，増大したが，SCR 不足となっている PV 発電所/BESS 設置サイトの解消には至っていない。このことから，当初想定の将来系統構成においては既設の水力機をフルに稼働しても SCR 不足の解消は困難であり，別のさらなる対策を要することが示唆された。

表 12.3.1.4-1　B-1-1a（将来系統・軽負荷・水力機の追加並列・Fiaga DG2 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 2 units in operation (Hydroelectric generators are activated in addition)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.42	12.85	**5.4**	**5.1**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	16.14	15.30	**8.1**	**7.6**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	16.14	15.30	**10.8**	**10.2**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.69	11.19	**5.8**	**5.6**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.97	15.64	**7.6**	**7.4**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	15.33	14.98	**7.7**	**7.5**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.97	11.70	**8.0**	**7.8**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.22	2.16	**8.9**	**8.6**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.93	1.88	**8.9**	**8.7**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.08	**9.0**	**9.0**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	62.96	64.66	**3.0**	**3.1**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	62.96	64.66	**3.0**	**3.1**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	24.73	22.79	**1.7**	**1.6**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.69	11.61	**5.8**	**5.8**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	22.06	22.66	**7.4**	**7.6**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	22.06	22.66	**7.4**	**7.6**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	43.82	45.04	**4.9**	**5.0**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	43.82	45.04	**4.9**	**5.0**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	21.07	19.93	**2.8**	**2.7**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red : shortage of SCR（<=3）

*3 Noted in blue : shortage of SCR is resolved

表 12.3.1.4-2　B-1-3a（将来系統・軽負荷・水力機の追加並列・Fiaga DG0 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 0 unit in operation (Hydroelectric generators are activated in addition)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	11.28	10.70	**4.5**	**4.3**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	13.14	12.34	**6.6**	**6.2**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	13.14	12.34	**8.8**	**8.2**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	10.03	9.53	**5.0**	**4.8**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	13.24	12.82	**6.3**	**6.1**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	12.80	12.37	**6.4**	**6.2**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	10.37	10.02	**6.9**	**6.7**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.16	2.08	**8.6**	**8.3**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.89	1.81	**8.7**	**8.4**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.06	**8.9**	**8.8**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	33.31	32.62	**1.6**	**1.6**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	33.31	32.62	**1.6**	**1.6**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	23.62	22.41	**1.6**	**1.6**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	10.03	9.85	**5.0**	**4.9**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	15.80	16.00	**5.3**	**5.3**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	15.80	16.00	**5.3**	**5.3**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	27.05	27.11	**3.0**	**3.0**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	27.05	27.11	**3.0**	**3.0**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	20.26	19.62	**2.7**	**2.6**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red : shortage of SCR（<=3）

表 12.3.1.4-3　B-2-1a（将来系統・重負荷・水力機の追加並列・Fiaga DG2 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 2 units in operation (Hydroelectric generators are activated in addition)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.42	13.06	**5.4**	**5.2**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	16.14	15.53	**8.1**	**7.8**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	16.14	15.53	**10.8**	**10.4**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.69	11.39	**5.8**	**5.7**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	15.97	15.96	**7.6**	**7.6**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	15.33	15.31	**7.7**	**7.7**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.97	11.98	**8.0**	**8.0**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.22	2.22	**8.9**	**8.9**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.93	1.93	**8.9**	**8.9**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.06	**9.0**	**8.9**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	62.96	63.56	**3.0**	**3.1**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	62.96	63.56	**3.0**	**3.1**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	24.73	23.02	**1.7**	**1.6**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.69	11.61	**5.8**	**5.8**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	22.06	22.12	**7.4**	**7.4**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	22.06	22.12	**7.4**	**7.4**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	43.82	45.47	**4.9**	**5.1**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	43.82	45.47	**4.9**	**5.1**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	21.07	20.05	**2.8**	**2.7**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red : shortage of SCR（<=3）

*3 Noted in blue : shortage of SCR is resolved

表 12.3.1.4-4　B-2-3a（将来系統・重負荷・水力機の追加並列・Fiaga DG0 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 0 units in operation (Hydroelectric generators are activated in addition)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	11.28	10.86	**4.5**	**4.3**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	13.14	12.51	**6.6**	**6.3**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	13.14	12.51	**8.8**	**8.3**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	10.03	9.67	**5.0**	**4.8**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	13.24	13.02	**6.3**	**6.2**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	12.80	12.56	**6.4**	**6.3**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	10.37	10.20	**6.9**	**6.8**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.16	2.12	**8.6**	**8.5**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.89	1.86	**8.7**	**8.5**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.04	**8.9**	**8.6**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	33.31	32.42	**1.6**	**1.6**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	33.31	32.42	**1.6**	**1.6**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	23.62	22.83	**1.6**	**1.6**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	10.03	9.91	**5.0**	**5.0**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	15.80	16.09	**5.3**	**5.4**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	15.80	16.09	**5.3**	**5.4**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	27.05	27.01	**3.0**	**3.0**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	27.05	27.01	**3.0**	**3.0**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	20.26	19.86	**2.7**	**2.6**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in red : shortage of SCR（<=3）

(2) 同期調相機の付加

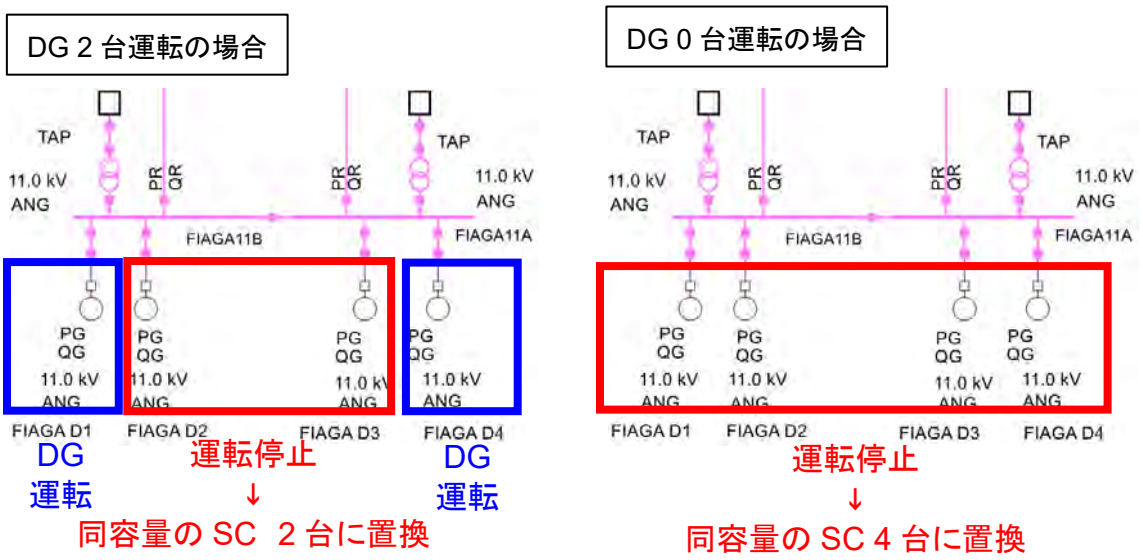
対象ケースについて，SCR 不足となるサイトの近傍に同期調相機（SC）を付加することにより，不足箇所を狙い効率的に同期機容量比率を高める対策を検討した。SC の設置個所は，Fiaga 発電所・Vailoa 風力発電所の 2 箇所とした。設置に関わる条件を下記ならびに図 12.3.1.4-1 に示す。

＜Fiaga 発電所＞
- 常に Fiaga D1～D4 が 4 台フル稼働相当の同期機比率となるように SC を設置（図 12.3.1.4-1 (a)）
  - D1・D4 運転，D2・D3 停止の場合は，D2・D3 を同容量の SC に置換
  - D1 ～ D4 全機停止の場合は全機を同容量の SC に置換
- 潮流計算においては，付加した SC は PG=-0.02 [p.u.]とし DG2 台のとき PV 指定（指定電圧は運転状態 DG と同一値），0 台のとき QG=0 [p.u.]の PQ 指定とした
- 発電所の有効電力需給バランスを取るため，付加した SC の分だけ同じ 11 kV 母線に連系する BESS の出力を 0.02 [p.u.]ずつ増加（充電負荷を 0.02 [p.u.]ずつ削減）するものとした

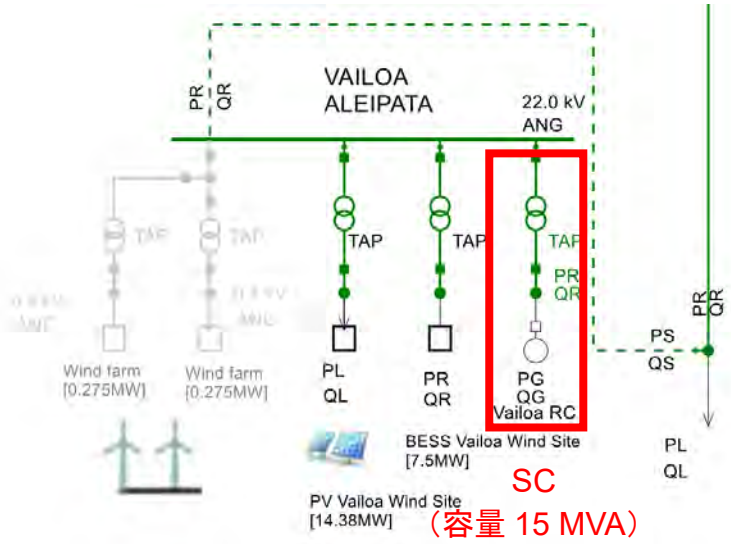
＜Vailoa 風力発電所＞
- 容量 15MVA の SC を設置（図 12.3.1.4-1 (b)）
- 潮流計算においては，付加した SC は PG=-0.02 [p.u.]，QG=0 [p.u.]の PQ 指定とした
- 発電所の有効電力需給バランスを取るため，同サイト内 PV の出力を 0.02 [p.u.]増加するものとした

表 12.3.1.4-5～8 に結果を示す。なお，ケース番号は”B-1-1b”のように，表 12.3.1.1-1 に記載のオリジナルケースのケース番号に”b”を付すものとした。これらの結果より，前節のオリジナルケースでは SCR 不足だったサイトはすべて SCR が 3 より大きくなり，SCR 不足が解消されていることが分かる。なお，Fiaga 発電所内の SCR 不足箇所においては，D1 ～ D4 が 4 台並列相当未満の同期機比率では SCR 不足解消には至らなかった。

このように，SC は SCR 不足のサイト近傍に照準を絞り効果的に SCR を改善することが可能である。なお，本検討で SC 設置により SCR 不足が改善したサイトの中でも，SCR＝3.3 など，インバータ安定運転に必要とされる SCR の限界に近い箇所もあり，このような箇所は実際上は，さらなる SCR 改善の対策を行うことが望ましい。また，本検討では SC 付加を想定したが，SCR 改善効果の面では，MG セットも同期調相機と同じく同期機であることから，同じ設置個所に同容量の MG セットを設置することでも上記に示した，SC と同等の効果が得られると期待できる。



(a) Fiaga 発電所への同期調相機設置



(b) Vailoa 風力発電所への同期調相機設置

図 12.3.1.4-1　同期調相機の設置個所

表 12.3.1.4-5　B-1-1b（将来系統・軽負荷・同期調相機の付加・Fiaga DG2 台/SC2 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 2 units / SC : 2 units in operation (Syncronous condensers are added)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.80	12.90	**5.5**	**5.2**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	16.69	15.45	**8.3**	**7.7**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	16.69	15.45	**11.1**	**10.3**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.98	11.18	**6.0**	**5.6**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	16.41	15.90	**7.8**	**7.6**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	15.74	15.21	**7.9**	**7.6**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	12.21	11.82	**8.1**	**7.9**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.23	2.15	**8.9**	**8.6**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.94	1.87	**8.9**	**8.6**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.07	**9.0**	**8.9**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	72.43	73.32	**3.5**	**3.5**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	72.43	73.32	**3.5**	**3.5**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	47.21	45.62	**3.3**	**3.2**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.98	11.40	**6.0**	**5.7**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	23.73	24.23	**7.9**	**8.1**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	23.73	24.23	**7.9**	**8.1**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	48.20	48.88	**5.4**	**5.4**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	48.20	48.88	**5.4**	**5.4**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	35.46	34.53	**4.7**	**4.6**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in blue : shortage of SCR is resolved

表 12.3.1.4-6　B-1-3b（将来系統・軽負荷・同期調相機の付加・Fiaga DG0/台 SC4 台）における短絡容量比の計算結果

Low load profile・Fiaga DG : 0 unit / SC : 4 units in operation (Syncronous condensers are added)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.80	13.24	**5.5**	**5.3**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	16.69	15.82	**8.3**	**7.9**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	16.69	15.82	**11.1**	**10.5**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.98	11.50	**6.0**	**5.7**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	16.41	15.92	**7.8**	**7.6**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	15.74	15.26	**7.9**	**7.6**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	12.21	11.85	**8.1**	**7.9**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.23	2.17	**8.9**	**8.7**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.94	1.88	**8.9**	**8.7**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.08	**9.0**	**9.0**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	72.43	72.25	**3.5**	**3.5**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	72.43	72.25	**3.5**	**3.5**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	47.21	46.60	**3.3**	**3.2**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.98	11.93	**6.0**	**6.0**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	23.73	24.37	**7.9**	**8.1**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	23.73	24.37	**7.9**	**8.1**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	48.20	49.51	**5.4**	**5.5**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	48.20	49.51	**5.4**	**5.5**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	35.46	35.24	**4.7**	**4.7**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in blue : shortage of SCR is resolved

表 12.3.1.4-7　B-2-1b（将来系統・重負荷・同期調相機の付加・Fiaga DG2 台/SC2 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 2 units / SC : 2 units in operation (Syncronous condensers are added)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.80	13.40	**5.5**	**5.4**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	16.69	16.01	**8.3**	**8.0**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	16.69	16.01	**11.1**	**10.7**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.98	11.65	**6.0**	**5.8**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	16.41	16.28	**7.8**	**7.8**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	15.74	15.60	**7.9**	**7.8**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	12.21	12.14	**8.1**	**8.1**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.23	2.21	**8.9**	**8.9**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.94	1.93	**8.9**	**8.9**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.06	**9.0**	**8.8**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	72.43	72.60	**3.5**	**3.5**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	72.43	72.60	**3.5**	**3.5**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	47.21	46.06	**3.3**	**3.2**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.98	11.87	**6.0**	**5.9**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	23.73	23.70	**7.9**	**7.9**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	23.73	23.70	**7.9**	**7.9**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	48.20	49.82	**5.4**	**5.5**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	48.20	49.82	**5.4**	**5.5**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	35.46	34.68	**4.7**	**4.6**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in blue : shortage of SCR is resolved

表 12.3.1.4-8　B-2-3b（将来系統・重負荷・同期調相機の付加・Fiaga DG0 台/SC4 台）における短絡容量比の計算結果

High load profile・Fiaga DG : 0 unit / SC : 4 units in operation (Syncronous condensers are added)

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit capacity S_{sc} [MVA]		**Short circuit capacity ratio SCR＝S_{sc} / S_{inv}**	
				No load condition	Loaded condition	**No load condition**	**Loaded condition**
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.500	13.80	13.43	**5.5**	**5.4**
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	16.69	16.04	**8.3**	**8.0**
	Faleolo Sunpacific 2		1.500	16.69	16.04	**11.1**	**10.7**
	Faleolo GreenPower	PV123	2.000	11.98	11.67	**6.0**	**5.8**
	RaceCource EPC	PV131	2.100	16.41	16.17	**7.8**	**7.7**
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	15.74	15.47	**7.9**	**7.7**
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	12.21	12.04	**8.1**	**8.0**
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.23	2.21	**8.9**	**8.8**
	Vaitele	PVF231	0.217	1.94	1.92	**8.9**	**8.8**
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.08	1.05	**9.0**	**8.7**
	Fiaga Plant #1	-	20.820	72.43	71.51	**3.5**	**3.4**
	Fiaga Plant #2	-	20.820	72.43	71.51	**3.5**	**3.4**
	Vailoa Wind Site	-	14.380	47.21	47.14	**3.3**	**3.3**
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.98	11.98	**6.0**	**6.0**
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	23.73	24.52	**7.9**	**8.2**
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	23.73	24.52	**7.9**	**8.2**
	Fiaga Plant #3	-	9.000	48.20	49.10	**5.4**	**5.5**
	Fiaga Plant #4	-	9.000	48.20	49.10	**5.4**	**5.5**
	Vailoa Wind Site	-	7.500	35.46	35.52	**4.7**	**4.7**

*1 Items in italic and bold character correspond to the devices installed in the future system

*2 Noted in blue : shortage of SCR is resolved

12.3.1.5　短絡容量計算によるシミュレーション検討デモンストレーション結果の総括

12.3.1 節では短絡容量計算により，PV 発電所/BESS などインバータ機器の制御安定性指標として短絡容量比のデモンストレーション計算を行った。以下に結果を総括する。

＜現状系統における短絡容量比の計算結果＞

- Fiaga 発電所 DG 台数の減少により，特に同発電所に近いサイトで SCR が減少する傾向が確認できた。また重負荷断面では軽負荷断面に比べ，需要増に対処するため並列発電機台数が多いことから，全体として SCR が軽負荷断面より大きい傾向が見られた。
- 現状系統においては，既設の主要な PV 発電所/BESS 連系点のいずれも，SCR は 4.5 以上となっており，インバータ機器の制御安定水準とされる 3 を上回る結果となった。

＜将来系統における短絡容量比の計算結果＞

- 将来系統では需要の PV 出力が需要の大部分をカバーすると想定したため，重負荷断面と軽負荷断面で並列発電機数があまり変わらず，両者の SCR の差異も現状系統に比べ小さかった。
- PV 出力割合の増加により，現状系統に比べ，Fiaga 発電所 DG 台数の減少に伴う SCR の減少が現状系統に比べて顕著であることがわかった。
- B-1-1～B-2-3 の全ケースにおいて，SCR がインバータ機器の制御安定水準とされる 3 を下回る箇所が生じた。特に新設の容量の大きい PV 発電所/BESS サイトでこの傾向が顕著であった。

＜将来系統における短絡容量比の改善のための検討結果＞

- 上述の，将来系統における SCR 不足箇所について，(a) 水力機の追加起動，(b) 同期調相機の付加の 2 通りの対策を検討した。
- (a)では可能な限り水力機を追加起動して同期機比率を改善しても，SCR 不足の解消には至らなかった。
- (b)では SCR が不足している Fiaga 発電所と Vailoa 風力発電所の 2 箇所に同期調相機を付加することにより，効果的に SCR を解消できることが分かった。
- 上記(a), (b)の検討結果を鑑みると，SCR 不足解消の対策としては，不足箇所近傍への同期調相機ないし MG セットの設置が局所性の面でも有効であることが示唆される。

最後に，今後の更なる検討精度の向上に向けては，以下の課題に対処する必要がある。

- PV 発電所/BESS の連系変圧器インピーダンスは自端の短絡容量に与える影響が大きいため，引き続き情報収集を行う必要がある
- 諸元が未知の発電機のリアクタンス値は発電機からの事故電流の正確な計算に影響するため，引き続き情報を収集する必要がある
- この他，潮流断面の算定精度も有負荷条件の場合には若干影響するものの，上記 2 項目に比べて影響は小さい。

12.3.2　系統事故発生時の過渡計算のシミュレーション検討デモンストレーション

12.3.2.1 発電機モデルの違いによるシミュレーション結果比較

8 章で示したように本報告で用意した過渡計算用のモデルは，ウポル系統で使用されている実設備をモデル化したものではなく，日本国内で使用されているモデルを参考にしている。そのためウポル系統においてディーゼル機を停止させて運用することを評価できるシミュレーションの精度を担保できていない。

シミュレーション結果は，使用する系統構成機器のモデルにより結果が異なる。特に過渡的な周波数変動や電圧応答をシミュレーションする際には，発電機の過渡応答を実機に合わせ込むことが重要である。

本報告のシミュレーションで使用する発電機の制御系は，日本国内の島嶼地域で用いられている比較的早い応答特性をもつモデルである。そのためウポル系統で使用されている発電機の応答特性とは異なっており，シミュレーションによって得られた結果も実系統の応動とは異なっている。また同様に発電機の慣性定数についても，日本国内の同容量発電機の値を用いている。

ここでは系統周波数に着目し，異なる特性をもつ発電機モデルを用いて，モデルの違いがシミュレーションに及ぼす影響を確認する。シミュレーション条件を表 12.3.2.1-1 と図 12.3.2.1-1 に示す。対象断面についての詳細は，9.2.3.2 を参照のこと。なお周波数低下量を明確にするために，UFLS はロックしている。

表 12.3.2.1-1 シミュレーション条件

対象断面	現状系統 － 軽負荷断面 （A-1-1）
Fiaga ディーゼル機	2 台並列
UFLS	ロック
故障	Faleolo PV（SFS,SPH,GP） 脱落 6886 kW 脱落　発電設備送電端出力比：35%

※発電設備送電端出力比＝脱落量／（ディーゼル出力＋水力機出力＋PV 出力）

またシミュレーションケースのパラメータとして，Fiaga ディーゼル発電機（Fiaga DG）の慣性定数や GOV 制御系定数を用いる。シミュレーションケースを表 12.3.2.1-2 に示す。

表 12.3.2.1-2 シミュレーションケース

ケース	Fiaga DG		
	並列合計容量 kVA	単位慣性定数 sec	GOV
A-1-1-D-1-1	14426	4	高速
A-1-1-D-1-2	14426	2	高速
A-1-1-D-1-3	14426	4	低速
A-1-1-D-1-4	14426	2	低速

高速 GOV は 8 章で示したモデルをそのまま用い，低速 GOV は図 12.3.2.1-1 で示したゲインを 1/4 としている。

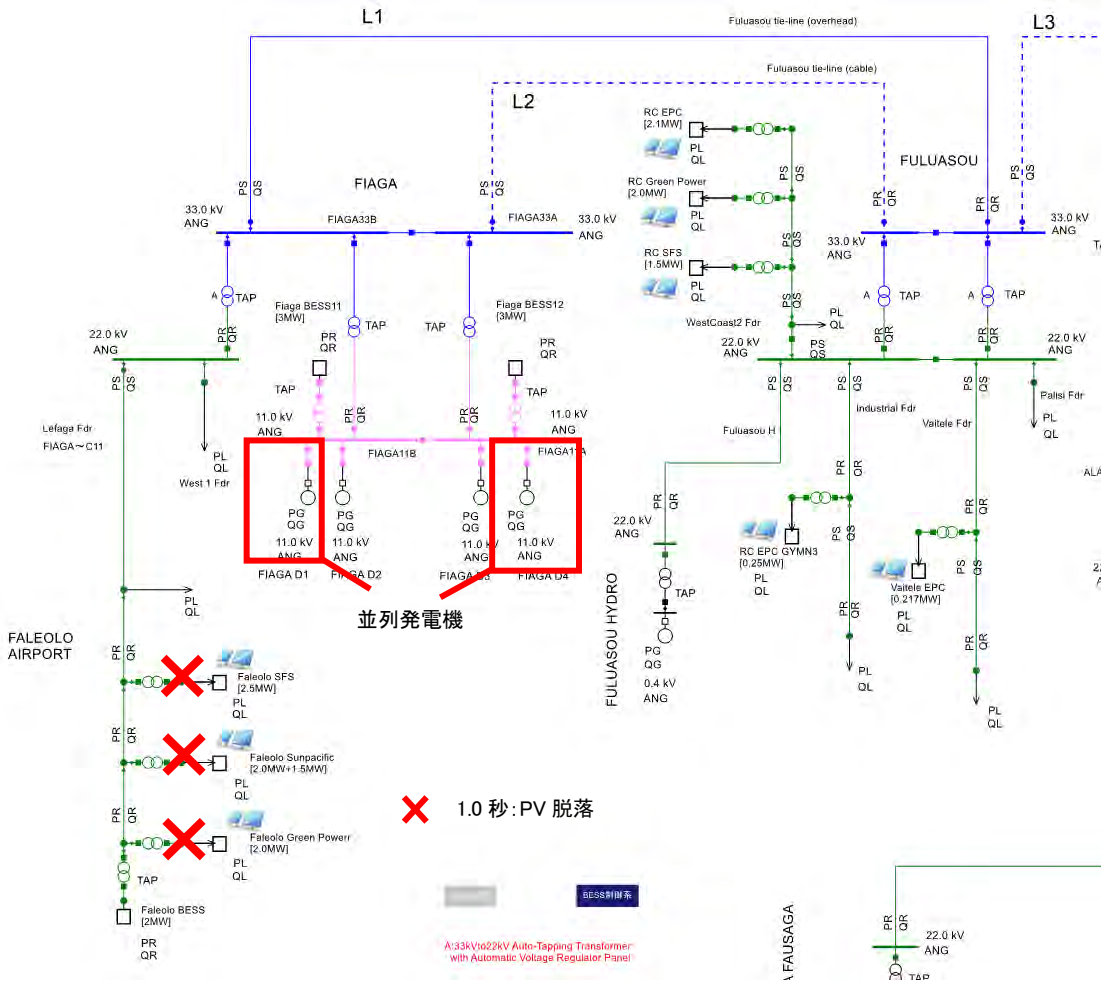


図 12.3.2.1-1　シミュレーション条件

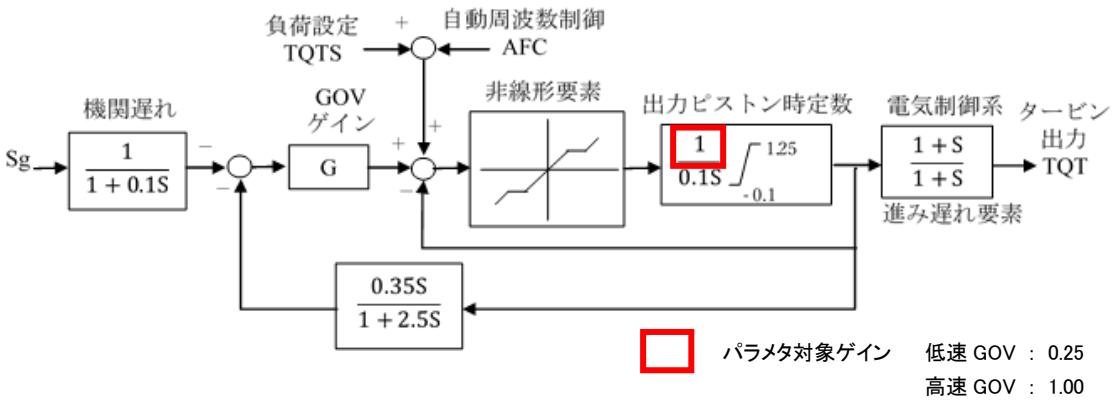


図 12.3.2.1-2　Fiaga ディーゼル発電機 GOV モデル

図 12.3.2.1-3 から図 12.3.2.1-5 にシミュレーション結果グラフを，表 12.3.2.1-3 に周波数最大偏差に関する情報を示す。表 12.3.2.1-3 には評価指標として周波数変化率を記載したが，サモア電力公社のグリッドコードより 0.5sec にて算定している。

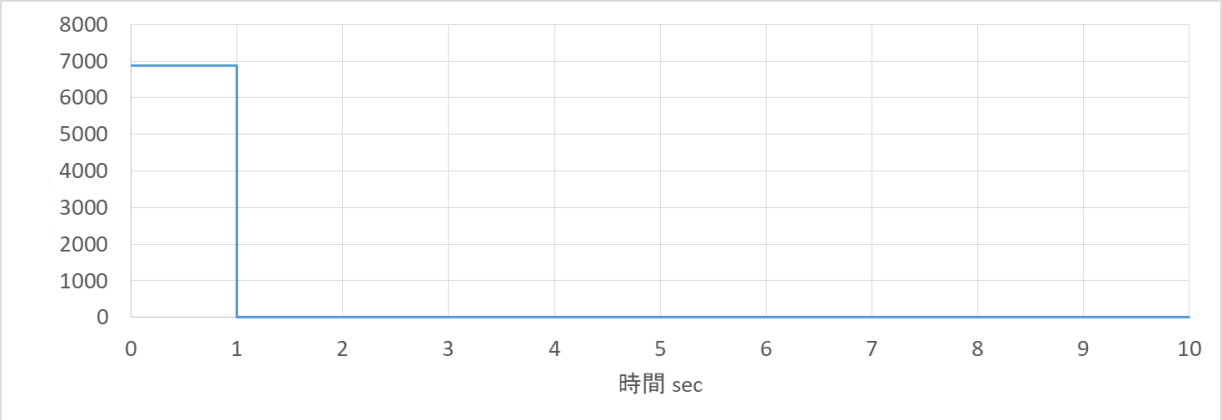


図 12.3.2.1-3　脱落対象 PV 出力（kW）

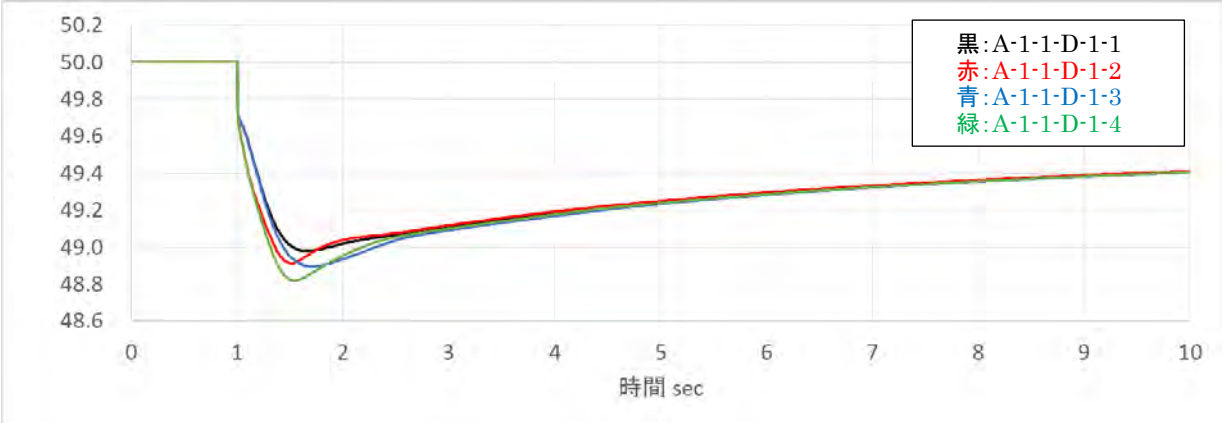


図 12.3.2.1-4　周波数(Hz)

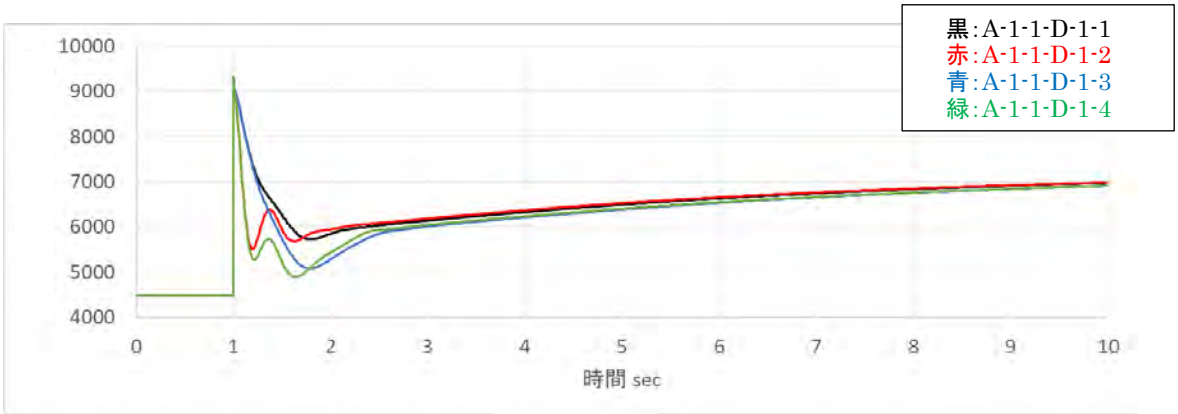


図 12.3.2.1-5　FIAGA ディーゼル発電機合計出力 (kW)

表 12.3.2.1-3 シミュレーション結果

ケース	水力機 並列合計 容量 kVA	Fiaga DG			周波数		
		並列合計 容量 kVA	単位慣性 定数 sec	GOV	①到達時間 sec	②最小値 nadir Hz	③変化率 RoCoF Hz/sec
A-1-1-D-1-1	9575	14426	4	高速	0.67	48.98	1.982
A-1-1-D-1-2	9575	14426	2	高速	0.51	48.91	2.173
A-1-1-D-1-3	9575	14426	4	低速	0.70	48.90	2.099
A-1-1-D-1-4	9575	14426	2	低速	0.55	48.82	2.353

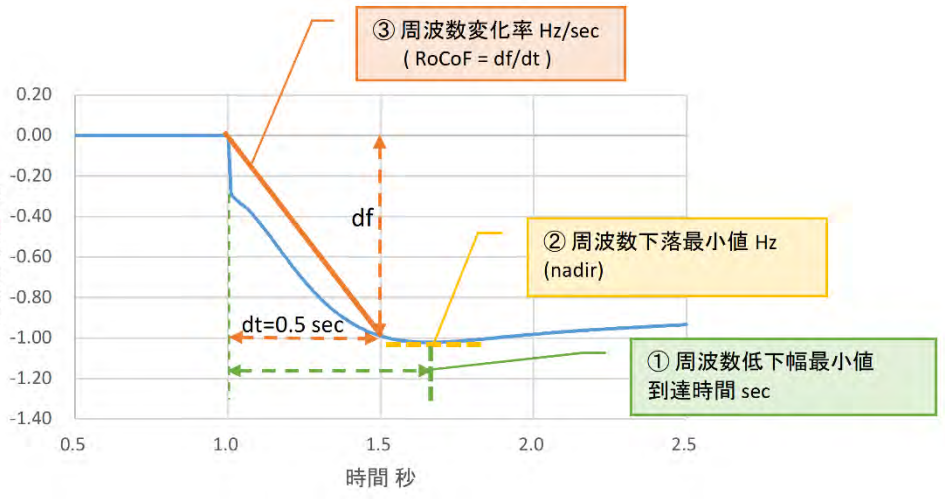


図 12.3.2.1-6　周波数評価指標

図 12.3.2.1-4 に示された周波数の応動については，本報告で想定した設備であるケース A-1-1-D-1-1 とその他の変化ケースを比較することで，以下のことが確認できる。

- ケース A-1-1-D-1-2 は，慣性定数が小さくなる，すなわち系統の慣性力が低下すると周波数変化率(RoCof)が大きくなるため，周波数の低下速度に GOV が追従しきれずに周波数の低下幅（nadir）も大きくなる。

- ケース A-1-1-D-1-3 は，周波数変化率が同じであっても GOV の応答速度が遅くなると発電機の出力変化が遅れ，周波数の低下幅が大きくなる。

- ケース A-1-1-D-1-4 は，慣性定数が小さく周波数低下速度が早いことに加え GOV の応答速度も遅いため，GOV の効果が得られる前に周波数が大幅に低下している。

図 12.3.2.1-5 は有効電力の比較である。慣性定数が異なるケース A-1-1-D-1-1 とケース A-1-1-D-1-2 に着目すると，PV 脱落後 0.1 秒付近までは慣性の大きさにより低下速度が決まるため，慣性定数の小さいケース A-1-1-D-1-2 の周波数の低下速度が早い。また以降の動揺につ

いても慣性により振幅が抑えられるため，ケース A-1-1-D-1-2 の振幅が大きいことが確認できる。ケース A-1-1-D-1-1 とケース A-1-1-D-1-3 に着目すると，ケース A-1-1-D-1-3 の GOV 応答速度が遅いため，有効電力の回復が遅くなっている。これが周波数の低下が大きくなることに起因している。

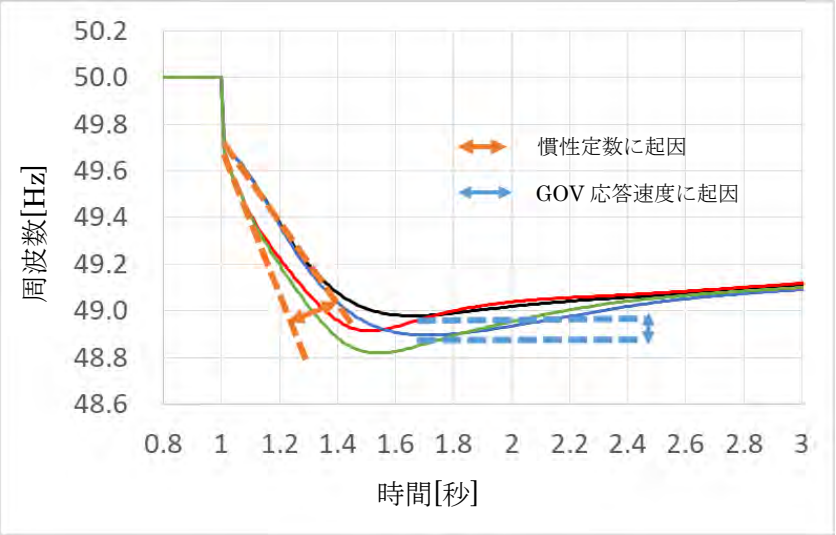


図 12.3.2.1-7　周波数に対する慣性定数や GOV 応答速度の影響

日本国内の FRT 要件では，±2Hz/sec の周波数変動に対しては運転を継続しているとしている。今回の試算の結果では，ケース A-1-1-D-1-1 以外は，インバータ脱落が発生する可能性があると評価できる。

データやモデルの違いにより系統の動揺に差が生じ，シミュレーション結果は異なってくる。周波数変化率の増大は PV や BESS などのインバータ電源の解列を招き，周波数の低下幅の増大は UFLS の動作を招く。いずれも停電発生の要因となるため，実設備と応動が異なるモデルで得られた結果を評価し決定された系統計画，運用計画の信頼性は低い。

運用上の問題や対応を検討する上でモデルやデータの精度が重要である。シミュレーションに用いるモデルや定数は，実設備の応動を正確に再現できる必要がある。

12.3.2.2 対策機器の比較

再エネ 100%を実現するためには Fiaga 発電所のディーゼル機を停止することが必要であり，その代替電源として非同期電源である PV の大量導入が計画されている。一般的に非同期電源が増加した場合，慣性力低下により生じる電力系統の系統安定性が大きな課題となる。

9 章の潮流解析では，軽負荷時に Fiaga 発電所に設置されたディーゼル発電機を全機停止した再エネ 100%の断面（ケース A-1-3）においても，同発電所に設置された BESS より無効電力を供給することで，ウポル系統全体の電圧が維持できることが確認された。

潮流解析は静的解析であり慣性力は考慮されていないため，過渡計算を実施し慣性力低下が系統に及ぼす影響やその対策を評価しておく必要がある。

慣性力低下により生じた安定性低下を改善するためには，PV の出力抑制，周波数変化速度の緩和，グリッドフォーミングインバータの導入などが考えられる。この項では周波数変化速度を緩和するための設備として，過去に日本国内における導入実績があり、且つ慣性による自己制御機能をもつ対策機器を導入した場合の効果を試算する。

9 章で作成した現状系統の軽負荷断面において Fiaga 発電所のディーゼル機を全機解列した再エネ 100%ケースに対して，MG セット，同期調相機を導入し，対策機器の効果を確認するための試算を実施した。

対象断面などのシミュレーション条件を表 12.3.2.2-1 に，対策機器を選択するシミュレーションケースを表 12.3.2.2-2 に示す。対策機器の容量は停止した FIAGA 発電機と同容量とし，また BESS の短周期変動を抑制するための制御も使用する。なお過渡解析のため BESS の電池容量は無限大としている。

表 12.3.2.2-1 シミュレーション条件

対象断面	現状系統 － 軽負荷断面 （A-1-3）
Fiaga ディーゼル機	全機解列
故障	Faleolo PV（SFS,SPH） 脱落 4886 kW 脱落　発電設備送電端出力比：25%

※発電設備送電端出力比＝脱落量／（ディーゼル出力＋水力機出力＋PV 出力）

表 12.3.2.2-2 シミュレーションケース

ケース	並列同期機					同期慣性応答 MWs
	水力機 並列合計容量 kVA	対策機器				
		種別	並列合計容量 kVA	単位慣性定数 sec	台数	
A-1-3-D-2-1	17400	なし	0	なし	0	34.80
A-1-3-D-2-2	17400	MG セット	14,426	4	2	63.65
A-1-3-D-2-3	17400	同期調相機	14,426	2	2	49.23

※同期慣性応答には，水力機の並列機も含む

本項では各ケースの系統内の慣性力を比較するための指標値として, 同期慣性応答 SIR を用いる。同期慣性応答の導出式は単位慣性定数の定義により変わるが, ここでは以下の式で算定した。同期慣性応答をリアルタイムで監視し運用指標とする例もあるが, 今回の評価では同期機の並列状態による慣性力の違いを定量的に評価するための指標としている。

$$\text{同期慣性応答 SIR} = \sum_i^n ((Mi \div 2) \times Si)$$

Mi：単位慣性定数 MWs / MVA　(M=2H)
Si　：定格容量 MVA

対象断面の基本情報を表 12.3.2.2-3 に示す。Fiaga ディーゼル発電機停止分の供給力を，8 月の実績として並列していたすべての水力機を起動し振り替えている。したがって系統内の慣性力は可能な限り確保されている状態であるとみなせる。なお PV 出力は実績値である。

表 12.3.2.2-3 対象断面(A-1-3) 基本情報

評価項目	評価値	単位
真の需要	19287	kW
送電端出力	19666	kW
ディーゼル機出力	0	kW
水力機出力	8166	kW
PV 出力	11503	kW
BESS 出力	−3	kW
並列同期機容量	17400	kVA
BESS 容量	10000	kVA
BESS 充電容量	∞	kWh
PV 比率	58	%
再エネ比率	100	%

表 12.3.2.2-3 に示した対象断面の評価項目を，本報告では以下のように定義する。なお BESS 出力は，PV の余剰電力から充電したと想定し再エネ由来として扱っている

- 真の需要　フィーダ送端潮流からフィーダ内供給力を除いた値
- 送電端出力　ディーゼル出力＋水力機出力＋PV 出力＋BESS 出力
- 並列同期機容量　DG、水力、MG セット、同期調相機などの並列容量
- PV 比率　（PV 出力＋BESS 出力）／送電端出力
- 再エネ比率　（PV 出力＋BESS 出力＋水力機）／送電端出力

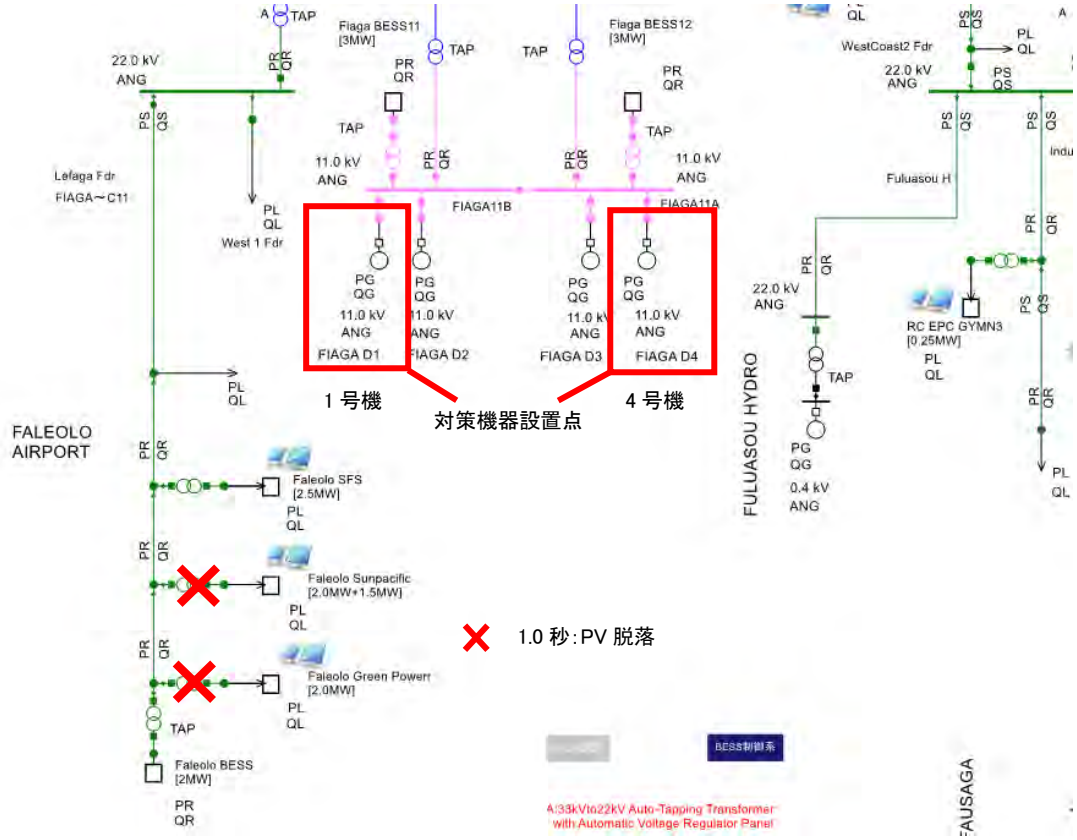


図 12.3.2.2-1　シミュレーション条件

表 12.3.2.2-4 に周波数最大偏差に情報を，図 12.3.2.2-1 から図 12.3.2.2-10 に，対策機器の違いによる応動を比較したグラフを示す。

表 12.3.2.2-4 シミュレーション結果

ケース	水力機 並列合計 容量 kVA	Fiaga DG				周波数		
		種別	並列合計 容量 kVA	単位慣性 定数 sec	台数	到達時間 sec	nadir Hz	RoCoF Hz/s
A-1-3-D-2-1	17400	なし	0	なし	0	1.60	49.02	1.926
A-1-3-D-2-2	17400	MG セット	14,426	4	2	1.62	49.36	1.248
A-1-3-D-2-3	17400	同期調相機	14,426	2	2	1.82	49.08	1.687

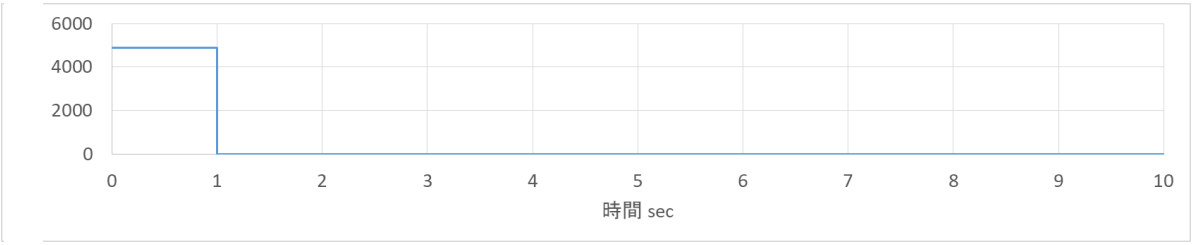


図 12.3.2.2-1　[対策機器比較] 脱落対象 PV 有効電力出力（kW）

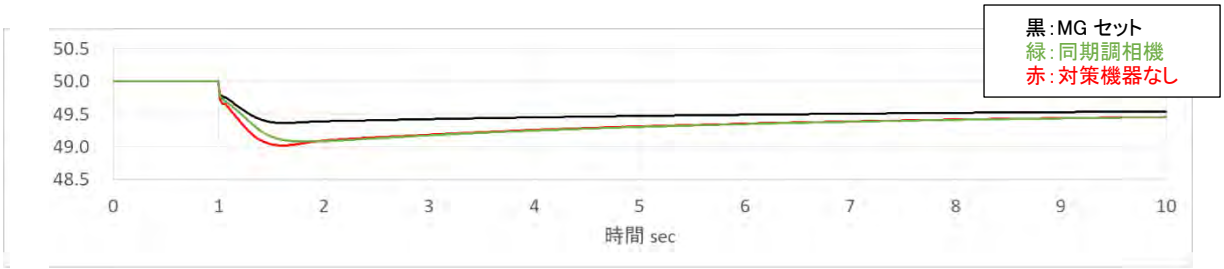


図 12.3.2.2-2　[対策機器比較] 系統周波数(Hz)

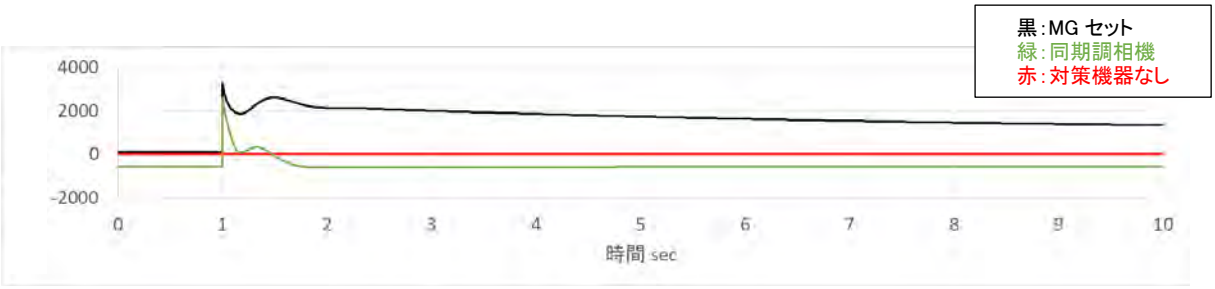


図 12.3.2.2-3　[対策機器比較] FiagaPS 対策機器有効電力出力合計(kW)

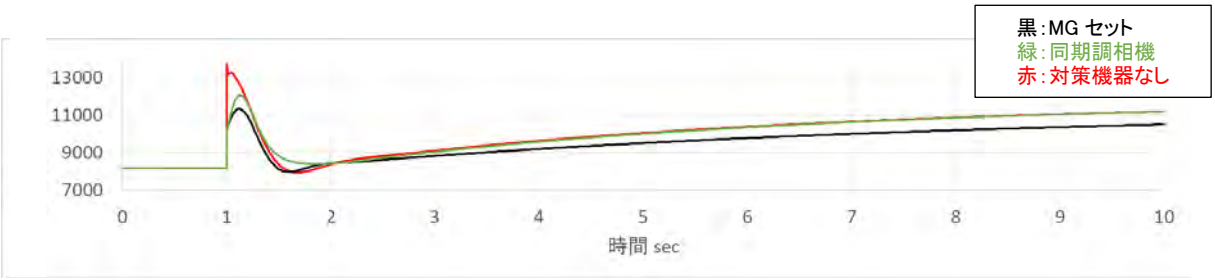


図 12.3.2.2-4　[対策機器比較] 水力機有効電力出力合計（kW）

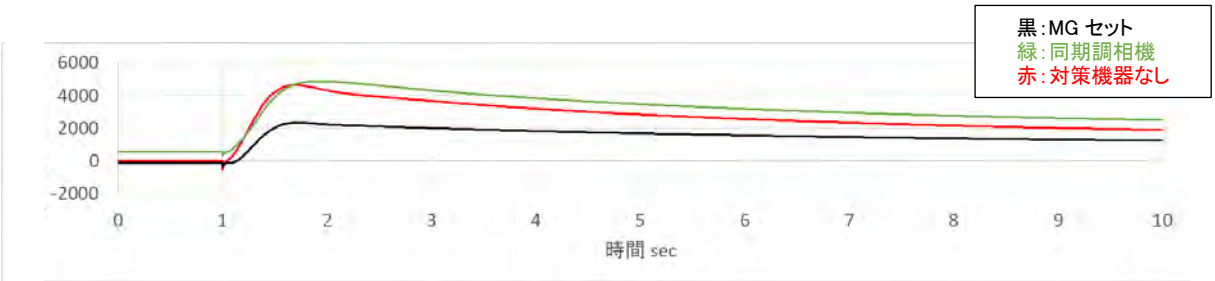


図 12.3.2.2-5　[対策機器比較] BESS 有効電力出力合計(kW)

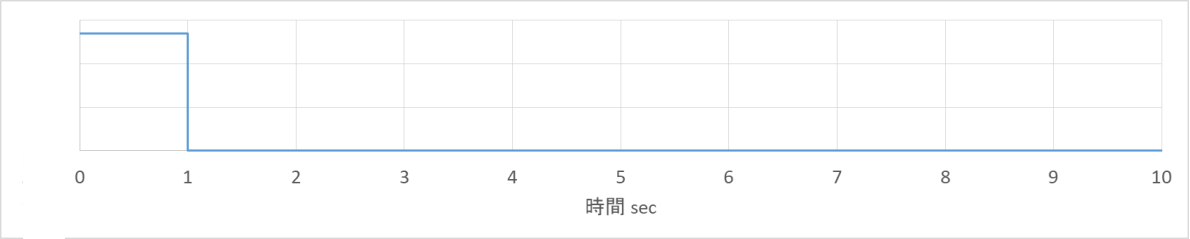


図 12.3.2.2-6　[対策機器比較] 脱落対象 PV 無効電力出力（kvar）

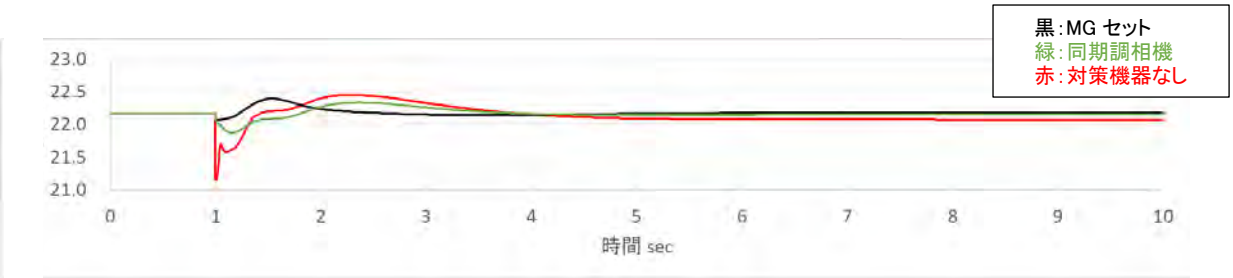


図 12.3.2.2-7　[対策機器比較] 系統電圧（kV）

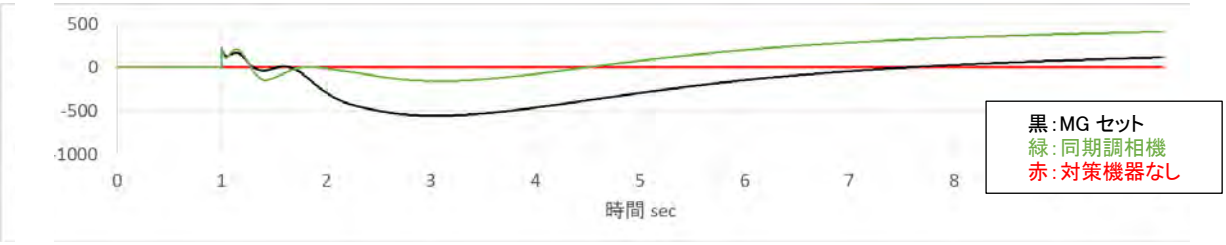


図 12.3.2.2-8　[対策機器比較] FiagaPS 対策機器無効電力出力合計

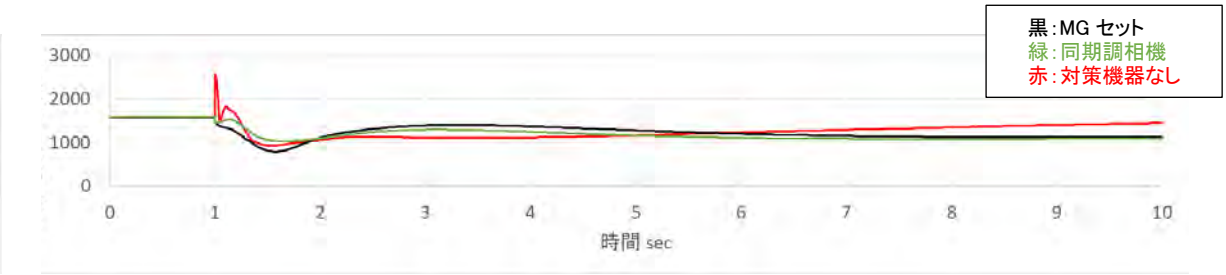


図 12.3.2.2-9　[対策機器比較] 水力機無効電力出力合計

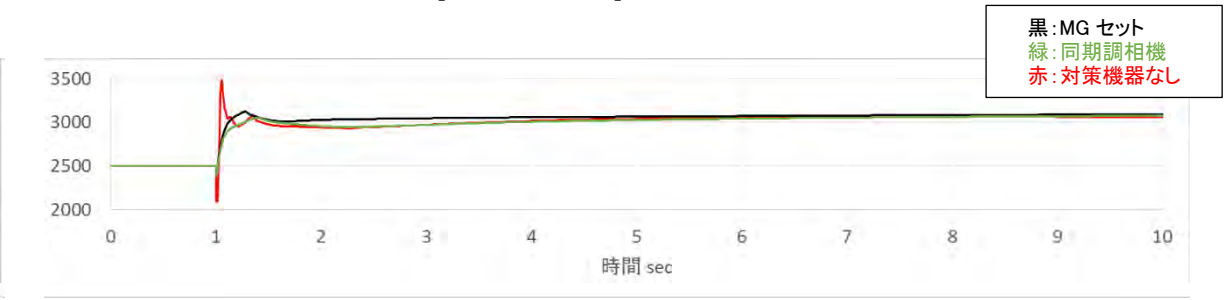


図 12.3.2.2-10　[対策機器比較] BESS 無効電力出力合計

グラフからは，以下のことが確認できる。

・ 系統周波数（図 12.3.2.2-1）
周波数変化率（RoCoF）は設備のもつ慣性力が大きいほど小さくなる。評価対象となる対策機器では，同期慣性応答から明らかなように，MG セット＞同期調相機＞対策機器なしの順番で慣性力が確保されており，周波数変化率の小ささもその順位に一致している。また MG セットは有効電力も供給でき，さらに高速な応答が可能であるため，同期調相機に比べて最低周波数（Nadir)も大きく改善されている。

・ 対策機器有効電力（図 12.3.2.2-2）
MG セットから有効電力（慣性力＋ガバナ応答）が供給されていることを想定できる。同期調相機は MG セットより慣性力が小さく、ガバナ応答を発揮できない分、MG セットの方が RoCoF 低減、Nadir 改善に貢献しているといえる。

・ BESS 有効電力電力（図 12.3.2.2-5）
慣性力を持たないため，PV 脱落直後に有効電力を出力できない。周波数の低下に応じて出力が上昇している。

・ 系統電圧（図 12.3.2.2-7）
MG セットは有効電力を供給することで, 系統内の潮流アンバランスから生じる無効電力の消費を抑制できるため，同期調相機に比べて電圧維持能力が高い。
対策機器なしの場合には，水力機のみとなり電圧維持能力が低くなるため電圧が急減している。

・ 対策機器無効電力（図 12.3.2.2-8）
MG セットは有効電力も供給できるため, 系統の有効潮流を同期調相機に比べて故障前潮流に近くできる。そのため潮流アンバランスから生じる無効電力の消費を抑制できる。

今回の試算では，MG セット，同期調相機のいずれの対策機器も，周波数面および電圧面のいずれからも系統安定性維持に寄与できること，特に有効電力が供給できる MG セットが，より効果的であることも確認できた。

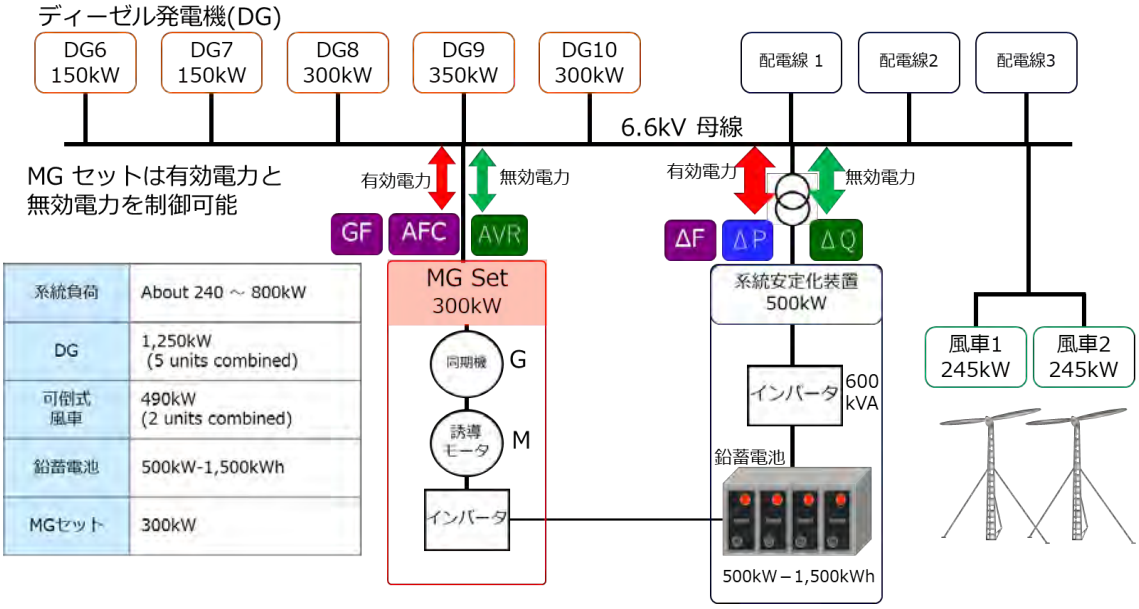
12.4.　系統安定化対策に関する基礎的な技術調査

本章では、ウポル系統における系統安定化対策に必要な設備導入に係る基礎的な技術調査を行った。

(a) 設備構成案

＜波照間島の事例＞

波照間島には、軽負荷期で風況が良いときは、風力発電のみで系統負荷を供給できる規模の可倒式風力発電が設置されているが、風力発電の出力変動は大きくかつ急峻である事から、系統安定化対策として「BESS」および「MG セット」が導入されている（図 12.4-1）。



MG セット：既存 DG の代替設備となるよう容量選定
BESS　　：風力発電（490kW）の PQ 変動補償ができるよう容量選定

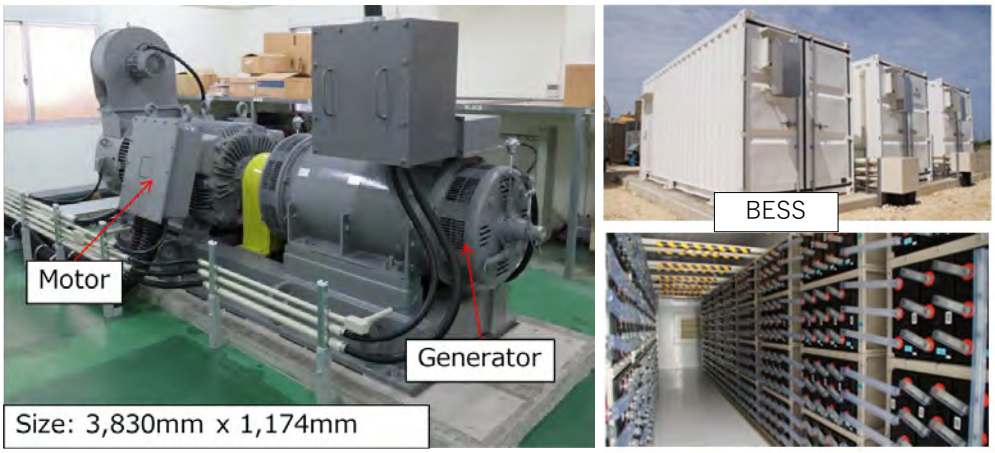


図 12.4-1　波照間島の主要な設備構成

再エネ比率が高い断面においては、DG、MG セット、BESS が協調運転する事で、風力発電の変動を抑えながら、系統全体の周波数や電圧を適正値に維持しながら運用している（表 12.4-1)。

表 12.4-1　波照間島の主要設備の制御概要

機器	制御	制御概要	留意事項
DG ・MG set	慣性	大きな電源脱落時のステップ応答 例)大きな再エネ電源トリップ時の周波数変動幅を抑制	・実際の応答性を把握するためには負荷遮断試験が必要
	ドループ	ドループ特性に応じた周波数変動抑制 例)常時の再エネ出力変動、需要変動に伴う周波数変動の抑制	・過制御、不足制御とならないようパラメータを調整する必要あり
	電圧制御	AVR、AQRなど	・PQ可能出力曲線を逸脱しないように運転する必要あり
BESS	ΔP	再エネの有効電力の変動抑制 例)大型太陽光の有効電力変動の平滑化	・BESSの検出遅れ等で応答性が悪くなると制御不足、ハンチング等が発生する恐れあり ・PQ可能出力曲線を逸脱しないように運転する必要あり
	ΔQ	再エネの無効電力の変動抑制 例)大型太陽光の無効電力変動の平滑化	
	ΔF	系統周波数の変動抑制	

＜ウポル系統での検討イメージ＞

12.2 章及び 12.3 章において、再エネ大量導入に伴う系統安定化対策として、MG セットおよび同期調相機を有力候補として選定した。本章においては、ウポル系統の FIAGA 発電所の DG2 台がマストランになっていることを踏まえ、当該 DG2 台と同容量の同期調相機あるいは MG セットに置き換えた場合について検討する（図 12.4-2)。但し、当該設備を実際にウポル系統に導入する際の適切な容量や台数については、詳細なシミュレーション検討等が必要であることには留意されたい。

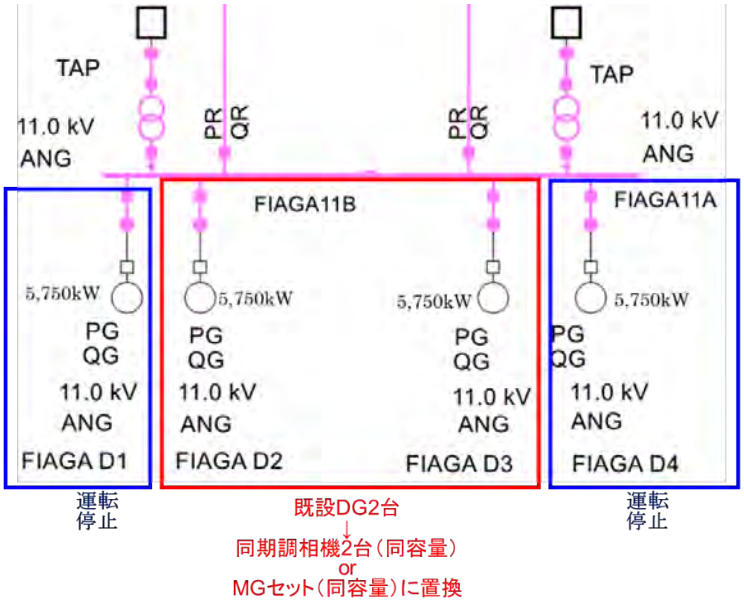


図 1 2.4- 2　ウポル系統への同期調相機・MGセット導入検討イメージ

(b) 技術要件

再エネは天候によりその出力が変動することから、電力品質（周波数、電圧等）へ悪影響を及ぼすことが懸念される。特に小規模離島においては、需要規模が小さいため、再エネ導入による出力変動の影響がより顕著となる。

一方、再エネ導入拡大を進める上ではベース電源である DG の運用下限値の制約（下げ代問題）を考慮する必要があり、DG 代替となる技術の確立が必要不可欠である。

本節では、再エネ最大導入に必要な技術として、DG と同等の機能を有し、運用下限が無く、再エネ由来の電力を動力源として稼働することができる MG セットの技術要件を示していくこととする。DG 代替としての技術要件を表 12.4-2 に示す。

表 12.4-2　技術要件比較表（同期調相機と MG セット）

項目	技術要件	同期調相機	MG セット
周波数	慣性力	○	◎
	ドループ制御	×	◎
	自動周波数制御（AFC）	×	◎
電圧	自動電圧制御（AVR 制御）	◎	◎
系統保護	事故電流供給能力	◎	◎
供給力	DG 代替として必要とする供給力	×	◎

※MG セットについては、蓄電池の容量（kW/kWh）は十分確保されているものとする。

表 12.4-2 に示す技術要件の各項目（概要）を以下に記載する。

慣性力

系統周波数は DG 回転数に比例し、電源脱落等による系統周波数低下に対しては DG が瞬時に回転数偏差分の回転エネルギーを電気エネルギーとして放出し、系統周波数の低下を抑える働きをする。これは慣性力と呼ばれ、DG が持つ機能であり、その性質から周波数変動に対して最も即応性が高く、DG 代替設備として、同様の機能を持つ必要がある。

慣性力を示す指標として、単位慣性定数があるが、DG が回転体として持つエネルギーを示す数値であり、定格出力をこの時間維持できるだけのエネルギーを有するという意味合いを持つ。DG 代替設備として、DG と同等以上の慣性力を持つ必要があるが、過大な慣性力は出力指令に対する応答遅れを招く恐れがあることも留意点として挙げられる。当該機能は、MG セット、同期調相機に備わっている機能であるが、疑似慣性力インバータにおいては研究段階の機能であることから、今後の技術動向を注視していく必要がある。

ドループ制御

DG の有効電力出力制御においては、手動による出力調整の他、ドループ制御にて自端制御を実施している。これは、DG の発電機回転数が系統周波数と同期していることを利用し、自己の回転数と有効電力出力の対応をあらかじめ設定することにより、周波数変動（回転数変動）に対して、有効電力出力を増減させる機能である。また、発電機毎に周波数変動に対する有効電力出力値の対応（速度調定率）を設定することで、周波数変動に対して容量に見合った負荷分担を行うことができる。DG 代替設備として、同様な機能を具備することにより、周波数変動に対する適切な有効電力補償を行うことができ、DG との協調運転が可能となる。当該機能は、MG セットに備わっている機能であるが、原理的に有効電力の出力制御ができない同期調相機には備わっていない機能である。

自動周波数制御（AFC）

ドループ制御により、周波数の変動に対する DG の有効電力出力制御を行うことができるが、常時の微細な周波数変動やドループ制御の制御残差により、系統周波数が基準周波数（サモアでは 50Hz）よりずれる現象が発生する。このずれを解消するために、AFC 装置より、周波数偏差を埋めるための有効電力出力指令を DG に出し、系統周波数を基準周波数に保つ制御を行う。DG 代替設備として、既設 AFC 装置からの指令により有効電力出力制御を行うことで系統周波数の適正管理に寄与する必要がある。当該機能は、MG セットに実装可能な機能であるが、原理的に有効電力の出力制御ができない同期調相機には対応できない機能である。

自動電圧制御（AVR 制御）

自動電圧制御（AVR 制御）は、同期発電機の発電機端子電圧を一定に維持するための機能であり、同期発電機を有する DG に具備されている。同期発電機の励磁電流を調整することにより、系統需要の変動によらず発電機電圧を一定に保つことで、電圧源としての役割を果たす。DG 代替設備として、単機運転時には電圧源として重要な役割を担う必要があるため、本制御は必須となる。当該機能は、MG セット、同期調相機に備わっている機能である。

事故電流供給能力

系統の短絡事故や地絡事故時においては発生する電圧低下を防ぐため、即座に事故点を除去する必要がある。系統運用においては事故時に発生する大電流を検知し、事故が発生した線路の遮断器を動作させる。DG には事故点の切り離しに必要な過電流耐量があり、DG 代替設備として、同程度の事故電流を供給し、事故を適正に除去することが可能な過電流耐量を有する必要がある。当該機能は、MG セット、同期調相機に備わっている機能である。

DG 代替として必要な供給力確保

ウポル系統では DG2 台（5,750kW×2）はマストランである事を考えると、既存 DG2 台相当の MG セットを並列すれば、最低必要な供給力は確保しながら、再エネ率を上げる事が可能と思われる。実際に MG セット（BESS を含む）を供給力として導入する際の適切な容量や台数については、詳細なシミュレーション検討等が必要であることには留意されたい。また、同期調相機については、慣性力以外では、常時で有効電力制御は実施できない事から、DG 代替としての供給力確保は困難といえる。

(c)概算費用

表 12.4-3 および表 12.4-4 に、MG セットおよび同期調相機の設置に係る概算費用を示す。なお、MG セット導入費用については、MG セットの関連設備の改修費用等が含まれるが、MG セット駆動に必要な BESS 費用は含まれていない事もあり、あくまでも実証研究用設備の費用に基づく参考値であることには留意されたい。

表 12.4-3　MG セット設置に係る概算費用

事業名	スマートエネルギーアイランド基盤構築事業
業務名	小規模離島における再エネ導入最大導入事業にかかる委託業務
主な実績	実証設備の製作・設置 （MG セット[300kW]の製作、現地据付、既存設備の改修）
概算費用	2 億円／300kW　　（力率 0.8 より、kVA 換算で 375kVA）
URL	https://www.pref.okinawa.jp/site/somu/zaisei/yosan/documents/h29_01_03.pdf

表 12.4-4　同期調相機の設置に係る概算費用

会議体	第 61 回調整力および需給バランス評価等に関する委員会
資料名	「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況 について
記載内容	同期調相機の設置費用の試算
概算費用	過去実績では数千万円／MVA の設置費用であったことから、 現在は５千万円／MVA と仮定する。
URL	https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/chousei_jukyu_61_haifu.html

図 12.4-2 で検討したように、ウポル系統 FIAGA 発電所のディーゼル発電機 2 台（5,750kW ×2 台＝11,500kW≒14,375kVA[力率 80%と仮定]）と同容量の MG セットおよび同期調相機を設置した場合における概算費用を表 12.4-5 に示す。なお、当該概算費用は、表 12.4-3～4 を参照(容量比率で試算)するものとする。

ウポル系統に MG セットを導入する場合において、高額な設置費用が想定されるが、系統安定性を保ちながら、既設 DG 設備のランニングコスト（起動・停止、燃料費等）削減、DG の低出力運用回避による高効率運転、再エネ比率の拡大（出力抑制回避）等につなげていくことが可能と考えられる。

表 12.4-5 ウポル系統への MG セット・同期調相機設置に係る概算費用

導入ｹｰｽ	MG セット 2 台設置	同期調相機 2 台設置
概算費用	（2 億円/375kVA）×14,375kVA ≒76.7 億円	（5 千万円/1,000kVA）×14,375kVA ≒7.2 億円
単価 （1kVA あたり）	53.3 万円／1kVA	5 万円／1kVA

(d) ウポル系統への MG セット導入効果

12.2 章から 12.4 章にて示してきたように、MG セットは既存 DG と同等の周波数維持や電圧維持能力を有することから、再エネ主力化を実現するにあたり、系統安定化対策として有力候補の１つであるといえる。MG セットを導入することで、DG 並列台数を減らすことによる DG 高効率運転、DG 焚き減らしによる燃料費コスト低減しながら、再エネ率を向上させることが可能と思われる。

13. 系統安定性を確保するために IPP 事業者に対して要求する基準の検討

サモア電力公社は再エネによる電力供給 100%の達成に向けて再エネ電源と系統安定化サービスを提供する IPP 事業者の入札を実施している。IPP 事業者は自らの設備を建設して系統連系される前に、系統安定性が確保されることを保証するために、系統安定性解析を実施することになっている。

ここでは、系統安定性を確保する観点から、IPP 事業者が系統安定性解析を実施する際に検討すべき主な事項を提示する。また、シミュレーション解析結果を基に、各検討事項に関して遵守すべき基準についても検討を行う。

13.1. 各国のグリッドコード検討状況について

この章では、EPC のグリッドコード、再エネの導入拡大が進んでいる国のグリッドコード等を踏まえて、一般的に IPP に要望すべき技術的事項について記載する。

サモア電力公社のマスタープランによると、新規に 2 箇所の水力発電所の運開予定（*1 [Note]参照）がある。加えてマスタープランには記載されていないが、サモア電力公社からの情報提供では IPP により新規に太陽光発電所 2 箇所の運開予定（*2 [Note]参照）がある。

新設予定の PV ファームの出力合計は 56.02 MW であり、現状系統の重負荷断面に利用したピーク需要が 24MW であることから、系統規模に対して非常に大きな設備となっている。同様に併設される BESS の設備量も 25.5MW と、Fiaga 発電所の出力に相当する規模である。

*1 [Note] 以下の発電設備導入計画あり。
・Tiapapata SHP　760 kW（HYDRO：760 KW,2021 年営業運転開始予定）
・Alaoa SHP　0.3 MW（HYDRO：300 KW,2024 年営業運転開始予定）
*2 [Note] 上記以外に以下の IPP 事業者による太陽光発電導入計画あり。
・Fiaga Plant PV : 41.64 MW, BESS: 18 MW/116.83 MWh
・Vailoa Wind Site　PV : 14.38 MW, BESS: 7.5 MW/38.94 MWh

国際エネルギー機関（IEA）による、図 13.1-1 に示す 6 つの運用上のフェーズにおいて、サモア電力は、週末の軽負荷時間帯では、現時点においても、供給力上は、水力、太陽光発電からの出力のみで電力需要を賄える状況となっておりディーゼル発電機を停止し、一部時間帯にて再エネ 100%での電力供給を実現するための検討を開始していることから、フェーズ 3（出力制御が起こり、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる）に位置していると考えられる。また、今後も再エネの更なる導入拡大が見込まれており、将来的には、フェーズ 4（変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる）の運用上のフェーズを求められる可能性が高いことから、系統安定性を確保する観点から、IPP 事業者が遵守すべき基準などについて検討し紹介する。

まずは、すでにフェーズ 4 あるいはフェーズ 3 に位置しているアイルランドやデンマーク等の欧州各国および米国におけるグリッドコードのインバータ電源に関する技術要件等について紹介し、サモアにおいて系統安定性を確保する観点から必要であると考えられる技術要件等について検討する。

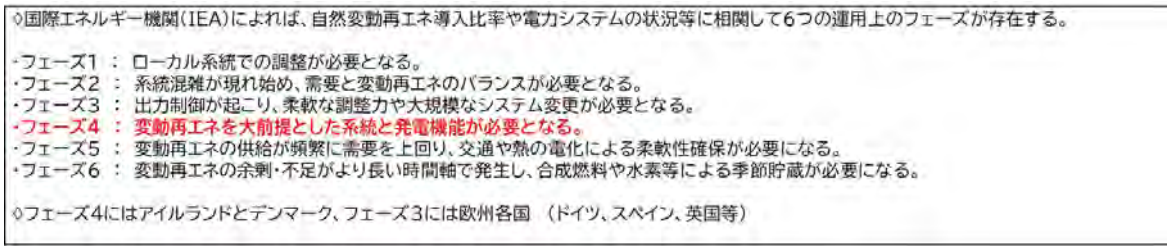


図 13.1-1 再エネ導入拡大に応じた 6 つの運用フェーズについて（IEA が評価）
【出所】第 1 回グリッドコード検討会資料

表 13.1-1 および図 13.1-2 に米国における系統連系技術要件とその適用区分を示している。系統電圧によって、Bulk Power System(BPS)、Bulk Electric System(BES)、および配電系統に区分分けされる

配電系統においては、2018 年に系統安定化や電力品質保持に資する新たな機能（系統サポート機能）を義務付けた IEEE 1547-2018「IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces」に刷新された。

送電レベルにおいても、2016 年以降、太陽光発電を中心に Inverter Based Resources (IBR)が送電線事故から不要に解列する事例が続いたことで、IBR のグリッドコードを導入する必要性が認識され、2019 年に IEEE 1547-2018 を参考に IEEE P2800「IEEE P2800/D6.0: Draft Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Systems」制定検討会が立ち上がり、正式発行に向けて準備を進めている。IEEE P2800 の技術要件の大部分は IEEE 1547-2018 と重複しているが、表 13.1-2 に示すように IEEE P2800 にのみ義務付けられている技術要件も一部ある。

今回は、送電系統のグリッドコードである IEEE P2800 は現在作成中であること、IEEE P2800 の技術要件の大部分は IEEE 1547-2018 と重複していること、および EPC 系統の電圧は最大でも 33kV であり、米国の系統においては配電系統に含まれることから、IEEE 1547-2018 の技術要件と EPC のグリッドコード「Grid Connection Code for Renewable Power Plants Battery Storage Plants」を表 13.1-3 に示すように比較することで、現状の EPC のグリッドコードへの追加の要否を検討すべき技術要件について比較検討を行った。その結果、現在の EPC のグリッドコードは、概ね IEEE 1547-2018 で規定されている主要な技術要件を網羅していることが確認できた。

【出所】海外電力調査会、海外電力 2021 年 7 月号、阪本将太、正木雄太

表 13.1-1 米国における IBR の系統連系技術要件とその適用区分



【出所】NERC Inverter-Based Resource Performance Task Force

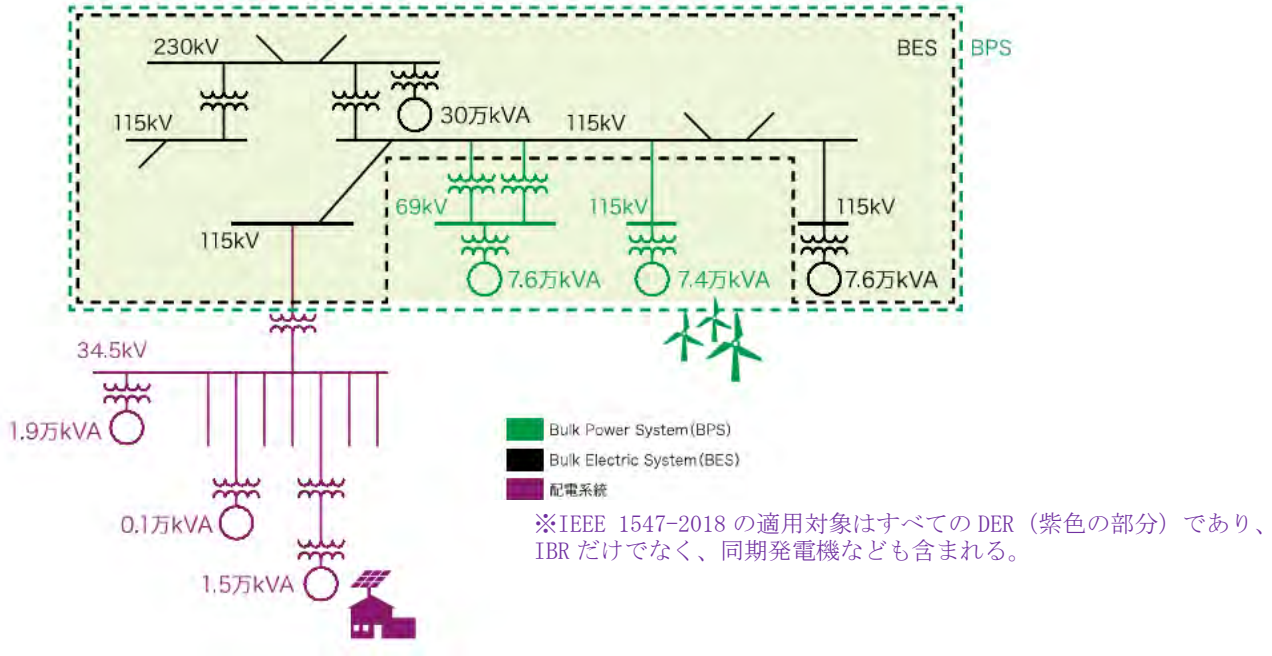


図 13.1-2 米国における系統の区分

【出所】NERC, “Summary of Activities： BPS-Connected Inverter-Based Resources and Distributed Energy Resources”, September 2019

表 13.1-2 IEEE 1547-2018 と IEEE P2800(ドラフト版)の技術要件一覧表

Legend: X Prohibited, √ Allowed by Mutual Agreement, ‡ Capability Required, (‡) Procedural Step Required as specified, Δ Test and Verification Defined

Function Set	Advanced Functions Capability	IEEE 1547-2018	IEEE P2800
General	Adjustability in Ranges of Allowable Settings	‡	‡
	Prioritization of Functions	‡	‡
Monitoring, Control, and Scheduling	Ramp Rate Control		
	Communication Interface	‡	‡
	Disable Permit Service (Remote Shut-Off, Remote Disconnect/Reconnect)	‡	‡
	Limit Active Power	‡	‡
	Monitor Key DER Data	‡	‡
	Remote Configurability	‡	‡
	Set Active Power		‡
	Scheduling Power Values and Models		√
Reactive Power & (Dynamic) Voltage Support	Constant Power Factor	‡	‡
	Voltage-Reactive Power (Volt-Var)	‡	‡
	Autonomously Adjustable Voltage Reference	‡	
	Capability at zero active power ("VArs at night")		‡
	Active Power-Reactive Power (Watt-Var)	‡	
	Constant Reactive Power	‡	‡
	Voltage-Active Power (Volt-Watt)	‡	
	Dynamic Voltage Support during VRT	√	‡
	Unbalanced Dynamic Voltage Support during VRT		‡

©EPRI

Function Set	Advanced Functions Capability	IEEE 1547-2018	IEEE P2800
Bulk System Reliability & Frequency Support	Frequency Ride-Through (FRT)	‡	‡
	Rate-of-Change-of-Frequency Ride-Through	‡	‡
	Voltage Ride-Through (VRT)	‡	‡
	Transient Overvoltage Ride-Through	‡	‡
	Consecutive Voltage Dip Ride-Through	‡	‡
	Voltage Phase Angle Jump Ride-Through	‡	‡
	Frequency-Watt	‡	‡
	Fast Frequency Response / Inertial Response	√	‡
	Return to Service (Enter Service)	‡	‡
	Black Start	√	√
Protection & Power Quality	Abnormal Frequency Trip	‡	√
	Abnormal Voltage Trip	‡	√
	Unintentional Islanding Detection and Trip	‡	√
	Limitation of DC Current Injection	‡	
	Limitation of Voltage Fluctuations	‡	‡
	Limitation of Current Distortion	‡	‡
	Limitation of Voltage Distortion		√
	Limitation of (Transient) Overvoltage	‡	‡
Test, Verification, Modeling & Measurements	Provision of Verified Models		(‡)
	Collection of Measurement Data	(‡)	(‡)
	Type Tests	(‡)	(‡)
	Production Tests	(‡)	
	Plant-Level Design Evaluation	(‡)	(‡)
	Commissioning Tests	(‡)	(‡)
	Model Validation		(‡)
	Performance Monitoring		(‡)
	Periodic Tests	(‡)	(‡)
	Periodic Verification	(‡)	(‡)

【出所】http://sagroups.ieee.org/2800/wp-content/uploads/sites/336/2021/01/IEEE-P2800_General-Information.pdf

表 13.1-3 EPC のグリッドコードに記載のある IEEE 1547-2018 の主な技術要件

Function Set	Advanced Functions Capability
General	Adjustability in Ranges of Allowable Settings
Monitoring, Control, And Scheduling	Ramp Rate Control
	Communication Interface
	Limit Active Power
	Monitor Key DER Data
	Remote Configurability
Reactive Power & (Dynamic)Voltage Support	Constant Power Factor
	Voltage-Reactive Power (Volt-Var)
	Autonomously Adjustable Voltage Reference
	Constant Reactive Power
Bulk System Reliability & Frequency Support	Frequency Ride-Through (FRT)
	Rate-of-Change-of-Frequency Ride-Through
	Voltage Ride-Through (VRT)
	Consecutive Voltage Dip Ride-Through
	Frequency-Watt
	Fast Frequency Response/Inertial Response
Protection & Power Quality	Abnormal Frequency Trip
	Abnormal Voltage Trip
	Unintentional Islanding Detection and Trip
Power Quality	Limit DC current
	Limit voltage fluctuations
	Limit current distortion (harmonic current)
	Limit voltage distortion (due to harmonic current)

【出所】Grid Connection Code for Renewable Power Plants Battery Storage Plants

13.1.1　各国における慣性力の確保や管理についての取り組み事例

現状の EPC のグリッドコードは、概ね IEEE 1547-2018 で規定されている主要な技術要件を網羅していることは前項で述べた。

近年、風力や太陽光などインバーターを用いた非同期電源の割合が増加することによる慣性力の低下が世界的に危惧されており、再エネ導入と系統の安定性を両立するべく、慣性力の確保や管理について各国で様々な取り組みが行われている。

一方、現状の EPC のグリッドコードにおいては、「5.3 Synthetic Inertia」という項目において、慣性力についての技術要件が定められているが、「2 Scope (6)」の項目で定められているタイプ B および C の asynchronous Renewable Power Plants が、周波数の変化に応じて慣性を提供できることが記載されているのみである。

図 13.1.1-1 に示すように、慣性力の多寡は周波数変動幅に大きく影響することから、各国における慣性力の確保や管理についての取り組み事例について紹介する。

【以下 EPC のグリッドコードより抜粋】

5.3 Synthetic Inertia

(1) Type B & C asynchronous Renewable Power Plants shall be capable of providing synthetic inertia in response to frequency changes, activated in low and/or high frequency conditions by rapidly adjusting the active power injected to or withdrawn from the AC network in order to limit the rate of change of frequency. The requirement shall at least take account of the results of the studies undertaken by EPC to identify if there is a need to set out minimum inertia.

(2) The principle of the control system to provide Synthetic Inertia and the associated performance parameters shall be agreed between EPC and the Renewable Power Plant owner.

2 Scope

(6) Compliance with this grid connection code shall be applicable to the Renewable Power Plants depending on their rated power and, where indicated, the nominal voltage at the point of connection to the grid. Accordingly, Renewable Power Plants are grouped into the following three Types:

(a) Type A: 0 MVA – less than 0.2 MVA connected 400 V network

(b) Type B: 0.2 MVA – less than 1 MVA connected to the 11 kV network or 400 V network

(c) Type C: 1 MVA or higher and any plants connected to 22 kV network or higher

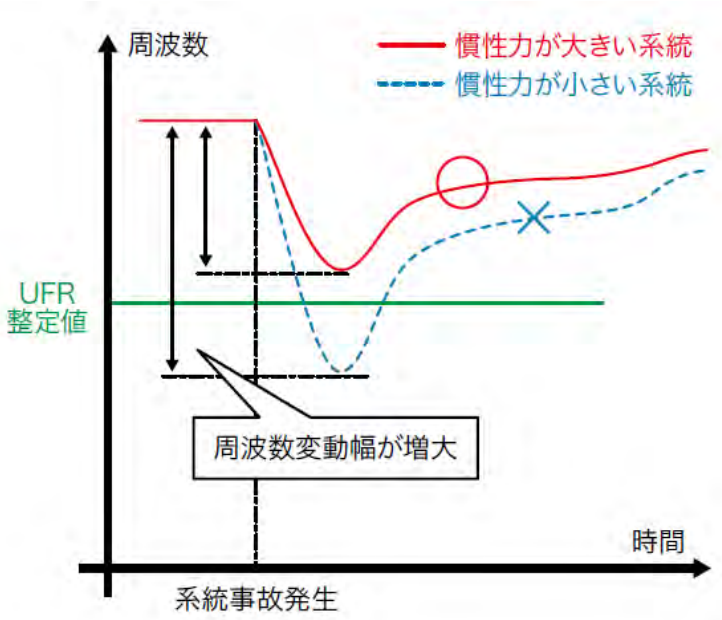


図 13.1.1-1 慣性力の多寡による周波数変化のイメージ
【出所】海外電力調査会、海外電力 2021 年 10 月号、坂本将太

13.1.1.1 米国テキサス州における取り組み事例

米国の送電系統は東部系統、西部系統と ERCOT（テキサス州）系統の大きく 3 つの交流系統に分かれており、ERCOT 系統は直流連系のみで他の交流系統と接続されている。米国の中でも系統規模が小さく、非同期電源増加による影響を受けやすい ERCOT（テキサス州）系統は、風況も良く全米で最も風力導入が進んでいる州であり、2020 年 11 月時点で約 29.2GW が導入されている。年間発電電力量の約 23%が風力と太陽光のインバータ電源によるもので、残りの大部分は天然ガスなどの化石燃料で賄われている。ピーク需要に対するインバータ電源の設備容量は約 3 分の 1 である。再エネ導入量としては英国と同程度であり、International Energy Agency（IEA）によれば拡大した再エネの出力変動に対応することを念頭とした系統運用を行う必要がある水準（Phase 3）に至っている。

ERCOT は SIR を指標として用いて系統の慣性力を管理している。これは、北米電力信頼度協会（NERC）が系統の周波数調整能力の評価指標として提案するものの一つである。以下に、NERC が提案する指標について紹介する。

（a） SIR（Synchronous Inertia Response）

オンラインで運転状態を把握している発電機の慣性定数 H（s）と設備容量 S（MW）を乗じた次式で表せる。

$$SIR = \sum_{i}^{n} H_i \times |S_i \text{【MW*s】}$$

（b） RoCoF（Rate of Change of Frequency）

擾乱後 0.5 秒間における周波数変動率であり、下式で表せる。SIR が小さくなると、RoCoF が大きくなり、周波数低下リレー（UFR）による負荷遮断領域に至るまでの時間が短くなる。米国の ISO/RTO は、自系統内の周波数が低下した際に地域間連系線の緊急電力融通が発動しないレベルに RoCoF を維持している。

$$RoCoF = \frac{\Delta f_{0.5s}}{0.5} \text{【Hz/s】}$$

このうち、ERCOT は SIR を用いて系統の慣性力を管理しており、全米で唯一運用上の SIR 下限値を設定している。発電電力 2,750MW（発電容量上位 2 ユニットを想定）を喪失しても、UFR（米国では UFLS：Under Frequency Load Shedding と呼ばれる）による負荷遮断に至らない SIR をシミュレーションで算出し、下限を 100GW*s と設定している。また、風力や太陽光は SIR の計算上では 0 とみなされる。

図 13.1.1.1-1 に ERCOT における慣性力管理運用画面、図 13.1.1.1-2 に近年の ERCOT 系統内の慣性力推移を示す。

【出所】海外電力調査会、海外電力 2021 年 10 月号、阪本将太

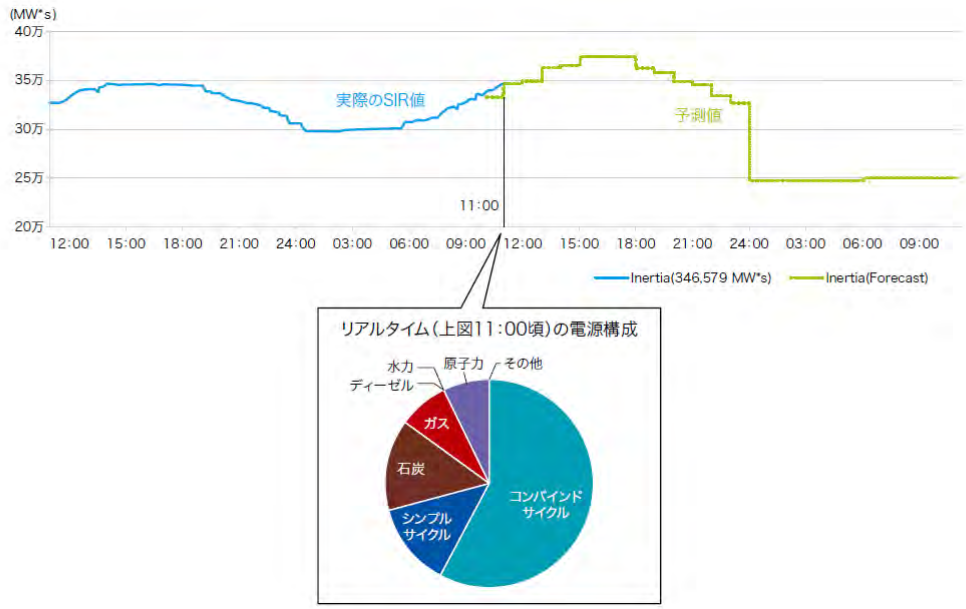


図 13.1.1.1-1 ERCOT における慣性力管理運用画面

【出所】ERCOT “Evolution of ERCOT’s Frequency Control and Ancillary Services for Higher Levels of Inverter Based Generation”

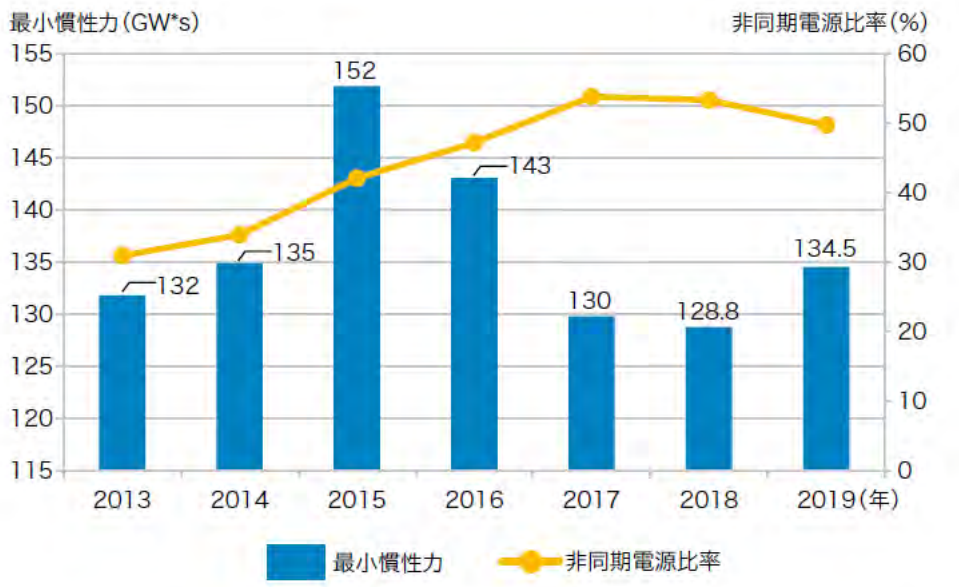


図 13.1.1.1-2 ERCOT の最小慣性力と非同期電源比率の推移

【出所】ERCOT（2019）,“Evolution of ERCOT’s Frequency Control and Ancillary Services for Higher Levels of Inverter Based Generation”

13.1.1.2　アイルランドにおける取り組み事例

テキサス州と同じくアイルランドでは風力の導入が欧米諸国の中でも突出して進んでおり、系統規模も小さく、電源比率でみれば英国以上の導入規模になっている。アイルランドの TSO である Eirgrid では周波数および電圧の安定化を図り、かつ既存火力を効率よく活用するため DS3（Delivering Secure Sustainable System）と呼ばれるプログラムが展開されている。周波数調整に関して 14 種類のオプションがあり、その中に慣性力についての項目が存在する。

また、指標として需要に対するインバーター電源の比率である SNSP（System Non Synchronous Penetration）が存在し、下記のように表される。

$$SNSP = \frac{\text{インバーター(非同期)電源出力＋輸入電力}}{\text{需要＋輸出電力}} \times 100\ 【\%】$$

アイルランドでは 2021 年現在、SNSP を 75%以下とするよう風力発電を抑制して運用することが定められている。しかし、正確な慣性力を計測できないことから、実際の運用では SNSP を 70%程度以下（5%程度のマージンを設けて）に管理してい

る（図 13.1.1.2-1）。なお、アイルランドは将来的には、慣性力市場の設計や蓄電池・フライホイール・インバーターへの疑似慣性機能の具備などハード面での対策により、2030 年までに SNSP の上限値を 95%まで引き上げる目標を設定している。

【出所】海外電力調査会、海外電力 2021 年 10 月号、阪本将太

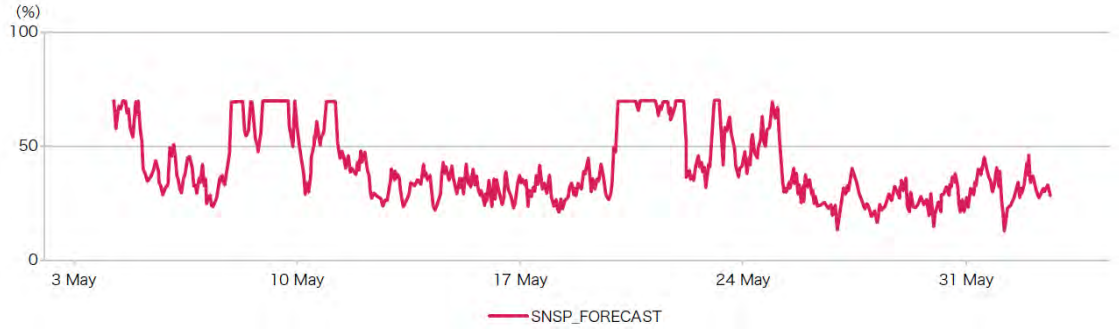


図 13.1.1.2-1 Eirgrid における SNSP 管理運用画面
【出所】Eirgrid ホームページ

13.1.1.3 北欧（フィンランド、ノルウェー、デンマーク、スウェーデン）における取り組み事例

北欧には国ごとに送電系統運用者（TSO）が存在し、それぞれが自国内の需給調整や送電系統の潮流管理を実施している。北欧系統は、フィンランド、ノルウェー、デンマーク、スウェーデンの 4 国で交流連系されており、その他の国とは直流連系で結ばれている。デンマークでは風力、ノルウェーでは水力を主要電源としているなど、国ごとに電源構成が大きく異なっているため、慣性力について 4 つの TSO が共同で管理することで、検討・対策の効率化を図っている。その系統規模は 2020 年時点で、最大需要が約 70GW、最低需要が 25GW 程度である。系統に存在する慣性力は 125～240GW*s であり、目標値として慣性力が 130～140GW*s を上回るよう運用される。慣性力を確保する際は、風力発電を抑制して同期発電を増やすといったアプローチが多く取られるが、それでも運用目標値に達しない場合があり、2020 年実績では 130GW*s 未満で運用されている時間も見受けられた。

北欧では、ERCOT のように大型発電機の慣性力の総和から推計する方法の他、需給変動の実績に基づく推定が用いられている。後者は過去の需給変動の実績をもとに線形回帰法を利用して、SIR、需給バランスの変化（ΔP）とその結果である周波数偏差の二つの変数をもとに慣性力を線形モデルで表現する方法である。
具体的には、需給運用の中で常に発生する需要や供給力の増減による小さな周波数変化 を利用して慣性を計測する方法である。Phasor Measurement Unit（PMU）のような計測器※1 を設置し、広範囲かつ高速な電力情報測定が必要となるため、導入コストが高くなる傾向がある。さらに、系統内の周波数制御機能（自動発電制御や ガ

バナーなど）も正確に評価する必要があるが、これも現状困難である。パターン認識アルゴリズムにより、推定の誤差を減らすことができるという研究もあるが、これが効果を発揮するためには良質かつ十分な量の学習データが必要になる。しかし、このような学習データを獲得できる周波数イベントはまれである。
この例を図 13.1.1.3-1 に示す。

1 変電所や発電所の母線電圧や潮流、そして位相角を GPS により同期サンプリングして収集する装置。

【出所】海外電力調査会、海外電力 2021 年 10 月号、阪本将太

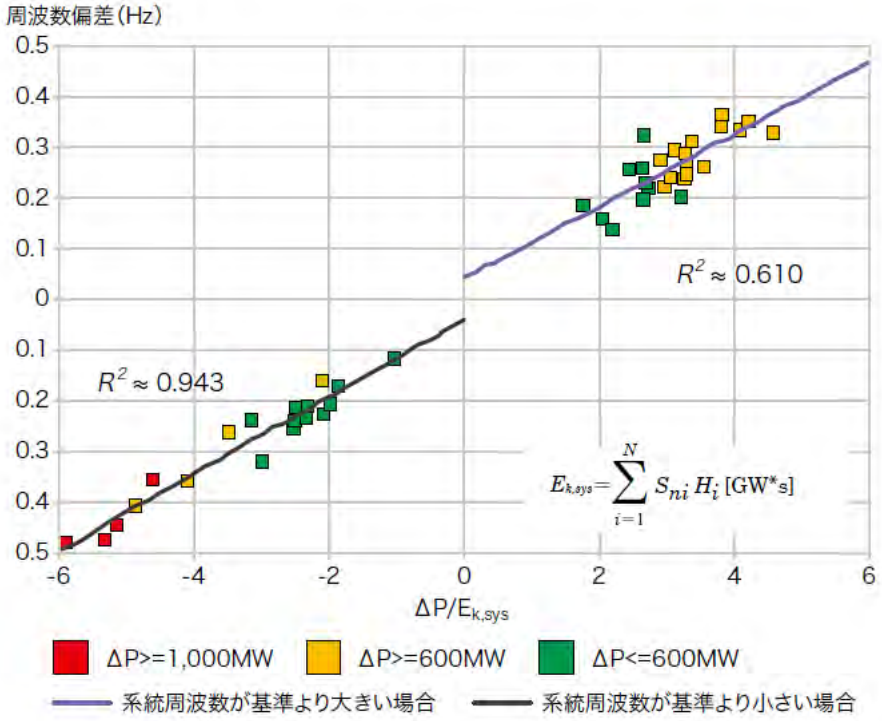


図 13.1.1.3-1 北欧での慣性力推定手法イメージ
【出所】ENTSO-E（2020）,“Future System Inertia 2”

13.1.2 Rate-of-Change-of-Frequency Ride-Through (RoCoF ライドスルー)について

13.1.1 で説明したように、風力や太陽光などインバーターを用いた非同期型の分散型電源（DER）の割合が増加すると、慣性力が低下し電源脱落時の周波数低下スピード(RoCoF)が速くなり、上げ調整力や周波数低下リレー（UFR）等の負荷制限が間に合わず、再エネ等の分散電源が解列し、周波数がさらに大きく低下した結果、発電機が安定運転を維持できず連鎖解列し、系統崩壊（ブラックアウト）に至る可能性がある。

そのため、RoCoF ライドスルーについての技術要件は重要な評価指標となるため、EPC

のグリッドコードおよびIEEE 1547-2018に記載されているRoCoFライドスルーに関する技術要件について比較を行った。

現状、EPCのグリッドコードにおいては、「4.1 Normal Operating Conditions」という項目において、RoCoFについての技術要件が定められている。現状の要件ではRoCoFは1.0Hz/sとなっているが、表13.1.2-1に記載のとおり、IEEE 1547-2018ではカテゴリー毎にRoCoFの要件が定められている。例えば、カリフォルニア州やハワイ州のような高いレベルのDER普及率の州に対しては、RoCoFは3.0Hz/sと定められている。

なお、ウポル系統のRoCoFについては、「12.3.2 系統事故発生時の過渡計算のシミュレーション検討デモンストレーション」において、いくつかのケースについてシミュレーション解析を行っている。今後、再エネ導入拡大が進展し、系統の慣性が低下した状態において、どの程度のRoCoFライドスルー要件が必要となるかシミュレーション解析等を用いて詳細な検討を行うことを推奨する。

【以下EPCのグリッドコードより抜粋】

4.1 Normal Operating Conditions

(11) The Renewable Power Plant shall remain connected to the Electric Power Corporation's network for a rate of change of frequency of up to and including 1.0 Hz per second measured over a rolling window of 500 ms, provided that the network frequency remains within the range of 47.0 to 49.0 Hz.

表13.1.2-1　RoCoF RT要件（IEEE 1547-2018より抜粋）

Category Ⅰ	Category Ⅱ	Category Ⅲ
0.5 Hz/s	2.0 Hz/s	3.0 Hz/s

※　カテゴリーI：DER導入率が米国内でも比較的低く、系統安定度に対するBPSの信頼度の影響が少ない州が該当する。BPSに最小限の性能を求めるものであり、現在一般的に運用されているすべてのDERは技術的かつ合理的に達成可能である。

カテゴリーII：DER導入率が標準的な州が該当する。NERCが定めた必須の電圧RT要件に加えて、追加の電圧RT機能が規定されている。

カテゴリーIII：高いレベルのDER普及率を想定（例：カリフォルニア州、ハワイ州）しており、カテゴリーI、IIの要件に加え、電力品質の向上や過負荷への対処など、BPSに最も高い信頼性を要求する。

【出所】IEEE Standards Association,"IEEE 1547-2018 : IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces"

13.1.3　Short Circuit Ratio(SCR)について

現状、EPC のグリッドコードおよび IEEE 1547-2018 のどちらの技術要件においても Short Circuit Ratio(SCR)については定められていない。

しかしながら、「12.3.1 短絡容量計算によるインバータ機器の制御安定性指標の評価に関わるシミュレーション検討デモンストレーション」で詳しく説明しているように、再エネ 100 %を目標として再エネ電源の割合を高めていき、インバータ機器の割合が増大していった場合、相対的にディーゼル発電機や水力発電機など同期発電機型の電源割合が減少することにより系統慣性が減少する。そのため、事故電流供給能力の低下に伴う系統強度（短絡容量）の減少にもつながりやすくなる。SCR は、その系統強度（短絡容量）の評価指標の 1 つとして用いられる重要な指標であることから、SCR を用いた系統強度（短絡容量）対策の制度動向について以下に紹介する。

豪州では、電力卸売市場管理会社である AEMO が「Renewable Integration Study」にて 2025 年に INV 電源の発電比率（kW）が 75%に達すると予想しており、エネルギーセキュリティ局（ESB）が主導して卸電力市場改革を進めている。ESB は、2025 年の電力系統に必要不可欠なサービスとして、①（高速）周波数応答、②運転予備力、③慣性力、④系統強度（短絡容量）を挙げており、2021 年 4 月末に公表した「Post 2025 Market Design Options」にて、これらのサービスを調達するための卸電力市場改革に関する見通しを示している。（図 13.1.3-1）

図 13.1.3-1 に記載されている System Strength framework において、送電事業者が系統強度を維持する責任を担い、系統強度の調達を主導して行うことで、効率的な設備投資を行う一方で将来的な系統強度のニーズを特定することとなっている。

そのため、安定的な運転のために一定の系統強度を必要とする Grid following inverter (GFL-INV)に対しては、系統対策費用の一部を負担させることとしている。この負担額は、次の 3 つの要素から算出される。なお、新規発電事業者に透明性のある価格シグナルを送るために、系統強度の単価と立地係数は事前に公表される予定である。

●系統強度の単価（$ /MVA）:
電力供給者が系統強度を供給する際の将来的なコストを反映したもの。
●系統強度の立地係数
新規電源の立地に応じて、系統強度の単価を調整するもの。
●必要とする系統強度の大きさ（MVA）
GFL-INV 電源が系統接続するために必要な系統強度の大きさ。

GFL-INV 電源が系統接続するために必要な系統強度の大きさは、電源容量(MW)と電源が必要とする系統短絡比 SCR（MVA/MW）の積で推定される。したがって、電源容量(MW)が変わらないのであれば、SCR（MVA/MW）を小さくすることが出来れば、必要な系統強度（MVA）も小さくすることができ、系統強度を上げるための設備対策費用等の負担額を小さくすることができる。GFL-INV では、このように必要とする SCR を下げるようなインセンティブが発電事業者に働く仕組みとなっている。

但し、送電事業者は、GFL-INV の系統接続に必要な要件として、SCR≧3 の範囲で安定運転できることを定めているため、SCR を 3 より小さくすることはできない。

【出所】海外電力調査会、海外電力 2021 年 9 月号、正木雄太

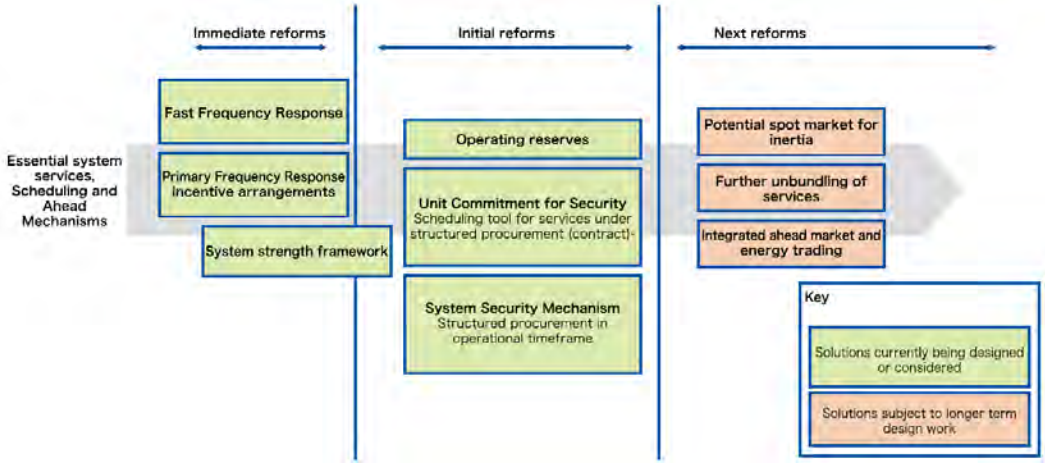


図 13.1.3-1 ESB による 2025 年に向けた卸電力市場改革の道筋

【出所】Post 2025 Market Design Options-A paper for consultation Part A

13.1.4　各国のグリッドコード検討状況についての総括

13.1 節では EPC のグリッドコードと米国のグリッドコードの比較を行った。また、サモアにおいて系統安定性を確保する観点から必要であると考えられる慣性力や短絡容量に関する技術要件等についての各国の取り組み事例を紹介し、EPC のグリッドコードに記載されている内容との比較検討を行った。以下に結果を統括する。

＜EPC のグリッドコードと米国グリッドコード(IEEE 1547-2018)の比較結果＞

・現状の EPC のグリッドコードは、概ね IEEE 1547-2018 の技術要件を満たしていることが確認できた。

・但し、送電系統のグリッドコードである IEEE P2800 については米国でも現在作成中であり確定情報ではないが、表 13.1-2 に示すように一部の技術要件（「発電スケジュールの設定」や「有効電力の目標値設定」等）については IEEE P2800 にのみ義務付けられていることから、それらの IEEE P2800 のみに記載のある技術要件については EPC のグリッドコードにおける記載の有無については今回は確認していない。

＜慣性力に関する各国の技術要件と EPC のグリッドコード記載内容の比較検討＞

・13.1.2 で詳しく説明しているが、慣性力に関する重要な指標として RoCoF ライドス

ルーがある。現状、EPC のグリッドコードにおいては、RoCoF は 1.0Hz/s となっているが、表 13.1.2-1 に記載のとおり、IEEE 1547-2018 ではカテゴリー毎に RoCoF の要件が定められており、カリフォルニア州やハワイ州のような高いレベルの DER 普及率の州に対しては、RoCoF は 3.0Hz/s と定められている。

・2018 年においてウポル島の発電量の 50%は水力、太陽光発電、風力発電等の再エネによって供給されており、中でも変動性再エネである太陽光発電が近年増加していることから、サモアにおいて系統安定性を確保する観点から適切な RoCoF の値については、今後詳細な系統安定性解析等によって検討する必要があると思われる。

・なお、12.3.2 節においてウポル系統の RoCoF について、いくつかのケースでシミュレーション解析を行っている。

＜短絡容量に関する各国の技術要件と EPC のグリッドコード記載内容の比較検討＞

・13.1.3 節で詳しく説明しているが、再エネ 100%を目標としてインバータ機器の割合が増大していった場合、同期発電機の割合の低下に伴う系統強度（短絡容量）の減少にもつながりやすくなる。SCR は、その系統強度（短絡容量）の評価指標の 1 つとして用いられる重要な指標である。

・現状、EPC のグリッドコードおよび IEEE 1547-2018 のどちらの技術要件においても SCR については定められていないが、13.1.3 節で紹介している豪州の事例のように、EPC が系統強度を維持する責任を担い、系統強度の調達を主導し、効率的な設備投資を行っていくためには、一定の系統強度（短絡容量）を必要とする GFL-INV に対して系統接続に必要な SCR の要件を定めるなどの仕組み作りについて検討する必要があると思われる

最後に、今後 EPC が系統安定性を確保する観点から、IPP 事業者が系統安定性解析を実施する際に検討すべき主な事項、および遵守すべき基準等について検討していくにあたっては、各国のグリッドコードの内容を参考にしながら、可能なだけ正確な実測データに基づいたシミュレーション解析等によって定量的な慣性力や短絡容量等に関する技術要件を定めていく必要がある。

13.2. CPAT による系統安定化対策技術案の検討

13.2.1 将来系統における対策機器の性能比較（ウポル系統）

将来系統においては，Fiaga 発電所と Vailoa 発電所に PV と BESS が大量導入されることが計画されている。経済性の観点からそれらを積極的に活用することは，相対的に同期機の並列台数が減ることになり電力系統の慣性力が不足し系統の安定性に懸念が生じる。

また 12.3.1 に示した短絡容量計算の結果から，PV や BESS などインバータ機器を安定的に運転するためには，Fiaga 発電所や Vailoa 発電所に同期調相機や MG セットなどの同期機を 4 台以上設置し SCR を確保する必要があることが明らかになっている。

この項では，将来系統に導入された対策機器の効果について試算を実施する。シミュレーション対象断面として，軽負荷断面の再エネ 100%断面（表 13.2.1-1）を選定した。

将来系統の設備構成は，短絡容量計算の結果を踏まえて，Fiaga 発電所に MG セットまたは同期調相機を 4 台，Vailoa 風力に同期調相機 1 台を設置することを基本とする。対策機器の容量は，Fiaga 発電所は 1 台あたり Fiaga ディーゼル機相当の 7213kVA，Vailoa 風力は 15000kVA とした。各機器の慣性定数は，表 12.3.2.2-2 と同様である。なお MG セットで使用する BESS については，サモア電力公社の将来計画で提案されている BESS とは別に用意することとし，過渡解析のためその電池容量は無限大とする。

表 13.2.1-1　シミュレーション対象断面

対象断面	将来系統 - 軽負荷断面 (B-1-3)
Fiaga ディーゼル機	全機解列

対象断面の基本情報を表 13.2.1-2 に示す。

表 13.2.1-2　対象断面(B-1-3) 基本情報

評価項目	評価値	単位
真の需要	19,287	kW
送電端出力	19,770	kW
ディーゼル機出力	0	kW
水力機出力	1,282	kW
PV 出力	43,613	kW
BESS 出力	-25,125	kW
並列同期機容量	7,375	kVA
BESS 容量	41,875	kVA
BESS 充電容量	∞	kWh
PV 比率	94	%
再エネ比率	100	%

対象断面は新設された PV を最大限に利用するために，系統電圧を維持できる程度まで水力機の並列台数を減らし，最低出力で並列されている。なお Fiaga ディーゼル発電機停止分の供給力はすべて PV に振り替えている。

最低限の同期機のみが並列されている場合には慣性力が不足する場合が多い。しかし新設される PV や BESS の運転に必要な SCR を確保するための対策機器を並列した場合，12.3.2.2 で設定した現状系統の再エネ 100%断面に比べて系統内の同期慣性応答は大きくなっている。そのため現状系統に比べると，将来系統は安定性が高いことが想定できる。

(1) 対策機器の組合せ比較

対策機器を経済性の面から比較すると，MG セットは背後のモーターを駆動するための蓄電池が必要であり，同期調相機に比べると導入費用も高く，また構成機器の数が多いことからメンテナンス費用も高額になると想定される。

ここでは対策機器導入にあたり費用対効果を検討するために実施するシミュレーションの一例として，対策機器の組み合わせをパラメータとした試算を行う。MG セットと同期調相機の組み合わせによる系統安定化に対する効果を評価する。

ウポル系統で使用されている UFLS の周波数整定値は 48.5 Hz に設定されており，また発電機保護用の周波数低下リレーの整定値は 47.5Hz に設定されている。UFLS の整定値 48.5Hz 以下に低下すると停電が発生する可能性があるため，評価基準値としては 48.5Hz より余裕をもった 49.0 Hz とした。

表 13.2.1-3 に MG セットと同期調相機を組合せたシミュレーションケースを示す。なお同期慣性応答は，水力機，Vailoa の SC を含む対策機器より算定している。また,シミュレーション条件としては，表 13.2.1-4 に示すように、Fiaga 発電所に新設された PV のうち 80%が脱落することを想定した。

表 13.2.1-3 シミュレーションケース

ケース	水力機 並列合計容量 kVA	Vailoa SC kVA	Fiaga 対策機器					同期慣性 応答 MWs
			1 号 機	2 号 機	3 号 機	4 号 機	並列合計 容量 kVA	
B-1-3-D-3-1	7,375	15,000	MG	MG	MG	MG	28,852	87.45
B-1-3-D-3-2	7,375	15,000	MG	MG	MG	SC	28,852	80.24
B-1-3-D-3-3	7,375	15,000	MG	MG	SC	SC	28,852	73.03
B-1-3-D-3-4	7,375	15,000	MG	SC	SC	SC	28,852	65.82
B-1-3-D-3-5	7,375	15,000	SC	SC	SC	SC	28,852	58.60

※同期慣性応答には，水力機の並列機も含む

MG：MG セット　　SC：同期調相機

表 13.2.1-4　故障条件

故障	Fiaga PV（#A,#B）脱落（Fiaga 新設 PV の 80%） 21,515 kW 脱落　発電設備送電端出力比：48%

図 13.2.1-2 から図 13.2.1-11 に，対策機器の違いによる応動を比較したグラフを示す。

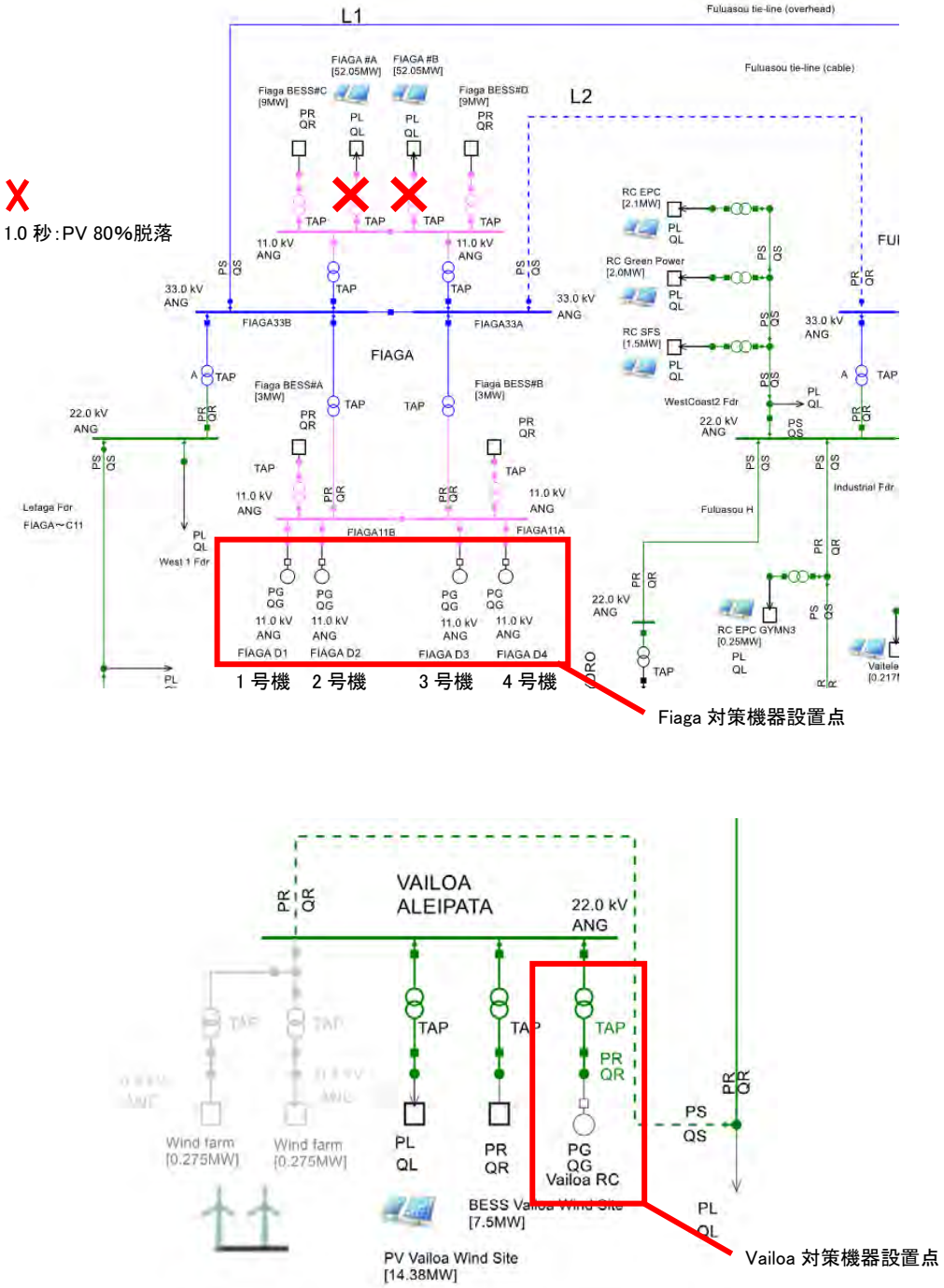


図 13.2.1-1　シミュレーション条件



図 13.2.1-2　[対策機器組合せ比較] 脱落対象 PV 有効電力出力

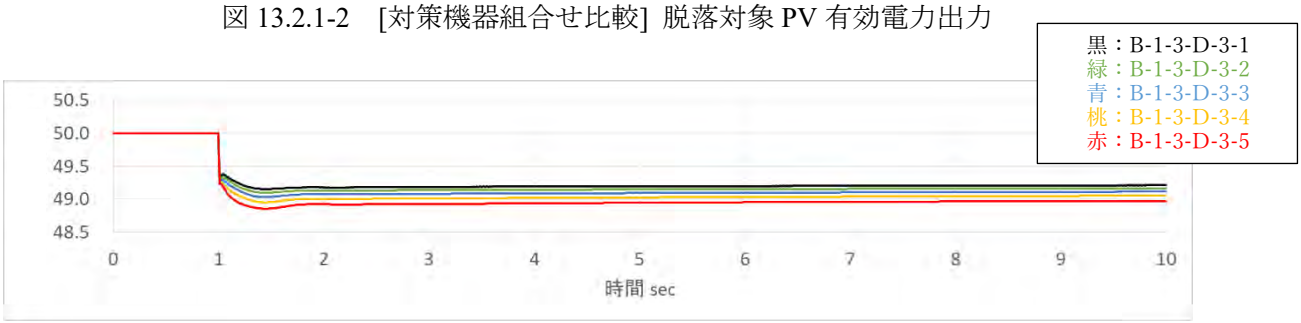


図 13.2.1-3　[対策機器組合せ比較] 系統周波数

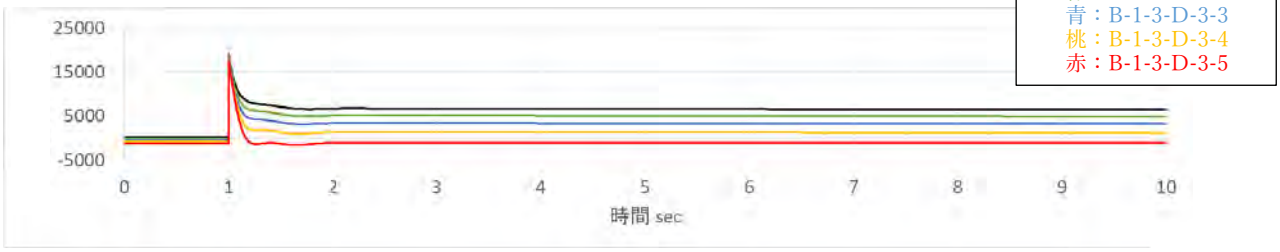


図 13.2.1-4　[対策機器組合せ比較] Fiaga 対策機器有効電力出力合計

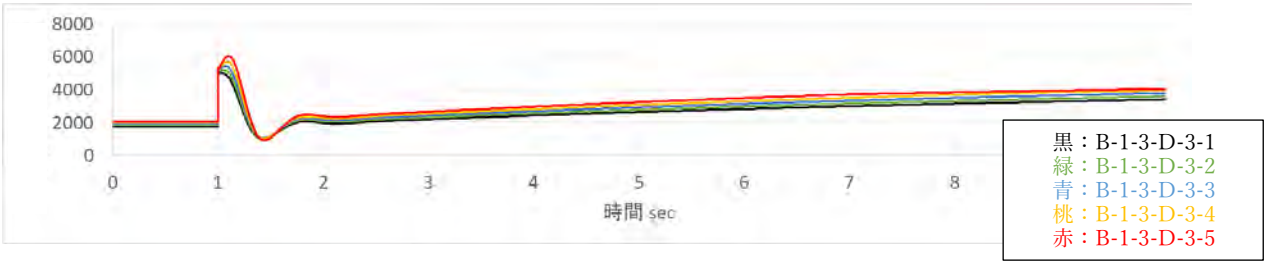


図 13.2.1-5　[対策機器組合せ比較] 水力機有効電力出力合計

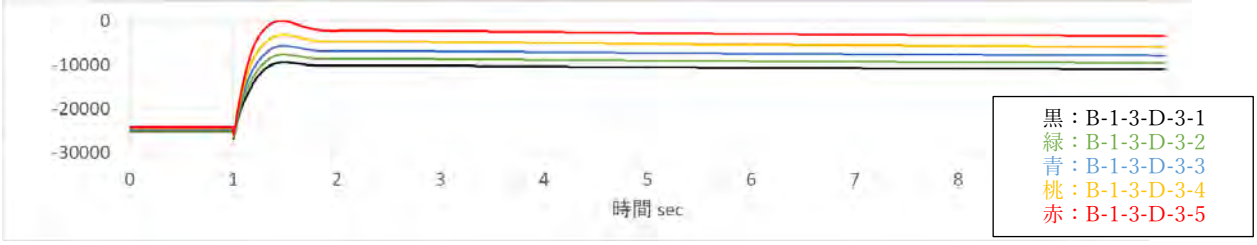


図 13.2.1-6　[対策機器組合せ比較] BESS 有効電力出力合計

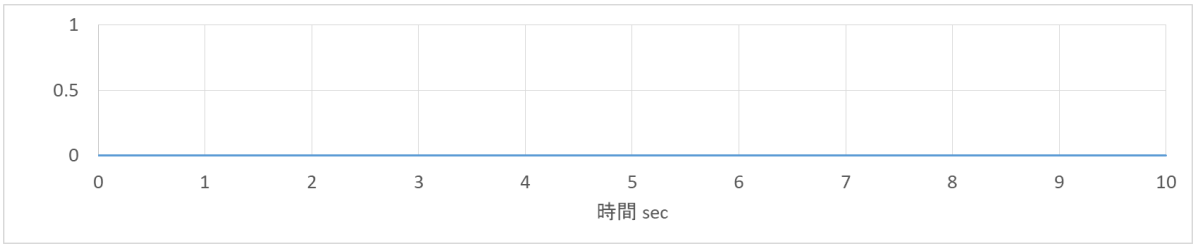


図 13.2.1-7　[対策機器組合せ比較] 脱落対象 PV 無効電力出力

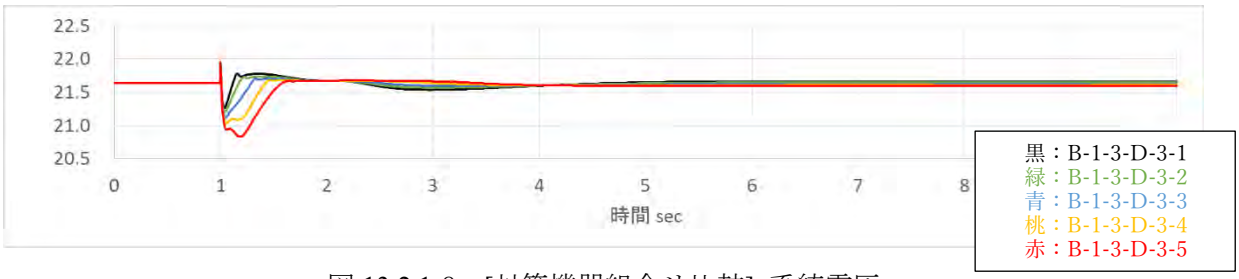


図 13.2.1-8　[対策機器組合せ比較] 系統電圧

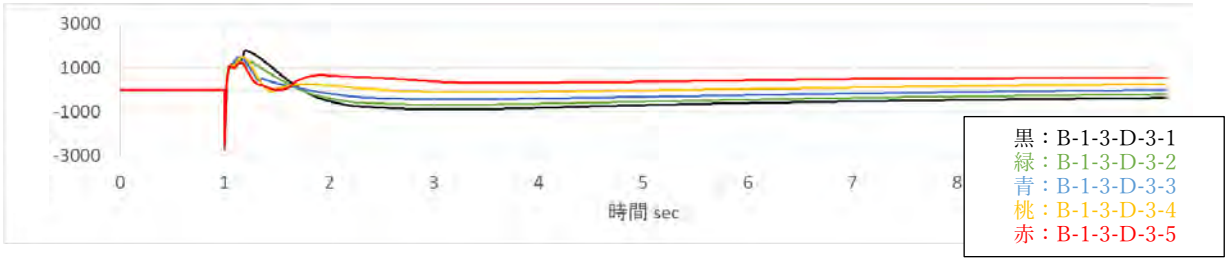


図 13.2.1-9　[対策機器組合せ比較] Fiaga 対策機器無効電力出力合計

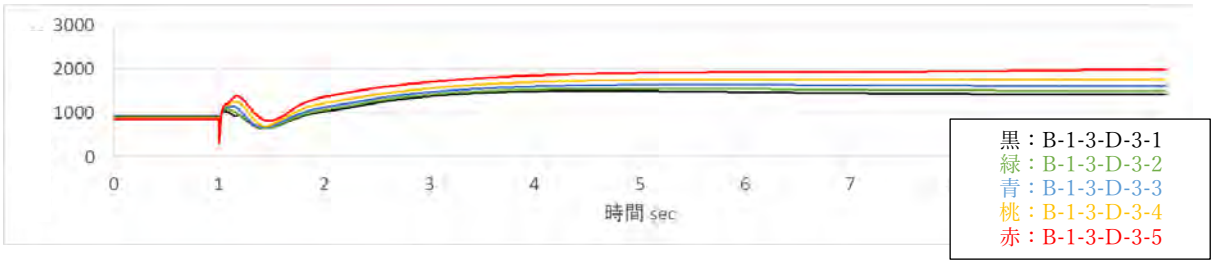


図 13.2.1-10　[対策機器組合せ比較] 水力機無効電力出力合計

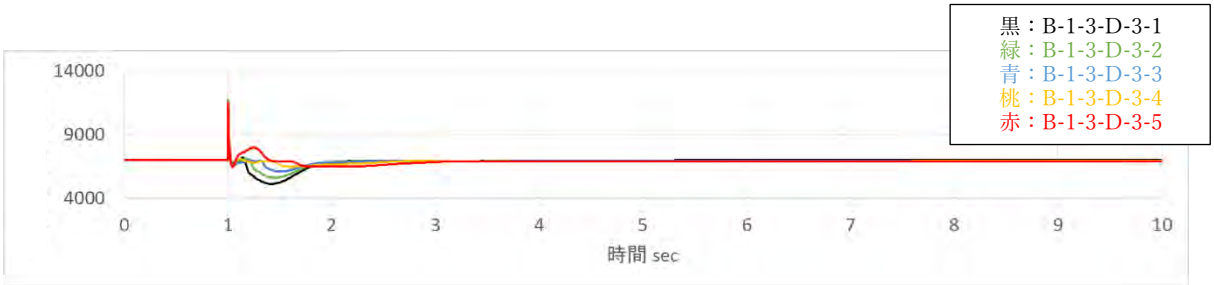


図 13.2.1-11　[対策機器組合せ比較] BESS 無効電力出力合計

表 13.2.1-5　シミュレーション結果(評価判定)

ケース	対策機器 台数		最低周波数の評価判定
	MG セット	同期調相機	評価基準値:49Hz 以上
B-1-3-D-3-1	4	0	yes
B-1-3-D-3-2	3	1	yes
B-1-3-D-3-3	2	2	yes
B-1-3-D-3-4	1	3	no
B-1-3-D-3-5	0	4	no

表 13.2.1-6　シミュレーション結果(周波数)

ケース	対策機器 台数		周波数		
	MG セット	同期調相機	最低周波数 到達時間 sec	nadir Hz	RoCoF Hz/s
B-1-3-D-3-1	4	0	1.46	49.16	1.684
B-1-3-D-3-2	3	1	1.44	49.10	1.793
B-1-3-D-3-3	2	2	1.44	49.04	1.923
B-1-3-D-3-4	1	3	1.45	48.95	2.082
B-1-3-D-3-5	0	4	1.45	48.86	2.280

表 13.2.1-7　シミュレーション結果(電圧)

ケース	対策機器 台数		電圧	
	MG セット	同期調相機	最低電圧 到達時間 sec	最低電圧 kV
B-1-3-D-3-1	4	0	1.04	31.90
B-1-3-D-3-2	3	1	1.04	31.80
B-1-3-D-3-3	2	2	1.05	31.68
B-1-3-D-3-4	1	3	1.05	31.55
B-1-3-D-3-5	0	4	1.18	31.25

表 13.2.1-5 より，nadir が最低周波数評価基準値 49.0Hz を下回らないためには，MG セットを 2 台以上並列する必要であることが示された。したがって MG セット 2 台，同期調相機 2 台の組合せることで系統安定性と経済性を両立可能と思われる。

今回はデモンストレーションであり実際の設備計画に今回の結果を適用できるわけではない。モデルの精度が担保されれば，設備計画を行う際に今回のようなシミュレーションを実施し，対策機器の組合せや必要な設備容量などを定量的に検討することができる。

また今回は，UFLS の整定値を基準に周波数低下幅で評価したが，周波数変化率 RoCoF や電圧低下幅なども評価基準となる。ウポル系統の系統運用を想定した適切な評価基準を決めることも重要である。

(2) 対策機器の並列台数比較

(1) では PV や BESS などインバータ機器の制御安定性の維持に必要な SCR を確保するために，Fiaga 発電所に MG セットまたは同期調相機を 4 台，Vailoa 風力に同期調相機 1 台を設置することを基本とした。(2)では同期慣性応答が低下した場合の系統動揺を把握しておくために，この SCR の必要量確保は考慮せずに，Fiaga 発電所の対策機器を 1 台とした場合のシミュレーションを実施した。なお対策機器は，系統安定化効果の大きい MG セットとした。シミュレーションケースを，表 13.2.1-8 に示す。

表 13.2.1-8　シミュレーションケース

ケース	水力機並列合計容量 kVA	vailoa SC kVA	Fiaga 対策機器					同期慣性応答 MWs
			1 号機	2 号機	3 号機	4 号機	並列合計容量kVA	
B-1-3-D-3-1	7,375	15,000	MG	MG	MG	MG	28,852	87.45
B-1-3-D-3-6	7,375	15,000	MG	–	–	–	7,213	44.18

※同期慣性応答には，水力機の並列機も含む

またシミュレーション条件としては，Fiaga 発電所に設置された PV のうち 50%が脱落することを想定した。

表 13.2.1-9　シミュレーション条件

故障	Fiaga PV(#A)　脱落 Fiaga 設置 PV の 50% 13,447 kW 脱落　発電設備送電端出力比:30%

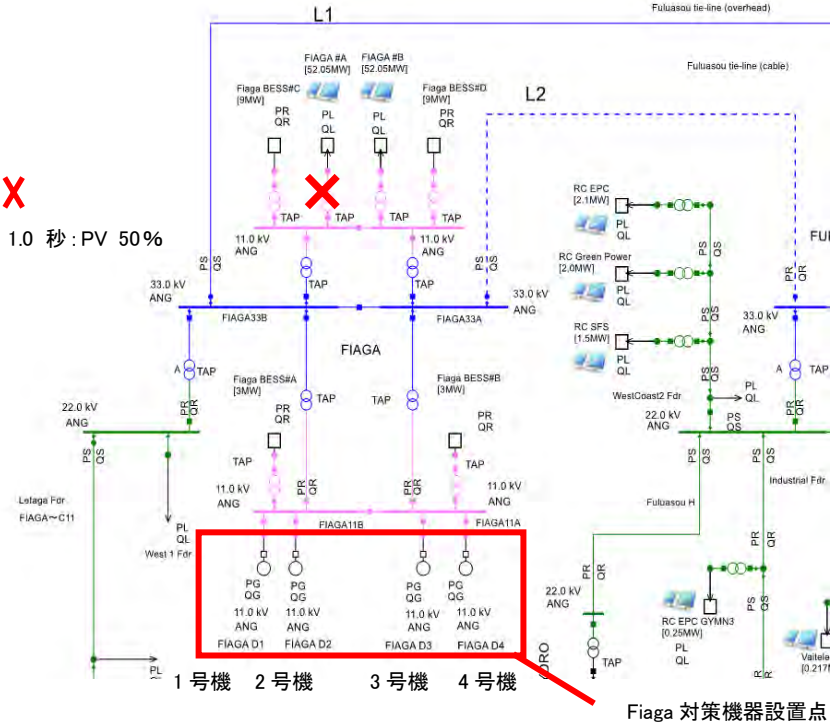


図 13.2.1-12　シミュレーション条件

図 12.3.2.3-13 から図 12.3.2.3-32 に，対策機器の違いによる応動を比較したグラフを示す。図 13.2.1-14(24)より設置台数が多い方が周波数の低下が抑えられており，各機器（水力、BESS 等）の過渡的な応答が抑制されていることが確認できる。

表 13.2.1-8 に示した同期慣性応答は，対策機器 1 台設置の場合には同期慣性応答が 4 台設置の半分程度となっており，系統の慣性力が大幅に低下するため周波数の安定性が低くなることが想定できる。表 13.2.1-10 にまとめたシミュレーション結果を確認すると，得られた RoCoF，nadir はともに想定どおり 4 台設置の方が周波数の変動が抑制されており安定性が高いと言える。

図 13.2.1-15(25)は，対策機器から供給される有効電力の比較となる。4 台設置のケースがより有効電力を供給していることが確認できる。有効電力の供給力が 1 台設置と比較して単純に 4 倍とならないのは，PV 脱落直後の電圧や有効・無効電力分布がインピーダンス分布や電圧特性で決まるためである。PV 脱落点から MG セット背後までのインピーダンス配分等により，PV 脱落量の MG セットへの影響分配率も変わってくる。

表 13.2.1-10　　シミュレーション結果(周波数)

ケース	対策機器 台数		周波数		
	MG セット	同期調相機	最低周波数 到達時間 sec	nadir Hz	RoCoF Hz/s
B-1-3-D-3-1	4	0	1.45	49.38	1.232
B-1-3-D-3-6	1	0	1.36	48.88	1.461

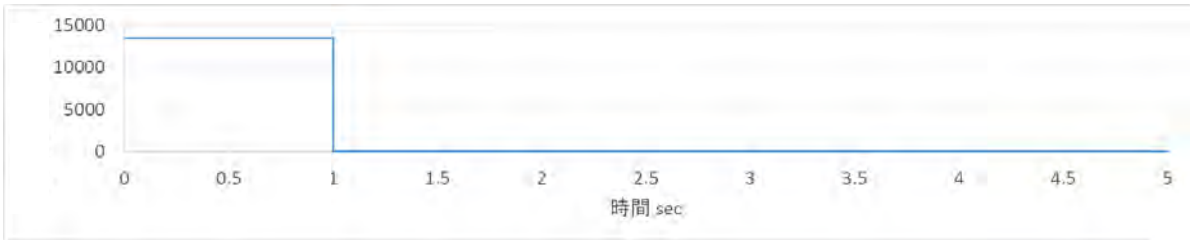


図 13.2.1-13　[対策機器台数比較] 脱落対象 PV 有効電力出力



図 13.2.1-14　[対策機器台数比較] 系統周波数

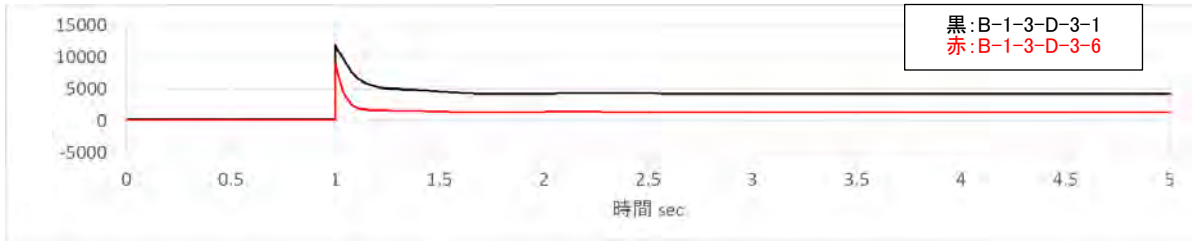


図 13.2.1-15　[対策機器台数比較] Fiaga 対策機器有効電力出力合計

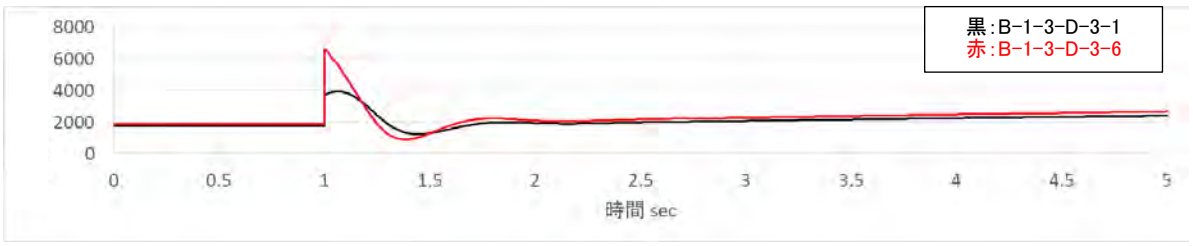


図 13.2.1-16　[対策機器台数比較] 水力機有効電力出力合計



図 13.2.1-17　[対策機器台数比較] BESS 有効電力出力合計

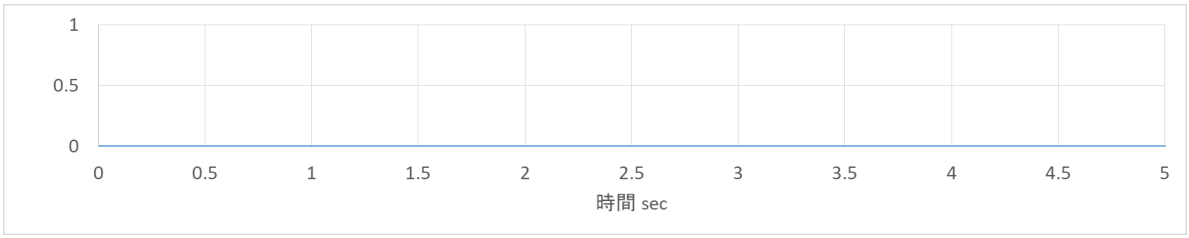


図 13.2.1-18　[対策機器台数比較] 脱落対象 PV 無効電力出力

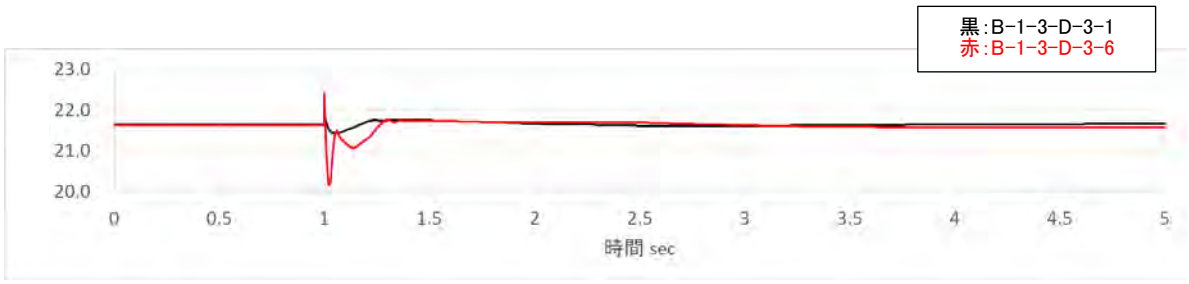


図 13.2.1-19　[対策機器台数比較] 系統電圧

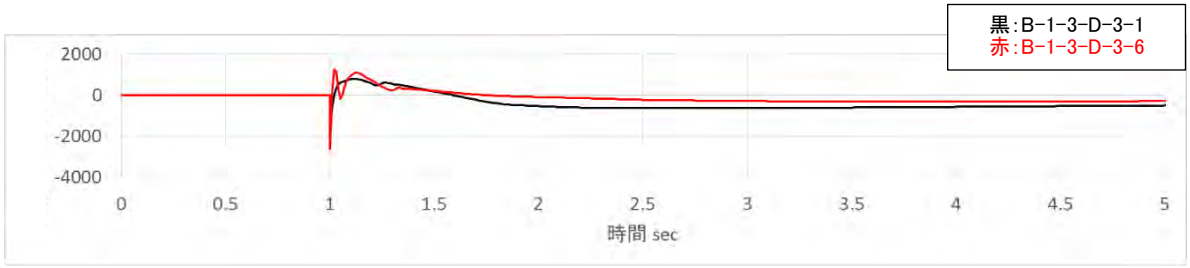


図 13.2.1-20　[対策機器台数比較] Fiaga 対策機器無効電力出力合計

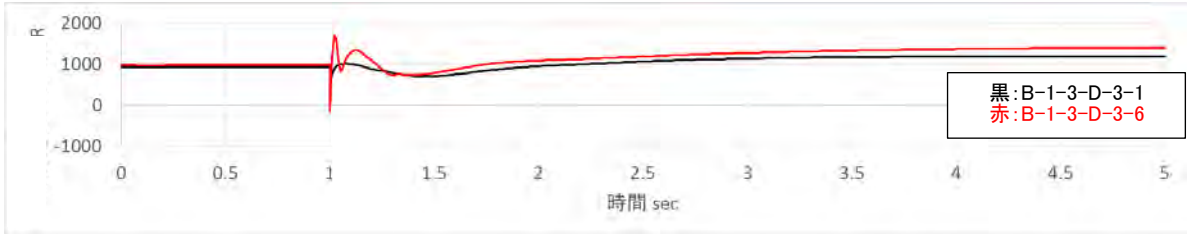


図 13.2.1-21　[対策機器台数比較] 水力機無効電力出力合計



図 13.2.1-22　[対策機器台数比較] BESS 無効電力出力合計

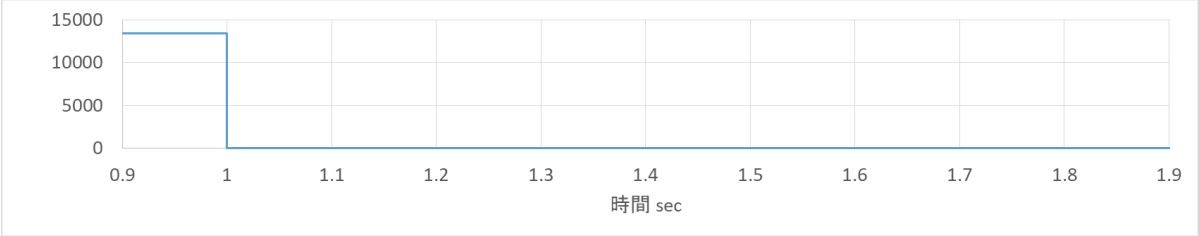


図 13.2.1-23　[対策機器台数比較] 脱落対象 PV 有効電力出力

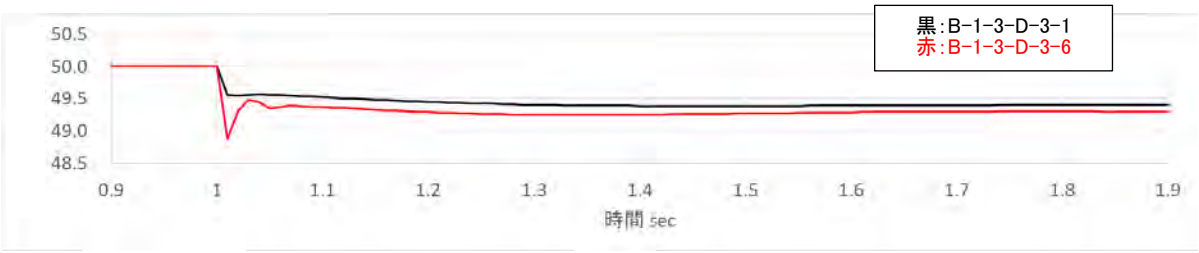


図 13.2.1-24　[対策機器台数比較] 系統周波数



図 13.2.1-25　[対策機器台数比較] Fiaga 対策機器有効電力出力合計

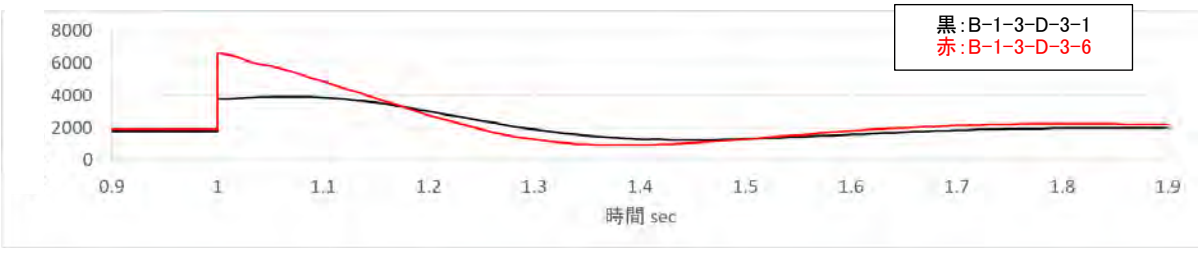


図 13.2.1-26　[対策機器台数比較] 水力機有効電力出力合計

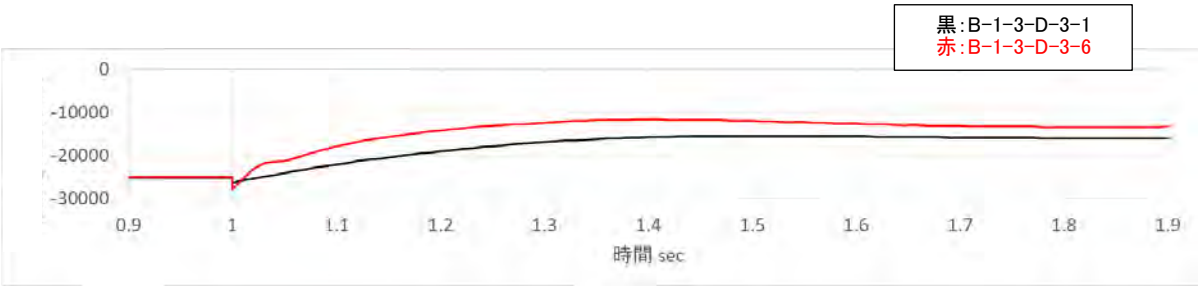


図 13.2.1-27　[対策機器台数比較] BESS 有効電力出力合計

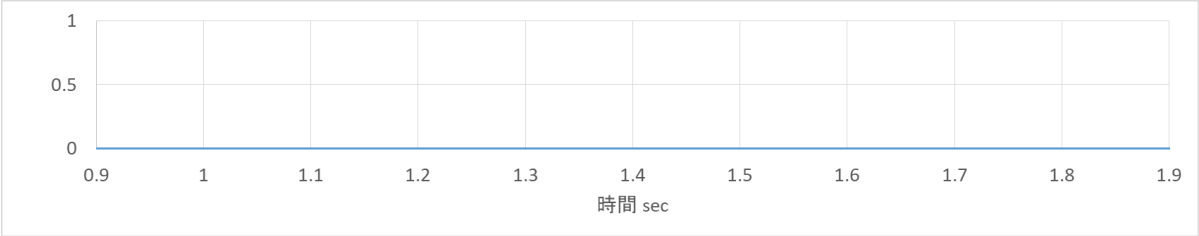


図 13.2.1-28　[対策機器台数比較] 脱落対象 PV 無効電力出力

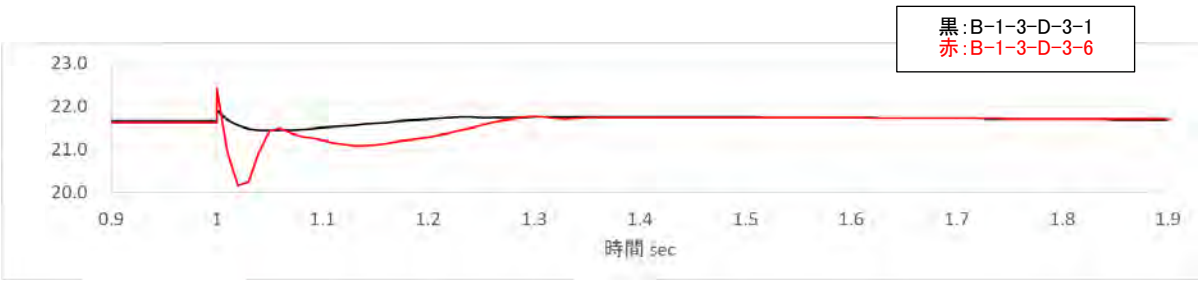


図 13.2.1-29　[対策機器台数比較] 系統電圧

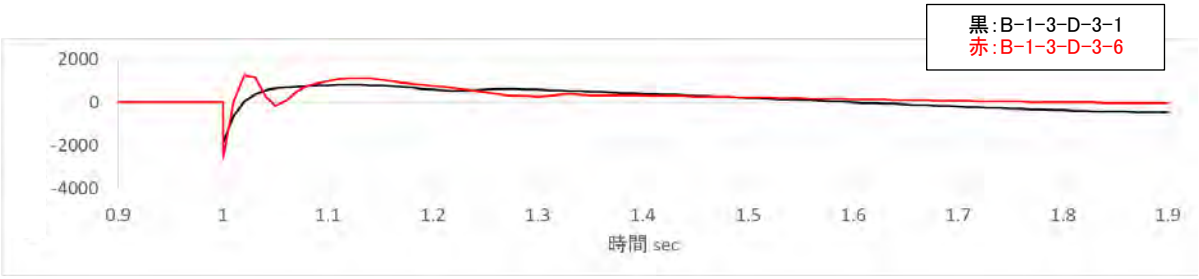


図 13.2.1-30　[対策機器台数比較] Fiaga 対策機器無効電力出力合計

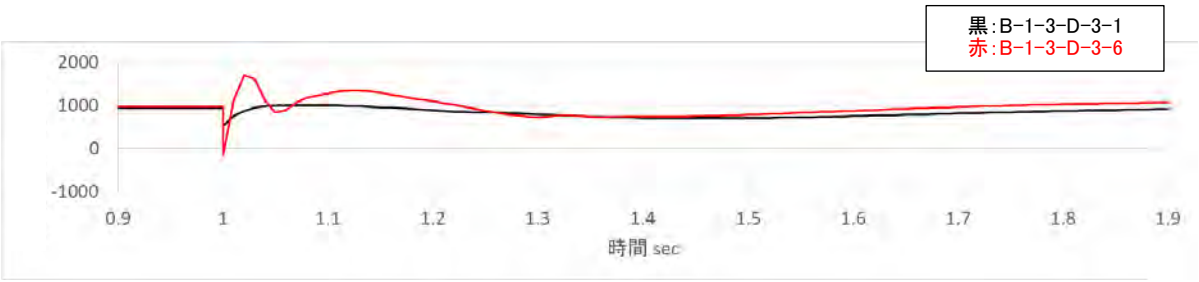


図 13.2.1-31　[対策機器台数比較] 水力機無効電力出力合計

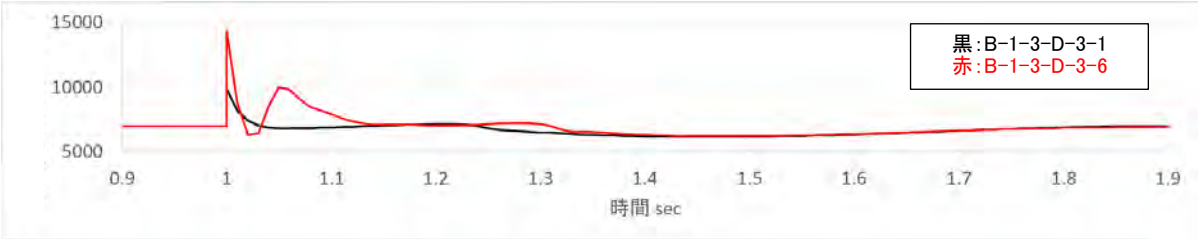


図 13.2.1-32　[対策機器台数比較] BESS 無効電力出力合計

13.2.2　系統事故発生時の過渡計算のシミュレーション検討デモンストレーションの総括

再エネ 100%を実現するためには，系統計画，系統運用の段階で様々なシミュレーションを行い，安定した運用が可能な電力システムを構築する必要がある。そのためには，精度の高いシミュレーションを行うことが重要であり，発電機の応答や BESS の応答などは実設備の応答を再現できることが重要である。特に将来系統では，大容量の BESS の導入が複数箇所で計画されているため，BESS の運用方針により系統の安定性が大きく左右される。

シミュレーションに用いる AVR や GOV の発電機制御系の応答特性や慣性定数は，発電機のステップ応答試験や負荷遮断試験の結果を参考にすることで，実設備の応答に調整することや定数の推定を行うことができる。BESS については周波数制御や電圧制御の制御系やウポル系統用に設定された定数を入手することが重要である。すべてを入手することが困難場合には断片的な情報を用いて推定することが必要となる。

ディーゼル機を停止した運用を行った場合には系統内の慣性力が低下し，PV 脱落などの急峻な変動が発生すると，周波数変化率や周波数変化幅が大きくなり，系統の安定運用に課題を残すことが確認された。今回のデモンストレーションではその対策として，同期機である MG セットと同期調相機を用いて評価を実施した。今回はプロトタイプの Fiaga 系統モデルを使用し対策機器の評価方法の一例を示した定性的な評価であり，実際の計画や運用に適用できる結果ではない。対策機器の効果や必要量の検討などの定量的な評価を行うには，同期発電機，PV，BESS などの過渡的なモデルの精度をあげる必要がある。

今回，シミュレーション対象としなかったグリッドフォーミングインバータは，同期機のような回転エネルギー(慣性)による電力過不足調整ではなく，制御系で同期機に近い慣性応答を再現する。そのため導入される設備の制御系により応答が大きく変わることが考えられる。まだそのシミュレーションモデルも確立されておらず，想定モデルによる評価は同期機以上に難しいため，今回のデモンストレーションでは使用をみあわせた。

13.2.3　CPAT シミュレーション検討デモンストレーション全体の総括

ウポル系統への PV や BESS の導入計画を対象に，短絡容量計算と過渡解析を用いた設備計画に必要なシミュレーションのデモンストレーションを実施した。ここでは 9 章、12 章、13 章で実施したシミュレーションについてまとめる。

図 13.2.3-1 は，今回実施したシミュレーションを示した流れ図である。

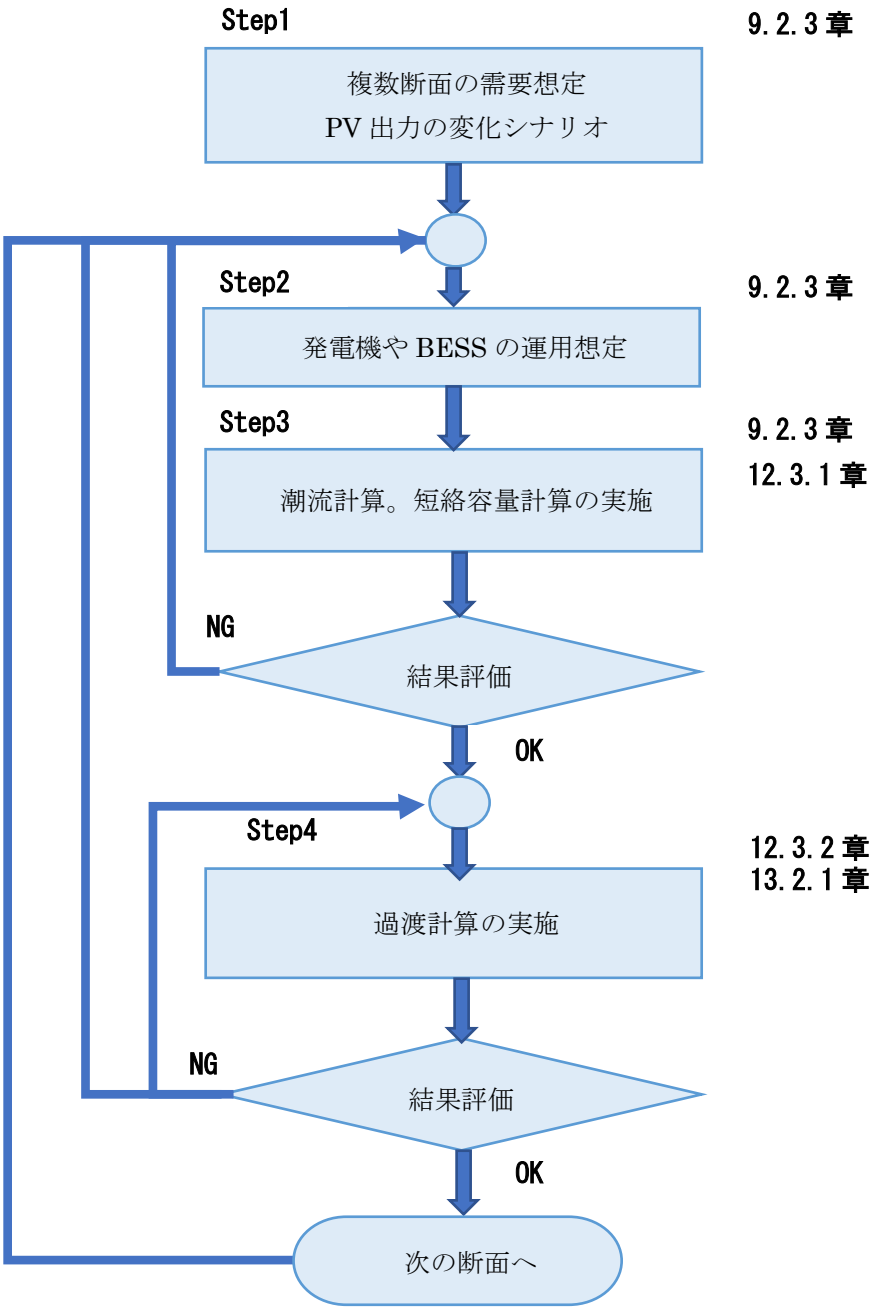


図 13.2.3-1　シミュレーションフロー

以下に今回のデモンストレーションで実施した設備計画のためのシミュレーション内容を振り返っておく。

Step1 複数断面の需要想定

SCADA の計測値より，乾季において PV 比率の高い軽負荷断面と重負荷断面を選定しデモンストレーション解析を行った。実際の計画では，乾季，雨季，早朝，夜間などを含め，ウポル島の特徴的な断面を選定する必要がある。

Step2 発電機や BESS の運用想定

現状断面では Fiaga ディーゼル発電機の並列台数を減らした断面を想定するため，慣性力が確保しやすい 2021 年 8 月の実績で最も水力機が並列された運用を参考にした。また将来断面では，大量に導入される PV を出力抑制せずに最大限に活用するため，電圧維持に必要な同期発電機以外は解列し慣性力を確保するために対策機器を用いた運用を想定した。BESS については，最大充電量で運転し PV 停止後の夜間の電力を確保することとした。

Step3 潮流計算，短絡容量計算の実施

潮流計算では，系統電圧の運用値(想定値)を評価基準として，運用範囲を満たすよう発電機無効電力や系統変圧器のタップ調整などにより電圧を調整した。

短絡容量計算では，系統内の PV や BESS などのインバータ設備が安定した運用できるよう，SCR を評価基準として計算を実施した。SCR が不足する場合には，対策機器を追加するため潮流計算に戻り調整を行った。

Step4 過渡計算の実施

過渡計算では，主として周波数の低下幅を評価基準として，対策機器の組合せや台数の評価を行った。設備の組み合わせや台数をパラメータとする場合には，設備の初期出力がケース毎に異なるため Step3 にもどり潮流条件を変更し潮流計算の再計算を行った。PV の脱落量を変更する場合には潮流計算の再計算は不要ため，脱落する PV を変更し過渡計算のみ繰り返し実施した。

系統計画や運用を検討するシミュレーションでは，設備導入により発生する課題を明らかにするシナリオを作成し，潮流計算と短絡容量計算，過渡解析とそれぞれのシミュレーションのステップで結果を評価する。課題が発生した場合には計画を修正し改めてシミュレーションを実施する。Step1 で設定したシナリオをすべて満たすことで，系統安定性に優れた計画を策定することができる。

逆に言えば，適切なシミュレーションシナリオを設定できない場合には，信頼性の高い計画を策定できないことになる。シナリオ設定には，対象とする系統の特性や運用に精通していることが必要であり，現実に即したシナリオを作成することが重要である。

使用するシミュレーションモデルも同様であり，できるだけ実設備に近い応動を示すモデルを用意することが大切である。モデルが実設備の応動と異なっていた場合には，得られた結果への評価によって策定された計画の信頼性は低い。またシミュレーションの実施には経験も重要である。日常業務の中でもシミュレーションを実施することで，プログラムのオペレーションや調整スキルを身につけることができる。さらに調整や結果を評価する過程で系統特性が把握できるため，より系統安定性の高い運用や計画を実現できる。

運用で発生する課題についても，シミュレーションによりその課題を再現し，課題を改善するための対策の効果を定量的に評価できれば，過剰な設備を導入することなく経済性に優れた計画を策定することもできる。

設備計画のためのシミュレーションであっても，必ずしも過渡計算まで実施する必要があるわけではない。例えば送電線や変圧器などの流通設備増強などであれば，潮流計算と短絡容量だけを行う場合もある。この場合には送電線や変圧器の運用容量の確認や遮断器の動作に必要や短絡電流の確認などを実施する。なお系統内の潮流状態が大きく変わる場合には，過渡解析まで実施することが必要である。

今回の将来計画のようにPVやBESSを大量導入する場合，過渡応答に関係する対策機器を新設する場合，極端に同期機の並列台数を減らす場合などには過渡解析の実施を行う必要がある。

現況では，過渡解析用モデルやそのパラメータは，その多くが実機の諸元が得られていないため簡易なモデルや標準的なパラメータを適用せざるを得ず，系統モデル全体として実際の系統の過渡特性や事故時の特性を精度良く再現できるレベルに到達しているとは言い難い。そのため，本節のシミュレーション検討の目的は，仮に系統モデルの精度を実態に近いレベルまで精緻化することができた場合に，系統安定化対策に本モデルがどのように活用できるかを示すためのデモンストレーション である点に留意されたい。

信頼性の高い電力系統の維持には，精度が良いシミュレーションは不可欠である。そのためには実現象の再現度の高いシミュレーションモデルの作成が必要である。また精度が良くサンプル時間幅も短い計測器を設置し系統事故時などの情報を記録できれば，その事象をシミュレーションで再現することでモデルの精度を担保することができる。

シミュレーションモデルの構築には課題は多いが，系統の安定性を損ねずに再エネ100%を目指すためにはそれらを実現することが重要である。

参考文献

[1] サモア電力公社提供：送配電線線路定数および変圧器諸元のデータ（ファイル名：No2_Conductors Data_Update280820 _update_oepc_2021.1.13.xlsx）

[2] Northpower："Future Transmission" Network Protection Review Report, Revision No:44 (2012)

[3] EPC OVERHEAD CONSTRUCTION MANUAL FOR VOLTAGES UP TO 33kV

[4] https://www.xtap.org/index.html

[5] Taku Noda, “Development of a Line Constants Calculation Program for Overhead Transmission Lines - An eigenvector normalization algorithm and an approximate formula for ground-return impedance –“, CRIEPI Report No. H04014, 2005.

[6] Taku Noda, “Development of Accurate Algorithms for Calculating Ground-Return and Conductor-Internal Impedances— A Line Constants Calculation Program for Overhead Lines and Phase-by-Phase Buried Underground Cables —“, CRIEPI Report No. H05003, 2006.

[7] CPAT マニュアル

[8] JICA Project_Generation_Loading profile 2020.xlsx

[9] Feeder Loading and KV.xlsx

[10] MWH：“SAM: Renewable Energy Development and Power Sector Rehabilitation Project” (2014)

[11]正木：「海外における Grid Forming インバーター導入に向けた取り組みについて」，海外電力調査会 海外電力 Vo. 63(9), pp.32-46 (2021)

[12] 七原俊也：「風力発電とその電力システムへの連系」，コロナ社

[13] サモア電力公社提供：SCADA ネットワーク仕様に関わる資料（ファイル名：Addendum 2 Attachment SCADA Planned Telecommunicatiion Network Plan.pdf）

[14] H. Konishi et al., “A Consideration of Stable Operating Power Limits of HVDC System Composed of Voltage Source Converters”, IEEJ Trans. IA, Vol.126, No. 4, pp. 468-472 (2006)

[15] 前山ら：「系統の慣性減少を補償する疑似慣性制御の不安定性について」2019 年電気学会 B 部門大会，No. 110 (2019)

[16] Generator and Feeder power flow_Rev2.xlsx

[17] Q4-1 UFLS-under frequency.docx

[18] Grid_Controller_Design_Basis.pdf

[19]電力広域的運営推進機関、第５７回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会、「再エネ主力電源化に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況について」

[20] 電中研 永田、令和 2 年電気学会全国大会、「現在の電力システムを踏まえた課題と系統安定性維持方策」

[21]電中研 天野、令和 2 年電気学会全国大会、「周波数面からみた現状と課題」

[22]電中研 菊間、令和 2 年電気学会全国大会、「現在の変換技術からみた現状と課題」

[23]送配電網協議会 URL（https://www.tdgc.jp/information/2021/06/16_1600.html）、「同期電源の減少に起因する技術的課題」

[24]IHI 技報 Vol.55 NO4（2015）、「再生可能エネルギー大量導入時の航空転用型ガスタービ

ンと同期調相機による電力系統安定化の検討」
[25]東芝エネルギーシステムズ 河内、平成 31 年電気学会全国大会、「インバータ系統での同期調相機による事故電流供給」
[26]東芝エネルギーシステムズ 小林、令和 2 年電気学会全国大会、「将来に向けての技術開発事例-蓄電池システム」

4.2　系統解析ツールの基礎トレーニング及び ウポル電力系統モデル改良最終報告書

大洋州地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト
【系統解析ツールの基礎トレーニング及び
ウポル電力系統モデル改良】

最終報告書

2023 年 8 月

太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト
共同企業体
（代表者：㈱沖縄エネテック　構成員：沖縄電力㈱）
（再委託：㈱電力計算センター）

目次

1.　プロジェクトの概要 4
1-1.　プロジェクト背景・経緯 4
1-2.　プロジェクト実施体制 5
1.3　プロジェクト協力期間 5
2. プロジェクトの目的 5
3. ウポル電力系統の概要(沖電) 6
3.1. 対象地域 6
3.2.　対象地域の業務概要 7
3.3.　関係官庁・機関 7
3.4.　対象地域の概況 7
4. CPAT 系統モデル改良に必要な諸元の収集（追加的データ収集） 8
4.1.　設備情報の収集 8
4.1.1.　発電機に関する情報 8
4.1.1.1.　ディーゼル発電機に関する情報例 11
4.1.1.2.　水力発電機に関する情報 11
4.1.2.　変圧器に関する情報 13
4.2.　CPAT モデル諸元一覧表 15
4.2.1.　発電機モデル 15
4.2.2　変圧器モデル 19
4.2.3　AVR モデル 20
4.3.　まとめ 21
5.　CPAT ウポル電力系統モデル改良 22
5.1.　送配電設備モデルの更新 22
5.1.1.　モデル改良の概要 22
5.1.2.　送配電線モデル 22
5.1.3.　変圧器モデル 27
5.2.　発電設備/負荷モデルの更新 35
5.2.1.　モデル改良の概要 35
5.2.2.　同期発電機定数 36
5.2.3.　同期発電機制御系モデル 43
5.2.4.　MG セットモデル 51
5.2.5.　同期調相機モデル 54
5.2.6.　BESS モデル 57
5.2.7.　負荷特性モデル 61
5.2.8.　UFLS モデル 63
5.2.9.　PV モデル 64
6.　CPAT ウポル電力系統シミュレーション 65
6-1.　潮流計算 65
6.1.1.　評価ケースと条件 65

6.1.2.　モデル改良の評価 67
6.1.3.　まとめ 71
6-2.　短絡容量計算 72
6.2.1.　短絡容量評価の目的 72
6.2.2.　モデル更新前後の短絡容量計算結果の比較 76
6.2.3.　まとめ 80
6.3.　Dynamic stability analysis（電源脱落） 82
6.3.1.　解析条件と評価指標値 82
6.3.2.　モデル改良の評価 85
6.3.3.　FIAGA ディーゼル機並列台数の評価..... 87
6.3.4.　対策機器の評価 90
6.3.5.　まとめ 93
7. CPAT 系統解析に関するトレーニング..... 95
7.1.　電力系統解析に関する基礎講座(リモート) 95
7.2.　CPAT 系統解析ツールの使用方法に係る基礎トレーニング（オンサイト） 96
7.3.　CPAT 系統解析ツールを用いた技術検討に係るトレーニング（リモート） 97
8.系統安定化対策に必要となる機器の基礎検討 100
8.1.　再エネ導入拡大時の課題 100
8.2.　本検討にて対象とする対策技術 100
8.3　市場調査 101
8.3.1.　対策技術の要件 101
8.3.2.　メーカ聞き取り調査結果 102
8.3.3.　同期調相機による対策の可能性 102
8.4　現地調査による導入候補地の確認 103
8.4.1　現地調査 103
8.4.2　導入候補地の確認 105
9.　データ計測環境調査..... 108
9.1.　目的 108
9.2.　データ計測設備の調査 108
9.2.1.　SCADA システム導入状況調査..... 108
9.3.　サモア現地調査 111
9.4.　調査結果 114
9.5.　追加設置の提案 115
9.6.　まとめ 117
10. 現地調査・現地トレーニング 118
10.1　渡航目的 118
10.2　調査団 118
10.3　出張期間（実績） 118
10.4　活動内容 118
参考文献 125

1. プロジェクトの概要

1-1. プロジェクト背景・経緯

大洋州島嶼国のエネルギーセクターは今後より多くの再エネを系統に接続し，消費者へ供給することが想定される。サモアもその例外ではなく，2031 年までに国内電力の 70%を再生可能エネルギーによって供給する目標を設定しており，すでに 2018 年においてウポル島の発電量の 50%は水力，太陽光発電，風力発電等の再エネによって供給されており，中でも変動性再エネである太陽光発電が近年増加している。

変動性再エネの供給割合が増加する場合，その出力変動性から需給バランスを維持するための調整機能が必要となり，複雑な系統運用が求められる。週末の軽負荷時間帯では，現時点においても，供給力のみでいうと水力，太陽光発電からの出力のみで電力需要を賄える状況となっているため，サモア電力公社ではディーゼル発電機を全て停止し，一部時間帯にて再エネ 100%での電力供給を実現するための検討を開始している。また，サモア電力公社は再エネによる電力供給 100%の達成に向けて再エネによる発電と系統安定化のサービスを供給する IPP 事業者の入札を実施しており，落札した IPP 事業者は，太陽光，風力，蓄電池などの設備を段階的に導入していく予定である。 一方，ディーゼル発電機を全て停止し再エネによる電力供給 100%を実現するにあたっては，必要となる蓄電池の容量およびその変換機の容量のみならず，同期発電機の容量低下に伴う慣性力の低下などの系統安定性に関する課題とその対策について事前検討することが必要不可欠である。また，サモア電力公社は既存の再エネと新たに IPP 事業者によって導入される再エネの全てを含めた系統全体の安定性について調査・検討する必要があると認識している。このことから，サモア国電力公社から系統シミュレーションの実施並びに必要な対応策検討に係る協力依頼の意向が伝えられた。サモアは本プロジェクトの対象国ではないが，変動性再エネの導入割合が特に高く，系統解析シミュレーションを通して課題の抽出と対策の検討を実施することで，本プロジェクトの対象 5 か国において再エネ導入量を増加するためのケーススタディとして取り上げることが適切であることから実施することとなった。

1-2.　プロジェクト実施体制

プロジェクトの実施体制は，沖縄電力㈱と㈱沖縄エネテックの共同企業体（JV）であり，㈱電力計算センター（以下，「DCC」という）に再委託を行った。カリフォルニア大学リバーサイド校の山下博士は，サモア電力公社より得られる CPAT モデル改良に必要なデータおよびシミュレーション解析等に係る指導，DCC はサモア電力公社より提供される各種資料の調査，CPAT 系統モデルの改良，およびシミュレーション解析を実施した。

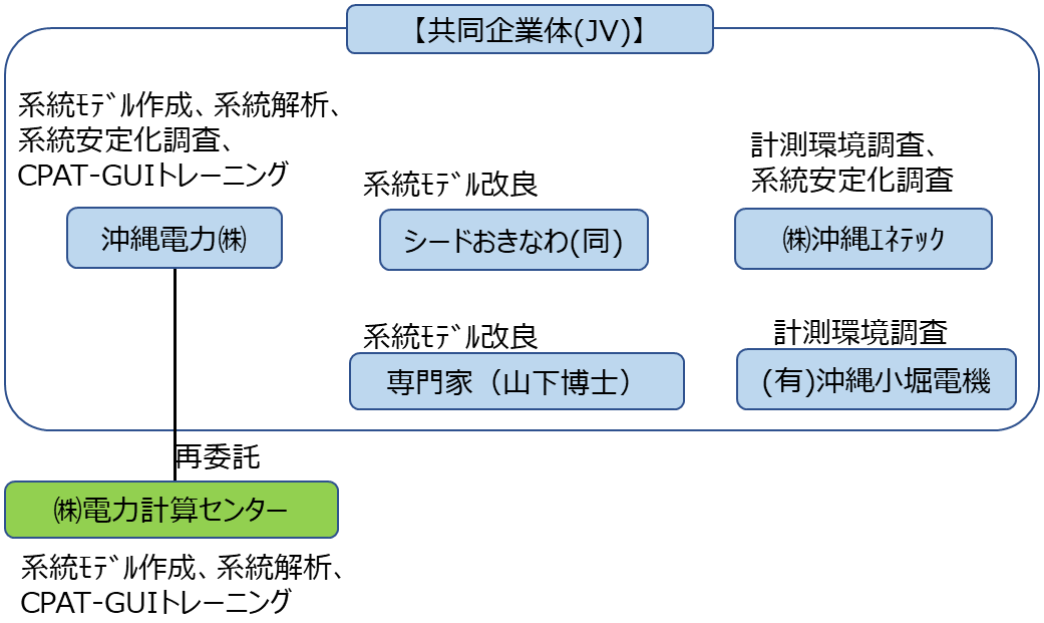


図 3.4　プロジェクトの実施体制

1.3　プロジェクト協力期間

2022 年 7 月～2023 年 9 月

2.　プロジェクトの目的

サモアが変動性再エネの供給割合が他国に比して増加しており，軽負荷時間帯におけるディーゼル発電機の全台停止運用の実現及び 2031 年における再エネによる電力供給 70%を検討していることに鑑み，系統解析シミュレーションを行い，課題の抽出ならびに必要な対策を検討・提案し，その活動内容及び調査結果に基づく知見を対象 5 か国に共有することで，類似課題解決に向けての示唆を与えることを目的とする。

3. ウポル電力系統の概要(沖電)

3.1. 対象地域

サモア　ウポル島



図 3.1-1　サモア国の位置

【出所】Google Maps

3.2. 対象地域の業務概要

ウポル系統を模擬した系統モデルを作成し,再エネによる電力供給 100%を想定した系統解析シミュレーションを行い,課題を抽出するとともに,必要な対策を検討し,提案する。また,その活動内容及び調査結果に基づく知見を本プロジェクトの対象 5 か国に共有する。

3.3. 関係官庁・機関

○:監督官庁,●:実施機関,( ):略称

【サモア】

○サモア公共事業省	Ministry for Public Enterprises	(MPE)
●サモア電力公社	Electric Power Corporation	(EPC)

3.4. 対象地域の概況

本プロジェクト対象地域(サモア ウポル島)については,以下の電力系統の情報が得られている。

表 3.4-1 対象地域の電力系統(2018 年実績値)

電力系統(ウポル島)	
ピーク需要[MW]	27
ディーゼル発電 設備容量[MW]	30
再エネ 設備容量[MW]	26
系統需要 電力量[GWh]	147
ディーゼル 発電電力量[GWh]	73
再エネ設備 発電電力量[GWh]	73
再エネ導入率[%]※1	50

【出所】サモア電力公社提供資料(ウポル島マスタープラン)

※1 再エネ導入率=再エネ年間発電量(GWh)/(再エネ年間発電量(GWh)+ディーゼル年間発電量(GWh))×100[%]

4. CPAT 系統モデル改良に必要な諸元の収集（追加的データ収集）

4.1. 設備情報の収集

2021 年は COVID-19 渡航制限がある中，リモート会議等を通して，EPC に対して CPAT 系統モデルに必要な諸元を説明し，データ収集を依頼した。しかし，同社はモデル作成や系統解析の経験が浅いことから同社単独によるデータ収集には限界があった。そのため，サモア現地で EPC と JICA コンサルチームによる共同でのデータ取得が必要となった。

そこで，JICA チームは 2022 年 11 月 8 日から 16 日にかけて EPC を訪問し，ウポル系統電力設備の集中的な調査を行った。EPC エンジニアの多大な協力により，発電機定数や変圧器インピーダンスなど，モデル改善に重要なデータを収集した。

4.1.1. 発電機に関する情報

ウポル系統の電源設備構成を表 4.1.1-1 に示す。当該表によると，総発電設備容量は 6 万 kW であり，電源別ではディーゼル発電が 50 %，太陽光発電が 24 %，水力が 24 %，風力発電が 1 %，バイオマスが 1 %を占めている。事業者別では，サモア電力公社が全体の 8 割を占めており，残りの 2 割を IPP 事業者が所有している。

表 4.1.1-1　ウポル系統発電機一覧

EPC Generating Assets

SOURCE	Generator	Manufacture	Owner	Operating Status	Date Installed	Installed Capacity (kW)	Available Capacity (kW)
DIESEL	Fiaga 1	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 2	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 3	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Fiaga 4	MHI 18KU30A	EPC	In Service	2013	5750	5700
	Tanu No7	Mirrlees MK2	EPC	In Service	1999	4200	2000
	Tanu No12	Mirrlees MK1	EPC	In Service		3500	1000
					TOTAL DIESEL GENERATION CAPACITY	30,700.00	25800
SOLAR	Airport IPP1	Sun Pacific	IPP	In Service	Apr-15 Dec-18	2000 1800	3800
	Airport IPP2	Green Power	IPP	In Service	Apr-15	2000	2000
	Airport IPP3	Solar for Samoa	IPP	In Service	Nov-16	2500	2500
	Racecourse IPP2	Green Power	IPP	In Service	May-16	2000	2000
	Racecourse IPP3	Solar for Samoa	IPP	In Service	Jun-16	1500	1500
	Racecourse EPC	EPC	EPC	In Service	Nov-14	2200	2200
	Racecourse Gym3	EPC	EPC	In Service	Apr-14	240	240
	Vaitele Solar	EPC	EPC	In Service	Mar-14	250	250
	Tanugamanono Solar	EPC	EPC	In Service	Mar-14	150	150
	Mapu-i-Fagalele Solar	EPC	EPC	In Service	Sep-16	80	80
					TOTAL SOLAR GENERATION CAPACITY	14720	14720
HYDRO	Taelefaga 1	Control Electronics	EPC	In Service	1993	2000	2000
	Taelefaga 2	Control Electronics	EPC	In Service	1993	2000	2000
	Taelefaga 3	HNAC Tech	EPC	In Service	2019	2000	2000
	Lalomauga 1	Control Electronics	EPC	In Service	2020	1750	1750
	Lalomauga 2	Control Electronics	EPC	In Service	2020	1750	1750
	Samasoni 1	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	950	900
	Samasoni 2	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	950	900
	Fale o le Fee	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2017	1750	1750
	Alaoa	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2010	1000	1000
	Tafitoala	Vortex Group NZ	EPC	In Service	2019	550	500
	Fuluasou	WKV German	EPC	In Service	2019	560	500
					TOTAL HYDRO GENERATION CAPACITY	15260	15050
WIND	Vailoa 1	Vergnet Pacific	EPC	In Service	Sep-14	275	275
	Vailoa 2	Vergnet Pacific	EPC	In Service	Sep-14	275	275
					TOTAL WIND GENERATION CAPACITY	550.00	550.00
BIOMASS	Biomass Afolau	STEC Afolau	EPC	In Service	May-20	750.00	150.00
					TOTAL BIOMASS GENERATION CAPACITY	750.00	150.00
					TOTAL RENEWABLE GENERATION CAPACITY - UPOLU	31,280.00	30,470.00
					TOTAL GENERATION CAPACITY - UPOLU	61,980.00	56,270.00

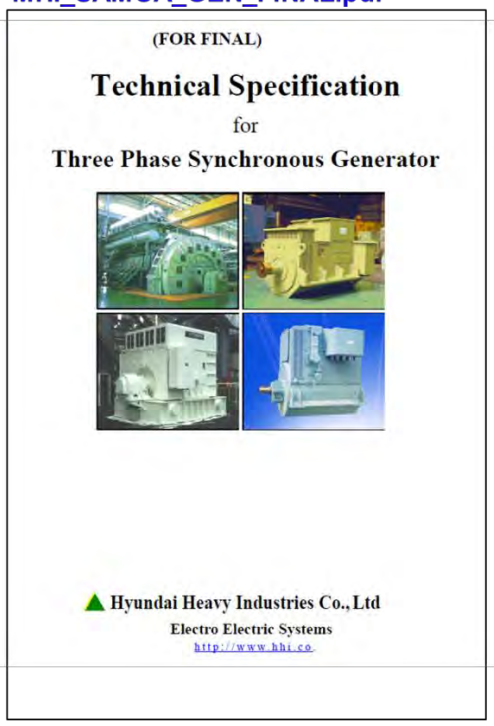
表 4.1.1-2，図 4.1.1-1 に発電機モデル改良に寄与した資料を示す。当該資料の情報に基づき FIAGA のディーゼル発電機モデル，および，SAMASONI の水力発電機の発電機モデルを改良した。

表 4.1.1-2　発電機モデル改良に寄与した資料

Generator	Gen. No.	Note
FIAGA D1	D011	MHI_SAMOA_GEN_FINAL.pdf
FIAGA D2	D012	MHI_SAMOA_GEN_FINAL.pdf
FIAGA D3	D013	MHI_SAMOA_GEN_FINAL.pdf
FIAGA D4	D014	MHI_SAMOA_GEN_FINAL.pdf
TANUMAGANONO　G7	D031	
TANUMAGANONO	D032	
TANUMAGANONO　No.12	D033	
FULUASOU HYDRO	H051	
ALAOA	H061	
FOF	H071	
SAMASONI1	H081	Samasoni GEN SPEC　DS_600356-05 MJHT710SC12.pdf
SAMASONI2	H082	Samasoni GEN SPEC　DS_600356-05 MJHT710SC12.pdf
TAFITOALA FAUSAGA	H101	
LALOMAUGA1	H041	
LALOMAUGA2	H042	
TAELEFAGA1	H091	
TAELEFAGA2	H092	
TAELEFAGA3	H093	
TIAPAPATA SHP	To be installed	
ALAOA SHP	To be installed	

- The newly obtained information have contributed to the improvement of generator models.

MHI_SAMOA_GEN_FINAL.pdf


(FOR FINAL)

Technical Specification

for

Three Phase Synchronous Generator

Hyundai Heavy Industries Co., Ltd

Electro Electric Systems

http://www.hhi.co

Samasoni GEN SPEC .pdf


MarelliMotori

GENERATORE SINCRONO TRIFASE
THREE - PHASE SYNCHRONOUS GENERATOR

MJHT710SC12

CLASSE DI SOVRATEMPERATURA - TEMPERATURE RISE CLASS	B
CLASSE DI ISOLAMENTO – INSULATION CLASS	F
FORMA COSTRUTTIVA – MOUNTING	B3
TEMPERATURA AMBIENTE (°C) – AMBIENT TEMPERATURE (°C)	40
ALTITUDINE MASSIMA (m) - MAX. ALTITUDE (m)	1000
PROTEZIONE - PROTECTION DEGREE	IP23
FATTORE DI POTENZA - POWER FACTOR	0,80
NUMERO DI POLI - NUMBER OF POLES	12
VELOCITA' NOMINALE (r.p.m.) - RATED SPEED (r.p.m.)	500
SOVRAVELOCITA' (r.p.m.) - OVERSPEED (r.p.m.)	900
NUMERO DI TERMINALI - NUMBER OF TERMINALS	6
PASSO DI AVVOLGIMENTO - WINDING PITCH / TIPOLOGIA - WINDING TYPE	Optimum - Form Wound
RESISTENZA STATORICA @ 20°C (m Ω) - STATOR RESISTANCE @ 20°C (m Ω)	306,2
PESO (kg) - WEIGHT (kg)	TBD
MOMENTO D'INERZIA (kg*m²)- INERTIA (kg*m²)	Approx. 350
TEMPERATURA ACQUA RAFFREDDAMENTO (°C) – COOLING WAT ER TEMPERATURE (°C)	-
PORTATA D'ACQUA (m³/h) – WATER FLOW RATE (m³/h)	-
CADUTA DI PRESSIONE (kPa) – PRESSURE DROP (kPa)	-
AUMENTO TEMPERATURA ACQUA (°C) – WATER TEMPERATURE INCREASE (°C)	-
TA DI CENTRO STELLA - NEUTRAL POINT CURRENT TRANSFORMER	150/5/5A - 15VA - 0,5/5P20
CUSCINETTI - BEARINGS	SLEEVES

FREQUENZA - FREQUENCY	Hz	50
TENSIONE - VOLTAGE	V	6600
CORRENTE NOMINALE - RATED CURRENT	A	98
POTENZA - RATING	kVA	1125
RENDIMENTO - EFFICIENCY - (%)	4/4	96,6
P.F.= 1	3/4	96,3
	2/4	95,5
	1/4	92,8
RENDIMENTO - EFFICIENCY - (%)	4/4	95,3
P.F.= 0,80	3/4	95,0
	2/4	94,1
	1/4	90,8

rapporto di corto circuito - short circuit ratio		SCR	0,87
reattanza - reactance (%)	sincrona diretta - synchronous direct axis	$X_{d\ sat}$	118
	sincrona in quadratura - synchr. quadrature axis	$X_{q\ uns}$	70
	transitoria diretta - transient direct axis	$X'_{d\ sat}$	27,9
	transitoria in quadratura - transient quadrature axis	$X'_{q\ uns}$	70
	subtransitoria diretta - subtransient direct axis	$X''_{d\ sat}$	19,6
	subtransitoria in quad. - subtransient quadr. axis	$X''_{q\ sat}$	20,9
	di sequenza negativa - negative sequence	$X_{2\ sat}$	20,3
	di sequenza zero - zero sequence	$X_{0\ sat}$	6,7
costanti di tempo - time constants (s)	a vuoto - open circuit	T'do	1,66
	transitoria - transient	T'd	0,39
	subtransitoria - subtransient	T''d	0,027
	unidirezionale - armature	Ta	0,068
Coppia di corto circuito bifase - Phase to Phase short circuit torque		kN*m	164
Coppia di corto circuito trifase - Three phase short circuit torque		kN*m	109

ORDINE MM / MM REFERENCE NR.:　600356-05　Rev.　=

This document is the property of Marelli Motori S.p.A. No part of this document may be copied or reproduced in any way. This information is subject to constant review

図 4.1.1-1 発電機モデル改良に寄与した資料（マニュアル等）

4.1.1.1.　ディーゼル発電機に関する情報例

図 4.1.1.1-1 に，ディーゼル発電機に関する現地調査を行った際の写真を示す。当該図に示すように，発電機の現場確認，各種諸元の記載された銘板（ネームプレート）の撮影，EPC エンジニアより稼働状況等に関する聞き取りした。特に，FIAGA 発電所のディーゼル発電機はウポル系統全体の周波数や電圧維持源として重要なユニットとなっている。



(a)Fiaga



(b)Fuluasou

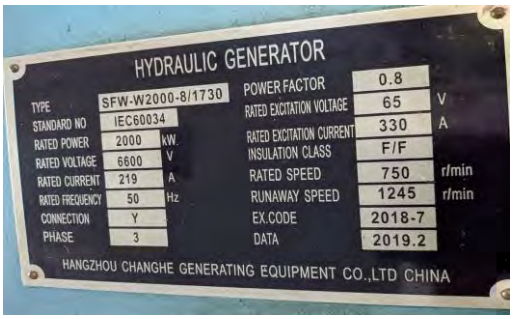
図 4.1.1.1-1 ディーゼル発電機に関する情報 現地調査

4.1.1.2.　水力発電機に関する情報

図 4.1.1.2-1 に，水力発電機に関して現地を調査した際の写真を示す。当該図にあるように，発電機現場を確認し，各種諸元の記載された銘板（ネームプレート）を撮影し，EPC エンジニアより稼働状況等に関して問い合わせた。ウポル系統には水力発電所は 7 か所（Taelefaga，Lalomauga，Samasoni，Alaoa，FaleoleFee，Tafitoala,Fuluasou）に設置されている。サモア地域は 1 年のうち,5 月～11 月は乾期,12 月～4 月は雨期といわれている。過去運用実績としては，雨期においてディーゼル発電機と同程度の発電する実績もあった。再エネ導入率拡大にあたり，FIAGA 発電所のディーゼル発電機の発電比率が低

くなってくる場合，当該水力発電機は，次なる主要発電機として重要な位置づけになると想定される。





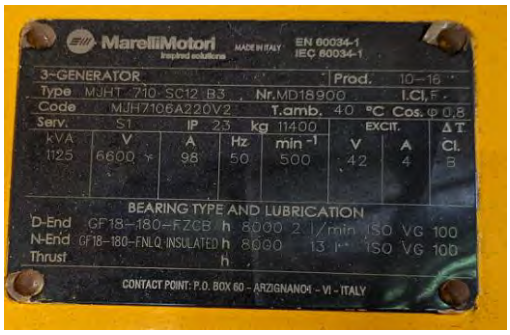
(a) Taelefaga





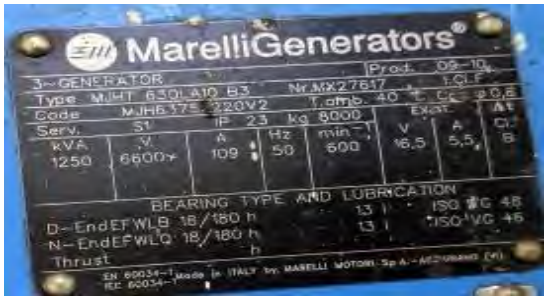
(b)Lalomauga





(c)Smasoni





(d)Alaoa





(e)Fuluasou

図 4.1.1.2-1 水力発電所に関する情報 現地調査

4.1.2. 変圧器に関する情報

表 4.1.2-1～4.1.2-2 に変圧器情報（発電所・変電所・PV・BESS）を示す。当該表では現地調査で妥当性を確認したものを太字（黒）で示し，新たに得られた情報は赤字で追記または修正した。また，他項目の変更に基づき情報更新しているが不確定さが残っているものは青字で示した。これらの修正により，系統モデルの変圧器インピーダンスを銘板通りの定数に更新した。また，実系統の運用に沿ったタップ数（制御範囲）が判明し，系統モデルに実装することが可能となった（図 4.1.2-1 参照）。

表 4.1.2-1 変圧器情報(発電所・変電所)

System Capacity [MVA]		10							
ID No.	Power Plant/Substation	Pri/Sec Voltage	Result of Site Survey						
			Transformer Capacity [MVA]	Leakage Reactance (Machine base) [%]	Information on Tap				Tap Ratio TAPR
					Step N	Position i	Upper Limit TapU	Lower Limit TapL	
TR1	1.Fiaga Plant	33/11kV	**15**	**9.01%**	**5**	**2**	**1.05**	**0.95**	**1.02500**
TR2	1.Fiaga Plant	33/11kV	**15**	**9.01%**	**5**	**2**	**1.05**	**0.95**	**1.02500**
TR3	1.Fiaga Plant	33/22kV	**10**	**1.76%**	**17**		**1.0625**	**0.8625**	1.00000
TR4	2.Fuluasou Substation	33/22kV	**20**	**2.13%**	**17**		**1.0625**	**0.8625**	1.00000
TR5	2.Fuluasou Substation	33/22kV	**20**	**2.15%**	**17**		**1.0625**	**0.8625**	1.00000
TR6	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10	2.93%					1.00000
TR7	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10	1.75%					1.00000
TR8	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10	11.40%					1.00000
TR9	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10	11.30%					1.00000
TR10	4.Lalomauga Plant	33/22kV	**10**	**2.93%**	**19**		**1.05**	**0.95**	1.00000
TR11	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	**5**	**7.50%**	**9**		**1.10**	**1.00**	1.00000
TR12	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	**2.5**	**5.96%**	**9**		**1.10**	**1.00**	1.00000
TR13	5.Fulsaou Hydoro	22/0.4kV	**1**	**5.84%**	**17**	**6**	**1.05**	**0.95**	**1.01875**
TR14	6.ALAOA	22/6.6kV	**1.5**	**5.92%**	**5**		**1.05**	**0.95**	1.00000
TR15	7.FOF	22/6.6kV	**2**	**6.00%**					1.00000
TR16	8.SAMASONI1	22/6.6kV	**1.25**	**5.48%**	**5**		**1.05**	**0.95**	1.00000
TR17	8.SAMASONI2	22/6.6kV	**1.25**	**5.45%**	**5**		**1.05**	**0.95**	1.00000
TR18	9.TAELEFAGA1	22/6.6kV	**2.5**	**5.72%**	**7**	**4**	**1.075**	**0.95**	**1.01250**
TR19	9.TAELEFAGA2	22/6.6kV	**2.5**	**7.26%**	**7**	**4**	**1.075**	**0.95**	**1.01250**
TR20	9.TAELEFAGA3	22/6.6kV	**2.5**	**6.25%**					1.00000
TR21	10.TAFITOALA FAUSAGA	22/0.4kV	**0.75**	-					1.00000
TR22	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315	-					1.00000
TR23	11.VAILOA ALEIPATA	22/0.4kV	0.315	-					1.00000

Bold：Validated by site survey

Red：New information obtained or revised as a result of the field survey

Tap Ratio is determined by the formula shown below:

TAPR = TapL+(TapU-TapL)/(N-1)*(N-i)

- The newly obtained information have contributed to the improvement of transformer models.

表 4.1.2-2　変圧器情報(PV・BESS)

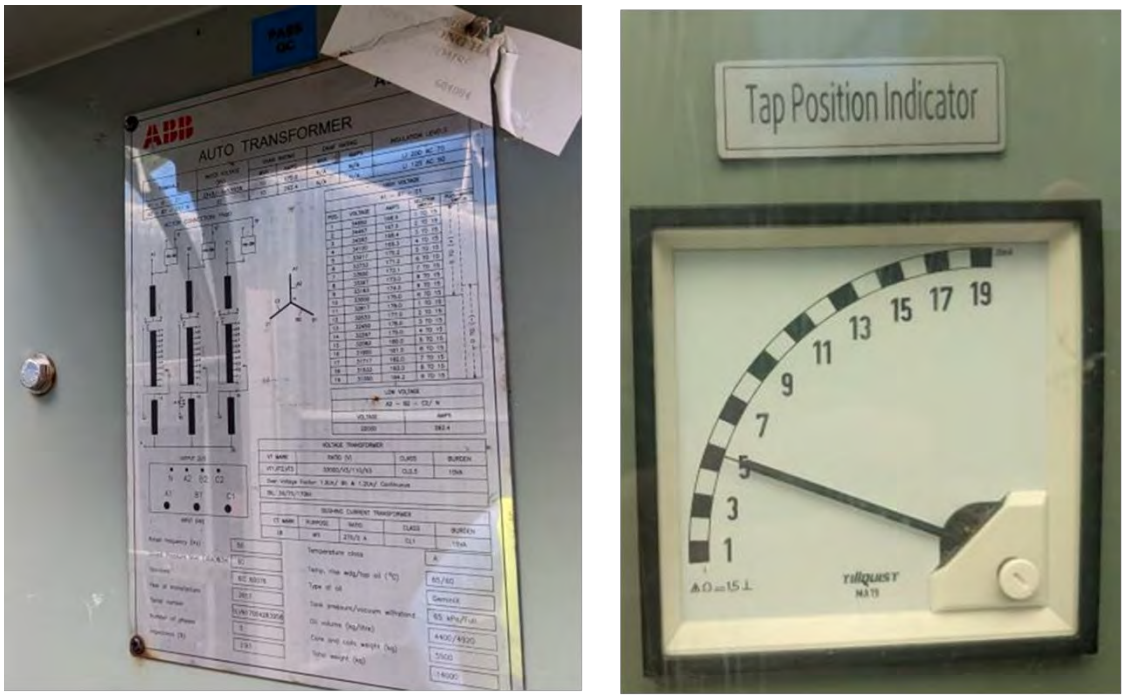
System Capacity [MVA]		10							
	ID No.	Name	PV System Capacity [MW]	Reactance of Transformer [Self Capacity%]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]	PV System Capacity [MW]	Transformer Capacity [MVA]	Reactance of Transformer [Self Capacity%]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]
PV	PV121	FALEOLO Solar for Samoa	2.500	11%	0.4400	**2.200**	2.500	11%	0.4400
	PV122	FALEOLO SunPacific 1	2.000	11%	0.5500	2.000	**2.000**	**6.42%**	**0.3210**
		FALEOLO SunPacific 2	1.500	11%	0.7333	1.500	1.500	11%	0.7333
	PV123	FALEOLO GreenPower1	2.000	11%	0.5500	**1.250**	**1.250**	**2.774%**	**0.2219**
		FALEOLO GreenPower2				**1.250**	**1.250**	**2.328%**	**0.1862**
	PV131	RaceCource EPC1	2.100	11%	0.5238	0.525	**0.750**	**5.07%**	**0.6760**
		RaceCource EPC2				0.525	**0.750**	**5.12%**	**0.6827**
		RaceCource EPC3				0.525	**0.750**	**5.15%**	**0.6867**
		RaceCource EPC4				0.525	**0.750**	**4.98%**	**0.6640**
	PV132	RaceCource GreenPower	2.000	11%	0.5500	2.000	2.000	11%	0.5500
	PV133	RaceCource Solar for Samoa	1.500	11%	0.7333	**1.500**	**1.600**	**6%**	**0.3750**
	PVF221	RaceCource Gym	0.250	11%	4.4000	0.250	0.250	11%	4.4000
	PVF231	Vaitele	0.217	11%	5.0691	0.217	0.217	11%	5.0691
	PVF311	Tanugamanono	0.120	11%	9.1667	0.120	0.120	11%	9.1667
	ID No.	Name	BESS Capacity [MW]	Reactance of Transformer [Self Capacity%]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]	BESS Capacity [MW]	Transformer Capacity [MVA]	Reactance of Transformer [Self Capacity%]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]
BESS	BE121	FALEOLO	2.000	11%	0.5500	2.000	**2.500**	**7.6%**	**0.3800**
	BE011	Fiaga Plant #1	3.000	11%	0.3667	3.000	**3.750**	**7.3%**	**0.2433**
	BE012	Fiaga Plant #2	3.000	11%	0.3667	3.000	**3.750**	**7.3%**	**0.2433**

Bold：Validated by site survey

Red：New information obtained or revised as a result of the field survey

Blue：Items for which information is updated due to changes in other items, but which remain uncertain.

- The newly obtained information have contributed to the improvement of transformer models.



Lalomauga Photos of the field survey　ref3/note：auto-tap（pos5）

図 4.1.2-1　変圧器写真 現地調査(Lalomauga)

4.2. CPAT モデル諸元一覧表

4.2.1. 発電機モデル

表 4.2.1-1 に，EPC エンジニアより頂いた発電機モデルに関連する情報（ファイルネーム）を示す。当該ファイルの約 90%以上のファイルが CPAT 動特性モデルの改善に寄与した。

表 4.2.1-1 新たに得られたモデリング関連情報（ファイルネーム）

File Name	Newly Obtained Information for Modeling	Model update
BESS Model TESLA	Battery inverter model	N/A
FOF generator Drawing pack	Generator constants & H (Q-axis time constants are missing)	Yes
ditto	Magnetization curve	Yes
Lalomauga Alternator TEST certificates	Generator constants (nearly no data are included)	Nearly no
ditto	Magnetization curve	Yes
MHI_SAMOA_GEN_FINAL	Magnetization curve	Yes
Samasoni 1/2 Generator FAT MD18899/18900	Magnetization curve	Yes
Samasoni GEN SPEC DS_600356-05 JHT710SC12	Generator constants & H (Q-axis time constants are missing)	Yes
SAMOA-PROTECTIONRELAYCALCULATIONSHEET	Generator constants (D-axis reactance only)	Yes (already)
Taelefaga 1 Old Alternator Specifications (/A/B)	Generator constants (D-axis reactance & time constant only)	Yes
Taelefaga 1_2 Generator Details	Contents only of turbine (we wanna see Ch. 2-P for governor)	No
Taelefaga 2 Alternator Factory TEST	Magnetization curve only (gen. constants are still missing)	Yes
Tafitoala GENERATOR DATA PACK - 608692	Gen. constants, magnetization curve, and inertia (H)	Yes

Over 90% of files contribute to refine dynamic models.
Inertia of Lalomauga, Taelefaga (1&2), and Alaoa are still missing (see next slide).
Previous generator's data are provided for Taelefaga (1&2).

表 4.2.1-2 に新たに得られたモデリング関連情報（発電機毎）を示す。Lalomauga，Taelefaga，および Alaoa の慣性の値は入手できなかった。また，Taelefaga については以前導入された古い発電機データを使用していることから，今後，当該情報を収集して系統モデルを更新することが望ましい。

表 4.2.1-2 新たに得られたモデリング関連情報（発電機毎）

Power station name	Gen. constant	Inertia*	Magnetization curve	AVR Product Name	Governor Manual	Step-up Trans. %Z	Freq. droop	Spinning Reserve unit
Fiaga1-4	X	X	X	DECS200	X	X	4%?	X
Fuluasou3	X	(X)	X	UNITROL1005	X	X	6%?	Unknown
Tafiolata	X	X	X	DECS150	Missing	Missing	Unknown	Unknown
Tafioala(Faleata)	(X)	Gen	X	DECS150	X	X	0%?	Unknown
Lalomauga 1&2	Missing	Missing	X	DECS250	Missing	X	0%?	Unknown
Taelefaga 3	X	X	X	HNAC	Missing	X	0%?	Unknown
Taelefaga 1&2	OLD one	Missing	X	DECS250	Missing	X	0%?	Unknown
Samasoni 1&2	(X)	Gen	X	Missing	X	X	4%?	Unknown
Alaoa	Missing	Missing	Missing	Missing	Missing	X	4%?	Unknown
FOF	X	X	X	M71FA320A	Missing	X	Unknown	Unknown

* The inertia consists of that of (1) generator, (2) fly wheel (if any), and (3) runner (hydropower plant only)

We would like EPC to clarify which units are leveraged for the spinning reserve.
If used, could you please let us know the currently assigned droop settings?

図 4.2.1-1 に系統周波数及び故障電流の挙動とそれらの事象に密接に関わるパラメータを示す。当該図に示すように，慣性（発電機，フライホイール，機械的な動力等）は周波数低下の挙動に最も強く関わり，昇圧変圧器と発電機のリアクタンスは主として故障電流に関わる。なお，後者は周波数挙動にも間接的に影響を与える。

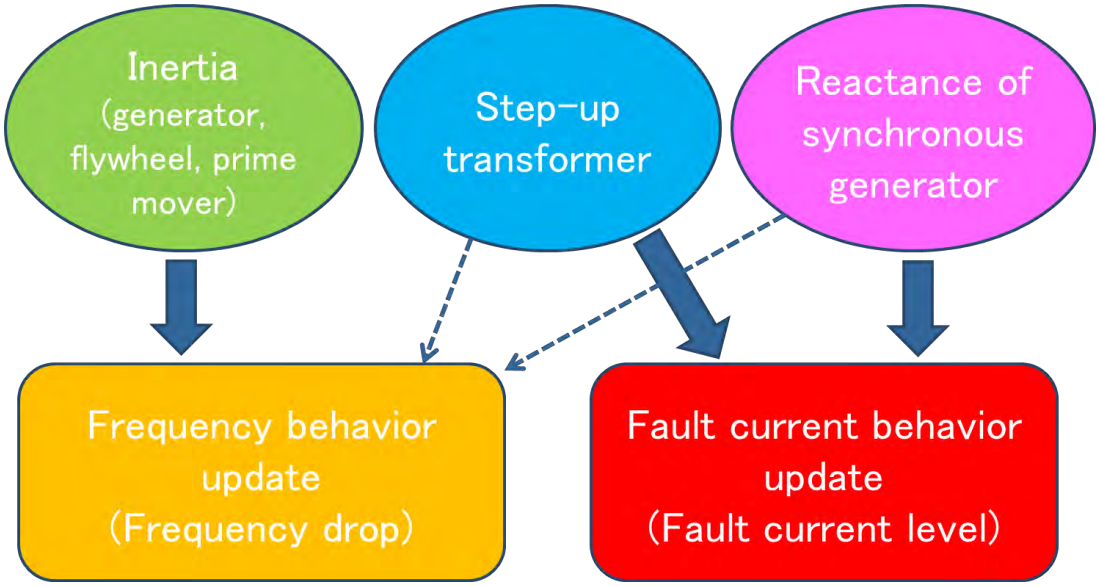


図 4.2.1-1　Key Model Parameter Update

図 4.2.1-2 に，同期発電機と発電機コントローラの模式図を示す。当該図の 4 要素（発電機，ガバナ，AVR，昇圧変圧器）の数値モデルを改良しており，発電機，AVR，昇圧変圧器は概ね良好に更新できたが，ガバナについては数値モデル改良に必要な情報が得られなかったため，モデルのパラメータが同定できていない。

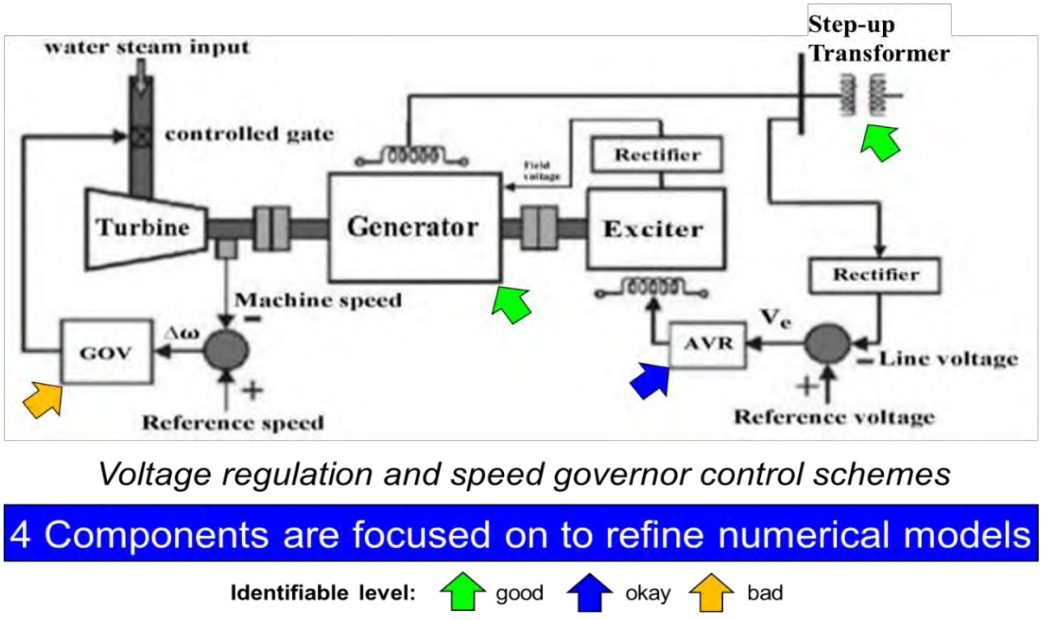


図 4.2.1-2　同期発電機と発電機コントローラ

図 4.2.1-3 に同期リアクタンス（過渡リアクタンスも含む）のイメージを示す。電機子に生じる漏れリアクタンスと電機子反作用リアクタンスの和が同期リアクタンスとなるが，漏れリアクタンスは比較的微小なことから無視しても差し支えなく，電機子反作用リアクタンスが，発電機内部のリアクタンスの主体となる。なお，同期リアクタンスに関する数値情報は，EPC エンジニアより提供されたマニュアル等を参考にした。

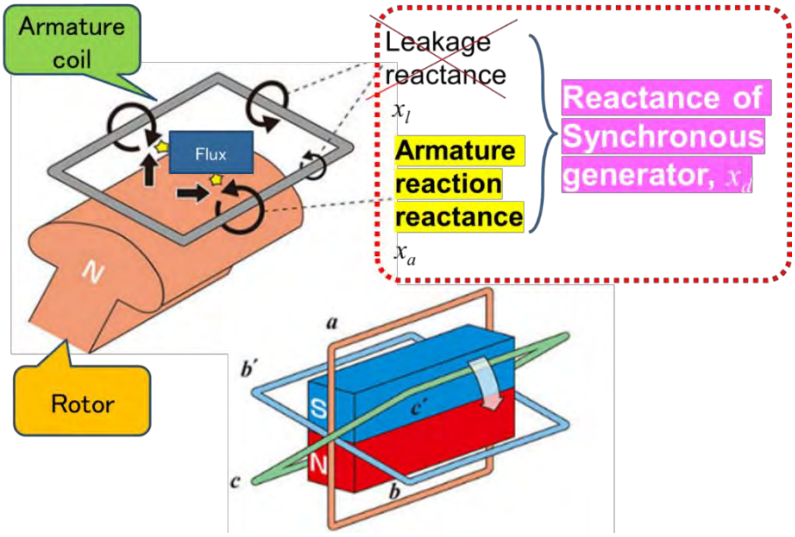


図 4.2.1-3　Update of Synchronous Reactance, Including Transient Reactance

図 4.2.1-4，図 4.2.1-5 に慣性の改良内容を示す。ディーゼル発電機（Fiaga）についてはマニュアル，銘板（ネームプレート）等から慣性定数に関連する情報を入手できた。一方，水力発電機については慣性定数が入手できない設備もあったため，その場合は既知の他設備の情報等を参考にして更新した。

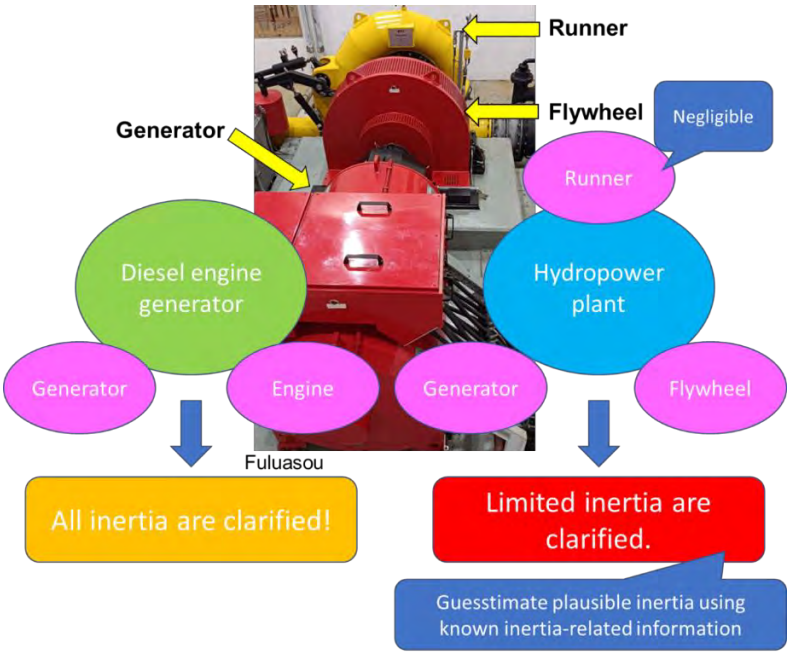


図 4.2.1-4　Inertia update

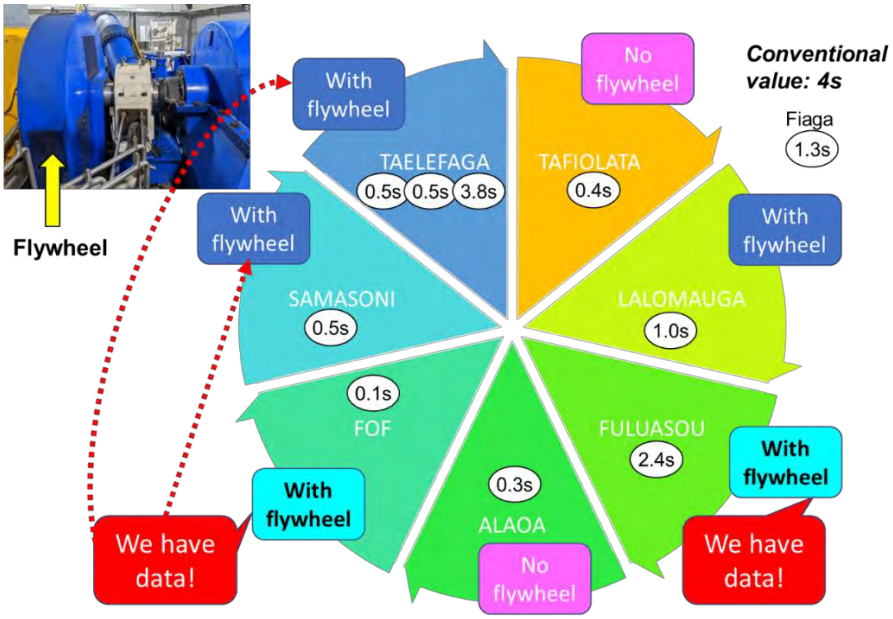


図 4.2.1-5 Hydropower Plant Inertia Identification

具体的には以下のとおり。

➢ Fuluasou3 は，260kg-m^2 が発電機単体の GD^2 であり，532kg-m^2 がフライホイールであると判明。合計値の 792kg-m^2 を GD^2 とした。

➢ Tafiolata の資料に記載のある 79kg-m^2 は，GD^2 ではなくて，モーメント J であると想定されるため，4 倍して GD^2 に直す。この水車は縦軸のペルトン水車であるため，フライホイールはない。79 kg-m^2 の 4 倍の 316kg-m^2 を GD^2 とした。

➢ Lalomauga は，容量が近い FOF と同様とする。フライホイールは写真から確認でき，FOF のフライホイールの値を流用した。

➢ Taelefaga1・2 号機は，フライホイールがあるが，図面からカバーの中のフライホイールはかなり小さいことがわかっており，FOF のフライホイールの 490kg-m^2 を追加した。

➢ Samasoni は，写真からフライホイールが確認できる。資料の中にフライホイールの情報がないが，FOF と同一メーカでもあり，FOF のフライホイールの値を流用する。350kg-m^2 が発電機単体の GD2 であり，これに FOF のフライホイールの 490kg-m^2 を追加した。

➢ Alaoa は，写真からフライホイールが確認できない。角度が悪すぎてわからないが，運転デジタルパネルにもフライホイールがないので，ないものとして扱う。Samasoni とメーカが同一で容量も近いので，350kg-m^2 を GD2 として使用した。

図 4.2.1-6 に水力発電機の発電機定数（過渡リアクタンス Xd'）の改良内容を示す。EPC エンジニアより，Smasoni，FOF，Tafitolata，Fuluasou の発電機定数は提供されたが，入手できなかった他発電所については，提供された情報を参考にして改良した。

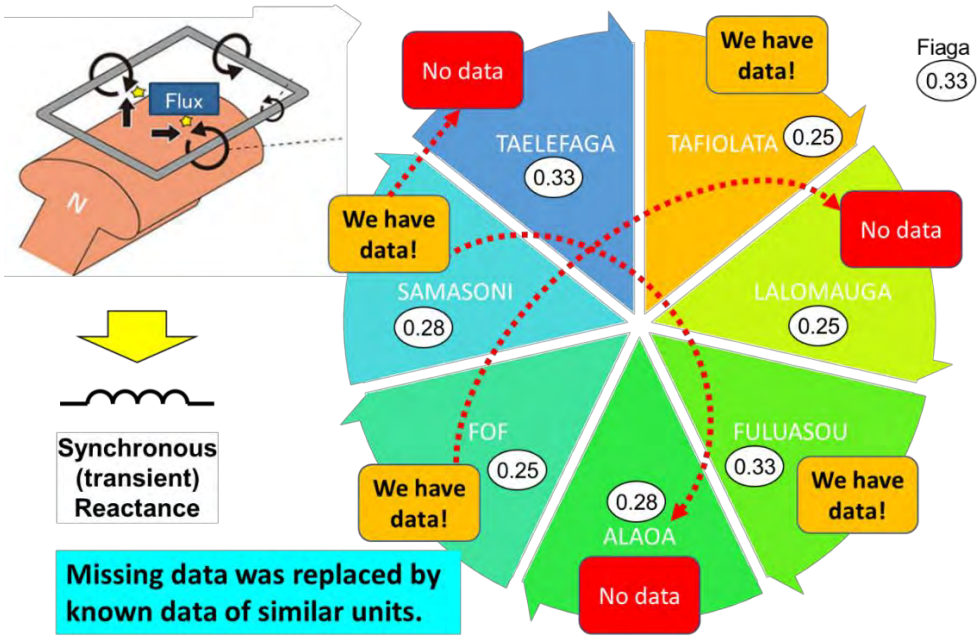


図 4.2.1-6　Hydropower Plant Generator Constant (Xd')

4.2.2　変圧器モデル

図 4.2.2-1 に変圧器インピーダンスの更新内容を示す。サモア電力エンジニアより提供された情報を基に，昇圧変圧器 3 台（Taelefaga2 台，Alaoa1 台）の漏れリアクタンスを更新した。

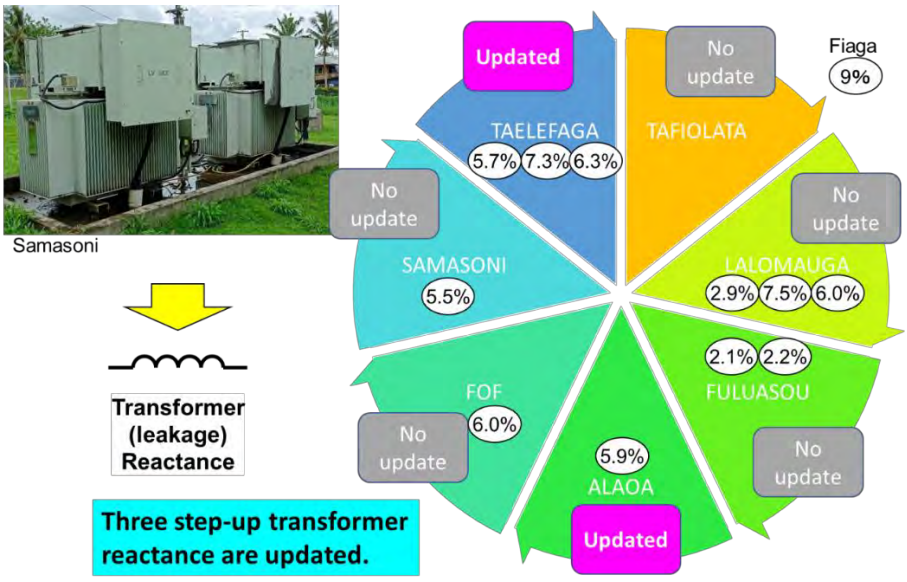


図 4.2.2-1 Transformer Impedance Update

4.2.3　AVR モデル

図 4.2.3-1 に AVR モデルの更新内容を示す。当該図に示すように，データが入手できなかった AVR については他発電所の AVR(DECS250)の情報を参照して更新した。

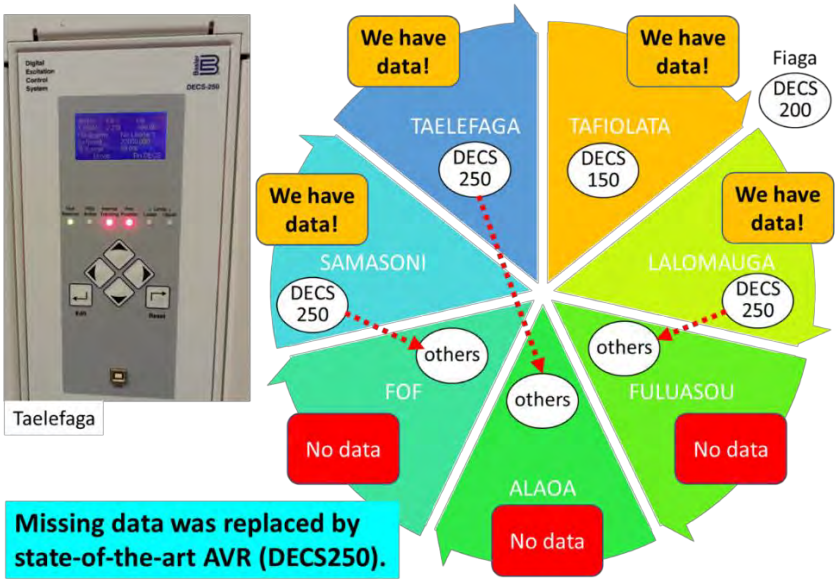


図 4.2.3-1　Voltage Controller Model Update

図 4.2.3-2 に Taelefaga2 号機の AVR のステップ応答試験の実測対比結果を示す。当該図は CPAT シミュレーションと実測値を重ね書きしている。AVR モデルのパラメータは，モデリングの専門家により適切に同定され，両者の値がよく合致した。他の AVR は，実測値が得られなかった。一方，AVR の取り扱い説明書から同定に必要な情報の大部分が得られることが上記の実測対比の過程で判明した。DECS の取り扱い説明書はすべての型番が入手できたため，他の発電機の AVR モデルも精緻化できた。当該モデルを活用すれば，実系統の電圧挙動を精度良く再現可能となる。本改良モデルは，周波数変動などの他の動特性解析にも活用できる。

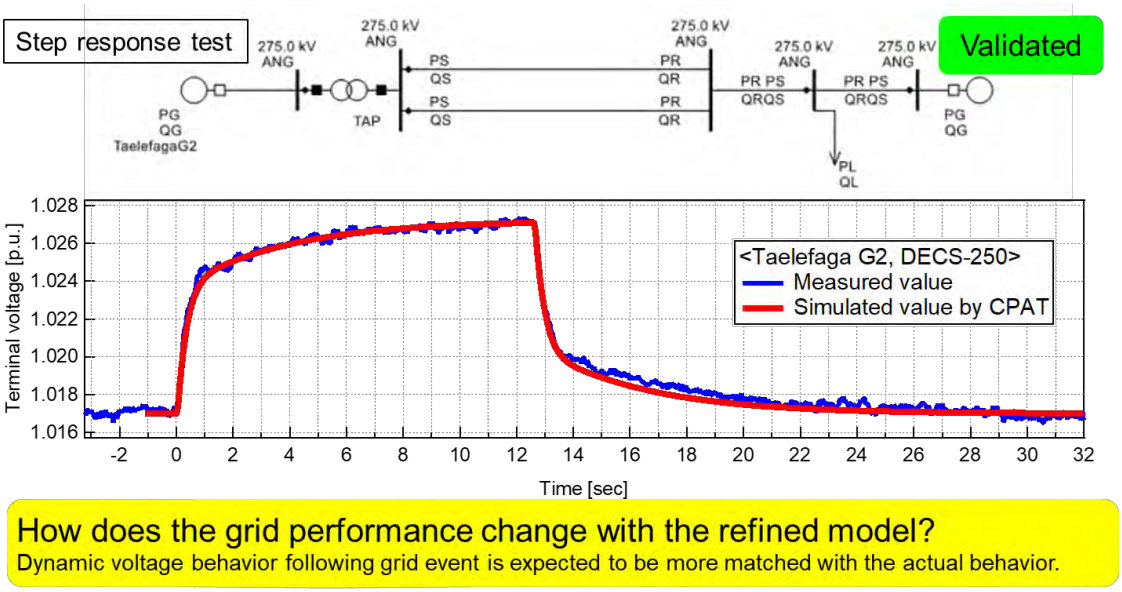


図 4.2.3-2　AVR Performance Comparison Bet. Simulated & Measured Response

4.3.　まとめ

図 4.3 にモデル更新に関する 4 つのキーワードを示す。今回は，慣性，AVR，発電機の同期リアクタンス，昇圧変圧器に関して，得られた情報を基にモデルを更新した。不足している情報については，既知情報および実測値を用いて推定した。

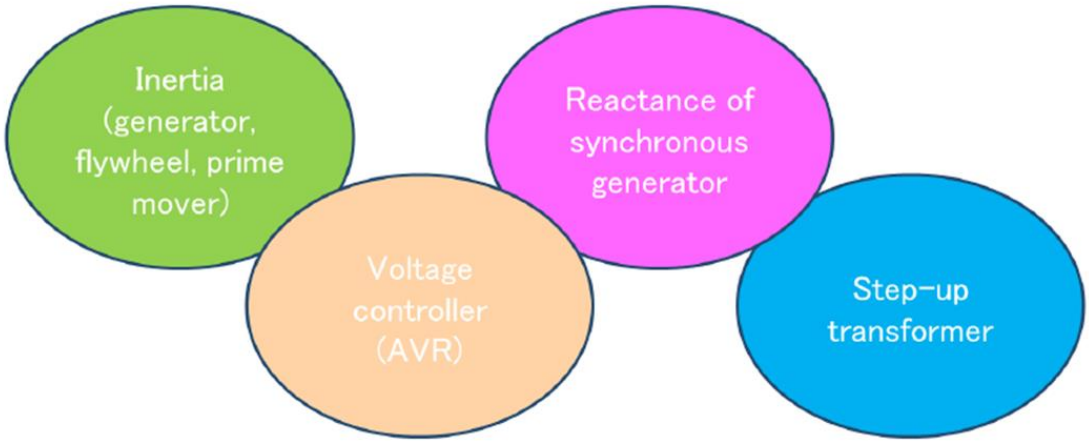


図 4.3 Key Takeaways of Model Update

5. CPAT ウポル電力系統モデル改良

5.1. 送配電設備モデルの更新

5.1.1. モデル改良の概要

暫定モデル（2021 年モデル）に対して，現地調査で得られた情報をもとにモデルを更新した。なお暫定モデルの系統構成は，EPC より提供を受けた簡略系統モデル(図 5.1.1-1)を参考に作成している。暫定モデルに対する更新状況を表 5.1.1-1 に示す。

表 5.1.1-1 送配電設備モデルの更新状況

Model	Status	Major Updates
System configuration	Updated	PV ファーム内の設備構成 (field survey)
Transmission and distribution lines	No update	
Transformer	Updated	タップ比，変圧器インピーダンス，etc. (field survey)

ウポル系統モデルの主要な系統構成については，EPC から新たな情報は特に無く，更新しなかった。一方，PV ファームの変圧器を調査した際に，一部の PV ファームにおいて連系変圧器の台数が明らかになった。連系変圧器の台数は，潮流計算，短絡容量計算，Dynamic stability analysis のいずれの結果にも影響するため，図 5.1.1-2 示す PV ファームにて変圧器台数を考慮した。また無負荷損が判明した変圧器には，損失を指定する負荷が追加されている。更新されたウポル系統モデルを図 5.1.1-3 に示す。

線路定数は，送配電線モデルについては新たな情報は無く，更新しなかった。変圧器については，4.1.2.章で示したように変圧器インピーダンスやタップ比の情報を得られたためモデルに指定する定数を更新した。

5.1.2. 送配電線モデル

送配電線については，系統構成の見直し，線路定数の変更などは実施しなかった。送配電線路の定数を表 5.1.2-1 に示す。

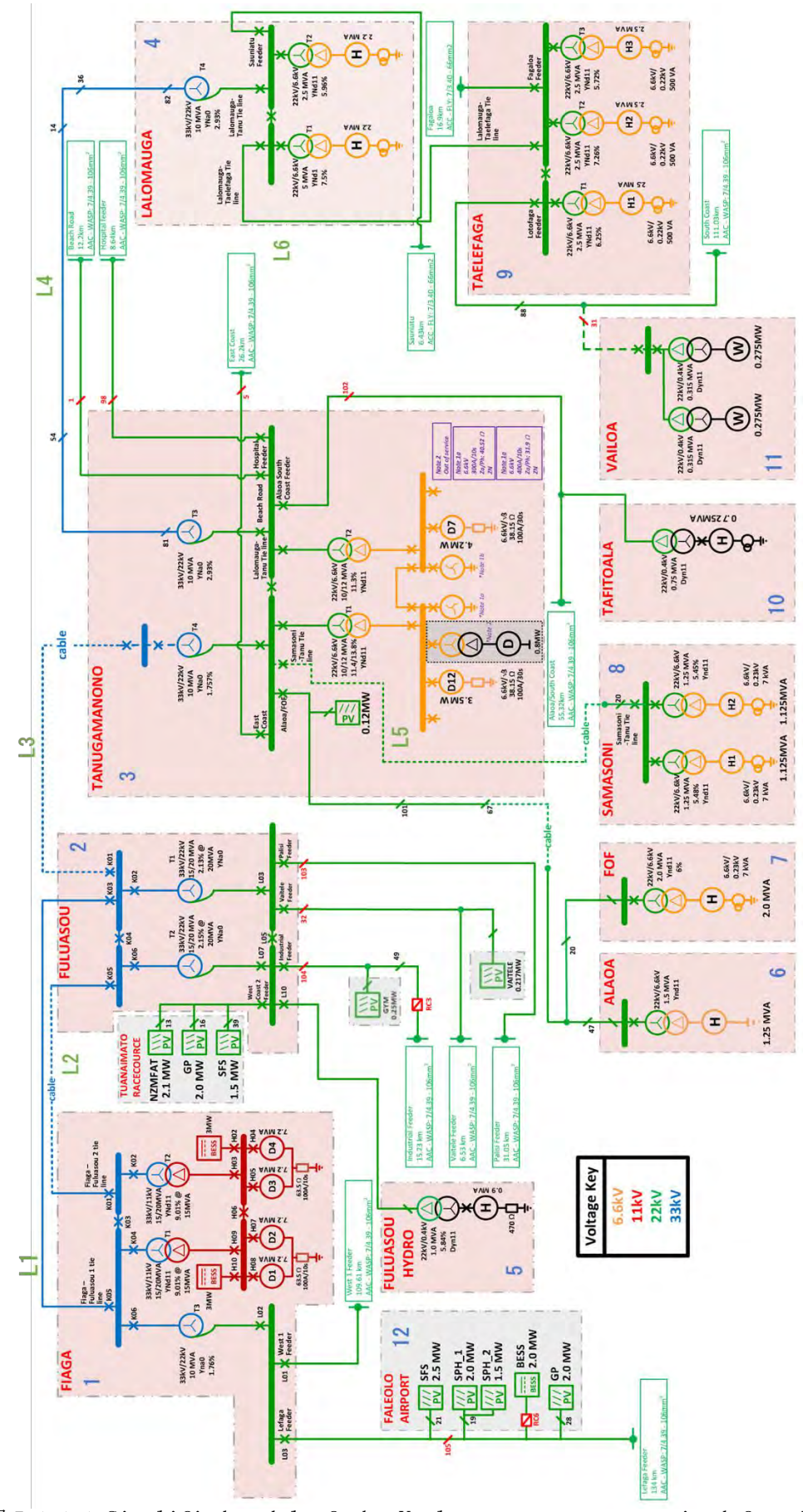


図 5.1.1-1 Simplified model of the Upolu power system received from EPC

[FALEOLO Sunpacific]

Preliminary



Renewed



[FALEOLO Green power]

Preliminary

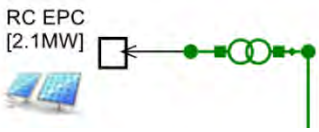


Renewed



[Racecource EPC]

Preliminary



Renewed

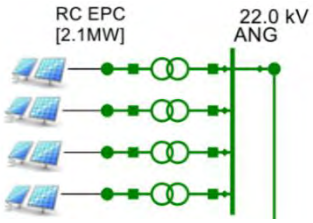


図 5.1.1-2 設備構成を変更した PV ファーム

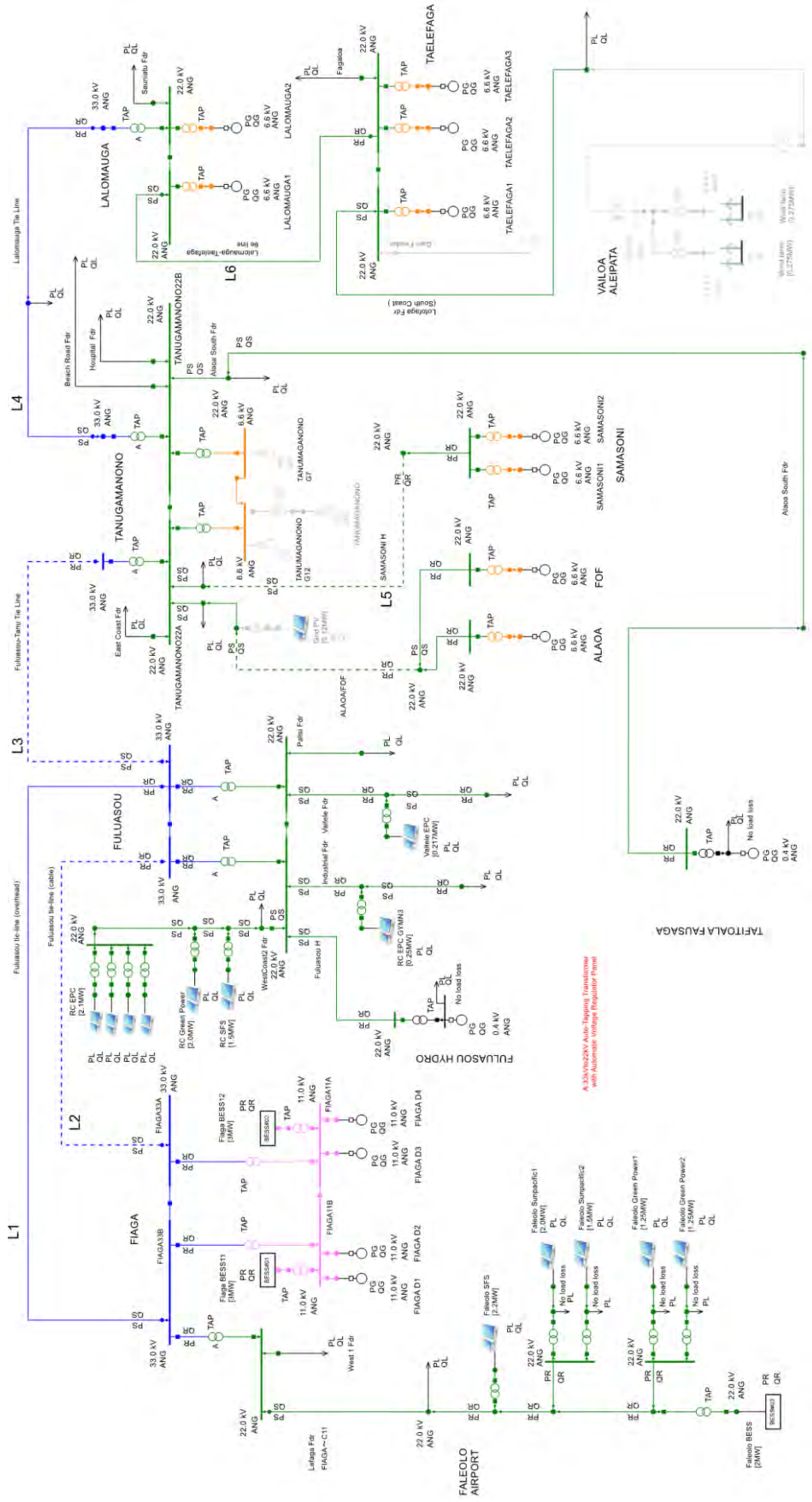


図 5.1.1-3 CPAT system model of the Upolu power system

表 5.1.2-1　送配電線線路定数

Transmission and distribution line specifications								PU conversion value (in SMVA)		
System diagram No.	Line name	Type	Vb [kV]	R [ohm/km] *1	X [ohm/km] *2	Overhead : B [μmho/km] Cable : C [μF/km]	L [km]	Rpu [p.u.]	Xpu [p.u.]	Ypu/2 [p.u.]
L1	Fuluasou tie-line	Overhead	33	0.2703	0.3591	3.191	11.61	0.028817	0.038284	0.002017
L2	Fuluasou tie-line	Cable	33	0.10153	0.11698	0.26	13.79	0.012852	0.014808	0.061310
L3/33	Fuluasou-tanu tie line	Cable	33	0.10153	0.11698	0.26	6.97	0.006495	0.007483	0.030982
L4	Lalomauga tie line	Overhead	33	0.2703	0.3591	3.191	38.37	0.095239	0.126528	0.006667
L5	Samasoni Tie Line	Cable	22	0.16484	0.12578	0.34	0.3	0.001022	0.000780	0.000775
		Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	0.3	0.001675	0.002226	0.000023
L6	Lalomauga-Taelefaga tie line	Overhead	22	0.2261	0.292	0.646	12.21	0.057039	0.073663	0.000191
F31	Alaoa Tie Line	Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	2.345	0.013096	0.017399	0.000181
		Cable	22	0.16484	0.12578	0.34	0.948	0.003229	0.002464	0.002450
F111 +F113	Fiaga-Faleolo Airport	Overhead	22	0.2703	0.3591	3.191	26	0.145202	0.192905	0.002008

5.1.3.　変圧器モデル

変圧器モデルについては，以下の点を改良した。

・タップの配置の調整
・タップ比
・変圧器インピーダンス

5.1.3.1　タップの配置の調整

暫定モデル（2021 年モデル）では，全て低圧側で電圧を調整できるようモデル化していた。現地調査の結果，高圧側で電圧を調整する設備があることが判明した。CPAT の変圧器モデルでは，図 5.1.3.1-1 の①に示すように”Receiving node (NT)”側にタップが配置されるため，変圧器の接続を反転させた。

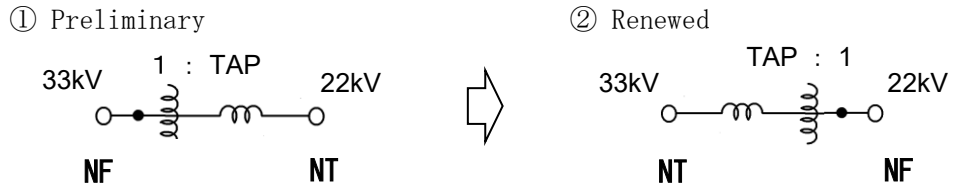


図 5.1.3.1-1 CPAT 変圧器モデルにおけるタップ位置

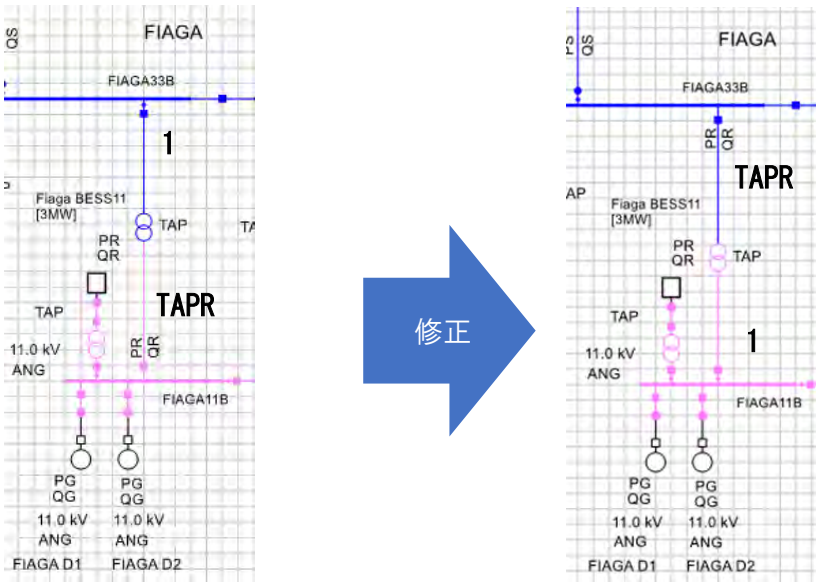


図 5.1.3.1-2 CPAT-GUI 上での反転例

表 5.1.3.1-1 に，接続を反転させた変圧器の一覧を示す。なお TANUGAMANONO 発電所の 22/33kV 変圧器については確認できる情報を得られなかったが，33kV 母線に接続するオートタップであるため他の変電所に合わせて反転させた。

表 5.1.3.1-1 接続を反転した変圧器

ID No.	Power plant/Substation	Primary/Secondary voltage
TR1	Fiaga Plant	11/33kV
TR2	Fiaga Plant	11/33kV
TR3	Fiaga Plant	22/33kV
TR4	Fuluasou Substation	22/33kV
TR5	Fuluasou Substation	22/33kV
TR6	Tanugamanono Plant	22/33kV
TR7	Tanugamanono Plant	22/33kV
TR10	Lalomauga Plant	22/33kV

5.1.3.2　タップ比

タップ比については，現地調査で得られた銘板の写真などにより特定した。発電機の昇圧変圧器については，日常的な運用では調整しない固定のタップ比として扱う。22/33kV のオートタップ変圧器は，潮流調整時にタップ位置を変更しやすいよう配慮しテーブル形式でデータ化した。

- タップ比の算定

タップの上下限値，全段数が判明した場合には，以下の式より各段のタップ比を算定した。発電機昇圧変圧器でタップ位置が分かる場合には，算定されたタップ比で固定した。

TAPR = TapL+(TapU-TapL)/(N-1)*(N-i)

TapL：タップ比上限，TapU：タップ比下限，N：全段数，i：タップ位置

- タップ比の選択

22/33kV のオートタップ変圧器は，潮流調整時にタップ位置を変更しやすいように，全てのタップ比をテーブルに登録した。潮流調整時には，以下のインタフェースより選択できる(図 5.1.3.2-1)。

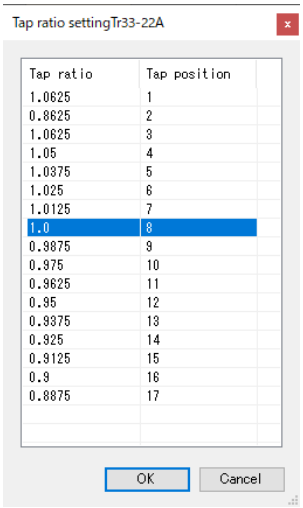


図 5.1.3.2-1 タップテーブルを用いたタップ比の選択例

表 5.1.3.2-1 の表中に赤字で示された値が，現地調査の情報を用いて更新された値となる。暫定モデル（2021 年モデル）では，潮流計算の電圧調整の際に，全てのタップ比を調整対象としていた。改良モデル（2023 年モデル）では，タップ位置が判明した一部の変圧器のタップ比を固定とした。またオートタップの上下限値や段数も考慮できたことから，より現実的なモデルになったと考えられる。

表 5.1.3.1-2 タップ情報一覧

ID No.	Power Plant/Substation	Pri/Sec Voltage	Preliminary	Renewed					
			Tap Ratio TAPR	Information on Tap				Tap Ratio TAPR	References
				Step N	Position i	Upper Limit TapU	Lower Limit TapL		
TR1	1.Fiaga Plant	33/11kV	1.00000	5	2	1.05	0.95	1.02500	A1
TR2	1.Fiaga Plant	33/11kV	1.00000	5	2	1.05	0.95	1.02500	A1
TR3	1.Fiaga Plant	33/22kV	1.00000	17		1.0625	0.8625	1.00000	A2
TR4	2.Fuluasou Substation	33/22kV	1.00000	17		1.0625	0.8625	1.00000	A2
TR5	2.Fuluasou Substation	33/22kV	1.00000	17		1.0625	0.8625	1.00000	A2
TR6	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	1.00000					1.00000	
TR7	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	1.00000					1.00000	
TR8	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	1.00000					1.00000	
TR9	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	1.00000					1.00000	
TR10	4.Lalomauga Plant	33/22kV	1.00000	19		1.05	0.95	1.00000	A2
TR11	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	1.00000	9		1.10	1.00	1.00000	A1
TR12	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	1.00000	9		1.10	1.00	1.00000	A1
TR13	5.Fulsaou Hydoro	22/0.4kV	1.00000	17	6	1.05	0.95	1.01875	A1
TR14	6.ALAOA	22/6.6kV	1.00000	5		1.05	0.95	1.00000	A1
TR15	7.FOF	22/6.6kV	1.00000					1.00000	A1
TR16	8.SAMASONI1	22/6.6kV	1.00000	5		1.05	0.95	1.00000	A1
TR17	8.SAMASONI2	22/6.6kV	1.00000	5		1.05	0.95	1.00000	A1
TR18	9.TAELEFAGA1	22/6.6kV	1.00000	7	4	1.075	0.95	1.01250	A1
TR19	9.TAELEFAGA2	22/6.6kV	1.00000	7	4	1.075	0.95	1.01250	A1
TR20	9.TAELEFAGA3	22/6.6kV	1.00000					1.00000	A1

赤字：現地調査の結果，新たに情報を得て修正した値

A1　：EPC からの提供データを参照

A2　：現地調査で得られた銘板情報を参照

5.1.3.3　変圧器インピーダンス

暫定モデル（2021 年モデル）の変圧器インピーダンス（発電機）は，EPC より入手した資料より設定していた。一方で変圧器インピーダンス（PV や BESS）については，日本国内の島嶼地域で使用されている値を代用していた。

現地調査の結果，PV や BESS の変圧器の銘板情報より容量やインピーダンスが判明したため，その値を採用した。また発電機の変圧器についても銘板調査を実施し，暫定モデルで使用していた値の妥当性を確認した。

- 発電所，変電所の変圧器

表 5.1.3.3-1 に，発電所，変電所の変圧器インピーダンス値を示す。赤字で示された ALAOA,TAELEFAGA# 1,TAELEFAGA#3 について銘板情報にあわせて変更した。

- PV,BESS の変圧器

表 5.1.3.3-2 に，PV,BESS の変更したインピーダンス値を赤字で示す。EPC より入手した資料により，多くの設備で値を特定することができた。変圧器インピーダンスは短絡容量の算定に大きく影響するため，より現実的な SCR の評価が可能となったと考えられる。

系統図上に送配電設備の更新状況を示す(図 5.1.3.3-1)。多くの変圧器に対して何らかの更新がかけられており，現地調査の成果を有意義に活用できた。一方で不明な設備も存在するため，より現実的なモデルとなるように情報を更新することが望ましい。

表 5.1.3.3-1 変圧器インピーダンス(発電所, 変電所)

ID No.	Power Plant/Substation	Pri/Sec Voltage	Preliminary			Renewed		
			Transformer Capacity [MVA]	Reactance of Transformer [Self Capacity %]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]	Transformer Capacity [MVA]	Reactance of Transformer [Self Capacity %]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]
TR1	1.Fiaga Plant	33/11kV	15	9.01%	0.06007	**15**	**9.01%**	**0.06007**
TR2	1.Fiaga Plant	33/11kV	15	9.01%	0.06007	**15**	**9.01%**	**0.06007**
TR3	1.Fiaga Plant	33/22kV	10	1.76%	0.01760	**10**	**1.76%**	**0.01760**
TR4	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20	2.13%	0.01065	**20**	**2.13%**	**0.01065**
TR5	2.Fuluasou Substation	33/22kV	20	2.15%	0.01075	**20**	**2.15%**	**0.01075**
TR6	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10	2.93%	0.02930	10	2.93%	0.02930
TR7	3.Tanugamanono Plant	33/22kV	10	1.75%	0.01750	10	1.75%	0.01750
TR8	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10	11.40%	0.11400	10	11.40%	0.11400
TR9	3.Tanugamanono Plant	22/6.6kV	10	11.30%	0.11300	10	11.30%	0.11300
TR10	4.Lalomauga Plant	33/22kV	10	2.93%	0.02930	**10**	**2.93%**	**0.02930**
TR11	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	5	7.50%	0.15000	**5**	**7.50%**	**0.15000**
TR12	4.Lalomauga Plant	22/6.6kV	2.5	5.96%	0.23840	**2.5**	**5.96%**	**0.23840**
TR13	5.Fulsaou Hydoro	22/0.4kV	1	5.84%	0.58400	**1**	**5.84%**	**0.58400**
TR14	6.ALAOA	22/6.6kV	1.5	5.48%	0.36533	**1.5**	**5.92%**	**0.39467**
TR15	7.FOF	22/6.6kV	2	6.00%	0.30000	**2**	**6.00%**	**0.30000**
TR16	8.SAMASONI1	22/6.6kV	1.25	5.48%	0.43840	**1.25**	**5.48%**	**0.43840**
TR17	8.SAMASONI2	22/6.6kV	1.25	5.45%	0.43600	**1.25**	**5.45%**	**0.43600**
TR18	9.TAELEFAGA1	22/6.6kV	2.5	6.35%	0.25400	**2.5**	**5.72%**	**0.22880**
TR19	9.TAELEFAGA2	22/6.6kV	2.5	7.26%	0.29040	**2.5**	**7.26%**	**0.29040**
TR20	9.TAELEFAGA3	22/6.6kV	2.5	5.72%	0.22880	**2.5**	**6.25%**	**0.25000**

赤字：現地調査の結果，新たに情報を得て修正した値

太字：現地調査により妥当性を確認したもの

表 5.1.3.3-2 変圧器インピーダンス(PV, BESS)

	ID No.	Name	Preliminary			Renewed			
			PV farm capacity [MW]	Reactance of Transformer [Self Capacity %]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]	PV farm capacity [MW]	Transformer Capacity [MVA]	Reactance of Transformer [Self Capacity %]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]
PV	PV121	FALEOLO Solar for Samoa	2.500	11%	0.4400	**2.200**	2.500	11%	0.4400
	PV122	FALEOLO SunPacific 1	2.000	11%	0.5500	2.000	**2.000**	**6.42%**	**0.3210**
		FALEOLO SunPacific 2	1.500	11%	0.7333	1.500	1.500	11%	0.7333
	PV123	FALEOLO GreenPower1	2.000	11%	0.5500	**1.250**	**1.250**	**2.774%**	**0.2219**
		FALEOLO GreenPower2				**1.250**	**1.250**	**2.328%**	**0.1862**
	PV131	RaceCource EPC1	2.100	11%	0.5238	0.525	**0.750**	**5.07%**	**0.6760**
		RaceCource EPC2				0.525	**0.750**	**5.12%**	**0.6827**
		RaceCource EPC3				0.525	**0.750**	**5.15%**	**0.6867**
		RaceCource EPC4				0.525	**0.750**	**4.98%**	**0.6640**
	PV132	RaceCource GreenPower	2.000	11%	0.5500	2.000	2.000	11%	0.5500
	PV133	RaceCource Solar for Samoa	1.500	11%	0.7333	**1.500**	**1.600**	**6%**	**0.3750**
	PVF221	RaceCource Gym	0.250	11%	4.4000	0.250	0.250	11%	4.4000
	PVF231	Vaitele	0.217	11%	5.0691	0.217	0.217	11%	5.0691
	PVF311	Tanugamanono	0.120	11%	9.1667	0.120	0.120	11%	9.1667
	ID No.	Name	Preliminary			Renewed			
			BESS capacity [MW]	Reactance of Transformer [Self Capacity %]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]	BESS capacity [MW]	Transformer Capacity [MVA]	Reactance of Transformer [Self Capacity %]	Reactance of Transformer [System Capacity pu]
BESS	BE121	FALEOLO	2.000	11%	0.5500	2.000	**2.500**	**7.6%**	**0.3040**
	BE011	Fiaga Plant #1	3.000	11%	0.3667	3.000	**3.750**	**7.3%**	**0.1947**
	BE012	Fiaga Plant #2	3.000	11%	0.3667	3.000	**3.750**	**7.3%**	**0.1947**

赤字：現地調査の結果，新たに情報を得て修正した値

太字：現地調査により妥当性を確認したもの

青字：情報更新はしているが不確定さが残るもの

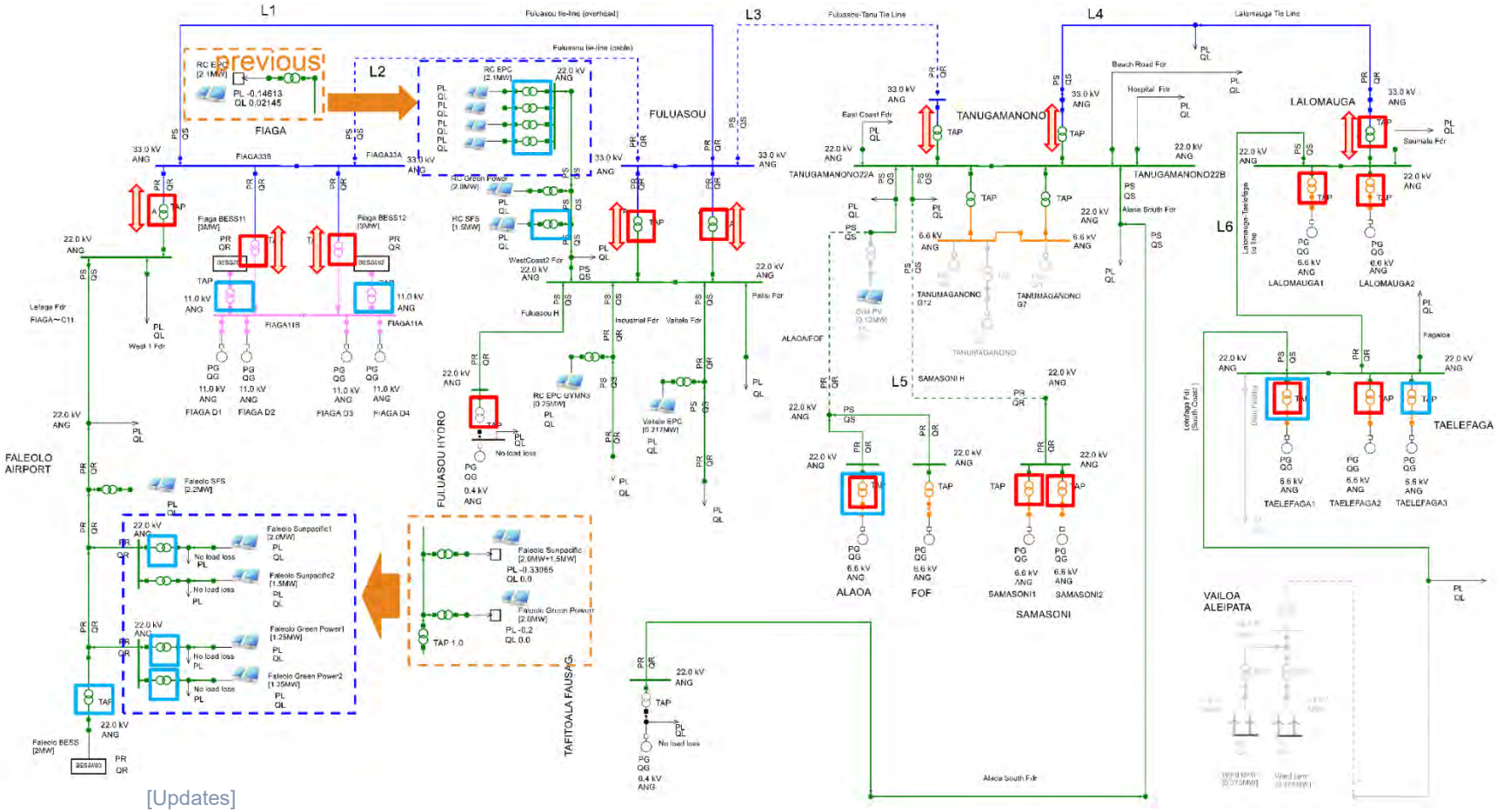


図 5.1.3.3-1 現地調査結果をもとに更新した送配電設備

5.2. 発電設備/負荷モデルの更新

5.2.1. モデル改良の概要

電力系統の Dynamic stability analysis(CPAT Y 法)で使用するモデルの改良状況についてまとめる。表 5.2.1-1 にモデルの一覧と改良状況の概略を示す。暫定モデル（2021 年モデル）で推定値の使用が多かった，同期発電機，同期発電機制御系，MG set，同期調相機，BESS について，現地調査の結果やメーカー情報の反映などにより，より現実的なモデルに改良した。

5.2.2 項以降で，モデル毎に改良点についてまとめる。

表 5.2.1-1 電力系統 Dynamic stability analysis モデル一覧

Model	Status	Major Updates
Synchronous generator	Updated	generator constants with saturation characteristics, etc. (field survey)
Generator controller (AVR/GOV)	Updated	AVR : excitor parameters, GOV : frequency droop (field survey)
MG (motor-generator) set	Updated	generator constants and generator control parameters(manufacturer’s specification)
Synchronous condenser	Updated	ditto
BESS	Updated	Plant-level control and device-level controlparameters(e.g., P-priority control, narrower dead band)
Load Characteristics	Updated	Load frequency characteristic (reactive power load)
UFLS	No update	
PV	No update	

5.2.2. 同期発電機定数

現地調査で入手した情報を用いて発電機定数を更新した。本項に暫定モデル（2021 年モデル）と改良モデル（2023 年モデル）の発電機定数を示す。

また暫定モデルでは考慮していなかった発電機飽和特性の情報も入手できたため，改良モデルでは飽和特性に関するデータも整備した。

5.2.2.1 発電機定数

表 5.2.2.1-1 から 表 5.2.2.1-5 に暫定モデルおよび改良モデルの発電機定数を示す。表中の pu 値表示の各定数は発電機自己容量ベース pu 値である。基準周波数は 50Hz である。

表 5.2.2.1-1 の慣性定数は，以下の式より算定した。FIAGA を一例として示す。

慣性モーメント GD^2=6200［kg・m^2］ → J=GD^2/4=1550［kg・m^2］

定格回転速度ωr=750［rpm］→ ω=ωr/60×2π=78.54［rad/s］

発電機定格容量 S=7.2125［MVA］

慣性定数：M=2H=J×ω^2/(S*1e6) = 1.3256［sec］ （^はべき乗）

4.2.1.発電機モデルに記載した通り，Lalomauga，Taelefaga，および Alaoa の慣性の値は入手できなかった。Lalomauga，Alaoa は，同型機の定数を使用した。また，Taelefaga についてはリプレース前の発電機データを使用した。

表 5.2.2.1-1 Updated generator constants based on the field survey 1

Name of generator	Rated capacity MVA[MVA]		Rated output MW[MW]		Power factor	Inertia constant MG [sec]		GD2 kgm^2 [kg・m2]	Configuration	Speed
	Preliminary	Renewed	Preliminary	Renewed	non-update	Preliminary	Renewed	Renewed	Renewed	Renewed
FIAGA D1	7.213	7.2125	5.780	5.770	0.8	4.000	1.325	6200	gen,fly	750
FIAGA D2	7.213	7.2125	5.780	5.770	0.8	4.000	1.325	6200	gen,fly	750
FIAGA D3	7.213	7.2125	5.780	5.770	0.8	4.000	1.325	6200	gen,fly	750
FIAGA D4	7.213	7.2125	5.780	5.770	0.8	4.000	1.325	6200	gen,fly	750
LALOMAUGA1	2.200	2.200	1.760	1.760	0.8	4.000	1.015	815	gen	1000
LALOMAUGA2	2.200	2.200	1.760	1.760	0.8	4.000	1.015	815	gen	1000
FULUASOU HYDRO	0.850	0.900	0.737	0.720	0.8	4.000	2.412	792	gen,fly,run	1000
ALAOA	1.250	1.250	1.000	1.000	0.8	4.000	0.2763	350	gen	600
FOF	2.000	2.000	1.600	1.600	0.8	4.000	1.117	815	gen	1000
SAMASONI1	1.125	1.125	0.900	0.900	0.8	4.000	0.5118	840	gen	500
SAMASONI2	1.125	1.125	0.900	0.900	0.8	4.000	0.5118	840	gen	500
TAELEFAGA1	2.500	2.505	2.000	2.004	0.8	4.000	0.5017	815	gen,fly,run	750
TAELEFAGA2	2.500	2.505	2.000	2.004	0.8	4.000	0.5017	815	gen,fly,run	750
TAELEFAGA3	2.500	2.500	2.000	2.000	0.8	4.000	3.793	6150	gen,fly,run	750
TAFITOALA FAUSAGA	0.688	0.725	0.550	0.580	0.8	4.000	0.4302	316	gen	600

: non-updated　: Updated　: referenced from similar type of machine　: referenced from previus equipment

gen:Generator
fly:Flyfheel
run:Runner

表 5.2.2.1-2 から 表 5.2.2.1-5 に発電機定数を整理する。CPAT R04 版では，不飽和値と飽和値を同時に指定可能である。飽和値と不飽和値のいずれかのみ得られた場合には，飽和値と不飽和値に同じ値を指定する。なお不飽和値と飽和値の両方の値を入手できた発電機は，FULUASOU と TAFITOALA であり，定数を表中に赤字で示している。

表 5.2.2.1-2 Updated generator constants based on the field survey 2

Name of generator	Synchronous reactance (D-axis) Xd[p.u.]			Transient reactance (D-axis) Xd' [p.u.]			Subtransient reactance (D-axis) Xd'' [p.u.]		
	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated
FIAGA D1	2.120	2.120	2.120	0.330	0.330	0.330	0.185	0.185	0.185
FIAGA D2	2.120	2.120	2.120	0.330	0.330	0.330	0.185	0.185	0.185
FIAGA D3	2.120	2.120	2.120	0.330	0.330	0.330	0.185	0.185	0.185
FIAGA D4	2.120	2.120	2.120	0.330	0.330	0.330	0.185	0.185	0.185
LALOMAUGA1	1.490	1.590	1.590	0.328	0.248	0.248	0.166	0.147	0.147
LALOMAUGA2	1.490	1.590	1.590	0.328	0.248	0.248	0.166	0.147	0.147
FULUASOU HYDRO	1.000	1.927	1.627	0.280	0.332	0.327	0.200	0.149	0.149
ALAOA	1.490	1.180	1.180	0.328	0.279	0.279	0.166	0.196	0.196
FOF	1.490	1.590	1.590	0.328	0.248	0.248	0.166	0.147	0.147
SAMASONI1	1.490	1.180	1.180	0.328	0.279	0.279	0.166	0.196	0.196
SAMASONI2	1.490	1.180	1.180	0.328	0.279	0.279	0.166	0.196	0.196
TAELEFAGA1	1.490	1.490	1.490	0.328	0.328	0.328	0.166	0.166	0.166
TAELEFAGA2	1.490	1.490	1.490	0.328	0.328	0.328	0.166	0.166	0.166
TAELEFAGA3	1.105	1.105	1.105	0.245	0.245	0.245	0.175	0.145	0.145
TAFITOALA FAUSAGA	1.000	2.110	1.770	0.280	0.254	0.216	0.200	0.153	0.130

: non-updated　: Updated　: referenced from similar type of machine

: referenced from previus equipment

表 5.2.2.1-3 Updated generator constants based on the field survey 3

Name of generator	Transient time constant D-axisTd' [sec]		Subtransient time constant D-axisTd'' [sec]	
	Preliminary	Renewed	Preliminary	Renewed
FIAGA D1	0.766	0.766	0.021	0.021
FIAGA D2	0.766	0.766	0.021	0.021
FIAGA D3	0.766	0.766	0.021	0.021
FIAGA D4	0.766	0.766	0.021	0.021
LALOMAUGA1	0.628	0.480	0.017	0.019
LALOMAUGA2	0.628	0.480	0.017	0.019
FULUASOU HYDRO	0.400	0.455	0.040	0.017
ALAOA	0.628	0.390	0.017	0.027
FOF	0.628	0.480	0.017	0.019
SAMASONI1	0.628	0.390	0.017	0.027
SAMASONI2	0.628	0.390	0.017	0.027
TAELEFAGA1	0.628	0.628	0.017	0.017
TAELEFAGA2	0.628	0.628	0.017	0.017
TAELEFAGA3	0.556	0.530	0.040	0.020
TAFITOALA FAUSAGA	0.400	0.152	0.040	0.005

: non-updated　: Updated

: referenced from similar type of machine

: referenced from previus equipment

表 5.2.2.1-4 Updated generator constants based on the field survey 4

Name of generator	Synchronous reactance Q-axis Xq[p.u.]			Subtransient reactance Q-axis Xq''[p.u.]			Subtransient time constant Q-axis Tq'' [p.u.]		Armature time constant Ta [sec]	
	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated	Preliminary	Renewed	Preliminary	Renewed
FIAGA D1	2.120	2.120	2.120	0.185	0.185	0.185	0.021	0.021	0.097	0.118
FIAGA D2	2.120	2.120	2.120	0.185	0.185	0.185	0.021	0.021	0.097	0.118
FIAGA D3	2.120	2.120	2.120	0.185	0.185	0.185	0.021	0.021	0.097	0.118
FIAGA D4	2.120	2.120	2.120	0.185	0.185	0.185	0.021	0.021	0.097	0.118
LALOMAUGA1	1.150	0.910	0.910	0.166	0.140	0.140	0.017	0.480	0.059	0.079
LALOMAUGA2	1.150	0.910	0.910	0.166	0.140	0.140	0.017	0.480	0.059	0.079
FULUASOU HYDRO	0.600	0.783	0.723	0.250	0.151	0.151	0.040	0.021	0.100	0.037
ALAOA	1.150	0.700	0.700	0.166	0.209	0.209	0.017	0.390	0.059	0.068
FOF	1.150	0.910	0.910	0.166	0.140	0.140	0.017	0.480	0.059	0.079
SAMASONI1	1.150	0.700	0.700	0.166	0.209	0.209	0.017	0.390	0.059	0.068
SAMASONI2	1.150	0.700	0.700	0.166	0.209	0.209	0.017	0.390	0.059	0.068
TAELEFAGA1	1.150	1.043	1.043	0.166	0.166	0.166	0.017	0.628	0.059	0.070
TAELEFAGA2	1.150	1.043	1.043	0.166	0.166	0.166	0.017	0.628	0.059	0.070
TAELEFAGA3	0.562	0.562	0.562	0.186	0.186	0.186	0.040	0.530	0.064	0.064
TAFITOALA FAUSAGA	0.600	1.080	0.900	0.250	0.191	0.162	0.040	0.005	0.100	0.030

: non-updated : Updated : referenced from similar type of machine

: referenced from previus equipment

表 5.2.2.1-5 Updated generator constants based on the field survey 5

Name of generator	Armature leakage reactance Xl[p.u.]			Negative seq. reactance X2[p.u.]			Zero seq. reactance X0[p.u.]		
	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated	Preliminary	Renewed Unsaturated	Renewed Saturated
FIAGA D1	0.167	0.167	0.167	0.187	0.185	0.185	0.110	0.185	0.185
FIAGA D2	0.167	0.167	0.167	0.187	0.185	0.185	0.110	0.185	0.185
FIAGA D3	0.167	0.167	0.167	0.187	0.185	0.185	0.110	0.185	0.185
FIAGA D4	0.167	0.167	0.167	0.187	0.185	0.185	0.110	0.185	0.185
LALOMAUGA1	0.149	0.132	0.132	0.165	0.144	0.144	0.105	0.144	0.144
LALOMAUGA2	0.149	0.132	0.132	0.165	0.144	0.144	0.105	0.144	0.144
FULUASOU HYDRO	0.160	0.126	0.126	0.225	0.150	0.150	1.000	0.101	0.101
ALAOA	0.149	0.176	0.176	0.165	0.203	0.203	0.105	0.067	0.067
FOF	0.149	0.132	0.132	0.165	0.144	0.144	0.105	0.144	0.144
SAMASONI1	0.149	0.176	0.176	0.165	0.203	0.203	0.105	0.067	0.067
SAMASONI2	0.149	0.176	0.176	0.165	0.203	0.203	0.105	0.067	0.067
TAELEFAGA1	0.149	0.149	0.149	0.165	0.165	0.165	0.105	0.105	0.105
TAELEFAGA2	0.149	0.149	0.149	0.165	0.165	0.165	0.105	0.105	0.105
TAELEFAGA3	0.112	0.112	0.112	0.180	0.180	0.180	0.053	0.053	0.053
TAFITOALA FAUSAGA	0.160	0.076	0.076	0.225	0.172	0.146	1.000	0.107	0.107

: non-updated : Updated : referenced from similar type of machine

: referenced from previus equipment

モデルの改良により，より現実的な Dynamic stability analysis および短絡容量計算の結果が得られると考えられる。暫定モデルの結果と比較した場合，以下の点に影響を及ぼす。

- 全ての発電機で慣性定数が小さくなったため，ROCOF が増加する。
- 信憑性の高い情報を用いた発電機定数の見直しにより現実的な短絡電流となる。

5.2.2.2 発電機定数(CPAT モデルの更新)

CPAT R04 版では，不飽和値と飽和値を設定できるようになった。表 5.2.2.1-2～5 に整理した定数をデータとして入力した。入力方法の一例として，図 5.2.2.2-1 に FULUASOU HYDORO のデータ設定画面を示す。

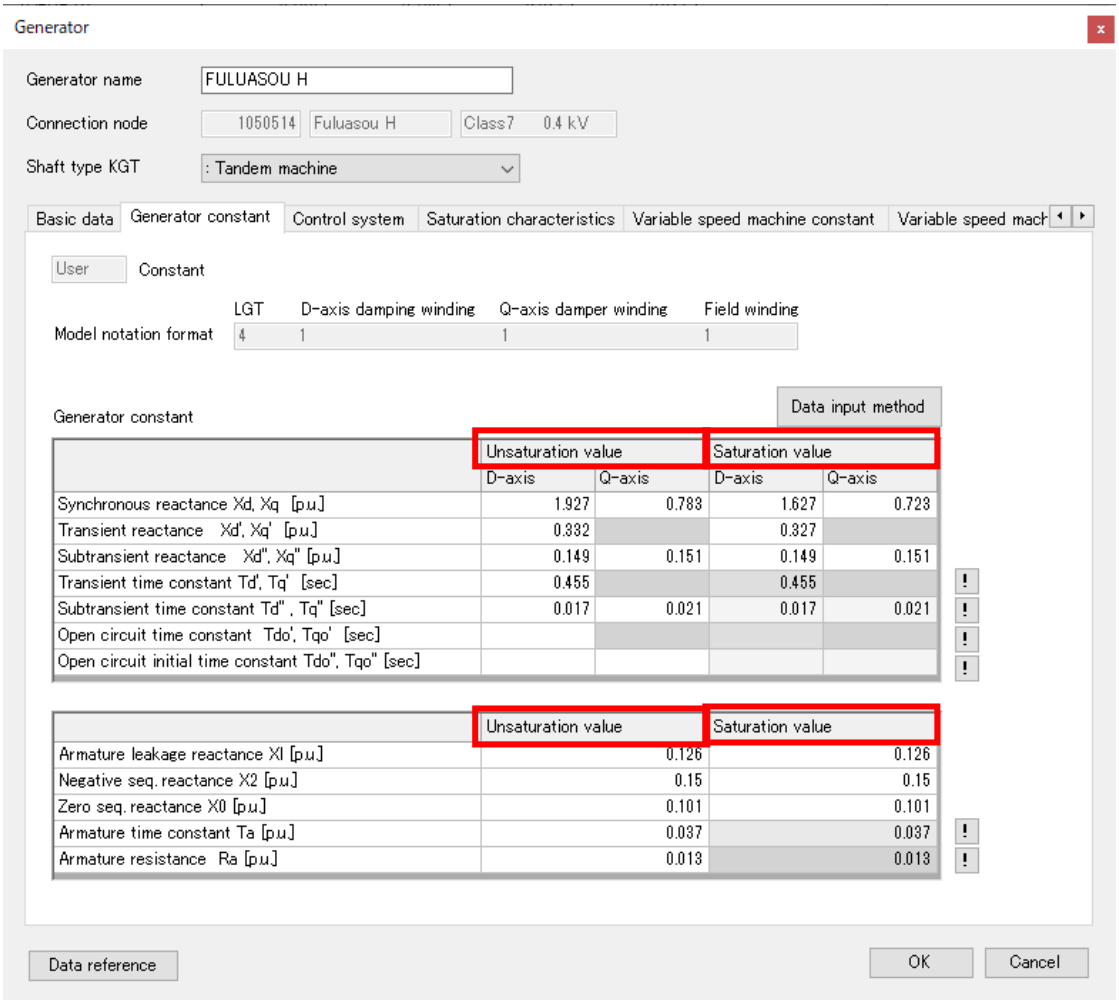


図 5.2.2.2-1　発電機定数設定画面（FULUASOU HYDORO）

CPAT の入力データにおける不飽和値，飽和値と飽和特性の関連性を，図 5.2.2.2-2 に示す。不飽和値と飽和値は，Y 法または T 法の実行時に，以下のように考慮される。

- Y 法実行時
  - 飽和特性データがあれば，不飽和値が自動的に選択される。
  - 飽和特性データがなければ，飽和値が自動的に選択される。
- T 法実行時
  - 不飽和値と飽和値のどちらで計算するかを，ユーザが選択する（図 5.2.2.2-3）。

Data input method

Inpit data			Data used in analysis	
Saturation value	Unsaturation value	Saturation characteristic	Y-method /S-method	F-method /T-method, etc.
○*1	○	○	Unsaturation value + Saturation characteristic	According to selection during analysis*3
—	○	○	Unsaturation value + Saturation characteristic	
○	—	○	Saturation value*2	
○	○	—	Saturation value	
—	○	—	Unsaturation value	
○	—	—	Saturation value	

*1 "O" means that there is data input and "-" means that there is no data input.
*2 Unsaturation value + Saturation characteristic is not acceptable. The saturation value data is used during Y-method/S-method analysis.
*3 Select the saturation value or unsaturation value as the F-method/T-method, etc. analysis condition.

図 5.2.2.2-2 発電機飽和特性関連データ入力方法

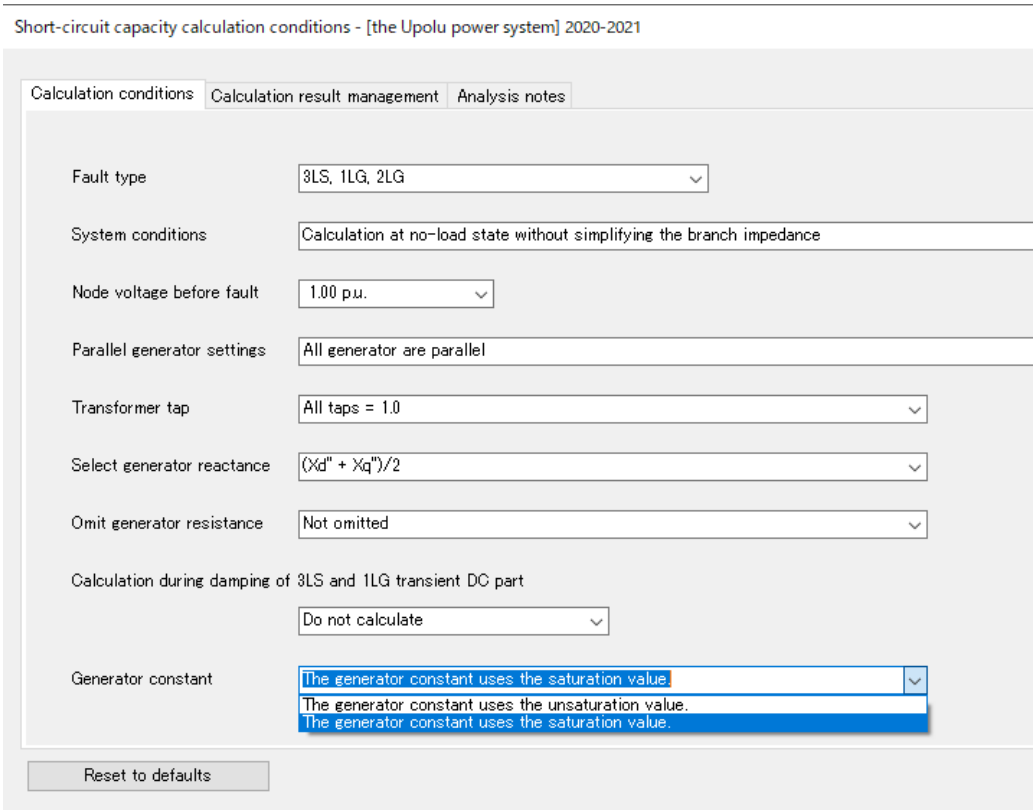


図 5.2.2.2-3 T 法計算時の発電機定数選択

5.2.2.3 飽和特性の考慮

現地調査にて収集した飽和特性データの収集状況を表 5.2.2.3-1 に示す。

表 5.2.2.3-1　飽和特性データの収集状況

Generator	Saturation characteristics
FIAGA D1	Collected
FIAGA D2	Collected
FIAGA D3	Collected
FIAGA D4	Collected
LALOMAUGA1	Collected
LALOMAUGA2	Collected
FULUASOU HYDRO	Not Collected
ALAOA	Collected
FOF	Collected
SAMASONI1	Collected
SAMASONI2	Collected
TAELEFAGA1	Collected
TAELEFAGA2	Collected
TAELEFAGA3	Not Collected
TAFITOALA FAUSAGA	Collected

発電機定数同様に，Lalomauga，Alaoa は，同型機の飽和特性を使用した。また，Taelefaga についてはリプレース前の発電機の飽和特性を使用した

CPAT への飽和特性データ指定方法の一例として，図 5.2.2.3-1 に示す FIAGA の現地調査資料（無負荷・短絡試験）の入力例を示す。

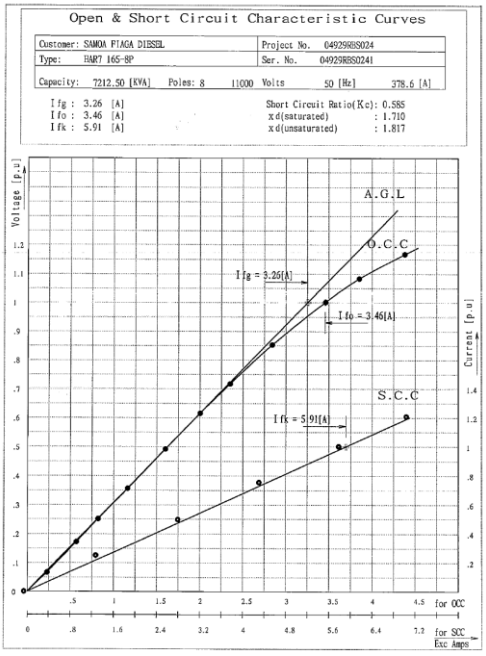


図 5.2.2.3-1 FIAGA 現地調査資料（無負荷・短絡試験）

Y 法飽和特性データを図 5.2.2.3-2 に示す。試験結果より曲線の座標を読み取り，XY 座標として指定する。複数の発電機から同じ飽和特性を参照することもできる。

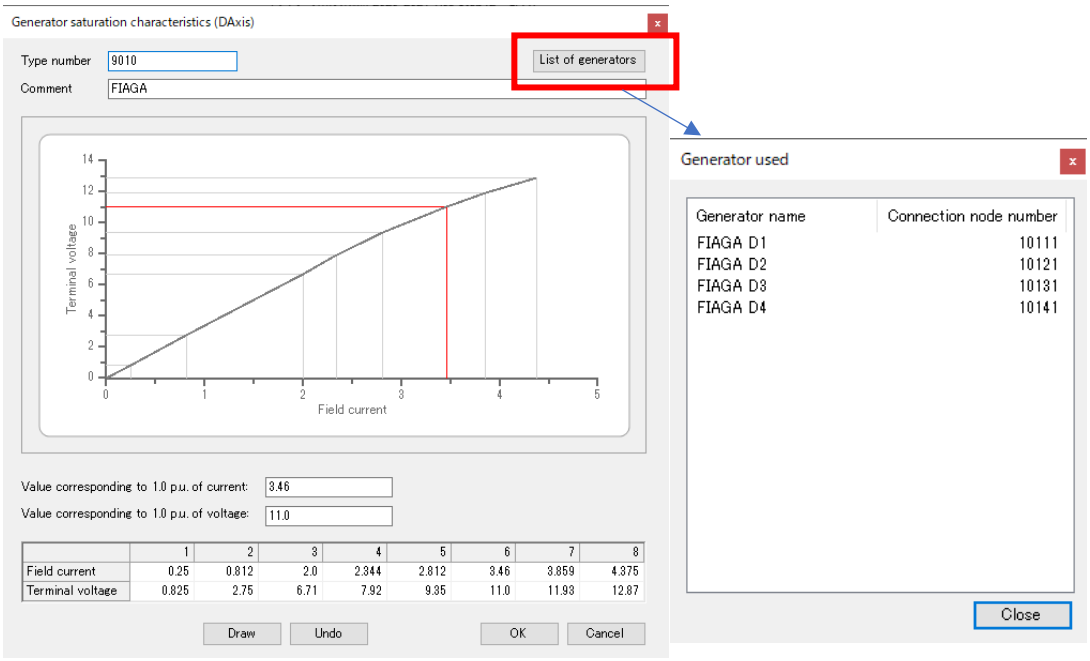


図 5.2.2.3-2　飽和特性データ（Y 法）

飽和特性の考慮により，より現実的な Dynamic stability analysis の結果が得られると考えられる。暫定モデルの結果と比較した場合，以下の点に影響を及ぼす。

- 飽和特性を考慮すれば、発電機飽和特性により生ずる有効出力への制約を考慮するので、周波数低下がさらに拡大する。

- 発電機飽和特性を考慮すれば、発電機内部位相が広がらなくなるので、安定度的には、シミュレーション解析結果が安定側となる。

5.2.3. 同期発電機制御系モデル

5.2.3.1 AVR モデル

EPC 提供の完成図書や一部発電機のフィールド試験結果，ならびにメーカーの取り扱い説明書の内容に基づき，AVR モデルを更新した。

現地調査や EPC へのヒアリング結果に基づき，各発電機に適用されている AVR の型式を表 5.2.3.1-1 に示す。当該表より，Basler Electric 社の DECS 系統のモデルが多く用いられていることが分かった。DECS 系統の AVR についてはフィールド試験結果やメーカーの取り扱い説明書を参考に制御モデルやパラメータを設定できたが，これ以外の型式の AVR については諸元が得られなかった。CPAT によるモデリングにあたり，DECS 系統以外の AVR については，AVR の製造された年代，などを総合的に勘案し，DECS-250 用のモデルで代用した

表 5.2.3.1-1 各発電機に適用されている AVR の型式

Generator	AVR type
FIAGA D1	DECS-200
FIAGA D2	DECS-200
FIAGA D3	DECS-200
FIAGA D4	DECS-200
FULUASOU HYDRO	UNITROL1005
ALAOA	MEC100
FOF	M71FA320A
SAMASONI1	DECS-150
SAMASONI2	DECS-150
TAFITOALA FAUSAGA	DECS-150
LALOMAUGA1	DECS-250
LALOMAUGA2	DECS-250
TAELEFAGA1	DECS-250
TAELEFAGA2	DECS-250
TAELEFAGA3	HNAC

※灰塗：諸元が得られなかったため CPAT モデルでは DECS-250 を代用

図 5.2.3.1-1 に，更新後の AVR モデル（DECS-150，200，250 を想定）を示す。更新後の AVR モデルは電圧偏差を入力とする PID 制御で界磁電圧の指令値を与え，制御するものとした。なお，電圧偏差には 20 ms の検出遅れを考慮した。また，界磁電圧指令値には励磁機の特性として励磁機時定数 Tex と励磁機ゲイン Kex を考慮した。

表 5.2.3.1-2 に，AVR モデルのパラメータを示す。各型式のパラメータ設定に関する，留意点や参考情報は以下のとおりである。

- DECS-150 については，メーカーの取り扱い説明書[1]に記載の設定画面（図 5.2.3.1-2）の情報に基づきパラメータ Kp，Ki，Kd を設定した。Kex は 1 とし，Tex の値はループゲイン-励磁機時定数の対応表（図 5.2.3.1-4）における Tex-Kp の相関から逆算し設定した。
- DECS-200 については，EPC より収受したメーカーの取り扱い説明書[2]に記載の設定画面（図 5.2.3.1-3）の情報に基づきパラメータ Kp，Ki，Kd を設定した。Kex は 1 とし，Tex の値はループゲイン-励磁機時定数の対応表（図 5.2.3.1-4）における Tex-Kp の相関から逆算し設定した。
- DECS-250 については，EPC より収受した，Taelefaga G2 発電機のフィールド試験結果報告資料 [3]に記載の，AVR モードでの設定値に関わる情報（図 5.2.3.1-5）に基づきパラメータ Kp，Ki，Kd を設定した。Kex，Tex の値は次節の，フィールド試験結果との対比に基づき同定した。

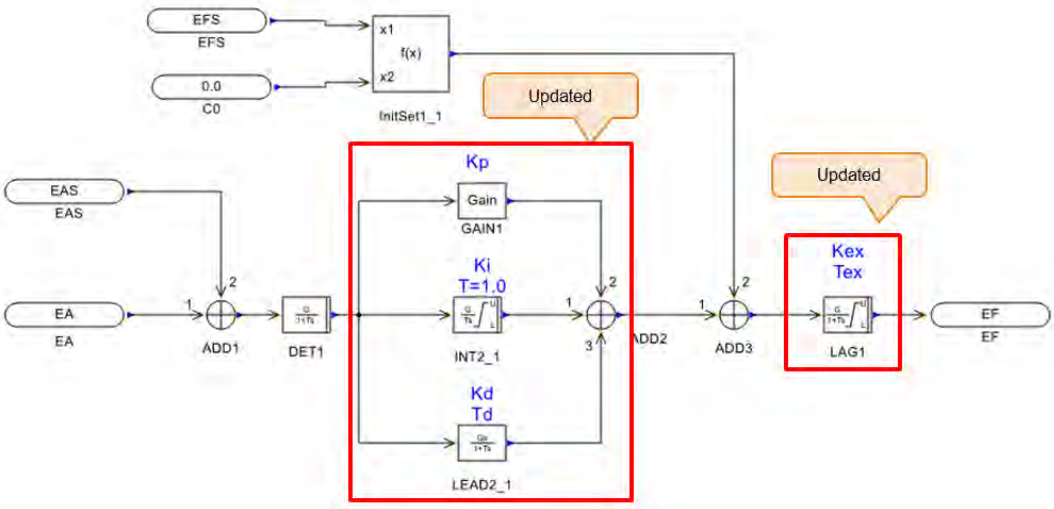


図 5.2.3.1-1　AVR モデル　ブロック図（DECS-150，200，250 用）

表 5.2.3.1-2　AVR モデルのパラメータ（DECS-150，200，250 用）

	Kp	Ki	Kd	Td	Exciter gain Kex	Exciter time constant Tex
DECS150	85.00	140.00	13.50	0.00	1.00	0.330
DECS200	30.00	150.00	2.00	0.00	1.00	0.135
DECS250	100.00	33.00	30.00	0.00	0.50	0.400

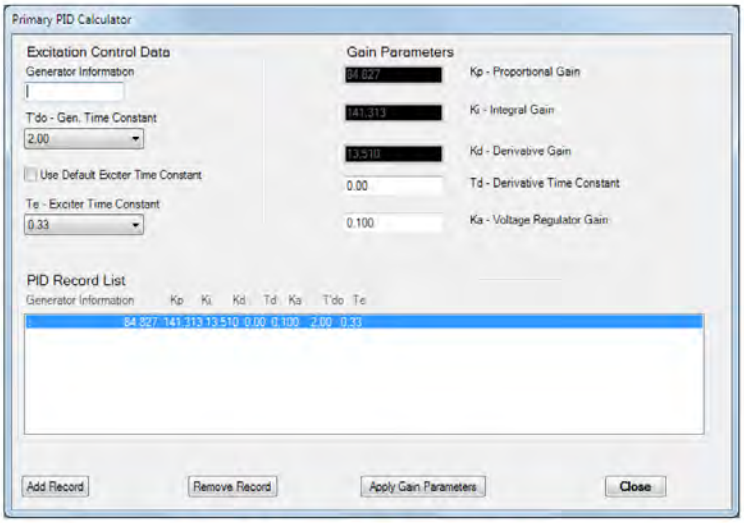


Figure 81. Primary PID Calculator Screen

図 5.2.3.1-2　DECS-150 パラメータの参考情報（文献[1]）

Control Gain

The Control Gain screen consists of a single tab labeled Control Gain. To view the Control Gain screen, click the **Gain** button on the tool bar or click **Screens** on the menu bar and click **Control Gain**.

Control Gain Tab

Control Gain tab settings are illustrated in Figure 5-20 and described in the following paragraphs.

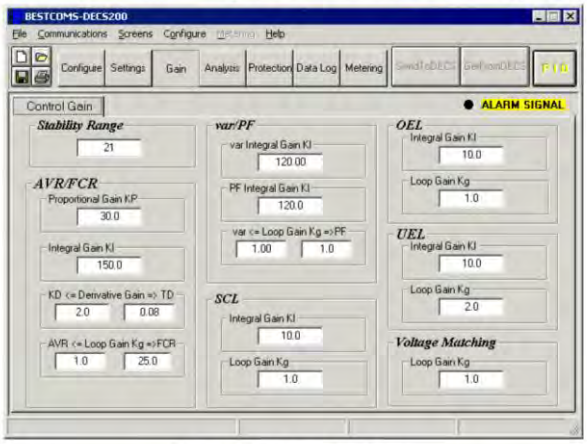


Figure 5-20. *Control Gain Screen*

Stability Range. Entering a value from 1 to 20 selects one of 20 predefined stability setting groups for exciter field applications. Table 5-1 lists the stability settings for each of the 20 predefined groups. Entering 21 enables the PID function and allows the user to optimize the stability settings. The PID

図 5.2.3.1-3　DECS-200 パラメータの参考情報（文献[2]）

Loop Gains

Screen: \GAIN\REG_GAIN1 (3.1)

STAB RANGE - the index into the internally defined PID table. Table 2-7 lists the automatic s
stability gain settings for the exciter field and the 20 stability settings.

AVR/FCR Kp - proportional gain coefficient used in the AVR/FCR loop

AVR/FCR Ki - integral gain coefficient used in the AVR/FCR loop

AVR/FCR Kd - derivative gain coefficient used in the AVR/FCR loop

AVR/FCR Td - derivative time constant used in AVR/FCR loop

Table 2-7. Automatic Stability Range Gain Settings Index

Excitation Mode	Setting	Generator Open Circuit Time Constant (T'do)	Generator Exciter Time Constant (Texc)	Kp	Ki	Kd
Exciter Field	1	1.0	0.17	42.20	115.20	4.433
	2	1.5	0.25	66.50	150.00	8.750
	3	2.0	0.33	87.16	167.90	13.670
	4	2.5	0.42	104.50	175.80	18.960
	5	3.0	0.50	119.00	177.80	24.500
	6	3.5	0.58	131.30	176.40	30.220
	7	4.0	0.67	141.80	173.10	36.060
	8	4.5	0.75	150.90	168.80	42.000
	9	5.0	0.83	158.80	163.90	48.010
	10	5.5	0.92	165.70	158.70	54.080
	11	6.0	1.00	171.80	153.60	60.200
	12	6.5	1.08	177.20	148.50	66.350
	13	7.0	1.17	182.10	143.60	72.540
	14	7.5	1.25	186.50	138.90	78.750
	15	8.0	1.33	190.50	134.40	84.980
	16	8.5	1.42	194.10	130.10	91.230
	17	9.0	1.50	197.40	125.90	97.500
	18	9.5	1.58	200.40	122.10	103.800
	19	10.0	1.67	203.20	118.40	110.100
	20	10.5	1.75	205.70	114.80	116.400

図 5.2.3.1-4　DECS-200 のループゲイン-励磁機時定数の対応表（文献[2]）

The DECS250 control loop gain settings for AVR mode are as follows

k_p	Proportional Gain	100
k_i	Integral Gain	33
k_d	Derivative Gain	30
T_d	Derivative Time Constant	0.050
K_a	Overall Loop Gain	0.013

図 5.2.3.1-5　DECS-250 パラメータの参考情報（文献[3]）

5.2.3.2 フィールド試験結果との対比に基づく DECS-250 AVR モデルのパラメータ同定結果

DECS-250 AVR の励磁機ゲイン Kex ならびに励磁機時定数 Tex の値を，EPC より収受した Taelefaga G2 発電機のフィールド試験（ステップ応答試験）結果[3]との対比に基づき同定した。

図 5.2.3.2-1 に，ステップ応答試験を模擬した，CPAT による系統モデルを示す。系統のインピーダンスや初期潮流は有効電力・無効電力波形との対比より同定した。発電機並列状態にて，系統電圧 2 %相当，継続時間 12.6 s の電圧指令値のステップ変化を与えた。

発電機端子電圧の実測波形とシミュレーション波形が最も良く合致するように励磁機ゲイン Kex と励磁機時定数 Tex の値を調整した結果，Kex = 0.50 [p.u.]，Tex = 0.4 [s]と同定された。図 5.2.3.2-2 に，ステップ応答試験の実測波形と，CPAT によるシミュレーション波形の対比を示す。同図より，CPAT によるシミュレーション波形は実測波形を概ね良好に再現しており，上述の Kex と Tex が，適切に同定されていることを示している。

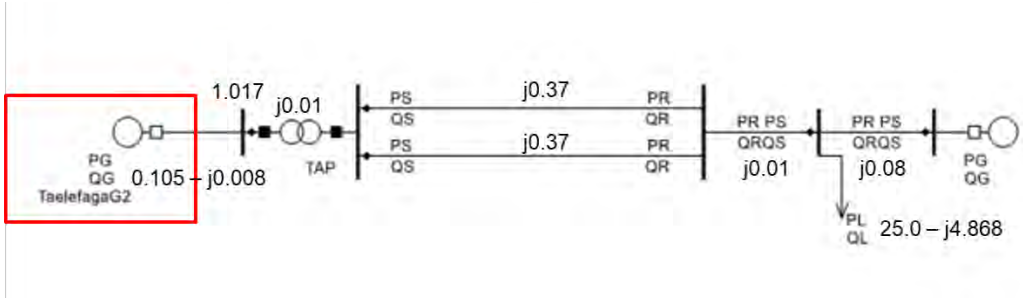
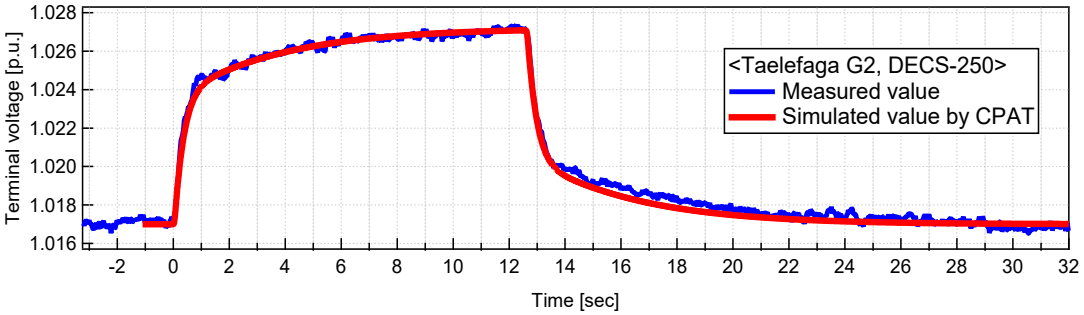
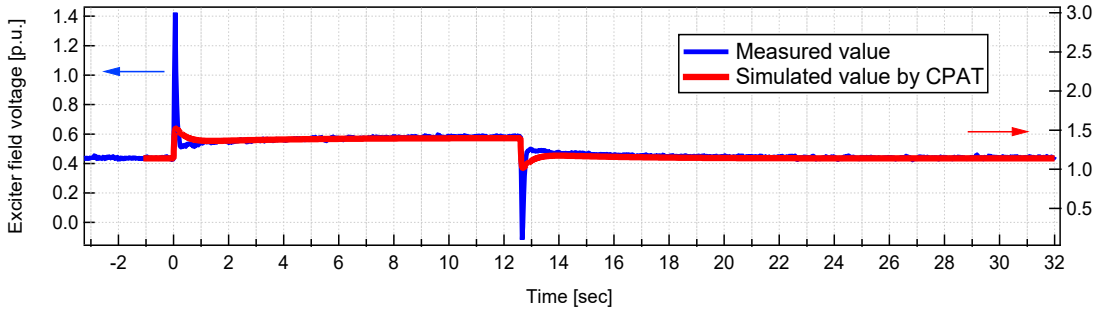


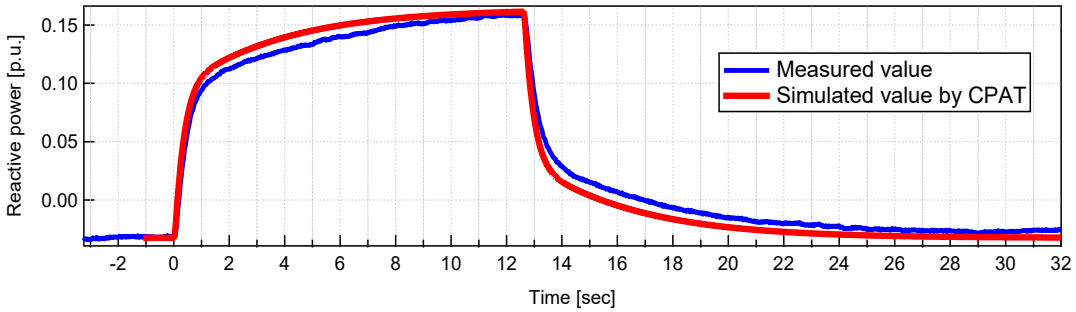
図 5.2.3.2-1　ステップ応答試験を模擬した系統モデル
（インピーダンスおよび潮流は系統容量 10 MVA をベースとする PU 値）



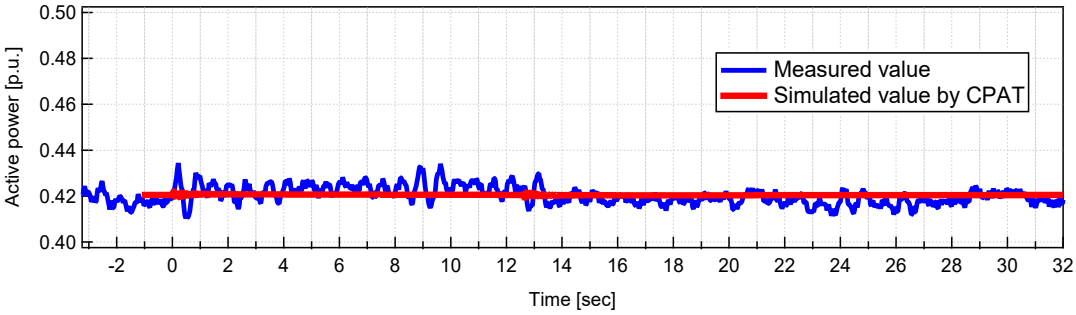
(a) 発電機端子電圧



(b) 発電機界磁電圧



(c) 発電機無効電力出力



(d) 発電機有効電力出力

図 5.2.3.2-2　ステップ応答試験結果とシミュレーション結果の対比

5.2.3.3　GOV モデル

現地調査では GOV に関する情報は特になく，図 5.2.3.3-1 に示すディーゼル発電機の GOV 暫定モデル（2021 年モデル）のブロック図は更新しなかった。なお，当該図は日本国内島嶼地域用に開発されたディーゼル発電機の GOV モデルを用いている。

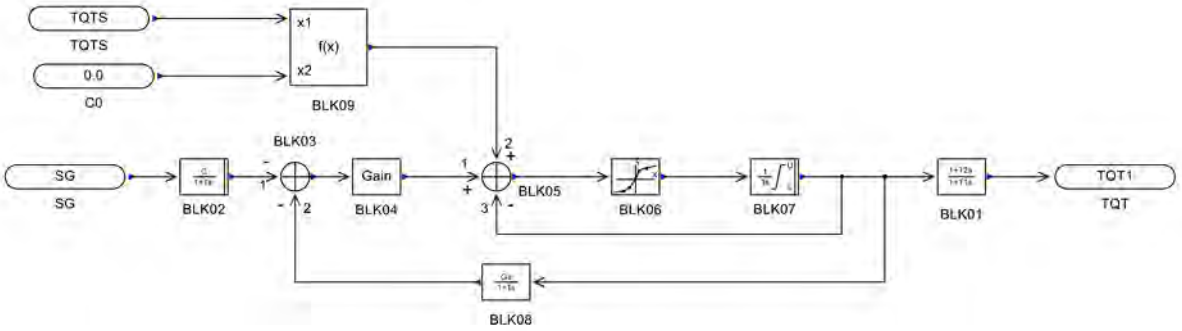


図 5.2.3.3-1　GOV モデル(ディーゼル発電機)　制御ブロック図

またドループ値についても，暫定モデルと同じ値(表 5.2.3.3-1)を用いた。

表 5.2.3.3-1　ドループ設定値(ディーゼル発電機)

Generator	Droop
FIAGA D1	4%
FIAGA D2	4%
FIAGA D3	4%
FIAGA D4	4%

水力発電機については，　CPAT に内蔵された水力発電機用の標準 GOV モデル(図 5.2.3.3-2)を用いた。

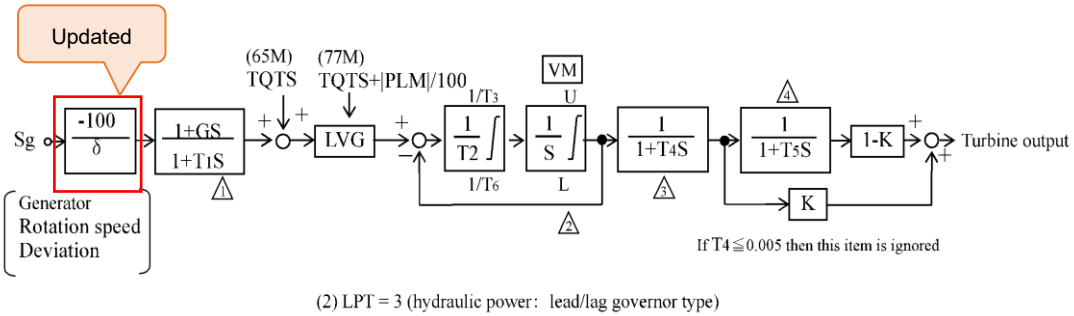


図 5.2.3.3-2　GOV モデル(水力発電機)　制御ブロック図

EPC からのヒアリング情報に基づき，貯水式水力発電所(Taelefaga)では GOV を使用し，自流式水力発電所では GOV を不使用とした。設定したドループ値を表 5.2.3.3-2 に示す。図 5.2.3.3-2 の制御ブロックの赤枠内にある δ にドループ値を指定する。

表 5.2.3.3-2　ドループ設定値(水力発電機)

Generator	Droop	
	Preliminary	Renewed
FULUASOU HYDRO	4%	N/A
ALAOA	4%	N/A
FOF	4%	N/A
SAMASONI1	4%	N/A
SAMASONI2	4%	N/A
TAFITOALA FAUSAGA	4%	N/A
LALOMAUGA1	4%	N/A
LALOMAUGA2	4%	N/A
TAELEFAGA1	4%	3%
TAELEFAGA2	4%	3%
TAELEFAGA3	4%	3%

モデルの改良により，より現実的な Dynamic stability analysis の結果が得られると考えられる。暫定モデル（2021 年モデル）の結果と比較した場合，以下の点に影響を及ぼす。

- 瞬動予備力が小さくなるため，電源脱落が生じた場合には周波数の最低値(nadir)が低下する。

5.2.4. MG セットモデル

暫定モデル（2021 年モデル）では，MG セットが FIAGA ディーゼル発電機と同等の能力を有すると仮定した。改良モデル（2023 年モデル）では，ウポル系統への導入を見据え，日本国内のメーカーから入手した MG セットの仕様を反映させた（図 5.2.4-1）。

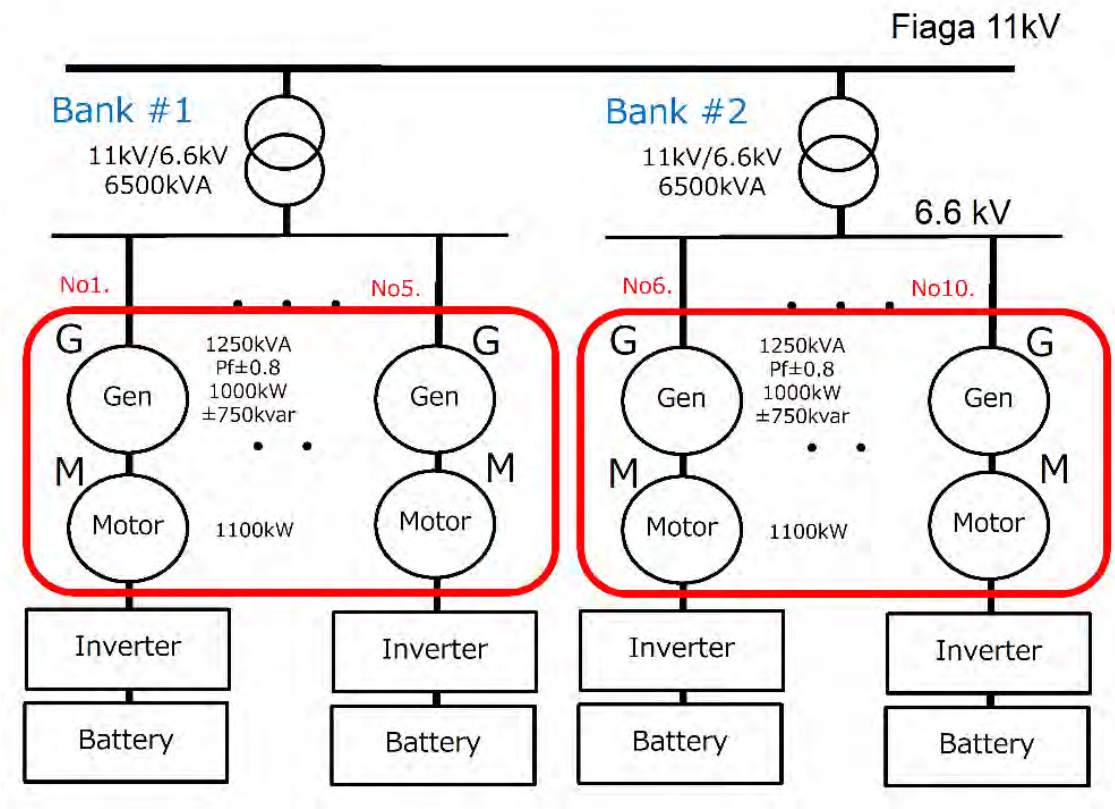


図 5.2.4-1　MG セットの設備構成

MG セットを構成する同期発電機の定格容量は 1250kVA であり，5 台を同一母線に接続し 1 グループ 6250kVA とした上で，昇圧用変圧器を介して Fiaga 11kV 母線に接続する。MG セットは計 10 台の導入を想定しており，図 5.2.4-1 に示すように 2 グループで構成される。MG セットモデルは，この 1 グループを 1 台の同期発電機としてモデル化し，2 台の同期発電機を FIAGA 11kV 母線に接続させた(図 5.2.4-2)。

定格容量や定数などの発電機データ(表 5.2.4-1)， AVR 制御系(図 5.2.4-3)についても仕様の情報を反映させた。なお GOV 制御系(図 5.2.4-4)については暫定モデル（2021 年モデル）を基本とし，検出遅れや動作遅れを考慮した。

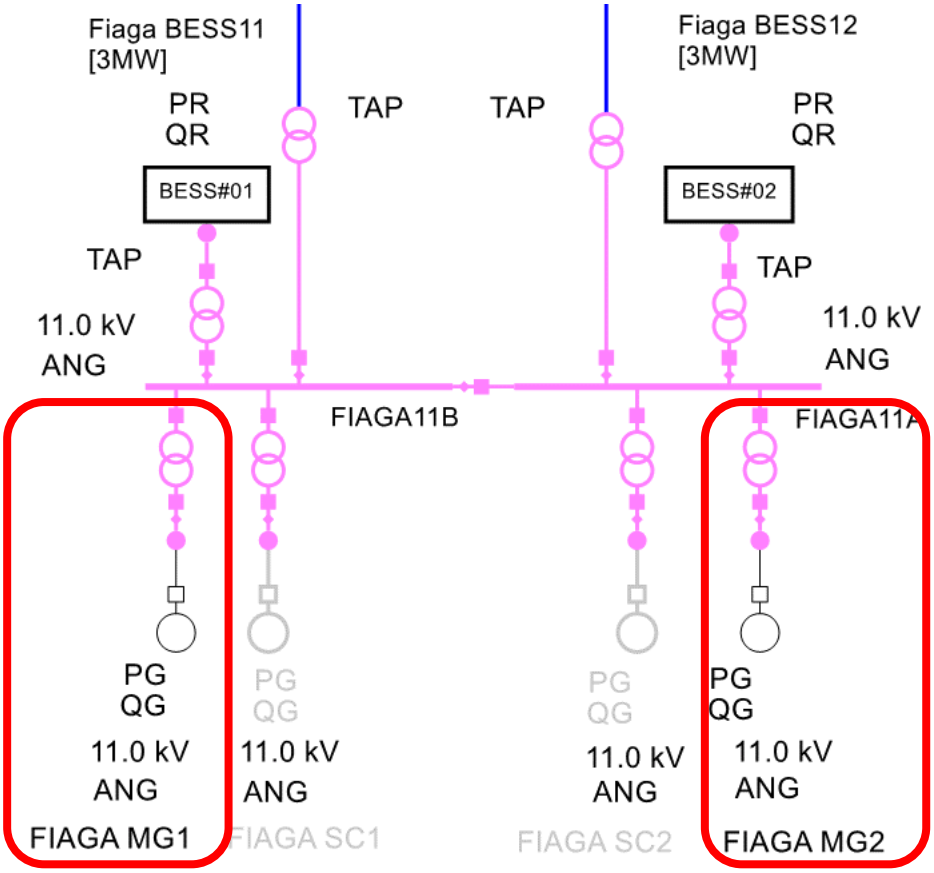


図 5.2.4-2　MG セットの設備構成(シミュレーションモデル)

表 5.2.4-1　MG セット発電機データ(シミュレーションモデル)

	Units	Value	
		Preliminary	Renewed
rated capacity	kVA	7,213	6,250
rated power	kW	5,780	5,000
M (＝2H)	sec	4.00	2.72
Xd	pu	2.12	0.73
Xq	pu	2.12	0.43
Xd'	pu	0.33	0.14
Xd″	pu	0.185	0.1
Xq″	pu	0.185	0.12
Td'	sec	0.766	0.58
Td″	sec	0.021	0.028
Tq″	sec	0.021	0.032
Ta	sec	0.0965	0.086
X2	pu	0.187	0.11
X0	pu	0.11	0.054

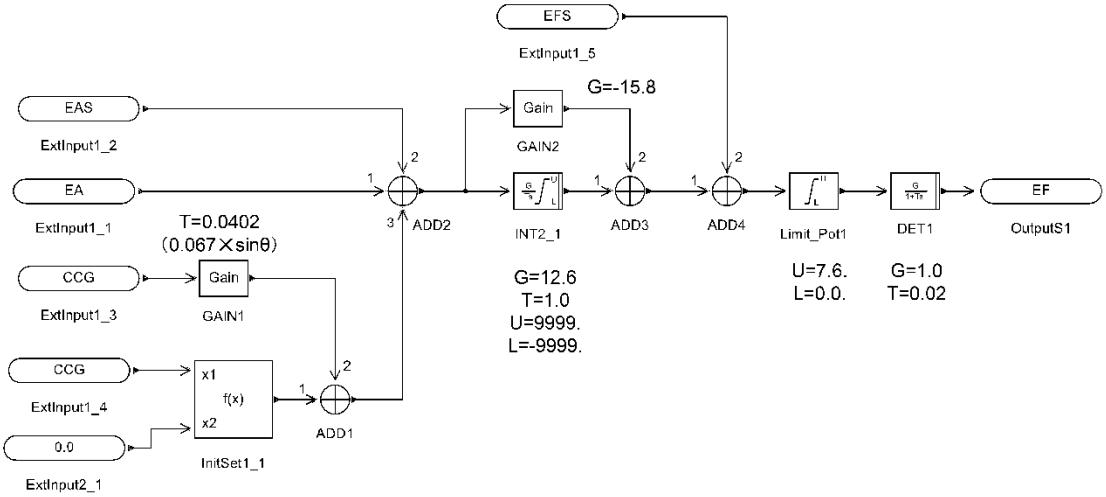


図 5.2.4-3　MG セット AVR 制御系モデル

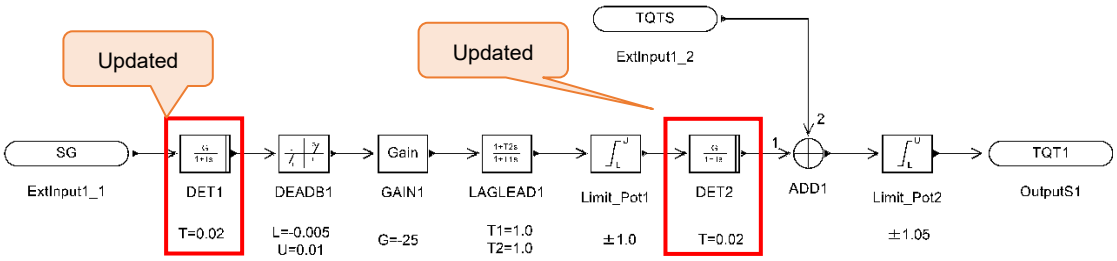


図 5.2.4-4　MG セット GOV 制御系モデル

モデルの改良により，より現実的な Dynamic stability analysis および短絡容量計算の結果が得られると考えられる。暫定モデル（2021 年モデル）の結果と比較した場合，以下の点に影響を及ぼす。

- 定格容量と慣性定数のいずれも小さくなったため，系統慣性が低下し，周波数変化率(ROCOF)が増加する。
- 仕様段階の発電機定数を採用したため，信憑性の高いデータを用いたことで，より尤もらしい，故障電流が算定できる。

5.2.5. 同期調相機モデル

暫定モデル（2021 年モデル）では，MG セットと同様にその効果を確認するために FIAGA ディーゼル発電機の諸元をもつ設備としたが，改良モデル（2023 年モデル）では，ウポル系統への導入を見据え，日本国内のメーカーから入手した同期調相機の仕様を反映させたモデルとした（図 5.2.5-1）。

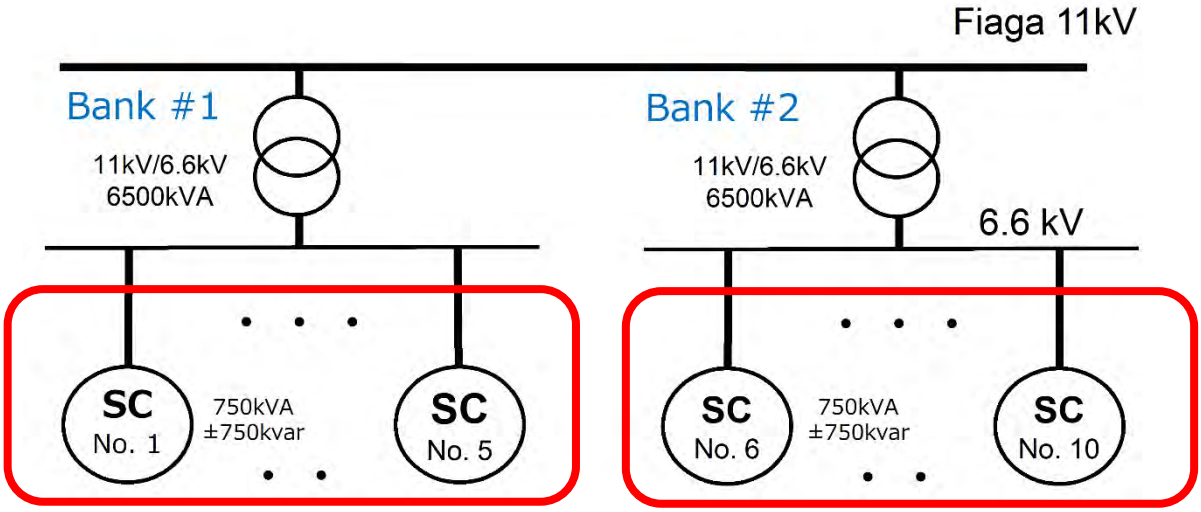


図 5.2.5-1　同期調相機の設備構成

同期調相機を構成する同期機の定格容量は 750kVA であり，5 台を同一母線に接続し，1 グループ 3750kVA とした上で，昇圧用変圧器を介して Fiaga 11kV 母線に接続する。同期調相機は計 10 台の導入を想定しており，図 5.2.5-1 に示すように 2 グループで構成される。CPAT には同期調相機が用意されていないため，同期発電機モデルを用いる。同期調相機モデルは，この 1 グループを 1 台の同期発電機としてモデル化し，2 台の同期発電機を FIAGA 11kV 母線に接続することとした(図 5.2.5-2)。

定格容量や定数などの同期機データ(表 5.2.5-1)， AVR 制御系(図 5.2.5-3)についても仕様の情報を反映させている。

モデルの改良により，より現実的な Dynamic stability analysis および短絡容量計算の結果が得られると考えられる。暫定モデル（2021 年モデル）の結果と比較した場合，以下の点に影響を及ぼす。

- 定格容量と慣性定数のいずれも小さくなったため，系統慣性が低下し，周波数変化率(ROCOF)が増加する。
- 仕様段階の発電機定数を採用したため，信憑性の高いデータを用いたことで，より尤もらしい，故障電流が算定できる。

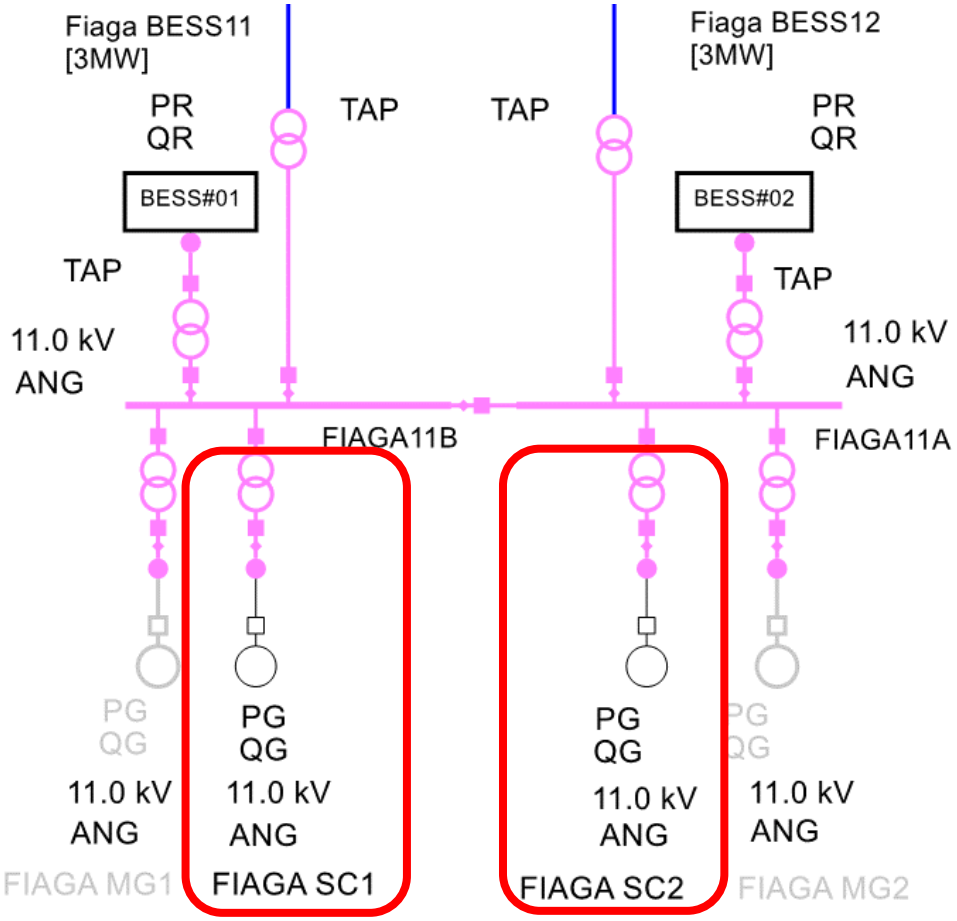


図 5.2.5-2　同期調相機の設備構成(シミュレーションモデル)

表 5.2.5-1　同期調相機データ(シミュレーションモデル)

	Units	Value	
		Preliminary	Renewed
rated capacity	kVA	7,213	3,750
rated power	kW	5,780	3,750
M (＝2H)	sec	4.00	2.06
Xd	pu	2.12	0.71
Xq	pu	2.12	0.36
Xd'	pu	0.33	0.11
Xd″	pu	0.185	0.07
Xq″	pu	0.185	0.094
Td'	sec	0.766	0.38
Td″	sec	0.021	0.023
Tq″	sec	0.021	0.026
Ta	sec	0.0965	0.043
X2	pu	0.187	0.082
X0	pu	0.11	0.055

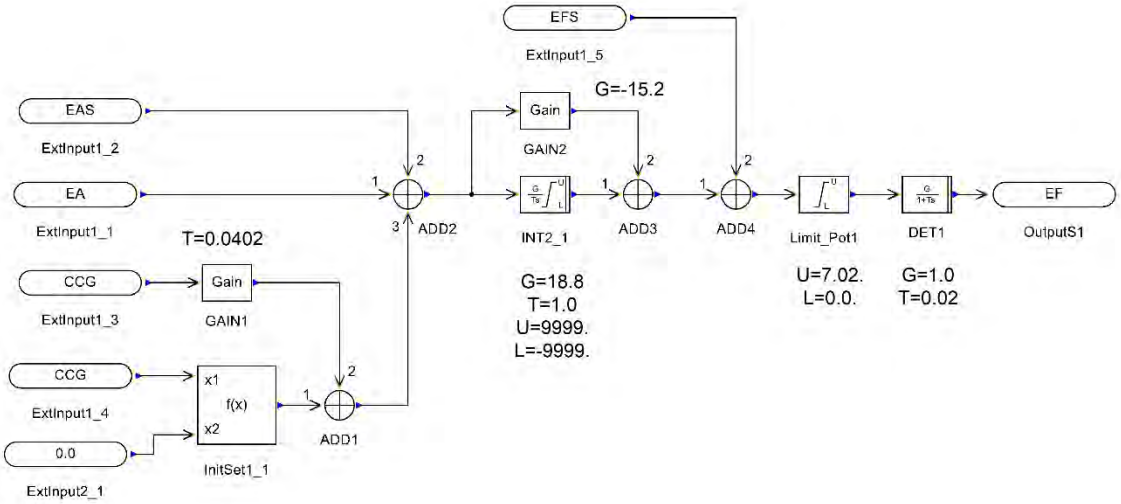


図 5.2.5-3　同期調相機 AVR 制御系モデル

5.2.6. BESS モデル

5.2.6.1 BESS モデルの更新内容

2022 年 11 月の現地調査で得られた情報や EPC 提供の資料等に基づき，蓄電池 (Battery Energy Strage System ： BESS)の動特性モデルを更新した。

更新後の制御モデル ブロック図を図 5.2.6.1-1 に示す。また，同モデルのパラメータを表 5.2.6.1-1 に示す。モデルの更新内容を以下に列挙する。

- EPC 提供資料[4] (TESLA が適用する BESS の PowerFactory 用動特性モデルのマニュアル）に基づき，周波数-有効電力制御ロジックを実装した。同制御部の F-P 特性は図 5.2.6.1-2 に示すとおりであり，スロープ部分の勾配 PHD，PLD の値も資料[4]に基づき設定した。
- 2022 年 11 月の現地調査での実機の運用に関するヒアリング内容に基づき，周波数制御の不感帯を±0.15 Hz に設定した。
- 同資料[1]に基づき，周波数/電圧の計測遅れ時定数は 20 ms，有効電力/無効電力制御の遅れ時定数は 200 ms に設定した。
- 電圧-無効電力制御部は，EPC 提供資料[5]に基づき，図 5.2.6.1-3 に示す V-Q 特性を折れ線特性により実装した。なお，同図は定格容量 7.5 MVA の BESS に対し与えられた特性であるため，制御モデルへの組み込みにあたっては 7.5 MVA を基準容量とし PU 換算した。
- 沖縄電力管内の離島で運用されている BESS は P（有効電力）優先制御であることから，これを参考に P 優先制御を実装した。すなわち，有効電流指令値 Ipref のリミッタ上下限値は±ISmax（インバータ定格電流）とし，無効電流指令値は±$(ISmax^2 - Ipref^2)^{1/2}$をリミッタの上下限値とした。

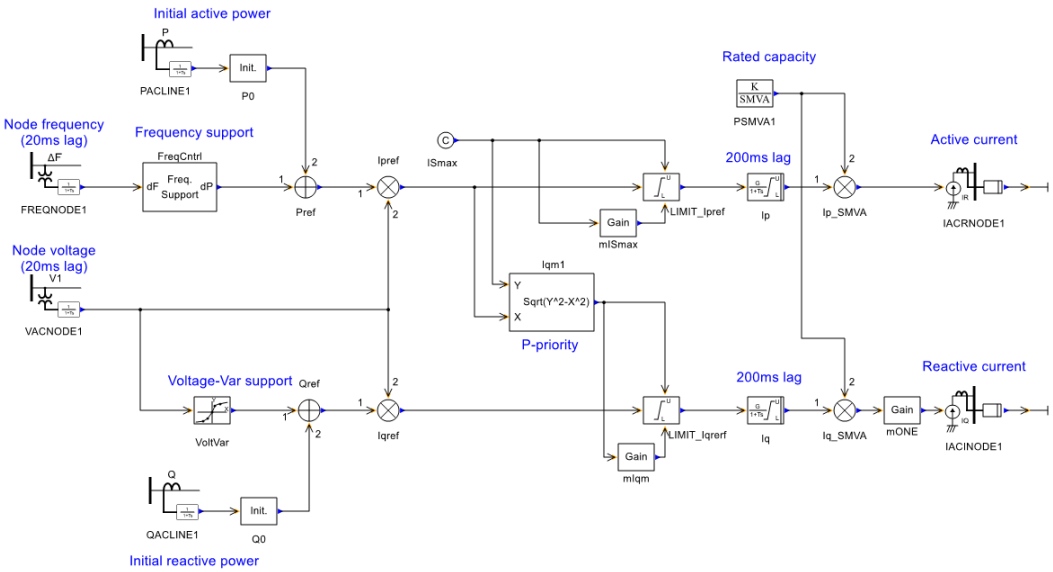


図 5.2.6.1-1 更新後の BESS の制御モデル ブロック図

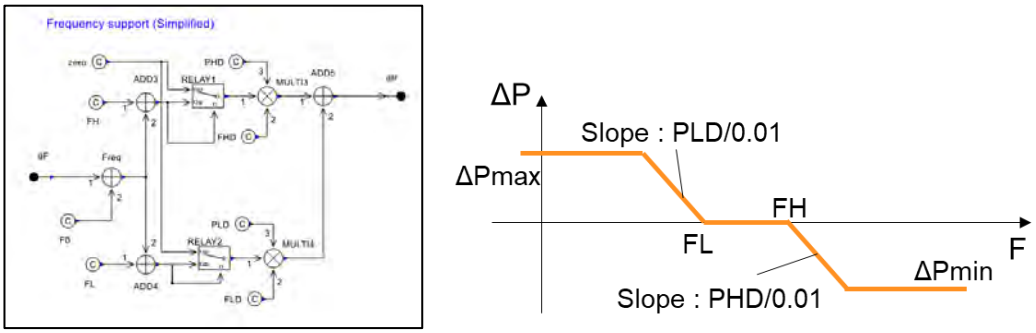


図 5.2.6.1-2　周波数-有効電力制御部のブロック構成と F-P（周波数-有効電力）特性

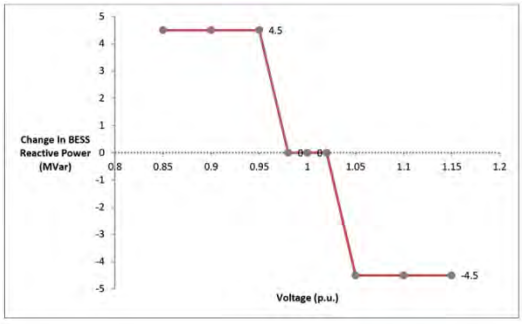


図 5.2.6.1-3　電圧-無効電力制御部の V-Q（電圧-無効電力）特性（文献[5]より引用）

表 5.2.6.1-1　更新後の BESS の制御モデル　パラメーター一覧

Parameter	Block name	Value	Note
Rated capacity	PSMVA1	3.9 [MVA] *1 2.5 [MVA] *2	*1: Fiaga power plant *2: Faleolo airport
Maximum inverter current	ISmax	1.0 [p.u.]	
Detection time delay of frequency	FREQNODE1	0.02 [s]	
Detection time delay of voltage	VACNODE1	0.02 [s]	
Response delay of active power controller	Ip	0.2 [s]	
Response delay of reactive power controller	Iq	0.2 [s]	
Upper limit of frequency dead band	FH	1.003 [p.u.]	Correspond to 50.15 Hz
Lower limit of frequency dead band	FL	0.997 [p.u.]	Correspond to 49.85 Hz
Power slope (high frequency side)	PHD	-0.4 [p.u.]	
Power slope (Low frequency side)	PLD	0.32 [p.u.]	

5.2.6.2 周波数-有効電力制御機能の不感帯をパラメタとした BESS 応答の変化(感度解析)

更新後の BESS モデルについて,周波数-有効電力制御機能の不感帯をパラメータとした,BESS 応答の変化を解析した。PV の出力変動を仮定し，それによる系統の周波数変動に対する BESS の周波数-有効電力制御機能の感度を解析した。

解析には,図 5.2.6.2-1 に示す簡略版ウポル系統モデルを使用した。同系統モデルは 2023 年 2 月 2 日に EPC を対象に行った CPAT オンラインセミナー（CPAT Hands-on Seminar Vol. 3-Transient Stability Study-）にて演習用として提供したモデルである。同系統モデルの概要を以下に示す。

- Fiaga 発電所を除く 22 kV 以下の系統（発電所・変電所）を，集約模擬している。各発電所は，定格容量が発電所内の全発電機の合計容量が等しくなるよう 1 機に集約した。発電機定数・AVR・GOV は代表発電機（発電所内の最も容量の大きい発電機）のものを集約後の発電機に適用した。
- 負荷断面は 2021/8/30 13:00 の Fiaga 発電所のディーゼル発電機が 2 台稼働している断面を想定し，縮約の前後で，主要 33 kV 母線の電圧分布が概ね一致するように需給条件を調整した。
- Faleolo エリアと Fuluasou エリアの PV 発電所を集約し，図 5.2.6.2-1 に示すように，PCS 容量ベースで 0.2～0.6 [p.u.]の出力変動を与えた。出力が 1 MW 未満である PV 発電所は無視した。
- 3MW の 2 台の BESS を 6MW に集約し，Fiaga 発電所の 11 kV 母線に接続した。
- BESS 接続なし，BESS 接続あり，BESS 接続あり（不感帯なし）の 3 パターンを検討した。

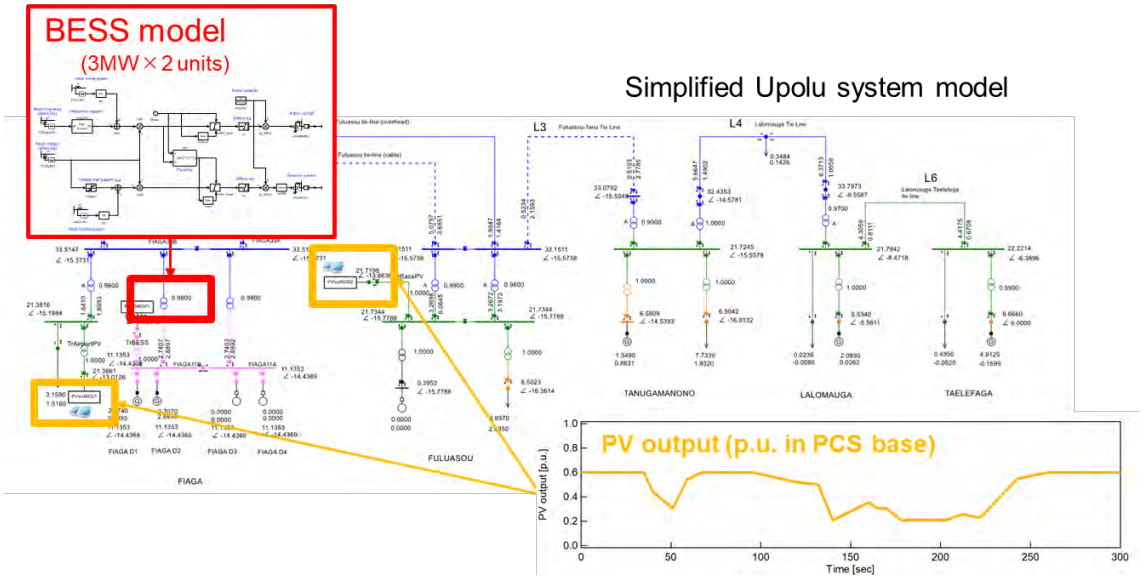
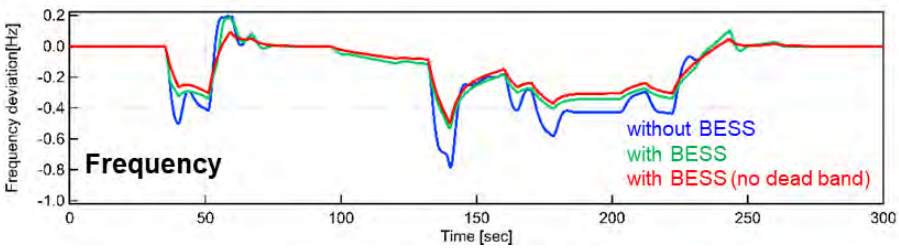


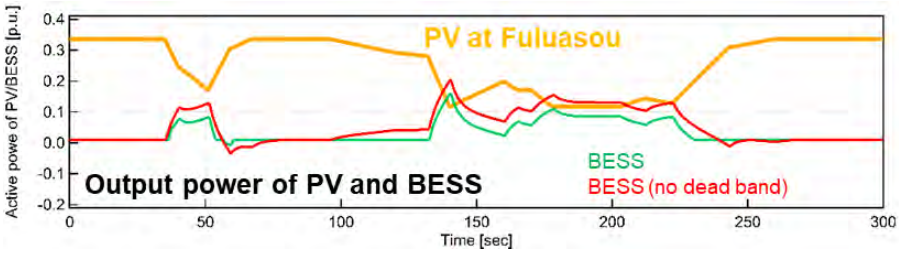
図 5.2.6.2-1　BESS 感度解析に使用した系統モデル（簡略版ウポル系統モデル）

Dynamic stability analysis の結果を図 5.2.6.2-2 に示す。同図(a), (b)より, BESS を接続したケースでは, BESS が周波数の変動を打ち消す方向に有効電力を増減し, 接続なしのケースに比して周波数変動が抑制されていることがわかる。またそれと同時に Fiaga 発電所のディーゼル発電機出力変動も, BESS 接続なしのケースに比して抑制されていることがわかる。さらに, 不感帯なしにした場合には, 更なる周波数変動抑制/ディーゼル発電機の出力変動の抑制に繋がることがわかった。

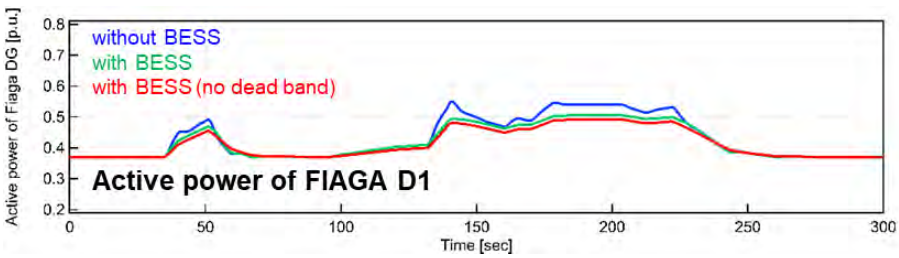
上記のシミュレーションを通して, BESS による, 周波数変動抑制効果ならびにディーゼル電源の出力変動抑制効果を示した。ただし, 現状入手した情報だけでは, BESS の制御対象周期帯が不明であり, 分オーダを超えるゆっくりした周波数の周期成分に対しても, BESS が動作するモデルとなっている。これは, SOC がより上限／下限に, 至りやすくなることを意味している。不感帯をゼロにした場合の妥当性を評価するには, SOC の上限／下限, 到達のリスクを併せて確認しておく必要がある。また, 当該設定変更を実施する際は, 蓄電池に与える影響について BESS のメーカーとも協議する必要がある。



(a) 周波数 (Tanugamanono の 22kV 母線)



(b) PV/BESS の有効電力



(c) Fiaga ディーゼル発電機 D1 の有効電力

図 5.2.6.2-2　検討結果 (Dynamic stability analysis)

5.2.7. 負荷特性モデル

ウポル島の負荷特性が不明なため，暫定モデル（2021 年モデル）と同様に，電圧周波数依存型の静特性モデル(図 5.2.7-1)を用いた。またその定数は，日本国内の島嶼地域で使用することが多い定数とした。なお無効負荷の周波数特性係数β_Qについては，ウポル島と同様の需要構造を持つと考えられる南太平洋の島（タスマニア）の値に更新した。

有効負荷

$$P = P_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_P}\left(1+\frac{\beta_P}{100}\Delta f\right)$$

無効負荷

$$Q = Q_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_Q}\left(1+\frac{\beta_Q}{100}\Delta f\right)$$

Updated

V : voltage

Δf : frequency deviation

V_0 : initial voltage

P_0 : initial active load

Q_0 : initial reactive load

α_P : voltage characteristics exponent for active load

α_Q : voltage characteristics exponent for reactive load

β_P : frequency characteristics coefficient for active load

β_Q : frequency characteristics coefficient for reactive load

図 5.2.7-1　電圧周波数依存型の静特性負荷モデル

表 5.2.7-1　電圧周波数依存型の静特性負荷モデル 指定定数

Parameter	Preliminary	Renewed
Voltage characteristics exponent for active load α_P	1.00	←
Voltage characteristics exponent for reactive load α_Q	3.00	←
Frequency characteristics coefficient for active load β_P	2.20	←
Frequency characteristics coefficient for reactive load β_Q	0.00	-0.50

モデルの改良により，より現実的な Dynamic stability analysis の結果が得られると考えられる。暫定モデル（2021 年モデル）の結果と比較した場合，以下の点に影響を及ぼす。

✓マイナスのβ_Qは，周波数低下時に，無効消費電力を増やし，負荷端の電圧を下げる効果がある。負荷は，一般に電圧に呼応して，有効消費電力が変化する特性があり，負荷端の電圧が下がれば有効消費電力も下がる。周波数が低下することは，発電量よりも需要

（負荷）が大きくなっている状態であり，有効消費電力を下げることで，この負荷を減らすことになれば，周波数低下は緩和されることになる。

5.2.8. UFLS モデル

暫定モデル（2021 年モデル）と同様に，CPAT の UFR モデルを用いた。また整定値に変更がないため，暫定モデルと同じ定数(表 5.2.8-1)を使用した。

表 5.2.8-1　UFLS 整定値

Feeder name	Frequency setting value	Time sec
Palisi	48.5	0.00
East coast	48.5	1.00
South coast	48.5	2.50
Beach road	48.5	3.00
West coast	48.5	4.85

なお CPAT R04 版では，周波数リレーデータの入力用インタフェースが整備された。参考までに入力画面を図 5.2.8-1 に示す。UFR は，この画面の赤枠で選択する。

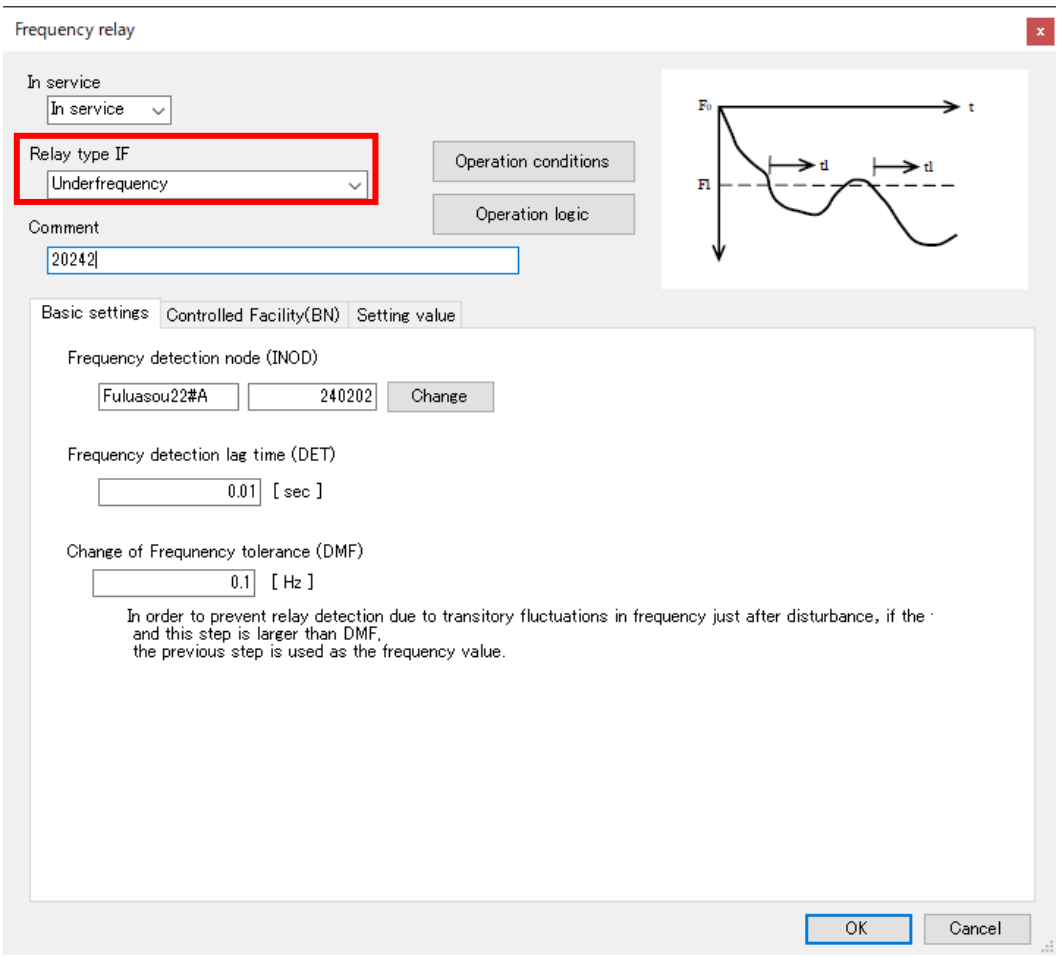
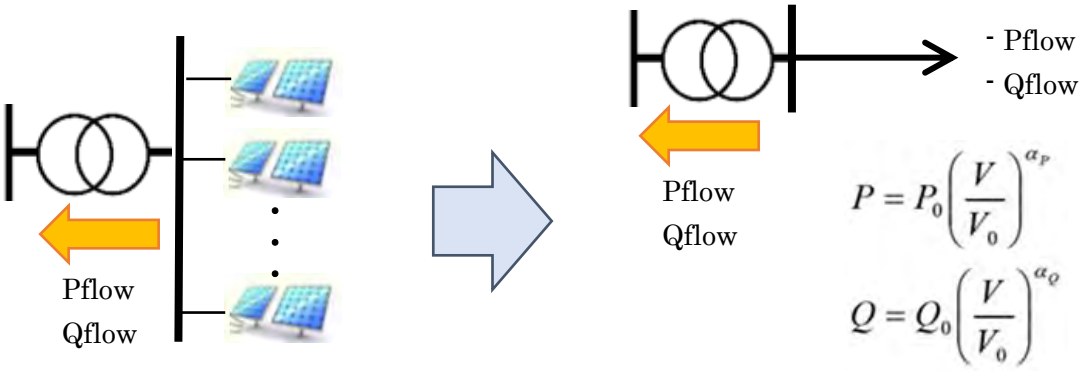


図 5.2.8-1　CPAT 周波数リレー 入力画面

5.2.9.　PV モデル

暫定モデル（2021 年モデル）と同様に PV 設備としてはモデル化せずに，連系変圧器で測定された潮流値を負荷量として与える負荷モデルを用いた。理由としては PCS の動作が不明なため，制御系などを用いて動的なモデルを構築しても意味をなさないためである。なお負荷特性は，負荷モデルと同様に電圧周波数依存型の静特性モデルを用いた。



Voltage characteristics exponent	
active load α_P	1.00
reactive load α_Q	1.00

PV モデル

図 5.2.9-1　PV モデル

PV モデルに使用した負荷の静特性モデルは，運用範囲の電圧では定電流特性（$\alpha_P=\alpha_Q=1.0$）であるが，電源事故などにより PV 端の電圧が 0.7pu 以下に低下した場合には，定インピーダンス特性（$\alpha_P=\alpha_Q=2.0$）に変更される（図 5.2.9-2）。

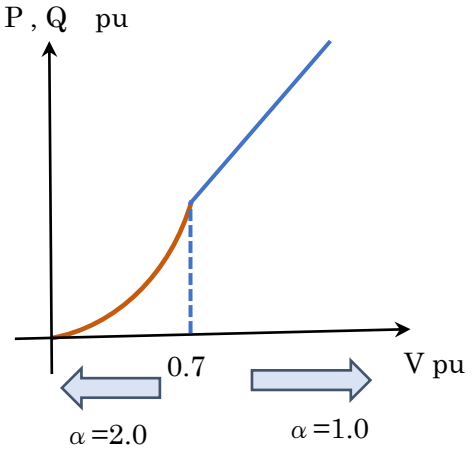


図 5.2.9-2　負荷の静特性モデル

6. CPAT ウポル電力系統シミュレーション

6-1. 潮流計算

5.1 章「送配電設備モデルの更新」に示した通り，現地調査情報をもとに，変圧器インピーダンスおよびタップ比を更新した。

以下に，変圧器インピーダンスおよびタップ比の更新前と更新後の潮流計算結果を示す。

6.1.1. 評価ケースと条件

以下に示す対象断面および計算条件にて，潮流計算をした。

- 対象断面:
  - 2021 年 8 月 21 日 11 時 30 分
  - 軽負荷断面（週末昼間断面）
  - PV 出力大，純需要小 ※同期機容量比率小
    - PV 出力 ： 11,504 kW ※PV 比率 ： 59 %
    - 純需要 ： 19,287 kW
  - Fiaga DG ： 2 台並列
- 計算条件:
  - スイング発電機： Taelefaga 1G

また表 6.1.1.-1 から表 6.1.1.-3 に，対象断面の需要(フィーダー潮流)，発電機出力，PV 出力の計測値を示す。またエリア毎の需給状況を表 6.1.1.-4 に示す。

表 6.1.1-1 需要(フィーダー潮流)

Demand name	Light load profile	
	kW	kVAR
West 1 Feeder	1370.0	914.0
Lefaga Feeder	4376.0	-234.0
Palisi Feeder	2760.0	813.0
WstCoast2 Feeder	172.0	-736.0
Industrial Feeder	2458.0	1087.0
Vaitele Feeder	1845.0	302.0
Tie line to Samasoni Hydro	7.0	165.0
East Coast Feeder	1125.0	319.0
Beach Road Feeder	2428.0	708.0
Hospital Feeder	1113.0	192.0
Tie line to Alaoa & FOF	-62.0	368.0
Alaoa south Coast	785.0	60.0
L4(Tanu ー Lalo) Tie Line	346.0	111.0
Sauniatu Feeder	14.0	-3.0
Fagaloa Feeder	32.0	-16.0
Lotofaga Feeder	518.0	-24.0
	demand	19287.0 kW

表 6.1.1-2 発電機出力

Generator name	Light load profile	
	kW	kVAR
Fiaga Generator 1	2239.0	1462.0
Fiaga Generator 2	0.0	0.0
Fiaga Generator 3	0.0	0.0
Fiaga Generator 4	2236.0	1463.0
Lalomauga Genertaor 1	1212.0	130.0
Lalomauga Genertaor 2	0.0	0.0
Fuluasou Generator	0.0	0.0
Alaoa Generator	344.0	447.0
FOF Generator	0.0	0.0
Samasoni Generator 1	0.0	0.0
Samasoni Generator 2	207.0	242.0
Taelefaga Generator 1	535.0	128.0
Taelefaga Generator 2	1189.0	129.0
Taelefaga Generator 3	0.0	0.0
Tafitoala Generator	0.0	0.0

Synchronous machine output total 7962.00 kW

Diesel 4475.00 kW
Hydro 3487.00 kW

表 6.1.1-3 PV 出力

PV farm name	Light load profile	
	kW	kVAR
Faleolo SFS	1579.0	3.0
Faleolo Sunpacific Solar	3307.0	0.0
Faleolo Green Power Solar	2000.0	0.0
Racecource EPC Solar	1461.0	-215.0
Racecource Green Power Solar	2000.0	0.0
Racecource SFS Solar	923.0	0.0
Racecource EPC GYMN 3 Solar	124.0	0.0
Vaitele solar	110.0	2.0

PV output total 11504.00 kW

表 6.1.1-4 需給バランス(エリア単位)

Area	Demand	Generation (Diesel,Hydro)
Fiaga	5746.0	4475.0
Fuluasou	7235.0	0.0
Tanugamanono	5396.0	551.0
Lalomauga	360.0	1212.0
Taelefaga	550.0	1724.0
Total	19287.0	7962.0

6.1.2. モデル改良の評価

モデル改良前とモデル改良後のデータそれぞれに対して，表 6.1.1.-1 から表 6.1.1.-3 に示された計測値を，CPAT の“Supply and demand conditions”に指定した。発電機については，端子電圧を指定する PV 指定としたため，指定した無効電力量は無視され，指定電圧に見合う無効電力量に自動的に調整される。

上記データを用いて潮流計算をし，母線電圧（33kV 母線および 22kV 母線）と送電線の電力潮流について，モデル改良前と改良後の計算結果と SCADA の計測値と比較した。

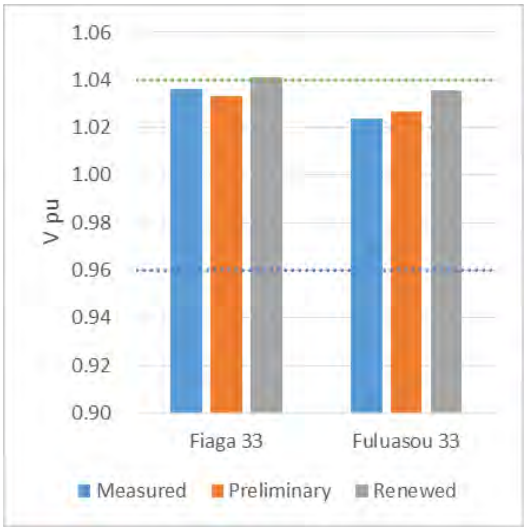


図 6.1.2-1　母線電圧(33kV)

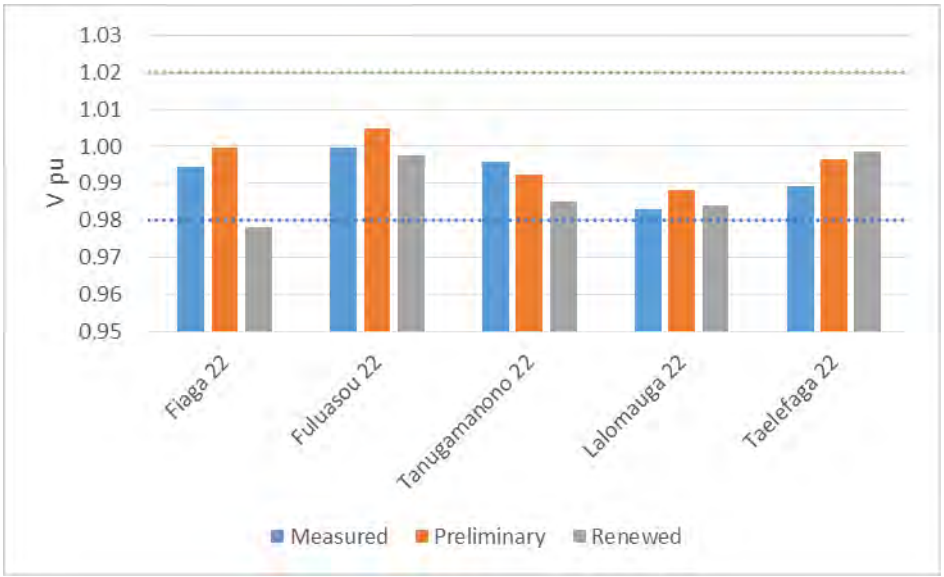


図 6.1.2-2　母線電圧(22kV)

図 6.1.2-1，図 6.1.2-2 に示すように，送配電設備モデルの更新後も更新前と同様に，概ね計測値と同じ傾向の電圧分布となるよう調整できることが確認できた。

表 6.1.2-1 送電線の電力潮流値 kW

Line name		Measured	Preliminary	Renewed
L1	Fiaga – Fuluasou 33KV Overhead Tie	1650	1580	1590
	Fuluasou – Fiaga 33KV Overhead Tie	-1650	-1572	-1580
L2	Fiaga – Fuluasou 33KV Underground Tie	3740	3944	3930
	Fuluasou – Fiaga 33KV Underground Tie	-3830	-3924	-3910
L3	FULUASOU: 33KV UNDER GROUND TIE LINE TO TANUGAMANONO STATION	2860	2879	2880
	TANUGAMANONO: 33KV UNDER GROUND TIE LINE TO FULUASOU	-2880	-2874	-2870
L4	TANUGAMANONO: 33KV Tie Line to Lalomauga Station	-1971	-1971	-1970
	LALOMAUGA: 33KV Tie line to Tanugamanono Station	2379	2363	2370
L5	Tie line to Samasoni Hydro	-201	-200	-200
L6	LALOMAUAGA: 22KV Tie line to Taelefaga Station	-1257	-1165	-1180
	TAELEFAGA: 22KV Tie line to Lalomauga Station	1255	1173	1190

また表 6.1.2-1 に示すように，送配電設備モデルの更新後も更新前と同様に概ね計測値と同じ電力潮流となった。

図 6.1.2-3,4 に更新前および更新後の潮流計算結果（ウポル系統潮流図）を示す。

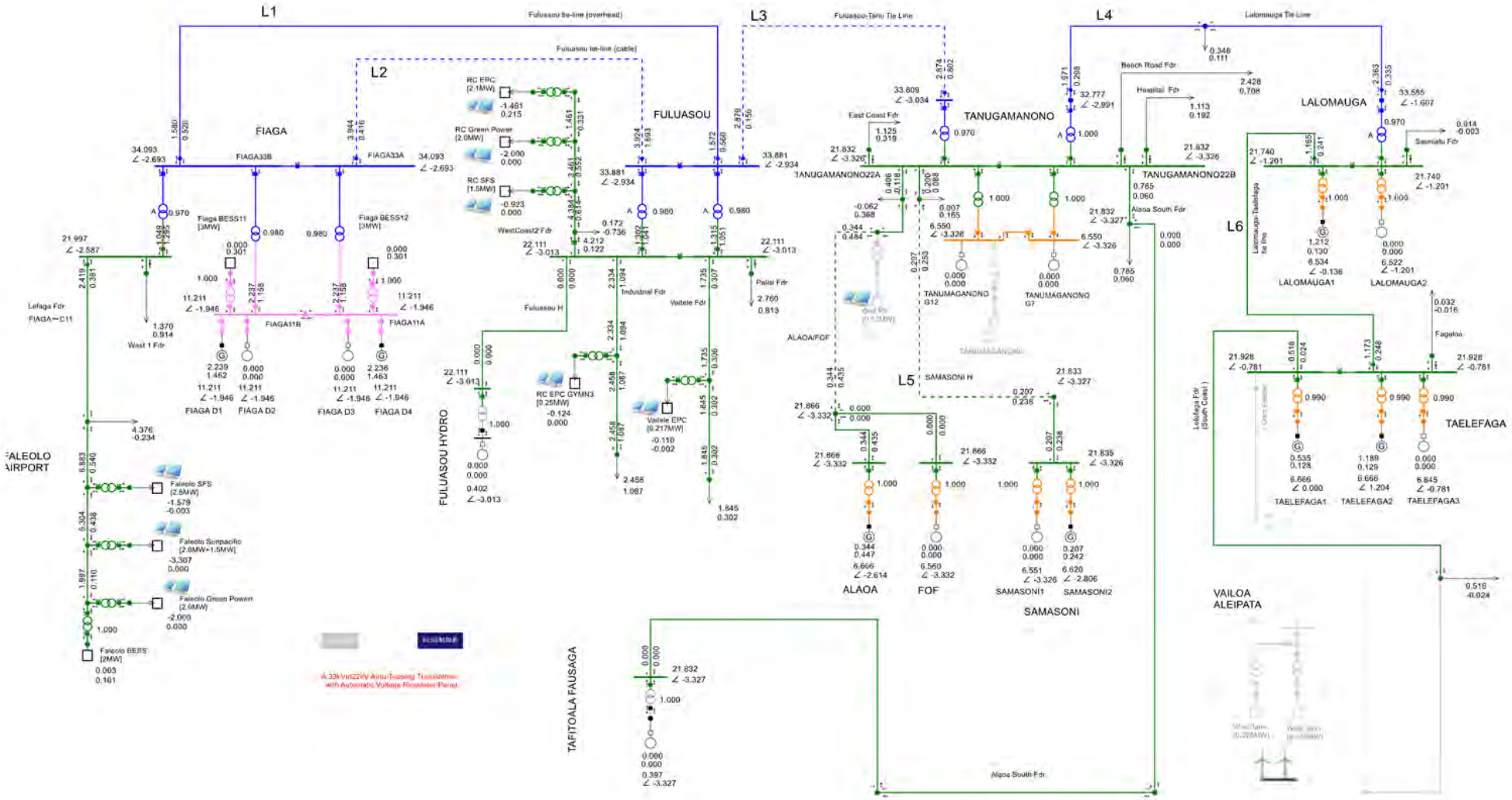


図 6.1.2-3　　ウポル系統潮流図　2021 年 8 月 21 日 11 時 30 分　［送配電設備モデルの更新前］

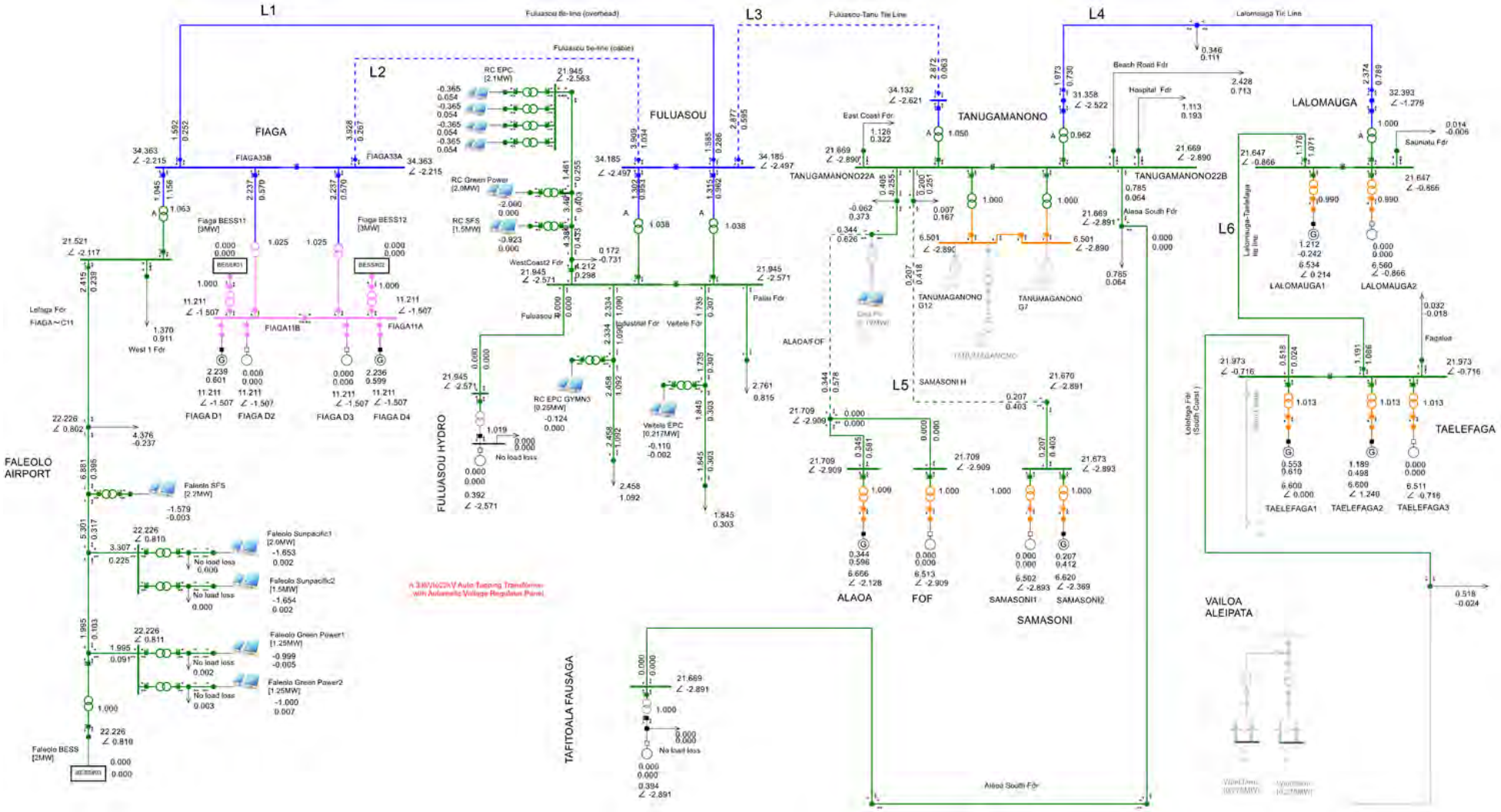


図 6.1.2-4　ウポル系統潮流図　2021 年 8 月 21 日 11 時 30 分　［送配電設備モデルの更新後］

6.1.3. まとめ

現地調査の結果に基づいて，送配電モデルを更新し，より現実的な条件下で潮流計算をした。一部の変圧器タップを固定したことから，電圧調整時に調整できる設備は減ったが，ウポル系統の電圧分布と電力潮流を再現できた。

なお，再生可能エネルギーをより多く導入するには，送配電設備を強化することが重要である。これまでの潮流計算により以下を確認した。

- 系統の東エリアでは，TAELEFAGA 発電所等，大容量で安定した出力を持ちながら需要地から遠くに位置しているため，発電出力を増加させた場合に電圧上昇を発生する可能性がある。計測値を確認すると，進相運転となっている断面もある。将来的に，VAILOA 地域に太陽光発電設備が計画されており，これによりさらに電圧上昇が生じる可能性がある。
- 将来的に送電能力の不足も懸念されることから，何らかの対策を講じる必要性が生ずる可能性も考えられる

- FIAGA を除く全ての 33/22 kV 変圧器は 10 MVA の容量であるが，これでは再生可能エネルギーの追加設置には不十分である可能性がある。送電線の効率的な利用と電圧安定性の観点から，変圧器の増設が望ましい。

ウポル系統の課題とその方策についてまとめる。

FALEOLO 空港周辺の大規模な太陽光発電（PV）は，Fiaga 発電所から電気的な距離が遠いため，Lefaga 送電線における電圧が上昇する要因となっている。もし EPC が Lefaga 送電線のトリップ時の対策として新しいルートを実装する計画がある場合，事前検討として，シミュレーション解析等により，電圧を確認することを推奨する。

再生可能エネルギーの導入増加により，ディーゼル機の並列台数を減らした場合，定常時および緊急時の両方で電力系統の電圧を維持するための代替装置の設置が必要となる。

【補足】ディーゼル発電機の運転台数を減少させた場合の課題について（潮流計算）

先般実施された業務の最終報告書「サモア独立国 太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト【サモアにおける系統解析シミュレーション及び系統安定化対策の検討】（2022 年 3 月）」の「9.2.3.3 Fiaga 発電所の並列台数変更（潮流計算結果）」に DG 並列台数を減少させた場合の潮流計算結果を記載している。

一例として、重負荷断面において、DG 運転台数を減少させた場合、電圧維持が厳しくなり、22kV 母線電圧が運用目標値以下になる地点も発生した。但し、潮流計算の入力データ、各発電機の電圧調整に関するモデル精度向上を図った上で、同様な検討を実施し、再確認する必要がある。

6-2.　短絡容量計算

6.2.1.　短絡容量評価の目的

ウポル系統への高い再エネ導入比率を達成するにあたっては，太陽光発電設備や蓄電池をはじめとしてインバータ型電源の導入増加が見込まれる。系統電源に占めるインバータ型電源の割合が増大していった場合，相対的にディーゼル発電機や水力発電機など同期発電機型の電源割合が減少すると想定される。このことは事故電流供給能力の低下，すなわち系統の各母線の短絡容量の減少につながりやすい。短絡容量の低下に伴い，以下(1)，(2)の課題が懸念される。

(1) 保護リレー動作への影響：事故電流供給能力の低下に伴って系統事故時に保護リレーが不動作となるケースが生じ得るため，リレー整定の再考が必要となる。その場合，より低い電流で事故を検出するように整定値を変更すると，事故が発生していない時（例：負荷電流）にリレーが動作するという不要動作が発生する恐れがある。

(2) インバータ型電源に起因する不安定現象の増加：インバータ連系点の短絡容量比（Short Circuit Ratio ： SCR）の減少に伴ってインバータの制御安定性が悪化し，インバータの動作不安定に起因する系統電圧変動などが生じる場合がある

これら課題の検討にあたり，本プロジェクトでは CPAT の短絡容量計算プログラム（T 法）を適用し，短絡容量を評価する。

なお，同期発電機による事故電流供給能力と短絡容量の関係について，6.2.1.1 節に補足する。また，課題(2)の短絡容量比とインバータ機器の制御安定性の関係については，6.2.1.2 節に詳細を補足する。

6.2.1.1　同期発電機型電源による事故電流供給能力と短絡容量の関係

ここでは，上述の同期発電機型電源による事故電流供給能力と短絡容量の関係について整理しておく。

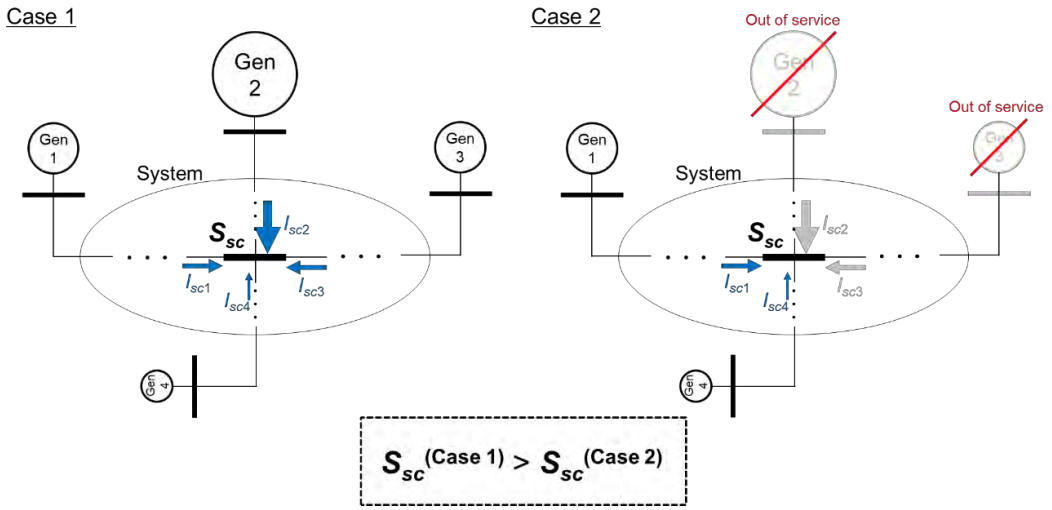
系統における同期発電機（および，同期機を利用した機器である同期調相機や MG セット）の事故電流供給能力と短絡容量について以下(1)，(2)の関係が成り立つ。

(1) 系統内の同期発電機並列台数の減少が短絡容量に与える影響（図 6.2.1.1-1）

- 系統内の同期発電機の並列台数が減少することによって系統への事故電流供給能力が減少し，ひいては各母線の短絡容量が減少する。
- 特に，容量の大きい発電機ほど事故電流供給への寄与が大きいため，停止した場合の短絡容量の減少度合いが大きい。

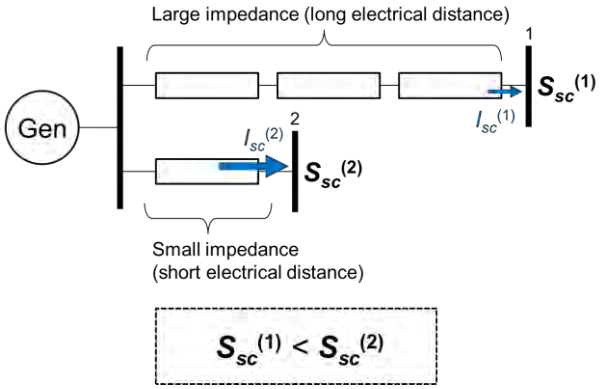
(2) 同期発電機からの電気的距離と事故電流供給への寄与（図 6.2.1.1-2）

- 同期発電機からの事故電流の寄与は，対象母線と同期発電機接続母線の電気的距離（インピーダンス）が大きいほど小さくなる。
- このため，ある発電機が停止した場合の短絡容量減少のインパクトは当該発電機から電気的に近い母線ほど大きく，遠い母線ほど小さい。



※発電機のアイコンの大きさ，短絡電流の矢印の大きさはそれぞれ，
発電機容量，短絡電流の大きさを表す

図 6. 2. 1. 1-1　同期発電機並列台数の減少が短絡容量に与える影響の模式図



※短絡電流の矢印の大きさは短絡電流の大きさを表す

図 6. 2. 1. 1-2　同期発電機からの電気的距離と事故電流の大きさの関係を表す模式図

6.2.1.2.　短絡容量比とインバータ機器の制御安定性の関係

インバータ機器の制御安定性評価の目安指標の 1 つとして，次式により定義される短絡容量比（Short Circuit Ratio ： SCR）が用いられている（文献[6]～[9]）。

$$SCR = S_{sc} / S_{inv}$$

ここに，S_{sc} [MVA]：インバータ機器を連系する母線の短絡容量，/ S_{inv} [MVA]：インバータ機器の定格容量である（図 6.2.1.2-1）。なお，S_{inv} として定格容量の代わりに定格出力 [MW] を用いる場合もある[6]。

SCR の低い母線にインバータが連系された場合，制御安定性の悪化する恐れがある。インバータの安定動作の目安として，連系母線の SCR が 3 以上であることが推奨される。オーストラリアの NER (National Electricity Rules)に基づく System Strength Impact Assessment Guidelines でも，インバータ型電源を含む発電所に対しては，SCR が 3 以上で安定して運転でき，連系を持続する能力をもつことが定められている[7],[8]。なおこの目安値（3 以上）はインバータの制御定数等にも依存し，場合によってはより大きな SCR の確保が必要とされる。

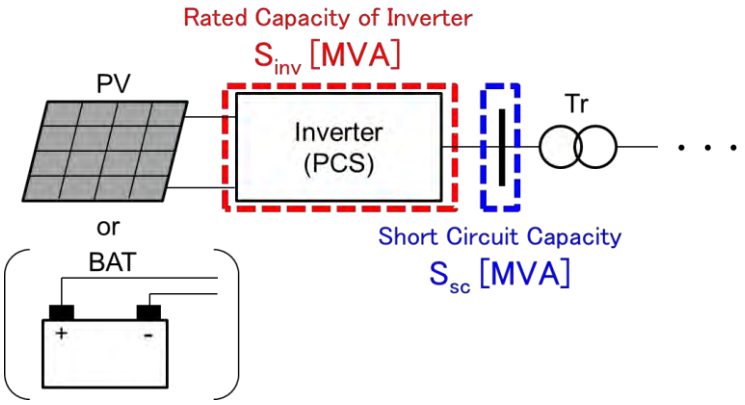


図 6.2.1.2-1　インバータ機器の短絡容量比（SCR）の評価に必要な諸量

SCR の低下に伴うインバータの動作不安定に起因する，系統電圧の低周波振動（Sub-synchronous oscillation（SSO））などの不安定現象が世界の多くの系統で報告されている。一例として，スコットランド北部において 2021 年 8 月に記録された系統電圧の低周波振動の計測波形[10]を図 6.2.1.2-2 に示す。この原因として，新たに洋上風力が稼働したことに伴う短絡容量の減少による系統の弱体化が指摘されている[10]。電圧振動が発生した際，ガス火力発電所の停止に伴い系統の短絡容量が減少して，SCR の低い弱小系統（Weak Grid）となっていた可能性が指摘されている。また，同国 Glasgow において，同様の電圧振動が 2023 年 6 月にも報告されている[10]。

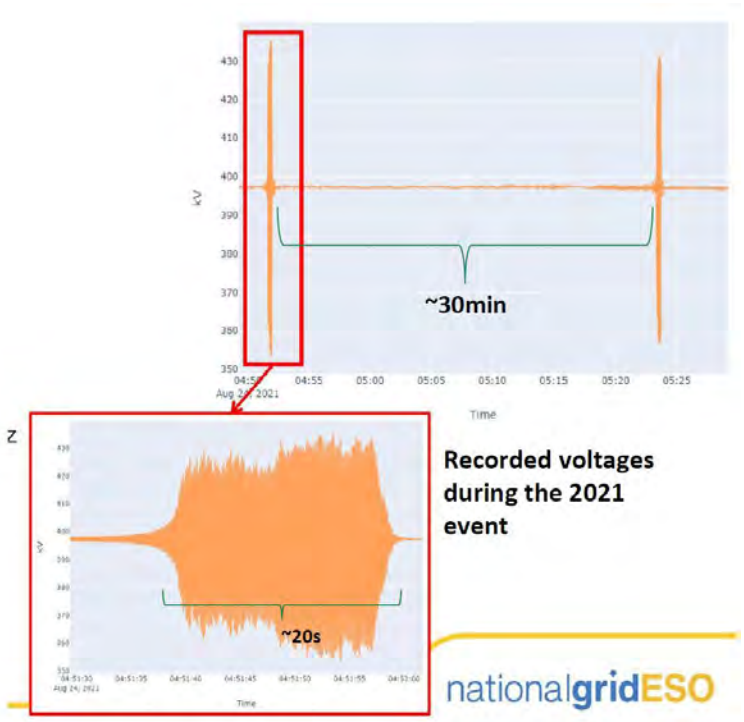


図 6.2.1.2-2　2021 年 8 月 24 日にスコットランド北部で記録された
系統電圧の低周波振動現象（文献[10]）

6.2.2. モデル更新前後の短絡容量計算結果の比較

第5章に示した，ウポル系統モデル更新による短絡容量への影響を評価するため，T法により短絡容量計算を行い，更新前のモデルによる結果と比較した。

6.2.2.1. 評価ケースと条件

想定した潮流断面と短絡容量計算の条件は，以下に列挙するとおりである。短絡容量計算においては，一般的な条件である，無負荷条件・インピーダンス簡略化（リアクタンスのみ模擬）を適用した。

[潮流断面]

- 2021年 8 月 21 日 11 時 30 分の需給断面（週末・昼間の軽負荷断面）
- Fiaga発電所のディーゼル発電機の稼働台数：2台

[短絡容量計算の条件]

- 故障種別：三相短絡故障（3LS）
- 負荷条件：無負荷条件
  - 全母線の系統電圧：1.0 p.u.に一律指定
  - 送電線・変圧器のインピーダンス：リアクタンス分のみを考慮し，抵抗分は無視する簡略化模擬
- 発電機に関わる条件：
  - 有効電力・無効電力が非零の発電機のみ考慮
  - 発電機リアクタンス：$(X_d'' + X_q'')/2$
    ※ X_d''，X_q''はそれぞれ発電機のD軸，Q軸の次過渡リアクタンス

短絡容量の評価対象は，33kV/22kV 系統の主要な発電所/変電所母線，ならびに PV/BESS の連系母線とした。

PV/BESSの連系母線に対しては，短絡容量に加えて，6.2.1.2節に先述したSCRも評価した。現状では，PCSの定格出力のみ判明しているPV/BESSが多いため，SCRの評価にあたっては定格出力 [MW]を使用した。また，複数のPCSから構成されるPV発電所に対しては，PCS単位と発電所大の単位の両方にて，短絡容量およびSCRを評価した。発電所大のSCR評価にあたっては，ERCOTにより用いられる重み付したSCRの評価式[6][10]を適用した（図6.2.2.1-1)。

また，追加的な検討として，Fiaga発電所のディーゼル発電機の並列台数に対する短絡容量の感度を解析している。その結果は6.2.2.3節に示す。

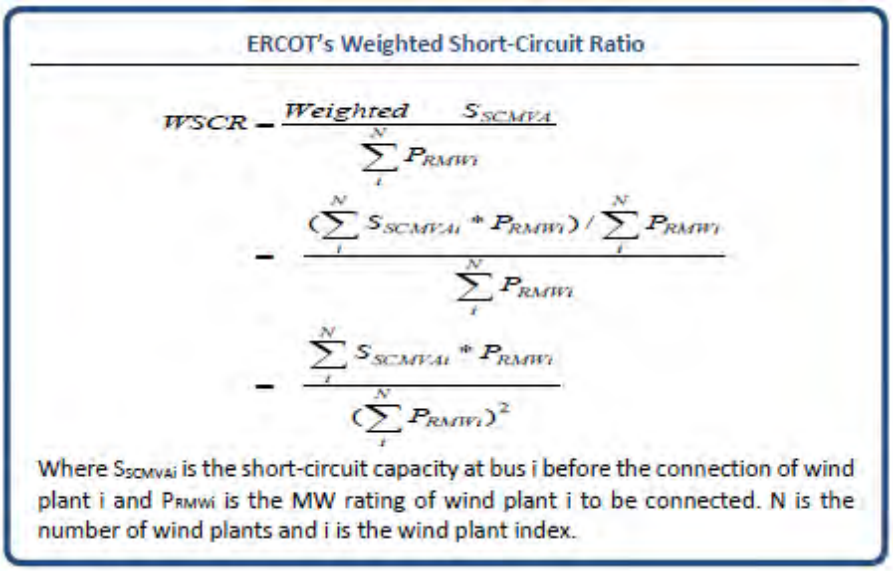


図 6.2.2.1-1　ERCOT による重み付した SCR の評価式（文献[6][10]）

6.2.2.2.　モデル更新前後のシミュレーション結果比較

発電所/変電所の母線における短絡容量の計算結果比較を表 6.2.2.2-1 に示す。同表より，いずれの母線も，モデルの更新による短絡容量の変化は高々2%と僅かである。これら母線の短絡容量の範囲はモデル更新に伴い 52.3~90.4 [MVA]から 53.6~89.58 [MVA]と変化し，ばらつきが減少している。

表 6.2.2.2-1　発電所/変電所の母線における短絡容量の計算結果比較

Light load profile・Fiaga DG : 2 units in operation
No load condition

Area	Bus	Short circuit MVA S_{sc} [MVA]	
		Preliminary	Renewed
Fiaga	Fiaga 33kV #A	**90.40**	**89.58**
	Fiaga 22kV	**77.99**	**77.38**
Fuluasou	Fuluasou 33kV #A	**87.22**	**86.36**
	Fuluasou 22kV #A	**83.33**	**82.54**
Tanugamanono	Tanugamanono 33kV	**85.31**	**84.41**
	Tanugamanono 22kV #A	**81.71**	**80.71**
	AlaoaH 22kV	**71.76**	**70.75**
	FOF H 22kV	**71.75**	**70.75**
	Samasoni H 22kV	**79.94**	**78.95**
Lalomauga	Lalomauga 33kV	**58.86**	**59.83**
	Lalomauga 22kV #A	**58.52**	**59.82**
Taelefaga	Taelefaga 22kV #A	**52.30**	**53.26**

PV/BESS の連系母線における短絡容量ならびに SCR の計算結果比較を表 6.2.2.2-2 に示す。同表より，上述の発電所/変電所母線とは対照的に，モデル更新前後の短絡容量および SCR の差異が大きい。モデル更新に伴って短絡容量の範囲は 1.07~21.57 [MVA]から 1.57~29.33 [MVA]へ，SCR の範囲は 4.5～8.9 から 4.0～13.4 へと変化しており，よりばらつきが大きくなっている。特に SCR に着目すれば，最小値は 4.5 から 4.0 へと変化しており，短絡容量の減少に対してより注意を要する結果となっている。

表 6.2.2.2-2　PV/BESS の連系母線における短絡容量ならびに SCR の計算結果比較

Low load profile・Fiaga DG : 2 units in operation
No load condition

Category	Name of PV plant /BESS	System diagram number	Rated power S_{inv} [MW]	Short circuit MVA S_{sc} [MVA]		Short circuit capacity ratio SCR=S_{sc} / S_{inv}		
							Renewed	
				Conventional	Renewed	Conventional	Each PCS	Total *
PV	Faleolo Solar for Samoa	PV121	2.200	13.14	16.07	6.0	7.3	7.3
	Faleolo Sunpacific 1	PV122	2.000	15.73	15.54	4.5	7.8	4.0
	Faleolo Sunpacific 2		1.500		12.16		8.1	
	Faleolo GreenPower 1	PV123	1.250	11.48	11.95	4.6	9.6	4.8
	Faleolo GreenPower 2		1.250		11.95		9.6	
	RaceCource EPC 1	PV131	0.525	15.52	12.54	7.4	23.9	6.0
	RaceCource EPC 2		0.525		12.43		23.7	
	RaceCource EPC 3		0.525		12.37		23.6	
	RaceCource EPC 4		0.525		12.73		24.2	
	RaceCource GreenPower	PV132	2.000	14.92	20.14	7.5	10.1	10.1
	RaceCource Solar for Samoa	PV133	1.500	11.72	20.15	7.8	13.4	13.4
	RaceCource Gym	PVF221	0.250	2.21	3.20	8.8	12.8	12.8
	Vaitele	PVF231	0.217	1.93	2.80	8.9	12.9	12.9
	Tanugamanono	PVF311	0.120	1.07	1.57	8.9	13.1	13.1
BESS	Faleolo	BE121	2.000	11.48	15.96	5.7	8.0	8.0
	Fiaga Plant #1	BE011	3.000	21.57	34.21	7.2	11.4	11.4
	Fiaga Plant #2	BE012	3.000	21.57	34.21	7.2	11.4	11.4

* Evaluated by weighted SCR

6.2.2.3.　ディーゼル発電機の並列台数に対する短絡容量の感度解析

前節では更新前後のモデルに対して，短絡容量計算結果を示した。ここでは，Fiaga 発電所のディーゼル発電機の事故電流供給能力の影響度合いを評価する目的で，ディーゼル発電機の稼働台数の短絡容量への感度を解析した。ディーゼル発電機の稼働台数は 2 台，1 台，0 台の 3 パターンを想定した。

図 6.2.2.3-1 に主要発電所/変電所母線における短絡容量の推移を，図 6.2.2.3-2 に PV/BESS の連系母線における短絡容量比の推移を，それぞれ示す。これらの結果より，ディーゼル発電機の解列に伴い，全ての評価対象母線の短絡容量ならび SCR が減少していることがわかる。なお図 6.2.2.3-1 より，概ね Fiaga 発電所から近い発電所ほど短絡容量の減少が顕著な傾向にある。これは，6.2.1.1 節に先述のとおり，発電機から電気的に近い母線ほど当該発電機からの事故電流供給への寄与が大きくなり，従って解列した際の事故電流の減少も大きいためと考えられる。また，PV/BESS の SCR に着目すると，PV-Faleolo SP の SCR が全体の中で特に小さく，ディーゼル発電機が 0 台となるケースでは 3 を下回っている（2.9）。このため，特に同発電所においては，将来的な系統の同期機電源比率の減少にあたり，短絡容量減少への対策を考慮する必要がある。

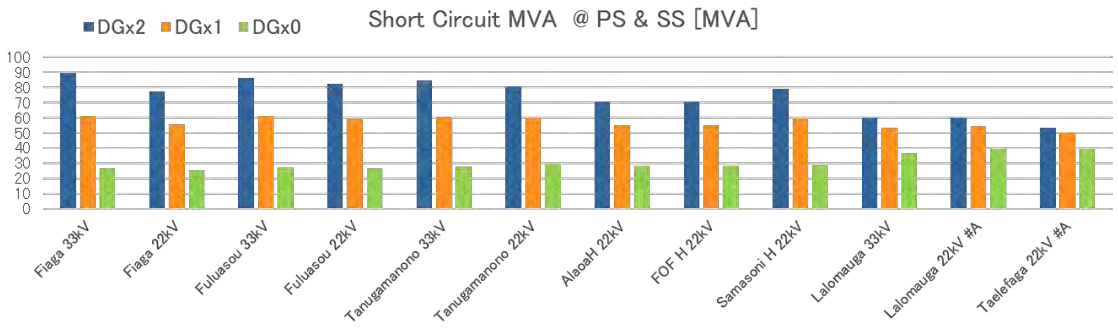


図 6.2.2.3-1 主要発電所/変電所母線における短絡容量の推移

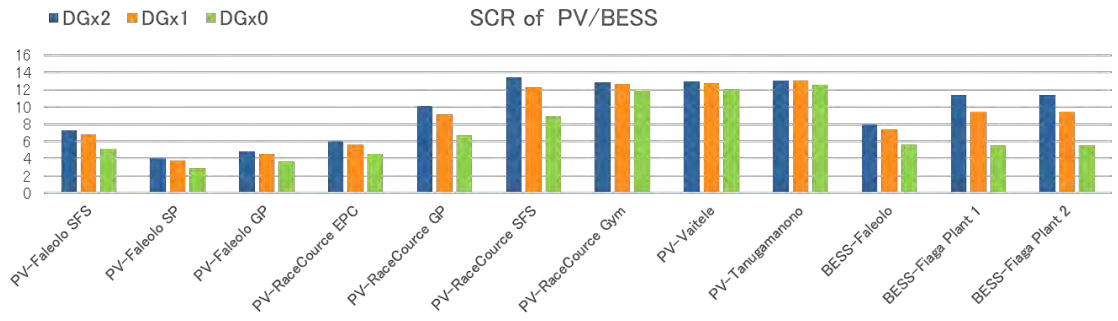


図 6.2.2.3-2　PV/BESS の連系母線における短絡容量比の推移

6.2.3. まとめ

モデル更新前後の，短絡容量計算の比較結果を総括する。結果の総括に先立ち，今回の系統モデルの更新が短絡容量計算結果に与える影響を図 6.2.3-1 に模式的に示す。同図に示すように，短絡電流 I_Fは，事故点の電圧 E_aと駆動点インピーダンス Z_Sから計算される。今回のモデル更新に際しては，発電機と変圧器のリアクタンス値を変更した。これらの変更による駆動点インピーダンス Z_Sの値の変化が，短絡容量計算結果の主な変化要因であると考えられる。

上記を踏まえて，以下のとおり比較計算結果を総括する。

- 発電所/変電所母線の短絡容量は，モデル更新前後の差異が僅かであった。
- 発電所/変電所とは対照的に，PV/BESS の連系母線における短絡容量ならびに SCR は，変更前後の差異が大きい。また，変更後はより短絡容量ならびに SCR のばらつきが大きくなった。この主要因は，今回のモデル更新に際し，PV/BESS の連系変圧器のインピーダンス値の変更幅が大きかった点にあると考えられる。すなわち，変圧器インピーダンスを小さくしたサイトにおいては短絡容量が増大し，逆にインピーダンスを大きくしたサイトは短絡容量が減少したものと考える。
- モデル更新によって SCR の最小値は 4.5 から 4.0 へと減少し，より悲観的な結果となった。将来の系統においても，同期機型電源の減少に伴う SCR の推移には注視していく必要がある。6.2.1.2 節に例示したように，SCR の低い系統に大容量のインバータ型電源が導入された場合，系統電圧の低周波振動（Sub-synchronous oscillation （SSO））などの恐れがある。
- 再エネ導入率の向上を目的としたインバータ型電源比率の増加に伴う，系統の短絡容量減少への対策を講じる必要がある。SCR の低いサイトの近傍に MG セットや同期調相機を導入することによって事故電流供給能力を補強でき，短絡容量減少対策の 1 つとして有効である。

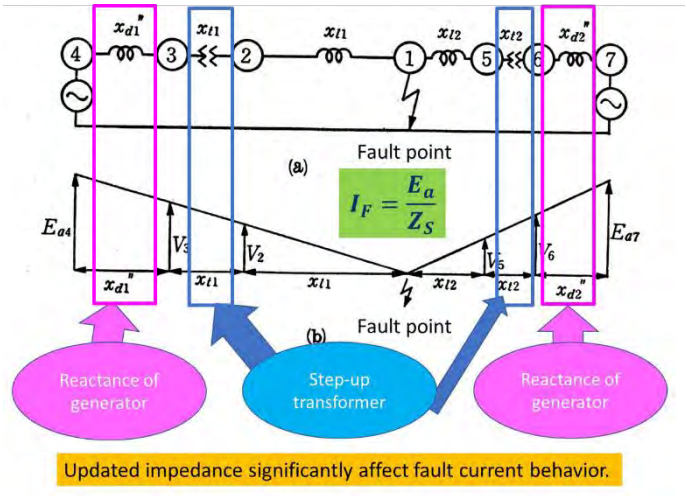


図 6.2.3-1　系統モデルの更新が短絡容量計算結果に与える影響の概念図

【補足】

SCR が一定以上の地点に PV/BESS を連系することは、他国の事例を踏まえても、有効な施策の１つとして考えられる。

※オーストラリアでは、SCR が 3.0 以上においては安定的に運転できることが、インバーター電源も含めて発電機に対する要件として定められている。

（”System Strength Impact Assessment Guideline”, AEMO (Australian Energy Market Operator))

6.3. Dynamic stability analysis (電源脱落)

本節では，CPAT(Y 法)を用いてモデル改良が Dynamic Stability に及ぼす影響を評価する。評価に使用する断面は，潮流計算と同様に休日昼間断面を選定した。この断面は需要に対する PV の出力比率が高い。同期機の並列台数が少なく系統慣性が小さくなるため，需給バランスの変化に対して周波数の変化速度が大きくなる特徴をもつ。発電機の慣性定数や GOV のドループ値を改良したモデルの評価には適当な断面となっている。

本章では本報告で改良されたモデルを用いて，Dynamic Stability に関するシミュレーション解析のデモンストレーションを示す。

6.3.1. 解析条件と評価指標値

本項では，対象とした断面の系統条件とシミュレーション解析に使用したパラメタについてまとめる。また Dynamic stability analysis 結果から得られた周波数動揺を，定量的に評価するための各種評価指標値についても併せて記述する。

6.3.1.1. 解析条件

シミュレーション解析では，対象断面を定常状態とする系統モデルに対して，PV ファームを脱落させ，急激に需給バランスが変化した際に生じる周波数変動の様相を確認した。解析条件を表 6.3.1.1-1 に示す。

表 6.3.1.1-1 Dynamic stability analysis 解析条件

Target profile	21/08/2021 11:30 ➢ Light-load profile (weekend, daytime) ➢ Two diesel engine units in service at Fiaga
	High PV penetration and light pure demand (PV ratio: 59 %) ➢ Total PV output: 11,504 kW ➢ Pure demand: 19,287 kW
Fault condition	PV trip of 1,579 kW at Faleolo SFS ➢ Generation facility transmission terminal output ratio: 8.1%
parameters	Unit Dispatch Scenario: One of the following sources in Fiaga ➢ Diesel engine generator (DG): 2, 1, and 0 units ➢ MG set: 2 units ➢ Synchronous condenser (SC): 2 units

Generation facility transmission terminal output ratio = Trip quantity / (DG output + hydro output + PV output):

対象断面は発電量に占める PV の比率が高く 59%に達しており，並列された同期機が少なくなったことで系統慣性が小さくなっている。

シミュレーション解析では，Fiaga ディーゼル機の並列台数を少なくし，それにより生じる系統への影響を評価した。なお解列されたディーゼル機の出力を水力機に振り替えることで，再エネ比率を高めている。また Fiaga ディーゼル機を全て停止したことにより生じる課題を解決するために，MG set および同期調相機(SC)を対策機器として設定し，それらの効果を確認した。図 6.3.1.1-1 に，並解列の対象設備と脱落する PV ファームを示す。

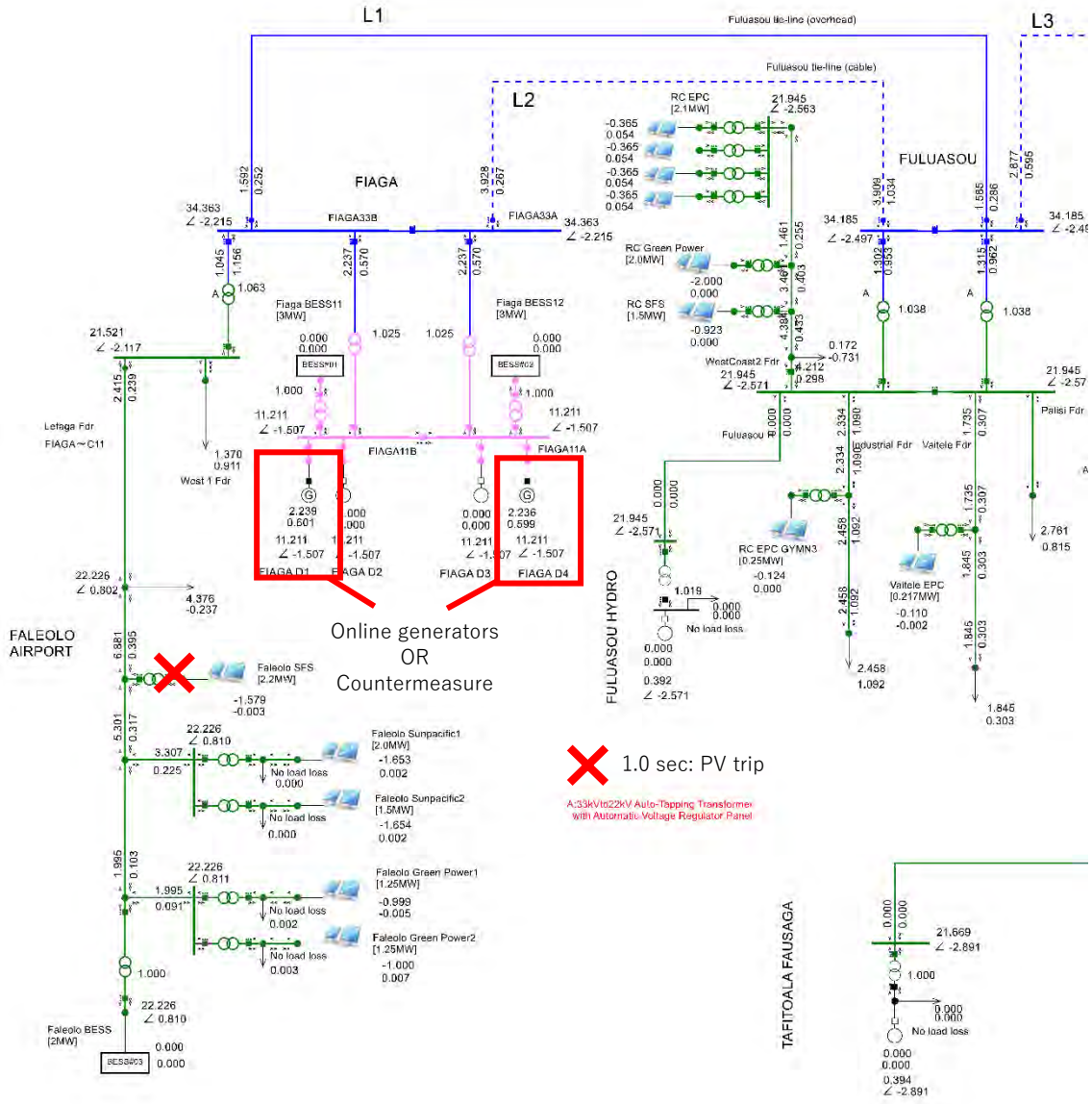


図 6.3.1.1-1 シミュレーション条件

6.3.1.2. 評価指標値

本章で実施したシミュレーション解析の条件や結果を定量的に評価するために，以下の評価指標値を用いている。

(1) 同期慣性応答 SIR

シミュレーション開始時における同期機の並列状態によって系統慣性は異なる。系統慣性の違いを定量的に評価するための指標に SIR を用いた。

同期慣性応答 SIR ＝ $\sum_i^n((Mi \div 2) \times Si)$

Mi：単位慣性定数 MWs / MVA (M=2H)

Si ：定格容量 MVA

(2) 周波数評価指標

電源脱落で生じる周波数変動の評価指標として，以下の 3 種類の指標値を用いた。

- 周波数変化率(ROCOF) Hz/sec
- 最低周波数(nadir) Hz
- 最低周波数到達時間 sec

各指標値の算定方法を図 6.3.1.2-1 に示す。なお ROCOF については，IEEE 1547-2018 の第 6.5.2 項[1]に従って，0.1 秒の時間を使用した。

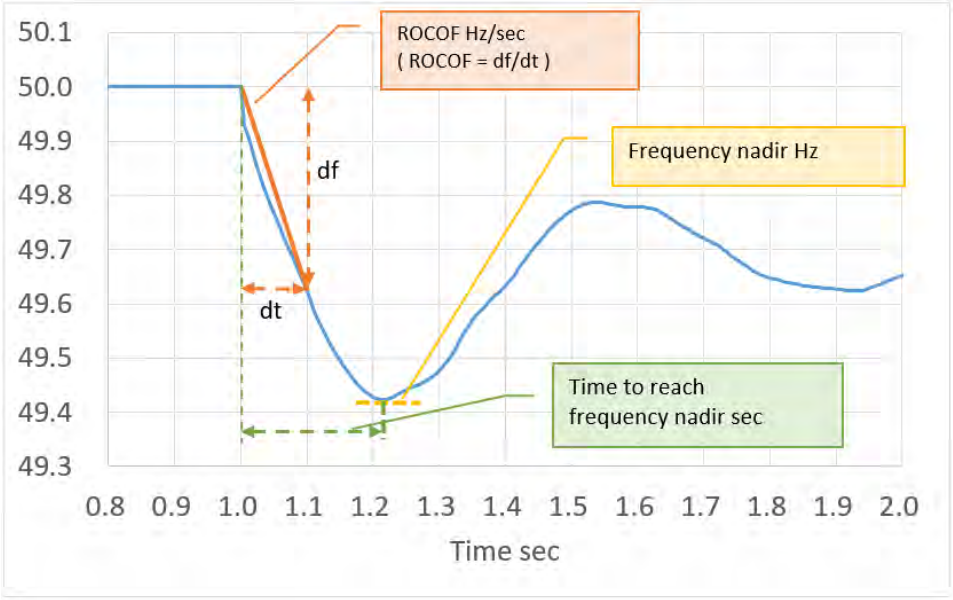


図 6.3.1.2-1 周波数評価指標

[1] "The ROCOF shall be the average rate of change of frequency over an averaging window of at least 0.1s"

6.3.2.　モデル改良の評価

この項では，暫定モデル（2021 年モデル）と改良モデル（2023 年モデル）を用いて電源脱落のシミュレーション解析を行い，モデルの違いによるシミュレーション結果の違いを確認する。図 6.3.2-1 から図 6.3.2-3 にシミュレーション結果グラフを示す。また表 6.3.2-1 に評価指標値をまとめる。

表 6.3.2-1 評価指標値

Case	SIR MWs	Frequency		
		Time to reach frequency nadir sec	nadir Hz	ROCOF Hz/s
Preliminary	48.00	0.865	49.613	1.113
Renewed	12.39	0.220	49.518	3.239

シミュレーション結果より，以下のことが確認できる。

- 改良モデルでは発電機の慣性定数を更新したため，SIR でも確認できるように系統慣性が減少した。そのため周波数変化率(ROCOF)が増加した（表 6.3.2-1)。
- BESS が，瞬動予備力として活用され，nadir が大幅に低下することを防いでいる(図 6.3.2-3)。
- 微分制御が，応答速度を速め過ぎたせいで，電圧に細かい振動が生じるが，電圧変動がそれほど大きくない場合には，電圧変動抑制効果が強まったように見える(図 6.3.2-2)。

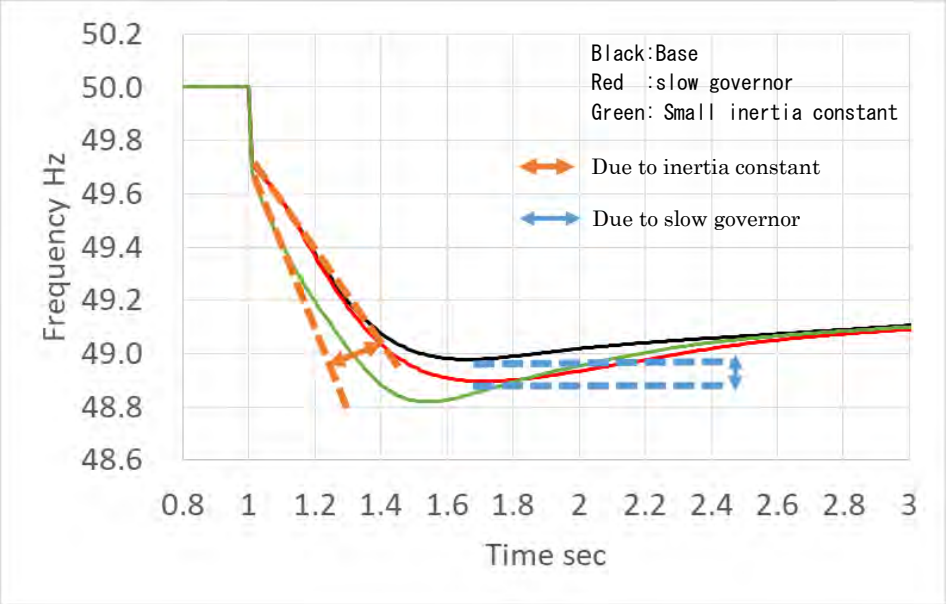


図 6.3.2-1　周波数に対する慣性定数や GOV の影響

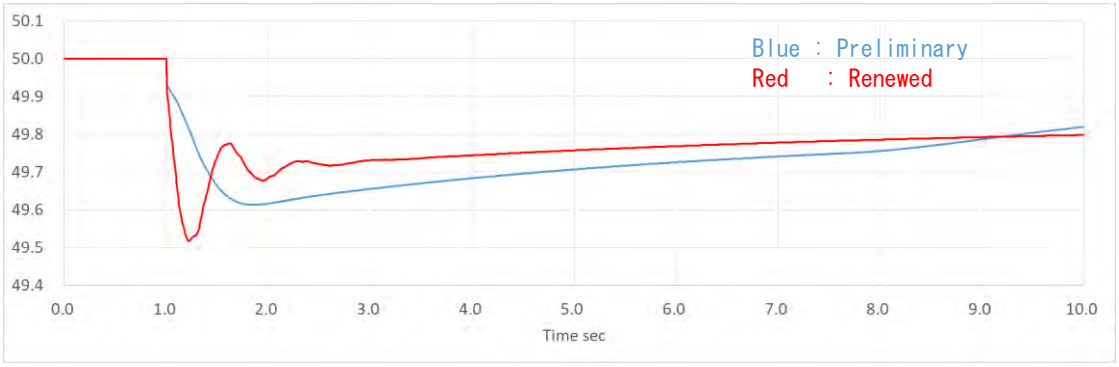


図 6.3.2-1 Fuluasou 22kV 母線 周波数 Hz

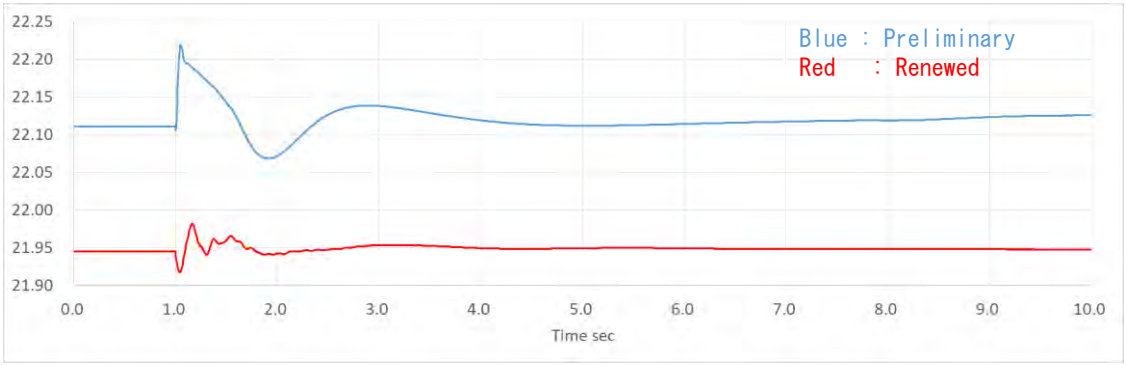


図 6.3.2-2 Fuluasou 22kV 母線 電圧 kV

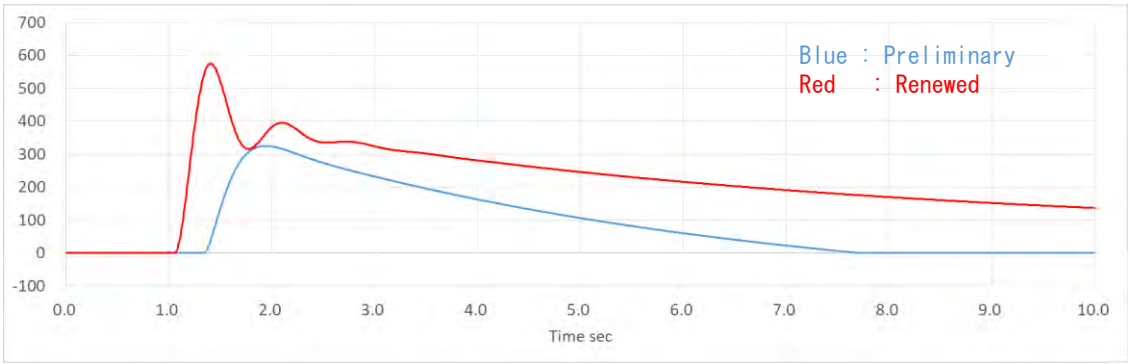


図 6.3.2-3 Fiaga BESS #1 有効電力出力 kW

6.3.3. FIAGA ディーゼル機並列台数の評価

この項では，再生可能エネルギー比率を高めるために FIAGA ディーゼル機の並列台数を減少させたときの周波数の応答を解析し，全台解列時に系統動揺が生じることを述べる。図 6.3.3-1 から図 6.3.3-3 にシミュレーション結果グラフを示す。また表 6.3.3-1 に評価指標値をまとめる。

表 6.3.3-1 評価指標値

Fiaga DG No. of units	Total online capacity kVA		SIR MWs	Frequency		
	Fiaga DG	Hydro		Time to reach frequency nadir sec	nadir Hz	ROCOF Hz/s
2	14426	9575	12.394	0.220	49.518	3.239
1	7213	14900	10.135	0.215	49.424	3.785
0	0	17400	10.096	0.315	49.296	4.205

シミュレーション結果より，以下のことが確認できる。

- ディーゼル機の並列台数の減少に伴い，SIR の低下と瞬動予備力が少なくなるため，nadir，ROCOF などの周波数に関する指標値が悪化する（表 6.3.3-1，図 6.3.3-1）。
- すべてのディーゼル機を解列した場合，ウポル系統全系の電圧維持能力が小さくなる。PV ファーム周辺には電圧を維持できる設備がディーゼル機以外にないため，ディーゼル機を全て解列した場合には，PV 脱落直後の電圧低下が大きくなり，その後の電圧制御を難しくしている。その結果，周波数振動の減衰が悪化すると想定される（図 6.3.3-1）。ディーゼル機の緊急停止を考慮すると，ディーゼル機 2 機をマストランとする現在の運用は適切であると考えられる。
- BESS を有効電力優先制御で運転した場合，nadir を改善する瞬動予備力としての効果は期待できるが，無効電力供給が制限されるため，電圧維持が困難になる。

【補足】電源脱落時の電圧維持能力について（DG 並入なしの場合）

DG 並入なしの場合、ウポル系統全系の電圧維持能力が小さくなる。電圧維持能力が小さい条件下で、PV が脱落すると、DG 並列時より電圧低下幅が大きくなり、電圧制御が困難になる。その結果、周波数振動の減衰も悪化することが想定される。例えば、BESS の P 優先制御の際に、Q 制御する余裕を持たせて電圧調整力として活用したい場合、オーバーサイズ（kVA が大きい）のバッテリーインバータを追加する必要が生じる。また、P 優先を Q 優先に切り替えると、今度は瞬動予備力を失ってしまい Nadir 改善に寄与しなくなってしまうため、BESS 活用による Nadir 改善が限定的になる。

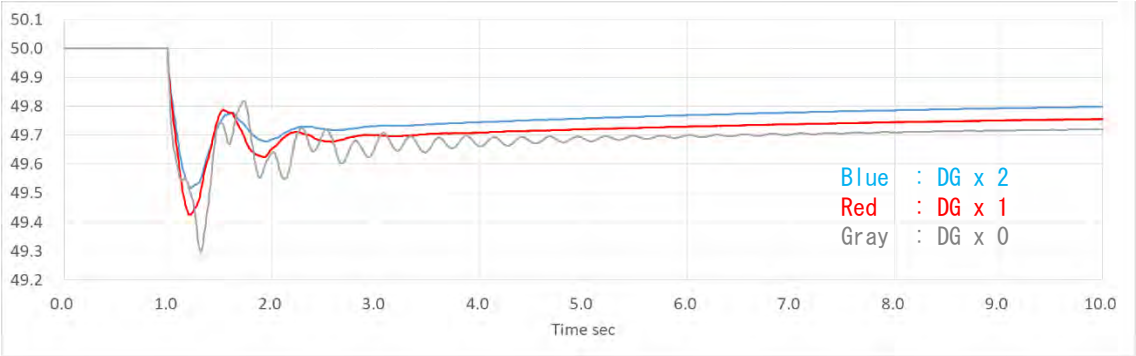


図 6.3.3-1 Fuluasou 22kV 母線 周波数 Hz

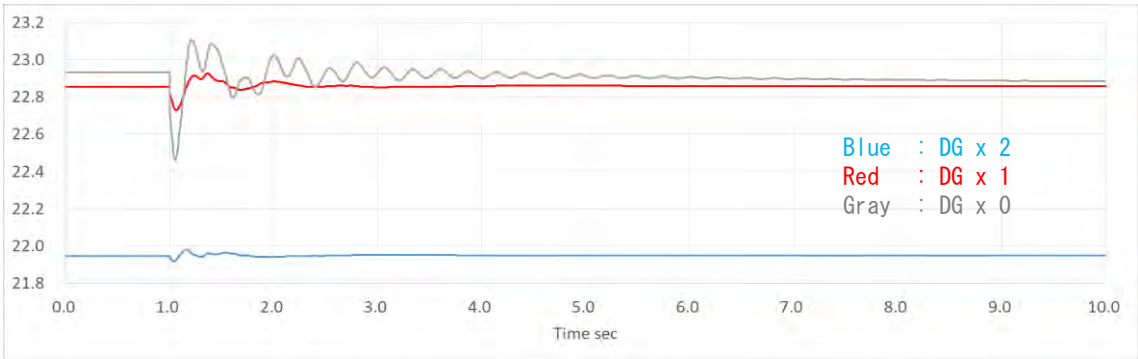


図 6.3.3-2 Fuluasou 22kV 母線 電圧 kV

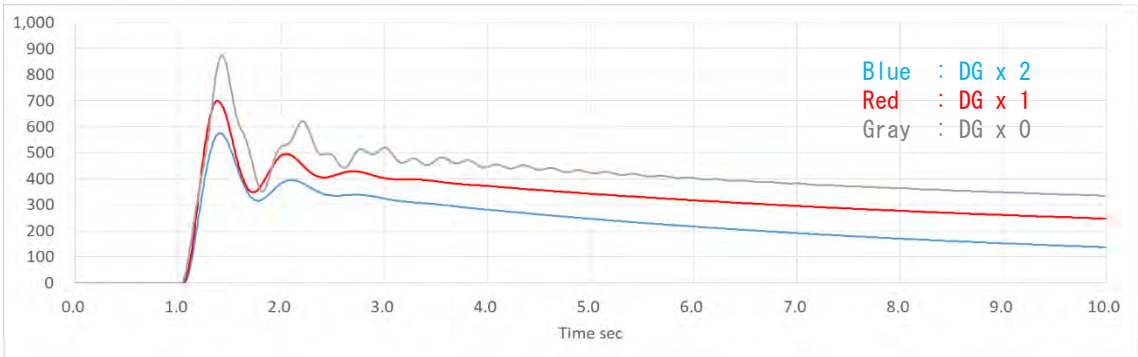


図 6.3.3-3 Fiaga BESS #1 有効電力出力 kW

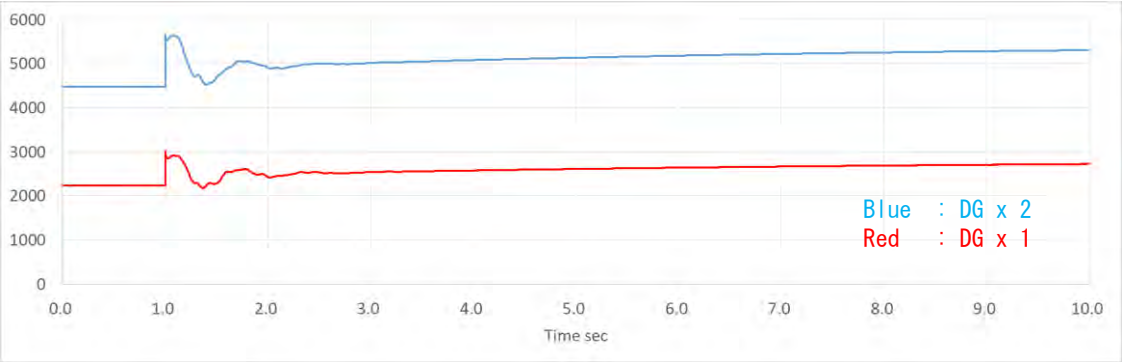


図 6.3.3-4 ディーゼル機 有効電力出力合計 kW

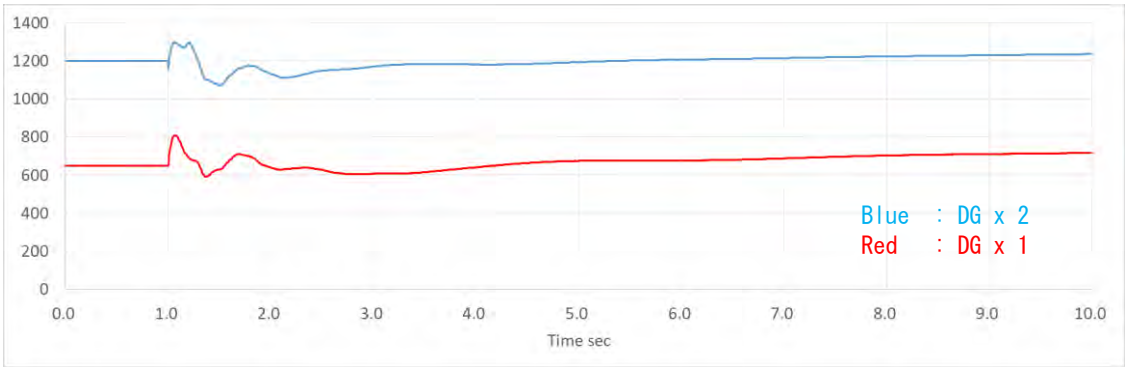


図 6.3.3-5 ディーゼル機 無効電力出力合計 kvar

6.3.4. 対策機器の評価

この項では，FIAGA ディーゼル機を全て解列する再生可能エネルギー普及率 100%のシナリオにおいて，6.3.3 で確認された周波数変動を抑制するために対策機器を設置し，その効果を確認する。対策機器は MG set と同期調相機(SC)とし，メーカー仕様を参考に FIAGA ディーゼル機 2 台に相当する容量を導入することとした(表 6.3.4-1)。

表 6.3.4-1 対策機器設備容量

	rated capacity (Online total)	rated power (Online total)	Inertia constant MG [sec]
MG set	12,500 kVA	10,000 kW	2.72 sec
Synchronous condenser	7,500 kVA	7,500 kvar	2.06 sec

図 6.3.4-1 から図 6.3.4-3 にシミュレーション結果グラフを示す。また表 6.3.4-2 に評価指標値をまとめる。

表 6.3.4-2 評価指標値

Countermeasure equipment	No. of units	SIR MWs	Frequency		
			Time to reach frequency nadir sec	nadir Hz	ROCOF Hz/s
N/A	0	10.096	0.315	49.296	4.205
MGset	2	27.096	0.415	49.612	1.638
Synchronous condenser	2	17.821	0.405	49.454	2.520

MG set と同期調相機(SC)では，系統電圧の維持能力，慣性による周波数変化率(ROCOF)の改善効果は同等な能力を有している。瞬動予備力については，有効電力を供給できる MG set に優位性がある。

シミュレーション結果より，以下のことが確認できる。

- 採用した MG set のモデルは，SC に比べて容量，慣性ともに大きいため，周波数~~安定性~~変化率（ROCOF）の低減効果の面からは，MG set の優位性が強調されている(図 6.3.4-1)。
- BESS は慣性を持たないことから，急峻な周波数変動に対して，有効電力供給に遅れが生じる(図 6.3.4-2)。MG set や SC は慣性応答により俊敏に供給している(図 6.3.4-3)。
- MG set は SC に比べて有効電力供給能力は高い。図 6.3.4-3 では瞬動予備力として BESS が寄与しているため確認しにくい。
- MG set と同期調相機（SC）はいずれも系統電圧を維持する能力を示し，対策機器を設置しない場合と比較して，減衰が不十分な周波数振動を抑制している(図 6.3.4-1)。
- BESS は有効電力優先制御のため，無効電力供給は制限されるケースもある（図 6.3.4-5)。

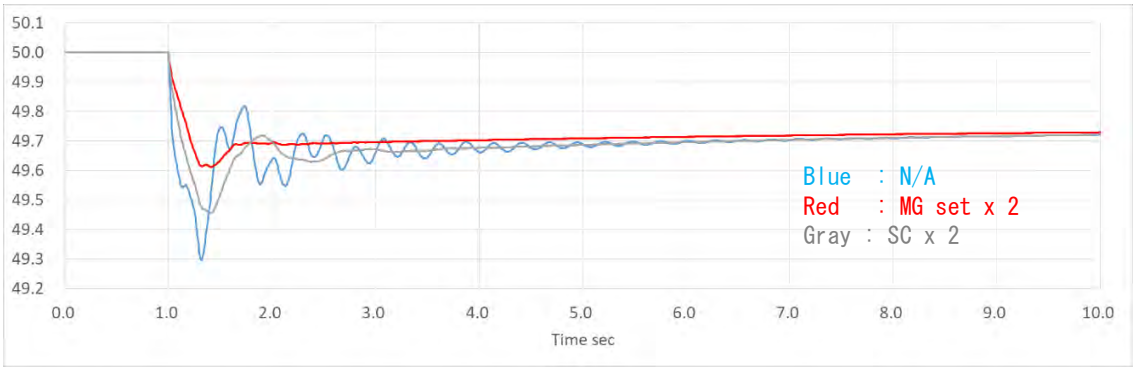


図 6.3.4-1 Fuluasou 22kV 母線 周波数 Hz

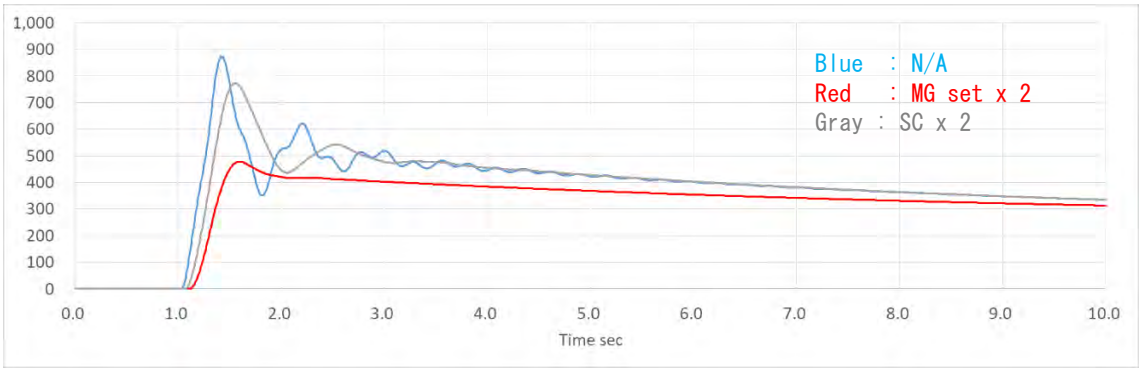


図 6.3.4-2 Fiaga BESS #1 有効電力出力 kW

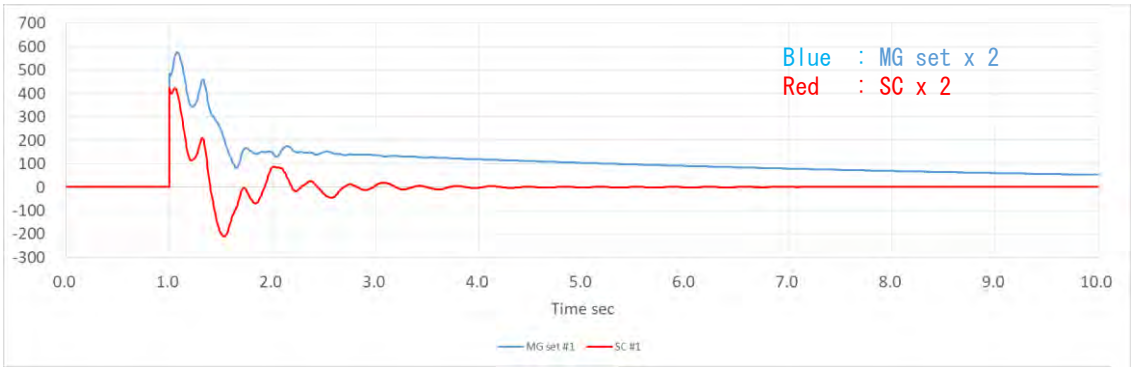


図 6.3.4-3 対策機器 有効電力出力 kW

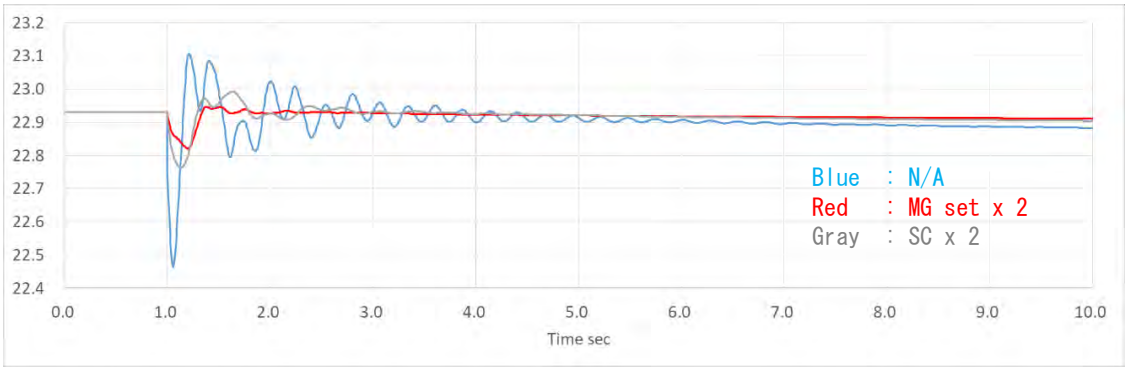


図 6.3.4-4 Fuluasou 22kV 母線 電圧 kV

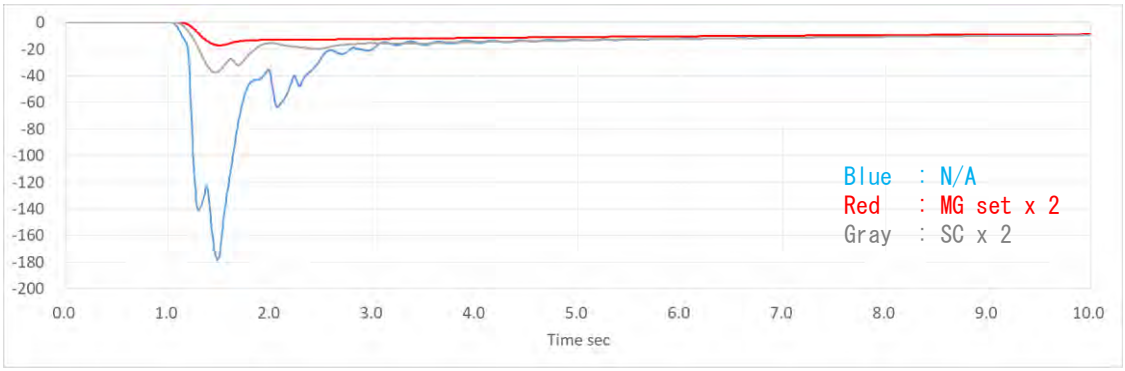


図 6.3.4-5 Fiaga BESS #1 無効電力出力 kvar

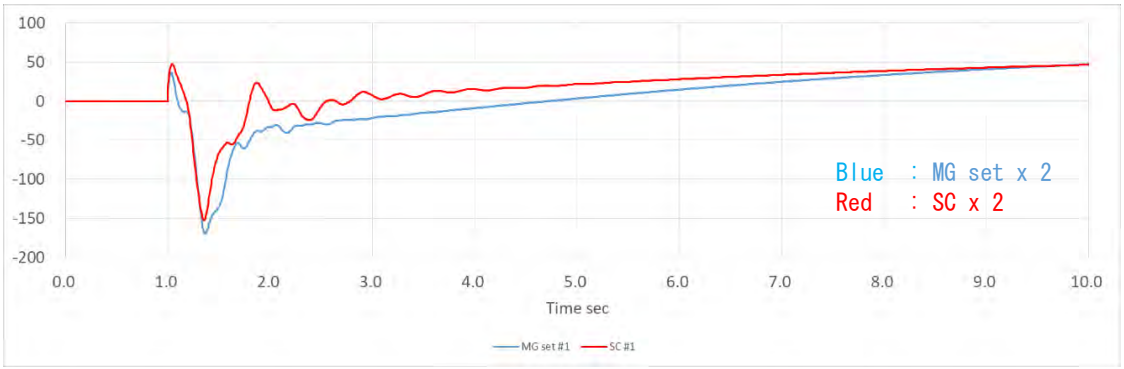


図 6.3.4-6 対策機器 無効電力出力 kvar

6.3.5. まとめ

本節では，モデル改良が解析結果に及ぼす影響を評価した。本報告で用いたウポル系統モデルは一部に不明な値が含まれており，推算した値を用いているため，試算的な結果を用いた評価であることに留意願いたい。特に実務で Y 法を用いた Dynamic stability analysis を使用する場合には，実測対比などによりモデルの精度検証を行う必要がある。

- 慣性定数の更新により系統慣性が低下し，暫定モデル（2021 年モデル）に比べて ROCOF が著しく増加した。
- BESS には，瞬動予備力としての役割が期待でき，周波数のボトムの低下を効果的に抑制するが，慣性応答能力は持ち得ていないので，ROCOF を緩和することはできない。ROCOF が大きくなることは，BESS を含むインバータ機器が一斉脱落するおそれを著しく増大させる。インバータ機器の一斉脱落は，今回の解析結果には反映されていないさらなる周波数の低下を引き起こすことになり，負荷遮断の実施が予想される。
- MG set や SC などの対策機器は，1)慣性力による ROCOF の低減，2)電源脱落などで生じる急激な電圧低下を抑制するなど，系統の安定性に貢献することが期待できる。

より現実的なウポル系統モデルを開発するには，以下の点について検討する必要がある。

- インバータ機器が有する系統側事故時の運転継続能力（Fault Ride Through（FRT））は，すべての系統条件で認証されたものではない。将来の系統で強く懸念される ROCOF の増加に特に注目して，ROCOF に対する運転継続能力をできる範囲で明らかにしておく必要がある。
- 負荷遮断試験は本来，遮断対象機の安全停止などの機能確認に必要とされるが，インバータ機器の FRT 能力と周波数回復応答を推定するためにも重要である。この試験からは，次のことが明らかになる。
  - BESS の応答遅延，検出遅延，保護動作
  - ROCOF

  また試験結果から以下についてもモデルの精度向上の可能性がある。
  - プライマリ周波数制御（ガバナ コントローラ）モデル

【補足①】Nadir の定量的な評価について

今回 CPAT モデルを改良したが、既存発電機のガバナモデルが構築できていないため、Nadir について精密に定量的な評価はできない。本章では、ケーススタディ（電源脱落の一例）として、空港近くにある Faleolo SFS（定格 2,2MW）がトリップした場合における MG セットおよび同期調相器の効果を比較した。今後、シミュレーションを通して対策機器の必要性を定量的に評価するには、以下の２項目を実施する必要がある。

１．発電機ガバナのモデルの実測対比を行い、解析精度を高める
２．想定する電源脱落量と指標となる周波数低下量（Nadir）を設定する

１を行うためには、まずは発電機の負荷遮断試験を行い、周波数急変時の発電機出力データを収集する必要がある。さらに、その実測データを用いてガバナモデルのパラメータの同定を行う必要がある。２は電力系統の運用と UFLS（負荷制限）に関連する内容であるため、サモア電力の指針や考え方、過去に発生した事故事例等を踏まえて設定する必要がある。

【補足②】ROCOF ライドスルーに関する技術要件について

サモア電力の ROCOF ライドスルー要件は、1.0Hz/s 以内で系統連系を継続することが要件として定められている。一方、米国のカリフォルニア州やハワイ州のような分散型電源普及率の高いレベルの州では ROCOF ライドスルー要件が 3.0Hz/s と定められている。但し、ROCOF が 2Hz/s を超えるような事象が起きれば、様々なインバータの保護リレーが動作して停止する可能性が極めて高い。そのことは、テキサス州での PV 大量脱落をはじめとして、世界中の再エネ一斉脱落が物語っており、運転継続要件の追加で防ぎきれるものではない。今後、様々な FRT 要件を課しているにも関わらず、依然として大量に脱落している実態に注視していく必要があると思われる。

また、今後、再エネ電源が増加した状況における UFLS の整定値についても検討が必要になると想定される。なお、UFLS 対象となった配電線は接続されている分散型電源も同時に系統から切り離されることになるため、検討する際には注意を要する。

【補足③】その他検討事項について

ガバナモデル改良以外の検討事項としては、負荷特性がある。また、小規模単独系統では、電圧と周波数の問題が同時に起こりうる系統特性が潜在するため、ガバナモデル改良を通して周波数応答の精度改善に尽力するとともに、同期発電機とバッテリなどの電圧制御機器の協調についても、検討すべきと考えられる。

7. CPAT 系統解析に関するトレーニング

2023 年 11 月に，沖縄電力と沖縄エネテックの 2 社に加えて，再委託先の㈱電力計算センター（DCC）及び㈱沖縄小堀電機も含めて総勢 8 名の専門家チームを組んで同国に渡航し，EPC に昨年提供した系統解析ツール（CPAT-GUI）に関する講義及びトレーニングを実施した。EPC からは“National Control & Dispatching Centre”の職員だけではなく，”Power Generation Division”の職員も参加しており，総勢 14 名の参加となった。

また，帰国後においても，2022 年 12 月から 2023 年 4 月（合計 5 回）にかけて，CPAT ハンズオントレーニングを行い，CPAT 系統解析ツールを用いた技術検討に係る指導を行った。

7.1. 電力系統解析に関する基礎講座（リモート）

オンサイトでの講義と演習に先立ち，リモートで潮流計算や過渡解析に関する講義と演習を行った。

表 7.1 基礎講座（リモート）の講義項目一覧

Nov, 2022	潮流計算
	動的安定度解析

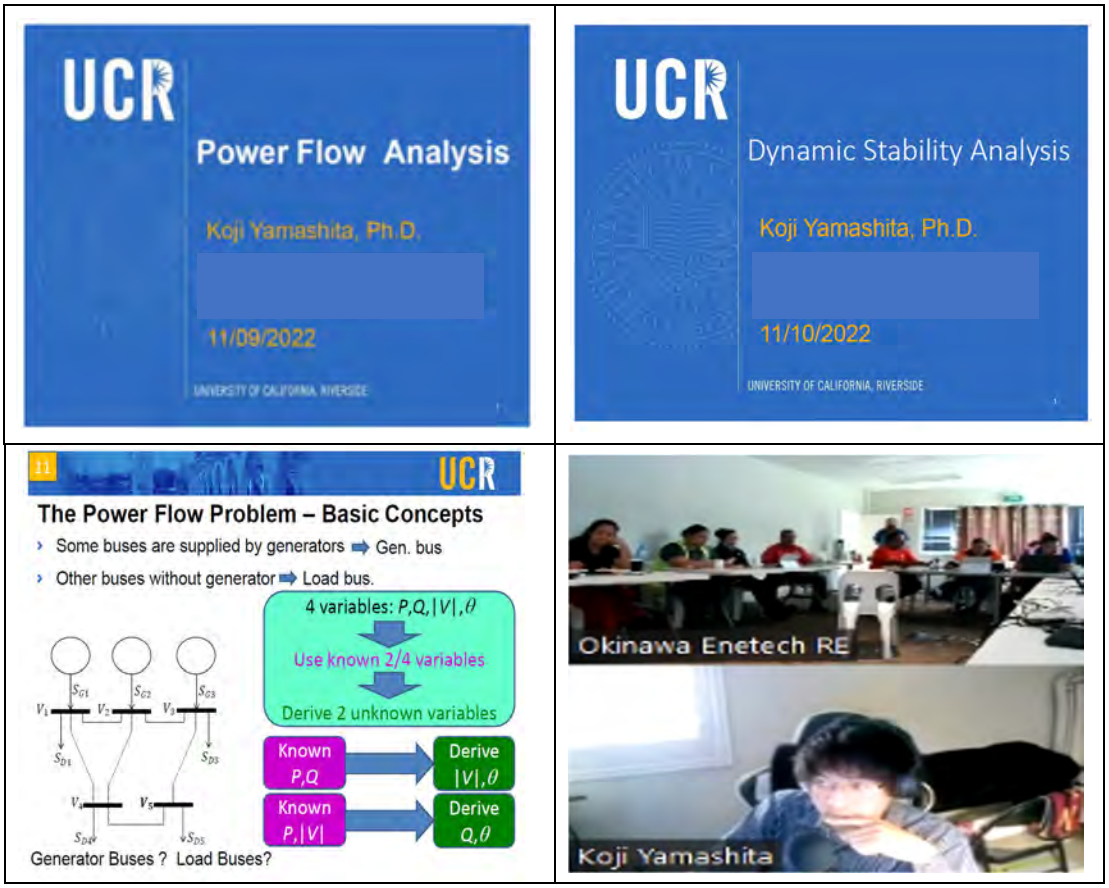


図 7.1.1 基礎講座の様子

１日目のショートクイズの各受講者の答案用紙の採点を行い，受講者の回答に理解不足が見られる場合は個別に正しく理解できるよう答案用紙にコメントを付記して返却した。また，多くの受講生が間違えた問題については，受講者の記憶に残っている２日目のプログラム序盤で，事前に用意した解説用資料を用いてより内容を深堀りする形で説明した。クイズを入れたことで，より受講者の理解も深まったと思われる。

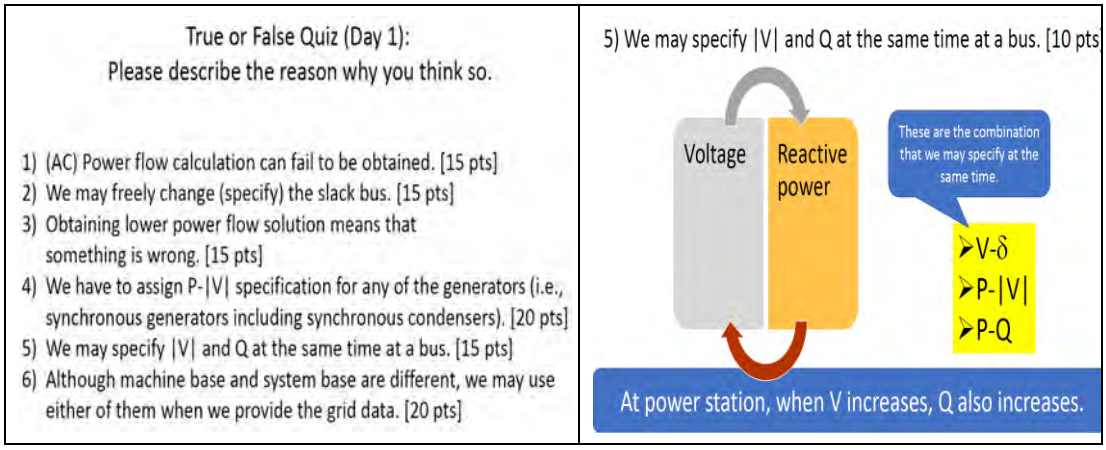


図 7.1.2　ショートクイズの一例

7.2.　CPAT 系統解析ツールの使用方法に係る基礎トレーニング（オンサイト）

表 7.2 にオンサイトで実施した CPAT ハンズオントレーニングの項目一覧を示す。

2，3 名で 1 組のペアを組んでもらい，配布した PC を用いて実際に CPAT-GUI を操作しながら系統の簡易モデル作成やシミュレーションを実行する演習を行った。対面式のトレーニングを行うことにより，EPC のエンジニアのソフトウェアの操作をよりきめ細かく支援することができた。

表 7.2　CPAT ハンズオントレーニング項目一覧

Nov, 2022	[CPAT Hands-on Seminar]DCC ・Overview of CPAT and CPAT-GUI ・Demonstration of load flow calculation using CPAT ・Representing grid constants based on PU (per-unit) system value ・Generating system model using CPAT (1) ・Load flow calculation (Simple model) ・Load flow calculation using Upolu system model ・Generating system model using CPAT (2) ・Transient stability calculation (Simple model)



図 7.2.1　CPAT ハンズオントレーニングの様子（オンサイト）

7.3.　CPAT 系統解析ツールを用いた技術検討に係るトレーニング（リモート）

表 7.3 にリモートで実施した CPAT 系統解析ツールを用いた技術検討に係るトレーニングの項目一覧を示す。

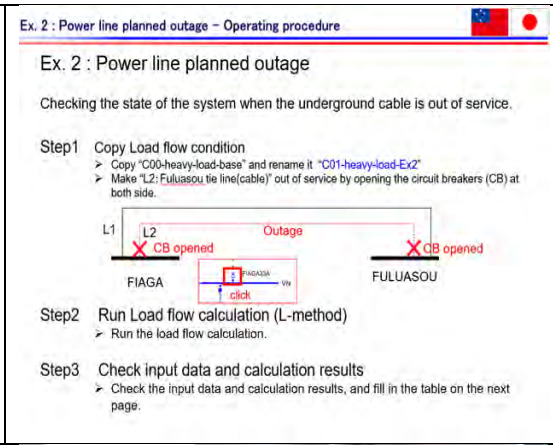
11 月に開催したサモア現地セミナーにおいて，EPC の受講者は CPAT-GUI の基本的な操作方法を習得したので，リモートによるトレーニングもスムーズに進めることができた。当該セミナーでは，CPAT-GUI の操作演習を行う前に，補助教材を用いてソフトウェアで模擬される電力系統で発生する現象の解説を行った。この理論の説明と操作演習を組み合わせることにより，EPC 受講者の理解をより深めることができたと思われる。

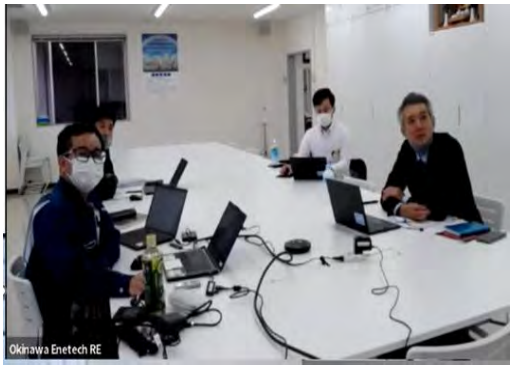
表 7.3　CPAT トレーニング（リモート）項目一覧

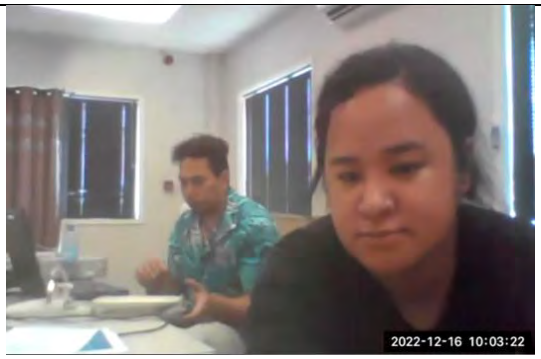
Dec ， 2022	[CPAT online Seminar]DCC ・Load Flow Calculation [Meeting for Data Collection] Dr. Yamashita ・Request and Inquiry for Model Development ・Data collection concerning PV & BESS

Feb, 2023	[CPAT online Seminar]DCC ・Transient Stability Study (Y-method) Meeting for Data Collection] ・Deadline for Data Collection that we are requesting to EPC
Mar, 2023	[CPAT online Seminar]DCC ・Load Flow Calculation (L-method) with Detailed Upolu System Model (Advanced) [Meeting for Data Collection] ・Status of Data Collection requested to EPC ・Schedule of Advanced Upcoming CPAT Hands-on Seminar with Detailed Upolu System model
Mar, 2023	[CPAT online Seminar]DCC ・Y-method (Transient Stability Study) ※Today ・T-method (Short Circuit Capacity Calculation) [Lecture] Dr. Yamashita ・Short Circuit Analysis









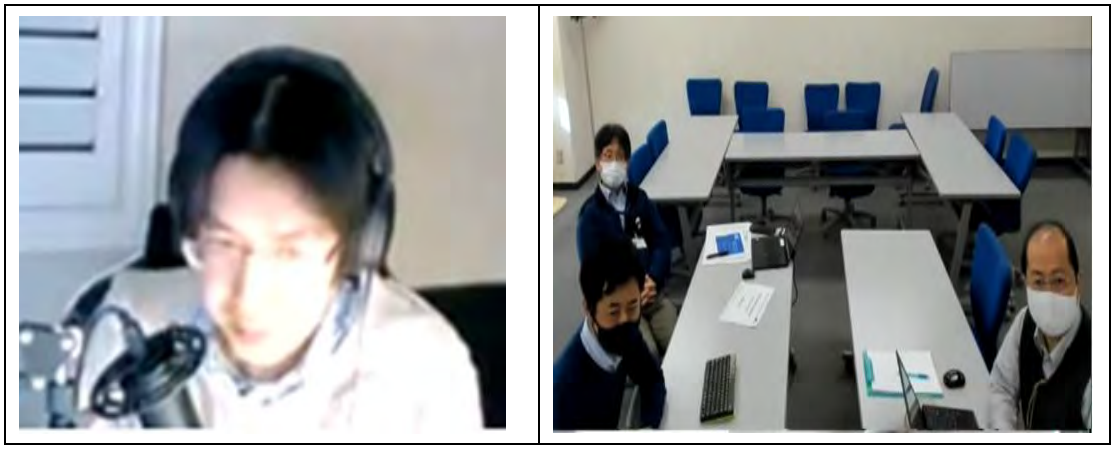


図 7.3.1　CPAT トレーニングの様子（リモート）

8. 系統安定化対策に必要となる機器の基礎検討

ウポル島においては，再エネおよび蓄電池設備の導入拡大が進む中，基幹電源であるディーゼル発電機の出力下限値の制約により再エネ導入量の上限が発生しうる状態となっており，さらなる再エネ導入拡大においてボトルネックとなっている。将来的なボトルネック解消および安定的な再エネ導入拡大に向けた系統安定化対策に必要となる機器導入にかかる基礎検討を行う。

8.1. 再エネ導入拡大時の課題

ウポル系統においては，周波数や電圧を維持するために，Fiaga 発電所のディーゼル発電機 2 台以上の並列を必須としてきたが，今後，さらに再エネが大量導入される場合は，下げ代確保等の問題から，当該ディーゼル発電機の並列台数を減少させていく必要性が出てくると想定される。このような状況下において想定されるリスク，これらの課題に対する系統安定化対策案を 表 8.1-1 に示す。同図に示すように，同期調相機，MG セットは，どちらの課題に対する対策にも該当しており，系統安定化対策として有力候補の 1 つである。

表 8.1-1 再エネ大量導入に伴う課題および対応策一覧

項目	課題	想定されるリスク事象	想定される設備対策・系統対策(案)
周波数	慣性力低下	慣性力が低下すると、電源脱落時の周波数低下スピードが速くなる。 ↓ 上げ調整力やUFR等の負荷制限が間に合わず、再エネ等の分散電源が解列し、周波数がさらに大きく低下する。 ↓その結果 発電機が安定運転を維持できず連鎖解列し、系統崩壊ブラックアウトに至る可能性がある。	・同期発電機の維持 ・同期調相機、MGセット等の設置 ・再エネの疑似慣性機能 ・インバータ容量拡大 ・蓄電池の疑似慣性機能 ・インバータ容量拡大
周波数 電圧	適正値逸脱	周波数調整能力、電圧調整能力の低下 ↓ 周波数や電圧を適正値に維持することができない。 ↓その結果 電気の品質低下により需要家に影響が生じる可能性がある。	・同期発電機 ・揚水発電機 の維持 ・同期調相機(電圧制御のみ)、 MGセット(周波数・電圧制御)等の設置 ・調相設備(STATCOM 等)の設置 ・再エネ・蓄電池等による周波数・電圧 ・制御、系統インピーダンスの抑制
安定度	同期化力低下	同期化力が減少すると、送電線事故時などの発電機間の加速減速が大きくなる。 ↓ 発電機が同期運転を継続することができず 発電機が安定的の運転できる位相差に戻ることができない。 ↓その結果 発電機が連鎖脱落し、系統崩壊ブラックアウトに至る可能性がある。	・同期発電機の維持 ・同期調相機、MGセット等の設置 ・再エネ、蓄電池による同期化力維持 のための制御 ・系統インピーダンスの抑制
事故除去	短絡容量低下	電圧維持能力短絡容量が減少し、事故時の故障電流無効電力が減少する。 ↓ これまで事故点判別のために用いていた故障電流検出が機能しない。 ↓その結果 安全に事故設備のみを系統から切り離すことができなくなり、保安上の問題が生じる可能性がある。	・同期発電機の維持 ・同期調相機、MGセット等の設置 ・事故検出整定値の見直し ・新しい事故検出方法の開発

【参照】第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

8.2. 本検討にて対象とする対策技術

前述のとおり，ウポル系統のように再エネ導入が進んでおり，ディーゼル発電機の下げ代制約が再エネ導入拡大のボトルネックとなる系統においては，ディーゼル発電機の代替できる系統安定化対策が求められる。昨年度実施された CPAT モデルを用いた系統安定化対策

技術の比較検討においても，ウポル系統における MG セットおよび同期調相機の系統安定性への有効性が確認されていることから，本検討においては系統安定化対策として両機器の導入可能性を検討する。中でも MG セットの導入が最も効果が見込めることから，CPAT シミュレーションの条件である DG2 台相当を代替する MG セットを中心に調査した。

8.3　市場調査

MG セットについて，導入にかかる設備規模や課題を抽出することを目的に，国内メーカへのヒアリングによる市場調査を行った。

8.3.1.　対策技術の要件

前節での整理より，MG セットは Fiaga 発電所におけるマストランユニット 2 台相当の容量を技術要件とし，基本的な要素について，以下のとおり設定した。

【MG セット】
同期発電機容量：14.426MVA(力率 0.8)
単位慣性定数：4.0 秒(M=2H)
励磁方式：他励式
制御：ガバナフリー制御，AVR
※基本的にディーゼル発電機と同等以上の有効電力および無効電力制御が実施可能なこと。
蓄電池容量：11.56MW(同期発電機定格出力)を 3.5 時間出力可能なこと
連系電圧：11kV(Fiaga 発電所母線)
設置環境：現地ディーゼル発電所敷地内(建屋なし。コンテナ収納または新設建屋)

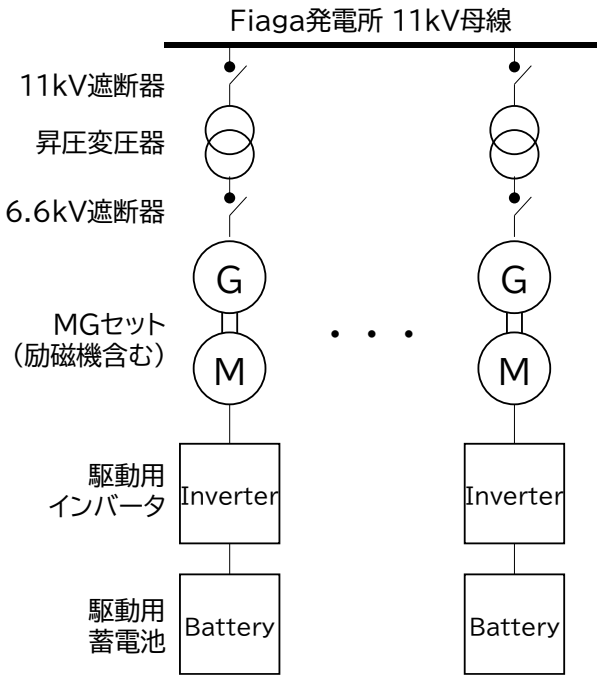


図 8.3.1-1 想定する MG セットシステム構成

8.3.2.　メーカ聞き取り調査結果

MG セットを提供する国内メーカへヒアリングを行い，上記の技術要件に対して，技術的な課題や留意事項について確認を行った。

①MG セット単機容量について

- 同期発電機の定格容量を上げるためには，駆動用モータを大きくする必要があり，モータ駆動用インバータも大容量化が求められるが，それに伴ってインバータ入力電圧も高くなり，現在の蓄電池技術では対応が難しい。
- そのため，MG セット単機容量は 1～2MW 程度が上限であり，台数を増やして必要な容量を得る必要がある。

②単位慣性定数について

- 2～3 秒程度が既存の設計で対応できる数値となっており，これ以上の単位慣性定数を求める場合には，設計変更により躯体の大型化を行う必要がある。
- または，MG セット台数を増やし，所望の慣性エネルギーが得られるようにする方法もある。この場合，MG セットの容量は要求する技術要件より大きくなる。

③設置方法について

- シェルター等で個々に収容する方法も可能であるが，上記の理由により，所望の容量を確保するためには台数が多くなるので，建屋を建築して収容する方がコストメリットが出る可能性が高い。

④設置に必要な面積について

- おおむね 3,400m^2 程度必要となる。ただし，上記の設置方法について詳細に検討を行う必要がある。

⑤概算費用について

- 蓄電池が概算費用に占める割合が大きく，採用する蓄電池によって概算費用全体が大きく変動することが確認された。コスト低減を図るためには，MG セットによる有効電力出力の必要な時間容量を適正化していく必要がある。

8.3.3.　同期調相機による対策の可能性

MG セットによる対策については，前述のとおり，DG を停止する上で最も効果の高い手法であると整理されている。一方，導入においては，求められる容量に対して提供可能な MG セット単機容量が小さく，10～15 台程度と多くの機器が必要となり，将来的な維持管理の課題が懸念される。同期調相機による対策については，再エネ 100％環境下(DG 停止)における実証および課題の整理が行われていないことから，慎重な検討が求められるものの，対策技術として MG セットに次ぐ効果を期待できる。図 8.3.3-1 に示す同期調相機システム構成例を基に，国内メーカのヒアリングにおいて，同期調相機についても情報を以下のとおり収集した。

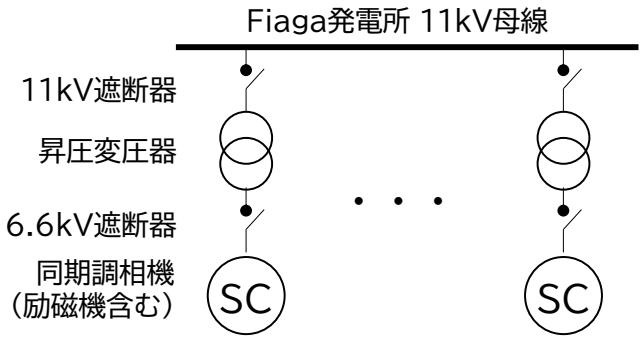


図 8.3.3-1 想定する同期調相機システム構成

①同期調相機単機容量について

- 6～10MVA で作成が可能であり，2～3 台で対応が可能である。しかしながら，単機容量を大きくすることにより，起動時の励磁突入電流の影響が顕在化する可能性があり，詳細検討が必要である。

②単位慣性定数について

- おおむね 2 秒程度となっており，MG セットと比較して小さく，これ以上の単位慣性定数を求める場合には，設計変更により躯体の大型化を行う必要がある。
- または，台数を増やし，所望の慣性エネルギーが得られるようにする方法もある。この場合，同期調相機の容量は要求する技術要件より大きくなる。

③設置方法について

- シェルター等で個々に収容する方法も可能であるが，単機容量が大きい場合は既存のシェルターへの収容が難しくなること，小容量機の場合は台数が多くなることから，建屋を建築して収容する方がコストメリットが出る可能性が高い。

④設置に必要な面積について

- おおむね 1,000m^2 程度必要となる。ただし，上記の設置方法について詳細に検討を行う必要がある。

⑤概算費用について

- MG セットと同様の調相能力を想定すると，6 割程度であることが確認された。蓄電池設備を併設することにより有効電力の補償も行う場合は，蓄電池容量の適正化を行った上で費用の低減を図る必要がある。

8.4　現地調査による導入候補地の確認

8.4.1　現地調査

2022 年 11 月 8 日から 16 日に実施した現地渡航において，導入が最も望ましい Fiaga 発電所(図)を調査し，構内での空きスペースおよび利用可能性について確認した。



図 8.4.1-1 現地調査対象サイト(Fiaga 発電所)

Fiaga 発電所敷地内には南北に 2 箇所まとまった空きスペースがあり，系統安定化装置導入の候補地となりうる。それぞれ以下の現況となっている。

①候補地 1

- 現在は資材置き場として利用している。
- 使途は決まっていないので，系統安定化装置の設置は可能と考えられると EPC 職員からコメントがあった。



候補地 1(北西向きに撮影)　　候補地 1(北向きに撮影)

図 8.4.1-2　Fiaga 発電所内候補地 1

②候補地 2

- 電柱と架線は現在不使用だが撤去が必要である。
- ラジエターと隣接しており，メンテナンススペースの確保が必要となる可能性がある。

- DG 増設時にラジエターも増設される可能性があり，利用可能な面積に制限が発生する可能性がある。



候補地 2(北東向きに撮影)



候補地 2(東向きに撮影)

図 8.4.1-3　Fiaga 発電所内候補地 2

8.4.2　導入候補地の確認

現地調査にて確認した Fiaga 発電所候補地について図 8.4.2-1 のとおり有効面積を確認した。面積としては候補地 2 の方が大きいが，前述のとおり，既設ディーゼル発電機メンテナンススペースおよびディーゼル発電機増設スペースを確保する必要があると考えられるため，資材置き場となっている候補地 1 が適切であると考えられる。図 8.4.2-2 に候補地 1 への MG セット配置例を示す。また，電気的な接続については，図 8.4.2-3 に示す旧発電機の接続点を流用することができる可能性がある。しかしながら，遮断器容量が超過する可能性が高いので，既存機器の利活用については，実際の導入において詳細な検討が求められる。

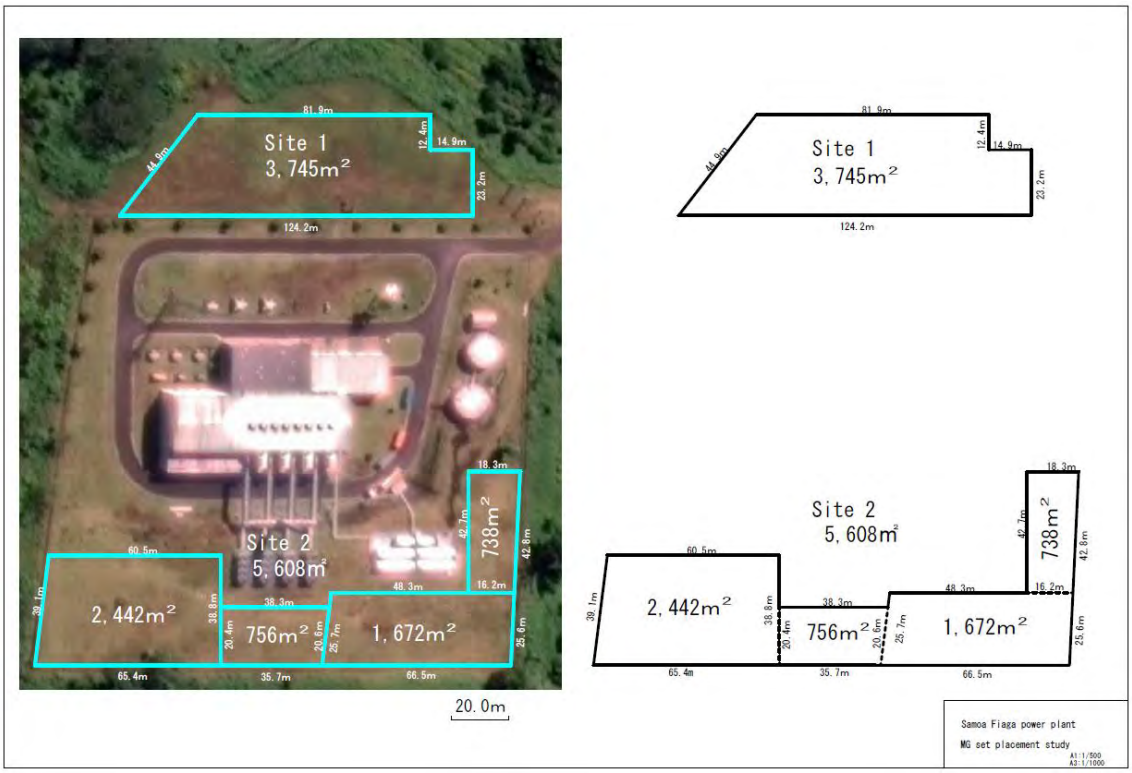


図 8.4.2-1　Fiaga 発電所における空きスペース

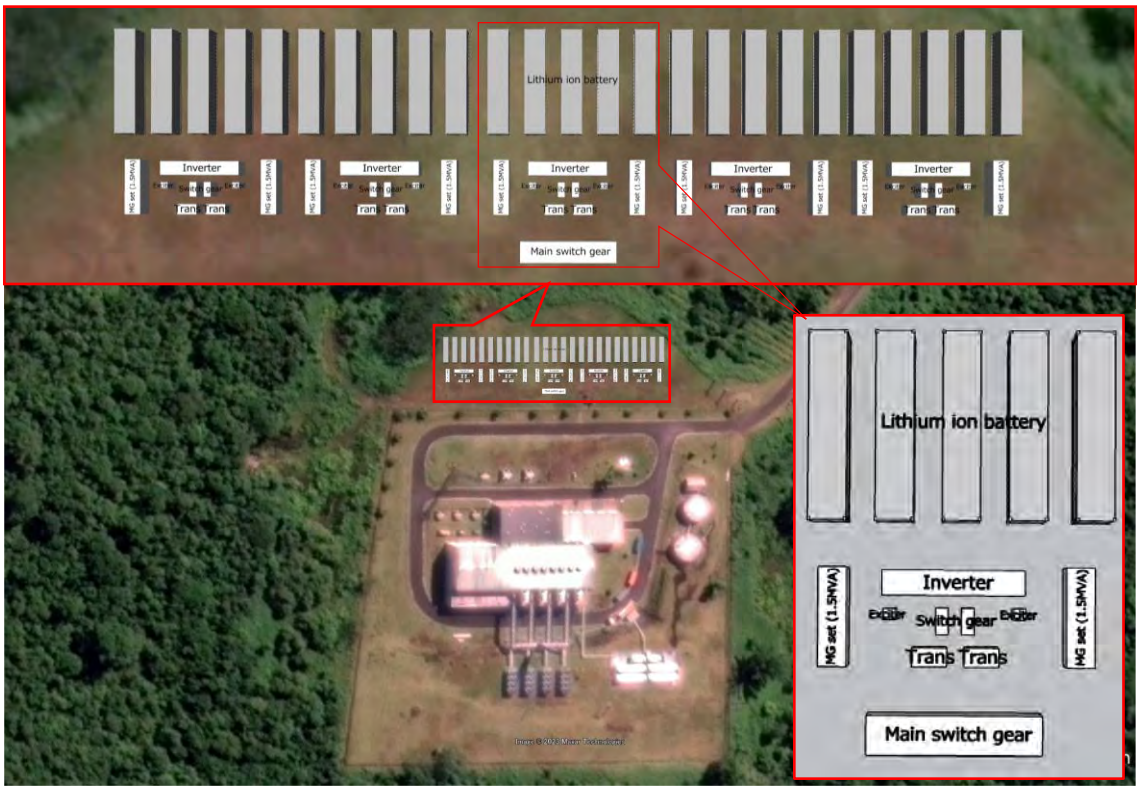


図 8.4.2-2　MG セット配置例
（15MVA×53MWh 程度）

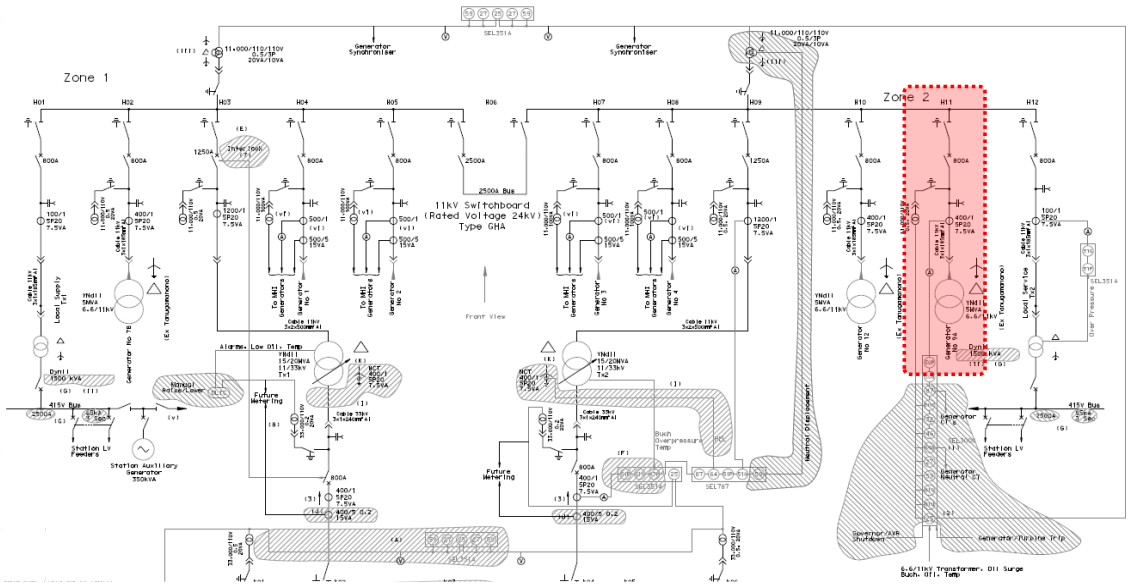


図 8.4.2-3　系統安定化装置 Fiaga 発電所母線連系点(候補)

9. データ計測環境調査

9.1. 目的

電力系統のモデル改良を行うためには，実測データが必要となる。また，実測データに関しても，電源脱落等の系統擾乱時の過渡解析を行う場合は，主要な発電所及び変電所における有効電力，無効電力，電圧，周波数(PQVF) の項目に関して測定周期の短い（10ms 程度）データが必要である。さらに，複数の箇所で異なる計測器で記録されている場合は時刻の同期や測定周期を一致させる必要がある。

そこで，本章においてはウポル系統で使用されている SCADA 等のデータ計測設備が，モデル改良に必要なデータが取得できる環境となっているか調査を行う。環境が不十分な場合は，データ計測に必要な計測器の追加設置について提案する。

9.2. データ計測設備の調査

9.2.1. SCADA システム導入状況調査

ウポル系統でデータ計測設備として使用されている，SCADA システム[2]（以下，SCADA）について，サモア電力から提供して頂いた資料[3] [4]をもとに各発電所および変電所の導入状況を整理した。結果は，表 9.2.1-1 に示す通り Biomass 発電所と小規模 PV (Mapu-i-Fagalele) 以外の発電所には SCADA が導入されており，Fuluasou から遠隔で制御および監視されていることが確認できた。

表 9.2.1-1　ウポル島発電所 SCADA 導入状況

Souce	Place	Generator	SCADA	Souce	Place	Generator	SCADA
DG	Fiaga	Fiaga1	✓	HYDRO	Taelefaga	Taelefaga1	✓
		Fiaga2				Taelefaga2	
		Fiaga3				Taelefaga3	
		Fiaga4			Lalomauga	Lalomauga1	✓
	Tanugamanono	Tanu No7	✓			Lalomauga2	
		Tanu No12			Samasoni	Samasoni1	✓
SOLAR		Tanugamanono Solar				Samasoni2	
	Faleolo Airport	Airport IPP1	✓		FOF	Fale o le Fee	✓
		Airport IPP2			Alaoa	Alaoa	✓
		Airport IPP3			Tafitoala　Faugasa	Tafitoala	✓
	Racecouce	Racecouce IPP2	✓		Fuluasou	Fuluasou	✓
		Racecouce IPP3		WIND	Vailoa Aleipata	Vailoa1	✓
		Racecouce EPC				Vailoa2	
		Racecouce Gym3		BIOMASS	Biomass	Biomass Afolau	-
	Vaitele	Vaitele Solar	✓	BESS	Faleolo Airport	Airport	✓
	Mapu-i-Fagalele	Mapu-i-Fagalele	-		Fiaga	Fiaga1	✓
						Fiaga2	✓

[2] SCADA：Supervisory Control And Data Acquisition の略称で，コンピューターによるシステム監視とプロセス制御を行う

[3] EPC Upolu System Installed Capacity 2020.pdf

[4] Visio-NETWORK OVERVIEW.pdf

9.2.2.　SCADA 計測

サモア電力から提供して頂いたデータ[5]をもとに，SCADA の計測対象，計測項目，時刻同期について確認を行った。過渡解析に必要な 10ms 周期でのデータ計測の可否については，サモア電力の職員にメールにてヒアリング調査を行った。

調査の結果，計測対象および計測項目については表 9.2.2-1 に示す値が計測されていることが確認できた。また，SCADA には変圧器のタップ比を記録する機能が存在するが，実機の設定変更に対して SCADA への反映が行われていないため，機能していないことが分かった。

時刻同期に関しては，表 9.2.2-1 の計測項目がすべて同時刻で計測されてはいるが，30 分周期の計測データが実際には約 30 分 30 秒周期となっている。その結果，計測時刻が正時からずれていくため，同時刻性が担保されていないことが懸念される。(表 9.2.2-2)

測定周期に関しては，現地の職員が SCADA の設定を変更したところ，最短で 1000ms までしか調整ができず，SCADA では 10ms 周期のデータ計測は不可能であることが明らかになった。

表 9.2.2-1　SCADA 計測項目

Object of measurement	Measurements
Generator output(DG,HYDRO,PV)	Active power Reactive power
BESS output	
Feeder current	
Tie line current（33kV,22kV）	
Bus line voltage(11kV,22kV,33kV)	Voltage

表 9.2.2-2　2021 年度上期ウポル系統計測値

Fiaga				
West 1 Feeder			Fiaga Generator 1	
Time/Date	KW	Kvar	KW	Kvar
5/31/ 23:12:46	2763.36	602.34	4152.8	849.39
5/31/ 23:43:24	2647.98	651.61	3988	833.95
6/1/ 0:14:02	2477.36	638.73	3769.34	690.21
6/1/ 0:44:41	2395.57	608.79	3581.17	676.52
6/1/ 1:15:19	2315.99	624.67	3531.55	690.09
6/1/ 1:45:57	2227.93	648.01	3427.57	709.08
6/1/ 2:16:35	2126.78	590.27	3126.98	676.24
6/1/ 2:47:14	2109.81	580.39	3063.96	655.43
6/1/ 3:17:52	2104.01	570.51	3201.96	645.84
6/1/ 3:48:30	2133.33	560.63	3042.96	676

Approx. 30 min. 30 sec.

[5] Generator output data and feeder power flow data_rev1.xlsx

9.2.3. 計測機器（IED）

ウポル系統では SEL 社[6]の IED[7]が計測器として使用されており，IED で計測した値を SCADA で集約し，Fuluasou から制御および監視を行うシステムとなっている。

IED は，計測，監視，通信，制御，保護の機能を 1 つのユニットに統合した保護リレーのことで，海外の電力施設では主流となっている。利点としては，コストやスペースの削減，遠隔制御や自動制御などが挙げられる。

SCADA での測定周期は最短 1000ms ということが分かっているが，サモア電力から提供して頂いたブラックアウト発生時のレポート[8]では，SEL 社のソフト「SEL-5601-2」を使用して，イベント発生時の波形（V,I）を 50ms 単位で確認していた。（図 9.2.3-2）さらに，IED の仕様書からは，IED の上位機種ではイベント発生時に最短 5ms 周期の記録が可能であることが確認できた。

これらの情報から，IED 単体であれば過渡解析に必要な 10ms のデータ計測に活用できる可能性を推測し，専門家や日本の IED 販売代理店と協議を行った。

結果として，過渡解析では発電機の応答性を確認するために，負荷遮断後に最低でも 10ms の周期で 10 秒間以上の記録が必要になる。しかし，IED は保護リレーをメインの役割としているため，そこまでのメモリ容量が無く，この要件を満たすことが出来ない。そのため，過渡解析を行うためには，計測器を追加で設置する必要があるという結論に至った。



図 9.2.3-1　ウポル系統に導入されている IED

[6] SEL 社：Schweitzer Engineering Laboratories,Inc.の略称で，米国の IED メーカー

[7] IED（高性能電子装置）：Intelligent Electronic Device の略称

[8] BLACKOUT_REPORT_021120.docx

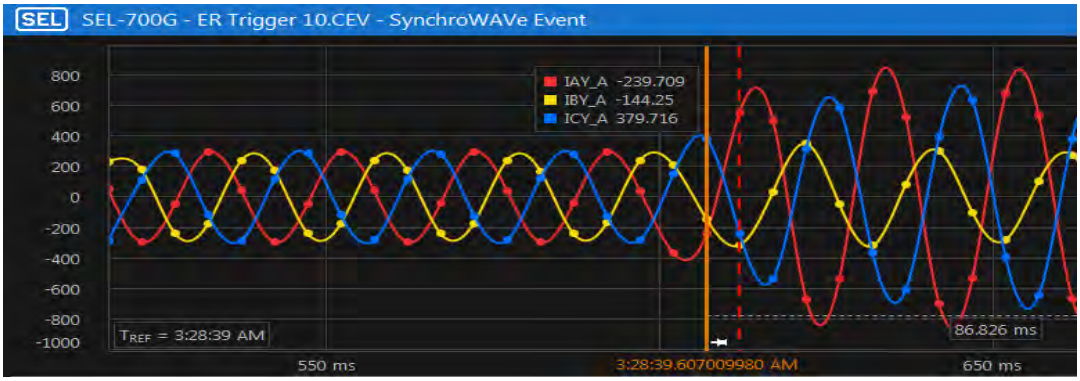


図 9.2.3-2　SEL-5601-2 キャプチャ画面

9.3.　サモア現地調査

9.3.1.　データ計測

2022 年 11 月に，追加で計測器を設置する必要がある場合に備えて，表 9.3.1-1 に示す計測器を持ち込み，計測器追加接続の可否について現地調査を行った。

結果，Fiaga 発電所および BESS では発電機盤の試験用端子へ計測器を接続することができた。（図 9.3.1-2）

しかし，それ以外の発電所では，試験用端子が図 9.3.1-3 に示す特殊な形状をしており，計測器を接続することができなかった。

そこで，各発電所の制御盤に設置されている IED（図 9.3.1-4）から信号を取得できる可能性を想定し，帰国後に日本の IED 販売代理店にヒアリング調査を行った。その結果，IED 前面へ計測器を接続することはできないが，IED 背面の出力端子であれば計測器を接続可能であることが確認できた。IED 出力端子を利用した計測器の追加接続案を図 9.3.1-5 に示す。

表 9.3.1-1　機器リスト

Device name	Model
POWER QUALITY ANALYZER	PQ3198（Hioki E.E.Corporate）
Voltage cables	L1000（Accessory）
CT Sensor	CT7136



図 9.3.1-1　持ち込んだ計測器

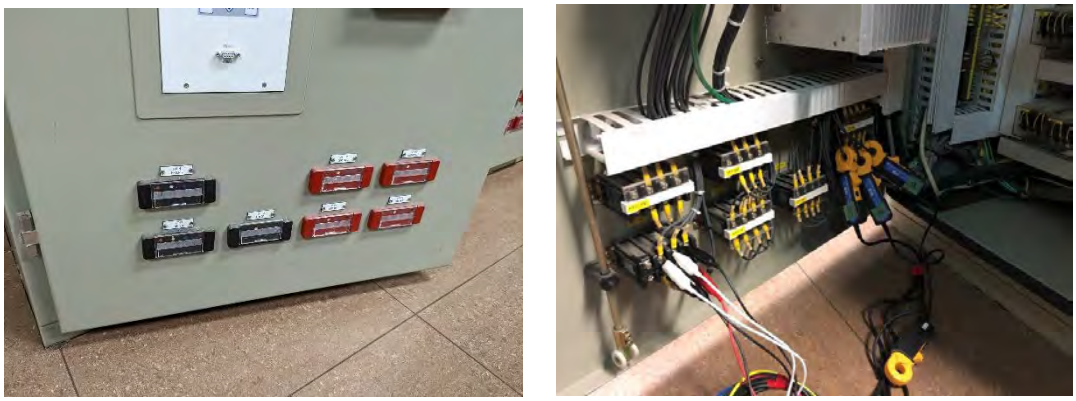


図 9.3.1-2Fiaga DG 発電機盤 信号取り出し位置



図 9.3.1-3　Fiaga 以外の信号取り出し位置

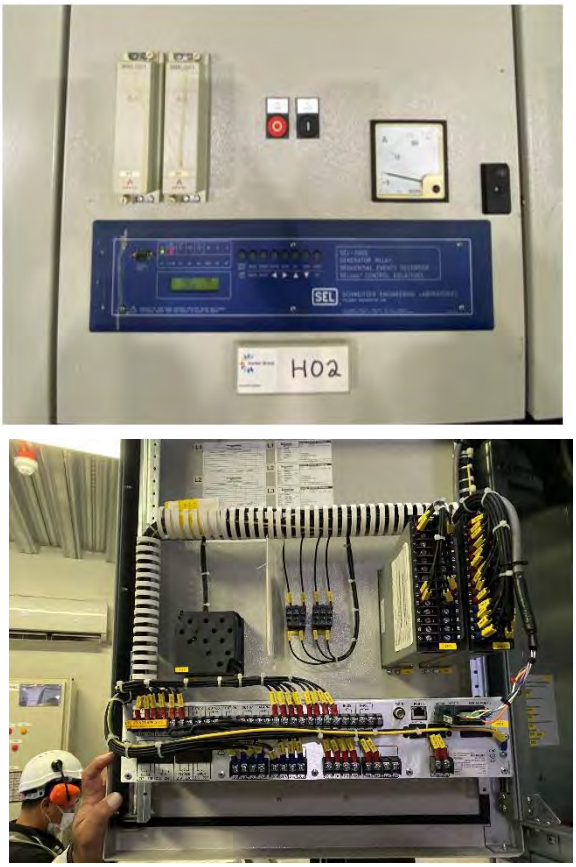


図 9.3.1-4　各発電所に設置されている IED

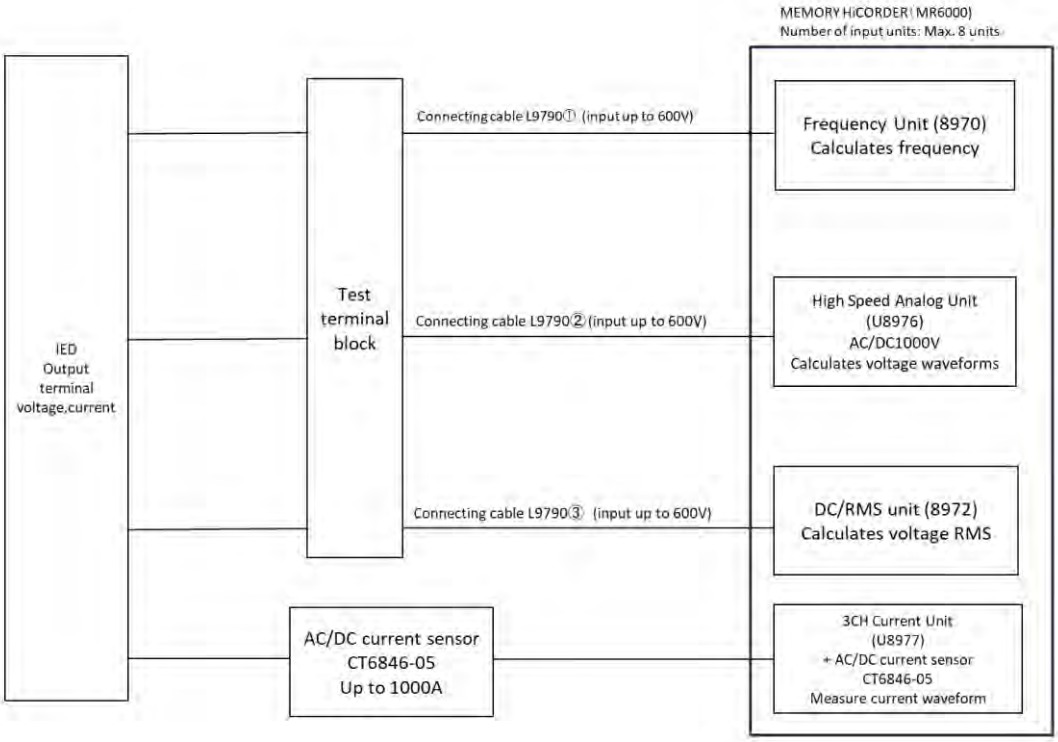


図 9.3.1-5　IED を利用した計測器追加接続案

9.4. 調査結果

9.4.1. SCADA の種類と仕様

サモア電力から提供して頂いた資料から，多くの発電所は Clear SCADA で制御されており，Fiaga DG および BESS は他社の SCADA で制御されていることが分かった。サモア電力が導入している SCADA の種類については表 9.4.1-1 に，Clear SCADA の仕様については表 9.4.1-2 に示す。

また，水力発電所では貯水池の水位の変動により頻繁な起動停止が発生し，適切な制御が行われていないことが分かった。そのため，SCADA で遠方監視を行いつつ，制御は手動で行われている。

表 9.4.1-1　発電所別 SCADA 一覧

Location	Manufacturer	SCADA name
Fiaga DG	Mitsubishi Heavy Industries	DIASYS Netmation
BESS(Fiaga,Airport)	TESLA	Grid Controller
Other	Schneider Electric	Clear SCADA

表 9.4.1-2　Clear SCADA 情報まとめ

SCADA name	Clear SCADA
Manufacturer	Schneider Electric
Feature	Supervisory control and data collection systems
Communication Protocols	DNP3.0
Measurement and Control Equipment	Made by SEL etc.
Measurement item	See Table 9.2.2-1
Measuring cycle	Adjustable to 1000ms at minimum
Time Synchronization	Concurrency is not ensured.
Status of Introduction	See Table 9.2.1-2
Measurement error	Error of about 10 kW

9.5. 追加設置の提案

9.5.1. 必要データ

これまでの調査結果から，過渡解析を行うためには計測器を追加設置する必要があるとの結論に達した。また，潮流計算においては，SCADA の計測値は同時刻性に懸念がある。

本項では，モデル改良に必要なデータを整理し，同時刻性を確保するための解決策と計測器の追加設置について，コストを考慮しつつ提案する。

・潮流計算に必要なデータ

潮流計算には時刻同期が確保されているデータが必要で，測定周期は 30 分で問題ない。したがって，SCADA の計測値を使用することができるが，現状の計測環境では，同時刻性が担保されていないことが懸念される。

解決策として，SCADA は導入されている PC からローカルで時刻を取得しているので，Fuluasou の PC 内部時計をタイムサーバーと再同期する。また，SCADA の測定周期が正しく 30 分になっているか確認する必要がある。それでも改善しない場合，Fuluasou の監視モニタ前にカメラを設置し，30 分間隔でモニタの計測値を撮影することで，時刻同期が確保されたデータを得ることができる。

・過渡解析に必要なデータ

過渡解析には，系統周波数と発電機の出力を 10ms 周期で計測する必要がある。系統周波数の測定箇所は，発電所に計測器を追加設置することを考慮すると，Fiaga の上位母線が候補として考えられる。

9.5.2. 追加設置箇所

計測器の追加設置対象は，現状 SCADA で計測されている発電所とし，発電所ごとに 1 台の計測器を設置する。また，発電機ごとに慣性定数が異なる可能性を考慮すると，同期発電機は個別に計測を行うことが理想的である。そのため，複数の発電機を同時に測定できる計測器を選定する必要がある。ただし，制御盤同士の距離が離れていて接続が困難な場合は 1 台の発電機を対象に計測を行う。

しかし，ウポル系統全ての発電所に計測器を 1 台ずつ設置すると，合計で 11 台の計測器が必要になり，高額なコストとなる。そのため，モデルの精度に大きく影響を与えない範囲で設置台数を削減する方法を提案する。

・設置台数削減

PV の計測に関しては，複数の PV が集約されたフィーダに計測器を設置することで，1 台の計測器で複数の PV を計測することができる。

また，発電容量が 500kW 以下の比較的小さな発電所は，可能であれば負荷遮断試験時に動作を停止させるとし，設置対象外とする。停止が困難な場合は，計算で出力を求めることになるが，精度を考慮して系統全体で 2 箇所程度に制限する。

・追加設置案

上記を踏まえた，追加設置案を図 9.5.2-1 に示す。計測器 5 台で系統全体の各発電機を計測することができ，検討前の設置台数より 6 台削減することができた。ただし，制御盤同士の距離は考慮していないことに注意が必要である。

また，実際に計測する際には発電機の稼働状況に合わせて計測器を接続するので，計測対象となる発電機の数はこの図より減少することが考えられる。

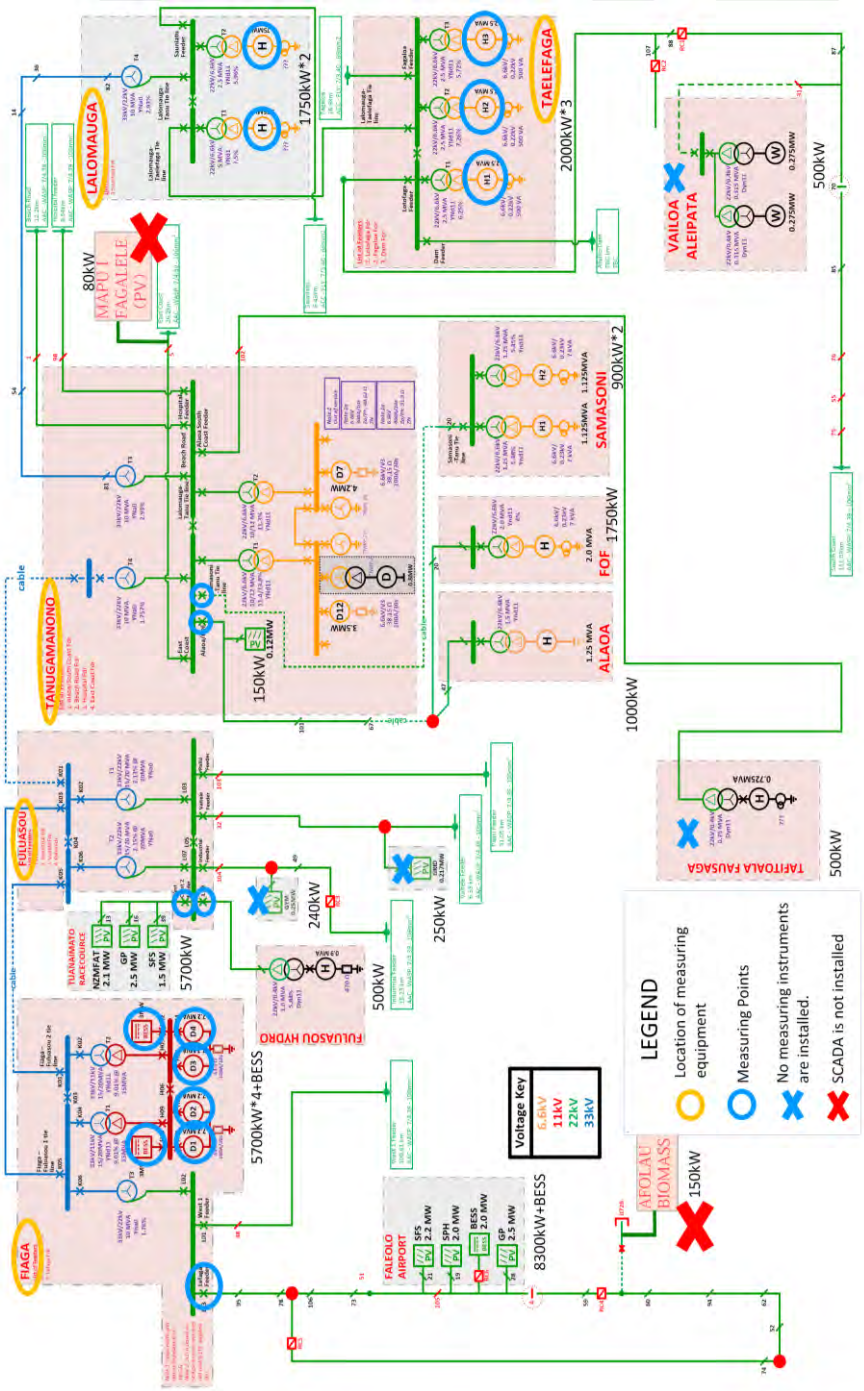


図 9.5.2-1　計測器追加設置案

9.5.3.　計測器の仕様

追加設置する計測器の候補は，これまでにも沖縄県の離島などで実績のある，日置電機製品のメモリハイコーダなどが考えられる。参考までに仕様を表 9.5.3-1 に示す。

表 9.5.3-1　メモリハイコーダ仕様一覧

	MR6000	MR6000-01
Additional function	N/A	Real-time waveform calculation, Digital Filter calculation.
Number of input units	Max. 8 units	
Number of channels	Max. 32 analog channels (when using the U8975), or 128 logic channels (when using the 8973)	
Measurement ranges (20 div full-scale)	10 mV to 400 V f.s., 12 ranges (when using the U8976), Resolution : 1/1600 of range 4 V to 200 V f.s., 6 ranges (when using the U8975), Resolution : 1/32000 of range	
Max. allowable input	1000 V DC / 700 V AC (when using the U8974), 200 V DC (when using the U8975), 400 V DC (when using the U8976)	
Frequency characteristics	DC to 30 MHz (when using the U8976), DC to 2 MHz (when using the U8975)	
Max. sampling rate	200 MS/s, all channnels simultaneously (when using the U8976) External sampling: 10 MS/s	
Recording methods	Normal: Normal waveform recording Envelope: Record maximum and minimum values every fixed period	
Storage memory capacity	1 G-words	
Removable storage	SD memory card ×1, USB memory ×7, SSD/HDD (built in the main unit) ×1 FTP transmission (to LAN-connected computer) *Use only Storage Media sold by HIOKI.	
Display	12.1 inch XGA-TFT color LCD (1024 × 768 dots)	
External interfaces	LAN, USB, SD, SATA, Monitor output	
Power supply	100 to 240 V AC (50/60 Hz) (300 VA max.)	

9.6.　まとめ

現状の計測環境において，SCADA は測定周期が最短で 1000ms となっており，IED 単体ではメモリ容量が不足しているため，10ms の計測を行うには計測器の追加設置が必要という結論に達した。また，SCADA の計測データは同時刻性が担保されていないことが懸念される。

モデルの精度を高めるためには，SCADA の設定を見直し，同時刻性が担保されたデータ計測を実現することが重要である。また，負荷遮断試験を行うためにも，計測器の追加設置を推奨する。

なお，今回提案した計測器の追加設置台数は 5 台であるが，需要が少なく，稼働している発電機の台数が少ないタイミングに負荷遮断試験を行うことで，さらに計測器を削減することができる。

10. 現地調査・現地トレーニング

10.1 渡航目的

当初，現地で行う予定であったトレーニングやデータ収集，電力設備の調査，再エネ導入の現状把握などが新型コロナ感染拡大の影響により渡航自粛で未実施となっていたが，今回，現地渡航が再開になったことから，これまでオンラインで対応したトレーニングを現地でフォローすると共に，CPAT モデル精度向上に必要な情報収集，計測環境調査等を行った。

10.2 調査団

	担当業務	名前	会社名
1	副総括/ハイブリッド発電システム 人材育成/A	島袋 正則	㈱沖縄エネテック
2	再生可能エネルギー・系統安定化技術/B	橋本 岳	㈱沖縄エネテック
3	計測環境調査/A	池原 薫	㈲沖縄小堀電機
4	計測環境調査/B	友利 勝弘	㈲沖縄小堀電機
5	系統安定化調査/A	國場 裕介	沖縄電力㈱
6	系統安定化調査/B	宮城 幸人	沖縄電力㈱
7	系統解析トレーニング/A	関場 陽一	㈱電力計算センター
8	系統解析トレーニング/B	石井 千晃	㈱電力計算センター

10.3 出張期間（実績）

2022 年 11 月 6 日(日) ～ 2022 年 11 月 19 日(土) (14 日間)

(サモア滞在①:11 月 7 日(入国)～11 月 12 日(出国) 電力計算センター)

(サモア滞在②:11 月 7 日(入国)～11 月 17 日(出国) 沖電，エネテック，小堀電機)

10.4 活動内容

活動 1 日目(11 月 8 日(火))

10.4.1 ブリーフィング

時 間:10:00～12:00　　場 所:サモア電力本社
参加者:EPC Mr. Toimoana(GM), Mr.Victor(Chief Engineer),他
　　JICA チーム 島袋，橋本，國場，宮城，関場，那須，池原，友利
概 要:渡航目的，研修スケジュール，調査内容など

EPC 関係者へ渡航目的，研修スケジュール，現地調査内容等について説明を行った。




図 10.4.1-1　ブリーフィング

10.4.2　モデル改良に必要な情報収集に関する打ち合わせ

時 間:13:00～15:30，場 所:National Control & Dispatch Center(Fuluasou)
参加者:EPC：Victor Afamasaga 氏(Chief Engineer),
Ekiumeni Oka Fauolo 氏(Chief Engineer）他 5 名
JICA チーム:宮城，國場，関場，那須
概 要:系統モデル改良に向けて収集すべき情報に関する説明，当該データ有無の確認

事前に用意した CPAT モデル改良に向けて収集すべき情報のリストとそれらを必要とする理由等について説明を行い，関連する資料やデータの有無について意見交換を行った。



図 10.4.2-1　モデル改良に必要な情報収集に関する打ち合わせ

活動 2 日目(11 月 9 日(水))

10.4.3　仮設計測器の設置箇所調査，ドローン空撮

時 間:10:00～16:00　　場 所:Fiaga DG 発電所 参加者：JICA チーム 島袋，橋本，宮城，友利，池原 EPC：Fiaga 発電所 直員 概要　:仮設計測器取付箇所の調査，EPC との調整およびドローン空撮

主要発電所である Fiaga 発電所の各発電機に仮設計測器が取付可能であるか調査を行った。また，MG セット設置候補地である Fiaga 発電所構内にて，MG セットを導入する際に必要なスペースの有無を確認するために，ドローンによる撮影を行った。





図 10.4.3-1　計測機器設置箇所調査，ドローン空撮

活動 3 日目(11 月 10 日(木))

10.4.4　仮設計測器の取付(Fiaga DG 発電所)

時 間:10:00～16:00　　場 所:Fiaga DG 発電所 参加者:JICA チーム 島袋，橋本，宮城，友利，池原 概 要:仮設計測器の取付(計測開始)

10.4.3 での調査を踏まえて，Fiaga 発電所に仮設計測器を設置し，計測を開始した。当該計測器（電源品質アナライザ PQ3198）により，発電機の有効電力，無効電力等を計測可能であることを確認することができた。

また，EPC から再エネ設備についても簡易計測ができないのかとの意見があり，計測器の取付可否について確認したところ，Fiaga 以外の発電所では，当該計測器に信号を取り込むための端子台が確認できず，計測することができなかった。





図 10.4.4-1　仮設計測器設置の様子

活動 4 日目～6 日目(11 月 11 日(金)，14 日(月)，15 日(火))

10.4.5　CPAT モデル改良に必要な情報収集（現地調査）

モデル改良に必要な情報収集とウポル系統の設備と運用状況を把握することを目的として電力設備の現地調査を行った。発電所及び変電所を訪問して運転員からヒアリングを行うとともに，発電機，変圧器等の各種電力設備の製造者名や型式が記載されている銘板を確認した。また，併せて SCADA 等の計測環境の調査と MG セット候補地の調査も行った。





図 10.4.5-1　Fuluasou 水力発電所(560kW)




図 10.4.5-2　National Control & Dispatch Center




図 10.4.5-3　Fiaga 発電所




図 10.4.5-4　Tanugamanono 太陽光発電所





図 10.4.5-5　National Control & Dispatch Center (Fuluasou)





図 10.4.5-6　Lalomauga 水力発電所(1,750kW×2 機)





図 10.4.5-7　Taelefaga 水力発電所(2,000kW×3 機)

活動 7 日目(11 月 16 日(水))

10.4.6　ラップアップミーティング

（EPC 側の主なコメント）
・ウポル系統の CPAT シミュレーションモデルの精度を上げることで，シミュレーション結果がより現実に近いものになるということは非常にありがたい。これからもトレーニングに積極的に参加し，学びを深め，できる限りの資料提供を行って協力したい。
・発電機によっては何十年も前に導入したものがあり，データを集められない可能性があるが，必要であればメーカーに問い合わせて入手する。




図 10.4.6-1　ラップアップミーティング



図 10.4.6-2　集合写真（ラップアップミーティング終了後）

参考文献

[1] Basler Electric, Instruction manual for DECS-150

[2] Basler Electric, “INSTRUCTION MANUAL FOR DIGITAL EXCITATION CONTROL SYSTEM DECS-200” (EPC 提供, ファイル名：AVR DECS-200_Manual.pdf)

[3] TECHMARK international LTD, “Commissioning Report. Basler Electric Excitation DECS250, Taelefaga G2” (EPC 提供, ファイル名：Taelefaga G2 Excitation Commissioning Report.doc)

[4] TESLA “TESLA Powerpack Powerfactory User-defined Power Flow and Dynamic Modeling User Guide”. TESLA Energy Products, Grid Solutions, Feb. 2018. (EPC 提供, ファイル名：BESS Model TESLA.pdf)

[5] Solar City: “Grid Controller Design Basis” (EPC 提供, ファイル名：13.Grid_Controller_Design_Basis.pdf)

[6] NERC, “Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper”, Feb., 2018

[7] AEMO, “Amendments to AEMO instruments for Efficient Management of System Strength Rule”, Mar., 2022

[8] AEMO, “System Strength Impact Assessment Guidelines”, Mar., 2023

[9] NERC, “Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report”, Nov. 2015

[10] Panel session ″Inverter-based Resource Oscillations: Real-World Events and Root Cause Analysis ″ at 2023 IEEE PES GM, July 20, 2023, Orlando, Florida, USA