

3) 研究開発項目②（産業技術総合研究所）

1. 研究開発項目②の成果と達成度

1.1 研究開発項目②次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発

1.1.1 成果と達成状況

研究開発項目②の最終目標に向けた成果と達成度について、表 1.1 に示す。

達成度は○、△、×の3段階で記載し、達成しているものは○、一部未達予定のものは△、達成出来ないものは×とした。

表 1.1 研究開発目標に対する成果、達成度

性能・信頼性評価法の検討(産業技術総合研究所)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
信頼性評価法の検討 (機器側の検討) ・機器のコンパクト化・軽量化を志向した際に生じる熱的課題に対する信頼性評価の検討	既存の信頼性試験方法やレファレンス機器との比較評価法等に関する調査結果を踏まえ、多様なデータ取得に有効とされる熱解析による信頼性評価の検討を行う。そのために、コンパクト化・軽量化を志向した 10kV 級耐圧 SiC デバイス構成 SVC 全体機器(モデル機器)を例に熱設計を実施するとともに、運転状況や周囲環境条件の変化等も踏まえた検討を行い、熱的観点からの機器寿命や信頼性等に関して共通基盤的な設計指針の策定を行う。	既存の信頼性試験方法等の調査結果より、機器への熱的影響を詳細に解析可能な数値解析が効率的であると判断し、トランスレス 10kV 級耐圧 SiC デバイス構成 SVC 全体機器の簡易モデル機器設計を行った。 自然空冷下の運転では内部熱の放熱技術だけでなく、外部からの入熱防止技術が重要であること等がわかった。 ハード面での小型化や軽量化、機器寿命等の運用面での課題等について、解決策の提示も含めて、メーカー・ユーザー双方に有用な共通基盤的な設計指針の作成を完了した。	○

以下、研究開発項目②の当該研究の具体的な実施状況として当該成果報告書を抜粋する。

研究開発項目②成果報告書 抜粋
(産業技術総合研究所)

1. まえがき

(1)事業目的

太陽光発電などの分散型電源の電圧変動対策として、これまで、パワーエレクトロニクス機器を適用した配電系統の電圧制御機器や、これらパワーエレクトロニクス機器を含めた複数の電圧制御機器の協調運用方式の基本的な研究開発が行われてきたが、機器のコンパクト化や信頼性の面で課題が残っていた。このような状況の中、近年、SiC デバイスの開発が進み、低電圧・小容量のパワーエレクトロニクス機器において、Si デバイスに代わり SiC デバイスを活用した機器が開発されており、機器のコンパクト化が実現されつつある。さらに、SiC デバイス自体も高耐圧・大容量のものが開発されつつあり、これらを適用することにより、配電系統の電圧制御機器のコンパクト化やタップ切替機器の長寿命化の可能性が出てきた。

本事業では、SiC デバイスを適用した次世代配電システムの実現のため、共通基盤技術として、これらの性能・信頼性評価法、制御効果やコストを勘案した、配電線形態や再生可能エネルギー導入量等の各種条件に応じたそれぞれの適切な配電システム設計法および機器故障時の対応法の解明・指針整理を幾つかの事業者が担当して行い、産業技術総合研究所もその一翼を担うものである。

(2)事業内容

本研究では、研究開発項目②「次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発」における[1]性能・信頼性評価法の検討のうち、[1]-2 信頼性評価法の検討に関わる部分として、自然環境下での経年劣化等に関して、寿命(余寿命)の評価方法と判断基準を検討する。具体的には既存の信頼性試験方法やレファレンスマシンとの比較評価法に関する調査結果を踏まえ、多様なデータ取得に有効とされる熱解析による信頼性評価の検討を行う。

そのために、コンパクト化・軽量化を志向した 10kV 級耐圧 SiC デバイス構成 SVC 全体機器(モデル機器)を例に熱設計を実施するとともに、運転状況や周囲環境条件の変化等も踏まえた検討を行い、熱的観点からの機器寿命や信頼性等に関して共通基盤的な設計指針の策定を行う。

2. 成果の要約

(1)和文概要

次世代電圧制御機器に対する信頼性評価法を開発することを目的に、10kV 級耐圧の SiC デバイスで構成される SVC の熱設計、パワーモジュール内部の熱応力数値解析を実施し、機器寿命や信頼性評価を行うための手法検討およびそれに基づく信頼性評価を行った。

現存しない次世代電圧制御機器の信頼性評価の手法を開発するために、既存の信頼性試験方法等に関する調査を行った。数値熱解析による方法がコスト等のメリットが大きいことが示されたことから、本手法を 10kV 級耐圧 SiC デバイス構成 SVC 次世代電圧制御モデル機器の信頼性評価に適用した。4kW 級太陽光発電用パワーコンディショナの実験結果との比較から数値解析モデルが妥当であることを確認した上で、屋外設置を前提とした電柱一本に搭載可能かつ変圧器無しに AC6.6kV 系統へ連系することを想定した 300kVA の自然空冷式 SVC の回路設計と構造設計を行い、その構造に合わせた熱流体解析を行った。

使用される環境条件を含む各部品に要求される仕様との関係において、機器寿命に最も大きな影響を与える因子である温度分布の把握等に基づいて信頼性評価を行い、機器全体の状態把握から機器の弱点の抽出を進めた。この方法では、運転状態における各部品の状態を明らかにすることができ、本例の場合は設計上の要注意点が、パワー素子やリアクトルからの抜熱方式に強く影響される温度上昇の部分と、日射による筐体への入熱対策の部分にある点を明らかにした。また、部品温度上昇の時間応答挙動や応力分布、部品類の性能が向上した際の効果を明確化することができた。本手法は実機による最終確認を必要とするが、設計段階における次世代電圧制御機器の信頼性評価に十分適用可能であることを示すことができた。

(2)英文概要

In order to develop the evaluation method for the deterioration and the lifetime of advanced voltage regulation systems, we numerically conducted thermal analyses of a Static Var Compensator (SVC) constituted of SiC power devices with over 10kV blocking voltage and performed the thermal stress analysis inside the power module, and we also investigated the deterioration and the lifetime of the components based on the developed method for the evaluation.

We first surveyed conventional evaluation methods for the reliability of the existing electric devices in order to develop a new method for a non-existing advanced voltage regulation systems. Because the results reveal that a numerical thermal analysis is one of the most effective way for the evaluation, we applied it for the reliability evaluation of the modeled SVC constituted of the SiC power devices. After the validity of the numerical analysis was confirmed by the comparison with the experimental results of an existing 4kW power conditioner for photovoltaic generation, we designed of the electric circuit and the structure of the 300kVA natural cooled SVC which can be set on an outside power pole and can be connected to AC6.6kV power line without any transformer, and then conducted the numerical heat and air flow simulation on it.

Considering that temperature is the most affective factor on the lifetime of the SVC with the relation to the required spec of each devices including operating conditions, we tried the evaluation of the reliability of the SVC based on the numerically obtained temperature distribution inside the equipment and abstracted the weak point of the equipment. This method can clarify the operating conditions of the all components constituting the SVC. In this case, we could indicate the importance of the cooling system of the power devices and the reactors. In addition, the importance of the countermeasure to the solar insolation is clarified. We could also clarify the time evolution and the stress distribution of each component, and the impact of the performance gain of the components. It was indicated that this method can be available for the deterioration and the lifetime evaluation of advanced voltage regulation systems on the stage of the design although the final check using the actual equipment was required.

3. 成果の達成状況および外部発表等の状況

(1) 成果の達成状況

本研究は次世代電圧制御機器に対する信頼性評価法を開発することを目的に実施した。

既存の電力機器に対する信頼性試験方法等に関する調査を行った結果、現存しない次世代電圧制御機器の信頼性評価に対しては数値熱解析による方法が効率的と示され、本手法を10kV級耐圧SiCデバイス構成SVC次世代電圧制御モデル機器の信頼性評価に適用した。実機を用いた実験結果との比較により数値解析モデルが妥当であることを確認した上でSVCの回路設計と構造設計を行い、その構造に合わせた熱流体解析を行った。使用される環境条件を含む各部品に要求される仕様との関係において、機器寿命に最も大きな影響を与える因子である温度分布等に基づいて信頼性評価を行い、機器全体の状態把握から機器の弱点の抽出を進めた。この方法では、運転状態における各部品の状態を明らかにするとともに、部品温度上昇の時間応答挙動や応力分布、部品類の性能が向上した際の効果を明確化することができた。本手法は実機による最終確認を必要とするが、設計段階における信頼性の評価に十分適用可能であることを示すことができ、「次世代電圧制御機器に対する機器寿命や信頼性等に関して共通基盤的な設計指針の策定を行い、信頼性評価法を開発する」という目標を達成した。

(2) 外部発表等

[1]研究発表・講演(口頭発表も含む):

・齋藤喜康:「次世代電圧調整器の熱設計における逆解析の活用」, 热設計フォーラム, 東京
(2017年6月7日発表予定)

[2]特許等 : 実績なし

[3]受賞実績: 実績なし

(3) その他特記事項

[1]成果普及の努力(プレス発表等): 実績なし

[2]その他: 特になし

4. 成果報告

4.1 はじめに

太陽光発電などの分散型電源の電圧変動対策として、これまで、パワーエレクトロニクス機器を適用した配電系統の電圧制御機器や、これらパワーエレクトロニクス機器を含めた複数の電圧制御機器の協調運用方式の基本的な研究開発が行われてきたが、機器のコンパクト化や信頼性の面で課題が残っていた。このような状況の中、近年、SiC デバイスの開発が進み、低電圧・小容量のパワーエレクトロニクス機器において、Si デバイスに代わり SiC デバイスを活用した機器が開発されており、機器のコンパクト化が実現されつつある。さらに、SiC デバイス自体も高耐圧・大容量のものが開発されつつあり、これらを適用することにより、配電系統の電圧制御機器のコンパクト化・長寿命化の可能性が出てきており、その適用可能性を判断するための信頼性評価手法の確立は重要である。しかしながら、次世代電圧制御機器の寿命等を含めた信頼性評価手法を確立することは困難な作業である。特に屋外に設置されることを考慮すると自然環境下での経年劣化等も加わり、複雑な影響が絡み合うことになる。

本研究では、自然環境下での経年劣化等も含めた次世代電圧制御機器の寿命(余寿命)の評価方法と判断基準を検討した。以下の報告に示すように既存の信頼性試験方法に関する調査を行うとともに、次世代電圧制御機器が現存せず、適切な劣化試験等が実施できない場合に對して有効な信頼性評価手法について検討した。その結果、モデル機器を設計して熱的な観点から数値解析的に信頼性評価を行うことが、多様なデータを得る上で最も効率的と判断し、熱解析を中心に電圧制御機器の信頼性評価の検討を行った。

熱解析では次世代電圧制御機器の代表例として SVC (Static Var Compensator)を取り上げ、小型化および軽量化が期待できる 10kV 級耐圧の SiC デバイスで構成されるトランスレス SVC 全体機器の簡易設計をもとに信頼性評価を行った。定格運転時や周囲環境条件の変化等に応じた全体機器の熱設計等を実施し、その結果を元に機器寿命や信頼性評価を行うための手法検討およびそれに基づく信頼性評価を行った。具体的にはハード面での小型化や軽量化への課題、機器寿命等の運用面での課題について、解決策の提示も含めて共通基盤的な設計指針を作成するとともに、機器メーカにおける機器開発や、ユーザーにおける導入のメリット・デメリットを判断するための材料提供を行うこととした。

4.2 次世代電圧制御器に対する信頼性評価法の考え方

次世代電圧制御機器が利用者の要求仕様を満たせる期間を予測するための信頼性評価手法を開発することは容易なことではない。試験対象(EUT)は導入場所において様々な劣化要因にさらされることから、システム全体に対する現実的な多くの環境試験が重要となるが、既存の試験法では、部品に対する試験法しか存在しておらず、部品試験を重ねてシステム全体の信頼性を評価するのは難しい。ここではまずパワー半導体や電気機器、電力機器等に対する既存の信頼性試験法や関連規格を調査し、その手法について次世代電圧制御器に対する信頼性評価法としての適用可能性について検討した。

4.2.1 信頼性評価の基本的考え方

信頼性評価の目的は、電圧制御機器が劣化等による故障によって利用者の要求仕様を満たせなくなり、修理困難となるまでの期間を予測することである。また、信頼性評価法は、メーカによる信頼設計のためだけではなく、利用者側にとっても運用面等を含めた導入のメリット・デメリットを判断ができる評価手法となる必要がある。ここで、信頼性設計とは、設計対象が一定期間（寿命）中は要求機能を果たせるよう、故障や性能劣化が発生しないように考慮して設計する手法である。しかしながら、次世代電圧制御器のように現存しない場合には、直接の試験を行うことは難しく、また設置環境等の影響についても評価が求められる。ここでは、できるだけ効率的で多様性を持つ評価手法を検討する。

なお、信頼性は、JIS Z 8115において「アイテムが与えられた条件で、規定の期間中、要求された機能を果たすことが出来る性質」と定義されている。ここでアイテムとは「信頼性の対象となるシステム、サブシステム、機器、装置、構成品、部品、素子、要素などの総称またはいずれか」である。

4.2.2 試験対象(EUT)

配電系統の電圧制御を目的とする電圧制御機器には、負荷時タップ切換変圧器(LRT)、ステップ式自動電圧調整器(SVR)、サイリスタ式自動電圧調整器(TVR)、静止型無効電力補償装置(他励式)(SVC)、静止型無効電力補償装置(自励式)(STATCOM)、ATC付柱上変圧器(自動電圧調整型柱上変圧器)など様々なもののが存在するが¹、いずれも單一部品では無く複数の部品によって構成された機器である。特に、本事業で開発される次世代電圧制御機器は、パワー半導体回路による高度な制御機能が実装され、システムと呼ぶべき機器である。次世代電圧制御機器を機能別にサブシステムに分類すると、図4.2.1の信頼性ブロック図として表せる。ここでは、機能として、信号入出力回路や表示器・計器から構成される「通信・表示」と、パワー半導体回路によって電力変換を行う「制御」、変圧器やコンデンサ、屋外盤と言った電気部品で構成される「電気部品」の3つに分類した。システムの信頼性を謳う場合には、これらのどの機能も失ってはいけないため、サブシステムは直列に繋がった結合系である。

サブシステムそれぞれには、その頑健性を達成するために、通常は、設計マージンやサージ・ノイズ対策回路等の並列系ブロックが加えられる。サブシステムに要求仕様を超える異常の入力が加わった場合に保護系が動作し、メインのサブシステムを不具合や故障から守り、システム全体をフェイルスルー動作、または異常停止させる。

メーカの信頼性設計においては、システムを階層的に捉え、重大故障の因果関係を階層に沿った樹形図に展開するFTA(Fault Tree Analysis; 故障の木解析)の手法や、システムの構成要素(サブシステム等)毎に故障モードを挙げて全体システムへの影響を予測するFMEA(Failure Mode and Effect Analysis; 故障モード影響解析)が広く使われている。メーカはこれらの故障の分析手法を用いて、信頼性に大きな影響のある構成要素に対する多重化やマージン確保等の対策を施している。信頼性設計において重要なことは、個々の部品やサブシステムに対する劣化要因や劣化形態を予想した上で設計に反映し、適切な部品を選択することである。

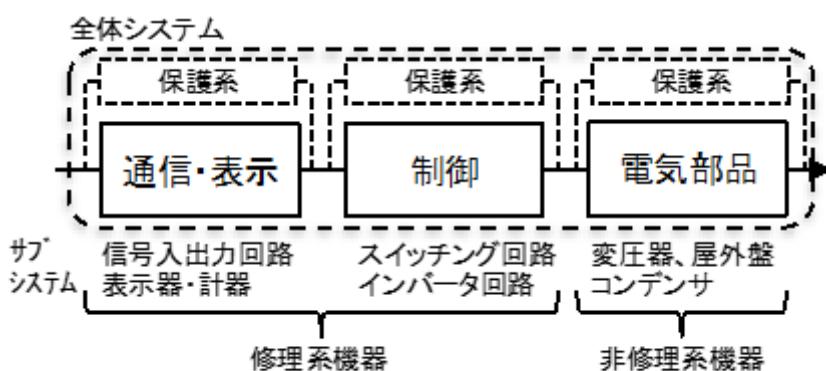


図 4.2.1 次世代電圧制御機器のサブシステムの信頼性ブロック図

4.2.3 既存の信頼性試験法

試験対象(EUT)が、規程の期間中、要求された機能を果たすことが出来なくなる要因は、EUTが外部から受けるストレスによる劣化である。その劣化の要因(ストレス)は主に以下の4つである²。

[1]熱的劣化:部品の発熱、周囲から供給される熱

[2]環境的劣化:湿度、腐食性ガス、粉塵など

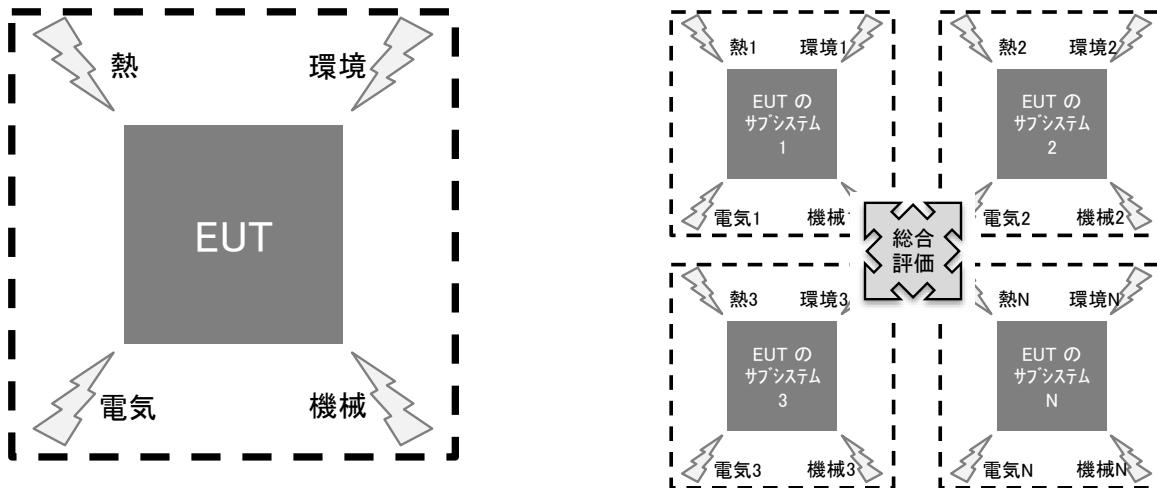
[3]電気的劣化:部品に流れる電流や印加される電圧、ノイズなど

[4]機械的劣化:熱衝撃、振動の繰り返し応力、回転や加速に伴う応力、摺動や開閉に伴う応力
信頼性試験は、この様なストレスを単独または同時に EUT に対して与え、要求された機能を維持できるか否かを確認するためのものである。このため、信頼性試験では、EUT に対してどの様なストレスを与えるのか、そのストレスを与えるための試験環境をどう構築するのか、機能の確認をどの様に行うのかを定義する必要がある。

EUT に対する信頼性試験法は、図 4.2.2 に示すとおり、EUT を丸ごと試験環境に入れて、全体として試験する方法と、サブシステム等の要素毎に試験する方法が考えられる。次世代電圧制御機器において、EUT をシステム丸ごと試験する信頼性評価方式として既存の規格は存在しなかった反面、構成部品に対する試験規格や試験通則は、表 4.2.1 に示すとおり、数多く存在する。一例として、パワーデバイスに対する信頼性試験法を表 4.2.2 に掲げる。なお、表 4.2.2 中に掲げた規格等のリストを参考にして、パワーデバイスの信頼性評価法について網羅的にまとめた結果を付録 A に記載する。

このような中で、試験者(主にメーカー)が既存規格の枠組みで容易に試験できる方法は、「サブシステム毎」に試験を実施する方法である。この場合、試験者は、区分可能なサブシステムや部品毎に信頼性試験を実施し、その複数の試験結果を FMEA における信頼性ランクと照らし合わせて、信頼性の総合評価を行う。また、信頼性確保に最重要の部品・サブシステムに対しては、通常の規格試験よりも過酷な試験条件を課すことが多い。一般的に、この様な総合評価の結果が利用者に提示されることは無いと思われる。

EUT のシステム全体に対する試験法としては、実際の設置条件に合わせた環境試験が行われる。ここで、環境試験とは、JIS C 60068-1『環境試験方法-電気・電子-通則』の定義では、「供試品が実際に受ける環境条件をシミュレートするか、又は環境の影響を再現するかのいずれかによって、供試品が規定された環境条件に耐え、かつ、動作することの確かさの程度を示す」試験のことである。表 4.2.3 に電源アダプタのような小型の電気製品に対して行われる信頼性試験をまとめた。自動車や建設機械、住宅、太陽電池と言った大型で屋外において使用される完成品に対しては、地球上の各種の気象条件を再現する環境試験が行われることがある。通常、環境試験は、様々な使用環境に耐えうる耐久性を確認するため合否判定を行うためのものであって、システムの耐用年数を確認するものではない。



EUT が実使用条件または過酷な使用条件に対して耐久性があることを確認する

EUT を構成する部品の個々の信頼性(故障率や寿命)を確認する

図 4.2.2 信頼性試験の二通りの方法(左:システム全体、右:サブシステム毎)

表 4.2.1 電力機器・半導体デバイスに対する性能試験法が記載されている標準規格・通則

JEC-210 低圧制御回路絶縁試験法・試験電圧標準
JEC-5918 電力通信用電源装置(その 2)インバータ
JEC-2200 変圧器
JIS C 4306 配電用 6kV モールド変圧器
JIS C 60068 (IEC 60068) 環境試験方法 - 電気・電子 -
JIS C 0508 (IEC61508) 電気・電子・プログラマブル電子の機能安全
JEC-2407 絶縁形パワー半導体モジュール
JEC-2410 半導体電力変換装置
JSIA-300 分電盤通則
JSIA-T2001 配電盤の更新推奨時期判定の手引き
JESC-E7002 電気機械器具の熱的強度の確認方法
ED-4701 半導体デバイスの環境及び耐久性試験方法
EDR-4704A 半導体デバイスの加速寿命試験運用ガイドライン
電力規格 B402 デジタル保護继電器および保護继電装置

表 4.2.2 パワーデバイスに対する主な信頼性試験の目的、及び規格

項目	目的	規格
熱衝撃試験	急激な温度変化に対する耐性	JIS C 60068-2-14、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/300
温度サイクル試験	温度変化に対する耐性	MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/100
温湿度サイクル試験	温湿度変化に対する耐性	JIS C 60068-2-38、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
高温保存試験	長期間、高温下で保存した場合の耐性	JIS C 60068-2-38、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
低温保存試験	長期間、低温下で保存した場合の耐性	JIS C 60068-2-1、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
高温高湿保存試験	長期間、高温高湿下で保存した場合の耐性	JIS C 60068-2-3、EIAJ ED-4701/100
結露サイクル試験	高温・高湿雰囲気の繰り返し環境下で生じる結露の影響	JPCA ET-09
衝撃試験	輸送または使用時に受ける耐衝撃性の確認	JIS C 60068-2-27、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/400
振動試験	輸送または使用時に受ける耐振動性の確認	JIS C 60068-2-6、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/400
複合振動試験	温度・湿度さらに振動が複合的に加えられた環境での耐久試験	JIS C 60068-2-50、 JIS C 60068-2-51、 JIS C 60068-2-53、
自然落下試験	搬送・使用時における製品の耐落下衝撃	JIS C 60068-2-32、JIS Z 0202、JEITA ET-7409
塩水噴霧試験	塩水雰囲気に対する耐食性	JIS C 60068-2-11、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
ガス腐食試験	硫化水素・亜硫酸ガス雰囲気に対する耐食性	JIS C 60068-2-42、 JIS C 60068-2-43
ばつき(暴気)試験	アンモニア・硝酸・シリコン雰囲気に対する耐食性	JIS H 3250、JIS H 8620
薬品浸漬試験	各種薬品に対する耐食性	JIS K 7114
オゾン試験	空気中に存在するオゾンに対する耐性	JIS K 6259、JIS K 6301 JIS D 0205
耐候性試験	太陽光・温度・湿度・降雨などの屋内外の条件を人工的に再現し、劣化を促進	JIS D 0205
減圧試験	航空機中、山上、高層ビルなど、低圧環境での耐性	JIS C 60068-2-13、 JIS C 60068-2-40、 JIS C 60068-2-41
塵埃試験	塵埃に対する耐塵性能を評価	JIS D 0207、JIS C J60068-2-68、 JIS C 0920
防水・散水試験	風雨、水しぶきなどを受けた場合の耐水性、防水性を評価	JIS D 0203、SAE J 575、 JIS C 0920、IEC60529、 ISO 20653、DIN 400
IP 等級試験	電気機械器具の外郭への異物、ホコリや水に対する保護等級への耐性性能を評価	JIS C 0920、IEC60529

表 4.2.3 電気製品の信頼性試験(環境試験等)の分類³

No.	試験項目	試験目的	適用	通電条件
1	温湿度特性試験及び電源変動特性試験	製品の稼働時における最高温湿度、及び最低温湿度状態で発生する始動不良、誤動作、異常発熱、破損などを確認	○	★
2	高温試験	製品が高温状態で使用、または貯蔵される場合に発生する膨張、強度劣化、摩擦変化、絶縁劣化、断線などを確認	○	☆
3	低温試験	製品が低温状態で使用、または貯蔵される場合に発生する収縮、虚弱化、摩擦変化、絶縁劣化、断線などを確認	○	☆
4	温湿度サイクル試験	製品が高湿度状態で温度変化が繰り返され、表面に結露が生じるような条件で使用、または貯蔵される場合に発生する膨張、呼吸作用による腐食、静電容量の増加などを確認	○	☆
5	高温高湿放置試験	製品が高温高湿状態で使用、または貯蔵される場合に発生する膨張、寸法変化、腐食、摩擦変化、絶縁劣化、断線などを確認	○	☆
6	熱衝撃試験	製品が温度変化、湿度変化の繰り返し状態で使用、または貯蔵される場合に発生する膨張、収縮、強度劣化、変形、割れ、絶縁劣化、断線などを確認	○	☆
7	振動試験	サイン	製品が輸送中、または使用中に振動を受け、発生する誤動作、電線の擦れ、結合部の緩み、亀裂、破損、断続的接触不具合、断線、ノイズ発生、短絡などを確認	☆
		地震 (ランダム振動)	製品が使用中地震によるランダムな振動を受け、発生する誤動作、電線の擦れ、結合部の緩み、亀裂、破損、断続的接触不具合、断線、ノイズ発生、短絡などを確認	—
		微振動	道路脇に設置された屋外固定製品がトラックなどの重量物運搬車が通過した際に振動を受け、発生する誤動作、電線の擦れ、結合部の緩み、亀裂、破損、断続的接触不具合、断線、ノイズ発生、短絡などを確認	—
		梱包振動 (ランダム振動)	製品が梱包状態で輸送中にランダムな振動を受け、発生する誤動作、電線の擦れ、結合部の緩み、亀裂、破損、断続的接触不具合、断線、ノイズ発生、短絡などを確認	—
8	落下試験	製品が使用中や修理中などで落下した場合に発生する変形、割れ、剥がれ、特性劣化などを確認	△	☆
9	梱包落下試験	製品が梱包された状態で輸送及び荷扱い中などで落下した場合の梱包材の劣化の確認及び製品の変形、割れ、剥がれ、特性劣化などを確認	△	—
10	衝撃試験	製品が輸送中または使用中に比較的頻度が少なく、かつ繰り返しのない衝撃を受ける場合に発生する永久的変形、部品間の干渉、摩擦変化、断線などを確認	—	—
11	梱包圧縮試験	製品が梱包状態で輸送中、または使用中に段積などにより圧縮加重が加わり、内容品に損傷が発生するかどうかを確認	△	—
12	塩水噴霧試験	一定	類似した構造の製品の塩水噴霧に対する劣化性(めっき剥がれ、塗装剥がれ、腐食など)の比較 保護被膜の品質や均一性の比較	—
		サイクル	製品が塩分を含む大気中で使用または晒されても耐えるように設計された製品にめっき剥がれ、塗装剥がれ、腐食などが発生するかを確認(加速試験)	—
13	腐食性ガス試験	製品が大気に含まれた汚染されたガス(亜硫酸ガス:SO ₂ 、硫化水素ガス:H ₂ S、窒化酸化物:NO _x など)雰囲気で使用または晒される場合に発生する変色、腐食、導通不良などを確認	○	—
14	塵埃試験	製品が風で運ばれる砂塵雰囲気で使用、または晒される場合に発生する表面の摩耗、シール内への侵入、かみ合い部への付着、電気回路の劣化などを確認	○	☆

15	散水試験	製品が輸送、保管、または使用中に降雨などの受水環境に晒された後に発生する防水性の劣化を確認	○	☆
16	耐候性試験	製品が日光、オゾン、降雨、温度及び湿度の自然環境下で使用、または晒される場合に発生する退色、塗装剥離、割れなどを確認	○	—
17	表示強度試験	製品の文字などの表示部が、使用中に人に触れられ、擦れや汗によって消えたり、薄くなることなどの悪影響を確認	—	—
18	電気的寿命試験	コネクタ、ボタンスイッチ、リレーなどの機械部品が搭載された製品で動作の繰り返しによる摩耗、接触不具合などを確認	○	★
19	機械的寿命試験	通電状態(無負荷でも可)で連続動作を行い、動作不具合、誤動作、部品不良などの発生を確認	○	☆
20	軽衝撃連続試験	携帯製品でどこかにぶつかるなどの衝撃が常に繰り返され、コネクタの外れ、はんだ剥がれ、ねじ緩みなどの発生を確認	—	—
21	筐体折り曲げ連続試験	比較的薄い携帯製品で中央部などが折り曲げられる変形が繰り返えされコネクタの外れ、はんだ剥がれなどの発生を確認	—	—
22	バッテリ瞬断連続試験	バッテリ駆動の携帯製品で軽い衝撃の繰り返しで、バッテリの瞬断が発生するかを確認	—	★

適用:

○:装置(製品)で必ず実施する必要のある試験項目

○:装置の搭載重量などの関係から装置(製品)で実施困難な場合は、ユニット、PKG 及び部品などの代替品で必ず実施する必要のある試験項目

△:費用、工数、納期などのリスクを考慮し、実施可否を判断する試験項目

—:出荷から設置以降に環境ストレスが加わることが比較的少なくリスクを考慮しても実施する必要のない項目

通電条件:

★:必ず通電または梱包状態で実施する必要のある試験項目

☆:費用、工数、納期などのリスクを考慮し、実施可否を判断する試験項目

—:通電または梱包状態で実施する必要のない試験項目

4.2.4 次世代電圧制御機器に対する信頼性試験法

4.2.4.1 リファレンス機器との比較試験による信頼性評価法

運用実績のない次世代電圧制御機器の開発品を EUT とする場合、信頼性評価の判定基準が定まらず、耐久性を証明することが難しい。この場合、運用実績のある類似機器の試験法を適用することで、EUT の一つの試験法とすることが最初に考えられる。つまり、類似する既存機器で信頼性試験を行い、同等の判定基準を満たすことで、既存機器に相当する信頼性を EUT の信頼性を類推する方式である。ただし、この比較試験によって、信頼性の評価結果が同等であると見なすためには、既存機器と EUT の間に表 4.2.4 の様な関係が必要と思われる。これを満たす既存機器を EUT のリファレンス機器と呼ぶ。

表 4.2.4 リファレンス機器の選定基準

部位	選定基準
部品・素子	同一の部品・素子を使用している、異なる場合には、表 4.2.2 の様な素子レベルでの信頼性試験の結果が同等である。
サブシステム	同一のサブシステムを使用している。簡単に言えば構造が同等である。異なる場合には、表 4.2.3 のような機器レベルでの信頼性試験の結果が同等であるか、故障メカニズムが同等である。
システム	信頼性設計の考え方が同等である。→ ① 判別が付かない場合には、総合評価を行う→ ②

表 4.2.5 部品・サブシステム別の劣化要因と劣化形態の分類(TVR の例)

サブシステム	部品	使用材料	機能区分	主劣化要因	劣化形態	修復対応
筐体	外箱	鋼板、メッキ皮膜、塗料	機器収納・固定・防塵・防水・保護	環境	腐食・破損	非修理
	ケーブル貫通部	樹脂、コンパウンド		熱・環境	弾性低下・変質・変形・破損	修理
	冷却装置	多種		経過年	摩耗	修理
通信・表示	表示器	多種	表示	通電熱	断芯・破損	修理
	計器	多種	記録	経過年・通電熱	誤差増大・破損	修理
	変換器	多種	信号伝送	環境	腐食・破損	修理
制御部	端子台	鉄・鋼合金	電気的制御	環境	汚損・絶縁低下・腐食・破損	修理
	電磁接触器	鉄・鋼合金		経過年・通電熱	汚損・絶縁低下・腐食・破損	修理
	サイリスタ回路	半導体		通電熱・環境	汚損・絶縁低下・腐食・破損	修理
電気部	絶縁支持物	樹脂・合成ゴム	絶縁	熱・環境	汚損・絶縁低下	非修理
	タップ切換器	多種	通電	経過年・通電熱	動作不良・破損	非修理
	変圧器	鉄・鋼合金		熱・電気・環境	絶縁低下・破損	非修理

表 4.2.4において、部品・素子およびサブシステムの選定基準は、適用が比較的容易である。まず、EUT および目標とする既存機器に対し、表 4.2.5 に示すような劣化要因と劣化形態の分類表を作り、関係する信頼性試験法を当てはめて、個々に同等性を確認すれば良い。例えば、次世代電圧制御機器が SVC であれば既存の SVC がリファレンス機器としてふさわしいと考えられるし、TVR、AVR 付き変圧器でも同様と考えられる。

問題は、個々の部品・サブシステムレベルでの信頼性試験結果が同等であっても、信頼性設計の考え方方が異なって、システムとしての信頼性が同等と見なせない場合、例えば異なるメーカによる電圧制御機器を選んだ場合や、EUT において既存機との信頼性設計方式を大幅に変更した場合であり、これについての方式と考察は次に述べる。

①信頼性設計の考え方が同等の場合

FMEA の様な信頼性設計の方式において、個別部品・サブシステムに対する信頼性ランクがほぼ同様であれば、システムレベルでも信頼性が同等であると仮定し、リファレンス機器として採用する。EUT とリファレンス機器のメーカが同一の場合にはこの方式に蓋然性が高いと考えられる。メーカにヒアリングの上、EUT とリファレンス機器の信頼性設計の方式を確認し、同等性が認められない場合には②を実施することで対策する。

②システムレベルでの信頼性の同等性が判別できない場合

EUT とリファレンス機器が別メーカの場合や、メーカから信頼性ランクの情報が出てこない場合には、部品・素子およびサブシステムでの信頼性試験結果を足し合わせて総合評価を行い、総合評価点が同水準であれば、EUT がリファレンス機器と同程度の信頼性を持つと仮定する。

この方法で総合評価点を決めるのはメーカではなく、利用者の役割とする。例えば表 4.2.6 のような部品・機器やサブシステムに対する評価項目を利用者に提示し、その優先順位によって配点を決定する仕組みとする。

表 4.2.6 総合評価の配点表のイメージ

MA1:変圧器	評価項目	配点
標準試験	絶縁抵抗、雷インパルス耐電圧、	各○点
環境試験	高温高湿試験、温湿度サイクル試験、耐候性試験、等	各○点
劣化現象	表示部が不動作、主回路部が変色、本体に塗装の剥離、等	各○点

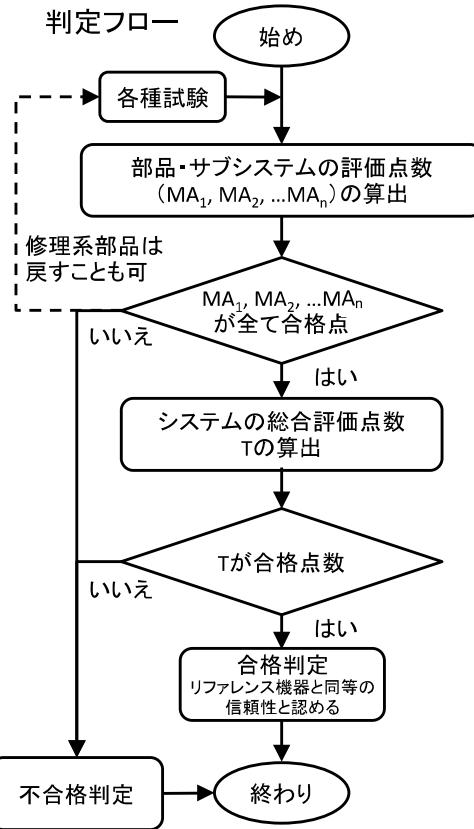


図 4.2.3 総合評価点方式によるリファレンスマシンを用いた信頼性試験の合格判定法

リファレンスマシンが決まれば、メーカーの指定または利用者の要求する信頼性試験、例えば熱的劣化試験、ヒートサイクル試験を実施し、リファレンスマシンの総合評価によって予め EUT に対する合格点を決めておき、図 4.2.3 のフローチャートにしたがって EUT の総合評価点数が合格点を上回れば、利用者から見て EUT はリファレンスマシンと同等の信頼性を持つものと仮定する。

4.2.4.2 数値熱解析による信頼性評価法

比較試験による信頼性評価法は、類似機器との比較から次世代電圧制御機器の信頼性を類推するという、あくまでも実物による試験に根ざした評価方法であるが、他方で実物を極力利用せず、数値熱解析によって信頼性を評価する方法がある。実物に基づく評価は、実際に得られる測定結果を基にする評価方法なので、機器の利用者にとって有効かつ分かり易い情報が得られる。このため、利用者にとって有益な情報の確認手段となっている。その反面、実物に基づく評価であるが故に、試験条件を数多く確保するのが難しく、評価試験の条件は限定的とならざるを得ない。これに対し、数値解析による評価は実機による試験を直接的に行わない方法であるが、種々の想定条件下での挙動を把握できるという点で優れた方法である。このため、機器設計をする段階において

ての有用な手段となっており、マージンを含む設計の妥当性確認などに広く利用されている。

最近では電力機器のみならずさまざまな産業における機器や機械の設計において、数値熱解析はコンピュータの能力向上や市販の熱流体・構造解析ソフトの精度向上や使い勝手の良さも相まって、頻繁に利用されるようになっている。自動車、ロケットや航空機の空力設計やエンジンの燃焼計算や熱応力解析、建設機械の応力解析等を行いながら、機器や機械の初期設計の段階から活用し、実際のプロトタイプ製作とフィードバックをし、効率的なモノづくりに生かしている。

数値熱解析の利点はその柔軟性と多様性にある。設計変更の容易さのみならず、数値解析上で運転条件や環境条件を細かく設定できる上、結果も素早く得ることができる。最終的にプロトタイプを作成し、実際の運転条件や環境で試験をする必要はあるが、そこに至るまでのプロセスに要する時間を大幅に短縮することができる。また、プロトタイプとの比較や小規模の検証実験を行いながら解析精度も向上させることができ、得られた結果に対する信頼性も高くなる。

数値解析による電力機器の開発・設計・信頼性評価は、個別の材料・部品での評価と、それらを組み合わせた状態での評価の2種類に大別される。前者は、比較的単純な系であるので、種々の対応がなされているが、後者は系が複雑である点から設計や信頼性の評価という観点では、構造上の弱点把握の色彩が強い。4.2.3節で挙げた劣化の4要因の中では、要因2が比較的対応がしやすい項目である。要因1,3,4は、相互に影響を及ぼしあう場合が多いのが実情であるため、組み合わせ評価においては、要因1,3,4に着目する解析が重要となる。

熱・電気・機械の各現象の解析にはFEM(有限要素法)が用いられることが多いが、FEMの適用に際しては解析用のメッシュ作成に注意を払う必要がある。FEMは、解析対象のエネルギーを微細空間要素ごとに計算する方式であるため、この微細空間を決めるための計算メッシュは解析対象ごとに最適なものを用意する必要がある。不適切な計算メッシュの使用は解析の精度が上がらない。このため、不適切な計算メッシュを信頼性評価に利用すると、誤った劣化モードや弱点を対象に改善を図ることになり、誤った寿命評価や改善策に労力を割く結果となる。

このため、熱・電気・機械の各現象を共通のメッシュで解析する手法では、解析上の精度が出しにくい点に注意を要する。しかし、熱・電気・機械の現象ごとに最適の計算メッシュを用意して連成解析を行う手法には、解析精度の向上が期待出来る反面、大きな計算機資源を必要とする問題があるため、現実の解析での適用は困難であることが多い。このため、実用解析では、重要な現象を把握した上で、どの現象の解析精度確保を優先するかを判断して、優先する現象に適合した計算メッシュを選んで一次解析を行い、この一次解析に基づいて他の現象の解析を行うことで解析の精度と計算機資源節約の両立を図る例が多い。

パワエレ装置の場合は、電気的動作に起因するパワー素子発熱の変動等が周辺の材料・部品の温度変化を招くことで機械的な劣化(例えば、材料の線膨張率差と温度変化に起因した熱機械応力による機械的な疲労破壊)が進行する現象が寿命面での課題となる。そこで、温度分布の把

握が重要と考え、熱解析(温度分布の解析)に注力し、これを基に機械的現象の解析を行う場合が多い。

数値熱解析を電力機器の開発・設計・信頼性評価に活用した事例としては、構造上の弱点を把握する解析がある。結果の例を図 4.2.4 に示す。この例は、接合形成工程での経験温度に起因して発生するモジュールの反り変形量についての解析である。(本例の場合、Cu ベースプレートを使用した場合の方が大きな変形を発生することが示されている。) ここに示されるモジュールの反り変形からモジュール構成部材の変形が把握出来る。変形量が大きい場所、特に変形が塑性域になる場所は構造上の弱点になる。よって、構成材料に作用する応力による変形が弾性領域内に収まるように材料の選択や構造の設計を行うなどして、寿命の向上を図る。

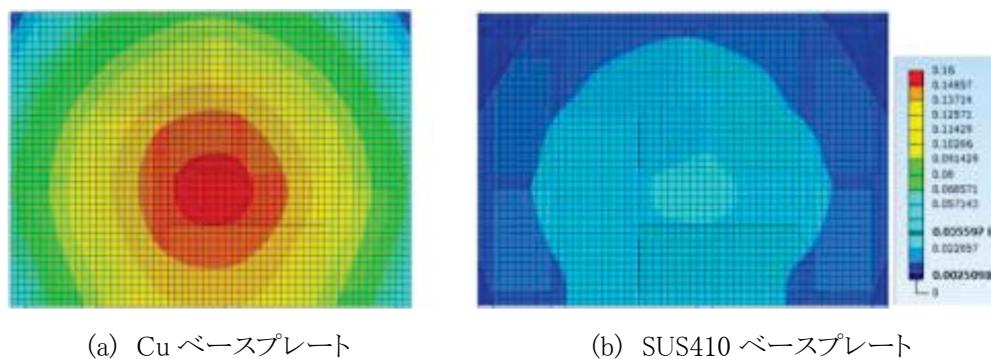


図 4.2.4 解析例(ベースプレート材質を変化させた場合の反り解析)

出典:NEDO 成果報告書「低炭素社会を実現する次世代パワーエレクトロニクスプロジェクト 研究開発項目① 低炭素社会を実現する新材料パワー半導体プロジェクト

(9) 交代熱部品統合パワーモジュール化技術開発」 (平成 27 年 2 月)

前述の解析に代表されるように、構造上の弱点把握などの数値解析は寿命設計の上で有力な手段となる。しかし、解析を行う上では、いくつかの注意事項がある。解析現象に応じて適切な計算メッシュを用意する必要性については前述の通りである。それを踏まえた上で、特に重要な点は、解析内容に応じた材料物性の正確な把握である。すなわち、解析に使用する材料物性の温度依存性などが正しく把握出来ていないと、得られる解析結果も正確な結果とはならない。(特に、物性値が非線形特性を示す場合には注意を要する。) 不正確な材料物性特性に基づく評価は、結果として現実とは異なる劣化モードの現象が得られてしまう場合や、弱点となる場所が現実と異なる結果が得られる場合があるので、注意が必要である。

4.2.4.3 信頼性評価法の検討

ここでは上述した二つの信頼性評価法について、本研究の課題である 10kV 級耐圧の SiC デバイスで構成されるトランスレス SVC への適用可能性について検討する。

レファレンス機器との比較試験による信頼性評価法は、類似とはいえた実物を用いた試験を行う。表 4.2.4 の選定基準を満たす必要はあるが、規格に則った試験を行うことから、既存機器との部品構成やシステム構成が大幅に異なる限り、試験結果に対する信頼性は高い。さらに加速試験等を通じて実際に劣化しそうな場所の特定や余寿命等についても本格的な検討が可能と思われる。しかしながら、使用部品や素子、システム構成等が異なる場合や、屋外設置を前提とした自然環境条件の影響等について検討する場合、そのつど被評価機(EUT)と機能が同じレファレンス機器を用意し、かつその外部条件を満たす環境実験室を用意する必要があることから、効率性やコスト面の観点から優れた方法とは言い難い。

一方、数値熱解析による信頼性評価では、実物による試験は最終に近い段階において最小限の範囲で実施されると想定されることから、コスト的には大きなメリットが得られると考えられる。運転条件や自然環境条件の変化に対しても温度分布や応力分布が部品レベルで速やかにかつ多面的に取得できることから、熱的あるいは機械的なストレスが機器のどの部分に集中するか等の情報が効率的に得られる。また、新たな冷却構造の改善方法やストレスの低減方法等についても容易に試すことができる。実機による試験を最小限とすることから、信頼性という点ではやや不安が残る部分もあるが、実際の電力機器との検証実験等の比較によって精度向上を図ることが可能である。さらに本課題で扱う 10kV 級耐圧の SiC デバイスで構成されるトランスレス SVC は、部品構成やシステム構成が既存機器とは根本的に異なる上、重要部品であるパワーデバイスが市販品でないことから、レファレンス機器が表 4.2.4 のどのレベルにおいてもその選定基準を満たすことは困難であり、レファレンス機器との比較試験法で実施した場合には結果の信頼性が薄らぐことになる。

他方、機器利用者側の立場から考えると、最終製品に対する信頼性試験は規格に則って行われなくてはならない点ではいずれの方法も同じであるが、数値解析による信頼性評価によっていくつかの信頼性評価試験を省くことができる、あるいは特殊な条件下での結果について設計段階において情報を得られるといったメリットがある。信頼性評価法の違いやメーカー及び機器利用者等の立場の違いによる信頼性評価法の得失について表 4.2.7 にまとめる。

以上より、本研究では特に現存しない電力機器の信頼性評価に対して数値熱解析による方法はコスト等のメリットが大きいと考え、本手法を次世代電圧制御機器の信頼性評価に適用し、その適用可能性を検討した。

表 4.2.7 信頼性評価法の得失

	数値熱解析	実機による試験
評価データの利用主体	主に機器設計者	主に機器利用者
評価コスト	実機製作が基本不要なので、 大容量機ほど低コスト (計算機資源は必要)	実機製作が必要
評価条件の設定範囲	多数の評価条件に対応可能 (破壊模擬も可能)	多数の評価条件に対応困難 (破壊を伴う試験を実施する場合、複数台の準備が必要)
概念設計段階での予備評価	対応可能	評価モデルの作製が必要
設計変更への対応	柔軟に対応可能	評価モデルの作製が必要

4.2.5 まとめ

4.2 節では電圧制御器に対する信頼性評価法について調査検討した。

信頼性評価の基本的考え方として、その目的が電圧制御機器の実質的な使用期間を予測することであるとすれば、メーカーによる信頼設計のためだけではなく、利用者側にとっても運用面等を含めた導入のメリット・デメリットを判断ができる評価手法となる必要がある。一方で、次世代電圧制御器のように現存しない場合には、その機器の信頼性を評価することは難しい。機器メーカーにとっては仕様を変更するごとに実機を製作し、そのつど劣化試験等を実施することはコスト的にも避けたいところである。最終的に実機を用いた試験は必要であるとの認識ではあるが、可能な限り設計段階で信頼性を高めておきたいところである。

これまでの既存の信頼性試験法の調査等の結果によれば、次世代電圧制御機器に対する信頼性試験法として活用できそうな方法として、レファレンス機器との比較試験による信頼性評価法と数値熱解析による信頼性評価法があることがわかった。それぞれの特徴として、レファレンス機器との比較試験による信頼性評価法は、類似とはいえた実物を用いた規格に則った試験を行うことから、既存機器との部品構成やシステム構成が大幅に異なる限り、試験結果に対する信頼性は高い。しかしながら、そのつど被評価機(EUT)と機能が同じレファレンス機器を用意しなくてはならず、かつその外部条件を満たす環境実験室を用意する必要があることから、効率性やコスト面の観点から優れた方法とは言い難い。

一方、数値熱解析による信頼性評価は、さまざまな運転条件や自然環境条件に対する結果を速やかに得ることができるだけでなく、新たな冷却構造の改善方法や熱応力の低減方法等についても容易に試すことができ、機器メーカーにとっては効率的な設計を可能とする手段になりうる。実物による試験を最小限とすることから、信頼性という点ではやや不安が残る部分もあるが、実機との検証実験等を行うことによって精度向上を図ることが十分可能である。さらには機器利用者側にとっても、数値解析による信頼性評価によっていくつかの信頼性評価試験を省くことができる、あるいは特殊な条件下での結果について設計段階において情報を得られるといったメリットがある。

以上より、本研究では特に現存しない電力機器の信頼性評価に対して数値熱解析による方法はコスト等のメリットが大きいと考え、本手法を次世代電圧制御機器の信頼性評価に適用し、その適用可能性を検討した。

4.3 次世代電圧制御器に対する数値熱解析手法

ここでは次世代電圧制御機器の代表例として小型化および軽量化が期待できる 10kV 級耐圧の SiC デバイスで構成されるトランスレス SVC 全体機器の簡易モデル設計をもとに数値熱解析を行う。本節では定格運転時や周囲環境条件の変化等に応じた全体モデル機器の熱設計を実施し、その結果を元に機器寿命や信頼性評価を行うための手法検討を行う。

4.3.1 検証実験との比較による数値熱解析の精度評価

4.2.4.2 節で述べたように数値熱解析の精度向上には検証実験が不可欠である。他方で、本研究において検討するトランスレス SVC は 300kVA 級であり、実物も現存しないことから直接の検証は不可能である。そこで SVC とほぼ同じ電気基本回路を持ち、かつ自然空気冷却を採用している 4kW 級太陽光発電用パワーコンディショナ(PCS)を検証実験用の機器として用いることとする。

(1) 太陽光発電用 PCS の仕様と製品外観および製品内部

太陽光発電用 PCS の主な仕様は表 4.3.1.1 のとおりである。なお、製品付属の標準仕様書より定格仕様の部分を抜粋したものを付録 B に記した。定格出力は 4.0kW であり、太陽光発電で得た直流電流を電圧制御し、パワーモジュールで直交変換したのちに系統への逆潮流、あるいは屋内にて利用が可能となっている。パワーモジュールの変換効率は 96%程度であり、一般的な Si の IGBT 変換効率となっている。

本研究で用いた PCS の外観写真、主要外形寸法図および背面側通風口寸法図を図 4.3.1.1 に示す。本機器は屋内設置の壁掛け式であり、壁取付け板に引っ掛ける形で取り付けられ、機器背面と壁取付け板の間には空気が流れる程度の隙間がある。本機器は排気ファンのない自然空冷方式を採用しており、直射日光が当たらない条件での運転が前提となっている。ヒートシンクは壁側に設置されており、空気は底面と背面に開けた通風口から導入され、パワーモジュールの発熱でヒートシンクを通じて暖められた空気が自然対流によって上面のスリットから抜けていく。設置の際には、冷却に十分な空気の流れを確保するために左右両側に 100mm 程度、上下に 300mm 程度のスペースを確保する必要がある。

図 4.3.1.2 に PCS のカバーをはずして機器内部を撮影した 4 枚の写真を示す。写真 1 はカバーを取り外したところ、写真 2 はコンデンサや制御盤等が取り付けられたメイン基板を取り外したところ、写真 3 は底面板を外してヒートシンク側面が見えているところ、写真 4 はヒートシンク上に取り付けられたパワーモジュールを示す。図中、筐体内の左側にある茶色の部品が、後ほど説明する電気回路におけるノイズフィルタ用のインダクタransであり、これは電源周波数にのる高周波をカットするためのものである。黒い円筒状のものはコンデンサであり、外部への供給電圧を安定させるためのものである。筐体内右側にある四角い部品は電源および外部への接続端子である。ヒートシンク

はアルミ製で、厚さ約1.6mm、長さ30mmのフィンが間隔7.1mmで27本平行に並んで付いている。パワーモジュールは熱伝導性の良い樹脂を挟み込んだ形でヒートシンクにネジ止めされている。

表 4.3.1.1 太陽光発電用 PCS の主な仕様

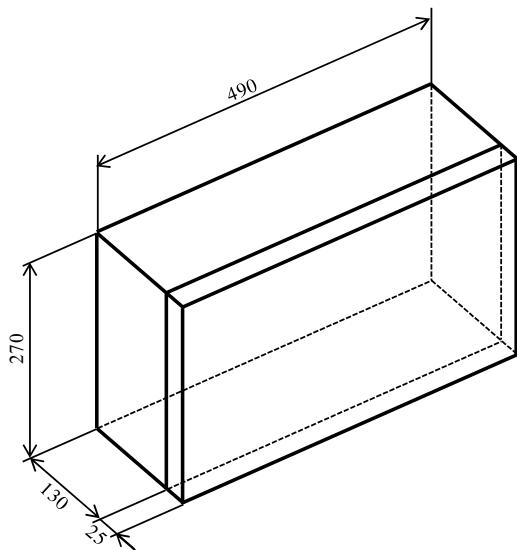
定格出力	4.0kW
定格出力電圧	AC202V(単相2線式、ただし連系は単相3線式)
定格出力周波数	50Hz または 60Hz
定格時電力変換効率	96.0%



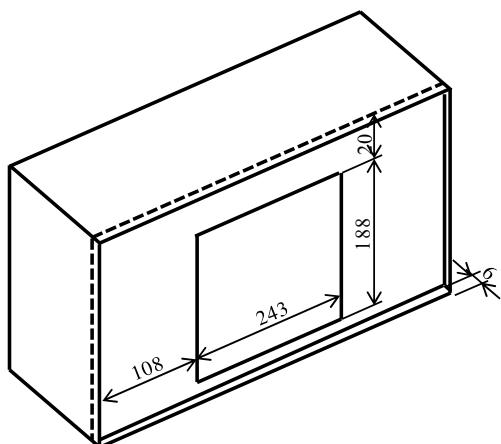
正面側外観写真(上方向より)



背面側外観写真(上方向より)



主要外形寸法図



背面側通風口寸法図

図 4.3.1.1 PCS の外観および寸法図



写真 1(外カバー取り外し時)

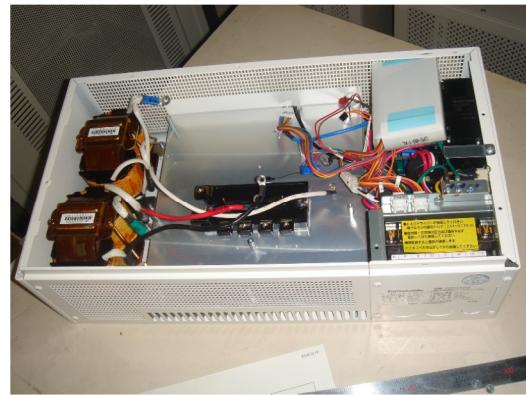


写真 2 (メイン基板取り外し時)

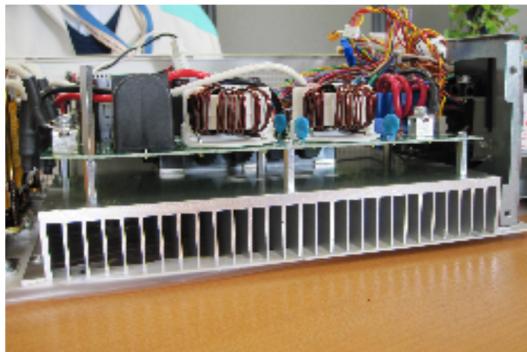


写真 3(ヒートシンク側面)



写真 4(ヒートシンク上のモジュール)

図 4.3.1.2 PCS の内部写真

(2) 電気回路

太陽光発電用 PCS の電気回路の概略図を図 4.3.1.3 に示す。PCS は太陽電池パネルから出力される変動性の直流電力を安定した電力・電圧にして交流電力系統に逆潮流させるための機器である。PCS は大きく 3 つの要素で構成される。一つは、太陽電池パネルから供給される変動性の直流をノイズフィルタ、コンデンサと電圧コントローラで安定した直流電圧に変換する DC コンデンサ部である。つぎに、パワーモジュール部において、パワー半導体デバイスによって所定の周波数と電圧の交流に変換する。最後に AC フィルタ部において、交流に変換された電力をインダクタンスやノイズフィルタによってきれいな波形に変換した後に系統電源等の外部電源へ供給する。

後述するが、電力系統に設置する電圧制御用の SVC も PCS と同様に DC コンデンサ部、パワーモジュール部、AC フィルタ部の 3 つの要素で構成されていることから、PCS も SVC も解析方針は同じと考えることができる。本研究で検討する SVC は 300kVA 級であり、現存しない 10kV 級耐圧の SiC デバイスで構成されるトランスレス SVC であることから、数値計算結果の精度検証を実機で行うことには困難である。したがって、本 PCS を検証機として用い、比較実験を行うこととする。

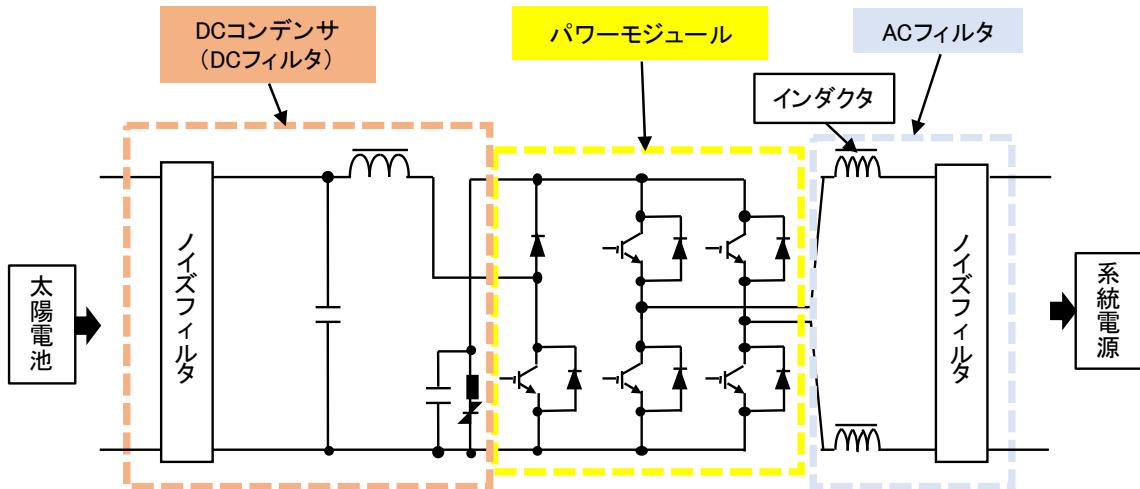


図 4.3.1.3 太陽光発電用 PCS 回路の概略図

(3) 筐体内部構造と数値解析用メッシュ

PCS 定格運転時の熱解析を実施する上で、筐体内の空気の流れはできるだけ実機に忠実である必要はあるが、配線や小さな部品等にまでメッシュで刻むと計算が膨大となり、計算結果が得られなくなる恐れがある。ここでは、空気の流れが現実と大きく異なる範囲で筐体内部の構造を簡略化し、計算用メッシュを構築する。構築したメッシュで熱解析の計算を行い、同時に PCS 定格運転時の内部状態の測定実験の結果と比較し、計算精度の検証を行う。

図 4.3.1.4 に簡略化した内部構造モデルを示す。実際の部品との対応をわかりやすくするために図 4.3.1.2 の筐体内部写真(写真 1 と 2)も示した。構造化の際にはインダクタや部品が搭載されている基板等は簡略化したが、パワーモジュールが接しているフィン付きヒートシンクについてはほぼ原寸通りに構造化した。図 4.3.1.4において隠れて見えないヒートシンクとパワーモジュールの構造について図 4.3.1.5 に示す。

構造化モデルの各部品の材料および熱物性値については表 4.3.1.2 のとおりである。なお、実際の部品はいくつかの材料で構成されているが、簡略化のために主要な材料のみで構成されるとし、密度、比熱、熱伝導率についても主要な材料の値で代表している。

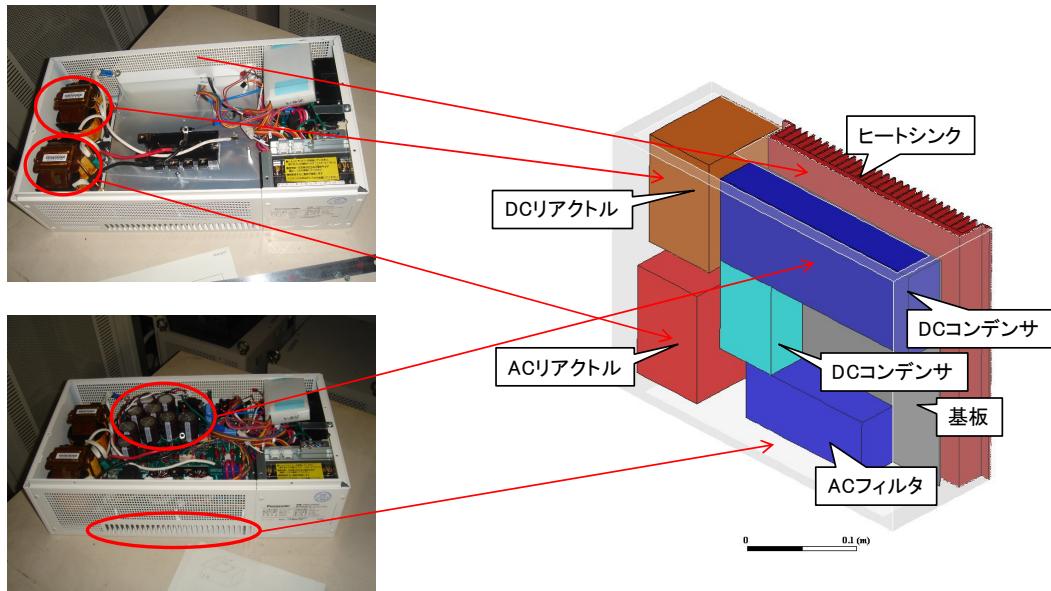


図 4.3.1.4 筐体内部の構造モデル図

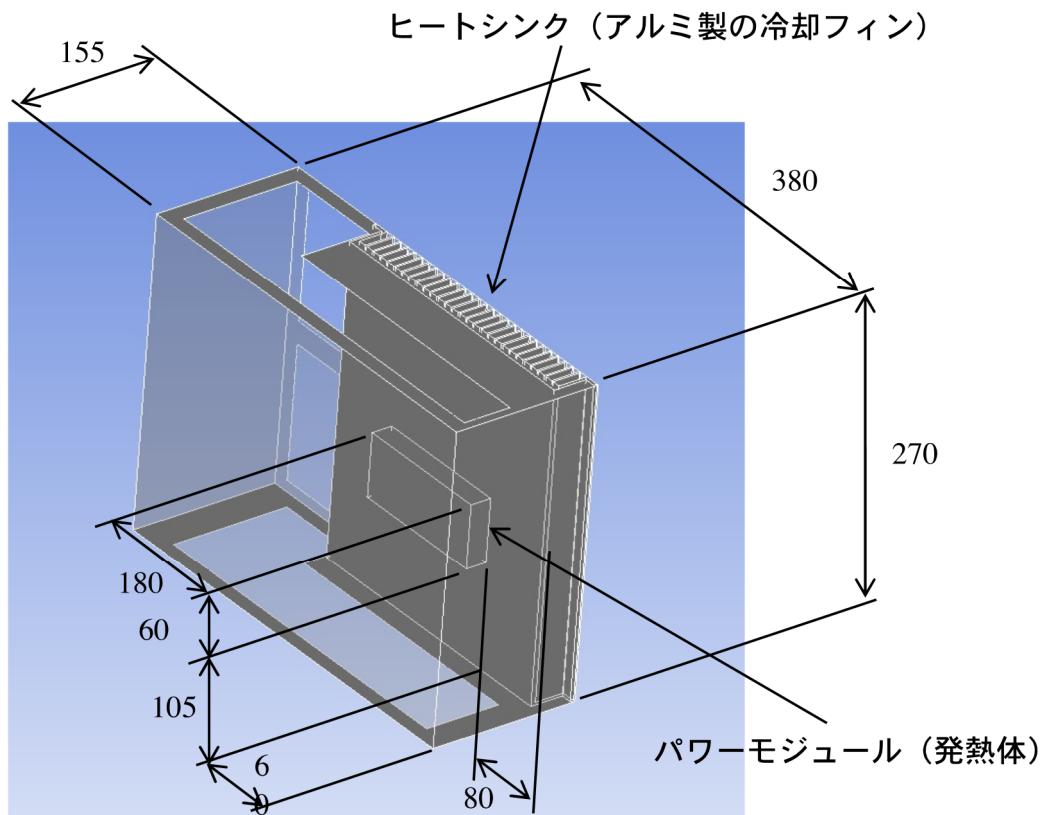


図 4.3.1.5 ヒートシンクとパワーモジュールの構造概略図

表 4.3.1.2 各部品の材料および熱物性値

部品名	主な材料	密度 (kg/m ³)	比熱 (J/kg/K)	熱伝導率 (W/m/K)
パワーモジュール	鋼	8030.0	502.48	16.270
ヒートシンク	アルミニウム	2719.0	871.00	202.40
リアクトル 1 & 2	鋼	8030.0	502.48	16.270
基板	ガラス・エポキシ	1500.0	950.00	0.40000
DCコンデンサ 1 & 2	鋼	8030.0	502.48	16.270
ACフィルタ	鋼	8030.0	502.48	16.270
筐体	鋼板	8030.0	502.48	16.270

図 4.3.1.6 に各部品内部のメッシュ構造図を示す。図に示されるように構造物の内部は矩形メッシュを適用した。各構造部品の熱伝導率は空気と比べて十分大きく、部品によらずほぼ均等な間隔でメッシュを刻んだ。

一方、気体側については非構造メッシュを適用した。図 4.3.1.7 にパワーモジュールのほぼ中心を通るように切断した断面図を示す。左側の図はヒートシンクのフイン頂を通る断面を、右側の図はフイン底を通る断面を示す。図 4.3.1.7 左図より、ヒートシンクフイン内部は構造部品であり、流れもないことから、前述したように矩形均一メッシュを適用している。一方、図 4.3.1.7 右図よりフイン間の空気層の流れを解く場合には矩形均一メッシュではあるが、メッシュ間隔は構造部品に比べて数分の 1 の細かさにしている。また、構造物外の空気層については部品表面の境界層が形成される部分は細かくメッシュを刻み、離れるにしたがってメッシュを大きくした。本計算における総セル数は約 470 万である。

計算における境界条件は次のとおりである。図 4.3.1.8 に示すように、計算領域の外部境界は自然対流の影響が十分緩和される程度、すなわち PCS 外側の各方向 1m 離れたところに設定した。PCS 上下面の境界の圧力条件はそれぞれ静圧が 0 となるように設定し、速度については水平方向速度をゼロ、垂直方向の速度勾配をゼロとした。側面の境界条件は面に垂直方向の圧力勾配をゼロとした。また、面に垂直方向の速度成分をゼロ、面に沿った速度成分については面に垂直な方向の速度勾配をゼロとした。機器内の発熱はパワーモジュールからのみと仮定し、発熱はモジュール全体で均一に発生するとし、その総発熱量を与えた。また、後述する実験との比較検証のため、前面カバーを外した状態で計算を行った。

数値解析では、固体内部の熱伝導を含め、自然対流を考慮した空気の 3 次元流れを計算した。乱流モデルは $k-\varepsilon$ Realizable モデルを用い、自然対流は空気の密度変化をブジネスクモデルで近

似し、重力項を付加して計算した。数値計算手法は有限体積法である。

これらのモデルが組み込まれ、かつ応力解析も連成できる汎用熱流体解析ソフトには ANSYS/FLUENT⁴、COMSOL^{®5}、FINAS/CFD⁶ 等があり、いずれも適用可能と思われるが、本解析では ANSYS/FLUENT を使用した。計算機には HP WSZ840(64 bit) 2Intel Xeon CPU ES-2690v 32.6GHz を用いた。定常までの計算時間は条件にもよるが、2CPU の計算でおよそ 8 時間である。

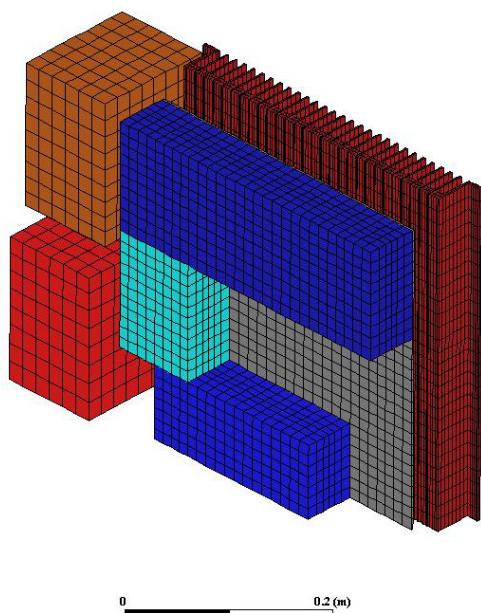
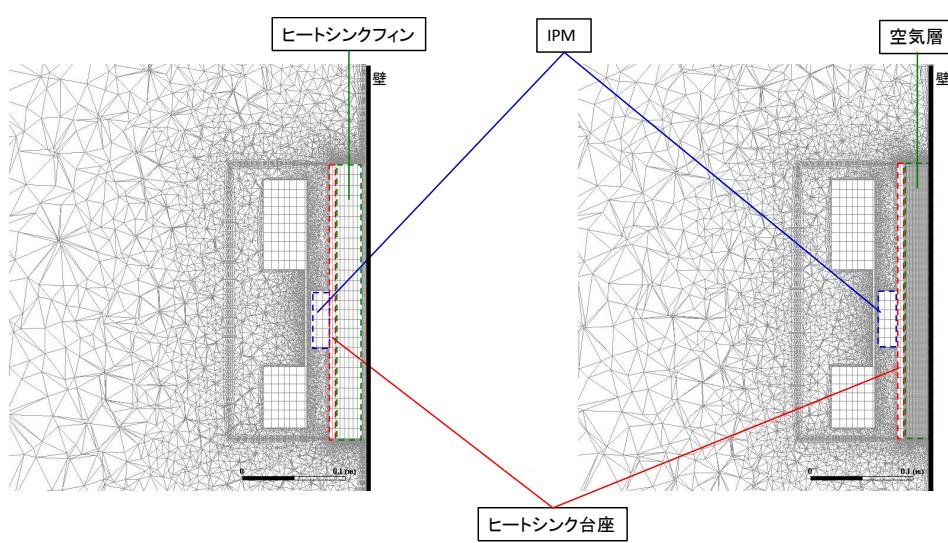


図 4.3.1.6 各部品内部のメッシュ構造図



ヒートシンクフイン頂を通る断面(金属部) ヒートシンクフイン底を通る断面(空気層)

図 4.3.1.7 IPM 中心付近のヒートシンク断面におけるメッシュ構造図

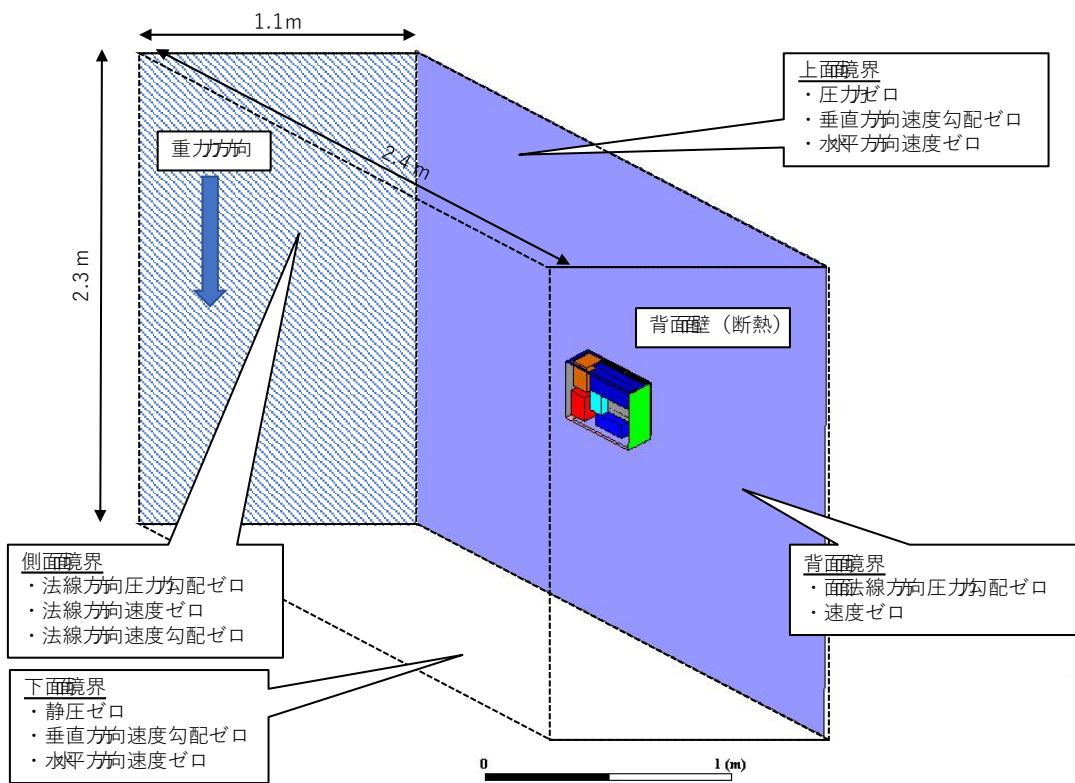


図 4.3.1.8 計算領域と境界条件

(4) 数値熱解析結果

周囲温度を 25°C とし、IPM からの発熱量をパラメータとして PCS 全体の熱解析を行った。

図 4.3.1.9a から図 4.3.1.9e に PCS 内部部品の表面温度分布を示す。IPM からの発熱量はそれぞれ a:50W、b:75W、c:100W、d:150W、e:200W とした。温度は図の左にある棒グラフに示した色で示している。図より、発熱量が増加するにしたがい、基板表面温度およびモジュール表面温度が上昇していることがわかる。部品ごとに見ると、IPM が最も温度が高いが、それを除けば IPM に直接接しているヒートシンクが最も高温となっている。

一方、ヒートシンクに比べて部品等を設置されている基板やコイル等の部品の温度上昇は比較的上手に抑えられている。カタログによると定格出力 4kW の際の損失は 4%程度であることから、発熱量 150W の結果(図 4.3.1.9d)が実際の定格運転の場合に近い結果となる。この場合でもパワーモジュールは 110°C 付近まで上昇し、ヒートシンクは 80°C を超える高温となるが、基板表面上の温度は 60°C 以下に抑えられている。IPM からの発熱がうまくヒートシンクに流れて適切に熱が除去され、基板上の部品の温度が一般的な電気部品の耐熱温度以下に抑えられていることがわかる。これは全体の熱設計がうまく機能していることを示しており、空気層を熱抵抗層としてうまく活用しつつ、パワーモジュールの発熱をいち早くヒートシンクに拡散させることができ構造を作り上げていることがわかる。

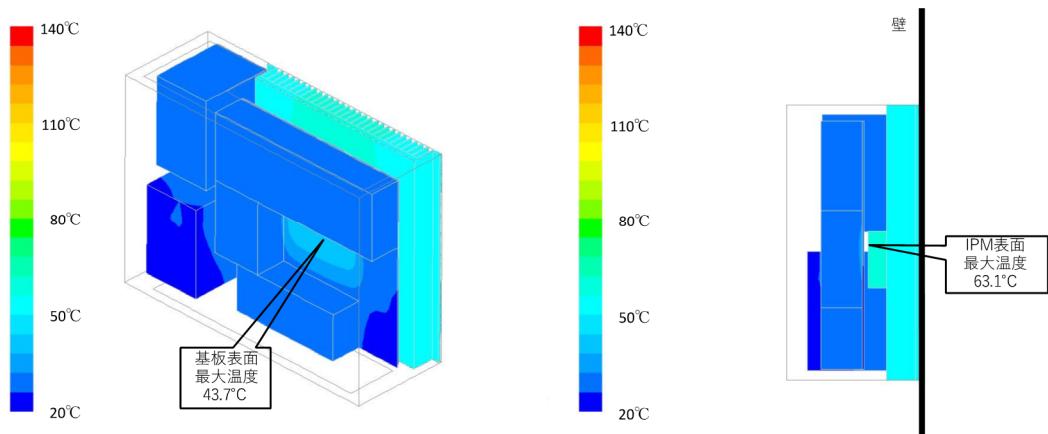


図 4.3.1.9a PCS 内部の温度分布(IPM 発熱量:50W)

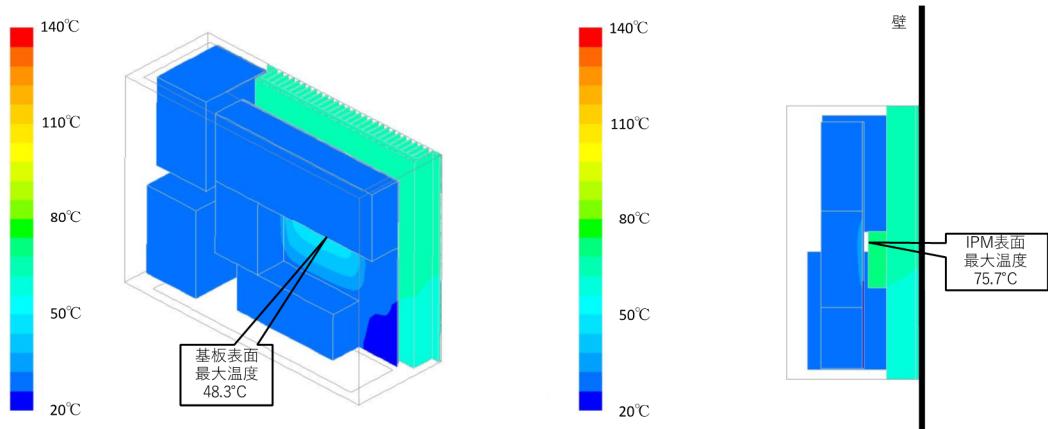


図 4.3.1.9b PCS 内部の温度分布(IPM 発熱量:75W)

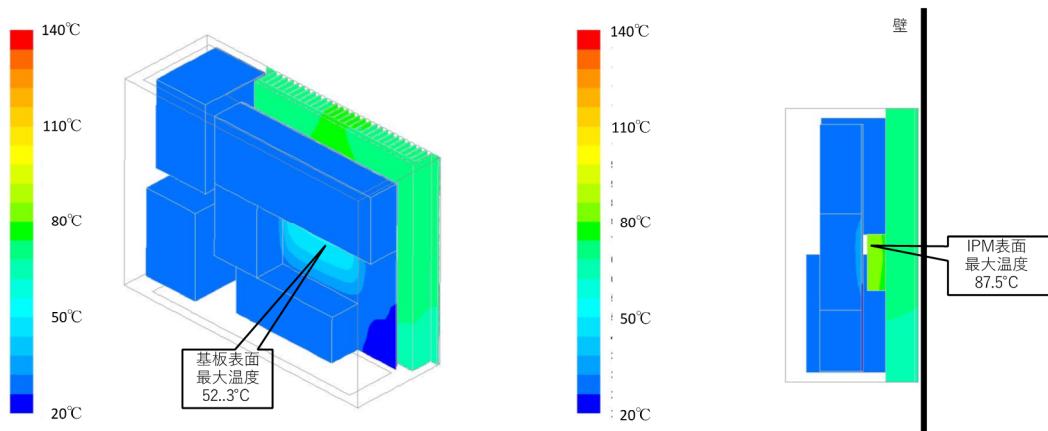


図 4.3.1.9c PCS 内部の温度分布(IPM 発熱量:100W)

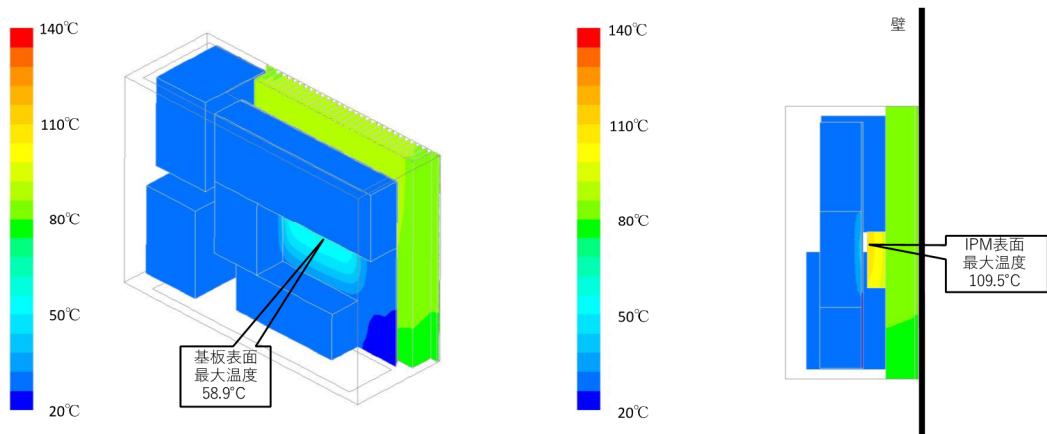


図 4.3.1.9d PCS 内部部品の表面温度分布(IPM 発熱量:150W)

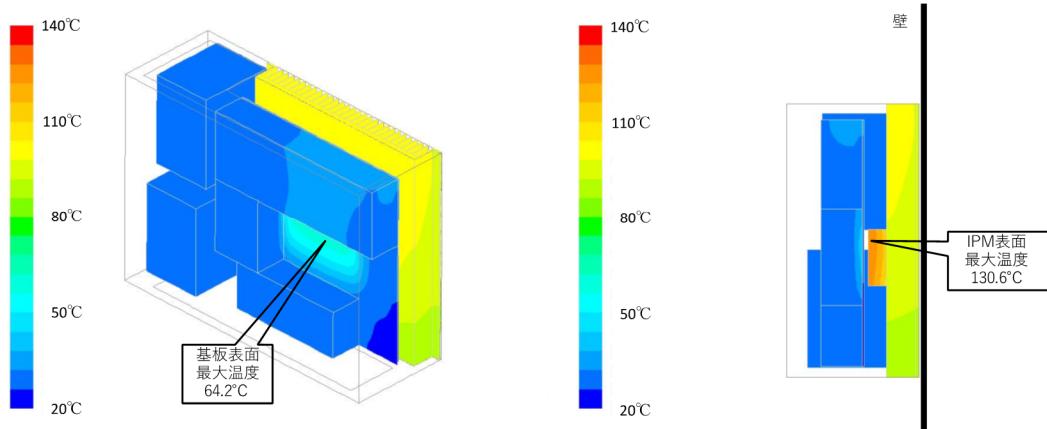


図 4.3.1.9e PCS 内部の温度分布(IPM 発熱量:200W)

図 4.3.1.10a から図 4.3.1.10e に PCS 内部空気の流跡線を示す。a から e のそれぞれの発熱量は図 4.3.1.9 と同じである。流跡線中の色は流速を示している。図よりヒートシンクの熱で暖められた空気が上昇気流を生成していることがわかる。また、発熱量が上昇するにしたがい、ヒートシンクの隙間を流れる空気の流速が速くなっている。特に IPM の真裏あたりの中心部の流速が増加しており、ヒートシンク内での効果的な熱除去につながっていることがわかる。

空気はヒートシンクフィンの隙間を主に流れしており、ヒートシンク台座と基板の間、基板面や部品間の流れは小さくなっている。熱による自然対流が大きなドライビングフォースとなっていることが理解でき、フィン形状も流れの抵抗にならないような適切な形状となっている。実際、定格運転時に近い発熱量の場合(図 4.3.1.10d)は、0.4m/s を超える空気の流れが生じており、この流れによってヒートシンクから熱を効果的に除去できている。

それぞれの IPM 発熱量に対する平均除去熱流束を概算した結果を表 4.3.1.3 に示す。フィンを

含めた総面積は約 0.5m^2 である。また、表中の平均温度差は周囲温度 25°C との差である。概算した平均熱伝達率は $3.3\sim 5.5\text{W/m}^2/\text{K}$ であり、発熱量の増加に伴い、平均熱伝達率が増加している。一方、一般的に自然対流による熱伝達率は $10\text{ W/m}^2/\text{K}$ 以下であり、これまでの知見とほぼ一致しており、本計算手法で自然対流の流れ場が適切に解けていることが確認できる。

表 4.3.1.3 計算結果より概算した平均熱伝達率

IPM 発熱量(W)	50	75	100	150	200
平均温度差(°C)	30	40	50	60	75
平均熱伝達率(W/m ² /K)	3.3	3.7	4	5	5.5

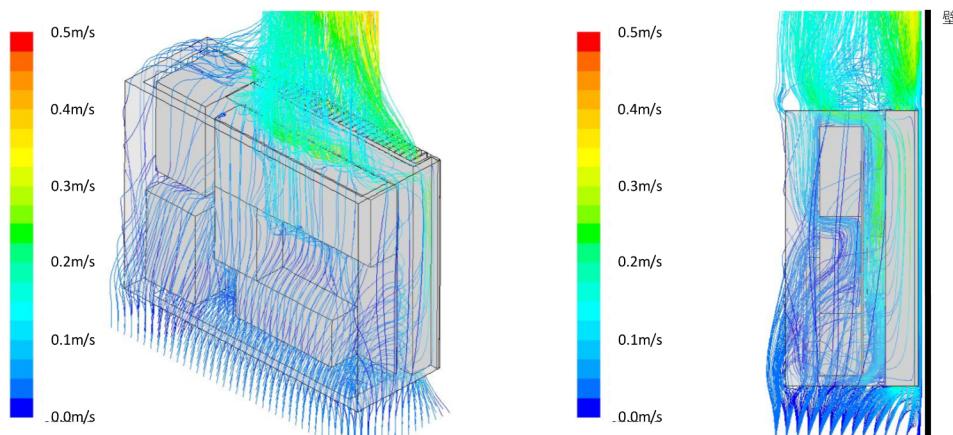


図 4.3.1.10a PCS 内部空気の流跡線分布(IPM 発熱量:50W)

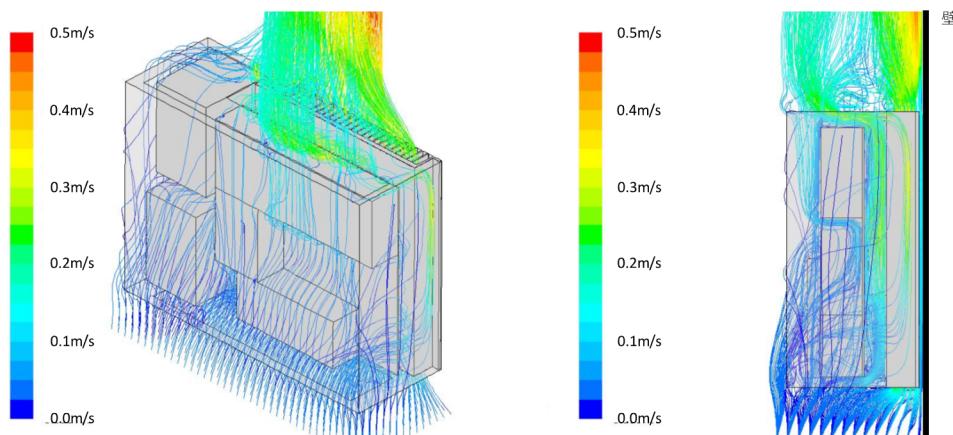


図 4.3.1.10b PCS 内部空気の流跡線分布(IPM 発熱量:75W)

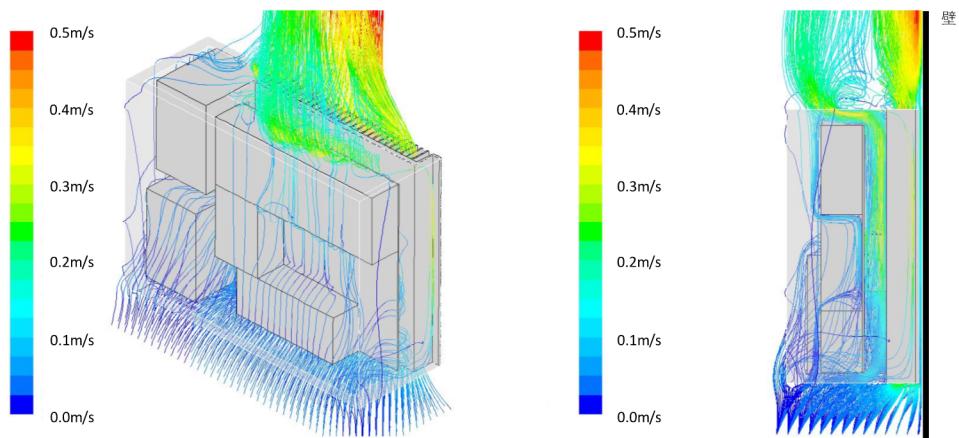


図 4.3.1.10c PCS 内部空気の流跡線分布(IPM 発熱量:100W)

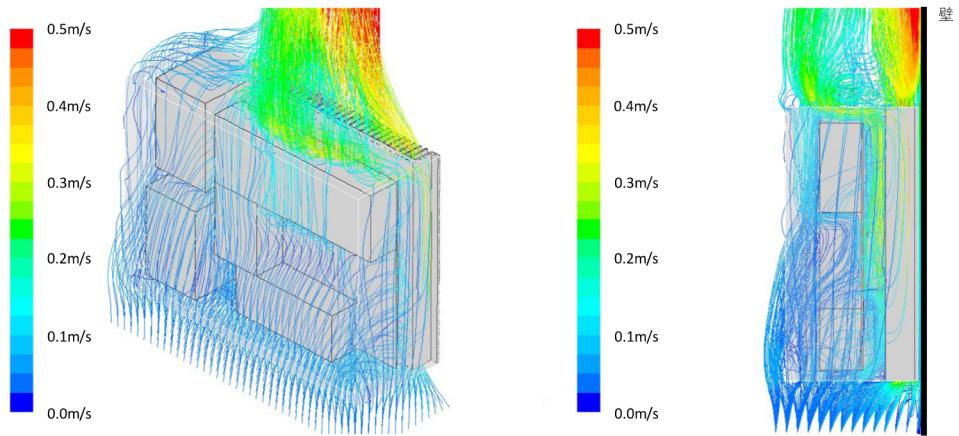


図 4.3.1.10d PCS 内部空気の流跡線 (IPM 発熱量:150W)

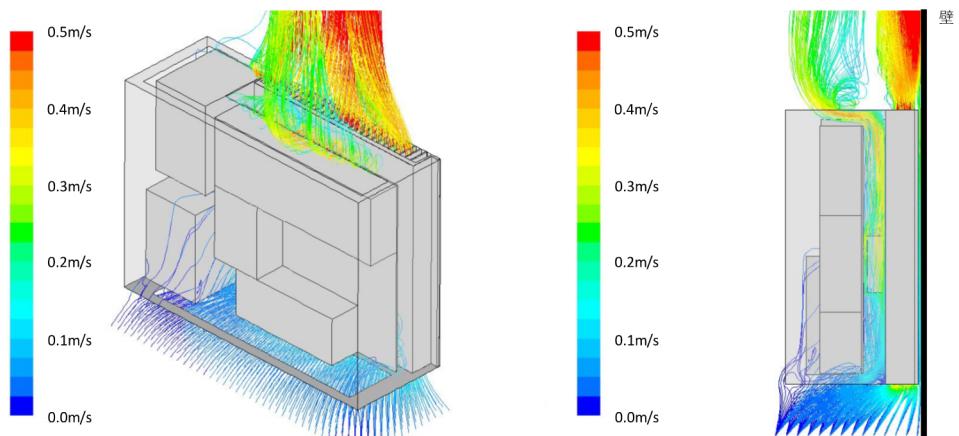


図 4.3.1.10e PCS 内部空気の流跡線分布(IPM 発熱量:200W)

図 4.3.1.11a から図 4.3.1.11e に IPM 中心付近を通るヒートシンク断面の温度および速度分布を示す。左図は温度分布、右図は速度分布である。断面は IPM からの発熱量はそれぞれ a:50W、b:75W、c:100W、d:150W、e:200W とした。温度は図の左にある棒グラフに示した色で示している。速度分布におけるベクトルの色は流速を示している。図より発熱量が大きくなるにしたがい、自然対流の速度が上昇する。ヒートシンクフィン内部の流れは層流に近い流れとなっていることがわかる。また、ヒートシンクフィン内部で強い流れが生じ、基板とヒートシンクに挟まれた部分の流れは比較的弱い流れとなっている。このことはヒートシンク側に熱が効率的に伝達されていることを示している。

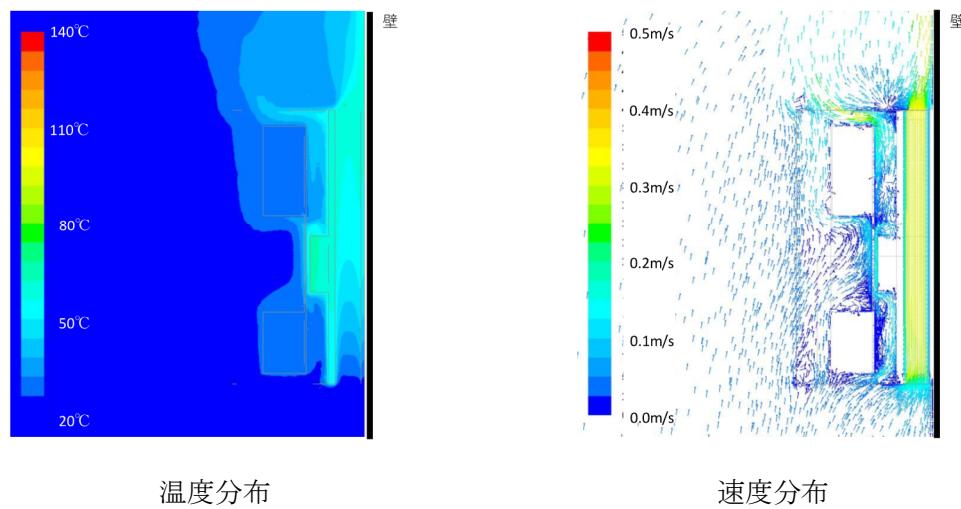


図 4.3.1.11a ヒートシンク断面の空気層温度および速度分布(モジュール発熱量 50W 時)

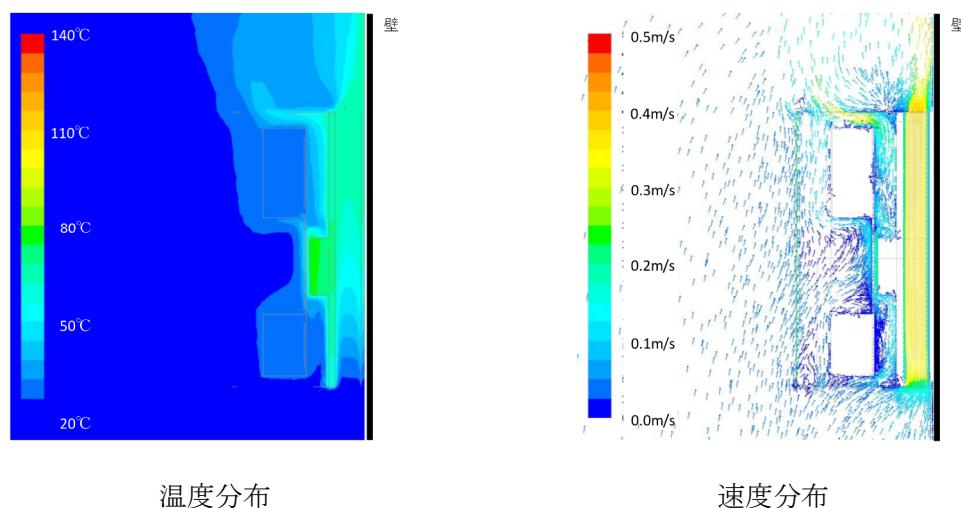
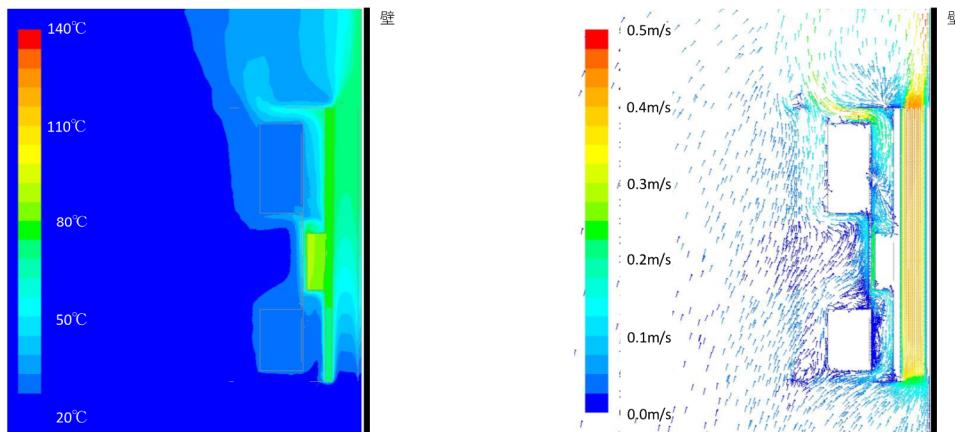


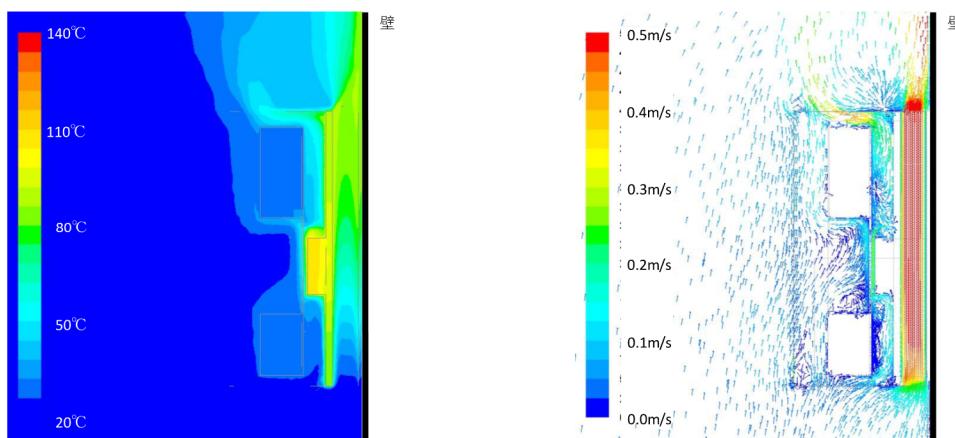
図 4.3.1.11b ヒートシンク断面の空気層温度および速度分布(モジュール発熱量 75W 時)



温度分布

速度分布

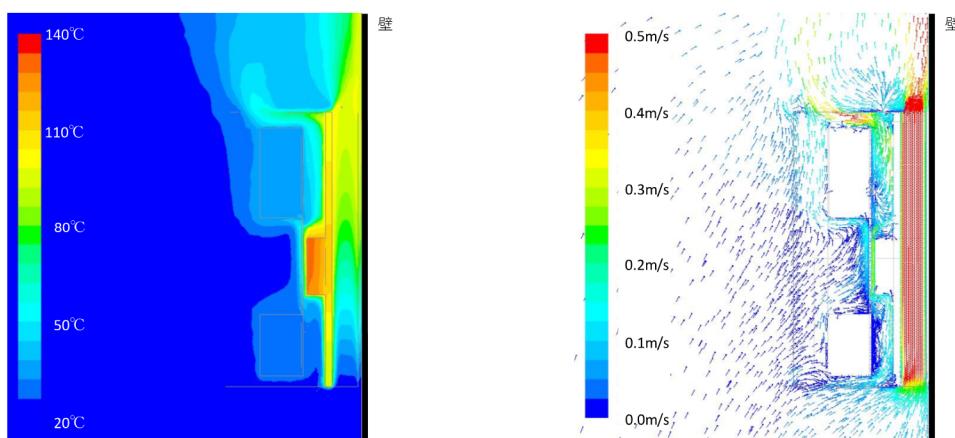
図 4.3.1.11c ヒートシンク断面の空気層温度および速度分布(モジュール発熱量 100W 時)



温度分布

速度分布

図 4.3.1.11d ヒートシンク断面の空気層温度および速度分布(モジュール発熱量 150W 時)



温度分布

速度分布

図 4.3.1.11e ヒートシンク断面の空気層温度および速度分布(モジュール発熱量 200W 時)

(5)4kW 級太陽光発電用 PCS の内部温度測定試験

自然空冷方式の数値熱解析が精度よく行われているかを検証するために、4kW 級の太陽光発電用 PCS を用いて、パワーモジュール損失とヒートシンクによる抜熱の性能を測定し、解析値との比較による確認を行った。(特に、ヒートシンクと空気の間の熱抵抗、ヒートシンクと伝熱グリスの間の熱抵抗が正確に模擬できているかどうかは、数値解析の精度を検証する上で、重要な確認点である。) 確認に利用した PCS 主回路の概略回路図を図 4.3.1.12 に示す。

この図において、DC 入力 (+ 端子および - 端子) が太陽電池パネルからの直流電力の入力端子を、AC 出力 (U 端子および W 端子) が交流系統への交流出力端子である。DC 入力端子から入った直流電力は、ノイズフィルタを経てチョッパ回路により最大電力追尾制御が行われるとともに、電圧が安定化される。(安定化後の直流電圧は、パワーモジュールの P 端子と - 端子の間に発生する。) そして、この安定化後の直流電圧からインバータにより交流系統に電力が送出される。本例の場合、パワーモジュール内には、チョッパ用のスイッチ素子とダイオードの 2 素子、単相インバータ用のスイッチ素子 4 素子の計 6 素子が実装されている。

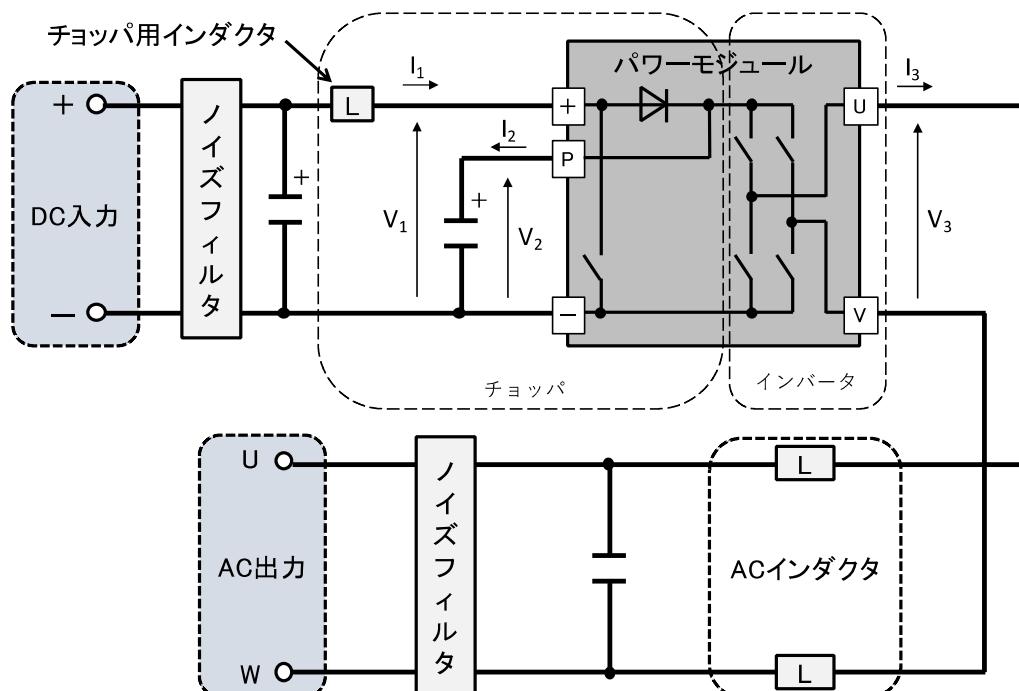


図 4.3.1.12

図 4.3.1.12 検証試験に用いた 4kW 級 PCS の回路図

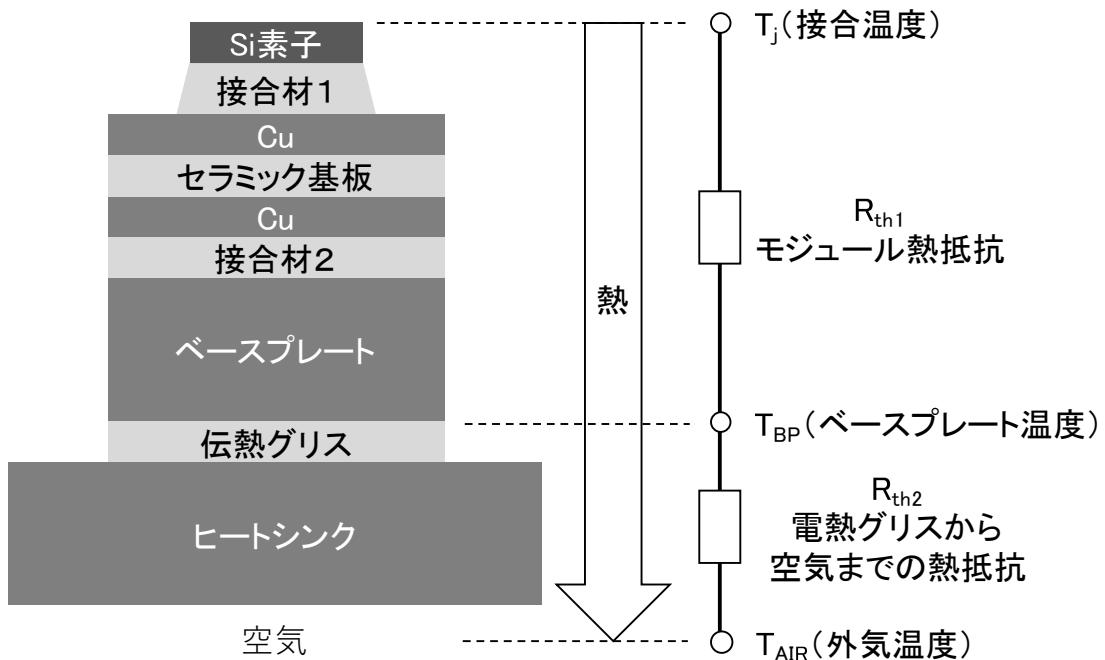


図 4.3.1.13 热抵抗とパワー素子温度

パワーモジュールの損失は、自然空冷のヒートシンクによって冷却されているので、このパワーモジュールの損失とそれによるモジュール温度変化を測定し、解析の妥当性を検証するためのデータを得る。なお、検証用のデータを取得した電力変換器は Si パワー素子を利用しているが、熱解析においてはパワー素子を発熱体としか扱わないので、Si パワー素子の回路で取得したデータであっても、数値熱解析の検証を行う上では問題にならない。なお、モジュールの損失は、図中に示した各部の電圧・電流を計測することで求める。具体的には、 $V_1I_1-V_2I_2-V_3I_3$ により算出している。また、パワーモジュールの内部温度の計測ができないため、パワー素子の温度は、パワーモジュール内の熱抵抗(パワー素子とベースプレートの間の熱抵抗)を用いて推定する。

ベースプレート温度からパワー素子の温度を求める方法を、図 4.3.1.13 を用いて説明する。

この図において、モジュール熱抵抗 R_{th1} は既知量であり、伝熱グリスから空気までの熱抵抗 R_{th2} が未知量である。外気温度 T_{AIR} およびベースプレート温度 T_{BP} 、パワー素子の発熱量が計測可能な物理量であるので、寿命評価に大きな影響を持つパワー素子温度(接合温度) T_j は計算により求めることができる。

しかし、 R_{th2} に含まれる伝熱グリス部分の熱伝導性能(伝熱グリスの接触状態が熱伝導性能に大きく影響する。)およびヒートシンクのフィンと空気の間の熱伝導性能(フィンと空気の間には複雑な気流が発生する。)は解析に大きく影響するので、この部分のモデル化は注意が必要となる。したがって、これらの伝熱性能のモデルの妥当性検証が重要である。

(6)検証結果とまとめ

検証試験の結果を図 4.3.1.14 に示す。この図はパワーモジュールの発熱量とパワー素子温度の関係を示している。(実機を用いた検証試験では、PCS の交流出力を約 300W～4kW の範囲で変化させ、その時のパワーモジュール損失と温度 T_{AIR} および T_{BP} を測定することで、パワー素子の温度を得ている。) 図に示される通り、解析結果と実測より得た素子温度はよく一致しており、ヒートシンクと空気の間の熱伝導や伝熱グリスの熱伝導の性能がよく模擬できていることが確認出来る。すなわち、本熱解析で用いているモデルが妥当である事が確認出来る。

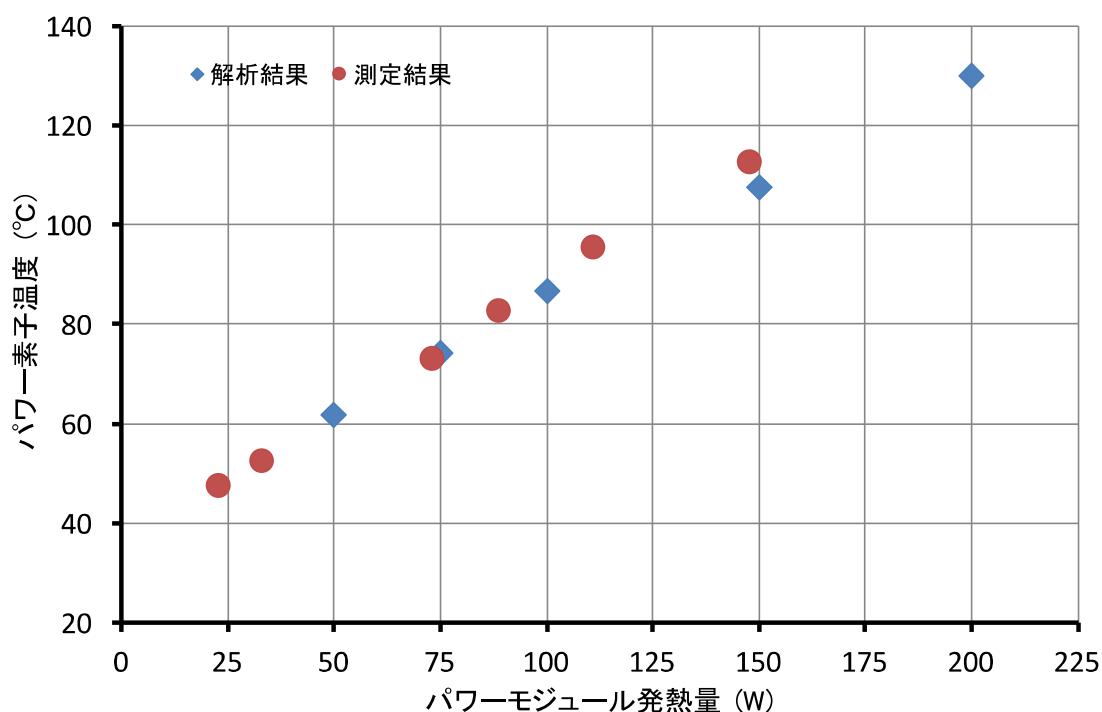


図 4.3.1.14 数値熱解析結果と実測の比較

4.3.2 300kVA 級次世代電圧制御器(SVC)の熱解析

4.3.1 節において、数値解析結果が実験結果と良好な一致を示すこと、数値的に得られた平均熱伝達率が自然対流の熱伝達率に関する従来の知見と一致すること等が確認できたことから、4kWと規模は小さいが電圧制御器に対する数値熱解析の精度が十分保たれることが確認された。ここでは、本来の目的である 300kVA 級次世代電圧制御器(SVC)の熱解析を実施する。

本研究で検討する SVC は屋外設置を前提とし、通常電柱二本で支えるところ、電柱一本に搭載可能で、かつ 10kV 級耐圧の SiC デバイスを搭載することで変圧器無しに AC 6.6kV 系統へ連系することを想定している。具体的には大きさが幅 1.3m、奥行き 1m、高さが 2.5m 以内で重さが 1.8 トン以下とすることを目標としており、そのためには軽量化かつ小型化が課題となる。軽量化にはトランジスレスであることが大きく貢献し、比較的容易に達成可能と思われるが、小型化には大きな課題があると想定される。

まず内部的にはコンデンサ等の電気部品間の絶縁設計が大きな課題となる。さらに定格 300kVA の電力を扱うことから、仮に 1%程度の機器損失があった場合でも全体で約 3kW 程度の発熱が生じる。今、外気温が 35°C で、ヒートシンク温度を 135°C 程度に抑えることとする。4.3.1 節で議論したように自然対流による熱伝達率を $5\text{W}/\text{m}^2/\text{K}$ 程度と仮定すると、温度差 100°C で 3kW の熱を放熱するためには 6m^2 程度の伝熱面積が必要となることから、自然空冷式で冷却する熱設計は容易ではない。

以上のように、小型化のためには絶縁設計と熱設計を同時に実施する必要があるが、ここでは熱設計を優先し、絶縁については空気絶縁を前提とした SVC の設計を行った。空気絶縁式は SVC の小型化には不向きであるが、逆に筐体内部に空間が確保される構造となることから、機器および部品冷却に対するさまざまな工夫が可能となり、自然空冷式 SVC において小型化を実現するための冷却構造に対する課題抽出が可能となる。

4.3.2.1 空気絶縁型次世代電圧制御器の熱解析

(1) 電気回路設計

AC6.6kV 配電系統用の SVC の電気回路設計を行った。SVC の定格容量は三相 300kVA とし、AC 6.6kV の系統に変圧器無しで接続されるものとした。

SVC の場合は 4.3.1 節で検討した PCS とは異なり、三相それぞれにて電圧制御を行うことから、單相回路が 3つ連結されるといった単純な回路ではなく、同期式あるいは非同期式等さまざまな回路形式がある。他方で再生可能エネルギーの発電出力が秒単位で変動するのに比較して、機器の温度変化の時間スケールはその熱容量の大きさから分単位以上となり、電気的な回路形式の違いは熱的には大きな影響を与えない。つまり、熱設計における重要な点はモジュールサイズとその発熱量の見積もりであり、したがって熱設計を行うためだけの回路構成は、SVC に三相分の電力

が流れるとともに、実質的には独立した単相回路が3つ内蔵されているという単純な系に帰着させることができる。結果的にSVC回路は単純化され、規模の大きくなつたPCSの単相回路が3つ並列に並んだ回路形式とみなすことができる。4.3.1節にてPCS実機との比較で数値熱解析の信頼性が検証されていることから、この解析手法をSVCに対して展開してもその結果は十分信頼できると考えることができる。

回路構成は以下の通りとし、これに基づく電気回路設計を実施し、コンデンサ容量等の電気的定数の決定およびそれに基づく部品類の選定を行つた。

- ① パワーモジュールは10kV級耐圧のSiCデバイスで構成
- ② ACリアクトルは変圧器無しでAC6.6kV系統に連系できる容量
- ③ DCコンデンサは三相AC6.6kV系統に連系して300kVAの無効電力を供給できる容量

以上を前提条件とし、熱解析を実施することを目的にSVCは単相回路が3つ並列に内蔵された単純な回路系とし、PCSでの検証結果を最大限利用可能とする。図4.3.2.1にSVCの単相基本回路を、表4.3.2.1に本回路にて使用される主な部品の仕様を示す。交流6.6kVではあるが、安全性を考慮してパワーモジュール部は10kV級SiCパワー半導体を2段直列に並べ、さらに並列化した。DCコンデンサ部は電圧制御を行い、ACフィルタでは周波数調整やノイズ除去を行つてある。

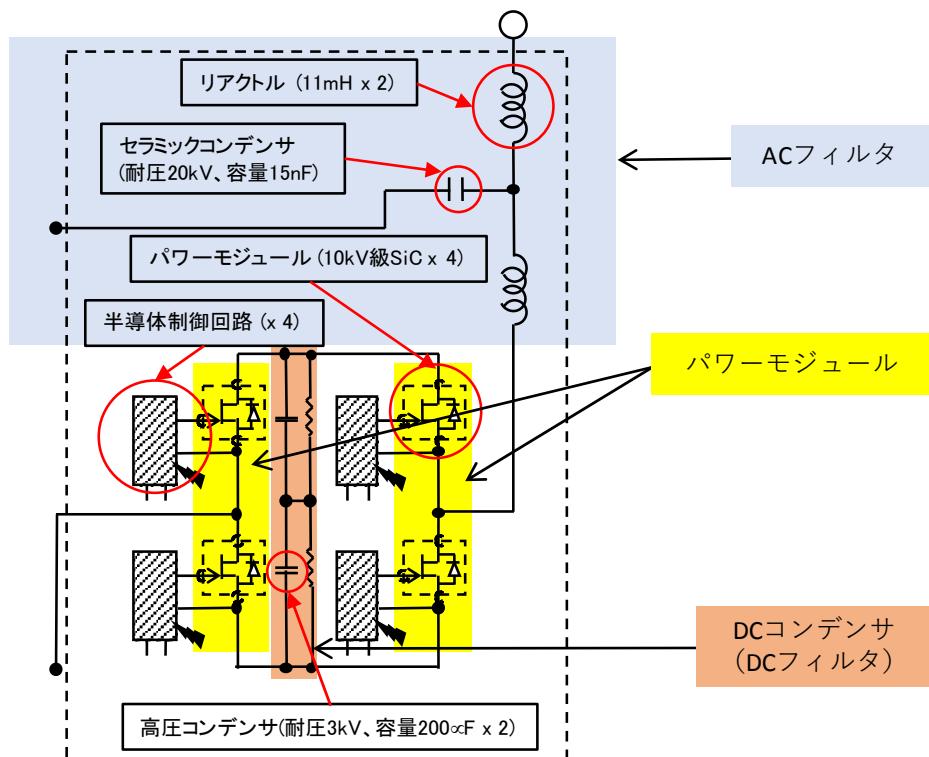


図4.3.2.1 SVCの単相基本回路

表 4.3.2.1 主要部品の仕様

品名	形式	仕様	数
リアクトル		11 mH	6
高圧セラミックコンデンサ	EPSR20-7000MA	20 kV, 15 nF	3
SiC パワー半導体		16 kV, 40 A	12
SiC パワー半導体制御回路			12
高圧コンデンサ	330DM418	DC 3kV, 200 μ F	6
高圧抵抗	RH4HVS	5 M Ω	6

(2)構造設計

電気回路設計に基づき、構造設計を実施した。本 SVC は最終的には電柱一本に搭載可能な程度の大きさ、すなわち高さ 2.5×幅 1.3m×奥行き 1m 程度の大きさに収まるこことを目標としている。それを実現するためには絶縁設計と熱設計を同時に実施する必要があるが、どちらも難しい課題であることから、ここでは熱設計を優先し、絶縁については空気絶縁を前提とした SVC の設計を行い、機器および部品冷却に対するさまざまな工夫を行い、自然空冷式 SVC を実現するための課題を抽出する。

構造設計を実施するにあたり、全体機器は高さ 2.5m 以下、かつ重量 2 トン以下を目指とし、自然空冷方式で冷却し、空気絶縁方式で電気絶縁を行うとした。この条件のもとで行った構造設計図の概略図を図 4.3.2.2 に示す。

SVC の大きさは高さ 2.5m×幅 2m×奥行き 1m となっており、高さと奥行きについては目標の大きさに収まっているが、幅が 0.7m 程度大きくなっている。これは空気絶縁を前提とする限りは限界に近い大きさである。

SVC は屋外設置を前提としていることから、外筐体と内筐体の二重構造とした。SVC は主に背面側の外筐体と内筐体の隙間を通る風によって冷却をされ、その風は底部より侵入し、ヒートシンクで暖められて上部に抜ける構造となっている。したがって、外筐体下部には空気取り込み口を、上部には暖まった空気が抜ける排気口を設けた。排気口は外筐体内部に雨等が侵入しにくいように下向きに設置した。また、内筐体には換気のための通気口を上面に二つ設けた。図より、SVC の大きさは目標より大きいが、重量については約 1070kg と目標の6割以下の重さに抑えられた。これはトランクがない効果である。表 4.3.2.2 に筐体および部品の材料、大きさ、個数および重量を、表 4.3.2.3 に主要部品の材料および熱物性値を示す。作動流体である空気の密度は 1.18[kg/m³]、比熱は 1008[J/kg/K]、熱伝導率は 0.0272[W/m/K]、粘性係数は 1.91×10^{-5} [kg/m/s]とした。

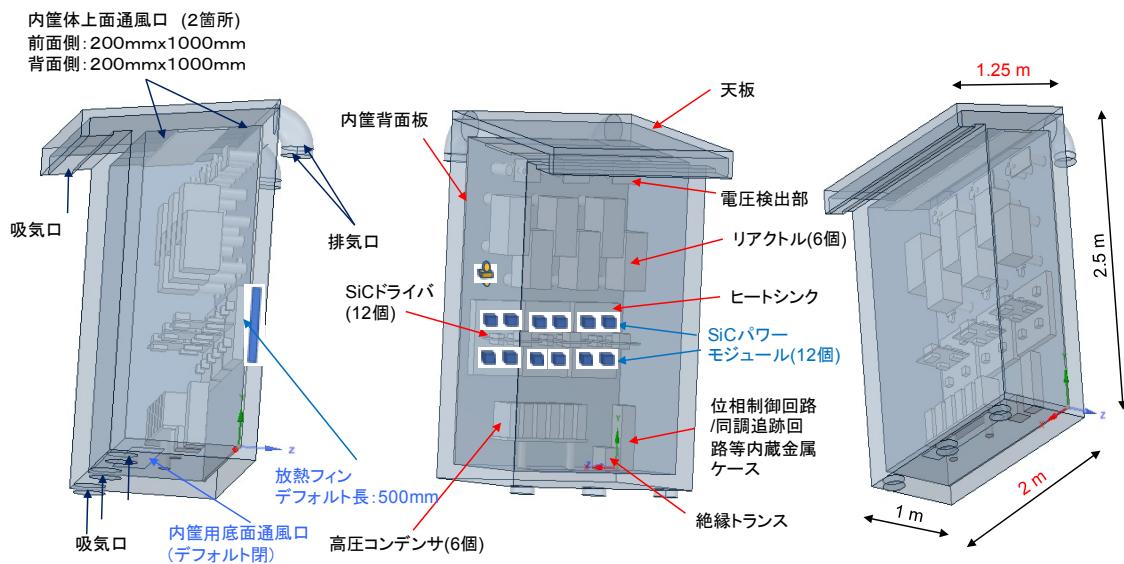


図 4.3.2.2 SVC の構造概略図

表 4.3.2.1 各筐体および各部品の材料、大きさ、個数および重量

	材質	密度 (kg/m ³)	サイズ (mm)	個数	重量 (kg/個)	総重量 (kg)
外部筐体(裏面)	鋼板	7850	2500×2000×3.2	1	125.7	125.7
外部筐体(表面)	鋼板	7850	2500×2000×3.2	1	113.2	113.2
外部筐体(側面)	鋼板	7850	2500×915×3.2	2	57.5	115.0
外部筐体(下面)	鋼板	7850	915×2000×3.2	1	46.0	46.0
外部筐体(上面)	鋼板	7850	1250×2000×3.2	1	62.9	62.9
ヒートシンク	アルミ	2710	500×500×30	3	20.0	61.0
内部筐体(裏面)	アルミ	2710	2250×1800×15	1	164.6	164.6
内部筐体(表面)	アルミ	2710	2250×1800×5	1	54.9	54.9
内部筐体(側面)	アルミ	2710	2500×700×5	2	23.7	47.4
内部筐体(下面)	アルミ	2710	700×1800×5	1	17.1	17.1
内部筐体(上面)	アルミ	2710	1250×1800×5	1	30.5	30.5
リアクトル	鉄、銅他	8030	237×225×390	6	32.0	192.0
コンデンサ	絶縁油他	900	95×116×197	6	2.4	14.4
絶縁トランス	鉄、銅他	8030	150×150×150	1	9.5	9.5
碍子	エポキシ樹脂他	940	75Φ×90mm	46	0.4	18.4
合計						1072.6

表 4.3.2.3 主要部品の材料および熱物性値

部品名	主な材料	密度(kg/m ³)	比熱(J/kg/K)	熱伝導率(W/m/K)
パワーモジュール	シリコーンゲル他	970	1510	0.15
内筐体, ヒートシンク	アルミ	2720	880	222
リアクトル	鉄、銅他	7850	473	51.6
トランス	鉄、銅他	7850	473	51.6
コンデンサ	絶縁油他	900	1600	0.15
碍子	エポキシ樹脂他	2000	1200	5
外筐体	鋼板	7850	473	51.6

(3)数値解析用メッシュ作成

構造設計図に基づき、数値解析用の計算メッシュ作成を行った。計算メッシュの作成の際にはPCSと同様に部品等を一部簡略化する必要がある。図 4.3.2.3a～図 4.3.2.3c にSVC全体の概略寸法図、外部筐体寸法図、内筐体寸法図を示す。また、図 4.3.2.4a および図 4.3.2.4b に内部筐体背面に設置するヒートシンクおよびフィンについて形状を示す。

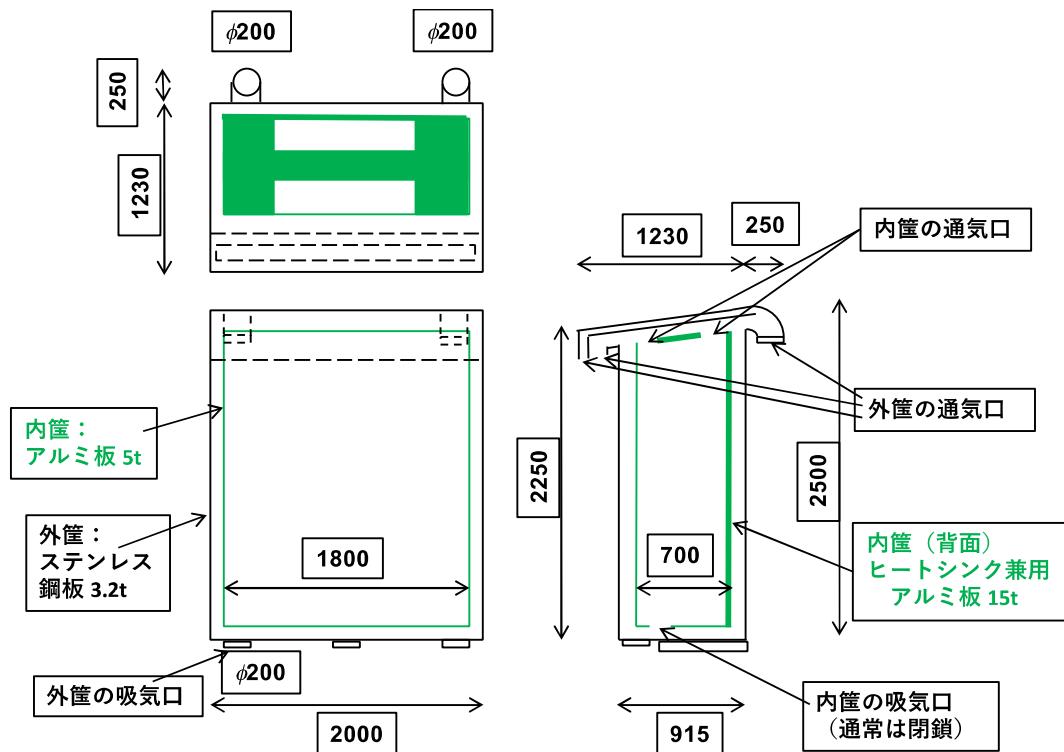


図 4.3.2.3a SVC 全体の概略寸法図

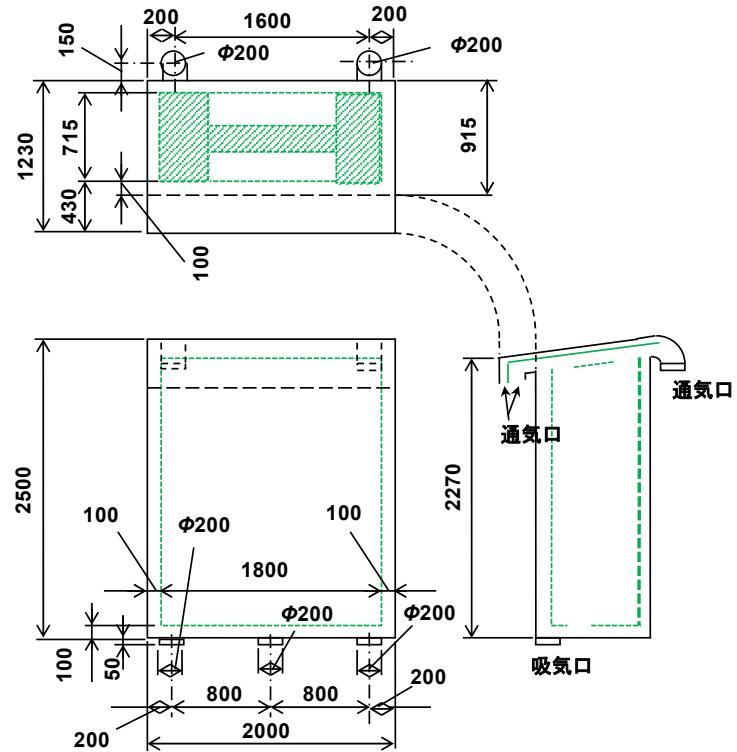


図 4.3.2.3b SVC 外部筐体寸法図

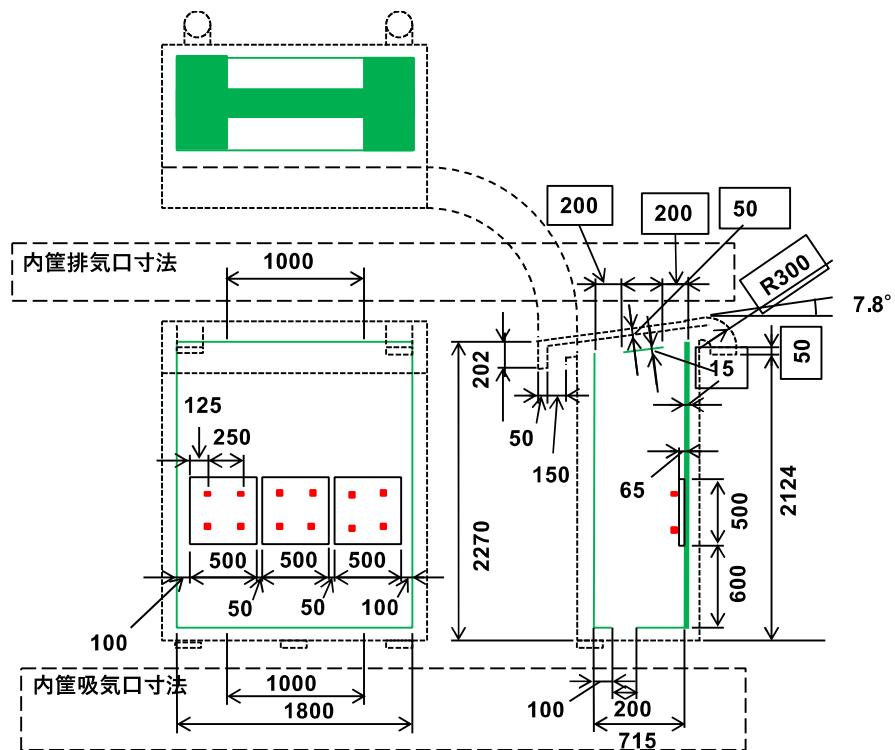


図 4.3.2.3c SVC 内部筐体寸法図

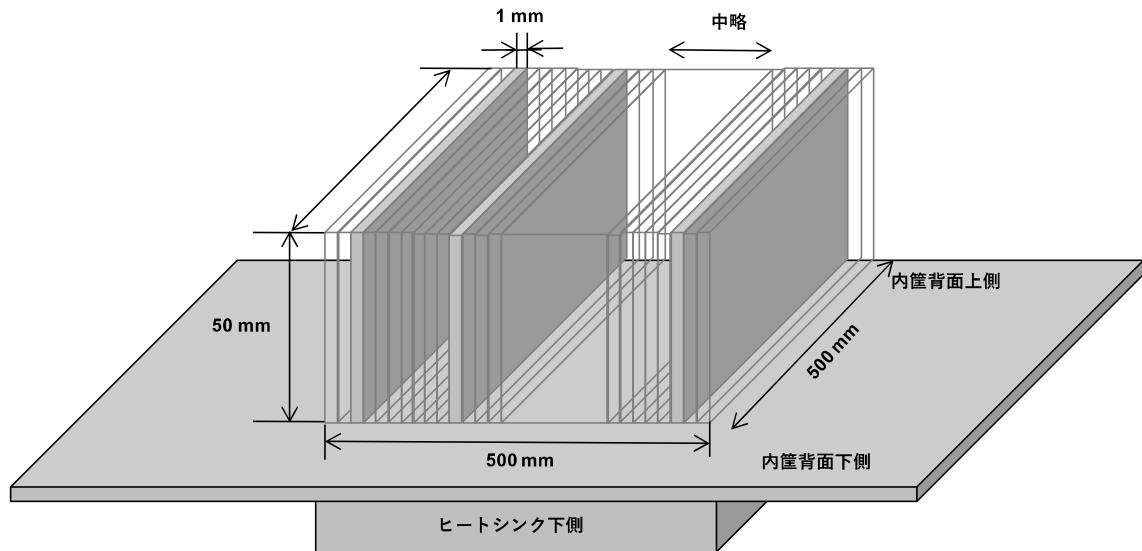


図 4.3.2.4a ヒートシンクフイン基本形状

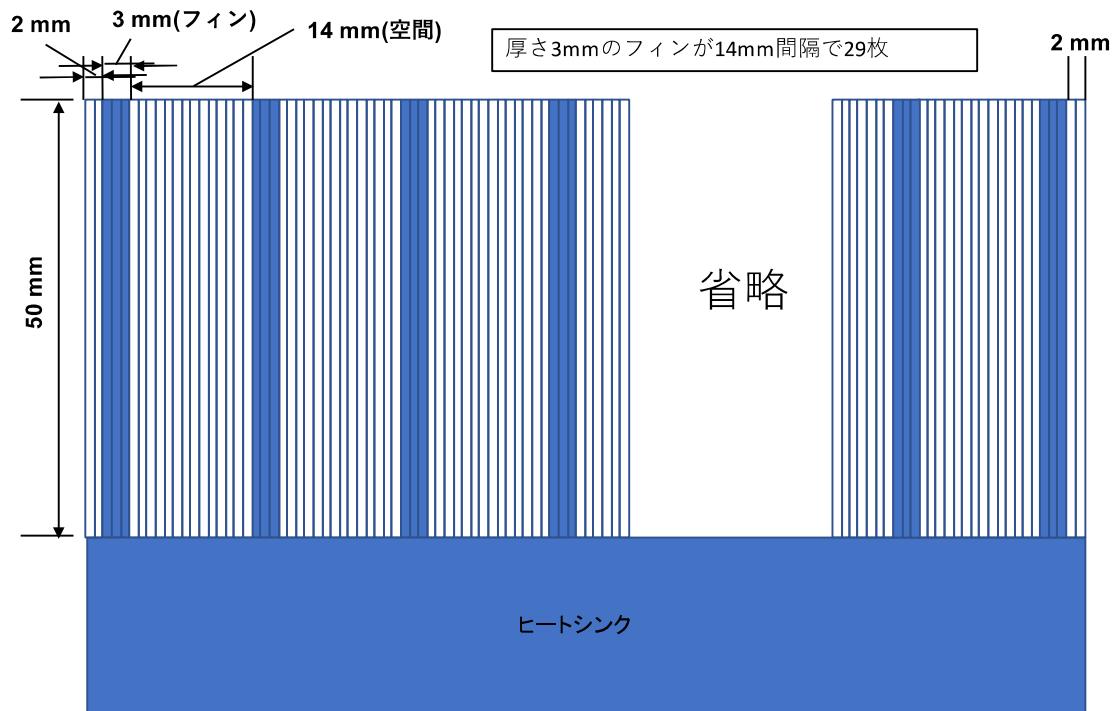


図 4.3.2.4b ヒートシンクフインのモデル

図 4.3.2.4a に示すように、ヒートシンクフインの厚さと間隔を自在に設定できるよう、フインの幅は 1mm、奥行きは 50mm、長さは 500 mm との板状とし、それを 500 枚並べて特定の数ごとにフインを指定し、残りを空間とする。図 4.3.2.4b のモデルでは、左右両端の 2 枚を空間とし、3～5 枚目をフインとし、14 枚分の空間を設置し、また 3 枚分をフインとする。このようにすることで厚さ 3mm のフィ

ンが 14mm の間隔で 29 枚設置されることになる。このとき、ヒートシンクの一枚あたりの伝熱面積は約 1.7m^2 となり、3 枚合計で 5.1 m^2 となる。

図 4.3.2.3a～図 4.3.2.3c および図 4.3.2.4a、図 4.3.2.4b に沿って作成した SVC 内外領域のメッシュ図を図 4.3.2.5a に示す。PCS の場合と同様、SVC の場合も固体である部品内部には矩形メッシュを採用した。メッシュサイズについては固体の熱伝導率等に合わせて適切な大きさとする一方で、気体側については非構造メッシュを採用した。構造物外の空気層については部品表面近傍の境界層が形成される部分は細かくメッシュを刻み、離れるにしたがいメッシュサイズを大きくした。

図 4.3.2.5b にパワーモジュール近傍の拡大図を示す。図に示すように、主要な発熱体であるパワーモジュール素子近傍において細かくメッシュを刻んだ。メッシュサイズは流れの計算を試行錯誤しながら調整し、最終的には本計算におけるメッシュの総セル数は 1326 万セルとなった。

計算における境界条件は次のとおりである。図 4.3.2.6 に示すように、SVC は計算領域の中心に置き、外部境界は自然対流の影響が十分緩和される程度、すなわち SVC 外側の上下方向には各 7.5m、左右方向には各 6m、前後方向には各 5m の距離が離れたところに設定した。上下面の境界の圧力条件はそれぞれ静圧が 0 となるように設定し、速度については水平方向速度をゼロ、垂直方向の速度勾配をゼロとした。側面の境界条件は面に垂直方向の圧力勾配をゼロとした。また、面に垂直方向の速度成分をゼロ、面に沿った速度成分については面に垂直な方向の速度勾配をゼロとした。

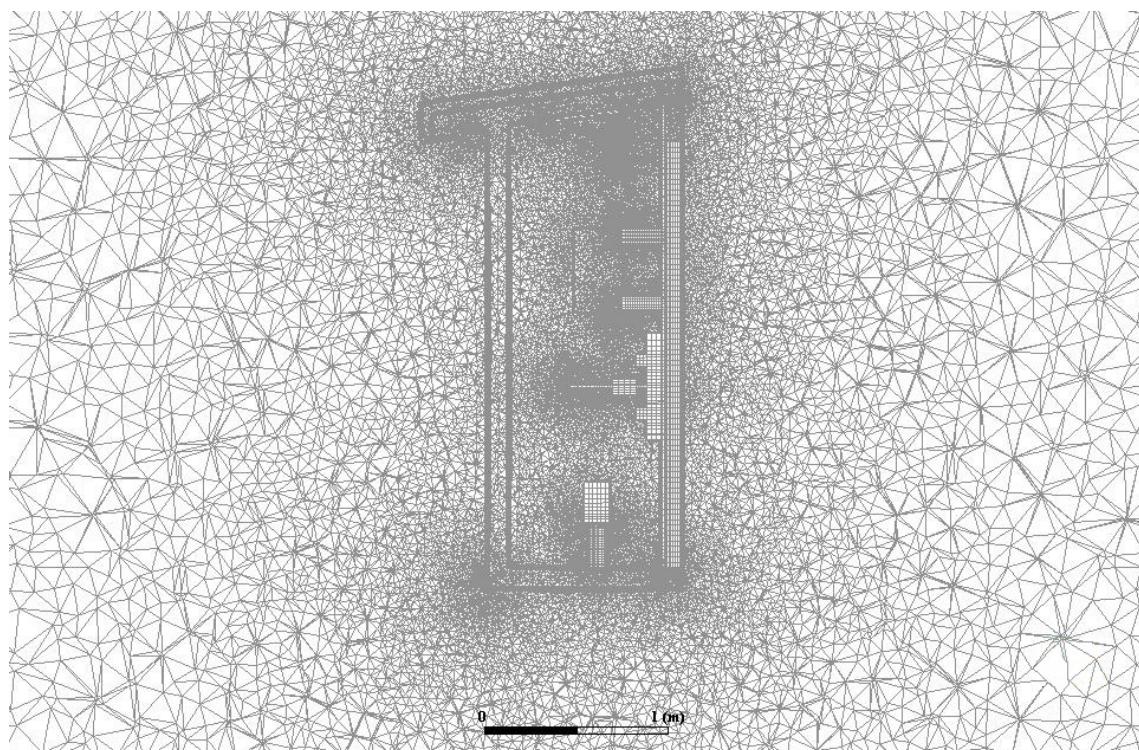


図 4.3.2.5a SVC 内外領域のメッシュ図

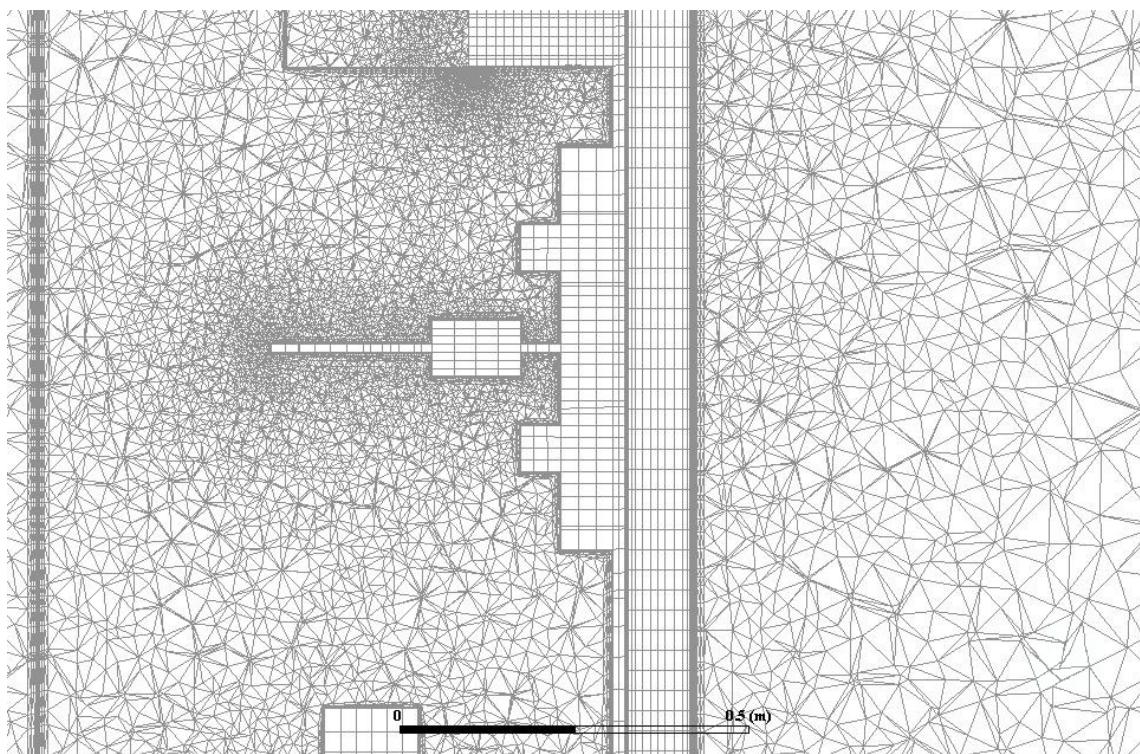


図 4.3.2.5b SVC 内パワーモジュール近傍のメッシュ図

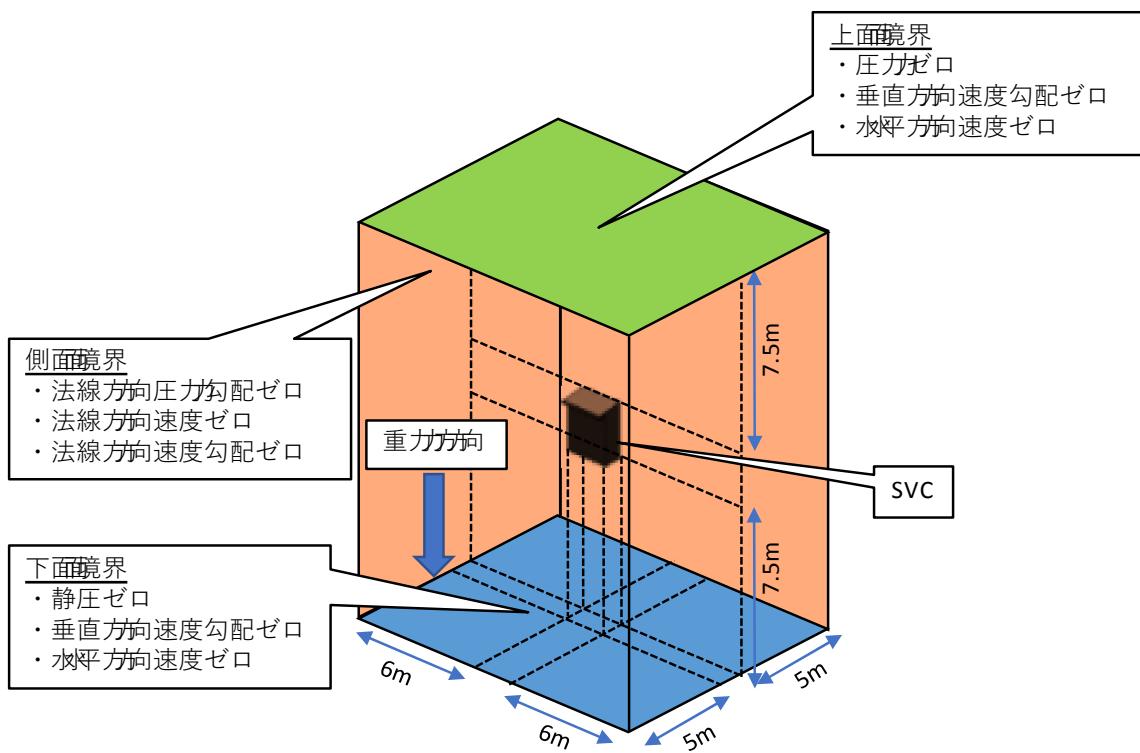


図 4.3.2.6 計算領域と境界条件

表 4.3.2.4 各部品の定格出力時の発熱量および耐熱温度

部品	パワー半導体	コンデンサ	リアクトル	小型変圧器	セラミックコンデンサ	全体
発熱量(W/個)	321	10	70	10	5	
個数	12	6	6	1	3	
総発熱量(W)	3852	60	420	10	15	<u>4347</u>
耐熱温度	150°C	50°C(使用温度)	150°C	50°C(使用温度)	150°C	

機器内においてはパワーモジュール、コンデンサ、リアクトル、小型変圧器、セラミックコンデンサから発熱すると仮定した。表 4.3.2.4 に各部品の発熱量及び耐熱温度を示す。パワーモジュールは縦 57mm × 横 57mm × 高さ 35mm の樹脂製の箱型構造を仮定した。モジュールは厚さ3mm の Cu 製ベースプレート上に取り付けられ、そのベースプレートがヒートシンクに接着されている。樹脂製箱内部には IGBT とダイオードが各2個ずつ納められている。SiC パワーモジュール1個当たりの発熱量を 321W とした⁴。なお、本発熱量のおおよその見積もりを付録 C に記載する。したがって、総発熱量は 3.85kW となる。モジュール下の Cu 製ベースプレートが均一に発熱、その総発熱量が一個あたりの発熱量に一致する設定で解析した。このときパワーモジュールを冷却するのに必要なヒートシンクの伝熱面積は、自然対流の熱伝達係数を 6W/m²/K とし、パワーモジュールの耐熱温度を 150°C、周囲温度を 30°C とすると、5.4m² となる。したがって、図 4.3.2.4b で示したモデルでは伝熱面積が足りることとなる。他の電気部品については、それぞれ部品内部全体で均一に発熱するとし、各部品の発熱量が一個あたりの発熱量に一致するように与えた。耐熱温度は同種の市販部品で最高温度のもの、表示がない場合はその部品の上限使用温度とした。

数値解析では、固体内の熱伝導を含め、自然対流を考慮した空気の 3 次元流れを計算した。乱流モデルは $k-\epsilon$ Realizable モデルを用いた。自然対流は機器の発熱量が大きく、密度変化に対するブジネスク近似が適用できないことから、非圧縮性理想気体モデルを用いた。非圧縮性理想気体モデルは絶対的な基準圧力を設定し、密度は局所温度に反比例する形で求められる。ブジネスクモデルは気体の体積膨張率を一定とし、密度が温度変化に対して線形に変化することから、温度変化が大きくなると過度に密度変化を評価してしまう欠点がある。一方、非圧縮性理想気体モデルは基準温度の密度に対して反比例した形で密度を計算することから、密度変化を緩和した形で求めることができる。この密度変化を重力項に導入して計算した。数値計算手法は有限体積法である。

数値計算は PCS と同様に Fluent/ANSYS を使用して行った。計算機には HP WS Z840(64 bit) 2Intel Xeon CPU ES-2690v 32.6GHz を用いた。メモリ容量は 64GB である。計算時間は条件にもよるが、おおよそ 15 時間程度である。

(4) 数値熱解析結果

SVC の冷却構造を検討するにあたり、フィン等の冷却効果を検証するための比較データとしてヒートシンクに冷却フィンを取り付けなかった場合について計算を行った。図 4.3.2.7a に正面側と背面側から見た SVC 内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布を示す。図より発熱量の最も大きいパワーモジュール近辺を最高に垂直方向に向かって強い温度分布が、水平方向にゼロではないが比較的弱い温度分布が形成されている。内筐体全体は高熱伝導率を持つアルミで構成されているが、それでも垂直方向には 100°C 以上の温度差がついている。横方向はパワーモジュールが横3列に並んでいることから、均一に近く発熱していることで分布が小さくなっている。全体的には放熱面積が不足していることが明らかで、冷却フィンが必要であることがわかる。なお、ヒートシンクの最高温度は約 220°C であり、その場所は後ほど詳細に説明するが、3 列に並んだパワーモジュール設置プレートの真ん中のプレートのパワモジュール設置面となっている。

図 4.3.2.7b に自然対流で生じた流れの流跡線を示す。線の色はその場所での気体の速さを示している。図より、外筐体の前面にある吸入口で吸い込まれた空気が背面側を通り、ヒートシンクの熱で暖められて上昇し、上部の前後の通気口から排出される。一般に配管等空間内部にある空気が暖められた場合に生じる下から上への流れを煙突効果と呼ぶが、本計算でもその効果が認められる。この流れは暖められる側で流れが強くなることから、前面側の流れは弱く、背面側の流れが強くなっている。さらに背面側の空気の流れは一度絞られた状態になり、出口に向かって広がっていく。これは温度勾配が中心から外側に向かって形成され、結果的に中心部分の浮力が強くなって強い上昇気流が生じることによる。PCS の場合と同様、SVC においても冷却ファンを用いない自然空冷方式で冷却するばあいにはこの煙突効果と冷却フィンを上手に活用する必要がある。特に SVC は PCS と異なり、垂直方向に長い構造となっていることから冷却フィンの高さや長さ、フィンの間隔がフィン間の空気流れの抵抗つまり流速に直接関係する。結果的に冷却能力に影響を及ぼし、小型化を図る際にはもっとも重要なパラメータとなる。後述するが、空気絶縁型次世代電圧制御器の熱解析においてはフィン長さの影響について検討する。

図 4.3.2.7c に SVC 中央断面の温度分布と気体の速度ベクトルを示す。図 4.3.2.7a では電気部品を含めた機器構成部材の表面温度のみであったが、ここでは空気の温度分布についても示している。図より内筐体の内外で大きな空気の温度差が生じていることがわかる。ヒートシンク背面の空気温度がほとんど上昇していない。背面側に流れる空気によって内筐体内部はあまり冷却されず、内筐体の上面にある二つの通気口を通した換気によって熱を放熱している様子が理解できるが、基本的に伝熱面積が不足していることが明らかであり、内筐体内部に熱がこもった状態になっている。速度ベクトルについても内筐体の正面側と背面側で大きな速度の違いではなく、煙突効果が生じていることは観察されるが、それだけでは十分な冷却効果は上げられず、効果的にフィンを導入する必要があることがわかる。

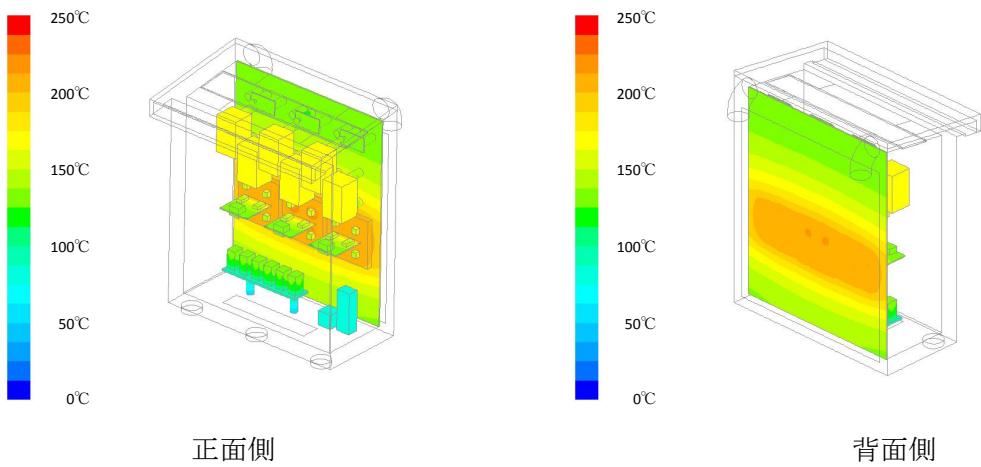


図 4.3.2.7a SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布(フインがない場合)

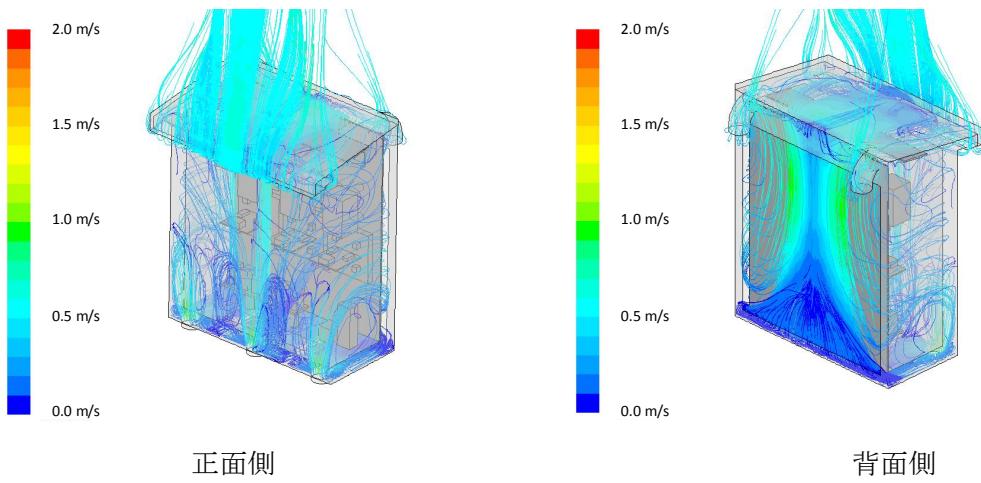


図 4.3.2.7b SVC 内を流れる空気の流跡線(フィンがない場合)

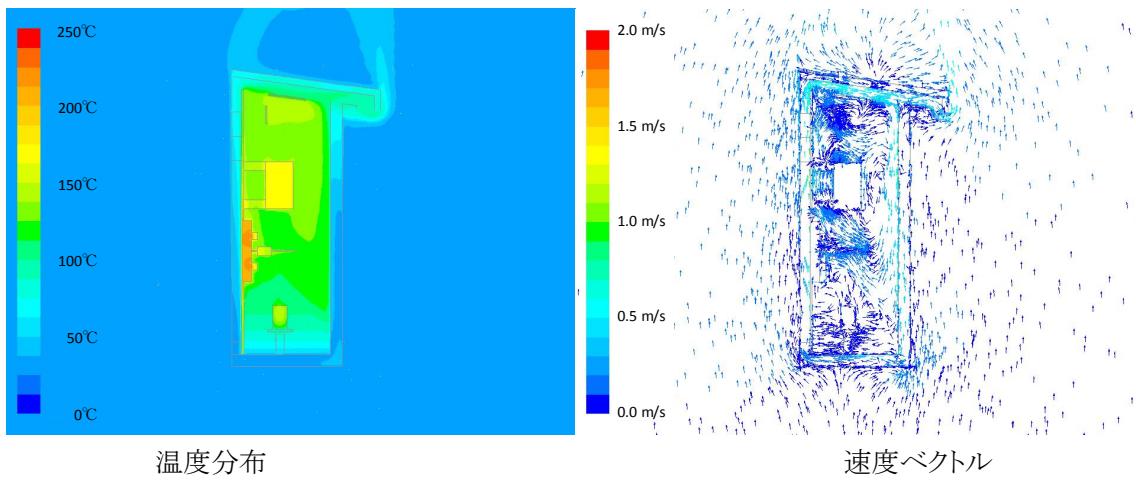


図 4.3.2.7c SVC 中央断面の温度分布と気体の速度ベクトル(フインがない場合)

一方、リアクトル等の部品についても相当な高温となっていることがわかる。リアクトルやコンデンサについてはそれ自身発熱することからなんらかの冷却が必要であるが、他方で電気的な絶縁についても十分考慮する必要があることから、フィン等による冷却が難しい場合もあり、部品それぞれに対して個別に冷却方法を検討する必要がある。

これらの部品の冷却を検討する前に仮にパワーモジュールのみの発熱をゼロとした場合、すなわちそれぞれの部品の自己発熱のみでどの程度の温度まで上昇するかについて検討した。図 4.3.2.8 にパワーモジュールのみ発熱をゼロとした場合の SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布を示す。図に示されるようにリアクトルの温度が比較的高く、自己発熱のみで 100°C を超える温度となっている。リアクトルの耐熱温度は高いものでも安全性を考えて 150°C 程度であることから、周囲の発熱体からの熱を考慮すると自己発熱のみの状況で厳しい状態に至っている。リアクトルの電気的絶縁は筐体との間で取られることから碍子で支持する必要がある。碍子は通常エポキシ樹脂等の熱伝導率が低い材料で構成されており、それが放熱の悪い一つの原因となっている。内筐体内部は密閉状態に近く、空気の循環で放熱を促すことが構造上難しいことから、アルミの内筐体に効果的に熱を逃し、内筐体と外筐体の間を流れる空気で冷却する構造を検討する必要がある。また、筐体下部にある高圧コンデンサも比較的高い温度となっている。ただし、こちらについてはコンデンサ周囲温度が 50°C 以下となっていることから、パワーモジュールの発熱が加わっても使用周囲温度以内に抑えられる可能性が十分ある。

ここでは冷却構造の効果を確認するために、①パワーモジュールが取り付けられたアルミベースプレートと同じ大きさの冷却フィンを取り付けた場合(フィン長さ等倍)、②冷却フィンを 3 倍に長くした場合(フィン長さ 3 倍)、③部品で最も高温となっているリアクトルの支持部品である碍子について、通常のエポキシ樹脂ではなく熱伝導率をアルミ程度まで向上させた材料で製作した場合(高熱伝導碍子の場合)について検討する。

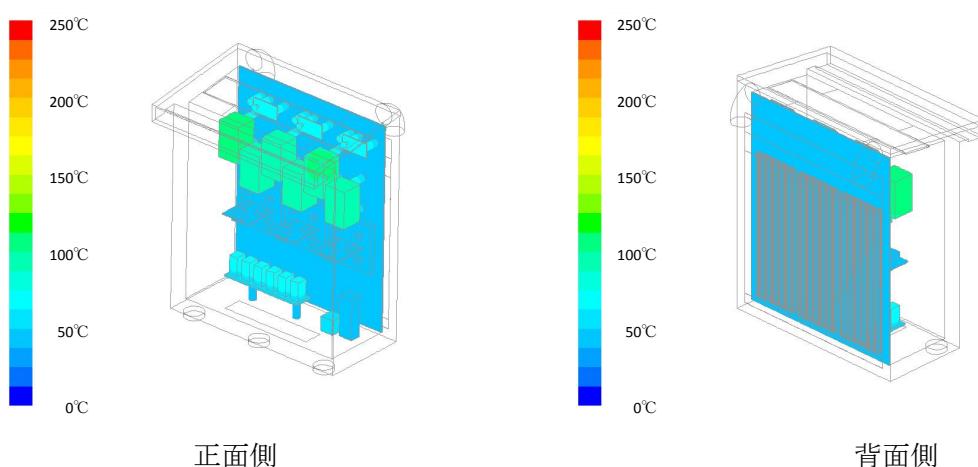


図 4.3.2.8 SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布(パワーモジュール発熱ゼロ)

① フィン長さ等倍の場合

図 4.3.2.9a に SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布、図 4.3.2.9b に SVC 内を流れる空気の流跡線を示す。

図 4.3.2.9a に示されるように表面温度はフィンがない場合に比較して、パワーモジュール部において 50°C 以上、他の部品においても 30°C 程度の温度低下が見られ、フィンが効果的に内筐体内部の熱を放熱していることがわかる。特に直接フィンに接しているパワーモジュールの放熱効果が大きくなっている。パワーモジュールは耐熱温度の 150°C 以下になっており、本計算で想定した SiC パワーモジュールの損失レベルであれば十分に放熱が可能であることがわかる。図 4.3.2.9b に示されるように煙突効果で生じた上昇気流がフィン外側ではフィンなしの場合と同様に偏りのある流れとなっているが、フィン上部に強い流れが生じることからもわかるようにフィン内部では偏ってはいるが空気がしっかりと流れ、効果的にパワーモジュールを冷却できている。一方、内筐体の前面側ではフィンのない場合と大きな流れの差はなく、圧倒的に空気は背面側を流れていることがわかる。つまり、前面側の流路は狭くしても大きな問題はないことがわかる。

図 4.3.2.9c に SVC 中央断面の温度分布と気体の速度ベクトルを示す。この図からは内筐体内部の空気の温度分布と流れがわかる。明らかにフィンがない場合に比べて空気温度が低下していることがわかる。具体的にはフィンがない場合には空気温度が 130°C 程度まで上昇しているが、フィンがある場合には 100°C 以下にまで低下している。部品等の自己発熱量は変化していないことから、この差はパワーモジュールの発熱がフィンを通じて内筐体外部に放熱されたことによる。一方で内筐体内部の空気の流れには大きな差は見られない。フィンがない場合と同様、上段や中段で内部循環するような弱い流れが生じているだけで、外部との熱交換にほとんど効果を及ぼしていないことがわかる。したがって、部品等の自己発熱に対する冷却を効果的に行うためには内筐体を構成するアルミ材に対して何らかの方法で熱伝導させる方法を工夫する必要がある。

次にパワーモジュール近傍の温度分布を詳しく見てみる。図 4.3.2.10 に SVC 中央断面のパワーモジュール近傍の温度分布を示す。図中、黒太線で示している銅プレートで一様に発熱している。図に示されるようにフィン周囲には急峻な温度境界層が形成されていることがわかる。このときの熱伝達係数は周囲温度 35°C との平均温度差が 75°C 程度であるとすると、概算の平均熱伝達率は $10.1\text{W/m}^2/\text{K}$ となっており、自然対流としては高い熱伝達率を示しており、伝熱面積としては依然足りないことがわかる。

一方、アルミヒートシンク及びフィン内部の温度分布はほとんど形成されずに比較的一様な温度となっているが、ややヒートシンクの上部に温度の高い領域が形成されており、パワーモジュールで発生した熱の広がりが十分速やかではないことがわかる。これは SiC チップが小型であることが要因であり、本計算で想定しているレベルでの発熱であれば問題はないが、より小型で発熱量が同レベルの場合には発熱体近傍の熱の広がりが問題となる可能性がある。

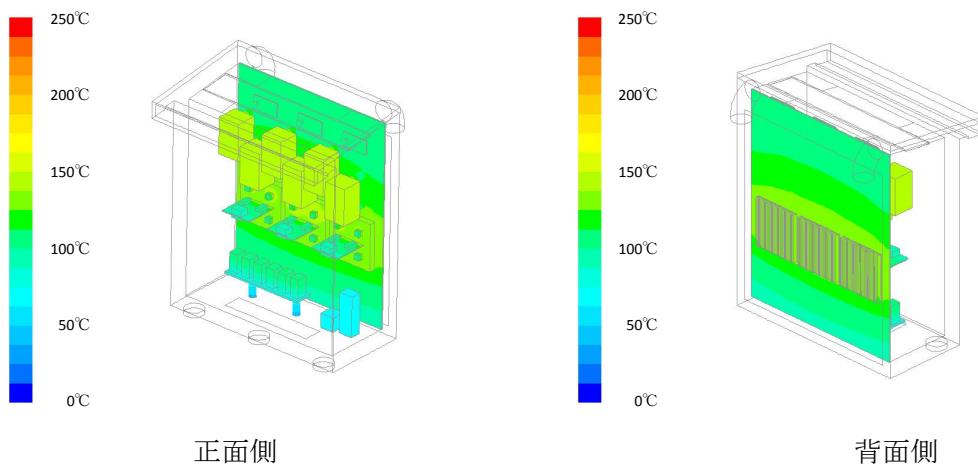


図 4.3.2.9a SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布(フィン長さ等倍)

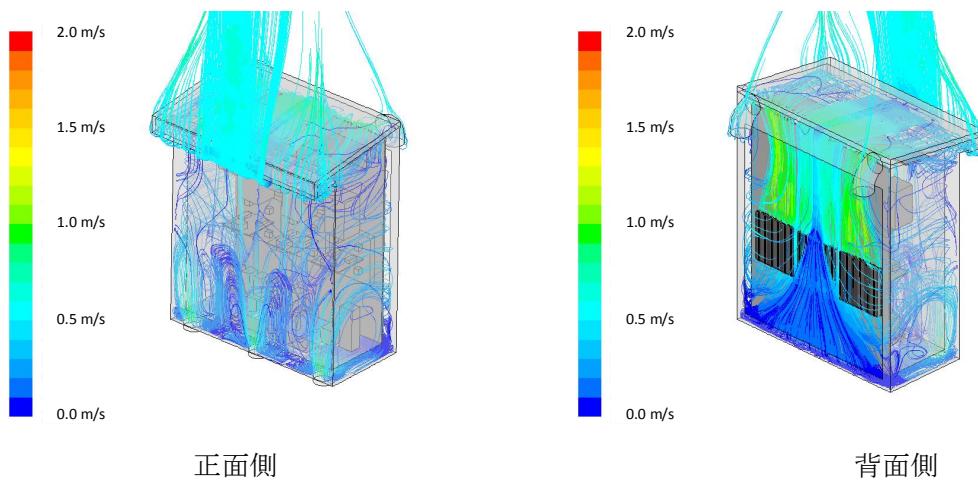


図 4.3.2.9b SVC 内を流れる空気の流跡線(フィン長さ等倍)

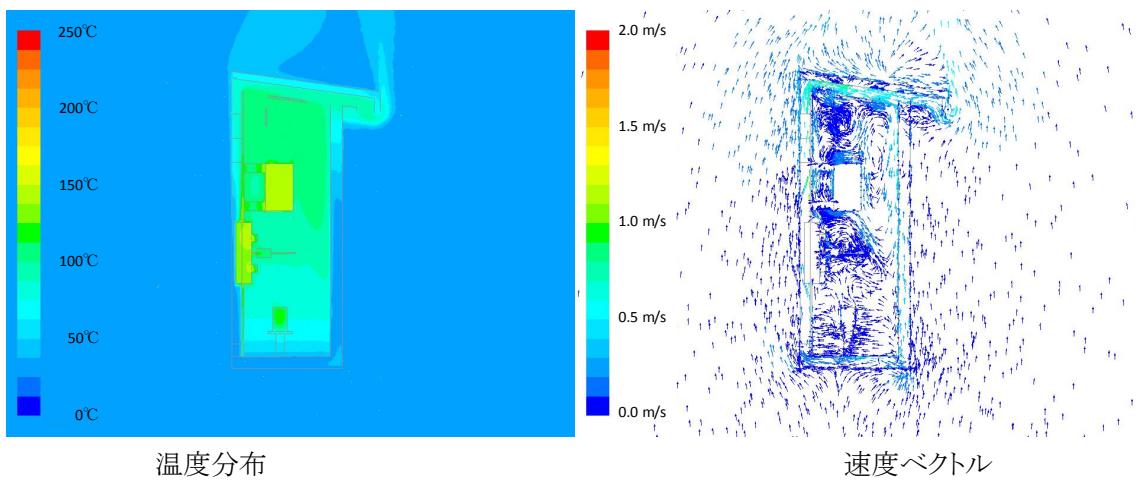


図 4.3.2.9c SVC 中央断面の温度分布と気体の速度ベクトル(フィン長さ等倍)

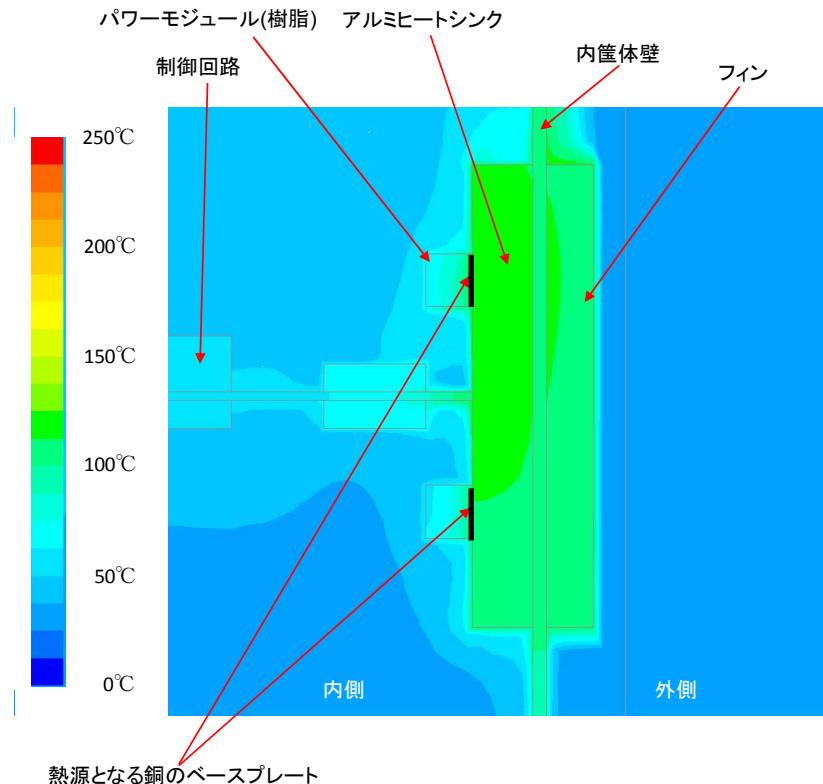


図 4.3.2.10 SVC 中央断面のパワーモジュール近傍の温度分布 (Fin 長さ等倍)

②Fin 長さ3倍の場合

ここではFin長さを3倍にした場合の効果について検討する。図4.3.2.11aにSVCの内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布、図4.3.2.11bにSVC内を流れる空気の流跡線を示す。図に示されるようにヒートシンクを延長することで、内筐体下部での冷却効果が上がっていることがわかる。内筐体下部の冷却効果を高めることで、高压コンデンサや電源用小型変圧器の温度が低下している。SVC内を流れる空気についてはFin内部の流れに違いが現れている。Fin長さが等倍の場合にはFin上部に強い偏った流れが観察されるが、Fin長さが3倍の場合にはFin上部にそれほど強い流れが生じておらず、全体にゆるやかな流れで比較的全てのFinで均等に冷却効果が得られており、Fin長さを3倍にする効果が現れている。

図4.3.2.11cにSVC中央断面の温度分布と気体の速度ベクトルを示す。部品等の表面温度と同様に内筐体下部の空気温度が大きく低下しており、部品への熱的負担を下げていることがわかる。全体としては伝熱面積が3倍に増加することで平均熱伝達率は低下している。概算では、4.2 W/m²/Kとなっており、自然対流としてはやや低い熱伝達率を示しており、定量的にも十分な伝熱面積が確保されていることがわかる。それでも上部にあるリアクトルの冷却についてはまだ不十分であり、その対策が必要である。

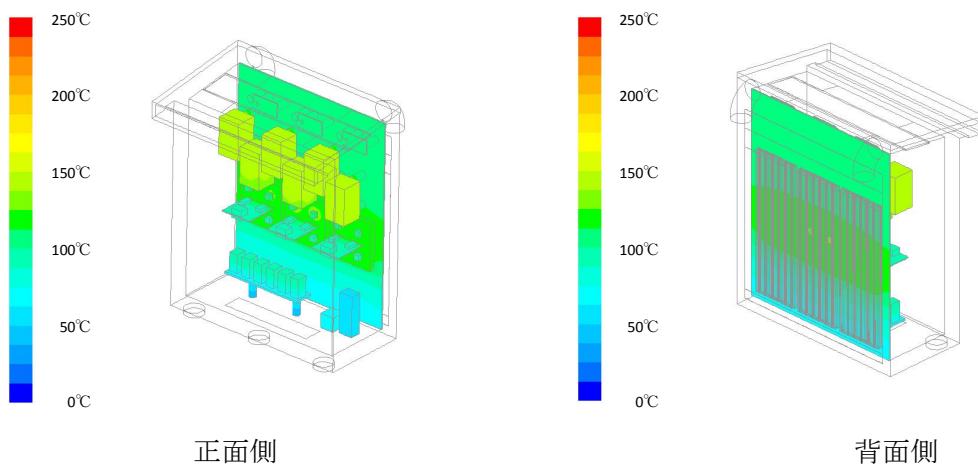


図 4.3.2.11a SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布(フィン長さ3倍)

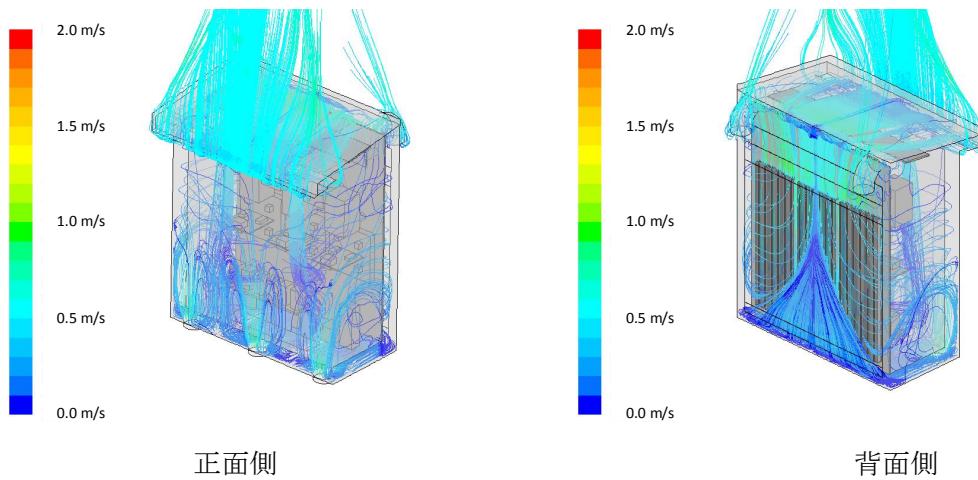


図 4.3.2.11b SVC 内を流れる空気の流跡線(フィン長さ3倍)

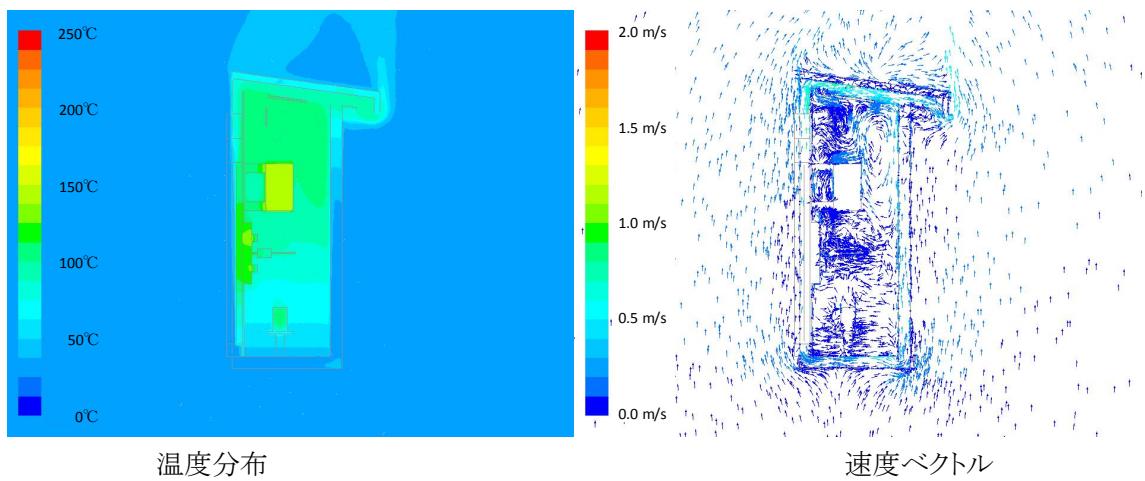


図 4.3.2.11c SVC 中央断面の温度分布と気体の速度ベクトル(フィン長さ3倍)

③高熱伝導碍子の場合

これまでの議論よりパワーモジュールに対して十分なフィン長を確保した場合、内筐体下部の部品に対しては熱負荷を下げるることは可能であるが、上部にある部品の温度は依然として高い状況であり、対策が必要である。ここではリアクトルの支持部品である碍子について、エポキシ樹脂ではなく、熱伝導率をアルミ程度まで向上させた材料で製作した場合について検討する。

図 4.3.2.12a に SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布、図 4.3.2.12b に SVC 内を流れる空気の流跡線を示す。ただし、フィンの長さは3倍としている。図 4.3.2.12a より劇的というほどではないが、リアクトルの表面温度が 10°C 以上低下していることがわかる。その際、リアクトルの発熱量はパワーモジュールの発熱量に比較すれば小さいことから、アルミ内筐体やヒートシンクフィンの温度の上昇や図 4.3.2.12b より空気の流れ方にも違いはほとんど見られず、全体としての冷却能力としては全く問題がないことがわかる。

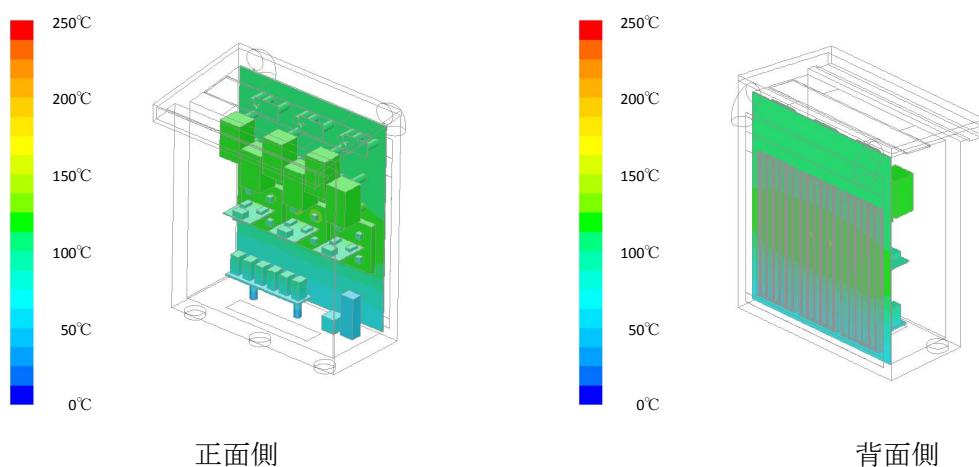


図 4.3.2.12a SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布(高熱伝導碍子)

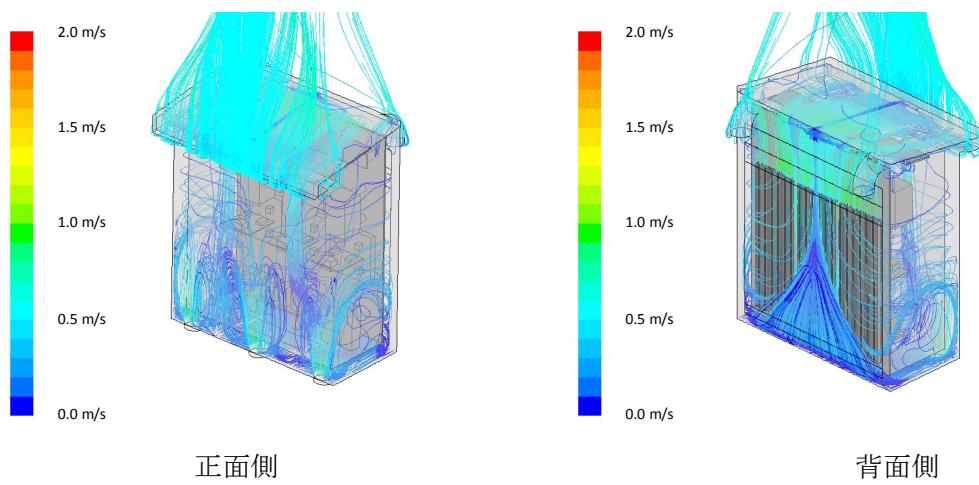


図 4.3.2.12b SVC 内を流れる空気の流跡線(高熱伝導碍子)

(5)まとめ

図 4.3.2.13 に冷却手法の違いによる各部品の最高温度を示す。図中の目標温度は各部品の耐熱温度を示し、これは部品に含まれる材料や接着剤等の耐熱性で決められるものでこの温度以下で運転をすることが必要である。一方、使用周囲温度はこの温度以下の環境で使用されることが望まれる目標値を示しており、部品の耐熱温度を示すものではない。耐熱性で言えば、この温度を超える温度幅が高いほど部品の寿命が短くなる。

ヒートシンクにフィンを取り付けることで温度上昇が大幅に抑えられる。特にパワーモジュールの温度低下に効果があり、パワーモジュールの大きさに比べて同等の大きさからさらに3倍に大きくした場合は、フィンの有無の場合に比べては小さいが、耐熱温度の目標値からさらに低下させることにおいては効果がある。一方、部品に対してはフィンの効果は限られる。部品の自己発熱のみで相当な温度上昇がある上、電気絶縁を考慮すると熱伝導性の高い碍子等が使えないことから放熱が難しい。仮に碍子の熱伝導率を大きくすることができたならば、各部品の最高温度を下げることが可能となる。その他には内筐体内部の空気の流れを生成することができれば、放熱にも効果があると思われる。これについては 4.3.2.2 節で検討する。

以上の結果から、次節で実施する小型化電圧制御器の解析では、フィンの長さをパワーモジュールプレートの 3 倍の長さとした上で、さらに冷却対策を施していくこととする。

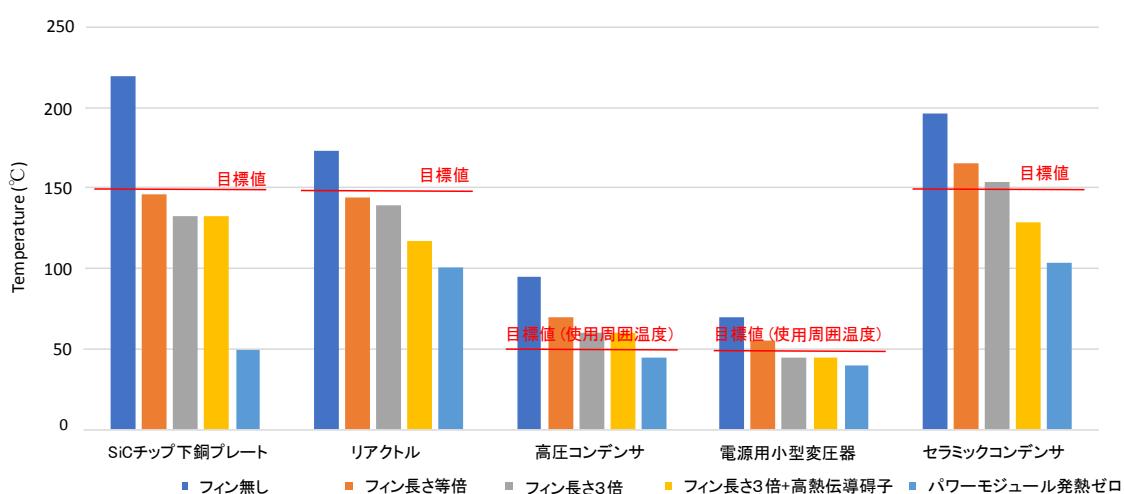


図 4.3.2.13 冷却手法の違いによる各部品の最高温度

4.3.2.2 モールド化小型次世代電圧制御器の熱解析

(1)構造設計

4.3.2.1 節では空気絶縁型の電圧制御器について検討し、フィンの長さ等を適切にすればモジュール及び部品等に対する熱的な負担を十分軽減できることがわかった。ここでは内部の部品をモールド化することで幅 1.3m × 奥行き 1m × 高さ 2.5m 以内の大きさに納めることを目指し、同時に熱流体解析を行い、熱的な問題が生じないための工夫も行う。

図 4.3.2.14 に高圧コンデンサをモールド化した電圧制御器の構造設計概略図を示す。小型化、モールド化することで熱的な負担は増加する。最近は高耐熱のモールド材が開発されているが⁵、可能な限り放熱面積を増加させるためにコの字型の各面にパワーモジュールを設置する等の工夫を行った。6個の高圧コンデンサは2個ずつモールド化し、ポリエチレン製の容器に納めて電気的な絶縁を確保した。図 4.3.2.15 にモールド化コンデンサ及び容器の構造設計図を示す。図に示すようにモールド化することで、これまでコンデンサ間距離を 70mm ほど確保する必要があったところ、30mm まで近づけることが可能となり、小型化した内筐体の空間にうまく納めることが可能となった。結果的に、電気的絶縁は確保した状態で横幅が 1.3m、奥行きが 1m、高さが 2.5m 以内とすることができた。重量についてはさらに軽量化されて 850kg 程度となった。表 4.3.2.5 に筐体および部品の材料、個数および重量を示す。

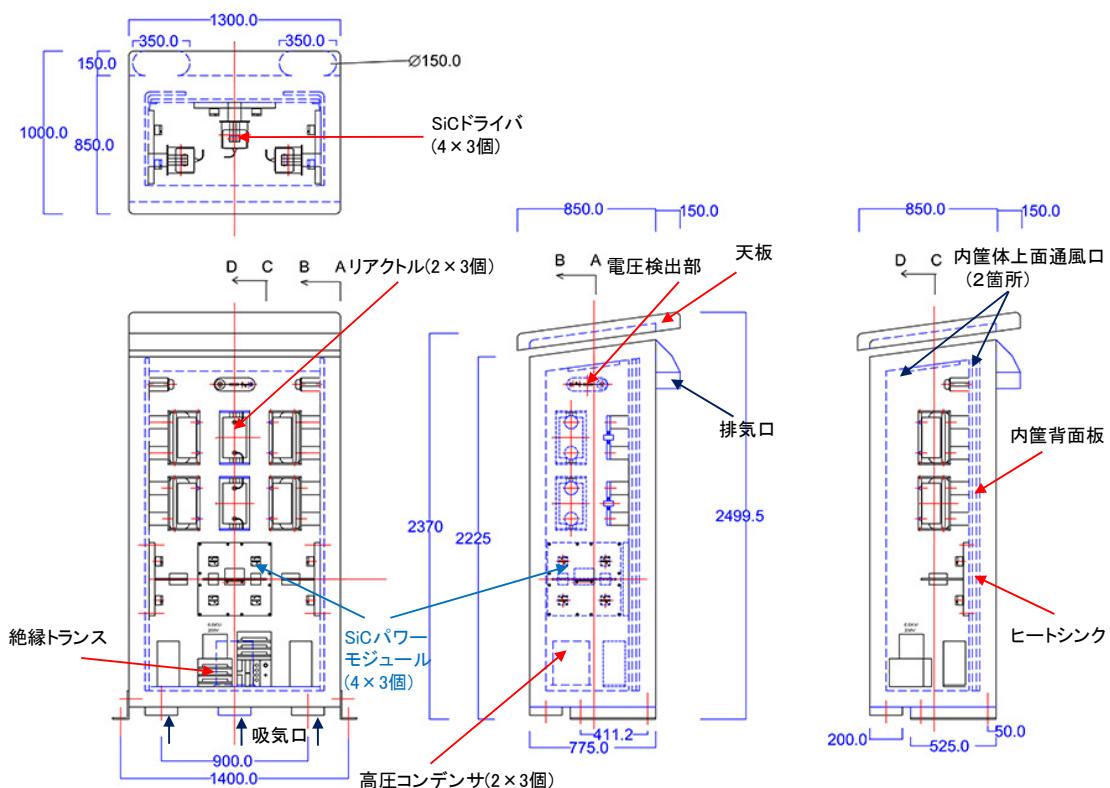


図 4.3.2.14 モールド化小型次世代電圧制御器の構造設計概略図

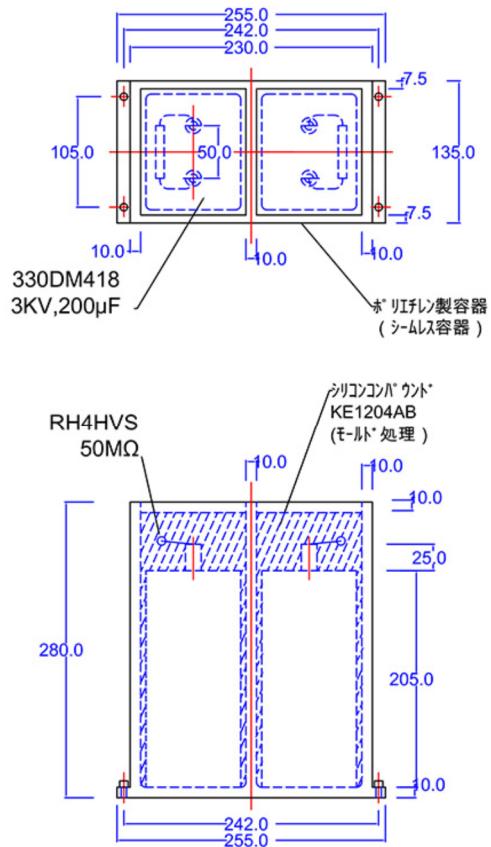


図 4.3.2.15 モールド化コンデンサ及び容器の構造設計図

表 4.3.2.5 各筐体および各部品の材料、大きさ、個数および重量

	材質	密度 (kg/m ³)	個数	重量 (kg/個)	総重量 (kg)
外部筐体(全体)	鋼板	7850	1	307.0	306.7
ヒートシンク	アルミ	2710	3	20.3	61.0
内部筐体(全体)	アルミ	2710	1	251.0	251.0
リアクトル	鉄、銅他	8030	6	32.0	192.0
コンデンサ	絶縁油他	900	6	2.4	14.4
絶縁トランス	鉄、銅他	8030	1	9.5	9.5
碍子	エポキシ樹脂他	940	34	0.4	13.6
合計					<u>848.1</u>

(2) 小型化 SVC 詳細熱解析のための予備解析

ヒートシンク形状や内外筐体の通風口の配置等の詳細設計を行う前に、FlowDesigner を用いて SVC の最適な冷却構造を予備的に検討した。

FlowDesigner は扱える流体が「非圧縮性流体」に限定され、ブジネスク近似以外で自然対流を扱えない、扱えるメッシュが「直交系構造格子」に限定されている等、本解析で扱う SVC のような複雑な構造や温度変化の大きな流れには不向きな部分があるが、シンプルな解析手法であることから計算速度も速い。さらに、通常の流体計算ソフトでは開口部等の形状や位置の最適化を行う場合にはパラメータ(開口部のサイズ、位置、風速等)をマニュアルで変えながら計算を繰り返し、その結果から感度解析を行う必要があるが、FlowDesigner は逆解析(ノンパラメトリック感度解析)機能を搭載しており、定常解に対してのみであるがパラメータスタディをせずに改善すべきパラメータの感度を解析できる。具体的には、ノンパラメトリック感度解析では、得られた支配方程式の解析結果をもとに因果律を反転させる。すなわち、目標値と実際の結果との差分情報を目標部分から発生させ、因果律を反転させた支配方程式を解くことによって、その差分の影響が境界条件にどのように反映されるかを調べる。これによって目標値を敏感に変化させる条件が明らかとなる。

この手法を用いてここでは外筐体の開口部位置、パワーモジュール部と部品間の仕切り板の挿入有無等の形狀的な影響を検討し、最終的に ANSYS/FLUENT で実施する詳細熱解析のための冷却設計を行う。

図 4.3.2.16 に FlowDesigner で解析した簡易モデルを示す。表 4.3.2.6 に解析するために設定した各部品の材質、発熱量および熱物性値を記した。

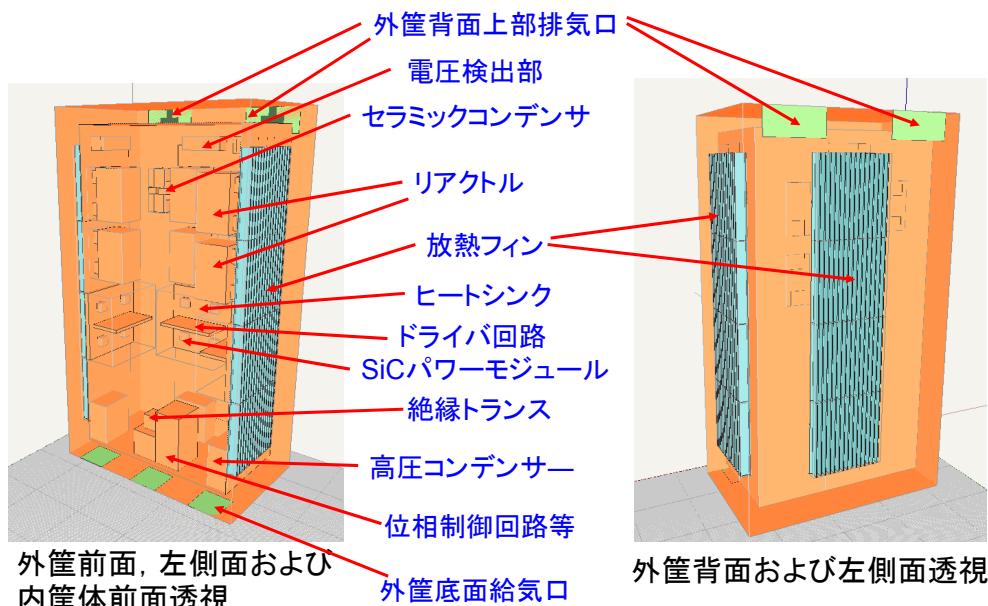


図 4.3.2.16 FlowDesigner 解析用簡易モデル

表 4.3.2.6 各部品の材質、発熱量および熱物性値

名称	材質	数量	発熱量 [W]	密度 [kg/m ³]	比熱 [J/(kg·K)]	熱伝導率 [W/(m·K)]
セラミックコンデンサ	セラミック	6	5	3890	779	36.00
セラミックコンデンサ部基板	ガラスエポキシ	3	0	1470	795	0.80
ドライバ	層プリント基板 FR4	3	0	2000	1000	9.00
パワーモジュール	シリコーンゲル	12	321	970	1510	0.15
放熱フィン	アルミニウム	180	0	2710	904	222.00
放熱フィンベース	アルミニウム	12	0	2710	904	222.00
ベースプレート	アルミニウム	3	0	2710	904	222.00
リアクトル	ガラスエポキシ	6	70	1470	795	0.80
碍子	エポキシ樹脂	18	0	950	2100	0.41
回路部	ガラスエポキシ	2	0	1470	795	0.80
絶縁トランス	鉄他	1	10	900	1600	0.15
電圧検出部基板	ガラスエポキシ	3	0	1470	795	0.80
高圧コンデンサモールド材	シリコーンゲル	6	0	970	1510	0.15
高圧コンデンサ	絶縁油(追加)	6	10	900	1600	0.15
高圧コンデンサ外装	ポリエチレン	3	0	950	2100	0.41

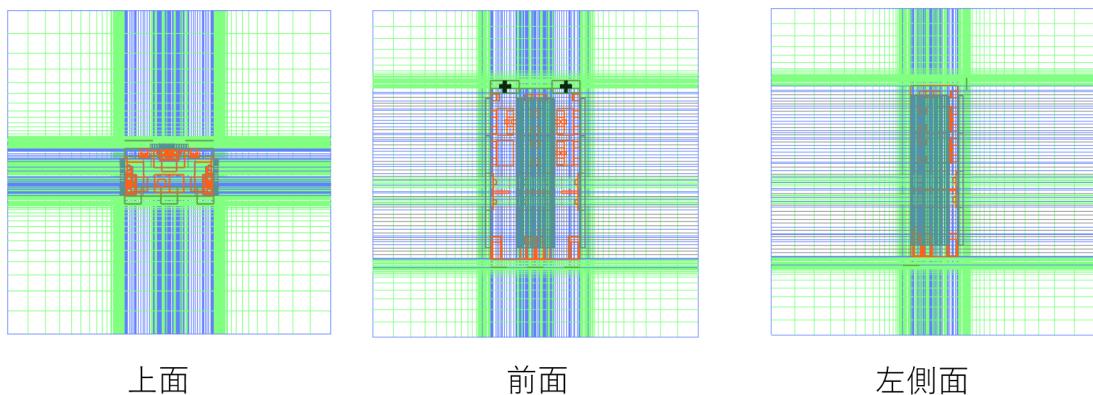


図 4.3.2.17 FlowDesigner 解析用メッシュ

図 4.3.2.17 に FlowDesigner 解析用メッシュを示す。解析空間は 4m × 4m × 4m であり、不均一直交メッシュで構成されている。それぞれの格子数は 239 × 203 × 164 であり、総要素数は 7,956,788 である。

気流解析は周囲温度 40°C、部品等からの発熱は一定とした条件下で定常解析を行った。乱流解析には高レイノルズ数型/k- ϵ 乱流モデルを採用し、完全な無風状態での不安定性を避けるために外気風速を右側面側より風速 0.1m/s で与えた。なお、空気の密度は 1.13 kg m⁻³、粘性係数は 1.98×10^{-5} kg m⁻¹s⁻¹、比熱は 1005 J kg⁻¹K⁻¹、熱伝導率は 0.0262 W m⁻¹K⁻¹、体膨張率は 0.0034 K⁻¹ とした。自然対流はブジネスク近似で密度変化を評価し、N-S 方程式における重力項として与えた。

[1]内筐完全密閉ー外筐体通風口位置初期案ー放熱フインなしの場合

図 4.3.2.18 に内筐体を完全密閉し、かつ放熱フインがない場合の SVC の内部部品の表面温度分布を示す。外筐体の通風口は図 4.3.2.16 に示す通り前方の3箇所に設定した。計算結果によれば、それぞれの部品の最高温度はパワーモジュールが 263.2°C、リアクトルが 155.0°C、セラミックコンデンサが 146.4°C、高圧コンデンサが 130.4°C、絶縁トランスが 160.6°C となっている。本解析では空気は非圧縮を仮定しているが、パワーモジュール近傍では温度が 200°C をはるかに越えており、高温部では密度一定の仮定は破綻している。したがって、本結果の定量性については疑問が残るが、冷却へのさまざまな工夫に対する効果の比較対象としては用いることができると考え、密度一定の仮定のまま取り扱うこととする。今後、内筐体及び外筐体に通気口や仕切り板を導入し、その適切な位置や効果を検討するが、本計算はそのベースとして比較検討されるものとなる。

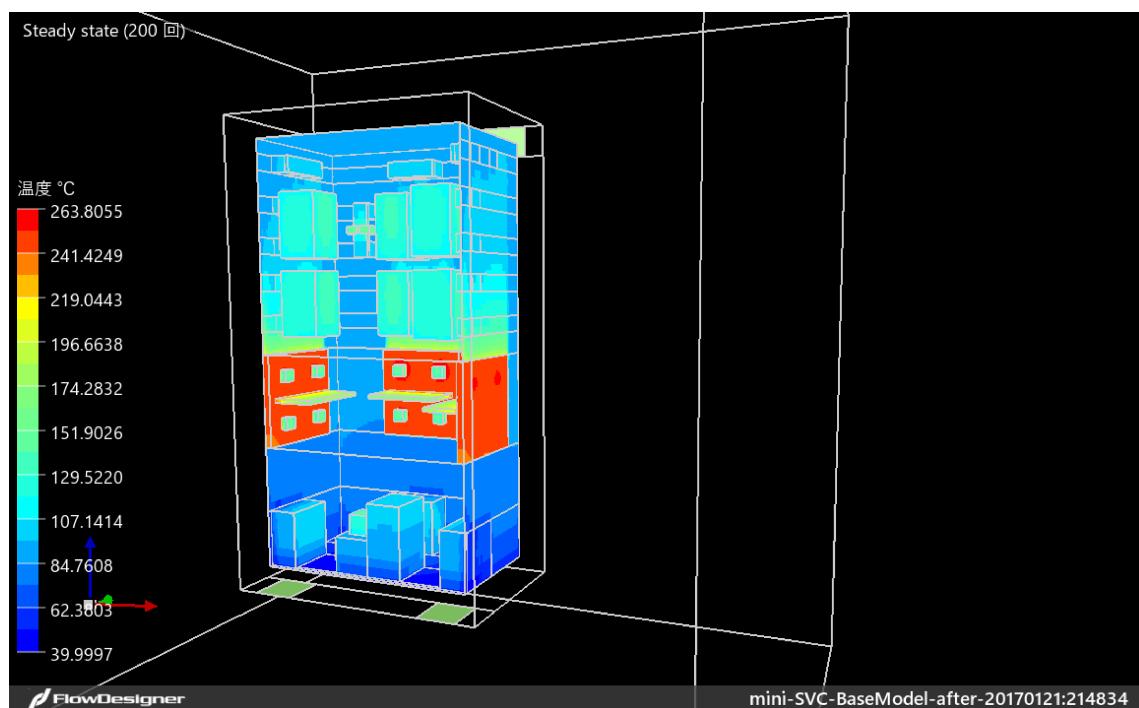


図 4.3.2.18 SVC の内筐体内部品の表面温度分布
(内筐完全密閉ー外筐体通風口位置初期案ー放熱フインなしの場合)

[2]内筐体天面開口ー外筐体底面全面疑似密閉ー背面と側面に放熱フインを取り付けた場合

図 4.3.2.19 に内筐体の天面を開口し、外筐体底面全面疑似密閉した上で、背面と側面に放熱フインを取り付けた場合の SVC の内部部品の表面温度分布を示す。内筐体の天面の通風口は図 4.3.2.14 に示す通り前方と後方の2箇所に設定した。計算結果によれば、それぞれの部品の最高温度はパワーモジュールが 167.6°C、リアクトルが 146.0°C、セラミックコンデンサが 135.1°C、高圧コンデンサが 138.6°C、絶縁トランジスが 149.2°C となっている。フインを取り付けた効果によりパワーモジュールが 167.6°Cにおいて大きな温度低下が見られる一方、リアクトルやセラミックコンデンサでの温度低下は小さい。本計算の場合は外筐体底面を全面において疑似的に密閉していることから外気が導入されず、フインが取り付けられていても外筐体の外に放熱する力は小さい。結果的にはフインを取り付けたことで内筐体全体に熱が拡散し、最高温度は下がる一方で高温部領域が広がっている。これにより高圧コンデンサの温度は上昇している。

次にこの解析結果に対して、本ソフトウェアの特徴のひとつである逆解析(ノンパラメトリック感度解析)機能を施してみる。図 4.3.2.20 に内筐天面開口ー外筐底面全面疑似密閉の解析結果に対して逆解析結果を示す。逆解析の手法は次の通りである。パワーモジュールのベースプレートとリアクトルの目標温度を 100°C と設定する。逆解析によってこの目標値に近くための壁の流入条件の感度分布を計算する。プラスの感度は流入することで目標値に近づく感度を持っており、マイナス

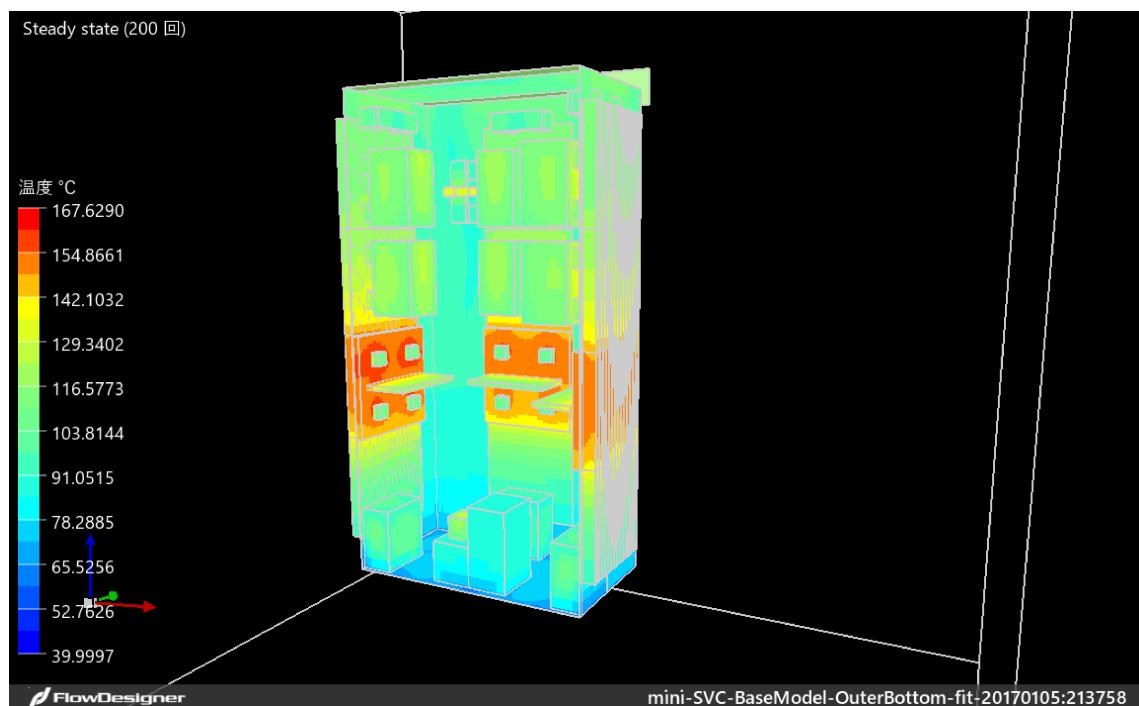


図 4.3.2.19 SVC の内筐体内部品の表面温度分布
(内筐体天面開口ー外筐体底面全面疑似密閉ー背面と側面に放熱フインを取り付けた場合)

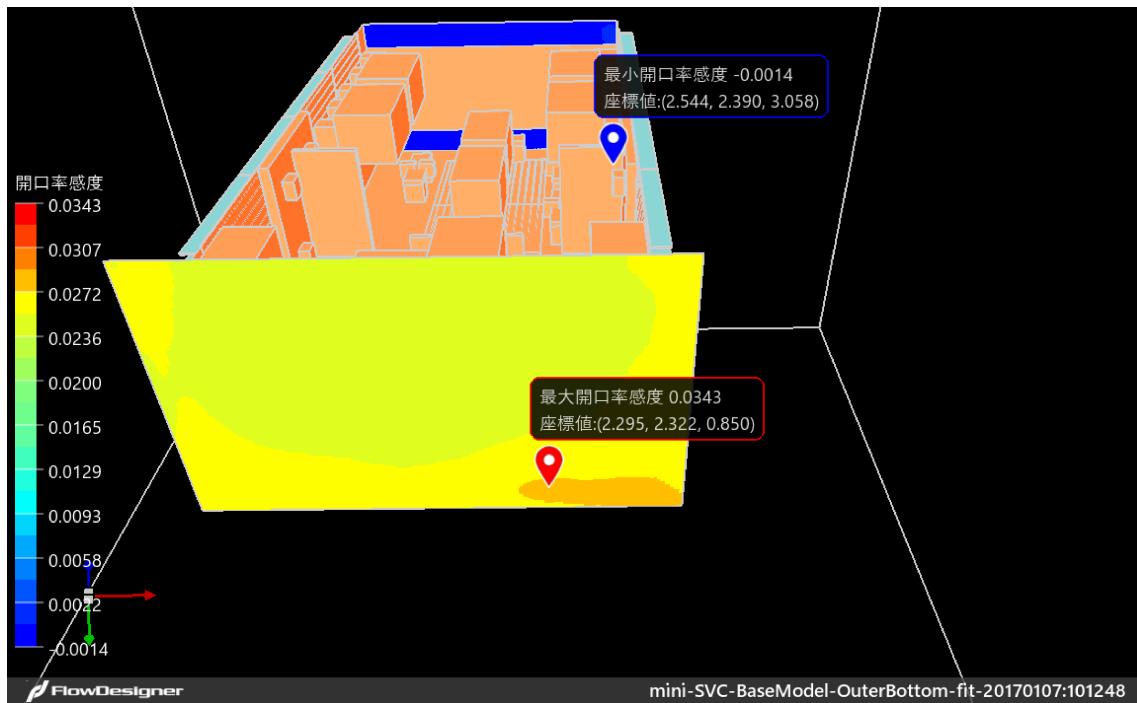


図 4.3.2.20 SVC の内筐体内部品の表面温度分布

(図 4.3.2.19 の結果に対する逆解析)

の感度はその逆である。色は感度の強弱を表している。図 4.3.2.20 に示されるように底面の外縁周辺領域が強い感度を示しており、開口部として効果が高いことを示している。本最初の解析で前面側に 3箇所の通風口を設けて計算を行ったが、後方側あるいは側方側に通気口を設けた方がより効果が高いことがわかる。一方、天面を開口する効果は小さいことがわかる。なお、この結果は相対的に効果が高いことを意味しているだけで、これによって目標が達成できることを意味しているわけではないことには注意を要する。

[3]内筐天面開口ー外筐底面開口部設定ー背面と側面に放熱フィンを取り付けた場合

[2]の逆解析結果の効果を確認するために外筐体の外縁周辺領域を開口した場合の計算を行った。図 4.3.2.21 に内筐体の天面を開口し、外筐体底面外縁部を開口した上で、背面と側面に放熱フィンを取り付けた場合の SVC の内部部品の表面温度分布を示す。計算結果によれば、それぞれの部品の最高温度はパワーモジュールが 141.0°C、リアクトルが 135.1°C、セラミックコンデンサが 127.7°C、高圧コンデンサが 119.9°C、絶縁トランジストが 138.7°C となっており、ベースケースの場合に比べてパワーモジュール温度は 120°C 程度低下させることができている。他の部品については 10°C~30°C 程度の温度低下を達成できているが、パワーモジュールの温度低下に比較するとその低下量は少なくなっているが、さらなる工夫が必要である。

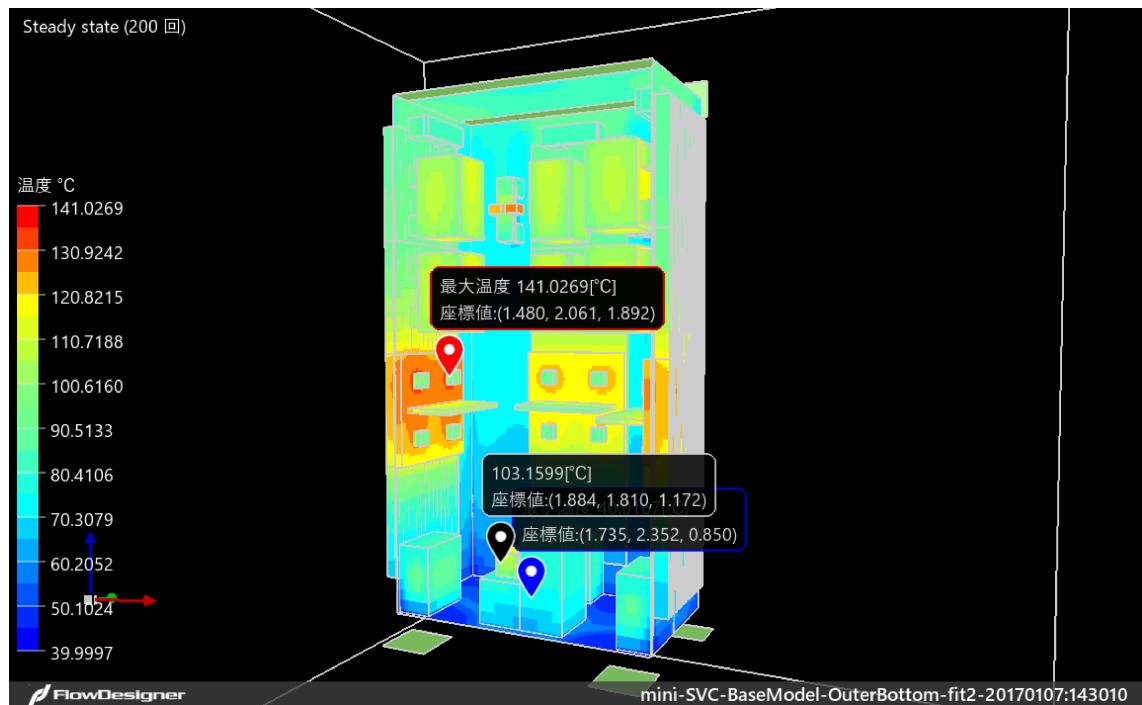


図 4.3.2.21 SVC の内筐体内部品の表面温度分布
(内筐体天面開口ー外筐体底面外縁部開口ー背面と側面に放熱フィンを取り付けた場合)

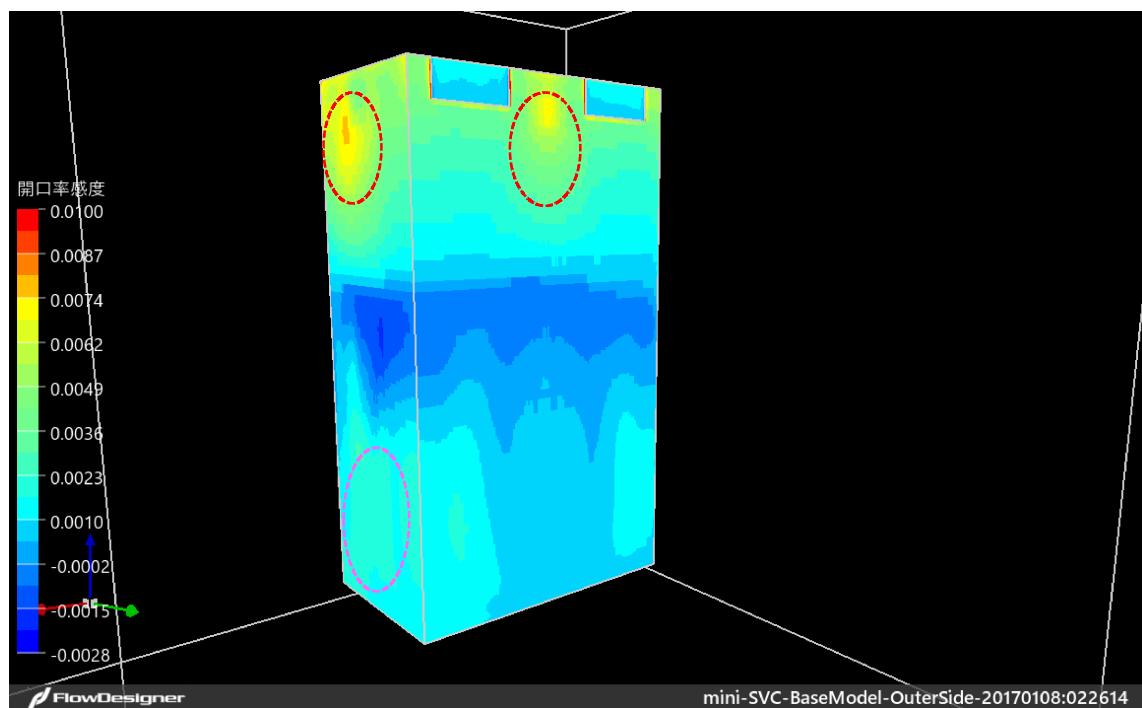


図 4.3.2.22 SVC の内筐体内部品の表面温度分布
(図 4.3.2.21 の結果に対する逆解析)

次に外筐体の背面および側面に開口部を設けた場合の効果について検討する。ここでは、内筐天面を開口し、外筐体底面の開口部を修正した上で開口した時に、外筐背面および側面の開口率に対する逆解析を行った。図 4.3.2.22 に図 4.3.2.21 の結果に対する逆解析結果を示す。目標温度は、前解析と同様にパワーモジュールのベースプレートとリアクトルの目標温度を 100°C と設定している。図 4.3.2.22 に示されるように外筐体の排出口は側面、背面それぞれに設けた方が、背面に 2箇所設置の現状位置よりは効果がある。もともとパワーモジュールは側面、背面に設置していることから、気流がストレートに排出口から出るように設定するのが良いという自然な結果となっている。しかし感度そのものは小さいことから、今回は排出口の位置は変更しないこととする。

さらに内筐体上部の温度が高いことに対する対策として、内筐体の前面を開口させることの効果について検討する。ここでは、内筐天面と外筐体底面を開口した際の内筐体の前面開口率に対する逆解析を行った。図 4.3.2.23 に逆解析結果を示す。目標温度は図 4.3.2.22 の場合と同様である。図に示されるように前面開口に対する感度は比較的大きく、中段のやや上部あたりに通気口を設けることが効果的であることがわかる。リアクトルの温度低下を目標に設定していることから、この結果は自然であり、解析結果もそのことを示している。しかし、ここで注意しなければならないのは感度が大きいことが必ずしも目標値に大きく近づくことを保証しているわけではなく、この結果を用いた順解析を行ってその効果を確認する必要がある。

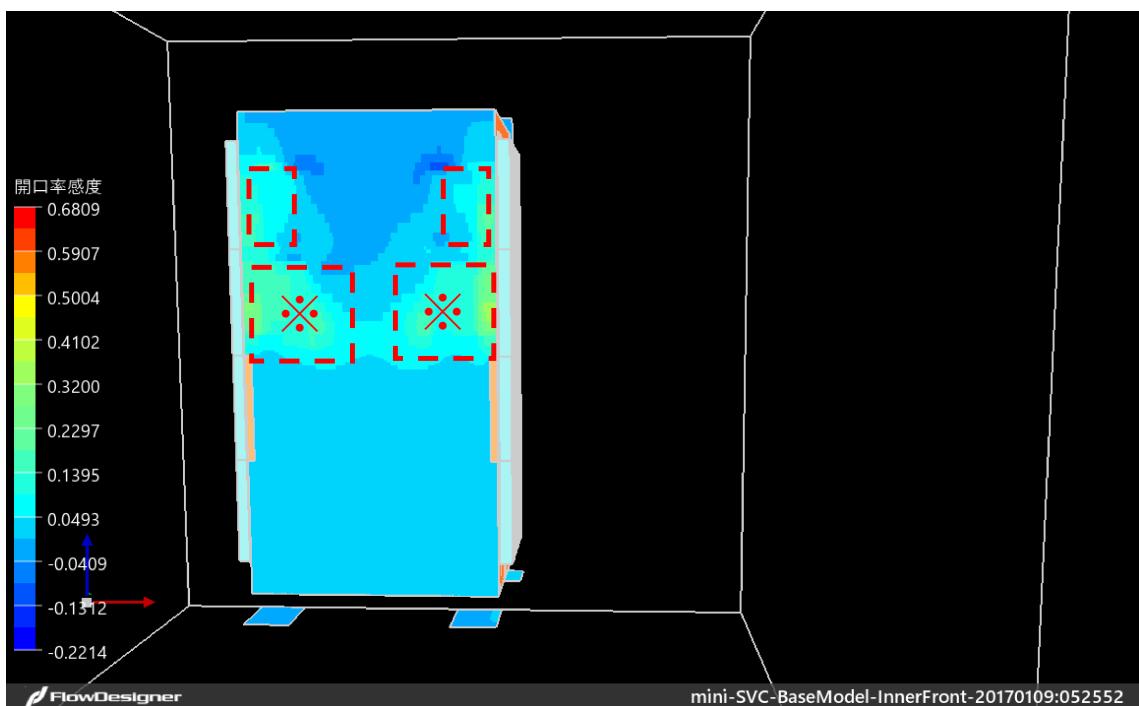


図 4.3.2.23 SVC の内筐体内部品の表面温度分布
(図 4.3.2.21 の結果の内筐体の前面開口率に対する逆解析)

[4]外筐底面開口ー内筐前面開口した場合

[3]の逆解析結果の効果を確認するために内筐体前面の中段あたりを開口した場合の計算を行った。図 4.3.2.24 に SVC の内部部品の表面温度分布を示す。計算結果によれば、それぞれの部品の最高温度はパワーモジュールが 137.2°C、リアクトルが 126.3°C、セラミックコンデンサが 114.4°C、高圧コンデンサが 114.0°C、絶縁トランスが 128.5°C となっており、内筐体の天面を開口し、外筐体底面外縁部を開口した上で、背面と側面に放熱フィンを取り付けた図 4.3.2.21 の場合に比べて、リアクトルやセラミックコンデンサ等、上部にある部品については 10°C 程度の温度低下を達成できており、一定の効果が示されている。一方、パワーモジュールや下部にある高圧コンデンサや絶縁トランスについては数°Cの温度低下と、それほどの効果は見られない。

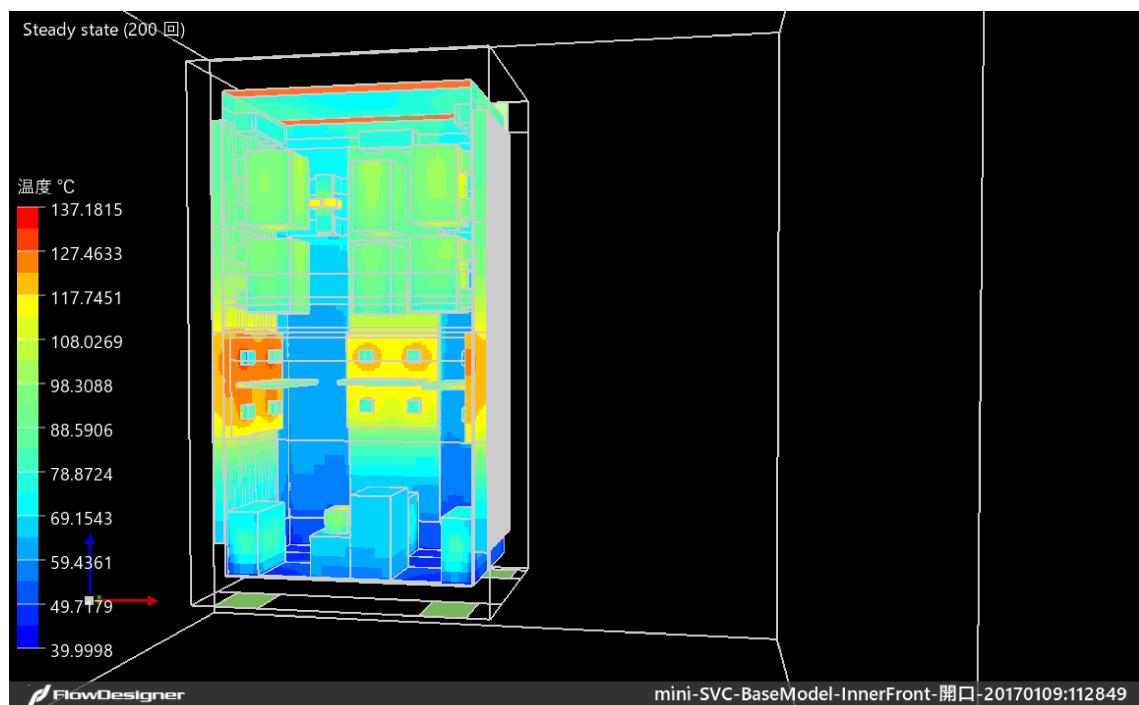


図 4.3.2.24 SVC の内筐体内部品の表面温度分布

(内筐体前面の中段あたりを開口した場合)

[5]内筐体内部に上下仕切り板を挿入した場合

内筐体上部の温度が上昇する一つの原因として、パワーモジュールの発熱で暖められた空気が上部に淀むことが考えられる。ここでは内筐体内部に上下を仕切る板を挿入し、その効果を検討する。図 4.3.2.25 に内筐体前面を開口し、中段に上下仕切り板を挿入した場合の SVC の内筐体内部品の表面温度分布を示す。計算結果によれば、それぞれの部品の最高温度はパワーモジュールが 131.5°C、リアクトルが 130.2°C、セラミックコンデンサが 126.6°C、高圧コンデンサが 112.1°C、

絶縁トランジストが 130.5°C となつており、仕切り板を挿入しなかつた場合と比べて効果が見られない、あるいは悪化していることがわかる。これは 4.3.2.1 節で検討した空気絶縁式の場合と同様にパワーモジュールからの発熱はフィンによって十分放熱され、内筐体内部の温度上昇はその他の部品の自己発熱によるものであることから、むしろ空間を大きくした方が内筐体内部の平均気温は低下し、上部にあるリアクトルやセラミックコンデンサに対しては動作周囲温度の低下につながると考えられる。

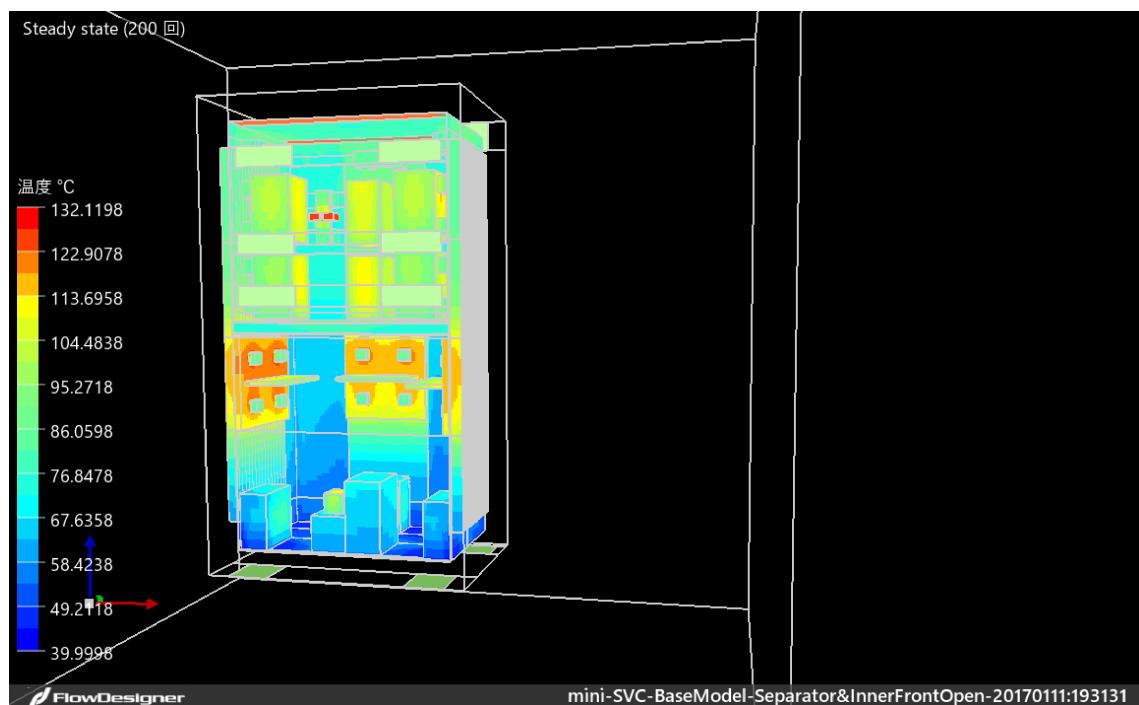


図 4.3.2.25 SVC の内筐体内部品の表面温度分布
(内筐体前面を開口し、中段に上下仕切り板を挿入した場合)

以上のそれぞれの対策に対して各部材の最高温度がどのように変化するかを示したのが図 4.3.2.26 である。図中の目標温度は各逆解析における目標設定温度である。

図より、パワーモジュールについてはフィンを取り付けることが最も効果的な冷却方法であることがわかる。さらに外筐体底面の適切な位置に通風口を設置して外気を取り込むことで、さらに温度低下を図ることができる。

一方、碍子による絶縁が必要なリアクトルやセラミックコンデンサについては、直接放熱フィンに接していないことから、各対策による温度低下量が少なくなっている。前節で検討したように温度上昇は自己発熱が要因であることから抜本的対策は難しいが、碍子の熱伝導率向上や内筐体内部の空気の流れ制御等によって少しづつ温度低下を図る他に方法がない。

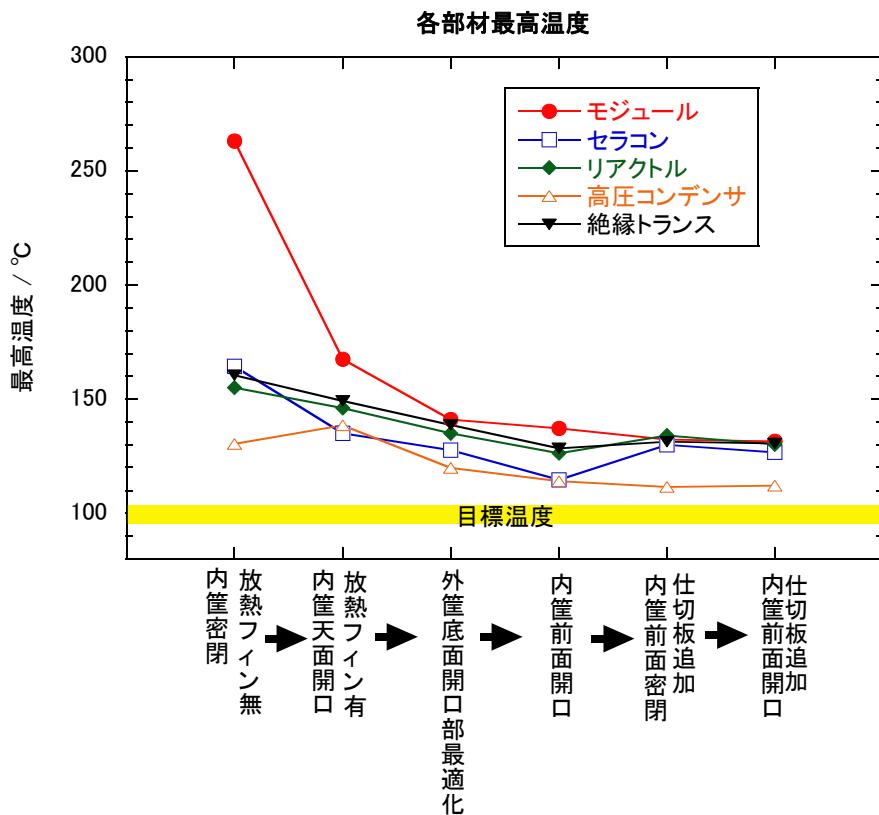


図 4.3.2.26 各対策に応じた各部品の最高温度の変化

(3)数値解析用メッシュ設計および解析手法

以上の予備解析をもとに、ANSYS/FLUENT による詳細解析のための計算メッシュ作成を行った。図 4.3.2.14 のモールド化小型次世代電圧制御器の構造設計図を元に部品等を一部簡略化した数値解析用構造設計図を図 4.3.2.27 に示す。ヒートシンクフィンについては、前節と同様にヒートシンクフィンの厚さと間隔を自在に設定できるよう、フィンの幅は 1mm、奥行きは 50mm とした。今回の基本長さは 1500 mm との板状とし、それを 500 枚並べて特定の数ごとにフィンを指定し、残りを空間とした。さらに図 4.3.2.28 に示すような断続フィンや千鳥フィン等についても解析可能なように長さ方向に 50mm ずつ区切りをいた。基本的なフィン断面方向には前節と同様に厚さ 3mm のフィンを 10mm の間隔で 42 枚設置した。このとき、ヒートシンクの一枚あたりの伝熱面積は約 9.6m² となり、3 枚合計で 28.8 m² となる。

図 4.3.2.29 に SVC 内外領域のメッシュ図を示す。前節と同様に固体である部品内部は矩形メッシュとした。メッシュサイズについては固体の熱伝導率等に合わせて適切な大きさとする一方で、気体側については非構造メッシュを採用した。構造物外の空気層については部品表面近傍の境界層が形成される部分は細かくメッシュを刻み、離れるにしたがいメッシュサイズを大きくした。メッシュサイズは流れの計算を試行錯誤しながら調整し、最終的には本計算におけるメッシュの総セル

数は 2300 万セルとなり、空気絶縁式と比べて 1000 万ほどセル数が増加した。計算の安定性を考慮して、外部領域として小型化 SVC 寸法の 3 倍の距離で作成した。計算における外部領域の境界条件は前節と同様である。

本解析では日射の影響についても検討した。ANSYS/FLUENT にはあらかじめ太陽負荷モデルが組み込まれており、本計算ではそのうちの Solar Ray Tracing 法を使用した。本手法では日本各地の任意の時間における日射を FLUENT 内蔵の太陽カリキュレータを使用することで設定可能である。

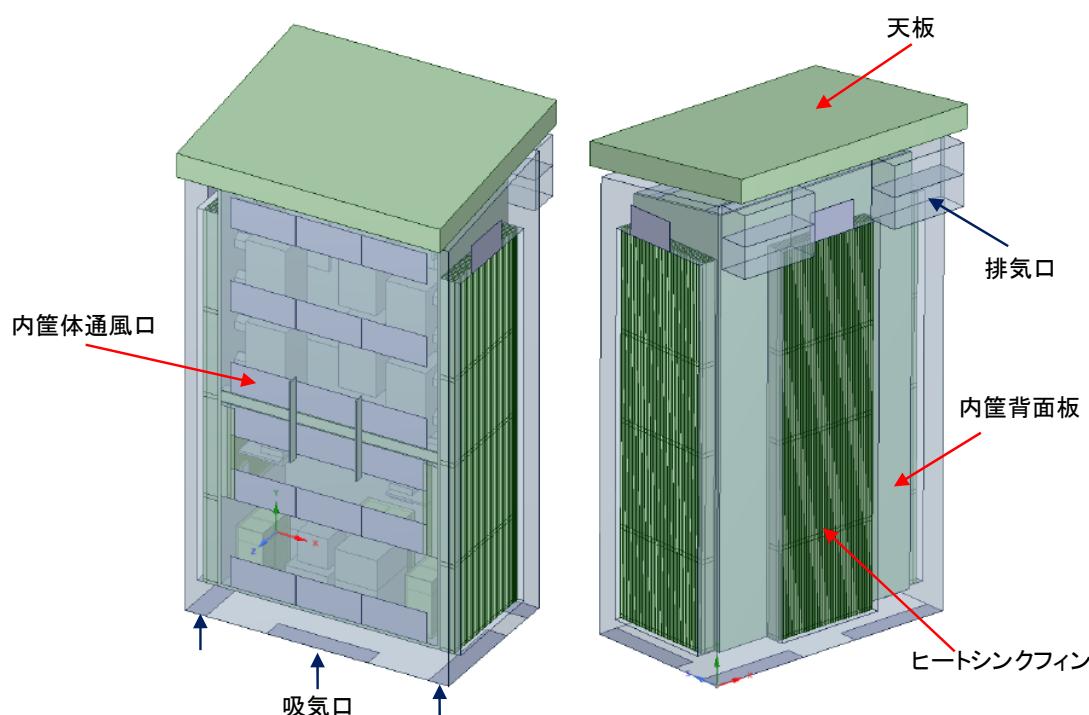


図 4.3.2.27 小型化 SVC の数値解析用構造概略図

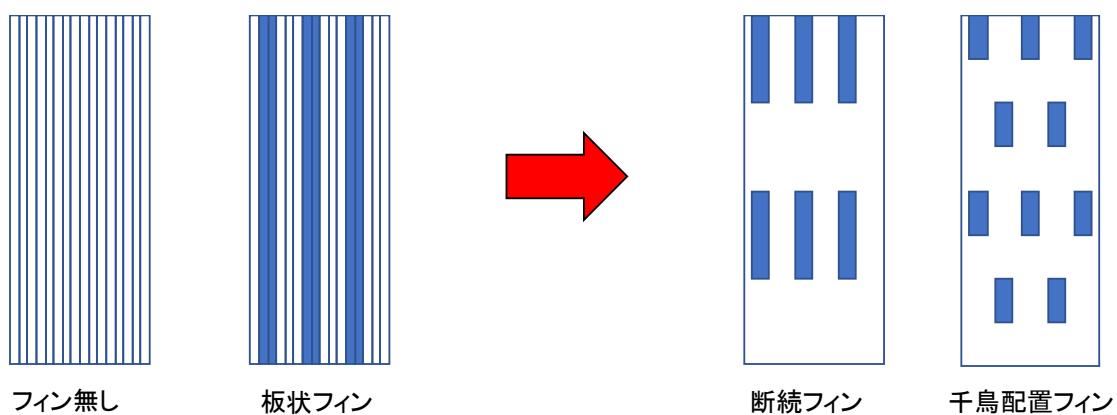


図 4.3.2.28 ヒートシンクフィンモデル

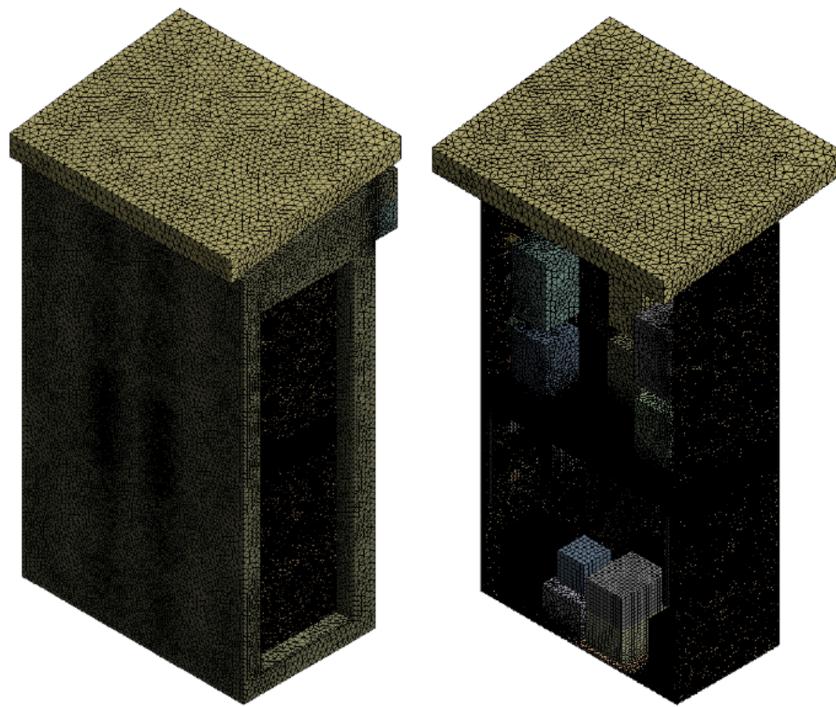


図 4.3.2.29 SVC 内外領域のメッシュ図

機器内における各部品の発熱量及び耐熱温度は表 4.3.2.4 に示す通りである。数値解析手法も前節と同様である。数値計算は Fluent/ANSYS を使用して行った。計算機には HP WS Z840(64 bit) 2Intel Xeon CPU ES-2690v 32.6GHz を用いた。メモリ容量は 64GB である。計算時間は条件にもよるが、およそ 30 時間程度である。

(4) 計算の収束性の確認および解析結果例

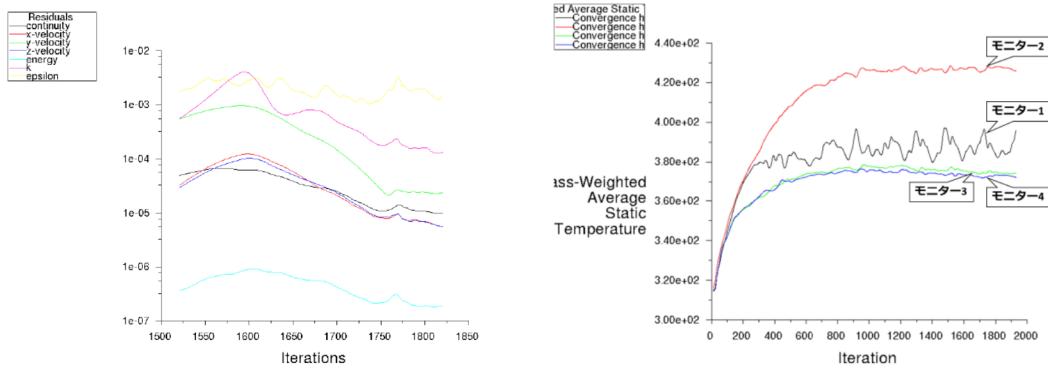


図 4.3.2.30 計算の残差とモニタリング温度の時間変化

本計算はメッシュの総セル数が 2300 万セルと大規模な計算となっていることから、計算の収束性について十分な確認が必要である。図 4.3.2.30 に連続性や気流速度、エネルギー及び乱流エネルギーについての計算の残差の時間変化と 4箇所でモニタリングしている温度の時間変化を示す。図より計算の残差は右肩下がりとなっており安定的に計算が進行している。モニタリング温度に関しても、数値が振動しておりやや非定常性は見られるが、ある幅の範囲内で収まっており、ほぼ定常に近い状況となっていることがわかる。

図 4.3.2.31 に正面側から見た SVC 内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布と流跡線を示す。線の色はその場所での気体の速さを示している。4.4 節にて詳しい考察を行うが、小型 SVC の熱解析においてもモジュール等の発熱による自然対流が表現され、表面温度についても妥当な値となっており、精度の高い解が得られていることが確認できた。

小型化 SVC では底面に設置した高圧コンデンサを図 4.3.2.15 のようにモールド化しており、空気絶縁の際にはコンデンサ間の間隔が 70mm であったところ、モールド化によって 30mm に縮まっている上にポリエチレンの容器に格納した上でシリコンを充填している。これにより自己発熱の放熱が悪くなっている可能性があることから、全体計算を実施する前にモールド化による高圧コンデンサの放熱阻害効果をチェックした。図 4.3.2.32 に空気絶縁タイプとモールドタイプのコンデンサの定常時の温度分布を示す。図に示されるようにモールド化によっても内部の最高温度は空気絶縁タイプより約 3°C 最高温度が上昇する程度であり、かつ比較的周囲温度の低い SVC 底面部に設置されることもあり、モールド化高圧コンデンサに対してはさらなる冷却の方策をとる必要性はないことがわかった。

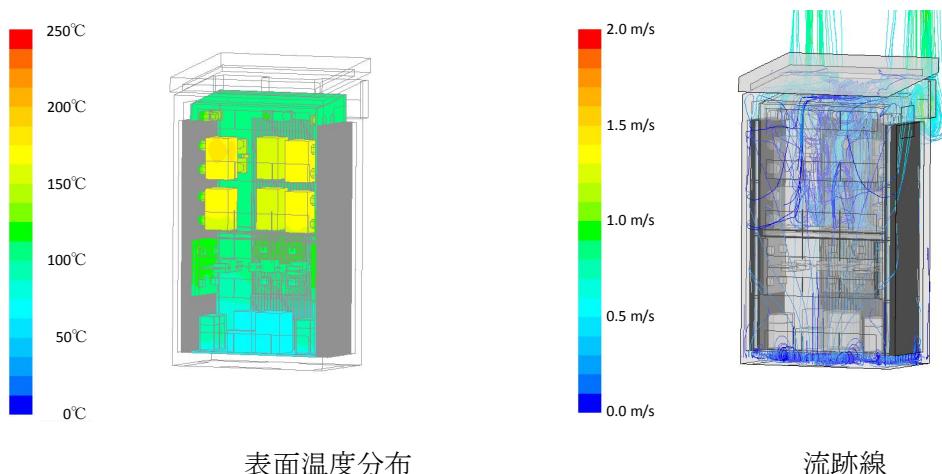


図 4.3.2.31 SVC の内筐体内部品の表面温度分布と流跡線

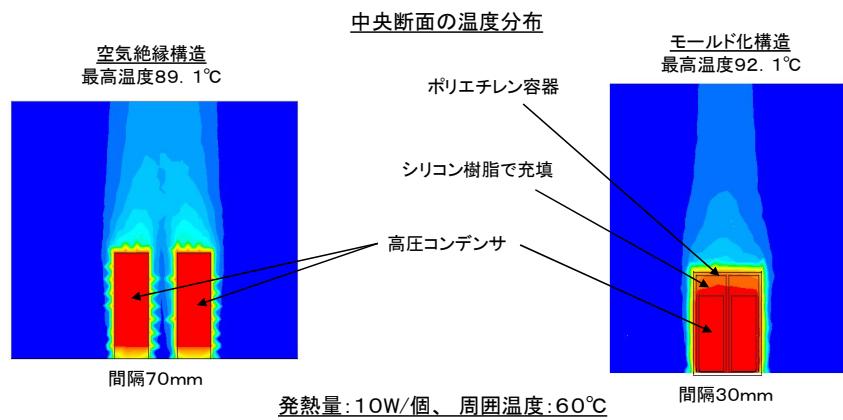


図 4.3.2.32 空気絶縁タイプとモールドタイプのコンデンサの中央断面の温度分布

4.3.3 まとめ

4.3 節では次世代電圧制御器に対する数値熱解析手法について検討した。

最初に数値熱解析モデルの精度検証のため、SVC とほぼ同じ電気基本構成を持ち、かつ自然空気冷却を採用している 4kW 級太陽光発電用パワーコンディショナ(PCS)を用いて温度上昇の実測を行った。また、同様の機器に対する数値熱解析も行い、実験結果と比較検討を行った。その結果、解析結果と実測より得た素子温度はよく一致し、本熱解析で用いる数値解析モデルが妥当であることが確認できた。

次に、屋外設置を前提とし、電柱一本に搭載可能で、かつ 10kV 級耐圧の SiC デバイスを搭載することで変圧器無しに AC 6.6kV 系統へ連系することを想定した 300kVA 級の SVC の回路設計及び空気絶縁を前提とした構造設計を行った。さらにその構造に対する熱流体解析を行い、自然空冷式SVCにおける小型化を実現するための冷却構造に対する課題抽出を行った。その結果、ヒートシンクにフィンを取り付けることで温度上昇が大幅に抑えられ、特にパワーモジュールの温度低下に効果があり、フィンが大きいほど効果が大きいことがわかった。一方、部品については、自己発熱のみで相当な温度上昇がある上、電気絶縁を考慮すると熱伝導性の高い碍子等が使えないことから放熱が難しく、フィンの効果は限られることがわかり、さらなる小型化のためには筐体内部の構造の工夫や部品の発熱量の抑制が必要であることがわかった。

最後に電柱1本に搭載可能な大きさの目安である幅 1.3m、奥行き 1m、高さが 2.5m 以内の大きさに SVC の大きさを納めることを目指し、電気的な絶縁を確保するために内部の部品をモールド化する等をした上で構造設計を行った。構造設計では小型化による熱的負担を軽減するために、放熱面積を増加させる工夫等を行った。また、ヒートシンク形状や内外筐体の通風口の配置等の詳細設計を行う前に、逆解析(ノンパラメトリック感度解析)機能を持つ熱流体ソフト(本例では FlowDesigner)を活用し、SVC のより良い冷却構造を予備的に検討した。その結果として、温度低下を図る外筐体底面の適切な位置等を明らかになり、詳細解析のための冷却構造に反映させた。さらに汎用熱流体解析ソフト(本例では、ANSYS/FLUENT)による解析を行い、収束性の確認等も行った上で精度の高い解が得られていることが確認できた。

4.4 次世代電圧制御器に対する熱的信頼性手法に関する考察

本節ではハード面での小型化や軽量化への課題、機器寿命等の運用面での課題について、解決策の提示も含めて共通基盤的な設計指針を作成するとともに、機器メーカにおける機器開発や、ユーザーにおける導入のメリット・デメリットを判断するための材料提供を行う。

4.4.1 小型 SVC の冷却構造対策の影響

小型 SVC の冷却構造対策の影響を検討するにあたり、ベースケースを設定した。ベースケースは以下の通りである。

- ・フィンの深さ:70mm、間隔:10mm、厚さ:3mm、長さ:1500mm
- ・内筐体内部の圧力上昇を抑えるために、上部に一箇所のみ通気口を設置
- ・外筐体壁面の通気口はなし

図 4.4.1.1a に SVC 内部品の表面温度分布と空気流れの流跡線、図 4.4.1.1b に SVC 内筐体のアルミヒートシンクの表面温度分布、図 4.4.1.1c に SVC の中心断面における温度分布と空気の速度ベクトルを示す。図 4.4.1.1a に示されるようにパワーモジュールについては 135°C 程度と目標の 150°C 以下に収まっている。このことはフィンによる放熱効果が十分であることを示しており、図 4.4.1.1b にも示されるように、フィンがアルミ筐体の相当な面積をカバーしていることから熱の広がりが早く、上下では 60°C 程度の温度差が生じているが、十分許容範囲内に温度上昇が抑えられている。流跡線を見ると外筐体の外から流入した空気はほとんどが背面側を通って排気口から流出していることがわかる。今回の構造設計ではより小型化するために前面側の流路幅を減じているが、そのこと自体は全く問題がないことがわかる。以上より、小型化に際してもパワーモジュールの発熱に対する熱的な問題は十分解決できることがわかる。

一方で、図 4.4.1.1a より内筐体内部の部品で最も温度が高くなるのが内筐体上部にあるリアクトルとセラミックコンデンサである。前節で検討した空気絶縁式においては半導体チップの温度が一番高くなっていたことからここは大きな違いである。これは内筐体の大きさを小型化し、さらに内筐体の通風口を一箇所にし、密閉性をやや高めたことで内筐体内部の熱交換が悪くなったからと考えられる。このことは図 4.4.1.1c の速度ベクトルの図から SVC 内筐体内部の前方部の流れが淀んでいることからもわかる。セラミックコンデンサについては耐熱温度 150°C に対して、145°C 程度であることからギリギリ条件を満たすが、リアクトルについては 175°C となっており、設定した耐熱温度 150°C を上回っている。リアクトルには H 種という耐熱温度が 180°C というより高耐熱のリアクトルが存在し、それを使用することで解決可能ではあるが、熱による他の部品への悪影響をできるだけ軽減する必要があると考え、より冷却効果を高める方法を模索する。

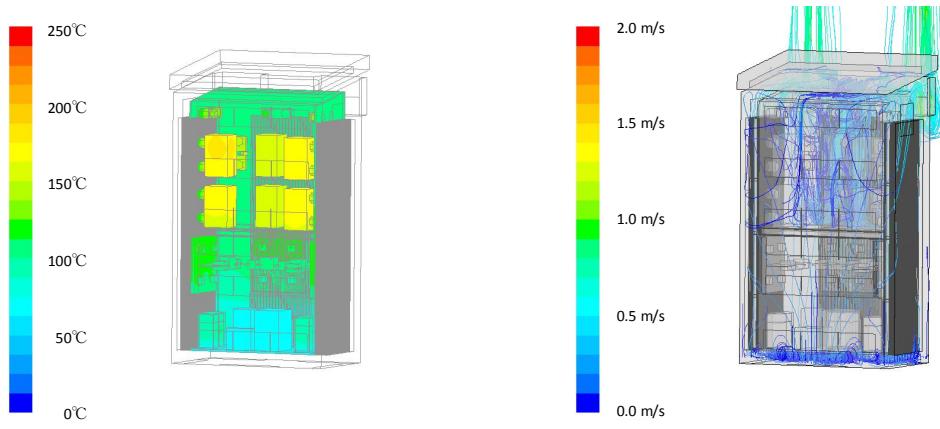


図 4.4.1.1a SVC 内部品の表面温度分布と空気流れの流跡線

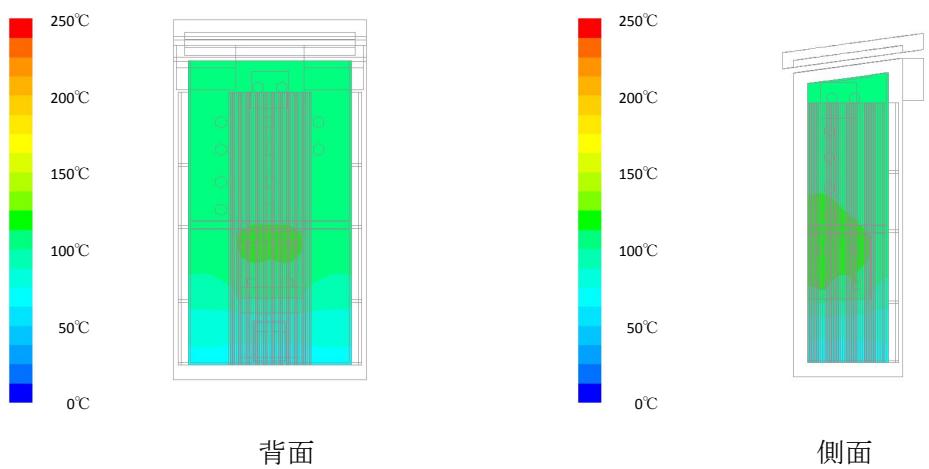


図 4.4.1.1b SVC 内筐体のアルミニートシンクの表面温度分布

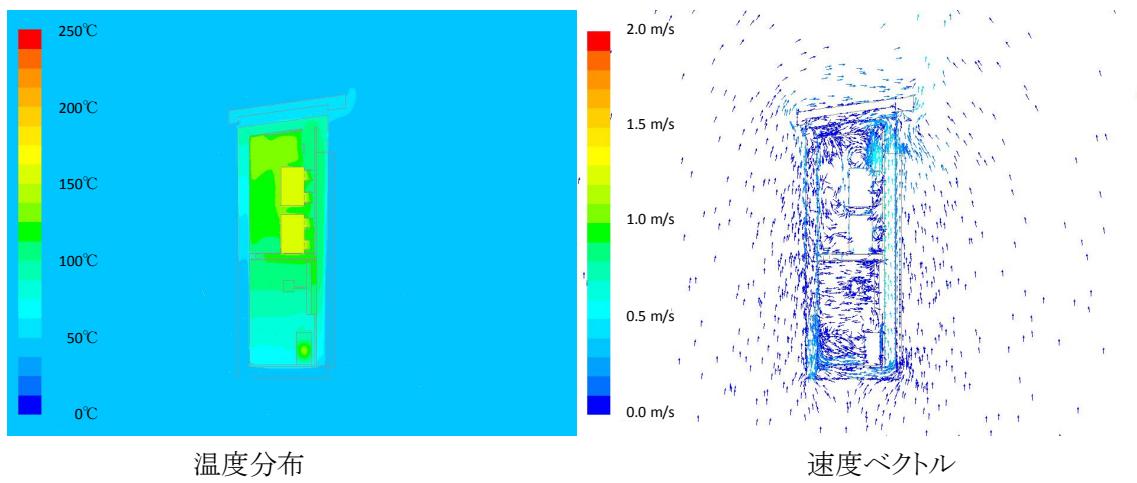


図 4.4.1.1c SVC 中心を通る断面における温度分布と空気の速度ベクトル

まず、フィン形状の影響について検討する。フィン形状についてはフィンの深さと図 4.4.1.2 に示すような分断フィン、千鳥配置フィン等のさまざまなフィン形状について検討を行った。ここで千鳥配置というのはフィンを途中で区切って段違いとした配置であり、流れをやや複雑化して流体の混合度をあげ、温度の均一化を図っている。図 4.4.1.3 にさまざまなフィン形状に対する熱抵抗を示す。ここでは簡単のためにフィンのみを取り出して、熱抵抗を計算した。フィン深さの影響では、70mm 以上の深さではほとんど深さの効果はなくなることがわかる。ここでは 50mm の深さの場合と比較し、深さの効果について確かめる。一方、フィン分断の効果と千鳥配置については比較の図からわかるように2段分断と3段分断の千鳥配置がやや効果があることがわかる。分断距離の影響からわかるように 20mm 以上離してもほとんど効果がないことからここでは 20mm とした。

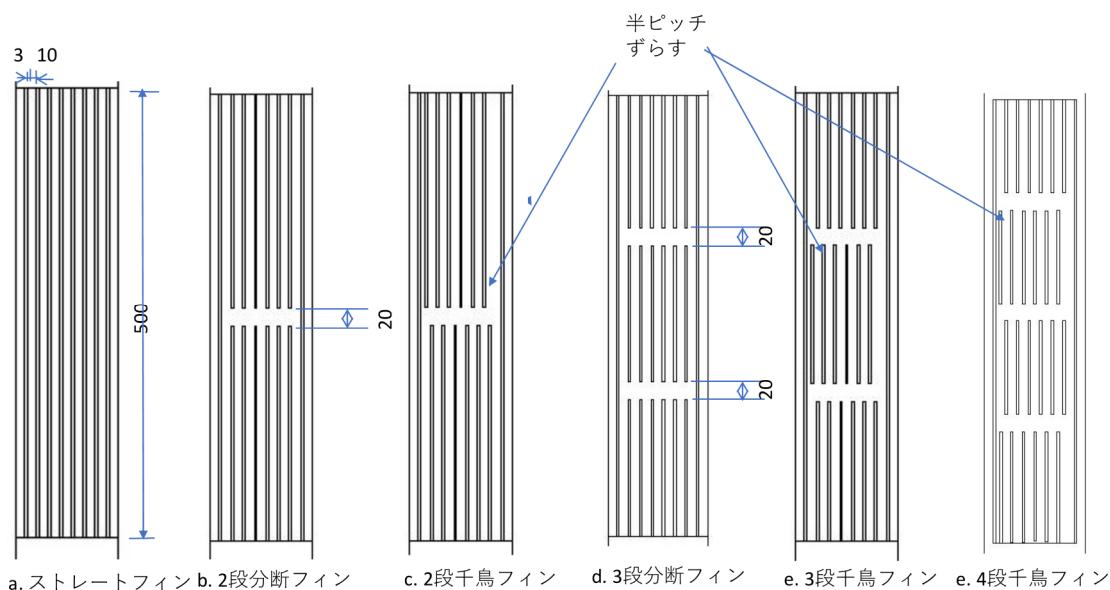


図 4.4.1.2 さまざまなフィン形状

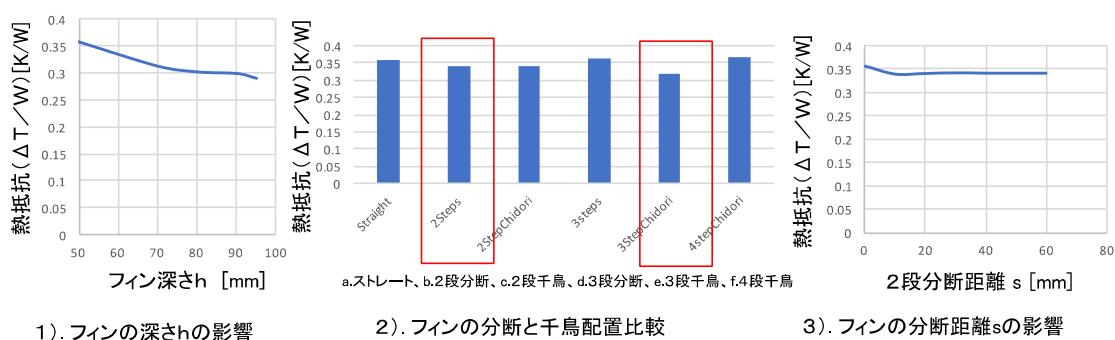


図 4.4.1.3 さまざまなフィン形状に対する熱抵抗

図 4.4.1.4 にベースケース、フィン深さ 50mm、2 段分断フィン、3 段分断の千鳥配置フィンについて各部品の最高温度を示す。図に示されるようにフィン深さ 70mm と 50mm では半導体チップ下銅プレートの温度は 15°C 程度の差があり、70mm にする効果が大きいことがわかる。伝熱面積としてはヒートシンクフィン一枚あたり約 9.6m² から約 2.5m² ほど増加していることから、この面積増加による冷却効果が大きいと思われる。他の部品についても 70mm にすることで 10°C 近く温度低下しており、ヒートシンク側に熱を伝えることによる一定の効果があることがわかる。

2 段分断フィン、3 段分断の千鳥配置フィンの効果については図 4.4.1.3 にて示されたように熱抵抗が最大 1 割程度低下する程度であることから、半導体チップ下銅プレート、リアクトル、高圧コンデンサ、小型変圧器とほとんど最高温度の変化がない。このことは図 4.4.1.5 に示した SVC 内筐体のアルミヒートシンク背面の表面温度分布において、3つの場合にほとんど温度分布に違いがないことからもわかる。一方で、セラミックコンデンサのみ温度が上昇しているが、これについては理由が不明であるが、結果的には深さ 70mm のストレートフィンで十分であることが理解できる。

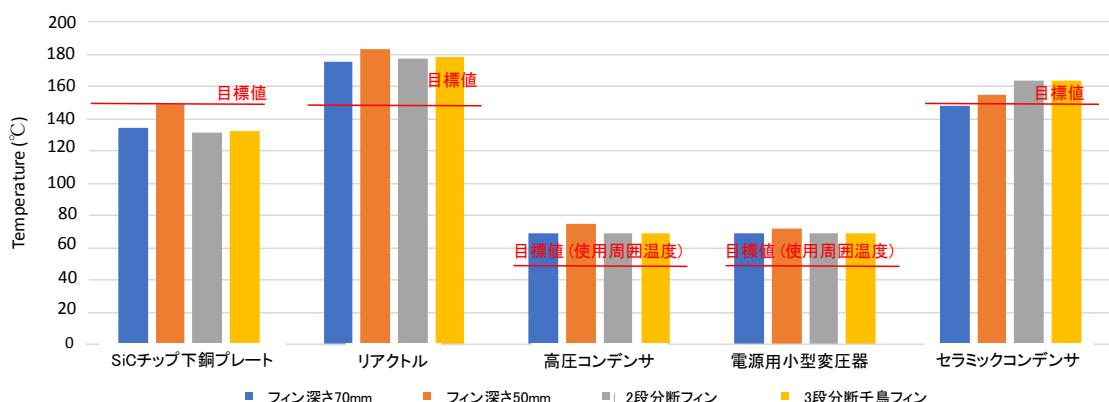


図 4.4.1.4 さまざまなフィン形状に対する各部品の最高温度

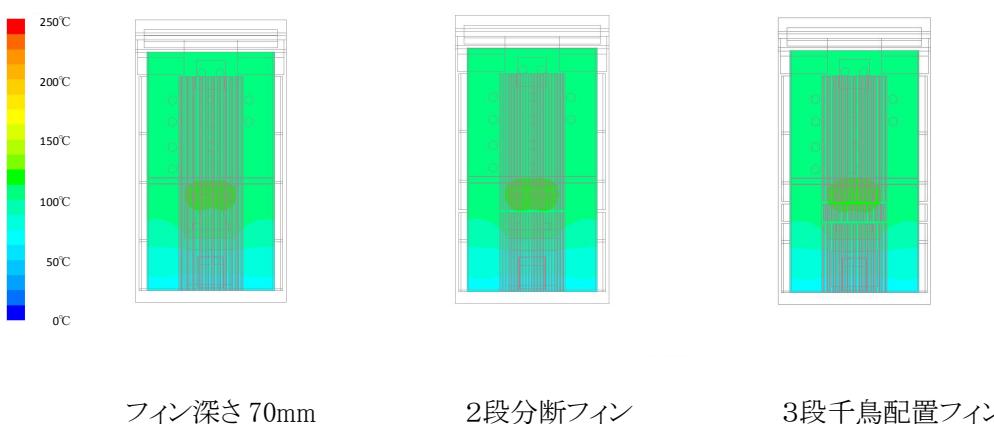


図 4.4.1.5 SVC 内筐体のアルミヒートシンク背面の表面温度分布

一方で、フィン形状等のヒートシンク構造の工夫以外に別の観点から冷却効果を高める方法を考えると、(1)内筐体内部の空気をファン等で強制的に換気する方法、(2)部品配置や部品取付け方法の工夫、(3)空気以外の冷却媒体の利用、(4)筐体構造そのものの工夫等が考えられる。

(1)ファン等の強制冷却装置については、現在での装置耐久性を考えると使用し難い点は否めないが、より耐久性のあるファンが開発されれば十分内蔵可能である。しかしながら、本解析で問題点となっているリクトル、セラミックコンデンサ等の部品の冷却については、部品周囲の空気温度の低下を図ることが必ずしも大きな冷却効果を生み出すとは考えられないことから、本解析では検討を行わなかった。

(2)についてはリクトル等の上部にある部品を下部に移動すること等は十分に考えられる。これまでの解析結果によれば、下部は比較的低温となっていることから、この部分に全ての部品を集積し、もっとも発熱の多いパワーモジュールを一番上部に持ってくることは熱設計的には効果があると思われる。しかし、図 4.3.2.1 に示す SVC 基本回路からわかるように電気の流れから見るとより複雑な配線となり、そこはデメリットとなる。他方で内筐体内部に熱がこもる理由としてパワーモジュールが設置されたヒートシンクプレートからの熱伝達、すなわちモジュール部で空気が暖められ、内筐体内部の気温を上昇させている可能性がある。ここではパワーモジュールで発生した熱が内筐体内部に拡散しないようにするための図 4.4.1.6 に示すようなヒートシンクプレート断熱カバーの効果を検討した。解析ではこの材料の熱伝導率をゼロとして計算を行った。

(3)については例えばリクトル等の温度の高い部品を絶縁液体で封入してその外をエポキシ樹脂などで覆うモールド化が考えられる。あるいは 4.3.2 節で検討した高熱伝導碍子で支持することが考えられる。これまでの解析で、1.5m 長のフィンを 3 つ取り付ければヒートシンクに直接設置される SiC チップを冷却でき、かつ各フィンの平均熱伝達率も一般的な自然対流の熱伝達率に比べて小さいことから、4.35kW の総内部発熱量を単純に筐体外に放熱するだけで考えれば、本筐体はその能力を十分保有していると言える。問題は内部アルミ筐体に設置されずに浮いた状態となっているリクトル等が問題であり、いかに放熱余力のある内筐体に空気を介さずに熱を伝達するかが一番の課題である。絶縁オイル封入等のモールド化は一般的に可能であるが、ここでは 4.3.2 節で検討した高熱伝導碍子で支持する場合について解析を行った。

(4)については内筐体に窓を多く取り付けることは埃対策を考えると適切ではないと考え、外筐体の背面の中段付近に窓を取り付け外筐体の下部のみならず、中段からも新鮮な空気を取り込めるようにした。

図 4.4.1.7 に断熱カバー、高熱伝導碍子、外筐体窓取付時の各部品の最高温度を示す。ここで、高熱伝導碍子はアルミと同等の熱伝導率を持つ材料で碍子を製作したとした。外筐体背面の窓の位置は高さでいうとパワーモジュールヒートシンクプレートのやや上方とし、横幅全体に高さ 50mm の通気口を設けた。

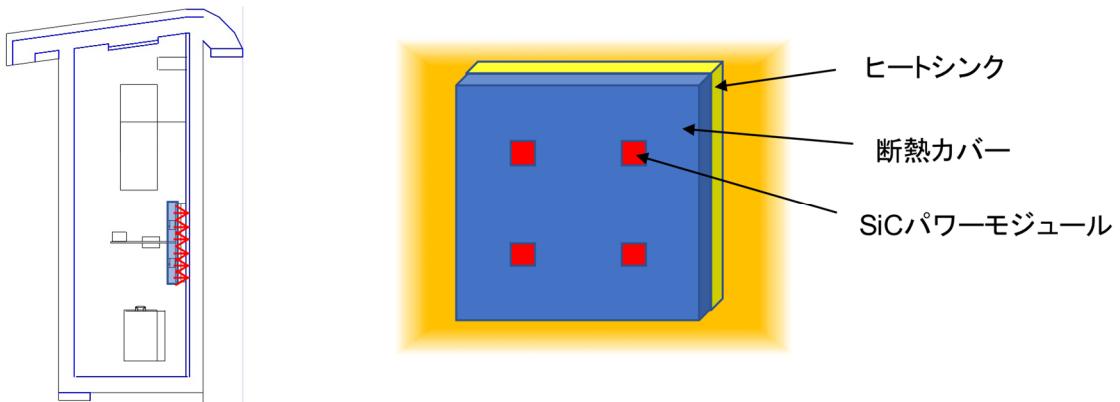


図 4.4.1.6 ヒートシンクプレートカバーの概念図

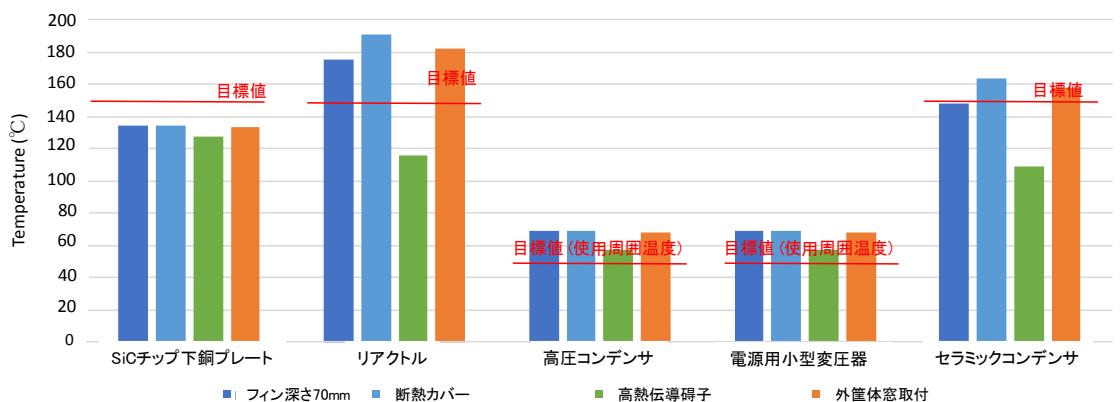


図 4.4.1.7 断熱カバー、高熱伝導碍子、外筐体窓取付時の各部品の最高温度

断熱カバーの効果については半導体チップ下銅プレートの温度にほとんど変化はない。一方で、リアクトルやセラミックコンデンサの温度は 15°C 程度上昇しており、むしろ逆効果となっている。図 4.4.1.8 にそれぞれの場合の背面から見たヒートシンクの温度分布を示す。図より、断熱シートで覆われるとパワーモジュールヒートシンクプレート付近の温度が上昇し、その結果としてヒートシンク上部の温度が上昇していることがわかる。図 4.4.1.9 に断熱カバーありの場合の SVC 中心を通る断面における温度分布と空気の速度ベクトルを示す。図 4.4.1.1c と比較するとわかるように内筐体上部の空気温度が断熱カバーの効果で上昇していることがわかる。結果的に断熱カバーがない場合には筐体内部の空気に適当に熱が伝達し、内筐体上部の温度上昇を抑えることができたと考えられる。密閉空間の場合には局所で熱の伝達を抑えることは、他の場所に逆効果となって跳ね返ってくる場合があるので注意を要する。

次に高熱伝導碍子でリアクトル等を支持した場合であるが、碍子で取り付けられていない SiC チップや高圧コンデンサ等に対しての効果はほとんどないが、直接取り付けられているリアクトルやセラミックコンデンサに対して非常に効果が大きく、いかにアルミ内筐体に素早く熱を流すことが重要

であるかが理解できる。本解析では碍子を高熱伝導化したが、重量は増えるが絶縁オイル等によってモールド化することも同等の効果が期待できる。一方、外筐体の背面に設置した通気口の効果であるが、ほとんど効果がないことがわかる。

以上、フィン深さ、フィン構造、断熱カバー、高熱伝導碍子、通気口の設置等の冷却促進対策を検討したが、これまでも指摘したようにアルミ内筐体に伝達された熱を放熱する余力は十分にあることから、外筐体の構造を変化させても大きな冷却効果はあげられないことがわかる。効果が大きいのはアルミ内筐体への熱伝導あるいは熱伝達をあげることであり、これは絶縁オイルによるモールド化や熱伝導率の高い碍子の活用によってもたらされ、結果的に全ての部品の運転温度範囲がメーカ推奨の温度範囲に収まることとなり、製品寿命においても十分な運転時間を確保できると推論できる。

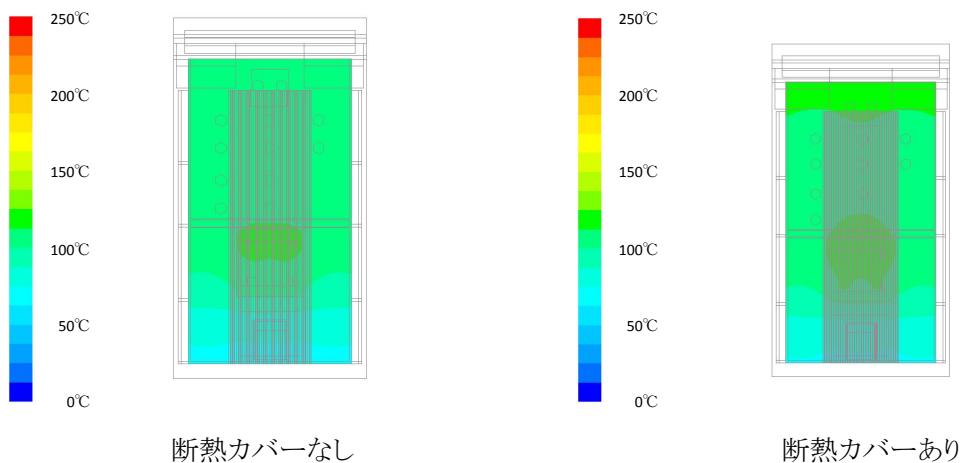


図 4.4.1.8 SVC 内筐体のアルミヒートシンク背面の表面温度分布

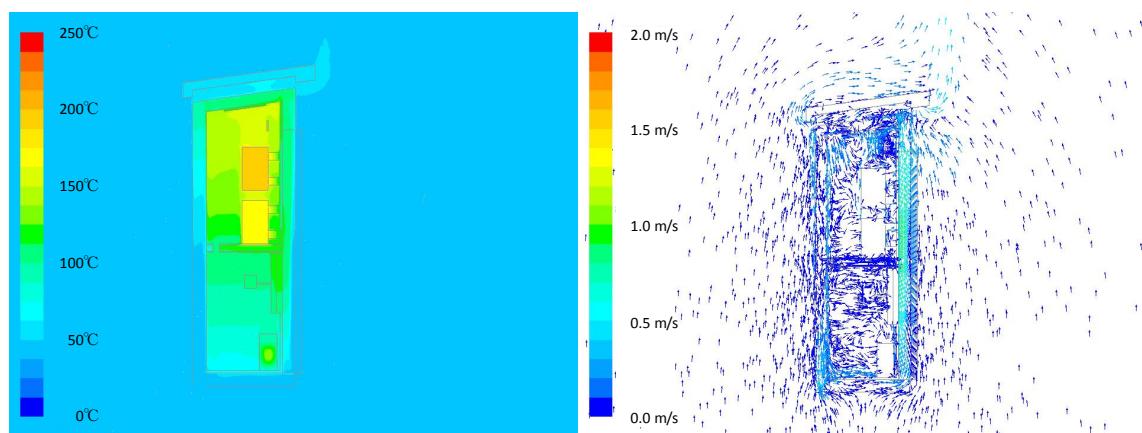


図 4.4.1.9 SVC 中心を通る断面における温度分布と空気の速度ベクトル（断熱カバーあり）

4.4.2 SVC 内部部品の損失低減の影響

前節の検討結果により、フィン構造や断熱カバーの設置による対策だけでは十分な冷却性能が得られずに、SVC を定格出力で長時間運転するには厳しい状態となる場合がある。ここでは、SiC パワー半導体や周辺部品の効率向上が図られることを想定し、損失による発熱量が減少した場合について検討する。

損失の低減については簡単に二つの場合を検討した。一つ目は専ら技術開発が集中的に実施されている SiC パワー半導体の効率向上が大幅に図られた場合を想定した。このときリアクトルや高圧コンデンサ等については現状のままの部品を使用する。パワーモジュールの損失低減量はこれまでの計算で設定した発熱量(321W/個)の発熱を 1 とし、それに対して 2/3、1/2、1/3 まで損失が低減した場合と、極端な例として 0 の場合について計算を行った。

二つ目はリアクトル等の他の部品についても損失低減が図られた場合である。表 4.3.2.4 に示すようにパワー半導体の次に発熱量が大きいのはリアクトルであり、これらについては積極的に開発が行われているパワー半導体とは異なり、大きな技術的な進歩は難しいと思われるが、それでも鉄心コア損失のより少ない新たな磁性材料が開発されるなどその技術進展は弛まなく進んでいる⁹。例えば、JFE スチール株式会社が製品化しているスーパーコア[®]のうち、電源周波数の 50Hz でも SiC パワー半導体のスイッチング周波数である 20kHz レベルの高周波領域でも鉄芯損失(鉄損)を小さくする JNEX コアについては、当該社のカタログ¹⁰記載の測定データによれば、0.1mm 厚の方向性ケイ素鋼板と比べて鉄損が約半分となっている。さらに同カタログ記載の比較データによれば、板厚を薄くすることでも効果があり、薄板(0.05mm 厚)であれば約 4 割となっている。また、アモルファス材料であれば約 1/4 とすることができます。巻線損失(いわゆる銅損)は低減しないが、仮に鉄損と銅損が同等であったとすれば、リアクトルの全体の損失を 25~40%程度削減することは可能と思われる。ここでは全体の損失発熱量 4347W を 1 とし、それに対して発熱量を 2/3、1/2、1/3 とした場合について検討した。ここで、計算を簡単にするために各部品で均等に損失が低減するとした。

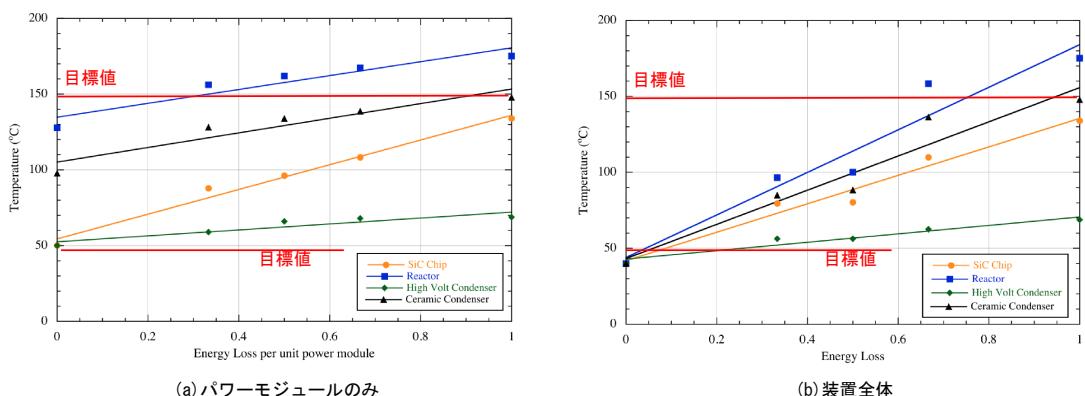


図 4.4.2.1 最高温度に対する各部品の損失低減の影響

図 4.4.2.1 に最高温度に対する各部品の損失低減の影響を示す。図 4.4.2.1(a) はパワーモジュールのみの損失が低減した場合、図 4.4.2.1(b) は装置全体の損失が低減した場合の結果である。パワーモジュールのみの損失が低減した場合における横軸ゼロはパワーハーフ導体を除く各部品が表 4.3.2.4 に示す発熱量で発熱した場合の結果である。図からわかるようにパワーモジュールの損失低減割合に対しての各部品の温度は、半導体の発熱量が 0 と 1 の場合の点を結んだ直線から容易に推定できることがわかる。例えば、リアクトルについてはパワーモジュールの損失を現状の 4 割程度にまで引き下げる必要がある。高圧コンデンサについても同程度にまで損失を削減すれば推奨動作温度範囲に収まる。

次に装置全体の損失が低減した場合であるが、図 4.4.2.1(b) からわかるように横軸ゼロは発熱ゼロを示しており、すべての部品の温度は周囲環境温度と同じ 40°C となっている。全体損失の低減割合に対しての各部品の温度は、発熱量が 0 と 1 の場合の点を結んだ直線からやや外れている場合もあるが、おおよそこの直線上に乗っている。図よりリアクトルについては目標値に達する削減効果は当然であるがパワーモジュールのみの発熱量を削減した場合よりも削減割合が小さく、現状の 7 割程度で良い。

ここで、リアクトルの耐熱温度の目標を達成するための条件を考える。パワーモジュールのみの発熱量を削減する場合には 6 割の削減、すなわち $321W \times 0.6 \times 12$ 個 = 2311W の発熱損失を低減する必要があるが、全体を均一に低減する場合には $4347W \times 0.3 = 1304W$ の発熱損失の削減で済むことになる。この場合でもパワーモジュールの発熱損失を 3 割程度削減しなくてはならないが、部品も含めて損失低減を図る方が、パワーモジュールだけで削減を図るよりもかなり少ない発熱量の削減で済むことになる。したがって、今後 10kV 級 SiC パワーハーフ導体を活用した SVC の開発には、SiC パワーハーフ導体の損失低減が重要であるが、リアクトルも含めた他の部品についても損失低減に向けた研究開発が重要である。

4.4.3 日射の影響

SVC は屋外に設置することから日射を直接受けることになる。ここでは、日射によって装置全体の温度がどの程度影響を受けるかについて検討する。解析は ANSYS/FLUENT に付属している太陽負荷モデル Solar Ray Tracing 法を使用した。この方法は入射角と日射量を決めるとき、入射する光が計算領域内の面にどのように当たるかを影も含めて計算し、光が当たった面の吸収率と反射率に応じて壁に熱輻射として伝達される熱エネルギーを熱流束として計算する。入射角と日射量は緯度、経度、日時を決めて太陽カリキュレータを使用して設定できる。本計算では、つくば市(北緯 36.058 度、東経 140.1374 度)を代表点にとり、日時はもっとも一年で暑いと想定される 8 月 13 日の午後 12 時とし、SVC の正面が真南を向くように設置した。

図 4.4.3.1 に SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布を示す。図よりわかるように日射を受けることで SVC 上面にある日よけ板の温度が 60°C 程度から 120°C 近くまで 60°C ほど上昇していることがわかる。この影響は内筐体内部の部品にも現れており、リアクトルを筆頭に大きな温度上昇が見られる。図 4.4.3.2 の SVC 内筐体のアルミヒートシンク背面の表面温度分布に示されるように日射がない場合に比べて 25°C 程度上部の温度が上昇し、結果的に図 4.4.3.3 の SVC 中心を通る断面における温度分布と空気の速度ベクトルに示されるように筐体上部に強い陽炎が形成され、ヒートシンクフィンを流れる空気の流速も日射なしに比べて明らかに速くなっている。

もう少し定量的に各部品の温度を見ると、上部の日よけ板ほどではないがパワー半導体、リアクトル、セミックコンデンサ等の比較的上部にある部品の温度は日射の影響を強く受けしており、底面近くにある高圧コンデンサと絶縁トランスはその影響が小さいことがわかる。

以上より、日射の影響は大きくその影響は無視できないことがわかる。次節で示すように SVC 装置本体は大きな熱容量を持っていることから、実際にはこれほどの温度上昇を示す結果にはならないと想定されるが、日よけ対策等は必要であることがわかる。

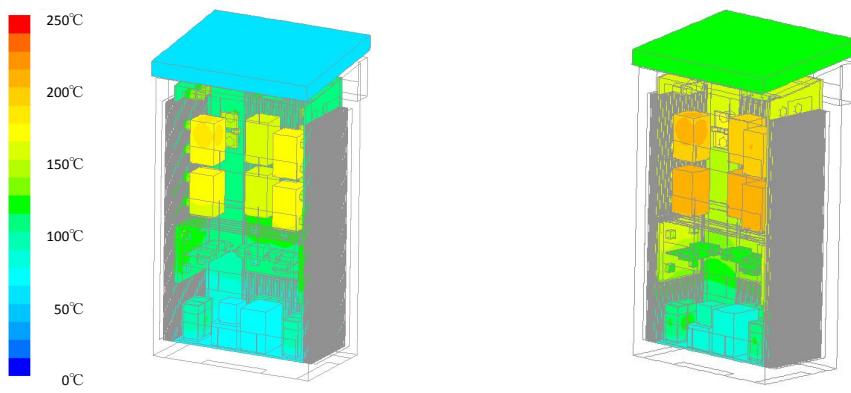


図 4.4.3.1 SVC の内筐体内部品およびヒートシンクの表面温度分布

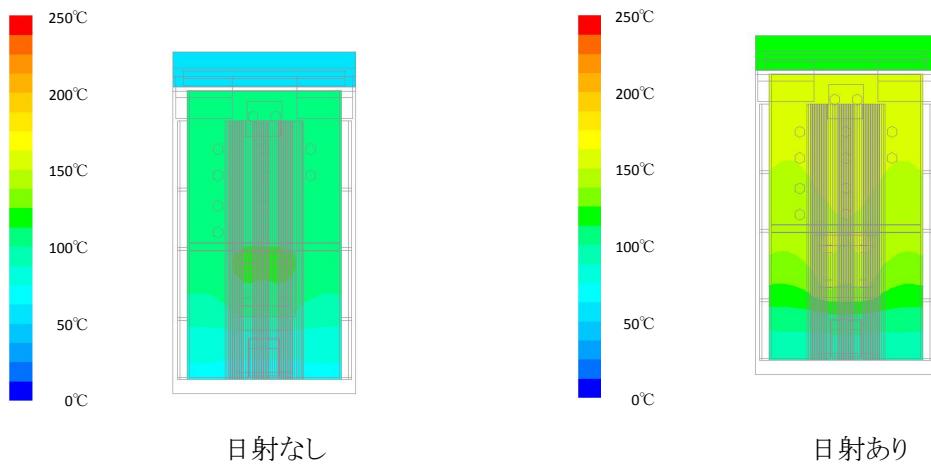


図 4.4.3.2 SVC 内筐体のアルミヒートシンク背面の表面温度分布

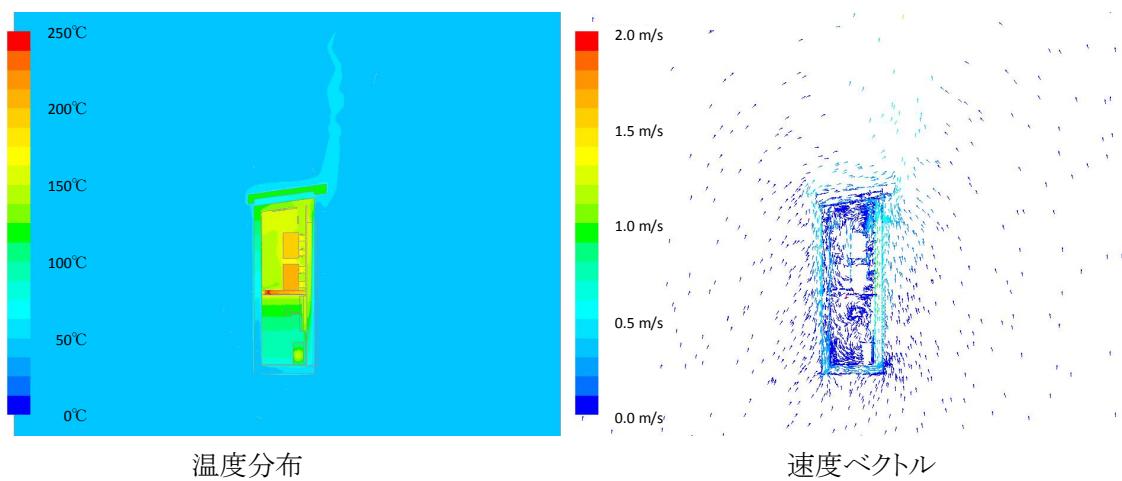


図 4.4.3.3 SVC 中心を通る断面における温度分布と空気の速度ベクトル(日射あり)

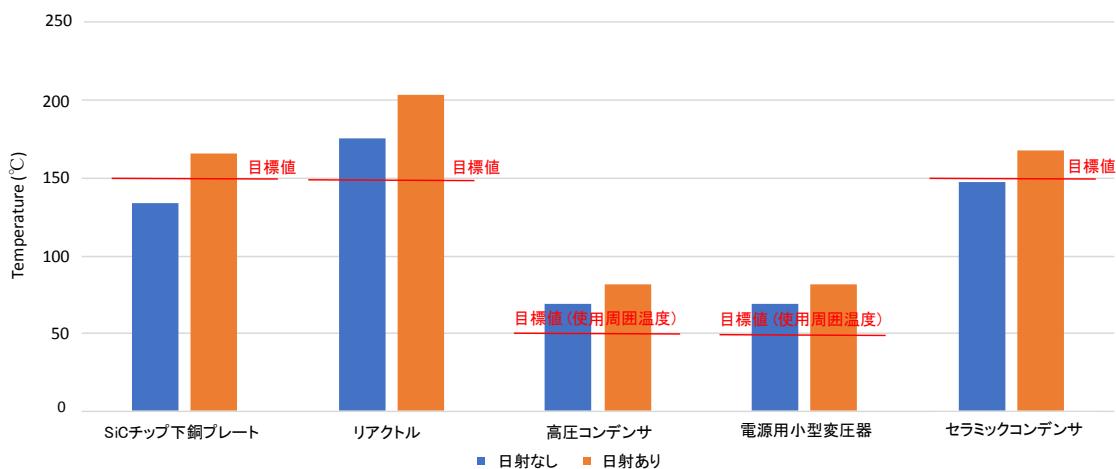


図 4.4.3.4 日射有無に対する各部品の最高温度

4.4.4 非定常性の影響

SVC の外筐体は約 310kg の鋼板、内筐体もヒートシンクと合わせて約 310kg のアルミ、その他に 200kg の鉄や銅で構成されており、全体の熱容量は大きい。ここでは、4.3.2.2 節で用いた FlowDesigner を用いて非定常の計算を行った。ANSYS/FLUENT ではなく FlowDesigner を用いたのは単なる計算時間の問題であり、詳細なメッシュを持つ ANSYS/FLUENT の計算では非定常解析に膨大な時間がかかることから、比較的簡易計算が可能な FlowDesigner を用いた。

周囲温度および機器全体の初期温度 40°C、部品等からの発熱はステップ状に変化し、その後一定という条件で非定常気流解析を行った。乱流解析には高レイノルズ数型/k- ϵ 乱流モデルを採用し、完全な無風状態での不安定性を避けるために外気風速を右側面側より風速 0.1m/s で与えた。筐体は内筐体の天面を開口し、外筐体の底面を最適位置で開口した状態で、背面と側面に放熱フィンを取り付けた構造とし、他の物性値等の条件は 4.3.2.2 節と同様である。本計算では周囲温度を 40°C としており、実際にはより低い温度範囲で動作が開始すると想定されるが、より厳しい条件を課してその影響を検討することとした。

図 4.4.4.1 に発熱開始から 1 時間経過時の温度分布とパワーモジュール部の温度変化を示す。温度変化については実温度と定常温度（本計算では 134.7°C）との対数温度差をプロットした。対数温度差のグラフは時間の線形式で近似し、その傾きから温度変化の特性時間を求めた。図よりパワーモジュールの特性時間は約 30 分であり、実温度プロットとの比較をすると定常状態に対して約 75%程度の温度差まで近づいた状態であり、定常に至るまでの時間オーダーを表している。同様にリアクトル、高圧コンデンサ、絶縁トランスおよびセラミックコンデンサについても特性時間の計算を行い、その結果を表 4.4.4.1 に示す。

ここで求めた特性時間の意味について実際の温度変化と比べることで確かめる。図 4.4.4.2 に初期状態から 12 時間後までの各部品の温度変化を示す。パワー半導体のベースプレートの温度は 100 分程度でほぼ定常になっており、ステップ応答に対して特性時間の約3倍程度で定常に至る。リアクトルについては熱容量が大きく、特性時間が 8 時間程度と長いところ、グラフではやや挙動に不安定性が見られるが 12 時間程度では定常に至らないことがわかる。セラミックコンデンサ、高圧コンデンサ、絶縁トランスについてはそれぞれ特性時間が 113 分、300 分、205 分のところ、400 分、800 分、600 分程度で定常に至っており、おおよそこれらについても特性時間の 3 倍程度の時間で定常に至ることがわかる。

以上のことと実際の運転状況と照らし合わせてみると、朝方の気温が低い状況で運転がスタートし、仮に午前 9 時あたりから定格出力で運転しても熱容量の大きいリアクトル、高圧コンデンサ、絶縁トランスについては定常解に至ることなく日没を迎えることになり、特に 4.4.3 節にて最大日射下では放熱対策が厳しいと指摘したリアクトルについても、実運用上は大きな問題とならない可能性もある。

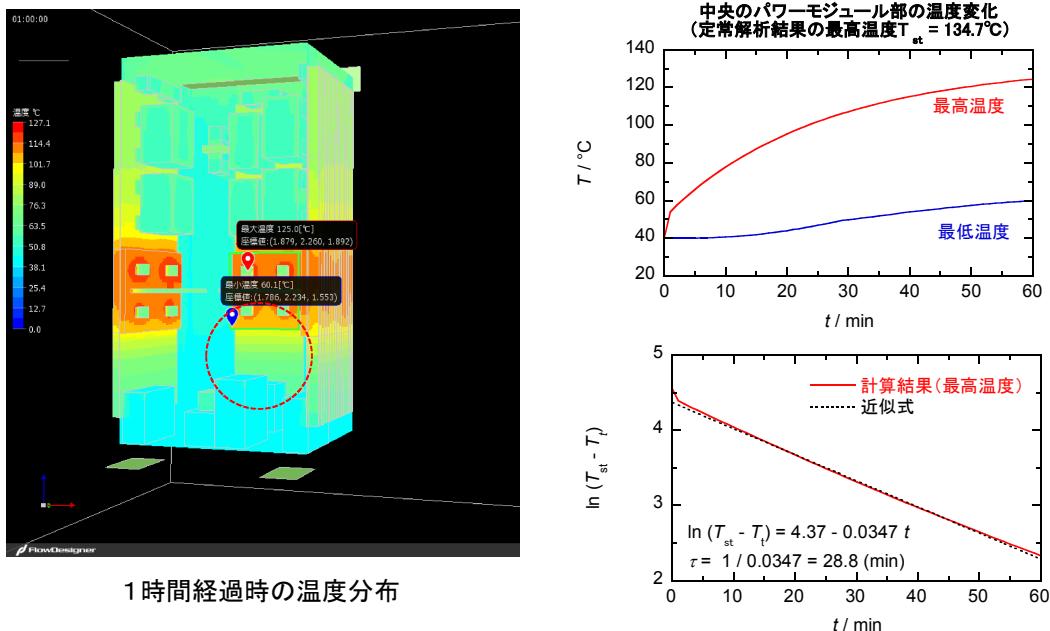


図 4.4.4.1 発熱開始から 1 時間経過時の温度分布とパワーモジュール部の温度変化

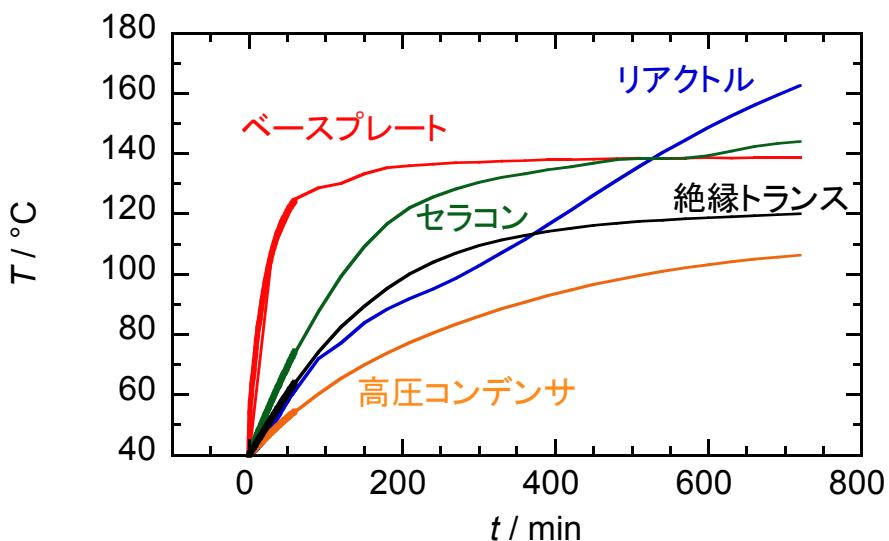


図 4.4.4.2 初期状態から 12 時間後までの各部品の温度変化

表 4.4.4.1 各部品の特性時間

	パワー半導体	リアクトル	高圧 コンデンサ	絶縁トランス	セラミック コンデンサ
定常温度(℃)	134.7	159.6	121.3	137.3	128.9
特性時間(分)	30	500	300	205	113

4.4.5 まとめ

4.4 節では SVC のハード面における小型化や軽量化への熱的課題について、解決策の提示も含めて共通基盤的な設計指針を作成するための検討を行った。

まず、小型 SVC の冷却構造対策の影響を検討するにあたってベースケース(フィンの深さ:70mm、間隔:10mm、厚さ:3mm、長さ:1500mm、上部に一箇所の通気口)を設定した上で、フィン深さ、フィン構造、断熱カバーの設置等の冷却促進対策を施し。ベースケースとの比較によりその効果を検討した。その結果として、フィン深さが 50mm 程度では十分ではないが 70mm 程度取れば放熱のための伝熱面積は十分確保されており、2 段分断フィン、3 段分断の千鳥配置フィンの等の効果はほとんど現れない。

さらにパワーモジュールプレートを断熱カバーで覆う、高熱伝導碍子でリアクトルとセラミックコンデンサを支持する、外筐体に通気口を設置する等の冷却促進対策を検討したが、この中で効果が大きいのはアルミ内筐体への熱伝達率を上げることであった。これは絶縁オイルによるモールド化や熱伝導率の高い碍子の活用によってもたらされ、結果的に全ての部品の運転温度範囲がメーカー推奨の温度範囲に収まることとなった。

一方でパワー半導体やその他部品の熱損失の低減効果を検証した。損失低減については SiC パワー半導体のみの特性向上が図られた場合を想定し、その発熱量が低減した場合と、各部品全てで均等に損失が低減するとした場合について検討を行った。結果として、厳しい条件のリアクトルの耐熱温度の目標を達成するためには、パワーモジュールのみの発熱量を削減する場合に比べて部品も含めて損失低減を図る方が、かなり少ない発熱量の削減で済むことになることがわかり、今後はリアクトルも含めた他の部品についても損失低減に向けた研究開発が重要であることが示された。

さらに屋外設置を想定していることから、日射の影響についても使用した汎用熱流体解析ソフトに付属している太陽負荷モデル Solar Ray Tracing 法を用いて検討した。周囲温度 40°C で炎天下で長時間放置という厳しい条件の下では機器上部は数十°C の温度上昇が見られ、その影響を無視できず日よけ対策等が必要であることがわかった。一方で SVC の全体の熱容量は大きく、非定常解析の結果によれば、定常状態に至るまでに時間を要する。各部品の定常に至るまでの時間と実際の運転状況と照らし合わせてみると、朝方の気温が低い状況で運転がスタートし、仮に午前 9 時あたりから定格出力で運転しても熱容量の大きいリアクトル、高圧コンデンサ、絶縁トランスについては定常温度に至ることなく日没を迎えることになり、最大日射下では放熱対策が厳しいと指摘したリアクトルについても、実運用上は大きな問題とならない可能性もあることがわかった。

4.5 次世代電圧制御器の信頼性評価に向けて

本研究では、次世代電圧制御器に対する信頼性評価法について調査および検討し、その結果を踏まえた上で評価を試みた。

信頼性評価の基本的考え方として、その目的が電圧制御機器の実質的な使用期間を予測することであるとすれば、それはメーカーによる信頼設計のためだけではなく、利用者側にとっても運用面等を含めた導入のメリット・デメリットを判断できる評価手法となる必要がある。一方で、次世代電圧制御器のように現存しない場合、その機器の信頼性を実機により評価することは難しい。メーカーにとっては仕様を変更するごとに機器を製作し、そのつど劣化試験等を実施することはコスト的にも避けたいところである。最終的に実機を用いた試験は必要であるとの認識ではあるが、可能な限り設計段階で信頼性を高めておきたいところである。

これまでの既存の信頼性試験法の調査等の結果によれば、次世代電圧制御機器に対する信頼性試験法として活用できそうな方法として、レファレンス機器との比較試験による信頼性評価法と数値熱解析による信頼性評価法があることがわかった。それぞれの特徴として、レファレンス機器との比較試験による信頼性評価法は、類似とはいえる実物を用いた規格に則った試験を行うことから、想定される実機との部品構成やシステム構成が大幅に異ならない限り、試験結果に対する信頼性は高い。

しかしながら、レファレンス機器の選定には被評価機と機能が同じものであるという制約上、ある程度の数の実機を用意する必要があることから、メーカー側としてはよりコストメリットのある方法を選択したいところである。その点、数値熱解析による信頼性評価は、さまざまな運転条件や自然環境条件に対する結果を速やかに得ることができるだけでなく、新たな冷却構造の改善方法や熱応力の低減方法等についても容易に試すことができ、機器メーカーにとっては効率的な設計を可能とする手段になりうる。実物による試験を最小限とすることから、信頼性という点ではやや不安が残る部分もあるが、実機との検証実験等を行うことによって精度向上を図ることが十分可能である。さらには機器利用者側にとっても、数値解析による信頼性評価によっていくつかの信頼性評価試験を省くことができる、あるいは特殊な条件下での結果について設計段階において情報を得られるといったメリットがある。本研究では特に現存しない電力機器の信頼性評価に対して数値熱解析による方法はコスト等のメリットが大きいと考え、本手法を次世代電圧制御機器の信頼性評価に適用し、その適用可能性を検討した。

数値熱解析による SVC 次世代電圧制御器の信頼性評価を実施する前段階として、数値解析結果の精度検証を行った。4kW 級太陽光発電用パワーコンディショナ(PCS)を用いた実験結果との比較から数値解析モデルが妥当であることを確認した。

屋外設置を前提とし、電柱一本に搭載可能で、かつ 10kV 級耐圧の SiC デバイスを搭載することで変圧器無しに AC 6.6kV 系統へ連系することを想定した 300kVA の自然空冷式 SVC は現存し

ないことから、回路設計と構造設計を行い、その構造に合わせた熱流体解析を行った。小型化に伴ってコンデンサのモールド化や機器内部空間の減少による放熱の困難さに対して、まずは各部品の耐熱温度やその部品が設置される場所の周囲温度が部品の仕様を満たさなくてはならないとの認識のもと、パワーモジュールに取り付けるヒートシンクフィンの長さや深さ、外気入れ口の位置等をいくつかの数値解析ソフトを駆使して検討した。その結果として、フィンの長さと深さを十分に取ることで内筐体からの放熱面積は十分確保できるが、絶縁体で支持されるリアクトルやセラミックコンデンサについてはアルミ内筐体へ熱伝達率を上げる等のさらなる冷却促進対策が必要であった。これは部品を絶縁液体で封入してその外をエポキシ樹脂などで覆うモールド化や熱伝導率の高い碍子の活用によってもたらされ、結果的に全ての部品の運転温度範囲がメーカ推奨の耐熱温度範囲に収まることとなった。さらにパワー半導体やその他部品の熱損失の低減効果を検証し、パワー半導体の損失だけでなく、リアクトルも含めた他の部品についても損失低減に向けた研究開発が重要であることを提言した。

また、日射の影響についてもその重要性を指摘した。ただし、SVC の全体の熱容量は大きく定常状態に至るまでに時間がかかることから、装置の運転状況を考えると実用的にはより緩和した条件を設定できる可能性があることを示した。

次に数値解析結果を設計段階における信頼性評価にどのように適用するかについて考察する。本信頼性評価の手法では、各部品に要求される仕様(使用される環境条件を含む)との関係において、機器寿命に最も大きな影響を与える因子である熱解析(温度分布)の結果に基づいて信頼性評価を行う方法を適用している。機器全体の状態把握からの弱点抽出を進め、その弱点の解決を図る解析を試み、運転状態における各部品が置かれる状態が明らかとなった上で、引き続いて部品レベルでの信頼性評価を行うことになる。

部品レベルでの信頼性評価は基本的には部品ごとにメーカが提示している温度寿命曲線に則って実施される。他方で、部品が単体ではなく複合した場合には、必ずしもメーカが温度寿命曲線を提示していないことから、熱応力解析等を活用して複合部品の信頼性評価を行うことも想定される。一例として、パワー半導体モジュールの熱応力解析について考察する。

温度の上昇によってモジュールの構成部材に物理的な歪みが生じた場合、SiC チップの基板からの剥離、ワイヤボンディングの剥離、ダイアタッチ(接合材)のボイド発生等の構造的な欠陥を招く可能性があり、これらによりモジュールの信頼性が急激に低下することが危惧される。図 4.5.1 に一般的なパワーモジュールの構造の断面模式図を示す。半導体回路に応じて導電性のアルミニウム製のボンディングワイヤで結線がなされており、モジュールの外部導出端子は回路パターンに直接あるいはアルミニウムワイヤを介してはんだで接続されている。またセラミック基板はヒートシンクを兼ねた金属製のベースプレートにサーマルグリース等の熱伝導材料(Thermal Interface Material: TIM)を介して接合されている。この実装基板を樹脂製の筐体内に搭載し、更にチップや

ワイヤ等の保護のため、絶縁性の樹脂が充填された封止構造となっている。このように、パワーモジュールのパッケージ材料には金属(配線パターン、ワイヤボンディング、ベースプレート、ヒートシンク、はんだ等)、セラミック(チップ、絶縁基板等)、プラスチック(ケース、絶縁封止材等)という物性の大きく異なる材料が接合した形で使用されている。接合部の材料間の熱膨張率が大きく異なると、モジュールが発熱して温度が上昇した時に熱膨張率の差に起因して熱応力が発生し、ダイアタッチに歪みが生じる。長時間高温状況におかれたり、急激な温度上昇があつたりしてはんだに過大な歪みが生じた場合は亀裂が発生する可能性があり、さらにモジュールの使用・停止の連続で温度上昇と下降が繰り返されることにより亀裂が進展すると、導電性の低下によりモジュールの性能が低下する。加えて熱抵抗の増加も招くことになり、放熱性が低下してチップの作動温度が想定よりも高くなってしまう可能性もある。

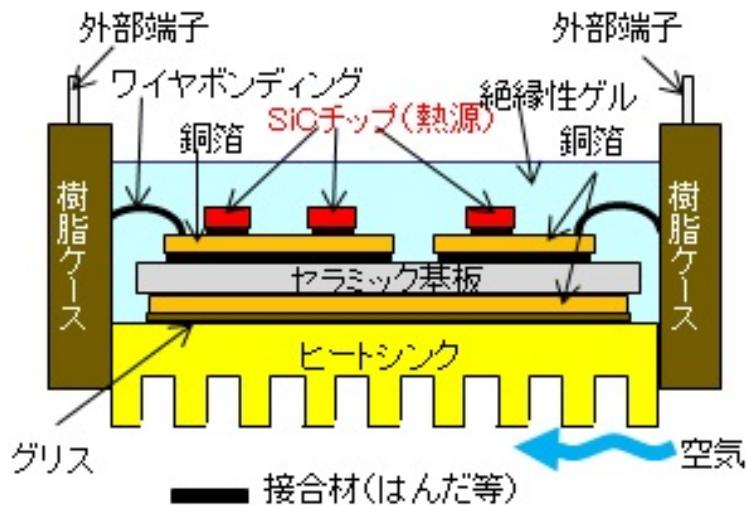


図 4.5.1 一般的な SiC パワーモジュールの構造の断面模式図

変動幅の大きい温度サイクルがかけられた時はんだの疲労寿命サイクル数 N_f (最初にクラックが発生するサイクル)は以下の近似式(Coffin-Manson 式)で記述できることが知られている¹¹。

$$N_f = C \cdot (\Delta\epsilon)^{-n} \quad \cdots \cdots (4.5.1)$$

ここで、 $\Delta\epsilon$ は 1 回の温度サイクル中に発生する接合部の非線形振幅幅であり、塑性ひずみとクリープひずみの和として扱われる。また、 C と n は材料固有のパラメータであり、接合部の疲労強度特性により実験的に決定される。したがって、事前に温度サイクル試験を実施して疲労寿命サイクル N_f を求め、 $\Delta\epsilon$ との関係を調べて(4.5.1)式により C と n を導出しておけば、次に、実装時の形状を考慮したモデルを作成し、非定常数値解析を行って応力分布を求め、最も応力のかかる部分について $\Delta\epsilon$ を算出することで、クラックが発生するまでの温度サイクル寿命を予測することが可能となる。

本研究で想定している 10 kV 超耐圧の SiC パワーモジュールは実際にはまだ市場に普及しているわけではなく、温度サイクル試験を実施して N_f と $\Delta\epsilon$ の関係を評価し、寿命予測をすることまで実施するのは不可能であることから、熱応力数値解析を通してこの関係を導き出すことになる。

ところで熱応力解析では材料の熱物性値や力学特性にかかるパラメータの正確さが重要である。表 4.5.1 に、このパワーモジュールで使用されている主要な部材をまとめた。また、各材質の諸物性値を表 4.5.2 に示す。銅や金属等の一般的な材料についてはデータベースや文献値が充実しており、SiC や Si_3N_4 などのセラミック、シリコーンゲル等の樹脂等についてもある程度の情報は得ることができる。しかし、これらは一般的にはバルクでの値であり、実装時のような薄膜形状でも同様の値になると断言することはできない。また、室温以外のデータについては情報が少なく、温度依存性が大きい場合は、室温でのデータをそのまま使用すると解析結果が大きく異なってしまう可能性もある。また、樹脂材料においては、重合度や配向性の制御、添加材の使用等の工夫により、用途に応じて様々な機能を付与することができるため、同じ化学式のものであっても市場品は全く異なる物性値を示すこともある。従って厳密には数値解析する際には実際に使用する材料の物性値を調べて用いることが望ましい。ここでは、参考として比熱容量をとりあげ、SiC と Si_3N_4 、Au-12%Ge 共晶はんだ、および銅について、70°C～280°C の温度範囲における値を、示差走査熱量計 (DSC) を用いて測定し、温度依存性を評価した結果を付録 D に記す。このような実測値を用いれば、信頼度の高い熱解析を実施することができる。

以上のように数値解析はさまざまな条件に対して、各部品の温度分布を求めることが可能であり、本例の場合、設計上の要注意点がリクトル等の抜熱方式と日射による筐体への入熱対策の部分にあることを明らかにした上で、これに対しての数値解析的に解決策の検討も可能であった。また、部品温度上昇の時間応答挙動や、部品類の性能が向上した際の効果を明確化することができる。さらに場合によっては部品レベルまで細かい熱応力解析も可能となる等、まさに表 4.2.7 で示した柔軟性、低コスト、短時間という利点をもつ優れた解析法となっている。実機による最終確認をする必要は残るが、数値解析の適用は、設計段階における信頼性の評価に十分に対応可能である。

表 4.5.1 SiC パワーモジュールの主要な部材

部材	材質
チップ	SiC
セラミック基板	Si ₃ N ₄
金属ベースプレート	Cu 1020 鋼板
はんだ	Au-12%Ge 共晶はんだ
ボンディングワイヤ	Al
外部端子	Cu
絶縁樹脂	シリコーンゲル
樹脂ケース	PPS(ポリフェニレンサルファイド)
ヒートシンク(放熱フィンを含む)	Al
サーマルグリース	分散材:Al等 ベース材:シリコーン等

表 4.5.2 主要な材質の諸物性値

材質	密度	熱伝導率	比熱容量	線膨張率	ヤング率
	×10 ³ kg m ⁻³	W m ⁻¹ K ⁻¹	×10 ³ J kg ⁻¹ K ⁻¹	×10 ⁻⁶ K ⁻¹	GPa
SiC	3.1	200	0.69	6.6, 4.4, 3.7	390~400
Si ₃ N ₄	3.2	27	0.68	2.6, 2.8	280~300
Cu	8.92	394	0.385	16.8	129.8
Au-12%Ge	14.67	44.4		12.0	
Al	2.70	240	0.913	23.6	70.3
PPS	1.35	0.29	0.32	49, 55, 18-21	0.085
シリコーン	2.2	0.15	1.55		

参考文献

1. エネルギー総合工学研究所、「新電力ネットワーク実証研究 新電力ネットワーク技術に係る総合調査」(経過報告)【第一部】電力ネットワーク技術実証研究に係わる調査(経過報告)、平成18年3月。
2. 四変テック(株),H26年度電気安全セミナー資料「受変電設備の管理と診断」,平成26年7月.
3. 現場の評価技術者による 実践! 電子部品の信頼性評価・解析ガイドブック, 今井康雄・味岡恒夫監修, 沖エンジニアリング株式会社(2014).
4. <http://www.ansys.com/ja-JP>
5. <https://www.comsol.jp>
6. http://www.engineering-eye.com/FINAS_CFD/
7. K. Koseki et al., Dynamic Behavior of a Medium-Voltage N-channel SiC-IGBT with Ultra-Fast Switching Performance of 300 kV/us, presented at ICEMS 2016 (The 19th International Conference on Electrical Machines and Systems), DS4G-2-4 (2016).
8. SiC/GaN パワーハーフ導体の実装と信頼性評価技術, 菅沼克昭, 日刊工業新聞社(2014).
9. 特集 よくわかる磁性材料, 特殊鋼, Vol. 63, No. 5 (2014).
10. <http://www.jfe-steel.co.jp/products/denji/catalog/f1j-002.pdf>
11. 疲労設計便覧, 日本材料学会編, 養賢堂 (1995).
于強, 白鳥正樹, 「BGAはんだ接合部の形状を考慮した疲労寿命評価」, エレクトロニクス実装学会誌, Vol.1 No.4, pp.278-283(1998).
12. 新編熱物性ハンドブック, 日本熱物性学会編, 養賢堂 (2008).

【付録 A】パワーデバイスの信頼性評価試験法

1. パワーデバイスの課題と評価法

1.1 課題

パワーデバイスの課題を表 1 に示す。パワーデバイスで要求される特性は、より高耐圧で、高応答速度、低損失であり、構造もこの要求に応じて、横型、縦型、縦型レンチ・ゲート型と変化してきた。さらにスーパージャンクションと呼ばれる新構造も開発されている。また、半導体内の拡散層の深さ、濃度やライフタイムキラーとなる欠陥量など、様々な最適化が行われている。

また、LSI と同様な問題がパワーデバイスにおいても生じている。特に IGBT では数千 V という高電圧をエミッターベース間に印可するため、エミッターベース間の接合耐圧や高電界での接合リードが問題になる。また、間接的にゲートコレクタ間も高電界になり、ゲート破壊も起こりやすい。さらにホットエレクトロン(高電界)、外来ノイズの問題もある。

パワーデバイスはスイッチング素子であるため、ON-OFFを繰り返すが、ON時の発熱が大きく、常に温度急変ストレスを受けている状況である。このため、チップだけでなく、接続部の故障にも関連する。最近では熱的に優位性の高いSiC基板を用いた素子も開発されている。

1.2 評価法

表 2 にパワーデバイスの評価法を示す。電気特性に関しては、スイッチング特性と損失の評価以外はLSIに準じた評価である。ただし、高電圧対応の評価が必要である。故障解析と良品解析もLSIに準じたものであるが、詳細はかなり異なっている(表 2 を参照)。スクリーニングや信頼性試験もLSIに準じているが、パワーサイクル試験のようなパワーデバイス特有な試験もある。環境試験はパワーデバイスを実装したユニットや製品で実施することを想定している。

表 A-1 パワーデバイスの課題

項目	課題
特性	応答速度、損失、絶縁耐圧
素子不良モード	ゲートリーク、接合リーク、絶縁耐圧
構造上の不具合	ゲート形状、結晶欠陥・応力、拡散層(深さ、形状)、剥離、ダメージ(ワイヤリング)
外来ノイズ	ガードリング、(耐ESD、EOS)
外部への影響	発熱(放熱)、ノイズ
信頼性	ゲート絶縁膜耐圧、剥離、ホットエレクトロン
環境	環境試験(電力、車載)、振動試験(車載)

表 A-2 パワーデバイスの評価法

項目	評価法
電気特性	スイチング特性・損失 トランジスタ特性(ON電流、OFF電流、閾値電圧) I-V特性(接合耐圧、接合リーク、ゲートリーク)
故障解析	LSI の故障解析(外観、電気特性、非破壊、開封、観察、故障箇所特定、断面観察、エッチバック)に準ずるが高電圧、3次元的、連続的構造 (詳細な箇所特定が困難)などの違いがある
良品解析	LSI の良品解析(LSI プロセス診断)に準ずる。ただし、3次元構造のため内部断面欠陥解析や裏面の電極や電極・半導体海面の解析を含む
スクリーニング	バーンイン(ゲート不良除外)
信頼性試験	高温(動作)、低温、温湿度、熱衝撃、温度サイクル、ホットエレクトロン、TDDB、ESD、パワーサイクル試験
環境試験	システムにおいて、屋外環境、振動試験、EMC 試験
分析	形状観察:SEM、TEM 結晶欠陥:TEM、選択エッティング、カソードルミネッセンス 応力:ラマン分光法 拡散層:SCM,SIMS,広がり抵抗法、選択エッティング

2. 信頼性(加速)試験

信頼性試験では市場で起こる故障要因を推定し、それに即した試験を実施する必要がある。また、寿命は理論や経験からなる式や数値を用いて求める。

信頼性試験では故障の要因に合わせた加速試験が必要になる。表 3 に代表的な故障要因とその加速法に関して示す。

表 A-3 故障要因と加速法

故障要因	加速法
腐食	温度・湿度
剥離	温度サイクル、熱衝撃
吸湿性(樹脂)	温度・湿度
絶縁破壊	電圧、温度
クラック	温度サイクル、熱衝撃
イオンマイグレーション	電圧、温度
エレクトロマイグレーション	電流、温度
ストレスマイグレーション	温度
ウィスカ	温度
破損(耐性)	振動、落下

3. 環境試験

3.1 環境試験とは

環境試験とは、機器や部品の実際の使用時を想定して行われる。すなわち、周囲の条件によつて影響を受けることを考慮し、これを未然に解明するために行われる。高品位の製品に対しては、使用を満たしているかの確認をするために、必ず各種の環境試験を行う。環境試験には表4のように様々な試験がある。

試験条件は、輸送条件、季節変化、海岸地域、熱帯地域、移動装置などの条件を想定したものである。

3.2 環境試験の順序

環境試験には、単独で行う場合、複合、または組み合わせて行う場合、及び一連の順序で行う場合がある。

(1) 単独で行う環境試験

1つのサンプルに対して、1方法1条件のみの試験を実施する。複数の試験法や条件で実施する場合には別々のサンプルを用いる。(単独の試験で故障が発生しない場合でも、組み合わせ試験や複合試験で発生する場合がある。)

(2) 複合試験

温度と振動など異種の環境条件を同時に加え、故障発生を促進させる試験である。この場合、組み合わせの種類が重要になる。

(3) 組み合わせ試験

温度急変試験や温湿度サイクル試験のように試験条件を変化させる試験である。同じ資料に対し、複数の試験条件で実施する試験で、例えば、温度急変試験の場合、-40°C(30分間)と125°C(30分間)を交互にさらす試験が「組み合わせ試験」に当たる。

(4) 一連の順序で行う試験

同一試料でいくつかの試験を、順々に行う試験で、故障メカニズムを考慮した順序で実施することが重要である。

3.3 主な環境試験項目と目的

表4に環境試験の目的、及び規格を示す。なお、試験によっては連続バイアス印可、断続バイアス印可、逆バイアス印加、応力などのストレスを印可する場合がある。

表 A-4 主な環境試験の目的、及び規格

項目	目的	規格
熱衝撃試験	急激な温度変化に対する耐性	JIS C 60068-2-14、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/300
温度サイクル試験	温度変化に対する耐性	MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/100
温湿度サイクル試験	温湿度変化に対する耐性	JIS C 60068-2-38、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
高温保存試験	長期間、高温下で保存した場合の耐性	JIS C 60068-2-38、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
低温保存試験	長期間、低温下で保存した場合の耐性	JIS C 60068-2-1、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
高温高湿保存試験	長期間、高温高湿下で保存した場合の耐性	JIS C 60068-2-3、EIAJ ED-4701/100
結露サイクル試験	高温・高湿雰囲気の繰り返し環境下で生じる結露の影響	JPCA ET-09
衝撃試験	輸送または使用時に受ける耐衝撃性の確認	JIS C 60068-2-27、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/400
振動試験	輸送または使用時に受ける耐振動性の確認	JIS C 60068-2-6、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/400
複合振動試験	温度・湿度さらに振動が複合的に加えられた環境での耐久試験	JIS C 60068-2-50、JIS C 60068-2-51、JIS C 60068-2-53、
自然落下試験	搬送・使用時における製品の耐落下衝撃	JIS C 60068-2-32、JIS Z 0202、JEITA ET-7409
塩水噴霧試験	塩水雰囲気に対する耐食性	JIS C 60068-2-11、MIL-STD-883、EIAJ ED-4701/200
ガス腐食試験	硫化水素・亜硫酸ガス雰囲気に対する耐食性	JIS C 60068-2-42、JIS C 60068-2-43
ばつき(暴気)試験	アンモニア・硝酸・シリコン雰囲気に対する耐食性	JIS H 3250、JIS H 8620
薬品浸漬試験	各種薬品に対する耐食性	JIS K 7114
オゾン試験	空気中に存在するオゾンに対する耐性	JIS K 6259、JIS K 6301 JIS D 0205
耐候性試験	太陽光・温度・湿度・降雨などの屋内外の条件を人工的に再現し、劣化を促進	JIS D 0205
減圧試験	航空機中、山上、高層ビルなど、低圧環境での耐性	JIS C 60068-2-13、 JIS C 60068-2-40、 JIS C 60068-2-41
塵埃試験	塵埃に対する耐塵性能を評価	JIS D 0207、JIS C J60068-2-68、 JIS C 0920
防水・散水試験	風雨、水しぶきなどを受けた場合の耐水性、防水性を評価	JIS D 0203、SAE J 575、 JIS C 0920、IEC60529、 ISO 20653、DIN 400
IP 等級試験	電気機械器具の外郭への異物、ホコリや水に対する保護等級への耐性性能を評価	JIS C 0920、IEC60529

4. 温度試験

4.1 温度ストレス試験

温度(熱ストレス)の影響を調査するための試験法。高温・低温試験とは、高温環境下、または低温環境下で数時間～数日保存した後に確認を行う。温度や保存時間は JIS 規格などを参考に決定している。

4.1.1 高温試験(放置・通電)

①名称:高温温度試験 (High Temperature Test) とも呼ぶ。これに用いる装置は恒温試験槽 (Temperature Testing Chamber) である。

②目的:半導体、電子部品及び電気製品の高温環境下における耐性を評価する。

③方法:恒温槽を使用し、半導体、電子部品及び電気製品など保存・使用環境条件に合わせて温度を設定する。槽内の温度を一定に保つため、送風機 (FAN) が付いているものがあるが、風により、試料や槽内に静電気が発生することがあるので、注意を要す。

④用途:信頼性試験の用途は寿命や使用期間に発生する故障率を推定すること以外に、初期故障を除外するスクリーニングがある。

⑤高温による劣化現象:一般的な反応などで用いられる温度と時間の関係はアレニウス(Arrhenius)のモデルが基になっている。

$$K = A \left[\exp(-E_a / \kappa T) \right]$$

ここで、K は速度定数、A は頻度因子と呼ばれる定数、E_a は活性化エネルギー、κ はボルツマン定数 (1.38×10^{-23} J/K)、T は絶対温度である。室温付近では “10°C 2倍速”といわれるよう一般に温度が 10°C 上がると寿命は 1/2 になるといわれており、簡易的にこれを用いることが多い。

また、多くの半導体デバイスで、高温保存時に以下のようないくつかの故障傾向があり、これらが寿命を決める主要因である。

- A) パッドとワイヤの断線:パッドに用いられる Al (アルミ)とワイヤに用いられる Au(金)の接合、Au-Al接合は高温で長期間保存すると接触抵抗が増加して、最終的には断線してしまう。
- B) 電荷の漏れ(リーケ):EPROM 等の不揮発性メモリの多くは高温時に保持時間が短くなる。
- C) Cu(銅)配線の Cu イオンマイグレーション:高温時に成長が早くなり、端子がショートしてしまう。
- D) クラック:水分蒸発量の増加によりクラックが発生する。
- E) ホットキャリア劣化:温度により加速する。
- F) 輸送時の劣化:輸送時に遭遇する温度環境が製品に影響を及ぼす。

- G) 表面処理(めつき・塗膜など)の密着性:高温により低下する。
- H) 実装部の特特性劣化:樹脂成型品の熱膨張の影響で特性が低下する。
- I) エアリーク:気密性の高い製品に対する温度試験後のエアリークが起こる。

⑥通電試験:代表的な通電試験は以下の通りである。

(1)高温連続通電試験

【目的】長時間、高温下での動作状態に対する耐性を評価する。

【試験条件例】電圧／電流=規定の動作条件、 $T_a = 125^{\circ}\text{C}$ ($T_j = 175^{\circ}\text{C}$)

【対応範囲】個別半導体、モジュール、レギュレータ IC、その他 IC

* 試験サンプルの大きさ、形状によって制限を受ける。

(2)断続通電試験

【目的】長時間、電気的な ON/OFF を繰り返すことによる電気的及び熱的ストレスの変化に対する耐性を評価する。

【試験条件例】電圧／電流=規定の動作条件、 $\Delta T_c = 75^{\circ}\text{C}$ ($30 \sim 105^{\circ}\text{C}$)

【対応範囲】個別半導体、モジュール、レギュレータ IC、その他 IC

* 試験サンプルの大きさ、形状によって制限を受ける。

(3)パワーサイクル試験

【目的】長時間、安定した温度下でスイッチのON/OFF動作を繰り返すことによる電気的及び熱的ストレスの変化に対する耐性を評価する。

【試験条件例】電圧／電流=規定の動作条件、 $T_c = 50^{\circ}\text{C}$ 、 $\Delta T_j = 100^{\circ}\text{C}$ ($50 \sim 150^{\circ}\text{C}$)

【対応範囲】MOSFET、IGBT、その他 IC

* 試験サンプルの大きさ、形状によって制限を受ける。

4.1.2 低温試験(放置・通電)

①名称:低温試験(Low Temperature Test)と呼ぶ。これに用いる装置は低温槽(低温恒温槽: Low Temperature Testing Chamber)である。

②目的:半導体、電子部品及び電気製品の低温環境下における耐性を評価する。

③方法:低温槽を使用し、半導体、電子部品及び電気製品など保存・使用環境条件に合わせて温度を設定する。

④用途:低温による熱の影響を調べる試験で、検体を長期間低温下の環境に放置し、その後正常に動作するかどうかを評価する。高温時の厳しい条件を満たしていれば問題ないと判断から、低温保存は行われていないことが多い。製品別に保証が必要な場合に実施する。当然、低温の収縮による断線等も起こるが、信頼性試験としてではなく、パッケージの評価や低温動作試験で行う。

⑤低温による劣化現象:半導体素子の故障要因の大部分は、温度が高くなるほど故障要因が加

速されるが、ホットキャリア劣化は温度が低くなるほど故障要因が加速される性質がある。すなわち、低温条件下にてMOSFETにストレスの印加を行うと(製品の場合には内部MOSFETにストレスが印加されるよう動作させると)、Si(シリコン)基板中を流れる電子は、高温条件下に比較し原子の熱的振動が小さくなるために、裕子に衝突する確率が減少する。このため電子の平均走行距離が長くなり、より高いエネルギーを持つことになる。したがって、高いエネルギーを持つホットキャリアの数は増加し、キャリアが酸化膜中に注入される確率は大きくなる。しかしながら、微細化に伴う電源電圧の低下によって、衝突電離のモードが変化してきており、必ずしも低温が厳しいとは限らなくなってくる。

4.1.3 水分・湿度ストレス試験

最近の半導体デバイスのパッケージはほとんどがプラスチック樹脂である。これらの信頼度は耐湿性に依存するところが大きく、またこれを早期に評価するために数多くの耐湿性評価が考えられている。最近の半導体デバイスは面実装デバイス(SMD:Surface Mounted Device)が主流であり、小型化、薄型化が一段と加速している。このような半導体デバイスの場合、実装時における熱ストレス及び保管時の樹脂の吸湿が無視できない状況となってきている。

実使用状況を正しくシミュレートするために実装ストレスの印加を前処理として行い、上記に示した各種の耐湿性試験を実施している。

4.1.4 恒温恒湿試験 (Temperature and humidity test)

- ①名称:高温高湿試験と呼ばれる場合もある。試験条件を明確にした85°C – 85%試験という場合もある。これに用いる装置は温湿度試験槽 (Temperature and humidity testing chamber) である。
- ②目的:製品が湿った空気中に長時間置かれた場合の状態を調べる。
- ③方法:比較的高い湿度を100°C以下の恒温で樹脂などの内部に水蒸気を拡散し、内部の部品の剥離(水蒸気爆発)、腐食、イオンマイグレーションなどの問題に対する耐性を評価する。
- ④用途:樹脂などで封止された部品の水分に対する耐性試験で最も広く用いられる評価方法である。モールド樹脂や、プリント基板表面にコーティングされているレジストの水蒸気の浸透性の評価としても用いられる。

4.1.5 恒温恒湿バイアス(THB)試験

- ①名称:THBは Temperature and humidity bias test の略称で、和名は恒温恒湿バイアス試験(高温高湿バイアス試験)。
- ②目的・用途:イオンマイグレーション、ウイスカや電気化学的な腐食など、バイアスが必要な試験を水分の拡散と同時にを行う方法。

③方法:恒温恒湿試験法で試料にバイアスを印加。

4.1.6 恒温恒湿室

①名称:Built-in chamber ともいい、部屋そのものが恒温恒湿槽。一般的な恒温恒湿槽の内法寸法が W 1100 xH1000 xD1000 mm とすれば、恒温恒湿室は2畳～6畳程度の広さを有し、高さも～5m程度まで各容積がある。

②目的・用途:製品そのものを稼働させた時の温度・湿度の影響を調査する時に用いる。

③方法:恒温恒湿試験と同じ。

4.1.7 プレッシャークッカ(PCT)試験

①名称:PCT (Pressure Cocker Test)、和名は飽和加圧蒸気試験であるが、プレッシャークッカ試験と呼ばれていることが多い。

②目的:恒温恒湿試験では試験時間が長く、短時間で評価できる方法として使われる。ただし、市場の故障メカニズムを再現しない場合があるため、信頼性の保証として用いる場合には注意が必要である。

③方法:100°C以上の高温で、加圧し、飽和水蒸気により試料内部への水分の浸入を時間的に短縮する方法。HAST 以上に厳しい試験条件設定が可能。

④用途:恒温恒湿試験と同じ用途。開発時に短時間で簡易的に評価するためには有効な方法である。

4.1.8 HAST (Highly Accelerated Stress Test)

①名称:Highly-Accelerated Temperature and Humidity Stress Test とする場合もある。和名は超加速寿命試験。

②目的:恒温恒湿試験と PCT の中間的な試験で、PCT の問題を回避し、短時間で試験ができる。バイアスを印加する場合が多い。

③方法:PCT に近いが、不飽和加圧蒸気で実施される。

④用途:恒温恒湿試験、または THB と同じ。

4.1.9 温湿度サイクル試験 (Temperature/Humidity Cyclic Test)

①名称:装置は温湿度サイクル試験槽 (Composite Temperature/ Humidity Cyclic Testing Chamber) と呼ぶ。

②目的:温度・湿度やその変化に起因する故障に関する信頼性試験である。部品にボイドや剥離などの欠陥がある、または熱ストレスにより欠陥が発生する場合には多くの水分がそこに集積され

るため、実用的な方法である。

③方法:所定の湿度にし、温度サイクル試験を行う。

④用途:恒温恒湿試験と本質的には同じであるが、熱ストレスを考慮しており、より現実的な方法である。この試験の後、耐寒試験や減圧試験によって不具合をさらに強調することができる。

4.1.10 結露サイクル試験

①名称:結露サイクル試験、湿度冷熱衝撃試験と呼ぶ場合もある。

②目的:表面に付着した水分に対する耐性の試験。

③方法:温湿度条件を急激に変化させ、結露の生成と乾燥を繰り返す。

④用途:プリント基板のイオンマイグレーション評価や腐食評価に有効である。

5. 温度急変ストレス試験

5.1 温度急変試験

5.1.1 温度急変試験の重要性

熱ストレスは、湿度ストレスとともに環境ストレスとしては最もポピュラーなものであり、多くの製品の故障現象に深く関わっている。熱ストレスが単独で故障を生じさせる単純な物理現象としては、自らの発熱や製品外部から熱が流入することによって製品内部の構成部品の温度が上昇、逆に外部から熱を奪われて温度が異常に降下することで機能が低下するといったものである。

一方、温度上昇と降下が繰り返される場合には、膨張と収縮現象が繰り返されることになり、製品の固定部分や材料そのものに応力が発生し、ついには破壊に至る可能性も生じるようになる(熱疲労現象)。

このような加熱の特質から、電気・電子製品の設計にあっては、熱設計がすこぶる重要なことになる。今日の低電力タイプの家電製品においてさえ、構成部品の集積度が高いことから、自己発熱する製品からの放熱は大変重要な対応項目である。

5.1.2 温度急変試験の種類

温度サイクル試験と熱衝撃試験の相違が判然としない場合が多く見受けられる。これは、一般に両者の定義を明瞭に区別しないまま用いているためで、通常、熱媒体として気体(例えば、空気)で行う試験を温度サイクル試験と呼び、液体で行うものを熱衝撃試験(Thermal shock test)と呼んでいる場合もある。実際には冷却、昇温速度の温度勾配の相違であり、温度サイクル試験では平均が10～15°C／分であるのに対し、熱衝撃試験は急冷・急加熱である。

このようにいくつかの方法があり、目的により適切な試験を選択し、正しい手順で実施することが肝要である。手順を間違えると別の試験になってしまう場合がある。

5.2 溫度サイクル試験

- ①名称: 溫度サイクル試験 (Temperature cycling test)、または Heat cycle test と呼ぶ。
- ②目的: 半導体、電子部品及び製品が溫度変化または溫度変化の繰り返しを受けた場合の耐性を評価する。
- ③方法: 一般的に1つの槽に入れ、溫度と時間の条件に合わせて槽の溫度を上昇(下降)させる。
- ④用途: 製品のはんだ接続部や接触部などに溫度上昇と降下が繰り返される場合には、膨張と収縮現象が繰り返されることになり、製品の固定部分や材料そのものに応力が発生し、ついには破壊に至る可能性も生じるようになる(熱疲労現象)。例えば、日中と夜間、アジアからアラスカへ飛行機で製品を移動させるなど、仕様条件に対する耐久試験の場合が多い。

5.3 热衝撃試験(気槽・液槽) (Thermal Shock Test (Air, Liquid))

- ①名称: Heat and cool shock test と呼ぶ場合もある。
- ②目的: 電子部品・半導体及び製品に高温と低温を短時間で交互に繰り返すストレスを与え、供試品の信頼性を評価する。
- ③方法: 以下の2つの方法がある。

(A) 気槽による試験方法

低温、常温、高温の3つの恒温チャンバーを用い、あるチャンバーで所定の時間放置した後、急速に次のチャンバーに移動させる。代表的な試験条件は、

- ・温度: $-60 \pm 2^\circ\text{C}$ (30分) → 常温(5分) → $+150 \pm 2^\circ\text{C}$ (30分)
- ・サイクル数: 50、200、500、1000、3000サイクル

である。温度サイクルに比較して冷却、昇温時間が短い。

(B) 液槽による試験方法

液体を媒体とした熱衝撃試験で、高温と低温の液体に交互に浸漬する。代表的な試験条件は、

- ・温度: $-60 \pm 2^\circ\text{C}$ (5分) $\longleftrightarrow +150 \pm 2^\circ\text{C}$ (5分)
- ・サイクル数: 50、200、500、1000、3000サイクル
- ・媒体: 不活性液(フロリナート・ガルデンなど)

ここで、不活性液には、[1]優れた電気絶縁性と熱特性を有する、[2]高温、低温を問わずほとんどの溶剤に溶解しない、[3]熱的化学的に安定性が高い、[4]不活性で金属、プラスチック、ゴム等の構成材料を侵さない、[5]低表面張力($12\text{--}18\text{mN/m}$ @ 25°C)、低粘度であり、浸透性に優れている、[6]不燃性、無毒、無臭で安全性が高い、[7]オゾン破壊係数がゼロである、等が要求される。

- ④用途: 热衝撃試験は温度サイクル試験よりも厳しく、仕様に則した加速試験というよりも弱点検出型の試験の傾向が強い。また、熱伝導効率の関係から液槽の方が厳しい試験になる。実際には、

A) はんだクラック・はんだ割れなどの市場不良の再現試験

- B) 鉛フリーはんだなどの接続材料の変更に伴う基板実装信頼性評価
 - C) BGA、CSP など実装形状の変更に伴う信頼性評価
 - D) 各種コネクタの温度変化による接続抵抗評価、樹脂成型品の熱歪みによるワレの確認
 - E) 接合材料のひび割れ・剥離
 - F) シール漏れの確認、製品出荷前のスクリーニング処理
- などに用いられている。

6. 電気的ストレス試験

6.1 電気的ストレスを用いた試験法

信頼性試験では電気的なストレスを加えた試験が多く行われている。特に高温動作試験、高温高湿動作試験、HAST (Highly Accelerated Stress Test)などはその代表的なものである。一方、電気的ストレスが主要な加速要因である故障モードも少なくない。エレクトロマイグレーション、イオンマイグレーション、絶縁耐圧などがそれである。また、電気的な外来ノイズをシミュレーション的に印加し、耐性を測定する ESD/ラッチアップ試験や雷サージ試験的もその 1 つである。また最近ではパワー半導体に関連するパワーサイクル試験も行われるようになった。

6.2 電気的ストレスの記載

電気的ストレスに関する試験は多岐にわたるが、電圧・電流を印加するだけの試験、他の試験との複合的な試験、評価を含めた試験等が多い。表 5 には電気的ストレスに関する評価法を示す。

表 A-5 電気的ストレスに関する試験法

試験法	ストレス
高温動作試験	温度 + 電圧
高温高湿動作試験	温湿度 + 電圧
HAST	温湿度 + 電圧
エレクトロマイグレーション	電流 + (温度)
イオンマイグレーション	電流
絶縁耐圧	電圧
ESD／ラッチアップ	高電圧
雷サージ	高電圧
パワーサイクル試験	パルス
パワー温度サイクル試験	温度 + パルス

6.3 エレクトロマイグレーション(EM)試験

- ①名称:エレクトロマイグレーション試験
- ②目的:集積回路の配線の信頼性評価。主に製造メーカが配線の最適化や保証のためにTEGを用いて測定する。
- ③エレクトロマイグレーション現象:エレクトロマイグレーション現象とは、配線に電流を流すことにより金属原子が移動する現象で、LSIのような電流密度が高い場合($10^4 \sim 10^5 \text{ A/cm}^2$)に起こる。LSIに用いられるアルミ(Al)配線では高速で移動する電子が Al原子と衝突し、空裕子を作り、電子の流れる方向にAl原子が移動する。これにより陰極側の特定箇所でポイドが形成され、やがてはオープン故障になり、陽極側ではヒロックやウィスカが成長し、最終的にはショート故障に至る。

6.4 高温通電試験

- ①名称:高温試験(動作)、高温通電試験、高温バイアス試験
- ②目的:通電によるトランジスタ等の接合劣化に関連する試験。
- ③方法:恒温槽を用いて高温試験を通電しながら実施する。

6.5 絶縁耐圧試験

- ①名称:一般には破壊電圧を求める方法が行われ、絶縁耐圧試験と呼ぶが、TZDB (Time Zero Dielectric Breakdown)ということもある。信頼性試験として、時間による劣化を評価する試験も行われる。この方法は TDDB (Time Dependence Dielectric Breakdown) 試験といい、酸化膜経時破壊試験と呼ばれることもある。
- ②目的:半導体デバイスのゲート絶縁膜などの耐性の測定や信頼性の保証に用いる。絶縁膜に欠陥があると低電圧で破壊するため、開発時の構造要因の問題や製造上の問題を把握し、改善することに用いられる。
- ③方法:以下の2つの方法がある。

(A) 絶縁耐圧 (TZDB)

対象となる絶縁膜に接続する電極(ゲート絶縁膜の場合にはゲート電極と基板)に電圧を印加して I-V (電流-電圧)特性を測定する。所定の電流に達した時の電界、または破壊する電界を求める。実際には保証する電圧までに破壊する“欠陥密度”で管理する。

(B) TDDB

絶縁耐圧に近い電界を絶縁膜に印加し、電流の時間変化をモニターする。所定の電流に達した時の時間分布を求め、信頼性上の故障率を評価する。

6.6 パワーサイクル試験

- ①名称:パワーサイクル試験
- ②目的:主にパワーモジュールの電気的ストレスや熱ストレスに対する耐性を評価する試験。
- ③方法:パワーデバイスをスイッチング動作(断続通電)させる方法で、通電の発熱を利用して温度急変試験(熱衝撃、温度サイクル)と同様な熱ストレスを与えると同時に断続通電による電気的ストレスも与える。
- ④用途:パワーMOSFET、IGBT などのパワーデバイス、またはそれを組み込んだモジュールの実用的な評価方法として使われている。熱ストレスではワイヤ・チップ間のクラックや剥離、ダイボンドのはんだクラックなどの評価に有効である。

6.7 パワー温度サイクル試験

- ①名称:パワー温度サイクル試験
- ②目的:パワーサイクル試験に温度サイクルを加え、実際に近い環境で評価する。パワー温度サイクル試験は、デバイスを周期的に動作させながら、想定される最悪温度環境に対する耐性確認する為に実施される。
- ③方法:パワーデバイスなどの ON/OFF のスイッチング動作と温度環境を周期的に変化させる方法で、パワーサイクル試験と温度サイクル試験を組み合わせた方法である。
- ④用途:パワーサイクル試験と同じであるが、パワー温度サイクル試験は AEC-Q100 (オートモーティブ集積回路 (IC) のための各種信頼性試験の規格)の1つになっている(JECD22 A105)。

【付録 B】パワーコンディショナの定格仕様

1. 共通

- ・定格入力電圧：DC330V
- ・入力電圧範囲：DC70～450V

2. 系統連系運転時

- ・定格出力：4.0kW
- ・動作電圧範囲：DC90～435V
- ・最大許容入力電圧：450V
- ・定格出力電圧：AC202V（単相2線式、ただし連系は単相3線式）
- ・定格出力周波数：50Hz または 60Hz
- ・最大入力電流：25A（温度抑制あり）
- ・最大出力電流：20Arms
- ・定格時電力変換効率：96.0%（JIS C8961による）
(95.5% (参考値) : 入力電圧 DC250V 時)

- ・出力基本波力率：0.95%以上（定格出力時）
- ・高調波電流含有率：総合 5%以下、各次 3%以下（定格出力時）
- ・連系運転範囲：連系点電圧 OVR、UVR 設定値による
系統周波数 OFR、UFR 設定値による
- ・雑音端子電圧(準尖頭値)：VCCI クラス B
- ・突入電流：なし
- ・騒音：定格出力時 34dB 以下 ※測定方法は JIS C 8980 11.9 騒音測定による

3. 自立運転時

- ・定格出力電力：1.5kVA
- ・定格出力電圧：AC101V
- ・出力電圧範囲：AC101V±6V
- ・出力電気方式：単相2線式
- ・定格出力周波数：50 または 60Hz
- ・出力周波数精度：定格周波数に対し±1Hz 以内
- ・最低入力電圧：DC70V
- ・最大出力電流：15A（実効値）
- ・電力変換効率：92%以上（定格入力、定格出力時、R 負荷、力率 0.97 以上）

4. 主回路方式

- ・変換方式：連系運転時 電圧型電流制御方式
自立運転時 電圧型電圧制御方式
- ・スイッチング方式：正弦波 PWM 方式
- ・絶縁方式：トランスレス方式
- ・接地方式：直流回路側は非接地方式、交流出力の中性線が配電線の柱上変圧器側で接地される方式とする。(但し、自立運転時は非接地)

5. 制御方式

- ・電力制御方式：最大電力追尾制御
- ・補助制御機能：自動電圧調整 (有効電力制御：107V 以上)
- ・運転制御方式：自動起動・停止 (起動時ソフトスタート)
- ・起動電圧：DC90V±3V 以上 150 秒以上継続または、DC150V±3V 以上 10 秒以上継続
- ・停止電圧：DC70V±2V

6. 電気的特性

- ・絶縁抵抗： $1M\Omega$ 以上
- ・耐電圧：AC1500V 1 分間

7. 直流開閉器

- ・定格入力電圧：DC330V
- ・最大入力電圧：DC495V
- ・最大入力電流：40A

8. その他

- ・多数台連系対応型単独運転防止機能 (ステップ注入付周波数フィードバック方式) 搭載
- ・FRT(系統事故時運転継続)要件対応
- ・自立運転用の端子台搭載
- ・製品寸法 : W490×H270×D156 (mm)
- ・製品質量 : 16kg

【付録 C】

定格 300kVA の SVC 用 SiC パワーモジュールの損失は以下のように見積もった。

(1)導通損失

AC6.6kV 系統に定格(300kVA)を出力する際の SVC の出力電流は、各相ともに $26.2A_{rms}$ ($= 37.1A_{peak}$)である。各モジュールに流れる電流もこれにほぼ等しいので、5.3mm 角の IGBT チップ(これまでの試作評価で最大 20A の通電実績がある)² 並列で 1 モジュールを構成する設計とする。

この場合、定格(300kVA)出力時の 1 チップ当たりの電流は、 $13.1 A_{rms}$ ($= 18.6A_{peak}$)であり、導通損失は $70.6W/\text{chip}$ となる。すなわち、 $141W/\text{モジュール}$ となる。(ここで、オン電圧は文献 7 における $I_{CE}=5\sim35A$ の実測の室温静特性から得た $V_{CE}=0.139 \times I_{CE} + 3.57$ (V)を使用。)なお、 25°C を基準にした IGBT のオン抵抗の温度依存性が、 $25^{\circ}\text{C}\sim+250^{\circ}\text{C}$ で $-9.2\%\sim+3\%$ (実測の静特性)のため、室温で代表させて計算している。

(2)スイッチング損失

文献 7 におけるスイッチング損失評価の実績を基に、300kVA 出力時の電圧電流条件におけるスイッチングエネルギーを推定すると $4.50mJ/\text{chip}/\text{回}$ になる見込みである。このモジュールをキャリア周波数 $20kHz$ で運転する場合を考えると、 $4.50mJ/\text{chip}/\text{回} \times 20,000 \text{ 回} = 90.0W/\text{chip}$ 、すなわち、 $180W/\text{モジュール}$ の損失となる。

(3)全損失

定格(300kVA)出力時のモジュール損失は、上記(1)と(2)の結果より、 $141W$ (導通損) + $180W$ (スイッチング損) = $321W/\text{モジュール}$ となる。本例の SVC では、全体で計 12 モジュールを使用する回路構成であるので、合計の損失は $3.85kW$ ($= 321W/\text{モジュール} \times 12 \text{ モジュール}$)となる。

【付録 D】

パワーモジュールを構成する主要な部材のうち、SiC と Si₃N₄、Au-12%Ge 共晶はんだ、および参考として銅について、70°C～280°Cの温度範囲における比熱容量を、示差走査熱量計(DSC)を用いて測定し、温度依存性を評価した。測定した試料のサイズと重量を表 C-1 に記す。

装置は TA インスツルメントの Q-100 DSC を用いた。試料容器は標準アルミニウムパンを使用した。昇温速度は 10 °C min⁻¹ とし、昇温前後にはそれぞれ 10 分間の等温保持期間を設けた。ベースラインの時間変動の影響を抑えるため、測定は 50～140°C、120～210°C、190～280°C の 3 つの温度域にわけて行った。また、再現性の確認のため、各温度域について 3 回ずつ測定を実施した。なお、昇温開始後 2 分以内のデータは定常状態ではないと思われる所以削除した。比熱容量の標準試料には、NIST の合成サファイア (α -Al₂O₃) の粒子を厚さ 0.25 mm のディスク状に加工したもの用いた。測定は空容器、標準試料を密封した容器、試料を密封した容器の順で行い、以下の関係式から試料の比熱容量を算出した。

$$c_p = \frac{h}{H} \cdot \frac{M}{m} \cdot c_{p,ref} \quad (D.1)$$

ここで、 $c_{p,ref}$ は標準試料の比熱容量、 M と m はそれぞれ標準試料と目的試料の重量、 H と h は DSC 曲線における評価する温度での標準試料および目的試料と空容器との差である。図 C-1 に結果を示す。金属の(c)Au-12%Ge はんだと(d)銅の比熱容量は温度依存性が小さく、ほぼ一定の値を示した。したがって、これらの材料については室温での文献値をそのまま使用しても大きな問題はないと言える。それに対して(a) SiC と(b) Si₃N₄ については顕著な温度依存性が確認されており、熱応力解析でも温度によって異なる物性値を使用する必要性があることが確認された。なお、(d)には文献値もあわせてプロットしており、測定結果とほぼ一致していることから、多少のばらつきは認められるものの、精度の高い結果が得られていることがわかる。

表 D-1 比熱容量を測定した部材

試料	メーカ	サイズ	重量
SiC 単結晶板(4H-N, 4°off)	タンケブルー	4 mm × 4 mm × t0.43mm	21.43 mg
Si ₃ N ₄ セラミックス板(熱伝導率 90W/mK 品)	デンカ	4 mm × 4 mm × t0.32 mm	16.08 mg
Au-12Ge 共晶はんだ	住友金属鉱山	4 mm × 4 mm × t0.2mm	44.06 mg
Cu (C1020 鋼板)(調質 1/2H)	(一般材料)	4 mm × 4 mm × t0.2mm	55.09 mg

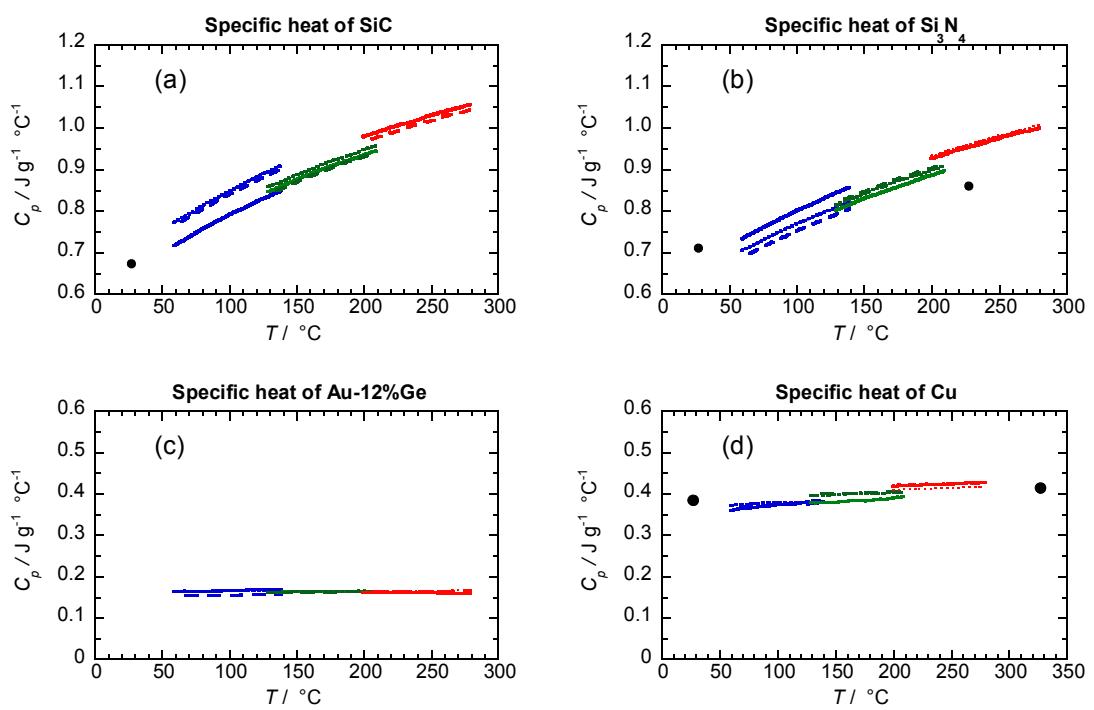


図 D-1 主要なパワーモジュール部材の比熱容量

(a) SiC, (b)Si₃N₄, (c) Au-12%Ge, (d)Cu (●は文献値¹²⁾

契約管理番号	1 4 1 0 1 4 4 8 - 0
--------	---------------------

4) 研究開発項目③-1 【第1編】平成26~28年度分

(エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東北大学、東京都市大学)

1. 研究開発項目③-1 の成果と達成度

1.1 研究開発項目③-1 未来のスマートグリッド構築に向けたフィージビリティスタディ

1.1.1 成果と達成状況

研究開発項目③の最終目標に向けた成果と達成度について、表1.1に示す。

達成度は○、△、×の3段階で記載し、達成しているものは○、一部未達予定のものは△、達成出来ないものは×とした。

表1.1 研究開発目標に対する成果、達成度

国内外の配電系統状況調査(エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
文献およびヒアリングによる配電技術、配電系統の状況に関する調査	最新の配電系統、配電系統に係る研究や取り組みについて、国内外の調査を行い、現状および将来の配電系統の技術課題について、整理を行う。	欧州でも中圧および低圧系統ではPV大量導入による電圧逸脱が課題となっており、米国でもカリフォルニア州やハワイ州においてPV大量導入に伴う電圧上昇が問題となっていることを確認した。 そこで欧州では変圧器タップ切替、系統接続変更、有効・無効電力制御、PV出力制御等が、米国では変圧器増設、電線太線化、電圧制御機器のタップ変更、PVスマートインターバル制御等が対策に用いられている。	○
新しい配電制御システムの提案(エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
技術的、経済的な観点を想定した配電制御システムに係るユースケースの提案	新しい配電制御システムとして、さまざまな配電機器構成や制御・通信方式を想定した、多数のユースケース(シナリオ)を提案する。	新しい配電制御システムについて、4つのキーワード(信頼性、経済性、拡張性、保守性)から、配電系統の幹線部分に沿って、22kV配電線を新設する「配電系統の部分昇圧(電圧階級22kVを含むケース)」と、SVCやPCSにより無効電力を制御する「配電系統の制御高度化(電圧階級6kVのケース)」の2つのケースに絞り込みを行った。直流配電システムの導入については、4つのキーワードをもとに検討したものの、いずれの観点からも優位性が低いため、前述2つのユースケースに絞り込みをした。	○

電気的特性の分析(エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
提案されたユースケースの電気的特性(静特性、動特性)分析による技術的優位性評価	常時および非常時の配電系統解析シミュレーションによってその電気的な静特性および動特性について、通信技術やIT開閉器の利用も考慮した分析を実施し、技術的優位性を評価する。	<p>系統シミュレーションモデルでは、住宅、農山村の地域特性を考慮した配電系統モデルを作成し、将来 PV 大量導入が見込まれるメガソーラーや住宅用太陽光発電に対応した検討が実施可能となった。また、電圧上昇問題にとって条件の厳しい末端集中配置と、配電線内に均一に分布した分散配置を考慮することで、様々な配置に対して包括的な検討が実施可能となった。</p> <p>さらに 6kV 検討モデルでは、太線化実施箇所や線種などを変化させ、22kV 検討モデルでは部分昇圧するだけでなく、既設 6kV 配電線も併せて太線化するなど、様々なパターンに変化させた複数モデルにて静特性の潮流計算を行い、各検討モデルのホスティングキャパシティの算出を行った。</p> <p>静特性解析からは、22kV 検討モデルでは太線化対策も施すことでの 6kV 検討モデルよりも多くの PV を導入可能であることが判明した。</p> <p>また、動特性解析では、解析モデルを作成し、非常時の系統切替動作における潮流変動を解析予定である。なお、動特性解析では通信技術や IT 開閉器も考慮しながら、解析時間を検討した上で解析を行った。</p>	○

信頼性と経済性の評価 (電力中央研究所、エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
提案されたユースケースの信頼性、経済性評価	長期間(一年～数十年)を想定した経済性、信頼性の評価を行うとともに、これらの結果を比較し、費用対効果の評価も行う。	経済性評価では、各検討モデルの設備単価を積算し建設費の算定を行い、かつ設備耐用年数を加味し信頼性を考慮した経済性評価を行った。さらに経済性評価は配電線1回線単位のみでなく、配電用変圧器単位や配電用変電所単位などでも実施した。	○
検討作業会、新しい配電制御システムの提示(エネルギー総合工学研究所)			
主な内容	最終目標	成果	達成度
総合的な評価に基づく配電制御システム将来像の提示	系統条件ごとに有識者から構成される検討会の意見や評価結果を踏まえ、ユースケースを整理し、条件に応じて最適な配電制御システムの将来像を提示する。	検討委員会は2014年度は2回、2015年度は3回、2016年度は1回を開催した。2016年度については引き続き検討委員会を開催した。 最適な配電制御システムは、22kV検討モデルと6kV検討モデルの検討を行い、電気的特性分析で優れている22kV検討モデルについて、条件によっては経済性が成立することが判明した。今後はさらに配電線特性(地域特性、PV配置)ごとにPV導入量率と経済性の関係性を示し、最適な配電制御システムの将来像を提示した。	○

以下、研究開発項目③の当該研究の具体的な実施状況として当該成果報告書を抜粋する。

研究開発項目③成果報告書 抜粋

【第1編】平成26～28年度分

(エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東北大学、東京都
市大学)

第1章 事業概要

1.1 事業の目的

我が国の電力系統は世界的に見ても非常に高い信頼性を有する。特に、需要家に電気を届ける末端の配電系統では、世界に先駆けて自動化を進めており、迅速な事故復旧と適切な保護協調による優れた配電制御システムによって、世界で最も停電の少ない電力供給体制の実現に大きく貢献している。しかしながら、原子力発電の見直しや再生可能エネルギー電源の導入促進などの電力供給体制を取り巻く状況変化は、配電系統の将来にも大きな影響を与えるものと予想される。我が国において大きな普及が期待される再生可能エネルギー電源は住宅用の太陽光発電であるが、これらは電力系統の末端である配電系統に接続され、電圧上昇・電圧変動や安定性低下などの問題を引き起こす可能性が指摘されている。我が国では、2030年に6400万キロワットという太陽光発電の導入目標が設定されている。配電系統に起きたうる問題に対して、当面は既存設備の活用や従来技術の応用によって対処していくことになるが、2030年以降もさらなる太陽光発電の導入拡大が進むものとすると、従来の技術開発の延長上ではない全く新しい配電制御の方法を議論する必要がある。本検討では、現在の状況にとらわれない配電網のあるべき姿を明らかにすることを目的としたフィージビリティスタディを行い、次々世代（2050年頃までを視野）の配電制御システムの将来像を提示する。

1.2 事業の概要

将来の配電網のフィージビリティスタディを行うためには、その技術的優位性と経済的成立性を検討する必要がある。前者については、どのような配電機器を用いてどのような通信・制御方式によって制御するのかの電気的特性を詳細に分析する必要がある。後者については、建設コストだけでなく運用コストも考慮した経済性について、その費用対効果を評価する必要がある。また、両者の結果を体系的に整理し、総合的に検討を進めることが重要である。

図1-1に本検討における実施項目と実施イメージを示す。実施項目は、「①国内外の配電系統の状況調査」、「②新しい配電制御システムの提案」、「③電気的特性の分析」、「④信頼性と経済性の評価」、「⑤検討委員会」、「⑥配電制御システム将来像の提示」の6つである。なお、図中のIAEはエネルギー総合工学研究所（The Institute of Applied Energy）を、電中研は電力中央研究所を表す。

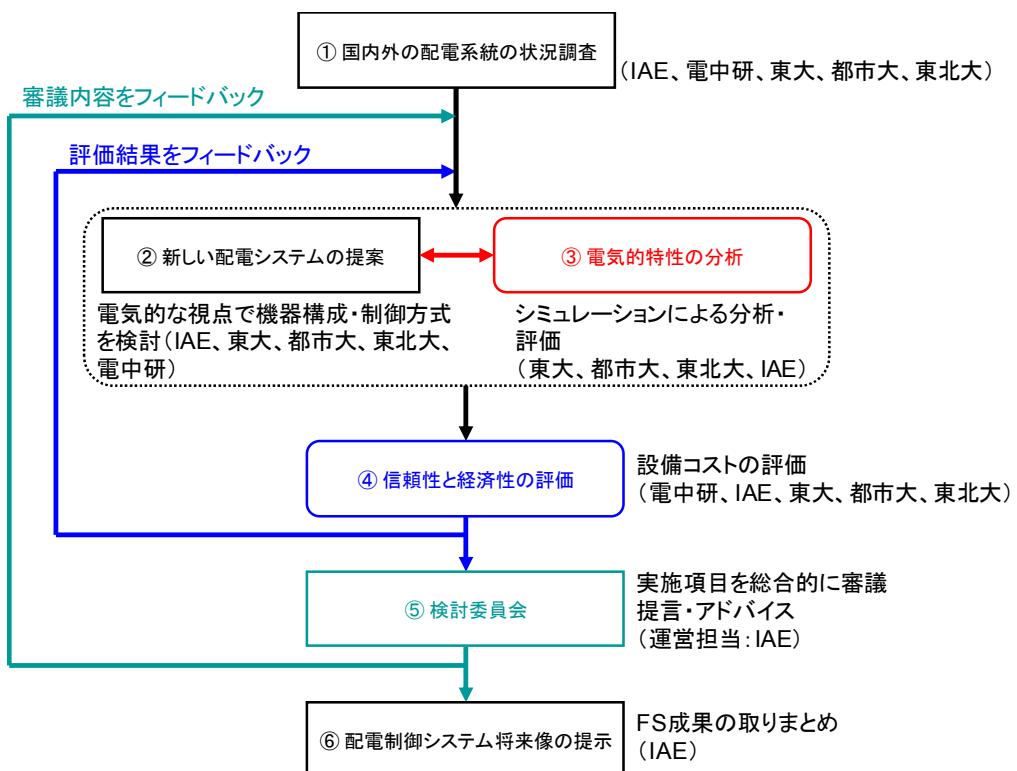


図 1-1 本研究における実施項目と実施イメージ

①国内外の配電系統の状況調査

国内外の太陽光発電に伴う、配電系統の問題を現状調査する。調査した内容は、「②新しい配電制御システムの提案」のユースケース絞り込みおよび「③電気的特性の分析」のシミュレーション解析に用いる。

②新しい配電制御システムの提案

新しい配電制御システムとして、多数のユースケースを提案する。提案したユースケースは「③電気的特性の分析」および「④信頼性と経済性の評価」にて詳細な検討を実施する。

③電気的特性の分析

提案されたユースケースについて、シミュレーションによる分析を行い、電気的な優位性を評価する。この電気的評価も併せて、「④信頼性と経済性の評価」にて詳細な検討を実施する。

④信頼性と経済性の評価

提案されたユースケースについて、設備コストを算出し電気的評価と併せて、信頼性を考慮した経済性評価を実施する。この結果は「⑥配電制御システム将来像の提示」にて取りまとめを行う。

⑤検討委員会、⑥配電制御システム将来像の提示

検討委員会にて、実施項目の総合的な審議、提言等をいただく。審議内容は、各実施項目にフィードバックし反映させる。さらに電気的分析・経済性評価された内容の取りまとめを行い、配電制御システム将来像の提示を行う。

上述の進め方のとおりに配電制御システム将来像を提示することは、一般送配電事業者にとって、将来の配電系統の開発・拡充計画を決定する上で、下記の利点がある。

＜利点＞

- ・最適な対策案が選定可能

諸条件（地域特性、PV設置箇所、検討対象エリア）を特定した後、PV導入率から各対策の対策費用とPV導入限界量を把握し、効率良く最適な対策案を選定することが出来る。

- ・短期的な検討と中長期的な検討が可能

PV導入率と年経費の関係性から最終的なPV導入率を想定しながら、最適な配電系統の検討が可能となる。さらに、配電用変圧器単位や配電用変電所単位のような広範囲で配電系統の将来像を見通すことができるため、中長期的な広範囲での視野を踏まえた上で、個々の検討が可能となる。

- ・配電線の多様性に対応可能

配電線は地域によって多様性があり、さらに一般送配電事業者によっても配電線の設備形成に対する考え方は様々である。本検討の成果によって一般送配電事業者や検討対象に依らず、普遍的な検討が可能となるため、幅広く活用されることが期待される。

今までにこのような判断出来る資料は無く、本検討は2050年断面での検討のため、一般送配電事業者が次世代の2030年のベストミックス（再エネ比率22～24%）以上の再エネが導入される場合（次々世代：2050年断面）の対応策を検討・判断するための資料として役立つことが期待される。

第2章 国内外の配電系統の状況調査

昨年発効したパリ協定を契機に、再生可能エネルギーの電力系統への導入は欧米でも途上国でも新たな機運が生まれている。欧米では2000年代の風力発電の本格導入からその後のPV大量導入を受け、これまでにも電力系統での様々な課題に直面してきた。第2章の主要な目的は、こうした海外の現状および研究についての調査を行い、新しい配電システムの提案および電気的特性分析に活かすことである。

上記の性格から、本調査の主要な対象は、日本の配電系統に特に大量導入が期待される太陽光発電(PV)関連の問題を中心とした。また、主な調査範囲は日本の配電に相当する、電圧階級30kV級以下としている。

海外調査を行う前提として、欧米と日本の「配電系統」の差異と共通点、そしてPVの導入量の違いを認識する必要がある。また、欧米の配電系統の将来像に関する議論は、国内の配電系統を考える上でも参考になる。「2.1 欧米の配電系統の現状と将来像」はこうした問題意識に基づき、欧米の配電系統の概要と将来像、およびPV導入量についての整理を行っている。

「2.2 欧米のPV導入の課題と対策」では、問題をPV導入上の課題に限定した上で、前節で確認した欧米と日本の配電系統の差異を意識しながら、欧米での現状の研究課題とそれに対する対策、そして今後の大量導入に向けた政策・技術開発動向などをまとめている。

「2.3 ホスティングキャパシティに関する調査」では本報告書第4章の電気的特性分析において主要な解析手法として採択した「ホスティングキャパシティ」について、その概要と実際の活用事例、そして研究動向について論じている。ホスティングキャパシティは欧米の配電系統へのPV導入可能量を評価するために開発されてきた洗練された手法であり、今後日本でも重要な役割を果たすことを期待する。

「2.4 国内のPV大量導入に関する調査」では、国内のPV導入の現状を概観したのち、高圧線路でのPV導入時の対策と課題、そして20kV級線路の活用事例という、第4章の電気的特性分析の二つの軸について、それぞれ現地調査の結果を中心にまとめたものである。

「2.5 まとめと今後の課題」には、本調査のまとめと課題を示す。

2.1 欧米の配電系統の現状と将来像

2.1.1 欧米の配電系統の概要

(1) 欧州の配電系統の概要

1996年の欧州電力域内市場指令(通称、EU電力自由化指令)により、これまで垂直統合型だった電気事業者は発電・送電・配電・その他事業別に会計分離になり、その後2003年の改正EU電力自由化指令により、送電会社(Transmission System Operator: TSO)と配電会

社(Distribution System Operator: DSO¹)が分離されている[2-1]。ただし、10万顧客未満の DSO に関しては、分離が免除されている。

現在欧州には、2000 を超える DSO が存在する。図 2-1 に欧州における国ごとの DSO の数と、その中で顧客数が 10 万以下であり、発電・小売部門の分離対象外となっている事業者の数を示す[2-2]。図 2-1 をみると、国により DSO の数や小規模 DSO の割合に、大きな違いがあることが見て取れる。最も DSO が多いのはドイツの 883 であり、その九割が顧客数 10 万軒以下である一方、顧客数 10 万軒以上の DSO も 100 社程度存在することが分かる。顧客数の多い DSO の中には、配電の中でも高い電圧階級のみを扱う DSO も含まれる。一方、顧客数の少ない DSO の中には、地方自治体が経営ないし委託するローカルな電力会社が、発電・送配電・小売を一手に行っている例も少なくない。

スペインやチェコ、スウェーデン、フランスなどは、DSO の数は多く、数でみるとほとんどが 10 万顧客以下であるが、フランスのように一つの DSO(フランスの場合は、EDF の子会社だった ERDF が、名称を変更して現在は Enedis)が大半の顧客を占めている国も少なくない。一方、マルタとスロベニアは国の DSO が一企業だけであり、英国は 21 の DSO(英国では DNO と呼ばれる)がほとんどが顧客数 10 万以上であり、地域ごとに配電事業を行っている。このように、欧州では国ごとに DSO の規模や分かれ方が大きく異なっている。このことは、欧州の配電系統を論じる上での大前提となる。

欧州大の規制機関としては、ACER(Agency for the Co-operation of Energy Regulators)と、CEER(Council of European Energy Regulators: 欧州エネルギー規制者評議会)の二つがある。ACER の主な責務は以下の三点である[2-3]。

- ・需要家により多くの選択肢を提供できる、より競争性の高い単一市場の形成
- ・国境を越えたエネルギーの自由な移動、及び新しいエネルギー源に受渡しを確保する効率的なエネルギーインフラの構築、EU のビジネス及び需要家に対する供給力の確保
- ・需要家に対する公平性、適正に費用を反映した価格設定、及び不正行為の抑制を保証する、監視の行き届いた透明性の高い市場の構築

一方、「CEER は、欧州加盟各国における規制当局の意見を国際レベルで取り纏める役割を担っており、各国の規制当局がベストプラクティスに基づき、協力及び意見交換をするための場となっている。CEER の目的は、競争が機能しており、効率的かつ持続的で、公共の利益に合致する EU 域内のエネルギー市場を想像すること」である[2-4]。その他、欧州大のスマートグリッド転換に向けた DSO の協力機関として、EDSO for smart grids がある。

¹ 欧州では、DSO は電力だけでなくガスの供給会社もさして用いられ、欧州大の規制機関はともに CEER(欧州エネルギー規制者評議会)である。本稿では特に断りのない限り、DSO は配電会社を指すものとする。また、英国では配電会社は DNO(Distribution Network Operator)と呼ばれているが、ここでは英国 DNO も含めて DSO と呼称する。

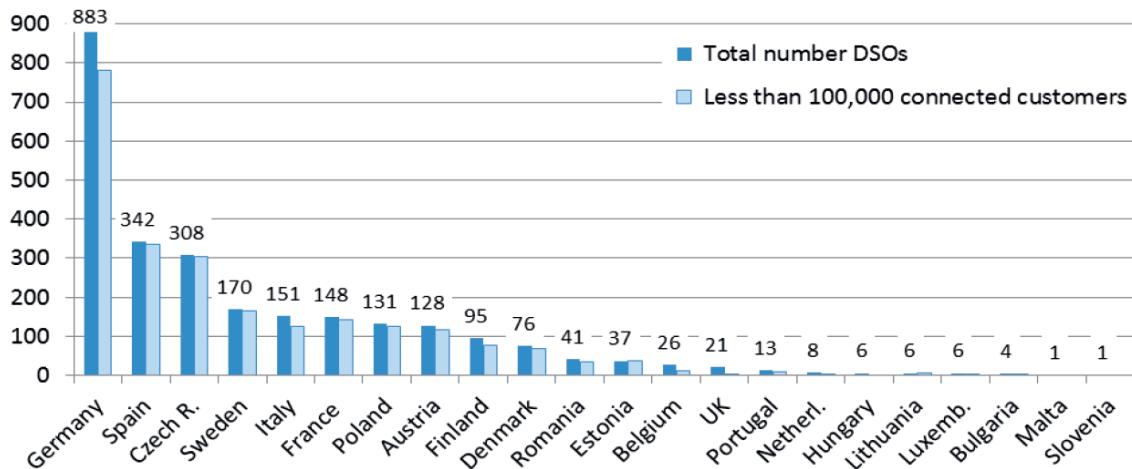


図 2-1 欧州の国ごとの DSO 数と、その中の顧客数 10 万以下の数[2-2]

(2) 米国の電気事業の概要

米国では、1992 年のエネルギー政策法 Energy Policy Act により卸発電市場が自由化された。1996 年の FERC² Order(888,889)にともなう卸電力市場の自由化、ISO(Isolated System Operator: 系統運用者)/RTO(Regional Transmission Operator: 地域送電機関)の設立を経て、自由化が促進されている地域がある一方、地域電力会社が発送配電一貫の非自由化地域もある。3200 を超える民営 (IOU : Investor-owned utilities), 連邦営 (PMAs : Power Marketing Administration), 地方公営 (Public Power), 小規模な協同組合 (COOP) など、運営形態様々な電力会社・配電会社により配電・小売が行われている[1]。図 2-2 に米国における電力会社のロケーションを示す[2-4]。このように、配電系統の管轄主体は、州や州内の地域で様々であり、規模や制度、技術的な特徴も多様である。

² FERC(Federal Energy Regulatory Commission: 連邦エネルギー規制委員会)は 1977 年にでき、独立の規制機関として州際の送電線および石油・天然ガスパイプライン料金を規制・監督している。

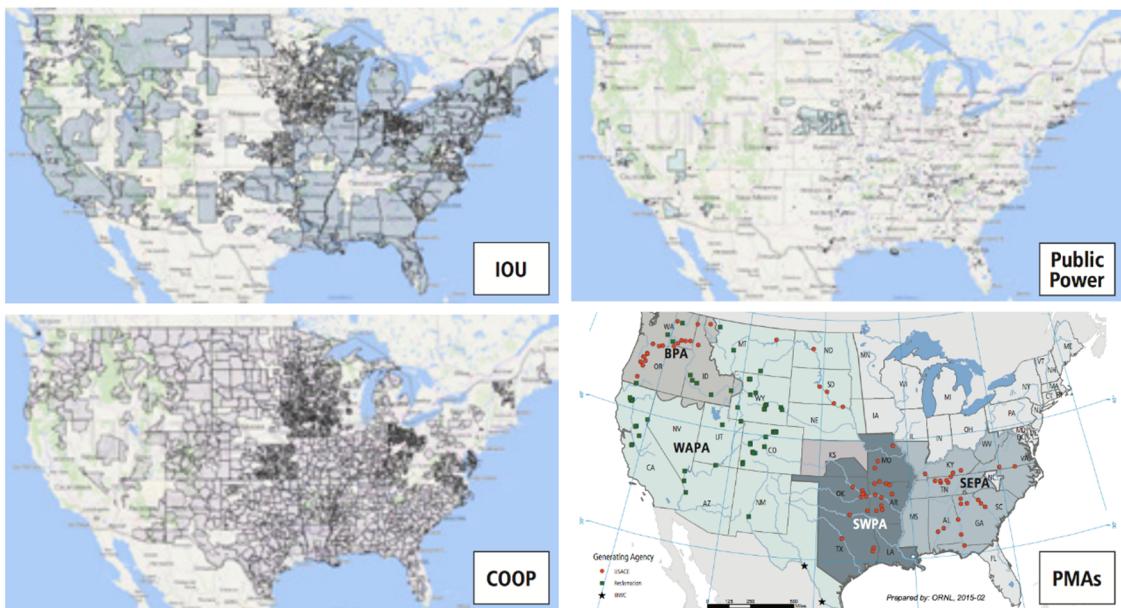


図 2-2 米国の電力会社[2-4]

(3) 電圧階級と電圧維持基準

欧州の電圧区分は、1 kV 以下が低圧(Low Voltage: LV)，1 kV から 36 kV が中圧(Middle Voltage: MV)，36 kV 以上が高圧(High Voltage: HV)となっている。欧州の DSO は、LV, MV に加えて、多くの国で HV の一部を管轄している。図 2-3 に、欧州各国の DSO が管轄する電圧階級が図示されたものを示す [2-5]³。したがって、日本で一般的に言われる「配電系統」と欧州の DSO の管轄範囲は大きく異なる点に注意が必要である。例えば、欧州の多くの国では、ある程度の規模までのウインドファーム(ないしウインドパーク)は DSO の管轄下になる。したがって、詳細は後述するが、欧州では洋上風力発電のような大規模施設を除くと、再生可能エネルギー電源の大半が DSO の管轄下に接続されることになる。また、電圧階級が高くなるにつれて、一つのフィーダや変圧器の対象とするエリアの範囲は広がり、顧客数も多くのくなる。

³ 図 2-3 を見ると、EU 加盟国(当時は英国を含む、以下同様)の DSO のうち、LV と MV のみを管轄しているのは、キプロス、エストニア、フランス、イタリア、リトアニア、ラトビアの 6 カ国のみである。18 カ国で、110 kV ないしそれ以上の電圧階級まで DSO の管轄となっている。

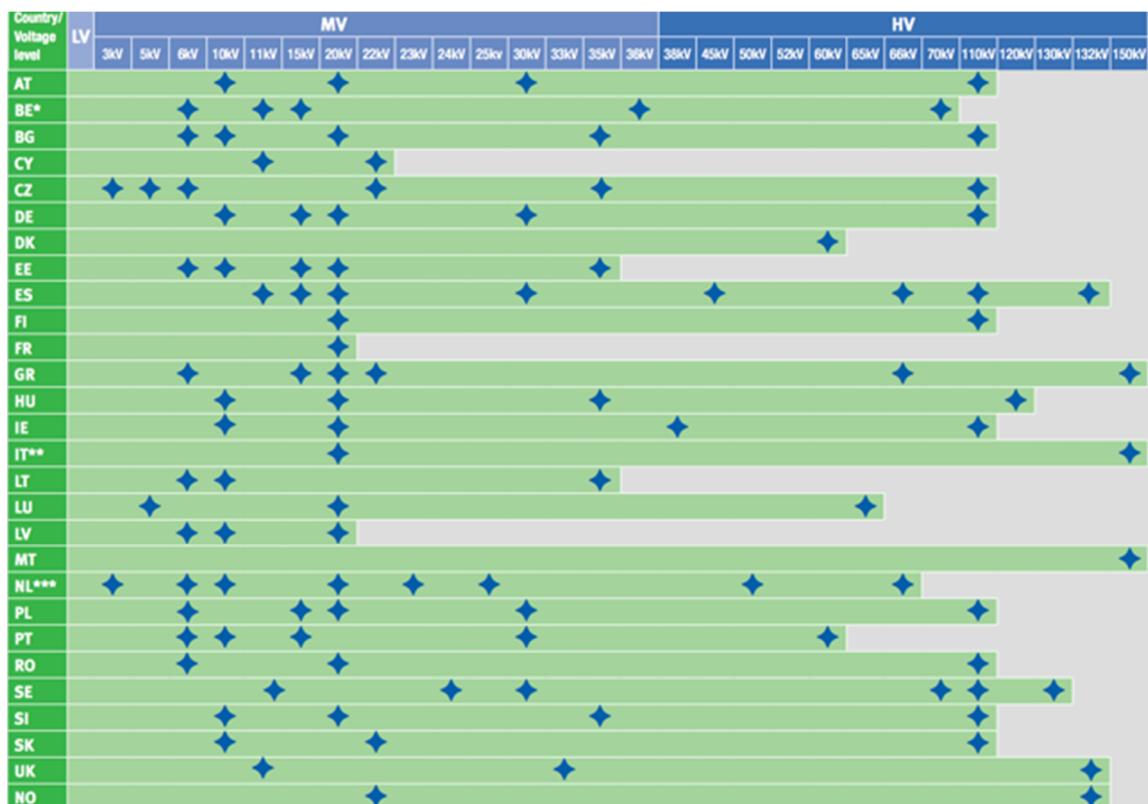


図 2-3 欧州各国の DSO の管轄範囲、青星印はその国で使用されている電圧[2-5]

日本の配電系統に対応する部分は欧州の電圧階級上は LV と MV だと考えられる。欧州では、配電系統の電圧基準は IEC60038 でほぼ統一されている。MV の主流は 20 kV の配電線であり、LV の主流派 230V/400V の低圧線である。海外の配電系統での電圧維持基準を、図 2-4 にまとめる。また、欧州統一規格である EN(European Standards) 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems(公衆配電網への電力供給電圧特性)では、以下のように規定されている。

- ・電圧値基準: $\pm 10\%$ (10 分 RMS 値(Root Mean Square Values)が一週間のうち 95%以上)
 - ・高速電圧変動 (Rapid Voltage Changes: RVCs, 1 秒から数分)
 - ・低圧: 通常 5%以内, 低頻度で 10%以内
 - ・中圧: 通常 4%以内, 低頻度で 6%以内
 - ・瞬時電圧低下:持続時間 1 秒以内, 深さ 60%下限が基本

米国では、低圧(Low voltage)は 34kV 以下と規定されている[2-6]。したがって、日本の配電系統に対応する電圧階級は、米国では低圧となる。例として、配電用変電所から 13.8kV の高圧配電線を経由して、柱上変圧器により 120/240V に降圧し家庭用負荷へ電力供給する日本と同様な配電フィーダの構成が示されている[2-6]。電力会社により電圧値は異なり、一

次配電線の電圧は、2.3kV, 4.16kV, 12.47kV, 13.8kV, 25kV, 34.5kV, 二次配電線の電圧は、120V, 208V, 240V, 277V, 480Vである[1]。

国名	供給電圧(V)		
	家庭用	商業用	工業用
米国(カリフォルニア)	120/240	120/240, 277/480	120/240, 277/480, 4,160, 12,000, 20,800
カナダ	120/240	120/240, 347/600, 480他	240, 480, 600, 120/208, 347/600, 7,200/12,500
英国(北アイルランド除く)	230	230/400	230/400, 3,300, 6,600, 11,000, 22,000
フランス	230, 230/400	230/400, 100/590, 400/690	230/400, 10,000, 20,000
ドイツ	230, 230/400	230, 230/400	230/400, 400/690, 6,000, 10,000, 20,000
スペイン	127, 127/220, 220, 220/380	127/220, 220/380	220/380, 11,000, 15,000
イタリア	230, 230/400	230/400	230/400, 10,000, 15,000, 20,000
ロシア	220, 220/380	220, 220/380	220/380
中国	220	220, 220/380	220, 220/380
インドネシア	220	220/380	220/380, 20,000, 150,000
マレーシア	240, 415	240/415	240/415
シンガポール	230, 230/400	230/400	230/400, 6,600, 22,000
タイ	220	220, 220/380	220/380
韓国	220	220/380	3,300, 6,600, 154,000, 345,000
フィリピン	110/220	110/220, 2,400, 4,160, 13,800	110/220, 440, 2,400, 4,160, 13,800
インド	230, 250/440	230, 250/440	230/400, 250/440, 11,000
オーストラリア	240, 240/415	240/415, 250/440, 440	240/415, 250/440, 6,600, 11,000, 22,000
メキシコ	120, 127/220, 220	120, 127/220, 220	127/220, 277/480, 13,200, 13,800
ブラジル	127, 220	127/220, 220/380	127/220, 220/380, 11,200, 13,800, 23,200, 69,000
日本(東日本)	100/200	100/200	100/200, 6,000, 20,000, 60,000, 140,000

図 2-4 各国の配電系統の電圧基準

(4) 本調査が対象とする電圧範囲と課題設定

欧州では配電系統の電圧階級上限が日本より高いため、風力発電機やコジェネも主に配電系統に接続される。例えば、ドイツ風力発電の約半分(kW 容量ベース)は 20kV に接続され、デンマーク風力発電の大部分は MV 接続であり、住宅地周辺の風車は LV もある。配電電圧の管理・制御目的も、電圧そのものの規制基準逸脱防止に加えて送電ロス低減、混雑緩和、電圧での負荷制御(例:CVR: Conservation Voltage Regulation)など多岐にわたる。これらは、日本における送電網の役割の一部を担っていると考えられる。

本調査は日本の配電系統への視座を得ることを想定しているので、主に 20kV 以下の中圧・低圧配電系統を対象として調査する。また、対象とする課題も、主に PV に関連するものに限定して調査を行うこととする。

2.1.2 欧米の配電系統の将来像

(1) 欧米の将来のエネルギー・電力シナリオ

欧州でも米国でも、将来を見据えた様々なエネルギーおよび電力シナリオが検討されている。ここではまず、2017年3月にIEAとIRENAが発表した、パリ協定の実現を念頭に置いた報告書”Perspectives for the Energy Transition –Investment Needs for a Low-Carbon Energy System”での電力シナリオを例として概観する[2-7]。図 2-5 に、2050 年までの世界全体の電力シナリオを示す。この図には「電源ミックスは、持続的な石炭のフェーズアウトと天然ガスの減少を伴いながら、再生可能エネルギー、原子力、そして CCS を基

盤にしたミックスへの劇的な転換を経験している」とのキーメッセージが書かれている⁴。人口増と経済発展を反映し、2050年には2010年と比較して世界の発電量は2倍以上になっているが、約4割を風力・PVおよび他の再エネが発電することになっている。2050年時点でのPV発電量は約6兆kWhであり、設備利用率15%で計算すると設備容量としては50億kWとなる。これは、後述する2015年末の世界の累積設備容量2.28億kWの20倍以上である。このように、途上国も含めた世界中での電力の脱炭素化が、国際的な議論の注目を集めている。

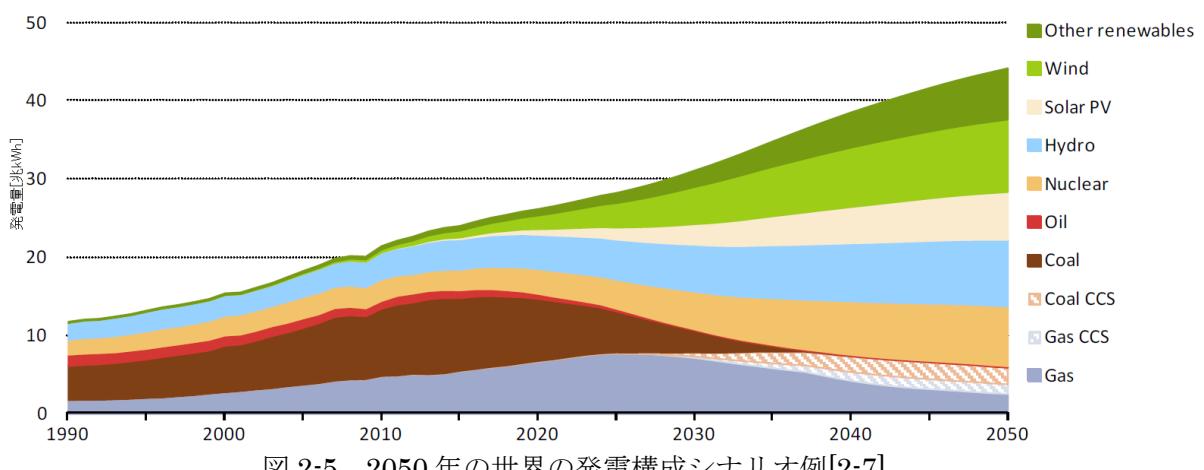


図2-5 2050年の世界の発電構成シナリオ例[2-7]

(2) 欧州の配電系統の将来像

欧州では、近年DSOの役割の再定義が活発に議論されている。EU FP7のTHINKプロジェクトはのトピック12が、”From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs”(配電網からスマート配電システムへ: 欧州の電力DSOへの規制の再考)である。そこで主要な課題は、DSOが分散型資源(Distributed Energy Resources: DER)の発展により負の影響を被るのではなく、新技術を市場に統合することに積極的になれるよう、インセンティブを与える規制を作ること」とされている[2-2]。ここで、分散型資源とは、PVや風力発電をはじめとする分散型の発電、分散型貯蔵(主に蓄電だが、文脈によっては熱も含む)と電気自動車、デマンドレスポンスといった、主にDSOの管轄範囲に設置される電源および調整力のことである。さらに、DSOの管轄範囲にあるこれらの調整力をTSOの需給調整などに活用することを想定に、こうしたDERによって系統運用を行うためのツールはより豊かになる、としている。そこでは、スマートメーターによる情報の集約と制御や、TSOとの連系と分担/線引きなどが議論されている。

2014～15年にかけ、欧州エネルギー規制機関(CEER)が将来のDSOの役割についてペー

⁴ 原文は次の通り。”The power generation mix undergoes a dramatic transformation to one based on renewables, nuclear and CCS, with unabated coal phased out and natural gas on the decline.”, CCSは炭素回収貯留(Carbon Capture and Storage)の略である。

バー提出し、ディスカッションが行われ、その結論は”The Future Role of DSOs: A CEER Conclusion Paper”にまとめられた[2-8]。そこでは DSO の 4 つの原則が確認され、DSO が何をなすべきで、何をなさるべきかについて考える上での枠組みが結論付けられた。その原則は、以下の 4 点である。

1. DSO は彼らの仕事を配電網の利用者と他の利害関係者の合理的な期待（そこには新加入や新ビジネスモデルを含む）を反映する形で行わなければならない。
2. DSO はその核の機能を引き受ける上で、中立的な市場のまとめ役として行動しなくてはならない
3. DSO は様々な活動のコストと便益を考慮して、公共の利益のために行動しなければならない
4. 消費者は自分たちでデータを持つ。このことは DSO がデータを扱う場合には保護されるべきである。

また、DSO との TSO 連携強化を、特に電力分野において鍵となる転換と位置づけており、そこには補完性原理が本質的な問題への決定において存在するべきだと考えられている。また、十分な情報交換、リアルタイムのデータ交換、より協調された形での計画と意思決定、より高い透明性や利害関係者のコミュニケーションの補償などが可能になるよう変化することが求められている。日本では送電部門と配電部門は同一の企業内に存在しており、上記で議論されている連携は実現されている面もあると考えられるが、リアルタイムのデータ交換や強調された意思決定など、今後参考になる部分も多数あると考えられる。鍵となる問題として位置づけられている 5 項目を以下に箇条書きにする。

1. 配電網への過剰投資を避けながら需要家側資源、分散型資源や規制を統合していく上での、システム全体でのアプローチ
2. システムのサービス向上や配電網の運用や計画・投資に関する協力
3. 運用者同士のリアルタイムないし準リアルタイムでのデータ交換、特に高レベルでの再エネ導入時に安定供給上の課題が生じている場合
4. 分散型資源の柔軟性の活用
5. より適切な費用分担

EvolvDSO では図 2-6 に示すように将来の DSO の役割を 8 項目に分類し、各国での実現までの課題の例を示している[2-9]。8 項目のうち、高いイノベーションが求められる新しい役割が「配電制約下での市場監督者」であり、中程度のイノベーションが求められる発達中の役割が「中立的な市場の世話役/実現者」、「(上位)系統セキュリティへの貢献者」、「配電系統の最適化」、「データの管理者」、既に拡大されている役割が「スマートメーターの運用者」、

「顧客との関係の管理者」、「第三者との関係の管理者」となっている。

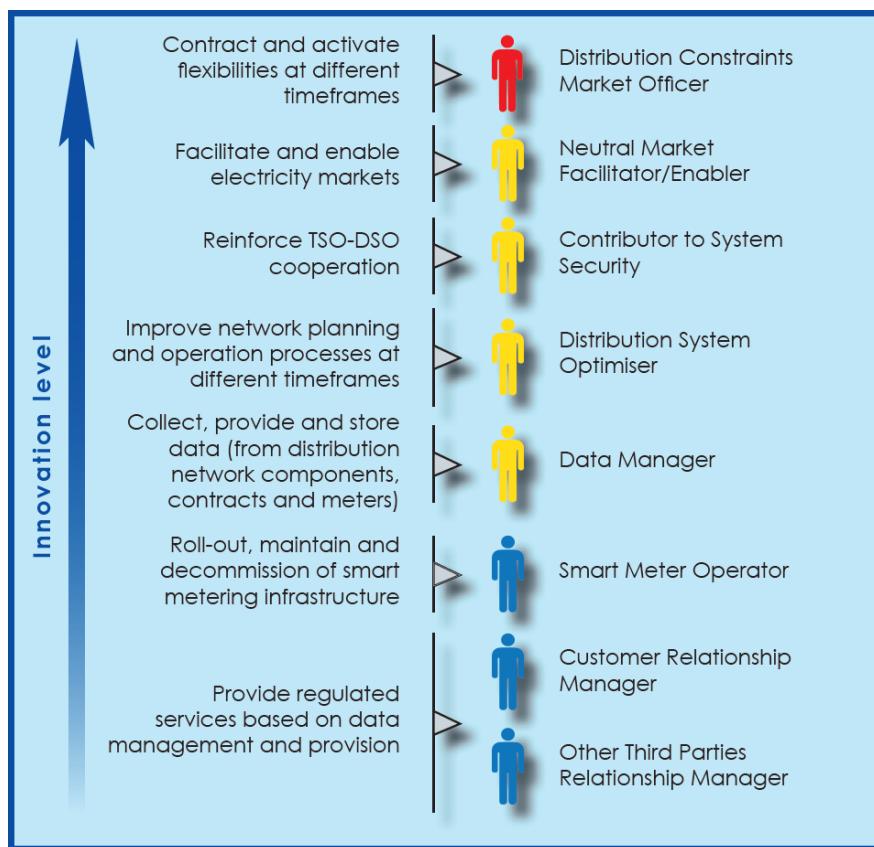


図 2-6 EvolvDSOにおいて整理された将来の DSO の役割[2-9]

(3) 米国の配電系統の将来像

米国では、2009 年以降、DOE による Recovery Act : Smart Grid Investment Grant Program(\$4.5 Billion)が立ち上がり、スマートメーターや送電系統監視装置の拡充とともに、配電系統分野も項目として挙げられている。配電自動化の機器開発や SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition)、配電系統への PV を始めとする分散型電源の大量導入のためのシステム開発などへの投資が行われている。

先進的な研究開発としては、国立研究所である NREL に、配電系統への今後の大量導入が予想される PV、電力貯蔵、電気自動車を統合する実証試験を行う ESIF(Energy System Integration Facility)が 2013 年に新設されている[2-10]。配電系統の制御・通信系の試験設備を核として、PV のスマートインバータの制御手法、配電系統の潮流・電圧のマネジメントや可視化、電力貯蔵システムの活用などの研究が進められ、各地の国立研究所との連携研究や産業界との共同研究の拠点となっている。

EPRI(Electric Power Research Institute: 米国電力研究所)は、将来の電力システムの姿を指し示すレポート "The Integrated Grid"において、PV と分散型電力貯蔵など分散型電

源・リソースの導入拡大を想定し、スマートインバータ制御と系統連系規定へ組み込みの必要性と、これらの制御を前提とした配電系統の計画・運用への統合を重要項目として挙げている。図 2-7 に、階層型アーキテクチャによる分散型資源制御の概念図を示す[2-11]。

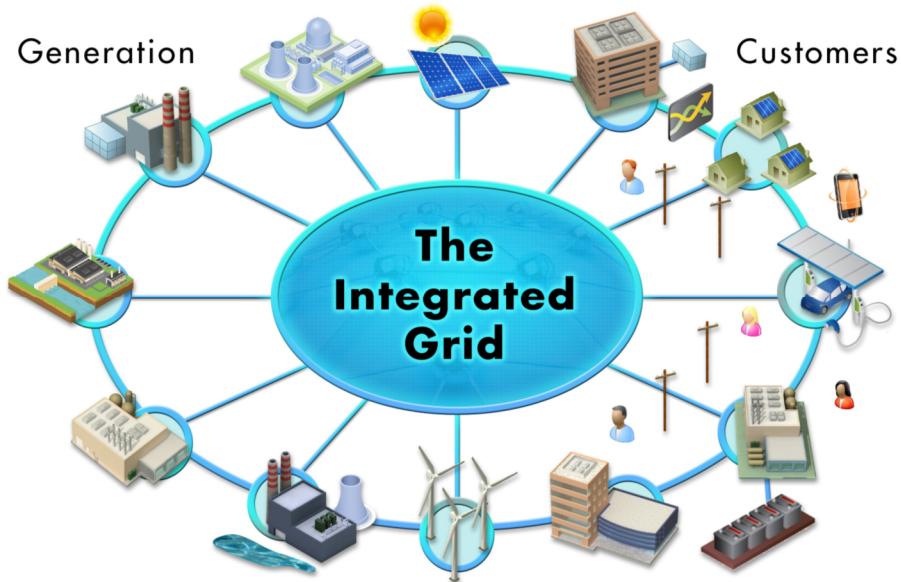


図 2-7 EPRI “The Integration Grid”での階層型アーキテクチャ概念図[2-11]

ハワイ州では、2030 年に再生可能エネルギーの kWh の比率を 30%，2045 年には 100% へと高い再生可能エネルギー導入割合が掲げられている。ハワイ州の電力会社である HECO (Hawaiian Electric Power Companies)は、PV を代表する分散型電源の配電系統への連系量を拡大するための計画をまとめている[2-12]。計画では、短期(2014-2016)，中期(2017-2020)，長期(2021-2030)に分けてアクションプランと技術開発プランを示している。早急に取り組む課題として、PV のスマートインバータの開発と導入，配電系統回路改善策としての LTC 設置や太線化配電用変圧器増設，また，電圧制御機器(Voltage Regulator)の導入が挙げられている。中期的には、AMI⁵，配電自動化システム，PV を双方向通信で結んだ高度な配電系統制御の高度化や家庭への設置を含めた分散型電力貯蔵の技術開発の必要性が挙げられている。中長期的には、デマンドレスポンスや電気自動車のスマート充電を積極的に活用することで、配電変電所や需要家周辺の地域からの PV の逆潮流を防止する”Non-export DG”の重要性も指摘されている。

⁵ AMI(Advanced Metering Infrastructure)は、日本でのスマートメーターに相当するものである。

2.1.3 欧米の PV 導入状況と今後の課題

(1) 現状の PV 導入量とこれまでの推移

欧州は特に北部においては日本より年間日射量の少ない地域が少なくないが、いくつかの国を中心に PV の導入を進めてきた。図 2-8 に、EU28 カ国の 1990 年から 2014 年までの各再生可能エネルギー電源および原子力発電・揚水発電の設備容量推移を示す[2-13]。PV(図 2-8 では”Solar”)は 2000 年を過ぎてから増加が本格化し、特に 2008 年以降急激な増加を見せていることが見てとれる。2014 年末時点では、PV の導入量は 80GW を突破し、風力発電と合わせると 210GW を超えている。一方 2012 年以降は、欧州での集中的な支援・投資は洋上風力発電に移りつつあることもあり、PV の導入は一時鈍化傾向にある。

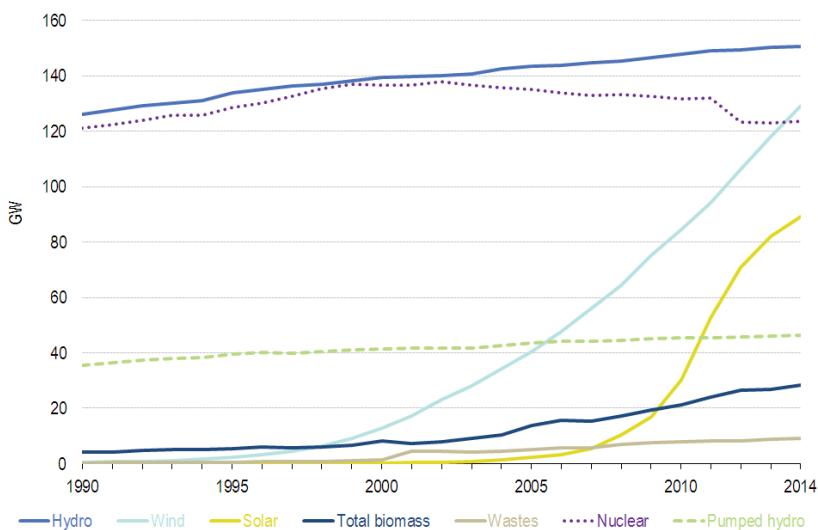


図 2-8 各再生可能エネルギー電源・原子力発電・揚水発電の設備容量推移[2-13]

次に、米国の状況を概観する。図 2-9 には、米国の 2000 年から 2016 年の PV 単年度導入量の推移を示す[2-14]。図 2-10 には、米国の四半期ごと、規模別の PV 導入量の推移を示す[2-15]。米国においては、2010 年ごろから PV の導入量が急増しており、2015 年には 7.5GW、2016 年には 14.8GW の導入があった。2016 年末時点での累積導入量は 40GW を超過し、その 4 割以上にあたる 17.1 GW がカリフォルニア州に導入されている[2-14]。規模別にみると、最も大きい”Utility”スケールの PV の割合が高い。図 2-10 を見ると、特に Utility スケールでは各年度の第四半期の導入量が、他の四半期と比較して多いことも確認できる。図 2-11 に中期的な PV 導入量推定結果を示すが、SEIA は今後も年間 10~18GW で PV が導入されると予測している。このペースでは、2022 年末には累積 PV 導入量が 130GW 程度と、2015 年の 3 倍以上になると推定されている。

米国での PV 導入量は 2010 年代、特に 2016 年に急加速しているため、数年前の調査・研究時と比較して多くの配電系統への PV 導入量も各地で急増していると考えられる。したがって、過去の調査や研究において課題が顕在化していなかった地域においても、課題

が深刻化している可能性がある点に注意が必要である。この点は日本と同様である。

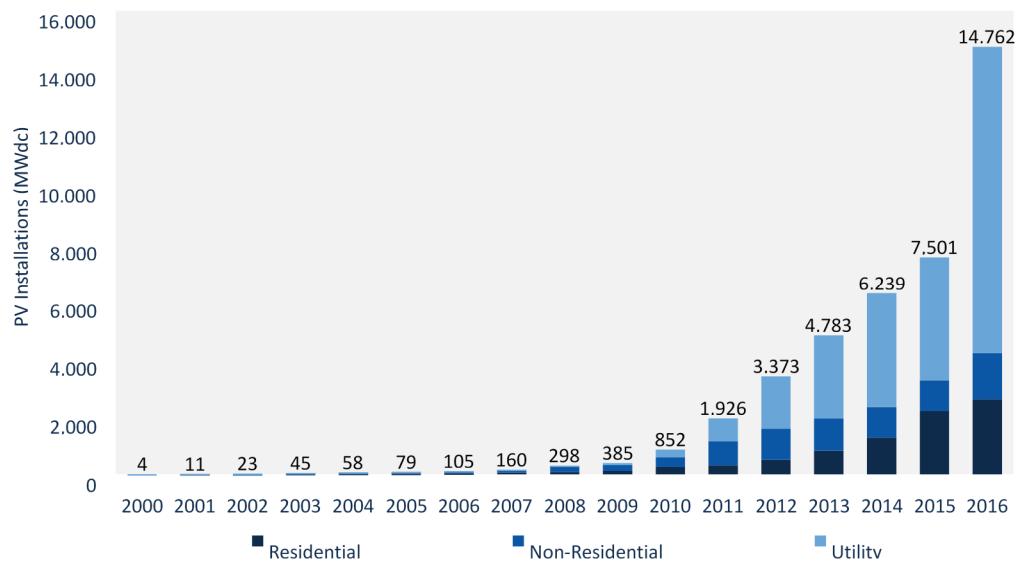


図 2-9 米国の PV 単年度導入量の推移[2-14]

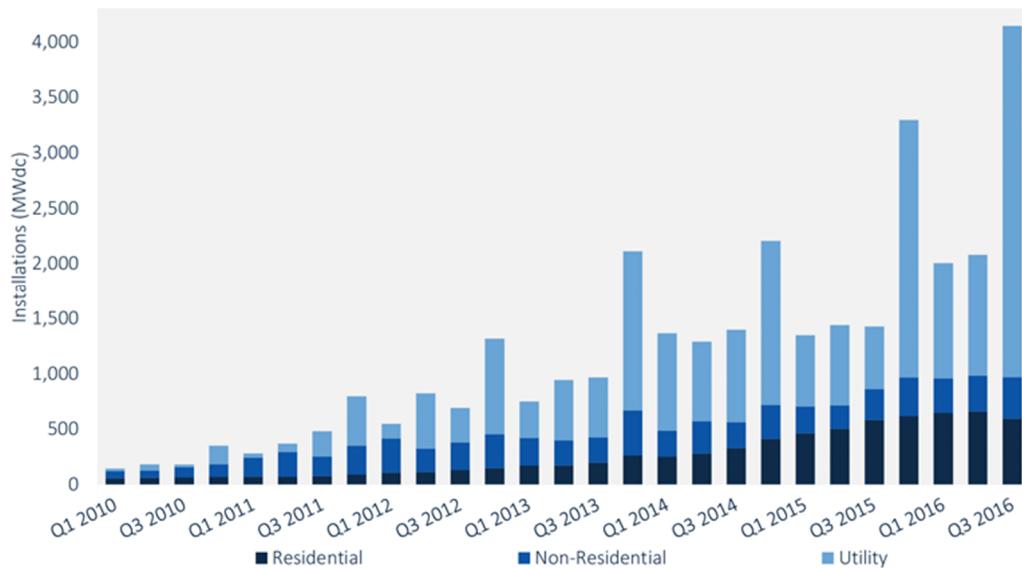


図 2-10 米国の四半期ごと、規模別の PV 導入量[2-15]

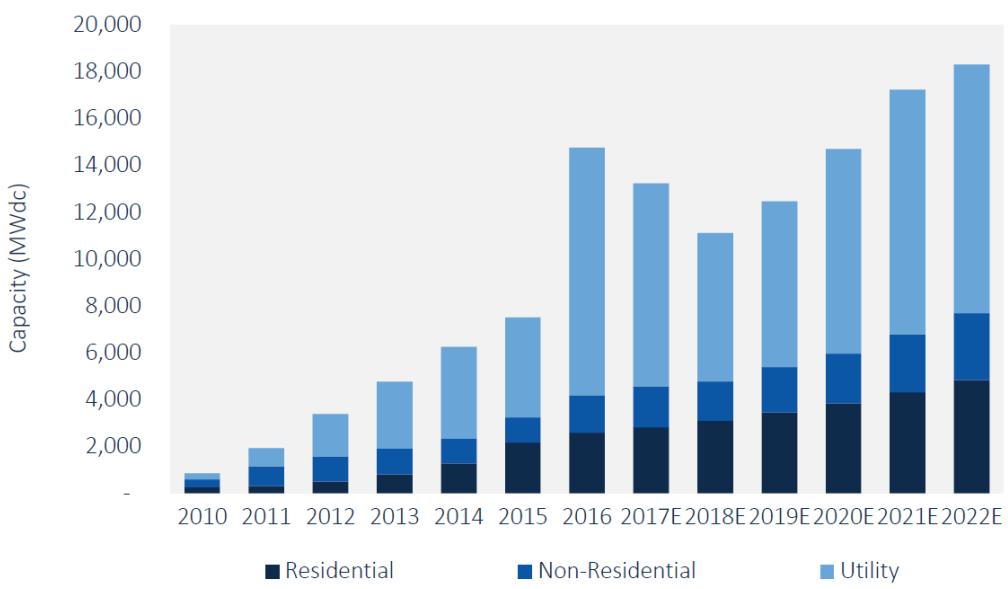


図 2-11 米国での中期的な導入量推定[2-15]

図 2-12 に、2015 年度の世界各国の PV 導入量の単年度導入量と累積導入量のグラフを示す。累積導入量で見ると、中国 43.5GW, ドイツ 39.7GW, 日本 34.1GW, アメリカ 25.6GW, イタリア 18.9GW, イギリス 9.6GW となっている[2-16]。2016 年には、中国は単年で 34GW の PV を導入したと発表されており、PV 導入がさらに加速している⁶。

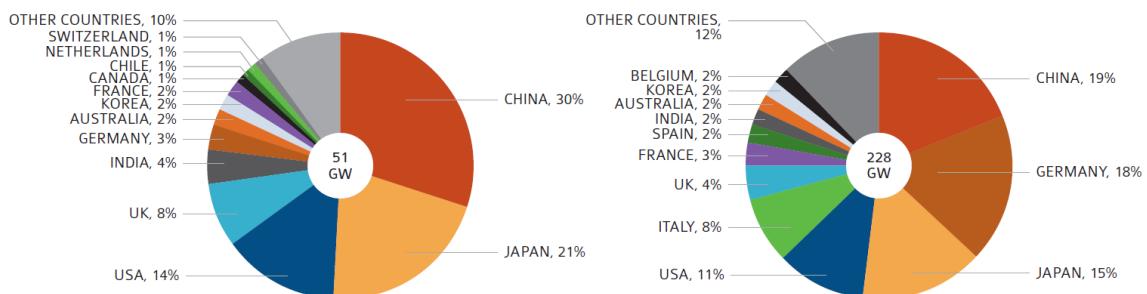


図 2-12 2015 年の PV 導入量の割合(左が単年度導入量、右が累積導入量)[2-16]

図 2-13 に 2015 年の電力需要に占める PV 発電量の割合を示す[2-16]。欧州では、イタリア・ドイツがともに 8%台で最も高く、ベルギーが 4%で日本と同程度となっている。一方、米国は国全体では 1%弱にとどまっており、世界平均や中国よりやや低い。また、ベルギー やデンマーク、オランダなどでは自家消費率が高い一方、イタリアや米国、日本やドイツでは 20~30%と高くないことが分かる。自家消費率が高いことは、需要家向けで比較的小規

⁶ 中国は近年パリ協定・需要増に加えて、大気汚染問題による石炭火力発電の相次ぐ停止・計画中止により、電源確保のため風力発電・PV の建設を急速に進めている。風力発電や PV の多くは中国国内で生産されるため、経済発展や雇用確保にも結び付いており、今後も投資は継続されると考えられる。

模な PV の導入率が高く、35 kV 以下に接続される PV 比率が高いことを示唆している⁷。

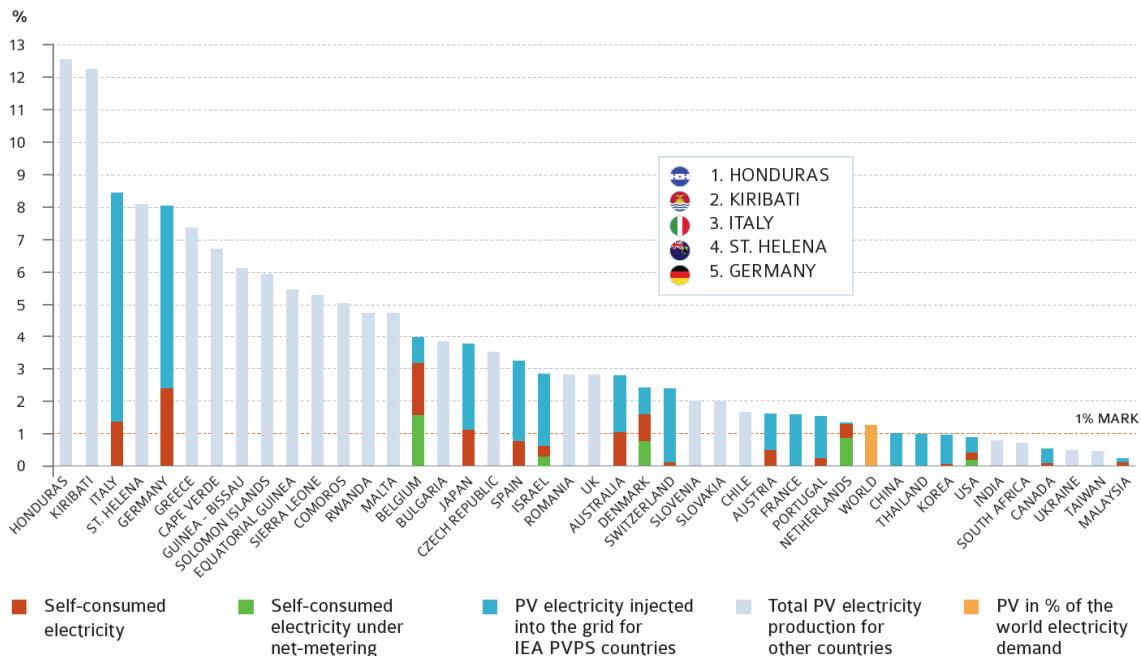


図 2-13 2015 年の電力需要に占める PV 発電量の割合[2-16]

(2) PV の導入規模と接続される電圧階級

次に、PV が接続される電圧階級を、ドイツを例に確認する。図 2-14 に、ドイツにおける PV および他の再エネの接続電圧階級(容量ベース)を示す[2-17]。ドイツでは、PV の約 6 割が低圧、約 3 割が中圧に接続されていることが確認できる。したがって、中圧・低圧系統での PV 導入上の諸問題、特に電圧問題が、ドイツでも課題になりうることが分かる⁸。

米国での電圧階級に関しては、Sandia National Laboratory による 1MW から 20MW のメガソーラー 100 箇所への調査[2-18]では、7 割が 12.47kV の既設の低圧系統に接続されていることが示されている(図 2-15)。

⁷ 図 2-13 を見ると、上位にはホンジュラスやキリバスを筆頭に、欧米以外の比較的小規模な国々が加わっていることが見て取れる。この一因は、こうした国々が温暖化をめぐる国際支援も活用し自国の温暖化対策を積極的に進める中で、WT や PV 関連のプログラム・プロジェクトが一定の効果を発揮していることがあると考えられる。

⁸ 風力発電は約半分が MV、残りは多くが 110kV までの HV に接続されていることが確認できる。ドイツでは 110kV までが DSO の管轄内であり、再エネの大半が DSO の管轄内に接続されている。

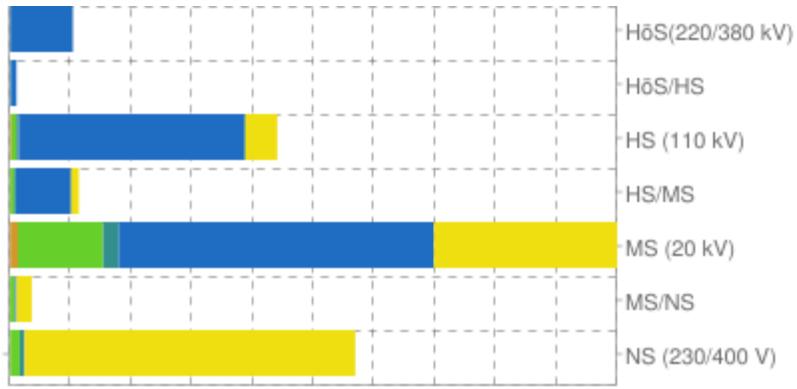


図 2-14 ドイツにおける PV および他の再エネの接続電圧階級(容量ベース), 左から地熱, ガス, バイオマス, ゴミ, 風力, PV [2-17]

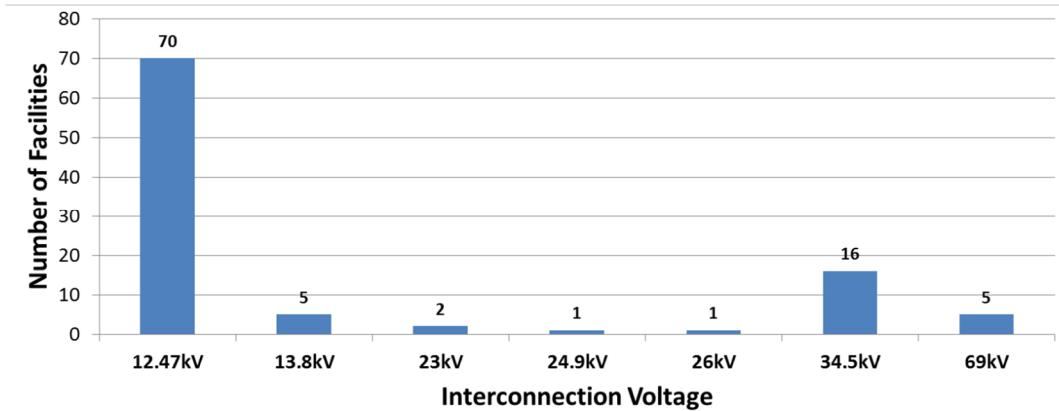


図 2-15 米国における PV 設備(100 箇所)の接続電圧階級の内訳[2-18]

(3) 欧米の将来の PV 導入シナリオ

米国では、2011 年に米国が発表した SunShot Initiative の中で、2030 年および 2050 年の PV 導入量が議論されている[2-19]。図 2-16 に同プロジェクトが想定する PV と太陽熱発電(Concentrated Solar Power: CSP)の各年度の導入容量を、表 2-1 に 2030 年と 2050 年における発電の設備と発電量の内訳を示す。表 2-1 をみると、PV は 2030 年には 302GW, 2050 年には 632GW に達し、それぞれ電力量の 11% と 19% を占める想定であることが分かる。これに CSP を加えることで、2050 年には電力量の 27% を太陽エネルギーによる発電で供給する想定である。27% は震災前の日本の原子力発電比率に匹敵する数字であり、米国において 2050 年には太陽エネルギーによる発電が、中心的な電源の一つになることが目指されていることが確認できる。このシナリオでの 2020 年の導入量は約 50GW であるが、2016 年末時点での米国の PV 累積導入量が 40GW を超過している[2-20]ことを考えると、2020 年には同シナリオを超過達成する可能性が高い。図 2-16 の SEIA の試算から計算す

ると、2020年のPV累積導入量は90GW程度となる。

こうしたPV導入増加の背景には発電コストの急落がある。図2-17には最新のEPRIのPVコスト分析のグラフを示す。2010年と比較して、2016年時点ですでに各規模のPVのLCOE(Levelized Cost of Electricity, 均等化発電原価)は半分から四分の一近くにまで低下しており、大規模PVの発電費用は7¢/kWhで火力発電の燃料費に近い水準となっている。これを2030年時点では3~5¢/kWhまで低下させることが目標に設定されている⁹。これにより、将来の配電系統には火力発電よりも安価なPVの電力が供給されることになる。

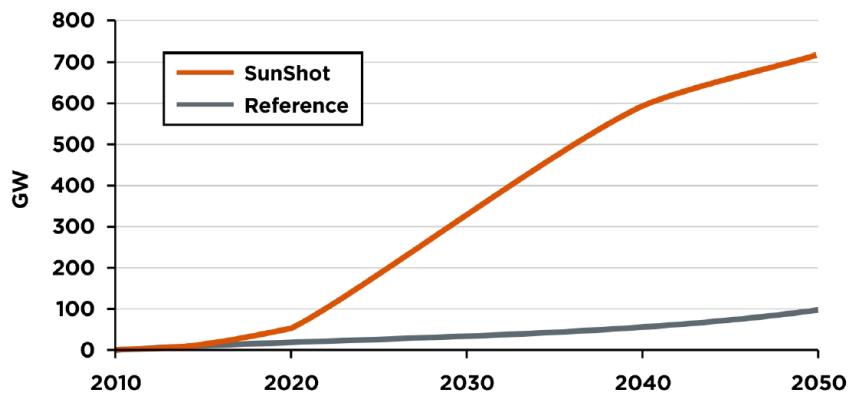


図2-16 米国SunShot projectにおける太陽光・太陽熱発電導入シナリオ[2-19]

表2-1 米国SunShot projectでの2030年と2050年のPVとCSPの導入量想定[2-19]

年	技術	年間発電量(TWh)	導入容量(GW)	電力消費量比[%]
2030	PV	505	302	11
	CSP	137	28	3
2050	PV	1,036	632	19
	CSP	412	83	8

⁹ LCOEでの発電コストには施工費や土地代なども含まれているため、地理的・社会的な様々な要因によって規定され、地域の条件によっても大きく異なりうるものであり、こうした水準の目標が日本でも妥当か、ないし可能かどうかは議論の余地がある。

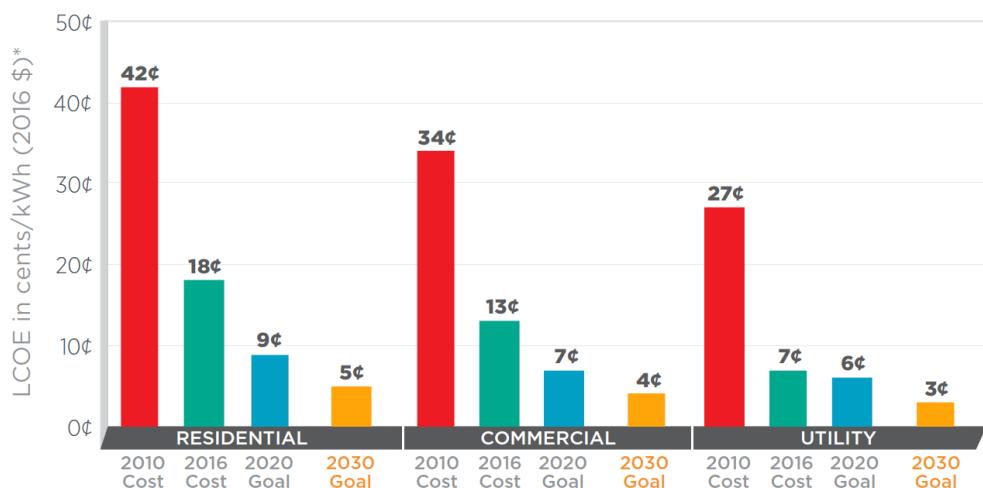


図 2-17 SunShot project での規模ごとの PV コスト目標と現状 [2-20]

欧州委員会はパリ協定を受け、現在 2050 年に向けた中長期のエネルギー・シナリオの見直し作業を進めている。2016 年に発表された新たな参考シナリオ[2-21]では、2050 年の PV, CSP の設備容量は合計 280 GW となっている。このシナリオでは 2050 年の CO₂ 排出量は 23 億トン程度あり、2000 年の半分を超えており、ここから温室効果ガス 80% 以上削減のシナリオが今後作成されるため、PV 導入量もこの数倍になるケースが出ると考えられる。

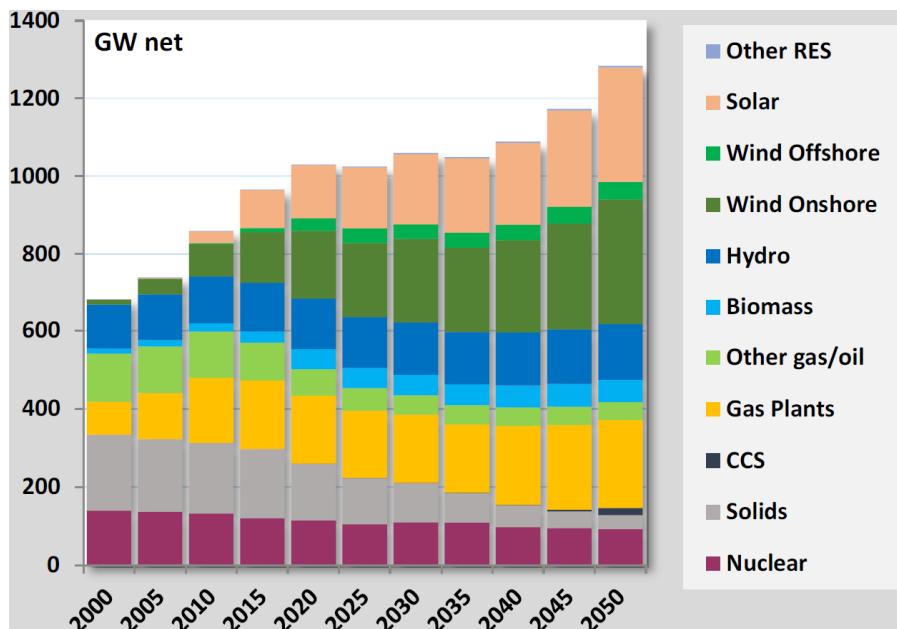


図 2-18 欧州の 2050 年の参考シナリオでの電源構成[2-21]

以上から米国でも欧州でも、2050 年に向けて現状をはるかに上回る PV 導入を想定していることが確認できた。また、詳述はしないが、中国・インドをはじめとした新興国・発展

途上国でも PV の大量導入が見通されている。例えば、COP21 の際にインドが提唱した太陽光同盟は、2030 年までに途上国に 100GW 以上の PV 導入を企図している。

2.1.4 欧米の配電系統の現状と将来像に関するまとめ

＜配電系統の概要＞

欧州では国・DSO ごとに、米国では州ごと、運営主体ごとに配電系統の管理形態は多様である。電圧階級は欧州では中圧 20kV、低圧 400V が多い。欧州ではより高い電圧階級も DSO 管轄の国が多いが、本調査では中圧までを主対象する。米国では 10kV、13kV、16kV など様々な配電電圧が用いられる。電圧変動に対しては欧州の EN50160 では電圧値基準を ±10%，それ以外に高速電圧変動・瞬低の基準がある。米国では、州ごとに規定、あるいは規定されない。

＜配電系統の将来像＞

欧州では DSO の役割の再定義が大きな論点となっており、大規模な再エネ導入実現に向けた再エネや分散型資源の活用、TSO との連携強化が課題とされ、CEER やプロジェクトからの提案が盛んになされている。米国ではスマートインバータ制御や電圧制御機器の追加が短・中期的な課題、分散型電源や電力貯蔵の配電系統自動化や運用・計画への統合が長期的な課題と位置づけられている。

＜PV の導入状況と今後の想定＞

欧州の再エネ導入の中心は風力だが、PV でもドイツ、イタリア、ベルギーなどでは、一人あたりで日本と同程度かそれを上回る量が導入され、欧州大では累積導入量が 80GW を超えている。PV の多くは低圧、中圧に導入されている。米国では 2013 年から 2016 年で PV 累積導入量が 12GW から 40GW に急増し、その多くの部分は大規模 PV が占めている。

将来の想定では、米国は SunShot プロジェクトで 2030 年に 300GW、2050 年に 600GW の目標があり、導入促進とコスト低減の努力がされている。規模は大規模なものが半分程度を占める。欧州では現在作成された参考シナリオでも 2050 年には 280GW の PV 導入が想定され、今後より多くの PV 導入シナリオができると考えられる。

2.2 欧米の PV 導入の課題と対策

2.2.1 PV 導入における現状の課題

(1) 電圧問題

国際的な PV の系統接続に関する調査研究としては、IEA の PVPS(Photovoltaic Power System Program)の Task14 “High Penetration of PV in Local Distribution Grids: Subtask2: Case-Study Collection” の 2014 年の報告書があげられる[2-22]¹⁰。ここではこの報告書をベースにしながら、欧州の PV 導入時の課題の整理を試みる。欧州では、日本と比較して、欧州の配電系統は低圧 400V、中圧 20kV が主で電圧は高いので、電圧問題は発生しにくいと考える見方もある。しかし、欧州の配電系統においては、電圧が高い分一つの変電所が広域をカバーするため、長距離線路での PV 逆潮流による電圧上昇がやはり問題となっている。例えばドイツでは、典型的な中圧の変圧器容量は 25~63MVA、フィーダ長は 1~20km である。低圧では変圧器容量が 100~630kVA、フィーダ長は 100~500m である[2-22]。亘長も長いため、400V 線路での電圧上昇問題が顕在化しやすい。図 2-19 と、その中のピンクの部分を拡大した図 2-20 に、ドイツに実在する PV 導入量の多い MV および LV のフィーダ例を示す[2-22]。この例では、MV 側で PV をはじめとする分散型電源がピーク負荷の 2.3 倍の容量、LV 側で PV が負荷の 2.8 倍の容量それぞれ導入されている。MV では特に郡部エリアにおいて、過電圧とバンク過負荷の問題が生じており、従来の系統強化により、受け入れ可能量(hosting capacity)増加に対処していると報告されている。また、LV では過電圧が PV 導入における主要な問題で、特に郡部エリアが厳しく、従来の系統強化により対処されていると記述されている。

イタリアにおいては、The Italian Authority for Electric Energy and Gas も 400V 線路での電圧上昇・後述のホスティングキャパシティを試算し、中圧・低圧での PV 導入において電圧問題が、電流制約とともにホスティングキャパシティの主要な規定要因になることを指摘している[2-22]。

米国の前述のメガソーラー設備 100 箇所の調査結果（7 割が 12.47kV の既設の LV 系統への接続）では、56 箇所で配電系統接続の問題が生じ、そのうちの 29 箇所で電圧上昇や電圧変動の問題が指摘されている[2-18]。問題の内訳を図 2-21 に示す。

¹⁰ この報告書に記載された状況やケーススタディは 2012 年前後のものであるが、欧州でここで記述されているオーストリア、ベルギー、ドイツ、ギリシャ、イタリア、スペインではその後 PV 導入速度が概ね下降しているので、2017 年時点でも本報告書の記述の多く是有効と考えられる。一方、米国や日本、中国では 2012 年以降 PV の導入は大幅に加速しているので、本報告書の状況から変化している部分も少なくない。また、欧州でも 2015 年には英国が 4.1GW、フランスが 0.9GW の導入を進めるなど、増加傾向の国もある[2-16]。

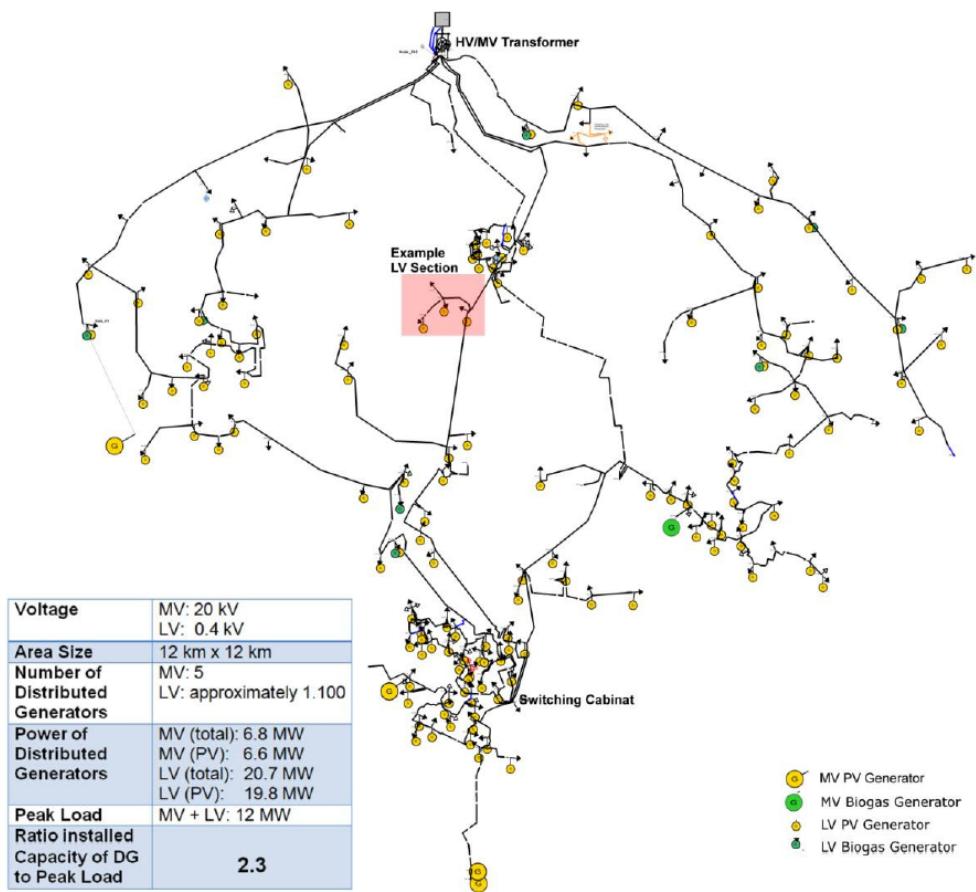


図 2-19 ドイツに実在する PV 大量導入の MV フィーダの例[2-22]

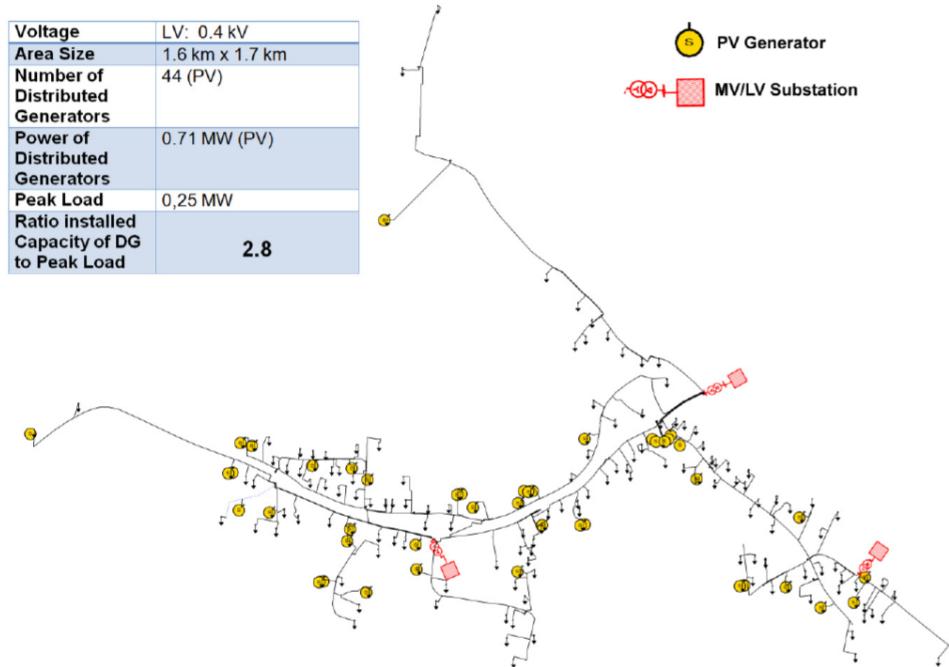


図 2-20 ドイツに実在する PV 大量導入の LV フィーダの例[2-22]

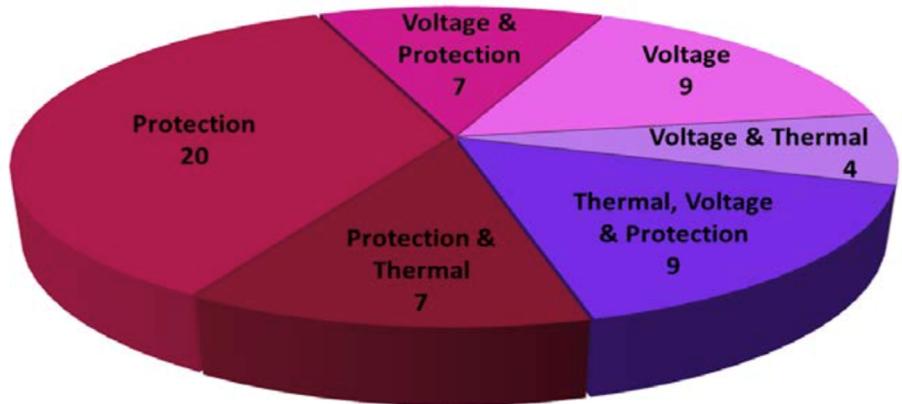


図 2-21 米国における PV 設備(100 箇所)に起因する配電系統の問題の内訳[2-18]

(2) 配電網の増強と配電線から送電線への逆潮流

再エネの導入量が多い地域では、配電線から送電線への逆潮流は既に常態化している。例えば、ドイツの風力設備の多い北部の 380kV/110kV 変電所、PV 設備が多い南部の 110kV/20kV と 20kV/0.4kV 変電所では、逆潮流は系統運用において日常的な現象となっている[2-23]。ここでは TSO と DSO の境界に着目する。図 2-22 に 2014 年の 50Hertz 社の送電管内の E.DIS 社における 110kV から 380kV への順潮流・逆潮流を示す[2-23]。図 2-22 は 380kV から 110kV への潮流を正として潮流の持続曲線を描き、各時刻に対応する 110kV 線路の負荷計測値を合わせてグラフにしたものである。風力発電の多い E.DIS 社管内では、合計値に着目すると、2014 年時点での最大順潮流が 1.5GW に対して、逆潮流の最大値は 2.6GW に達し、逆潮流の方が大きくなっていることが確認できる。この地域では逆潮流に対応するため、380kV/110kV 変電所の増強が必要と考えられる。風力発電が特定の配電線に集中して導入されやすいことを鑑みれば、風力発電の多い場所では、110kV 変電所設備以下の配電設備も既に相当の系統容量増強も含む様々な対策が行われていることが推測できる。

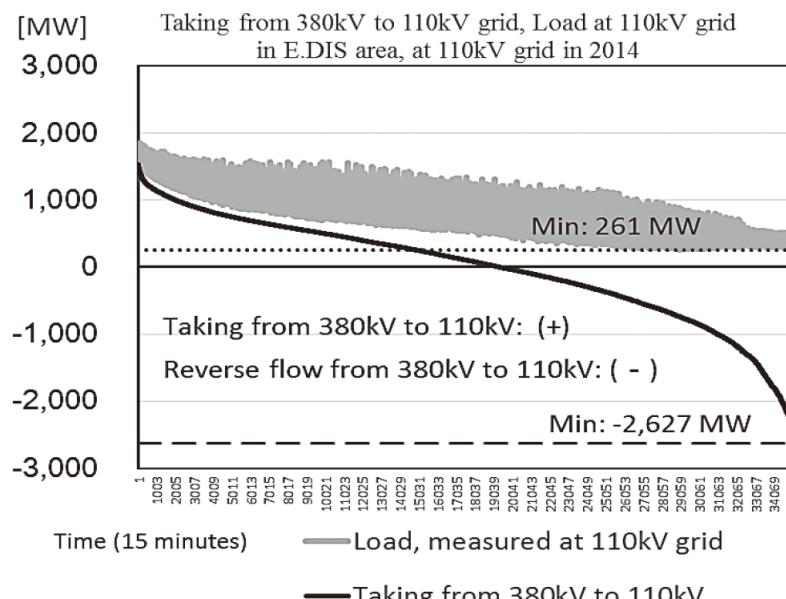


図 2-22 2014 年の E.DIS 社における 110 kV から 380 kV への順潮流と逆潮流[2-23]

(3) その他の課題

オランダでは、2040 年には PV からの逆潮流に起因して 87% の配電用変圧器(MV, LV)で容量超過が想定されている[2-24]。LV 配電線はケーブルが多く、34% のケーブルで容量超過も予想されている。ケーブル配電系統では R/X 比が架空配電線よりも大きくなり、電圧変動時に無効電力制御よりも有効電力制御が効きやすくなる。このため、電圧変動に応じた PV 抑制制御や電気機器のデマンドレスポンスの研究アプローチが多く報告されている。

2.2.2 PV 導入における現行の対策

PV 大量導入時の電圧・電流制約への対処方法としては、既に様々な手法が検討されている。表 2-2 に電圧逸脱への対処方法をまとめたものを示す[2-25]。対策をここでは 4 つのグループに分類する。各グループについて、系統側機器の変更、機器の追加および負荷側の制御、PV の制御の 3 つに分け、対策実施の状況を概観する。

表 2-2 欧米の電圧問題を中心とした PV 導入における現行の対策の整理[2-25]

	配電網の増強・制御	追加機器の導入・負荷制御	PVの制御(スマートインバータ)
配電網インピーダンス変化	太線化、(昇圧)、複線化	切り替えによる線路のトポロジー変化	
変圧比制御	配電用変電所、柱上変圧器タップ	SVR	
無効電力対策		SC, SR, SVC, STATCOM, 負荷無効電力制御	力率制御、無効電力量制御
有効電力対策		蓄電池、デマンドレスポンス	出力抑制・制御

第一のグループ「配電インピーダンスの変化」には、系統側の対策としては太線化と昇圧、追加の機器の導入としては Loop flow controller の導入があげられる。特に現在の配電線の最大負荷を大きく上回るような PV が導入される場合、大規模な出力抑制ないし蓄電池の導入を行わない限りは太線化ないし部分昇圧は不可避となる。ドイツでも、PV の接続に対して既存の配電線の容量が不足する場合には、太線化や線路の増設は日常的な対策として行われている。太線化と昇圧については次節で述べるが、設備投資が大きい一方、効果も大きいものが多い。

第二のグループ「変圧比制御」は機器の変圧比の変更を行うものである。OLTC(On line Tap Changer)や柱上変圧器のタップ切り替えを PV の電圧補償に使用する研究例は多く見られる。また、SVR(Step Voltage Regulator: 高圧自動電圧調整器)は逆潮流による電圧上昇対応型の機器開発も進んでいる。

第三のグループ「無効電力対策」には無効電力制御機器を追加する場合と、PV の力率制御を行う場合がある。前者では、SC(Shunt Capacitor)や SR(Shunt Reactor)による定常時の電圧制御に加えて、PV の出力変動への対策として、SVC(Static Var Compensator)や STATCOM(STATIC Synchronous COMpensator: 無効電力補償装置)の導入も進んできている。一方 PV の力率制御では、現在主に大規模な PV の導入に際して、力率を遅れ 0.9 といった電圧低下方向で固定して設定されるケースが増加している。系統状況に即して無効電力をリアルタイムに制御する PCS は” Smart Inverter” と呼ばれ、研究や一部導入の義務付けが検討されている[2-26][2-27]。PV による無効電力制御や有効電力制御機能に関しては欧州各国や欧州全体のグリッドコードの中で保有の義務付けが進んでいる[2-28]。ただし、無効電力注入量のパラメータ設定の問題や、現場での力率実装の誤り、無効電力制御の符号が統一されておらず、PV 接続時に無効電力の注入方向が逆になる例があるなど、ドイツやオーストリアでの現場での実装には課題もあることが指摘されている[2-29]。

第四のグループ「有効電力対策」には、PV の出力抑制(Curtailment)、蓄電池・デマンドレスポンスの活用があげられる。PV の PCS は過電圧になると自動的に出力を抑制する機

能がついているが、一部の PV に抑制が集中するといった問題が指摘されている。例えばドイツでは、PV は原則的に遠隔から出力を制御可能であることが義務付けられているが、10 kW 未満のものに関しては、PV パネル定格の 7 割以下の容量の PCS を用意することで、遠隔制御が免除されている。PV 電圧問題の対応策としてのデマンドレスポンスの適用可能性は国内でも検討例があるが[2-30]、フランスでは後述の Grid4EU において、実際の配電系統において実証試験が行われている[2-31]。

これらの検討のうち、第二、第三、第四グループの対策について研究が盛んに進められてきている。さらに、例えば SVR や OLTC のタップといった離散的変圧比制御と、PV の無効電力・有効電力制御の組み合わせを解くような、第二、第三、第四グループの検討を組み合わせて効果を検証する検討例も、様々にみられる。それに対し、第一グループに関する研究はこれまで少なくとも論文として公開される形での研究例は比較的小ない。しかし、配電網に系統最大負荷を大きく上回るような PV が導入される場合、大規模な出力抑制ないし蓄電池の導入を行わない限りは太線化ないし部分昇圧は不可避となるから、現実には多くの増強対策が行われており、効果的な配線網増強に関する検討は重要な課題である。

2.2.3 PV 大量導入に向けた政策・技術開発動向

(1) 欧州の実証プロジェクト

(a) LINEAR, INCREASE

欧洲では、FP7(第七次欧洲研究開発フレームワーク計画)により、2011 年から 2013 年にかけて配電系統をターゲットとしたプロジェクトが開始された。2016 年までに終了した主要な配電系統に関する実証プロジェクトの一覧を表 2-3 にまとめる。

オランダ、ベルギーのフランダース地方では、太陽光・風力発電の MV/LV 系統への連系量が多く、LV ケーブルフィーダでの電圧上昇や配電用変圧器の容量超過、MV 系統の混雑の問題が顕著化している。LINEAR や INCREASE など配電系統の電圧制御を目的とし PV 抑制制御やデマンドレスポンスを検討するプロジェクトが早くから行われている。LINEAR では、86 軒の協力需要家における給湯機の電圧ドリープ制御の機器動作と効果検証が行われた[2-32]。INCREASE では、PV の出力抑制と無効電力制御のトレードオフや PV インバータ制御と OLTC の協調制御などが、オランダ、ベルギー、スロベニア、オーストリアのテストフィールドにより検証され、その数値評価や電気特性の分析結果が DSO にむけたハンズオンとして公開されている[2-33]。INCREASE による実証試験場所と内容を図 2-23 に示す。

表 2-3 欧州の配電系統に関する実証プロジェクト

LINEAR	INCREASE, EU FP7	GRID4EU, EU FP7	evolvDSO, EU FP7	IDE4L, EU FP7
期間	2011-2015	2013-2016	2013-2016	2013-2016
資金規模	明記されていない	3.2M Euro	54M Euro	7.9M Euro
参加	KU Leuven, VITO, 機器メーカー、他	Ghent University, TU Eindhoven, DSOs, 他	6 DSOs, 27 partners	5 DSOs, 2 TSOs, RWTH, UCD, VITO, INESC Porto, INPG, RSE, EnergyPool, 他
概要	家庭用機器によるDRの研究と実証 実証住宅に対して、電圧/周波数のドループ制御(Linear Voltage Control)を仕掛け、Hot Water Bufferが特に有効に機能することを確認 研究機関VITOのEnergyVilleに試験装置を移設・拡充しての試験継続へ	再生可能エネルギー導入拡大のための、MV/LV電圧管理ツールと制御手法の開発、DSO向けのハンズオンとしてまとめて (Local Overlay / Scheduled Control)	天候や人口密度の違った配電系統における、電圧管理、DR、MicroGrid、電力貯蔵活用など、多様な実証をDSOが主導 高速なローカル制御と、通信を利用してした(低速の) 協調制御の組み合わせ PV抑制(P制御)と電圧制御機器によるQ制御のトレードオフや協調 電圧・潮流計算、運用最適化、通信系のシミュレーションの連成	ベルギー、フランス、ドイツ、アイルランド、イタリア、ポルトガルの将来のDSOの役割について、Short-term, Long-termに分けてその機能や電力を整理 パフォーマンスインデックス:ロス低減、事故の局所化・時間低減、Hosting Capacityの増加、電圧制御の改善、配電系統の単独運転モード、需要家の積極参加により実証を評価、統一的な知見の抽出 RTU, PMU, IEDを利用した次世代配電自動化システムの制御・通信試験と標準化への動き 電圧制御についてPrimary/Secondary Controlとネットワーク混雑解消のためのTertiary Controlの構成の提案 配電系統用Operation Planningや送電系統とのSequential Optimal Power Flow, MV/LV Voltage Control, State Estimation, Contingency Simulator, 設備増強計算などのツールについて研究 デンマークLV系統(4フィード、59ノード), イタリアのLV/MV系統(配电変電所、10フィード、スペインLV系統(1フィード、38ノード、主にPV接続ノード), 研究室シミュレータ実証
実証規模	86軒の協力家庭でのDR	オランダ、ベルギー、スロベニア、オーストリアのテストフィールド(LVフィーダ)	ドイツ、スウェーデン、スペイン、イタリア、チエコ、フランスでのMV/LVネットワーク、フィード	



図 2-23 INCREASE による配電系統実証[2-33]

(b) Grid4EU[2-34]

Grid4EU は FP7 の一環として行われ、「高度なスマートグリッドの大規模なデモプロジェクト」とされている。六つの DSO がそれぞれのデモプロジェクトを中心にしてまとめ、27 の協力機関がある。中心となった DSO は、ERDF(フランス), Enel Distribuzione(イタリア), Iberdrola(スペイン), CEZ Distribuce(チェコ), Vattenfall Eldistribution(スウェーデン), RWE(ドイツ)であり、参加する DSO を合計すると欧州の従量制顧客の 50%以上を占めている。予算規模は FP7 として 5400 万ユーロであり、FP7 の配電関連プロジェクトの中では大規模な部類に入る。フランスでのプロジェクトは、同国内では Nice Grid とも呼称され、国のプロジェクトにもなっている。図 2-24 に各 Demo の研究テーマの具体的な項目を示す。また、表 2-4 に Grid4EU における各 Demo の研究テーマ領域を示す。

表 2-4 Grid4EU における各 Demo の研究テーマ領域[2-34]

	国	DSO	テーマ
1	ドイツ	RWE	DER, MV
2	スウェーデン	VATTENFALL	LV
3	スペイン	IBERDROLA	DR, MV, LV
4	イタリア	Enel	DER, ESS, MV
5	チェコ	CEZ GROUP	DER, MV, LV, MG
6	フランス	ERDF	MV 以外全部

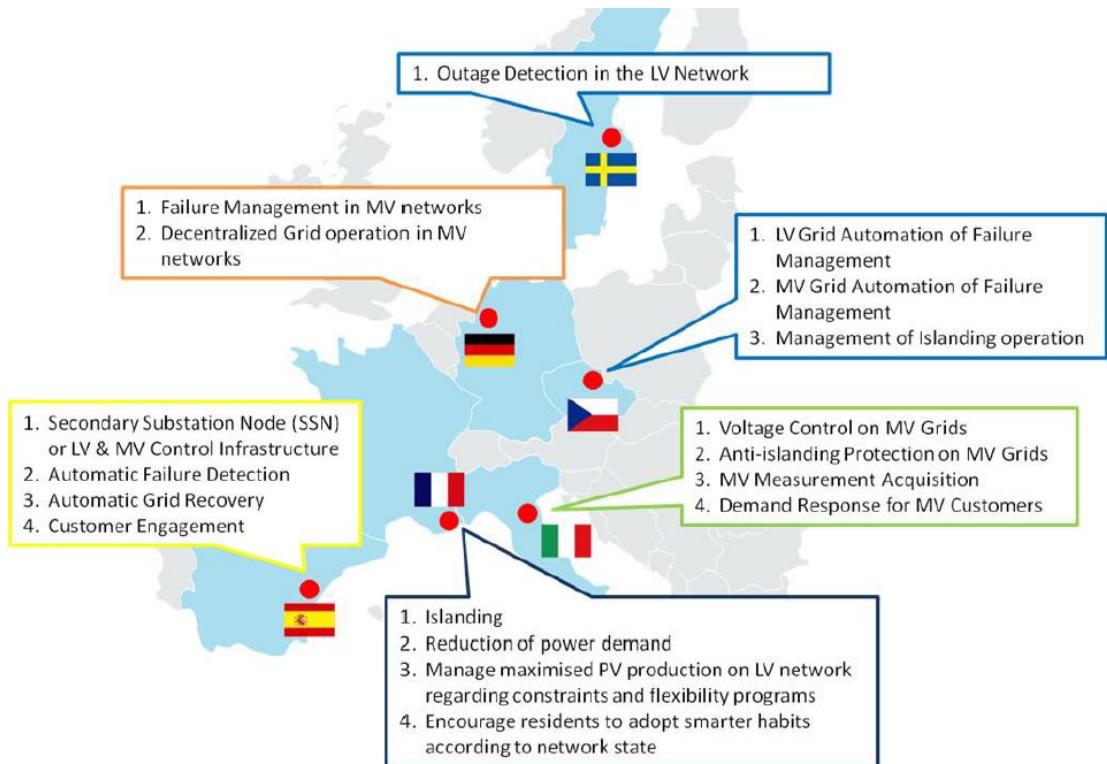


図 2-24 各 Demo の研究テーマの具体的項目[2-34]

Grid4EU の研究成果の中で、電圧関連の成果例を以下に上げる。

ドイツ：電圧・電流制約回避のため、再エネの変動下の系統情報を二次変電所から一次変電所に伝え、自動でトポロジーを切替。中圧で DER 導入可能量が 17% 増

スウェーデン：スマートメータからの停電・過電圧等のアラームを分析。

アラームはごく一部の世帯から大半が発生

イタリア：OLTC、PV の有効・無効電力制御、蓄電池・無効電力機器の協調制御

チェコ：CHP¹¹および PV の無効電力制御による電圧制御は費用対効果が高く有効

フランス：低圧がターゲット。デマンドレスポンス(価格、電気温水機自動制御)、蓄電池を昼間に運転することで電圧上昇を緩和。DR の効果は限定的

ここでは特にフランスの実証事例を紹介する。フランスでは、フランス電力 EDF の子会社で配電を担当する ERDF(現在は Enedis)がホストしており、NiceGrid プロジェクトとも呼ばれている。そこでは PV の低圧系統および中圧系統への統合を主な課題としている。図

¹¹ CHP は Combined Heating and Power の略で、熱電併給システムと訳される。欧州では地域熱暖房供給が用いられている地域が少なくなく、その主要な熱源の一つである。デンマークでは、一定規模以上の CHP には給電指令対応であることが義務付けられている。

図 2-25 に全体の制御枠組みを示す。PV の予測や柔軟性も活用して、配電系統の課題の解決と、TSO からの要求を満たすことをテーマとしている。その特徴は、低圧系統の電圧上昇緩和のために蓄電池とともに負荷増加型のデマンドレスポンス(DR)活用を想定した、5300 世帯の低圧顧客のいる大規模な実フィールド試験が開催されていることである。DR は晴天時の特別料金と、電気温水器の時間帯シフトの二つが実証試験されている。特別料金による手法は” Solar Bonus” という名称で、晴天日の 12 時から 16 時の電気料金単価を低下させることで、電力消費を増加させている。7 月 1 か月間の実証で、参加した顧客のボーナスがない日より平均 20% 増加させた。電気温水器は元々フランスでは原子力発電の夜間の余剰電力利用のため広く普及しているが、その稼働を昼間の時間帯にシフトさせている。

課題として明らかになった点は、DR による低圧系統の電圧上昇緩和は、下記の 2 つの点で難しいということである。図 2-26 に試験結果を示す。横軸は試験を行った日付を示しており、5 月 12 日から 9 月 30 日まで行われている。棒グラフは 12 時から 16 時の平均負荷(単位は kW)であり、緑色の部分がベースライン、赤い部分が DR の効果として増加した負荷である。折れ線で示されたのがその比であり、負荷の増加効果は 1~5% と大変限定的であることがわかる。その理由は、一つは顧客参加率が対象の 15% 程度と低く、価格応答型の DR であり制御量も限定的なので、PV の余剰電力に対して十分な調整量の確保が困難だという点である。もう一つは、低圧は一変圧器あたりの顧客数が少ないため、PV 発電と DR の相が異なると電圧抑制効果がないこと、場合によっては三相不平衡を助長する恐れあるということである。自動化された DR の活用など、調整力を増加させることが課題と認識されている。配電系統では系統大の需給バランスとは異なり、PV の発電量の負荷に対する割合は数十～数百% と高く、電圧制約や潮流制約の回避のために必要となる制御量も多くなるため、DR の効果が限定的になったと考えられる。

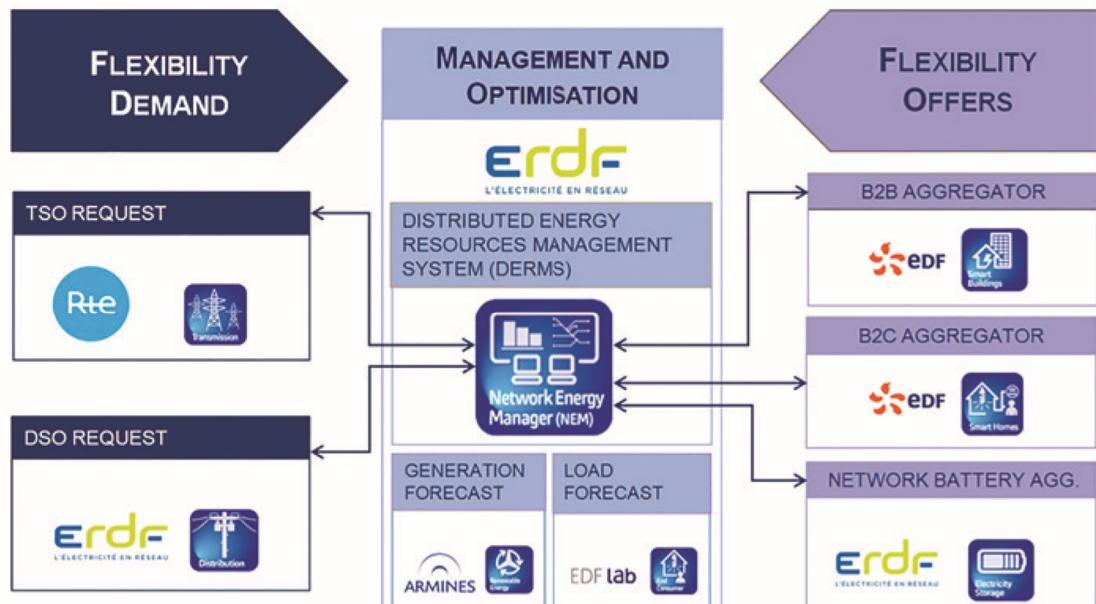


図 2-25 Nice Grid プロジェクトでの全体の制御スキーム [2-34]

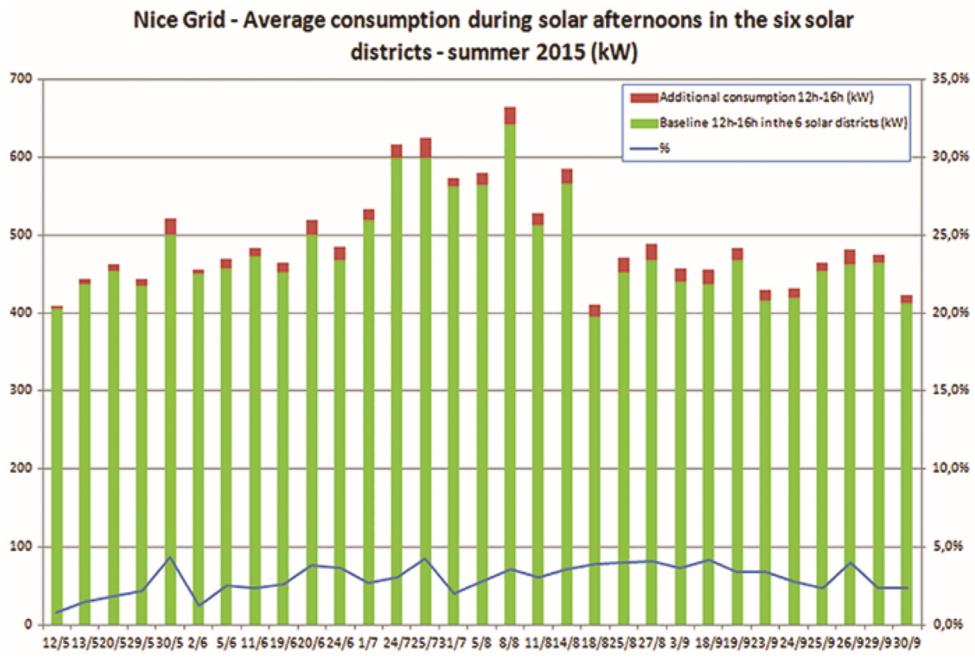


図 2-26 Nice Grid 実証での DR による負荷増加効果[2-34]

(c) EvolvDSO[2-9][2-35]

EvolvDSO は、DSO 向けの配電系統の拡張検討ツールを提供することを目的としたプロジェクトであり、解析・試算手法の提案とツールの作成を行っている。その中では柔軟性の活用による配電網の hosting capacity の増加効果解析なども行われているが、特徴的な点は、配電系統の増強計画立案に関するツールが提供されている点である。増強計画ツールには FLEXPLAN と TOPPLAN の二種類があり、FLEXPLAN は 5~10 年を対象とするのに対し、TOPPLAN は 30 年といった長い時間をターゲットとしている。下記の点が FLEXPLAN の主な特徴である。

- FLEXPLAN はあたらしい関連する系統計画ケースの探索法を示す
- 多数シナリオの系統計画影響解析
- 関連する計画ケースから技術的な制約に近い計画の特徴を決める
- ICT 利用増加による系統網信頼性の変化を評価
- 系統計画の結果から柔軟性価格の影響評価

EvolvDSO では、FLEXPLAN と TOPPLAN の実フィールドデータに基づく検証を、ドイツにおいて行っている。FLEXPLAN の検証は RWE, RWTH Aachen と FGH とともにに行っており、TOPPLAN の検証は RWE, Grenoble INP と協力して行っている。図 2-27 には、MV を対象とした TOPPLAN での新しいトポロジー提案と系統増強の結果例を示す。

青い線の部分が、追加で系統増強する部分である。負荷抑制や出力抑制といった柔軟性の活用も一定想定しながら、OLTCと無効電力制御も想定した解析の結果である。柔軟性の有無、放射状かメッシュかといった条件ごとの、系統増強計画が検討されている。また、運用断面の解析においては、後述するホスティングキャパシティを用いた対策効果の検討も行われ、柔軟性の費用や効果の算定に用いられているが、設備計画の段階では陽にはホスティングキャパシティの議論はなされていない。

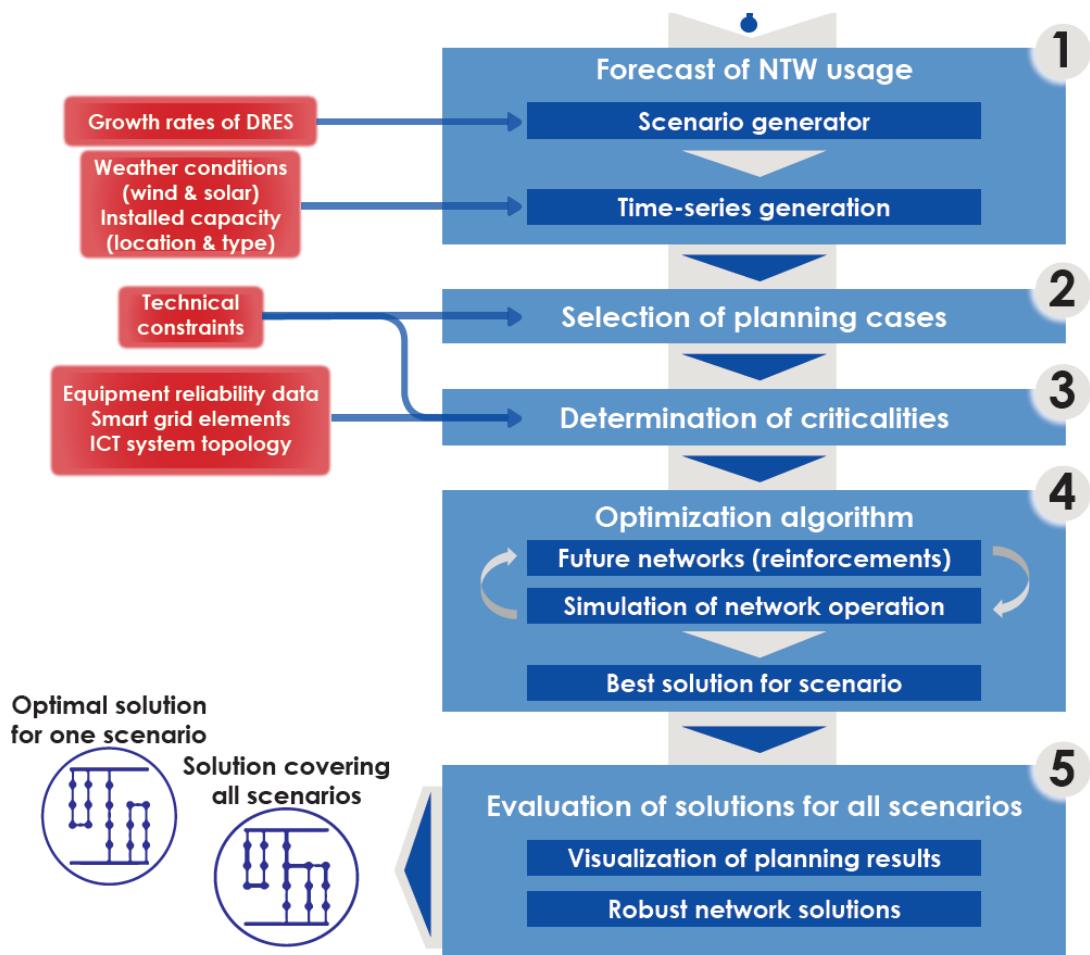


図 2-27 FLEXPLAN における系統設計手法の概要[2-9]

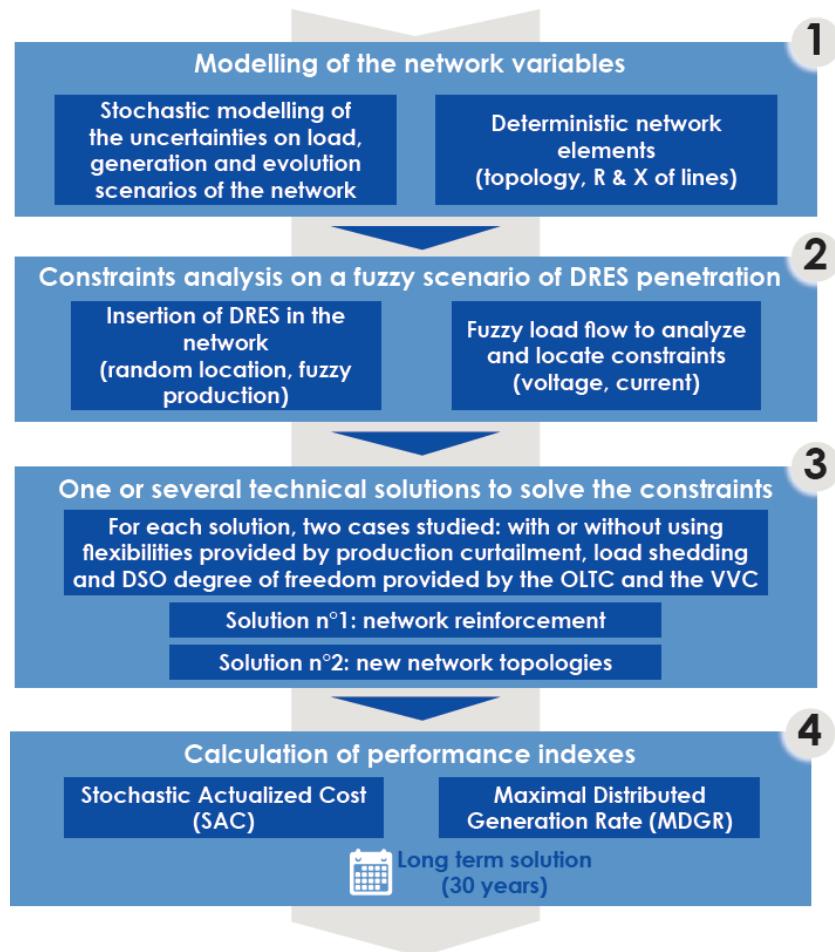


図 2-28 TOPPLAN における系統設計手法の概要[2-9]

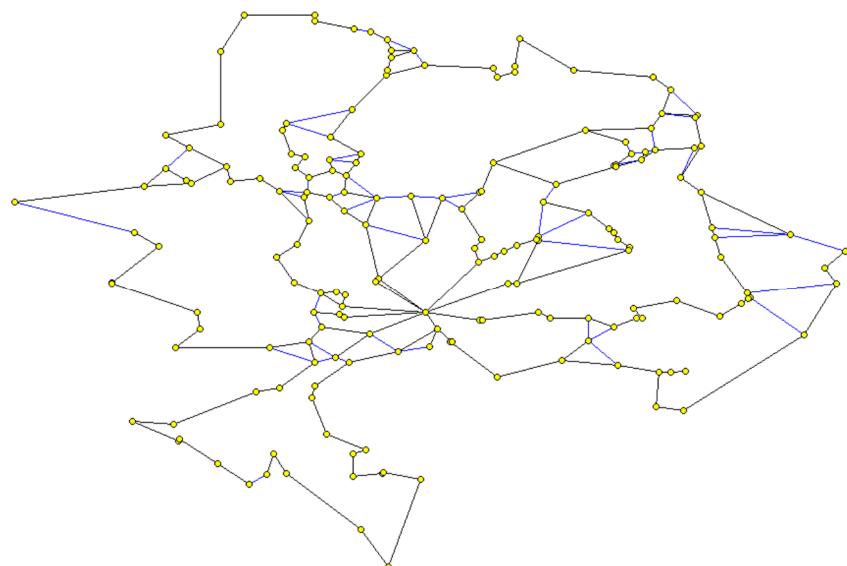


図 2-29 ドイツの実トポロジーを用いた、TOPPLAN での系統増強解析結果例[2-35]

(d) IDE4L

IDE4L では、PV・風力発電など分散型電源の制御性と変電所 RTU(Remote Terminal Unit)や IED(Intelligent Electric Device), PMU(Phasor Measurement Unit)によるセンシングとリレー、状態推定計算などにより、Active Network Management の機能を有した次世代の配電自動化を実現するための制御、通信、サービスが総合的に検討されている。研究機関で開発された配電系統電圧制御や配電自動化の手法が研究室のシミュレータ実証や、さらには、デンマーク、イタリア、スペインの実規模配電系統に実装され、検証されている[2-36]。図 2-30 には IDE4L による研究室実証、配電系統実証のロケーション、図 2-31 には IDE4L の Active Network Management の概念図を示す。



図 2-30 IDE4L による研究室、配電系統実証[2-36]

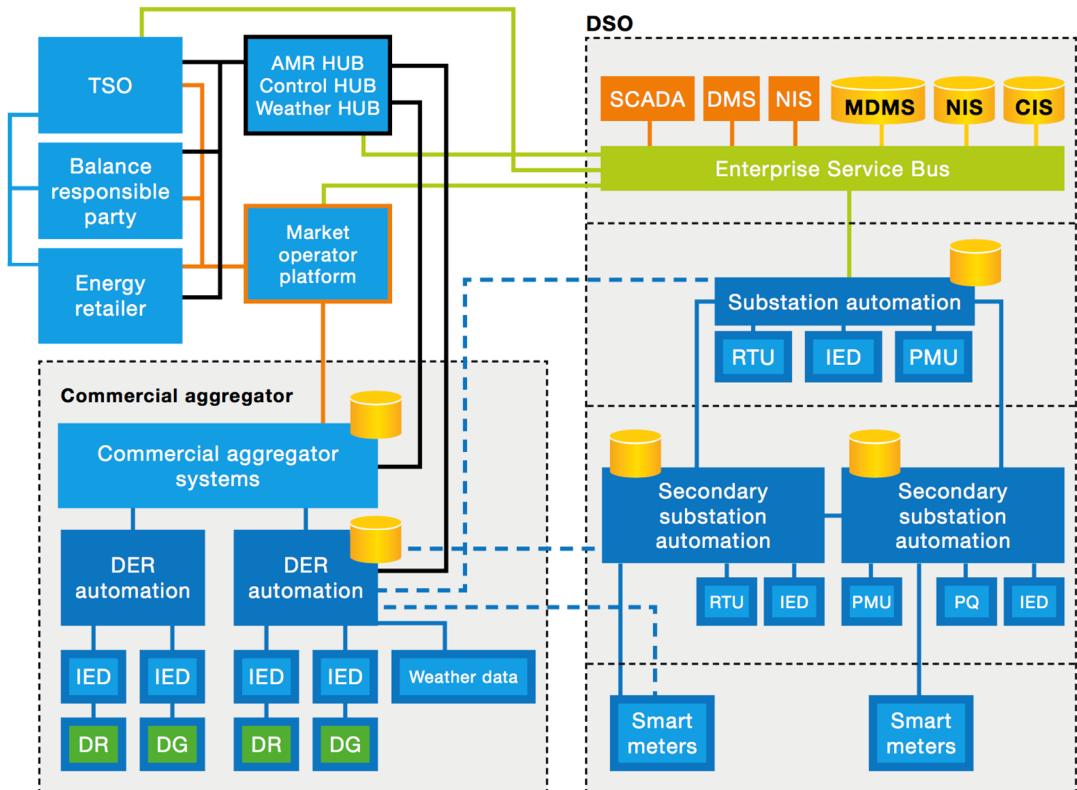


図 2-31 IDE4L による Active Network Management[2-36]

(2) PV の系統連系インバータによる制御 –スマートインバーター–

欧州では、風力発電や CHP など分散型電源の系統連系が進み、PV の導入も拡大している。2006 年の欧州系統の分離やその際の風力発電の並解列の技術課題が契機となり、FRT¹² や出力制御などの系統連系要件が欧州各国で整備されてきた。表 2-5, 2-6 ではそれぞれ MV, LV 系統向けのグリッドコードへの FRT と出力制御機能の導入状況がまとめられている。MV 系統には、大型の分散型電源や風力発電機、メガソーラーの連系が中心となるが、配電系統の電圧制御の役割の一端を担う力率調整機能や連系地点の電圧に応じた無効電力調整機能が各国で設定されている。2013, 2014 年からは、CENELEC の TS (Technical Specification) や、ENTSO-E の RfG (Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators) として検討されている。LV 系統への連系についても、特に家庭用 PV を意識した 16A 以下の小規模分散電源に対して、EN による有効電力・無効電力調整機能が検討されている。

先進的な MV, LV 系統へのサポート機能(有効電力、無効電力制御)については、AIT (Austrian Institute of Technology)が試験・認証を行っている。図 2-32 に AIT の試験設備の外観、図 2-33 に系統サポート機能の一覧を示す。配電系統への電圧サポートでは、力率調整、Volt-Var, Volt-Watt(出力抑制)、そして、動的な無効電力制御のモードが確認できる

¹² FRT(Fault Ride Through)は、系統に擾乱が発生している時にも発電を継続する要件である。

[37]。また、電力会社からの遠隔制御についても標準的な通信を利用した試験が行われている[38]。

表 2-5 欧州各国の MV 系統のグリッドコードへの FRT, 出力制御の導入状況[28]

Country	Germany	Italy	Austria	France	Spain	Europe	ENSO-E
Function	2008	2012	2013	2013	2010	2014	2013
P at low f	yes	yes	yes	>5MW	No	yes	Yes ABCD
P(f)	yes	yes	yes	No	>2/10MW	yes	Yes ABCD
Q/cosφ	yes	yes	yes	Yes	>2/10MW	yes	Yes BCD
Q(U)	optional	yes	optional	No	No	yes	yes BCD
Remote P	>100kW	yes	>100kW	No	>2/10MW	yes	yes BCD
Rem. trip	optional	yes	No	No	No	yes	yes ABCD
LVRT	Yes	yes	Yes	>5MW	>2MW	yes	yes BCD
HVRT	No	yes	No	No	No	yes	No
	BDEW MV Guideline (2008)	CEI 0-16:2012	TOR D4:2013	Arrêté du 23 avril 2008	P.O.12.3:2006 P.O.12.2: RD1565:2010 UNE 206007-2 IN:2014	FprTS 50549-2	Final Version RfG 2013
	25.11.2014						



表 2-6 欧州各国の LV 系統のグリッドコードへの FRT, 出力制御の導入状況[28]

Country	Europe (≤ 16 A)	Germany	Italy	Austria	France	Spain	Europe (≤ 16 A)	Europe (> 16 A)
Function	2007	2011	2012	2013	2013	11/14	2013	2014
P at low f	No	Yes (all)	Yes (all)	Yes	No	No	Yes	Yes
P(f)	No	Yes (all)	Yes (all)	Yes	Yes*	No	Yes	Yes
Q/cosφ	No	>3.68kVA	>3 kVA	>3.68kVA	No	No	Yes	Yes
Q(U)	No	No	>6 kVA	optional	No	No	Yes	Yes
Remote P	No	>100kW	>3 kVA	>100kW	No	No	No	Yes
Rem. trip	No	No	Yes	No	No	No	No	Yes
LVRT	No	No	>6 kVA	No	No	No	No	Yes
HVRT	No	N/A	No	No	No	No	No	Yes
Reference	EN 50438 2007	VDE AR N 4105: 2011	CEI 0-21:2012	TOR D4:2013	* ERDF- NOI- RES_13E Version 5 - 30/06/2013	RD 1699/2011 206007-1 IN:2013	EN 50438 2013	FprTS 50549-1:2014 DRAFT!



図 2-32 AIT の PV 系統連系インバータ試験設備の外観[2-37]

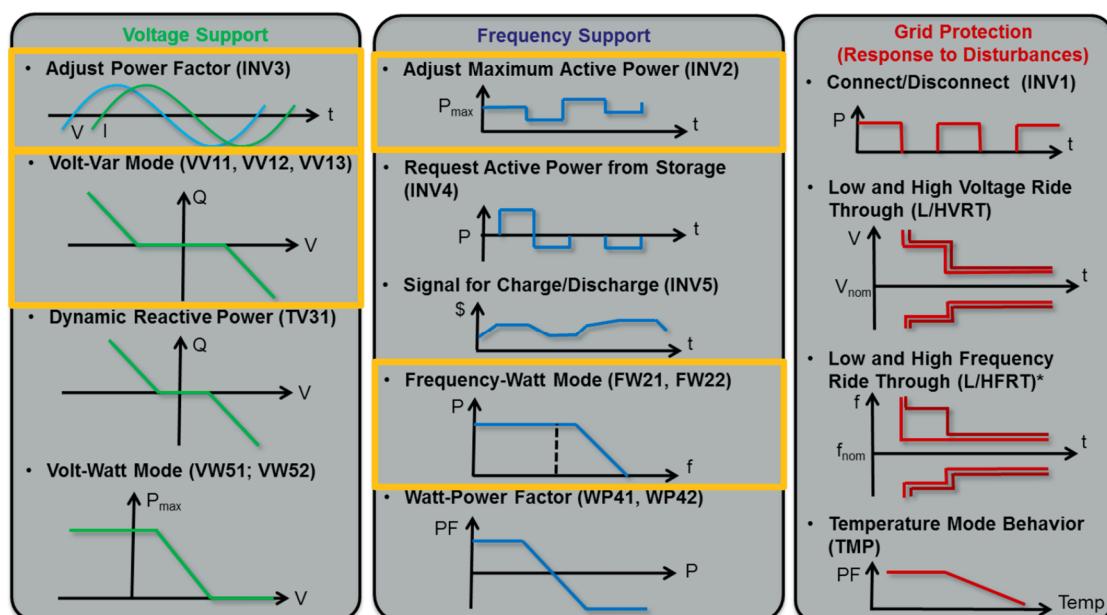


図 2-33 AIT で試験されている系統サポート機能[2-37]

米国では、2003 年に IEEE Std. 1547 として分散型電源の接続要件が規定されている。

その後、2014年にIEEE Std. 1547a (Amendment)として、FRTと有効電力・無効電力制御機能の記載が追加されている。家庭用PVなどの小規模分散型電源を意識して、要件を30kW以上から300W以上としている。DRアグリゲータも定義され、電力会社との協議や合意の上で、FRTの仕様や有効電力・無効電力制御による電圧調整が要求されることが記載されている。ただし、詳細な仕様は規定されておらず、2018年のIEEE Std. 1547の全面改訂版であるP1547に盛り込むべく検討が進められている。

PVの配電系統への導入が進むハワイ州やカリフォルニア州では、HECOやCPUC(California Public Utilities Commission)の管轄内の配電フィーダをテストフィールドとして、スマートインバータの実証試験や、ホスティングキャパシティ増加の解析、規格化への検討などが進められている。先進的なMV、LV系統へのサポート機能(有効電力、無効電力制御)については、EPRIがスマートインバータの共通仕様の検討[2-39]、NRELが系統連系インバータ試験設備と配電系統シミュレータによる研究、他、国立研究機関が協力して研究開発を進めている。図2-34は、NREL ESIF(Energy System Integration Facility)のMWクラスのインバータ連系試験装置を示す。



図2-34 NRELのインバータ連系試験装置 [DOEのホームページから]

(3) 昇圧関連の研究動向

欧州では電圧問題への対処法の一つとして系統のより高圧階級からの給電が選択肢として存在はしていないわけではないが、その効果の詳細な検討や、昇圧を積極的に位置づける研究例は見当たらなかった。一方、線路の大規模な増強の必要性は指摘されており(dena, 2012), EvolvDSOでは線路の増強方法に関する手法と解析ツールが提案されている。米国でもPV大量導入に対する対策として、設備のアップグレードが指摘されているが、その中に昇圧や電圧階級に関する指摘はなかった。

元々の電圧階級が高い欧州や米国においても、太線化・線路増強の必要が議論されている点を鑑みると、日本においては 6.6kV の線路増強対策に加えて、より高い電圧での配電を考察することは一定の意義があると考えられる。同時に、本検討で提案されている部分昇圧に対応するような研究例は欧米では既に電圧階級が高いこともあってあまり見られず、一定の独自性があると考えられる。

(4) 今後継続的調査が必要な研究領域

今後継続的に調査が必要な領域を例示する。TSO への DSO の貢献は、欧州でも米国でも非常に大きなテーマになっている。欧州では EDSO for Smart Grid や ENTSO-E, Eurelectric のステートメントなどは参考になり、米国では DOE の下での様々なプロジェクトがこのテーマを扱っている。

無効電力調整力提供による送電系統の電圧制御サポートも話題になっている。dena の “Ancillary Services Study 2030” はその具体的な例である。

電圧上昇問題解決のための有効電力デマンドレスポンスの活用については、様々な試験や見解が出されている。Grid4EU のフランス実証では、低压配電線向けの活用は難しいとの知見が出されている。一方、フランダース地方では有力な対策として検討されている。

Intentional Islanding や MV 系統の分離時に PV・風力の運転継続するには、配電系統でも PQ 双方の動的な制御が必要となってくる。分散型 PV とあわせての分散型電力貯蔵やそれらのシェアリングサービス(Block Chain 応用も含めて)にも注目が必要である。

2.2.4 欧米の PV 導入の課題と現行の対策に関するまとめ

<PV 導入の現状の課題>

欧州では PV 導入量が多いドイツやイタリアでは、低压および中圧での電圧上昇問題が顕在化し、PV 導入上の課題となっている。ドイツでは南部の 110kV/20kV, 20kV/0.4kV 変電所では逆潮流が日常的である。米国では州により PV 導入状況の違いが大きいが、ハワイ州など PV 導入量の多い州では PV による電圧上昇が課題になっている。近年の PV 急増により、電圧上昇が課題に浮上している州も増加していると考えられる。

<PV 導入に対する現行の対策>

欧州・米国では既存の対策として、変圧器タップ切り替えや系統接続の変更に加えて、分散型電源の無効電力制御が用いられている。一部出力抑制も用いられる。各国や欧州大のグリッドコードでも PV の無効・有効電力制御機能の要件化が進んでいる。米国では特に、スマートインバータの研究開発に力が入れられており、長周期・短周期の電圧変動に対して PV の高度な制御を行うことにより、電圧問題や他の系統接続上の課題を解決する流れができている。

一方で、PV の大量導入や負荷の電化に伴い、配電系統増強の対策も重要性が指摘されて

きている。ドイツの dena は今後必要となる配電線路長を試算しており、高圧・中圧・低圧それぞれ数万 km にもおよぶ。ハワイの HECO も系統の線路増強計画の作成を進めている。こうした配電系統の設備増強計画の検討は、今後さらなる分散型電源の導入が想定される中で、重要性を増していると考えられる。

＜大量導入に向けた研究・技術開発動向＞

欧洲・米国ともに、PV 導入対応に関する様々な研究プロジェクトが進められ、タップ切り替えや有効・無効電力制御など制御の高度化に関する機器開発が進められている。Grid4EU は欧州規模での実フィールドでの大規模プロジェクトである。そこでも、電圧問題の解決について引き続き課題があることが指摘されている。一方、配電系統増強も含めた系統計画を行う手法やツールの検討も、EvolvDSO などで進められている。その中では、配電電圧をテーマにした詳細な検討例は少なく、昇圧を軸に検討を進めることには一定の意義とオリジナリティがあると考えられる。

2.3 ホスティングキャパシティに関する調査

2.3.1 ホスティングキャパシティの概要と計算方法

(1) ホスティングキャパシティの概要と調査の目的

ホスティングキャパシティ(Hosting Capacity)¹³は、配電系統への風力発電や PV などの分散型電源導入が 21 世紀に入り本格化する中で、配電系統内の電圧や電線熱容量、高調波や短絡電流など様々な制約下での分散型電源導入可能量が大きな課題になる中で誕生した概念である。配電系統は千差万別であり、分散型資源の導入方法によってもその導入可能量は大きく異なる。一方、PV をこれから作ろうとする人たちには、配電線路のどの部分で PV がどの程度導入可能かという情報は非常に重要である。また、配電網への追加的な PV 導入を行うためにどのような対策を行うかを考慮する場合にも、現状での PV 導入量の主要な制約条件や、対策による PV の追加的導入量を明らかにすることは重要である。それらを定量的に検討するために、2004 年に始まった EU-DEEP プロジェクトで使用され始めた。2000 年代のドイツやイタリアでの PV 急速導入時には、その影響を評価する手法として用いられた。米国では 2010 年から EPRI が “Distributed PV Feeder Analysis project” (分散型 PV フィーダ分析プロジェクト) を開始し、その中心的なツールとして用いられている。このように、ホスティングキャパシティは、欧米における PV をはじめとする分散型資源導入可能量を議論する上での鍵となる概念である。

次に、本プロジェクトがホスティングキャパシティに着目する理由と、調査の目的を示す。

¹³“hosting capacity”的有力な訳語の一つは「導入可能量」と考えられるが、日本語の導入可能量は系統のバランス、送電網制約などで主に使用されている。一方、“hosting capacity”は主に配電系統での分散型電源の導入可能量を議論しているので、ここでは「ホスティングキャパシティ」と記述した。

既存系統から将来の配電系統を想定する上での最大の相違は、国内でも海外でも再生可能エネルギー大量導入による配電系統の役割の変化であり、特に日本では次節で述べるように PV が導入が顕著であり、今後も想定される。そのために、現在様々な対策技術が検討されているが、各対策技術の評価を行う上で、どの程度の PV が導入可能かを定量化することは、比較の上で重要となる。そのための手段として、ホスティングキャパシティは有効と考えられる。また第 5 章において詳述するように、ホスティングキャパシティと設備に関する費用を比較・検討することで、各対策の費用対効果をより定量的に分析することが可能となる。PV 導入可能量に関するこうした定量的な評価は、本プロジェクトのみならず、今後の日本における配電系統の様々な検討や制度設計においても重要になると想われるが、国内ではホスティングキャパシティの議論はほとんど紹介されていない。

そこで本調査では、欧米でのホスティングキャパシティの利用例と、解析手法について調査を行った。

(2) ホスティングキャパシティの計算方法

ホスティングキャパシティの解析法は、解析の目的や利用可能な情報、評価指標によって大きく異なるが、代表的な手順は概ね以下のようにまとめられる。図 2-35 にホスティングキャパシティ解析のイメージ図を示す。

- ① 解析対象となる配電系統のトポロジー、負荷、既存の電圧調整機器などを、主に実データに基づいて想定する。
- ② PV の導入規模とそのフィーダ内での増加のさせ方を、確定的ないし確率論的な手法で設定する。その後、PV の出力を最大値や時系列データなどに基づいて設定する。
- ③ ホスティングキャパシティの評価指標を設定する。評価指標には、過電圧や過電流のみを対象とする場合もあれば、保護や電力品質まで解析に加える場合もある。
- ④ ①～③に基づき、PV の導入量を増加させながら潮流計算を行う。評価指標を全て満たすの最大の PV 導入量が、そのケースでのホスティングキャパシティとなる。
- ⑤ 様々な想定でホスティングキャパシティを算出し、より汎用性のある分析につなげていく。

ホスティングキャパシティ解析では、各制約条件に対して導入可能量をそれぞれ計算するため、直接ホスティングキャパシティを規定する要因だけでなく、他の要因についてもどの程度の PV 導入まで許容できるかが明らかになる点に利点がある。これにより、当面対策の不要な制約条件と、近々対策が必要となる条件を見定めることもできる。

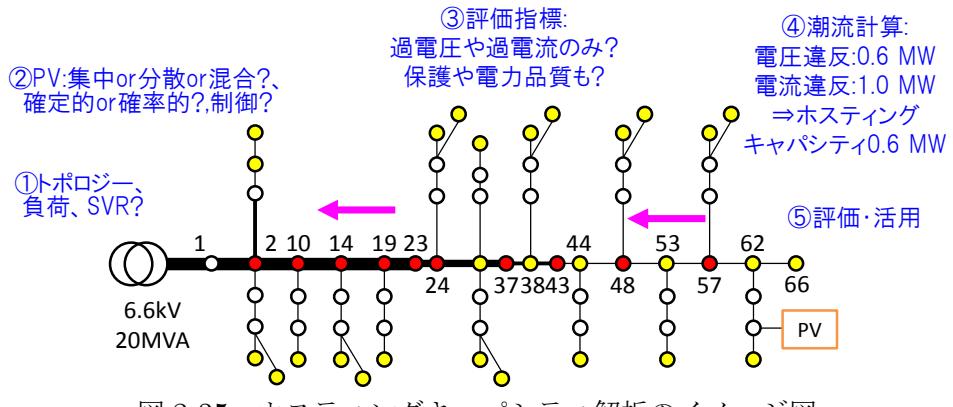


図 2-35 ホスティングキャパシティ解析のイメージ図

2.3.2 欧米でのホスティングキャパシティの活用事例

(1) ホスティングキャパシティの活用事例：イタリア

2000 年代後半の PV の急増に伴い、イタリア電力ガス規制機関(AEEG)は中圧・低圧フィーダのホスティングキャパシティを解析し、結果を公表している[2-22]。中圧では 318 のフィーダ、低圧では 2000 を超えるフィーダを解析した。評価指標は線路の熱容量と高速・低速の電圧変動である。

図 2-36 に中圧での、図 2-37 と図 2-38 に低圧で高速電圧変動制約が 5%の場合と 10%の場合の解析結果をそれぞれ示す。それぞれ、横軸は分散型電源の累積導入量、縦軸は基準を逸脱するノードの割合をそれぞれ示す。分散型電源導入量がどの程度増加すると、各要因でホスティングキャパシティがどの程度低減するかが分かる。この分析により、イタリアの現在の配電系統では、中圧においては高速な電圧変動が PV ホスティングキャパシティの主要な決定要因になることが判明した。図 2-36 から、例えば 50%のフィーダでは PV のホスティングキャパシティが 7.0 MW 以下であることが見て取れる。

また、低圧においては現状の高速電圧変動制約 5%では高速電圧変動制約が主要な決定要因になるが、これを 10%に緩和することによってホスティングキャパシティを増大できる可能性が示された。具体的には図 2-37・図 2-38 から、高圧電圧変動制約を 5%から 10%に緩和することで、例えばホスティングキャパシティ導入量の中央値が 60 kW から 90 kW に 1.5 倍になることが見て取れる。このように、ホスティングキャパシティの解析によって、配電系統における対策の効果を具体的に見積もることが可能となる。

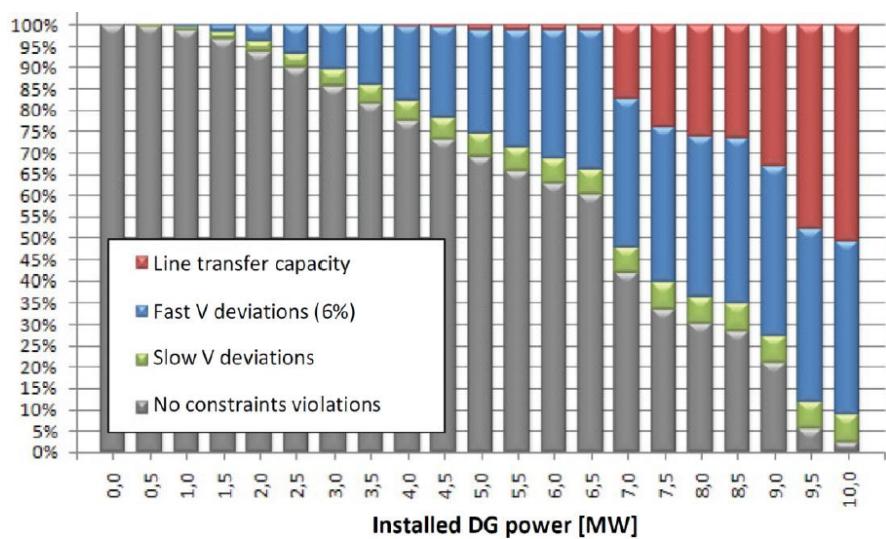


図 2-36 イタリアでの MV ノードのホスティングキャパシティ [2-22]

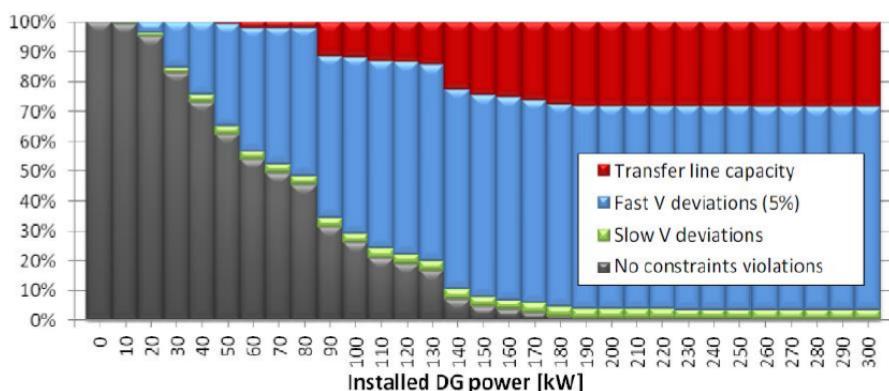


図 2-37 高速電圧変動上限 5%での LV のホスティングキャパシティ [2-22]

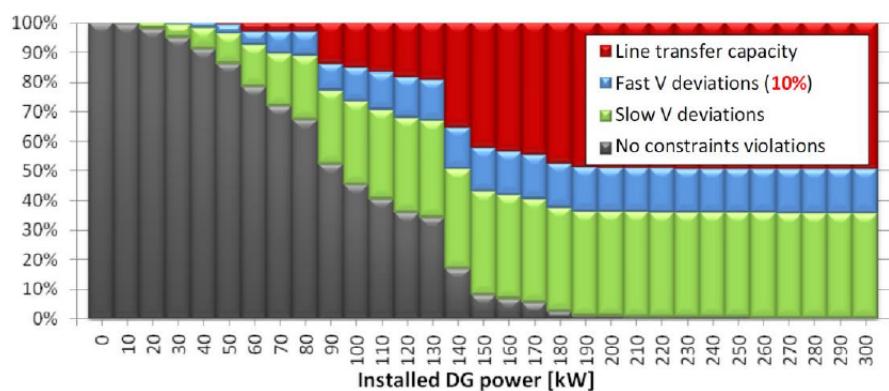


図 2-38 高速電圧変動上限 10%での LV のホスティングキャパシティ [2-22]

(2) ホスティングキャパシティの活用事例：米国

HECO の Distributed Generation Interconnection Plan のなかでは、オアフ島の様々な

配電フィーダへの PV のホスティングキャパシティの実解析例が報告されている。図 2-39 に示すように PV と負荷、配電系統モデルと PV・負荷両方のデータが揃っているクラスターについて、逆潮流の許容の有無、LTC の設定変更の有無、配電線の熱容量、電圧上昇、事故時の電流値、周波数低下時と電圧上昇時の PV インバータの解列を評価指標としてホスティングキャパシティが計算されている。静的な電圧・潮流の解析と太陽光インバータ特性を含んだ動特性の解析が行われている。図 2-40 には配電フィーダの回路例を示す。

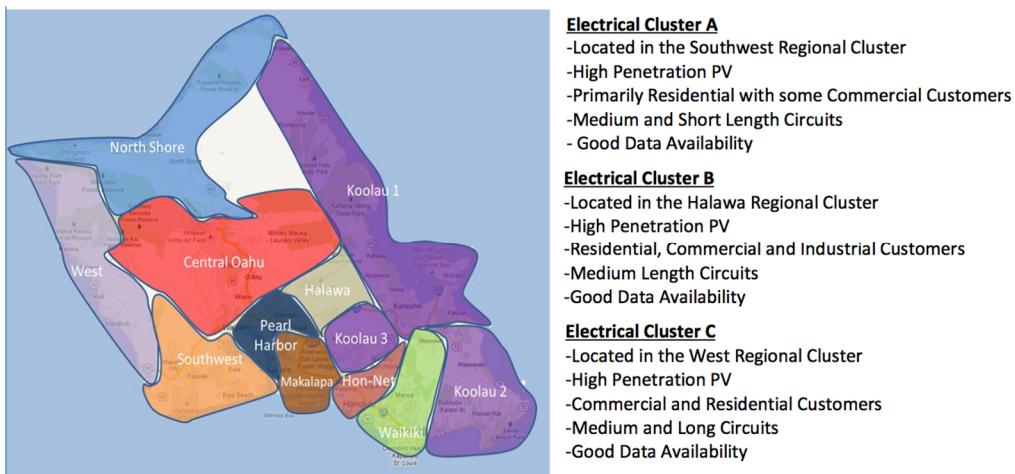


図 2-39 オアフ島におけるホスティングキャパシティを行うクラスター[2-12]

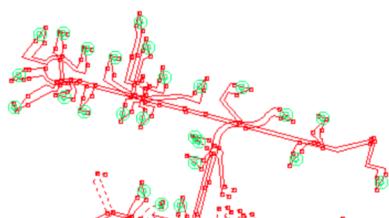


Figure 5. Detailed Feeder Model representation of a single distribution circuit and associated distributed roof-top PV systems shown in green.

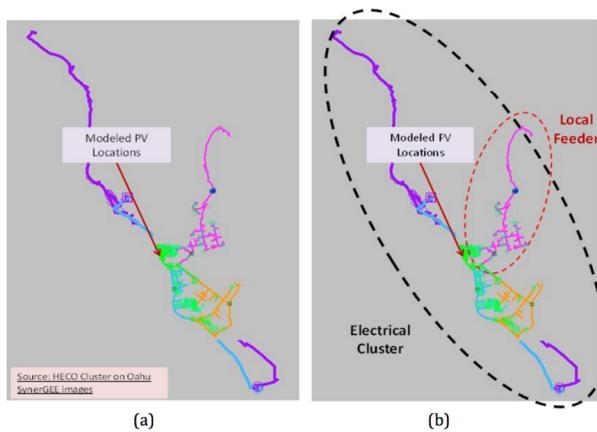


Figure 6. a) Geographical representation of distribution feeders, b) comparison of the distribution feeder (electrical lines circled in red) and electrical cluster (all lines circled in black).

図 2-40 配電フィーダの回路例[2-12]

ハワイ州と同様に PV の導入が進むカリフォルニア州においても、実際の配電フィーダを対象としたホスティングキャパシティの解析が行われている。CPUC 規制下の電力会社 SCE (Southern California Edison)は、四千を超える配電フィーダのホスティングキャパシティを Web で公開している。どの地域のどの配電フィーダにどのくらい PV が接続可能かを明確に示すことで、PV 事業者との連系協議等を明確に円滑に行うねらいが見受けられる。配電フィーダ名を明記した Web 公開のイメージを図 2-41 に示す。

Substation	Distribution Circuit	Voltage (kV)	Consuming DER Hosting Capacity				Producing DER Hosting Capacity			
			Line Section 1 (MW)	Line Section 2 (MW)	Line Section 3 (MW)	Line Section 4 (MW)	Line Section 1 (MW)	Line Section 2 (MW)	Line Section 3 (MW)	Line Section 4 (MW)
Highland	Abacus	12	0.18	0.18	0.18	0.18	3.11	3.11	2.71	2.29
Greening	Abana	12	2.95	0	0	0	3.46	3.46	3.46	3.46
Bliss	Abbey	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Ellis	Abbot	12	0	0	0	0	3.36	3.36	3.36	3.29
Bovine	Aberdeen	12	1.28	1.28	1.28	1.28	3.42	3.42	3.42	3.42
Cortez	Abigail	12	1.46	1.46	1.46	1.46	3.36	3.36	3.36	3.36
Cudahy	Able	4.16	0.11	0	0	0	0.78	0	0	0
Neptune	Abri	12	3.02	3.02	3.02	3.02	3.48	3.48	3.48	3.48
Milliken	Absolut	12	0.88	0.88	0.88	0.88	2.79	2.79	2.79	2.78
Newbury	Academy	16	3.97	3.97	3.97	3.97	5.37	4.47	3.95	3.67
Mayberry	Acadian	12	2.74	2.74	2.74	2.74	3.18	3.18	3.18	3.08
Pixley	Acala	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Brea	Acapulco	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Moreno	Accent	12	0.45	0.45	0.45	0.45	3.07	3.07	2.3	1.96
Timbenwine	Access	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Goleta	Ace	16	8.28	8.28	5.95	3.97	7.02	5.75	5.19	4.82
Newmark	Ackley	4.16	0.18	0	0	0	0.65	0	0	0
Sullivan	Acme	12	3.02	3.02	3.02	3.02	3.39	3.39	3.39	3.39
Arcadia	Acorn	4.16	0.44	0.44	0.44	0.44	1.11	0.68	0.53	0.45

図 2-41 配電フィーダのホスティングキャパシティの公開例[2-40]

2.3.3 ホスティングキャパシティの研究動向

(1) EPRI による解析手法[2-41]

EPRI(Electric Power Research Institute, 米国電力研究所)での解析例は多岐にわたるが、ここでは確率論的な解析例を紹介する。各フィーダの電圧調整や保護機器の設定は実フィーダを再現する。各フィーダに対して PV がランダムに導入されるシナリオを、小規模 PV, 大規模 PV それぞれについて多数想定する。

解析は定常状態解析と、時系列データ解析の二段階で行われる。定常状態解析では、まず 1 年間の実負荷データから、8760 時間の値の中から全体の最大値(Absolute maximum), 全体の最小値(Absolute minimum), 11 時から 13 時の最大値(Midday maximum), 11 時から 13 時の最小値(Midday minimum)を計算する。そこから PV がゼロの時の潮流計算を行って変圧器とキャパシタをロックし、そこから確率論的な PV 導入に基づく PV 最大出力時の潮流計算を行って、厳しいケースの選定を行う。

次に時系列解析においては、負荷と PV の実際の時系列データに基づいて解析を行い、その結果を確率論的静特性解析での解析結果と比較する。その際には、PV 導入配置は確率論的静特性解析での特徴的なケースを選定して解析を行う。それにより、PV 出力による制御機器への影響を評価する。

図 2-42 に EPRI のホスティングキャパシティ解析における入力データを示す。シミュレ

ーションツールとしては、Open DSS が用いられている。基礎となる回路モデルを Open DSS に変換したものに、キャパシタ制御、制御器の制御、負荷、計測データ、変圧器、二次側などのデータをインプットして、Open DSS の回路モデルを構築している。系統機器及びその制御方法の入力データは、電力会社から提供されることとされている。

検討では家庭用 PV、業務用 PV がそれぞれ、市場データに基づいた平均導入サイズやその分散の分析結果に基づいて、導入シナリオが確率論的に生成されるようになっている。PV は AC 側定格出力の 100%で出力を出すことを仮定して計算する。中小規模の PV 導入シナリオの時は、PV が家庭用と業務用それぞれある容量の分布をもって導入されていくことを考える。大規模 PV は基本的には 500kW ずつ導入されていくシナリオを生成する。PV のインバータは PV アレイの容量の 1.2 倍あり、十分な容量があることを仮定している。

フィーダ内の各 PV の発電量を時系列データに基づき解析する際には、Distributed Photovoltaic Monitoring Project に基づいて時系列データを生成する。図 2-43 にフィーダにおける発電量空間分布のイメージ図を示す。緯度・軽度情報をもったフィーダの情報と各 PV の発電量空間分布を関連させる。

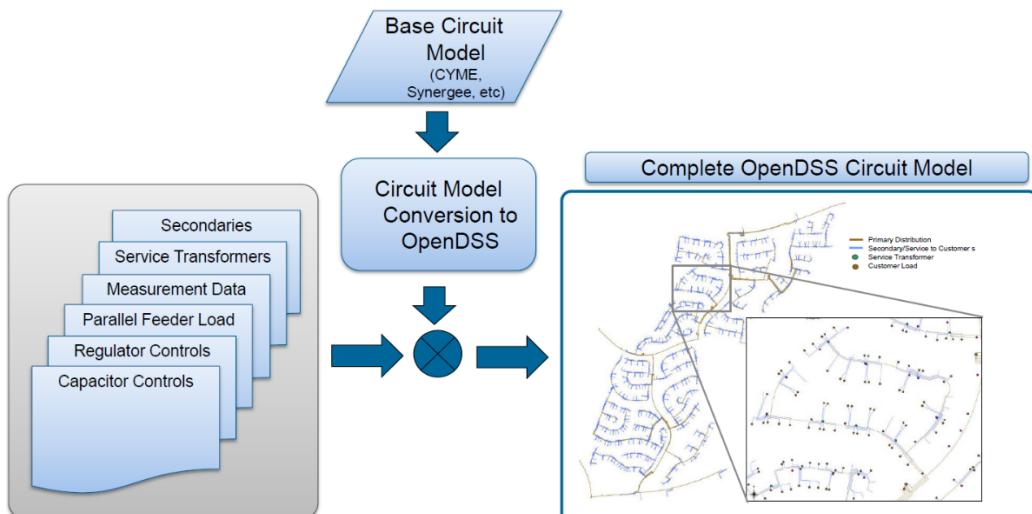


図 2-42 EPRI のホスティングキャパシティ解析での入力データ[2-41]

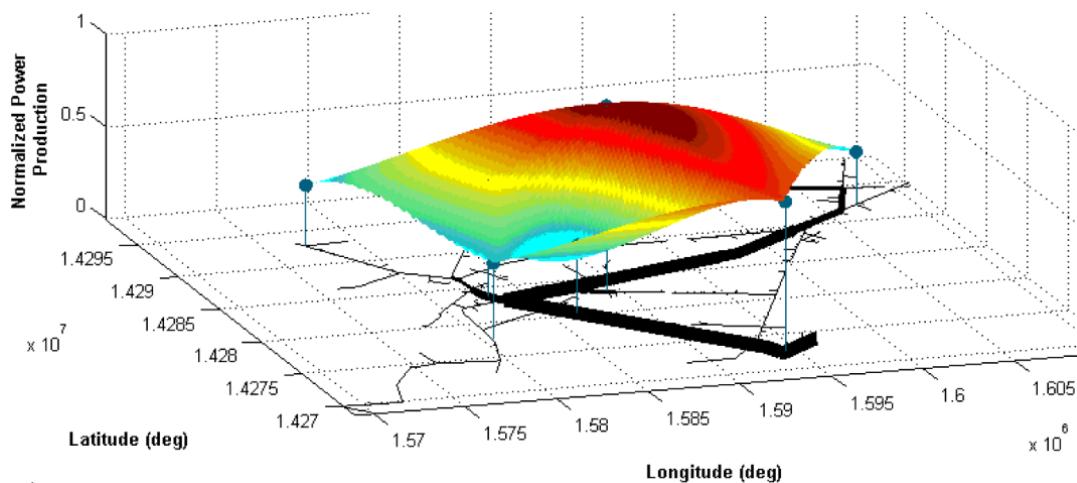


図 2-43 フィーダにおける発電量空間分布のイメージ図[2-41]

ホスティングキャパシティの評価基準としては、表 2-7 にまとめられている。電圧・負荷・保護・電力品質・制御の 5 つのカテゴリーで設定されている。電圧では、まず過電圧の条件として ANSI で定められている 1.05 p.u.以上にならないという条件がある。また、PV が無出力のときから定格出力の時で、電圧変動が一次側で 3%以内、二次側で 5%以内になるという条件が設定されている。また、電圧の三相不平衡に関しても基準が設定されている。電流に関しては、各機器の電流熱容量を超えないことが想定されている。保護に関しては、地絡・短絡時の電流や自立運転検知など 6 項目の指標が設定され、高調波成分についても規制値が設定されている。

表 2-7 EPRI でのホスティングキャパシティ解析時の基準例[2-41]

Category	Criteria	Basis	Flag
Voltage	Oversupply	Feeder voltage	≥ 1.05 Vpu
	Voltage Deviation	Deviation in voltage from no PV to full PV	$\geq 3\%$ at primary $\geq 5\%$ at secondary $\geq \frac{1}{2}$ band at regulators
	Unbalance	Phase voltage deviation from average	$\geq 3\%$
Loading	Thermal	Element loading	$\geq 100\%$ normal rating
Protection	Total Fault Contribution	Total fault current contribution at each sectionalizing device	$\geq 10\%$ increase
	Forward Flow Fault Contribution	Forward flow fault current contribution at each sectionalizing device	$\geq 10\%$ increase
	Sympathetic Breaker Tripping	Breaker zero sequence current due to an upstream fault	$\geq 150A$
	Breaker Reduction of Reach	Deviation in breaker fault current for feeder faults	$\geq 10\%$ decrease
	Breaker/Fuse Coordination	Fault current increase at fuse relative to breaker current increase	$\geq 100A$ increase
	Anti-Islanding	PV beyond each sectionalizing device	$\geq 50\%$ minimum load
Power Quality	Individual Harmonics	Harmonic magnitude	$\geq 3\%$
	THDv	Total harmonic voltage distortion	$\geq 5\%$
Control	Regulator	Increased duty	$> \text{basecase}+1$
	Capacitor	Increased duty	$> \text{basecase}+1$

次に解析結果の分析方法の例として、最大ホスティングキャパシティと最小ホスティングキャパシティについて説明する。解析結果の例を図 2-44 に示す。図 2-44 は特定のフィーダにおける様々な PV 導入シナリオでの各 PV 導入量での電圧をグラフに示したものである。ANSI 電圧基準である 1.05 p.u.を最初に超えたところを最小、全ケースで超えたところを最大ホスティングキャパシティとしている。最小ホスティングキャパシティ以下である図 2-44 の A の領域は、全ての PV 導入シナリオで電圧が上限逸脱しない。最小ホスティングキャパシティと最大ホスティングキャパシティの間である B の領域では、電圧が上限逸脱するシナリオとしないシナリオが混在する。最大ホスティングキャパシティを超えている C の領域では、全てのシナリオで電圧上限を逸脱している。

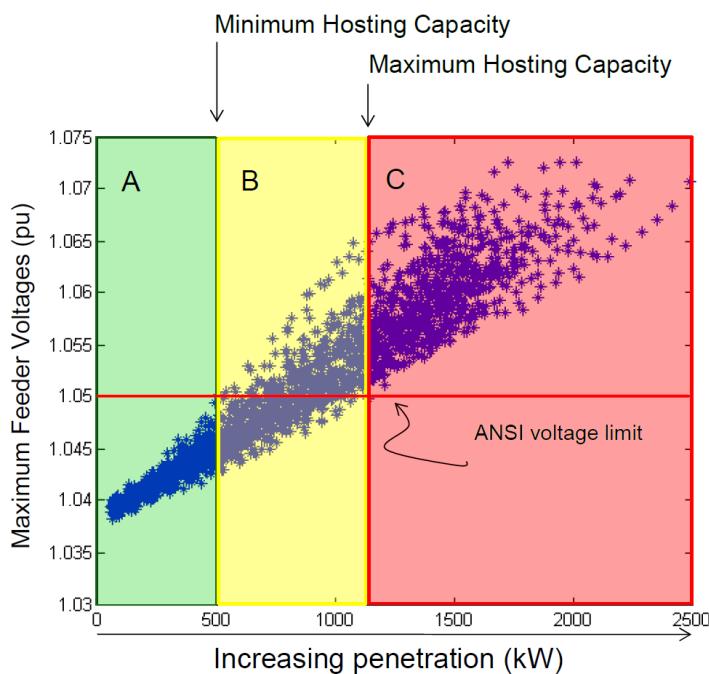


図 2-44 確率論的手法での最大・最小ホスティングキャパシティの解析結果例 [2-41]

(2) CPUC/EPRI/DOE の解析プロジェクトでの解析結果[2-42]

CPUC と EPRI と DOE は協力して、PV の影響を課題・過小評価せずに影響評価する合理的な手法を開発し、実際の解析を行っている。カリフォルニアの 8000 以上のフィーダをクラスタリング分析により 15 の特徴的なフィーダに分類し、詳細なホスティングキャパシティ解析を行って、モデリングの妥当性の検証を行っている。

特定のフィーダでの解析結果例を図 2-45 に示す。図の緑・黄・赤の色分けは図 2-44 と同じであり、緑がサイズや場所に寄らず違反が無かった領域、黄色がサイズが規模によっては違反が生じる領域、赤が常に違反が起きる領域であり、緑と黄色の境が最小ホスティングキャパシティ、黄色と赤の境が最大ホスティングキャパシティである。電圧・保護のそれぞれについて、項目ごとにホスティングキャパシティに大きなバラつきがあることが確認でき

る。一番上の”Overall”が全項目を満たすホスティングキャパシティであり、この場合は最小ホスティングキャパシティは二次側の過電圧(SecondaryOV)で、最大ホスティングキャパシティは一次側の電圧変動が制御器制御幅の 1/2 を超えていること(PrimaryRegVdev)で規定されていることが分かる。

また、図 2-45 に 10 フィーダでの解析事例を示す。フィーダによって、各制約要因および全体のホスティングキャパシティが大きく異なっていることが見て取れる。ここから、過電圧制約に抵触しやすいフィーダ群、保護の制約に抵触しやすいフィーダ群、無対策でも比較的多くの PV を導入可能なフィーダ群などを見分けることが可能となる。例えば、フィーダ 440、フィーダ 2093 およびフィーダ 2885 は、電圧制約により最大ホスティングキャパシティも非常に小さくなってしまっており、電圧関連の何らかの対策を取らなければ、追加的な PV 導入が難しいことが確認できる。一方、フィーダ 1354 は電圧上は問題にならないが、保護の面での課題で最小・最大ホスティングキャパシティが規定されており、制約となっているを取り換えることで大幅にホスティングキャパシティが増大できることがうかがえる。このように、ホスティングキャパシティを解析することでどのフィーダにどの程度の PV が導入できるかだけでなく、どのような対策を取ればどの程度のホスティングキャパシティを増加可能であるかも、定量的に議論することができる。

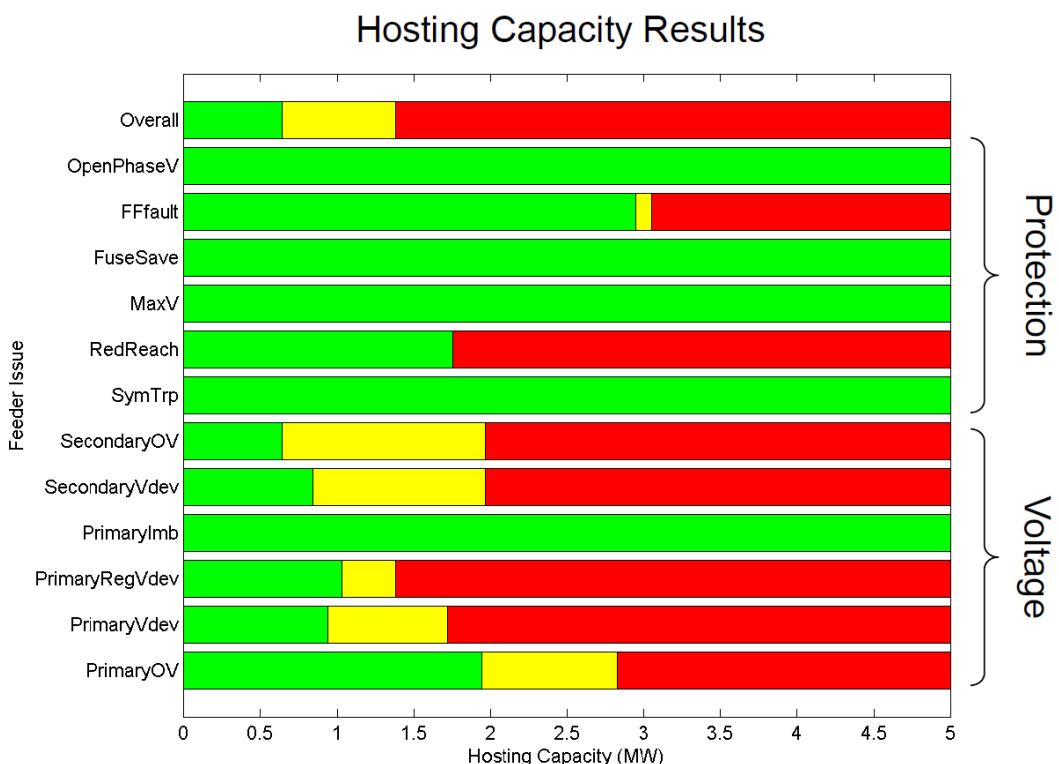


図 2-45 各条件でのホスティングキャパシティの解析結果例[2-42]

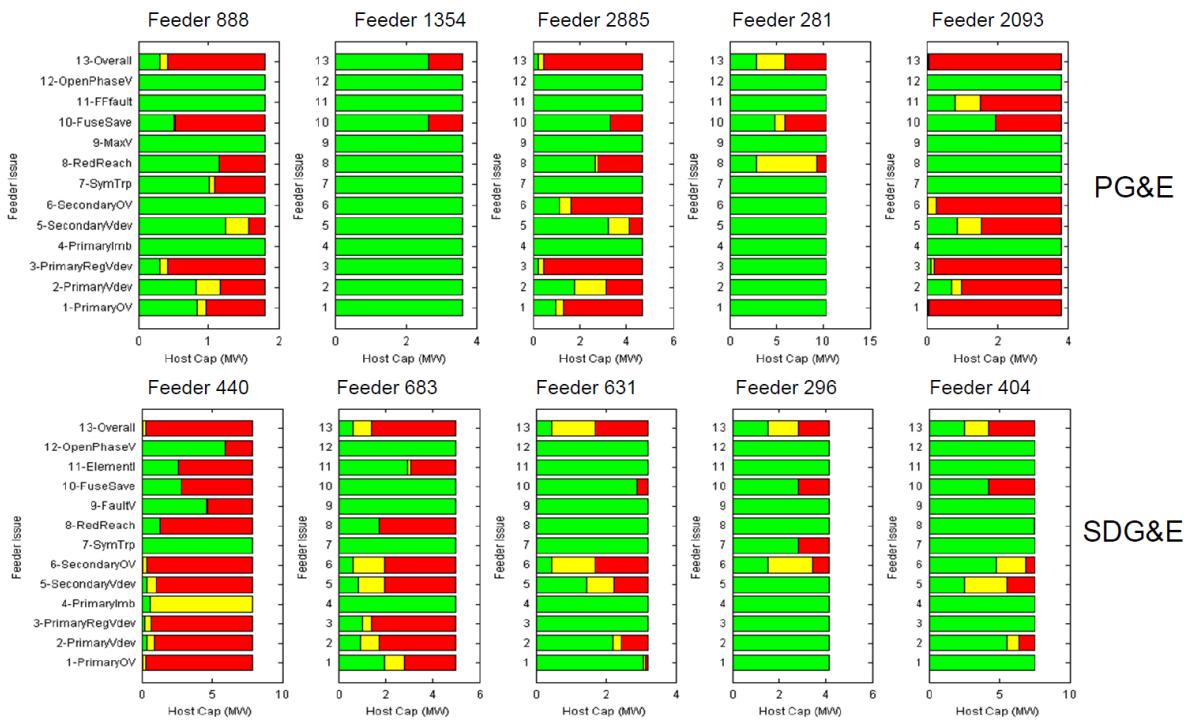


図 2-46 各フィーダのホスティングキャパシティの解析結果例[2-42]

(3) その他の研究事例

EPRI 以外にも様々な機関でホスティングキャパシティに関する研究は進められているが、ここでは最近の研究をいくつか例示するにとどめる。ホスティングキャパシティの増加を目的として、対策手法を評価する論文は、欧州や中国においても複数みられる。例えば、マンチェスター大学、ルクセンブルグ大学、アテネ工科大学の共同研究で、ネットワークの接続切り替えによるホスティングキャパシティ増加の研究手法の提案[2-43]や、天津大学とクラークソン大学の共同研究での OLTC と SVC のロバスト最適運用手法によるホスティングキャパシティの評価手法の提案など[2-44]がみられる。

また、ホスティングキャパシティの解析手法そのものの改善提案もなされている。例えば、ポルト大学とリスボン大学の研究者が中心となり、多段の確率論的数学モデルを用いて、新しい定式化による混合整数計画問題で PV および風力発電のホスティングキャパシティの最大化を企図する研究が報告されている[2-45] [2-46]。

確認した範囲内では、hosting capacity の増加に関する欧米の検討は、運用断面での PV をはじめとする分散型資源の増加効果を定量的に評価するために用いられている場合が多くた。一方、配電系統の線路増強といった設備計画に hosting capacity を用いた研究例は、レビューした範囲では見当たらなかった。

2.3.4 まとめと本検討におけるホスティングキャパシティの有効性

ホスティングキャパシティの解析方法および各国での利活用方法についてみてきた。イタリアでは、同じ指標に基づいて PV 導入可能量を比較する国際的にも代表的な手法であるという点で、現状のフィーダのみならず、各対策技術のもとでどの程度 PV が導入可能かを定量化する手段として、ホスティングキャパシティは有効であると考えられる。

そこで本事業では、各対策技術により PV のホスティングキャパシティを解析することで、各手法の有効性を考察することを、電気的特性分析の主要な課題の一つに設定する。また、ホスティングキャパシティの量と対策費用を経済的に分析することで、各対策の費用対効果を明らかにすることを、経済性分析の課題として設定する。その際、損失など運用費も考慮することとした。配電系統の経済性分析を投資費用だけでなく、損失などの運転費用も含めて考察する方向は、EvolvDSO など海外のプロジェクトでも主要な議論となっている手法であり、本プロジェクトに適していると考えられる。

2.4 国内の PV 大量導入に関する調査

2.4.1 現状の PV 導入状況と今後の導入を巡る議論

(1) 国内の PV 導入をめぐる動き

国内では 1990 年代前半から家庭への PV 導入がはじまり、1994 年から 2005 年にかけて PV 導入の全国大の補助金制度が実施され、地方自治体でも様々な補助制度が実施された。その効果もあり、2004 年までは日本の PV 累積導入量は世界第一位であった。その後も着実に PV 導入が進められていった。2009 年には PV の補助金復活とともに、余剰買取制度がスタートし、PV 導入は加速された。さらに、2012 年に施行された再生可能エネルギーの固定価格買取制度(FIT)により、国内では特に PV の導入量が急激に増加している。PV の導入量は後述のように 36GW を突破しており、政府の 2020 年目標を既に超過達成している。

急速な PV の導入により、電力の需給バランス面では主に昼間の火力発電の下げ代不足が問題となり、PV の導入可能量が計算されている。PV の出力抑制ルールが整備され、離島では一部実施されている。また送電系統の線路容量や変圧器容量の不足により、PV の追加導入が困難とされる地域も生まれている。配電系統でも様々な対策が迫られているが、詳細は後述する。2016 年の小売全面電力自由化も受け、託送料金への説明責任がより鋭く問われるようになっており、PV の導入対策に関しても、今後より明確な説明が必要になると考えられる。

(2) 現状の PV 導入状況

まず、現状での規模ごとの PV 導入件数と導入量を表 2-8 および図 2-47 で確認する[2-47]。表 2-8 のまず合計値に着目すると、PV 導入量は移行認定分 4.97GW から、2016 年 11 月末時点では 36.52GW へと、4 年強の間に 7.3 倍に急増している。規模別の内訳をみると、

図 2-47 の区分では 10~50kW が最も多く 10.4GW, 10kW 未満が 9.2GW, 1~2MW が 7.1GW と続いている。通常低圧接続される 50kW 未満が 19.6GW, 高圧接続される 50 kW 以上 2MW 未満が 13.5GW, 特高接続される 2MW 以上は 3.4GW である¹⁴。図 2-48 に、埼玉県の戸建て住宅に設置された 10kW のルーフトップ PV の写真を示すが、10kW 以上の区分でもルーフトップ PV が、首都圏も含め導入されつつある。現状では、低圧接続される PV の容量が、高圧以上に接続される PV よりも若干多い状況である。また、特高接続のうちかなりの部分は、30 kV 級以下の電圧階級での接続と考えられる。このことから、国内でも大半の PV は配電系統に接続されていることが分かる。

表 2-8 2016 年 11 月時点の固定価格買取制度での規模別 PV 導入件数と導入量[2-47]

		10kW未満		10kW以上			
		10 kW以上 の合計	うち50kW未満	うち50kW以上 0.5MW未満	うち0.5MW以上 1MW未満	うち1MW以上 2MW未満	うち2MW以上
件数[件]	新規	988,301	442,784	420,372	12,657	4,769	4,701
	移行	1,198,807	9,709	8,909	778	9	11
	合計	2,187,108	452,493	429,281	13,435	4,778	4,712
導入量[MW]	新規	4,461	27,091	10,276	3,017	3,308	7,051
	移行	4,709	262	147	85	6	16
	合計	9,170	27,354	10,422	3,103	3,314	7,066

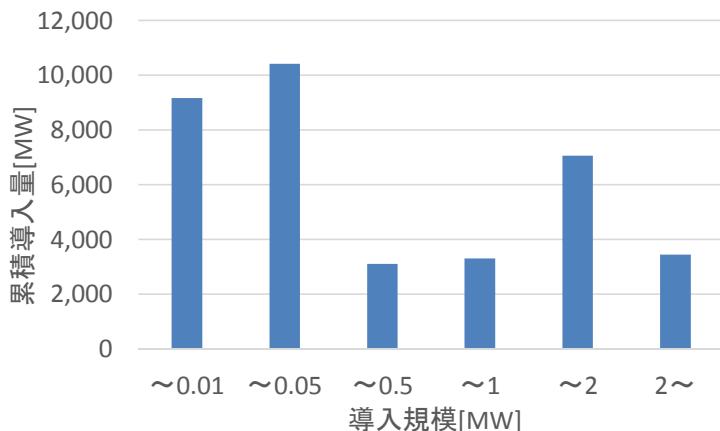


図 2-47 2016 年 11 月末時点の固定価格買取制度による規模別 PV 導入量[2-47]

¹⁴ FIT の認定容量は、パネルの容量と電力変換器容量の低い方で認定される。特に低圧・高圧上限付近では限られた電力変換器容量により多くの発電量を得るために、電力変換器容量に対しパネルを大幅に多く導入する”積み増し(ないし過積載)”にされることが多い。また、そもそもパネルが定格出力する時間はわずかなので、パネル容量を電力変換器容量より大きくすることには一定の経済合理性がある。したがって、パネルの容量の合計値は上記統計より多いと考えられる。



図 2-48 埼玉県の 10 kW ルーフトップ PV の写真(提供：東京大学)

図 2-49 は各地域ごとの PV 累積導入量、およびその地域の一人あたりの PV 導入量を解析したものを示す¹⁵。2016 年 8 月末時点で、FIT 認定され接続された PV は日本全体で 35 GW を超えた一人あたりの導入量は、0.28 kW となっている。これはドイツよりは低く、イタリア・ベルギーと同程度であり、米国より高い程度である。地域ごとでは九州・四国が一人当たりの PV 導入量が高い傾向にあり、一人あたり 0.5 kW 前後となっている¹⁶。続いて中部・中国と続き、それ以外の地域では 0.20 から 0.24 kW とほぼ同程度となっている。

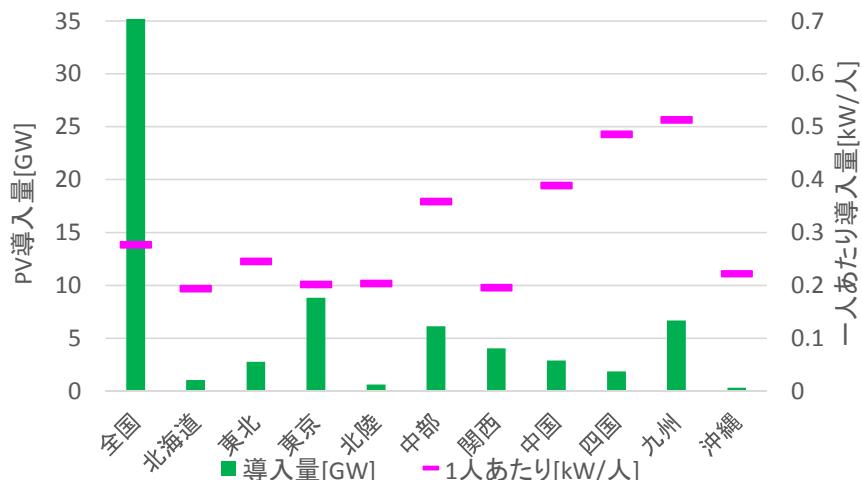


図 2-49 各地域ごとの総量および一人あたりの PV 導入量

(3) 長期の PV 導入に関する議論

パリ協定の採択と発効も受け、国内でも 2050 年の温室効果ガス 80% 削減に向けた議論が本格化しつつある。少なくない検討では、電力部門での再生可能エネルギー導入に最も貢

¹⁵ PV 導入量は情報公開サイトの 2016 年 8 月までの都道府県別データ、人口は 2015 年 10 月 1 日の人口統計より作成している。都道府県別の人口統計と整合するため、新潟は東北に、静岡は中部に、山梨は東京にすべて含んでおり、実際の電力会社の管轄とは異なる点に注意が必要である。

¹⁶ これらの地域は日照時間がやや長い場所が多く、パネルの設備利用率も相対的に高いと考えられる。

献するのは PV となっている。PV が 1 億 kW を超える導入想定検討も、需給解析も含め研究され始めている。例えば、2050 年を対象に、PV を過積載も想定した上で 150GW から 250GW、風力発電を 70GW 導入した状態での需給解析が行われている[2-48]。こうした解析は、2050 年の 80% 削減の具体的な議論をする上で、そうした状況下で電力系統がどのような状況になっているかを理解するのに有効である。

中期的な議論を見ても、2020 年からの新築建物のゼロ・エミッション化の議論も進められているが、実際に自動車も含めてオール電化された家庭において全電力を PV が供給するためには、10kW 前後の PV の導入が必要と考えられる。現状でもルーフトップで 10kW を超える PV の導入事例も増加しており、今後こうした規模の PV が家庭に多数導入されるることは容易に想像できる。これらから、従来の想定を超えた PV の導入が、配電系統でどのような方法でどの程度実現可能かが問われている

具体例として、環境省の委託研究の試算を示す[2-49]。図 2-50 に、2050 年の各再生可能エネルギー発電導入量見込例を示す。2050 年の PV 導入見込量が低位が合計 221GW となっている。内訳は戸建住宅 126GW、中規模共同住宅 35GW、公共系建築物 21GW、発電所・工場・物流施設 20GW、低・未利用地 17GW である。中位・高位はそれぞれ平均変換効率が 5%，10% 上昇を想定している。なお、本試算では耕作放棄地での導入が試算されていないが、耕作放棄地にも導入が進むと、より大規模 PV 比率が高まる可能性もある。

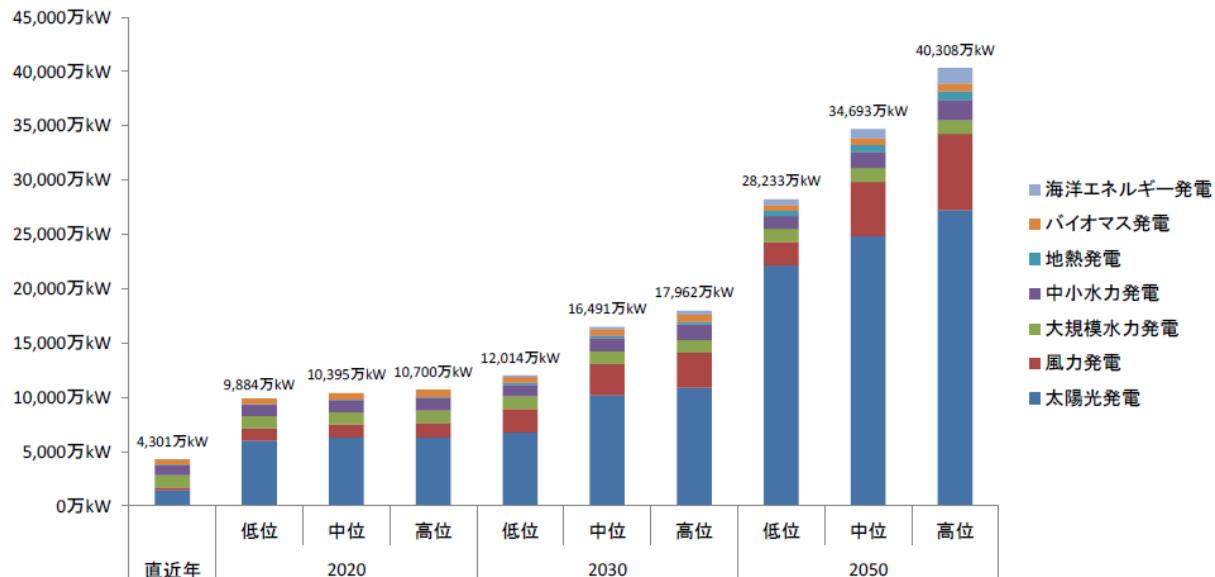


図 2-50 2050 年の各再生可能エネルギー発電導入量見込例[2-49]

2.4.2 高圧線路での PV 大量導入時の対策と課題

(1) 制御の高度化による対策例の調査

近年、メガソーラーをはじめとする中・大規模 PV への対応策の一つとして、配電線の太線化は有力な選択肢の一つとなっている。

電圧制御用には、電力会社により差があるが、SVC や STATCOM といった電圧制御機器の導入も進められている。ある電力会社では、これまで電圧一定制御の SVC を導入してきたが、この場合 1 フィーダ内で複数個所に SVC があると干渉するので、一か所にしか設置できない。そのため、力率制御型の SVC も導入が始まっている。

図 2-51, 2-52 は、1 か所に 1 台あたり容量 300kVA の SVC が 3 台設置されたケースの写真である。このケースでは、PV の導入量増加に伴い、SVC の導入量を増加させていったとのことである。変電所から末端までは十数 km の直長があり、この地点はその中の真ん中あたりにある。立地場所の確保に苦労し、電気的特性から導き出される最適設置場所から離れた場所に設置せざるを得なかったということである。この地点から末端側には、合計で約 5MW の PV が連系されている。



図 2-51 SVC3 台(300kVA×3)が隣接して設置されている様子(撮影:東大)



図 2-52 SVC が設置された場所の周辺の様子(撮影:東大)

(2) 国内の研究動向と課題の概観

国内での PV 大量導入に向けた配電分野の研究動向も、海外における研究動向に類似し、配電線路の増強よりは、変圧比制御・無効電力対策および有効電力対策に属する研究例が多いのが特徴である。国内の PV 導入における現行の対策の整理を表 2.9 に示す。22kV 線路に関する議論は、次節で述べる。

海外と比較した場合の国内の研究の特長を、箇条書きで示す。

- ・低圧線路よりも高圧線路に軸足を置く解析が多い

特に欧州では低圧の電圧が高く、一つの低圧系統が供給するエリアも広いので、低圧での電圧上昇に関する研究例が多いのに対し、日本では高圧側のトポロジーの潮流計算に主軸を置いた研究例が比較的多い。もちろん、低圧側の電圧上昇に着目した研究例もある。

- ・PV の電圧問題を課題とした論文が配電系統研究に占める割合が多い

日本の配電系統は 6kV 級が主であるため風力発電は送電線に接続される場合も少なくない。そのため、PV の電圧問題を対象にした研究例は国内で非常に多く、扱っている研究者の割合も、配電系統関連の研究者の中で相当な割合を占めると考えられる。そのため、各要素技術の研究にとどまらず、複数の対策の協調に関する研究例や試験例が近年多くみられる。半面、電圧制約が厳しいこともあり、電流容量まで PV が導入された場合の系統強化や配電損失の低減といった、他の制約を考察する研究例は比較的少ない傾向がある。配電損失や線路増強については、最適化問題として定式化されて計算される例がいくつか見られるが、そこでは電圧問題や線路の太さの違いなどに着目した研究例は少ない。

- ・PV の導入量想定が将来の PV 大量導入に必ずしも見合わない

多くの論文では配電系統の太線化を前提にしていないこともあり、PV 容量が負荷容量

を大きく超えて導入されるようなケースの検討例は少なく、将来の更なる PV 大量導入に十分に対応できない可能性がある。

一方で、近年の PV 大量導入においては線路の太線化は日常的な対策の選択肢となっており、次節で述べるように部分的な昇圧の活用も行われ始めている。今後、PV の更なる大量導入を見込めば、既存の 25sq といった細い線路下での無効電力制御や有効電力制御では電流容量からしても限界があると考えられる。その点では、太線化や部分的な昇圧に関する研究、配電網の増強と高度な制御を組み合わせるような研究領域は、今後の日本の配電系統研究において、重要な柱の一つになると考えられる。

表 2-9 国内の電圧問題を中心とした PV 導入における現行の対策の整理

	配電網の増強・制御	追加機器の導入・負荷制御	PVの制御
配電網インピーダンス変化	(太線化、昇圧、) 線路数増加	切り替えによる線路のトポロジー変化	
変圧比制御	配電用変電所、柱上変圧器タップ	SVR	
無効電力対策		SC, SR, SVC, STATCOM, 負荷無効電力制御	力率制御、無効電力量制御
有効電力対策		蓄電池、デマンドレスポンス	出力抑制・制御

2.4.3 PV 大量導入対策としての 22 kV 線路の活用

(1) 22 kV 線路に関する国内での先行研究

日本の配電系統の電圧階級は、現在高圧 6.6kV が主流であり、都市部の地下系統や一部地域の架空系統においては特別高圧 22kV(または 33kV)でも共有を行っている。高電圧の活用は線路損失・電圧変動を縮小可能であるため、既存の 6.6kV の配電線を 22kV といった特別高圧に昇圧することで、PV 大量導入に伴う電圧管理・維持に関する問題を解決できる可能性がある。20kV 級への昇圧はより以前から議論のあるところだが、まとめた検討例としては、2000 年前後に「20kV 級/400V 配電方式の普及拡大技術」に関する検討委員会が開催され、その成果がまとめられている[2-50]。この検討にも基づき、いくつかの電力会社で 20kV 配電が一部取り入れられたが、需要の増加が一段落し、特に震災以降は電力需要が全国的には減少する下で、需要増の対策としての 20kV 配電の活用は下火になりつつある。この時の検討では、2000 年以前に行われたこともあり、需要増が想定され、PV をはじめとする分散型電源への対応手段としての検討は具体的には行われなかった。そこで、PV による大規模逆潮流対応手段としての 22kV 線路の活用は、新たな検討課題となる。

一方、家庭への400V線路の適用は、韓国での導入時に様々な課題があったことが指摘されている[2-51]。22kV線路に関する絶縁設計に関しては、EMTPを用いた過渡過電圧解析例もあり[2-52]、絶縁対策の合理化が検討されている。

(2) 22kV線路のPV導入対策としての実用事例の調査

22kV配電線は従来負荷が増加する都市部を中心に利用されてきたが、近年は既に一部エリアにおいては、PV大量導入への対策として、22kV配電線が活用されているケースがある。図2-53は、3MWの柱上配電塔の例を示している。4本の電柱を用いて、柱上に設定されているが、若干の磁歪音があり、見学した場所では住宅から少し離れた場所に設置されていた。この配電塔には12の電圧タップが設定されている。



図2-53 3MWの柱上配電塔の例(左)と、電柱延伸での22kV線路設置工事例(右)(撮影:東大)

22kVの線路を既設の6.6kVの線路に併架する場合、絶縁距離の確保などのために、既設電柱の延伸が必要になる場合が少なくない。図2-53の右側に、既設電柱を延伸し6.6kVの電柱に22kV線路を併架する工事を行っている例を示す。電柱の色が上部2m程度銀色に変化している部分が、既設電柱に追加された部分である。これにより、既設電柱の耐荷重などに問題がない場合には、既設電柱を流用しながらその延伸により22kV配電線を引くことが可能である。

2.4.4 国内の PV 大量導入に関する調査のまとめ

固定価格買取制度施行後、国内でも配電系統への PV 導入が急増している。2016 年 11 月末時点での累積導入量 36.52GW の半分強が低圧に接続され、残りの多くも高圧に接続されている。人口あたりの PV 導入量では、四国と九州が高い。パリ協定も受け、国内での温室効果ガス 80% 削減に向け今後も PV の増加が小規模でも、中規模・大規模でも続くことが予測される。将来を見越して、全国大で 200GW を超える PV の試算例や導入研究例も出始めている。そうした中で、配電網にも現状の数倍の PV の導入が考えられる。

国内の大規模 PV の導入においては、現状では電流容量超過時には太線化を行い、電圧上昇への対応では PV の力率調整や SVC などが用いられているが、立地の制約などもあり無条件に多数台導入可能では必ずしもない。PV の電圧問題を対象とした研究論文が多数を占めているが、多くの論文では配電系統の太線化を前提にしておらず、そのため PV 容量が負荷容量を大きく超えて導入されるようなケースの検討例は少なく、将来の更なる PV 大量導入に十分に対応できない可能性がある。

国内でも PV の大量導入への対策として、22kV 配電線が用いられるケースが出てきている。現状では柱上での 22kV/6.6kV への配電塔を用いて高圧線路に接続されるケースが多い。22kV 配電線の使用は過去に需要増への対応として検討された例があるが、PV 大量導入対策としての活用はまだ本格的には研究されていない。そのため、本検討において 20kV 級といったより高圧の配電線路の活用について研究することは、今後の PV 大量導入対策の上で重要な意義を持つと考えられる。

2.5 まとめ

欧州ではこの十年、米国ではこの数年の間に、日本と同様に急速に PV 導入が進んでいる。今後 2050 年に向けては、欧州も米国も 2016 年末のさらに数倍～十数倍の PV 導入が想定ないし目標の設定が進んでいる。調査を通じて、欧米の配電電圧は日本よりも高いが、その分管轄範囲が広域なこともあります、電圧問題は PV 導入上の課題となっていることが確認された。特に欧州では高圧 20kV とともに、低圧 400V 線路での電圧上昇問題も大きな課題と認識され、対策の検討が進められていることが判明した。米国でも、電圧問題は保護とともに PV の導入可能量を決める主要な制約要因となっている。

欧州でも米国でも、PV の電圧問題への対策として変圧比の切り替えや無効電力制御機器の導入など、機器を用いた対策は様々なものが行われている。また PV 側でも無効電力・有効電力制御をはじめとした様々な機能が求められ、欧州ではグリッドコードの整備が進められており、米国ではスマートインバータの開発・実証が進められている。一方で、多数の PV の導入への対応として、少なくともドイツをはじめとする欧州の国々では線路の太線化は日常的に行われており、変電所のリプレースも必要に応じて行われている。ドイツでは今後の分散型資源の大量導入に向けては、さらなる線路増強が求められることが試算され、配

電線路増強を進めるためのツール開発も進められている。

日本においても、固定価格買取制度の施行以降 PV の導入は急速に進み、少なくとも 36GW を超えている。2050 年の電力供給のあり方が本格的に議論され始め、その中では PV 導入量が 200GW を超える規模での導入が想定されるものもあり、またこうした PV 導入に対応する需給解析も行われ始めている。国内でも変圧比の切り替えや無効電力制御機器の導入、PV 力率設定値の変更などが行われているのに加えて、実務レベルでは太線化や、一部には 20kV 級線路の活用も進められている。一方、国内の研究レベルではこうした太線化や 20kV 級線路の活用による配電系統の設備増強の検討は少ない状況がある。こうした中で、本研究が無効電力制御の活用にとどまらず、太線化、さらには 20kV 級線路の活用を中心とした検討を行うことは、将来の更なる PV 大量導入に向けて重要な意義を持つと考えられる。

同時に、欧米では個々の配電フィーダなどで PV が導入できる量をどのように定量化して議論するかも重要な課題となっている。そこで鍵となる概念が、”ホスティングキャパシティ”である。ホスティングキャパシティは、決められた手順で制約条件ごとの PV 導入可能量を計算する体系的な手法で、透明性のある PV 導入可能量算定が可能となる。例えばイタリアでは、全国大での PV 大量導入上の配電のボトルネックを明らかにするために使用され、米国ではいくつかの地域で、配電フィーダごとのホスティングキャパシティが一般に公開されている。その解析手法は、EPRI が継続的に研究を進めている。そこで本研究でも、各対策技術の有効性を定量的に議論するための手段として、ホスティングキャパシティを活用することは有効であると考えられる。本調査では海外のホスティングキャパシティの様々な解析例を調査し、後述する電気的特性分析や経済性の解析手法に活用した。

参考文献

- [2-1] 海外電力調査会『海外諸国の電気事業 第一編(上巻)』 pp.59, 2014
- [2-2] THINK, "Topic 12:From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs"
- [2-3] 「電力システム改革の詳細制度設計に関する諸外国の実態調査 報告書」, 2014
- [2-4] QUADRENNIAL ENERGY REVIEW Report: Energy Transmission, Storage, and Distribution Infrastructure Appendix C, US Department of Energy, 2015
- [2-5] Eurelectric, "Power Distribution in Europe FACTS&FIGURES", 2013
- [2-6] United States Electricity Industry Primer, US Department of Energy, 2015
- [2-7] IEA and IRENA, "Perspectives for the Energy Transition –Investment Needs for a Low-Carbon Energy System-", 2017
- [2-8] CEER, "The Future Role of DSOs –A CEER Conclusions Paper-", C15-DSO-16-03, 2015
- [2-9] EvolvDSO, "Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks –Final Report–" (2017)
- [2-10] <https://www.nrel.gov/esif/>
- [2-11] The Integrated Grid, EPRI, 2014
- [2-12] HECO, "Distributed Generation Interconnection Plan" (2014)
- [2-13] Eurostat, <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:EU28-NONFOSSIL-ELECTRICAL-CAPACITY-2014.png>
- [2-14] SEIA, "U.S. Solar Market Insight, Executive Summary, 2016 Year in Review" (2017)
- [2-15] SEIA, "Solar Market Insight Report 2016 Q4", <http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2016-q4>
- [2-16] Report IEA PVPS Task 1-30, "Trends 2016 in Photovoltaic Applications –Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015", 2016
- [2-17] <http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html>
- [2-18] Analysis of 100 Utility SGIP PV Interconnection Studies, Sandia Report, 2014
- [2-19] DOE, "Sun Shot Vision Study", 2012
- [2-20] DOE The Sun Shot Initiative, "The SunShot Initiative's 2030 Goal: 3¢ per Kilowatt Hour for Solar Electricity", 2016
- [2-21] European Committee, " EU Reference Scenario 2016 -Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050", 2017
- [2-22] Report IEA PVPS Task 14-2, "High Penetration of PV in Local Distribution Grids", 2014
- [2-23] 竹濱朝美「ドイツにおける風力・太陽光電力の上流送電、系統連系の制度」, 風力エネルギー, Vol.39, No.2, pp. 164-173
- [2-24] Power play : impacts of flexibility in future residential electricity demand on distribution network utilization, TU Eindhoven, 2013

- [2-25] 今中政輝, 町田舞, 馬場旬平, 飯岡大輔:「配電系統の制御高度化と部分昇圧による太陽光発電導入の基礎検討—その1 導入可能量の解析—」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-16-84, 2016
- [2-26] 坂東茂, 浅野浩志:「米国南西部における次世代配電システムの動向調査」, 平成27年度電気学会B部門大会, No.202, 名古屋(2015)
- [2-27] 坂東茂・浅野浩志・高木雅昭・永田豊・田頭直人・飯岡大輔・馬場旬平・太田豊・徳田憲昭:「将来の配電系統の高度化に関する基礎検討—その3 PV大量導入に対する欧米の配電事業者の取組み調査—」, 平成28年電気学会全国大会, Vol.6, No.168, 仙台(2016)
- [2-28] Roland Brundlinger: "Grid Codes in Europe for Low and Medium Voltage", IRED2014, Session 2, No.4, Kyoto, Japan(2014)
- [2-29] Thomas Stetz, "Grid Integration of Photovoltaics in Germany-Lessons learned from the past and ongoing developments-", Proc. of 12th Workshop on the Future Direction of Photovoltaics, 2016-2
- [2-30] 河村清紀・加藤力也・坂東茂・高橋雅仁「太陽光発電大量導入時の系統電圧制御に対するデマンドレスポンスの適用可能性-発動頻度と経済性の評価-」電中研報告, Y12008, (2012)
- [2-31] C. Lebosse: "GRID4EU: Update Large-Scale Demonstration Project of Advanced Smart Grids Solutions" (Slides), European Utility Week 2015, Session 34, Wien, Austria(2015)
- [2-32] LINEAR, "Demand Response for Families". 2014
- [2-33] INCRESE, "Increasing the penetration of renewable energy sources in the distribution grid – synthesis document-", 2017
- [2-34] Grid4EU Final Report, http://grid4eu.blob.core.windows.net/media-prod/29375/grid4eu-final-report_normal-res.pdf
- [2-35] Evolv DSO, "Deliverable 3.4: Validation of the Methodologies and Tools Developed for DSO", <http://www.evolvdsou.eu/getattachment/f17c5cc0-5e2b-496d-b397-8436864bf532/Deliverables-3-4.aspx>
- [2-36] IDE4L final results brochure, "Ideal grid for all -IDE4L-", 2016
- [2-37] "Compliance testing of Smart Grids functions", AIT, Presentation of Workshop on Solar Integration Workshop, 2016
- [2-38] "Remote control of smart inverters in an interoperable environment", AIT, Presentation of Workshop on Solar Integration Workshop, 2016
- [2-39] Common Functions for Smart Inverters, Version 3, EPRI, 2014
- [2-40] SCE [http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/0/290E039F4DCD5B5188257E75006F7901/\\$FILE/A.15-07-XX_DRP%20Application-%20SCE%20Distribution%20Resource%20Plan%20Appendices%20A-J%20.pdf](http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/0/290E039F4DCD5B5188257E75006F7901/$FILE/A.15-07-XX_DRP%20Application-%20SCE%20Distribution%20Resource%20Plan%20Appendices%20A-J%20.pdf)
- [2-41] J. Smith, "Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV", EPRI Report No. 1026640, 2012

- [2-42] J. Smith, M. Rylander, R. Broderick and B. Mather, "Using Hosting Capacity Methodology to Develop Simplified Screens for New Solar PV Interconnections", IRED, Kyoto, Japan (2014-11)
- [2-43] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian and N. D. Hatziargyriou, "Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems", IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 30, No. 1, pp. 346-356 (2015-1)
- [2-44] S. Wang, S. Chen, L. Ge and L. Wu, "Distributed Generation Hosting Capacity Evaluation for Distribution Systems Considering the Robust Optimal Operation of OLTC and SVC", IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 7, No. 3, pp. 1111-1123 (2016-7)
- [2-45] S. F. Santos, M. Shafie-khah, A. W. Bazuayehu, C. M. P. Cabrita and J. P. S. Catalao, "New Multi-Stage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity—Part I: Problem Formulation", IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 8, No. 1, pp. 304-319 (2017-1)
- [2-46] S. F. Santos, M. Shafie-khah, A. W. Bazuayehu, C. M. P. Cabrita and J. P. S. Catalao, "New Multi-Stage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity—Part II: Numerical Results", IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 8, No. 1, pp. 320-330 (2017-1)
- [2-47] 固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html
- [2-48] 荻本和彦他, 「電力需給モデルによる分析」, 第33回エネルギー・システム・経済・環境カンファレンス, セッション18, 2017
- [2-49] 三菱総合研究所環境・エネルギー研究本部:「平成26年度2050年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書」pp.202, 2015
- [2-50] 20kV級 / 400V配電方式普及拡大技術専門委員会:「20kV級/400V配電方式の普及拡大技術」, 電気共同研究第56巻3号(2001)
- [2-51] 崔光石他:「韓国における配電電圧の昇圧化事業」, OHM, Vol. 95, No. 6, pp.26-29, 2008
- [2-52] 岡圭介他:「22kV全ケーブル系統の絶縁設計合理化に向けた過渡過電圧解析」, 電気学会B部門誌, Vol.122, No.6, pp.732-738, 2002

第3章 新しい配電制御システムの提案

3.1 次々世代の整理と制御高度化

ここでは、新しい配電制御システムとして多数のユースケースを提案するにあたり、まず配電系統の世代区分（次世代、次々世代）を整理する。次に検討対象となる次々世代の配電系統のあるべき姿について、様々な要因を考慮しながらユースケースの提案をする。

3.1.1 配電系統の世代区分

次々世代の位置づけを検討するため、まずは、これまで行われてきた次世代配電系統に対する検討内容について調査を行った。

＜次世代送配電ネットワーク研究会報告書＞

政府が掲げる 2020 年度までに太陽光発電の導入目標の達成に向けて、必要な系統安定化対策について、以下のとおりまとめられた。

○2020 年までの対応として検討が必要な技術課題

- ・太陽光発電の出力抑制・単独運転防止装置等の機能を備えた PCS の開発・導入
- ・系統用蓄電池の技術開発
- ・系統事故時における現象の解明及び同期安定性や周波数安定性等の影響評価

○2020 年代での確立を目指した対応として検討が必要な技術課題

- ・電力系統側から需要家機器の制御等を行う双方向通信の導入・確立
- ・太陽光発電の出力把握・予測技術の開発等
- ・系統用蓄電池の更なる効率化に向けた技術開発
- ・蓄電池と火力・水力との協調制御技術の開発等
- ・ヒートポンプや電気自動車等の蓄エネルギー機器による電力需要の創出・活用に向けた技術開発
- ・スマートメーターに係る実証事業
- ・需要家側蓄電池に係る技術開発

＜次世代送配電系統最適制御技術実証事業＞

太陽光発電が全国で 2800 万 kW 相当導入された状況を想定し、大規模電源から家庭までの全体制御・協調による高信頼度・高品質の低炭素電力供給システムの実証事業が行われた。

事業の中では、「I 系統側」の「①配電系統の電圧変動抑制技術の開発」と「②次世代変換器技術を応用した低損失・低コストの機器開発」、「II 需要側」の「③系統状況に応じた需要側機器の制御技術の開発」と「④系統全体での需給計画・制御、通信インフラの検討」の技術開発課題が検討された。

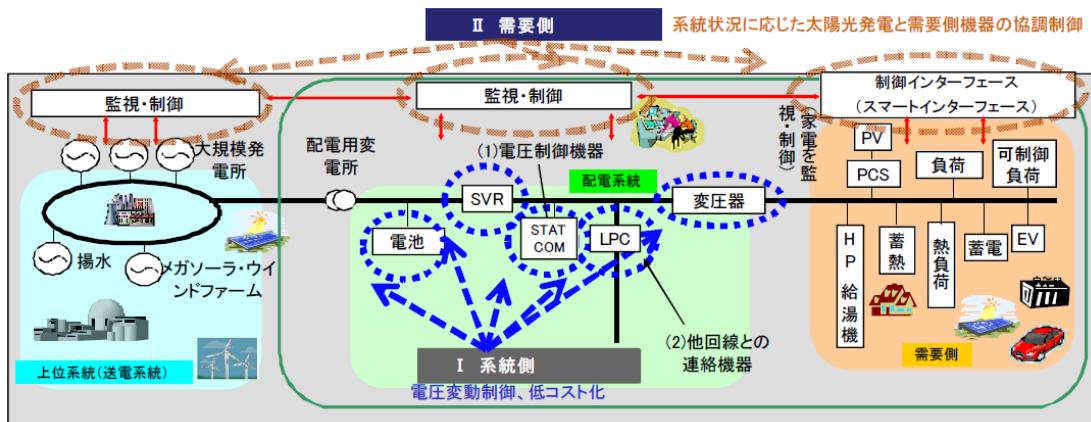


図 3-1 次世代送配電系統最適制御技術実証事業の事業概要イメージ

上記調査内容に基づき、2030年を目指とした次世代送配電系統の構築ロードマップイメージを、以下の図のとおり整理する。

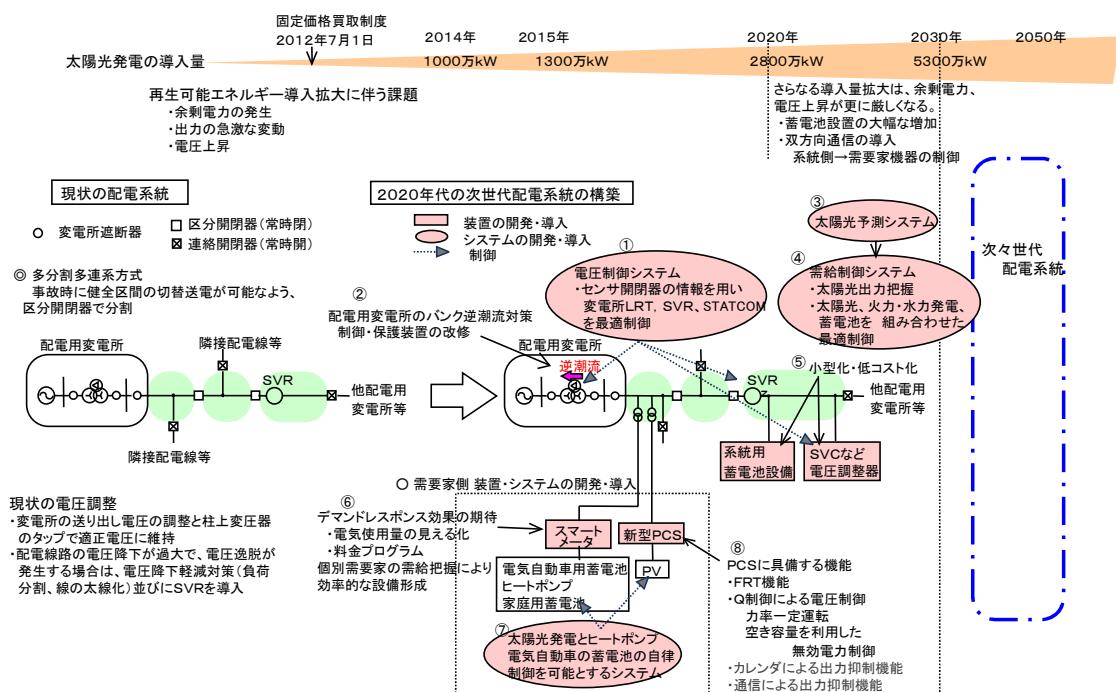


図 3-2 次世代送配電系統の構築ロードマップイメージ

さらに「新電力ネットワーク技術に係る総合調査」において整理された、配電ネットワークの将来像に関する技術開発ロードマップを基に、配電系統の世代区分を以下の図のとおり整理する。

境界となる時期はパラメーター(社会変化及び技術変化)により変動

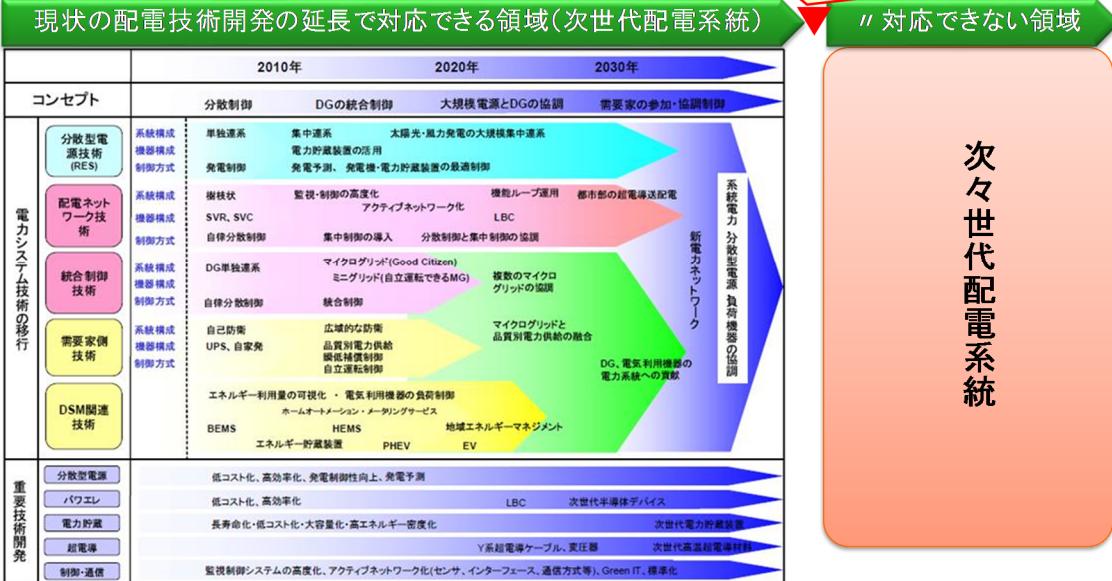


図 3-3 配電系統の世代区分イメージ

以上のとおり、次世代配電系統は高度な制御を駆使したマイクログリッドが展開されることが予想される。これに対して本検討における次々世代配電系統は、次世代よりも再生可能エネルギーが導入され、かつそれに伴い電圧問題が顕著化していると想定しているため、次々世代配電系統は、現状の配電技術開発の延長では対応出来ない領域と整理をする。

3.1.2 配電制御高度化の基本的な考え方

面的に大量の電力機器が分布する配電系統において、需給の相互制御に過度に依存する配電系統を志向した場合、制御不調時には想定外の供給支障に発展するリスクが増大することが懸念される。よって次々世代の配電系統は、現状の設備増強で対応していくのではなく、配電系統を簡素化させていく方向で検討する。検討にあたっては、経済性および省メンテナンス化の観点（経済性、保守性）が重要となる。

さらに将来配電系統において、需要側と系統側がそれぞれの責任範囲を区分し、それぞれの責任範囲において可能な制御・保護、管理を実施し、補完するといったシンプルかつ、ロバストな役割分担に基づく設備形成と運用（信頼性、拡張性）を志向することが配電系統高度化のあるべき姿と考えられる。

3.1.3 評価指標

「3.1.2 配電制御高度化の基本的な考え方」の検討結果より、次々世代の配電制御システムの将来像を検討する評価指標として、次の4つのキーワードを整理する。

表 3-1 評価指標

キーワード	内 容	具体的な該当事象など
信頼性	現在の配電系統と同等以上の信頼性を有すること	電力品質(適正電圧の維持など), 供給信頼度
経済性	設備の構築と運用において経済性を有すること	建設コスト, 維持及び運用コスト
拡張性	既存の接地体系を維持しつつ、今後の情勢変化に対応可能な技術的拡張性を有すること	安全性の担保, 標準規格への適合
保守性	保守作業要員の確保が困難化する将来も想定し、保守の容易性と省メンテナンス性が反映されていること	信頼度維持に必要な設備数の極小化, 工法の簡素化・省力化

3.1.4 配電系統電圧の昇圧検討の必要性

本検討では、適切な供給信頼度を確保し、経済的に電圧上昇の問題を解決しつつ、再生可能エネルギー電源を最大限利用可能な配電系統高度化の将来像を提示することを目的に検討を進めている。配電系統高度化の将来像に関して、次世代配電系統技術について取り纏めた「次世代送配電ネットワーク研究会報告書（平成22年4月）」では、「需要家の受電設備を変更する必要がある等、費用や時間等を考えると実現性に乏しい」として検討が見送られた経緯がある。

しかし、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う配電系統の電圧問題と、提言された配電系統高度化のあるべき姿を両立する、次々世代の配電系統として、欧米の配電系統の状況も注視しつつ、先述の報告書の検討内容も踏まえると、配電系統の高低圧全ての電圧階級を昇圧する22kV/400V供給方式ではなく、配電系統の幹線部分のみに特別高圧を導入した「部分昇圧」という供給方式を供給方式のうちの1つとして提案する。部分昇圧を用いた配電系統のイメージを以下の図のとおり示す。

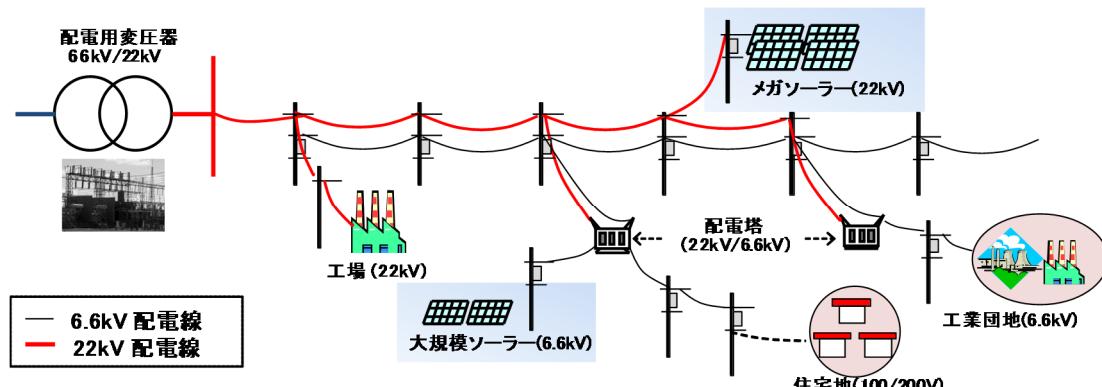


図 3-4 部分昇圧を用いた配電系統イメージ

3.1.5 次々世代の整理と制御高度化のまとめ

本節では、次々世代の配電系統を検討するにあたり、まず次世代と次々世代の世代区分を整理するため、次世代を対象とした実証事業等の調査を実施した。さらに次々世代に求められる配電系統高度化のあるべき姿について検討を行い、評価指標となる4つのキーワード（信頼性、経済性、拡張性、保守性）の整理を行った。

また、次々世代の配電系統の制御高度化において、配電系統の幹線部分のみに特別高圧を導入した「部分昇圧」という供給方式を新たに提案した。

3.2 新しい配電制御システム

ここでは、上述の調査・検討内容を踏まえ、新しい配電制御システムとして多数のユースケースを提案する。

3.2.1 配電系統高度化の得失整理

新しい配電制御システムについて、現時点で将来の実現可能性があると思われる範囲内で、以下の3ケースに分類する。

- ・直流配電システムの導入
- ・配電系統の部分昇圧
- ・配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

この3ケースは、それぞれ以下の配電制御システムを想定している。

○直流配電システムの導入

配電系統の送電方式を交流では無く、直流にて送電を行うケース

○配電系統の部分昇圧

既設の配電系統の幹線部分に、一例として現行使用されている電圧階級の22kV配電線と配電塔を新設し、配電塔以降は、既設の6.6kV配電設備を利用して送電を行うケース

○配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

既設の配電系統に、新たに電力調整機器や無効電力調整機器を新設し、送電を行うケース

次に先程分類した3ケースについて、以下表に示すとおり得失を整理した。

表 3-2 配電系統高度化の得失

	直流配電システムの導入	配電系統の部分昇圧	配電系統制御の高度化 (電圧調整機器など)
メリット	<ul style="list-style-type: none"> ・高速制御が可能 ・直流による一貫制御が可能となれば、需要家機器の系統側制御が容易になる可能性 ・再エネ電源の連系増に伴う<u>短絡容量増の問題が緩和</u> ・長距離になるほど交流より建設費が安価 	<ul style="list-style-type: none"> ・段階的な設備投資が可能 ・<u>電圧上昇問題が緩和</u> ・送電容量（供給力）が増大することで、<u>再エネ電源の連系容量も増</u> ・線路損失が低減 ・昇圧回線から複数の配電塔を介して分岐させることで<u>送出電圧調整の自由度が向上</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・段階的な設備投資が可能 ・<u>高速制御が可能</u> ・既存の配電系統構成の変更が不要
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> ・一定規模の抜本的な設備更新が不可避 ・電圧格差の大きい<u>変圧</u>が困難（格差の小さい変圧を行う場合も多数の DC-DC コンバータが必要） ・既存の配電系統構成だけでなく、接地や保護協調なども抜本的な見直しが必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・配電バシクの取替及び新規昇圧配電線の敷設など、追加コストが必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・制御機器数の増に伴いメンテナンスコストが増大し、場合によっては系統分割が必要となる可能性 ・多数の機器の制御によるハンチングや、複数機器の同時不調時や通信不調時における想定外の電圧問題の発生が懸念 ・通信制御の信頼度対策コスト（多重化等）が高価 ・制御機器数の増に伴う<u>高調波の発生</u>が懸念 ・亘長が長く、融通不可の配電線に大規模再エネ電源が連系した場合には制御できない可能性

3.2.2 新しい配電制御システムの整理

そのうち、現行の配電系統で使用されていない「直流配電システムの導入」については、4つのキーワードの観点から以下のとおり、まとめられる。

<信頼性>

- ・直流配電システムにおいて必要となるパワエレ機器より、一般的に変圧器のような機械的構造を有している機器の方が、故障が少なく信頼度が高いと評価される。

<経済性>

- ・一般的に直流送電は、長距離になるほど経済性が優れていると評価されている。現状より安価になる要素としては、電線条数の減、電圧補償装置の減、送電損失の減（送電電圧値が同レベルの場合）などが挙げられる。

一方、高価になる要素としては電圧変換損失の増、新規設備建設の増などが挙げられる。このため、直流配電システムは以下に示すケースであれば、経済性が優位になる。

- ・長距離の架空送電線（数百 km～千 km 程度以上）
- ・電力ケーブルによる送電線（約数十 km 程度以上）

⇒今回検討対象としている配電系統（6.6kV）において、配電線の平均亘長は、架空線にて約 10km 程度と短いため、経済性での優位性は高くはない。

<拡張性>

- ・直流配電システムでは、直流の安全性（遮断時のアーク、絶縁性能の確保等）に対する懸念や、系統設備が大きく変わるために、配電系統構成のみならず、接地や保護協調も含めた抜本的な見直しが必要となる可能性がある。

<保守性>

- ・直流配電システムでは、直流設備を導入するため、新たな保守作業を追加する必要があり、保守作業員にとって負担となる可能性がある。

表 3-3 「直流配電システムの導入」の整理検討

	直流配電システムの導入	内容
信頼性	△	・パワエレ機器に対して、機械的構造の機器の方が、信頼性は高い
経済性	△	・抜本的な設備改修が必要 ・配電線直長が短く、優位性は高くない
拡張性	×	・接地や保護協調の抜本的な見直し ・遮断時のアーク、絶縁性能の確保に対する懸念
保守性	△	・直流設備導入に伴う、新たな保守作業の追加

上表のように整理されるため、本研究開発項目では、「直流配電システムの導入」に関する詳細な検討（電気的特性分析・経済性評価）は行わないものとする。

以上の検討を踏まえ、本検討における配電系統高度化に向けては、以下の 2 つのケースに絞り検討を実施していくものとする。

- ・配電系統の部分昇圧（一例として現行使用されている電圧階級 22kV を含むケース）
- ・配電系統の制御高度化（電圧階級 6 kV のケース）

3.2.3 新しい配電制御システムのまとめ

本節では、新しい配電制御システムとして、現時点で将来の実現可能性があると思われる範囲内で、以下の 3 ケースに分類した。

- ・直流配電システムの導入
- ・配電系統の部分昇圧
- ・配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

そのうち、評価指標となる 4 つのキーワード（信頼性、経済性、拡張性、保守性）の観点から「直流配電システムの導入」を検討した結果、本検討では、「配電系統の部分昇圧（一例として現行使用されている電圧階級 22kV を含むケース）」および「配電系統の制御高度化（電圧階級 6 kV のケース）」の 2 つのケースに絞り検討を実施していくこととした。

3.3 前提条件の整理

ここでは、検討を進めるにあたり前提条件として定めている事項について整理する。

3.3.1 検討にあたっての諸条件

本検討の目的は、「1.1 事業の目的」にて述べたとおり、太陽光発電が大量導入されることが予想される次々世代において、現在の状況にとらわれない配電系統のあるべき姿を明らかにすることを目的としている。よって、検討対象は配電系統設備に限定しており、需要家側設備（家庭用蓄電設備や電気自動車、デマンドレスポンス等）は、検討対象に含めないこととする。但し、需要家側設備であるPCSの力率を制御する手法については、現在既に用いられている手法であるため、対策のうちの一つとして検討対象に含めることとする。

さらに前述のとおり、検討対象を配電系統設備としているため、上位系統側での対策は本検討とは切り離して考えるものとする。特に検討の中では、配電系統側から上位系統側へ逆潮流が発生する程のPV導入量を想定しているものの、配電系統側からの逆潮流量に制限を課さないこととして検討を実施する。

このように本検討の前提条件をまとめると、下記のとおりとなる。

- ・検討対象は配電系統設備とする
- ・需要家側設備（蓄電設備、電気自動車、デマンドレスポンス等）は検討範囲外とする
- ・但し、PCSの力率制御については、対策のうちの一つとする
- ・上位系統側の検討は切り離し、配電系統側からの逆潮流量に制限を課さない

3.3.2 シミュレーション条件

電気的特性分析を行うにあたり、さらに配電系統の地域特性およびPV配置状況について前提条件を整理する。

(1) 配電系統の地域特性

一般的な配電系統の地域特性としては、「住宅地域」、「農山村地域」、「繁華街地域」、「工業地域」の大きく4つの地域に区分される。その中で、一般的に住宅や商業施設の負荷が多い「住宅地域」と「繁華街地域」には屋上太陽光導入が予想され、負荷密度が低く、供給範囲の広い「農山村地域」と「工業地域」にはメガソーラーの導入が予想される。

さらに各地域別の特長を鑑みると、「繁華街地域」の配電系統は「住宅地域」と比較し、需要負荷が多く、線路亘長が短く、線路インピーダンスが小さい、同様に「工業地域」の配電系統は「農山村地域」と比較し、需要負荷が多く、線路亘長が短く、線路インピーダンスが小さい傾向にある。

本検討では、次々世代における太陽光発電の大量導入時の電圧問題に焦点を当てているため、「住宅地域」と「農山村地域」を検討対象に選定する。「繁華街地域」および「工業地域」は電圧問題が過酷でなく「住宅・農山村地域」に包括されるため問題ない。

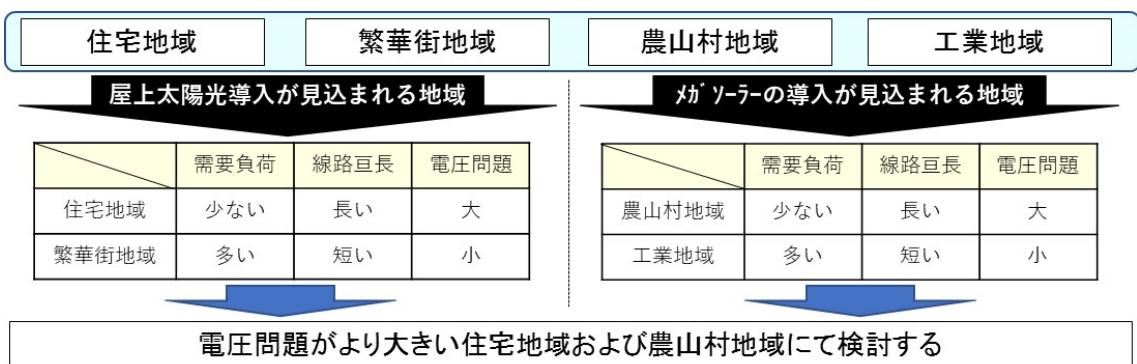


図 3-7 配電系統の地域特性の選定理由

(2) PV配置

PVの設置箇所も電気的特性分析結果に影響を与えるうえに、様々な設置シナリオが予想される。そこで配電系統の末端に集中して設置され、電圧問題に対して過酷な条件となる「集中配置」と、配電系統の面的に分散して配置される「分散配置」の2つのシナリオを検討することとする。この2つのシナリオを検討することにより、他の様々なPV設置状況となっても対応可能となる。

3.3.3 次々世代の需要想定

次々世代の配電系統のあるべき姿を検討するにあたり、需給環境の情勢変化を考慮することも重要な要素となってくる。この需給環境の情勢変化には、人口動態やライフスタイルの変化などの「社会変化」と、電気自動車等の普及や省エネ化の推進などの「技術変化」が考えられる。特に近年の技術革新により、空調や照明などの需要機器の効率改善が図られており、次々世代においては、ますますの効率化が図られていると想定される。

そこで次々世代の需要想定として、既往検討事例の日負荷曲線より空調および照明の需要機器の効率化を考慮して、次々世代の日負荷曲線を作成することとする。

○次々世代空調需要の想定の考え方

空調需要の想定は、以下のような考え方に基づき算出する。

- ・重負荷期と軽負荷期の需要の差を現状の空調需要とみなす。
- ・現状の平均 COP を 4、現状の建物の断熱性を表す Q 値を仮に $3[W/K/m^2]$ とする。
- ・次々世代の COP を 12（消費電力が $1/3$ ）、Q 値を 1.5（逃げる熱量が $1/2$ ）とする
と、想定需要は $1/6$ となる。

※COP とは、空調設備のエネルギー消費効率を表す指標の一つで、消費エネルギーに対する施される冷暖房能力を示す。Coefficient of Performance の略。

Q 値とは、建物の断熱性能が推し測れる指標であり、熱損失係数とも言う。

○次々世代照明需要の想定の考え方

照明需要の想定は、以下のような考え方に基づき算出する。

- ・建築学会の住宅負荷データより、照明需要を設定する。
- ・各時間帯における年間平均データを算出する。
- ・次々世代の照明効率は、現在の照明効率の2倍と想定し、想定需要を算出する。

上記想定により、次々世代の日負荷曲線は以下のとおり、まとめられる。

なお、次章の電気的特性分析において、検討に用いる負荷量については、各シミュレーション条件に基づき、検討を実施とする。

<住宅地域配電系統>

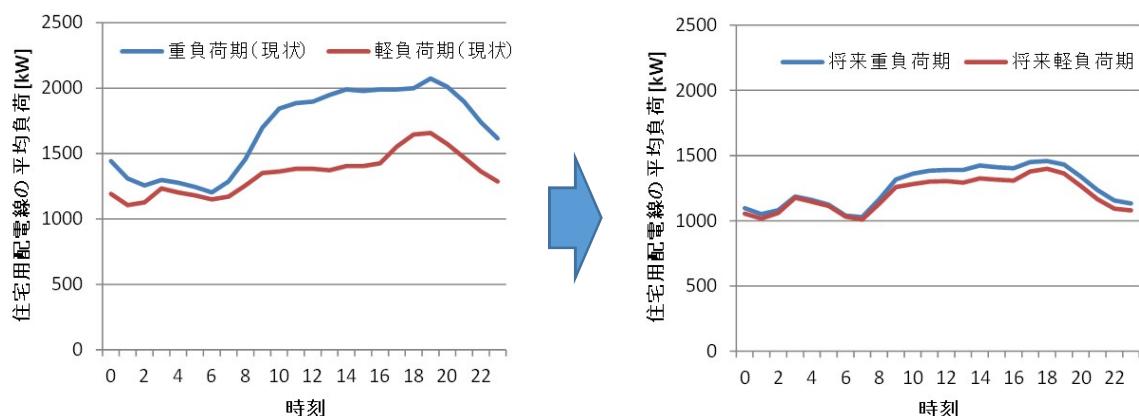


図 3-5 住宅地域配電系統の日負荷曲線（左図：現状、右図：将来）

<農山村地域配電系統>

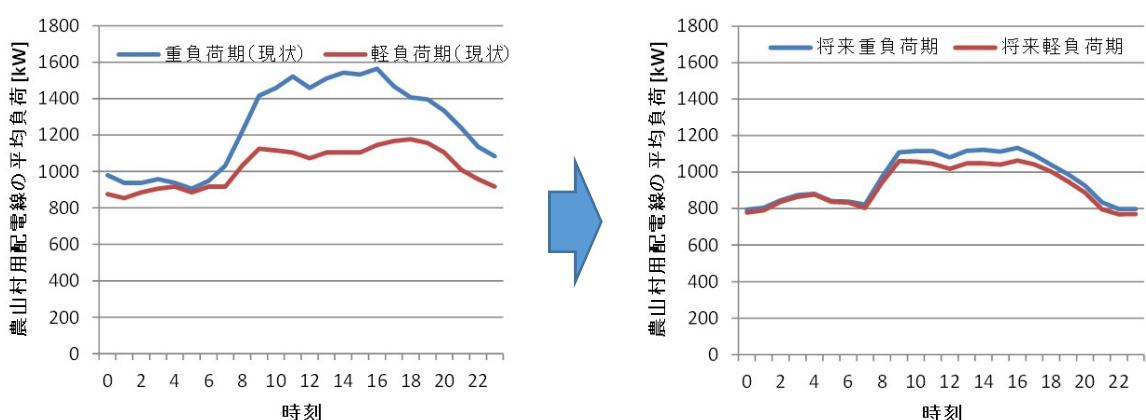


図 3-6 住宅地域配電系統の日負荷曲線（左図：現状、右図：将来）

3.4 まとめ

本章では、「3.1 次々世代の整理と制御高度化」、「3.2 新しい配電制御システム」、「3.3 前提条件の整理」について、取りまとめた。

「3.1 次々世代の整理と制御高度化」では、次々世代の配電系統を検討するにあたり、まず次世代と次々世代の世代区分を整理するため、次世代を対象とした実証事業等の調査を実施した。さらに次々世代に求められる配電系統高度化のあるべき姿について検討を行い、評価指標となる4つのキーワード（信頼性、経済性、拡張性、保守性）の整理を行った。また、次々世代の配電系統の制御高度化において、配電系統の幹線部分のみに特別高圧を導入した「部分昇圧」という供給方式を新たに提案した。

「3.2 新しい配電制御システム」では、新しい配電制御システムとして、現時点で将来の実現可能性があると思われる範囲内で、以下の3ケースに分類した。

- ・直流配電システムの導入
- ・配電系統の部分昇圧
- ・配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

そのうち、評価指標となる4つのキーワード（信頼性、経済性、拡張性、保守性）の観点から「直流配電システムの導入」を検討した結果、本検討では、「配電系統の部分昇圧（一例として現行使用されている電圧階級22kVを含むケース）」および「配電系統の制御高度化（電圧階級6kVのケース）」の2つのケースに絞り検討を実施していくこととした。

「3.3 前提条件の整理」では、検討の前提条件となる、検討対象範囲や、次々世代の電力需要想定などを整理した。

次章では、これら整理した内容を基に電気的特性分析を実施する。

第4章 電気的特性の分析

4.1 各検討ケースのシミュレーションモデル

4.1.1 シミュレーションモデル作成の考え方

図4.1.1-1に本事業におけるシミュレーションモデルの考え方を示す。本事業では2050年頃までを視野に入れて、次々世代の配電系統の電圧制御システムを明らかにすることを目的としている。配電系統は構成が多様であるため、PV導入が拡大された場合の配電網の拡充計画もさまざまあると考えられる。例えば、図4.1.1-1に示すように、PV大量導入による電圧対策として、6.6kV配電線の太線化で十分な場合がある。一方で、その対策だけでは不十分となり、無効電力制御が必要となる場合や、配電線の昇圧など別な対策が必要となる場合が考えられる。本事業では、そのような計画を決定するための指針を示すことを目指している。本事業では第3章で示した将来想定をもとに、負荷ピークをはるかに上回る容量のPVが配電系統に導入されることを想定している。このような想定のもとで、投資コストができるだけ小さく、シンプルかつロバストな設備形成と運用を実現する配電系統の構築を模索した。

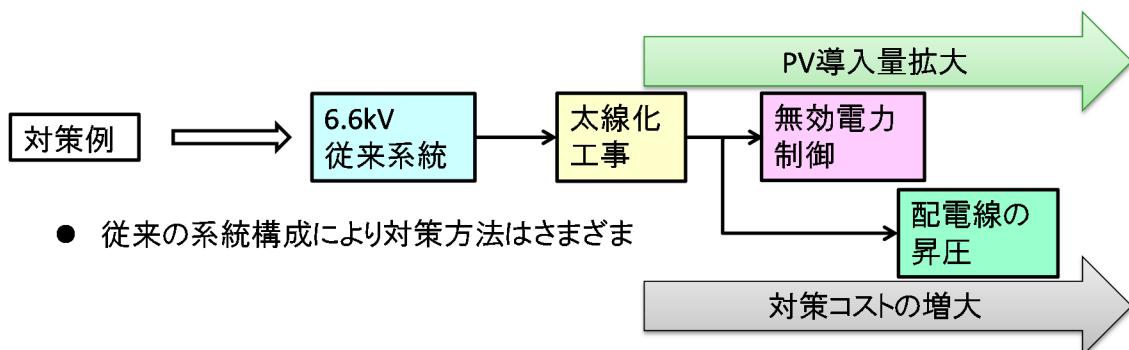


図4.1.1-1 シミュレーションモデル作成の考え方

4.1.2 農山村モデル

表4.1.2-1に本事業で作成した主な農山村モデルの概要を示す。図4.1.2-1に示す従来系統を元にして、PV大量導入の対策としてさまざまな系統構成を作成した。従来系統は、文献[4-1]の農山村配電線モデルを参考に作成した。図中には、潮流計算で使用したノード番号を示している。公称電圧が6.6kVの架空系統であり、幹線亘長は17.6kmである。図中の配電線太さは線種を表しており、本事業で想定した線種とその電流容量を表4.1.2-2にまとめている。系統容量は一般的な大きさである。高圧負荷を10箇所、低圧負荷を28箇所に配置している。各負荷の容量は4.2節の各項に示している。配電線の末端付近にメガソーラ型の太陽光発電システムが連系されることを想定した。

表 4.1.2-1 農山村モデルの概要

対策	概要
(1) 従来系統	
(2) 末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
(3) 幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
(4) 連系 200sq	PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
(5) Var 調整器	SVR タップ固定後に出力決定
(6) 300 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 300kvar で固定後, SVR タップ決定
(7) 600 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 600kvar で固定後, SVR タップ決定
(8) 900 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 900kvar で固定後, SVR タップ決定
(9) 幹線 400sq	幹線すべてを 400sq に太線化
(10) 連系 400sq	PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
(11) Var 調整器 400sq	SVR タップ固定後に出力決定
(12) 300 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 300kvar で固定後, SVR タップ決定
(13) 600 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 600kvar で固定後, SVR タップ決定
(14) 900 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 900kvar で固定後, SVR タップ決定
(15) 部分昇圧(昇 120)	幹線を 22kV に昇圧
(16) 部分昇圧+200sq	幹線を 22kV に昇圧, 200sq に太線化
(17) 部分昇圧+400sq	幹線を 22kV に昇圧, 400sq に太線化
(18) 幹 400	幹線すべてを 400sq に太線化(PV 分散)
(19) (昇 120, 末 200)	部分昇圧した上で末端線路を 200sq に太線化
(20) (昇 400, 末 200)	400sq 線路で部分昇圧した上で末端線路を 200sq に太線化
(21) (昇 400, 幹 400)	400sq 線路で部分昇圧した上で 6.6kV 幹線を 400sq 太線化
(22) 末端昇圧	幹線末端部分のみを 22kV に昇圧

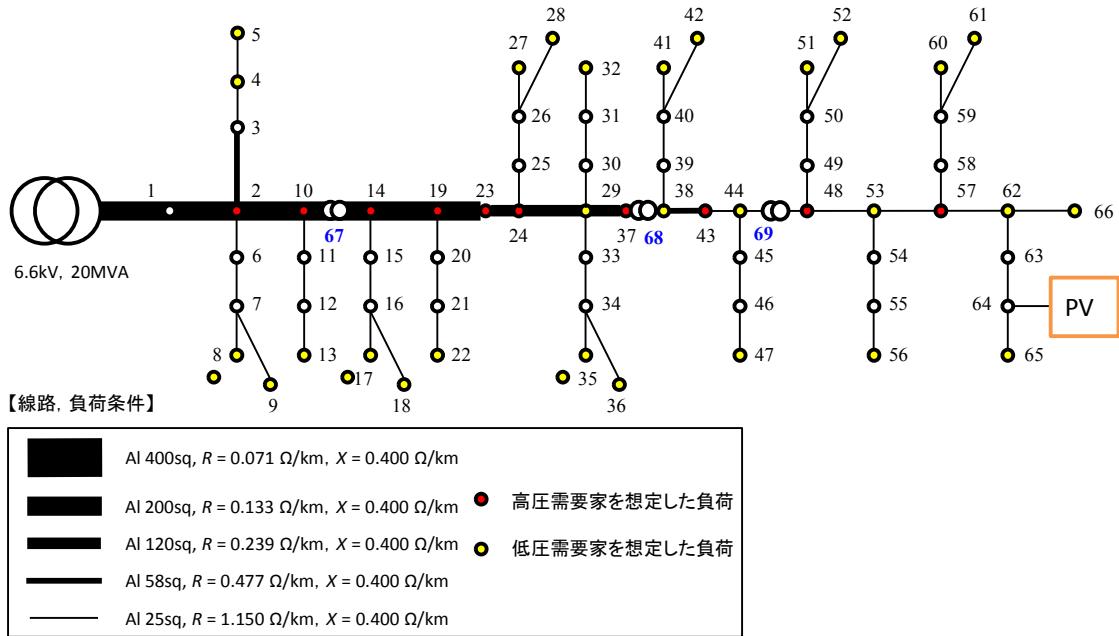


図 4.1.2-1 (1) 従来系統（農山村モデル）

表 4.1.2-2 配電線の電流容量

25sq	58sq	120sq	200sq	400sq
90A	148A	232A	370A	704A

図 4.1.2-2 は従来系統における幹線の末端付近を 200sq に太線化したケースである。従来系統の電線が細い部分を太線化することで、PV による電圧上昇を緩和することができる。図 4.1.2-3 および図 4.1.2-4 も同様に電線を太線化したケースであり、図 4.1.2-3 は幹線全体を 200sq、図 4.1.2-4 は PV 連系点から幹線までの電線も太線化したケースである。

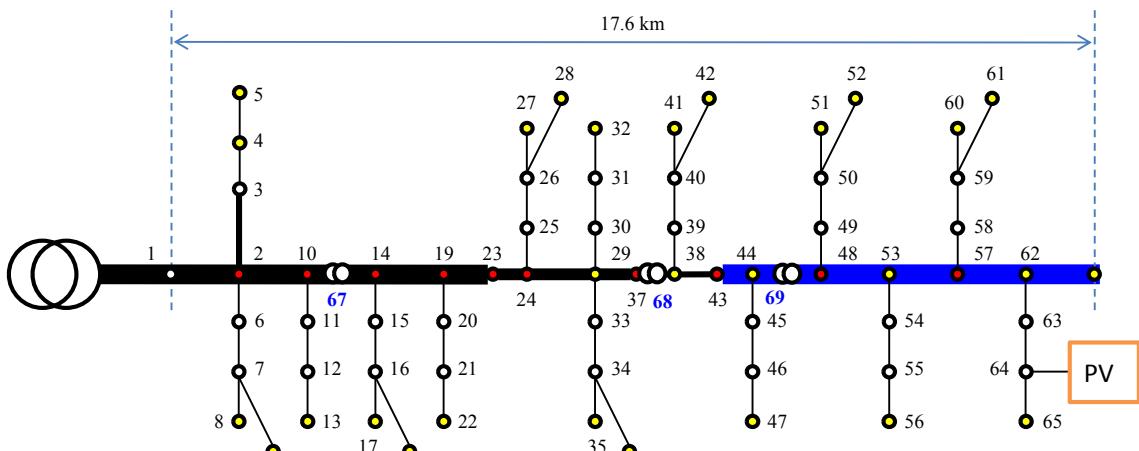


図 4.1.2-2 (2) 末端 200sq（農山村モデル）

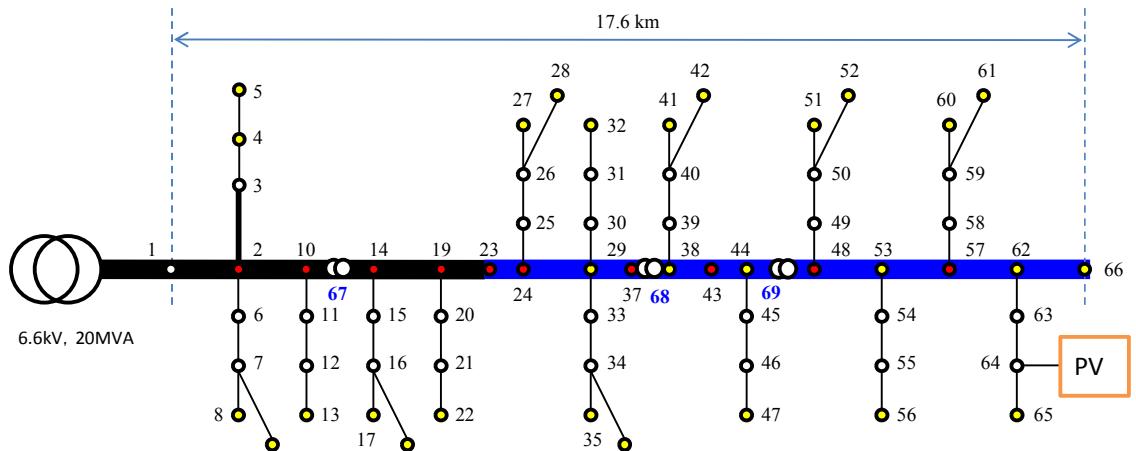


図 4.1.2-3 (3) 幹線 200sq (農山村モデル)

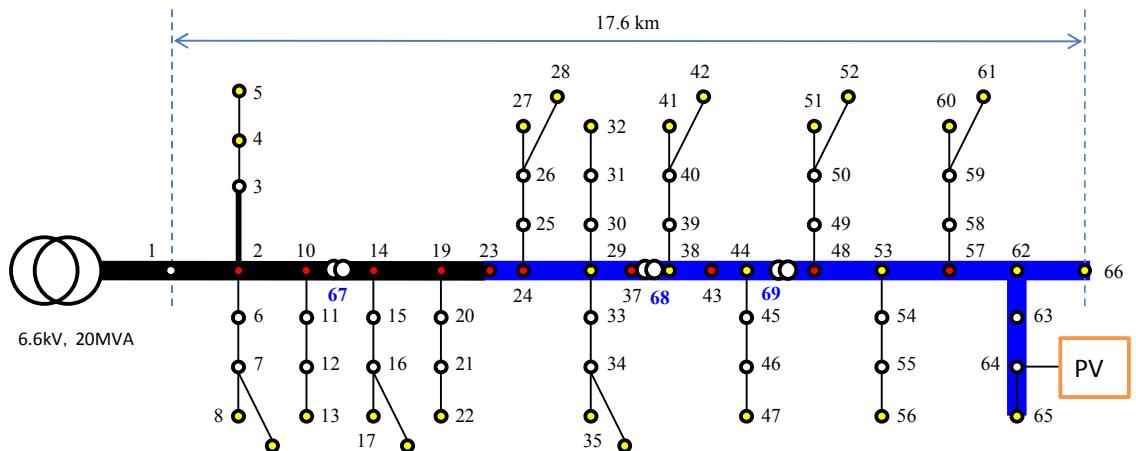


図 4.1.2-4 (4) 連系 200sq (農山村モデル)

図 4.1.2-5 は、図 4.1.2-4 に示したケースでは PV による電圧が不十分である場合に、PV 調整点の無効電力を制御することにより電圧上昇を緩和する Var 調整器ケースである。Var 調整器設置点の電圧の低圧換算値が $101\pm6V$ の上限値を逸脱しない最小の無効電力を出力するものとした。このケースでは、配電線に設置されている SVR がその制御点の電圧を適正範囲に維持するようにタップ位置を決めた後で、Var 調整器設置点の電圧逸脱が逸脱している場合に動作するものとした。

図 4.1.2-6 から図 4.1.2-8 は図 4.1.2-5 と同様に Var 調整器を設置しているが、動作モードが異なる。これらのケースではリアクトル動作で一定の無効電力出力する Var 調整器を想定し、無効電力出力をさまざまに変えて検討している。それらの値を図 4.1.2-6, 4.1.2-7 および 4.1.2-8 ではそれぞれ 300kVA, 600kVA および 900kVA としたものである。

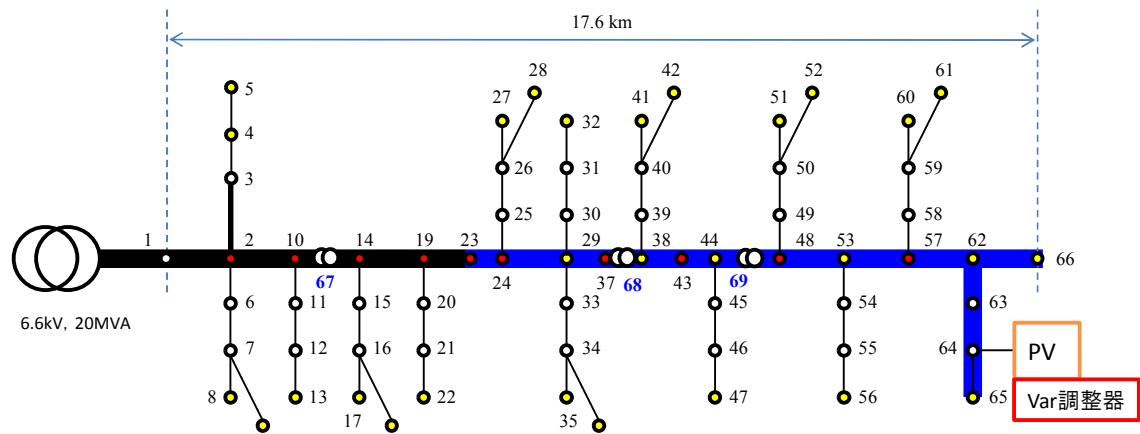


図 4.1.2-5 (5) Var 調整器 (農山村モデル)

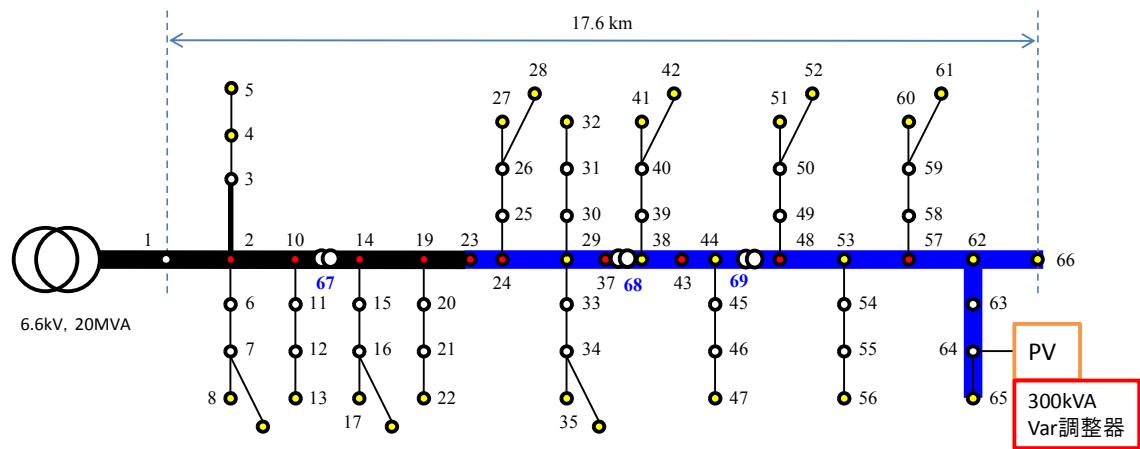


図 4.1.2-6 (6) 300kVA Var 調整器 (農山村モデル)

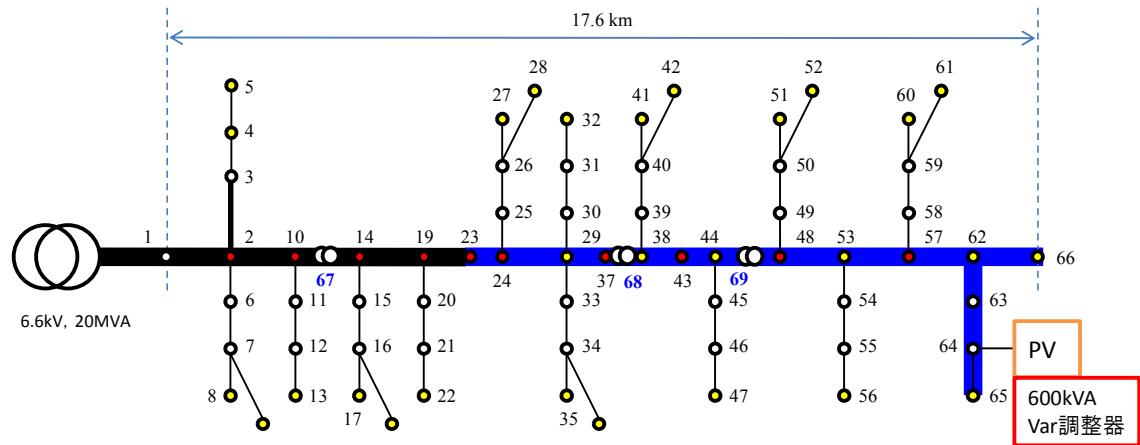


図 4.1.2-7 (7) 600kVA Var 調整器 (農山村モデル)

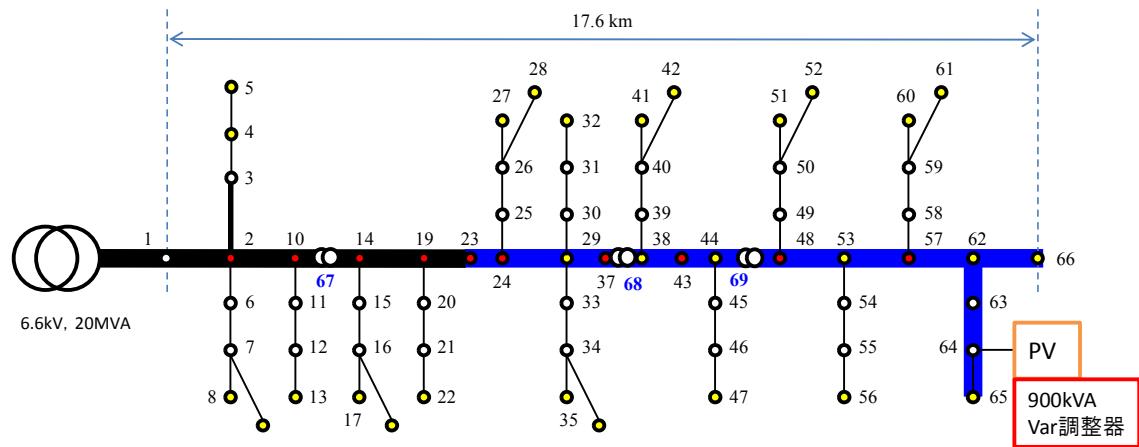


図 4.1.2-8 (8) 900kVA Var 調整器（農山村モデル）

図 4.1.2-9 は、図 4.1.2-3 に示した幹線 200sq の太線化ケースをさらに太線化した幹線 400sq ケースである。同様に、図 4.1.2-10 は連系線から幹線までを 400sq に太線化したケースである。図 4.1.2-11～4.1.2-14 は、図 4.1.2-10 に示した太線化ケースに Var 調整器を設置したケースである。Var 調整器の電圧制御方法は、先に示した図 4.1.2-5～4.1.2-8 と同様である。

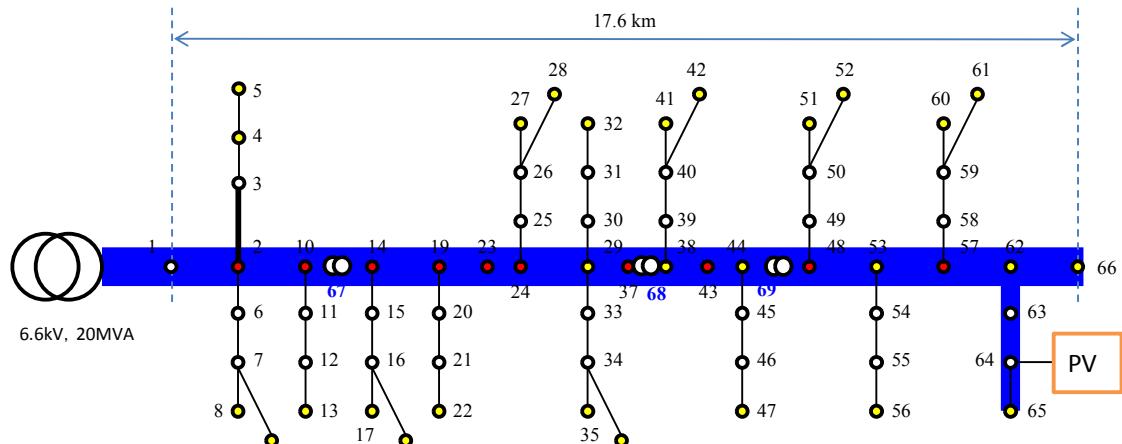


図 4.1.2-9 (9) 幹線 400sq （農山村モデル）

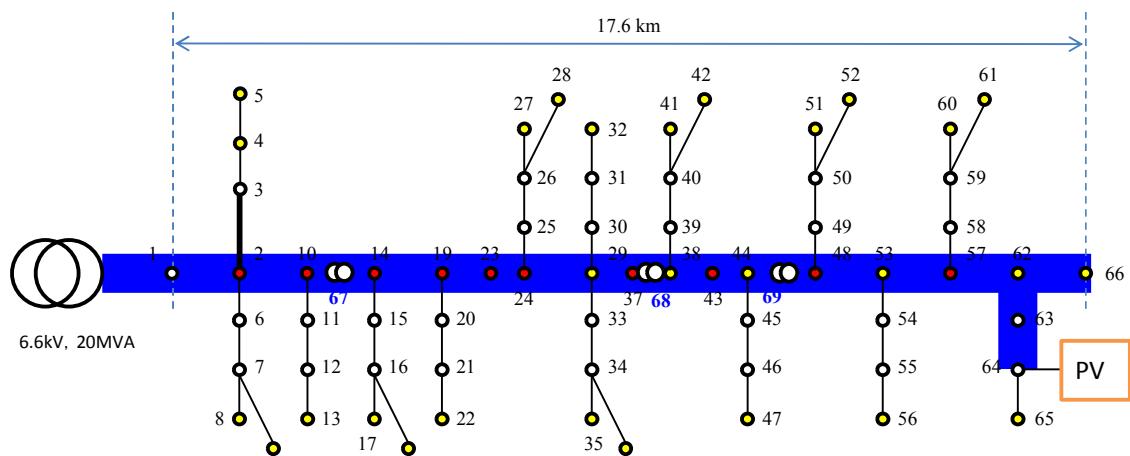


図 4.1.2-10 (10) 連系 400sq (農山村モデル)

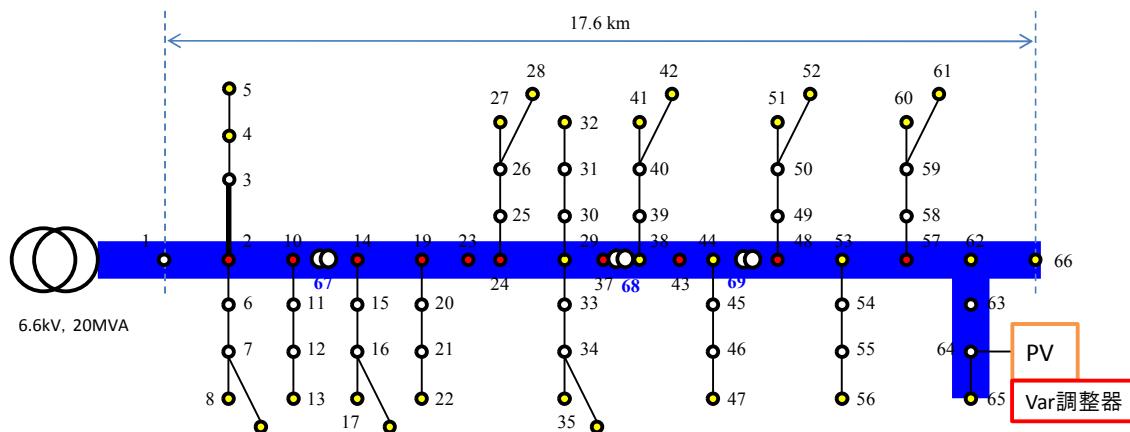


図 4.1.2-11 (11) Var 調整器 400sq ケース (農山村モデル)

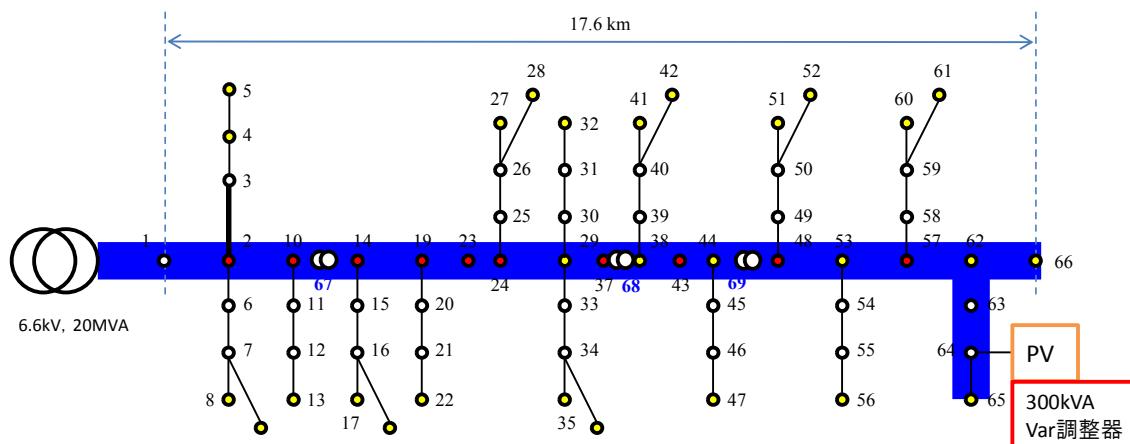


図 4.1.2-12 (12) 300kVA Var 調整器 400sq ケース (農山村モデル)

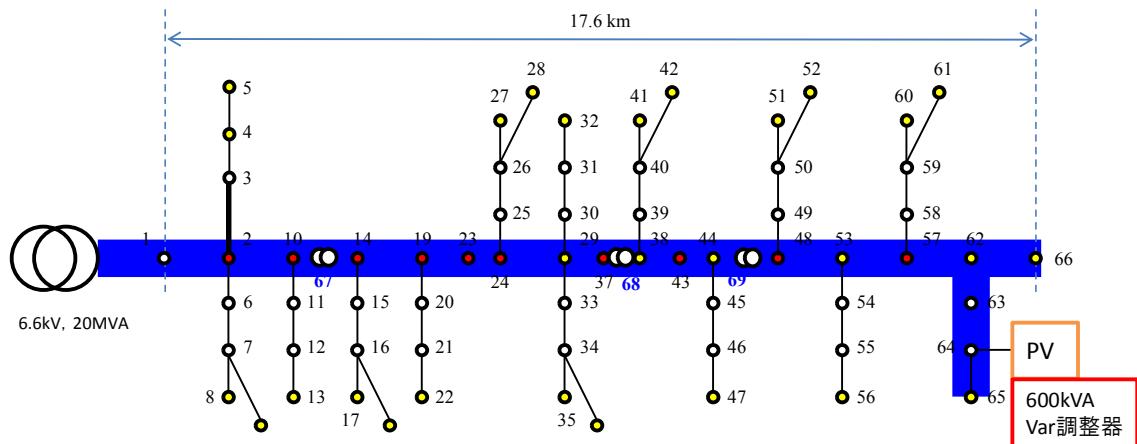


図 4.1.2-13 (13) 600 kVA Var 調整器 400sq ケース（農山村モデル）

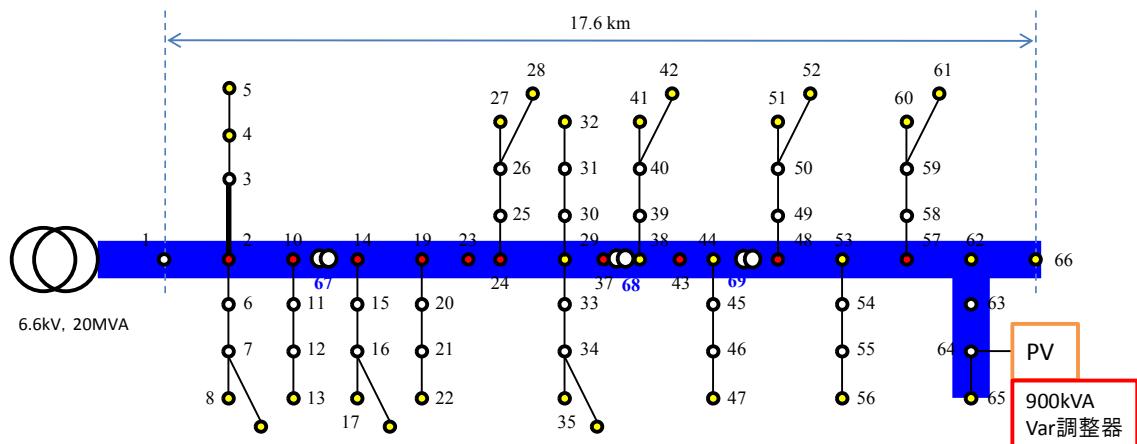


図 4.1.2-14 (14) 900 kVA Var 調整器 400sq ケース（農山村モデル）

従来系統ケースの一部を 22kV に昇圧した部分昇圧ケースを図 4.1.2-15 に示す。配電用変電所の変圧器 2 次側電圧および配電線の幹線部分を 22kV に昇圧した。従来系統の 6.6kV 配電線を 3 区間に分割し、3箇所に設置した 22/6.6kV 配電塔を介して電力を供給している。配電塔のタップは 22.0kV/6.6kV で固定としている。負荷構成は従来モデルと同様である。図 4.1.2-16 および図 4.1.2-17 は、部分昇圧ケースの PV 連系点から配電塔までの電線をそれぞれ 200sq および 400sq に太線化したケースであり、6.6kV 配電線の電圧上昇を緩和する効果を期待したものである。

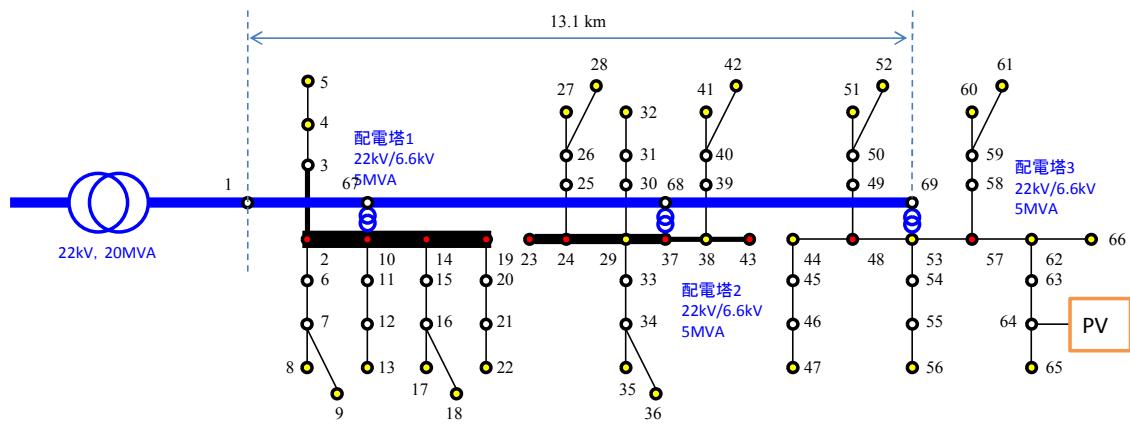


図 4.1.2-15 (15) 部分昇圧 (農山村モデル)

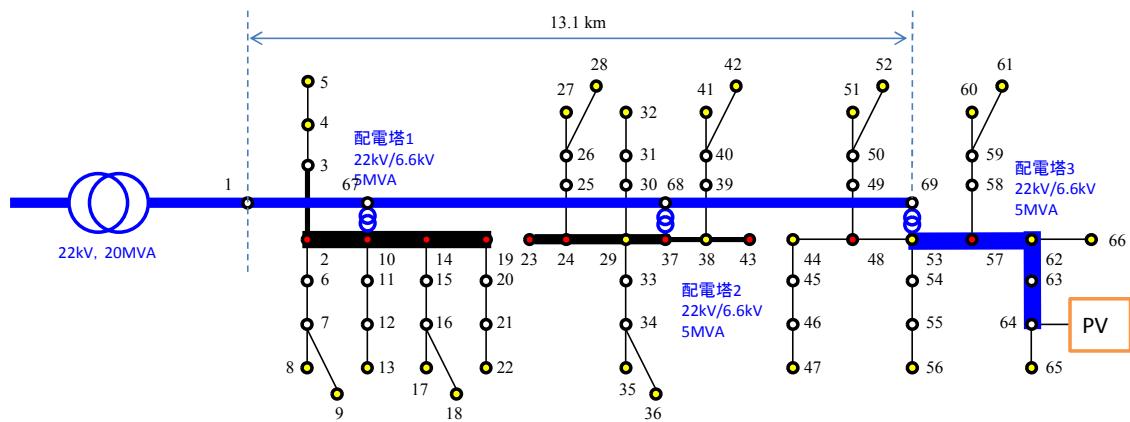


図 4.1.2-16 (16) 部分昇圧 200sq ケース (農山村モデル)

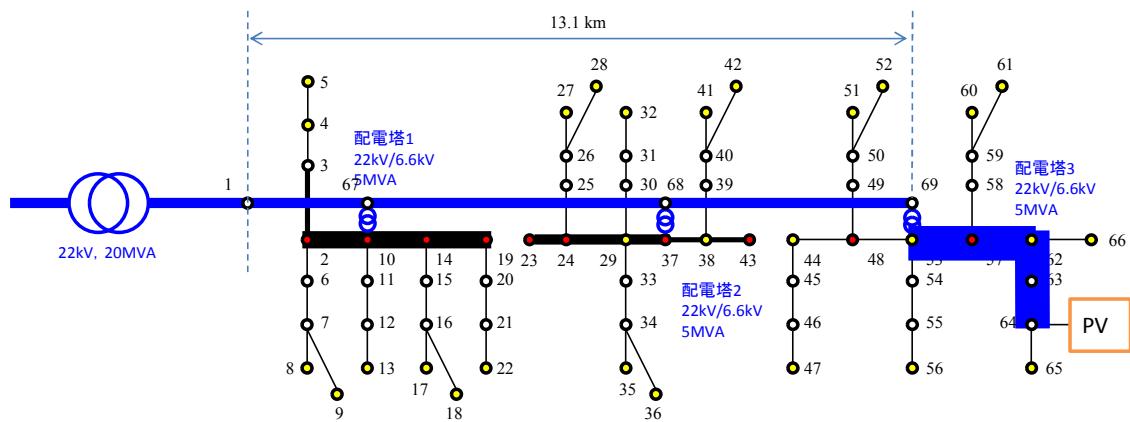


図 4.1.2-17 (17) 部分昇圧 400sq ケース (農山村モデル)

従来系統の配電線電圧降下を緩和することを目的として、幹線部分を 2 回線化した多回線モデルを図 4.1.2-18 に示す。二つの配電線に従来モデルの負荷をほぼ均等となるように分配している。

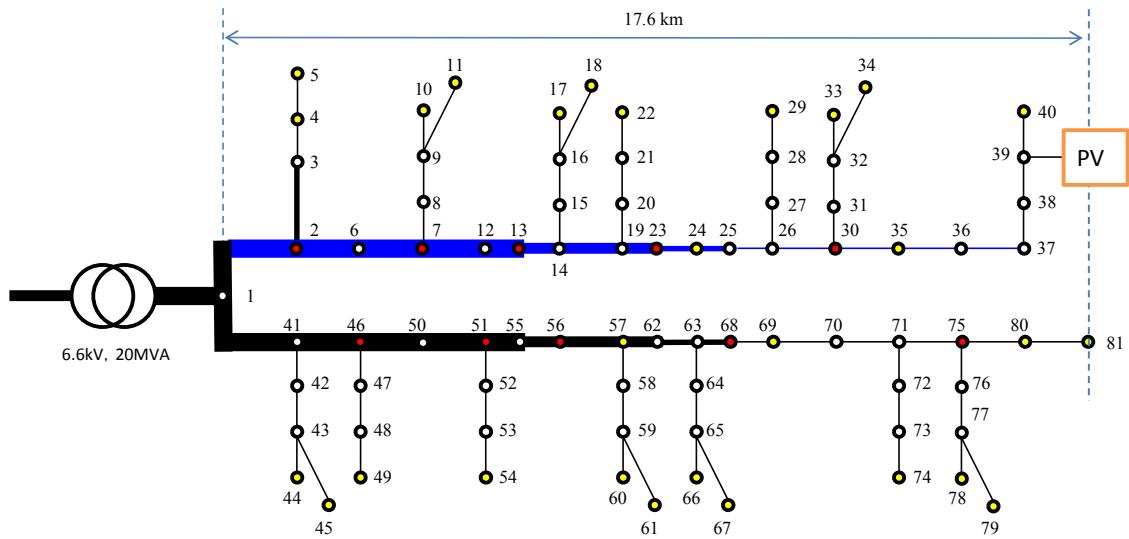


図 4.1.2-18 多回線化ケース（農山村モデル）

図 4.1.2-19 から図 4.1.2-22 に PV 分散配置時のみに用いるトポロジーを示す。図 4.1.2-19 は PV 分散配置時の幹線 400sq 太線化のトポロジーである¹。図 4.1.2-20 は部分昇圧した上で、電圧制約が厳しくなる末端配電線の一部を 200sq に太線化したものであり、(昇 120, 末 200)と略称する²。図 4.1.2-20 はさらに 22 kV 線路を 400sq に太線化したものであり、(昇 400, 末 200)と略称する。図 4.1.2-21 は加えて 6.6 kV 線路の幹線全体を 400sq に太線化したものであり、(昇 400, 幹 400)と略称する。

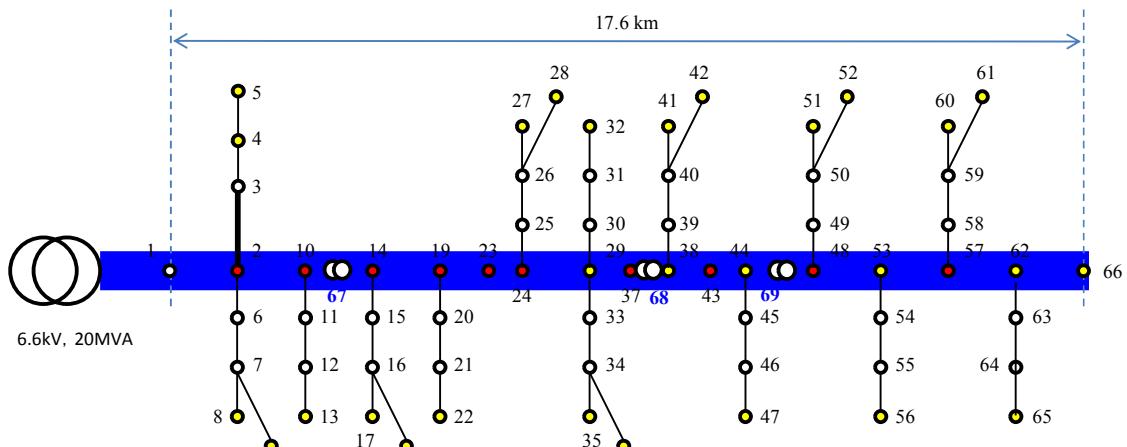


図 4.1.2-19 (18) 幹線 400sq (PV 分散配置)

¹ PV 集中配置時の 400sq は大規模 PV までの太線化だが、PV 分散配置では幹線のみの太線化である。

² PV 分散配置用のトポロジーは、区別のため 22kV 線路を青でなく赤で示している。

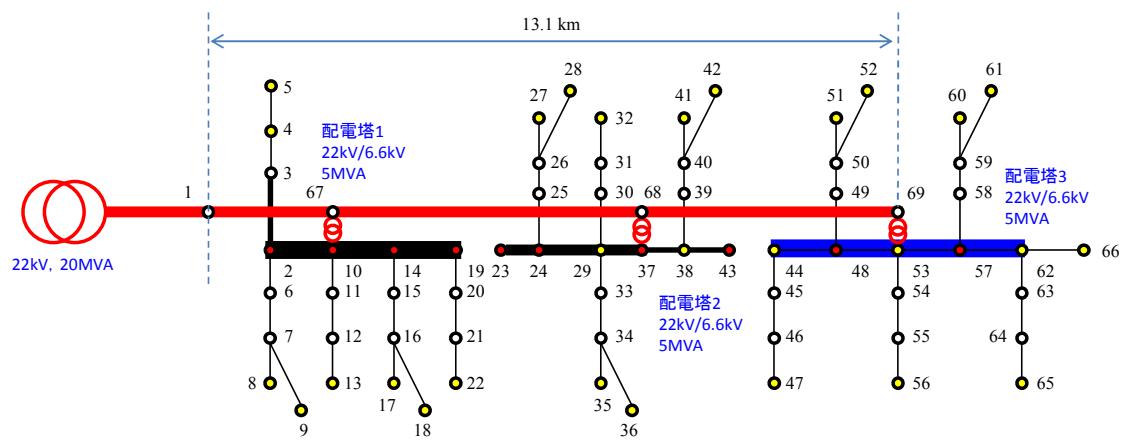


図 4.1.2-20 (19) 部分昇圧 末端 200sq (農山村モデル, PV 分散配置)

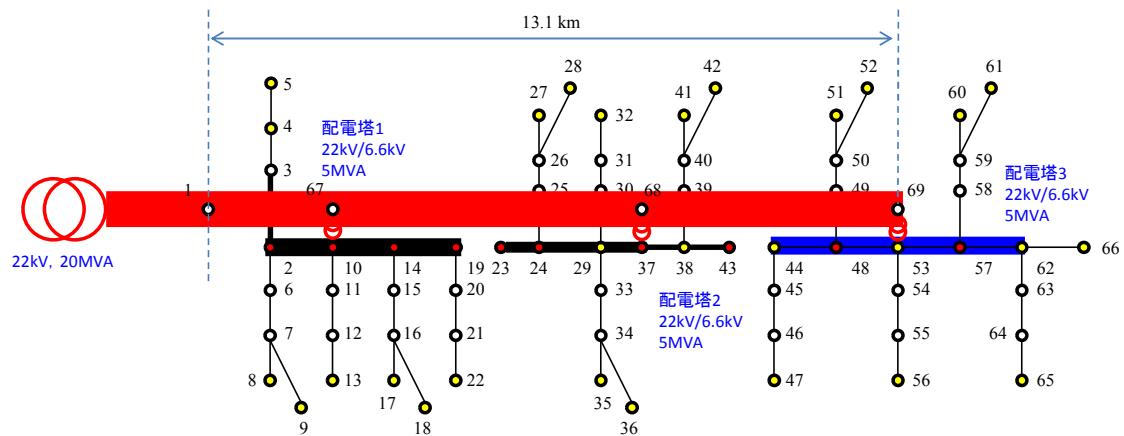


図 4.1.2-21 (20) 部分昇圧 400sq+末端 200sq (農山村モデル, PV 分散配置)

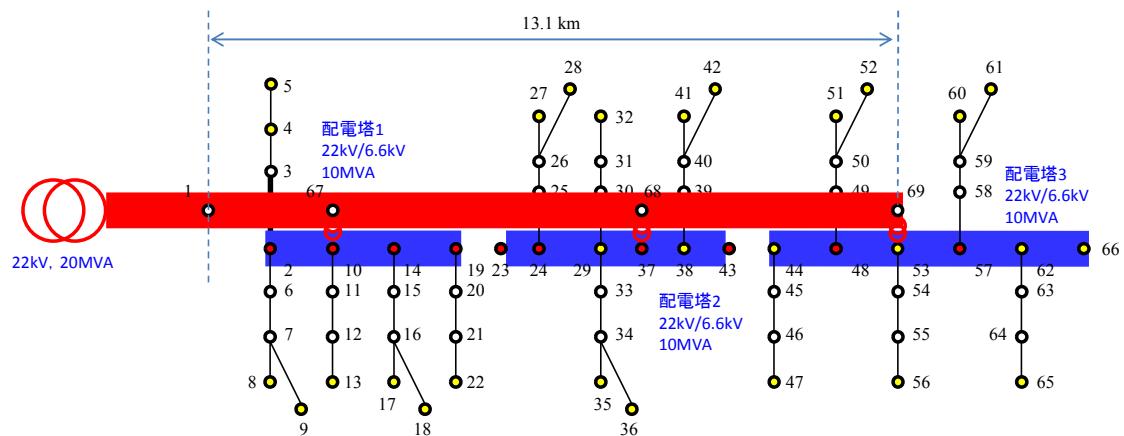


図 4.1.2-22 (21) 部分昇圧 400sq+全線 400sq (農山村モデル, PV 分散配置)

図 4.1.2-23 に末端昇圧のトポロジーを示す。末端昇圧は本プロジェクトの中で考案されたもので、配電線路の末端の電圧上昇が大きい部分のみを昇圧するものであり、末端太線化からさらに電圧対策を強化したものとなる。6 フィーダ内に 6.6kV から 22kV に線路内に昇圧する部分が入るため、実現にあたってはその点も含めた技術的課題の検討が必要である。

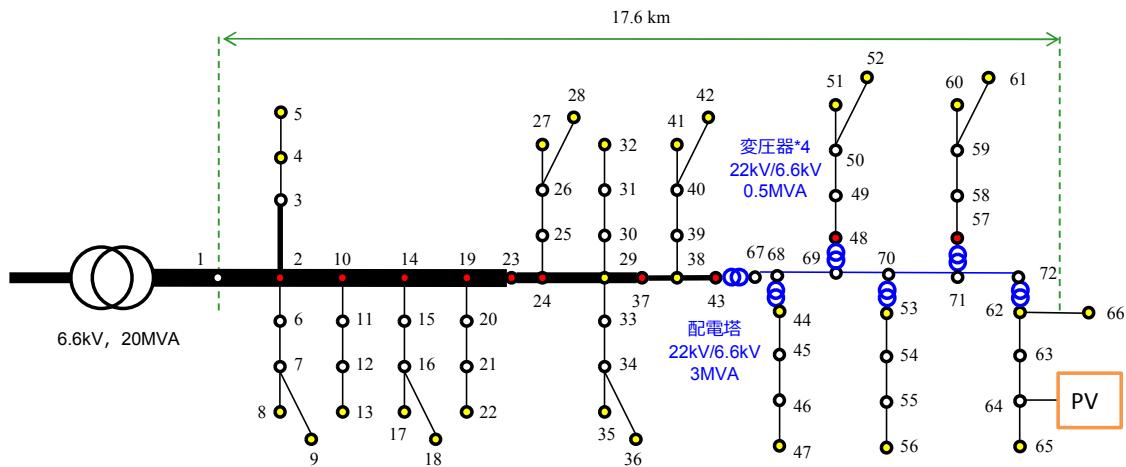


図 4.1.2-23 (22) 末端昇圧 (農山村モデル)

4.1.3 住宅地モデル

住宅地モデルについても農山村モデルと同様の考え方で作成した。文献[4-1]の住宅地配電線モデルを参考に作成した住宅地の従来系統を図 4.1.3-1 に示す。図中には、潮流計算で使用したノード番号の一部を示している。公称電圧が 6.6kV の架空系統であり、幹線亘長は 3.71km である。系統容量は一般的な大きさである。50kVA の高圧負荷を 8 箇所、45kVA の低圧負荷を 39 箇所に配置しており、負荷総容量は 2155kVA である。低圧負荷については低圧配電系統の構成を考慮せずに、柱上変圧器以下の負荷を一つのノードに集中配置する形で表している。配電線の末端付近にメガソーラ型の太陽光発電システムが連系されることを想定した。

従来系統の一部を 22kV に昇圧した住宅地の部分昇圧ケースを図 4.1.3-2 に示す。配電用変電所の変圧器 2 次側電圧および配電線の幹線部分を 22kV に昇圧した。従来モデルの 6.6kV 配電線を 3 区間に分割し、3 箇所に設置した 22/6.6kV 配電塔を介して電力を供給している。負荷構成は従来モデルと同様である。

従来モデルの配電線電圧降下を緩和することを目的として、幹線部分を 2 回線化した多回線化ケースを図 4.1.3-3 に示す。二つの配電線に従来モデルの負荷をほぼ均等となるように分配している。

図 4.1.3-4 は、従来系統に対して Var 調整器を接続したケースである。農山村モデルにお

ける図 4.1.2-6 のケースと同様に、このケースではリアクトル動作で一定の無効電力出力する Var 調整器を想定し、無効電力出力をさまざまに変えて検討している。

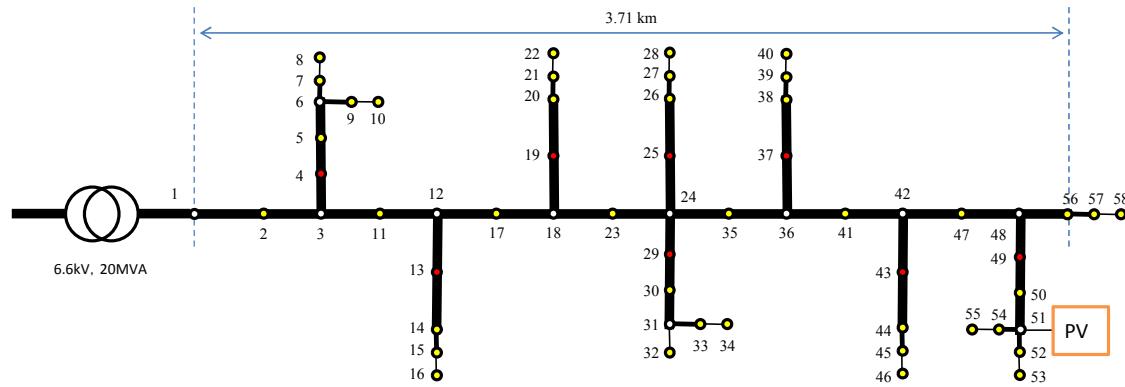


図 4.1.3-1 従来系統（住宅地モデル）

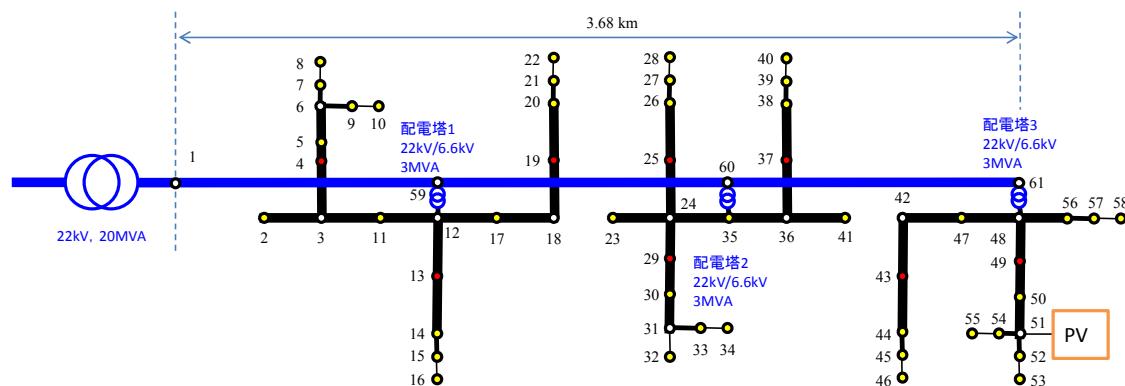


図 4.1.3-2 部分昇圧（住宅地モデル）

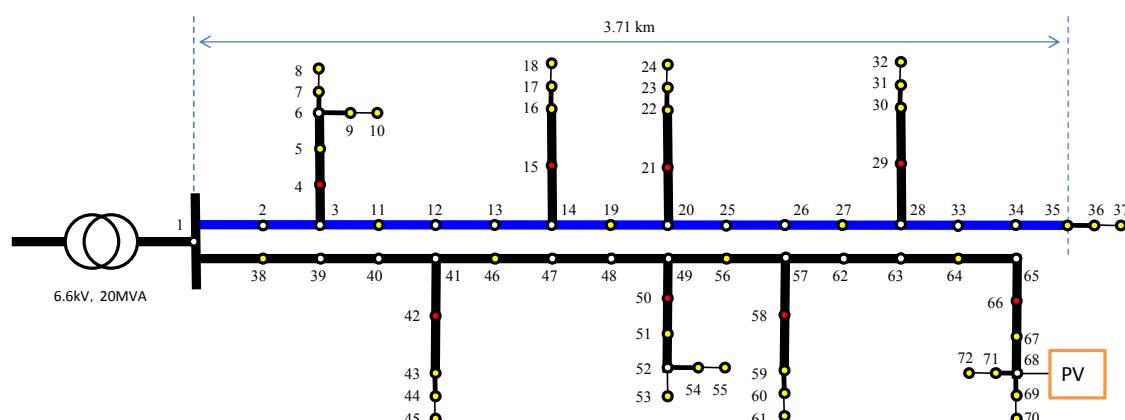


図 4.1.3-3 多回線化ケース（住宅地モデル）

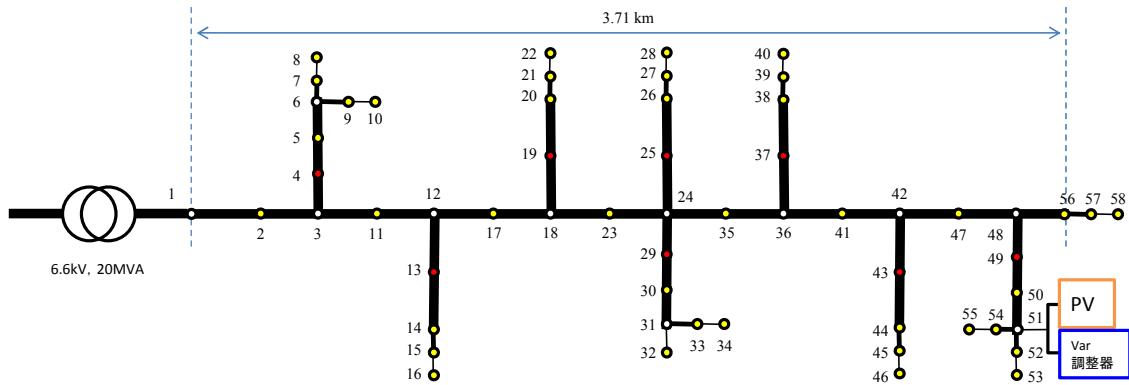


図 4.1.3-4 Var 調整器（住宅地モデル）

4.1.4 低圧配電系統モデル

前項までに示した農山村および住宅地の高圧配電系統モデルにおけるすべての低圧配電系統を詳細に模擬すると、ノード数が膨大になり、各ケースから得られる電圧計算結果の比較が煩雑となる。一方で、すべての低圧配電系統を詳細に模擬すると、低圧配電系統の電圧降下と線路損失を詳細に計算することができるが、それらが高圧配電系統の電圧計算結果に及ぼす影響が十分小さければ省略することも可能であると考えられる。ここでは、高圧配電系統の潮流計算上で柱上変圧器以下の低圧配電系統を一つの低圧負荷ノードとして取り扱うことを考え、高圧配電系統の潮流計算に及ぼす影響を調査した。

はじめに、低圧配電系統を三相潮流計算に取り込む方法について述べる。電灯負荷のみの低圧配電系統を考えると、一般的な回路構成は図 4.1.4-1 の左側に示す単相 3 線式である。この回路において、L1 相と L2 相の負荷が平衡であると仮定すれば中性線には電流が流れないので、中性線インピーダンスを無視することができる。その結果、図 4.1.4-1 に示すように、単相 3 線式回路を二つの単相 2 線式回路と考えることができる。

図 4.1.4-2 は三相回路と単相 2 線式回路の構成を比較している。まず三相回路について、三相電源および三相負荷の線間電圧をそれぞれ V_{S3} および V_{R3} 、線電流を I_3 、三相負荷の電力を P_3 とすれば、電源電圧、負荷電圧および線路の電圧降下について以下の式が成り立つ。

$$I_3 = \frac{P_3}{\sqrt{3}V_{R3}} \quad (4-1)$$

$$\Delta V_3 = Z_3 I_3 = \frac{Z_3 P_3}{\sqrt{3}V_{R3}} \quad (4-2)$$

$$\frac{V_{S3}}{\sqrt{3}} = \Delta V_3 + \frac{V_{R3}}{\sqrt{3}} \quad (4-3)$$

$$V_{S3} = \frac{Z_3 P_3}{V_{R3}} + V_{R3} \quad (4-4)$$

また、線路損失は次式で表される。

$$P_{\text{LOSS}3} = 3R_3 I_3^2 = 3R_3 \left(\frac{P_3}{\sqrt{3}V_{R3}} \right)^2 = R_3 \left(\frac{P_3}{V_{R3}} \right)^2 \quad (4-5)$$

一方、単相 2 線式回路についても図中のパラメータを用いて同様に計算すると、電圧と線路損失について以下の式が成り立つ。

$$I_1 = \frac{P_1}{V_{R1}} \quad (4-6)$$

$$\Delta V_1 = Z_1 I_1 = \frac{Z_1 P_1}{V_{R1}} \quad (4-7)$$

$$V_{S1} = \Delta V_1 + V_{R1} \quad (4-8)$$

$$V_{S1} = \frac{Z_1 P_1}{V_{R1}} + V_{R1} \quad (4-9)$$

$$P_{\text{LOSS}1} = R_1 I_1^2 = R_1 \left(\frac{P_1}{V_{R1}} \right)^2 \quad (4-10)$$

式(4-4)と式(4-9)から、三相回路の負荷電力 P_3 と単相 2 線式回路の負荷電力 P_1 が等しく、かつ、三相回路の線路インピーダンス Z_3 と単相 2 線式回路の線路インピーダンス Z_1 が等しければ、両式の電圧降下は等しくなる。また、線路損失についても同様のことが言える。すなわち、単相 2 線式回路における負荷電力 P_1 と線路インピーダンス Z_1 を三相回路の潮流計算に適用すれば、単相 2 線式の電気的特性を計算することが可能であることを示している。

以上の検討から、柱上変圧器以下の低圧配電系統を図 4.1.4-3 のようにモデル化することを考えた。まず、低圧負荷ノードには単相 3 線式で電力を供給する柱上変圧器が 3 台接続されることを想定し、3 台のうち 1 台に対する低圧配電系統を詳細に模擬することとし、残りの 2 台については定電力負荷として集中配置することとした。詳細に模擬する低圧配電系統は二つの単相 2 線式回路で表される。負荷は定電力負荷であり、柱上変圧器から直接供給されるものと低圧配電線を介して供給されるものを想定した。柱上変圧器、低圧配電線および低圧引込線のインピーダンスを表 4.1.4-1 にまとめているが、平均的な値を想定した [4-2]。図 4.1.4-3 では低圧負荷ノードに 45kVA の負荷が接続されている場合の模擬方法を示している。45kVA のうち、15kVA 分を詳細に模擬した低圧配電系統から供給しており、残りの 30kVA を低圧負荷ノードに集中配置している。

表 4.1.4-1 低圧配電系統のインピーダンス

柱上変圧器 (50kVA)	$0.005 + j 0.0082 (\square)$
低圧配電線 (OW5mm×30m)	$0.028 + j 0.012 (\square)$
低圧引込線	$0.0285 + j 0.0013 (\square)$

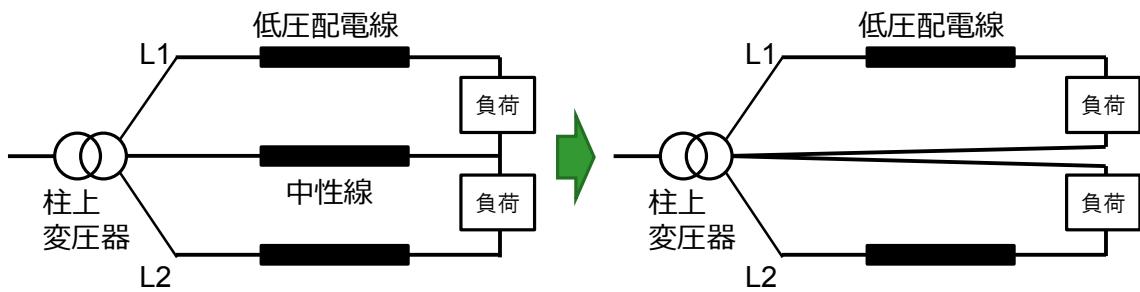


図 4.1.4-1 単相 3 線式回路の簡略化

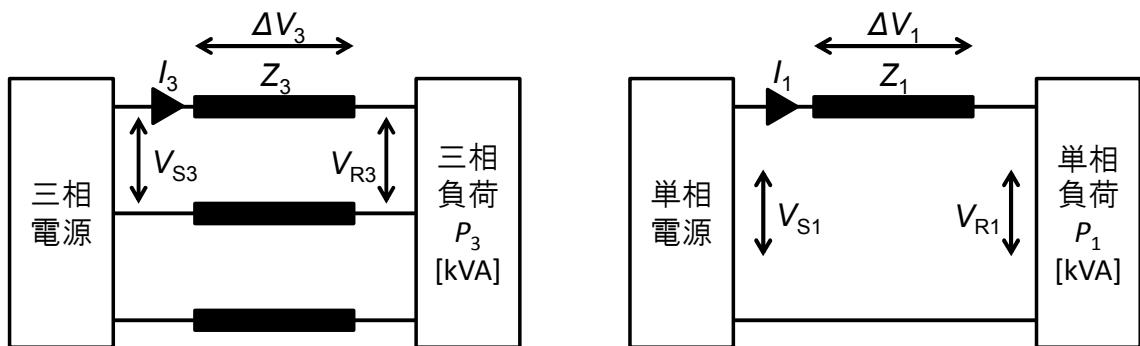


図 4.1.4-2 三相回路と単相 2 線式回路の電圧降下と線路損失

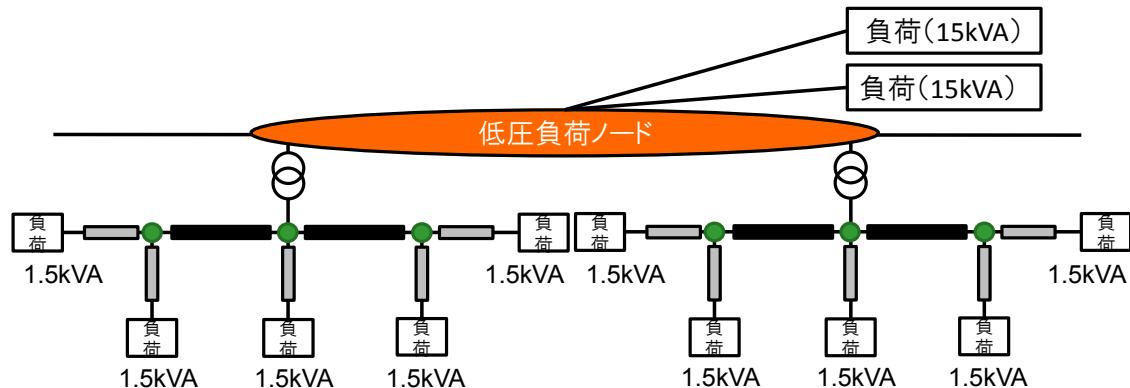


図 4.1.4-3 低圧配電系統モデル

図 4.1.4-3 に示す低圧配電系統モデルを図 4.1.3-1 に示す住宅地モデルの従来系統に示すすべての低圧負荷ノードに適用し、潮流計算を実施した。低圧配電系統を詳細に模擬することが高圧配電系統の電圧計算に及ぼす影響を明らかにするために、低圧負荷ノードを図 4.1.4-3 のモデルを用いずに集中負荷として模擬した場合についても潮流計算を実施した。図 4.1.4-4 は潮流計算により得られた電圧を低圧換算した結果を示している。同図(a)は PV の導入量が 0W、(b)は 2.5MW の場合である。また、赤色の○印は低圧配電系統を詳細模擬

した場合、青色の×印は低圧負荷ノードを集中負荷で模擬した場合である。低压配電系統を詳細模擬した場合と低圧ノードを集中負荷で模擬した場合の電圧はほとんど同じ大きさであり、低压配電系統を詳細に模擬しなくても、高压配電系統の電圧計算にほとんど影響がないことが明らかとなった。

そこで本研究では、高压配電系統と低压配電系統の電圧を別々の潮流計算により計算するものとした。低压配電系統の電圧を計算する際には、まず低圧負荷を集中配置した高压配電系統モデルを用いて電圧分布を計算し、別途計算する低压配電系統の電圧降下を差し引く操作を行うこととした。

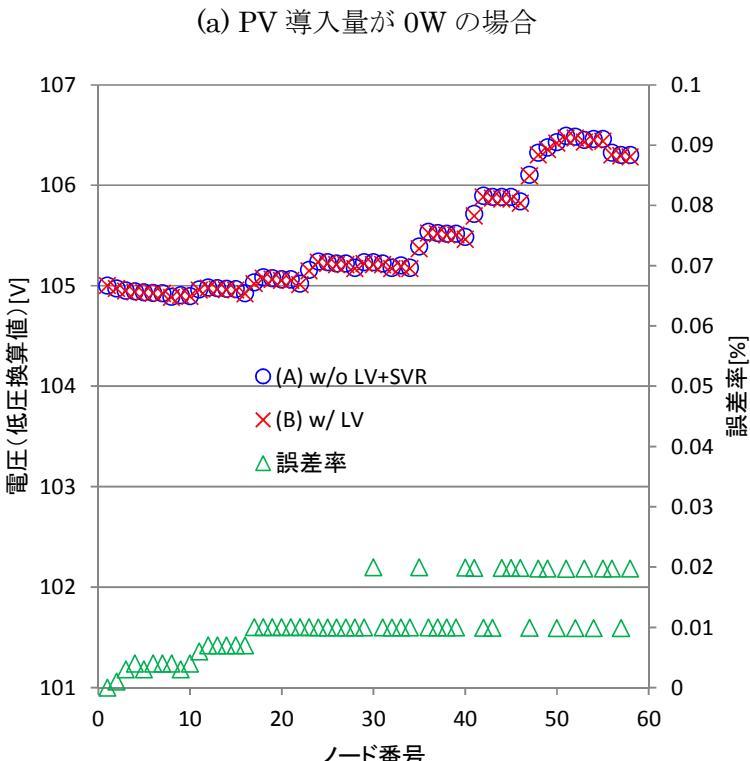
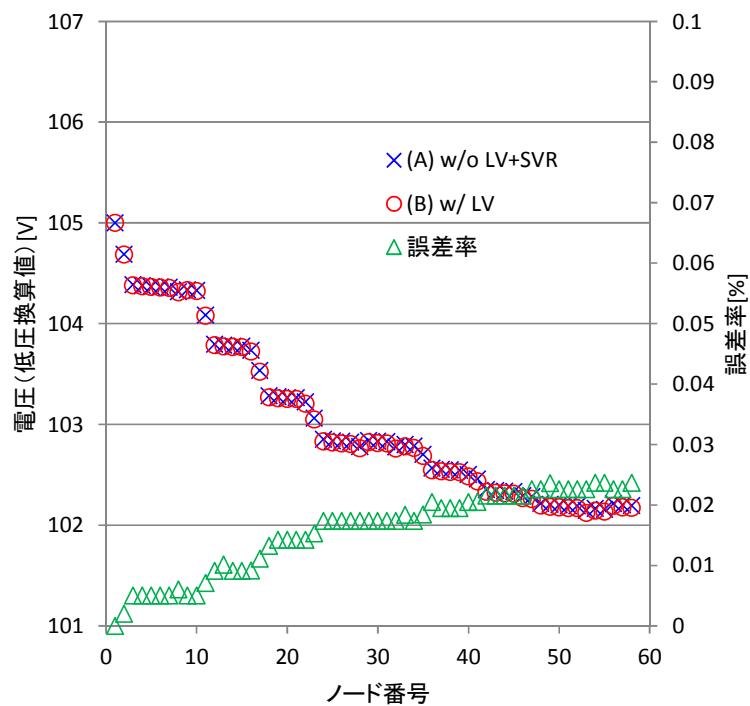


図 4.1.4-4 低圧配電系統の詳細モデルが高圧配電系統の電圧計算に及ぼす影響

4.1.5 負荷モデル

図 4.1.5-1 に住宅地モデルおよび農山村モデルに適用する負荷の時間変化を示す。同図には重負荷期と軽負荷期における負荷の時間変化をそれぞれ示しているが、負荷の定格容量を 100% として縦軸を表示している。また、同図は文献[4-3]に記載されているもので、配電用変電所構内の配電線送出箇所で 1 週間測定したものの平均値である。住宅地については 44 サンプル、農山村については 22 サンプル用いている。4.1.2 項、4.1.3 項に示した配電系統モデルには高圧負荷ノードと低圧負荷ノードが接続されているが、両負荷ノードで消費される有効電力は図 4.1.5-1 に示すように時間変化することを想定した。また、各負荷ノードに供給される無効電力について、本検討では無視することとした。

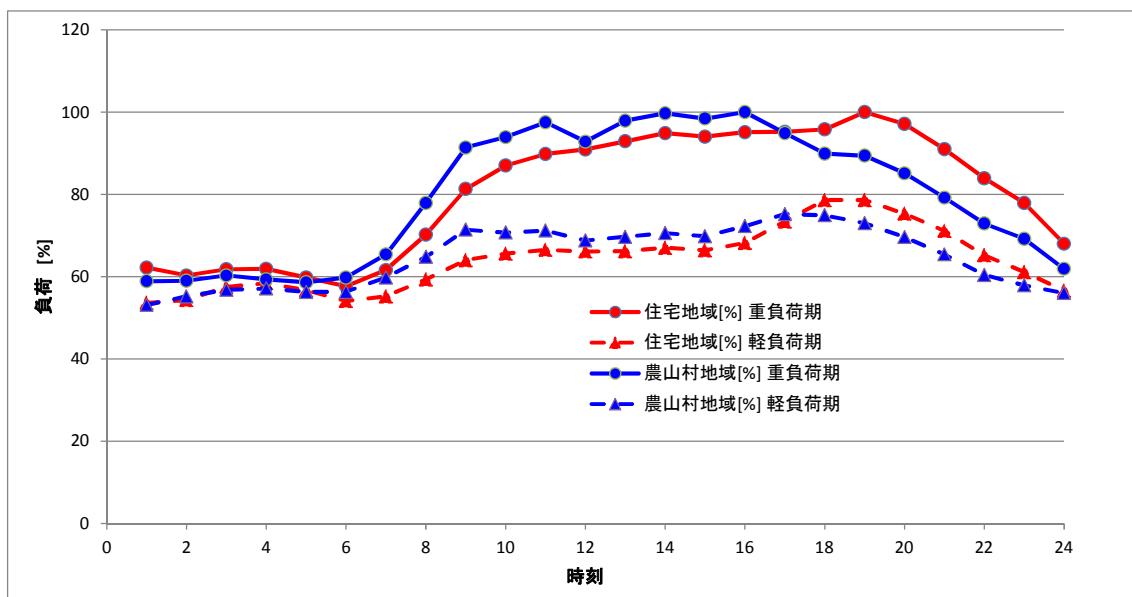


図 4.1.5-1 負荷モデル

4.1.6 PV 出力モデル

図 4.1.6-1 は PV が出力する有効電力の時間変化を示す。同図は、NEDO 日射量データベース閲覧システム (MRTPV-11) から得られる斜面日射量の時間変化に基いて作成したものである。式(4-10)を用いて 1 時間ごとの PV 発電量に換算し、これを PV が出力する有効電力と読み替えた。

$$\text{発電量[kWh]} =$$

$$\frac{\text{斜面日射量}[kWh/m^2] \times \text{システム出力係数} \times \text{パネル容量}[kW]}{\text{標準日射強度}[kW/m^2]} \quad (4-10)$$

図 4.1.6-1 には重負荷期（夏季 8 月）、重負荷期（冬季 1 月）および軽負荷期（10 月）におけるパネル容量 1kWあたりの出力時間変化を示している。4.2.1 の「高圧線電圧分布特性」

および 4.2.2 の「低圧配電系統の電圧分布特性」では、システム出力係数を 0.75、標準日射強度を 1.0kW/m^2 とした。4.1.2 項、4.1.3 項に示した配電系統モデルに接続されている PV の発電出力は、図 4.1.6-1 に示すような発電カーブに従って変化するものとした。一方、4.2.3 および 4.2.4 のホスティングキャパシティの算定においては、システム出力係数を 1.00 とし、図 4.1.6-1 の 1.33 倍の出力があることを想定した。

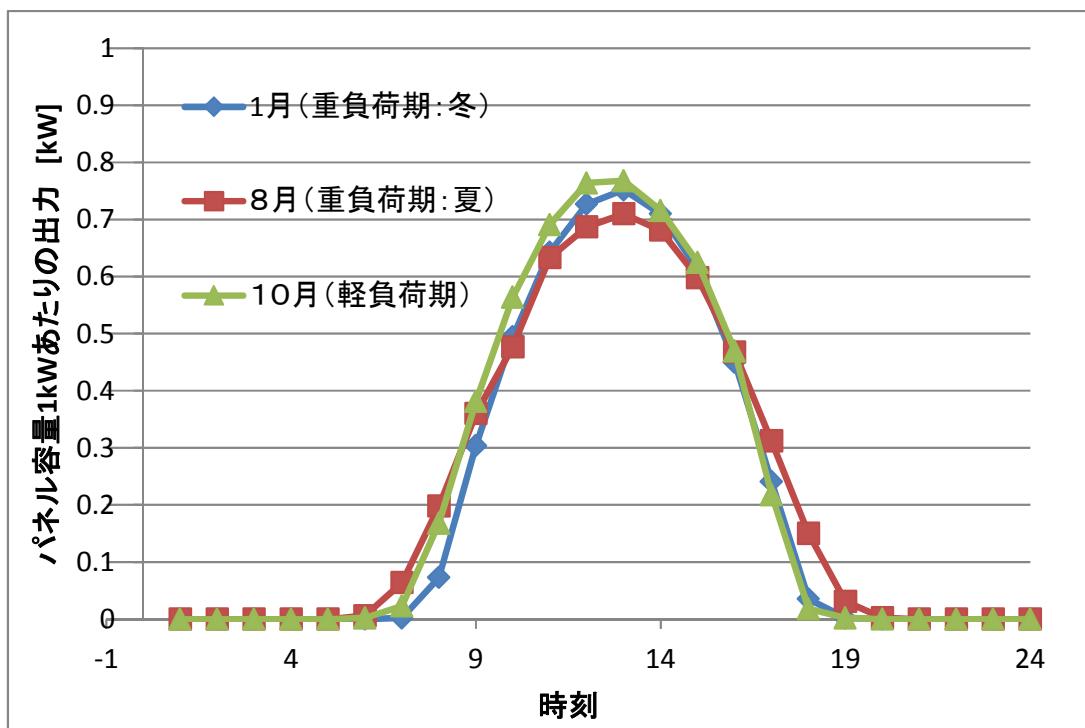


図 4.1.6-1 PV 出力モデル

4.2 静特性解析

前節では、PV が大量導入された配電系統の電圧上昇対策として多数の配電系統ケースを示した。本節では、各ケースに対して潮流計算を実施し、得られる電圧、電流、線路損失などの電気的特性を静特性と捉え、これらの中から有力なケースを絞り込む検討を行った成果を述べている。表 4.2-1 に本節で検討した内容をまとめている。検討当初は大まかな電気的特性を把握することを目的として、高圧線の電圧分布特性を明らかにした。次に、検討対象の詳細化を図るために、低圧配電系統の電圧分布を明らかにした。これらの検討を踏まえ、各配電系統に導入可能となる PV の定格容量をホスティングキャパシティという形で算出した。

表 4.2-1 各項における解析内容の比較

内容	4.2.1 高圧線電圧分布特性	4.2.2 低压配電系統の電圧分布特性	4.2.3, 4.2.4 ホスティングキャパシティの算出
系統モデル	農山村モデル 住宅地モデル	農山村モデル 住宅地モデル	農山村モデル
低压配電系統	X	○	○
SVR	X	○	○
負荷	高圧ノード 150kVA 低圧ノード 45kVA 住宅地総負荷 2155kVA 農山村総負荷 2760kVA	高圧ノード 150kVA 低圧ノード 45kVA 住宅地総負荷 2155kVA 農山村総負荷 2760kVA	高圧ノード 75kVA 低圧ノード 22.5kVA 農山村総負荷 1380kVA
PV 出力	夏季 8 月, 冬季 1 月 軽負荷期 10 月 システム出力係数 0.75	軽負荷期 10 月 システム出力係数 0.75	軽負荷期 10 月 システム出力係数 1.00
主な検討	高压配電線における電圧分布特性の算出	低压配電系統における電圧分布特性の算出	ホスティングキャパシティの算出

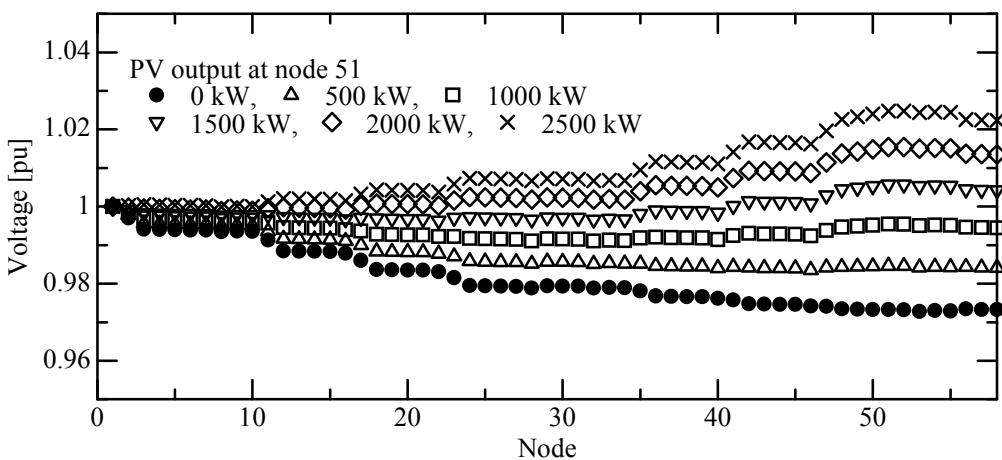
4.2.1 高圧線電圧分布特性

(1) 電圧分布の解析方法

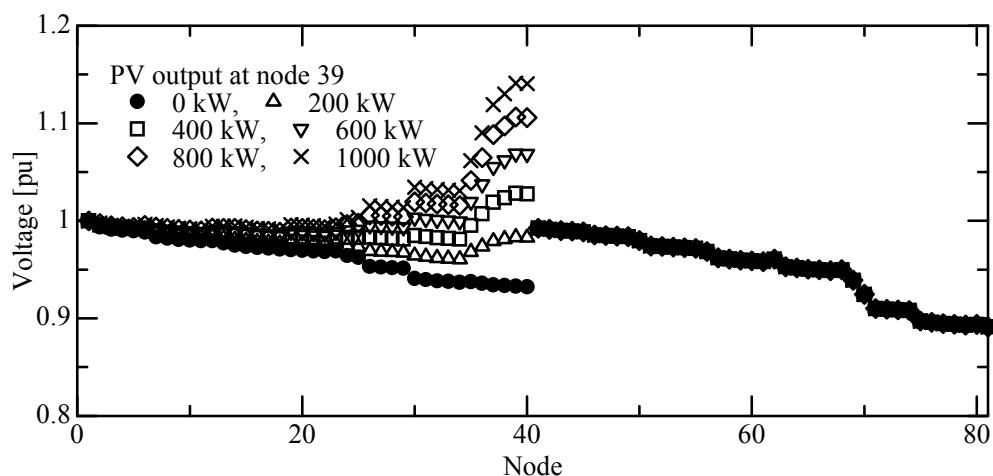
本項では、4.1.2 項および 4.1.3 項に示した配電系統モデルにおける高圧線の電圧分布特性を示す。高圧線に設置した SVR の動作と 4.1.4 項に示した低压配電系統モデルを無視し、各配電系統ケースに PV を大量導入した場合の高圧線電圧分布について検討した。低压負荷については低压配電系統の構成を考慮せずに、柱上変圧器以下の負荷を一つのノードに集中配置する形で表している。

図 4.2.1-1 は、住宅地モデルにおける高圧線の電圧分布を計算した例である。同図はある時刻における電圧分布を示しており、(a)は従来系統ケース、(b)は多回線化ケース、(c)は部分昇圧ケースについて PV を集中配置した場合である。同図には PV の導入量を 0~2500kW の範囲で変えて電圧分布を算出している。図(a)に示す従来系統について、PV の導入量が 0kW の場合における高圧線末端電圧は 0.973pu である。PV の導入量が 2500kW の場合、高圧線末端電圧は 1.025pu まで上昇しており、末端の電圧上昇幅は 0.052pu である。

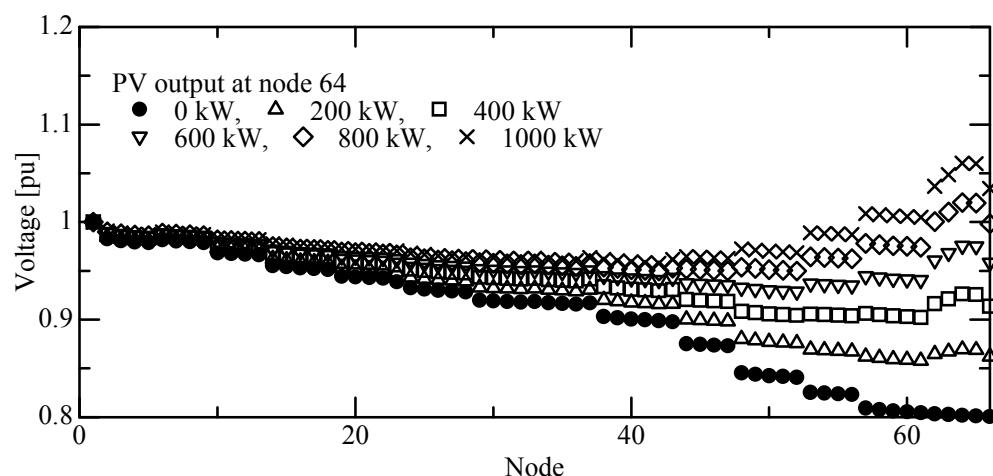
24 時間分の時間変化を表す負荷モデルと PV 出力モデルを用いて潮流計算を実施し、図 4.2.1-1 に示すような電圧分布を 24 時間分計算した。その結果から、PV 導入による電圧上昇が最大となるノードと時刻の組合せを探査し、各ケースに対する電圧上昇幅の最大値を比較した。



(a) 従来系統ケース（住宅地モデル）



(b) 多回線化ケース（住宅地モデル）



(c) 部分昇圧ケース（住宅地モデル）

図 4.2.1-1 住宅地モデルにおける電圧分布の計算例

(2) PV 集中配置

表 4.2.1-1 に、検討した配電系統ケース、負荷モデルおよび PV 出力モデルを示す。同表に示したすべてのケースに対して 24 時間分の潮流計算を実施した。

表 4.2.1-1 高圧線電圧分布特性の計算ケース（PV 集中配置）

地域	ケース	負荷	PV 出力
住宅地	従来系統	重負荷	1 月
住宅地	従来系統	重負荷	8 月
住宅地	従来系統	軽負荷	10 月
住宅地	部分昇圧	重負荷	1 月
住宅地	部分昇圧	重負荷	8 月
住宅地	部分昇圧	軽負荷	10 月
住宅地	多回線化	重負荷	1 月
住宅地	多回線化	重負荷	8 月
住宅地	多回線化	軽負荷	10 月
住宅地	Var 調整器	重負荷	1 月
住宅地	Var 調整器	重負荷	8 月
住宅地	Var 調整器	軽負荷	10 月
住宅地	PCS の Q 制御	重負荷	1 月
農山村	従来系統	重負荷	1 月
農山村	従来系統	重負荷	8 月
農山村	従来系統	軽負荷	10 月
農山村	部分昇圧	重負荷	1 月
農山村	部分昇圧	重負荷	8 月
農山村	部分昇圧	軽負荷	10 月
農山村	多回線化	重負荷	1 月
農山村	多回線化	重負荷	8 月
農山村	多回線化	軽負荷	10 月
農山村	Var 調整器	重負荷	1 月
農山村	Var 調整器	重負荷	8 月
農山村	Var 調整器	軽負荷	10 月
農山村	PCS の Q 制御	重負荷	1 月

負荷を重負荷パターン、太陽光発電システムの導入量を 2500kW、出力パターンを 1 月として、配電系統構成が住宅地モデルの従来系統である場合について、全ノードの電圧時間変化を計算した。太陽光発電システムの導入により、最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを探査した。図 4.2.1-2(a)はそのノードの電圧時間変化を示す。太陽光発電システムの導入により、13 時の電圧は 0.04pu 上昇している。図 4.2.1-2(b)は部分昇圧モデルを用いて同じノードに対する電圧の時間変化を算出した結果である。太陽光発電システムによる電圧上昇は 0.005pu に抑制されている。

図 4.2.1-3 は、住宅地モデルにおける従来系統ケースと部分昇圧ケースを用いて算出した 13 時の電圧分布である。従来系統ケースと部分昇圧ケースの計算結果を比較すると、太陽光発電システムの導入による配電線全体の電圧上昇は、部分昇圧ケースの方が小さいことを確認することができる。

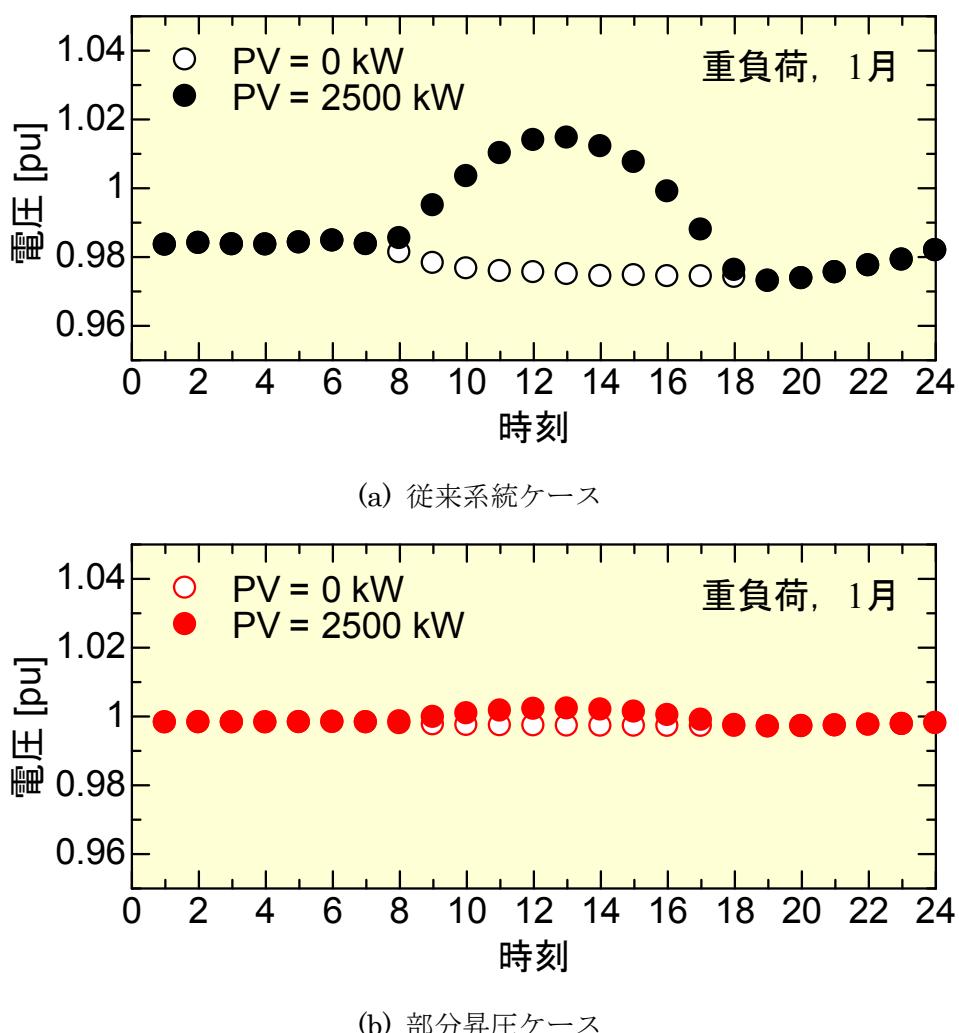


図 4.2.1-2 住宅地モデルの電圧時間変化

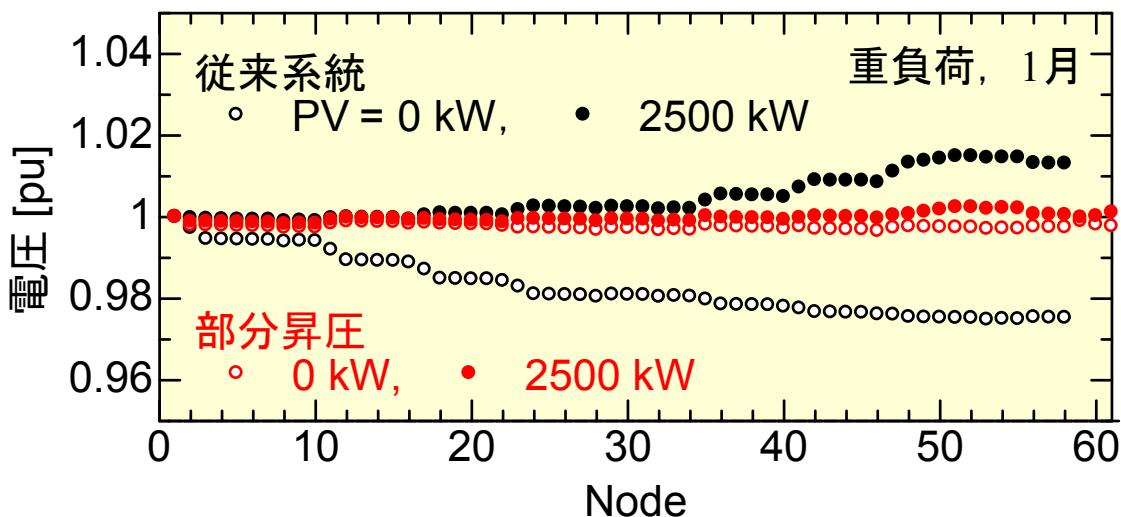


図 4.2.1-3 住宅地モデルの電圧分布

住宅地モデルにおける従来系統ケース、部分昇圧ケース、多回線化ケース、Var調整器ケースに適用する負荷パターンおよび太陽光発電システム出力パターンの組み合わせを変えて、太陽光発電システムの導入により、最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを調べた。図 4.2.1-4 に、電圧上昇幅の最大値と各ケースの関係を示す。従来系統ケースと多回線化ケースの違いはそれほど大きくない。一方、部分昇圧ケースを導入することで、電圧上昇幅の最大値は従来系統ケースを用いた場合の 12%に抑制できることが明らかとなった。Var調整器の導入による電圧上昇幅の抑制効果は、注入する無効電力の大きさに依存する。無効電力の注入量が 1000kvar である場合、部分昇圧よりも電圧上昇を抑制できることがわかる。

農山村についても同様の検討を行った。太陽光発電システムの導入量を 1000kW とした。図 4.2.1-5 に各ケースに対する電圧上昇幅の最大値を示す。定性的な傾向は住宅地の場合と同様である。農山村モデルの線路直長の方が住宅地モデルよりも長いため、電圧変動幅の最大値は大きい。部分昇圧ケースを導入することにより、電圧上昇幅の最大値は住宅地の場合の 37%に抑制されたことがわかった。Var調整器により 600kvar の無効電力を注入しても、農山村の場合は部分昇圧ケースよりも効果が低いことがわかった。



図 4.2.1-4 PV を 2500kW 集中配置した住宅地モデルの電圧変動幅

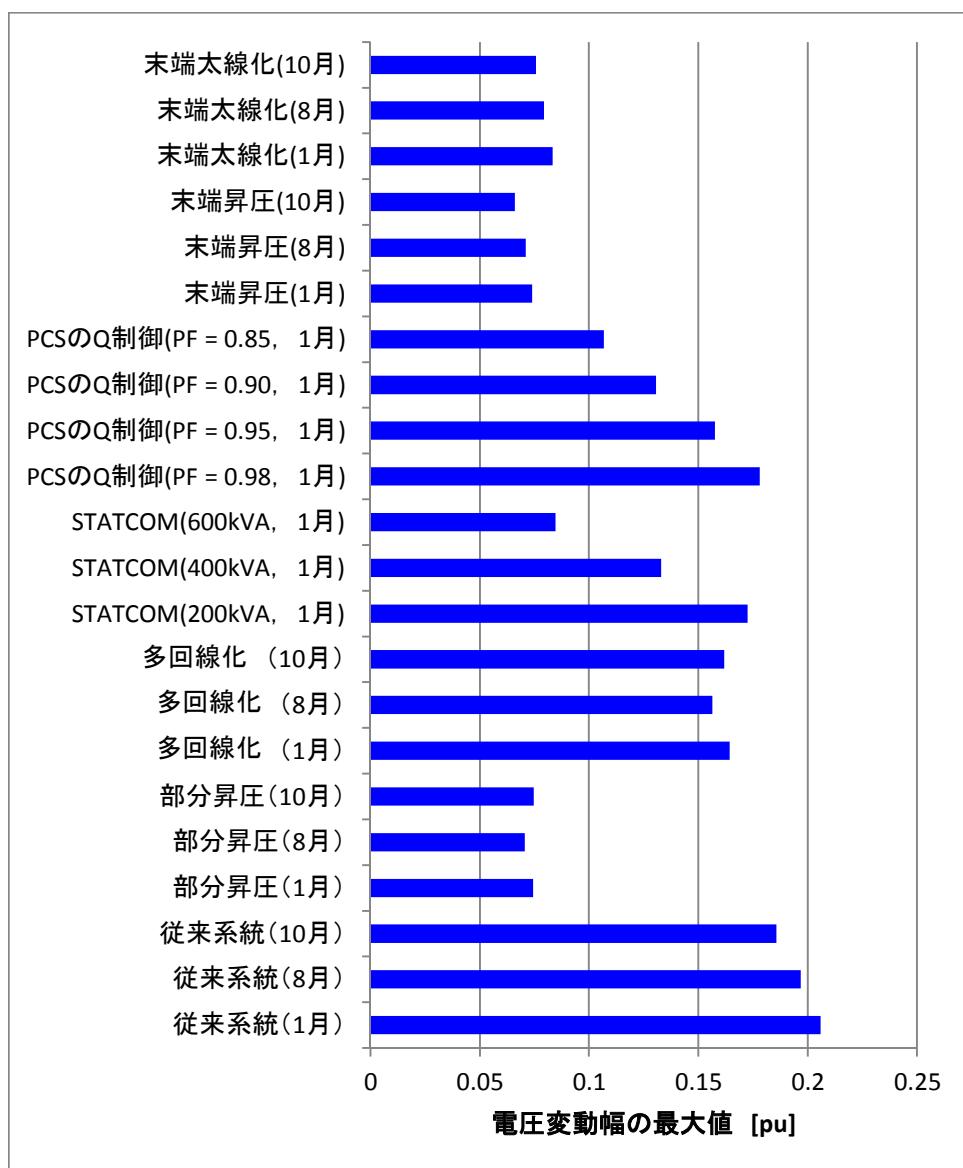


図 4.2.1-5 PV を 1000kW 集中配置した農山村モデルの電圧変動幅

(3) PV 分散配置

表 4.2.1-2 に、PV 分散配置で検討した配電系統ケース、負荷モデルおよび PV 出力モデルを示す。同表に示したすべてのケースに対して 24 時間分の潮流計算を実施した。

表 4.2.1-2 高圧線電圧分布特性の計算ケース (PV 分散配置)

地域	ケース	負荷	PV 出力
住宅地	従来系統	重負荷	1月
住宅地	従来系統	重負荷	8月
住宅地	従来系統	軽負荷	10月
住宅地	部分昇圧	重負荷	1月
住宅地	部分昇圧	重負荷	8月
住宅地	部分昇圧	軽負荷	10月
住宅地	末端昇圧	重負荷	1月
住宅地	末端昇圧	重負荷	8月
住宅地	末端昇圧	軽負荷	10月
住宅地	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	1月
住宅地	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	8月
住宅地	力率制御(0.95,0.90,0.85)	軽負荷	10月
農山村	従来系統	重負荷	1月
農山村	従来系統	重負荷	8月
農山村	従来系統	軽負荷	10月
農山村	部分昇圧	重負荷	1月
農山村	部分昇圧	重負荷	8月
農山村	部分昇圧	軽負荷	10月
農山村	末端昇圧	重負荷	1月
農山村	末端昇圧	重負荷	8月
農山村	末端昇圧	軽負荷	10月
農山村	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	1月
農山村	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	8月
農山村	力率制御(0.95,0.90,0.85)	軽負荷	10月

まず、住宅地における従来系統モデルの計算結果を示す。負荷は重負荷パターンを想定している。PV 導入量を各高圧負荷ノードに 60kW(総計 480kW), 各低圧負荷ノードに 54kW(総計 2106kW), 出力パターンを 1月として, 配電系統構成が従来モデルである場合について, 全ノードの電圧時間変化を計算した。PV の導入により, 最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを探査した。図 4.2.1-6 に該当ノード(ノード 53)の電圧時間変化を示す。PV の導入により, 13 時の電圧は 0.024 pu 上昇した。分散導入時の導入量は集中導入時と同程度と仮定したが, 分散導入時の PV システムの導入による電圧上昇幅は集中導入

時の約半分となった。住宅地に PV システムが分散導入された本ケースでは、対策は不要であると考えられる。

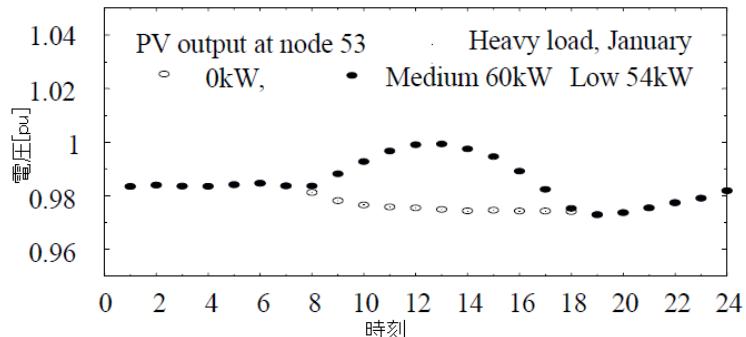


図 4.2.1-6 住宅地モデル従来系統での PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

農山村ケースは住宅地ケースよりも線路亘長が長いため、電圧変動が大きくなることが推測される。まず、各時刻の電圧を、負荷は重負荷パターンとし、PV の導入量は各高圧負荷ノードに 90kW(総計 900kW)，各低圧負荷ノードに 30kW(総計 840kW)，出力パターンを 1 月として、従来系統ケースでの電圧分布を計算した。図 4.2.1-7 に PV の導入により、最も電圧が上昇するノード 66 の電圧時間変化を示す。PV の導入により、13 時の電圧は 0.108 pu 上昇している。図 4.2.1-8 に部分昇圧モデルを用いて同じノードに対する電圧の時間変化を算出した結果を示す。PV による電圧上昇は 0.016pu に抑制されている。

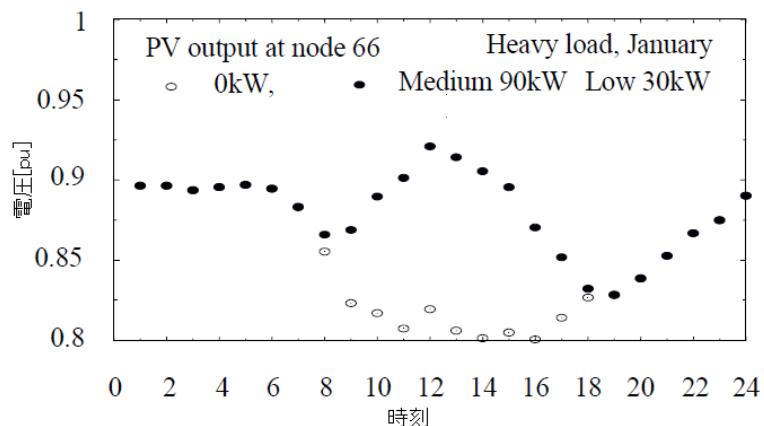


図 4.2.1-7 農山村モデル従来系統での PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

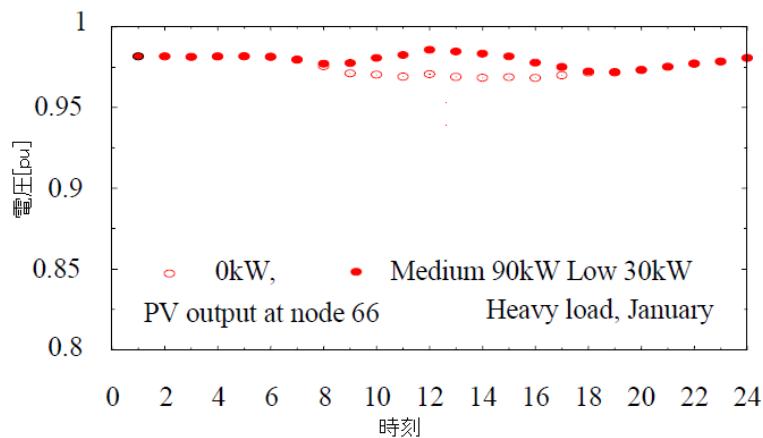


図 4.2.1-8 農山村モデル部分昇圧での PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

図 4.2.1-9 に、従来モデルと部分昇圧モデルを用いて算出した 13 時の電圧分布を示す。従来モデルと部分昇圧モデルの計算結果を比較すると、PV による配電線全体の電圧上昇は、部分昇圧モデルの方が小さいことを確認することができる。従来モデル、部分昇圧モデル、無効電力調整機器モデルに適用する負荷パターンおよび PV 出力パターンの組み合わせを変えて、PV 導入により、最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを調べた。無効電力調整は PCS (Power Conditioning System) の力率制御を想定したが、力率制御時は有効電力の変更をせず、無効電力のみを変更した。この場合、力率を 0.85 とすると皮相電力は 1.18 倍になるので、1.18 倍の容量の PCS が必要になる。

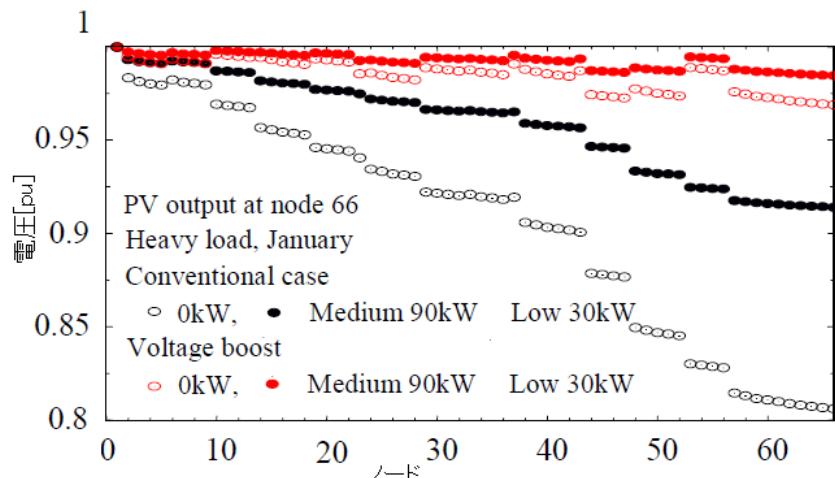


図 4.2.1-9 農山村従来系(黒)・部分昇圧(赤)での各ノード電圧

次に、力率一定制御時の解析結果の例を示す。図 4.2.1-10 に力率一定制御時の各時刻でのノード 66 の電圧解析結果を、図 4.2.1-11 に各ノードの 13 時の電圧解析結果を示す。共に重負荷、一月の日射量に基づく解析結果である。力率制御を行うことによって、電圧上昇が大幅に緩和できるが、力率を 0.85 まで低下させても PV が導入されていないケースと比

較すると電圧上昇は残ることが確認できる。

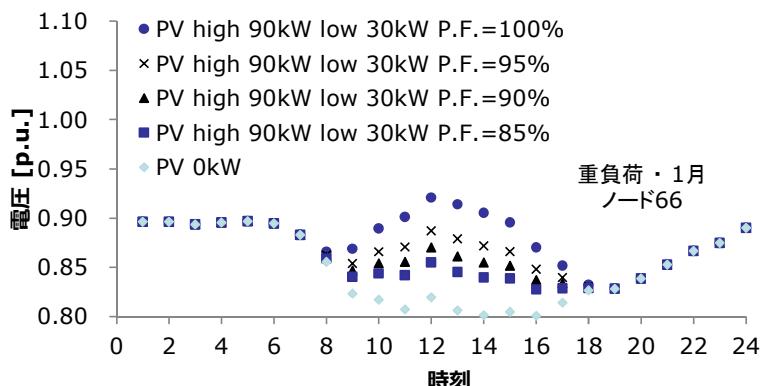


図 4.2.1-10 農山村モデル力率制御時の PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

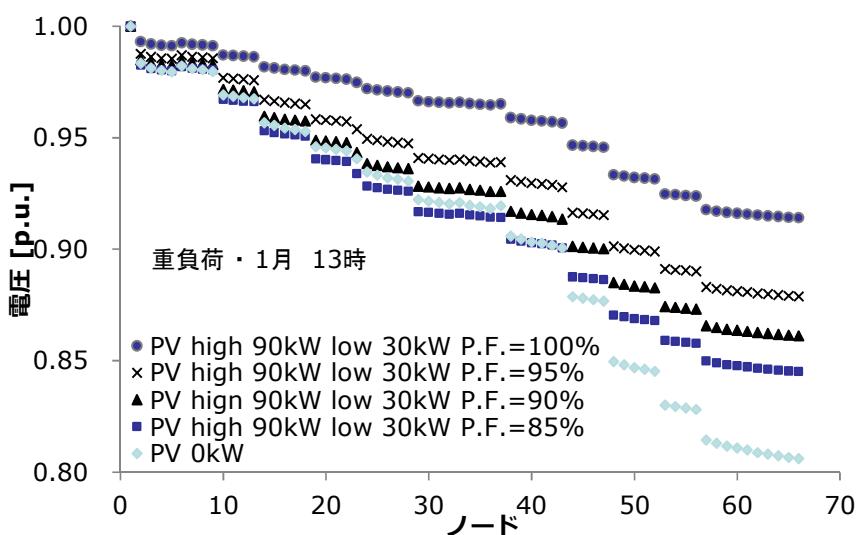


図 4.2.1-11 農山村力率制御時の PV 未導入時および導入時の各ノード電圧

図 4.2.1-12 に、農山村モデルでの各ケースでの電圧上昇幅の最大値を示す。PV の分散導入時の導入量を集中導入時の 1.74 倍と仮定しているが、PV の導入による電圧上昇幅は集中導入時の約半分となった。部分昇圧モデルを導入することで、電圧上昇幅の最大値は従来モデルを用いた場合の 14~17% に抑制できることが明らかとなった。無効電力調整機器の導入による電圧上昇幅の抑制効果は、PCS の力率に依存する。PCS の力率が 0.95, 0.9, 0.85 の場合はそれぞれ従来モデルを用いた場合の 64~67%, 46~51%, 30~36% に抑制できる。力率制御時には線路電流の増加に留意する必要がある。今回のケースでは、力率制御時にも配電線の電流制約を逸脱しなかったため、配電線の変更は行っていない。系統連系規定の力率下限値 0.85 の場合でも、部分昇圧より電圧上昇の抑制効果が低いことが明らかになった。

PV 集中配置時と比較して、PV 分散配置時には部分昇圧による電圧上昇緩和効果が大き

いことが確認できる。これは、PV 集中配置時には大規模 PV から配電塔までに 6.6 kV, 25sq の部分があり、その部分での電圧上昇が非常に大きかったが、PV 分散配置時には同じ部分に流れる電力は比較的小さいため、電圧上昇も限定的だったことによる。一方、末端昇圧では分散する PV による電圧上昇のうち昇圧範囲以外での電圧上昇を抑制できないため、部分昇圧ほどは効果が出ていない。

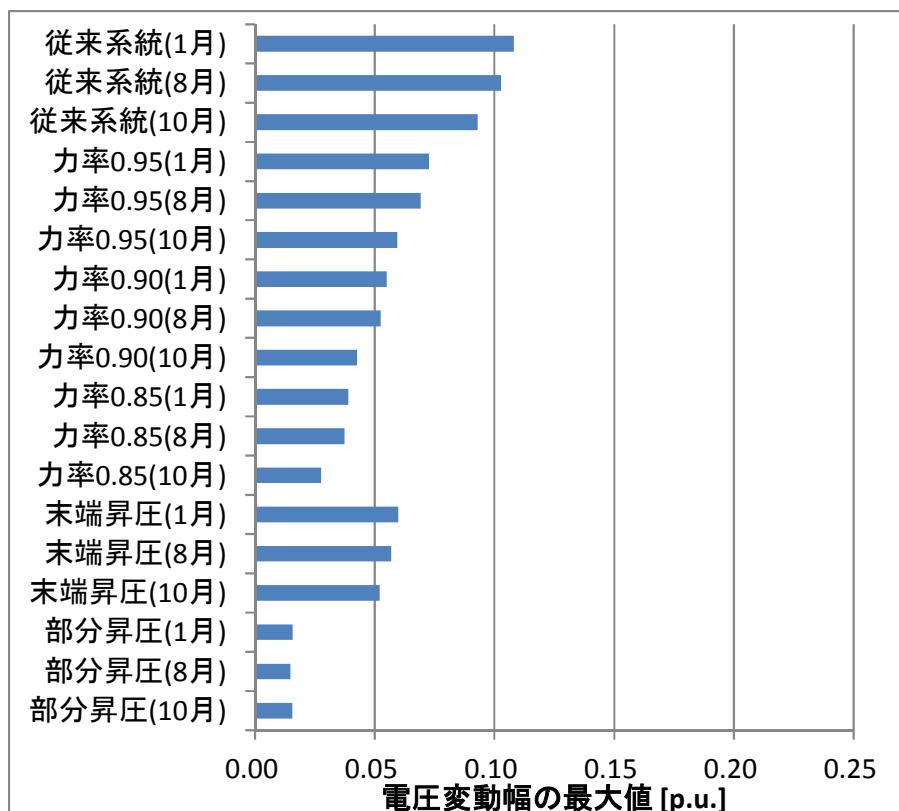


図 4.2.1-12 PV 分散配置時の各ケースでの電圧変動幅最大値

(4) 部分昇圧と同じ電圧抑制効果を得る Var 調整器容量

負荷パターンを重負荷、太陽光発電システムの出力パターンを 1 月として、部分昇圧モデルと同じ電圧上昇抑制効果が得られる Var 調整器の無効電力の大きさを調べた。図 4.2.1-13 は住宅地モデルの場合であり、横軸に太陽光発電システムの導入量をとり、縦軸に部分昇圧の電圧上昇抑制効果と同じ効果が得られる無効電力の大きさを示している。同図には PV 集中配置と PV 分散配置の両ケースをそれぞれ併記している。また、図 4.2.1-14 には農山村モデルについて同様の図を示している。必要となる無効電力の大きさは、太陽光発電システムの導入量とともに増加する。PV 容量に対する Var 調整器の無効電力の大きさ、つまり図の傾きを比較すると、PV 集中配置の場合は農山村モデルの方が大きく、PV 分散配置の場合は住宅地の方が若干大きいことがわかった。

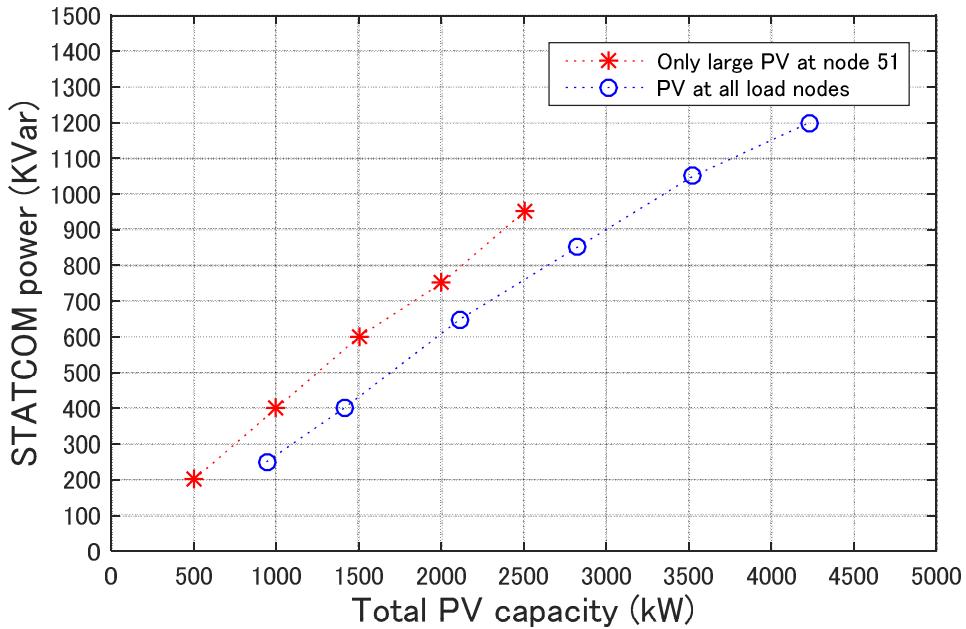


図 4.2.1-13 部分昇圧と同じ電圧抑制効果を得る Var 調整器の容量（住宅地モデル）

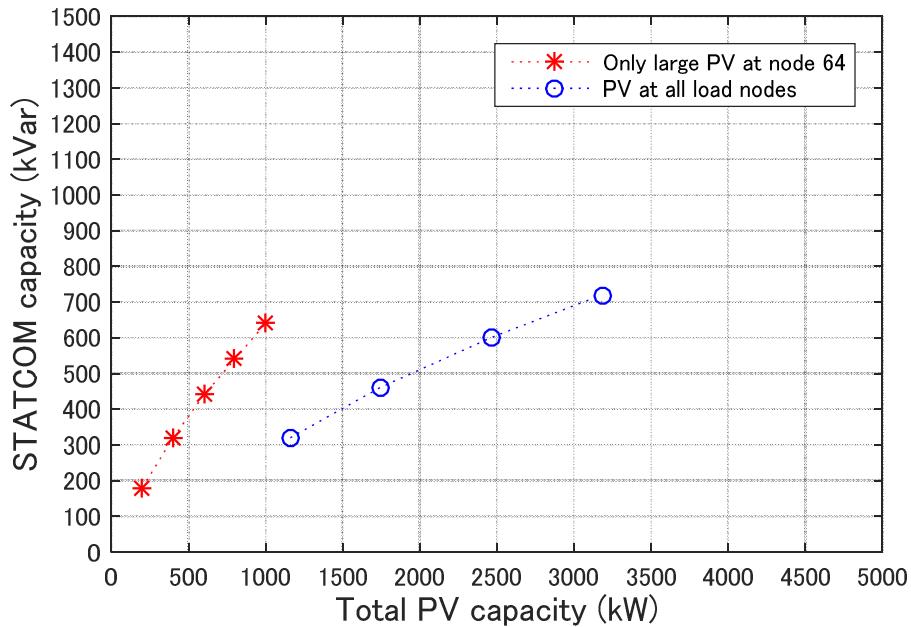


図 4.2.1-14 部分昇圧と同じ電圧抑制効果を得る Var 調整器の容量（農山村モデル）

4.2.2 低圧配電系統の電圧分布特性

前項の検討に使用したモデルに、4.1.4 項に示した低圧配電系統モデルを適用し、低圧配電系統における低圧需要家の電圧変動幅について検討した。低圧配電系統の電圧を算出す

る際には、4.1.4 項に示したように、高圧系統と低圧系統の計算を分離したモデルを使用した。高圧系統のみの電圧計算結果には前項に示した結果を使用した。また、低圧系統のみの潮流計算を別途実施し、柱上変圧器から末端負荷までの電圧降下の時間変化を算出した。得られた結果を用いて、高圧側の電圧計算結果から低圧配電系統の電圧降下を引いて、低圧需要家の電圧変化を算出した。

図 4.2.2-1 は住宅地モデルの従来系統について、低圧配電系統の末端に位置する低圧需要家の電圧時間変化を算出した例である。PV の導入量は 2500kW、負荷と PV 出力の時間変化は重負荷期 1 月を想定したものである。すべてのノードとすべての時刻の電圧計算結果から、低圧需要家の電圧が最大となるノードと時刻の組合せを探したところ、ノード 52 の 13 時が最大であり、その値は 105.1V であった。また、電圧最小値についても同様に探索したところ、ノード 23 の 19 時が最小であり、その値は 101.5V であった。このような計算をすべての配電系統モデルについて実施し、低圧需要家における電圧変動幅を整理した。

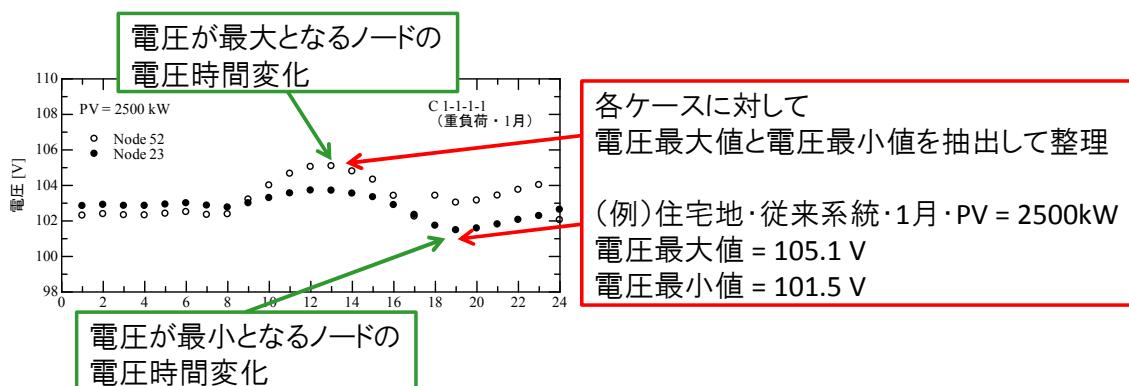


図 4.2.2-1 低圧配電系統における電圧分布特性の調査方法

図 4.2.2-2 には、住宅地モデルについて PV を 2500kW 集中配置した場合の電圧変動幅を示している。また、図 4.2.2-3 には、PV の導入量を 4500kW とした場合を示している。両図から、電圧変動抑制効果が最も高いのは部分昇圧であった。電圧最大値を抑制するという意味では、PV = 2500 kW では、Var 調整器、PCS の Q 制御も部分昇圧とほぼ同等の効果が得られている。一方で、PV = 4500 kW となると、Var 調整器容量や PCS の Q 制御の力率によっては、電圧最大値が大きくなっている。PV = 2500kW の場合、Var 調整器が注入する無効電力の大きさによらず、電圧最大値はほとんど同じであった。また、PCS の Q 制御も同様に、力率の大きさによらず、電圧最大値はほとんど同じであった。これは SVR の動作と関係している。

ここまで結果から、PV 大量導入への電圧対策として部分昇圧ケースは有力な候補となるが、Var 調整器、PCS の Q 制御については、SVR の設置位置や制御方法など従来系統の構成に依存して効果が変わる可能性が高い。

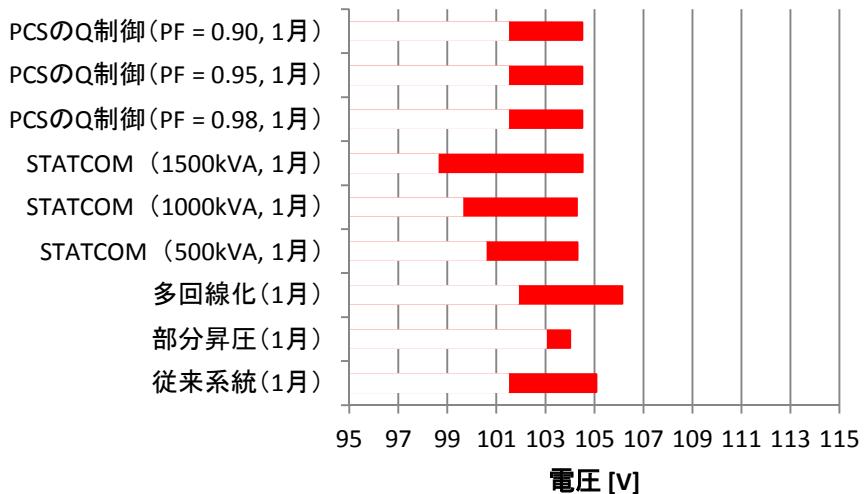


図 4.2.2-2 PV 導入量が 2500kW である住宅地モデルの電圧変動幅

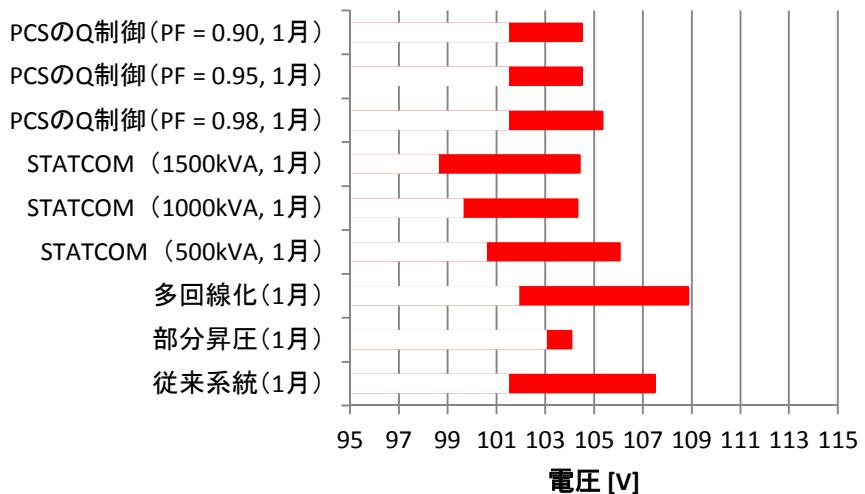


図 4.2.2-3 PV 導入量が 4500kW である住宅地モデルの電圧変動幅

図 4.2.2-4 には、農山村モデルについて PV を 600kW 集中配置した場合の電圧変動幅を示している。また、図 4.2.2-5 には、PV の導入量を 1000kW とした場合を示している。住宅地と比較して線路亘長が長いため、電圧変動幅は大きくなっている。部分昇圧を適用しても、PV = 1000kW の場合、電圧は 107V を超えている。部分昇圧する箇所の最適化が行われていない場合、部分昇圧をしても電圧を適正範囲内に維持できない例である。このことから、部分昇圧を行う方法（配電塔の設置位置、6.6kV 配電線の太線化など）を変えて、電圧最大値を抑制できる部分昇圧方法について検討する必要がある。

Var 調整器、PCS の Q 制御についても、電圧が 107V を超えるケースが現れている。Var 調整器の導入のみでは電圧適正化を実現できない例であり、電線太線化など、他の対策を併せて実施する必要があると考えられる。

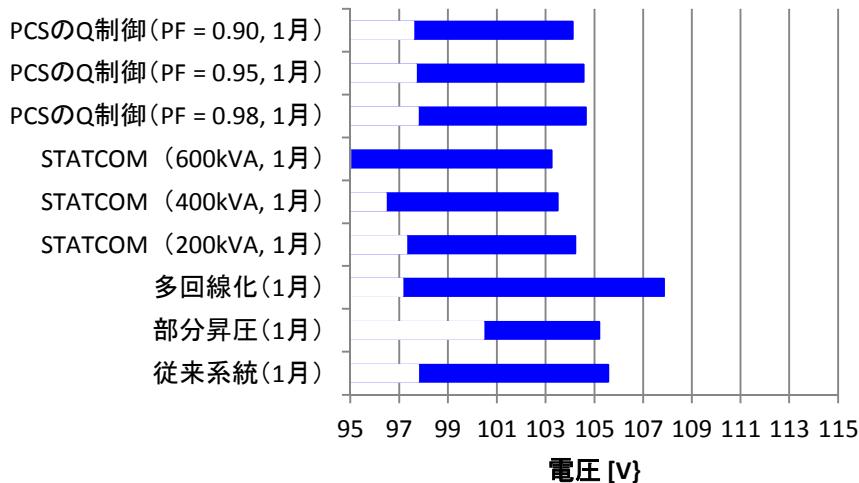


図 4.2.2-4 PV 導入量が 600kW である農山村モデルの電圧変動幅

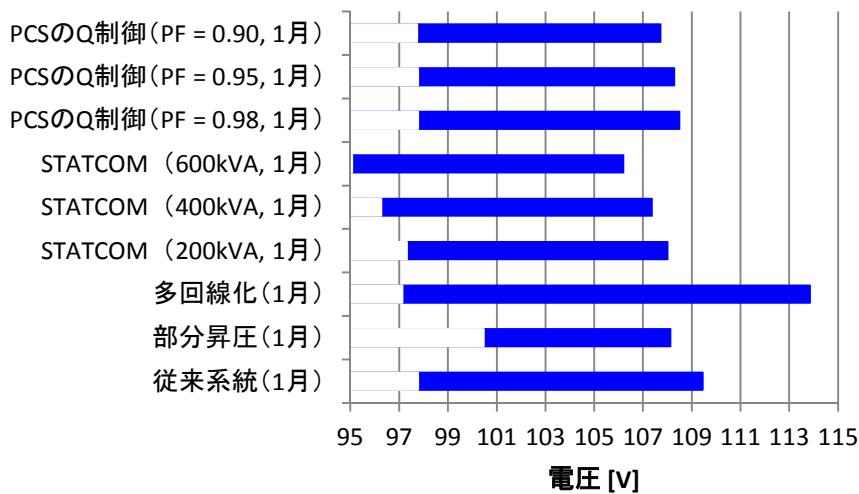


図 4.2.2-5 PV 導入量が 1000kW である農山村モデルの電圧変動幅

PV 分散配置時には、低压側も力率制御により電圧が変化する。ここではその解析結果を分析する。図 4.2.2-6 は各力率において PV 導入量を変化させた時の、低压側末端の電圧を示したものである。各力率ともに、PV の導入量にほぼ比例する形で電圧が上昇していることが確認できる。力率制御を行うことにより、低压側の電圧上昇がある程度抑制されることが確認できる。PV が 25000kW 導入時で力率を 1.00 から 0.85 にすることで電圧上昇を 42.7% 抑えられている。

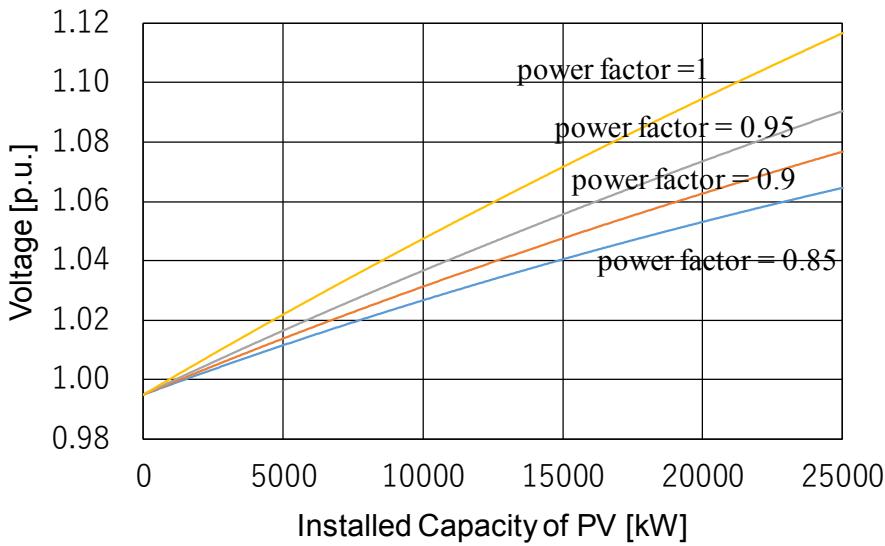


図 4.2.2-6 フィーダ全体の PV 導入量と低圧側電圧上昇の関係

4.2.3 PV 集中配置時のホスティングキャパシティの算出

本項では提案ケースの有効性について、常時の配電制御・運用における電圧変動の観点から、各提案ケースに導入可能な太陽光発電システムの限界量（ホスティングキャパシティ）を算出した結果を述べる。

(1) ホスティングキャパシティの算出基準

各提案ケースに対して、PV の導入量を 0kW から 100kW 単位で増加させて、以下の基準をすべて満たす最大の PV 導入量をホスティングキャパシティとした。

- (a) 電圧制約： すべての低圧負荷ノードの電圧が $101 \pm 6\text{V}$ 以内である。
- (b) 電流制約： すべての線路電流が線種ごとに設定した電流容量を超えない。
- (c) 電圧安定性： 電圧不安定現象が発生しない。

(a)の電圧制約は、適正電圧からの逸脱に関する制約である。負荷と PV 出力を 1 時間ごとに変えて潮流計算を実施し、全低圧負荷ノードの電圧時間変化から最大となる電圧を抽出した。PV 導入量を 0kW から 100kW ずつ増加させて、107V を超過しない最大の PV 導入量を探査している。図 4.2.3-1 は、最大電圧と PV 導入量との関係を示す。従来系統の場合、適正電圧上限値である 107V を超過しない PV 導入量の最大値は 300kW である。一方、連系線まで 200sq に太線化することで、PV 導入量の最大値は 1000kW まで上昇する。

図 4.2.3-2 には、(b)電流制約の考え方を示している。同図に示す農山村モデルの従来系統は PV 集中連系点近傍の線路が細く、AL25sq である。この電線の許容電流は 90A である。重負荷期 1 月の場合、PV 導入量が 1200kW となると PV 集中連系点近傍で許容電流を超える時刻が生じる。このため、電流制約の観点から決まる PV 導入量の限界値は 1100kW で

あるが、先に示した(a)電圧制約の観点から決まる PV 導入量の限界値は 300kW であるので、小さい方を採用して、農山村モデル・従来系統の PV 導入量限界値は 300kW と判定する。

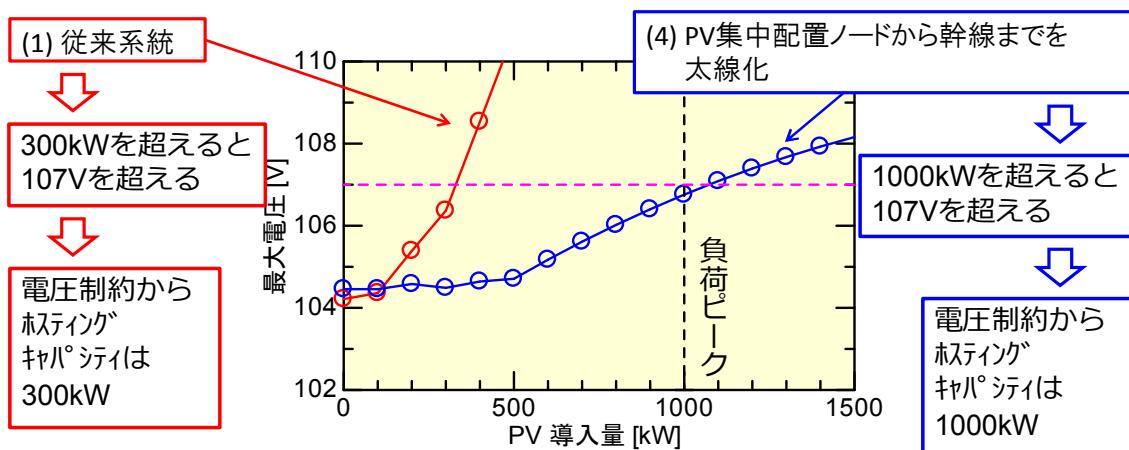


図 4.2.3-1 電圧制約の考え方

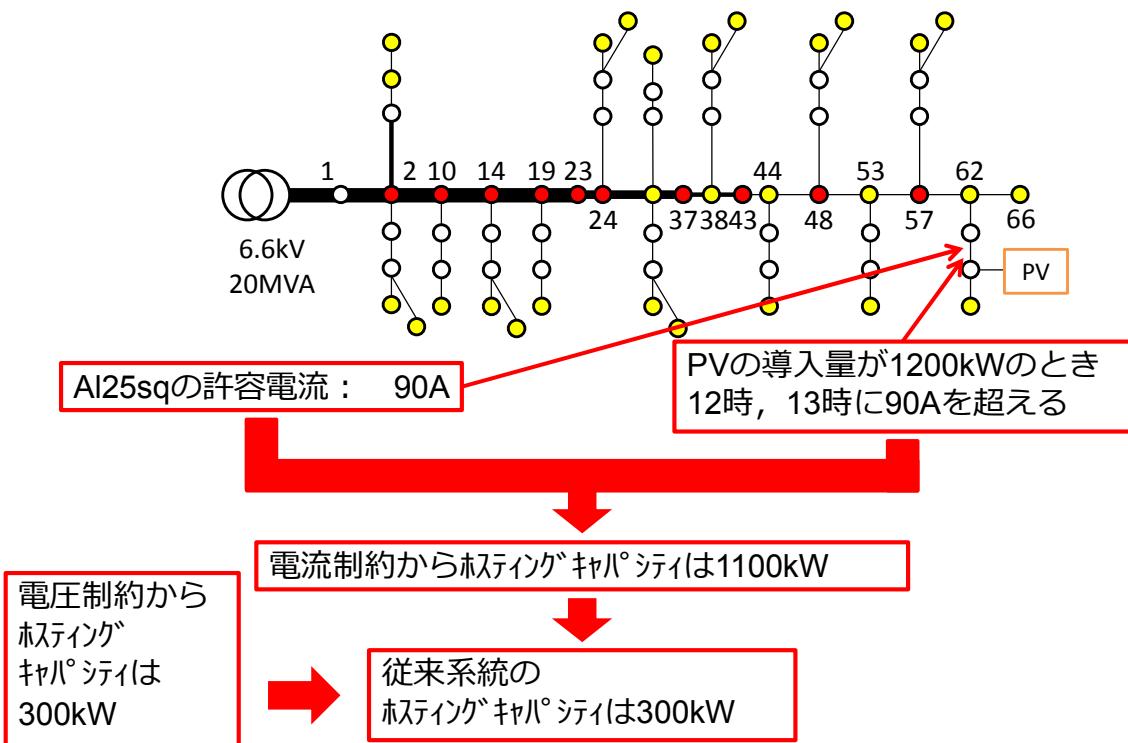


図 4.2.3-2 電流制約の考え方

図 4.2.3-3 は電圧安定性を説明する図であり、横軸は PV 導入量、縦軸は各検討ケースにおける低圧需要家の最大電圧である。同図において、従来系統の電圧は、PV 導入量の増加

とともに上昇している。一方、太線化ケースとVar調整器ケースの場合、PVの導入量の増加に対して電圧は極大値を持っており、あるPV導入量を境に減少している。また、同図の計算はPV導入量が5000kWまでの範囲で実施したが、太線化ケースとVar調整器ケースの場合、PV導入量が大きくなると潮流計算が収束しなくなり、それらの結果についてプロットできなかった。見方を変えると、非収束となるPV導入量に近づくと、PV導入量の増加に伴う電圧最大値の低下幅が大きくなっている。

一般的に、電力系統において供給電力が大きくなり過負荷となると、電力系統の電圧が低下し電圧崩壊現象が発生することが知られている。このことはP-Vカーブにより広く解析されており、潮流計算上の非収束として現れることも知られている。過負荷時に発生する電圧崩壊現象のように、PVが送電線に大量に導入された場合においても電圧安定性による限界が生じることが指摘されている[4-4]。重負荷時に見られる電圧低下と同様に、PV大量導入による電圧限界の直前には電圧低下が見られる。そこで本検討では、非収束が発生したPV導入量については電圧安定性の問題が発生したと判断し、PV導入量限界値を決定する一要因と考えることとした。なお、電圧安定性に関する数式を用いた追加分析、および実際に電圧安定性が問題になるかという論点については、付録(4,C)にまとめてある。

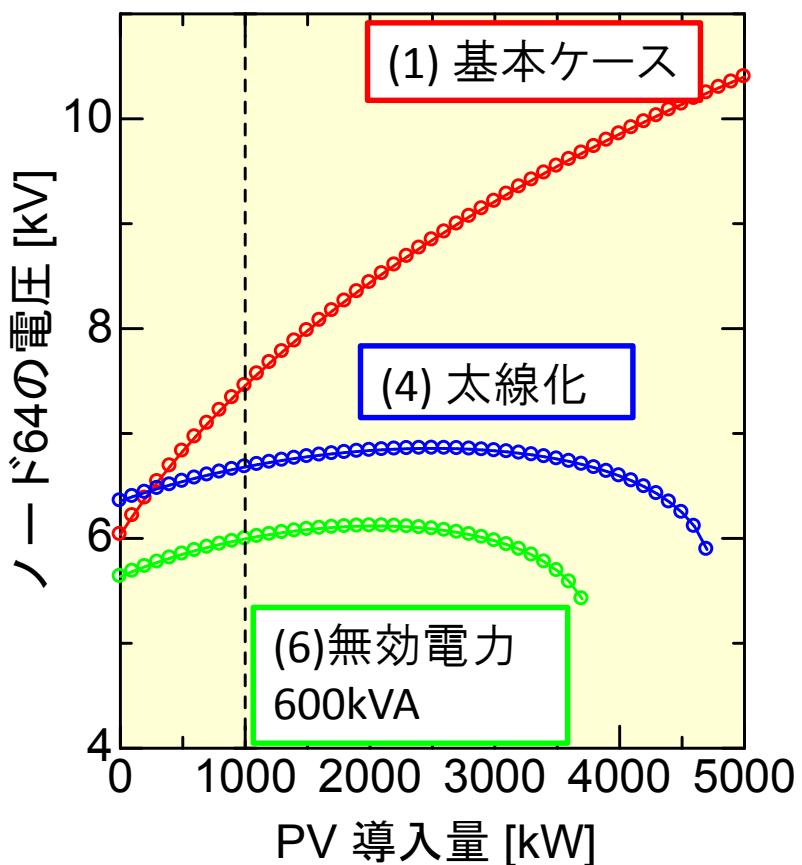


図 4.2.3-3 電圧安定性による制約の考え方

次に、解析に用いる PV と負荷の設定について説明する。PV に関しては、逆潮流が最も過酷になるケースを想定するため、4.2.3 および 4.2.4 のホスティングキャパシティの算定においてはシステム出力係数を 1.00 とし、図 4.1.6-1 の 1.33 倍の出力があることを想定した。ただし、PCS の容量は十分あるものとし、無効電力制御時にも PV の有効電力出力は減少しないと仮定している。また、負荷に関しては前項までよりも高圧側・低圧側ともに 1 軒あたりの各時刻の負荷を半減させており、高圧ノードが 75kVA、低圧ノードが 22.5kVA で、フィーダの合計負荷が最大で 1380kVA となっている。

(2) ホスティングキャパシティの解析結果

PV 集中配置ケースでは、PV 導入量の検討範囲を 0kW～5000kW としてホスティングキャパシティを算出した。表 4.2.3-1 に、力率が 1.0 である PV を集中導入した場合について、各ケースに対して算出したホスティングキャパシティをまとめた。ケース(17)は部分昇圧と線路太線化を組み合わせたケースであるが、ホスティングキャパシティが上限値である 5000kW に達した唯一のケースである。この値は従来系統の 16.7 倍である。部分昇圧を伴わないケースでホスティングキャパシティが最大となるケースは可変の Var 調整器を用いたケース(5)であり、ホスティングキャパシティは 4200kW であった。この値は従来系統の 14 倍である。

表 4.2.3-1 PV 集中導入時のホスティングキャパシティ (PV の力率 1.0)

対策	ホスティングキャパシティ [kW]	違反要因
(1) 従来系統	300	電圧
(2) 末端 200sq	600	電圧
(3) 幹線 200sq	600	電圧
(4) 連系 200sq	1000	電圧
(5) Var 調整器	4200	電流
(6) 300 kVA Var 調整器	3200	電圧
(7) 600 kVA Var 調整器	3600	安定性
(8) 900 kVA Var 調整器	3100	安定性
(9) 幹線 400sq	4000	安定性
(10) 連系 400sq	4000	安定性
(11) Var 調整器 400sq	4000	安定性
(12) 300 kVA Var 調整器 400sq	3600	電圧
(13) 600 kVA Var 調整器 400sq	3300	安定性
(14) 900 kVA Var 調整器 400sq	2800	安定性
(15) 部分昇圧	300	電圧
(16) 部分昇圧+200sq	2000	電圧
(17) 部分昇圧+400sq	5000	

PV 出力の力率を下げることで、電圧制御対策を緩和できる可能性があるので、PV 出力の力率と各ケースのホスティングキャパシティとの関係を調査した。表 4.2.3-2～表 4.2.3-4 には、各ケースにおける PV 出力の力率とホスティングキャパシティとの関係を示す。PV の力率を制御するので、無効電力を制御する Var 調整器については検討から除外した。図 4.2.3-4 にホスティングキャパシティと PV 出力の力率との関係をまとめた。力率を下げることによりホスティングキャパシティが改善されるケースも見られたが、PV 集中導入ケースの場合、無効電力を注入するノードも集中するため、電圧安定性の問題が発生しているケースが多く見られた。

表 4.2.3-2 PV 集中導入時のホスティングキャパシティ (PV 力率との関係・その 1)

対策	(1) 従来系統		(2) 末端 200sq		(3) 幹線 200sq		(4) 連系 200sq	
力率	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因
1.00	300	電圧	600	電圧	600	電圧	1000	電圧
0.99	200	電圧	800	電圧	1000	電流	3700	安定性
0.98	300	電圧	1000	電流	1000	電圧/電流	3400	安定性
0.97	300	電圧	900	電圧	1000	電流	3200	安定性
0.96	300	電圧	1000	電流	900	電流	3000	安定性
0.95	300	電圧	900	電流	900	電流	2900	安定性
0.94	300	電圧	900	電流	900	電流	2800	安定性
0.93	300	電圧	900	電流	900	電流	2700	安定性
0.92	300	電圧	900	電流	900	電流	2600	安定性
0.91	400	電圧	900	電流	900	電流	2500	安定性
0.90	400	電圧	900	電流	900	電流	2400	安定性
0.89	400	電圧	900	電流	900	電流	2300	安定性
0.88	400	電圧	800	電流	900	電流	2200	安定性
0.87	300	電圧	800	電流	800	電流	2200	安定性
0.86	300	電圧	800	電流	800	電流	2100	安定性
0.85	300	電圧	800	電流	800	電流	2000	安定性

表 4.2.3-3 PV 集中導入時のホスティングキャパシティ (PV 力率との関係・その 2)

対策	(9) 幹線 400sq		(10) 連系 400sq	
力率	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因
1.00	4000	安定性	4000	安定性
0.99	3300	安定性	3300	安定性
0.98	3100	安定性	3100	安定性
0.97	2900	安定性	2900	安定性
0.96	2800	安定性	2800	安定性
0.95	2700	安定性	2700	安定性
0.94	2600	安定性	2600	安定性
0.93	2500	安定性	2500	安定性
0.92	2400	安定性	2400	安定性
0.91	2300	安定性	2300	安定性
0.90	2300	安定性	2200	安定性
0.89	2200	安定性	2200	安定性
0.88	2100	安定性	2100	安定性
0.87	2100	安定性	2100	安定性
0.86	2000	安定性	2000	安定性
0.85	2000	安定性	1900	安定性

表 4.2.3-4 PV 集中導入時のホスティングキャパシティ (PV 力率との関係・その 3)

対策 力率	(15) 部分昇圧		(16) 部分昇圧 200sq		(17) 部分昇圧 400sq	
	Hosting Capacity [kW]	違反 要因	Hosting Capacity [kW]	違反 要因	Hosting Capacity [kW]	違反 要因
1.00	300	電圧	2000	電圧	5000	
0.99	300	電圧	4100	電流	5000	
0.98	300	電圧	4000	電流	5000	
0.97	400	電圧	3900	電流	5000	
0.96	400	電圧	3800	電流	4700	電圧(低下)
0.95	400	電圧	3700	電流	4300	電圧(低下)
0.94	400	電圧	3600	電流	4000	電圧(低下)
0.93	400	電圧	3600	電流	3700	電圧(低下)
0.92	400	電圧	3500	電流	3500	電圧(低下)
0.91	400	電圧	3400	電流	3300	電圧(低下)
0.90	400	電圧	3400	電流	3100	電圧(低下)
0.89	500	電圧	3300	電圧(低下)	2900	電圧(低下)
0.88	500	電圧	3200	電圧(低下)	2800	電圧(低下)
0.87	500	電圧	3000	電圧(低下)	2600	電圧(低下)
0.86	500	電圧	2800	電圧(低下)	2500	電圧(低下)
0.85	500	電圧	2700	電圧(低下)	2400	電圧(低下)

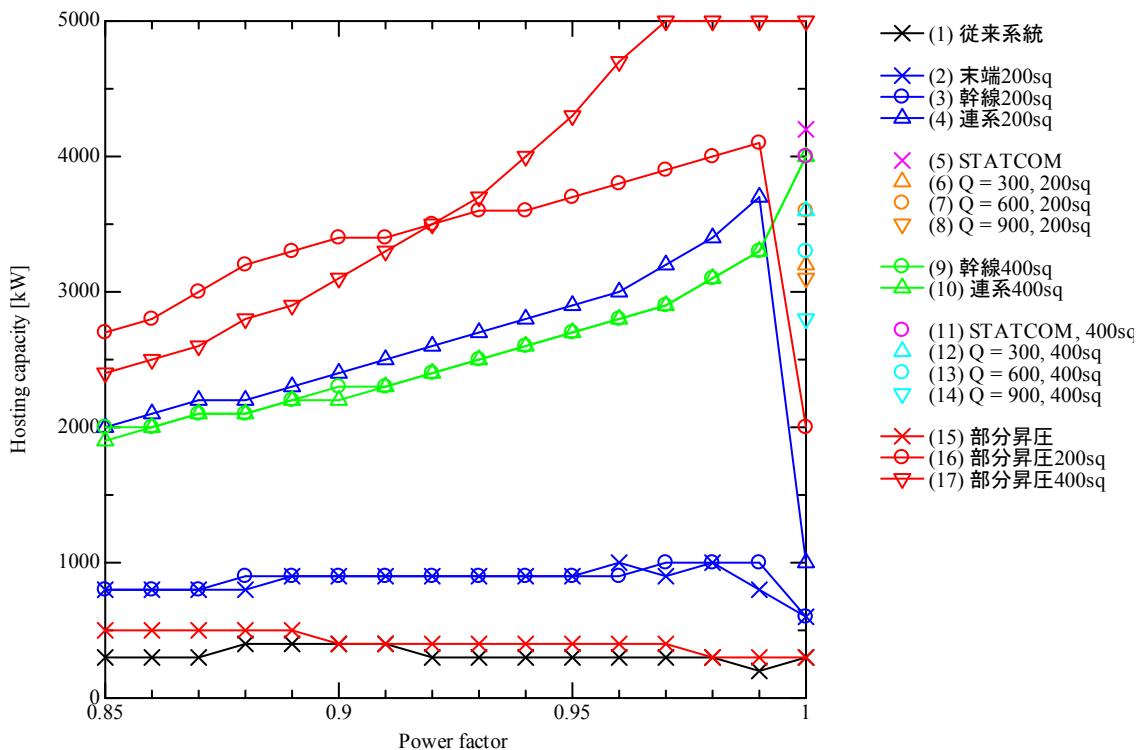


図 4.2.3-4 ホスティングキャパシティと PV 力率との関係 (PV 集中配置)

4.1.2 項に示した農山村モデルの部分昇圧ケースでは、三つの配電塔のうち、PV が集中配置されるのは末端側の配電塔一つであった。これに対して、三つの配電塔それぞれに PV を集中導入した場合についても検討した。その結果、22kV 配電線を 400sq とした場合、各配電塔にそれぞれ 7200kW の PV を導入可能であり、ホスティングキャパシティは 21.6MW であることがわかった。

ホスティングキャパシティを導出する過程で作成した図を用いて、PV 集中配置時の電気的特性について説明する。図 4.2.3-5～図 4.2.3-11 には、低圧側最大電圧と PV 導入量との関係を示している。同図には PV の力率を 1.00, 0.95, 0.90 および 0.85 の 4 種類に変えて計算した結果を併記している。また PV 導入量の変化幅は各ケースのホスティングキャパシティを最大としてプロットしている。図 4.2.3-5 には従来系統の結果を示しているが、力率の違いによらず、PV 導入量の増加とともに同じような傾きで低圧側最大電圧が上昇している。図 4.2.3-9 に示す部分昇圧ケースについても同様のことが言える。6.6kV 配電線の太線化を行わない部分昇圧ケースでは、配電塔以下の 6.6kV 配電線における電圧上昇が問題となっていることを示している。

図 4.2.3-6 は末端 200sq ケースであるが、PV の力率を下げるとき、低圧側最大電圧が低下する様子が見受けられる。しかし、高圧配電線に設置された SVR のタップ切替動作により、力率低下に伴う低圧側電圧最大値と PV の導入量との関係の仕方は複雑である。

図 4.2.3-7 および図 4.2.3-8 は、それぞれ連系 200sq ケースおよび連系 400sq ケースである。PV 出力の力率を下げるとき、PV 導入量の増加に対して低圧側最大電圧がほとんど変化しない結果となった。力率を 1.0 とした場合、PV 集中配置ノードの近傍における低圧配電系統で最大値が得られていた。しかしながら、PV の力率を下げるとき、電圧が最大となるノードが PV 集中配置ノードの近傍ではなくなり、配電用変電所近くのノード 13 となった。ノード 13 は PV 集中配置ノードから遠くはなれており、両ノードの間には SVR が 3 台設置されている。これにより、PV の導入量がノード 13 の電圧に及ぼす影響が小さくなり、PV 導入量に対する低圧側最大電圧がほぼ一定になったと考えられる。部分昇圧の太線化ケースである図 4.2.3-10 および図 4.2.3-11 についても同様のことと言える。

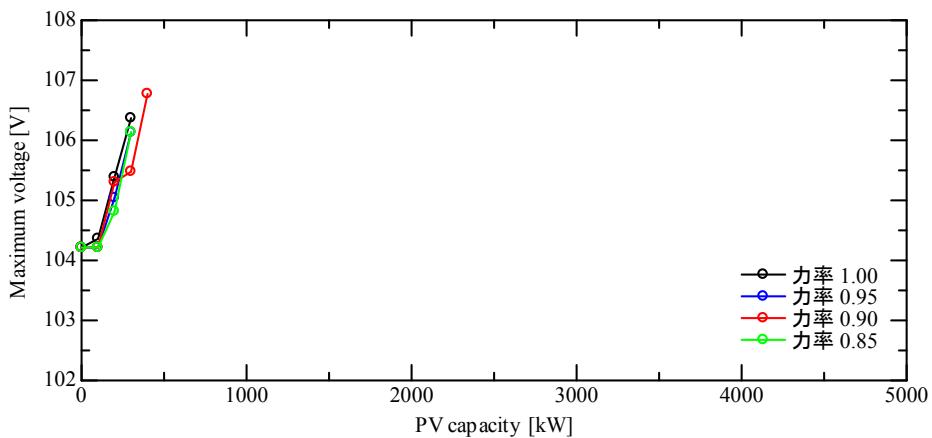


図 4.2.3-5 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係 (PV の力率で比較 : (1)従来系統)

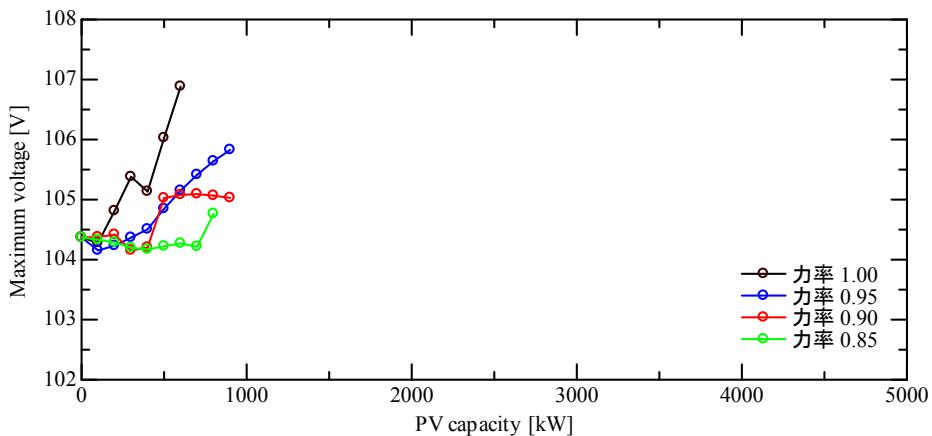


図 4.2.3-6 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係 (PV の力率で比較 : (2)末端 200sq)

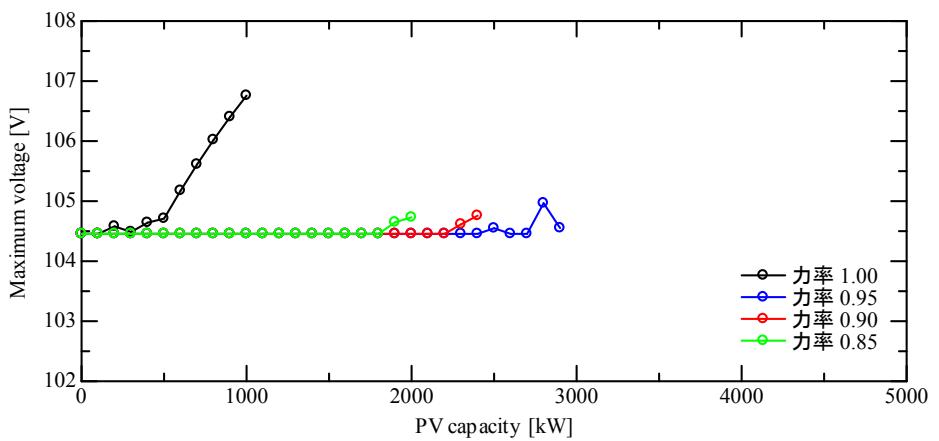


図 4.2.3-7 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係 (PV の力率で比較 : (4)連系 200sq)

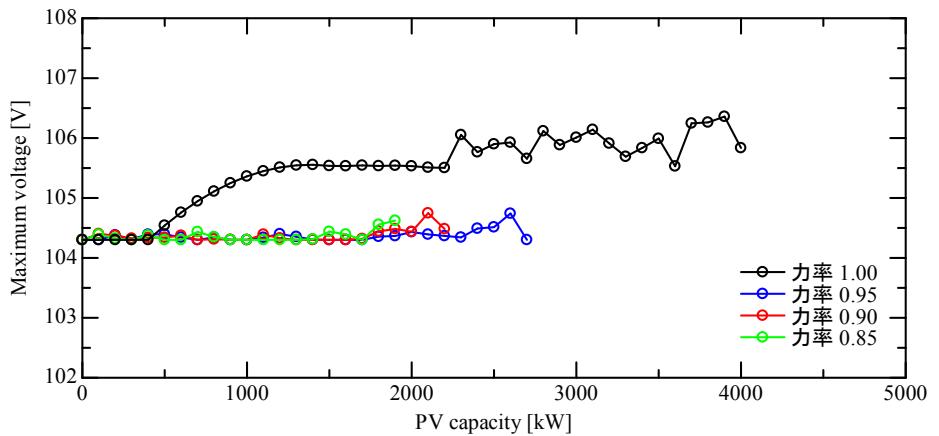


図 4.2.3-8 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係 (PV の力率で比較 : (10)連系 400sq)

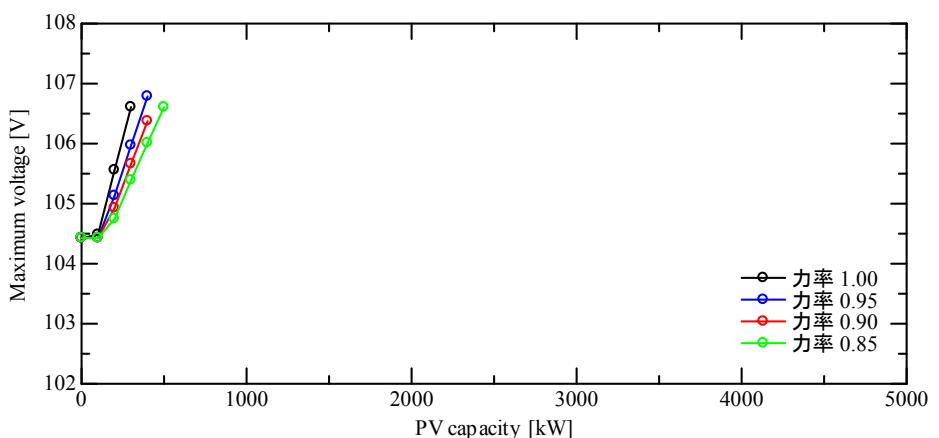


図 4.2.3-9 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係 (PV の力率で比較 : (15)部分昇圧)

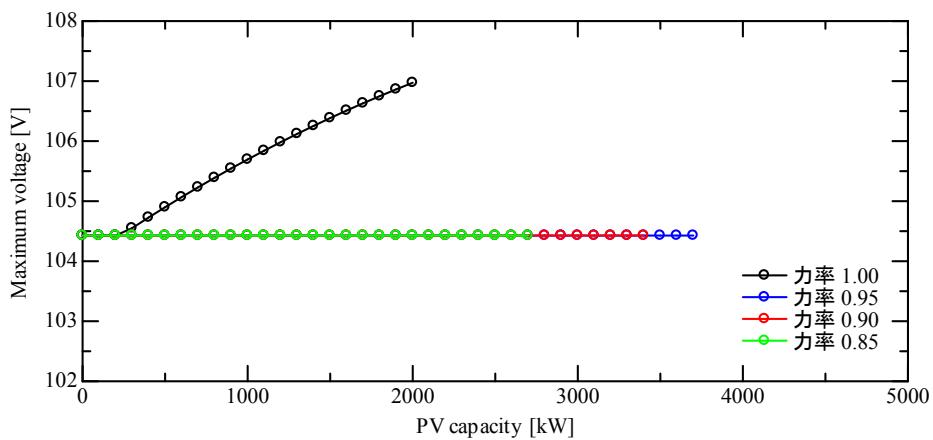


図 4.2.3-10 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係 (PV の力率で比較 : (16)部分昇圧 200sq)

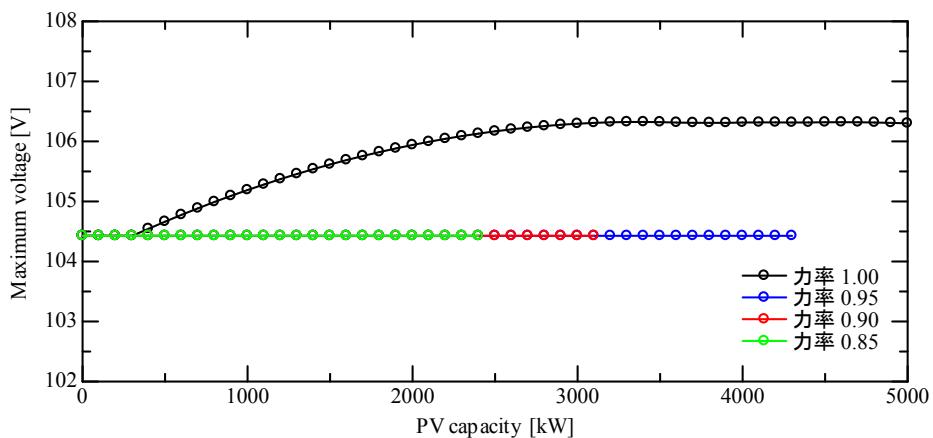


図 4.2.3-11 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係 (PV の力率で比較 : (17)部分昇圧 400sq)

図 4.2.3-12～図 4.2.3-15 には、見方を変えて、PV 出力の力率ごとに低圧側最大電圧と PV 導入量との関係を示している。同図には、各ケースの関係を併記している。

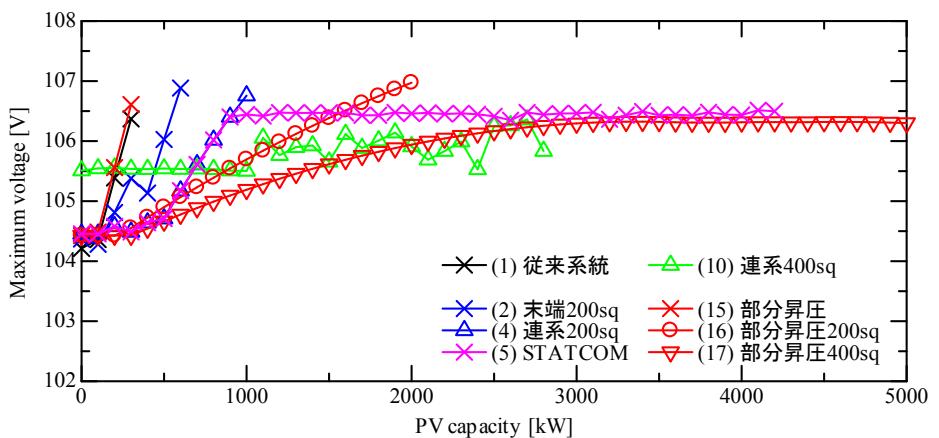


図 4.2.3-12 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 1.00 の場合）

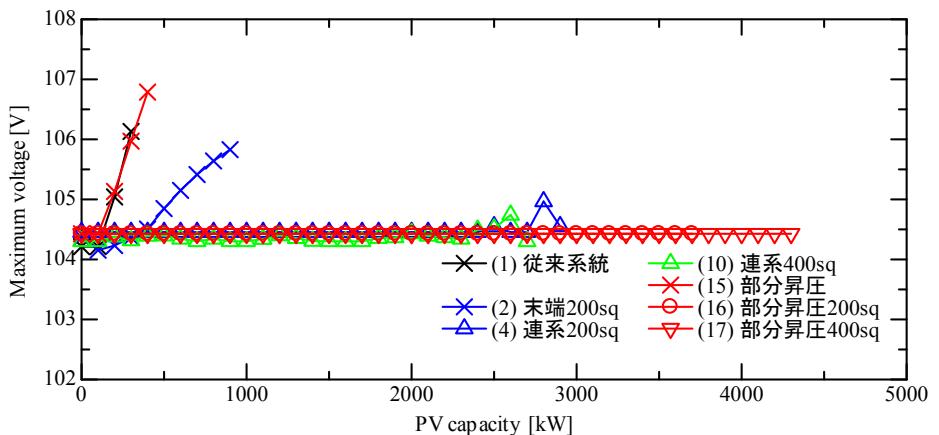


図 4.2.3-13 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 0.95 の場合）

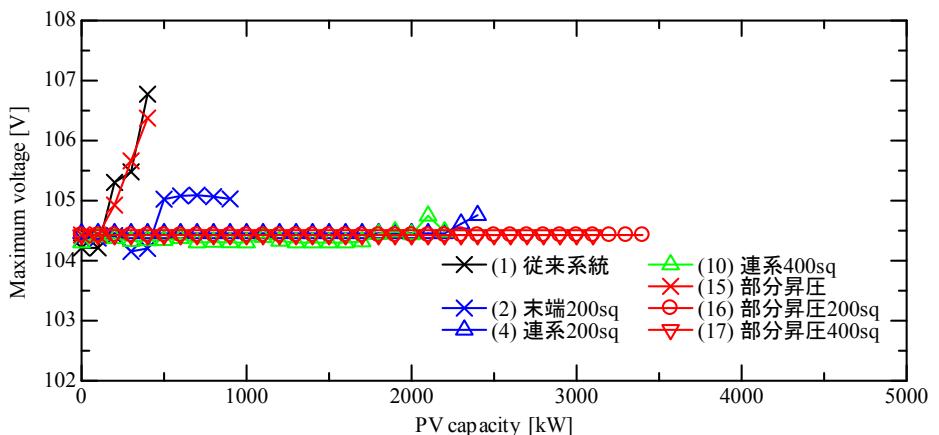


図 4.2.3-14 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 0.90 の場合）

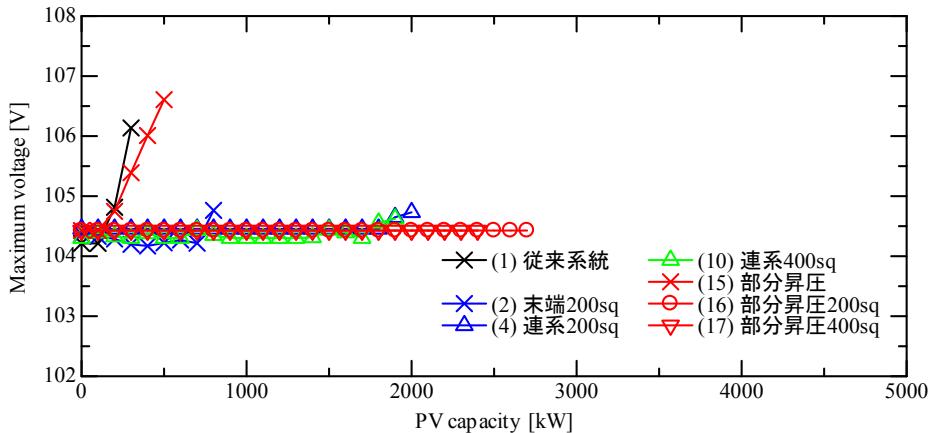


図 4.2.3-15 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 0.85 の場合）

4.2.4 PV 分散配置時のホスティングキャパシティの算出

(1) 検討の想定

(a) 検討ケースと分析方法

4.2.2 で検討したように、PV 分散配置の場合には低圧系統そのものでも逆潮流により電圧の上昇が起きる。さらに力率制御が加わる場合、力率制御により高圧側も低圧系統そのもの電圧が変化するため、検討は複雑になる。一方、太線化と部分昇圧の場合には、低圧系統そのものによる電圧変化は無視している。

表 4.2.4-1 にトポロジーの一覧を示す。検討ケースは全て農山村を対象とし、軽負荷を想定している。PV の導入量は高圧 1 ノードあたりと低圧 1 ノードあたりで 10:3 であり、高圧ノード数が 10 に対して低圧ノード数が 28 であるため、トータルの PV 容量比では 25:21 になっている。6.6kV のみのトポロジーとしては、従来系統、そこからの太線化で末端を 200sq に太線化(末 200)，幹線を 200sq に太線化(幹 200)，幹線を 400sq に太線化(幹 400)の 4 ケースを想定する。これらは幹線上に 3 台の SVR をそれぞれ有している。一方、部分昇圧のトポロジーとしては、幹線昇圧(昇 120)，幹線昇圧に加えて 6.6kV 末端を 200sq に太線化(昇 120, 末 200)，昇圧部を 400sq に太線化し 6.6kV 末端を 200sq に太線化(昇 400, 末 200)，昇圧部および 6.6kV をともに幹線部分を 400sq に太線化(昇 400, 幹 400)の 4 ケースを想定している。部分昇圧ケースでは、PV 集中配置時と同様に、SVR はない前提を置いている。また、配電塔容量は(昇 120)では 3.0MVA であるが、末端太線化するケースでは 5.0MVA となり、(昇 400, 幹 400)ケースでは特に PV が大量導入されるため、全ての力率で配電塔容量を 10.0MVA と大きいものを用いているためである。配電塔のインピーダンスは全て 0.333p.u. とし、配電塔のタップは 22.0kV/6.6kV で固定としている。

次に、解析に用いる PV と負荷の設定について説明する。PV に関しては、PV 集中配置時のホスティングキャパシティ解析と同様に逆潮流が最も過酷になるケースを想定し、12 時時点での PV 出力が PV の定格値と同じになると仮定し、また PCS の容量は十分あるものとし、無効電力制御時にも PV の有効電力出力は減少しないと仮定している。PV の時系列出力の想定も図 4.2.3-4 と同様であるが、PV 分散配置の場合、PV 集中配置時と比較して計算の組み合わせが急増するため、PV 分散配置時のホスティングキャパシティの算出においては PV による逆潮流が最も大きくなる 12 時の潮流計算のみを対象にして行っている³。また、負荷に関しては高圧側・低圧側ともに 1 軒あたりの各時刻の負荷を半減させており、フィーダの合計負荷が最大で 1380kW となっている。

表 4.2.4-1 ホスティングキャパシティ解析対象のトポロジー

トポロジーの名称	略称	図番号	配電塔容量
従来系統	従来系統	図 4.1.2-1	
末端 200sq 太線化	末 200	図 4.1.2-2	
幹線 200sq 太線化	幹 200	図 4.1.2-3	
幹線 400sq 太線化	幹 400	図 4.1.2-19	
部分昇圧	(昇 120)	図 4.1.2-15	3.0MVA
部分昇圧+	(昇 120, 末 200)	図 4.1.2-20	5.0MVA
6.6kV 末端 200sq 太線化			
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 +6.6kV 末端 200sq 太線化	(昇 400, 末 200)	図 4.1.2-21	5.0MVA
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 6.6kV 幹線 400sq 太線化	(昇 400, 幹 400)	図 4.1.2-22	10.0MVA

(b) 無効電力制御方式

PV が分散配置されている場合には無効電力制御方法も様々な考え方があり、様々な先行研究がある。ここでは、力率制御無し、力率一定制御、分散制御の 3 種類を考える。力率制御無しは、これまでの仮定と同様、全 PV-PCS の力率 1.00 運転を仮定する。

力率一定制御は、フィーダ内の全 PV 同一の力率で運転されていると仮定する。電力会社や送配電事業者からの依頼により、一律に 0.95 ないし 0.90 といった力率での運転をして場合を想定している。検討する力率の下限値は、系統連系規定の 0.85 としている。潮流計算上は各ノードの有効電力と無効電力を指定して潮流計算を行い、その後部分昇圧をしてい

³後述するように、SVR の離散的動作などにより他の時間帯がホスティングキャパシティの制約要因になる可能性は否定できないが、本検討が目的とする大きな傾向把握の上では十分と考えられる。また、4.2.5 で述べる損失解析の際には、ここで求められたホスティングキャパシティの値を前提にして、PV の 24 時間の出力データを用いて損失の計算を行っている。

ないケースでは SVR のタップ動作を決定している。

分散制御は、自端および最寄りの高圧ノードの電圧値を各 PV-PCS が把握し、それに基づいて分散的に制御する方法である。シミュレーションでは、以下の手順で解析を行う⁴。

1. 所与の PV 導入量に対し、全ての PV が力率 1.00 であることを想定して潮流計算を行い、電圧を算定する。
2. 電圧解析結果が高圧側で 1.00p.u. ないし低圧側で上限値(107/105 p.u.)を超えるノードのみ、PV の力率を一定の刻み幅で下げる。刻み幅を解析パラメータの一つとする。
3. 部分昇圧をしていないトポロジーに対しては、潮流計算により、SVR のタップ段数を再設定する。なお、制御途中で一度でも 2 段昇圧もしくは 1 段降圧に達した SVR は、計算時間の都合上その後動作させないものとした。
4. 2 と 3 を交互に 30 回繰り返して電圧上昇が基準内に抑制可能であれば導入可能であるとする。制御を行っても電圧上昇が抑制できないか、もしくは無効電力の増大による電流増加で電流制約に逸脱する場合には、導入不可能とする。

(c) ホスティングキャパシティの評価基準について

ホスティングキャパシティの評価基準は、他の節と同様に低圧側電圧制約、高圧側電流制約および電圧安定性制約であり、高圧側の電圧に関しては、特に基準を設定していない。そのため、後述するように、高圧側の電圧が大きく低下する場合もあることに、留意が必要である。各基準を逸脱しない最大の PV 導入量を、ここでは便宜的にそれぞれ電圧ホスティングキャパシティ(電圧 HC)、電流ホスティングキャパシティ(電流 HC)、電圧安定性ホスティングキャパシティ(電圧安定性 HC)と呼ぶこととする。この 3 つのホスティングキャパシティのうち最小の値が、ホスティングキャパシティとなる。

(d) 分析項目と今後の項構成

本検討の目的は、各トポロジーにおけるホスティングキャパシティの算定である。(2)では、各条件下での潮流計算による電圧・電流・電圧安定性制約に関する解析結果を示し、ホスティングキャパシティを算定する。しかし、上述のように各トポロジーに対して無効電力制御の方法により、様々なホスティングキャパシティの解析結果が生じるため、各トポロジーでのホスティングキャパシティ代表値をどのように考えるかが課題となる。(3)ではその代表値設定の考え方を示した上で、各ケースのホスティングキャパシティを比較、評価する。

⁴ ここでの力率の「刻み幅」は、SVR の動作時間やしきい値と PV の自端制御時間などにより変化する収束点を模擬しうるパラメータを考えており、PV が各々自端制御した場合に、各 PV がどの程度電圧制御を分担するかに関わる。刻み幅が大きいと、最初の潮流計算で PV が多くの力率を変化させることになり、結果として無効電力供給はより分散することになるが、その分皮相電力は増加傾向にある。逆にこの値が小さいと、電圧逸脱が比較的小さいノードは少ない無効電力供給で力率を固定してしまい、結果として電圧逸脱の大きいノードの電圧改善効果が弱まることになる。その妥当性の検証は今後の検討課題である。

(4)では、ホスティングキャパシティが各条件により変化する理由について分析・整理する。各ケースでの電圧変動について、要素ごとの絶対値および複素電圧での分析を行う。その後、部分昇圧しないケースにおける、SVRの離散性およびSVRと無効電力制御の相互干渉の問題について考察する。その後、無効電力注入の効果の非線形性が原因となる、ホスティングキャパシティの急変の問題について分析をする。(5)では、まとめと課題を述べる。

(2) 各条件での潮流計算結果とホスティングキャパシティの解析結果

(a) 従来系統

まず、従来系統でのホスティングキャパシティを算出過程をみながら、PV分散配置時の特徴を概観する。まず電圧・電流制約について検討する。図4.2.4-1、図4.2.4-2に、潮流計算での電圧および電流の解析結果を示す。ただし、電流は絶対値で評価している。PV 0MW は PV導入の無い場合、PV 1.3MW は電圧制約に抵触する場合、PV 4.9MW は電流制約に抵触する場合を示している。図4.2.4-1では、PV0MW では負荷の電力消費により末端側ほど電圧が低下する傾向があり、2,3台目のSVRがそれぞれ1段昇圧動作を行うことにより、各ノードの電圧は 0.97p.u.以上となっている。一方、PV が 1.3MW の時には、全ての負荷ノードで PV による逆潮流が生じ、末端ほど電圧が上昇する。そして、末端側のノード 66 で電圧が上限である 1.019p.u.(=107.0V)を超過する。この際、SVRの設置個所が動作基準である 1.022p.u.を超えていないため、SVRは動作していない。これ以前の 1.2MW までは電圧逸脱は生じていないことから、電圧 HC は 1.2MW となる。

一方、図4.2.4-2から、PV が 1.3MW に達しても、電流面では電流制約よりはるかに小さい値である。PV出力と負荷の相殺により、PV が 1.3MW の際の電流は、PV が導入されていない時よりも少なくなっている。電流 HC は PV 4.9MW の時であり、この時ノード 43-44 間の電流値が、25sq 線路の電流容量 90A を超えている。

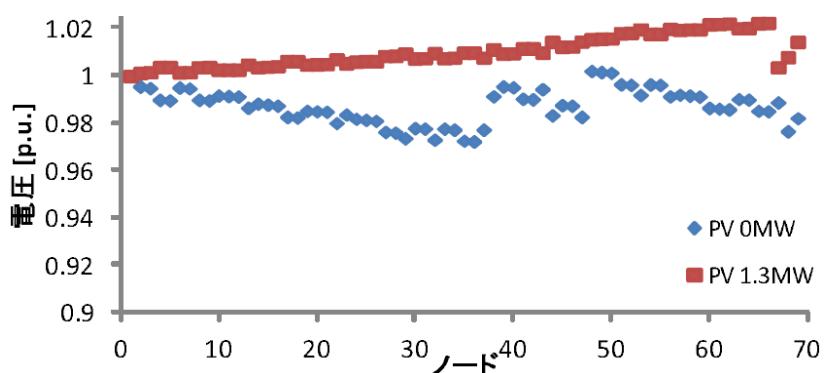


図4.2.4-1 従来系統での PV 導入無し、電圧 HC での各ノードの電圧

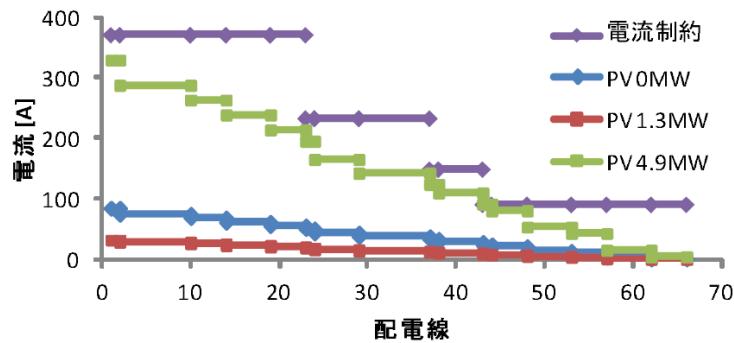


図 4.2.4-2 従来系統での PV 導入無し、電圧・電流 HC での各ノードの電流

次に電圧安定性について解析する。図 4.2.4-3 に、PV 導入量と対応する潮流計算での低圧側最大電圧の計算結果を示す。PV 導入量が 16.7MW で潮流計算が収束しなくなる。したがって、電圧安定性 HC は 16.6MW となる。

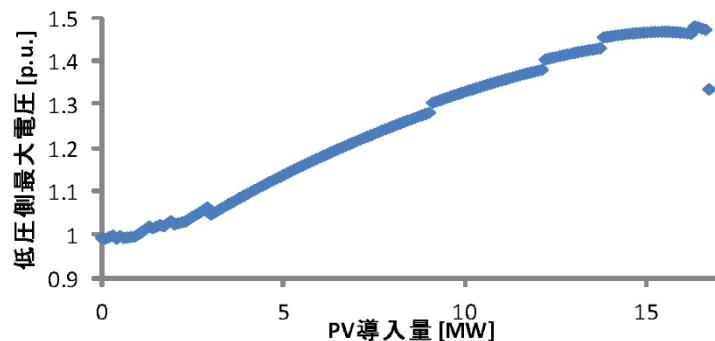


図 4.2.4-3 従来系統での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係

電圧 HC が 1.2MW、電流 HC が 4.8MW、電圧安定性 HC が 16.6MW であるため、従来系統のホスティングキャパシティは 1.2MW で、その決定要因は電圧制約となる。したがって 1.2MW より増加させるためには、PV による電圧上昇の抑制が必要であることが分かる。

(b) 従来系統での力率一定制御

次に全 PV の力率を同じ値にする、力率一定制御を行った。力率制御を行わない場合に電圧上限を逸脱した 1.3MW の導入量の場合に、力率を 0.01 刻みで下げた場合の電圧分布を図 4.2.4-4 に示す。1.00 から力率を下げていくほど末端部での電圧上昇を抑制している。

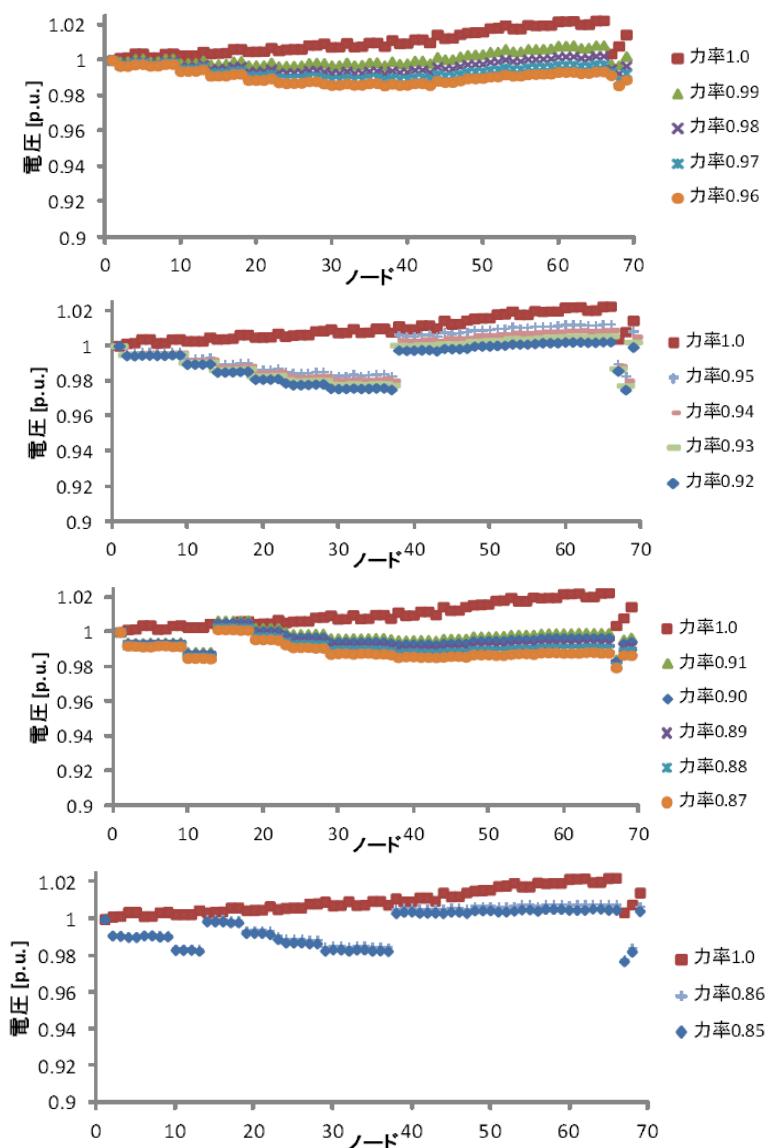


図 4.2.4-4 PV 導入量 1.3MW で力率一定制御(0.99～0.85)とした場合の各ノード電圧

注意すべき点は SVR の昇圧動作である。力率 0.95 以下にした場合、力率制御による SVR 設置点での電圧低下により SVR が昇圧動作を行う⁵。このように、力率一定制御では電圧上昇を抑制できるが、SVR の昇圧動作で一部相殺され、電圧上昇抑制効果が予見しにくい。

この結果、電圧 HC も力率制御に対して非線形な変化を示す。図 4.2.4-5 に力率一定制御時の力率および無効電力量と電圧 HC の関係を示す。力率の低下により電圧 HC は増加傾向はあるが、力率制御と SVR 動作の干渉により、力率 0.96 と 0.95 の間、および力率 0.9 と 0.88 の間では電圧 HC が大幅に減少する。例として力率 0.96 および 0.95 での PV 導入量と電圧の関係を図 4.2.4-6 に示すが、力率 0.95 では SVR の昇圧動作により末端側の電圧

⁵ 力率 0.92～0.95 では配変から 2 番目の SVR が 1 段昇圧し、力率 0.91～0.87 ではさらに配変から 1 番近い SVR が 1 段昇圧する。力率 0.85～0.86 では配変から 1,2 番目に近い SVR がそれぞれ 2 段昇圧する。

が上昇し、結果として早く電圧上限に達している。

その時の無効電力と電圧 HC の関係を図 4.2.4-5 の右側に示す。このグラフは縦軸 1MW と横軸 1MVar のスケールが合わせてある。こちらも電圧 HC の減少時には注入されている無効電力量も合わせて減少している点が確認できる。力率一定制御での 0.99~0.85 までの電圧 HC の最大値は力率を 0.90 に設定した場合で 2.5MW、最小値は力率を 0.95 に設定した場合で 1.4MW で、平均値は 1.9MW であった。このことから、力率一定制御では力率の微小な変化で電圧 HC が変動するため、電圧 HC が予見しにくいことが見て取れる⁶。

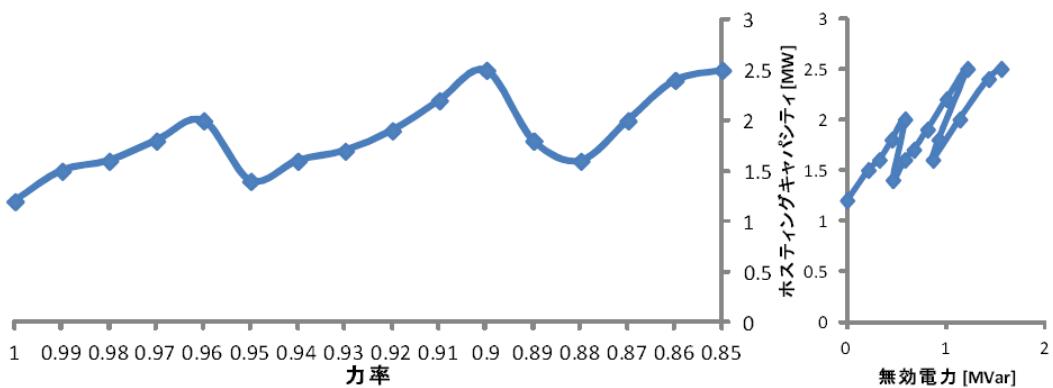


図 4.2.4-5 従来系統での力率一定制御時の力率(左)および無効電力(右)と電圧 HC の関係

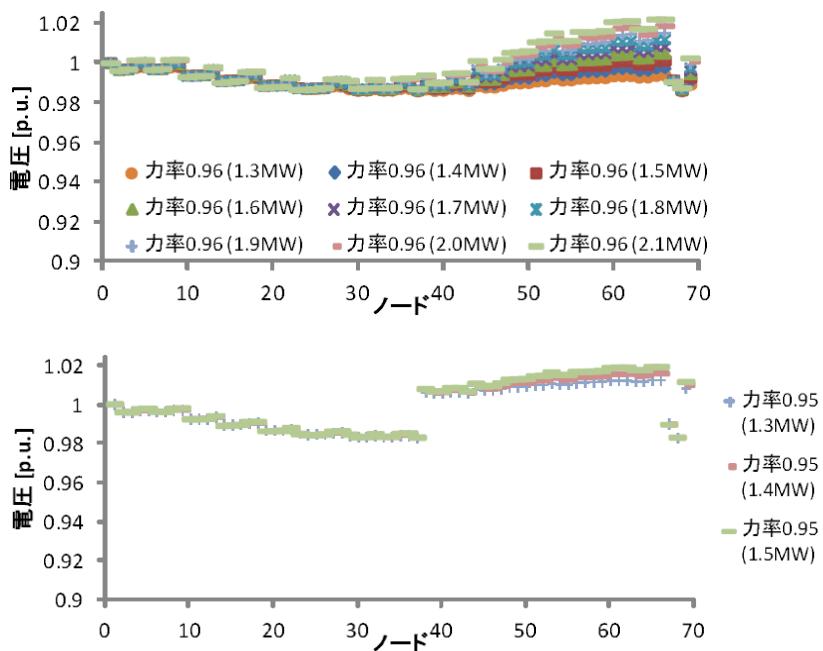


図 4.2.4-6 PV 増加時の力率 0.96 と 0.95 の各ノード電圧(従来系統、力率一定制御)

⁶ SVR の動作と PV 力率制御の協調に関しては様々な研究が行われており、これらを上手く適応することで、相互干渉を緩和しホステイングキャパシティを増加できる可能性がある。

次に電流値について確認する。図 4.2.4-7 に PV が 1.3MW の時の各力率での電流値と、各ブランチでの電流制約を示す。力率 1.00 では PV 逆潮流の大部分が負荷で相殺されているため電流は小さいが、力率制御を行うと電流が増加していることが見て取れる。

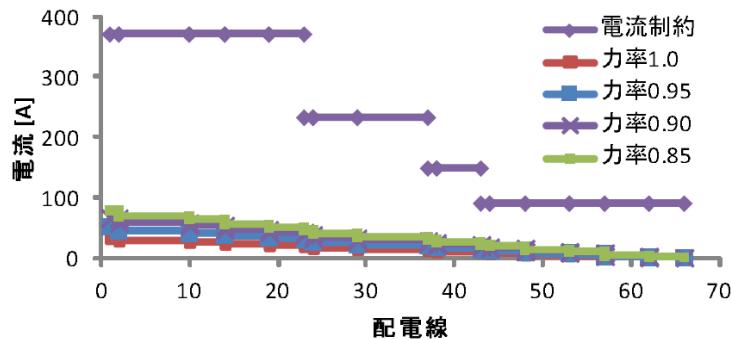


図 4.2.4-7 各 PV 導入量で力率一定制御を行った場合の各ノードの電流

次に電圧安定性 HC について分析する。力率 0.95, 0.90, 0.85 での電圧安定限界に至るまでの低圧側最大電圧を図 4.2.4-8 に示す。力率を下げると電圧安定限界に至るまでの PV 導入量が大幅に減少するものの、力率 0.95 で 9.8MW, 力率 0.90 で 7.9MW, 力率 0.85 でも 6.5MW まで導入できる。力率を下げると遅れの無効電力が増加し見かけの配電線のリアクタンスが増加するために、付録(4.C)の式(4.C-3)の内側の根号の内部の 3 項目の影響が大きくなり、電圧安定限界に至るまでの PV 導入量が減少すると考えられる。

どの力率でも電流 HC, 電圧安定性 HC よりも電圧 HC が小さいため、電圧 HC がホスティングキャパシティとなる。したがって、各ケースのホスティングキャパシティは図 4.2.4-5 に示された値と等しくなる。

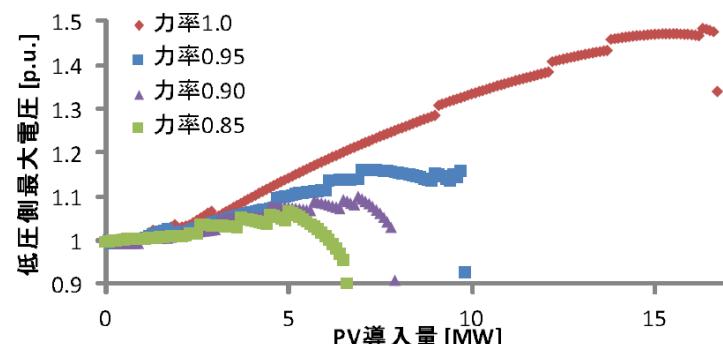


図 4.2.4-8 従来系統での力率一定制御での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係

(c) 従来系統での力率分散制御

分散制御時の各ノードの電圧を図 4.2.4-9 に示す。分散制御時には、電圧がより高くなる末端の PV のみが力率制御を行うため過度な電圧低下は起こらず、SVR が降圧動作を行うため、効果的に電圧上昇を緩和した。結果として、電圧 HC は大幅に増加し、5.2MW まで

導入された。このことから、従来系統でも SVR の降圧動作と力率制御が有効に働けば、PV の電圧上昇は大幅に抑制できる。図 4.2.4-9 の PV5.3MW 導入のケースにおいて、ノード 40 前後ではそのノード内の低圧側最高電圧が 0.94p.u.未満と低下し、低圧側電圧下限値に近づく。分散制御では特定の場所に無効電力制御が集中するため、力率が局所的に大きく低下する場合がある。それはフィーダの末端側は細い高圧線のため電圧上昇が顕著になるが、それ以外の部分では幹線がより太く、無効電力制御による電圧低下が大きいためである。

次に、分散制御時の幹線の電流解析結果を図 4.2.4-10 に示す。電圧上限を逸脱する 5.3 MW よりも少ない 4.2MW の時点で、25 sq のノード 43-44 間の電流制約を逸脱する。このことから電流 HC は 4.1MW となり、この値は従来系統の 4.9MW より小さい。その原因是、無効電力制御による皮相電力の増大と、電圧低下による同一電力での電流量増加である。

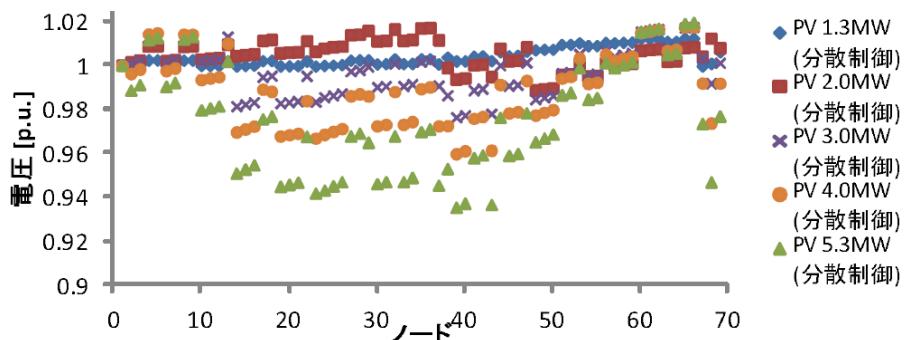


図 4.2.4-9 各 PV 導入量で分散制御を行った場合の各ノードの電圧

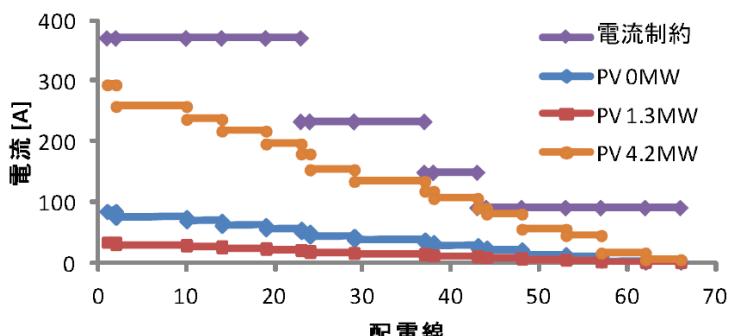


図 4.2.4-10 各 PV 導入量で分散制御を行った場合の各ノードの電流

分散制御の場合の電圧安定限界に至るまでの低圧側最大電圧を図 4.2.4-11 に示す。制御を行わない場合と比較して、電圧安定性 HC が減少するものの、無効電力の制御量が減少するため電圧安定性 HC は力率一定制御時より増加し、11.8MW まで導入できる。この値は力率一定制御における力率 0.95 以下の電圧安定性 HC より多い。これは、力率制御が一部の PV に留まり、皮相電力の増加および力率の低下が限定的であるためと考えられる。

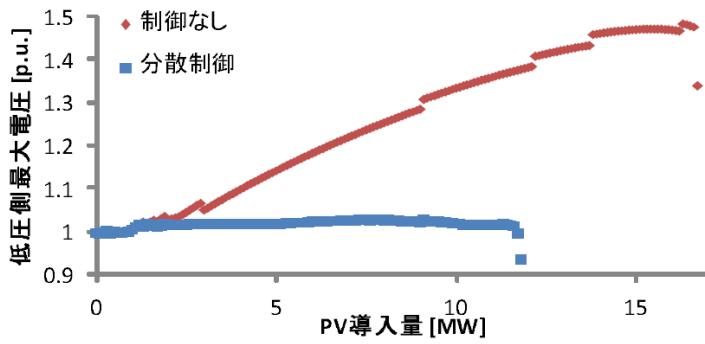


図 4.2.4-11 従来系統での分散制御での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係

以上をまとめると、分散制御時には電圧 HC は 5.2MW まで大幅に増加するが、電流 HC は 4.1MW、電圧安定性 HC は 11.8MW に低下する。結果として、電流制約が規定要因となり、ホスティングキャパシティは 4.1MW まで大幅に増加する。

力率一定制御では力率の低下に対して SVR との干渉によりホスティングキャパシティが一部減少するが、分散制御ではホスティングキャパシティが増加し続ける⁷。この点は後述の図 4.2.3-31 のところで他のケースも含めて分析を行う。

(d) 太線化(無効電力制御なし)

太線化のみの効果を確認するため、太線化トポロジーで力率制御しない場合の解析結果を示す。まず、図 4.2.4-12 に従来ケースでは電圧上限を逸脱する PV 導入量 1.3MW での、太線化時の各ノードの電圧を示す。太線化による末端付近の電圧上昇抑制が確認できる。

次に、図 4.2.4-13 に末 200、幹 200、幹 400 での電圧 HC までの電圧分布を示す。太線化で電圧上昇が抑制できるが、電圧上限を逸脱する PV 導入量は末 200、幹 200 で 1.6MW、幹 400 でも 2.1MW にとどまった⁸。末 200 ケースと幹 200 ケースの電圧 HC が同程度となったのは、末 200 ケースでは早く SVR が電圧低下のために動作するため、末端側の電圧を幹 200 ケースよりも抑えられる一方、幹 200 ケースでは太線化により電圧上昇を抑制できた結果として、SVR の動作せずに末端側での電圧逸脱が起きている。このように、SVR の動作が離散的であるため、電圧 HC の解析は非線形性の高いものになる。

⁷図 4.2.4-31 の従来系統の結果では、分散制御ではホスティングキャパシティ増加中に無効電力量が減少している部分が 3箇所ある。その前後では降圧動作を行う SVR が増加し、電圧上昇の抑制に SVR を有効に活用できている。力率刻み幅が 0.01 の時も 0.06 の時も、SVR と力率制御が上手く協調し、ともに電流制約までの導入が可能となった。

⁸末 200 では高圧側の電圧上昇が相対的に大きいため、PV 導入量が 1.6MW の場合に配変から最も遠い SVR が降圧動作を行って末端側の電圧上昇を抑制しているが、SVR の手前のノード 47 で電圧上限を逸脱する。幹 200、幹 400 では、SVR の動作前に末端付近の分岐線の端のノード 61 で電圧上限を逸脱する。幹 200sq と比べて幹 400sq では幹線の抵抗が減少し、電圧上昇も抑制されて電圧 HC が増加している。

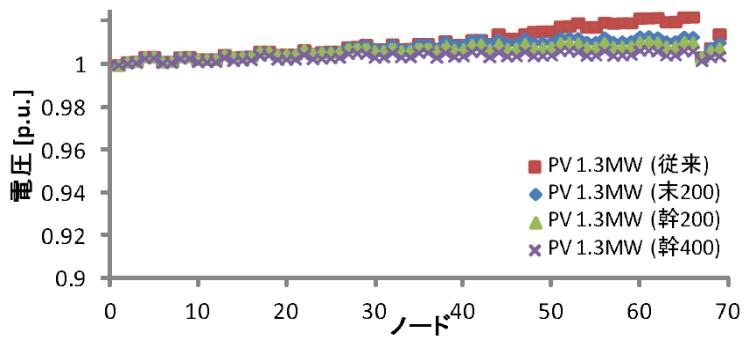


図 4.2.4-12 PV 導入量 1.3 MW で太線化を行った場合の各ノードの電圧

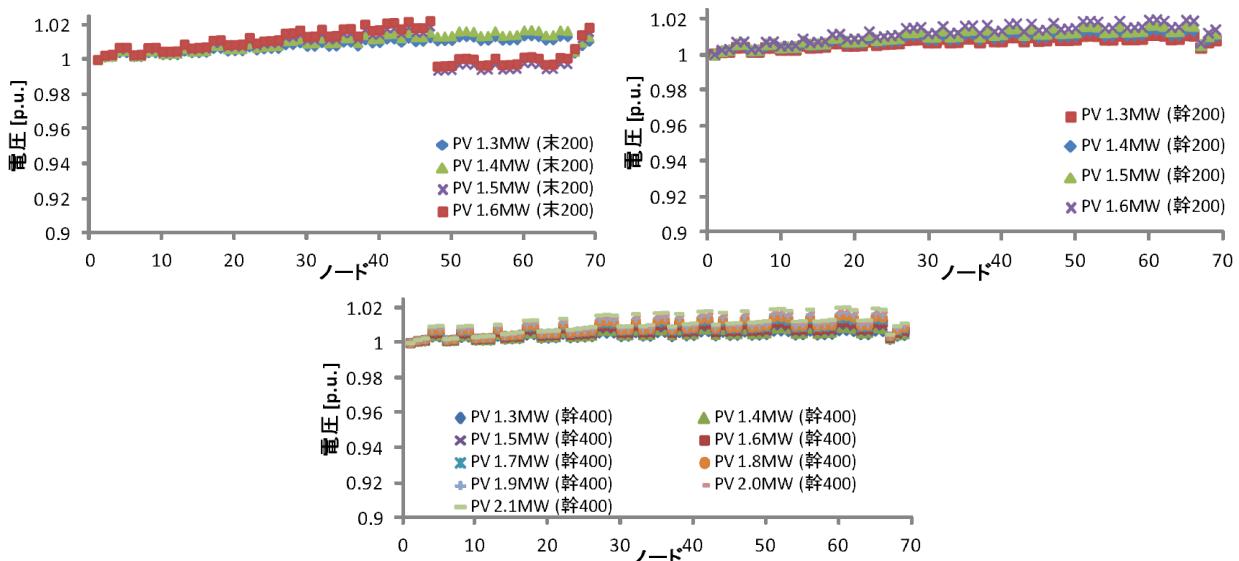


図 4.2.4-13 末 200(左上), 幹 200(右上), 幹 400(下)の電圧 HC までの電圧(力率 1.00)

次に電流制約について述べる。従来ケースの電圧 HC は 4.8MW であったが、太線化時には電流容量が増加するため、幹 400 ケースでは電流 HC は 8.7MW に増加する。

太線化時の電圧安定性 HC までの低圧側最大電圧を図 4.2.4-14 に示す。太線化を行わない場合と比較して電圧安定性 HC が減少するものの、末 200 ケースで 15.2MW、幹 200 ケースで 14.0MW、幹 400 ケースで 12.0MW まで導入できる⁹。

PV 分散配置時の電圧安定性 HC は、PV 集中配置時と比較すると大きくなっている。これは PV 集中配置時には全 PV の逆潮流が幹線の全体を流れるため、幹線全体のインピーダンスにより電圧と電流の位相が大きくずれしていく。一方、PV 分散配置では末端側では幹線に流れる逆潮流が集中配置時より小さいため、その部分での電圧と電流の位相差も相対的に小さくなり、結果として電圧安定性 HC が大きくなると考えられる。

⁹電圧安定性 HC が減少する理由は PV 集中配置時と同様で、太線化時は配電線の抵抗分が小さく相対的にリアクタンス分の影響が大きくなり、式(4.C-3)の根号 3 項の影響が大きくなるためと考えられる。

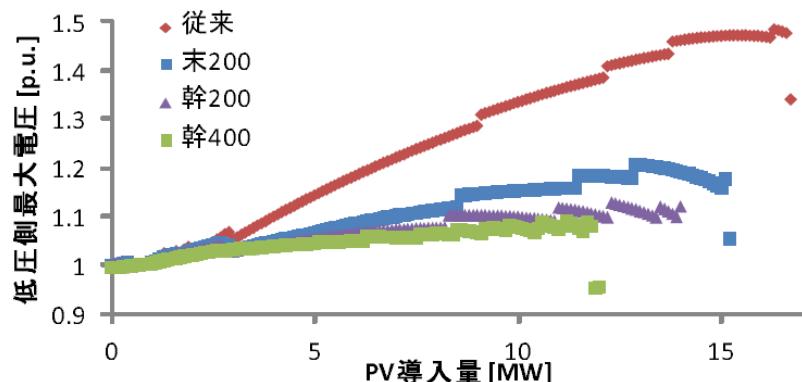


図 4.2.4-14 太線化時の PV 導入量と低圧側最大電圧の関係(力率 1.00)

以上の分析から、太線化により電圧 HC および電流 HC をは増加するが、電圧安定性 HC は低下することが確認された。制約は電圧が最も厳しく、太線化のみでは PV 分散配置時のホスティングキャパシティ增加効果は限定的であった。また、今回の解析手法では、電圧 HC は SVR の離散的動作の有無により、非線形性を持つことも確認された。

(e) 部分昇圧および昇圧+太線化(無効電力制御なし)

次に、部分昇圧および部分昇圧と太線化の組み合わせの効果を分析する。昇圧した場合には SVR はなく、昇圧範囲の電圧上昇が抑制される。図 4.2.4-15 に(昇 120) ケースでの電圧 HC までの電圧分布とその時の電流分布を示す。電圧については、PV 導入量の増加に伴う高圧側の電圧変動は小さいが、主に低圧側の電圧上昇分により 2.1MW で電圧上限を逸脱する。特にノード 44 以降の、6.6kV 幹線が細い部分での電圧上昇が顕著である。

電流については 6.6kV から 22kV に昇圧すると、電線で同じ電力を送るのに必要な電流は 30 %に抑制される。(昇 120)のケースでは、2.1MW 時でも電流制約には十分な余裕がある。また、電圧安定性は、PV 導入量を 36MW まで収束することが確認できた。22kV に昇圧した場合は、同一電力に対する R と X はともに 9% にまで低減できるため、付録(4.C)の式(4.C-3)の内側の根号内の第 3 項の影響は小さくなり、逆潮流を増加させても電圧は上昇し続け電圧安定性制約には抵触しなかったと考えられる。

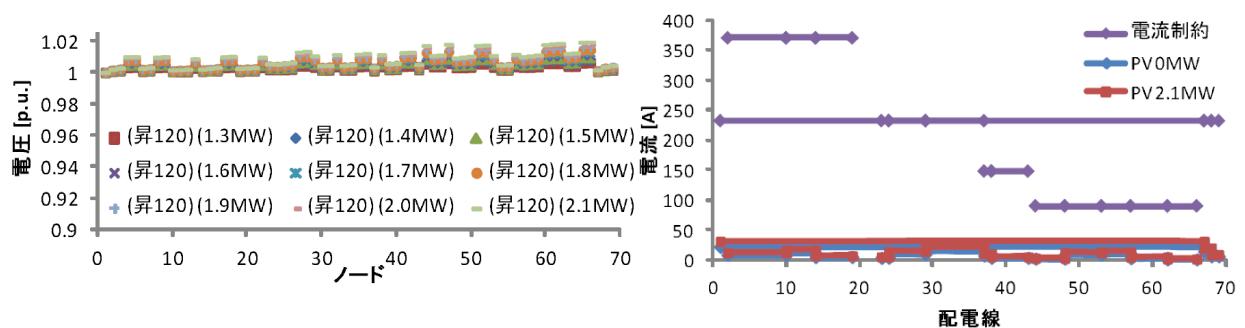


図 4.2.4-15 昇 120 ケースの各ノードの電圧(左)と各ブランチの電流(右)(力率 1.00)

以上の検討から、部分昇圧時は高圧側の電圧変動は緩和され、電流 HC・電圧安定性 HCともに増加することが確認された。部分昇圧下のホスティングキャパシティの違反要因は電圧制約であり、ホスティングキャパシティは(昇 120)で 2.0MW, (昇 120, 末 200)で 2.6MW, (昇 400, 末 200)で 3.0MW, (昇 400, 幹 400)で 3.2MW であった。(昇 400, 幹 400)ケースの値は従来系統での力率一定制御の平均値の 1.6 倍で、従来系統での力率分散制御時の 78% であった。昇圧および昇圧と太線化の組み合わせによる対策を行っても、力率制御なしではホスティングキャパシティの増加効果が限定的であることが示された。

(f) 力率制御・太線化・部分昇圧での電圧分析

図 4.2.4-16 に各系統ケースの電圧 HC までの低圧側最大電圧と PV 導入量の関係を示す。ここで図 4.2.4-16 の範囲では逆潮流によりほぼ線形に電圧が上昇していることに着目し、逆潮流が生じる 0.9MW から各電圧 HC までの傾きを計算する。従来ケースでは逆潮流が生じる 0.9MW から電圧 HC までの傾きが 0.057p.u./MW である。それが幹 400 ケース、(昇 120)ケースではそれぞれ 0.018, 0.016p.u./MW に減り、(昇 400, 幹 400)では 0.008p.u./MW と更に減る。これにより昇圧や太線化など系統強化による電圧上昇緩和が定量化される¹⁰。

しかし、太線化や昇圧を行っても電圧 HC の増加は限定的で、従来ケース 1.3MW に対し(昇 120)ケースでは 2.1MW, (昇 400, 幹 400)ケースでも 3.3MW の PV が導入されると電圧上限の 107V(1.019p.u.)を逸脱する。その理由は、力率 1.00 では、PV の導入量の増加に比例して、高圧側のトポロジーに関わらず低圧側の電圧上昇が大きくなるためである。

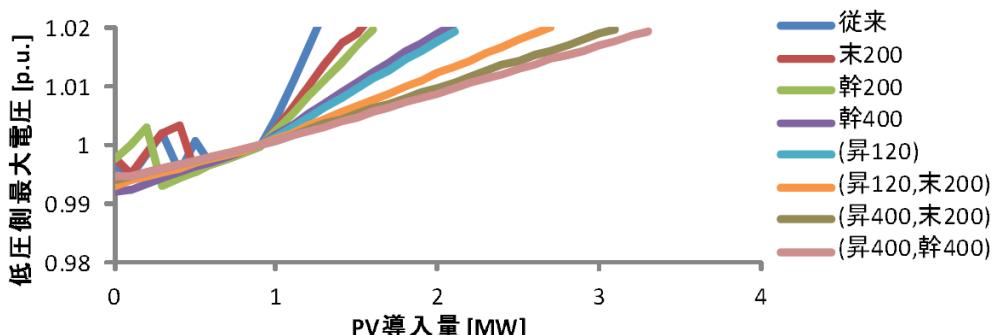


図 4.2.4-16 各系統ケースにおける PV 導入量と低圧側最大電圧の関係(制御なし)

このことを確認するために、図 4.2.4-17 に各トポロジーの力率 1.00 でのホスティングキャパシティ時(制約要因は全て電圧)の電圧変動の内訳を示す。これは各ケースのノード 1 から低圧側最大電圧ノードまでの最短経路において、各電圧(絶対値)の差をその部分での電圧

¹⁰ この方法は、SVR がある場合には、その離散的動作により傾きによる考察の効果は限定的になる。また、部分昇圧下でも電圧安定性 HC に対して比較的小さい範囲では有効であるが、それ以上になると電圧上昇の傾きが低下していくという非線形性が生じる。

上昇として計算したものである。構成要素は、22kV幹線、配電塔、6.6kV幹線、SVR、6.6kV枝線、低圧側(柱上変圧器、低圧電線路、引込線の合計)の6項目に区分してある。各ケースの制約要因は全て電圧であるため、電圧上昇分の合計はほぼ0.019p.u.となる¹¹。

従来系統では電圧上昇のうち高圧側での上昇分が91%で、低圧側での上昇分は9%にとどまる。太線化や昇圧など系統強化を行うにつれて高圧側での電圧上昇は抑制され、電圧HCの増大に伴い低圧分の影響が大きくなるが、6.6kVのみのトポロジーでは全て最大の電圧上昇要因は6.6kV幹線である。一方、部分昇圧では(昇120)では22kV幹線での電圧上昇も一定あるが、部分昇圧で最も太線化した(昇400、幹400)では、低圧側での電圧上昇が全体の68%まで増加する。このような状況下では、高圧側での対策の効果は限定的である。そのことが(昇400,未200)と(昇400,幹400)での電圧HC差が200kWしかない要因である¹²。

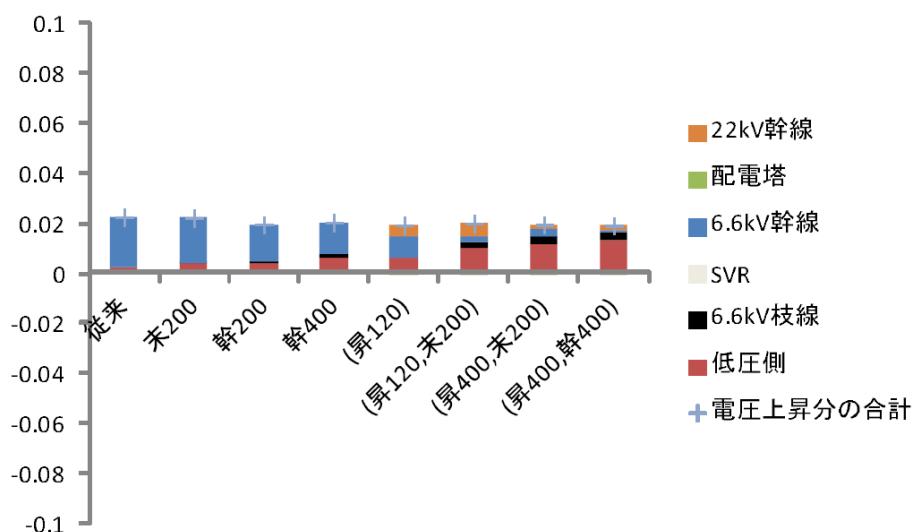


図 4.2.4-17 各トポロジーのホスティングキャパシティ時の電圧変動の内訳(力率 1.00)

(g) 太線化と力率制御の組み合わせ

(i) 力率一定制御

まず、力率一定制御と太線化を組み合わせた場合を分析する。図4.2.4-18に、各太線化トポロジーでのPVの力率1.00, 0.95, 0.90, 0.85の力率一定制御での低圧側最大電圧とPV導入量の関係をホスティングキャパシティまで示す。力率1.00以外では、どの系統ケースでも無効電力とSVRによる制御が干渉して、PV導入量の増加に伴い低圧側最大電圧が複雑に変化している。全体としては、太線化で抵抗分を低減することで電圧上昇を抑制でき、電流制約も緩和できるので、ホスティングキャパシティを増加できる。特徴的な点は、幹400でのホスティングキャパシティが、低圧側の電圧下限に抵触して力率0.90での5.0MW

¹¹ 解析での導入量増幅が100kWであるため、一部のケースでは0.019p.u.より若干小さくなる。

¹² 力率制御を用いてさらにホスティングキャパシティを増やすためには、PVが大量に導入されると想定される低圧ノードの配電線の太線化などが必要になると考えられるが、低圧線路は高圧線路よりもはるかに本数が多く、対策には多くの労力を必要としうる点に留意が必要である。

から力率 0.85 では 4.0MW と低下していることである¹³。

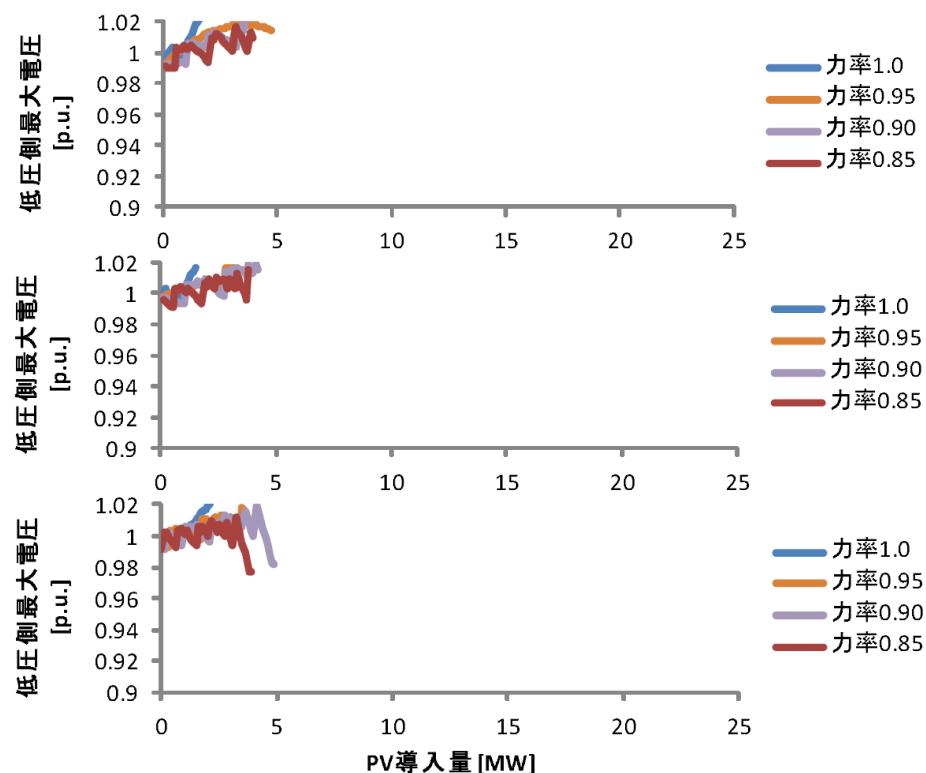


図 4.2.4-18 各力率での PV 導入量と電圧(一定力率) –上から末 200, 幹 200, 幹 400

図 4.2.4-19 に力率一定制御と太線化を組み合わせた場合の、力率とホスティングキャパシティの関係を示す。図 4.2.4-19 の右側は横軸を力率制御による無効電力の総量とした図である。グラフから、微小な力率の変化がホスティングキャパシティに大きく影響を及ぼしていることが分かる。例えば末 200 ケースでは、力率を 0.96 では PV の導入量が 3.4MW となったところで SVR が昇圧動作を行うため、力率が 0.97 の場合よりもホスティングキャパシティが減少する。また制約逸脱要因は付録(4.D)に示すようにほとんどの場合で電圧上限であるが、一部電流制約および電圧下限が違反要因となる¹⁴。幹 400 ケースでの最大値は 5.2MW(力率 0.91)だが最小値 3.2MW(力率 0.97)となり、また、例えば力率 0.95 の場合には 3 つのトポロジーの中で末 200 の場合が最大になるなど、ホスティングキャパシティへの影響は複雑である。このように、太線化と PV 一定力率を組み合わせた場合には、SVR と力率制御によって電圧分布が複雑化し、適切なホスティングキャパシティを実現するための力率設定や効果の発揮が難しいことが示された。

¹³過度な無効電力制御で電圧が低下しすぎている。この理由としては、太線化で抵抗分が小さくなるので有効電力による電圧上昇分が小さくなり、無効電力による電圧降下の影響が上回るためと考えられる。

¹⁴末 200 ケースで力率を 0.86 以下、幹 200 ケースで力率を 0.90 以下にした場合には、電流制約までの導入が可能である。また、幹 400 ケースで力率を 0.91 以下にした場合には電圧下限を逸脱する。

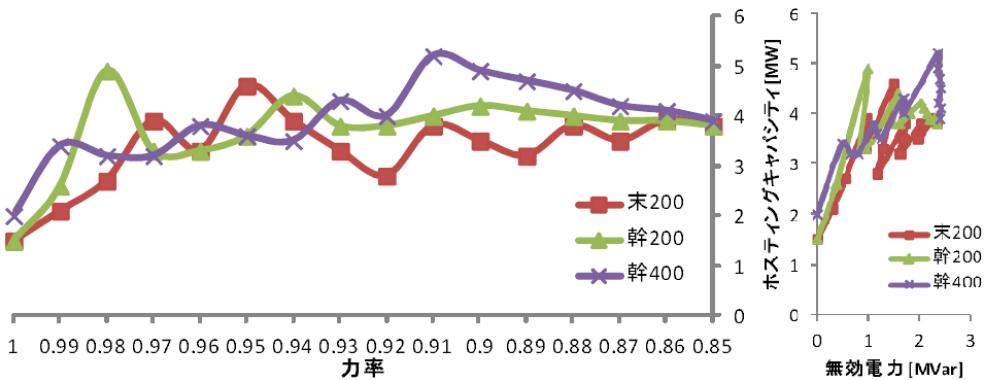


図 4.2.4-19 太線化時の力率一定制御時の力率(左)および無効電力(右)と
ホスティングキャパシティの関係

(ii) 分散制御

次に、力率の分散制御と太線化を組み合わせた場合の結果について分析する。図 4.2.4-20 に、各系統ケースの分散制御有無それぞれでの、ホスティングキャパシティまで PV を導入した場合の低圧側最大・最小電圧、その差(右軸)と PV 導入量の関係を示す¹⁵。なお、ここでの分散制御では力率を 0.06 ずつ下げる制御を行っている。PV が大量に導入された場合には、SVR の降圧動作により末端での電圧上限逸脱は起こらず、全ケースで電流制約まで導入されている。消費量と発電量が相殺される 0.9MW 以上の PV が導入されると差分は増加し、ホスティングキャパシティのところで 0.06p.u. を超えている程度である。

今回提案したシミュレーションでは、分散制御は制御する力率の刻み幅によって電圧上昇を抑制する効果の大きさに差が出ている。刻み幅が 0.01 の場合は潮流計算を行い、電圧上限を逸脱するノードの力率を 0.99 とし、再計算を行ってそれでも電圧上限を逸脱するノードの力率を 0.98 とし、さらに再計算を行うということを力率が 0.85 になるまで繰り返す。刻み幅が 0.01 の場合と 0.06 の場合の例を示す。刻み幅が 0.01 の場合は、電流制約が主な違反要因で、刻み幅が 0.06 の場合は電圧下限制約が主な違反要因である。

図 4.2.4-21 に分散制御の力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係を示す。分散制御の場合は力率制御と SVR との干渉が少ないため、力率一定制御の場合よりもホスティングキャパシティの変化が予見しやすい。力率の刻み幅が 0.01 の場合のホスティングキャパシティが最大となっている。刻み幅が 0.01 の時は、全ケースで電流制約まで PV の導入が可能である。刻み幅を 0.02 以上では、電流制約もしくは電圧下限制約を逸脱しやすくなるために、ホスティングキャパシティは刻み幅を 0.01 にした場合よりも減少している。

¹⁵ 本報告書は基本的に PV 分散配置時には PV 導入量が各高圧・低圧ノードでそれぞれ一定しているが、実際には PV 導入量にはばらつきがあり、少ない PV 導入量のノードで電圧の下限を逸脱することも考えられる。ここでの検討は、電圧変動の大きさの指標として電圧最大と最小の差分を考慮することで、差分が小さい方が、例え PV 出力にバラつきがあっても電圧を逸脱する可能性が小さくなるという一つの指標としての意味も込めて検討している。

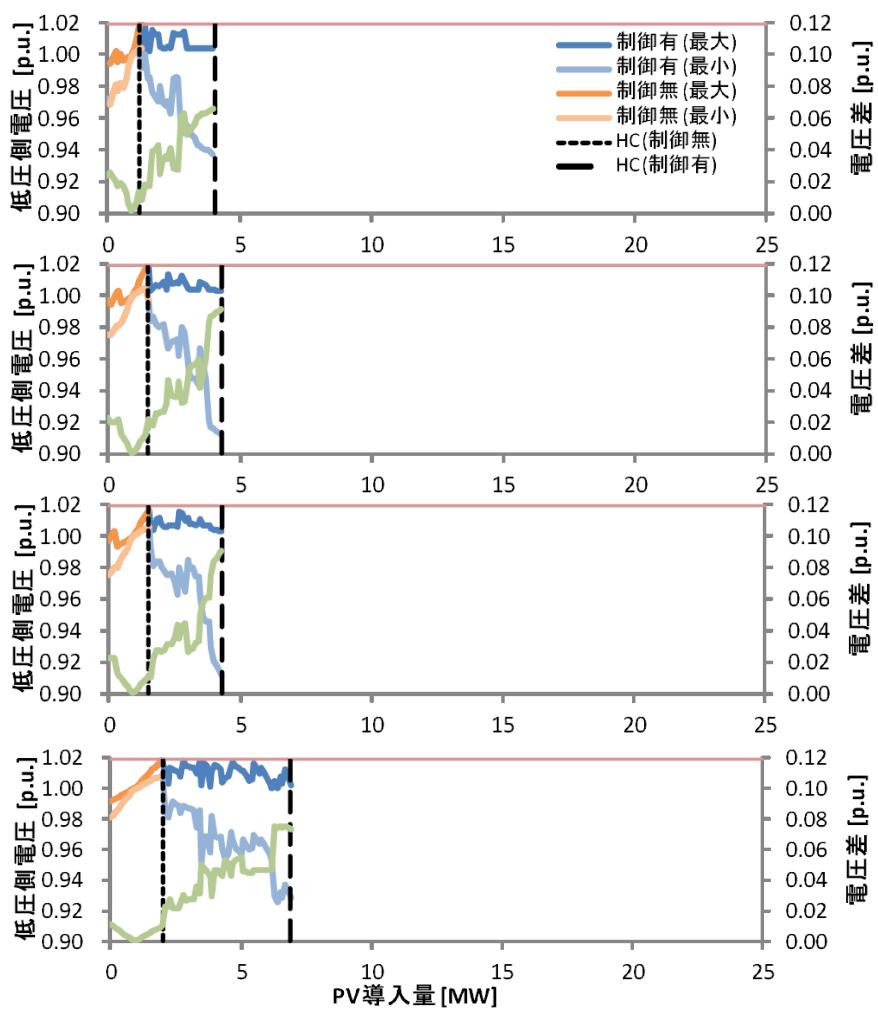


図 4.2.4-20 低圧側最大・最小電圧と電圧差(上から従来, 末 200, 幹 200, 幹 400)

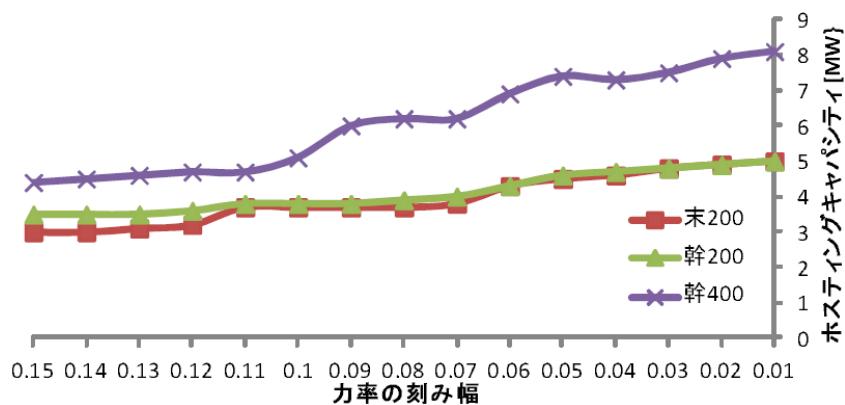


図 4.2.4-21 太線化時の分散制御での力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係

図 4.2.4-22 に、幹 400 でのホスティングキャパシティ時の各ノードの電圧と各ブランチの電流を示す。まず電圧に着目すると、低圧側に負荷のある高压ノード(低圧負荷ノード

●)では、低圧側の逆潮流による電圧上昇のため、低圧負荷がないノード(●)よりも電圧が高い。そこで、低圧負荷ノードの末端側では電圧が 1.02p.u.に近づいているのに対し、低圧負荷がないノードでは特にノード 30 番台で下限値の 0.90p.u.に近づいている。ホスティングキャパシティの直接の制約要因は配電変電所すぐのブランチ 1 の電流制約であるが、それは PV をこの後 100kW 導入した際にブランチ 1 の電流が 130A も増大するためである。それは、電圧上も上下限共に基準値に近づいているため、SVR の追加動作により補正に多くの無効電力が必要となることに起因する。

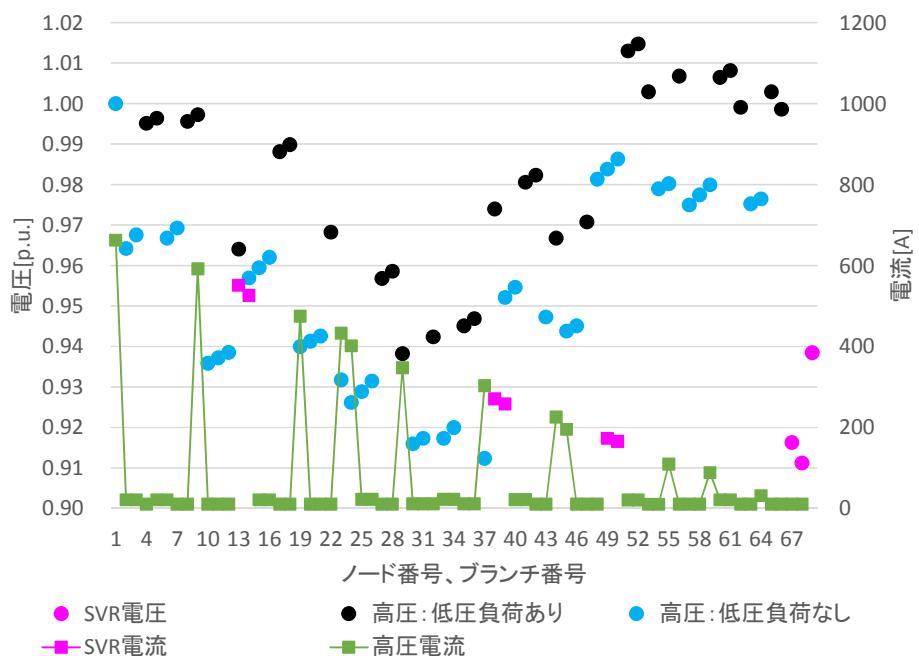


図 4.2.4-22 幹 400 でのホスティングキャパシティ時(7.5MW)の電圧・電流分布

(h) 部分昇圧と太線化と力率制御の組み合わせ

(i) 力率一定制御

さらにホスティングキャパシティを増加させるために、力率制御と太線化と昇圧を組み合わせた場合について検討を行っている。図 4.2.4-23 に、昇圧した系統ケースの全ての PV の力率を 1.0, 0.95, 0.90, 0.85 とする力率一定制御を行った場合の、ホスティングキャパシティまでの低圧側最大電圧と PV 導入量の関係を示す。ただし、他の図と一部解析条件が違うため、ホスティングキャパシティの値がずれている点には注意が必要である。昇圧した場合には SVR が存在しないため、太線化のみの図 4.2.4-18 と比較して、導入量の増加に伴う最大電圧の変化は単調である。ただし、PV の導入量増大に伴い完全に直線的ではなく、やや上に凸のカーブを描いている点が特徴的である。

次に各ケースの特徴を確認する。まず、全ての系統ケースで、力率を 1.0 から 0.95 に下げるることにより PV の導入による電圧の上昇を抑制でき、ホスティングキャパシティが増加

する。更に、(昇 120)ケースでは力率を 0.85 まで下げる 6.9 MW まで増加する。(昇 120, 末 200)ケース、(昇 400, 末 200)ケースでは、力率 0.90, 0.85 の場合は電流制約までの導入が可能になっている。(昇 400, 幹 400) ケースでは、力率 0.90, 0.85 の場合は電圧下限制約によりホスティングキャパシティが制限される。昇圧のみを行い太線化を行っていない場合には、力率は 0.85 まで下げた方がホスティングキャパシティが増加するが、昇圧と太線化を行った場合には力率を 0.85 まで下げるのは逆効果と考えられる。

図 4.2.4-28 の(昇 400, 幹 400)ケースで力率 0.95 に設定した場合には、分散制御と太線化を組み合わせた場合に導入が困難と考えられる 11MW をはるかに上回る 22.9MW の PV を導入可能である。このことから、昇圧・太線化・無効電力制御の三つを適切に組み合わせることで、大きなホスティングキャパシティが期待できることが分かる。

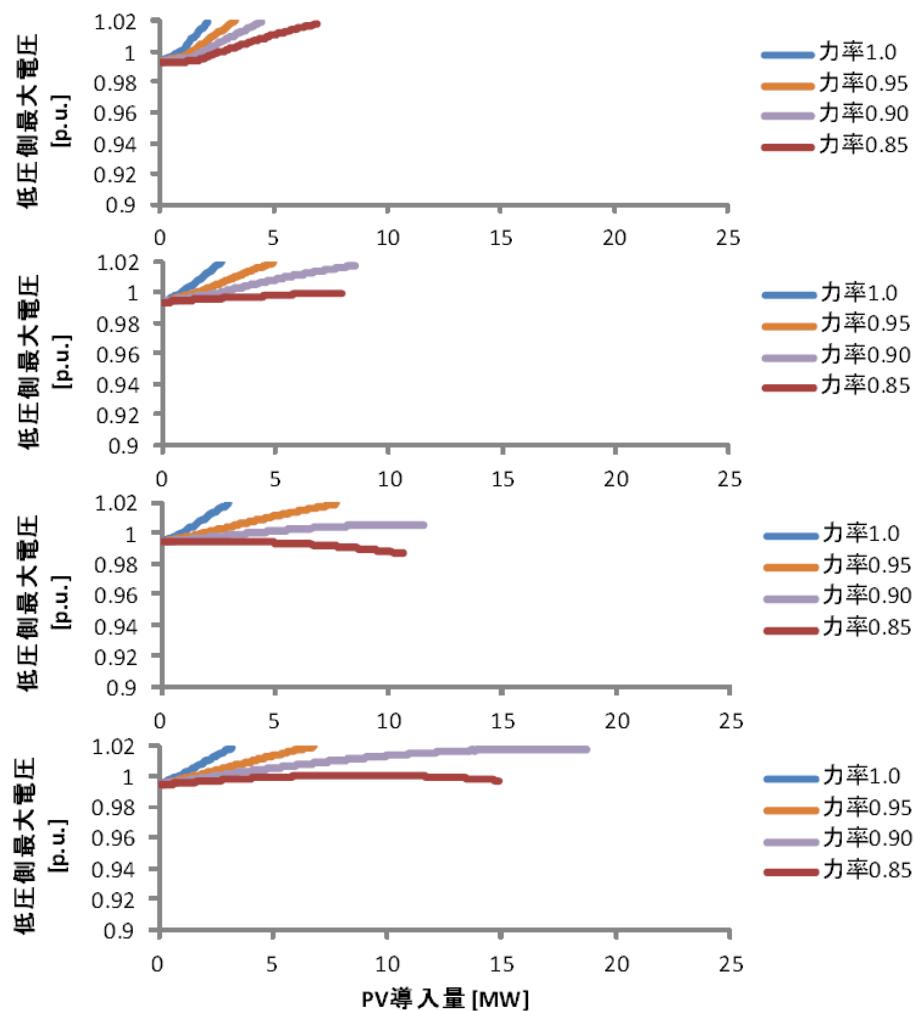


図 4.2.4-23 力率一定制御での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係の例
(上から(昇 120), (昇 120, 末 200), (昇 400, 末 200), (昇 400, 幹 400))

図 4.2.4-24 と図 4.2.4-25 に、(昇 400, 幹 400)でのホスティングキャパシティ時の電圧分

布・電流分布をそれぞれ示す。この時の力率は 0.90、導入量は 22.4MW である。まず電圧に着目すると、図 4.2.4-24 から、低圧負荷ノードは逆潮流により主に変電所に近い配電塔から給電されるノードで電圧上限付近の電圧になっているが、その他の配電塔から給電されるノードは電圧値が比較的低くなっている。また、低圧負荷のないノードでは、0.90p.u. から 0.94p.u. へと電圧が大きく低下していることが確認できる。

次に電流に着目すると、図 4.2.4-25 の上段から、22kV 線路のブランチ 67(配電用変電所から最初の配電塔まで)が 400sq の許容電流上限に到達しており、ここがホスティングキャパシティの規定要因になっている。この時、6.6kV 幹線は 400sq に太線化されているため上限には届いていない。一方、6.6kV 枝線は 25sq のままであるが、配電塔に近いノードでは逆潮流が電流上限付近に到達している点にも留意が必要である。

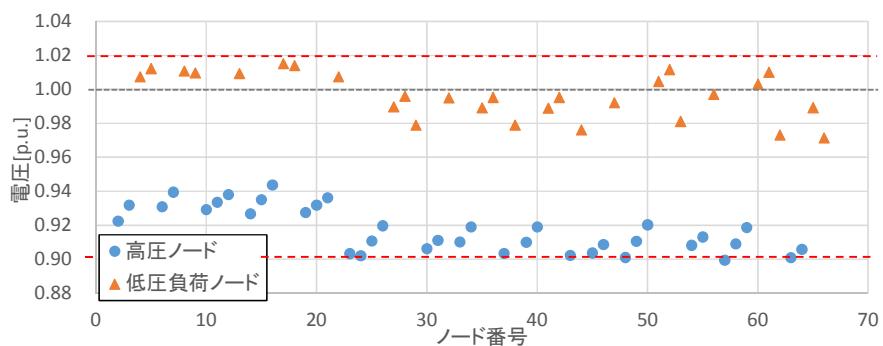


図 4.2.4-24 (昇 400,幹 400)のホスティングキャパシティ時の電圧分布

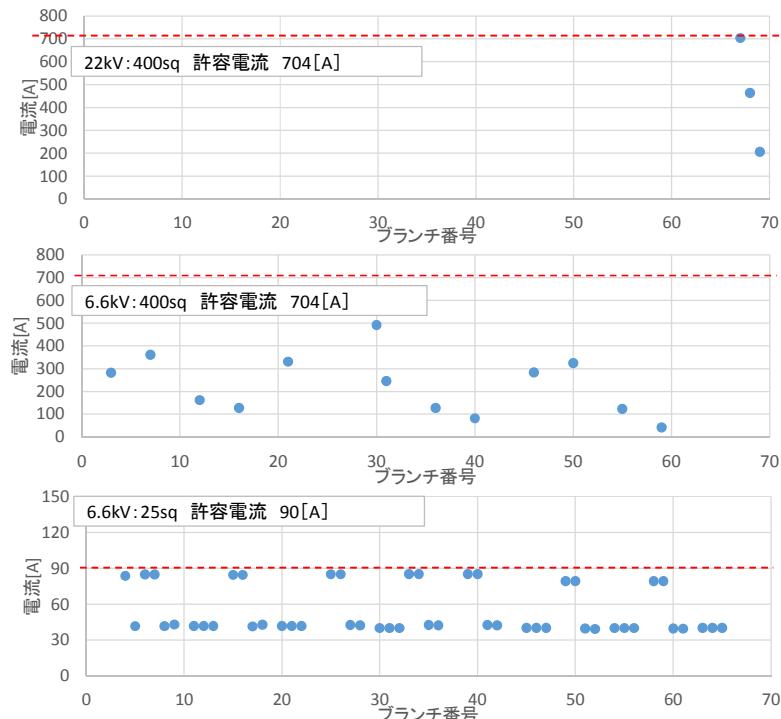


図 4.2.4-25 (昇 400,幹 400)時の 22kV 線路(上段), 6.6kV 幹線(中段), 枝線(下段)電流値

図 4.2.4-26 に部分昇圧での力率一定制御時の力率とホスティングキャパシティの関係例を示す¹⁶。力率 1.00 の場合は制御を行っていない。昇圧を行ったケースでは SVR を用いていないため、力率を下げるにつれてホスティングキャパシティはなだらかに増加する。昇圧と太線化を行ったケースでは、1.00 から 0.90 付近までは力率を下げるにつれて PV による電圧上昇抑制によりホスティングキャパシティが大幅に増加するが、0.90 付近から 0.85 までは逆に減少する。その原因は、(昇 120, 末 200) ケースと(昇 400, 末 200) ケースでは、無効電力を増加させることで電流制約を逸脱するためであり、(昇 400, 幹 400) ケースでは、無効電力を増加させることで電圧下限を逸脱するためである。

(昇 400, 幹 400) のケースでは、力率 0.96 から 0.95 になるとところでホスティングキャパシティが急増している。この原因は、PV 導入量に対して電圧が上に凸の非線形なカーブになっており、その上端が電圧上限に抵触するかどうかによって大幅にホスティングキャパシティが変化するためである¹⁷。このように、部分昇圧と太線化を組み合わせるケースでは SVR がないため基本的にはホスティングキャパシティの予見性が高いが、電圧カーブの非線形性からホスティングキャパシティが急変する部分もありうることに注意が必要である。

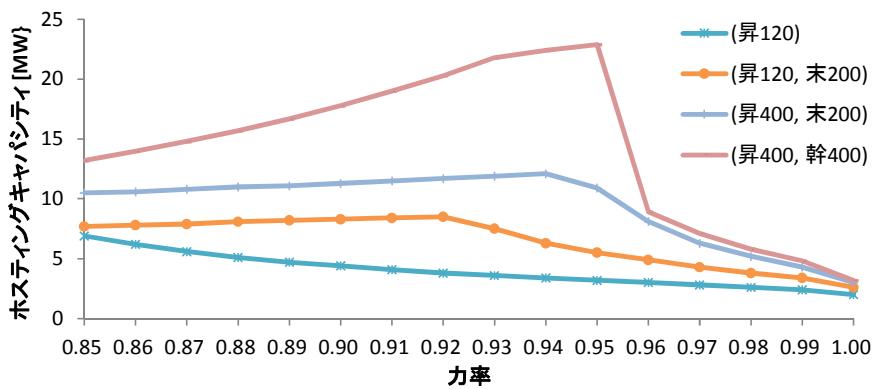


図 4.2.4-26 部分昇圧・力率一定制御時の力率とホスティングキャパシティの関係

(ii) 分散制御

次に、分散制御時について述べる。図 4.2.4-27 に(昇 400, 幹 400)でのホスティングキャパシティ時の電圧、電流分布を示す。(昇 400, 幹 400) ケースでは PV 導入量が非常に大きいため、低圧側での電圧上昇が非常に大きくなる。そのため、低圧負荷ノードと低圧に負荷の無いノード間で、電圧が大きく異なることが見て取れる。低圧負荷ノードでは上限に近い電圧となる一方、低圧負荷の無いノードでは下限に近い電圧となっている。

¹⁶ ただし、ここで解析結果は他の分析結果と配電塔のパーセントインピーダンスおよび高圧側電圧制約の扱いが異なるので、値そのものは他の解析結果と異なる点に注意が必要である。

¹⁷ 実際に図 4.2.4-28 の力率 0.95 を見ると、PV 導入量が 10MW 付近から電圧がほぼ上昇していない。

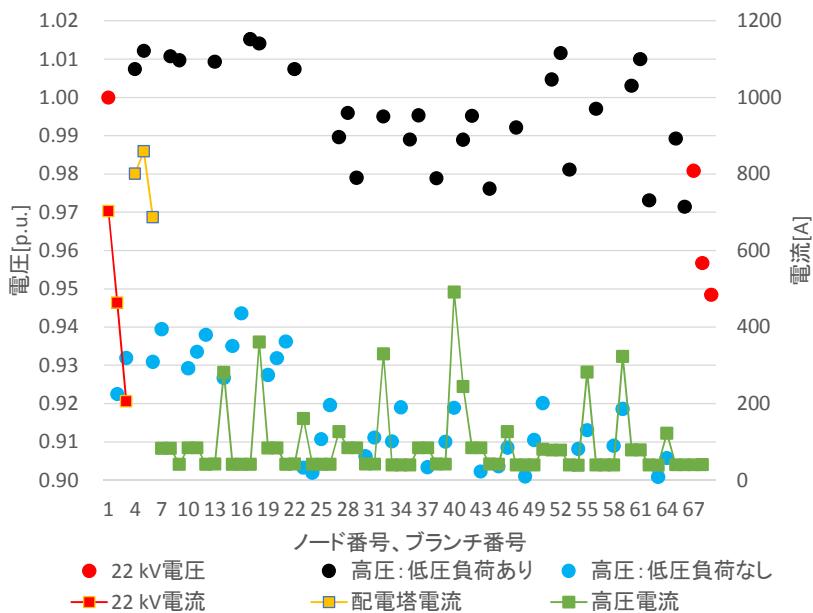


図 4.2.4-27 (昇 400, 幹 400)のホスティングキャパシティ時の電圧・電流分布

図 4.2.4-28 に、部分昇圧の各トポロジーで分散制御時および制御無し時、力率刻み幅 0.06 での、ホスティングキャパシティまで PV を導入した場合の低圧側最大・最小電圧、その差(右軸、緑色)と PV 導入量の関係を示す。全ケースで電圧 HC が増加し、低圧側最小電圧も下限値を下回らないことがわかる。制御を行った場合は、ほとんどのトポロジーで配電線の電流制約を逸脱する導入量でも電圧上限を逸脱せず、電流制約までの PV の導入が可能である。昇圧の各ケースでは電圧差が小さいのに対し、6.6kV 各ケースでは差が大きくなる。

図 4.2.4-29 に、各トポロジー毎の分散制御での、ホスティングキャパシティ時の配変から低圧側最大電圧ノードまでの経路での電圧変動内訳をグラフにしたもの¹⁸を示す。ただし、力率制御を行うと要素によっては電圧を低下させることになるので、その場合には低下分の要素を横軸より下側、増加分の要素を横軸より上側にそれぞれ積算し、その差分を示してある。電圧上昇分の合計は各ケースとも 0.019p.u. 以内となっており、特に電流制約がホスティングキャパシティの制約要因になった場合には、より低い電圧上昇となっている。

各ケースとも、低圧側では必ず電圧上昇が起きるので、電圧上限を逸脱しないようにするために、分散制御により高圧側で電圧が下がっている。ホスティングキャパシティが大きいケースほど低圧側での電圧上昇も大きくなるため、その分電圧の低下も必要となる。

まず 6.6kV のケースに着目すると、6.6kV 幹線ではどのケースでも PV の力率制御により電圧が低下していることが分かる。特に幹 400 のケースでは、幹線で大幅な電圧降下と、SVR による電圧上昇がともに生じていることが分かる。一方、昇圧した場合には、どのケ

¹⁸ 低圧側電圧が最大となるノードはトポロジーによって異なるため、各トポロジーによって経路が異なっている点に注意が必要である。例えば、従来系統・末 200・幹 200 での最大電圧は配電用変電所に近いノード 9 で発生しているため、SVR による電圧変動は本グラフには反映されていない。

ースでも配電塔における電圧降下が大きくなっている。(昇 120)で 6.6kV 幹線の電圧上昇が大きいのは、この時の最大電圧ノードが幹線末端のノード 66 であり、そこまでに 25sq 線路があるためであり、この電圧上昇が分散制御では補償しきれない点が、(昇 120)でホスティングキャパシティが力率一定制御より低くなる原因となっている。

なお、今回の検討ではホスティングキャパシティがかなり大きな値となり、一部のケースでは電流制約まで導入可能であったが、高圧側での電圧低下が大きいケースが多いので、低圧側で PV が導入されていないノードがある場合には、電圧下限を逸脱する可能性がある。より詳細な検討は、4.2.4(4)「複素電圧によるホスティングキャパシティの変動要因分析」、および対応する付録(4.C)に、複素電圧を用いた分析を書いている。

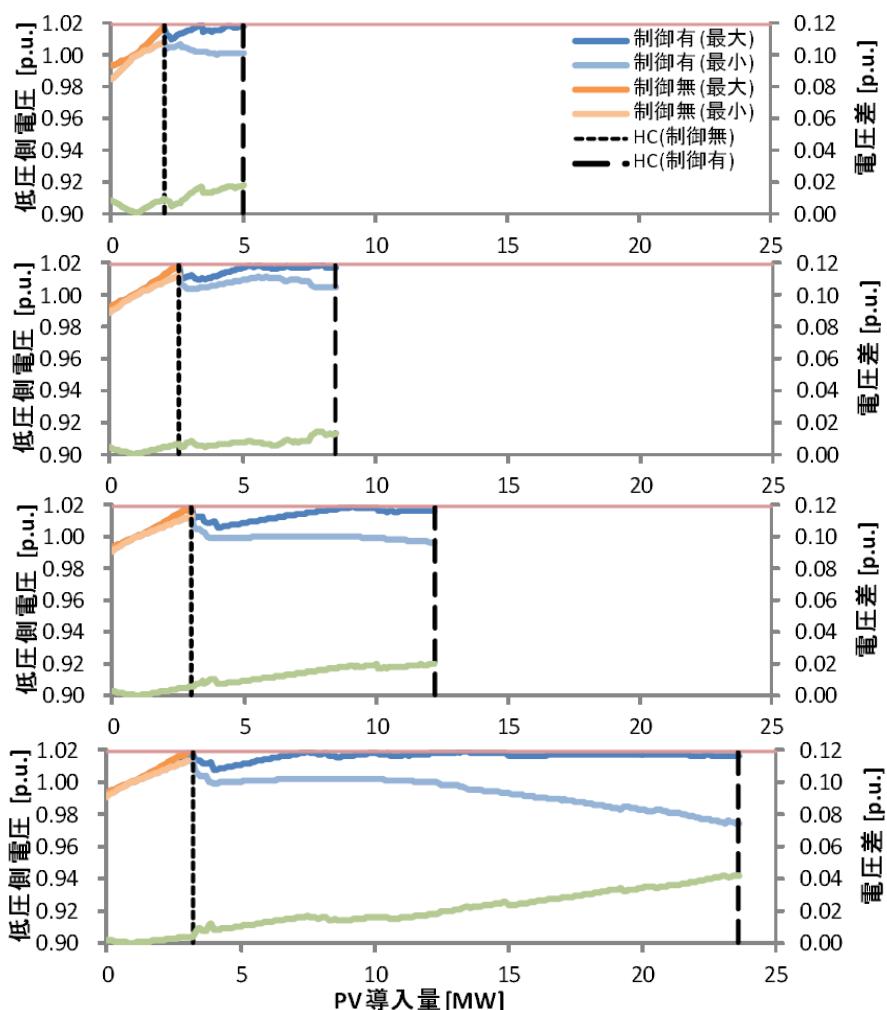


図 4.2.4-28 ホスティングキャパシティまでの低圧側最大・最小電圧と電圧差
(分散制御の有無で比較、上から(昇 120), (昇 120, 末 200), (昇 400, 末 200), (昇 400, 幹 400))

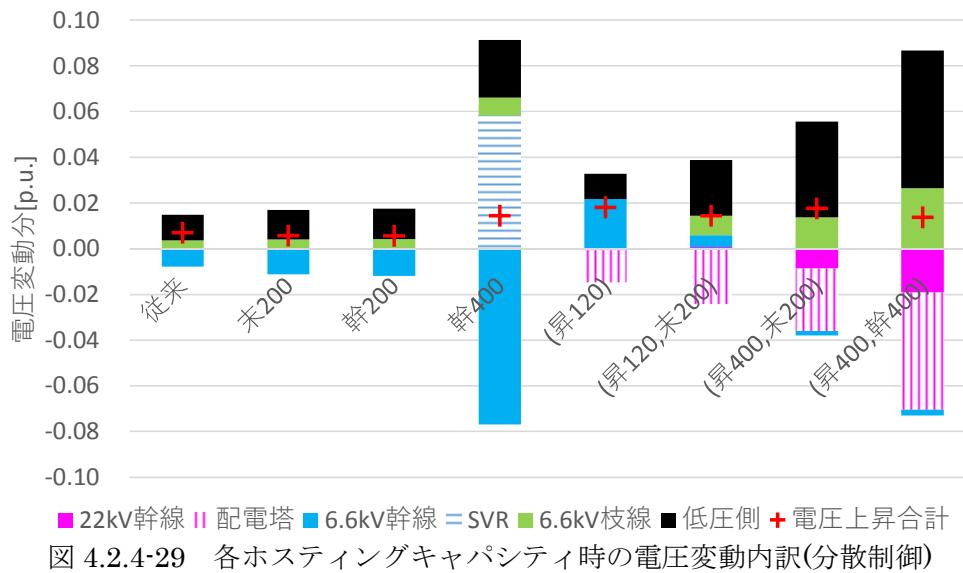


図 4.2.4-29 各ホスティングキャパシティ時の電圧変動内訳(分散制御)

図 4.2.4-30 に、ホスティングキャパシティまでの低圧側最大電圧の推移を示す。従来系統、幹 400 では低圧側最大電圧の変化が大きいのに対し、部分昇圧時には変化が比較的緩やかになっている。ただし分散制御の時には、局所的な PV 電圧制約により無効電力出力が集中してあるかどうかにより、最大 0.7V 程度の電圧のステップ上変化がみられる。

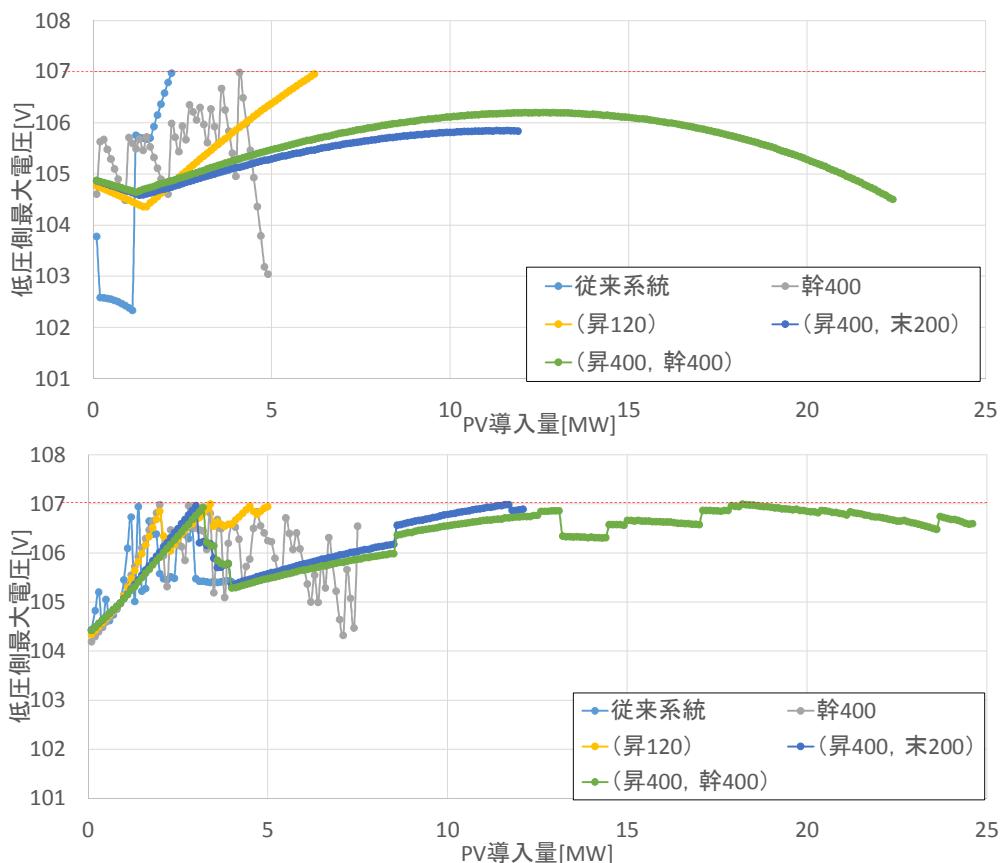


図 4.2.4-30 ホスティングキャパシティまでの低圧側最大電圧推移(上が力率一定、下が分散)

(3) ホスティングキャパシティの評価

(a) 解析結果のバラつきについての考え方

これまでの解析結果から明らかなように、力率制御を伴う場合には、ホスティングキャパシティが力率一定制御の場合にはその設定値によって、分散制御の場合にはその力率刻み幅によって、解析結果が大きく異なっている。これらの詳細な要因分析は(d)において行う。より多くの時間断面や条件を考慮した確定的解析や、PVの導入量を確率的に増加させていくような手法を用いれば、これらのバラつきは軽減しうると考えられるが、ここではこれまでの検討結果をもとにしたホスティングキャパシティの代表値の設定方法を考える。

単純な代表値の算定手法としては、各ケースでのホスティングキャパシティの最大値や平均値を取ることが考えられる。しかし、単純な最大値では多少の条件変化により大きくホスティングキャパシティが低下してしまう恐れがある。また、力率一定制御や分散制御のシミュレーション範囲全体での平均をとると、明らかに不適切と考えられるような力率設定での値も平均化されてしまい、ホスティングキャパシティを過小評価することにつながる。

そこで本検討では、力率一定制御の場合は0.99～0.85まで、分散制御の場合は刻み幅0.01～0.15までの連続する3つの力率値のホスティングキャパシティを平均した値のうちの最大値を、ホスティングキャパシティの代表値とした。例えば力率一定制御であれば、力率0.96, 0.95, 0.94の平均値、分散制御であれば力率刻み幅が0.03, 0.04, 0.05といった具合である。これにより、誤差もありながらある程度適切な力率設定を行った場合の、ホスティングキャパシティに相当する指標を算定できる。

(b) 各ケースのホスティングキャパシティのまとめ

表4.2.4-2に力率1.00時、力率一定制御時および力率分散制御時の各トポロジーでのホスティングキャパシティをまとめる。既に見てきたように、PV分散配置の場合には力率制御を行わないと低圧側での電圧上昇が大きいため、太線化時で最大2.0MW、部分昇圧時でも最大3.2MWと、ホスティングキャパシティ增加効果は限定的である。一方、力率制御を行った場合、ホスティングキャパシティは顕著な増加を示すことが見て取れる。多くのケースにおいて、力率一定制御よりも分散制御の方が多くのPVを導入可能であることが見て取れる。特に昇圧と太線化を行った場合には、電流と電圧安定性制約が大幅に緩和されるため、最大で力率一定制御で22.4MW、分散制御で24.5MWのPVの導入が可能である。

力率制御なしでは末端ノードの電圧上限制約がホスティングキャパシティの決定要因となる。力率一定制御では、6.6kVの対策では規定要因は電圧上限と電流制約となり、部分昇圧時には電圧上限・電流に加えて電圧下限も規定要因となりうる。分散制御時には、多くの場合電流制約が規定要因となる。また、力率一定制御と分散制御を比較すると、(昇120)のケースを除いては分散制御の方が高いホスティングキャパシティとなった。これは、分散制御の方が力率制御を行うPVの量が限定的であり、無効電力量、そして皮相電力量が力率一

定制御時よりも小さくなる傾向があるためである。したがって、電流制約まで PV が導入されるケースでは、分散制御の方がホスティングキャパシティが高くなる¹⁹。

表 4.2.4-2 各ケースのホスティングキャパシティと違反要因のまとめ

	力率1.00		一定力率制御			分散制御	
	ホスティング キャパシティ [MW]	違反要因	ホスティング キャパシティ [MW]	力率	違反要因	ホスティング キャパシティ [MW]	違反要因
従来	1.2	電圧上限	2.3	0.87～0.85	電圧上限	4.0	電流
末200	1.5	電圧上限	3.9	0.97～0.95 0.96～0.94 0.95～0.93	電圧上限・電流	4.4	電流
幹200	1.5	電圧上限	4.1	0.91～0.89 0.90～0.88	電圧上限・電流	4.5	電流
幹400	2.0	電圧上限	4.9	0.91～0.89	電圧下限	7.5	電流
(昇120)	2.0	電圧上限	6.2	0.87～0.85	電圧上限・電流	5.0	電圧上限
(昇120,末200)	2.6	電圧上限	8.4	0.92～0.90	電流	8.6	電流
(昇400,末200)	3.0	電圧上限	11.9	0.94～0.92	電流	12.1	電流
(昇400,幹400)	3.2	電圧上限	22.4	0.95～0.93	電流・電圧下限	24.5	電流

図 4.2.4-31 に無効電力集中制御、力率一定制御、分散制御での各ケースでの無効電力量とホスティングキャパシティの関係を示す。力率一定制御と分散制御を比較すると、(昇 120)以外のケースでは、分散制御の方が無効電力注入量が少なく、より多くの PV が導入できていることが見て取れる。(昇 120)ケースでは、分散制御では末端の 25sq 線路での電圧急上昇に対して無効電力の制御量が不足し、電圧制約によりホスティングキャパシティが制限されるため、力率一定制御のホスティングキャパシティの方が大きくなっている。(昇 120, 末 200),(昇 400, 末 200),(昇 400, 幹 400)ケースでは、力率一定制御では無効電力を増加させているにもかかわらずホスティングキャパシティが減少している部分が見られる。これは、基本的には電流制約に違反する場合には無効電力注入量が増大するほど電流 HC が小さくなるためである。ただし、(昇 400, 幹 400)のケースでホスティングキャパシティと無効電力注入量が両方低下している部分があるが、これは電圧下限制約に抵触しているためである。一方、分散制御ではホスティングキャパシティの最大値までは無効電力注入量とのホスティングキャパシティの関係にほぼ正の相関があることが見て取れる。

¹⁹(昇 120)のケースでは、分散制御の方がホスティングキャパシティが低くなっているが、これは末端が 25sq と細い線路であるため局所的な上昇が大きく、局所的な無効電力制御で十分に電圧を抑制できなかったためである。この際、分散制御では他のノードで電圧上限に抵触しないため力率制御が働かないのに対し、力率一定制御では全体で電圧抑制を行うため、結果として末端の電圧もより効果的に抑制される。このように、分散制御では局所的な電圧逸脱が解消しきれない可能性がある。末端部までの線路の増強と組み合わせることで、この問題は緩和されうるが、より詳細な検討が必要である。

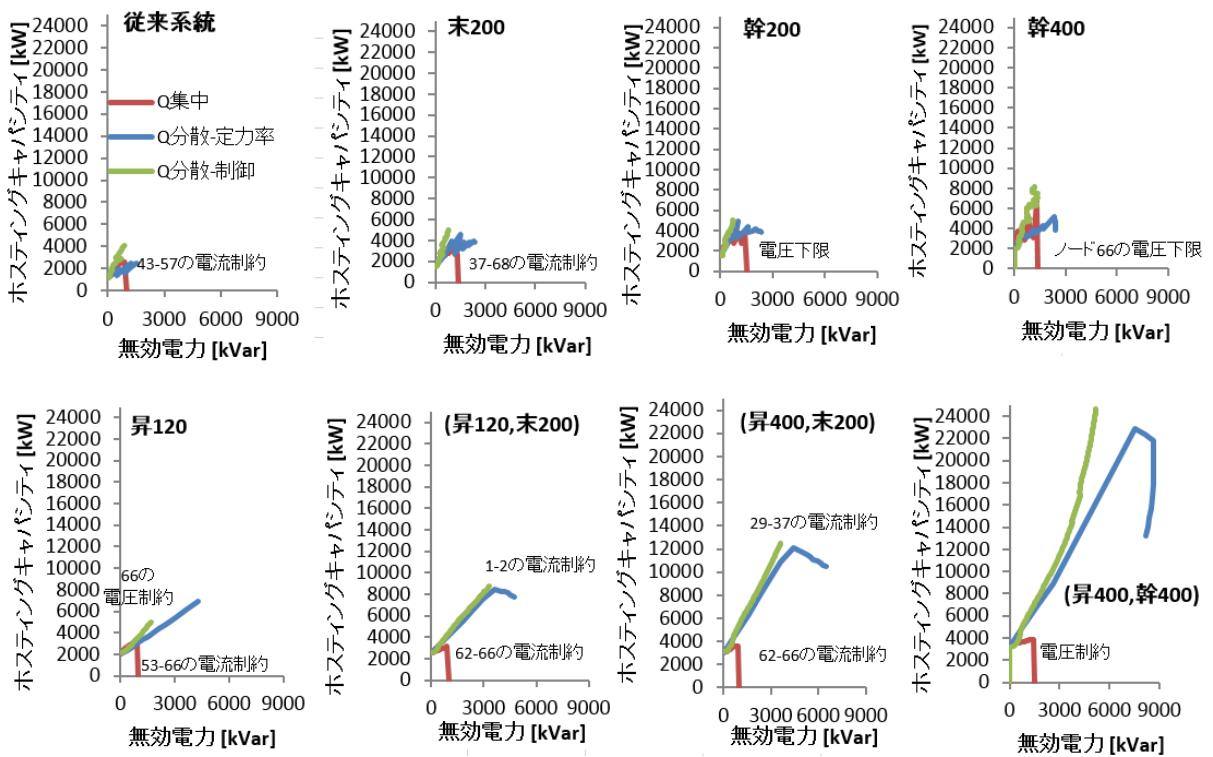


図 4.2.4-31 各力率制御時の無効電力と各ホスティングキャパシティの関係

(c) ホスティングキャパシティの定量的評価

各ホスティングキャパシティの値がどういう意味を持つ値であるかの解釈を試みる。評価は、負荷の kW ピーク (kW_p) 比、年間発電量の値、年間発電量の負荷との比、および低圧住宅の 1 軒あたりの PV 導入量である²⁰。ただし、年間発電量は次節の損失計算の際に用いる年間発電量計算手法を用いて解析している。

表 4.2.4-3、表 4.2.4-4 に、力率一定制御および分散制御時の上記指標の計算結果を示す。kW ピークではどのケースでもホスティングキャパシティは負荷を大幅に上回っているものの、kWh でみると従来系統では負荷の 0.33 倍ないし 0.57 倍の電力しか供給していないことが分かった。最も太線化したケースでは、kWh 比で負荷の 0.70 倍ないし 1.07 倍の PV を導入している。一方、部分昇圧で最も太線化したケースでは、負荷の 3.21 倍ないし 3.51 倍の電力量を PV が供給できることになっている。

kWh で比較して負荷を大きく超える電力量の PV というのは現時点では想像しがたい面もあるが、2020 年までに標準的な新築住宅が Zero Emission House になることを想定すれば、2050 年には標準的にも負荷と同程度、ないしそれ以上の kWh の PV が導入されていることは現実的と考えられる。マクロに見ても、日本の 2050 年の温室効果ガス 80% 削減シナリオでは、多くの場合産業部門の CO₂ 排出量が、セメントのプロセス加工時の非化石燃

²⁰ ここで、「1 軒あたりの PV 導入量」では低圧負荷ノードに接続された PV のみであり、高圧負荷ノードの分の PV は考慮していない。

料排出も含めて一定残るので、家庭部門は熱・輸送も含めてゼロに近づけることが求められている。2章でみたように、日本全国で200GW規模のPVが導入されるようなシナリオでは、全国大でもPV容量は負荷の最大値を超えることになる。

加えて考慮すべきことは、PVの導入量は様々な要因でばらつきが生じることである。エリアの現状を見ても、図2-32のように住民一人当たりのPV導入量は0.19kW/人から0.51kW/人と2.6倍の開きがあり、地方自治体レベルでは自治体の経済状況や政策も相まって更に大きな差異が生じる。農山村は都市部よりPVを設置可能な空間が豊富であり、都市部の電力の一部を供給する必要があるとすれば、需要を大きく上回るkWh量の再エネ導入も求められる。それらはPVが十分に安価になった下では経済合理性を持ちうる。

以上のことを見れば、農山村のフィーダのうちある程度の割合で、負荷のkWhを大きく上回るPVが導入されることは現実的であると考えられる、それを支えるには太線化だけでは不十分で、部分昇圧が必要になる地域もあると考えられる。一方、こうしたフィーダは日本全体で見れば一部であり、したがって6.6kVの配電システムと20kV級の配電システムが混在することが、2050年の一つの現実的な姿になると考えられる。

表4.2.4-3 ホスティングキャパシティの定量的評価(力率一定制御時)

	ホスティング キャパシティ[MW]	対負荷 kWp比	年間発電量 [GWh/年]	対負荷 kWh比	1軒あたり PV容量[kW]
従来	2.3	1.7	2.6	0.33	2.5
末200	3.9	2.8	4.4	0.56	4.2
幹200	4.1	3.0	4.6	0.59	4.5
幹400	4.9	3.6	5.5	0.70	5.3
部分昇圧	6.2	4.5	7.0	0.89	6.7
(昇120,末200)	8.4	6.1	9.4	1.20	9.1
(昇400,末200)	11.9	8.6	13.4	1.70	12.9
(昇400,幹400)	22.4	16.2	25.2	3.21	24.3

表4.2.4-4 ホスティングキャパシティの定量的評価(分散制御時)

	ホスティング キャパシティ[MW]	対負荷 kWp比	年間発電量 [GWh/年]	対負荷 kWh比	1軒あたり PV容量[kW]
従来	4.0	2.9	4.5	0.57	4.3
末200	4.4	3.2	4.9	0.63	4.8
幹200	4.5	3.3	5.1	0.64	4.9
幹400	7.5	5.4	8.4	1.07	8.2
部分昇圧	5.0	3.6	5.6	0.72	5.4
(昇120,末200)	8.6	6.2	9.7	1.23	9.3
(昇400,末200)	12.1	8.8	13.6	1.73	13.2
(昇400,幹400)	24.5	17.8	27.5	3.51	26.6

(d) 電圧HC、電流HC、電圧安定性HCの分析

次に、各ケースの電圧・電流および電圧安定性のホスティングキャパシティの傾向について、定量的および定性的な分析を行う。図4.2.4-32に、各ケースでの電圧・電流および電圧

安定性 HC、各ケースの黒線はホスティングキャパシティを示している。力率は制御有の場合は分散制御で、力率の刻み幅は 0.05 のケースである。

まず電圧制約に着目すると、対策一つの効果では、太線化・昇圧のみよりも力率制御を行うことによる影響の方が大きい。この点は PV 集中配置の場合と異なる。これは、PV 分散配置の場合、高圧系統だけでなく低圧系統でも電圧が上昇するためである。力率制御と太線化、更には部分昇圧を組み合わせることでホスティングキャパシティは急増する。

次に電流制約に着目すると、各トポロジーにおいて力率制御により電流 HC は減少していることが確認できる。これは、力率制御による皮相電力の増加のためである。力率制御ありの場合、昇圧のみのトポロジーを除いては、電流制約が違反要因となっている。したがつて上述のように、過剰な力率制御は皮相電力の増大を招き、結果としてホスティングキャパシティを低下させていることを示している。

次に電圧安定性制約に着目すると、力率制御および太線化により、電圧安定性 HC が低下している。一方、部分昇圧を行った場合には、電圧安定性は大幅に向上している。

以上の特徴を定性的に整理したものが表 4.2.4-5 である。系統の元々のトポロジーや電線種類などが変化すると、電圧・電流・電圧安定性の個々の値や相対的な優位性は変化するが、表 4.2.4-5 に示した傾向は、トポロジーが変化してもある程度の普遍性を持つと考えられる。しかし、様々なトポロジーによるその検証は今後の課題である。

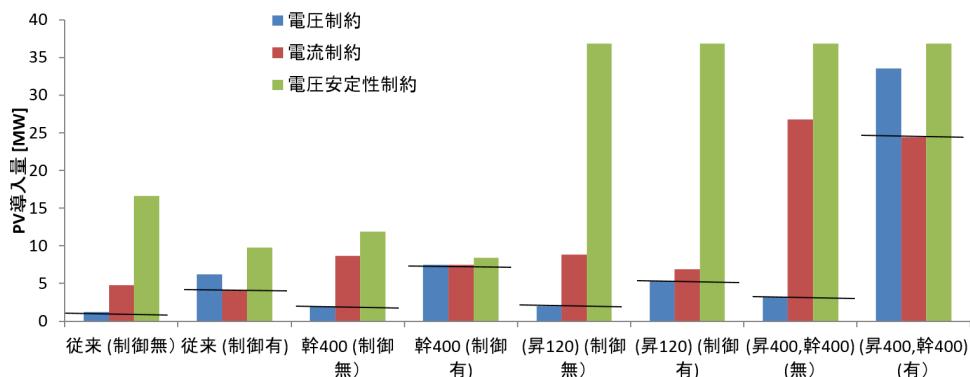


図 4.2.4-32 各ケースでの電圧・電流および電圧安定性 HC(分散制御、力率刻み幅 0.05)

表 4.2.4-5 PV 分散配置時に、各ケースが各 HC に与える影響

	電圧	電流	電圧安定性
力率制御	増	微減	減
太線化	微増	増	減
部分昇圧+太線化	増	増	増
太線化+力率制御	増	増	減
昇圧+太線化+力率	大幅増	大幅増	増

(4) 複素電圧によるホスティングキャパシティの変動要因分析

ここまででは電圧を絶対値で議論してきたが、抵抗とリアクタンスの影響を区別した議論をする上では、複素電圧による議論が有効になる。そこで、複素電圧の変電所から末端までの推移に着目し、その実部と虚部の寄与について考察した。詳細は付録(4.C)にまとめるが、ここでは解析結果の概要を示す。

分析に用いるグラフ(以下では複素電圧グラフと呼称する)は、各ケースでホスティングキャパシティを最初に逸脱した際の低圧側が最大電圧となるノードを特定し、変電所からそのノードまでの各構成要素の電圧変化を複素平面上にプロットしたものである。各グラフの弧は電圧絶対値が等しくなる点の集合体であり、ピンク色の弧が、電圧上限基準である。

結果の概要を以下に示す。図 4.2.4-33 に各トポロジーでの複素電圧グラフを示す。従来系統、ないし太線化のみのケースでは、電圧上昇の主要な要因は 6.6kV 幹線であり、太線化および部分昇圧により複素電圧の特に実部が軽減されるため、ホスティングキャパシティが一定増加する。こうなると PV 大量導入時の大きな課題は低圧側の電圧上昇であるが、力率制御を行わないと低圧側での電圧上昇ベクトルはほぼ等電圧線に対して垂直であり、電圧上昇に大きな影響を及ぼす。一方、力率制御を行うことで低圧側電圧上昇ベクトルはより複素電圧の虚部の比率が高くなり、結果として電圧の絶対値上昇への寄与が小さくなる。

力率制御時には高圧側では多くのケースで複素電圧の実部は減少し、虚部が大きく増加

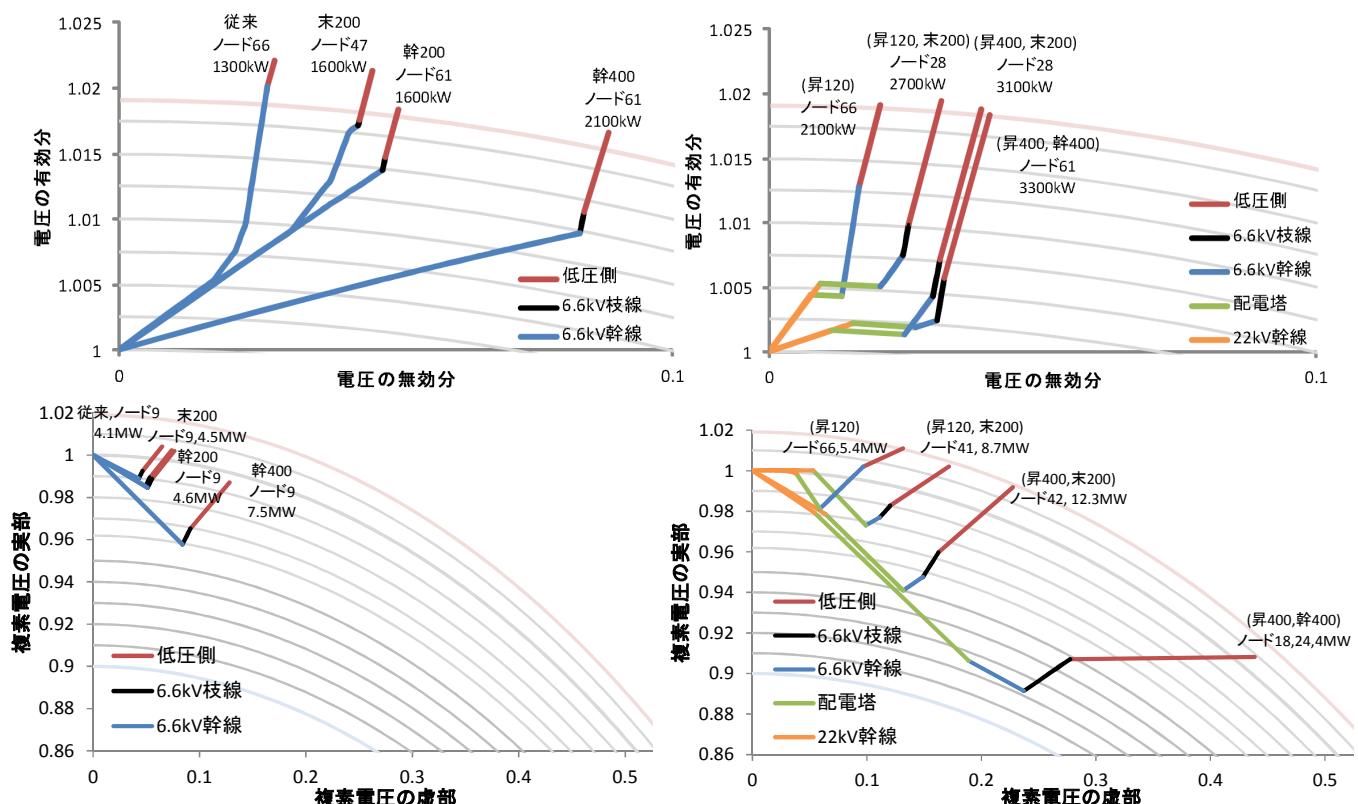


図 4.2.4-33 各トポロジーで複素電圧グラフ。上側が力率制御なしで左が 6.6kV、右が部分昇圧、下側が分散制御・力率刻み幅 0.05 で左が 6.6kV、右が部分昇圧

する。ここでは線路とともに SVR および配電塔の寄与が大きい。また、高圧側での電圧低下により低圧側での電圧上昇の受容が可能となり、結果としてホスティングキャパシティが大幅に増加を実現している。

(5) PV 分散配置時のホスティングキャパシティ解析のまとめと課題

PV 分散配置時には、高圧側に加えて低圧側でも PV 導入による逆潮流とそれによる電圧上昇が生じるため、その両者を考慮したホスティングキャパシティの解析・評価が必要になる。PV 分散設置時には、力率制御が低圧側の電圧上昇も緩和し、高圧側では電圧の上昇緩和ないし降下をもたらすため、有効な対策となる。それに対し、力率制御を伴わない太線化や部分昇圧はホスティングキャパシティの増加効果はあるが、低圧側での電圧上昇に影響しないため、その効果は限定的である。太線化や部分昇圧と力率制御を組み合わせることで、ホスティングキャパシティの大幅な増加が可能となる。その要因については、実効値および複素電圧を用いた各要素の電圧変動解析を行った。複素電圧を用いた解析からは、力率制御により高圧側だけでなく低圧側の電圧変動も複素電圧の実部への寄与が大きく減り、また 22kV 線路、配電塔、6.6kV 幹線で電圧が下がることにより、ホスティングキャパシティが増加することが判明した。複素電圧の虚部の変化が大きくなり、システムの力率低下が顕著であることが確認された。

力率制御の手法としては、力率一定制御と分散制御を想定した。力率一定制御より分散制御の方が、フィーダ全体での無効電力制御量が小さくなるため、電流ホスティングキャパシティが増大する傾向が確認できた。そのため、電圧制約が効果的に回避できる場合には分散制御の方がホスティングキャパシティが増加するが、分散制御では局所的な電圧上昇を十分に抑制できない場合、ホスティングキャパシティの増加が限定的なケースもあった。この局所的な電圧上昇問題は、適切な太線化を施することで緩和されると考えられる。

ホスティングキャパシティの解析にはいくつかの非線形性が伴う。その最も顕著なものは、SVR と力率制御の協調性の問題である。SVR と力率制御の複雑な相互作用は、フィーダ増強計画や運用、さらには保守計画などの作業を煩雑化させ、送配電事業者の負担を増やす可能性がある。また、今回は検討の射程外としたが、系統大の需給バランスの維持のための蓄電池制御やデマンドレスポンスが加わると、系統の制御目的も電圧・電流のプロファイルもさらに複雑化することが懸念され、十分な管理と制御が困難になる可能性がある。

一方、部分昇圧を用いるケースでは 22kV 線路での電圧変動が小さいため、PV の力率制御により SVR を用いなくても十分な電圧制御ができることが示された。この場合、SVR の離散性を考慮する必要が無くなるため、系統の予見性が高まることが確認された。しかし、6.6kV でも部分昇圧時でも、PV 導入量の増加に対して電圧のグラフは上に凸になる傾向があり、その頂点が電圧上限に抵触するかどうかによって、ホスティングキャパシティが大きく変化する点には注意が必要である。このように、ホスティングキャパシティは前提の設定によって大きく値が変化するものであり、今回解析したホスティングキャパシティはあく

まで本仮定の中で算定された値であるため、この値そのものを過信してはならない。

最後に PV 分散配置時の検討の課題を整理する。PV 分散配置時のホスティングキャパシティ解析は主に 12 時断面で逆潮流が最大となる時を対象にしているが、上記の複雑さを前提にすると他の時間断面でより低いホスティングキャパシティとなる可能性は否定できない。また、数秒から数分のより短い時間の PV 出力変動に対する SVR の制御時定数と PV 無効電力制御量の関係、あるいは保護系による制約などは検討対象から除いているが、これらを系統設備計画やホスティングキャパシティ解析とどのようにリンクさせていくかは今後の課題である。

配電系統(高圧側・低圧側)の多様なトポロジー、そこへの PV 導入の様々なシナリオをどのように考慮するかという問題も残されている。一つのフィーダに対しても、例えば部分昇圧時の昇圧範囲や配電塔数などの設備形成の最適化を、PV 導入の不確かさ、あるいは力率制御手法の最適化と合わせてどのように進めていくかは大きな課題である。こうした検討を本格的に進めるには、配電網の電圧特性と経済性同時に解析可能なツールが必要になると考えられる。また、配電塔のパーセントインピーダンスは解析結果に大きな影響を与えるので、その設計方法も一考に値する。

関連して、PV が大量導入され、低圧側での電圧上昇が顕在化する中で、高圧・低圧側の電圧分担の考え方の再構築も必要となる。それは配電用変電所・柱上変圧器や配電塔のタップ設定をどうするかという問題と大きく関わり、これらが将来どの程度遠隔制御可能になるかによって考え方も変わると考えられる。同時に、無数の需要家側機器の有効電力・無効電力の制御が今後様々な目的で行われるので、それらとどう協調し、膨張する複雑さを軽減していくかは、今後大きな課題になると考えられる。

上述の課題のうち、配電系統の設備計画（特に太線化・昇圧）以外の部分に関しては様々な研究があるので、それらを整理するとともに、それらを配電系統の設備計画とどのように組み合わせていくかが、今後重要な課題となる。

4.2.5 損失解析

前項までの検討結果から、部分昇圧と太線化を組合せたケースのホスティングキャパシティが最大となることを明らかにした。一方で、部分昇圧を伴わないケースの中でホスティングキャパシティが最大となるケースは可変の Var 調整器を用いたケースであった。本項では、各ケースに対してホスティングキャパシティとなる PV を導入した場合の損失を計算し、年間損失で各ケースを比較した。

(1) 年間損失の算出方法

PV 出力が天候により異なることを想定した潮流計算を実施し、PV 導入量が 0kW の場合とホスティングキャパシティである場合の年間配電損失を計算した。

図 4.2.5-1 に、天候ごとにモデル化した PV 出力の時間変化を示す。快晴、晴天、曇天および雨天の 4 種類とし、定格出力に対する最大出力がそれぞれ 80%, 50%, 20% および 10% となるようにモデル化した。各天候の PV 出力モデルを用いて、天候ごとに 24 時間の潮流計算を実施して、各時刻における配電損失を算出した。

図 4.2.5-2 は、1 年間における各天候の日数モデルを示す。気象庁ホームページから入手できる雲量データをもとに作成した。1 日の平均雲量が 1.5 を下回る日を快晴、1.5 以上 8.5 未満の日を晴天、8.5 以上の日を曇天および雨天とした。曇天と雨天の区別については、同様に入手できる日降水量データに基づいて判別した。日降水量が 10mm 以上の日を雨天とし、それ以外を曇天とした。このような調査のある地域に対して実施し、図 4.2.5-2 の日数モデルを作成した。

年間配電損失は、図 4.2.5-1 に示す天候ごとの PV 出力モデルを用いて配電損失をそれぞれ計算し、図 4.2.5-2 に示す日数をそれぞれにかけて、その総和をとることにより求めた。

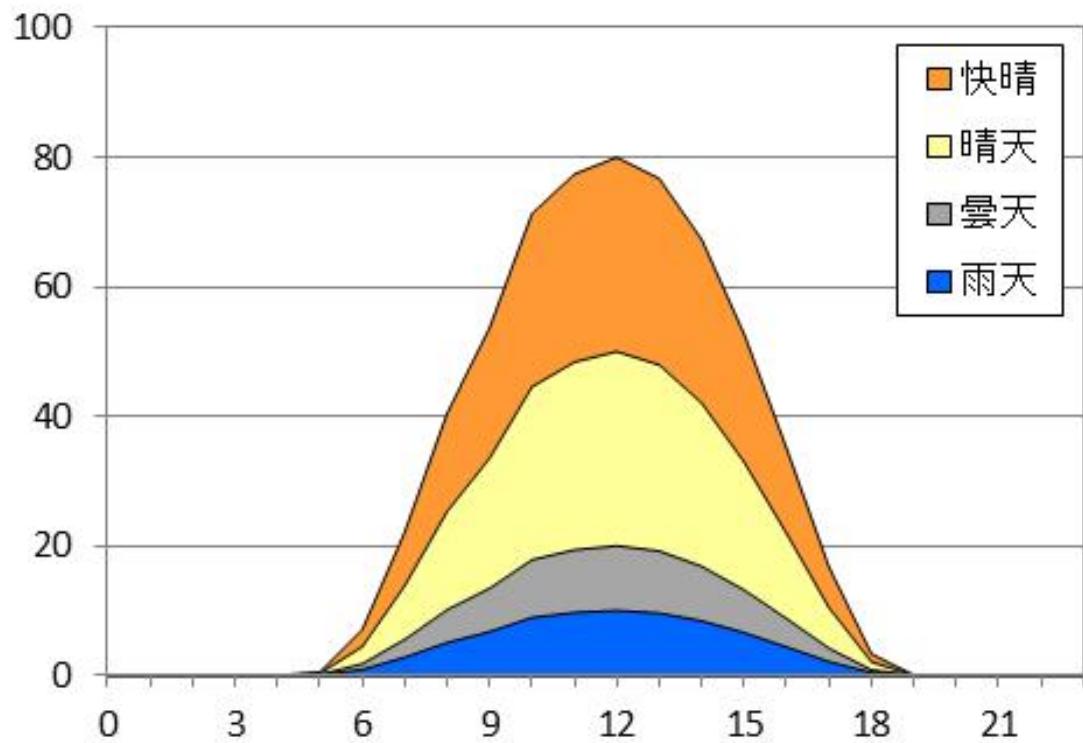


図 4.2.5-1 各天候に対する PV 出力モデル

1年間における
各天候の日数

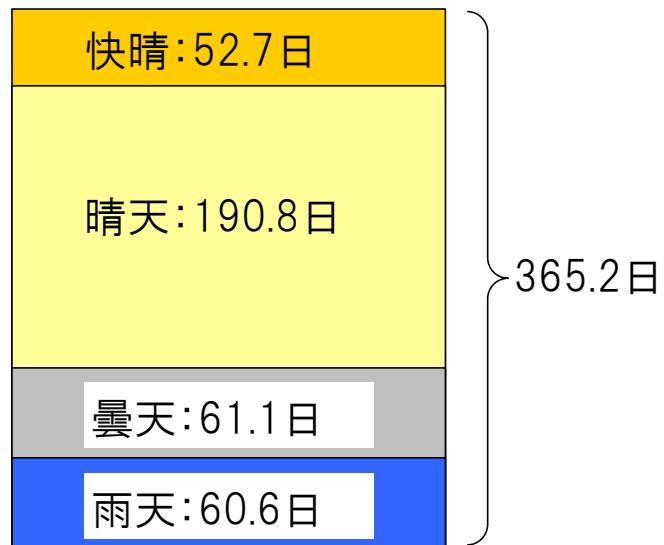


図 4.2.5-2 1年間における各天候の日数モデル

(2) PV 集中配置

年間損失を算出する前に、PV 出力が 100%である場合について 1 日の配電損失量を計算した。図 4.2.5-3～図 4.2.5-9 は農山村モデルにおける 1 日の配電損失と PV 導入量との関係を示している。これらの図には PV の力率を 1.00, 0.95, 0.90 および 0.85 の 4 種類に変えて計算した結果を併記している。また PV 導入量の変化幅は各ケースのホスティングキャパシティを最大としてプロットしている。図 4.2.5-3 および図 4.2.5-4 には従来系統および末端 200sq ケースの結果を示している。図から力率の違いは分かりにくいが、詳細に見ると、力率が低いほど損失は大きくなっている。図 4.2.5-5 および図 4.2.5-6 に示す連系 200sq ケースおよび連系 400sq ケースは力率の違いが顕著となっている。また、0kW から PV 導入量を増やすと損失ははじめ減少するが、極小値を経てから増加に転じていることも確認できる。図 4.2.5-7～図 4.2.5-9 に示す部分昇圧ケースについても同様のことと言える。

図 4.2.5-10 は、見方を変えて、PV 出力の力率を 1.00 として、各ケースに対する 1 日の配電損失と PV 導入量との関係を示している。同図から、従来系統から太線化の対策をとると、配電損失が減少する様子を確認することができる。また、部分昇圧の対策をとると、配電損失はさらに減少することを確認することができる。

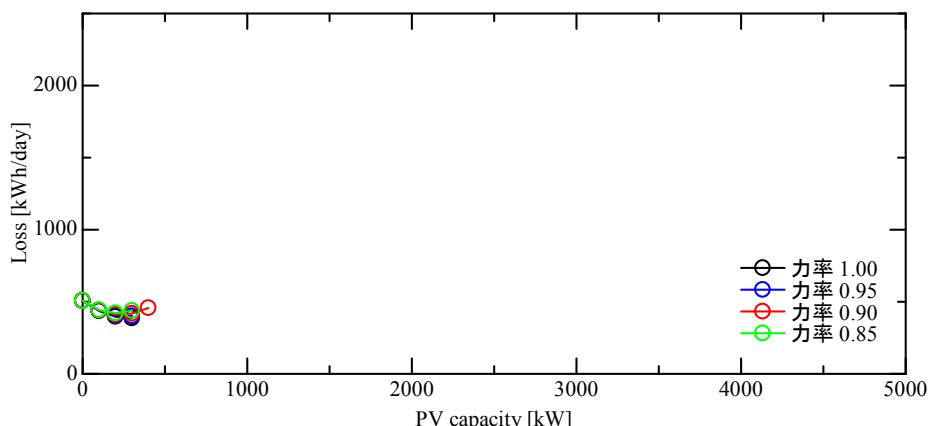


図 4.2.5-3 1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・従来系統）

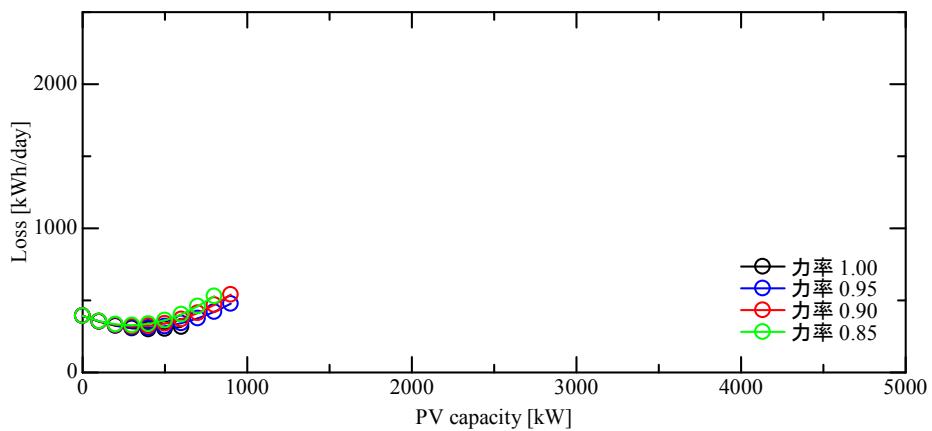


図 4.2.5-4 1日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・末端 200sq ケース）

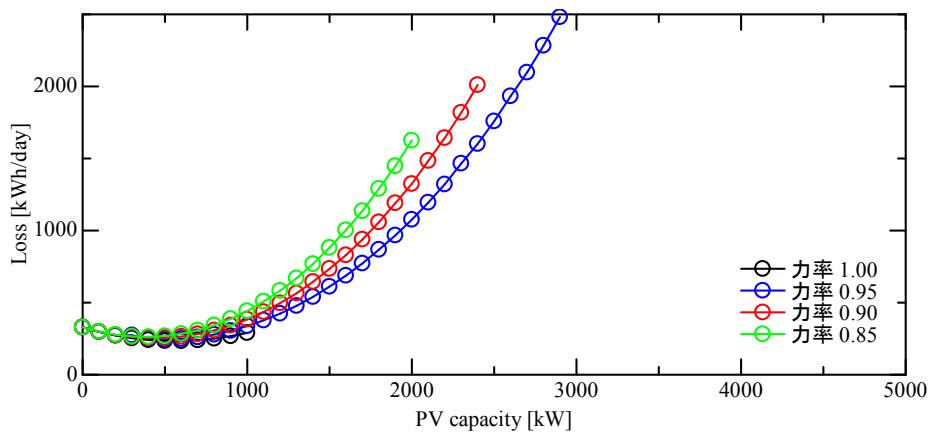


図 4.2.5-5 1日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・連系 200sq ケース）

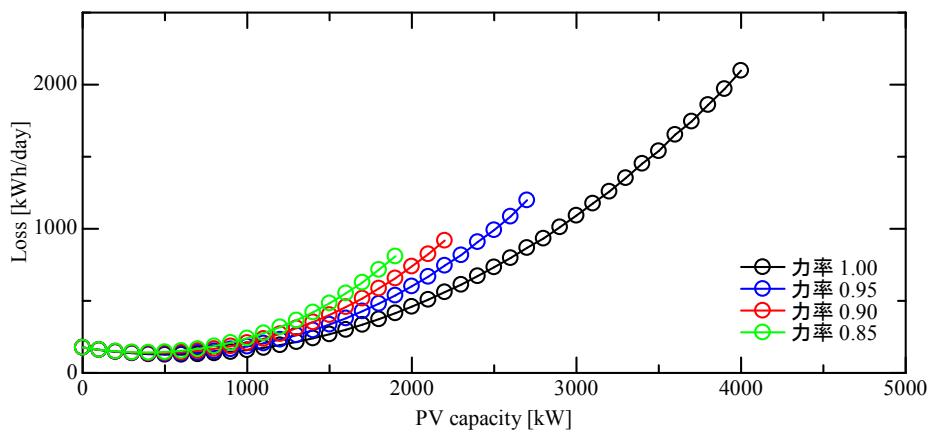


図 4.2.5-6 1日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・連系 400sq ケース）

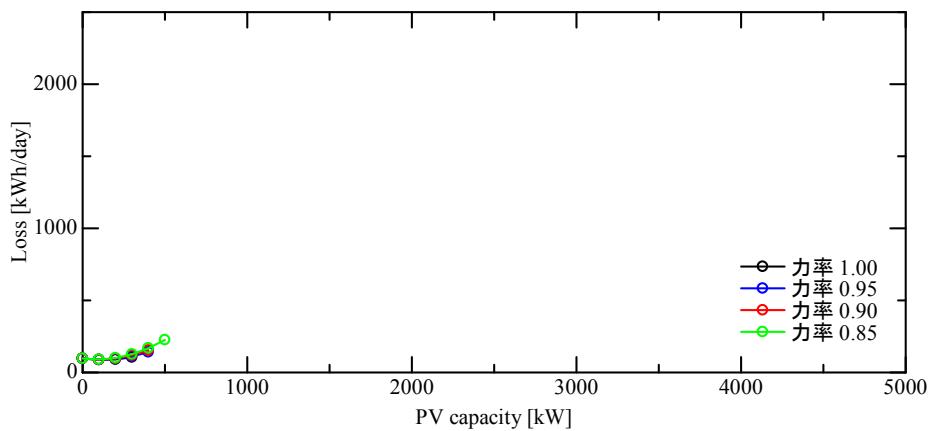


図 4.2.5-7 1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・部分昇圧ケース）

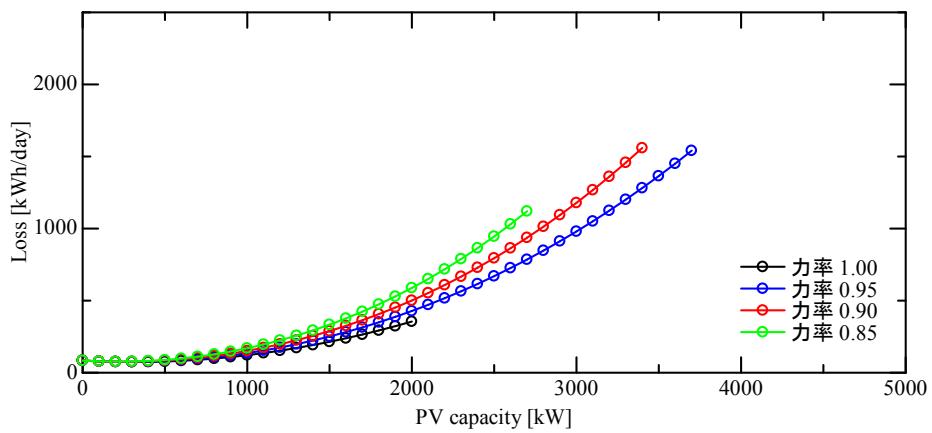


図 4.2.5-8 1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・部分昇圧 200sq ケース）

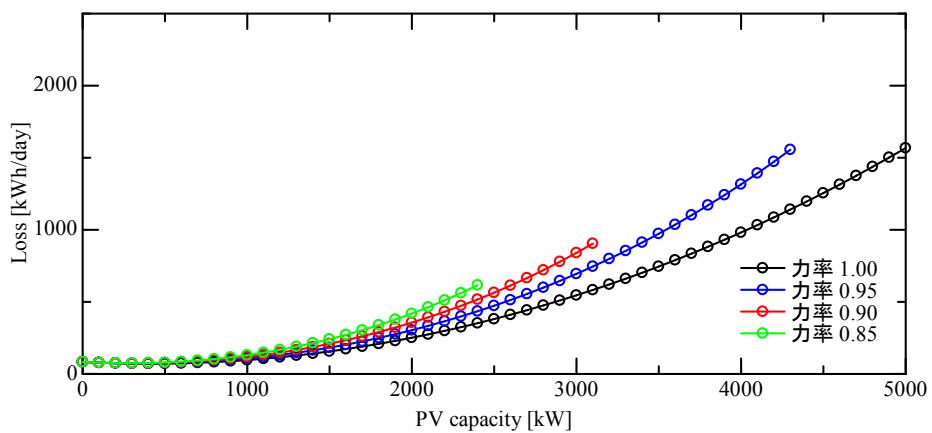


図 4.2.5-9 1 日の配電損失と PV 導入量との関係
(農山村モデル・部分昇圧 400sq ケース)

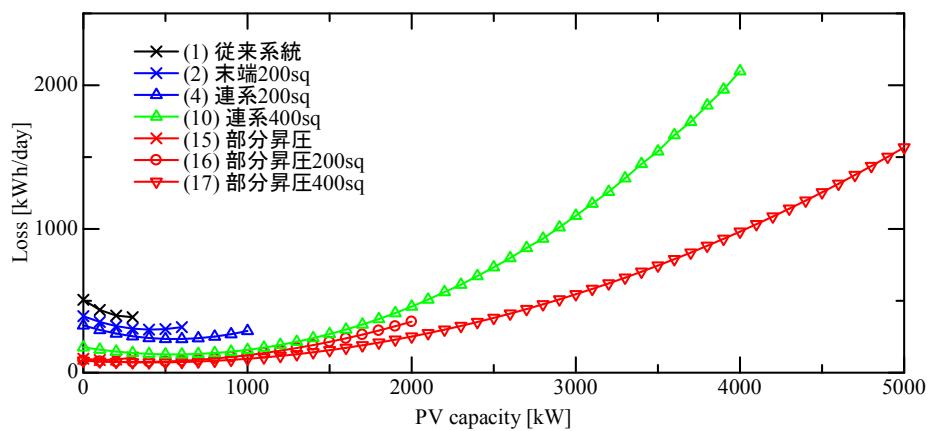


図 4.2.5-10 1 日の配電損失と PV 導入量との関係（各ケースで比較）

PV 出力の力率が 1.0 である場合の年間配電損失を図 4.2.5-11 に示す。同図には各ケースの年間配電損失を棒グラフで示しており、PV を導入しない場合とホスティングキャパシティである PV を導入した場合の結果を併記している。また、各ケースのホスティングキャパシティを折れ線グラフで示している。ケース(17)のホスティングキャパシティは 5000kW であるが、年間配電損失を見ると従来系統よりも小さく、その値は従来系統の 0.86 倍である。部分昇圧を実施すれば PV を大量導入しても配電損失を現状よりも低下できることを示している。一方で、部分昇圧を伴わないケースでホスティングキャパシティが最大であるケース(5)の配電損失は従来系統よりも大きく、その値は従来系統の 2.2 倍となっている。無効電力の注入がホスティングキャパシティの増大には有効であるが、配電損失の増大につながることを示した。

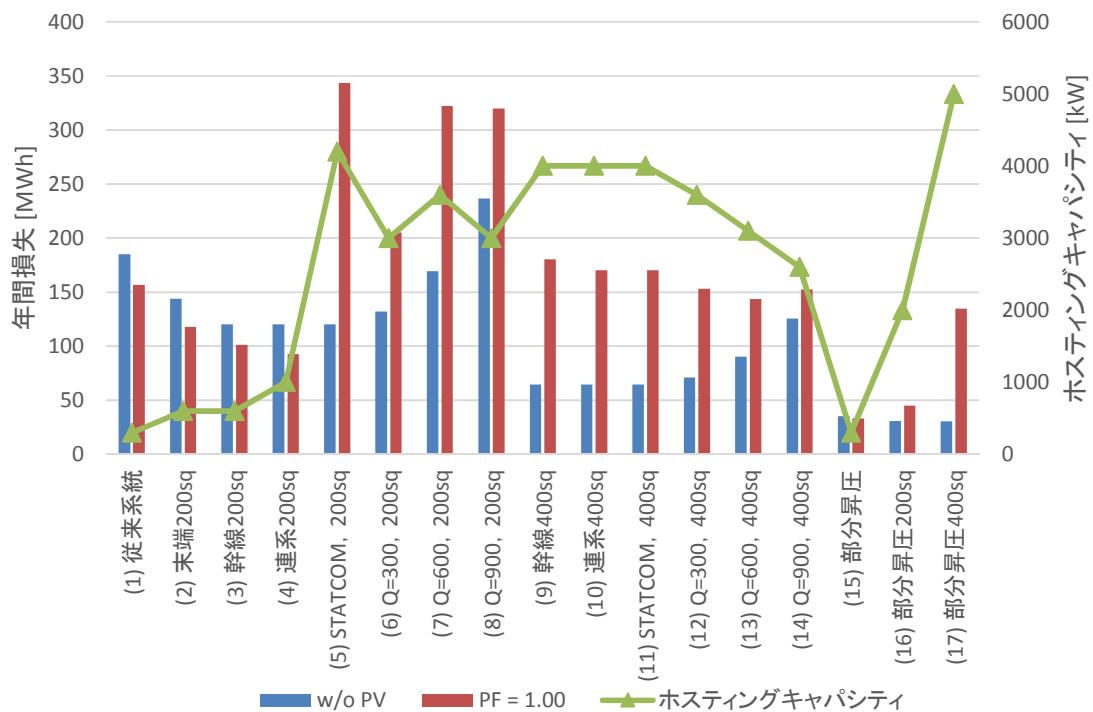


図 4.2.5-11 年間配電損失 (PV の力率が 1.0 である農山村モデル)

(3) PV 分散配置

損失の解析においては、力率制御は力率一定制御の場合と分散制御の場合を例にとり、分散制御では力率刻み幅を 0.06 とした場合の解析結果を使用した。図 4.2.5-12 に代表的な 4 つのトポロジーで PV がホスティングキャパシティまで導入された際の、晴天時(最大出力がホスティングキャパシティの 50%)の各時刻の損失例を示す。夜間の時間帯は、系統増強を進めるにしたがって損失が大幅に減少していくことが見て取れる。一方、日中の時間帯をみると、従来系統と比較し(昇 120)では損失が減少していることが見て取れる。これは、(昇 120)の晴天時の PV 出力が最大 2.5MW であり、残余需要が元の負荷よりやや多い程度なので、昇圧による損失低減効果の方が大きくなっているためである。一方、幹 400 のケース、および(昇 400, 幹 400)のケースでは、PV 出力が従来系統より大幅に増加し、残余需要量はさらに大きな割合で増加するため、系統増強されても損失量の大幅な増加が確認できる。

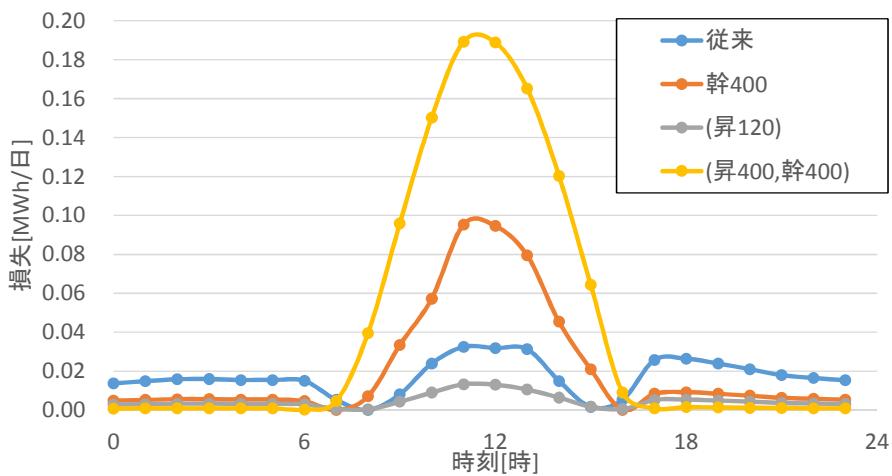


図 4.2.5-12 晴天時の損失例(分散制御, 力率刻み幅 0.06)

次に PV 導入量と一日分の損失の関係を示す。図 4.2.5-13, 図 4.2.5-14, 図 4.2.5-15 は、それぞれ力率制御なし, 力率一定制御, 分散制御時の PV のピーク出力とその日の損失の関係を示している²¹。どの図でも, PV 分散配置の場合には負荷のある全てのノードに PV が導入されているため, PV の導入量が 0.9MW までは PV による発電量が負荷の消費量で相殺され, PV が増加するにつれて損失は減少する。どのケースにおいても, 1.0MW 以上導入された場合は, PV が増加するにつれて PV による逆潮流が増加し損失は増加する。同量の PV 導入量で比較すると, 統合の対策を行うことにより損失が大幅に低減する。特に(昇400,幹400)では従来系統と比較して同一 PV 導入量では 9 割以上損失が低下することが確認できた。

図 4.2.5-14 と図 4.2.5-15 を比較すると, 同一の PV ピーク出力, トポロジーでは力率を分散制御した方が損失が小さくなる傾向が確認できる。これは, 分散制御の方が無効電力注入量を抑えられ, 結果として皮相電力を小さくすることができるためである。一方, ホステイングキャパシティが大きくなる分, ホステイングキャパシティ時の損失自体は力率一定制御よりも分散制御の方が大きくなる場合が少なくない。

²¹ ここでは快晴・晴天などの天候係数はかかっていない。

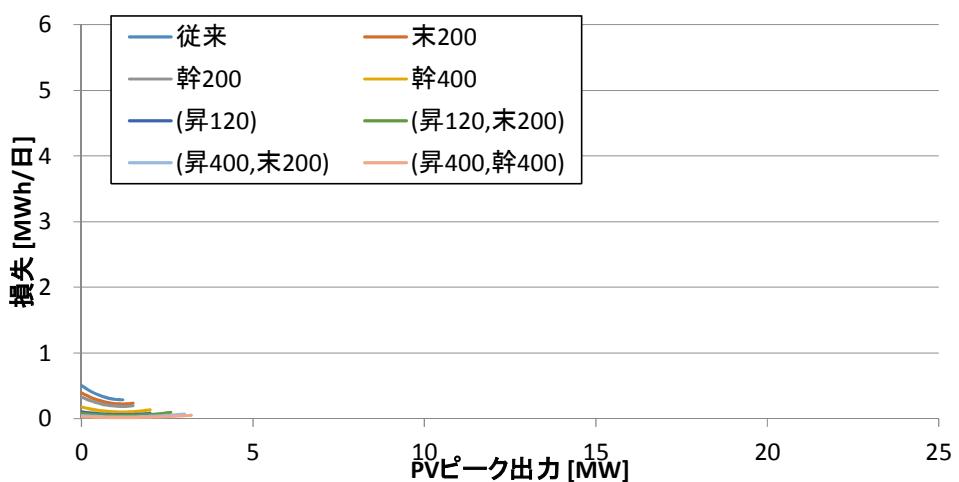


図 4.2.5-13 各ケースでの PV 導入量と一日分の損失の関係(力率制御なし)

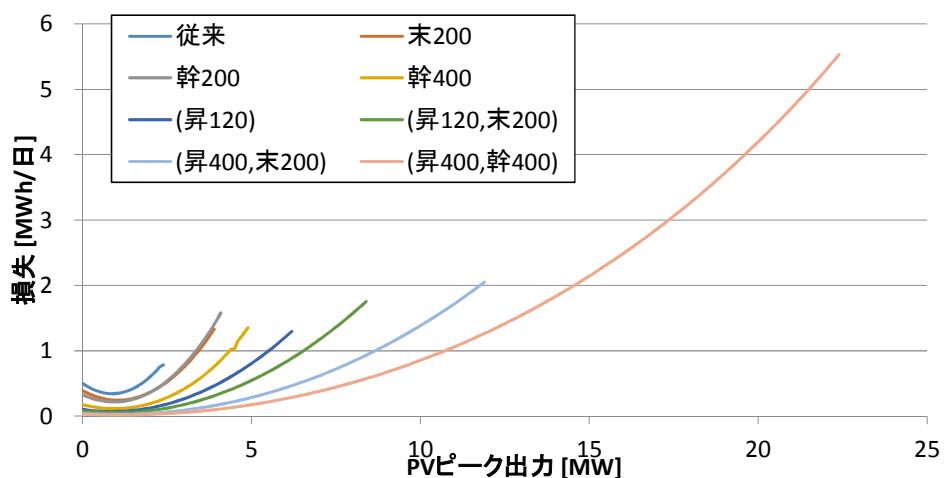


図 4.2.5-14 各ケースでの PV 導入量と一日分の損失の関係(力率一定制御)

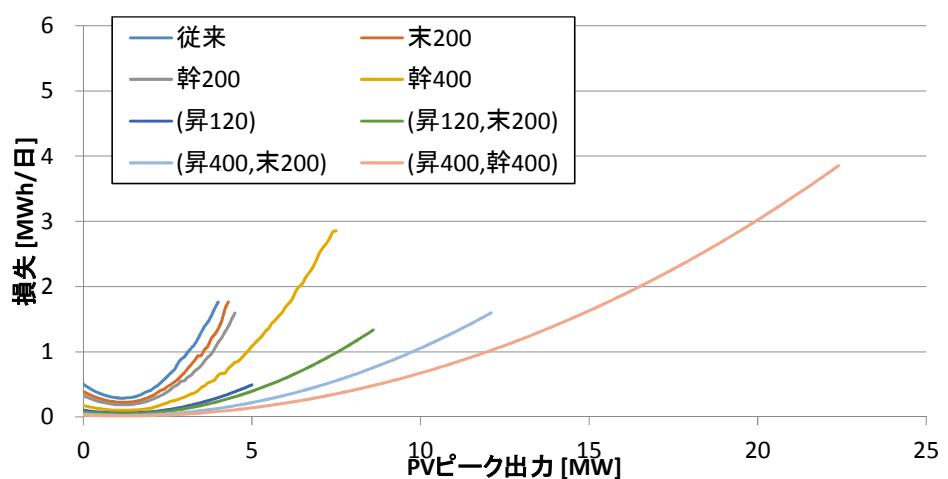


図 4.2.5-15 各ケースでの PV 導入量と一日分の損失の関係(分散制御, 力率刻み幅 0.06)

図 4.2.5-16, 図 4.2.5-17, 図 4.2.5-18 に, 力率制御無し, 力率一定制御時と分散制御時の PV 未導入時および PV ホスティングキャパシティ時の年間の損失解析結果例をそれぞれ示す。PV 未導入時には従来系統に対して太線化や部分昇圧を実施することによって, 損失を大幅に低減できていることが分かる。例えば分散制御の場合, 幹 400 ケースでは 65 %, (昇 120) ケースでは 79 %, (昇 400, 幹 400) ケースでは 94 % 程度損失が低減する。一方, ホスティングキャパシティまで PV を導入した場合を比較すると, PV の逆潮流が大幅に増加することにより, 年間損失は従来系統と比較して下降するケースも増大するケースもある。幹 400 ケースでは従来の 2.0 倍の PV が導入でき, その場合の年間損失は従来の 1.3 倍である。(昇 120) ケースでは従来の 1.2 倍の PV が導入でき, その場合の年間損失は従来の 0.3 倍である。(昇 400, 幹 400) ケースでは, 従来の 6.1 倍の PV が導入でき, その場合の年間損失は従来の 2.0 倍にとどまる。このことから, 太線化や昇圧を行うことで, ホスティングキャパシティを増加させつつ, 単位発電量あたりの損失を低減することができる事が明らかになった。

ここでは損失率の一指標として, 系統の年間損失量を年間の PV 発電量を系統の損失量で割った, PV 発電量あたりの損失率を見る。ただし, 年間損失量には負荷による損失量も含まれており, 特に夜間や PV 導入量が少ない時には損失の多くが順潮流によって発生し, その際 PV の発電量は少ないので, この損失率の定義には注意が必要である。力率制御無しの場合には従来系統で 10% の損失率だったものが, 部分昇圧により 0~2% に低減される。また, 力率制御を行う場合は従来系統で 4~5% の損失だったものが, 部分昇圧を行うと 1~2% にまで低減されることが確認できる。

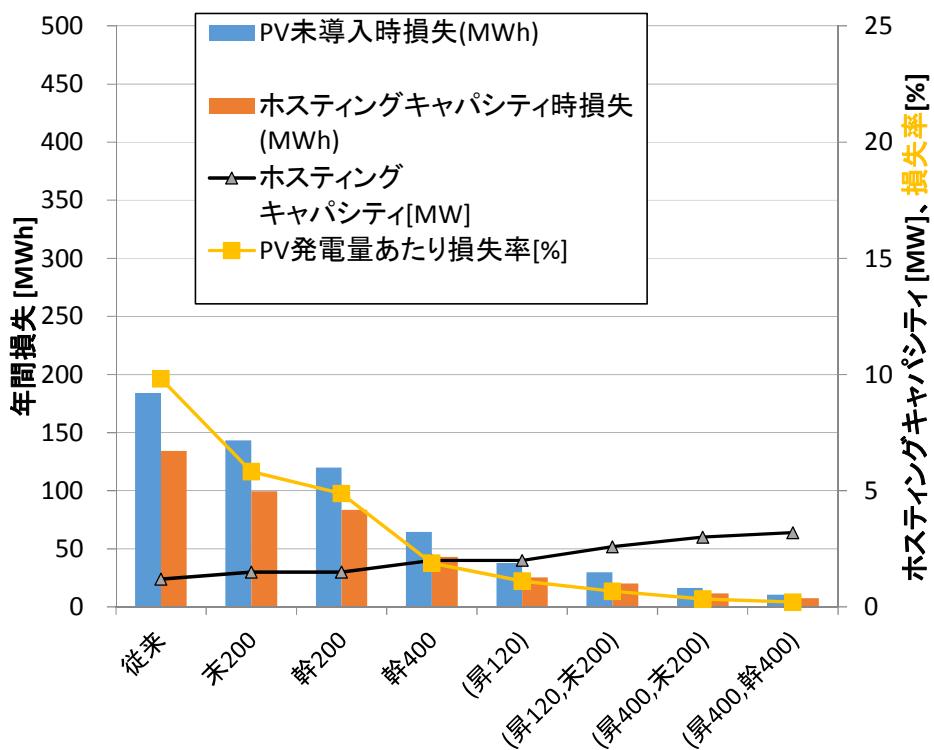


図 4.2.5-16 各ケースでの年間損失量(力率制御なし)

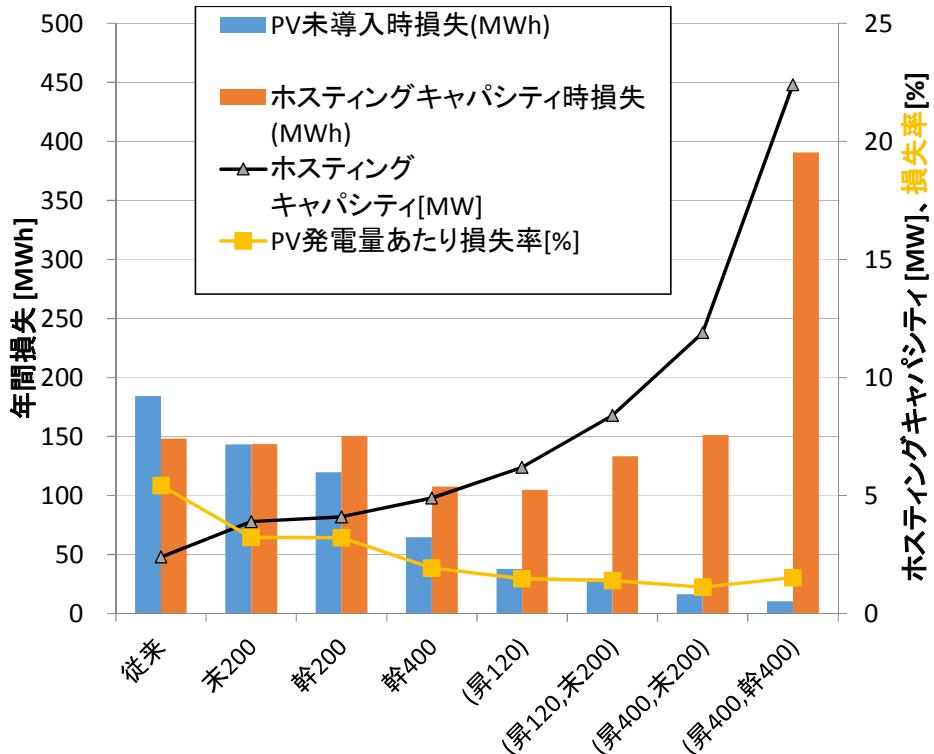


図 4.2.5-17 各ケースでの年間損失量(力率一定制御)

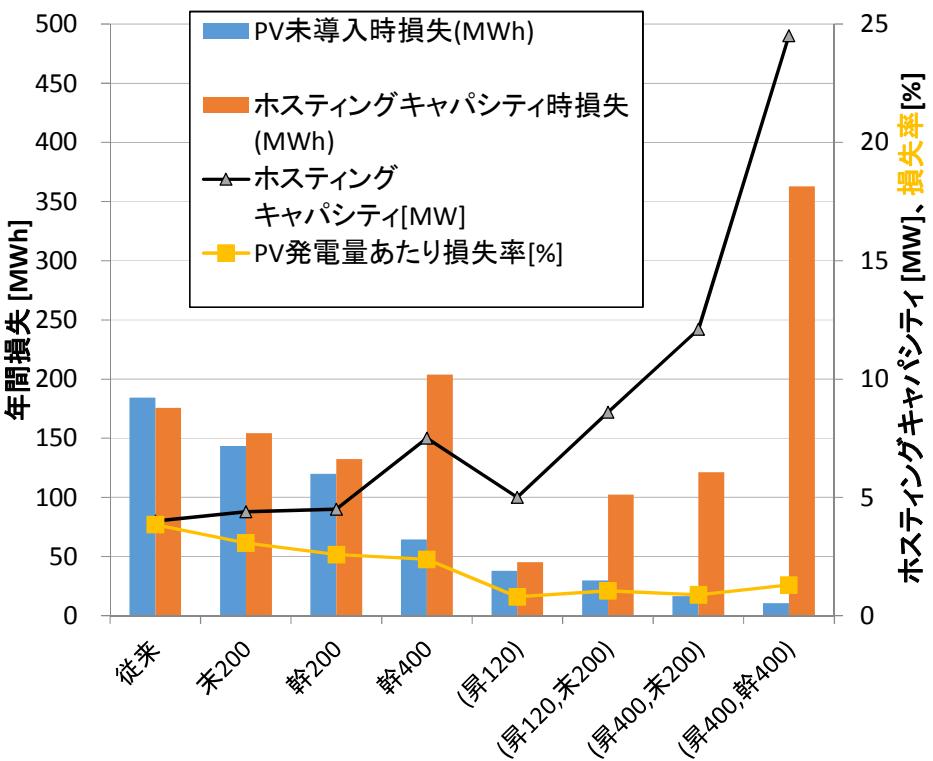


図 4.2.5-18 各ケースでの年間損失量(分散制御, 力率刻み幅 0.06)

4.2.6 静特性解析のまとめ

本節では, PV の大量導入による電圧制御対策として提案したさまざまな配電系統ケースについて潮流計算を行い, 電気的特性を明らかにした。

まず, PV を集中配置した場合と分散配置した場合の問題について整理した。集中配置では低圧側における電圧上昇は発生しないが, 特定のルートに潮流が集中するため高圧配電線の電圧上昇が比較的大きくなる。一方, 分散配置では低圧側の電圧上昇が顕著となるが, PV の潮流が分散するため一部負荷で相殺される傾向にある。そのため, 未対策では分散配置の方がフィーダ全体ではホスティングキャパシティが高くなる傾向がある。一方, 分散配置では PV 導入量が増加するほど, 負荷による相殺効果が相対的に小さくなるため, また低圧側での電圧上昇の影響が顕著になるため, PV 導入量の増加が厳しくなる。

6.6kV 線路での太線化対策については以下のようにまとめることができる。PV 集中導入時の対策として PV 連系点までの太線化は有力な対策である。太線化により配電線路の抵抗分が減少するため電圧上昇が低下するが, リアクタンス分は残るため, 線路インピーダンスが電圧に及ぼす影響が変化する。インピーダンスの観点から, 配電線路は太線化により送電線に近い状態となる。これにより, 逆潮流であるにも関わらず, 電圧が低下するケースが生じ, 場合によっては電圧安定性の問題が生じることを示した。また, PCS の力率を 0.9 で固定した場合, 太線化を行うことにより電圧が想定以上に低下し, ホスティングキャパシティを低下させる場合があった。留意事項として, 無効電力制御と SVR を組み合せる場合,

無効電力制御による電圧低下を SVR が上昇させようとする場合も見受けられ、両者の効果が限定的であると考えられるシミュレーション結果も見受けられた。また、SVR と無効電力制御を組み合わせた場合の電圧分布は複雑であり、わずかな力率や条件の違いでホスティングキャパシティが大きく変化することも確認することができた。

部分昇圧については以下のようにまとめることができる。配電線路の太線化で電圧対策が困難となるような大量の PV が導入された場合、部分昇圧が有効であることを明らかにした。適切な太さの 22kV 配電線を用いて、6.6kV 配電線も適切に太線化することで、6.6kV のみの場合の数倍のホスティングキャパシティを実現することができた。同じ大きさの電力を送る場合、22kV 配電線の電圧変動は 6.6kV 配電線の 10 分の 1 程度となる。また、SVR を設置しなくとも電圧を適正範囲に維持しやすい。そのため、部分昇圧を適用した場合の電圧分布は単純で理解しやすいものとなる。PV 集中配置の場合には、無効電力制御を行わなくとも PV の大量導入を期待できる場合が多いと考えられる。分散配置の場合には、大規模な PV 導入で低圧側の電圧上昇が大幅に上昇するため、本解析では PV の力率制御により高圧側の電圧を大きく低下させている。本解析の範囲では、適切な値での力率一定運転、および柱上変圧器以下の電圧検知による制御のどちらもホスティングキャパシティの増大に有効に働いた。ただし、ノード間で PV 導入量にばらつきが大きい場合、低圧線路での電圧上昇と下降の両方を想定しなければならないため、低圧側の対策が無ければホスティングキャパシティはより限定的になる場合がある。

4.3 動特性解析

静特性解析により、配電系統への PV 大量導入に対する電圧制御対策として部分昇圧や Var 調整器の導入が有効な対策であることを示した。Var 調整器の導入については、既存の 6.6kV 系統に導入するため、系統切替や事故復旧動作に大きな影響を及ぼさないと考えられる。一方、部分昇圧については既存の系統構成とは異なるものとなるため、系統切替や事故復旧動作に関する検討が必要である。そこで本節では、動特性解析を系統切替および事故復旧動作の解析と位置づけ、計算機シミュレーションにより検証した結果を述べる。

4.3.1 解析モデル

本節では部分昇圧系統の系統切替および事故復旧動作を検証することを目的としているが、基本的な考え方は既存の 6.6kV 配電系統における配電自動化システムの考え方を習うものとした。まず、6.6kV 配電系統モデルを示し、その後で部分昇圧系統モデルについて示す。

(1) 従来系統

図 4.3.1-1 は、6.6kV 配電系統の 3 分割 3 連系モデルであり、文献 [5] を参考に作成した。系統切替を模擬するために、隣接する配電線および隣接する配電用変電所との接続状況を考えることができるモデルである。配電用変電所（図中の SS）を 3 箇所設置しており、

各配電用変電所には 3 バンクの変圧器を設置している。各バンクには 2 フィーダの配電線が接続されている。また、各バンクの供給エリアを色分けして示しており、緑、紫および黄のエリアはそれぞれ 1 号バンク、2 号バンクおよび 3 号バンクに対応するものとした。各配電線の幹線長さは農山村モデルを想定して 15km とした。各配電線の幹線には、5km ごとに区分開閉器を設置している。また、区分開閉器と区分開閉器の中間地点において、各配電線は隣接する配電線と連系開閉器で接続されている。

図 4.3.1-1 に示した 3 分割 3 連系モデルを電力系統過渡現象解析プログラム PSCAD/EMTDC でモデル化した。図 4.3.1-2 には PSCAD で作成した 3 分割 3 連系モデルの全体図を示す。また、図 4.3.1-3 には一つの配電用変電所の供給エリアを拡大したものを示す。これらの図において、緑および赤の四角マークは開閉器または遮断器を示しており、それぞれオフ状態およびオン状態を示している。水色の四角マークの中には配電用変電所モデルが格納されている。配電用変電所内には定格容量 20MVA、定格電圧 66kV/6.6kV の変圧器を設置している。同変圧器の二次側には、接地形計器用変圧器 EVT を介した接地を模擬するために、等価中性点抵抗を接続している。配電線は相ごとに抵抗とインダクタンスの直列接続で模擬しており、相間インピーダンスや対地静電容量については無視した。

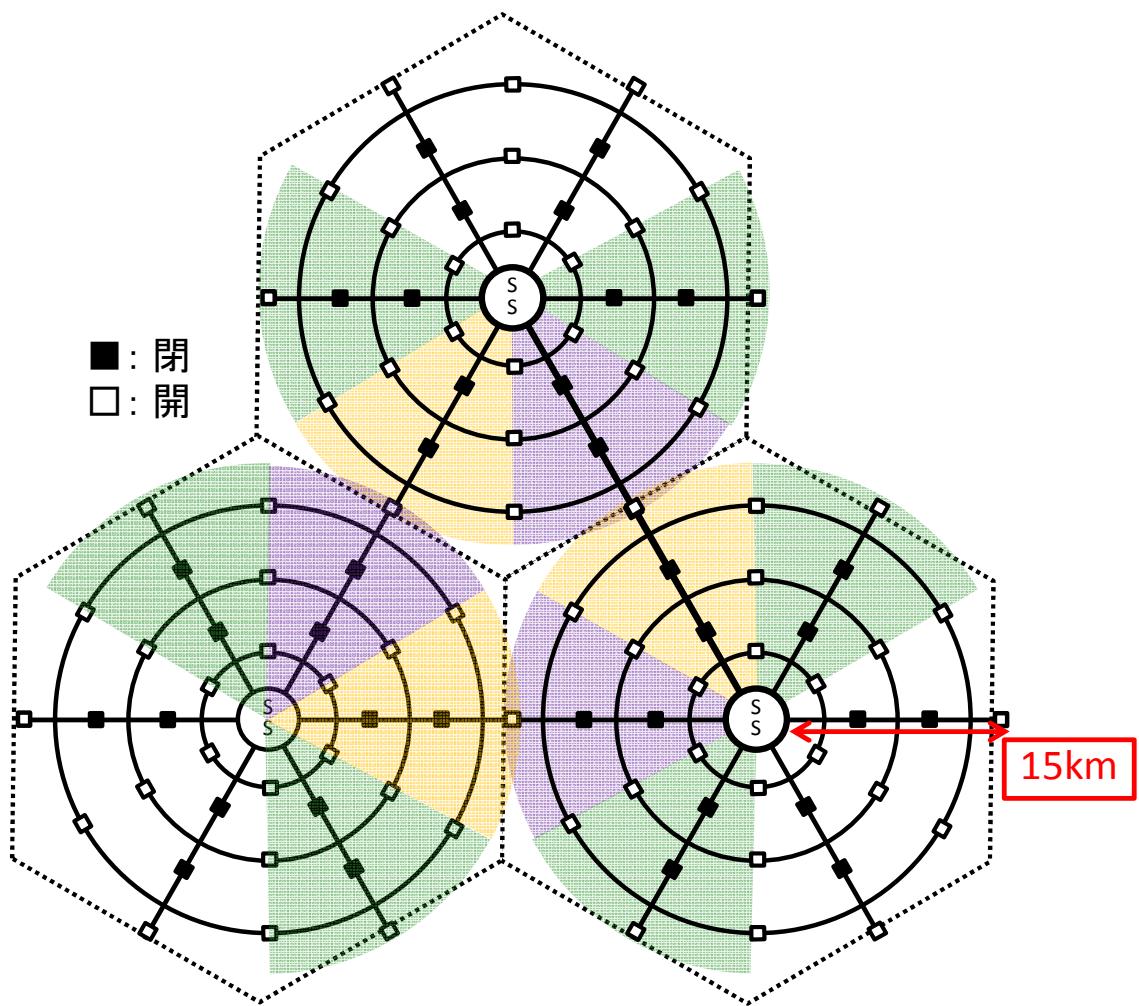


図 4.3.1-1 3 分割 3 連系の模擬系統

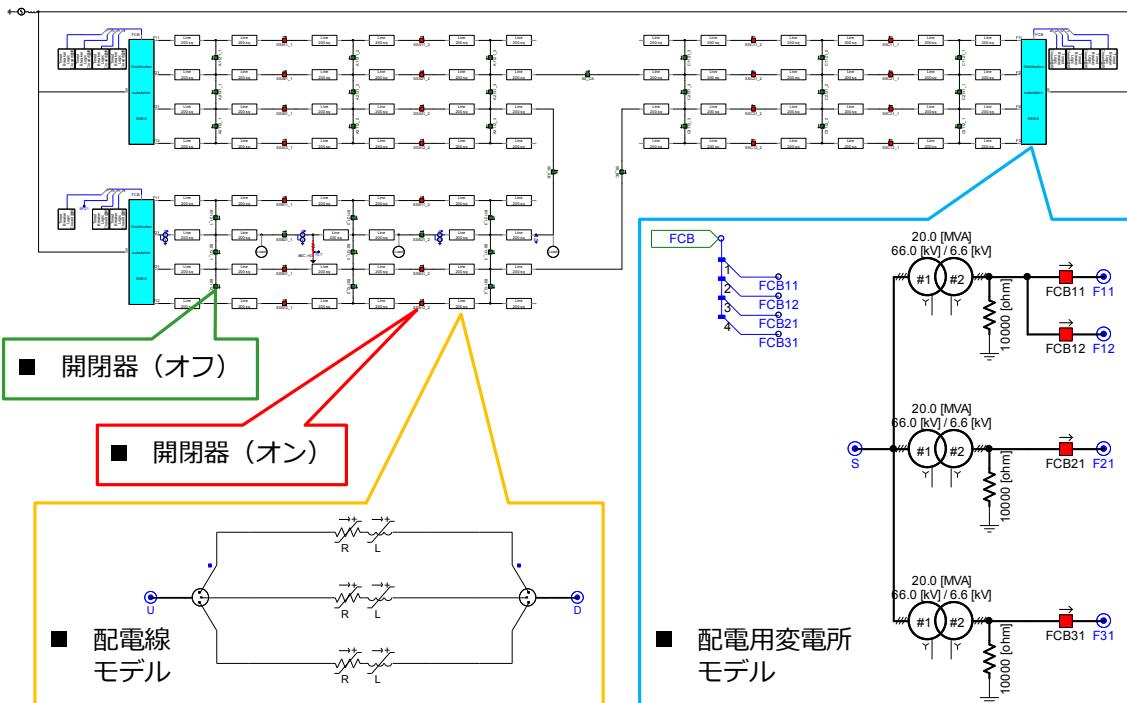


図 4.3.1-2 PSCAD で作成した 3 分割 3 連系の模擬系統

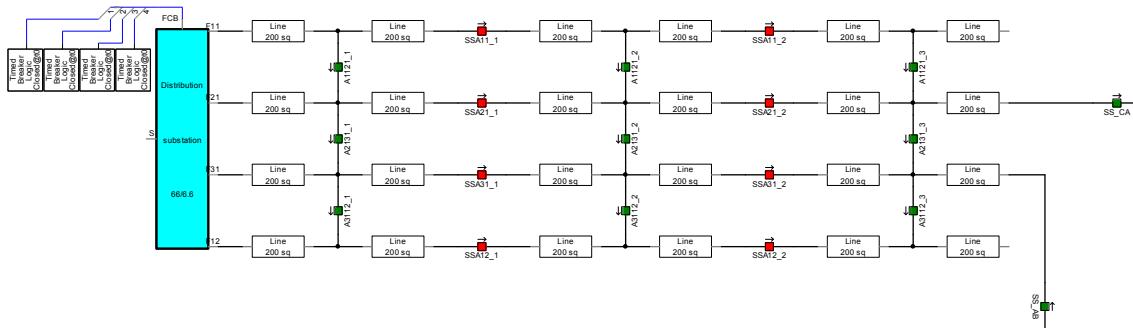


図 4.3.1-3 一つの配電用変電所の供給エリアを示す拡大図

(2) 部分昇圧ケース

図 4.3.1-4 は、部分昇圧された配電線を含む系統モデルである。同図は図 4.3.1-1 に示した 3 分割 3 連系モデルの一部であり、二つの配電用変電所を接続する配電線を中心に記している。また、青線で示す配電線を 22kV に昇圧することを想定している。

図 4.3.1-5 は図 4.3.1-4 に示した系統モデルのうち、オレンジ色に網掛けされた部分を詳細に示したものである。青線部分が 22kV に昇圧した部分である。配電用変電所内には二次側電圧が 22kV に昇圧された変圧器と 6.6kV である変圧器がそれぞれ 1 台ずつ設置されている。22kV 配電線は開閉器を介して隣接する配電用変電所の 22kV 変圧器間を接続している。22kV 配電線には 22kV/6.6kV 変圧器を有する配電塔を接続している。配電塔に接続している 6.6kV 配電線は連系開閉器を介して、隣接する 6.6kV 配電線に接続している。

図 4.3.1-5 に示した部分昇圧系統モデルを PSCAD/ EMTDC でモデル化したものを図 4.3.1-6, その拡大図を図 4.3.1-7 に示す。配電用変電所内に変圧器を 2 台設置しているが、そのうちの 1 台を 22kV に昇圧している。また、22kV 配電線に 22kV/6.6kV 変圧器を有する配電塔を設置している。その他は 6.6kV の 3 分割 3 連系モデルと同様である。

既存の 6.6kV 配電系統では、保護リレー、自動開閉器、子局、通信線、計算機システムなどで構成される配電自動化システムにより事故時の復旧を自動的に操作している。上述したシミュレーションモデルでは、部分昇圧系統の事故時に復旧切替が可能であることを確認することが主目的であるので、システム構成の詳細を省略し、開閉機器のシーケンス制御を用いて動作確認した。

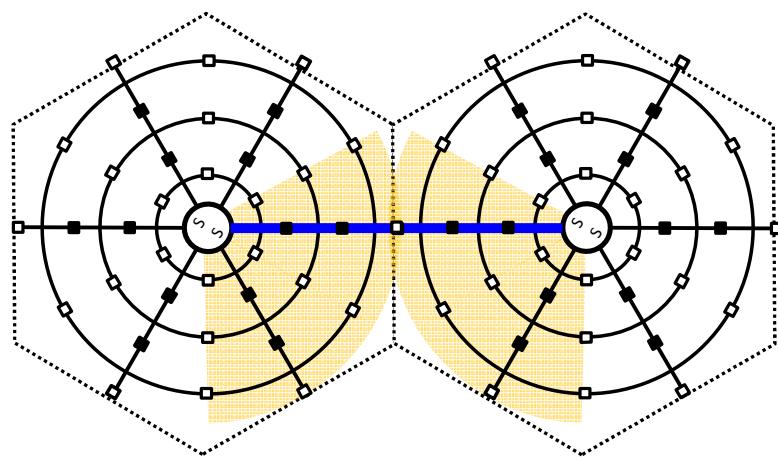


図 4.3.1-4 部分昇圧系統モデル

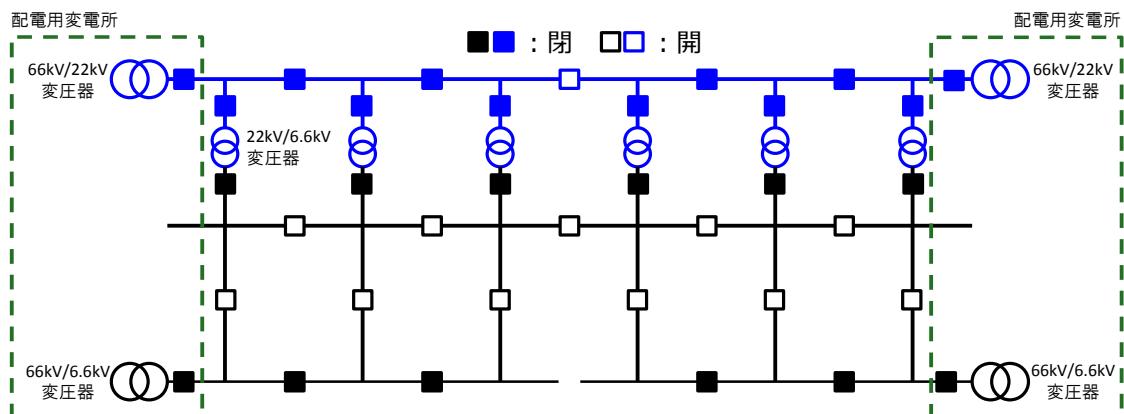


図 4.3.1-5 部分昇圧系統モデルの詳細図

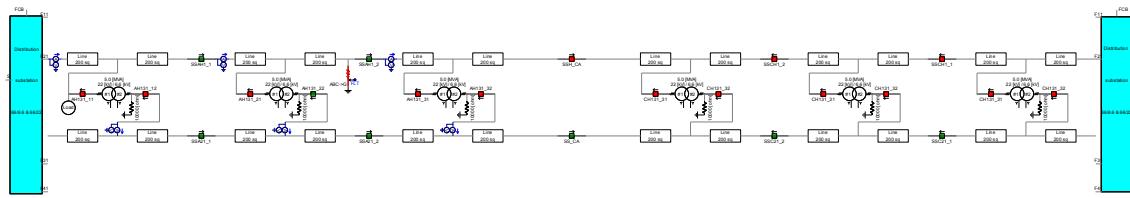


図 4.3.1-6 PSCAD で作成した部分昇圧系統モデル

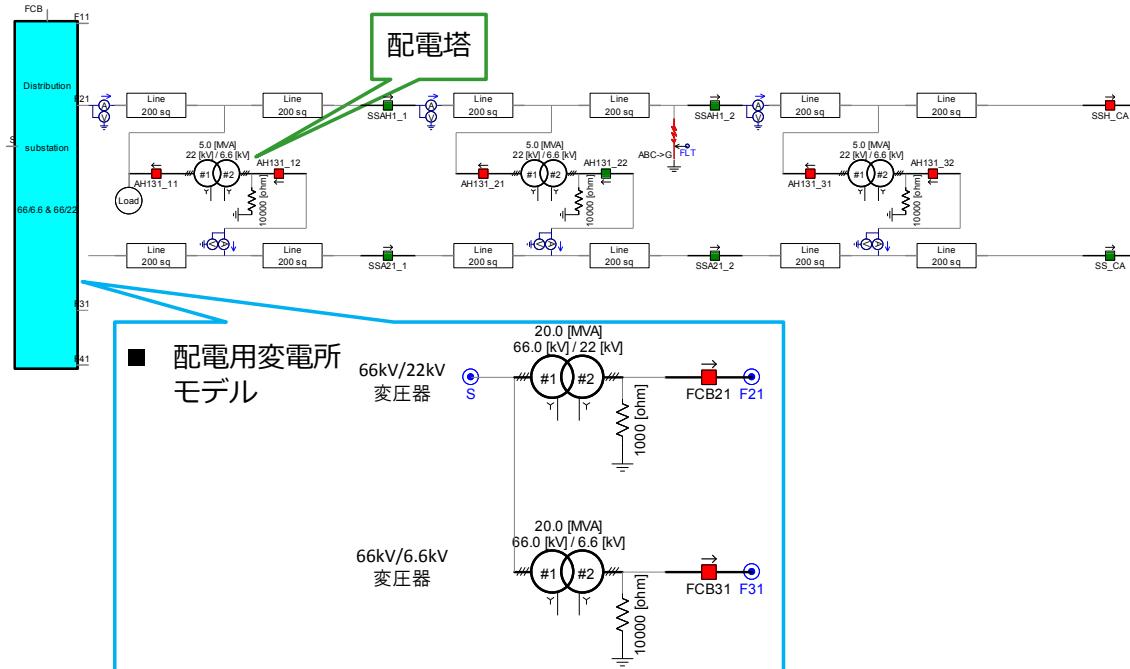


図 4.3.1-7 部分昇圧を含む一つの配電用変電所の供給エリアを示す拡大図

4.3.2 検討ケースの説明

(1) 従来系統

はじめに、6.6kV 配電系統モデルの事故復旧操作を計算機シミュレーションにより模擬できることを示す。図 4.3.2-1 は 6.6kV 配電系統モデルを示しており、同図には想定事故点と供給支障が発生するエリアを示している。X印で永久事故が発生することを想定すると、開閉器の位置関係からグレーのエリアは供給不能区間になるが、赤色のエリアには他の配電線などから電力融通することができる。このシミュレーションでは、開閉機器のシーケンス制御により、赤色のエリアに電力を融通できることを確認する。

図 4.3.2-2 にシーケンス制御モデルを示す。同図の下半分にはシーケンス制御モデルを示している。各開閉機器の動作時間を示しているが、切替時の過渡現象に影響を与えない範囲で動作時間を圧縮してモデル化した。

シーケンス制御の手順は以下の通りである。

- ① 事故が発生すると、はじめに配電線遮断器 (FCB) が開放となり、事故電流を遮断す

る。これに伴い、事故配電線は無電圧となるので、事故配電線の開閉器 1 および開閉器 2 を開放する。

- ② 一定時間後、FCB を自動投入する。図 4.3.2-2 に示す紫色のエリアが復電する。このエリアに事故点は含まれないので、一定時間後に開閉器 1 を自動投入する。グレーのエリアが復電するが、事故点を含むので、FCB が再び開放となる。これに伴い、開閉器 1 も開放となる。また、事故点は開閉器 1 を投入したエリアとなるので、開閉器 1 は開放ロックとなる。
- ③ 再び一定時間後に FCB を自動投入する。図 4.3.2-2 に示す紫色のエリアが復電する。開閉器 1 は開放ロックとなったので、投入しない。
- ④ 図 4.3.2-2 に示す緑色のエリアを復旧するために、開閉器 3 を投入し、隣接する配電線から電力を融通する。

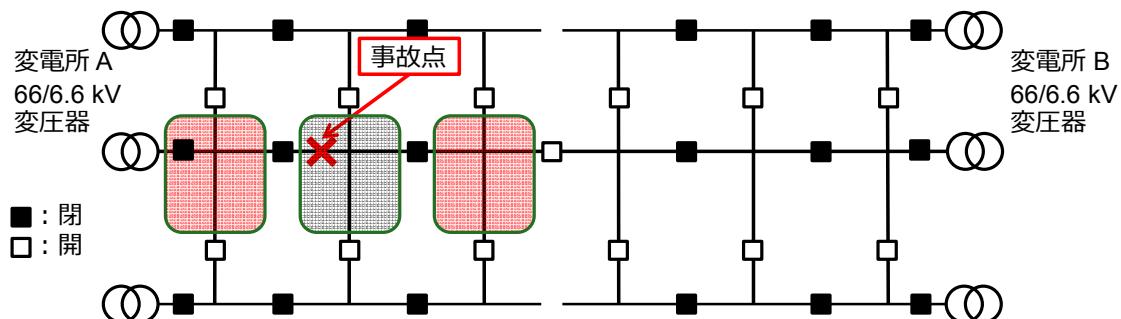


図 4.3.2-1 従来系統の想定事故点

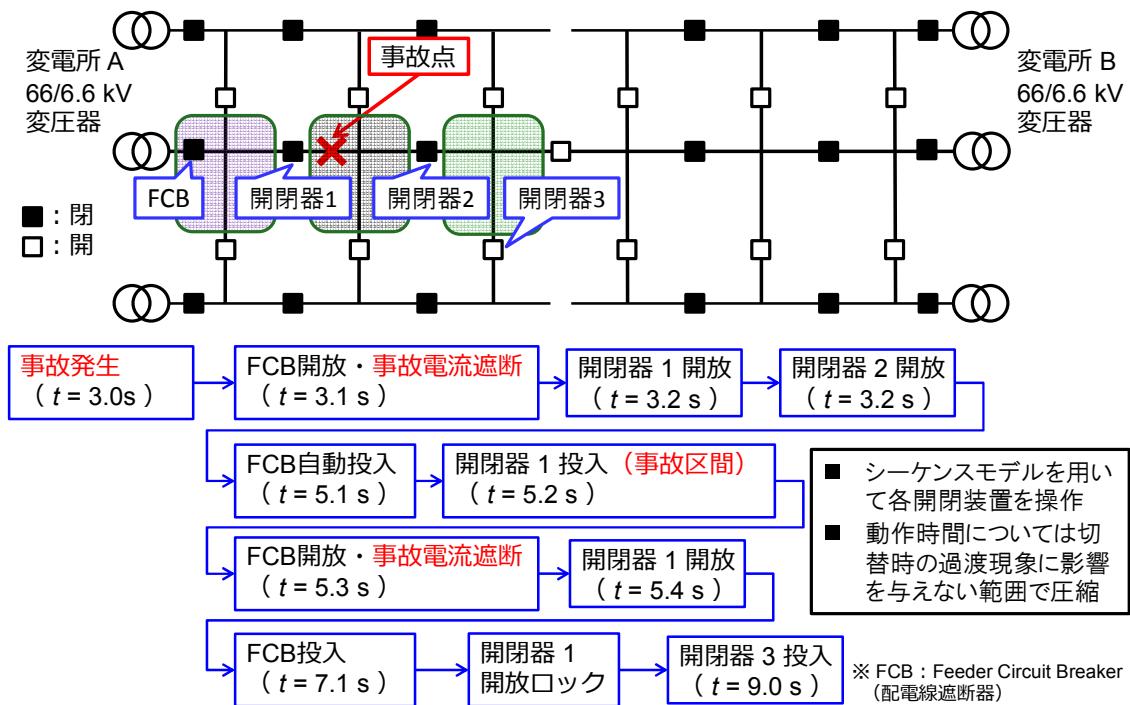


図 4.3.2-2 従来系統の事故復旧模擬

(2) 部分昇圧ケース

図 4.3.2-3 は部分昇圧モデルを示しており、同図には想定事故点と供給支障が発生するエリアを示している。部分昇圧された 22kV 配電線上にある X 印で永久事故が発生することを想定すると、開閉器の位置関係から黒色エリアが供給不能区間となる。これに伴い、グレーのエリアも停電するが、他の変電所や配電線から電力を融通することができるエリアである。このシミュレーションでは、開閉機器のシーケンス制御により、グレーのエリア（供給不能区間 A, B および C）に電力を融通できることを確認する。

黒色エリアで示す事故区間が特定された後で、供給不能区間 A～C を復旧する方法の一例を図 4.3.2-4 に示す。まず、供給不能区間 A を復電するために開閉器 1 を投入し、変電所 B の 22kV 配電線から電力を融通する。次に、開閉器 2 を投入し、事故前に供給能区間 B に電力を供給していた配電塔からの供給を復帰させる。さらに、開閉器 3 を投入し、供給不能エリア C には右隣の配電塔に接続されている 6.6kV 配電線を介して電力を供給する。これらの操作により、供給不能区間 A～C は、すべて変電所 B の 22kV 配電線から電力を融通されることとなる。

図 4.3.2-4 の例は、変電所 B の 22kV 配電線からすべての供給不能区間に電力を供給するケースであった。操作する開閉装置の違いにより、供給不能区間に電力を融通する方法は複数存在する。表 4.3.2-1 には、図 4.3.2-3 で想定した 22kV 配電線上の事故に対する普及方法の概略をまとめている。同表におけるパターン 1 は先に例として示した図 4.3.2-4 に相当する。（※）印をつけたパターンがあるが、22kV 配電線上に直接負荷が接続されていなけ

れば、この区間の復旧を後回しにしても問題ないと考えたパターンである。なお、表 4.3.2-1 に示すパターン 2 から 7 の復旧方法の詳細については、図 4.3.2-5 から図 4.3.2-10 に示した。

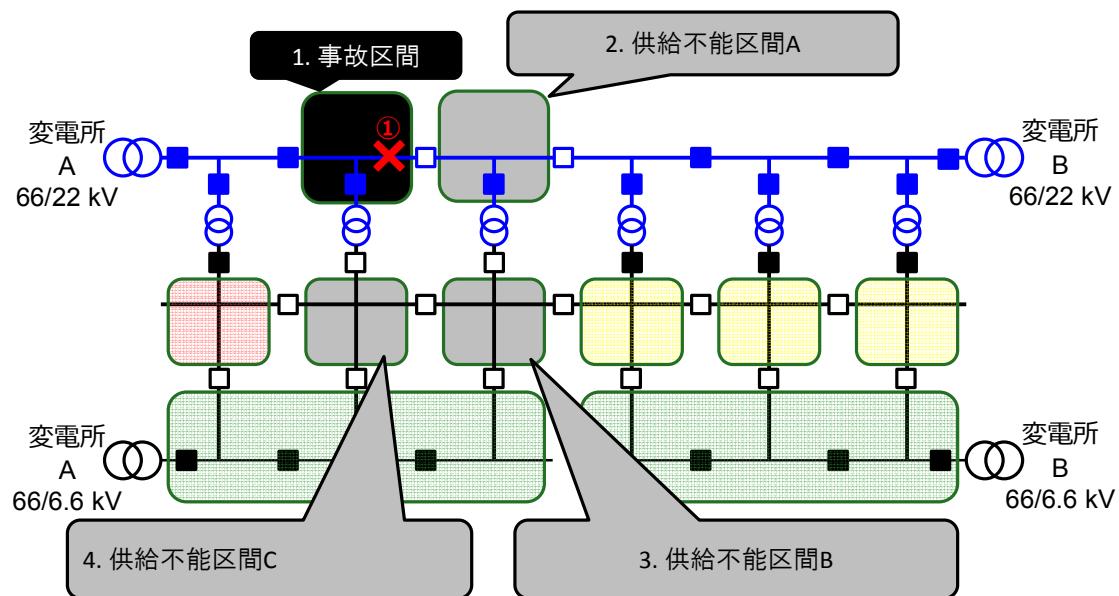


図 4.3.2-3 部分昇圧ケースの想定事故点

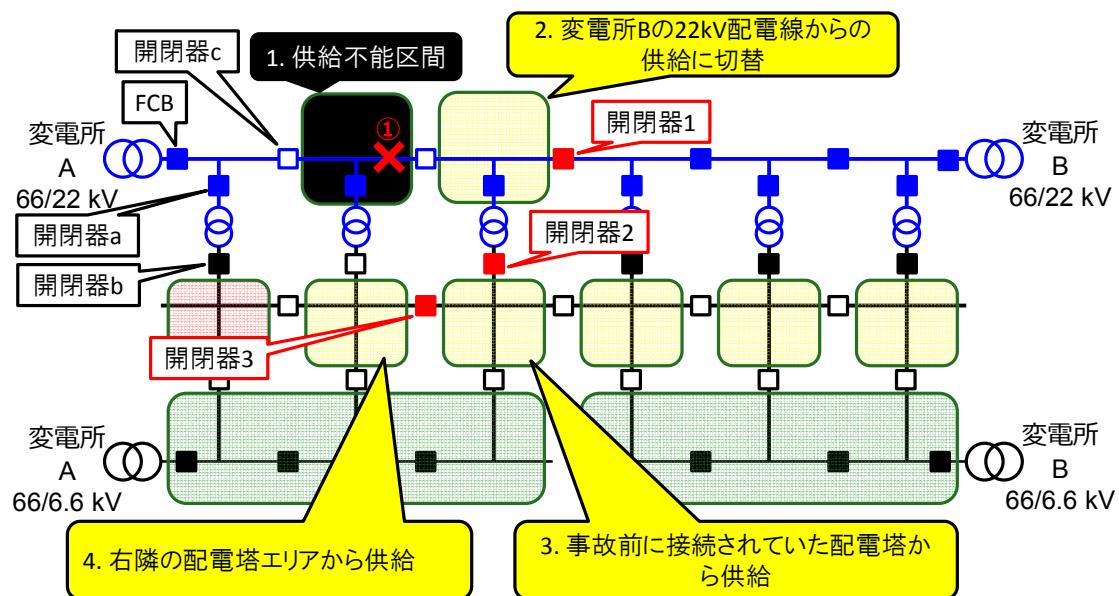


図 4.3.2-4 部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 1）

表 4.3.2-1 22kV 配電線事故時の復旧パターン

パターン	供給不能区間 A	供給不能区間 B	供給不能区間 C
1	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV
2	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV	変電所 A・22kV
3	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV	変電所 A・6.6kV
4	復旧を後回し（※）	変電所 A・22kV	変電所 A・22kV
5	復旧を後回し（※）	変電所 A・22kV	変電所 B・22kV
6	復旧を後回し（※）	変電所 A・6.6kV	変電所 A・6.6kV
7	復旧を後回し（※）	変電所 A・6.6kV	変電所 B・6.6kV

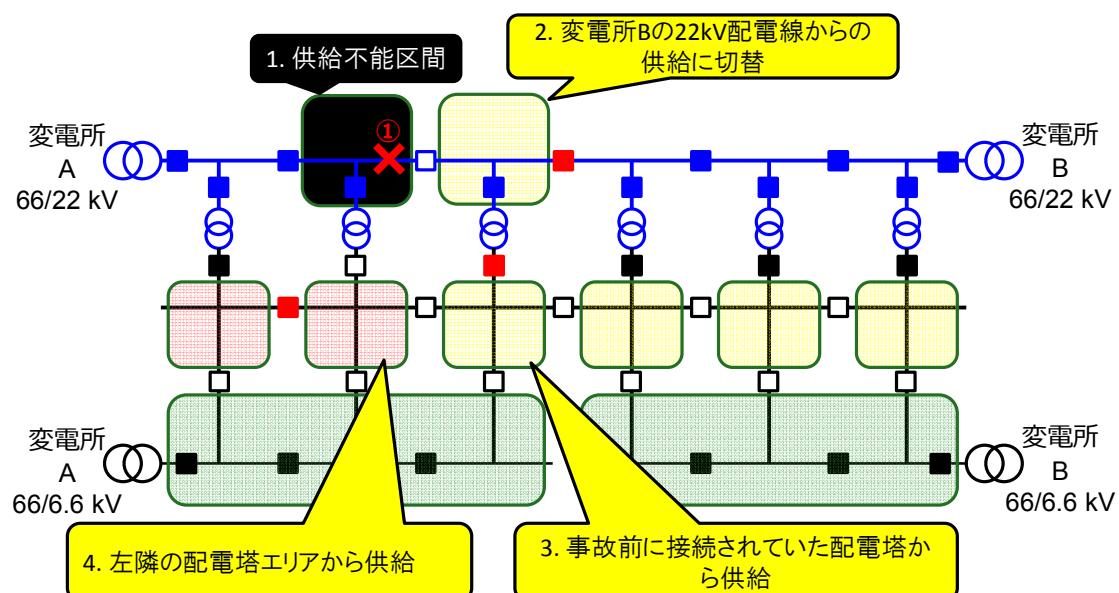


図 4.3.2-5 部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 2）

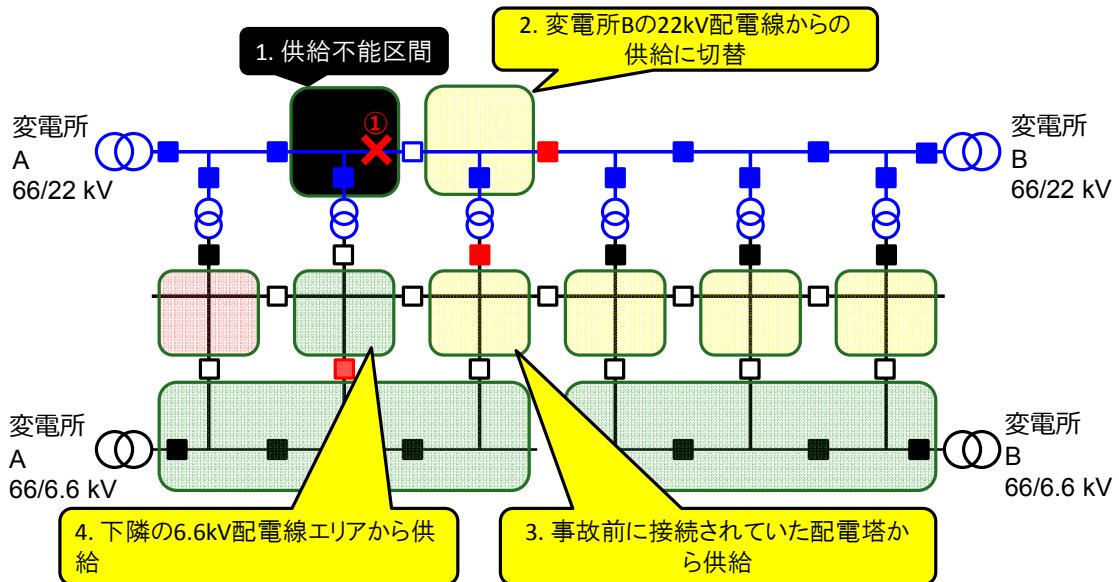


図 4.3.2-6 部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 3）

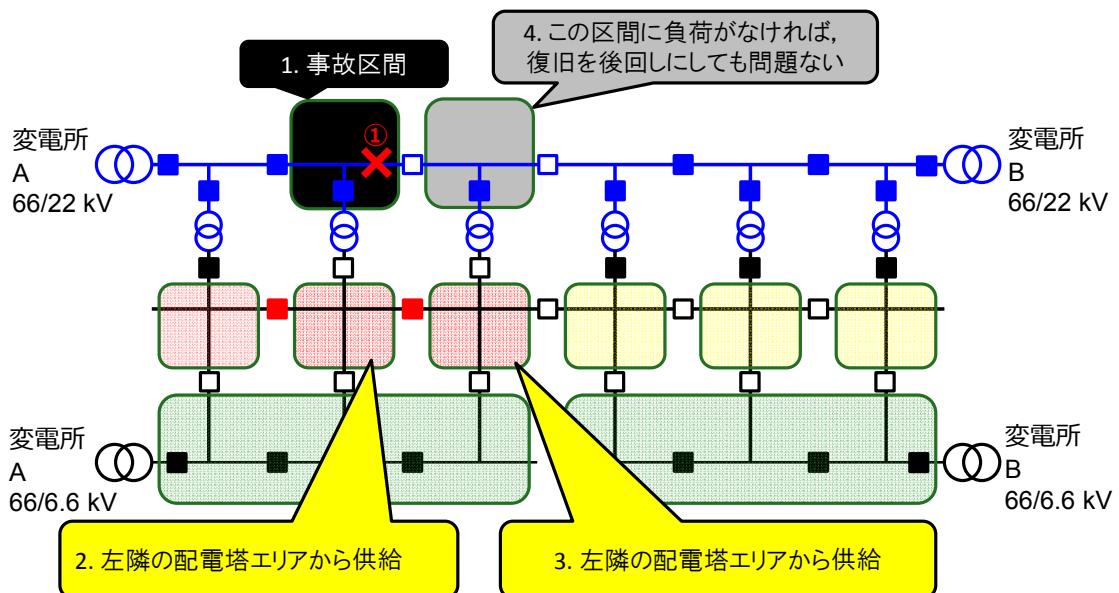


図 4.3.2-7 部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 4）

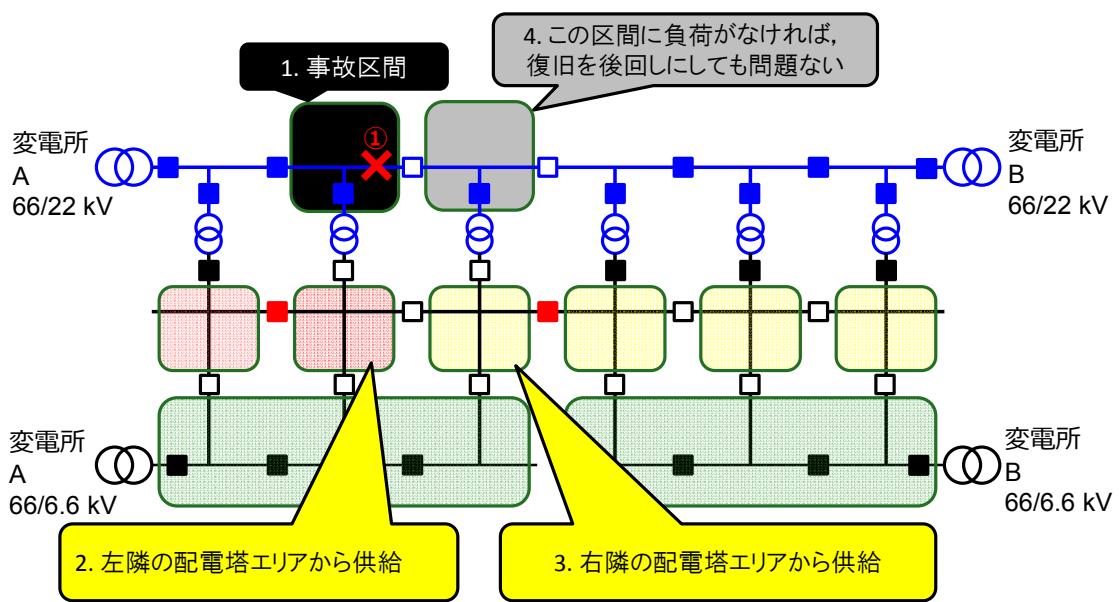


図 4.3.2-8 部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 5）

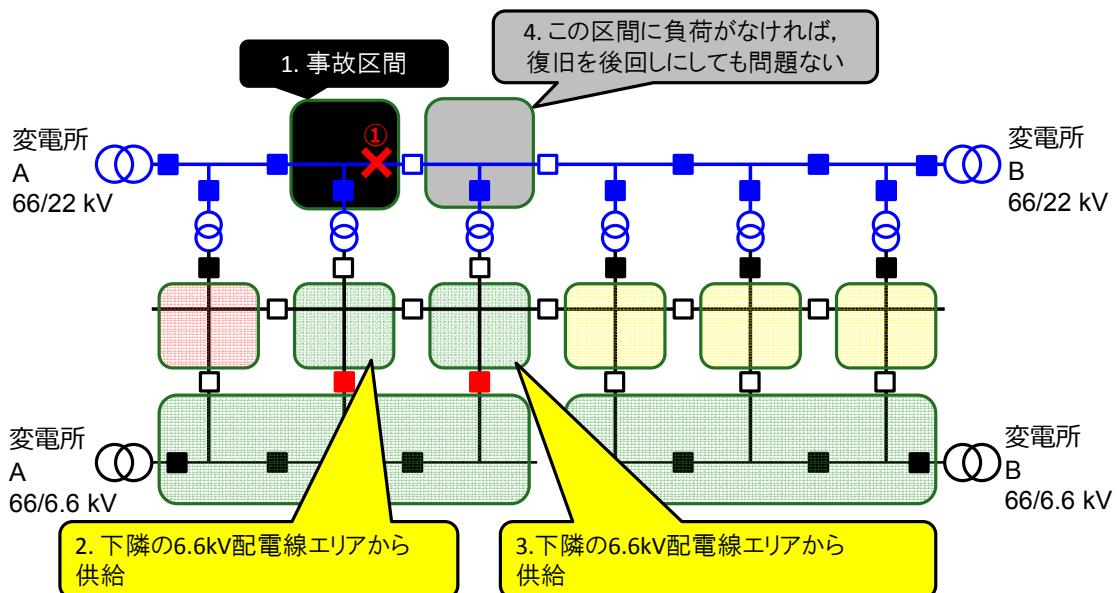


図 4.3.2-9 部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 6）

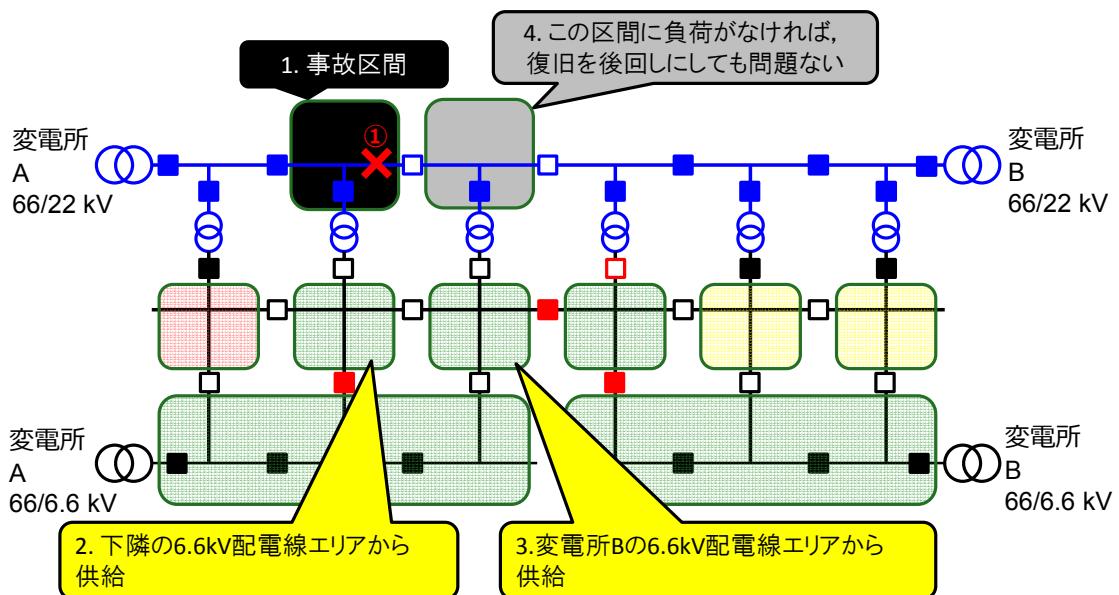


図 4.3.2-10 部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 7）

4.3.3 シミュレーション結果と考察

(1) 従来系統

図 4.3.3-1 に図 4.3.2-2 に示したシーケンス制御を用いて計算した結果を示す。図 4.3.3-1 は計算波形であり、上から FCB の電流、FCB-開閉器 1 区間の電圧、開閉器 1-開閉器 2 区間の電圧、開閉器 2-末端区間の電圧を示している。時刻 3.0 秒で事故が発生しており、その 0.1 秒後に事故電流を遮断している。次に、時刻 5.1 秒に FCB を投入しているため、FCB-開閉器 1 区間の電圧が復帰している。さらに開閉器 1 を時刻 5.2 秒に投入すると、事故区間に電流が流れることで、再び事故電流が流れ、遮断されている。この時点で事故区間を特定できることになる。時刻 7.1 秒に FCB を投入することで、FCB-開閉器 1 区間の電圧が復帰している。開閉器 2-末端区間については、開閉器 3 を投入する時刻 9.0 秒に電圧が復帰している。以上の操作から、復旧切替が可能であることを示した。

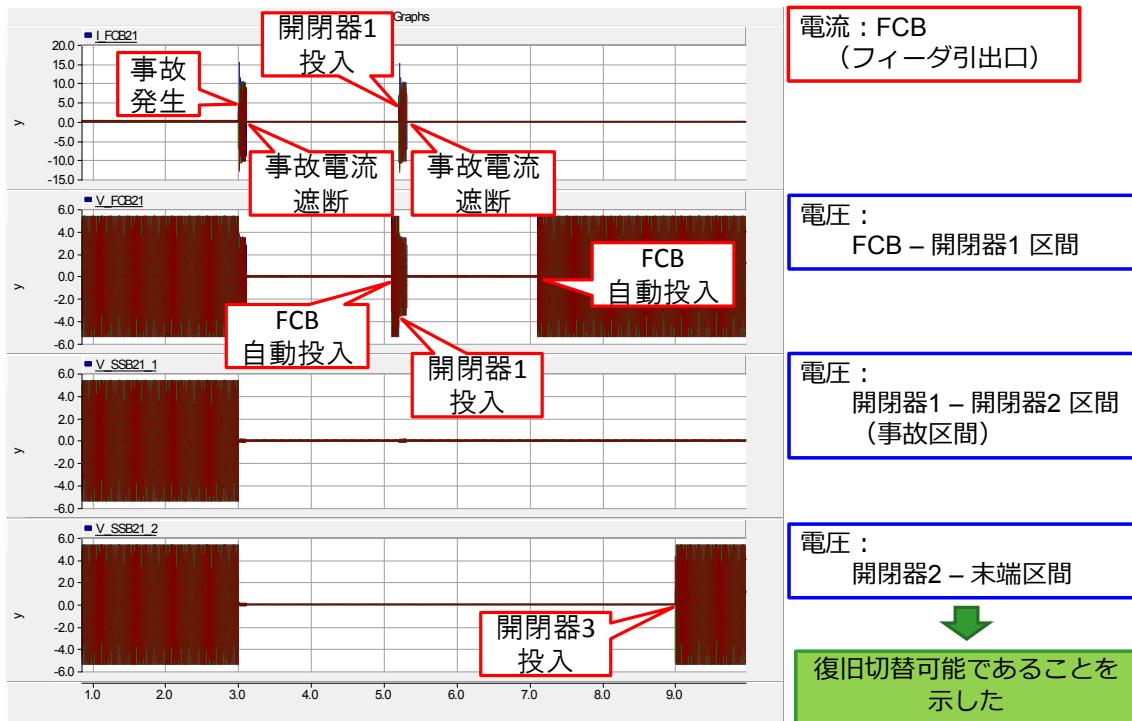


図 4.3.3-1 従来系統のシミュレーション結果

(2) 部分昇圧ケース

図 4.3.3-2 に部分昇圧ケースの事故復旧パターン 1 の計算波形を示す。上から変電所 A の 22kV 配電線引出口の電流、変電所 A の 22kV 配電線引出口の電圧、配電塔 1 の 6.6kV 供給エリア電圧、22kV 配電線事故区間の電圧、供給不能区間 C の電圧、供給不能区間 A 供給の電圧、供給不能区間 B の電圧を示している。時刻 3.0 秒に事故が発生しており、その 0.1 秒後に事故電流を遮断している。これに伴い、変電所 A の 22kV 配電線から電力供給を受けていた区間が停電するので、この区間の開閉器は無電圧を検出してすべて開放となる。次に、時刻 5.0 秒に FCB を投入し、22kV 配電線引出口の電圧が復帰している。次に開閉器 a を投入して配電塔 1 が復電、さらに開閉器 b を投入して配電塔 1 の 6.6kV 供給エリアが復電している。次に、開閉器 c を投入すると 22kV 配電線事故区間が復電するが、再び事故電流が流れるので、FCB により事故電流を遮断している。この時点では事故区間を特定できる。この後、22kV 配電線引出口、配電塔 1 の 6.6kV 供給エリアを順次復電させ、供給不能区間 A～C の復旧を行っている。

まず、開閉器 1 を投入し、供給不能区間 A を復電させている。次に、開閉器 2 を投入することで、配電塔 3 の 6.6kV 供給エリアである供給不能区間 C を復電させている。さらに、開閉器 3 を投入することで、供給不能区間 B を復電させている。以上の操作から、部分昇圧ケースにおいても復旧切替が可能であることを示した。

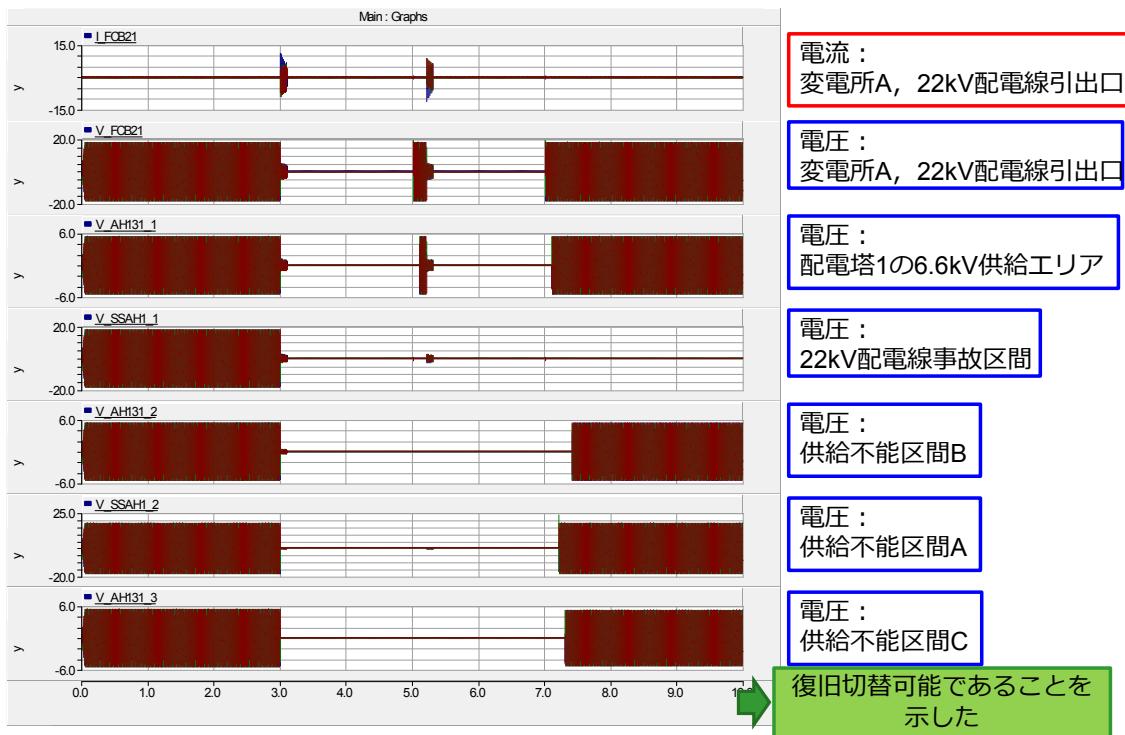


図 4.3.3-2 部分昇圧ケース（その 1）のシミュレーション結果

4.3.4 動特性解析のまとめ

3 分割 3 連系の配電系統モデルを作成し、配電自動化システムを想定した事故復旧シミュレーションを実施した。部分昇圧ケースについて、時限順送による事故点特定には、複数のパターンがある。作成したモデルにおいて、22kV 配電線から融通するパターンと 6.6kV 配電線から融通するパターンがあることを整理した。PV なしモデルについて瞬時値シミュレーションを実施し、復旧切替可能である結果が得られた。

4.4 電気的特性分析の全体まとめ

本章では、太陽光発電が大量導入された将来の配電系統を想定し、常時の配電制御、運用の観点から、技術的に優位となる配電系統構成・制御技術を明らかにした。

まず、静特性解析を実施した。将来の配電系統モデルの電圧分布時間変化を算出し、三つの基準（電圧制約、電流制約、電圧安定性）からホスティングキャパシティを算出することを提案した。PV 集中配置ケースでは、部分昇圧により、太陽光発電を今回の検討条件として定めた上限値である 5000kW（従来系統に比べて 17 倍の PV 導入量、負荷ピークの 5.2 倍）まで導入することができた。PV 分散配置ケースでは、部分昇圧・太線化と PV 力率制御を組み合わせることにより、SVR が無くとも電流容量限界付近までの大幅なホスティングキャパシティの増大が可能であることを示した。この PV 導入量は kW で負荷の 16 倍、

kWh で負荷の 3.2 倍である。従来ケースの線路に太線化、Var 調整器を併用することで、ホスティングキャパシティを増大させることは可能であるが、部分昇圧よりもホスティングキャパシティは低い。部分昇圧を除いた太線化や Var 調整器を用いた対策において最大のホスティングキャパシティは、PV 集中配置ケースにおいては 4200kW であり、部分昇圧のホスティングキャパシティの 0.84 倍である。さらに太線化や Var 調整器を用いた対策においては、年間損失が膨大であること、電圧分布およびホスティングキャパシティの量が対象系統に設置される SVR のタップ動作に依存しやすいことを明らかにした。天候による PV 出力の違いを考慮して年間損失量を評価する方法を提案した。その方法から、部分昇圧により PV の大量導入と損失低減効果を同時に実現できることを示した。また、Var 調整器を導入した場合、年間損失は従来系統の 2 倍程度となることを明らかにした。

次に動特性解析により以下の検討を行った。3 分割 3 連系の配電系統モデルを作成し、配電自動化システムを想定した事故復旧シミュレーションを実施した。部分昇圧ケースについて、時限順送による事故点特定には、複数のパターンがあるため、作成したモデルにおいて、22kV 配電線から融通するパターンと 6.6kV 配電線から融通するパターンがあることを整理した。その中で、PV なしモデルについて瞬時値シミュレーションを実施し、復旧切替可能である結果が得られた。

第 4 章 参考文献

- [4-1] 電気協同研究会：「配電系統の高調波障害防止対策」，第 37 卷，第 3 号，1981
- [4-2] 電気協同研究会：「配電系統における電力品質の現状と対応技術」，第 60 卷，第 2 号，2004
- [4-3] 電気協同研究会：「配電系統における力率問題とその対応」，第 66 卷，第 1 号，2010
- [4-4] 石川幸一郎・谷口治人・鈴木宏和・太田豊・水野陽二郎：「太陽光発電が大量に連系された系統の電圧に関する基礎特性」，電気学会論文誌 B, vol. 134, pp. 2-8, 2014
- [4-5] 野口俊郎：「スマート配電ネットワーク 3 分割 4 連系システムの基礎と展開」，日本電気協会新聞部，2014

第5章 信頼性と経済性の評価

5.1 経済性評価手法

第4章で算出したPV集中設置時とPV分散設置時の電気的特性分析の結果に基づき、各ケースの経済性を比較・検討する。なお、本章では、既存の電圧階級6kVでの検討ケースの総称として「6kV対策」、配電系統の一部に22kVを適用した検討ケースの総称として「部分昇圧」という言葉を用いる。経済性の評価は、検討ケース毎の年経費（=資材費+工費+修繕費+配電損失費）により行う。PV集中配置時における検討ケースを表5-1に、PV分散配置時における検討ケースを表5-2にそれぞれ再掲する。

表5-1 PV集中配置時における検討ケース（表4.1.2-1再掲）

対策	概要
(1) 従来系統	
(2) 末端200sq	末端線路を200sqに太線化
(3) 幹線200sq	幹線すべてを200sqに太線化
(4) 連系200sq	PV集中配置ノードから幹線までを太線化
(5) Var調整器	SVRタップ固定後に出力決定
(6) 300kVA Var調整器	(4)に追加。無効電力を300kvarで固定後、SVRタップ決定
(7) 600kVA Var調整器	(4)に追加。無効電力を600kvarで固定後、SVRタップ決定
(8) 900kVA Var調整器	(4)に追加。無効電力を900kvarで固定後、SVRタップ決定
(9) 幹線400sq	幹線すべてを400sqに太線化
(10) 連系400sq	PV集中配置ノードから幹線までを太線化
(11) Var調整器400sq	SVRタップ固定後に出力決定
(12) 300kVA Var調整器400sq	(10)に追加。無効電力を300kvarで固定後、SVRタップ決定
(13) 600kVA Var調整器400sq	(10)に追加。無効電力を600kvarで固定後、SVRタップ決定
(14) 900kVA Var調整器400sq	(10)に追加。無効電力を900kvarで固定後、SVRタップ決定
(15) 部分昇圧	幹線を22kVに昇圧
(16) 部分昇圧+200sq	幹線を22kVに昇圧、200sqに太線化
(17) 部分昇圧+400sq	幹線を22kVに昇圧、400sqに太線化

表 5-2 PV 分散配置時における検討ケース（表 4.2.4-1 の再掲）

トポロジーの名称	略称	図番号	配電塔容量
従来系統	従来系統	図 4.1.2-1	
末端 200sq 太線化	末 200	図 4.1.2-2	
幹線 200sq 太線化	幹 200	図 4.1.2-3	
幹線 400sq 太線化	幹 400	図 4.1.2-19	
部分昇圧	(昇 120)	図 4.1.2-15	3.0MVA
部分昇圧+ 6.6kV 末端 200sq 太線化	(昇 120, 末 200)	図 4.1.2-20	5.0MVA
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 +6.6kV 末端 200sq 太線化	(昇 400, 末 200)	図 4.1.2-21	5.0MVA
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 6.6kV 幹線 400sq 太線化	(昇 400, 幹 400)	図 4.1.2-22	10.0MVA

5.1.1 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

(a) 設備建設時の費用（資材費、工費）算出

PV 集中配置時における各検討ケースの積算項目を表 5-3 に、PV 分散配置時における各検討ケースの積算項目を表 5-4 にそれぞれ示す。なお、本表では、Var 調整器の設置台数だけが異なるケース（表 5-1 中のケース(5)～(8)と(11)～(14)）は割愛している。両対策とも径間長は 45m、6kV 区分開閉器の設置間隔は 500m と想定し、太線化する範囲に応じて、区分開閉器や SVR の取替台数（太線化に伴う増容量化が必要な台数）等が異なっている。また、部分昇圧では 6kV と 22kV の電線を併架する条件とする。表 5-3 と表 5-4 に示す積算項目に対して、文献 [5-1]～[5-5] を参考に、設備単位で資材費と工費を積算する。また、Var 調整器としては、自励式無効電力補償装置（STATCOM）を想定し、年経費率は、設備耐用年数を 18 年^[5-5]、利子率を 4%^[5-5] と仮定し、0.079 と設定した。同様に、STATCOM 以外の配電設備に関しては、設備耐用年数を 30 年¹、利子率を 4% と仮定し、0.058 と設定した。

(b) 運用時の費用（修繕費、配電損失費）算出

修繕費と配電損失費については、従来系統ケースとの差分を対策に伴う費用として積算する。修繕費に関しては、図 5-1 に示すように、初年度修繕費率を 1.45%，耐用年数終了時は初年度の 3 倍^[5-5]^[5-6] になるものと想定し、設備耐用年数の期間中に発生する全修繕費を現在価値換算した後、利子率 4% を用いて年間当たりの費用を算出した。配電損失費は年間損失量に、10 円/kWh を掛けて算出した。

¹ 減価償却資産の耐用年数等に関する省令より、配電線の耐用年数 30 年を参考に設定。

表 5-3 PV 集中配置時における各検討ケースの積算項目

(a) 6kV 対策

		仕様	数量					単位
			末端 200sq	幹線 200sq	連系 200sq	幹線 400sq	連系 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	13.1	1.5	0	km
		AL 400sq	0	0	0	17.6	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	25	37	37	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	2	2	台

(b) 部分昇圧

		仕様	数量			単位
			部分昇圧	部分昇圧 +200sq	部分昇圧 +400sq	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	パンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	5000kVA	3	3	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	台
	6kV 架空線路	AL 200sq	0	3.62	0	km
		AL 400sq	0	0	3.62	km
	6kV 区分開閉器	600A	0	6	6	台

表 5-4 PV 分散配置時における各検討ケースの積算項目

(a) 6kV 対策

		仕様	数量			単位
			末端 200sq	幹線 200sq	幹線 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	0	km
		AL 400sq	0	0	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	34	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	台

(b) 部分昇圧

		仕様	数量				単位
			(昇120)	(昇120, 末200)	(昇400, 末200)	(昇400, 幹400)	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	1	パンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	3000kVA	3	0	0	0	箇所
		5000kVA	0	3	3	0	箇所
		10000kVA	0	0	0	3	箇所
	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	0	0	km
電線路		AL 400sq	0	0	13.1	13.1	km
22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	2	台	
6kV 架空線路	AL 200sq	0	5.24	5.24	0	km	
	AL 400sq	0	0	0	12.8	km	
6kV 区分開閉器	600A	0	9	9	23	台	

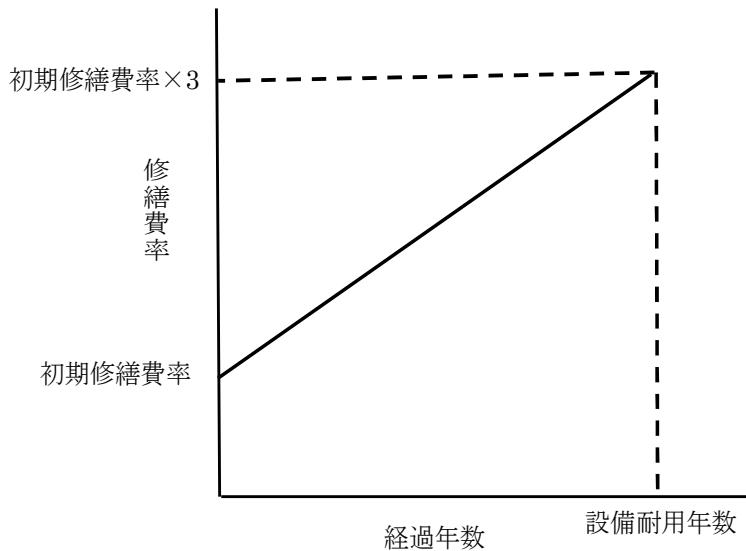


図 5-1 経過年数と修繕費率

5.1.2 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において、ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースを、部分昇圧と 6kV 対策それぞれについて選択する。選択した検討ケースを前提とし、バンク単位での評価を実施する。想定する配電用変圧器を図 5-2 に示す。10MVA の配電用変圧器に配電線が 3 フィーダー接続している。F1～F3 の 3 フィーダーに PV が導入される想定として、PV の導入量に応じて必要な対策費用をバンク単位で算出する。本試算においては、配電線における電圧制約や容量制約に対する対策の他、PV 連系容量が配電用変圧器の容量を超過した場合には、配電用変圧器の取替工事費を積算する。配電用変圧器の容量に関しては、6kV 対策では 10, 20, 30MVA、部分昇圧では 20, 30, 45MVA を想定した²。

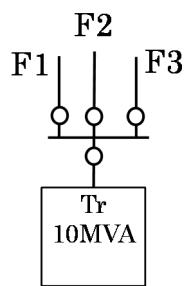


図 5-2 配電用変圧器

² 現状、標準的に用いられている容量と文献 [5-7] を参考に設定。

5.1.3 変電所エリアを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において、ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースを、部分昇圧と 6kV 対策それぞれについて選択する。選択した検討ケースを前提とし、変電所エリア単位での評価を実施する。想定する配電用変電所を図 5-3 に示す。10MVA の配電用変圧器が 3 バンク、各バンクに 3 フィーダーずつ接続されているため、変電所合計で 9 フィーダーとなる。この内、図中に示す 5 フィーダ (F1~F5) に PV が導入される想定として、PV の導入量に応じて必要な対策費用を変電所全体で算出する。本試算においては、配電線における電圧制約や容量制約に対する対策の他、PV 連系容量が配電用変圧器の容量を超過した場合には、配電用変圧器の取替工事費を積算する。配電用変圧器の容量に関しては、1 バンクを対象とした評価と同様、6kV 対策では 10, 20, 30MVA、部分昇圧では 20, 30, 45MVA を想定した。

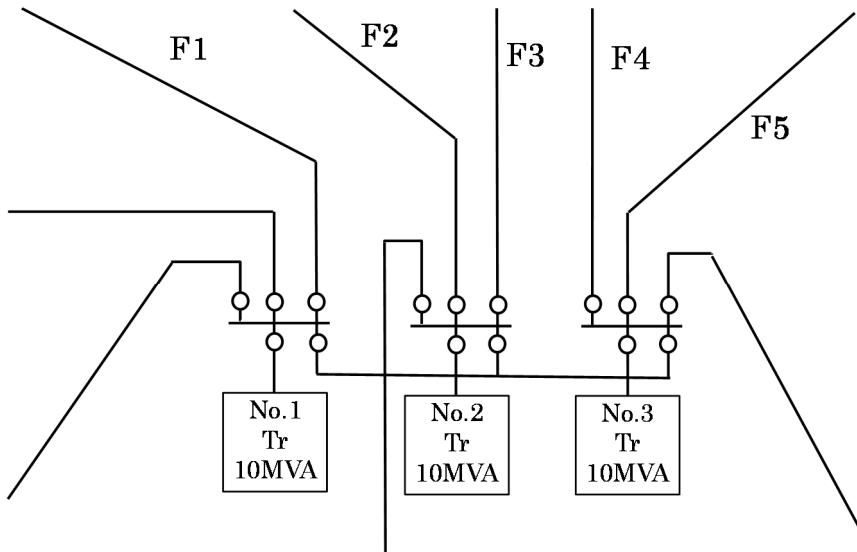


図 5-3 配電用変電所

5.2 PV 集中配置時の評価結果と考察

5.2.1 力率制御無し

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-4 に力率制御無し時の年経費の結果を示す。なお、本研究の目的は、検討ケース間の経済性を相対的に比較・分析することにあるため、縦軸は年経費が最も高いケースを 1 とした表記をしている。また、「Var 調整器ケース」における無効電力補償量は 158kVA であったため、設備としては 300kVA の STATCOM を想定し、費用を積算している。各ケースにおいて左の棒グラフは電柱を建替えた場合、右は既設の電柱を流用した場合の結果である。既設の電柱を流用できた場合、電線路に関する費用が 2.5~3.5 割程度削減可能となる。部分昇圧の年経費は、6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても、2 倍以上高くなることが分かる。ただし、本結果は、費用対効果の費用の面しか見ておらず、単純に

比較することはできない。そこで、効果の面も考慮するため、ホスティングキャパシティの結果も用いた分析を行う。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費について、PV 集中配置時の結果を表 5-5 に示す。ここで、表 5-5 に示すホスティングキャパシティのうち、コスト増にも関わらず、ホスティングキャパシティが下がっている検討ケースを除外すると、赤枠の部分が残る。表 5-5 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-5 に示す。なお、本図の横軸は、負荷（1380kW）に対する PV 導入量の比率で示している。本図の結果においても、6kV 対策と比較し、部分昇圧は高い傾向にあることが分かる。

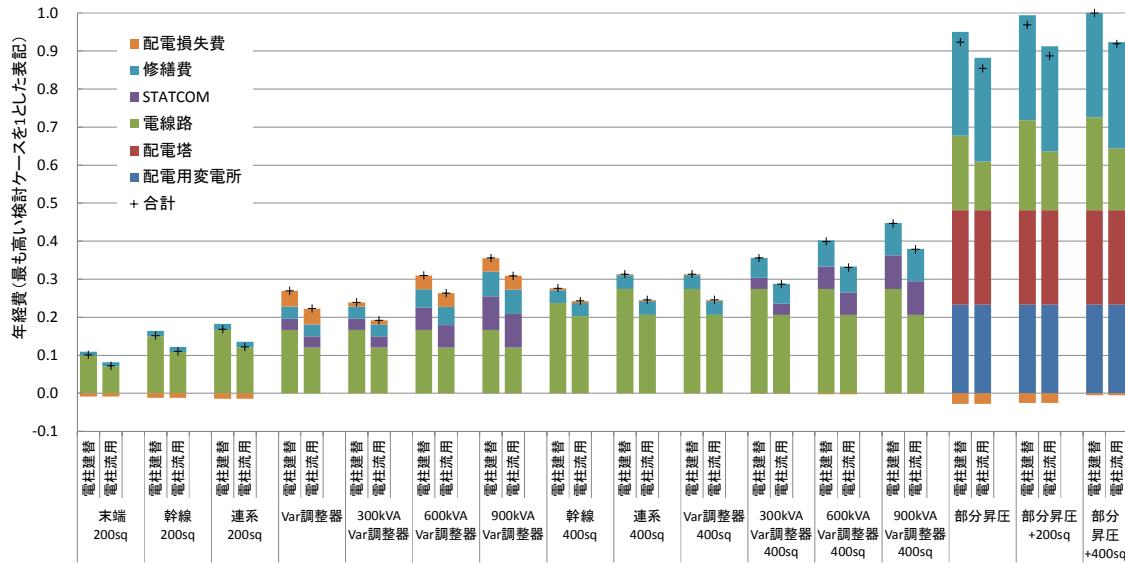


図 5-4 力率制御無し時の年経費

表 5-5 力率制御無しの時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 (相対表示)
(1) 従来系統	300	電圧	
(2) 末端 200sq	600	電圧	0.10
(3) 幹線 200sq	600	電圧	0.15
(4) 連系 200sq	1000	電圧	0.17
(5) Var調整器	4200	電流	0.27
(6) 300kVA Var調整器	3200	電圧	0.24
(7) 600kVA Var調整器	3600	安定性	0.31
(8) 900kVA Var調整器	3100	安定性	0.36
(9) 幹線 400sq	4000	安定性	0.28
(10) 連系 400sq	4000	安定性	0.31
(11) Var調整器 400sq	4000	安定性	0.31
(12) 300kVA Var調整器 400sq	3600	電圧	0.36
(13) 600kVA Var調整器 400sq	3300	安定性	0.40
(14) 900kVA Var調整器 400sq	2800	安定性	0.45
(15) 部分昇圧	300	電圧	0.92
(16) 部分昇圧 + 200sq	2000	電圧	0.97
(17) 部分昇圧 + 400sq	5000		1.00

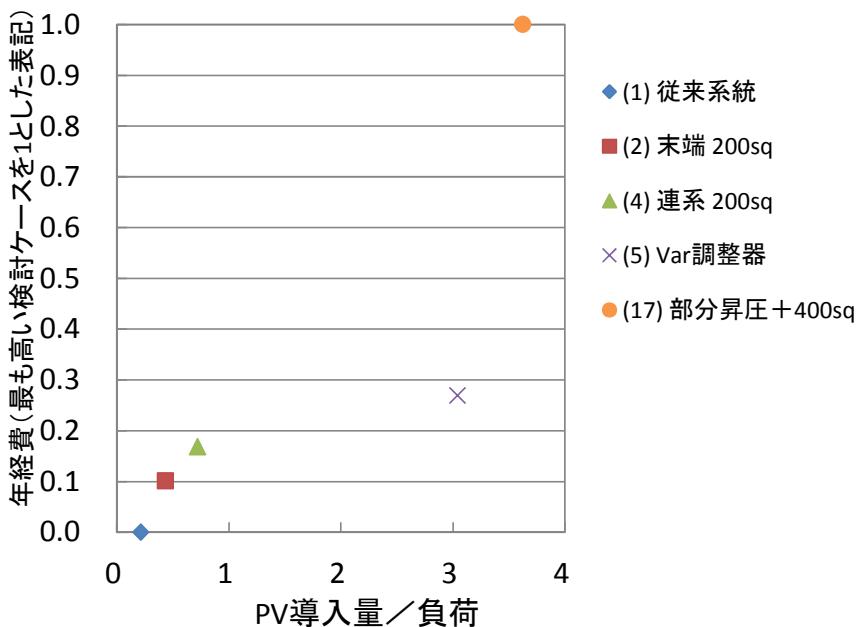


図 5-5 力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

部分昇圧の費用が 6kV 対策と比較し、高くなる理由は、増設した 66/22kV 変圧器や 22kV の電線路の容量が、ホスティングキャパシティと比較して過剰に大きく、設備容量がオーバースペックとなっているためである。従って、フィーダー単位で経済性を比較した場合、部分昇圧が圧倒的に不利となる。そこで、バンク単位・変電所エリア単位での経済性評価が必要となる。PV がエリア内に大量に導入され、複数のフィーダーで対策が必要となった場合、条件によっては、オーバースペックとなった設備を有効活用できる可能性がある。

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において、ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは、6kV 対策で「Var 調整器ケース」、部分昇圧で「部分昇圧 + 400sq ケース」となった。このうち、「Var 調整器ケース」のホスティングキャパシティは 4.2MW であるが、本検討では、6kV 対策において 2 ルート化した場合には、PV 導入可能量を 8.4MW (= 4.2MW/ルート × 2 ルート) として試算する。なお、2 ルート化する際は、二つのルートの電線を併架する条件で費用を算出する。また、「部分昇圧 + 400sq ケース」のホスティングキャパシティは 5MW であるが、これは、配電線の末端にある配電塔の容量制約によって決まるため、変電所側と中間点にある配電塔の下流には、PV を追加できる可能性がある。そこで、「部分昇圧 + 400sq ケース」の拡張版として、三つの配電塔それぞれに PV を集中設置したケースを想定し、ホスティングキャパシティを算出した結果、21.6MW となった。本検討では、部分昇圧における PV 導入可能量を 21.6MW として試算する。表 5-6 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 200sq」で積算する項目を

表 5-7 (a)に、「部分 22kV」で積算する項目を表 5-7 (b)に、それぞれ示す。表 5-6 に基づき、バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-6 のようになる。なお、本図の横軸は、バンク単位の負荷（1380kW/フィーダー×3 フィーダー=4140kW）に対する PV 導入量の比率で示している。図より、6kV 対策よりも部分昇圧の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きいことが分かる。

表 5-6 力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策（バンク単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	4.2	1ルート200sq			10
②	8.4	1ルート200sq	1ルート200sq		10
③	12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20
④	16.8	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20
⑤	21.0	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	30
⑥	25.2	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	30

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	21.6	部分22kV			30
②	43.2	部分22kV	部分22kV		45

表 5-7 力率制御無し時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 200sq

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路 × 2 ルート	AL 200sq	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	62	台
	SVR	5000kVA	5	台
	STATCOM	300kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	9.21	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	台

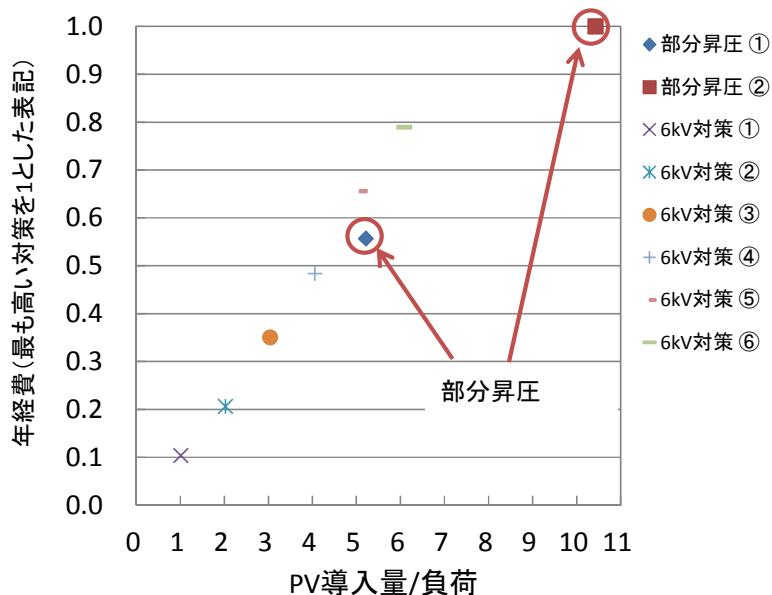


図 5-6 力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は、バンク単位における評価と同様である。PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を表 5-8 に示す。表 5-8 に基づき、変電所エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-7 のようになる。なお、本図の横軸は、変電所単位の負荷（1380kW/フィーダー×9 フィーダー=12420kW）に対する PV 導入量の比率で示している。バンク単位における評価と同様、6kV 対策よりも部分昇圧の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きい結果となった。これは、部分昇圧の設備容量を最大限活用するという条件付きではあるが、部分昇圧が PV 逆潮流による電圧上昇対策の候補の一つになりえることを示している。

表 5-8 力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策					66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	4.2	1ルート200sq					10	10	10
②	8.4	1ルート200sq	1ルート200sq				10	10	10
③	12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq			10	10	10
④	16.8	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq		10	10	10
⑤	21.0	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑥	25.2	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑦	29.4	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑧	33.6	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑨	37.8	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	10	20	20
⑩	42.0	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	10	20	20

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策					66/22kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	21.6	部分22kV					30	0	0
②	43.2	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③	64.8	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	86.4	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤	108.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

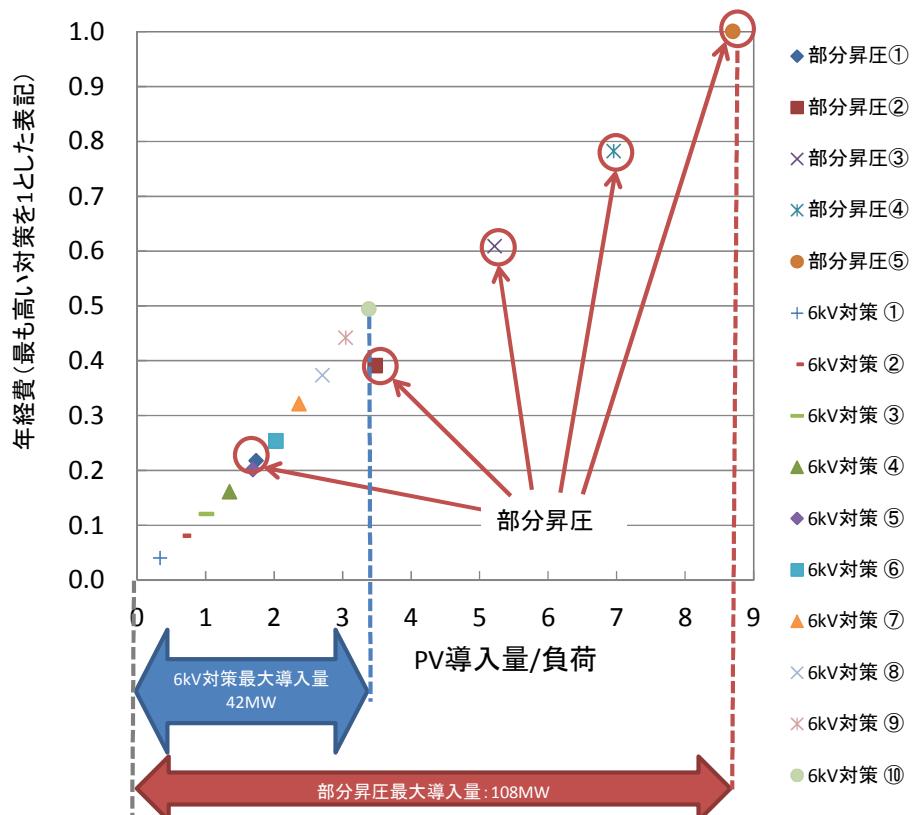


図 5-7 力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.2.2 力率一定制御

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-8 に力率一定制御実施時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は、6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても、2 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-9 に示す。表 5-9 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-9 に示す。力率一定制御無し時の結果（図 5-5）と比較すると、「連系 200sq ケース」のホスティングキャパシティが大きく増加（2700kW の増加）した以外は、ほぼ同じ結果であることが分かる。

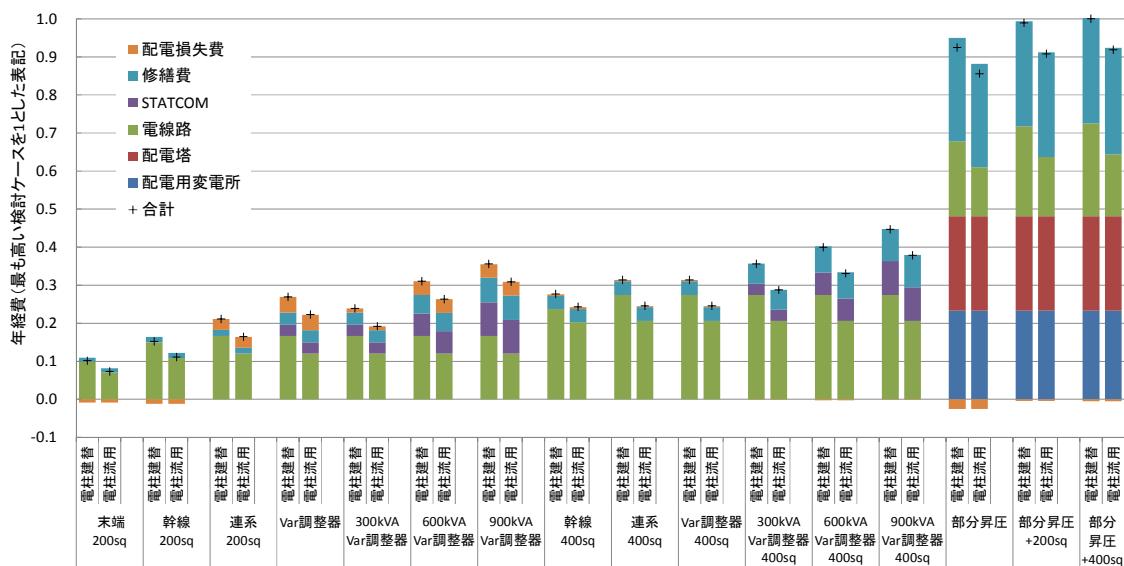


図 5-8 力率一定制御実施時の年経費

表 5-9 力率一定制御実施時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 (相対表示)
(1) 従来系統	400	電圧	
(2) 末端 200sq	1000	電流	0.10
(3) 幹線 200sq	1000	電流	0.15
(4) 連系 200sq	3700	安定性	0.21
(5) Var調整器	4200	電流	0.27
(6) 300kVA Var調整器	3200	電圧	0.24
(7) 600kVA Var調整器	3600	安定性	0.31
(8) 900kVA Var調整器	3100	安定性	0.36
(9) 幹線 400sq	4000	安定性	0.28
(10) 連系 400sq	4000	安定性	0.31
(11) Var調整器 400sq	4000	安定性	0.31
(12) 300kVA Var調整器 400sq	3600	電圧	0.36
(13) 600kVA Var調整器 400sq	3300	安定性	0.40
(14) 900kVA Var調整器 400sq	2800	安定性	0.45
(15) 部分昇圧	500	電圧	0.92
(16) 部分昇圧 + 200sq	4100	電流	0.99
(17) 部分昇圧 + 400sq	5000		1.00

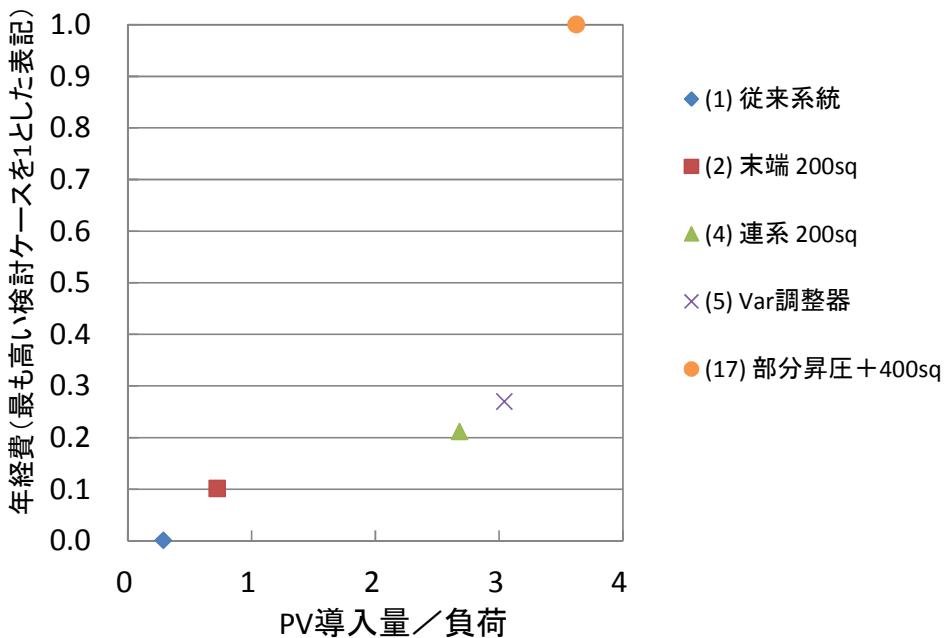


図 5-9 力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において、ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは、6kV 対策で「Var 調整器ケース」、部分昇圧で「部分昇圧 + 400sq ケース」となった。このうち、「Var 調整器ケース」のホスティングキャパシティは 4.2MW であるが、本検討では、6kV 対策において 2 ルート化した場合には、PV 導入可能量を 8.4MW (= 4.2MW/ルート × 2 ルート) として試算する。また、「部分昇圧 + 400sq ケース」のホスティングキャパシティは 5MW であるが、これは、配電線の末端にある配電塔の容量制約によって決まるため、変電所側と中間点にある配電塔の下流には、PV を追加できる可能性がある。そこで、力率制御無し時と同様に、「部分昇圧 + 400sq ケース」の拡張版として、三つの配電塔それぞれに PV を集中設置したケースを想定し、ホスティングキャパシティを算出した結果、21.6MW となった。以上の条件整理の結果、選択される検討ケースとホスティングキャパシティが、力率制御無し時と力率一定制御実施時で同じになった。従って、バンク単位での評価と変電所エリア単位での評価については、結果が力率制御無し時と完全に同一となるため、ここでは割愛する。

5.3 PV 分散配置時の評価結果と考察

5.3.1 力率制御無し

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-10 に力率制御無し時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は、6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても、3 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-10 に示す。ここで、表 5-10 に示すホスティングキャパシティのうち、コスト増にも関わらず、ホスティングキャパシティが下がっている検討ケースを除外すると、赤枠の部分が残る。表 5-10 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-11 に示す。6kV 対策と比較すると、部分昇圧は、年経費とホスティングキャパシティが共に高い傾向にあることが分かる。

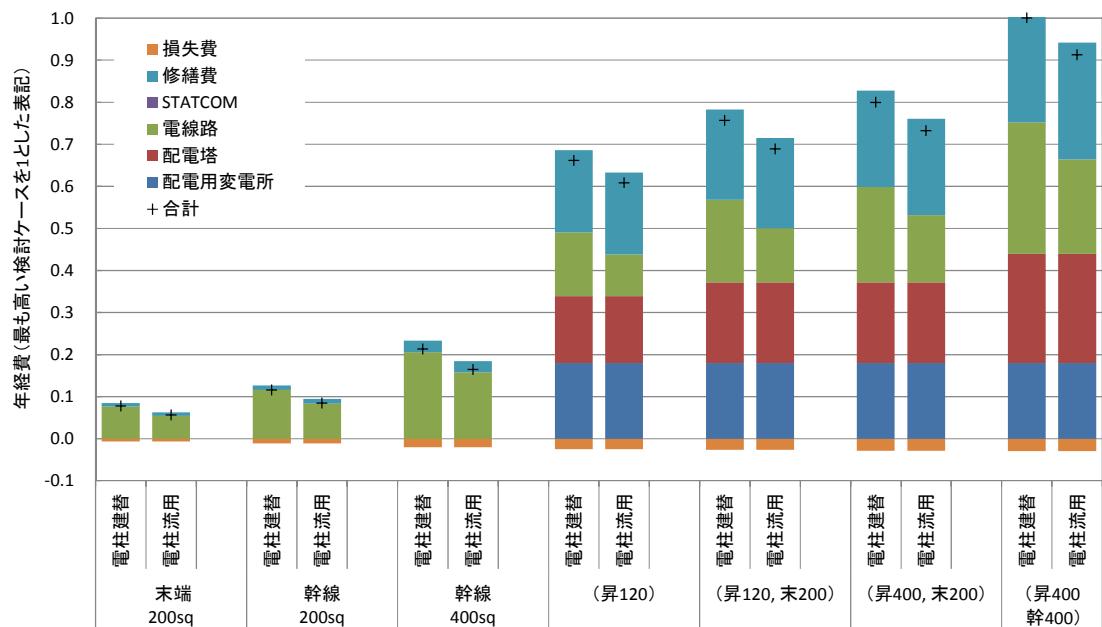


図 5-10 力率制御無し時の年経費

表 5-10 力率制御無し時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 (相対表示)
従来系統	1200	電圧上限	
末端 200sq	1500	電圧上限	0.08
幹線 200sq	1500	電圧上限	0.12
幹線 400sq	2000	電圧上限	0.21
(昇120)	2000	電圧上限	0.66
(昇120, 末200)	2600	電圧上限	0.76
(昇400, 末200)	3000	電圧上限	0.80
(昇400, 幹400)	3200	電圧上限	1.00

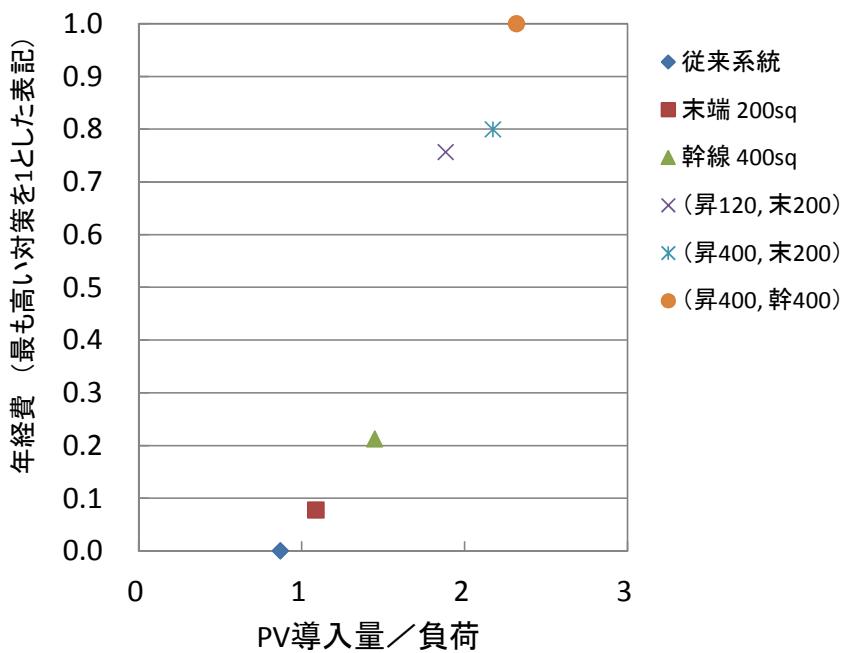


図 5-11 力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係 (フィーダー単位での評価)

部分昇圧の費用が 6kV 対策と比較し、高くなる理由は、PV 集中配置時と同様、増設した 66/22kV 変圧器や 22kV の電線路の容量が、ホスティングキャパシティと比較して過剰に大きく、設備容量がオーバースペックとなっているためである。従って、1 フィーダーで経済性を比較した場合、部分昇圧が圧倒的に不利となる。そこで、PV 分散配置でも、バンク単位・変電所エリア単位での経済性評価を実施する。

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において、ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは、6kV 対策で「幹 400 ケース」、部分昇圧で「(昇 400, 幹 400) ケース」となった。このうち、「幹 400 ケース」のホスティングキャパシティは 2MW であるが、本検討では、6kV 対策において 2 ルート化した場合には、PV 導入可能量を 4MW (= 2MW/ルート × 2 ルート) として試算する。なお、2 ルート化する際は、二つのルートの電線を併架する条件で費用を算出する。また、「(昇 400, 幹 400) ケース」のホスティングキャパシティは 3.2MW であるが、これは、電圧制約によるものであるため、PV 集中配置時のように、更なる PV 導入の余地は無い。表 5-11 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 400sq」で積算する項目を表 5-12 (a) に、「部分 22kV」で積算する項目を表 5-12 (b) に、それぞれ示す。表 5-11 に基づき、バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-12 のようになる。図より、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きいことが分かる。

表 5-11 力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策 (バンク単位での評価)

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	2	1ルート 400sq			10
②	4	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10
③	6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10
④	8	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10
⑤	10	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10
⑥	12	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	20

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	3.2	部分22kV			20
②	6.4	部分22kV	部分22kV		20
③	9.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV	20

表 5-12 力率制御無し時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 400sq

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路 × 2 ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

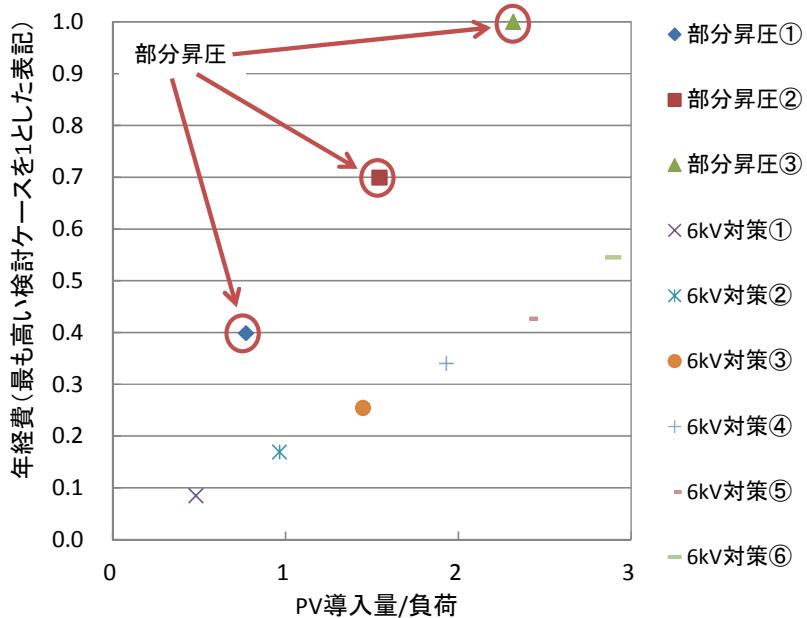


図 5-12 力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は、バンク単位における評価と同様である。PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を表 5-13 に示す。表 5-13に基づき、変圧器エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-13 のようになる。バンク単位における評価と同様、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きい結果となった。

表 5-13 力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

PV導入量 (MW)	対策					66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
	F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
① 2	1ルート 400sq					10	10	10
② 4	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③ 6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	10	10
④ 8	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	10	10
⑤ 10	1ルート 400sq	10	10	10				
⑥ 12	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑦ 14	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑧ 16	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑨ 18	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑩ 20	2ルート 400sq	10	10	10				

(b) 部分昇圧

PV導入量 (MW)	対策					66/22kV変圧器の容量 (MVA)	
	F1	F2	F3	F4	F5	No.1	
① 3.2	部分22kV						20
② 6.4	部分22kV	部分22kV					20
③ 9.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV				20
④ 12.8	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV			20
⑤ 16	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		20

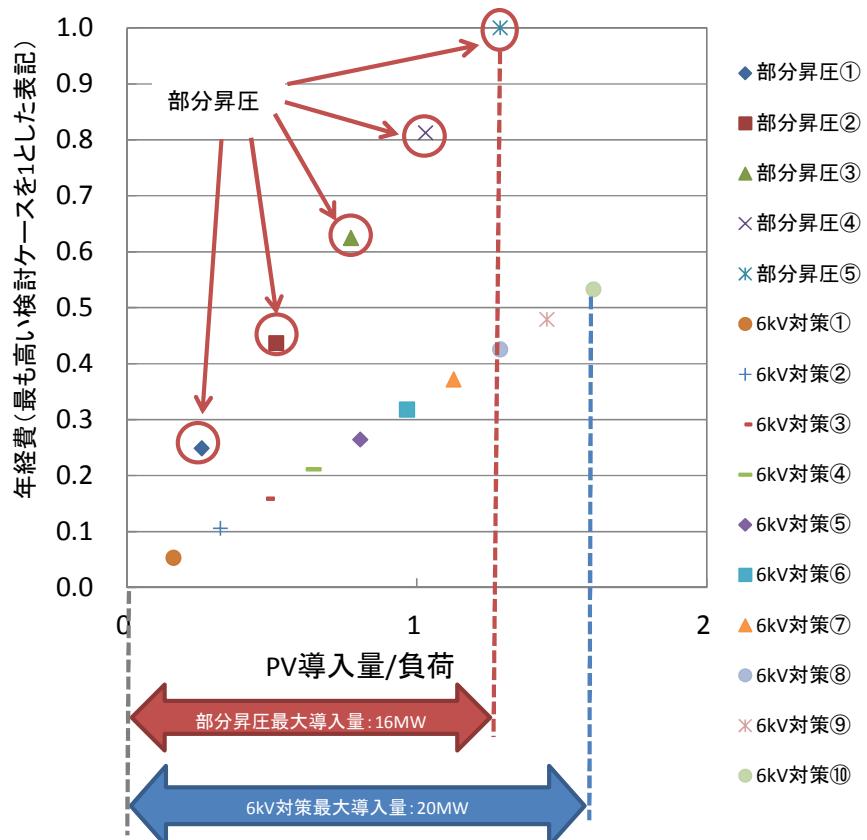


図 5-13 力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.3.2 力率一定制御

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-14 に力率一定制御実施時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は、6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても、3 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-14 に示す。表 5-14 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-15 に示す。6kV 対策と比較すると、部分昇圧は、年経費とホスティングキャパシティが共に高い傾向にあることが分かる。

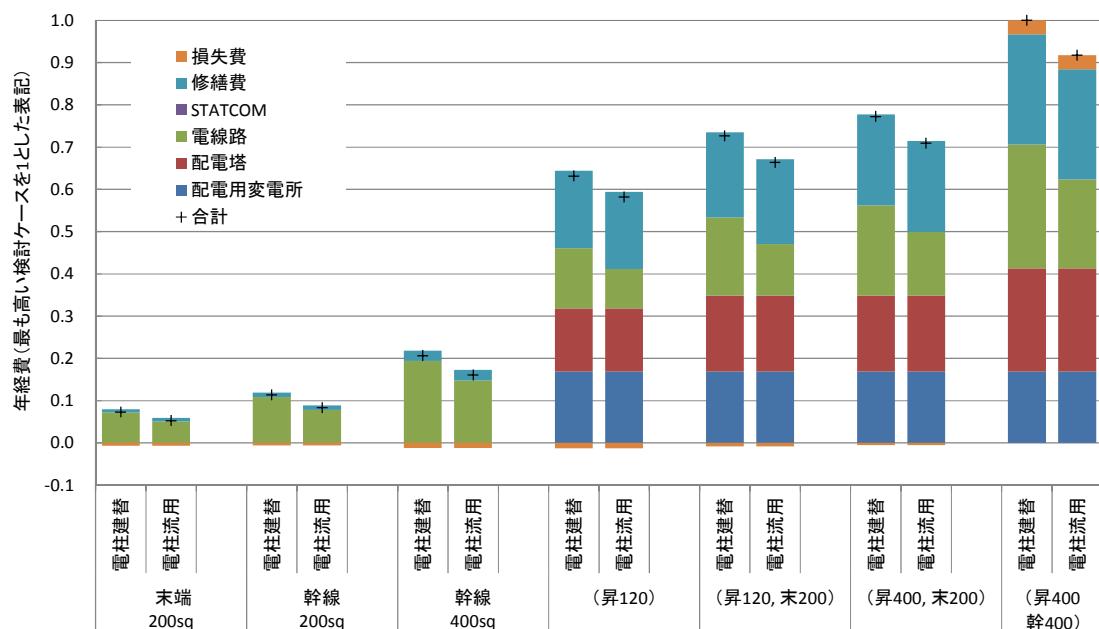


図 5-14 力率一定制御実施時の年経費

表 5-14 力率一定制御実施時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 (相対表示)
従来系統	2300	電圧上限	
末端 200sq	3900	電圧上限、電流	0.07
幹線 200sq	4100	電圧上限、電流	0.11
幹線 400sq	4900	電圧下限	0.21
(昇120)	6200	電圧上限、電流	0.63
(昇120, 末200)	8400	電流	0.73
(昇400, 末200)	11900	電流	0.77
(昇400, 幹400)	22400	電流、電圧下限	1.00

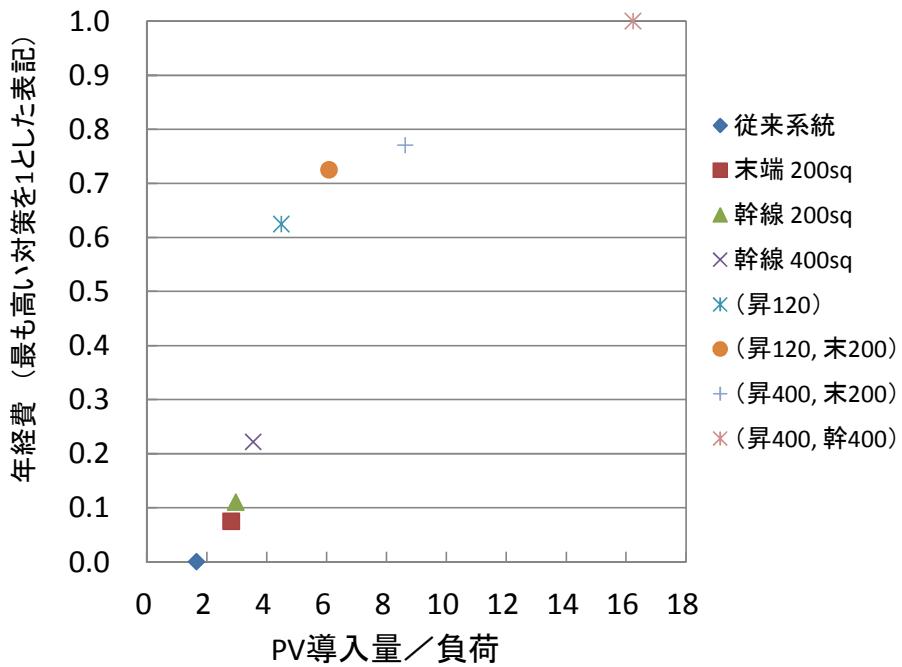


図 5-15 力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において、ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは、6kV 対策で「幹 400 ケース」、部分昇圧で「(昇 400, 幹 400) ケース」となった。このうち、「幹 400 ケース」のホスティングキャパシティは 4.9MW であるが、本検討では、6kV 対策において 2 ルート化した場合には、PV 導入可能量を 9.8MW (= 4.9MW/ルート × 2 ルート) として試算する。また、「(昇 400, 幹 400) ケース」のホスティングキャパシティは 22.4MW である。表 5-15 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 400sq」で積算する項目を表 5-16 (a) に、「部分 22kV」で積算する項目を表 5-16 (b) にそれぞれ示す。表 5-15 に基づき、バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-16 のようになる。図より、費用対効果については、部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり、最大導入量については、部分昇圧の方が大きい結果となった。

表 5-15 力率一定制御実施時の PV 導入量と必要な対策 (バンク単位での評価)

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	4.9	1ルート 400sq			10
②	9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10
③	14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20
④	19.6	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20
⑤	24.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	30
⑥	29.4	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	30

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	22.4	部分22kV			30
②	44.8	部分22kV	部分22kV		45

表 5-16 力率一定制御実施時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 400sq

		仕様	数量	単位
電線路	6kV 引出回線	600A	1	回線
	6kV 架空線路 × 2ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
電線路	22kV 引出回線	600A	1	回線
	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

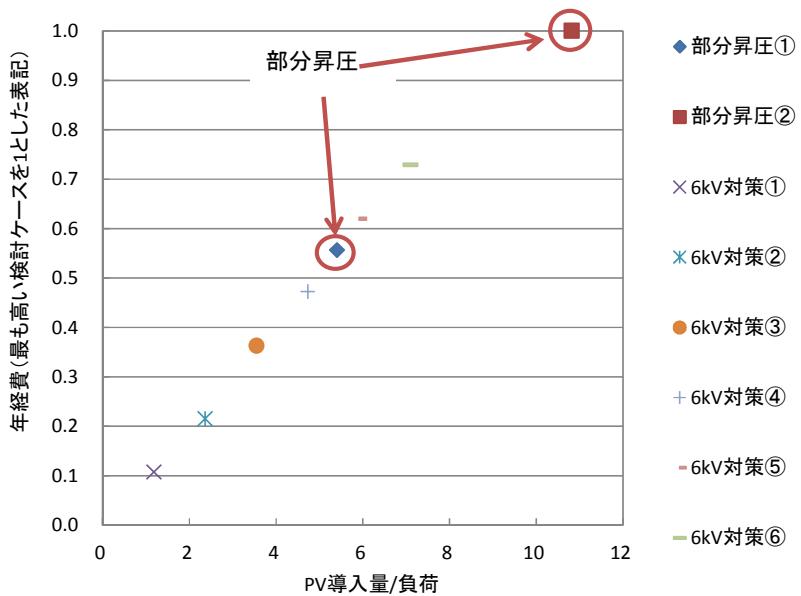


図 5-16 力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は、バンク単位における評価と同様である。表 5-17に基づき、変電所エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-17 のようになる。バンク単位における評価と同様に、費用対効果については、部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり、最大導入量については、部分昇圧の方が大きい結果となった。

表 5-17 力率一定制御実施時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策					66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	4.9	1ルート 400sq					10	10	10
②	9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③	14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	10	10
④	19.6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	10	10
⑤	24.5	1ルート 400sq	10	10	10				
⑥	29.4	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑦	34.3	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑧	39.2	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑨	44.1	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	20
⑩	49.0	2ルート 400sq	10	20	20				

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策					66/22kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	22.4	部分22kV					30	0	0
②	44.8	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③	67.2	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	89.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤	112	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

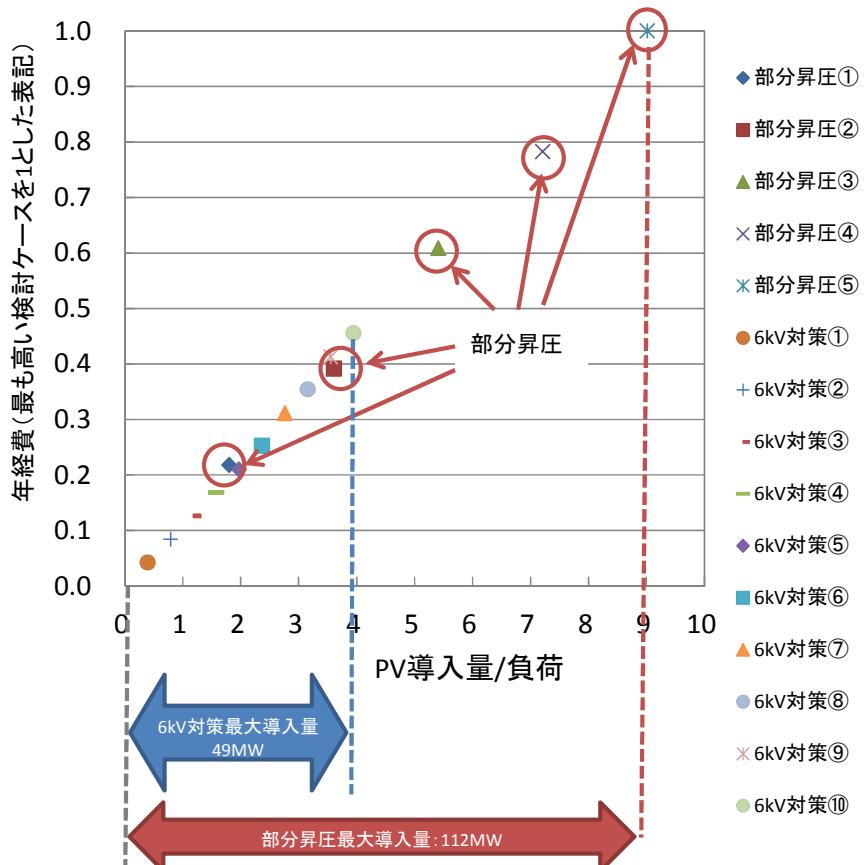


図 5-17 力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.3.3 分散制御

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-18 に分散制御実施時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は、6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても、3 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-18 に示す。表 5-18 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-19 に示す。6kV 対策と比較すると、部分昇圧は、年経費とホスティングキャパシティが共に高い傾向にあることが分かる。

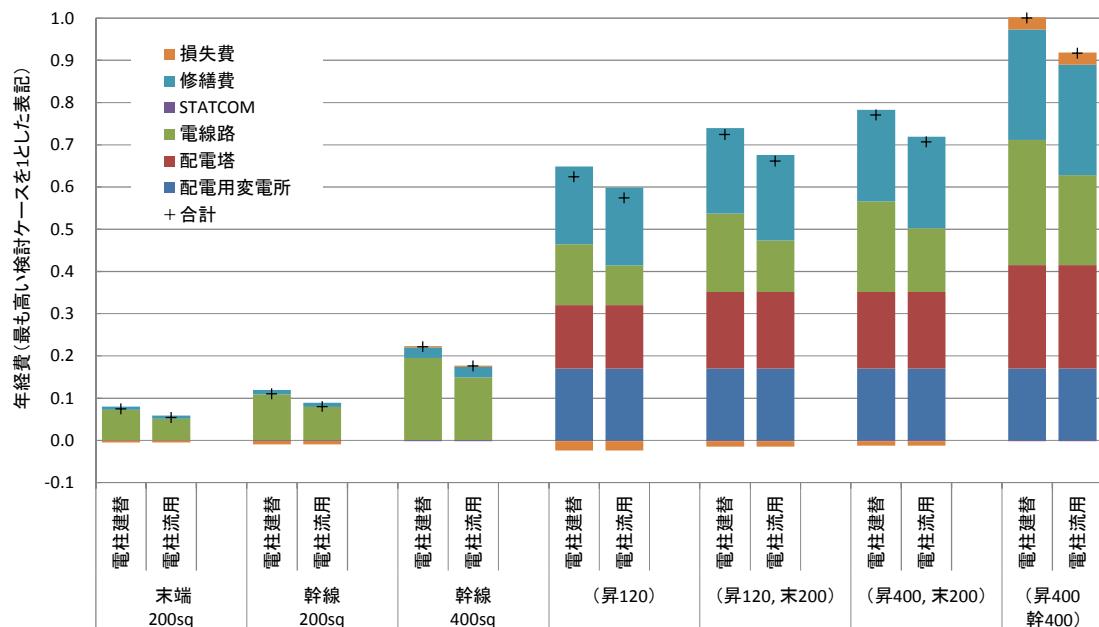


図 5-18 分散制御実施時の年経費

表 5-18 分散制御実施時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 (相対表示)
従来系統	4000	電流	
末端 200sq	4400	電流	0.07
幹線 200sq	4500	電流	0.11
幹線 400sq	7500	電流	0.22
(昇120)	5000	電圧上限	0.62
(昇120, 末200)	8600	電流	0.72
(昇400, 末200)	12100	電流	0.77
(昇400, 幹400)	24500	電流	1.00

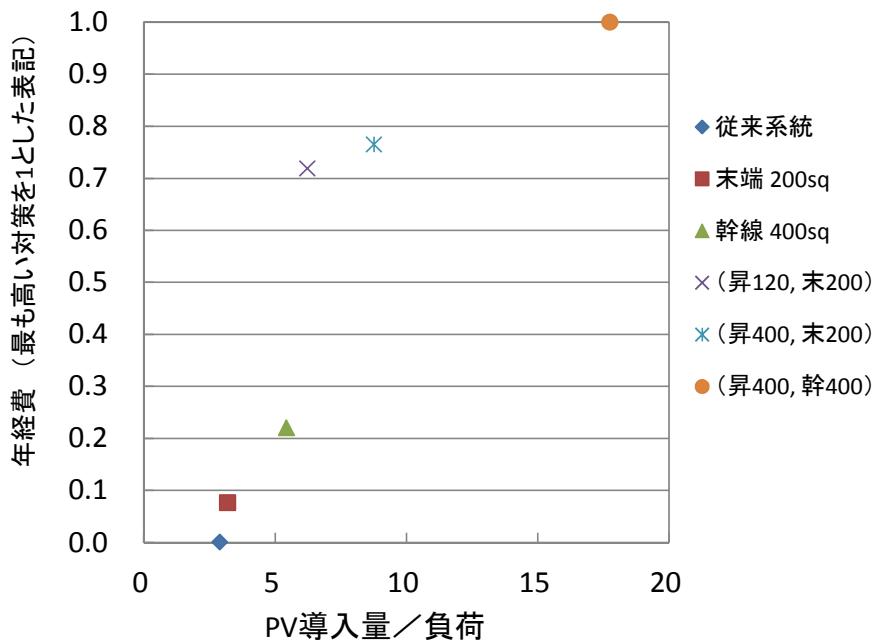


図 5-19 分散制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において、ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは、6kV 対策で「幹 400 ケース」、部分昇圧で「(昇 400, 幹 400) ケース」となった。このうち、「幹 400 ケース」のホスティングキャパシティは 8.1MW であるが、本検討では、6kV 対策において 2 ルート化した場合には、PV 導入可能量を 16.2MW (= 8.1MW/ルート × 2 ルート) として試算する。また、「(昇 400, 幹 400) ケース」のホスティングキャパシティは 24.6MW である。表 5-19 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 400sq」で積算する項目を表 5-20 (a) に、「部分 22kV」で積算する項目を表 5-20 (b) にそれぞれ示す。表 5-19 に基づき、バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-20 のようになる。費用対効果については、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高い傾向が見てとれる。最大導入量については、配電用変圧器の容量に対して 1 フィーダー当たりのホスティングキャパシティが大き過ぎるため、傾向を把握するまでの分析結果が得られなかった。最大導入量に関する考察は、変電所エリア単位での評価にて行う。

表 5-19 分散制御実施時の PV 導入量と必要な対策 (バンク単位での評価)

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	7.5	1ルート 400sq			10
②	15	1ルート 400sq	1ルート 400sq		20
③	22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	30

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	24.5	部分22kV			30

表 5-20 力率一定制御実施時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 400sq

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路 × 2 ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

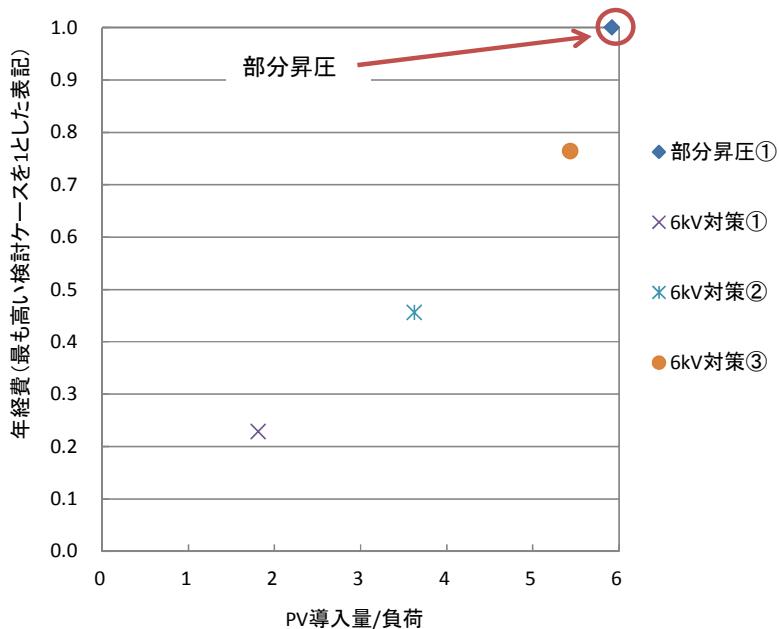


図 5-20 分散制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は、バンク単位における評価と同様である。表 5-21に基づき、変圧器エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると、図 5-21 のようになる。費用対効果については、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高く、最大導入量については、部分昇圧の方が大きい結果となった。

表 5-21 分散制御実施時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

PV導入量 (MW)	F1	F2	F3	F4	F5	66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
						No.1	No.2	No.3
① 7.5	1ルート 400sq					10	10	10
② 15.0	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③ 22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	20	10
④ 30.0	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	20	10
⑤ 37.5	1ルート 400sq	10	20	20				
⑥ 45.0	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	20	20
⑦ 52.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑧ 60.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑨ 67.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	30
⑩ 75.0	2ルート 400sq	20	30	30				

(b) 部分昇圧

PV導入量 (MW)	F1	F2	F3	F4	F5	66/22kV変圧器の容量 (MVA)		
						No.1	No.2	No.3
① 24.5	部分22kV					30	0	0
② 49.0	部分22kV	部分22kV				30	30	0
③ 73.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④ 98.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	30	30
⑤ 122.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	45

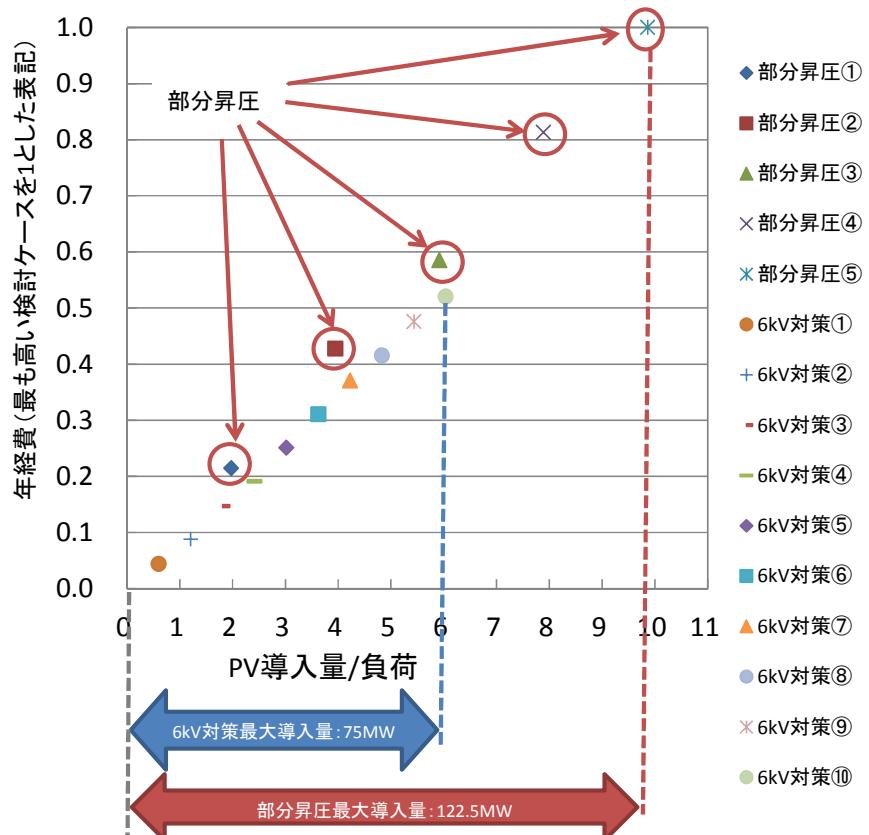


図 5-21 分散制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.4 PV 集中配置と PV 分散配置の結果を踏まえた総合考察

図 5-22 に、PV 集中配置時における PV 導入量と年経費の関係を示す。力率制御の有無に関わらず、6kV 対策よりも部分昇圧の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きい結果となっている。これは、高圧連系した PV からの逆潮流のルート上において、22kV 系統の電圧変動抑制効果が大きく、更に、配電塔の二次側から PV 連系箇所までの 6kV 系統についても太線化されており、電圧変動面でネック箇所が無いためである。すなち、部分昇圧は、高圧連系した PV からの逆潮流のルート上の設備に対して重点的に設備投資することで、費用対効果を向上させているものと解釈できる。

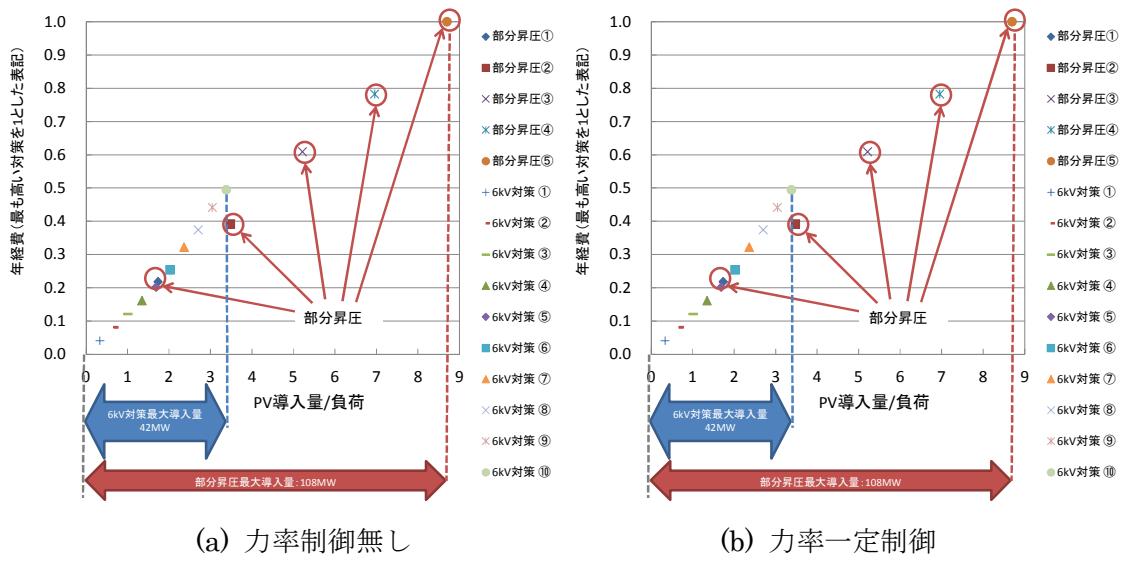


図 5-22 PV 集中配置時における PV 導入量と年経費の関係

図 5-23 に、PV 分散配置時における PV 導入量と年経費の関係を示す。力率制御無しの場合、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きい結果となっている。続いて、力率一定制御を実施した場合、6kV 対策と部分昇圧共に、最大導入量が大きく増加する（図 5-23 中、(b) 力率一定制御）。また、費用対効果については、部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり、最大導入量については、部分昇圧の方が大きい結果となった。本結果より、部分昇圧と力率一定制御の組み合わせは、有効な手段であることが分かる。ここから更に、より高度な技術として分散制御を想定すると、6kV 対策と部分昇圧共に、最大導入量が増加する（図 5-23 中、(c) 分散制御）。また、分散制御を実施した場合、費用対効果については、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高く、最大導入量については、部分昇圧の方が大きい結果となる。ここで、力率一定制御実施時(b)では、部分昇圧と 6kV 対策の費用対効果が同等程度であるが、分散制御実施時(c)では、6kV 対策の費用対効果の方が高くなっている。これは、分散制御のように無効電力の補償量を高度に制御することによって、高圧線における複雑な電圧変動を、電圧管理の範囲内に収めることが可能にな

るためである³。その結果、6kV 対策の PV 導入量が増加し、費用対効果が向上したものと考えられる。

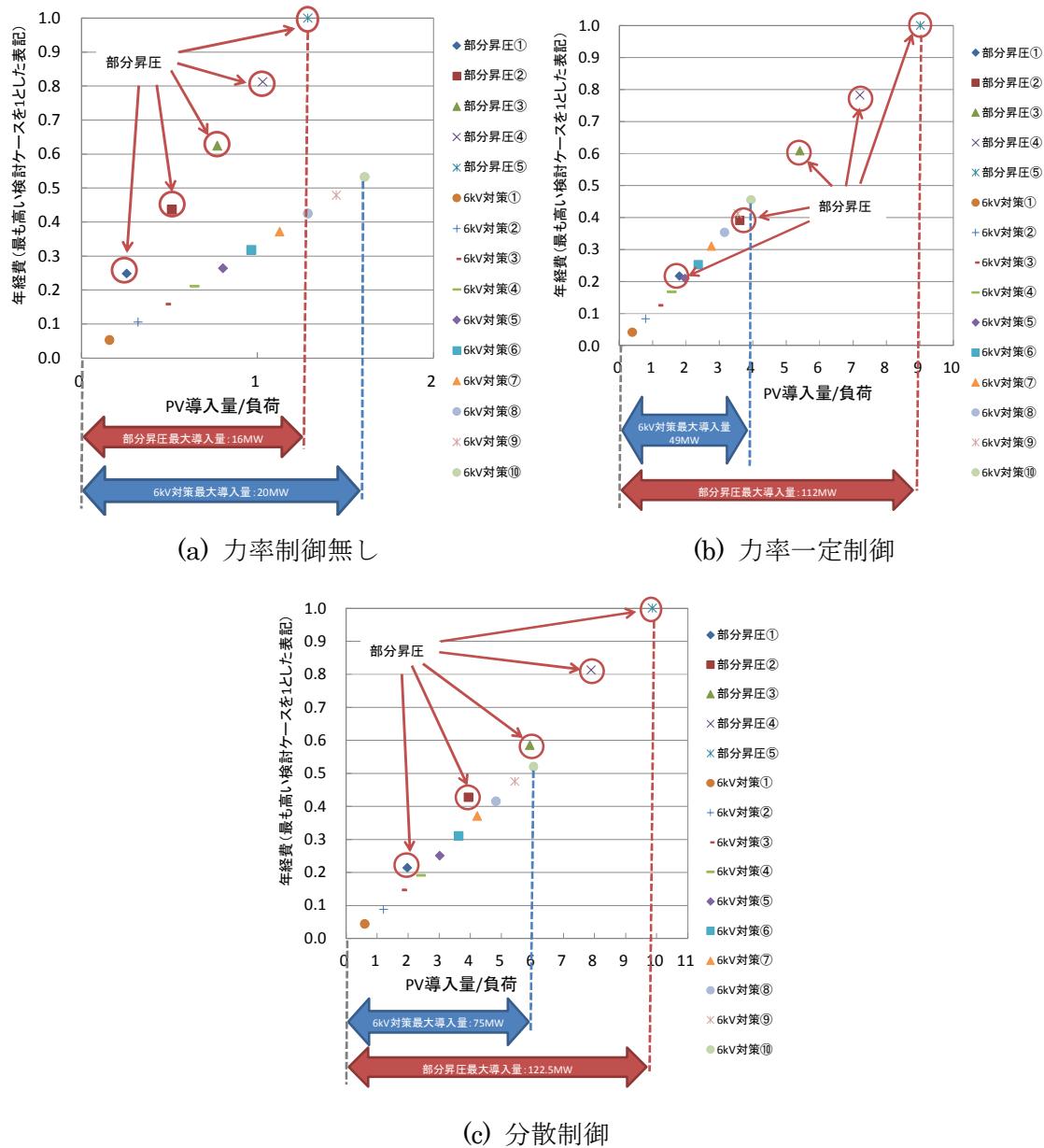


図 5-23 PV 分散配置時における PV 導入量と年経費の関係

5.5 まとめ

本章では、PV 集中配置と PV 分散配置の 2 パターンを想定して、部分昇圧と 6kV 対策の費用対効果を比較した。

³機器間の協調制御がうまくいくことが前提となる。従って、本記述は、6kV 対策のポテンシャル（分散制御を実施した場合に増加する最大導入量のポテンシャル）について言及していることになる。

配電線 1 フィーダーを対象とした分析の結果、いずれの検討ケースにおいても、部分昇圧の費用が高い傾向にあることが分かった。部分昇圧の費用が 6kV 対策と比較し、高くなる理由は、増設した 66/22kV 変圧器や 22kV の電線路の容量が、ホスティングキャパシティと比較して過剰に大きく、設備容量がオーバースペックとなっているためである。従つて、フィーダー単位で経済性を比較した場合、部分昇圧が圧倒的に不利となる。そこで、バンク単位・変電所エリアを対象とした評価が必要となる。

変電所エリアを対象とした分析の結果、PV 集中配置時は、力率制御の有無に関わらず、6kV 対策よりも部分昇圧の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きい結果となつた。PV 分散配置時は、力率制御無しの場合、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が、費用対効果が高く、かつ最大導入量も大きい結果となつた。続いて、力率一定制御を実施した場合、費用対効果については、部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり、最大導入量については、部分昇圧の方が大きい結果となつた。本結果より、部分昇圧と力率一定制御の組み合わせは、有効な手段であることが分かる。ここから更に、より高度な技術として分散制御を想定すると、6kV 対策と部分昇圧共に、最大導入量が増加した。費用対効果については、部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高く、最大導入量については、部分昇圧の方が大きい結果となつた。力率一定制御実施時では、部分昇圧と 6kV 対策の費用対効果が同程度であったが、分散制御を実施することで、6kV 対策の費用対効果の方が高くなつた。これは、分散制御のように無効電力の補償量を高度に制御することによって、高圧線における複雑な電圧変動を、電圧管理の範囲内に収めることができると可能になるためである。その結果、6kV 対策の PV 導入量が増加し、費用対効果が向上したものと考えられる。

文 献

- [5-1] 建設物価調査会：「建設物価」，2015.12 (2015)
- [5-2] 全日出版社：「電気設備工事積算実務マニュアル」(2015)
- [5-3] 電設出版：「電設資材」，2015.12 (2015)
- [5-4] 国土交通省：「土木工事標準積算基準書（電気通信編）」(2013)
- [5-5] 新エネルギー・産業技術総合開発機構：「新電力ネットワークシステム実証研究 新電力ネットワーク技術に係る総合調査」(2008)
- [5-6] 関根泰次：「配電技術総合マニュアル」(1991)
- [5-7] 電気共同研究会：「20kV 級／400V 配電方式普及拡大技術」，電気共同研究, Vol.56, No.3 (2000)

第6章 検討委員会および配電制御システム将来像の提示

6.1 検討委員会での審議・提言

ここでは、本検討にて実施された検討委員会での実施状況や学会発表での意見交換に関する内容についてまとめる。

6.1.1 検討委員会の実施

検討委員会は、本検討の実施内容について不十分な箇所がないかの確認や、その実効性と実現可能性について審議するため、H26～28年度において計9回の検討委員会を開催した。以下の表のとおり、各検討委員会での主な報告内容および審議内容について、まとめる。

表 6-1 検討委員会の実施状況

	開催日	主な報告内容	主な審議内容
第1回	H26/10/16	・配電系統に係る至近の動向 ・今後の進め方	・次世代、次々世代の想定
第2回	H26/12/16	・次々世代のシナリオの可能性 ・配電系統の昇圧	・次々世代の社会想定 ・配電系統の昇圧の方法
第3回	H27/3/2	・次々世代のシナリオ想定 ・H26 年度の実施内容	・評価指標 ・次々世代のシナリオケース
第4回	H27/6/12	・欧米の電圧問題に関する状況調査 ・シミュレーションモデルの作成	・欧米の調査内容の深掘り ・経済性評価の設備諸元
第5回	H27/10/8	・配電系統高度化の整理 ・各種検討モデルの電気的特性分析	・直流配電に関する整理 ・電気的特性分析、経済性評価の成果のまとめ方
第6回	H28/2/24	・H27 年度までの成果 ・低圧配電系統モデルの反映	・経済性評価に配電損失の考慮
第7回	H28/6/1	・H28 年度の実施計画 ・ホスティングキャパシティ算出 ・将来の課題	・経済性評価の評価対象範囲 ・H28 年度までの成果のまとめ方 ・将来の課題
第8回	H28/11/21	・動特性解析の計算 ・配電損失の算出	・電圧変動の高低圧分の内訳 ・将来の課題
第9回	H29/1/26	・H26～28 年度の成果報告	・ホスティングキャパシティの定義 ・成果まとめの記載内容

6.1.2 パブリックコメント

本検討では、研究成果の広く社会に周知することと、研究検討内容について幅広い有識者との意見交換を行うことの目的のため、学会発表を行い一般の意見を広く取り入れた。以下の表のとおり、学会発表の実施状況および、そこで意見交換内容について、まとめる。

表 6-2 学会発表の実施状況

No.	発表年月	発表学会	発表タイトル	主な意見交換内容
1	2015/08	H27 電気学会電力・エネルギー部門大会	米国南西部における次世代配電システムの動向調査	・スマートインバータの機能
2	2016/03	H28 電気学会全国大会	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討-その1～7-	・経済性評価の算出 ・特別高圧の電圧階級
3	2016/09	H28 電気学会電力・エネルギー部門大会	配電系統の制御高度化と部分昇圧に関する検討ーその1～2ー	・電圧不安定 ・経済性評価に配電損失を含める
4	2016/09	H28 電力技術/電力系統技術合同研究会	配電系統の制御高度化と部分昇圧による太陽光発電導入の基礎検討ーその1～2ー	・需要側コンデンサ機器の考慮 ・2050 年のシミュレーション条件
5	2016/07	The International Conference on Electrical Engineering (ICE-E) 2016	Analysis of technical solutions for dealing with distribution line overvoltage due to large penetration of photovoltaic generation	—
6	2017/03	H29 電気学会全国大会	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討ーその1～7ー	・電圧安定性の判断条件 ・各モデルの優位となる条件

6.2 配電制御システム将来像

ここでは、前章までの検討内容を踏まえ、配電系統の諸条件ごとに配電制御システム将来像を整理する。

6.2.1 各パターン別 配電制御システムの将来像

各パターンの配電制御システムの将来像を提示するにあたり、配電系統の諸条件および検討モデルを整理する。まずは諸条件項目を以下のとおり示す。

<地域特性>

第3章「3.3.2 シミュレーション条件 (1)配電系統の地域特性」にて述べたとおり、一般的な配電系統の地域特性には、様々な地域特性があるものの、本検討では次々世代における太陽光発電の大量導入時の電圧問題に焦点を当てていることと電気的特性分析の結果から、より線路亘長が長く電圧問題に過酷な条件となる「農山村地域」を選定とする。

<PV配置箇所>

第3章「3.3.2 シミュレーション条件 (2)PV配置」にて述べたとおり、PVの設置箇所も電気的特性分析結果に影響を与えるうえに、様々な設置シナリオが予想される。そこで配電系統の末端に集中して設置され、電圧問題に対して過酷な条件となる「集中配置」と、配電系統の面的に分散して配置される「分散配置」の2つのシナリオを選定とする。

<力率制御手法>

第4章「4.2.4 PV分散配置時のホスティングキャパシティの算出 (1)検討の想定」にて述べたとおり、PVの力率も電気的特性分析結果に影響を与える。そこで全てのPVが同一の力率で運転されていることを想定する「力率一定制御」についても検討を実施する。さらに、PV分散配置では、各ノードにおける最適な力率値が様々であることから、電圧許容値範囲内に収まるよう各ノード別にPV力率を制御する「分散制御」についても検討を実施する。

<検討範囲>

検討範囲は、経済性評価において述べたとおり、経済性評価を実施する検討範囲により、最適な配電制御システムの将来像が違うため、「配電線1回線単位」、「配電用変圧器単位」、「配電用変電所単位」の3パターンを選定とする。

以上の諸条件の組み合わせをパターンごとに整理し、それぞれのパターンにおいて最適な配電制御システムの将来像を提案する。

次にホスティングキャパシティ算出に用いた検討モデルは、第4章「4.1.2 農山村モデル」の表4.1.2-1および「4.2.4 PV分散配置時のホスティングキャパシティの算出」の表4.2.4-1にて示したとおりであり、これらを次表のように整理する。

表 6-3 検討モデル一覧

	集中配置	分散配置	No.	対策名称	概要
6kV 検討ケース	○	○	(1)	従来系統	
	○	○	(2)	末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
	○	○	(3)	幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
	○	—	(4)	連系 200sq	(3)に追加。PV 集中配置ノードから幹線までを 200sq に太線化
	○	—	(5)	Var 調整器	(4)に追加。SVR タップ固定後に出力決定
	○	—	(6)	300 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 300kvar で固定後, SVR タップ決定
	○	—	(7)	600 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 600kvar で固定後, SVR タップ決定
	○	—	(8)	900 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 900kvar で固定後, SVR タップ決定
	○	—	(9)	幹線 400sq (集中)	(4)に追加。幹線を 400sq に太線化
	○	—	(10)	連系 400sq	PV 集中配置ノードから幹線までを 400sq に太線化
	○	—	(11)	Var 調整器 400sq	(10)に追加。SVR タップ固定後に出力決定
	○	—	(12)	300 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 300kvar で固定後, SVR タップ決定
	○	—	(13)	600 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 600kvar で固定後, SVR タップ決定
	○	—	(14)	900 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 900kvar で固定後, SVR タップ決定
	—	○	(18)	幹線 400sq (分散)	幹線すべてを 400sq に太線化
22kV 検討ケース	○	○	(15)	部分昇圧 (昇 120)	幹線を 22kV に昇圧
	○	—	(16)	部分昇圧+200sq	(15)に追加。PV 集中配置ノードから配電塔までを 200sq に太線化
	○	—	(17)	部分昇圧+400sq	(15)に追加。PV 集中配置ノードから配電塔までを 400sq に太線化
	—	○	(19)	部分昇圧(昇 120, 末 200)	(15)に追加。6.6kV 末端を 200sq に太線化
	—	○	(20)	部分昇圧(昇 400, 末 200)	(19)に追加。22kV 線路を 400sq に太線化
	—	○	(21)	部分昇圧(昇 400, 幹 400)	(20)に追加。6.6kV 幹線を 400sq に太線化

(1) パターン 1-1-1

パターン 1-1-1 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 箇 所：集中配置（末端）

力率制御手法：力率一定制御

検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 1-1-1 のホスティングキャパシティに関する電気的特性分析と経済性評価の結果（第 5 章 表 5-9, 図 5-9）から、パターン 1-1-1 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・6kV 検討ケースでは「(5) Var 調整」, 22kV 検討ケースでは「(17) 部分昇圧 + 400sq」が各検討ケースにおいて、ホスティングキャパシティが最も多い対策であった
- ・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースでは、22kV 検討ケースの方がホスティングキャパシティは多い
- ・6kV 検討ケースにて対応可能な PV 導入率範囲においては、6kV 検討ケースの方が経済的に優位である
- ・配電線 1 回線単位の経済性評価では、新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため、22kV 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

各ノードにおける電圧分布、電流分布は以下のとおりである。

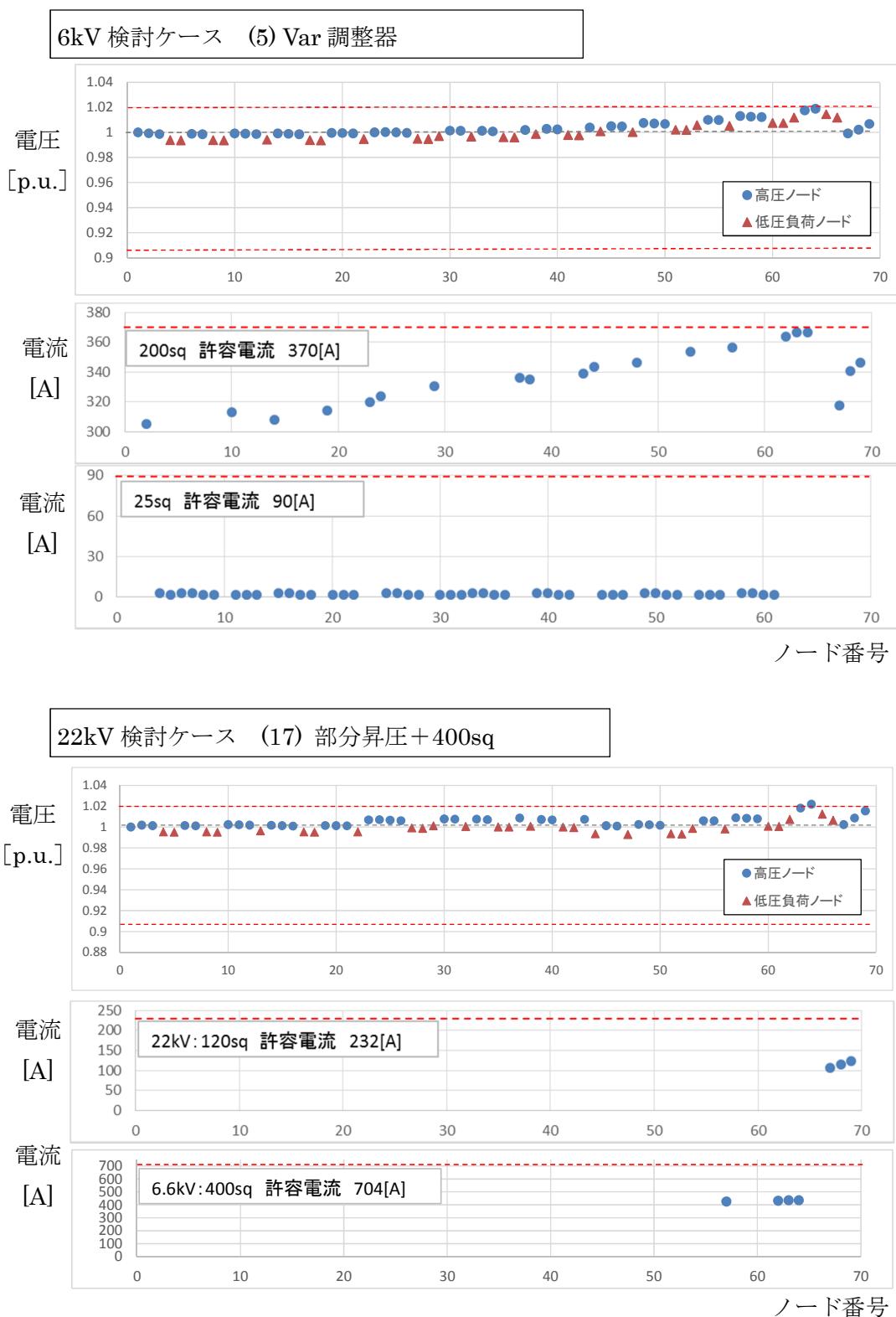


図 6-1 各ノード番号における電圧分布、電流分布¹

¹ 電流を示すグラフの横軸について、ノード間の電流値に対して電流の向きに関わらずノード番号の大きい方の電流値として表記している（例 1-2 間の電流であればノード番号 2 の電流値としてグラフを作成）

このように、6kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(5) Var 調整器」と 22kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(17) 部分昇圧+400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ（「(5) Var 調整器」：4,200kW, 「(17) 部分昇圧+400sq」：5,000kW）だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これより、例えば「(5) Var 調整器」の「200sq 電流分布」グラフからは、一部ノード（ノード番号 62～64）において、電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。仮にさらなるホスティングキャパシティの増大を目指し、太線化にて設備増強する場合には、どの箇所を、どの程度太線化すれば良いかが判断することができ、さらなる対策の規模感を検討する上で、この電圧・電流分布図がおおよその判断材料となる。

さらに PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係を以下のとおり示す。

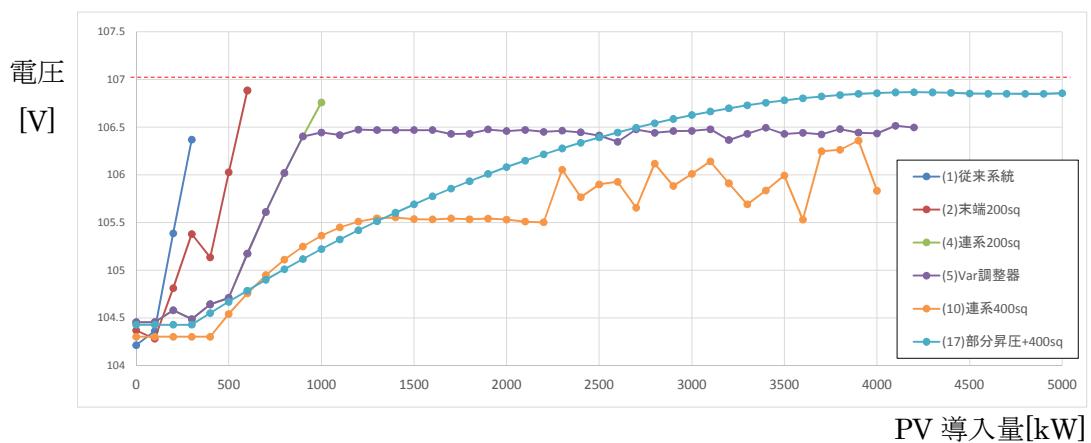


図 6-2 PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係

ここでは、代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。これにより、各ホスティングキャパシティ時の電圧だけでなく、0kW～各ホスティングキャパシティまでの電圧変動の推移が分かる。例えば「(5) Var 調整器」では、PV 導入量が 1,000kW と 4,000kW のどちらにおいても、同程度の電圧上昇が発生していることが分かる。一方、「(17) 部分昇圧+400sq」では、比較的線形的に PV 導入量に比例して電圧上昇していることが分かる。

配電系統の運用においては、最終 PV 導入量のみならず、現時点での PV 導入量における系統状態を把握することも重要となる。

一方、経済的評価において、各対策と年経費の比較を以下のとおり示す。

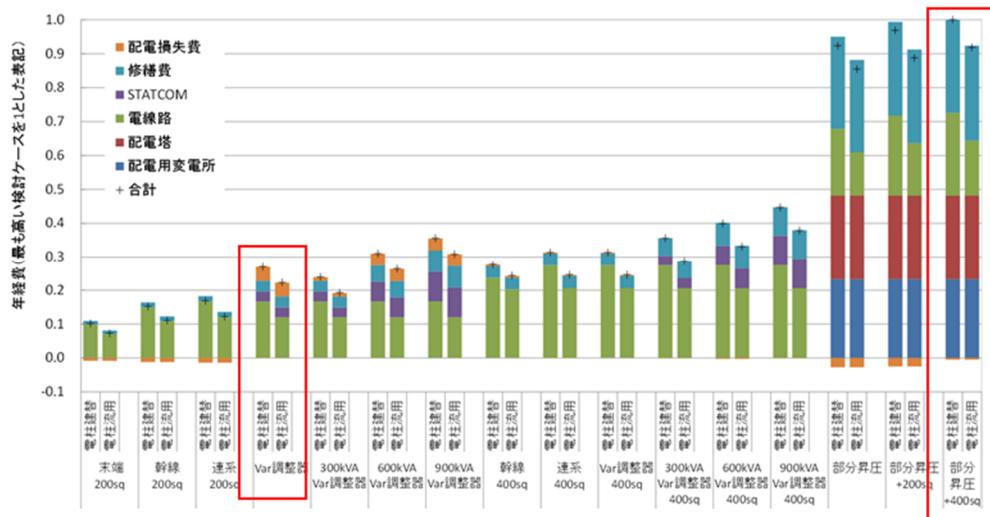


図 6-3 各対策と年経費の比較（相対表示）

このように、配電線 1 回線単位で比較すると、「(17) 部分昇圧 + 400sq」は「(5) Var 調整器」と比較して、とても高額になることが分かる。これは、配電線 1 回線の対策のために、配電用変圧器を新設していることが大きく効いていることが、このグラフからも分かる。また配電用変圧器や配電塔などの配電設備機器の価格を将来、下落させることができれば、この経済性評価の結果も大きく変わることが可能となることを示している。

以上のことから、パターン 1-1-1 における理想の配電制御システムの将来像は以下の表のとおりである。

表 6-4 配電制御システムの将来像（パターン 1-1-1）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧 + 400sq
留意事項	・Var 調整器により電圧を制御しているため、ホスティングキャパシティは多いものの、PV 導入率が低い範囲から電圧が高い傾向になる	・配電用変圧器容量を全て利用している訳ではないため、過剰投資の状態となり、経済性が悪い

(2) パターン 1-1-2

パターン 1-1-2 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 箇 所：集中配置（末端）

力 率 制 御 手 法：力率一定制御

検 討 範 囲：配電用変圧器

なお、パターン 1-1-1 の結果より、対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース：(5) Var 調整器

22kV 検討ケース：(17) 部分昇圧 + 400sq

パターン 1-1-2 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-6）より、パターン 1-1-2 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・ 22kV 検討ケースの方が、PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である
- ・ 22kV 検討ケースの第 1 段階目対策での対策費用が、22kV 検討ケースの最小費用であるため、これより PV 導入率が低い範囲では、6kV 検討ケースにて対策した方が経済的に優位である
- ・ 最終 PV 導入量により、最適な配電制御システムが変わるため、配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で重要なとなる
- ・ 配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や、既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価が影響を受ける可能性もあるため、検討条件には十分留意する必要がある

以上のことから、パターン 1-1-2 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-5 配電制御システムの将来像（パターン 1-1-2）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧 + 400sq
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価に影響を与えるため、既設設備に十分留意する必要がある	

(3) パターン 1-1-3

パターン 1-1-3 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 箇 所：集中配置（末端）

力 率 制 御 手 法：力率一定制御

検 討 範 囲：配電用変電所

なお、パターン 1-1-1 の結果より、対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース：(5) Var 調整器

22kV 検討ケース：(17) 部分昇圧 + 400sq

パターン 1-1-3 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-7）より、パターン 1-1-3 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・ 22kV 検討ケースの方が、PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である
- ・ 6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 検討ケースの方が PV 導入可能量は約 2.5 倍程度も多い
- ・ パターン 1-1-2 と同様、配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で、重要な事項となる

以上のことから、パターン 1-1-3 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-6 配電制御システムの将来像（パターン 1-1-3）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧 + 400sq
留意事項	<ul style="list-style-type: none">既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価に影響を与えるため、既設設備に十分留意する必要がある6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースとでは、最大 PV 導入可能量の差が大きいため、より一層、最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要となる	

(4) パターン 2-1-1

パターン 2-1-1 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 箇 所：分散配置

力率制御手法：力率一定制御

検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 2-1-1 のホスティングキャパシティに関する電気的特性分析の結果と経済性評価の結果（第 5 章 表 5-14, 図 5-15）から、パターン 2-1-1 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・ 6kV 検討ケースでは「(18) 幹線 400sq」, 22kV 検討ケースでは「(21) 部分昇圧(昇400,幹 400)」が各検討ケースにおいて、ホスティングキャパシティが最も多い対策であった。
- ・ 6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースでは、22kV 検討ケースの方がホスティングキャパシティは多い
- ・ 6kV 検討ケースにて対応可能な PV 導入率範囲においては、6kV 検討ケースの方が経済的に優位である
- ・ 配電線 1 回線単位の経済性評価では、新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため、22kV 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

各ノードにおける電圧分布、電流分布は以下のとおりである。

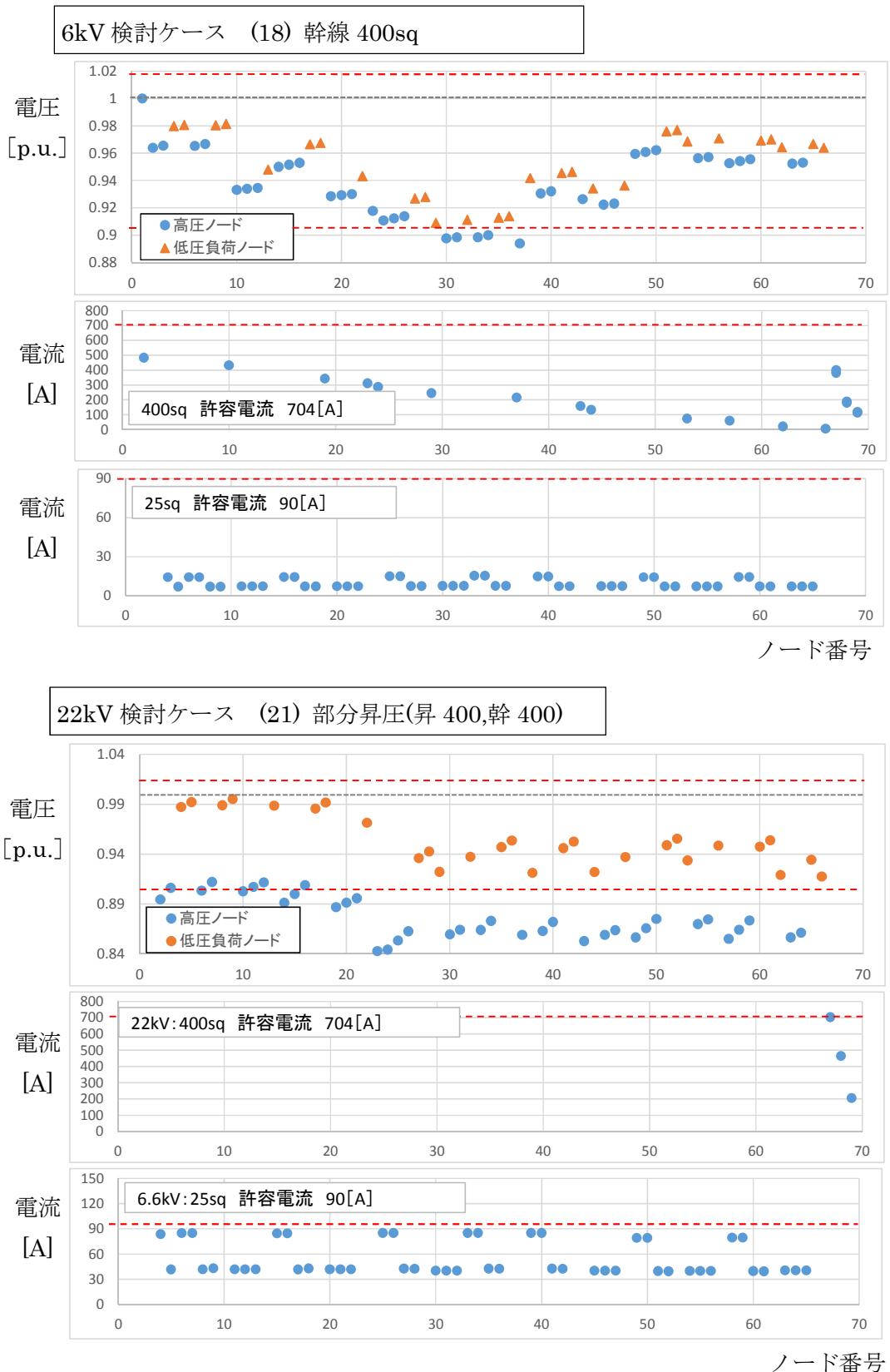


図 6-4 各ノード番号における電圧分布、電流分布¹

このように、6kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と 22kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ(「(18) 幹線 400sq」: 4,900kW, 「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」: 22,400kW)だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これより、例えば「(18) 幹線 400sq」の「電流分布」グラフからは、まだまだ電流許容値には裕度があることが分かる。一方「電圧分布」グラフからは、一部ノード(ノード番号 29~37)において電圧下限値まで電圧が下降していることが分かる。

なお本検討においては、高圧ノードに低圧負荷が接続されていないため問題ないものの、「電圧分布」の一部高圧ノードにおいて、電圧が低下している点は留意が必要である。

さらに PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係を以下のとおり示す

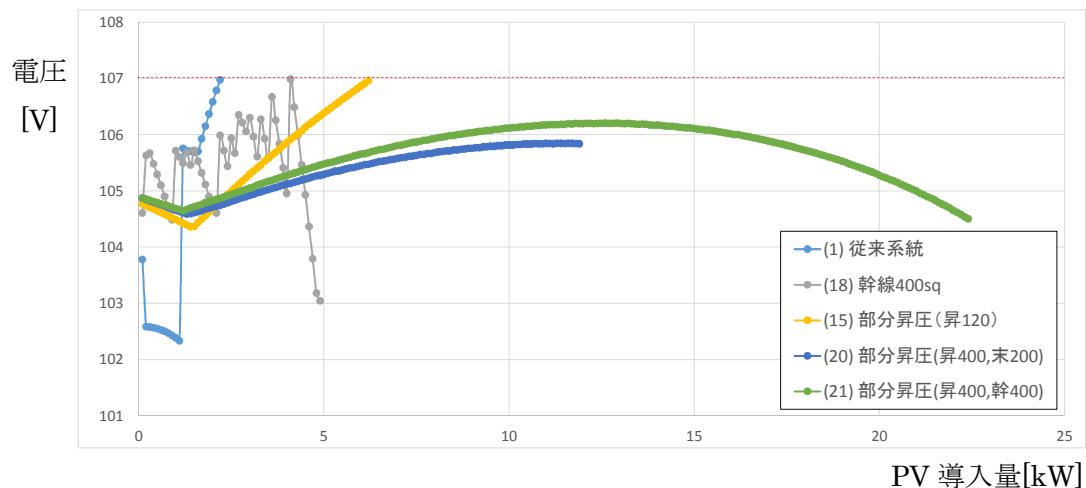


図 6-5 PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係

上記のとおり、代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。「(15) 部分昇圧」では、PV 導入量に伴う電圧上昇によりホスティングキャパシティが制限されているが「(20) 部分昇圧(昇 400, 末 200)」や「(21) 部分昇圧(昇 400, 幹 400)」では電圧上昇する領域を超えて電圧下降によりホスティングキャパシティが制限されているため、劇的にホスティングキャパシティが増大していることが分かる。また 6kV 検討ケースは全般的に、SVR 動作の関係により PV 導入量とノード最大電圧は線形的な関係ではないため、SVR の設置箇所や動作状況も影響を受けることに注意する必要がある。

一方、経済的評価において、各対策と年経費の比較を以下のとおり示す。

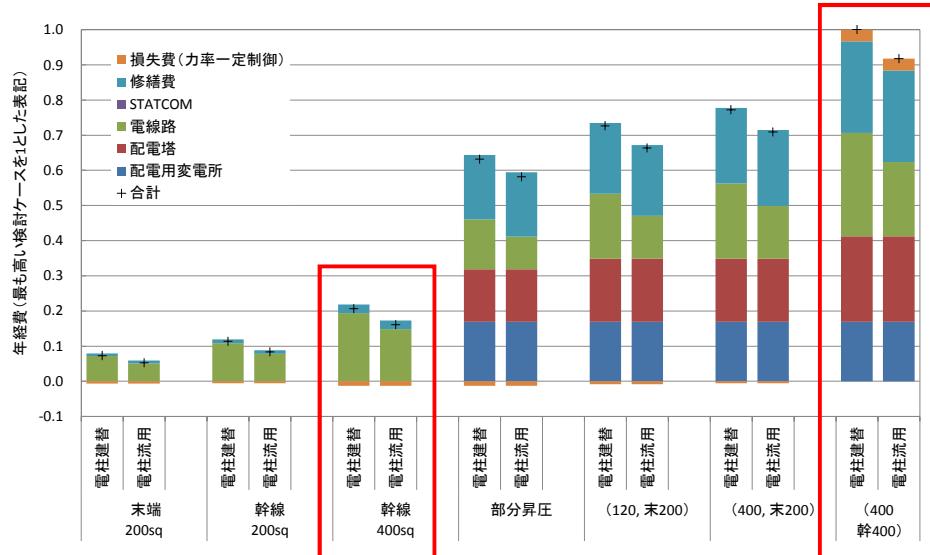


図 6-6 各対策と年経費の比較（相対表示）

このように、配電線 1 回線単位で比較すると、「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」は「(18) 幹線 400sq」と比較して、とても高額になることが分かる。これは、配電線 1 回線の対策のために、配電用変圧器を新設していることが大きく効いていることが、このグラフからも分かる。また配電用変圧器や配電塔などの配電設備機器の価格を将来、下落させることができれば、この経済性評価の結果も大きく変わることが可能となることを示している。

以上のことから、パターン 2-1-1 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-7 配電制御システムの将来像（パターン 2-1-1）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・SVR による影響と、力率一定制御による影響が複合的に絡み合い、電圧管理が複雑になることに注意が必要となる	・配電用変圧器容量を全て利用している訳ではないため、過剰投資の状態となり、経済性が悪い

(5) パターン 2-1-2

パターン 2-1-2 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 篠 所：分散配置

力 率 制 御 手 法：力率一定制御

検 討 範 囲：配電用変圧器

なお、パターン 2-1-1 の結果より、対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース：(18) 幹線 400sq

22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-1-2 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-16）より、パターン 2-1-2 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・ 22kV 検討ケースの方が、PV 導入量は多い
- ・ 22kV 検討ケース、6kV 検討ケース共に費用対効果では同程度である
- ・ 最終 PV 導入量により、最適な配電制御システムが変わるため、配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で重要ななる
- ・ 配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や、既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価が影響を受ける可能性もあるため、検討条件には十分留意する必要がある

以上のことから、パターン 2-1-2 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-8 配電制御システムの将来像（パターン 2-1-2）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価に影響を与えるため、既設設備に十分留意する必要がある	

(6) パターン 2-1-3

パターン 2-1-3 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 篠 所：分散配置

力 率 制 御 手 法：力率一定制御

検 討 範 囲：配電用変電所

なお、パターン 2-1-1 の結果より、対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース：(18) 幹線 400sq

22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-1-3 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-17）より、パターン 2-1-3 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・ 22kV 検討ケースの方が、PV 導入量は多い
- ・ 22kV 検討ケース、6kV 検討ケース共に費用対効果では同程度である
- ・ パターン 2-1-2 と同様、配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で、重要な事項となる

以上のことから、パターン 2-1-3 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-9 配電制御システムの将来像（パターン 2-1-3）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	<ul style="list-style-type: none">既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価に影響を与えるため、既設設備に十分留意する必要がある6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースとでは、最大 PV 導入可能量の差が大きいため、より一層、最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要となる	

(7) パターン 2-2-1

パターン 2-2-1 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 篠 所：分散配置

力 率 制 御 手 法：分散制御

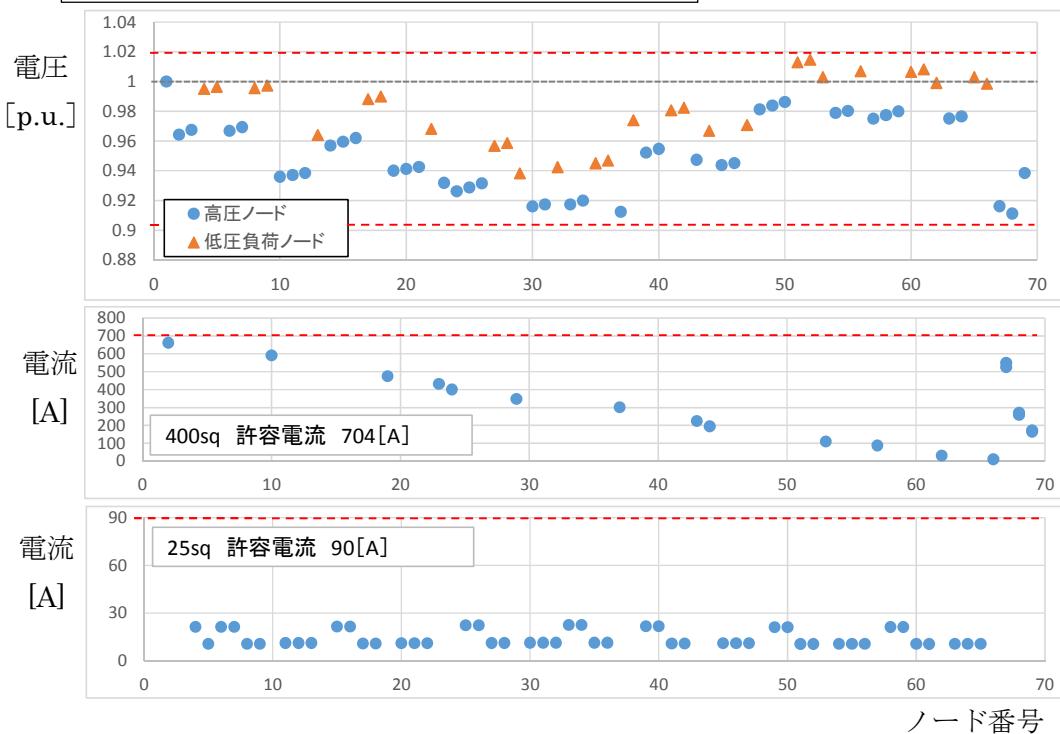
検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 2-2-1 のホスティングキャパシティに関する電気的特性分析の結果と経済性評価の結果（第 5 章 表 5-18, 図 5-19）から、パターン 2-2-1 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・パターン 2-1-1（力率一定制御）と同様、6kV 検討ケースでは「(18) 幹線 400sq」が、22kV 検討ケースでは「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」が、他の対策と比較し、ホスティングキャパシティが最大であった
- ・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースでは、22kV 検討ケースの方がホスティングキャパシティは多い
- ・6kV 検討ケースにて対応可能な PV 導入率範囲においては、6kV 検討ケースの方が経済的に優位である
- ・配電線 1 回線単位の経済性評価では、新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため、22kV 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である
- ・パターン 2-1-1（力率一定制御）と比較すると、22kV 検討ケースでは約 1.1 倍のホスティングキャパシティの増加に対し、6kV 検討ケースは約 1.65 倍の増大であった

各ノードにおける電圧分布、電流分布は以下のとおりである。

6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq



22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

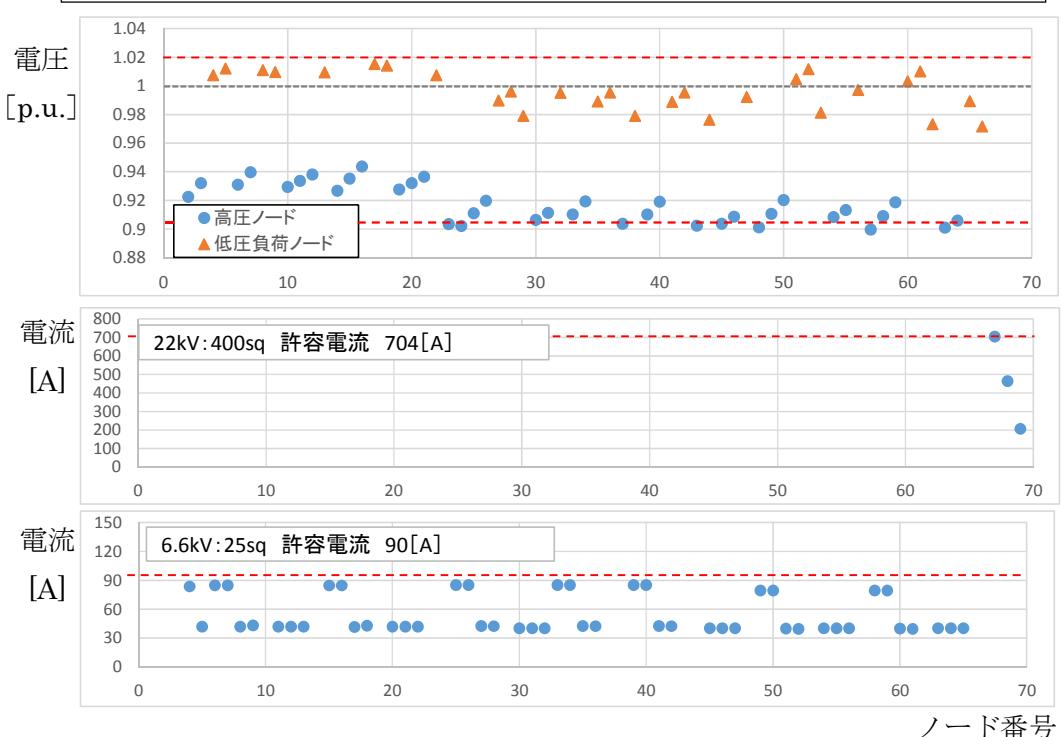


図 6-7 各ノード番号における電圧分布、電流分布¹

このように、6kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と、22kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ(「(18) 幹線 400sq」:8,100kW,「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」:24,600kW)だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これにより、例えば 6kV 検討ケースの「400sq 電流分布」グラフより、一部ノード(ノード番号 2)においては、電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。さらに「電圧分布」グラフより、一部低圧ノード(ノード番号 51~61)においても、電圧許容値上限近くまで迫っている状態であることが分かる。

一方、22kV 検討ケースでは、「400sq 電流分布」の電流許容値だけでなく、「ノード電圧分布」、「25sq 電流分布」においても、それぞれ許容値付近にまで迫っている状態であることが分かる。なお本検討においては、高圧ノードに低圧負荷が接続されていないため問題ないものの、「ノード電圧分布」の一部高圧ノードにおいて、電圧が低下している点は留意が必要である。

さらに PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係を以下のとおり示す

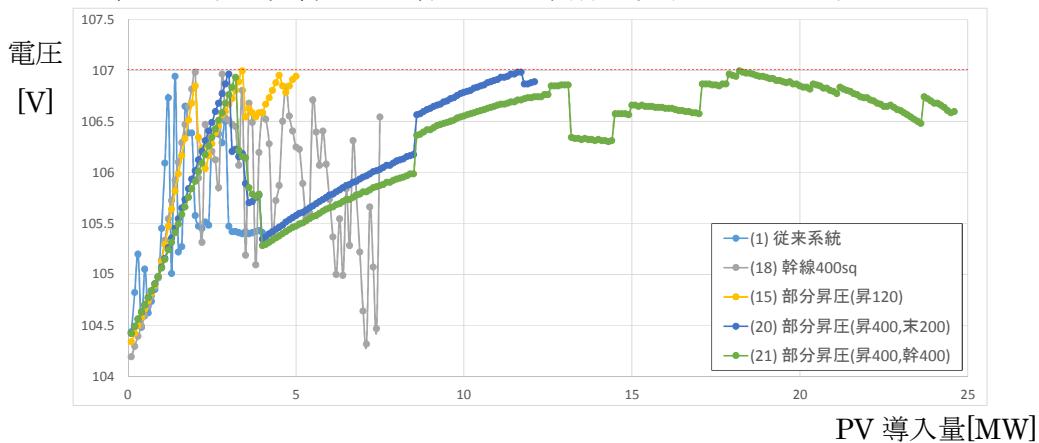


図 6-8 PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係

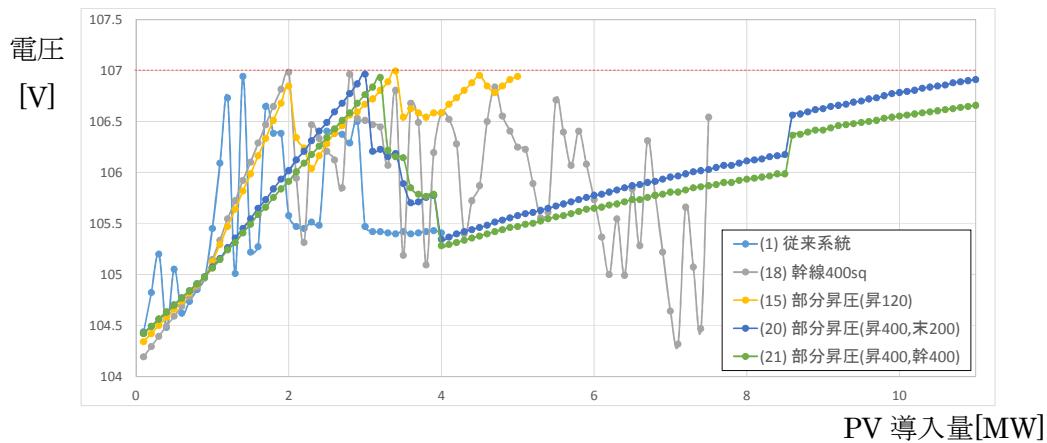


図 6-9 PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係 (横軸 0~11MW 拡大)

上記のとおり代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。

力率分散制御では、力率値 1 で対応可能な範囲は、PV 導入量と電圧は線形な関係性があるものの、さらに PV 導入量を増加させた範囲では、各 PV の力率値が個々に制御され、簡単な線形の関係性でなくなるため、電圧管理がより一段と困難になることが予想される。

一方、経済的評価において、各対策と年経費の比較を以下のとおり示す。

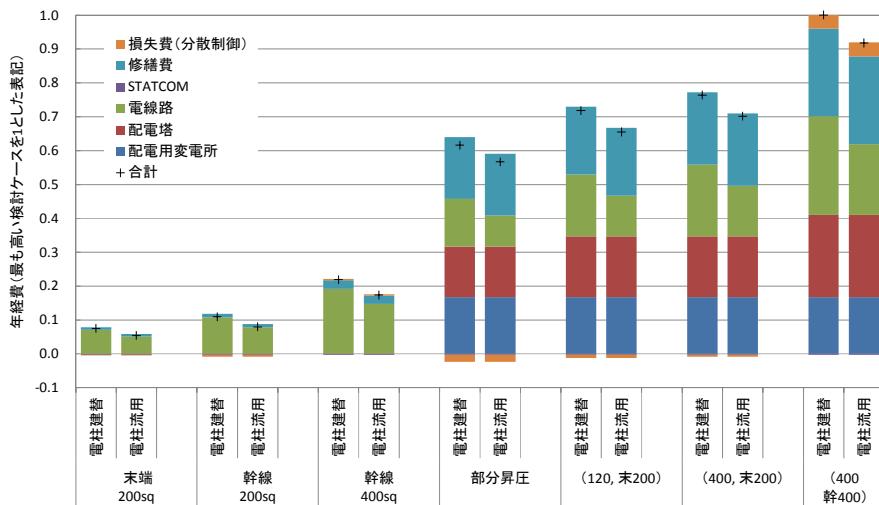


図 6-10 各対策と年経費の比較（相対表示）

このように、配電線 1 回線単位で比較すると、22kV 検討ケースは 6kV 検討ケースと比較して、配電用変圧器および配電塔を新設しているため、とても高額になることが分かる。

以上のことから、パターン 2-2-1 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-10 配電制御システムの将来像（パターン 2-2-1）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400, 幹 400)
留意事項	<ul style="list-style-type: none"> 力率値 1 で対応可能な範囲は、PV 導入量と電圧は線形な関係 さらに PV 導入量を増加させた範囲では、各 PV の力率値が個々に制御され、簡単な線形の関係性でなくなり、電圧管理がより一段と困難になることが予想される 	

(8) パターン 2-2-2

パターン 2-2-2 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 篠 所：分散配置

力 率 制 御 手 法：分散制御

検 討 範 囲：配電用変圧器

なお、パターン 2-2-1 の結果より、対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース：(18) 幹線 400sq

22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-2-2 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-20）より、パターン 2-2-2 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・ 22kV 検討ケースの方が、PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である
- ・ 6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量に差があり、PV 導入率の高い範囲では、22kV 検討ケースによる対策が求められる
- ・ 最終 PV 導入量により、最適な配電制御システムが変わるため、配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で重要ななる
- ・ 配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や、既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価が影響を受ける可能性もあるため、検討条件には十分留意する必要がある

以上のことから、パターン 2-2-2 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-11 配電制御システムの将来像（パターン 2-2-2）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価に影響を与えるため、既設設備に十分留意する必要がある	

(9) パターン 2-2-3

パターン 2-2-3 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 篠 所：分散配置

力 率 制 御 手 法：分散制御

検 討 範 囲：配電用変電所

なお、パターン 2-2-1 の結果より、対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース：(18) 幹線 400sq

22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-2-3 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-21）より、パターン 2-2-3 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- ・22kV 検討ケースの方が、PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である
- ・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく
22kV 検討ケースの方が PV 導入可能量は約 1.5 倍程度も多い
- ・パターン 2-2-2 と同様、配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めること
が、設備形成計画を検討する上で、重要な事項となる

以上のことから、パターン 2-2-3 における理想の配電制御システムの将来像は以下のと
おりである。

表 6-12 配電制御システムの将来像（パターン 2-2-3）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御シス テムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	<ul style="list-style-type: none">既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価に影響を与えるた め、既設設備に十分留意する必要がある6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースとでは、最大 PV 導入可能量 の差が大きいため、より一層、最終 PV 導入量見込みを見極めること が重要となる	

6.2.2 配電制御システム将来像のまとめ

以上のことより、各諸条件別にパターン分けをし、検討を行った。各パターン別の配電制御システムの将来像について、以下のとおり整理する。

<各パターン一覧 PV 集中配置>

表 6-13 配電制御システムの将来像 (パターン 1-1-1～1-1-3)

パターン	PV 導入率	配電制御システムの 将来像	留意事項
パターン 1-1-1	6kV 検討ケースにて連系可能な範囲	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	<ul style="list-style-type: none"> ・(5)Var 調整器は PV 導入率が低い範囲から電圧が高い傾向にあり ・(17)部分昇圧+400sq は過剰投資の状態のため経済性が悪い
	左記を超える範囲	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧+400sq	
パターン 1-1-2 パターン 1-1-3	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な範囲	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	<ul style="list-style-type: none"> ・既設設備に十分留意が必要 ・最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧+400sq	

<各パターン一覧 PV 分散配置 (力率一定制御) >

表 6-14 配電制御システムの将来像 (パターン 2-1-1～2-1-3)

パターン	PV 導入率	配電制御システムの 将来像	留意事項
パターン 2-1-1	6kV 検討ケースにて連系可能な範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	<ul style="list-style-type: none"> ・SVR による影響と、力率一定制御による影響が複合的に絡み合い、電圧管理が複雑になることに注意が必要となる
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400, 幹 400)	
パターン 2-1-2 パターン 2-1-3	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	<ul style="list-style-type: none"> ・既設設備に十分留意が必要 ・最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400, 幹 400)	

<各パターン一覧 PV分散配置（分散制御）>

表 6-15 配電制御システムの将来像（パターン 2-2-1～2-2-3）

パターン	PV導入率	配電制御システムの 将来像	留意事項
パターン 1-1-1	6kV 検討ケース にて連系可能な PV導入率範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	<ul style="list-style-type: none"> ・力率値 1 で対応可能な範囲は、 PV導入量と電圧は線形な関係 ・さらに PV導入量を増加させた 範囲では、簡単な線形の関係性 でなくなり、電圧管理がより一 段と困難になる
	上記を超える範 囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧（昇 400,幹 400）	
パターン 1-1-2 パターン 1-1-3	6kV 検討ケース にて連系可能な PV導入率範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	<ul style="list-style-type: none"> ・既設設備に十分留意が必要 ・最終 PV導入量見込みを見極め ることが重要となる
	上記を超える範 囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧（昇 400,幹 400）	

以上のとおり農山村地域において、「配電系統の部分昇圧（22kV 検討ケース）」と「配電系統の制御高度化（6kV 検討ケース）」の 2 ケースについて、配電制御システムの将来像の検討を実施したため、検討内容を以下のとおりまとめる。

- ・「配電系統の部分昇圧」は「配電系統の制御高度化」と比較して、配電線 1 回線単位は対策費用が高い
- ・配電用変圧器単位・変電所単位を対象とした評価では、「配電系統の部分昇圧」の方が、費用対効果の良い結果が得られる場合もある
- ・但しパターン 2-2-3 の力率値の分散制御ように、無効電力の補償量を高度に制御する方式では、「配電系統の制御高度化」の費用対効果を大きく向上させる可能性がある
- ・諸条件により、ホスティングキャパシティや費用対効果の結果も変わってくる可能性があるため、検討対象の諸条件および PV導入量を十分見極めたうえで判断することが重要となる
- ・各パターン別に電気的特性分析および経済性評価を実施することで、配電系統の各条件に適した配電系統モデルの提示ができた

なお、検討内容を含む最終成果については、「別冊 成果まとめ」にまとめる。

6.3 今後の課題

これまでのとおり、本検討では次々世代（2050年頃までを視野）の配電制御システムの将来像を明らかにすべく、検討を行ってきた。そして「6.2.2 配電制御システム将来像のまとめ」のとおり、各諸条件における配電制御システムの将来像の提示をした。

しかしながら至近の情勢変化により、再生可能エネルギー導入拡大や、省エネ機器の普及、温室効果ガスの排出削減など、環境問題の関心の高まりから、事業当初の想定よりもさらに再生可能エネルギーの導入が進むと考えられる。

そこで将来の再生可能エネルギー導入拡大に対する本検討の今後の課題について、以下のとおり、まとめる。

<今後の課題>

- 特別高圧側に与える影響や需要家設備の動向等、様々な検討条件に対して、多面的な観点からの検討
- 次々世代に期待される技術革新の進展状況に関する情報の収集整理
- 次世代機器の活用も考慮した検討

これら課題を検討することにより、想定される様々な配電制御システムの将来像を検討する上で、より一層、多面的な検討を実施することが可能となる。

付録(2.A) EV の導入台数推移

月ごとの米国でのEV導入台数推移を示す。2016年には累積50万台を突破し、年間導入量も増加傾向にあることが確認できる。

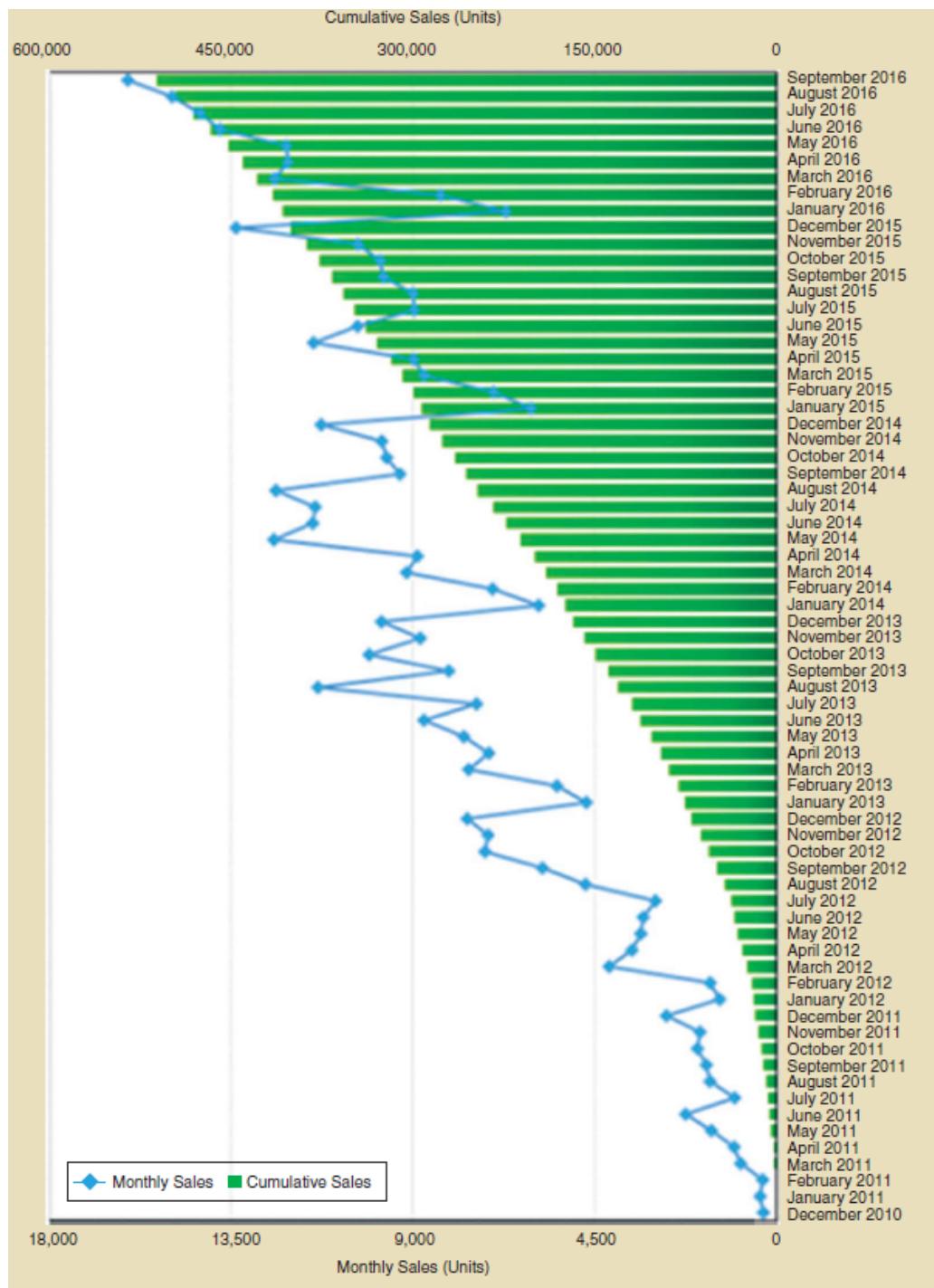


図 1. Plug-in vehicle sales in the United States, December 2010 to September 2016. (Image courtesy of the U.S. Department of Energy.)

図 2.A-1 米国における2010/12～2016/9までのプラグイン車の販売推移

付録(4.A) 高圧配電線の電圧分布、電圧時間変化の計算結果

4.2.1 項(2)において、PVが集中配置された場合の高圧配電線電圧分布および電圧時間変化を計算した。本付録では各計算ケースに対する計算結果をまとめて示す。各配電系統ケースに対して、電圧の時間変化と電圧分布の図をそれぞれ示している。電圧の時間変化については、計算対象である配電系統ケースの全ノードの中から、PV導入時の電圧が最大となるノードと時刻を探査し、選ばれたノードについて電圧の時間変化を記している。また、電圧分布については、同探索により選ばれた時刻における電圧分布を記載している。また、配電系統ケースによっては、複数の負荷・PV条件に対して計算した結果を記載している。

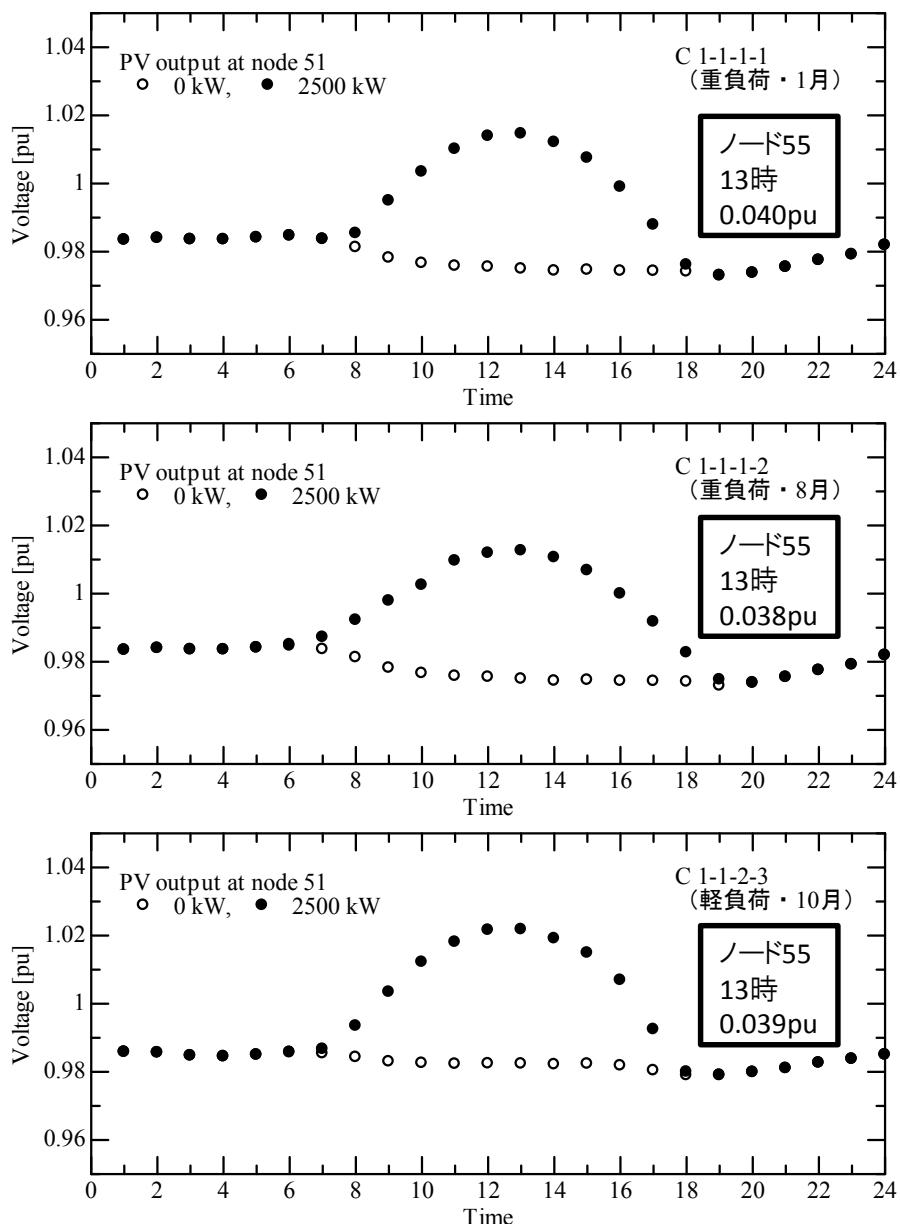


図 4.A-1 住宅地モデル・従来系統の電圧時間変化

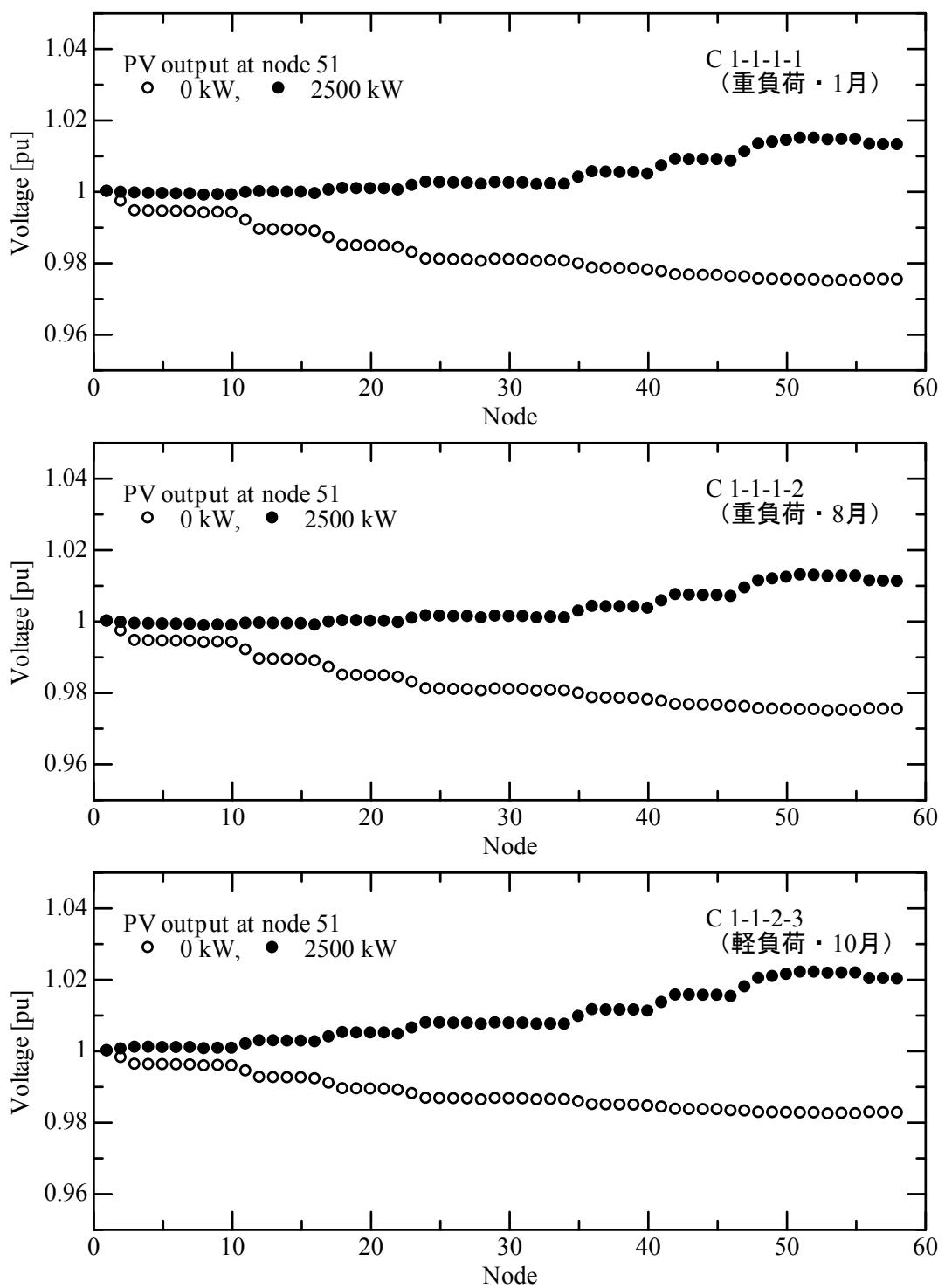


図 4.A-2 住宅地モデル・従来系統の電圧分布

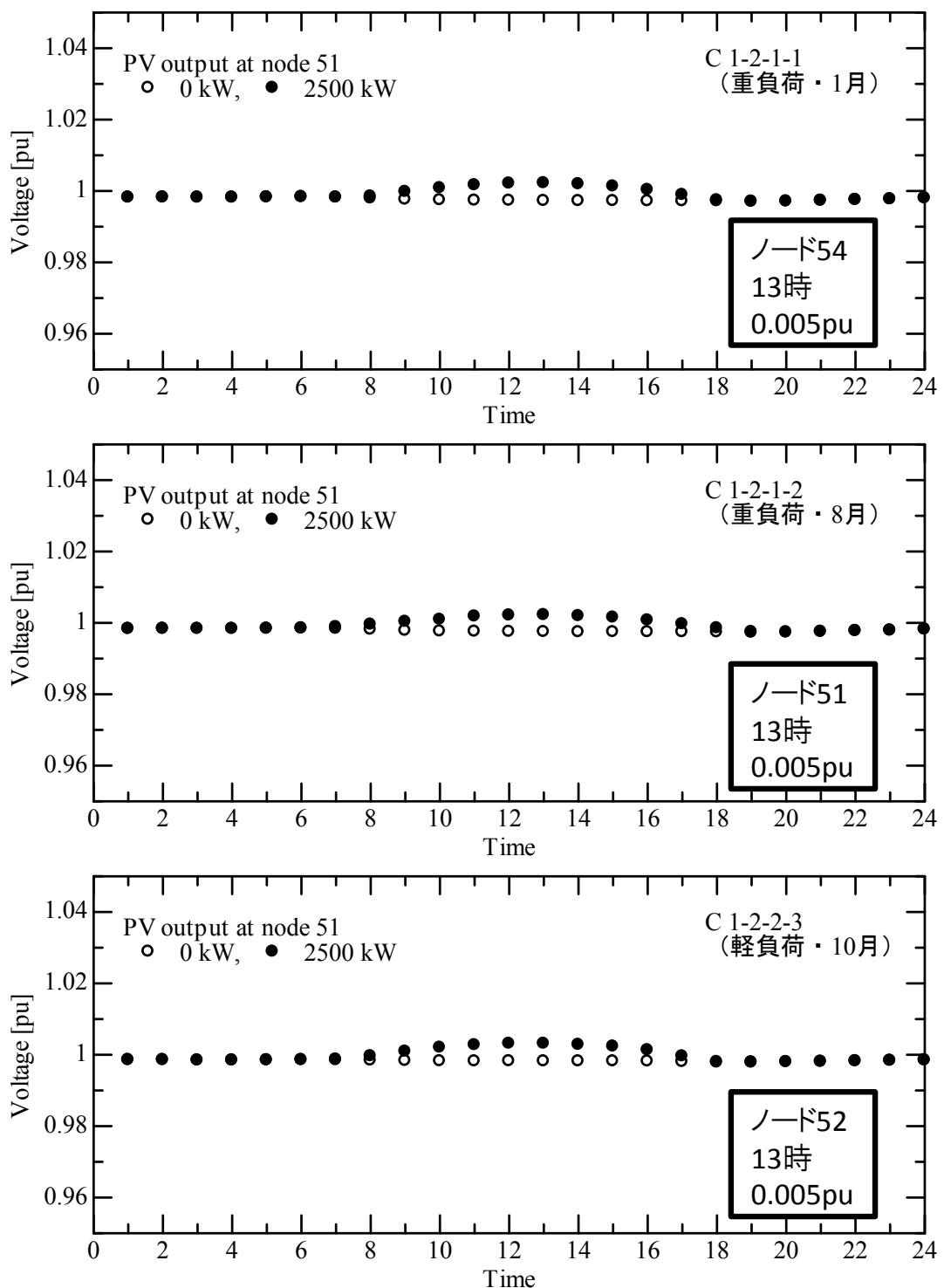


図 4.A-3 住宅地モデル・部分昇圧ケースの電圧時間変化

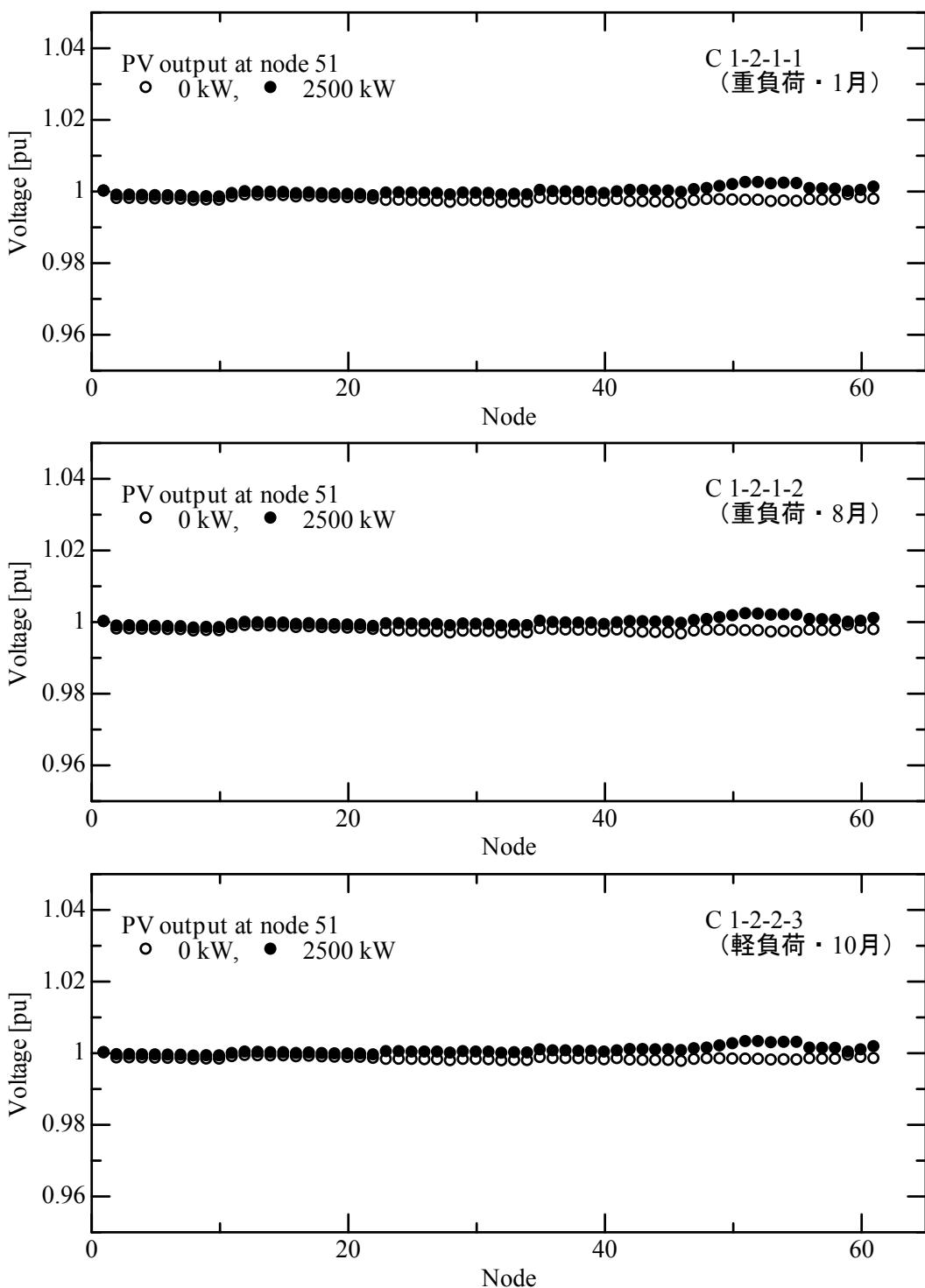


図 4.A-4 住宅地モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

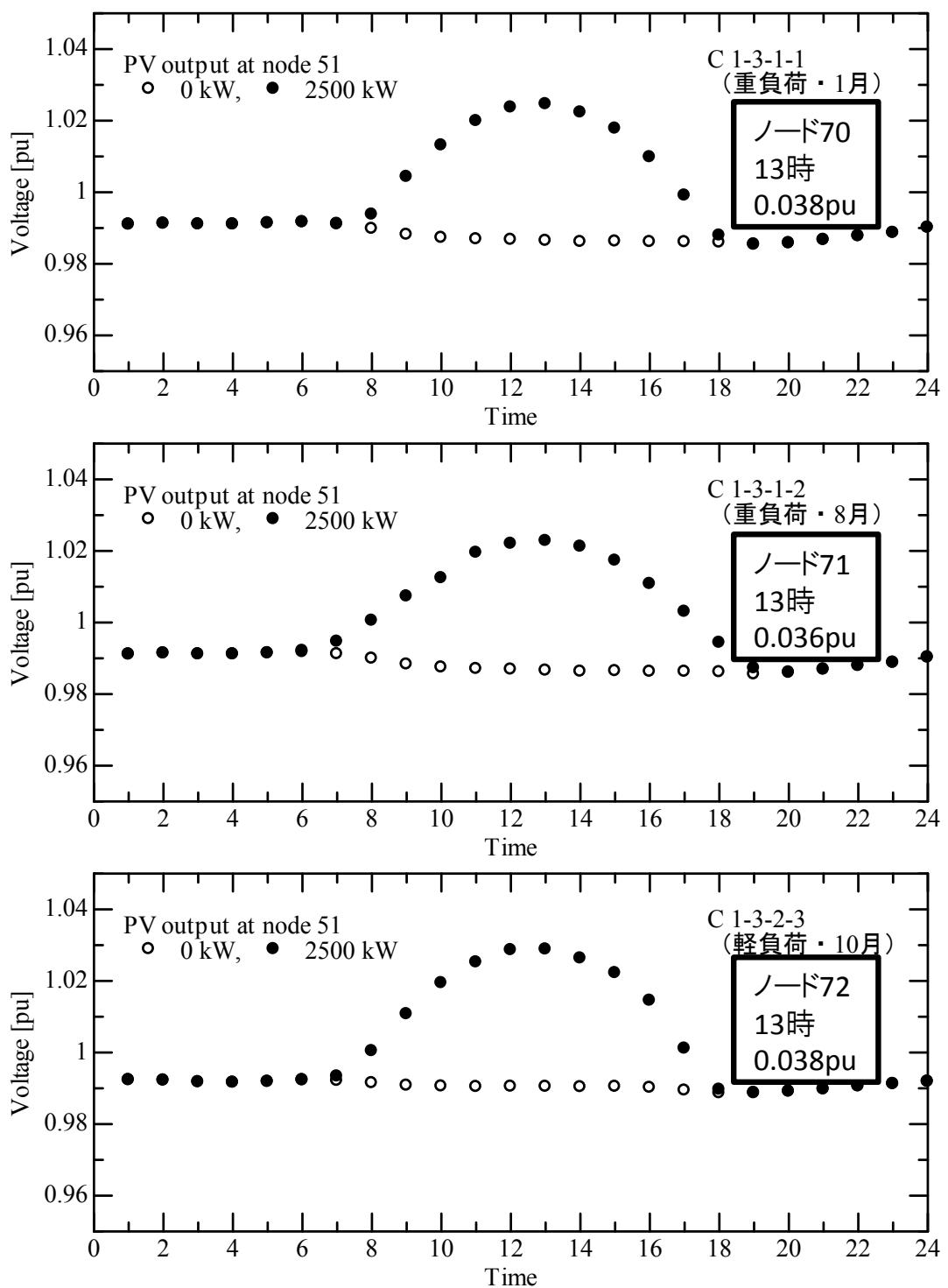


図 4.A-5 住宅地モデル・多回線化ケースの電圧時間変化

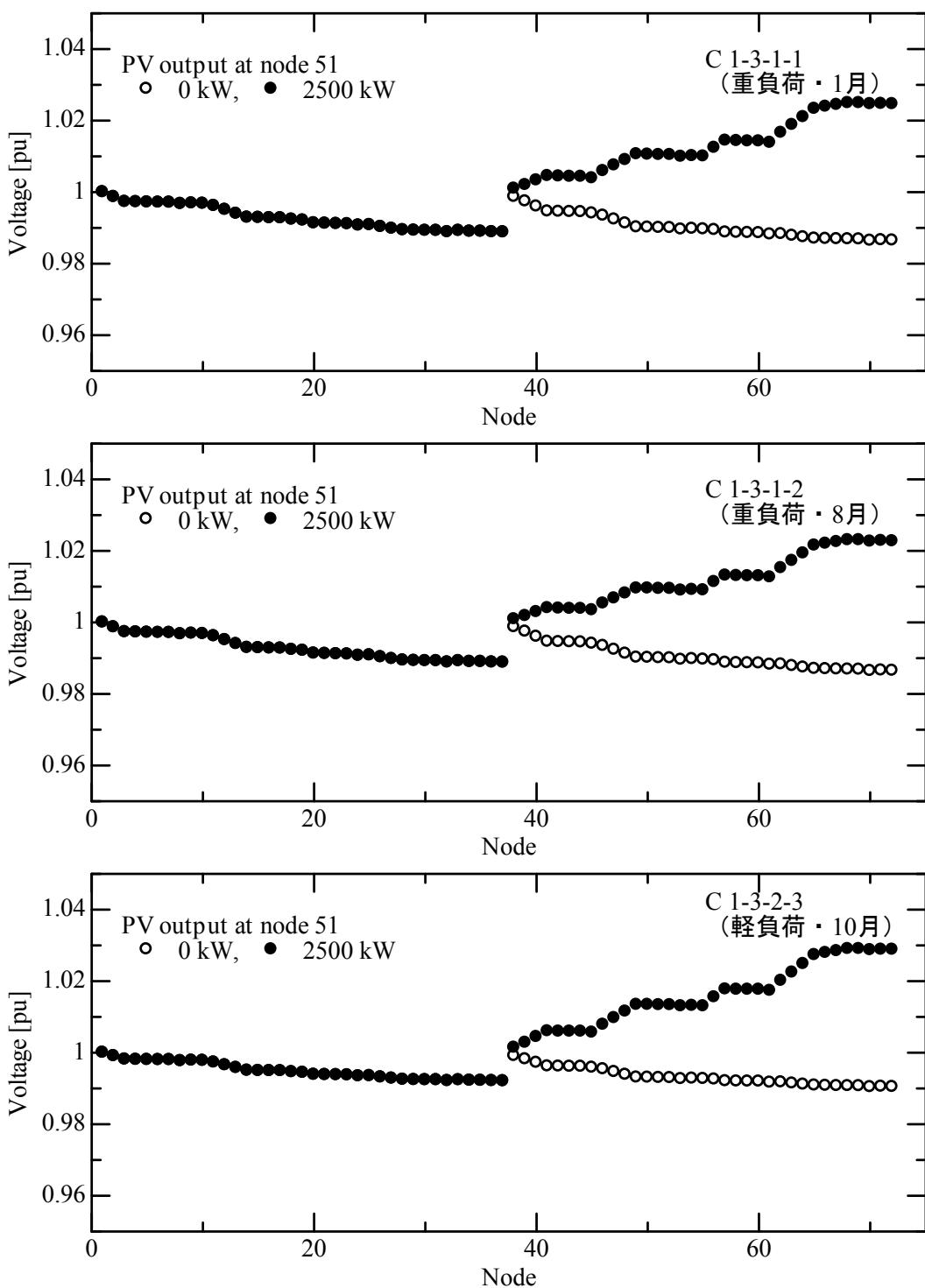


図 4.A-6 住宅地モデル・多回線化ケースの電圧分布

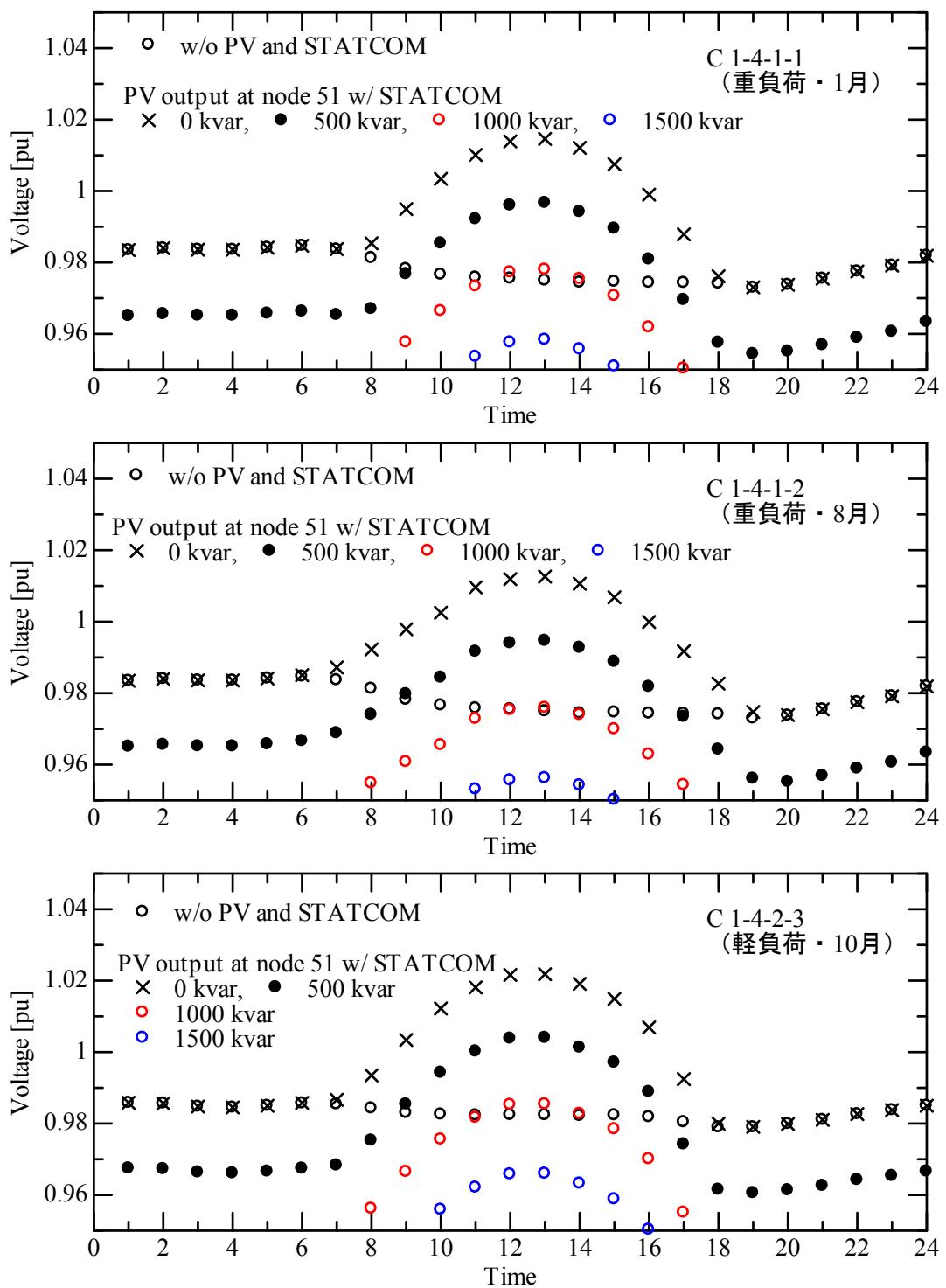


図 4.A-7 住宅地モデル・Var 調整器ケースの電圧時間変化

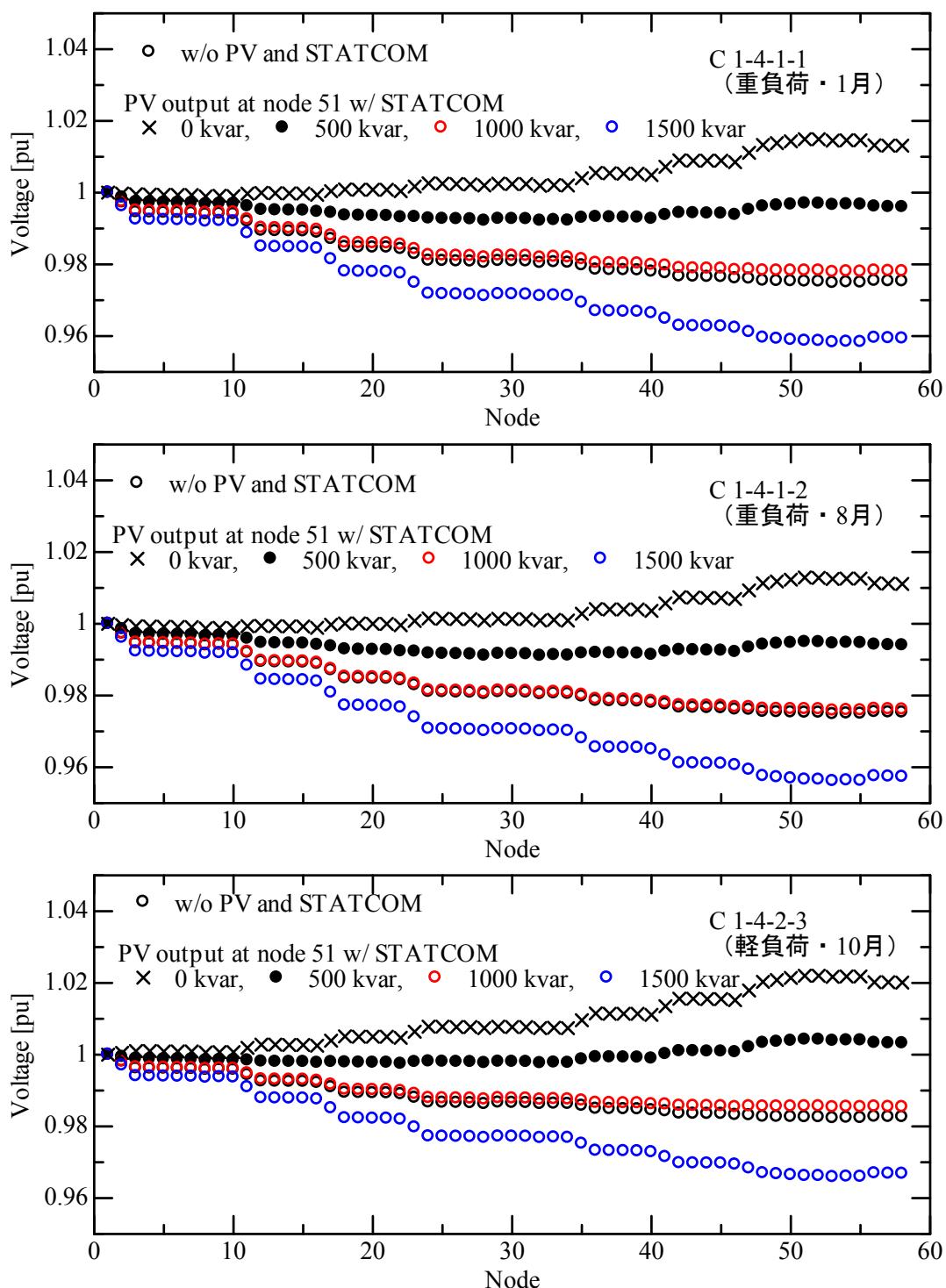


図 4.A-8 住宅地モデル・Var 調整器ケースの電圧分布

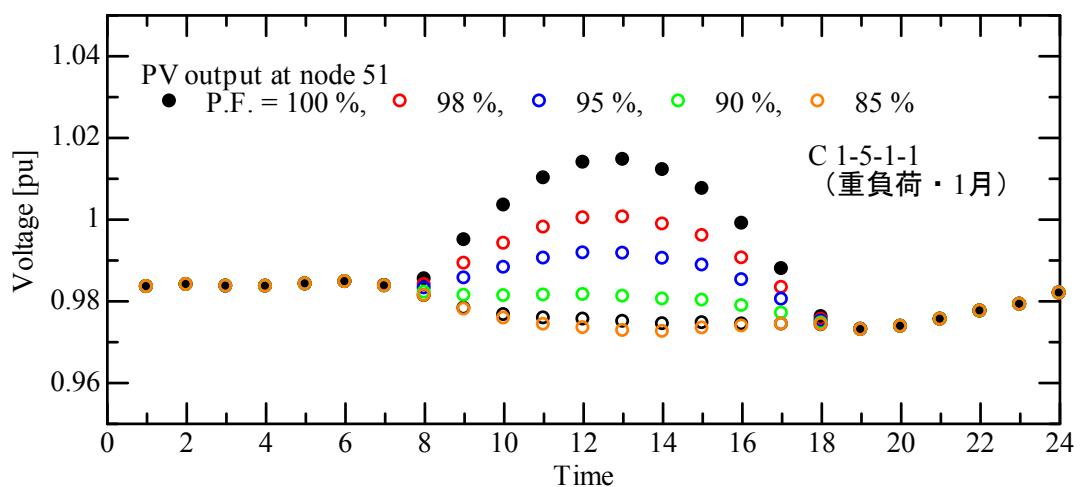


図 4.A-9 住宅地モデル・PCS の力率制御ケースの電圧時間変化

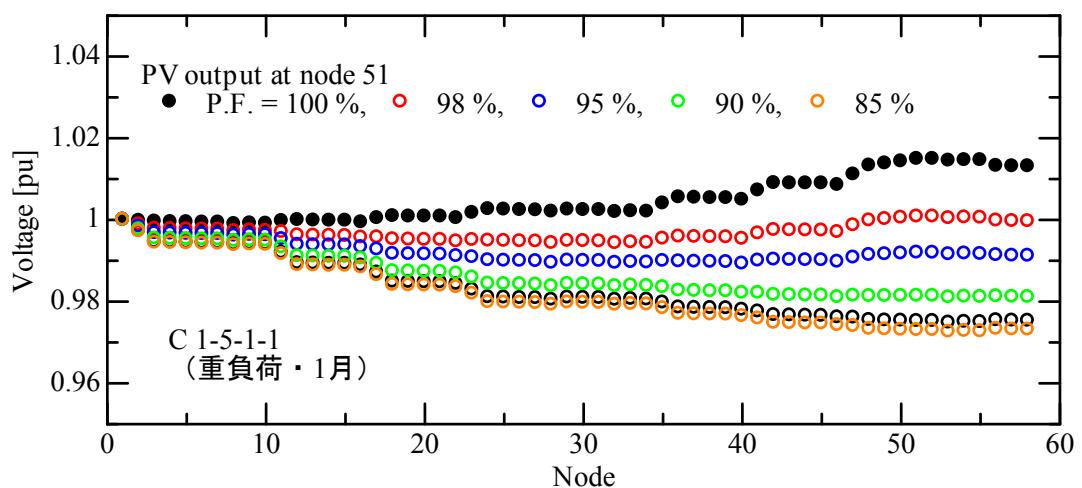


図 4.A-10 住宅地モデル・PCS の力率制御ケースの電圧分布

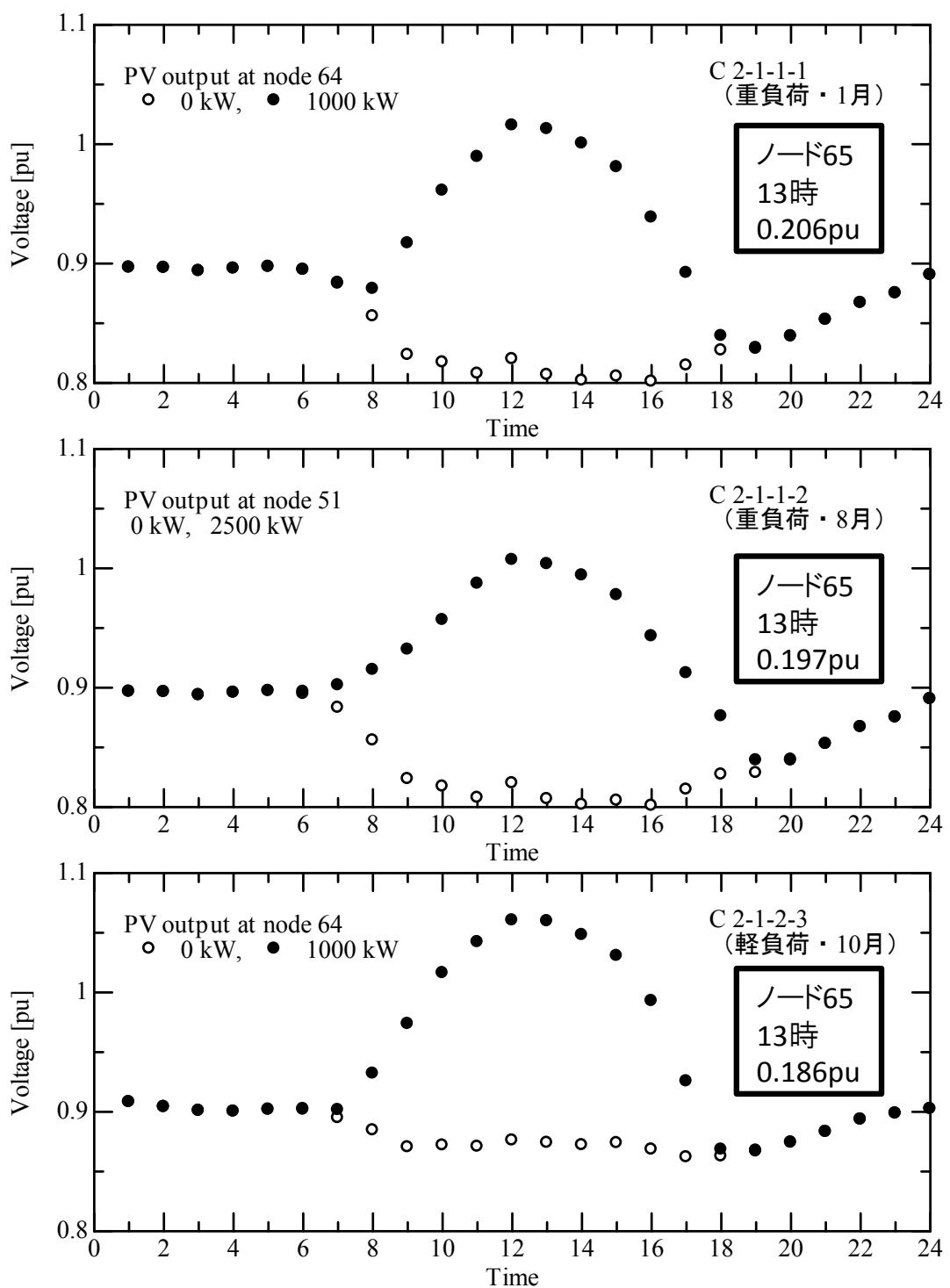


図 4.A-11 農山村モデル・従来系統の電圧時間変化

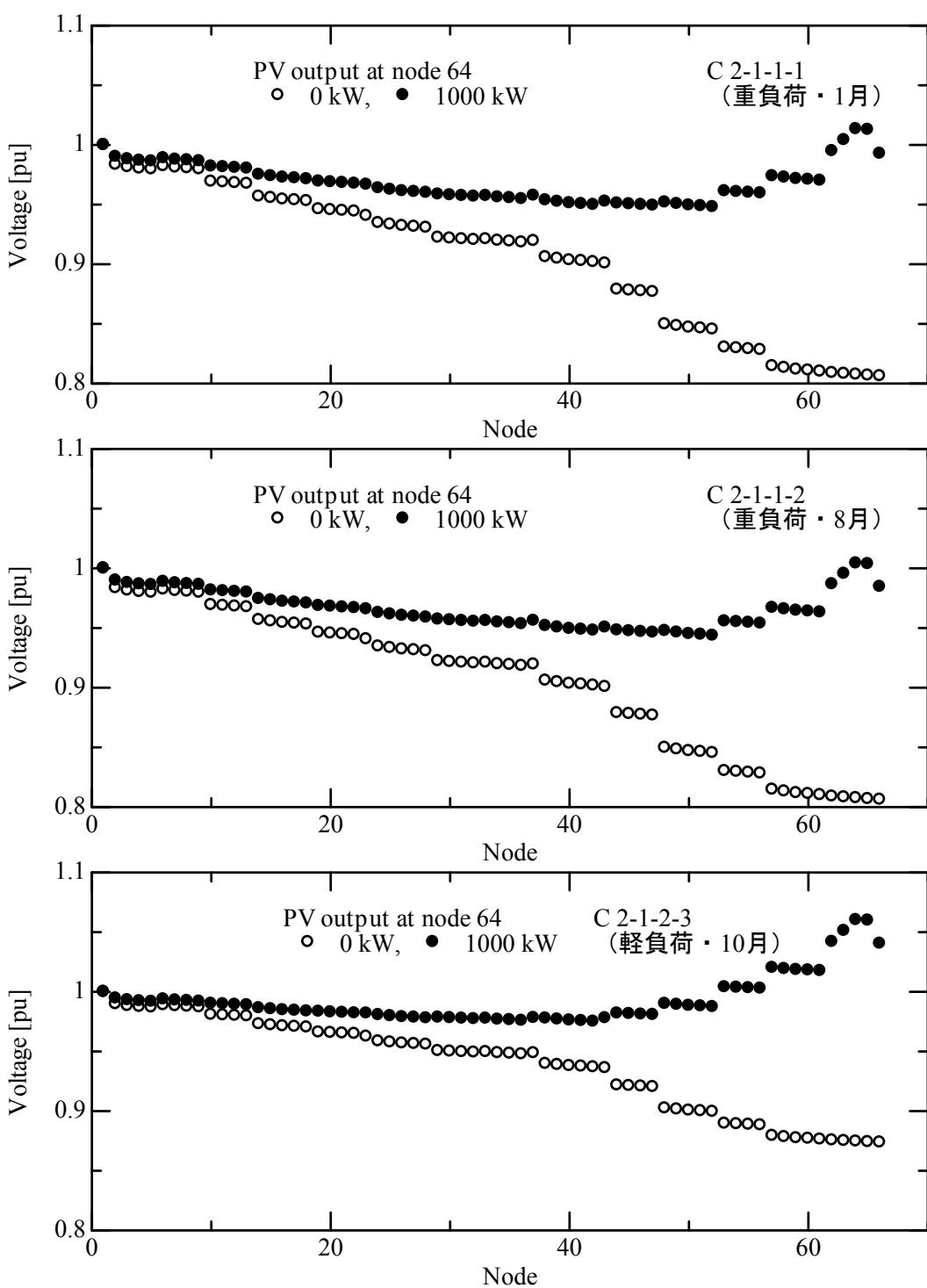


図 4.A-12 農山村モデル・従来系統の電圧分布

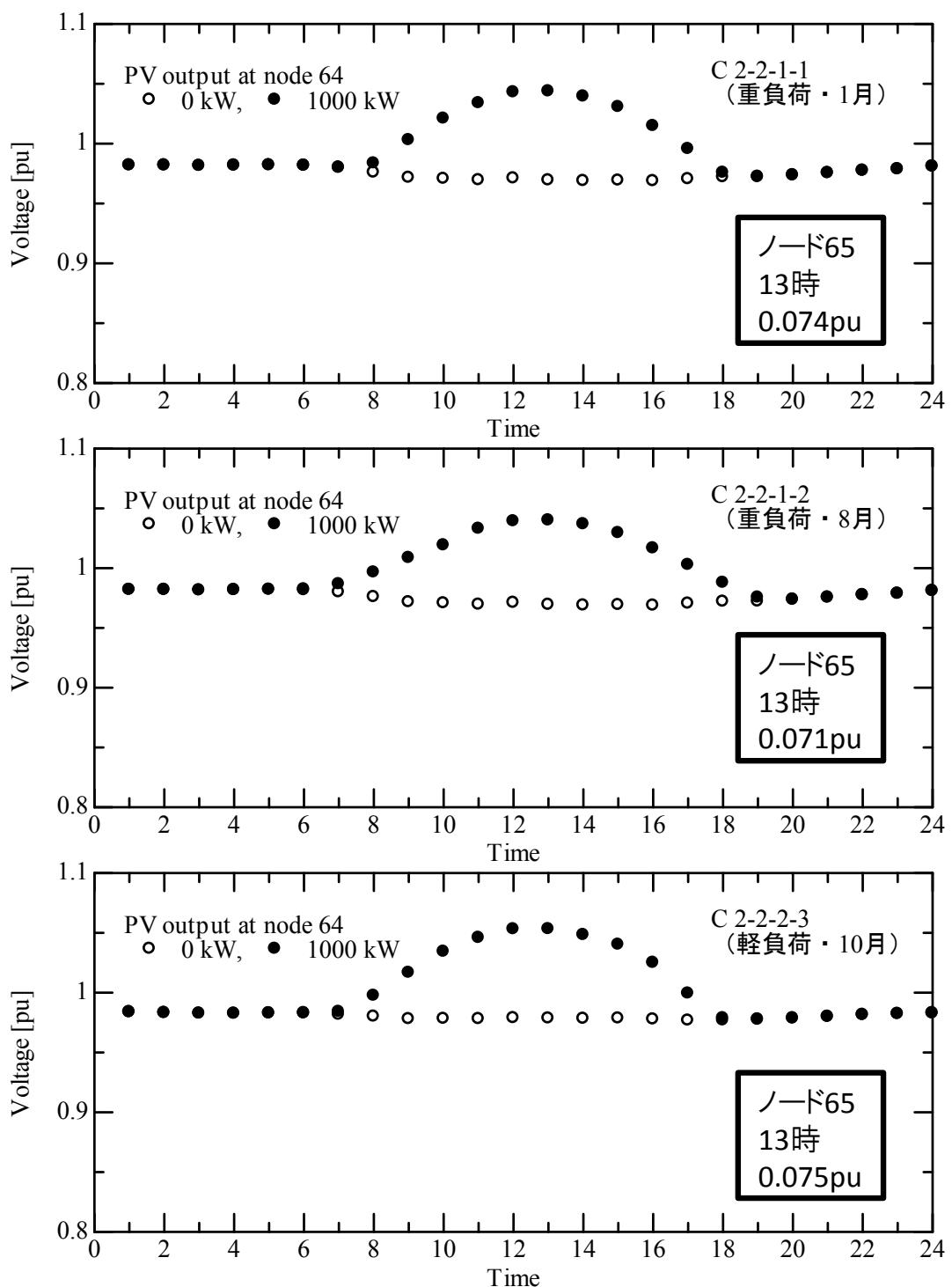


図 4.A-13 農山村モデル・部分昇圧ケースの電圧時間変化

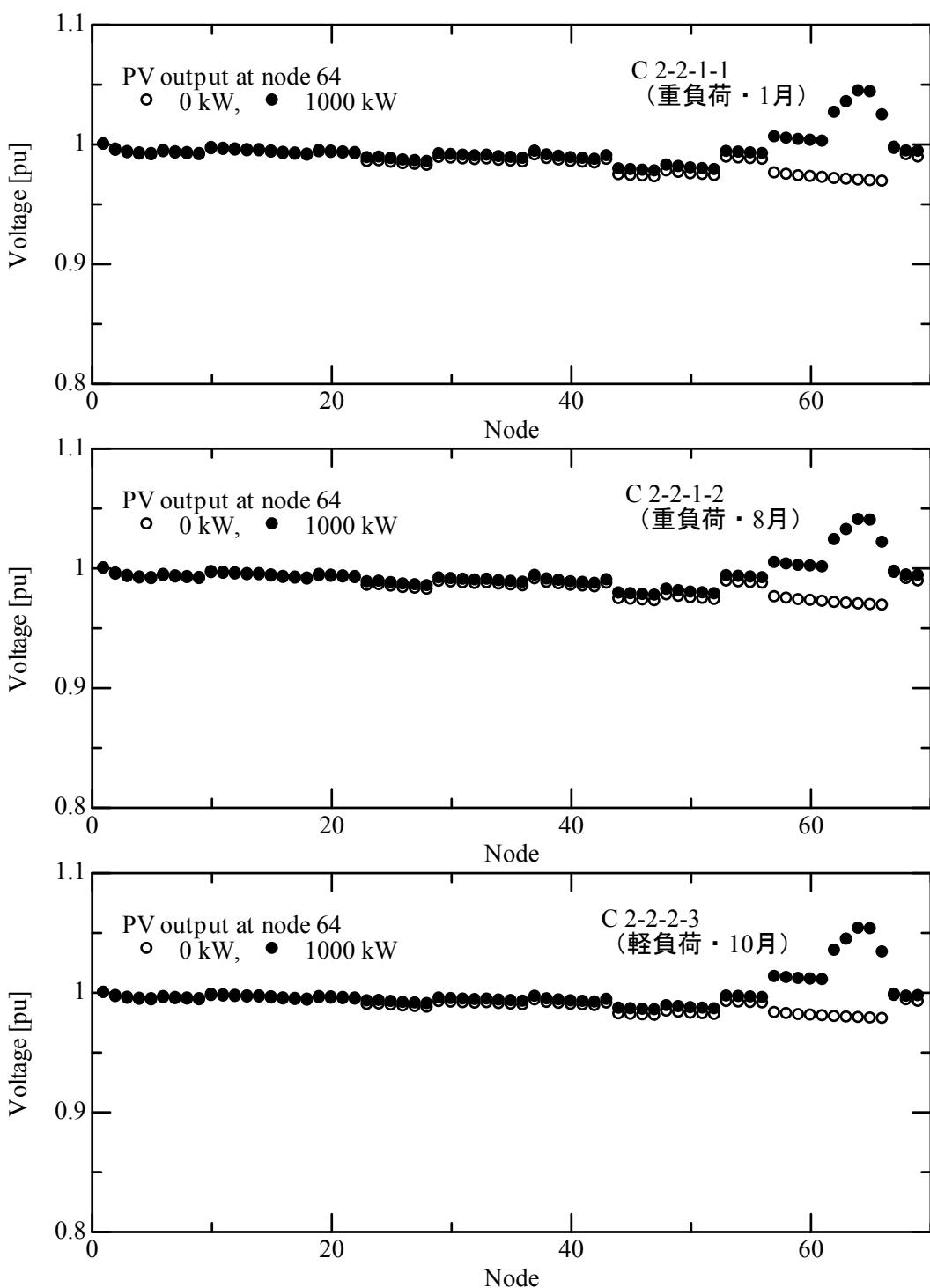


図 4.A-14 農山村モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

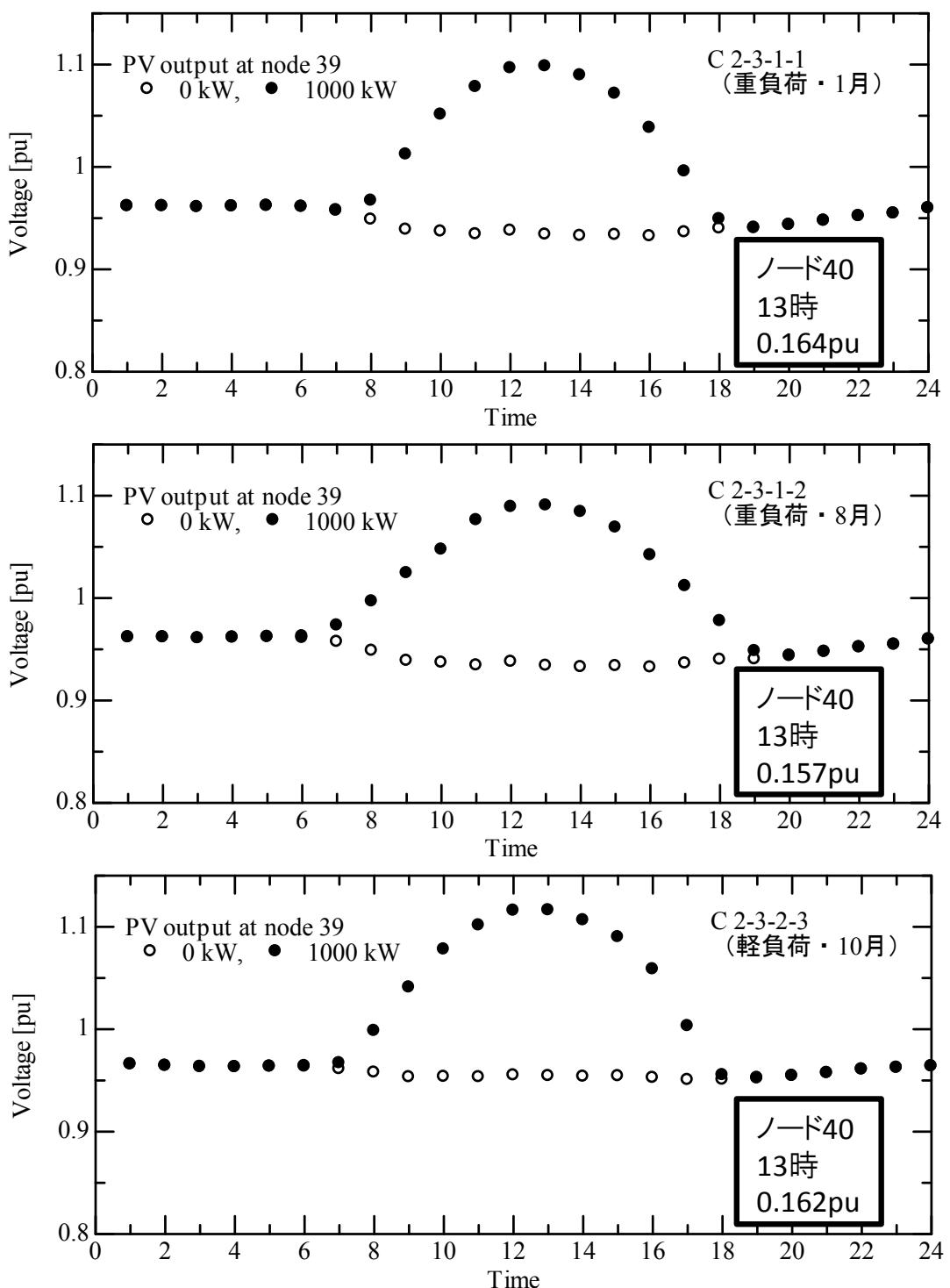


図 4.A-15 農山村モデル・多回線化ケースの電圧時間変化

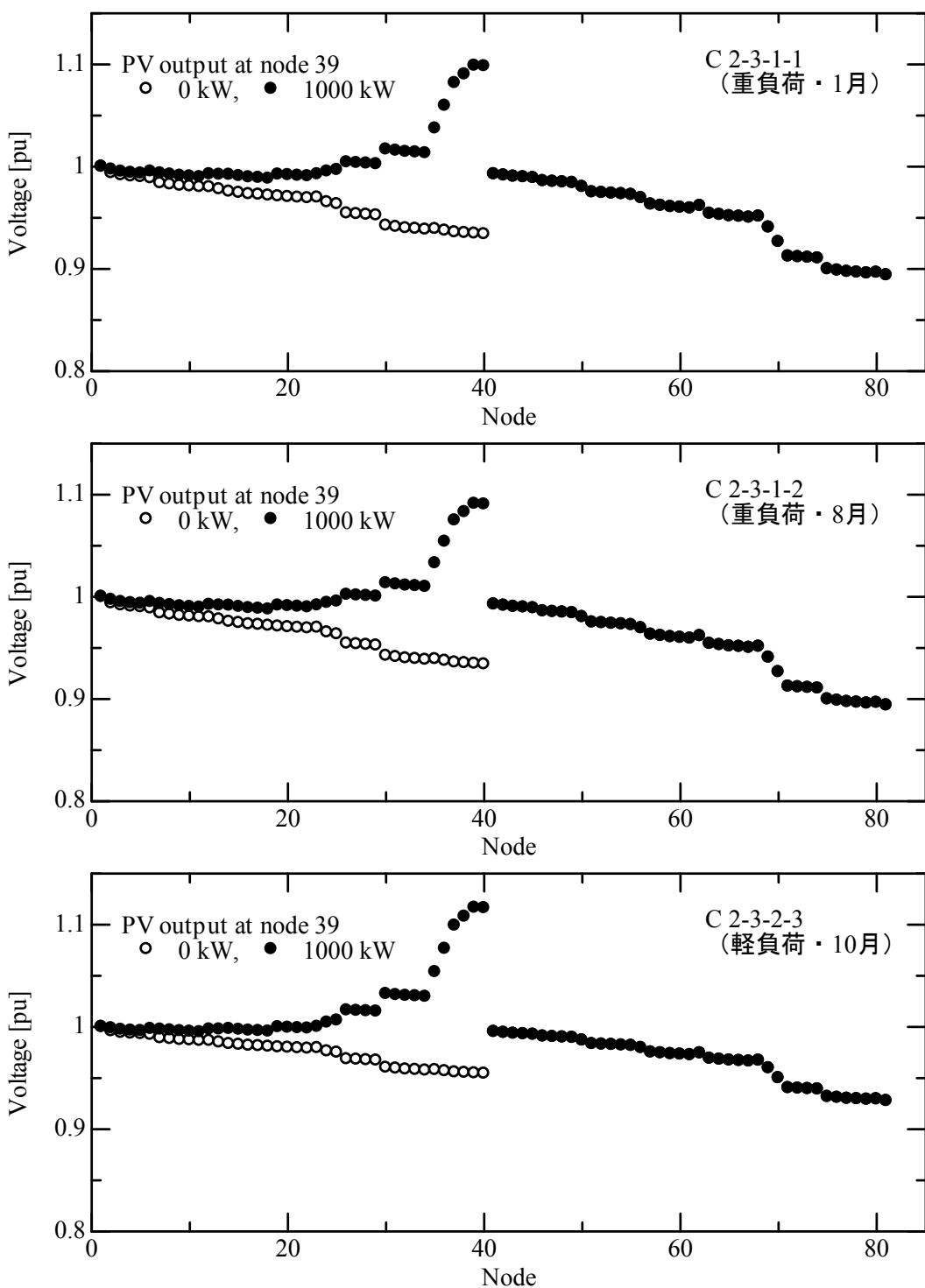


図 4.A-16 農山村モデル・多回線化ケースの電圧分布

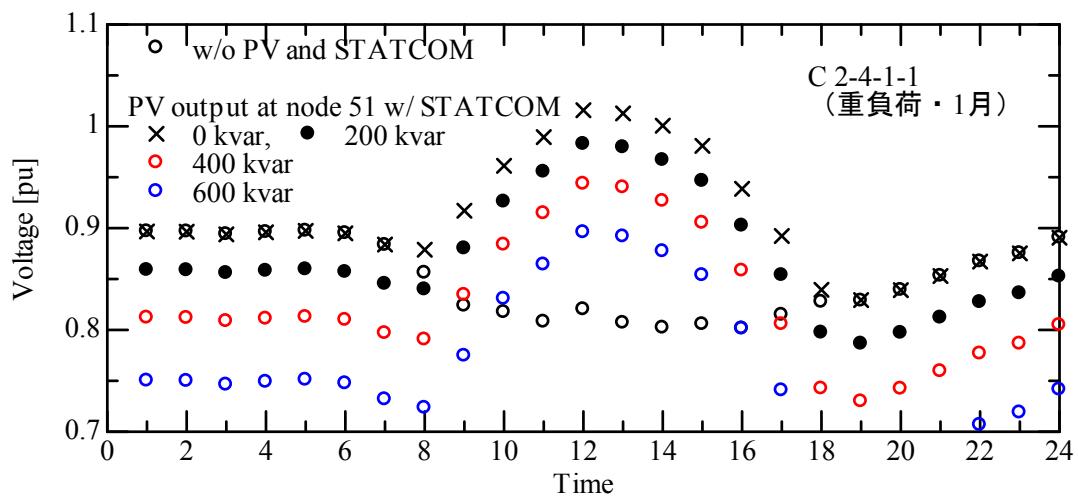


図 4.A-17 農山村モデル・Var 調整器ケースの電圧時間変化

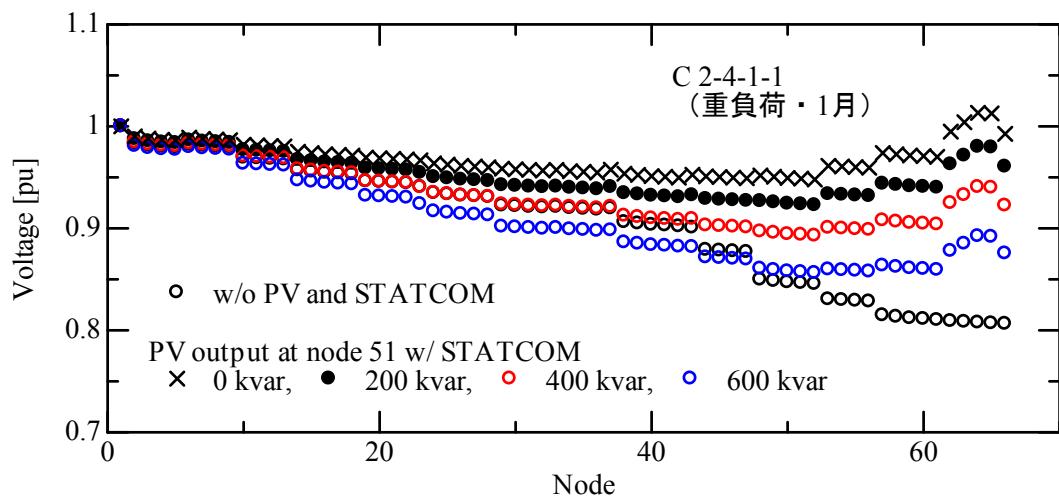


図 4.A-18 農山村モデル・Var 調整器ケースの電圧分布

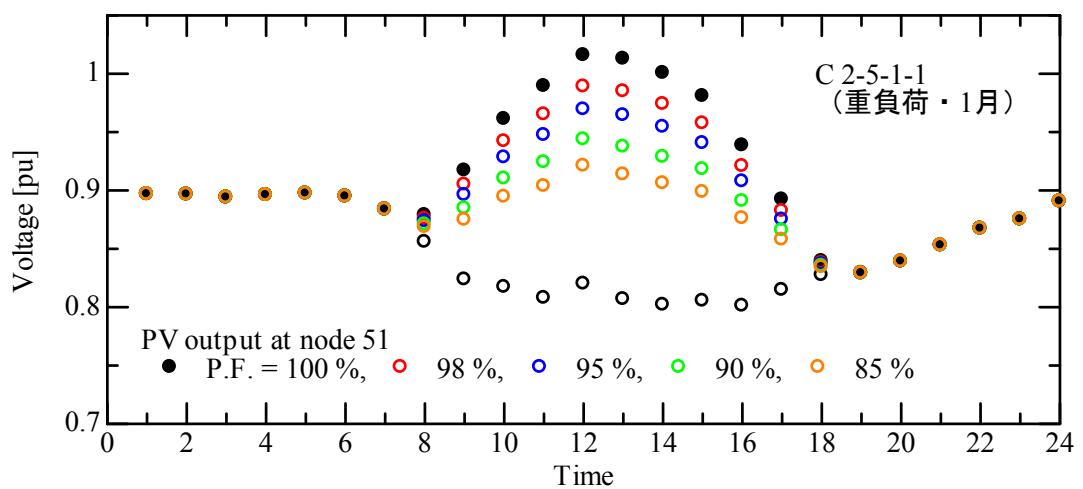


図 4.A-19 農山村モデル・PCS の力率制御ケースの電圧時間変化

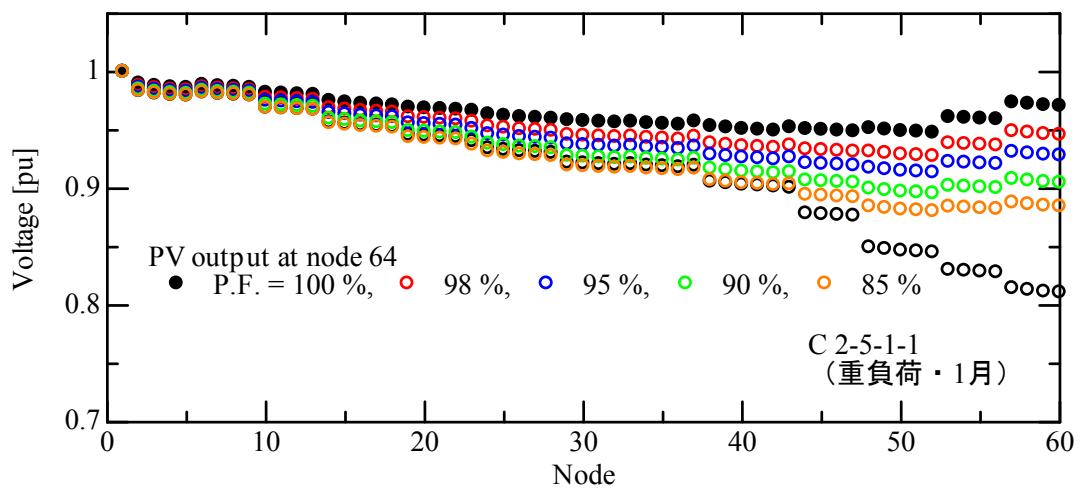
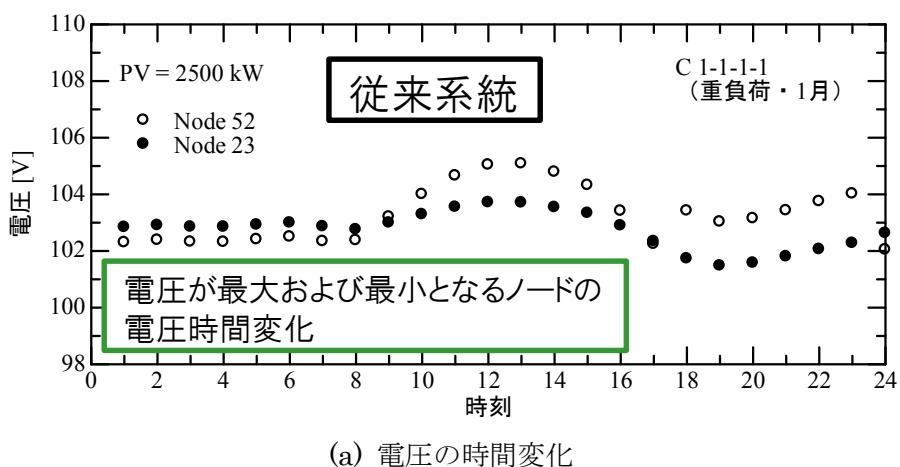


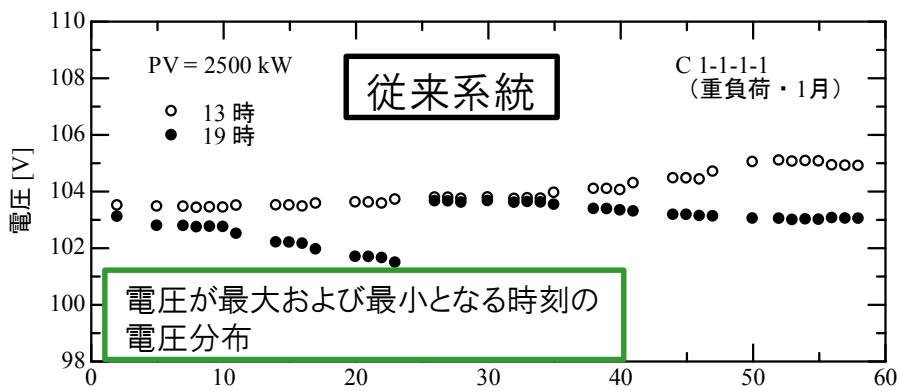
図 4.A-20 農山村モデル・PCS の力率制御ケースの電圧分布

付録(4.B) 低圧配電線の電圧分布、電圧時間変化の計算結果

4.2.2 項では、PVが集中配置された場合における低圧需要家電圧の計算結果を示した。本付録では各計算ケースに対する計算結果をまとめて示す。各配電系統ケースに対して、電圧の時間変化と電圧分布の図をそれぞれ示している。電圧の時間変化については、計算対象である配電系統ケースの全ノードの中から、PV導入時の電圧が最大となるノードと時刻を探索し、選ばれたノードについて電圧の時間変化を記している。また、電圧分布については、同探索により選ばれた時刻における電圧分布を記載している。また、配電系統ケースによつては、複数の負荷・PV条件に対して計算した結果を記載している。

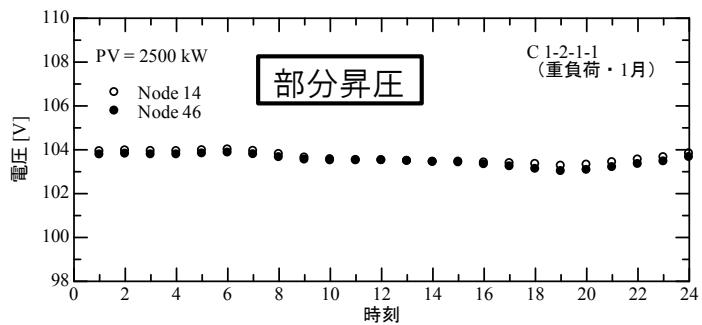


(a) 電圧の時間変化

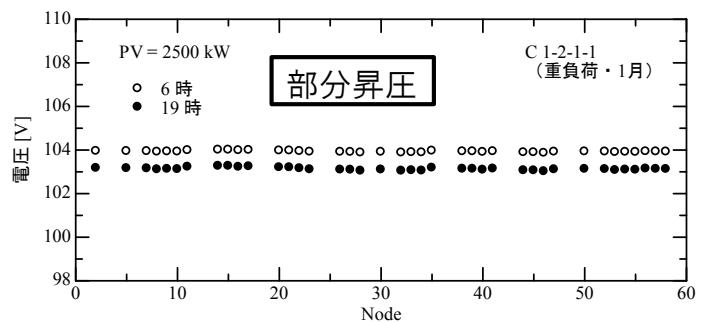


(b) 電圧分布

図 4.B-1 住宅地モデル・従来系統の電圧分布

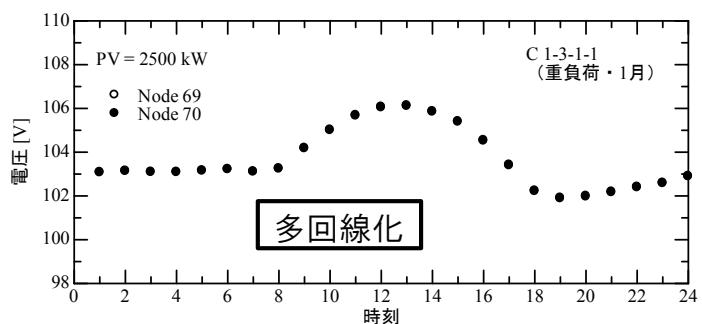


(a) 電圧の時間変化

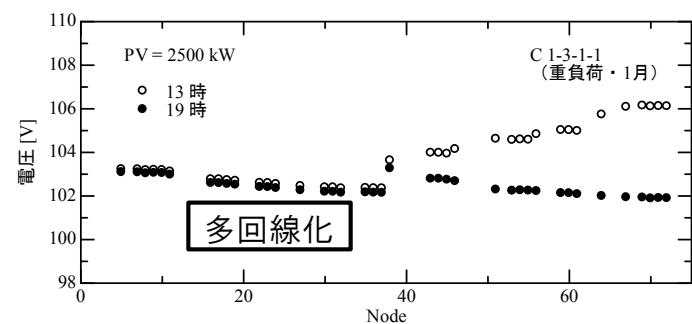


(b) 電圧分布

図 4.B-2 住宅地モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

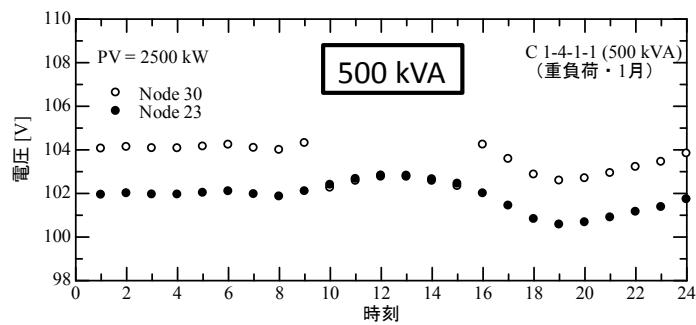


(a) 電圧の時間変化

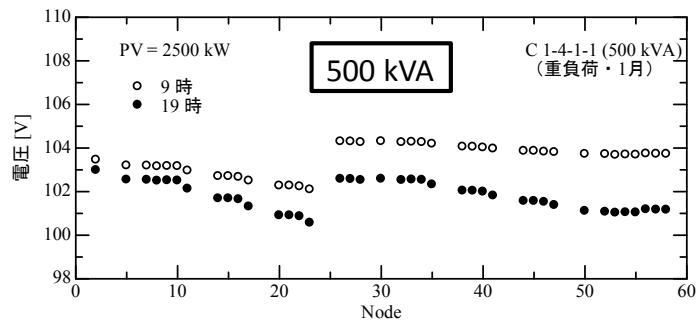


(b) 電圧分布

図 4.B-3 住宅地モデル・多回線化ケースの電圧分布

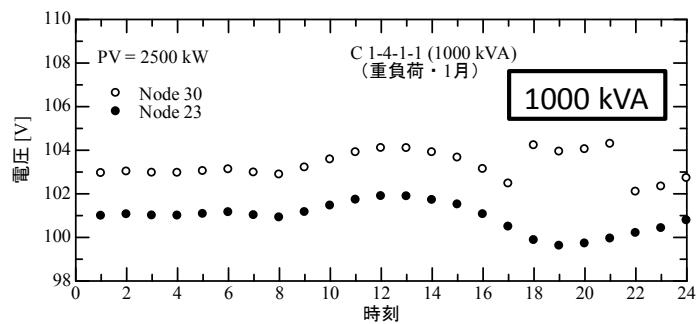


(a) 電圧の時間変化

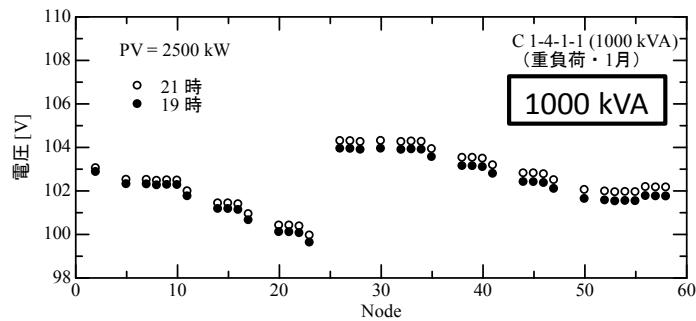


(b) 電圧分布

図 4.B-4 住宅地モデル・Var 調整器 500kVA ケースの電圧分布

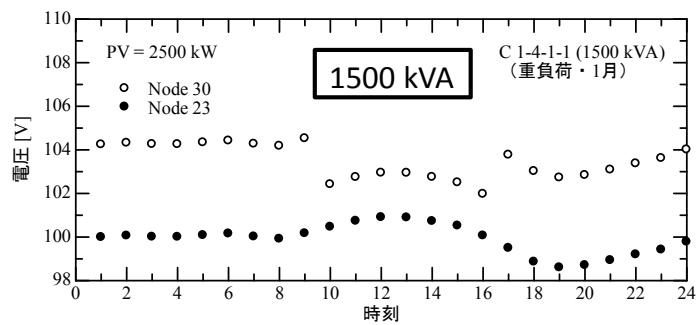


(a) 電圧の時間変化

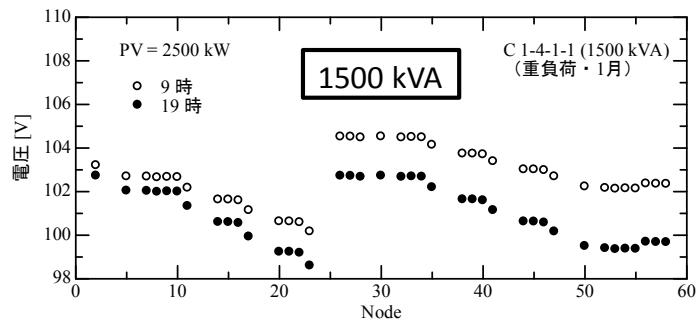


(b) 電圧分布

図 4.B-5 住宅地モデル・Var 調整器 1000kVA ケースの電圧分布

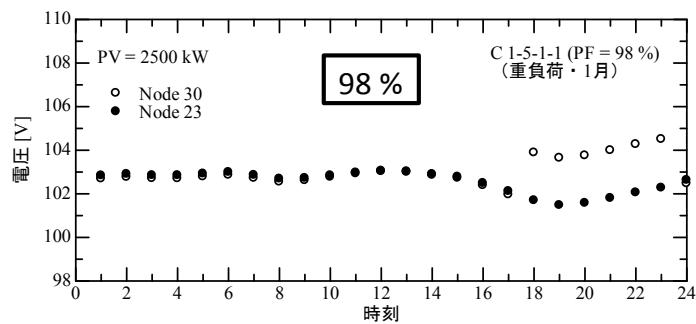


(a) 電圧の時間変化

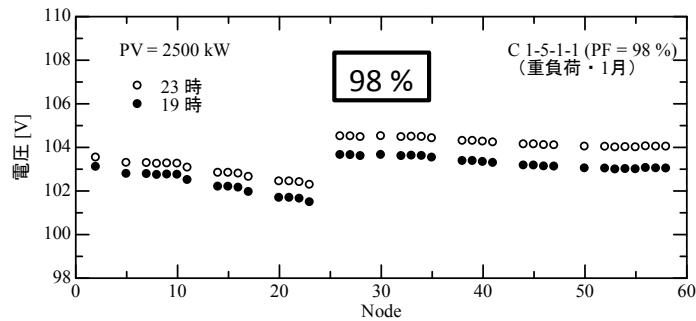


(b) 電圧分布

図 4.B-6 住宅地モデル・Var 調整器 1500kVA ケースの電圧分布

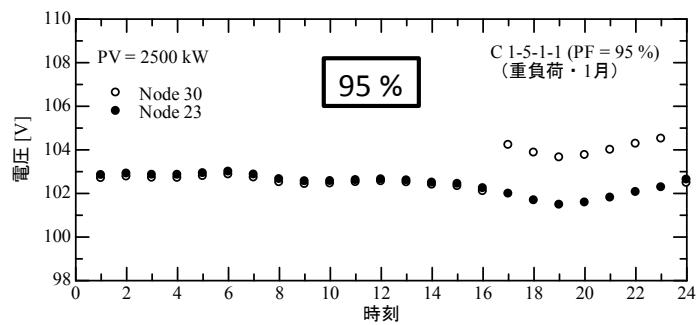


(a) 電圧の時間変化

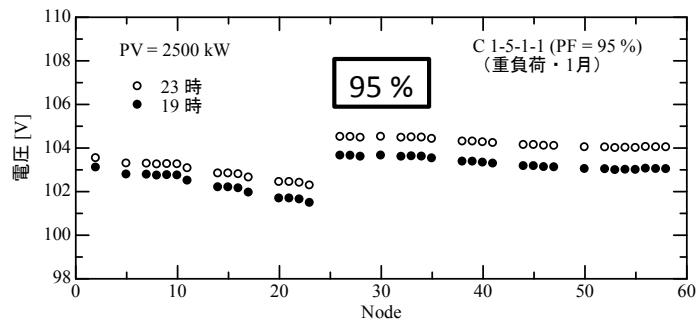


(b) 電圧分布

図 4.B-7 住宅地モデル・PCS 力率制御 98% ケースの電圧分布

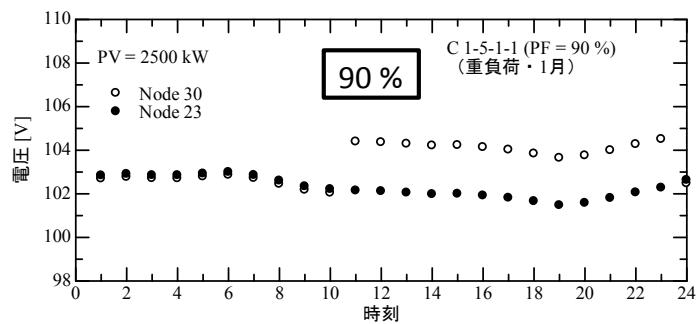


(a) 電圧の時間変化

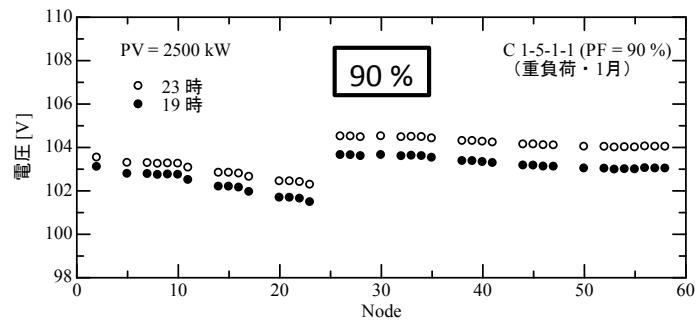


(b) 電圧分布

図 4.B-8 住宅地モデル・PCS 力率制御 95%ケースの電圧分布

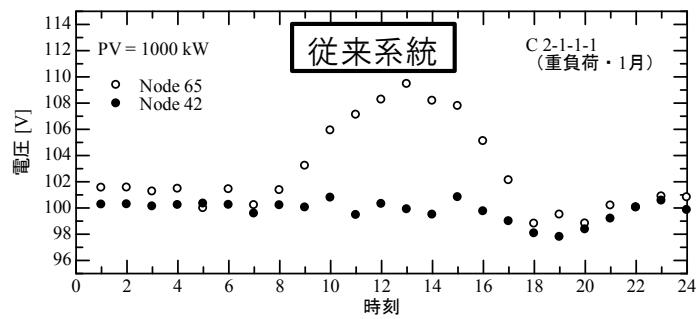


(a) 電圧の時間変化

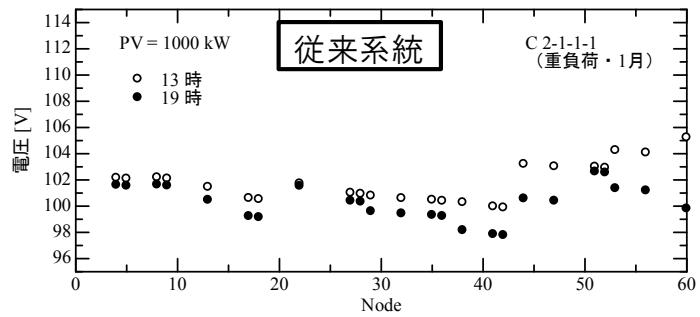


(b) 電圧分布

図 4.B-9 住宅地モデル・PCS 力率制御 90%ケースの電圧分布

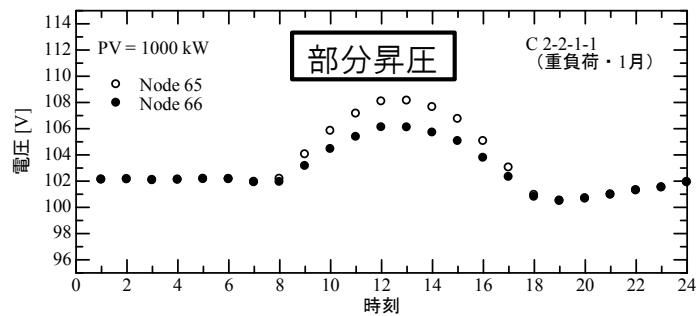


(a) 電圧の時間変化

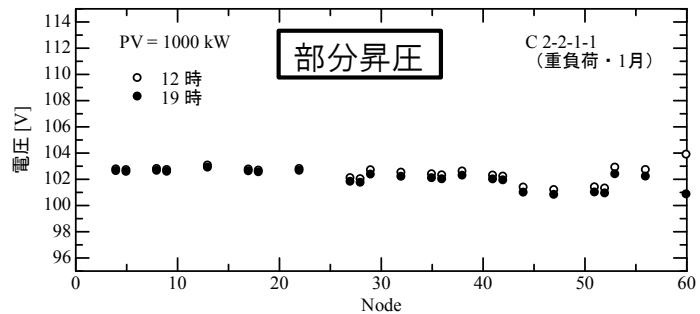


(b) 電圧分布

図 4.B-10 農山村モデル・従来系統の電圧分布

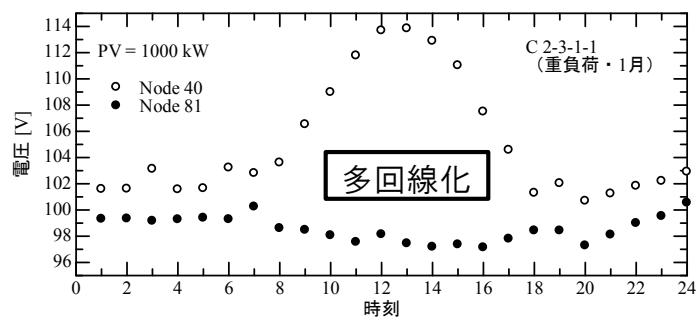


(a) 電圧の時間変化

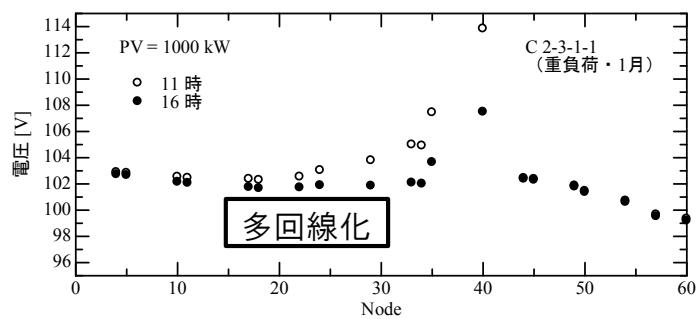


(b) 電圧分布

図 4.B-11 農山村モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

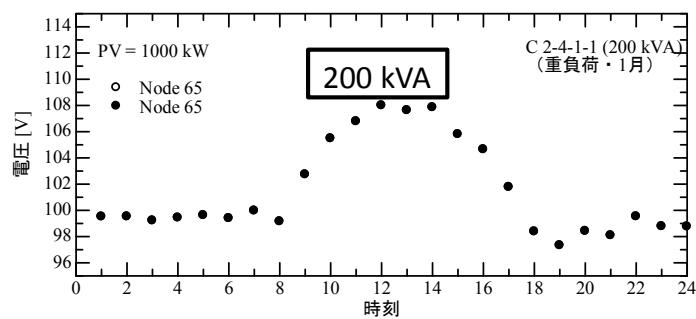


(a) 電圧の時間変化

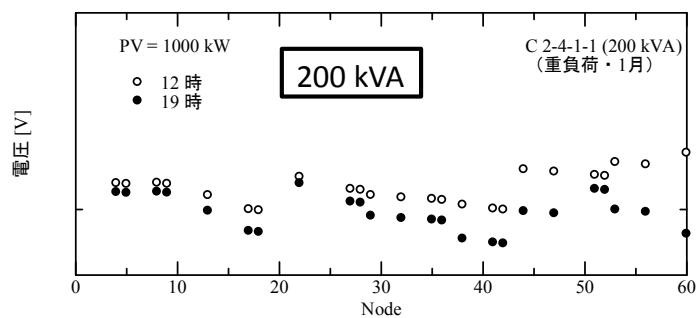


(b) 電圧分布

図 4.B-12 農山村モデル・多回線化ケースの電圧分布

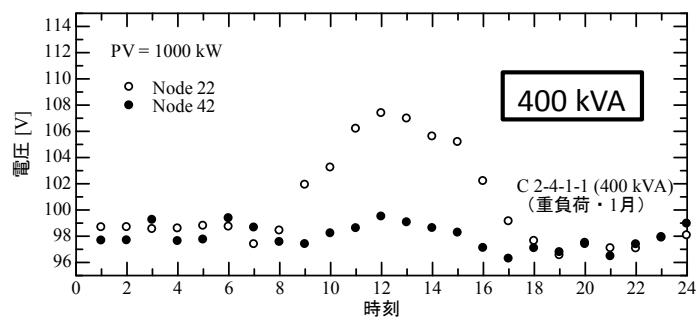


(a) 電圧の時間変化

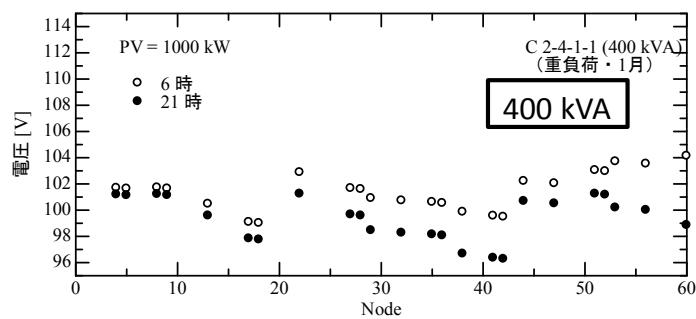


(b) 電圧分布

図 4.B-13 農山村モデル・Var調整器 200kVA ケースの電圧分布

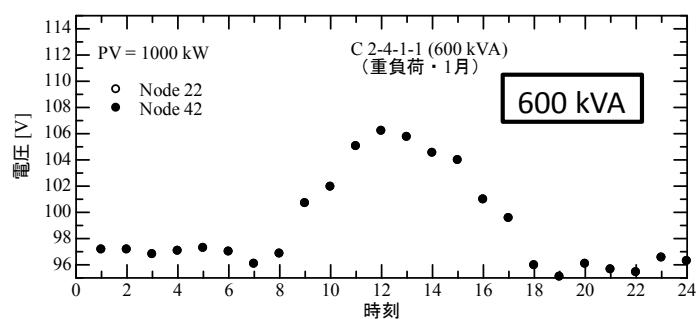


(a) 電圧の時間変化

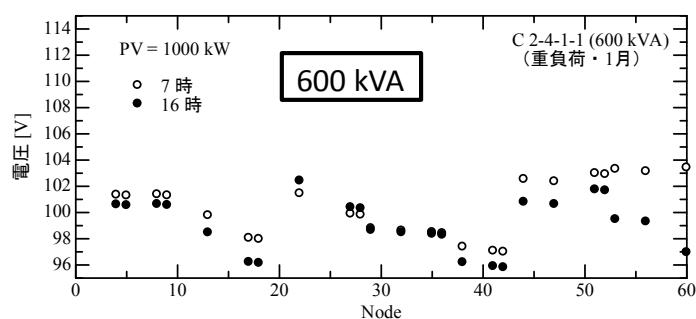


(b) 電圧分布

図 4.B-14 農山村モデル・Var 調整器 1000kVA ケースの電圧分布

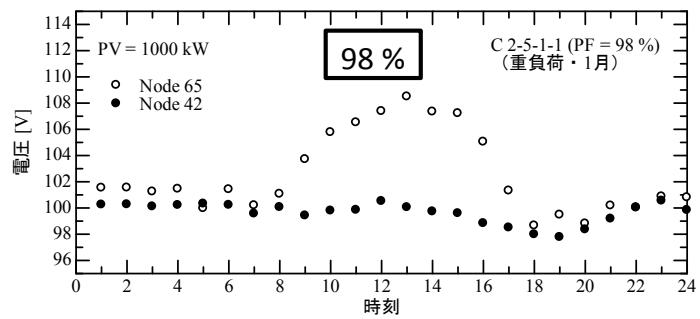


(a) 電圧の時間変化

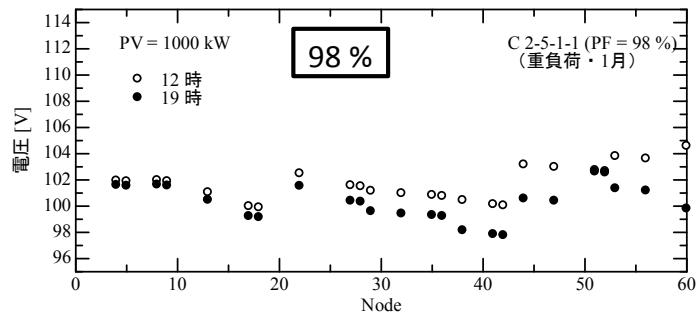


(b) 電圧分布

図 4.B-15 農山村モデル・Var 調整器 1500kVA ケースの電圧分布

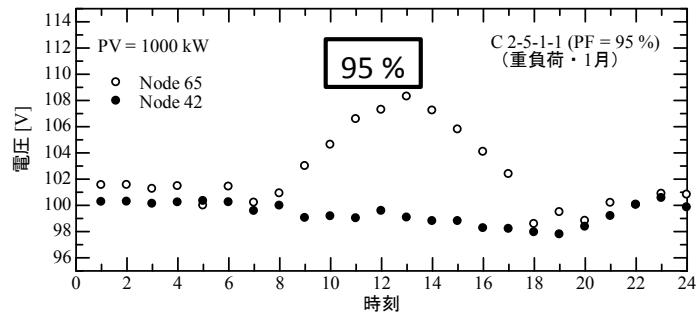


(a) 電圧の時間変化

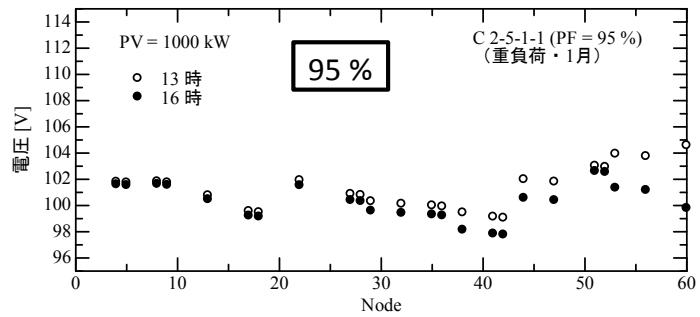


(b) 電圧分布

図 4.B-16 農山村モデル・PCS 力率制御 98% ケースの電圧分布

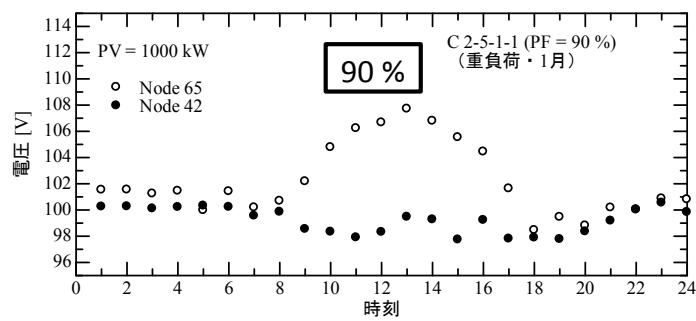


(a) 電圧の時間変化

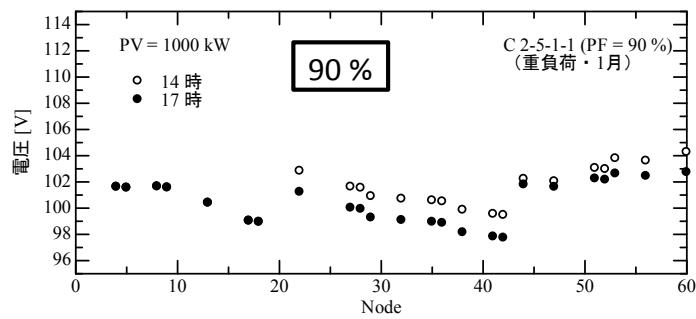


(b) 電圧分布

図 4.B-17 農山村モデル・PCS 力率制御 95% ケースの電圧分布



(a) 電圧の時間変化



(b) 電圧分布

図 4.B-18 農山村モデル・PCS 力率制御 90% ケースの電圧分布

付録(4.C) 太陽光発電出力による電圧安定性への影響の解析的分析と考察

本付録では、本編のホスティングキャパシティを決定する制約の一つとなっている電圧安定性の問題について考察する。単純化した解析モデルを用いた分析を行い、その数値計算結果と図 4.2.3-3 で示されている潮流計算結果との比較を行う。なお一般に、電圧安定性の分析には静的な分析と動的な分析があるが、ここでは本文のホスティングキャパシティ解析が静的な分析に主眼を置いているのに合わせて静的な分析のみを行う。動的な分析を行うと、負荷機器や PV の出力変換装置の挙動により電圧安定性に及ぼす影響が変化しうる点には注意が必要である。その点は今後の課題である。

PV 大量導入時の電圧安定性に関する検討例は少ないが、送電系統を想定した基礎的な解析例がある[4-4]。これらの中では、一機無限大母線系統に集約された PV と負荷が接続された状態を想定した解析が行われている。重要な結果として、従来重負荷時に発生すると考えられてきた電力-電圧曲線¹のいわゆる”ノーズ端”における電圧不安定現象が、PV の逆潮流によっても引き起こされること、その直前には逆潮流量の増加に対して電圧が低下することを理論的に示した[4-4]。

本検討で想定している電圧安定性の問題は基本的にこの先行研究が示したものであるが、この先行研究では送電線を想定しているため、一機無限大母線の送電線抵抗は無視されている。しかし配電系統では配電線の抵抗分は無視できないので、配電系統の抵抗分を考慮した解析を行い、配電系統でも電圧安定性が問題となるかどうかを確認する。

図 4.C-1 に想定する一機無限大母線と、扱う変数名および正とする潮流方向を示す。一機無限大母線の送電端は配電系統の一次変圧器の二次側を想定している。負荷を大きく上回る PV が系統末端に集中配置しているケースを想定し、受電端を配電系統の末端に見立て、簡単のためにそこに全ての負荷、PV が接続しているケースを想定する。なお、本検討の数式では先行研究に従い、大文字は P と Q を除きベクトル量を、小文字はスカラーレベルを示すものとする[4-4]。

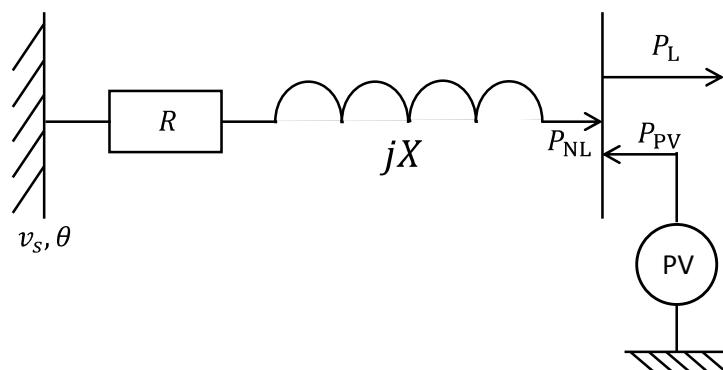


図 4.C-1 無限大母線系統モデル

¹ この電力-電圧曲線は電圧安定性の議論においてしばしば PV 曲線と呼ばれるが、本論文では PV を太陽光発電の略語として用いているので、以降電力-電圧曲線と記述する。

図 4.C-1において、オームの法則および負荷端(v_f)以下の消費電力の関係から、式(4.C-1)と式(4.C-2)が得られる。式(4.C-2)で定義した P_{NL} は、系統の正味負荷(Net Load)である。

$$v_s e^{j\theta} - v_r R I_t + j x I_t \dots \quad (4.C-1)$$

この連立方程式を v_r について解くと 4 次方程式となり、解として式(4.C-3)が得られる。

$$v_r = \sqrt{\frac{v_s^2 - 2RP_{NL} \pm \sqrt{V_s^4 - 4RP_{NL}v_s^2 - 4P_{NL}^2x^2}}{2}} \quad (4.C-3)$$

式(4.C-3)を用いることで、電力-電圧曲線を数値的に求めることができる。式(4.C-3)には二つの根号があるが、内側の根号内が 0 になるところがいわゆる「ノーズ端」になる。その根号の前の土が正の時がノーズ端の上の安定領域、負の時がノーズ端の下の不安定な領域にそれぞれ相当する。 P_{NL} が正の場合、つまり負荷が PV 出力より大きい場合には、 v_r は負荷の増加に対して単調に減少し、「ノーズ端」で電圧が不安定になることが確認できる。

一方、本検討で重要なのは P_{NL} が負の場合、つまり負荷が PV 発電量より小さい場合である。この場合、 P_{NL} が小さい範囲では P_{NL} の 1 次の項の影響が大きく v_r は PV 出力の増加に対して上昇する。これは一般的に PV による逆潮流が電圧上昇を引き起こすという知見と一致する。しかし、 P_{NL} が大きくなり、かつ R より x が大きい条件では、 $4P_{NL}^2x^2$ の寄与が大きくなり v_r は PV 出力の上昇に対して減少するようになる。最終的に、式(4.C-3)の根号が 0 になると「ノーズ端」となり、それ以上の逆潮流は電圧安定性の問題から送電不可能になる。次節にて、数値解析結果に基づき上記の現象を確認する。

次に、数値解析結果を示す。図 4.C-1 のモデルに対し、本検討で想定した農山村の幹線亘長と同じ 17.6km の系統幹線を想定したパラメータを用いて式(4.C-3)を計算し、電圧安定性問題の検討を行う。解析は従来系統想定、200sq 幹線太線化想定、400sq 幹線太線化想定の 3 パターンで行う。代入した値はインダクタンスが各ケースとともに $0.40 \Omega /km \times 17.6km = 7.04 \Omega$ 、線路抵抗は 200sq 想定、400sq 想定がそれぞれ 2.34Ω 、 1.25Ω とした。従来系統想定では幹線が 200sq から 25sq まで分布しているため、各線路の抵抗を加えて 11.8Ω とした。送出し電圧は 6.6kV で固定である。解析モデルでは枝線のインピーダンスを無視している。

図 4.C-2 に式(4.C-3)を用いた電圧計算結果を示す。図 4.C-2 で正味負荷に対応する電圧値が 2 つずつ存在しているのは、式(3)における土が正の場合と負の場合をともにプロットしているためである。従来系統の単純平均インピーダンスの場合には、正味負荷が -5.0MW に至るまで単調に電圧が上昇している。一方、200sq, 400sq のケースでは、正味負荷がそ

それぞれ-2.0MW, -1.1MW で電圧が最大値となり, その後は PV 出力の増加にしたがって電圧が低下していき, 正味負荷がそれぞれ-4.3MW, -3.6MW が最大の逆潮流可能量となっていることが分かる。この時の電流値は線路の制約以下であり, また電圧上昇量も数%であるため, ポールトランスの設定などによっては現実的な電圧範囲である。したがって, 本解析結果は PV 逆潮流下においては電圧・電流制約を逸脱しない動作点でも, 電圧安定性の問題が生じうることを示唆している。

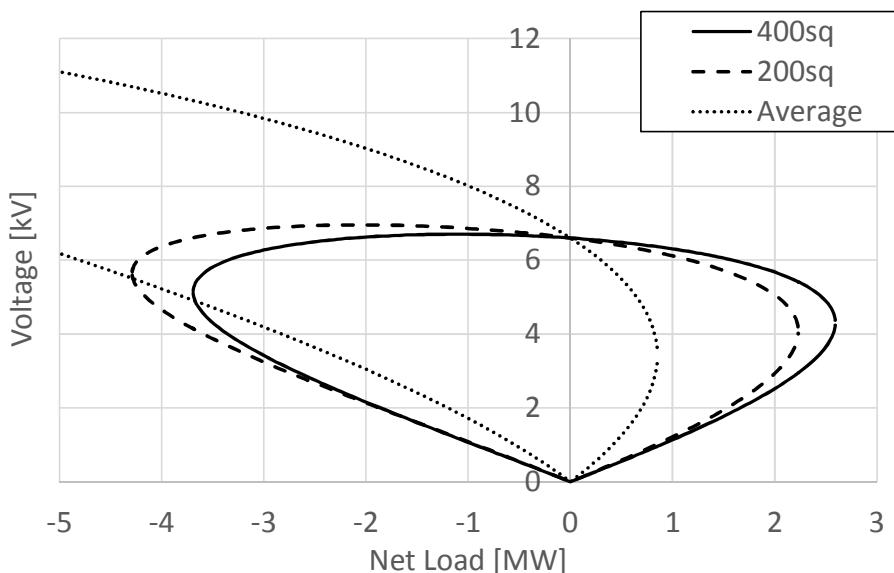
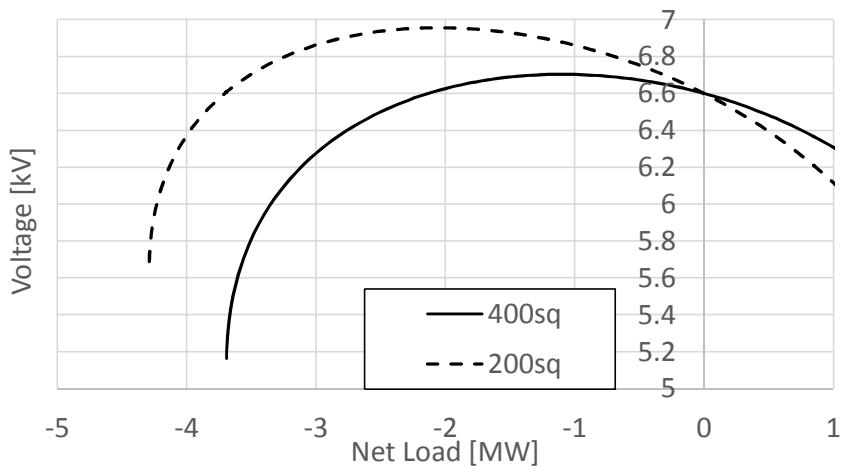


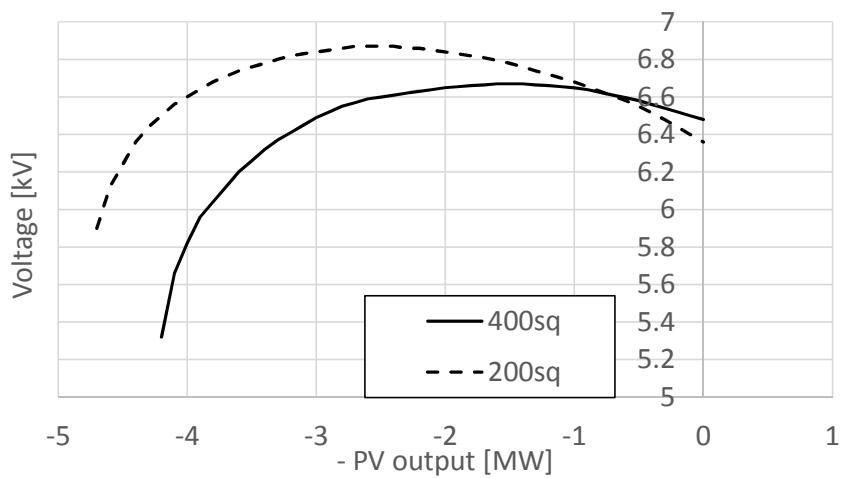
図 4.C-2 電力・電圧特性解析結果

図 4.C-3 にここで理論解析結果と, 詳細な潮流計算による解析の比較を示す。ただし, 理論解析では枝線および途中の負荷を無視し, 末端の正味負荷のみを考慮しているので, 差が生じることに留意が必要である。図 4.C-3 (a)は図 4.C-2 のうち 400sq, 200sq の解析結果について, 式(4.C-3)の土の+側のみを拡大したものである。図 4.C-3 (b)は, 4 章の PV 集中配置での PV まで 400sq および 200sq 線路での太線化時の潮流計算を, SVR なしで行った場合の結果を示している。横軸は正味負荷ではなく, PV 出力の符号を反転させたものである。

図 4.C-3 の(a)と(b)を比較すると, 横軸の違いはあるものの大きな電圧の傾向と値, 逆潮流が 3~5MW の範囲で計算が収束しない点が生じる点, その点が 200sq 線路よりも 400sq 線路の方がより少ない逆潮流量で生じている点などが類似していることが確認できる。このことから, モデルでの潮流計算での電圧非収束も電圧安定性の問題に起因すると考えられる。4.2.3 の検討では SVR が導入されているが, 潮流計算非収束点の前で電圧が低下している傾向は図 4.C-3 と同様であることから, 本検討では潮流計算非収束点を単なるニュートンラプソン法の収束問題といった計算上の問題ではなく, 電圧安定性の問題であると結論付けた。



(a) 理論計算結果 拡大図



(b) 農山村モデル潮流計算結果 SVR なし

図 4.C-3 理論計算と潮流計算の比較

なお、本検討では線路太さによらずリアクタンスが一定と仮定しているが、リアクタンスを抑制できればPV導入可能量は増大する。

付録(4.D) 力率一定制御時の各力率でのホスティングキャパシティ一覧

対策	ホスティング キャパシティ [MW] 6600/105	違反要因	位置	無効電力 [MVar]
従来系統	1.2		53,56,60,61,62,65,66	0.0
力率0.99	1.5		56,60,61,62,65,66	0.2
力率0.98	1.6			0.3
力率0.97	1.8		60,61,62,65,66	0.5
力率0.96	2			0.6
力率0.95	1.4		65,66	0.5
力率0.94	1.6		60,61,62,65,66	0.6
力率0.93	1.7	電圧上限	61,62,65,66	0.7
力率0.92	1.9		60,61,62,65,66	0.8
力率0.91	2.2		65,66	1.0
力率0.90	2.5		51,52,53,56,60,61,62,65,66	1.2
力率0.89	1.8		60,61,62,65,66	0.9
力率0.88	1.6		61,62,65,66	0.9
力率0.87	2		47	1.1
力率0.86	2.4		51,52,53,56,60,61,62,65,66	1.4
力率0.85	2.5			1.5
(2) 末端を200sqに太線化	1.5	電圧上限	38,41,42,44,47	0.0
力率0.99	2.1		47,51,52,53,56,60,61,62,65,66	0.3
力率0.98	2.7		51,52,60,61	0.5
力率0.97	3.9		52,61	1.0
力率0.96	3.3		17,18,36,38,41,42,44,47,51,52,53,56,60,61,62,65,66	1.0
力率0.95	4.6		電流 1-2	1.5
力率0.94	3.9		38,41,42,44,47,51,52,53,56,60,61,62,65,66	1.4
力率0.93	3.3		38,41,42,44,47,51,52,56,60,61	1.3
力率0.92	2.8		42	1.2
力率0.91	3.8		38,41,42,44,47,51,52,56,60,61	1.7
力率0.90	3.5	電圧上限	38,41,42,47	1.7
力率0.89	3.2		42	1.6
力率0.88	3.8		41,42,47	2.1
力率0.87	3.5		41,42	2.0
力率0.86	3.9			2.3
力率0.85	3.8			2.4
(3) 全線を200sqに太線化	1.5	電圧上限	60,61,65	0.0
力率0.99	2.6		61	0.4
力率0.98	4.9		電流 1-2	1.0
力率0.97	3.3		51,52,56,60,61,65	0.8
力率0.96	3.3		17,18	1.0
力率0.95	3.6		51,52,56,60,61	1.2
力率0.94	4.4		51,52,56,60,61,65	1.6
力率0.93	3.8		51,52,61	1.5
力率0.92	3.8		17,18	1.6
力率0.91	4		51,52	1.8
力率0.90	4.2	電圧上限	電流 1-2	2.0
力率0.89	4.1		51,52	2.1
力率0.88	4		1-2	
力率0.87	3.9			2.2
力率0.86	3.9			2.2
力率0.85	3.8			2.3
(8) 全線を400sqに太線化	2	電圧上限	51,52,56,60,61,65,66	0.0
力率0.99	3.4		51,52,53,56,60,61,62,65,66	0.5
力率0.98	3.2		17,18	0.6
力率0.97	3.2		52	0.8
力率0.96	3.8		51,52,56,60,61	1.1
力率0.95	3.6		41,42	1.2
力率0.94	3.5		18	1.3
力率0.93	4.3		51,52	1.7
力率0.92	4		52	1.7
力率0.91	5.2	電圧下限	29	2.4
力率0.90	4.9		29,32	2.4
力率0.89	4.7		29,32,35,36	2.4
力率0.88	4.5		29	2.4
力率0.87	4.2		29,32,35,36	2.4
力率0.86	4.1			2.4
力率0.85	3.9			2.4

力率一定制御時の各力率でのホスティングキャパシティ一覧(部分昇圧)

対策	ホスティング キャパシティ [MW]	違反要因	位置
(昇120)力率1.00	2.0	電圧上限	65,66
力率0.99	2.4		
力率0.98	2.6		
力率0.97	2.8		
力率0.96	3.0		
力率0.95	3.2		
力率0.94	3.4		
力率0.93	3.6		
力率0.92	3.8		
力率0.91	4.1		
力率0.90	4.4		
力率0.89	4.7		
力率0.88	5.1		
力率0.87	5.6		
力率0.86	6.2		
力率0.85	6.9	電流	53-57
(昇120,末200)力率1.00	2.6	電圧上限	27,28,42,52,60,61
力率0.99	3.4		27,28,41,42,51,52,60,61
力率0.98	3.8		
力率0.97	4.3		
力率0.96	4.9		
力率0.95	5.5		
力率0.94	6.3		
力率0.93	7.5		
力率0.92	8.5		
力率0.91	8.4		
力率0.90	8.3	電流	1-2
力率0.89	8.2		
力率0.88	8.1		
力率0.87	7.9		
力率0.86	7.8		
力率0.85	7.7		
(昇400,末200)力率1.00	3.0	電圧上限	28
力率0.99	4.3		28,42
力率0.98	5.2		
力率0.97	6.3		42
力率0.96	8.1		9,18,42
力率0.95	10.9		9
力率0.94	12.1	電流	29-37
力率0.93	11.9		
力率0.92	11.7		
力率0.91	11.5		
力率0.90	11.3		
力率0.89	11.1		
力率0.88	11.0		
力率0.87	10.8	電圧上限	61
力率0.86	10.6		
力率0.85	10.5		
(昇400,幹400)力率1.00	3.2		
力率0.99	4.8		
力率0.98	5.8	電圧下限	5,9,18,52,61
力率0.97	7.1		
力率0.96	8.9		
力率0.95	22.9		
力率0.94	22.4	電流	1-2
力率0.93	21.8	電圧下限	66
力率0.92	20.3		
力率0.91	19.0		
力率0.90	17.8		
力率0.89	16.7		
力率0.88	15.7		
力率0.87	14.8		
力率0.86	14.0		
力率0.85	13.2		

付録(4.E) 力率一定制御時の各力率での電圧・電圧 HC 分析結果

力率を小幅に変化させた際の力率一定制御の電圧解析結果を分析する。力率一定制御では、制御を行わない場合と比較して、電流が増加し電圧安定性が低下するものの、従来系統において最も厳しい制約要因である電圧上昇を抑制できるため、ホスティングキャパシティは増加する。図 4.E-1 から図 4.E-5、に力率を制御して PV 導入量を 1.3MW から電圧上限を逸脱するまで増加させたときの電圧分布を示す。力率 0.99 から 0.96 までは、力率を下げるほど電圧 HC は増加したが、力率を 0.95 にした場合には電圧低下により配電用変電所から 2 番目に近い SVR が昇圧したため、電圧上限を逸脱するまでの PV 導入量は力率 0.96 の場合よりも減少した。このように、力率制御による電圧低下に対して SVR が電圧上昇を行うため、力率一定制御時の電圧 HC は単調な増加ではなく複雑な変化を示す。

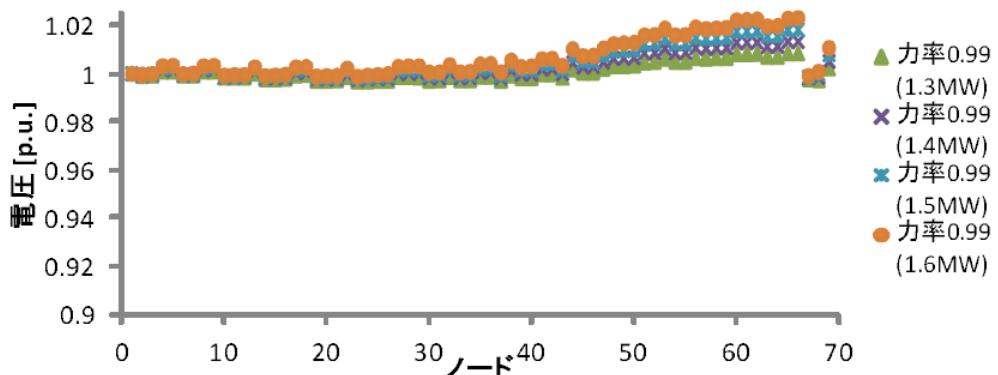


図 4.E-1 PV 増加時の各ノード電圧(従来系統, 力率一定制御, 力率 0.99)

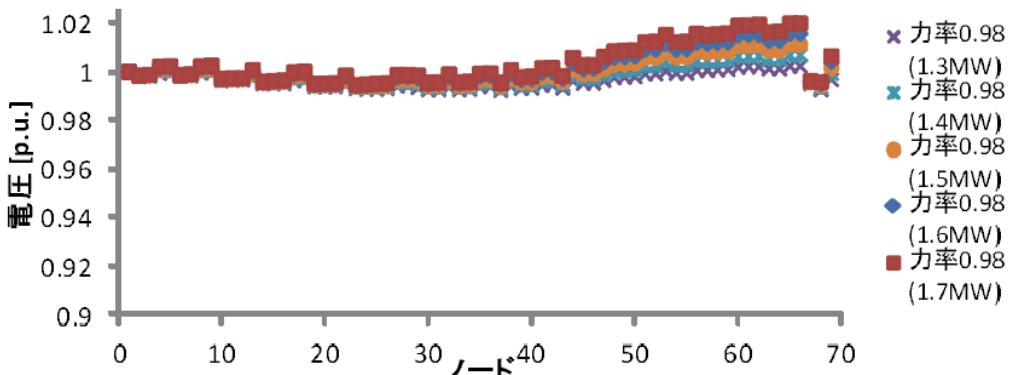


図 4.E-2 PV 増加時の各ノード電圧(従来系統, 力率一定制御, 力率 0.98)

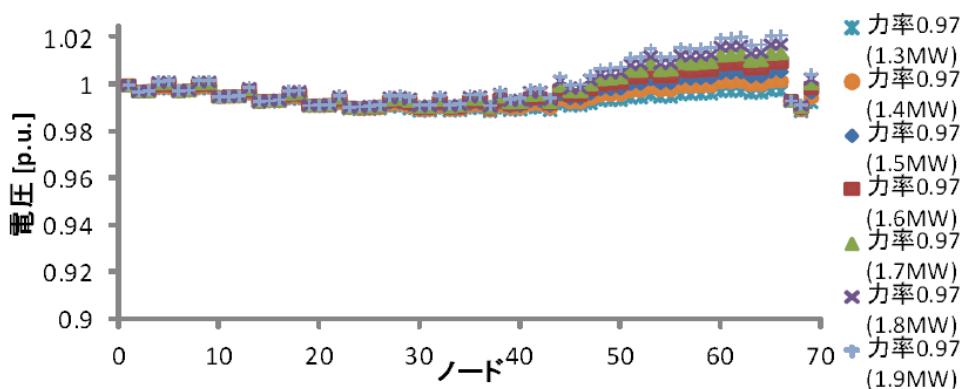


図 4.E-3 PV 増加時の各ノード電圧(従来系統, 力率一定制御, 力率 0.97)

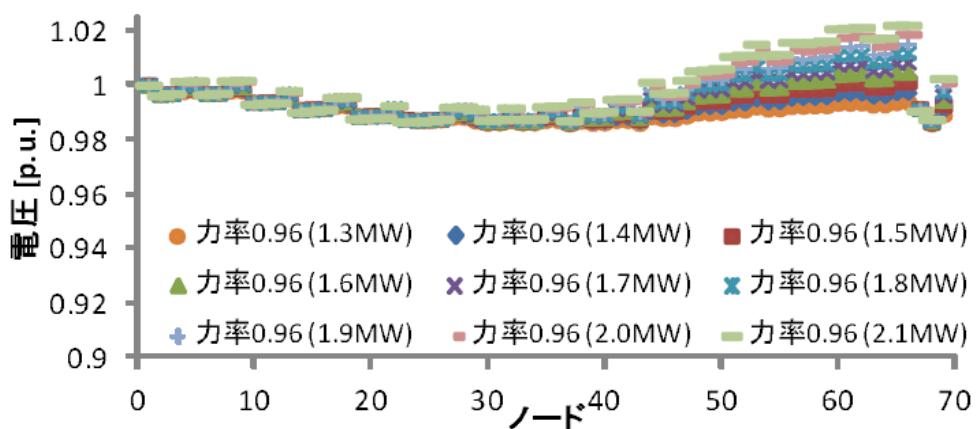


図 4.E-4 PV 増加時の各ノード電圧(従来系統, 力率一定制御, 力率 0.96)

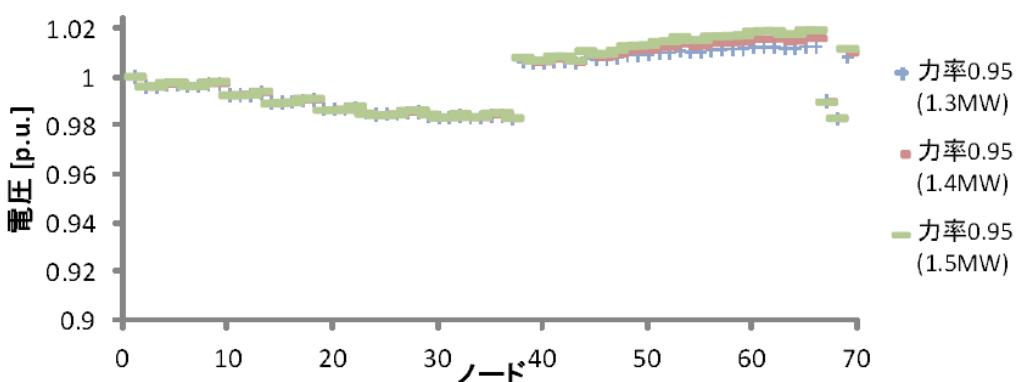


図 4.E-5 PV 増加時の各ノード電圧(従来系統, 力率一定制御, 力率 0.95)

本解析の範囲では、適切な値での力率一定運転、およびポールトランス以下の電圧検知による制御のどちらも ホスティングキャパシティの増大に有効に働いた。

ただし、ノード間で PV 導入量にはらつきが大きい場合、低圧線路での電圧上昇と下降の両方を想定しなければならないため、低圧側の対策が無ければホスティングキャパシティはより限定期になる場合がある。

付録(4.F) 複素電圧によるホスティングキャパシティの変動要因分析の詳細

(i) 解析概要と複素電圧グラフ

ここまででは電圧を絶対値で議論してきたが、例えば「太線化は抵抗分を減少させるが、リアクタンス分は変わらないため、影響が相対的に大きくなる」といった、抵抗とリアクタンスの影響を区別した議論をする上では、複素電圧による議論が有効になる。ここでは複素電圧の変電所から末端までの推移に着目し、その実部と虚部の寄与について考察する。

分析に用いるグラフ(以下では複素電圧グラフと呼称する)の作成手法は以下の通りである。まず、各ケースで最初に基準を逸脱した際²の、低压側が最大電圧となるノードを特定する。次に、変電所からそのノードまでの最短経路での電圧変化を、22kV・6.6kV・低压の各電線、柱上変圧器、配電塔およびSVRの区分でプロットする。グラフは横軸が虚部、縦軸が実部となっており、便宜上縦軸と横軸のスケールが異なる。各グラフには灰色およびピンク色の弧がかかっているが、これは電圧絶対値が等しくなる点の集合体であり、その絶対値は縦軸との交点を見ることで確認できる。ピンク色の弧が、電圧上限基準である。

(ii) 力率制御を行わない場合

図4.F-1の上側に6.6kVのみの場合、下側に部分昇圧時の、力率制御無しでの各トポロジーで複素電圧グラフを示す。まず6.6kVのみのケースに注目すると、力率制御を行わない場合には基準ノードから最大電圧までのノードの間でSVRは動作していない。図4.F-1から6.6kV幹線は、従来系統では基準ノードから有効分が1.007 p.u.付近になるノードまでは傾きが緩やかで、それ以降末端に向かう部分で傾きが急になっていることがわかる。これは、従来ケースで幹線がノード43以前では配電線が太く抵抗分が小さいのに対し、ノード43から末端に向かうにつれて配電線が細く抵抗分が大きくなるためである。

末200のケースと比較すると、太線化を行うことで配電線の抵抗分を低減できるため、複素電圧の実部の増加が抑えられることにより、電圧上昇が抑制されている³。一方、太線化を進めるにつれて、複素電圧の虚部の変化量は大きくなっていく。

また幹200、幹400ケースでは配電用変電所から最も遠いSVRが動作しないため、ノード61が最大電圧ノードになっている。太線化により高圧側の電圧を抑制しても、PV導入量の増加に伴い低圧側の電圧上昇分が大きくなるため、幹400ケースでも従来ケースと比較して0.8MW程度しかホスティングキャパシティを増加させることはできない。

次に部分昇圧の各ケースを分析する。6.6kV各ケースと比較して、22kV幹線では電圧の有効分、無効分とともに上昇が小さい。22kV幹線を400sqに太線化したケースでは22kV幹線での電圧の有効分がさらに低減されている。また、配電塔では電圧の無効分が増加しているが、電圧の有効分はほとんど変化していない⁴。(昇120)ケースでは6.6kV幹線での電圧

² これは、シミュレーション上はホスティングキャパシティに100kW加えた値に対応する。

³ 末200ケースのみ最大電圧ノードがやや末端から離れているのは、配電用変電所から最も遠いSVRが降圧動作を行っているために、SVRより末端側の電圧上昇が抑制されているためと考えられる。

⁴ これは配電塔のモデルが抵抗分を無視し、リアクタンスだけを想定しているためである。

上昇が大きい。以上のことから、昇圧ケースでは高圧側の電圧は効果的に抑制できているが、力率 1.00 であるため各要素とも電圧を降下させることはない。

一方、低圧線路は抵抗分が大きいため、PV の導入量の増加に伴って、特に複素電圧の実部が増加する。このベクトルはほぼ電圧一定の同心円に垂直であるため、スカラー値で見た低圧側の電圧上昇量とほぼ同程度が、高圧側と低圧側を組み合わせた際の上昇値となる。このため、力率制御を行わない場合には、(昇 400, 幹 400) ケースでも従来と比較して 2.0 MW 程度しかホスティングキャパシティを増加できない。このことから、高圧側の太線化や昇圧だけでは、分散配置された PV の導入量増加効果が限定的であることが確認できる。

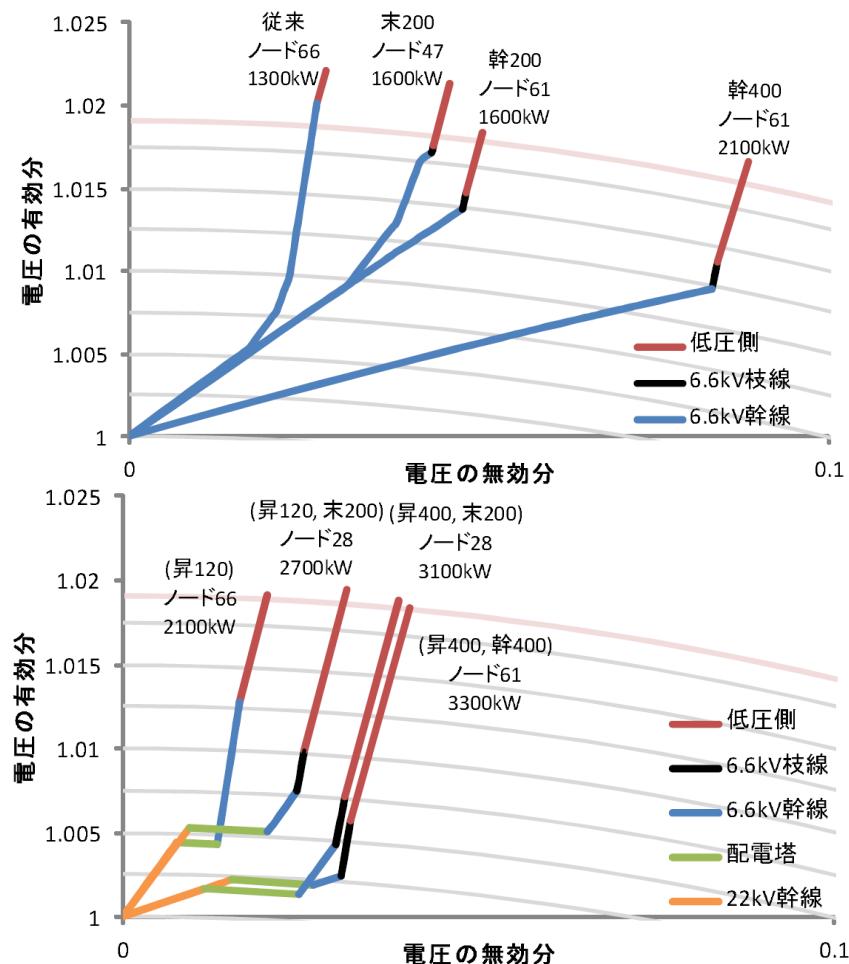


図 4.F-1 低圧側最大・最小電圧と電圧差(上が 6.6 kV, 下が部分昇圧)

(iii) 太線化と力率制御を組み合わせた場合

次に、太線化と力率制御を組み合わせた場合のホスティングキャパシティ時の複素電圧を分析する。図 4.F-2 に、分散制御で刻み幅を 0.05 とした場合を例に、複素電圧グラフを示す。グラフの横軸と縦軸のレンジが、以前のグラフより広い点に注意が必要である。

各ケースで SVR の動作は大きく異なる。検討の前提として各ケースでの SVR の動作を確認すると、従来、末 200、幹 200 ケースでは 3 台の SVR が全て 1 段降圧を行っている。

一方、幹 400 ケースでは高圧配電線の電圧低下により 1,2 台目の SVR が 2 段昇圧する。まず確認できることは、図 4.F-1 と比較してホスティングキャパシティが各ケース数倍に増加しているにもかかわらず、低圧側線路での複素電圧実部の上昇が限定的となり、代わりに複素電圧虚部の変化が相対的に大きい点である。

次にケース毎の違いを見ると、従来ケースでは SVR を動作させても末端の電圧が最大だが、末 200、幹 200 では SVR の動作と太線化による電圧上昇抑制により配変に 1 番近い SVR の手前のノード 5 の電圧が最大である。幹 400 ケースでは 3 台目の SVR の降圧により、3 台目の SVR より手前のノード 42 での電圧が最大である。分散制御により電圧上昇を抑制でき、ホスティングキャパシティは増加するが、無効分は大幅に増加し、SVR と干渉している。力率制御と SVR がともに複素電圧虚部を増大させるため、幹 400 ケースでは電圧の無効分が 0.5 p.u. にもなるノードもある⁵。

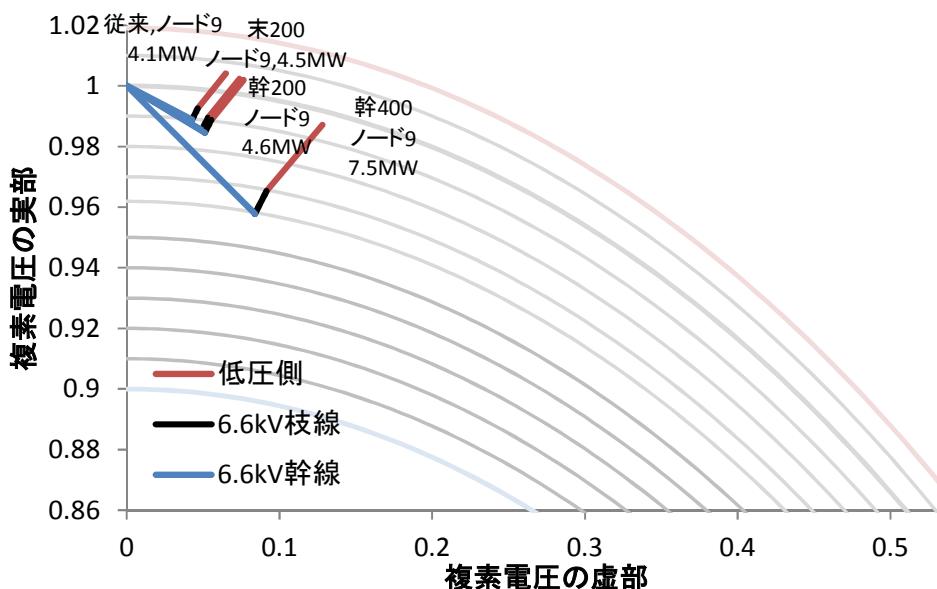


図 4.F-2 6.6kV 各トポロジーで複素電圧の変化(分散制御 力率刻み幅 0.05)

(iv) 部分昇圧・太線化と力率制御を組み合わせた場合

次に、昇圧・太線化と力率制御を組み合わせた際の解析結果を、力率分散制御・力率刻み幅 0.05 の時を例に説明する。図 4.F-3 に低圧側で最大電圧となるノードの基準ノードからの電圧変動を示した。まず 22kV 幹線路での電圧変動に着目する。22kV 幹線が 120sq の場合には電圧の有効分はほとんど変化しておらず、22kV 幹線が 400sq の場合には電圧の有効分は 0.01 p.u. 程度低下する。どちらの場合も複素電圧の虚部は増加する。次に配電塔に着目すると、配電塔では複素電圧の実部が大幅に降下し、結果として電圧の絶対値も降下していることが見て取れる。これは、遅れの無効電力が 6.6kV 側から、リアクトルで模擬されている配電塔に流れるためである。

⁵ この電圧無効分の増大によるシステムの力率低下が、電圧安定性につながると考えられる。

6.6kV 線路に注目すると、(昇 120)ケースでは、6.6kV 幹線で複素電圧の実部が上昇しているが⁶、(昇 120, 末 200)ケースでは末端部分の太線化によって 6.6kV 幹線での複素電圧実部の上昇を抑制できている。(昇 400, 末 200)、および(昇 400, 幹 400)ケースでは、6.6kV 幹線および配電塔での無効電力による効果が大きいために、複素電圧実部は降下している。いずれの場合も、6.6kV 線路でも複素電圧の虚部は増加している。低圧側の状況は、太線化と力率制御を組み合わせた場合と同様である。PV の導入量の増加に伴い、低圧側での電圧上昇は顕著になっていくが、力率制御によって電圧の有効分の上昇は抑制されている。PV の導入量の増加に伴い、電圧の無効分は全体として大きくなり、(昇 400, 幹 400)のケースでは 0.43p.u.の電圧の無効分が生じている。

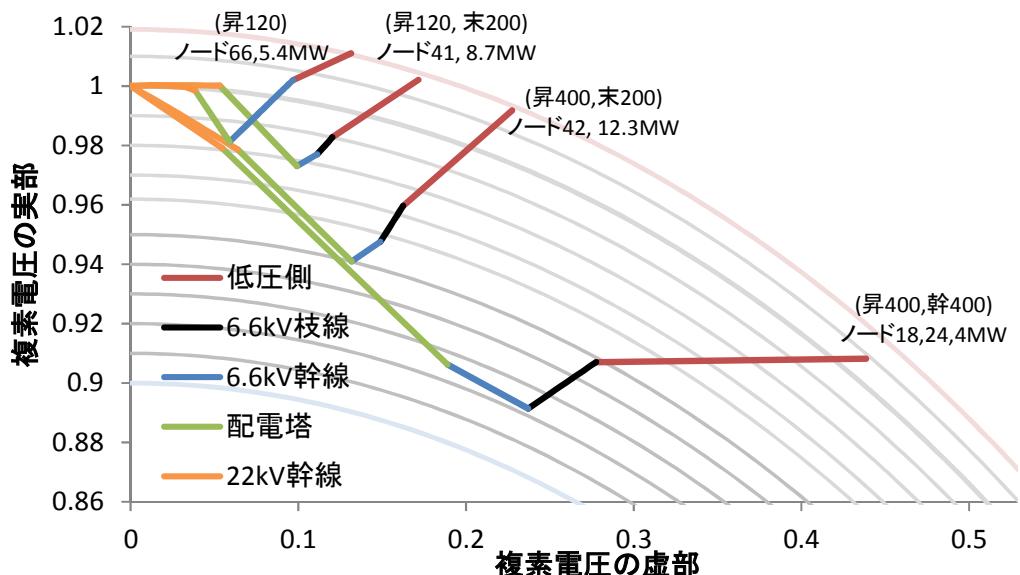


図 4.F-3 部分昇圧時の各トポロジーで複素電圧の変化(分散制御 力率刻み幅 0.05)

(v) 複素電圧解析結果のまとめ

従来系統、ないし太線化のみのケースでは、電圧上昇の主要な要因は 6.6kV 幹線であり、太線化により複素電圧の特に実部が軽減されるため、ホスティングキャパシティが一定増加する。部分昇圧時にはさらに増加する。こうなると PV 大量導入時の大きな課題は低圧側の電圧上昇であるが、力率制御を行わないと低圧側での電圧上昇ベクトルはほぼ等電圧線に対して垂直であり、電圧上昇に大きな影響を及ぼす。一方、力率制御を行うことで低圧側電圧上昇ベクトルはより複素電圧の虚部の比率が高くなり、結果として電圧の絶対値上昇への寄与が小さくなる。力率制御時には高圧側では多くのケースで複素電圧の実部は減少し、虚部が大きく増加する。ここでは、線路とともに SVR および配電塔の寄与が大きい。

⁶ 図 4.F-3 上で(昇 120)のケースに 6.6kV 枝線の寄与がないのは、ノード 66 が幹線の最末端のノードであるため、経路に枝線が含まれないためである。

付録(4.G) 分散型制御時の力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係

図 4.G-1 に分散制御の力率の刻み幅を変えた場合のホスティングキャパシティを示す。力率一定制御の場合と比較すると、力率の設定値によるホスティングキャパシティの変化が小さいことが確認できる。(昇 120)では、力率の刻み幅を 0.15 まで増やしていくほど、電圧上限を逸脱しにくくなるためホスティングキャパシティが増加する。(昇 120, 末 200), (昇 400, 末 200) ケースでは、力率の刻み幅が 0.01 または 0.02 の場合が最大で電圧上昇を抑制する制御量を満たしていると考えられる。力率の刻み幅をそれよりも大きくしていくと電流制約を逸脱しやすくなるためにホスティングキャパシティは減少する。(昇 400, 幹 400) ケースでは他のケースよりも太線化の影響が大きいために電圧上限を逸脱するノードが少なくなり無効電力の制御量が不足するため、力率の刻み幅を 0.01 から 0.06 まで増やしていくほどホスティングキャパシティが増加する。さらに、力率の刻み幅を 0.06 以上に増やしていくほど電圧下限制約を逸脱しやすくなるためにホスティングキャパシティは減少する。

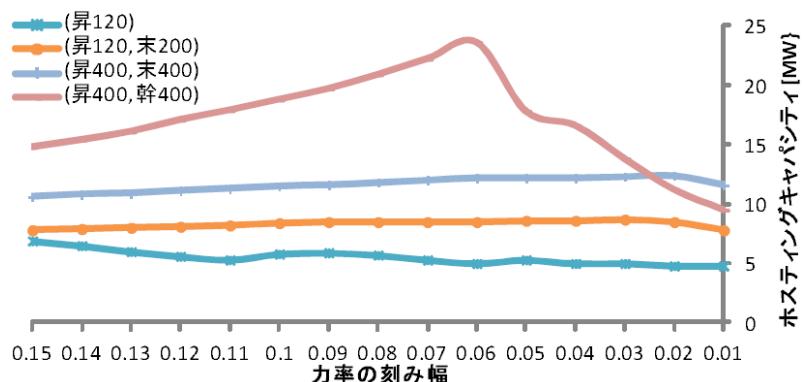


図 4.G-1 部分昇圧・分散制御時の力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係

付録(4.H) PV 集中導入時の年間配電損失

4.2.3 項(2)において、PV が集中配置された場合の年間損失を示した。これに関連して付録(4.H)では、各配電系統ケースについて、PCS の力率一定制御を加えた場合の年間損失を計算した結果を示す。対象とする PCS 力率を 1.00～0.85 の範囲とし、0.01 刻みで変えて配電ケースごとに年間損失を算出した。

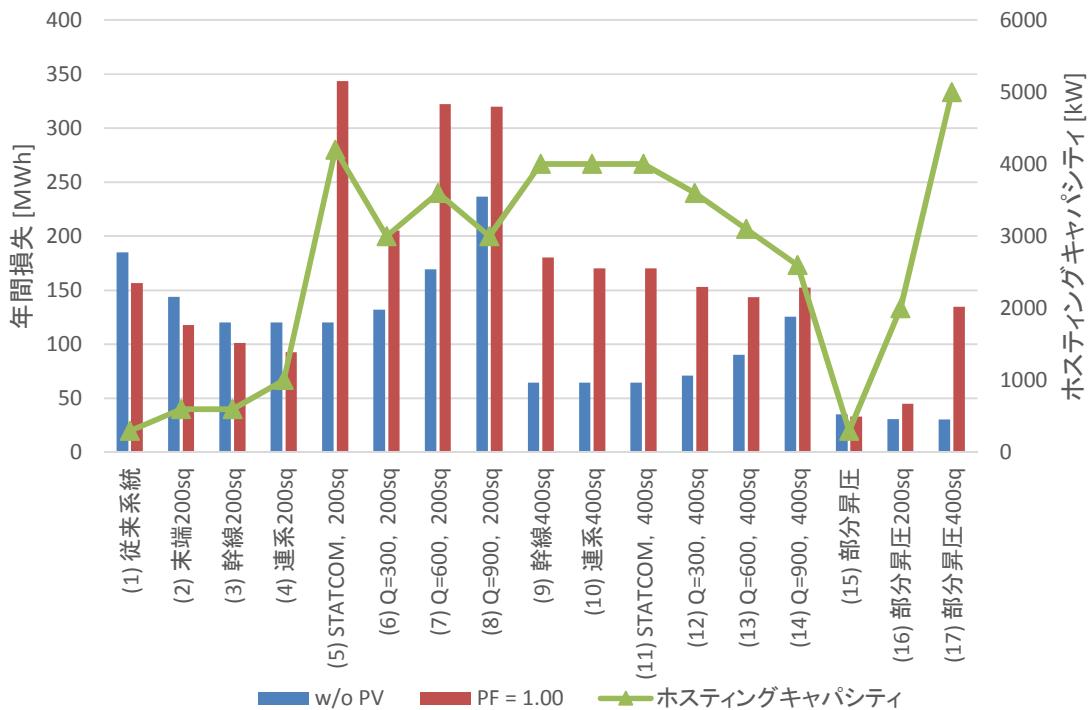


図 4.H-1 PCS 力率が 1.00 である場合の年間配電損失

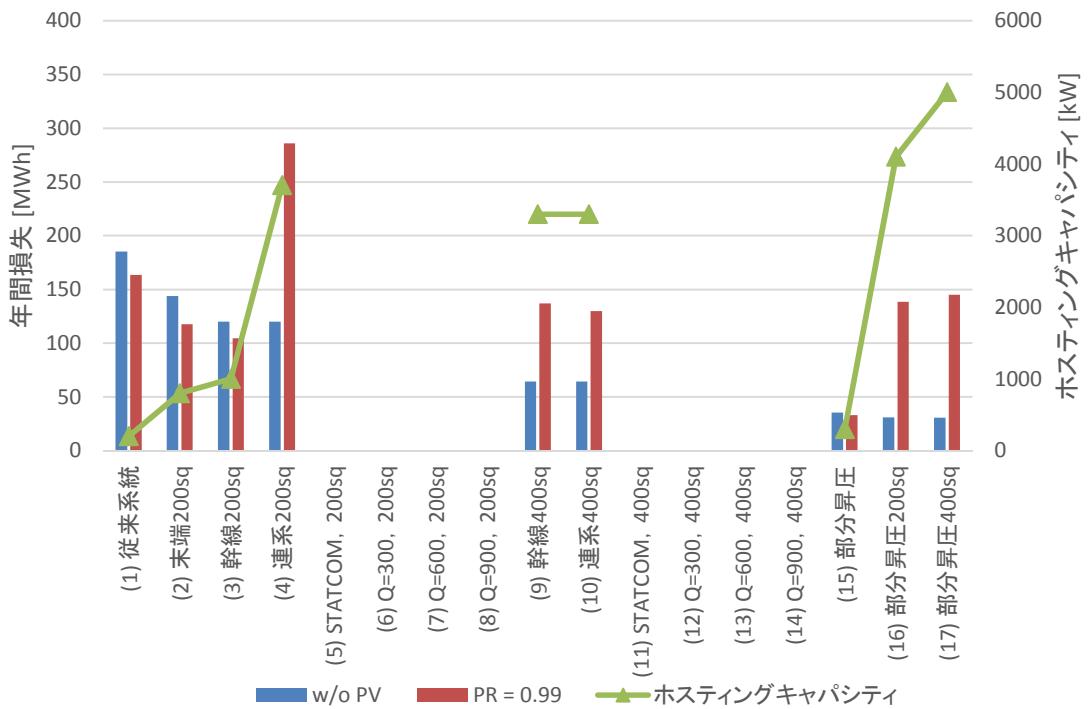


図 4.H-2 PCS 力率が 0.99 である場合の年間配電損失

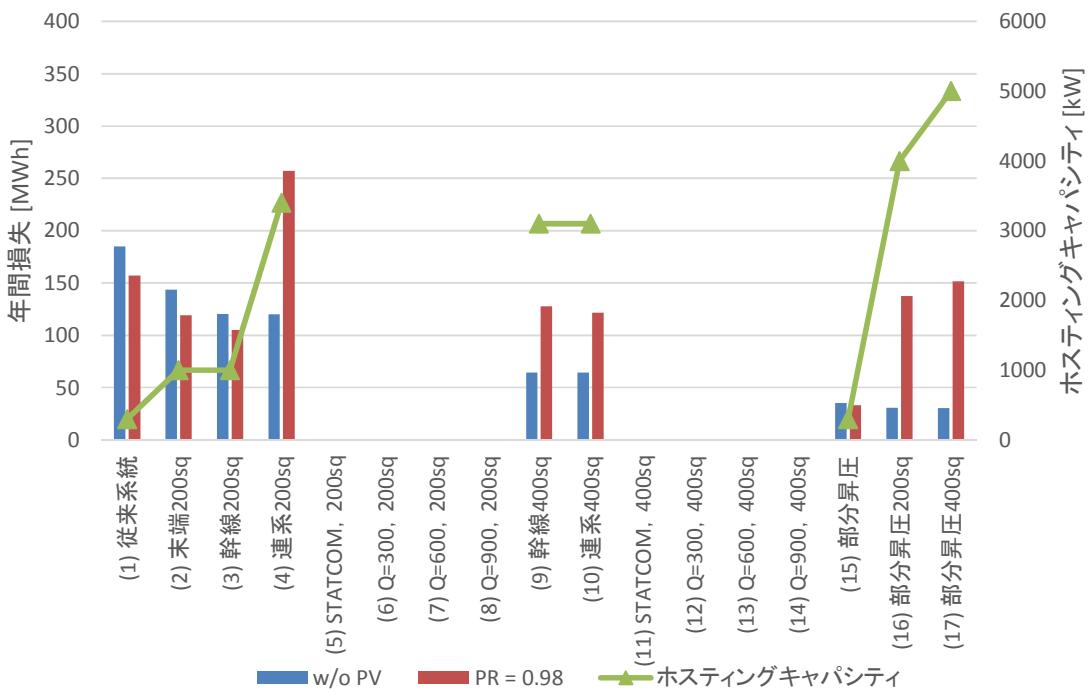


図 4.H-3 PCS 力率が 0.98 である場合の年間配電損失

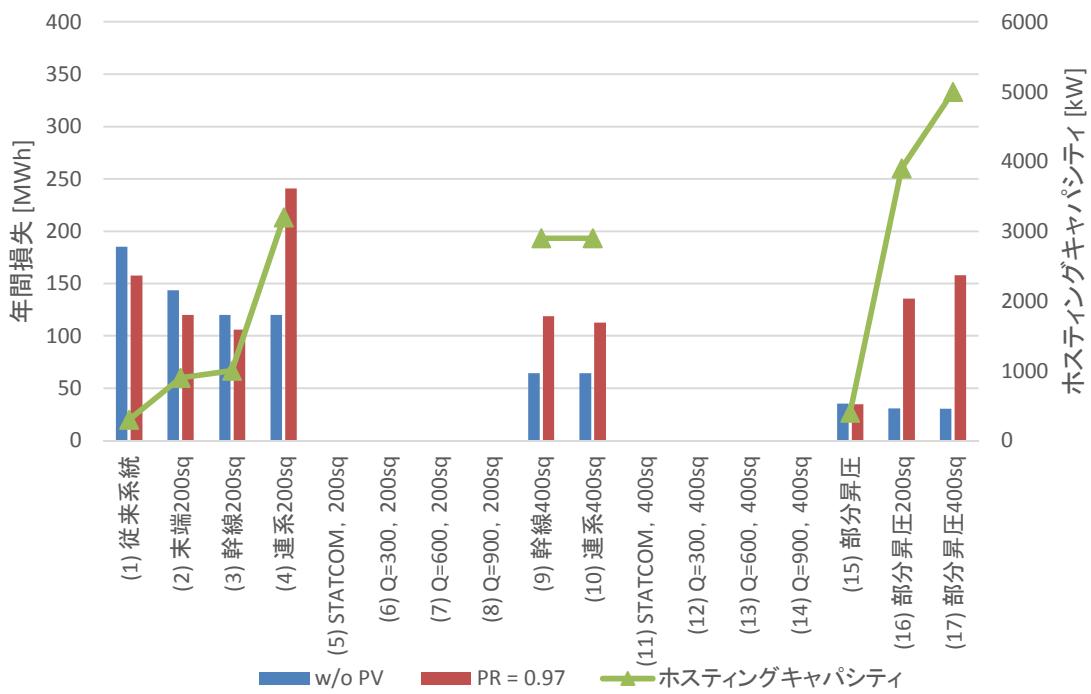


図 4.H-4 PCS 力率が 0.97 である場合の年間配電損失

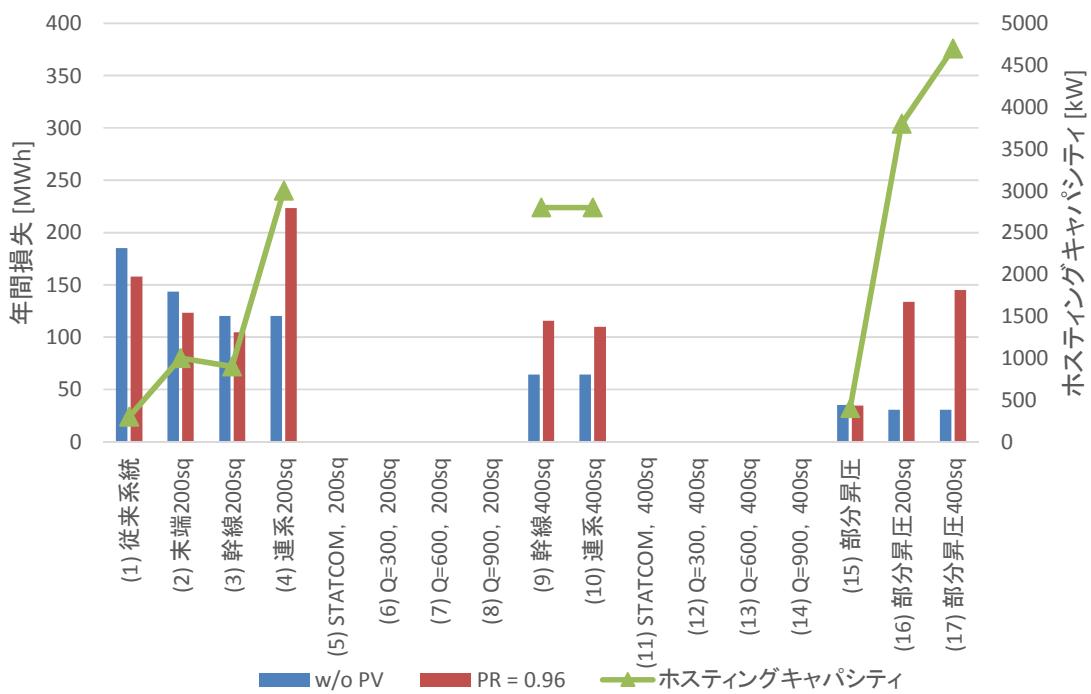


図 4.H-5 PCS 力率が 0.96 である場合の年間配電損失

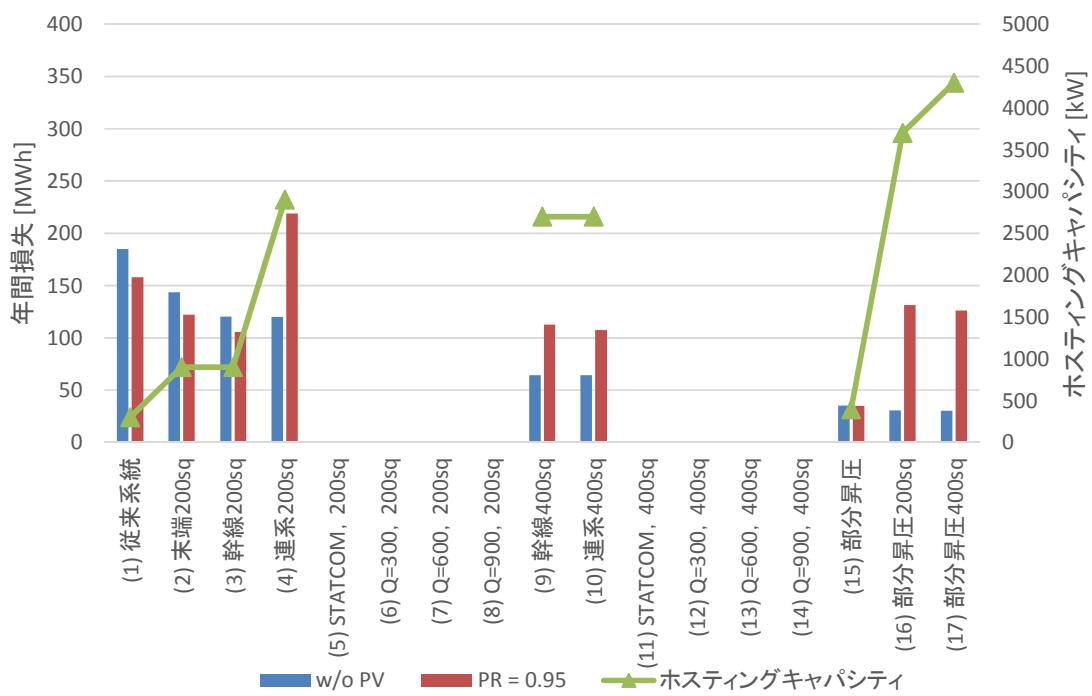


図 4.H-6 PCS 力率が 0.95 である場合の年間配電損失

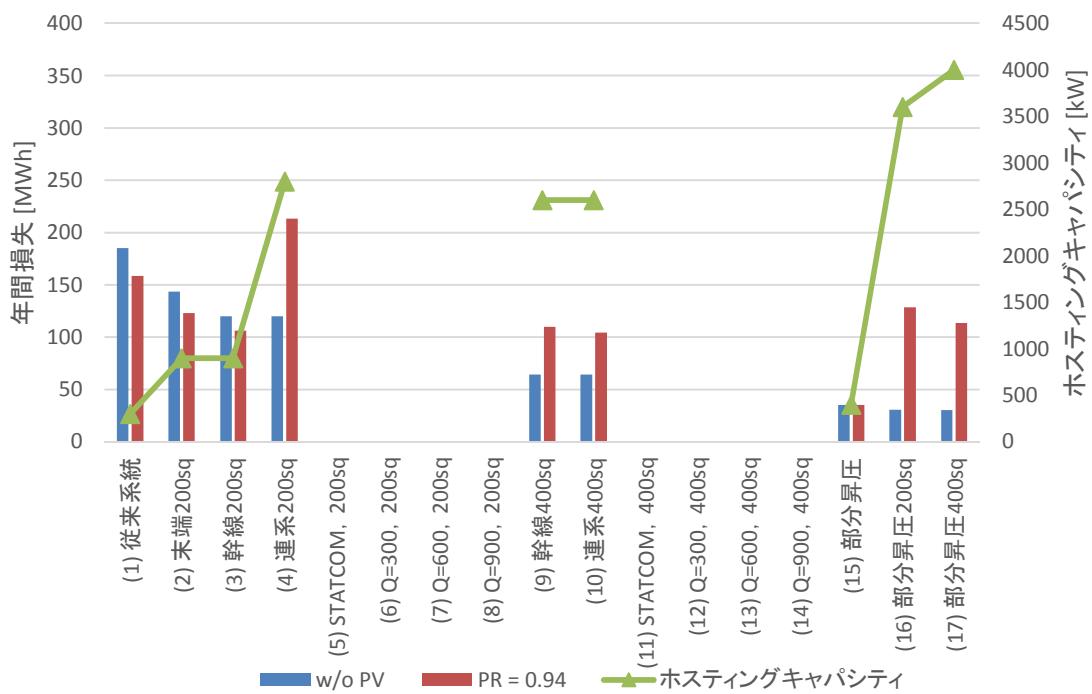


図 4.H-7 PCS 力率が 0.94 である場合の年間配電損失

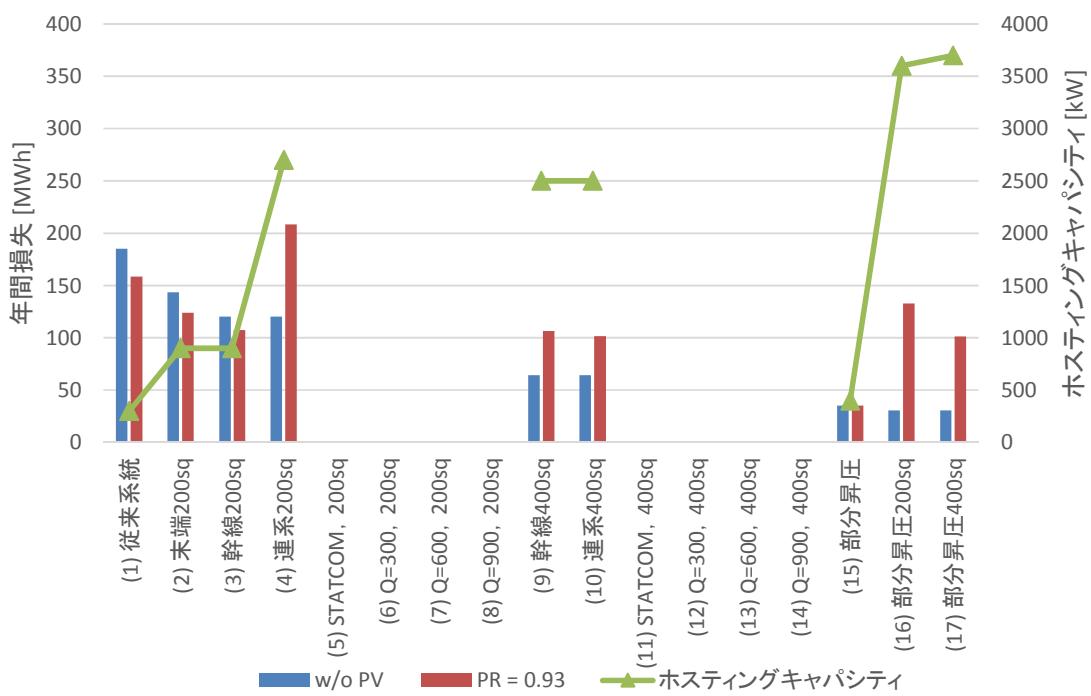


図 4.H-8 PCS 力率が 0.93 である場合の年間配電損失

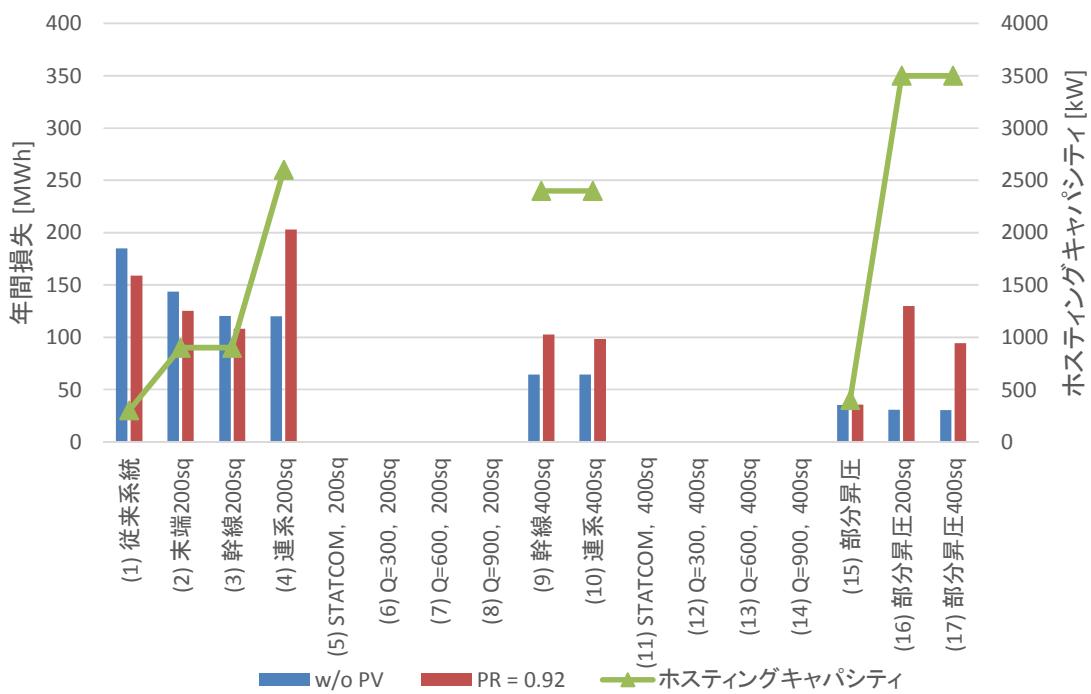


図 4.H-9 PCS 力率が 0.92 である場合の年間配電損失

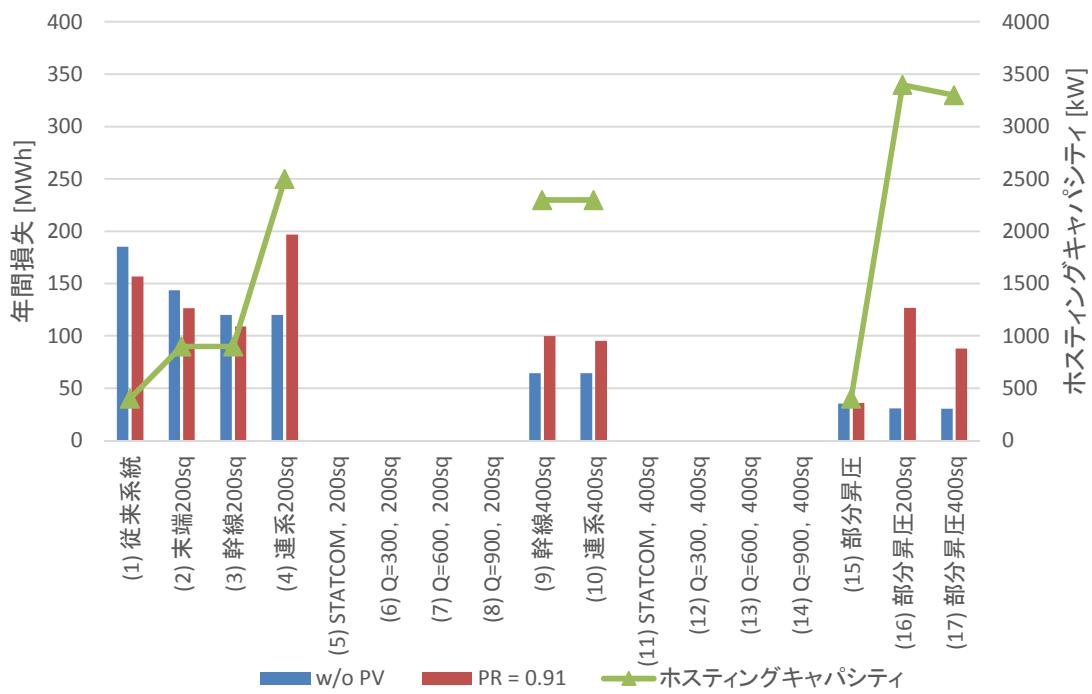


図 4.H-10 PCS 力率が 0.91 である場合の年間配電損失

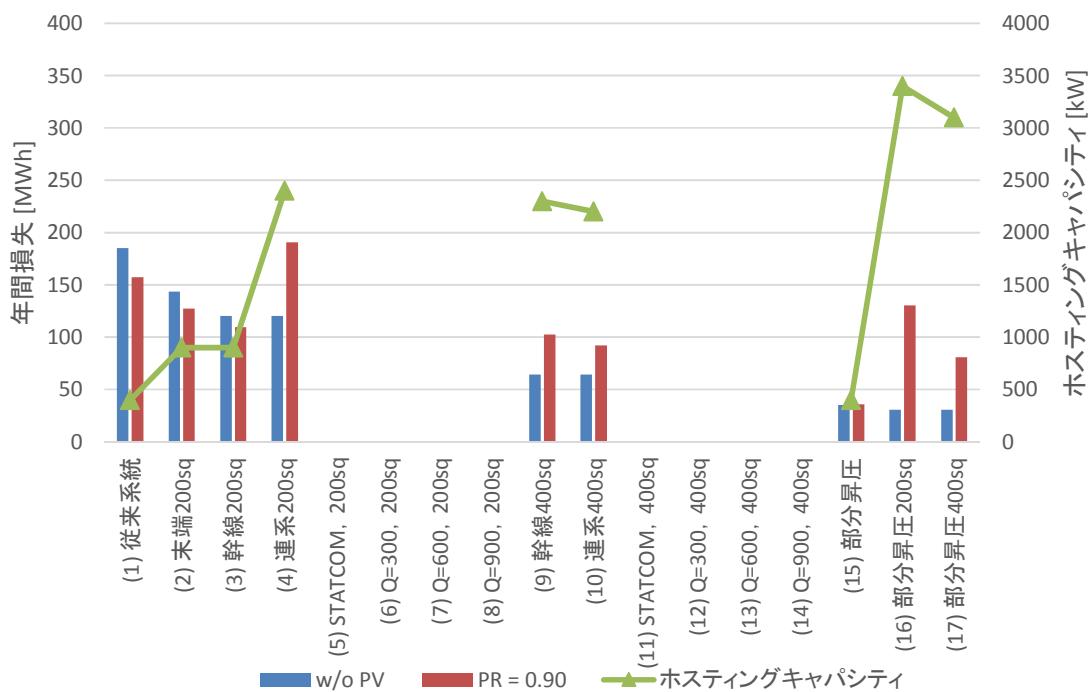


図 4.H-11 PCS 力率が 0.90 である場合の年間配電損失

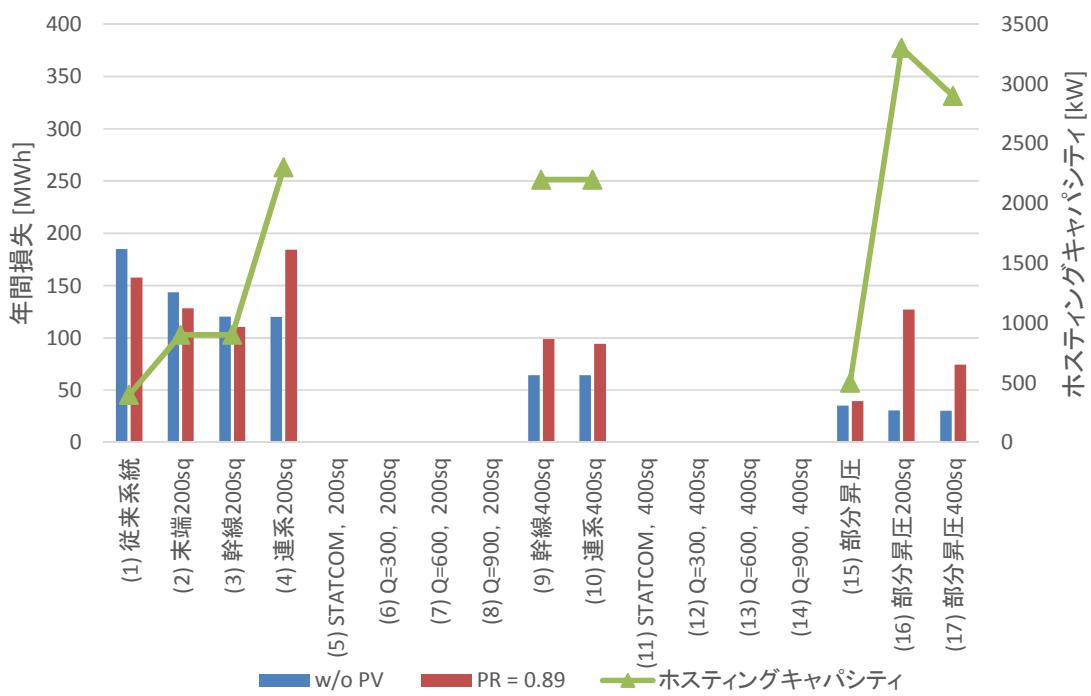


図 4.H-12 PCS 力率が 0.89 である場合の年間配電損失

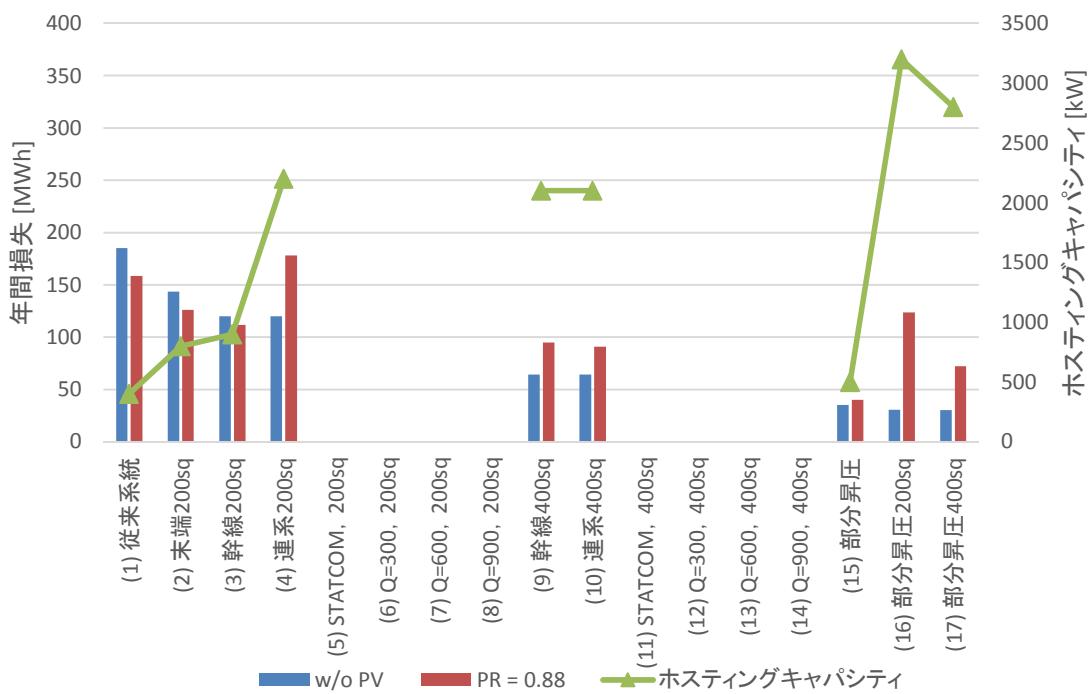


図 4.H-13 PCS 力率が 0.88 である場合の年間配電損失

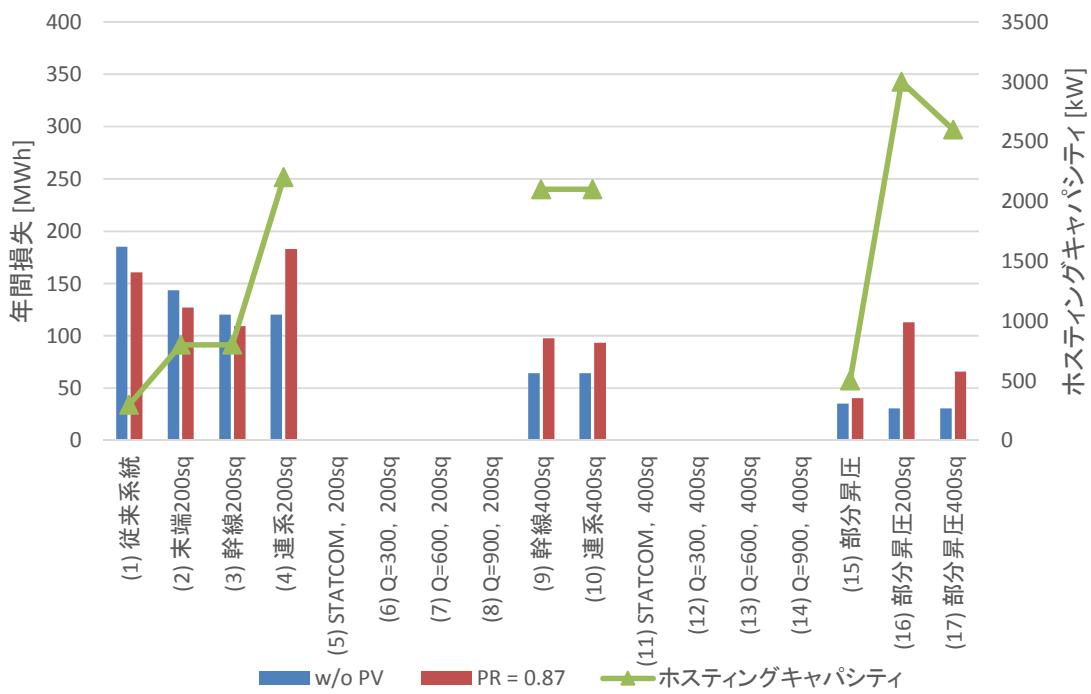


図 4.H-14 PCS 力率が 0.87 である場合の年間配電損失

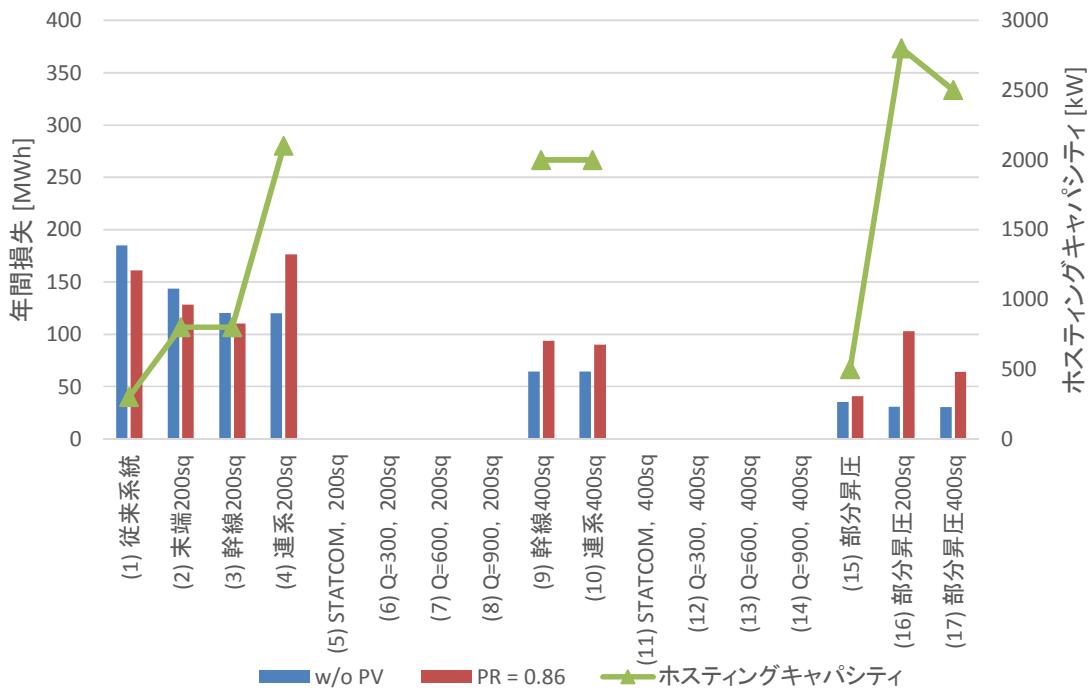


図 4.H-15 PCS 力率が 0.86 である場合の年間配電損失

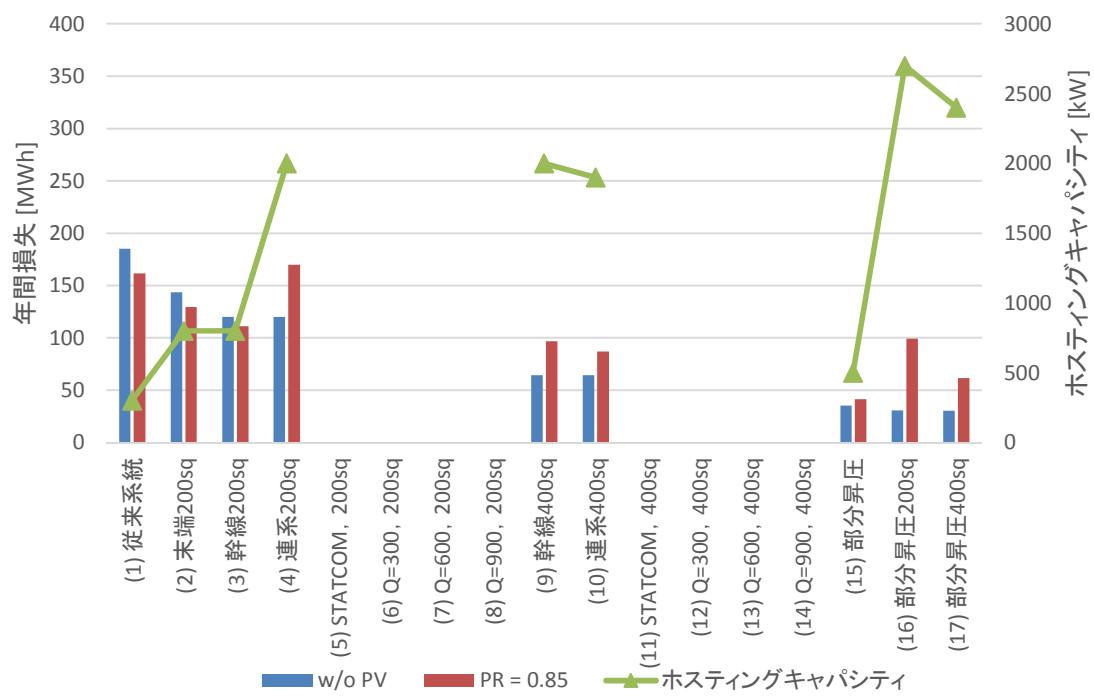


図 4.H-16 PCS 力率が 0.85 である場合の年間配電損失

成果まとめ

本資料では、各諸条件における配電系統対策の PV 導入可能量と対策費用の関係性を示す。以下のとおり、配電系統構成の検討時に前提条件となる「PV の設置箇所」や「力率制御手法」により検討結果を分類・整理する。さらに、検討対象となる範囲別にも分類し、あらゆる検討時においても活用可能なものとなるよう整理する。

一般送配電事業者が配電系統構成の検討の諸条件から適切なパターンを選択し活用することで、本資料が検討の一助となることを期待する。

表 1 各パターンにおける諸条件一覧表

パターン番号	諸条件				ページ番号
	地域特性	PV 設置箇所	力率制御手法	検討範囲	
1-1-1	農山村 地域	集中配置	力率一定制御	配電線 1 回線	別-13
1-1-2				配電用変圧器	別-17
1-1-3				配電用変電所	別-19
2-1-1		分散配置	力率一定制御	配電線 1 回線	別-21
2-1-2				配電用変圧器	別-25
2-1-3				配電用変電所	別-27
2-2-1			分散制御	配電線 1 回線	別-29
2-2-2				配電用変圧器	別-33
2-2-3				配電用変電所	別-85

<パターン一覧>

パターン番号は、「PV 設置箇所」－「力率制御手法」－「検討範囲」の順に整理する。それぞれのパターン番号は以下のとおりとする。

表 2 パターン番号の内訳 (PV 設置箇所, 力率制御手法, 検討範囲)

PV 設置箇所		力率制御手法		検討範囲	
集中配置	1	力率一定制御	1	配電線 1 回線	1
分散配置	2	分散制御	2	配電用変圧器	2
				配電用変電所	3

<諸条件>

○地域特性

本検討では、次々世代における太陽光発電大量導入時の電圧問題に焦点を当てており、電気的特性分析の結果から、より線路亘長が長く、電圧問題に過酷な条件となる「農山村地域」を選定

○PV配置箇所

配電系統の末端に集中して設置され、電圧問題に対して過酷な条件となる「集中配置」と、配電系統の面的に分散して配置される「分散配置」の2パターンを選定

○力率制御手法

全てのPVが同一の力率で運転されていることを想定する「力率一定制御」と、電圧許容値範囲内に収まるよう各ノード別にPV力率を制御する「分散制御」を選定

○検討範囲

検討範囲については、経済性評価を実施する検討範囲により、最適な配電制御システムの将来像が違うため、「配電線1回線単位」、「配電用変圧器単位」、「配電用変電所単位」の3パターンを選定

<対策一覧表およびシミュレーションモデル図>

本検討に用いた対策一覧表およびシミュレーションモデル図を以下のとおり示す。

表 3 PV 集中配置の対策ケース一覧

対策 ケース	対策	概要
6kV 級 検討 ケース	(1) 従来系統	電協研第 37 卷第 3 号「配電系統の高調波障害防止対策」のモデル配電線（農山村地域）を参照
	(2) 末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
	(3) 幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
	(4) 連系 200sq	(3)に加え、PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
	(5) 連系 200sq+Var 調整器	(4)に加え、PV 集中配置ノードに Var 調整器を設置。 SVR タップ固定後に無効電力の出力を決定
	(6) 連系 200sq+300 kVA Var 調整器	(4)に加え、無効電力を 300kvar で固定後、SVR タップ 決定
	(7) 連系 200sq+600 kVA Var 調整器	(4)に加え、無効電力を 600kvar で固定後、SVR タップ 決定
	(8) 連系 200sq+900 kVA Var 調整器	(4)に加え、無効電力を 900kvar で固定後、SVR タップ 決定
	(9) 幹線 400sq	(4)に加え、幹線すべてを 400sq に太線化
	(10) 連系 400sq	(9)に加え、PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
	(11) 連系 400sq+Var 調整器	(10)に加え、PV 集中配置ノードに Var 調整器を設置。 SVR タップ固定後に無効電力の出力を決定
	(12) 連系 400sq+300 kVA Var 調整器	(10)に加え、無効電力を 300kvar で固定後、SVR タッ プ決定
	(13) 連系 400sq+600 kVA Var 調整器	(10)に加え、無効電力を 600kvar で固定後、SVR タッ プ決定
	(14) 連系 400sq+900 kVA Var 調整器	(10)に加え、無効電力を 900kvar で固定後、SVR タッ プ決定
22kV 級 検討 ケース	(15) 部分昇圧	幹線を 22kV に昇圧
	(16) 部分昇圧+6.6kV 連系 200sq	(15)に加え、PV 集中配置ノードから配電塔までを 200sq に太線化
	(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq	(15)に加え、PV 集中配置ノードから配電塔までを 400sq に太線化

表 4 PV 分散配置の対策ケース一覧

対策 ケース	対策	概要
6kV 級 検討 ケース	(1) 従来系統	電協研第 37 卷第 3 号「配電系統の高調波障害防止対策」のモデル配電線（農山村地域）を参照
	(2) 末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
	(3) 幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
	(18) 幹線 400sq	幹線すべてを 400sq に太線化
22kV 級 検討 ケース	(15) 部分昇圧	幹線を 22kV に昇圧
	(19) 部分昇圧+6.6kV 末端 200sq	(15)に加え、末端の幹線部分を 200sq に太線化
	(20) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 末端 200sq	(19)に加え、昇圧部を 400sq に太線化
	(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq	(20)に加え、全ての幹線部分を 400sq に太線化

<各対策 シミュレーションモデル図>

対策モデルに使用される配電線の線種は全てアルミ電線を想定しており、各線種の許容電流値は以下のとおりとし、検討を実施した。

表 5 各線種における許容電流値

アルミ電線線種	25sq	58sq	120sq	200sq	400sq
許容電流値	90A	148A	232A	370A	704A

(出典：東京電機大学、「配電工学」，1972)

以下のとおり、図 1～図 21 に農山村地域の各対策のシミュレーションモデルを示す。これらは図中のシンボルマークの説明を示す。

【シンボルマーク説明】

	Al 400sq, $R = 0.071 \Omega/km$, $X = 0.400 \Omega/km$		6.6kV電圧調整器(SVR)
	Al 200sq, $R = 0.133 \Omega/km$, $X = 0.400 \Omega/km$		22kV/6.6kV配電塔
	Al 120sq, $R = 0.239 \Omega/km$, $X = 0.400 \Omega/km$		高圧需要家を想定した負荷
	Al 58sq, $R = 0.477 \Omega/km$, $X = 0.400 \Omega/km$		低圧需要家を想定した負荷
	Al 25sq, $R = 1.150 \Omega/km$, $X = 0.400 \Omega/km$		

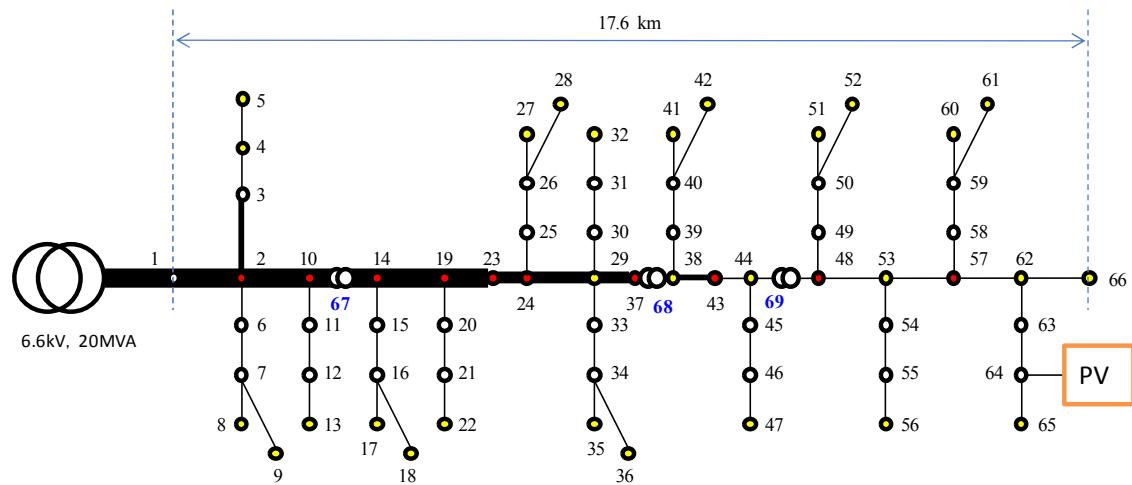


図1 (1) 基本ケース

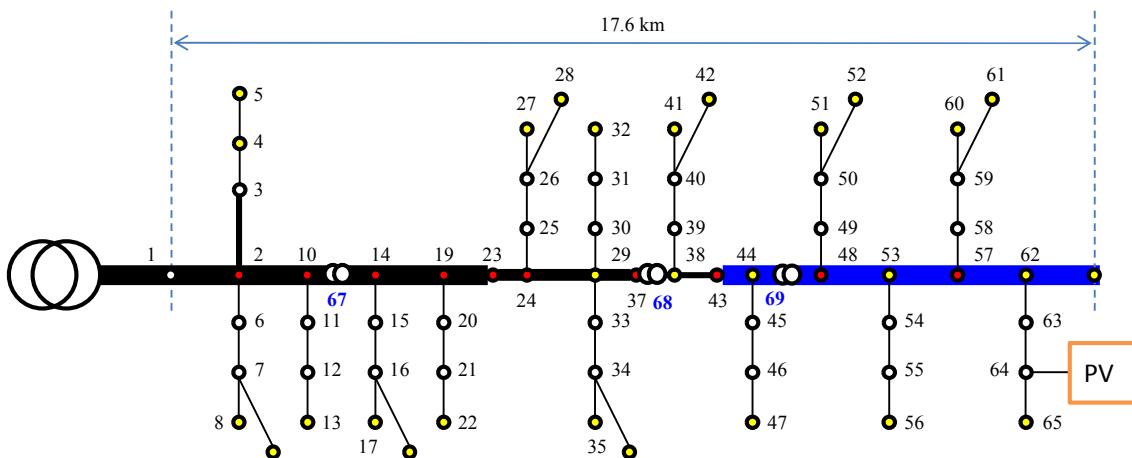


図2 (2) 末端 200sq

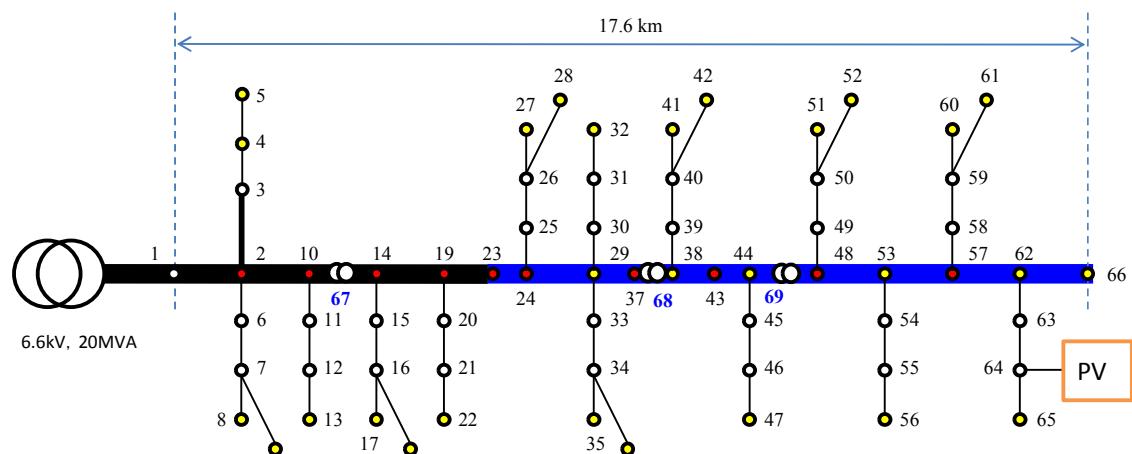


図3 (3) 幹線 200sq

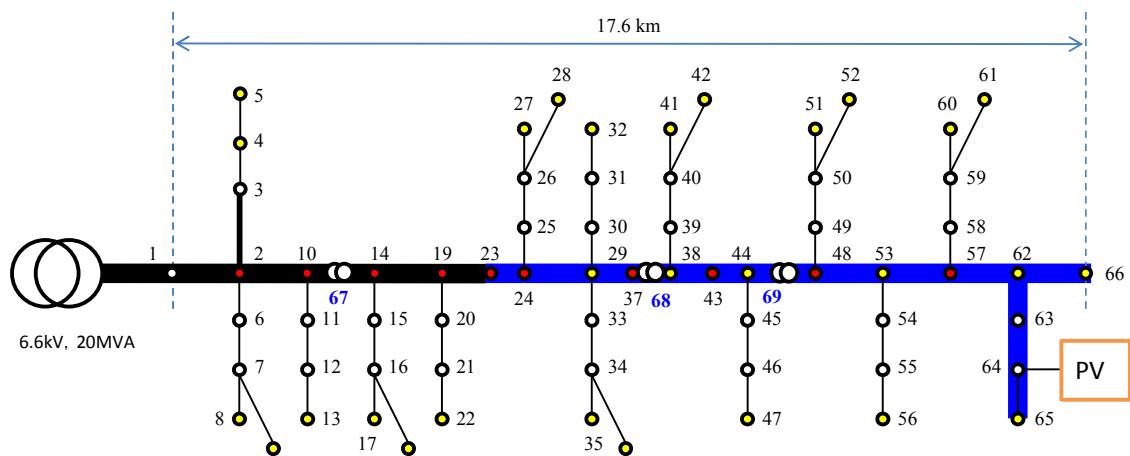


図4 (4) 連系 200sq

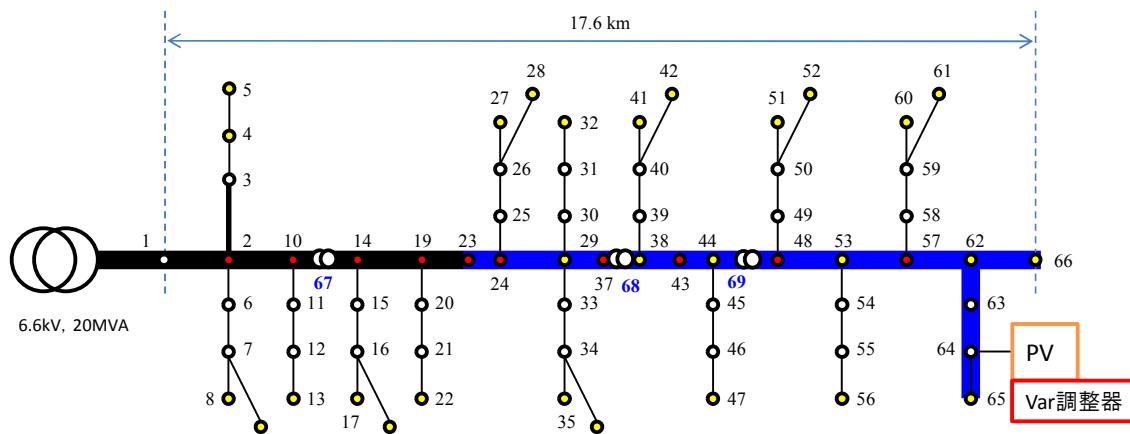


図5 (5) 連系 200sq+Var 調整器

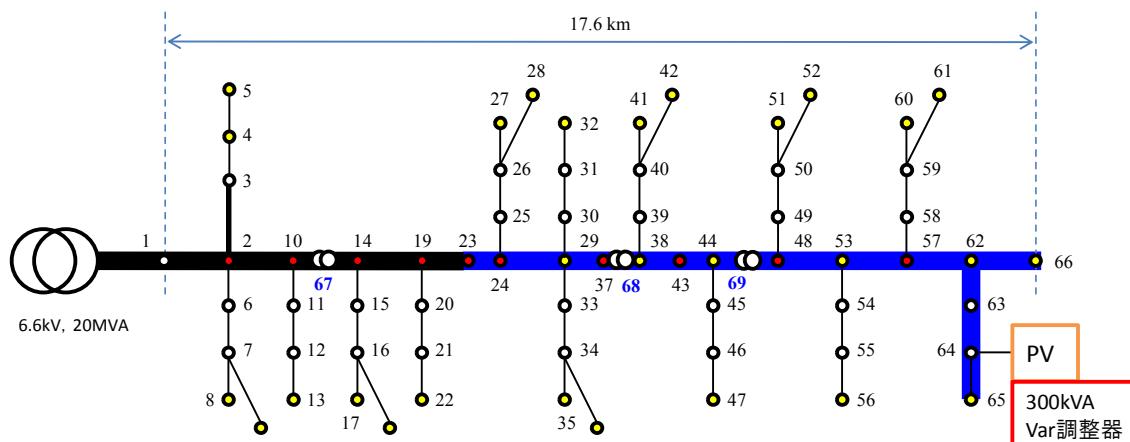


図6 (6) 連系 200sq+300 kVA Var 調整器

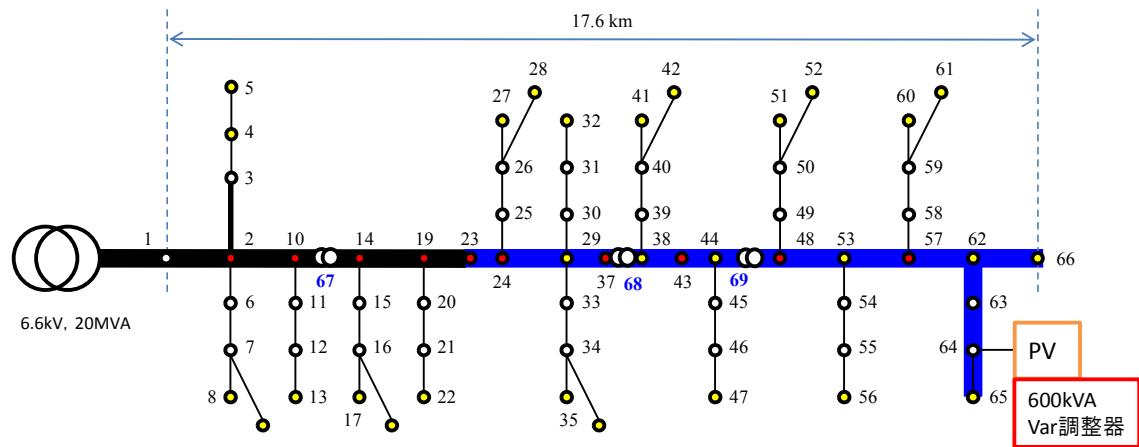


図 7 (7) 連系 200sq+600 kVA Var 調整器

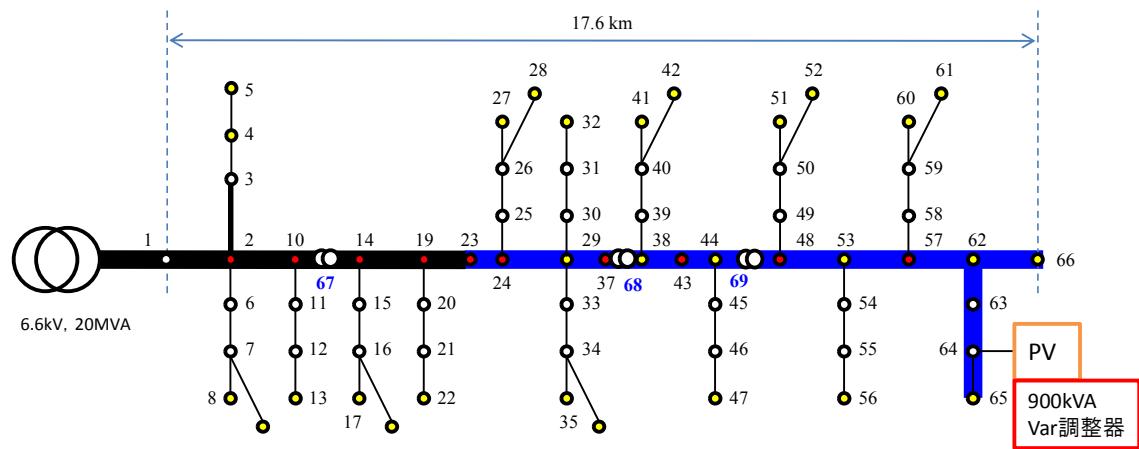


図 8 (8) 連系 200sq+900 kVA Var 調整器

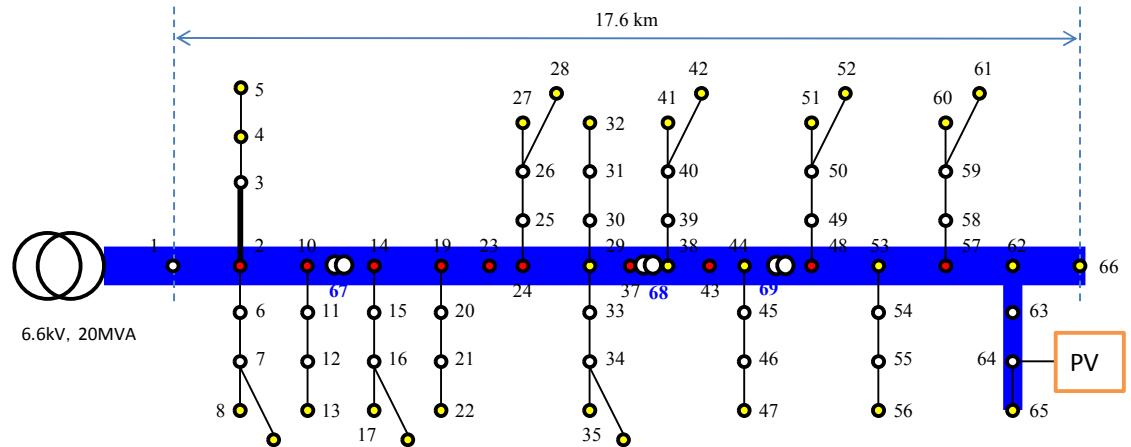


図 9 (9) 幹線 400sq

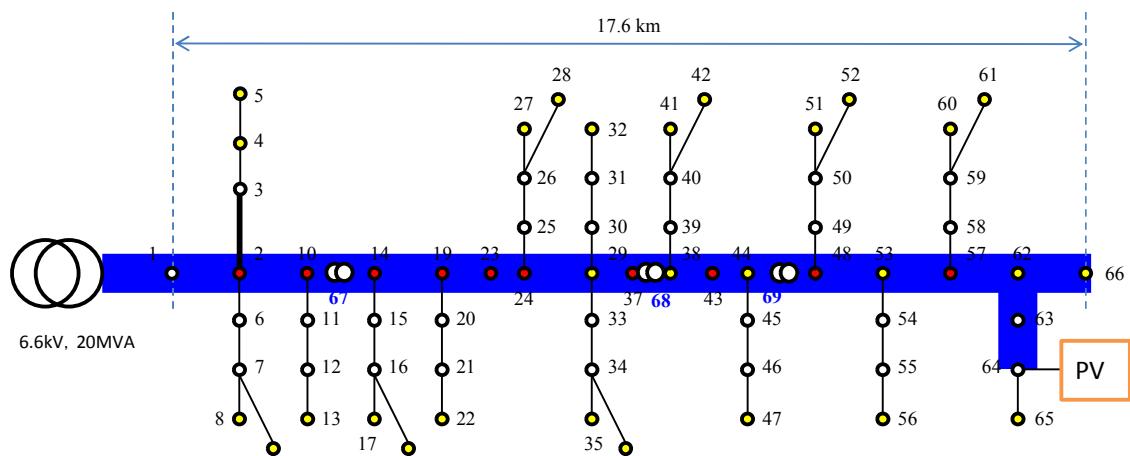


図 10 (10) 連系 400sq

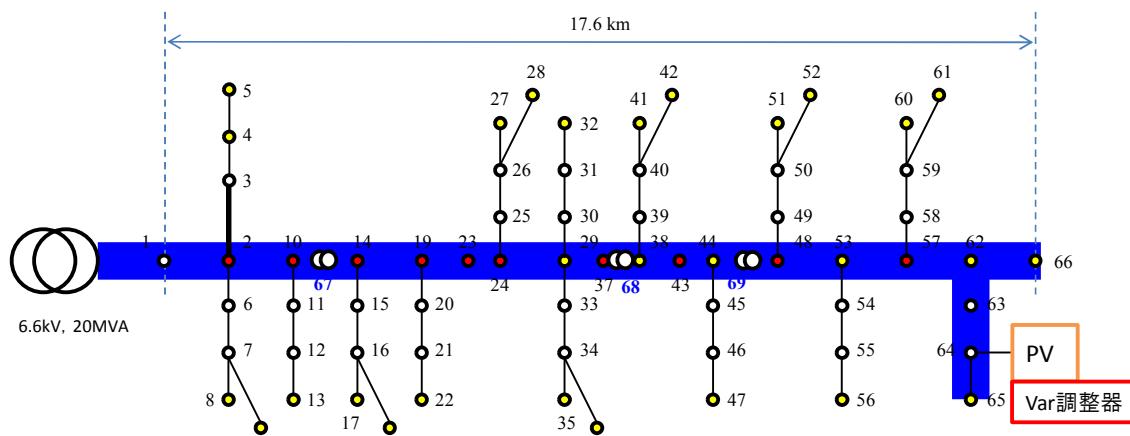


図 11 (11) 連系 400sq+Var 調整器

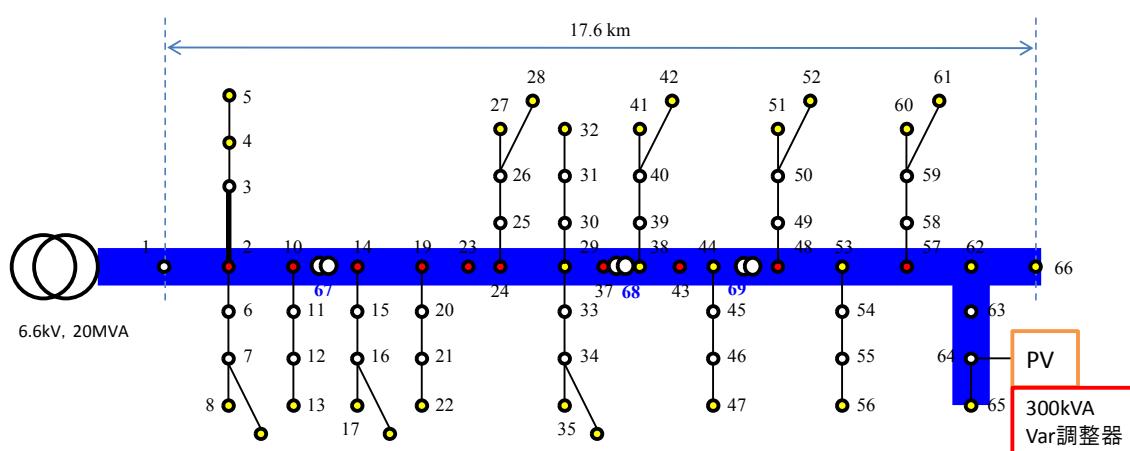


図 12 (12) 連系 400sq+300 kVA Var 調整器

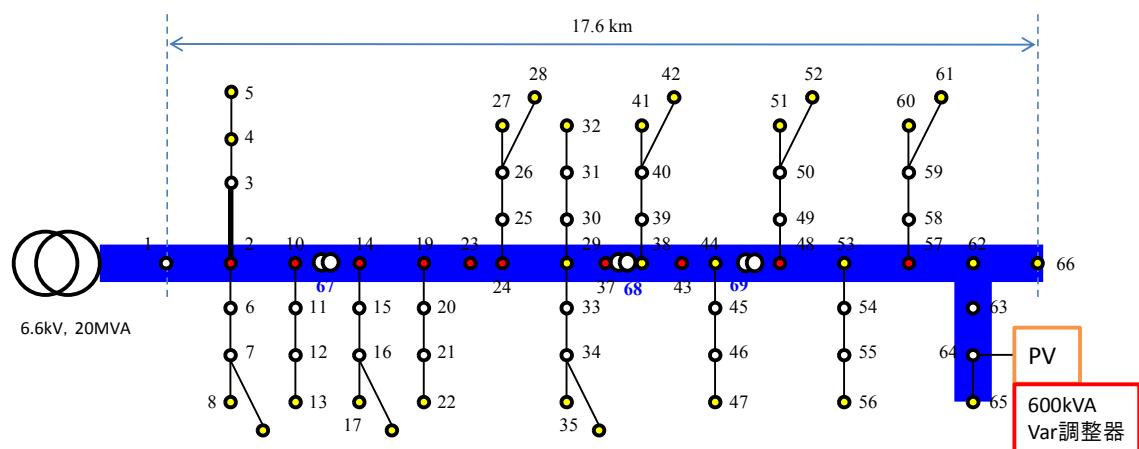


図 13 (13) 連系 400sq+600 kVA Var 調整器

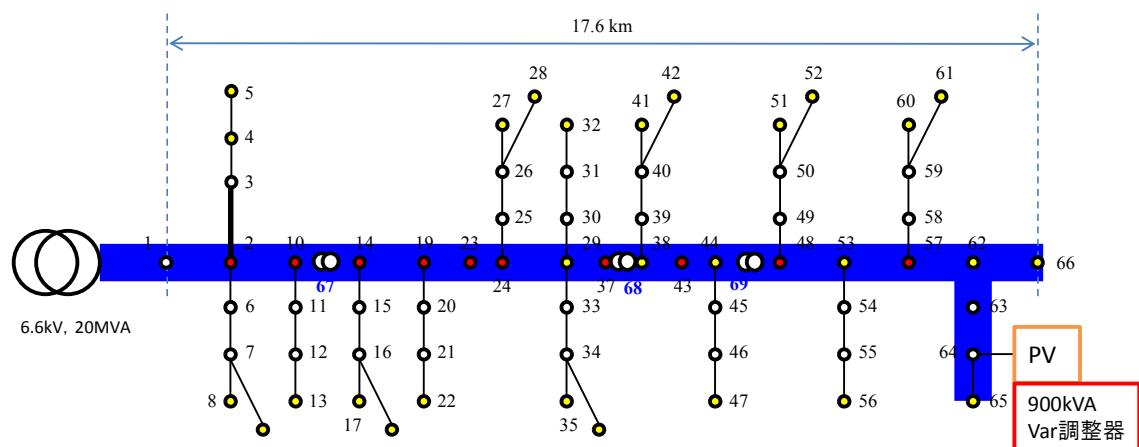


図 14 (14) 連系 400sq+900 kVA Var 調整器

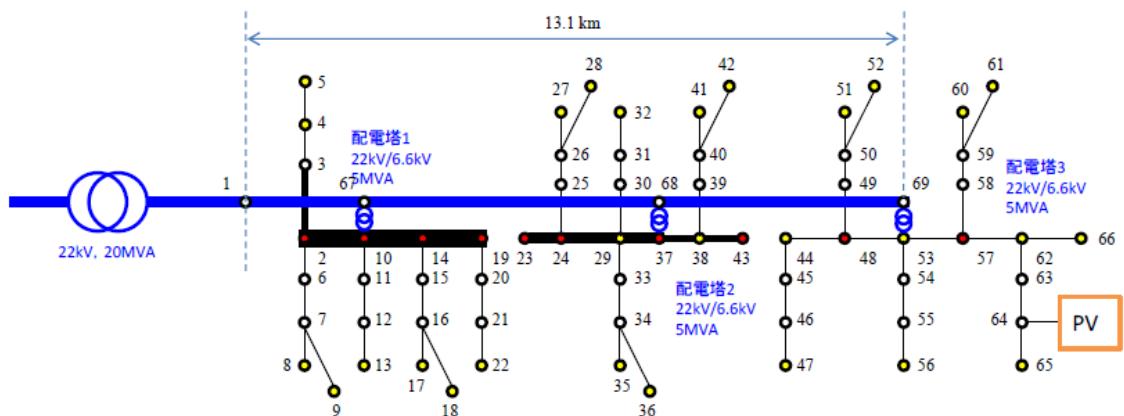


図 15 (15) 部分昇圧

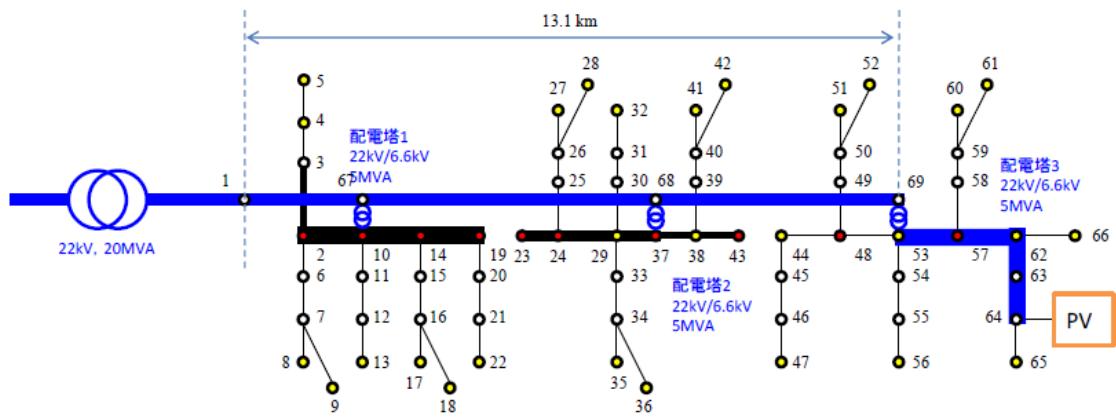


図 16 (16) 部分昇圧+6.6kV 連系 200sq

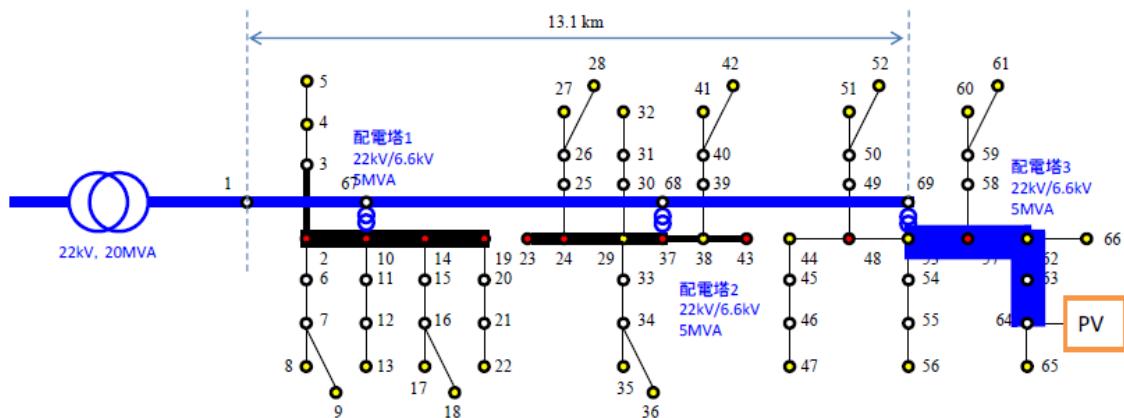


図 17 (17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

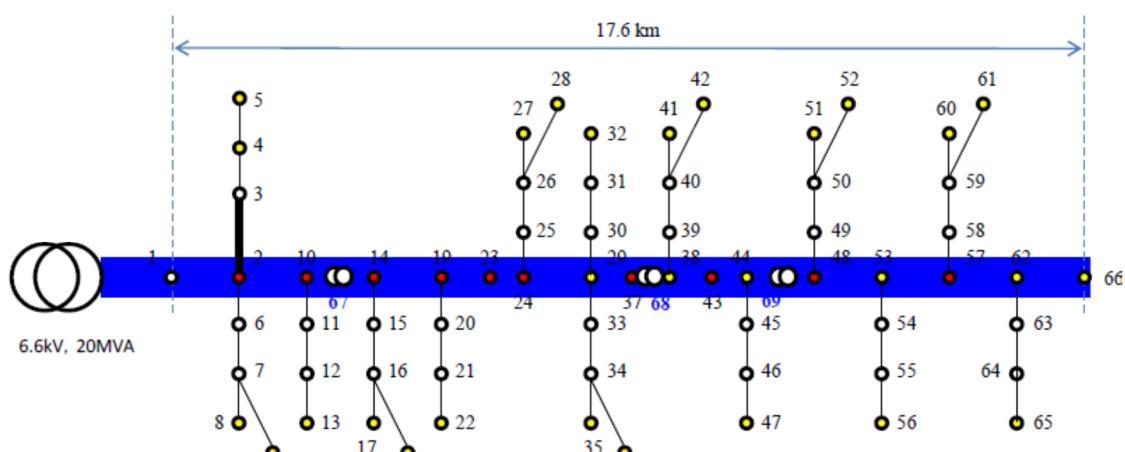


図 18 (18) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

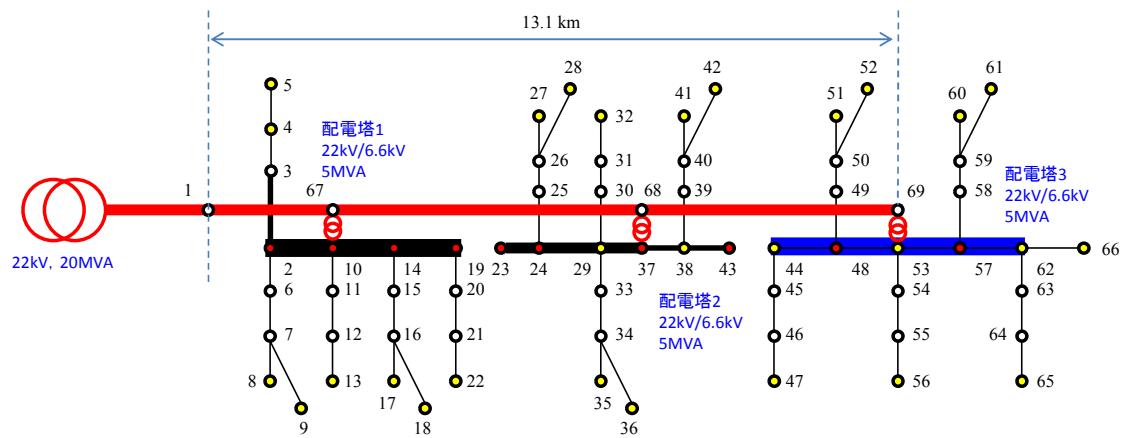


図 19 (19) 部分昇圧+6.6kV 末端 200sq

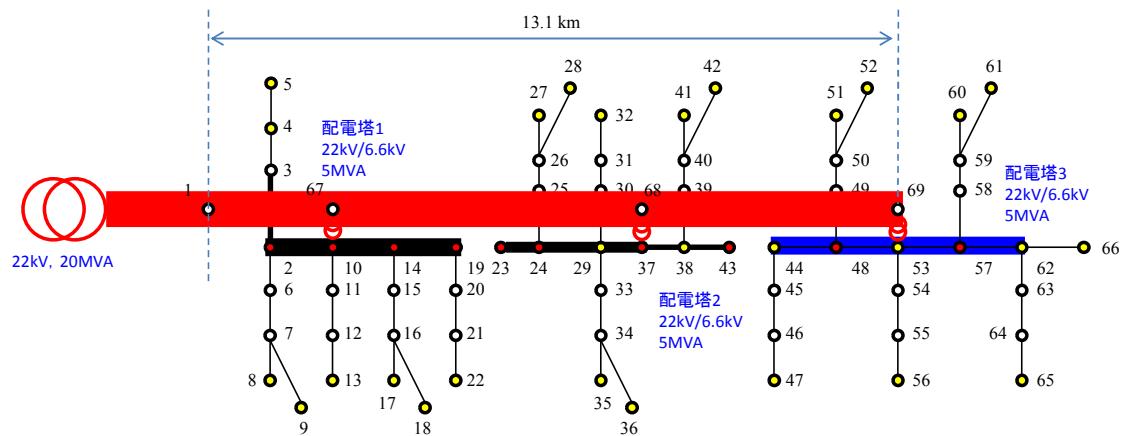


図 20 (20) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 末端 200sq

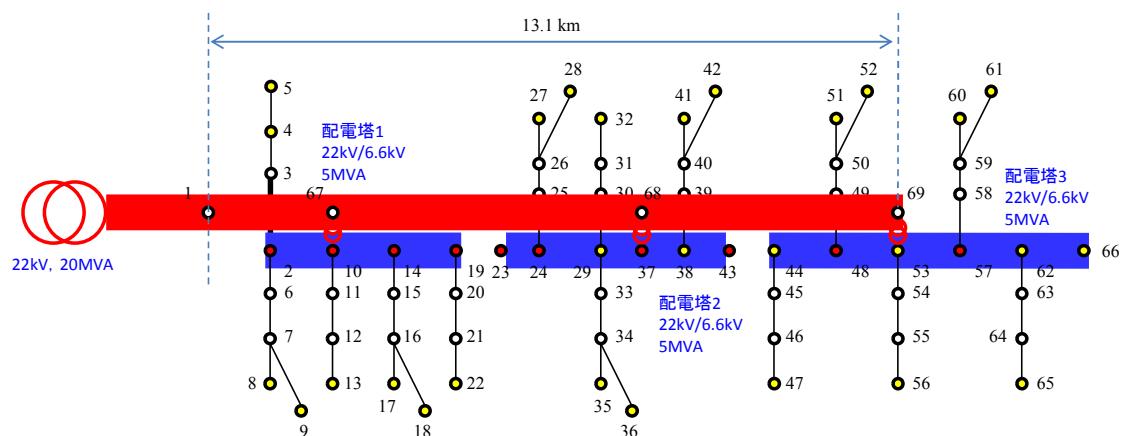


図 21 (21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq

<経済性評価について>

○「PV導入量／負荷」と「年経費」の関係性

各対策を比較評価するため、電気的特性分析の結果（PV導入量）と経済性評価（対策費用の年経費）の関係性を示す。このとき、配電系統の電気的特性に大きく影響する逆潮流量はPV導入量だけでなく、配電系統の負荷量にも依存する。さらにこの負荷量は、配電系統により様々である。よってPV導入量ではなく、「PV導入量／負荷」（＝PV負荷率）を評価に用いることにより、負荷量を問わず、様々な配電系統に本検討結果を活用することが可能となる。なお本検討のシミュレーションでは、総負荷量1.38MWにおいて検討を実施した。

○配電用変圧器の容量増強の考え方

「配電用変圧器単位」、「配電用変電所単位」にて評価を行う際、PV導入量の増加に伴い配電用変圧器容量も、逆潮流量を許容可能な設備容量に設備増強する必要がある。この設備増強の考え方としては、以下の条件を全て満たすものとする。

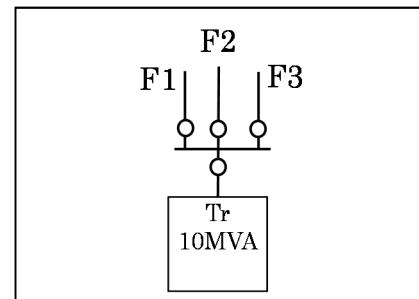
- ・逆潮流時の配電用変圧器の利用率は100%以下とする
- ・逆潮流量は最悪条件を想定し、負荷が全くなく、かつPV発電設備容量100%を発電する場合での最大逆潮流量とする
- ・配電用変圧器容量は、現行の仕様を踏まえ、10, 20, 30, 45MVAのみと想定する

<経済性評価における前提条件>

配電用変圧器単位および配電用変電所単位にて経済性評価を実施しているものの、この配電用変圧器や配電用変電所の諸条件は様々であるため、本検討においては、以下のとおり諸条件を想定し、検討を実施した。

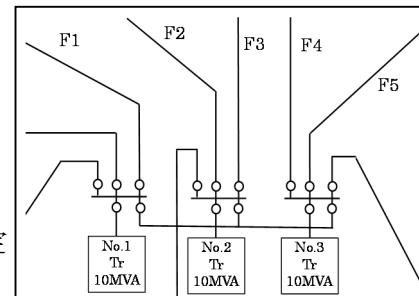
○配電用変圧器単位

- ・配電用変圧器の初期容量10MVA
- ・6.6kV配電用変圧器の新設不可、容量変更は不可
- ・配電線3回線（F1～F3）が連系
- ・配電線の新設不可、既設配電線の2回線化は不可
- ・全ての配電線（F1～F3）にPV導入を想定



○配電用変電所単位

- ・配電用変電所に配電用変圧器は3台設置
- ・配電用変圧器の初期容量10MVA
- ・6.6kV配電用変圧器の新設不可、容量変更は不可
- ・配電線3回線が連系
- ・配電線の新設不可、既設配電線の2回線化は不可
- ・全9回線のうち5回線（F1～F5）にPV導入を想定
(配電線の約5割にPV導入を想定)



パターン 1-1-1

【 諸条件 】

地 域 特 性：農山村地域

PV 設置箇所：集中配置（末端）

力率制御手法：力率一定制御

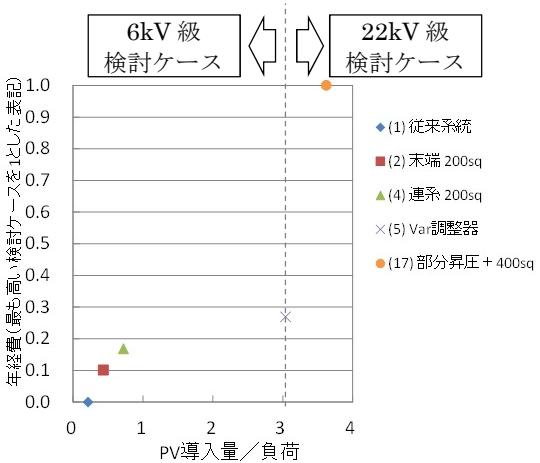
検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 1-1-1 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。

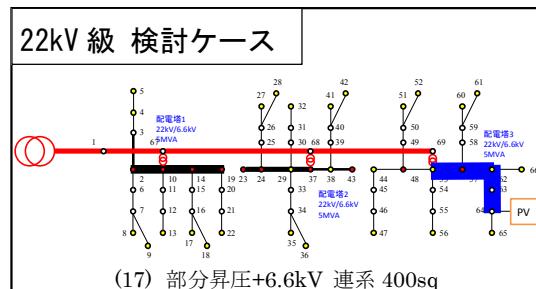
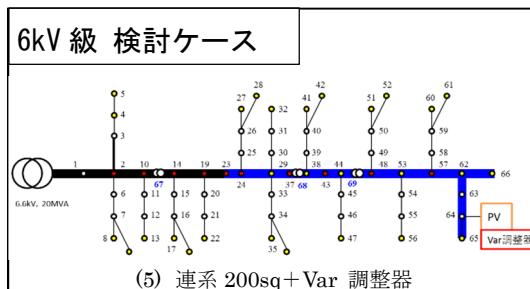
【 検討結果 】

対策 ケース	対策	Hosting capacity [kW]	力率値	違反 要因	年経費 (相対表示)
(1) 基本ケース	400	0.91	電圧	—	
(2) 末端 200sq	1000	0.98	電流	0.10	
(3) 幹線 200sq	1000	0.99	電流	0.15	
(4) 連系 200sq	3700	0.99	安定性	0.21	
(5) Var 調整器	4200	1.00	電流	0.27	
(6) 300 kVA Var 調整器	3200	1.00	電圧	0.24	
(7) 600 kVA Var 調整器	3600	1.00	安定性	0.31	
(8) 900 kVA Var 調整器	3100	1.00	安定性	0.36	
(9) 幹線 400sq	4000	1.00	安定性	0.28	
(10) 連系 400sq	4000	1.00	安定性	0.31	
(11) Var 調整器 400sq	4000	1.00	安定性	0.31	
(12) 300 kVA Var 調整器 400sq	3600	1.00	電圧	0.36	
(13) 600 kVA Var 調整器 400sq	3300	1.00	安定性	0.40	
(14) 900 kVA Var 調整器 400sq	2800	1.00	安定性	0.45	
(15) 部分昇圧	500	0.89	電圧	0.92	
(16) 部分昇圧+200sq	4100	0.99	電流	0.99	
(17) 部分昇圧+400sq	5000	1.00	電流	1.00	

※ホスティングキャパシティの多い赤枠の検討ケースを選定



年経費のグラフより 6kV 級 検討ケースおよび 22kV 級 検討ケースそれぞれ最も費用対効果の高い対策モデルを抽出



- ・6kV 級 検討ケースにおいて、「(5) 連系 200sq+Var 調整器」が、他の対策と比較し、ホスティングキャパシティが最大であった
- ・6kV 級 検討ケースの「(5) 連系 200sq+Var 調整器」において、PV 連系可能となる最大 PV 導入率は、約 3.0 程度までである

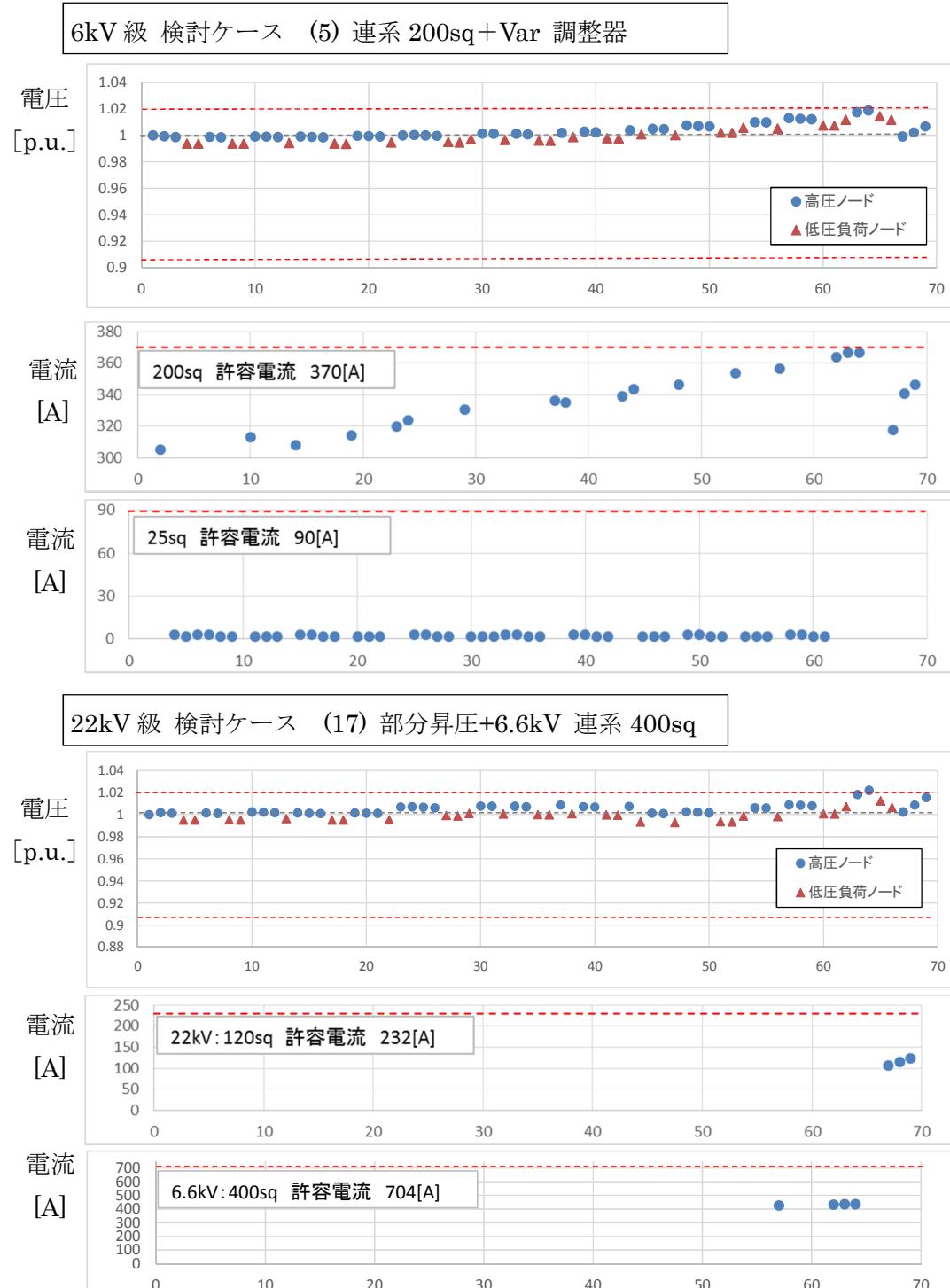
【 留意事項 】

- ・配電線 1 回線単位の経済性評価では、新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため、22kV 級 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

【 検討内容 】

○電気的特性分析の検討

A) 電圧分布、電流分布¹（横軸：ノード番号）

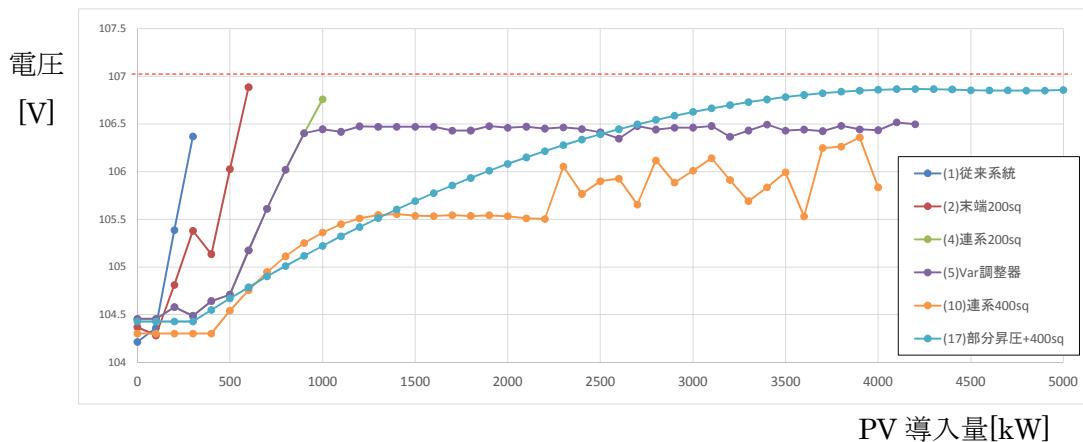


¹ 電流分布の横軸について、ノード間の電流値に対して電流の向きに関わらず、ノード番号の大きい方の電流値として表記している（例 1-2 間の電流であれば、ノード番号 2 の電流値としてグラフを作成）

このように、6kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(5) 連系 200sq+Var 調整器」と 22kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ（「(5) 連系 200sq+Var 調整器」：4,200kW, 「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」：5,000kW）だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これより、例えば「(5) 連系 200sq+Var 調整器」の「200sq 電流分布」グラフからは、一部ノード（ノード番号 62～64）において、電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。

B) PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係



ここでは、代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。これにより、各ホスティングキャパシティ時の電圧だけでなく、0kW～各ホスティングキャパシティまでの電圧変動の推移が分かる。例えば「(5) 連系 200sq+Var 調整器」では、PV 導入量が 1,000kW と 4,000kW のどちらにおいても、同程度の電圧上昇が発生していることが分かる。一方、「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」では、比較的線形的に PV 導入量に比例して電圧上昇していることが分かる。

配電系統の運用においては、最終 PV 導入量のみならず、現時点での PV 導入量における系統状態を把握することも重要となる。

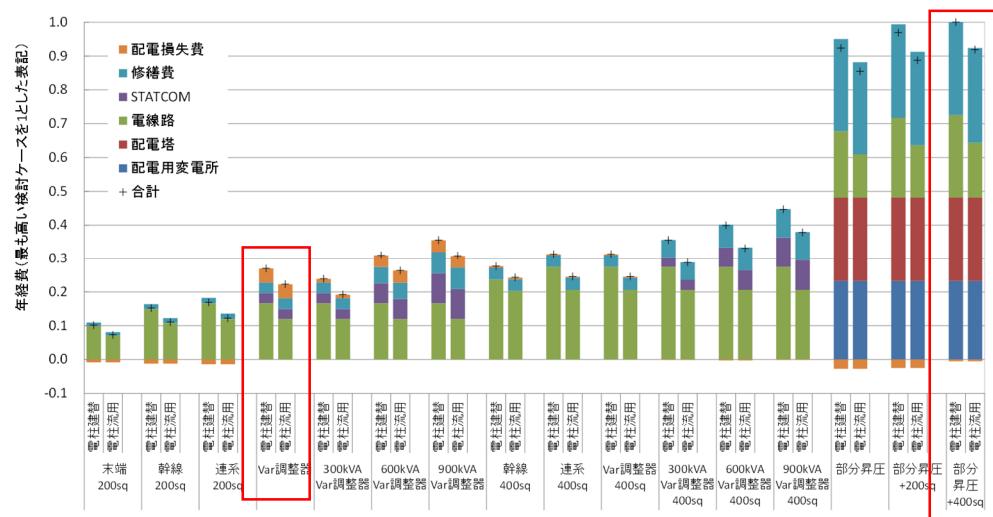
○経済性評価の検討

A) 積算項目

6kV 級 検討ケース	仕様	数量					単位
		末端 200sq	幹線 200sq	連系 200sq	幹線 400sq	連系 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	13.1	1.5	0 km
		AL 400sq	0	0	0	17.6	19.1 km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	25	37	37 台
	SVR	5000kVA	1	2	2	2	2 台

22kV 級 検討ケース		仕様	数量			単位
			部分昇圧	部分昇圧 +200sq	部分昇圧 +400sq	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	パンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	5000kVA	3	3	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	台
	6kV 架空線路	AL 200sq	0	3.62	0	km
		AL 400sq	0	0	3.62	km
	6kV 区分開閉器	600A	0	6	6	台

B) 各対策と年経費の比較（相対表示）



このように、配電線 1 回線単位で比較すると、「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」は「(5) 連系 200sq+Var 調整器」と比較して、とても高額になることが分かる。これは、配電線 1 回線の対策のために、配電用変圧器および配電塔を新設していることが大きく効いているためである。

パターン 1-1-2

【 諸条件 】

地 域 特 性：農山村地域
PV 設置箇所：集中配置（末端）
力率制御手法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電用変圧器

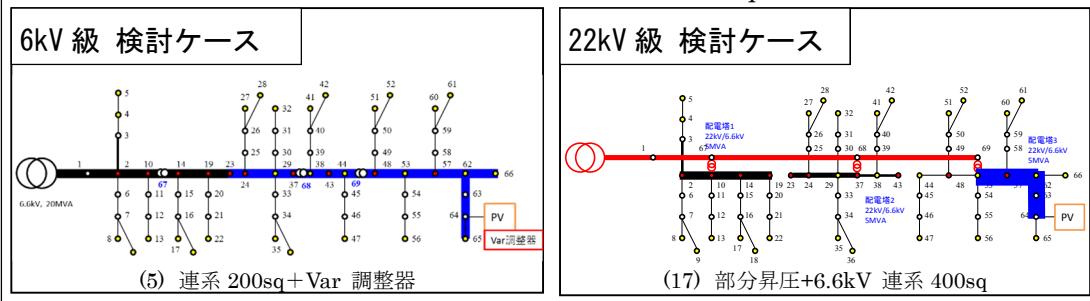
パターン 1-1-2 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 1-1-1 の結果に基づき、配電用変圧器単位の検討を実施。

【 検討結果 】

・配電線 1 回線（集中配置）の結果を踏まえ、対象とする検討ケースは以下のとおり

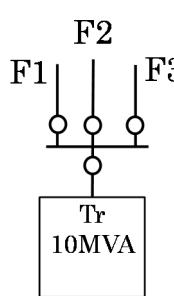
6kV 級 検討ケース：(5) 連系 200sq+Var 調整器

22kV 級 検討ケース：(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq



（前提条件）

- ・配電用変圧器は、容量 10MVA で配電線 3 回線 (F1~F3) が連系
- ・全ての配電線に PV 導入を想定



※表の「部分昇圧①～②」や「6kV①～⑥」は、次頁の積算項目の各表の①～⑥の状態（PV導入量、対策）を表している

- ・PV 導入率の高い範囲では、22kV 級 検討ケースの方が経済的に優位である
- ・22kV 級 検討ケースの第 1 段階目対策（部分昇圧①）での対策費用（年経費）が、22kV 級 検討ケースの最小費用であるため、これより PV 導入率が低い範囲では、6kV 級 検討ケースにて対策した方が経済的に優位である

- 前述のため、配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で、重要な事項となる

【 留意事項 】

- 配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や、既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価が影響を受ける可能性もあるため、検討条件には十分留意する必要がある

【 検討内容 】

○経済性評価の検討

A) 積算項目 (6kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	4.2	1ルート200sq			10
②	8.4	1ルート200sq	1ルート200sq		10 ↗ 増大
③	12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20
④	16.8	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20 ↗ 増大
⑤	21.0	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	30
⑥	25.2	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	30

※2ルート化とは同一の配電線を新設し、今まで配電線 1 回線にて連系していた負荷および PV 発電源を分割して連系する方式である
この前提条件下では、これ以上 PV 増大するためには 2 ルート化が必要

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路 × 2 ルート	AL 200sq	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	62	台
	SVR	5000kVA	5	台
	STATCOM	300kVA	2	台

B) 積算項目 (22kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	21.6	部分22kV			30 ↗ 増大
②	43.2	部分22kV	部分22kV		45 ↗ 増大
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線	
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所	
電線路	22kV 架空線路	AL400sq	13.1	km	
	22kV 区分開閉器	400A	2	台	
	6kV 架空線路	AL 400sq	9.21	km	
	6kV 区分開閉器	600A	15	台	

配電用変圧器単位で検討する場合、PV 導入量の増加に伴い配電用変圧器の容量も増大させる必要がある。今回の検討では、配電用変圧器容量の初期条件を 10MVA として経済性評価を実施したが、既存設備容量により経済性評価に影響がある。

パターン 1-1-3

【 諸条件 】

地 域 特 性 : 農山村地域
 PV 設置箇所: 集中配置 (末端)
 力率制御手法 : 力率一定制御
 検 討 範 囲 : 配電用変電所

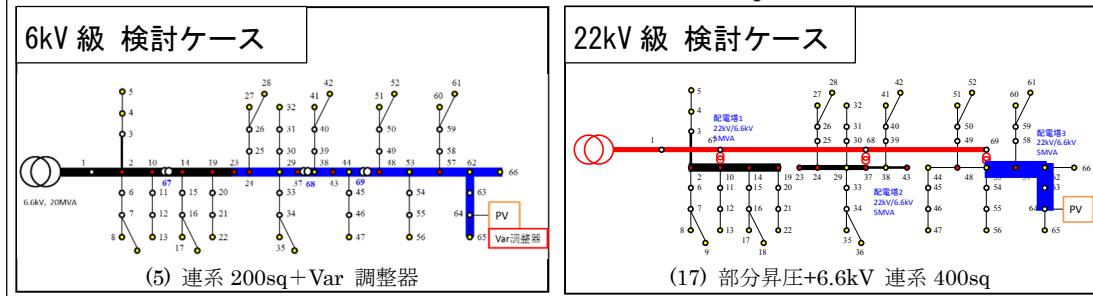
パターン 1-1-3 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。
 パターン 1-1-1 の結果に基づき、配電用変電所単位の検討を実施。

【 検討結果 】

・配電線 1 回線（集中配置）の結果を踏まえ、対象とする検討ケースは以下のとおり

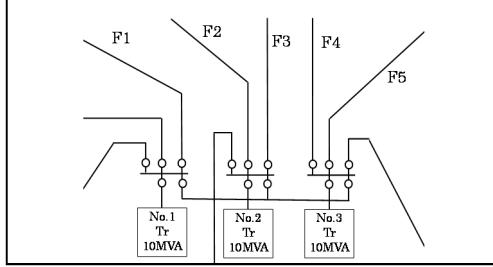
6kV 級 検討ケース : (5) 連系 200sq+Var 調整器

22kV 級 検討ケース : (17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

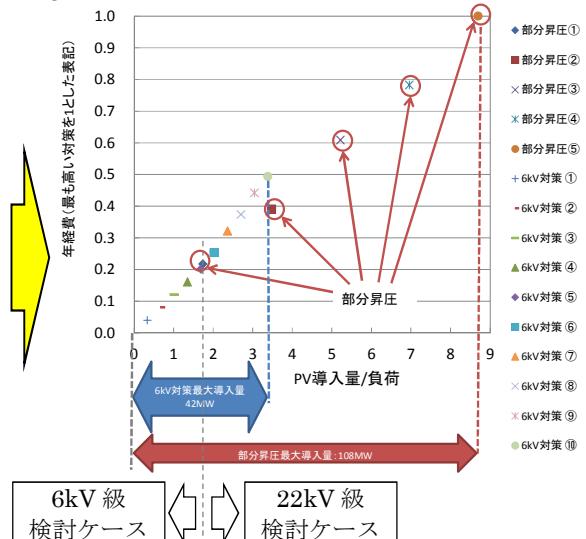


（前提条件）

- ・配電用変圧器は、容量 10MVA で配電線 3 回線が連系
- ・配電用変電所には 3 つの配電用変圧器があり、全 9 回線のうち 5 回線 (F1~F5) に PV 大量導入を想定



さらに配電用変電所の前提条件下での経済性評価を実施



※表の「部分昇圧①～⑤」や「6kV①～⑩」は次頁の積算項目の各表の①～⑩の状態 (PV 導入量、対策) を表している

- ・22kV 級 検討ケースの方が、PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である

- ・6kV 級 検討ケースと 22kV 級 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 級 検討ケースの方が PV 導入可能量は約 2.5 倍程度も多い
- ・パターン 1-1-2 と同様、配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で、重要な事項となる

【 留意事項 】

- ・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や、PV 連系が想定される配電線回線数、さらには既設の配電用変圧器の容量、設置台数も、経済性評価に影響を与えるため、検討条件には十分留意する必要がある

【 検討内容 】

○経済性評価の検討

A) 積算項目（6kV 級 検討ケース）

PV導入量 (MW)	対策					66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
	F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
① 4.2	1ルート200sq					10	10	10
② 8.4	1ルート200sq	1ルート200sq				10	10	10
③ 12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq			10	10	10
④ 16.8	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq		10	10	10
⑤ 21.0	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑥ 25.2	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑦ 29.4	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑧ 33.6	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑨ 37.8	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	10	20	20
⑩ 42.0	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	10	20	20

B) 積算項目（22kV 級 検討ケース）

PV導入量 (MW)	対策					66/22kV変圧器の容量 (MVA)		
	F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
① 21.6	部分22kV					30	0	0
② 43.2	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③ 64.8	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④ 86.4	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤ 108.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

配電用変電所単位で検討する場合においても、PV 導入量の増加に伴い、配電用変圧器の容量を増大させる必要がある。また配電用変圧器に連系している PV 導入配電線の偏りによって、配電用変圧器の取替状況も変わってくる。このように既設の配電用変圧器容量や PV 導入配電線の状態により経済性評価に影響がある。

パターン 2-1-1

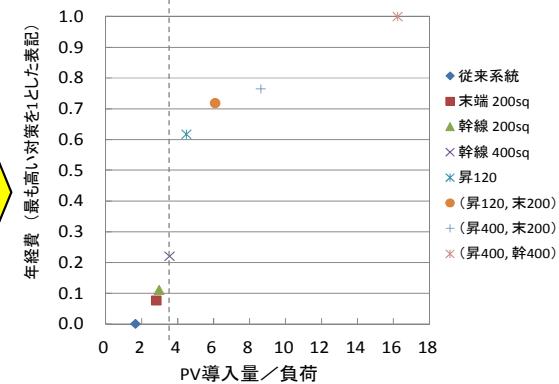
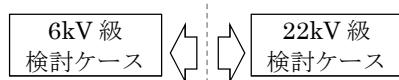
【 諸条件 】

地 域 特 性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電線 1 回線

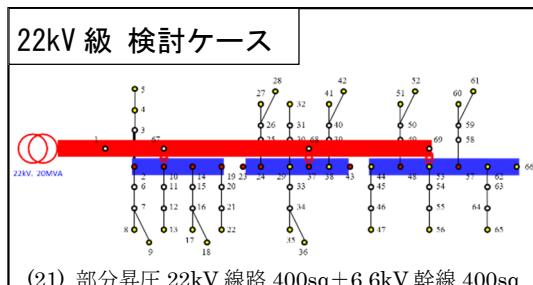
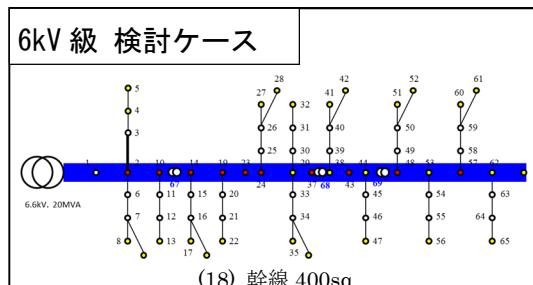
パターン 2-1-1 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。

【 検討結果 】

対策	Hosting capacity [kW]
(1) 基本ケース	2300
(2) 末端200sq	3900
(3) 幹線200sq	4100
(9) 幹線400sq	4900
(15) 部分昇圧(120sq)	6200
(18) 部分昇圧(120sq)+末端200sq	8400
(19) 部分昇圧(400sq)+末端200sq	11900
(20) 部分昇圧(400sq)+幹線400sq	22400



年経費のグラフより 6kV 級 検討ケースおよび 22kV 級 検討ケースそれぞれ最も費用対効果の高い対策モデルを抽出



- ・6kV 級 検討ケースにおいて、「(18) 幹線 400sq」が、他の対策と比較し、ホスティングキャパシティが最大であった
- ・一方、22kV 級検討ケースでは「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq + 6.6kV 幹線 400sq」がホスティングキャパシティ最大となった

【 留意事項 】

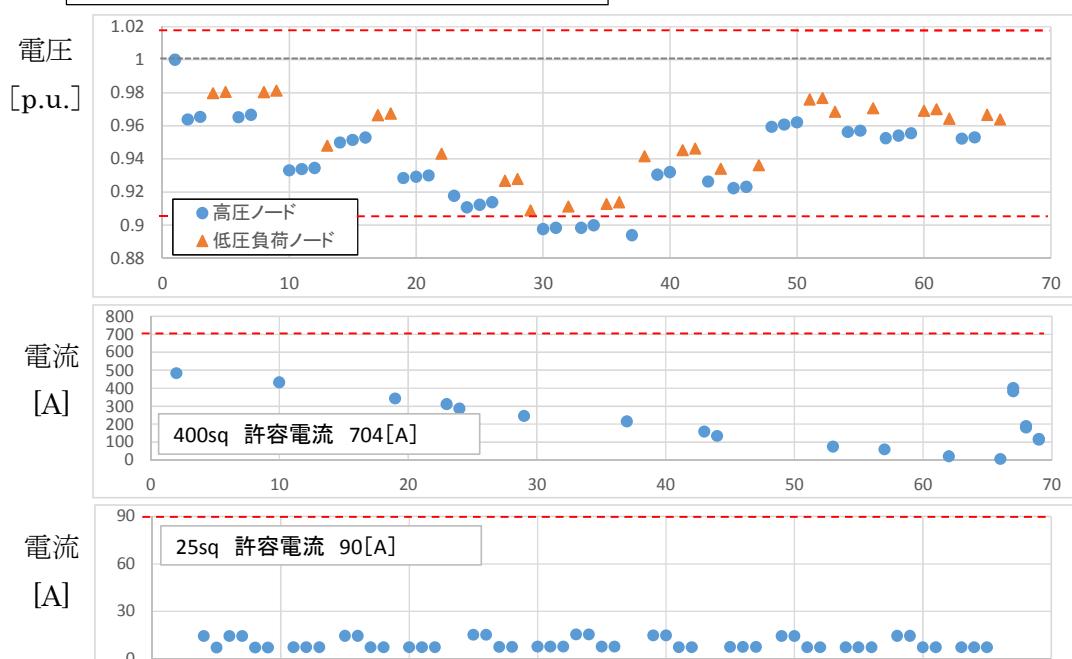
- ・配電線 1 回線単位の経済性評価では、新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため、22kV 級 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

【 検討内容 】

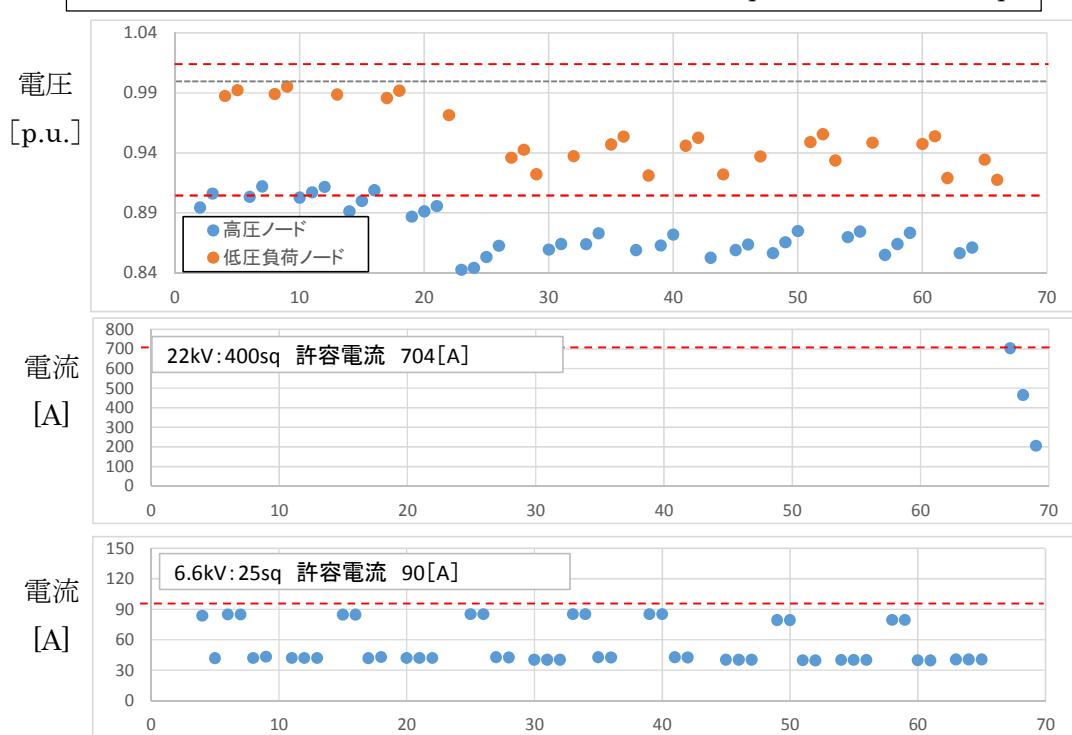
○電気的特性分析の検討

A) 電圧分布、電流分布¹（横軸：ノード番号）

6kV 級 検討ケース (18) 幹線 400sq



22kV 級 検討ケース (21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq

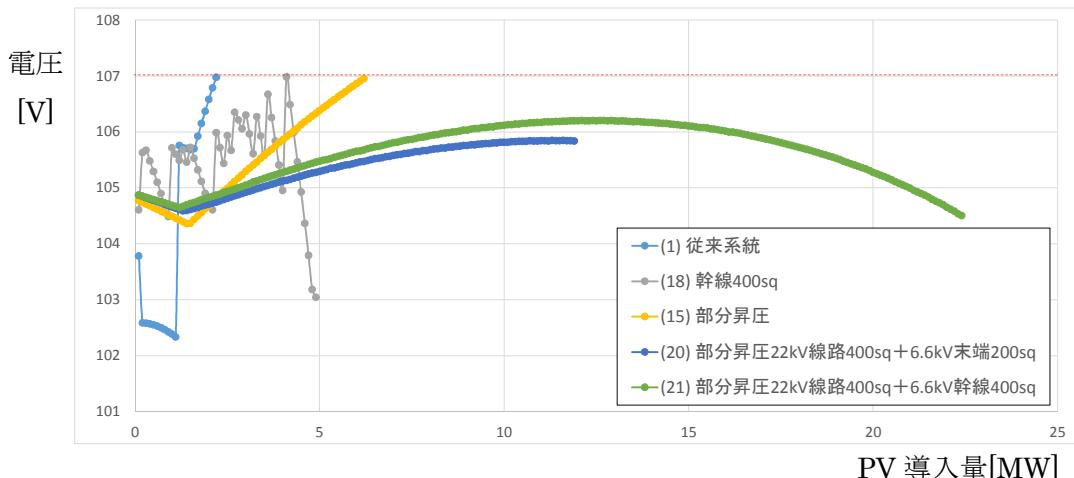


このように、「6kV 級 検討ケース」にて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と、「22kV 級 検討ケース」にて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ（「(18) 幹線 400sq」：4,900kW、「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq」：22,400kW）だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これにより例えば「(18) 幹線 400sq」の「電流分布」グラフからは、まだまだ電流許容値には裕度があることが分かる。一方「電圧分布」グラフでは、一部ノード（ノード番号 29~37）において電圧下限値まで電圧が下降していることが分かる。

なお本検討においては、高压ノードに低压負荷が接続されていないため問題ないものの、「電圧分布」の一部高压ノードにおいて、電圧が低下している点は留意が必要である。

B) PV 導入量と低压負荷ノード最大電圧の関係



上記のとおり、代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。「(15) 部分昇圧」では、PV 導入量に伴う電圧上昇によりホスティングキャパシティが制限されているが「(20) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 末端 200sq」や「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq」では電圧上昇する領域を超えて電圧下降によりホスティングキャパシティが制限されているため、劇的にホスティングキャパシティが増大していることが分かる。また 6kV 級 検討ケースは全般的に、SVR 動作の関係により PV 導入量とノード最大電圧は線形的な関係ではないため、SVR の設置箇所や動作状況も影響を受けることに注意する必要がある。

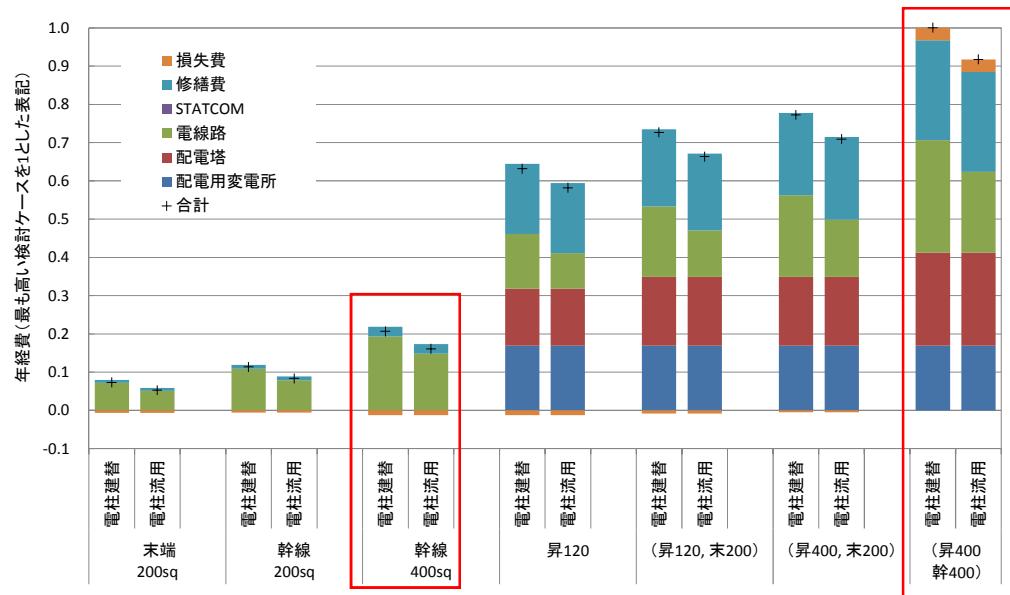
○経済性評価の検討

A) 積算項目

6kV 級 検討ケース		仕様	数量			単位
			末端 200sq	幹線 200sq	幹線 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	0	km
		AL 400sq	0	0	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	34	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	台

22kV 級 検討ケース		仕様	数量				単位
			部分昇圧	(120, 末200)	(400, 末200)	(400, 幹400)	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	1	パンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	3000kVA	3	0	0	0	箇所
		5000kVA	0	3	3	0	箇所
		10000kVA	0	0	0	3	箇所
	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	0	0	km
電線路		AL 400sq	0	0	13.1	13.1	km
22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	2	台	
	AL 200sq	0	5.24	5.24	0	km	
6kV 架空線路	AL 400sq	0	0	0	12.8	km	
	600A	0	9	9	23	台	

B) 各対策と年経費の比較（相対表示）



パターン 1-1-1 と同様に、配電線 1 回線単位で比較すると、22kV 級 検討ケースは 6kV 級 検討ケースと比較して、配電用変圧器および配電塔を新設しているため、とても高額になることが分かる。

パターン 2-1-2

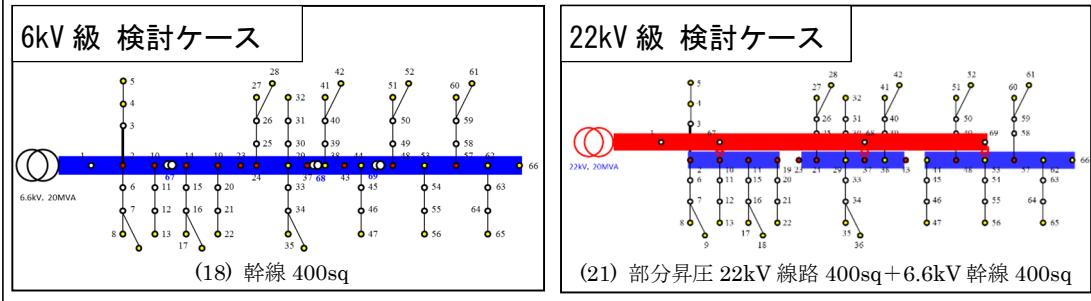
【 諸条件 】

地 域 特 性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電用変圧器

パターン 2-1-2 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-1-1 の結果に基づき、配電用変圧器単位の検討を実施。

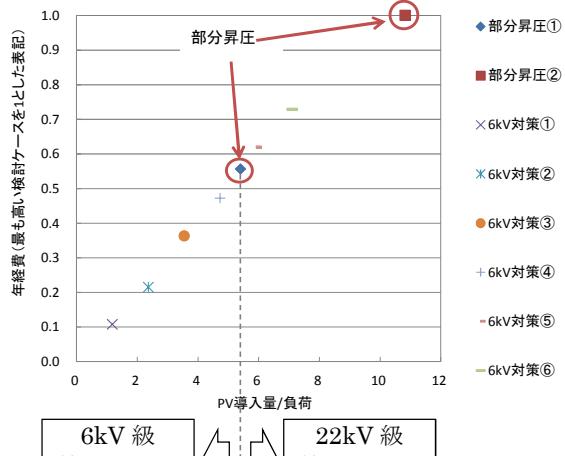
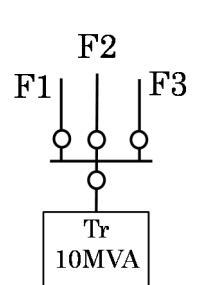
【 検討結果 】

- ・ケース 2-1-1 の結果を踏まえ、対象とする検討ケースは以下のとおり
6kV 級 検討ケース : (18) 幹線 400sq
22kV 級 検討ケース : (21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq + 6.6kV 幹線 400sq



さらに配電用変圧器の前提条件下での経済性評価を実施

- ・配電用変圧器は、容量 10MVA で配電線 3 回線 (F1～F3) が連系
- ・全ての配電線に PV 導入を想定



- ・22kV 級 検討ケース、6kV 級 検討ケース共に経済性評価は同程度である
- ・6kV 級 検討ケースと 22kV 級 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量に差があり、PV 導入率の高い範囲では、22kV 級 検討ケースによる対策が求められる

【 留意事項 】

- 配電用変圧器 1台あたりに連系している配電線回線数や、既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価が影響を受ける可能性もあるため、検討条件には十分留意する必要がある

【 検討内容 】

○経済性評価の検討

A) 積算項目 (6kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	4.9	1ルート 400sq			10
②	9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10 ↗ 増大
③	14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20 ↗ 増大
④	19.6	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20
⑤	24.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	30 ↗ 増大
⑥	29.4	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	30 ↗ 増大

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路×2ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

B) 積算項目 (22kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	22.4	部分22kV			30 ↗ 増大
②	44.8	部分22kV	部分22kV		45 ↗ 増大

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

配電用変圧器単位で検討する場合、PV導入量の増加に伴い、配電用変圧器の容量も増大させる必要がある。今回の検討では、配電用変圧器容量の初期条件を10MVAとして経済性評価を実施したが、既存設備容量により経済性評価に影響がある。

パターン 2-1-3

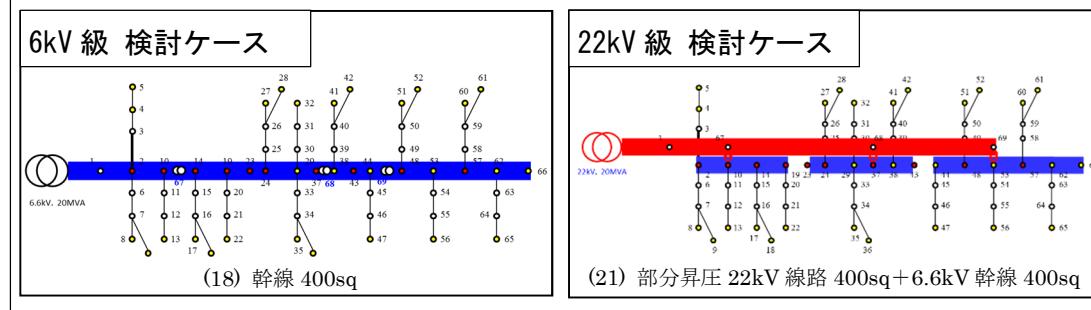
【 諸条件 】

地 域 特 性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電用変電所

パターン 2-1-3 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-1-1 の結果に基づき、配電用変電所単位の検討を実施。

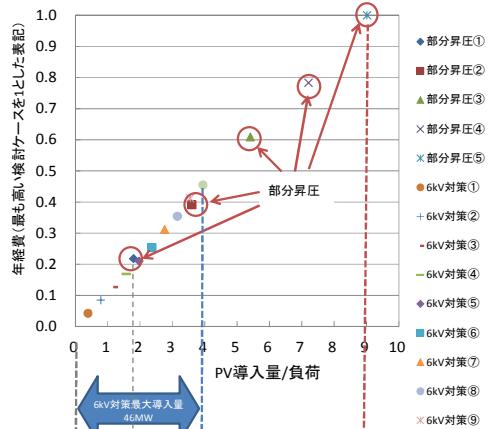
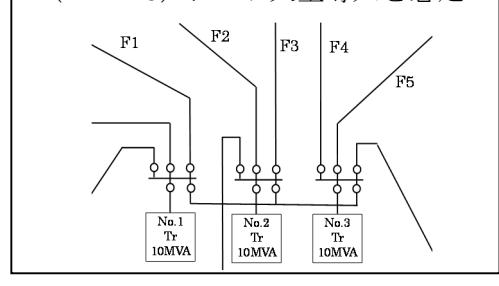
【 検討結果 】

- ・ケース 2-1-1 の結果を踏まえ、対象とする検討ケースは以下のとおり
- 6kV 級 検討ケース : (18) 幹線 400sq
- 22kV 級 検討ケース : (21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq + 6.6kV 幹線 400sq



さらに配電用変電所の前提条件下での経済性評価を実施

- ・配電用変圧器は、容量 10MVA で配電線 3 回線が連系
- ・配電用変電所には、3 つの配電用変圧器があり、全 9 回線のうち 5 回線 (F1~F5) に PV 大量導入を想定



6kV 級 検討ケース 22kV 級 検討ケース

- ・22kV 級 検討ケース、6kV 級 検討ケース共に経済評価は同程度である
- ・6kV 級 検討ケースと 22kV 級 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 級 検討ケースの方が、PV 導入可能量が約 2.4 倍程度も多い

【 留意事項 】

- ・配電用変圧器 1台あたりに連系している配電線回線数や、PV連系が想定される配電線回線数、さらには既設の配電用変圧器の容量、設置台数も、経済性評価に影響を与えるため、検討条件には十分留意する必要がある

【 検討内容 】

○経済性評価の検討

A) 積算項目 (6kV 級 検討ケース)

PV導入量 (MW)	対策					66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
	F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
① 4.9	1ルート 400sq					10	10	10
② 9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③ 14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	10	10
④ 19.6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	10	10
⑤ 24.5	1ルート 400sq	10	10	10				
⑥ 29.4	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑦ 34.3	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑧ 39.2	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑨ 44.1	2ルート 400sq	10	20	20				
⑩ 49.0	2ルート 400sq	10	20	20				

B) 積算項目 (22kV 級 検討ケース)

PV導入量 (MW)	対策					66/22kV変圧器の容量 (MVA)		
	F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
① 22.4	部分22kV					30	0	0
② 44.8	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③ 67.2	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④ 89.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤ 112	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

配電用変電所単位で検討する場合においても、PV導入量の増加に伴い、配電用変圧器の容量を増大させる必要がある。また配電用変圧器に連系しているPV導入配電線の偏りによって、配電用変圧器の取替状況も変わってくる。このように既設の配電用変圧器容量やPV導入配電線の状態により経済性評価に影響がある。

パターン 2-2-1

【 諸条件 】

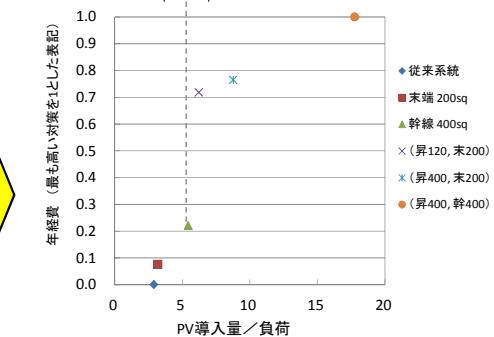
地 域 特 性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：分散制御
検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 2-2-1 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。

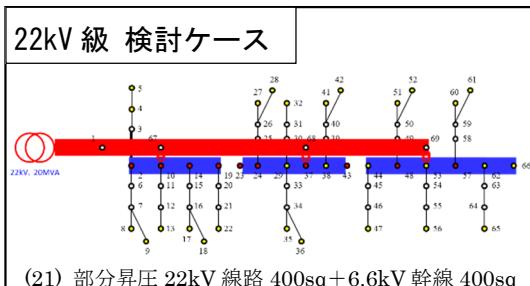
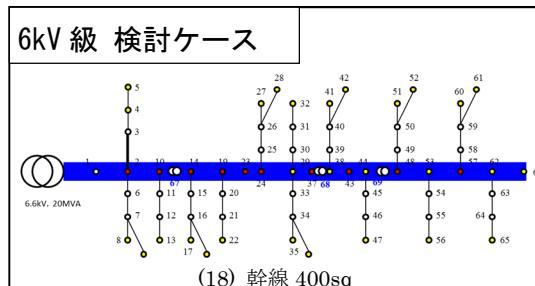
【 検討結果 】

対策	Hosting capacity [kW]
(1) 基本ケース	4000
(2) 末端200sq	4400
(3) 幹線200sq	4500
(9) 幹線400sq	7500
(15) 部分昇圧(120sq)	5000
(18) 部分昇圧(120sq)+末端200sq	8600
(19) 部分昇圧(400sq)+末端200sq	12100
(20) 部分昇圧(400sq)+幹線400sq	24500

6kV 級 検討ケース 22kV 級 検討ケース



年経費のグラフより 6kV 級 検討ケースおよび 22kV 級 検討ケースそれぞれ最も費用対効果の高い対策モデルを抽出



- ・パターン 2-1-1（力率一定制御）と同様、6kV 級 検討ケースでは「(18) 幹線 400sq」が、22kV 級 検討ケースでは「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq + 6.6kV 幹線 400sq」が、他の対策と比較し、ホスティングキャパシティが最大であった
- ・パターン 2-1-1（力率一定制御）と比較すると、22kV 級 検討ケースでは約 1.1 倍のホスティングキャパシティの増加に対し、6kV 級 検討ケースは約 1.65 倍の増大であった

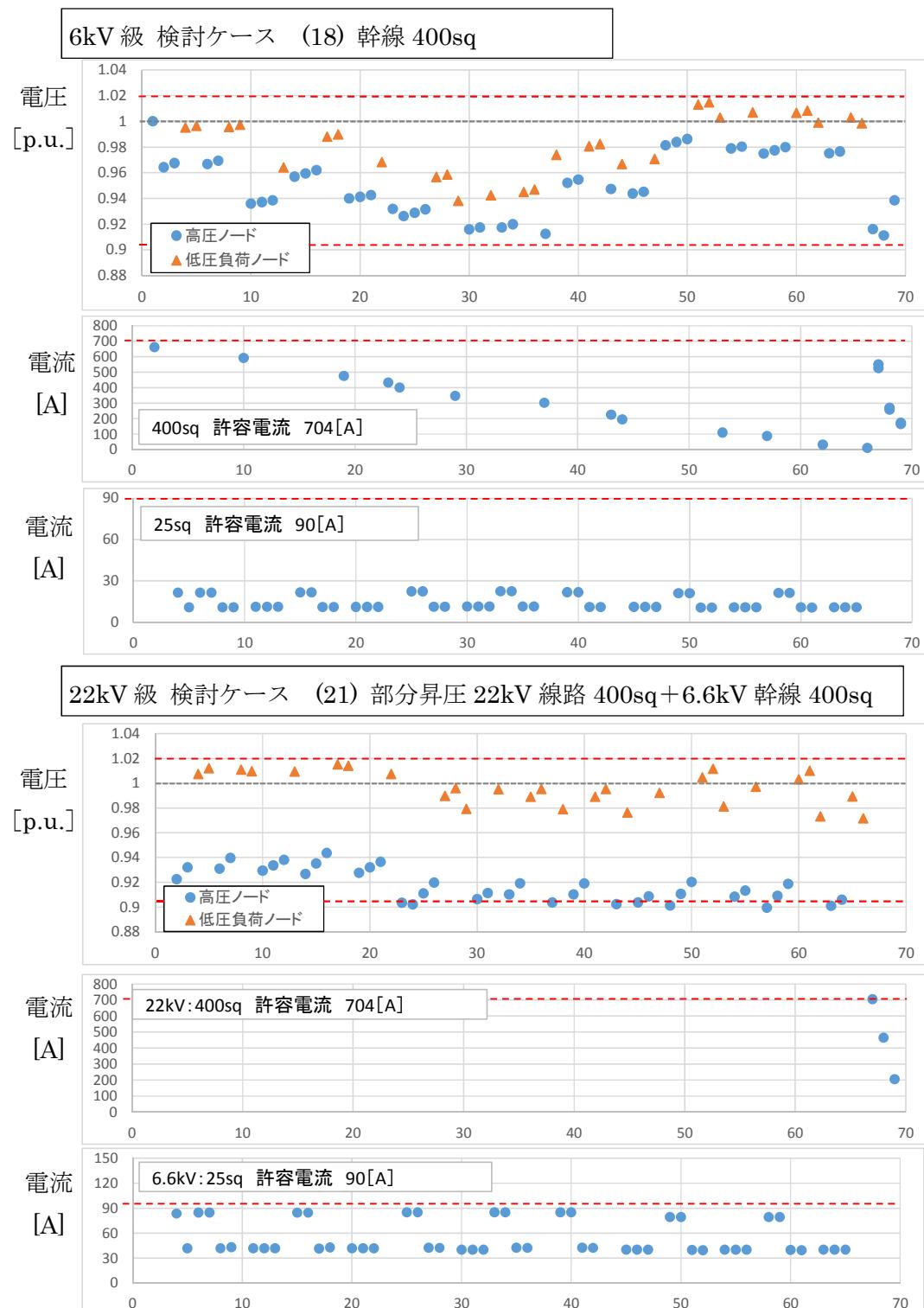
【 留意事項 】

- ・配電線 1 回線単位の経済性評価では、新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため、22kV 級 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

【 検討内容 】

○電気的特性分析の検討

A) 電圧分布、電流分布¹（横軸：ノード番号）

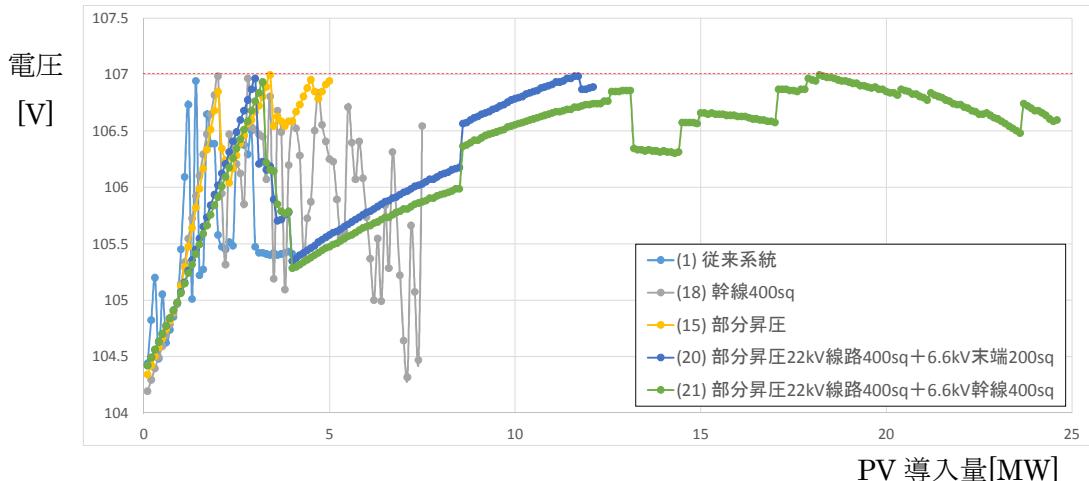


このように、6kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と、22kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ 「(18) 幹線 400sq」：8,100kW、「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq+6.6kV 幹線 400sq」：24,600kW)だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これにより、例えば6kV 級 検討ケースの「400sq 電流分布」グラフより、一部ノード（ノード番号 2）においては、電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。さらに「電圧分布」グラフより、一部低圧ノード（ノード番号 51～61）においても、電圧許容値上限近くまで迫っている状態であることが分かる。

一方、22kV 級 検討ケースでは、「400sq 電流分布」の電流許容値だけでなく、「電圧分布」、「25sq 電流分布」においても、それぞれ許容値付近にまで迫っている状態であることが分かる。なお本検討においては、高圧ノードに低圧負荷が接続されていないため問題ないものの、「電圧分布」の一部高圧ノードにおいて、電圧が低下している点は留意が必要である。

B) PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係



ここでは、代表的な対策モデルの PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。これにより、各ホスティングキャパシティ時の電圧だけでなく、0～各ホスティングキャパシティまでの電圧変動の傾向が分かる。

力率分散制御では、力率値 1 で対応可能な範囲は、PV 導入量と電圧は線形な関係性があるものの、さらに PV 導入量を増加させた範囲では、各 PV の力率値が個々に制御され、簡単な線形の関係性でなくなるため、電圧管理がより一段と困難になることが予想される。

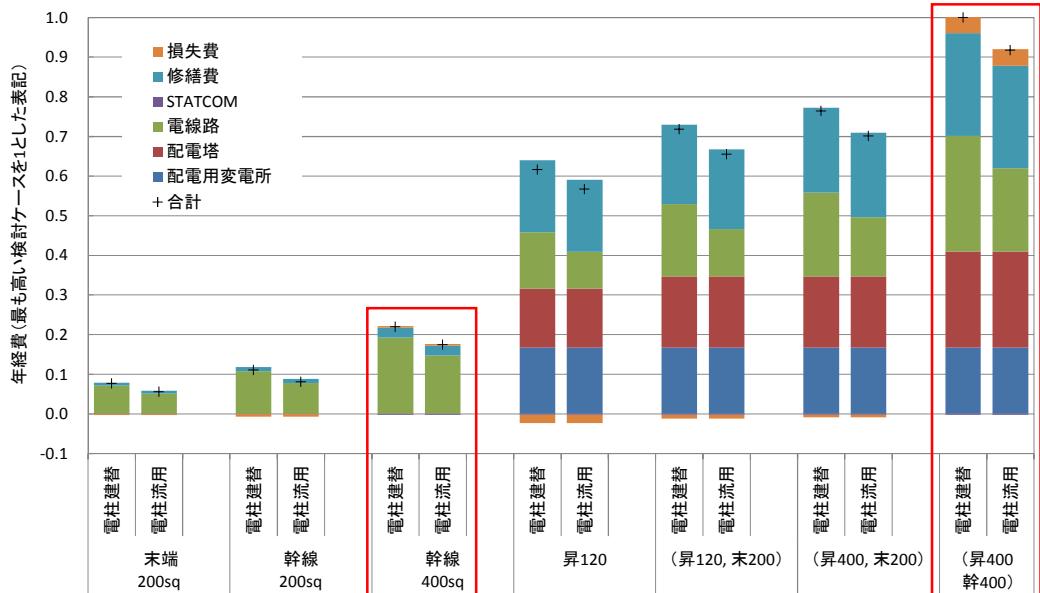
○経済性評価の検討

A) 積算項目

6kV 級 検討ケース		仕様	数量			単位
			末端 200sq	幹線 200sq	幹線 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	0	km
		AL 400sq	0	0	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	34	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	台

22kV 級 検討ケース		仕様	数量				単位
			部分昇圧	(120, 未200)	(400, 未200)	(400, 幹400)	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	1	パンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	3000kVA	3	0	0	0	箇所
		5000kVA	0	3	3	0	箇所
		10000kVA	0	0	0	3	箇所
	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	0	0	km
電線路		AL 400sq	0	0	13.1	13.1	km
22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	2	台	
	AL 200sq	0	5.24	5.24	0	km	
6kV 架空線路	AL 400sq	0	0	0	12.8	km	
	600A	0	9	9	23	台	
6kV 区分開閉器							

B) 各対策と年経費の比較（相対表示）



パターン 2-1-1 と同様に、配電線 1 回線単位で比較すると、22kV 級 検討ケースは 6kV 級 検討ケースと比較して、配電用変圧器および配電塔を新設しているため、とても高額になることが分かる。

パターン 2-2-2

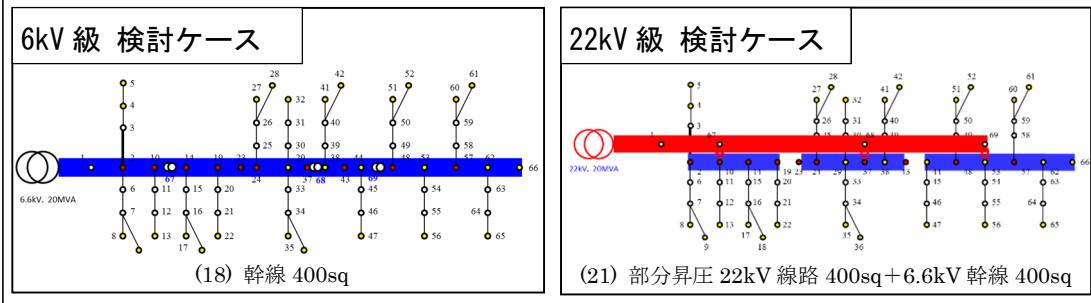
【 諸条件 】

地 域 特 性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：分散制御
検 討 範 囲：配電用変圧器

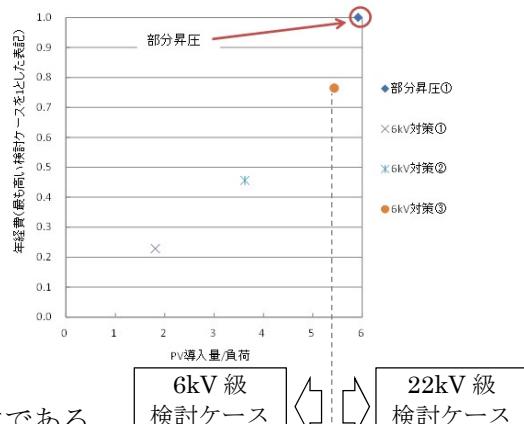
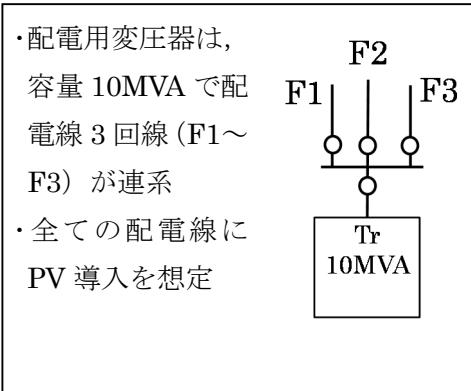
パターン 2-2-2 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-2-1 の結果に基づき、配電用変圧器単位の検討を実施。

【 検討結果 】

- ・ケース 2-2-1 の結果を踏まえ、対象とする検討ケースは以下のとおり
6kV 級 検討ケース : (18) 幹線 400sq
22kV 級 検討ケース : (21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq + 6.6kV 幹線 400sq



さらに配電用変圧器の前提条件下での経済性評価を実施



- ・6kV 級 検討ケースの方が、経済的に優位である
- ・6kV 級 検討ケースと 22kV 級 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量に差があり、PV 導入率の高い範囲では、22kV 級 検討ケースによる対策が求められる
- ・前述のため、配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で、重要な事項となる

【 留意事項 】

- 配電用変圧器 1台あたりに連系している配電線回線数や、既設の配電用変圧器の容量により、経済性評価が影響を受ける可能性もあるため、検討条件には十分留意する必要がある

【 検討内容 】

○経済性評価の検討

A) 積算項目 (6kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	7.5	1ルート 400sq			10 ↗ 増大
②	15	1ルート 400sq	1ルート 400sq		20 ↗ 増大
③	22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	30 ↗ 増大

B) 積算項目 (22kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	24.5	部分22kV			30

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

配電用変圧器単位で検討する場合、PV導入量の増加に伴い配電用変圧器の容量も増大させる必要がある。今回の検討では、配電用変圧器容量の初期条件を10MVAとして経済性評価を実施したが、既存設備容量により経済性評価に影響がある。

パターン 2-2-3

【 諸条件 】

地 域 特 性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：分散制御
検 討 範 囲：配電用変電所

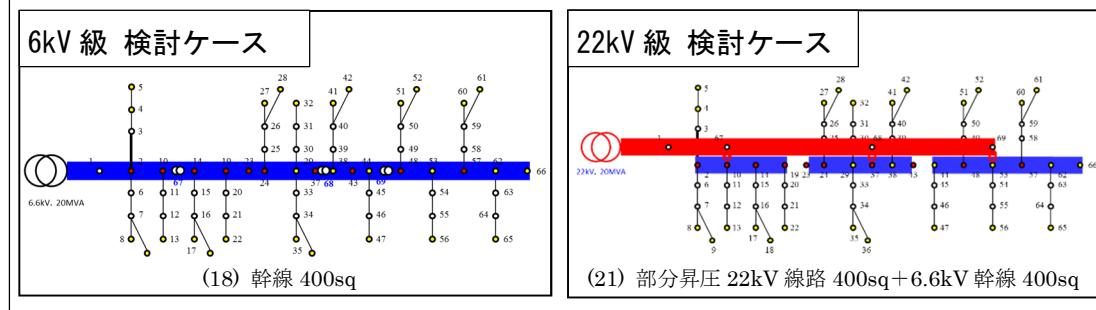
パターン 2-2-3 では左記、諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-2-1 の結果に基づき、配電用変電所単位の検討を実施。

【 検討結果 】

・ケース 2-2-1 の結果を踏まえ、対象とする検討ケースは以下のとおり

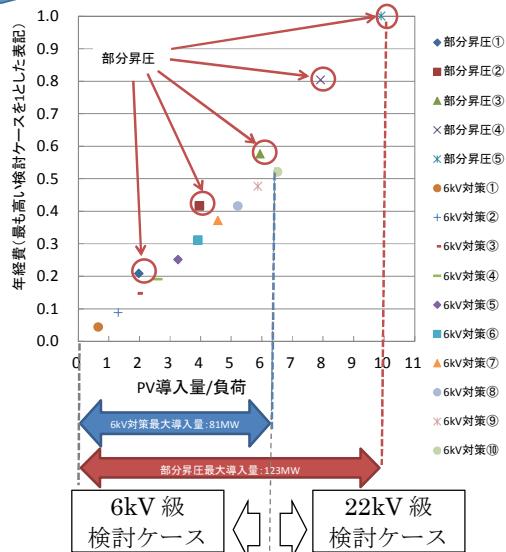
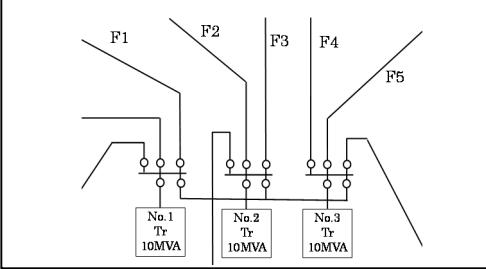
6kV 級 検討ケース：(18) 幹線 400sq

22kV 級 検討ケース：(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq + 6.6kV 幹線 400sq



さらに配電用変電所の前提条件下での経済性評価を実施

- ・配電用変圧器は、容量 10MVA で配電線 3 回線が連系
- ・配電用変電所には、3 つの配電用変圧器があり、全 9 回線のうち 5 回線 (F1~F5) に PV 大量導入を想定



- ・6kV 級 検討ケースの方が、経済的に優位である
- ・6kV 級 検討ケースと 22kV 級 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 級 検討ケースの方が PV 導入可能量は約 1.5 倍程度も多い

- ・パターン 2-2-2 と同様、配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが、設備形成計画を検討する上で、重要な事項となる

【 留意事項 】

- ・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や、PV 連系が想定される配電線回線数、さらには既設の配電用変圧器の容量、設置台数も、経済性評価に影響を与えるため、検討条件には十分留意する必要がある

【 検討内容 】

○経済性評価の検討

A) 積算項目 (6kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策					66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	7.5	1ルート 400sq					10	10	10
②	15.0	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③	22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	20	10
④	30.0	1ルート 400sq	10	20	10				
⑤	37.5	1ルート 400sq	10	20	20				
⑥	45.0	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	20	20
⑦	52.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑧	60.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑨	67.5	2ルート 400sq	20	30	30				
⑩	75.0	2ルート 400sq	20	30	30				

B) 積算項目 (22kV 級 検討ケース)

	PV導入量 (MW)	対策					66/22kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	24.5	部分22kV					30	0	0
②	49.0	部分22kV	部分22kV				30	30	0
③	73.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	98.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	30	30
⑤	122.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	45

このように配電用変電所単位で検討する場合、PV 導入量の増加に伴い、配電用変圧器の容量が増大していることが分かる。また配電用変圧器に連系している PV 導入配電線の偏りによって、配電用変圧器の取替状況も変わってくる。このように既設の配電用変圧器容量や PV 導入配電線の状態によっても経済性評価に影響がある。