

博士論文

Doctoral Dissertation

長距離配電線に対応した
太陽光発電系統連系用電力変換装置の
無効電力制御手法に関する研究

Study on Reactive Power Control of Utility Interactive Inverter
for Photovoltaic Generation System with Long Distribution Line

2015年9月

September 2015

徳島大学大学院先端技術科学教育部
システム創生工学専攻

College of Systems Innovation Engineering
Graduate School of Advanced Technology and Science
The University of Tokushima

河野 高一郎

Kouichiro Kouno

内容梗概

本論文は、著者が徳島大学大学院 先端技術科学教育部 システム創生工学専攻 電気電子創生工学コース 博士後期課程の在学期間に行ってきた「長距離配電線に対応した太陽光発電系統連系用電力変換装置の無効電力制御手法に関する研究」の成果をとりまとめたものである。

近年、地球環境問題への対応やエネルギー源の多様化による安定供給の確保から、再生可能エネルギーの導入が積極的に進められている。太陽光発電 (PV) については、保守が比較的容易で、他の発電方式と比べて立地上の制限が少ないといった長所があり、余剰電力買取制度および固定価格買取制度の開始以降、系統への導入量が急激に増加している。

PV が配電系統に連系された場合、天候変化に伴って電圧変動が生じ、配電系統の電圧が電気事業法で定められた適正範囲から逸脱することが懸念される。太陽光パネルより出力される直流電力は太陽光発電系統連系用電力変換装置 (PCS) により交流電力に変換されるが、近年のパワーエレクトロニクス技術の進展とともに高速な無効電力制御が可能となった。既存の PV 連系時の電圧変動抑制対策として、この PCS の無効電力制御を適用した「力率一定制御」があるが、メガソーラーなど大規模太陽光発電が長距離配電線に連系する場合には電圧変動が拡大する問題がある。

そこで、本研究では、大規模太陽光発電が長距離配電線に連系したケースを対象とし、PCS の無効電力制御により電圧変動の抑制を図ることを目的として検討を行った。

第 1 章では、本研究の背景となる PV の導入状況および現状の PV 連系時の配電系統の電圧変動抑制対策に対する概況について述べ、本研究の目的を示した。

第 2 章では実測結果を基に PV の出力変動特性を述べた。PV の出力は、SVR など従来の電圧調整機器の動作時限に相当する 1 分間に、最大で定格の 7 割程度の変動が生じることがわかった。その上で無対策（力率 1 運転）により PV を連系した場合、配電線の電圧変動がどの程度見込まれるか、モデル系統を用いて明らかにした。

第 3 章では、PCS の無効電力制御など配電系統における現状の電圧制御について述べた。

第 4 章では、数値計算で用いた系統・負荷条件、潮流計算の方法について述べた。

第 5 章では、PV 連系時の電圧変動対策として、従来手法である PCS の無効電力制御「力率一定制御」の電圧変動抑制効果について検討した。定格出力 2MW の PV を 6.6kV 系統の配電線に連系する場合、短中距離配電線であれば電圧変動は抑制されるが、10km を超過する長距離配電線では増大した線路電力損失変動の影響により電圧変動を抑制することは困

難であることがわかった。

第 6 章では、長距離配電線における電圧変動抑制対策として、線路電力損失と関係の深い PV の出力および配電線負荷の皮相電力ごとに、PV の力率を適正に調整する無効電力制御「力率変更制御」を提案した。提案手法のもと、PV 連系時に生じる電圧変動は線路電力損失変動の位置的な不均一さの度合いに比例し、配電線の亘長が長く、PV の出力が大きく、配電線負荷の皮相電力が小さいほど、電圧変動が大きくなることがわかった。

第 7 章では、提案手法の電圧変動抑制効果について数値計算により検証した。その結果、PV の出力を 2MW、許容電圧変動幅を 2% とすると、従来手法である力率一定制御では、6.6kV 系統の配電線において、変電所から 7.5km の地点まで連系可能であるが、提案手法のうち、配電線負荷の過去実績に基づく「ロードカーブ方式」では 12km の地点まで、通信システムにより配電線負荷の情報を発電事業者に連携する「通信方式」では 18km の地点まで連系可能となり、PV が連系できる配電線上の適用範囲は大幅に拡大した。

第 8 章では本研究の総括を行った。提案手法の適用により電圧変動が抑制され PV が連系できる配電線上の適用範囲が大幅に拡大し、提案手法の有効性を確認した。

以上のように、本論文は長距離配電線における大規模太陽光発電の系統連系時の電圧変動抑制対策について検討したものであり、太陽光エネルギーの有効利用、配電系統の安定運用に寄与せんとするものである。

目 次

第 1 章 緒論	1
第 2 章 太陽光発電	5
2.1 緒言	5
2.2 太陽光発電の系統への導入	5
2.3 太陽光発電の出力特性	9
2.3.1 発電出力	9
2.3.2 発電量	12
2.3.3 出力変動	16
2.4 太陽光発電出力変動時の電圧変動	20
2.5 太陽光発電が連系された配電系統の有効・無効電力推定	26
2.5.1 負荷の有効・無効電力特性	26
2.5.2 太陽光発電の出力推定	30
2.5.3 太陽光発電出力を考慮した配電線の有効・無効電力特性	32
2.6 結言	35
第 3 章 配電系統の電圧制御	37
3.1 緒言	37
3.2 負荷変動に対する電圧制御	37
3.3 太陽光発電に対する電圧制御	41
3.3.1 FACTS 機器	42
3.3.2 蓄電池	43
3.3.3 SVR と SVC の協調動作	43
3.3.4 系統連系用電力変換装置の無効電力制御	44
3.4 結言	46
第 4 章 シミュレーションモデルの検討	47
4.1 緒言	47
4.2 配電系統モデル	47
4.3 負荷力率	50
4.4 電圧計算法	51
4.5 結言	52

第 5 章	力率一定制御による電圧変動抑制	53
5.1	緒言	53
5.2	最適力率の決定	53
5.3	電圧変動の太陽光発電出力依存性, 負荷依存性	56
5.4	電圧変動と線路電力損失の関係	59
5.5	電圧変動の太陽光発電出力依存性, 負荷依存性の分析	60
5.6	位置別線路電力損失変動	63
5.7	最適力率における電圧変動	64
5.8	変電所～連系箇所間距離と電圧変動幅, 最適力率の関係	66
5.9	松山太陽光発電所における実証試験	72
5.10	結言	79
第 6 章	力率変更制御による電圧変動抑制	81
6.1	緒言	81
6.2	制御の概要	81
6.3	制御の適用	83
6.4	力率変更制御適用時の位置別電圧変動の分析	84
6.5	結言	88
第 7 章	シミュレーションによる力率変更制御の効果検証	89
7.1	緒言	89
7.2	力率変更制御 (通信方式)	89
7.2.1	各ノードの電圧変動	89
7.2.2	太陽光発電出力と最適力率	91
7.2.3	太陽光発電出力と電圧変動	92
7.2.4	線種別電圧変動	95
7.3	力率変更制御 (ロードカーブ方式)	96
7.4	電圧変動幅の比較 (従来方式, ロードカーブ方式, 通信方式)	98
7.5	結言	99
第 8 章	結論	101
	参考文献	103
	研究業績目録	111
	謝辞	113

第1章

緒論

近年、地球環境問題への対応やエネルギー源の多様化による安定供給の確保から、再生可能エネルギーの導入が積極的に進められている。特に太陽光発電 (PV) については、保守が比較的容易で他の発電方式と比べて立地上の制限が少ないといった長所があり、政府により 2020 年に 2,800 万 kW (2005 年の 20 倍) [1], 2030 年に 5,300 万 kW (2005 年の 40 倍) [2] まで導入する目標が設定された。これに伴い、2009 年 7 月に住宅用太陽光発電設備を対象とした余剰電力買取制度が開始、さらに 2012 年 7 月には再生可能エネルギー全般を対象とした固定価格買取制度が開始され、これを契機に PV の電力系統への系統連系事例が急増している [3]。

配電線に分散型電源が連系された場合、分散型電源の逆潮流による配電線の電圧上昇や分散型電源の出力変動に伴う電圧変動が懸念されている [4-6]。特に PV については、天候変化に伴って PV 出力が変動することから、系統に PV が大量に連系された場合や大規模な PV が連系された場合には、天候変化に応じて配電線の電圧が急激かつ頻繁に変動するなど、配電線の電圧管理が困難になる可能性がある。

負荷変動に起因した配電線の電圧変動に対しては、配電用変電所の LRT (負荷時タップ切替変圧器) や配電線途中に設置した SVR (高圧自動電圧調整器) の送出電圧制御が適用されている。LRT や SVR の送出電圧制御では電圧と電流による自端情報に基づき、LRT や SVR のタップを切り替えて変圧比を段階的に変更し、機器二次側 (送出側) の電圧が適正範囲内に収まるよう調整する。なお、LRT や SVR は頻繁な動作によるタップ切替部の劣化を防止するため、タップ切替の動作時間に制限を持たせており、SVR では一般的に 45 秒程度の動作遅れを生じる。

PV が大量連系された配電線では電圧分布が複雑になることから、LRT や SVR の自端情報のみで配電線の電圧分布を把握し、LRT や SVR の送出電圧制御を適切に行うことは困難であると考えられる。このため、LRT や SVR の送出電圧制御に、配電線の電圧、電流が計測可能なセンサ開閉器の計測値を活用した検討例がある [7-9]。一方、LRT や SVR の送出電圧制御に対して、電圧制御機器の動作遅れに伴う過渡的な電圧逸脱の問題やタップ動作回数の増加に伴う点検コストの増加の問題が指摘されている [10,11]。

PV が連系された配電線の電圧変動抑制対策としては、PV の出力変動に対応した高速な電圧制御機器を適用した対策も検討されている。電圧制御機器として、FACTS 機器である静止型無効電力補償装置 (SVC) を活用した無効電力制御 [12] や蓄電池を活用した有効電力制御 [13-17] の研究例があるが、両者とも高コストな機器を必要とする。さらに、無効電力制御において、SVR が設置された系統での適用を考える場合には、SVR と SVC の協調動作に留意する必要がある [18-25]。

系統連系用電力変換装置 (PCS, パワーコンディショナ) は、PV システムにおいて太陽光パネルより出力される直流電力を交流電力に変換するが、近年のパワーエレクトロニクス技術の進展とともに、FACTS 機器並の高速な無効電力制御が可能となった。こうした PCS の無効電力制御を活用した電圧変動抑制対策は SVC を設置する場合と比較して所要容量が少なく有利である。例えば、出力 2MW の PV システムを力率 0.9 で運転する場合、力率 1 で運転する場合と比較して PCS 容量を 0.22MVA 増加する必要があるが、SVC を設置する場合は 0.97Mvar 必要となり、必要容量は少なく済む。このため、この PCS の無効電力制御を活用した研究がなされている。

PCS の無効電力制御のうち、文献 [26-28] に示された「電圧一定制御」「電圧比例制御」では自端の電圧を参照して無効電力を制御するが、メガソーラーなど大規模太陽光発電に適用する場合、系統側の負荷変動や他の分散型電源の出力変動に伴う電圧変動の影響を受け、無効電力の補償容量が大きくなる可能性や、系統に設置された SVR 等の電圧制御機器と干渉する可能性がある。

これに対して指定された力率で運転を行う PCS の「力率一定制御」では、制御対象である力率指令値は系統電圧の影響を受けないという特長を有する。また、PV の有効電力出力とインバータ容量が同一であるような場合には、進相運転を行うことによって有効電力出力が抑制されることになるが、一定力率で運転されることを考慮して、文献 [29] に示された発電量の年間累積曲線等を活用することで、力率別に年間発電量を想定することも可能である。

力率一定制御はこれまで風力発電で実績があり [30]、PV 大量連系時の検討事例 [31-33] や大規模太陽光発電においても PCS の力率一定制御を用いた電圧変動抑制対策の適用例が見られる [34-36]。

これまで大規模太陽光発電連系時の電圧変動抑制対策として、PCS の力率一定制御を適用した場合の効果についてシミュレーション [37] および実系統を用いた実測結果 [38] により検討し、連系箇所が変電所から 5km 程度離れたケースであれば、電圧変動は十分抑制される見通しを得た。一方、長距離配電線では PV の出力変動に伴う線路損失変動が大きくなることから電圧変動の抑制が困難であることがわかった [39]。

大規模太陽光発電連系時の電圧変動抑制対策として、自端の電圧変動を抑制する無効電力制御も検討されているが [40,41]、長距離配電線で適用する場合には、配電線中間部で生

じる電圧変動が考慮されておらず十分とは言えない。

大規模太陽光発電の配電系統への導入初期にあたる現時点では、条件の緩やかな短距離配電線に連系されるケースが多いと考えられるが、今後は条件の厳しい長距離配電線に連系されるケースが増加するものと思われる。

そこで本研究では、大規模太陽光発電が長距離配電線に連系したケースを対象とし、PCSの無効電力制御により電圧変動の抑制を図ることを目的として検討を行った。

まず、PV連系時の電圧変動抑制対策として、従来手法であるPCSの力率一定制御の電圧変動特性および適用限界をシミュレーションおよび実系統での試験により検討した。その結果、同制御は、出力2MWのPVを6.6kV系統に連系する場合、短中距離配電線で有効であること、10kmを超過する長距離配電線に対しては別途、電圧変動抑制対策が必要であることがわかった。

長距離配電線に対する電圧変動抑制対策として、PVの出力と配電線負荷の皮相電力の変化に応じてPVの力率を適正に調整し、配電線全域で生じる電圧変動を最小に抑制するPCSの無効電力制御「力率変更制御」を提案した。PVの力率一定制御のもと、発生する電圧変動の主原因は線路電力損失変動であるため、線路電力損失変動と関係の深いPVの出力と配電線負荷の皮相電力を制御の入力項目としたものである。

配電線負荷のPVへの取り込み方法として、過去実績に基づく「ロードカーブ方式」および配電用変電所より通信にて配電線負荷の情報を取り込む「通信方式」について、モデルシステムを用いたシミュレーションにより、本手法の電圧変動抑制効果を確認した。

以上のように、本論文は長距離配電線における大規模太陽光発電連系時の電圧変動抑制対策について検討したものであり、太陽光エネルギーの有効利用、配電系統の安定運用に寄与せんとするものである。

第2章

太陽光発電

2.1 緒言

本章では太陽光発電の系統への導入状況を述べるとともに、松山太陽光発電所の実測データを基にした太陽光発電 (PV) の出力特性を示す。このデータを基にメガソーラーなど大規模太陽光発電が配電系統に連系された場合の系統電圧への影響を検討する。また、PV が連系された系統において、変電所で測定した配電線の皮相電力を基に、配電線負荷の有効電力および無効電力、PV の出力を推定する手法について述べる [42,43]。

2.2 太陽光発電の系統への導入

近年、地球環境問題への対応やエネルギー源の多様化による安定供給の確保から、再生可能エネルギーの導入が積極的に進められている。

気候変動枠組条約 (UNFCCC, 1992 年採択) など温室効果ガス削減に向けた国際的な取り組みの中で、平成 19 年 5 月に安部内閣総理大臣演説「Cool Earth 50」にて提案した「世界全体の温室効果ガス排出量を現状に比して 2050 年までに半減する」という長期目標実現に向け「低炭素社会づくり行動計画」(2008 年 7 月 閣議決定 (福田内閣)) [1] が策定された。その中で太陽光発電 (PV) については 2020 年に 1,400 万 kW (2005 年の 10 倍)、2030 年に 5,300 万 kW (2005 年の 40 倍) まで導入する目標が設定された。その後、2009 年 8 月に経済産業省の長期需給見通し (再計算) [2] では 2020 年に 2,800 万 kW (2005 年の 20 倍) とその目標は加速された (図 2.1)。

2009 年 7 月に住宅用太陽光発電設備を対象に余剰電力買取制度が開始され、2012 年 7 月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が施行、固定価格買取制度が開始された。

固定価格買取制度では出力が 10kW 以上の太陽光発電設備や風力発電、小水力発電、地熱発電、バイオマス発電の 5 種類の再生可能エネルギー電力を対象に全量買取を行う。これを契機に PV の電力系統への系統連系事例が急増している。

図 2.2 に太陽光発電設備および風力発電設備の年別国内総設備容量を示す [3,44]。太陽光発電設備は余剰電力買取制度が開始した 2009 年以降、上昇スピードを増しており、固定

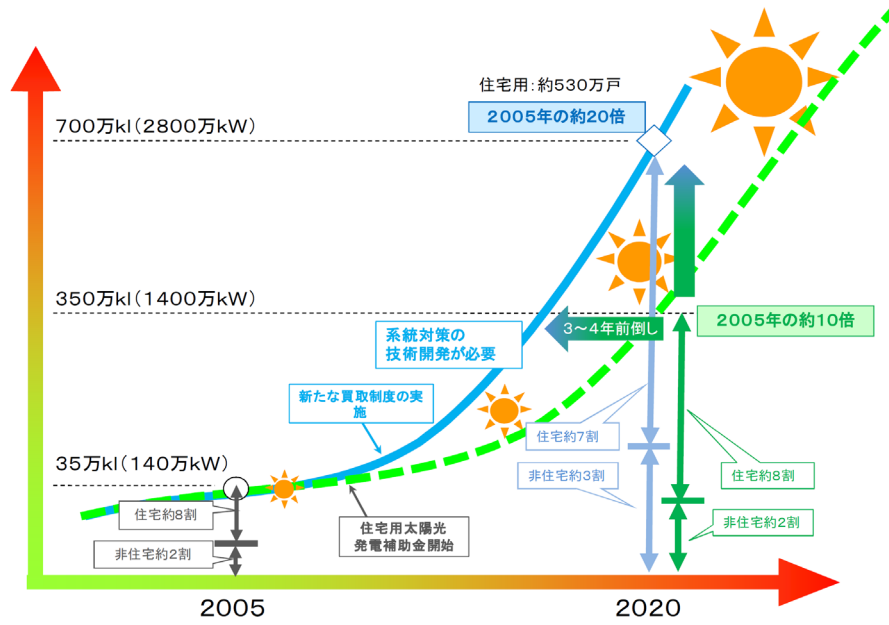


図 2.1 太陽光発電導入の想定 [2]

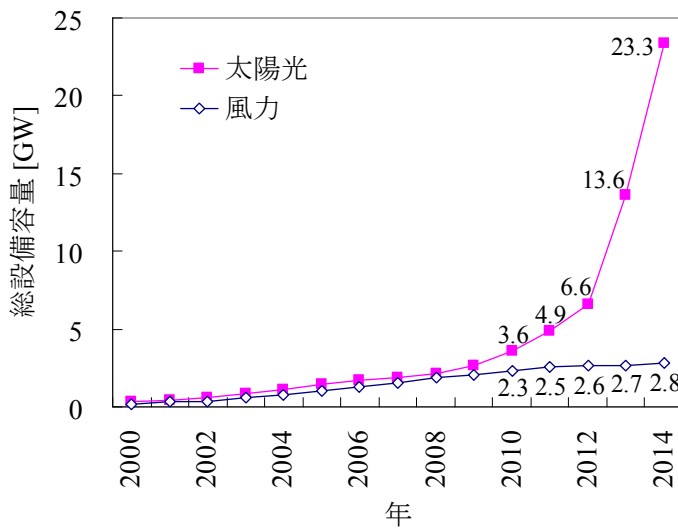


図 2.2 年別国内総設備容量 (太陽光発電, 風力発電) [3,44]

価格買取制度が開始した 2012 年以降、さらに上昇スピードを増し、2014 年末においては 2,330 万 kW に到達している。

固定価格買取制度導入以降の国による太陽光発電設備の認定量 (2015 年 3 月末) は再生可能エネルギー全体 8,768 万 kW のうち 8,263 万 kW (住宅用 10kW 未満 : 379 万 kW, 非住宅用 10kW 以上 : 7,884kW) と、2030 年における導入目標 5,300 万 kW を超過しており [45] (図 2.3), 今後、着実に系統に導入されていくものと思われる。なお、2013 年度の国内の最大電力は 1 億 5,900 万 kW (10 電力会社計, 1 日最大, 発電端) となっている [46]。

太陽光発電には、下記 (a), (b) に示す長所がある。

- (a) 発電部 (セル) に可動部がないことから故障が少なく、保守が容易である。
- (b) 他の発電方式と比較し立地上の制限が少なく、国内の大部分の箇所で発電が可能

(a) について、太陽電池の寿命は 20~30 年といわれている [47,48]。例えば、四国電力管内にある松山太陽光発電設備 (300kW) の太陽光パネルは 1983 年に NEDO により「サンシャイン計画」として愛媛県西条市の実証研究で使用した設備 (1MW) [49] の一部を利用しているが、30 年後の現在でも太陽光パネルの多くは当時のまま稼働している。

(b) について、日本の年間最適傾斜角の斜面日射量を図 2.4 に示す [50]。ただし、年間最適傾斜角とは、年間に受ける斜面日射量を最大とする太陽光パネルの角度である。日本南部の太平洋側や瀬戸内海の日射量は多く、日本海側は比較的少ないという差はあるものの、発電に適さない地域は少ない。地理的な制約として、他の分散型電源と同様、負担金の関係から発電所設置箇所近傍の送配電線の有無の影響を受けることが多い。

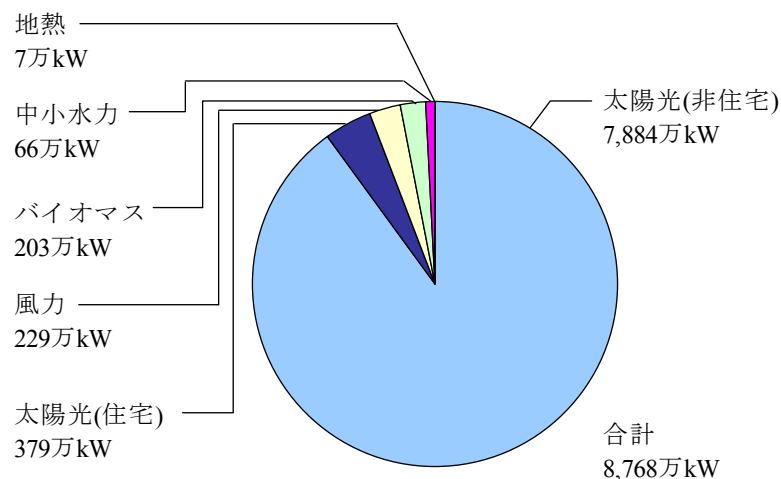


図 2.3 再生可能エネルギー認定容量 (2015 年 3 月末) [45]

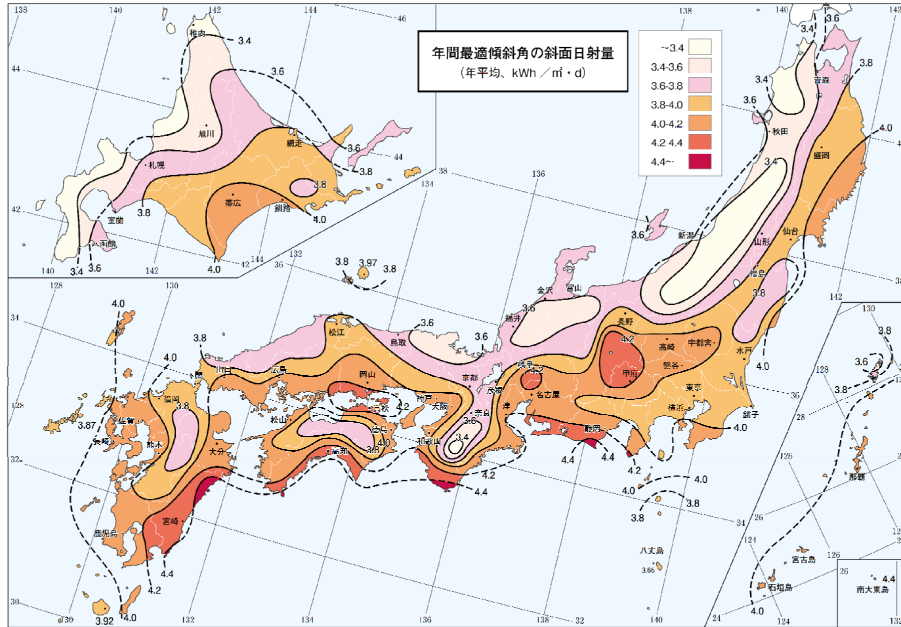


図 2.4 日本の年間最適傾斜角の斜面日射量 [50]

2.3 太陽光発電の出力特性

四国電力(株)松山支店管内の松山太陽光発電所は300kW設備(平成8年3月:運開,敷地面積:約0.9万 m^2)と1,742kW設備(平成22年12月:運開,敷地面積:約2.7万 m^2)からなる[51,52](図2.5)。

1,742kW設備において,2.3.1項,2.3.2項(1),2.3.3項は平成22年12月から平成23年11月末までの一年間(1秒毎),2.3.2項(2),(3)は平成23年1月から平成23年12月の一年間(1秒毎)実測した結果を示す。

2.3.1 発電出力

(1) 傾斜面日射強度と出力の関係(実測結果)

図2.6に10分間平均値における傾斜面日射強度 N [kW/m^2]とPCS出力端における出力(有効電力) P [pu](1,742kVAベース)の関係を示す。傾斜面日射強度の測定にあたっては,構内1箇所測定した日射計を太陽光パネルの架台と同角度(28度)に設定している。

実測した太陽光発電の出力は傾斜面日射強度にほぼ比例していることがわかった。

原点を通る回帰直線は(2.1)式のとおりとなった。

$$P = 0.8286N \quad (\text{決定係数 } R^2 = 0.9922) \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

ただし,

P : 出力 [pu](1,742kVAベース)

N : 傾斜面日射強度 [kW/m^2](角度:28度)



図2.5 松山太陽光発電所(1,742kW設備)[52]

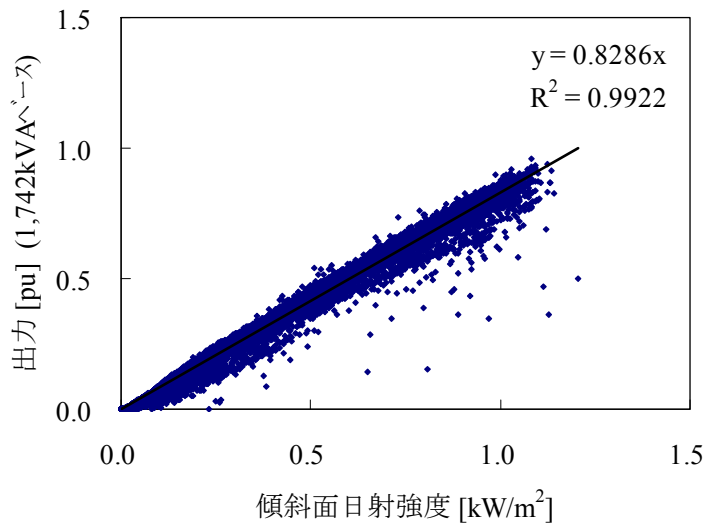


図 2.6 傾斜面日射強度と出力 (実測)

これより、太陽光パネル・配線・インバータを含めたロスの実績は 17% (= (1 - 0.8286) × 100) 程度と見積もられる。

(2) 傾斜面日射強度と出力の関係 (JIS を用いた計算式)

日本工業規格 JIS C 8907 (太陽光発電システムの発電電力量推定方法) [53] に示された 1 時間あたりの発電電力量 E_{Pm} [kWh/h] より平均出力 P_{PCS} [kW] を求めた ((2.2) 式, (2.3) 式)。

$$E_{Pm} = K' \left(1 - 0.45 \times \frac{T_{AV} + \Delta T - 25}{100} \right) \frac{P_{ASHAm}}{G_S} \dots\dots\dots (2.2)$$

$$= P_{PCS} \dots\dots\dots (2.3)$$

ただし、

E_{Pm} : 1 時間あたりの発電電力量 [kWh/h]

P_{PCS} : PCS 出力端 平均出力 [kW]

K' : 基本設計係数 (= $K_{HD} K_{PD} K_{PM} K_{PA} \eta_{INO}$)

K_{HD} : 日射量年変動補正係数 (0.97)

K_{PD} : 経時変化補正係数 (結晶系 0.95)

K_{PM} : アレイ負荷整合補正係数 (連系形 0.94)

K_{PA} : アレイ回路補正係数 (0.97)

η_{INO} : インバータ実効効率 (連系形 0.90)

T_{AV} : 平均気温 [°C]

ΔT : 加重平均太陽電池モジュール温度上昇 [°C]

(屋根置き形 21.5 [°C] ^{※1}, 裏面開放形 (架台設置形) 18.4 [°C])

- P_{AS} : 太陽電池アレイ出力 [kW]
- H_{Am} : 傾斜面日射量 [$\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{h}^{-1}$]
- G_S : 標準試験条件における日射強度 ($1[\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}]$)

*1 今回の検討では屋根置き形で統一

図 2.7 に傾斜面日射強度 (傾斜角度 28 度) と出力 (PCS 出力端における有効電力, 定格出力ベース) の関係を示す。傾斜面日射強度 $1 [\text{kW}/\text{m}^2]$ における出力は気温 0°C で $0.77 [\text{pu}]$ であり, 図 2.6 の実測結果 ($0.83 [\text{pu}]$) と比べると幾分出力が低い。営業運転開始直後から測定を開始したため, 経時変化による出力低下が少ないことなどが影響していると考えられる。

(3) 最大出力

表 2.1 に測定期間中の最大出力を示す。瞬時値として, 定格出力を超える $1,988\text{kW}$ (定格出力の 114%) が観測された。なお, 60 秒間平均値はパワーコンディショナの定格出力 ($1,750\text{kW}$) 程度に抑制されている。

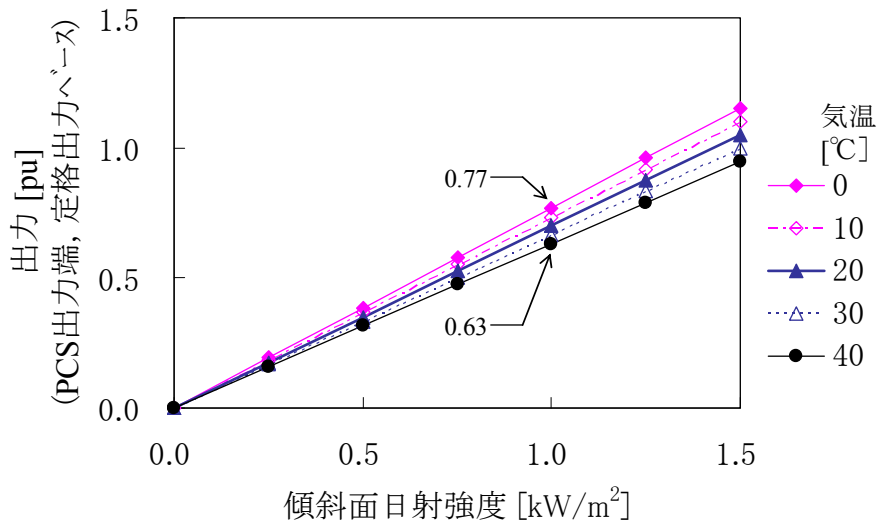


図 2.7 傾斜面日射強度と出力 (計算値)

表 2.1 最大出力

定格出力 [kW]	最大出力			
	瞬時値 [kW]	10秒間 平均値 [kW]	60秒間 平均値 [kW]	30分間 平均値 [kW]
1,742	1,988	1,915	1,783	1,568
(1.000)	(1.319)	(1.309)	(1.242)	(1.078)

()内: 斜面日射強度 [kW/m^2]

2.3.2 発電量

(1) 月間発電量

図2.8に月間発電量と月間傾斜面日射量の関係を示す。月間傾斜面日射量の多い3月,4月,8月に月間発電量も多くなっている。年間の設備利用率 (= 年間発電量 [kWh] / (発電所の定格出力 1,742 [kW] × 年間総時間 8,760 [h])) は 15.1% となった。

(2) 年間累積発電量曲線

図2.9, 表2.2にそれぞれ平成23年1月から平成23年12月まで1年間に測定された年間

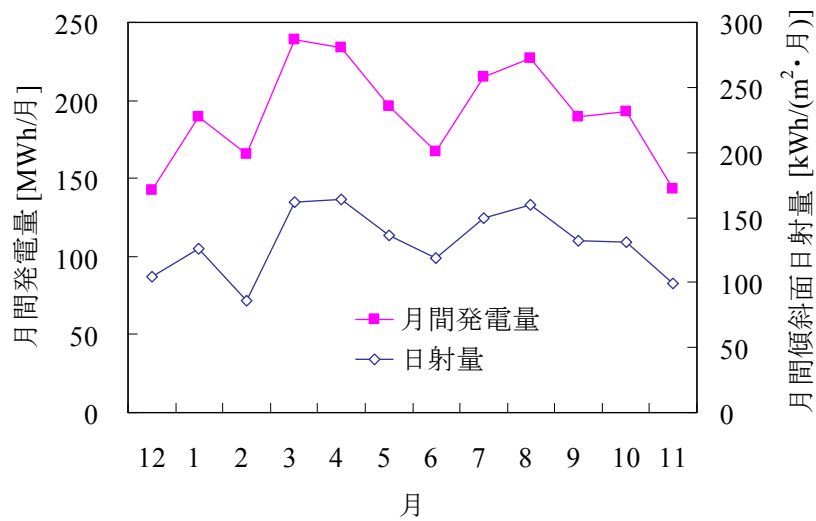


図2.8 月間発電量と月間傾斜面日射量の関係

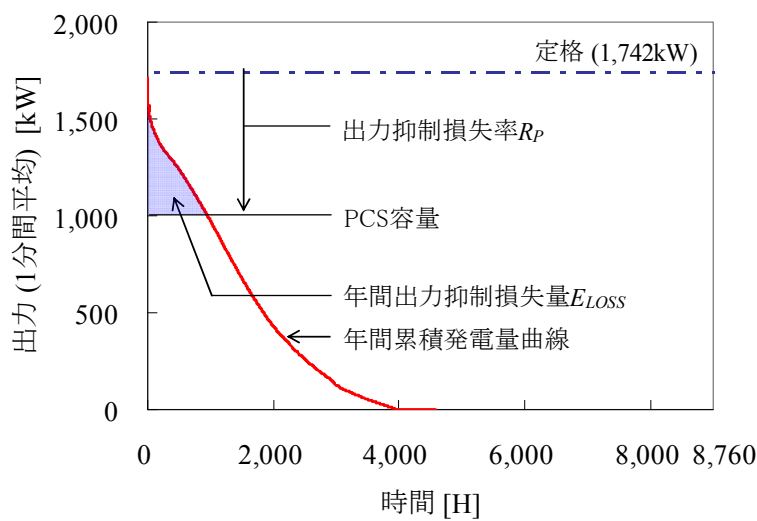


図2.9 年間累積発電量曲線 (松山 PS (1,742kW), 平成23年1月～平成23年12月)

表 2.2 年間累積発電量

時間 [hour]	出力 [kW]	1,742kW ベース	時間 [hour]	出力 [kW]	1,742kW ベース	時間 [hour]	出力 [kW]	1,742kW ベース
1	1,712	98%	1,600	623	36%	3,200	93	5%
100	1,439	83%	1,700	571	33%	3,300	79	5%
200	1,369	79%	1,800	522	30%	3,400	65	4%
300	1,322	76%	1,900	473	27%	3,500	53	3%
400	1,283	74%	2,000	430	25%	3,600	42	2%
500	1,240	71%	2,100	392	23%	3,700	31	2%
600	1,191	68%	2,200	357	20%	3,800	20	1%
700	1,139	65%	2,300	323	19%	3,900	8	0.46%
800	1,085	62%	2,400	290	17%	4,000	1	0.06%
900	1,030	59%	2,500	260	15%	4,100	1	0.06%
1,000	973	56%	2,600	232	13%	4,200	1	0.06%
1,100	915	53%	2,700	206	12%	4,300	1	0.06%
1,200	854	49%	2,800	182	10%	4,400	1	0.06%
1,300	793	46%	2,900	157	9%	4,500	1	0.06%
1,400	735	42%	3,000	128	7%			
1,500	678	39%	3,100	109	6%			

累積発電量曲線および年間累積発電量を示す。1 秒毎に計測した出力を 1 分間累積して発電量を求め、年間に相当する 525,600 分 (= 8,760 時間×60 分) について、大きい値のものから順に左に並べたものである。年間累積発電量曲線は水力発電で用いる河川流量の累積流量曲線 [54] と同様の概念を適用したものである [29]。

PCS の定格容量を仮に太陽光パネルの定格出力 (1,742kW) より小さい 1,000kVA とした場合、図 2.9 の青色に示す領域の発電量については、PCS の定格容量の制限を受けて発電しないことになる。PCS の定格容量を太陽光パネルの定格出力以上とした場合に見込まれる年間発電量と PCS の定格容量を太陽光パネルの定格出力未満に制限した後に見込まれる年間発電量の差を「年間出力抑制損失量 E_{Loss} 」とした。

(3) 出力抑制損失率と年間出力抑制損失量率の関係

図 2.10, 表 2.3 に出力抑制損失率 R_P と年間出力抑制損失量率 R_E の関係を示す。図 2.10, 表 2.3 の値は図 2.9 のデータを基にした。出力抑制損失率 R_P , 年間出力抑制損失量率 R_E を (2.4) 式~(2.6) 式に示す。

$$R_P = \frac{P_{DC} - P_{SYS}}{P_{DC}} \times 100 \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

$$R_E = \frac{E_{LOSS}}{E_{DC}} \times 100 \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

$$= \frac{E_{DC} - E_{SYS}}{E_{DC}} \times 100 \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

ただし、

R_P : 出力抑制損失率 [%]

P_{DC} : 太陽光パネル定格出力 (直流側) [kW]

- P_{SYS} : システム定格出力 (PCS 出力端) [kW]
- R_E : 年間出力抑制損失量率 [%]
- E_{LOSS} : 年間出力抑制損失量 [kWh/year]
- E_{DC} : 年間太陽光パネル発電量 (直流側) [kWh/year]
- E_{SYS} : 年間システム発電量 (PCS 出力端) [kWh/year]

システム定格出力 P_{SYS} は太陽光パネルの定格出力と PCS の定格出力のうち、値が小さいものが選択される。例えば、システムの構成として、太陽光パネルの定格出力が 1.2MW、PCS の定格出力が 1MW のとき、システム定格出力は 1MW となる。

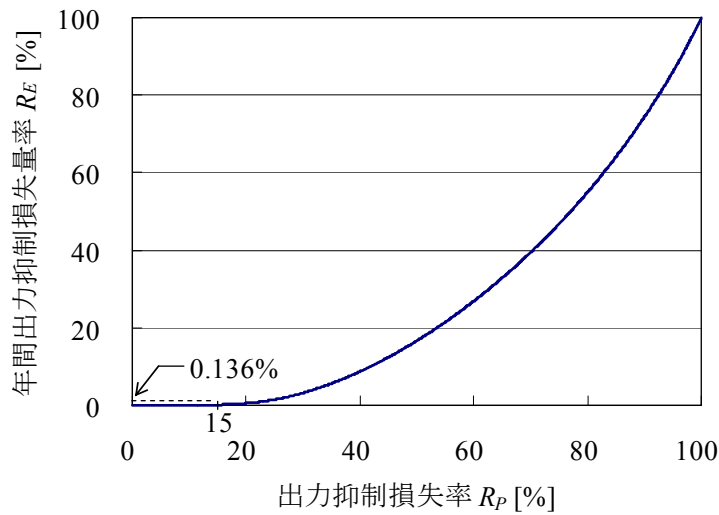


図 2.10 出力抑制損失率 R_P と年間出力抑制損失量率 R_E の関係

表 2.3 出力抑制損失率 R_P と年間出力抑制損失量率 R_E の関係

		年間出力抑制損失量率 R_E [%]									
出力抑制 損失率 R_P (一位) [%]		出力抑制損失率 R_P (十位) [%]									
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
1	0.000	0.035	0.666	3.652	9.421	17.595	28.028	40.894	56.788	76.702	
2	0.001	0.050	0.830	4.103	10.117	18.515	29.242	42.379	58.531	78.923	
3	0.001	0.070	1.010	4.579	10.879	19.511	30.411	43.808	60.313	81.323	
4	0.002	0.097	1.232	5.110	11.622	20.473	31.604	45.352	62.244	83.652	
5	0.003	0.136	1.474	5.637	12.387	21.517	32.893	46.841	64.111	86.060	
6	0.005	0.183	1.749	6.222	13.222	22.524	34.135	48.362	66.136	88.709	
7	0.008	0.248	2.074	6.798	14.032	23.554	35.477	50.007	68.097	91.311	
8	0.012	0.325	2.414	7.399	14.914	24.668	36.772	51.597	70.107	94.186	
9	0.017	0.418	2.805	8.061	15.769	25.744	38.092	53.319	72.289	97.023	
10	0.024	0.535	3.202	8.709	16.645	26.906	39.520	54.983	74.405	100.000	

図 2.10, 表 2.3 を活用すれば, 5 章に示す力率一定制御において, PCS の定格出力と太陽光パネルの定格出力を同一にした場合の年間出力抑制損失量 E_{LOSS} を推定することができる。

例えば, PCS の定格出力と太陽光パネルの定格出力が同一かつ, PV を力率 0.85 の一定力率で運転する場合には, 出力抑制損失率 R_p は 15% であり年間発電量の 0.136% が PCS 容量の制限を受けて抑制される。

2.3.3 出力変動

図 2.11 に出力変動と累積頻度 (22 年 12 月～23 年 11 月末) の関係を示す。測定データは 1 秒毎にサンプリングされている。測定対象期間は 5 時から 19 時までの 14 時間を対象とした。これは、夏至 (平成 23 年 6 月 22 日) の発電開始時間 5 時 41 分 8 秒、発電終了時間 18 時 54 分 48 秒を考慮した。

ここで出力変動は時系列データの中で任意に設定された測定期間内に発生する最大値と最小値の差を示す。1 秒間、10 秒間、60 秒間の出力変動データとして、それぞれ、18,345,600 データ、1,834,560 データ、305,760 データを抽出した。

表 2.4 に測定間隔毎の出力変動値を示す。出力変動の値として

- ・年間最大値
- ・低い方からの累積確率 99.74% (正規分布の場合に利用される 3σ) を示す値
- ・連続 10 測定期間平均 P_{10} の年間最大値

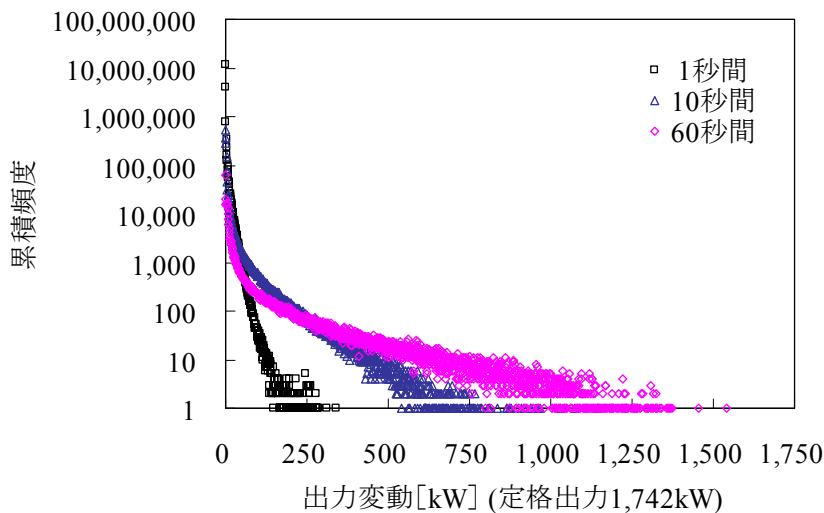


図 2.11 出力変動と累積頻度の関係

表 2.4 出力変動

測定期間		1秒	10秒	30秒	1分	60分
出力変動 [kW]	最大	339 (19%)	1,145 (66%)	1,367 (78%)	1,542 (89%)	1,808 (104%)
	3σ (99.74%)	34 (2%)	285 (16%)	617 (35%)	870 (50%)	1,567 (90%)
	最大 P_{10} [*]	115 (7%)	509 (29%)	940 (54%)	1,266 (73%)	950 (55%)

^{*} 連続10測定期間平均 P_{10} の最大値 () 内は定格出力に対する割合

の3つを示した。

出力変動の連続10測定期間平均 P_{10} の定義を(2.7)式～(2.9)式に示す。

$$P_{10} = \sum_{j=1}^{10} \left\{ \frac{\max_{k \in A} P_{i,j,k} - \min_{k \in A} P_{i,j,k}}{10} \right\} \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

$$P_{i,j,k} = P (10(i-1)T + (j-1)T + k) \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

$$A = \{1, 2, \dots, T\} \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

ただし、

$P(t)$: 時刻 t (1秒ごと) の出力 [kW]

T : 測定期間 [s]

1分間出力変動の連続10測定期間平均 P_{10} の年間最大値は1,266kWの値が観測され、定格出力に対し73%の変動となった。

配電用変電所のLRTや配電系統に設置されたSVR(LRT, SVRの詳細は3.2節にて説明)の動作時限(1分程度)の間に、曇天時など天候の変化が激しい日には、PV出力は定格出力7割程度変動しうると見積もることができる。

図2.12に平成23年5月における天候別の出力(定格出力1,742kW)を示す。晴天日として5月18日、曇天日として5月31日、雨天日として5月26日を選択した。晴天日は正午を中心とした釣鐘状に出力が変化し、曇天日は激しく出力変動が起こった。雨天日においてはほとんど出力されていないことがわかる。

表2.5に平成23年5月の天候別発電量(定格出力1,742kW)を示す。晴天日、曇天日、雨天日の1日間の発電量はそれぞれ10.4MWh, 7.4MWh, 1.3MWhとなり、曇天日の発電量は晴天日の7割、雨天日の発電量は晴天日の1割程度となった。1日あたりの設備利用率はそれぞれ24.9%, 17.7%, 3.1%となった。

図2.13に測定期間1分間の最大出力変動を記録した平成23年2月12日の出力を示す(定格出力1,742kW)。正午付近の出力変動が大きいことがわかった。気象庁の松山南吉田観測所では同日12時00分に最大瞬間風速26.2m/s, 11時30分に平均風速21.7m/sが記録されている。松山地方気象台の記録では同時刻帯の天候は曇となっている。

図2.14に測定期間1分間の最大出力変動を記録した11時50分から11時53分までの3分間の出力変動を示す。1分間内の出力変動の年間最大(1,542kW(89%), 48秒間)が観測された。

図2.15に測定期間1分間について連続10測定期間平均 P_{10} の年間最大値を記録した平成23年2月12日12時00分から12時10分間の出力変動を示す。測定期間1分間の最大出力変動を記録した日と同一日になった。出力変動として、平均して定格出力の7割程度となっていることがわかった。

表 2.5 天候別発電量 (1,742kW)

日時 (平成23年)	天候	発電量 (定格出力: 1,742kW) [MWh/日]	設備利用率 (1日) [%]
5月18日	晴	10.4 (100%)	24.9
5月31日	曇	7.4 (71%)	17.7
5月26日	雨	1.3 (13%)	3.1

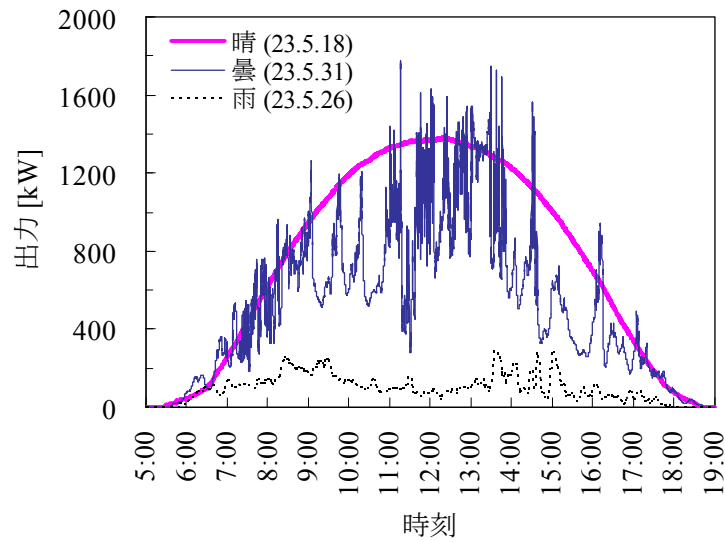


図 2.12 天候別出力変動 (平成 23 年 5 月 18 日 : 晴, 平成 23 年 5 月 31 日 : 曇, 平成 23 年 5 月 26 日 : 雨)

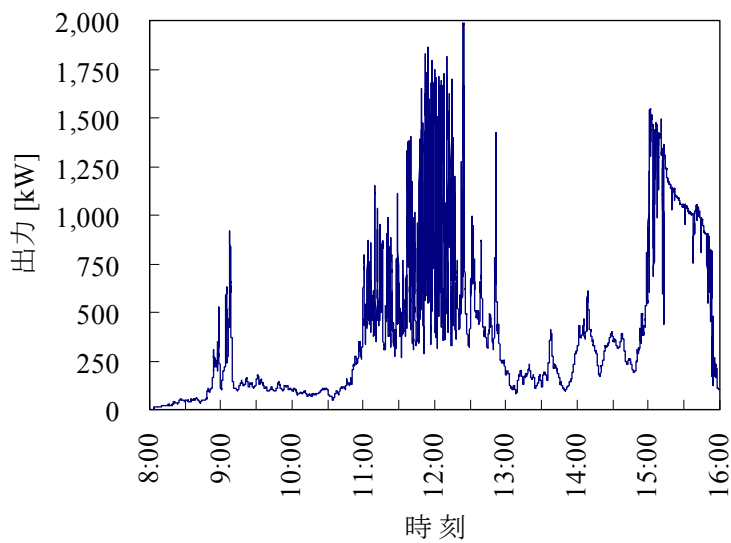


図 2.13 出力変動 (1 分間) の年間最大記録日の出力 (平成 23 年 2 月 12 日)

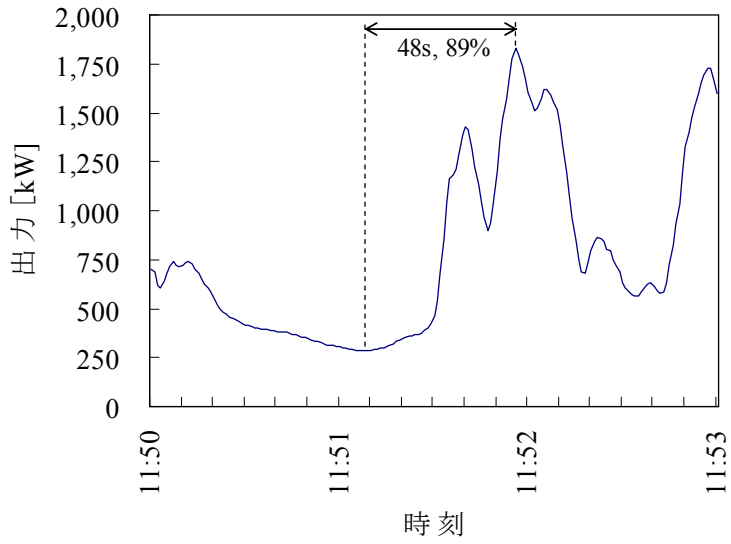


図 2.14 出力変動 (1 分間) の年間最大時 (平成 23 年 2 月 12 日)

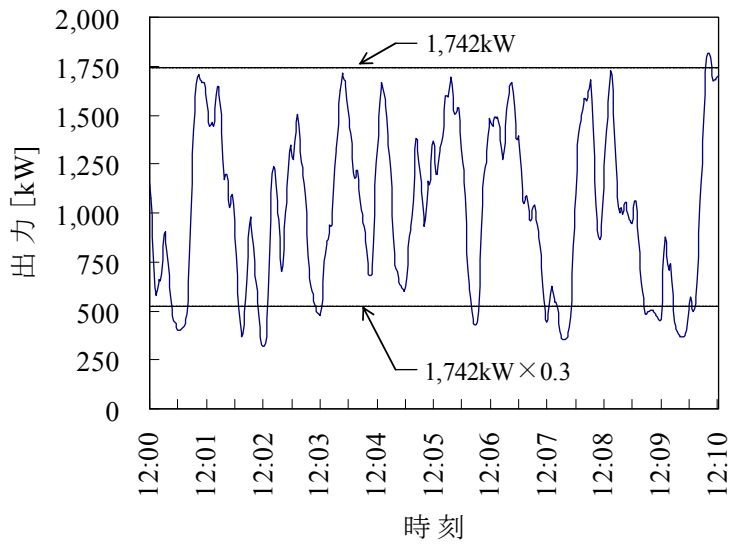


図 2.15 連続 10 測定期間平均 P_{10} の年間最大時 (平成 23 年 2 月 12 日)

2.4 太陽光発電出力変動時の電圧変動

(1) PV 連系時における系統電圧の経時変化

a. シミュレーション条件

1 分間出力変動の連続 10 測定期間平均 P_{10} の年間最大値を記録した平成 23 年 2 月 12 日 12 時 5 分から 12 時 8 分間の PV の出力変動データ (図 2.16 (a)) を用いて、系統電圧のシミュレーションを実施した。

表 2.6 にシミュレーション条件を示す。PV の出力は 2MW, 力率は 1 とした。その他の条件は 4 章の表 4.1 と同一である。

表 2.6 シミュレーション条件

配電線	系統電圧6.6kV, 亘長10km, ALOC120mm ² の線状モデル系統
PV	定格出力2MW, 力率1 <線路途中(変電所より1, 3, 5, もしくは10km)にPVを連系>
負荷	皮相電力3MVA, 力率0.987(遅れ), 平等分布
SVR	定格電圧6.6kV, 150Vタップ
潮流計算プログラム	系統電圧シミュレーション

b. PV 連系時における系統電圧の経時変化

図 2.16 (a) に実測した同日の 12 時 5 分から 12 時 8 分間の出力変動を示す。25 秒間に出力が 1,268kW (73%) 低下している。

変電所から 10km 離れた地点 (系統末端) の高圧系統 (6.6kV 回路), 低圧系統 (100V 回路) の電圧のシミュレーション結果をそれぞれ図 2.16 (b), 図 2.16 (c) に示す。変電所における LRT (負荷時タップ切換変圧器) のタップおよび変電所～PV 間にある SVR (高圧自動電圧調整器) のタップについては、期間中動かず、それぞれの変圧比は固定したままとした。

PV の連系箇所が変電所から離れるにつれ、出力の変化とともに出力と同波形で電圧が変化していることがわかった。出力変動 (0.73pu, 25 秒間) に対し、変電所より 10km 離れた地点では高圧系統 (6.6kV 回路) で 486V, 低圧系統 (100V 回路) で 7.6V 変動することがわかった。

3 章以降では、こうした PV の出力変動に伴う電圧変動を抑制するための対策について検討する。

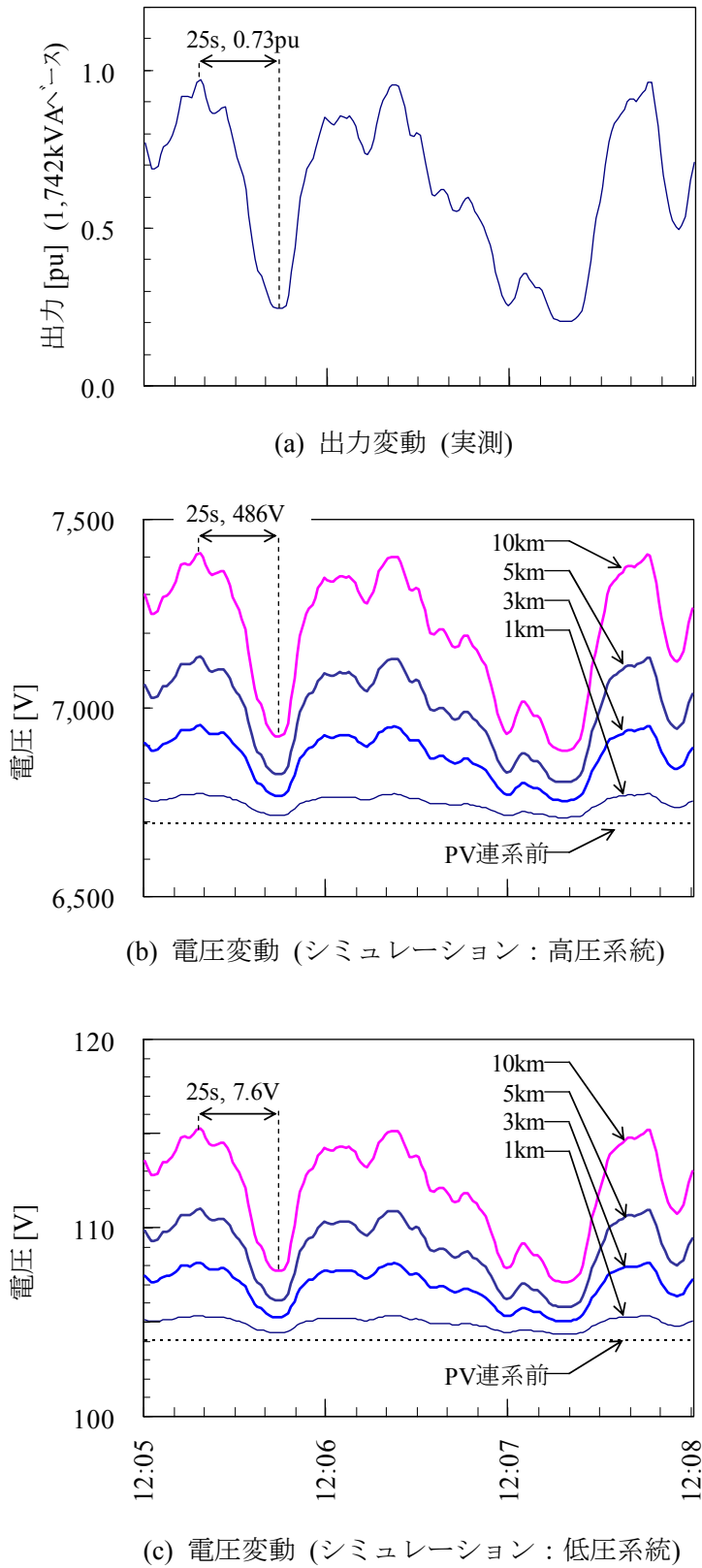


図 2.16 PV 出力変動時の実測結果 (平成 23 年 2 月 12 日) とシミュレーション結果

(2) PV 連系時における電圧上昇

力率1のPVを配電線に連系することで、変電所からPVの連系箇所まで各ノードの電圧は上昇する。PVの連系箇所の電圧上昇度合い ΔV_{IP} をシミュレーションにより確認した。

a. シミュレーション条件

表2.7にシミュレーション条件を示す。PVの出力は0.5~2MW、力率は1とした。負荷は0~3MVA(力率:0.987遅れ)、その他の条件は4章の表4.1と同一である。

表 2.7 シミュレーション条件

配電線	系統電圧6.6kV, 亘長1~5km, ALOC120mm ² の線状モデル系統
PV	定格出力0.5~2MW, 力率1 (配電線末端にPVを連系)
負荷	皮相電力0~3MVA, 力率0.987(遅れ), 平等分布
SVR	定格電圧6.6kV, 150Vタップ
潮流計算プログラム	系統電圧シミュレーション

b. 電圧上昇の限度

PV連系に伴って上昇したPVの連系箇所の電圧上昇 ΔV_{IP} を(2.10)式に示す。

$$\Delta V_{IP} = V_{P,IP} - V_{IP} \dots\dots\dots (2.10)$$

ただし,

$V_{P,IP}$: PV出力Pにおける連系箇所の電圧 (6.6kV系統) [V]

V_{IP} : PV連系前の連系箇所の電圧 (6.6kV系統) [V]

国内における低圧需要家(標準電圧100V)の供給電圧は電気事業法の規定により101±6Vの範囲内で維持することが義務づけられている。引込線を含めた低圧回路の電圧低下を7.6%,柱上変圧器の同一タップ区間内の電圧低下を2.5%と想定することで、今回の検討では、PV連系により認められる電圧上昇 ΔV_{IP} の目安を1%に設定した((2.11)式)。

$$\begin{aligned} \text{許容電圧上昇 (1\%)} &= (\text{電圧維持範囲 (101±6V : 12\%)} \\ &\quad - \text{柱上変圧器・低圧線・引込線電圧低下 (7.6\%)} \\ &\quad - \text{柱上変圧器の同一タップ区間内の電圧低下 (2.5\%))} / 2 \\ &\dots\dots\dots (2.11) \end{aligned}$$

(2.11)式において、右辺分子を2で除している理由は電圧低下の裕度も同程度(1%)見ているためである。

これを電圧上昇 ΔV_{IP} より表現すれば,

$$\Delta V_{IP} \leq 66 \text{ [V]} \quad (6.6\text{kV系統}) \quad \dots\dots\dots (2.12)$$

となる。

c. PV 連系時の電圧変動

図 2.17～図 2.20 にそれぞれ配電線負荷 0～3MVA における電圧上昇 ΔV_{IP} と変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) の関係を示す。

電圧上昇 ΔV_{IP} は変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) に対し、ほぼ比例して変化した。また、PV 出力の増加とともに、電圧上昇 ΔV_{IP} も増加した。

一方、負荷の変化に対する電圧上昇 ΔV_{IP} の変化は小さかった。

電圧上昇 ΔV_{IP} の限度を 1% (6.6kV 系統で 66V) とすると、PV 出力が 2MW、負荷が 0MVA (無負荷配電線) のケースでは連系箇所が変電所から 1.1km 離れた地点で限度に達した (図 2.17)。

一方、負荷の変化に伴う電圧上昇 ΔV_{IP} の変化は少なく、負荷が 3MVA のケースでも連系箇所が変電所から 1.0km 離れた地点で限度に達した (図 2.20)。

以上から、6.6kV 配電線において、定格出力 2MW の PV を変電所から約 1km 以上離れた地点に連系する場合には、電圧変動抑制対策が必要であることがわかった。

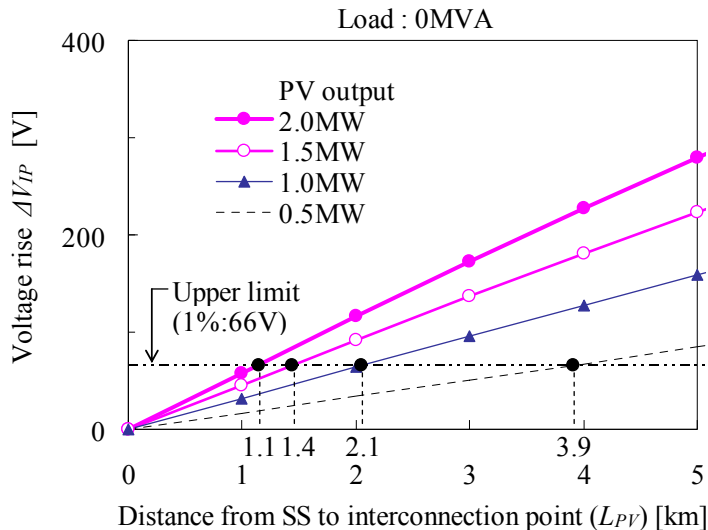


図 2.17 変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と連系箇所の電圧上昇 ΔV_{IP} の関係 (負荷 0MVA)

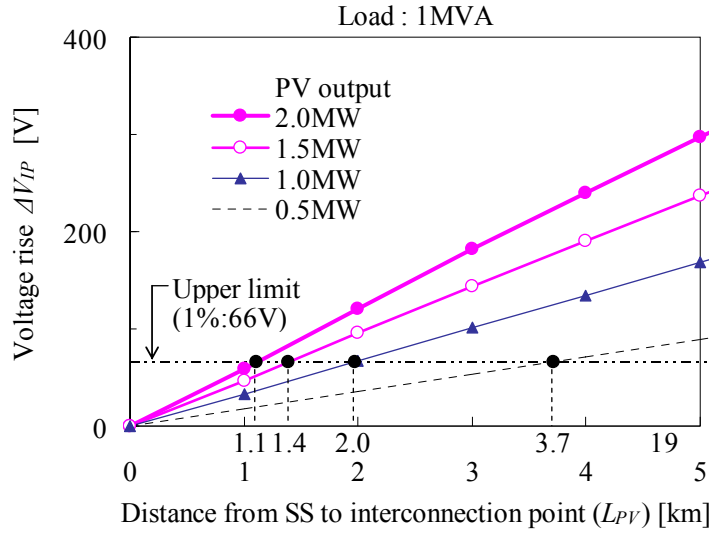


図 2.18 変電所—連系箇所間距離 (L_{pv}) と連系箇所の電圧上昇 ΔV_{IP} の関係 (負荷 1MVA)

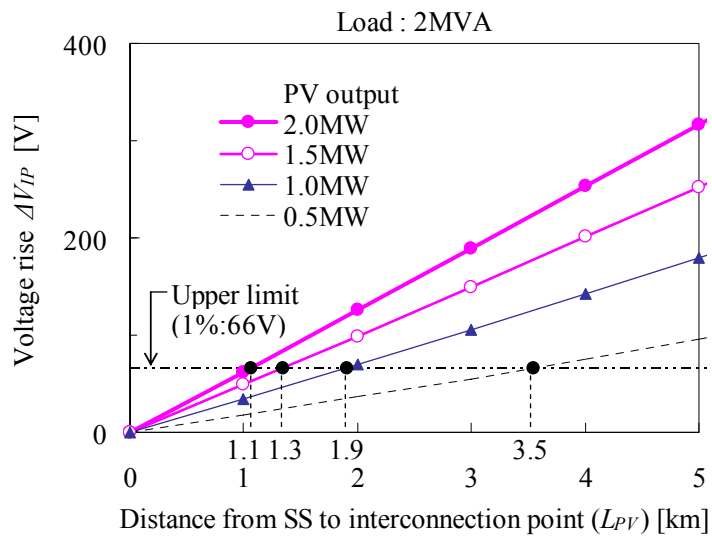


図 2.19 変電所—連系箇所間距離 (L_{pv}) と連系箇所の電圧上昇 ΔV_{IP} の関係 (負荷 2MVA)

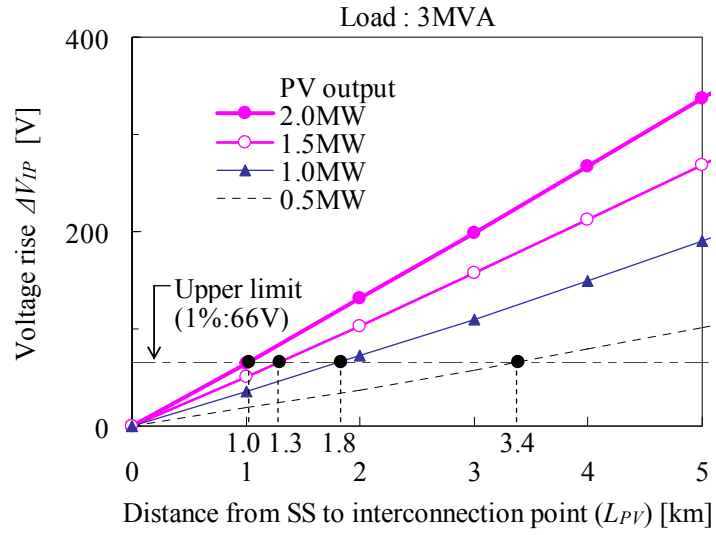


図 2.20 変電所一連系箇所間距離 (L_{IP}) と連系箇所の電圧上昇 ΔV_{IP} の関係 (負荷 3MVA)

2.5 太陽光発電が連系された配電系統の有効・無効電力推定

近年、配電系統に PV の導入が積極的に進められている一方、高圧需要家に固定接続された力率改善用コンデンサにより軽負荷時に配電線の力率が進みとなり、フェランチ現象による配電線の電圧上昇が問題となっている [55]。

配電線事故時や作業時の配電線切替などで配電線の電圧を計算する場合、従来、負荷電流の大きさに関係なく負荷の力率を一定としていた。しかし、PV 導入の進展や軽負荷時の進み力率の顕在化とともに、配電線の適正電圧の維持のため、これらの影響を考慮した配電線の有効電力・無効電力の推定が必要となった。

本節では、軽負荷時の進み力率および PV 出力を考慮した配電線の有効電力・無効電力推定手法を提案するとともに、実測との比較結果を述べる [42,43]。

2.5.1 負荷の有効・無効電力特性

負荷力率の想定にあたっては、高圧需要家の力率改善用コンデンサの影響を考慮した。

高圧需要家もしくは配電線全負荷の有効・無効電力は、有効電力を横軸、無効電力を縦軸とした平面において、縦方向に高圧需要家の力率改善用コンデンサの無効電力量だけ原点からオフセットした直線上を変動する特性が知られており [56-58]、この有効電力-無効電力特性をモデル化した。

(1) 高圧需要家

平成 17 年度、平成 18 年度に実施した四国電力管内の高圧需要家 72 箇所の実測結果に基づき、重負荷時における力率を 1 とし、有効電力として契約電力相当を消費するものとした。軽負荷時においては力率改善用コンデンサのみが系統に接続されるものとした。中間負荷時においては、重負荷時動作点と軽負荷時動作点を結ぶ直線上を変動することとした。

(2) 低圧需要家

平成 15 年度、平成 16 年度に実施した四国電力管内のオール電化住宅 92 箇所の実測結果に基づき、低圧需要家の力率は常時遅れ 0.95 とした。低圧需要家の皮相電力は柱上変圧器以下の低圧需要家を一括し、柱上変圧器容量×変圧器負荷度(=負荷容量/定格容量)とした。

(3) 配電線

高低圧需要家の有効・無効電力特性を組み合わせたものとなる。高圧需要家の有効電力および力率改善用コンデンサを除いた無効電力および低圧需要家の有効・無効電力は、同一の日負荷曲線 (ロードカーブ) に従って増減すると仮定すると、その力率および構成割合が固定されたまま、重負荷時の動作点と軽負荷時の動作点を結ぶ直線上 (以下、「負荷動作直線 (Load line) 」と呼ぶ) を変動する。

図 2.21 に負荷動作直線および重負荷時の動作点を、図 2.22 に負荷動作直線と負荷別の動

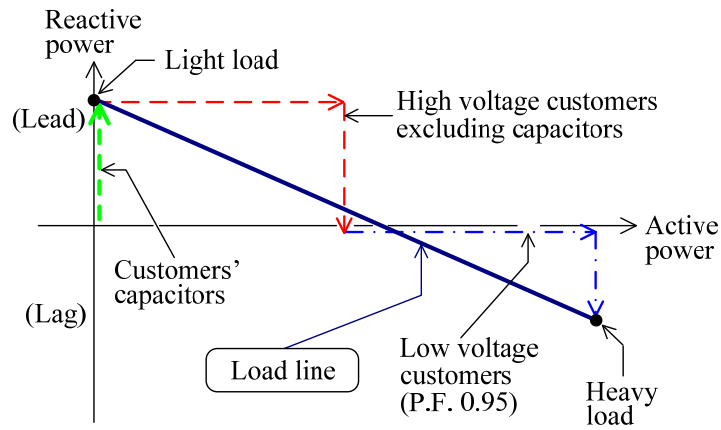


図 2.21 配電線の負荷動作直線

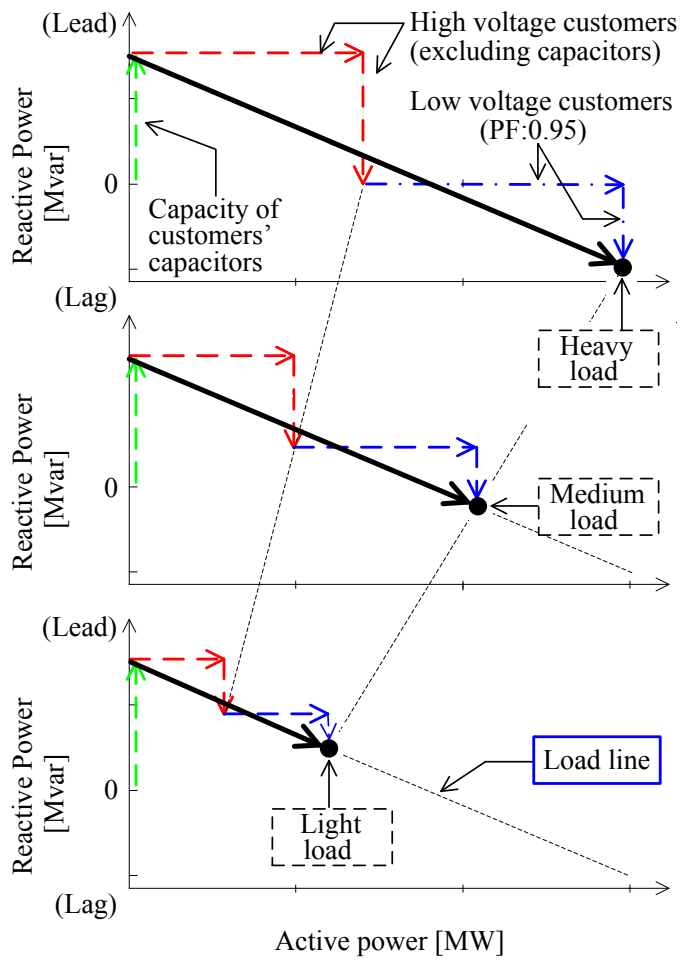


図 2.22 配電線の負荷動作直線と負荷別の動作点の関係

作点 (重負荷, 中間負荷, 軽負荷) の関係を示す。

高圧需要家の力率改善用コンデンサが系統に固定接続された上で, 高圧需要家の有効電力・力率改善用コンデンサを除いた無効電力および低圧需要家の有効・無効電力が, その力率および有効電力の割合を固定した上で増減することにより, 同一直線を変動することとなる。

四国電力管内の 36 フィーダにて, PV 連系量の少ない 2005 年から 2006 年の 2 年間に実測したデータ (各フィーダ 2 週間×2 回, 10 分間平均値) を用いて, 同手法を用いて推定された無効電力の精度を確認した。測定期間中に観測されたフィーダ毎の最大皮相電力をベースにすると, 推定された無効電力の誤差は平均 12% (標準偏差 9%) と低く, 同手法の有効性を確認した。

図 2.23, 図 2.24, 図 2.25 に配電線の有効・無効電力特性の実測例を示す。測定期間中の最大皮相電力 (それぞれ 4,973kVA, 3,401kVA, 3,645kVA) をベースにした無効電力の誤差はそれぞれ 3%, 3%, 5% となっており, 実測値は想定した負荷動作直線付近に分布していることがわかった。

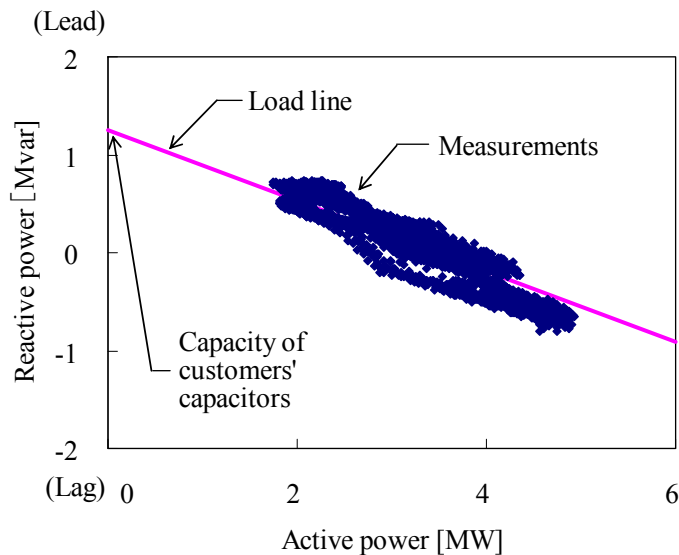


図 2.23 配電線の有効・無効電力特性の実測例 (その 1)

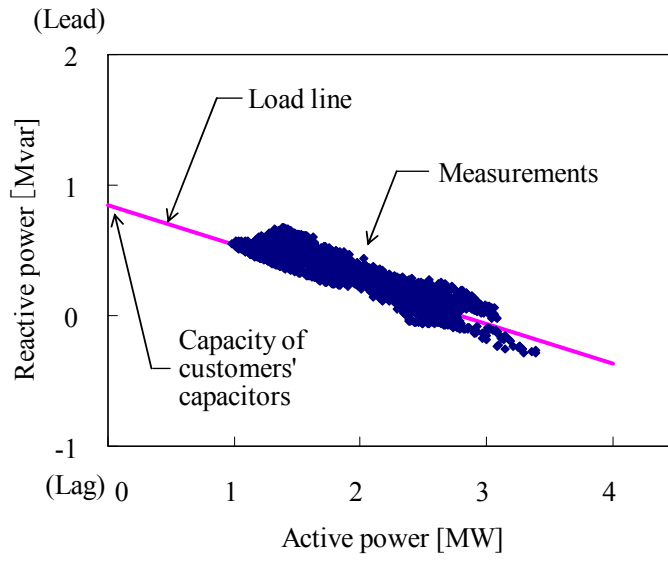


図 2.24 配電線の有効・無効電力特性の実測例 (その 2)

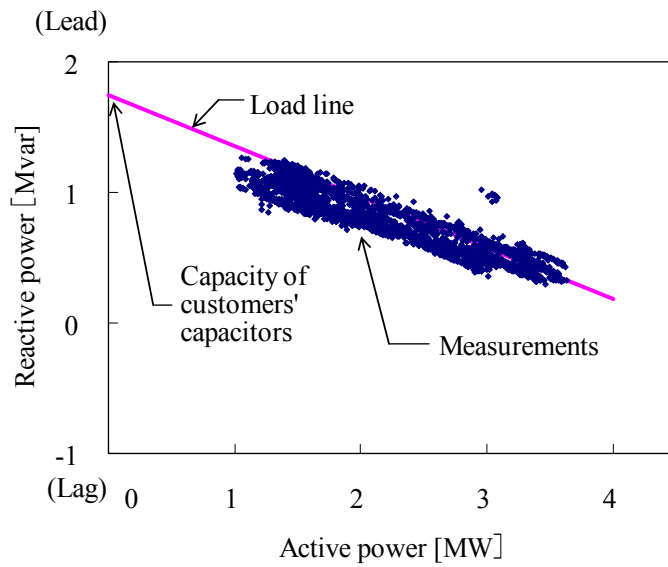


図 2.25 配電線の有効・無効電力特性の実測例 (その 3)

2.5.2 太陽光発電の出力推定

PV の晴天時における月別時刻別出力推定のため、日本工業規格 JIS C 8907 (太陽光発電システムの発電電力量推定方法) に示された 1 時間あたりの発電電力量 E_{Pm} [kWh] ((2.2) 式) より平均出力 [kW] を求めた。

傾斜面日射量 H_{Am} および気温 T_{AV} については日本気象協会にて公表された標準気象データ MET-PV3 [59] (1990~2003 年の平均年データ (1 時間毎), 四国内気象官署・アメダス 41 箇所) を使用し、各月各時間ごとに (2.2) 式で計算される出力 (1,230 ポイント) のうち、最も高くなる値を晴天時の値として採用した。

図 2.26, 表 2.8 に月別時刻別の PV 出力推定の結果を示す。

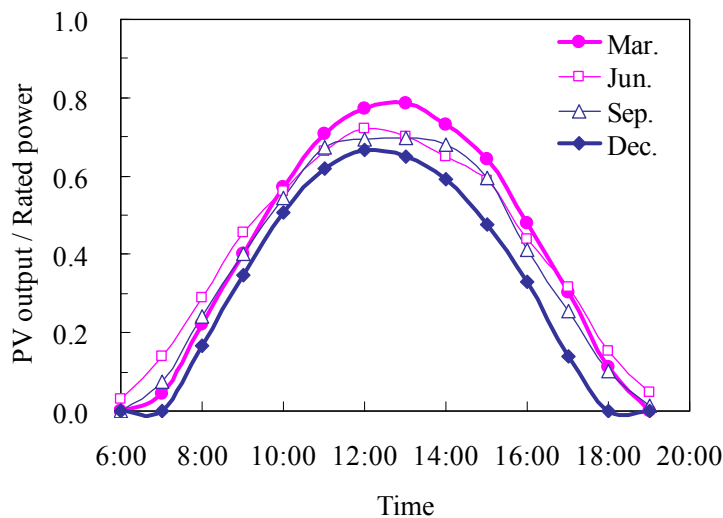


図 2.26 3月, 6月, 9月, 12月の PV 出力

表 2.8 PV 出力 (推定手法)

	PV output / Rated power													
	Time													
	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Jan.	0.00	0.00	0.08	0.31	0.47	0.59	0.68	0.70	0.69	0.58	0.42	0.23	0.07	0.00
Feb.	0.00	0.00	0.31	0.34	0.51	0.64	0.72	0.75	0.71	0.63	0.45	0.27	0.13	0.00
Mar.	0.00	0.04	0.22	0.40	0.57	0.71	0.77	0.78	0.73	0.64	0.48	0.30	0.11	0.00
Apr.	0.01	0.12	0.28	0.45	0.60	0.71	0.76	0.76	0.72	0.63	0.48	0.31	0.12	0.02
May	0.03	0.14	0.30	0.45	0.57	0.68	0.74	0.74	0.69	0.59	0.46	0.30	0.15	0.04
Jun.	0.03	0.14	0.29	0.46	0.56	0.66	0.72	0.70	0.65	0.59	0.44	0.32	0.15	0.05
Jul.	0.03	0.12	0.28	0.41	0.53	0.61	0.66	0.68	0.64	0.56	0.45	0.32	0.17	0.05
Aug.	0.02	0.09	0.25	0.40	0.53	0.64	0.69	0.69	0.65	0.57	0.46	0.31	0.16	0.04
Sep.	0.00	0.08	0.24	0.40	0.54	0.67	0.69	0.70	0.68	0.60	0.41	0.26	0.10	0.01
Oct.	0.00	0.06	0.21	0.39	0.53	0.64	0.70	0.67	0.61	0.51	0.37	0.21	0.04	0.00
Nov.	0.00	0.05	0.19	0.37	0.52	0.61	0.66	0.66	0.60	0.50	0.35	0.12	0.00	0.00
Dec.	0.00	0.00	0.17	0.35	0.51	0.62	0.67	0.65	0.59	0.48	0.33	0.14	0.00	0.00
Ave.	0.01	0.07	0.23	0.39	0.54	0.65	0.71	0.71	0.66	0.57	0.42	0.26	0.10	0.02

平成22年度,平成23年度に四国電力管内で実測した低圧連系PV(41箇所)における月別,時間別最大出力の(41箇所)平均値を用いて,出力推定値と比較を実施した。

図2.27に8月の例を示す。実測値に対する推定値の誤差は,定格出力をベースとすると1%と小さかった。

年間にわたる実測値に対する推定値の誤差は,定格出力をベースとすると3%と小さく,晴天時の出力推定手法として適用可能であることがわかった。

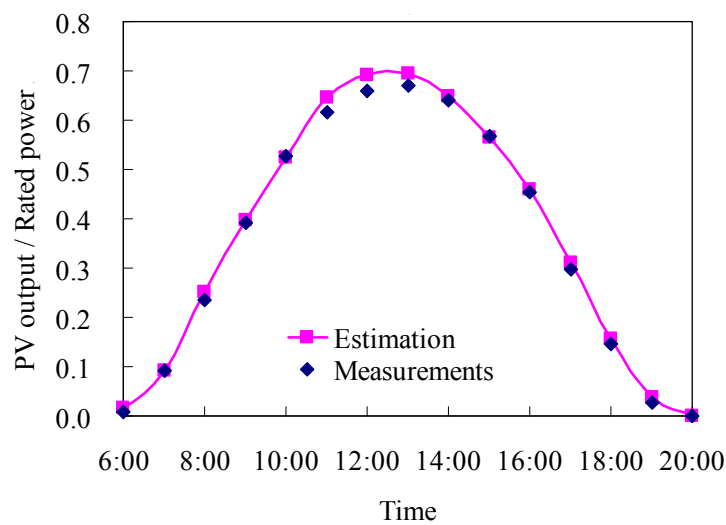


図2.27 8月におけるPV出力の実測値と推定値の比較

2.5.3 太陽光発電出力を考慮した配電線の有効・無効電力特性

図 2.28 に PV が連系された配電線において、配電線の電流 (皮相電力) が既知である場合に、配電線の力率を計算する方法を示す。PV 出力を推定して負荷動作直線を左方向に PV 出力分だけ平行移動し、既知の皮相電力から動作点 (M1) を求める。得られた動作点から逆方向 (右方向) に PV 出力分だけ平行移動させることで、PV 出力を除いた配電線の動作点 (M2) が求められ、配電線の力率も確定する。

PV (定格 1MW, 定力率 0.87) が連系された四国電力管内の 1 配電線について、平成 25 年 1 月 7 日から平成 25 年 1 月 16 日 (4 時~20 時, 1 秒毎) の 10 日間にわたり、負荷および PV 出力の測定を実施した。

図 2.29, 図 2.30 にそれぞれ平成 25 年 1 月 8 日, 平成 25 年 1 月 12 日の測定結果 (1 分間平均値) について、(a) に PV 出力の実績値と推定値の比較, (b) に有効電力と無効電力の関係を示す。負荷の実測値 (緑点: ●) および推定値 (赤点: ▲) は想定した負荷動作直線付近で変動していることがわかった。

測定期間 (10 日間) にわたる実測値 (1 秒間平均値) に対する推定値の誤差は、平均有効電力をベースとすると、有効電力について 8%, 無効電力について 8% と小さく、当該手法の有効性を確認した。

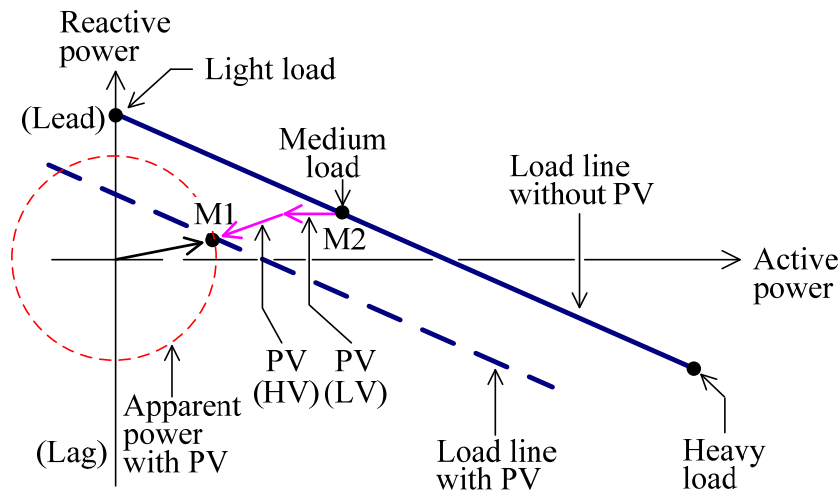
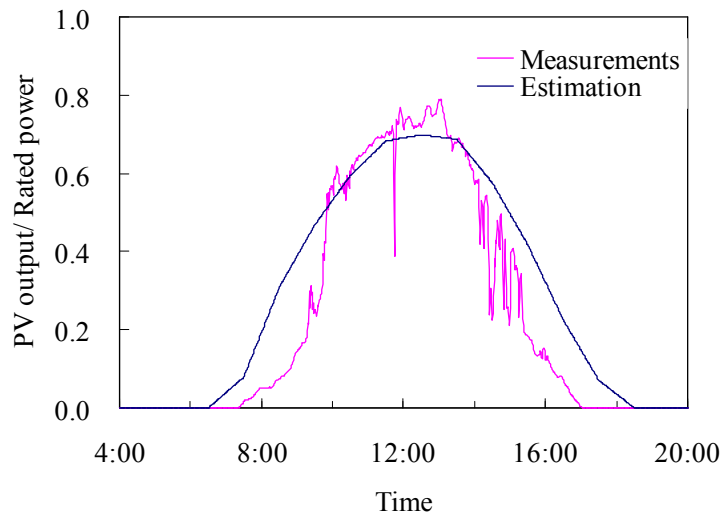
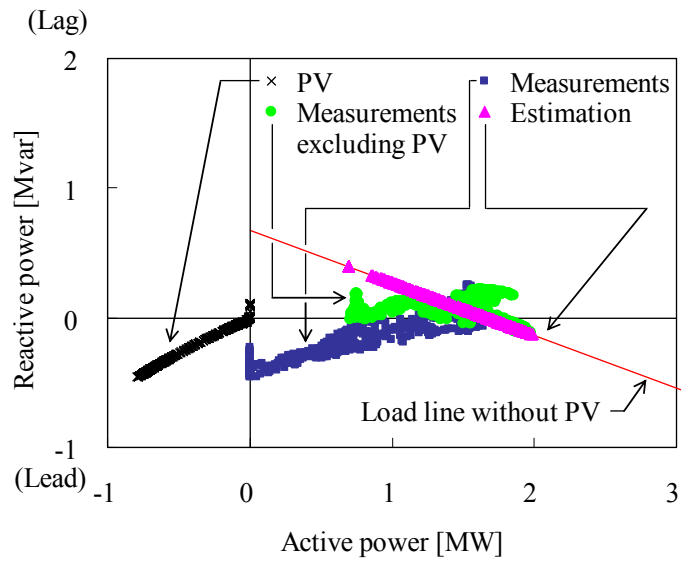


図 2.28 配電線の負荷動作直線 (PV ありと PV なし)

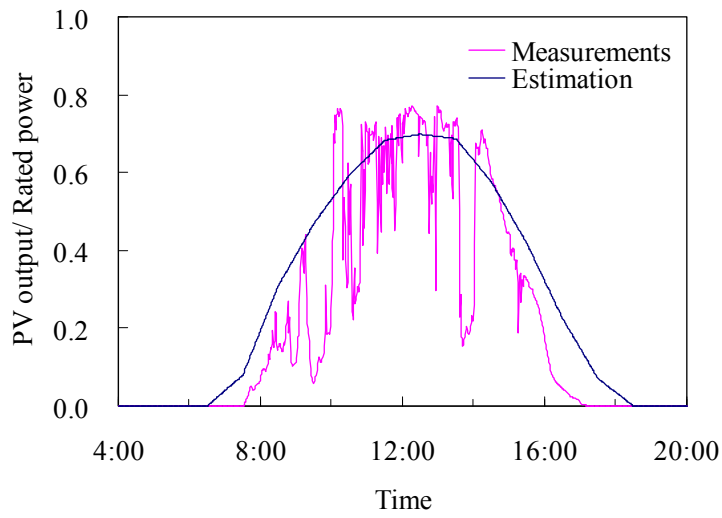


(a) PV 出力の実績値と推定値の比較

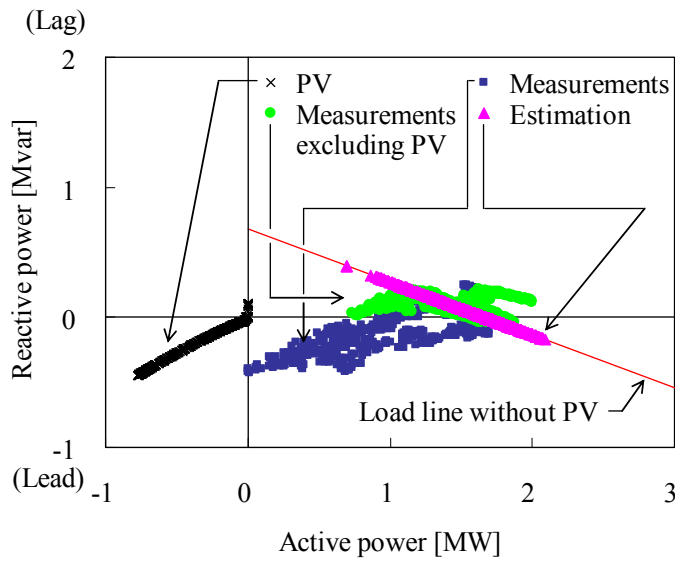


(b) 有効電力と無効電力の関係

図 2.29 PV が連系された配電線の有効・無効電力特性 (平成 25 年 1 月 8 日, 1 分間平均値)



(a) PV 出力の実績値と推定値の比較



(b) 有効電力と無効電力の関係

図 2.30 PV が連系された配電線の有効・無効電力特性 (平成 25 年 1 月 12 日, 1 分間平均値)

2.6 結言

本章では、現状における PV の系統への導入状況のほか、松山太陽光発電所の実測データを踏まえた PV の出力特性について述べた。また、同データを基に、PV 連系時の配電線の電圧変動を検討した。さらに、PV の連系された配電線において変電所で測定した配電線の皮相電力から、配電線負荷の有効・無効電力および PV の出力を推定する手法を提案した。本章で得られた結果を要約すると以下のとおりとなる。

- (1) 傾斜面日射量と PV 出力は、気温の変化により ($20^{\circ}\text{C}\pm 20$)、若干の変動 ($\pm 7\%$ 程度) があるものの、概ね比例関係にあることがわかった。
- (2) PV の出力の上限を一定値で制限したケースにおいて、年間発電量の減分を算定した。その結果、PV 出力の上限を定格出力の 85%とした場合でも (PV のパネルと PCS が同一容量のケースにおける力率 85%の力率一定制御の適用に相当)、年間発電量の減分は、PV 出力の上限を制限しない場合の年間発電量の 0.1%程度にしかならないことがわかった。
- (3) PV の出力は、SVR 等の電圧調整機器の動作時限に相当する 1 分間に、最大で定格の 7割程度の変動が観測された ($\max P_{10} = 0.7\text{pu}$, ただし、 P_{10} は連続 10 測定期間平均)。
- (4) 配電系統にメガソーラーなど大規模太陽光発電が連系された場合に生じる電圧上昇は、概ね PV の出力および変電所～PV の連系箇所間の距離に比例する。許容される電圧上昇を 1%とすると、定格出力 2MW、力率 1 の PV を 6.6kV 配電線に変電所から 1km を超過した地点に接続した場合には、電圧上昇抑制のための対策が必要であることがわかった。
- (5) PV 連系時の電圧変動抑制対策として、無効電力制御の適用を考える場合、同制御の電圧変動抑制効果に対して一定の影響を及ぼす配電線負荷の有効・無効電力および PV の出力を推定する手法について検討した。その結果、配電線負荷は有効電力を横軸、無効電力を縦軸とした平面において、直線上を変化する特性を示すことから、配電線の皮相電力を測定することで、配電線負荷の有効・無効電力および PV の出力を分離して把握することが可能であることを示した。

第3章

配電システムの電圧制御

3.1 緒言

近年、地球環境問題への対応やエネルギー源の多様化による安定供給の確保から、再生可能エネルギーの導入が積極的に進められており、国内における太陽光発電 (PV) や風力発電など分散型電源の電力系統への導入量は着実に増加している。これらの分散型電源は主として配電系統に連系されており、分散型電源の逆潮流による配電系統の電圧上昇や出力変動に伴う電圧変動が懸念されている [4-6]。

PV の場合、その出力は概ね日射量に比例することから、PV が系統に大量に連系された場合には、天候変化に伴って PV 出力が変動し、これに応じて配電系統の電圧が急激かつ頻繁に変動するなど、配電系統の電圧管理が困難になる可能性がある。

本章では配電系統の電圧変動抑制対策について述べる。

3.2 負荷変動に対する電圧制御

(1) 一般負荷

配電系統は配電用変電所を起点に系統末端に向けて樹枝状に広がった構成となっている。

配電線各地点の電圧は配電線に接続された変動する負荷に応じて変動するため、年間を通じて電圧の変化が少ないよう、配電用変電所の送出電圧をあらかじめ季節別、時刻別に設定したプログラム方式もしくは LDC (Line Drop Compensation : 線路電圧降下補償) 方式により自動的に LRT (Load Ratio control Transformer : 負荷時タップ切替変圧器) のタップを切替えて調整する。

図 3.1 に LDC の回路図を示す。配電線 (インピーダンス : $R_D + jX_D$) と相似な回路 (インピーダンス : $R_L + jX_L$) を LDC 内に模擬的に構成しており、LRT 以降の配電線の電圧 V_R を一定とするため、電圧 V_{90} が V_R に相当する電圧に一致するよう LRT の送出電圧 (すなわちタップ) を調整する。原理上、負荷の力率や潮流方向に関わらず、電圧 V_R を一定とすることができる。ただし、LDC のデジタル化に伴い、従来のアナログ回路と同様に負荷電流 I_D をベクトルとして扱う「ベクトル LDC」が採用されるケースのほか、負荷電流 I_D をスカラ、すなわち、電流絶対値として扱う「スカラ LDC」が採用されるケースもある [60]。後者

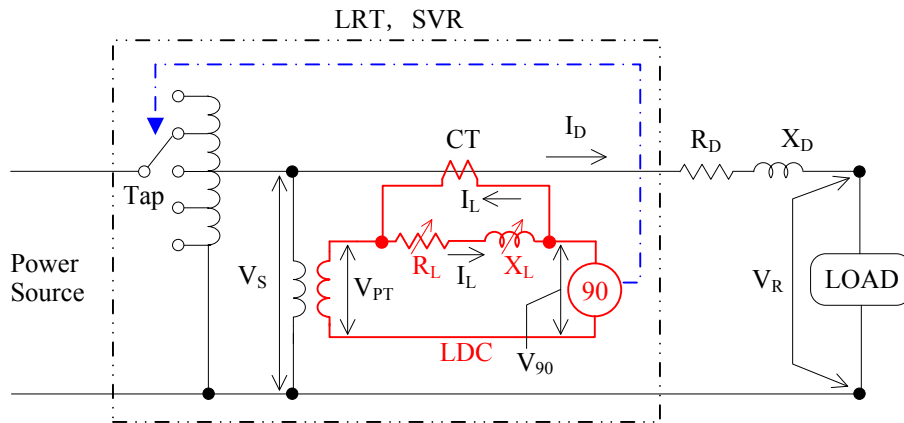


図 3.1 LDC の回路図

ではフェランチ現象などで LDC 設置箇所の力率が時間帯により大きく異なるケースや LDC の設置箇所で逆潮流が発生しているケースでは対応できない。

配電線の互長が長く、電圧降下が一定限度 (6.6kV 系統において 600V 程度) を超過する場合に、配電線途中に SVR (Step Voltage Regulator : 高圧自動電圧調整器) を線路に直列に設置し、LRT と同様、LDC 制御もしくはプログラム制御により自動的にタップを切り替えて電圧降下を補償する。SVR には系統切替後の逆送に対応した「逆送対応型 SVR」のほか、分散型電源の普及に伴い系統切替後の逆送および分散型電源による逆潮流の両方に対応した「分散型電源対応型 SVR」も普及しつつある [61]。

上記の LRT, SVR はタップ切替に機械的な動作機構を有することから、タップ切替の動作時間や切替回数に制限がある。SVR ではタップ切替の動作時間は概ね 45 秒以上となっており、タップの切替回数が一定数 (10 万回程度) を超えると柱上から降ろして精密点検を行う必要がある。なお、平成 25 年度における四国電力 (株) のある支店管内のサンプル調査から (61 箇所)、SVR の 1 日あたりのタップの切替回数を見積もると、全体の平均で 9.1 [回/日]、タップ切替回数の多い上位 15% の平均で 17.1 [回/日] となり、10 万回に達する期間はそれぞれ 30 年、16 年となった。

近年ではタップチェンジャー部において真空バルブ方式を適用した機器も採用されている [62]。従来のタップ油中切替方式ではタップ切替時に絶縁油中において開閉アークにより生じていたスラッジが真空バルブ方式では抑制され、点検周期を延伸化できるようになった。

分散型電源の連系により生じた急激な電圧変動への対応を目指し、高速および多頻度のタップ切替を可能にしたサイリスタ式自動電圧調整器 (TVR) が開発され [63,64]、PV が連系された系統での運用も検討されている [65,66]。

(2) 高圧負荷（フェランチ現象）

低圧需要家と比較して高圧需要家の占める割合が大きい配電線では、軽負荷時に高圧需要家に常時接続された力率改善用コンデンサの影響で高圧系統における系統末端の電圧が変電所の電圧より上昇するフェランチ現象が発生することがある [55]。

需要家側における対策としては、受電点の無効電力を計測して、その変化に応じて複数台の力率改善用コンデンサを入切し、受電点の力率を 1 に調整する自動力率調整器の設置があり、低コスト化に向けた検討もされている [67,68]。

系統側の対策としては降圧タップ付き SVR の設置のほか、分路リアクトル (Shunt Reactor) の設置があり、設置箇所の電圧が設定値を超えた場合に系統に分路リアクトルを段階的に接続して電圧を調整する。

(3) フリッカ負荷

アーク炉や圧延機など短時間に大きな負荷変動があるもの、容量が大きくて起動、停止を繰り返すものは、短周期電圧変動である電圧フリッカの発生源となり、照明のちらつきなどの障害が生じる。近年では、大規模太陽光発電の単独運転検出機能（能動的方式：無効電力変動方式、無効電力補償方式、負荷変動方式等）による電圧フリッカの発生も懸念されている [69,70]。

電圧フリッカの対策として、LRT, SVR は動作時間の面で問題があるため、一般的に SVC (Static Var Compensator：静止形無効電力補償装置) が用いられている。

図 3.2, 表 3.1 に代表的な SVC の例を示す [71-74]。TSC (Thyristor Switched Capacitor), TCR (Thyristor controlled reactor) は他励式 SVC であり、スイッチング素子 (サイリスタ) の入切のタイミングに制限があり、応答時間は長くなる。

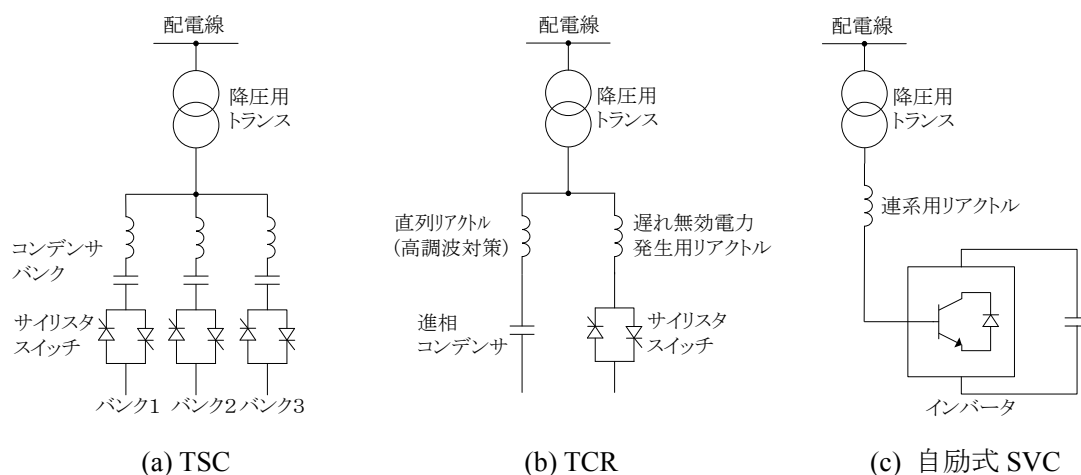


図 3.2 SVC の種類 [71,72]

表 3.1 SVC の特徴 [72-74]

	TSC 〔 Thyristor Switched Capacitor 〕	TCR 〔 Thyristor Controlled Reactor 〕	自励式SVC (STATCOM)
無効電力 制御 [73]	進みのみ 段階的に変更	遅れから進みまで 連続可変	遅れから進みまで 連続可変
応答時間 [s]	0.1 [74]	0.01 [74]	0.002 [74] 〔電圧一定 :0.08 [72] 力率1 :0.04 [72]〕
高調波[73]	なし	接続系統によっては フィルタ要*	変換器構成で 少なくできる。

* 図 3.2 (2) TCR の進相コンデンサに直列リアクトルを接続し、フィルタ機能を持たせる。

一方、自励式 SVC (STATCOM : Static Synchronous Compensator, SVG : Static Var Generator とも言う) では、自己消弧形素子 (GTO, IGBT 等) を使用して、PWM 制御による高速な瞬時電流制御を採用し、基本波無効電力補償 (遅相・進相) を行う。逆送電力補償、高調波補償 (アクティブフィルタ) 等の多機能化も可能である [75]。また、キャリア周波数 (3kHz 程度) など高次成分を中心に発生する高調波電流は、比較的容易に除去しやすい特徴がある。

図 3.3 に自励式 SVC の基本動作原理を示す [76]。自励式 SVC の出力電圧 \dot{V}_{INV} の位相を系統電圧 \dot{V}_S に同期させた状態で、 \dot{V}_{INV} の大きさを制御することにより無効電力出力を調整する。すなわち、 \dot{V}_{INV} と \dot{V}_S の大きさを等しくすれば自励式 SVC の無効電力出力は零であるが、 \dot{V}_{INV} を \dot{V}_S より大きくすると自励式 SVC には進相無効電力が流れ (コンデンサ動作)、

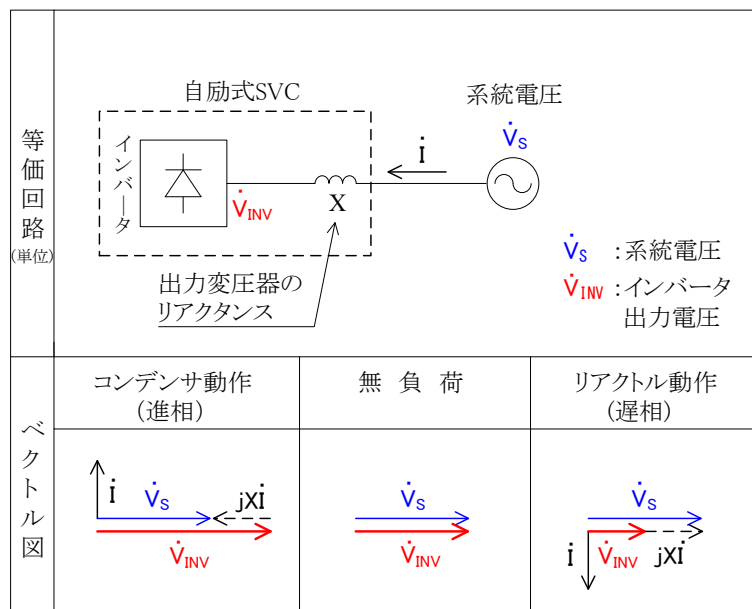


図 3.3 自励式 SVC の基本動作 [76]

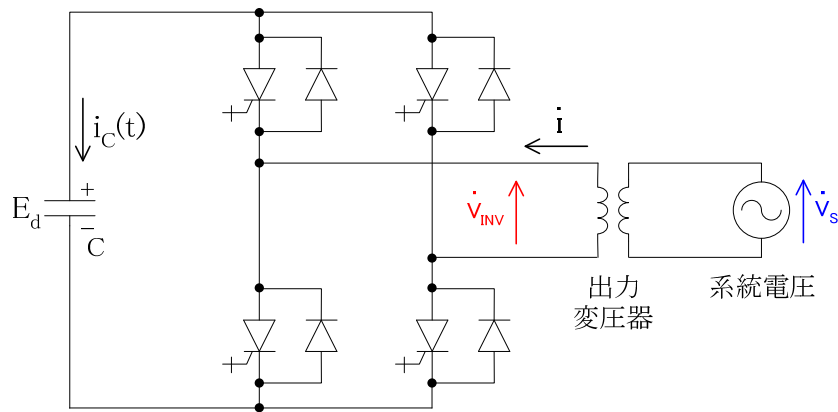


図 3.4 自励式 SVC の基本回路構成 [76]

逆に \dot{V}_{INV} を \dot{V}_s より小さくすると自励式 SVC には遅相無効電力が流れる (リアクトル動作)。自励式 SVC の出力電圧 \dot{V}_{INV} は図 3.4 に示すように直流側コンデンサ C に充電された電圧 E_d をインバータにより交流電圧に変換することにより作成する。

自励式 SVC では調相機あるいは同期機の進相運転・遅相運転と同じ原理が働いており、調相機の静止化と呼ばれている。太陽光発電のインバータ (パワーコンディショナ) も同じ原理により進相、遅相運転が可能である。なお、国内における系統連系において、フェラレンチ効果による電圧上昇を防止するため、発電所構内の負荷を含めた受電点の力率が系統側からみて進みとなる発電機の遅相運転は、系統連系規定により認められていない [77]。

3.3 太陽光発電に対する電圧制御

現状の配電系統では配電用変電所の LRT や配電線途中に設置された SVR により、系統で生じた電圧変動を抑制している。PV の出力変動に伴う電圧変動に対しても、系統に設置されたセンサ開閉器の電圧・電流測定値を活用した LRT, SVR 等の電圧制御機器の効果的な活用研究が進められている [7-9]。

一方で、これらのタップ切替式の制御機器による対応では

- PV の出力変動により生じた急激な電圧変動 (数十秒程度) に対し、動作遅れを生じて過渡的な電圧逸脱を生じる可能性がある。
- PV の出力変動によりタップ動作回数を増加させることから、機械的な接点を持つこれらの機器に対して、寿命を縮めるとともに点検コストを増加させる。

といった問題が指摘されている [10,11]。

このため、PV に対する電圧変動対策としては次に示す FACTS 機器や蓄電池など高速に電圧を制御する機器が必要と考えられる。

3.3.1 FACTS 機器

PV 連系に伴う電圧上昇・電圧変動を抑制するための対策として、3.2 節で示した SVC などの FACTS (Flexible AC Transmission System) 機器を用いた研究がなされている。FACTS 機器はパワーエレクトロニクス技術を活用して、交流の柔軟かつ高速な制御を可能にした機器であり、前述の自励式 SVC (STATCOM : Static Synchronous Compensator) や自励式直列補償装置 (SSSC: Static Synchronous Series Compensator), BTB (Back-to-Back Converter), 統合型電力潮流制御装置 (UPFC: Unified Power Flow Controller) などがある [78,79]。

図 3.5 に FACTS 機器のモデルを示す [79]。STATCOM は分路変圧器を介して系統に並列にインバータが接続されており、進相もしくは遅相の無効電力を出力する。SSSC は直列変圧器を介してインバータにより、系統と直列に自由な電圧を印加することができる。UPFC は STATCOM と SSSC を組み合わせたもので、系統に進相もしくは遅相の無効電力を出力すると同時に、系統と直列に自由な電圧を印加することができる。BTB は変圧器を介して STATCOM と同様な構成の2つのインバータとこれらをつなぐ直流回路 (直流コンデンサ) から構成される。2つのインバータをつなぐことにより、node i から node j へ、また、その逆方向へ有効電力を融通することができる。また、2つの自励式変換器はそれぞれ無効電力を出力できることから、計 3 つの操作変数を持つ。

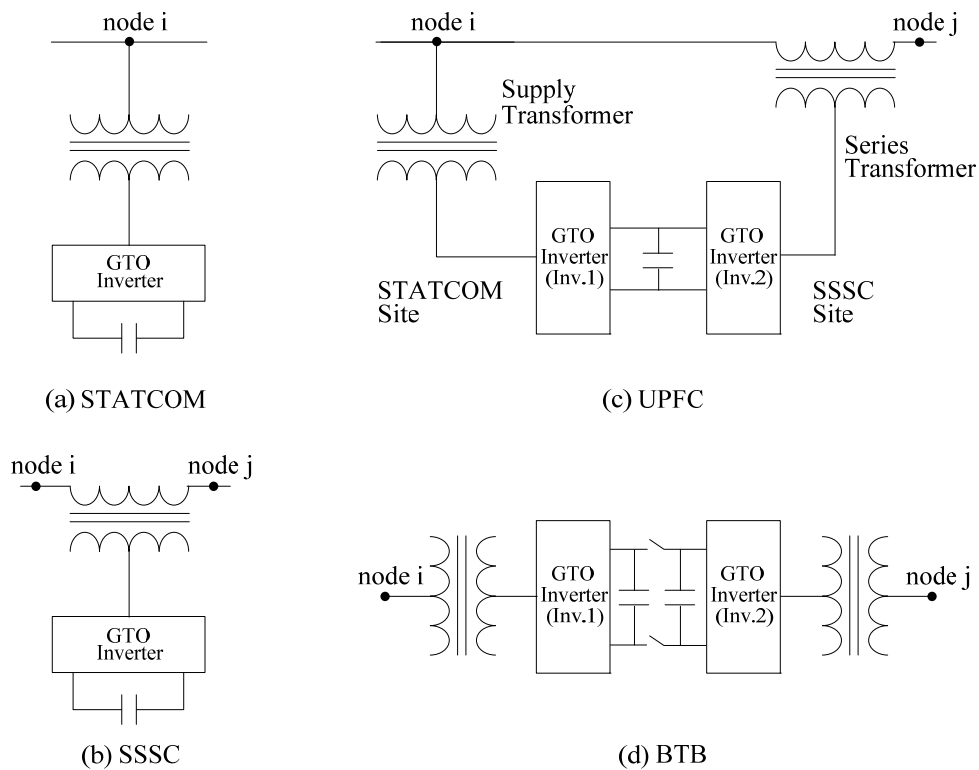


図 3.5 FACTS 機器のモデル [79]

FACTS 機器を活用した電圧変動抑制対策として、低圧 PV の出力変動に伴う電圧変動を低圧需要家内に設置した SVC で抑制する手法 [12] や複数の FACTS 機器 (STATCOM, SSSC, UPFC, BTB) の電圧変動抑制効果について必要最小容量の面から比較した例 [79] や、BTB を活用した電圧変動抑制対策例がある [80-82]。

3.3.2 蓄電池

PV 連系に伴う電圧上昇・電圧変動を抑制するための対策として、PV 出力を蓄電池により平滑化することが考えられ、出力平滑化に関する検討 [13] や蓄電池を活用した電圧変動抑制について検討されている [14-17]。蓄電池の活用は分散型電源の系統連系に伴う「余剰電力」の問題や「周波数調整力・予備力確保」の問題の軽減に寄与することも期待できるが、高コストであることや充放電によって劣化が進行するといった問題もある。

3.3.3 SVR と SVC の協調制御

中長距離配電線など負荷の定常的な電圧変動対策として SVR が設置されている系統に、新たに PV が連系され、その電圧変動抑制対策として SVC を設置する場合には、SVR と SVC が協調動作を行うよう注意を払う必要がある。すなわち、SVC が担うべき PV の出力変動に伴う電圧変動だけでなく、定常的な負荷変動に伴う電圧変動に対しても SVR よりも先に SVC が動作してしまい、本来動作すべき SVR が動作しない恐れがある。その結果、SVC は最大出力での運転が継続し、急峻な電圧変動が発生した場合でも SVC は余力がなくなり対応することができなくなることがある。

このため、SVC を SVR と同一系統に設置する場合には、SVR との協調動作が必要であり、PV 出力変化を考慮した SVC・SVR 協調制御に適用可能な手法として、次のような検討が進められている。

- (i) 通信を用いず自律的に制御を行う方法 [18-20]
- (ii) 通信を用いて系統全体の状態を監視して最適な指令を与える方法 [21-23]
- (iii) 機器間 (SVR-SVC 等) に限定した通信により制御を行う方法 [24,25]

(i) の方法は、SVR が分オーダーの長周期の電圧変動抑制を、SVC が秒オーダーの短周期の電圧変動抑制を行うよう制御系を設計する。系統に発生する電圧変動の様相に応じて制御系のパラメータを適切に設定する必要がある。文献 [18] では SVR と SVC の応答時間の違いに着目した協調制御が提案されており、SVC に外付け回路 (入力フィルター) を設置することで SVC に短周期の電圧変動を、SVR に長周期の電圧変動を補償させている。

(ii) の方法は系統全体の情報を常時把握する必要があり、通信設備の整備が必要である。

(iii) の方法は (ii) と同様に通信設備を必要とするが、通信対象を SVR-SVR 間、SVR-SVC 間と限られた機器間に限定して通信設備を縮小している。

3.3.4 系統連系用電力変換装置の無効電力制御

FACTS 機器や蓄電池を活用した電圧変動抑制対策は高い機能を有するが高コストというデメリットがある。

PV 連系に対しては、系統連系用電力変換装置 (PCS, パワーコンディショナ) の無効電力制御を活用する手法がある。PCS は PV システムにおいて、太陽光パネルより出力される直流電力を交流電力に変換するが、近年のパワーエレクトロニクス技術の進展とともに、FACTS 機器並の高速な無効電力制御が可能となった。PCS が無効電力を出力する原理は自励式 SVC と同一である (3.2 節 (3) フリッカ負荷 : 図 3.3)。基本回路構成についても自励式 SVC と同一で (図 3.4), 直流側に太陽電池を接続する。

PV 連系のときに力率制御を行う場合、PCS の無効電力制御を活用する場合は、別途自励式 SVC を設置する場合と比較して所要容量が少なく有利である。パワーコンディショナより出力される有効電力は上限を定められた皮相電力 (定格出力) の制限を受ける。

例えば、出力 2MW の PV システムを力率 0.9 で運転する場合、力率 1 で運転する場合と比較して 0.22MVA 増加する必要があるが、SVC を設置する場合は 0.97Mvar 必要となり、必要容量は少なく済む (図 3.6)。

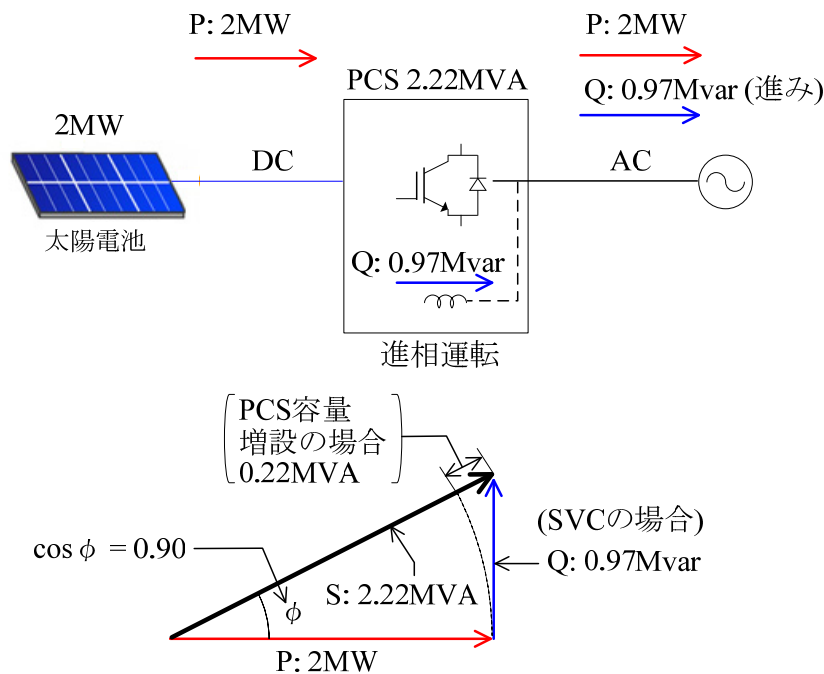


図 3.6 PCS 無効電力制御と SVC 設置における必要容量の比較

太陽電池パネルで発電された出力を全て系統側に出力するためには、配線ロスを考慮しない場合、力率に合わせて太陽電池パネル出力以上に PCS 容量を増加させる必要がある。

PCS の無効電力による電圧制御の方式は次のように分類される [5]。

- (i) ローカル制御 [26-28,31-41,83,84]
- (ii) 集中制御, 自律分散制御 [29,85-88]

(i) のローカル制御では PCS の自端情報に基づき電圧制御を行う。

文献 [26-28,83,84] は自端の電圧を参照して無効電力を出力する。

メガソーラーなど大規模太陽光発電に適用する場合、文献 [26-28] に示す「電圧一定制御」「電圧比例制御」では自端の電圧を参照して無効電力を制御することから、系統側の負荷変動や他の分散型電源の出力変動に伴う電圧変動の影響を受け、無効電力の補償容量が大きくなる可能性や、系統に設置された SVR 等の電圧制御機器と干渉する可能性がある。

こうした制御を低圧系統に連系する PV に適用する場合、低圧系統の電圧は柱上変圧器タップ変更点前後で大きく変化するなど位置別に不均一になりやすいことから、PV より出力される有効・無効電力も位置別に不均一になりやすい問題がある。

文献 [84] では系統上の PV 間の無効電力分担の改善のため、PV 出力時における dV/dP (ただし、電圧 : V , PV 出力 : P) を監視し、この値が減少した場合に近隣の PV において進相運転・有効電力制御による電圧上昇抑制機能 [77] が開始したと判断して、自らも進相運転を開始する。電圧上昇抑制機能が付加された住宅用 PV が大量連系した系統における対策と考えられる。

文献 [31-39] は出力 P に比例した無効電力 Q を出力する「力率一定制御」について検討している。指定された力率で運転を行う力率一定制御では、制御対象である力率指令値は系統電圧の影響を受けないという特長を有する。

文献 [32] では、力率一定制御を用いた住宅用 PV の系統への大量連系を想定し、一般的な系統条件の下で、PV 連系に伴う配電用変電所 LRT のタップ変動を引き起こさない、比較的高い力率 (0.98) の運用を提案している。

文献 [40,41] は大規模太陽光発電連系時の電圧変動対策として無効電力を出力し、自端の電圧変動を抑制する手法を取っている。長距離配電線で適用する場合には、負荷の変化に伴う PV 連系時の電圧変動への影響や PV の連系箇所以外の配電線中間部の電圧変動が考慮されておらず、十分とは言えない。

(ii) の集中制御, 自律分散制御では、通信を用いて電圧制御を行う。この方法では通信設備の整備や中央制御装置の設置費用の負担および運用責任について議論の余地がある。

PV 連系時の電圧制御として、(i) のローカル制御のうち、適用が容易な力率一定制御について、第5章において検討を実施する。

3.4 結言

本章では、現状の配電系統の電圧制御に関する以下の3項目について述べた。

- (1) 緩やかな負荷変動に対する電圧変動対策： LRT (負荷時タップ切替変圧器) や SVR (高圧自動電圧調整器) の適用
- (2) 変動周期が短い負荷 (フリッカ負荷) に対する電圧変動対策： SVC (静止形無効電力補償装置) や自励式 SVC の適用
- (3) 変動周期が上記2項目の中間に位置する太陽光発電に対する電圧変動対策： FACTS 機器や蓄電池の適用, SVR と SVC の協調制御や系統連系用電力変換装置 (PCS, パワーコンディショナ) の無効制御の適用

PV 連系時の電圧変動抑制対策として、高速な動作が可能であるとともに、SVC と比較して必要な追加容量が少なく有利な「系統連系用電力変換装置の無効電力制御」について、5章以降において検討を進める。

第4章

シミュレーションモデルの検討

4.1 緒言

本章では第5章、第7章の数値計算で使用するシミュレーションモデル(配電システムモデル・負荷モデル)および数値計算で使用する潮流計算プログラムの電圧計算法について述べる[43,89]。

4.2 配電システムモデル

シミュレーションに用いた配電システムモデルを図4.1に、シミュレーション条件を表4.1に示す。配電システムモデルには、さまざまな互長の配電線に対応するため、幹線のみを想定した分岐の存在しない簡易システムを用いた。システムの電圧階級を6.6kV、線種をALOC120mm²

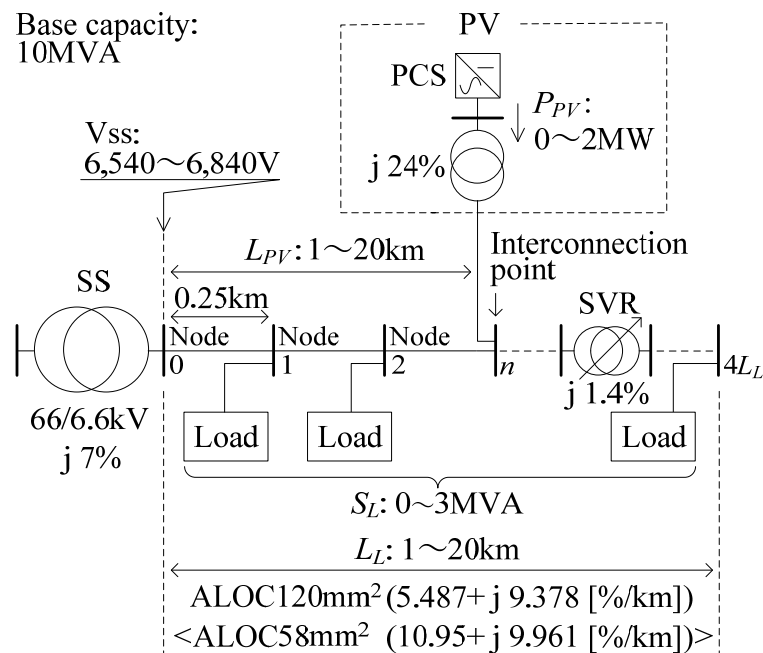


図 4.1 配電システムモデル

(7.2.4 項のみ ALOC58mm²も適用), 亘長 L_L の範囲を 1~20km とした。系統上にノードを 250m 間隔で置き, ノードの番号は変電所送出箇所において 0, これ以降のノードの番号は負荷側に向けて順に 1, 2, 3, ... と 1 つずつ数を増やした。負荷全体の皮相電力 S_L を 0~3MVA の範囲で変化させ, 各ノードに等容量の負荷を置いた。負荷の力率については 4.3 節にて述べる。

変電所 1 次側 (66kV) の電圧は PV の連系前後で一定とし, PV の連系前において, 最大負荷 3MVA 時における変電所 2 次側の送出電圧が 6,840V となるよう調整した。また, 負荷 3MVA 時において線路の電圧降下が変電所から 600V となるノード毎に SVR を置いた。中間負荷, 軽負荷時においては, 変電所もしくは SVR から負荷側に設置された SVR もしくは配電線末端箇所までの電圧降下に対して, 電圧降下が半分となる中間地点の電圧が負荷によらず一定となるよう, 変電所 2 次側の送出電圧および SVR の送出電圧をそれぞれ 30V, 150V 刻みで調整した (図 4.2)。変電所および SVR の変圧比は PV の連系前後で変化しないものとした。

PV の定格出力は 2MW, インバータ容量は力率 0.80 にて出力抑制のない 2.5MVA とし, 変電所から 1~20km 離れたノードに連系トランスを介して系統と連系した。PV の力率は, PCS 出力端において, 発電設備側からみて進み 0.80~1.00 の範囲 (0.001 刻み) で変化させた。PV, 負荷の電圧特性は定電力特性とした。

表 4.1 シミュレーション条件

Substation (66/6.6kV)	Sending voltage	6,540~6,840V
	Tap interval	30V
	Impedance [※]	j 7%
High voltage line (6.6kV)	Line length	1~20km
	Impedance [※] (Wire type)	5.487+j 9.378 %/km (ALOC120mm ²)
SVR	Rated voltage	6,600V
	Tap interval	150V
	Location	600V (Voltage drop)
	Impedance [※]	j 1.4%
Load	Maximum apparent power	0~3MVA
	Max/Min ratio	2.5
	Power factor	0.977 (Lead)~0.987 (Lag)
PV	Rated power	2MW
	Inverter capacity	2.5MVA
	Power factor	0.80 (Lead) ~1
	Impedance of transformer [※]	j 24%

※ 10MVA base

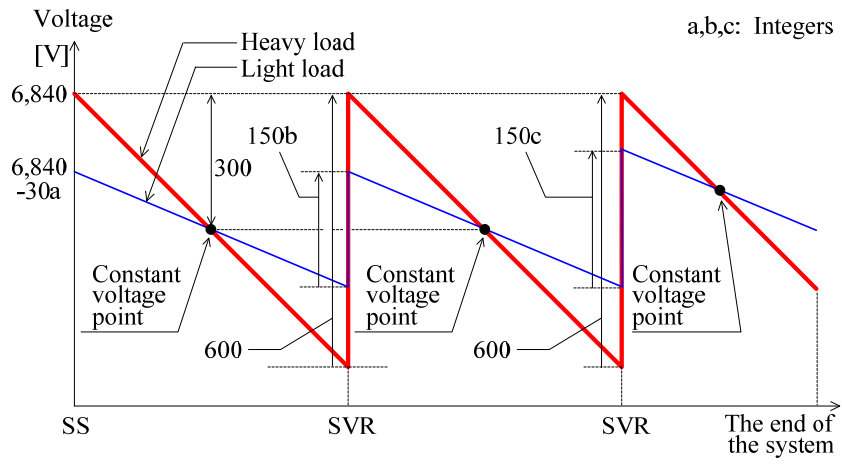


図 4.2 変電所および SVR の送出電圧

4.3 負荷力率

負荷力率の想定にあたっては、高圧需要家の力率改善用コンデンサの影響を考慮した2.5.1項の手法を適用した。

表4.2に重負荷時3MVAのモデル系統として設定した系統内の高圧需要家、低圧需要家の有効電力、無効電力の内訳を示す。四国電力(株)管内の実績値を基に高圧需要家と低圧需要家の有効電力は同一、高圧需要家の力率改善用コンデンサの容量は有効電力(契約電力)の50%とした。また、軽負荷時の負荷の皮相電力は重負荷時に対し40%とした。

上記の力率推定手法により、重負荷時から軽負荷時(負荷の皮相電力:重負荷時に対し100%, 85%, 70%, 55%, 40%)における負荷力率はそれぞれ0.987(遅れ), 0.993(遅れ), 0.998(遅れ), 0.999(進み), 0.977(進み)となった(図4.3)。この想定において、配電線の負荷の皮相電力が0になることはないが、無負荷配電線における送電のケースも考慮し、あわせて検討することとした。

表4.2 負荷の有効・無効電力(重負荷3MVA)

Load	Customers	Active power [MW]	Reactive power ^{※1} [Mvar]	Power factor ^{※1}	Remarks
Heavy (3MVA)	HV	1.480 ^{※2}	0.000	0.987	※1 Lag: +, Lead: - ※2 Contract power
	LV	1.480 ^{※3}	0.487		
Light (1.2MVA)	HV	0.586	-0.447	-0.977	※3 (Capacity of pole transformers)×(Load factor)
	LV	0.586	0.193		
Minimum (0MW)	HV	0.000	-0.740 ^{※4}	0.000	※4 Capacity of capacitors
	LV	0.000	0.000		

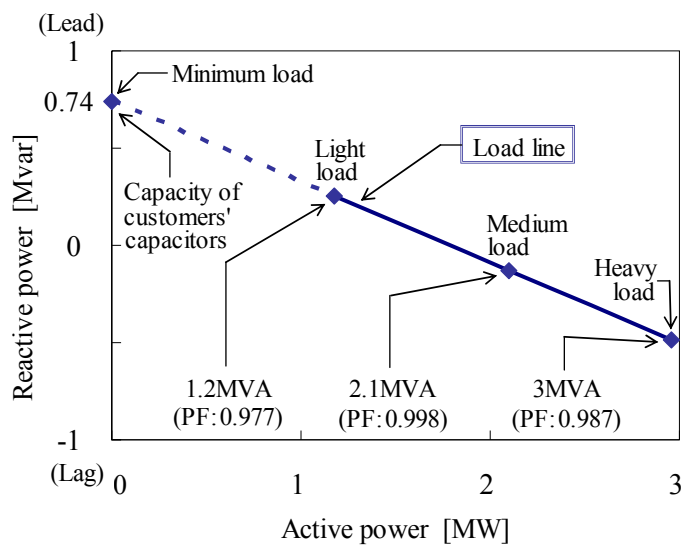


図4.3 負荷の有効・無効電力(重負荷3MVA)

4.4 電圧計算法

シミュレーションには定常解析を行う潮流計算プログラム「系統電圧シミュレーション」[90]を使用した。当シミュレーションは汎用ソフトウェア Microsoft Excel をベースに作成され、樹枝状である配電系統の特徴を活用した代数計算のみを繰り返し行う解法 [91,92] が適用されている。系統電圧シミュレーションで用いた具体的な系統電圧の計算法を示す。

送電端相電圧 \dot{E}_S [V] と受電端相電圧 \dot{E}_R [V] の関係は、線路インピーダンス $R + jX$ [Ω], 線路電流 \dot{I} [A] より (4.1) 式で表される。

$$\dot{E}_R = \dot{E}_S - (R + jX)\dot{I} \quad \dots\dots\dots(4.1)$$

ここで送電端相電圧 \dot{E}_S の位相を基準とした線路電流 \dot{I} を (4.2) 式で表した。なお、本論文では無効電力の符号はすべて系統からみて進み方向を正とした。

$$\dot{I} = Ie^{j\theta} \quad (\theta > 0 \text{ のとき進み}) \quad \dots\dots\dots(4.2)$$

送電端線間電圧 \dot{V}_S [V], \dot{V}_R [V] は、

$$V_S = \sqrt{3} E_S, V_R = \sqrt{3} E_R \quad \dots\dots\dots(4.3)$$

これから、

$$V_R = \{[V_S - \sqrt{3}(R\cos\theta - X\sin\theta)I]^2 + \{\sqrt{3}(R\sin\theta + X\cos\theta)I\}^2\}^{1/2} \quad \dots\dots\dots(4.4)$$

$$\angle \dot{V}_R - \angle \dot{V}_S = \tan^{-1} \left[\frac{-\sqrt{3}(R\sin\theta + X\cos\theta)I}{V_S - \sqrt{3}(R\cos\theta - X\sin\theta)I} \right] \quad \dots\dots\dots(4.5)$$

が得られる。系統電圧の計算にあたり、以下に示した (i)~(iv) の処理を行う。

- (i) 反復回数 $k=0$ として、負荷を有する各ノード n に電圧初期値 ($|\dot{V}_{nk}| = 6600$ [V], $\angle \dot{V}_{nk} = 0$ [deg]) を与えて、各区間の線路電流 \dot{I}_{nk} を算出する。
- (ii) (4.4), (4.5) 式を用いて、変電所から系統の末端に向かって各ノード n の電圧 $\dot{V}_{n(k+1)}$ を計算する。
- (iii) (ii) で得られた各ノードの電圧値 $|\dot{V}_{n(k+1)}|$ および電圧位相角 $\angle \dot{V}_{n(k+1)}$ を基に、再度、各区間の線路電流 $\dot{I}_{n(k+1)}$ を算出する。
- (iv) 全てのノードの電圧位相角 $\angle \dot{V}_{nk}$ と $\angle \dot{V}_{n(k+1)}$ を比較し、1つ以上のノードの誤差が許容範囲 (10^{-4} [deg]) 以上ならば、 $k = k+1$ として、処理 (ii) に戻る。全てのノードの誤差が許容範囲未満ならば、計算を終了する。

4.5 結言

本章では第5章、第7章の数値計算で使用するシミュレーションモデルおよび数値計算で使用する潮流計算プログラムの電圧計算法について述べた。本章で得られた結果を以下に要約する。

- (1) 配電系統モデル： さまざまな互長の配電線に対応するため、幹線のみを想定した分岐の存在しない簡易モデルを適用した。
- (2) 配電線負荷モデル： 配電線負荷の模擬にあたり、本論文ではPV連系時の電圧変動抑制対策として無効電力制御を扱うことから、配電線負荷の無効電力に十分留意する必要がある。このため、配電線負荷として、実態に即した配電線負荷の皮相電力の変化にあわせて力率が変化するモデルを適用した。
- (3) 電圧計算法： 潮流計算プログラムの電圧計算法には、樹枝状である配電系統の特徴を生かした代数計算のみを繰り返し行う解法を適用した。同プログラムは汎用ソフトウェア Microsoft Excel 等にて実現可能である。

第 5 章

力率一定制御による電圧変動抑制

5.1 緒言

2.4 節でメガソーラーなど大規模太陽光発電を配電線に系統連系する場合には、系統連系により生じる電圧変動に留意する必要があること、3.3.4 項で PV に対する電圧変動抑制対策として、系統連系用電力変換装置 (PCS) の無効電力制御が有利であることを述べた。

本章では PV の系統連系時の電圧変動抑制対策として、従来手法である PCS の無効電力制御「力率一定制御」の電圧変動抑制効果を検証した結果について述べる [37-39,43]。

以下では、力率一定制御を適用して PV を配電線に連系した場合の電圧変動特性 (電圧変動の PV 出力依存性, 負荷依存性) について分析し、力率一定制御を適用した PV の連系により電圧変動が生じる要因を把握する。次に、力率一定制御を適用して、電圧変動上、問題なく PV を連系できる配電線の範囲を検討する。最後に、実システムを用いた試験により力率一定制御の電圧変動抑制効果を検証した結果について述べる。

5.2 最適力率の決定

PV が配電線に連系した場合の電圧変動抑制対策として、PCS の力率一定制御を検討した。これは、(5.1) 式～(5.3) 式に従い、出力 P_{PV} [W] の PCS より出力される無効電力 Q_{PV} [var] を常時一定力率 $\cos\theta$ で制御するものである。

$$Q_{PV} = \alpha P_{PV} \quad \dots\dots\dots (5.1)$$

$$\alpha = \sqrt{1/\cos^2 \theta - 1} \quad \dots\dots\dots (5.2)$$

$$= \text{const.} \quad \dots\dots\dots (5.3)$$

ただし、 θ : 力率角 [rad]

図 5.1 に 4.2 節のモデル系統にて、互長 10km の配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系した場合の PV の力率とノード n における電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係を示す。ただし、電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ は (5.4) 式で示される。PV を低い力率で進相運転する場合など、PV の系統連系により連系前と比較してノード n の電圧が低下する場合には、(5.4) 式における電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$

の符号は負となる。

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \quad \dots\dots\dots (5.4)$$

ただし,

$V_{P,S,n}$: PV 出力 P (定格出力の 10%, 20%, ..., 100%), 負荷の皮相電力 S (最大値の 40%, 55%, ..., 100%) におけるノード n ($= 0 \sim 4L_L$) の電圧 [V]

$V_{S,n}$: PV 連系前, 負荷の皮相電力 S (最大値の 40%, 55%, ..., 100%) におけるノード n ($= 0 \sim 4L_L$) の電圧 [V]

図 5.1 において, PV の力率と負荷の皮相電力 S_L を固定した上で PV 出力を 0% から 100% (2MW) まで 10% 刻みで変化させ, PV の連系前後において配電線の各ノード n で生じる電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ のうち, 最も高い値 (PV 連系により最も電圧が上昇したノードの電圧上昇値) を“Maximum level”, 最も低い値 (PV 連系により最も電圧が低下したノードの電圧低下値) を“Minimum level”とした (図 5.8, 図 7.5, 図 7.6 にも同様の表記を行った)。負荷 S_L は 100% 負荷 (3MVA), 70% 負荷 (2.1MVA), 40% 負荷 (1.2MVA) のほか, 参考として 0% 負荷 (0MVA) を加え, 合計 4 パターンで検討した。

図 5.1 において, PV 力率と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係を調査した。PV 力率を 1 から 0.88 へ向けて低下させると, 全ての負荷 S_L において, 電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の Maximum level および Minimum level の値がともに低下した。すなわち, PV 力率の低下とともに, PV の連系に伴う各ノードの電圧の上昇側の振れ幅は狭くなり, 電圧の低下側の振れ幅は広がった。

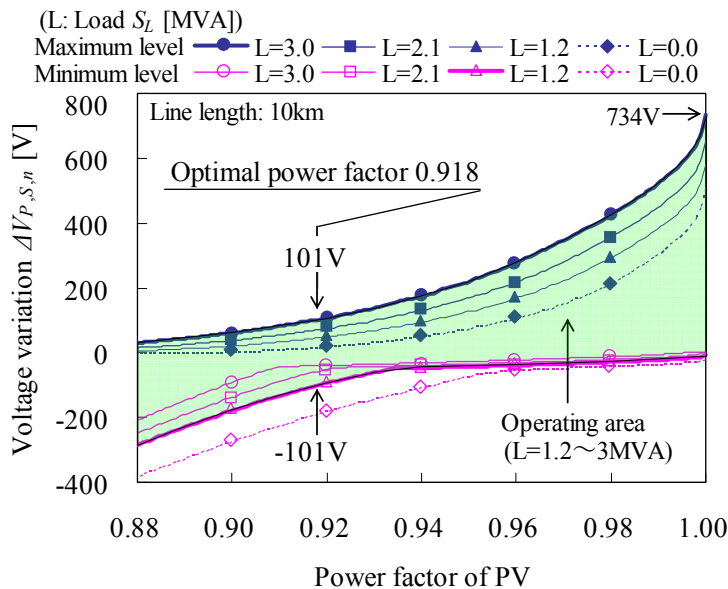


図 5.1 PV の力率と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 10km)

次に、負荷 S_L と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係を調査すると、PV の力率が同一であれば、負荷 S_L が小さいほど電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の Maximum level および Minimum level の値はともに低くなった。すなわち、負荷 S_L が小さいほど PV の連系に伴う各ノードの電圧の上昇側の振れ幅は狭くなり、電圧の低下側の振れ幅は広がった。

PV の連系に伴い配電線の電圧が上昇する場合も電圧が低下する場合も配電線への影響は同等とみなし、配電線の電圧が上昇もしくは低下する度合い ΔV_{max} ((5.5) 式) が最小となる力率 $\cos\theta$ を最適力率とした。

$$\Delta V_{max} = \max_{P,S,n}(|\Delta V_{P,S,n}|) \rightarrow \min. \dots\dots\dots (5.5)$$

ただし、 $\Delta V_{P,S,n}$ は (5.4) 式で示した電圧変動 [V] である。負荷 1.2MVA～3MVA の範囲において (図 5.1 の緑色エリア)、力率 0.918 のとき、 ΔV_{max} が最小となって最適力率となり、電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の最高値、最低値とも最も狭い幅に収まった。PV 連系に伴う電圧上昇の最高値は 101V、電圧低下の最低値は-101V、 ΔV_{max} は 202V (いずれも 6.6kV 側) となった。

5.3 電圧変動の太陽光発電出力依存性, 負荷依存性

図 5.2 に亘長 10km の配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系した場合の最適力率 0.918 における PV 出力 P_{PV} と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係を示す。電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の観測箇所として、連系箇所 ($D=10\text{km}$: 変電所より 10km 離れた地点) および PV 連系により最も電圧が低下した箇所 ($D=6\text{km}$: 変電所より 6km 離れた地点) を選択した。

どちらの観測箇所においても電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ は、PV 出力に対し、上に凸となった二次関数となり、PV 出力の上昇とともに、電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の上昇度合いが次第に弱まった。また、負荷 S_L の増加とともに電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ のグラフは上方向に移動した。

図 5.3 に亘長 10km の配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系した場合の最適力率 0.918 における PV 出力 P_{PV} と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係を示す。線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} [W] を (5.6) 式で定義する。

$$\Delta P_{LOSSk} = P_{LOSS1k} - P_{LOSS0k} \quad \dots\dots\dots (5.6)$$

ただし、

P_{LOSS0k} : PV 連系前に変電所から kL_L ($0 \leq k \leq 1, L_L$: 亘長) 離れたノードから配電線末端の間で生じる線路電力損失 [W]

P_{LOSS1k} : PV 連系後に変電所から kL_L ($0 \leq k \leq 1, L_L$: 亘長) 離れたノードから配電線末端の間で生じる線路電力損失 [W]

線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の観測箇所として、変電所 ($D=0\text{km}$) および配電線中間箇所

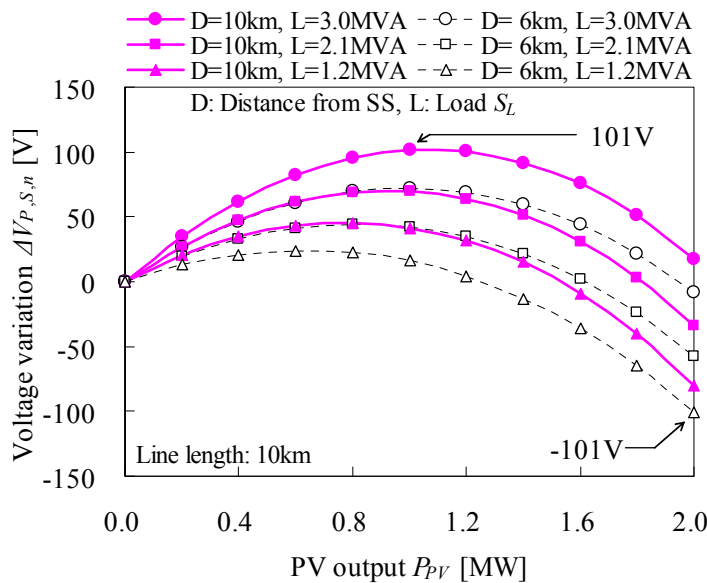


図 5.2 最適力率における PV 出力 P_{PV} と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 10km)

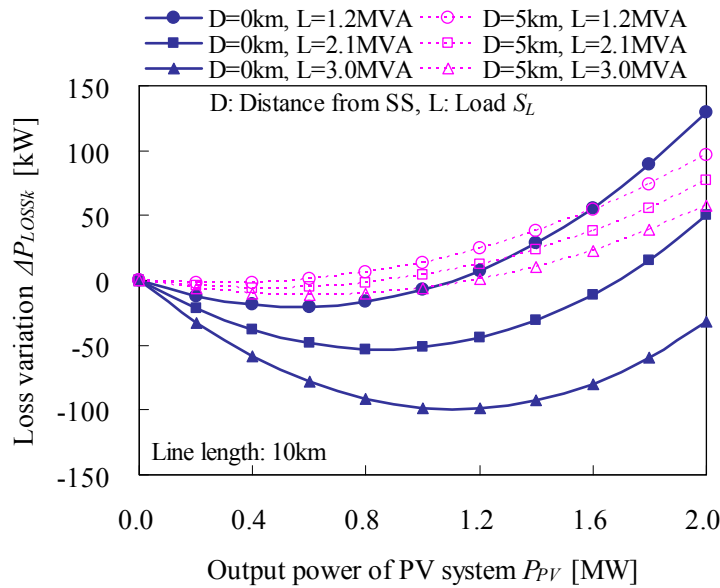


図 5.3 最適力率における PV 出力 P_{PV} と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係 (亘長 10km)

($D=5\text{km}$: 変電所より 5km 離れた地点) を選択した。

どちらの観測箇所においても線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} は、PV 出力に対し、下に凸となった二次関数となり、PV 出力の上昇とともに、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の下降度合いが次第に弱まった。また、負荷 S_L の増加とともに線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} のグラフは下方方向に移動した。

図 5.2 と図 5.3 のグラフは放物線状の特徴があり、両者はグラフの開く方向が上下と逆になっている。

図 5.4 に負荷の皮相電力 S_L と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係を示す。系統条件、負荷条件とも図 5.2 と同一とした。負荷の増加とともに電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ のグラフは傾きを正とした一次関数に近い形で変化した。また、電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ のグラフの傾きは同一 PV 出力であれば似通っていることがわかった。これより負荷の増加とともに電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の値が上昇していることがわかる。

図 5.5 に負荷の皮相電力 S_L と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係を示す。系統条件、負荷条件とも図 5.2 と同一とした。負荷の増加とともに線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} のグラフは傾きを負とした一次関数に近い形で変化した。これより負荷の増加とともに線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の値が下降していることがわかる。

図 5.4 と図 5.5 のグラフは負荷の皮相電力 S_L の変化に対し直線的に変化する特徴があり、両者の傾きの符号は逆になっている。

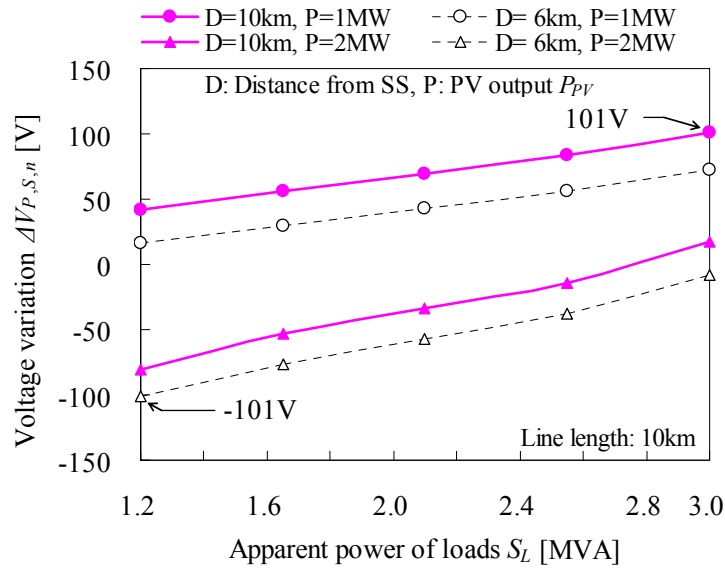


図 5.4 最適力率における負荷の皮相電力 S_L と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 10km)

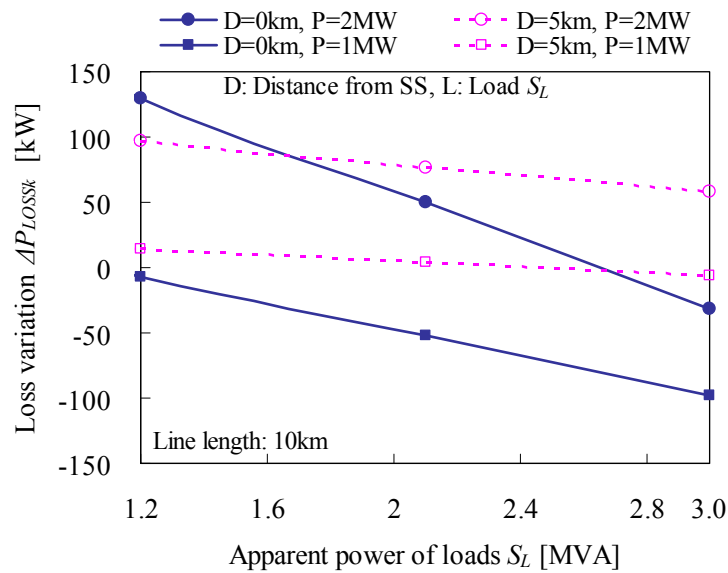


図 5.5 最適力率における負荷の皮相電力 S_L と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係 (亘長 10km)

電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ および線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} が PV 出力 P_{PV} に対し二次関数として、負荷の皮相電力 S_L に対し一次関数として変化する理由を 5.4 節, 5.5 節に示す。

5.4 電圧変動と線路電力損失の関係

抵抗とリアクタンスの直列回路で模擬される配電線路の送受電端間の電圧降下および有効電力・無効電力の関係は (5.7) 式, (5.8) 式で表される。(5.7) 式は (4.4) 式の右辺第 2 項を省略したものと等価である。

$$V_S - V_R \doteq \frac{RP_R - XQ_R}{V_R} \dots\dots\dots (5.7)$$

$$P_S + jQ_S = P_R + jQ_R + 3(R - jX)I^2 \dots\dots\dots (5.8)$$

ただし,

V_S, V_R : 送電端, 受電端の電圧 [V]

$R + jX$: 線路インピーダンス [Ω]

P_S, Q_S : 送電端の有効電力 [W] (逆潮流 : 負値), 無効電力[var] (進み : 正值)

P_R, Q_R : 受電端の有効電力 [W] (逆潮流 : 負値), 無効電力[var] (進み : 正值)

I : 線路電流 [A]

線路電流が小さく, 線路が短い場合, 電圧降下の計算式は (5.7) 式で近似され, (5.7) 式の右辺を 0 にする線路定数により定まる力率 ($= \cos(\tan^{-1}(R/X))$) で PCS を制御することにより電圧降下を 0V, すなわち, 電圧変動を 0V にすることができる。

一方, PV の出力が大きく, 連系箇所が変電所から離れた場合, (5.7) 式が成立しにくくなる。また, (5.8) 式より PV の出力変動に伴う線路電力損失 $3RI^2$ の変動および線路無効電力損失 $3XI^2$ の変動が増大する。図 4.1 の配電系統モデルで示された高圧線 (ALOC120mm²) の場合, 線路損失の力率は 0.51 となるが, 線路損失の力率と PV の力率は異なることから, 線路損失の増大とともに, 送電端力率は受電端力率より徐々に変化し, 電圧変動を抑制することが難しくなる。

5.5 電圧変動の太陽光発電出力依存性、負荷依存性の分析

力率一定制御により PV を系統連系した場合において、電圧変動と太陽光発電出力の関係および電圧変動と負荷の関係について説明する。

図 4.1 のモデル系統において、ノード n 、ノード $n-1$ における PV 連系前の電圧を $V_{0,n}$, $V_{0,n-1}$ [V], 連系後の電圧を $V_{1,n}$, $V_{1,n-1}$ [V] とすると、(5.7) 式を適用して、(5.9) ~ (5.12) 式が得られる。

$$\Delta P_{LOSS,n} = P_{LOSS1,n} - P_{LOSS0,n} \quad \dots\dots\dots (5.9)$$

$$\Delta Q_{LOSS,n} = Q_{LOSS1,n} - Q_{LOSS0,n} \quad \dots\dots\dots (5.10)$$

$$V_{0,n-1} - V_{0,n} \doteq \frac{r(P_n + P_{LOSS0,n}) - x(Q_n - Q_{LOSS0,n})}{4V_{0,n}} \quad \dots\dots\dots (5.11)$$

$$V_{1,n-1} - V_{1,n} \doteq \frac{r(P_n - P_{PV} + P_{LOSS1,n})}{4V_{1,n}} - \frac{x(Q_n - Q_{PV} - Q_{LOSS1,n})}{4V_{1,n}} \quad \dots\dots\dots (5.12)$$

ただし、

- $r + jx$: 単位長あたりのインピーダンス [Ω/km]
- P_n, Q_n : ノード n ~ 配電線末端間の負荷の有効電力 [W], 無効電力 [var] (進み: 正值)
- P_{PV}, Q_{PV} : PV の出力 [W], 無効電力 [var] (正值)
- $P_{LOSS0,n}, P_{LOSS1,n}$: ノード n ~ 配電線末端間の PV 連系前の線路電力損失 [W], PV 連系後の線路電力損失 [W]
- $\Delta P_{LOSS,n}$: ノード n ~ 配電線末端間の PV 連系に伴う線路電力損失変動 [W]
- $Q_{LOSS0,n}, Q_{LOSS1,n}$: ノード n ~ 配電線末端間の PV 連系前の線路無効電力損失 [var], PV 連系後の線路無効電力損失 [var]
- $\Delta Q_{LOSS,n}$: ノード n ~ 配電線末端間の PV 連系に伴う線路無効電力損失変動 [var]

配電用トランスおよび SVR のインピーダンスの影響を無視し、(5.11), (5.12) 式を受電電圧 $V_{0,n}$, $V_{1,n}$ を公称電圧 $6,600\text{V}$ ($=V_N$) と見なすと、ノード n における PV 連系に伴う電圧変動 ΔV_n [V] は

$$\Delta Q_{LOSS,n} = x \Delta P_{LOSS,n} / r \quad \dots\dots\dots (5.13)$$

$$\Delta V_n = V_{1,n} - V_{0,n} \quad \dots\dots\dots (5.14)$$

$$= \sum_{t=1}^n (V_{1,t} - V_{1,t+1} - V_{0,t} + V_{0,t+1}) \quad \dots\dots\dots (5.15)$$

$$\Delta V_n = \frac{1}{4V_N} \underbrace{\{n(rP_{PV} - xQ_{PV})\}}_{(a)} - \underbrace{\sum_{t=1}^n \frac{r^2 + x^2}{r} \Delta P_{LOSS,t}}_{(b)} \quad \dots\dots\dots (5.16)$$

となる。配電線負荷は配電線に均等に分布していると想定し、配電線負荷の有効電力，無効電力，皮相電力をそれぞれ P_L [W]， Q_L [var]， S_L [VA] とする。配電線の亘長を L_L [km] とすると，変電所から kL_L [km] ($0 \leq k \leq 1$) 離れたノードにおける PV 連系前の電流 $I_0(k)$ [A] および出力 P_{PV} ，無効電力 Q_{PV} の PV が系統末端に連系されたときの同ノードにおける電流 $I_1(k)$ [A] は

$$I_0(k) = \frac{1-k}{\sqrt{3} V_N} \sqrt{P_L^2 + Q_L^2} \quad \dots\dots\dots (5.17)$$

$$I_1(k) = \frac{\sqrt{\{(1-k)P_L - P_{PV}\}^2 + \{(1-k)Q_L - Q_{PV}\}^2}}{\sqrt{3} V_N} \quad \dots\dots\dots (5.18)$$

となる。ただし，

$$Q_{PV} = \alpha P_{PV} \quad (0 \leq \alpha \leq 0.75) \quad \dots\dots\dots (5.19)$$

$$Q_L = -aP_L + b \quad (a \geq 0, b \geq 0) \quad \dots\dots\dots (5.20)$$

$$P_L = \frac{ab \pm \sqrt{a^2b^2 - (a^2+1)(b^2 - S_L^2)}}{a^2+1} \quad \dots\dots\dots (5.21)$$

である。(5.20) 式において， $-a$ は図 4.3 における負荷動作直線の傾き [var/W]， b は系統内の高圧需要家の力率改善用コンデンサ容量 [var] に相当する。

PV 連系前および PV 連系後に，変電所から kL_L [km] ($0 \leq k \leq 1$) 離れたノードから配電線末端の間で生じる線路電力損失をそれぞれ P_{LOSS0k} [W]， P_{LOSS1k} [W] とすると，PV 連系に伴う線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} [W] は

$$\Delta P_{LOSSk} = P_{LOSS1k} - P_{LOSS0k} \quad \dots\dots\dots (5.22)$$

$$= 3rL_L \int_k^1 [\{I_1(t)\}^2 - \{I_0(t)\}^2] dt \quad \dots\dots\dots (5.23)$$

$$= \frac{rL_L(1-k)}{V_N^2} [(1+\alpha^2)P_{PV}^2 - (1-k)\{(1-\alpha a)P_L + b\}P_{PV}] \quad \dots\dots\dots (5.24)$$

となる。(5.21) 式の 2 つの解のうち，値の大きい解を適用し，線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} を PV 出力である P_{PV} ，負荷の皮相電力 S_L で偏微分すると，(5.25)，(5.26) 式が得られる。

$$\frac{\partial^2 \Delta P_{LOSSk}}{\partial P_{PV}^2} = \frac{2rL_L(1-k)(1+\alpha^2)}{V_N^2} \quad \dots\dots\dots (5.25)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{LOSSk}}{\partial S_L} = -\frac{rL_L(1-k)^2(1-\alpha a)P_{PV}}{V_N^2 \sqrt{a^2+1}} \cdot \left(1 - \frac{b^2}{(a^2+1)S_L^2}\right)^{-1/2} \quad \dots\dots\dots (5.26)$$

「 $b/(S_L(a^2+1)^{1/2}) < 1$ 」として、(5.26) 式下線部を 0 とみなすと、

$$\frac{\partial \Delta P_{LOSSk}}{\partial S_L} \doteq -\frac{rL_L(1-k)^2(1-a\alpha)P_{PV}}{V_N^2\sqrt{a^2+1}} \dots\dots\dots (5.27)$$

(5.25), (5.27) 式を (5.16) 式に代入すると、(5.28), (5.29) 式が得られ、 α が一定値である力率一定制御時において、電圧変動 ΔV_n は PV 出力 P_{PV} の二次関数 (二次の項の係数の符号を負とする)、負荷の皮相電力 S_L の一次関数として変化することがわかった。

$$\frac{\partial^2 \Delta V_n}{\partial P_{PV}^2} = \frac{-L_L(r^2+x^2)(1+a^2)}{2V_N^3} \sum_{t=1}^n \left(1 - \frac{t}{4L_L}\right) \dots\dots\dots (5.28)$$

$$\frac{\partial \Delta V_n}{\partial S_L} = \frac{L_L(r^2+x^2)(1-a\alpha)P_{PV}}{4V_N^3\sqrt{1+a^2}} \sum_{t=1}^n \left(1 - \frac{t}{4L_L}\right)^2 \dots\dots\dots (5.29)$$

(1) (5.29) 式の符号

(5.29) 式の符号は「 $1-a\alpha$ 」に依存する。今回の検討条件では PV 力率を 0.8 以上 ($\alpha \leq 0.75$) としており、(5.30) 式を満たす配電線負荷 (変動分) の力率が遅れ 0.6 より高い配電線では、「 $1-a\alpha > 0$ 」となり、(5.29) 式における符号は正となる。

$$Q_L = -aP_L + b \quad (0 \leq a < 4/3, b \geq 0) \dots\dots\dots (5.30)$$

文献 [55] では、配電系統における力率が調査されており、全国から選定された高压需要家の測定結果から、負荷力率の平均値 (重負荷期・稼働日・昼間、力率改善用コンデンサより負荷側で測定) は業務用 (58 件) で遅れ 0.95, 産業用 (42 件) で遅れ 0.88 となった。また、低圧配電系統全体の平均力率は、ある電力会社の管内で測定された 72 件の結果を基に遅れ 0.95 と想定している。これらの測定データから、一般的な配電線の負荷 (変動分) の力率は 0.6 より大きいと推定され、(5.29) 式の符号は正になると考えられる。

(2) 電圧変動の特性 α, β

(5.28) 式, (5.29) 式より、力率一定制御時における、以下の PV 連系に伴う電圧変動 ΔV_n の PV 出力依存性、負荷依存性 (特性 α, β) がわかった。

(特性 α) PV 出力 P_{PV} の増加とともに電圧変動 ΔV_n は上に凸状に変化
(出力 P_{PV} の二次関数, 図 5.2)

(特性 β) 負荷の皮相電力 S_L の増加とともに、電圧変動 ΔV_n は直線上を上昇
(負荷 S_L の一次関数, 図 5.4)

5.6 位置別線路電力損失変動

(5.24) 式より，線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} は位置 k の二次関数となっており， ΔP_{LOSSk} を k で二階微分すると (5.31) 式で表される。

$$\frac{\partial^2 \Delta P_{LOSSk}}{\partial k^2} = - \frac{2rL_L(P_L + \alpha Q_L)P_{PV}}{V_N^2} \dots\dots\dots (5.31)$$

これより，(5.24) 式における位置 k の二次の項の係数は，(5.31) 式右辺の半分の値に相当する。(5.30) 式を満たす，すなわち，配電線負荷 (変動分) の力率が遅れ 0.6 より高い，一般的な配電線では「 $P_L + \alpha Q_L > 0$ 」を満たすことから，(5.31) 式における右辺の符号は負となる。また，配電線負荷の有効電力 P_L の増加とともに「 $P_L + \alpha Q_L$ 」が増加して，(5.31) 式における右辺の絶対値も増加する ($\because P_L + \alpha Q_L = (1 - \alpha a) P_L + b\alpha, 1 - \alpha a > 0$)。

図 5.6 において，亘長 10km の系統末端に出力 2MW の PV を力率一定制御にて連系した場合における位置 k と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係を示す。ただし， $k=0$ は変電所を， $k=1$ は PV 連系箇所を示す。

負荷 S_L の増大とともに放物線状グラフの開き具合が小さくなった。

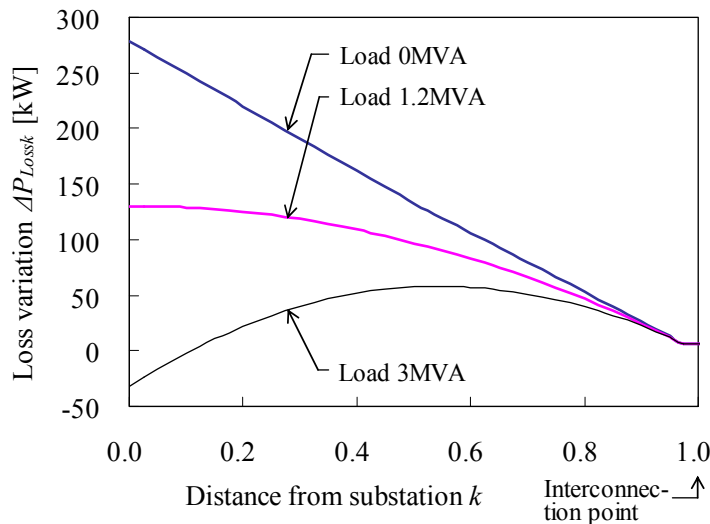


図 5.6 位置 k と線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の関係 (PV 出力：2MW，亘長：10km)

5.7 最適力率における電圧変動

(1) 各ノードの電圧変動

図 5.7 に亘長 10km の系統末端に最適力率 0.918 で定格出力 2MW の PV を連系した場合の配電線上の各ノード n における電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ を示す。

PV 出力 P_{PV} が 50% (1MW), 負荷 S_L が最大時 (3MVA) に PV の連系箇所である配電線末端にて最も電圧が上昇し ($\Delta V_{P,S,n}=101V$), PV 出力が 100% (2MW), 負荷が最小時 (1.2MVA) に変電所から 6km 離れたノードにて最も電圧が低下した ($\Delta V_{P,S,n}=-101V$)。

なお, SVR 設置箇所 (変電所より 5km 離れた地点) にて電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ のグラフは不連続に変化している。

(2) 負荷力率と電圧変動の関係

図 5.8 に亘長 10km の系統末端に最適力率 0.918 で定格出力 2MW の PV を連系した場合の負荷力率と全ノードにおける電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の最高値および最低値を示す。

進み力率 0.85 から 0.98 の範囲を頂点として, 負荷力率が離れるに従い電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ は最高値, 最低値とも低下方向へ変化した。

ここで, 電圧変動幅 ΔV_W を (5.32) 式で定義する。

$$\Delta V_W = \max_{P,S,n} (\Delta V_{P,S,n}) - \min_{P,S,n} (\Delta V_{P,S,n}) \quad \dots\dots\dots (5.32)$$

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \quad \dots\dots\dots (5.33)$$

ただし,

$V_{P,S,n}$: PV 出力 P ($= P_{PV}$, 定格出力の 10%, 20%, \dots , 100%), 負荷の皮相電力 S ($= S_L$, 最大値の 40%, 55%, \dots , 100%) におけるノード n ($= 0 \sim 4L_L$) の電圧 [V]

$V_{S,n}$: PV 連系前, 負荷の皮相電力 S ($= S_L$, 最大値の 40%, 55%, \dots , 100%) におけるノード n ($= 0 \sim 4L_L$) の電圧 [V]

今回想定した力率範囲内 (重負荷: 遅れ 0.987, 軽負荷: 進み 0.977) での電圧変動幅 ΔV_W は 202V ($\Delta V_{P,S,n}$ の最高値 101V, 最低値-101V) であるが, 負荷力率が広範囲 (重負荷: 進み 0.977, 軽負荷: 進み 0.1) に変動する系統では電圧変動幅 ΔV_W は 239V ($\Delta V_{P,S,n}$ の最高値 117V, 最低値-122V) と拡大した。

このように, 力率一定制御を適用した PV を連系した時に生じる電圧変動は, 負荷の力率の影響を受けることに留意する必要がある。

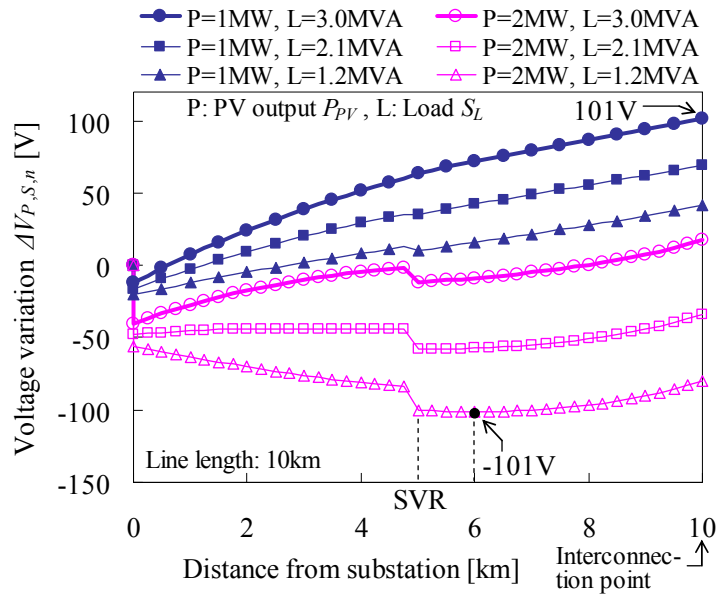


図 5.7 最適力率における各ノードの電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ (亘長 10km)

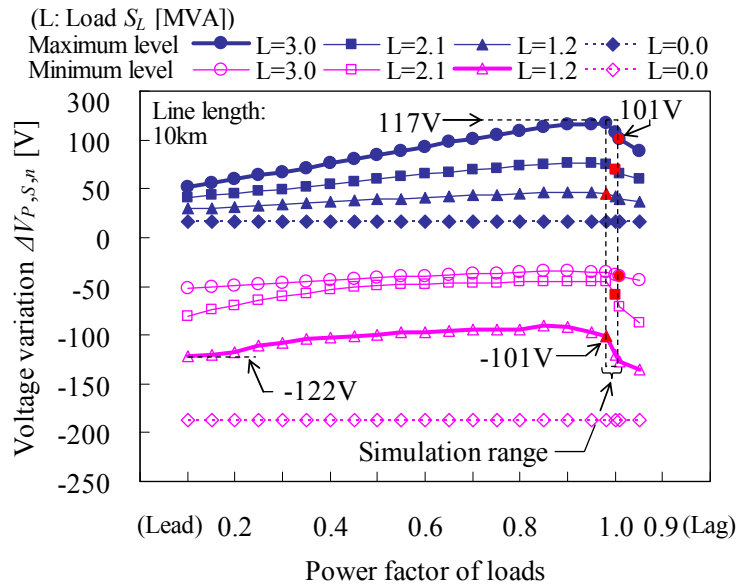


図 5.8 負荷力率と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 10km)

5.8 変電所～連系箇所間距離と電圧変動幅、最適力率の関係

(1) 変電所～連系箇所間距離と電圧変動幅の関係

国内における低圧需要家 (標準電圧 100V) の供給電圧は電気事業法の規定により $101 \pm 6V$ の範囲内で維持することが義務づけられている。引込線を含めた低圧回路の電圧低下を 7.6%、柱上変圧器の同一タップ区間内の電圧低下を 2.5%と想定することで、今回の検討では、PV 連系により認められる電圧変動幅 ΔV_W の目安を (5.34) 式のとおり、2% (電圧上昇 1%、電圧低下 1% : 6.6kV 系統で 132V) に設定した。

$$\begin{aligned} \text{許容電圧変動幅 (2\%)} = & \text{電圧維持範囲 (101\pm6V : 12\%)} \\ & - \text{柱上変圧器・低圧線・引込線電圧低下 (7.6\%)} \\ & - \text{柱上変圧器の同一タップ区間内の電圧低下 (2.5\%)} \\ & \dots\dots\dots (5.34) \end{aligned}$$

これを電圧変動幅 ΔV_W により表現すれば、

$$\Delta V_W \leq 132 \text{ [V] (6.6kV系統)} \dots\dots\dots (5.35)$$

となる。

表 5.1 に出力 2MW の PV を連系した場合の変電所から連系箇所までの距離 L_{PV} と最適力率における電圧変動幅 ΔV_W の関係を示す。表中の「Voltage rise」は電圧変動幅 ΔV_W のうち、電圧上昇分を示す。

変電所から連系箇所までの距離 L_{PV} が長くなるほど、電圧変動幅 ΔV_W は大きくなった。また、変電所から連系箇所までの距離 L_{PV} が等しい場合、負荷の皮相電力 S_L の最大値が大きくなり、配電線互長 L_L が長くなるほど、電圧変動幅 ΔV_W も大きくなった。

図 5.9～図 5.12 にそれぞれ負荷の皮相電力 S_L の最大値が 3MVA, 2MVA, 1MVA, 0MVA における変電所～連系箇所間距離 (L_{PV}) と電圧変動幅 ΔV_W の関係を示す。PV の定格出力が大きく、皮相電力 S_L の最大値が大きくなるほど、電圧変動幅 ΔV_W も大きくなった。

PV に許容される電圧変動幅 ΔV_W の限度を 2% (電圧上昇 1%、電圧低下 1% : 6.6kV 系統で 132V)、PV の定格出力を 2MW とすると、変電所から連系箇所までの距離 L_{PV} が 10km を超過した長距離配電線では許容限度を超過していることがわかった。

文献 [93] では、2003 年において全国の電力会社からランダムに抽出された 610 回線の配電線の互長が分析されており、互長 10km を超過した長距離配電線の全体に占める割合は約 10%であった。国内における長距離配電線の全体に占める割合も同程度と推察される。

表 5.1 電圧変動幅 ΔV_W (力率一定制御)

L_{PV} ※ [km]	L_L (Line length) [km]	Optimal power factor of PV				Voltage variation width ΔV_W [V] () : Voltage rise			
		Load S_L [MVA]				Load S_L [MVA]			
		0	0.4~1	0.8~2	1.2~3	0	0.4~1	0.8~2	1.2~3
3	3	0.960	0.956	0.952	0.947	74 (37)	74 (37)	75 (37)	74 (36)
	10	0.960	0.953	0.942	0.932	76 (37)	78 (39)	81 (40)	84 (42)
	15	0.960	0.952	0.939	0.925	76 (37)	79 (39)	84 (42)	87 (43)
	20	0.962	0.951	0.939	0.921	77 (39)	79 (39)	84 (42)	90 (45)
5	5	0.950	0.944	0.937	0.930	90 (45)	91 (46)	91 (45)	92 (46)
	10	0.952	0.939	0.926	0.910	92 (46)	94 (46)	97 (49)	101 (50)
	15	0.953	0.937	0.920	0.901	92 (46)	95 (47)	100 (50)	110 (54)
	20	0.953	0.936	0.918	0.898	91 (45)	96 (48)	100 (50)	120 (60)
7	7	0.946	0.937	0.929	0.919	105 (52)	105 (51)	108 (54)	111 (55)
	10	0.947	0.934	0.920	0.907	103 (51)	109 (55)	115 (58)	138 (68)
	15	0.948	0.930	0.914	0.896	106 (53)	113 (55)	137 (68)	173 (85)
	20	0.948	0.928	0.911	0.890	105 (52)	115 (57)	142 (71)	195 (96)
10	10	0.949	0.940	0.930	0.918	147 (73)	161 (82)	179 (91)	202 (101)
	15	0.952	0.934	0.918	0.899	163 (82)	175 (87)	217 (110)	283 (140)
	20	0.953	0.931	0.912	0.890	158 (79)	180 (91)	233 (116)	339 (171)
15	15	0.962	0.951	0.936	0.922	284 (140)	311 (157)	364 (185)	464 (234)
	20	0.963	0.945	0.925	0.903	279 (139)	331 (168)	416 (207)	584 (290)
20	20	0.975	0.962	0.946	0.930	446 (228)	517 (258)	607 (305)	827 (411)

 Voltage variation width $\Delta V_W > 2\%$ (132V)

※ Distance from ss to interconnection point

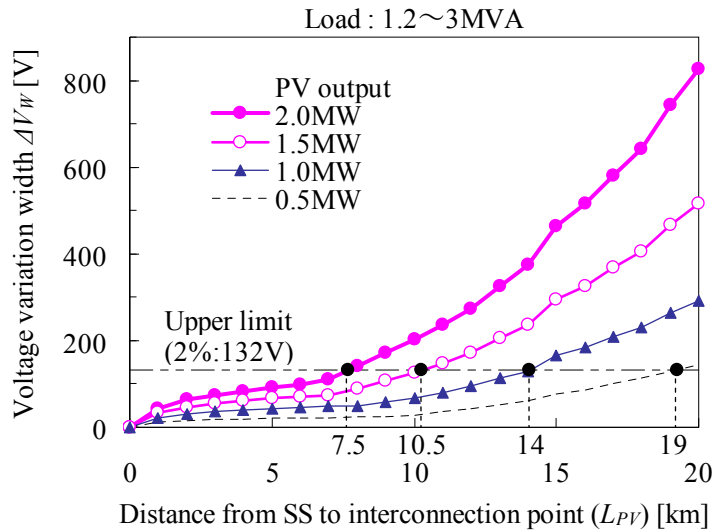


図 5.9 変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と電圧変動幅 ΔV_W の関係 (負荷 1.2~3MVA)

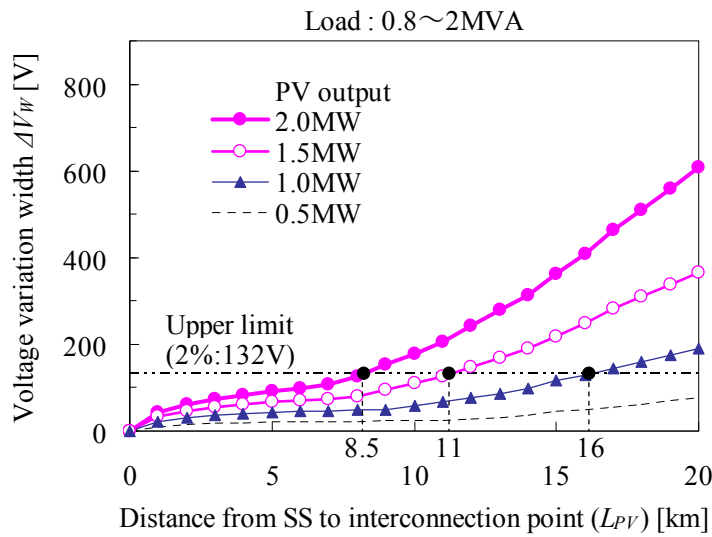


図 5.10 変電所一連系箇所間距離 (L_{pv}) と電圧変動幅 ΔV_w の関係 (負荷 0.8~2MVA)

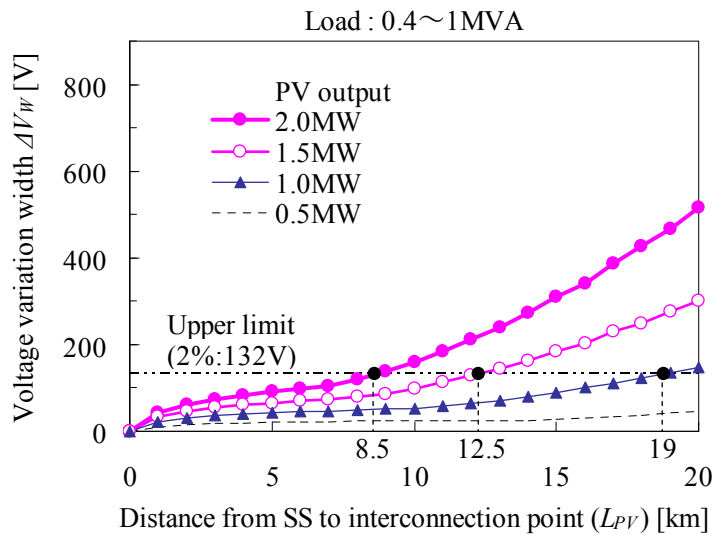


図 5.11 変電所一連系箇所間距離 (L_{pv}) と電圧変動幅 ΔV_w の関係 (負荷 0.4~1MVA)

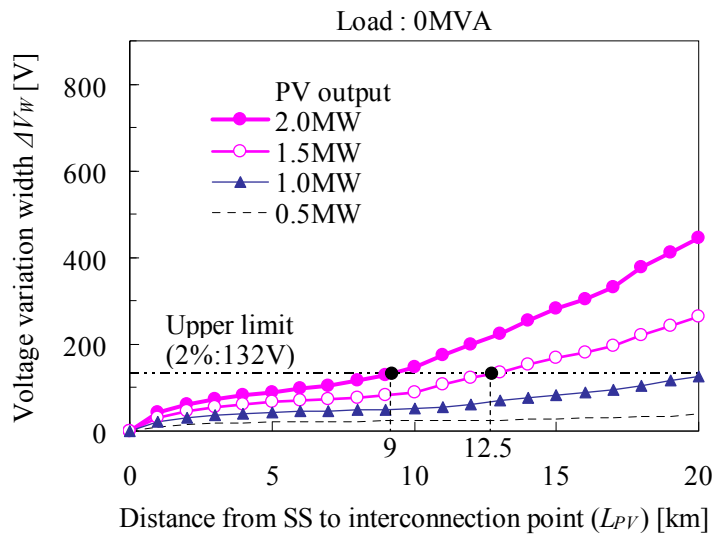


図 5.12 変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と電圧変動幅 ΔV_W の関係 (負荷 0MVA)

(2) 変電所～連系箇所間距離と最適力率の関係

図 5.13～図 5.16 にそれぞれ負荷の皮相電力 S_L の最大値が 3MVA, 2MVA, 1MVA, 0MVA における変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と最適力率の関係を示す。

連系箇所が変電所の直近では、66/6.6kV 変圧器のリアクタンス (10MVA ベース : j7%) の影響を受けて最適力率は 1 付近と高いが、連系箇所が変電所から離れるにつれて最適力率は低下した。また、連系箇所が変電所から離れるにつれて、最適力率が低下する割合は鈍化した。

また、変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) が同一の場合、PV の定格出力が大きく、負荷の皮相電力 S_L の最大値が小さくなるほど、最適力率が高くなった。これは PV の定格出力が大きく、負荷の皮相電力 S_L の最大値が小さくなるほど線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の最大値が大きくなって系統全体の電圧が低下ぎみとなったため、最適力率が高くなったと考えられる。

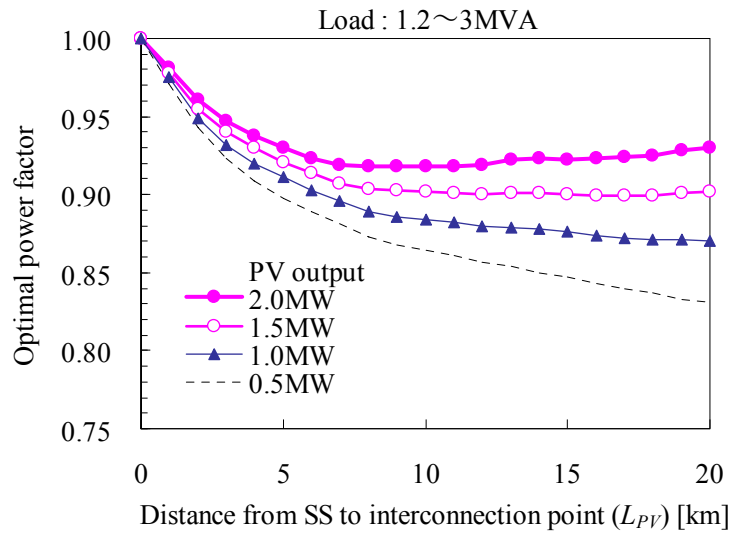


図 5.13 変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と最適力率の関係 (負荷 1.2~3MVA)

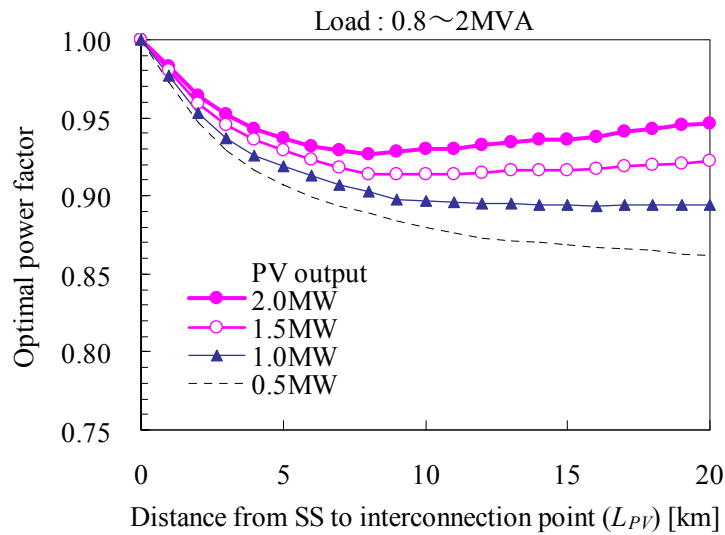


図 5.14 変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と最適力率の関係 (負荷 0.8~2MVA)

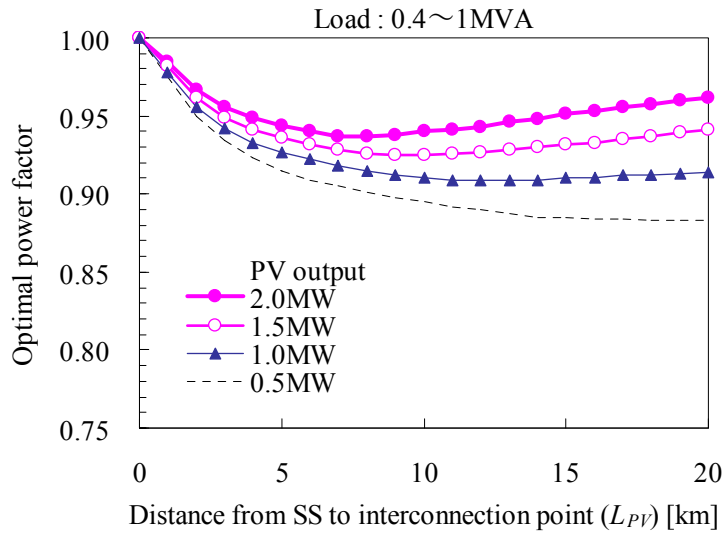


図 5.15 変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と最適力率の関係 (負荷 0.4~1MVA)

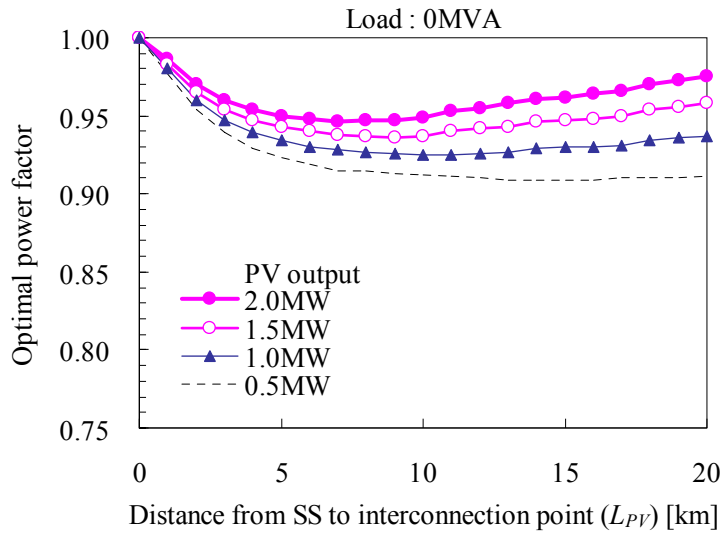


図 5.16 変電所一連系箇所間距離 (L_{PV}) と最適力率の関係 (負荷 0MVA)

5.9 松山太陽光発電所における実証試験

(1) 試験系統

四国電力(株)の松山太陽光発電所(定格出力1,742kW)を6.6kVの配電線に連系し、力率一定制御時の電圧変動を確認した。試験系統を図5.17に示す。系統上において変電所から1.6kmまでの範囲に負荷が、3.5km離れた系統末端に当発電所が接続されている。パワーコンディショナ(250kVA×7台)については、制御ソフトウェアの変更を行い、力率一定制御を実施した。

試験は平成24年12月1日の9時から15時までの6時間実施した。測定箇所は松山太陽光発電所および変電所、変電所から1.6km離れた配電線箇所の3点とした。

(2) PCSの制御ブロック図

今回の試験にあたり、力率一定制御が行えるようPCSの制御ソフトウェアの変更を行った。図5.18にPCSの制御ブロック図を示す。力率一定制御ブロックとして示した範囲が今回の変更範囲である。

有効電力Pならびに無効電力Qから算出した位相フィードバック値 ω_{t_fb} と力率指令値に対応する目標位相 ω_{t_ref} とが一致するようPI制御を行う。その結果をインバータの電流指令値(位相部)に加算することで力率一定制御を実現する。

(3) 試験結果

試験では運転中の太陽光発電を系統から解列し、解列前後の電圧変化を確認することとした。試験結果の一例を図5.19～図5.22に示す。

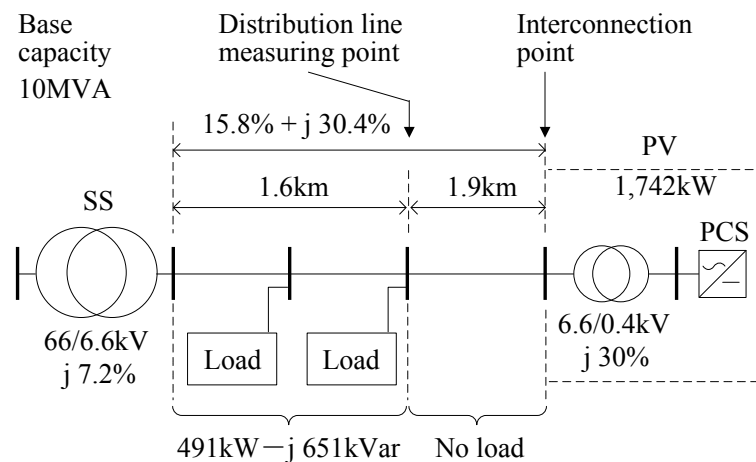


図 5.17 試験系統 (松山 PS)

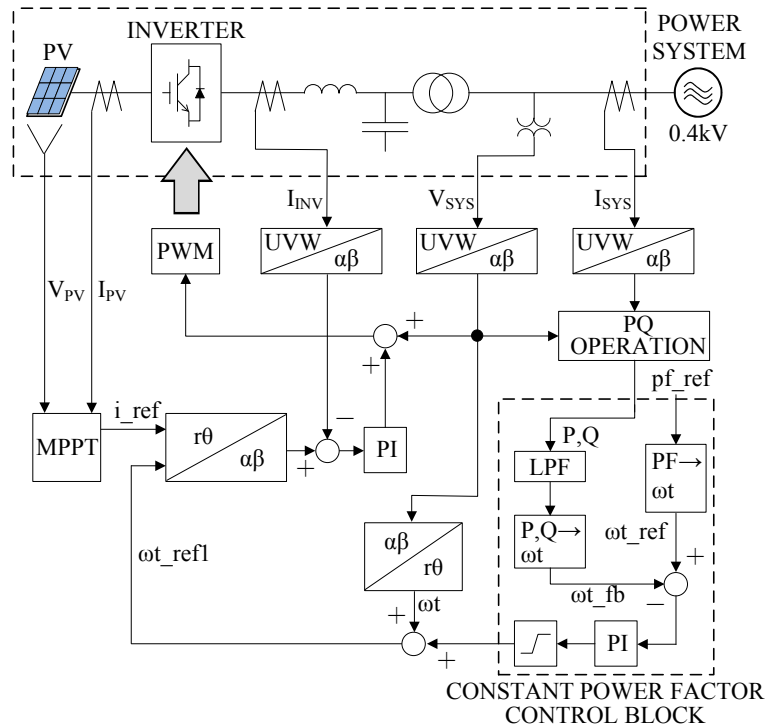


図 5.18 制御ブロック図

PVS の力率は運転している間、一定とし、力率の値は 1.0 から 0.88 まで 0.01 刻みで変化させた。電圧値は 3 相平均値を採用した。

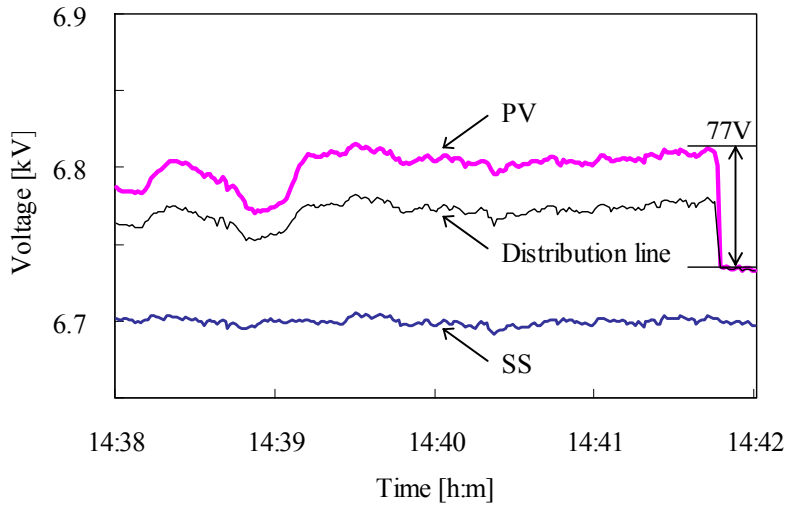
図 5.19 に力率 1.0 のケースを示す。力率が 1.0 など高いケースでは、PV の解列とともに連系箇所や配電線の電圧が低下した。逆に言えば、PV の連系とともに系統電圧が上昇した。また、PV の有効電力 (出力) P の変動とともに、連系箇所の電圧が同様な波形で連動していることがわかる。

図 5.20 に力率 0.97、図 5.21 に力率 0.94 のケースを示す。力率の低下とともに、PV 解列時の電圧低下の度合いが減少し、力率 0.94 の場合に電圧低下が最小となった。

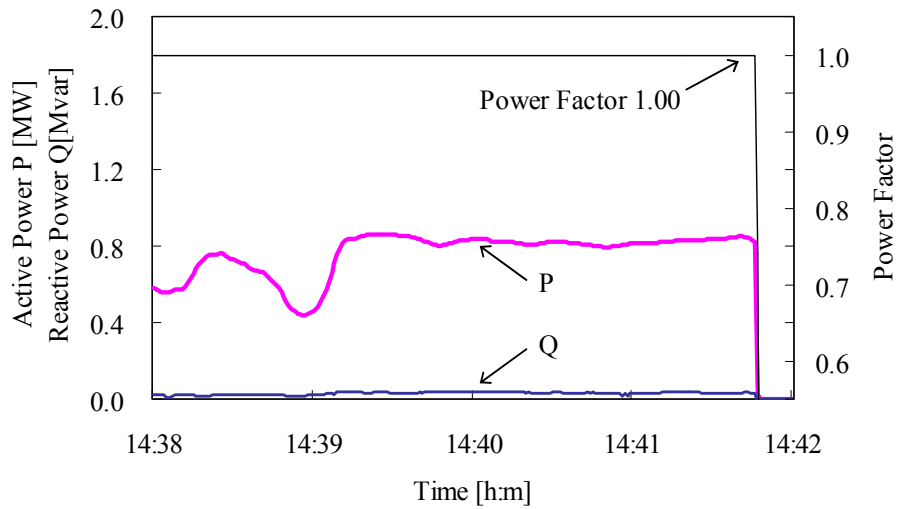
PV の解列は、連系用変圧器 (6.6kV/0.4kV) の系統側にある遮断器の切操作により、PCS の単独運転検出機能 (受動的方式) を動作させることで実施した。その後、遮断器の入操作により PV の連系用変圧器に電圧を印加して、PV を再連系させる。

図 5.21 では遮断器の切操作により PV を解列してから数秒後に遮断器を入操作して連系用変圧器に電圧を印加しており、変圧器の励磁突入電流により連系箇所および配電線、変電所とも電圧が低下している様子が見られる。また、再連系直後、力率制御が遅れて、PV の力率が指令値である 0.94 から逸脱して 1 近くになり、PV 連系箇所の電圧が短期間上昇している様子が見られる。

図 5.22 に力率 0.88 のケースを示す。力率が 0.94 より低いケースでは、PV 解列に伴い系

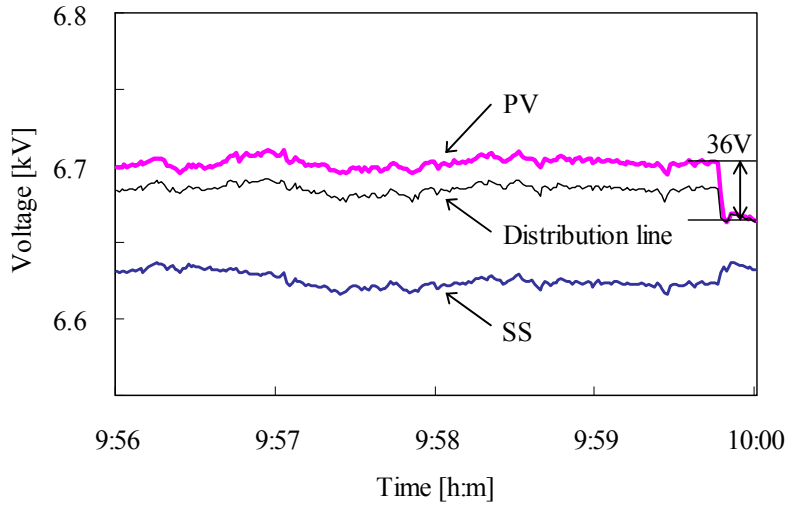


(a) 電圧

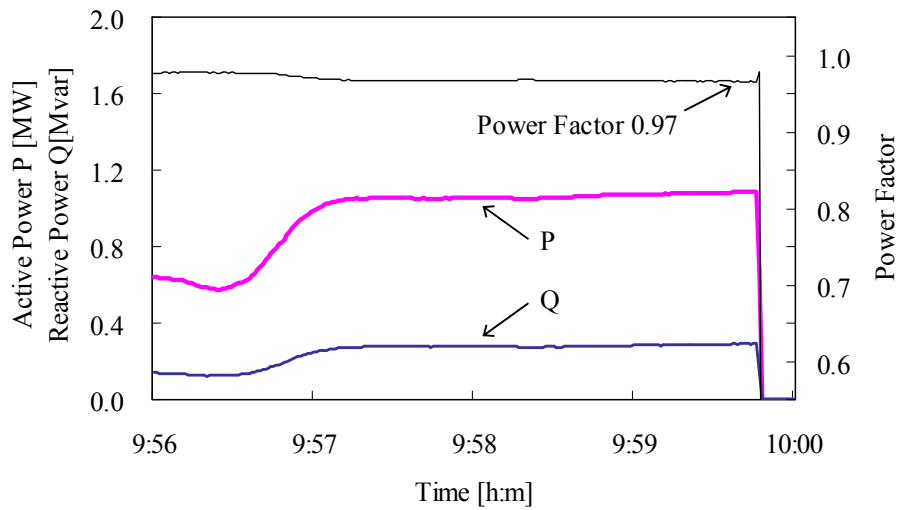


(b) PV の有効電力 P, 無効電力 Q

図 5.19 測定結果 (力率 1.00, 出力 845kW)

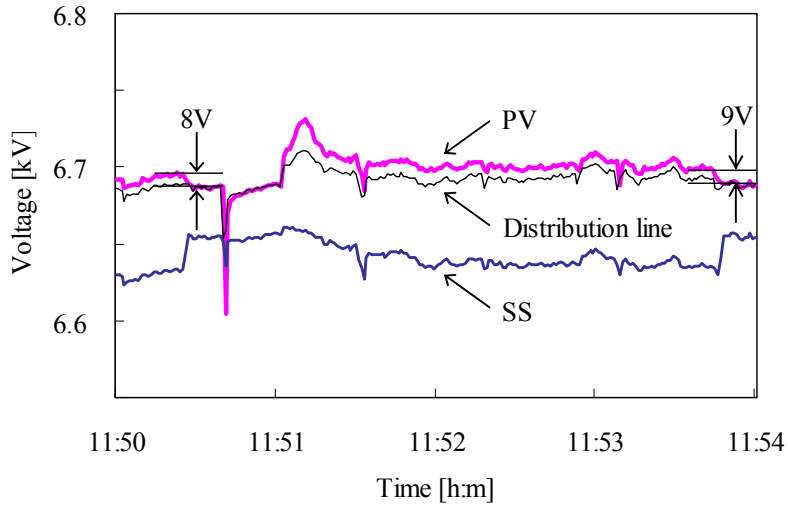


(a) 電圧

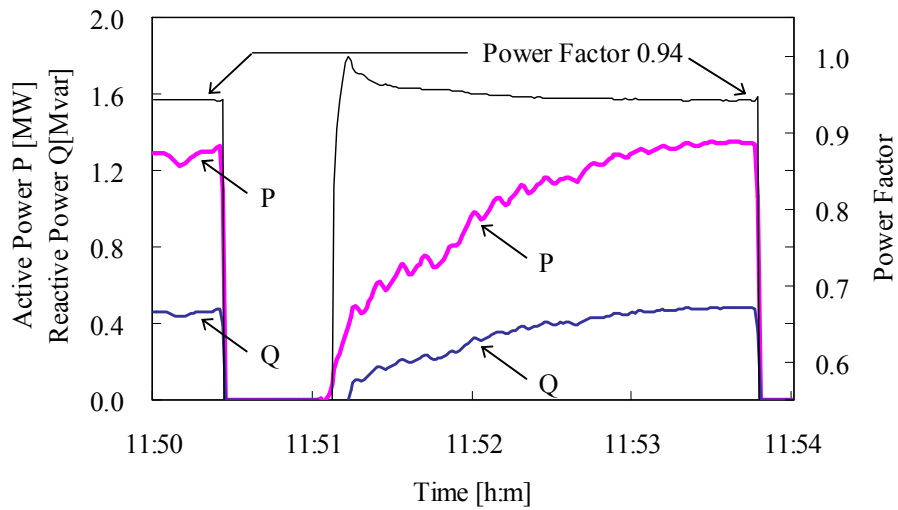


(b) PVの有効電力P, 無効電力Q

図 5.20 測定結果 (力率 0.97, 出力 1,085kW)

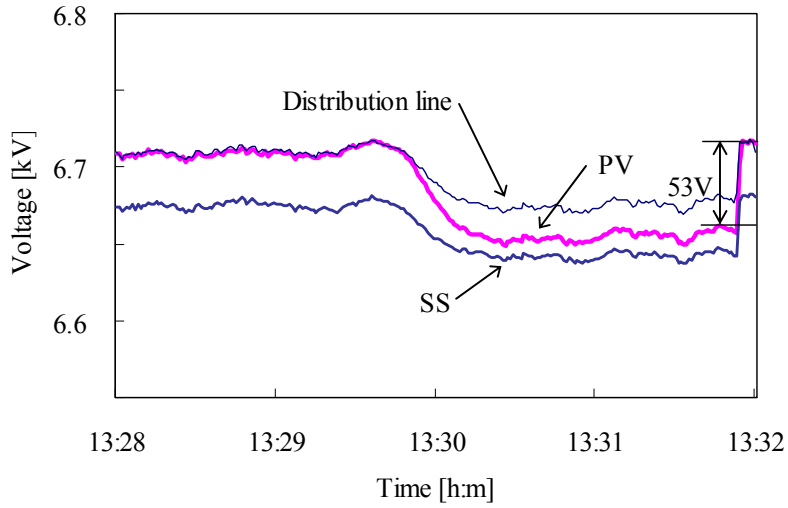


(a) 電圧

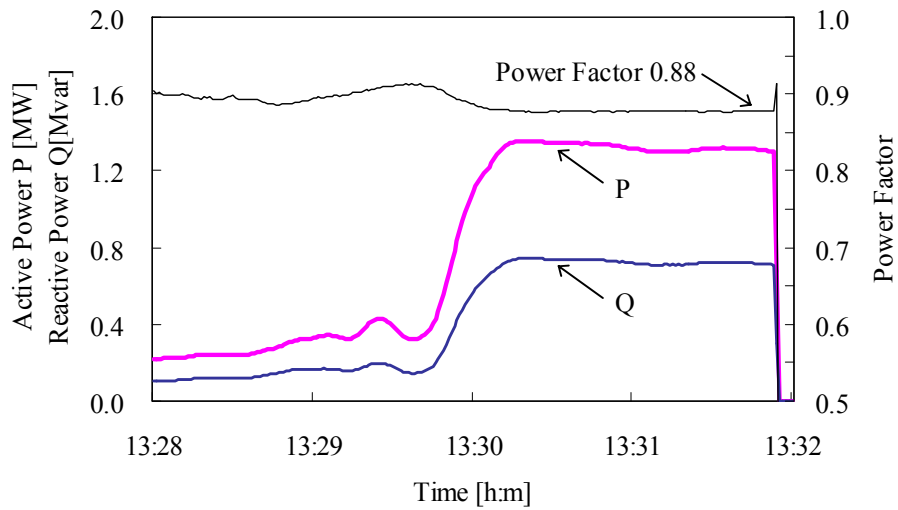


(b) PV の有効電力 P, 無効電力 Q

図 5.21 測定結果 (力率 0.94, 出力 1,295kW, 1,342kW)



(a) 電圧



(b) PV の有効電力 P, 無効電力 Q

図 5.22 測定結果 (力率 0.88, 出力 1,311kW)

統電圧が上昇している。力率 0.88 では PV 解列により電圧の上昇幅が 53V となった。

なお、試験は土曜日に行われ負荷が軽かったため、PV 停止時において変電所より配電線の電圧が若干上昇している。

(4) シミュレーションと実測値の比較

PV の解列直後に観測されたフィーダの有効電力・無効電力を PV 運転時のフィーダの有効電力・無効電力と仮定し、電圧変動について、解列時の変電所送出電圧を考慮したシミュレーションと実測値の比較を行った。結果を図 5.23 に示す。

シミュレーション結果と 32 回実施した PV 解列の電圧変動実測値の差異を比較すると、平均値は 8V、標準偏差は 4V となり、誤差がほとんど見られないことがわかった。

なお、力率 1.0 付近の測定ポイントにおいて、PV 出力の低下に伴う電圧変動の低下が見られる。

以上から、変電所から比較的近い箇所 (3.5km) における PV 連系において、PCS の力率一定制御により、シミュレーション通り電圧変動が抑制されることを確認した。

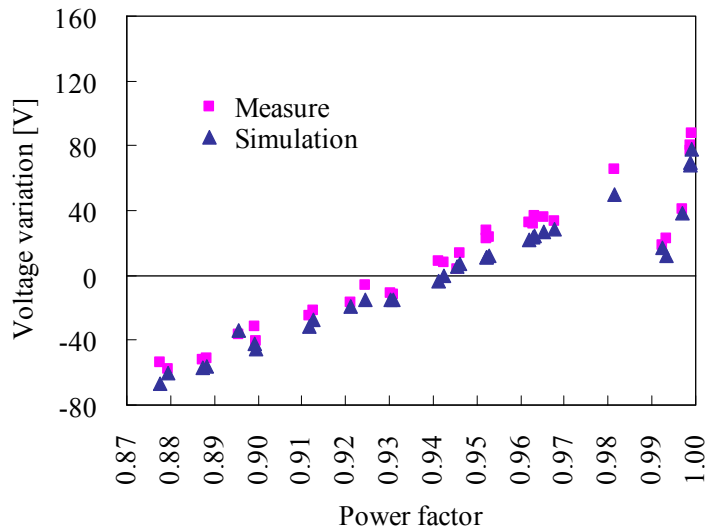


図 5.23 シミュレーションと実測結果の比較

5.10 結言

本章ではメガソーラーなど大規模太陽光発電の系統連系時の電圧変動抑制対策として、系統連系用電力変換装置の無効電力制御であり、常時出力に比例した無効電力を出力する「力率一定制御」について、その電圧変動抑制効果および適用限界を検討した。本章で得られた結果は以下のとおりである。

- (1) 許容される電圧変動幅を2%とすると、6.6kV系統の配電線において、定格出力2MWのPVを変電所から7.5km離れた地点まで系統連系できることを数値計算により確認した。
- (2) 短距離配電線における実系統試験により、力率一定制御を適用した電圧変動抑制対策が効果的であることを確認した。
- (3) 変電所から連系箇所までの距離が10kmを超過する長距離配電線では、電圧変動が増大することから、定格出力2MWのPVを連系することができないことがわかった。
- (4) 力率一定制御のもと、PV連系時に生じる電圧変動は、PV出力に対して上を凸とした二次関数として変化し、配電線負荷の皮相電力に対して傾きを正とした一次関数として変化することを理論式から導出するとともに、数値計算により確認した。
- (5) 力率一定制御のもと、PV連系時に生じる電圧変動が、長距離配電線において増大する理由は、PVの出力変動とともに生じる線路電力損失変動の影響であることがわかった。線路電力損失変動の大小に影響を与えるものとして、線種・亘長による線路インピーダンスのほか、PVの運転中に変化する要素として「PV出力 P_{PV} 」、配電線負荷の皮相電力 S_L の2項目があった。

長距離配電線においてPV連系時の電圧変動を抑制するためには、力率一定制御時において電圧変動に大きく影響を与えている線路電力損失変動を考慮した無効電力制御が必要と考えられる。

第6章では、長距離配電線におけるPV連系時の電圧変動抑制対策として、線路電力損失変動に影響を与えるPV出力 P_{PV} および負荷の皮相電力 S_L を考慮した無効電力制御について検討を行う。

第6章

力率変更制御による電圧変動抑制

6.1 緒言

5章においては、常時出力に比例した無効電力を出力するPCSの力率一定制御について、電圧変動抑制の効果を検討してきた。その結果、連系箇所が変電所から遠く、PVの出力が大きい場合には、線路電力損失変動および線路無効電力損失変動が大きくなり、配電線の各ノードにおける電圧変動を十分抑制できず、PVの連系により各ノードの電圧が変化することがわかった。

本章では、長距離配電線における電圧変動抑制対策として、線路電力損失変動の影響を考慮して、PV出力および配電線負荷の皮相電力ごとにPVの力率を調整することで、電圧変動抑制効果を高めたPCSの無効電力制御「力率変更制御」について提案する [43,89,94]。

以下では、制御の概要および適用方法について述べるとともに、提案した力率変更制御の適用により、PV連系時の電圧変動が効果的に抑制される仕組みについて述べる。

6.2 制御の概要

5章における検討から、長距離配電線にPCSの力率一定制御を適用したPVを連系すると、線路電力損失変動の増大により電圧変動が拡大することがわかった。線路電力損失変動に影響を与えるものとして、線種・互長による線路インピーダンスのほか、PV運転中に変化する要素として「PV出力 P_{PV} 」、「負荷の皮相電力 S_L 」の2項目があることがわかった。

このため、長距離配電線におけるPV連系時の電圧変動を抑制するため、PV出力 P_{PV} および負荷の皮相電力 S_L を考慮した無効電力制御が必要と考えられる。

また、後述の6.4節に示すとおり、PV連系箇所の電圧変動を最小とするよう無効電力を調整した場合、線路電力損失変動の位置的な不均一さの影響を受け、配電線中間部で電圧が大きく低下することがあり、無効電力の調整にあたってはPV連系に伴う系統全域の電圧変動を確認する必要がある。

このため、以下2点を特徴とする無効電力制御法を提案する。

- (A) PCS より出力する無効電力の力率 ((6.1) 式の α に相当) を常時一定とするのではなく, PV 出力 P_{PV} および負荷の皮相電力 S_L にあわせて都度変更する (以降, 「力率変更制御」と呼ぶ)。
- (B) PV 連系箇所の電圧変動を最小とするのではなく, 配電線全域の電圧変動 ΔV_{max} を最小とする力率に都度変更する。

特徴 (A), (B) を (6.1) ~ (6.4) 式により表した。

$$Q_{PV} = \alpha P_{PV} \quad \dots\dots\dots (6.1)$$

$$\alpha = f(P_{PV}, S_L) \quad \dots\dots\dots (6.2)$$

$$\Delta V_{max} = \max_{P,S,n} (|\Delta V_{P,S,n}|) \rightarrow \min. \quad \dots\dots\dots (6.3)$$

$$\Delta V_{P,S,n} = V_{P,S,n} - V_{S,n} \quad \dots\dots\dots (6.4)$$

ただし,

P_{PV}, Q_{PV} : PV の出力 [W], 無効電力 [var] (正值)

S_L : 負荷の皮相電力 [VA]

$V_{P,S,n}$: PV の出力 P ($=P_{PV}$, 定格出力の 10%, 20%, ..., 100%), 負荷の皮相電力 S ($=S_L$, 最大値の 40%, 55%, ..., 100%) におけるノード n ($=0 \sim 4L_L$) の電圧 [V]

$V_{S,n}$: PV 連系前, 負荷の皮相電力 S ($=S_L$, 最大値の 40%, 55%, ..., 100%) におけるノード n ($=0 \sim 4L_L$) の電圧 [V]

PCS より出力する無効電力 Q_{PV} は, (6.1) 式に従って出力することとする。制御パラメータ α ($=\tan\theta$: θ は力率角 [rad]) は PV 出力 P_{PV} および負荷の皮相電力 S_L の関数とした。

(6.3) 式に示すように, PV 連系前後の系統全ノードにおける電圧変動の絶対値 $|\Delta V_{P,S,n}|$ ($=\Delta V_{max}$) を最小とすることを目的としている。このため, PV 出力 P_{PV} および負荷の皮相電力 S_L の条件毎に, ΔV_{max} を最小とする最適なパラメータ α を選択する。

6.3 制御の適用

力率変更制御の適用にあたっては、連系するフィーダやPVの条件に対応した最適なパラメータ α を事前に求めておく必要がある。

連系するフィーダについて、図4.1のようなインピーダンス、負荷条件等を示した模擬系統を作成しておく。次に(6.3)式、(6.4)式に従い、PV出力 P_{PV} (定格出力の10%~100% : 10パターン)、負荷の皮相電力 S_L (重負荷時~軽負荷時:5パターン) 毎に α を0から0.75 (力率1~0.8 : 201パターン) まで計算させて、各ノードの電圧変動絶対値の最大値 ΔV_{max} が最小となる α を選定する (計10,055パターン)。

なお、10,055パターンの数値計算に要した時間は90分程度となった (Software : Microsoft Excel 2010, CPU : Intel Core™ i7-2600 3.4GHz, Memory : 16GB)。

計算結果を図7.3、図7.4のような、負荷の皮相電力 S_L およびPV出力 P_{PV} とPV力率に相当する α の関係として表す。この α の関係を基に、(6.1)式に従って、PVより出力する無効電力 Q_{PV} を制御する。

PV出力 P_{PV} については自端で把握できる。一方、負荷の皮相電力 S_L の把握については、変電所における配電線の皮相電力の実測値を通信により発電事業者へ連携すること (図6.1, 7.2節「通信方式」) や過去実績から配電線の皮相電力の季節別・時刻別のロードカーブを電気事業者から発電事業者へ定期的に連携すること (7.3節「ロードカーブ方式」) などが考えられる。

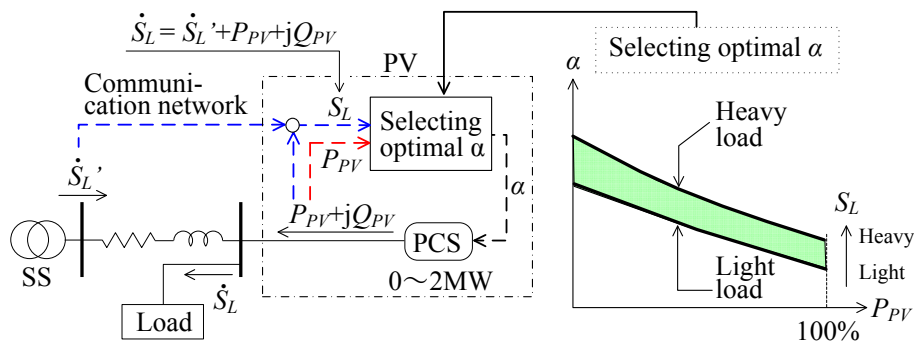


図6.1 提案手法の概念図 (通信方式)

6.4 力率変更制御適用時の位置別電圧変動の分析

力率変更制御時における電圧変動の位置的な不均一さについて検討した。

PVの連系により各ノード n の電圧変動 ΔV_n は、(5.16)式に示すとおり、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の位置 k に対する積分値の影響を受ける。このため、仮に、PVの連系により生じる線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} が位置 k に関わらず一定であれば、電圧変動 ΔV_n は位置 k に対して比例して変化する。この場合、系統末端に設置したPVの力率変更制御によりPVの無効電力を調整することで、各ノード n の電圧変動 ΔV_n を0に向けて抑制することが可能である。

一方、PVの連系により生じる実際の線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} は位置 k の変化に対して一定でなく、不均一であるため、PVの力率変更制御により無効電力を調整しても系統の各ノード n で生じる電圧変動 ΔV_n を全て抑制することは難しい。力率変更制御時に残留する電圧変動 ΔV_n の大きさは、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の位置的な不均一さの度合いが関係していることがわかった。以下にその説明を行う。

図6.2において、亘長10kmの系統末端に出力2MWのPVを力率一定制御にて連系した場合において、位置 k における線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} を示す。ここで、 $k=0$ は変電所を、 $k=1$ はPV連系箇所を示す。最大負荷3MVA時における最適力率0.918にて運転している。線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} は、(5.31)式のとおり、負荷0MVA($P_L = Q_L = 0$)のケースで位置 k の一次関数として変化し、負荷1.2MVA、負荷3MVAのケースでは、位置 k の二次関数として変化、負荷の増大とともに符号を負とした二次の項の係数が小さくなり、放物線状のグラフの開き具合が小さくなった。

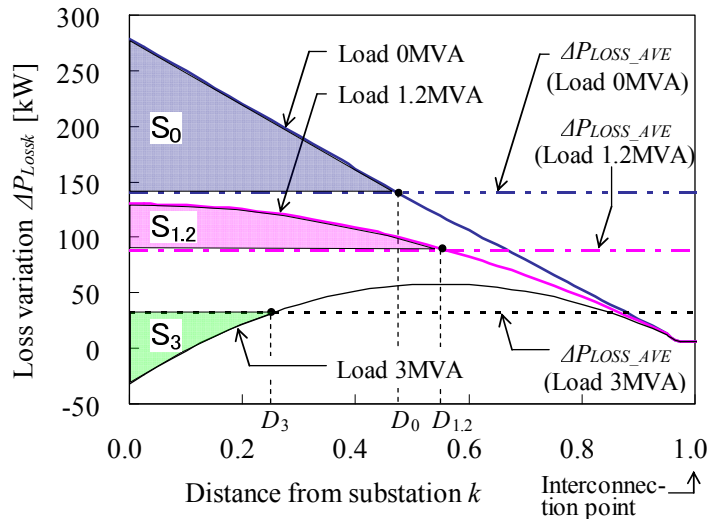


図 6.2 力率一定制御における各ノードの線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} (亘長 10km)

(5.16) 式に示された PV 連系に伴うノード n における電圧変動 ΔV_n のうち、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} に起因する (b) 項を $\Delta V_{L,n}$ とする ((6.5) 式)。これは線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} を変電所からノード n まで積分したものに相当する。

$$\Delta V_{L,n} = \frac{-(r^2+x^2)}{4rV_N} \sum_{t=1}^n \Delta P_{LOSS,t} \dots\dots\dots (6.5)$$

ここで、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の分布が位置 k に関わらず均一で、その値が線路電力損失変動平均 ΔP_{LOSS_AVE} であるケースを仮定する (線路電力損失変動均一ケース)。

線路電力損失変動平均 ΔP_{LOSS_AVE} は、(6.6) 式のとおり、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} を変電所から PV 連系箇所まで (k について 0 から 1 まで) 積分して求める。

$$\Delta P_{LOSS_AVE} = \int_0^1 \Delta P_{LOSSk} dk \dots\dots\dots (6.6)$$

線路電力損失変動均一ケースにおける電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ は、位置別に均一な線路電力損失変動 ΔP_{LOSS_AVE} を変電所からノード n まで積分したものに相当することから、電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ のグラフは位置 k に比例して変化する。また、PV 連系箇所における電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ は本来のケースと一致する。

このため、線路電力損失変動均一ケースでは、系統末端に連系した PV の無効電力を調整することで、系統末端における電圧変動 ΔV_n を 0V に抑制するとともに、他の各ノード n の電圧変動 ΔV_n も 0V に抑制することが可能である。

一方、本来のケースでは、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} が (5.31) 式のとおり位置 k に対する二次関数として示されることから、各ノードの電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ は線路電力損失変動均一ケースとは異なる。このため、PV の無効電力を調整しても全てのノードの電圧変動 ΔV_n を抑制することは難しい。

図 6.3 に電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ と位置 k の関係を示す。図 6.2 と同じ系統、PV 連系条件とした上で、66/6.6kV 変圧器 (j7%) および SVR (j1.4%) のインピーダンスを無視している。(5.31) 式に従い、負荷 0MVA のケースでは電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ が位置 k の二次関数として、負荷 1.2MVA、3MVA のケースでは位置 k の三次関数として変化している。一方、線路電力損失変動均一ケースでは (図 6.3 の ΔP_{LOSS_AVE})、電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ が位置 k に比例する関数として示され、系統末端において本来のケースと値が一致している。

線路電力損失変動均一ケースおよび本来のケースにおける電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ をそれぞれ $\Delta V_{L0,n}$ 、 $\Delta V_{L1,n}$ とすると、両者の電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ の差 $\Delta V_{A,n}$ を (6.7) 式で表す。

$$\Delta V_{A,n} = \Delta V_{L1,n} - \Delta V_{L0,n} \dots\dots\dots (6.7)$$

図 6.3 に負荷 0MVA、ノード n における $\Delta V_{A,n}$ の例を示す。

図 6.2 において、負荷 0MVA、1.2MVA、3MVA における線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} のグラフと線路電力損失変動平均 ΔP_{LOSS_AVE} のグラフが交わった位置 k を D_L ($L=0, 1, 2, 3$)、これら

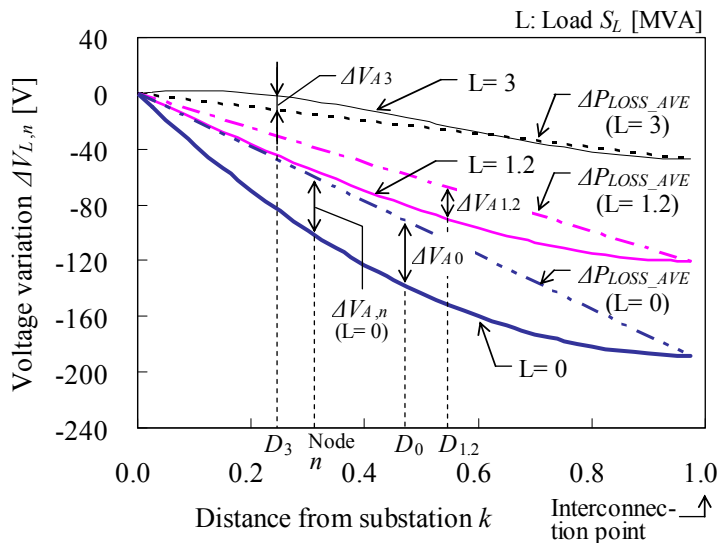


図 6.3 力率一定制御における各ノードの電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ (亘長 10km)

のグラフが変電所からグラフが交わった位置 D_L の間において挟んだ面積を S_L ($L=0, 1.2, 3$) とする。

$\Delta V_{A,n}$ は本来の線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} と線路電力損失変動均一ケースにおける線路電力損失変動 ΔP_{LOSS_AVE} との無効電力の差を変電所からノード n まで積分したものに相当することから、 $\Delta V_{A,n}$ の絶対値は位置 D_L において最も大きくなり、位置 D_L における $\Delta V_{A,n}$ の絶対値は面積 S_L に比例する。

図 6.3 において位置 D_L ($=0, 1.2, 3$) における $\Delta V_{A,n}$ を ΔV_{AL} ($L=0, 1.2, 3$) と表記した。

ここで、PV の系統連系にあたり、力率一定制御を適用するのではなく、PV の連系前後で PV の連系箇所の電圧変化を 0V にする無効電力制御 (力率変更制御) を適用することを考える。この場合の PV 連系に伴うノード n の電圧変動を $\Delta V_{R,n}$ とする。

力率一定制御の PV 連系により生じる (5.16) 式で示された各ノード n における電圧変動 ΔV_n のうち、(a) 項に相当する電圧変動は位置 k に比例するため、新たに PV の無効電力を調整することで打ち消すことができる。

新たに調整した PV の無効電力による線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の変化は微小として無視すれば、残留する (5.16) 式 (b) 項に相当する電圧変動 $\Delta V_{L,n}$ は、線路電力損失変動平均 ΔP_{LOSS_AVE} に相当する無効電力を PV より追加して出力することで、(6.7) 式に示した電圧変動 $\Delta V_{A,n}$ に抑制されることとなる。このため、(6.8) 式のとおり、電圧変動 $\Delta V_{R,n}$ は $\Delta V_{A,n}$ と値が一致する。

$$\Delta V_{R,n} = \Delta V_{A,n} \dots\dots\dots (6.8)$$

図 6.4 に力率変更制御時の電圧変動 $\Delta V_{R,n}$ を示す。PV の連系箇所において ($k=1$)，電圧変動 $\Delta V_{R,n}$ は 0V に調整されている。

また，配電線全域で生じる電圧変動 $\Delta V_{R,n}$ の最大値を抑制するよう，すなわち，(6.3) 式に示した ΔV_{max} を最小とするよう PV の無効電力をさらに調整した結果，生じる電圧変動 $\Delta V_{R',n}$ を示す。

PV の連系箇所における電圧変動を 0V とする場合，負荷 L が 0MVA のケースで，PV の連系に伴って電圧が 47V 低下するノードが見られたが ($\max |\Delta V_{R,n}| = 47$ [V])，PV の無効電力を調整することで，電圧変動の最大値は 32V に抑制された ($\max |\Delta V_{R',n}| = 32$ [V])。

電圧変動 $\Delta V_{R,n}$ と電圧変動 $\Delta V_{R',n}$ のそれぞれの絶対値の最大値は正の相関にあると考えられる。電圧変動 $\Delta V_{R,n}$ は電圧変動 $\Delta V_{A,n}$ と同様に，位置 D_L ($L=0, 1.2, 3$) において絶対値が最大となり，その絶対値は面積 S_L ($L=0, 1.2, 3$) に比例する。

以上から，力率変更制御における電圧変動 $\Delta V_{R,n}$ の絶対値の最大値は，亘長 L_L と面積 S_L に等しい線路電力損失偏差 $\Delta P_{LOSS\sigma}$ との積から求められる ((6.9), (6.10) 式)。

$$\max(|\Delta V_{R,n}|) \propto L_L \cdot \Delta P_{LOSS\sigma} \quad \dots\dots\dots (6.9)$$

$$\Delta P_{LOSS\sigma} = \frac{1}{2} \int_0^1 |\Delta P_{LOSS_t} - \Delta P_{LOSS_AVE}| dt \quad \dots\dots\dots (6.10)$$

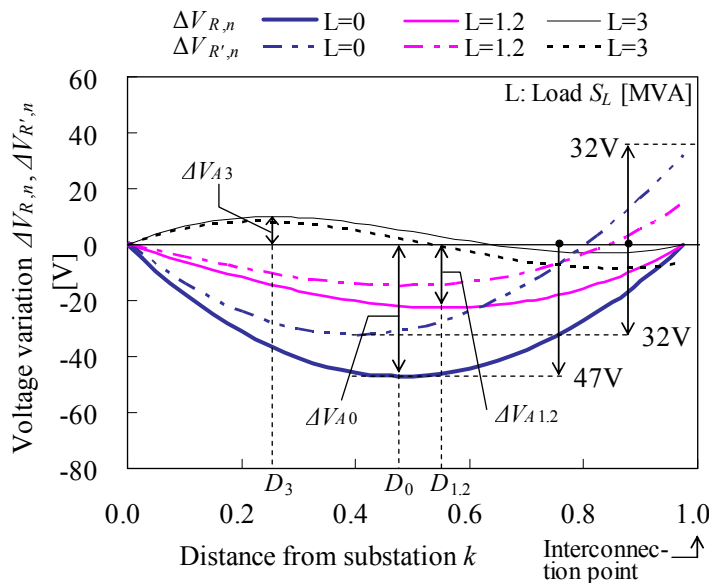


図 6.4 力率変更制御における各ノードの電圧変動 $\Delta V_{R,n}$, $\Delta V_{R',n}$ (亘長 10km)

6.5 結言

本章では、長距離配電線におけるメガソーラーなど大規模太陽光発電連系時の電圧変動抑制対策として、提案した系統連系用電力変換装置の無効電力制御「力率変更制御」の概要を示した。本章で得られた結果は以下のとおりである。

- (1) 提案した無効電力制御では、長距離配電線における PV 連系時の電圧変動と密接な関係にある線路損失変動に対して大きな影響を及ぼす「PV の出力」および「配電線負荷の皮相電力」を制御の入力項目とした。PV の出力や配電線負荷の皮相電力ごとに、PV より出力する無効電力を適切に制御することで、従来手法である力率一定制御と比較して電圧変動を抑制できる可能性があることがわかった。
- (2) PV の連系箇所における電圧変動が最小となるよう無効電力を調整すると、軽負荷時に配電線中間部の電圧低下が大きくなる可能性がある。このため、配電線全体の電圧変動が最小となるよう無効電力の制御を行う必要がある。この結果、力率変更制御のもとで、PV の連系箇所の電圧は PV の連系前と比較して少し上昇し、配電線中間部の電圧は PV の連系前と比較して同程度低下する。
- (3) 力率変更制御のもと、生じる電圧変動は、(6.9) 式で表現される線路電力損失変動の位置的な不均一さの度合いに比例することがわかった。

7章においては、提案した力率変更制御の電圧変動抑制効果をシミュレーションにより検証する。

第7章

シミュレーションによる力率変更制御の効果検証

7.1 緒言

6章では長距離配電線におけるPV連系時の電圧変動抑制対策として、PCSの力率変更制御を提案し、その概念および適用方法、期待される制御効果について述べた。

本章では、提案手法の電圧変動抑制効果を検証する。提案手法のうち、通信システムを用いて配電線負荷の情報を発電事業者に連携する「通信方式」[43,94]、配電線負荷の過去実績に基づく「ロードカーブ方式」[89]、従来手法であるPCSの力率一定制御の3方式について、PV連系時に生じる電圧変動を比較した。

7.2 力率変更制御（通信方式）

配電線負荷の皮相電力の把握のため、変電所において実測した配電線の皮相電力の情報を通信により発電事業者へ連携する方式について検討する。図6.1に通信回線を使用した制御の概念図を示す。

7.2.1 各ノードの電圧変動

図7.1に亘長10kmの配電線末端にPVを連系した場合の電圧変動を方式1、方式2の例で示す。変電所から5kmの地点にSVRを設置した。

方式1では(6.1)～(6.4)式に示された提案手法を適用し、電圧が最も上昇する箇所の電圧変動と電圧が最も低下する箇所の電圧変動を同程度とし、配電線全域で生じる電圧変動が最小となるようPVの力率を設定した。方式1において負荷別に電圧変動を比較すると、負荷0MVAにおいて上昇側・低下側とも電圧変動が最大であった。

連系箇所において系統の中で電圧が最も上昇し、その値は55Vとなった。変電所より1.5km離れたノードにおいて系統の中で電圧が最も低下し、その値は57Vとなった。

参考として、方式2としてPVの連系箇所の電圧変動が最小(0V)となるよう力率を調整する方法も検討した。この場合、連系箇所より電源側のノード(5km)で電圧が大きく低下した(-78V)。

配電線上の各ノードの電圧変動が配電線位置に対して曲線状に変化している理由は 6.4 節に示した PV の連系により生じた線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の位置的な不均一さの影響と考えられる。

図 7.2 に亘長 20km のケースを示す。負荷 0MVA 時、変電所より 8.25km 離れたノードにて PV の連系に伴い電圧が大きく低下し (電圧低下 141V, 電圧変動幅 286V), 電圧変動幅 ΔV_W の許容値 (132V) を超過した。以降の検討では提案手法に従った方式 1 を適用した。

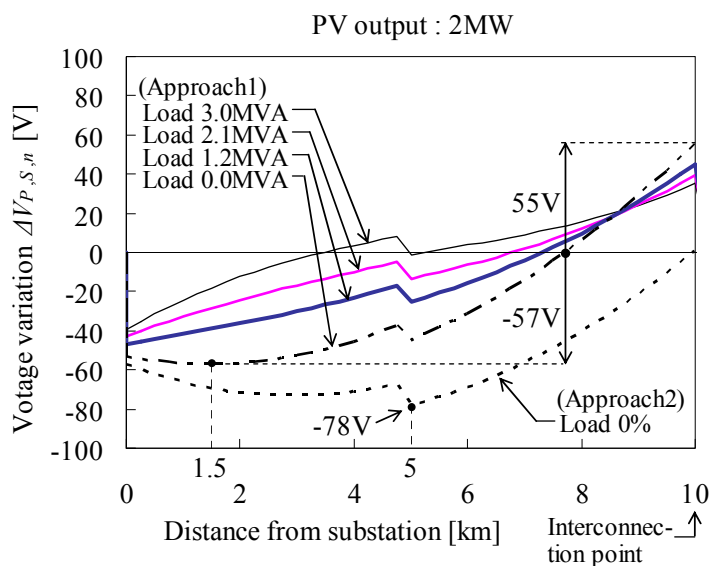


図 7.1 各ノードの電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ (亘長 10km)

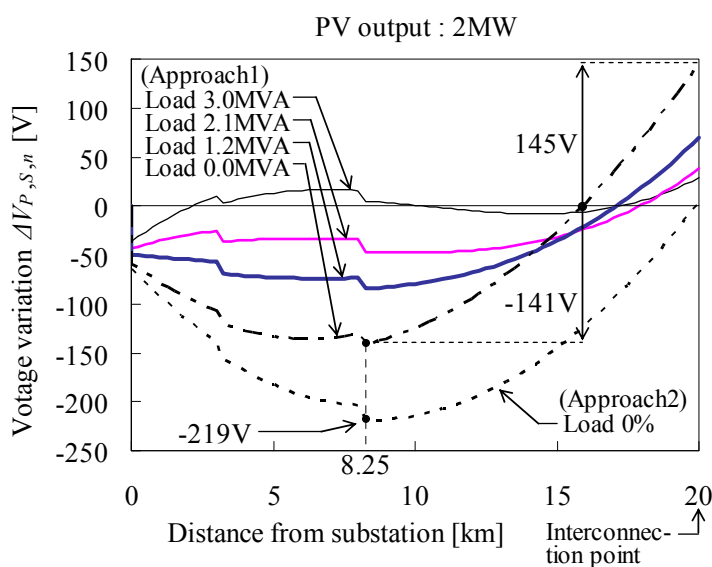


図 7.2 各ノードの電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ (亘長 20km)

7.2.2 太陽光発電出力と最適力率

図 7.3 に負荷 1.2~3MVA (40%負荷から 100%負荷) および 0MVA (0%負荷), 亘長 10km の配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系する場合に, 配電線全域で生じる電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ を最小とするパラメータ α の最適値を示す。ここで, $\alpha = Q_{PV}/P_{PV}$, P_{PV} は PV の出力, Q_{PV} は PV の無効電力である。

パラメータ α は 40%~100%負荷時に 0.662 から 0.360 (力率:0.834 から 0.941) の範囲で, 0%負荷時に 0.481 から 0.303 (力率: 0.901 から 0.957) の範囲で変化し, PV 出力の増加および負荷の減少とともにパラメータ α は低下した。

この原因は, PV 出力の増加とともに (5.25) 式に従って線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} が増加し, 力率を一定とした場合, (5.28) 式に従って電圧変動 $\Delta V_n (= \Delta V_{P,S,n})$ が低下するため, これを補うよう PV より出力する無効電力を抑制する必要があるためである。また, 負荷の減少とともに (5.26) 式に従って線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} が増加し, (5.29) 式に従って電圧変動 ΔV_n が低下するため, PV より出力する無効電力を抑制することとなる。

図 7.4 に亘長 20km のケースを示す。パラメータ α の範囲は亘長 10km のケースと比較して拡大した {40%~100%負荷時 0.75~0.299 (力率:0.800~0.958), 0%負荷時 0.498~0.192 (力率: 0.895~0.982)}。

この原因は, 同一 PV 出力であっても亘長 L_L が長いほど, (5.26) 式に示す負荷変化に対する線路電力損失変動の変化の割合 ($\partial P_{LOSSk} / \partial S_L$) の絶対値が増加し, (5.29) 式に示す負荷変化に対する電圧変動の変化 ($\partial \Delta V_n / \partial S_L$) も増加する。このため, これを補う PV より出力する無効電力の調整範囲も拡大する。

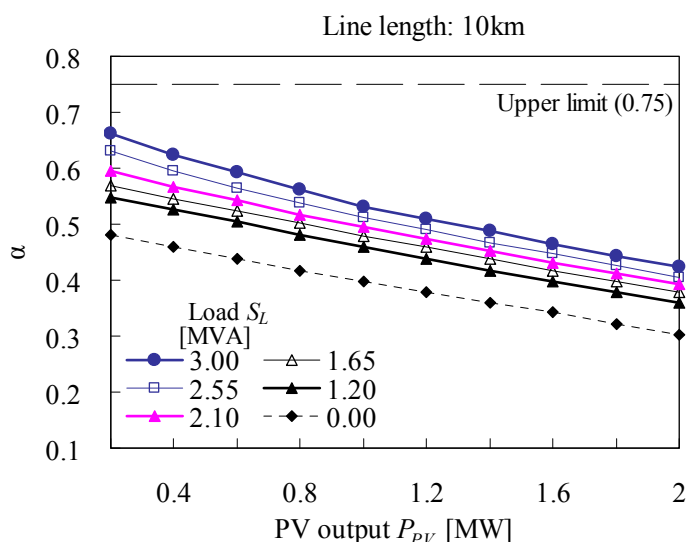


図 7.3 PV 出力 P_{PV} と最適 α の関係 (亘長 10km)

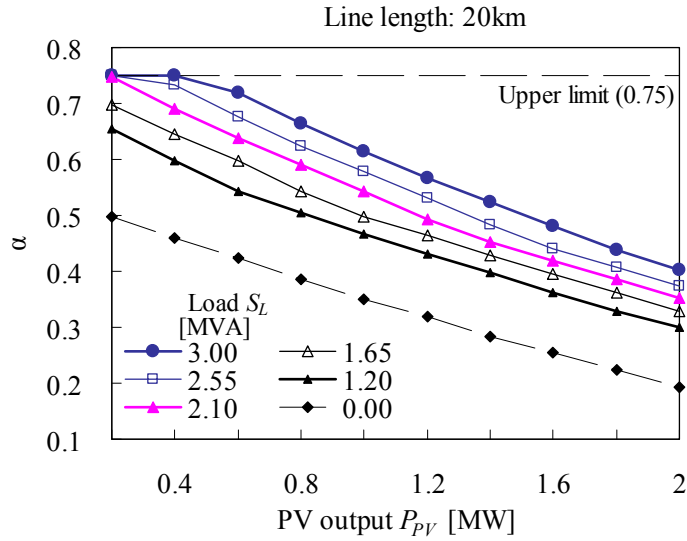


図 7.4 PV 出力 P_{PV} と最適 α の関係 (亘長 20km)

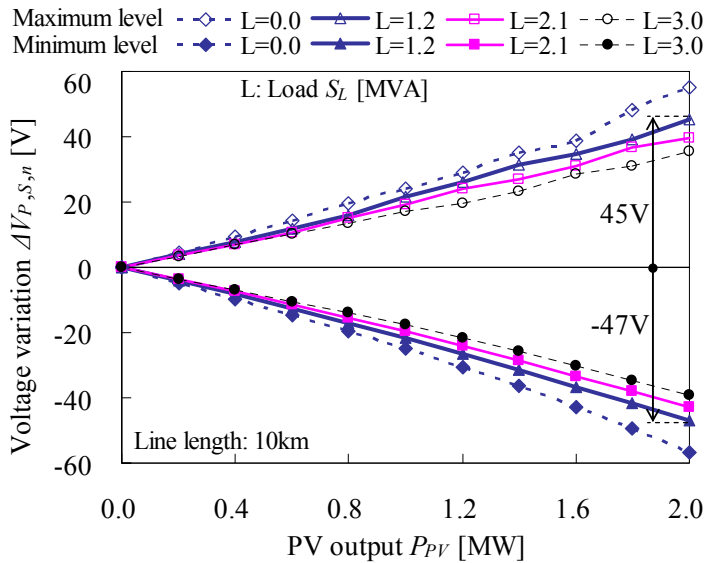


図 7.5 最適力率における PV 出力 P_{PV} と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 10km)

7.2.3 太陽光発電出力と電圧変動

図 7.5 に負荷 1.2~3MVA および 0MVA, 亘長 10km の配電線末端に定格出力 2MW の PV を連系する場合の力率変更制御時の電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ と PV 出力 P_{PV} の関係を示す。負荷が小

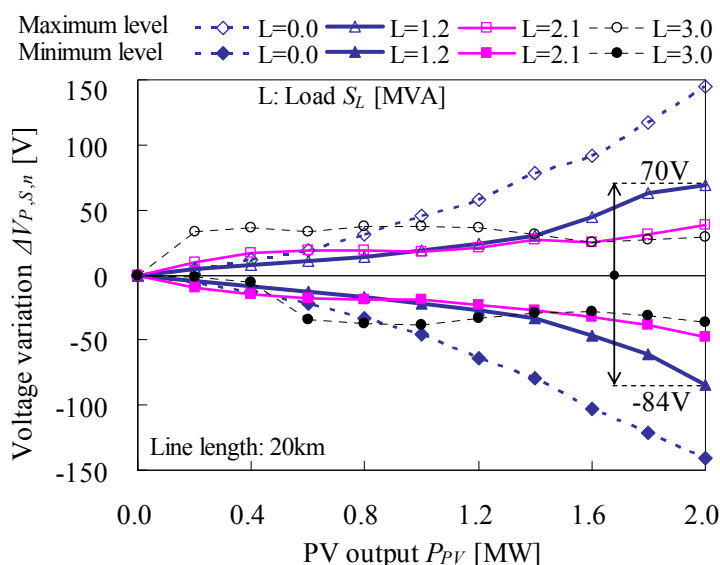


図 7.6 最適力率における PV 出力 P_{PV} と電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の関係 (亘長 20km)

さくなるほど電圧変動 $\Delta V_{P,S,n}$ の最高値 (Maximum level) と最低値 (Minimum level) の差は大きくなり、その差は PV 出力 P_{PV} に対してほぼ比例した。負荷 1.2~3MVA, 亘長 10km, 出力 2MW における力率変更制御時の電圧変動幅 ΔV_W は図 7.5 より 92V と認められるが、同条件において、表 5.1 に示された力率一定制御時の電圧変動幅 ΔV_W (202V) の約 46%まで低減されることがわかった。

図 7.6 に亘長 20km のケースを示す。負荷 1.2~3MVA, 出力 2MW 時に電圧変動幅 ΔV_W の許容値 (132V) を超えていることから、出力を 90% (1,800kW) まで低減する必要がある。

表 7.1 に出力 2MW, 力率変更制御における変電所から連系箇所までの距離 L_{PV} と電圧変動幅 ΔV_W の関係を示す。表中の「Voltage rise」は電圧変動幅 ΔV_W のうち、電圧上昇分を示す。

変電所から連系箇所までの距離 L_{PV} が長くなるほど、電圧変動幅 ΔV_W は大きくなった。また、変電所から連系箇所までの距離 L_{PV} が等しい場合、負荷の皮相電力 S_L の最小値が小さくなるほど電圧変動幅 ΔV_W は大きくなるが、配電線亘長 L_L の変化による電圧変動幅 ΔV_W への影響は少なかった。

力率変更制御における電圧変動幅 ΔV_W の大きさは (6.9) 式のとおり、PV 連系時の線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} の位置的な不均一さの度合いに比例するため、上記の特性は、この影響を受けたと考えられる。

表 7.1 電圧変動幅 ΔV_W (力率変更制御)

L_{PV}^{**} [km]	L_L [km]	Optimal power factor of PV				Voltage variation width ΔV_W () : Voltage rise [V]			
		Load S_L [MVA]				Load S_L [MVA]			
		0	0.4~1	0.8~2	1.2~3	0	0.4~1	0.8~2	1.2~3
3	3	0.934 ~0.960	0.928 ~0.958	0.921 ~0.956	0.915 ~0.953	74 (36)	73 (36)	72 (36)	70 (34)
	10	0.934 ~0.961	0.922 ~0.957	0.907 ~0.952	0.893 ~0.948	77 (38)	74 (36)	73 (36)	73 (36)
	15	0.934 ~0.961	0.921 ~0.957	0.903 ~0.951	0.887 ~0.946	77 (38)	75 (37)	74 (36)	72 (35)
	20	0.934 ~0.962	0.920 ~0.957	0.902 ~0.952	0.882 ~0.947	76 (38)	74 (36)	73 (36)	72 (35)
5	5	0.916 ~0.953	0.907 ~0.950	0.897 ~0.946	0.886 ~0.943	89 (45)	87 (44)	83 (41)	82 (40)
	10	0.918 ~0.955	0.899 ~0.948	0.880 ~0.944	0.859 ~0.937	89 (44)	87 (42)	85 (43)	81 (40)
	15	0.919 ~0.956	0.896 ~0.948	0.877 ~0.942	0.852 ~0.935	88 (43)	88 (44)	83 (40)	81 (39)
	20	0.919 ~0.956	0.895 ~0.947	0.875 ~0.942	0.849 ~0.934	87 (42)	87 (43)	84 (42)	80 (39)
7	7	0.907 ~0.953	0.894 ~0.949	0.880 ~0.945	0.866 ~0.940	98 (49)	96 (48)	93 (46)	87 (42)
	10	0.909 ~0.953	0.888 ~0.947	0.870 ~0.942	0.842 ~0.935	94 (45)	94 (46)	91 (46)	87 (42)
	15	0.909 ~0.955	0.882 ~0.946	0.859 ~0.939	0.824 ~0.931	97 (48)	95 (47)	90 (44)	88 (44)
	20	0.909 ~0.955	0.880 ~0.945	0.854 ~0.937	0.817 ~0.928	96 (47)	95 (47)	88 (42)	85 (41)
10	10	0.901 ~0.957	0.882 ~0.952	0.865 ~0.946	0.834 ~0.941	112 (55)	105 (50)	94 (45)	92 (45)
	15	0.901 ~0.959	0.871 ~0.950	0.842 ~0.941	0.800 ~0.933	116 (56)	106 (52)	93 (44)	93 (46)
	20	0.903 ~0.961	0.866 ~0.948	0.829 ~0.939	0.800 ~0.929	120 (61)	104 (51)	92 (44)	90 (43)
15	15	0.897 ~0.971	0.869 ~0.964	0.834 ~0.956	0.800 ~0.949	191 (92)	158 (75)	135 (63)	112 (55)
	20	0.897 ~0.971	0.855 ~0.961	0.809 ~0.950	0.800 ~0.940	185 (87)	155 (76)	127 (60)	104 (53)
20	20	0.895 ~0.982	0.857 ~0.975	0.814 ~0.966	0.800 ~0.958	286 (145)	224 (104)	197 (97)	154 (70)

Voltage variation width $\Delta V_W > 2\%$ (132V)

** Distance from ss to interconnection point

7.2.4 線種別の電圧変動

図 4.1 の配電系統モデルにおける高圧線の線種として、ALOC120mm² と ALOC58mm² を適用した場合の電圧変動幅について比較した結果を図 7.7 に示す。

負荷は 2MVA とし、配電線末端に出力 2MW の PV を連系した。ALOC120mm² と ALOC 58mm² のインピーダンスの R/X 比はそれぞれ 0.6, 1.1 であり、亘長 10km における力率一定制御時の最適力率はそれぞれ 0.93, 0.81, 力率変更制御時の力率はそれぞれ「0.87~0.95」, 「0.70~0.84」の範囲となった。

ALOC58mm² における力率一定制御時の電圧変動幅と力率変更制御時の電圧変動幅は、同一亘長 (L_{PV}) で比較した場合、共に ALOC120mm² の約 2 倍となっており、線路電力損失変動 ΔP_{LOSSk} が大きくなったことが原因と考えられる。

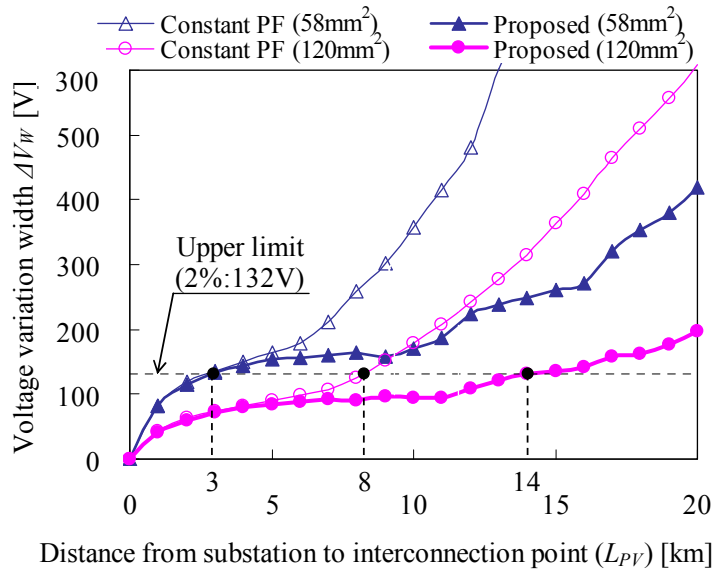


図 7.7 電圧変動幅の比較 (ALOC120mm², ALOC58mm²)

7.3 力率変更制御（ロードカーブ方式）

配電線負荷の皮相電力の把握方法として、過去実績に基づき、配電線の皮相電力（フィーダ電流）の季節別・時刻別の日負荷曲線（ロードカーブ）を適用したロードカーブ方式を検討した。ロードカーブはフィーダ電流の季節別・時刻別の平均値とし、電気事業者から発電事業者へ定期的に連携されることを想定した。

図 7.8～図 7.11 に、2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの 1 年間について、四国電力（株）の

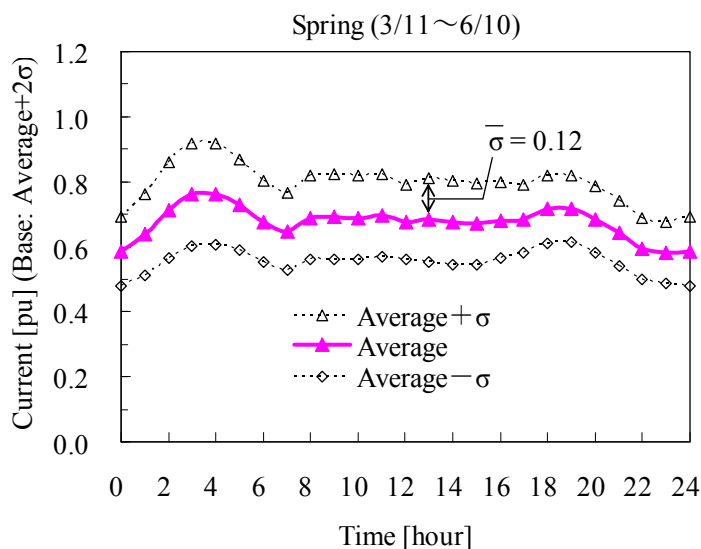


図 7.8 春期のロードカーブ（3 月 11 日～6 月 10 日）

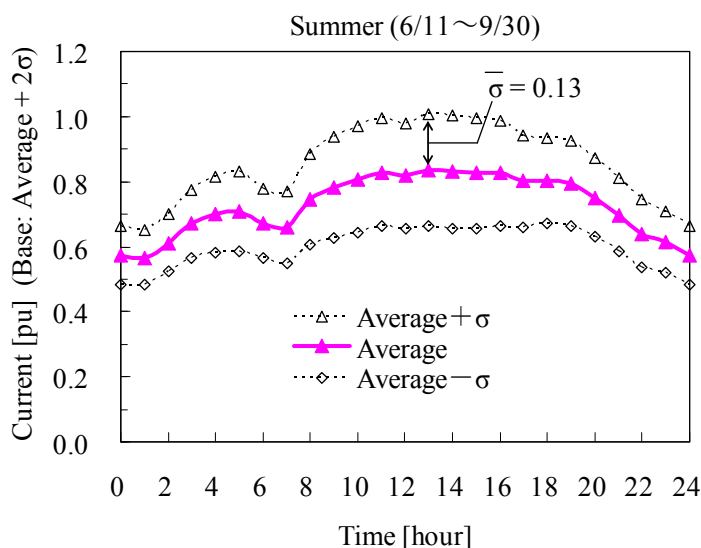


図 7.9 夏期のロードカーブ（6 月 11 日～9 月 30 日）

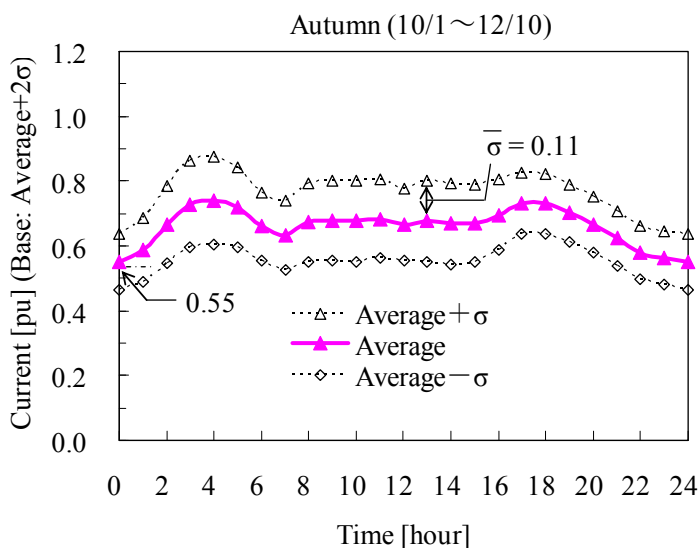


図 7.10 秋期のロードカーブ (10月11日～12月10日)

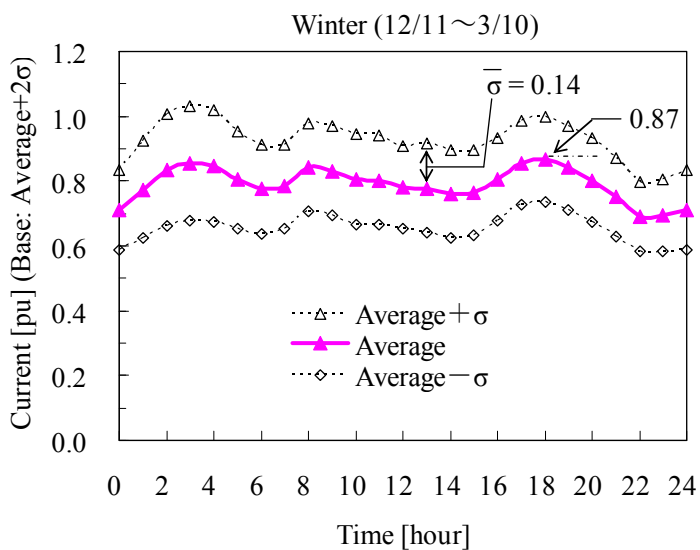


図 7.11 冬期のロードカーブ (12月11日～3月10日)

ある支店管内における季節別・時刻別フィーダ電流実績の126フィーダの平均値(ロードカーブ)を示す。フィーダ電流の年間平均値 I_{AVE} 、標準偏差 σ より、特異的な値を除いた99.7%値に相当する $I_{AVE} + 2\sigma$ をフィーダ電流の最大値とみなして、これを基準(1pu)とした。ロードカーブの最大値は87%(冬期)、最小値は55%(秋期)となった。

また、同図に時刻別の「平均値+ σ 」、「平均値- σ 」の値を示す。標準偏差 σ の24時間平均値は

春期に 12%, 夏期に 13%, 秋期に 11%, 冬期に 14%となった。

この実績値を基に, シミュレーションでは負荷の目標値であるロードカーブはフィード最大電流に対し 55%~85%の範囲で変動し, 実負荷は目標値 (ロードカーブ) に対し $\pm 15\%$ の範囲で変動することとした。すなわち, 負荷の目標値が 85%の場合, 実負荷は 70%から 100%の範囲で, 負荷の目標値が 55%の場合, 実負荷は 40%から 70%の範囲で変動するものとした。

7.4 節にて亘長と電圧変動幅の特性を示す。

7.4 電圧変動幅の比較 (従来方式, ロードカーブ方式, 通信方式)

図 7.12 に負荷を 1.2~3MVA, PV の定格出力を 2MW とした場合の従来手法と提案手法における電圧変動幅の比較を示す。提案手法として, 「ロードカーブ方式」, 「通信方式」, 「負荷情報を取得しない方式」の 3 方式で計算を行った。

許容電圧変動幅を 2% (132V) とすると, 従来手法である力率一定制御では連系箇所が変電所より 7.5km 離れた地点で限度に到達した。

一方, 通信方式を用いた力率変更制御ではこれに相当する連系箇所は変電所より 18km 離れた地点となり, PV の連系可能な配電線の適用範囲が大幅に拡大した。通信を用いずロードカーブ方式を適用した場合には 12km 離れた地点で限度に到達した。通信回線の遮断などにより, 負荷状況が確認できない場合は連系箇所が変電所より 9.5km 離れた地点で限度に達し, 適用範囲の拡大は限定的であることがわかった。

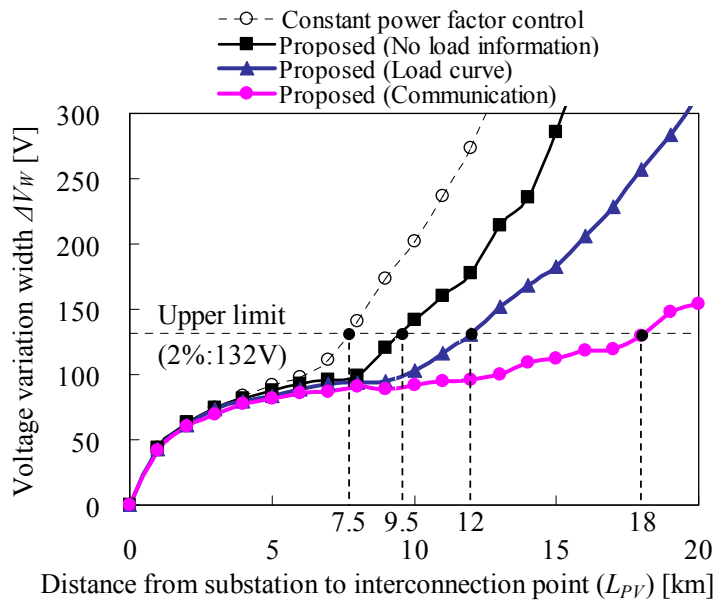


図 7.12 従来手法と提案手法の電圧変動幅の比較

7.5 結言

本章では、6章で提案した力率変更制御の電圧変動抑制効果をシミュレーションにより検証した。本章で得られた結果は以下のとおりである。

- (1) PVの連系箇所における電圧変動が最小となるよう無効電力を調整すると、軽負荷時に配電線中間部の電圧が大きく低下した。このため、提案手法の適用により、配電線全体の電圧変動が最小となるようPVの無効電力を調整すると、PVの連系箇所の電圧が配電線上で最も上昇し、配電線中間部の電圧がPVの連系箇所と同程度低下した。
- (2) 力率変更制御において、PVの出力が大きく、配電線負荷の皮相電力が小さいほど、最適なパラメータ α は小さく、すなわち、PVの最適力率は高くなった。また、配電線の亘長が長いほど、力率の調整幅は拡大した。
- (3) 力率変更制御のもと、PVの連系時に生じる電圧変動は、配電線の亘長が長く、PVの出力が大きく、配電線負荷の皮相電力が小さいほど、大きくなることがわかった。
- (4) PVの出力を2MW、許容電圧変動幅を2%とすると、従来手法である力率一定制御では、6.6kV系統の配電線において、変電所から7.5kmの地点まで連系可能であるが、提案手法のうち、配電線負荷の過去実績に基づく「ロードカーブ方式」では12kmの地点まで連系可能となり、通信システムにより配電線負荷の情報を発電事業者に連携する「通信方式」では18kmの地点まで連系可能となった。
- (5) 上記の結果から、提案した力率変更制御のもとPV連系時に生じる電圧変動は、従来手法である力率一定制御のもと生じる電圧変動と比較して大幅に抑制され、連系できる配電線上の適用範囲は大幅に拡大することがわかった。

第 8 章

結論

近年、地球環境問題への対応やエネルギー源の多様化による安定供給の確保から、再生可能エネルギー、とりわけ、太陽光発電の導入が積極的に進められている。配電系統にメガソーラーなど大規模太陽光発電が系統連系された場合には、太陽光発電の出力変動に伴う電圧変動の発生が懸念される。

本研究では、大規模太陽光発電が長距離配電線に系統連系したケースを対象とし、系統連系用電力変換装置 (PCS, パワーコンディショナ) の無効電力制御により電圧変動の抑制を図ることを目的として検討を行った。本研究により得られた結果を要約すると、以下のとおりとなる。

- (1) 太陽光発電の出力は、SVR 等の電圧調整機器の動作時限に相当する 1 分間に、最大で定格の 7 割程度の変動が観測された ($\max P_{10} = 0.7\text{pu}$, P_{10} は連続 10 測定期間平均, 2 章)。
- (2) 配電系統にメガソーラーなど大規模太陽光発電が導入された場合、太陽光発電の出力変動により、系統電圧が適正範囲から逸脱する可能性がある。太陽光発電の系統連系時に生じる電圧上昇は、概ね太陽光発電の出力および変電所～太陽光発電の連系箇所間の距離に比例する。許容される電圧上昇を 1% とすると、定格出力 2MW、力率 1 の太陽光発電を、6.6kV 系統の配電線上において、変電所から 1km を超過した地点に接続した場合には、電圧上昇抑制のための対策が必要であることを示した (2 章)。
- (3) 太陽光発電の系統連系時の電圧変動抑制対策として無効電力制御の適用を考える場合、同制御の電圧変動抑制効果に対して一定の影響を及ぼす配電線負荷の有効・無効電力および太陽光発電の出力を推定する手法について検討した。配電線負荷は有効電力を横軸、無効電力を縦軸とした平面において、直線上を変化する特性を示すことから、配電線の皮相電力を測定することで、配電線負荷の有効・無効電力および太陽光発電の出力を分離して把握することが可能であることを示した (2 章)。
- (4) 大規模太陽光発電の系統連系時の電圧変動抑制対策として、従来手法である PCS の無効電力制御「力率一定制御」による電圧変動抑制効果について検討した。力率一定制御のもと、太陽光発電の系統連系時に生じる電圧変動は、太陽光発電の出力や系統に接続された配電線負荷の皮相電力により変化した。許容される電圧変動幅を 2% とする

と、定格出力 2MW の太陽光発電のケースでは、6.6kV 系統の配電線において、変電所から 7.5km 離れた地点まで系統連系できることを数値計算により確認した。また、短距離配電線における実系統試験により、力率一定制御を適用した電圧変動抑制対策が効果的であることを確認した。一方、変電所から連系箇所までの距離が 10km を超過する長距離配電線では、電圧変動が増大し、大規模太陽光発電を連系することができないことがわかった (5 章)。

- (5) 力率一定制御のもと、太陽光発電の系統連系時に生じる電圧変動が、長距離配電線で増大する理由は、太陽光発電の出力変動とともに生じる線路電力損失変動の影響であることがわかった。また、力率一定制御のもと、太陽光発電の系統連系時に生じる電圧変動は、太陽光発電の出力に対して上を凸とした二次関数として変化し、配電線負荷の皮相電力に対して傾きを正とした一次関数として変化することを理論式から導出するとともに、数値計算により確認した (5 章)。
- (6) 長距離配電線における大規模太陽光発電の系統連系時の電圧変動抑制対策として、PCS の無効電力制御「力率変更制御」を提案した。同制御では長距離配電線の電圧変動に影響を及ぼす太陽光発電の出力および配電線負荷の皮相電力を制御の入力項目とし、太陽光発電の連系箇所ではなく配電線全体の電圧変動が最小となるよう、太陽光発電の出力および配電線負荷の皮相電力ごとに太陽光発電の力率を設定する。力率変更制御のもと、太陽光発電の系統連系時に生じる電圧変動は、線路電力損失変動の位置的な不均一さの度合いに比例し、配電線の亘長が長く、太陽光発電の出力が大きく、配電線負荷の皮相電力が小さいほど、電圧変動が大きくなることがわかった (6 章)。
- (7) 提案した力率変更制御の電圧変動抑制効果を数値計算により検証した。その結果、提案手法のもと太陽光発電の系統連系時に生じる電圧変動は、従来手法である力率一定制御のもと生じる電圧変動と比較して大きく低減された。太陽光発電の出力を 2MW、許容電圧変動幅を 2% とすると、従来手法では、6.6kV 系統の配電線において、変電所から 7.5km の地点まで連系可能であるが、提案手法のうち、配電線負荷の過去実績に基づく「ロードカーブ方式」では 12km の地点まで、通信システムにより配電線負荷の情報を発電事業者に連携する「通信方式」では 18km の地点まで連系可能となった。これらの結果から、提案手法の適用により電圧変動は抑制され、連系できる配電線上の適用範囲は大幅に拡大することがわかった (7 章)。

以上のように、本研究では長距離配電線における大規模太陽光発電連系時の電圧変動抑制対策として PCS の無効電力制御「力率変更制御」を提案し、その有効性を確認した。

今後の課題として、力率変更制御適用時における過渡的な電圧変化に対する検討や小容量の太陽光発電が大量連系された系統における力率変更制御適用時の電圧変動抑制効果への影響の検討、実系統における実証試験等を踏まえた実用化に向けた検証などがあげられる。

参考文献

- [1] 首相官邸 地球温暖化対策推進本部：「低炭素社会づくり行動計画」(2008-7)
<http://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/index.html>
- [2] 経済産業省資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会需給部会：「長期エネルギー需給見通し(再計算)」(2009-8)
- [3] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS): “National Survey Report of PV Power Applications in Japan-2014”, National Survey Reports (2015-7)
- [4] 平井崇夫, 藤原信行：「分散型電源導入拡大に伴う諸課題—配電系統を中心に—」, 電気学会誌, Vol. 125, No. 3, pp. 149-152 (2005-3)
- [5] 林 泰弘：「分散型電源の導入拡大に対応した配電系統電圧制御の動向と展望」, 電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 4, pp. 491-494 (2009-4)
- [6] 電力系統の高度利用を実現するシステム技術調査専門委員会：「電力系統の高度利用を実現するシステム技術～スマートグリッドを支えるシステム技術～」, 電気学会技術報告, Vol. 1213 (2011-2)
- [7] 林泰弘, 松木純也, 鈴木良治, 武藤英司：「分散型電源が連系された配電系統における最適送出し電圧の決定手法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 125, No. 9, pp. 846-854 (2005-9)
- [8] 中地芳紀, 加藤聡, 鶴飼裕之：「階層構造を考慮した変圧器タップの協調電圧制御」, 電気学会論文誌 B, Vol. 126, No. 5, pp. 525-531 (2006-5)
- [9] 花井悠二, 林泰弘, 松木純也, 栗原雅典：「センサ開閉器から得られる計測情報を活用した配電系統の電圧推定・制御手法の提案と実験的検証」, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 10, pp. 859-869 (2010-10)
- [10] 関崎真也, 青木睦, 鶴飼裕之, 佐々木俊介, 重藤貴也：「太陽光発電が大量連系された配電系統における電圧センサを活用した多段 SVR の制御」, 電気学会論文誌 B, Vol. 133, No. 1, pp. 45-55 (2013-1)
- [11] H.E.Z. Farag, E.F. El-Saadany, and R. Seethapathy: “A Two Ways Communication-Based Distributed Control for Voltage Regulation in Smart Distribution Feeders”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 1, pp. 271-281 (2012-3)
- [12] 飯岡大輔, 榊原邦晃, 横水康伸, 松村年郎, 出原範久：「太陽光発電装置が集中導入された配電系統の電圧上昇と SVC による抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol. 126, No. 2, pp. 153-158 (2006-2)

- [13] 赤塚元軌, 原亮一, 北裕幸, 伊藤孝充, 植田喜延, 三輪修也, 松野直也, 滝谷克幸, 斉藤正美: 「NAS 電池を用いた大規模太陽光発電所の出力変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 2, pp. 223-231 (2010-2)
- [14] 藤森太朗, 宮本裕介, 林泰弘: 「一般配電系統における太陽光発電システム多数台連系時の出力抑制回避を目的とした住宅用蓄電池の最適配置に関する基礎検討」, 電気学会新エネルギー・環境, メタボリズム社会・環境システム合同研究会資料, FTE-11-44, MES-11-30, pp. 77-82 (2011-11)
- [15] 関崎真也, 青木睦, 鵜飼裕之, 重藤貴也, 佐々木俊介: 「太陽光発電大量導入時における小容量蓄電池群を用いた配電系統電圧制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 133, No. 5, pp. 439-448 (2013-5)
- [16] Masahide Hojo and Hidekazu Takeda: “Voltage Control of a Distribution Line by Photovoltaic Generation Systems and Battery Units”, *Proceedings of CIGRE SC C6 Colloquium 2013*, Yokohama (2013-10)
- [17] 伊勢貴弘, 北條昌秀, 山中建二: 「直列リアクトルと蓄電池を用いた配電線電圧制御の基礎検討」, 平成 26 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 168 (2014-9)
- [18] 餘利野直人, 三木崇裕, 大和右季, 造賀芳文, 佐々木博司: 「SVC と SVR の協調のための時間スケール分割による電圧制御方式」, 電気学会論文誌 B, Vol.124, No.7 (2004-7)
- [19] 八太 啓行: 「PV 出力に応じた無効電力制御による SVC 容量低減効果と配電線路損失への影響評価」, 電気学会論文誌 B, Vol. 135, No. 2, pp. 106-110 (2015-2)
- [20] 松岡奈々子, 米澤征司, 石亀篤司, 高山聡志, 松浦康雄, 阿部勝也, 南雅弘: 「LRT・SVR が導入された配電系統における SVC 制御パラメータの検討」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-13-81, PSE-13-97 (2013-9)
- [21] 八太啓行, 小林広武: 「系統制御機器の遠隔制御による電圧適正化の実証評価」, 平成 18 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 167 (2006-9)
- [22] 川崎章司, 黒川尚大, 田岡久雄, 中嶋祐也: 「STATCOM の容量低減化を考慮した系統電圧制御機器の協調制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 134, No. 5, pp. 378-385 (2014-5)
- [23] T. Senjyu, Y. Miyazato, A. Yona, N. Urasaki, and T. Funabashi: “Optimal Distribution Voltage control and Coordination With Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, No. 2, pp. 1236-1242 (2008-4)
- [24] 餘利野直人, 西本正臣, 首藤隆徳, 佐々木博司, 杉原弘章, 中西要祐: 「変圧器タップの最適制御問題および準最適な自律分散形の制御則」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-98-173, PSE-98-163 (1998)
- [25] 松田勝弘, 二上貴文, 瀬戸寿之, 渡辺雅浩, 山根憲一郎, 松本拓也: 「太陽光発電出力変化を考慮した SVC と SVR の協調制御手法のシミュレーション評価」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-13-133, PSE-13-149 (2013-9)

- [26] 張本毅, 志岐仁史, 秋根孝寛, 津田洋平, 林秀美, 蘇我和弘, 石井敏則:「太陽光発電用 PCS の電圧制御手法の検討」, 平成 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 14 (2012-9)
- [27] 河野高一郎, 橋本渉:「太陽光発電システムの無効電力制御による配電系統の電圧上昇抑制効果の検討」, 平成 24 年電気学会全国大会, No.6-132 (2012-3)
- [28] P.N. Vovos, A.E. Kiprakis, A.R. Wallace, and G.P. Harrison: “Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 476-483 (2007-2)
- [29] 近藤潤次:「配電線電圧分布の協調制御による太陽光発電大量導入時の出力抑制損失低減の評価」, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 11, pp. 981-988 (2010-11)
- [30] 川口直樹, 棚田一也, 堅田広司, 高崎昌洋:「風力発電所連系時の連系点力率一定制御による電圧変動対策」, 平成 19 年電気学会全国大会, No. 6-058 (2007-3)
- [31] 田中俊輔, 鈴木宏和:「分散形電源の自律分散制御による電圧補償制御方式の検討」, 電気学会論文誌 B, Vol. 129, No. 7, pp. 869-879 (2009-7)
- [32] 石丸雅章, 田町英樹, 駒見慎太郎:「電力系統における PV 常時進み定力率運転の効用」, 電気学会論文誌 B, Vol. 132, No. 7, pp. 615-622 (2012-7)
- [33] 木村孝之, 新谷英司, 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 北條昌秀:「住宅用太陽光発電大量連系時における電圧変動抑制のための無効電力制御の検討」, 平成 26 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 169 (2014-9)
- [34] 細川充海, 石丸雅章:「メガソーラー連系による配電線電圧上昇の抑制に関する考察」, 平成 24 年電気学会全国大会, No. 6-131 (2012-3)
- [35] 横田耕作, 羽田野伸彦:「堺メガソーラーの系統電圧への影響評価と対策機能の検証」, 平成 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 189 (2012-9)
- [36] 京極喜一郎, 細川充海:「メガソーラーの常時進み定力率運転による電圧変動緩和効果」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 160 (2013-8)
- [37] 河野高一郎, 広瀬正嗣, 橋本渉:「メガソーラー発電システムの力率一定制御による配電系統の電圧変動対策の検討」, 平成 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 127 (2012-9)
- [38] 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 長瀬只雄, 北條昌秀, 大西徳生:「メガソーラー発電システムの力率一定制御による電圧変動抑制効果の実証」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 250 (2013-8)
- [39] K. Kouno, M. Hirose, W. Hashimoto, T. Nagase, M. Hojo, and T. Ohnishi: “Effectiveness of Constant Power Factor Control of Mega-solar System for Voltage Regulation with Long Distribution Line”, *Proceedings of the IEEE 10th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, pp. 317- 322, Kitakyushu, Japan (2013-4)

- [40] 内山倫行, 宮田博昭, 伊藤智道, 小西博雄:「大規模太陽光発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 3, pp. 297-304 (2010-3)
- [41] P.M.S. Carvalho, P.F. Correia, and L.A.F.M. Ferreira: “Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 766-772 (2008-5)
- [42] 河野高一郎, 浅井正行, 中西英治, 久次米俊宏, 永野賢朗, 北條昌秀:「太陽光発電が連系された配電系統の有効・無効電力推定の検討」, 平成 26 年電気学会全国大会, No. 6-137 (2014-3)
- [43] 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 北條昌秀:「長距離配電線に対応したメガソーラー発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol. 135, No. 5, pp. 1-14 (2015-5)
- [44] Global Wind Energy Council (GWEC): “Global Wind Report: Annual Market Update 2014”, *Global Wind Reports* (2015-3)
- [45] 経済産業省資源エネルギー庁 HP (なっとく!再生可能エネルギー/固定価格買取制度):「再エネ設備認定状況 (件数, 出力)」
http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html
- [46] 電気事業連合会:「a-9 最大電力, 日電力量の推移」, FEPC INFOBASE 2014 (2014)
<http://www.fepec.or.jp/library/data/infobase/pdf/infobase2014.pdf>
- [47] 太陽光発電協会 (JPEA):「公共・産業用太陽光発電システム手引書」, 2-8. 耐用年数と補修 (2013-4)
<http://www.jpea.gr.jp/pdf/002.pdf>
- [48] D. C. Jordan and S. R. Kurtz: “Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 21, No. 1, pp. 12–29 (2013-1)
- [49] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構:「NEDO30 年の歩み」, focus NEDO, No.39 (2010-10)
- [50] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構:「太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン (設計施工・システム編)」 (2010-5)
- [51] 四国電力株式会社:「松山太陽光発電所 (第一期増設分) の営業運転開始について」, 四国電力ホームページ Press Release (2012-12)
http://www.yonden.co.jp/press/re1012/1177498_1447.html
- [52] 四国電力株式会社:「メガソーラー発電」, 四国電力ホームページ キッズミュージアム
http://www.yonden.co.jp/life/kids/museum/survey/new_energy/002-p03.html
- [53] 日本工業標準調査会: JIS C 8907: 2005 「太陽光発電システムの発電電力量推定方法」, 日本工業規格 (2005)
- [54] 八坂保能, 竹野裕正, 米森秀登:「電気エネルギー工学」, 森北出版株式会社 (2008-5)

- [55] 電気協同研究会：「配電系統における力率問題とその対応」，電気協同研究，第 66 巻，第 1 号，pp. 14-43 (2011-1)
- [56] 井上昌彦：「配電線負荷の第 5 調波電流発生源と負荷の等価回路の推定法」，電気学会論文誌 B, Vol. 101, No. 8, pp. 451-458 (1981-8)
- [57] 愛澤忠良：「高圧受電特性からの需要家進相設備諸元の推定—投射力率角収束法によるコンデンサ容量の推定—」，電気学会論文誌 B, Vol. 124, No. 12, pp. 1497-1503 (2004-12)
- [58] 小野健：「配電系統における電圧管理手法の開発」，電気評論, Vol. 94, No. 1, pp. 222-224 (2009-1)
- [59] 日本気象協会：太陽光発電用標準気象データ「標準気象・日射データ：METPV-3」
- [60] 駒見慎太郎：「PV 大量普及には「ベクトル LDC」で ～バンク逆潮流にも対応可能～」，北陸電力技術開発研究所 研究トピックス (2012-11)
http://www.rikuden.co.jp/kenkyu/attach/topics12_12.pdf
- [61] 梶田寛，苅川謙治，神部晃，角倉慎哉：「分散電源対応型 SVR 制御方式の開発」，愛知電機技報, No. 26 (2005-5)
- [62] 南 雅弘：「遠隔制御形高圧三相自動電圧調整器の開発」，R&D News Kansai, Vol. 448, pp. 2-3 (2009-1)
- [63] 佐々木裕治，吉田隆彦，関 長隆，渡辺敏之，齊藤裕治：「高速応答を可能にした TVR とその実証試験」，電気学会論文誌 B, Vol. 123, No. 9, pp. 1105-1111 (2003-9)
- [64] 苅川謙治，若松友晴，高木俊明，安藤匡宏，梶田寛，普天間淳，須田芳和，桑原祐：「新形三相静止形高圧自動電圧調整器 (三相 TVR) の開発」，愛知電機技報, No. 33 (2012-3)
- [65] 関崎真也，青木睦，鵜飼裕之，重藤貴也：「太陽光発電大量導入時の配電系統における TVR を用いた電圧管理手法に関する基礎検討」，電気学会電力技術研究会資料, PE-11-96, PSE-11-113 (2011-9)
- [66] 奥北慶紀，米澤征司，高山聡志，石亀篤司，伊藤隆治，阿部勝也，南 雅弘：「サイリスタ式高圧三相自動電圧調整器の基準電圧および不感帯の時間帯別最適化」，平成 27 年電気学会全国大会, No. 6-238 (2015-3)
- [67] 松田勝弘，二上貴文，高野富裕，片岡義則，小林浩：「電流計測による自動力率調整装置の実現と評価」，電気学会論文誌 B, Vol. 133, No. 2, pp. 210-217 (2013-2)
- [68] 片岡義則，松田勝弘，高野富裕，小林浩：「可変容量型コンデンサの試作と実証評価」，平成 25 年電気学会全国大会, No. 5-192 (2013-3)
- [69] 後藤則泰，井筒達也：「太陽光発電システム導入拡大と顕在化する技術課題」，日新電機技報, Vol. 59, No.2 (2014-10)

- [70] 柏原弘典, 宇田怜史, 羽田儀宏, 西村莊治:「太陽光発電用パワーコンディショナの
次数間高調波注入による単独運転検出機能の検証」, 平成 27 年電気学会全国大会,
No. 6-071 (2015-3)
- [71] 室谷金義, 浅野正邦, 箱田結, 荻原義也:「SVC の原理と電力系統への適用」, 日新電
機技報, Vol. 28, No. 3 (1983-9)
- [72] 日本がいし (株) 電力技術研究所:「静止型無効電力補償装置の適用効果」, NGK レビ
ュー, Vol. 58, No. 5 (1999-12)
- [73] 三瓶雅俊, 石川正弘:「直流送電・SVC における変換技術の動向」, 電気学会論文誌
B, Vol. 112, No. 1 (1992-1)
- [74] 山田啓太, 三辻重賢:「電圧フリッカの要因と対策」, 電気設備学会誌, Vol. 25, No. 10,
pp. 776-780 (2005-10)
- [75] 小西茂雄, 馬場謙二, 大宮司 充:「無効電力補償装置」, 富士時報, No. 74, No. 5, pp.
289-295 (2001-5)
- [76] 長谷川泰三, 別井孝司, 大西修一, 竹田正俊, 瀬戸誠, 村上昇太郎, 光庵豊一:「系
統安定化用大容量自励式無効電力補償装置の開発」, 電気学会論文誌 D, Vol. 111, No.
10, pp. 845-854 (1991-10)
- [77] 日本電気技術規格委員会:「系統連系規定 JEAC 9701-2012」, JESC E 0019 (2012), 社団
法人日本電気協会系統連系専門部会 (2013-2)
- [78] 伊与田 功:「国内外の FACTS 機器の技術動向」, 電気学会論文誌 B, Vol. 120, No. 5, pp.
651-654 (2000-5)
- [79] 近藤太郎, 馬場旬平, 横山明彦:「太陽光発電が多数導入された配電系統の FACTS 機
器を用いた電圧制御」, 電気学会論文誌 B, Vol. 126, No. 3, pp. 347-358 (2006-3)
- [80] 辻 隆男, 大山力, 熊野照久, 河野良之, 伊与田 功:「自律的な分散方式による需要
地系統の電圧制御」, 電気学会論文誌 B, Vol. 124, No. 3, pp. 389-396 (2004-3)
- [81] 岡田有功, 黒川浩助:「自端情報によるループコントローラの制御と係数の決定法」, 電
気学会論文誌 B, Vol. 125, No. 4, pp. 381-389 (2005-4)
- [82] 上村敏:「需要地系統の運用管理手法の開発 一分散形電源の導入率に応じた電圧適正
化方式の検討」, 電力中央研究所報告, R07018 (2008-6)
- [83] 大城将人, 千住智信, 與那篤史, 浦崎直光, 舟橋俊久:「無効電力出力分担を考慮し
た配電系統の電圧制御法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 130, No. 11, pp. 972-980 (2010-11)
- [84] Hiroyuki Hatta and Hiromu Kobayashi: “A study of autonomous reactive power control
method for distributed power generators to maintain power quality of the grid”, *IEEE
Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 1, No. 3, pp. 233–239 (2006-9)

-
- [85] 井爪朗, 北條昌秀, 大西徳生, 滝祥治, 生石光平, 藤原信行:「多数の太陽光発電系統連系インバータの無効電力補償による電圧上昇抑制法」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-06-103, PSE-06-103 (2006-8)
- [86] 近藤潤次:「階層的協調制御による配電系統の電圧調節」, 電気学会論文誌 B, Vol. 126, No. 10, pp. 994-1002 (2006-10)
- [87] M.E. Baran and I.M. El-Markabi: “A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 52-59 (2007-2)
- [88] 川崎 章司, 金本 憲明, 田岡 久雄, 松木 純也, 林 泰弘:「太陽光発電システム群の力率制御と LRT による協調型電圧制御法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 132, No. 4, pp. 309-316 (2012-4)
- [89] Kouichiro Kouno, Tsuyoshi Sogabe, Katsushi Itou, and Masahide Hojo: “Study on Reactive Power Control of Large-Scale Photovoltaic System for Voltage Regulation with Long Distribution Line”, *Proceedings of IEEE PowerTech Eindhoven 2015*, Eindhoven, the Netherlands (2015-6)
- [90] 広瀬正嗣, 河野高一郎:「分散型電源連系時の系統電圧シミュレーション手法の開発」, 電気現場技術, Vol. 39, No. 457, pp. 63-66 (2000-6)
- [91] 興梠英二, 石川忠夫:「分散型電源を含む配電線潮流計算プログラムの開発—低圧配電線潮流計算プログラムの開発—」, 電中研報告, T97001 (1997-8)
- [92] 林泰弘, 松木純也, 大橋正芳, 多田泰之:「単相負荷の接続替えによる三相電圧不平衡の改善支援手法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 125, No. 4, pp. 365-372 (2005-4)
- [93] 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」, 電気協同研究, 第60巻, 第2号, pp. 214-216 (2005-3)
- [94] 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 北條昌秀:「メガソーラー発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制の検討」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-13-134, PSE-13-150, pp. 105-110 (2013-9)

研究業績目録

主論文

1. 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 北條昌秀 :
「長距離配電線に対応したメガソーラー発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制」,
電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 135, No. 5, pp. 1-14 (2015-5)

副論文

1. Kouichiro Kouno, Masatsugu Hirose, Wataru Hashimoto, Tadao Nagase, Masahide Hojo, and Tokuo Ohnishi:
“Effectiveness of Constant Power Factor Control of Mega-solar System for Voltage Regulation with Long Distribution Line”,
Proceedings of the IEEE 10th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS), pp. 317- 322, Kitakyushu, Japan (2013-4)
2. 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 北條昌秀 :
「メガソーラー発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制の検討」,
電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-13-134,PSE-13-150, pp.105-110 (2013-9)
3. Kouichiro Kouno, Tsuyoshi Sogabe, Katsushi Itou, and Masahide Hojo:
“Study on Reactive Power Control of Large-Scale Photovoltaic System for Voltage Regulation with Long Distribution Line”,
Proceedings of IEEE PowerTech Eindhoven 2015, Eindhoven, the Netherlands (2015-6)

講演会等

1. 河野高一郎, 橋本渉 :
「太陽光発電システムの無効電力制御による配電系統の電圧上昇抑制効果の検討」,
電気学会全国大会, No. 6-132 (2012-3)

2. 河野高一郎, 広瀬正嗣, 橋本渉 :
「メガソーラー発電システムの力率一定制御による配電系統の電圧変動対策の検討」,
平成 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 127 (2012-9)
3. 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 長瀬只雄, 北條昌秀, 大西徳生 :
「メガソーラー発電システムの力率一定制御による電圧変動抑制効果の実証」,
平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 250 (2013-8)
4. 河野高一郎, 浅井正行, 中西英治, 久次米俊宏, 永野賢朗, 北條昌秀 :
「太陽光発電が連系された配電系統の有効・無効電力推定の検討」,
平成 26 年電気学会全国大会, No. 6-137 (2014-3)
5. 木村孝之, 新谷英司, 河野高一郎, 中西英治, 永野賢朗, 北條昌秀 :
「住宅用太陽光発電大量連系時における電圧変動抑制のための無効電力制御の検討」,
平成 26 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 169 (2014-9)

謝辞

本研究の遂行，論文作成にあたり，終始，懇切なご指導，ご助言を頂戴しました徳島大学大学院ソシオテクノサイエンス研究部教授 下村直行博士，同教授 安野卓博士，同教授 橋爪正樹博士に深く感謝致します。

本研究の遂行，論文作成にあたり，熱心なご指導，ご鞭撻を賜るとともに，細部にわたり議論させて頂きました徳島大学大学院ソシオテクノサイエンス研究部教授 北條昌秀博士に心より謝意を表し，御礼申し上げます。

本研究の遂行にあたり，懇切なご指導，ご助言を頂きました徳島大学名誉教授 大西徳生博士に深く感謝致します。

本研究の遂行にあたり，貴重なご意見を頂きました(株)日立製作所 渡辺雅浩氏，(株)トーエネック 小林浩博士，日新電機(株)長瀬只雄氏に深く感謝致します。

本研究の遂行にあたり，終始ご指導，ご激励を頂きました四国電力(株)常務取締役 田坂精一郎氏，配電部長 関谷幸男氏，元副部長 小嶋唯司氏(現(株)四電工)，副部長 東幸司氏，計画グループリーダー 青井久治氏に深く感謝致します。

本研究の遂行にあたり，様々なご意見，ご助言を頂きました，四国電力(株)平田和広氏(現 テクノ・サクセス(株))，同社 橋本渉氏，同社 永野賢朗氏，同社 廣瀬壮一氏(現 電気事業連合会)，同社 伊藤勝志氏，同社 高橋幸弘氏に感謝致します。

松山太陽光発電所の測定データをご提供頂くとともに，同発電所における実証試験にご協力頂きました四国電力(株)松山支店営業部配電センター計画課の皆様に感謝致します。

大学院博士後期課程進学に格別のご配慮を賜りました(株)四国総合研究所 電力技術部長 松岡昭良氏，元上席研究員 広瀬正嗣氏(現 四電エンジニアリング(株))，元上席研究員 中西英治氏(現 四国計測工業(株))，主席研究員 曾我部剛氏をはじめ，(株)四国総合研究所 関係各位に厚く御礼申し上げます。

最後に，研究活動に深い理解と支援を頂いた妻と娘達に心より感謝申し上げます。

2015年9月

河野 高一郎