

早稲田大学大学院 先進理工学研究科  
博士学位論文

太陽光発電連系配電系統における  
健全時と事故復旧時の電圧管理手法の研究

Study on Voltage Management Methods  
in Distribution Systems with Photovoltaics  
under Normal and Fault Restoration Conditions

2016年2月

芳澤 信哉  
Shinya YOSHIZAWA

早稲田大学大学院 先進理工学研究科  
博士学位論文

太陽光発電連系配電系統における  
健全時と事故復旧時の電圧管理手法の研究

Study on Voltage Management Methods  
in Distribution Systems with Photovoltaics  
under Normal and Fault Restoration Conditions

2016年2月

早稲田大学大学院 先進理工学研究科  
電気・情報生命専攻 先進電気エネルギーシステム研究

芳澤 信哉  
Shinya YOSHIZAWA



## 目次

<b>第1章 序論</b> .....	1
1.1 本研究の背景 .....	1
1.1.1 再生可能エネルギー電源の導入傾向 .....	1
1.1.2 再生可能エネルギー電源の大量導入による電力系統での課題と対策 .....	4
1.1.3 配電系統電圧管理の高度化に向けた取り組み .....	8
1.2 本論文にて扱う課題と論文構成 .....	12
1.2.1 複数台の次世代電圧制御機器が同一の配電線に多段設置された際の電圧管理 .....	12
1.2.2 配電系統の事故復旧時に対応した電圧管理 .....	12
1.2.3 集中型電圧制御におけるセンサ計測電圧値の改ざん検知 .....	13
参考文献 .....	14
<b>第2章 多段設置された電圧制御機器の最適電圧管理手法</b> .....	17
2.1 本章の概要 .....	17
2.2 電圧制御機器が多段設置された配電系統における電圧管理の課題 .....	18
2.3 次世代 SVR による電圧制御 .....	19
2.3.1 次世代 SVR の仕様 .....	19
2.3.2 次世代 SVR の電圧制御手法 .....	20
2.4 多段設置された電圧制御機器の最適電圧管理手法 .....	22
2.4.1 提案する電圧管理手法の概要 .....	22
2.4.2 最適電圧制御パラメータの定義と定式化 .....	22
2.4.3 最適電圧制御パラメータの決定手法 .....	24
2.5 数値シミュレーションによる提案する電圧管理手法の検証 .....	30
2.5.1 実配電系統モデル .....	30
2.5.2 電圧制御パラメータの探索領域 $R$ , 更新周期 $P$ , 探索時間 $T$ の評価 .....	31
2.5.3 複数日における提案手法の検証 .....	32
2.6 配電系統制御シミュレーターによる実験的検証 .....	35
2.6.1 配電系統制御シミュレーター ANSWER の実験条件 .....	35
2.6.2 実験結果 .....	38
2.7 本章のまとめ .....	41
参考文献 .....	43
<b>第3章 バック事故復旧に対応した電圧制御機器の協調電圧管理手法</b> .....	44
3.1 本章の概要 .....	44
3.2 配電系統事故時における電圧管理の課題 .....	45

3.2.1 高圧配電線事故の発生件数と原因	45
3.2.2 バンク事故復旧時に求められる電圧管理	47
3.3 バンク事故復旧に対応した電圧制御機器の協調電圧管理手法	49
3.3.1 提案する電圧制御手法の概要	49
3.3.2 協調電圧制御手法の流れ	50
3.4 数値シミュレーションによる提案する電圧管理手法の検証	54
3.4.1 数値シミュレーション条件	54
3.4.2 健全時における電圧制御結果	57
3.4.3 バンク事故復旧時における電圧制御結果	62
3.5 本章のまとめ	69
参考文献	71
<b>第4章 集中型管理制御下におけるサイバー攻撃検知手法<sup>[4-1]-[4-3]</sup></b>	<b>72</b>
4.1 本章の概要	72
4.2 電圧制御機器の集中型電圧制御手法	73
4.2.1 集中型電圧制御手法	73
4.2.2 実配電システムモデルを用いた集中型電圧制御手法の検証	74
4.3 計測電圧値の改ざん検知手法	77
4.3.1 計測電圧値の改ざんの方針と配電システム電圧制御に与える影響評価	78
4.3.2 計測電圧値の改ざん検知手法	81
4.3.3 電圧逸脱を引き起こす計測電圧値の改ざんの分析	84
4.4 数値シミュレーションによる改ざん検知手法の検証	87
4.4.1 数値シミュレーション条件	87
4.4.2 検知手法におけるパラメータ設定	87
4.4.3 数値シミュレーション結果	88
4.5 本章のまとめ	96
参考文献	98
<b>第5章 結論</b>	<b>100</b>
5.1 本研究の成果	100
5.2 今後の課題	102
謝辞	103
研究業績一覧	104
図表目次	110

# 第1章 序論

## 1.1 本研究の背景

### 1.1.1 再生可能エネルギー電源の導入傾向

再生可能エネルギー電源は、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスなどの資源を永続的に使用できる電源であり、化石燃料のように枯渇する恐れがないため、エネルギー自給率の向上、CO<sub>2</sub> 排出量削減に期待でき、エネルギー源の多様化による電力の安全供給の実現に大きく寄与する。わが国では、2012 年 7 月から開始された再生可能エネルギーの固定買取価格制度により、再生可能エネルギー電源の導入促進が図られている<sup>[1-1]</sup>。また、近年では、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギー発電事業者からの大量の接続検討の申し込みにより、需要が少ない状況での需給調整の観点から太陽光発電の接続を保留とした問題を受け、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（以下、再エネ措置法）の施行規則が改正された。これにより、太陽光発電と風力発電のきめ細かな出力抑制ルールが採用され、再生可能エネルギー電源の更なる導入拡大と電力の安定供給との両立が図られている<sup>[1-2]</sup>。表 1-1 に平成 27 年 5 月末時点での再生可能エネルギー電源の導入状況<sup>[1-3]</sup>を示す。また、わが国における太陽光発電の導入実績<sup>[1-4]</sup>を図 1-1 に示す。これらの結果から、固定価格買取制度開始後の 2012 年からの数年で、太陽光発電の導入量は急激に増加しており、平成 27 年 5 月末時点では、固定価格買取制度開始後に新規に認定を受けた設備として、太陽光発電が全体の約 96.4%を占めていることがわかる。また、非住宅用太陽光発電の認定割合が最も高く全体の約 80.8%であり、次いで住宅用太陽光発電の約 15.6%であり、非住宅用太陽光発電が約 5 倍程度多く導入されているのが現状である。

図 1-2、および図 1-3 に、わが国におけるエネルギー別発電電力量構成比の推移<sup>[1-5]</sup>と 2030 年の想定電源構成<sup>[1-6]</sup>を示す。2011 年に発生した東日本大震災の影響により、現在は火力発電が原子力発電を代替しており、その比率は約 80%程度となっている。一方、長期エネルギー需給見通し<sup>[1-6]</sup>では、図 1-3 に示すように、徹底した省エネルギー・節電により 2030 年度の電力需要を 2013 年度と同程度まで抑え、再生可能エネルギーを最大限に導入することによって原子力発電への依存度の低減を図ることを想定している。2030 年の想定電源

構成では、再生可能エネルギー電源は 22~24%を占め、現状の電源構成比の約 2 倍であることから、再生可能エネルギー電源の電力系統への導入量はますます増加することが予想される。

表 1-1 平成 27 年 5 月末時点での再生可能エネルギー電源の導入状況

	固定価格買取制度開始後			固定価格買取制度開始前
	導入容量[万 kW]		認定容量[万 kW]	平成 24 年 6 月末までの累積導入量 [万 kW]
	新規認定分	移行認定分	新規認定分	
太陽光 (住宅)	325	469	392	約 470
太陽光 (非住宅)	1,684	26	7,858	約 90
風力	33	253	233	約 260
中小水力	10	21	66	約 960
地熱	0	0	7	約 50
バイオマス	29	113	233	約 230
合計	2,082	883	8,789	約 2060

- 1) 新規認定分は、再生可能エネルギー固定買取価格制度の開始後に認定を受けた設備
- 2) 移行認定分は、再エネ特措法施行時点で既に発電を開始していた設備、または特例太陽光発電設備（太陽光発電の余剰電力買取制度の下で買取対象となっていた設備）のうち、固定価格買取制度スタート後に移行した設備

\*出典：資源エネルギー庁 固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト[1-3]

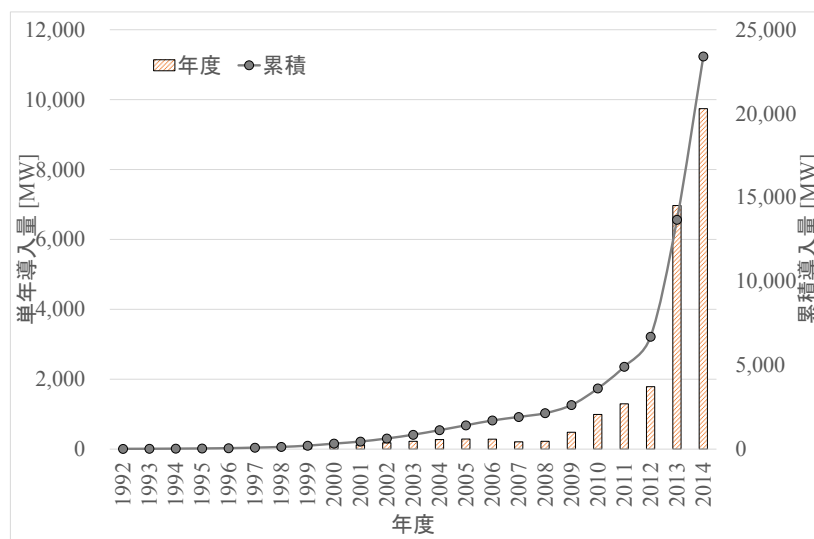


図 1-1 日本における太陽光発電の導入実績

\*文献[1-4]を参考に作成

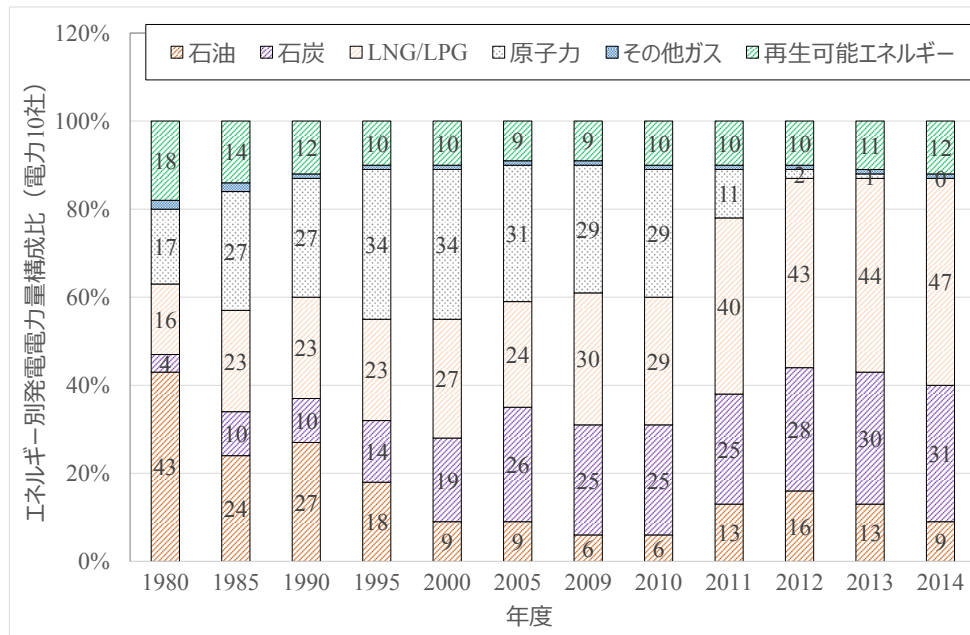


図 1-2 エネルギー別発電電力量構成比の推移

\*東京電力 エネルギー別発電電力量構成比 (電力 10 社) [1-5]を参考に作成

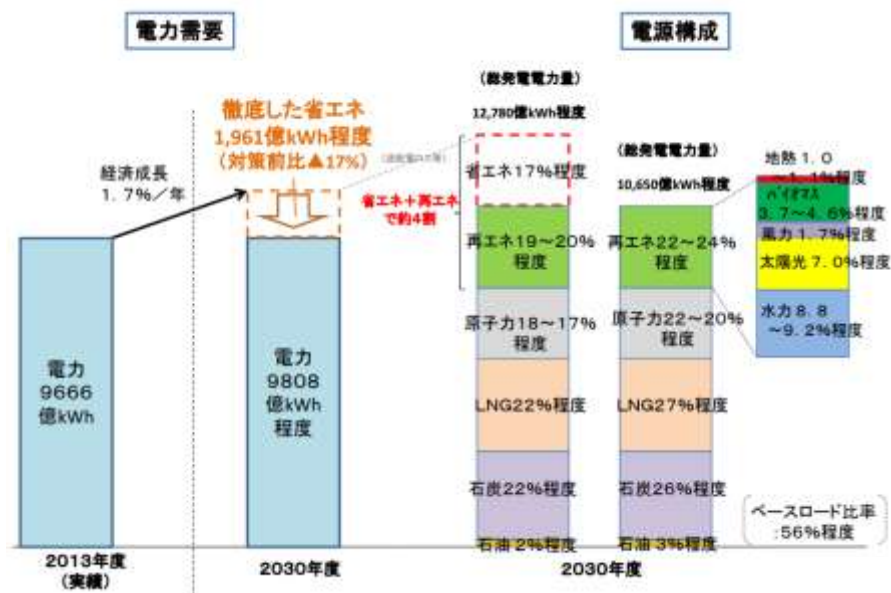


図 1-3 2030 年の想定電源構成

\*出典：経済産業省 長期エネルギー需給見通し [1-6]

## 1.1.2 再生可能エネルギー電源の大量導入による電力系統での課題と対策

再生可能エネルギー電源の普及は、エネルギー自給率の向上等の利点だけではなく、電力系統への連系に関する技術的課題も多く報告されている。本項では、再生可能エネルギー電源が電力系統に大量導入された際の課題を概説する。

### (1) 周波数調整面での課題

#### (1-i) 余剰電力の発生

電力会社では再生可能エネルギー発電事業者からの接続検討申し込みを受け、系統連系を全て許可した場合は、ゴールデンウィークや年末年始、お盆などの軽負荷期において、太陽光発電等の再生可能エネルギー電源とベース供給量の合計発電量が電力需要を超過し、図 1-4 に示すような余剰電力が発生する可能性がある。この場合、火力発電機の出力調整等にて対応するため、電力系統側の電源設備・流通設備の稼働率の低下が懸念されており、また、再生可能エネルギー電源の接続保留といった問題が生じている。このような課題に対しては、蓄電池を併設することによる余剰電力の吸収、軽負荷期における太陽光発電の出力抑制を行うなどの対策が考えられている。また、出力抑制に関しては、再エネ措置法の施行規則の改正により、500kW 未満の小規模設備までの出力抑制対象の見直し、日数単位（30 日）から時間単位（太陽光発電：360 時間、風力発電：720 時間）への抑制ルールの移行、接続可能量を超過した場合の指定電気事業者制度の活用による接続拡大といった対策が実施された。さらに、太陽光発電に適用される調達価格の適正化などの固定価格買取制度の運用見直しも実施された<sup>[1-2]</sup>。

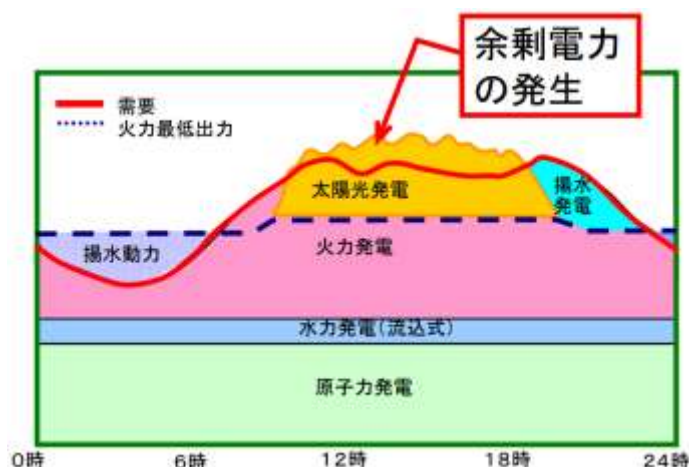


図 1-4 余剰電力発生イメージ

出典：資源エネルギー庁 次世代送配電ネットワーク研究会 報告書<sup>[1-7]</sup>

### (1-ii) 周波数調整力不足

電力系統では、周波数調整として数十秒から数分以内の短周期変動や需給のミスマッチに対してはガバナ・フリー運転、数分から十数分の変動に関しては負荷周波数制御（LFC：Load Frequency Control）、十数分から数時間程度の比較的長時間の負荷変動に関しては経済負荷配分制御（ELD：Economic Load Dispatch）により発電機の出力量調整を行っている。周波数調整には、火力発電機と水力発電機を用いており、通常は瞬時的に変動する需要に追従した出力調整が行えるように電源の確保を行っている。

しかしながら、太陽光発電や風力発電は日射量や風況などの気象条件によって発電出力が変化する不安定な電源であり、電力系統に大量導入された場合には発電機の出力量調整では対応できない場合がある。とりわけ、風力発電ではカットアウトなどに伴う出力停止や風況変化による出力上昇を原因とする急峻、かつ大規模な発電出力の変動（ランプ）によって、火力発電等の発電機にて出力調整が間に合わず、大規模停電を引き起こす可能性があり、このような課題に対しては、蓄電池を併設するなどの実証試験が行われている他、風力発電出力の予測技術の向上が行われている<sup>[1-8]</sup>。

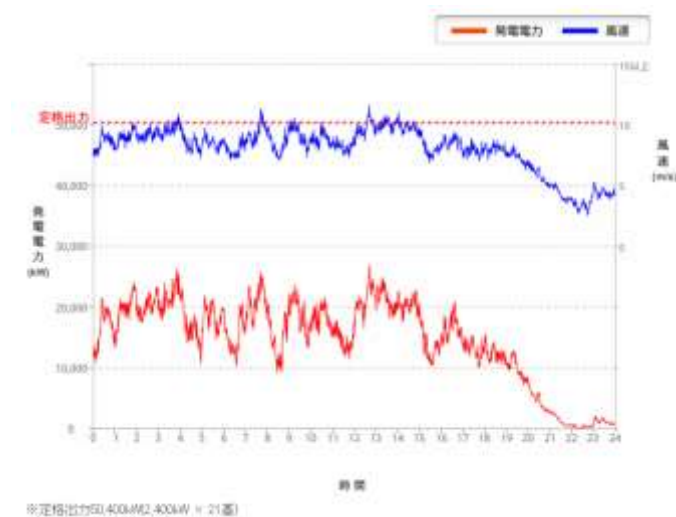


図 1-5 風力発電の出力変動の例

\*出典：九州電力 リアルタイムデータ（長島風力発電所）<sup>[1-9]</sup>

## (2) 電圧管理面での課題

### (2-i) 配電線における電圧上昇・電圧変動

配電系統に太陽光発電が大量に導入された場合、太陽光発電の発電電力が需要家消費電力を上回る余剰電力が発生する。余剰電力は配電系統に逆潮流し、その結果として、受電点電圧が上昇し、電気事業法第 26 条および電気事業法施行規則第 44 条にて定められる適正電圧範囲（ $101\pm 6V$ 、 $202\pm 20V$ ）を逸脱する可能性がある。また、太陽光発電の出力変動に伴う電圧変動により、電圧制御機器のタップ動作回数が増加して摩耗劣化することによる短寿命化や電圧制御機器を用いた電圧管理の困難化が懸念されている。このような課題



の対策として、柱上変圧器の分割やパワーコンディショナ(PCS: Power Conditioning System)による発電出力抑制・進相無効電力制御による電圧上昇抑制対策、高速に応答できる次世代電圧制御機器の活用による電圧変動の抑制、電圧管理手法の高度化が行われている。近年では、需要家に対する平等性の確保、太陽光発電の利用率の低下などから、電圧上昇対策として、PCSに常に一定の力率で進相運転を行う機能(力率一定制御)を具備しておくことが有効であるとされている<sup>[1-10]</sup>。

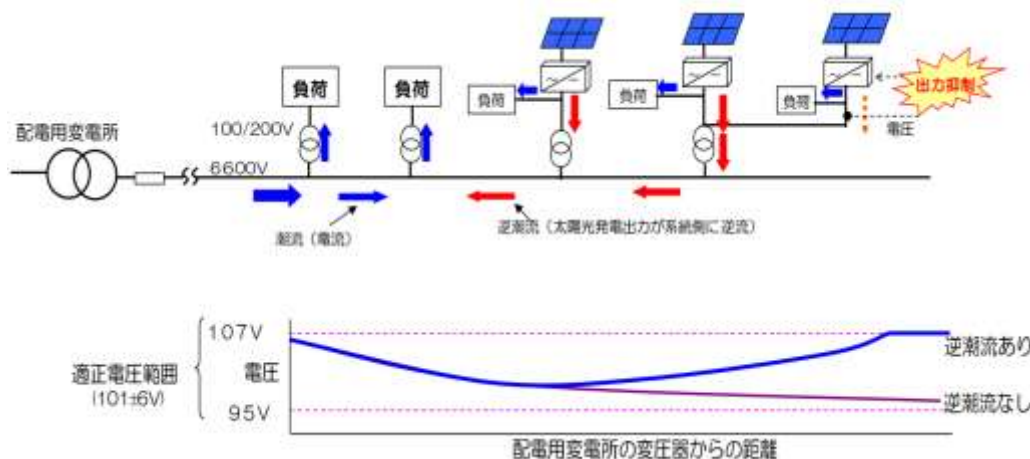


図 1-6 配電線における電圧上昇

出典：資源エネルギー庁 次世代送配電ネットワーク研究会 報告書<sup>[1-7]</sup>

## (2-ii) 不確実性・電圧不平衡

配電系統には、メガソーラーと呼ばれる大規模な太陽光発電だけでなく、住宅用太陽光発電が多く連系される。住宅用太陽光発電の導入は需要家の判断に委ねられるため、その導入量や導入分布は不確実な要素である。また、再エネ措置法の改正により、住宅用太陽光発電も出力抑制の対象となったことから<sup>[1-2]</sup>、需給調整の観点から太陽光発電の出力抑制が行われる可能性もあり、電力潮流が複雑化することで配電系統運用の困難化が懸念されている。

また、わが国では、高圧配電方式として非接地三相3線式、低圧配電方式として単相3線式、異容量三相4線式等が主に採用されており、低圧系統には高圧系統から柱上変圧器を介して配電される。柱上変圧器は高圧配電線の三相の線間に接続するため、住宅用太陽光発電が低圧配電線に大量に導入された場合には、高圧配電線での電圧不平衡率が増大し、これまでの三相平衡を想定した電圧管理方法では適正電圧の維持が困難となる恐れがある。これらの課題に関しては、配電系統電圧管理の困難さを太陽光発電の導入量、導入分布の観点から評価するとともに、配電系統内の計測値から負荷電力と太陽光発電電力を推定する<sup>[1-11]</sup>、ヒートポンプ給湯機の昼間運転や蓄電池を利用した電圧上昇の軽減<sup>[1-12]</sup>などの低圧系統単位、需要家単位での電圧管理が重要となる。



## (2-iii) 単独運転防止と FRT 要件

配電系統事故時には、電力会社は事故復旧のために配電用変電所の遮断器を開放して電力供給を停止する。系統事故時には、太陽光発電等は保安確保のため系統から解列する必要があるが、発電・負荷電力が拮抗し、このような場合においても太陽光発電等が運転を継続する状態を単独運転と言う。単独運転は事故の被害拡大や復旧遅れにつながるだけでなく、現場作業員の感電、機械損傷といった人身および電力設備の安全に対しても影響を与えるため、保護リレー等で系統から解列させる単独運転防止機能の付加が義務付けられている<sup>[1-13]</sup>。しかし、単独運転防止装置同士の相互干渉により、太陽光発電が大量に導入された場合には単独運転を検出できない可能性があり、瞬間的な電圧低下や周波数変動等の乱れに対して単独運転防止装置が動作してしまい、不必要な解列・一斉脱落が行われてしまうことも懸念されている。このような課題に対しては、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）などの実証研究が実施されており<sup>[1-14]、[1-15]</sup>、これらの成果を踏まえ、系統連系規程に単独運転検出機能や瞬時電圧低下時にも解列せずに運転を継続できるような FRT（Fault Ride Through）機能に関する要件が随時追加されている。

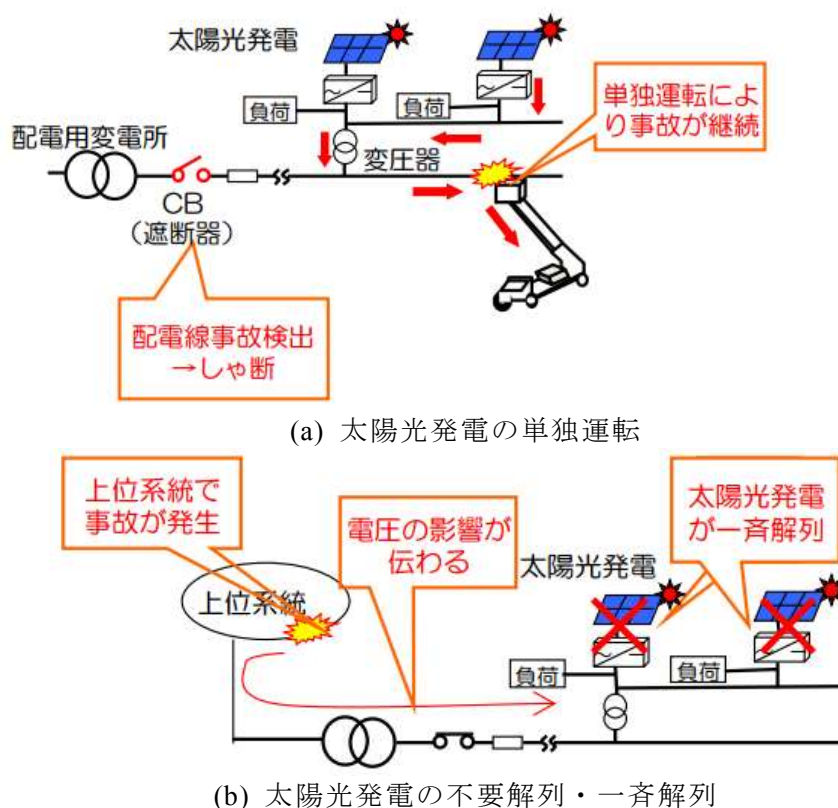


図 1-7 単独運転と不要解列・一斉解列のイメージ

出典：資源エネルギー庁 次世代送配電ネットワーク研究会 報告書<sup>[1-7]</sup>

### 1.1.3 配電系統電圧管理の高度化に向けた取り組み

前項では、再生可能エネルギー電源が大量導入された際の電力系統の技術的課題の一例を述べた。本項では、配電系統における電圧管理に着目し、近年の太陽光発電等の再生可能エネルギー電源が導入された際の電圧管理の高度化に関する取り組みについて概説する。

#### (1) 配電自動化システムとセンサ内蔵自動開閉器の導入

配電系統には配電自動化システムが導入されており、自動区分開閉器の遠隔制御による業務効率の向上や配電系統事故の自動復旧による供給信頼度の向上が図られている。現行の配電自動化システムの構成例を図1-8に示す。わが国の配電自動化システムは、昭和60年ごろから実用化されており、中枢を担う中央処理装置、営業所親局、変電所子局、開閉器子局等から構成され、主な機能として、配電系統機器の計測電圧値等の管理情報の自動収集、開閉器の自動遠隔制御が挙げられる<sup>[1-16]</sup>。こうした機能と時限順送方式を採用した自動区分開閉器により、供給支障事故が発生した際の故障区間の検知と健全停電区間への迅速な自動融通を可能としている。配電自動化システムによる配電事故復旧時の様相を図1-9に示す。図1-9(a)は配電線事故時（健全時）の系統構成であり、配電自動化システムによって事故区間の検出と自動区分開閉器の遠隔制御を行い、図1-9(b)に示すように、事故区間の系統から切り離しと健全停電区間への自動送電を行う。また、配電系統事故以外にも、中央処理装置では配電線の負荷均等化、配電損失の低減化、配電設備利用率の向上に向けたシミュレーションが可能であり、配電系統計画にも役立っている。

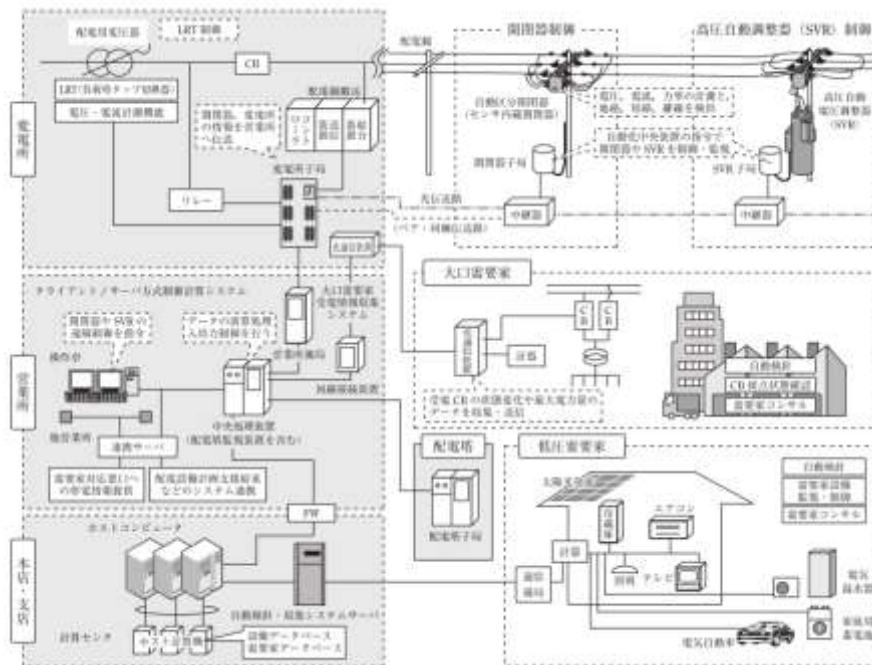


図 1-8 配電自動化システムの構成例

\*出典：電気工学ハンドブック第7版 図30・10・2<sup>[1-16]</sup>

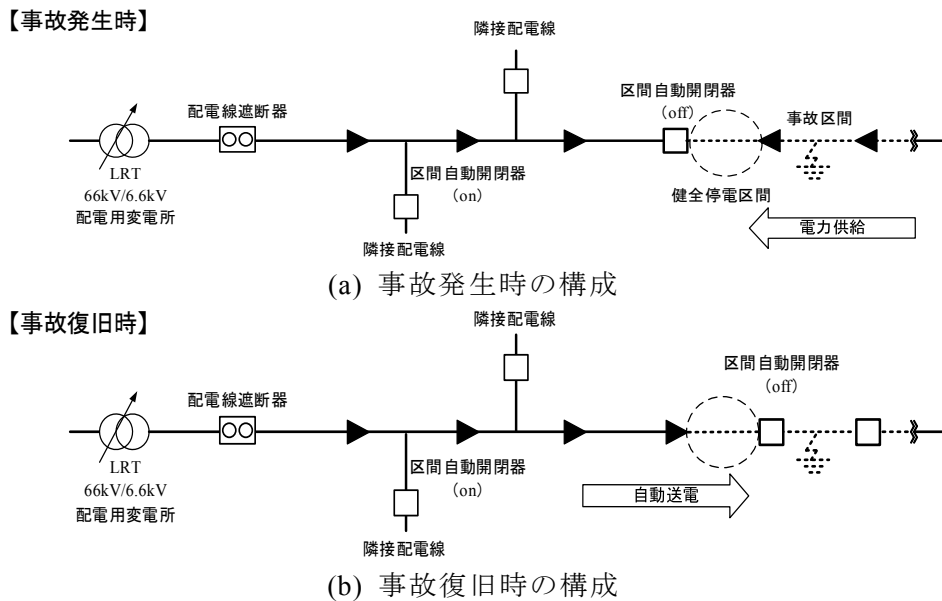


図 1-9 配電自動化システムによる系統事故復旧

\*電気協同研究会，“低炭素社会の実現に向けた配電系統の高度化”を参考に作成<sup>[1-17]</sup>

しかしながら、現在の配電自動化システムでは変電所引出口の電圧値・電流値のみが計測対象となっており、配電系統への太陽光発電の導入拡大により、現状の計測情報だけでは負荷電流を正確に把握することができない。そのため、配電系統情報が複雑化され、系統運用が困難となる可能性がある。また、配電自動化システムの運用開始から10年以上が経っており、現地機器の経年劣化による故障等が考えられることから、図1-10に示すような配電線路の電圧、電流を計測するセンサを有するセンサ内蔵自動区分別開器（以下、センサ内蔵開閉器）、ならびにその計測値から力率、不平衡電圧の取得処理、および配電線事故の予兆検出が可能な制御器の導入が進められている<sup>[1-17]</sup>。センサ内蔵開閉器を活用することにより、設置箇所での計測情報を活用した配電線の正確な電圧・電流分布を把握することが可能となるため、設備利用率の向上し、きめ細かい配電系統運用も可能となる。また、他物接触等による漏電電流の検知により、配電線事故予兆発生区間の特定ができ、保守作業の省力化と供給信頼度の向上が期待できる。

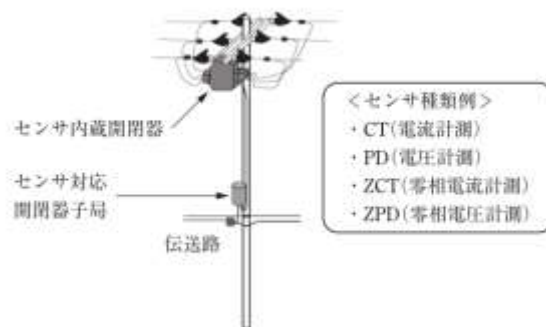


図 1-10 センサ内蔵開閉器

\*出典：電気工学ハンドブック第7版 図30・10・4<sup>[1-14]</sup>

(2) 次世代電圧制御機器の導入

現在の配電系統では、主に電圧制御機器として負荷時タップ切替変圧器 LRT (Load Ratio control Transformer) とステップ式自動電圧調整器 SVR (Step Voltage Regulator) が用いられているが、再生可能エネルギー電源の大量導入に伴う配電系統の電圧管理の課題を解決するため、多くの次世代電圧制御機器の開発・検証が進められている。

次世代電圧制御機器としては、従来の SVR の仕様を改良したタップ切替式の次世代 SVR<sup>[1-18]</sup>、低圧自動電圧調整器 LVR (Low Voltage Regulator) <sup>[1-19],[1-20]</sup>、サイリスタによって電圧を補償する TVR<sup>[1-21],[1-22]</sup>の他、パワーエレクトロニクス技術を活用した静止形無効電力補償装置 SVC (Static Var Compensator)、STATCOM (Static Synchronous Compensator) 等の FACTS (Flexible AC Transmission System) 機器があり、それぞれの長所を活用した検証が行われている<sup>[1-23]-[1-26]</sup>。近年では、太陽光発電の余剰電力の充電や電力の効率的な使用の観点から、配電系統や需要家への電気自動車 EV (Electric Vehicle)・プラグインハイブリッド自動車 PHV (Plug-in Hybrid Vehicle)、蓄電池 BESS (Battery Energy Storage System) の導入も進み、これらの蓄電システムを活用したエネルギーマネジメントも実証されている<sup>[1-27],[1-28]</sup>。表 1-2 は既存設備と次世代電圧制御機器の特徴を示しており、図 1-11 はこれらの電圧制御機器の設置イメージである。

表 1-2 配電系統の電圧制御機器の特徴

	設置箇所	調整原理	要素技術	動作時限	機器コスト・仕様・特徴
LRT	配電用 変電所	変圧比	タップ 切替	200s 程度	タップ切替寿命 20 万回
SVR	高圧 配電線	変圧比	タップ 切替	45~180s 程度	約 300 万円 タップ切替寿命 20 万回
次世代 SVR		変圧比	タップ 切替	15~180s 程度	SVR の 1.5 倍以下のコスト 遠隔整定機能あり タップ切替寿命 20 万回
TVR		変圧比	サイリスタ	50ms 程度	SVR の 1.5 倍以下のコスト 半導体部品に依存
SVC		無効電力 出力	サイリスタ	100ms 程度	約 1000 万円, 他励式
STATCOM			インバータ	40ms 程度	約 1500 万円, 自励式
BESS	高低圧 配電線	有効電力 無効電力	電池特性に依存		Li-ion 電池, NaS 電池, Redox flow 電池等
LVR	低圧 配電線 変圧器	変圧比	タップ 切替	120s 程度	柱上変圧器の 2 倍程度 タップ切替寿命 20 万回

\*文献[1-18], 文献[1-29], [1-30]を参考に作成

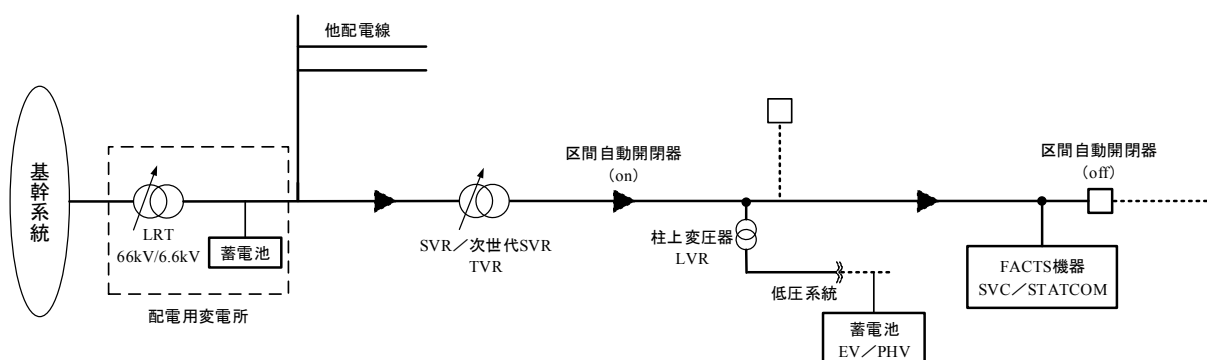


図 1-11 次世代電圧制御機器の配置イメージ

\* 文献[1-27]を参考に作成

### (3) 電圧制御手法の高度化

現在の配電システムでの電圧制御手法には、予め時間的に決定したスケジュールでタップ値を調整するプログラム・コントロール方式や線路電圧降下補償器 LDC (Line Drop Compensator) を用いて、配電システムに設定した負荷参照点の電圧を一定に保つように変圧器を流れるバンク電流に基づいて自動的にタップ値を調整する LDC 方式が採用されている。しかしながら、現行の電圧制御手法における電圧制御パラメータは、配電線の電圧が電源側から需要家側へ単調に減少することを前提として決定されているため、太陽光発電等の再生可能エネルギー電源からの逆潮流に起因する配電線の電圧上昇や発電電力の変動に伴う急峻な電圧変動に対して、適正電圧範囲からの逸脱が生じ、電力品質を確保できない可能性がある。

このような背景の下、配電システムの電圧制御手法の高度化を目的とした様々な研究が行われており、大きく分類すると、前述した次世代電圧制御機器の設置・協調制御に関する手法と、既存の電圧制御機器の電圧制御方式の高度化や電圧制御パラメータの決定に関する研究に分けられる。前者は、応答速度が速く、太陽光発電の出力変動にも対応できる FACTS 機器を導入し、既設の電圧制御機器 LRT・SVR と協調制御させることにより、効率的な電圧制御を可能としている<sup>[1-31], [1-32]</sup>。また、蓄電池の特徴として有効電力と無効電力を同時に出力できることから、無効電力出力にて太陽光発電の電圧変動を補償しながら、有効電力にて需給調整としての負荷平準化を行うといった手法も提案されている<sup>[1-33]</sup>。しかしながら、これらの電圧制御機器の導入コストは既存の電圧制御機器と比較して高く、電圧制御効果が機器容量、設置箇所、配電システム構成に依存してしまうといった課題がある。一方、後者では、現行の電圧制御手法の高度化<sup>[1-34]-[1-36]</sup>やリアルタイムの計測電圧値から直接的に電圧制御機器のタップ制御を行う集中型電圧制御手法<sup>[1-37], [1-38]</sup>などが提案されている。集中型電圧制御手法では、オンラインで取得する電力潮流に追従した制御が可能となるため、想定外の電力潮流変動、配電事故復旧時の系統構成切替に十分に対応することができ、次世代電圧管理手法と期待されている。しかし、これまで提案されてきた集中型電圧制御

手法の多くは配電系統事故の発生しない健全時でのみ検証されており、健全時から事故復旧時までには及ぶ評価はなされていない。また、文献<sup>[1-39]</sup>、<sup>[1-40]</sup>では、配電系統内に設置した計測機器を活用し、過去の電力潮流と電圧の関係から電圧制御パラメータを決定できるが、電圧制御機器のタップ動作回数等の機器的要素が考慮できていないといった課題がある。

## 1.2 本論文にて扱う課題と論文構成

前節で示したように、配電系統ではこれまで多くの電圧管理手法の提案・検証がなされているが、配電系統の電圧管理を行なう上で解決すべき課題は依然として存在する。そこで本論文では、センサ内蔵開閉器ならびに通信設備が整備され、太陽光発電が大量導入された配電系統における健全時と事故復旧時の電圧管理手法として、第2章から第4章にてそれぞれ下記の3つの電圧管理手法を提案し、その有効性の検証を行う。

### 1.2.1 複数台の次世代電圧制御機器が同一の配電線に多段設置された際の電圧管理

複数台の電圧制御機器が多段設置された配電系統では、多段設置された電圧制御機器が独立して電圧制御を行うため、太陽光発電出力の変動による急峻な電圧変動が生じた際には適正電圧の維持が困難となるだけでなく、電圧制御に偏りが生じ、タップ動作回数が増加するという課題がある。タップ動作回数の増加は電圧制御機器の摩耗劣化・短寿命化に直接的に影響するため、避けるべき事項である。

第2章では、健全時の電圧管理手法として、複数台の次世代SVRが同一配電線内に多段設置された配電系統における適切な自律分散型電圧管理手法を提案する。提案手法では、ヒューリスティックアルゴリズムである貪欲法をベースとした探索手法により、膨大な組合せ数となる複数台の次世代SVRの電圧制御パラメータを同時に決定し、次世代SVRに具備されている隔整定機能を活用して、動的に時間帯ごとに適した電圧制御パラメータに更新する。このような方策により、配電系統での電圧逸脱量と電圧制御機器のタップ動作回数の削減、ならびにタップ動作回数の均平化が可能であることを明らかにする。

### 1.2.2 配電系統の事故復旧時に対応した電圧管理

配電系統にて供給支障事故が発生した場合、配電自動化システムにより事故復旧が行われる。配電事故復旧時には健全停電区間に自動送電を行うため、自動区分開閉器の遠隔操作により配電系統構成が変更される。これは電圧制御機器の制御担当部が変更されることを意味しており、面的に広がる配電系統に存在する多様な需要家に対する電力品質を確保するためには、電圧逸脱量だけでなく、電圧逸脱需要家数の削減も必要である。しかしながら、これまで配電系統の事故復旧時に対応する多目的な電圧制御手法は提案されていない

かった。

第3章では、配電系統事故として最も電圧管理が困難となるバンク事故を想定し、健全時とバンク事故復旧時に対応した電圧制御機器の集中型電圧制御手法を提案する。これまでの集中型電圧制御手法では、電圧制御機器のタップ切替を決定する電圧制御指標として電圧逸脱量のみを考えた単目的なものであったため、バンク事故復旧時のような電圧逸脱が生じやすい場合には事故復旧配電線の電圧逸脱が他の複数の配電線に波及してしまい、電圧逸脱量は削減できるが、電圧逸脱が発生する需要家数が増加してしまう恐れがあった。そこで提案手法では、バンク事故発生時の電圧逸脱量を増加させない制約の下、電圧制御指標に電圧逸脱需要家数を取り入れることで、配電系統の電圧逸脱量と電圧逸脱需要家数の双方を削減することを目的とし、その有効性を明らかにする。

### 1.2.3 集中型電圧制御におけるセンサ計測電圧値の改ざん検知

通信設備を活用する集中型電圧制御手法では、センサ計測電圧値の計測誤差、センサ装置の不具合等によるデータ欠損といった問題が生じる可能性がある他、悪意を持った攻撃者によりセンサ計測値の改ざん等が行われる可能性が存在する。センサ計測電圧値が改ざんされた場合には電圧制御機器が誤動作し、適正電圧範囲からの電圧逸脱が発生する可能性があるため、需要家への電力品質を確保するためにも電圧管理上のサイバーセキュリティを向上させる必要がある。しかしながら、配電系統の電圧管理において、センサ計測電圧値が改ざんされるなどのサイバーセキュリティの評価はこれまでなされていない。

第4章では、配電系統電圧制御のサイバーセキュリティの観点から、センサ内蔵開閉器の計測情報を活用する集中型電圧制御手法を前提とした、計測電圧値の改ざん検知手法を提案する。提案手法は健全時の電圧の振る舞いや過去の計測情報に基づくものであり、その目的は計測電圧値の改ざんによるタップ切替の抑制、強制的なタップ切替といった電圧制御機器の誤動作を最大限に防止し、適正電圧範囲からの電圧逸脱の発生を回避することである。また、センサ計測電圧値の改ざんが配電系統の電圧管理に与える影響を電圧逸脱量の観点から評価し、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と改ざんに伴う電圧逸脱量、および太陽光発電の発電量との関係を定量的に評価することにより、提案する改ざん検知手法の有効性を検証する。

第5章は結論であり、本研究の成果をまとめ、今後の課題について言及する。

## 参考文献

- [1-1] 経済産業省資源エネルギー庁, “再生可能エネルギーの固定価格買取制度.” [Online]. Available: [http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/surcharge.html](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/surcharge.html).
- [1-2] 経済産業省資源エネルギー庁 ニュースリリース, “再生可能エネルギー特別措置法施行規則の一部を改正する省令と関連告示を公布しました,” 2015. [Online]. Available: <http://www.meti.go.jp/press/2014/01/20150122002/20150122002.html>.
- [1-3] 経済産業省資源エネルギー庁, “固定価格買取制度 情報公開様ウェブサイト.” [Online]. Available: [http://www.fit.go.jp/statistics/public\\_sp.html](http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html).
- [1-4] I. N. P. Applications, *Trends 2015 - IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014*. 2015.
- [1-5] 東京電力株式会社, “電力供給設備 エネルギー別発電電力量構成比（電力10社）.” [Online]. Available: <http://www.tepco.co.jp/corporateinfo/illustrated/electricity-supply/output-energy-source-10-j.html>.
- [1-6] 経済産業省資源エネルギー庁 ニュースリリース, “長期エネルギー需給見通し,” 2015.[Online]. Available: <http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html>.
- [1-7] 経済産業省資源エネルギー庁, “低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて 次世代送配電ネットワーク研究会 報告書,” 2010. [Online]. Available: <http://www.meti.go.jp/report/data/g100426aj.html>.
- [1-8] 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会（NEPC）, “南早来変電所 大型蓄電システム実証事業.” [Online]. Available: [http://www.nepc.or.jp/topics/2015/0513\\_1.html](http://www.nepc.or.jp/topics/2015/0513_1.html).
- [1-9] 九州電力株式会社, “リアルタイムデータ（長島風力発電所）.” [Online]. Available: [http://www.kyuden.co.jp/effort\\_renewable\\_windpower\\_nagashima.html](http://www.kyuden.co.jp/effort_renewable_windpower_nagashima.html).
- [1-10] 一般社団法人日本電気協会, “系統連系規程 JEAC 9701-2012,” 2012.
- [1-11] 石橋直人, 飯坂達也, 勝野徹, 中西要祐, 木村友哉, 高山聡志, 石亀篤司, “PV実稼働容量推定方法を用いた配電系統における実負荷と太陽発電量のオンライン推定,” 電気学会論文誌B, vol. 135, no. 1, pp. 35–41, Jan. 2015.
- [1-12] A. L. M. Mufaris, J. Baba, S. Yoshizawa, and Y. Hayashi, “Dynamic voltage regulator operation with demand side management for voltage control,” in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, pp. 1–6.
- [1-13] 経済産業省電力安全課 商務流通保安グループ, 電気設備の技術基準の解釈. 2014.
- [1-14] 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）, “集中連系型太陽光発電システム成果普及事業, 20120000000014,” 2009.



- [1-15] 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), “新エネルギー技術研究開発 単独運転検出装置の複数台連系試験技術開発研究, 20110000000673,” 2009.
- [1-16] 一般社団法人電気学会(2013) “30編 配電,” in *電気工学ハンドブック(第7版)*, pp. 1537–1601.
- [1-17] 電気協同研究会, “低炭素社会の実現に向けた配電系統の高度化,” *電気協同研究*, vol. 66, no. 2, 2011.
- [1-18] 佐々木俊介, 重藤貴也, “次世代SVRの設置基準および仕様に関する検討,” in *電気設備学会 全国大会*, 2012, pp. 1–2.
- [1-19] “自動電圧調整型柱上変圧器 MAI Pole (MAI : Most-Advanced & Intelligent),” *愛知電機技報*, no. 33, p. 30, 2012.
- [1-20] “オートタップチェンジャー付柱上変圧器の開発,” *高岳レビュー*, vol. 57, no. 1, 2009.
- [1-21] 廣瀬和雅, 神部晃, 苅川謙治, “配電系統に太陽光発電が接続された場合のTVRの電圧調整効果について,” *愛知電機技報*, no. 34, pp. 3–6, 2013.
- [1-22] 山本肇, 高木喜久雄, 関長隆, “配電系統電圧制御へのパワーエレクトロニクス技術の適用,” *東芝レビュー*, vol. 55, no. 8, pp. 20–23, 2000.
- [1-23] 伊与田功, “国内外のFACTS機器の技術動向,” *電気学会論文誌B, 電力・エネルギー部門誌*, vol. 120, no. 5, pp. 651–654, 2000.
- [1-24] 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.
- [1-25] Y. Ma, T. Zhao, and X. Zhou, “An Overview on Control Methods Used in Static Var Compensator,” pp. 92–97, 2015.
- [1-26] Q. Yu, P. Li, W. Liu, and X. Xie, “Overview of STATCOM technologies,” *2004 IEEE Int. Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol. Proc.*, vol. 2, no. April, pp. 647–652, 2004.
- [1-27] 勝山実, 柿田千春, “スマートグリッドにおける監視制御技術,” *東芝レビュー*, vol. 68, no. 8, pp. 6–9, 2013.
- [1-28] 前田浩, 菊池賢一, 五月女裕司, 古川健太, 福田隼, 逢見翔太, “九州電力株式会社スマートグリッド実証試験,” *日立評論*, vol. 96, no. 6, pp. 28–32, 2014.
- [1-29] 岡田有功, 高崎昌洋, “配電系統電圧調整機器の適用性評価 -太陽光発電大量導入時における電圧制御機能と適用可能性-,” R10039, 2011.
- [1-30] エネルギー総合工学研究所財団法人, “新電力ネットワーク技術に係る総合調査,” 2006.
- [1-31] 川崎章司, 林泰弘, 松木純也, 山口益弘, “LRTとの制御分担を考慮したSVCの協調型電圧制御法およびSVCの定格容量と制御パラメータの決定手法,” *電気学会論文誌B*, vol. 130, no. 11, pp. 963–971, 2010.
- [1-32] 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, pp. 913–919, 2004.
- [1-33] S. Akagi, S. Yoshizawa, J. Yoshinaga, M. Ito, Y. Fujimoto, Y. Hayashi, T. Yano, H. Nakahata, T. Hisada, and X. M. Tran, “Basic Study of Grid-connected Battery Energy Storage System Capacity Determination for Load Leveling and Voltage Control,” in *The International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, 2015, pp. 1–6.
- [1-34] M. E. Elkhatib, R. El-Shatshat, and M. M. a. Salama, “Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with DG,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 598–605, Dec. 2011.
- [1-35] 細川充海, 京極喜一郎, 新庄一雄, 駒見慎太郎, “軽い常時進み定力率運転とベクトルLDC制御の併用の配電線電圧上昇緩和と省エネルギーの効果,” 電気学会論文誌B, vol. 135, no. 10, pp. 583–590, Oct. 2015.
- [1-36] C. Gao and M. a. Redfern, “Automatic Compensation Voltage Control strategy for on-load tap changer transformers with distributed generations,” in *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 2011, vol. 1, pp. 737–741.
- [1-37] D. Ranamuka, a. P. Agalgaonkar, and K. M. Muttaqi, “Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 617–628, Apr. 2014.
- [1-38] 花井悠二, 林泰弘, 松木純也, “再生可能エネルギー電源が連系された配電システムのループ化と集中型電圧制御の適用効果の実験的検証,” 電気学会論文誌B, vol. 130, no. 11, pp. 932–940, 2010.
- [1-39] 渡辺雅浩, 高橋玲児, 松田勝弘, 瀬戸寿之, “自端計測情報の相関関係を利用した複数台SVRの協調制御手法の検討,” 電気学会論文誌B, vol. 135, no. 10, pp. 598–604, 2015.
- [1-40] 松田勝弘, 二上貴文, 堀越和宏, 瀬戸寿之, 渡辺雅浩, 村越潤, 高橋玲児, “A Decision Method for LDC Parameters of a SVR and Voltage Control Algorithm using Measurement Data of a Distribution System,” 電気学会論文誌B, vol. 132, no. 8, pp. 701–708, Aug. 2012.

## 第2章 多段設置された電圧制御機器の最適電圧管理手法

### 2.1 本章の概要

配電系統における主な電圧制御機器として、負荷時タップ切替変圧器 LRT と自動電圧調整器 SVR がある。LRT は配電用変電所に設置され、変電所以下の複数の配電線の電圧を一括して制御している。一方、SVR は配電線路長が長く、LRT のみでは電圧降下が補償できない配電線に設置され、配電線路長が極めて長い場合には電圧降下を補うために単一の配電線に SVR を複数台設置することにより電圧調整が行われている。しかしながら、再生可能エネルギー電源の配電系統への大量導入により、現行の自律分散型電圧制御手法では適正電圧の維持が困難となり<sup>[2-1], [2-2]</sup>、また、太陽光発電の出力変動に伴い SVR のタップ動作回数が増加して機器の摩耗劣化・短寿命化につながり、多段設置された SVR ごとのタップ動作回数に偏りが生じることが懸念されている。しかしながら、多段設置された SVR の電圧管理手法に関しては十分な検証が行われていないのが現状である。

本章では、導入が進められている次世代 SVR<sup>[2-3]</sup>に着目し、複数台の次世代 SVR が配電線に多段設置された配電系統における最適自律分散型の電圧管理手法、ならびに電圧制御パラメータ決定手法を提案する。提案する電圧管理手法では、次世代 SVR の遠隔整定機能を活用して時間帯ごとに適した電圧制御パラメータに動的に更新することにより、配電系統での電圧逸脱量の削減、各電圧制御機器のタップ動作回数の削減、ならびにタップ動作回数の均平化を図る。また、動的更新する電圧制御パラメータの決定にはヒューリスティックアルゴリズムである貪欲法をベースとした探索手法を提案しており、開閉器の状態遷移や電圧制御機器の増減といった配電系統構成の変化にも容易に対応できる実用的な手法である。また、提案する電圧管理手法の妥当性を検証するため、実配電系統モデルを用いた数値シミュレーション、および早稲田大学内に構築した配電系統制御シミュレーターを用いた電気的実験を実施し、電圧逸脱量、タップ動作回数の観点から評価を行う。

## 2.2 電圧制御機器が多段設置された配電系統における電圧管理の課題

配電線路互長が極めて長く、一台の電圧制御機器だけでは電圧降下を保証できない場合には、複数台の電圧制御機器を同一配電線内に多段設置し、電圧を適正範囲に維持する。また、太陽光発電が大量に導入される次世代配電系統では、現状と比較して電圧制御機器の設置台数が 1.5~2.0 倍程度に増加する可能性があり、電圧制御機器が多段設置される可能性も高くなるため、多段設置された電圧制御機器の適切な電圧管理手法が必要である。

電圧制御機器が多段設置された配電線では、それぞれの電圧制御機器が独立した電圧制御を行うため、適切な電圧制御パラメータが設定されていない場合には、図 2-1 に示すように配電線電圧を適正範囲内に維持することが困難となる。図 2-1 では、青実線に示すように、電源側の SVR<sub>1</sub> がタップ動作を行わない場合に適正電圧の維持が可能となる。しかし、緑実線のように、電圧制御パラメータが太陽光発電の導入を想定せず、配電用変電所から配電線の末端まで単調に電圧降下することを前提として決定されているため、青破線に示すように太陽光発電が導入された際に電圧逸脱が生じる。また、配電系統の末端側に設置された電圧制御機器は、太陽光発電の発電出力の変動による急峻な電圧変動の影響だけでなく、電源側の電圧制御機器のタップ動作の影響を受けるため、末端側の電圧制御機器ではタップ動作のハンチング現象が顕著化してタップ動作が増加する傾向があり、複数台の電圧制御機器のタップ動作回数に偏りが生じてしまう可能性ある。タップ動作回数の増加は電圧制御機器の摩耗劣化・短寿命化に直接的に影響するため、不要なタップ動作は避けるべきであり、懸念すべき課題の一つである。そのため、配電系統の電圧逸脱量を削減するだけでなく、不必要なタップ動作を防止でき、多段設置された電圧制御機器のタップ動作回数の均平化を可能とする適切な電圧管理手法・電圧制御パラメータの決定手法が求められている。

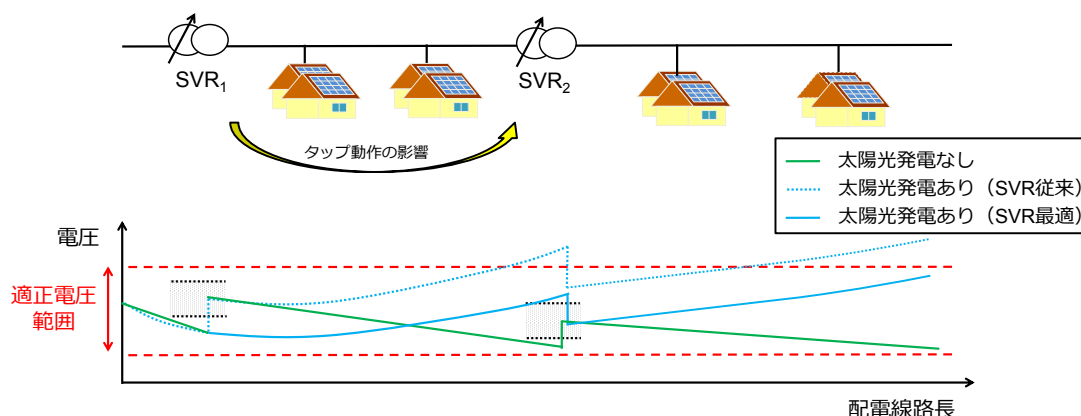


図 2-1 電圧制御機器が多段設置された際の電圧管理の困難性

## 2.3 次世代 SVR による電圧制御

### 2.3.1 次世代 SVR の仕様

太陽光発電の出力変動が招く電力潮流の不安定化による電圧の適正電圧範囲からの逸脱による電力品質の悪化を防止するためには、電圧制御機器による適正な電圧制御が必要不可欠である。配電線路長が極めて長く、電圧降下が著しく大きくなる配電線には、電圧制御機器 SVR を複数台設置することにより、電圧降下を補償し、適正電圧の維持を図っている。しかしながら、現行の SVR（以下、従来 SVR）のタップ幅は粗いためタップ動作に伴う電圧変動が大きくなり、また、実際にタップ動作までに要する動作時間も 45～180 秒程度と長いため、太陽光発電の急峻な出力変動に対応できない可能性が高い。加えて、現行の電圧制御に用いられている電圧制御パラメータは太陽光発電などの再生可能エネルギー電源が連系されず、配電用変電所から配電線の末端まで単調に電圧降下することを前提として決定されており、また、電圧制御パラメータを年間通して固定して運用することが多いため、太陽光発電導入時には適正電圧の維持が困難となる可能性がある。

そこで現在、急峻な出力変動にも細かな電圧制御で対応できる次世代 SVR の開発が進められており、電圧制御機器自体の制御機能の高度化が検討されている<sup>[2-3]</sup>。表 2-1 に従来 SVR と次世代 SVR の仕様を示す。次世代 SVR ではタップ幅を従来 SVR のタップ幅よりも小さくすることにより、きめ細やかな電圧制御を可能としている。また、タップ制御の動作時間を短く設定することができるため、従来 SVR より高速にタップ動作を行うことができ、太陽光発電の急峻な出力変動による電圧変動にも対応が可能である。さらに、次世代 SVR は電圧制御パラメータの遠隔整定機能を備えていることから、配電系統の電圧値・電流値・電力値等の計測情報を活用することにより、配電系統の状態に即した電圧制御パラメータへの動的な変更が可能である。つまり、太陽光発電の出力変動が激しい時間帯においては電圧逸脱を回避できるような電圧制御パラメータ、電圧変動があまり起こらない時間帯にはタップ動作回数を抑えるような電圧制御パラメータといったように、時間帯ごとに適した電圧制御パラメータに基づく電圧制御が可能となる。

表 2-1 従来 SVR と次世代 SVR の仕様<sup>[2-3], [2-4]</sup>

	従来 SVR	次世代 SVR
タップ幅	150 [V]	75 [V]
不感帯幅	±1.0～±4.0 [%]	±1.0～±2.5 [%]
動作時限	45, 60, 90, 120, 150, 180 [s]	15～180 [s] (15s 刻み)
備考・特徴	-	制御パラメータを遠隔整定可能

### 2.3.2 次世代 SVR の電圧制御手法

本研究では、次世代 SVR の電圧制御手法として、従来 SVR にも採用されている 90 リレー (90R) 方式を適用する。図 2-2 に 90R 方式の概念図を示す。90R 方式は LDC 方式の 1 つであり、電圧制御機器の 2 次側電圧を一定値に維持するようにタップ動作を行う制御方式である<sup>[2-5]</sup>。SVR は常に 2 次側電圧を監視しており、2 次側電圧が不感帯 (基準電圧±不感帯幅) を逸脱した時間を積算し、時間積算値が一定時間 (動作時限) を超過した場合にタップ動作を行う。以下に、90R 方式でのタップ動作の定式化を示し、フローチャートを図 2-3 に示す。

$$\Delta V(t) = V_{90R}(t) - V_{ref} \dots\dots\dots (2.1)$$

$$t_{up} = \begin{cases} 1 & \text{if } \Delta V(t) > \varepsilon \times 6600, \\ -1 & \text{otherwise} \end{cases} \dots\dots\dots (2.2)$$

$$t_{down} = \begin{cases} 1 & \text{if } \Delta V(t) < -\varepsilon \times 6600, \\ -1 & \text{otherwise} \end{cases} \dots\dots\dots (2.3)$$

$$T_{up} = \sum t_{up} \dots\dots\dots (2.4)$$

$$T_{down} = \sum t_{down} \dots\dots\dots (2.5)$$

$$Tap(t+1) = \begin{cases} Tap(t)+1 & \text{if } T_{down} > AT, \\ Tap(t)-1 & \text{if } T_{up} > AT, \\ Tap(t) & \text{otherwise} \end{cases} \dots\dots\dots (2.6)$$

ただし、 $t_{up}$  : 不感帯上限値からの逸脱有無,  $t_{down}$  : 不感帯下限値からの逸脱時間,  $T_{up}$  : 不感帯上限値からの逸脱時間の積算値,  $T_{down}$  : 不感帯下限値からの逸脱時間の積算値,  $V_{90R}(t)$  : 時刻  $t$  における SVR の 2 次側電圧,  $Tap(t)$  : 時刻  $t$  における SVR のタップ位置,  $V_{ref}$  : SVR の 2 次側基準電圧,  $\varepsilon$  : 不感帯幅,  $AT$  : 動作時限である。

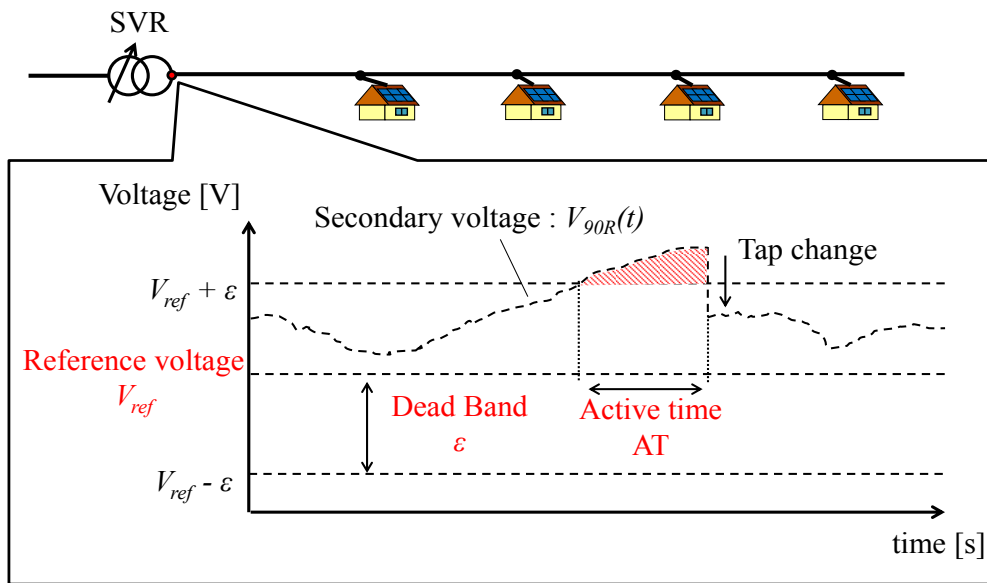


図 2-2 90R 方式によるタップ制御のイメージ

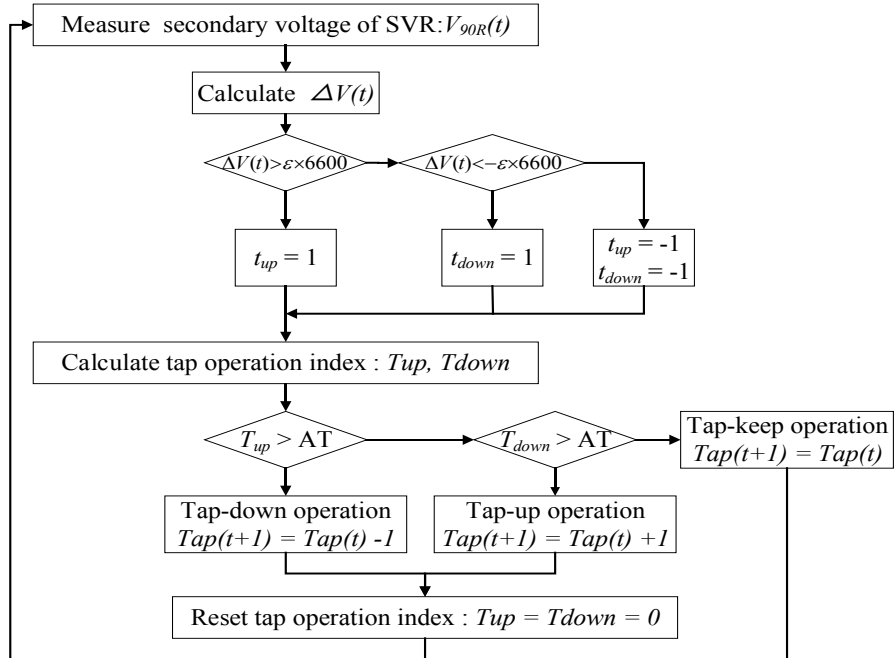


図 2-3 90R 方式のフローチャート

## 2.4 多段設置された電圧制御機器の最適電圧管理手法

### 2.4.1 提案する電圧管理手法の概要

図 2-4 に提案する電圧管理手法の概要図を示す。提案する電圧管理手法では、次世代 SVR の遠隔整定機能を活用し、従来のように電圧制御パラメータを固定で運用するのではなく、動的に時間帯ごとに適した電圧制御パラメータに更新し、配電系統での電圧逸脱量と電圧制御機器のタップ動作回数の削減、ならびにタップ動作回数の均平化を可能とする高度化した電圧制御手法である。動的更新する電圧制御パラメータ決定にはヒューリスティックアルゴリズムである貪欲法をベースとした探索手法を提案し、配電系統のインピーダンス、負荷電力、太陽光発電電力を入力として最適化計算を解くことにより、複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータを同時に決定する。

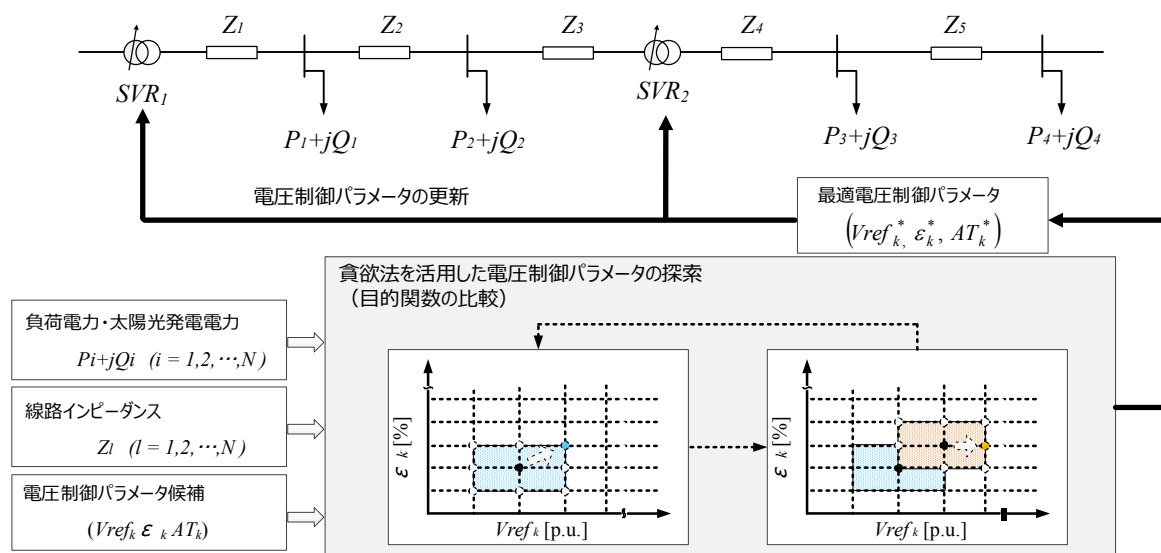


図 2-4 提案する電圧管理手法の概要

次項以降では、提案する電圧制御パラメータ決定手法を説明する。

### 2.4.2 最適電圧制御パラメータの定義と定式化

次世代 SVR の電圧制御手法である 90R 方式の電圧制御パラメータは、基準電圧  $V_{ref}$ 、不感帯幅  $\varepsilon$ 、動作時限  $AT$  の 3 種類であり、複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータの組合せの中から、式(2.7)に示す電圧逸脱量、タップ動作回数、および、電圧中心値からの最大電圧偏差の総和から構成される目的関数を最小化させるような電圧制御パラメータを最適電圧制御パラメータと定義する。なお、電圧中心値は適正電圧範囲の中心値を意味する。

目的関数を設定する際、電圧量とタップ動作回数との次元が異なるため、電圧中心値からの最大電圧偏差を系統基準値である 6600V、タップ動作回数を 1 日の SVR の動作回数の



上限目標値として設定した 27 回でそれぞれ除することによって双方に均等な重みづけを持たせる。ただし、電圧逸脱量に関してはペナルティ関数を設け、いかなる時間帯においても電圧逸脱量が削減されるような制御パラメータを優先的に選択する。

一方、配電系統に SVR が多段設置された場合、末端側のノード電圧は電源側の SVR のタップ制御の影響を受ける。そのため、複数台の SVR で電圧制御を行う際には末端側の SVR のタップ動作回数が集中的に増加し、SVR の摩耗劣化に偏りが生じてしまう可能性が考えられる。配電系統電圧管理を複数台の電圧制御機器で行う場合には、各電圧制御機器のタップ動作回数は不偏的であることが運用上望ましく、本稿では各 SVR のタップ動作回数の均平化を考慮するために各評価項目の 2 乗和を算出し、これによってより均一的な SVR の動作回数で運用可能な電圧制御パラメータの選定を行う。なお、式(2.14)に示す基準電圧の探索範囲は、表 2-1 に示す最小不感帯幅である  $\pm 1.0\%$  ( $\pm 66\text{V}$ ) の電圧余裕を適正上下限值から持たせた電圧範囲とし、高低圧換算比率 60 で除した範囲である。

[目的関数]

$$F(\mathbf{x}) = \frac{V_{margin}(\mathbf{x})}{V_{base}^2} + \frac{Tap_{count}(\mathbf{x})}{Tap_{base}^2} + \omega \times V_{violation}(\mathbf{x}) \dots\dots\dots (2.7)$$

[電圧中心点からの最大電圧偏差]

$$V_{margin}(\mathbf{x}) = \sum_{t=t_0}^T m \alpha \left( \frac{V_{up} + V_{down}}{2} - v_{n,t}(\mathbf{x}) \right)^2 \dots\dots\dots (2.8)$$

[タップ動作回数]

$$Tap_{count}(\mathbf{x}) = \sum_{t=t_0}^T \sum_{k=1}^K tap_{k,t}(\mathbf{x})^2 \dots\dots\dots (2.9)$$

[電圧逸脱量]

$$V_{violation}(\mathbf{x}) = E_{up}(\mathbf{x}) + E_{down}(\mathbf{x}) \dots\dots\dots (2.10)$$

$$E_{up}(\mathbf{x}) = \sum_{t=t_0}^T \sum_{n=1}^N (v_{n,t}(\mathbf{x}) - V_{up})^2 \quad \text{if } v_{n,t}(\mathbf{x}) > V_{up} \dots\dots\dots (2.11)$$

$$E_{down}(\mathbf{x}) = \sum_{t=t_0}^T \sum_{n=1}^N (v_{n,t}(\mathbf{x}) - V_{down})^2 \quad \text{if } v_{n,t}(\mathbf{x}) < V_{down} \dots\dots\dots (2.12)$$

[状態変数]

$$\mathbf{x} = [V_{ref}^{(1)} \dots V_{ref}^{(K)} \quad \varepsilon^{(1)} \dots \varepsilon^{(K)} \quad AT^{(1)} \dots AT^{(K)}]^T \dots\dots\dots (2.13)$$

[探索範囲]

$$108 \leq V_{ref} \leq 111 [V] \text{ (0.2V 刻み)} \dots\dots\dots (2.14)$$

$$1.0 \leq \varepsilon \leq 2.5 [\%] \text{ (0.1\% 刻み)} \dots\dots\dots (2.15)$$

$$15 \leq AT \leq 180 [s] \text{ (15s 刻み)} \dots\dots\dots (2.16)$$

ただし、 $V_{base}$ : 高圧基準電圧 (6600V),  $Tap_{base}$ : 1日の1台のSVRのタップ動作回数の上  
 限值 (27回),  $\omega$ : ペナルティ係数 ( $= 10^7$ ),  $V_{up}, V_{down}$ : 適正電圧上下限值,  $T$ : 各時間断面  
 の探索上限値,  $N$ : ノードの総数,  $K$ : SVRの台数の総数,  $v_{n,t}$ : 時刻  $t$ におけるノード  $n$ の  
 電圧,  $t_0$ : 各時間断面における開始時刻,  $tap_{k,t}$ : 時刻  $t$ における  $SVR_k$ のタップ動作 (0/1),  
 である。

### 2.4.3 最適電圧制御パラメータの決定手法

#### (1) 電圧制御パラメータの探索方針

次世代 SVR1 台に対する電圧制御パラメータの組合せ総数は、式(2.14)―式(2.16)に示す  
 探索範囲より、 $16 \times 16 \times 13 = 3328$ 通りであり、次世代 SVR の設置台数  $K$ に伴いその組合  
 せ数は指数関数的に膨大する。また、電圧制御パラメータの更新周期を  $d$ 分とすると、1日  
 (1440分)に  $1440/d$ 回の電圧制御パラメータの更新が必要であり、すべての時間断面の  
 電圧制御パラメータを探索するには膨大な時間がかかることが想定される。そこで本研究  
 では、電圧制御パラメータの探索を2段階に分割し、探索能力の向上と探索時間の削減を  
 図る。具体的には不感帯の値に影響を及ぼす基準電圧  $V_{ref}$ と不感帯幅  $\varepsilon$ を、動作時限  $AT$ を  
 固定した上で算出し、その後、タップ動作回数に影響を与える  $AT$ の探索を行う。これによ  
 り組合せ数を  $(16+16)^K + 13^K$ に削減でき、探索所要時間の削減が可能である。

電圧制御パラメータ探索の分割を行った際の状態変数  $\mathbf{x}$ を以下に示す。

$$\mathbf{x}_1 = [V_{ref}^{(1)} \dots V_{ref}^{(K)} \quad \varepsilon^{(1)} \dots \varepsilon^{(K)}]^T \dots\dots\dots (2.17)$$

$$\mathbf{x}_2 = [AT^{(1)} \dots AT^{(K)}]^T \dots\dots\dots (2.18)$$

#### (2) 貪欲法を活用した電圧制御パラメータ探索手法の流れ

上述した電圧制御パラメータ探索の分割によって組合せ数を削減した場合においても、  
 次世代 SVR の設置台数  $K$ によっては電圧制御パラメータの組合せ数は依然として多いた  
 め、全数探索のような厳密解法では探索に膨大な時間を要することが予想される。このよ  
 うな組み合わせ最適化問題を解くための手法として、メタヒューリスティクス手法を活用  
 した電圧制御パラメータの決定手法も提案されているが<sup>[2-6]</sup>、設置される次世代 SVR の台  
 数や更新周期によって探索手法は複雑化し、複数台 SVR の電圧制御パラメータの最適化に

は膨大な時間を要する可能性がある。

そこで本研究では、貪欲法を用いた最適整定値探索手法を提案する。貪欲法は近傍探索において目的関数が改善される方向に解を更新することを繰り返す近似アルゴリズム<sup>[2-7]-[2-9]</sup>であり、近傍探索を繰り返すことにより、膨大な電圧制御パラメータの組合せの中から局所最適な電圧制御パラメータを高速に決定できるため、実用的な手法である。また、重み等の探索パラメータが不要なため、開閉器の状態遷移などの系統構成の変化に容易に対応できることも特徴である。

また、次世代 SVR が多段設置されている場合、配電系統の電圧逸脱量および次世代 SVR のタップ動作回数を削減するためには複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータを同時に決定することが望ましい。これは末端側の次世代 SVR が電源側の次世代 SVR のタップ動作の影響を受け、不必要なタップ動作が増加する可能性があるためであり各次世代 SVR 同士の通信・協調制御を想定していないためである。そこで本研究では、それぞれの次世代 SVR の近傍探索回数を 1 回に制限し、電源側の次世代 SVR から末端側の次世代 SVR に向けて順次電圧制御パラメータの探索を行う。そして、最末端の次世代 SVR の探索が完了したら電源側の次世代 SVR に戻り、近傍探索を繰り返すことで複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータの同時最適化を図る。また、動作時限の探索においては、太陽光発電の出力変動が激しい時間帯などの電圧逸脱を回避するために必要な場合以外は動作時限を短くすることのないように探索し、電源側の次世代 SVR が末端側の次世代 SVR よりも動作しやすくし、末端側の次世代 SVR の負担軽減、ならびにタップ動作回数の均平化を図る。

貪欲法をベースとした複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータ探索の流れを図 2-5-図 2-7 に示し、具体的な手順を以下に示す。

#### < $V_{ref}$ と $\varepsilon$ の探索 >

- Step 1. 図 2-5 に示すように、式(2.14)、式(2.15)に示した探索範囲において  $V_{ref}$  と  $\varepsilon$  を離散的に座標軸にとり、初期探索値（黒丸）を設定する。なお、動作時限  $AT$  は初期設定値を用いる。
- Step 2. 電源側の次世代 SVR において、初期探索値を中心とした近傍  $R^2$  個の電圧制御パラメータ候補を使用した際の目的関数値を比較し、目的関数値が最小となる電圧制御パラメータを暫定パラメータ（赤丸）とする。
- Step 3. 末端側の次世代 SVR に向かって順次 Step 2 を行う。ただし、次世代 SVR における電圧制御パラメータの移動は 1 回に限る。
- Step 4. 最末端の次世代 SVR の電圧制御パラメータの移動が完了したら電源側の次世代 SVR に戻り、暫定パラメータを中心とした近傍探索を行う。

Step 5. 目的関数値の改善がなくなり，中心の目的関数値が最小となるまで Step 3 – Step 4 を繰り返す（図 2-6 参照）。

Step 6. 中心の目的関数値が最小であり，かつ電圧逸脱が回避されている場合，もしくは探索回数が一定回数に達した場合は探索を終了し，暫定パラメータを探索時間断面の最適電圧制御パラメータと断定する。

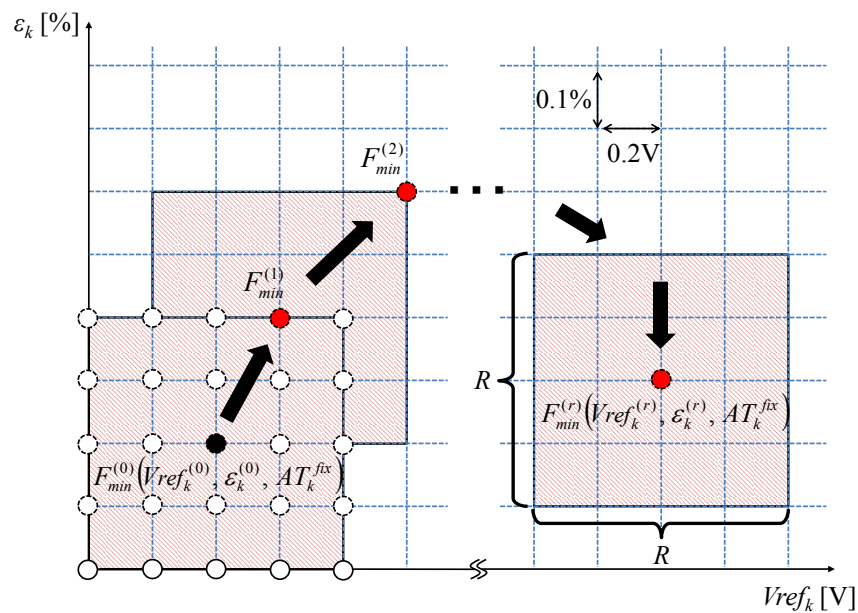


図 2-5 次世代 SVR の電圧制御パラメータ ( $Vref$ ,  $\epsilon$ ) の探索

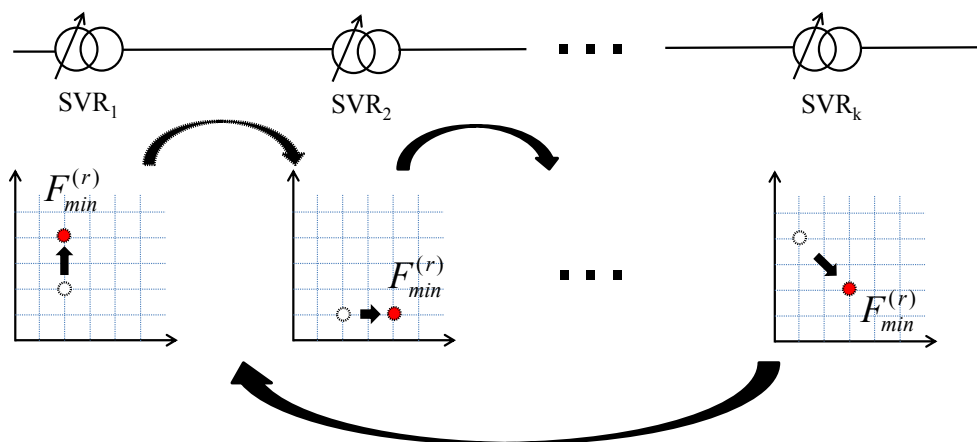


図 2-6 複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータ探索の流れ

<ATの探索>

- Step 7. 式(2.16)に示した探索範囲において，取りうる AT 候補を離散的に座標軸にとり，初期探索値を設定する。なお，基準電圧  $V_{ref}$ ，不感帯幅  $\varepsilon$  は Step 6 までの手順にて算出した値を用いる（図 2-7 参照）。
- Step 8. 電源側の次世代 SVR において，初期探索値（黒丸）を中心とした近傍  $R$  個の電圧制御パラメータ候補を使用した際の目的関数値を算出し，目的関数値が最小となる電圧制御パラメータを暫定パラメータ値（赤丸）とする。
- Step 9. 末端側次世代の SVR に向かって順次 Step 8 を行う。
- Step 10. 最末端の次世代 SVR の電圧制御パラメータ値の移動が完了したら電源側の次世代 SVR に戻り，暫定パラメータ値を中心とした近傍探索を行う。
- Step 11. 目的関数値の改善がなくなり，中心の目的関数値が最小となるまで（9）－（10）を繰り返す。
- Step 12. 中心の目的関数値が最小であり，かつ電圧逸脱が回避されている場合，もしくは探索回数が一定回数に達した場合は探索を終了し，暫定パラメータ値を探索時間断面の最適電圧制御パラメータと断定する。

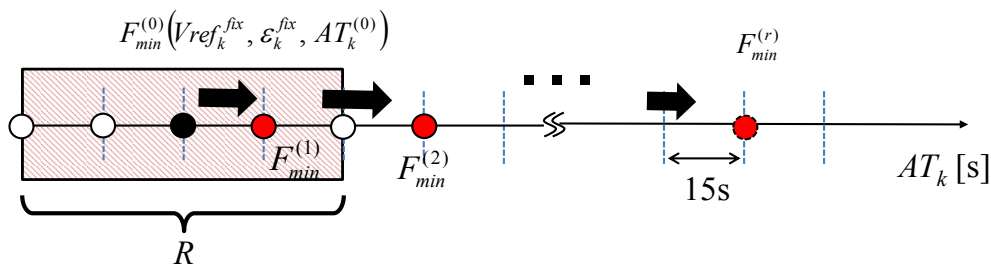


図 2-7 次世代 SVR の電圧制御パラメータ (AT) の探索

(3) 電圧逸脱を回避するための対策

貪欲法は局所的最適解に高速にたどり着くことができる反面、局所探索のため大域的最適解にたどりつく保証がなく、探索結果が初期探索値に依存して電圧逸脱を回避できない局所解に収束する可能性がある。本研究では、前の時間断面（更新周期）に算出した電圧制御パラメータを初期探索値に用いており、上記(2)の手順により決定した電圧制御パラメータでは電圧逸脱を回避できない可能性がある。そこで、一定回数の探索を終えた際に電圧逸脱を回避できないと判断した場合のみ、電圧制御パラメータの探索範囲の絞込みと移動を行い、大域的最適解を得られやすいような対策を講じる。探索範囲の絞込みには、式(2.19)～式(2.22)にて算出する探索時間断面ごとのSVR間の最大電圧降下値、最大電圧上昇値から、適正電圧範囲との電圧余裕量を考慮した範囲であり、基準電圧と不感帯幅の組合せを電圧制御パラメータ候補から除外した探索を実施する。なお、電圧逸脱が発生しない時間帯には、時間帯ごとの電圧制御パラメータの変動をなくすため、探索範囲の絞込みは行わないこととする。

[探索範囲の絞込み条件]

$$V_{down} + \Delta V_{T,k}^{drop} \leq V_{ref} - \varepsilon \times 6600 \dots \dots \dots (2.19)$$

$$V_{ref} + \varepsilon \times 6600 \leq V_{up} - \Delta V_{T,k}^{rise} \dots \dots \dots (2.20)$$

$$\Delta V_{T,k}^{drop} = \max_{t \in T} (v_{k,t} - v_{k+1,t}) \dots \dots \dots (2.21)$$

$$\Delta V_{T,k}^{rise} = \max_{t \in T} (v_{k+1,t} - v_{k,t}) \dots \dots \dots (2.22)$$

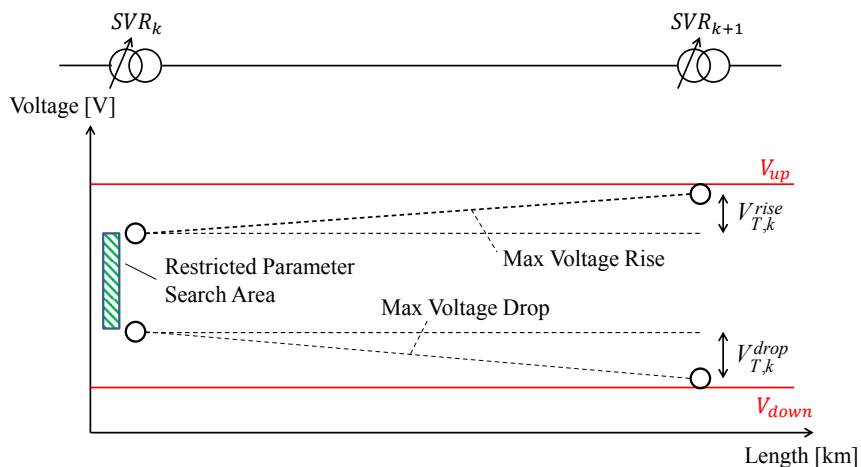
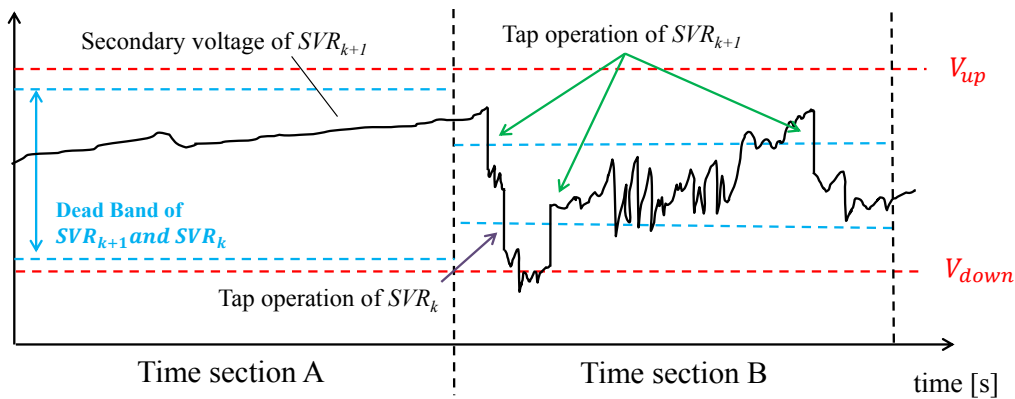


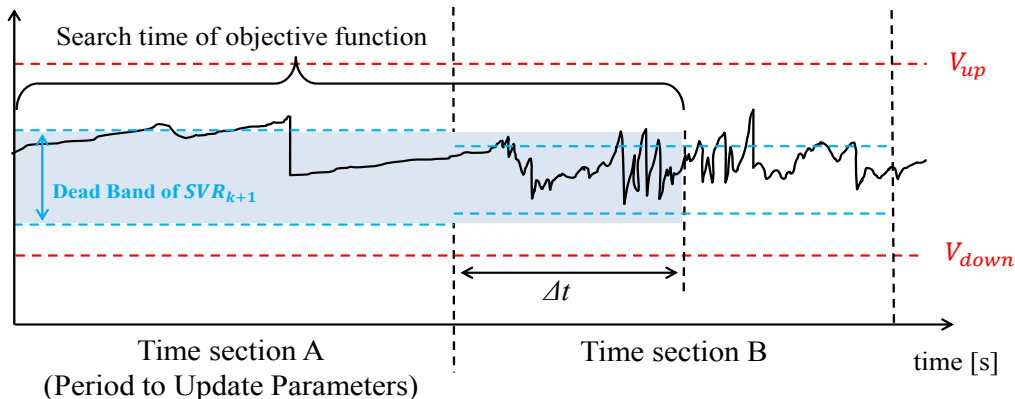
図 2-8 電圧制御パラメータの探索範囲の絞込み

(4) 目的関数の探索時間の決定

一般的に、電圧逸脱量の削減とタップ動作回数の削減はトレードオフの関係にあり、電圧逸脱量の削減のためにはタップ動作回数は増加する。そのため、式(2.7)に示す目的関数の最小化を行った場合には、太陽光発電の出力変動が少なく電圧逸脱があまり発生しない時間断面においてはタップ動作回数の削減を優先し、不感帯幅を広く、動作時限を長く設定する傾向となる。一方、太陽光発電の出力変動が頻繁に発生する時間断面においては電圧逸脱が発生する可能性が高いため、不感帯幅を狭く、動作時限を短く設定する傾向が強くなる。そのため、探索時間断面ごとに不感帯幅、動作時限の値が太陽光発電出力に依存して変動することが考えられ、図 2-9(a)に示すように電圧制御パラメータ更新時の急激な不感帯幅の狭小により、SVR のハンチング現象が発生し、不必要なタップ動作が増加するだけでなく、電圧逸脱を引き起こしてしまう可能性がある。そこで、提案手法では目的関数を算出する時間上限値  $T$  を更新周期より  $\Delta t$  だけ延長して電圧制御パラメータの探索を行うことにより、更新周期ごとに電圧制御パラメータが大幅に変動することを軽減させる(図 2-9(b)参照)。



(a) 電圧制御パラメータの更新による電圧逸脱の発生例



(b) 電圧制御パラメータの探索時間の延長による電圧逸脱の回避

図 2-9 電圧制御パラメータの探索時間の延長

## 2.5 数値シミュレーションによる提案する電圧管理手法の検証

### 2.5.1 実配電系統モデル

提案する次世代 SVR の電圧管理手法, および電圧制御パラメータ決定手法の有用性を検証するために, 図 2-10 に示す配電系統モデルにおいて提案手法と電圧制御パラメータが固定値で運用される従来手法を実装し, 電圧制御効果の比較を行う。配電系統には次世代 SVR が 4 台設置されており, 太陽光発電の導入量は 2030 年断面に想定される太陽光発電導入量を系統の負荷容量から算出した。使用する負荷電力および太陽光発電電力を図 2-11, 図 2-12 に示す。これらの値は実配電系統での実測値であり, 提案手法では負荷電力および太陽光発電電力が既知情報であることを前提にオフラインにて電圧制御パラメータを決定する。また, 数値シミュレーション条件を表 2-2 に示す。

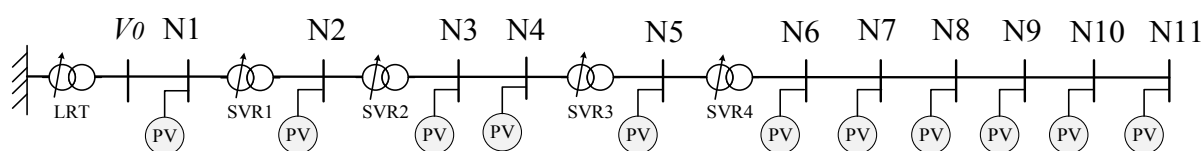


図 2-10 配電系統モデル

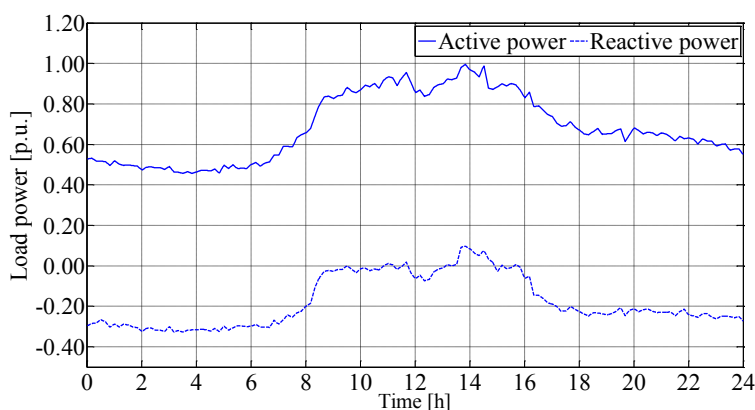


図 2-11 負荷電力

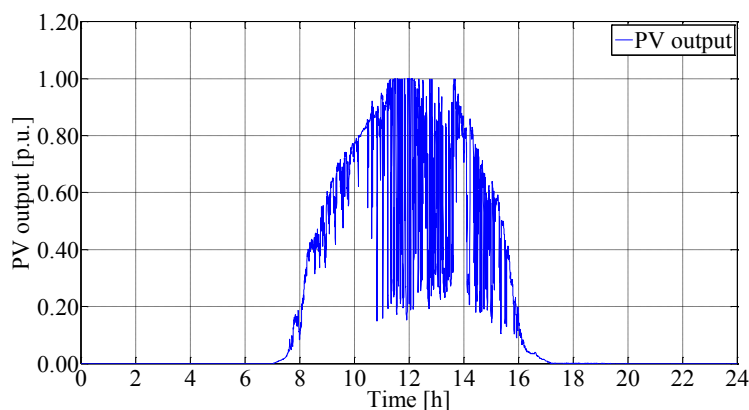


図 2-12 太陽光発電電力



表 2-2 配電系統条件

	項目	設定値
配電系統条件	総配電線路長	14.9 [km]
	負荷容量	3105 [kVA]
	太陽光発電	1170 [kVA]
	最大電流	294 [A]
	最大電圧降下	703 [V]
	適正電圧範囲 (柱上変圧器 6600/105V タップ)	$6411 \leq V \leq 6725$ [V] (低圧換算 : $102 \leq V \leq 107$ [V])

### 2.5.2 電圧制御パラメータの探索領域 $R$ , 更新周期 $P$ , 探索時間 $T$ の評価

提案する貪欲法を活用した電圧制御パラメータの決定手法では、電圧制御パラメータの探索領域  $R$  を大きくすると大域解を得られやすくなる一方で探索に膨大な時間を必要とし、更新周期  $P$ , 探索時間  $T$  の値によっても探索結果が異なる。そこで、電圧制御パラメータの探索領域  $R$ , 更新周期  $P$ , および探索時間  $T$  を探索パラメータとして、得られた太陽光発電の実測値のうち、最も出力変動が激しく電圧制御が困難となる 1 日において電圧制御結果を比較し、適切な探索領域  $R$ , 更新周期  $P$ , および探索時間  $T$  を決定する。

表 2-3 に、探索領域  $R$ , 更新周期  $P$ , 探索時間  $T$  と電圧制御効果の関係を示す。本シミュレーションでは、総電圧逸脱量とタップ動作回数の観点から評価を実施しており、式 (2.16) より動作時限の候補が 13 個であることから、探索領域は最大でも約半数の  $R=7$  までとした。また、探索時間  $T$  に関しては、更新周期  $P$  からの探索延長時間  $\Delta t$  を 5 分に固定して評価を行っている。表 2-3 の結果から、探索領域  $R$  を大きくするにつれて電圧逸脱量が削減できており、探索時間  $T$  を大きくするにつれてタップ動作回数が削減できていることが読み取れる。また、図 2-10 に示す実配電系統では Case 4 (探索領域  $R=5$ , 更新周期  $P=10$ , 探索時間  $T=15$ ) にて最良の電圧制御効果が得られており、これらの値を次項の数値シミュレーションで用いることとする。

表 2-3 探索領域  $R$ , 更新周期  $P$ , および探索時間  $T$  と電圧制御結果の関係<sup>[2-10]</sup>

	探索領域 $R$	探索時間 $T$ ( $\Delta t = 5$ )	総電圧逸脱量 [V·s]	タップ動作回数
Case 1	3	10 ( $P = 5$ )	1647.11	93
Case 2	3	15 ( $P = 10$ )	270.70	77
Case 3	5	10 ( $P = 5$ )	6.86	93
Case 4	5	15 ( $P = 10$ )	0	75
Case 5	7	10 ( $P = 5$ )	0	105
Case 6	7	15 ( $P = 10$ )	0	99

## 2.5.3 複数日における提案手法の検証

2.5.2 項にて算出した電圧制御パラメータの探索領域  $R$ ，更新周期  $P$ ，および探索時間  $T$  を活用し，実測した年間の太陽光発電データの中から抽出した曇天日 60 日において，図 2-10 に示す配電システムモデルに従来手法と提案手法を実装し，電圧逸脱発生日数および平均タップ動作回数の比較を行う。なお，本研究では実高圧配電システムの電圧計測周期が 2 分であることから，電圧 2 分平均値により電圧逸脱判定を実施しており，従来手法の電圧制御パラメータは，表 2-4 に示す通りである<sup>[2-3]</sup>。

表 2-4 従来手法と提案手法におけるパラメータ設定と条件

	項目	設定値
	評価期間	60 [日]
提案手法での 探索パラメータ	探索領域 $R$	5
	更新周期 $P$	10 [min]
	探索時間 $T$	15 [min] ( $\Delta t = 5$ [min])
従来手法での 電圧制御パラメータ	基準電圧 $V_{ref}$	110.9 [V]
	不感帯幅 $\varepsilon$	$\pm 1.0$ [%]
	動作時限 $AT$	$15 \times k$ [s] ( $k = 1, 2, \dots, 4$ )

図 2-13 に 1 日の電圧制御結果例を示し，図 2-14 に電源側および最末端の次世代 SVR のタップ動作を示す。また，表 2-5 に評価期間 60 日間における各手法を用いた際の電圧逸脱発生日数，平均タップ動作回数，最大タップ動作回数，1 日の最大電圧逸脱量，および逸脱積分量を示す。これらの結果からわかるように，整定値を 1 日固定で運用する従来手法の場合には，60 日の評価期間のうち 24 日において電圧逸脱が発生した。従来手法では電圧降下のみを想定した電圧制御パラメータが採用されており，太陽光発電の出力変動に伴う電圧変動に対応できないこと，また，電圧変動が激しく電圧逸脱が発生しやすい末端側の次世代 SVR の動作時限が 60 秒（初期値）と長く，電圧逸脱が発生した際にすぐにタップ動作を行えないことが理由として挙げられる。一方で，整定値の不感帯幅は常に最小値の  $\pm 1.0\%$  に設定されており，太陽光発電の出力変動によらずタップ動作が起こりやすい状態となっているため，末端側の次世代 SVR ほどタップ動作回数が増加し，SVR 間でのばらつきが見られた。一方，提案手法を用いた場合には，太陽光発電の出力変動に対応した電圧制御パラメータを決定することができるため，評価期間である 60 日全ての電圧逸脱を防止することができている。また，図 2-13(b)より，電圧分布は適正電圧上下限值からの電圧裕度を高められており，想定した以上の太陽光発電の出力変動が発生した場合においても電圧逸脱量を出来る限り最小化できると考えられる。タップ動作回数については，

平均タップ動作回数では 80 回から 68 回へと、1 日の最大タップ動作回数では 131 回から 72 回へと、従来手法と比較して大幅な削減が可能であり、とりわけ、末端側の次世代 SVR のタップ動作回数の削減効果が高い。表 2-5 より、末端側の次世代 SVR<sub>4</sub> において最大タップ動作回数では約 70%、1 日平均では 37.5% の削減が可能であることを確認した。また、従来手法では、1 台の次世代 SVR の最大タップ動作回数が 50 回であり、1 日のタップ動作回数の目標上限値 (27 回) を大きく超過しており、摩耗劣化による機器の短寿命化が懸念されるが、提案手法では最大でも 24 回であり、目標上限値を超過するケースは見受けられなかった。さらに、従来手法では顕著に現れていたタップ動作回数の偏りも提案手法を用いることで改善され、4 台の次世代 SVR のタップ動作回数が均平化できていることも合わせて確認できた。これらの結果は図 2-14 から読み取れ、従来手法では日中の時間帯に電源側の次世代 SVR<sub>1</sub> があまり動作せず、末端側の次世代 SVR<sub>4</sub> のタップ動作が極端に多くなっているが、提案手法では電源側の次世代 SVR<sub>1</sub> が動作することで末端側の次世代 SVR<sub>4</sub> のタップ動作回数の軽減が可能となっている。

ここで、提案手法を用いた際の最末端の次世代 SVR<sub>4</sub> の電圧制御パラメータの更新結果を図 2-15 に示す。図 2-15 から、太陽光発電の出力変動が激しくない朝方と夜方の時間帯の不感帯幅が広く、動作時限を長く設定しており、タップ動作回数の軽減を図るような電圧制御パラメータの更新を行っていることが見て取れる。また、日中の時間帯には、太陽光発電の出力変動と電源側の次世代 SVR のタップ動作の影響を受け、次世代 SVR<sub>4</sub> の 2 次側電圧が大きく変動し、不感帯幅は狭くなり、動作時限が短くなる傾向が見て取れる。日中の時間帯の動作時限は、従来手法の 60 秒より短く設定されている時間帯が多く、電圧逸脱量の削減のためにはタップ動作が必要であるということの意味している。一方、電圧変動が激しい時間帯においても不感帯幅を広く、動作時限を長く設定している時間帯も存在しており、タップ動作が極力行われぬように電圧制御パラメータの更新を行っていると言える。

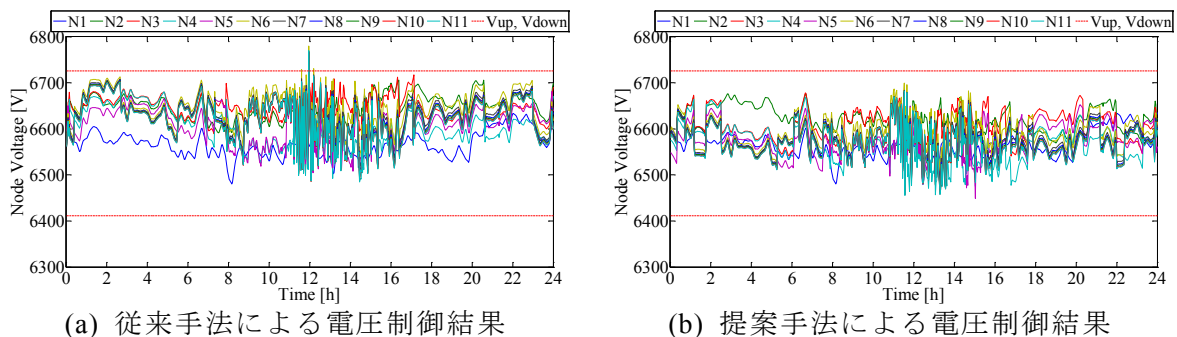


図 2-13 1 日の電圧制御結果例

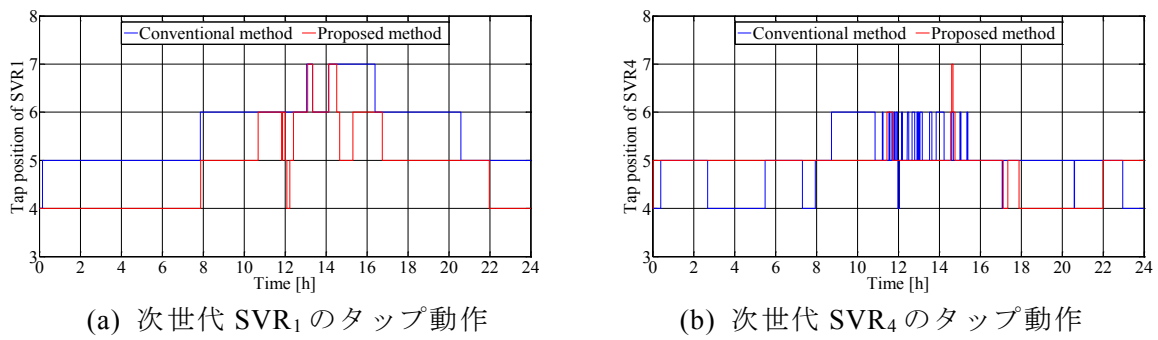


図 2-14 電源側と最末端の次世代 SVR のタップ動作

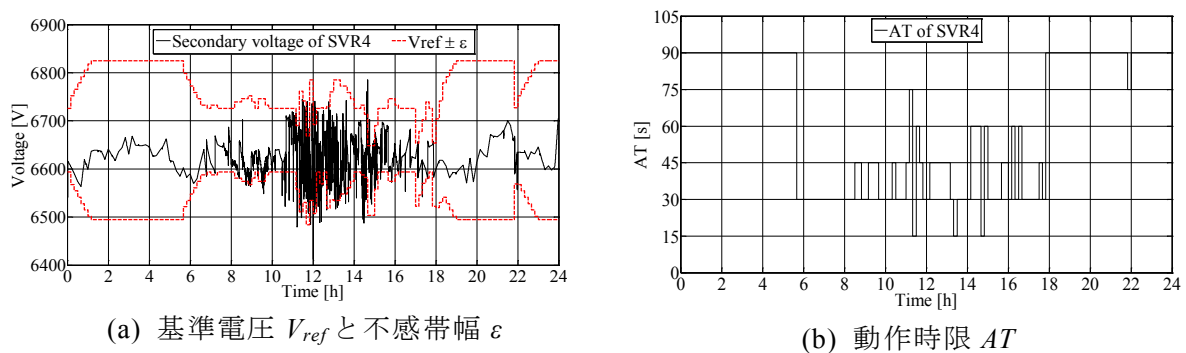


図 2-15 次世代 SVR 電圧制御パラメータの動的更新結果

表 2-5 60 日間の電圧制御結果

	電圧逸脱 発生日数	平均タップ動作回数	最大タップ動作回数	最大電圧 逸脱積分量	最大電圧 逸脱量
従来 手法	24	80 SVR <sub>1</sub> :7 SVR <sub>2</sub> :16 SVR <sub>3</sub> :25 SVR <sub>4</sub> :32	131 SVR <sub>1</sub> :9 SVR <sub>2</sub> :30 SVR <sub>3</sub> :42 SVR <sub>4</sub> :50	275.9 [V·2min]	54.5 [V]
提案 手法	0	68 SVR <sub>1</sub> :13 SVR <sub>2</sub> :18 SVR <sub>3</sub> :17 SVR <sub>4</sub> :20	72 SVR <sub>1</sub> :9 SVR <sub>2</sub> :24 SVR <sub>3</sub> :15 SVR <sub>4</sub> :15	0.00 [V·2min]	0.00 [V]

以上より、提案手法を用いた場合に全ての評価項目において従来手法からの改善が見られ、提案手法の有用性が確認できた。

## 2.6 配電系統制御シミュレーターによる実験的検証

本節では、早稲田大学内に構築した配電系統制御シミュレーターANSWER（Active Network Simulator With Energy Resources）により、提案手法の有効性を検証する。

### 2.6.1 配電系統制御シミュレーターANSWERの実験条件

#### (1) 配電系統制御シミュレーターANSWER

図 2-16 に配電系統制御シミュレーターANSWERの外観を示す。ANSWERは、配電用変圧器から引き出された6.6kV三相3線式高圧配電線を200V三相3線式（非接地）にて縮小模擬した実験設備であり、電源環境シミュレータ（送出し電圧装置）、負荷・太陽光発電模擬装置（三相・単相インバータ装置）、高圧・低圧配電線路模擬装置、電圧制御機器（LRT・SVR）、リアルタイム計測・プログラム制御用ツール（dSPACE, MATLAB/Simulink）、計測・監視・コントロール用PCにて構成される。各配電線路模擬装置には電圧・電流センサが内蔵されており、dSPACEを介してPC上への表示が可能であり、データ形式での保存も可能である。また、負荷・太陽光発電模擬装置へはdSPACEを介した出力指令、電圧制御装置（LRT・SVR）へはMATLAB/Simulinkを用いた電圧制御ロジックの実装、ならびにタップ制御指令が可能となっており、これらの機器を自由に組み合わせることにより、配電系統構成、太陽光発電の導入率や発電電力波形などの設定を自由に行うことができる。

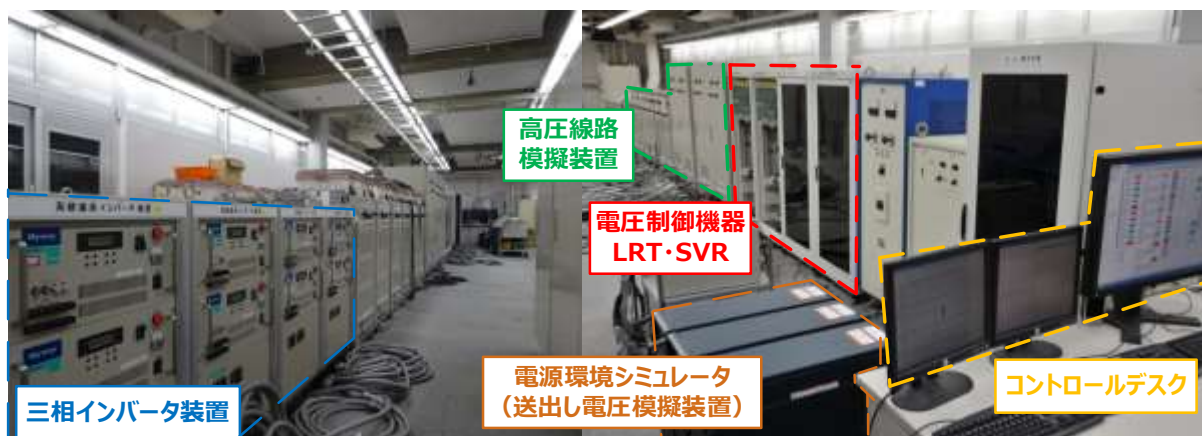


図 2-16 ANSWERの外観

(2) 実験条件

本研究では、これらの実験装置を組合せて数値シミュレーションに用いたのと同じ配電システムモデルを模擬し、電気的実験により提案する電圧管理手法の有効性を検証する。図 2-17 に ANSWER にて構築した実験システムモデルを示し、表 2-6 に実験システム構成を示す。2.5 節では、タップ幅 75V の次世代 SVR を前提とした数値シミュレーションを行ってきたが、ANSWER にて模擬する SVR のタップ幅が機器的制約により 100V であるため、本実験システムでは次世代 SVR の設置箇所を文献[2-3]の設置基準に従い決定している。また、ANSWER での実験システムでは、高圧・低圧配電線路模擬装置と負荷・太陽光発電模擬装置の台数制約から、図 2-10 の数値シミュレーションモデルの末端負荷 (N9-N11) を縮約し、ノード数の削減を行っている。高圧配電線路模擬装置の公称線路インピーダンスが  $0.40+j0.49$  [ $\Omega/\text{km}$ ] であり、これらの値も実配電システムとは異なるため、配電線路長を調整することにより、各ノード間の電圧降下値、および配電システム全体での電圧降下値を数値シミュレーションにおける電圧降下値と等しくなるように設定した。そのため、配電線路模擬装置同士の三相電線路での接続を考慮し、表 2-6 において線路長 0.0 km となる区間が存在している。

ANSWER での解析時間は 5760 秒に設定し、一日 24 時間の負荷電力・太陽光発電電力を 5760 秒 (15 倍速) に短縮模擬した。図 2-18 に ANSWER にて模擬した負荷電力・太陽光発電電力の例、および送出し電圧変動を示す。電圧制御実験時では、負荷電力と太陽光発電電力の合成電力を 5760/15 秒 (解析時間 5760 秒を 15 分割) ごとに負荷・太陽光発電模擬装置へ PQ 指令値として与えており、実験システム全体の負荷容量・太陽光発電容量を図 2-17 に示す比率で各ノードに分配している。なお、各 PQ 指令値間は線形補完された連続値として取り扱われる。

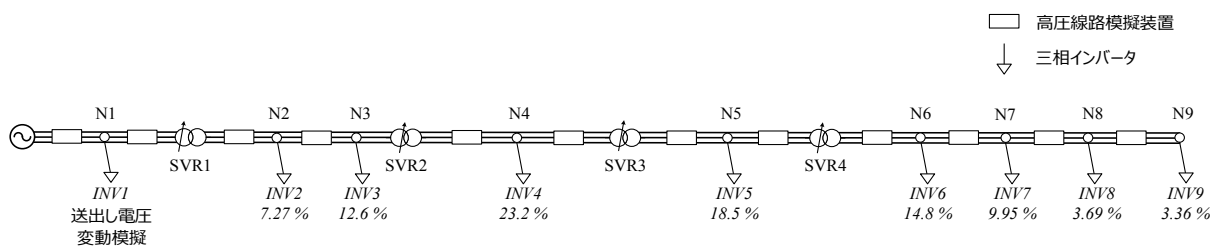


図 2-17 ANSWER 実験システムモデル

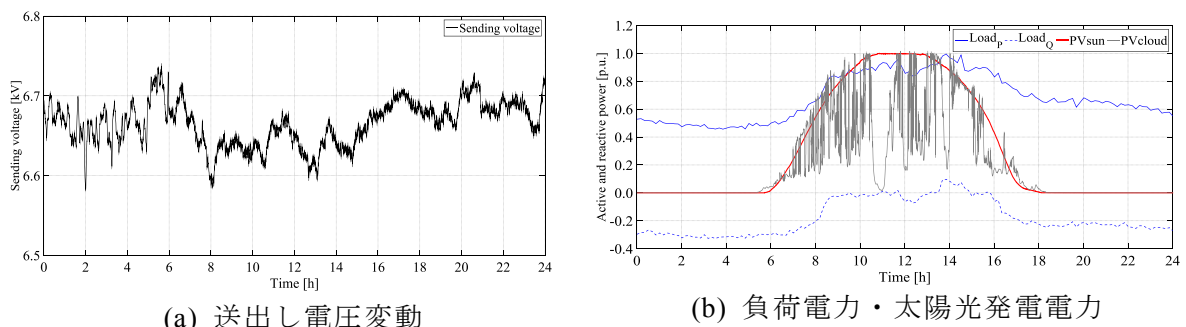


図 2-18 送出し電圧変動および負荷電力・太陽光発電電力

表 2-6 実験系統構成

実験条件	実験時間	5760 [s]
配電系統情報	負荷容量	3105 [kVA]
	太陽光発電	1170 [kVA]
	最大電流	290 [A]
	最大電圧降下	728 [V]
線路長	N1 - SVR1	0.4 [km]
	SVR1 - N2	0.2 [km]
	N2 - N3	0.0 [km]
	N3 - SVR2	0.2 [km]
	SVR2 - N4	0.2 [km]
	N4 - SVR3	0.1 [km]
	SVR3 - N5	0.4 [km]
	N5 - SVR4	0.3 [km]
	SVR4 - N6	0.2 [km]
	N6 - N7	0.4 [km]
	N7 - N8	0.4 [km]
	N8 - N9	0.0 [km]
電圧制御機器 (SVR) 仕様	基準容量	40 [kVA]
	タップ幅	100 [V]
	タップ級数	9 [段]
負荷・太陽光発電 模擬装置	三相インバータ定格容量	9 [kVA]



## 2.6.2 実験結果

提案する電圧管理手法の有効性を検証するため、図 2-18(b)に示す(i) 晴天時、(ii) 曇天時、の2通りの太陽光発電の発電電力にて、電圧制御パラメータを固定して運用する従来手法との比較を行った。なお、本電圧制御実験では、電圧制御パラメータの更新周期を15分と設定し、電圧分布は ANSWER 実験で得られた 200V 系統電圧値を 6600V 系統電圧値に換算 (33 倍) した値である。

### (1-i) 晴天時における電圧制御結果

図 2-19, および図 2-20 に晴天時における電圧制御結果と電源側と末端側の次世代 SVR のタップ動作を示す。配電系統制御シミュレーター ANSWER を用いた電気の実験では、提案手法を用いた場合においても電圧逸脱を回避することができなかった。しかしながら、従来手法と比較して適正電圧範囲からの電圧余裕度が高められており、4 台の多段設置された次世代 SVR にて起きたハンチング現象の結果とみられる急峻な電圧変動も軽減できている。加えて、図 2-20 からわかるように、末端側の次世代 SVR では、従来手法では発生している朝方の不必要なタップ動作も提案手法では回避できており、電源側・末端側の次世代 SVR のタップ動作回数の大幅な削減が可能であることが確認できた。

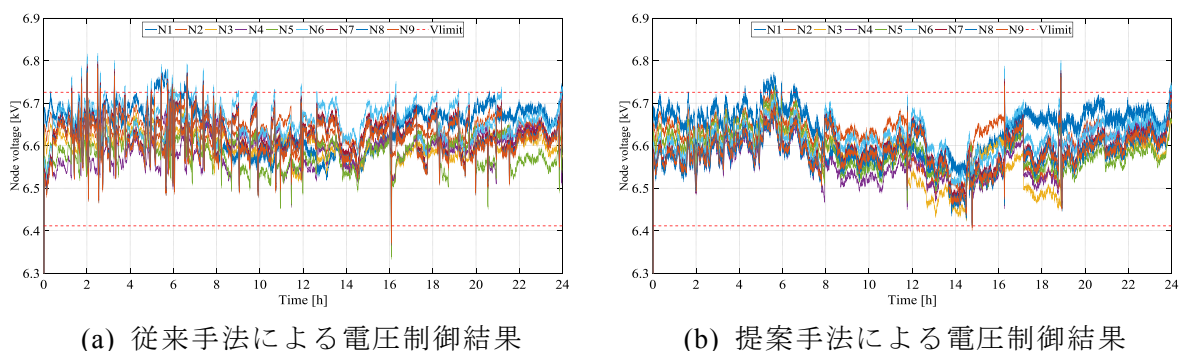


図 2-19 晴天時における ANSWER 実験での電圧制御結果

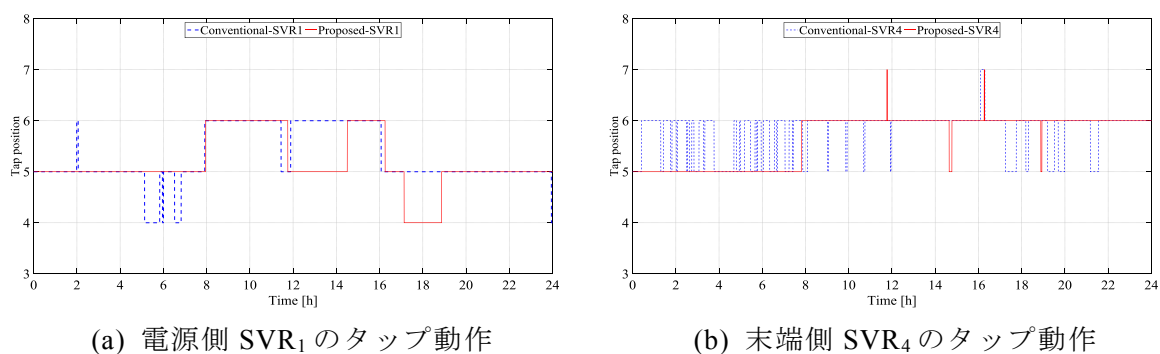


図 2-20 晴天時における ANSWER 実験でのタップ動作の比較



## (1-ii) 曇天時における電圧制御結果

図 2-21, および図 2-22 に曇天時における電圧制御結果と電源側と末端側の次世代 SVR のタップ動作を示す。晴天時と同様に, 提案手法を用いた場合においても適正電圧範囲からの電圧逸脱を完全に防止することは難しく, 太陽光発電の出力変動が激しい日中の時間帯には電圧逸脱が見られた。しかし, その電圧逸脱量は従来手法と比較してかなり小さく, タップ動作回数に関しても図 2-22 からわかるように, 日中の電圧変動が激しい時間帯以外では極力タップ動作を抑えられており, 各次世代 SVR のタップ動作回数的大幅な削減が可能であった。

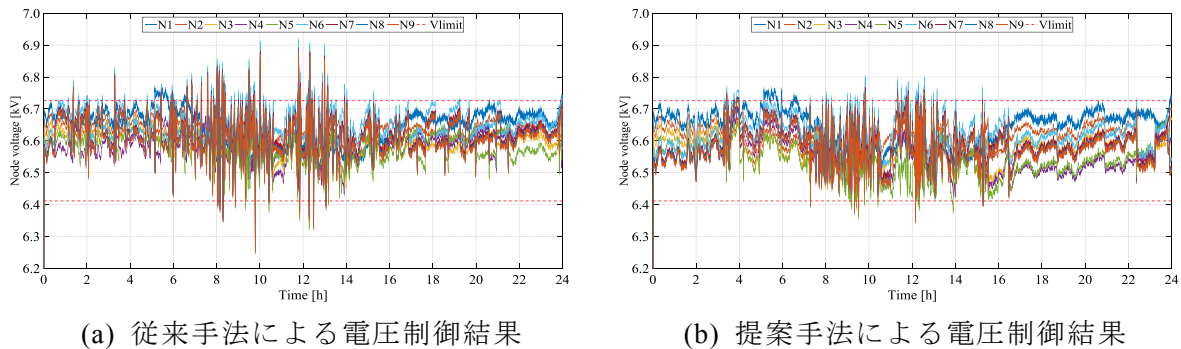


図 2-21 曇天時における ANSWER 実験での電圧制御結果

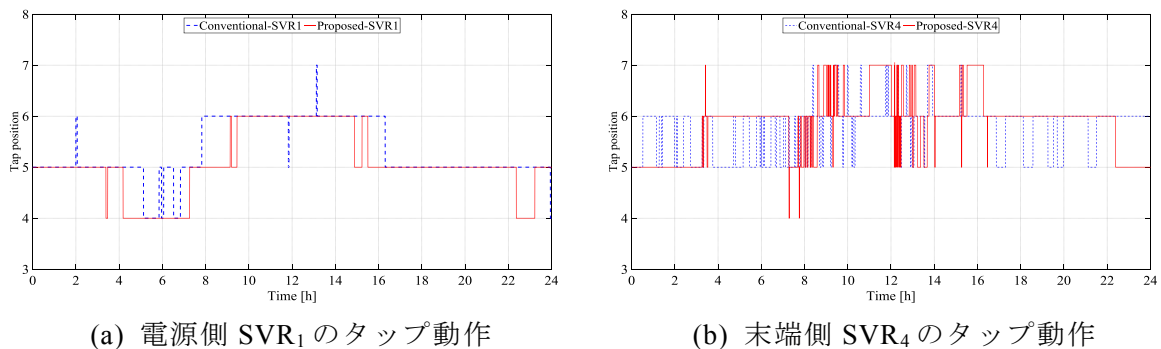


図 2-22 曇天時における ANSWER 実験でのタップ動作の比較

上記, (1-i), (1-ii)の実験結果を表 2-7 に示す。ANSWER を用いた電気的実験では, 提案手法を用いた場合にも電圧逸脱を防止することはできなかった。この原因としては, ANSWER の線路模擬装置の実インピーダンスが公称値 ( $0.40+j0.49$ ) と異なり, 想定した電圧降下値と実際の電圧降下値にずれが生じたこと, また, それに伴い電圧制御パラメータ決定時のタップ値と実際のタップ値とが異なり, 電圧制御パラメータの更新時にタップ動作が生じてしまったことなどが挙げられる。また, 解析時間を 5760 秒に短縮模擬 (15 倍速) しているため, 動作時限も 15 倍速になり, 電圧制御パラメータの更新時のタップ値のずれ等の影響が反映しやすかったことも原因と考えられる。

しかしながら、従来手法と比較した場合には、晴天時には電圧逸脱量を約 72%、タップ動作回数を約 69%削減でき、曇天時には電圧逸脱量を約 79%、タップ動作回数を約 26%削減できており、電圧逸脱量、およびタップ動作回数のどちらにおいても大幅な削減を確認できた。

以上より、ANSWER を用いた実験検証においても電力の安定供給、ならびに電圧制御機器の長寿命化が期待できる結果が得られており、提案手法の有効性を確認した。

表 2-7 ANSWER を用いた電気的実験結果のまとめ

	電圧制御方式	評価項目	
		電圧逸脱量 [kV・s]	タップ動作回数
太陽光発電 晴天時	従来手法	12.3	67 SVR <sub>1</sub> :4 SVR <sub>2</sub> :18 SVR <sub>3</sub> :19 SVR <sub>4</sub> :26
	提案手法	3.29	21 SVR <sub>1</sub> :6 SVR <sub>2</sub> :3 SVR <sub>3</sub> :3 SVR <sub>4</sub> :9
太陽光発電 曇天時	従来手法	41.6	191 SVR <sub>1</sub> :10 SVR <sub>2</sub> :35 SVR <sub>3</sub> :68 SVR <sub>4</sub> :78
	提案手法	8.53	141 SVR <sub>1</sub> :4 SVR <sub>2</sub> :22 SVR <sub>3</sub> :47 SVR <sub>4</sub> :68

## 2.7 本章のまとめ

本章では、複数台の電圧制御機器が同一配電線内に多段設置された配電系統における電圧管理手法を提案した。提案する電圧管理手法は、開発・導入が進められている次世代電圧制御機器（次世代 SVR）の遠隔整定機能を活用し、電圧制御機器の電圧制御パラメータを一定周期で動的更新するものであり、本研究では電圧制御パラメータの決定手法も提案している。また、実配電系統を模擬した配電系統モデルにおいて、数値シミュレーション、ならびに配電系統制御シミュレーターANSWER を活用した電気的実験を実施し、電圧逸脱量、タップ動作回数などの観点から提案手法の有用性を評価した。以下に、本章の内容をまとめ、想定される今後の課題を述べる。

2.2 節では、複数台の電圧制御機器が同一配電線に多段設置された際の電圧管理の困難性を述べるとともに、タップ動作回数の削減・均平化などの電圧制御機器の長寿命化が望まれていることを述べた。

2.3 節では、次世代 SVR の仕様と電圧制御方式を述べ、従来 SVR との比較を行った。次世代 SVR の特徴としては、従来 SVR よりもタップ幅が細かく、タップ動作時限も短いことから高速なタップ動作が可能であり、太陽光発電の出力変動に伴う電圧変動にきめ細やかに対応できることである。

2.4 節では、複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータの同時決定手法を提案し、電圧制御パラメータ決定問題の定式化を行った。動的更新する最適電圧制御パラメータを決定するにあたり、提案する電圧制御パラメータ決定手法では、まず、(1) 探索する電圧制御パラメータの分割、(2) 貪欲法をベースとした探索手法を説明し、次に、電圧逸脱を回避するための対策、ならびに局所解に陥ることの防止を目的とした (3) 最大電圧降下・上昇値に基づく探索範囲の絞込み、(4) 探索時間範囲の延長、の対策を説明した。

2.5 節では、実配電系統モデルを用いた数値シミュレーションを実施し、電圧制御パラメータの更新周期の決定を行うとともに、年間の太陽光発電データの中から抽出した曇天日 60 日分の発電波形を活用し、提案する電圧管理手法の妥当性を検証した。60 日間に及ぶ数値シミュレーション結果より、電圧逸脱量、1 日の平均タップ動作回数を削減できるだけでなく、複数台の次世代 SVR のタップ動作回数の均平化も行えることを確認し、提案手法により十分な電圧制御効果を得られ、次世代 SVR の長寿命化にも期待できることを確認した。

2.6 節では、早稲田大学内に構築した配電系統制御シミュレーターANSWER を活用した電気的実験を実施し、提案する電圧管理手法の定性的な評価を行った。ANSWER による実験検証では、実験解析時間や配電線路模擬装置のインピーダンスが公称値と異なるなどの原因から、提案手法を活用しても適正電圧範囲からの電圧逸脱を完全に防止することは困難であったが、従来手法と比較してその電圧逸脱量は小さく、電圧制御機器のタップ動作回数を大幅に低減できることを確認した。

一方、本研究では、負荷電力・太陽光発電電力が既知であることを前提とした検証を行っている。そのため、提案手法を実運用にて活用する際には、負荷電力・太陽光発電電力を予測する必要があり、予測誤差が大きくなる場合には適切な電圧制御パラメータを選択することができない可能性があるため、予測精度と電圧制御パラメータとの関係性を定量的に評価する必要がある。一方で、提案手法により電圧制御パラメータの決定に要する時間の削減が可能であり、数値シミュレーション結果より、探索所要時間が最大30分であったことから、提案手法を実運用に適用する際には、対象とする時間断面の30分前に予測値を取得すればよいと言える。近年の予測手法では、予測モデルの入力値として気象データ等を活用する手法が多いため、提案手法によって探索時間の削減分だけ最新の気象データ等を予測時に入力データとして活用でき、予測精度向上が期待できる。

今後の課題としては、負荷電力・太陽光発電電力の予測誤差や太陽光発電の出力変動パターンが電圧制御に与える影響の評価に加え、年間シミュレーションを通じ、予測値の取得タイミングなどの実運用に向けた検討が必要である。

## 参考文献

- [2-1] 平井崇夫, 藤原信行, “分散型電源導入拡大に伴う諸課題,” 電気学会誌, vol. 125, no. 3, pp. 149–152, 2005.
- [2-2] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, “Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, Jul. 2008.
- [2-3] 佐々木俊介, 重藤貴也, “次世代SVRの設置基準および仕様に関する検討,” in 電気設備学会 全国大会, 2012, pp. 1–2.
- [2-4] 岡田有功, 高崎昌洋, “配電系統電圧調整機器の適用性評価 -太陽光発電大量導入時における電圧制御機能と適用可能性-,” R10039, 2011.
- [2-5] 一般社団法人電気学会 (2013) “30編 配電,” in 電気工学ハンドブック(第7版), pp. 1537–1601.
- [2-6] 仲成規, 藤根栄, 元治崇, 由良俊樹, 高山信一, 福山良和, “分散電源の連系を考慮した電圧制御機器の最適整定の検討,” 電気学会論文誌B, vol. 120, no. 12, pp. 1558–1565, 2000.
- [2-7] T. H. Cormen, C. E. Leiserson, R. L. Rivest, and C. Stein. (2009) "Greedy Algorithms," in *Introduction to Algorithms*, third edition, pp. 414-450.
- [2-8] J. Edmonds, “Matroids and the greedy algorithm,” *Math. Program.*, vol. 1, no. 19 71, pp. 127–136, 1971.
- [2-9] D. A. Huffman, “A Method for the Construction of Minimum-Redundancy Codes,” *Proc. IRE*, vol. 40, no. 9, pp. 1098–1001, 1952.
- [2-10] 山本祐也, 芳澤信哉, 林泰弘, 佐々木俊介, 重藤貴也, 野村英生, “次世代SVRのパラメータ更新による配電系統の電圧制御最適化の基礎検討,” in 電気学会研究会資料. PSE, 電力系統技術研究会, 2014, no. 1, pp. 2–7.

## 第3章 バンク事故復旧に対応した電圧制御機器の 協調電圧管理手法

### 3.1 本章の概要

配電系統事故復旧時の電圧管理では、配電自動化システムによる自動区分開閉器の遠隔操作、系統構成の切替を踏まえ、面的に広がる配電系統に存在する多数の需要家に対してできるだけ早く電力の安定供給を行う必要がある。配電系統事故復旧時には、これまでの電圧管理で重要視されてきた電圧逸脱量の削減だけでなく、電圧逸脱の生じる需要家数を削減することが重要であり、多目的な電圧制御手法が求められる。また、事故復旧の影響を他の健全な配電線に波及させることは防止しなければならない。しかしながら、これまで健全時から配電系統事故復旧時にまで対応する電圧制御手法は提案されておらず、また、配電系統事故復旧時における検証も十分になされていない。

そこで本章では、配電系統事故として最も電圧管理が困難となるバンク事故を想定し、健全時とバンク事故復旧時に対応した電圧制御機器の集中型電圧制御手法を提案する。提案手法は、バンク事故発生時の電圧逸脱量を増加させない制約の下、電圧制御指標に電圧逸脱需要家数を取り入れることで、配電系統の電圧逸脱量と電圧逸脱需要家数の双方を削減可能とする多目的な電圧制御手法である。ここでは、配電系統モデル上にて健全時からバンク事故復旧時への系統切替を踏まえた数値シミュレーションを実施し、提案手法の妥当性を評価する。健全時においては、提案する電圧制御手法と現行の LDC 方式との比較を行い、また、バンク事故復旧時においては、これまで提案されてきた電圧逸脱量の削減のみを目的とする電圧制御手法との比較を行う。その際、重負荷・軽負荷といった季節による負荷電力の変化、太陽光発電の導入率、晴天・曇天の出力プロファイルの様々な条件にて比較を行い、提案手法の有効性を検証する。

## 3.2 配電系統事故時における電圧管理の課題

### 3.2.1 高圧配電線事故の発生件数と原因

配電系統を含む電力系統では、電力会社ごとに保安規程を定めて巡視・点検・検査の保安管理<sup>[3-1]</sup>を行うとともに、送配電系統利用に関するルール<sup>[3-2]</sup>などにより、供給設備の事故、その復旧の実態を十分勘案した対策にて供給信頼度の確保を図っており、故障の未然防止と拡大防止を行えるように対策を講じている。また、万一の事故が起こった際にも、保護リレー等の電力設備による事故の波及防止、停電区間の極限化が図られており、迅速な故障復旧を行えるような系統計画・運用を行っている。しかしながら、電力設備の経年劣化や風雨・水害、雷、氷雪、地震などの自然現象の影響もあり、配電系統事故件数はなくすことは不可能である。

表 3-1 に電気保安統計<sup>[3-3]</sup>にて調査された電力系統の電気事業者電気事故件数の推移を示す。表 3-1 から、平成 25 年度に発生した電気事故件数は 13,246 件であり、その 90%以上が高圧配電線路における事故であり、高圧配電線路での電気事故件数が非常に多いことがわかる。また、表 3-2 に平成 25 年度の一般電気事業者の高圧架空配電線路における供給支障事故件数を示す。これらの統計結果から、平成 25 年度における供給支障事故に関しても大半を占めるのは高圧架空配電線路での事故であり、そのほとんどが電気工作物の損壊による事故であることがわかる。

表 3-1 電気事業者電気事故件数の推移

事故個所		年度					
		H20	H21	H22	H23	H24	H25
変電所		65	58	162	121	87	79
高圧配電線路	架空	8,118	8,558	11,013	11,498	13,590	11,932
	地中	212	272	239	209	248	199
	計	8,330	8,830	11,252	11,707	13,838	12,131
低圧配電線路		6	1	4	5	2	-
需要設備		4	14	20	11	11	7
合計 (電気事故件数)		9,494	9,642	12,677	12,769	14,999	13,246

\*文献[3-3] 第1表の2の一部を抜粋

表 3-2 一般電気事業者の高圧架空配電線路における電気供給支障事故件数

項目	事故の種類					事故総件数
	電気火災	感電死傷	電気工作物の欠損等による死傷・物損	電気工作物の損壊(主要工作物以外)	供給支障(被害なし)	
高圧架空配電線路	1	1	1	9,273	2,655	11,928
供給支障事故件数	-	-	-	-	-	13026

1) 1件の事故が2以上の事故種類に該当する場合は、事故種類の各項にそれぞれ記載しているが、「事故総件数」の項には重複して記載していない。

\*文献[3-3] 第3表、表1-iの一部を抜粋

図3-1は高圧配電線事故の傾向分析であり<sup>[3-4]</sup>、これらの結果は平成8～17年度の統計結果である。図3-1(a)より、高圧配電線路事故の原因としては風雨・水害、雷、地震等の自然現象が最も高く、樹木・鳥獣など他物接触、自然劣化・保守不完全等の保守不備の順となっている。また、図3-1(b)は高圧配電線事故の設備構成比に示しており、電線における事故が最も頻度が高く、次いで、変圧器、開閉器類の順に高い。我が国は台風などの自然現象の影響を受ける可能性が高く、事故原因として大半を占める自然現象・他物接触は保安管理での巡視・点検にて発見することが難しい現象であるため、健全時から配電系統事故時・事故復旧時に対応できる電圧管理手法は重要だと言える。

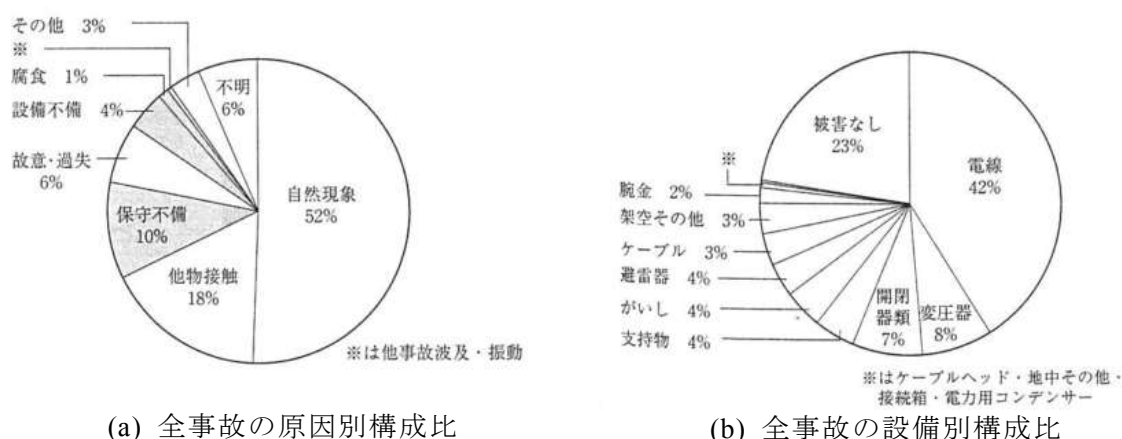


図 3-1 高圧配電線事故の傾向分析

\*出典：文献[3-4] 電気協同研究会，“配電設備保全技術の高度化”第3-2-1図，第3-2-3図



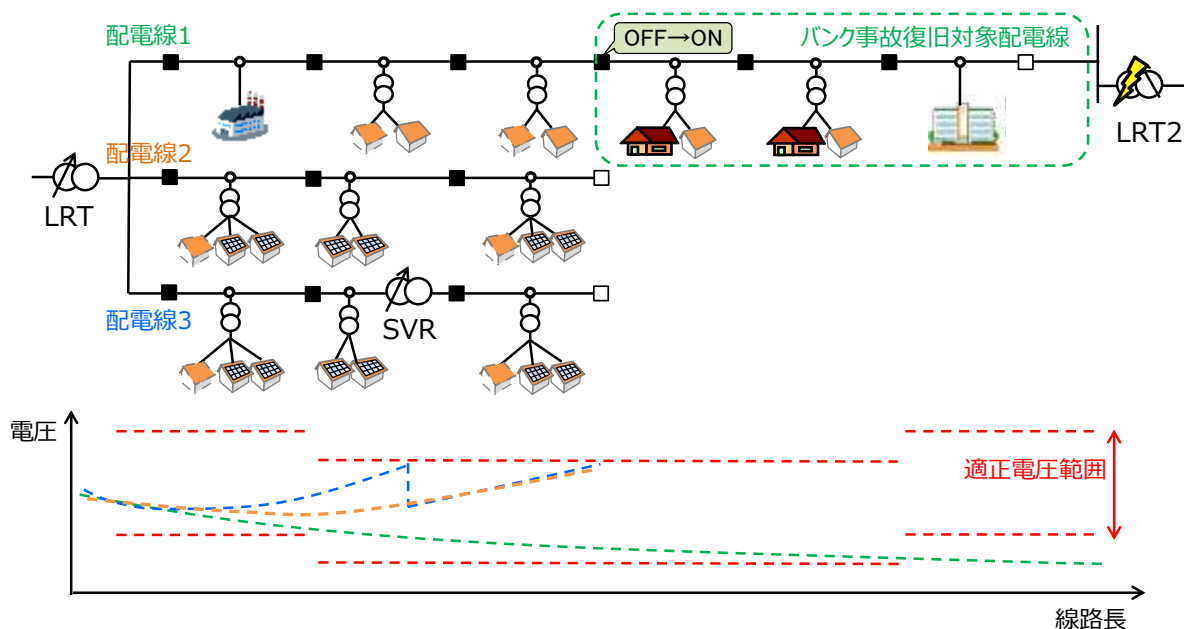
### 3.2.2 バンク事故復旧時に求められる電圧管理

本研究では、配電系統事故として最も電圧管理が困難となるバンク事故を想定する。バンク事故は配電用変電所に設置される変圧器に生じる事故のことであり、主な原因としては、経年劣化・自然劣化による巻線の短絡および眉間短絡、変圧器2次ケーブル巻線の絶縁不良、ケースの腐食、断線、ブッシングの破損、塩害等の自然現象による地絡などが挙げられる<sup>[3-4], [3-5]</sup>。変圧器バンクに関しても定期的に保守・メンテナンスが行なわれているため、バンク事故が発生する頻度は少ないものの、事故件数としてはゼロではない。変圧器の初期設置時には、将来の負荷増加率や故障時の対策として、隣接バンクへの負荷融通を考慮して変圧器容量を算出するとともに2バンク以上を設置しているが<sup>[3-6]</sup>、本研究では、これらの同位バンク全てにおいて事故が発生し、異変電所が電力融通を行う最悪ケースを想定する。

配電用変電所の変圧器に事故が発生すると電力供給ができなくなるため、その変電所が担う全配電線に及ぶ広範囲な停電が発生する。系統事故は配電系統設備に設けられた保護リレーにより検知され、区分連系開閉器等の操作により系統構成を変更させることで他の変電所が電力を失った配電線への電力供給が行われる<sup>[3-7]</sup>。図3-2にバンク事故の復旧イメージを示す。図3-2(a)は区分連系開閉器の操作により系統構成が変更された直後の電圧分布を示しており、図3-2(a)に示すように、異変電所が全ての停電区間を復旧する場合には配電線路長が長くなるため電圧降下が増加し、事故復旧配電線の末端付近で電圧下限逸脱が発生する。従来の電圧制御手法は、配電系統の電圧逸脱量の削減のみを目的とした単目的なものであるが、異変電所によるバンク事故復旧時のように電圧逸脱量が著しく大きくなる場合には、従来手法を用いても電圧逸脱を完全に解消することはできず、電圧逸脱の生じる需要家数・軒数を削減させることは困難である。また、従来手法のように電圧逸脱量のみを考慮してタップ切替を行う場合には、電圧逸脱量の大きいバンク事故復旧配電線を優先してタップ制御を行う可能性があり、他の配電線における太陽光発電による電圧上昇や柱上変圧器タップ値による適正電圧範囲の差異を考慮することができずに、事故復旧配電線の電圧逸脱が他の複数の配電線に波及してしまう可能性がある。この結果、図3-2(b)に示すように、電圧逸脱量の削減は可能であるが、電圧逸脱が発生する配電線数、需要家数の増加が懸念される。ただし、電圧逸脱需要家数の削減も電圧管理の上では重要である。

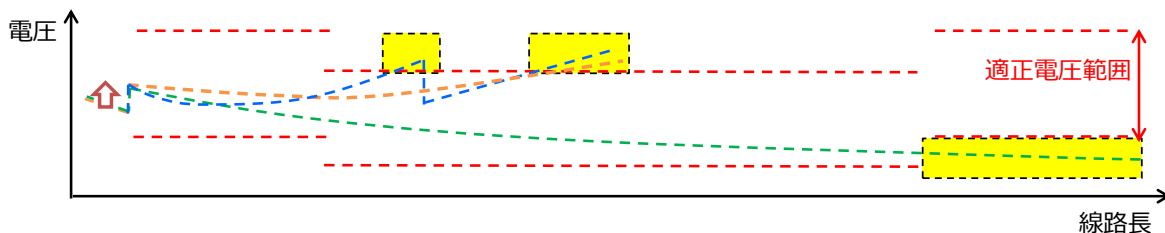
一方、需要家の電気機器を正常に動作させるためには電圧逸脱量が小さいことが望まれる。しかし、電気機器の種類により耐えられる電圧とその時間は異なっており、電気事業法で規定される適正電圧範囲（ $101 \pm 6V$ 、 $202 \pm 20V$ ）からの電圧逸脱がどれだけ許容されるのかという明確な基準はなく、電圧逸脱量が小さいからといって電気機器への影響が全く無いとは断言できない。このような考えの下では、電圧逸脱量だけでなく、電圧逸脱需要家数を削減することにより、配電系統に存在する多数の需要家に対して電力品質が確保

でき、需要家の電気機器への影響を減らすことができる。そのため、バンク事故復旧時には、電圧逸脱量と電圧逸脱需要家数の双方を低減可能とする多目的な電圧制御手法が必要である。

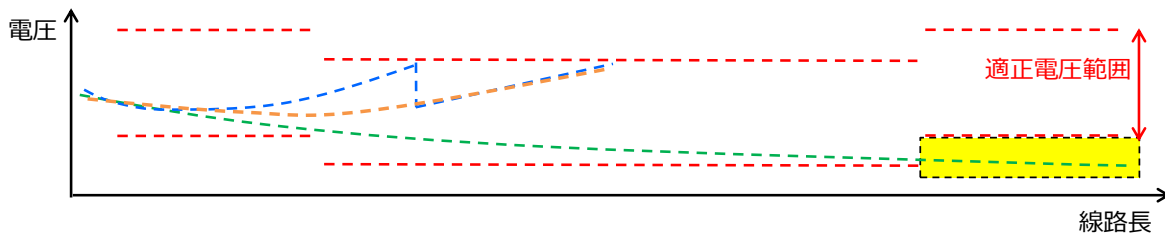


(a) 区分連系開閉器操作による事故復旧系統への切替直後の電圧分布

【従来手法による電圧分布】



【提案手法による電圧分布】



(b) 従来手法と提案手法での電圧分布イメージ

図 3-2 バンク事故復旧時における電圧逸脱

### 3.3 バンク事故復旧に対応した電圧制御機器の協調電圧管理手法

#### 3.3.1 提案する電圧制御手法の概要

本研究で提案する電圧制御手法は、センサ内蔵開閉器の計測電圧値を用いて配電線電圧を推定し、推定電圧をもとに配電系統の電圧逸脱量、および電圧逸脱需要家数の双方を削減する多目的な電圧制御手法である。図 3-3 に、提案する電圧制御手法の概要図を示す。提案手法では電圧制御機器（LRT・SVR）ごとに制御担当区域を分担させ、LRT 制御後に SVR 制御を行うという協調制御を実施し、電圧制御機器同士の相互干渉を極力回避する。制御方針としては、適正電圧上下限值から一定の電圧裕度を設けた目標電圧範囲を設定し、目標電圧範囲からの電圧余裕量・逸脱量からハンチング現象を考慮した電圧制御機器のタップ動作の方向（up / down / keep）を決定し、その後、決定したタップ切替の方向にタップを切替えた際に電圧逸脱需要家数の低減の可否を判断する。つまり、配電系統での電圧逸脱量を削減できる場合でも電圧逸脱需要家数が増加する場合はタップ切替を行わずに現状のタップを維持し、電圧逸脱需要家数の最小化を図る。ただし、バンク事故発生時の電圧逸脱量を増加させることのないような制約を設けており、電圧逸脱需要家数を削減するために、配電系統全体の電圧逸脱量が増加する方向にタップを切替えることはない。このような制御方針により、健全時には適正電圧の維持が可能であり、配電系統事故復旧時には面的に広がる配電系統に存在する多様な需要家の電力品質を確保することを可能としている。

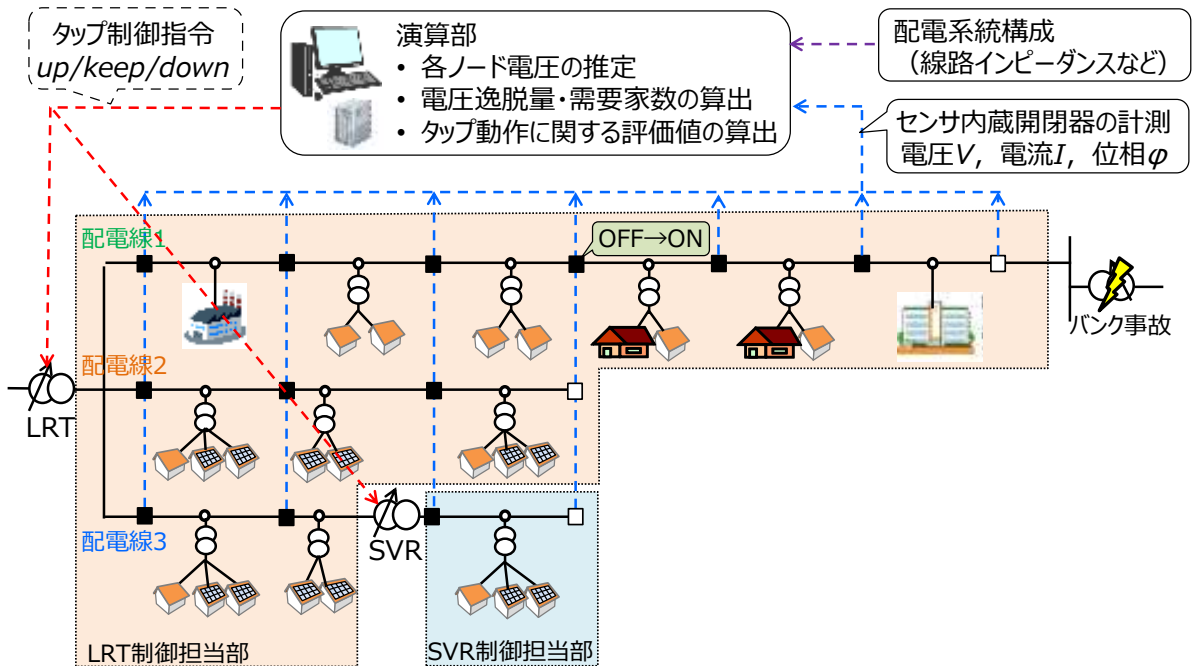


図 3-3 バンク事故復旧に対応した提案する電圧制御手法の概要

### 3.3.2 協調電圧制御手法の流れ

提案手法において、電圧制御機器のタップ切替指標となる電圧逸脱需要家数は、式(3.1)に定義される式により算出する。なお、各ノードの連系需要家数は、スマートメータ等の計測機器の普及により、それらの計測データと契約電力を基に把握できるものと考え、本研究においては既知情報としている。なお、電圧逸脱需要数を示す指標として「kW」を用いることもできるが、「kW」で表記するよりも実際に何軒の需要家に電圧逸脱が生じているのか直接的に示すことができ、需要家もまた、直感的に理解しやすいといった理由から、本研究では「軒数・需要家数」を採用する。また、電圧制御機器の長寿命化ため、電圧制御周期を5分に設定し、5分平均値を利用して電圧余裕量・逸脱量を算出することでタップ動作回数の削減を図る。図3-4に電圧制御の概略フローを示し、以下に、その手順を示す。

#### 【電圧逸脱需要家数】

$$F(t) = \sum_{i=1}^N \{C(i) \times x(i,t)\} \dots\dots\dots (3.1)$$

ただし、 $C(i)$ :ノード*i*に連系されている住宅、工業、商業の需要家数、 $x(i,t)$ :0/1関数(時刻*t*においてノード*i*が電圧逸脱ならば $x(i,t)=1$ 、逸脱しないならば $x(i,t)=0$ )、 $N$ :ノード総数( $i \in N$ )である。

#### Step 1. センサ内蔵開閉器の計測電圧値の取得

現在時刻*t*において、センサ内蔵開閉器の計測電圧値を取得する。

#### Step 2. 配電線電圧分布の推定

取得した計測電圧値、および配電系統情報をもとに、スプライン補間を用いてセンサ内蔵開閉器間のノード電圧を推定し、電圧制御周期の場合はStep 2に進み、それ以外の場合はStep 1に戻る。なお、センサ内蔵開閉器間のノード数、線路長などの配電系統情報は既知情報とする。

#### Step 3. 電圧5分平均値の算出

推定電圧値から電圧5分平均値 $\Delta V_{AVE}(i,t_a)$ を算出する。

$$V_{AVE}(i,t_a) = \frac{1}{5} \times \sum_{t=5t_a-4}^{5t_a} V(i,t), \quad t_a = 1, 2, \dots, \frac{T}{5} \dots\dots\dots (3.2)$$

Step 4. LRT 担当部における電圧余裕量・逸脱量の算出

目標電圧範囲からの電圧余裕量と電圧逸脱量(逸脱時はマイナス)の最小値  $\Delta V_U(t_a)$ ,  $\Delta V_L(t_a)$ を算出する。算出した  $\Delta V_U(t_a)$ ,  $\Delta V_L(t_a)$  がともにプラスである場合には、電圧余裕がありタップ動作の必要性がないため、Step 1 に戻る。

$$\Delta V_U(t_a) = \min_i (V_{Tmax}(i) - V_{AVE}(i, t_a)) \dots\dots\dots (3.3)$$

$$\Delta V_L(t_a) = \min_i (V_{AVE}(i, t_a) - V_{Tmin}(i)) \dots\dots\dots (3.4)$$

ただし、 $V_{Tmax}(i)$ ,  $V_{Tmin}(i)$  は目標電圧上下限值である。

Step 5. タップ切替前の電圧逸脱需要家数の算出

目標電圧範囲からの電圧逸脱がある場合は、式(3.1)に基づいて電圧逸脱需要家数  $F_{before}(t_a)$ を算出する。

Step 6. タップ切替評価指標の算出

電圧余裕量・逸脱量が LRT の何タップ分かを算出し、タップ切替指標 *Index* を算出する。

$$Index_U = fix (\Delta V_U(t_a) / delV) \dots\dots\dots (3.5)$$

$$Index_L = fix (\Delta V_L(t_a) / delV) \dots\dots\dots (3.6)$$

$$Index = Index_U - Index_L \dots\dots\dots (3.7)$$

ただし、*delV*は電圧余裕量・逸脱量算出の指標電圧(10V)であり、*fix*はゼロ方向への整数化を行う関数である。

Step 7. タップ切替候補の決定とタップ切替後の想定電圧分布の算出

LRT のタップ幅電圧を 30V に設定しているため、式(3.7)にて算出するタップ切替指標 *Index* が LRT のタップ幅電圧(±3)以上ならば、タップ切替によって電圧逸脱量の削減が見込まれる。従来手法では本段階でタップを切替えるが、提案手法では電圧逸脱量を削減できるタップ切替候補を決定するに留まり、タップ切替後に想定される配電線電圧分布を以下の式にて算出する。

$$V'_{AVE}(i, t_a) = V_{AVE}(i, t_a) + tapV_{LRT} \quad \text{if } index > 3 \dots\dots\dots (3.8)$$

$$V'_{AVE}(i, t_a) = V_{AVE}(i, t_a) - tapV_{LRT} \quad \text{if } index < -3 \dots\dots\dots (3.9)$$

ただし， $tapV_{LRT}$ はLRTのタップ幅（=30V）である。

**Step 8. タップ切替後の想定電圧逸脱需要家数の算出**

式(3.8)，または式(3.9)にて算出した想定電圧分布から，式(3.1)に基づいて電圧逸脱需要家数  $F_{after}(t_a)$  を算出する。

**Step 9. タップ切替の最終的判定**

Step 5，Step 8 にて算出した電圧需要家数を比較し， $F_{after}(t_a) \leq F_{before}(t_a)$ であるならばタップ切替を実施する。それ以外の場合にはタップ切替を行わない。

$$tap(t+1) = \begin{cases} tap(t)+1 & \text{if } F_{after}(t_a) \leq F_{before}(t_a), \text{ and } Index > 3 \\ tap(t)-1 & \text{if } F_{after}(t_a) \leq F_{before}(t_a), \text{ and } Index < -3 \dots\dots\dots (3.10) \\ tap(t) & \text{otherwise} \end{cases}$$

ただし， $tap(t)$  は時刻  $t$  における電圧制御機器のタップ値である。

**Step 10. SVR 担当部におけるタップ制御**

SVR 担当部においても LRT と同様に Step 4－Step 9 を行い，電圧余裕量・逸脱量，電圧逸脱需要家数を算出し，タップ切替を行う。ただし，SVR のステップ電圧は100V に設定している。

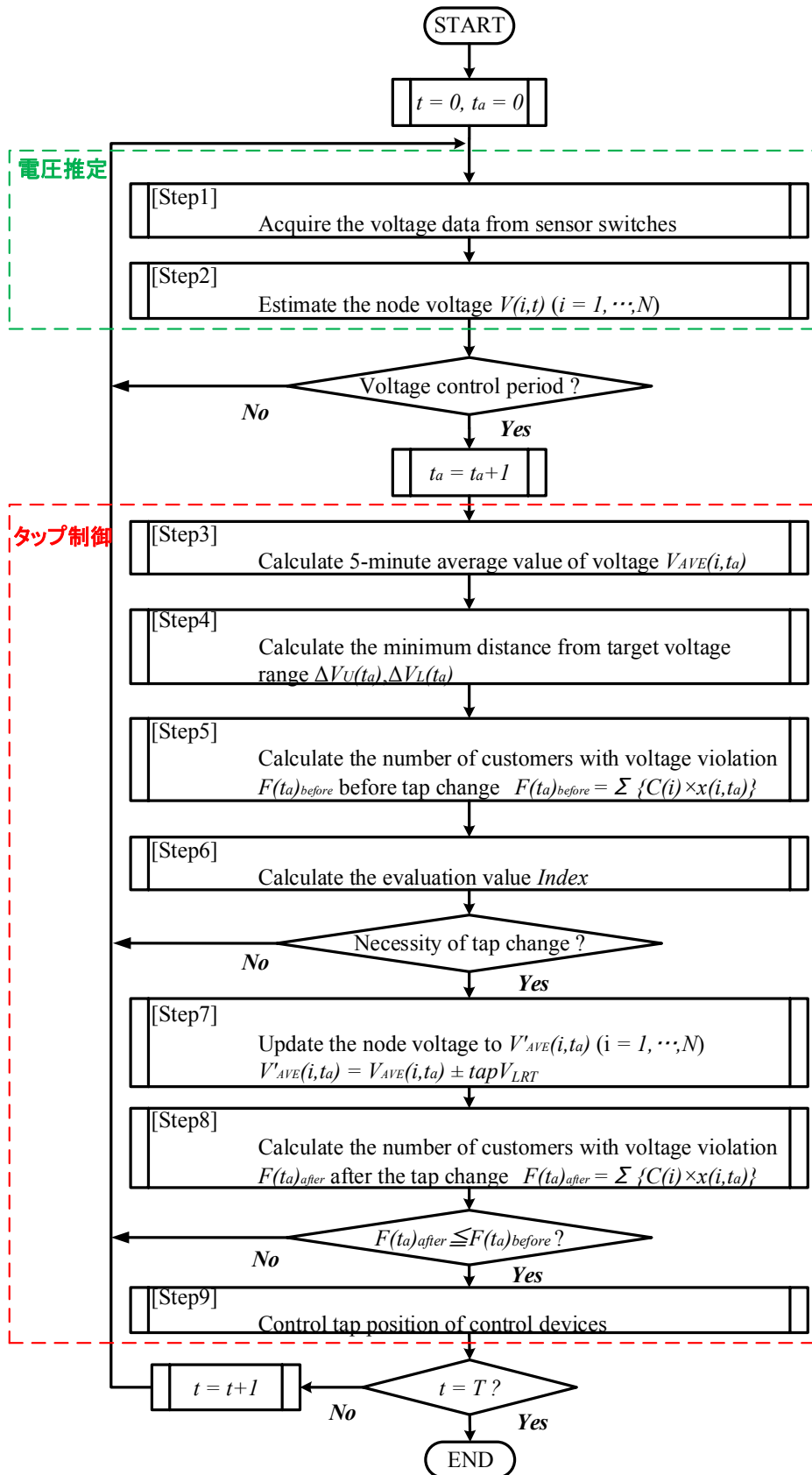


図 3-4 提案する電圧制御手法のフローチャート

### 3.4 数値シミュレーションによる提案する電圧管理手法の検証

本節では、太陽光発電が連系された配電システムモデルを用いた数値シミュレーションを実施し、提案する電圧制御手法の検証を行う。数値シミュレーションでは、重負荷・軽負荷の負荷データ、配電システムへの太陽光発電の導入量、晴天・曇天の発電出力パターン、バンク事故発生時刻の条件を変化させ、健全時および健全時からバンク事故復旧への系統切替を踏まえた状況において、提案手法を検証する。その際、健全時には現行の電圧制御手法である LDC 方式、バンク事故復旧時にはこれまで提案されてきた電圧逸脱量のみを最小にする電圧制御手法（以下、従来手法）により得られる電圧制御結果を視覚的に比較し、提案手法の有効性を検証する。

#### 3.4.1 数値シミュレーション条件

本研究では、図 3-5 に示す配電システムモデルにおいて数値シミュレーションを実施し、提案手法の妥当性を検証する。配電システムモデルは、電圧制御機器 2 台（LRT, SVR）、センサ内蔵開閉器設置ノード（36 個）、負荷・太陽光発電接続ノード（78 個）から構成され、低圧および高圧需要家はノード負荷として各ノードに連系される。本配電システムモデルは配電用変電所以下 6 配電線をモデル化しており、そのうち 2 配電線が異変電所のバンク事故復旧を行うことを想定したモデルである。健全時における配電システム全体の総負荷容量は約 6.85MW、総需要家数は 2642 軒であり、バンク事故復旧時においても配電線の短時間線路容量（AL240：625A，AL120：361A）を超過しないように設定している。また、線路インピーダンスは AL240：0.124+j0.311[Ω/km]，AL120：0.252+j0.348 [Ω/km]を想定しており、詳細な配電システム構成を表 3-3 に示す。図 3-6、図 3-7 は、数値シミュレーションに使用した重負荷期、軽負荷期における住宅、商業、工業地域別の負荷電力の代表的な一例、および太陽光発電の発電電力を示しており、太陽光発電は図 3-5 に示すノードに導入している。電圧制御機器 LRT と SVR のタップ制御周期はともに 5 分に設定し、LRT タップ幅電圧は 30V，SVR のタップ幅電圧は 100V とする。また、バンク事故復旧時には、電圧降下の増加が見込まれ、健全時の適正電圧範囲（101±6V）に電圧を維持し続けることは困難であり、緊急時に適正電圧範囲からの電圧逸脱を違反として制約することは現実的ではないため、本研究では、電気用品安全法において電気用品が定格電圧±10%まで運転継続できることが定められている<sup>[3-8]</sup>ことを鑑み、バンク事故復旧時における適正電圧下限値を定格電圧（100V）−8%の値に低圧システムの想定電圧降下 6V を加算した値に設定する。つまり、バンク事故復旧時における適正電圧範囲は  $101 \leq V \leq 107$  であり、数値シミュレーションに用いた適正電圧範囲を表 3-3 の括弧内に示す。なお、本研究では、電圧裕度を持たせるために 8%に設定しており、目標電圧範囲については、LRT 担当部は適正電圧上下限值から 30V（1 タップ幅）、SVR 担当部では適正電圧上下限值から 50V（1/2 タップ幅分）の裕度を設けた。



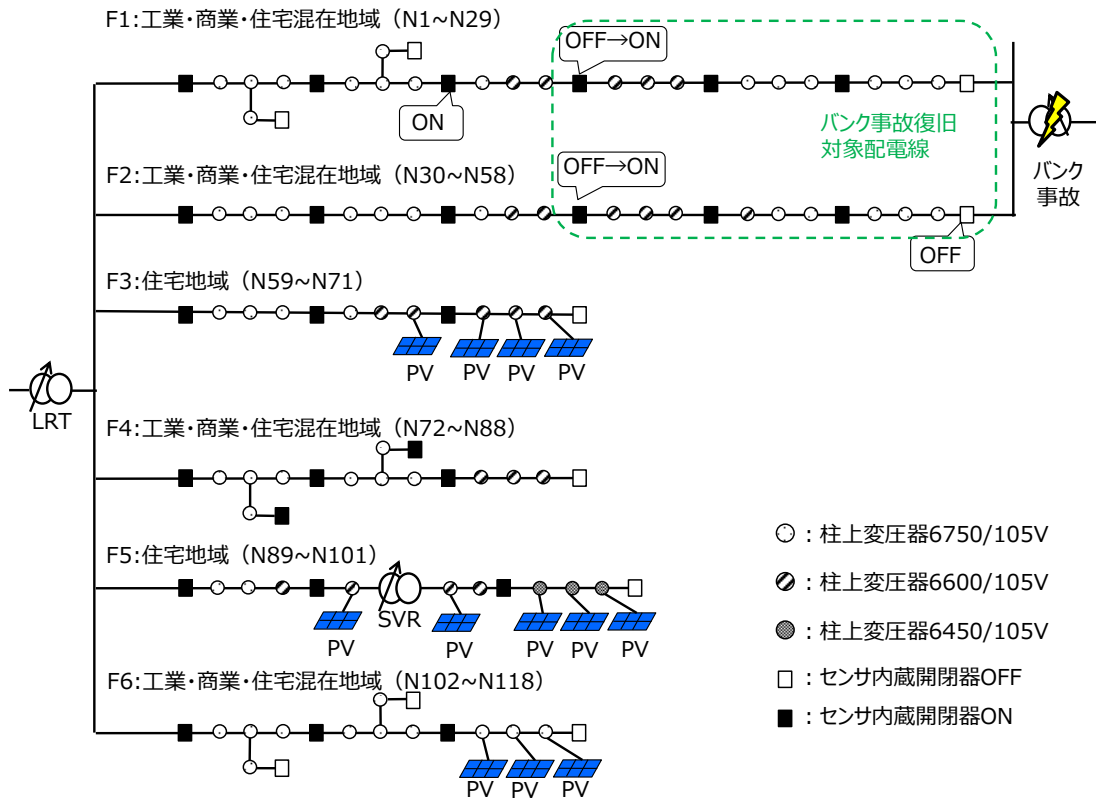
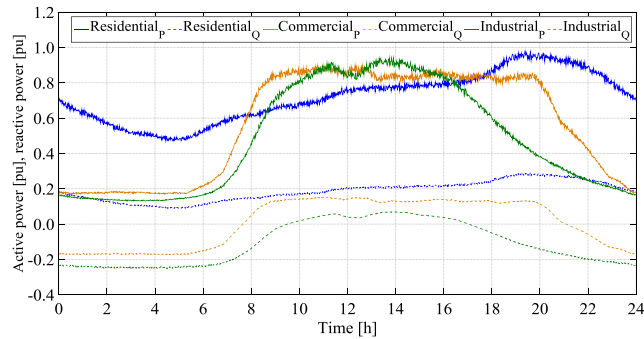
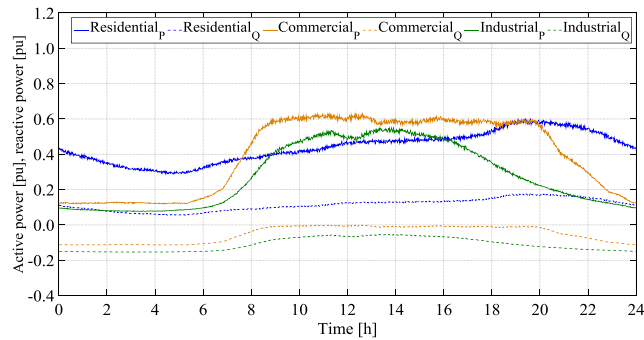


図 3-5 配電システムモデル



(a) 重負荷期の消費電力



(b) 軽負荷期の消費電力

図 3-6 重負荷・軽負荷の地域別消費電力

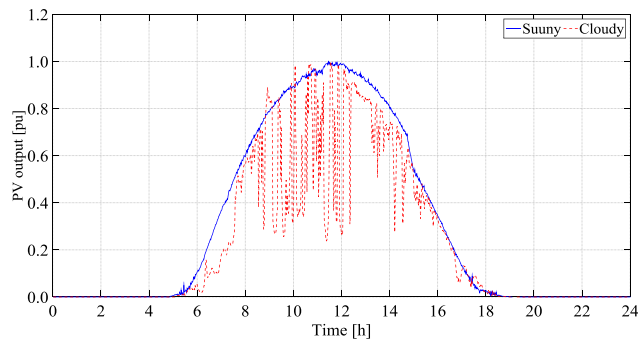


図 3-7 太陽光発電の発電電力

表 3-3 配電系統構成

項目		設定値	
電圧制御機器	LRT	定格容量	20 [kVA]
		タップ級数	21 [段]
		タップ幅	30 [V]
		送出し電圧範囲	6300 ~ 6900 [V]
	SVR	定格容量	5 [MVA]
		タップ級数	9 [段]
		タップ幅	100 [V]
		送出し電圧範囲	6100 ~ 6900 [V]
適正電圧範囲	柱上変圧器タップ : 6750/105V	6493 (6300) ~ 6878 [V]	
	柱上変圧器タップ : 6600/105V	6349 (6160) ~ 6725 [V]	
	柱上変圧器タップ : 6450/105V	6204 (6020) ~ 6572 [V]	
配電系統構成	定格容量 需要家軒数	総負荷容量	6.85 [MVA]
		需要家軒数	2642 [軒]
		住宅負荷 (1軒あたり)	1.00 [kW]
		商業負荷	200 [kW]
		工業負荷	105 [kW]
	線路長	Feeder1 (バンク事故復旧時)	3.50 (7.11) [km]
		Feeder2 (バンク事故復旧時)	3.12 (6.54) [km]
		Feeder3	4.02 [km]
		Feeder4	4.02 [km]
		Feeder5	16.0 [km]
		Feeder6	4.21 [km]

### 3.4.2 健全時における電圧制御結果

配電系統事故のない健全時において、提案する電圧制御手法の有効性を検証するため、現行の電圧制御手法である LDC 方式との比較を行う。LDC 方式の電圧制御パラメータは文献[3-9]を参考にし、重負荷期において各ノード電圧と適正電圧範囲の電圧中心点との電圧偏差の二乗和が最小となるように最適化した値を用いた。健全時における検証では負荷を重負荷期に固定し、配電系統に連系される太陽光発電の導入量による影響評価、および、晴天・曇天の太陽光発電電力波形の違いによる影響評価を行う。なお、太陽光発電の発電電力は、太陽光発電が連系されたノード電圧が適正電圧上限値を超えないように抑制されるものとした。

#### (1) 太陽光発電の導入率による電圧制御効果の評価

本検証では、太陽光発電の導入率を、図 3-5 に示すノードに 1 配電線の太陽光発電の発電電力合計値が連系配電線の住宅負荷電力の 10%、20%、30%、40%、50% に相当する 5 ケースを設定し、LDC 方式と提案手法での電圧制御結果を比較する。

図 3-8 に、太陽光発電の導入率 30%時において、LDC 方式と提案手法を用いた際の電圧制御結果を示す。図 3-8 では電圧分布、電圧制御機器のタップ動作、電圧逸脱需要家数をそれぞれ示している。図 3-8(e), (f)に示す電圧逸脱需要家数は、横軸にノード、縦軸に時間を取り、電圧逸脱が発生している場合には、そのノードに連系された軒数で色分けされたプロットを表示する。この図を活用することにより、どの時間帯にどの地域で何軒程度の需要家に電圧逸脱が生じているかを視覚的に理解することができ、対策を行うべき時間帯と地域を容易に判断できる。

今回の配電系統モデルに LDC 方式を適用した場合、図 3-8(c)に示すように、SVR が設置された配電線において電圧逸脱が発生した。今回の数値シミュレーションでは、配電系統全体における電圧逸脱量の最小化を目的として LDC 方式の電圧制御パラメータを決定しているが、LRT と SVR それぞれの 1 タップの電圧変化量が異なり、また、お互いが独立して電圧制御を行っているため、適切な電圧制御を行えていないことが電圧逸脱の原因である。一方、提案手法を適用した場合には電圧逸脱を防止できており、その有効性が確認できる。ただし、LDC 方式でのタップ動作回数は 3 回 (LRT : 0 回, SVR : 3 回) であるのに対し、提案手法によるタップ動作回数は 18 回 (LRT : 0 回, SVR : 18 回) であり、SVR のタップ動作回数が大幅に増加してしまっている。特に LDC 方式でも電圧逸脱がない 18 時前の時間帯においてタップ制御が行われてしまっており、提案手法では不必要なタップ動作が行われていることが確認できる。提案手法では、電圧制御周期  $t_a$  において、過去 5 分間の電圧平均値をもとに次の 5 分間の固定タップ値を決定するため、適正電圧範囲からある程度の電圧裕度 (簡単化のため、SVR ではタップ幅の 1/2 の 50V) を持たせた目標電圧範囲を設定し、系統電圧が目標電圧範囲から逸脱していた場合にタップ制御を行う方針を

採用している。このような制御方針により、電圧逸脱を解消できたもののタップ動作回数は増加したと考えられる。また、提案手法では最大で1日288回（5分に1回）のタップ動作が行われる可能性があり、目標電圧範囲のとり方によっても電圧制御効果は大きく異なることが予想されるため、電圧制御周期、ならびに目標電圧範囲の適切な設定が今後の課題となる。

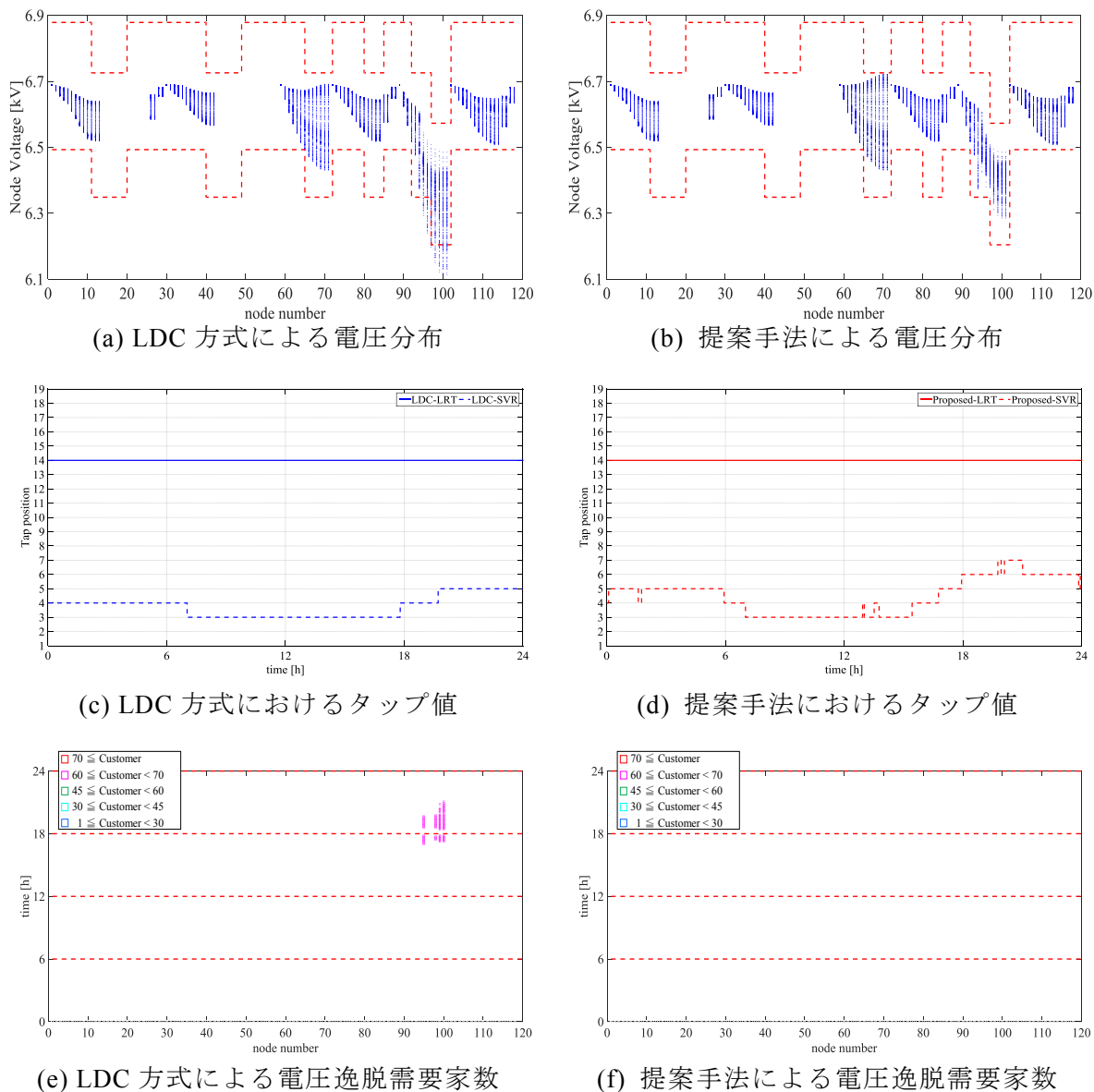


図 3-8 太陽光発電の導入率 30%時の LDC 方式と提案手法による電圧制御結果

図 3-9 に電圧推定誤差のヒストグラムを示す。健全時においては、全ての時間断面において 9 割以上を電圧推定誤差 5V に抑えることが可能であり、電圧推定の最大誤差も 16.4V 程度とスプライン補間によって十分に高い電圧推定精度が得られていることがわかる。また、太陽光発電の導入率を変化させた際の LDC 方式と提案手法での太陽光発電の総発電量、および電圧逸脱需要家数の関係を表 3-4 に示す。太陽光発電の総発電量は出力抑制が全くない場合を 100%としており、表 3-4 から、提案手法を用いた場合においても太陽光発電の出力抑制が発生しているが、その割合は LDC 方式と比較して小さく、最大で約 3.9%の出力抑制の回避が可能であった。電圧逸脱需要家数は太陽光発電の導入率に関わらず一定であり、LDC 方式では 300 軒の需要家にて電圧逸脱が発生している。一方、提案手法では全てのケースにおいて電圧逸脱を回避できており、また、現行の LDC 方式よりも太陽光発電の抑制量を削減できていることから、提案手法は健全時において有効な手法であると言える。

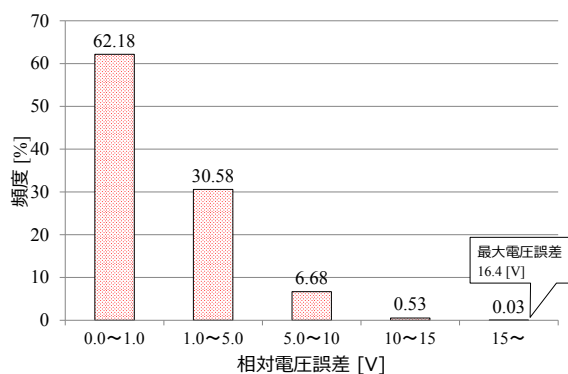


図 3-9 電圧推定誤差

表 3-4 太陽光発電の導入率と電圧逸脱需要家数，総発電電力との関係

		太陽光発電の総発電量 [%]		電圧逸脱需要家数 [軒]	
		LDC 方式	提案手法	LDC 方式	提案手法
太陽光発電の 導入率	10%	100	100	300	0.00
	20%	96.8	98.4	300	0.00
	30%	90.6	94.4	300	0.00
	40%	83.5	86.9	300	0.00
	50%	78.2	82.1	300	0.00

(\*太陽光発電の総発電量は出力抑制なし時を 100%として記載)

## (2) 太陽光発電の発電プロファイルによる電圧制御効果の評価

本ケースでは、図 3-7 に示す晴天・曇天の太陽光発電プロファイルの違いによる電圧制御結果を比較し、健全時における提案手法の有効性を検証する。その際、太陽光発電導入率は 30%とした。

図 3-10 に、曇天日における電圧制御結果を示す。今回の数値シミュレーションでは、晴天日と曇天日とで LDC 方式におけるタップ動作は変わらず、電圧分布、電圧逸脱需要家数もあまり差がない結果となっている。一方、提案手法を用いた場合には電圧逸脱は解消できているものの、SVR のタップ動作回数は増加しており、その動作回数は 37 回と晴天日の結果と比較して 2 倍程度増加する結果となった。提案手法では電圧 5 分平均値を用いてタップ制御の判断を行うことによってタップ動作回数の軽減を図っているが、曇天日の太陽光発電の発電電力の変動に伴う電圧変動が電圧平均値の算出、および電圧逸脱需要家数の算出に影響を与え、タップ動作回数の増加につながったものと考えられる。

図 3-11 に曇天日における電圧推定誤差を示し、表 3-5 に晴天日と曇天日の電圧制御結果の比較を示す。曇天日における電圧推定結果は、晴天時よりも電圧推定誤差を 1V 以内に抑えることができる割合が増えており、曇天日のような電圧変動が激しくなるような場合においても、補間手法の電圧推定精度は高いと判断できる。また、表 3-5 から、提案手法を用いることにより、曇天日においても太陽光発電の総発電量を高く維持できていることも確認できる。

以上より、太陽光発電の導入率、および晴天・曇天の発電プロファイルを変化させた際の電圧制御結果を現行の LDC 方式と比較・検証した結果、提案手法を用いることにより全てのケースで電圧逸脱を防止でき、かつ、配電系統全体での太陽光発電の総発電量を LDC 方式よりも高く維持することが可能であることを明らかにした。しかしながら、提案手法では、LDC 方式でも電圧逸脱のない時間帯においてタップ制御が行われてしまっており、タップ動作回数の増加による電圧制御機器の短寿命化が懸念される。そのため、タップ動作回数を削減できる目標電圧範囲の算出や電圧推定精度の更なる向上、電圧制御周期の設定など、タップ動作回数の削減のための制御パラメータの選定が課題として確認できた。

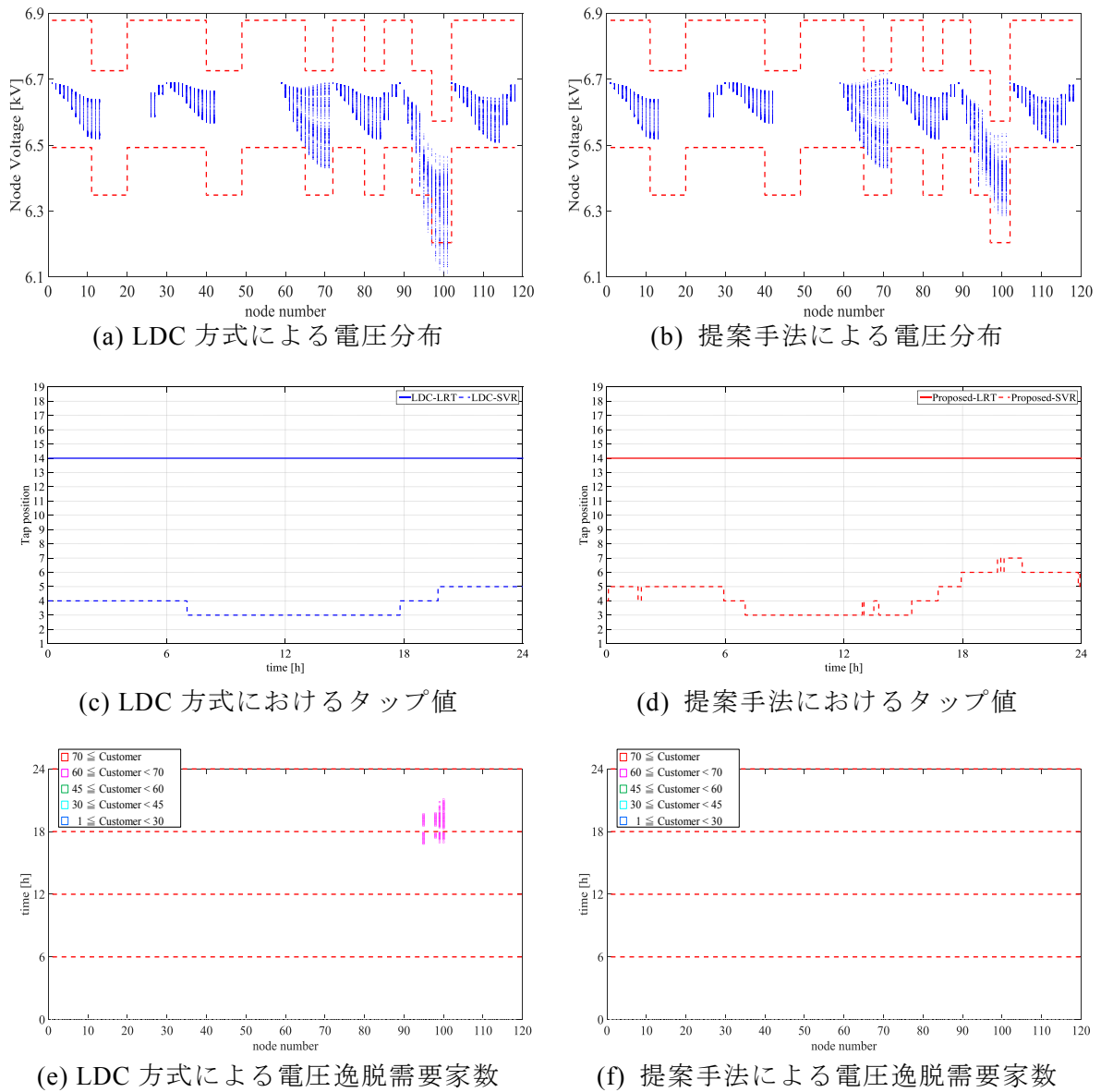


図 3-10 太陽光発電曇天時における LDC 方式と提案手法による電圧制御結果

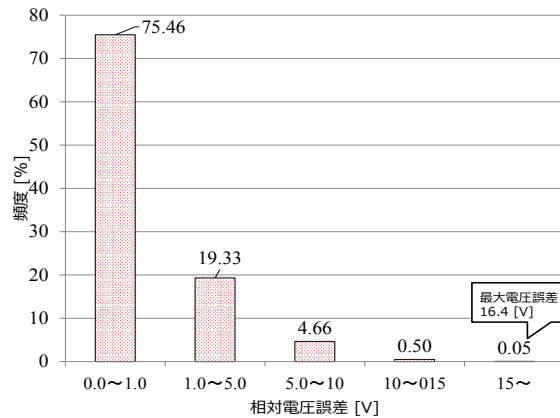


図 3-11 曇天時における電圧推定誤差

表 3-5 晴天時と曇天時の電圧制御結果

		太陽光発電の総発電量 [%]		電圧逸脱需要家数 [軒]	
		LDC 方式	提案手法	LDC 方式	提案手法
太陽光発電の 発電電力	晴天時	90.6	93.7	300	0.00
	曇天時	94.4	96.1	300	0.00

(\*太陽光発電の総発電量は、曇天時において出力抑制なし時を 100%として記載)

### 3.4.3 バンク事故復旧時における電圧制御結果

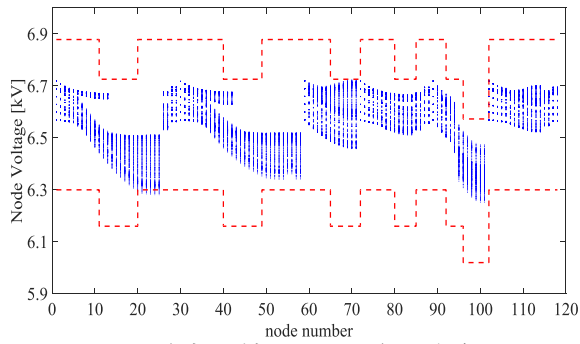
本項では、提案する電圧制御手法のバンク事故時への有効性を検証するため、電圧逸脱量のみを考慮する単目的な集中型電圧制御手法を従来手法として用意し、健全時からバンク事故復旧時への系統切替を踏まえた数値シミュレーションにて、それぞれの電圧制御結果を比較する。本検証では、バンク事故の発生時刻を把握することは困難であることから、バンク事故発生時刻を 0 時から 24 時までの 6 時間刻みで設定し、重負荷・軽負荷の負荷パターン、および太陽光発電の導入率の条件を変化させ、提案手法の検証を行った。なお、太陽光発電は晴天日を想定し、太陽光発電導入率は健全時と同様に、配電線負荷に対して 10%から 50%までの 5 ケースにて評価を行う。また、数値シミュレーションでは、バンク事故復旧にかかる時間を 1 日と見積もり、バンク事故が発生した時刻から事故復旧が完了するまでの時間帯での電圧制御効果を評価する。また、太陽光発電電力は、健全時と同様に接続されるノード電圧が適正電圧範囲を逸脱することのないように、随時、発電出力は抑制されるものとした。

#### (1) 軽負荷期における電圧制御効果の評価

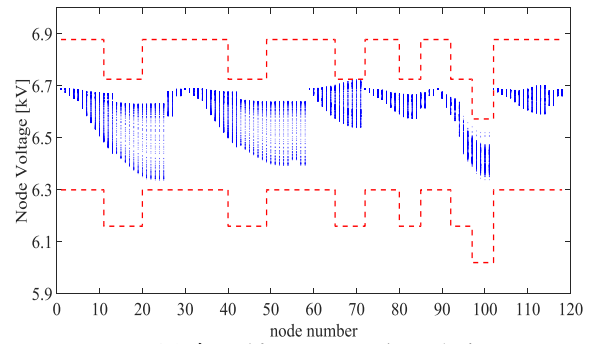
図 3-12 に軽負荷期において、バンク事故時刻 12 時、太陽光発電導入率 30%に設定した際の電圧制御結果を示す。軽負荷期においては、提案手法を用いることにより、従来手法ではバンク事故復旧配電線で発生していた電圧逸脱を解消することができている。軽負荷期にはバンク事故復旧配電線の電圧降下が小さく、F3 のような住宅配電線では太陽光発電による電圧上昇が大きくなることから、従来手法を用いた場合には電圧制御機器のタップ下げ動作が起きやすくなるが、提案手法ではタップ動作によるバンク事故復旧配電線での電圧逸脱需要家数を考慮できるため、全ての配電線において適正電圧の維持が可能であった。しかしながら、住宅配電線での電圧上限逸脱を防止するために太陽光発電の出力抑制が起こっており、太陽光発電の総発電量の減少が見られた。一方、タップ動作回数に関しては、従来手法では 31 回 (LRT : 9 回, SVR : 22 回) に対し、提案手法では 19 回 (LRT : 0 回, SVR : 19 回) であり、今回のケースではタップ動作回数の削減も可能であった。また、図 3-13 に電圧推定誤差を示す。軽負荷期における最大電圧誤差はともに 9.89V であり、10V 以上の推定誤差は発生せず、7 割以上が誤差 1.0V 以下と十分な電圧推定精度が得



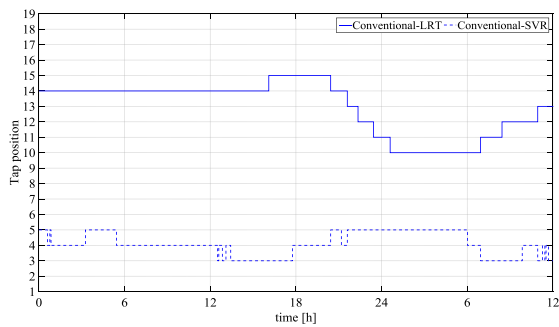
られている。



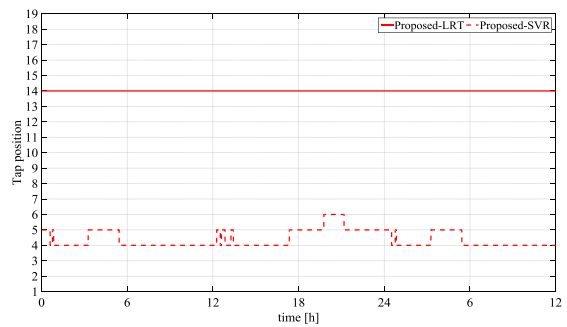
(a) 従来手法による電圧分布



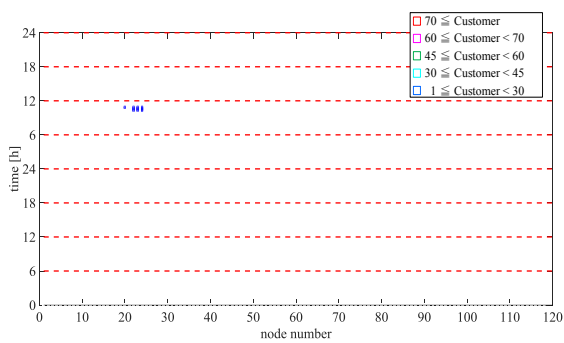
(b) 提案手法による電圧分布



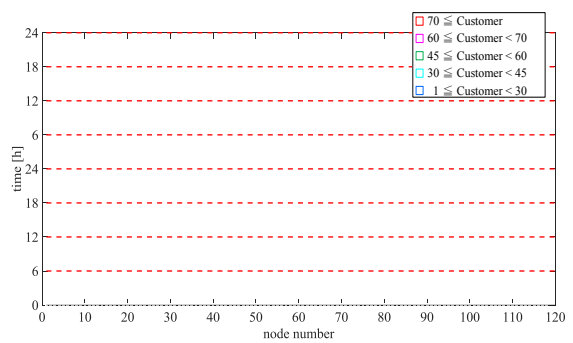
(c) 従来手法におけるタップ値



(d) 提案手法におけるタップ値



(e) 従来手法による電圧逸脱需要家数



(f) 提案手法による電圧逸脱需要家数

図 3-12 従来手法と提案手法による軽負荷期における電圧制御結果

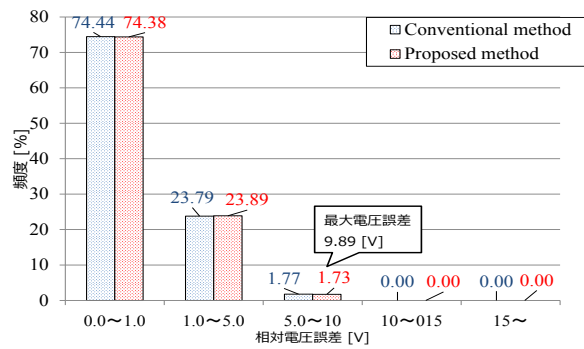


図 3-13 軽負荷期における電圧推定誤差

表 3-6, 表 3-7 に軽負荷期において, バンク事故発生時刻, 太陽光発電の導入率を変化させた際の配電系統全体の太陽光発電の総発電量, および電圧逸脱需要家数を示す。これらの結果から, 提案手法を用いることで需要家での電圧逸脱を防止できる一方で, 太陽光発電の総発電量は減少してしまうことがわかる。ただし, その発電量の減少割合は最大 3.2% と小さく, 提案手法の有効性が確認できる。

表 3-6 軽負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの太陽光発電の総発電量

		太陽光発電の総発電量 [%]							
		従来手法				提案手法			
		6 時	12 時	18 時	24 時	6 時	12 時	18 時	24 時
太陽光 発電の 導入率	10%	94.3	94.9	96.1	96.1	96.2	94.9	95.6	95.6
	20%	90.4	90.7	91.3	91.3	91.6	90.1	90.7	90.7
	30%	85.2	82.7	82.3	82.3	82.3	79.7	81.3	81.3
	40%	80.1	77.4	77.7	77.7	76.9	74.6	76.0	76.0
	50%	76.8	75.1	75.8	75.8	74.5	72.8	73.8	73.8

表 3-7 軽負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの電圧逸脱需要家数

		電圧逸脱需要家数 [軒]	
		従来手法	提案手法
バンク事故 発生時刻	6 時	6.00	0.00
	12 時	6.00	0.00
	18 時	6.00	0.00
	24 時	6.00	0.00

## (2) 重負荷期における電圧制御効果の評価

図 3-14 に重負荷期において、バンク事故時刻 12 時、太陽光発電導入率 30%に設定した際の電圧制御結果を示す。図 3-14 から、従来手法を用いた場合にはバンク事故復旧配電線での電圧下限逸脱量を削減するため、提案手法に比べ LRT のタップ値を高め維持する時間帯が多いことがわかる。その結果、バンク事故復旧配電線での電圧下限逸脱量を削減できているが、他の配電線において電圧上限逸脱を引き起こし、6 配電線全てで電圧逸脱が生じてしまっている。一方、提案手法を用いた場合では、電圧逸脱需要家数を考慮するためバンク事故復旧配電線での電圧逸脱量が従来手法よりも増加するものの、図 3-14(d), (f) から、バンク事故復旧を行う 2 配電線のみで電圧逸脱を抑えることができている。電圧逸脱需要家数の大幅な削減が可能であることが確認できた。具体的には、従来手法では電圧逸脱需要家数が 786 軒であるのに対し、提案手法では 320 軒であり、提案手法を活用することで約 59%の削減が可能であった。また、タップ動作回数に関しては、従来手法を用いた場合では 46 回 (LRT : 18 回, SVR : 28 回)、提案手法を用いた場合では 24 回 (LRT : 0 回, SVR : 24 回) であり、電圧逸脱需要家数を考慮してタップ制御を行うことにより、今回の配電システムモデルにおいてはタップ動作回数の削減が可能となった。図 3-15 は電圧推定誤差を示しており、重負荷期においても健全時と同様に電圧推定精度は高く、9 割以上を絶対推定誤差 5V 以下に抑えることが可能であった。

図 3-16 は、それぞれの電圧制御手法におけるバンク事故復旧配電線 (F1) の末端であるノード 24 と太陽光発電が連系された住宅配電線 (F3) の末端であるノード 70 の電圧分布を示している。従来手法ではバンク事故が発生した直後にバンク事故復旧配電線の電圧下限逸脱を検知し、タップ上げ動作を行うことでの電圧下限逸脱量を減少させており、提案手法ではタップ動作を行わず、電圧下限逸脱量を削減できていないことが確認できる。しかしながら、タップを切替えたことにより、従来手法では住宅配電線において電圧上限逸脱が発生しており、事故復旧配電線の電圧逸脱が他の複数の配電線に波及させており、提案手法ではこの電圧上限逸脱を防ぐことができている。これが電圧逸脱需要家数をタップ切替の電圧制御指標に加えた影響であり、従来手法を用いると電圧逸脱量は小さく済むが電圧逸脱を複数の配電線に波及しているが、提案手法では電圧逸脱量は大きくなるが電圧逸脱の生じる需要家数、配電線数を削減することが可能である。ただし、提案手法を用いた場合においても、電圧逸脱需要家数の削減のためにバンク事故発生時の電圧逸脱量が増加することはない。表 3-8, 表 3-9 にバンク事故発生時刻、太陽光発電の導入率を変化させた際の配電システム全体の太陽光発電の総発電量、および電圧逸脱需要家数を示す。これらの結果から、提案手法を用いることで太陽光発電の総発電量は最大で 31.7%の増加が可能であることがわかる。また、従来手法ではバンク事故が昼から夜にかけて発生した場合に電圧逸脱需要家数が多くなる傾向があるが、提案手法を用いた場合ではバンク事故が発生する時間に関係なく常に同じ電圧逸脱需要家数となり、従来手法と比較して 18 時にバンク事故が発生したケースで最大約 59.5%の削減が可能であった。

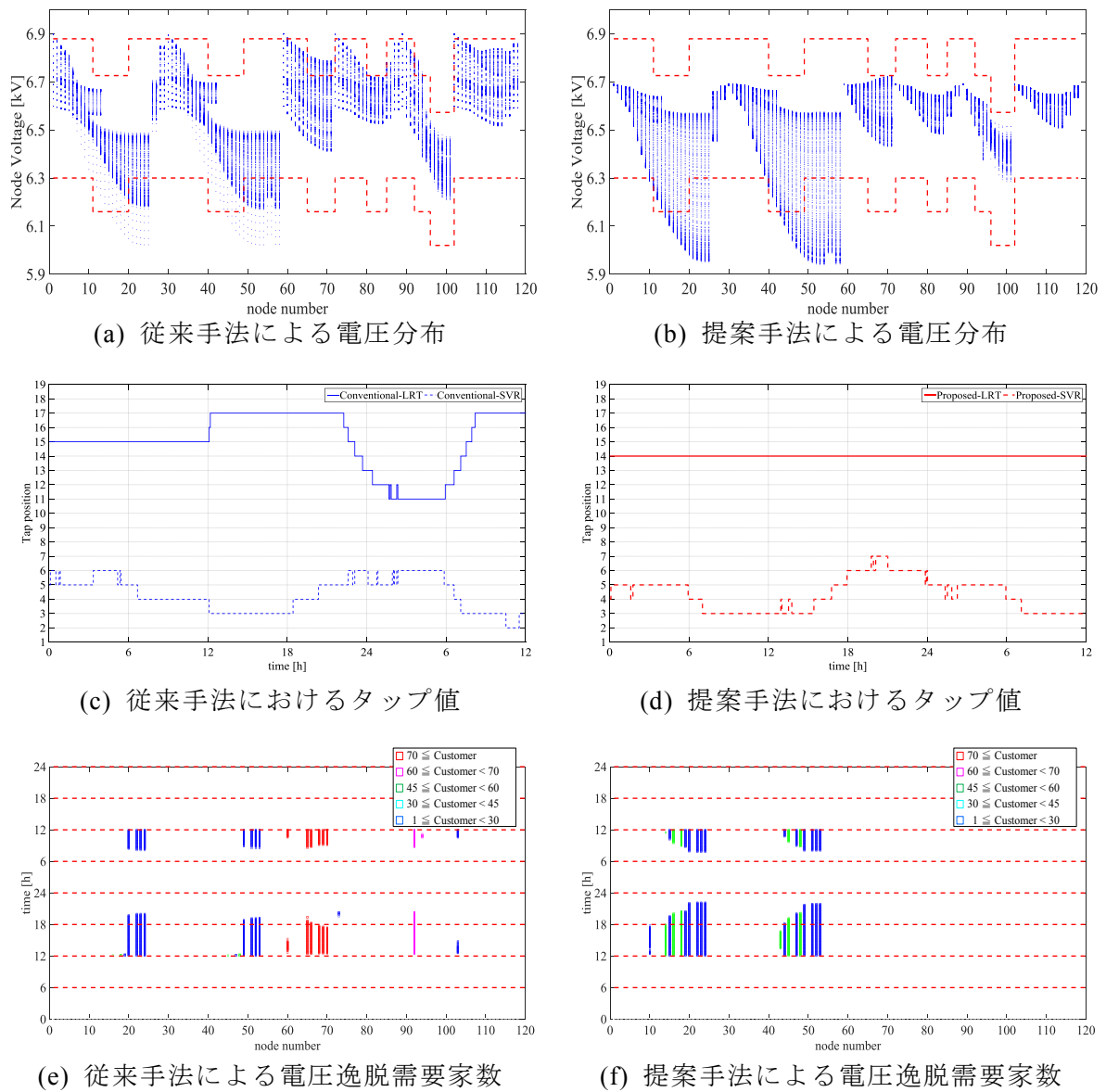


図 3-14 従来手法と提案手法による重負荷期における電圧制御結果

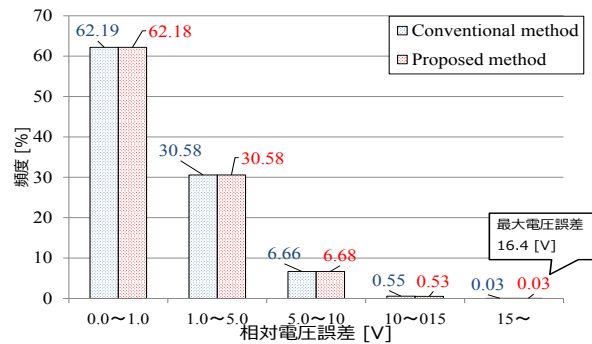
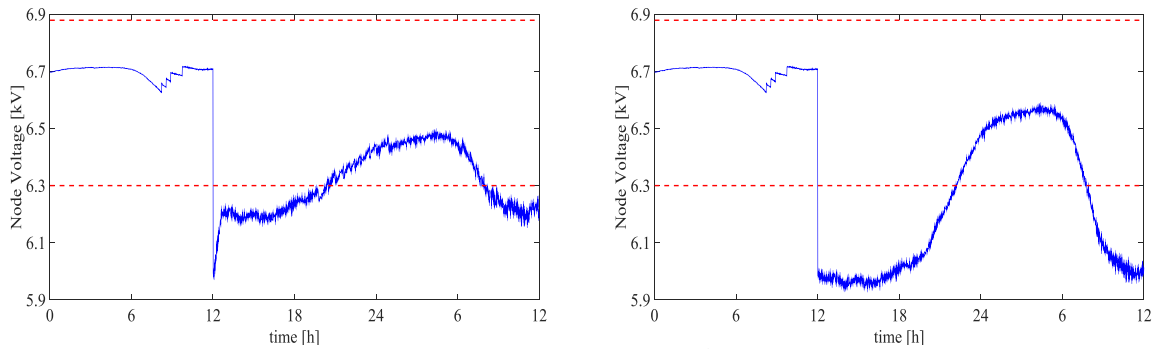
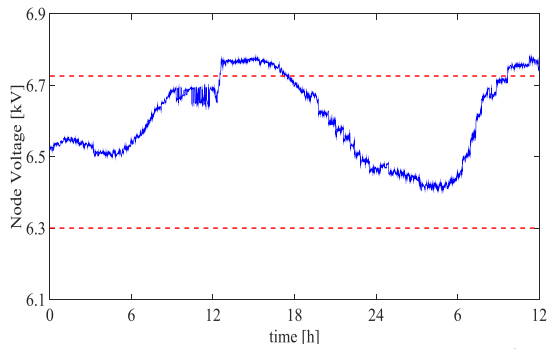


図 3-15 重負荷期における電圧推定誤差

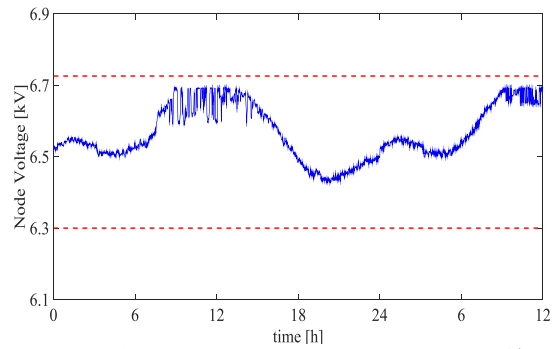


(a) 従来手法を用いた際のバンク事故復旧配電線の末端ノード電圧 (F1, N24)

(b) 提案手法を用いた際のバンク事故復旧配電線の末端ノード電圧 (F1, N24)



(c) 従来手法を用いた際の住宅配電線の末端ノード電圧 (F3, N70)



(d) 提案手法を用いた際の住宅配電線の末端ノード電圧 (F3, N70)

図 3-16 バンク事故復旧配電線と住宅配電線の末端ノード電圧

表 3-8 重負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの太陽光発電の総発電量

		太陽光発電の総発電量 [%]							
		従来手法				提案手法			
		6時	12時	18時	24時	6時	12時	18時	24時
太陽光 発電の 導入率	10%	64.5	75.9	79.9	79.9	96.2	100	95.4	95.4
	20%	61.2	71.7	77.3	77.3	91.6	94.0	90.4	90.4
	30%	59.6	68.3	74.7	74.7	82.3	94.0	80.0	80.1
	40%	59.3	65.5	70.9	70.9	76.9	78.4	74.9	74.9
	50%	57.2	62.6	67.7	67.8	74.5	74.9	73.0	73.1

表 3-9 重負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの電圧逸脱需要家数

		電圧逸脱需要家数 [軒]	
		従来手法	提案手法
バンク事故 発生時刻	6時	584	320
	12時	786	320
	18時	790	320
	24時	584	320

以上より、今回の配電系統モデルにおいてバンク事故復旧時に提案手法を適用した際には、軽負荷期には太陽光発電の総発電量は従来手法と比べて減少したものの、その割合は小さく、従来手法で発生していた電圧逸脱を解消することが可能となった。また、重負荷期には太陽光発電の総発電量の増加、および電圧逸脱需要家数の削減が可能であり、バンク事故復旧時の電圧逸脱の他の配電線への波及を防止可能であることを確認した。

一方、重負荷期における提案手法の電圧制御結果は、一部の需要家のみ大幅に電圧逸脱する結果となった。しかしながら、提案手法によって電圧逸脱の生じる地域・区間を局所的にできるため、特定地域の需要家のみに影響が出ることが予めわかっていたら、設備投資や発電車を向かわせる等の措置を行うことができ、配電系統計画・運用を行う上で十分に有用な電圧制御手法だと言える。なお、本研究で想定した異バンクによる事故復旧は、電圧降下が大きくなり最も電圧管理が困難となるケースである。そのため、バンク事故復旧時よりも電圧管理が容易となる他の高圧配電線事故においても、提案手法は妥当だと考えられる。また、提案する電圧制御手法は、センサ内蔵開閉器からの情報取得により電圧分布を把握できるため、系統構成が異なる様々な配電系統に対しても適用可能であり、次世代の電圧制御手法として貢献できる手法である。

本検証では、バンク事故復旧配電線に太陽光発電が導入されていないことを前提として評価を行った。太陽光発電が導入されている配電線にて系統事故が発生した場合には、太陽光発電の解列・再並列を考慮する必要がある。これらの現象を踏まえた電圧制御手法の開発、および評価が今後の重要な課題として挙げられる。

## 本章のまとめ

本章では、配電系統事故として最も電圧管理が困難となる配電用変電所の変圧器バンク事故を想定し、バンク事故復旧時に対応した電圧管理手法を提案した。提案する電圧制御手法は、配電系統に設置されたセンサ内蔵開閉器の計測電圧値を用いた集中型電圧制御手法であり、電圧制御指標に電圧逸脱需要家数を取り入れ、バンク事故発生時の電圧逸脱量を増加させない制約を設けることで、電圧逸脱量と電圧逸脱需要家数の双方を削減可能とする多目的な電圧制御手法である。ここでは、配電用変電所以下6配電線を模擬した配電系統モデルにおいて、健全時における電圧制御効果、ならびに健全時からバンク事故復旧時への系統構成変化を踏まえた数値シミュレーションを実施し、太陽光発電の総発電量と電圧逸脱需要家数の観点から、提案手法の有効性を検証した。以下に本章の実施内容をまとめるとともに、今後の課題を述べる。

3.2節では、配電系統事の高圧配電線事故における電圧管理において、これまで提案されてきた電圧逸脱量の最小化を目的とする電圧制御手法を適用した際の問題点を述べるとともに、配電系統事故復旧時の電圧管理に電圧逸脱需要家数の削減が必要であることを述べた。

3.3節では、配電系統における電圧逸脱量と電圧逸脱需要家数の双方を削減可能とする多目的な電圧制御手法を提案した。提案する電圧制御手法では、センサ内蔵開閉器の計測電圧値をもとに電圧分布を推定し、推定電圧から電圧逸脱需要家数を削減するようにタップ制御を行う。その際、バンク事故発生時の電圧逸脱量を増加させることのないような制約を設けており、電圧逸脱需要家数を削減するために電圧逸脱量が増加するようなタップ制御は行わない。

3.4節では、6配電線をモデル化した配電系統モデルにて、健全時とバンク事故復旧時における数値シミュレーションを実施し、提案手法の有効性を検証した。健全時には、太陽光発電の導入率、晴天・曇天の発電プロファイルを変化させ、現行の電圧制御手法であるLDC方式との電圧制御効果の比較を行い、提案手法により電圧逸脱の防止、太陽光発電の総発電量の増加が可能であることを示した。しかしながら、電圧制御機器のタップ動作回数が増加することが確認でき、電圧制御を行うためのパラメータとなる目標電圧範囲の設定が課題となることを述べた。一方、バンク事故復旧時においては、太陽光発電の導入率、重負荷・軽負荷の負荷パターン、ならびにバンク事故発生時刻を変化させ、これまで提案されてきた電圧逸脱量の削減のみを目的とする単目的の集中型電圧制御手法との比較を実施した。その結果、軽負荷期においては太陽光発電の総発電量が従来手法と比較して減少したものの、電圧逸脱を解消することが可能であることを示した。重負荷期においては太陽光発電の総発電量の増加、および電圧逸脱需要家数の削減が可能であること、また、バンク事故復旧時の電圧逸脱の他の配電線への波及を防止できることを明らかにした。

本研究では、電圧制御機器のタップ制御周期、および目標電圧範囲の設定などの制御パラメータは試行錯誤的に決定しており、また、バンク事故復旧配電線に太陽光発電が導入されていないことを前提として評価を行っている。そのため、健全時におけるタップ動作回数の削減を目的とした電圧制御パラメータの決定や配電系統事故時の太陽光発電の解列、再並列を踏まえた電圧制御手法の開発が今度の課題である。



## 参考文献

- [3-1] 一般社団法人電気学会(2013) “30編 配電,” in *電気工学ハンドブック(第7版)*, pp. 1537–1601.
- [3-2] 東京電力株式会社, “流通設備計画ルール,” 2015. [Online]. Available: <http://www.tepco.co.jp/corporateinfo/provide/engineering/wsc/rule-j.html>.
- [3-3] 経済産業省, “平成25年度電気保安統計,” 2015. [Online]. Available: [http://www.meti.go.jp/policy/safety\\_security/industrial\\_safety/sangyo/electric/detail/result-2.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/result-2.html).
- [3-4] 電気協同研究会, “配電設備保全技術の高度化,” *電気協同研究*, vol. 64, no. 2, 2009.
- [3-5] 植野一郎, *電力技術デスクブック*. 電気書院, 1970.
- [3-6] 一般社団法人電気学会(2013), “29編 変電,” in *電気工学ハンドブック(第7版)*, 株式会社オーム社, pp. 1481–1536.
- [3-7] 一般社団法人電気学会(2013) “19編 保護リレーと監視制御装置,” in *電気工学ハンドブック(第7版)*, 株式会社オーム社, pp. 925–962.
- [3-8] 経済産業省, “電気用品安全法 電気用品の技術基準の解釈(通達) 別表第八 令別表第一第六号から第九号まで及び別表第二第七号から第十一号までに掲げる交流用電気機械器具並びに携帯発電機.”  
[Online]. Available: <http://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/hourei.htm>.
- [3-9] Y. Hayashi, Y. Hanai, J. Matsuki, Y. Fuwa, and K. Mori, “Determination of the optimal control parameters of voltage regulators installed in a radial distribution network,” *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.*, vol. 3, no. 5, pp. 515–523, Sep. 2008.

## 第4章 集中型管理制御下における サイバー攻撃検知手法<sup>[4-1]-[4-3]</sup>

### 4.1 本章の概要

太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギー電源の普及に伴う電圧制御の課題解決のために、通信設備の配備、センサ内蔵開閉器などの計測機器の導入が進められており、SCADA（Supervisory Control And Data Acquisition）システムを活用した高度化した電圧管理方式の検討が行われている<sup>[4-4]-[4-6]</sup>。近年では、センサ内蔵開閉器にてオンラインで計測する電圧値・電流値に基づきシステムを詳細に監視し、適切な電圧管理を行う集中型電圧制御方式が次世代の電圧制御方式として期待されている。一方、計測情報を活用する集中型電圧制御手法の場合、センサ計測電圧値が改ざんされた場合には電圧制御機器が誤動作し、適正電圧範囲からの電圧逸脱が発生する可能性があるため、電力品質を確保するためにも電圧管理上のサイバーセキュリティを向上させる必要がある<sup>[4-7]</sup>。しかしながら、送電システムを対象としたサイバー攻撃による影響評価やサイバー攻撃検知アルゴリズムの検証は行われている<sup>[4-8]-[4-11]</sup>が、配電システムにおいて計測電圧値が改ざんされるなどのサイバーセキュリティの評価はこれまで成されていない。

本章では、配電システム電圧管理のサイバーセキュリティの観点から、計測電圧値の改ざんが配電システムの電圧制御に与える影響を評価し、健全時の電圧の振る舞いや過去の計測情報に基づいた計測電圧値の改ざんの検知手法を提案する。提案する改ざん検知手法は計測電圧値の改ざんによるタップ切替の抑制、強制的なタップ切替といった電圧制御機器の誤動作を最大限に防止し、適正電圧範囲からの電圧逸脱の発生を回避することを目的としている。本研究では、提案手法に検知されることなく電圧制御機器の誤動作を引き起こす改ざんの可能性を考え、太陽光発電が大量導入された実配電システムモデルを用いて、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と改ざんに伴う電圧逸脱量、ならびに太陽光発電の発電量との関係性を評価し、提案する計測電圧値改ざん検知手法の妥当性を検証する。

## 4.2 電圧制御機器の集中型電圧制御手法

本節では、センサ内蔵開閉器の計測電圧値に基づいてタップ動作を行う集中型電圧制御手法を提案し、計測電圧値に改ざんのない健全時における有用性を示す。

### 4.2.1 集中型電圧制御手法

提案する集中型電圧制御手法の概念図を図4-1に示す。提案する電圧制御手法では、配電系統に設置したセンサ内蔵開閉器の計測電圧値を通信設備を介して集約して系統を監視し、配電系統全体の電圧値を基準電圧  $V_{ref}$  に近づけるようにタップ制御を行い、適正電圧の維持を図る<sup>[4-4]</sup>。配電系統では、図4-1に示すように柱上変圧器のタップ比率により地点ごとの適正電圧値が異なるため、本研究では適正電圧範囲の中央値を各ノードの基準電圧  $V_{ref_i}$  として定義し、基準電圧  $V_{ref_i}$  と計測電圧値  $V_i(t)$  との最大電圧偏差、および最小電圧偏差からタップ切替を判断する。制御手法は現行の電圧制御方式である LDC 方式を拡張したものであり、基準電圧との最大電圧偏差と最小電圧偏差の総和を算出し、その総和を一定範囲に維持するようにタップ切替を行うものである。

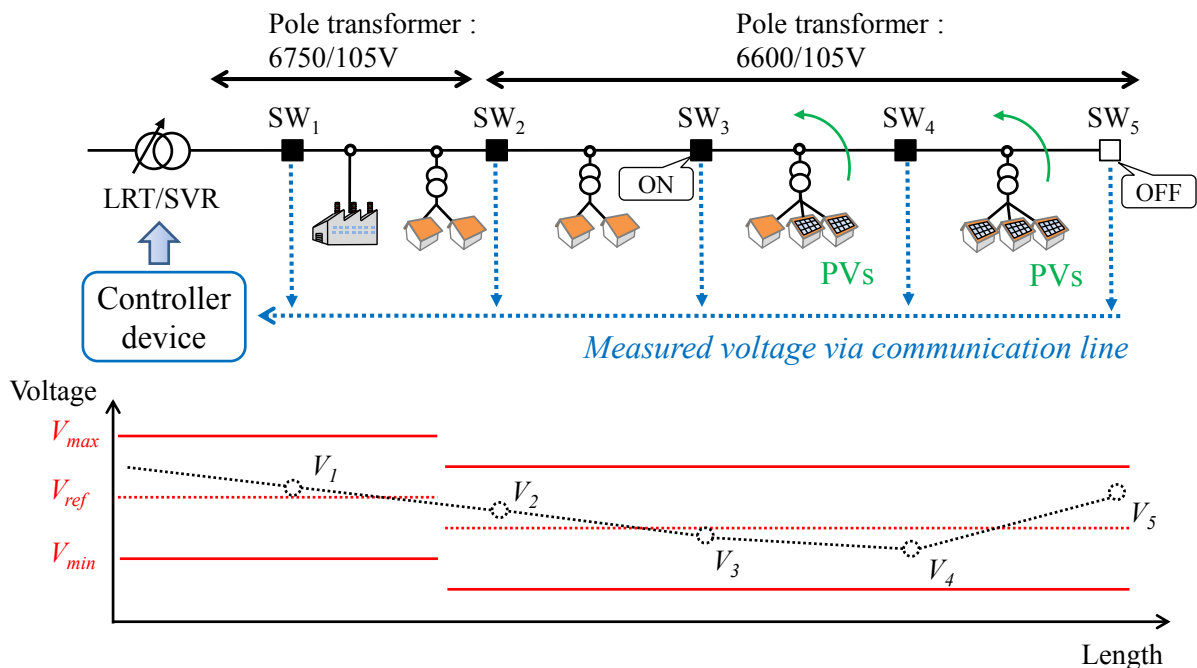


図 4-1 集中型電圧制御手法

以下に、電圧制御機器のタップ制御について概説する。

センサ内蔵開閉器  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ) の取得時刻  $t$  における計測電圧値  $V_i(t)$  について、基準電圧  $V_{ref}$  (適正電圧範囲の中央値) との電圧偏差を求め、配電系統における最大電圧偏差と最小電圧偏差の総和を算出する。

$$\Delta V_i(t) = V_i(t) - V_{ref_i} \dots\dots\dots (4.1)$$

$$\Delta V_{\min}(t) \equiv \min_i \Delta V_i(t) \dots\dots\dots (4.2)$$

$$\Delta V_{\max}(t) \equiv \max_i \Delta V_i(t) \dots\dots\dots (4.3)$$

$$\Delta V_c(t) = \Delta V_{\max}(t) + \Delta V_{\min}(t) \dots\dots\dots (4.4)$$

算出した電圧偏差の総和について、予め設定した不感帯幅  $\varepsilon$  からの逸脱量を積分し、不感帯幅の逸脱時間積分値  $F(t)$  が設定した閾値に達した場合に式(4.6)に示すタップ指令を電圧制御機器へ与える。

$$F(t) = \int \text{sgn}(\Delta V_c(t)) \cdot (\Delta V_c(t) - \varepsilon) dt \dots\dots\dots (4.5)$$

$$\text{tap}(t+1) = \begin{cases} \text{tap}(t)+1 & \text{if } F < -F_{ref}, \\ \text{tap}(t)-1 & \text{if } F > F_{ref}, \\ \text{tap}(t) & \text{otherwise} \end{cases} \dots\dots\dots (4.6)$$

#### 4.2.2 実配電システムモデルを用いた集中型電圧制御手法の検証

本項では、実配電システムモデルを用いた数値シミュレーションにより、計測電圧値に改ざんのない健全時において、提案する集中型電圧制御手法の妥当性を検証する。

##### (1) 数値シミュレーション条件

数値シミュレーションに用いる配電システムモデルを図 4-2 に示す。本配電システムモデルは住宅地区を 6.6kV 高圧配電線から 100V 低圧配電線までを詳細に模擬した実配電システムモデルであり、全 14 ノードにセンサ内蔵開閉器が設置されているものとした。本配電システムモデルには高圧需要家 7 軒、低圧需要家 435 軒が存在し、低圧システムには 3~18 軒の低圧需要家が連系されている。図 4-3 に高圧負荷電力、低圧システムでの負荷電力、太陽光発電の発電電力波形の一例を示す。高圧負荷は電気協同研究<sup>[4-12]</sup>にて得られた実測値であり、低圧システムでの負荷電力および太陽光発電電力は、群馬県太田市での新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)「集中連系型太陽光発電システム実証研究<sup>[4-13]</sup>」にて得られた実測値を活用し、柱上変圧器以下の全住宅を縮約模擬した波形を使用した。また、電圧管理は配電用変電所に設置された LRT によって行われ、4.2.2 項にて説明した集中型電圧制御方式を適用する。その際、不感帯幅  $\varepsilon = 90$  [V]、タップ切替の閾値  $F_{ref} = 15$  [V·s] に設定した。これらはタップ動作回数の削減を目的として最適化を行った結果である。表 4-1 に配電システム構成、集中型電圧制御方式の制御パラメータなどの数値シミュレーション条件を示す。

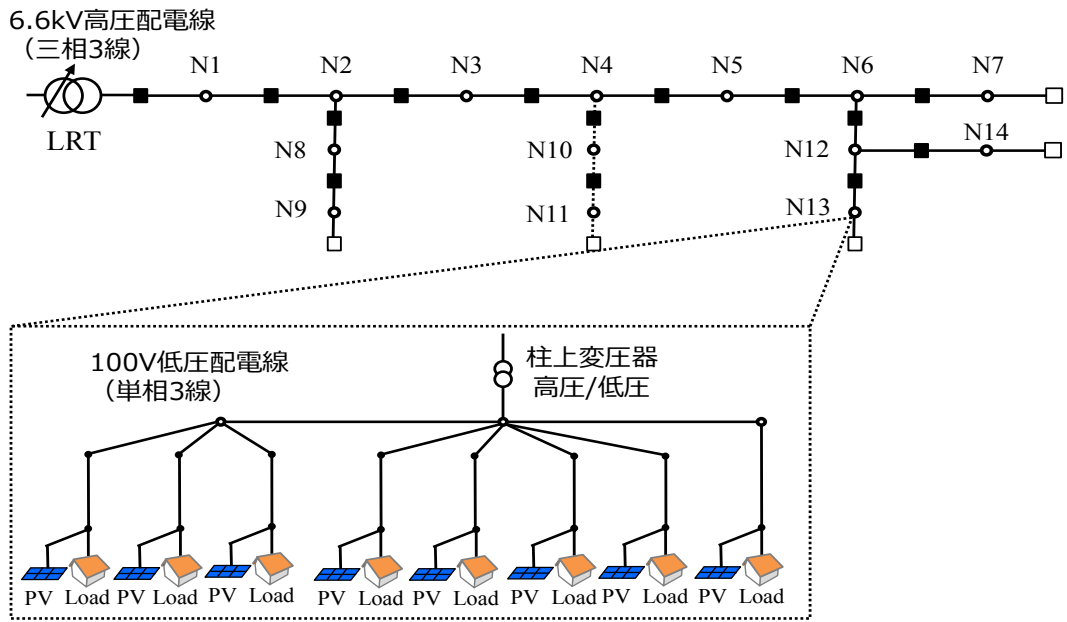
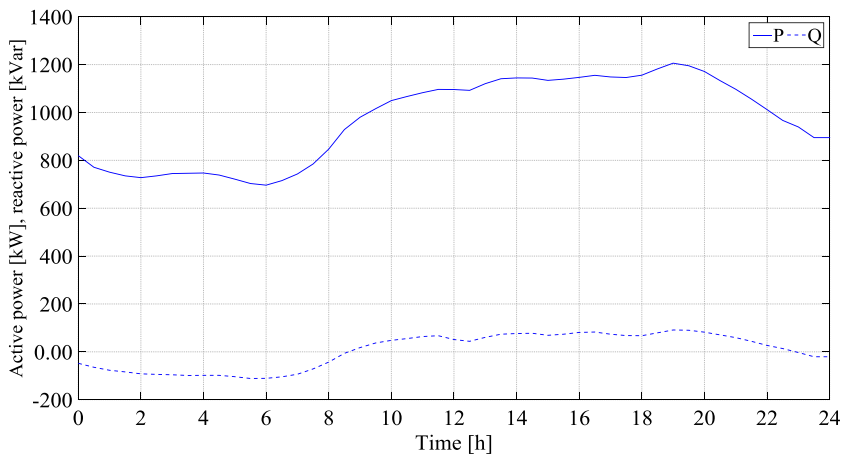
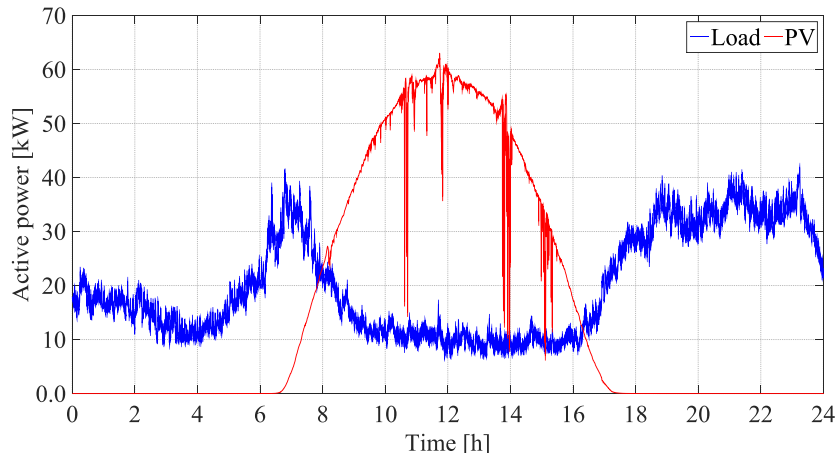


図 4-2 配電システムモデル



(a) 高圧負荷電力



(b) 低圧負荷電力, 太陽光発電電力の例

図 4-3 高低圧負荷電力と太陽光発電の発電電力プロファイル

なお、本研究では配電系統への太陽光発電の導入率について、(i) 導入率 0%、(ii) 導入率 100%の2 ケースを想定し、提案する集中型電圧制御手法を検証する。ここで、太陽光発電導入率は式(4.7)に示すように低圧需要家軒数に対する導入割合にて定義し、導入率 100%は全ての低圧需要家に太陽光発電が導入されていることを意味する。

$$\text{太陽光発電導入率} = \text{太陽光発電導入台数} / \text{総低圧需要家軒数} \times 100\% \dots\dots\dots (4.7)$$

表 4-1 数値シミュレーション条件

	項目	設定値
配電系統条件	総配電線路長	9.83 [km]
	負荷容量	2113 [kVA]
	太陽光発電 (導入率 100%)	1487 [kW]
	N1 にける適正電圧範囲 (柱上変圧器 6750/105V タップ)	$6621 \leq V \leq 6879$ [V] (低圧換算 : $103 \leq V \leq 107$ [V])
	N2—N14 にける適正電圧範囲 (柱上変圧器 6600/105V タップ)	$6474 \leq V \leq 6726$ [V] (低圧換算 : $103 \leq V \leq 107$ [V])
電圧制御機器 LRT	基準容量	20 [MVA]
	タップ幅	30 [V/tap]
	タップ級数	21 段
	不感帯幅	90 [V]
	動作時限	15 [V・s]
	センサ内蔵開閉器取得周期	1 [s]

(2) 電圧制御結果

図 4-4、図 4-5 に太陽光発電の導入率 0%、導入率 100%での電圧制御結果を示す。各図の(a)、(b)はそれぞれセンサ内蔵開閉器の計測電圧値、実際の電圧分布、および電圧制御機器のタップ値を示している。計測電圧値に改ざんがない健全時には、(a) 計測電圧値と(b) 実際の電圧分布との差はなく、太陽光発電導入率 0%の場合には朝方と夕方の時間帯における負荷電力の増加に伴い、電圧降下を補償するようなタップ切替が行われている。太陽光発電導入率 100%の場合においても電圧制御機器のタップ切替の傾向は変わらず、夕方の時間帯にタップ切替が行われるのみである。昼間の時間帯の特徴としては、太陽光発電の発電電力により、各ノードの電圧分布の差が小さくなっているが、電圧上限逸脱を引き起こす程の逆潮流も発生していない。結果として、提案する集中型電圧制御手法を採用することにより、太陽光発電の導入率に関わらず、配電系統電圧を適正範囲内に維持できおり、その有効性が確認できる。なお、ノード 1 (N1) の電圧は電圧制御機器 2 次側電圧

値とほぼ同じ電圧値を取り、電圧逸脱の発生が見受けられないことから、評価対象から除外している。

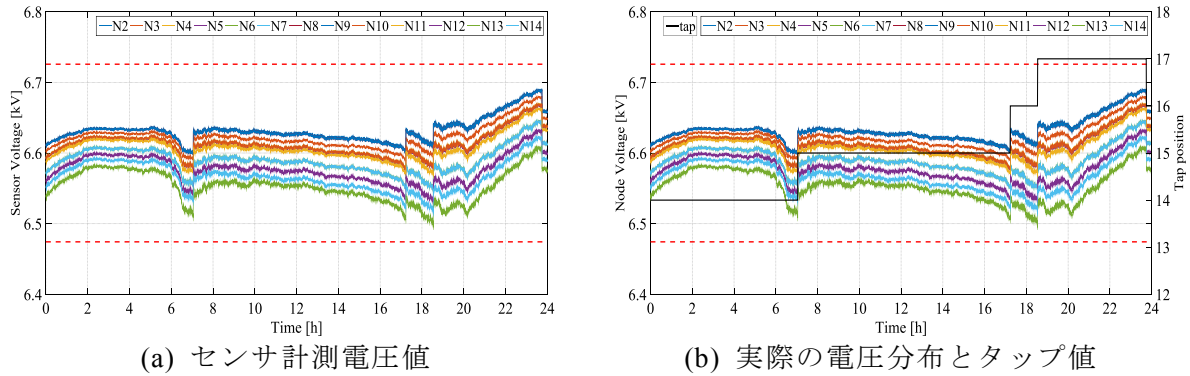


図 4-4 太陽光発電導入率 0%における電圧制御結果

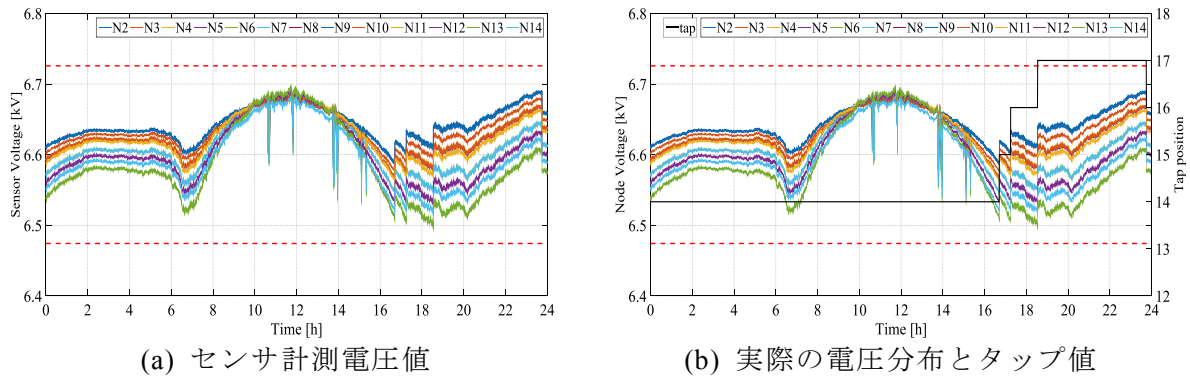


図 4-5 太陽光発電導入率 100%における電圧制御結果

### 4.3 計測電圧値の改ざん検知手法

4.2 節で提案したセンサ内蔵開閉器の計測情報を活用する集中型電圧制御手法では、センサ計測電圧値を支障なく取得できることを前提としている。しかしながら、現実的には計測値の計測誤差、センサ装置の不具合などによるデータ計測値の計測誤差、センサ装置の不具合などによるデータ欠損、といった問題が生じる可能性がある他、通信設備を活用する SCADA システムであることから、悪意を持った攻撃者によりセンサ計測値の改ざん等が行われる可能性が存在する。センサ計測値に改ざんが行われた場合には電圧制御機器が誤動作し、適正電圧範囲からの電圧逸脱が発生する恐れがあり、電力品質を確保するためにも電圧管理上のサイバーセキュリティを向上させる必要がある。

本節では、まず、センサ計測電圧値が改ざんによる際の電圧制御における影響を電圧逸脱発生の有無の観点から評価し、次に計測電圧値の改ざん検知手法を提案する。

### 4.3.1 計測電圧値の改ざんの方針と配電系統電圧制御に与える影響評価

本研究では、計測電圧値の改ざん方針として、電圧制御機器の誤動作を引き起こし、適正電圧範囲からの電圧逸脱を発生させることを目的とした改ざんを想定する。図 4-2 の配電系統モデルにおいては、系統電圧管理が電圧制御機器 LRT のタップ制御のみで行われており、他の電圧制御機器が導入されていないことから、電圧制御機器の誤動作として下記の 2 通りが考えられ、それぞれについて改ざんの影響を評価する。なお、攻撃シナリオとしては 4 通りである。

- (i) 電圧制御機器のタップ切替の抑制
  - (i-a) タップ上げ動作の抑制による電圧下限逸脱
  - (i-b) タップ下げ動作の抑制による電圧上限逸脱
- (ii) 電圧制御機器のタップの強制的な切替
  - (ii-a) 強制的なタップ下げ動作による電圧下限逸脱
  - (ii-b) 強制的なタップ上げ動作による電圧上限逸脱

なお、改ざんを行う攻撃者の前提として、下記の 4 つの前提条件を仮定する。

1. センサ計測電圧値を任意に改ざんできるが、提案する改ざん検知手法（4.3.2 項）以外のセキュリティ対策には検知されない
2. 攻撃者は配電系統構成、センサ設置箇所、集中型電圧制御ロジック等の系統情報を把握可能である
3. ノード 1（N1）のセンサ計測電圧値には改ざんを行わない
4. 配電系統に設置される全てのセンサ計測電圧値を同時には改ざんしない

前提条件 3、前提条件 4 に関しては、図 4-2 に示す今回の配電系統において、ノード 1 の電圧値が電圧制御機器 LRT の自端電圧（2 次側電圧）と比較的同じ値を取り、電流値・電圧値と線路インピーダンスからノード 1 の電圧を推定可能であること、また、全てのセンサ計測電圧値を改ざんできる際には容易に電圧逸脱を引き起こせるため、本研究の検討対象外とする。



(i) 電圧制御機器のタップ切替の抑制による攻撃例

図 4-6, 図 4-7 に電圧制御機器のタップ切替の抑制を引き起こす改ざんの例を示す。図 4-6, 図 4-7 では, 16 時以降のノード 5 からノード 14 までの計測電圧値を各ノードでの基準電圧値 (=6600 [V]) に固定することにより, ノード電圧と基準電圧値との電圧偏差をなくし, タップ動作の抑制を引き起こしている。計測電圧値の改ざんのない健全時には合計 3 回のタップ上げ動作を行う必要があるが, 今回の改ざんにより, 2 回のタップ上げ動作の抑制が可能であり, その結果, 図 4-6 (b), 図 4-7 (b)に示すように, 夕方から夜間の時間帯での電圧降下を補償できなくなり, 末端ノード 13 にて電圧下限逸脱が発生した。また, 太陽光発電の導入率によりタップ上げ動作のタイミングが異なるため, 夜間帯の電圧下限逸脱量の大きさは異なるが, 導入率に関わらず, 電圧逸脱の発生が見受けられた。

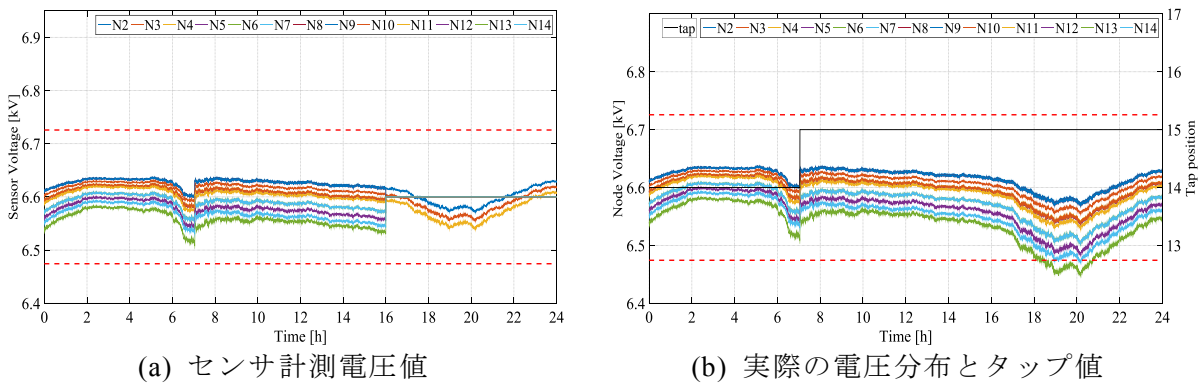


図 4-6 太陽光発電導入率 0%におけるタップ切替の抑制の攻撃例

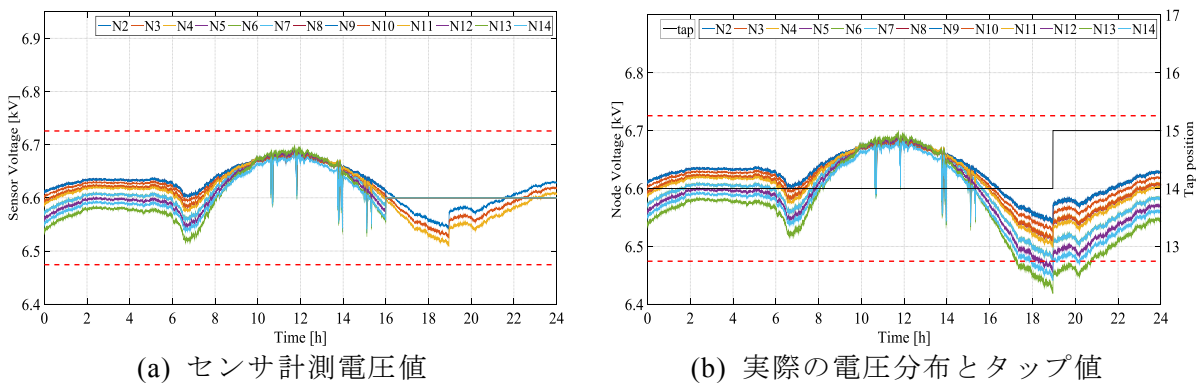


図 4-7 太陽光発電導入率 100%におけるタップ切替の抑制の攻撃例

\*図 4-6, 図 4-7 は文献[4-3]を参考に作成

(ii) 電圧制御機器の強制的なタップ切替による攻撃例

図4-8、図4-9に電圧制御機器の強制的なタップ切替を引き起こす改ざんの例を示す。今回の例では、12時から17時までの時間帯において、配電システムの末端のノード13(N13)の計測電圧値を日中の時間帯に6300Vに設定することで適正電圧範囲から大きく下限逸脱させ、電圧制御機器のタップ上げ動作を引き起こしている。これは4.2.1項にて説明した対象とする集中型電圧制御手法では、各ノードの計測電圧値と基準電圧(適正電圧範囲の中央値)との電圧偏差から、配電システム全体として電圧偏差が小さくなるようにタップ制御を行う制御方針を採用しているからであり、基準電圧値からの電圧偏差が極端に大きくなる外れ値のような計測電圧値に影響を受けやすいためである。この結果、タップ上げ動作により、電圧制御機器のタップ値は上限値(タップ値:21段)に張り付き、配電システムの全てのノードにおいて電圧上限逸脱が発生している。太陽光発電の導入率100%の場合には、日中の時間帯での逆潮流による電圧上昇が大きいいため、電圧分布が高めに維持されており、強制的なタップ上げ動作による影響が導入率0%の場合と比較して大きく、適正電圧範囲からの電圧逸脱量も大きくなる傾向がある。

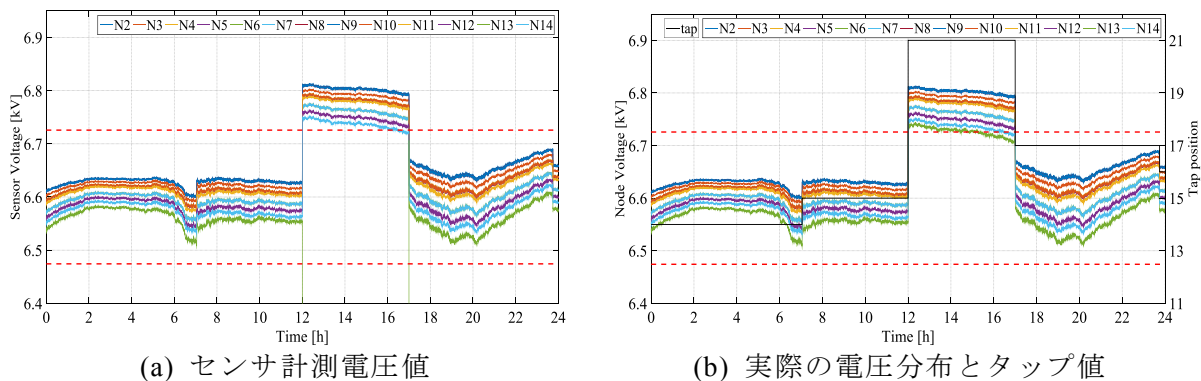


図4-8 太陽光発電導入率0%における強制的なタップ切替の攻撃例

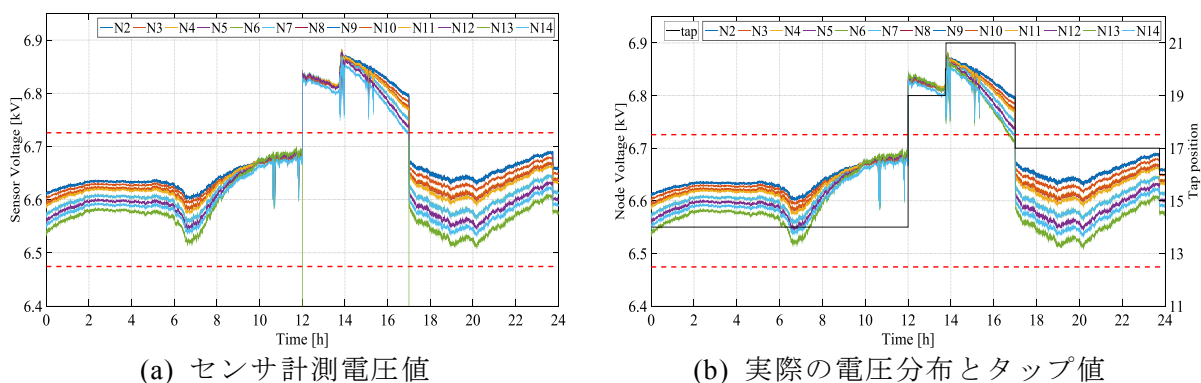


図4-9 太陽光発電導入率100%における強制的なタップ切替の攻撃例

\*図4-8、図4-9は文献[4-3]を参考に作成

以上より、センサ計測電圧値の改ざんが配電系統電圧制御へ与える影響として、(i) 電圧制御機器の強制的なタップ切替、(ii) 電圧制御機器のタップ切替の抑制、の2通りの影響を確認し、集中型電圧制御手法では計測電圧値の改ざんにより適切な電圧管理が困難となり、電圧逸脱が発生する状況を確認した。

### 4.3.2 計測電圧値の改ざん検知手法

図4-6から図4-9に示す計測電圧値の改ざん例は、明らかに不自然な挙動であり、容易に検知が可能である。そこで、本研究で提案する計測電圧値の検知手法は、健全時や過去の計測電圧値の振る舞いに基づく検知手法であり、単純な4箇条で構成される。また、4.3.1項で述べた2通りの電圧制御機器の誤動作を最大限に防止し、適正電圧範囲からの電圧逸脱を削減することを目的としている。

以下に、提案するセンサ計測電圧値の改ざん検知手法として、4箇条を示す。

#### 条件1. 電圧範囲制約（適正電圧維持制約）

センサ計測電圧値を用いた集中型電圧制御により、詳細な系統監視が可能となるため、配電線電圧は適正電圧範囲に維持可能だと考えられる。つまり、ノード*i*の電圧は下記の制約条件を満たす。

$$V_{\min i} \leq V_i(t) \leq V_{\max i} \quad i=1, 2, \dots, M, \dots, N \quad \dots \dots \dots (4.8)$$

ただし、 $V_{\min i}, V_{\max i}$ はノード*i*における適正電圧上下限值であり、*N*は配電系統の総ノード数である。

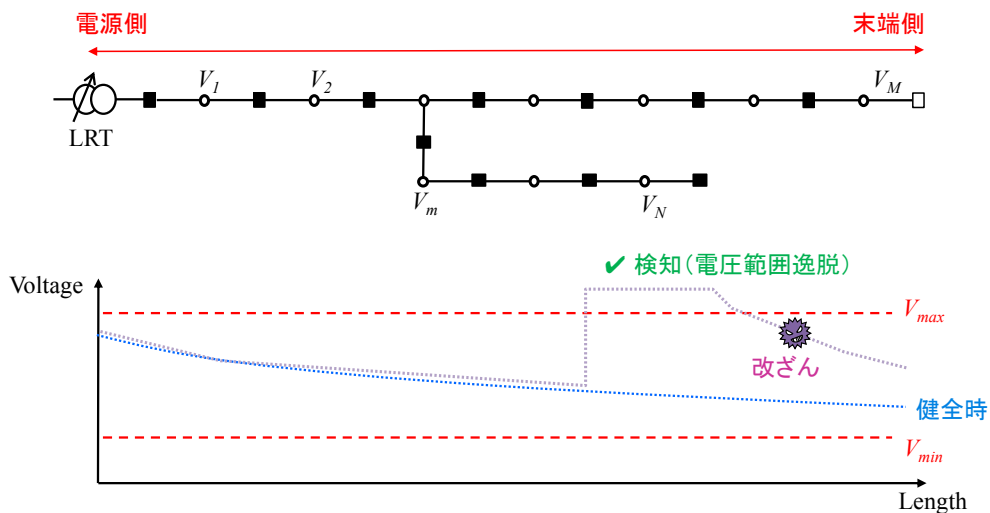


図4-10 条件1：電圧範囲制約による改ざん検知例

**条件 2. 配電線電圧の順序制約**

配電系統は放射状構成のため、太陽光発電などの再生可能エネルギー電源が連系されていない場合には、配電線電圧は電源側から末端側に向かって単調に減少する。ただし、再生可能エネルギー電源が連系されている場合には本条件は無視し、また、分岐線の電圧に関しては、分岐線単位での電圧順序制約のみ考慮し、分岐線の末端ノード同士の電圧順序はわからないものとする。

配電線幹線

$$V_1(t) \geq V_2(t) \geq \dots \geq V_M(t) \dots \dots \dots (4.9)$$

配電線分岐線

$$V_m(t) \geq \dots \geq V_{N-1}(t) \geq V_N(t) \dots \dots \dots (4.10)$$

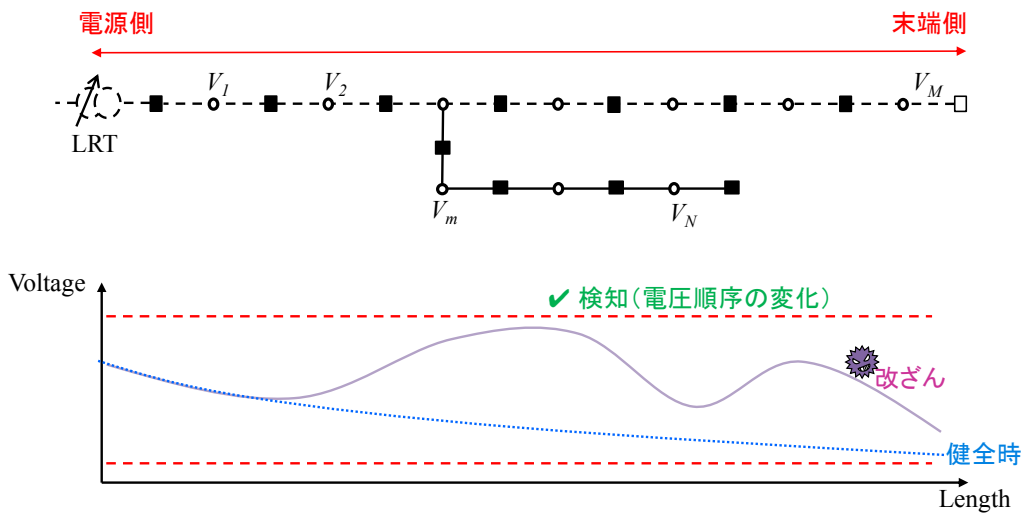


図 4-11 条件 2：配電線電圧順序制約による改ざん検知例

**条件 3. 電圧変動幅制約**

電圧制御機器のタップ切替時を除き、配電線電圧が大きく離散的に変動することは少ないため、現在のセンサ計測電圧値と一断面前の計測電圧値との電圧差は小さい。よって、計測時刻  $t$  における計測電圧値と計測時刻  $t-1$  での計測電圧値の電圧偏差に式(4.11)の制約条件を設ける。ただし、定数  $C$  は健全時と過去の電圧分布に基づき決定する。

$$|V_i(t) - V_i(t-1)| \leq C \text{ (定数)} \dots \dots \dots (4.11)$$

**条件 4. 電圧分布幅制約**

配電系統内の電圧には、ある程度のばらつきがあるため、センサ計測電圧値の最大値と最小値の電圧偏差は一定値以上に保たれる。よって、計測電圧値の分布幅に関し、式(4.12)

の制約条件を設定し、検知条件とする。ただし、定数  $D$  は条件 3 と同じく、健全時と過去の電圧分布の振る舞いより決定される値である。

$$\max_i V_i(t) - \min_j V_j(t) \geq D \text{ (定数)} \dots\dots\dots (4.12)$$

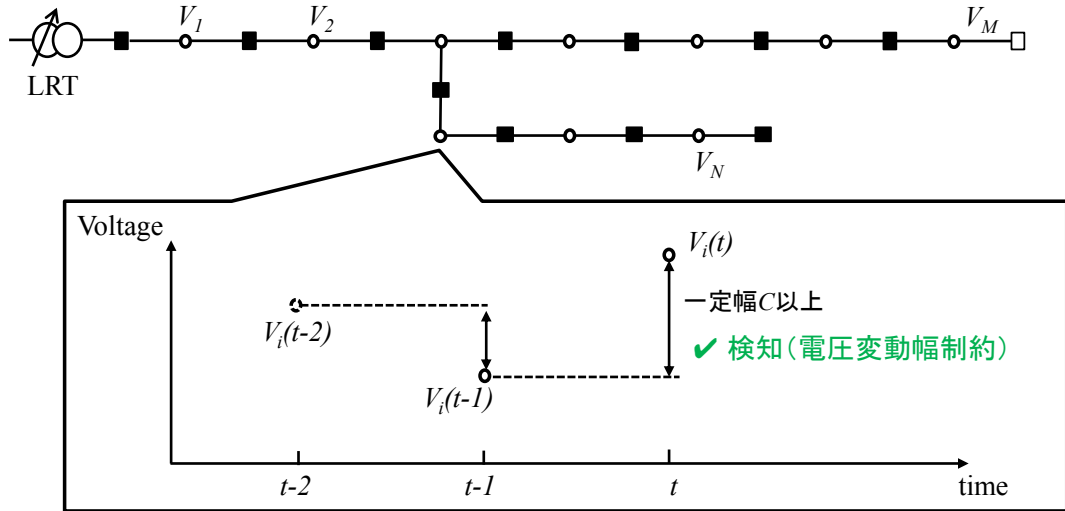


図 4-12 条件 3 : 配電線電圧変動幅制約による改ざん検知例

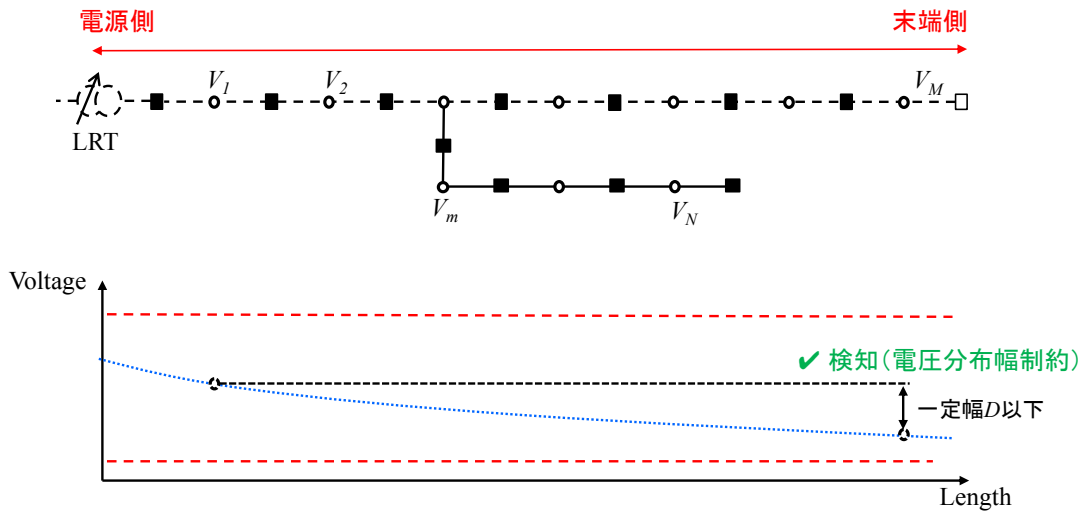


図 4-13 条件 4 : 配電線電圧分布幅制約による改ざん検知例

上述した計測電圧値の改ざん検知手法により、4.3.1 項にて評価した 2 通りの改ざん攻撃例はある程度の検知が可能となる。(i) 電圧制御機器の強制的なタップ切替の攻撃例では、

検知条件1および検知条件3により検知可能となり，(ii) 電圧制御機器のタップ切替の抑制の攻撃例では，検知条件1および検知条件4により検知可能である。

### 4.3.3 電圧逸脱を引き起こす計測電圧値の改ざんの分析

本項では，前項で述べた改ざん検知手法に検知されずに，タップ電圧制御機器の誤動作，電圧逸脱を引き起こせる改ざんとして，どのような改ざんが考えられるかを分析する。

本研究にて採用する集中型電圧制御手法では，取得したセンサ計測電圧値を用いて，式(4.4)–(4.6)に基づき電圧制御機器のタップ値を決定する。また，4.3.1項にて設定した攻撃者の前提条件より，攻撃者は集中型電圧制御ロジックを既知であるとしているため，電圧制御機器の誤動作を引き起こすためには，式(4.4)で定義される $\Delta V_c(t)$ に影響を与えるように計測電圧値を改ざんすることが最も効果的だと判断できる。このような考えのもと，4.3.1項にて述べた4つの改ざん方針について，改ざんの可能性を分析する。ただし，下記の5条件を満たす前提にて図4-1に示す簡易的な配電システムモデルを想定し，検討を行う。

- 仮定1. 分岐線がなく，ノード番号が電源側から末端側に向かって順に付けられているとする
- 仮定2. 太陽光発電の導入率は0%とする
- 仮定3. 改ざんされるセンサ数を $K$ としたとき， $K \leq N-2$ とする  
(ノード1は改ざんされない)
- 仮定4. 改ざん検知手法のうち，条件3，条件4は除外する
- 仮定5. ノード1を除き，他の適正電圧範囲は同じである( $V_{\max,1} > V_{\max,i}, V_{\min,1} > V_{\min,i}$ )

上記の条件では，配電システムの実際の電圧値 $\Delta V_i^*(t)$ は電圧順序制約を満たす。

$$V_1^*(t) \geq V_2^*(t) \geq \dots \geq V_N^*(t) \dots\dots\dots (4.13)$$

#### (1) $\Delta V_c(t)$ の最大化

攻撃シナリオ(i-a) タップ上げ動作の抑制を引き起こすには，式(4.5)から， $\Delta V_c(t)$ を不感帯幅内に維持する必要がある。

$$\Delta V_c(t) \geq -\varepsilon \quad \text{when } V_c^*(t) < -\varepsilon \dots\dots\dots (4.14)$$

また，攻撃シナリオ(ii-a) 強制的なタップ下げ動作に関しても同様に考えると，式(4.15)に示すように， $\Delta V_c(t)$ を不感帯幅から上限逸脱させる必要がある。

$$\Delta V_c(t) \geq \varepsilon \quad \text{when } V_c^*(t) < \varepsilon \quad \dots\dots\dots (4.15)$$

式(4.14), 式(4.15)から,  $\Delta V_c(t)$ を最大化することが攻撃シナリオ(i-a), および(ii-a)を引き起こす必要条件となる。つまり, 改ざんされるセンサ数を  $K$  とすると, 下記の最大化問題を解くことで得られる改ざんが, 電圧制御機器の誤動作を引き起こす最も効果的な改ざんとなる。

$$\text{Maximize } \Delta V_c(t) \quad \dots\dots\dots (4.16)$$

$$\begin{aligned} \text{subject to } & V_{\min i} \leq V_i(t) \leq V_{\max i}, \quad i=1, 2, \dots, N \\ & V_1(t) \geq V_2(t) \geq \dots \geq V_N(t) \\ & \left\{ i : V_i(t) \neq V_i^*(t) \right\} \leq K \\ & V_1(t) \neq V_1^*(t) \end{aligned} \quad \dots\dots\dots (4.17)$$

ここで,  $|\bullet|$  は要素の数であり, 改ざんされたセンサ数が  $K$  以下であることを意味する。

上記の最大化問題では, 式(4.4)から下記を満たす  $V_i(t)$  を見つけることと等価である。

$$\max \Delta V_c(t) = \max \Delta V_{\max}(t) + \max \Delta V_{\min}(t) \quad \dots\dots\dots (4.18)$$

式(4.18)の第一項については, 電圧順序制約と仮定 3, 仮定 5 よりノード 2 の計測電圧値  $V_2(t)$  を, ノード 1 の実際の電圧値  $V_1^*(t)$  と適正電圧上限値  $V_{\max,2}$  より大きくなることのないように改ざんすることで得られる。

$$\begin{aligned} \max \Delta V_{\max}(t) &= \max V_2(t) - V_{ref2} \\ &= \min \left\{ V_1^*(t), V_{\max,2} \right\} - V_{ref2} \end{aligned} \quad \dots\dots\dots (4.19)$$

また, 残りの  $K-1$  のセンサ計測電圧値については, 制約条件を満たしつつ  $\Delta V_{\min}(t)$  を最大化する必要がある,

$$\max \Delta V_{\min}(t) = V_{N-K+1}^*(t) - V_{ref_{N-K+1}} \quad \dots\dots\dots (4.20)$$

式(4.19), 式(4.20)より,

$$\max \Delta V_c(t) = \min \left\{ V_1^*(t), V_{\max,2} \right\} - V_{ref2} + V_{N-K+1}^*(t) - V_{ref_{N-K+1}} \quad \dots\dots\dots (4.21)$$

となる。つまり, ノード  $i$  の計測電圧値  $V_i(t)$  は, 下記により得られる。

$$V_i(t) = \begin{cases} \min \left\{ V_1^*(t), V_{\max,2} \right\} & \text{if } i=2 \\ V_{N-K+1}^*(t) & \text{if } i=N-K+2, \dots, N \\ V_i^*(t) & \text{otherwise} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (4.22)$$

(2)  $\Delta V_c(t)$ の最小化

攻撃シナリオ(i-b) タップ下げ動作の抑制による電圧上限逸脱, (ii-b) 強制的なタップ上げ動作による電圧上限逸脱, についても同様に考えられ,  $\Delta V_c(t)$ の最小化が必要条件となる。

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } \Delta V_c(t) \dots\dots\dots (4.23) \\ & \text{subject to (4.17)} \end{aligned}$$

上記の最小化問題では, 式(4.24)を満たす  $V_i(t)$  を見つけることと等価である

$$\min \Delta V_c(t) = \min \Delta V_{\max}(t) + \min \Delta V_{\min}(t) \dots\dots\dots (4.24)$$

最小電圧偏差  $\Delta V_{\min}(t)$  に関しては, 電圧順序制約よりノード  $N$  の計測電圧が最小値となるため, 適正電圧下限値  $V_{\min,N}$  に張り付かせるような改ざんが効果的であり, また, 最大電圧偏差  $\Delta V_{\max}(t)$  は, 上位側のセンサ計測電圧値を末端側の電圧値と等しくさせることにより最小化が可能であることから, ノード  $i$  の計測電圧値  $V_i(t)$  は,

$$V_i(t) = \begin{cases} V_{K+1}^*(t) & \text{if } i = 2, \dots, K \\ V_{\min,N} & \text{if } i = N \\ V_i^*(t) & \text{otherwise} \end{cases} \dots\dots\dots (4.25)$$

となる。この時,

$$\min \Delta V_{\min}(t) = V_{\min,N} - V_{ref,N} \dots\dots\dots (4.26)$$

$$\min \Delta V_{\max}(t) = V_{K+1}^*(t) - V_{ref,K+1} \dots\dots\dots (4.27)$$

であることから, 式(4.24)は,

$$\min \Delta V_c(t) = V_{K+1}^*(t) - V_{ref,K+1} + V_{\min,N} - V_{ref,N} \dots\dots\dots (4.28)$$

となる。

一方, 太陽光発電が導入されている場合においても, 上記と同様な改ざんの可能性が考えられる。図 4-4, 図 4-5 に示す健全時の電圧制御結果から, 太陽光発電の導入による違いは日中の時間帯に電圧上昇が生じ, 配電系統での電圧分布幅が小さくなる点であり, 夜間の時間帯にタップ上げ動作が必要となる点は変わらない。そのため, 電圧下限逸脱を引き越す攻撃シナリオ(i-a), (ii-a)では, 式(4.22)と同様な改ざんが有効となる。また, 電圧上限逸脱を引き起こす攻撃シナリオ(i-b), (ii-b)については, 日中の時間帯の電圧上昇により簡単に引き起こすことが可能だが, 配電系統での電圧分布幅が小さくなる点, 電圧制御機器のタップ動作による電圧変化が離散的である点から, 計測電圧値の改ざんによって電圧上限逸脱を引き起こした際には全てのノード電圧が上限逸脱する可能性が高く, 全てのノード



ド電圧を改ざんする以外には、改ざんの検知が容易となる。そのため、式(4.25)に示す改ざんが有効であり、太陽光発電の導入時においても式(4.22)、式(4.25)での改ざんが電圧逸脱を引き起こす上では必要な条件となる。

## 4.4 数値シミュレーションによる改ざん検知手法の検証

本節では、提案する計測電圧値の改ざん検知手法の有用性を数値シミュレーションにより検証し、その結果をまとめる。

### 4.4.1 数値シミュレーション条件

提案する計測電圧値の改ざん検知手法の有用性を評価するにあたり、本研究では、提案する改ざん検知手法にて検知されることなく電圧制御機器の誤動作と適正電圧範囲からの電圧逸脱を引き起こす改ざんの可能性を考え、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と電圧逸脱量、太陽光発電の発電量の関係性を評価する。なお、想定する計測電圧値の改ざんは、4.3.3 項に述べた式(4.22)、式(4.25)を満たし、検知手法の条件 3、条件 4 で定義する電圧幅制約を満たすものとする。数値シミュレーションに用いる配電システムモデルは、4.2.2 項の集中型電圧制御手法の検証に用いたシステムモデルと同じシステムを用いており、表 4-2 に示すような太陽光発電の導入率 0%、100%（出力抑制なし）、100%（出力抑制あり）の 3 通りにて評価を行う。

表 4-2 ケーススタディ

	太陽光発電の導入率	出力抑制の有無
Case I	0%	-
Case II	100%	なし
Case III	100%	あり

### 4.4.2 検知手法におけるパラメータ設定

図 4-2 の配電システムモデルを用いる場合において、提案する検知手法の検知条件 3、検知条件 4 での定数は、健全時の電圧の振る舞いから以下のように設定した。

$$\begin{array}{ll}
 \text{太陽光発電導入率}0\% & : C = 0.01V, D = 40V \\
 \text{太陽光発電導入率}100\% & : C = 4.0V, D = 10V
 \end{array} \dots\dots\dots (4.29)$$

また、検知条件 2 電圧順序制約は、配電線幹線と分岐線を踏まえ、以下のようになる。

【配電線幹線】

$$V_1(t) \geq V_2(t) \geq V_3(t) \geq V_4(t) \geq V_5(t) \geq V_6(t) \geq V_7(t) \dots\dots\dots (4.30)$$

【配電線分岐線】

$$\begin{aligned} &V_2(t) \geq V_8(t) \geq V_9(t) \\ &V_4(t) \geq V_{10}(t) \geq V_{11}(t) \dots\dots\dots (4.31) \\ &V_6(t) \geq V_{12}(t) \geq V_{13}(t) \\ &V_{12}(t) \geq V_{14}(t) \end{aligned}$$

4.4.3 数値シミュレーション結果

Case I : 太陽光発電導入率 0%

(1) 改ざんされるセンサ内蔵開閉器数 :  $K = 3$  の場合

図 4-14 に改ざんされるセンサ内蔵開閉器数が 1 つ ( $K = 3$ ) の場合の電圧制御結果を示す。図 4-14 では、ノード 2 の計測電圧値  $V_2(t)$  を徐々に大きくしてノード 1 の実電圧  $V_1^*(t)$  にするとともに、ノード 13, ノード 14 の計測電圧値  $V_{13}(t), V_{14}(t)$  をノード 12 の実電圧  $V_{12}^*(t)$  にするような改ざんを模擬している。

$$\begin{aligned} &V_2(t) = V_1^*(t) \dots\dots\dots (4.32) \\ &V_{13}(t) = V_{14}(t) = V_{12}^*(t) \end{aligned}$$

図 4-14(b)に示すように、実際の電圧分布において電圧逸脱は見受けられず、電圧制御手法によってはセンサ計測電圧値の改ざんが行われた場合でも電圧逸脱が発生しない可能性を確認した。今回のケースでは、提案する改ざん検知手法ではセンサ計測電圧値の改ざんを検知できないが、電圧逸脱の発生観点からは問題ないと判断できる。また、検知条件 3 : 電圧分布幅制約, および検知条件 4 : 電圧変動幅制約にて設定する定数 C,D の値によって結果が異なるため、これらの値の決定方針が重要となる。

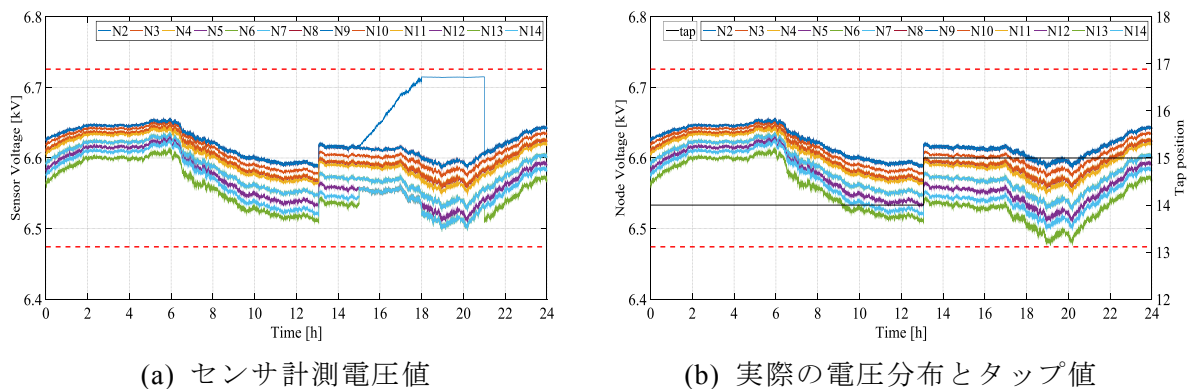


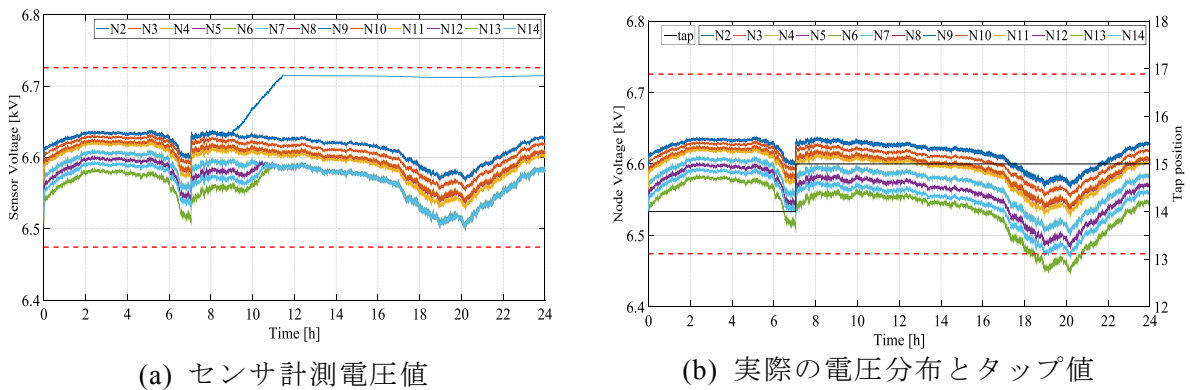
図 4-14 太陽光発電導入率 0%における改ざんされるセンサ数  $K=3$  時の電圧制御結果例

(2) 改ざんされるセンサ内蔵開閉器数 :  $K = 5$  の場合

図 4-15 に改ざんされるセンサ数  $K = 5$  での電圧制御結果を示す。本ケースでは、午前 8 時以降にノード 2 の計測電圧  $V_2(t)$  をノード 1 の実電圧  $V_1^*(t)$  に徐々に近づけるとともに、午前 11 時以降の配電系統末端のノード計測電圧  $V_7(t)$ ,  $V_{12}(t)$ ,  $V_{13}(t)$ ,  $V_{14}(t)$  が上流のノード 6 の実電圧  $V_6^*(t)$  と等しくなるように改ざんを行った。

$$\begin{aligned} V_2(t) &= V_1^*(t) \\ V_7(t) &= V_{12}(t) = V_{13}(t) = V_{14}(t) = V_6^*(t) \end{aligned} \quad \dots\dots\dots (4.33)$$

図 4-15 (b) の実際の電圧分布より、改ざんされるセンサ数  $K = 5$  の場合においても夕方の時間帯に電圧下限逸脱が発生している。しかし、式(4.33)による末端ノードにおける計測電圧値の改ざんにより、センサ計測電圧値における電圧逸脱が見受けられないため、計測電圧値の改ざんを検知できない。 $K = 5$  の場合には提案手法による計測電圧値の改ざん検知が困難であり、式(4.33)の改ざんが電圧逸脱を引き起こす上で有効だと判断できる。



(a) センサ計測電圧値 (b) 実際の電圧分布とタップ値

図 4-15 太陽光発電導入率 0%における改ざんされるセンサ数  $K=5$  時の電圧制御結果例<sup>[4-1], [4-2]</sup>

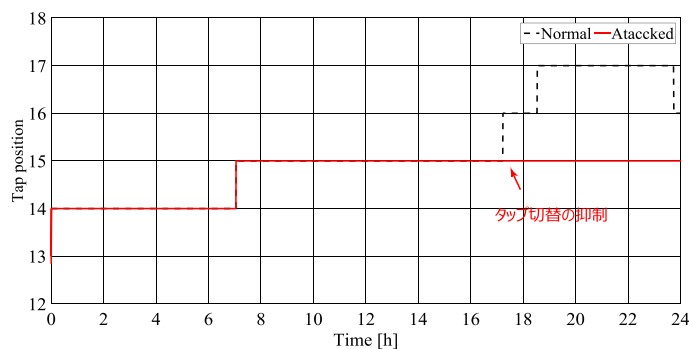


図 4-16 太陽光発電導入率 0%における改ざんされるセンサ数  $K=5$  時のタップ動作

Case II : 太陽光発電導入率 100% (出力抑制なし)

(1) 改ざんされるセンサ内蔵開閉器数 :  $K = 1$  の場合

図 4-17 に改ざんされるセンサ数  $K = 1$  のときの電圧制御結果を示す。図 4-17 では、14時から18時頃までノード2の計測電圧  $V_2(t)$  をノード1の実電圧  $V_1^*(t)$ 、もしくは適正電圧上限値  $V_{max,2}(t)$  に近づける改ざんを行っている。

$$V_2(t) = \min[V_1^*(t), V_{max,2}] \dots\dots\dots (4.34)$$

その結果、実際の電圧分布において若干の電圧下限逸脱が発生したが、センサ計測電圧値においても同時時間帯に電圧下限逸脱が発生していることから、検知条件 1 : 電圧範囲制約 (適正電圧維持制約) による検知が可能となり、計測電圧値の改ざんに対する対策を行うことができる。

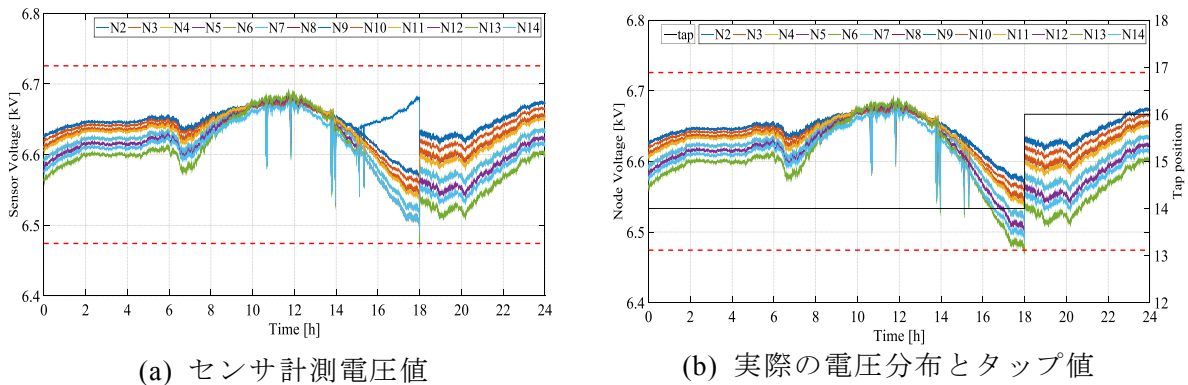


図 4-17 太陽光発電導入率 100%における改ざんされるセンサ数  $K=1$  時の電圧制御結果例

(2) 改ざんされるセンサ内蔵開閉器数 :  $K = 5$  の場合

図 4-18 に改ざんされるセンサ数  $K = 5$  での電圧制御結果を示す。本ケースでは、攻撃シナリオ(i-a)、(ii-a)を引き起こすような改ざんを想定する。まず、13時頃から末端ノード13での計測電圧値  $V_{13}(t)$  を適正電圧下限値に近づけ、16時頃からノード2の計測電圧値  $V_2(t)$  を上流ノード1の実電圧  $V_1^*(t)$  に近づけるような改ざんを行う。また、タップ下げ動作の結果として生じる電圧下限逸脱を検知されないように、末端周辺ノード電圧を適正電圧範囲内に維持できているかのような改ざんを行う。

$$\begin{aligned} V_2(t) &= V_1^*(t) \\ V_{13}(t) &= V_{min,13} \dots\dots\dots (4.35) \\ V_7(t) &= V_{12}(t) = V_{13}(t) = V_{14}(t) = V_6^*(t) \end{aligned}$$

上述した計測電圧値の改ざんにより、健全時のタップ動作と比較し、図 4-19 に示すような強制的なタップ切替とタップ切替の抑制を引き起こすことが可能であり、その結果とし

て、電圧下限逸脱を引き起こせることも確認した。なお、図 4-19 において、14 時頃のタップ上げ動作は末端ノード 13 の計測電圧値改ざんによるものであり、19 時頃のタップ切替の抑制は上流ノード 2 と末端周辺ノードの改ざんによるものである。また、太陽光発電導入率 0%と同じく、センサ計測電圧値にて電圧逸脱を認識できないことから、改ざん検知が困難と判断できる結果である。

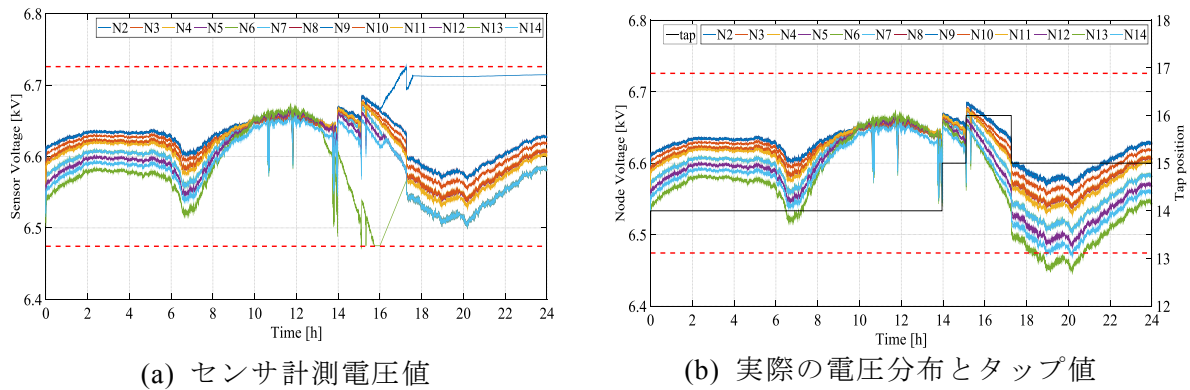


図 4-18 太陽光発電導入率 100%における改ざんされるセンサ数  $K=5$  時の電圧制御結果例<sup>[4-1], [4-2]</sup>

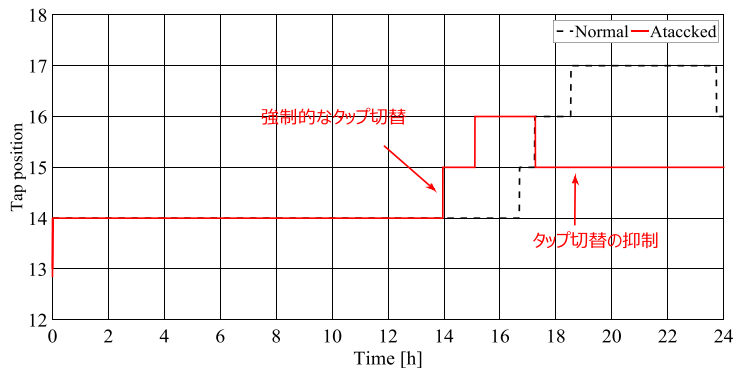


図 4-19 太陽光発電導入率 100%における改ざんされるセンサ数  $K=5$  時のタップ動作

ここで、Case I, II の両者のケースにおける改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と電圧逸脱量との関係を図 4-20 に示す。本研究では、4.2.2.項で述べた計測電圧値の改ざんを対象とした検証を行っており、結果から、太陽光発電の導入率により提案する改ざん検知能力に差異がないことが特徴である。また、図 4-20 に示すように、センサ内蔵開閉器数が 2 つ以下 ( $K \leq 2$ ) の場合には、提案する検知手法により計測電圧値の改ざんを完全に検知でき、電圧制御機器の誤動作による電圧逸脱の回避が可能である。また、センサ計測電圧値の分析によって改ざんされたセンサ設置箇所の把握が可能となれば、異常を検出したセンサ計測値を使用しない（異常の除去）、健全なセンサ計測電圧値から改ざんされたセンサ設置箇所の電圧値を推定する（異常の推定）等の対策により集中型電圧制御手法への影響を除去

できる他、集中型電圧制御手法から LDC 方式などの自律電圧手法へ移行するなどの対策により電圧逸脱量の軽減を図ることができ、系統運用者の観点から、計測電圧値の改ざん検知後の電圧管理手法を考案することが今後の課題である。

一方、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数が3つ以上 ( $K \leq 3$ ) の場合には、計測電圧値の改ざんを検知することができず、電圧逸脱発生を防止することができない改ざん例も見受けられた。図4-20の結果から、改ざんされるセンサ数の増加に伴い電圧逸脱量が線形的に増加することではなく、一定数ごとの段階的にしか増加していない。これは電圧制御機器のタップ幅が固定であり、離散的にしか電圧制御を行えないためである。改ざんされるセンサ数が増加した際に電圧逸脱量を削減するためには、集中型電圧制御手法において計測電圧値の影響度の大きいセンサ設置箇所を監視し、電圧制御機器の誤動作を防止するなどの対策などが有効である。例えば、式(4.22)、式(4.25)にて考えられる改ざん電圧値、および Case I, II における数値シミュレーション結果から、電源側と末端側のノードの計測値電圧の改ざんが電圧制御に与える影響度が大きいと判断でき、配電系統運用者としては、ノード2、ノード13、ノード14の計測電圧値の監視を他のノードよりも厳重にするなどの対策を講じることで検知能力の向上が見込めると予想できる。また、図4-18(a)のセンサ計測電圧値では、電源側のノードと末端ノードとの電圧分布幅が極端に大きくなっていることから、配電系統全体の電圧分布幅が大きくなりすぎず、特定の計測電圧値のみ適正電圧上下限值に近づくことはないといった制約、または、センサ内蔵開閉器間の電圧分布幅制約などを提案する改ざん検知手法の条件に追加することで、今回の検証では検知できなかった計測電圧値の改ざんも検知できると考えられるが、これらは今後の検討課題である。

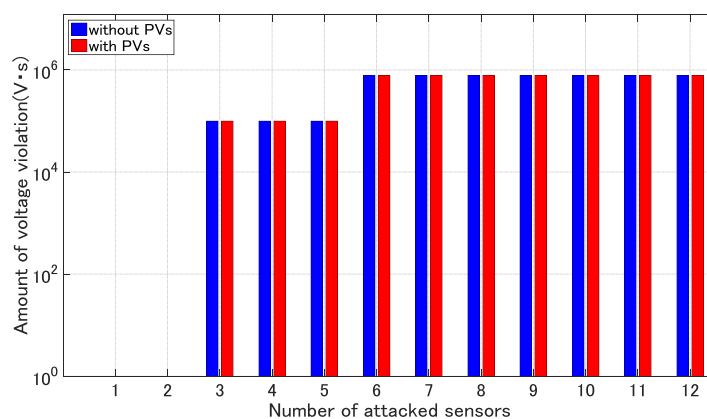


図4-20 改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と電圧逸脱量との関係<sup>[4-3]</sup>

Case III : 太陽光発電導入率 100% (出力抑制あり)

現在、需要家に導入されている太陽光発電システムには、受電点の電圧が適正電圧上限値を逸脱する場合には、備えられているパワーコンディショナ (PCS : Power Conditioning System) による出力抑制/無効電力の注入により、適正電圧維持を図ることが系統連系規程<sup>[4-14]</sup>に明記されている。そこで Case III では、センサ計測電圧値の改ざんが需要家に与える影響として、計測電圧値の改ざんの有無による太陽光発電の発電量の比較を行い、改ざんの影響と太陽光発電量との関係を定量的に評価する。

(1) 出力抑制モデル

本研究では、現在、導入されている太陽光発電システムの電圧上昇抑制機能として、単純に発電出力を抑制する出力抑制機能を具備した PCS が大半であることから、文献[4-15], [4-16]を参考にした電圧依存型の出力抑制をモデル化した。図 4-21 に PCS による出力抑制モデルを示す。本出力抑制モデルでは、需要家の受電点電圧  $V_r(t)$  を常に監視し、抑制開始電圧  $V_S$  [V] を超過した際に出力抑制速度  $K_p$  [%/s] にて発電出力を抑制し、抑制解除電圧  $V_E$  [V] を下回った際には、解除速度  $K_r$  [%/s] にて発電出力抑制を解除する。

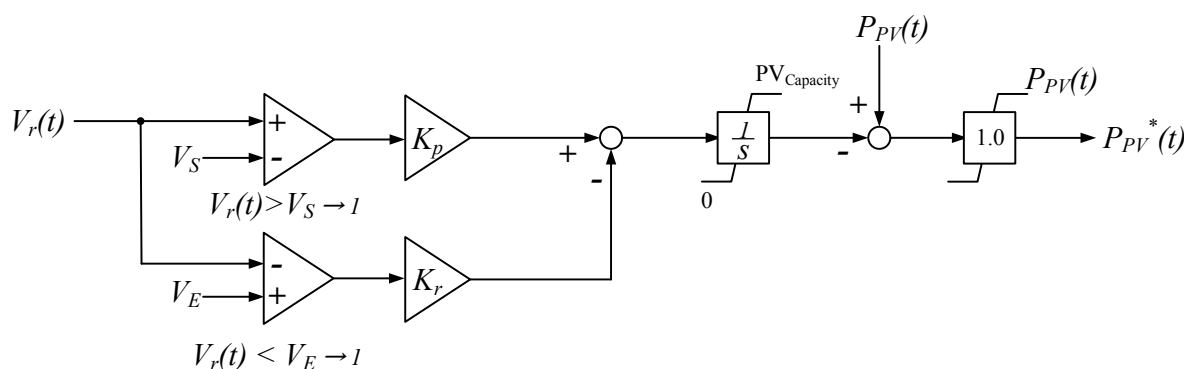


図 4-21 発電出力抑制モデル

(2) 健全時における電圧制御結果

本研究では、図 4-2 の配電システムモデルに接続する全 435 軒の低圧需要家に上述した PCS の出力抑制機能が備わっていると想定した検証を行う。なお、発電出力抑制に関するパラメータは、下記のように設定した。

$$\begin{aligned}
 V_S &= 106.5 [V] \\
 V_E &= 106.0 [V] \\
 K_p &= 2.0 [\%/s] \\
 K_r &= 2 \cdot K_p = 4.0 [\%/s]
 \end{aligned} \tag{4.36}$$

図 4-22 に発電出力抑制後の配電システム全体の太陽光発電電力を示し、図 4-23 に健全時に



おける電圧制御結果を示す。これらの図から、日中の時間帯に太陽光発電の出力抑制が行われており、発電出力抑制なし時の電圧分布（図 4-5）と比較すると、太陽光発電による電圧上昇が抑制されていることが見て取れるが、その他の時間帯における電圧制御機器のタップ動作、電圧分布などは、図 4-5 の発電出力抑制なし時とあまり差がない。また、図 4-23 における最大の発電電力は 1275 [kW]であり、発電出力抑制なし時の太陽光発電の発電電力（1487 [kW]）を 100%とした場合の約 85.7%に相当し、健全時には最大発電電力換算で約 14.3%の発電出力が抑制されていることになる。

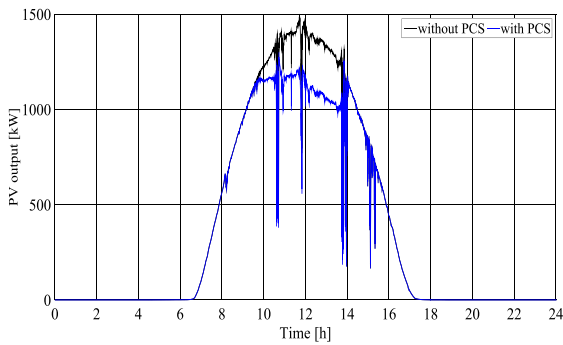


図 4-22 出力抑制後の太陽光発電出力

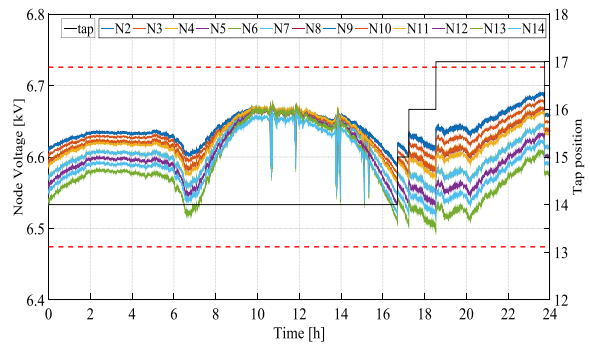


図 4-23 PCS による出力抑制がある場合の電圧制御結果（健全時）

### (3) センサ計測電圧値の改ざん時における電圧制御結果

太陽光発電の発電出力抑制を引き起こすためには、配電系統全体の電圧を高め維持させることが必要であり、攻撃シナリオ(ii-b)のようなタップ上げ動作を誘発するような計測電圧値の改ざんが有効と考えられる。そこで、本ケースでは、系統末端ノード 13 の計測電圧値  $V_{13}(t)$  を適正下限電圧値  $V_{\min,13}$  に徐々に近づけるような改ざんを行う。

$$V_{13}(t) = V_{\min,13} \dots \dots \dots (4.37)$$

図 4-24 にセンサ計測電圧値の改ざん時の電圧制御結果を示し、図 4-25 に計測電圧値が改ざんされた時と健全時との電圧制御機器のタップ動作の比較を示す。式(4.34)に示す改ざんを朝方から行うことにより、タップ上げ動作引き起こしており、健全時と比較して日中の時間帯のタップ値が高めに維持されている。太陽光発電の発電出力抑制がない場合には、日中の時間帯に電圧上限逸脱が起こる可能性が高いが、本ケースでは発電出力抑制機能が働くことによって電圧上昇を抑えられ、電圧上限逸脱が回避できている。しかし、その反面、図 4-26 および図 4-27 に示すように、改ざん時には発電電力の大幅な抑制が見受けられ、太陽光発電の利用率の低減が懸念される。図 4-26 は各ノードの 1 軒あたりの平均した太陽光発電電力、図 4-27 では、配電系統全体における健全時と改ざん時との発電電力量の比較を示しており、これらの図から、太陽光発電が接続されているノードによっては、センサ計測電圧計測値の改ざんにより、太陽光発電の平均発電電力、発電電力量が健全時と



比較して 50%以上削減されてしまう需要家が存在する可能性があることがわかる。

また、電圧逸脱の発生を目的とした Case I, Case II での改ざんでは、改ざんされるセンサ数は 3 つ以上でなければ電圧逸脱が発生しなかったが、今回のケースでは、改ざんされるセンサが 1 つあるだけで発電電力の抑制を引き起こすことが確認できた。さらに、発電出力抑制は太陽光発電を設置する需要家が行う必要のあることであり、図 4-24(a)の結果からも計測電圧値の改ざんを検知できない可能性が高い。そのため、ノード間の電圧分布幅制約を追加するなど、需要家の観点から発電電力の損失を低減できるような計測電圧値の改ざん検知手法の向上が必要である。

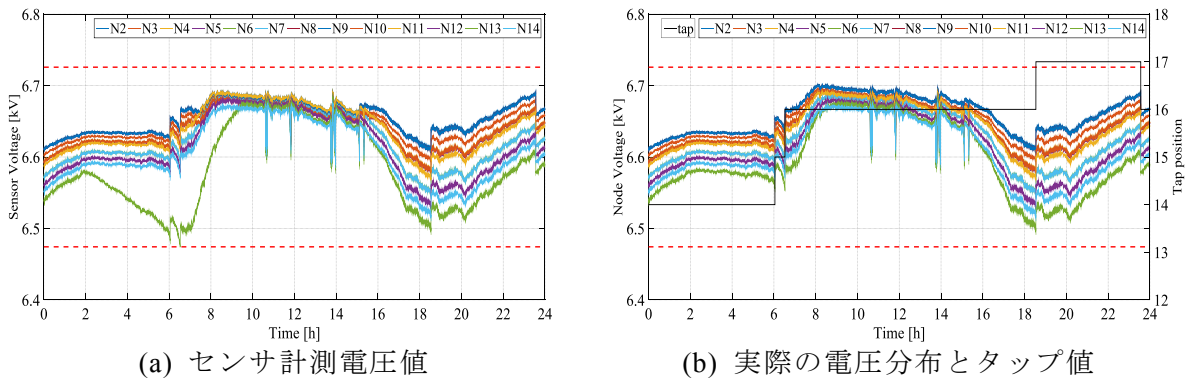


図 4-24 PCS による発電出力抑制あり時の電圧制御結果[4-1], [4-2]

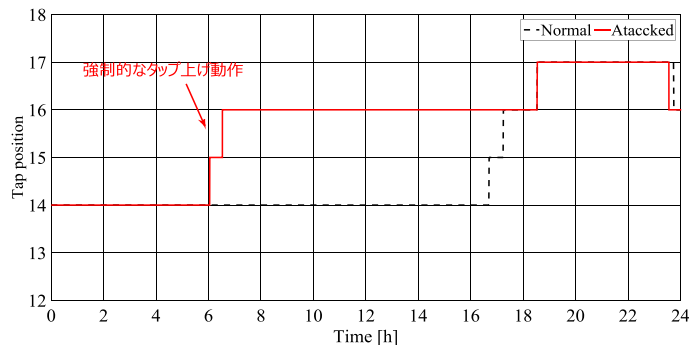


図 4-25 計測電圧値が改ざんされた際のタップ動作

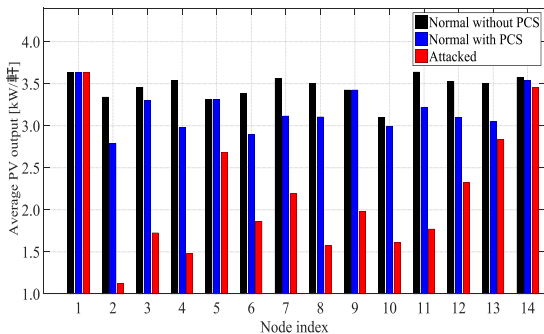


図 4-26 各ノードの 1 軒あたりの平均太陽光発電電力[4-1], [4-2]

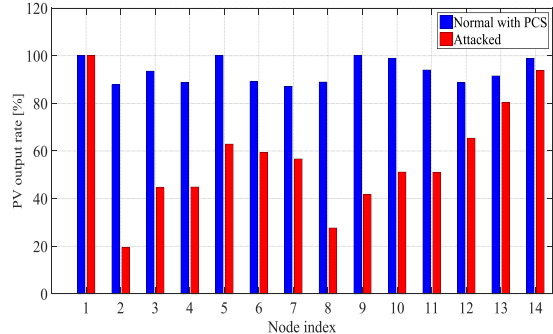


図 4-27 配電系統全体における健全時と改ざん時との発電電力量の比較[4-1], [4-2]

## 4.5 本章のまとめ

本章では、センサ内蔵開閉器の計測電圧値を用いる集中型電圧制御手法において、サイバーセキュリティの観点から、計測電圧値の改ざんが配電系統の電圧制御に与える影響を評価し、健全時の電圧の振る舞いや過去の計測情報に基づいた計測電圧値の改ざんの検知手法を提案した。また、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と電圧逸脱量、太陽光発電の発電量との関係を定量的に評価し、提案する改ざん検知手法の妥当性の評価を行った。以下に、本章での実施内容をまとめるとともに、今後の課題を述べる。

4.2節では、センサ内蔵開閉器の計測電圧値に基づいて電圧制御機器（LRT）のタップ値を直接制御する集中型電圧制御手法を提案し、住宅地区を詳細に模擬した実配電システムモデルを用いた評価を行った。数値シミュレーションでは、低圧需要家の軒数比として太陽光発電の導入率を0%、および100%の2ケースで評価を行い、どちらのケースにおいても提案する集中型電圧制御手法にて適正電圧を維持可能であることを確認した。

4.3節では、電圧制御機器の強制的なタップ切替、タップ切替の抑制を引き起こす2パターンのセンサ計測電圧値の改ざんを想定し、それぞれについて計測電圧値の改ざんが配電系統電圧制御に与える影響を適正電圧範囲からの電圧逸脱発生の有無の観点から評価した。また、健全時と過去の電圧分布の振る舞いに基づく計測電圧値の改ざん検知手法を提案し、4.2節にて提案した集中型制御手法下において、電圧制御機器へ誤動作を与えうる計測電圧値の改ざんの可能性を定式化した。

4.4節では、提案するセンサ計測電圧値の改ざん検知手法の妥当性を検証するため、実配電システムモデルを用いた数値シミュレーションを実施し、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と電圧逸脱量、太陽光発電の発電量との関係を定量的に評価した。その結果、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数が一定数以下（ $K \leq 2$ ）の場合には、計測電圧値の改ざんを完全に検知できるが、一定数以上の場合には電圧逸脱を引き起こす改ざん例も発見でき、これらの改ざんを検知するための提案手法の対策案を明記した。さらに、改ざん・異常の除去、電圧制御手法の移行などの計測電圧値の改ざんを検知した後の電圧管理案を記述するとともに、今後の課題とした。

また、計測電圧値の改ざんが需要家に与える影響評価として、太陽光発電の発電出力抑制機能を想定し、健全時と改ざん時における太陽光発電電力の比較を行った。検証の結果、センサ計測電圧値の改ざんが1つでもある場合に、健全時と比較して50%程度まで発電出力が抑制される可能性を認識し、需要家の観点から、計測電圧値の改ざんによる発電電力の削減を防止できるような改ざん検知手法の向上も必要であることを確認した。

一方、本検証では、配電系統のすべてのノードにセンサ内蔵開閉器が設置されていることを想定したが、実運用では、導入コストや配電系統構成により、センサ内装開閉器の導入数には限りがある。そのため、センサ内蔵開閉器間のノード電圧の推定、改ざん箇所の推定などの状態推定が必要であり、これらの状態推定を結びつけた計測電圧値の改ざん検

知手法が必要となる。また、今回のケースでは住宅地区を模擬した一配電システムモデルにおける検証を行っており、今後は、現実に存在する多数の配電線、複数の電圧制御機器が設置されている配電システムなどにも対応する汎用的な改ざん検知手法の開発を行い、さらには、種々の集中型電圧制御手法を計測電圧値の改ざんに対する頑健性の観点から評価し、配電システムの電圧管理手法としての検証を行う必要がある。

## 参考文献

- [4-1] Y. Isozaki, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, H. Ishii, I. Ono, T. Onoda, and Y. Hayashi, “Detection of Cyber Attacks Against Voltage Control in Distribution Power Grids With PVs,” *IEEE Trans. Smart Grid*.
- [4-2] Y. Isozaki, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, H. Ishii, I. Ono, T. Onoda, and Y. Hayashi, “On detection of cyber attacks against voltage control in distribution power grids,” *2014 IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun.*, pp. 842–847, Nov. 2014.
- [4-3] 磯崎保徳, “配電系統電圧制御におけるサイバー攻撃検知に関する考察,” 平成26年度 知能システム科学専攻修士論文, 東京工業大学, 2015.
- [4-4] 花井 悠二, 林 泰弘, 松木 純也, “再生可能エネルギー電源が連系された配電システムのループ化と集中型電圧制御の適用効果の実験的検証,” *電気学会論文誌B*, vol. 130, no. 11, pp. 932–940, 2010.
- [4-5] T. Udagawa, H. Yasuhiro, N. Takahashi, Y. Matsuura, T. Morita, and M. Minami, “Evaluation of Voltage Control Effect for Data Acquisition Period Length from SCADA with IT Switches,” *J. Int. Counc. Electr. Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 146–152, 2013.
- [4-6] Joon-Ho Choi and Jae-Chul Kim, “Advanced voltage regulation method of power distribution systems interconnected with dispersed storage and generation systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 16, no. 2, pp. 329–334, Apr. 2001.
- [4-7] S. Sridhar, A. Hahn, and M. Govindarasu, “Cyber–Physical System Security for the Electric Power Grid,” *Proc. IEEE*, vol. 100, no. 1, pp. 210–224, Jan. 2012.
- [4-8] L. Liu, M. Esmalifalak, Q. Ding, V. A. Emesih, and Z. Han, “Detecting False Data Injection Attacks on Power Grid by Sparse Optimization,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 612–621, Mar. 2014.
- [4-9] M. A. Rahman and H. Mohsenian-Rad, “False data injection attacks with incomplete information against smart power grids,” in *2012 IEEE Global Communications Conference (GLOBECOM)*, 2012, pp. 3153–3158.
- [4-10] A. Teixeira, G. Dan, H. Sandberg, R. Berthier, R. B. Bobba, and A. Valdes, “Security of smart distribution grids: Data integrity attacks on integrated volt/VAR control and countermeasures,” *2014 Am. Control Conf.*, pp. 4372–4378, Jun. 2014.
- [4-11] Y. Liu, M. K. Reiter, and P. Ning, “False data injection attacks against state estimation in electric power grids,” in *Proceedings of the 16th ACM conference on Computer and communications security - CCS '09*, 2009, p. 21.
- [4-12] 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*, vol. 66, no. 1, 2010.
- [4-13] 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), “集中連系型太陽光発電システム成

果普及事業, 20120000000014,” 2009.

[4-14] 一般社団法人日本電気協会, “系統連系規程 JEAC 9701-2012,” .

[4-15] Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Tanabe, K. Kitamura, and H. Sugihara, “Analysis Results of Output Power Loss Due to the Grid Voltage Rise in Grid-Connected Photovoltaic Power Generation Systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 7, pp. 2744–2751, Jul. 2008.

[4-16] H. Shiki, T. Harimoto, T. Akine, Y. Tsuda, and M. Koshio, “Voltage control of PCS for photovoltaic system paper,” in *2013 IEEE 10th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, 2013, pp. 1338–1342.

## 第5章 結論

### 5.1 本研究の成果

本論文では、太陽光発電が大量に導入された配電系統において、電力の安定供給に向け、健全時と配電系統事故復旧時の電圧管理を行う上での課題を整理し、これらの課題の解決のために導入が進められている次世代電圧制御機器、センサ内蔵開閉器を活用した電圧管理手法を提案した。

第1章では序論として、再生可能エネルギー電源の導入傾向と電力系統への大量導入に伴う課題を述べるとともに、わが国における配電系統電圧管理の高度化の取り組みを概説した。

第2章では、健全時の電圧管理手法として、複数台の電圧制御機器が配電線に多段設置された配電系統における最適な自律分散型電圧制御手法を提案した。単一の配電線に複数台の電圧制御機器が多段設置された配電系統では、太陽光発電の出力変動による急峻な電圧変動により適正電圧維持が困難となるだけでなく、電圧制御機器の電圧制御に偏りが生じ、タップ動作回数が増加するという課題があった。そこで、導入が進められている次世代電圧制御機器（次世代 SVR）を対象とし、配電系統での電圧逸脱量と電圧制御機器のタップ動作回数の削減、ならびにタップ動作回数の均平化を可能とする電圧管理手法を提案した。提案手法では、次世代 SVR の電圧制御パラメータを貪欲法に基づく探索手法を用いて高速に決定し、遠隔整定機能を活用して動的に電圧制御パラメータの更新を行う。ここでは、提案する電圧制御手法を用いることにより、従来手法と比較して電圧逸脱量、1日の平均タップ動作回数を削減できるだけでなく、複数台の次世代 SVR のタップ動作回数の均平化を行えることを確認し、提案手法により十分な電圧制御効果を得られ、次世代 SVR の長寿命化にも期待できることを示した。配電系統制御シミュレータ ANSWER による電気的実験では、従来手法と比較して晴天時には電圧逸脱量を約 72%、タップ動作回数を約 69%削減でき、曇天時には電圧逸脱量を約 79%、タップ動作回数を約 26%削減できことを明らかにした。

第3章では、配電系統事故として最も電圧管理が困難となるバンク事故を想定し、健全時とバンク事故復旧時に対応した電圧制御機器の集中型電圧制御手法を提案した。これま

での集中型電圧制御手法では、電圧制御機器のタップ切替を決定する電圧制御指標として電圧逸脱量のみを考えた単目的なものであったため、バンク事故復旧時のような電圧逸脱が生じやすい場合には事故復旧配電線の電圧逸脱が他の複数の配電線に波及してしまい、電圧逸脱量は削減できるが、電圧逸脱が発生する需要家数が増加してしまう恐れがあった。面的に広がる配電系統に存在する多様な需要家に対する電力品質を確保するためには、電圧逸脱量だけでなく、電圧逸脱需要家数の削減も必要である。そこで、電圧制御指標に電圧逸脱需要家数を取り入れ、バンク事故発生時の電圧逸脱量を増加させない制約を設けることで、電圧逸脱量と電圧逸脱需要家数の双方を削減可能とする多目的な電圧制御手法を提案した。ここでは、配電系統モデル上にて健全時からバンク事故復旧時への系統切替を踏まえた数値シミュレーションを実施し、健全時において提案する電圧制御手法と現行の電圧制御手法（LDC方式）との比較を行い、電圧逸脱量を完全に防止できることを確認した。さらに健全時からバンク事故復旧時におよぶ数値シミュレーションにおいて、季節性や太陽光発電の導入率などの様々な条件のもと、電圧逸脱量のみを考慮する単目的な集中型電圧制御手法との比較により、提案手法を用いることで電圧逸脱需要家数を約59%削減でき、他配電線への電圧逸脱の波及を防止できることを明らかにした。

第4章では、センサ内蔵開閉器の計測情報を用いた集中型電圧制御手法において、配電系統電圧制御のサイバーセキュリティの観点から、計測電圧値の改ざん検知手法を提案した。計測情報を活用する集中型電圧制御手法の場合、センサ計測電圧値が改ざんされた場合には電圧制御機器が誤動作し、適正電圧範囲からの電圧逸脱が発生する可能性があるため、電圧管理上のサイバーセキュリティを向上させる必要がある。そこで、計測電圧値の改ざんが配電系統の電圧制御に与える影響を評価し、健全時の電圧の振る舞いや過去の計測情報に基づいた計測電圧値の改ざんの検知手法を提案した。提案する改ざん検知手法は計測電圧値の改ざんによるタップ切替の抑制、強制的なタップ切替といった電圧制御機器の誤動作を最大限に防止し、適正電圧範囲からの電圧逸脱の発生を回避することを目的としている。本研究では、提案する検知手法に検知されることなく電圧制御機器の誤動作を引き起こす改ざんの可能性を分析し、太陽光発電が大量導入された実配電系統モデルを用いて、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と改ざんに伴う電圧逸脱量、ならびに太陽光発電の発電量との関係を定量的に評価した。その結果、改ざんされるセンサ内蔵開閉器数が一定数以下であれば提案手法によって計測電圧値の改ざんを検知可能であることを明らかにした。また、センサ計測電圧値の改ざんが1つでもある場合には、改ざんのない健全時と比較して太陽光発電の発電出力が50%程度まで抑制されるケースを確認し、需要家の観点から、計測電圧値の改ざんによる発電電力の削減を防止できるような改ざん検知手法の向上が必要であることを確認した。

以上から、本論文では配電系統の電圧管理に存在する技術的課題に対して、適切な電圧管理手法を提案し、数値シミュレーションおよび配電系統制御シミュレータ ANSWER による電気実験を通してその有効性を明らかにした。

## 5.2 今後の課題

本論文では、健全時と配電系統事故復旧時における配電系統の電圧管理上の課題に対し、情報通信技術を活用した電圧管理手法を提案し、その妥当性を示した。しかし、本論文にて提案した電圧管理手法の有効性は、面的に広がる実配電系統の一部でしか検証できておらず、需要家の消費電力の振る舞いや太陽光発電の導入分布などの実配電系統の不確実性を詳細には模擬できていない。そのため、本研究では想定していなかった電圧制御機器や多数の配電線などの様々な条件下で電圧制御効果の検証を行い、提案する電圧管理手法の汎用性を向上させるとともに、実用化に向けた検証を行う必要がある。

近年では、需要家における省エネルギー・節電意識の高まりや、ヒートポンプ給湯機、燃料電池、プラグイン電気自動車、蓄電池などの次世代エネルギー機器も増加しつつあり、また、時間帯別電気料金などの電気料金プランを介して需要家と電力会社が双方向で繋がることで需要家の消費電力も変化してきている。こうした社会的情勢を考慮して適切な電圧管理を行うためには、配電系統に存在する太陽光発電の発電量、需要家の消費電力を把握する必要があり、これらの予測技術の開発やセンサ内蔵開閉器等の計測機器の設置台数、設置箇所、および電力供給者と需要家が協調した電圧管理手法の開発などを行う必要がある。

以上のように、配電系統の電圧管理を行う上では、本論文で扱った課題の他にも様々な解決すべき課題が存在し、再生可能エネルギー電源が大量に導入された配電系統において、電力の安定供給を可能とする次世代型電圧管理の実現に向けた検証を行っていくことが重要である。



## 謝辞

本論文の執筆にあたり，非常にご多忙の中，常に適切なご指導・ご鞭撻を賜った早稲田大学 理工学術院 林 泰弘教授に厚く御礼申し上げます。

また，ご多忙にもかかわらず，本論文に関して有益なご助言をいただいた早稲田大学 理工学術院 岩本 伸一 教授，石山 敦士 教授，若尾 真治 教授に心より感謝申し上げます。

東京電力株式会社 辻 祐毅 氏，神谷 英志 氏，中部電力株式会社 佐々木 俊介 氏，重藤 貴也 氏，野村 英生 氏，東京工業大学 石井秀明 准教授，小野 功 先生，電力中央研究所 小野田 崇 先生には，本研究の成果をまとめるにあたり多大なご協力と適切なご助言を賜りました。厚く御礼申し上げ，深く感謝の意を表します。また，本研究において，山本 祐也 氏，磯崎 保徳 氏には直接的かつ多大なるご協力を賜りました。心より感謝申し上げます。

早稲田大学 先進グリッド技術研究所 石井 英雄 先生，藤本 悠 先生，伊藤 雅一 先生，光岡 正隆 氏，吉永 淳 氏，広橋 亘 氏には，研究に関する貴重なご助言を数多くいただきました。ここに，厚く御礼申し上げます。

早稲田大学 林研究室の方々には，研究生活だけでなく，公私にわたり多大なご協力を賜りました。心より御礼申し上げ，深く感謝の意を表します。

最後に，今日に至るまでの長い学生生活を温かく見守り，支えていただいた家族に心より感謝の意を表します。

平成 28 年 2 月  
芳澤 信哉

## 研究業績一覧

### 査読付き学術論文

- [1] Y. Isozaki, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, H. Ishii, I. Ono, T. Onoda, Y. Hayashi, “Detection of Cyber Attacks Against Voltage Control in Distribution Power Grids with PVs,” IEEE Transactions on Smart Grid (掲載決定)
- [2] 芳澤信哉, 山本祐也, 林 泰弘, 佐々木俊介, 重藤貴也, 野村英生, 「多段設置された次世代 SVR の最適整定値の動的更新手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.135, No.9, pp.550-558, 2015 年 9 月.
- [3] Y. Yamamoto, S. Yoshizawa, J. Yoshinaga, Y. Hayashi, S. Sasaki, T. Shigeto, and, H. Nomura, ” Effectiveness of optimization updating the control parameters of advanced SVRs, ” Journal of International Council on Electrical Engineering, Vol.5, no. 1, pp. 12–17, Mar. 2015.
- [4] 芳澤信哉, 林泰弘, 辻祐毅, 神谷英志, 「バンク事故復旧対応型 LRT・SVR 協調電圧制御手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.133, No.4, pp.333-342, 2013 年 4 月.

### 査読付き国際会議

- [5] Y. Isozaki, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, H. Ishii, I. Ono, T. Onoda, and, Y. Hayashi, “On detection of cyber attacks against voltage control in distribution power grids,” Proc. IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), pp.842–847, Nov. 2014.
- [6] S. Yoshizawa, Y. Yamamoto, Y. Hayashi, S. Sasaki, T. Shigeto, and, H. Nomura, “Advanced Voltage Control Method of Multiple Step Voltage Regulators in Distribution Feeder,” The 6th International Conference on Renewable and Distributed Energy Resources (IREN 2014), Nov. 2014.
- [7] S. Yoshizawa, Y. Yamamoto, J. Yoshinaga, Y. Hayashi, S. Sasaki, T. Shigeto, and, H. Nomura, “Voltage Control of Multiple Step Voltage Regulators by Renewing Control Parameters,” Proc. Power Systems Computation Conference (PSCC), pp.1–7, Aug. 2014.
- [8] Y. Yamamoto, S. Yoshizawa, J. Yoshinaga, Y. Hayashi, S. Sasaki, T. Shigeto, and, H. Nomura, “Effectiveness of Optimization Updating the Control Parameters of Advanced

- SVRs,” Proc. The International Conference on Electrical Engineering (ICEE), pp.887-892, Jul. 2014.
- [9] Y. Yamamoto, S. Yoshizawa, J. Yoshinaga, Y. Hayashi, S. Sasaki, T. Shigetou, and, H. Nomura, “Verification of efficiency of searching methods determining optimal control parameters of advanced SVRs,” Proc. IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), pp.1076-1082, May. 2014.
- [10] S. Yoshizawa, Y. Yamamoto, J. Yoshinaga, Y. Hayashi, S. Sasaki, T. Shigetou, and, H. Nomura, “Novel voltage control of multiple step voltage regulators in a distribution system,” Proc. IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), pp.1-5, Feb. 2014.
- [11] S. Yoshizawa, Y. Hayashi, M. Tsuji, and, E. Kamiya, “Centralized voltage control method of load ratio control transformer and step voltage regulator for bank fault restoration,” Proc. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), pp.1-7, Oct. 2012.
- [12] S. Yoshizawa, Y. Hayashi, M. Tsuji, and, E. Kamiya, “Voltage Control Method of LRT and SVR in Distribution System with PV systems corresponding to Bank Fault Restoration,” Proc. The International Conference on Electrical Engineering (ICEE), pp.8-13, Jul. 2012.
- [13] S. Yoshizawa, Y. Hayashi, M. Tsuji, and, E. Kamiya, “Evaluation of Voltage Control Method in Distribution System with PV systems during Bank Fault Restoration,” Proc. The International Conference on Electrical Engineering (ICEE), pp.1-6, Jul. 2011.

#### 国内会議

- [14] 山本祐也, 芳澤信哉, 林泰弘, 佐々木俊介, 重藤貴也, 野村英生, 「次世代 SVR のパラメータ更新による配電系統の電圧制御最適化の基礎検討」, 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-14-092, PSE-14-092, pp.1-5, 2014.
- [15] 磯崎保徳, 芳澤信哉, 藤本悠, 石井秀明, 小野功, 小野田崇, 林泰弘, 「配電系統電圧制御におけるサイバー攻撃検知に関する考察」, 計測自動制御学会 第 1 回制御部門マルチシンポジウム, 2014.
- [16] 山本祐也, 芳澤信哉, 吉永淳, 林泰弘, 佐々木俊介, 重藤貴也, 野村英生, 「PV の出力変動に対応した次世代 SVR の最適整定値決定手法」, 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-13-131, PSE-13-147, pp.1-5, 2013.
- [17] 山本祐也, 芳澤信哉, 吉永淳, 林泰弘, 佐々木俊介, 重藤貴也, 野村英生, 「次世代 SVR の多段設置を想定した PV 連系系統の最適整定値決定手法」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp.13-14, 2013.
- [18] 芳澤信哉, 山本祐也, 吉永淳, 林泰弘, 佐々木俊介, 重藤貴也, 野村英生, 「多

段設置された SVR の最適整定値決定手法の評価」, 平成 25 年電気学会 全国大会講演論文集, pp.410-411, 2013.

- [19] 芳澤信哉, 林泰弘, 辻祐毅, 神谷英志, 「バンク事故復旧時における電圧逸脱軒数の最小化を目的とした電圧制御手法の評価」, 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-11-180, PSE-11-197, pp.1-5, 2011.
- [20] 芳澤信哉, 林泰弘, 辻祐毅, 神谷英志, 「バンク事故復旧時における PV 連系配電系統の電圧逸脱軒数最小化を目的とした電圧制御」, 平成 23 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp.31-32, 2011.
- [21] 芳澤信哉, 林泰弘, 辻祐毅, 神谷英志, 「電圧逸脱軒数の最小化を目的としたバンク事故復旧時における電圧制御手法の評価」, 平成 23 年電気学会全国大会, pp.1-2, 2011.
- [22] 芳澤信哉, 林泰弘, 森健二郎, 神谷英志, 「PV が導入された配電系統のバンク事故復旧時における電圧逸脱地域最小化手法」, 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-10-194, PSE-10-193, pp.1-5, 2010.

## その他

### 査読付き学術論文

- [23] S. Kawano, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, and Y. Hayashi, “Maximum PV Penetration Capacity Evaluation of a Novel Method for Determining LDC Control Parameters of Step Voltage Regulators,” International Journal of Electrical Energy, vol.3, no.1, pp.13-18, 2015. 3

### 国際ワークショップ

- [24] Y. Fujimoto, S. Yoshizawa and Y. Hayashi, “Development of Technology for Collaborative Energy Management System and Foundation for Versatile Demonstrative Research and Its Evaluation,” 2014 Joint JST-NSF-DFG Workshop Distributed Energy Management Systems, 2014. 1.
- [25] S. Yoshizawa, “Determination Method of Voltage Control Parameters Based on Input-output Relationship Database in Distribution System,” 2015 JST-NSF-DFG-RCN Workshop on Distributed Energy Management System, 2015. 4.

### 査読付き国際会議

- [26] S. Yoshizawa, A. Yoshida, S. Kawano, Y. Fujimoto, Y. Amano, and, Y. Hayashi, “Evaluation of Coordinated Energy Management System for Grid and Home in Distribution System with PVs,” The International Conference on Electrical Engineering (ICEE) pp.1-6, 2015. 7.

- [27] S. Akagi, S. Yoshizawa, J. Yoshinaga, M. Ito, Y. Fujimoto, Y. Hayashi, T. Yano, H. Nakahata, T. Hisada, and X. M. Tran, “Basic Study of Grid-connected Battery Energy Storage System Capacity Determination for Load Leveling and Voltage Control,” The International Conference on Electrical Engineering(ICEE), pp. 1-6, 2015. 7.
- [28] R. Takahashi, S. Yoshizawa, M. Ito, H. Asano, and Y. Hayashi, “Evaluation of the Impacts of Tap Width Difference of Multiple Voltage Regulators on Voltage Control Performance of a Centralized Voltage Control Method,” The International Conference on Electrical Engineering ICEE), pp. 1-6, 2015. 7.
- [29] Mori, H. Kikusato, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, Y. Hayashi, A. Kawashima, S. Inagaki, and T. Suzuki, “Information Exchange between HEMS and GEMS for Effective EV Charge/Discharge Planning,” The International Conference on Electrical Engineering (ICEE) 2015.7.
- [30] A. L. M. Mufaris, J. Baba, S. Yoshizawa, and Y. Hayashi, “Dynamic Voltage Regulator Operation with Demand Side Management for Voltage Control,” 2015 IEEE PowerTech Eindhoven, pp. 1-6, 2015,7.
- [31] A. L. M. Mufaris, J. Baba, S. Yoshizawa, and Y. Hayashi, “Determination of dynamic line drop compensation parameters of voltage regulators for voltage rise mitigation,” 2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP19-325, 2015. 6.
- [32] S. Kawano, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, and Y. Hayashi, “Method for determining LDC parameters of OLTC and multiple Step Voltage Regulators in distribution system by using database,” 5th International Youth Conference on Energy 2015, 2015.5.
- [33] S. Kawano, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, and Y. Hayashi, “The basic study for development of a method for determining the LDC parameters of LRT and SVR using PV output forecasting,” IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, pp. 1–5, 2015. 2.
- [34] S. Kawano, S. Yoshizawa, Y. Fujimoto, and Y. Hayashi, “Maximum PV Penetration Capacity Evaluation of a Novel Method for Determining LDC Control Parameters of Step Voltage Regulators,” The3rd International Conference on Power Science and Engineering, 2014. 12.
- [35] H. Homma, T. Yamazaki, S. Yoshizawa, H. Kikusato, S. Wakao, Y. Fujimoto and Y. Hayashi, “Fluctuation Range Prediction of PV Output by Using Just-In-Time Modeling,” The 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2014. 11.
- [36] H. Homma, T. Yamazaki, S. Yoshizawa, H. Kikusato, S. Wakao, Y. Fujimoto and Y. Hayashi, “PV Output Prediction under Various Conditions of Time and Spatial Resolutions by Just-in-Time Modeling,” 29th European PV Solar Energy Conference and Exhibition, 2014.9.

- [37] S. Yoshizawa, H. Homma, Y. Fujimoto, S. Wakao, and, Y. Hayashi, “A Novel Grid Energy Management System in Distribution System with PVs,” The International Conference on Electrical Engineering, pp. 949-953, 2014. 7.

#### 国内会議

- [38] 赤木 覚, 芳澤信哉, 吉永 淳, 伊藤雅一, 藤本 悠, 林 泰弘, 矢野 孝, 中幡英章, 久田俊哉, チャンスンマイ, 「負荷平準化と電圧制御を目的とした系統用蓄電池システムの容量決定に関する基礎検討」, 平成 27 年電気学会全国大会, 2015.
- [39] 森皓平, 喜久里浩之, 芳澤信哉, 藤本悠, 林泰弘, 川島明彦, 稲垣伸吉, 鈴木達也, 「電力予測精度と HEMS/Grid EMS 協調効果の関係の評価」, 平成 27 気学会 電力・エネルギー部門大会, P55, 2015.
- [40] 芳澤信哉, 庄司智昭, 藤本悠, 天野嘉春, 田辺新一, 村田昇, 若尾真治, 林泰弘, 「PV 連系配電系統における GEMS の電圧制御と HEMS の宅内負荷機器制御との協調 EMS の基礎検討」, 平成 26 気学会 電力・エネルギー部門大会, 2014, pp. 13-14.
- [41] 河野俊介, 芳澤信哉, 林泰弘, 「PV 出力予測を用いた LRT・SVR の LDC 整定値決定手法開発のための基礎検討」, 平成 26 気学会 電力・エネルギー部門大会, 2014, pp. 5-6.
- [42] 庄司智昭, 松本眞子, 芳澤信哉, 高橋尚之, 藤本悠, 林泰弘, 池上貴志, 岩船由美子, 「需給バランスを考慮した HP 給湯機運用の低圧系統電圧逸脱への影響評価」, 平成 26 気学会 電力・エネルギー部門大会, 2014, pp. 45-46.
- [43] 庄司智昭, 松本眞子, 芳澤信哉, 高橋尚之, 藤本悠, 林泰弘, 池上貴志, 岩船由美子, 「DR 対応型 HEMS 制御による低圧系統における電圧制御への年間評価」, 平成 26 気学会 電力・エネルギー部門大会, 2014, pp. 13-14.
- [44] 森皓平, 喜久里浩之, 芳澤信哉, 藤本悠, 林泰弘, 川島明彦, 稲垣伸吉, 鈴木達也, 「配電系統電圧制御を考慮したモデル予測型 HEMS による PHV 充放電計画の評価」, 平成 26 気学会 電力・エネルギー部門大会, 2014, pp. 49-50.
- [45] 森皓平, 喜久里浩之, 芳澤信哉, 藤本悠, 林泰弘, 川島明彦, 稲垣伸吉, 鈴木達也, 「HEMS による電圧制約を考慮した EV 充放電計画の決定と貢献の評価」, 計測自動制御学会 システム・情報部門 学術講演会 (SSI), pp. 513-517, 2014.
- [46] 芳澤信哉, 河野俊介, 吉田彬, 藤本悠, 村田昇, 若尾真治, 田辺新一, 天野嘉春, 林泰弘, “予測・運用・制御の一貫した GEMS の電圧制御と HEMS の電熱運用手法との協調 EMS 手法の評価,” 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, pp. 1-5, 2014.
- [47] 芳澤信哉, 本間隼人, 藤本悠, 若尾真治, 林泰弘, 「PV 予測を活用した Grid EMS の基礎検討」, 平成 26 年電気学会全国大会, pp. 362-363, 2014.

- [48] 芳澤信哉, 吉永淳, 藤本悠, 林泰弘, 「日中負荷シフトが配電系統の電圧制御機器のタップ制御に与える影響の評価」, 平成 25 気学会 電力・エネルギー部門大会, pp. 9-10, 2013.
- [49] 芳澤信哉, 吉永淳, 藤本悠, 林泰弘, “GEMS と HEMS の統一モデルにおける協調制御の基礎検討,” , 計測自動制御学会 システム・情報部門 学術講演会 (SSI), pp. 557-560, 2013.
- [50] 芳澤信哉, 藤本悠, 林泰弘, 神谷英志, “LRT との協調制御に基づく SVR の最適配置と移設の決定手法の評価,” 平成 24 気学会 電力・エネルギー部門大会, pp. 11-12, 2012.
- [51] 芳澤信哉, 藤本悠, 林泰弘, 神谷英志, “太陽光発電の導入分布の不確実性に対応した SVR の最適な配置と移設の決定手法の評価,” 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, pp. 7-11, 2012.

#### 受賞

- [52] 電気学会 電気学術奨励賞, 2010. 3.
- [53] Best Paper of ICEE 2014, 2014. 7.
- [54] IEEE PES Japan Chapter Student Best Paper Award, 2015. 1

## 図表目次

図 1-1	日本における太陽光発電の導入実績 .....	2
図 1-2	エネルギー別発電電力量構成比の推移 .....	3
図 1-3	2030 年の想定電源構成 .....	3
図 1-4	余剰電力発生イメージ .....	4
図 1-5	風力発電の出力変動の例 .....	5
図 1-6	配電線における電圧上昇 .....	6
図 1-7	単独運転と不要解列・一斉解列イメージ .....	7
図 1-8	配電自動化システムの構成例 .....	8
図 1-9	配電自動化システムによる系統事故復旧 .....	9
図 1-10	センサ内蔵開閉器 .....	9
図 1-11	次世代電圧制御機器の配置イメージ .....	11
図 2-1	電圧制御機器が多段設置された際の電圧管理の困難性 .....	18
図 2-2	90R 方式によるタップ制御イメージ .....	21
図 2-3	90R 方式のフローチャート .....	21
図 2-4	提案する電圧管理手法の概要 .....	22
図 2-5	次世代 SVR の電圧制御パラメータ ( $V_{REF}$ , $E$ ) の探索 .....	26
図 2-6	複数台の次世代 SVR の電圧制御パラメータ探索の流れ .....	26
図 2-7	次世代 SVR の電圧制御パラメータ ( $AT$ ) の探索 .....	27
図 2-8	電圧制御パラメータの探索範囲の絞込み .....	28
図 2-9	電圧制御パラメータの探索時間の延長 .....	29
図 2-10	配電システムモデル .....	30
図 2-11	負荷電力 .....	30
図 2-12	太陽光発電電力 .....	30
図 2-13	1 日の電圧制御結果例 .....	33
図 2-14	電源側と最末端の次世代 SVR のタップ動作 .....	34
図 2-15	次世代 SVR 電圧制御パラメータの動的更新結果 .....	34
図 2-16	ANSWER の外観 .....	35
図 2-17	ANSWER 実験システムモデル .....	36
図 2-18	送出し電圧変動および負荷電力・太陽光発電電力 .....	36
図 2-19	晴天時における ANSWER 実験での電圧制御結果 .....	38
図 2-20	晴天時における ANSWER 実験でのタップ動作の比較 .....	38
図 2-21	曇天時における ANSWER 実験での電圧制御結果 .....	39



図 2-22	曇天時における ANSWER 実験でのタップ動作の比較 .....	39
図 3-1	高圧配電線事故の傾向分析 .....	46
図 3-2	バンク事故復旧時における電圧逸脱 .....	48
図 3-3	バンク事故復旧に対応した提案する電圧制御手法の概要 .....	49
図 3-4	提案する電圧制御手法のフローチャート .....	53
図 3-5	配電システムモデル .....	55
図 3-6	重負荷・軽負荷の地域別消費電力 .....	55
図 3-7	太陽光発電の発電電力 .....	56
図 3-8	太陽光発電の導入率 30%時の LDC 方式と提案手法による電圧制御結果 .....	58
図 3-9	電圧推定誤差 .....	59
図 3-10	太陽光発電曇天時における LDC 方式と提案手法による電圧制御結果 .....	61
図 3-11	曇天時における電圧推定誤差 .....	61
図 3-12	従来手法と提案手法による軽負荷期における電圧制御結果 .....	63
図 3-13	軽負荷期における電圧推定誤差 .....	63
図 3-14	従来手法と提案手法による重負荷期における電圧制御結果 .....	66
図 3-15	重負荷期における電圧推定誤差 .....	66
図 3-16	バンク事故復旧配電線と住宅配電線の末端ノード電圧 .....	67
図 4-1	集中型電圧制御手法 .....	73
図 4-2	配電システムモデル .....	75
図 4-3	高低圧負荷電力と太陽光発電の発電電力プロファイル .....	75
図 4-4	太陽光発電導入率 0%における電圧制御結果 .....	77
図 4-5	太陽光発電導入率 100%における電圧制御結果 .....	77
図 4-6	太陽光発電導入率 0%におけるタップ切替の抑制の攻撃例 .....	79
図 4-7	太陽光発電導入率 100%におけるタップ切替の抑制の攻撃例 .....	79
図 4-8	太陽光発電導入率 0%における強制的なタップ切替の攻撃例 .....	80
図 4-9	太陽光発電導入率 100%における強制的なタップ切替の攻撃例 .....	80
図 4-10	条件 1：電圧範囲制約による改ざん検知例 .....	81
図 4-11	条件 2：配電線電圧順序制約による改ざん検知例 .....	82
図 4-12	条件 3：配電線電圧変動幅制約による改ざん検知例 .....	83
図 4-13	条件 4：配電線電圧分布幅制約による改ざん検知例 .....	83
図 4-14	太陽光発電導入率 0%における改ざんされるセンサ数 $K=3$ 時の電圧制御結果例 .....	88
図 4-15	太陽光発電導入率 0%における改ざんされるセンサ数 $K=5$ 時の電圧制御結果例 <sup>[4-1], [4-2]</sup> .....	89
図 4-16	太陽光発電導入率 0%における改ざんされるセンサ数 $K=5$ 時のタップ動作 .....	89

## 図表目次

図 4-17	太陽光発電導入率 100%における改ざんされるセンサ数 $K=1$ 時の電圧制御結果例	90
図 4-18	太陽光発電導入率 100%における改ざんされるセンサ数 $K=5$ 時の電圧制御結果例 <sup>[4-1], [4-2]</sup>	91
図 4-19	太陽光発電導入率 100%における改ざんされるセンサ数 $K=5$ 時のタップ動作	91
図 4-20	改ざんされるセンサ内蔵開閉器数と電圧逸脱量との関係 <sup>[4-3]</sup>	92
図 4-21	発電出力抑制モデル	93
図 4-22	出力抑制後の太陽光発電出力	94
図 4-23	PCS による出力抑制がある場合の電圧制御結果（健全時）	94
図 4-24	PCS による発電出力抑制あり時の電圧制御結果 <sup>[4-1], [4-2]</sup>	95
図 4-25	計測電圧値が改ざんされた際のタップ動作	95
図 4-26	各ノードの 1 軒あたりの太陽光発電電力 <sup>[4-1], [4-2]</sup>	95
図 4-27	配電系統全体における健全時と改ざん時との発電電力量の比較 <sup>[4-1], [4-2]</sup>	95
表 1-1	平成 27 年 5 月末時点での再生可能エネルギー電源の導入状況	2
表 1-2	配電系統の電圧制御機器の特徴	10
表 2-1	従来 SVR と次世代 SVR の仕様 <sup>[2-3], [2-4]</sup>	19
表 2-2	配電系統条件	31
表 2-3	探索領域 $R$ , 更新周期 $P$ , および探索時間 $T$ と電圧制御結果の関係 <sup>[2-6]</sup>	31
表 2-4	従来手法と提案手法におけるパラメータ設定と条件	32
表 2-5	60 日間の電圧制御結果	34
表 2-6	実験系統構成	37
表 2-7	ANSWER を用いた電気的実験結果のまとめ	40
表 3-1	電気事業者電気事故件数の推移	45
表 3-2	一般電気事業者の高圧架空配電線路における電気供給支障事故件数	46
表 3-3	配電系統構成	56
表 3-4	太陽光発電の導入率と電圧逸脱需要家数, 総発電電力との関係	59
表 3-5	晴天時と曇天時の電圧制御結果	62
表 3-6	軽負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの太陽光発電の総発電量	64
表 3-7	軽負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの電圧逸脱需要家数	64
表 3-8	重負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの太陽光発電の総発電量	67
表 3-9	重負荷期におけるバンク事故発生時刻ごとの電圧逸脱需要家数	68
表 4-1	数値シミュレーション条件	76
表 4-2	ケーススタディ	87