

博士論文

電力系統の電圧制御高度化のための電圧目標値
と不感帯幅の動的制御に関する研究

(A study on dynamic adjustment method of
voltage reference value and dead band
width for advanced voltage control in
power systems)

横浜国立大学大学院
理工学府

小関 英雄
(Hideo Koseki)

2023年・3月

目次

要約	1
第 1 章 序論	2
1.1 研究の背景：電力系統における電力品質	2
1.2 研究の背景：電力系統を取り巻く系統状況	3
1.3 研究の背景：基幹系統の SG や流通設備の状況	6
1.3 研究の目的：平常時の電圧面の課題	8
第 2 章 基幹系統の電圧制御・電圧運用技術	11
2.1 基幹系統の電圧管理について	11
2.2 基幹系統の電圧制御機器について	14
2.3 基幹系統の電圧制御方式について	19
2.4 基幹系統の電圧制御のフレームワークについて	22
2.5 電圧制御における OPF の適用について	25
2.5 基幹系統の電圧制御技術：まとめ	29
第 3 章 提案する電圧制御	30
3.1 提案制御のコンセプト	30
3.2 提案制御の全体像	31
3.3 電圧面の系統認識	34
3.4 不感帯 (DB) の動的制御 ^[64, 65]	38
3.5 電圧スケジュール値 (Vsched) 制御 ^[67, 68]	42
3.6 OPF 制御 ^[67, 68]	45
3.6.1 OPF の考え方	45
3.6.2 OPF の定式化	47
3.7 S/S の電圧制御	50
3.8 提案制御のまとめ	51
第 4 章 試算モデルとシミュレーション条件	54
4.1 試算モデル系統	54
4.1.1 系統構成モデル	54
4.1.2 需給条件	55
4.1.3 需給制御条件	60
4.1.4 電圧制御条件 (Local VQC)	60
4.1.5 電圧制御条件 (中央 VQC)	63
4.1.6 その他条件	63

4.2	検討シナリオ	63
第5章	試算結果1：各制御効果の検証	65
5.1	case00 Local VQC+OPF 制御適用ケース(ベースケース)	65
5.2	case01 Local VQC のみ適用ケース	72
5.3	case02 DB 制御適用ケース	73
5.3	case03 Vsched 制御適用ケース	76
5.4	case04 DB 制御+Vsched 制御適用ケース	79
5.5	各ケースの制御結果の比較	84
第6章	試算結果2：整定値・系統条件をパラメータとした制御効果の比較	91
6.1	制御周期変更ケースに関するパラメータ解析	91
6.2	系統認識の電圧感度しきい値に関するパラメータ解析	96
6.3	OPF 制御の重み係数に関するパラメータ解析	100
6.4	OPF 制御の数理的解法に関する影響分析	102
6.5	RES 導入量変化ケースに関するシナリオ分析	107
6.6	電圧上昇ケースに関するシナリオ分析	113
6.7	短周期成分考慮に関する影響分析	119
第7章	まとめ	122
	謝辞	123
	参考文献	124
	発表文献一覧	129
	付録	130
A.1	短絡容量指標と電圧変動の関係性分析 ^[65]	130
A.2	S/S の電圧制御の特性と DB 制御による効果等について	131
A.3	OPF における線形化の定式化について	139
A.4	SG の電圧制御の運転モード変更に対する制御効果	145

要約

電力系統の平常時の電圧は、同期発電機 (SG) と調相設備 (SC/ShR), 負荷時タップ切替器 (OLTC) などの電圧制御機器によって維持されており, 特に SG は基幹系統の電圧を維持する重要な役割を担っている。近年の電力系統では, カーボンニュートラルを目指して再生可能エネルギー電源 (RES) の導入拡大が進展しており, 今後 SG の運用変化・偏在化に加えて並列台数の減少が予想される。SG が停止すると, その近傍の変電所 (Substation : S/S) では短絡容量が低下し, RES の出力変動とも相まって電圧変動が増大する懸念がある。したがって, 電圧維持能力が低下した地点 (弱体化地点) では一層の電圧変動リスクに備えなければならない。そこで本研究では, このような状況下で S/S において電圧を管理運用幅に維持するための手法を提案する。

まず第 2 章では, 基幹系統における電圧制御・運用技術, ならびに最適潮流計算手法の応用事例について動向を述べる。次に第 3 章では, 従来の電圧制御に対して電圧維持能力を高めるための 2 つの方策を提案する。1 つ目は, 電圧制御機器に対して電圧目標値 (V_{ref}) を生成する中央制御方式の最適潮流計算 (Optimal Power Flow : OPF) 機能に対して, 電圧変動の大きな地点の V_{ref} を動的に設定することである。OPF では本来, 系統全体に対してある戦略に基づいて V_{ref} が設定されるが, 系統には SG が面的に分布しており, SG が近傍に存在し電圧維持能力が十分に確保できている地点と弱体化地点が混在することになる。本研究ではこれらの系統状態を想定して系統全体の経済性確保と弱体化地点のセキュリティ確保の共存を目指した V_{ref} の設定方法が提案する。2 つ目は, 弱体化地点の S/S に対して電圧制御の不感帯 (DB) 幅を動的に設定することである。先に述べた通り各種の電圧変動が存在するため, その電圧変動に対して電圧制御機器が不要動作することを避けるために DB が設定される。一方で DB 範囲を超えてからの機器動作となるため, 動作が遅れることになり電圧逸脱が発生しやすくなる。本研究では S/S の SC/ShR, OLTC が動作したときの電圧変動量の予測値を DB に設定することで DB を逸脱した際に直ちに V_{ref} に引き戻す方法を提案する。第 4 章では, 基幹系統を想定した平常時の電圧シミュレーションのモデルや解析条件を述べ, 第 5 章, 第 6 章では同モデルを用いたシミュレーションを通じて, 系統状況に応じて V_{ref} や DB を動的に調整しながら電圧維持管理が行えることを確認し, 2 つの提案制御の有効性について示す。

第1章

序論

1.1 研究の背景：電力系統における電力品質

電力系統において、安定的に電力を供給するためには電圧・周波数などの電力品質を維持する必要がある。このうち、本研究では電圧を検討の対象として扱うものとする。電力系統のネットワーク例を図1.1に示す。同図に示すように電力系統のネットワークは各電圧階級にて階層的に構成されている。これは高電圧ほど送電する電力損失が少なく大電力輸送が可能であることなどに由来する。わが国の電力系統のネットワークを例に挙げると、500kVや275kVなどの高い電圧階級で構成される超高压系統（Extra High Voltage System：EHV 系統，基幹系統とも呼ばれる），154kV以下の二次系統（Sub-Transmission System：ST 系統，地域供給系統，ローカル系統とも呼ばれる）と，6.6kV以下の配電系統に分類される[1]。

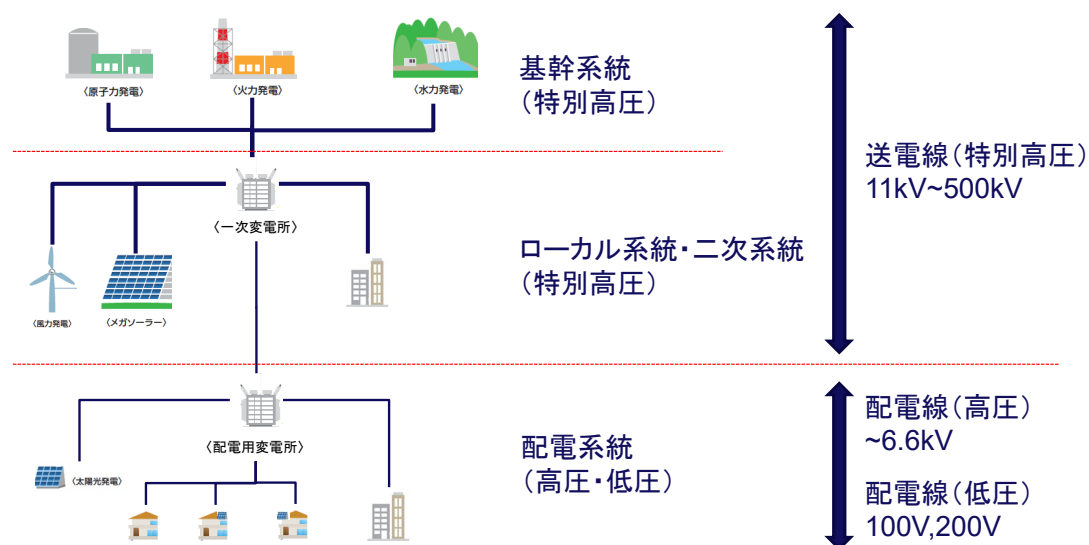


図1.1 電力系統のネットワーク例 ([2]を基に作成)

このうち、基幹系統は主に火力・原子力・水力などのエネルギーを主体とした大容量の発電設備が連系し、発電所で発生した大電力を長距離送電する役割を担う。また、二次系統は基幹系統から送電される電力を消費地域に配分する中間的な役割を担い、配電系統は商業・住宅などの消費地域まで電力を届ける役割を担っている。電圧とは電力系統のネットワーク各部の電力品質であるため、各々の電圧階級で維持する必要がある。

本研究では、このうち基幹系統を対象とした電圧の維持について取り扱う。

電圧を維持するためには、系統各部で無効電力を適切に供給・吸収しながらバランスを取ることが必要である。無効電力の供給が多いと電圧は高くなり、逆に無効電力が不足すると電圧は低くなるのが電気の基本的な特性として挙げられるが、電圧が高くなりすぎると、機器を構成する部品が故障して機器を損傷する可能性がある[3]。一方で、電圧が低くなりすぎると、電力系統の安定性が低下し電圧崩壊する可能性がある[4]。これらの理由から、電圧は一定の許容範囲内に保たなければならず、この電圧管理を行う運用・システムを総じて電圧・無効電力制御（Voltage and Reactive (Q) Control : VQC）、または単に電圧制御と呼んでいる。

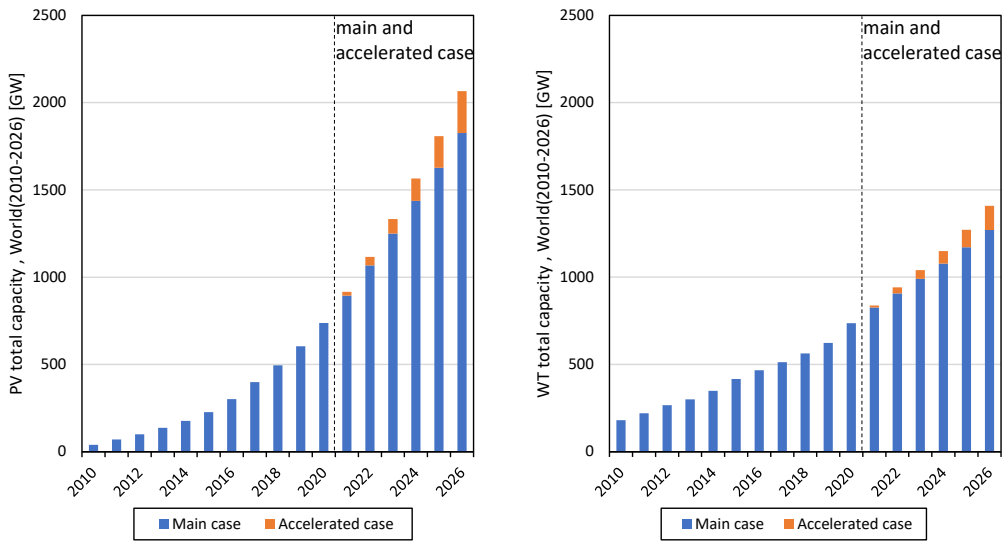
基幹系統の電圧を維持するための制御機器（本稿では電圧制御機器と呼ぶ）としては、主に同期発電機（Synchronous Generator : SG）、調相設備（分路リアクトル（Shunt Reactor : ShR）、並列コンデンサ（Static Condenser : SC））、負荷時タップ切換器（On Load Tap Changer : OLTC）などが挙げられる。制御方式などについては後述するが、電力系統ではこれらの機器を活用しながら発電所や変電所の電圧維持・管理を行っている。

1.2 研究の背景：電力系統を取り巻く系統状況

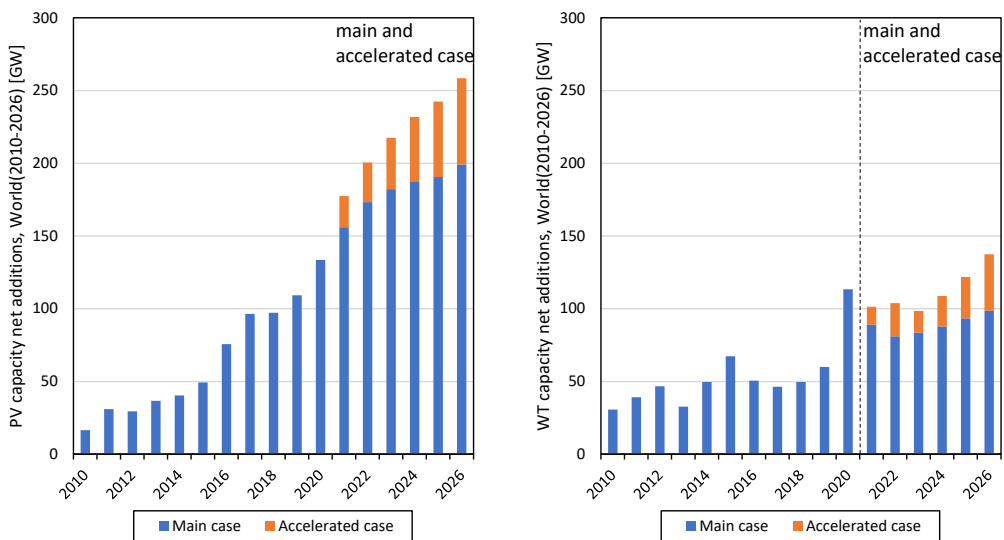
電力系統のエネルギー構造は 2000 年以降大きく変化し、自然エネルギーを活用した太陽光発電（Photovoltaics : PV）や風力発電（Wind Turbine : WT）などの再生可能エネルギー電源¹（Renewable Energy Sources : 本稿では、RES と略す）の電力系統への導入が世界的に拡大している。世界における PV 及び WT の年間累積設備容量、追加設備容量の推移を図 1.2 に示す。同図より 2010 年から 2020 年までに RES は一定の増加割合を示しながら系統への導入拡大が進んでいることが確認できる。また、同図には 2021 年から 2026 年迄の 5 カ年について、将来シナリオ²（Main case, Accelerated case）に基づく今後の RES 導入量の予測結果を示している。いずれのシナリオにおいても RES 導入量の増加は今後も続くことが予想されており、その導入比率はこれまで以上に加速していくと予想している。なお、130 カ国以上の国々では、温室効果ガスに関して、野心的なネットゼロを目標として掲げており、ネットゼロをエネルギー分野で実現するためには Main case を 100%としたときに、さらに 80%の割合、すなわち、倍近い設備の導入拡大を進めていかなければならない[5]。

¹ 太陽光、風力、その他非化石エネルギー源のうち、エネルギー源として永続的に利用することができるもの（経済産業省ホームページより）を指す。本稿ではこのうち太陽光、風力を指すものとして用いる。

² Main Case, Accelerated case は各国が想定している政策目標に基づく予測シナリオを表している。IEA Net Zero by 2050 は 2050 年迄に世界のエネルギー関連の二酸化炭素排出量を正味ゼロとするための予測値シナリオに基づいている。



(a) 累積設備容量(左 : PV, 右 : WT)



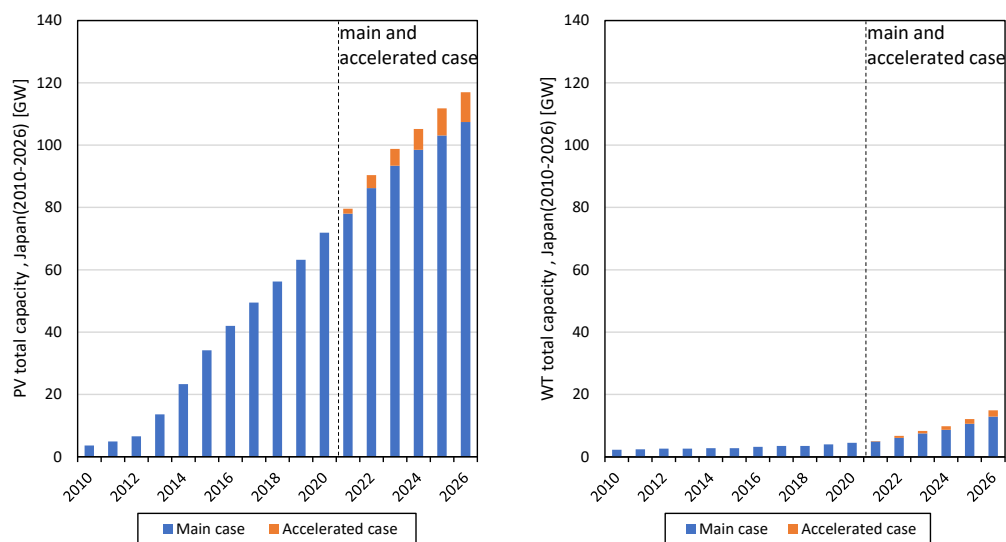
(b) 追加設備容量(左 : PV, 右 : WT)

図 1.2 世界の PV, WT の追加設備容量, 累積導入量の推移
(IEA ホームページのデータを基に作成)

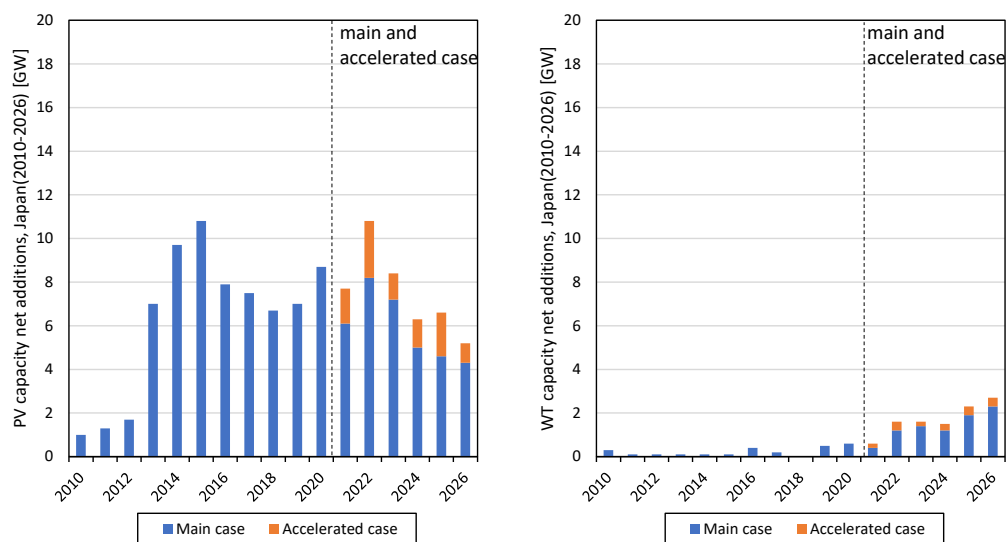
(2010～2020 年は実績, 2021 年以降はシナリオ別(Main/Accelerated case)の予測値)

我が国における PV, WT の追加導入量の実績と予測値の推移と導入目標を図 1.3 に示す。同図に示すように, 我が国では PV の導入比率が非常に大きい。2020 年時点で PV の市場規模としても, 中国(33.2%), 米国(13.6%), ベトナム(7.7%)について第 4 位のシェア(6.0%)を占め, また, PV の累積設備容量としても, 中国(33.1%), 米国(12.5%)について第 3 位の導入量(9.4%)を占めている[6]。2021 年 10 月には, 我が国では第 6 次エネルギー基本計画が提示され, RES の導入目標値の引き上げ (2019 年度旧エネルギーミッ

クス 22-24%から 2030 年度エネルギーミックス 36-38%への変更) と、温室効果ガスの削減割合向上の野心的な見通しが示されているが[7]，その中でも PV が占める割合は非常に大きなものとなっており，今後も導入量の増加が予想される。



(a) 累積設備容量(左 : PV, 右 : WT)



(b) 追加設備容量(左 : PV, 右 : WT)

図 1.3 日本の PV, WT の追加設備容量, 累積導入量の推移
(IEA ホームページのデータを基に作成)

(2010～2020 年は実績, 2021 年以降はシナリオ別(Main/Accelerated case)の予測値)

世界と日本における、セグメント別の PV 連系容量の推移を図 1.4 に示す。同図には商業システム(commercial)、オフグリッド³、住宅用システム(residential)、大容量規模のシステム(utility-scale、メガソーラ等含む)の 4 種をセグメントとして各年の累積容量を示している。このうち、商業・住宅用が主に需要家サイド(配電系統)の導入に相当し、大容量規模が主にそれ以外の系統への導入とみなすことができる。世界では、大容量規模の PV 導入が多いが、日本では商業・住宅用の導入比率が大きく、2020 年時点では商用 59%、大規模 41%の導入比率を示している。2021 年以降は前述の通り、予測ケースを示しているが、世界では更に著しい増加傾向を示す一方で、日本の場合、PV の導入量は鈍化傾向を示している。

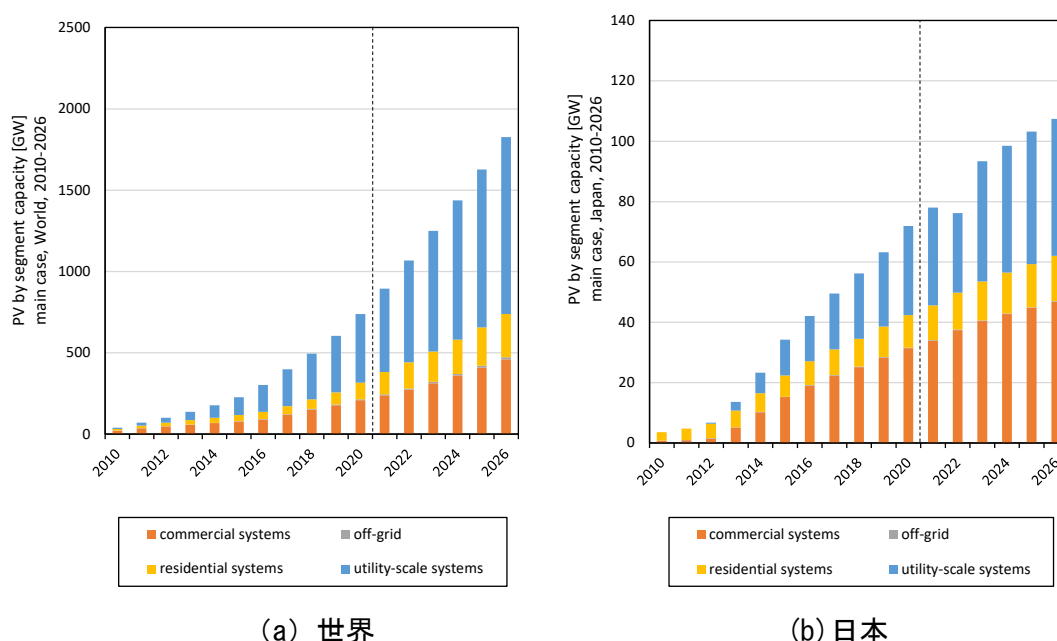


図 1.4 セグメント別の PV 連携容量の推移 (2010~2026 年)
(IEA ホームページのデータを基に作成)

(2010~2020 年は実績、2021 年以降はシナリオ(Main case)の予測値)

1.3 研究の背景：基幹系統の SG や流通設備の状況

電力系統では安定供給を行うために、需要と供給のバランスを保つ必要がある。ここで、上記に示すように RES の設備導入量が拡大するに従い、その発電量は増加するため、供給力に占める RES の出力比率は増加する。文献[8]では、代表国における PV と WT の年間の出力比率(平均値、最大値)を示しているが、2019 年時点において RES の

³ メインの電力系統から切り離された電力網を指す。太陽光を含む RES でエネルギー供給可能なミニグリッド等が該当する。

導入が先行しているデンマークやアイルランドでは年平均 25%～50%の RES 出力比率を示している。すなわち、RES の出力が大きくなるに従い、SG の並列台数が減少していくことが予想される。特に、アイルランドでは、非同期発電設備による需要比率 (The System Non-Synchronous Penetration : SNSP⁴) を定義し[9]、その最終的な目標値として 75%を掲げている[10][11]。ここで、SG は前述の通り電圧制御機器の一つである。SG は一定の回転速度で系統に同期しながら、その回転によって磁束を生じ電磁誘導にて電圧を発生させる電圧源として作用しており、電力系統の系統電圧を支える重要な役割 (本稿では、電圧維持能力と呼ぶ) を担っている。発電機の並列台数が減少することで、電圧維持能力が減少するため、系統の電圧はより変動しやすくなる。

基幹系統の電圧を維持するためには、どれだけ需要量 (有効電力) であるかは重要な点であり、それに応じて電圧制御機器で無効電力を適切に確保する必要がある。文献[12][13]では、イギリスにおける、1998 年から 2018 年迄の最大需要及び最小需要時の無効電力量を示している。計測情報については不明だが、文献表記から送電系統と配電系統の連系点 (Grid Supply Point : GSP) における無効電力潮流の積み上げ値と推察される。イギリスの場合、送電系統を管理する TSO である National Grid と配電系統を管理する系統運用者 (Distribution Network Operator : DNO) が分離されており、系統管理の分界点を National Grid から見た需要として認識できることから、その潮流量が無効電力需要として把握しているものと推察される。文献[12][13]によれば、2008 年まで無効電力量は最大値・最小値ともに横ばいであったが、2008 年以降は線形に減少傾向にある。なお、2015 年時点での最大需要 (有効電力量) は 30GW 程度、最小需要は 20GW 程度であり、その時の最大無効電力量は+6GVar、最小無効電力量は-5GVar、であることから、単純に力率換算すると、力率 0.98 (消費側) ~-0.97(発生側 : 配電系統から送電系統への突き上げ方向)を示している。前述の通り RES の導入状況はその後も線形に増加傾向であることを考えれば、無効電力需要は更に突き上げ方向に変化していると推察される。上記の実績の変化について、National Grid では以下の考察を行っている。

1. 消費者技術の変化

- ・ CRT テレビや電球などの無効電力を吸収する誘導技術の減少
- ・ LED テレビ、PC、スマートフォン等の無効電力を発生させる容量技術の増加

2. 配電系統の発電設備の増加⁵

- ・ 送電系統の残余需要が減少したことにより、必要な無効電力が減少しネットワークの容量効果が増加
- ・ 配電系統の発電設備が連系するためのケーブルの量が増加

⁴ SNSP = (非同期発電出力+連系線による輸入電力)/(需要+連系線による輸出電力)。連系線は直流設備であるため、輸入時は非同期の発電出力として考慮される。一方、分母は系統内の需要規模を表しているため、輸出分も考慮して設定されている。

⁵ Embedded generation と呼称しているが、CHP や陸上風力、太陽光発電所、蓄電装置、ディーゼル発電機等の小型発電機を含む、配電系統に含まれる発電設備を指している。

- ・配電系統の発電設備に対して力率制御の要求 (Requirement) が不足している。送電線で連系する発電設備は無効電力の発生と吸収が要求されるが、配電系統の発電設備にはこの Requirement が適用されない
 - ・配電系統の発電設備が送電系統の発電に代替し始めたため、送電系統の発電部門による電圧管理への貢献が減少している
 - ・工場や製鉄所等、誘導負荷が主体であった英国の製造業の衰退。これらは無効電力需要として働いており、無効電力過剰を間接的に防止することに貢献していた
3. ネットワーク設備の電気的な特性
- ・配電系統では地中ケーブルの利用が増加し無効電力のレベルが上昇している。
 - ・送電系統における軽負荷時の充電容量が増加

このように、RES の導入拡大によって基幹系統の無効電力状況が変わりつつある。これに対して、例えばデンマークでは、流通設備のうち固定 ShR の台数を増やし、電圧上昇を抑制する側の無効電力調整能力を確保することが計画されている[14]。

1.3 研究の目的：平常時の電圧面の課題

上記の通り、基幹系統を取り巻く系統状況は変わりつつある。ここで、将来の電力系統に対する平常時の電圧面の課題を図 1.5 に示す。

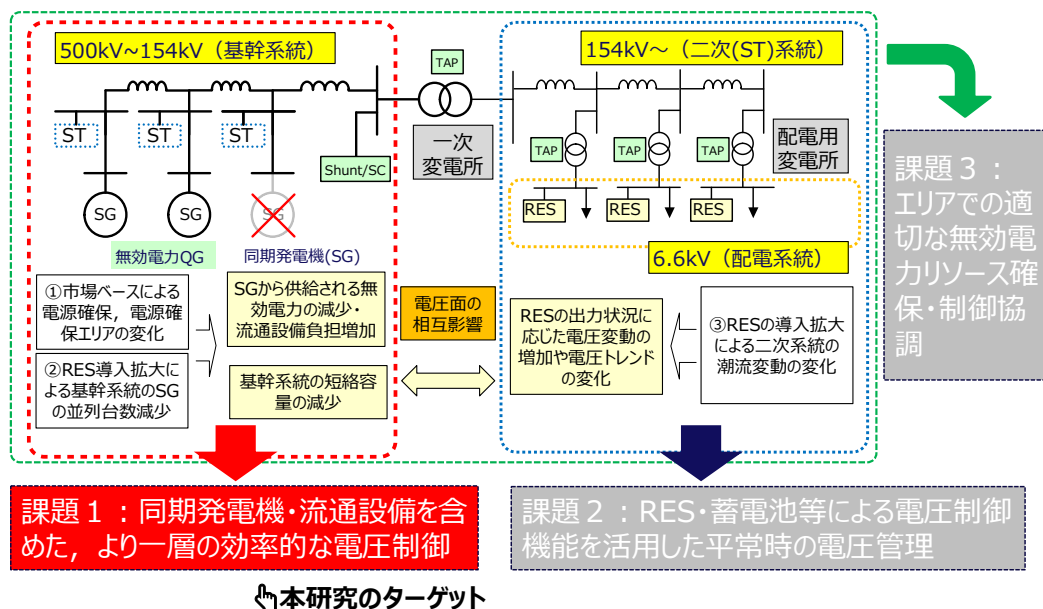


図 1.5 平常時の電圧面での課題について

同期発電機 (SG) は、基幹系統の電圧維持を担っているが、RES の導入拡大によって基幹系統では SG の運用変化・偏在化や並列台数の減少が発生する。SG が停止するとその近傍の変電所 (Substation : S/S) では短絡容量が低下する。短絡容量が低下すると電力潮流の変化に対する電圧感度が大きくなるため、電圧が変動しやすくなる。RES の普及が進展した電力系統では、需要変動だけでなく RES の出力変動に応じて更なる電圧変動が発生する可能性があるため、電圧維持能力が低下した地点 (本稿では、弱体化地点と呼ぶ) では一層の電圧変動リスクに備えなければならないが、SG は停止しているため提供される無効電力が減少し、流通設備 (ShR, SC, OLTC) の制御負担が増加する。そのため基幹系統では発電設備、流通設備を含めてより一層の効率的な電圧制御が求められ、RES が導入された系統状況に対して予め最適な電圧プロファイルを作る [15][16]、無効電力供給源として蓄電池などの新たなリソースを活用し、電圧維持に活用していること [17][18]などが方策として検討されている (図中の課題 1)。

また、二次系統以下では RES が系統に連系され、当該系統の潮流変動や無効電力損失の変化を引き起こし、結果として電圧変動や日間の電圧トレンドが変化する。二次系統以下では RES や蓄電池などのリソースを電圧制御に活用する [19]、RES に対して電圧感度をもたせることで無効電力を自律的に提供するなどの検討が進められている [20]-[25] (図中の課題 2)。なお、これらの系統現象は同時に発生するものであり、お互いの系統状況が電圧面に対して相互に影響することとなるため、系統全体として協調した電圧管理を行っていく必要がある [26][27] (図中の課題 3)。本稿では、以上のような中から基幹系統が抱える課題 1 に注目し、RES の普及に伴い同期発電機の並列台数が減少した系統状況を想定し、そのインターフェースとなる変電所 (S/S) において、電圧維持能力の低下を補うための既存の電圧制御の高度化について検討する。

ここで、S/S の電圧管理イメージを図 1.6 に示す。S/S では平常時において電圧を維持するため管理目標値 (電圧上限値、電圧下限値) が設定されている。また、管理目標値内で電圧を適切に管理するために電圧目標値 (Voltage Reference Value : Vref) が設定され電圧の運用が行われる。Vref の決定方法については後述するが、スケジュール値を事前に設けておくか、最適化手法などを用いてオンラインでの決定する方法が存在する。ここで、S/S の電圧制御機器としては、一般に調相設備 (ShR や SC) や OLTC が対象となるわけだが、これらの機器は単位変化量 (単位容量、タップ値) をもった機器であり、機器動作による電圧変化は離散的なものとなる。また、平常時には発電設備の並解列や送電線・変圧器等の切換操作など、系統変更に伴う電圧変動も存在する。そのため、不要な動作を回避するため、通常は不感帯 (Dead Band : DB) と呼ばれる不動作領域を確保した電圧管理が行われている。ここで、SG が停止するとその近傍の S/S では電圧が変動しやすくなる。電圧が変動しやすくなるため、潮流変化に対して電圧低下・上昇が発生し電圧逸脱の発生頻度が増加する。そのため、どのように Vref や DB を設定するかが重要となってくる。

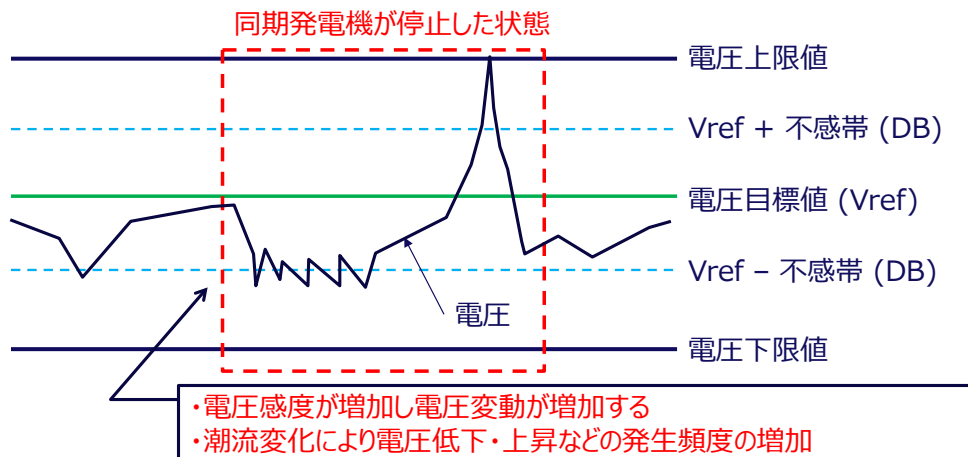


図 1.6 変電所(S/S)の電圧管理イメージ

本研究では従来の電圧制御に対して電圧維持能力を高めるための 2 つの方策を提案する。1 つ目は、電圧制御機器に対して V_{ref} を生成する中央制御方式の最適潮流計算 (Optimal Power Flow : OPF) 機能に対して、電圧変動の大きな地点の V_{ref} を動的に設定することである。本稿ではこのように SG が停止することによって電圧が変動しやすくなる S/S を特に区別するために弱体化地点と呼ぶこととする。OPF では本来、系統全体に対してある制御戦略に基づいて V_{ref} が設定されるが、系統には SG が面的に分布しており、SG が近傍に存在し電圧維持能力が十分に確保できている通常の地点と、弱体化地点が混在することになる。本稿ではこれらの状態を想定して V_{ref} を動的に設定する方法を提案する。

2 つ目は、弱体化地点の S/S に対して電圧制御の DB 幅を動的に設定することである。DB は先に述べた通り各種の電圧変動が存在するため、その電圧変動に対して電圧制御機器が不要に動作することを避けるために設定される。一方で DB 範囲を超えてからの機器動作となるため、動作が遅れることになり電圧逸脱が発生しやすくなる。すなわち、DB は必要であるものの、その DB の幅は制御遅れとなり得るため適切な値を設定する必要がある。特に、弱体化地点では電圧変動が大きくなるため、適切な DB は系統状態に応じて異なってくる。本稿では S/S の SC, OLTC が動作したときの電圧変動量の予測値を DB に設定することで DB を逸脱した際に直ちに V_{ref} に引き戻す方法を提案する。

本稿の構成について示す。2 章では基幹系統の電圧制御・運用について概説する。3 章では本稿で提案する電圧制御手法について示し、4 章ではシミュレーションモデル (基幹系統を模擬した電気学会 10 機系統モデル[28])、検討シナリオについて概説する。5 章では従来の OPF 制御及び S/S の電圧制御と、提案する電圧制御手法を組み合わせた数値シミュレーションにより制御効果について検証し、6 章では提案制御のパラメータや RES の導入シナリオを変更した感度分析を行う。最後に 7 章を本稿のまとめとする。

第 2 章

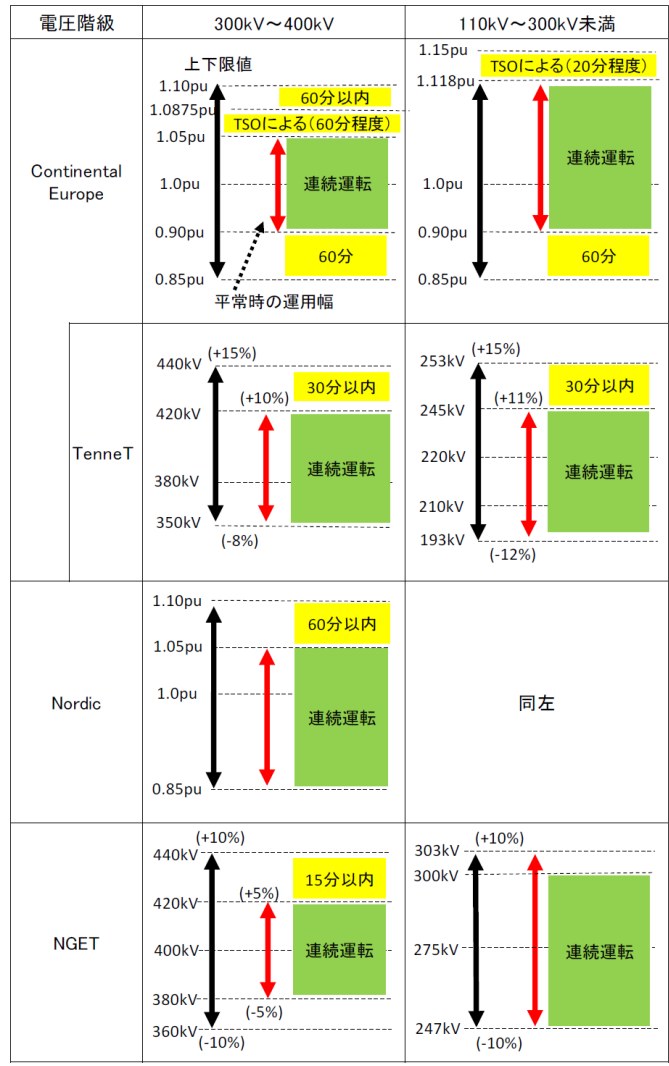
基幹系統の電圧制御・電圧運用技術

2.1 基幹系統の電圧管理について

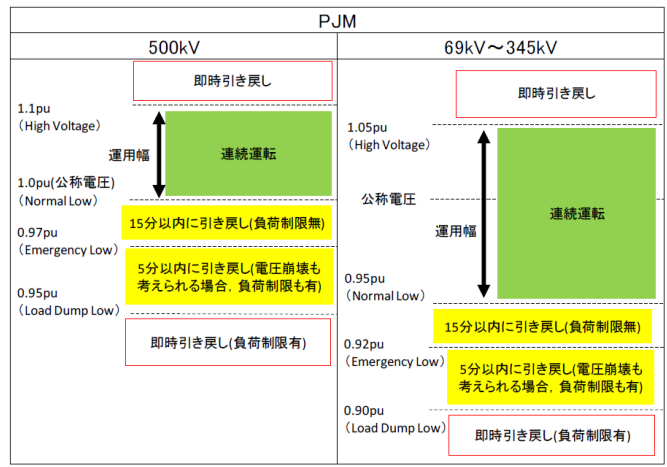
前章に示したとおり、電圧の過度な上昇・低下は、電力設備や家電機器等に損傷を与える可能性があり、また電圧の過度な低下については、系統の電圧安定性の低下を引き起こし電圧崩壊に至る可能性がある。このため、電力系統では電圧を一定の範囲内に収める必要がある。

欧州・米国における基幹系統の電圧の管理運用幅を図 2.1 に示す。電圧管理の基本的な考えとして、各電圧階級で①基準となる電圧値と②電圧の上下限值と③平常時に連続運転可能な管理運用幅が設定されている。管理運用幅は送電系統運用者（Transmission System Operator : TSO）、電圧階級によって異なるものの、概して±5~10%程度の管理運用幅が設定されている。電圧が連続運転可能な管理運用幅を逸脱した場合には、TSO にて一定の時限を設けて管理運用幅に引き戻すことが明記されており、特に電圧低下が著しく、電圧制御機器の動作だけでは対処できない場合は負荷遮断などの対策も含めて電圧の維持が行われる。

また、我が国における基幹系統の電圧の管理値を表 2.1 に示す。同表には我が国の一般送配電事業者における各電圧階級の代表的 S/S の管理値例を示している。実際の運用値である kV 表記のものを同図 (a) として、各公称電圧にて単位法 (p.u. 値) として規格化したものを同図 (b) として示している。なお、文献[30]では基準電圧を幅で示しているもの、逆に記載がない情報等、不明な部分も多い点は留意いただきたい。同表より、国内においても海外と同様に①基準電圧と②電圧上下限值が設定されている。基準電圧の設定方法は様々であるものの、深夜帯と昼間・点灯帯で別々に設定されている例が見られる。昼間や点灯帯は需要が大きくなり、電圧としては低下しやすくなるため、電圧を維持するために基準電圧を高め設定していること、一方で深夜帯は需要が小さくなり電圧としては上昇しやすくなるため、電圧を維持するために基準電圧を低めに設定することが設定の考え方である。次に、電圧上下限值については各社によって異なるものの、上限電圧に関しては電力設備の最大使用電圧[31]を基に決定しているようである。電圧の管理方法として電圧上下限值のみを定めている場合と電圧上下限值内に③許容変動幅を定めている場合が存在する。許容変動幅としては 0.5%~2%が設定されているが、これは一般送配電事業者が定める系統アクセスルール[32]において常時の電圧変動は 2%以内に定めており、これらに準じて設定されているものと推察される。なお、電圧の管理は当該地点の位置関係や電圧制御機器の設備量にも依存するため、各地点の系統状況に即して細かな運用のルールを設けられている[30]。



(a) 欧州



(b) 米国・PJM

図 2.1 各国の TSO, RT0 等における電圧の管理運用幅 ([29]を基に作成)

表 2.1 日本における基幹系統の電圧の管理運用値（[30]を基に作成）

(a) kV 表記

公称 電圧(kV)	会社 変電所母線	基準電圧(深夜帯, kV)		基準電圧(昼間・点灯帯, kV)		許容変動幅(kV)		運用上下限電圧(kV)	
		(上側)	(下側)	(上側)	(下側)	(上側)	(下側)	上限	下限
500	B	535	535	544	538			545/570// 595	525/530/ 545
500	C	542	532	545	535	3.5	1		
500	D	512	506	512	506			520.2	499.8
500	E	515		515		5		520	510
500	F	510	505	510	505	5	3	520	495
500	G	510		510		10		515	505
500	H	518		518		7		525	511
500	I	545	500	545	500			526	506
500	平均値	523	516	525	517	6	2	521	504
275	A	282	279	283	280.5	1.5		287.5	275
275	B	281	278	285	280			287.5	263
275	C	289	278	289	278	1.9	0.5	287.5	
275	D	282	275	282	275			288.8	261.3
275	E	275		275		5		287.5	
275	F	279	267	282	267	2		287.5	
275	平均値	281	275	283	276	3	1	288	266
154	B	157	154	159	157			161	147
154	C	149	143	154	143	1.5		161	
154	D	153	148	158	151			161	140
154	E	154		154		2		156	152
154	F	154	147	154	147	2		161	
154	平均値	153	148	156	150	2		160	146

(b) p. u. 表記（公称電圧で規格化）

公称 電圧(kV)	会社 変電所母線	基準電圧(深夜帯, p.u.)		基準電圧(昼間・点灯帯, p.u.)		許容変動幅(%)		運用上下限電圧(p.u.)	
		(上側)	(下側)	(上側)	(下側)	(上側)	(下側)	上限	下限
500	B	1.070	1.070	1.088	1.076			1.09/1.14/ 1.19	1.05/1.06/ 1.09
500	C	1.084	1.064	1.090	1.070	0.700	0.200		
500	D	1.024	1.012	1.024	1.012			1.040	1.000
500	E	1.030		1.030		1.000		1.040	1.020
500	F	1.020	1.010	1.020	1.010	1.000	0.600	1.040	0.990
500	G	1.020	0.000	1.020	0.000	2.000		1.030	1.010
500	H	1.036	0.000	1.036	0.000	1.400		1.050	1.022
500	I	1.090	1.000	1.090	1.000			1.052	1.012
500	平均値	1.047	1.031	1.050	1.034	1.220	0.400	1.042	1.009
275	A	1.025	1.015	1.029	1.020	0.545		1.045	1.000
275	B	1.022	1.011	1.036	1.018			1.045	0.956
275	C	1.051	1.011	1.051	1.011	0.691	0.182	1.045	
275	D	1.025	1.000	1.025	1.000			1.050	0.950
275	E	1.000	0.000	1.000	0.000	1.818		1.045	
275	F	1.015	0.971	1.025	0.971	0.727		1.045	
275	平均値	1.023	1.001	1.028	1.004	0.945	0.182	1.046	0.969
154	B	1.019	1.000	1.032	1.019			1.045	0.955
154	C	0.968	0.929	1.000	0.929	0.974		1.045	
154	D	0.994	0.961	1.026	0.981			1.045	0.909
154	E	1.000		1.000		1.299		1.013	0.987
154	F	1.000	0.955	1.000	0.955	1.299		1.045	
154	平均値	0.996	0.961	1.012	0.971	1.190		1.039	0.950

* 空白箇所は情報が無い箇所

2.2 基幹系統の電圧制御機器について

基幹系統の電圧を維持するための電圧制御機器としては、大きく同期発電機と流通設備に分類される。

(1) 同期発電機 (Synchronous Generator : SG)

SG は有効電力を供給することを本来の役割としているが、その他にも電力系統の周波数・電圧など電力品質を維持する役割を担っている。電圧については SG の付帯設備である励磁制御装置において、界磁電圧を制御することによって無効電力を発生および吸収し電圧を制御することができる (図 2.2 参照)。

励磁制御装置による電圧制御には様々な方式が存在するが、最も一般的なものは SG の端子電圧を一定に制御する自動電圧調整 (Automatic Voltage Regulator : AVR) 運転である。AVR 運転では無効電力を動的に調整することで端子電圧を V_{ref} に維持する制御であり、概してミリ秒～秒の時間オーダーでの動特性を示す。本稿の対象である平常時の長時間の電圧解析においては数値計算方法として潮流計算が用いられるが、これらの分析では制御効果が働いたものとして模擬されることが一般的である。具体的には端子電圧として V_{ref} を実現するための無効電力量を状態設定 (潮流計算条件でいう PV 指定、電圧 V を指定値として Q を従属的に決定) することで模擬される[4]。この他にも SG の無効電力を一定に制御する自動無効電力調整 (Automatic Reactive Power (Q) Regulator : AQR) 運転, SG の力率を一定に制御する自動力率調整 (Automatic Power Factor Regulator : APFR) 運転などの制御方式が存在し, SG の種別, 連系系統, 運転状態 (起動・停止中, 運用中) に依存して制御方式を切り替えて運用される。

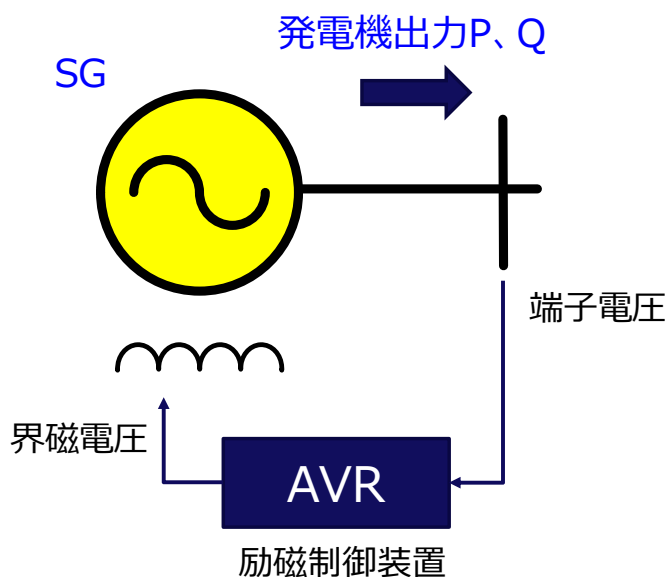
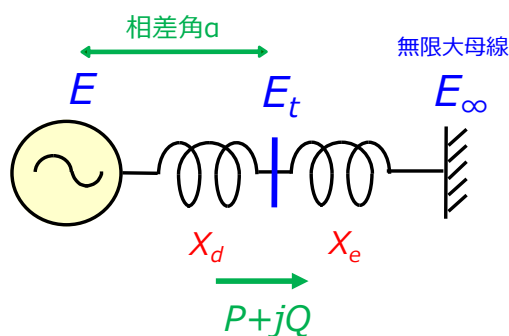


図 2.2 SG の電圧制御装置 (AVR)

ここでSGを電氣的な等価回路で表現したものを図2.3に示す。同図は背後電圧一定モデルとして表現したものである。このときSGの端子から背後を見た電力方程式は以下で表現される。(2.2)式に示すように電気出力は有効電力Pと無効電力Qを2変数とした円特性で表現され、その出力可能範囲は発電機の背後電圧、リアクタンスと端子電圧で決定される。実際には、発電設備としての制約(過励磁制限, 低励磁制限)も存在するためPQの出力範囲は円特性よりも狭い範囲で運転される(図2.4参照)。

$$\begin{cases} P = \frac{E \cdot E_t}{X_d} \sin \alpha \\ Q = \frac{E \cdot E_t}{X_d} \cos \alpha - \frac{E_t^2}{X_d} \end{cases} \quad (2.1)$$

$$P^2 + \left(Q + \frac{E_t^2}{X_d}\right)^2 = \left(\frac{E \cdot E_t}{X_d}\right)^2 \quad (2.2)$$



P, Q : SG の有効電力, 無効電力, α : SG の背後電圧と端子電圧までの位相角
 E : SG の背後電圧, E_t : 端子電圧, E_∞ : 無限大母線の電圧
 X_d : 同期リアクタンス, X_e : 系統側等価リアクタンス

図 2.3 SG の等価回路 (背後電圧一定モデル)

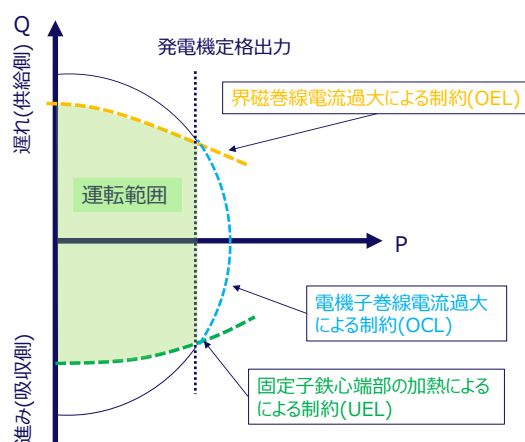


図 2.4 SG の出力可能曲線と設備制約

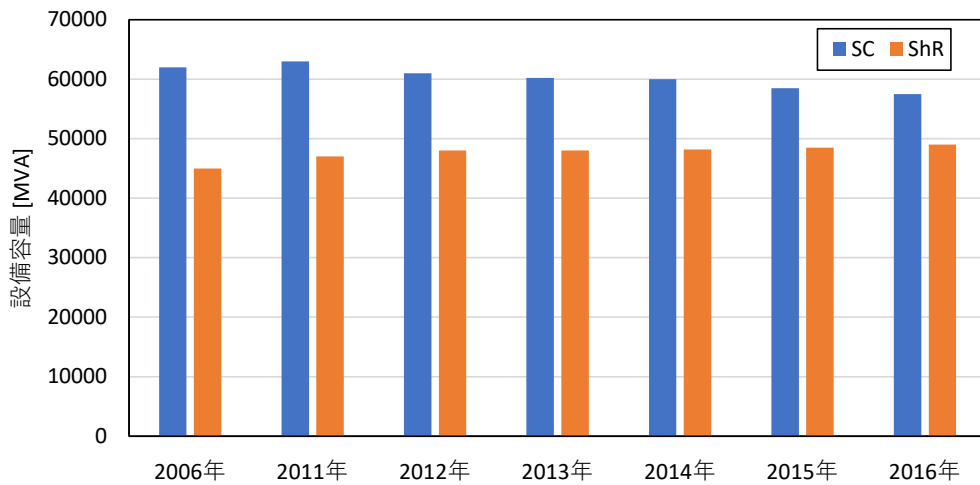
一方、流通設備の電圧制御機器と各機能を表 2.2 に示す。流通設備の代表的な機器としては SC, ShR, OLTC が挙げられる。これらの機器はコンデンサ、リアクトルの並列操作とタップ位置の変更によって動作するため、系統の電圧及び無効電力の変化は離散的となるが、設備費が安価であるため主要な電圧制御機器として S/S に設置され、活用されている。この他にもサイリスタを用いて無効電力制御を行う静止型無効電力補償装置 (Static Var Compensator : SVC), 自励式変換装置を用いて無効電力を補償する無効電力補償装置 (Static Synchronous Compensator : STATCOM, 自励式 SVC と呼ばれる), 同期機を無負荷で運転し無効電力を制御する同期調相機 (Synchronous Condenser) などが存在する。これらの機器は高速かつ、連続的な無効電力制御が可能であるものの、上記と比べて設備費が高価であるため、その系統導入は限定的である。

表 2.2 基幹系統の流通設備の電圧制御機器の機能の整理
([4][30][33]を基に整理)

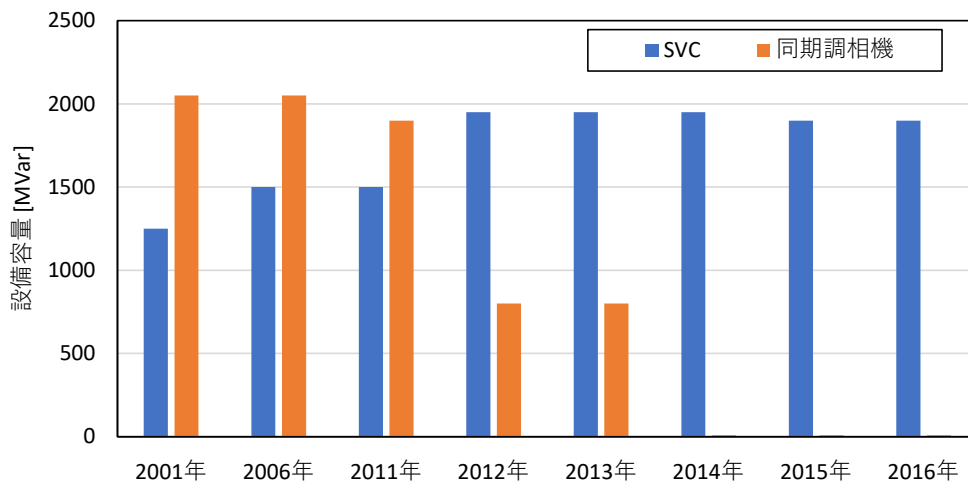
	設備	略称	制御特性	応答時間	設備費
変圧器	負荷時タップ切換器	OLTC	離散的	秒オーダー (機器動作含)	—
調相設備	電力用コンデンサ	SC	離散的	秒オーダー (機器動作含)	1 (基準)
	分路リアクトル	ShR	離散的	秒オーダー (機器動作含)	0.3~1
	同期調相機	RC	連続的	数百ミリ秒	8~9
	静止型無効電力 補償装置	SVC	連続的	数十ミリ秒	4~6
	自励式 SVC	STATCOM	連続的	数十ミリ秒	SVC の倍 程度[33]

わが国における設備導入状況を図 2.5 に示す。近年の推移として、わが国では、需要減少に伴う電圧上昇対策として ShR の導入量は増加傾向にあり、SC についてはやや減少傾向にある。また、SVC については一定の導入量の維持 (やや減少) であるものの、設備総容量は SC, ShR の 1/20 程度である。加えて同期調相機について減少傾向にあり、維持費が高いこと等も理由として 2016 年時点では存在しない状況にある。

本稿では、現在の電圧制御機器の導入状況やコスト面を考慮して OLTC, SC, ShR を S/S の電圧制御機器として扱うものとする。今後、SG の並列台数の減少が続けば ShR, SC, OLTC に対する電圧上昇側・電圧低下側を含めて制御負担は増加していくと考えられ、これらの設備だけで電圧維持できるかは、1 つの課題となり得る。



(a) SC および ShR



(b) SVC および同期調相機

図 2.5 わが国における電圧制御機器の導入推移 ([30]を基に作成)

以降では、流通設備の各機器の機能概要について述べる。

(2) 負荷時タップ切換器 (On Load Tap Changer : OLTC)

変圧器は電圧を変圧する流通設備であり、変圧比を変更できるようにタップが設けられている。このうち、通電中でもタップを変更することができる装置を負荷時タップ切換器 (OLTC) と呼ぶ。OLTC の設備・制御構成例を図 2.6 に示す。OLTC では S/S の母線電圧を監視し、一定の V_{ref} を維持するために変圧器の高圧側または低圧側にあるタップの切換動作を行う。一般的なものとしては二次側電圧を監視し、一定範囲を保つように電圧調整継電器 (90Ry⁶) で自動制御される。

⁶ JEM-1090「自動制御器具番号」に由来する呼称

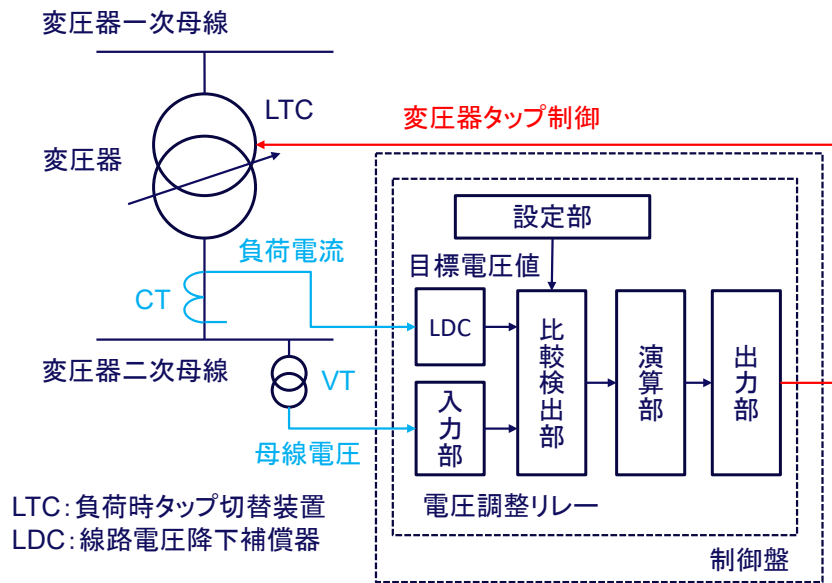


図 2.6 負荷時タップ切換器の設備・制御構成例 ([34]を基に作成)

OLTC が機器動作するまでの時間は、制御ロジック側の動作時間と実際の機器動作の総合的な動作時間となるが、表 2.3 に示すような動作特性をもつことから数秒～数十秒程度の動作時間を必要とする。後述の調相設備 (SC, ShR) など基本的には同じオーダーの動作時間を要する[35]。なお、その動作は電圧制御機器に予め入力された整定値に基づいて動作するため、系統状態の変化に対して柔軟性に欠ける部分もある。

表 2.3 OLTC の動作特性例 ([4]を基に作成)

電圧階級	不感帯幅 ^{*1}	積分・時限 ^{*2}	タップの動作時間
500kV	1.0 %	40 %・秒	6 秒
275kV など	1.0 %	60 %・秒	6 秒
配電用	1.3 %	100 %・秒	6 秒

^{*1} 電圧目標値に対する偏差量, ^{*2} 電圧偏差量の積分量

(3) 電力用コンデンサ (Static Condenser : SC)

電力系統に対して並列に接続されるコンデンサ設備であり、系統に対して無効電力を供給することができる。SC の設備・制御構成例を図 2.7 に示す。S/S では変圧器を介して接続され開閉装置を用いて有負荷時に投入開放 (並解列) が行われるが、その操作は離散的であるため、無効電力は段階的な制御となり、電圧も離散的に変化となる。一般に需要が大きい昼間帯では SC の投入が行われる。

(4) 分路リアクトル (Shunt Reactor : ShR)

SC 同様、電力系統に並列に接続されるリアクトル設備であり、系統に対して無効電力を吸収することができる。動作原理は基本的には SC と同様であるが、電圧を下げる効果が有るため、需要が小さい夜間帯に投入が行われる。なお、前述の通り RES の増加によって昼間帯の需要が減少傾向などもあることから、昼間帯で ShR が活用される場面も多い。

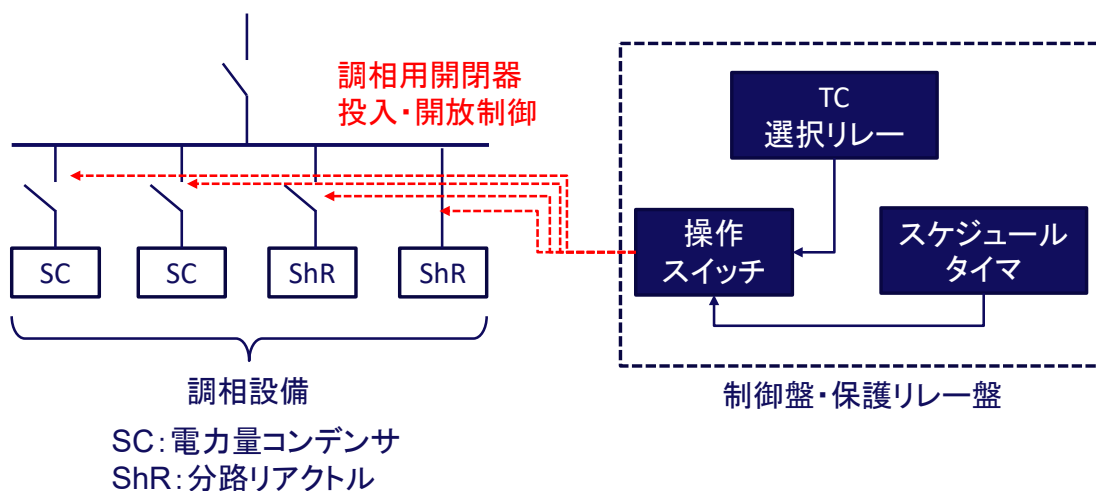


図 2.7 調相設備 (SC・ShR) の設備・制御構成例 ([34] を基に作成)

2.3 基幹系統の電圧制御方式について

基幹系統の電圧制御機器の制御には様々な方式が挙げられるが、大きくは中央制御方式 (中央 VQC)、個別制御方式 (個別 VQC, Local VQC と呼ばれる)、手動制御方式に分類される[30]。

中央 VQC の概念図を図 2.8 に示す。中央 VQC では、系統情報を収集し中央集中型のシステムで制御目標値や機器制御量を生成し、遠隔で電圧制御機器を自動制御する方式である。中央 VQC のメリットとしては、系統全体から電圧・潮流等の状態量を取得し、それに基づく制御状態を決定できることから、全系統を勘案した最適な制御が可能となる点である。一方で、全系統から情報を収集するための伝送遅れ、収集情報に対する整合性の取れたデータ生成処理 (この機能を状態推定と呼ぶ)、指令値の演算処理、指令するまでの伝送遅れをもつため一定の制御周期が必要となる。制御周期については 2.4 節で後述するが、電圧制御機器に対して電圧目標値を指令する方法としては 9 分周期[36]、電圧制御機器に対して機器制御量を指令する方法としては速いものでは 30 秒周期[37]の中央 VQC の装置が実用化されている。

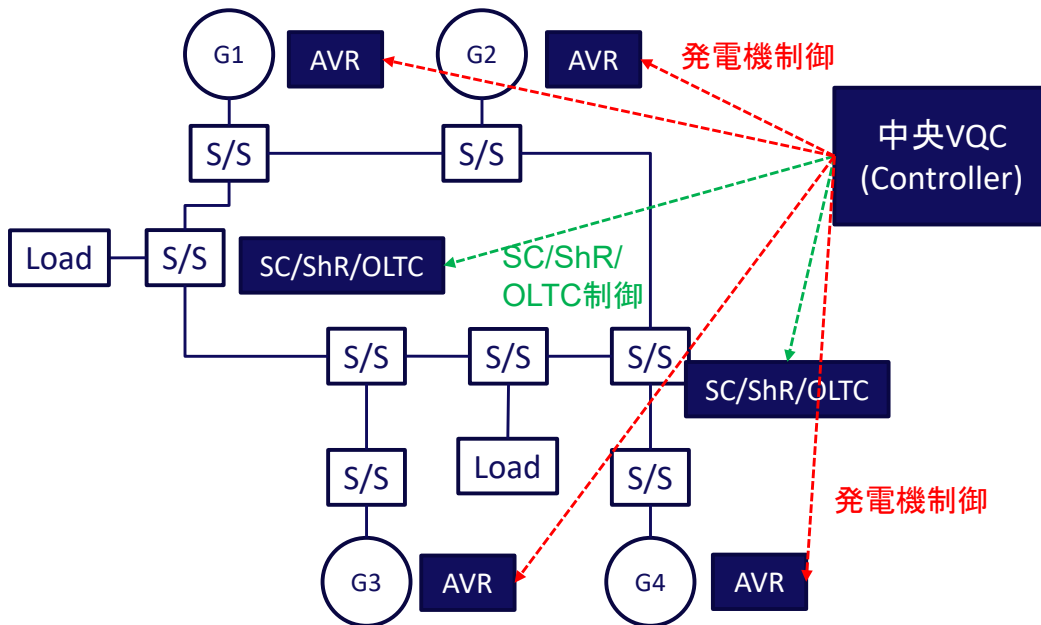


図 2.8 中央 VQC の概念図 ([30] を基に作成)

続いて、個別制御方式とは、発電所や変電所に設置された電圧制御機器にて監視する情報に基づき自動制御する方式である (図 2.9 参照)。個別制御方式のメリットとしては、監視情報が近傍の電圧・潮流情報のみであるため制御速度が速いことである。その一方で、個別の電圧管理となるため全体で協調した電圧制御ができないというデメリットが存在する。

最後に、手動制御方式とは、給電制御所などで系統運用者が直接制御する方式である。なお、上記の制御方式であっても装置故障時などの万が一に備えて手動制御方式は可能となっている。

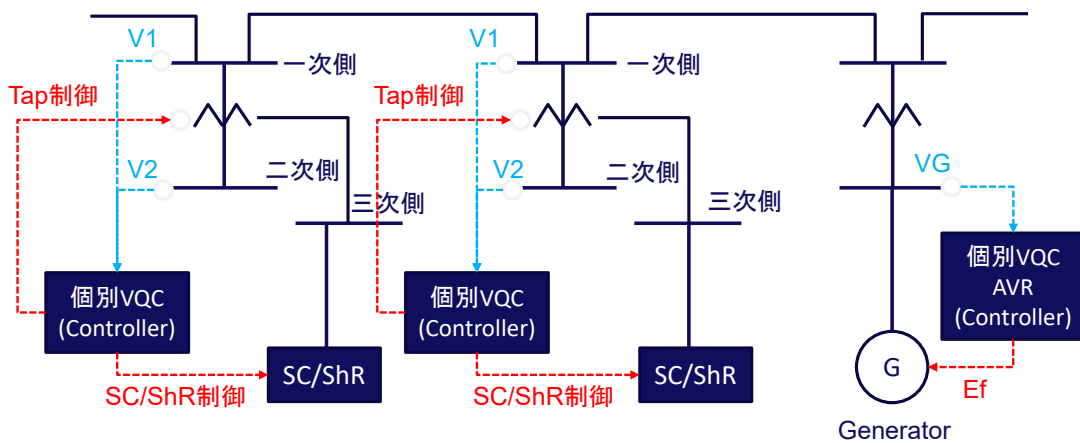
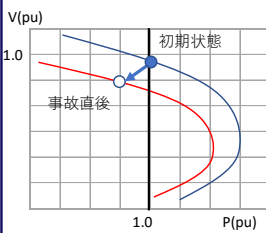
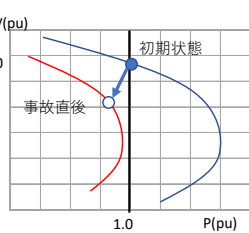
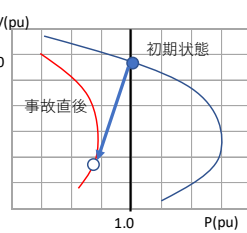


図 2.9 個別 VQC の概念図 ([4] を基に作成)

文献[4]では、電圧安定性の観点から各制御方式の比較を行っており、表 2.4 の通り整理している。整理の観点としては、系統事故があった場合に適正電圧を維持するために即応制御が可能かという点になるが、近年の中央 VQC 制御は高速化も進んでいるため、一概には言えないものと考えている。ただし、中央 VQC は全体を見据えた制御が得意であり、そのためには一定の制御周期を必要とすること、一方で個別 VQC は自身の監視対象に対する制御性能は確保できるものの、全体状況等は把握できないという制御の性質自体は変わらないため、これらの特徴を補間する形で各電圧制御方式を併用することが、最も柔軟性の高い電圧制御方法といえる。次節では、これらを併用した基幹系統の電圧制御方式のフレームワークについて述べる。

表 2.4 各種電圧制御方式のシミュレーション結果 ([4]を基に作成)

(a) 系統特性の分類 (系統条件)

系統特性パターン	①	②	③
系統特性と 運転点の推移 (P-Vカーブ)			
事故直後の 有効電力余裕	正	0または負	負
事故直後の 運転点	高め解	高め解	低め解

(b) シミュレーション結果

系統特性 パターン	タイムスケジュール 制御方式	個別 VQC 方式	中央 VQC 方式
①	○	○	○
②	×	○	△
③	×	○	×

注 ○：電圧安定性の維持ができる
 △：電圧安定性の維持が危ぶまれる
 ×：電圧安定性の維持ができない

2.4 基幹系統の電圧制御のフレームワークについて

電力系統では前述までに示した制御方式を組み合わせて階層的に電圧制御が行われている。基幹系統の電圧制御のフレームワークは、2000年頃に各国で相次いで提案された[14][38]-[48]。文献[14]では、表2.5のように機能別に整理している。

表 2.5 海外における基幹系統の電圧制御のフレームワークについて
（[14]を基に整理）

国・地域	構造 (H：階層 C：中央 VQC)	予測 情報	機能・目的	電圧制御機器
フランス [38][39]	H		<ul style="list-style-type: none"> 監視代表母線(pilot bus)の電圧違反の修正 発電機端子電圧の維持 SGの無効電力違反の修正 	SG, SC
イタリア [40]	H	○	<ul style="list-style-type: none"> 送電ロス最小化の予測整定値を含めた pilot bus の電圧違反の修正 送電ロス最小化の予測整定値を含めた zone の無効電力違反の修正 	SG, ShR, OLTC, FACTs
ベルギー [41][42]	H		<ul style="list-style-type: none"> SGのグループの無効電力マージンの最大化 キャパシタの操作回数の最小化 隣接系統からの無効電力潮流の制限 電圧違反の修正 	SG, SC, OLTC
スペイン [43]	H	○	<ul style="list-style-type: none"> 混雑の修正 電圧低下問題のための電圧違反の修正 	SG, ShR, OLTC
中国 [44]	H		<ul style="list-style-type: none"> 柔軟な pilot bus の選択 送電ロスの最小化 電圧違反の修正 	SG, ShR, OLTC
米国(PJM) [45]	H		<ul style="list-style-type: none"> 送電ロスの最小化 電圧違反の修正 制御 zone の無効電力余力のバランス調整 	SG, SC, ShR, OLTC
スイス [46]	C		<ul style="list-style-type: none"> 送電ロスのコストの最小化 無効電力支払いコストの最小化 	SG, OLTC
ブリティッシュ・コロンビア [47]	C		<ul style="list-style-type: none"> 送電ロスの最小化 電圧違反の修正 	ShR, SC, OLTC
デンマーク [14]	C	○	<ul style="list-style-type: none"> 電圧違反の修正 コスト最小化 	SG, ShR, OLTC, FACTs

各国における基幹系統の電圧制御のフレームワークは、大きく階層型制御方式と中央VQCに分類される。階層型制御方式の代表的な例としては、フランスのEDFのVu氏らによる提案[38]、イタリアのTSOであるENELのCorsi氏らによる提案[40]、米国のPJMのGuo氏らによる提案[45]である。このうちCorsi氏らENELが提案した電圧制御の階層システムを図2.10に、Guo氏らPJMが提案した電圧制御の階層システムを図2.11に示す。

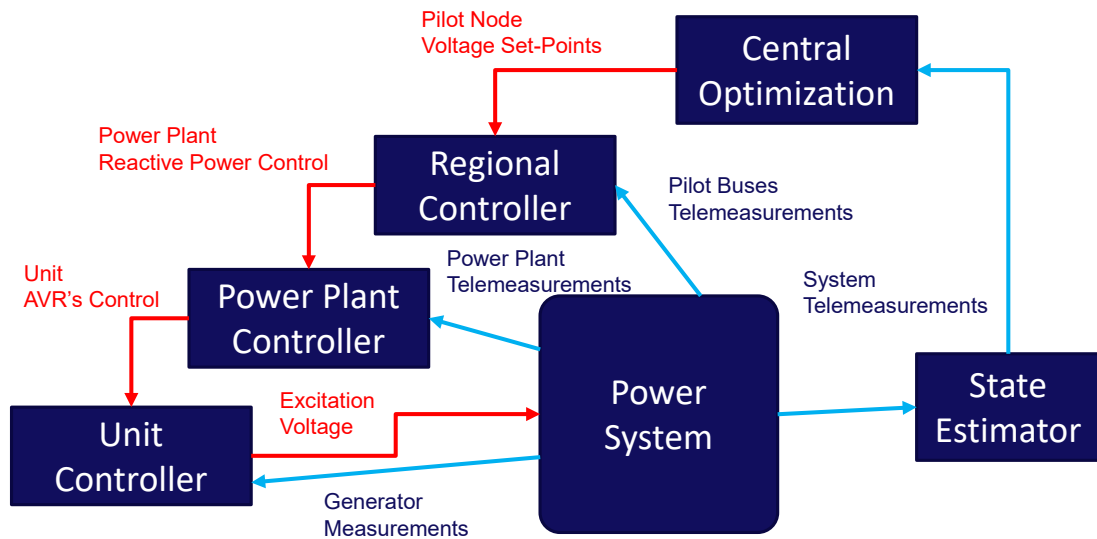


図 2.10 基幹系統の電圧制御の階層構造 ([40] を基に作成)

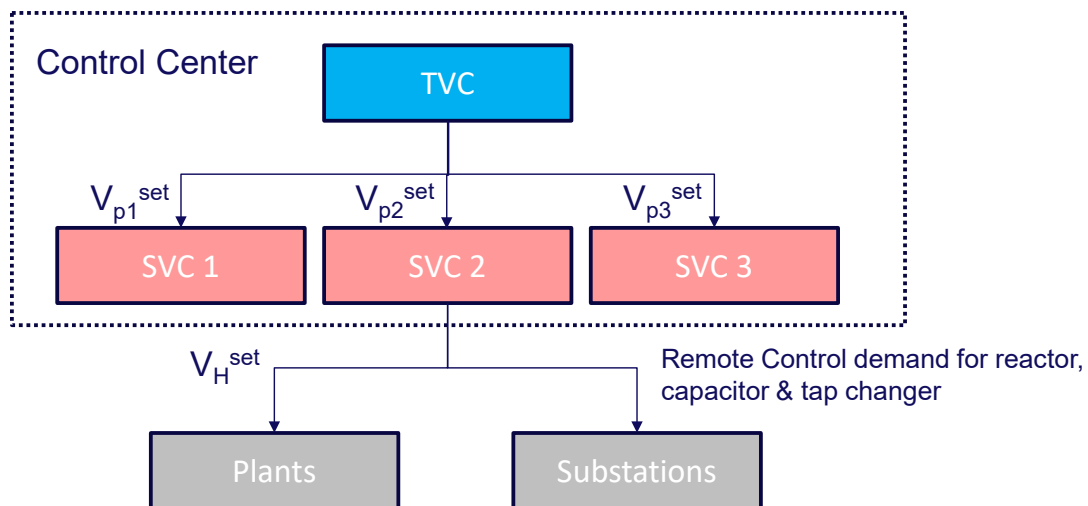


図 2.11 自動電圧制御システム (AVC) の階層構造 ([45] を基に作成)

階層型のシステムを構成する電圧制御の階層数について各々異なるが、概して 2～3 階層で構成される。各階層の電圧制御は中央型の制御システムと個別の電圧制御機器で構成される。このうち、中央型の制御システムでは、PJM のように電圧制御機器に対して直接指令するような方式もあれば、制御は個別 VQC にて行うものとし、ENEL のように、個別 VQC に対する目標値 (Reference, Setpoint などと呼ばれる) を中央型の制御システムで生成する方式もある。本稿では、出力する制御指令に関わらずエリア全体の情報から複数の設備に指令を送信するものを中央 VQC として扱うものとする。

各階層の関係性としては、中央 VQC が上位階層、個別 VQC が下位階層となり、制御指令は中央 VQC から個別 VQC へと送信される。なお、各階層は Primary, Secondary, Tertiary と定義され、一般的には機器制御側の下位階層を Primary と呼んでいる。電力系

統の周波数制御においても Primary, Secondary, Tertiary と階層制御されており, Primary 側が機器のガバナフリー制御, Tertiary 側が中央制御からの指令に基づく経済負荷配分制御 (Economic load Dispatch Control: EDC) と制御領域の時間レンジに基づいているが, 電圧制御においても, 機器制御側は短い制御周期, 中央 VQC 側は長い制御周期と制御の速さに基づいているものと考えられる。

なお, 各階層の名称の定義は曖昧なものとなっており, 例えば Primary Voltage Controller (PVC) と呼ばれたり, Primary Voltage Regulator (PVR) と呼ばれたりしている。本稿では後者の”Regulator”を用いた表現に基づき説明する。これは, Secondary 階層の表現として”Controller”を用いると, Secondary Voltage Controller (SVC) と略され, SVC 機器と誤認する可能性があるためである。なお, ”Regulator”を用いた場合も Secondary Voltage Regulator (SVR) となり, 配電系統の電圧制御機器である電圧調整機器 Step Voltage Regulator (SVR) と重複するが, 本稿では基幹系統を対象としており, 後者は対象としていないため誤認する可能性は低いという考えに基づいている。

一方, スイス, ブリティッシュ・コロンビア, デンマークでは中央 VQC 方式が採用されている。これらの中央 VQC 方式では階層構造はなく, Pilot bus などの定義も存在しない。基本的には全母線の電圧を維持するため SG や OLTC などの制御が行われる。ただし, 監視対象が多く計算負荷が大きいため, 適用されるのは小規模な系統規模での適用が向いていると言われている[49]。制御周期も基本的には系統規模と計算負荷に依存する。

以上, 電圧制御のフレームワークについて整理すると以下が特徴として挙げられる。

- PVR は個別 VQC で構成され, ローカルの計測情報に基づき動作する。
- SVR および TVR は中央 VQC で構成され, 系統全体の計測情報に基づき動作する。
- PVR と SVR は階層構造をもち, SVR が上位階層, PVR が下位階層で実現される。
- 階層構造は 2~3 階層で実現される。
- SVR は PVR に対する電圧目標値や直接の機器制御量を生成する。

これらを改めて示した外観図を図 2.12 に示す。この制御構造の最大のメリットは系統全体を監視する SVR と実際の電圧制御機器の動作を行う PVR の役割が分離されていることにある。SVR は系統全体を見据えた目標値生成を行い, PVR は自身の制御特性に従い目標値に対して機器動作が行う。両者のメリットを活かしながら, 全体として協調した制御が可能となる。対象とする基幹系統の管理範囲が広い場合 (PJM などのように複数の TSO が存在する場合など), さらに上位階層として TVR が形成される。

PVR のうち SG は AVR 運転による系統電圧の維持を行い基幹系統の電圧を支える役割を担う。このとき, SVR から SG に対して V_{ref} が指令される。また S/S の SC・ShR や OLTC は SG 同様に V_{ref} を受け取る場合や, 直接指令値を受け取ることで電圧調整を行う。前章で示したように SG の並列台数が減少してくると, 流通設備の PVR を主体に電圧維持を行う必要があり, これらの制御動作が非常に重要となる。

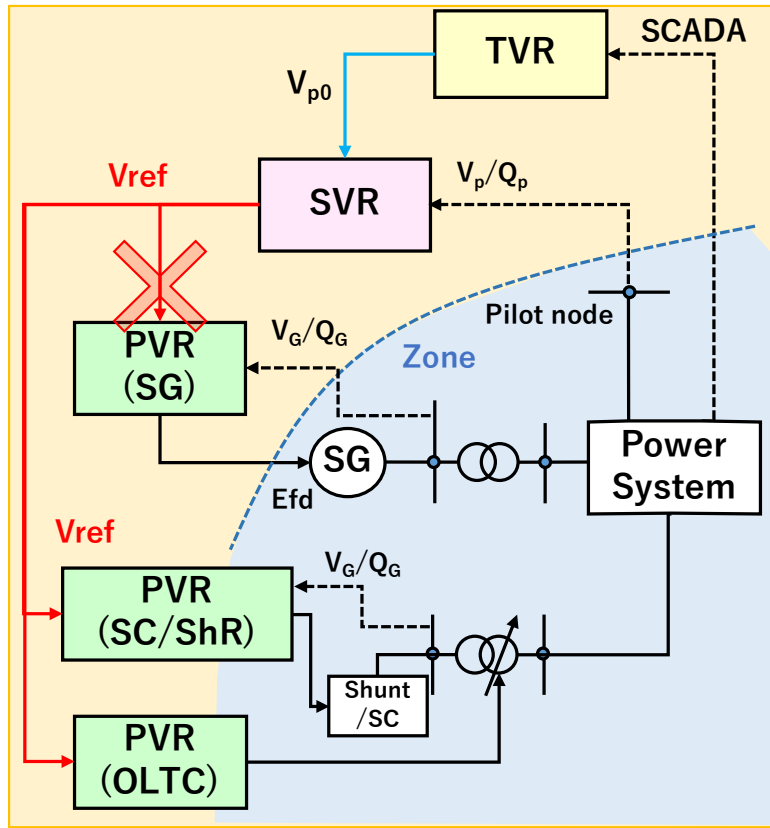


図 2.12 基幹系統の電圧制御の階層構造について

2.5 電圧制御における OPF の適用について

(1) 最適潮流計算について

電力系統の送電ネットワークに対して各母線の電圧の大きさや位相角（電圧解）を求める計算機能を潮流計算と呼ぶ。潮流計算を行うためには、送電ネットワークの線路定数、発電設備の出力条件、負荷設備の出力条件などの情報が必要となり、各母線の有効電力・無効電力を表した潮流方程式(式(2.1))として表現される。同式は電圧解が変数となり、 x を変数としたときに一般式として $g(x) = 0$ と表現することができる。潮流計算とは、ネットワークの境界条件として有効電力や無効電力、特定地点の電圧の大きさなどを指定することで潮流状態を決定する方法である。

$$\begin{aligned}
 P_i + Q_i &= V_i I_i^* & (2.1) \\
 &= V_i \sum_{k=1}^N Y_{ik}^* V_k^*
 \end{aligned}$$

ただし、 P_i 、 Q_i ：母線 i の有効・無効電力、 V_i ：母線 i の電圧、 Y_{ik} ：電力系統のアドミタンス行列の i 行 k 列の要素

一方で、ネットワークの境界条件である一部の変数に対して自由度を持たせ、前述の潮流方程式を一定の制約条件として、ある系統の最適な運用状態を実現する計算方法を最適潮流計算（Optimal Power Flow : OPF）と呼ぶ。OPF は一般に以下のように定式化される。

$$\text{Minimize } f(x) \quad (2.2)$$

subject to

$$g(x) = 0 \quad (2.3)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (2.4)$$

ただし、 $x \in \mathbb{R}^n$ 、 f :目的関数、 g :等式制約条件、 h :不等式制約条件

OPF では、実現したい系統の運用状態を目的関数として表現し、その際に変数が満たすべき制約条件を等式制約や不等式制約として表現する。目的関数の設定の考え方は電圧制御の戦略に該当するため様々なものが存在するが、一般的には送電損失などが考慮される。電圧制御において、決定したい変数 x （制御変数）とは、母線電圧の電圧値や変圧器タップ値や調相設備の出力などの前述の電圧制御機器の状態量に該当する。また等式制約(式(2.3))には式(2.1)の潮流方程式が含まれ、不等式制約(式(2.4))には、監視点の電圧上下限值や、電圧制御機器の動作領域（タップ上下限值や調相設備容量）など設備制約が考慮される。上記の定式化に基づき最適化計算を行うことで、目的に応じた系統の運用状態（潮流断面）を得ることが OPF の基本的な利用目的である。

(2) 電圧制御における OPF 技術の適用

階層型の電圧制御方式の上位階層である SVR, TVR や中央 VQC は、電力系統の計測情報として母線の電圧状態やネットワークの潮流状態を取得する。それらを基に系統全体として整合の取れた潮流条件を生成（この解析技術を状態推定計算と呼ぶ）し、観測した潮流状態に対して、電圧制御の戦略に応じて電圧制御機器への指令値を生成する。この制御構造は OPF と非常に親和性が高く、制御技術としてオンラインでの OPF の適用例が多く見られる。基幹系統を対象とした OPF の適用例を表 2.6 に示す。

表 2.6 基幹系統における OPF の適用例

文献	目的関数	最適化手法	計算周期	指令方式	先行制御
[36]	有効電力損失(Ploss)最小化 スケジュール電圧との偏差最小化	二次計画法(QP)と MILP の 2 段階	9 分	電圧目標値 (Vref)	あり
[37]	不感帯逸脱量最小化 調相設備投入量最小化	記載なし	30 秒	制御量	記載なし
[16][51]	Ploss 最小化 機器操作量の最小化他	記載なし	5 分	制御量	あり
[52]	スケジュール電圧との偏差最小化 無効電力目標値との偏差最小化	LP と MILP の 2 段階	1 分	制御量	あり
[53][54]	Ploss 最小化 機器動作回数最小化	NLP PSO+タブーサーチ	5 分	制御量	あり
[27]	燃料費最小化	NLP+タブーサーチ	20 分	制御量	なし
[38][39]	スケジュール電圧との偏差最小化 無効電力目標値との偏差最小化	記載なし	5 分	Vref	あり
[40][55]	スケジュール電圧との偏差最小化 無効電力目標値との偏差最小化	QP	10 分	Vref	あり
[45]	スケジュール電圧との偏差最小化 無効電力目標値との偏差最小化	記載なし	5 分	Vref	記載なし
[48]	機器動作回数最小化 スケジュール電圧との偏差最小化	記載なし	30 分	Vref	記載なし
[56]	無効電力損失の最小化ほか	LP, MILP	15 分	Vref 制御量	あり

(3) OPF の目的関数

OPF を適用するにあたり、目的関数は電圧制御を行うための制御戦略に相当する。基幹系統を対象とした OPF の目的関数として、多くの文献や実用化されたシステムで適用されているものが燃料費コストの削減である。適用例としては、燃料費・発電コストなどコスト量を直接的に最小化する場合[27][56]や、発電出力は入力条件として扱い、ネットワークに流れる電力潮流にて発生する有効電力損失（本稿では Ploss と略す）を最小化することで間接的に効率的な有効電力の潮流状態を実現する場合は挙げられる[16][36][51][53][54]。基幹系統において、有効電力は需給運用計画や経済負荷配分(EDC)にて決定されるものであり、現時点では電圧制御とは別に扱われることから、後者の Ploss の最小化問題として扱われることが多い。

また、電圧目標値 Vref やスケジュール値との偏差量や電圧管理目標である不感帯逸脱量の最小化を扱った方法も見受けられる[27][37][38][39][40][45][48][52][55]。階層化された電圧制御では、更に上位階層のシステムから目標値を受け取る場合がある。その場合は、何らかの制御戦略（例えば上記の発電コストの最小化）により生成された目標値やスケジュールに従い、追従して適正な電圧を維持することが OPF の役割となる。

この他、機器動作量の最小化を目的関数とする例も見受けられるが[16][37][48][51][53][54]、機器動作量を抑制することは電圧変動に対して制御感度が低下することに

なる。このため、需給の変動が少なく、電圧変動が小さいと予想される時間帯では有効な戦略であるが、電圧変動が大きな時間帯では制御効果が低下するため適切な制御戦略とは言い難い。なお、先行研究においては、系統状況に応じてこれらの目的関数を切り替えて電圧制御を行っている例も見られる[37]。系統状況の判断として需要変動の大きさを切り替える判断基準にしていると推察されるが、今後 RES の導入拡大により需要変動の予測が難しくなってきた場合には系統監視として対応が必要になると考えられる。

(4) OPF の解法

オンラインで最適化問題を解くためには、計算時間が十分に短いことが要求されるため、OPF で解く解法として線形計画問題 (Linear Programming : LP) やいくつかの変数からなる二次関数で表現された目的関数を扱う二次計画問題 (Quadratic Programming : QP)、あるいは粒子群最適化手法 (Particle Swarm Optimization : PSO)、タブーサーチ (Tabu Search, TS) といった計算時間の短縮が期待されるメタヒューリスティックな手法を適用する場合や、非線形計画問題 (Non Linear Programming : NLP) として解く場合など、方法論は様々である。

(5) OPF の制御周期・制御方式

表 2.6 に示すとおり、OPF は数十秒～十数分程度の制御周期で利用されていることが分かる。この制御周期は、系統の電圧・潮流状況が変化する時間推移以外にも、電圧制御機器の動作時間 (調相設備の最小制御周期)、最適化計算に要する計算時間、系統情報の収集時間、通信設備などによる制御遅れなど、システムや設備の制約に基づいて決定されている場合が多い。

また、OPF はある時刻において最適化された電圧・潮流状態を実現する技術であり、電圧制御で適用するためには、どのように制御指令値を反映するかも重要な観点となる。同表に示すように指令方法は大きく、Vref の指令方式と制御量の指令方式に分類される。

Vref の指令方式とは、OPF で得られた電圧解を各電圧制御機器に対する目標値として指令する方式である。電圧制御機器側としては Vref に従い機器動作が行われる。この Vref を指令する方式は、古くから研究が行われており、現在実用化されている主流な方式である。特に、前述に示した欧州のフランスやイタリアで適用されている。適用例として電力系統を一定の Zone で管理し、その Zone ごとに pilot node と呼ばれるノードを設定し、同ノードに対して OPF から Vref を指令することで階層的な電圧制御を実現している。欧州以外でも南アフリカ、ブラジルにおいて、上記の方式を参考にした OPF の活用が進められていることが確認できる[57][58]。また、関連して米国の PJM でも、pilot node の Vref を OPF から指令するような方式の適用が 2000 年代に開始され、有効性が確認されている[45]。一方、本方式では目標値に追従するための動作は電圧制御機器側に依存するため、OPF で算出した Vref を実現するには、ある程度の時間を要する

点に留意する必要がある。また、文献[16]では、本方式が RES の増加に伴う不確定性への対応可能性、電圧運用における装置の貢献度（Key Performance Index：KPI）の評価等に対して不十分であると指摘をしており、今後の活用に対する課題も示されている。

制御量の指令方式の場合、電圧制御機器に対して設備の状態量を制御量として直接指令が行われる。この方法のメリットとしては、OPF で得られた最適な系統状態を速やかに設備に反映できるという点である。しかしながら、OPF による制御指令と電圧制御機器自身で判断する制御動作を協調する必要があることや OPF にて解が求まらない場合の対処には留意する必要がある。

(6) OPF における先行制御の適用について

上記に示す通り、電圧制御を構成する OPF や電圧制御機器は指令から動作までに一定の遅れを伴う。そのため、制御遅れを考慮して現在時刻からある程度先の需給状況を予測した潮流断面に対して OPF を解くことが望ましい。実際、多くの文献で予測情報に基づいた先行制御を採用していることが確認できる[16][36][38-40][51][54-56]。一方で、すべての箇所の有効電力、無効電力について計測・予測はできないことから、将来的な状況下において先行制御の困難化していることが指摘されており[59]、先行制御の方式については今後も予測技術の動向、通信技術の発展に応じて改善が必要になると言える。

2.5 基幹系統の電圧制御技術：まとめ

以上、基幹系統における電圧制御の現状について述べた。電圧制御は各国の提案で提案され、技術としては確立されてきたものであるが、近年の RES の導入拡大によって基幹系統の置かれている状況は変わりつつある。特に、需給バランスの維持の観点から SG の並列台数は減少傾向にあるため、結果的に基幹系統における電圧制御のリソースは減少傾向となることが予想される。これにより、電圧変動が起こりやすくなり、電圧維持はより難しくなることが予想される。本研究では、従来制御を活かしながら電圧維持を高めるための制御方法について提案する。具体的な提案方法は次章にて説明する。

第3章

提案する電圧制御

3.1 提案制御のコンセプト

本章では、提案制御について概説する。提案制御が目指すものとして、これまで通り電圧を維持するための制御システムであることには変わりはない。ただし、RESの導入拡大によりSGの並列台数が減少し、電圧が変動しやすくなる地域や時間帯が発生することが予想される。このような系統状況を捉えて、当該箇所では電圧維持を高めるための方法を提案制御のコンセプトとしている。また、電圧制御は先に示した通り、制御戦略を伴うものであり、電圧維持のみならず、経済性という観点はこれまで同様に重要な観点であると言える。そこで、全体としては経済性を確保しながら、電圧変動が大きい一部の箇所では、電圧維持の優先度を高めるといった全体最適と個別最適を共存する形の制御方法の実現を目指す。提案制御の制御効果のイメージを図3.1に示す。

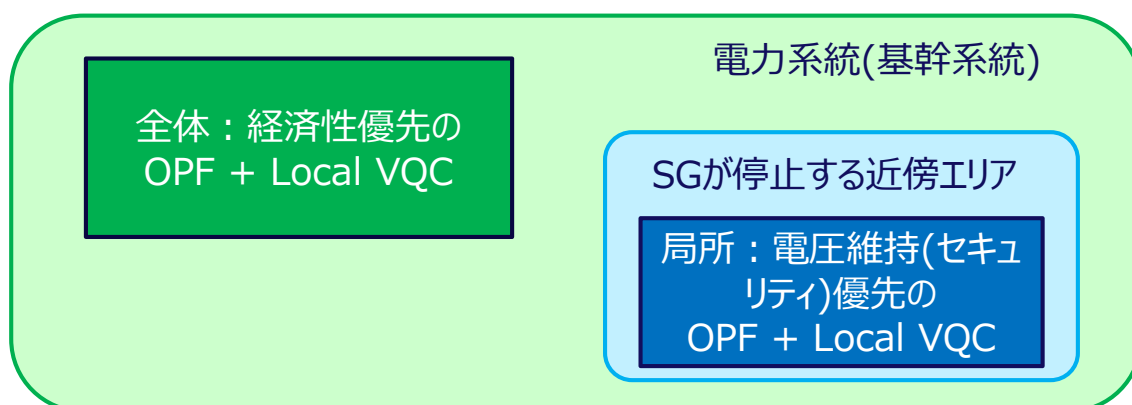


図 3.1 提案制御の適用イメージ

このうち、本稿ではSGが停止し、系統の電圧変動が大きい地点を”弱体化地点”として定義することとする。なお、オーストラリア(AEMO)の文献[8]においても、System Strength という表現が用いられている。System Strength は外乱の有無にかかわらず、電力系統が任意の位置で電圧波形を維持する能力のこととして定義しており、電圧の大きさ、位相角、波形の変化への耐性も含む動特性まで含めた系統の強さを表している。本定義は普遍的に定義された電力用語ではないが、RESの導入拡大によって、系統状態を評価するための指標は静特性、動特性問わず必要になると考えている。

3.2 提案制御の全体像

提案制御の全体像を図 3.2 に示す。今回提案する電圧制御の基本的なフレームワークとしては、中央型の電圧制御を上位階層、ローカルの電圧制御を低位階層とした階層型の電圧制御を提案するものとする。このうち中央型の電圧制御は、前述で示した SVR・TVR のように上位階層の電圧制御システムに相当し、ローカルな電圧制御機器に対して制御指令を行う（図中の No.4）。中央型のメインとなる制御方式としては、OPF を想定し、OPF がローカルに対して行う制御指令の方式としては、階層型の制御構造で広く一般的に利用されている Vref 方式を想定する。ローカルの電圧制御機器としては発電所の SG, S/S の調相設備 (SC, ShR) および OLTC を制御対象とする。各電圧制御機器は、Vref を受け取り自身の制御論理に従い、状態量 (電圧・無効電力, SC・ShR の投入量, タップ値) を制御する (図中の No.5)。No.4 と No.5 の階層構造は、広く実用化されている制御構造である。本稿では、この従来の制御構造を活用しながら、電圧維持を高めるために、No.1~No.3 の制御部分を新規に提案する。本制御の主な特徴を以下に示す。

- 1) 系統から SG 停止により電圧変動が大きくなる地点 (弱体化地点) を判断する
- 2) 弱体化地点の S/S に対して電圧維持向上のための電圧スケジュール値を生成する
- 3) 弱体化地点の S/S に対して Vref への追従性を高めるための不感帯 DB を制御する

1 点目の特徴として、系統の電圧状態を把握することである。電力系統において周波数は全系で作用するが、電圧は地域性を持った特徴を示す。そのため、系統には電圧が変動しにくい場所と電圧が変動しやすい場所が存在する。SG が停止すると、その近傍では系統の短絡容量が小さくなり、電圧の感度が大きくなる。結果として、SG が停止する付近では電圧が変動しやすくなる。この系統の弱体化地点を監視するのが No.1 の制御の役割である。

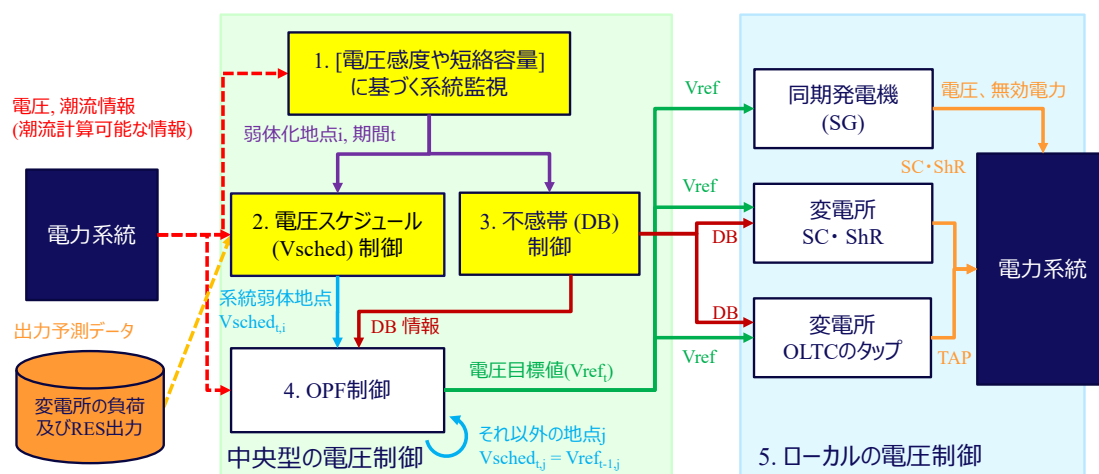
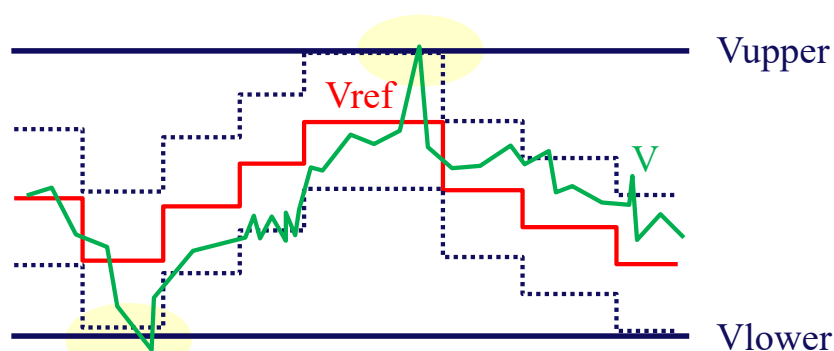


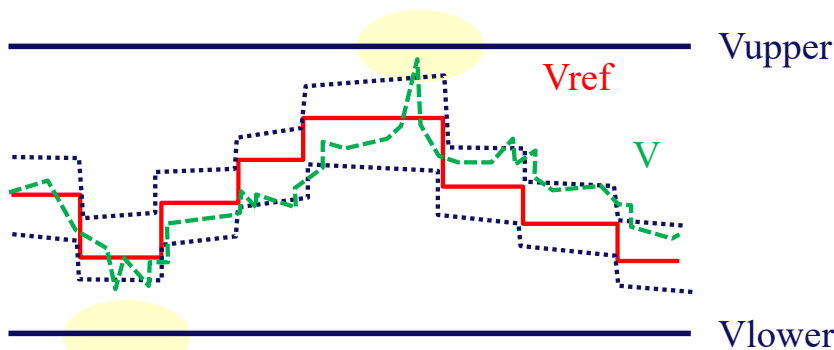
図 3.2 提案制御の全体像

前述の通り、弱体化地点では電圧が変動しやすい状態であるため、電圧の管理運用幅の逸脱が発生しやすくなる。そのため、どのように V_{ref} を設定するかが重要となる。ここで、 V_{ref} の設定は OPF で行われるため、弱体化地点とそうでない地点を含めて指令値を生成しなければならない。そこで、弱体化地点については OPF の外部から電圧維持を優先とする電圧のスケジュール値 (Voltage Schedule Value 本稿では、 V_{sched} と称す) と与えることを提案する (No.2)。 V_{sched} の具体的な設定方法は後述するが、弱体化地点の電圧計測情報と S/S の予測需要に基づいて将来の電圧を予測し、その予測電圧に対するドループ特性に従い、電圧管理範囲の中央に引き戻すような V_{sched} を設定する。一方、OPF では、有効電力損失の最小化することで経済性を考慮した V_{ref} が設定されるが、提案手法ではその効果に加えて、弱体化地点に対しては外部設定された V_{sched} との偏差量を最小化するような効果も考慮して V_{ref} を設定する。これにより、系統全体での経済性を考慮した電圧管理と、局所的な電圧維持の両立を図る。

本稿では、電圧維持を高めるためにもう一つの提案を行う。それは不感帯 DB を動的に制御することである。1 章でも示した通り、S/S で電圧上限値 (V_{upper}) と電圧下限値 (V_{lower}) の範囲内をもち、一般的に DB を考慮した電圧管理 ($V_{ref} \pm DB$) が行われる場合を考える。



(a) 固定 DB の場合



(b) 可変 DB の場合

図 3.3 DB 制御による電圧維持効果のイメージ (点線が $\pm DB$ 範囲)

ここで、 V_{ref} に対して DB 幅をもって電圧を管理しているのは、電圧制御機器の制御量が離散値であること、また平常時に発生する各種電圧変動に対応するためである。また、DB は固定の整定値として扱われることが一般的である。そのため電圧変動の大きな箇所では V_{ref} が高め、低めに設定される状況にて電圧逸脱が発生しやすくなることが予想される (図 3.3(a))。ここで、DB を適切な幅として設定することで DB 幅を逸脱したときに電圧制御機器の動作にて V_{ref} まで引き戻すことが可能となり、電圧上昇・低下の双方に備えるために有効であると考え (図 3.3(b))。DB の設定方法については後述するが、電圧が DB を逸脱した際に SC, ShR および OLTC の動作時に生じる電圧変動量の予測量を DB 幅として設定することを提案する。これにより SC, OLTC が動作すると監視点の電圧をただちに V_{ref} に引き戻すことが可能となる (No.3)。

本提案制御の制御対象である V_{ref} と DB の機能・役割を表 3.1 にまとめる。 V_{ref} と DB はそれぞれ役割が異なり、 V_{ref} は制御の目標値、DB は目標値から許容可能な不動作幅を決める役割を担っている。これらを系統状態の変化を考慮しながら、電圧維持を高めるために動的に制御していくことが提案制御で実現することである。

なお、提案制御のうち、No.2 の V_{sched} 制御と No.3 の DB 制御は、電力系統にて弱体化地点が発生した場合に効果を発揮する制御であるため、弱体化地点が発生しない場合は、提案制御は No.4 の OPF 制御と No.5 のローカル VQC を組み合わせた従来型の電圧制御として動作する。そのため、既システムとの親和性が高い。以降では、提案制御を構成する各要素 No.1~No.5 について具体的に説明する。

表 3.1 制御対象 (V_{ref} , DB) の役割と提案制御で実現すること

制御対象	機能・役割	提案制御で実現すること
V_{ref}	<ul style="list-style-type: none"> 電圧管理範囲内で実現したい理想的な電圧の目標値 送電ロス減らすためには V_{ref} は高めに設定することが望ましいが(A)、電圧逸脱はできるだけ回避したい(B) 	電圧変動が小さい箇所では(A)を実現し、電圧変動の大きな弱体化地点では、現在電圧・予測需要を基に電圧を中央に保ち、(B)の制御戦略の優先度を高める
DB	<ul style="list-style-type: none"> 理想的な電圧 V_{ref} から許容可能な不動作領域の片側幅 S/S の電圧制御機器は離散量であるため、理想的な目標値に対して制御しきれず定常偏差が発生する。DB は V_{ref} 付近でのハンチングを回避する役割を担う 	V_{ref} から逸脱した際に機器動作で変化する制御効果量(電圧変動量)を予め計算しておき、その量を系統状態に応じて DB として動的に設定することで、 V_{ref} 付近でのハンチング回避と DB 逸脱時の V_{ref} への引き戻しの高速化を実現する

3.3 電圧面の系統認識

S/S の電圧維持を高める方策を適用するにあたり、いつ制御を行うかを判断する必要がある。SG が停止していくと、基幹系統から電圧維持源が減少することになり、SG 停止箇所付近では電圧が維持しにくくなり、電圧感度が増加し、電圧変動が大きくなる。特に、電力系統における電圧特性は局所的な性質が強く、SG 停止による電圧維持への影響は、系統各部で評価する必要がある。

電圧状態を評価するための指標として代表的なものとして以下が考えられる。以下各々について概説する。

- 電圧感度
- 短絡容量
- 無効電力損失

(1)電圧感度

電圧感度とは、電力系統に無効電力を注入したときに電圧が変化する度合いを表したものであり、(3.1)式で表現される電力潮流方程式を基に表現できる。同式にて、系統に注入される無効電力のみを考慮したとき ($\Delta P=0$)、同式から $\Delta \theta$ を消去すると、電圧感度は(3.2)式のように各ヤコビ行列の要素で表現できる[60]。ここで、ヤコビ行列は、ネットワークのアドミタンス値を基に表現されるが、SG の接続ノードが電圧指定箇所 (AVR 運転) の場合、電圧偏差が生じない ($\Delta V=0$) ものとして扱う。電圧感度を算出する場合には、この電圧維持効果をヤコビ行列の特性として考慮する必要があるため、SG の接続ノードの対地アドミタンス (対角要素成分) に大きな値を設定し (対地に接地され電圧が固定されている状態)、潮流方程式のヤコビ行列から修正を行う必要がある[61]。

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

$$dV/dQ = (\Delta Q/\Delta V)^{-1} = (J_{QV} - J_{Q\theta}J_{P\theta}^{-1}J_{PV})^{-1} \quad (3.2)$$

$\Delta P, \Delta Q$: ノードの有効・無効注入電力の偏差ベクトル

$\Delta \theta, \Delta V$: ノードの電圧の位相・大きさの偏差ベクトル

$J_{P\theta}, J_{PV}, J_{Q\theta}, J_{QV}$: ノードの有効・無効注入電力に対する電圧の位相・大きさの偏微分行列 (ヤコビ行列)

dV/dQ : 電圧感度行列 (各要素はノード j に無効電力を注入したときのノード i に対する電圧変化量 (dV_i/dQ_j) を表す)

電圧感度の計算は潮流計算に類似するため、潮流計算に必要な系統状態量があれば、各地点の電圧感度情報を算出できる。一方で系統全体の情報を必要とするため、制御方式としては電圧制御の上位階層で用いる必要がある。なお、提案手法にて系統認識は系

統全体の情報に基づく監視を想定していることから、適用可能な指標と考えている。

(2)短絡容量

三相短絡電流を I_s , 短絡点の短絡前線間電圧を V とするとき, その点の短絡容量(Short circuit capacity) S は, (3.3)式にて表現される[62]。ここで, 故障点から系統側を見た正相リアクタンスを x としたとき, 線路の抵抗分を無視すると, 短絡電流は(3.4)式にて表現されるため, S は(3.5)式で表現できる。なお, 単位法表記した場合は, (3.6)式として表される。また, 短絡前電圧を 1.0 [p.u.]として簡略表現すると, (3.7)式のように短絡容量は系統の正相リアクタンスの逆数で表現することができる。

$$S = \sqrt{3}V[kV]I_s[kA] \quad [MVA] \quad (3.3)$$

$$I_s = \frac{V[kV]}{\sqrt{3}x[\Omega]} \quad [kA] \quad (3.4)$$

$$S = \sqrt{3}V[kV] \cdot \frac{V[kV]}{\sqrt{3}x[\Omega]} = \frac{(V[kV])^2}{x[\Omega]} \quad [MVA] \quad (3.5)$$

$$S = \frac{(V[p.u.])^2}{x[p.u.]} \quad [p.u.] \quad (3.6)$$

$$S = \frac{1}{x} \quad [p.u.] \quad (3.7)$$

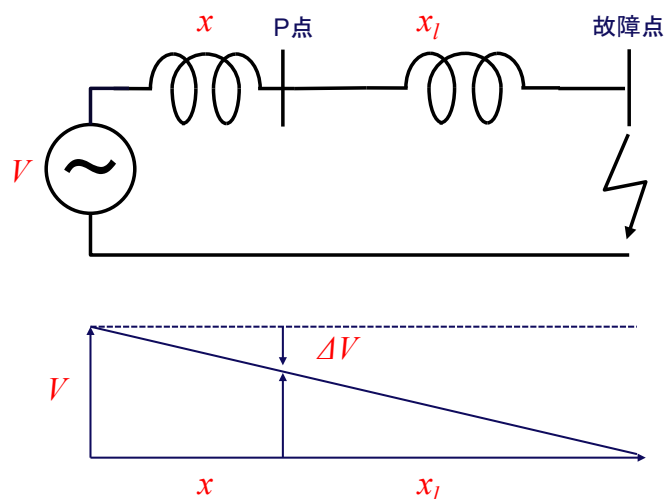


図 3.4 短絡容量と電圧降下

ここで, 図 3.4 のようなリアクタンスのみの簡略系統を考える。同図で P 点からリアクタンス x_l だけ離れた地点で短絡故障が発生したとき, 短絡前の系統電圧を V , P 点から系統側を見たリアクタンスを x としたとき, 短絡故障時の P 点の電圧降下 ΔV は(3.8)

式で表される。同式に示す通り、 x が大きくなると電圧降下も大きくなり、電圧降下は概して短絡容量の大きさに反比例することになる。すなわち、短絡容量は電圧維持能力を表す指標と捉えることができる。

$$\Delta V = \frac{xV}{x_l} = \frac{V}{x_l[p.u.] \cdot S[p.u.]} [p.u.] \quad (3.8)$$

ここで、短絡容量は短絡電流を基に定義される指標であり、その短絡電流は主に遮断器の許容遮断電流の検討等に用いられる[34]。すなわち、短絡容量は系統の事故時の特性を表したものであるため、平常時の電圧維持で利用する場合には注意する必要がある。SGが平常時の潮流状況で発生する電圧変動に対して電圧維持に貢献しているかは、SGの並解列状態だけでなく、運転モードにも依存する。具体的に系統電圧の維持に貢献しているものとしては、AVR運転しているSGであり、AQR運転やAPFR運転のように、自端にて目標値を電圧ではなく無効電力や力率を設定し、生成した補助信号を基に電圧値を決定している場合は、系統側の電圧変動に対して貢献するように無効電力を供出しているとは言い難い（なお、当然ながら、AQRやAPFRはAVRに対する補助信号であるため、事故時のように電圧が大幅に低下した場合の電圧維持効果は確保される）。そこで、平常時の電圧維持の指標としてより精度良く表現するためには、SGの並解列だけでなく、運転モードも考慮して短絡容量を算出することが望ましいといえる。具体的にはSGとして並列しているもの、かつ並列時にAVR運転にあるSG（潮流計算の解析条件で言う電圧指定）を短絡容量時に考慮する電圧維持源として扱うことである。

(3)無効電力損失

無効電力損失とは、電気を送る際に電力系統のネットワーク内で生じる無効電力の損失量を表すものである。送電線*i*のリアクタンス X_i を、流れる電流値を I_i としたとき、無効電力損失 Q_{loss_i} は(3.9)式で表現される。電流値は送電線間の電位差で表現されるため、電位差が大きくなると、送電線を流れる電流が大きくなるため Q_{loss} は増加する。すなわち、基幹系統の電圧安定性が低下すると Q_{loss} は増加することになる。SGの停止によって電力系統の電圧低下が大きい場合に、 Q_{loss} の増加から系統の電圧状態を認識することは可能であるが、その電圧低下がSGの停止によるものか判断は難しい。

$$Q_{loss_i} = X_i \cdot I_i^2 \quad (3.9)$$

以上、系統認識指標の特徴を表3.2に整理する。平常時の電圧面の系統状況を認識するためには個別に地点状況を捉える必要があるため、いずれも適用可能であると言える。ただし、SGの停止状況を認識するためには、電圧感度・短絡容量の指標が有効であると言える。また、電圧感度と短絡容量の指標を比較したとき、両者の特徴は異なる。電

圧感度は、電力システムのネットワーク特性を反映したものであり、電圧・潮流状況に基づく電圧の変化のしやすさ、システムの静特性を表現することが出来る。一方、短絡容量は、ネットワーク特性と SG の背後のリアクタンス特性を合わせた指標であり、事故時の電圧の変化のしやすさ、システムの準動特性を表現することが出来る。両者ともに電圧面の系統認識として適用可能な指標であるが、短絡容量の場合、電圧変動と指標を連動させるためには、SG の運転モードも考慮する必要があることから[64]、平常時のみを考えた場合は電圧感度の方が適用し易いと言える。

表 3.2 各系統指標の整理

指標	指標の特徴 (全体・個別)	SG 停止状況 の認識	静特性情報の有用 性	準動特性情報の 有用性
電圧感度	個別	○	○	△ ^{*2}
短絡容量	個別	○	△ ^{*1}	○
無効電力 損失	個別・全体	×	○	△ ^{*3}

^{*1} SG の並列・停止状況は考慮できるが、並列状況における平常時の電圧維持効果については SG の運転モードも考慮する必要がある

^{*2} SG の並列・停止状況は考慮できるが、SG の背後リアクタンス特性は考慮が困難

^{*3} 電圧維持の悪化状況は把握できるが、その原因箇所など因果関係の把握は難しい

系統認識の制御ロジックを図 3.5 に示す。同監視部分は、制御周期に電圧感度を計算し、電圧感度の情報を基にシステムの弱体化地点の特定を行う。電圧感度情報はシステムの電圧・潮流情報を基に生成される潮流計算用のデータから計算される。電圧感度を計算する地点 i としては、基幹システムの S/S の一次側ノードを監視対象とする。監視対象の電圧感度がしきい値を超える場合に、当該 S/S を弱体化地点と判断する。ここで、電圧感度のしきい値については入力条件となるが、2 章で示したように、S/S の電圧管理は電圧許容変動幅で管理している例が多いことから、しきい値は電圧変動に換算して設定することを考える。具体的には、(3.9)式、(3.10)式に示すように S/S の調相設備 (ShR/SC) が単位操作量だけ動作したときの電圧変動推定値を電圧許容変動幅と捉える。なお、S/S の電圧変動として調相設備の動作を対象としているのは、一般的に OLTC のタップ値よりも単位操作量に対する無効電力変化、それに伴う電圧変動が大きいためである。具体的には、S/S の許容電圧変動幅を $0.005[\text{p.u.}]$ 、S/S の調相設備の単位容量を 100MVA ($1,000\text{MVA}$ ベースで 0.1p.u.) と想定した場合、電圧が平常時の運用範囲として 1.0p.u. 付近にあると想定すると、電圧感度しきい値 ($dV_{i,t}/dQ_m\text{threshold}$) は 0.05p.u. となり、電圧変動の 10 倍程度が電圧感度に相当する。

なお、弱体化地点を決めるには、しきい値を設ける必要が有る。わが国における基幹系統では電圧変動として $1\sim 2\%$ とすることが各社の供給約款に明記されている。すなわち、電圧制御機器が動作したときの電圧変動についても $1\sim 2\%$ 程度は許容するというこ

とであり（逆にそれ以上の電圧変動は許容しないと捉えることができる）、電圧運用における電圧変動の許容幅が弱体化地点決定のためのしきい値設定の一つの考え方となる。

$$\Delta V_{i,t} = dV_{i,t}/dQ_m threshold * (\Delta SC_m * V_{t,m}^2) \quad (3.9)$$

$$dV_{i,t}/dQ_m threshold = \frac{\Delta V_{i,t}}{\Delta SC_m * V_{t,m}^2} \quad (3.10)$$

m : 対象 S/S

$\Delta V_{i,t}$: 時刻 t で調相設備 ΔSC_m が投入されたときに地点 i で想定する電圧変動許容値

ΔSC_m : S/S (m) に所属する SC・ShR の単位操作量

$V_{t,m}$: 時刻 t の S/S (m) に所属する SC・ShR の接続ノードの電圧

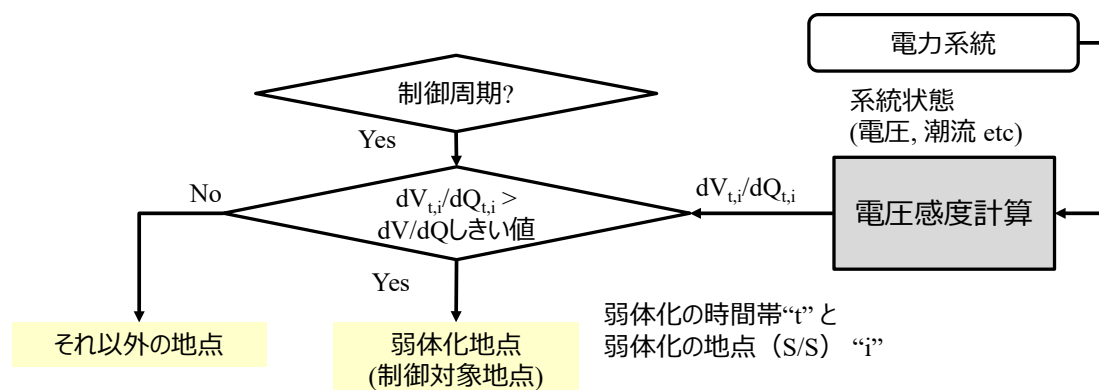


図 3.5 系統認識部の動作ロジック

3.4 不感帯 (DB) の動的制御^[64, 65]

前節までの系統認識に基づき、弱体化地点が発生する期間 t と弱体化地点 m の選定が行われる。ここでは、選定した弱体化地点 m の S/S の電圧制御機器に対して DB を設定する方法について概説する。

まず、S/S の電圧制御機器は、2 章で示したように一般的には調相設備 (SC・ShR)、OLTC のタップが該当する。S/S では電圧の管理目標値である Vref に対してこれらの機器が動作することになるが、Vref に対する追従性の観点からは DB はない方が望ましい。一方で、機器動作による無効電力変化は離散的であるため、機器動作によってハンチングが発生しないよう不動作領域として DB が設定されている。また、系統では電圧制御機器の動作以外にも負荷変動や発電設備の並解列時に発生する電圧変動など様々な要因が考えられ、不要動作回避も兼ねているが、DB は Vref に対する不動作領域に相

当するため、電圧制御機器の動作遅れを引き起こすことも課題として挙げられている [66]。突発的な電圧変動に対するリスクをどこまで考えるかという考えは伴うものの、電圧変動が発生する状況は系統状況に依存するため、DB についても系統状況に応じて変更すること、動作遅れを極力軽減するためにも適正化を図ることが望ましいと考える。特に、今回のように SG が停止する状況下においては、電圧変動が大きくなるため、Vref 付近に電圧を維持しておくことで電圧急変に伴う電圧上下限値の逸脱を回避することが期待できる。

そこで本提案では、電圧が DB を逸脱した際に SC・ShR, OLTC が動作すると監視ノードの電圧がただちに Vref に引き戻されるよう、SC・ShR および OLTC の動作時に機器制御地点で生じる電圧変動量の想定値を DB として設定することを提案する。提案制御の動作ロジックを図 3.6 に示す。本制御の特徴として、どのように電圧変動量を計算するか、どのように DB に設定するかである。その具体的な方法を以下に示す。

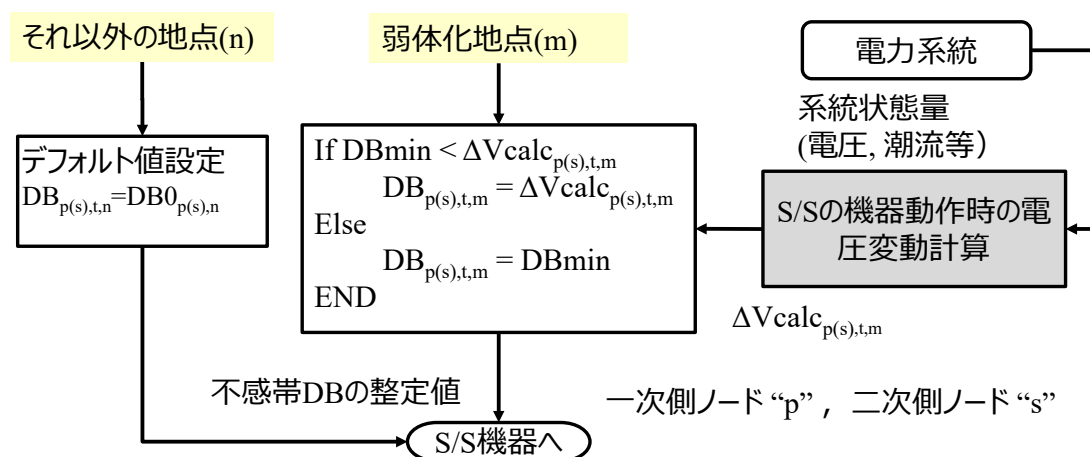


図 3.6 DB 制御の動作ロジック

(1) 電圧変動量の推定 ($\Delta V_{calc_{p(s),t,m}}$)

提案制御は、電圧変動が大きくなる弱体化地点において、系統状況に応じて適切な DB を設定する方法である。具体的には、電圧が DB 範囲を逸脱した場合に、Vref に引き戻すための電圧変動量を DB として設定する。そのためには、S/S の機器動作時の電圧変動量を推定する必要がある。

電圧変動量を推定する場合に 2 つの方法が考えられる。1 つは監視ノードの電圧を常時計測し、計測情報を基に電圧変動量を推定する方法である。この場合、監視点の状態量に基づくため電圧変動量の推定精度が得られるものの、電圧変動から機器動作によって発生する電圧変動を抽出する必要があり、電圧状況だけでなく機器動作状況との同時刻性についても把握する必要がある。そのためには機器動作を把握できるだけの監視周期が必要となり、中央型の電圧制御で実現するには、課題も多い。

もう一つの方法としては、電圧変動量を解析的に推定する方法である。解析的に推定する場合、潮流計算を行う情報が系統から取得できれば算出可能となる。ここで、解析的に算出する方法としては、更に2つの方法が考えられる。1つは、電圧感度を用いる方法である。系統認識においても示したように、電圧変動は電圧感度と無効電力変化量から想定することが出来る。ただし、電圧感度は、ある動作点の電圧状態を基に系統状態（電力方程式）をヤコビ行列として線形化した指標であるため、無効電力の変化量が大きくなれば非線形性が強くなり、当該地点以外の電圧変化の影響も受け、想定した電圧状態と乖離しやすくなる。特に、今回適用する提案制御は電圧感度の大きい地点で適用するため、電圧変動量の推定精度の低下は課題となり得る。もう1つの方法は、S/SのSC・ShR及びOLTCが単位操作量だけ動作したときの潮流計算を予測計算として行い、得られた電圧変化の最大値から電圧変動量を想定する方法である。この方法の場合、計算量は多くなるが、非線形な潮流方程式をそのまま扱うことが出来るため、前述の電圧感度を適用した場合よりも電圧変動の推定精度は向上する。ただし、デメリットとしてS/S毎の単位操作量に対する潮流計算の繰り返し計算が必要とする。今回は、推定精度を優先とし後者の方法を適用する。

電圧変動量の推定式を(3.11)式に示す。電圧変動として、対象S/SのSC・ShRとOLTCの機器動作を対象とする。また、電圧変動を推定する地点としてS/Sの一次側(p)と二次側(s)を想定する。このとき、当該時刻tの電圧値 V_{meas} と潮流計算から推定した電圧制御機器が単位操作量動作したときの電圧推定値 V_{est} の変化量を電圧変動量の推定値 ΔV_{calc} として扱う。電圧変動量の推定にはSC・ShRとOLTCの両者のうち電圧変動量の大きい方を抽出しているが、一般的にOLTCのタップに比べてSC・ShRの単位操作量に対する無効電力変化量が大きいことから、SC・ShRを基に電圧変動量が推定されることになる。なお、単位操作量は各S/Sで異なるため、それらの設備情報は事前に設備データベースとして把握しているものと仮定している。

$$\Delta V_{calc_{p(s),t,m}} = \max \{ \text{abs}(V_{est_{p(s),t,\Delta SC_m}} - V_{meas_{p(s),t,m}}), \text{abs}(V_{est_{p(s),t,\Delta OLTC_m}} - V_{meas_{p(s),t,m}}) \} \quad (3.11)$$

m : 対象 S/S

$\Delta V_{calc_{p(s),t,m}}$: 時刻 t の機器制御地点 S/S (m) における機器制御時の一次側(p), 二次側(s)の最大電圧変動推定値

$V_{meas_{p(s),t,m}}$: 時刻 t の機器制御地点 S/S (m) における一次側(p), 二次側(s)の電圧の計測値

$V_{est_{p(s),t,\Delta SC_m}}$: 時刻 t の系統状態から S/S (m) の SC・ShR が単位操作量 ΔSC_m 動作したときの潮流計算から得られる一次側(p), 二次側(s)の電圧の予測値

$V_{est_{p(s),t,\Delta OLTC_m}}$: 時刻 t の系統状態から S/S (m) の OLTC が単位操作量 $\Delta OLTC_m$ 動作したときの潮流計算から得られる一次側(p), 二次側(s)の電圧の予測値

(2) $\Delta V_{calc_{p(s),t,m}}$ に基づく DB 設定

電圧変動量の推定値 ΔV_{calc} を DB に設定する部分を(3.12)式に示す。提案制御では基本的に前述で求めた電圧変動量を DB として設定するが、過度に小さい値が設定されることを避けるため、最小しきい値 (DB_{min}) を設けている。この他、DB が制御対象ではない時間帯、機器制御地点以外の S/S においては、機器側で予め設定された整定値 $DB0_m$ を設定する。

$$\begin{aligned} DB_{t,m} &= \Delta V_{calc_{p(s),t,m}} \quad (\Delta V_{calc_{p(s),t,m}} \geq DB_{min}) \\ DB_{t,m} &= DB_{min} \quad (\Delta V_{calc_{p(s),t,m}} < DB_{min}) \end{aligned} \quad (3.12)$$

m : 対象 S/S

$DB_{t,m}$: 時刻 t の弱体化地点の S/S (m) の DB 設定値

DB_{min} : DB 最小しきい値

(UDB と LDB の設定方法は同等のため DB として表現)

ここで、DB の設定に関する留意点を述べる。

(a) 弱体化地点に対してのみ適用する理由

提案制御では、DB の動的制御の適用先として弱体化地点、すなわち一定の電圧変動の拡大が見られる S/S の電圧制御機器を対象としている。ここで、全ての S/S に対して DB を制御することも考えられるが、弱体化地点でない通常の S/S は電圧維持能力が高く電圧変動は小さい状況に相当する。提案制御は、電圧制御機器が動作したときの電圧変動量を DB として設定する方法であるため、電圧維持能力の高い地点で適用すると、その S/S の DB の幅は小さく設定される。もともと電圧が維持されている地点では、電圧維持能力を高める必要性はなく、電圧の運用上下限値を逸脱しても、その運用のリスク（例えば、電圧逸脱時に更に電圧が大きく変動する可能性）は小さいため、DB の動的制御の適用対象外としている。

(b) ハンチングの発生可能性について

電圧制御機器は目標値に対して電圧制御を行う。このとき、目標値を実現するために繰り返し動作することはハンチングと呼ばれる。DB は機器が制御動作時に不要にハンチングが発生しないための不動作領域の役割も担っている。提案制御のうち、DB の動的制御は、電圧が DB を逸脱した際に電圧制御機器の動作によって V_{ref} に引き戻すことを制御の考え方としている。このとき設定する DB は、上限側 (Upper Dead Band : UDB)、下限側 (Lower Dead Band : LDB) の片側幅として設定している ($DB = UDB = LDB = \Delta V_{calc_{p(s),t,m}}$)。機器が動作した場合にハンチングが発生する条件としては、機器動作後の電圧変動 ΔV が電圧管理幅 (UDB+LDB, すなわち DB の 2 倍値) を超過する場合 ($2 * DB = 2 * \Delta V_{calc_{p(s),t,m}} \leq \Delta V$) である。すなわち、 $\Delta V_{calc_{p(s),t,m}} > 0.5 * \Delta V$ であれば、基本的に当該 S/S の電圧制御機器の機器動作にてハンチングは発生しないと考えている。ただし、実際には積分しきい値による動作遅れがあるため、2DB よりも大

きな電圧変動に対しても許容できる可能性がある。これについては付録に掲載しているのでそちらを参照頂きたい。

(c) DB 動的制御の限界について

提案制御は、系統の電圧状態に応じて DB の適正化を行う方法である。このとき、電力系統が電圧面からみて厳しくなれば、弱体化地点の電圧変動は一層大きくなるため、S/S の電圧制御機器の動作で想定される電圧変動量も大きくなり、本制御から指令される DB も大きくなる。すなわち、提案制御は、系統状態に応じて V_{ref} を維持するために制御能力を最大限発揮できる DB を設定する方法と捉えることができる。先に述べたように、系統の電圧管理として電圧の上下限值が存在するため、DB が大きくなるほど、電圧管理範囲内に不動作領域が増えるため、電圧維持は難しくなる (DB 最大値設定の問題)。また、DB を電圧制御機器の最大変動量よりも小さくすると、電圧は V_{ref} 付近に維持しやすくなるが、一方でハンチングが発生する恐れがある為、上記に示したような一定の制約が存在する (DB 最小値設定の問題)。S/S における電圧制御の特性と DB 幅の違いによる電圧の結果は、付録に掲載しているのでそちらを参照頂きたい。

3.5 電圧スケジュール値 (V_{sched}) 制御^[67, 68]

前節はローカルに存在する S/S にて V_{ref} への追従性を高める方法である。本節では V_{ref} 自体を制御するための電圧のスケジュール値の設定方法について提案する。

電力系統の安定性と電力品質の維持を保つため、電圧は、前述の通り上下限值の範囲内に保ちながら、一定の制御戦略を以て V_{ref} が設定される。ここで V_{ref} の設定について考えたとき、ネットワークで発生する有効電力損失 P_{loss} を低減させるためには、電圧を高めて電流を減らすことが制御戦略として考えられる。また、電圧を高めることは、電圧安定性を確保することでもあると言える[69]。一方で、近年では RES の導入拡大により基幹系統を流れる送電線潮流が減少し、電圧は上昇傾向にあるため[30]、上記戦略と電圧維持の両立も難しくなっている。 V_{ref} をどのように設定するかは考え方にもよるが、整理すると以下の2点が抑えるべき戦略として考えることができる。

- 1) 経済性、安定性の観点から電圧は高めに運用しておきたい
- 2) 電圧は運用範囲に維持したい

ここで、電圧は局所性が強い特性であるため、系統状況に応じて V_{ref} を設定する戦略を選択することが考えられる。本提案制御は、系統全体としては1) を実現しながらも、電圧変動の大きな弱体化地点では2) を優先とする2つの制御戦略の実現を目指すことを制御の狙いとしている。 V_{ref} の設定方法については次節で概説するが、ここでは弱体化地点に対する補助信号、具体的には電圧スケジュール値 (V_{sched}) の設定方法について述べる。提案制御の動作ロジックを図 3.7 に示す。提案制御は、大きく3つの要素で構成される。

- ・ 計測情報に基づく継続的な電圧の上昇と低下の予測部

- ・ 予測情報に基づく電圧急変の予測部
 - ・ 上記で予測した電圧値に対して、ドロープ特性を考慮した指令値生成部
- このうち、前者2つは本制御が想定する電圧状態を予測する制御部であり、後者は、その予測電圧（Voltage forecasted value : $V_{\text{forecasted}}$ と表現）に対して V_{sched} を設定する制御部に該当する。以下、詳細を概説する。

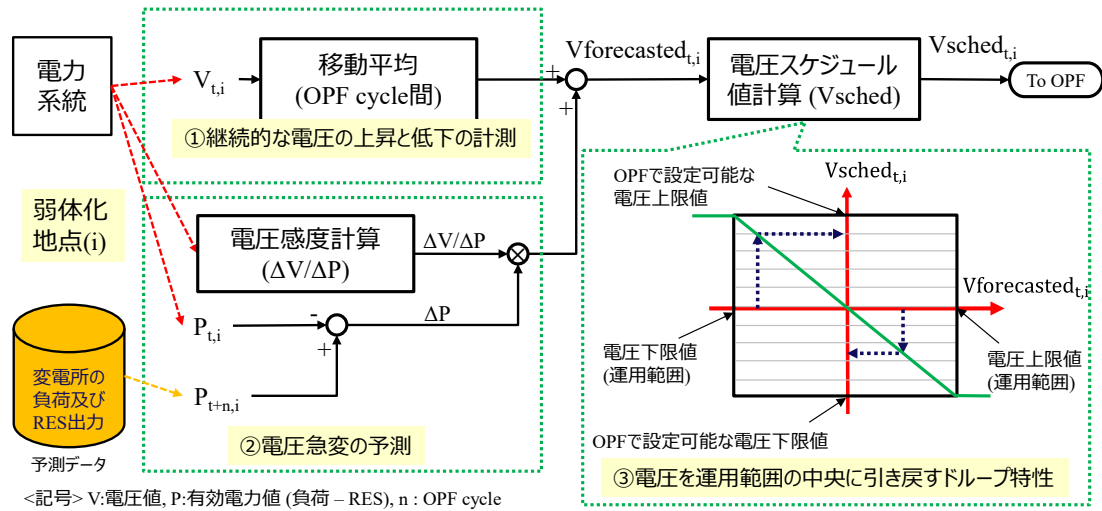


図 3.7 電圧スケジュール値 (V_{sched}) 制御の動作ロジック

(1) 予測電圧 $V_{\text{forecasted}}$ の生成

中央型の電圧制御において、どの時点の V_{ref} を作成するかは制御戦略として重要な観点の1つである。提案制御では、現在と将来の2つの状況を想定して次の制御周期に対する電圧予測 $V_{\text{forecasted}}$ を作成することを考える。 $V_{\text{forecasted}}$ の定義式を(3.13)式に示す。同式において、第1項は弱体化地点の S/S の過去電圧実績を基に電圧を想定する部分である。具体的には、次節の OPF 制御周期間の電圧の移動平均を基に算出する。この項が捉える電圧変動としては、継続的な電圧の上昇や低下である。移動平均のサンプリングについて考えたとき、中央型の制御であり計測情報の取得には一定の時間を要することから数十秒～分程度を想定しているが、あくまで過去の電圧状態を把握すること、次の OPF 制御時の電圧予測値を得ることが目的であり、細かな変動周期成分に対応するわけではない。そのため、移動平均のサンプリング周期は、OPF の制御周期と系統状態量の計測周期に基づいて設定される。

また、同式の第2項は予測需要に基づいて電圧を想定する部分である。S/S が管理する電圧変動は、主に S/S の潮流変化に基づく電圧変動である。そこで、潮流の予測情報を利用して電圧変化量を予測する。具体的には、S/S における n 分先 (OPF 制御周期) の潮流予測値と現在潮流から有効電力潮流の変化量 ΔP を推定し、その潮流変化量と現在時刻の有効電力変化に対する電圧変化量 ΔV を基に算出する。ここで、電圧変化量は

現在の電圧・潮流状態から潮流を微小変化させたときの潮流計算時の電圧結果から算出している。また、需要変動は残余分（負荷-RES）の潮流として想定する。捉える電圧変動としては、主に需要変動に対する電圧の急変であるが、この変動は OPF 制御周期間の電圧変動であり、分オーダーよりも数分～数十分に発生する需要のトレンドにて発生する電圧変化を想定している。

予測電圧 $V_{forecasted}$ は、2つの項の線形和で構成されるが、前者は過去から現在までの状態量（絶対量）、後者は現在から将来に対する状態量（変化量）を表している。需要変動が小さい時間帯では後者は0となり、現在の電圧状態を表すことになり、逆に需要変動が大きい時間帯では、前項と後項の組み合わせにより、将来の電圧状態（予測値）を表す情報となる。

$$V_{forecasted_{t,i}} = MovingAverage(V_{t-n,i} \sim V_{t,i}) + \frac{\Delta V_{t,i}}{\Delta P_{t,m}} \cdot (P_{t+n,m} - P_{t,m}) \quad (3.13)$$

m : 対象 S/S

$V_{t-n,i}$: 時刻 t-n の地点 i の電圧値, $V_{t,i}$: 時刻 t の地点 i の電圧値

$P_{t+n,m}$: 時刻 t+p の S/S(m)の有効電力潮流（負荷-RES）予測値

$P_{t,m}$: 時刻 t の S/S(m)の有効電力潮流値

$\frac{\Delta V_{t,i}}{\Delta P_{t,m}}$: 時刻 t の S/S(m)における有効電力変化に対する電圧変化量

(2) 電圧スケジュール値 V_{sched} の生成

前項では、現在の系統情報、予測情報を基に弱体化地点にて予測電圧 $V_{forecasted}$ を作成する。ここでは、その $V_{forecasted}$ を基に電圧のスケジュール値 V_{sched} を生成する方法について述べる。

V_{sched} 値の生成部を図 3.8 に示す。提案方法の基本的な考え方としては、電圧逸脱が発生しにくいように電圧を管理運用範囲の中央に引き戻すことである。これを実現するために $V_{forecasted}$ に対するドループ特性を考慮して V_{sched} を設定する。すなわち、現在の状態、将来の状態の何れかの場合において、電圧が高いと予想される場合には低めの V_{sched} を設定し、逆に電圧が低いと予想される場合には高めの V_{sched} を設定される。同図にてドループ特性を考慮する電圧範囲（X 軸）としては、電圧上下限値の運用範囲を対象とし、これに対して設定可能な電圧範囲（Y 軸）としては、この V_{sched} を基に実際に V_{ref} を生成する OPF で設定可能な電圧上下限値を想定する。X 軸方向は計測値を基に生成する予測値であるが、Y 軸方向は予測値に対して制御可能な範囲値であるため、例えば OPF にて生成する V_{ref} は電圧の運用範囲に比べて厳しく設定したい場合には、OPF で解が得られるかは別として Y 軸方向を絞り込めばよい。本検討では、電圧上下限値に対して DB 幅だけ狭めた範囲を OPF で設定可能な電圧上下限値として

設定している。これは、管理上の電圧上下限值=OPF で設定可能な電圧上下限值とすると、電圧制御機器は DB 幅の不動作領域を持つため、上下限值付近に V_{ref} が設定されると不動作領域が上下限值を超えた領域でも生じ、電圧逸脱が継続するためである。

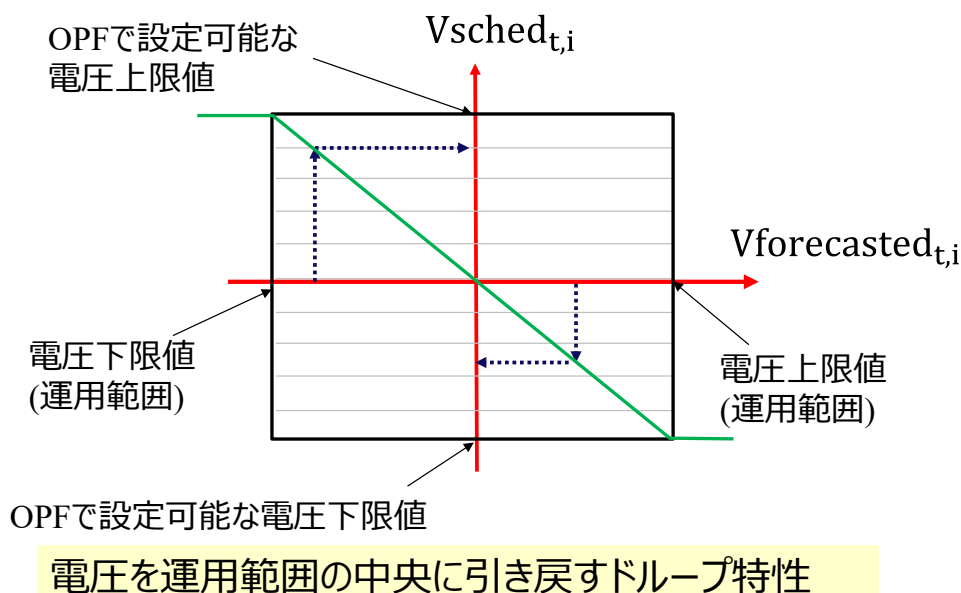


図 3.8 電圧スケジュール値 (V_{sched}) の指令値作成

3.6 OPF 制御^[67, 68]

本節では、従来型の電圧制御である OPF 制御の部分について概説する。2 章で示した通り、OPF は電圧制御の戦略に従ってシステムの最適状態を決定する方法である。制御戦略は目的関数として表現され、その目的関数を実現するための状態量が決定される。本提案制御では、以下の 2 つの制御戦略（経済性、電圧維持）を実現するための目的関数を定義し、得られたシステムの状態量のうち電圧結果 SG, S/S の電圧制御機器に対する電圧の目標値 V_{ref} を設定する方式を適用する。

3.6.1 OPF の考え方

(1) OPF で設定する電圧管理範囲

OPF は、発電所や S/S に対して V_{ref} を設定する手段である。一方、S/S では V_{ref} に基づいて機器動作が行われる。そのため、S/S における電圧管理範囲と OPF で設定可能な V_{ref} の範囲については十分に協調する必要がある。

通常、S/S では電圧制御機器(SC, ShR, OLTC)が存在し、 V_{ref} に対して DB を考慮した

電圧管理が行われている。電圧管理範囲を満たすべき制約条件としたとき、(3.14)式で表現できる。式展開すると、(3.15)(3.16)式として表すことができ、Vrefは電圧管理範囲よりもDBだけ狭めた範囲内で設定することでOPFと協調することが可能となる。これを図示したものが図3.9である。

$$V_{lower_i} \leq V_i \pm DB_i \leq V_{upper_i} \quad (3.14)$$

$$V_{lower_i} + LDB_i \leq V_i = Vref_i \leq V_{upper_i} - UDB_i \quad (3.15)$$

$$V_{OPF_lower_i} \leq Vref_i \leq V_{OPF_upper_i} \quad (3.16)$$

i: OPFで監視対象のノードインデックス, V_{upper} : 電圧上限値, V_{lower} : 電圧下限値, V : 電圧値, $Vref$: 電圧目標値, UDB : DB上限値, LDB : DB下限値, V_{OPF_upper} : 電圧上限値, V_{OPF_lower} : 電圧下限値

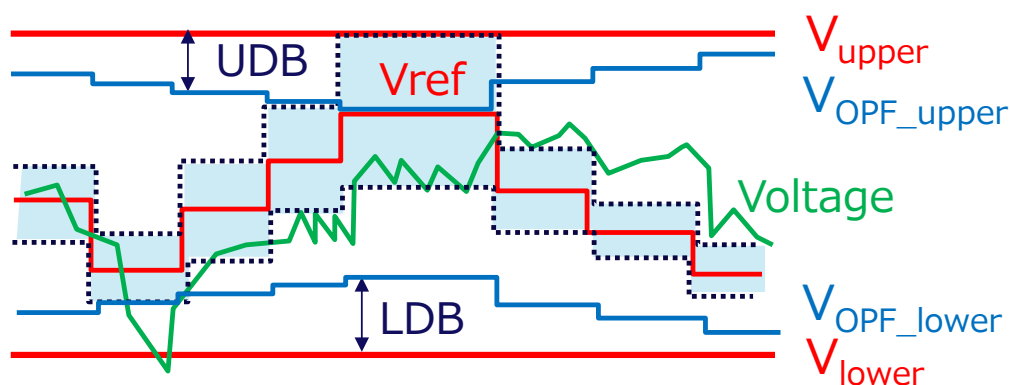


図 3.9 S/Sにおける電圧管理範囲とOPFで設定する電圧管理範囲

(2) OPFで設定する電圧の制約範囲の役割

上記の通り、電圧管理範囲とOPFでVrefを設定する電圧範囲についてDBを考慮した設定範囲の協調が必要となるが、両者の制約値はその役割・性質が異なる。両者の管理範囲を図3.10に示す。電圧の運用管理値 (V_{upper} , V_{lower}) は、監視点の電圧を維持するために満たすべき制約であり、これを確実に満たすことで電力品質を維持することが可能となる。一方で、OPFで設定可能なVrefの範囲 (V_{OPF_upper} , V_{OPF_lower}) は、S/Sの電圧制御で協調するために設けた設定範囲である。 V_{upper} , V_{lower} に対してDBを考慮した V_{OPF_upper} , V_{OPF_lower} はOPFの上下限值であるだけで、これらの値を超過し、かつ電圧の運用上下限より小さい範囲に電圧が存在すること自体は必ずしも悪いというわけではない。ただしこの範囲の電圧の存在を許容すると、電圧は V_{upper} , V_{lower} を逸脱しやすくなる。OPFとしてはこのような制約の拘束力の違いを考慮する必要がある。

本提案制御では、前者の電圧の運用管理値をハードな制約（拘束力の高い制約）と捉え、制約条件として扱い、後者をソフトな制約（拘束力の低い制約）として目的関数の一要素として扱う。後者については図3.10に示すように V_{OPF_upper} , V_{OPF_lower} を超えた偏差量をペナルティ量として扱い、目的関数の最小化において極力最小化することで実現する。定式化は(3.17)式に示す通り、上下限の偏差量を正值で表現した項の線形和

で表現される。同式は、2項で構成されるが、何れかが正値を取る場合、一方は0値を示すことになる。

$$V_{penalty_i} = \sum_{i=1}^N \{ \max(0, V_{t,i} - V_{OPF_upper,i}) + \max(0, V_{OPF_lower,i} - V_{t,i}) \} \quad (3.17)$$

i: OPF で監視対象のノードインデックス, $V_{penalty_{t,i}}$: 時刻 t, 地点 i の電圧逸脱量に関するペナルティ関数, $V_{t,i}$: 時刻 t, 地点 i の電圧値, $V_{OPF_upper,i}$: 電圧上限値, $V_{OPF_lower,i}$: 電圧下限値

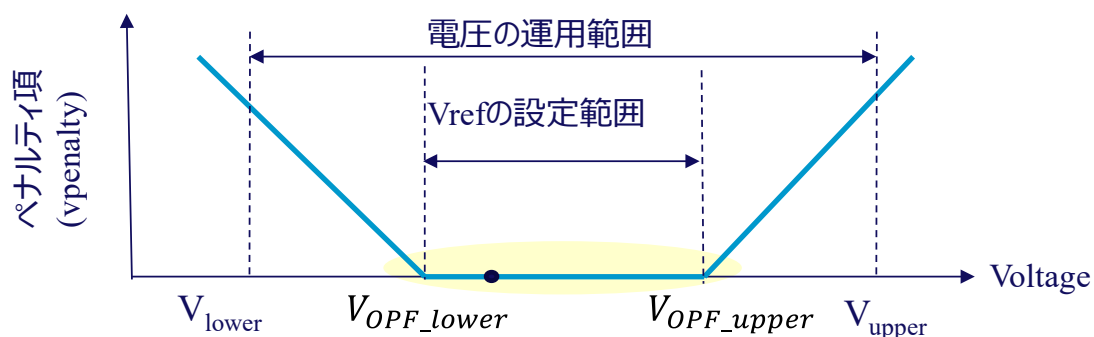


図 3.10 OPF で設定する電圧管理範囲について

3.6.2 OPF の定式化

本節では、OPF の適用方式、定式化について示す。

(1) OPF の適用方式

OPF では、電力系統の電圧・潮流の状態量、設備の状態量を変数として定式化される。設備の状態量には、連続変数以外にも調相設備の投入量やタップ値のような離散的な状態量も変数として含まれているため、OPF にて電力系統の状態を適切に模擬しようとする、数理計画問題のうち、非線形混合整数計画問題 (Mixed Integer Non-Linear Programming : MINLP) を適用する必要がある。一般的に MINLP は解を得ることが困難か、あるいは膨大な計算時間を要することから、OPF では多くの場合、モデルを簡略化するなどの計算上の工夫が行われる。

OPF はその目的に応じて、定式化および手法の適用が行われる。本提案制御では、系統の電圧制御を対象としていることから、電圧を変数として考慮可能な交流の OPF を適用し、計算速度の短縮が期待できる逐次線形計画法 (Successive Linear Programming : SLP) を適用する。逐次線形計画法とは、非線形計画法 (Non-Linear Programming : NLP) の目的関数、制約条件を線形計画問題へ変換し、これを繰り返し解くことによって原問題の最適解を得る手法である。提案手法における SLP のフローを図 3.11 に示す。同図

に示すとおり、動作点周りで線形化した潮流方程式を用いて LP を繰り返し解くことで最適な解を得る。また、線形化にあたっては、テイラー展開の 1 次の項までを考慮している。調相設備の投入量やタップ値は設備としては離散的な状態量であるが、OPF から電圧制御機器に対して送られる指令値は Vref であるため、連続変数として扱う。

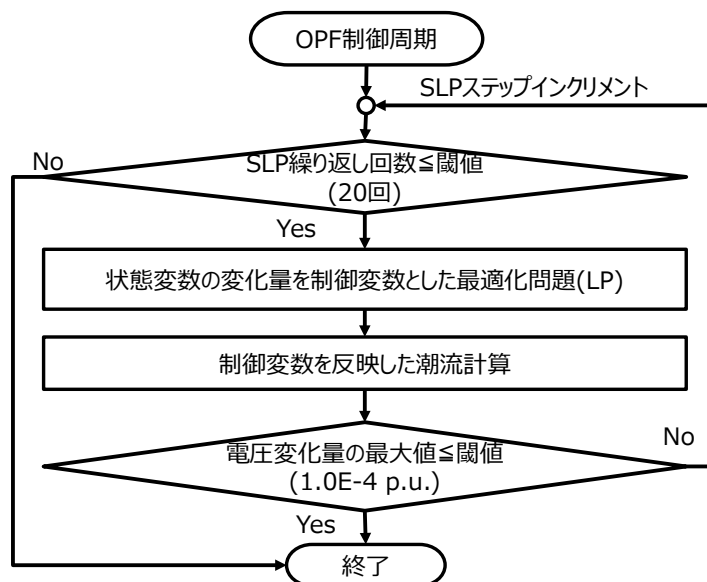


図 3.11 逐次線形化計画法のフロー

(2) OPF の定式化

提案する OPF の定式化を(3.18)式～(3.25)式に示す。

①目的関数： $minimize f(x)$

$$f(x) = w1 * \sum_{k=0}^{nt} Ploss_{s,k} + w2 * \sum_{k=0}^{no} |Vsched_{t,k} - V_{s-1,i} + \Delta V_{s,i}| + w3 * Vpenalty_s \quad (3.18)$$

②系統制約：

電力方程式制約： $P_k(P_0 + \Delta P, Tap_0 + \Delta Tap, V_0 + \Delta V, \theta_0 + \Delta \theta) = 0$ (3.19)

$$Q_k(Q_0 + \Delta Q, Tap_0 + \Delta Tap, Y_{c0} + \Delta Y_c, V_0 + \Delta V, \theta_0 + \Delta \theta) = 0$$

母線電圧上下限制約： $V_{lower_i} \leq V_{s-1,i} + \Delta V_{s,i} \leq V_{upper_i}$ (3.20)

③設備制約：

発電機無効電力出力制約： $QG_{lower_i} \leq QG_{s-1,i} + \Delta QG_{s,i} \leq QG_{upper_i}$ (3.21)

調相設備容量制約： $YC_{lower_i} \leq YC_{s-1,i} + \Delta YC_{s,i} \leq YC_{upper_i}$ (3.22)

タップ上下限制約： $TAP_{lower_j} \leq TAP_{s-1,j} + \Delta TAP_{s,j} \leq TAP_{upper_j}$ (3.23)

④その他：

$$1 \text{ 回あたりの SLP 更新量の制約} : \Delta X_{lower} \leq \Delta X \leq \Delta X_{upper} \quad (3.24)$$

$$\text{Vref の急変防止の制約} : V_{0,i} - DB_0 \leq V_{s-1,i} + \Delta V_{s,i} \leq V_{0,i} + DB_0 \quad (3.25)$$

ただし，

t : OPF 制御周期, s : SLP 回数, nt : 送電線数, no : 監視点ノード数

$Ploss$: ブランチの有効電力損失, $Vsched$: OPF 制御周期にて設定する電圧スケジュール値 (当該制御周期 t では一定), $V_{s-1,k}$: $s-1$ 回目の監視点 k の電圧値, $\Delta V_{s,i}$: s 回目の電圧偏差量 (制御変数)

$Vpenalty_s$: s 回目の電圧逸脱に関するペナルティ項

$w1, w2, w3$: 重み係数

i : ノード設備インデックス, j : ブランチ設備インデックス

X_{lower} : 各変数下限値, X_{upper} : 各変数上限値, X : 前回 SLP で得られた各変数値,

ΔX : 各制御変数, X_0 : OPF 適用時刻 t の SLP 適用前(0 回目)の各変数値,

DB_0 : 発電所, S/S の管理運用幅 (DB 値のデフォルト値相当: 0.02 [p.u.])

V : 電圧値, QG : 発電機無効電力値, YC : 調相設備量, TAP : タップ値

大幅な変動を抑制(括弧内設定値):

$\Delta V(0.02 [p.u.]), \Delta QG(0.5 [p.u.]), \Delta YC(0.1 [p.u.]), \Delta TAP(0.05 [p.u.]),$

$\Delta \theta(10 [deg])$ 1,000MVA ベース

① 目的関数

目的関数は、各制御戦略を考慮した多目的関数として扱う。同式において、第 1 項は基幹系統の潮流最適化・経済性の確保を目的として、送電線の有効電力損失 $Ploss$ の最小化を行う。第 2 項は電圧維持を目的として、 $Vsched$ からの電圧偏差量の最小化を行う。このとき、弱体化地点では、前述で生成した $Vsched$ をスケジュール値として扱い、それ以外の地点では、前制御周期の OPF で決定した $Vref$ を次制御周期の $Vsched$ として設定する。最後に第 3 項は OPF とローカルの電圧制御機器の協調を目的としたものであり、OPF で設定可能な電圧範囲からの逸脱量の最小化を行う。

② 系統制約

系統制約として、電力潮流方程式を等式制約として、電圧の運用管理範囲を不等式制約として扱う。電力潮流方程式については線形化处理を行う。具体的には付録に示している。

③ 設備制約

設備制約として、電圧制御に関わる制約を考慮する。具体的には SG の無効電力出力制約、調相設備の容量制約、OLTC のタップ値の制約を考慮する。

④ その他

その他の制約として 2 つの制約を考慮する。1 つ目は SLP で変化可能な制約条件であ

る。SLP は、逐次の繰り返しにより最適解を求める方法である。最終的に最適解を得ることになるが、1 回あたりの変数の自由度が大きいと、線形性を保てず、潮流解が得られない場合が起こり得る。そこで、平衡点からの線形性を保つために 1 回あたりの SLP で変化可能な更新量を制約する。制約値は各定数が取りうる定数範囲を基に経験則的に設定している。2 つ目は、OPF で生成する Vref の変化量に関する制約である。Vref の変化量が大きいと、OPF 制御によって電圧が急変してしまう可能性がある。そこで、急変防止制約として変化可能な電圧量を閾値設定する。変化可能な量は、平常時の許容電圧変動幅 2% を基に設定している。

3.7 S/S の電圧制御

本節では、S/S の電圧制御について概説する。S/S の電圧制御機器として SC, ShR, OLTC を対象とする。また、これらの電圧制御機器の制御方式として 2 つの方式 (1 入力 1 設備の制御方式, 2 入力 2 設備の制御方式) を適用する。前者のうち、SC を制御対象とした制御ブロック図を図 3.12 に示す。本制御は S/S の 1 地点の電圧情報を監視情報として、その電圧が Vref から DB 幅を超えた量を電圧偏差量として扱い、その電圧偏差量の積分量が一定の積分しきい値を超えた場合に対象となる電圧制御機器の操作 (SC・ShR の投入・解列, OLTC のタップの上げ下げ) を行う動作を模擬したものである。ここで、通常、DB は固定された整定値であるが、本提案では前述の DB の動的制御により可変値として扱われる。また、Vref については OPF 制御から指令値更新が行われる。また、OLTC の制御については、監視点電圧が S/S の二次側電圧であること、制御変数がタップである違いはあるものの制御ブロックとして図 3.12 と同等のものを用いる。なお、この制御方式は、一般的には自動電圧制御 (90Ry) と呼ばれる。

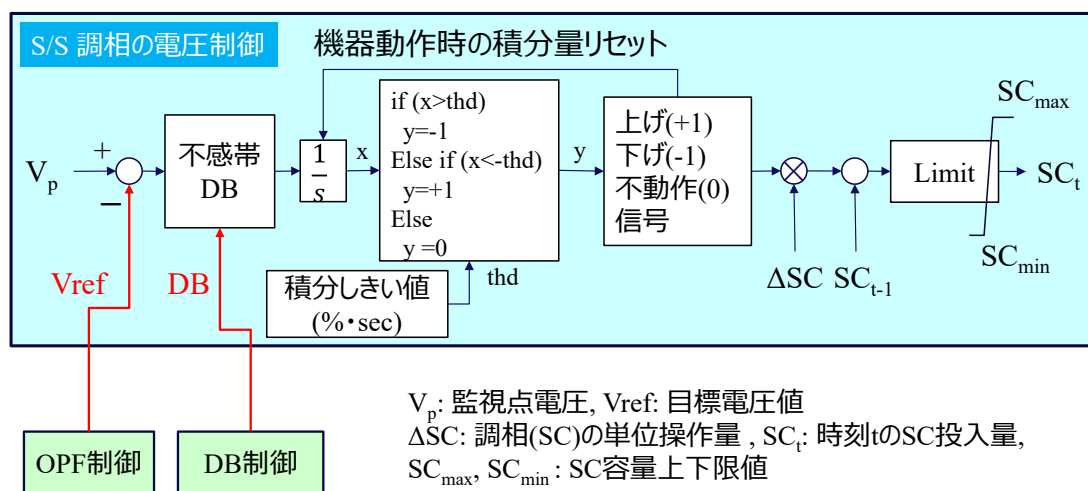


図 3.12 S/S の 1 入力制御方式の電圧制御ロジック (SC の例)

また、S/S では通常、SC・ShR と OLTC が共存する。これらを協調して制御を行う個別 VQC についても模擬する。個別 VQC の制御ブロック図を図 3.13 に示す。同制御は変電所の一次側電圧、二次側電圧の 2 入力を監視情報として扱い、両者の Vref に対する DB 幅を超えた電圧偏差量を積分し、その積分量がしきい値を超えた場合に機器が動作する。ここで、SC・ShR は、コンデンサ機器、リアクトル機器で構成され、これらの機器が投入・解列した際には、系統に対して無効電力が供給・吸収される。このときに一次側電圧・二次側電圧はともに上昇、低下する効果が働く。一方で OLTC のタップ操作は、二次側電圧を上昇時には、送電電圧と系統インピーダンスの変化を引き起こし一次側電圧はその状況に応じて上昇・低下する[30]。このような特性を考慮して、個別 VQC では、一次側電圧と二次側電圧を判定条件として 4 象限の領域を制御分担して動作協調を行う。本提案制御では、個別 VQC に対しても Vref と DB の動的な更新を行う。制御の考え方は前者の 90Ry と同様であるが、S/S の一次側と二次側で想定される電圧変動量を別々に推定していることから、DB についても一次側 (X 軸方向)、二次側 (Y 軸方向) についても独立に調整される。

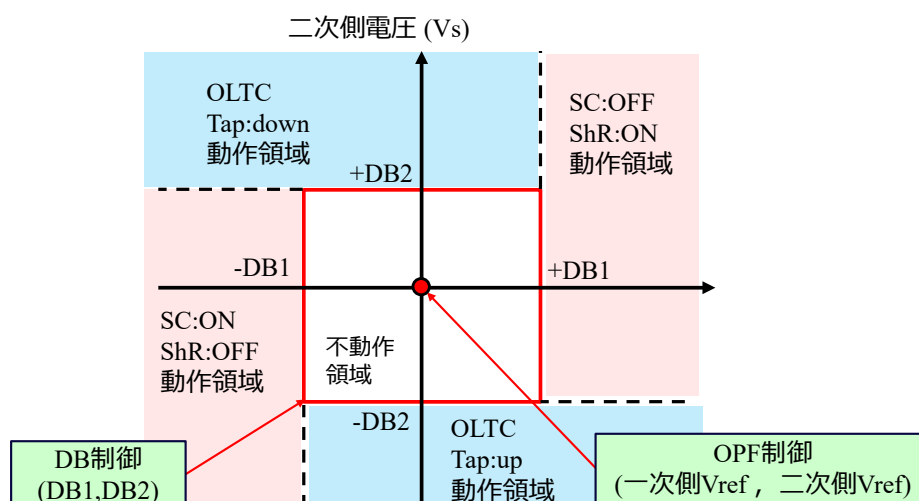


図 3.13 S/S の 2 入力制御方式の電圧制御論理
(個別 VQC, SC・ShR, OLTC のタップ協調制御)

3.8 提案制御のまとめ

以上、提案制御の詳細について各節にまとめた。ここで、提案制御の特徴について改めて整理する。

(1) 提案制御の目的

提案制御の目的は以下の 2 点である。経済性確保は従来の考え方であり、これに対して電圧維持というセキュリティ確保を局所的に高めることを本研究の狙いとしている。

- ・ 系統全体としては、これまで通り経済性を確保した電圧運用を行うこと
- ・ 電圧変動の大きな地域では、電圧維持を優先とした電圧運用を行うこと

(2) 提案制御の特徴・優位点

提案制御の特徴は概して以下の3点である。このうち2点目、3点目については電圧制御の目標値や整定値を動的に変更していく方法であるが、基幹系統の電圧制御システム全体を模擬して総合的に評価している先行研究例は著者の調査では見られなかった。

- ・電圧面系統の弱体化地点を特定すること
- ・弱体化地点にて電圧目標値(Vref)生成の制御戦略を経済優先から電圧維持優先に切り替えること
- ・弱体化地点の状態変化に対して適正な不感帯(DB)幅を動的に決定していくこと

上記が難しい理由として3点考えられる。まず1点目として電圧面の総合的な評価を必要とするため、研究テーマとして難しい点である。平常時の電圧面の総合評価を行うためには各種適用技術の模擬が必要となる。具体的には、平常時の需給制御としての有効電力制御の模擬、時間的な状態変化に対して制御ロジックとして動作するS/Sの電圧制御の模擬、中央VQCのように系統全体から状態量の変化を考慮しながらVrefを生成するOPFの模擬が前提条件となり、これらに加えて、提案制御を実現するためには、弱体化地点を判断するための電圧感度計算の繰り返し計算、制御系間の階層的な指令値の受け渡し等も必要となる。すなわち、各解析技術・モデリングの技術が必要となり、総合力を必要とする研究テーマとなることである。

2点目として、電圧運用に対する考え方によるものである。一般的に電圧運用の考え方として、電圧違反が発生したら対処するという事後的対応で解決するという考え方が強く、運用範囲を逸脱する前に対処しようという考えはこれまでは少ないというのが著者の認識である。一方で、電圧変動がこれまで以上に大きくなるのであれば、予測制御として事前に対処し、電力品質を確保すべきであるというのが本研究を取り組んだ著者の考えである。

3点目として、実現性の問題である。これまで階層的な電圧制御において、Vrefは中央制御とローカル制御で受け渡す情報として適用されてきたため、この実現は容易と考えられる。一方で、DBのような制御機器の整定値を受け渡しは難しい。これは、S/Sの電圧制御機器側の仕様として、これまでの電圧制御機器では整定値を外部から更新するような仕様は一般的ではないためである。これを行うためには、電圧制御機器側の改修が必要となる。現在、”変電所のデジタル化”の取り組みが進んでおり、制御装置のデジタル化としてIED (Intelligent Electronic Device) 装置[70][71]の導入が進んでいる。これらが整備されれば、提案制御のような整定値の動的変更も容易となり、事前に系統運用者が整定検討を行わずとも系統状態に合わせて自動的にチューニングされていくため、系統運用者の負担も軽減されていくと考えている。

(3) 提案制御の制御設計 (制御変数の設定・制約)

最後に、提案制御の設計の考え方について述べる。上記で示した制御を実現するために重要となるパラメータは、弱体化地点のS/Sを決めるためのしきい値Wthd, S/SのDB, Vrefである。これらは何れも電圧に関連する指標であり、一定の関係性が存在す

る。各パラメータの役割，及び制約にかかわる条件式を表 3.3 に示す。

表 3.3 各制御パラメータの制約

パラメータ	役割	制約条件
弱体化地点のしきい値(Wthd)	電圧変動の大きな地点の特定	電圧運用のポリシーによる
不感帯(DB)	弱体化地点であること	弱体化地点 i において $Wthd_i \leq DB_i$
	ハンチングの防止	i 地点の想定電圧変動量 $\leq 2DB_i \cdot \alpha$
	機器動作後の Vref 実現	i 地点の想定電圧変動量 $= DB_i$
電圧目標値(Vref)	OPF とローカル VQC の制御範囲の協調	$V_{lower_i} + DB_i \leq Vref_i \leq V_{upper_i} - DB_i$

α : 積分しきい値による電圧変動拡大効果。基本的に $\alpha \geq 1.0$ となる。

この3つのパラメータのうち，運用者が決定する必要があるパラメータは，Wthdのみであり，DB，Vrefは提案制御の考え方にに基づき自動設定される。Wthdは電力系統においてどの地点を弱体化地点と見なすか，といった電圧運用のポリシーに関わるものであるため，電圧運用のルール等に従い決定されることを想定している。

次に，DBは弱体化地点 i での不動作領域を決めるものである。その目的の1つはハンチング動作の防止であり，ハンチングを引き起こさないためには，当該S/Sで予想される機器動作時の電圧変動の0.5倍値よりも大きくする必要がある。ここで0.5倍となるのはVrefに対して両側幅が存在するためである。ただし，実際には電圧逸脱に対する積分動作を伴うため，逸脱が発生した直後，即時で動作するわけではなく制御遅れを伴うことになる。そのため，ハンチングが生じる電圧変動量は理論値よりも大きくなる。ただし，この効果はDBを逸脱する量・継続時間にも依存するため，必ずしも確実に想定できるものではないことに留意する必要がある。また，提案制御はDB幅逸脱後の機器動作によって，電圧をVrefまで直ちに引き戻すことを想定している。これは，機器動作時の電圧変動を片側幅DBで想定することになるが，この条件は上記のハンチング回避の発生条件を満たしていることにもなる。なお，弱体化地点の対象は電圧変動量に基づき抽出されている。WthdもDBも電圧変動に関する指標であることから，基本的にDBはWthdよりも大きな値を示すことになる。

最後に，Vrefは電圧の運用範囲で設定される目標値であるため電圧の上下限值で制約される。ただし，電圧の運用範囲とOPF制御範囲を同一とすると，DBの不動作領域分だけ電圧逸脱が発生する場合も有る。そのため， $Vref \pm DB$ と不動作領域も含めた値が電圧運用範囲に収まるよう，制約条件を考慮している。

このように，3つのパラメータは一定の関係性を有しており，提案制御ではこれらの制約に基づきDB，Vrefは自動設定される。ただし，電力系統の状態が電圧面から厳しくなると不動作領域であるDBが増加し，その結果Vrefの設定範囲が徐々に狭くなり制御しきれなくなる。これに対しては，従来制御でも，提案制御でも対処しきれないため，電圧維持のための設備対策（制御リソースの確保）が必要となってくる。

第4章

試算モデルとシミュレーション条件

4.1 試算モデル系統

本章では、提案手法の有効性を検証するための試算モデル、シミュレーション条件について概説する。

4.1.1 系統構成モデル

試算系統モデルの系統構成を図4.1に示す。本モデルは電気学会10機-O/V系統をベースとしており[72]、基幹系統(EHV)を模擬したモデルである。系統基準容量は1000MVAとして、以降、特に指定がない場合は同基準容量に対するp.u.値を用いる。同系統は、SGとして10台(対象エリアの9台のSG, 外部系統エリアの1台)で構成され、外部系統を潮流計算のスラック発電機として扱う。ネットワークは、送電設備(表4.1)、変圧器(二巻変圧器, 三巻変圧器, 表4.2)で構成される。このうち, S/Sは三巻変圧器で模擬され、一次側が基幹系統側, 二次側が二次系統(ST)側として模擬する。同系統にて二次系統のネットワーク模擬はなく、負荷, RESを集約的に模擬する。

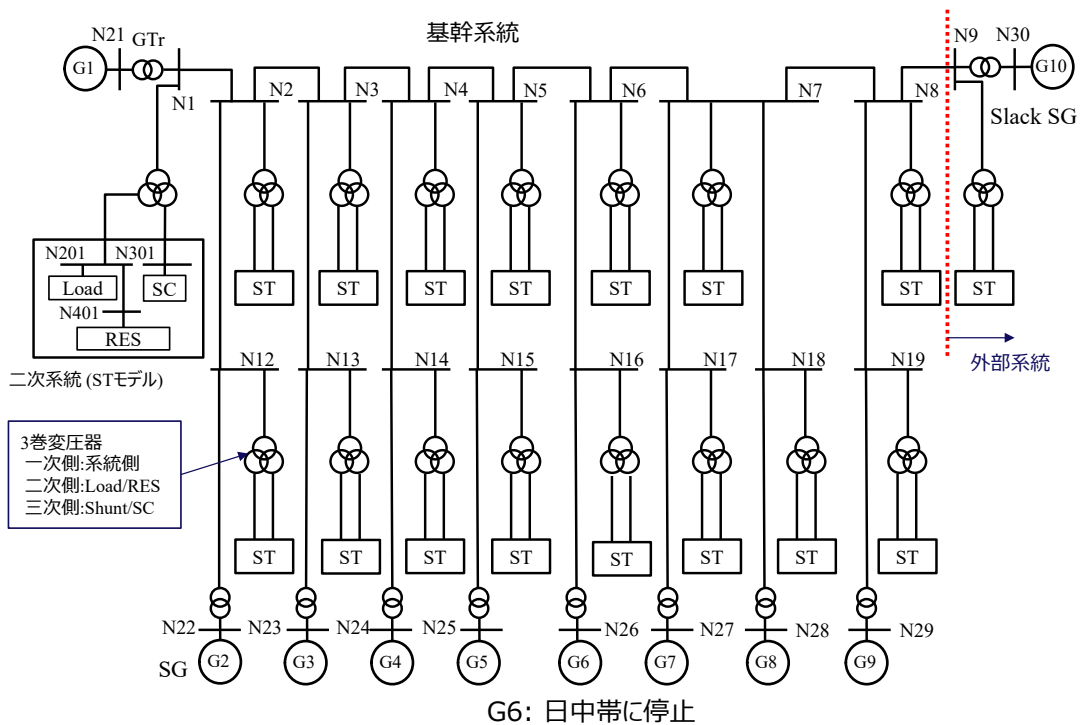


図4.1 試算系統モデル(電気学会10機-O/V系統をベースとしたモデル)

表 4.1 送電線データ (1000MVA ベース)

対象ブランチ名称	抵抗 R [p.u.]	リアクタンス X [p.u.]	キャパシタンス Y/2 [p.u.]
20,30,40,50,60,70,80,90 (N1~N9 間のブランチ)	0.0042	0.126	0.0610
120,130,140,150,160,170,180,190 (N1~N9 と N12~N19 間のブランチ)	0.0021	0.063	0.0305

表 4.2 変圧器データ (1000MVA ベース)

対象ブランチ名称	リアクタンス X1 [p.u.]	リアクタンス X2 [p.u.]	リアクタンス X3 [p.u.]
SG の昇圧変圧器 (二巻変圧器)			
910 (G1)	0.00932	-	-
920,930,940,950,960,970,980 (G2-G7, G9)	0.014	-	-
980 (G8)	0.028	-	-
1000 (G10)	0.00466	-	-
S/S の変圧器 (三巻変圧器)			
1011 (N1)	0.01271	-0.00157	0.02929
1021,1031,1041,1051 (N2-N5)	0.0356	-0.0044	0.082
1061 (N6)	0.0372	-0.0092	0.1226
1071 (N7)	0.02657	-0.00657	0.08757
1081 (N8)	0.0372	-0.0092	0.1226
1091 (N9)	0.02043	-0.00153	0.02043
1121,1131,1141,1151 (N12-N15)	0.02543	-0.00314	0.05857
1161 (N16, N17, N19)	0.02657	-0.00657	0.08757
1181 (N18)	0.0465	-0.0115	0.15325

4.1.2 需給条件

同系統にて、電力の発電設備として SG と RES を想定し、電力の消費設備として負荷 (Load) を模擬する。発電設備の設備条件を表 4.3 に示す。有効電力出力の上下限值 (最大出力, 最低出力) については文献[72]の設定条件を用いる。平常時の電圧シミュ

レーションを行うにあたり, SG の有効電力出力は EDC による需給制御にて決定されるものとし, その出力変化速度は, 各設備容量に対して 2~2.5% (%MW/min) を想定し, 起動・停止時の変化速度はその半分の速度を想定する。EDC では表 4.4 の燃料費特性を用いた等増分燃料費法 (等λ法) に基づく出力配分を想定する。

表 4.3 SG 設備データ

名称	燃料種別	最大出力 (定格値) [MW]	最低出力 [MW] (定格%)	EDC 変化速度 [MW/min] (定格%)	起動・停止 変化速度 [MW/min]	過渡リアク タンス [p.u. 機器ベース]
G1	LNG	13,500	4,050 (30.9%)	270 (2.06%)	135	0.35
G2	LNG	9,000	2,700 (30.9%)	180 (2.06%)	90	0.35
G3	LNG	9,000	2,700 (30.9%)	180 (2.06%)	90	0.35
G4	LNG	9,000	1,800 (20.6%)	225 (2.57%)	113	0.35
G5	LNG	9,000	1,800 (20.6%)	225 (2.57%)	113	0.35
G6	LNG	9,000	1,800 (20.6%)	225 (2.57%)	113	0.35
G7	LNG	9,000	1,800 (20.6%)	225 (2.57%)	113	0.35
G8	CCGT	4,500	1,125 (25.7%)	113 (2.57%)	56	0.35
G9	COAL	9,000	1,800 (20.6%)	90 (1.03%)	90	0.35
G10	OIL	27,000	6,750 (25.7%)	540 (2.06%)	270	0.35

表 4.4 SG の燃料費条件データ

名称	燃料種別	燃料費係数 A [10 ³ JPY/MW ²]	燃料費係数 B [10 ³ JPY/MW]	燃料費係数 C [10 ³ JPY]
G1-G7	LNG	33.3	2,400	1,404
G8	CCGT	92.2	1,400	2,160
G9	COAL	33.3	2,400	1,404
G10	OIL	10.9	5,000	9,100

燃料費に関するコスト関数は有効電力出力 PG を変数とした二次関数 ($Cost = PG^2 \cdot A + PG \cdot B + C$) で表されるものとし、各係数については文献[72]の設定条件を用いる。なお、本研究では基本的に SG の停止が系統に与える影響を模擬できればよく、需給条件については上記を実現するための簡易的な条件として設定している。

SG のうち、系統の中央部に位置する $G6$ については、 RES の出力増加に対して需給バランスを維持するために、日中帯 (5時~14時) に停止するシナリオを想定する。そのため、 $G6$ 近傍のノード ($N6, N16$) に位置する S/S が電圧的に厳しい状況にある。

需要曲線を図 4.2 に示す。同曲線には、 RES 出力は含まれていない。最大負荷量 (ピーク値) は文献[72]の負荷合計量を想定し、最低負荷量はピーク値の 70%程度を想定している。昼間 (12時~13時) には、工場の停止や消灯により負荷の急減と急増が発生するものとする。

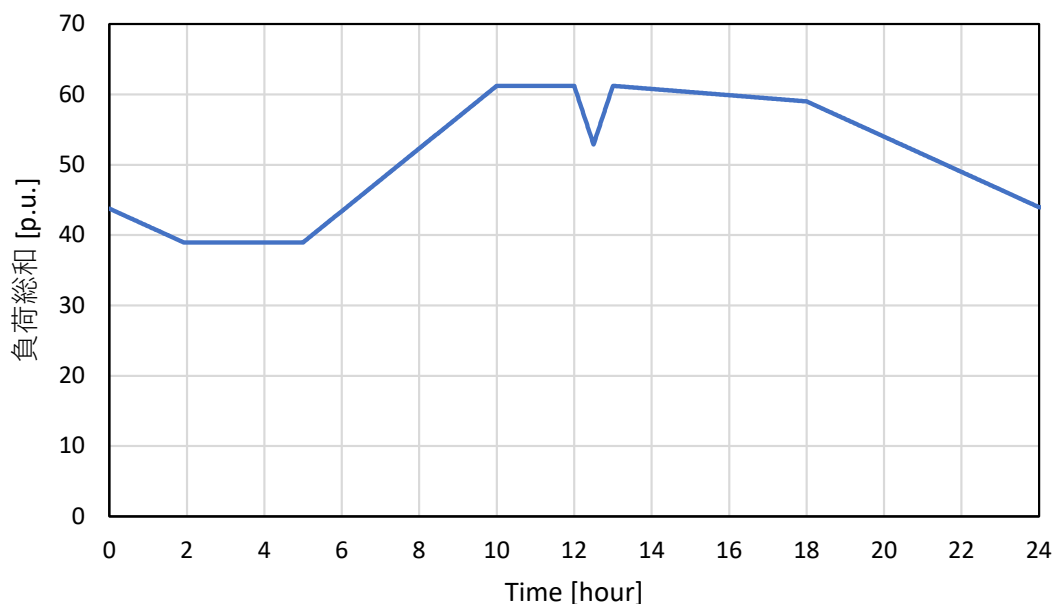


図 4.2 需要曲線

本検討では RES として太陽光発電を想定する。各地域の太陽光出力は、地域毎の気象条件に依存することから日射量に比例すると仮定して、実績の気象データを基に設定する。太陽光発電の出力設定イメージを図 4.3 に示す。まず、気象データとして緯度・経度情報を持つ日射量 (MJ/m^2) もしくは、日射強度 (単位 W/m^2) の時系列データが入力として存在するものとする。一方、設備データとしては、 RES 設備の合計容量 (MVA)、及び緯度・経度情報、出力係数が入力されているものとする。このうち、両者の緯度・経度情報から最も近接する日射データと RES 設備データの組合せを探索し、以下の(4.1)式に基づき日射量から出力への換算を行う。詳細については、[73]を参照頂きたい。

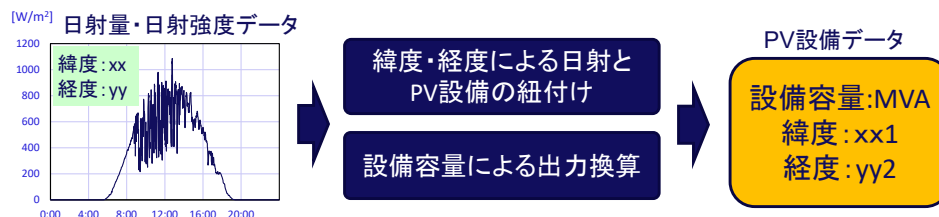


図 4.3 RES (PV) の出力設定方法

$$DER.PG_i(t) = \frac{NW_j.out(t)}{1000} * SystemRate_i * \frac{MVA_i}{SMVA} \quad (4.1)$$

$DER.PG_i(t)$: RES_i の t 秒出力[p.u.]

$NW_j.out(t)$: 日射データ j の t 秒出力[W/m²]

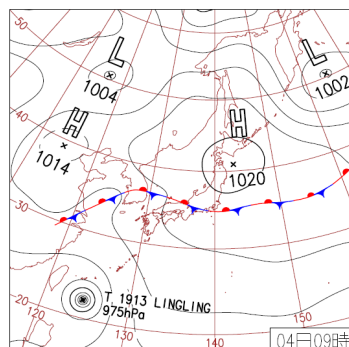
$SystemRate_i$: RES_i の換算係数

MVA_i : RES_i の設備容量 [MVA]

$SMVA$: 系統基準容量 [MVA]

ベースケースの RES の設備データを表 4.5 に示す。RES 設備量については、1 章で示した海外の実績、日本 2030 年度のエネルギーミックスのうち電源構成に占める RES の比率を参考に、総需要の 40%相当の設備容量 (MVA 値) を近傍負荷量で重み付け平均にて配分している (30%~60%の範囲)。また、緯度・経度情報については、WEST10 機-O/V 系統を西日本に位置する系統と見立てて、ネットワーク上の位置関係から無作為に想定した。

本検討で適用する 2019 年 9 月 4 日の気象実績の天気図を図 4.4 に、同日の日射量データを図 4.5 に示す。同日は天気図に示す通り、西日本で前線が停滞し大気の状態が不安定となり、天気急変でゲリラ豪雨などが各地で多く発生した特徴的な日である[74]。



4日(水)西～東日本で激しい雨
 沖縄は台風第13号の影響で雨。西日本～東北南部は、山陰沖から東日本に停滞する前線の影響により大気の状態が不安定で雨や雷雨。高気圧に覆われた東北北部～北海道は晴れ。

図 4.4 2019 年 9 月 4 日の天気図 [74]

表 4.4 RES 設備データ

Index (4**) **は S/S 番号	設備量(A) [MVA]	近接負荷 最大値(B) [MW]	RES 設備容量の 需要比率(A/B)	緯度 [度]	経度 [度]
401	3753.8	9240	0.41	32.44	129.52
402	1251.3	2695	0.46	33.349	130.225
403	1251.3	2695	0.46	33.569	130.555
404	1251.3	2695	0.46	34.239	132.277
405	1251.3	2695	0.46	35.274	133.039
406	1251.3	2695	0.46	34.416	135.496
407	1251.3	4235	0.30	36.033	136.133
408	1251.3	2695	0.46	36.425	137.121
412	1251.3	4235	0.30	31.333	130.328
413	1251.3	4235	0.30	33.34	133.329
414	1251.3	4235	0.30	33.506	132.466
415	1251.3	4235	0.30	34.409	135.311
416	1251.3	4235	0.30	34.409	135.311
417	1251.3	4235	0.30	34.55	135.45
418	1251.3	2117.5	0.59	35.1	136.579
419	1251.3	4235	0.30	34.585	138.242

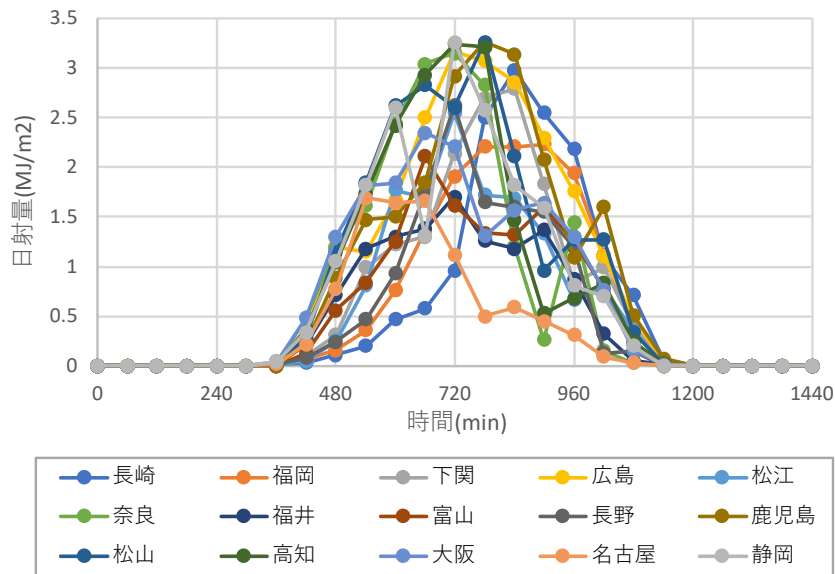


図 4.5 日射量データ (2019 年 9 月 4 日実績[75]を基に作成)

気象庁から入手可能な日射量データは1時間積算値であるため、分単位のシミュレーションを行うにあたり、1分値として線形補間データとして用いる。設備容量を基に生成した RES の有効電力発電出力データを図 4.6 に示す。同図は日射量を出力値としてスケーリングした値である。なお、401 (Index=1 の S/S) の RES が大きな値を示しているが、これは文献[72]の元データにて近接する負荷が大きな値が設定されていることによるものである。RES 設備容量 (MVA 値) としては、前述の通り、エリア負荷の 40% 程度であるが、出力は気象データに基づいて設定しているため、地点毎にばらつきがある。本条件では、最大出力時にエリア負荷の 25% 程度の RES 出力 (MW 値) を想定していることになる。なお、RES の出力には、予測誤差はないものとして想定している。

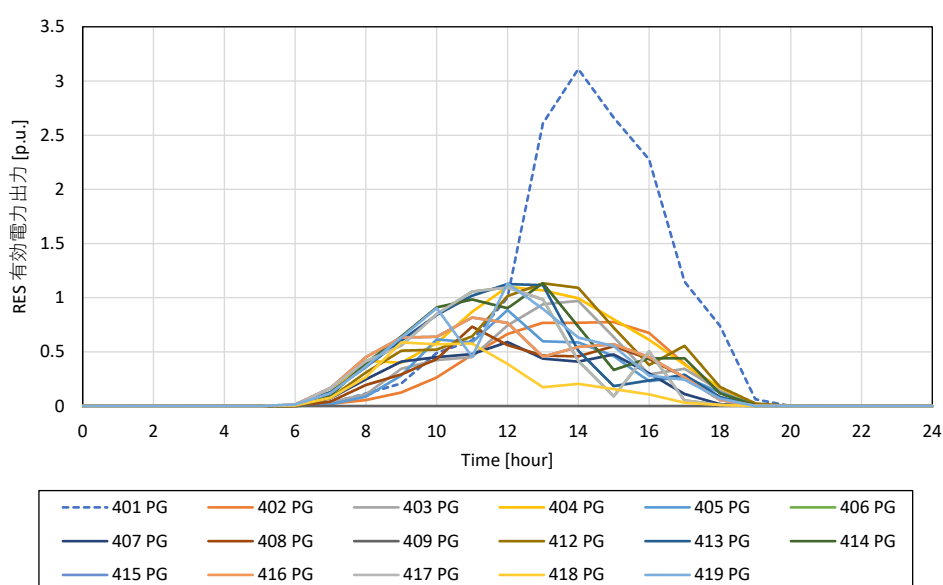


図 4.6 RES の有効電力出力

4.1.3 需給制御条件

需給制御としては、前述の通り EDC を考慮する。EDC では 5 分周期で等入法に基づく出力配分処理を行い、EDC 対象の SG は配分指令値に対して、自身の EDC 出力変化率に従い出力設定される。EDC 計算において、次周期 (5 分先) の負荷値と RES 値を予測値として用いる。EDC の制御フローを図 4.7 に示す[73]。

4.1.4 電圧制御条件 (Local VQC)

本検討で用いる電圧管理目標値を表 4.5 に示す。同表は 2 章の電圧管理目標値を基に設定している。また、電圧目標値 V_{ref} については、基幹系統であることから定格電圧 1.0 [p.u.] よりも高めに設定している。設定の考え方として、電圧維持を行う発電端を最も高めに設定し、基幹系統側、負荷端と低位になるに従い、 V_{ref} が低くなるよう傾斜設定を行っている。このうち、基幹系統側(S/S の一次側)、負荷端側(S/S の二次側)の V_{ref}

は OPF によって自動更新されるため、OPF を不適用の場合のみの V_{ref} に相当する。

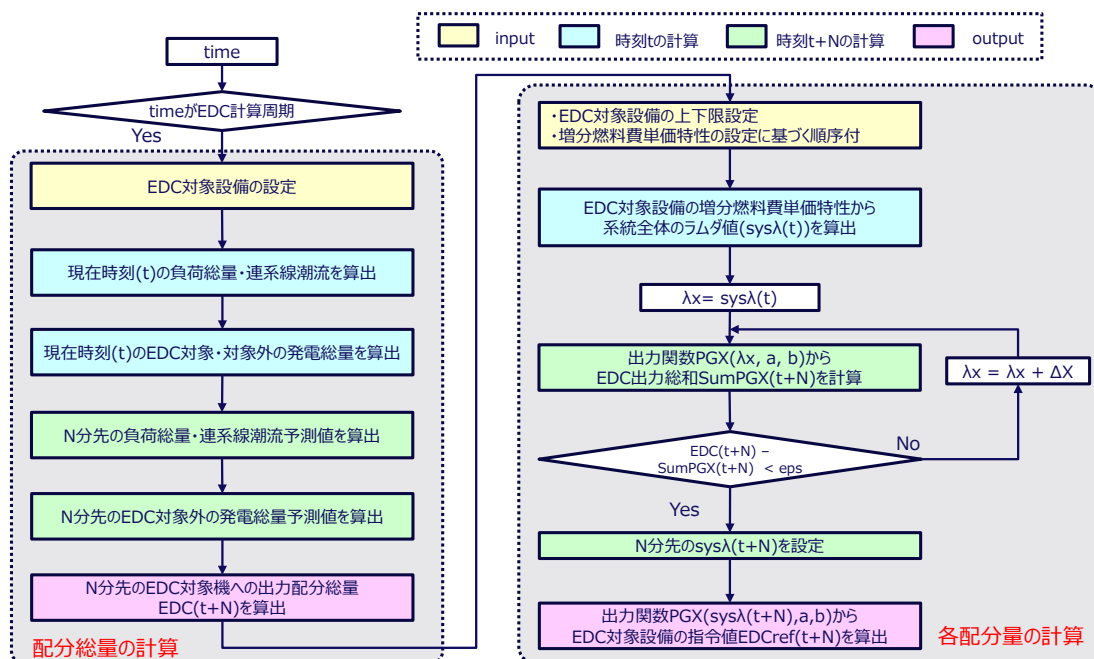


図 4.7 EDC の制御フロー

表 4.5 電圧管理目標値

電圧階級	電圧上限値 V_{upper} [p.u.]	電圧目標値 V_{ref} [p.u.]	電圧下限値 V_{lower} [p.u.]	ノード Index (*は S/S の一次側 2**は S/S の二次側)
基幹系統 (500kV)	1.05	(1.02)	0.99	1~9, 12~19
発電端 (20kV)	1.05	(1.03)	0.95	21~29
負荷端 (154kV)	1.05	(1.01)	0.97	201~209, 212~219

電圧制御機器として SG, SC・ShR, OLTC を対象とする。SG については、表 4.5 に示した V_{ref} による AVR 運転を想定するが、OPF 適用時には制御対象として扱われる。SC・ShR の設備データを表 4.6 に示す。SC・ShR は三巻変圧器の三次側に接続されるものとし、ベースケースでは系統状況として電圧低下が支配的であることから、SC を設備として想定する。OLTC については、タップを制御対象として上限値 1.1 [p.u.]、下限値 0.90 [p.u.] を制御範囲とする。S/S の電圧制御はこの SC と OLTC を制御対象として電圧情報を監視しながら動的に制御が行われる。制御方式・制御ブロックについては、

前章に示した通り、電圧 1 入力の 90Ry 方式と電圧 2 入力の個別 VQC 方式を用いる。両者の制御定数を表 4.7 に示す。ベースケースでは、何れも DB は 2%の固定幅で扱うものとする。

表 4.6 調相設備データ

対象ノード Index (S/S の三次側接続)	SC 上限値 [p.u.]	SC 下限値 [p.u.]
N301	3.5	0
N302~N306, N308	1.3	0
N312~N317, N307, N319	1.8	0
N318	1.0	0

表 4.7 S/S の個別 VQC の制御定数データ

S/S 名称	制御対象 機器	電圧監視 ノード	DB (初期幅 DB0) [%]	電圧積分 しきい値 [%・sec]	単位変化幅 (SC/OLTC) [p.u.]
S1	SC/OLTC	N1, N201	2.0	100	0.1/0.005
S2	SC/OLTC	N2, N202	2.0	100	0.1/0.005
S3	SC/OLTC	N3, N203	2.0	100	0.1/0.005
S4	SC/OLTC	N4, N204	2.0	100	0.1/0.005
S5	SC/OLTC	N5, N205	2.0	100	0.1/0.005
S6	SC/OLTC	N6, N206	2.0	100	0.1/0.005
S7	SC/OLTC	N7, N207	2.0	100	0.1/0.005
S8	SC/OLTC	N8, N208	2.0	100	0.1/0.005
S12	SC	N12	2.0	100	0.1
	OLTC	N212	2.0	100	0.005
S13	SC	N13	2.0	100	0.1
	OLTC	N213	2.0	100	0.005
S14	SC	N14	2.0	100	0.1
	OLTC	N214	2.0	100	0.005
S15	SC	N15	2.0	100	0.1
	OLTC	N215	2.0	100	0.005
S16	SC	N16	2.0	100	0.1
	OLTC	N216	2.0	100	0.005
S17	SC	N17	2.0	100	0.1
	OLTC	N217	2.0	100	0.005
S18	SC	N18	2.0	100	0.1
	OLTC	N218	2.0	100	0.005
S19	SC	N19	2.0	100	0.1
	OLTC	N219	2.0	100	0.005

4.1.5 電圧制御条件(中央 VQC)

中央 VQC として、OPF 制御、DB 制御、Vsched 制御の 3 つの制御を想定する。制御に関わるパラメータを表 4.8 に示す。ベースケースではいずれの制御においても 15 分を制御周期として想定する。提案制御は、系統各部の状態量の取得とその取得データに基づく解析（電圧感度計算、電圧変動量計算）を活用するため、一定の情報収集時間と解析時間を必要とする。また、本制御で捉えるべき系統状態としては、SG の並解列や運転状況に依存した電圧状況の変化である。この変化を捉えるには、少なくとも SG の需給運用制御である EDC と追従した制御周期が必要となる。現在、我が国では需給調整市場として調整力の細分化が進められているが[76], このうち EDC は二次調整力②、三次調整力①として分類され、応動時間として 5 分～15 分の動作が要件として整理されている。本検討ではこれらの監視周期とあわせて制御周期を 15 分と想定した。

OPF による制御条件を表 4.8(a) に示す。オンラインを想定し、制御方式として逐次の線形計画法を用い、Vref を制御対象とする。詳細については前章に示した通りである。

提案制御である DB 制御では、一定条件に応じて動的に DB を制御する。DB 制御における制御条件を表 4.8(b) に示す。系統認識において電圧変動の大きい地点の S/S を DB の制御対象とするため、そのしきい値を設定する必要がある。本検討では 0.05 [p.u.] をしきい値として設定する。前述の通り SC の単位操作量が 0.1 [p.u.] であることから、単位操作量相当の無効電力が変化したときに、電圧が 0.005 [p.u.] (0.5%) 変化する状態を想定する。また、DB を動的に制御するにあたり、微小値が設定されることを回避するためのしきい値として DB 最小しきい値 DBmin を設ける。基本的には電圧感度の大きな場所を弱体化地点として選定し、電圧感度に基づき DB を設定するため、電圧感度しきい値より小さい DB が設定されることはないが、電圧感度には推定誤差が存在するため打ち切り値として設けている。詳細は[65]を参照いただきたい。

提案制御である Vsched 制御においても、弱体化地点を対象として制御が適用されるが、その電圧感度しきい値は DB 制御と同様の値を用いる。また、Vsched 制御では電圧情報から変動分を除外した電圧を想定するために、移動平均を考慮している。移動平均の点数は制御周期相当となる点数（900 秒/30 秒=30 点）を設定している。

4.1.6 その他条件

負荷、RES の有効電力出力条件は前述に示した通りであるが、無効電力出力については力率に基づき設定する。力率条件として負荷、RES とともに消費側として 0.98 の力率を想定する。なお、感度分析では力率を変更したケースを検討する。負荷の電圧特性については、有効電力・無効電力ともに定電力特性（電圧依存なし）として扱う。

4.2 検討シナリオ

検討シナリオとして、24 時間の電圧シミュレーションを行う。シミュレーションは

静特性のみを考慮しており、30 秒のサンプリング周期として潮流計算の連続計算にて行う。検討シナリオのケース条件を表 4.9 に示す。従来制御として、Local VQC と OPF 制御を想定し、提案制御として DB 制御、Vsched 制御を想定する。各ケースはこれらの組み合わせとして検討するが Vsched 制御は OPF の入力条件の生成に相当するため、Vsched 制御を適用する場合は OPF 制御も適用することを条件としている。

表 4.8 中央 VQC に関わる制御条件データ

(a) OPF 制御

項目	内容
制御方式	逐次の線形計画法 (SLP)
指令箇所	発電端, S/S の一次側・二次側
指令変数	Vref
目的関数の重み係数 (W1, W2, W3)	W1=1, W2=2, W3=10 W1: Ploss 項, W2: 電圧偏差項, W3: 電圧ペナルティ項 弱体化地点に該当する場合 W2 の効果を強めるため, 当該地点 i は $W2_i=2 \times 10$ として設定
ソルバ	Google OR-Tools

(b) 不感帯 (DB) 制御

項目	内容
電圧感度しきい値条件(dV/dQ threshold)	0.05 [p.u.]
DB 最小しきい値(DBmin)	0.005 [p.u.]

(c) 電圧スケジュール (Vsched) 制御

項目	内容
電圧感度しきい値条件(dV/dQ threshold)	0.05 [p.u.]
電圧計測の移動平均点数	制御周期相当値(15 分, 30 秒周期の場合, 30 点)

表 4.9 検討シナリオ

Case	ベース ケース	従来制御		提案制御	
		Local VQC	OPF 制御	DB 制御	Vsched 制御
case00	○	○	○	-	-
case01		○	-	-	-
case02		○	-	○	-
case03		○	○	-	○
case04		○	○	○	○

(○ : 考慮, - : 非考慮)

第 5 章

試算結果 1：各制御効果の検証

本章では、各適用ケースの試算結果について示す。制御効果については、各ケースの制御戦略通りに実現出来ているかを確認するとともに、ベースケースと比較して改善・悪化しているかを基に有効性を検証する。

5.1 case00 Local VQC+OPF 制御適用ケース (ベースケース)

本節では、Local VQC と OPF 制御を考慮したベースケースについて試算結果を示す。2 章に示した通り、階層型の電圧制御において OPF は既に実用化されていることから、本ケースをベースケースとして選定した。なお、基幹系統の電圧運用において、OPF 制御を適用していない TSO も存在するため、Local VQC のみの適用ケースも次節に示す。

(1) SG の需給制御結果 (有効電力出力)

電圧評価を行うにあたり、需給状況について図 5.1 に示す。本検討では、G8 を除く SG と同一燃料費としているため、初期出力に差があるものの、これらの有効電力出力結果は、その後同一値を示していることが確認できる。また、G6 については日中帯に解列対象となり、解列時・並列時に一定速度の出力変化が確認できる。再並列時に 1.8 [p.u.] で傾きが変わっているが、これは並列時 (出力が 1.8 [p.u.] 以下) と運用時 (出力が 1.8 [p.u.] 以上) で出力変化速度が異なるためである。

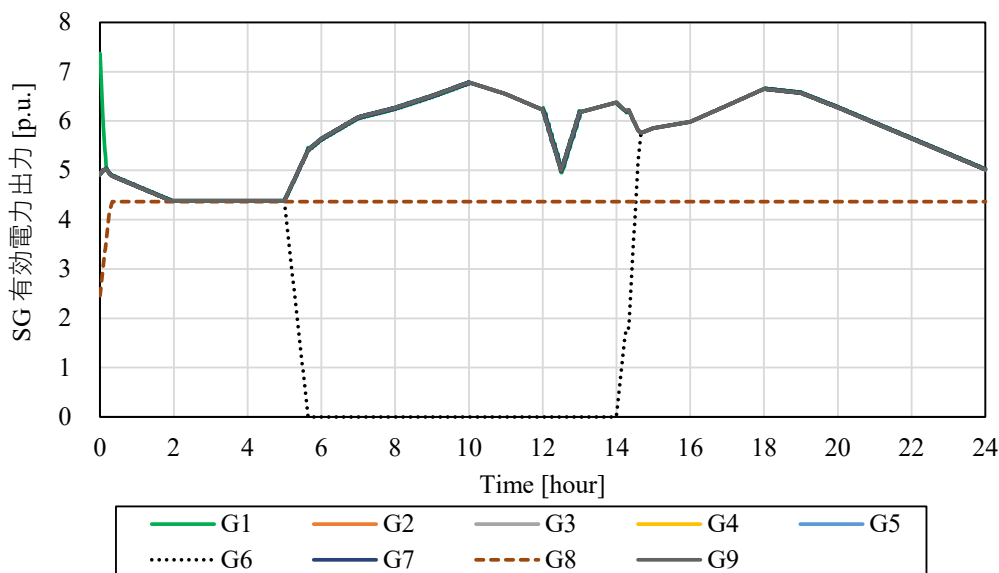


図 5.1 SG の有効電力出力結果 (case00: 他ケースも共通)

(2) 系統認識の指標（電圧感度，短絡容量）

S/S の一次側ノードにおける電圧・無効電力感度係数（電圧感度）を図 5.2 に示す。同図に示すように SG が停止している時間帯（5 時~14 時）において，その近傍の電圧感度が急増していることが分かる。本提案制御ではこれらの箇所を弱体化地点と捉え，電圧維持優先制御へと切替が行われる。また，その他の系統指標として短絡容量値を図 5.3 に示す。短絡容量は各時刻の有負荷条件，SG は Xd”条件を基に算出している。

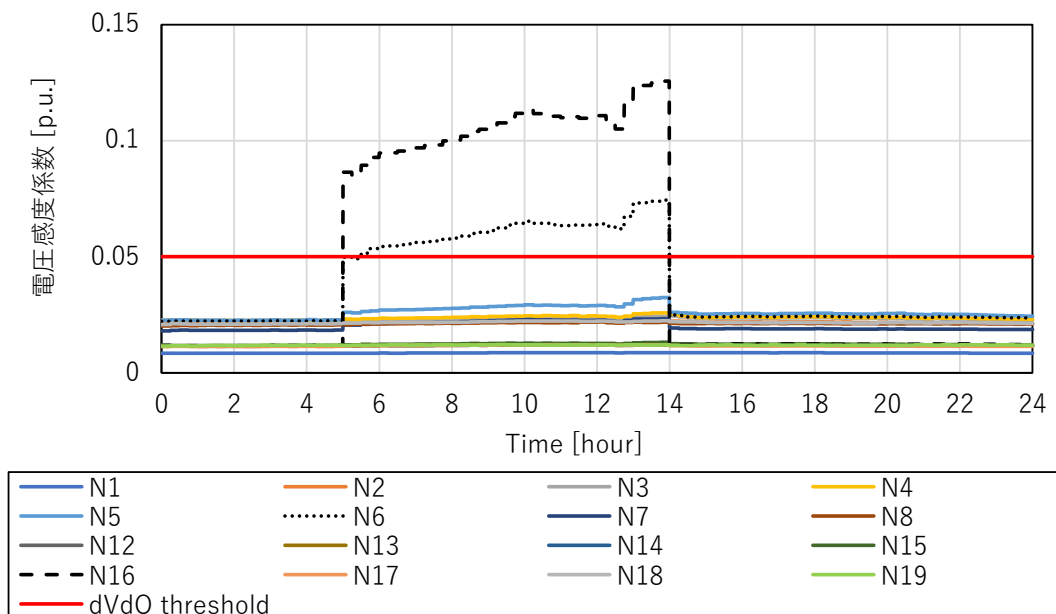


図 5.2 S/S の一次側ノードの電圧感度 (case00)

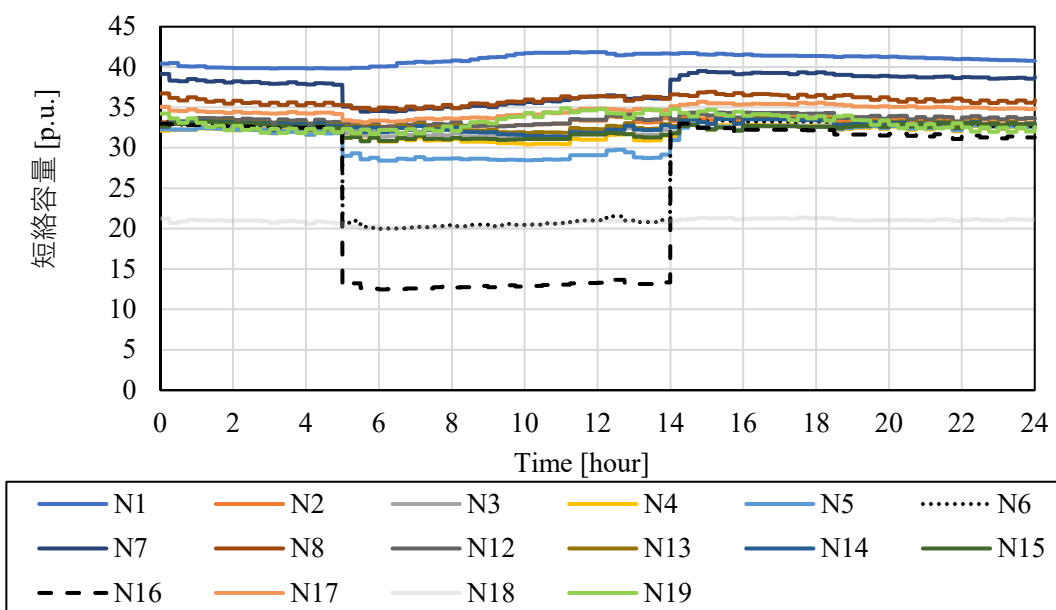


図 5.3 S/S の一次側ノードの短絡容量 (case00)

両者を比較すると、いずれも SG の停止による系統状況を捉えているものの、短絡容量の場合は、各時間の変化が小さい傾向にある。これは、同指標が SG の背後電圧を考慮した事故時の電流特性の精度に重きを置いており、平常時の電圧の状況に対する情報の粒度が粗いことに起因している。しきい値を上手く設定すれば、系統認識としては両者ともに適用可能だが、今回は平常時を対象としていることから電圧感度の方がより適切な系統認識の指標と考えられる。

24 時間断面のうち、代表時間として 3 時、12 時、18 時の電圧感度マップを図 5.4 に示す。同図には S/S の一次側・二次側ノードの電圧感度を示している。なお、発電端については、潮流計算上は電圧指定であることから、並列状態かつ AVR 運転モードである場合は、電圧感度は 0 を示しており、解列状態や AQR 運転モードの場合は、電圧は従属的に決まるため、一定の電圧感度を示すことになる。同図にて電圧感度の大きさによって以下の条件に従い色付けを行っている。

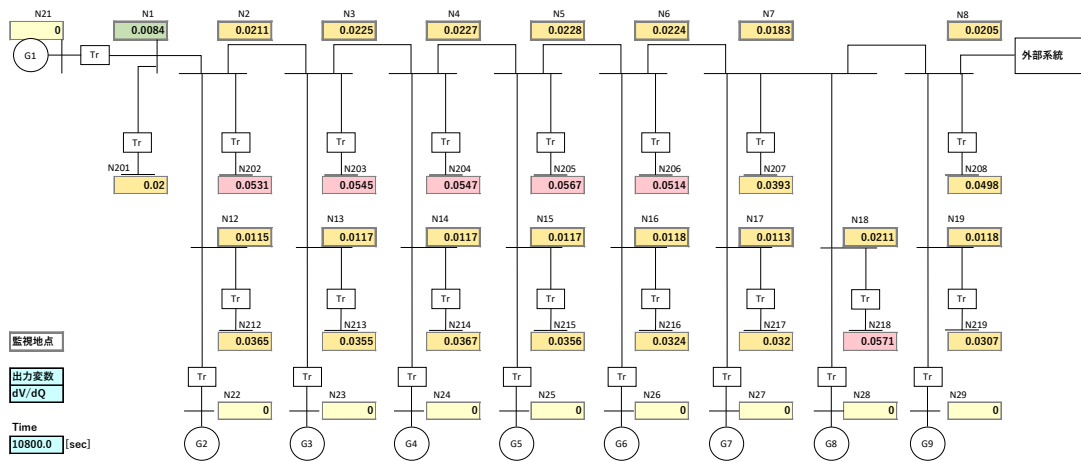
- ・赤：電圧感度が 0.05 [p.u.]以上（電圧感度しきい値以上）
- ・橙：電圧感度が 0.01～0.05 [p.u.]
- ・緑：電圧感度が 0.01 [p.u.]以下
- ・黄色：電圧感度が 0 [p.u.]（電圧指定箇所）

同図より、以下が考察できる。

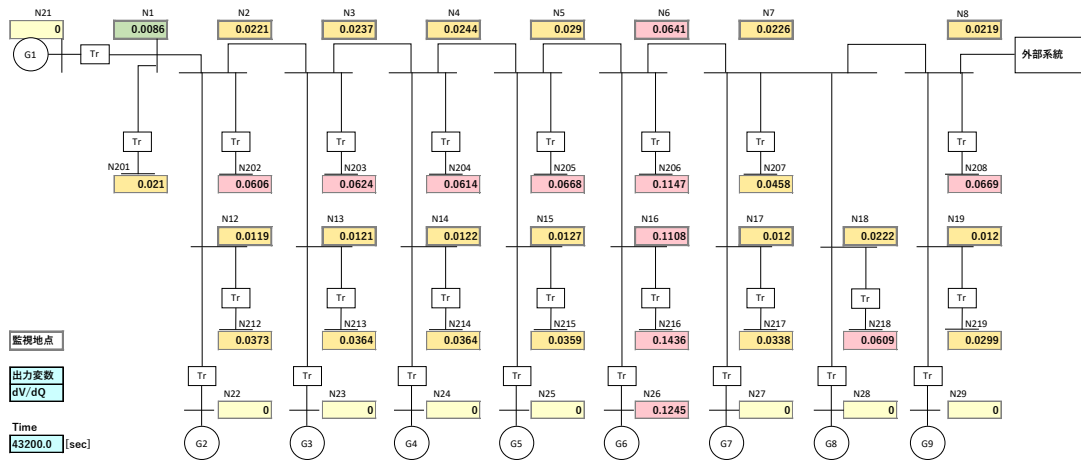
・一次側ノードに比べて二次側ノードの電圧感度は高い傾向にある。これは変圧器リアクタンス分だけ SG よりも電氣的距離が遠いことが影響している。提案制御を適用するにあたり、電圧しきい値を設定する上で一次側基準か二次側基準かは注意する必要がある。

・SG から近い S/S（N12～N19 に連系する S/S）よりも、遠い S/S（N1～N8 に連系する S/S）の方が電圧感度は大きい傾向にある。これも電圧維持源である SG からの電氣的距離が影響している。

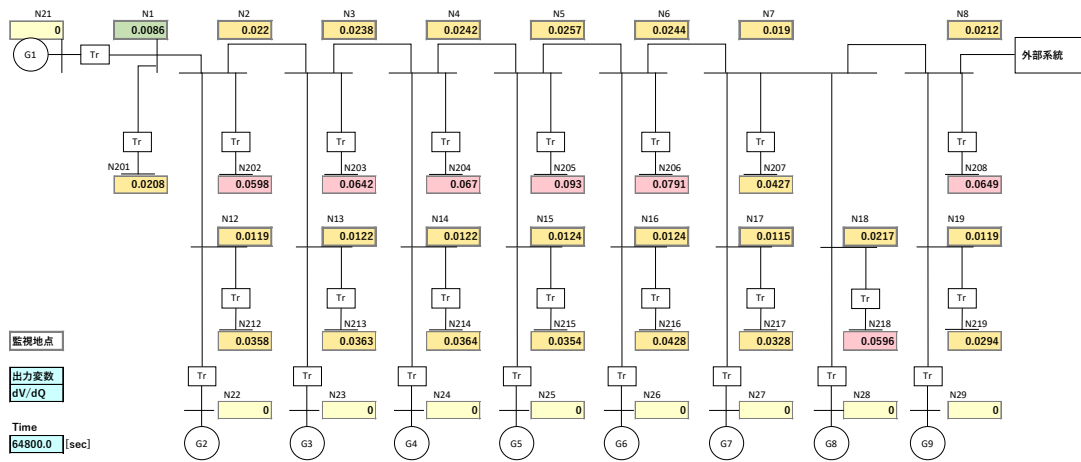
・G6 の SG が停止する時間帯に含まれる 12 時断面では、G6 近傍の電圧感度が大きくなり、電圧感度しきい値を超える傾向にある。本検討モデルでは電源が比較的均等に配置されているネットワーク構成の為、電圧感度が大きくなる場所は当該停止 SG の近傍地点（N6 及び N16 に連系する S/S）に限定される。すなわち、弱体化地点を判断する上で S/S 単位で系統状況を監視することが望ましい。



(a) 3時



(b) 12時



(c) 18時

図 5.4 S/S の一次側・二次側ノードの電圧感度マップ (case00)

(3) 電圧結果

前述に示した通り，SG 停止による電圧感度の上昇は限定的であり，その系統状況の変化は本検討モデルの場合，概ね 2 つ先の S/S までの影響が大きいことが分かる。そこで，以降では系統状況の変化を捉えている以下の 3 地点を代表地点として電圧結果について示すことにする。このうち N5, N6, N16 は S/S の一次側ノードに該当し，N205, N206, N216 は S/S の二次側ノードに該当する。

(a)通常地点：近傍に SG が存在し，電圧感度が小さい地点 (N5, N205 ノード)

(b)中間地点：通常地点に近い方の弱体化地点 (N6, N206 ノード)

(c)弱体化地点：近傍 SG が停止し，電圧感度が大きい地点 (N16, N216 ノード)

代表ノードの電圧トレンドを図 5.5 に示す。同図には 6 つの電圧結果を示しており，左側が S/S の一次側ノード電圧，右側が S/S の二次側ノード電圧を示している。電圧結果は 3 段で示されているが，上段が通常地点，中段が中間的な地点，下段が最も電圧感度が大きい地点に該当する。各図には複数の結果が示されているが，それぞれ以下の結果を示している。

- ・ 黒実線：対象ケースの電圧値
- ・ 黒破線：対象ケースの Vref
- ・ 緑実線：ベースケース(case00)の電圧値(5.2 節以降で比較用として表示)
- ・ 赤点線：電圧管理幅の上限値 V_{upper}
- ・ 赤破線：対象ケースの不動作領域の上限値 $V_{ref}+DB$
- ・ 青点線：電圧管理幅の下限値 V_{lower}
- ・ 青破線：対象ケースの不動作領域の下限値 $V_{ref}-DB$

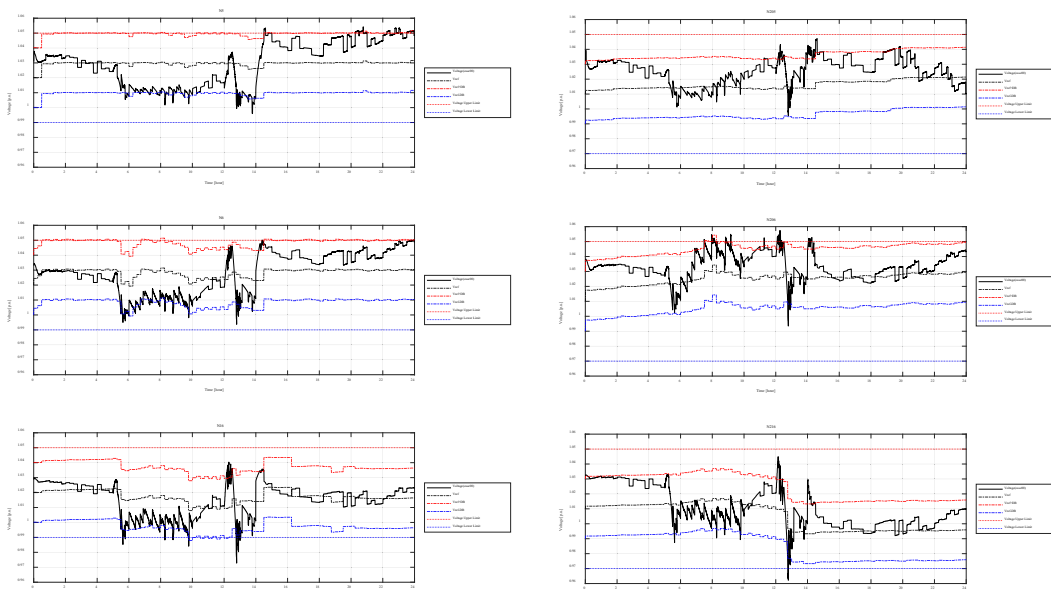


図 5.5 母線電圧結果 (case00, ベースケース, 提案制御なし)

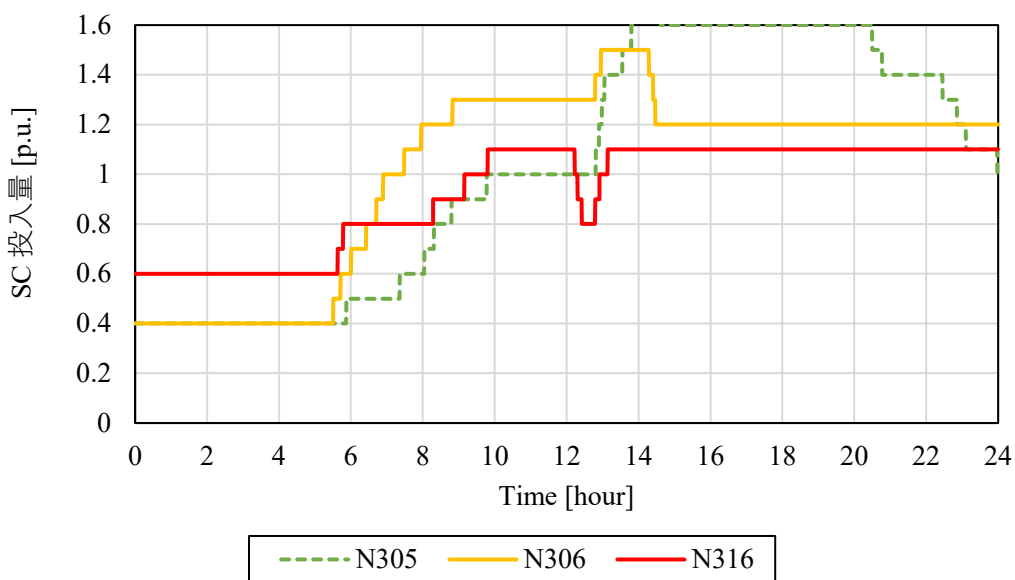
同図より、以下が考察できる。

- ・電圧結果を見ると、いずれの地点も電圧管理幅付近に分布していることが分かる。本検討では電圧制御対象機器の設備容量は確保されていることを前提条件としているため、電圧は極端に低下することなく、目標値付近に維持されていることが確認できる。
- ・各 S/S の一次側ノード、二次側ノードの電圧結果を比較したとき、二次側の方が電圧変動は大きいことが確認できる。これは前述の一次側と二次側の電圧感度の大きさに相似している。
- ・各 S/S の電圧結果を比較したとき、SG が停止する時間帯（5 時～14 時）の電圧変動が大きくなっていることが確認できる。この変動は通常地点から弱体化地点になるに従い大きくなり、電圧感度の大きさに相似している。
- ・本ケースは OPF 制御を適用したケースであるため、Vref は動的に設定される。このとき Vref が設定可能な範囲としては $V_{ref} + DB \leq V_{upper}$ 、もしくは $V_{ref} - DB \geq V_{lower}$ の範囲までを想定していることから、赤点線と赤鎖線、もしくは青点線と青鎖線が一致している状態が最大変化している状態を表している。同図より、通常地点（N5）、中間地点（N6）では、Vref が高め方向に設定されていることが分かる。これは OPF 制御による Ploss 最小化を実現するための Vref 設定が行われていることが確認できる。一方で弱体化地点では Vref は中央もしくは低めの値を示しているが、OPF の全体最適の影響によるものと推察される。ベースケースでは、目的関数に電圧偏差最小化と電圧違反を抑える効果は含まれているものの、電圧の維持を強める制御効果は含まれていないため、結果として、系統全体として違反量を最小化した Vref が設定されていると考えることができる。
- ・弱体化地点 N16 の電圧結果のトレンドを見ると、6 時付近から 10 時付近は電圧低下傾向が見られる。これは、負荷の増加により電圧の低下状態が続いていることが影響している。また 12 時には負荷急減により電圧は上昇する。その後、13 時付近では、負荷急増と RES の出力急減により電圧は低下した後、G6 の SG が再並列することで 14 時以降は電圧が落ち着きを示す。このシナリオの場合、弱体化地点では、朝方の電圧低下時の電圧管理幅の逸脱と昼間帯の負荷急変に対して電圧逸脱が発生しやすくなる。

(4) 電圧制御機器の動作結果

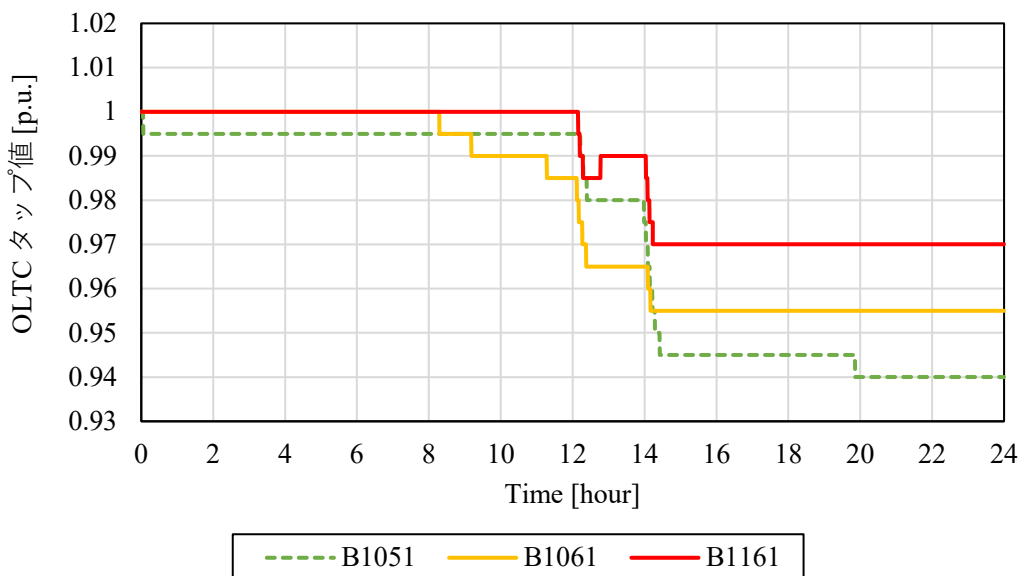
代表 S/S（以下 S5, S6, S16 のように一次側ノードに”S”をつけて呼称）の SC, OLTC の動作結果を図 5.6 に示す。本シナリオでは 5 時から G6 が解列すること、朝の立ち上がりによって負荷が増加することで、無効電力が必要となり 10 時付近まで SC の投入動作が続き、その後、12 時には負荷の急減により、電圧は上昇方向に作用するため、SC の解列、または OLTC のタップ下げ動作が働く。13 時には再度負荷の急増、RES の急減により、電圧は低下方向に作用するため、SC の再投入が行われる。14 時以降は SG の再並列により無効電力リソースの増加し、電圧は上昇方向に作用するため、OLTC のタップ下げ動作となる。各電圧制御機器は、監視点電圧が目標幅 $V_{ref} \pm DB$ を超え、そ

の電圧偏差量が一定の積分量に達した場合に動作する。電圧制御機器の動作は、上記の考察の通り想定通りではあるものの、朝の立ち上がり時の電圧低下による電圧管理幅の逸脱や、昼間帯の負荷急変時の電圧管理幅の逸脱が発生している状態である。これらを減らすことが今回の提案制御の目的に相当する。



(a) SC

N305:S5 の SC, N306:S6 の SC, N316:S16 の SC



(b) OLTC

B1051:S5 の OLTC, B1061:S6 の OLTC, B1161:S16 の OLTC

図 5.6 SC, OLTC の動作結果 (case00, ベースケース, 提案制御なし)

5.2 case01 Local VQCのみ適用ケース

本節では、Local VQC (S/S の電圧制御) のみを適用したケースを示す。ベースケースと比較した場合に、OPF 制御が無いため、Vref は電圧管理幅の中央付近に固定値として模擬される。代表ノードの電圧トレンドを図 5.7 に示す。同図には 2 つの電圧結果を示しており、本ケースの電圧結果を黒実線、ベースケース(case00)の電圧結果を緑実線で示している。両者を比較すると、黒実線の方が電圧管理幅に収まっている。これは、ベースケースの場合、Vref を調整することで Vref+DB の不動作領域と Vupper~Vlower の電圧管理幅の裕度が狭まる場合があり、その際に電圧が急変すると、電圧逸脱が発生するためである。一方、case01 の場合は Vref が固定値のため、不動作領域と電圧管理幅には常に一律の裕度が保たれており、不動作領域を超えた場合に電圧管理幅に達する前に電圧制御機器動作により電圧が引き戻されていることがベースケースよりも逸脱が少ないことに影響していると考えられる。

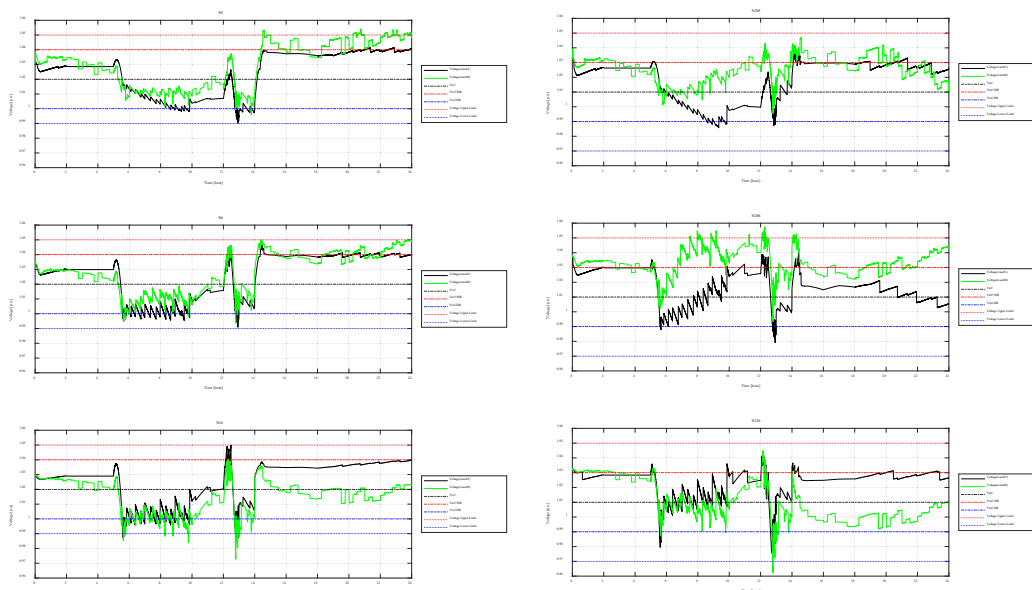


図 5.7 母線電圧結果(case01, Local VQCのみ, 提案制御なし)

ベースケース case00 と case01 の Vref 結果を図 5.8 に示す。case00 は OPF 制御を不適用のため、Vref は固定値を示している。case00 と case01 を比較すると、OPF 制御の効果により、各地点ともに Vref は高めに設定されていることが確認できる。

このときの基幹系統の送電線の有効電力損失 Ploss を図 5.9 に示す。同図に示すように両者に優位な差は見られなかった。これは、図 5.7 において一次側ノード電圧については黒実線と緑実線が類似していることから、Vref としては差があるものの、いずれも不動作領域内で電圧が推移しており、電圧トレンドに大きな差がなく、Ploss として有意と言えるほどの差が得られなかったものと考察される。

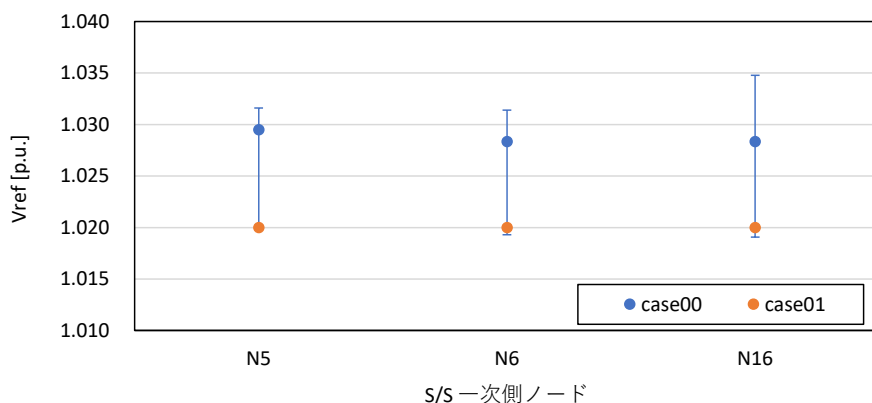


図 5.8 母線電圧結果 (case01, Local VQC のみ)
エラーバーは case00 の最大・最小範囲を表している

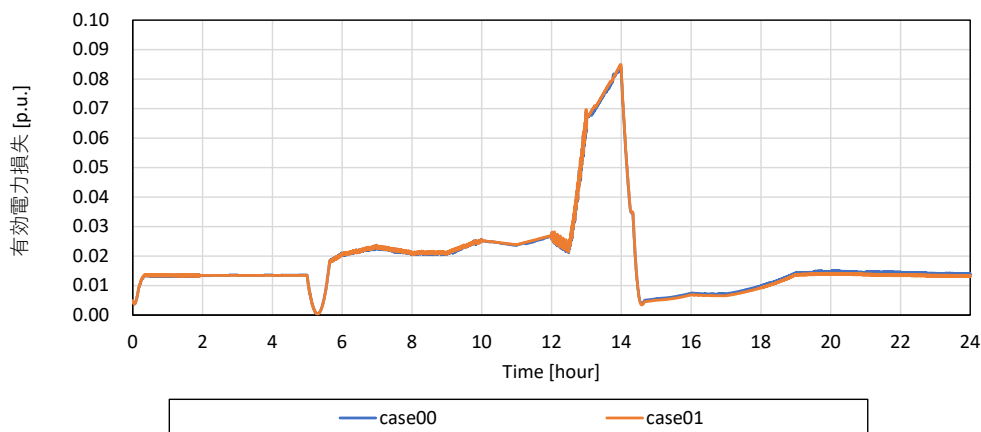


図 5.9 送電線の有効電力損失 (case01, Local VQC のみ)

5.3 case02 DB 制御適用ケース

本節では、Local VQC (S/S の電圧制御) +DB 制御を適用したケースを示す。ベースケースと比較した場合に、OPF 制御が無いため、Vref は電圧管理幅の中央付近に固定値として模擬されるが、DB は可変に設定されるため、不動作領域は可変となる。代表ノードの電圧トレンドを図 5.10 に示す。

提案制御は弱体化地点に対して DB を可変設定する方法であり、赤破線 (Vref+DB) と青破線 (Vref-DB) が変更対象となる。同図にて、3 地点の S/S の電圧を見たとき、通常地点 (N5, N205) では DB が固定値であることから DB 制御が動作しないことを意味している。これは、前述の電圧感度 (図 5.2) を見たとき、しきい値よりも低く電圧維持能力が高いことによる。一方、中間地点 (N6, N206) と弱体化地点 (N16, N216) では、SG が停止する時間帯 (5 時~14 時) において DB 幅が変化している事がわかる。これは、当該地点の電圧感度がしきい値を超えたために、電圧維持優先に制御戦略が切

り替わったためである。

ここで DB の設定幅について確認する。本ケースは OPF 制御不適用のため、Vref は固定値となる。同図にて黒実線が case02 の電圧結果であり、緑実線がベースケースの電圧結果に相当する。ここで、N6, N206, N15 の電圧に着目したとき、電圧が不動作領域を超えた後に、電圧は Vref 付近（黒破線）まで直ちに引き戻されていることがわかる。これは、DB 制御で系統各部の電圧感度を基に動的に DB 幅を設定していることによるもので、これにより Vref に対する電圧の追従性（制御性能）が向上し、電圧は Vref 付近に分布することになり、結果的に電圧逸脱の発生頻度が軽減する。なお、DB 幅は 5 時以降徐々に増加傾向を示しているが、これは系統の電圧感度が変化しているためである。

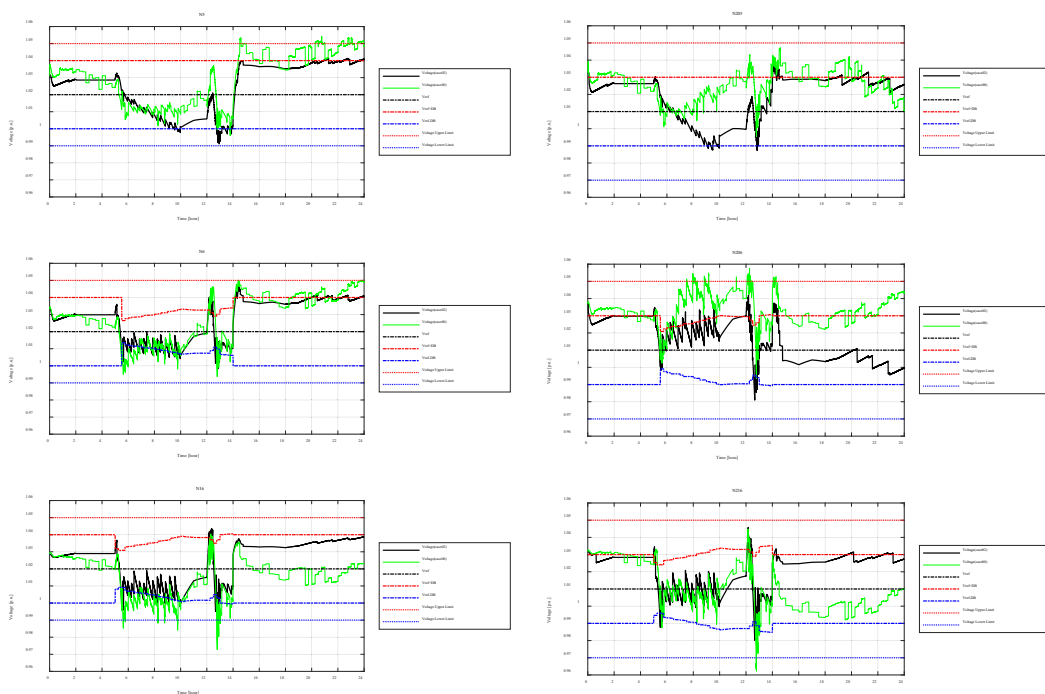


図 5.10 母線電圧結果(case02, Local VQC + DB 制御)

弱体化地点 N16 を含む S/S の残余需要（負荷-RES）を横軸に、一次側電圧を縦軸とした P-V カーブを図 5.11 に示す。同図では一日を特徴的な時間帯で 4 分割して色付けして示している。0 時～5 時、15 時～24 時は G6 が並列しており電圧維持能力が確保できているため、P の変化に対する電圧変化は小さい。一方で、5 時～12 時、12 時～15 時は G6 が解列しており、N16 を含む S/S の電圧維持能力が低下している。そのため、P の変化に対する電圧変化が大きくなる。本ケースでは、設備容量が十分確保されているため、電圧は維持可能となっているが、SG が停止し、更に流通設備も容量限度に達した場合は、提案制御であっても電圧を維持することは困難となる。

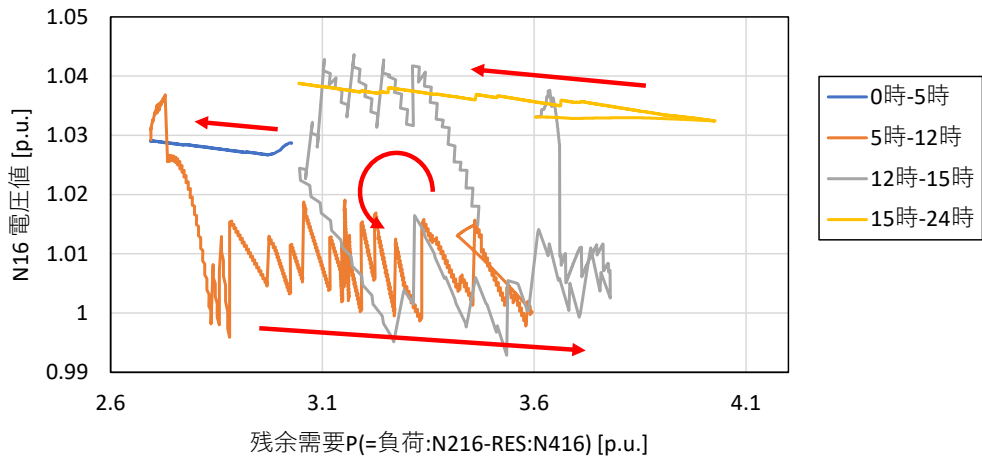
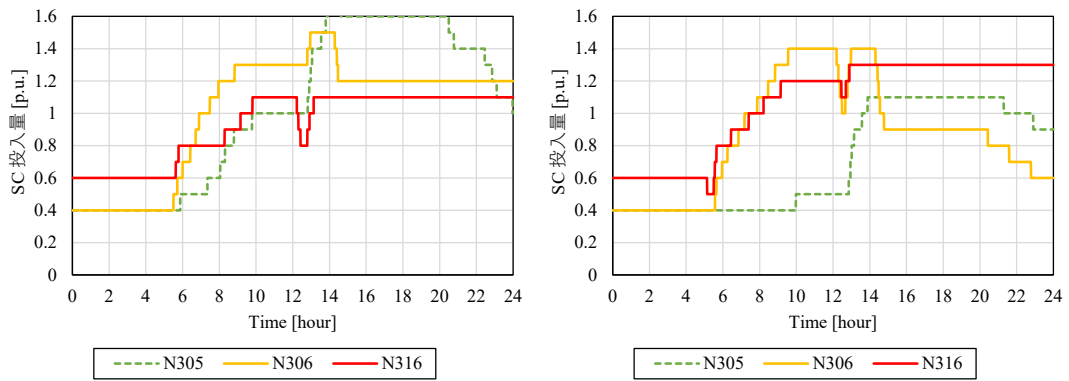
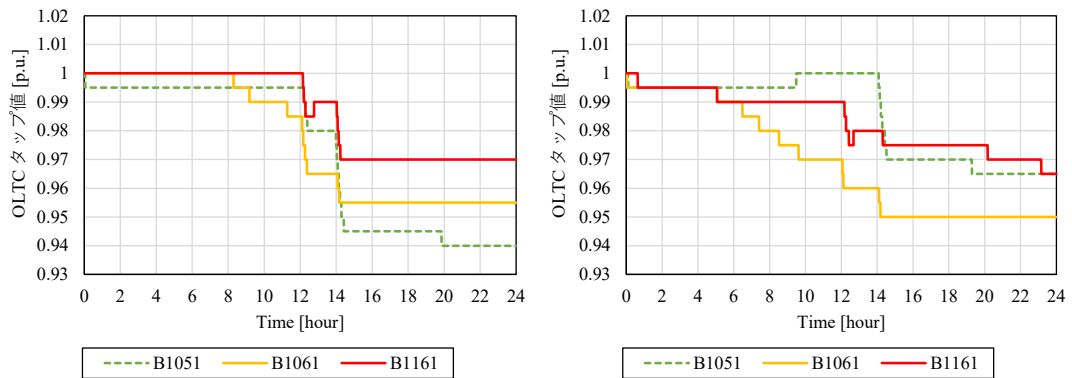


図 5.11 弱体化地点 N16 の P-V カーブ推移 (case02, Local VQC+DB 制御)



(a) SC



(b) OLTC

図 5.12 SC, OLTC タップの動作結果 (左 : case00 (ベースケース, 再掲), 右 : case02)

代表 S/S の SC, OLTC の動作結果を図 5.12 に示す。左にベースケース, 右に case02

の SC 及び OLTC の動作結果を示している。同図に示すように、弱体化地点である N6, N16 ではベースケースに比べて先行的な機器動作を示している。これは、提案手法は弱体化地点に対して DB 幅を制御し、系統特性に従い電圧維持機能を強める方法であり、今回の場合 DB を狭めることで不動作領域が狭まり、SC, OLTC に先行的に動作を促す効果が働くためである。なお、SC は並列動作であるのに対して、OLTC が下げ動作を示しているのは、SC の並列動作が一次側ノード、二次側ノードのいずれに対しても電圧上昇効果が働くためであり、その電圧上昇に対する二次側ノード電圧の補正を OLTC のタップの下げ動作にて対応しているためである。

弱体化地点 S6, S16 の S/S の一次側ノード電圧 V1 と二次側ノード電圧 V2 の分布を図 5.13 に示す。左側には case01 (Local VQC のみ) を右側には case02 (Local VQC+DB 制御) を示しており、これらを比較することで case02 の DB 制御の効果を確認する。なお、両ケースともに OPF 制御は不適用のため、Vref は固定値となり、V1 の Vref である 1.02 [p.u.] と V2 の Vref である 1.01 [p.u.] を XY 方向の軸として表示している。同図には不動作領域に相当する電圧範囲を緑の枠で示しており、case01 は DB が固定値のため、領域は固定として表示しており、一方で case02 は DB が可変のため、取りうる最小値・最大値を基に 2 つの不動作領域を示している。これらの領域は時間帯によって動的に変化していく。ここで、電圧結果を見ると case02 の方が中央付近に分布が推移しており、Vref に対する追従性が上がっていることが確認できる。

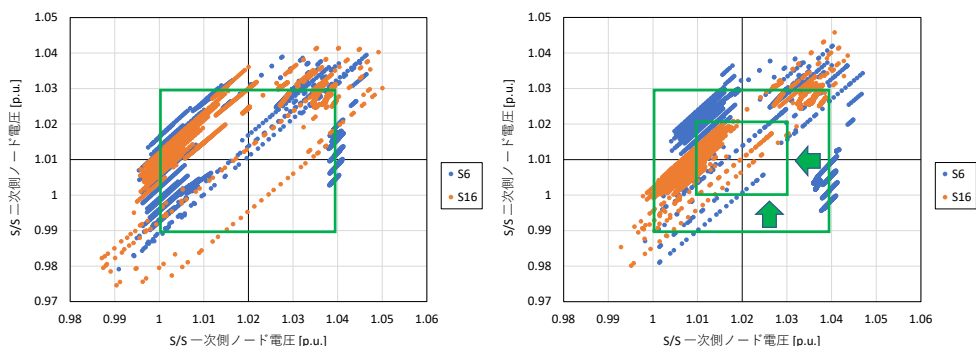


図 5.13 弱体化地点 S6, S16 の V1-V2 分布 (左 : case01, 右 : case02)

5.3 case03 Vsched 制御適用ケース

本節では、Local VQC+OPF 制御に加えて Vsched 制御を適用したケースを示す。ベースケースと比較した場合に、両者ともに DB 制御は不適用であるため不動作領域は同様であるが、OPF 制御で生成される Vref の設定方法が異なってくる。代表ノードの電圧トレンドを図 5.14 に示す。

提案制御である Vsched 制御は、弱体化地点に対して電圧スケジュール値を再設定する方法である。具体的には、電圧の低下状態が継続する場合には、電圧を持ち上げる

Vsched が生成され、電圧の急変が予想される場合には、急変方向を抑制するように Vsched が生成される。

同図にて、通常地点 (N5, N205) においては case00 と case03 の有意な差は見られないのは、当該地点は電圧維持能力が確保されており、提案制御が機能しないためである。これらの箇所では、従来制御通りに Vref が生成され、今回の場合、一次側ノード電圧を高めることで、Ploss 最小化を実現する電圧状態を作るよう動作する。

一方、弱体化地点 (N6, N206, N16, N216) では、動作条件が成立し、Vsched 制御が機能する。case03 と case00 と比較したとき、電圧は、より中央付近に分布していることが確認できる。特に、特徴的な部分は N206 の電圧であるが、case00 の場合、OPF 制御による電圧高めを実現するために、電圧が電圧上限値付近に推移しており、これにより電圧逸脱の発生頻度が多かったものの、提案制御を考慮した case03 の場合、電圧を引き戻すように Vsched が生成されて、Vref 自体が低めに生成されることで、電圧逸脱の発生頻度が軽減されている。このように、Vref を生成するための補助入力である Vsched を動的に制御することでも、電圧逸脱を軽減できることが可能となる。ただし、DB 幅は固定値のため、どれだけ Vref を上手く制御したとしても、実際の電圧には DB に伴う不動作領域の制御裕度が存在するため、電圧逸脱を完全に抑えること出来ない。

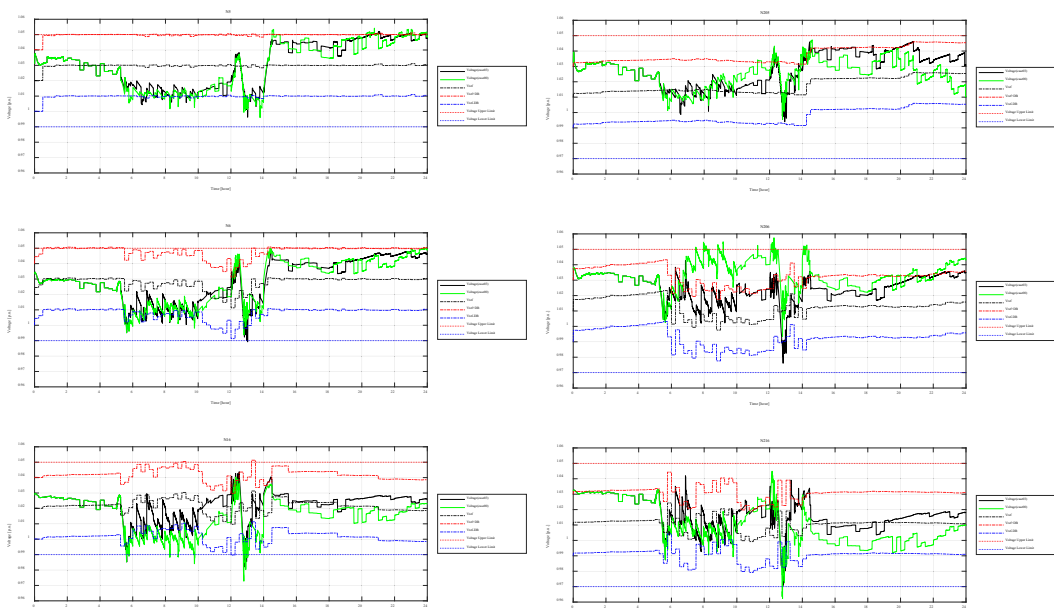


図 5.14 母線電圧結果(case03, Local VQC+OPF 制御+Vsched 制御)

弱体化地点 (N6, N206, N16, N216) における Vref の指令値のみを抽出したものを図 5.15 に示す。同図にはベースケース (case00) と本ケース (case03) の Vref を示している。N16 では、5 時~10 時付近に継続的に電圧が低下傾向になるため、Vref が高めに設定されるようになる。一方で、N206 では逆に電圧が高めの傾向にあることから、Vref

は低めに設定される。また、12時には負荷の急減が発生するため、電圧は上昇傾向を示す為、全地点通じて、Vrefを下げる指令値が設定されている。

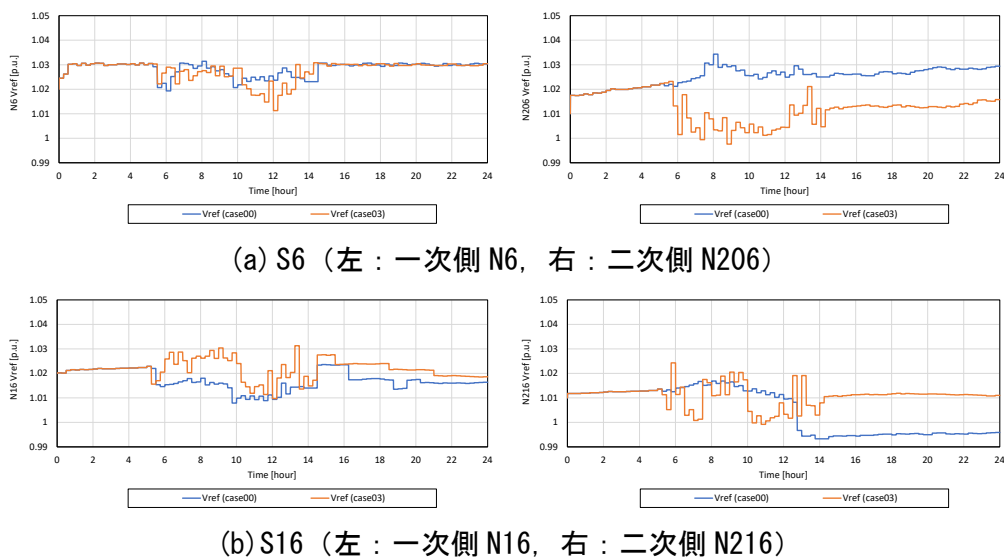
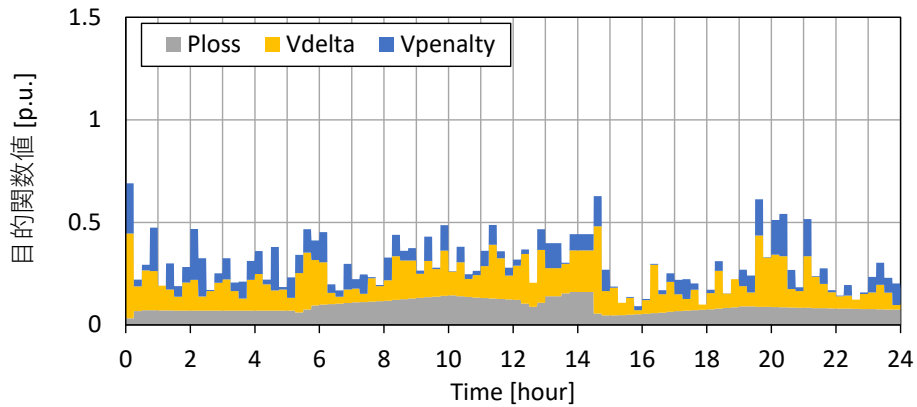


図 5.15 弱体化地点 S6, S16 の Vref 指令値 (case00 (青), case03 (橙))

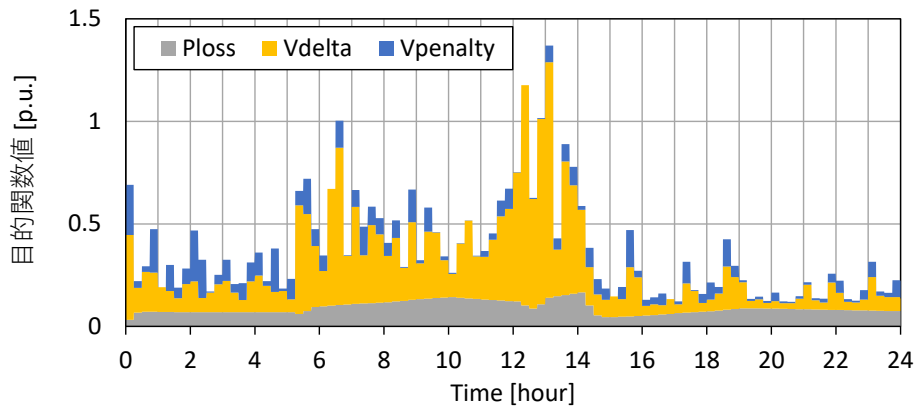
case00 (ベースケース) と case03 (+Vsched 制御) における OPF 制御の目的関数の推移を図 5.16 に示す。同図は目的関数を構成する 3 つの要素の積み上げグラフを表しており、Ploss が送電損失項、Vdelta が電圧偏差項、Vpenalty が電圧違反のペナルティ項として重み係数を考慮した値として示している。同図より、ベースケースは従来の OPF 制御であるため、各時間帯で目的関数の構成要素に違いはなく、同じ程度の評価関数値が制御結果として得られている。一方で、case03 の場合、5 時～14 時が弱体化地点の発生時間帯で目的関数が大きな値を示している。これは、弱体化地点では電圧維持効果を強めるために、重み係数を大きくしているためである。また、当該時点では他の目的関数要素 (Ploss, Vpenalty) よりも Vdelta の占める割合が大きく、OPF としては弱体化地点の電圧偏差項の最小化が支配的に作用することになる (表 5.1 参照)。

表 5.1 目的関数 (平均値) の比較

期間	case	case 概要	目的関数 (平均値) [p.u.]		
			Ploss	Vdelta	Vpenalty
日中帯(5-14h)	case00	Local VQC +OPF	0.119	0.149	0.065
	case03	Local VQC +OPF+Vsched 制御	0.119	0.407	0.057
終日	case00	Local VQC +OPF	0.091	0.138	0.068
	case03	Local VQC +OPF+Vsched 制御	0.090	0.220	0.059



(a) case00



(b) case03

図 5.16 OPF 制御の目的関数値

5.4 case04 DB 制御+Vsched 制御適用ケース

本節では、Local VQC+OPF の従来制御に加えて、提案制御である DB 制御と Vsched 制御を組み合わせたケースを示す。ベースケースと比較した場合に、弱体化地点は電圧維持を目的とした電圧スケジュール値 Vsched に基づき OPF 制御にて Vref が動的に設定され、また不動作領域を決める DB も可変に設定される。代表ノードの電圧トレンドを図 5.17 に示す。同図に示す通り、通常地点 (N5, N205) については、電圧感度が小さく電圧維持能力が確保されているため、DB 制御と Vsched 制御は不動作となる。そのため、ベースケースと本ケースで電圧結果に有意な差は見られない。一方、弱体化地点 (N6, N206, N16, N216) については、DB 制御と Vsched 制御が動作する。このとき、Vref は前節同様、電圧低下が継続している時間帯に電圧を引き上げ (逆の場合は、電圧を引き下げ)、負荷急変時には逆方向に作用するようスケジュール値を生成し、それに従った Vref が生成される。従来制御と比較して電圧は中央付近分布していることから、制御効果が得られており、これにより電圧逸脱は軽減していることが確認できる。

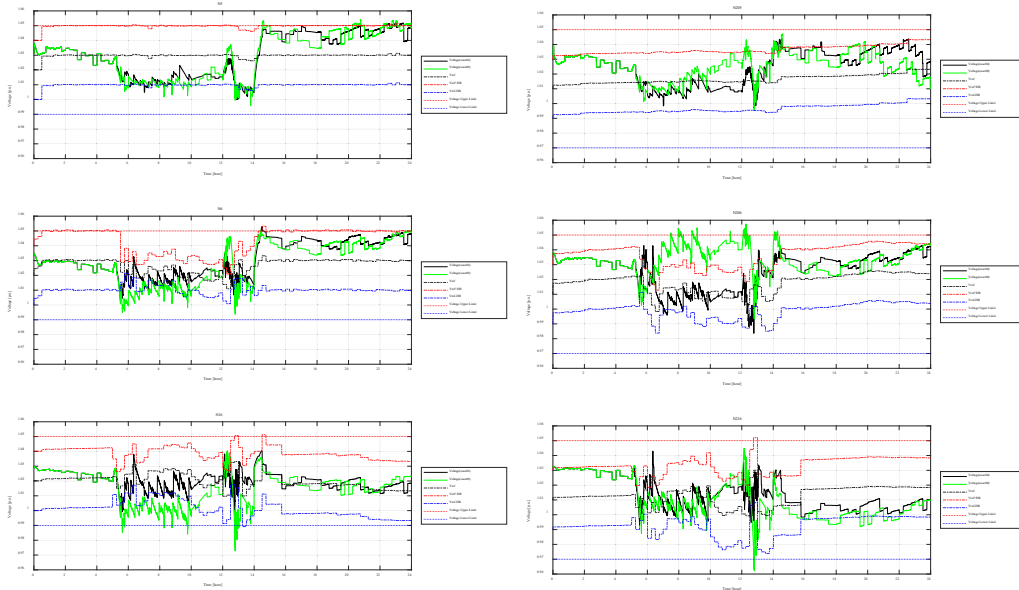
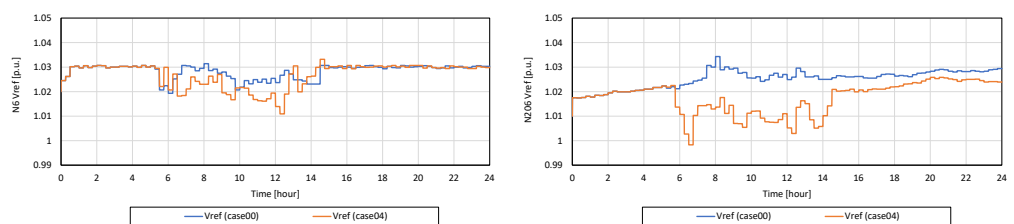
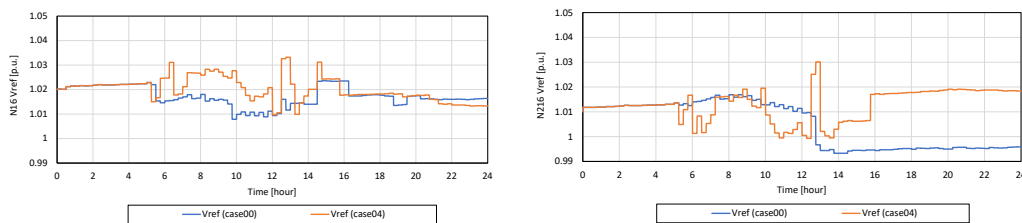


図 5.17 母線電圧結果 (case04, Local VQC+OPF 制御+DB 制御+Vsched 制御)

弱体化地点 (N6, N206, N16, N216) における Vref の指令値を図 5.18 に示す。同図に示す通り、5 時~12 時のように、電圧が運用管理範囲の中央値から継続的に低下 (上昇) する場合には、Vref は高め (低め) に設定され、12 時~13 時のように、負荷増加・低下によって電圧の急増 (急減) が予想される場合には、Vref は低め (高め) に設定されていることが確認できる。



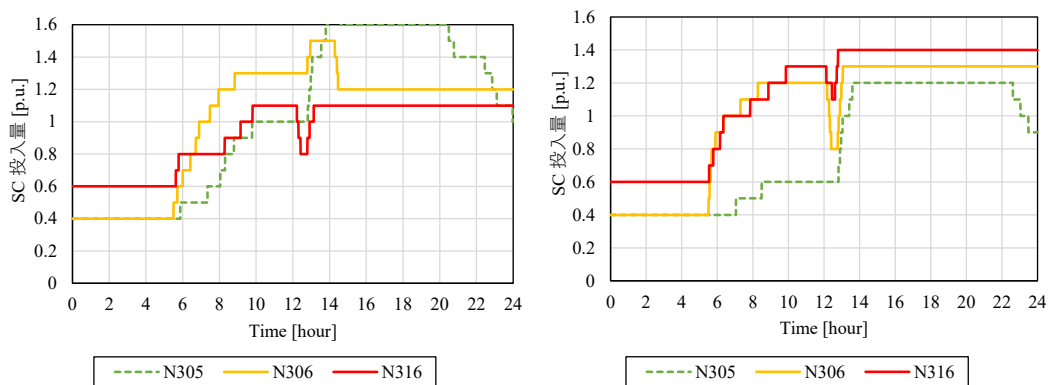
(a) S6 (左 : 一次側 N6, 右 : 二次側 N206)



(b) S16 (左一次側 N16, 右 : 二次側 N216)

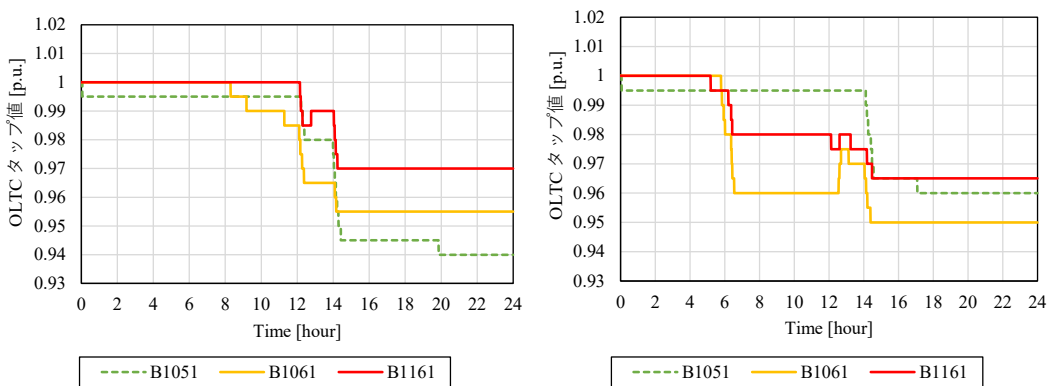
図 5.18 弱体化地点 S6, S16 の Vref 指令値 (case00, case04)

S/S の電圧制御機器の動作を図 5.19 に示す。前節までと同様、左にベースケース、右に case04 の SC 及び OLTC の動作結果を示している。同図に示すように、弱体化地点である N6, N16 ではベースケースに比べて投入動作が速いことが分かる。これは、DB を狭めることで不動作領域が狭まり、SC 設備、OLTC が先行的に動作を促す効果が働くためである。なお、SC は並列方向（正方向）の動作であるのに対して、OLTC が下げ動作を示しているのは、SC の並列動作が一次側ノード、二次側ノードのいずれに対しても電圧上昇効果が働くためであり、その電圧上昇に対する二次側ノード電圧の補正を OLTC のタップの下げ動作にて対応しているためである。



(a) SC

N305:S5 の SC, N306:S6 の SC, N316:S16 の SC



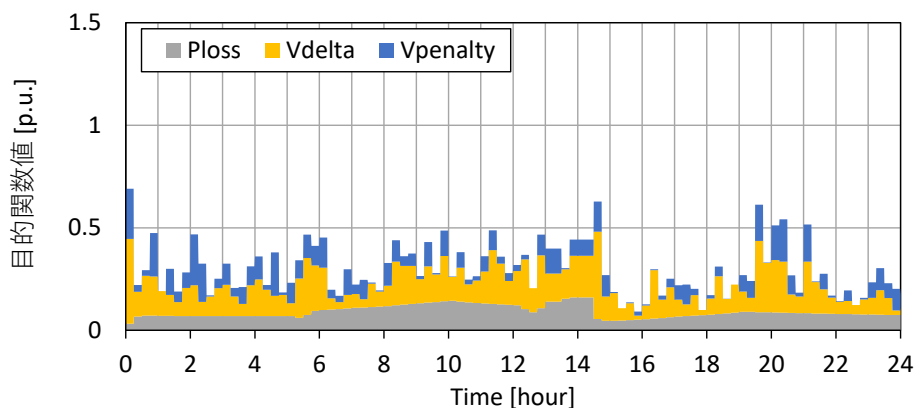
(b) OLTC

B1051:S5 の OLTC, B1061:S6 の OLTC, B1161:S16 の OLTC

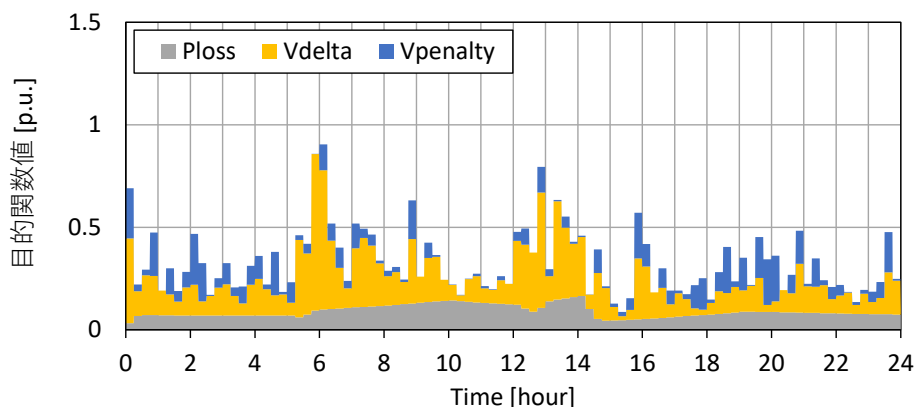
図 5.19 SC, OLTC タップの動作結果 (左 : case00, 右 : case04)

case00 (ベースケース) と case04 (+DB 制御+Vsched 制御) における OPF 制御の目的関数の推移を図 5.20 に示す。前節までと同様、同図は目的関数を構成する 3 つの要素の積み上げグラフを表している。図 5.16 と比較すると、目的関数のうち電圧偏差項

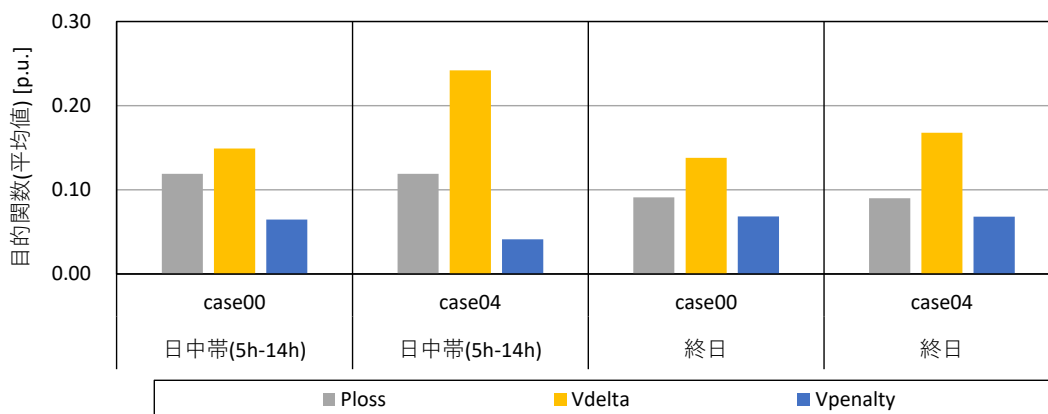
(Vdelta) が小さくなっていることが確認できる。これは、DB 制御が加わることで、不動作領域 ($V_{ref} \pm DB$) の範囲が狭まり、電圧と V_{ref} の偏差量が小さくなるためである。目的関数の各要素の平均値を見ると、日中帯の電圧偏差項の影響が大きいことから、他の時間帯と比較して、電圧維持優先の制御戦略を実現していることが分かる。



(a) case00



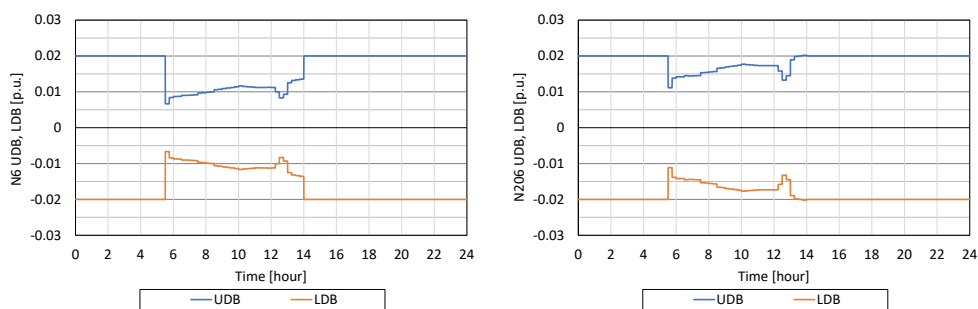
(b) case04



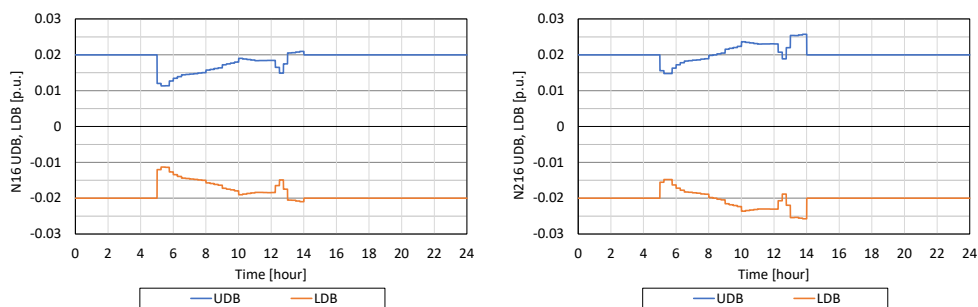
(c) 平均值

図 5.20 OPF 制御の目的関数値

case04 における弱体化地点の S/S (S6, S16) 電圧制御機器の DB 幅の推移を図 5.21 に示す。左側が一次側ノード、右側が二次側ノードを表しており、各図には上限側 DB (UDB) と下限側 DB (LDB) の 2 つを示している。5 時過ぎの G6 の停止操作を受けて解列に至った後に電圧感度はしきい値を超え、DB 制御が動作する。一次側ノードと比較して二次側ノードの方が電圧は変動しやすいため、DB 幅も二次側ノードの方が大きく設定される。また、S6 と S16 を比較したとき、S16 の方が電圧感度は大きいことから、DB 幅も大きめに設定されていることが確認できる。DB の設定範囲として、DB 最小しきい値(DBmin)は 0.005 [p.u.]を想定しているが、トリガ条件となる電圧感度のしきい値を 0.05 [p.u.]と設定していることから（正確には電圧感度しきい値 0.05 [p.u.]に対して SC 単位操作量 0.1 [p.u.]であることから、機器動作時の電圧変化量 $\Delta V=0.05*0.1=0.005$ [p.u.]になる）、本ケースではいずれも DBmin より大きな DB が設定されている。一方、上限側については特段の制約を設けていないため、DB のデフォルト値 $DB_0=0.02$ [p.u.]よりも大きな値が設定されている時間帯も発生している。これは系統の特性上、機器動作時の電圧変化量 $\Delta V > DB_0$ を超えていることを意味し、 DB_0 のままだと系統状況と制御整定値がマッチしていない状況に相当する。提案制御はこのような状況でも電圧変動に基づき整定値を自動的にチューニングできることから、効果的な方法であると言える。ただし、提案制御は系統の電圧特性を改善するものではないため、可変設定される DB が電圧管理幅 (DB_0 , この例では 2%) よりも大きくなる場合は、電圧維持能力の確保のための設備・運用対策を検討することが望ましい。



(a) S6 (左：一次側 N6, 右：二次側 N206)



(b) S16 (左一次側 N16, 右：二次側 N216)

図 5.21 S/S の DB 値

5.5 各ケースの制御結果の比較

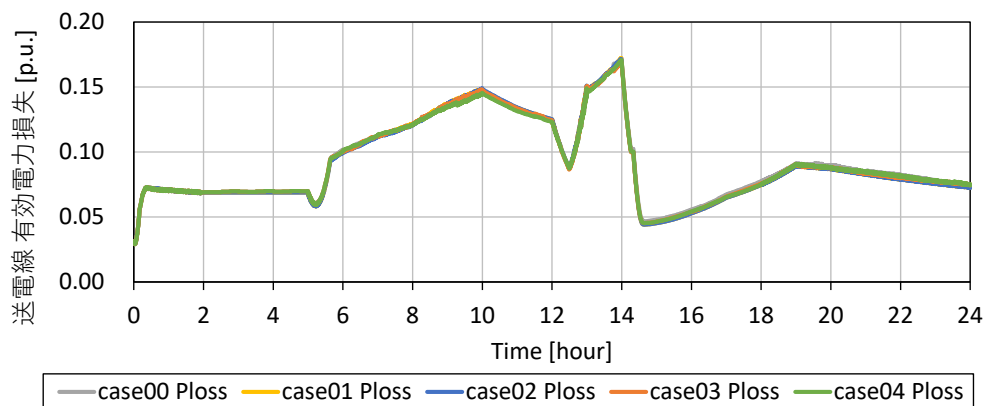
前節までに各制御効果について有効性を確認した。ここでは、各適用ケースの制御効果について比較・考察する。今回の制御の目的としては大きく2つあり、経済性確保とセキュリティ確保（電圧維持）、この両立である。そこで、以下について評価を行う。

- 送電損失（経済性評価）
- 電圧逸脱発生頻度・電圧分布（電圧維持評価）
- 機器動作回数（制御能力評価）

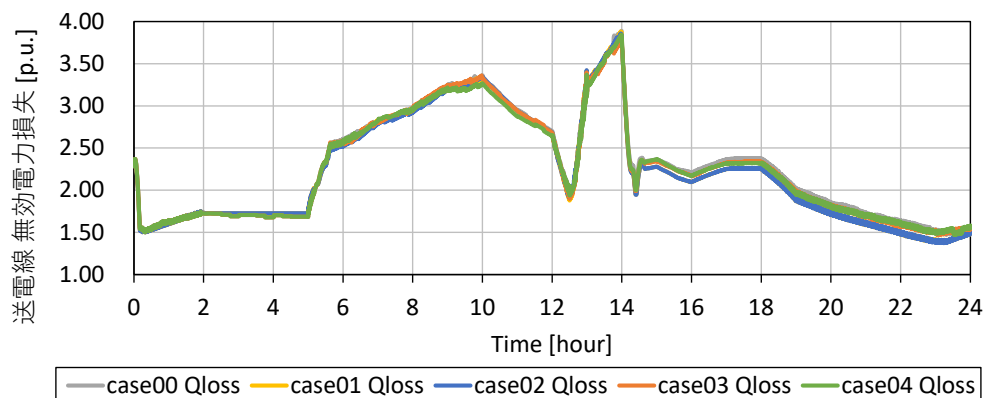
制御能力を指標化するにあたり、(1) 分析期間全体（終日）と (2) 弱体化地点が発生し、制御のコーディネートが行われる5時～14時の期間（日中帯）に分けて評価する。

(1) 送電損失

各ケースにおける基幹系統の送電損失を図5.22に示す。同図には有効電力及び無効電力損失を示している。有効電力損失の違いはわずかであるが、無効電力損失については弱体化地点が発生する時間帯にて削減効果が見られる。



(a) 有効電力損失



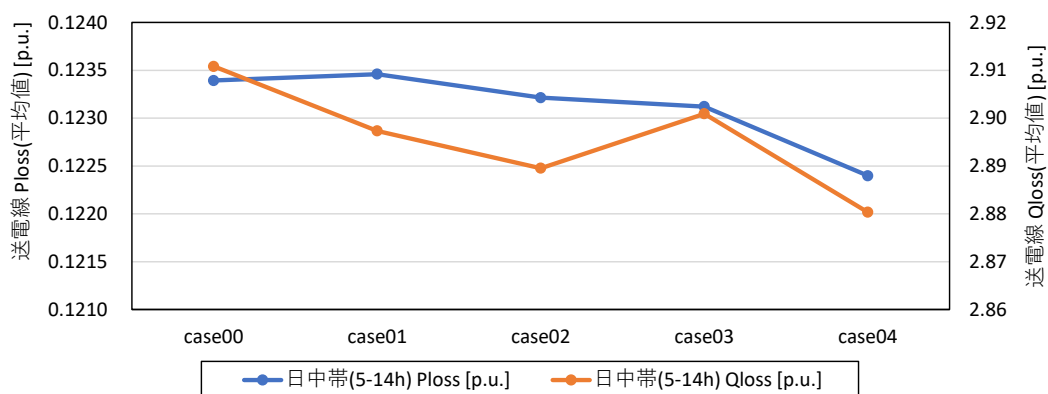
(b) 無効電力損失

図 5.22 送電損失値

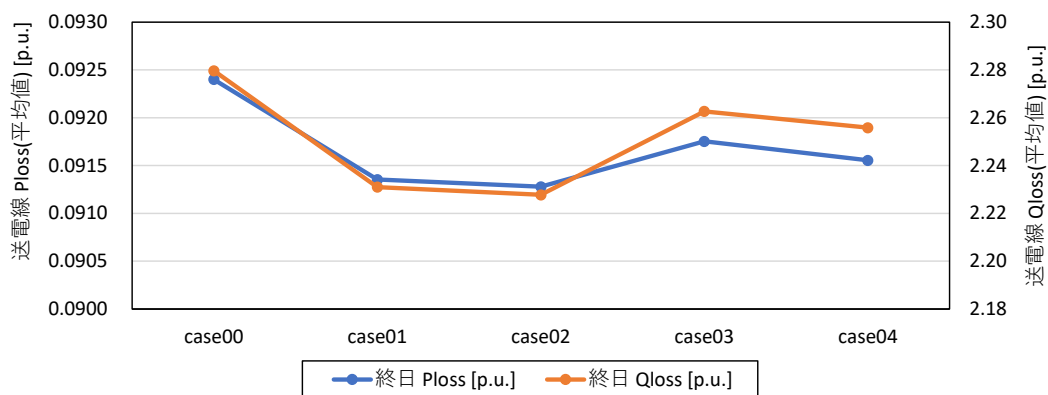
送電損失について、日中帯と終日期間の平均値の数値結果を表 5.2 に、これらをグラフ化したものを図 5.23 に示す。提案制御を適用することで、弱体化地点が発生する日中帯でもベースケースと同等のレベルを維持しつつ、ベースケースに対し 1%程度の改善効果があることが確認できる。これは 6 時～12 時頃の N6, N16 の電圧引き上げ効果（損失軽減）と N206 のような電圧の引き下げ効果（損失増加）を総合した結果である。

表 5.2 送電損失の比較

制御項目		case00	case01	case02	case03	case04
Local VQC		○	○	○	○	○
OPF 制御		○			○	○
DB 制御				○		○
Vsched 制御					○	○
日中帯(5-14h)	Ploss [p.u.]	0.1234	0.1235	0.1232	0.1231	0.1224
日中帯(5-14h)	Qloss [p.u.]	2.9108	2.8973	2.8895	2.9009	2.8803
終日	Ploss [p.u.]	0.0924	0.0914	0.0913	0.0918	0.0916
終日	Qloss [p.u.]	2.2797	2.2310	2.2278	2.2627	2.2559



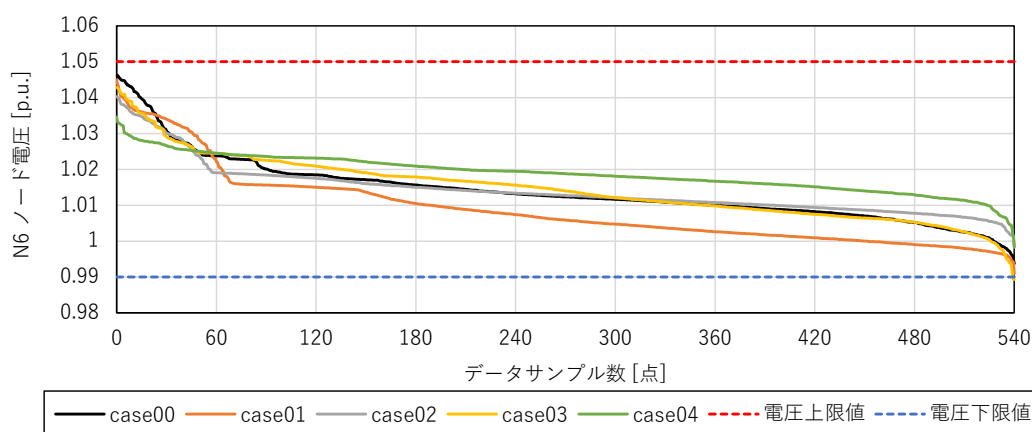
(a) 日中帯 (5 時-14 時)



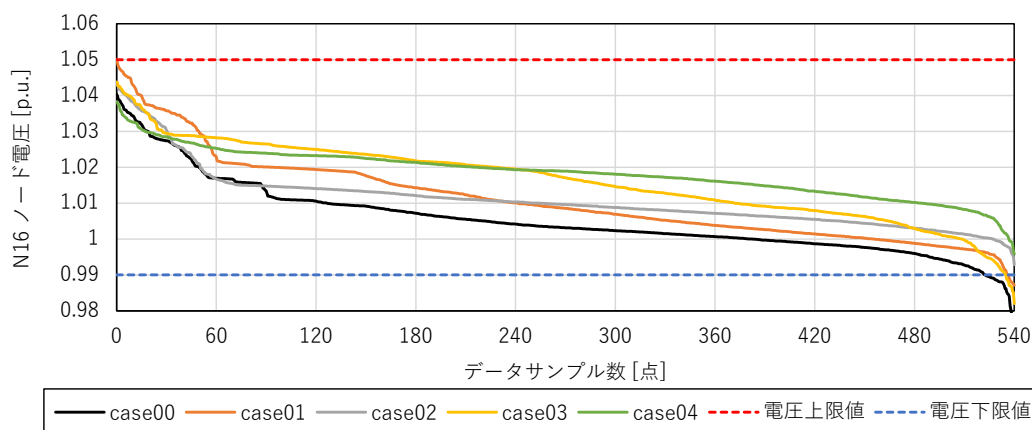
(b) 終日

図 5.23 送電損失の比較 (表 5.2 のグラフ化)

弱体化地点 (N6, N16) の日中帯における各ケースの電圧のデレレーションカーブを 図 5.24 に示す。同図には電圧管理目標値である電圧上限値・電圧下限値も示している。提案制御は概して 2 つの効果がある。一つは上下限値の逸脱を回避する効果である。これは、弱体化地点では V_{ref} との追従性を高める効果が働くため、 V_{ref} が電圧管理幅内で設定されている場合、 V_{ref} と電圧の近接度が増す。そのため、デレレーションの両極に位置する条件では範囲内で設定される V_{ref} への追従性が上がり、電圧自体が管理範囲内に収まりやすくなる。もう一つは電圧を中央に引き戻す効果である。OPF 制御に入力される電圧スケジュール値 V_{sched} は予測電圧に対してドループ特性を考慮して設定される。このドループ特性は電圧管理幅の中央値を基準として、引き戻しの効果が働くため、結果として、電圧は管理範囲内の中央値に分布しやすくなる。同図にて case00 (黒) や case01 (橙) と比較したとき、case04 (緑) で両極の電圧が上下限値に対して裕度が確保され、かつ全体的に電圧が中央に分布しているのは、これらの管理範囲への引き戻し効果が働くためである。



(a) N6 ノード



(b) N16 ノード

図 5.24 弱体化地点の電圧値のデレレーションカーブ

(2) 電圧逸脱発生頻度

各ケースにおける電圧上下限値を逸脱する頻度を基に算出した逸脱発生時間 [min] を表 5.3 に示す。30 秒単位のシミュレーションであることから、1 回の逸脱を 30 秒の逸脱時間として換算する。同表には日中帯と終日の時間帯別の逸脱発生頻度を示している。日中帯において、case00（ベースケース）では、弱体化地点（N16, N206）での電圧逸脱が多く発生しているが、提案制御を適用した case02, case03, case04 では、逸脱の発生頻度が軽減していることが確認できる。一方で、終日においては、case00 に比べて日中帯ほど改善効果は見られないが、これは弱体化地点が発生していない時間帯では提案制御が動作しないためである。なお、通常地点（N5）では、上限値の逸脱が目立つが、これは Ploss を削減するため、Vref が高めに設定されていることによる。ただし、この時間帯は電圧維持能力が高く、それほど問題視する必要はないと考えている。もしこの電圧逸脱も回避したいのであれば、従来制御である OPF で設定可能な Vref の範囲 (V_{OPF_lower} , V_{OPF_upper}) に裕度を与えれば良いが、その場合 OPF の求解可能な Vref の範囲が狭まるため Ploss の削減効果は低下する。

表 5.3 電圧逸脱の発生頻度 [min]

(a) 日中帯 (5-14h)

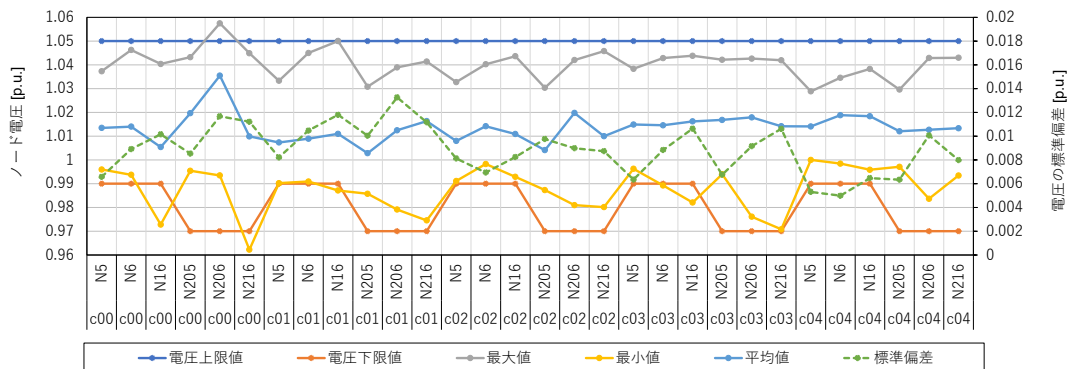
ノード	case00	case01	case02	case03	case04
N5	0	0	0	0	0
N6	0	0	0	1.0	0
N16	17.5	4.5	0	5.5	0
N205	0	0	0	0	0
N206	29.5	0	0	0	0
N216	2.0	0	0	0	0

(b) 終日

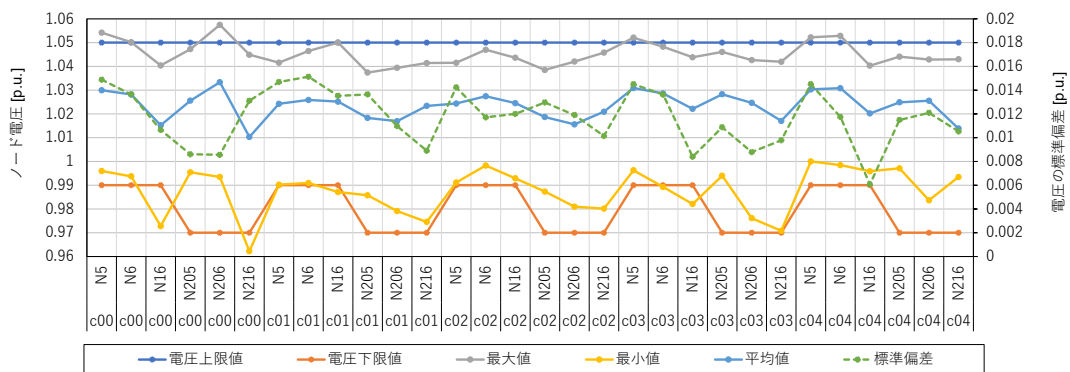
ノード	case00	case01	case02	case03	case04
N5	98.5	0	0	68.5	51
N6	1.5	0	0	1.0	8.0
N16	17.5	4.5	0	5.5	0
N205	0	0	0	0	0
N206	37.5	0	0	0	0
N216	2.0	0	0	0	0

(3) 電圧分布

各ケースにおける電圧の最大・最小値、平均値、標準偏差を図 5.25 に示す。監視点として通常地点（N5, N205）と弱体化地点（N6, N16, N206, N216）の各指標について、日中帯と終日に分けて示している。case00 では、電圧上下限値からの逸脱が見られるが、提案制御を適用した場合、前述の考察の通り、上下限の逸脱が軽減していることが確認できる。また、提案制御により、電圧の標準偏差が小さくなっていることも確認できる。これは電圧のばらつき（電圧変動）が小さくなっていることを意味する。



(a) 日中帯 (5時-14時)



(b) 終日

図 5.25 電圧分布の統計値

(c00:case00, c01:case01, c02:case02, c03:case03, c04: case04 の略)

(4) 機器動作回数

各ケースにおける代表箇所(弱体化地点)の電圧制御機器(SC・OLTC)の動作回数を表 5.4 及び図 5.26 示す。同表、同図には弱体化地点が発生する日中帯と全時間(終日)の期間別に動作回数を示している。case00(ベースケース)と比較して、提案制御を考慮した case04 では、弱体化地点の電圧制御機器(N306, N316, B1061, B1161)にて動作回数は増加傾向にある。これらの地点では、電圧維持を優先するため、機器が動作しやすくなるためである。一方で、通常地点の電圧制御機器(N305, B1051)では、電圧制御機器が減少傾向にある。これらの地点では提案制御は動作しないものの、弱体化地点の電圧制御機器が優先的に動作することにより、通常地点が弱体化地点の電圧低下・上昇が抑制され、間接的に電圧が改善され機器動作が減少したものと考えられる。また、DB 制御を考慮したケース(case02, case04)では、最も電圧感度が大きい地点(N316)よりも、少し離れた中間地点(N306)の方が SC の動作が増加する傾向にある。これは、中間地点の電圧感度は、最も電圧感度が低下した地点に比べて小さく、それに伴う電圧変動量も小さくなる。結果として、DB 制御で想定する DB 幅も小さくなるため、電圧調整

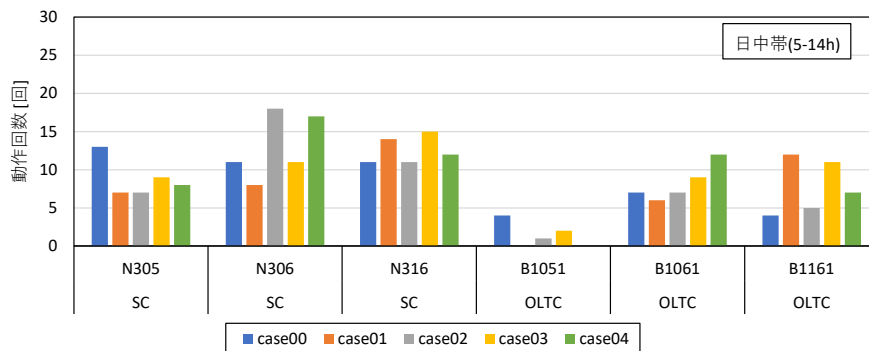
表 5.4 SC・OLTCの動作回数 [回]

(a) 日中帯(5-14h)

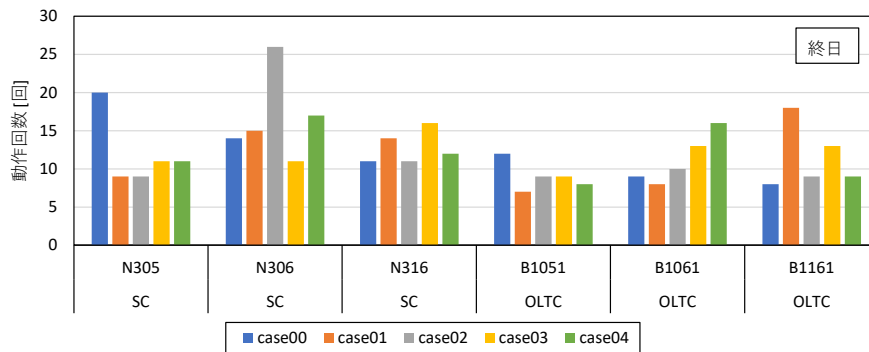
電圧制御機器	接続ノード・ブランチ	case00	case01	case02	case03	case04
SC	N305	13	7	7	9	8
SC	N306	11	8	18	11	17
SC	N316	11	14	11	15	12
OLTC	B1051	4	0	1	2	0
OLTC	B1061	7	6	7	9	12
OLTC	B1161	4	12	5	11	7

(b) 終日

電圧制御機器	接続ノード・ブランチ	case00	case01	case02	case03	case04
SC	N305	20	9	9	11	11
SC	N306	14	15	26	11	17
SC	N316	11	14	11	16	12
OLTC	B1051	12	7	9	9	8
OLTC	B1061	9	8	10	13	16
OLTC	B1161	8	18	9	13	9



(a) 日中帯 (5時-14時)



(b) 終日

図 5.26 SC・OLTCの動作回数 (表 5.4 のグラフ化)

のための機器動作が増加する傾向にある。ただし、その分だけ最下点の電圧低下・上昇の影響は改善するため、case02, case04 の N316 での機器動作は減少傾向を示す。提案する制御のうち、DB 制御は弱体化地点に該当する場合に自地点の電圧感度に従い、電圧維持を強める方法である。最も電圧低下する箇所より遠方ほど電圧感度は低下方向にあるため、DB 幅は狭くなる傾向にあるが、その分、機器動作に対する電圧変化量は小さい。すなわち、DB 制御は弱体化地点に該当する場合は、均等に電圧維持に貢献するよう DB 幅を設定する方法であり、電圧変化の大きい地点の周りの機器に対しても制御能力を要求することになるが、その分、最大変化地点の電圧状態は改善するため、最も電圧が低下する地点の電圧維持能力に裕度が生じるメリットが得ることができる。

第 6 章

試算結果 2：整定値・系統条件をパラメータとした制御効果の比較

前章では、従来制御と提案制御を組み合わせながら、各制御の制御効果について確認するとともに、提案制御の有効性について検証を実施した。本章では、提案制御の各種条件や分析シナリオをパラメータとした制御効果の感度解析について示す。

6.1 制御周期変更ケースに関するパラメータ解析

5 章の検討ケースでは、中央 VQC と提案制御の制御周期は 15 分を想定して検討した。これは、本検討が SG の並解列状況の変化を捉えて動作すること、負荷や RES の短周期成分は考慮していないため、日間の電圧のトレンド分を捉えて評価すれば制御の性能評価が可能であること、提案制御の部分は中央型の演算であるため、一定の計算時間を必要とすることなどを理由に想定したものである。ただし、制御周期を短くすれば、OPF から指令される V_{ref} 、DB 幅もより動的となるため、制御効果が変わる可能性はある。そこで、制御周期に関わるパラメータを変更したときの電圧の仕上がり結果についてパラメータ解析を行う。検討のパラメータ条件を以下に示す。制御周期・Vsched 作成のための N 分先予測情報を 1 分、5 分、10 分、15 分の組み合わせで検討する。ここで、Vsched 制御ではスケジュール値の作成に移動平均が適用される。検討ケースには短い制御周期も含まれるため、点数が確保できるようシミュレーション刻みとして 10 秒を想定した。各制御周期の代表ケースの電圧結果を図 6.1～図 6.4 に示す。

▶ パラメータ条件

- ・各制御の制御周期：1 分、5 分、10 分、15 分
- ・負荷・RES の N 分先予測データの予測時間：1 分、5 分、10 分、15 分
- ・シミュレーション刻み：10 秒（共通）

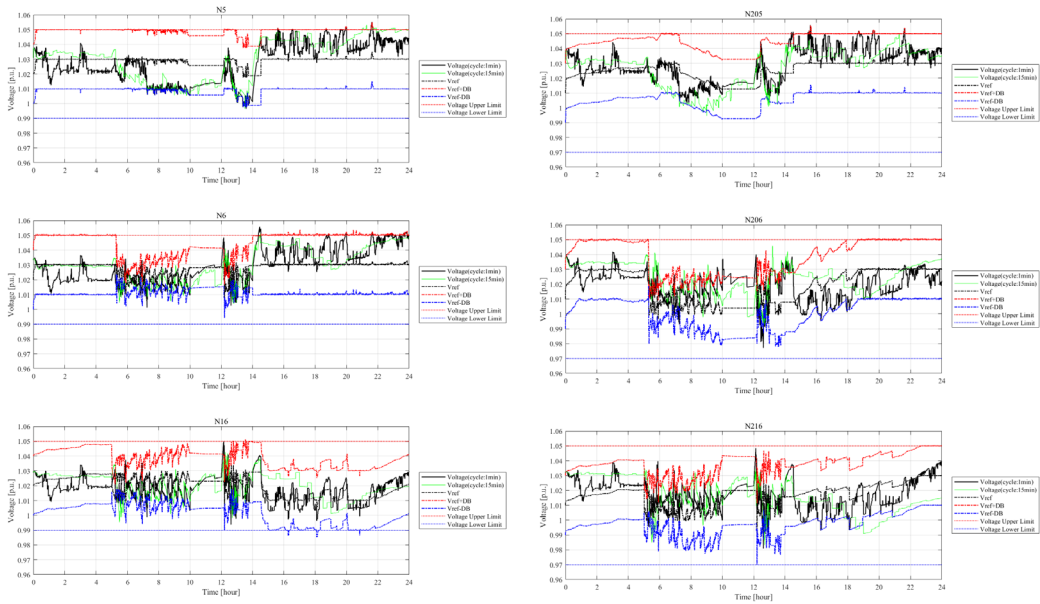


図 6.1 母線電圧結果(全制御考慮, 制御周期 1 分, 予測データ 1 分先)

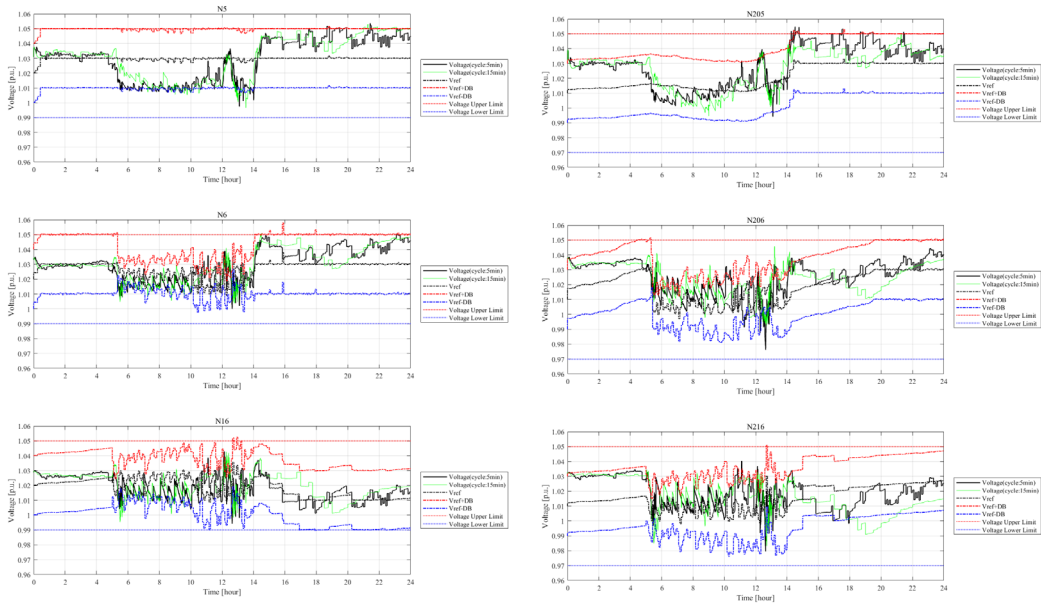


図 6.2 母線電圧結果(全制御考慮, 制御周期 5 分, 予測データ 5 分先)

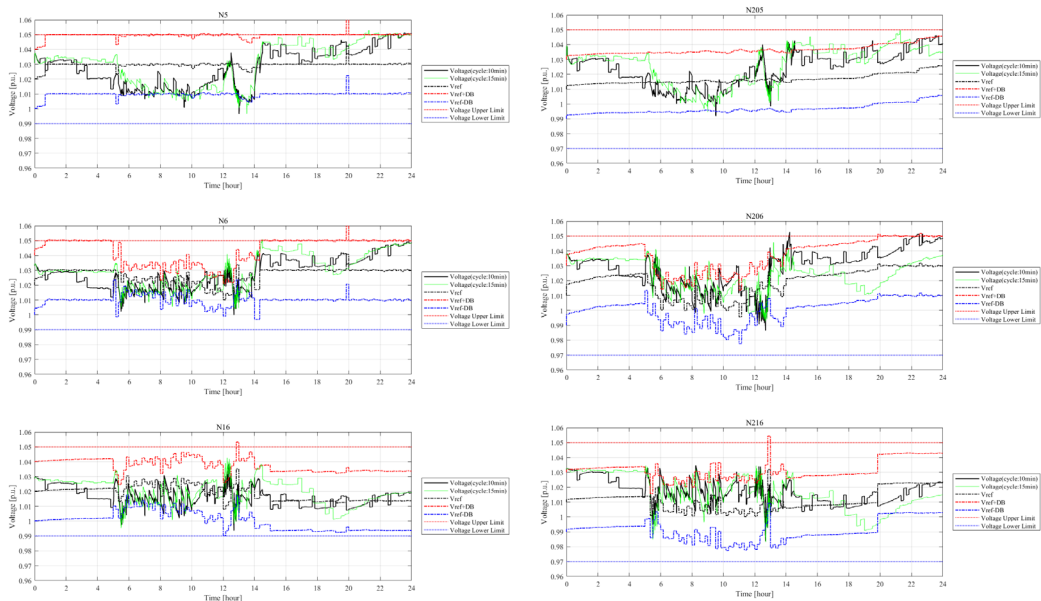


図 6.3 母線電圧結果(全制御考慮, 制御周期 10 分, 予測データ 10 分先)



図 6.4 母線電圧結果(全制御考慮, 制御周期 15 分, 予測データ 15 分先)

図 6.1～図 6.4 より以下が考察できる。

- ・制御周期を 1 分～15 分と変更したケースにおいて電圧推移は類似している。当然、制御の仕上がりは変わるものの、弱体化地点 (N6, N16, N206, N216) では電圧が中央に引き戻されること、DB が系統状況によって動的に変化すること自体変わらない。すなわち、制御周期によらず提案制御の狙いは実現できていると言える。
- ・制御周期が短い場合、Vref の変動が大きい。本研究で提案する OPF 制御は各時間の

逐次方式に相当する。OPF は数値的な影響を受け易い方法であるため、系統変化に対して各時間帯で取りうる V_{ref} が変化しやすくなる。また、 V_{sched} 制御で利用する負荷、RES の予測情報も短時間先を対象としているため、その短時間の情報に基づいて高感度に電圧を中央に維持しようと V_{ref} が変化しやすくなると考えられる。

・図 6.4 は同一制御周期 15 分、シミュレーション刻みを 30 秒（前章の case04）、10 秒の結果を示している。他のケース同様、類似した電圧結果を示している。なお、30 秒刻みの場合（緑実線）に、6 時過ぎに電圧の急変が見られる。これは、シミュレーション刻みが粗いと複数地点で電圧制御機器の動作が重なり易くなるためである。ただし、秒オーダーとなると動特性の影響も無視できなくなるため、これらの発生評価は静特性評価では難しく、本検討では対象外としている。

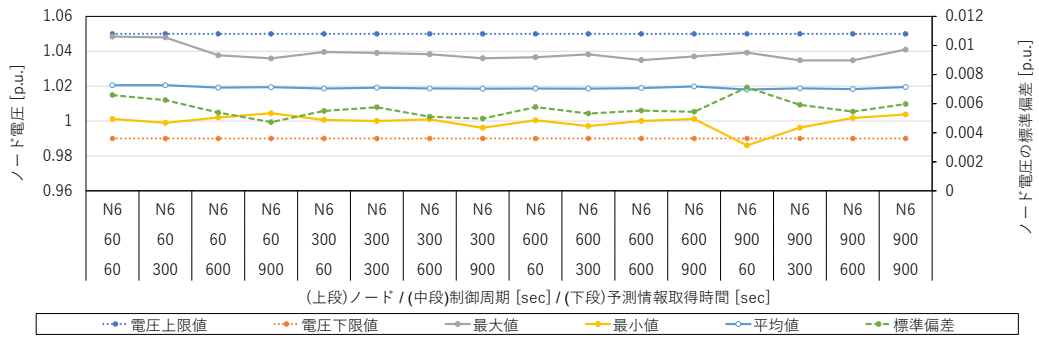
また、日中帯における弱体化地点の電圧分布の統計値を図 6.5 に示す。同図は制御周期、予測情報をパラメータとしたときの提案制御の制御効果を、電圧の最大値、最小値、平均値、標準偏差として示している。同図より以下が考察できる。

・同図にて、左ほど制御周期が短く、右ほど制御周期が長いケースを示している。電圧の最大値・最小値ともにほとんどのケースで上下限に収まっていることから、提案制御の電圧維持効果が得られていることが確認できる。

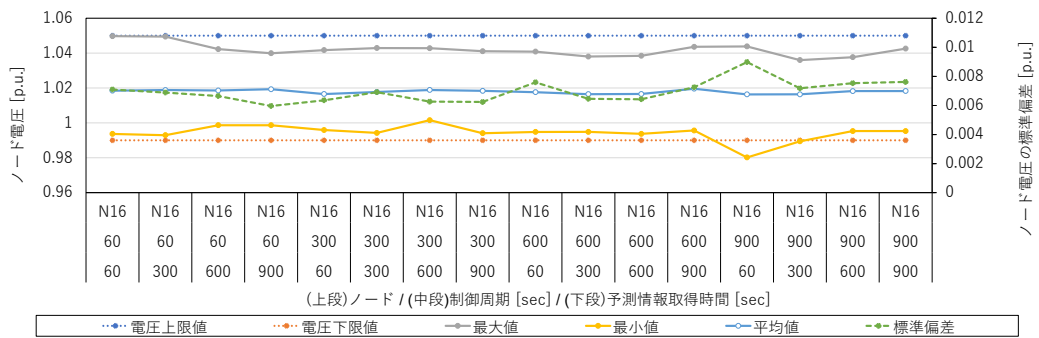
・電圧の平均値は概ね同じ結果が得られている。前述の通り、制御周期によって電圧結果と V_{ref} に変化はあるものの、提案制御が実現する電圧状態に大きな差は無いと言える。

・電圧の標準偏差を比較したとき、制御周期が長くなるにつれて増加傾向を示している。これは、制御周期が長くなるほど、時々刻々の系統状態に対して V_{ref} や DB の適正化が困難となり、電圧は変動しやすくなるためと考えられる。一方で、制御周期が短くなるほど前述の電圧結果に示した通り、制御頻度が増え、中央に引き戻すために V_{ref} のバタつきが多くなる。本検討では、いずれの制御周期も電圧維持の観点では制御効果が得られているものの、制御周期については、中央型のデータ取得時間、演算時間、指令時間等、予測可能な将来断面なども影響するため、現実問題としては、一定の制御周期が確保することが必要と考える。

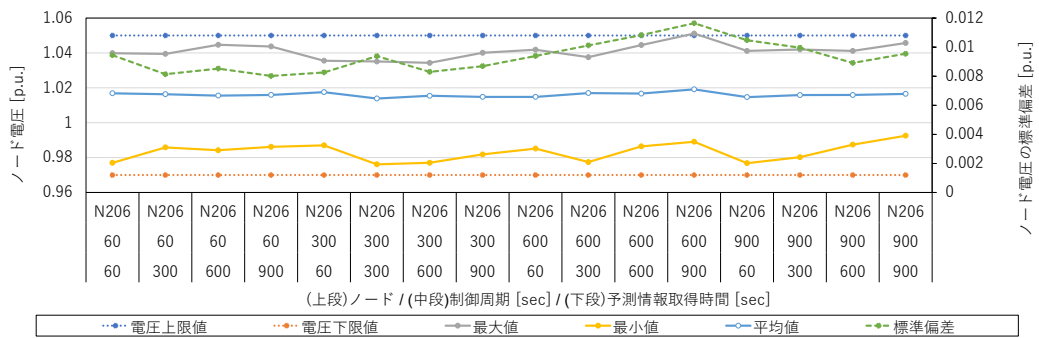
・同一制御周期における、電圧の標準偏差を比較したとき、予測情報の取得時間が短くなるにつれて電圧の標準偏差は増加傾向にある。予測情報の取得時間は、電圧を想定する将来をどこに設定するかを決めるものである。予測情報の取得時間が短いということは、現状の系統状態だけを想定し将来を予測しないこと、または予測が外れている状態とも捉えることができ、制御周期内で発生する電圧急変などに追従しにくくなる。そのため、予測情報としては一定の将来情報が必要となるが、将来起こりうる変化はわからないため、どの程度先の情報が最適かは系統状況に依存する。なお、今回の場合だと、1 分だと電圧の標準偏差が大きくなる傾向があり、5 分、10 分程度は同程度で 1 分比べて標準偏差が小さくなり、15 分だと標準偏差が減少する場合、増加する場合の両方が見られた。



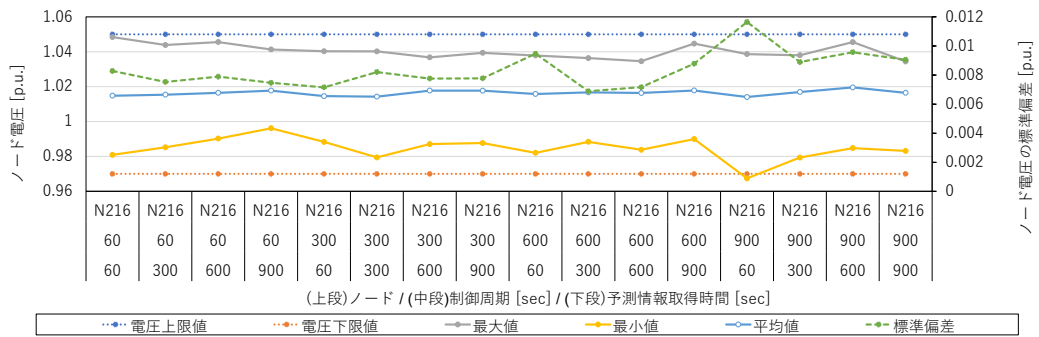
(a) S6 一次側ノード (N6)



(b) S16 一次側ノード (N16)



(c) S6 二次側ノード (N206)



(d) S16 二次側ノード (N216)

図 6.5 電圧分布の統計値 (日中帯, 制御周期・予測情報取得時間の変化ケース)

6.2 系統認識の電圧感度しきい値に関するパラメータ解析

提案制御は電圧感度の大きな地点を弱体化地点と認識し、その地点に対して電圧維持を高める方式である。弱体化地点の認識には、しきい値を設定しており、このしきい値の与え方で提案制御の適用箇所が自動的に変わってくる。前章では、実運用の電圧管理幅を例に、電圧制御機器が動作したときの電圧変動が0.5%（電圧感度しきい値0.05に対して、SCの設備量0.1 [p.u.]動作による電圧変動）と設定しているが、これを変化させた場合の分析を行う。パラメータ条件を以下に示す。

▶ パラメータ条件

- ・各制御の制御周期：15分
- ・電圧感度しきい値：0.01, 0.025, 0.05（基準）, 0.10, 0.15
- ・シミュレーション刻み：30秒（共通）

電圧感度しきい値を0.025に変更したケースを図6.6に示す。電圧感度しきい値を小さくすることは、電圧変動が小さい地点でも提案制御を機能させることになる。前章まではN5, N205地点は通常地点として提案制御は機能していなかったが、しきい値を下げることで当該S/Sも制御対象として選択され、電圧が電圧管理運用幅の中央に維持されていることが確認できる。逆に、電圧感度しきい値を大きく設定すると弱体化地点が選択なりにくくなる。電圧感度しきい値を0.15に設定すると、全ての箇所では提案制御が機能しなくなり、従来制御case00のみの結果と同一となる（図6.7）。提案制御のメリットは、しきい値を変更するだけで提案制御のオン・オフが可能となり、従来制御に簡単に戻ることができる点である。

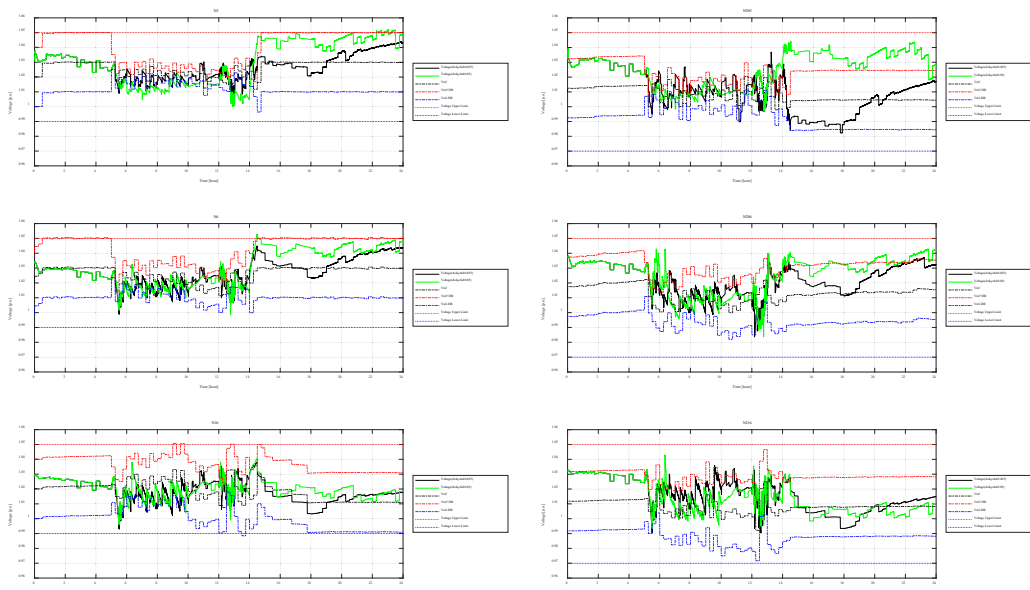


図 6.6 母線電圧結果（全制御考慮，制御周期 15 分，電圧感度しきい値 0.025）
比較対象：case04（電圧感度しきい値 0.05）

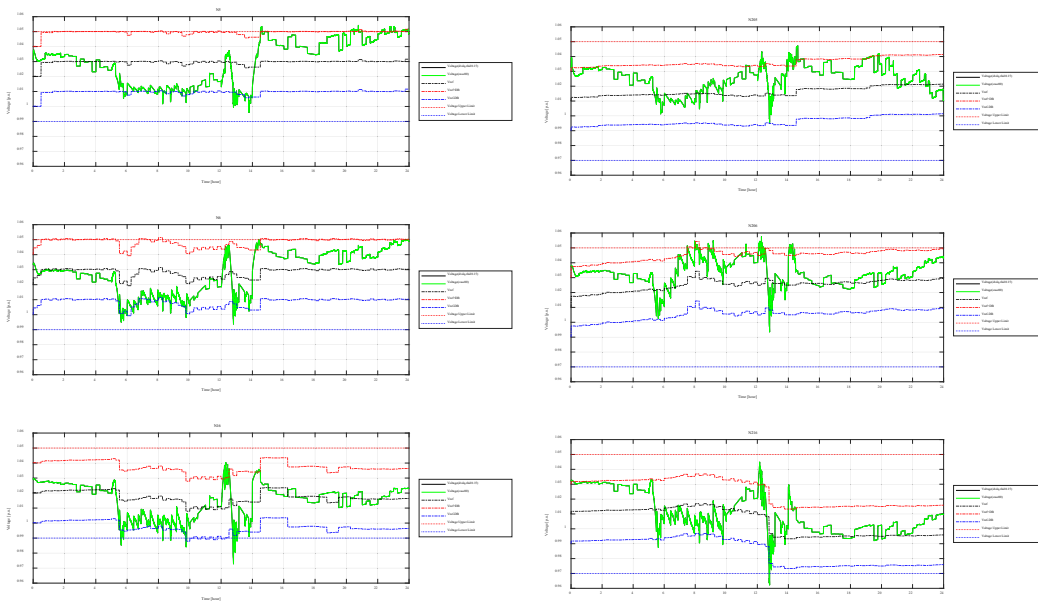
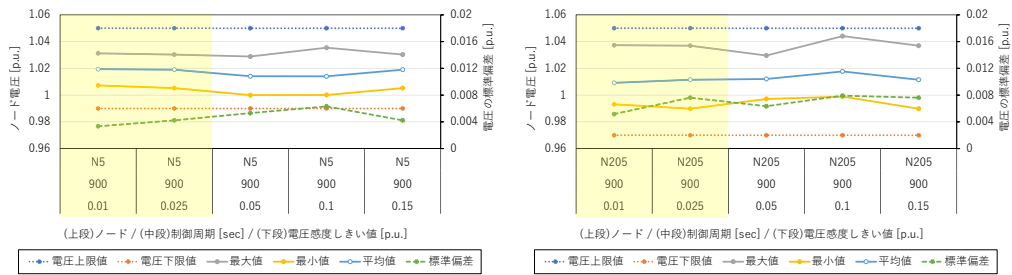
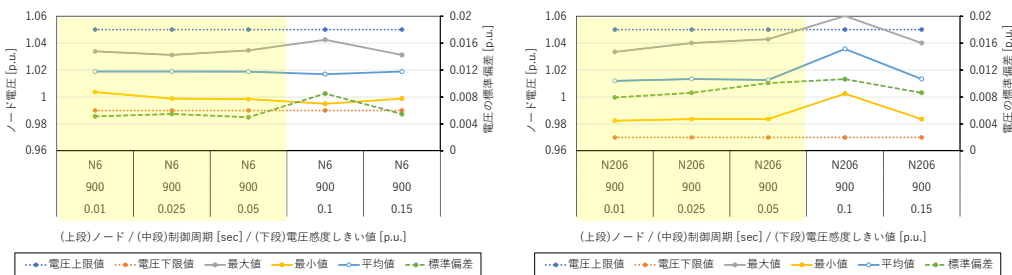


図 6.7 母線電圧結果(全制御考慮, 制御周期 15 分, 電圧感度しきい値 0.15)
比較対象 : case00

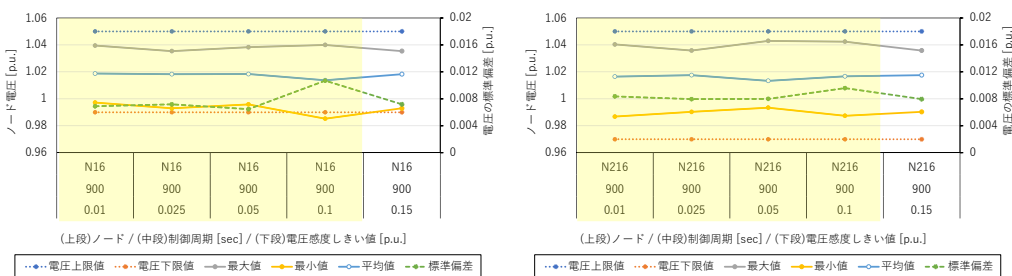
日中帯における弱体化地点の電圧分布の統計値を図 6.8 に示す。各図は電圧感度しきい値を横軸に、各地点の統計結果を示している。各図にて黄色の網掛けを示しているが、これらは、各ケース・各地点で提案制御が動作している状態を表している。S/S として S5, S6, S16 の順に電圧維持能力は低下傾向にあるため、網掛け（提案制御の動作条件が成立する状態）もこれに付随して動的に変化していく。提案制御が機能している状態ほど、電圧の標準偏差は概して小さめの値を示している。これは、Vsched 制御により、電圧が Vref 付近に引き戻されること、DB 制御により Vref との幅が小さくなることが制御効果として得られるためである。逆に提案制御が機能していない状態だと、電圧の標準偏差は大きくなり、その影響は他の地点に対しても影響を与える。例えば、制御周期 15 分(900 [sec]), 電圧感度しきい値 0.1 [p.u.] のケースでは S16 の S/S では、提案制御が機能しているものの、その近傍の S6 は提案制御が動作しないため、電圧の標準偏差、すなわち電圧の変動は大きく示している。系統電圧の維持に関しては、基本的に電圧感度の大きな地点で無効電力を補償することが効果的であるが、その電圧は周りも含めて維持されているため、近傍も含めて補償した方が電圧維持に対する効果は高いものとなる。



(b) S5 (左：一次側 N5, 右：二次側 N205)



(b) S6 (左：一次側 N6, 右：二次側 N206)

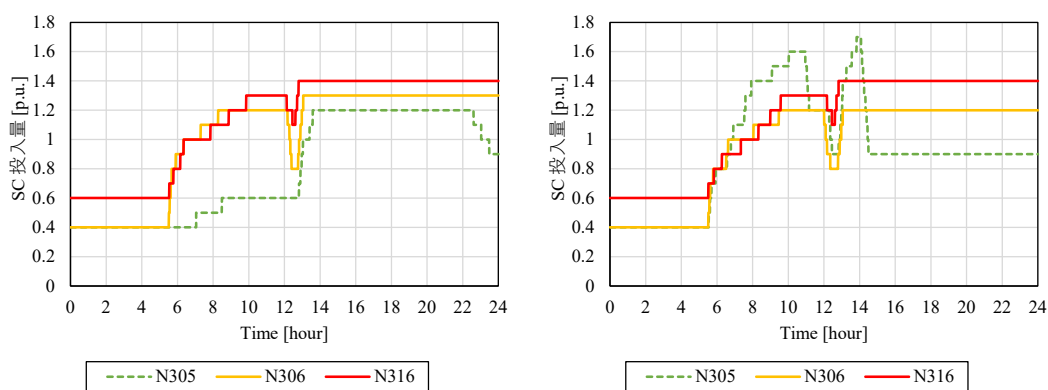


(c) S16 (左：一次側 N16, 右：二次側 N216)

図 6.8 代表 S/S の電圧分布の統計値 (電圧感度しきい値の変化ケース)
(黄色の網掛け部分で提案制御が動作)

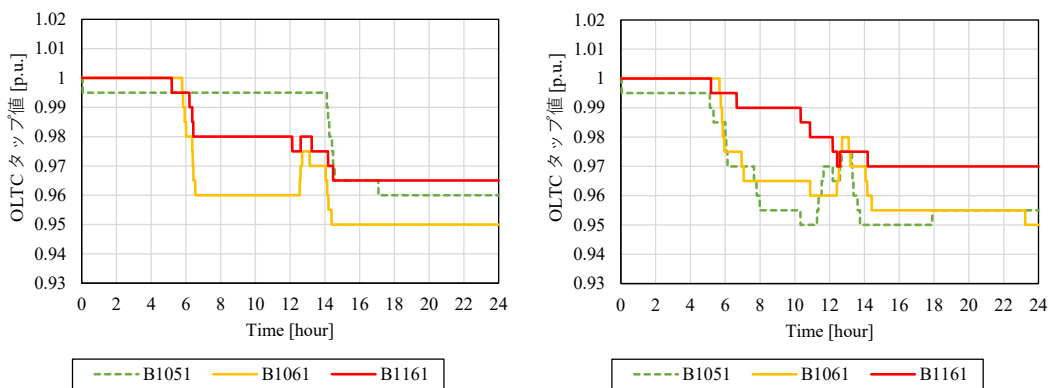
電圧感度しきい値が 0.05 (case04) の場合と、0.025 の場合の SC と OLTC の制御動作を図 6.9 に示す。両者の違いとしては、前述の通り、弱体化地点に S5 を含むか否かである。両者を比較したときに、S6 に所属する SC, OLTC 機器 (N306, B1061) 及び S16 に所属する SC, OLTC 機器 (N316, B1161) については動作に大きな違いは見られない。一方、S5 に所属する SC, OLTC 機器 (N305, B1051) については両者の違いが見られ、電圧感度しきい値が 0.025 の場合にはその投入量、動作頻度が増加している。図 6.6 に示すように、電圧感度しきい値が 0.05 の場合に、電圧はわずかに低下方向にあるため、これらを持ち上げるために動作していると考えられるが、当該地点はもともと電圧維持能力が高いため、電圧制御機器が動作してもその時の電圧変化は小さく、動作回数が多い

くなる傾向を示していると考えられる。すなわち、電圧維持を強める箇所を選定することは重要であり、電圧維持能力が高い場所では、あえて電圧維持を高める必要は無いと考えられる。なお、この問題は非常に難しい。電圧が変動しやすい場所では、周りも含めて電圧維持を高めたほうが効果的である一方で、電圧が変動しにくい場所では、機器動作が増えるため、あえて電圧維持を強くする必要が無いとトレードオフの関係を示すためである。すなわち、電圧感度しきい値は、制御効果を基に決める値というよりも、電圧運用のポリシーを以て決める値であると考えている。



(a) SC

N305:S5 の SC, N306:S6 の SC, N316:S16 の SC



(b) OLTC

B1051:S5 の OLTC, B1061:S6 の OLTC, B1161:S16 の OLTC

図 6.9 SC, OLTC タップの動作結果 (case04)

(左 : 電圧感度しきい値 0.05, 右 : 電圧感度しきい値 0.025)

6.3 OPF 制御の重み係数に関するパラメータ解析

提案制御のうち、Vref を決定する OPF 制御では多目的関数を用いている。多目的関数を構成する要素としては、送電損失 Ploss を経済性効果として、電圧のスケジュール値との偏差量 Vdelta を電圧維持効果として、また OPF で設定可能な電圧管理運用幅を超えた電圧量 Vpenalty をペナルティ効果として扱っている。これらの 3 要素を線形和で表現したものを目的関数として扱っているが、重みの設定については、各項が概ね同じオーダとなるよう経験則的に設定している。これらの重み係数の大きさが Vref と電圧結果の仕上がりに対する影響を分析するため、重み係数をパラメータとした分析を行う。パラメータ条件を以下に示す。純粋に OPF 制御の効果を確認するために、前章にて DB 制御が不適用のケース (case03) を基にパラメータ分析を行う。

➤ パラメータ条件

- ・各制御の制御周期：15 分
- ・OPF の重み係数：以下の表の組み合わせを実施。
- ・シミュレーション刻み：30 秒 (共通)

表 6.1 OPF 制御の目的関数における重み係数の組み合わせ

重み係数	目的関数項	case00	case03								case04
			c03-0	c03-1	c03-2	c03-3	c03-4	c03-5	c03-6	c03-7	
W1	Ploss	1	1	1	1	1	10	10	10	10	1
W2	Vdelta	2	2	2	20	20	2	2	20	20	2
W3	Vpenalty	10	10	100	10	100	10	100	10	100	10
	Vsched制御	w/o	w	w	w	w	w	w	w	w	w
	DB制御	w/o	w/o	w/o	w/o	w/o	w/o	w/o	w/o	w/o	w

w：適用 w/o：不適用

各ケースにおける Ploss の結果を図 6.10 に示す。同図は case00 (ベースケース) を基準とした Ploss の増減比率を示している。case03 を対象としたパラメータ解析となるが、概して、Ploss の重み係数 W1 で 2 つに分類できるため、青と橙で色分けしている。

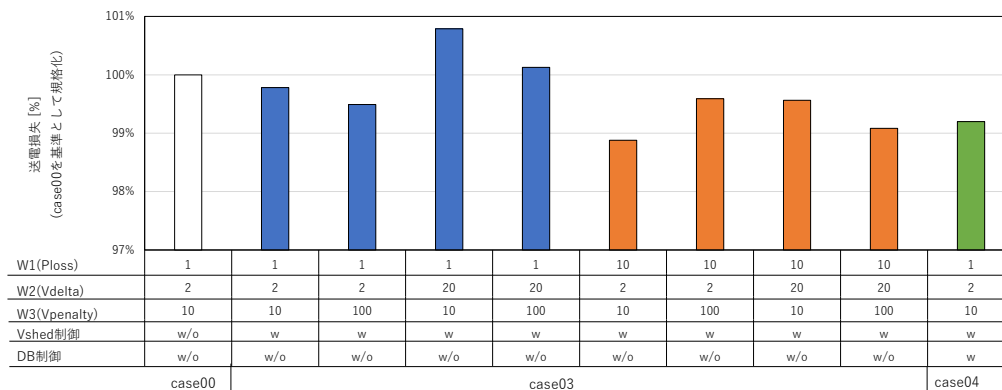


図 6.10 送電損失 Ploss の比較 (重み係数をパラメータ)

同図より以下が考察できる。

- ・本ケースでは重み係数の変更で Ploss の増減が変化したが、その変化幅としては 1% 程度である。
- ・W1 を大きくすることで、Ploss 削減効果が大きくなる（橙のケース）。このとき、電圧偏差分や電圧ペナルティ分の重み係数 W2, W3 を大きくすることで Ploss は概して増加傾向に作用する。
- ・参考までに、DB 制御全ての制御を考慮したケース（case04, 緑のケース）では 1% の Ploss 削減効果が働いている。

ここで、Ploss の削減効果が低いケース（c03-2:W1=1, W2=20, W3=10）、Ploss の削減効果が大きいケース（c03-4:W1=10, W2=2, W3=10）の電圧結果を図 6.11, 図 6.12 に示す。比較対象として case00（ベースケース）を緑実線で示している。

図 6.11 の電圧結果を比較すると弱体化地点（N16, N216）では電圧はわずかに高めに推移している。これは Vsched 制御の効果により電圧を中央に引き戻す効果が働いているためである。これにより、ベースケースで発生している電圧下限値の逸脱が改善されている。それ以外の箇所では、通常地点（N5, N205）及び弱体化地点（N206）では電圧が低下方向に働いている。いずれも電圧維持の目的関数項の影響が大きくなるためと考えるが、これにより、全体としては電圧が低めに推移し Ploss が増加しているものと考えられる。

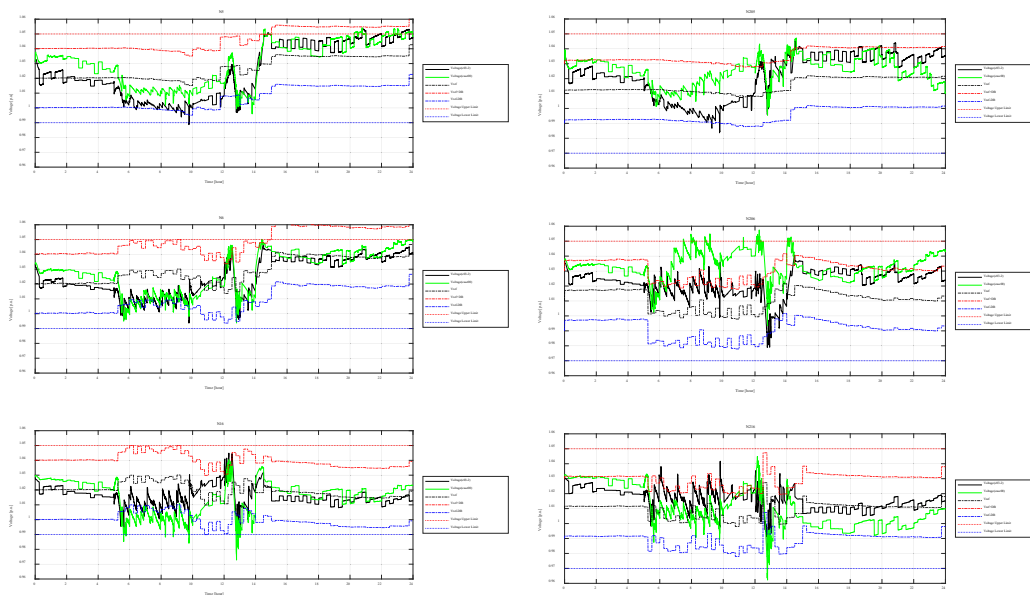


図 6.11 母線電圧結果 (c03-2, W1=1, W2=20, W3=10)

図 6.12 の電圧結果を比較すると、電圧は N206 を除き、高めに推移している。特に、通常地点である N5 では Vref が電圧上下限値に張り付いていることから、電圧の引き上

げ効果が働いているものと考えられる。ここで提案制御の OPF において電圧上下限界は満たすべき制約であり、これと DB との協調を考慮するため、OPF として Vref が設定可能な範囲は極力、電圧上下限界より内側の DB 幅だけ考慮した値（例えば、電圧上限値 $V_{upper}=1.05$ [p.u.] の場合に、DB が 0.02 [p.u.] の場合、OPF で設定したい範囲 $V_{opf_upper}=1.05-0.02=1.03$ [p.u.]）として解いている。ただし条件は制約条件ではなく、目的関数のペナルティ項として考慮しているものであるため、目的関数として Ploss を削減する効果が大きければ、DB との協調よりも Ploss 削減する効果を優先した Vref 設定が行われる。本結果で一部 DB との協調が崩れているのはこの影響によるものと考えられる。なお、弱体化地点では電圧偏差の効果が更に 10 倍大きく扱われるため、N5 のように DB との協調を崩してまで Vref を高めることは行われていないが、6 時～12 時付近では、設定可能な上限値 1.03 [p.u.]（case03 では DB は 0.02 [p.u.] の固定値としている）で張り付いているため、電圧を中央に引き戻す Vsched 制御の効果は十分に機能していない（ロス削減効果の方が強く機能している）ものと考えられる。

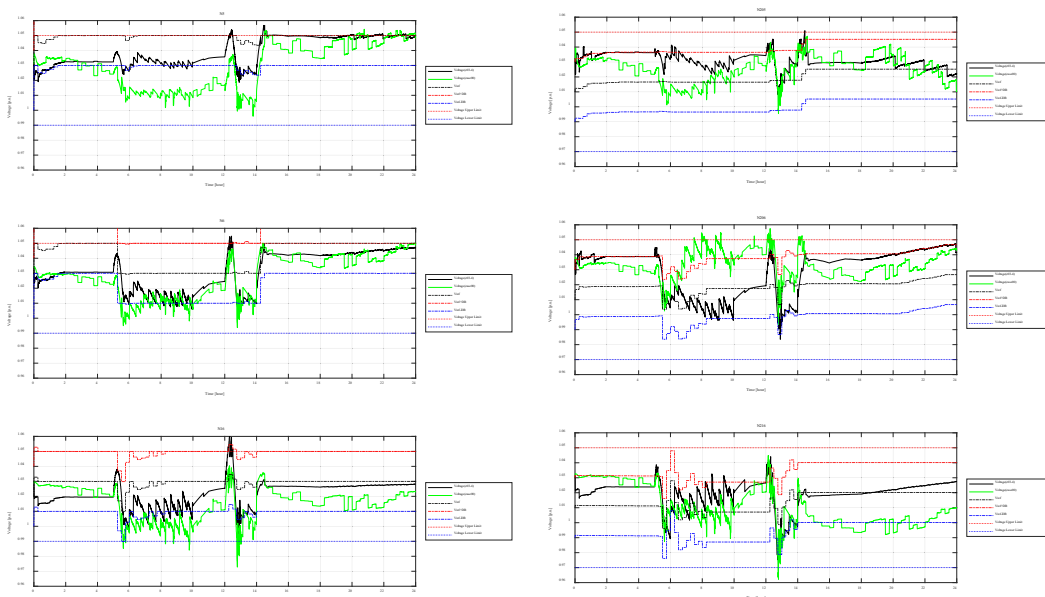


図 6.12 母線電圧結果 (c03-4, W1=10, W2=2, W3=10)

6.4 OPF 制御の数理的解法に関する影響分析

提案制御では OPF 制御の数理的解法として逐次線形化手法 (SLP) を適用している。これは実システムに適用されている手法[36][56]を参考にしており、これらの文献では原問題を LP に緩和することで OPF を解く手法が実システムに適用している。原問題の NLP を線形化し、繰り返し LP を解くことで解を求める手法は以前から存在し、例えば文献[78][79]において、数百母線以上を含む大規模なテストシステムを用いて有効性が確認されている。また、近年においても、文献[80][81]のように LP を用いた OPF の研究が

確認されることから、同アプローチが依然として OPF における有用な最適化手法の 1 つであると考えられる。

ここで、SLP 手法を OPF に適用する理由としては計算速度にメリットがあるためである。特に提案制御はオンラインでの適用を想定しているため、計算速度も重要な観点である。また、提案制御では OPF から電圧制御機器に対する指令値として V_{ref} を受け渡すため、SLP 手法を適用すること自体に問題はないが、一方で OPF としては SC, ShR および OLTC のタップを連続変数として解いているため、OPF で想定した系統の状態が必ずしも実現されるわけではなく、これらは電圧結果の違いとして現れる可能性がある。そこで、本節では OPF 制御部の数理解法の違いについて影響分析を行う。

パラメータ条件を以下に示す。分析方法としては、図 6.13 に示すように、線形化された問題を LP の最適化ソルバで解くか、単位操作量に基づく動作量として離散変数として定式化し、MILP (Mixed Integer Linear Programming) で解いた結果を比較する。最適化ソルバとして、Google の OR-Tools と株式会社オクトーバー・スカイ社の Gurobi Optimizer を利用し、LP として両者を、MILP として Gurobi を用いる。

➤ パラメータ条件

- ・制御の考慮条件：提案制御なし (case00), 提案制御全て考慮 (case04)
- ・各制御の制御周期：15 分
- ・最適化問題の数理解法：LP (Google OR-Tools), LP (Gurobi), MILP (Gurobi)

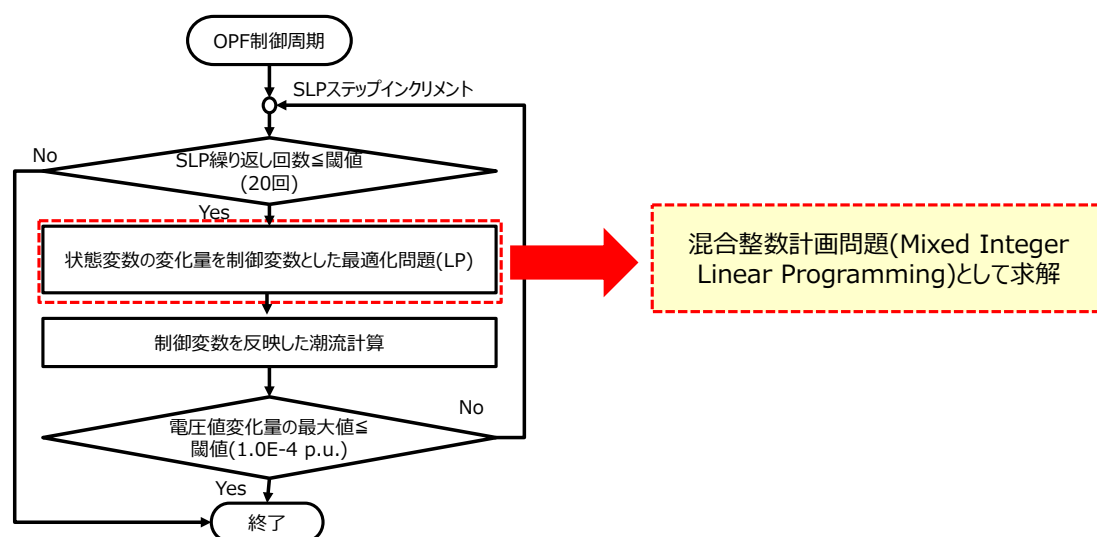


図 6.13 OPF 制御の計算フローの変更

提案制御なし (case00, ベースケース) について Gurobi と OR-Tools の LP 適用ケースを図 6.14 に示す。同図は、同一条件の定式化問題を各ソルバにて解いた結果を表している。電圧結果のトレンドとして、有意な違いは見られないが、わずかに電圧上下限值

の逸脱は Gurobi ケース（黒実線）の方が少ない傾向が見られる。また、MILP（Gurobi）と LP（Gurobi）の適用ケースを図 6.15 に示す。同図は MILP と LP の差を表しているが、定式化の違いとしては、タップ変数、調相の変数の計 64 変数を連続値として扱うか整数変数で扱うかの違いである。前述同様、電圧のトレンドについては有意な差は見られないが、MILP ケース（黒実線）の方が弱体化地点も含めて電圧は高めに設定されている。

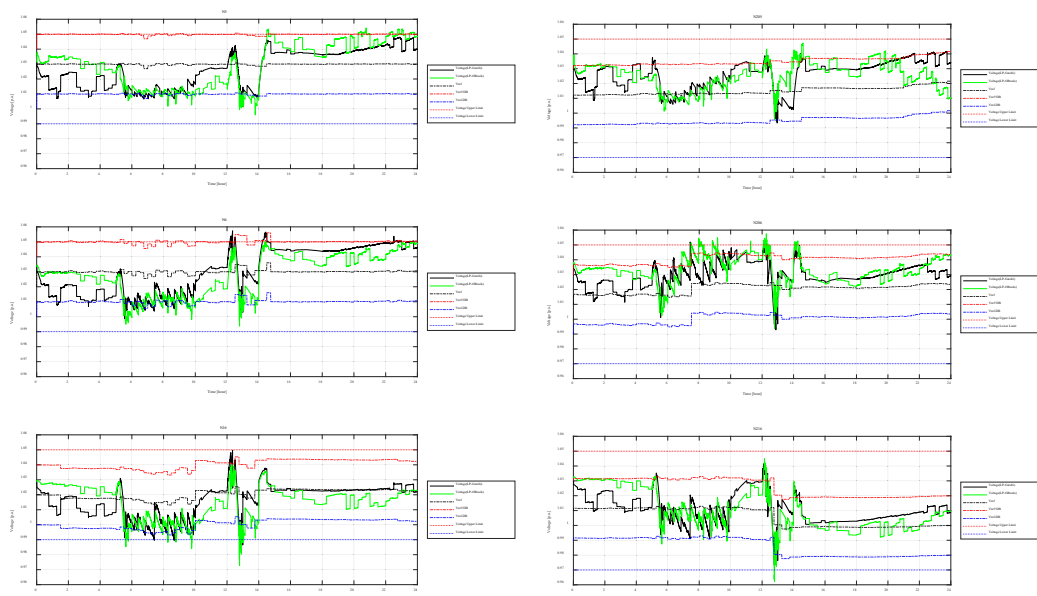


図 6.14 母線電圧結果 (case00 (提案制御なし), LP(Gurobi), LP(OR-Tools))

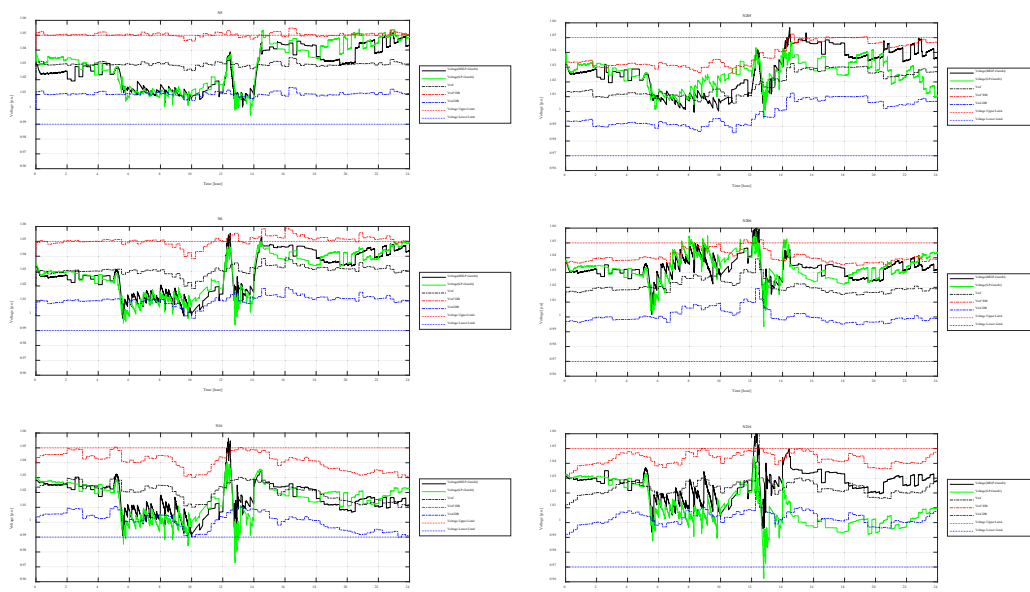


図 6.15 母線電圧結果 (case00 (提案制御なし), MILP(Gurobi), LP(Gurobi))

提案制御あり (case04) について Gurobi と OR-Tools の LP 適用ケースを図 6.16 に示す。同図についても弱体化地点が発生している時間帯において同じような結果が得られている。また、提案制御ありの場合の MILP と LP の適用ケースを図 6.17 に示す。同図においても、弱体化地点において類似した電圧結果であることが確認できる。

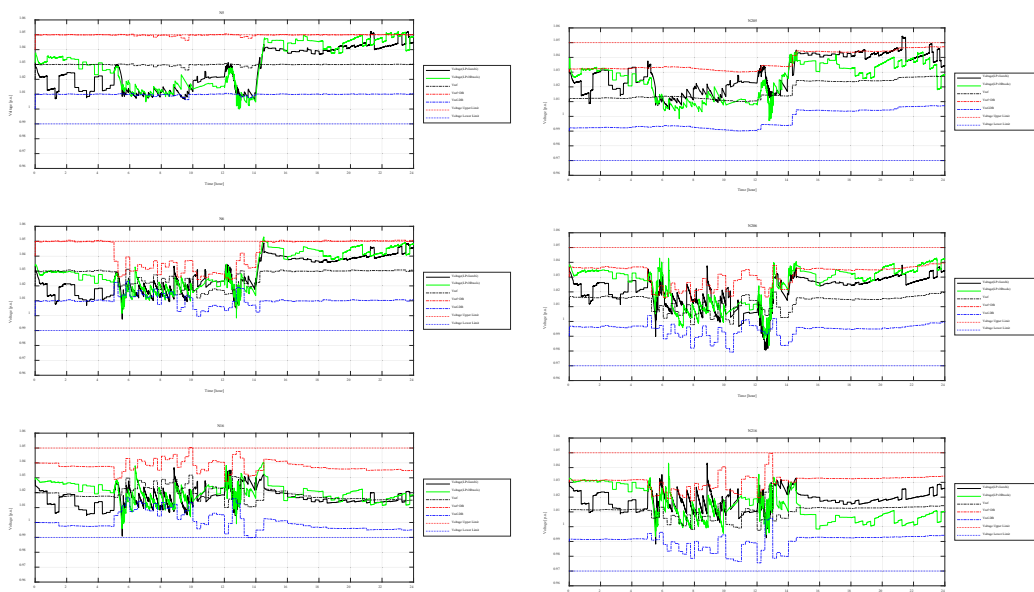


図 6.16 母線電圧結果 (case04 (提案制御あり), LP(Gurobi), LP(OR-Tools))

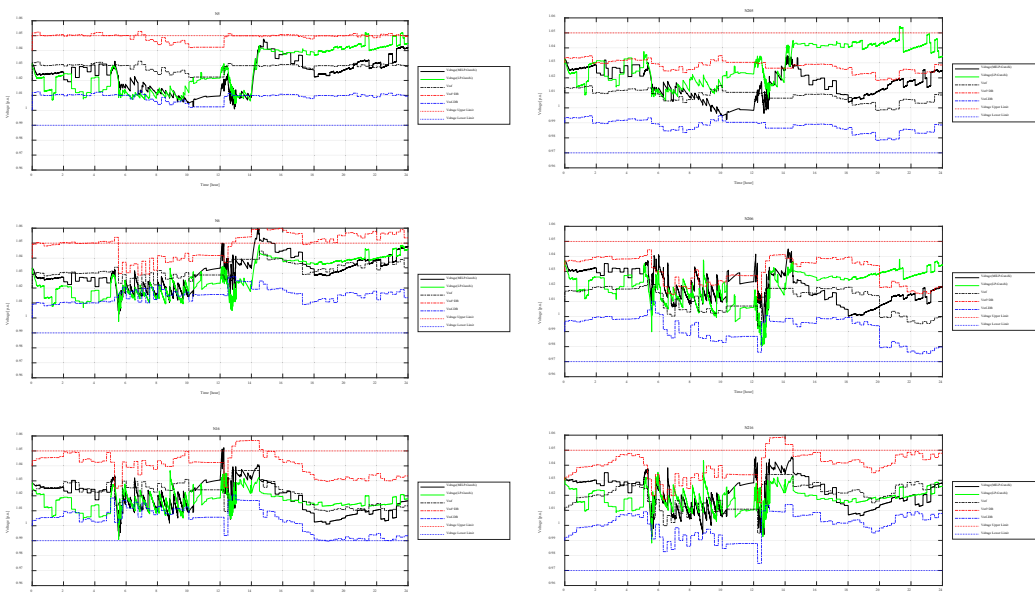


図 6.17 母線電圧結果 (case04 (提案制御あり), MILP(Gurobi), LP(Gurobi))

ここで、各ケースの計算時間を表 6.2 に示す。同表には図 6.13 の 1 制御周期当たりの計算時間 (OPF 制御周期～終了までに赤枠部分に要する平均計算時間) を示している。同表より、LP に比べて MILP の場合、3 倍～4 倍程度の計算時間がかかることが確認できる。また、各ケースの目的関数の統計値を表 6.3 に、同表をグラフ化したものを図 6.18 に示す。同図より、LP と MILP を比べると、LP の方が目的関数は小さい結果が得られている。これは、LP の方が連続変数であり、状態量としてより最適な状態を探索し易いことが理由と考えているが、電圧結果は類似しており、いずれも電圧逸脱が case00 のベースケースから改善されていることから、数値差ほど有意な差は見られず、どちらで解いても制御効果は得られるものと考えられる。

表 6.2 計算時間の比較

提案制御	適用なし(従来制御)			適用あり		
	OR-Tools	Gurobi	Gurobi	OR-Tools	Gurobi	Gurobi
ソルバ	OR-Tools	Gurobi	Gurobi	OR-Tools	Gurobi	Gurobi
解法	LP	LP	MILP	LP	LP	MILP
時間[sec]*	0.480	0.372	0.872	0.584	0.421	1.778

* 1SLP(LP×最大 20 回), 1MILP(MIL×最大 20 回)相当の平均計算時間

表 6.3 目的関数の統計値の比較 (日中帯(5-14h))

提案制御	適用なし(従来制御)			適用あり		
	OR-Tools	Gurobi	Gurobi	OR-Tools	Gurobi	Gurobi
ソルバ	OR-Tools	Gurobi	Gurobi	OR-Tools	Gurobi	Gurobi
解法	LP	LP	MILP	LP	LP	MILP
最大値	0.487	0.688	1.212	0.904	0.983	1.257
平均値	0.333	0.317	0.355	0.402	0.401	0.679
最小値	0.091	0.120	0.196	0.087	0.116	0.191

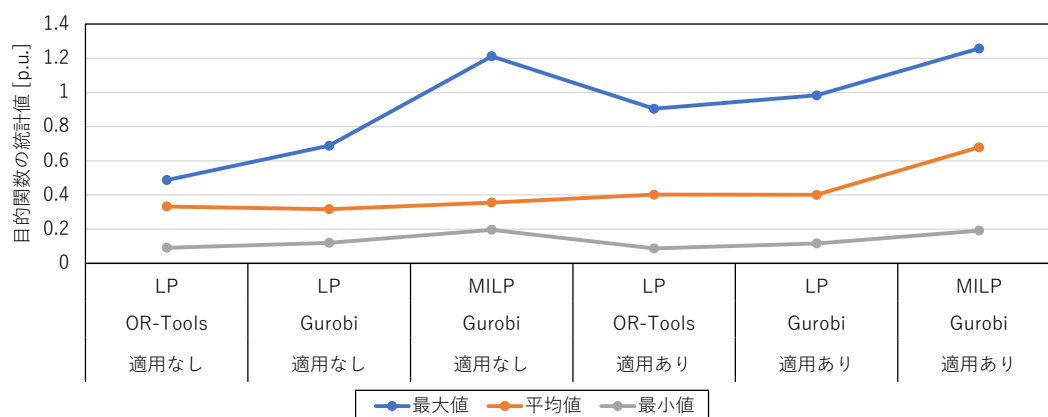


図 6.18 目的関数の統計値 (日中帯(5-14h)) の比較(表 6.3 をグラフ化)

6.5 RES 導入量変化ケースに関するシナリオ分析

前章では、我が国の RES 導入実績などに基づき設備量を想定し、実績の気象データを基に負荷に対する RES 出力が最大 25%程度となる出力状況を想定して検討を実施した。この導入量は、1 章で概説した通り、カーボンニュートラルに向けて今後も増加していくことが予想される。そこで、RES の導入量をパラメータとした提案制御の効果について検討する。パラメータ条件を以下に示す。

➤ パラメータ条件

- ・制御の考慮条件：提案制御なし (case00), 提案制御全て考慮 (case04)
- ・各制御の制御周期：15 分
- ・RES の設備容量:5 章のベースケースを RES 25%(負荷に対して RES 出力が最大 25%) としたとき、この設備容量を基準に 0%, 50%, 75%を想定 (図 6.19)
- ・SG の並解列条件：
 - (設定の考え方) エリアで需給バランスが成立し、SG の出力調整範囲内で連系線潮流が維持できることを条件に SG を停止
 - ✓ RES0% : SG の並解列なし
 - ✓ RES25%, RES50% : SG G6 の停止条件 (停止時間帯は 5 章を参照)
 - ✓ RES75% : 最低出力制約により、需給バランスを維持するためには停止台数を増やす必要がある。そこで、G6 に加えて、G3, G8 を追加で日中帯に停止対象とする。

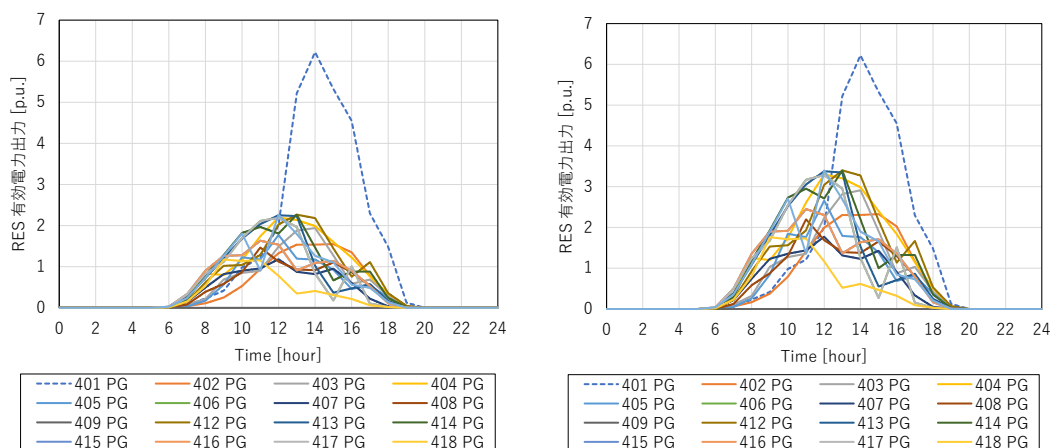


図 6.19 RES 有効電力出力曲線 (左:RES50%, 右:RES75%)

同シナリオにおける SG の有効電力出力結果を図 6.20 に示す。需給のバランスを維持するため、3 台の SG の停止・並列時間はずらし、1 台が停止後に次の SG を停止・起動するように起動・停止条件を設定している。起動後は EDC 制御対象として等λ法に基づいて出力配分される。最も RES が出力する 12 時過ぎには、起動中 SG の出力が最

低出力に張り付いていることから、出力調整の下げ代がなく、需給面でも非常に厳しい潮流状況にあると考察できる。

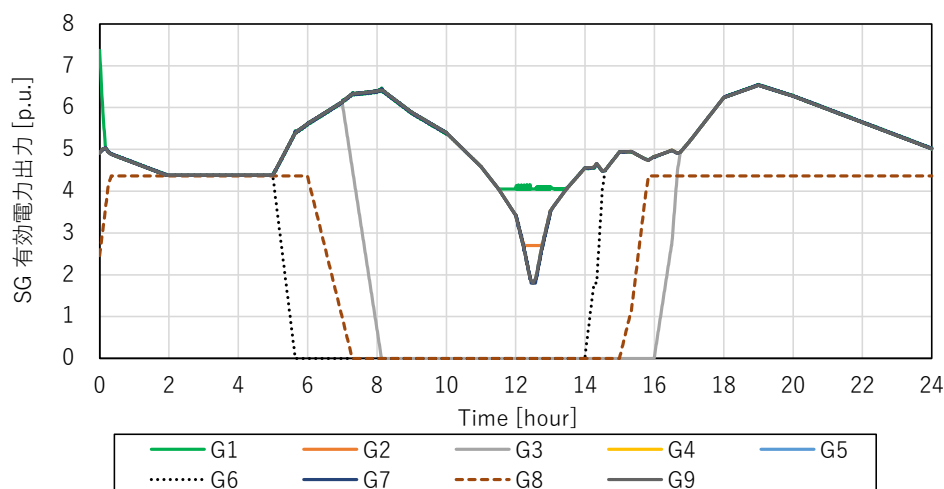


図 6.20 SG 有効電力出力結果 (RES75%, G3, G6, G8 並解列あり)

各導入量における電圧結果を図 6.21～図 6.24 に示す。同図より以下が考察できる。
 ・RES0% (図 6.21) の結果を見ると、他のケースと比較して電圧変動が小さいことが分かる。本ケースの SG シナリオとして、日中帯に SG の停止・並列が発生しないケースであるため、終日各地点で電圧感度が小さく電圧維持能力が確保されている状態である。そのため、提案制御を考慮している状態であっても、提案制御の動作が不動作となり、従来制御と提案制御で同じ電圧結果を示している。このように、制御の動作・不動作が自動的に考慮されることが本提案制御のメリットである。

・RES25% (図 6.22) の結果は、5 章の case00 (ベースケース) と case04 (提案制御あり) を再掲したものである。提案制御 (黒実線) の場合に電圧管理運用幅に収まっており、電圧維持の効果が大きいことが確認できる。

・RES50% (図 6.23) の結果は、RES の導入量は大きいですが、SG の並解列状況は RES25% と同じケースに相当する。電圧波形からはトレンド、電圧変動に有意な差は確認できないが、全体的に電圧は上昇傾向にある。これは RES の導入拡大により有効電力潮流が減少していることが影響している。

・RES75% (図 6.24) の結果を見ると、弱体化地点において、従来制御 (緑実線) の電圧変動が大きく、特に昼間の電圧急変が著しい。また、通常地点である N5 は提案制御の動作条件にはないものの (不感帯幅が変わっていないことから判断可能)、電圧変動は全体的に増加傾向を示している。一方で、提案制御 (黒実線) では、これまで同様に電圧維持の効果が確認できる。

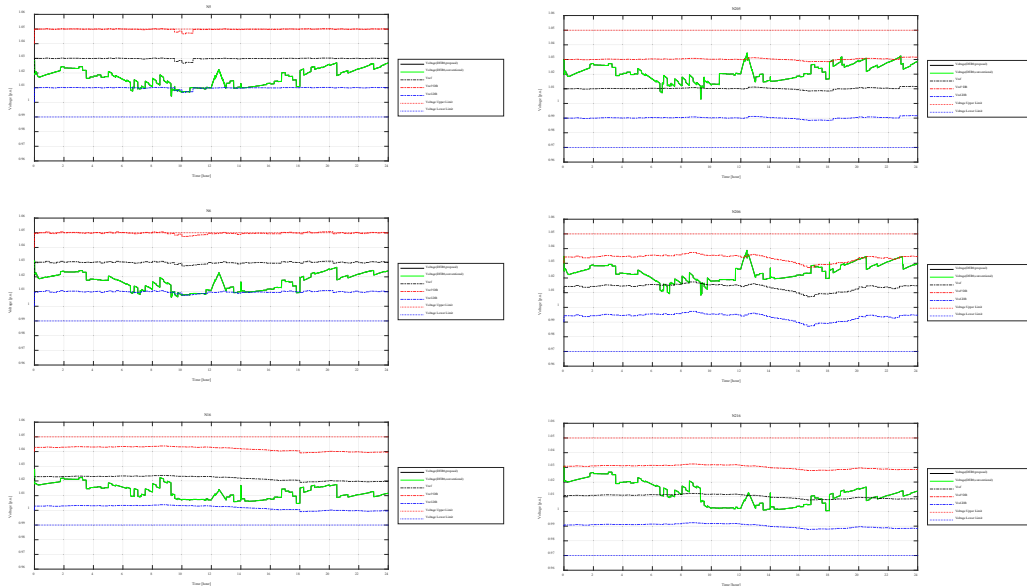


図 6.21 母線電圧結果 (RES0%, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

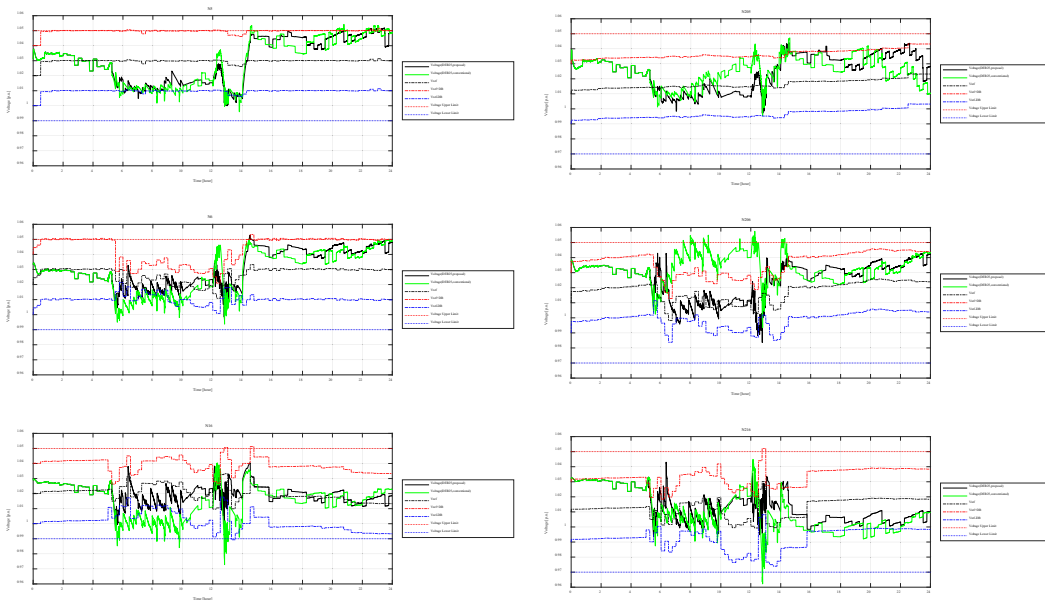


図 6.22 母線電圧結果 (RES25%, 黒:提案制御 (case04), 緑:従来制御 (case00))
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

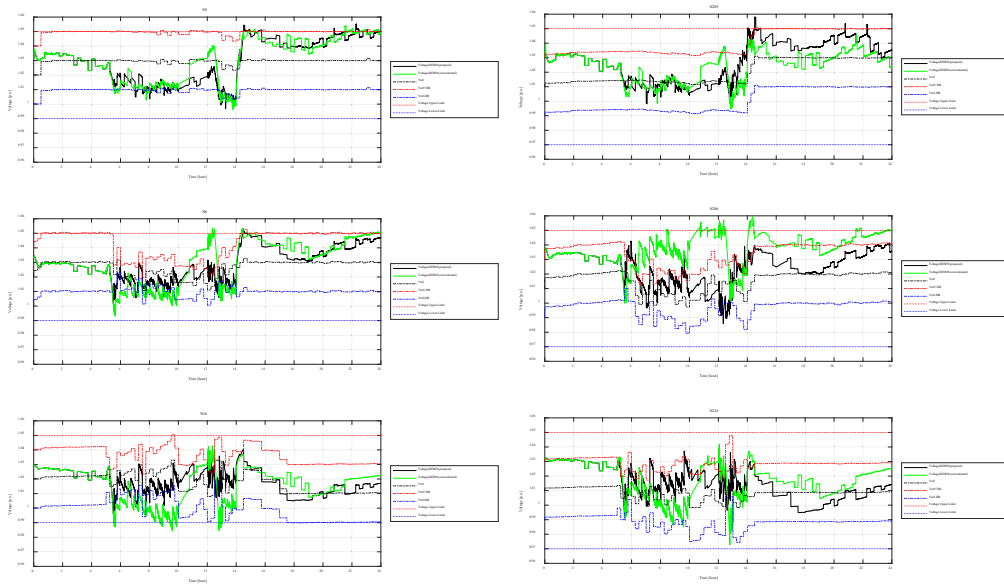


図 6.23 母線電圧結果 (RES50%, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

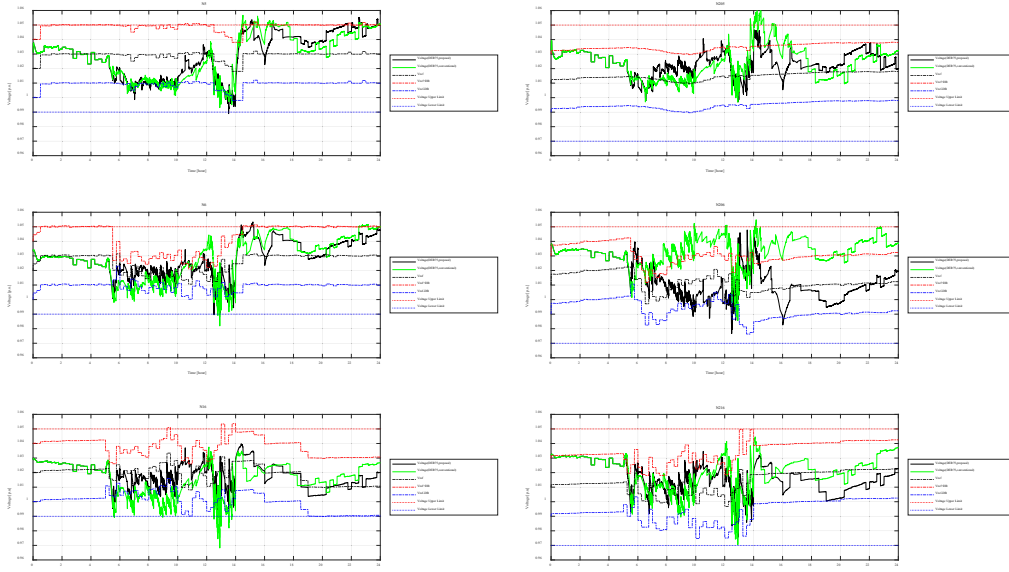


図 6.24 母線電圧結果 (RES75%, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

日中帯 (5-14h) における, S/S 一次側ノードの電圧分布の統計値を図 6.25 に, S/S 二次側ノードの電圧分布の統計値を図 6.26 に示す。各図は RES の導入量を横軸に, 各地点の統計結果として最大値, 最小値, 平均値, 標準偏差を縦軸に示している。電圧上下限值内に最大値, 最小値が収まっていることで電圧の維持を確認でき, 電圧の標準偏差

が小さいことで電圧のばらつき（電圧変動）の大小を確認することができる。同図より以下が考察できる。

- ・ RES の導入量が増えるに従い、電圧のとりうる範囲（最大～最小）が広くなり、電圧の上下限値の逸脱が発生しやすくなる。
- ・ 従来制御と提案制御を比較すると、提案制御の方が電圧の取りうる範囲は狭く、また、電圧の標準偏差も小さいことから、電圧維持の効果が高いことが確認できる。
- ・ 提案制御であっても、RES の導入量が増えると、電圧の取りうる範囲は徐々に広くなり、電圧逸脱の発生確率が上がる。

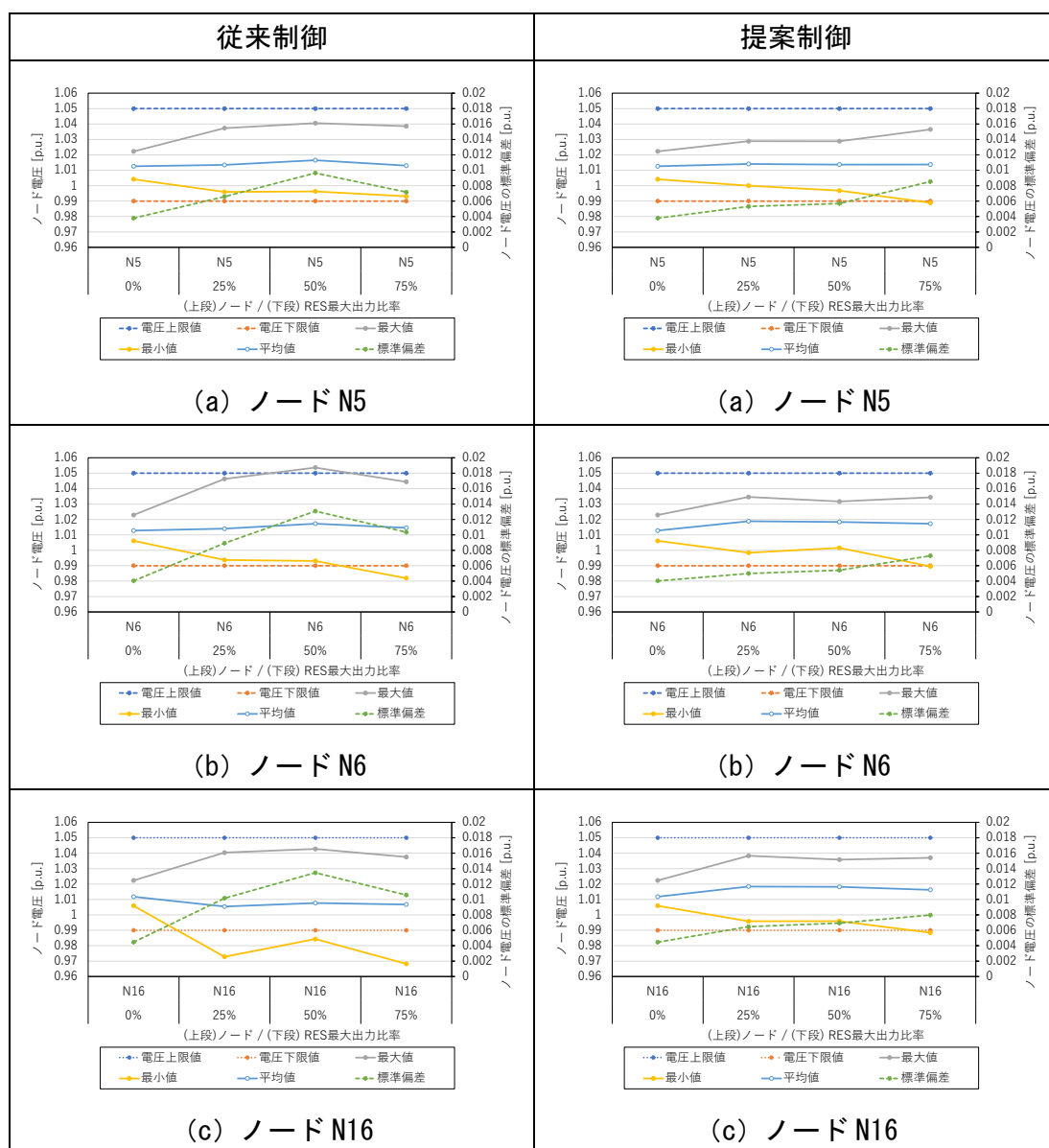


図 6.25 電圧分布の統計値（日中帯 5-14h, RES 導入量変化ケース, S/S 一次側）

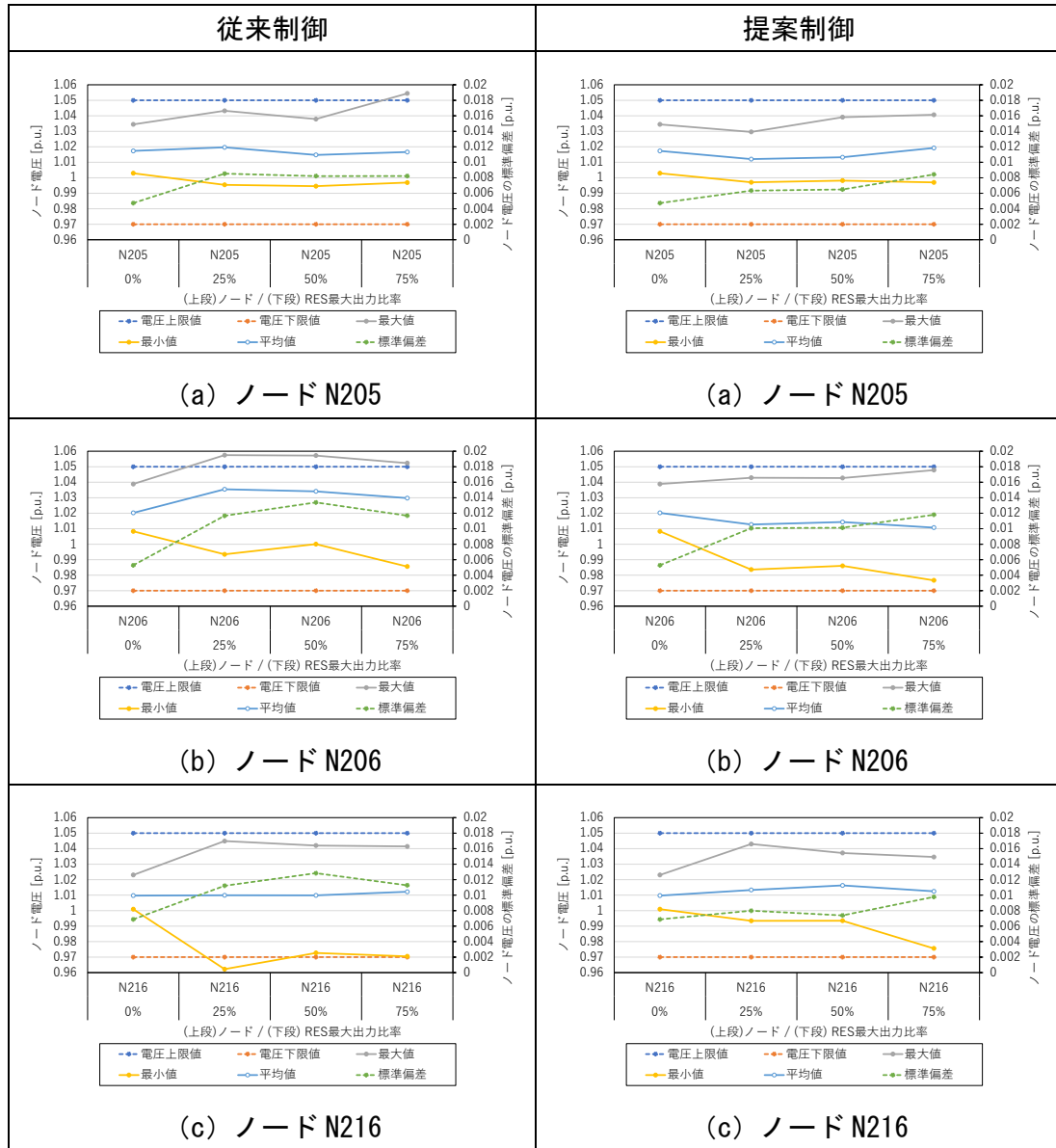


図 6.26 電圧分布の統計値（日中帯 5-14h, RES 導入量変化ケース, S/S 二次側）

以上の結果より、提案手法は RES の導入量の増加シナリオに対しても、電圧維持の効果を確認することができる。ただし、RES の導入量が増加し、SG の停止が増えると、系統各部の電圧感度自体が大きくなり、提案制御を適用したとしても抑えきれない可能性がある。提案制御は、系統の電圧感度を改善するものではなく、電圧感度が大きくなった場合に、従来の電圧制御機器を最大限活用する方法である。系統の電圧感度自体を改善するためには、電圧維持能力を持つ設備を系統に配置する必要がある。例えば、限られた連系台数の SG の面的な配置などの系統運用面の対策や、SVC, STATCOM, 蓄電池などの高速制御可能な変換器設備導入などの平常時の電圧維持に対する設備面の対策が必要とされる。

6.6 電圧上昇ケースに関するシナリオ分析

前章では、SG が停止した場合に、電圧維持能力が減少し電圧が低下する系統条件を想定し、提案制御の効果を検証した。一方で、1章で概説した通り、現在、無効電力は低位の系統から逆潮流し、電圧が上昇方向に厳しい状況も発生している。再掲となるが National Grid のレポート[13]によれば、これらの要因として以下を考察している。

- ・ 消費者（負荷）技術の変化
 - ✓ LED テレビ、PC、スマートフォンなど無効電力を発生させる容量技術の増加
- ・ 配電系統の発電設備（embedded generation）の増加
- ・ ネットワーク設備の電気的特性（natural effect）の影響
 - ✓ 特に配電系統では、地中ケーブルの利用が増加し無効電力のレベルが上昇

これらの状況を再現するためには、配電系統をネットワーク模擬する必要があるが、本検討では基幹系統を対象としていることから、最終的な無効電力が逆潮流してくる状況のみを想定し、それに対するシナリオ分析を行うことで電圧上昇ケースに対する検証を行う。パラメータ条件を以下に示す。

➤ パラメータ条件

- ・ 制御の考慮条件：提案制御なし（case00）、提案制御全て考慮（case04）
- ・ 各制御の制御周期：15分
- ・ 負荷の力率：-0.98, -0.97, -0.95 を想定（負値は、無効電力を発生させる向き）
- ・ RES の設備容量：25%, 50%（考え方は、前節参照）
- ・ RES の力率：1.0
- ・ 調相設備の設備量：電圧上昇側を想定し、ShR 側設備量を考慮（表 6.4）

表 6.4 調相設備データ（電圧上昇ケース）

対象ノード Index (S/S の三次側)	SC 上限値 [p.u.]	ShR 下限値 [p.u.]
N301	3.5	-1.0
N302~N306, N308	1.3	-1.0
N312~N317, N307, N319	1.8	-1.0
N318	1.0	-1.0

想定シナリオにおける S/S 二次側の通過潮流（有効電力、無効電力）に基づく力率値の最大値を表 6.5 に示す。発生時間としては、RES の出力増加により残余需要が減少する日中帯である。残余需要が減少すると、有効電力に対する無効電力比率が大きくなり力率が悪化する。特に、RES の導入量が増えるに従い、有効電力の減少分が大きくなるため、力率は著しく悪化する。

表 6.5 バンク通過潮流の力率の最大値

負荷力率	バンク通過潮流でみた力率の最大値*1	
	RES25%*2	RES50%*2
-0.98	-0.964	-0.918
-0.97	-0.946	-0.882
-0.95	-0.913	-0.819

*1 全 S/S の潮流積算値を基に算出，負値は無効電力突き上げ方向

*2 RES 出力/負荷需要比の最大値

各導入量 (RES25%, RES50%), 負荷力率条件 (-0.98, -0.97, -0.95) に対する電圧結果を図 6.27~図 6.32 に示す。同図より以下が考察できる。

- ・全ケースで RES の導入量が増加するに従い，また力率が-0.98 から-0.95 に変化するに従い，電圧は上昇方向に推移する。従来制御 (緑実線) では，電圧を中央に引き戻す効果が働かないため，日中帯に電圧が徐々に上昇方向に推移していることが確認できる。
- ・従来制御において，地点別で電圧結果を見たとき，通常地点 N5 では電圧上昇はわずかであるが，弱体化地点 (N6, N16) では電圧が上昇方向に推移している。そのため，電圧上限値の逸脱が発生しやすくなる (各図の N6, N16 参照)。
- ・提案制御において，弱体化地点 (N6, N16) では Vsched 制御，DB 制御が機能し，電圧が中央付近に維持されていることが確認できる。このとき，これまでの電圧低下時と比べて DB 幅は大きく変化していないことが分かる。これについては後述する。

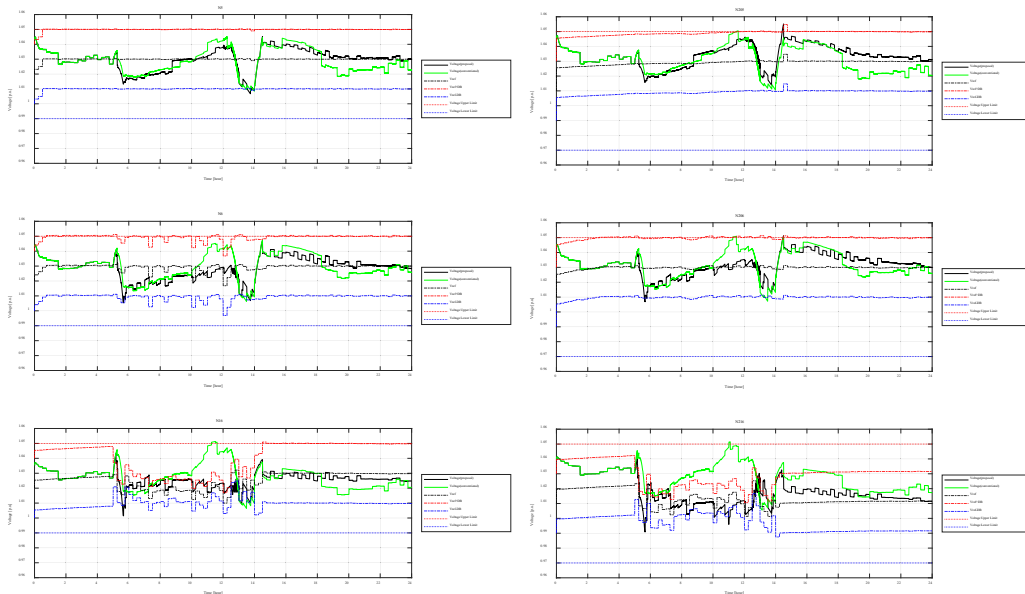


図 6.27 母線電圧結果 (RES25%, 負荷力率-0.98, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

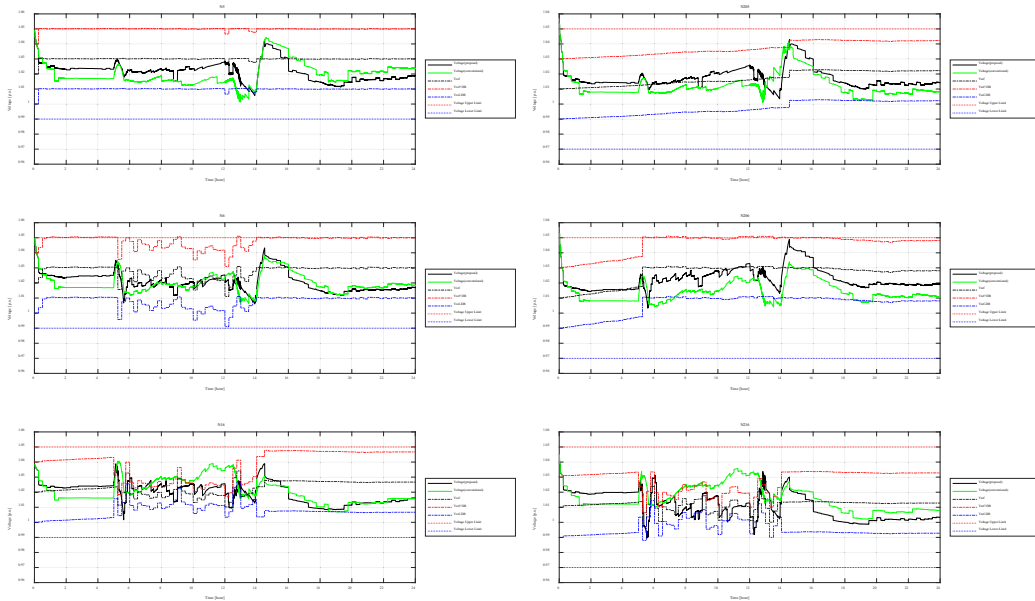


図 6.28 母線電圧結果 (RES25%, 負荷力率-0.97, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
 (左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

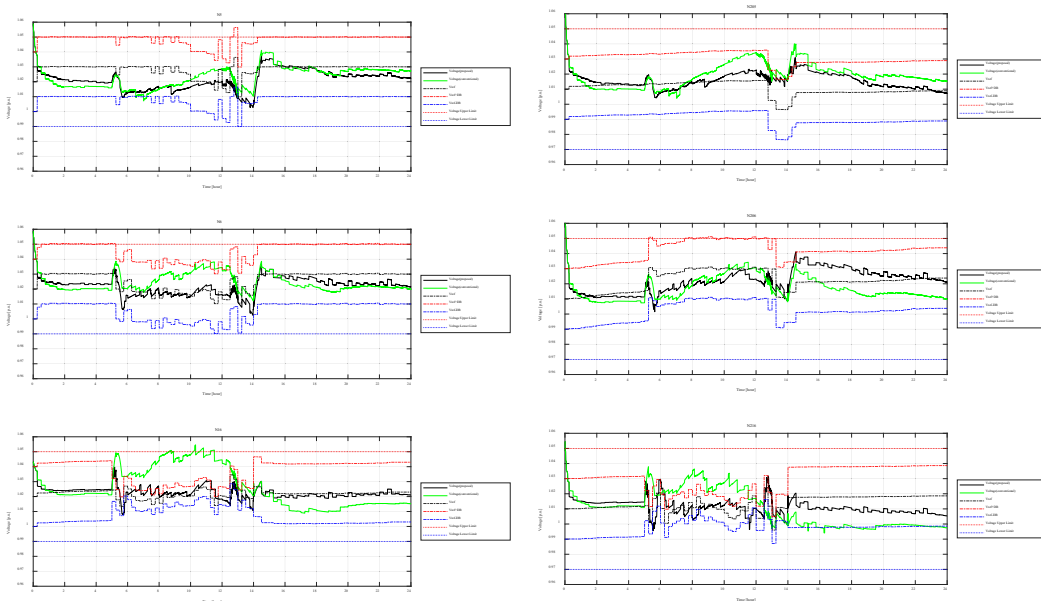


図 6.29 母線電圧結果 (RES25%, 負荷力率-0.95, 黒:提案制御, 緑:従来制御)

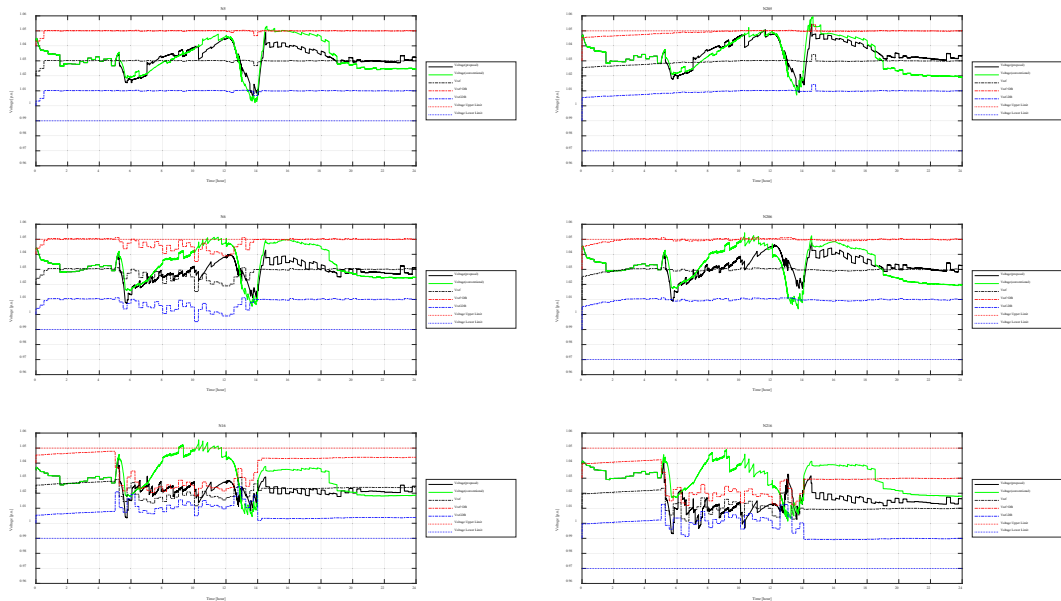


図 6.30 母線電圧結果 (RES50%, 負荷力率-0.98, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

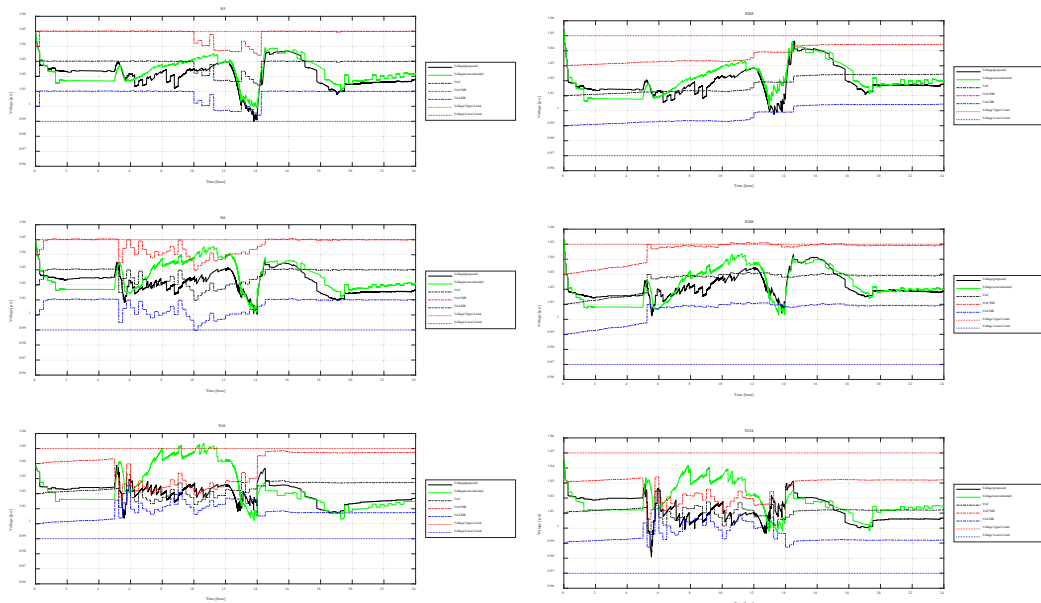


図 6.31 母線電圧結果 (RES50%, 負荷力率-0.97, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

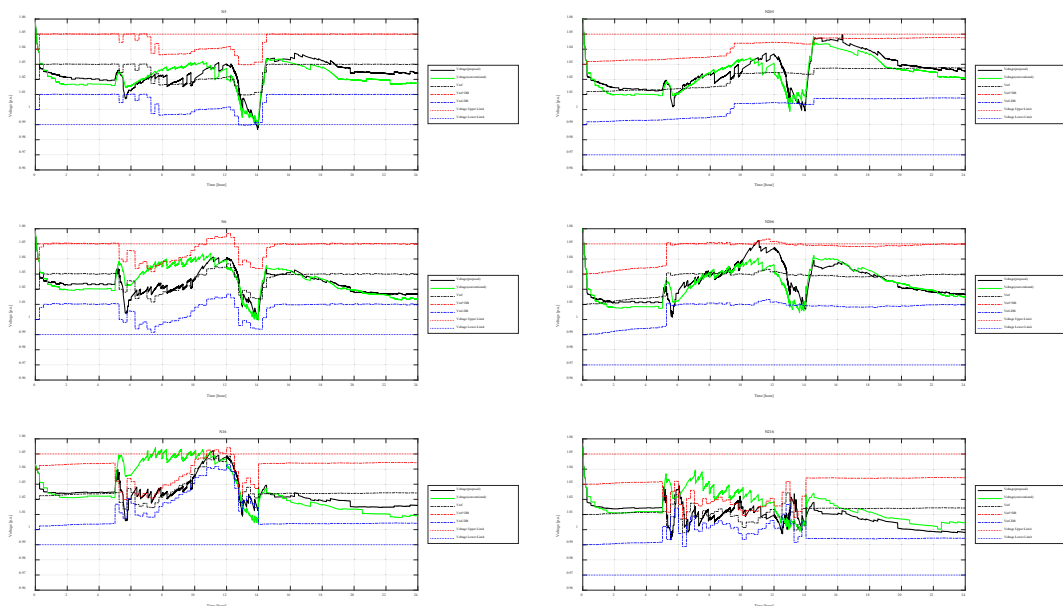


図 6.32 母線電圧結果 (RES50%, 負荷力率-0.95, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)

前述の通り、提案制御の適用時に設定される DB 幅は電圧低下時ほど広がりを見せていない。これは、図 6.33 に示すようにシステムの電圧感度が各時間帯で変化していないためである。電圧低下シナリオでは、調相設備による無効電力供給で電圧を維持しているが、基本的には負荷増加に従い電圧安定性が低下していく。そのため、システムの電圧状態は徐々に悪化し、電圧感度が大きくなる。一方で、電圧上昇シナリオでは、負荷力率が負（無効電力が供給される）であるため、負荷の無効電力が増加し、基幹システムに対して突き上げ方向の無効電力が徐々に増加する。それに対して、SG が停止するシナリオでは電圧は低下方向に作用する。これらの効果は互いに相殺され、システムの電圧感度が大きく変化していない状態が生じていると考えられる。

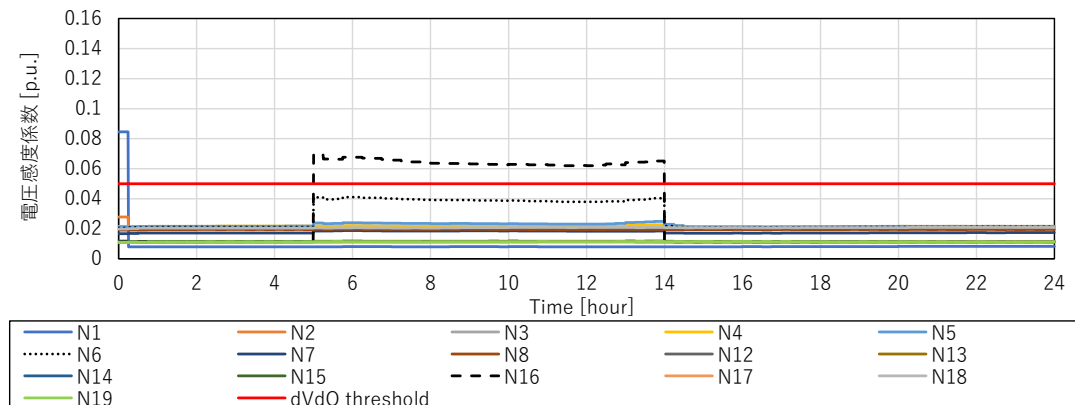
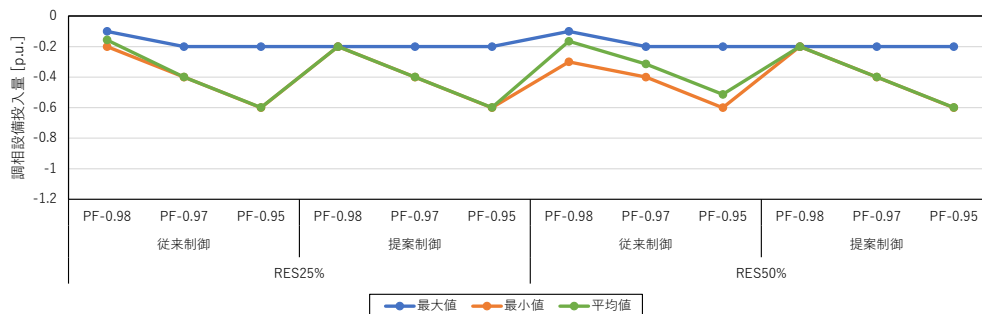
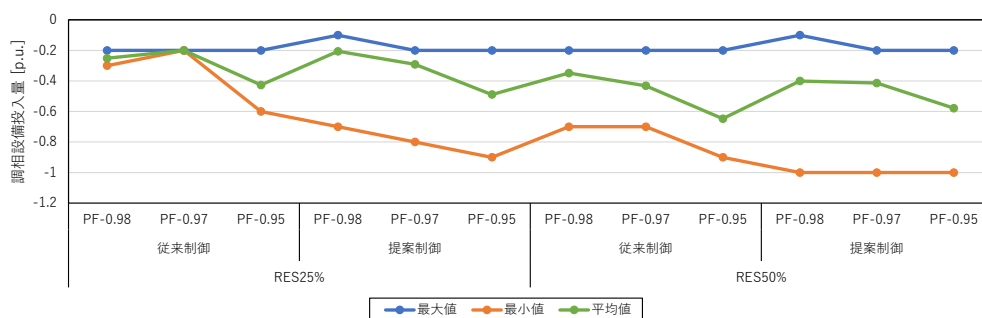


図 6.33 電圧感度結果 (RES50%, 負荷力率-0.95 ケース)

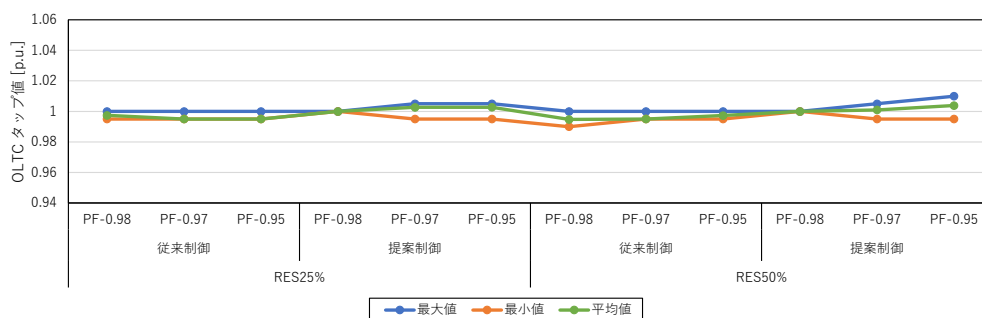
また、S/S の電圧制御機器（N306, N316, B1061, B1161）の動作結果の統計量を図 6.34 に示す。同図には RES25%, 50% のケースと、従来制御, 提案制御を適用した各ケースについて示している。



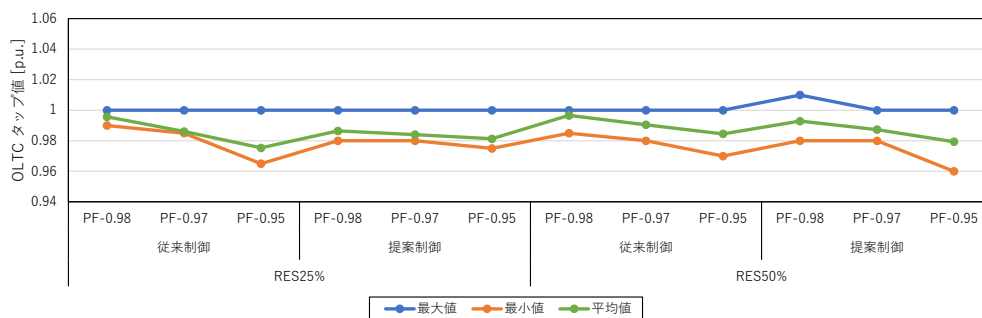
(a) ノード N306 (SC, SR)



(b) ノード N316 (SC, ShR)



(c) ブランチ B1061 (OLTC)



(d) ブランチ B1161 (OLTC)

図 6.34 弱体化地点の電圧制御機器の動作結果（最大値，最小値，平均値）

同図より、以下が考察できる。

・RESの導入量が増えるに従い、また負荷力率が悪化するに従い、電圧下げ側に作用する設備量(調相設備で言えばShR, OLTCであれば下げ方向のタップ値)を必要とする。

・N6, N206のS/Sの電圧制御機器(N306, B1061)では各ケースによる変化は小さい。電圧低下側のシナリオでは、これらの地点も弱体化地点として認識されていたが、電圧上昇側では電圧感度がしきい値を超えないため(図6.33)、提案制御の動作対象とならない。

・N16, N216のS/Sの電圧制御機器(N316, B1161)では、電圧下げ側に作用する設備量が増加している。これは電圧上昇に対して、電圧制御として電圧管理幅の中央に引き戻す効果が働くためである。電圧が上昇側に推移している場合には、その電圧を改善するために必要な進相側の無効電力量が増加する。

以上、電圧が上昇するケースについてシナリオ分析を行い、電圧上昇時にも提案制御が有効に機能し、電圧上昇による電圧逸脱を軽減できることを確認した。ただし、提案制御は電圧維持を高めるために、従来制御に比べて必要とする無効電力量は多くなる。RESの導入量が拡大し、無効電力の必要量が増加する場合には、十分に設備量を確保しておくことも重要な点である。

6.7 短周期成分考慮に関する影響分析

本節では、負荷に対して短周期成分を考慮した場合の提案制御の影響について分析する。これまでの検討では、日間の負荷変化に対する制御効果について検証するため、負荷についてはトレンド分(長周期成分)のみを対象としてきた。提案制御自体は、短周期成分を考慮して判断する制御論理ではないため、上記シナリオでも十分な機能の検証を行っていると判断できる。一方で、実際に負荷には短周期成分が含まれているため、電圧は更に変動する可能性が高い。そこで負荷に対して短周期成分を考慮した場合の制御効果について確認する。

負荷の短周期成分の変動量については、これまでの実績等に基づく分析結果に基づき、以下の(6.1)式で表現されることが一般的である[77]。また、短周期成分は平滑化効果が働くため、この効果も考慮する必要がある。そこで、周波数領域にてゲインフィルタ(時間領域での1次遅れ特性相当)を考慮して短周期成分を含む負荷データを作成する。負荷データの作成フローを図6.35に示す。

$$\sigma = \gamma \cdot \sqrt{P} \quad (6.1)$$

ただし、

σ : 負荷の標準偏差 (MW), γ : 比例係数, $Pload$: 負荷量 (MW)

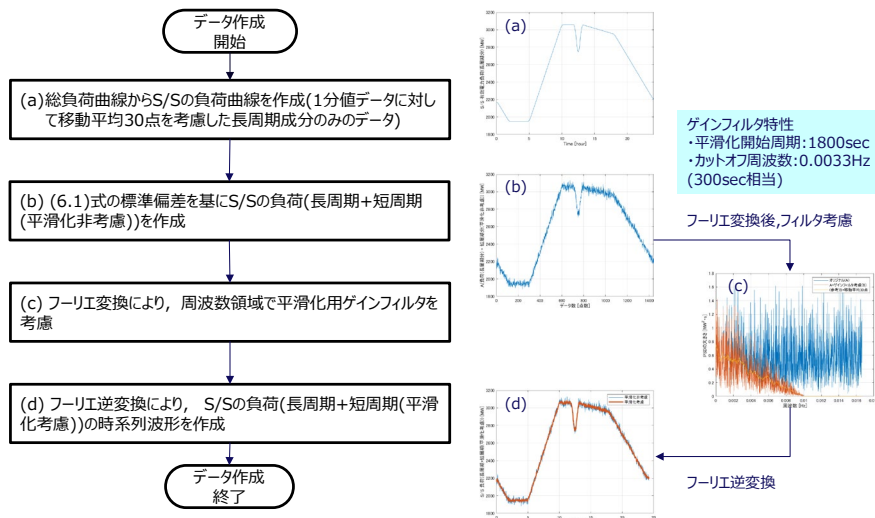


図 6.35 短周期成分を含む負荷データの作成フロー

負荷データ作成のためのパラメータを以下に示す。負荷データを作成する場合に負荷総量（総需要）ではなく、一度 S/S 地点相当の負荷データに細分化してから短周期成分を考慮している。これは総需要として短周期成分を考慮すると、総需要から N 地点の S/S の負荷データを作成する際に、地点数による平滑化効果 ($1/\sqrt{N}$) についても再度考慮する必要があるためである。

➤ パラメータ条件

- ・制御の考慮条件：提案制御なし (case00)，提案制御全て考慮 (case04)
- ・各種条件：5 章のベースケースと同等 (RES 25%)
- ・S/S 地点数：20
- ・(6.1)式の比例係数 γ ：0.5 (文献[77]によれば 0.3~0.6 程度)
- ・ゲインフィルタの平滑化開始周波数：1/1800 [Hz]
- ・ゲインフィルタのカットオフ周波数：1/300 [Hz]

上記フローで作成した S/S 負荷データの総和から求めた総需要データを図 6.36 に示す。短周期成分が含まれていることが波形より確認できる。

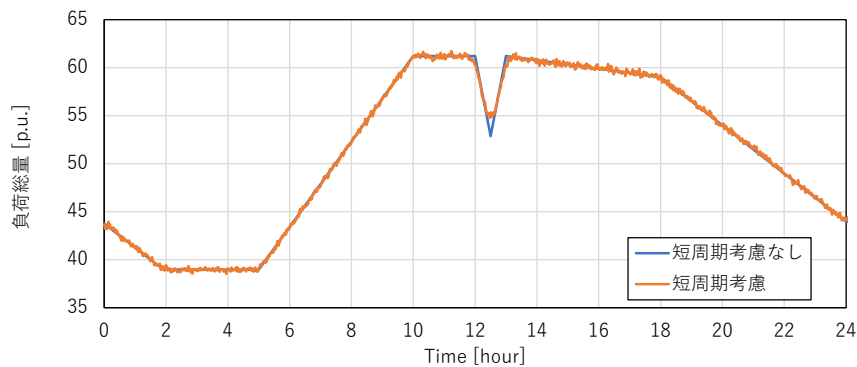


図 6.36 負荷総量（総需要）データ

従来制御と提案制御の適用うち、短周期成分を考慮しない場合の電圧結果を図 6.37 (図 5.17 の再掲) に、短周期成分を考慮した場合の電圧結果を図 6.38 に示す。短周期成分を考慮した場合には、各時刻での電圧のばらつきは大きくなっているが、電圧のトレンド、Vrefの設定、DB幅の設定には有意な差が無いことが分かる。短周期成分が加わると、電圧上下限值付近にある場合に、電圧変動が助長する場合もあるため、電圧を中央に引き戻す効果を持つ提案制御は効果的であると考えられる。

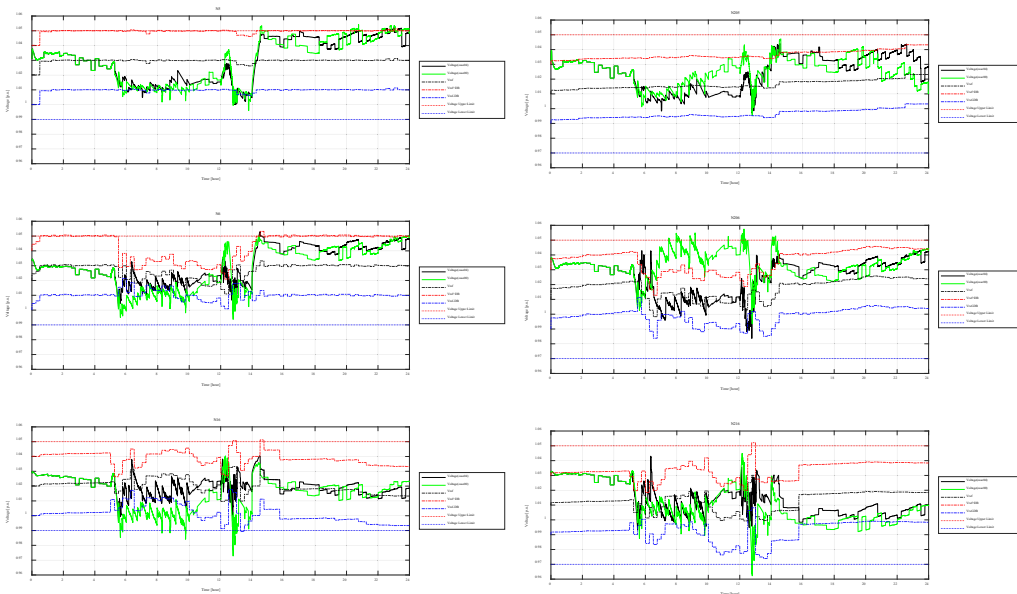


図 6.37 母線電圧結果 (RES25%, 負荷短周期成分考慮なし, 図 5.17 再掲)

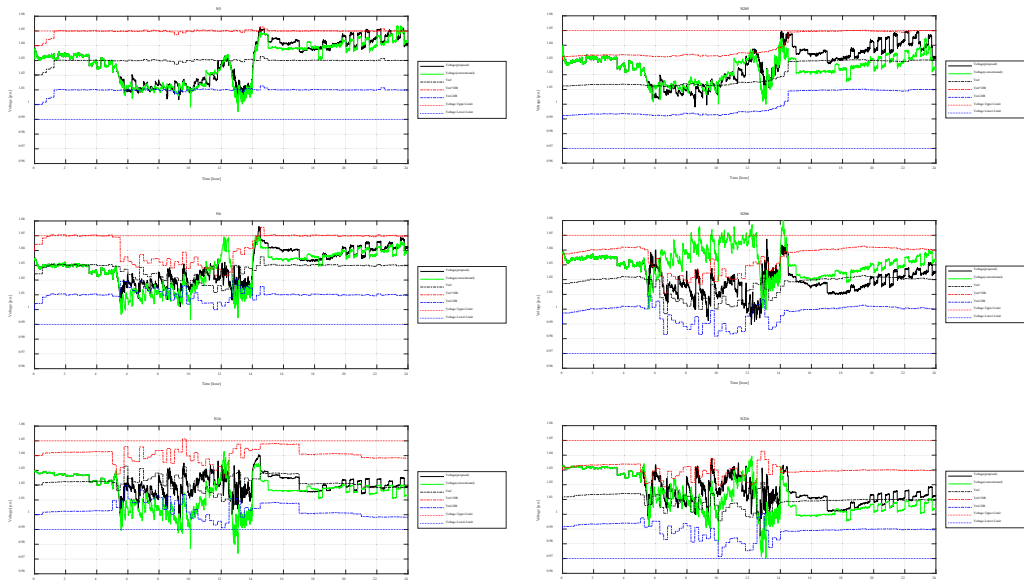


図 6.38 母線電圧結果 (RES25%, 負荷短周期成分考慮 黒:提案制御, 緑:従来制御)

第7章

まとめ

本稿では、RESの導入拡大により、基幹系統の電圧維持の役割を担うSGが停止した際の電圧維持能力が低下していく状況を想定して、電圧維持を高めるための電圧制御の高度化について提案した。提案制御は大きく3つで構成される。

第1に、系統にて電圧維持能力が低下し電圧が変動しやすい場所を選定する方法である。系統の電圧は局所性が強く、各部の系統状況（この場合、近傍に電圧を維持するSGが存在するか、SGが電圧維持に貢献しているか）に大きく依存する。提案制御では、各部の電圧状態について電圧感度を用いて指標化し、これらの地点を弱体化地点と称し、後述の2つの提案制御が適用される動作条件とした。電圧感度自体は、電圧状態を表現する一般的な方法であるが、系統の電圧監視として電圧制御システムに取り込んだこと、電圧感度の計算においてSGの運転状態（AVR、AQR）も考慮した上で指標を生成していることが新規提案に該当する。

第2に、中央VQCで生成する電圧目標値 V_{ref} に関して電圧維持を高めるための方法である。提案制御では V_{ref} を生成する方法として最適潮流計算のOPFを解いているが、系統に通常地点と弱体化地点が存在する場合、両者を考慮した制御戦略の実現が難しい。そこで、弱体化地点については、OPFの外部にて電圧維持を高めた電圧スケジュール値 V_{sched} 作成し、従来の経済性ベースの V_{sched} と電圧維持を強めた V_{sched} を基に電圧偏差が最小となる効果を目的関数に組み込み、両者の実現を狙った。電圧維持を高める V_{sched} は、弱体化地点の電圧監視情報と負荷変動の予測値情報を基に、次制御周期の電圧予測値を想定し、その予測値を基に電圧管理幅の中央に引き戻すためのドループ特性を考慮することで V_{sched} を作成することを提案した。

第3に、Local VQCなどの電圧制御機器が管理している不感帯DBを動的に制御する方法である。電圧制御機器は一定のDB幅を以て制御が行われる。このDB幅は、電圧運用の管理目標等によって決められ、大抵の場合、裕度を持った固定の整定値として扱われているが、SGの停止によって系統状態が変化してくるとDB幅が系統状況とマッチしなくなる。特にDB範囲は不動作領域に相当するため、DB幅が広いと動作遅れを引き起こし電圧維持へと影響してくる。そこで、提案制御では、弱体化地点において電圧維持を高めるために系統状況を認識しながら、適正なDB幅を動的に設定することを提案した。このとき、DB幅はS/Sの電圧制御機器が単位量動作したときの最大電圧変化量を基に推定することで、 $V_{ref} \pm DB$ の範囲を超えて電圧制御機器が動作した場合に、直ちに V_{ref} に引き戻すことを狙った。

5章では、基幹系統を対象に、電圧制御を構成する各制御要素を組み合わせることで各制御の効果、有効性について確認した。また6章では、各制御の整定値を変化パラメータと

して電圧維持の制御効果を分析するとともに、将来想定される RES の導入条件、電圧上昇側の想定シナリオを基に提案手法が一般性を有しており、制御効果が期待できることを確認した。

提案制御は、系統状況が弱体化することをトリガ条件としている。そのため、電圧が維持されている状態であれば機能せず従来制御として動作する。このように、提案制御は従来制御と親和性が高く、また提案制御の DB 制御は、S/S の電圧変動量を数値化・指標化しているため、系統状況を電圧面から監視することに長けている。一方で、提案制御は電圧維持を高めるために、電圧制御機器の動作を速め、そのための機器動作が増えることになる。このため、制御可能な設備量は十分に確保しておく必要がある。なお、電圧を維持するために必要な無効電力リソースの確保は提案制御に限った問題ではないことを補足する。

最後に、今後の研究課題について述べる。提案制御は、系統状況に即してより適正に電圧維持を行うための動的な制御であるが、その分だけ制御の動作が速まり、各地点で同時動作が発生しやすくなる。本提案では基本的に S/S 単位を独立であることを前提としているが、RES の導入量が増えると様々な地点で系統弱体化が発生し、同時動作が発生しやすくなる。これを回避するためには S/S 同士が動作協調を図るなど、系統全体よりも狭く、S/S 単位よりも広い範囲での協調した制御管理が必要となってくる。また、6 章でも示した通り、提案制御は系統の電圧感度を改善するものではなく、電圧感度が大きくなった場合に、従来の電圧制御機器を最大限活用する方法である。系統の電圧感度自体を改善するためには、電圧維持能力を持つ設備を系統に配置する必要があり、例えば、限られた連系台数の SG を面的に配置するなどの系統運用面の対策や、SVC、STATCOM、蓄電池などの高速制御可能な変換器設備導入などの設備面の対策が考えられる。これまで、基幹系統は SG が支配的であり SG によって系統電圧を支えてきたが、SG が停止し、電圧維持能力が低下するのであれば、系統に連系する機器は何らかの形で電圧維持に貢献することを要件化し活用していくこと、また、電圧維持、整定値の管理の考え方自体も見直していく必要があると考えている。

謝辞

本研究を取りまとめるにあたり、辻 隆男准教授には貴重なご意見を賜りました。深く感謝致します。また、本研究にご協力頂いた関係各位、研究生生活を支えて下さった方々に深く感謝致します。

参考文献

- [1] 給電用語の解説調査専門委員会編, 「給電用語の解説」, 電気学会技術報告, 第 977 号 (2004 年)
- [2] 電力広域的運営推進機関, 「一般向けコンテンツ 電力ネットワークの仕組み」, <https://www.occto.or.jp/grid/index.html> (2022 年 1 月アクセス)
- [3] 電力系統の電圧運用・制御技術調査専門委員会編, 「電力系統の電圧運用・制御技術」, 電気学会技術報告, 第 1467 号 (2019 年)
- [4] 電力系統安定運用技術専門委員会, 「電力系統安定運用技術」, 電気協同研究会, 第 27 巻, 第 1 号(1991 年)
- [5] IEA, “Renewables 2021 Analysis and forecast to 2026” (2021)
- [6] IEA, “PVPS TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS” (2021)
- [7] 資源エネルギー庁, 「エネルギー基本計画の概要」 (2021.10)
- [8] AEMO, “Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation, October 2019, International insights for Australia”, 2019
- [9] EIRGRID, “System Non Synchronous Penetration Definition and Formulation Operational Policy” (2018) , <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/SNSP-Formula-External-Publication.pdf> (2022 年 4 月アクセス)
- [10] 齊藤哲夫, 「アイルランドとオーストラリアの風力発電」, 日本風力エネルギー学会誌, Vol.42, No.4 (2018 年)
- [11] EIRGRID, SONI, "DS3 Programme Transition Plan Q4 2018 - Q4 2020" (2018), <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Programme-Transition-Plan-Q4-2018-Q4-2020-Final.pdf> (2022 年 4 月アクセス)
- [12] national grid, "System Operability Framework 2016" (2016), <https://www.nationalgrideso.com/document/63481/download> (2022 年 4 月アクセス)
- [13] national grid, "Investment Decision Pack NGET_A7.08 System Operability (Voltage)" (2019), <https://www.nationalgrid.com/electricity-transmission/document/132386/download> (2022 年 4 月アクセス)
- [14] N.Qin, H.Abildgaard, P.Lund, E.Dmitrova, T.Lund, P.B.Eriksen, C.L.Bak and Z.Chen, "Automatic Voltage Control (AVC) of Danish Transmission System - Concept Design", CIGRE US National Committee, 2014 Grid of the Future Symposium (2014)
- [15] N.Qin, H.Abildgaard, D.Flynn, Z.H.Rather, C.L.Bak and Z.Chen, “Automatic Voltage Control (AVC) System under Uncertainty from Wind Power”, Power Systems Computation Conference (PSCC) (2016)
- [16] 末永晋也, 多田泰之, 関弘昭, 「オンライン最適電圧プロファイル実現に向けた研究」, 電学論 B, Vol.139, No.4, pp.251-258 (2019)

- [17] 植田喜延, 金山哲也, 疋田裕幸, 飛田雄一, 関沼和浩:「南相馬変電所における大容量蓄電池システムを活用した電圧変動抑制実証」, 電学論 B, Vol.140, No.6, pp.504-510 (2020)
- [18] M.M.Seyed, K.Innocent, M.Ali and R.Abbas, “Voltage Security Constrained Stochastic Programming Model for Day-Ahead BESS Schedule in Co-Optimization of T&D Systems”, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, Vol. 11, No. 1, pp391-pp404 (2020)
- [19] D.Yang, X.Wang, F.Liu, K.Xin, Y.Liu and F.Blaabjerg, "Adaptive Reactive Power Control of PV Power Plants for Improved Power Transfer Capability Under Ultra-Weak Grid Conditions", IEEE Trans on Smart Grid, Vol.10, No.2, pp.1269-1279 (2019)
- [20] P.Jahangiri, D.C.Aliprantis, "Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters", IEEE Trans on Power Systems, Vol.28, No.3, pp.3429-3439 (2013)
- [21] Haider Rabab, Annaswamy Anuradha M, “A hybrid architecture for volt-var control in active distribution grids.” Elsevier, Vol.312, doi:10.1016/j.apenergy.2022.118735 (2022)
- [22] A.Mohapatra, P.R.Bijwe and B.K.Panigrahi, "An efficient hybrid approach for Volt/Var control in distribution systems", IEEE Trans. Power Del., vol. 29, no. 4, pp. 1780-1788(2014)
- [23] Rabih A.Jabr, Izudin Dzafic, " Sensitivity-Based Discrete Coordinate-Descent for Volt/VAr Control in Distribution Networks”, IEEE Trans on Power Systems, Vol.31, No.6, pp.4670-4678 (2016)
- [24] 山根啓介, 折原大, 飯岡大輔, 青砥由貴, 橋本潤, 合田忠弘:「インバータごとの有効・無効電力の出力配分最適化を応用したスマートインバータの Volt-Var, Volt-Watt 曲線の決定手法」, 電学論 B, Vol.139, No.8, pp.513-521 (2019)
- [25] 國分海北斗, 飯岡大輔, 玉井昌彦, 小松貴彦, 青砥由貴, 折原大, 喜久里浩之, 橋本潤, 合田忠弘, 大谷謙仁:「インバータの導入箇所に応じた制御機能の選択が電圧および周波数に与える影響の分析」, 電学論 B, Vol.141, No.5, pp.358-365 (2021)
- [26] David Sebastian Stock, Andreas Venzke, Lothar Lower, Kurt Rohrig and Lutz Hofmann, "Optimal reactive power management for transmission connected distribution grid with wind farms", 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) (2016)
- [27] 金子曜平, 芹沢信哉, 林泰弘, 杉村修平, 上田義延, 田邊孝之,「送電損失低減を目的とした PV 連系送電システムにおける 2 電圧階級の VQC 装置協調運用決定手法」, 電学論 B, Vol.140, No.6, pp.484-494 (2020)
- [28] 電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会:「モデル拡充に関する報告書(マニュアル)」, 電気学会(2001)
- [29] 系統運用者から見た電力設備の運用限度調査専門委員会編:「系統運用者から見た電力設備の限度」, 電気学会技術報告, 第 1393 号 pp.87 (2017 年 1 月)
- [30] 電力系統の電圧運用・制御技術調査専門委員会編:「電力系統の電圧運用・制御技術」, 電気学会技術報告, 第 1467 号 pp.38 (2019 年 10 月)
- [31] 電気学会電気規格調査会:「JEC-0222 標準電圧」, 電気書院(2010 年 2 月)

- [32] 東京電力パワーグリッド:「系統アクセスルール [特別高圧版]」(2020年)
<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/rule-tr-dis/pdf/keitouT-j.pdf> (2022年4月アクセス)
- [33] Fedor Nepsha, Vyacheslav Voronin, Roman Belyaevsky, Vladimir Efremenko, and Kirill Varnavskiy, "Application of FACTS Devices in Power Supply Systems of Coal Mines", E3S Web of Conferences Vth International Innovative Mining Symposium, Vol.174, 03026 (2020),
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017403026>(2022年4月アクセス)
- [34] 一般社団法人 電気学会編,「電気工学ハンドブック (第7版)」, オーム社 (2013)
- [35] 新開明彦, 児玉博明, 甲斐郁人,「系統シミュレータによる電圧不安定現象の基礎的解明」, 電力中央研究所報告, T90005 (1990)
- [36] 谷本昌彦, 森田博信, 高橋修, 坂本邦夫, 黒川隆久, 福井伸太,「個別 VQC 装置への目標電圧指令による中央 VQC 方式」, 電学論 B, Vol.126, No.8, pp.783-788 (2006)
- [37] 草野日出男, 田口 広幸, 西入 秀明, 斎藤 宣俊,「中部電力(株) 長野方面系統安定化(ISC)システム」, 東芝レビュー, Vol.68, No.1, pp.44-47 (2013)
- [38] H.Vu, P.Pruvot, C.Launay, Y.Harmand, "An improved voltage control on large-scale power system", IEEE Trans on Power System, Vol.11, No.3, pp1295-pp1303 (1996)
- [39] H.Lefebvre, D.Fragner, J.Y.Boussion, P.Mallet, M.Bulot, "Secondary coordinated voltage control system: feedback of EDF", 2000 Power Engineering Society Summer Meeting, Vol.1, pp290-pp295(2000)
- [40] S.Corsi, M.Pozzi, and G.D.Olio, "The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid Part I: Reasons of the Choice and Overview of the Consolidated Hierarchical System", IEEE Trans on Power Systems, Vol.19, No.4, pp1723-pp1732 (2004)
- [41] N.Janssens, "STertiary and secondary voltage control for the Belgian HV system", IEE Colloquium on International Practices in Reactive Power Control, London, pp1/1-8/4(1993)
- [42] J.Van Hecke, N.Janssens, J.Deuse, and F.Promel, "Coordinated Voltage Control Experience in Belgium", CIGRE Session 2000 Paris, France, Rep.38-111 (2000)
- [43] P.Frias, T.Gomez, D.Soler, "Voltage control and reactive power support in the Spanish transmission network", MELECON 2006 - 2006 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, pp916-919(2006)
- [44] H.Sun, Q.Guo, B.Zhang, W.Wu and B.Wang, "An Adaptive Zone-Division-Based Automatic Voltage Control System With Applications in China", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.28, No.2, pp1861-pp1828 (2013)
- [45] Q.Guo, H.Sun, J.Tong, M.Zhang, B.Wang and B.Zhang, "Study of System-wide Automatic Voltage Control on PJM System", IEEE PES General Meeting, pp.1-6(2010)
- [46] Martin Geidl, "Implementation of coordinated voltage control for the Swiss transmission system", Melecon 2010 - 2010 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, pp230-236(2010)
- [47] Veera Raju Vinnakota, Brian Brewer, Djordje Atanackovic, Asher Steed and Greg

- Dwernychuk, "Implementation of OPF as a supportive system voltage control tool in real-time for British Columbia transmission network", IEEE PES General Meeting, pp1-pp8(2010)
- [48] V.Venkatasubramanian, J.Guerrero, J.Su, H.Chun, X.Zhang, F.Habibi-Ashrafi, A.Salazar and B.Au-Jaradeh, "Hierarchical Two-Level Voltage Controller for Large Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.31, No.1, pp397-pp411(2016)
- [49] N.Qin, "Voltage Control in the Future Power Transmission Systems", Springer Theses (2016)
- [50] 関根泰次, 横山明彦, 安田恵一郎, 林泰弘, 岡本浩, 田辺隆也, 多田泰之, 「電力系統の最適潮流計算」, 日本電気協会 (2002.3)
- [51] T.Fukuda, S.Shinmyo, H.Seki, S.Omi, Y.Tada, S.Suenaga, H.D.Chiang and B.Wang, "Optimization Enabler for a Voltage and Reactive Power Management (OPENVQ) System for Smart Operation", CIGRE US National Committee 2017 Grid of the Future Symposium (2017)
- [52] 石田隆張, 久保理, 福井千尋, 小海裕, 水谷茂生, 山本誠, 高山俊昭, 「LP を用いた基幹系統への予測先行型電圧無効電力制御方式」, 電学論 B. 1997. Vol.117. No.8. pp.1115-112
- [53] 重森康央, 石亀篤司, 矢壺 修, 河口 健, 「電圧制御機器の制御遅れを考慮した電圧無効電力制御」, 電学論 B, Vol.129, No.7, pp.859-868, 2009.
- [54] 下根孝章, 矢壺修, 石亀篤司, 長谷川嗣人, 「需要変動を考慮した電圧無効電力制御の開発」, 電学論 B. 2011. Vol.131. No.10. pp.826-835
- [55] S.Corsi, M.Pozzi, M.Sforza and G.Dell'Olio, "The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid Part II: Control Apparatuses and Field Performance of the Consolidated Hierarchical System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No.4, pp1733-pp1741 (2004)
- [56] S.Boroczky, A.Honecker, A.Illing, M.Miller, S.Musunuri and Y.Wu, "Automating the Dispatch of Reactive Power in Australia", CIGRE C2-121. Session Papers & Proc (2018)
- [57] S.Corsi, F.De Villiers and R.Vajeth, "Secondary Voltage Regulation applied to the South Africa transmission grid", IEEE PES General Meeting, pp.1-pp.8 (2010)
- [58] G.N.Taranto, N.Martins, D.M.Falcao, A.C.B.Martins and M.G.dos Santos, "Benefits of applying secondary voltage control schemes to the Brazilian system", 2000 Power Engineering Society Summer Meeting, pp.937-pp.942 (2000)
- [59] 再生可能エネルギー電源の連系量拡大に伴う需給・系統運用上の課題と対策検討専門委員会, 「再生可能エネルギー電源の連系量拡大に伴う需給・系統運用上の課題と対策検討」, 電気協同研究会, 第75巻, 第3号 (2019年)
- [60] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill (1994)
- [61] 竹中清, 「電力系統の安定度解析の高精度化に関する研究」 電力中央研究所研究報告, T63 (2000)
- [62] 新田目倅造, 「電力系統技術計算の応用」, 電気書院 (1981年)
- [63] 村上貴之, 野本悟史, 小関英雄, 飛田雄一, 佐々木和人, 「再生可能エネルギーの大

量連系による同期発電機の運転状況の変化が平常時の電圧安定性に与える影響の分析」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会, 2WEB5-19 (2021)

[64] 小関英雄, 辻隆男, 「平常時の電力系統の階層型電圧制御の高度化を目的としたコーディネート VQC の提案」, 令和3年電気学会全国大会, 第6分冊, pp.334-335 (2021)

[65] 小関英雄, 辻隆男, 「電力系統における電圧制御高度化のための不感帯幅の動的調整手法」, 電学論 B, Vol.142, No.33, pp.169-181 (2022)

[66] 高橋尚之, 林泰弘, 「不感帯制御 SVC による配電系統の動的電圧制御手法」, 電学論 B, Vol.133, No.4, pp.396-403 (2013)

[67] 小関英雄, 辻隆男, 野本悟史, 「平常時の電圧・無効電力制御の高度化を目的としたコーディネート VQC による電圧目標値の設定に関する研究」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会, 5WEB4-5 (2021)

[68] Hideo Koseki, Takao Tsuji, "A Dynamic Adjustment Method of Voltage Reference Value and Dead Band Width for Advanced Voltage Control in Power Systems", CIGRE 2022 Kyoto Symposium Hybrid conference, C2-138 (2022)

[69] 道上勉, 鬼塚長徳, 北村哲, 「電圧安定性を向上する新しい発電機励磁制御方式 (PSVR)の開発・適用」, 電学論 B, Vol.110, No.11, pp.887-894 (1990)

[70] B.Lee, D.K.Kim, " Harmonizing IEC 61850 and CIM for connectivity of substation automation ", Computer Standards & Interfaces, Vol.50, pp.199-208 (2017)

[71] 天雨徹, 田中立二, 大谷哲夫, 「IEC 61850 を適用した電力ネットワーク」, コロナ社 (2020)

[72] 電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会:「モデル拡充に関する報告書(マニュアル)」, 電気学会 (2001), http://denki.iee.jp/pes/?page_id=185 (2022年4月アクセス)

[73] 小関英雄, 野本悟史, 「需給構造の変化と電圧制御の高度化に対応した VQC シミュレーションツールの開発 -基本解析機能を実装したプロトタイプ版-」, 電力中央研究所報告, R19003 (2020)

[74] 国土交通省 気象庁ホームページ, 日々の天気図

<https://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/hibiten/index.html> (2020年1月アクセス)

[75] 国土交通省 気象庁ホームページ, 過去の気象データ・ダウンロード

<https://www.data.jma.go.jp/gmd/risk/obsdl/index.php> (2022年4月アクセス)

[76] 電力広域的運営推進機関, 「資料 4-2-2 (参考資料)需給調整市場について」, 第11回需給調整市場検討小委員会 (2019)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/files/jukyushijyo_11_04_02_02.pdf (2022年4月アクセス)

[77] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会, 「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」, 電気学会技術報告, 第1386号 (2016)

[78] K.Iba, H.Suzuki, K.I.Suzuki and K.Suzuki, "Practical reactive power allocation/operation planning using successive linear programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.3,

No.2, pp558-pp566 (1988)

[79] T.Bertram, K.Demaree and L.Danglemaier, " An Integrated Package for Real-Time Security Enhancement", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5, No.2, pp592-pp600 (1990)

[80] Z.Yang, A.Bose, H.Zhong, N.Zhang, Q.Xia and C.Kang, "Optimal Reactive Power Dispatch with Accurately Modeled Discrete Control Devices: A Successive Linear Approximation Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.32, No.3, pp2435-pp2444 (2017)

[81] A.A.Mohamed, B.Venkatesh, "Line-Wise Optimal Power Flow Using Successive Linear Optimization Technique", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.34, No.4, pp2083-pp2092 (2019)

発表文献一覧

1. 査読付き論文誌

[1] 小関英雄, 辻隆男, 「電力系統における電圧制御高度化のための不感帯幅の動的調整手法」, 電学論 B, Vol.142, No.33, pp.169-181 (2022)

[2] Hideo Koseki, Takao Tsuji, "A Dynamic Adjustment Method of Voltage Reference Value and Dead Band Width for Advanced Voltage Control in Power Systems", CIGRE Science & Engineering journal, CSE N°26 - November, (2022)

2. 学会発表 (査読付き, 国際学会)

[1] Hideo Koseki, Takao Tsuji, "A Dynamic Adjustment Method of Voltage Reference Value and Dead Band Width for Advanced Voltage Control in Power Systems", CIGRE 2022 Kyoto Symposium Hybrid conference, C2-138 (2022)

3. 学会発表 (査読なし, 国内学会)

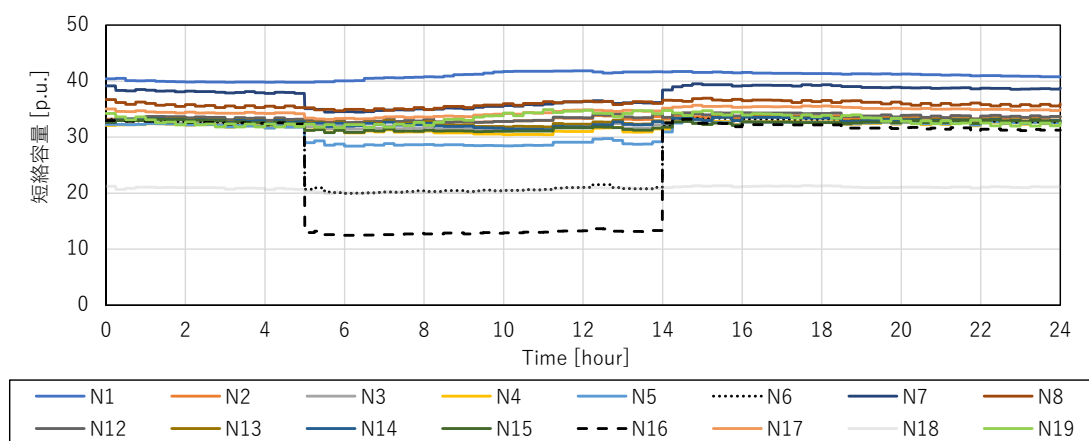
[1] 小関英雄, 辻隆男, 「平常時の電力系統の階層型電圧制御の高度化を目的としたコーディネート VQC の提案」, 令和 3 年電気学会全国大会, 第 6 分冊, pp.334-335 (2021)

[2] 小関英雄, 辻隆男, 野本悟史, 「平常時の電圧・無効電力制御の高度化を目的としたコーディネート VQC による電圧目標値の設定に関する研究」, 令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 5WEB4-5 (2021)

付録

A.1 短絡容量指標と電圧変動の関係性分析^[65]

本検討では系統の電圧状況を認識する指標として電圧感度を用いている。これは、短絡容量や無効電力損失などの他の指標と比較して、平常時の電圧変動を定量化する上で精度が良いためである。ここで、本検討で用いた解析モデル・シミュレーション条件での各 S/S の短絡容量を付 2.1 に示す（本文中にも掲載）。同図は有負荷条件、発電機は X_d'' 背後電圧一定モデルとして算出したものである。このうち 5 時～14 時が一部の箇所で SG が停止し電圧変動が増加する時間帯であるが、短絡容量の場合、その期間内の指標の変化が小さく指標の粒度が粗いことは本文中にも述べた通りである。

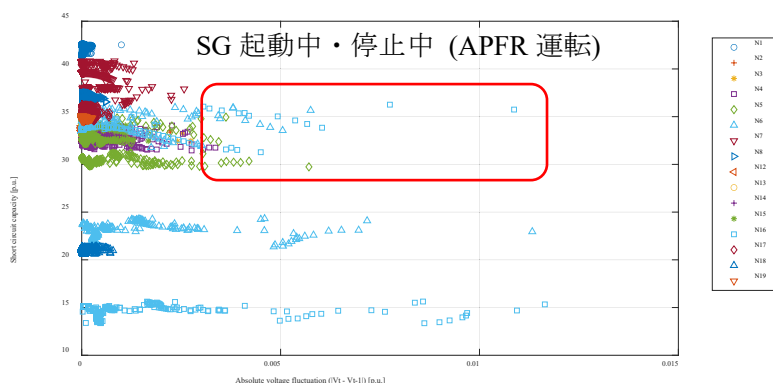


付図 1.1 S/S の短絡容量

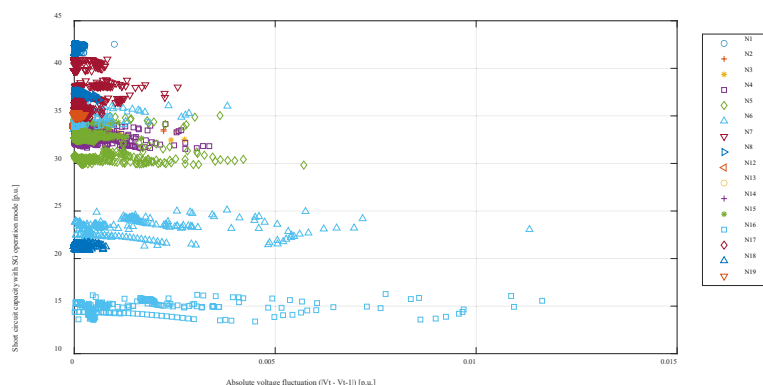
このときの短絡容量と電圧変動をプロットしたものを付図 1.2 に示す。同図にて X 軸方向の電圧変動はシミュレーションステップ (30 秒) 間の電圧偏差の絶対値を基に算出し、Y 軸方向の電圧変動は並列中の全ての SG を考慮した短絡容量を S/S 単位でプロットしたものである。同図に示す通り、短絡容量が大きい場合に電圧変動が大きくなり、短絡容量が小さくなると (N16, N6)、電圧変動が増加することが確認でき、基本的に短絡容量と電圧変動に相関があることが分かる。ただし、短絡容量が小さいからと言って電圧変動が必ずしも発生するわけではなく、正確に言うなら短絡容量の小さい状態が大きな電圧変動が発生し易い状態である、ということに相当する。一方で、同図では短絡容量が大きい状態 (35 [p.u.]) でも電圧変動が大きい状態が発生している。これは、一部の SG が起動中または停止中の状態にある場合である。本検討では、起動中・停止中の場合には、徐々に有効電力を増加・減少していくため、停止前後で過度の無効電力出力が減少・発生しないよう、力率運転としてモデリングしている。その場合、並列状態にあるため、短絡容量としては大きな値を示すが、平常時の電圧維持には貢献していないため、電圧変動としては依然として大きな変動が発生しやすい状態が継続している

ため、このようなミスマッチが発生している。これに対して、SG の運転モード（具体的には AVR 運転）も考慮した上で、短絡容量を考慮する SG を選定した場合の短絡容量と電圧変動の関係性を付図 1.3 に示す。同図に示す通り、付図 1.2 に比べて短絡容量と電圧変動の分布により相関性が見られることが確認できる。

以上より、平常時の電圧の系統監視として短絡容量を指標として用いる場合には、SG の並解列状況の考慮の他に、運転モードも考慮することが望ましい。なお、本検討では前述の通り、静特性での指標の粒度から短絡容量は指標として利用していない。



付図 1.2 S/S の短絡容量と電圧変動の関係性



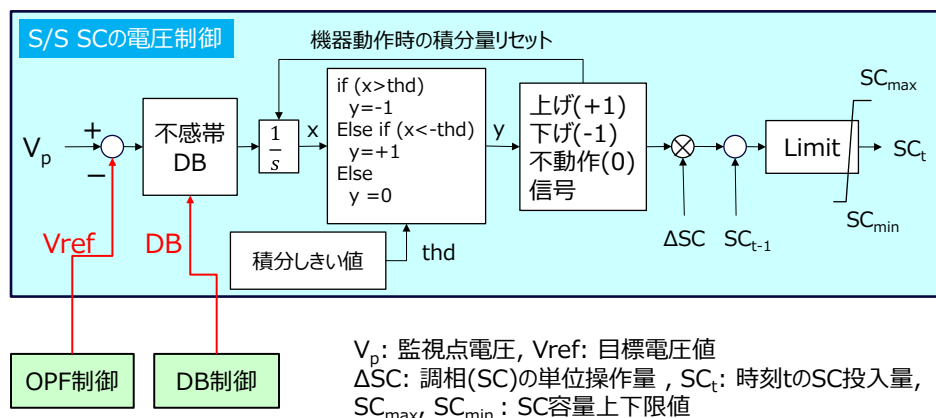
付図 1.3 S/S の短絡容量 (SG の運転モード考慮) と電圧変動の関係性
(試算系統で AVR 運転の SG のみ短絡容量時の電圧源として考慮)

A.2 S/S の電圧制御の特性と DB 制御による効果等について

(1) 電圧制御の制御特性とハンチング発生に関する定性分析

本検討では S/S の電圧制御として、電圧偏差に対する機器動作制御を付図 2.1 としてモデリングしている。これを簡易的に表現したものが付図 2.2 である。すなわち、制御の種類としては、シーケンス制御に分類され、同制御で行っているのはその ON・

OFFのみである。各制御要素の特徴を付表 2.1 に示す。



付図 2.1 S/S の電圧制御 (SC の例)



付図 2.2 S/S の電圧制御の簡易モデル

付表 2.1 S/S の電圧制御モデルの特徴

対象	概要
Observer	<ul style="list-style-type: none"> 入力信号は電圧偏差量 DB で信号をフィルタリング DB を考慮した偏差量を積分し、一定閾値による ON・OFF 指令 閾値は入力偏差によるが、運用範囲であれば数十秒オーダー
Controller	<ul style="list-style-type: none"> 出力信号は設備量 制御特性としてはゲイン相当 機器動作は秒オーダー
システム	<ul style="list-style-type: none"> システムはゲイン相当としての振る舞い システムの状況に応じて効果量は変化 応答はほぼ即時

同表に示すように、制御系はシステムの特徴に比べて応答が遅く、制御系自体はゲインとしての振る舞うことになり、DB や積分閾値は制御の ON・OFF のタイミングを決めている。なお、ON・OFF 指令後も機器動作のための時間遅れが有るため、制御としては緩やかな応答を示すことになる。

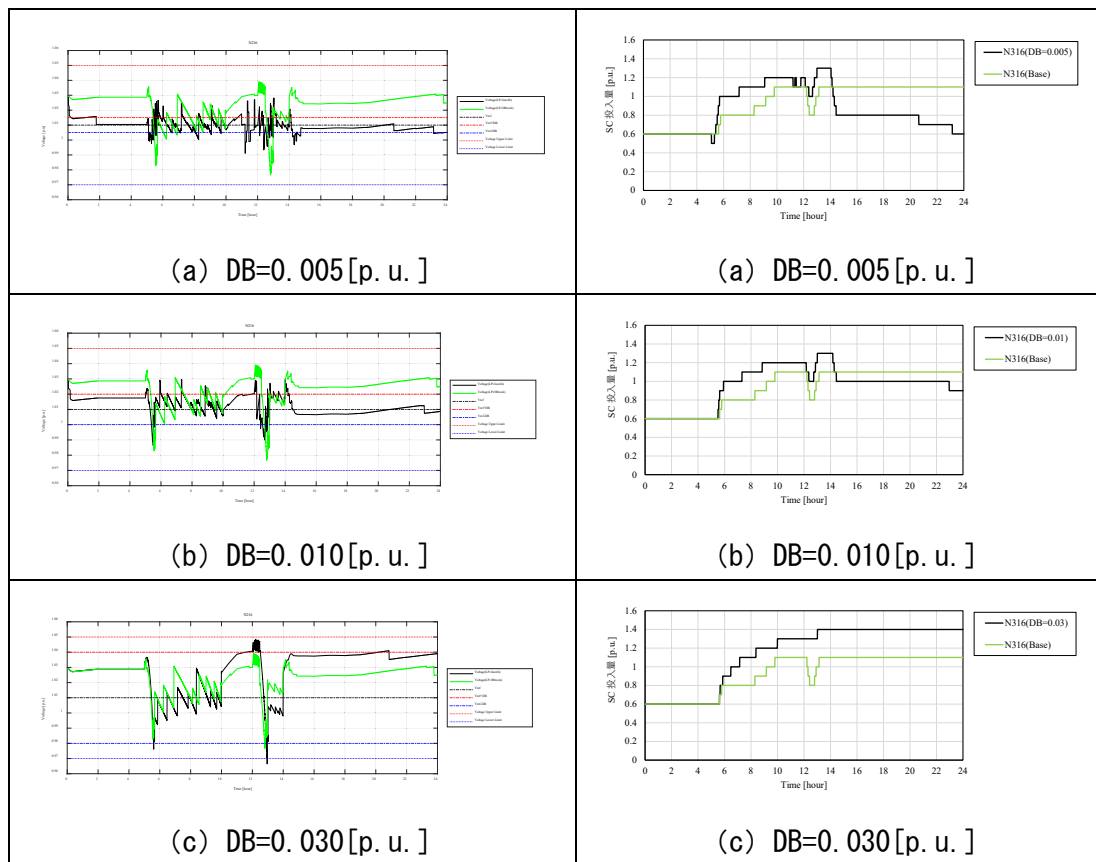
付図 2.2 の制御において、フィードバック信号 $\Delta V_{control}$ は、ほぼゲインとみなすことができ、以下の通り表現される。

$$\Delta V_{control} = Y_{control} \cdot System\ Gain \quad (A2.1)$$

Vref 付近でのハンチングを防止するためには入力信号 $\Delta V_{input} \neq 0$ の場合にて、上記のフィードバック信号をフィルタリングできることであるため、DB に対して以下の式で表現することができる。ここで 2DB とあるのは、電圧制御機器動作時に発生する電圧変動は両側の DB 幅に収まればハンチングが発生しないためである。

$$\Delta V_{control} = Y_{control} \cdot System\ Gain \leq 2DB \quad (A2.2)$$

本稿の詳細な検討モデルにおいて、DB 幅を 0.005, 0.01, 0.03[p.u.]と変更したケースを付図 2.3 に示す。



付図 2.3 DB 変更時の電圧結果と SC 動作結果（ノード 216 電圧, S16 の SC 出力）
（黒：DB 変更ケース，緑：case01 DB=0.02 [p.u.] ケース）

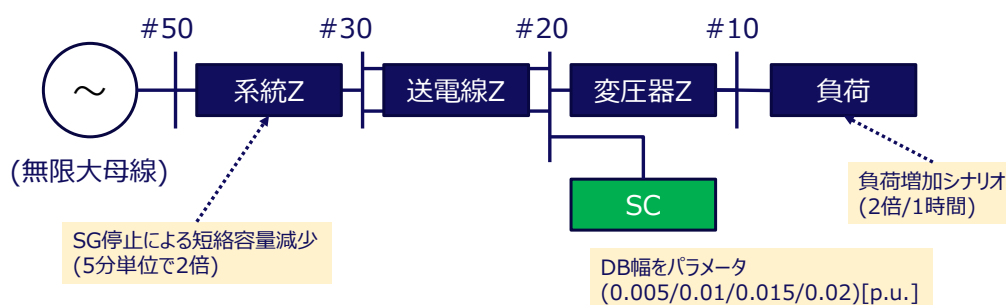
系統側としては、制御量 $Y_{control} = 0.1[p.u.]$ 、日中帯（5h-14h）の系統側電圧感度は $System\ Gain = 0.1 \sim 0.2[p.u.]$ となり、概して⁷電圧変動は $\Delta V_{control} = 0.01 \sim 0.02[p.u.]$ となるケースである。同図より、DB=0.005[p.u.]の場合には、制御効果量が DB に比べて

⁷ 実際には、コンデンサ・リアクトルの電圧の 2 乗効果が働くが、電圧は 1[p.u.]付近であるため、概略値としては無視できる。

大きいため、10時～12時付近ではハンチングが発生している。一方(b)(c)のケースではハンチングが発生しておらず、上記の制約条件が成立していることが確認できる。

(2) 簡易システムを用いた DB 幅の影響分析

上記で表現した電圧変動効果量と DB 幅との関係性について簡易なシステムを用いて分析する。簡易システムモデルを付図 2.4 に示す。同モデルは無限大母線に対して負荷が接続されており、その途中の母線を SC で電圧維持するモデルである。検討に際して、負荷を増加させるシナリオを想定するとともに、システムで発生する電圧変動の大きさが変わるように、基幹システムを模擬するリアクタンスを徐々に減少させていく。このリアクタンス変化は SG 停止による短絡容量の減少と同等の効果がある。シミュレーション時間を 3000 [sec]、シミュレーション周期を 1 [sec] とし、SC の制御は本稿の制御モデルと同様として、DB 幅を 0.005/0.01/0.015/0.02 [p.u.] と変化させたときの電圧状態について確認する。なお、DB を逸脱した場合に機器が動作するよう、積分しきい値はないものとして仮定した場合、本文のモデルのように積分しきい値を設定した場合の複数ケースについて確認する。



付図 2.4 簡易システムモデルの系統図

試算結果を付図 2.5 に示す。同図は各 DB に対する各地点の電圧結果と電圧変動幅を示している。このとき、電圧変動幅は 1 ステップ間の偏差量の絶対値より算出している。本シミュレーションでは、負荷増加により電圧は徐々に低下していくが、ノード #20 は電圧目標値 1.0 [p.u.] から DB 幅を超えた場合に電圧維持のために機器が動作する。色濃く電圧が示されている部分は、ハンチングが発生している部分である。いずれのケースにおいても電圧変動幅が 2DB 以上となった時点でハンチングが発生していることから、(A2.2)式が成立していることが確認できる。一方で、本稿の条件同様、積分しきい値が 1.0 [p.u.・sec] と存在する場合の試算結果を付図 2.6 に示す。同図に示すように、積分しきい値が存在する場合にはハンチングが発生し始める電圧変動幅は前述のケースよりもかなり大きくなる（小さな DB 幅でも大きな電圧変動にハンチングを起こさず耐えられる）。

簡易システムモデルにて DB 幅と積分しきい値をパラメータとしたときに、ハンチング

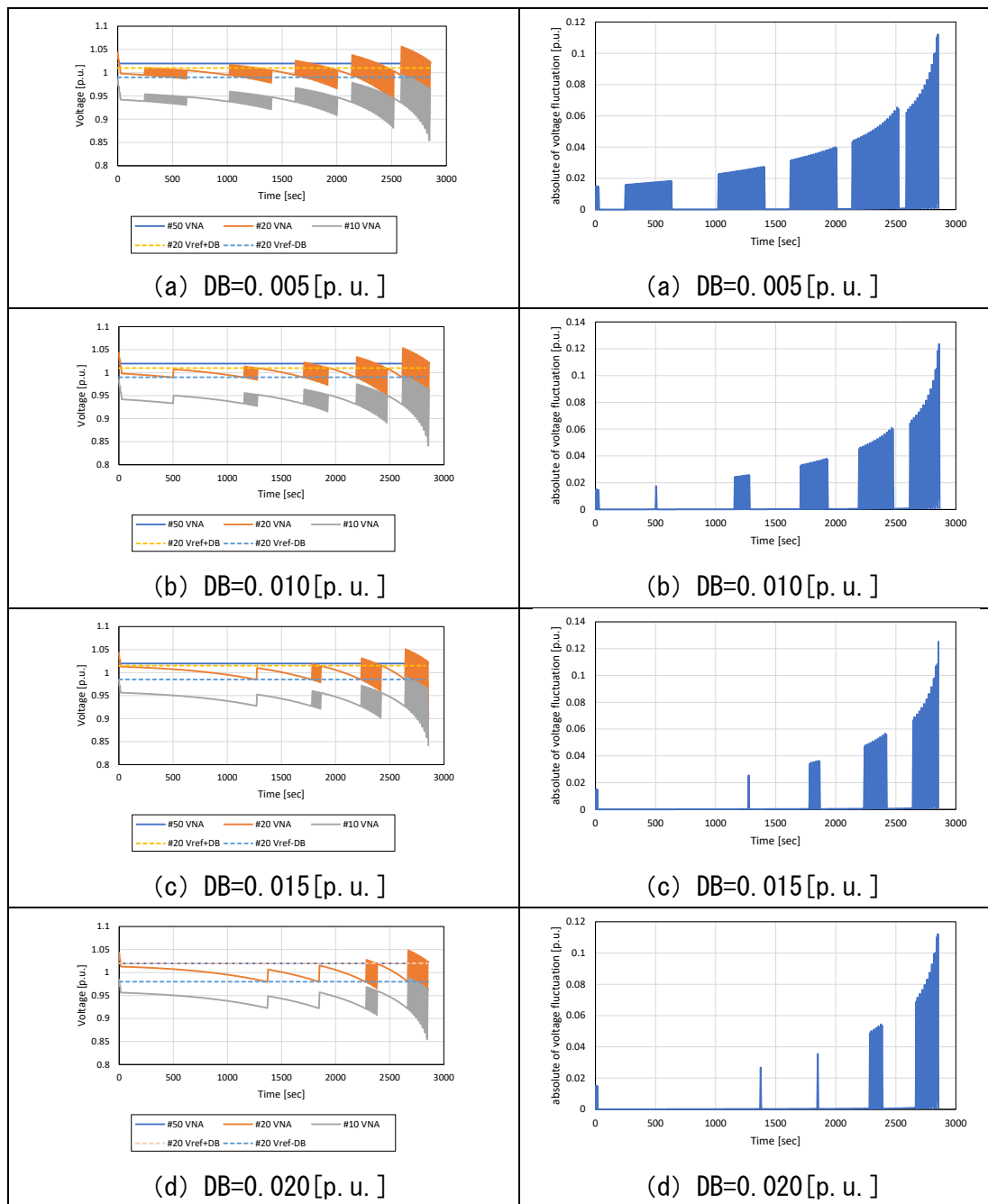
が発生し始める電圧変動量を付表 2.1 に示す。同表より、(A2.2)式の制約条件は積分しきい値がない、すなわち制御遅れが存在しない場合の条件であることが分かる。また、積分しきい値が大きくなると、ハンチングが発生し始める電圧変動は DB 幅に対して大きくなる。ただし、この効果は発生する電圧変動の大きさ (DB 幅を逸脱する量)・継続時間に依存するため、2DB 以上の裕度は必ずしも成立するとは限らない。例えば、DB=0.005 [p.u.]、積分しきい値=1.0[p.u.・sec]の場合に、簡易モデルでは 8DB 以上の電圧変動でハンチングが発生しているが、本稿の試算モデルでは電圧変動が 0.02[p.u.] (=4DB) で発生している。これらを式で表現すると(A2.3)式のようになる。

$$\Delta V_{control} \leq 2DB \cdot \alpha \quad (A2.3)$$

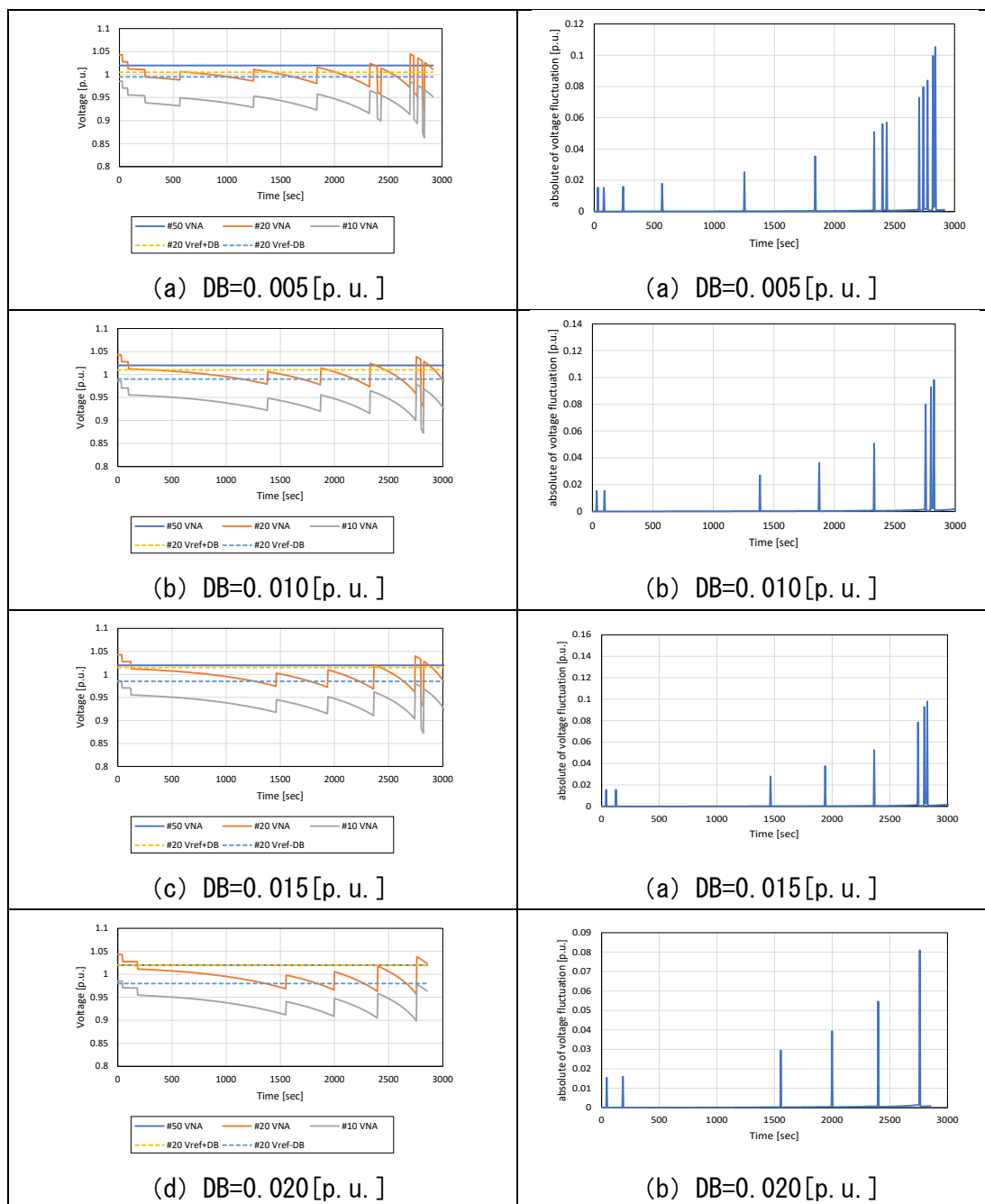
($\alpha \geq 1$: 積分しきい値等による効果)

付表 2.1 ハンチングが発生する電圧変動幅 (DB 倍率値として表現)

DB 倍率値		DB 幅 [p.u.]			
		0.005	0.01	0.015	0.02
積分 しきい値 [p.u.・sec]	0.0	2.0 (付図 2.5(a))	2.0 (付図 2.5(b))	2.0 (付図 2.5(c))	2.0 (付図 2.5(d))
	0.1	4.0	3.0	3.3	2.5
	0.5	4.0	4.0	4.0	4.0
	1.0	8.0 (付図 2.6(a))	8.0 (付図 2.6(b))	5.3 (付図 2.6(c))	発生なし (付図 2.6(d))



付図 2.5 DB 変更時の電圧と電圧変動結果(積分しきい値なしケース)
 (電圧変動は1ステップ間の偏差量の絶対値より算出)

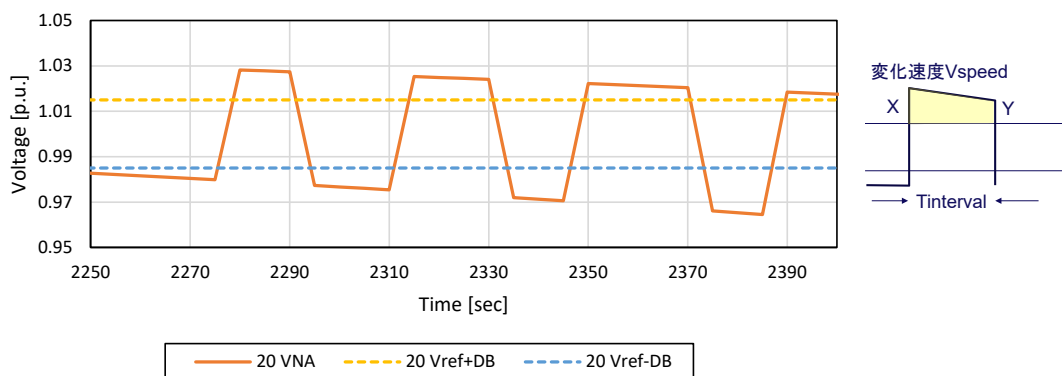


付図 2.6 DB 変更時の電圧と電圧変動結果 (積分しきい値 1.0 [p. u. · sec])
 (電圧変動は 1 ステップ間の偏差量の絶対値より算出)

(3) 積分制御を伴う場合のハンチング発生に関する定性的考察

ハンチングが発生する 2DB 以上の効果は、電圧変動の大きさ、継続時間などが影響すると述べたが、これについて定性的な考察を行う。積分制御・積分しきい値による動作トリガを条件とした制御系にてハンチングが発生するか否かは、電圧制御機器が

動作した後、2DB 範囲を突き抜けた場合に動作条件が成立するかが大きく影響する⁸。具体的には付図 2.7 に示すような場合である。すなわち、DB 幅を逸脱した面積が積分しきい値 THD を超えることが、ハンチングが発生する条件に相当する。このとき逸脱領域を台形と近似し、式で表現したものが(A2.4)式である。



付図 2.7 簡易系統モデルの系統図

$$\begin{aligned}
 \text{面積} &\geq \text{積分しきい値} THD \\
 (x + y) \times T_{interval} \times 0.5 &\geq THD \\
 (2x - V_{speed} \times T_{interval}) \times T_{interval} &\geq 2THD \\
 x &\geq \frac{THD}{T_{interval}} + \frac{V_{speed} \times T_{interval}}{2} \quad (A2.4)
 \end{aligned}$$

ここで、式(A2.4)について考察する。同式は、ハンチングが発生する場合に DB 幅を逸脱する大きさ x (すなわち電圧逸脱量) は、THD、 $T_{interval}$ 、 V_{speed} に影響し、これらの関係式によって徐々に大きくなることを意味している。同式は 2 つの項で構成され、第 1 項は逸脱後に電圧の変化速度 V_{speed} (電圧低下方向を正) の効果がない場合の影響を表しており、第 2 項は逸脱後の V_{speed} による面積の減少効果を表している。すなわち、 V_{speed} が正の場合、DB 上限側の逸脱時には面積は減少傾向となり、 x は減少傾向に作用するが、DB 下限側の逸脱時には面積は増加傾向となり、 x は増加傾向となる。また、第 1 項より、電圧しきい値 THD が小さいほど x は小さくなり、継続時間 $T_{interval}$ が長い電圧変動ほど、 x は小さくなる。これが、逸脱後に電圧変動の大きさ、継続時間、しきい値が 2DB 以上の裕度に影響する要因と考えることができる。

ここで、 V_{speed} 、THD、 $T_{interval}$ を変更したときの、式(A2.4)の動作成立時の電圧逸脱幅を付表 2.2 に示す。 V_{speed} は簡易系統での電圧の変化速度 0.0001[p.u./sec]を設定し、THD は前述のパラメータ(0.1/0.5/1.0)を、 $T_{interval}$ はシミュレーションでの機器動作条件を参考にパラメータとしている。このとき、前述の簡易系統におけるシミュレ

⁸ 正確には、逸脱前の初期状態にも依存する。

ーション時にハンチングが発生しているときの $T_{interval}$ を基に、シミュレーションと対応付した箇所を橙に色付けしている。なお、この逸脱幅は DB 範囲を超過した値であるため、付表 2.1 と対応関係を取るためには、付表 2.2 から +2DB した値として認識する必要がある。前述のシミュレーションでは、THD が 0.1 の場合に 2.5DB～4DB、THD が 0.5 の場合に 4DB、THD が 1.0 の場合に 5.3～8DB を示していたことから、同表 +2DB した値が近い値を示していることは確認できるものの、ハンチングが発生する電圧逸脱幅は条件によってばらつきがあることから定式化が難しい、すなわち予め予見が困難な裕度であると言える。

付表 2.2 ハンチングの動作成立条件に基づく電圧逸脱量 (DB 倍率値として表記)

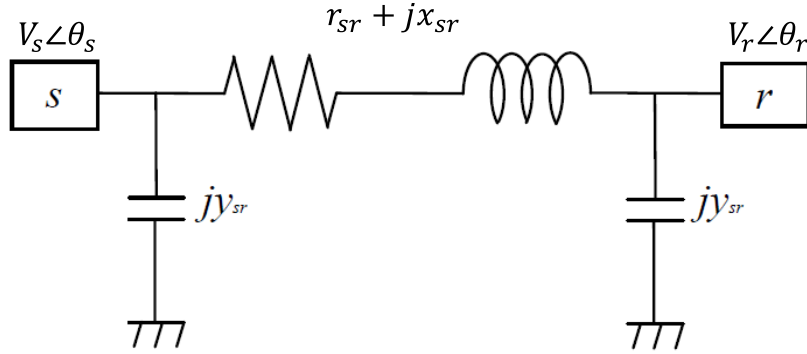
項目	電圧変化速度	積分しきい値	継続時間	動作成立時の電圧逸脱幅(制約式)	逸脱幅のDB倍率値 (シミュレーション結果)			
					0.0050	0.0100	0.0150	0.0200
	Vspeed	THD	Tinterval	ConstrEquation				
単位	[p.u./sec]	[p.u.・sec]	[sec]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
c13	0.0001	0.1	10	0.0105	2.1	1.1	0.7	0.5
c14	0.0001	0.1	20	0.0060	1.2	0.6	0.4	0.3
c15	0.0001	0.1	40	0.0045	0.9	0.5	0.3	0.2
c16	0.0001	0.1	60	0.0047	0.9	0.5	0.3	0.2
c17	0.0001	0.5	10	0.0505	10.1	5.1	3.4	2.5
c18	0.0001	0.5	20	0.0260	5.2	2.6	1.7	1.3
c19	0.0001	0.5	40	0.0145	2.9	1.5	1.0	0.7
c20	0.0001	0.5	60	0.0113	2.3	1.1	0.8	0.6
c21	0.0001	1	10	0.1005	20.1	10.1	6.7	5.0
c22	0.0001	1	20	0.0510	10.2	5.1	3.4	2.6
c23	0.0001	1	40	0.0270	5.4	2.7	1.8	1.4
c24	0.0001	1	60	0.0197	3.9	2.0	1.3	1.0

なお、本稿では、 V_{ref} への追従性を高めるために、機器動作後に V_{ref} を実現することを想定しているため、電圧変化量に対して片側 DB 幅と想定している。これを条件式で記述すると式(A2.5)で表される。これは、上記の制約式(A2.4)を満たしているため、基本的にはハンチングが発生しないパラメータ設定方法と考えることができる。

$$\Delta V_{control} = DB \quad (A2.5)$$

A.3 OPF における線形化の定式化について

本検討では OPF として逐次線形計画問題として定式化している。そこで、目的関数及び制約条件に関する線形化処理について概説する。



付図 3.1 送電線のπ型等価回路

(1) 有効電力損失の線形化

付図 3.1 に示した送電線モデルより、各ブランチで発生する有効電力損失 P_{loss} は以下のとおり表現できる。

$$P_{loss} = g_{sr}(V_s^2 + V_r^2 - 2V_s V_r \cos \theta_{sr}) \quad (A3.1)$$

ただし、 s, r : 着目しているブランチのノード番号(From 側, To 側), g_{sr} : ノード s, r に接続するブランチのコンダクタンス, V_s, V_r : ノード s, r の電圧(絶対値), θ_{sr} : ($=\theta_s - \theta_r$), θ_s, θ_r : ノード s, r の電圧位相角

※各変数の扱いについては以降も同様のため、重複する変数は記載を省略し、新たに定義した変数のみ当該箇所にて追記する

上式について、線形化を行うために最適化計算において変数となる $V_s, V_r, \theta_s, \theta_r$ でそれぞれ偏微分すると以下のとおりとなる。

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial V_s} = g_{sr}(2V_s - 2V_r \cos(\theta_s - \theta_r)) \quad (A3.2)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial V_r} = g_{sr}(2V_r - 2V_s \cos(\theta_s - \theta_r)) \quad (A3.3)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial \theta_s} = g_{sr}(2V_r V_s \sin(\theta_s - \theta_r)) \quad (A3.4)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial \theta_r} = -g_{sr}(2V_r V_s \sin(\theta_s - \theta_r)) \quad (A3.5)$$

以上をまとめて、 P_{loss} の初期断面からの変化分である ΔP_{loss} は次のとおり記述できる。

$$\Delta P_{loss} = \sum_{j=0}^{bnum} \left\{ \frac{\partial P_{loss,j}}{\partial V_s} \Delta V_s + \frac{\partial P_{loss,j}}{\partial V_r} \Delta V_r + \frac{\partial P_{loss,j}}{\partial \theta_s} \Delta \theta_s + \frac{\partial P_{loss,j}}{\partial \theta_r} \Delta \theta_r \right\} \quad (A3.6)$$

ただし、 $P_{loss,j}$: ブランチ j における有効電力損失, $bnum$: 目的関数の対象となるブランチ (送電線, 変圧器) 数

(2) 無効電力損失の線形化

付図 3.1 のモデルより, 各ブランチで発生する無効電力損失 Q_{loss} は以下のとおり記述できる。

$$Q_{loss} = -b_{sr}(V_s^2 + V_r^2 - 2V_sV_r \cos \theta_{sr}) - y_{sr}(V_s^2 + V_r^2) \quad (A3.7)$$

上式を, 変数である $V_s, V_r, \theta_s, \theta_r$ でそれぞれ偏微分すると以下のとおりとなる。

$$\frac{\partial Q_{loss}}{\partial V_s} = -b_{sr}(2V_s - 2V_r \cos(\theta_s - \theta_r)) - 2y_{sr}V_s \quad (A3.8)$$

$$\frac{\partial Q_{loss}}{\partial V_r} = -b_{sr}(2V_r - 2V_s \cos(\theta_s - \theta_r)) - 2y_{sr}V_r \quad (A3.9)$$

$$\frac{\partial Q_{loss}}{\partial \theta_s} = -b_{sr}(2V_rV_s \sin(\theta_s - \theta_r)) \quad (A3.10)$$

$$\frac{\partial Q_{loss}}{\partial \theta_r} = +b_{sr}(2V_rV_s \sin(\theta_s - \theta_r)) \quad (A3.11)$$

以上をまとめて, Q_{loss} の初期断面からの変化分である ΔQ_{loss} は次のとおり記述できる。

$$\Delta Q_{loss} = \sum_{j=0}^{bnum} \left\{ \frac{\partial Q_{loss,j}}{\partial V_s} \Delta V_s + \frac{\partial Q_{loss,j}}{\partial V_r} \Delta V_r + \frac{\partial Q_{loss,j}}{\partial \theta_s} \Delta \theta_s + \frac{\partial Q_{loss,j}}{\partial \theta_r} \Delta \theta_r \right\} \quad (A3.12)$$

ただし, $Q_{loss,j}$: ブランチ j における無効電力損失

(3) 潮流方程式の線形化

OPF を定式化するにあたり, ネットワークの潮流状態を制約条件として考慮する必要がある。本手法では, 有効電力 P および無効電力 Q に関する潮流方程式を偏微分することで, 線形化した潮流方程式に相当するヤコビ行列 (サイズは $N \times N$, ただし N はノード数) を計算している。以下に各ヤコビアン の 計算方法を示す。

(3-1) P に関するヤコビアンの算出過程

① SG 有効電力出力(J_{PG})

SG が接続しているノード i に対応する対角要素のみ 1 が格納される。非対角要素は 0.0 となる。

<対角要素>

$$\frac{\partial P_i}{\partial P_{G,i}} = 1 \quad (\text{A3.13})$$

②有効電力負荷(J_{PL})

負荷が接続しているノード i に対応する対角要素に-1 が格納され, 非対角要素は 0.0 となる。その他, 負荷に電圧特性がある場合については等式制約が自動的に追加される。

<対角要素>

$$\frac{\partial P_i}{\partial P_{L,i}} = -1 \quad (\text{A3.14})$$

③RES 出力(J_{PDER})

RES が接続しているノード i に対応する対角要素のみ 1 が格納される。非対角要素は 0.0 となる。

<対角要素>

$$\frac{\partial P_i}{\partial P_{DER,i}} = 1 \quad (\text{A3.15})$$

④変圧器タップ(J_{PTAP})

他のヤコビアンと考え方が行列の構造がやや異なり, 変圧器の両端のノードに対応するヤコビアン要素が対になって算出・格納される形となる。送電端, 受電端のヤコビアンを以下に示す。

<変圧器送電端 s >

$$\frac{\partial P_s}{\partial Tap} = -g_{sr}V_sV_r \cos \theta_{sr} - b_{sr}V_sV_r \sin \theta_{sr} \quad (\text{A3.16})$$

<変圧器受電端 r >

$$\frac{\partial P_r}{\partial Tap} = -g_{sr}V_sV_r \cos \theta_{sr} + b_{sr}V_sV_r \sin \theta_{sr} \quad (\text{A3.17})$$

⑤ノード電圧絶対値(J_{P-V})

対角要素については, 当該ノードの電圧の変化に伴う接続している設備および隣接ノードからの潮流の変化を積算した値となる。非対角要素については, 着目ノードの電圧の変化に伴う隣接ノードの潮流の変化量のみが計算される。なお, Sin の項は位相角に応じて, 正負が反転するため注意が必要である

<対角要素>

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} V_i = \sum_{i=0}^n \{-b_{sr} V_s V_i \sin \theta_{sr} + g_{sr} (2V_s - V_s V_i \cos \theta_{sr})\} \quad (\text{A3.18})$$

ただし、n: 隣接ノード数

<非対角要素(s 行, r 列の場合)>

$$\frac{\partial P_r}{\partial V_s} V_s = -g_{sr} V_s V_r \cos \theta_{sr} - b_{sr} V_s V_r \sin \theta_{sr} \quad (\text{A3.19})$$

⑤ 電圧位相角($J_{P-\theta}$)

ノード電圧絶対値の場合と同様に、対角要素は当該ノードと隣接ノードの潮流変化の総和として計算される。また、非対角要素についても、対応するノード間の潮流変化分として計算される。なお、本手法では、スラックノードを OPF 中に位相角の基準 ($\Delta\theta_{Swing} \doteq 0.0$) とする意図で、スラックノードに対応する対角要素にゲイン (=100) をかけている。

<対角要素>

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{i=0}^n \{g_{sr} V_s V_i \sin \theta_{sr} - b_{sr} V_s V_i \cos \theta_{sr}\} \quad (\text{A3.20})$$

<非対角要素 (s 行, r 列の場合) >

$$\frac{\partial P_r}{\partial \theta_s} = g_{sr} V_s V_r \sin \theta_{sr} - b_{sr} V_s V_r \cos \theta_{sr} \quad (\text{A3.21})$$

(3-2) Q に関するヤコビアンの算出過程

① SG 無効電力出力(J_{QG})

有効電力出力と同様の考え方となるが、SG の起動停止操作などにより AQR 運転となっている場合は対応する ΔQ_G が 0.0 となるため、自動的に潮流方程式から省く処理を行っている。

<対角要素>

$$\frac{\partial Q_i}{\partial Q_{G,i}} = 1 \quad (\text{A3.22})$$

② 無効電力負荷(J_{QL})

有効電力負荷と同様の定式化となる。

<対角要素>

$$\frac{\partial Q_i}{\partial Q_{L,i}} = -1 \quad (\text{A3.23})$$

③ RES 出力(J_{QDER})

RES の有効電力出力と同様の定式化となる。

<対角要素>

$$\frac{\partial Q_i}{\partial Q_{RES,i}} = 1 \quad (\text{A3.24})$$

④ 変圧器タップ(J_{QTAP})

有効電力における考え方と同様となる。ただし、無効電力に関する線形化の場合、対地アドミタンス分の影響を考慮する必要がある。

<変圧器送電端 s>

$$\frac{\partial Q_s}{\partial Tap} = -b_{sr}(V_s^2 - V_s V_r \cos \theta_{sr}) - b_{sr}(1 - 2 * Tap) * V_s^2 \quad (\text{A3.25})$$

<変圧器受電端 r>

$$\frac{\partial Q_r}{\partial Tap} = -b_{sr}(V_r^2 - V_s V_r \cos \theta_{sr}) - b_{sr} V_r^2 \quad (\text{A3.26})$$

⑤ 調相設備(J_{YC})

調相が接続するノード i に対応する対角要素が $-V^2$ となり、非対角要素は 0.0 となる。

<対角要素>

$$\frac{\partial Q_i}{\partial Y_{C,i}} = -V^2 \quad (\text{A3.27})$$

⑥ ノード電圧絶対値(J_{Q-V})

有効電力のヤコビアン計算における考え方と基本的には同様である。ただし、対角要素については隣接ノードとの潮流変化の影響の他、当該ノードに接続する調相設備や送電線の対地分からの影響を受ける。

<対角要素>

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} V_i = \sum_{i=0}^n \{-g_{sr} V_s V_i \sin \theta_{sr} - b_{sr}(2V_s - V_s V_i \cos \theta_{sr})\} + 2V(Y_C + Y_l) \quad (\text{A3.28})$$

ただし、 Y_C : 調相設備容量、 Y_l : 送電線の対地サセプタンス

<非対角要素 (s 行, r 列の場合) >

$$\frac{\partial Q_r}{\partial V_s} V_s = -g_{sr} V_s V_r \sin \theta_{sr} + b_{sr} V_s V_r \cos \theta_{sr} \quad (\text{A3.29})$$

⑦ 電圧位相角($J_{Q-\theta}$)

有効電力のヤコビアン計算における考え方と同様である。

<対角要素>

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{i=0}^n \{-g_{sr} V_s V_i \cos \theta_{sr} - b_{sr} V_s V_i \sin \theta_{sr}\} \quad (\text{A3.30})$$

<非対角要素 (s 行, r 列の場合) >

$$\frac{\partial Q_r}{\partial \theta_s} = -g_{sr} V_s V_r \cos \theta_{sr} - b_{sr} V_s V_r \sin \theta_{sr} \quad (\text{A3.31})$$

以上の偏微分項を各変数に対する係数項として扱うことで、有効電力 P および無効電力 Q に関する潮流方程式の線形化方程式として表現する。

A. 4 SG の電圧制御の運転モード変更に対する制御効果

本章では、SG の起動・停止に伴う系統の電圧維持能力の低下について検討し、提案制御の効果について確認した。一方で、平常時の電圧維持能力が低下する要因としては、SG の電圧制御の運転状態の変化も考えられる。2 章でも示したが、SG は AVR 運転の他にも AQR 運転等が存在し、後者は無効電力 QG が目標値となるよう電圧を制御するものであり、この場合、SG の電圧維持の効果は小さく、系統電圧は変動しやすくなる。そこで、SG の電圧制御の運転モードが変化した場合の提案制御の動作について確認する。

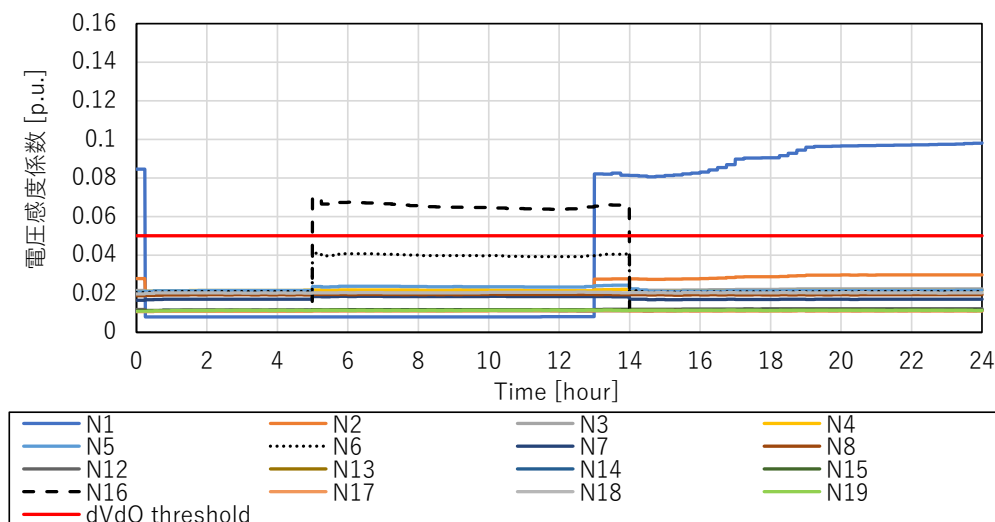
本章の 6.6 節では、電圧上昇側のシナリオとして以下の検討を行っている。

➤ 検討シナリオ

- ・制御の考慮条件：提案制御なし (case00)、提案制御全て考慮 (case04)
- ・各制御の制御周期：15 分
- ・負荷の力率：-0.95 (負値は、無効電力を発生させる向き)
- ・RES の設備容量：25%
- ・SG の停止条件：日中帯 (5-14h) に SG のうち、G6 が停止

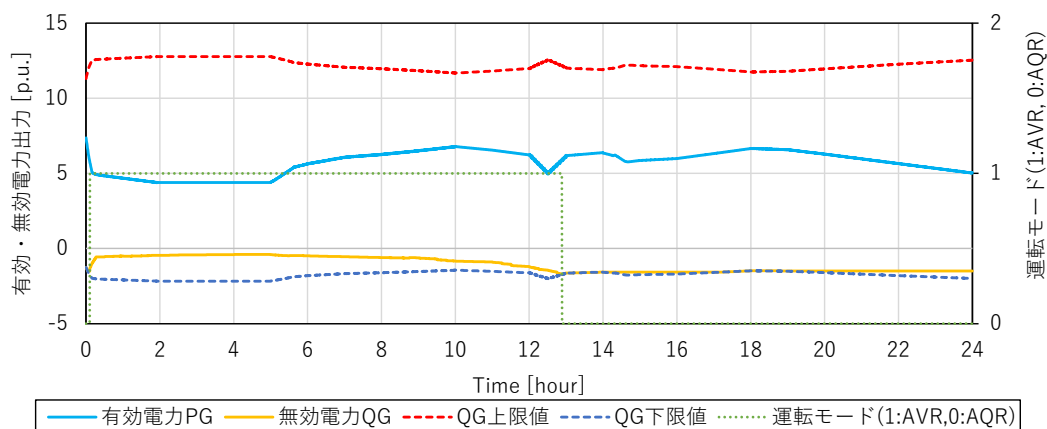
同シナリオにおける、系統の電圧感度を付図 4.1 に示す。同図にて、日中帯 (5-14h) に N6, N16 で電圧感度が増加しているのは、SG の停止によるものである。一

方、本章では電圧維持能力が高いとして認識されていた N1 にて、13 時以降に電圧感度の増加が見られる。



付図 4.1 電圧感度 (RES 設備量:25%, 負荷力率:-0.95)

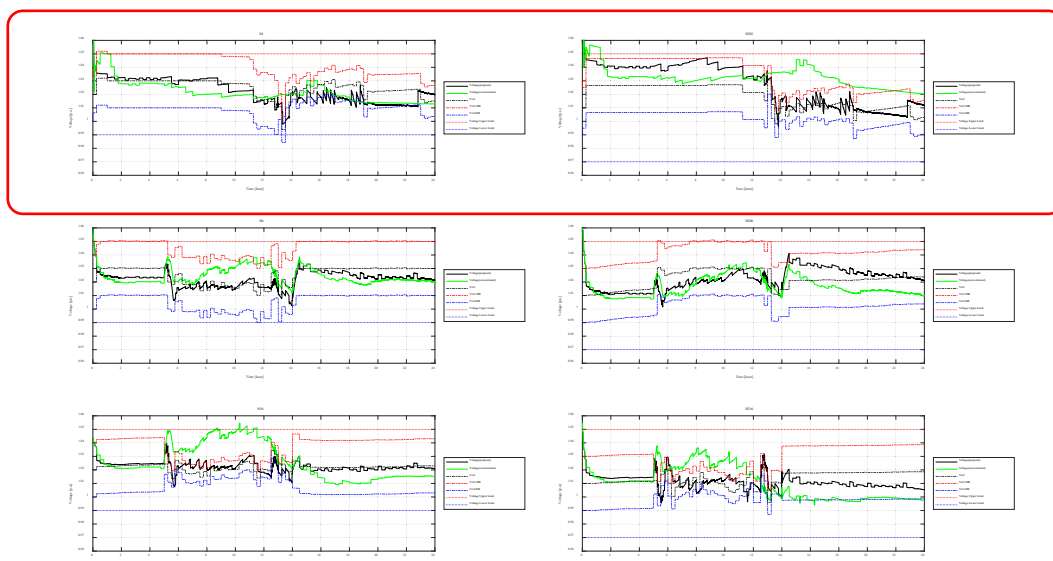
ここで、N1 近傍の SG である G1 の有効電力出力、無効電力出力を付図 4.2 に示す。同図には、無効電力 QG の上下限值及び、電圧制御の運転モード (1 : AVR 運転, 0 : それ以外の運転 (AQR, APFR)) も示している。SG は出力可能曲線を考慮していることから、無効電力上下限値は有効電力出力 PG に依存して増減する (有効電力出力増加に対して無効電力出力範囲は狭まる)。ここで、13 時以降に無効電力が出力下限値に達し、電圧制御の運転モードが AVR から AQR に切り替わっている。これにより、系統側の電圧が変動しやすくなり電圧感度が増加することになる。



付図 4.2 SG G1 の出力と運転モード (RES 設備量:25%, 負荷力率:-0.95)

このときの電圧結果を付図 4.3 に示す。なお、本章では代表地点として S5, S6, S16 を示していたが、本ケースでは S1 (N1 を含む S/S) を確認するため、S1, S6, S16 の一次側ノード、二次側ノードの電圧を示している。同図のうち提案制御（黒実線）が従来制御（緑実線）に比べて電圧維持の効果が高いことは本章の結果と同様である。ここで確認したいのは S1 の電圧の挙動についてである。S1 の電圧を見たとき、13 時までは電圧変動が小さいが、13 時以降は電圧変動が増加している。すなわち、電圧感度が、系統の電圧状態を指標化できていることが分かる。S1 の一次側ノード N1 の電圧感度がしきい値を超えたことにより弱体化地点と認識され、提案制御である Vsched 制御と DB 制御が機能する。Vsched 制御としては、電圧を中央に引き戻すよう Vref が設定され、DB 制御としては、Vref に対する追従性を上げるために DB 幅が小さくなっていることが確認できる。なお、13 時以降の N1 の電圧感度は 0.1 [p.u.] であり、ShR の設備容量としては 0.1 [p.u.] を想定しているため、電圧制御機器が動作したときの電圧変動はおおよそ 0.01 [p.u.] と想定され、電圧結果から見た変動も 0.01 [p.u.] の変化を示していることが確認できる。このとき、動的に設定される DB 幅も波形から 0.01 [p.u.] 程度であることから、適切に設定されていることが確認できる。

以上、本検討では SG の電圧制御の運転モードの変化に対する提案制御の効果について確認し、有効に機能していることが確認できる。提案制御のメリットは、予め監視地点と動作しきい値を設定すれば、SG の停止・解列、SG の運転モードの変化、更には送電線停止などの系統変更であっても、系統の変化で電圧感度が変化すれば、弱体化地点として自動的に検出され、当該地点は従来制御から提案制御に切り替わり、Vref 及び DB が動的に設定される点である。逆にデメリットとしては、電圧感度を計算するために潮流計算相当の情報と計算負荷が必要となる点である。



付図 4.3 母線電圧結果 (RES25%, 負荷力率-0.95, 黒:提案制御, 緑:従来制御)
(左:一次側ノード, 右:二次側ノード)