

# メガソーラー発電所増加時の無効電力供給が 電圧変動に与える影響

AE20010 永堀舞香

指導教員 藤田吾郎

## 1. はじめに<sup>[1]</sup>

近年、再生可能エネルギーなどの自然資源への関心が高まっており、太陽光発電の導入が増えている。太陽光発電のような再生可能エネルギーは、二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) の削減に貢献し、2050年までに二酸化炭素の排出をゼロにする日本の目標に貢献する。一方で、太陽光発電 (PV) が増えると電力が逆流し、電圧上昇を引き起こす。これは系統電力の品質低下につながり、太陽光発電の出力抑制につながる可能性がある。電圧上昇を解決するために、各事業者それぞれ電圧・無効電力調整機器をそれぞれ設置しており、SVC(静止型無効電力補償装置)が広く使われている。しかし、これらの電圧上昇対策は原因者負担が原則であり、今後の太陽光発電の導入量拡大により事業者の費用負担が増大することが懸念される。

これらを踏まえ本稿では、発電事業者それぞれが電圧変動抑制のための制御を行うのではなく、協調運転させることで効率的な運転が可能か、電圧変動を軽減できるのかを検証した。

## 2. 提案手法

メガソーラー発電事業者が同系統に接続されている際に、事業者間で協調運転した場合にどのような変化があるのかについて、図1に示した Volt-var 曲線を用いて無効電

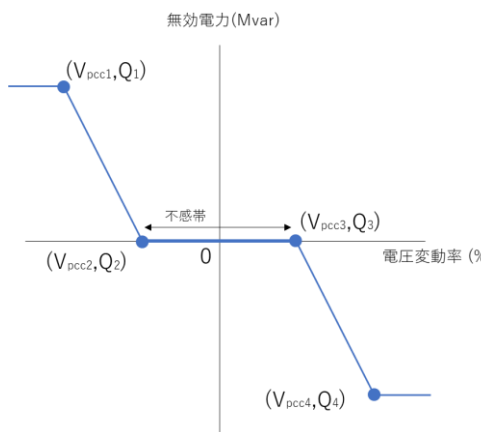


図1 不感帯を持った Volt-var 曲線

力による制御によって調査する。図2に年間の電圧変動率を示す。電圧上昇が著しく、ゴールデンウィークの時期を含めた30日720時間を対象に、シミュレーションを行う。なお、本稿でのシミュレーションでは、リアルタイム情報をもとに SVC を用いて電圧制御を行うものと設定した。

## 3. 解析条件

### 3.1 対象エリア

対象エリアとして、九州地方のメガソーラー発電所を想定した。九州地方を想定した理由として、太陽光発電の発電量が多く、電力の需給バランスの調整が困難であり、PV に対して出力抑制がかけられるケースが増えている事が挙げられる。そして、同系統に PV を2つ接続し、いずれも PV のサイズは 35 [MW]、電力需要は 10~70 [MW]の間で変化するモデルを設定した(図3)。PV 出力はインバータによって昇圧され、既設の送電線に連系される。

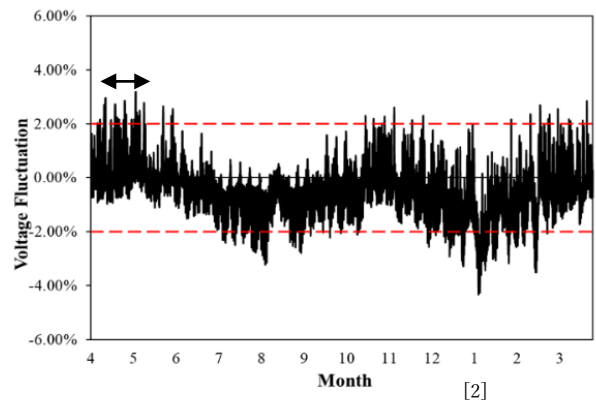


図2 年間の電圧変動率の推移

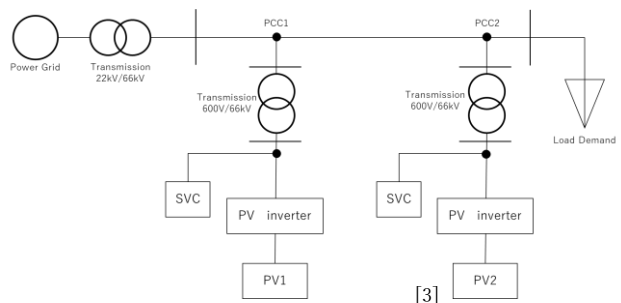


図3 対象システム

### 3.2 電圧変動率の算出方法

図3に示すようにPVはPCCで系統に連系する。対象システムにおける送電線の標準電圧は66000 [V]である。電圧変動率は(5)式で表される。

$$V_{pcc} = V_{measure} \quad (3)$$

$$V_{nominal} = \frac{66000}{\sqrt{3}} \quad (4)$$

$$\varepsilon = \frac{V_{measure} - V_{nominal}}{V_{nominal}} \times 100 \quad (5)$$

$\varepsilon$  : 連系点における電圧変動率

$V_{pcc}$  : 連系点電圧,  $V_{nominal}$  : 標準電圧

また今回の研究では、電圧変動を標準電圧の±2%以内を管理目標として解析を行う。

## 4. 解析結果

### 4.1 解析ケース

表1に示す4つのケースについてシミュレーションを行った。PV1とPV2の発電容量・インバーター容量は同じものとする。PV1とPV2についてのSVCは同容量とし、5Mvarずつ変化させ、標準電圧の±2%以内に収まった時間数、SVCの動作回数を比較する。制御の傾きは不感帯幅から電圧変動率が±2%の時最大容量無効電力を入れられるように設定、電圧変動率はPV1とPV2いずれもPCC2を使用する。

表1 シミュレーションケース

|      | PV1       | PV2       |
|------|-----------|-----------|
| ケース1 | 不感帯幅±1.0% | 不感帯幅±1.0% |
| ケース2 | 不感帯幅±1.5% | 不感帯幅±1.0% |
| ケース3 | 不感帯幅±1.0% | 不感帯幅±1.5% |
| ケース4 | 不感帯幅±1.5% | 不感帯なし     |

表2 ケース・容量別電圧変動が±2%以内に収まった時間数

| SVC容量 | 5Mvar | 10MVar | 15MVar | 20MVar | 25MVar |
|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| ケース1  | 600   | 620    | 634    | 644    | 389    |
| ケース2  | 600   | 626    | 635    | 651    | 551    |
| ケース3  | 600   | 615    | 623    | 640    | 557    |
| ケース4  | 600   | 618    | 634    | 650    | 386    |

表3 合計制御動作回数

| SVC容量 | 5Mvar | 10MVar | 15MVar | 20MVar | 25MVar |
|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| ケース1  | 510   | 554    | 398    | 340    | 1094   |
| ケース2  | 438   | 404    | 356    | 283    | 447    |
| ケース4  | 898   | 864    | 836    | 810    | 1187   |

### 4.2 解析結果

表2に容量を変えたときに範囲内に収まった時間数を、表3に容量を変えたときのPV1とPV2のSVCの合計動作回数を示す。いずれのケースもPV1とPV2のSVC容量が20Mvarの時に電圧変動が±2%に収まる時間多い。

ケース2とケース3を比較すると、より負荷に近いPV2を優先的に運転させた場合に、電圧変動が±2%以内に収まる時間数が多いことがわかる。これをもとに、PV2を優先的に動かした。

ケース4では、PV2を用いて不感帯がない制御でシミュレーションを行った。結果として、20Mvarではケース2よりも時間数が少なくなった。また、20Mvarと25Mvarの時間数の差が大きい原因として、夜などのPVが発電していないときにも動作するため、過制御が発生し、無駄な動作をしている。表3からも動作数が多いことがわかる。

ケース1とケース2を比較すると、協調運転しているケース2の場合に、電圧変動が±2%以内に収まる時間数が多くなり、制御の動作回数を減少できた。

## 5. まとめ

本稿では、PV発電容量増加に伴う電圧変動の課題に対し、協調運転により制御することを提案した。シミュレーションの結果、負荷に近い方を優先的に制御させた方が効果的であることが分かった。また、協調運転をした場合に、電圧変動率が±2%以内に収まる時間数が多くなり、制御の動作回数を減少できた。本稿では、動作回数は減少ができたが、PV1、PV2のSVCの容量を同じに変化させたため、設備の容量それ自体を減少できていない。今後は電圧変動率が±2%以内に収まる時間数、動作回数、設備容量といった点で、PV1、PV2それぞれのSVCの容量を変化させることでより良い制御の実現を目指す。

## 参考文献

- [1] 経済産業省 資源エネルギー庁 「令和4年度エネルギーに関する年次報告(エネルギー白書)」  
[https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2023/pdf/whitepaper2023\\_all.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2023/pdf/whitepaper2023_all.pdf)
- [2] 特定非営利活動法人 環境エネルギー政策研究所 HP  
「Energy Chart-電力・エネルギー需要の見える化サイト」  
<https://isep-energychart.com/>
- [3] S. Yoshizawa et al., "Voltage-Sensitivity-Based Volt-Var-Watt Settings of Smart Inverters for Mitigating Voltage Rise in Distribution Systems," in IEEE Open Access Journal of Power and Energy, vol. 8, pp. 584-595, 2021, doi: 10.1109/OAJPE.2021.3125013.