

# 太陽光発電システムの複数台連系時における運転特性評価

学生員 石川 崇 正員 黒川 浩助 (東京農工大学) 正員 岡田 有功 正員 滝川 清 (電力中央研究所)

Evaluation of Operation Characteristics in Multiple Interconnection of PV Systems  
 Takashi Ishikawa, Student Member, Kosuke Kurokawa, Member (Tokyo University of Agriculture & Technology)  
 Naotaka Okada, Member, Kiyosi Takigawa, Member (Central Research Institute of Electric Power Industry)

## 1. まえがき

国からの補助金等の助成策により、住宅地域を中心に太陽光発電(以下PV)システムの導入が促進されている。PVシステムは不足電力の供給や余剰電力の買電など配電系統との連系によるメリットが大きい。そのため、今後、複数台のPVシステムが配電系統に連系されることが予想される。

一方、配電系統では負荷の変動に伴い配電用変電所の送り出し電圧を調整するなどして需要家側の電圧を  $101 \pm 6V$  に維持している。PVシステムが配電系統に連系される場合も適正な電圧を維持するよう系統連系ガイドラインにより定められている<sup>(1)</sup>。そのため、PVシステムは逆潮流による電圧上昇を抑制する機能を連系用インバータに内蔵する。この機能により、複数台連系時において無効電力制御のみでは抑制しきれず出力を絞るといった報告がある<sup>(2)</sup>。今後の大量導入を想定すると、PVシステムを複数台連系させる場合の運転特性を把握する必要がある。

そこで、本研究では電圧上昇抑制機能を持つPVシステムのモデル化を行い配電系統に複数台連系させ、普及率に対する運転特性の評価を行う。

## 2. シミュレーションモデル

### (a) 配電系統モデル

配電系統モデルは、配電用変電所以下 1 フィーダとし、高压系統と低压系統を想定している<sup>(3)</sup>。高压系統の線路巨長は 10km、直線状とし 10 区間に分割する。各区間には柱上変圧器(30kVA)を介して低压系統を図 1 のように配置する。低压系統では、低压配電線、引込線およびPVシステム専用の屋内配線を想定している。それらの線路定数を表 1 に示す。

需要家は高压需要家と 1800 戸の低压需要家とする。高压需要は最大 800kW とし、低压需要は最大 1300kW とする。PVシステムは、低压需要家に設置することを想定し、PVアレイ容量 3kW、インバータ容量 3kW とする。電圧上昇抑制機能は無効電力制御及び有効電力制御を用いる。

負荷変動に対する配電系統の電圧調整機能として、送り出し電圧変更と柱上変圧器タップ切替を与える。送り出し電圧は 6600V ~ 6900V まで変更する。タップ切替は、線路途中で柱状変圧器の変圧比を 6750kV/210V から 6450kV/210V に変更する。また遅れ無効電力を補償するため力率改善コンデンサを高压系統に 345kVA/フィーダを均等に分布させている。

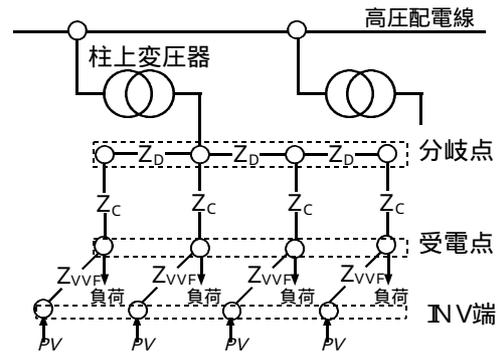


図 1 低压配電系統モデル

表 1 シミュレーションに用いた線路定数<sup>(2)(4)</sup>

記号	線路の種類	インピーダンス
$Z_D$	低压配電線	$0.025 + j 0.02$
$Z_c$	引込線	$0.0544 + j 0.0037$
$Z_{VVF}$	屋内配線	$0.892 + j 0.05652$

### (b) 入力データ・計算条件

入力データとして用いる 1 日の需要特性と日射特性を図 2 に示す。需要特性は住宅地域を想定し、年間最大需要に対する比で表す。日射特性はMETPVの東京における傾斜面日射量とし、年間最大日射量に対する比で表す。それぞれの特性について夏期・冬期・中間期のデータ(1時間値)を用いる。

計算条件として、系統連系ガイドラインによる電圧上限値を 214V としPVシステムの戸数に対する割合(PV普及率)を変化させる。また、電圧を検出する点をPVシステムのインバータ端(以下INV端)受電点、分岐点と変化させシミュレーションを行う。

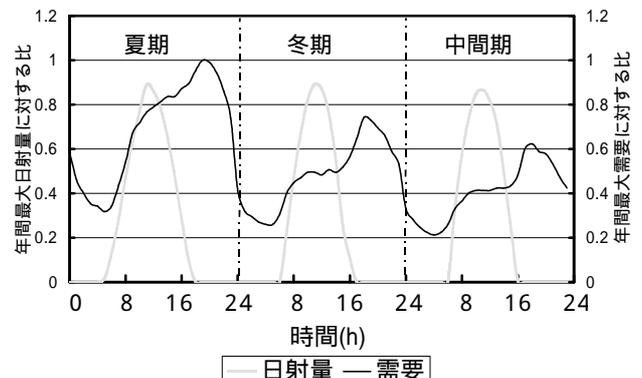


図 2 想定需要特性及び想定日射特性

### 3. PVシステムの運転特性

PV普及率 30%時のPVシステムの運転特性を図 3 に示す。連系位置は、本シミュレーションにおいて最も出力を抑制されるタップ切替点直後の柱上変圧器直下とする。電圧検出点はINV端とする。夏期・冬期・中間期の運転特性の違いを比較する。夏期は、昼間の需要が高いため、INV端の電圧が設定値である 214Vを越えず電圧上昇抑制機能は働いていない。冬期は、昼間の時間帯に電圧が設定値を超えるが無効電力Q制御により電圧を抑制しており出力抑制は働いていない。中間期は、昼間の需要が低いためINV端の電圧が設定値を越えQ制御を行うが、Q制御のみでは電圧降下が十分ではなく有効電力Pを絞って運転をしている。中間期の抑制された電力量を求めると 2.1kWh となる。これは、全く抑制されない場合の発電電力量 11.8kWh に対して 17.8%分にあたり、電圧上昇抑制機能が余剰電力の売電を妨げる一因になることを示している。

柱上変圧器直下の分岐点、受電点、PVシステムのINV端電圧の日変化を図 4 に示す。配電線の電圧が設定値を越えている時間帯は電圧上昇抑制機能により設定値である 214 Vに保たれている。また、逆潮流時においては分岐点、受電点に比べてINV端の電圧が高くなっている。これは、INV端から受電点までの専用屋内配線の抵抗分により電圧降下が生じるためである。普及率 30%時では 2V ~ 3V の電圧降下が生じている。

現行の系統連系ガイドラインでは受電点の電圧を適正な値にするよう定められている。そのため、受電点 INV端間の電圧降下分を考慮すると電圧検出点を受電点に変えることでINV端の電圧を現状より高く設定することが可能である。そこで、電圧検出点を変えた時の抑制量の変化を検討する。

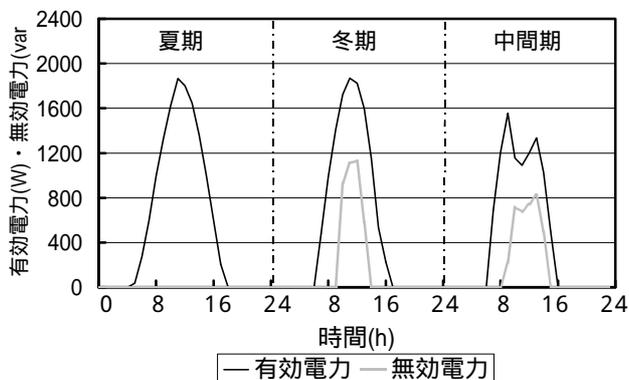


図 3 PVシステムの運転特性〔普及率 30%〕

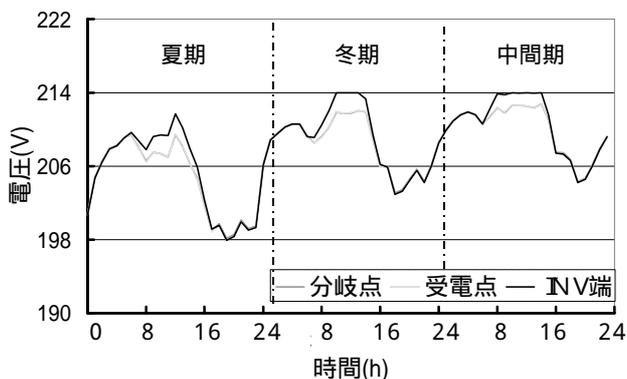


図 4 配電線電圧の時間的变化〔普及率 30%〕

### 4. 電圧検出点による抑制される電力量の変化

電圧検出点をINV端から受電点、分岐点と変化した場合の損失率の変化を図 5 に示す。連系位置は図 3、図 4 と同じ地点とする。損失率は、最大発電電力量に対する抑制される電力量の割合として定義する。

PVシステムの普及率が増加すると損失率は増加している。電圧検出点がINV端の場合、普及率が 50%の時損失率は 56%となり 1 日の発電量の約半分が抑制されている。電圧検出点を受電点、分岐点と変更すると立ち上がりが右に移動する。これは電圧検出点を受電点とすることで、P制御を行うことなくQ制御のみで電圧を適正な値に抑制可能であり、出力を絞る必要がないことを示している。普及率 30%の場合、検出点を受電点に変更することで損失率は 17.8%から 0%となり電圧上昇抑制機能により抑制される電力量が減少している。

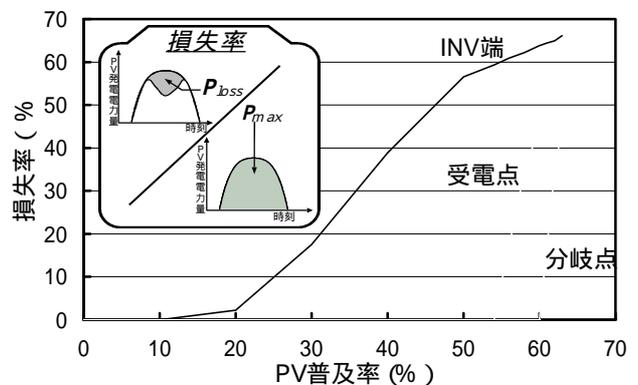


図 5 電圧検出点による損失率変化〔柱上変圧器直下〕

### 5. まとめ

電圧上昇抑制機能を持つPVシステムを配電系統に複数台連系させ、普及率に対する運転特性を解析、評価した。その結果をまとめると次のようになる。

- (1) 配電系統との連系位置により抑制される電力量が異なる。また、PV普及率の増加により、比較的昼間の需要が低い期間において、電圧上昇抑制機能が余剰電力の減少の一因となる。
- (2) 逆潮流が発生している場合は、PVシステムのINV端の電圧は受電点、分岐点に比べて高くなり、電圧検出点を受電点に移動させることが可能であれば出力抑制が低減される。

今後の課題として、制御速度の不均一や需要の偏りなどを考慮して解析を行う。

### 文献

- (1) 資源エネルギー庁編：「系統連系技術要件ガイドライン解説書」
- (2) 嶋田昭彦他：「PV複数台連系時における無効電力による連系点電圧制御特性」平 10 電気学会電力・エネルギー部門大会 p474
- (3) 平成 9 年度 NEDO 委託業務成果報告書「太陽光発電システムの実証研究(高密度連系技術の研究)」
- (4) 松岡武彦他：「太陽光発電システムの電圧調整機能特性試験結果」太陽/風力エネルギー学会、p89(1998)