

6.6kV 系統における太陽光発電連系時の簡易電圧計算手法

(株)四国総合研究所 電力技術部 河野高一郎
(株)四国総合研究所 電力技術部 山地 英樹

キーワード： 高圧配電系統
潮流計算
太陽光発電
電圧変動
系統連系

Key Words : High-voltage distribution system
Power flow calculation
Photovoltaic generation system
Voltage fluctuation
Interconnection

Simple Voltage Calculation Method for Interconnection of PV on 6.6kV Distribution System

Shikoku Research Institute, Inc., Electric Power Technology Dept.
Kouichiro Kouno, Hideki Yamaji

Abstract

In recent years, renewable energy has been positively installed. When a large-scale photovoltaic generation system (PV system), such as a mega-solar system, is newly interconnected to a high-voltage distribution system, voltage profile of the distribution system after the interconnection of the PV system is investigated in detail by the power flow calculation. On the other hands, sometimes the PV system is extraordinary interconnected to another distribution system in the case of power failure caused by an accident or by the work. It will have much error in the result of the examination by the conventional simplified calculation or it will be taken much time to examine in the case of using the power flow calculation.

Therefore, we proposed the method that the voltage fluctuation in all cases are calculated by the power flow calculation in advance and, in the case of operation, the proper voltage fluctuation can be selected immediately by choosing a suitable case and the voltage profile of the system is obtained.

The validity of the proposed method is verified by the numerical simulation. As a result, it is confirmed that the proposed method can get the voltage profile with accuracy almost similar to the power flow calculation in terms of view not to deviate from the appropriate voltage range.

1. はじめに

近年、配電系統への太陽光発電 (PV) の導入が積極的に進み、配電系統に高圧 PV を新しく連系する場合には潮流計算を用いて詳細に系統電圧への影響を検討している。一方、作業停電時や事故停電時に高圧 PV を常時とは異なる系統へ臨時的に接続することがあるが、従来の簡易計算を用いた手法では検討結果に誤差が懸念され、また、潮流計算を用いた手法では検討に時間を要する。このため、高圧 PV が常時系統と異なる系統に連系した場合に系統電圧をより精度良く簡易に把握する手法が必要となってくる。

本稿では事前にモデル系統にて PV 連系時の電圧変動を潮流計算により系統条件毎に網羅的に求めておき、運用時には系統条件を指定することで所要の電圧変動を即座に得る手法を検討した。提案手法について電圧変動の精度面から詳細検討と比較を行い、評価した結果を報告する¹⁾。

2. 系統電圧の算定

2.1 簡易計算

配電系統の運用にあたっては樹枝状に広がった配電線の電圧を把握しておく必要がある。

高圧配電系統 (6.6kV 系統) における各地点の電圧は、変電所やセンサー開閉器の測定箇所など既知の電圧把握地点を起点に、(1)式に示す簡易計算によりノード間の電圧降下 ΔV を求めて、電源側から負荷側に向けて各地点の電圧を計算する。

$$\Delta V = V_S - V_R$$

$$\approx \sqrt{3} (R \cos \theta - X \sin \theta) I \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$= \sqrt{3} (R I_P - X I_Q) \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$I_P = I \cos \theta, \quad I_Q = I \sin \theta \quad \dots\dots\dots (3)$$

ただし、 V_S, V_R : 電源側、負荷側の電圧 (6.6kV 系統) [V], $R+jX$: 線路インピーダンス [Ω], θ : 力率角 (逆潮流: $-\pi \leq \theta < -\pi/2$, $\pi/2 < \theta \leq \pi$, 進み: $0 < \theta < \pi$) [rad], I, I_P, I_Q : 線路電流, 線路電流 (有効分), 線路電流 (無効分) [A]

簡易計算では、線路電流 I_P, I_Q は区間負荷側に存在する負荷電流の算術和から算出できることから、系統電圧の算出にあたり繰り返し計算が不要で、速やかな計算が可能となる。

2.2 潮流計算

簡易計算では速やかな計算が可能である一方、各ノードの電圧位相の変化や配電線ロスが考慮されていないことから、亘長が長い配電系統に大規模な PV を連系するケースなどでは計算値と真値との乖離が懸念される²⁾。

このため、配電系統に高圧 PV を新しく連系する場合などでは潮流計算を用いて詳細に系統電圧を検討する必要がある。以下に潮流計算の概要を示す^{2)~5)}。

送電端相電圧 \dot{E}_S [V] と受電端相電圧 \dot{E}_R [V] の関係を (4) 式で、送電端相電圧 \dot{E}_S の位相を基準とした線路電流 \dot{I} を (5) 式で表す。

$$\dot{E}_R = \dot{E}_S - (R + jX)\dot{I} \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$\dot{I} = I e^{j\theta} \quad \dots\dots\dots (5)$$

送電端、受電端線間電圧 V_S [V], V_R [V] は、

$$V_S = \sqrt{3} E_S, \quad V_R = \sqrt{3} E_R \quad \dots\dots\dots (6)$$

(4)~(6)式から、(7), (8)式が得られる。

$$V_R = \left[\{V_S - \sqrt{3} (R \cos \theta - X \sin \theta) I\}^2 + \{ \sqrt{3} (R \sin \theta + X \cos \theta) I \}^2 \right]^{1/2} \quad \dots\dots (7)$$

$$\angle \dot{V}_R - \angle \dot{V}_S = \tan^{-1} \left[\frac{-\sqrt{3} (R \sin \theta + X \cos \theta) I}{V_S - \sqrt{3} (R \cos \theta - X \sin \theta) I} \right] \quad \dots\dots (8)$$

系統電圧の計算にあたり、以下に示した (i)~(iv) の処理を行う。

- (i) 負荷を有する各ノードに電圧初期値を与えて、各区間の線路電流 \dot{I} を算出する。
- (ii) (7), (8)式を用いて、変電所から系統の末端に向かって各区間毎に電圧 \dot{V}_S, \dot{V}_R を計算する。
- (iii) (ii) で得られた各ノードの電圧値および電圧位相角を基に、再度各区間の線路電流 \dot{I} を算出する。
- (iv) 以降、(ii), (iii) の処理を各ノードの電圧値、電圧位相角が収束するまで続ける。

以上のように、潮流計算では詳細な検討が可能であるものの、繰り返し計算が必要であり検討に時間を要するという短所がある。

3. 提案手法

3.1 提案手法の概要

作業停電時や事故停電時に高圧 PV を常時とは異なる系統へ臨時的に接続することを想定した

場合、従来の簡易計算を用いた手法では検討結果に誤差が懸念される一方、潮流計算を用いた手法では検討に時間を要する。

このため、高圧 PV が常時系統と異なる系統に連系した場合に系統電圧を簡易に把握する手法について検討した。

図 1 に提案手法の概要を示す。互長など系統条件を変化させた複数のモデル系統において、PV が連系したとき（以下、連系 PV）に生じる電圧変動を、事前に潮流計算を実施して網羅的に入出力表として求めておく。これにより作業停電や事故停電のとき系統に PV を連系する場合、系統条件の指定により所要の電圧変動を即座に得る。現状の系統電圧に電圧変動を追加し、得られた系統電圧が適正範囲を維持しているかどうかで、PV の連系可否の判断を行う。

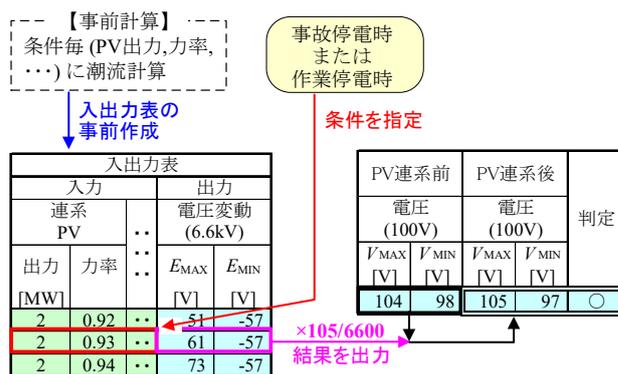


図 1 提案手法の概要

3.2 モデル系統

図 2 に潮流計算を適用する配電系統モデルを示す。系統末端に連系 PV を、0.25km 毎に設定したノードに同容量の負荷と既設 PV を接続した。連系 PV の連系箇所の線路インピーダンスが $R + jX$ であるとき、線路インピーダンスの R/X 比は位置に関わらず一定とした。

実系統では負荷、既設 PV が平等分布ではないことから分布率 η を用いて負荷電流 I_{LOAD} 、既設 PV 出力 P_{EPV} を修正した ((9), (10)式, 図 3)。 η は平等分布で 0.5, 末端集中で 1 になる。

$$\eta = \sum_{k=1}^N R_k I_k' / R_{SYS} I_1' \dots\dots\dots (9)$$

$$I_{REV} = 2\eta I \dots\dots\dots (10)$$

ただし、 R_k, R_{SYS} : ノード k ($=1 \sim N$), 系統の線路抵抗, I_k', I, I_{REV} : 区間 k ($=1 \sim N$), 修正前, 修正後の負荷電流 I_{LOAD} (または既設 PV 出力 P_{EPV}), N : ノード数

表 1 に計算条件, 表 2 に入出力表の一部を示す。表 1 の項目数は 6, 組み合わせは全体で 1,470 万通りとした。

3.3 提案手法の検証

提案手法では条件に従って(11)式に示す PV 連系時の電圧変動 (最高値) E_{MAX} , 電圧変動 (最低値) E_{MIN} を出力する。この 2 項目に関し潮流計算の計算値を真値とし, 提案手法と簡易計算の推定値を誤差 σ ((11)~(17)式) により比較した。

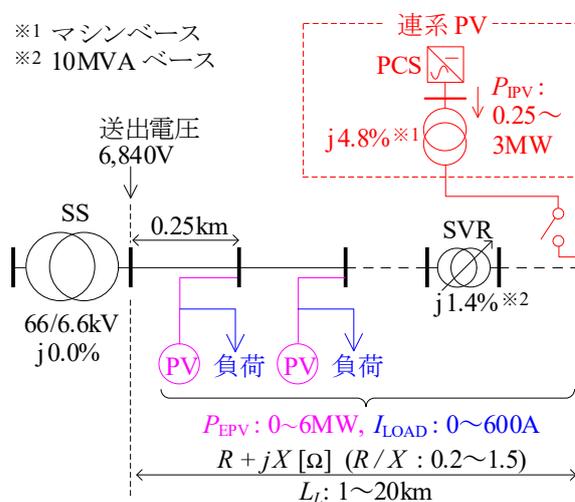


図 2 配電系統モデル

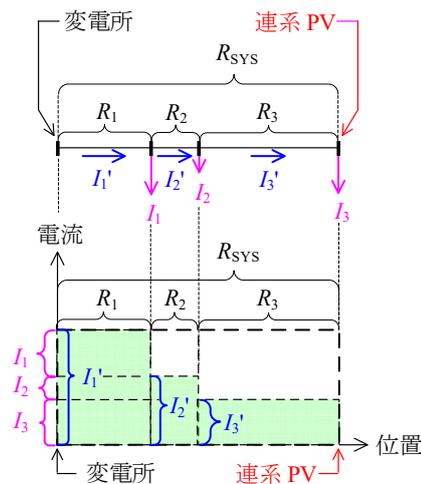


図 3 分布率 η

誤差 σ は推定値 E_{MAX}, E_{MIN} の絶対値が真値より小さいとき誤りとみなす。

表 1 計算条件

項目		範囲 ():刻み幅	組合せ [組]
連系PV	出力 : P_{IPV}	0.25~3 (0.25) [MW]	12
	力率	0.85~1 (0.01)	16
既設PV	出力 : P_{EPV}	0~6 (0.5) [MW]	13
負荷電流	: I_{LOAD}	0~600 (30) [A]	21
亘長 ($X: 0.4085\Omega/\text{km}$)	: L_L	1~20 (1) [km]	20
R/X 比 (インピーダンス : $R+jX$)		0.2~1.5 (0.1)	14
計			[$\times 1,000,000$] 14.7

$$E_{MAX,si} = \max_{P,k} (e_{is,P,k}), \quad E_{MIN,si} = \min_{P,k} (e_{is,P,k}) \quad \dots (11)$$

$$e_{is,P,k} = V_{E,si,P,k} - V_{E,si,0,k} \quad \dots (12)$$

$$C_{MAX,si} = \max_{P,k} (c_{is,P,k}), \quad C_{MIN,si} = \min_{P,k} (c_{is,P,k}) \quad \dots (13)$$

$$c_{is,P,k} = V_{C,si,P,k} - V_{C,si,0,k} \quad \dots (14)$$

$$\Delta V_{1,i} = \begin{cases} C_{MAX,si} - E_{MAX,si}, & C_{MAX,si} > E_{MAX,si} \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad \dots (15)$$

$$\Delta V_{2,i} = \begin{cases} C_{MIN,si} - E_{MIN,si}, & C_{MIN,si} < E_{MIN,si} \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad \dots (16)$$

$$\sigma = \sum_{i=1}^{N_C} \sqrt{(\Delta V_{1,i} - \Delta V_{2,i})^2 / N_C} \quad \dots (17)$$

ただし, $V_{E,si,P,k}$, $V_{C,si,P,k}$: ケース i ($=1 \sim N_C$), 連系 PV の出力 P (定格出力の 0, 10, ..., 100%), ノード k ($=1 \sim 4L_L$) の電圧の推定値, 真値 [V], N_C : ケース数 ($=1, 716$), L_L : 亘長 [km]

実系統 100 フィーダ (連系箇所 143 地点) において, 連系 PV の定格出力 P_{IPV} , 力率, 負荷パターン (重負荷, 軽負荷) を変化させ, 計 1, 716 ケースで比較した。簡易計算, 提案手法の誤差 σ はそれぞれ 314V (4.8%), 191V (2.9%) となった。

誤差 σ の低減を目指し, 電圧変動の推定値に補正値を追加することとした。出力別に ΔV_1 , ΔV_2 に対する亘長の傾きの 2σ 値を求めて, 亘長と連系 PV の出力に比例する補正値 $7V/(km \cdot MW)$, $-19V/(km \cdot MW)$ を設定した。その結果, 補正後の誤差 σ は 43V (0.6%) まで低減し, 提案手法に基づいた電圧変動の推定値が潮流計算に基づく計算値より小さく評価されるケースは少ないと考えられる。

3.4 提案手法の適用

図 4 に補正後の電圧変動 E_{MAX} , E_{MIN} と亘長の関係を示す。連系 PV の力率は 0.94, 既設 PV の出力は 1MW, 負荷電流は 150A, 線路の R/X 比は 0.6 とした。許容される電圧変動が $\pm 4\%$ のとき, 連系 PV の出力が 2MW では亘長 7km, 0.5MW のケースでは 20km まで連系が可能となった。

表 2 入出力表の一部

入力						出力 電圧変動 (6.6kV)			
出力 [MW]	力率	出力 [MW]	負荷 電流 [A]	亘長 [km]	R/X 比	元		補正後	
						E_{MAX} [V]	E_{MIN} [V]	E_{MAX} ※1 [V]	E_{MIN} ※2 [V]
1	0.94	1	150	5	0.6	46	0	81	-95
1	0.94	1	150	10	0.6	85	-3	155	-193
1	0.94	1	300	5	0.6	55	0	90	-95
1	0.94	1	300	10	0.6	122	0	192	-190
1	0.94	2	150	5	0.6	37	0	72	-95
1	0.94	2	150	10	0.6	60	-7	130	-197
1	0.94	2	300	5	0.6	46	0	81	-95
1	0.94	2	300	10	0.6	86	0	156	-190
2	0.94	1	150	5	0.6	74	0	144	-190
2	0.94	1	150	10	0.6	117	-49	257	-429
2	0.94	1	300	5	0.6	90	0	160	-190
2	0.94	1	300	10	0.6	173	0	313	-380
2	0.94	2	150	5	0.6	61	-1	131	-191
2	0.94	2	150	10	0.6	92	-98	232	-478
2	0.94	2	300	5	0.6	74	0	144	-190
2	0.94	2	300	10	0.6	128	0	268	-380

※1 $7V/(km \cdot MW)$ ※2 $-19V/(km \cdot MW)$

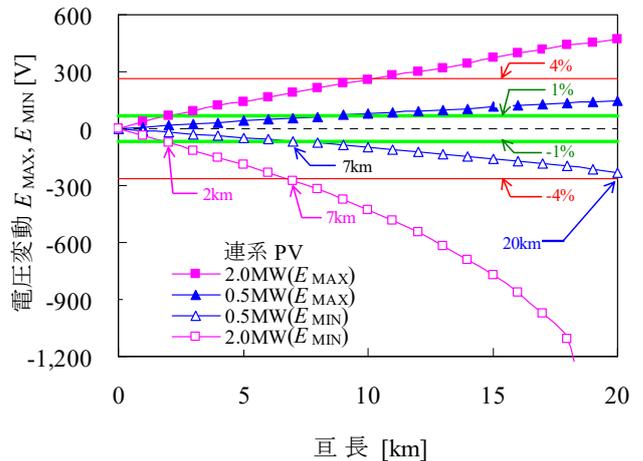


図 4 補正後の電圧変動 E_{MAX} , E_{MIN} と亘長の関係

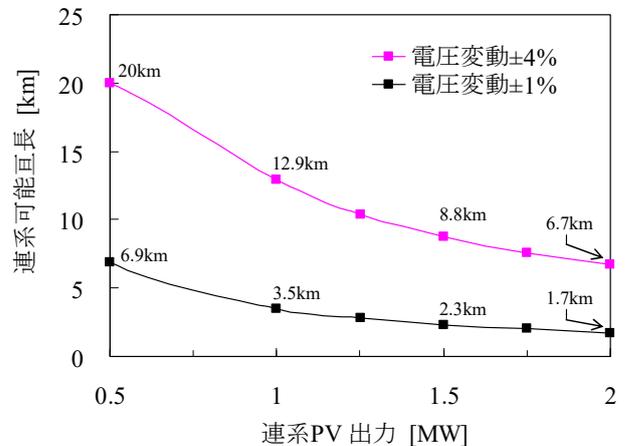


図 5 補正後の連系 PV 出力と連系可能亘長の関係

図 5 に補正後の連系 PV の出力と PV が連系できる配電線の連系可能互長の関係を示す。系統条件は図 4 の条件と同一とした。連系 PV の出力の増加とともに連系可能互長が低減している。

図 6 に補正後の既設 PV の出力と連系可能互長の関係を示す。図 7 に補正後の負荷電流と連系可能互長の関係を示す。系統条件は図 4 の条件と同一とした。既設 PV の出力や負荷電流の大きさが連系可能互長に及ぼす影響は小さく、許容される電圧変動が $\pm 4\%$ のとき既設 PV 出力の変化(0~2MW)や負荷電流の変化(0~300A)に伴う連系可能互長の変化はそれぞれ 12%, 14%に留まった。

図 8 に補正後の線路インピーダンスの R/X 比と連系可能互長の関係を示す。系統条件は図 4 の条件と同一とした。R/X 比について 0.6~0.7 付近を頂点として、これから離れるほど連系可能互長は低減した。

図 5~図 8 から連系可能互長は連系 PV の出力や線路インピーダンスの R/X 比の影響が大きく、既設 PV の出力や負荷電流の影響は小さいことがわかった。

4. まとめ

作業停電時や事故停電時に常時とは異なる系統に PV を連系するケースを想定し、系統電圧を簡易に把握する手法を提案した。モデルケースによる検証の結果、系統電圧の維持面で潮流計算と同程度の精度を確保できることを確認した。

【謝辞】

本研究は、四国電力送配電(株)配電部殿より委託を受け実施したもので、ご協力いただいた関係各位に深く感謝いたします。

【参考文献】

- 1) 河野高一郎・山地英樹・三宅靖彦：「配電系統における太陽光発電連系時の簡易電圧計算手法の検討」, 令和 2 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 115 (2020-9)
- 2) 河野高一郎・中西英治・永野賢朗・北條昌秀：「長距離配電線に対応したメガソーラー発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制」, 電気学会論文誌 B, Vol. 135, No. 5, pp. 276-289 (2015-5)

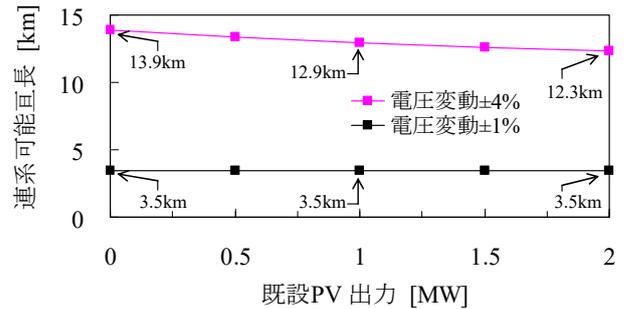


図 6 補正後の既設 PV 出力と連系可能互長の関係

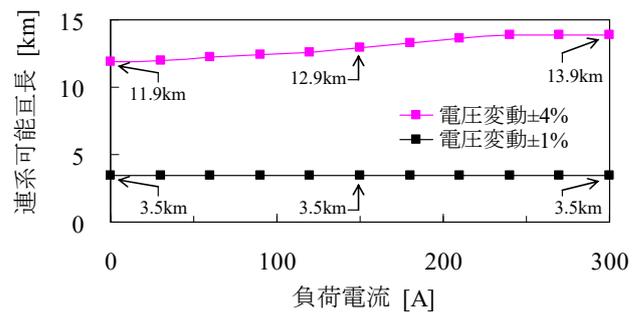


図 7 補正後の負荷電流と連系可能互長の関係

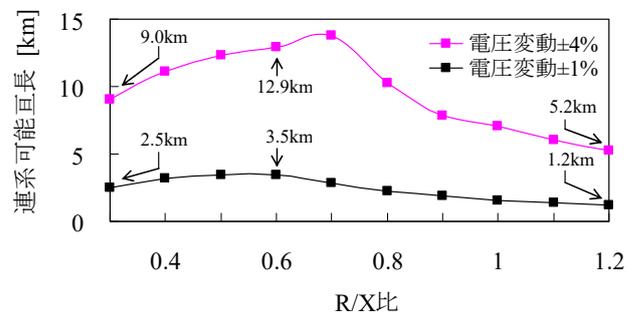


図 8 補正後の R/X 比と連系可能互長の関係

- 3) 興梠英二・石川忠夫：「分散型電源を含む配電線潮流計算プログラムの開発—低圧配電線潮流計算プログラムの開発—」, 電中研報告, T97001 (1997-8)
- 4) 広瀬正嗣・河野高一郎：「分散型電源連系の系統電圧シミュレーション手法の開発」, 電気現場技術, Vol. 39, No. 457, pp. 63-66 (2000-6)
- 5) 林泰弘・松木純也・大橋正芳・多田泰之：「単相負荷の接続替えによる三相電圧不平衡の改善支援手法」, 電気学会論文誌 B, Vol. 125, No. 4, pp. 365-372 (2005-4)