多地点同期フェーザ計測値を用いた広域電力系統の 中間領域安定度評価

学生員 太田 豊* 正員 鵜飼 裕之*
正員 中村 光一* 正員 藤田 秀紀**

Midterm Stability Evaluation of Wide-area Power System by using Synchronized Phasor Measurements

Yutaka Ota*, Student Member, Hiroyuki Ukai*, Member, Koichi Nakamura*, Member, Hideki Fujita**, Member

In recent years, the PMU (Phasor Measurement Unit) receives a great deal of attention as a synchronized measurement system of power systems. Synchronized phasor angles obtained by the PMU provide the effective information for evaluating the stability of a bulk power system. The aspect of instability phenomena during midterm tends to be more complicated, and the stability analysis using the synchronized phasor measurements is significant in order to keep a complicated power system stable. This paper proposes a midterm stability evaluation method of the wide-area power system by using the synchronized phasor measurements. By clustering and aggregating the power system to some coherent groups, the step-out is effectively predicted on the basis of the two-machine equivalent power system model. The midterm stability of a longitudinal power system model of Japanese 60Hz systems constructed by the PSA, which is a hybrid-type power system simulator, is practically evaluated using the proposed method.

キーワード：中間領域安定度，同期計測技術，PMU，コヒーレンシ，脱調予測

Keywords: midterm stability, synchronized measurement technology, phasor measurement unit, coherency, step-out prediction

1. まえがき

電力会社間の電力融通や電力託送、そして送電線自体の潮流の増加により、広域電力系統の安定度は今後ますます厳しくなる傾向にある。西日本 60Hz 系統のような長距離くし型系統では、弱制動の長周期動揺が広域にわたって発生し、動揺一波目以降の中間領域における N 波脱調が懸念されている⁽¹⁾。安定度の評価法としては、系統の数式モデルを数値積分法により解くことで事前に発電機の内部位相角を求める事前演算型の方法や系統動揺のエネルギー値から近似的に安定判別を行うエネルギー関数法がある。しかしながら、中間領域では系統構成、潮流条件、事故条件、そして発電機制御系の応動など様々な条件が安定度に影響を与え

るため、前者の方法では諸条件の想定数が膨大となる。また、後者の方法については N 波脱調の判定には一層の研究が必要であるといわれている⁽²⁾。

一方、近年 GPS (Global Positioning System) の時刻信号を利用した同期計測技術が電力系統の分野でも導入されつつある⁽³⁾。PMU (Phasor Measurement Unit) と呼ばれる装置^{(4), (5)}では、実効値と位相角を示す電圧・電流フェーザが系統広域にわたり同期計測・収集され、発電機の内部位相角が求められる⁽⁶⁾。すなわち、数式モデルを用いることなく時々刻々の内部位相角を直接計測することが可能となる。

そこで、本論文では PMU による多地点同期フェーザ計測値を用いた長距離くし型系統の中間領域での安定度評価法を提案する。長距離くし型系統の長周期動揺モードは、系統を二つに分ける発電機群間で動揺することが知られている⁽⁷⁾。したがって、提案手法では内部位相角が最も拡大するような二つの脱調傾向発電機群を特定し、等価二機系統を想定することにより脱調予測を行う。提案手法はオンライン計測値のみを用いる事後演算型の方法であり、系統状況の変化に適応性があることから、中間領域での安定度評価に適していると考えられる。

* 名古屋工業大学システムマネジメント工学科
中村・鵜飼研究室
〒466-8555 名古屋市昭和区御器所町
Nakamura-Ukai Lab, Dept. of System Management and
Engineering, Nagoya Institute of Technology
Gokiso-cho, Showa-ku, Nagoya 466-8555
** 中部電力 (株) 電力技術研究所
〒459-8522 名古屋市緑区大高町字北関山 20-1
Electric Power Research & Development Center, Chubu Electric
Power Co., Inc.
20-1, Kitasekiyama, Ohdaka-cho, Midori-ku, Nagoya 459-8522

また、フェーズ演算は電圧・電流瞬時値を用いて行うため、瞬時値ベースのハイブリッド型のシミュレータ PSA (Power System Analyzer) により長距離くし型系統を模擬し、 N 波脱調の実測波形の一例に提案手法を適用することで検証を行う。系統モデルは西日本 60Hz 系統を縮約した電気学会 WEST10 機系統⁽⁸⁾である。

2 章では PMU による発電機内部位相角の計測方法と提案する安定度評価法について説明するとともに提案手法を実現するシステム仕様について考察する。そして、3 章では PSA での実験結果について述べる。

2. PMU による多地点同期フェーズ計測値を用いた安定度評価法

多地点同期フェーズ計測値を用いた安定度評価法の概要を図 1 にまとめる。まず、PMU により電力系統の発電機端子における電圧・電流フェーズを同期計測する。そして、これらのフェーズから発電機内部電圧フェーズを推定し、中央演算装置に伝送する。発電機の動揺波形には様々な動揺モードが含まれるが、脱調を引き起こす要因となる長周期動揺に着目し、さらにどの発電機が脱調傾向にあるのかを明らかにする必要がある。このため、コヒーレントな動揺傾向を示す発電機の動揺波形を縮約し、コヒーレント発電機群の内部電圧フェーズを求める。そして、内部電圧フェーズ角が最も拡大するような二つの発電機群を脱調傾向発電機群であると特定する。

脱調予測を行う場合には、脱調傾向発電機群からなる等価二機系統を想定する。等価発電機間のフェーズ角差と有効電力指標を求め、最小自乗法によるカーブフィッティングにより将来の動揺波形を予測する。最後に、フェーズ角差と有効電力指標を用いて不安定平衡点を検出した時点で脱調を判定する。

(2・1) 発電機端子電圧・電流フェーズと発電機内部電圧フェーズの同期計測 PMU の装置構成と電力系統の発電機端子への設置の様子を図 2 に示す。発電機端子で PT、CT を通された三相電圧・電流瞬時値は ADC (Analog-Digital Converter) によりデジタル計測される。ここで、ADC のサンプリングクロックを GPS 受信機からの時刻信号に同期させることで、多地点での時間同期計測が実現される。

時刻 rT_s (r : 計測開始からのサンプリング数, T_s : サンプリングタイム) において計測された a 相電圧瞬時値を v_{ar} とすると、PMU 内の CPU により次式のような DFT (Discrete Fourier Transform) 演算を行うことにより時刻 rT_s における a 相電圧フェーズ V_{ar} が求められる。

$$V_{ar} = j\sqrt{\frac{2}{N}} \sum_{k=1}^N v_{a(k+r-N)} e^{-j2\pi f_0 k T_s} \quad (1)$$

ここで、 N は 1 周期あたりのサンプリング数、 f_0 は DFT の設計周波数である。

さらに、(2) 式のように設計周波数 f_0 で回転する座標系を用いて座標変換することにより、(3) 式のような再帰的な関係式が得られる。

各発電機端子の PMU

Step.1 発電機端子電圧・電流フェーズ
発電機内部電圧フェーズの同期計測

中央演算装置

Step.2 動揺波形のコヒーレンシ判定
⇒ 発電機群の電圧フェーズの導出

Step.3 脱調傾向発電機群の特定

Step.4 脱調予測

⇒ 等価二機系統の想定
(フェーズ角差、有効電力指標の導出)
⇒ 最小自乗法により波形予測
⇒ 不安定平衡点により脱調判定

図 1 安定度評価法の概要

Fig. 1. Outline of stability evaluation.

図 2 PMU による多地点同期フェーズ計測

Fig. 2. Synchronized phasor measurement by using PMU.

$$V'_{ar} = V_{ar} e^{-j2\pi f_0 r T_s} \quad (2)$$

$$V'_{ar} = V'_{a(r-1)} + j\frac{\sqrt{2}}{N} (v_{ar} - v_{a(r-N)}) e^{-j2\pi f_0 r T_s} \quad (3)$$

(1) 式では実・虚部の積和演算回数が $(4N+1)$ 回であるのに対し、(3) 式では N にかかわらず 6 回となり演算上の利点が生じる。同様に b, c 相のフェーズも (3) 式のように求められ、次式のように正相電圧フェーズ V_{1r} を求める。そして、正相電流フェーズ I_{1r} も同様に求める。

$$V_{1r} = V_{1r} e^{j\theta_{1r}} = \frac{1}{3} (V'_{ar} + V'_{br} e^{j2\pi/3} + V'_{cr} e^{-j2\pi/3}) \quad (4)$$

ここで、フェーズ V_{1r} の大きさ V_{1r} をフェーズ実効値、偏角 θ_{1r} をフェーズ角と呼ぶ。

付録に示すように、フェーズ実効値 V_{1r} は各相の電圧実効値、フェーズ角 θ_{1r} は計測開始時点 ($r=0$) における a 相電圧の初期位相に DFT 設計周波数からの周波数偏差分の位相変化を加算した値となる。

次に、発電機をリアクタンスと背後の内部電圧で表現する方法に基づくと、次式のように発電機内部電圧フェーズ V_{gr} を推定することができる。

図3 発電機の電圧・電流フェーザ

Fig. 3. Voltage phasor and current phasor of generator.

$$V_{gr} = V_{gr} e^{j\theta_{gr}} = V_{lr} + jX_d I_{lr} \quad (5)$$

ここで、本論文では中間領域での安定度評価が目的であるため、リアクタンスには発電機の同期リアクタンス X_d を用いる。

時刻 rTs における発電機の電圧、電流フェーザの関係を図3にまとめる。図中の δ_{gr} は発電機の内部相角であり、内部電圧フェーザ角 θ_{gr} と端子電圧フェーザ角 θ_{lr} との差を取ることで求められる。

〈2・2〉 動揺波形のコヒーレンシ判定 発電機内部電圧フェーザ角の動揺波形の類似性を見ることにより発電機のコヒーレンシ判定を行う。そのフローチャートを図4に示す。まず、判定を行う区間の K 個の時系列データを用いて判定指標 I_{ij} を次式のように計算する⁽⁹⁾。

$$I_{ij} = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{r=0}^{K-1} (\theta_{gr} - \theta_{gr})^2} \quad (6)$$

ここで、 θ_{gr} , θ_{gr} は時刻 rTs における任意発電機 i , j の内部電圧フェーザ角であり、すべての発電機の組み合わせについて計算する。

次に、判定指標が最小となる発電機の組を選定し、その値がしきい値 Th 以内であればコヒーレントに動揺していると判断する。そして、次式のような慣性平均により動揺波形を縮約し、コヒーレント発電機群の内部電圧フェーザ角とする。(動揺波形の縮約の様子を図5に示す。)

$$\theta_{gr} = \frac{M_i \theta_{gr} + M_j \theta_{gr}}{M_i + M_j} \quad (7)$$

ここで、 M_i, M_j は発電機 i, j の単位慣性定数である。

さらに、求められたコヒーレント発電機群を発電機の中に加えて判定指標を再び計算し、コヒーレンシ判定を行う。以上の手順をしきい値 Th より小さな判定指標を示す発電機・発電機群の組が無くなるまで繰り返す。最終的に選定されたコヒーレント発電機群の内部電圧フェーザ V_{Gr} は次式のように求められる。(コヒーレント発電機群の端子電圧フェーザ V_r も(8)式と同様に求められる。)

$$V_{Gr} = \frac{\sum_k M_k V_{gr}}{\sum_k M_k}, \quad \theta_{Gr} = \frac{\sum_k M_k \theta_{gr}}{\sum_k M_k} \quad (8)$$

ここで、 M_k, V_{gr}, θ_{gr} はコヒーレント発電機群に属する各発電機の諸量である。

図4 コヒーレンシ判定のフローチャート

Fig. 4. Flowchart of coherency decision.

図5 動揺波形の縮約

Fig. 5. Aggregation of oscillating waveform.

この方法のパラメータは区間のデータ個数 K としきい値 Th である。個数 K は長周期動揺に着目してコヒーレンシ判定を行うためその動揺周期を基に設定する。しきい値 Th は縮約する発電機群の数、縮約精度、そして演算時間などを考慮に入れて設定する(図4中の破線のようにあらかじめ発電機群の数を設定する方法も考えられる)。これらのパラメータの設定には事前の系統情報などを活用する。

〈2・3〉 脱調傾向発電機群の特定と脱調予測 前節までの手順で、電力系統は図6のようにいくつかのコヒーレント発電機群にまとめられ、その内部・端子電圧フェーザ、そして発電機群間の判定指標が求められる。この判定指標が最大となる二つの発電機群(図6中では発電機群AとCとする)を抽出して、図7のような等価二機系統を想定して脱調予測を行う。これは、判定指標が最大となる発電機群間では、長周期動揺の逆相成分が現れ、内部電圧フェーザ角が最も拡大していると考えられるからである。

図6 コヒーレント発電機群
Fig. 6. Coherent generator groups.

図7 等価二機系統の想定
Fig. 7. Assumption of two-machine equivalent power system.

発電機群間のフェーザ角差 δ_{eq} と有効電力 P_{eq} をそれぞれの発電機群の内部電圧フェーザ V_{GA} と V_{GC} を用いて表せば次式ようになる。

$$\delta_{eq} = \theta_{GA} - \theta_{GC} \dots\dots\dots (9)$$

$$P_{eq} = \frac{V_{GA} V_{GC}}{X_{eq}} \sin \delta_{eq} \dots\dots\dots (10)$$

ここで、 X_{eq} は発電機群間のリアクタンスであり、発電機群の同期リアクタンスと系統側の線路インピーダンスから成る。

提案手法では、安定度に影響を与えるような大幅な系統構成の変更による X_{eq} の値の変化は、コヒーレンシ判定時の発電機群の組み合わせに反映されることになる。したがって、コヒーレンシ判定を行う区間内では X_{eq} は一定値であると考え、実際には(10)式の右辺の X_{eq} を左辺に移項した次式のような計算を行う。

$$P_{eq} X_{eq} = V_{GA} V_{GC} \sin \delta_{eq} \dots\dots\dots (11)$$

この $P_{eq} X_{eq}$ は発電機群の内部電圧フェーザを用いて求められ、有効電力指標と呼ぶことにする。

ここで、過渡的に問題のない送電線事故の場合では、機械入力の変化はそれほど大きくならないと予想されており⁽¹⁰⁾、基幹系統を対象とした事後演算型の中間領域の脱調未然防止リレーにおいて安定度判定時に機械入力を事故発生前と同じ値で一定と近似している例も見られる⁽¹¹⁾⁽¹²⁾。本論文でのPSA実験では、発電機出力は定格容量の20～25%程度変動するのに対して、機械入力の変化は5%程度の小さい結果が計測された(調速機のガバナフリー容量は5%である)。

図8 波形近似・予測
Fig. 8. Approximation and prediction of waveform.

したがって、本論文では事故発生後も機械入力は変動せず、事故発生前の発電機出力を保ち続けると近似して考える。以上のような仮定のもとでは、フェーザ角差 δ_{eq} が増加し、かつ有効電力指標 $P_{eq} X_{eq}$ がその事故前の値 $P_{eq0} X_{eq}$ を下回る不安定平衡点を検出した時点で脱調を判定することができる。なお、事故発生前の有効電力指標の値は、事故発生前の電圧フェーザ (V_{GA0} , V_{GC0} , δ_{eq0}) を用いて(11)式により計算する。

次に、フェーザ角差 δ_{eq} の区間 L_1 の時系列値に対して最小自乗法により近似関数を導出する。そして、この近似関数を用いて図8に示すように将来の区間 L_2 にわたり動揺波形の予測を行う。同様に、(11)式右辺の電圧の積 $V_{GA} V_{GC}$ に対しても予測を行い、有効電力指標 $P_{eq} X_{eq}$ の予測波形を求め、脱調判定を行う。ここで、既存の事後演算型脱調未然防止リレーシステムの系統安定化対策完了までの時間は250[ms]～350[ms]と報告されている⁽¹⁾。長距離くし型系統の長周期動揺では動揺周期がさらに長くなることも考慮して、波形予測区間 L_2 を250[ms]と想定する。この予測区間は明らかに長周期動揺の動揺周期の1/10以下の短い区間であることから、予測区間と同じ250[ms]の短い波形近似区間 L_1 で二次関数のカーブフィッティングを行うことにより精度の良い予測を行うことが期待できる。

〈2・4〉 提案手法を実現するシステム仕様

提案手法の実現には、①電力系統の各発電機端子へのPMUの設置、②計測値の収集のための高速・高信頼度の通信網、③高速演算が可能な中央演算装置、が必要となる。以下に各装置について考察を行う。

PMUの時間同期の精度は、IEEEでは1[μs]と定められ⁽¹³⁾、わが国でもこの規格に準拠した計測装置⁽¹⁴⁾、⁽¹⁵⁾、⁽¹⁶⁾が開発され、実際に西日本60Hz系統の動揺特性の観測が行われている⁽¹⁷⁾⁽¹⁸⁾。また、筆者らも高速演算プロセッサDSP(Digital Signal Processor)を用いて時間同期クロックの生成及びフェーザ演算を行う計測装置⁽¹⁹⁾を試作している。これらの装置ではリアルタイムでのフェーザ演算を行うことが可能である。

PMUは発電機内部電圧フェーザに時刻信号を付加して通信網に送り出すため、同期を取った通信方式を採用する必要

図9 電気学会 WEST10 機系統

Fig. 9. IEEJ WEST 10-machine power system.

はないが、既存の事後演算型のシステムと同様に伝送遅延時間が少ない系統保護用の高速・高信頼度の通信網を利用し、多数のデータを一括収集することができる中央演算装置を用意する必要がある。

中央演算装置で行われる演算処理のうち、等価二機系統に縮約後の脱調予測の演算量は比較的少ない。本論文では、250[ms]の演算周期を想定しているが、この演算周期での同様な演算が既存の事後演算型のシステムでも実現されている。これに対して、動揺波形のコヒーレンス縮約は、発電機を一つずつ減らして判定指標を繰り返し計算するため、発電機数に応じて演算量が多くなる。提案手法では、長周期動揺の動揺周期内でコヒーレンス判定を行う必要がある。長距離くし型系統の長周期動揺の動揺周期は、基幹系統等での脱調時の動揺周期よりもゆっくりとしているため、コヒーレンス判定の演算時間には比較的余裕があるものと思われるが、発電機総数によっては専用の高速演算プロセッサの採用や並列演算処理など演算量を考慮する必要があることが予想される。

3. ハイブリッドシミュレータを用いた電気学会 WEST10 機系統での検証

〈3・1〉 実験条件 発電機がデジタルでその他変圧器、送電線などがアナログであるハイブリッド型の電力系統シミュレータ PSA により長距離くし型系統における N 波脱調現象を模擬した。系統モデルは電気学会 WEST10 機系統であり、系統図とインピーダンスマップを図9に示す。発電機の諸定数は10機共通で表1の通りである。潮流条件は西端の発電機 G1 が東端の負荷に 1500[MW] の電力融通を行う昼間断面である。事故条件は発電機 G2 至近端の送電線（図9中の F 点）で実験開始から約 1.0[s] で一回線三線地絡事故を発生させ、0.07[s] 後に事故回線を遮断した。その他の条件は文献(8)の通りである。このとき、Y 法によるデジタルシミュレーションでは動揺周期 3.0[s] 程度での三波脱調が報告されているが、本実験では動揺周期 2.5[s]～3.0[s] 程度

表1 発電機の定数

Table 1. Constants of generator.

$M=7.00[s]$	$D=0.0[p.u.]$	$T_d=0.40[p.u.]$
$X_d=0.225[p.u.]$	$X_q=X_d=1.70[p.u.]$	
$X_d'=0.35[p.u.]$	$X_q'=X_d'=0.25[p.u.]$	
$T_d'=1.00[p.u.]$	$T_q'=T_d'=0.03[p.u.]$	
Exciter : LAT=1		Governor : LPT=1

表2 安定度評価のパラメータ

Table 2. Parameters of stability evaluation.

コヒーレンス判定	
データ個数 K	9000 (1.0[s]分)
しきい値 Th	22.4[deg]
脱調予測	
波形予測区間 L_2	250[ms]
波形近似区間 L_1	250[ms]
近似関数の次数	2次

での二波脱調が模擬された。

以上のような条件で、各発電機端子における三相電圧・電流瞬時値をサンプリング周波数 9[kHz] ($N=150$ に相当) で計測し、2章に示した手順により安定度評価を行った。各パラメータの設定値を表2にまとめる。コヒーレンス判定のデータ個数 K は長周期動揺の動揺周期を考慮に入れて 9000 個 (1.0[s]分) に設定し、1.0[s]毎にコヒーレント発電機群を更新した。なお、500[ms]や 250[ms]の場合も試みたがほぼ同じコヒーレンス判定結果が得られている。しきい値 Th は発電機 10 機を半分の 5 機以下に縮約するのに適当な値 22.4[deg] に設定した。

〈3・2〉 実験結果 図10(a)に発電機の端子電圧フェーザ角を示し、図10(b)に推定された内部電圧フェーザ角と全発電機の内部電圧フェーザ角の慣性平均である位相角中

(a) 発電機端子電圧フェーザ角

(b) 発電機内部電圧フェーザ角

(c) 発電機 G1 の内部相差角

(d) コヒーレント発電機群の内部電圧フェーザ角

図 10 内部電圧フェーザの推定とコヒーレンシ判定

Fig. 10. Estimation of internal voltage phasors and coherency decision.

心 (COA ; Center of Angle) を示す。どの発電機についても端子電圧と内部電圧の動揺傾向はほぼ同じであり、発電機内部と端子間の動揺 (ローカル動揺) は内部と端子共通に現れる動揺 (グローバル動揺) に比べ小さい。また、位相角中心は右肩上がりであり事故発生後に周期 2.5[s]~3.0[s]の動揺が加わっており、全系の周波数が 60[Hz]から正の偏差を持ちながら長周期動揺が重畳していることがわかる。

(a) フェーザ角差 δ_{eq}

(b) 有効電力指標 $P_{eq}X_{eq}$

図 11 等価二機系統による脱調予測

Fig. 11. Step-out prediction by assuming two-machineequivalent power system.

図 10 (c)には発電機 G1 の内部相差角と PSA で演算される値との比較結果を示す。動揺傾向が正しく推定されていることがわかる。2 [deg]程度のオフセットが見られるが、これは同期リアクタンスのみを考慮した近似的な発電機モデルから内部電圧を推定していることと発電機の巻線抵抗に起因するものであると推測される。しかし、本実験では発電機定数を共通としていることから、オフセットは各発電機に同じ傾向で現れており、発電機間のフェーザ角差をとる際に互いに打ち消し合う。

次に、発電機内部電圧フェーザ角に対してコヒーレンシ判定を行うことで得られたコヒーレント発電機群のフェーザ角を図 10 (d)に示す。全系で共通な周波数偏差による位相変化分を取り除くため、位相角中心からの相対値を取っている。ここで、2.0[s]以降について考えると、発電機群 G1-3 と G9-10 (図中太線) の間の判定指標が最大となっている (判定指標の値を図中に示す)。また、波形からも振幅と周期はほぼ同じで逆位相で動揺していることがわかる。この結果から、東西の端にある発電機群 G1-3 と G9-10 からなる等価二機系統を想定することにより脱調予測を行う。

図 11 (a)には等価二機系統のフェーザ角差 δ_{eq} 、図 11 (b)には有効電力指標 $P_{eq}X_{eq}$ を示す。有効電力指標が事故発生前の値 $P_{eq0}X_{eq}$ (18344.30[MW · Ω]) を下回るのは、2.39[s]と 4.00[s]の時点である。2.39[s]の時点ではフェーザ角差は減少しており安定平衡点であるが、4.00[s]の時点ではフェーザ角差は増加しており不安定平衡点であることがわかる。したがって、4.00[s]の時点で脱調を判定することができる。このとき、発電機群間のフェーザ角差の安定限界値は 153.34[deg]であ

った。最後に、波形予測を行った結果を各図に重ねて示す。精度の高い予測波形が得られていることがわかり、250[ms]事前での脱調予測が可能となることが明らかになった。

4. まとめ

本論文では、PMUによる多地点同期フェーザ計測値を用いた長距離くし型系統の中間領域での安定度評価法を提案し、PSAにより模擬したN波脱調の実測波形の一例に適用することで検証を行った。その結果を以下にまとめる。

- (1) 端子電圧・電流フェーザ計測値から推定した内部電圧フェーザのコヒーレンシ判定により発電機をいくつかのコヒーレント発電機群に縮約することができた。
- (2) 系統を脱調傾向発電機群からなる等価二機系統にまで縮約することで、脱調を一意に判定することができた。
- (3) 最小自乗法による波形予測により長周期動揺の動揺周期(2.5[s]~3[s])の1/10~1/12程度である250[ms]の脱調予測が可能となった。

なお、安定なケースの実験結果数例に提案手法を適用したところ、等価二機系統のフェーザ角差が拡大しないことから脱調と判定されない結果が得られた。

提案手法は、発電機端子での電圧・電流瞬時値のオンライン計測値のみを用いる事後演算型の方法であり、系統モデルや事前の諸条件の想定が不必要なため、想定外の事故や多重事故など複雑な条件下での安定度評価が可能となることが期待される。さらに、様々な規模・構成の電力系統への適用が考えられるが、その場合は脱調様相も複雑になることが予想され、脱調判定方法のさらなる検討が必要である。また、本論文では瞬時値ベースのハイブリッド型シミュレータによる中間領域での脱調の実測波形に提案手法を適用したが、デジタルシミュレータ等を用いた安定限界付近での検討が必要であると考えられる。

今後は、広域電力系統の脱調現象の概要把握、連系系統を含む脱調未然防止リレーシステム、そしてコヒーレント発電機群からなるオンライン縮約系統モデルの作成などへの展開が考えられ、検討を重ねていく予定である。

謝辞 本研究の遂行に当たり、PSAの利用および実験の計画・実施・データ収集に御協力いただきました中部電力株式会社系統運用部ならびに株式会社シーティーアイ系統解析グループの方々に深く感謝致します。

(平成14年2月28日受付, 平成14年8月28日再受付)

文 献

- (1) 「系統脱調・事故波及防止リレー技術」, 電気学会技報, No.801 (2000)
- (2) A. Yokoyama: "Future Technology for Power System Analysis", *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.2, pp.123-127 (2000-2) (in Japanese)
横山明彦: 「これからの電力系統解析技術」, 電学論 B, 120, 2, pp.123-127 (2000-2)
- (3) H. Saitoh: "Trend of Synchronized Measurement Technology Applications in Power Systems", *T.IEE Japan*, Vol.119-B, No.8/9, pp.897-900 (1999-8/9) (in Japanese)
斎藤浩海: 「電力システムにおける同期計測技術の応用動向」, 電学論 B, 119, 8/9, pp.897-900 (1999-8/9)
- (4) A.G. Phadke and J.S. Thorp: "Improved Control and Protection of Power Systems through Synchronized Phasor Measurements", *Control and Dynamic Systems, Advances in Theory and Applications*, Academic Press, Vol.43, pp.335-376 (1991)
- (5) R.O. Burnett Jr., M.M. Butts, T.W. Cease, V. Centeno, G. Michel, R.J. Murphy, and A.G. Phadke: "Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event", *T.IEEE Power Syst.*, 9, No.3, pp.1643-1649 (1994-3)
- (6) C.-W. Liu, M.-C. Su, S.-S. Tsay, and Y.-J. Wang: "Application of a Novel Fuzzy Neural Network to Real-Time Transient Stability Swing Prediction Based on Synchronized Phasor Measurements", *T.IEEE Power Syst.*, 14, No.2, pp.685-692 (1999-2)
- (7) 「電力系統の安定化技術」, 電気学会技報 (II部), No.238 (1986)
- (8) 「電力系統の標準モデル」, 電気学会技報, No.754 (1999)
- (9) M. Saeki, H. Matsuoka, Y. Nagae, M. Tanaka, K. Omata, and M. Sato: "Development and Application of a New Approach to Construct External Equivalents for Power System Stabilizing Controller", *T.IEE Japan*, Vol.120-B, No.4, pp.537-544 (2000-4) (in Japanese)
佐伯 眞・松岡秀夫・長江泰太郎・田中 稔・小俣和也・佐藤正弘: 「オンライン安定度計算型系統安定化装置のための外部系統モデル化手法の開発と適用」, 電学論 B, 120, 4, pp.537-544 (2000-4)
- (10) H. Kita, N. Sato, K. Nisiya, and J. Hasegawa: "Dynamic Preventive Control Strategies for Power Systems Considering Transient and Mid-Term Stabilities", *T.IEE Japan*, Vol.114-B, No.6, pp.569-576 (1994-6) (in Japanese)
北 裕幸・佐藤直洋・西谷健一・長谷川淳: 「過渡・中間領域安定度を考慮した電力系統の動的予防制御手法」, 電学論 B, 114, 6, pp.569-576 (1994-6)
- (11) K. Yanagihashi, S. Imai, T. Shoji, M. Sato, and Y. Ishihara: "A New Approach to Predict Swing of Generators by Using Dynamic Equivalent Model Estimated from Real-time Data", *T.IEE Japan*, Vol.118-B, No.10, pp.1186-1193 (1998-10) (in Japanese)
柳橋 健・今井伸一・庄司寿哉・佐藤正弘・石原祐二: 「リアルタイム測定データを用いた動揺推定と脱調予測法の開発」, 電学論 B, 118, 10, pp.1186-1193 (1998-10)
- (12) S. Imai, T. Syoji, K. Yanagihashi, Y. Kujima, Y. Kowada, H. Oshida, and T. Goda: "Development of Predictive Prevention Method for Mid-term Stability Problem using Only Local Information", *T.IEE Japan*, Vol.118-B, No.9, pp.931-937 (1998-9) (in Japanese)
今井伸一・庄司寿哉・柳橋健・小島康弘・小和田靖之・押田秀治・合田忠弘: 「自端情報のみを用いた予測型 N 波脱調未然防止制御方式の開発」, 電学論 B, 118, 9, pp.931-937 (1998-9)
- (13) Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society: "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", IEEE Std, 1344-1995 (1995)
- (14) J. Toyoda, A. Takeuchi, H. Takani, Y. Ito, and T. Kagami: "The Development of a Phasor Measurement Unit Using GPS and Internet Technology", *The Eleventh Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan*, No.A-162, pp.482-483 (2000) (in Japanese)
豊田淳一・竹内 純・高荷英之・伊藤義夫・鏡敏 朗: 「GPS・インターネット技術を用いた高精度フェーザ計測ユニットの開発」, 平成12年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.A-162, pp.482-483 (2000)
- (15) K. Sekiguchi, T. Nakamura, and T. Yokoyama: "NCT: The Information Terminal for Power Systems in Ubiquitous Networking Paradigm", *The Twelfth Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan*, No.A-56, pp.397-404 (2001) (in Japanese)
関口勝彦・中村 正・横山孝幸: 「ユキピタスネットワーク時代における電力システム用情報端末 NCT」, 平成13年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.A-56, pp.397-404 (2001)
- (16) R. Tsukui, P. Beaumont, T. Tanaka, and K. Sekiguchi: "Internet-Based Protection and Control", *IEEE Computer Applications in Power*, pp.14-17 (2001-4)
- (17) T. Hashiguchi, M. Yoshimoto, Y. Mitani, O. Saeki, K. Tsuji, H. Ukai, and M. Hojo: "Observation system of Dynamics in the West Japan 60Hz System by the use of Time Synchronizing Phasor Measuring Technology", *The Thirteenth Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan*, No.A-252, pp.717-718 (2002) (in Japanese)
橋口卓平・吉本真呂・三谷康範・佐伯 修・辻穀一郎・鶴飼裕之・

北條昌秀：「位相角同期計測技術を用いた西日本 60Hz 系統動特性観測システム」，平成 14 年電気学会電力・エネルギー部門大会，No.A-252，pp.717-718 (2002)

- (18) M. Hojo, T. Ohnishi, Y. Mitani, O. Saeki, and H. Ukai: "Observation of Frequency Oscillation Characteristics Using Time Synchronized Measurements", The Thirteenth Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan, No.A-253, pp.719-720 (2002) (in Japanese)
北條昌秀・大西徳生・三谷康範・佐伯 修・鶴飼裕之：「多地点同期計測による周波数変動の観測」，平成 14 年電気学会電力・エネルギー部門大会，No.A-253，pp.719-720 (2002)
- (19) Y. Ota, H. Ukai, K. Nakamura, and H. Fujita: "Real Time Synchronized Measurement System of State Variables in Electric Power System by using DSP and GPS", *Trans. SSPATJ*, Vol.3, No.3, pp.20-25 (2000-9) (in Japanese)
太田 豊・鶴飼裕之・中村光一・藤田秀紀：「DSP と GPS を用いた高機能電力系統状態量同時計測システム」，高速信号処理応用技術学誌，3, 3 (電子技術 9 月号)，pp.20-25 (2000-9)
- (20) K. Nakano, Y. Ota, H. Ukai, K. Nakamura, and H. Fujita: "Application of Phasor Measurement Method to Frequency Detection of Power System", *T.IEE Japan*, Vol.121-B, No.12, pp.1856-1857 (2001-12) (in Japanese)
中野勝康・太田 豊・鶴飼裕之・中村光一・藤田秀紀：「フェーザ計測法の電力系統周波数検出への適用」，電学論 B, 121, 12, pp.1856-1857 (2001-12)

付 録

実効値が V_a で周波数 f が DFT の設計周波数 f_0 から Δf だけ偏差を持つ場合，a 相電圧瞬時値 v_{ar} は次式のように表される。ただし， $f = f_0 + \Delta f = f_0(1 + \Omega)$ ， $\Omega = \Delta f / f_0$ とする。

$$v_{ar} = \sqrt{2}V_a \sin(2\pi f r T_s + \theta_0) \\ = \frac{V_a}{\sqrt{2}} \{ e^{j(2\pi f r T_s + \theta_0)} - e^{-j(2\pi f r T_s + \theta_0)} \} \quad \text{.....(付 1)}$$

ここで， θ_0 は計測開始時点 ($r=0$) における電圧波形のゼロクロス点からの位相，つまり初期位相を示している。

この v_{ar} を(2)式に代入してまとめると，フェーザ V'_{ar} は次式のように 2 つのベクトル和で表される⁽²⁰⁾。

$$V'_{ar} = V_{a1} e^{j\theta_{ar1}} + V_{a2} e^{-j\theta_{a2}} \quad \text{.....(付 2)}$$

ここで，各ベクトルの大きさと偏角は次式で表される。

$$V_{a1} = V_a \frac{\sin(\pi\Omega)}{N \sin(\pi\Omega/N)} \quad \text{.....(付 3-1)}$$

$$V_{a2} = V_a \frac{\sin(\pi\Omega)}{N \sin\{\pi(2+\Omega)/N\}} \quad \text{.....(付 3-2)}$$

$$\theta_{ar1} = 2\pi\Delta f r T_s + \theta_0 - \pi\Omega(N-1)/N \quad \text{.....(付 3-3)}$$

$$\theta_{ar2} = 2\pi(2f_0 + \Delta f) r T_s + \theta_0 - \pi\Omega(N-1)/N - \pi(N-2)/N \quad \text{.....(付 3-4)}$$

三相平衡時には，正相電圧フェーザ V_{1r} を求めることにより，次式のように(付 2)式の 2 項目が打ち消される。

$$V_{1r} = \frac{1}{3} \left\{ \begin{aligned} & (V_{a1} e^{j\theta_{ar1}} + V_{a2} e^{-j\theta_{a2}}) \\ & + (V_{a1} e^{j\theta_{ar1}} e^{-j2\pi/3} + V_{a2} e^{-j\theta_{a2}} e^{j2\pi/3}) e^{j2\pi/3} \\ & + (V_{a1} e^{j\theta_{ar1}} e^{j2\pi/3} + V_{a2} e^{-j\theta_{a2}} e^{-j2\pi/3}) e^{-j2\pi/3} \end{aligned} \right\} \\ = V_{a1} e^{j\theta_{ar1}} \quad \text{.....(付 4)}$$

さらに，電力系統における周波数偏差はたかだか ±0.1[Hz]程度であるため， Ω は非常に小さい値となる。このとき，(付 3-1)式の V_{a1} はほぼ V_a ，(付 3-2)式の V_{a2} と(付 3-3)式の 3 項目はほぼゼロになる。したがって，正相電圧フェーザ V_{1r} は次式のように近似される。

$$V_{1r} \doteq V_a e^{j(2\pi\Delta f r T_s + \theta_0)} \quad \text{.....(付 5)}$$

(付 5)式からは，正相電圧フェーザ V_{1r} のフェーザ実効値が電圧実効値 V_a を示し，フェーザ角が初期位相 θ_0 に DFT 設計周波数からの周波数偏差分の位相変化を加算した値を示していることがわかる。

太 田 豊 (学生員) 1975 年 8 月 19 日生まれ。2000 年 3 月名古屋工業大学大学院工学研究科電気情報工学専攻博士前期課程修了。同年 4 月同後期課程進学，現在に至る。同期計測技術の電力系統への適用に関する研究に従事。高速信号処理応用技術学会会員。

鶴 飼 裕 之 (正員) 1954 年 3 月 5 日生まれ。1979 年名古屋工業大学大学院計測工学専攻修士課程修了。1980 年同電気工学科助手。1996 年同電気情報工学科講師。1998 年同システムマネジメント工学科助教授。工学博士。電力系統およびロボットの制御に関する研究に従事。計測自動制御学会，日本原子力学会，IEEE などの各会員。

中 村 光 一 (正員) 1942 年 3 月 7 日生まれ。1965 年 3 月名古屋工業大学工学部電気工学科卒業。1966 年同助手。1988 年同助教授。1997 年同システムマネジメント工学科教授，現在に至る。1983～84 年クラークソン大学客員研究員。工学博士。電力系統解析，高温超電導の電力応用，ロケット誘雷に関する研究に従事。1982 年電気学会論文賞，1989 年電気学会進歩賞，1998 年日本大気電気学会学術研究賞受賞。日本大気電気学会，電気設備学会，低温工学協会，高速信号処理応用技術学会，IEEE の各会員。

藤 田 秀 紀 (正員) 1951 年 3 月 28 日生まれ。1973 年 3 月名古屋大学工学部電気学科卒業。同年 4 月中部電力株式会社入社。電力系統の運用に関する実務後，パワエレ・超電導技術の系統適用研究に従事。工学博士。現在，同社電力技術研究所研究主幹。1990 年電気学会進歩賞受賞。IEEE 会員。