電力系統のコヒーレンシー判定法と 連系線の電力・電流を用いた脱調判定法

正員 皆川 保 (東北コンピュータ・サービス)

正員 市川 嘉則 (東北電力)

正員 佐藤 正弘 (東芝)

正員 石原 祐二 (東芝)

An Approach to Select Generators Swinging Coherently and A Method to Detect Loss of Synchronism Using Power and Current Measured on a Line

Tamotsu Minagawa, Member (Tohoku Computer service Co.), Yoshinori Ichikawa, Member (Tohoku Electric Power Co.), Masahiro Sato, Member, Yuji Ishihara, Member (Toshiba Corp.)

When a fault occurs in a large interconnected power system, several generators may swing coherently and form a group. Loss of synchronism may occur among the groups of these generators. In order to develop a stabilizing control system, two new methods are proposed in this paper. The first method is to select generators which swing coherently.

The method uses a new index that is based on the physical relation: when two generators swing coherently, a phase angle of a generator terminal voltage increases when the angle of the other generator increases and decreases when the other decreases. To detect a loss of synchronism, power P and current I measured on a line with the interval of a certain time period are used. By using this method, the position of an operating point of power system after disturbance on the power angle curve can be estimated. This means that the degree of stability can be observed with a small number of data measured on a line.

キーワード：電力系統，安定度，振動発散，電力，電流，コヒーレンシー，脱調

1. まえがき

電力系統に外乱が発生すると、ほぼ同じ位相角で振動する（コヒーレント）発電機群がひとつのグループを構成し、別の発電機群が構成するグループとの間で振動することがある。最悪の場合、グループとグループの間の振動が発散して、脱調に至る可能性があるため、脱調現象を早期に検出することが必要である。

これらの脱調判定に関して、動態安定度の場合には固有値法⁽¹⁾があり、固有ベクトルの成分を用いてコヒーレントな発電機群を把握できる。しかし、計算時間が長いために固有値法をリアルタイムの系統運用に適用した例はない。また、電力系統の連系点において発電機の回転速度の揺らぎ現象を観測し、振動の優勢モードを推定する方法などが提案されている⁽²⁾。さらに、動揺中に測定した発電機の出力を用いて脱調を予測する方式^(3, 4, 5)がある。

本論文では1秒～数秒にわたる振動現象を対象として、コヒーレントに振動する発電機群を検出すること、さらに脱調を判定することを目的に以下の提案を行う⁽⁷⁾。まず、

コヒーレントに振動する発電機の組み合わせは電力系統の運転状態や事故の発生場所などによって異なるので、発電機の至近端においてリアルタイムに測定した電圧の位相角を用いて、2台の発電機の動揺がコヒーレントであるか否かを判定する指標を提案する。次に、連系線において測定した有効電力 P と電流 I の時系列的な変化の関係をを用いた脱調判定方法を提案する。

2. コヒーレンシーの判定法

2台の発電機の振動現象がコヒーレントであるか否かを判定するため、数秒間にわたる振動中の発電機位相角の最大振幅値と2台の発電機の位相角の差分との比を用いて判定する方法⁽⁶⁾が提案されている。

一般に、2台の発電機Aと発電機Bがコヒーレントに振動する場合、発電機Aの位相角が拡大する時間中は、発電機Bの位相角も拡大し、逆に発電機Aの位相角が縮小する時間中は発電機Bの位相角も縮小する傾向が強い。この関係を利用したコヒーレンシーの判定法を提案する。なお、本論文ではふたつの位相角の値が一定の比率を保って推移

するシンクロニー(Synchrony)と呼ばれる関係⁽⁹⁾もコヒーレントな波形として検出する。

まず発電機の至近点において一定の時間々隔 ΔT ごとに電圧の位相角 θ を測定する。つぎに、2台の発電機A, Bについて、時刻 t_1 から時刻 t_2 までの区間において ΔT の間隔で測定した θ_a と θ_b が同時に増加する区間と同時に減少する区間を集計して T_s とする。 T_s と測定した区間の長さ $(t_2 - t_1)$ の比率を計算したとき、比率が1に近いほどコヒーレントな振動であると判定できる。ここで、 t_2 を現時点とすると t_1 は一定時間前の時点である。一定周期 ΔT ごとにこの判定を繰り返す。

この方法の長所は二つの位相角の絶対値を必要としないため、同期して位相角を測定する必要がないことである。

以下、具体的な手順を図1と図2を用いて示す。

(ステップ1) 図1の各発電機の至近にある母線において、 ΔT ごとに電圧の位相角 θ を検出し、定常状態からの変化分 $\Delta\theta$ を算出して判定部に伝送する。

ここで、 $\Delta\theta$ の算出法の概要を述べる。まず、定常状態における電圧瞬時値が事故後の動揺中も同じ振幅、周波数のまま振動するものと想定した波形1を作る。次に、波形1と動揺中に実測した波形2を用いて、文献[8]に述べた方法で、この二つの波形の位相角の差分を求めれば、これが $\Delta\theta$ である。波形1の周波数、振幅は定常状態における1~2秒間の平均値を用いる。

(ステップ2) 各発電機の振動の変化方向を検出する。変化分 $\Delta\theta$ の ΔT 間の増加分 D を(1)式で求める。

$$D = \Delta\theta(t) - \Delta\theta(t - \Delta T) \quad \cdots(1)$$

D の値としきい値 ϵ との大小関係から、指標 S を(2)式のように定義する。

$$\begin{aligned} D > \epsilon & \text{ ならば } S = 1 \\ \epsilon \geq D \geq -\epsilon & \text{ ならば } S = 0 \quad \cdots(2) \\ -\epsilon > D & \text{ ならば } S = -1 \end{aligned}$$

ここで、 ϵ の値は、定常状態における D の値の標準偏差の3倍程度とすることが妥当と考える。

ΔT の間に位相角が増加すれば $S = 1$ 、逆に、減少すれば $S = -1$ とする。ただし、誤差の影響を防ぐため、位相角の変化分が小さいときには $S = 0$ と設定する。

例えば、位相角が図2(a)において実線が示す θ_a と破線が示す θ_b の場合には、 D_a , D_b は図2(b)のようになり、指標 S_a , S_b は図2(c)のようになる。

(ステップ3) 区間 ΔT の間に、二つの位相角が同時に増加するか否か、あるいは同時に減少するか否かを示す指標 Pr を定義する。 Pr は S_a と S_b の積であり、1, 0, -1のいずれかの値となる。

S_a , S_b が両方とも正、あるいは両方とも負の場合に指標 Pr は1となる。逆に、 S_a は正であるが S_b が負となる場合には Pr は-1となる。すなわち、位相角 θ_a , θ_b が同時に増加する場合と、逆に同時に減少している場合

には Pr は1となる。そして、片方の位相角が増加しているときに、もう一方の位相角が減少している場合には Pr は-1となる。図2(c), (d)に S と Pr の関係を示す。

(ステップ4) 次に、2つの位相角がコヒーレントな振動であるか否かを判定する方法を示す。前述のように位相角 θ_a , θ_b がコヒーレントであるか否かは θ_a , θ_b が同時に増加する、あるいは同時に減少する時間の長さから判断できるので、それを次のように計算する。

まず、 Pr を時刻 t_1 から t_2 まで積分した値 IP を(3)式で定義する。

$$IP = \int_{t_1}^{t_2} Pr \, dt = \int_{t_1}^{t_2} S_a \cdot S_b \, dt \quad \cdots(3)$$

図1 位相角変化の検出

Fig.1. Detection of the Change of Phase Angle.

図2 コヒーレンシーの判定法

Fig.2. Approach to detect Coherency.

増加するため積 $S_a \cdot S_b$ の絶対値で正規化した指標 AIP を(4)式で定義すると AIPは -1 から 1 までの値になる。

$$AIP = \int_{t_1}^{t_2} S_a \cdot S_b dt / \int_{t_1}^{t_2} |S_a \cdot S_b| dt \quad \dots(4)$$

図2(e),(f)に IPとAIP の例を示す。図2(e)のIPは $t_1 = 0$ から $t_2 = t$ として時刻 t_2 を逐次延長した時の値を示す。時刻 t_1 から t_2 までの θ_a, θ_b を用いて、上に述べた手順に従って計算した指標 AIP が 1 に近い値となれば、二つの位相角は、 t_1 から t_2 までの間コヒーレントに振動したことを意味する。

ここで、 n 台の発電機 (1, 2, 3, ..., n) がある場合を想定して、グループ化するための一つの手順を示す。まず、発電機1に対してコヒーレントに振動する発電機をすべて選定して、グループ1とする。次に、残った発電機群の中から1台の発電機Kを選択して、それに対するコヒーレントな発電機をすべて選択してグループ2とする。この過程を繰り返して、全ての発電機がいずれかのグループに属す様に分類する。

3. 位相角差の算出法

本章では、2つの位相角 θ_a と θ_b の波形の相対的な位相角差 δ を AIP から求める関係について述べる。図3は、図2(d)に示した Pr を示す。ただし、 $Pr=0$ となる時間帯は極めて短いので省略した。

図3において、ひとつの位相角の波形(例えば、図2(a)の θ_a) がピークになる時点 t_1 、次のピークの時点 t_2 として、 t_1 時点の位相角を 0、 t_2 時点の位相角を 2π (ラジアン) とする。このとき、(4)式の分母は S_a と S_b の積の絶対値なので、図3の t_1 と t_2 の間の面積全体を表し、 $1 \times 2\pi$ である。また、(4)式の分子は図3の、符号を加味した面積を表すので、実線の斜線部の面積 $1 \times (2\pi - 2\delta)$ から点線の斜線部の面積 $1 \times 2\delta$ を差し引いた値 $(2\pi - 4\delta)$ となる。従って、(4)式の AIP は(5)式となる。

$$\begin{aligned} AIP &= (2\pi - 4\delta) / 2\pi \\ &= 1 - 2\delta / \pi \end{aligned} \quad \dots\dots\dots(5)$$

従って、 δ は次式に示す AIP の関数である。

$$\delta = (1 - AIP) \pi / 2 \quad \dots\dots\dots(6)$$

指標 AIP と 位相角差 δ は図4に示す直線の関係にある。すなわち、 $AIP=1$ ならば、2つの位相角の波形の位相角差 δ は 0 (ラジアン) であり、2つの波形は同位相であることを意味する。また、 $AIP=-1$ ならば 位相角差 δ は π (ラジアン)、 180° であり、2つの波形は逆位相の関係であることを示す。

ここで、 δ とコヒーレンシーの判定の関係を述べる。2台の発電機の位相角 θ_a と θ_b について、前章に示した手順

図3 AIPの計算法

Fig.3. Computation of AIP.

図4 AIPと δ の関係

Fig.4. Relation between AIP and δ .

で求めた指標 AIP を(6)式に代入して δ を求めたとき、 δ がほぼ 0° である場合、2台の発電機の振動はコヒーレントであると判断できる。実用的な面からみれば、シミュレーション結果から δ はほぼ 30° 以内ならばコヒーレントな発電機とすることが妥当と考えられる。このとき、 $\delta < 30^\circ$ は $AIP > 0.67$ に対応する。

4. 脱調判定法 (PI法)

脱調の検出に関しては、線路を通過する電力が振動発散し、予め決めたしきい値を越えたときに脱調と判定する方法があるが、しきい値の決め方が難しい場合がある。

本章では新しい脱調判定法を提案する。この方法は、まず図5に示すコヒーレントな発電機群が属する部分系統Aと、別のコヒーレントな発電機群が属する部分系統Bとの間の連系統線において、時々刻々と変化する有効電力値 P と電流の実効値 I を測定する。次に、 P, I の時系列的な増加・減少の関係から脱調を検出する (以下PI法) ⁽⁷⁾ ものである。

二つの発電機群の間の振動現象は一機無限大母線システムを用いて近似的に表現できるので、図6に示す一機無限大母線システムを用いて、提案する脱調判定法の基本的な考え方、方式を説明する。まず無限大母線側の電圧を $V_b \angle 0$ 、発電機側を $V_a \angle \theta$ 、線路のインピーダンスを jX とし、発電機出力を $P + jQ$ 、電流の実効値を I とする。 P と発電機の電流 $\bar{I}$ と位相角差 θ の関係は(7),(8),(9)式となる。

$$P + jQ = \dot{V}_a \cdot \bar{I} \quad \dots\dots\dots(7)$$

$$\bar{I} = (V_a \angle \theta - V_b) / jX \quad \dots\dots\dots(8)$$

$$P = (V_a \cdot V_b \cdot \sin \theta) / X \quad \dots\dots\dots(9)$$

ここで、 $\bar{I}$ は共役複素数であり、電流の実効値 I は(10)式で表される。

P と θ の関係と I と θ の関係は、それぞれ(9),(10)式

$$I = \frac{\sqrt{V_a^2 + V_b^2 - 2 \cdot V_a \cdot V_b \cdot \cos \theta}}{X} \quad \dots(10)$$

図5 コヒーレントな発電機群と連系線
Fig.5. Groups of generators and a tie-line.

図6 一機対無限大母線系統
Fig.6. A generator and infinite-bus-system.

で表され、電圧 V_a , V_b の大きさが一定の場合、波形は図7に示す形になる。電力 P についてみると、位相角 θ が 0° から 90° までの範囲にある場合には θ が増加するにつれて P も増加するが、逆に θ が 90° を越えると θ が増加するにつれて P は減少する。また、電流の実効値 I は 0° から 180° までの間、 θ が増加するにつれて I も増加する。なお、 P_0 は定常状態の電力であり、動揺発生前の1~2秒間の平均電力とする。

また、等面積法の考え方から、運転点が図7に示す $P-\theta$ カーブの点 U の左側であれば安定であることを意味する。あるいは、いずれ不安定になるにしても、まだ運転点が不安定には至っていないことを意味する。逆に、運転点が点 U の右側に移動すれば不安定になったことが分かる。そこで、運転点が $P-\theta$ カーブ上のどの位置にあるのかを推定して、安定か否かを判定することが考えられる。以下、点 U を安定限界点という。また、図7に記した右(左)側へ変化は運転点の移動方向を示す。

運転点の位置と変化方向、さらに安定度の判定は、図7の $P-\theta$, $I-\theta$ カーブから得られる P , I の増加、減少の関係を利用し、下記のように行うことができる。

(i) 運転点が $P-\theta$ カーブ上の θ が 90° より左側の位置にあり、矢印①が示す方向に変化する状態ならば安定である。この変化を P , I の増減でみると、時間経過にともない、 P , I は共に増加する。

(ii) 運転点が $P-\theta$ カーブ上で、位相角 θ が 90° を越え、矢印②が示す方向に変化しているが、まだ安定限界点 U の左側にある場合は、安定な状態である。ただし、安定限界に近づきつつある状態である。

右側へ変化						
$P - P_0$	-	-	+	+	-	-
ΔP	+	+	+	-	-	-
ΔI	-	+	+	+	+	-
左側へ変化						
$P - P_0$	-	-	-	+	-	-
ΔP	-	-	-	+	+	-
ΔI	+	-	-	-	-	-

図7 P , I の変化と運転点の関係
Fig.7. Relation between the changes in P and I and the operating point.

これを、 P , I の変化で見ると、 P は減少し、 I は増加する。そして、 P は事故が発生する前の測定値 P_0 より大きい状態である。

(iii) 運転点が $P-\theta$ カーブ上の右側にあるが、安定限界点 U の左側にあり、矢印③の方向に変化する場合は安定である。これを P , I でみれば、 P が増加し、 I は減少し、かつ P は P_0 より大きい状態である。

(iv) 運転点が $P-\theta$ カーブの左側にあり矢印④の方向に変化する場合は安定である。 P が減少し、 I も減少する状態である。

(v) 運転点が $P-\theta$ カーブの左側をさらに移動し、原点の左側の矢印⑤の示す領域に存在する場合がある。安定な状態であり、 P は負の値になる。

(vi) 矢印⑥が示す運転点は、 $P-\theta$ カーブの安定限界点 U の右側であり、さらに位相角が拡大する方向であり脱調と判断できる。これを P , I を用いて見ると、 P が減少し、 I は増加する。また P は P_0 より小さくなる時点である。この安定限界点 U を越えた時点において脱調するものと判断できる。

以上のことから、系統が安定状態から脱調状態に移行することを判定する条件を次に示す。

時刻 t_i と 時間々隔 ΔT 前の時刻 $t_{i-1} = t_i - \Delta T$ において測定した $P(t_i)$, $P(t_{i-1})$, $I(t_i)$, $I(t_{i-1})$ から変化分を(11), (12)式で求める。

$$\Delta P = P(t_i) - P(t_{i-1}) \quad \dots(11)$$

$$\Delta I = I(t_i) - I(t_{i-1}) \quad \dots(12)$$

図7には、 $P-\theta$ カーブ上の運転点の変動が位相角 θ が拡大する方向(右側へ変化)の場合と、 θ が縮小する方向

(左側へ変化)の場合について、 $(P - P_0)$ 、 ΔP 、 ΔI の正負の符号(+, -)をそれぞれ示した。

この符号の組み合わせから $P-\theta$ カーブ上における運転点の位置と変動の方向が把握できる。

例えば、時刻 t_{i-1} と t_i における運転点が $P-\theta$ カーブ上を $\rightarrow$ 矢印①が示す方向に移動している場合、(11)、(12)式で計算した ΔP 、 ΔI はそれぞれ $\Delta P > 0$ 、 $\Delta I > 0$ の関係が成立している。また、図7において、運転点が矢印①の方向に変化する運転状態から矢印④が示す運転状態に変化すれば、運転点は $P-\theta$ カーブ上の左側で運転しているので、安定と判断できる。

図7において、脱調と判定できるのは、運転点が安定限界点Uを越えて矢印②から矢印⑥に移動したときである。

これを ΔP 、 ΔI でみると、時刻 t_{i-1} においては

$$\begin{aligned}(P - P_0) &> 0 \\ \Delta P &< 0 \\ \Delta I &> 0\end{aligned}$$

が成立しているが、 ΔT 時間後の t_i 時点においては

$$\begin{aligned}(P - P_0) &< 0 \\ \Delta P &< 0 \quad (\text{条件A}) \\ \Delta I &> 0\end{aligned}$$

が成立すれば、時点 t_{i-1} と時点 t_i の間において脱調したと判断できる。

要するに、(条件A)が最初に成立した時点 t_i とその一時点前 t_{i-1} の間に脱調したと判定できる。

提案する脱調判定法は基本的にこの判定ロジックに基づいている。この方法の長所は、振動する発電機群の間の連系線において観測する有効電力、電流という限られたデータを用いて、脱調現象を検出できること、そして $P-\theta$ カーブ上における運転点の位置と運転点が推移する方向を把握できることである。

5. コヒーレンシー判定法と脱調判定法の関係

本章では、コヒーレンシー判定法と脱調判定法との関連を述べる。図8のモデル系統において、例えば、全ての想定事故に対し解析した結果、G1、G2、G3がコヒーレントとなって、Sとの間で振動するモード1と、G1、G2が一つのグループ、G3とSが別のグループを構成し振動するモード2が存在することが確認された場合を想定する。

このとき、モード1に対してはノード7と9の間の送電線、モード2に対してはノード5と7の間の送電線を選定し、この2カ所に P 、 I を測定し脱調判定する装置を設置する。

オンライン運用中、動揺が発生すればAIPを用いた方法で動揺のモードをリアルタイムに特定し、その動揺モードに対応する送電線に設置された脱調判定装置が脱調を判定するという方法が考えられる。

6. シミュレーションによる有効性の確認

<6.1> コヒーレンシーの判定指標 図8に発電機4台、ノード数9のモデル系統を示す。矢印の数字は発電量と負荷量を示す。ノード8、9間の線路にて事故が発生し、0.16秒時点で事故を除去したケースである。図9(A)は各発電機の位相角変化を示す。発電機G1、G2、G3はほぼコヒーレントに振動し、発電機Sとの間で振動している。

図9(B)はG1とG2、G1とSの間のAIPをそれぞれ□印と○印で示した。これは、10ミリ秒間隔の位相角について、過去250ミリ秒間のデータ25個を用いて計算した結果をプロットしたものである。

図8 モデル系統

Fig.8. Model Network.

図9 位相角変化とAIP

Fig.9. Change of Phase Angles and AIP.

図10 コヒーレントな位相角変化とAIPの関係
Fig.10. Relation between Change of Phase Angles and AIP in Case of Coherent Swing.

図11 非コヒーレントな位相角変化とAIPの関係
Fig.11. Relation between Change of Phase Angles and AIP in Case of Non-coherent Swing.

G 1, G 2 間のAIPは 0.95~1.0であり、(6)式を用いて位相角差 δ を求めると $4.5^\circ \sim 0.0^\circ$ となり、コヒーレントな波形であることを示す。しかし、G 1とSの間のAIPは $-0.4 \sim 0.4$ の間の値であり、コヒーレントな波形ではないことを示す。

なお、G 1とG 3の間のAIPも G 1, G 2との間のAIPと同じ傾向を示しており、発電機G 1, G 2, G 3はコヒーレントに振動するグループである。

図10には 100台以上の発電機からなる実規模系統における2台の発電機についてのAIPを(A)に、位相角を(B)に示す。AIPは 0.81~1.0 であり、位相角もほぼコヒーレントに振動している。一方、図11は別の発電機同士が逆の位相で振動する区間もあるようなコヒーレントではない振動を示すが、AIPも1とはかけ離れた値を示している。

以上の小規模モデル、大規模モデルを用いて検証した結果から、AIPを用いるコヒーレンシー判定法が妥当であることを確認した。

<6.2> 脱調判定法(P I法)の有効性の確認

(例1) 図12には図8に示したモデル系統における振動波形とP I法による判定結果を示す。図12(A)は図9(B)と同じ現象であるが、発電機G 3の位相角を基準にして各発電機の相対位相角を示したものである。発電機G 1, G 2,

G 3がグループとなり、発電機Sとの間で振動している。

図12(B)は図8のモデル系統の発電機 G 1, G 2, G 3のグループと、発電機Sとの間の連系線上の点Kを通過するP, Iの値(PU)とP I法の判定結果である FLAG を示す。

ここでFLAGの値について述べる。P- θ カーブ上における運転点の位置と運転点の変化する方向と、 $(P - P_0)$ 、 ΔP 、 ΔI の正負の符号の間には、図7に示した関係があるので、それを利用してFLAGの値を割り当てた。図12(C)に矢印a, b, c, d, e, fと対応するFLAGの値を示した。また FLAGの値と図12(C)のP- θ カーブ上に示す運転点の対応をa, b, c, dなどで示す。以下、時間帯ごとに具体的に示す。ただし、事故継続中とその除去直後は判定から除外する。

(1) 0.2秒から0.48秒にかけて FLAG=0.5 である。これは図7に示した判定条件では $(P - P_0) > 0$ 、 $\Delta P > 0$ 、 $\Delta I > 0$ が成立したことを示す。運転点は4章(i)に述べたように、図12(C)に示すP- θ カーブ上のピークの点より左側にあり、矢印aの示すように位相角が増加する方向に移動したことを示す。このことは、図12(A)の発電機Sと発電機G 1, G 2, G 3の間の位相角差が0.2秒から約0.48秒にかけて拡大していることから確認もできる。

(2) 0.48秒から0.64秒の間は FLAG=1.0 であり、図7の判定条件では $\Delta P < 0$ 、 $\Delta I > 0$ 、 $P > P_0$ が成立した状態である。運転点はP- θ カーブの右側にあり、図12(C)の矢印bの示す方向に推移することを示す。位相角差が0.48秒から0.64秒にかけて拡大していることから確認できる。

図12 振動現象とP I法による判定結果
Fig.12. Stable Swing and Stability Check by PI method.

(3) 0.66~0.70秒の間は $FLAG=0.5$ になったが、これについては後で述べる。

(4) 0.72秒から0.94秒は $FLAG=-1.0$ であり、 $\Delta P > 0$, $\Delta I < 0$, $P > P_0$ の成立した状態である。これは図12(C)の矢印cが示すように、 $P-\theta$ カーブの右側にあるが、位相角が縮小し安定化サイドに回復中であることを示す。図12(A)のG1, G2, G3のグループとSの間の位相角差の縮小することが対応する。

(5) 0.96~1.26秒間は $FLAG=-0.5$ であり、 $\Delta P < 0$, $\Delta I < 0$ が成立した。運転点は $P-\theta$ カーブ上の矢印dが示すように左側にあり、位相角が縮小することを示す。図12(A)の位相角差は縮小しており、判定が正しいことを示す。

(6) 1.28~1.8秒間は $FLAG=0.0$ である。 $P < 0$ の状態であり、 $P-\theta$ カーブの矢印fの示す運転状態にある。

以降、 $FLAG$ は、運転点が $P-\theta$ カーブのピークの左側にありながら振動することを示す。

なお、(3)の0.66~0.70秒間は、運転点が $P-\theta$ カーブの右側にあり矢印bの示す方向に変化する場合であるが、 $\Delta P > 0$, $\Delta I > 0$ となった。これは、運転点が位相角差が拡大した状態にあり、発電機端子電圧が低下したので発電機の内部電圧がわずかに回復し、その結果、 P も増加したためである。この電圧変化を反映するように判定方法を改良することが今後の課題である。

(例2) 事故時間を0.01秒延長した結果、発電機Sと発電機G1, G2, G3のグループ間の位相角が図13(A)に示すように拡大し、1.16秒時点においてノード8とノード9の電圧位相角差が 180° 以上になったために脱調と判定し、1.24秒時点においてノード8とノード9の間の線路を開放した場合の例である。図13(B)は、連系線の点Kの P , I , $FLAG$ を示す。

0.2秒から0.41秒にかけて $FLAG=0.5$ であり、図12(C)に示す $P-\theta$ カーブで見れば、運転点はピークの左側にあり、矢印aの方向に推移したことを示す。0.43秒から0.97秒まで $FLAG=1.0$ であり、 $P-\theta$ カーブのピーク値の右側にあり、矢印bの方向に推移したことを示す。

0.99秒の時点から $FLAG=2.0$ となったが、これは条件Aが成立したためである。すなわち、0.95, 0.97, 0.99秒時点の P , I は

$$0.95 \text{ 秒 } P=1.3610, I=4.971$$

$$0.97 \text{ 秒 } P=1.1951, I=5.046$$

$$0.99 \text{ 秒 } P=0.9969, I=5.120$$

であり、0.95秒から0.97秒には

$$(P - P_0) = 0.1951 > 0$$

$$\Delta P = -0.1659 < 0$$

$$\Delta I = 0.075 > 0$$

となり(条件A)は成立しないが、0.97秒から0.99秒までの間に

$$(P - P_0) = -0.0031 < 0$$

$$\Delta P = -0.0982 < 0$$

$$\Delta I = 0.064 > 0$$

となり(条件A)が成立したので、0.99秒時点で脱調すると判定した。この例は、1.16秒時点で位相角差が 180° になるが、提案する PI 法によれば0.99秒時点において脱調すると判定できる。このように PI 法によればより早期に脱調判定が可能である。

(例3) 100台以上の発電機からなる実規模系統における振動の例を図14(A)に示す。発電機がグループ1とグループ2に分かれて振動し、両発電機群の位相角差が5.8秒時点において 180° 以上になり脱調した例である。図14(B)は両グループを連系する点の P , I と $FLAG$ を示す。本判定法は5.1秒時点で脱調と判定した。位相角差が 180° 以上になることを見て脱調と判定する方法よりも、本手法によれば0.7秒早く判定できることを示す。

以上の小規模、大規模系統を用いた検証結果から PI 法による脱調判定法の有効性を確認できた。

図13 振動現象と PI 法による判定結果
Fig.13. Instable Swing and Stability Check by PI method.

図14 大規模系統における PI 法による判定例
Fig.14. Stability Check by PI Method in Large Power System.

7. むすび

本論文では発電機群の間の振動現象に関して以下のことを述べた。

- (1) 振動中に発電機端において観測した電圧位相角の時系列的な増加・減少の関係から、コヒーレントに振動する発電機群を検出するための、2台の発電機がコヒーレントに振動するかどうかを判定する新しい指標を示した。あわせて、振動中の発電機間の位相角差を算出する式も示した。
- (2) 振動発散現象の安定度の判定法に関して、連系線において観測した有効電力Pと電流の実効値Iの時系列的な変化の関係をを用いた新しい脱調現象の判定方法(P I法)を提案した。

本脱調判定法の長所は、

- ・連系線で観測する電気量のみを用いて判定できること。
- ・電力一位相角カーブ上における電力系統の運転点の位置と変動する方向を把握できること。
- ・判定にしきい値を必要としないこと。
- ・電圧間の位相角差が 180° 以上となることを見て脱調と判定する方法よりも早く判定できること。

である。

本論文はコヒーレントな発電機群を見いだす指標と脱調判定法の基本的な方式について述べたが、さらに解決すべき課題を次に示す。

- ・励磁系、调速機系の影響を反映し、脱調判定の精度を向上させること。
- ・PおよびIの測定点の近くにSVCなどが設置されている場合、その電圧振動によって一時的に脱調判定の(条件A)が成立する可能性も考えられる。このような場合は電力Pの回復状況などを判定条件に加えるなどの誤判定防止策を開発すること。
- ・今回は、コヒーレントに振動する2個の発電機グループ間の振動現象を対象にしたが、3個以上のグループが振動する場合のP I法の適用限界を確認すること。

である。

(平成7年10月3日受付、同8年2月28日再受付)

文 献

- (1) 鈴木・瀬出井・森田・佐藤・石原・上村：「大規模電力系統の定態安定度の効率的な解析法とプログラムの開発」, 電学論B, 115巻1号, 平成7年1月など
- (2) 斉藤・豊田・小林：「発電機回転子揺らぎによる優勢モード分布の推定とその応用可能性」, 電学論B, 110巻12号, 平成2年12月
- (3) 佐藤・津久井・小俣：「電力系統の動揺把握を基にしたオンライン高速安定化方式とアルゴリズム」, 電学論B, 57, 昭和59年8月
- (4) 大浦・鈴木・柳橋・佐藤・津久井・松島・小俣：「電源系統の事故波及防止システムの方式と構成」, 電学論B, 112巻7号, 平成4年7月

- (5) 鈴木・柳橋・富沢・会田・押田：「大容量電源系統のオンライン安定化制御方式の開発」, 電学論B, 110, 平成2年8月
- (6) T.Y.Stephen et al, "Distance Measures and Coherency Recognition for Transient Stability Equivalents", IEEE PAS-92, No.5, 1973
- (7) 皆川・市川・佐藤：「電力系統の長周期振動現象の検出と脱調判定法」, 平5電力技術研究会, PE-93-27, 平成5年11月
- (8) Y.Ooura et al, "Predictive Out-of-Step Protection System Based on Observation of the Phase Difference Between Substations", 90 WM 125-5 PWRD.
- (9) G.N.Ramasway et al, "Synchrony, Aggregation, and Multi-Area Eigenanalysis", IEEE Trans. on Power System, Vol.10, No.4, pp1986-1993, Nov.1995

皆川 保

(正員) 1935年1月2日生。1959年3月、早稲田大学電気工学科卒業、同年東北電力(株)に入社。揚水発電所の運用・管理、系統計画、AFC、EDC、電圧制御などの系統運用、研究・開発に従事。現在、東北コンピュータ・サービス(株)に勤務。東北学院大学非常勤講師。その間、1968年から1969年GE社のPower Systems Engineering Courseに参加。IEEE会員。工学博士。1992年、進歩賞受賞。

市川 嘉則

(正員) 1960年6月8日生。1983年3月、早稲田大学電気工学科卒業。同年東北電力(株)入社。電力系統の解析・制御に従事。1987から1988年、京都大学受託研究員として安定度の研究に従事。1992年、進歩賞受賞。

佐藤 正弘

(正員) 1946年1月16日生。1968年3月、東北大学電気工学科卒業。同年(株)東芝入社。電力系統の自動給電システム、信頼度監視、安定化方式などの研究に従事。1978年Purdue大学よりMSEE。工学博士。1975年、進歩賞。1994年、論文賞受賞。

石原 祐二

(正員) 1968年5月6日生。1987年4月、(株)東芝入社。1988年3月東芝学園コンピュータスクール電算機制御工学科修了。同年4月より同社重電技術研究所に所属。主に電力系統の安定度監視システムの開発に従事。