配電線に連系される同期発電機の単独運転検出装置 (無効電力変動方式)

正員 本橋 準 正員 一ノ瀬貴士 (東京電力株式会社) 正員 石川忠夫 (電力中央研究所)
正員 甲斐隆章 正員 金田裕敏 正員 石塚隆司 (株式会社明電舎)

Islanding Protection Equipment for Synchronous Generator Interconnected to Distribution Line

Jun Motohashi, Member, Takashi Ichinose, Member, (Tokyo Electric Power Company), Tadao Ishikawa, Member (CRIEPI)

Takaaki Kai, Member, Hirotoshi Kaneda, Member, Takashi Ishizuka, Member (Meidensha Corporation)

In recent years, enhancement of consciousness for energy saving and problem of environment are widely encouraging the installation of dispersed storage and generation(DSG) units such as co-generation and photo-voltaic generation. When a distribution line with the DSG is disconnected from the main source of utility, the DSG supplies power to the distribution line. The situation, namely islanding, creates various problems for the reliable and safe operation of the distribution line. Thus, the islanding must be immediately prevented by islanding protection equipment.

This paper describes an islanding protection scheme and the digital protection equipment for a synchronous generator. The proposed scheme detects an islanding of a synchronous generator from frequency fluctuation occurred by feeding a sinusoidal small reference voltage signal into the auto voltage regulator circuit of the generator. The authors have manufactured the digital protection equipment applying the scheme, confirmed the excellent performance by testing in an artificial distribution line. In the paper, a determining proceeding of the setting value of the equipment is described.

キーワード：単独運転検出、無効電力変動方式、電圧変動低減対策、同期発電機、整定値決定方法

1. まえがき

近年、環境問題対策や省エネルギー意識の高まりによりゴミ発電や太陽光発電などの分散型電源が普及しつつある。この電源の系統連系に対しては、電力系統の電力品質や系統保護、また保安面で悪影響を及ぼすことがないように、系統連系技術要件ガイドラインが制定されている。これが平成5年3月に改訂され⁽¹⁾、転送遮断装置に加えて単独運転検出機能を有する装置(以下、単独運転検出装置)による逆潮流有りの分散型電源の配電線への連系が可能になった。現在、このガイドラインは平成10年3月の改訂版で運用されている。

太陽光発電などのように逆変換装置を介して系統連系される分散型電源に対しては、既に単独運転検出装置は実用化されている⁽²⁾。しかしながら、同期発電機や誘導発電機といった回転機系分散型電源に対して有効な単独運転検出装置は未だ実用化には至っていない。このため、本論文で述べる無効電力変動方式⁽³⁾やQCモード周波数シフト方式⁽⁴⁾、無効電力補償方式⁽⁵⁾が研究・開発されている。QCモード周波数シフト方式は同期発電機への適用を対象とし、周波数変化率に比例した量を自動電圧調整回路に対して能動的な作用として与えて周波数変動によって単独運転を検出する。しかし、これに対して、理論的な背景や、要求される単独運転検出時間を得るための整定値決定方法が明らかにされていない。また、無効電力補償方式は一定周期

で変動する無効電力を発電機とは独立した装置から供給し周波数変動によって単独運転を検出するもので、同期発電機への適用も可能であるが、主に界磁回路をもたない誘導発電機への適用を対象にしている。

本論文では、同期発電機の自動電圧調整回路(AVR)の電圧設定値に対して常時一定周期の微小変動を与えることによって単独運転移行後に顕著になる周波数変動から単独運転を検出する無効電力変動方式と、これを適用したデジタル型単独運転検出装置について述べる。最初にこの方式の原理と理論について述べる。次に、この装置仕様と、前記微小変動によって生じる系統連系時の電圧変動が許容値を超えて問題になることが懸念されるのでこの電圧変動低減対策について述べる。さらに、この装置を模擬配電線に連系された容量25 kVAの同期発電機に適用してその性能検証試験を行った結果について述べ、最後に、装置の整定値決定方法について述べる。

2. 無効電力変動方式

<2・1> 原理 単独運転の範囲内にある負荷と分散型電源の出力とが平衡状態において単独運転に移行した場合、周波数や電圧は殆ど変化しない。例えば、図1に示すように配電線の全体の負荷(分散型電源設置需要家の構内負荷を含む)とこの配電線に連系されている同期発電機の出力とが平衡状態、すなわち、配電用変電所からこの配電線への供給電力がほぼ零の状態配電線引出口遮断器が開放され

た場合には周波数は殆ど変化しない。この場合には、能動的方式によって単独運転を検出することが求められる。

著者が検討した能動的方式は、この図に示すように同期発電機のAVR回路の電圧設定値に対して単独運転検出装置から常時一定周期の微小の変動量を与えておき、単独運転移行後に顕著になる周波数変動によって単独運転を検出するものである。同期発電機が系統連系されている場合、この方式によって発電機から出力される無効電力が一定周期で大きく変化するのでこれを無効電力変動方式と呼ぶ。

図 1 無効電力変動方式の原理

Fig.1.Principal of reactive power varying scheme

＜2・2＞ 理論 図1に示すように配電線に連系された同期発電機に対して、無効電力変動方式のAVR電圧設定値変動量 (ΔV_{AVR}) による周波数変動などを理論的に解析するための線形近似化ブロック線図を図2に示す。このブロック線図は文献 (6) に示されている一機無限大母線系統の安定度解析を行うHeffron-Phillipsモデルに対して配電線負荷とAVR電圧設定値変動量を考慮したものであり、発電機に

図中の記号は付録1を参照

図 2 無効電力変動方式に対する線形近似化ブロック線図

Fig.2.Linear block diagram for reactive power varying scheme

対してダンパー巻線の影響や電機子回路の過渡現象は無視されている。配電線引出口遮断器の開放によって単独運転に移行した場合のブロック線図は図2の定数 $K_1 \sim K_6$ に含まれる配電線リアクタンスを無限大にすることによって得られ、この場合の周波数変動に対する伝達関数は(付2)式となる。ただし、配電用変電所から配電線への供給電力は零であり、配電線の抵抗分の影響は殆どないので無視した。配電線負荷は定インピーダンスである。

容量が2 MVAの発電機に対して、無効電力変動方式による周波数変動量などを、図2のブロック線図から市販の会話型数値解析ソフトウェアであるMATLAB/SIMULINKにより求めた結果を図3に示す。ここで用いた発電機定数は、配電線に連系される発電機の平均的な値でありその値を表1に示す。また、このAVR回路、速度制御回路定数を図4に示す。これらの定数のうち特に周波数変動に支配的な定数の値は、発電機と原動機を合わせた慣性定数 (M) が2.36 秒、速度制御回路の調定率 (δ_{GOV}) が10 %、原動機の遅れ時間 (T_M) が0.7 秒 (ガバナの遅れ時間を含む) である。配電線リアクタンスは0.696 Ω 、配電用変電所の背後リアクタンスは0.379 Ω である。同期発電機は連系変圧器を介さないで系統連系されており、その有効電力出力は0.916pu (発電機容量基準)、無効電力出力は0.2pu (遅れ) である。AVR回路への電圧設定値変動量の大きさは4 % (0-P、定格電圧基準)、周波数は0.4 Hz、変動波形は正弦波である。

図3 無効電力変動方式による諸電気量の変化

Fig.3.Electrical phenomenon for reactive power varying scheme

図3に示すように、単独運転に移行すると無効電力変動方式によって発電機の端子電圧変動が大きくなり、発電機の電氣的出力トルクも大きく変動する。この結果、発電機への機械的入力トルクとこの電氣的出力トルクが不平衡となり周波数が変動する。この変動量は零近辺から正弦波状で徐々に大きくなり5 秒程度で定常値 (2 Hz程度) になる。過渡時の波形はAVR電圧設定値変動量に対してどの位相角 (遮断タイミング) で単独運転に移行したかによって変わる。また、周波数変動量は発電機の有効電力出力やAVR回

表1 発電機定数

Table 1. Generator constants

項目		値
d 軸同期リアクタンス	X_d [pu]	1.90
d 軸過渡リアクタンス	X_d' [pu]	0.265
q 軸同期リアクタンス	X_q [pu]	0.99
d 軸開路過渡時定数	T_{do}' [秒]	2.64
慣性定数	M [秒]	2.36

速度制御回路

図4 制御回路定数

Fig.4. Control circuit constants

路への電圧設定値変動量の大きさに比例する。しかし、発電機容量と有効電力出力との関係が同じであれば周波数変動量は発電機容量に無関係である（ただし、AVR回路への電圧設定値変動量や発電機定数そしてAVR回路、速度制御回路定数が単位法で同一の場合）。また、この変動量は発電機設置点（配電用変電所からの距離）の影響を殆ど受けない。

AVR電圧設定値変動量が一定の条件でその変動周波数と、単独運転移行後の周波数変動量の定常値との関係を（付2）式から求めた結果を図5に示す。周波数変動量は山形となり0.4 Hzでピーク値になる。この周波数は単独運転時における発電機の機械系の固有振動周波数（負荷遮断時の回転数の振動周波数、以下最高感度周波数と呼ぶ）に等しい。この最高感度周波数（ f_{avrM} ）は（付2）式の代表根で決まり、簡略的には（1）式から求められる。

$$f_{avrM}[\text{Hz}] = \frac{1}{4\pi} \sqrt{\frac{400}{\delta_{GOV}[\%] \cdot M[\text{sec}] \cdot T_M[\text{sec}]} - \frac{1}{T_M[\text{sec}]^2}} \quad (1)$$

式中の記号は付録1、付録2を参照

また図3で、系統連系時の無効電力変動量は0.25 pu（P-P、定格容量基準）程度と大きい。このケースでは発電機設置点までの距離が2 kmであり、配電用変電所に近づくほどこの変動量は大きくなる傾向にある。ただし、ここでの無効電力は発電機から出力されるものであり、その方向は発電機から系統側が正である。一方、単独運転移行後は単独運転範囲内の全体の負荷力率（0.96）が良いので無効電力は殆ど変化しない。また、系統連系時の配電線の電圧変動量は後述のように発電機設置点が遠方になるほど大きくなる

図5 発電機周波数変動の定常値

Fig.5. Frequency fluctuation in steady state

傾向にある。

3. 装置仕様

単独運転検出機能として能動的方式（無効電力変動方式）と受動的方式（周波数変動量検出）を有し、これらの方式に対して解列点を別々にすれば系統連系技術要件ガイドラインで定められている線路無電圧確認装置の省略条件を満たす。このため、単独運転検出シーケンスを図6の様にした。ただし、この図には後述する無効電力変動方式に対する電圧変動低減対策シーケンスも示している。

〈3・1〉 周波数変動量の検出 能動的・受動的方式に対してそれぞれ周波数リレー（95D₁、95D₂、95D）を設けた。これらのリレーは高感度で単独運転を検出しなければならないので系統連系時の周波数変動の影響を受けにくくするため、平均化処理を行った周波数に対してその変動量を演算し、この大きさが整定値を超えると動作信号を出力

ここに、95D：受動的方式周波数リレー、95D₁：無効電力変動方式第一段周波数リレー、95D₂：無効電力変動方式第二段周波数リレー、27：不足電圧リレー、D/O：デジタル・アウトプット、D/A：デジタル・アナログ変換、電圧変動低減対策シーケンスの詳細は付録3を参照

図6 単独運転検出シーケンス

Fig.6. Islanding detection sequence

する。周波数変動量検出シーケンスを図7に示す。周波数は、アナログフィルタによって高調波が除去された受電点電圧に対してその零点間隔を計測して求められる。次に、常時、基準周波数算出時間 t_0 に対する周波数の平均値を基準周波数 f_0 として記憶する。さらに、現時点から現在周波数算出時間 t 前までの周波数の平均値を現在周波数 f として求める。周波数変動量 Δf は、この現在周波数 f と変動量基準時間 Δt 前の基準周波数 f_0 の記憶値との差から演算される。

図7 周波数変動量検出シーケンス

Fig.7. Detection sequence for frequency fluctuation

＜3・2＞ 無効電力変動方式の単独運転検出シーケンス

系統電源による周波数変動によって単独運転を誤検出することを極力避けると共に、AVR電圧設定値変動量による系統連系時の電圧変動の影響を小さくするために、AVR電圧設定値変動量と周波数リレーは次に述べるように二段階方式とした。そのシーケンスを図8に示す。この変動量の値は常時は第一段とする（図6のAVR電圧設定値変動量のスイッチはS₁側）。単独運転移行後に第一段の周波数リレー（95D₁）が動作し、さらにその後段のタイマ（T₁）が動作した場合は、その変動量を第一段の値より大きな第二段の値に切り替える（スイッチはS₂側）。そして、第一段周波数リレーより低感度の第二段周波数リレー（95D₂）が動作すると単独運転とみなす。ただし、第一段周波数リレーが動作した時点で第二段周波数リレーが動作していれば直ちに単独運転とみなす。

周波数リレーの後段にタイマ（T₁、T₂）を設けたのは、配電用変電所の配電線短絡保護リレーとの時限協調を図るためである。タイマ演算は単独運転移行後の周波数変動が前述のように正弦波状になるので、周波数リレーが不動作（タイマ入力なし）の場合でも一定期間はタイマ演算値を記憶する積分方式とした。さらに、不足電圧リレー（27）によって短絡事故を検出すると各周波数リレーの出力をロックした。

＜3・3＞ 無効電力変動方式に対する電圧変動低減対策⁽⁷⁾

より高速に単独運転を検出するためにはAVR電圧設定値変動量を大きくすればよい。しかし、これに伴い配電線の電圧変動量が大きくなる。AVR電圧設定値変動量が同じでも配電用変電所から同期発電機の設置点が遠方になるほどこの電圧変動量は大きくなる。このため、要求される単独運転検出時間を得ると同時に、系統連系時の配電線の電圧変動を許容値以下に抑えるため電圧変動低減対策を講じた。

図9にこの対策の概要シーケンスを示す。発電機が設置された需要家の受電点電圧・電流により無効電力（ Q_r ）を

図8 無効電力変動方式の二段階検出方式

Fig.8. Two step detection method of reactive power varying scheme

図9 電圧変動低減対策シーケンス

Fig.9. Countermeasure against voltage fluctuation

演算しフィルタによりAVR電圧設定値変動量による無効電力の変動量（ ΔQ_r ）を検出する。無効電力変動量の位相がAVR電圧設定値変動量の位相と逆位相になるように位相補償する。2.2節の解析結果を例にして説明すると、この無効電力変動量の位相はAVR電圧設定値変動量（ ΔV_{AVR} ）を基準にして約100°進みであるので、この変動量の位相を補償して80°進ませる。さらにその大きさを補償する。このように位相とその大きさが補償された無効電力変動量（ $\Delta Q_r'$ ）を正の符号でリレー内部で造成したAVR電圧設定値変動量に対して加えることにより、単独運転検出装置から出力されるAVR電圧設定値変動量（ $\Delta V_{AVR} + \Delta Q_r'$ ）が小さくなるので連系時の電圧変動量も小さくなる。ただし、図9は電圧変動低減対策時の定常状態での値であり、無効電力の方向は系統から発電機側が正である。また、単独運転移行後に受電点に流れる電力の力率が1に近ければ無効電力の変動は殆どないので、この対策による周波数変動への影響はない。しかし、その力率が1より小さくて無効電力が変動することによって単独運転検出時間が遅れる場合には、AVR電圧設定値変動量の整定値を大きくすることによってその遅れを防止できる。

(2) 式と (3) 式は、この対策によって得られるAVR電圧設定値変動量とこれによる発電機端子電圧および受電点の無効電力変動量との簡略的な関係を示す。これらの関係

式は発電機出力に対して殆ど影響を受けない。

$$\Delta V_t(s) = \frac{X_e G_{AVR}(s) \times \Delta V_{AVR}(s)}{X_e + X_d + s T_{do} (X_e + X_d') + \{X_e + K_e G_{VD}(s)\} G_{AVR}(s)} \quad (2)$$

$$\Delta Q_r(s) = -\Delta V_t / X_e \quad (3)$$

式中の記号は付録3を参照

＜3・4＞ AVR電圧設定値変動量の出力方法 AVR電圧設定値変動量は単独運転検出装置で生成され耐ノイズ性を考慮してカレントループで出力した。この出力をI/V（電流電圧）変換してAVR回路へ入力する。一台の装置で同一需要家構内の複数台の発電機に対応できる。

＜3・5＞ リレー整定項目と整定範囲 表2に無効電力変動方式の整定項目と整定範囲を示す。

表2 整定項目と整定範囲（無効電力変動方式）

Table 2. Setting values for reactive power varying scheme

整定項目	内 容	整定範囲
AVR電圧 設定値変動量 ΔV_{AVR1} （第一段） ΔV_{AVR2} （第二段）	大きさ ΔV_{AVR1} ΔV_{AVR2}	0.0～10.0% (0.5) 0.0～30.0% (0.5)
	周波数(f_{avr})	0.1～1.0Hz (0.05)
	波 形	正弦波
95D ₁ （第一段周波数リレー）	検出レベル	0.05～1.0Hz (0.05)
	タイマ(T_i)	0.2～1.0秒 (0.1)
	基準周波数 算出時間(t_0)	2～10秒 (0.1)
95D ₂ （第二段周波数リレー）	現在周波数 算出時間(t)	0.04～0.50秒 (0.02)
	変動量基準時間(Δt)	0.5～10秒 (0.1)
	検出レベル	80～110V (1)
27 短絡事故検出		
電圧変動 低減対策	補償位相角(θ)	-180°～180° (5.0)
	補償率(K_c)	0.0～300% (10)

()内の値は整定刻み

＜3・6＞ 装置外観 装置はデジタルリレーで構成され、幅490 mm、高さ265 mm、奥行き180 mmである。その装置外観図を図10に示す。

図10 単独運転検出装置外観図

Fig.10. Islanding protection equipment

4. 模擬配電線における性能検証試験⁽⁸⁾

模擬配電線に連系された定格容量25 kVA（定格出力20kW、定格電圧210 V）の同期発電機に単独運転検出装置を適用して、装置の性能検証試験を行った。模擬配電線の系統定数および、発電機定数、AVR回路・速度制御回路定数は文献（8）に示す。これらの定数のうち無効電力変動方式による周波数変動に支配的な定数の値は、発電機と原動機を合わせた慣性定数が4.76 秒、速度制御回路の調定率が6 %、原動機の遅れが0.7 秒である。また、表2に示す単独運転検出装置の整定値はこの模擬配電線で系統連系時の周波数変動量を実測した結果その最大値が0.1 Hz程度であったので無効電力変動方式の第一段周波数リレーの整定値を0.2 Hzとした。第二段周波数リレーの整定値はその2 倍の0.4 Hzとした。配電用変電所の短絡保護リレーのタイマ整定値を0.3 秒と考えて、第一段周波数リレー後段のタイマ整定値はこれに裕度を考慮して0.5 秒とした。基準周波数算出時間は2 秒、現在周波数算出時間は40 ミリ秒、また、単独運転検出の目標時間を3秒としたので変動量基準時間はこれより2秒長い5 秒とした。

AVR電圧設定値変動周波数は最高感度周波数の0.3 Hzとし、その変動量は発電機出力が定格出力（20 kW）の半分の10 kWの条件で目標値である3 秒以内（配電用変電所の上位系の再閉路最短時間を考慮）の単独運転検出を可能とするため、第一段を7 %、第二段を14%に整定した。配電用変電所から配電線への供給電力を零に制御し、配電線引出口遮断器を開放させて単独運転状態とした。ここで、2章に述べたようにAVR電圧設定値変動量（波形）に対してどの位相角で単独運転に移行したかにより過渡時の周波数変動量は異なり、単独運転検出時間にばらつきが生じるので、この遮断器の遮断タイミングは、AVR電圧設定値変動量に対して0～360°の間で変化させた。

この遮断タイミングが22°で単独運転に移行させた場合の、性能検証試験結果を図11に示す。実測値はAVR電圧設定値変動量、周波数変動量、単独運転検出時間などである。単独運転移行後は周波数変動が徐々に大きくなり単独運転移行から約1.1秒後に第一段周波数リレー動作によってその後段のタイマがカウントアップしAVR電圧設定値変動量の切り換え信号が出力される。この信号によりAVR電圧設定値変動量は第一段の7 %から第二段の14 %に切り替わる。これによってさらに大きな周波数変動が生じ第二段周波数リレーが単独運転移行から約2.1秒で動作し、単独運転検出信号を出力する。ただし、性能検証試験では単独運転移行後に生じる周波数などの変動を詳細に実測するため、単独運転検出信号による遮断器の開放は行わなかった。また、図11の波線は試験条件に対して、図2のブロック線図に前記整定値と図6の単独運転検出シーケンスを考慮して周波数変動などを理論的に求めた結果であり、実測値と良く一致していることが分かる。

図12には上記の試験条件に対して配電線引出口遮断器の

遮断タイミングを変化させた場合の単独運転検出時間の試験結果を示す。この図より遮断タイミングによって単独運転検出時間にばらつきを生じることが分かる。しかし、全ケースとも目標の3秒以内に単独運転を検出している。この図には単独運転検出時間を理論的に求めた結果も併記しているが、同じケースに対して実測値と理論値とで単独運転検出時間がほぼ等しいものと、1秒程度差があるものがある。図11に示すケースでは実測値と理論値の発電機周波数変動はほぼ等しく、いずれもその変動の第二波に対して第二段周波数リレーが動作して単独運転を検出している。

図11 無効電力変動方式の性能検証試験

Fig.11. Performance test result

図12 無効電力変動方式による単独運転検出時間

Fig.12. Test result of islanding detection time

この時間差が最大で1秒程度のケースは遮断タイミングが333°である。このケースの発電機周波数変動を図示することは省略するが、実測値と理論値とで概ね一致しているものの、周波数変動と第二段周波数リレーの整定値との関係から、実測値ではその変動の第三波で、理論値では第二波で単独運転を検出しているため1秒程度の時間差が生じている。ケースによってはこれとは逆に実測値の単独運転検出時間が速くなっているものがある。実測結果および理論的検討結果は、いずれも第三波以内に第二段周波数リレーが動作すれば3秒以内の単独運転検出が可能であることを示している。以上のことから2章で述べた理論的検討によって単独運転検出時間の評価が可能であることを確認できた。

以上の結果は無効電力変動方式に対して電圧変動低減対策を使用していないが、この対策の効果はリアル・タイム・デジタル・シミュレータによる性能検証試験により確認されており、その結果は文献(9)に示されている。

5. 整定値決定方法

<5・1> 基本的な考え方 無効電力変動方式によって要求される時間内に単独運転を検出するためには、それを可能とする整定値を検討しなければならない。これについて、図13に無効電力変動方式に対する整定項目とそれら整定値の検討条件、およびその条件に対する整定値の決定方法について基本的な考え方を示す。

また、こうして決定されたAVR電圧設定値変動量によって系統連系時の配電線電圧が変動し、これが許容値を超えることが懸念される。この場合の電圧変動低減対策の整定値決定方法の基本的な考え方を図14に示す。これらの図には次節で述べる整定値決定例の整定値が示されている。

<5・2> 無効電力変動方式に対する整定値決定例 ここでの検討に用いる発電機定数は、2章の表1に示す値である。また、AVR回路、速度制御回路定数も同様に図4に示す値である。

4章で述べたように系統連系時の周波数変動の実測結果よりその最大値が0.1 Hz程度であったので第一段周波数リレー(95D₁)の整定値を0.2 Hzとする。配電用変電所の短絡リレーのタイマの整定値が0.3秒と考えて、第一段周波数リレー後段のタイマ(T₁)の整定値はこれに裕度を考慮して0.5秒とする。第二段周波数リレー(95D₂)の整定値は第一段周波数リレーの2倍の0.4 Hzとする。AVR電圧設定値変動周波数(f_{avr})の整定値は(1)式より求めた最高感度周波数(0.4 Hz)とする。AVR電圧設定値変動量の整定値は、この変動量と単独運転検出時間との関係を理論的に検討した結果から決定されるが、ここで発電機の最小出力や配電線負荷全体に占めるモータ負荷比率を考慮する必要がある。これらの点については後述する。

上述の整定値と図6に示す単独運転検出シーケンスおよび(付2)式の周波数変動伝達関数から第一段AVR電圧設定値変動量(ΔV_{AVR1})の大きさと(波形は正弦波)単独運転検出時間との関係を理論的に求めた結果を図15に示す。

図13 無効電力変動方式に対する整定値決定方法

Fig.13.Determining proceeding of setting values for reactive power varying scheme

図14 電圧変動低減対策に対する整定値決定方法

Fig.14.Determining proceeding of setting values for countermeasure against voltage fluctuation

この図にはAVR電圧設定値変動周波数が最高感度周波数と、これより離れた0.1Hzと0.8Hzに対する結果も示す。ここでの第二段AVR電圧設定値変動量 (ΔV_{AVR2}) の整定値は第一段のその2倍である。発電機出力はほぼ定格値であり、上述のモータ負荷比率は零である。配電線引出口遮断器の遮断タイミングは単独運転検出時間が最大になるタイミングである。

AVR電圧設定値変動量と単独運転検出時間との関係はほぼ反比例の関係にあり、目標の3秒以内に単独運転を検出できるAVR電圧設定値変動量の大きさはこの変動周波数の整定値が最高感度周波数 (0.4Hz) の場合には1.5%である。これに対して、0.1 Hzと0.8 Hzの場合にはそれぞれ2%と3%程度である。この結果より、AVR電圧設定値変動周波数は最高感度周波数に整定することが好ましいことが分かる。

2章で述べたように発電機出力が小さくなると周波数変動はこれに比例して小さくなるのでAVR電圧設定値変動量の整定値は発電機の最小出力を考慮して決める必要がある。例えば、AVR電圧設定値変動周波数の整定値が0.4 Hzの場合では発電機出力が定格値付近ではその変動量が1.5%で3秒以内に単独運転を検出できる。しかし、発電機出力が定格値の半分になると周波数変動もほぼ半分になるのでAVR電圧設定値変動量をその2倍の3%にしなければ3秒以内に単独運転を検出することはできない。また、発電機出力が同じでもモータ負荷の比率が高くなると、この負荷は定電力負荷の性質を帯びているので、周波数変動がさらに小さくなる。このため、AVR電圧設定値変動量の整定値は発電機の最小出力と、モータ負荷比率に対する周波数変動の低下度合いを考慮して決定する必要がある。図13の整定値決定例では発電機最小出力を定格値の半分、モータ負荷比率が零と仮定して、第一段AVR電圧設定値変動量は3秒以内の単独運転検出を可能にする値の3%に決定した。

図13には周波数変動量の検出に関する整定値決定例は示されていないが、4章で述べた模擬配電線における性能検証試験結果より、基準周波数算出時間は2秒、現在周波数算出時間は40ミリ秒程度で、変動量基準時間は単独運転検出の目標時間より数秒長めの整定値が適当と思われる。上述した整定値決定例に対してその値に裕度を考慮していないものもあるが一般的には数割の裕度を考慮して整定値を決める。

以上は発電機が単機の場合を例にしたが、これが複数台

図15 無効電力変動方式による単独運転検出時間

Fig.15. Islanding detection time

の場合にはそれぞれの無効電力変動方式が影響して単独運転検出時間が長くなる。単独運転検出に対して最も過酷な例は、発電機が二台であり、制御系含めて発電機定数および容量 (発電機出力量) が同じであり、整定値が全て等しく、AVR電圧設定値変動量に対して位相が180°異なる場合である。このような場合には単独運転移行後の周波数変動が零になり単独運転を検出できない。このような無効電力変動方式の干渉を避ける最も簡単な方法は、二台の発電機の無効電力変動方式に対する整定値 (AVR電圧設定値変動量の大きさおよび周波数) をそれぞれ異なる値にすることである。本論文では紙面の都合によりその検討結果については割愛するが、この検討に必要な発電機が複数台の場合の無効電力変動方式による周波数変動伝達関数については文献 (10) に示される。

<5・3> 電圧変動低減対策に対する整定値決定例 図16 (a) に発電機設置点に対する系統連系時の電圧変動量を (2) 式 (補償率 K_v が零) より求めた結果を示す。AVR電圧設定値変動量の大きさは3.0%であり、その周波数は0.4 Hzである。配電線リアクタンスは0.348 Ω /km、そのこう長 (発電機設置点) は0 kmから50 km、配電用変電所の背後リアクタンスは0.379 Ω である。発電機容量は100 kVAから2.0 MVAまでを考えた。この図より電圧変動量は発電機容量が大きいくほど、また、発電機設置点が配電用変電所から離れるほど大きくなることが分かる。電圧変動量の許容値を定格の1%以下と仮定すると、発電機容量が2.0MVA、1.5MVA、1.0MVA、0.5MVAでのこの変動量はそれぞれ発電機設置点が約7、9、14、30km以上になると許容値を超える。この場合には電圧変動低減対策によって電圧変動量を許容値以下に低減させる。

ただし、AVR電圧設定値変動量の整定値は、大きさが3%、周波数が0.4Hzである。

図16 系統連系時における電圧・無効電力変動

Fig.16. Fluctuation values of reactive power and voltage

図16 (b) に (3) 式から求めたAVR電圧設定値変動量と受電点の無効電力変動量との位相関係を示す。ただし、無効電力の方向は系統から発電機側で進みが正で、補償率 (K_c) は零である。この位相関係から発電機容量2.0 MVAに対して3章で述べた電圧変動低減対策の補償位相角 (θ) の整定値 (AVR電圧設定値変動量に対して無効電力変動量の位相を逆位相するための補償位相角) を求めた結果を表3に示す。この補償位相角の整定値で、かつ補償率の整定値を0、50、100、150、200% (発電機容量基準) にした条件での電圧変動量を (2) 式より求めた結果を図17に示す。電圧変動低減対策を使用しない場合は (補償率の整定値が零)、発電機設置点が7 km以上では電圧変動量が許容値の1%を超える。これに対して補償率を100%以上にすると発電機設置点が50 kmでも電圧変動量を許容値以下にできる。この対策は同時に無効電力変動方式により系統連系時に生じる発電機の無効電力出力の変動に対しても低減効果がある。

表3 補償位相角の整定値

Table 3. Setting values of compensation angle

発電機 設置点[km]	補償 位相角 θ [°]
0.1	8.0
5	7.5
10	7.0
20	6.5
30	6.0
50	5.5

ただし、発電機容量は2.0 MVA、AVR電圧設定値変動量の整定値は大きさが3%、周波数が0.4Hzである。

図17 電圧変動低減対策の効果

Fig. 17. Effect of countermeasure for deducing voltage fluctuation

6. むすび

配電線に連系される逆潮流有りの同期発電機に適用する単独運転検出方式として、自動電圧調整回路 (AVR) の電圧設定値に対して常時一定周期の微小変動を与えておき、これによって単独運転移行後に顕著になる周波数変動から単独運転を検出する無効電力変動方式と、これを適用したデジタル型単独運転検出装置について述べた。模擬配電線に連系された容量25kVAの同期発電機にこの装置を適用して性能検証試験した結果、装置は所期性能を有することと、その試験結果と理論的検討結果が良く一致することを確認した。また、この装置によって要求される時間内に単独運転を検出するためにはそれを可能とする整定値を検討しなければならないので、これを理論的に検討して決定す

る方法について述べた。さらに、無効電力変動方式に求められるAVR電圧設定値変動量によって系統連系時の電圧変動が問題になることが懸念されるので、この対策とこれに関する整定値決定方法について述べた。

本装置はこれまでの転送遮断装置とは異なり、発電機設置端の電圧・電流情報だけで単独運転を検出できるので低コストが期待できる。

最後に、単独運転検出装置の開発にあたりご指導を頂いた東京電力 (株)、(財) 電力中央研究所および (株) 関電工の関係各位に謝意を表します。

(平成10年4月28日受付、同10年8月10日再受付)

文 献

- (1) 資源エネルギー庁公益事業部技術課監修、「分散型電源系統連系技術指針」J E A G 9 7 0 1-1993
- (2) 石川、今井：「分散型電源の単独運転検出技術の開発動向」電学論B解説、116巻5号、平成8年
- (3) 本橋、青柳、石川、甲斐、金田、石塚：「単独運転検出装置の開発と実用化」コージェネレーション、SPRING/SUMMER VOL. 13 NO. 1 1998
- (4) 上月、苔縄、八瀬：「単独運転検出装置の開発と実用化 (QCモード周波数シフト方式)」コージェネレーション、SPRING/SUMMER VOL. 13 NO. 1 1998
- (5) 本橋、近藤、石川、中沢、深井、千原：「誘導発電機用単独運転検出装置の開発」コージェネレーション、SPRING/SUMMER VOL. 13 NO. 1 1998
- (6) 電気工学ハンドブック20編4章、pp918-pp919, 1988
- (7) 本橋、近藤、石川、甲斐、金田、石塚：「電圧変動低減対策を考慮した同期発電機用単独運転検出方式の検討」、平成9年電力技術研究会、PE-97-36
- (8) 本橋、近藤、石川、甲斐、金田、石塚：「模擬配電線系統による同期発電機用単独運転検出装置の性能検証」平成9年B部門大会論文I、No. 39
- (9) 本橋、青柳、石川、甲斐、金田、石塚：「リアルタイム・デジタルシミュレータによる単独運転検出装置の性能試験結果 (電圧変動低減対策付き)」平成10年電気学会全国大会、No. 1550
- (10) 平山、黒田、甲斐、藤本、金田、石川：「回転機系分散型電源用系統連系保護方式の開発」平成7年電力技術研究会、PE-95-187

付 録

付録1. 図2中の記号

$$\begin{aligned}
 K_1 &= (X_q - X'_d) I_{q0} K_{\beta d} + (E_{q0} + X_{q0} I_{d0}) K_{\beta q} \\
 K_2 &= \{ (X_q - X'_d) K_{\alpha d} + 1 \} I_{q0} + (E_{q0} + X_{q0} I_{d0}) K_{\alpha q} \\
 K_3 &= \{ (X_d - X'_d) K_{\alpha d} + 1 \}^{-1} \\
 K_4 &= (X_d - X'_d) K_{\beta d} \\
 K_5 &= X_{q0} E_{d0} K_{\beta q} - X'_d E_{q0} K_{\beta d} \\
 K_6 &= (1 - X'_d K_{\alpha d}) E_{q0} + X_{q0} E_{d0} K_{\alpha q} \\
 \begin{bmatrix} K_{\alpha d} & K_{\beta d} \\ K_{\alpha q} & K_{\beta q} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 + \frac{X_L X'_d}{Z_L^2 (1 + X'_d/X_e)} & -\frac{R_L X_q}{Z_L^2 (1 + X'_d/X_e)} \\ \frac{R_L X'_d}{Z_L^2 (1 + X_q/X_e)} & 1 + \frac{X_L X_q}{Z_L^2 (1 + X_q/X_e)} \end{bmatrix}^{-1} \\
 &\times \begin{bmatrix} \frac{1}{X'_d + X_e} + \frac{X_L}{Z_L^2 (1 + X'_d/X_e)} & \frac{V_B \sin \theta_B}{X'_d + X_e} \\ \frac{R_L}{Z_L^2 (1 + X_q/X_e)} & \frac{V_B \cos \theta_B}{X_q + X_e} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

(付1)

X_d : d 軸同期リアクタンス、 X_q : q 軸同期リアクタンス、 X_d' : d 軸過渡リアクタンス、 T_{do}' : d 軸開路過渡時定数、 V_B : 無限大母線電圧、 θ_B : 発電機と無限大母線との位相差、 X_e : 配電用変電所から発電機設置点までのリアクタンス (配電用変電所の背後リアクタンスを含む)、 R_L : 負荷抵抗、 X_L : 負荷リアクタンス、 $Z_L (= (R_L^2 + X_L^2)^{1/2})$: 配電線負荷インピーダンス (定インピーダンス、構内負荷を含む)、 E_{do} : d 軸電圧、 E_{qo} : q 軸電圧、 I_{do} : d 軸電流、 I_{qo} : q 軸電流、 M : 発電機と原動機を合わせた慣性定数、 $G_{AVR}(s)$: AVR回路伝達関数 (励磁機を含む)、 $G_{GOV}(s)$: 速度制御回路伝達関数 (原動機を含む)、 ω_0 : 定格角速度、 ΔV_{AVR} : AVR電圧設定値変動量、 s : ラプラス演算子、 T_F : 電圧検出遅れ時間

付録 2. 周波数変動に対する伝達関数

図2の線形近似化ブロック線図より単独運転移行後における発電機周波数の変動量は (付2) 式の伝達関数で表現できる。ただし、配電用変電所から配電線への供給電力は零である。

$$\Delta f(s) = \left[-\frac{1}{Ms + G_{GOV}(s)} \right] \left[\frac{K_2 G_{AVR}(s)}{T_{do}'s + K_3^{-1} + K_6 G_{AVR}(s)} \right] \Delta V_{AVR}(s) + \left[-\frac{1}{Ms + G_{GOV}(s)} \right] \left[\frac{K_2 \Delta E_{qo}' \cdot T_{do}'s \cdot G_{AVR}(s)}{T_{do}'s + K_3^{-1} + K_6 G_{AVR}(s)} \right] \frac{1}{s} \quad (\text{付2})$$

$\Delta E_{qo}'$: 単独運転移行直前のAVR電圧設定値変動量による q 軸過渡電圧変動分、 δ_{GOV} : ガバナ調定率、 T_M : 速度制御回路遅れ時間 (原動機の遅れ時間、ガバナの遅れ時間を含む)、(付2) 式中の記号で上記以外のものは付録 1 を参照。ただし、 K_2, K_3, K_6 は (付1) 式に示すこれらの値で配電線リアクタンス (X_e) が無限大の条件から求めた値

付録 3. 電圧変動低減対策シーケンス

電圧変動低減対策シーケンスを図 付1に再掲する。

図 付1 電圧変動低減対策シーケンス

このシーケンスに対する記号を以下とする。

$$G_{VD}(s) = \frac{G_f(s)}{|G_f(j2\pi f_{avr})|} \cdot \frac{\{G_p(s)\}^2}{|G_p(j2\pi f_{avr})|^2}$$

$$G_f(s) = \frac{s}{1+s}, \quad G_p(s) = \frac{1+sT_1}{1+sT_2}$$

$$T_1 = \frac{1}{2\pi f_{avr}} \sqrt{\frac{1+\sin(\theta/2)}{1-\sin(\theta/2)}}, \quad T_2 = \frac{1}{2\pi f_{avr}} \sqrt{\frac{1-\sin(\theta/2)}{1+\sin(\theta/2)}}$$

f_{avr} : AVR電圧設定値変動周波数、 K_c : 補償率、 θ : 補償位相角、(2)式、(3)式中の記号で上記以外のものは付録 1 参照

本橋 準

(正員)1965年8月29日生。89年3月慶應義塾大学理工学部電気工学科卒業。同年4月東京電力(株)入社。主として分散型電源の配電系統への連系に関わる業務に従事。

一ノ瀬 貴士

(正員)1962年9月27日生。85年3月東京大学工学部電気・電子工学科卒業。同年4月東京電力(株)入社。主として分散型電源の配電系統への連系に関わる業務に従事。

石川 忠夫

(正員)1951年12月11日生。77年3月東京工業大学大学院理工学研究科電気工学専攻修士課程修了。同年4月(財)電力中央研究所入所。現在狛江研究所需要家システム部勤務。主として、電力貯蔵装置、分散型電源等の系統連系に関する研究に従事。93年電気学会論文賞受賞。IEEE会員。

甲斐 隆章

(正員)1952年2月9日生。76年3月山梨大学工学部電気工学科卒業。78年3月東京工業大学大学院修士課程電気工学専攻修了。同年4月(株)明電舎入社。電力系統の保護継電装置の開発および解析技術に関する業務に従事。工学博士。技術士(電気・電子部門)。IEEE Senior Member。

金田 裕敏

(正員)1970年12月12日生。94年3月早稲田大学理工学部電気工学科卒業。同年4月(株)明電舎入社。電力系統の解析業務に従事。

石塚 隆司

(正員)1958年8月1日生。81年3月明治大学工学部電気工学科卒業。同年4月(株)明電舎入社。発電機制御装置の開発・設計業務に従事。