

第3章

弱小交流系統の電圧振動問題と その安定化

交直連系統においては、直流系統容量が相対的に大きくなるほど、連系交流系統の安定性に及ぼす直流系統の影響が大きくなる。特に、電圧維持能力の小さい弱小交流系統に直流系統を連系した場合、直流系統の制御方式によっては、交流電圧が安定に維持できない交流電圧不安定振動が発生し、直流送電限界電力を大きく制限する可能性がある。

このため、固有値法による交直連系統の振動モード解析手法を開発し、電圧振動現象の安定性解析機能について電力系統シミュレータ試験結果との対比による検証を行った。次に、上記振動モード解析手法を用いて電圧不安定振動の発生原因と主要要因の分析を行い、これに基づく電圧振動の新しい評価指標と安定化方式について提案した。

3.1 直流送電における受電側交流系統の電圧振動

3.1.1 弱小交流系統との連系時の電圧振動問題

交流系統に大容量直流送電系統が連系された場合、直流系統容量が相対的に大きくなるほど交直連系統特有の安定性問題が生じてくる。交流系統と直流系統との相互作用を原因とする不安定現象の内、直流送電が実系統に導入され始めた初期からの重要な課題として、逆変換装置側系統における電圧振動問題がある。

このような電圧振動問題は従来、逆変換装置が短絡容量比の小さい交流系統に連系された場合に生じ易いとされてきた⁷⁵。電圧振動問題に対する、安定性の評価指標としては、従来、短絡容量比 (SCR: Short circuit ratio) が一般に用いられてきた。短絡容量比とは、図3.1 に示すように直流送電電力に対する変換器母線より見込んだ交流系統の短絡インピーダンスの逆数 (交流短絡容量) の比として定義される。また、より実用的な指標として、フィルタ、調相容量のアドミタンス分を差し引いて交流短絡容量を定義した場合を、実効短絡容量比 (ESCR: Effective short circuit ratio) と呼んでいる。短絡容量比が小さいほど、逆

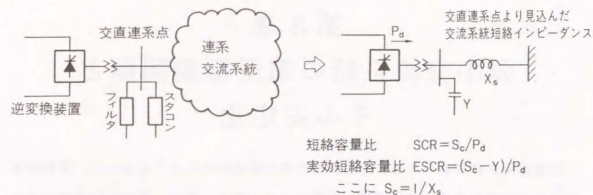


図 3.1 短絡容量比の定義

変換装置無効電力変動に対する交流電圧変動が大きくなり、電圧の変動し易い系統特性を有していることになる。

一方、交流電圧の不安定振動問題を、広く実際の交流／直流系統の計画・運用における技術上の課題として捉えると、次のような局面で問題となってくると考えられる。

(a) 系統の微小外乱に対しては、例えば、逆変換装置近傍の交流送電線において、ループ開（2 回線送電線の 1 回線遮断）等の系統操作により短絡容量比が低下し、これを引金として不安定振動を生じる場合⁴⁸

(b) 大外乱に対しては、交流系故障（変換器母線故障、逆変換装置近傍の交流線路故障）時に、一旦直流電力が低下し、交流電圧の回復とともに直流電力を再び立ち上げて行く直流系回復期間において交流電圧の不安定振動が発生する場合^{28, 42, 51}

上記いずれのケースに対しても、従来は短絡容量比を安定性評価指標の基準として用いていた。しかしながら、この短絡容量比はあくまで静的な電圧変動特性を表わす指標にしかすぎず、上記のような実系統運用の局面において交流電圧が安定に保たれるか否かは、動的な電圧制御特性に大きく影響される。このことは、実プロジェクトにおいて短絡容量比が大きいにも拘らず、電圧対策を必要とする場合や、逆に短絡容量比が小さくても系統運用上の大きな制約とはならない場合があることから明らかである。

参考のために、表 3.1 には低短絡容量比を有する実プロジェクトの例¹⁰⁴を取りまとめた。これらのうち、上記 (a) のような系統操作時の不安定振動に対して、変換装置制御により積極的な交流電圧安定化対策を行っているプロジェクトに、

表 3.1 直流送電系統の低短絡容量系統への適用例

直流送電系統	短絡容量比	安定化対策
Eddy County	2.5	SVC
Chateauguay	2.7 (最小 2.1)	
Highgate	2.2 ~ 3.0	
Okaunion	3.39	
Miles City	2.0 ~ 2.5	交流電圧制御
Madawaska	3.0	
Des Cantons - Comerford	2.7	
Sidney	2.25	

Highgate, Sidney等が挙げられる。また、現状では、(b) の過渡時の直流系回復特性の改善および電圧安定化対策として、VDCOL (Voltage dependent current order limiter : 直流電圧の低下に応じて直流電流を制限することにより低電圧運転時の変換装置無効電力消費を制限して、主に直流系統の回復特性を向上させる制御方式)を採用している。

電圧振動問題については、直流プロジェクトの計画・設計段階できめ細かな運用限度を設定しているのが一般的である。連系する交流系統の特性あるいは直流送電容量によっては、電圧振動問題が系統運用上の大きな制約となっている場合も数多くあり、その安定性に支配的な影響を及ぼしているパラメータの明確化と効果的な安定化対策の検討が、大容量化の傾向にある直流系統の有効利用を図る上で、重要な課題となっている。

3.1.2 研究の歴史と本研究の目的

交流／直流系統の電圧振動問題は、1980年初期に至るまで、交流系統を交直変換装置より見込んだ等価的な短絡インピーダンスを用いて表現した単純なモデル系統を対象として検討されてきた。このような交流系統の等価（短絡）インピーダンス表現は、動的な電圧振動現象の解析に対しては、交直変換装置近傍に他の電圧制御装置が存在しない場合に限り妥当性を有する。すなわち、等価インピーダンス表現は連系交流系統がほぼ線形の受動要素で表現できる場合に有効であり、

連系点近傍に発電機、同期調相機、SVC等が存在する場合には、これらによる動的な制御特性を考慮する必要がある。

実系統においても、直流送電導入初期には、電源が少なく弱小系統と見なせる交流系統端部との連系が多かったために、上記のような単純な交流／直流系統モデルでの検討に妥当性があつたという面もある。このようなモデル系統については、短絡容量比が通常の電圧安定性指標として用いられており^{13,21}、これを基準として主に電圧面からみた交流／直流系統の動特性解析例が数多く発表されている^{2,8,14,20}。一般には、直流系統の主回路定数、制御系定数を与えれば、短絡容量比をパラメータとして安定運転限界が一義的に決定できることになる。

吉田は、交直変換装置制御系と直流系統特性のみを微分方程式表現し、交流系統を単純な短絡インピーダンスで模擬したモデル系統を用い、短絡容量比をパラメータとして、微小外乱に対する安定性を検討した^{12,13,16}。これにより、一般的に制御定数を有する直流系統に関しては、短絡容量比3～4が安定限界と言われてきた。より基礎的には、交流系統特性が直流系統の制御性能に及ぼす影響を検討した古関らの論文²⁰もあるが、変換所近傍の交流系制御装置については扱われていない。

その後、林は発電機、負荷を含む大規模交流系統との連系時の安定性が解析可能な $\Delta Q/\Delta V$ 法⁴⁰を適用して、交流／直流系統の電圧不安定振動に及ぼす変換装置制御および交流系統負荷特性の影響を検討し、短絡容量比だけでは一概に安定限界を表わし得ないことを明らかにした^{21,40}。この手法では、発電機は過渡リアクタンス背後電圧一定モデルで模擬され、負荷は電圧変動に対する有効・無効電力特性として静的に表現されている。

さらに、A.Hammad等により提案されたVSF (voltage stability factor) 法^{61,62}や、渡辺による $dQ/d|V|$ を指標とする方法⁷⁰はいずれも交直連系点ノードにおける電圧－無効電力特性により電圧振動の安定性を判定するものである。ただし、これらの手法での検討対象は、簡単な短絡インピーダンス模擬の交流系統モデルに留まっている。

直流系統は今後、大容量長距離の基幹送電系統、あるいは交流系統安定運用対策としての系統分割への適用がますます進んで行くものと考えられる。このような大容量直流系統の導入形態は、交流系統と直流系統との相互作用を原因とする

振動モードを発生させる。従って、交流／直流系統の安定性解析にあたっては、交流系統特性を従来のような静的特性ではなく、交流系統制御装置や負荷の動特性も考慮した動的モデルで取り扱う必要がある。これにより、典型的な直流導入形態に対して、安定性を決定している主要振動モードとその性質を明らかにし、各種系統パラメータ、特に交流および直流系統制御系の主要振動モードに及ぼす影響を適切に評価することが可能となる。

交流／直流系統の安定性を決定する振動モードは、基本的には、次の2種類に分類し、同定できるものと考えられる。

- (a) 交流系統に本来存在する振動モード（電力動揺モード、電圧振動モード）が直流系統の連系により影響を受けて変化した振動モード。これらのモードの安定性に対して、直流系統は一種の制御負荷として働く。
- (b) 交流系統特性により影響を受ける直流系統の制御系モード⁹⁸。従来の電圧安定性は、この制御系モードの安定性に関して、交流系統を静的特性（短絡インピーダンス）で模擬したものに他ならない。

以下では、直流系統の基幹系統への導入を前提として、従来ほとんど論じられていなかった上記(a)の交流／直流系統相互作用に起因する不安定振動についての解析結果をとりまとめる。特に、ここでは交流系統に本来存在し、逆変換装置制御の影響が大きい電圧振動モードに注目し、その不安定現象の発生要因を詳細に分析した^{45,52,56,69,73,77,78}。

3. 2 電圧振動の解析手法とその検証

本節では、交流／直流系統の相互作用を原因とする逆変換器側系統の振動モード解析とその安定限界、および不安定振動様相に関する交流・直流電力系統シミュレータによる検証試験結果についてまとめる。

3.2.1 振動モード解析手法と解析対象モデル系統

交流／直流系統の振動モード解析手法としては、第2章に詳述した固有値法による異常振動解析手法を用いることができる。この解析手法によれば、微小外乱に対する逆変換器側系統の主要振動モード、特に電圧振動の安定性を決定する振動モードの詳細な解析が可能となる。

なお、逆変換装置の運転モードとしては、定電圧制御モードと定余裕角制御モードが存在し、これら制御モードが系統安定性に影響を及ぼす。従って、モデリング上も両制御モード運転時の模擬を適切に行う必要がある。定電圧制御モード時の数学モデルについては、前章(2-50)式に示した。ここでは、両制御モード時の逆変換装置モデルに関して、図2.11に示したブロック図表現に対する数学モデル(直流電流の検出遅れを無視した場合)をまとめて示しておく。

(a) 逆変換装置(定電圧制御モード)モデル

$$\begin{bmatrix} Lci+Ldc & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Tv_1 & 0 & 0 \\ 0 & -Kv_1Tv_2 & Tv_1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Tpi \end{bmatrix} p \begin{bmatrix} \Delta I di \\ \Delta V dm \\ \Delta \beta ci \\ \Delta \phi pl \end{bmatrix} \\ = \begin{bmatrix} -Rci & 0 & Edoi \cdot \sin \beta i & Edoi \cdot \sin \beta i \\ 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & Kv_1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I di \\ \Delta V dm \\ \Delta \beta ci \\ \Delta \phi pl \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -(Edoi/vi) \cos \beta i & -Edoi \cdot \sin \beta i \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta vi \\ \Delta \phi vi \end{bmatrix}$$

(3-1)

(b) 逆変換装置(定余裕角制御モード)モデル

$$\begin{bmatrix} Lci+Ldc & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{Tvm}{\sin \beta i} & \frac{\sqrt{2} Xi}{niVim} & Tvm & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Tpi \end{bmatrix} p \begin{bmatrix} \Delta I di \\ \Delta \beta ci \\ \Delta \phi pl \end{bmatrix} \\ = \begin{bmatrix} -Rci & Edoi \cdot \sin \beta i & Edoi \cdot \sin \beta i \\ \frac{1}{\sin \beta i} & \frac{\sqrt{2} Xi}{niVim} & -1 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I di \\ \Delta \beta ci \\ \Delta \phi pl \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -(Edoi/vi) \cos \beta i & -Edoi \cdot \sin \beta i \\ -\frac{1}{\sin \beta i} & \frac{\sqrt{2} Xi di}{niVim^2} & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta vi \\ \Delta \phi vi \end{bmatrix}$$

(3-2)

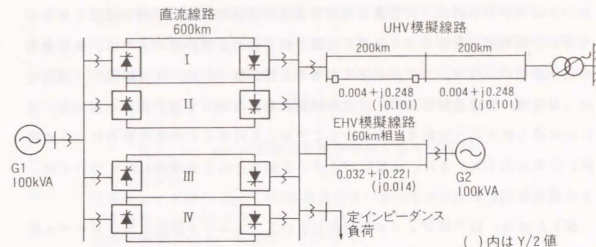


図3.2 電圧変動解析対象モデル系統

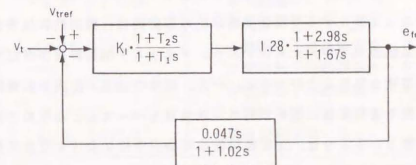


図3.3 発電機AVRブロック図

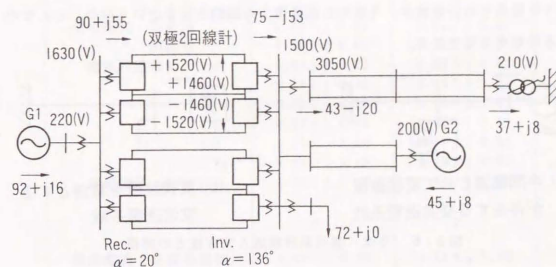


図3.4 モデル系統の基本潮流図

図3.2に電圧振動現象解析のためのモデル系統（シミュレータ試験系統）を示す。このモデル系統は、大容量直流送電系統の典型的な導入形態を模擬したものであり、同期機を含む交流-直流系統間の相互作用を解析する上では、最も基本的な系統構成となる。モデル系統における系統定数（交流、直流線路）、機器定数（発電機、交直変換装置）、直流系統制御定数については、前章の表2.11、表2.12に示したと同じ定数を使用し、ここで新しく使用した線路定数等については図3.2中に示した。また、主要なパラメータ要素となる発電機AVRについては、その構成を図3.3に示す。

図3.4には、以下のデジタル解析およびシミュレータ試験におけるモデル系統の潮流状態の一例を示す。安定限界解析のための潮流条件パラメータとしては、発電機G2出力、交直連系点ノード負荷、直流送電電力等が考えられる。このように潮流条件によって変化する受電側交流系統の安定性は、概念的にはモデル系統を図3.5(a)の系統表現で捉えたものであり、サイリスタ制御負荷が存在する場合の交流系統安定性を見ることができる。一方、従来の交流/直流系統解析で対象とされてきた電圧安定度は、図3.5(b)の系統表現をベースとしたものであり、交流系統の安定性というよりは、逆変換装置の制御安定性に及ぼす交流系統（インピーダンス）特性の影響といった意味を持っていた。

将来の基幹系統への直流系統導入の検討にあたっては、直流系統自体の制御安定性よりは、交流、直流系統それぞれの制御定数をパラメータとする図3.5(a)のような視点での安定性が、今後の系統運用上の制約となるというのが、ここでの基本的な考え方である。

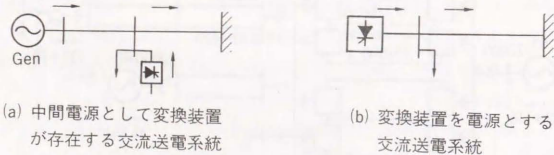


図3.5 交流/直流系統構成と安定性との関係

3.2.2 交直連系系統の主要振動モード解析

まず、図3.2のモデル系統に関して、異常振動解析手法を用いてその主要振動

モードを明らかにした。表3.2は十分に安定な運転状態（ $P_{a2}=0.2\text{pu}$ ）に対するシステムの固有値の内、交流/直流系統の安定性を決定する主要固有値についてのみ示したものである。主要振動モードとしては、主に発電機相角度動揺に関係する電力動揺モードと、発電機励磁系制御に伴って現われる電圧振動モード、さらには直流系統動特性を支配する直流制御系モード等が存在する。

表3.2 モデル系統の主要固有値と寄与率行列

(a) 主要固有値

発電機G2: $P_{a2}=0.2\text{pu}$, AVR定数設定① ($K_1=21.5$, $T_1=8.0\text{s}$)
 逆変換器出力 $P_{di}=0.73\text{pu}$, 連系点負荷 $P_L=0.7\text{pu}$
 直流系制御モード: 定電流一定余裕角

固有値	振動モード種別
-0.85 ± j 5.28	電力動揺モード
-0.10 ± j 1.09	電圧振動モード
-3.33	d 軸回転子回路減衰モード
-16.7	d 軸回転子回路減衰モード
-0.60	q 軸回転子回路減衰モード
-12.3	q 軸回転子回路減衰モード
-25.9 ± j 47.0	直流制御系モード

(b) 寄与率行列

状態変数	電力動揺モード	電圧振動モード
⋮	⋮	⋮
発電機G2 相角度	0.60 ± j 0.05	0.01 ± j 0.01
周波数	0.60 ± j 0.05	0.01 ± j 0.01
電気回路電流 i d	0.03 ± j 0.25	0.32 ± j 0.47
i q	-0.15 ± j 0.22	0.00 ± j 0.01
i f	-0.05 ± j 0.20	0.16 ± j 0.63
i kd	0.03 ± j 0.05	-0.03 ± j 0.21
i g	0.16 ± j 0.03	0.00 ± j 0.01
i kq	-0.06 ± j 0.15	0.00 ± j 0.00
励磁電圧 (AVR出力)	0.01 ± j 0.00	0.46 ± j 0.12
⋮	⋮	⋮
直流電流 (逆変換器側)	0.00 ± j 0.00	0.00 ± j 0.00
逆変換器制御角	-0.09 ± j 0.07	0.11 ± j 0.00

一般には、受電側系統を構成する発電機数を n (無限大母線模擬発電機を含む) として、それぞれ $n-1$ 個の電力動揺、電圧振動モードが存在する。これら両モードは、十分に安定な運転状態においては、表3.2(b)に寄与率行列を示すように各々(相差角、周波数)および(界磁電流、AVR)と強い関連を持ち、明確に識別可能である。しかしながら、安定限界に近づくほどこれら両モードは寄与率行列でみて性質の似通ったモードとなり、そのふるまいをいくつかの運転状態に対する履歴として観測しない限り、容易には分類できない。以下では、これら両モードの性質の相違を明らかにするために、直流系制御が両モードの安定性に及ぼす影響を詳細に検討する。

図3.6, 図3.7は図3.3に示す発電機AVRにおいて、ゲイン $K1$ (pu), 時定数 $T1$ (s) をそれぞれ ① [21.5, 8.0], ② [128.8, 0.3] と設定したときの電力動揺モードと電圧振動モード固有値のふるまいを、発電機出力をパラメータとして示したものである。ただし、いずれも UHV線路200km区間において1回線しゃ断状態の系統を想定した。直流系統の制御モードは、順変換装置が定電流制御、逆変換装置が定電圧制御 (AVR)、あるいは定余裕角制御 ($A\gamma R$) を行っている場合の固有値変化を求めた。なお、受電側交流系統の潮流設定条件としては、無限大母線電圧、発電機G2端子電圧を一定とした。このため、逆変換器母線交流電圧は潮流状態に応じて変化することになる。

発電機AVR定数の通常設定は②であり、上記①, ②2種類のAVRパラメータは、それぞれ発電機AVRによる交流系統の動的な電圧維持能力が低い場合と高い場合に対応すると考えられる。参考のために、図3.8は各発電機AVR定数設定に対する励磁系の開ループ伝達関数 $Gex(s) = G_{AVR}(s) / (1 + Td0 \cdot s) = \Delta v q(s) / \Delta v t(s)$ の周波数特性を描いたものである。①の定数設定の発電機AVRは②のそれに比して、0.2Hz (図3.6での電圧振動モード周波数) の振動周波数成分に対して、puゲインでみて約1/6.3 (-16dB) 程度のゲインしかない。なお、各定数設定におけるゲイン余裕、位相余裕はそれぞれ① {25dB, 71° }, ② {28dB, 35° } となっている。

図3.6よりわかるように発電機AVR定数設定① (交流系電圧維持能力が低い場合) に関しては、逆変換装置 $A\gamma R$ 運転時に P_{G2} が約0.35(pu)以上で電圧振動モード (約0.2 Hz) が不安定となる。一方、電力動揺モードはいずれの逆変換装置制御モードに対しても十分安定な領域に留まっているが、AVR運転時の方が $A\gamma R$ 運転時

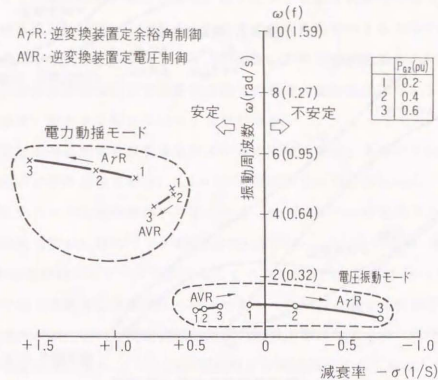


図3.6 発電機G2出力に対する固有値の変化
発電機AVR定数設定① [21.5, 8.0(s)]
逆変換器出力 $P_{di}=0.73$ pu, 連系点負荷 $P_L=0.7$ pu

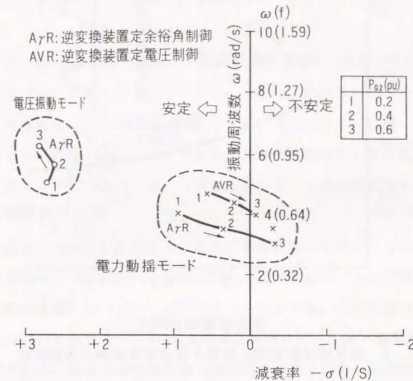


図3.7 発電機G2出力に対する固有値の変化
発電機AVR定数設定② [128.8, 0.3(s)]
逆変換器出力 $P_{di}=0.73$ pu, 連系点負荷 $P_L=0.7$ pu

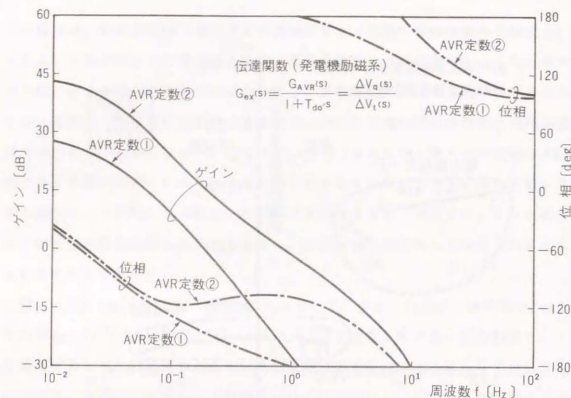


図 3.8 発電機励磁系の周波数特性

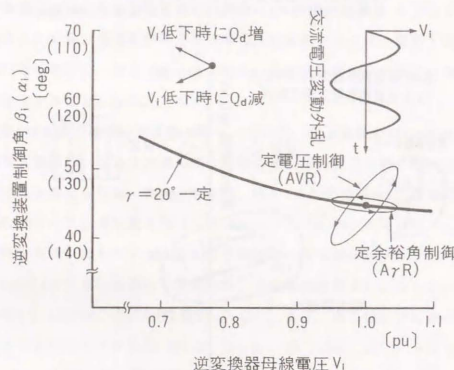


図 3.9 逆変換装置定電圧制御と定余裕角制御の制御特性

よりはダンピングが悪くなっている。この原因は、超速応型の発電機AVRを採用した場合に電力動揺モードのダンピングが悪化することと同じ理由による。電力

動揺モードの安定化のためには、PSSなどのダンピング制御が必要となる。

逆変換装置がA\gamma R運転となることにより、電圧振動モードは大きく不安定方向に動いている。固有値実部（ダンピング係数）の変化率を見ても、A\gamma Rの場合には、同じP_{G2}変化幅に対して不安定方向への動き（P_{G2}変化に対するダンピングの低下感度）が大きくなっていることがわかる。

交流電圧変動に対する逆変換装置制御系の応動特性は、実際にはA\gamma Rで数十ms、AVRで約1(s)の時定数を持ち、0.1~1(Hz)程度の交流電圧変動成分に対しては、ほぼ図3.9のような軌跡を描いて変化する。A\gamma Rの場合、時定数が小さいためにほぼ制御遅れ無しに静的なA\gamma R制御特性上に乗るものと考えられ、傾き\Delta \alpha_i / \Delta v_iが直接制御系ゲインに比例する。このようなA\gamma Rによる系統の不安定化は、定性的には、逆変換器母線電圧の低下に対して余裕角を保つために制御角\beta_iが増加（\alpha_iが減少）し、変換装置無効電力消費が増大してさらに電圧低下を助長するためと考えられる。一方、AVR運転時には交流電圧の低下に対して制御角\beta_iが逆に減少するために、無効電力消費も減少して、電圧の低下を抑制することになる。図3.9のA\gamma R制御特性よりわかるように、交流電圧が低い状態でA\gamma R運転を行うほど\Delta \alpha_i / \Delta v_iが大きな負の値となり、不安定化の傾向が強くなることがわかる。

また、図3.6における電圧振動モードの振動周波数は、図3.7のAVR定数設定②の場合に比べて、かなり低くなっている。一般に、発電機AVRのゲインが小さく、時定数の大きいほど、すなわち過渡ゲインの小さい低速AVRほど、電圧振動モードのダンピング係数が低下するとともに、振動周波数が低くなる傾向にある。発電機AVRをロックした場合には、この電圧振動モードは単調発散モード（正の実固有値）となる。

次に、図3.7はAVR定数設定②（交流系電圧維持能力が高い）の場合であり、逆変換装置制御モードがAVRかA\gamma Rかに関係なく、P_{G2}が0.5(pu)程度で電力動揺モード（振動周波数0.5~0.7Hz）が不安定となっている。このときの電圧振動モードは0.8~1(Hz)程度であり、AVR定数設定①場合に比べて高い振動周波数を持ち、十分安定である。なお、逆変換装置AVR運転時の電圧振動モードのダンピング係数は+10(1/s)程度であり、A\gamma R運転時よりもさらに安定方向にある。

以上により、電力動揺モードの安定限界は、逆変換装置の制御特性による影響

は小さく、主に交流系統の潮流状態によって決定されているのに対し、電圧振動モードの安定限界は、逆変換装置制御モードにより大きく変化することがわかる。

すなわち、基幹系統への直流系統の導入により、その動的制御特性が原因となつて引き起こされる電圧振動問題は、交流系統の電圧維持能力（交流系の動的電圧制御特性）と密接に関係している。

3.2.3 シミュレータ試験による主要振動モードの検証

固有値解析により明らかにした電圧振動モード、電力動揺モードの安定限界と不安定振動様相に関して、交・直流電力系統シミュレータを用いた検証試験を実施した。

固有値解析で使用したと同じモデル系統をシミュレータにおいて構成し、発電機出力をパラメータとした場合の安定限界を実験的に求めた。外乱としては、UHV線路200km区間の1回線3LOを与えた。逆変換装置の制御系構成は定電圧制御 (AVR) と定余角裕角制御 ($A_{\gamma R}$) の最小値選択という実系統での基本制御構成をそのまま使用した。このため、外乱後の交流電圧の変動にともなう、逆変換装置の制御モードはAVRと $A_{\gamma R}$ との切り換わりが生じることになる。固有値解析では、外乱後の平衡点における逆変換装置制御モードが、AVRか $A_{\gamma R}$ かを指定し、その制御状態での運転点が安定か否かを判定することになる。シミュレータ試験において、固有値解析との解析条件の整合を考えれば、外乱 (UHV線路1回線3LO) 後の平衡点における制御モードが一致する場合に直接安定限界の比較が可能である。シミュレータ試験においては、 P_{602} の増大にともなう逆変換器母線電圧が低下し、注目する安定限界付近では、外乱後の平衡運転点での逆変換装置制御モードは $A_{\gamma R}$ となる。

図3.10(a), (b)は交流系電圧維持能力が低い場合(発電機AVR定数設定①)について、発電機出力 P_{G2} をそれぞれ0.35、0.4(pu)としたときの、UHV線路1回線3L0外乱に対する系統動揺おしりを示したものである。

図3.10(a)では、3L0後の電力動揺モード(約0.68Hz)が安定に減衰している。逆変換装置は外乱前のAVR運転から、外乱による逆変換器母線交流電圧の低下により一旦はA₇R運転へと移行するが、系統動揺の減衰とともに逆変換装置がAVR運転を回復し、安定な運転を継続している。このケースでは、外乱後の系統動揺

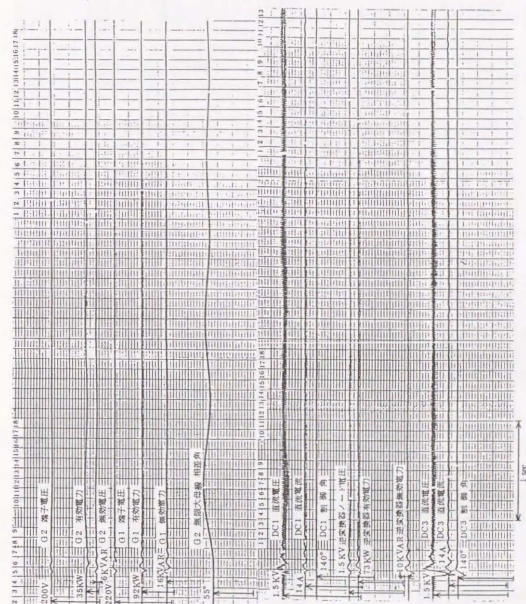


図3.10(a) UVV模擬線路3L0時の系統量変動オシロ

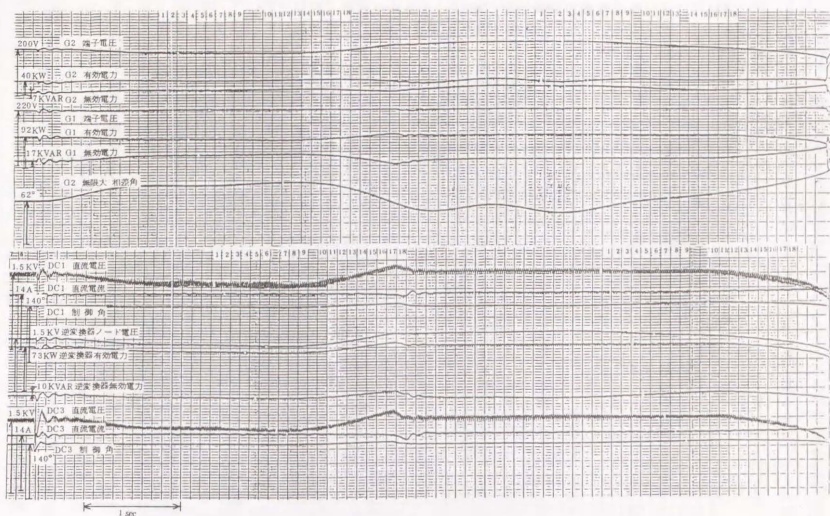


図 3.10 (b) UHV模擬線路3L0時の系統量変動オシロ (電圧不安定)
 $P_{G2}=40\text{kW}$, 連系点負荷 $P_L=70\text{kW}$, 逆変換器母線有効電力 $P_{di}=73\text{kW}$

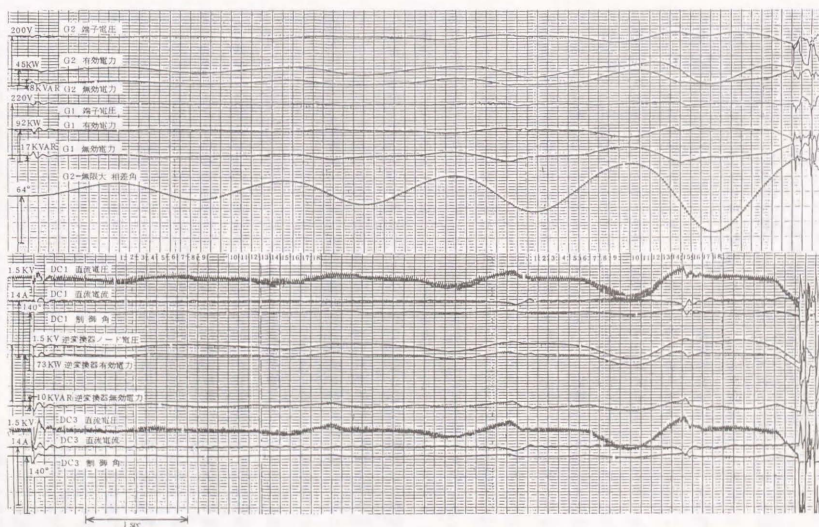


図 3.11 UHV模擬線路3L0時の系統量変動オシロ (電力動揺不安定)
 $P_{G2}=45\text{kW}$, 連系点負荷 $P_L=70\text{kW}$, 逆変換器母線有効電力 $P_{di}=73\text{kW}$

オシロにおいて、確認できるのは電力動揺モードであり、その振動周波数はAVR運転時の固有値解析結果（約0.73Hz）より若干低く現われている。

次に、図3.10(b)においては、長周期の電圧振動モード（約0.2Hz）が不安定となっており、電力動揺モード（約0.8Hz）は、この電圧振動モードに重畳して現われている。外乱後の交流電圧の低下により、逆変換装置はA γ R運転へと移行し、定余裕角を保つために逆変換装置制御角 α を小さく（ β を大きく）するように動く。このため逆変換装置の無効電力消費（オシロでは変換装置からの流出方向を正とし、フィルタ、調相容量による補償分を含んでいるために定常状態において-10kVarとなっている）が増大している。この場合、電圧振動モード第1波では直流系統は安定運転を継続し、一旦AVR運転へと復帰するが、第2波において交流電圧の大幅な低下が生じ、交流電圧崩壊から最終的には逆変換装置の転流失敗に至っている。

図3.10(b)の系統動揺オシロから、(i)電力動揺と電圧振動2つの振動モードの存在と、(ii)交流系電圧維持能力が低い場合には、電圧振動モードが不安定となること、が見てとれる。また、電圧振動モードの特徴的性質として、その振動成分が発電機G2有効電力変動に顕著に現われることはなく、主に端子電圧の変動に現われていることがわかる。

これに対し、図3.11は交流系電圧維持能力が高い場合（発電機AVR定数設定②）について、発電機G2出力を0.45(pu)としたときの系統動揺オシロを示したものである。図3.11では明らかに電力動揺モード（約0.6Hz）が不安定となっている。

この場合の不安定振動成分は、図3.10(b)の電圧振動モードの場合と異なり、発電機有効電力変動にも顕著に現われている。逆変換器母線電圧もまたこの有効電力変動にともなって変動し、変動振幅が大きくなるに従って直流系の制御モードの切り換えが直流電圧変動の非線型性をもちらし、複雑な変動様相を呈する。ただし、いずれの不安定様相においても、最終的には直流系統転流失敗を生じることになる。

表3.3には2種類の発電機AVR定数設定時の発電機出力でみた安定限界（0.05puきざみ）とそときの振動モード周波数について、シミュレータ試験結果と固有値解析結果を比較した。シミュレータ試験においては、AVR定数設定①の場合、外乱後の平衡運転点での逆変換装置制御モードが、 $P_{G2}=0.35$ (pu)ではAVR、0.4

表3.3 シミュレータ試験結果と固有値解析結果の比較

	シミュレータ試験		固有値解析	
	安定限界 P_{G2} (pu)	振動周波数 f (Hz)	安定限界 P_{G2} (pu)	振動周波数 f (Hz)
電圧振動モード	0.4	0.2	0.35	0.18
電力動揺モード	0.45	0.6	0.5	0.53

(pu)ではA γ Rとなるためにこの間で安定限界となっている。すなわち、表3.3における電圧モード安定限界の誤差は、モードの切り換えにも原因があることになる。

一方、AVR定数設定②の場合、固有値解析からは逆変換装置制御モードによらずほぼ同じ安定限界を示す結果が得られており、制御モードの切り換えによる影響は小さいと考えられる。シミュレータ試験による安定限界は、A γ R運転時の固有値解析より得られる安定限界より若干小さくなっているが、振動周波数を見ると、固有値解析のAVR運転時とA γ R運転時の中間程度となっており、妥当な結果を与えている。

以上、受電側交流系統主要振動モードの安定限界と振動様相について、シミュレータ試験による検証を行った結果、交流／直流系統の安定性を支配する電圧振動モードの存在と、本固有値解析手法の有用性が明らかとなった。

3.2.4 デジタルシミュレーション手法の検証

本節では、電中研既開発のデジタルシミュレーション手法（Y法¹⁰⁶）の電圧振動問題に対する解析精度を、シミュレータ試験との比較により検証する。

まず、図3.10(a),(b)のシミュレータ試験結果に対応して、電圧振動モードの安定限界付近での振動様相をデジタルシミュレーション手法により解析した結果をそれぞれ図3.12, 3.13に示す。図3.10(b)と図3.13において発電機G2相差角動揺、逆変換器母線交流電圧、直流電圧の動きを比較すれば明らかのように、デジタルシミュレーションによっても実用上問題なく現象の再現ができていた。ただし、逆変換器母線電圧の第1波の最低値でみると、シミュレータ試験では約0.77puであるのに対し、デジタルシミュレーションでは約0.68puにまで低下し

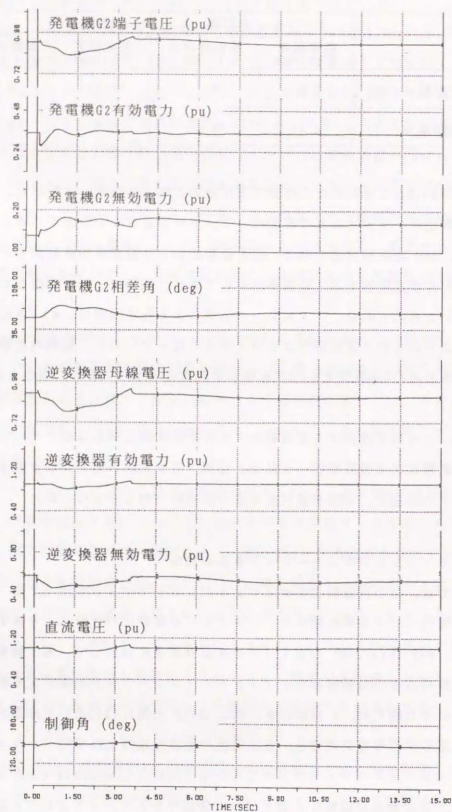


図 3.1.2 UHV線路3L0に対するデジタルシミュレーション結果
解析条件: 図 3.1.0 (a) に対応

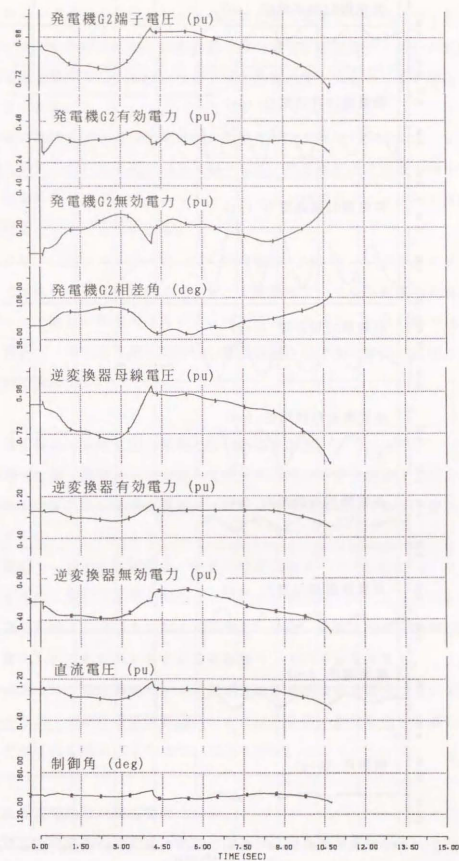


図 3.1.3 UHV線路3L0に対するデジタルシミュレーション結果
解析条件: 図 3.1.0 (b) に対応 (電圧不安定ケース)

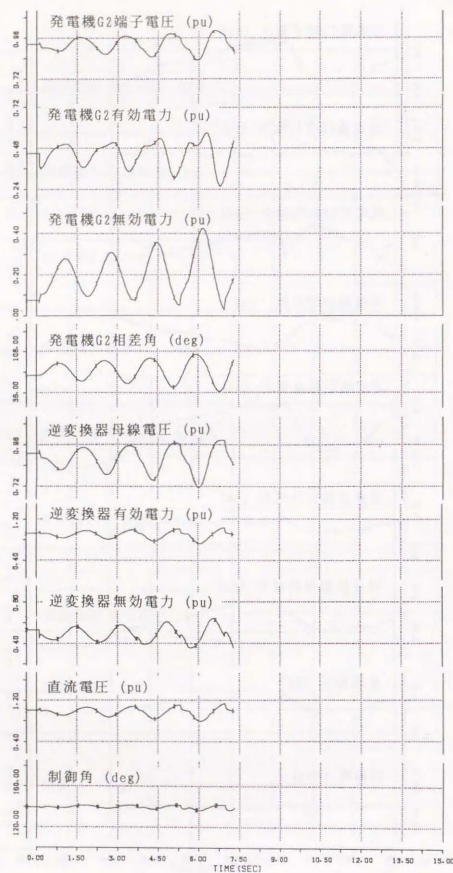


図 3.1.4 UHV線路SLOに対するデジタルシミュレーション結果
解析条件: 図 3.1.1 に対応 (電力動揺不安定ケース)

ており、デジタルシミュレーションの方が大きく変動している。デジタルシミュレーションのみに見られる逆変換器母線交流電圧回復直後 ($t=4.0$ s 前後) の不連続的な電圧変化も、これ以前の低下幅と回復速度が大きいことを原因としていと考えられる。

次に、電力動揺モードの不安定様相に関するデジタルシミュレーション結果を図 3.14 に示す。図 3.11 と図 3.14 を比較すれば、発電機相差角動揺の様子や、電圧崩壊に至る時間などデジタルシミュレーション結果がシミュレータ試験結果とよく一致していることがわかる。

以上により、(a) シミュレータ、(b) 固有値法、(c) デジタルシミュレーション手法 (Y 法) の 3 つの解析ツールが、主要振動モードの振動様相と安定限界解析に関して一致した結果を与えることが明らかとなった。次節以降では、これら 3 つの解析ツールを適宜使い分けて、電圧振動問題の発生要因の解明と安定化対策について検討する。

3. 3 電圧振動の発生要因の解明と評価指標の提案

前節に示した電圧振動モードによる交直連系系統の不安定現象は、交流系統自体の安定性を支配している電力動揺モードとは性質を異にしており、次のような特性を有する。

- (a) 電圧振動モードの安定限界は、逆変換装置制御モード (AVR, A7R) により大きく変化するのに対して、電力動揺モードの安定限界は、ほとんど変化しない。
- (b) 交直連系系統の安定性を支配する振動モードは、交流系統の動的電圧維持能力により変化する、これが低い場合に電圧振動モードが不安定となる。

本節ではさらに、電圧振動モードの安定性に影響を及ぼす要因について考察を進めるとともに、適切な安定性評価のためには、系統の動的要素を考慮した固有値解析などの手法を用いざるを得ないことを示す。

3.3.1 電圧不安定振動の発生要因

ここでは、電圧振動の安定性と密接に係る逆変換装置制御モードと交流系統電圧制御装置の影響について考察する。

逆変換装置制御モードの影響

逆変換装置がA γ R運転となると、電圧振動モードは大きく不安定方向に動く。この原因は定性的にはよく知られているように、A γ Rが逆変換器母線電圧の低下に対して、 β 角を大きく(α 角を小さく)するように応動し、変換装置無効電力消費が増大して、さらに交流電圧を低下させるためである。

図3.15は、図3.2のモデル系統に対して、直流電力-発電機G2出力平面での安定運転限界をシミュレート試験により求めたものである。図3.15では逆変換装置制御モードをパラメータとしており、この変更は、逆変換器母線交流電圧を調整し、UHV線路3L0外乱後の平衡運転点において、A γ R運転に入る場合(交流電圧低: $V_i=0.91\text{pu}$)と、AVR運転を維持する場合(交流電圧高: $V_i=1.0\text{pu}=1.65\text{kV}$)とにより設定した。なお、発電機AVRは、電圧振動モード不安定を生じる定数設定①を採用した。

当然ながら、直流電圧、発電機出力ともに大きい領域で不安定となるが、A γ R運転により、安定領域が大きく制限されることが実験的にも確かめられる。逆変換装置母線電圧が一定であれば、それぞれの安定限界は、 $P_{dc}=0$ (直流系無し)の状態で一一致する。従って、AVRとA γ R時の安定限界の傾きの差は、直流電力が大きいほどA γ R制御特性を原因とする不安定化影響も大きくなることを示している。

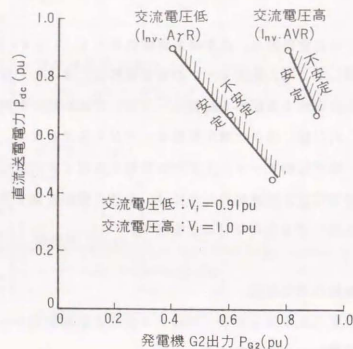


図3.15 受電交流系統の電圧安定限界(シミュレート試験結果)
発電機AVR定数設定①, 連系点負荷 $P_L=0.7\text{pu}$

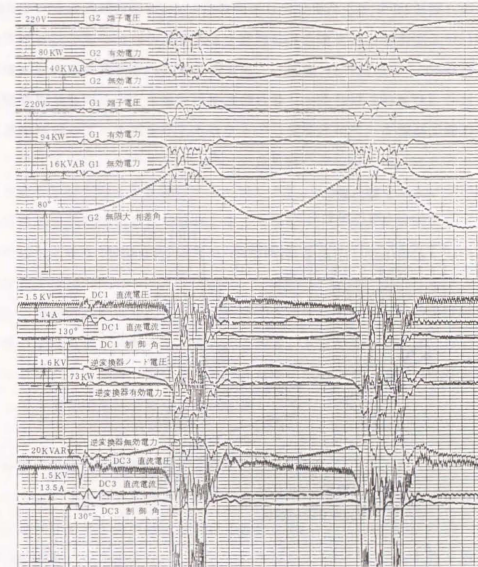


図3.16 UHV模擬線路3L0時の系統量変動オシロ(電圧不安定)
発電機G2出力 $P_{G2}=80\text{kW}$

A γ R運転時の電圧不安定オシロは、図3.10(b)に示した。このとき、電圧が崩壊して行く過程で、逆変換器母線電圧の低下に対して、無効電力消費 Q_{dc} は増大(オシロでは一方向が消費量大)しており、電圧の低下を助長する。一方、AVR時の不安定現象オシロを図3.16に示す。AVR時には逆変換器母線電圧の低下に対して、 β 角を小さくして逆変換器無効電力 Q_{dc} を減少させる安定化効果が存在するが、この場合は、それだけでは電圧低下を抑えきれず、電圧崩壊に至っている。交流系統電圧制御特性の影響

電圧振動モードはまた、交流系統側の動的な電圧維持能力に関係する逆変換装

置近傍の発電機AVR 定数にも関係する。

図3.17は、図3.2のモデル系統における発電機G2のAVR時定数 T_1 をそれぞれ0.3, 0.5, 2.0(s)と変化させたときの P_{G2} に対する固有値の動きを示したものである。このときのAVRゲインは128.8に固定し、逆変換装置はA γ R運転を行っているものとした。 $T_1=0.3$ および0.5(s)では、電力動揺モードが不安定となるのに対して、2.0(s)では電圧振動モードが不安定となっており、不安定モードの移行が生じている。

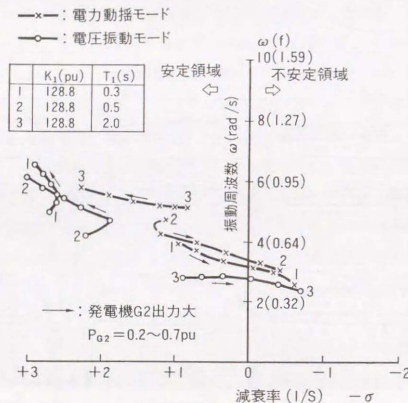


図3.17 発電機AVR時定数に対する固有値の変化
逆変換装置出力 $P_{di}=0.75$ pu, 連系点負荷 $P_L=0.7$ pu
直流系制御モード: 定電流一定余裕

表3.4 発電機AVR時定数による不安定振動モードの移行と安定限界の変化

発電機AVR時定数 T_1 (s)	0.3	0.5	2.0
不安定振動モード	電力動揺モード	電力動揺モード	電圧振動モード
安定限界 P_{G2} (pu)	0.5	0.57	0.5
振動周波数 f (Hz)	0.51	0.54	0.45

電圧振動モードは、発電機AVR時定数の増大、すなわち過渡ゲイン K_1/T_1 の低下にともなって、その振動周波数が低下するとともに、実部が大きく不安定方向へ動いている。これは、連系交流系統の動的電圧維持能力が小さいほど、電圧振動問題が生じ易いことを示している。また、 $T_1=0.5$ (s)のときには、電力動揺、電圧振動それぞれのモードの振動周波数が近接し、固有値の動きからもモード間の相互干渉が強くなっていることがわかる。この場合には、寄与率行列より見た両モードの性質も似たものとなり、モードの見極めのためには、パラメータ変化に対する寄与率行列の変化を観察する必要がある。なお、両モードの安定限界付近での振動周波数の変化を見た場合、電力動揺モードは周波数が漸次低下しつつ安定限界に至るのに対し、電圧振動モードの周波数はほとんど変化していないこともわかる。

図3.17の解析結果より、 T_1 の変化に対する不安定モードとその安定限界、振動周波数の変化をまとめたものが表3.4である。不安定モードが移行しているにもかかわらず、安定限界、振動周波数でみた変化は小さく、効果的な安定化対策を図る上でも不安定モードの見極めが重要となる。

3.3.2 電力動揺の安定性に対する直流系統の影響

ここでは、交直連系系統の安定性が電力動揺モードに支配される場合について、その安定性に対する直流系統の影響を考察する。

電力動揺モードの安定性は、図3.7に示したように、A γ R時に若干悪くなるものの、逆変換装置制御モードによる影響は小さい。このことをシミュレート試験により明らかにしたものが図3.18である。図3.18は、図3.15と同様にして、逆変換装置制御モードをパラメータに、発電機AVR 定数設定②のときの安定限界を求めたものである。それぞれの安定限界は、ほぼ平行する直線となる。すなわち、 $P_{dc}=0$ (直流系統無し)の場合の安定限界の差が直流電力によらず一定となり、逆変換装置制御モードが安定限界には影響しないことが実験的にも確認できる。直流電力の増大に伴う安定限界の低下は、逆変換装置が発電機に置き替わったとしても同じように生じるものである。電力動揺の安定性からみた発電機と交直変換装置の違いは、交流線路故障等に対する有効・無効電力変動特性の違いとして特徴付けられ、微小外乱に対するダンピング特性にはほとんど影響しないと考え

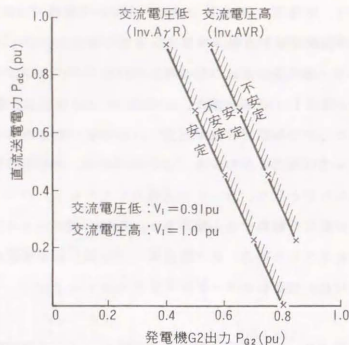


図 3.18 受電交流系統の電力動揺モード安定限界 (シミュレータ試験結果)

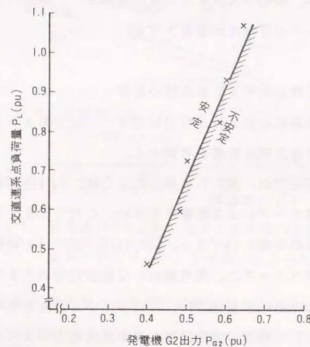


図 3.19 連系点負荷に対する電力動揺モード安定限界の変化 (シミュレータ試験結果)

ることができる。

一方、連系点負荷 P_L に対する安定限界の変化をシミュレータ試験により求めたものが図 3.19 である。連系点負荷量が多いほど発電機出力でみた安定限界

も伸び、安定限界は右上がりの直線となる。負荷 P_L の増加に対する安定限界直線の変化率は、約 +0.43 (発電機出力/連系点負荷) となっている。先に図 3.18 に示した直流電力に対する安定限界変化率は、約 -0.45 (発電機出力/直流電力) である。従って、直流電力の増加分を連系点負荷で消費し、発電機 G2 の無限大母線に対する相角度を一定に保った場合には、電力動揺モードの安定限界はほとんど変化しないものと考えられる。

3.3.3 電圧振動に対する評価指標

前節までの結果から、電圧振動モードに影響を及ぼす主要パラメータを、相乗効果を見逃した個々の影響としてまとめたものが表 3.5 である。これらの他に、シミュレータ試験でパラメータとした P_{02} 等による運転・潮流状態の変化に対しても安定性は変化する。ただし、運転・潮流状態に関しては、系統が与えられない限り、系統安定性への影響を一般に論じることができない。

表 3.5 電圧振動モードの安定性に影響を及ぼす主要パラメータ

パラメータ		電圧振動モード安定性への影響
交流系統特性	実効短絡容量比 (ESCR) ・ 交流線路定数 ・ 変換所スタコン量	ESCR が大きいほど電圧低下時の無効電力供給力が大きく安定。 従来は、この ESCR を電圧安定性指標として採用しており、一般には、3～4 が安定限界とされてきた。
	逆変換所近傍の負荷特性	負荷の電圧特性により安定性への影響が決定される。
交流系統制御	発電機 AVR 定数 (ゲイン K, 時定数 T)	過渡ゲイン K/T が小さいほど電圧不安定を生じ易い。 一方、大きすぎても励磁回路の制御安定性の面から不安定となる。
	系統電圧安定化装置 ・ SVC ・ 同期調相機	SVC は系統電圧特性の改善により電圧を安定化。同期調相機はこれに加えて、短絡容量を増大させるという点からの安定化効果もある。
直流制御	逆変換装置制御モード	逆変換装置が AVR 運転から安定化、AVR 運転となると、電圧低下時に変換装置無効電力消費も増大するため、不安定化要因となる

従来、電圧安定性に対する指標としては、実効短絡容量比 (ESCR)、あるいは単に短絡容量比 (SCR) が用いられてきた。ESCRは、逆変換器母線より見込んだ交流系統の短絡インピーダンスを x_s 、変換所調相設備アドミタンスを y_c 、直流電力を P_{dc} として、次式で定義される。

$$ESCR = \frac{\frac{1}{x_s} - y_c}{P_{dc}} \quad (3-3)$$

なお、 x_s の計算において発電機は、通常、 x_d' 背後電圧一定として扱われる。

図3.20は、図3.2のモデル系統を対象に、電圧振動モードに対する安定限界曲線を、ESCR-発電機AVRゲイン K_1 平面で描いたものである。ESCRの調整には、UHV線路インピーダンスをパラメータとして変化させた。例えば、ESCR=3.0の場合、発電機AVRゲイン K_1 の安定な設定範囲は0.5~20.0であり、これより大きくても、あるいは小さくても不安定となる。得られる不安定固有値は、 K_1 が小さい領域では実固有値 (単調発散モード) であり、大きい領域では複素固有値 (振動発散モード) となる。しかしながら、いずれのモードとも発電機励磁系および逆変換装置制御系に関係が強いことから、電圧モードと総称してよいものと考えられる。

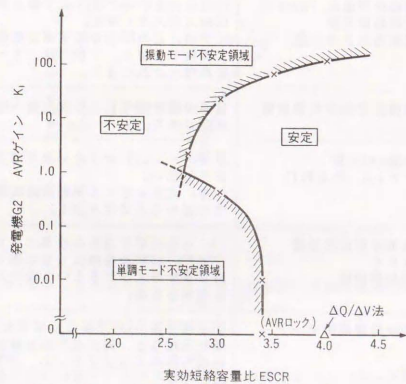


図3.20 実効短絡容量比-発電機AVRゲイン平面での電圧安定限界

いずれにしても、ESCRが小さい領域で電圧不安定が生じているが、発電機AVRの定数設定、すなわち交流系統の動的電圧制御によって、安定領域が大きく広がることがわかる。

図3.20には、一つの評価指標である $\Delta Q/\Delta V$ 法により求めた安定限界を併せて示す。 $\Delta Q/\Delta V$ 法では発電機を x_d' 背後電圧一定として扱うことから、 $K_1=0$ の軸上に安定限界をプロットした。この場合、固有値法において $K_1=0$ (AVR ロック) として求められる安定限界 (ESCR=3.4) より厳しいESCR=4.0が安定限界として計算された。 $\Delta Q/\Delta V$ 値は、基本的に、発電機を x_d' 背後電圧一定として扱うことと、動特性を無視した ($s=0$ といった) ヤコビアン行列により計算されることが固有値法との誤差の原因となる。従って、振動モードを含む安定性評価のためには、系統の動的な電圧制御特性を適切に模擬した上で、固有値法などによる安定判別手法を用いる必要がある。

$\Delta Q/\Delta V$ 法の適用範囲は、逆変換器母線近傍に電圧制御要素が存在せず、系統の無効電力特性がほぼ短絡インピーダンス特性によって決定される場合に限られ、振動モード (ダンピング) の安定性評価はできない。ただし、 $\Delta Q/\Delta V$ 値は、逆変換器母線での状態量のみで観測可能である点に特徴がある。このため、上記の適用範囲に属する系統を対象とした場合には、安定性のオンラインモニタリングに適用できる可能性がある。

3.4 弱小交流系統連系時の電圧安定化方式の提案

3.4.1 電圧問題に対する基本的な安定化対策

電圧の基本的な安定化対策としては、前節3.5に示したパラメータを制御対象とすればよいことになるが、制御の実現性と効果の大きさを考え合わせれば、表3.6に示す2つの方式が現実的な対策として考えられる。すなわち、交流電圧の安定化は、(i) 逆変換装置の制御モードをAVRに保持することをベースとし、より積極的には、(ii) 変換装置による交直連系点電圧制御 (無効電力制御) の併用により対応する。系統電圧安定化装置 (SVC等) の導入や短絡容量比の増加 (同期調相機等の設置¹⁰⁰) による対策は、変換装置運用・制御による対策だけでは安定化が困難な場合に初めて検討すればよい。

(ii) の連系点電圧制御については、少なくとも (i) の定常運転状態の調整によ

表 3.6 変換装置による交流電圧の安定化制御方式

制御目的・対象	制御内容	特徴・備考
逆変換装置 A V R 運 転 保 持	変換器用変圧器 タップ 直流電圧設定値 E _{dp} 最小余裕角 γ_{\min}	タップ操作により変圧器2次側電圧を高めに調整し、制御角 β を大きくして、余裕角 γ を一定値以上に保つ 直流電圧低下時にのみ逆変換装置AVRの直流電圧設定値を低下させて、制御角 β を大きくし、余裕角 γ を一定値以上に保つ 最小余裕角 γ_{\min} をできる限り小さく設定し、AVR運転領域を広げる γ_{\min} は通常、多少の電圧不平衡性を見込んで19度程度に設定しているが、次章に詳述する転流失敗防止制御方式を採用すれば γ_{\min} をより小さく設定できる
交流電圧制御	制御角	制御範囲は広くないが、高速で効率的な安定化が期待できる 上記、AVR運転保持対策との併用が望ましい

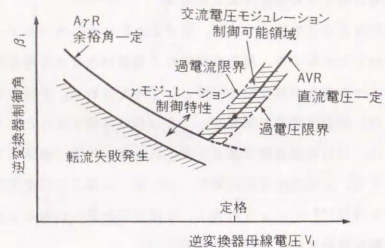


図 3.21 交流電圧モジュレーションの制御可能領域

る対策と組合わせて、制御範囲を確保する必要がある。一例として、図3.21には、AVRとA γ Rの基本制御に交流電圧モジュレーション制御を付加したときの制御可能範囲を示す。図3.21は、定電力制御有りの場合の制御可能範囲であり、直流電圧でみた上限は直流過電圧許容レベルにより、下限は直流過電流許容レベルにより決定される。いま、図3.21において最小余裕角 γ_{\min} をさらに大きくとった場合には、交流電圧の低下に対してA γ R運転に入り易くなり、電圧モジュレーションの制御範囲が狭くなることがわかる。すなわち、電圧安定性上は γ_{\min} をできるだけ小さくすることが望ましく、変換装置制御に十分な制御範囲を確保するための定常運転状態調整が必要となる。

3.4.2 電圧安定化制御方式の提案と安定化効果の検証

変換装置制御による電圧安定化方式としては既に、交直連系点電圧一定制御や γ モジュレーション⁵⁹⁾を初め種々の方式が提案されている^{64, 67)}。いずれの方式も逆変換器母線交流電圧を入力とし、制御角を制御対象とする点は共通である。

本研究では、新たに交流電圧モジュレーション方式を提案し、先の2方式との特徴を比較したものを表3.7に示す。逆変換装置基本制御(AVR, A γ R)との協調と制御範囲の確保という点から、交流電圧モジュレーションの利点が明らかとなる。なお、よりトータルな視点から、交直連系系統に存在する複数の振動モードを同時に安定化する場合には、安定化に要求される直流系統の有効・無効電力特性(例えば、dP/dV, dQ/dV特性)を、順・逆変換装置の制御角という2つの制御自由度を用いて実現することが考えられる^{72, 81)}。このとき、直流系統の有効、無効電力制御による安定化効果について定量的な評価を試みた例もあり^{33, 101)}、実用面からは、モジュレーション制御効果に対する負荷特性の影響についても考慮する必要がある⁹⁵⁾。

ここで、固有値解析手法を用いて、交流電圧モジュレーションの定数設計を行う。微小変動分に対する伝達関数は、モジュレーション信号を $\Delta\beta_m$ として、

$$\Delta\beta_m = \frac{K_v T_d s}{1 + T_d s} \frac{1}{1 + T_i s} \Delta V_i \quad (3-4)$$

$$\Delta\beta_c = \Delta\beta_{AVR} + \Delta\beta_m \quad (3-5)$$

で表わされる。基本的には、時定数 T_i と T_d によりバンドパス特性を実現し、ある

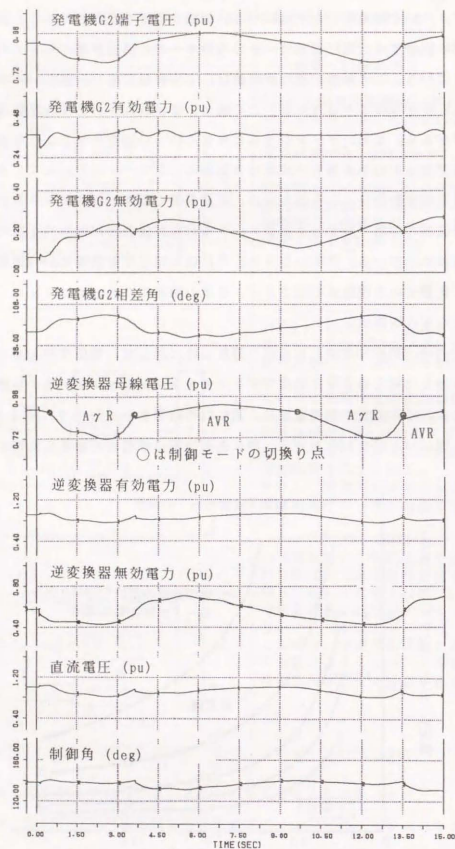


図 3.2.3 交流電圧モジュレーション採用時のデジタルシミュレーション結果 (初期運転状態は図 3.1.3 に同じ)

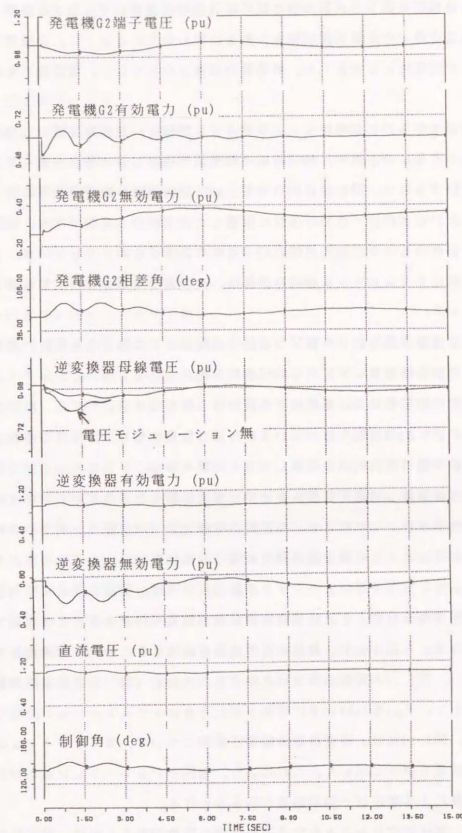


図 3.2.4 電圧モジュレーションによる安定化効果のシミュレーション検証結果 (初期運転状態: $V_1=0.98$ pu, $P_{G2}=60$ kW)

乱直後の電圧の低下と、第1波の電圧最低値が改善されていることが明らかとなる。外乱直後の逆変換装置制御角の動きに現われているように、交流電圧の低下に対して制御角 α を大きくし、無効電力消費を小さくして、電圧低下を抑制している。

しかしながら、この電圧モジュレーション制御は、逆変換装置がAVR運転モードにあるときのみ働き、A γ R時には電圧低下に対して α 角を大きくできないために動作できない。図3.23においても、AVR運転領域が狭く交流系動揺の抑制効果が小さいために、一旦AVR運転に復帰した後再びA γ R運転に入り、電圧崩壊までは至らないものの、AVR運転とA γ R運転の切り換えを繰り返している。このことから、電圧モジュレーションの有効性は、次のような局面において発揮されることがわかる。

(i) 外乱直後の電圧低下を抑制し、A γ R運転モードに陥ることを防止する。また、無効電力制御絶対量の不足からA γ R運転が避けられない場合に対しても、A γ Rに陥るまでの抑制効果で、電圧低下の最小値を改善できる。ただし、初期運転状態において既にA γ R運転を行っている場合には効果がなく、定常時の運転状態調整により最小限の制御範囲を確保しておく必要がある。

(ii) 逆変換装置AVR運転状態において、電圧振動モードのダンピング（固有値実部）を改善する。これにより、外乱後の平衡点がAVR運転モードである限りは、図3.13に示したような第2波以降での電圧崩壊現象はほとんど生じなくなる。

以上より、電圧モジュレーションの採用だけでは、安定化効果には制限があり、制御範囲確保を目的とした定常時の運転状態調整を併用することが有効であると考えられる。一例として、初期の逆変換器母線電圧を0.98pu、制御角 $\alpha = 133^\circ$ （図3.13、図3.23の解析条件ではそれぞれ0.89pu、 138° ）として制御範囲を確保した上で、 P_{G2} を60kWにまで増加させたときのシミュレーション結果を図3.24に示す。図3.24には、逆変換器母線電圧変動について、モジュレーション無しの場合の結果も併せて示した。これにより、電圧モジュレーションおよび定常運転状態調整による電圧低下抑制効果が明らかとなる。

また、電圧安定化からみた定常運転状態の調整論理としては、逆変換装置制御角 α を対象パラメータとして、定電圧制御領域の確保（ α が小さいほどAVR運転領域が広く、電圧安定性上有利）と、無効電力消費量の抑制（ α が小さいほど外

乱時の電圧低下が大きく、電圧安定性上不利）との兼ね合いにより目標値を決定できる。

3. 5 第3章のまとめ

- (1) 固有値法による振動モード解析手法を開発し、交直連系系統の主要振動モードのうち、交流電圧振動に支配的な関係を持つ振動モードを明らかにした。さらに、この電圧振動モードの特性と安定限界を明らかにし、これらを電力系統シミュレータ試験により検証した。一般に、交流系統が大規模複雑化するほど、ここでの電圧振動モードと電力動揺モード等の主要振動モードとの明確な分類は困難となるが、本解析手法によれば各主要振動モードに対する直流系統の影響を的確に評価することができる。
- (2) 交流系統の電圧振動は、逆変換装置の制御モードと交流系統特性に大きく依存する。すなわち、逆変換装置が定余裕角制御を行っている場合に電圧不安定振動が発生し易く、交流系統特性については、交直連系点の静的電圧維持能力（調相設備を考慮した短絡容量で評価）および動的電圧維持能力（連系点近傍発電機の電圧制御装置等の影響）が関係する。上記振動モード解析手法は、これら主要パラメータの影響を総合的に評価できることを検証するとともに、従来の静的特性解析に基づく安定性評価指標との差異を明らかにした。
- (3) 交流電圧の安定化は、基本的には、変換器用変圧器のタップ制御や直流電圧指定値の変更により定常時の制御角を調整して、逆変換器定電圧運転を維持することにより実現できる。さらに積極的な安定化対策として、速応性を持たせた交流電圧モジュレーション制御を逆変換器制御系に付加することにより、電圧振動の効果的な安定化が図れることを明らかにした。

交流系故障時の直流系統繰り返し
転流失敗現象とその防止制御

第 4 章

交流系故障時の直流系統繰り返し
転流失敗現象とその防止制御

第4章

交流系故障時の直流系統繰り返し 転流失敗現象とその防止制御

直流系統の基幹系統への導入にあたっては、交流系故障-再閉路期間中も直流系統を停止することなく運転を継続し、故障除去後の不平衡交流電圧に対してできる限りの直流電力を送電することが、交直連系統の安定度上極めて有利となる。

しかしながら、従来の直流系統の制御方式では、交流系統に多相再閉路方式が適用された場合、故障除去後再閉路までの不平衡期間中に転流失敗を繰り返す不安定振動が発生し、安定な直流送電を行えない場合がある。このため、交流系不平衡故障時の直流系統の応動特性を解明し、転流失敗の主要要因を詳細に分析するとともに、不平衡期間を通じて可能最大送電電力を安定に送電できる変換装置制御方式について提案した。

4. 1 交流系不平衡運転時の直流系統転流失敗現象

4.1.1 転流失敗現象の問題点と防止制御の重要性

直流送電系統の交流系故障に対する安定運転性能の向上、特に交流不平衡故障時の過渡交流電圧に対する直流送電電力の確保による供給信頼度の向上は、今後の基幹系統への直流送電の適用にあたって極めて重要な課題となりつつある。

直流送電は、ほぼ変換装置制御系の時定数（制御遅れ）によって決定される高速な潮流制御が可能なことから、緊急時周波数制御などにより連系交流系統の過渡安定度向上対策としても利用されている。北海道-本州直連系を初め従来の直流系統においては、変換所至近端での交流系統故障に対する制御・保護方式として、故障検出とともに一旦直流系統を停止（ゲートシフト→ゲートブロック）し、交流電圧回復後一定時間をおいて再び起動する停止再起動方式が採用されてきた。しかしながら、現在では、交流系統故障時の直流送電能力の向上を主な目的として、パルス継続方式が採用される傾向にある。これは、至近端交流線路故障等による大幅な交流電圧の低下に対しても変換装置をブロックすることなく直

流電流を流し続け、交流電圧回復後速やかに直流電圧を立ち上げて行く制御方式である。

図4.1(a), (b)には、それぞれの制御方式について、逆変換器母線至近端の3相地絡故障時の応動特性を概略的に示す。停止再起動方式では、故障時の転流失敗により直流過電流が流れ、その後直流電流が0となるまで直流回路共振により直流電圧が振動する。直流系は故障区間がしゃ断されて交流電圧が回復してから一定時間をおいて再起動されるが、停止から再起動までの時間は、交流電圧低下の場合、位相制御回路が正常な位相の点弧パルスが発生できるようになるまでの時間から定められ、通常400~500ms程度となる。一方、パルス継続方式では、故障時の転流失敗により直流過電流が流れるが、順変換装置定電流制御の効果により過電流は抑制され、故障期間中も一定直流電流で運転を継続する。故障期間中の直流系統運転状態は、直流電圧はほぼ0、直流電流はVDCOL (Voltage Dependent Current Order Limiter) を採用していれば最小値付近、採用していなければ定格値となっている。その後故障除去による交流電圧の回復とともに直流電圧を立ち上げていく。

図4.1(a), (b)を比較すれば明らかなように、パルス継続方式とすることにより、

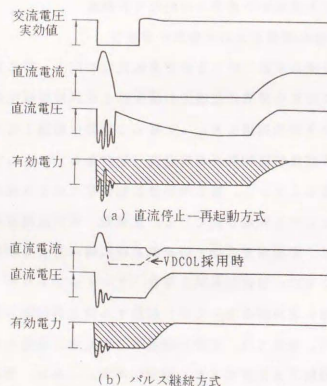


図4.1 停止再起動方式とパルス継続方式の応動特性比較

故障除去後の直流送電電力を大きく増大させることができ、逆変換装置側での交流系故障を想定した場合、主に次の2つの理由から連系交流系統の過渡安定度を著しく向上させることができる。

- (i) エネルギー的にみれば、斜線部分の面積の差だけの第1波動揺に対する過渡安定度向上をもたらす。
- (ii) 変換装置にある程度の過負荷耐量を持たせておけば、直流系統回復後の潮流(有効電力)制御により、第1波および第2波以降のダンピング制御が可能となる。

このように、交流電圧回復後、慣性あるいは電圧位相角とは無関係に迅速な潮流制御が可能である点は、交流系にない直流系の大きな特徴である。

このようなパルス継続方式が採用されるようになってきた背景として、直流系統に対し、非同周期性に基づく長距離大電力の安定送電だけでなく、高速な制御性をより積極的に利用した連系交流系統の過渡安定度向上効果が求められるようになってきたことが挙げられる。このような系統要求に対して、現状の直流系統の過渡送電電力を大きく制限するものに、交流電圧の過渡変動、特に不平衡交流電圧に対する転流失敗問題がある。すなわち、故障除去後の直流電圧(電力)回復時に、波形歪を有する3相交流電圧に対して適切な余裕角が確保できなくなり、転流失敗が継続的に発生して安定な直流送電を行えない場合がある。以下本論文では簡単に、不平衡交流電圧と言え、高調波による波形歪を含み、絶対値、位相関係にアンバランスを有する3相交流電圧を総称的に指すものとする。

転流失敗とは、逆変換装置においてあるアーム(パルプ)から次のアーム(パルプ)への転流に失敗し、直流系からみて短絡状態を生じる現象である。この間逆変換装置の出力有効電力(出力電流)が0となることから、直流送電電力の低下をまねくとともに電圧・電流の過渡振動を引き起こし、交流/直流系統の過渡安定度を著しく制限する要因となる。このような交流系統故障時の転流失敗問題は、故障除去後の直流系統回復時における交流電圧振動、すなわち前章で検討した弱小交流系統連系時の電圧振動問題と密接に関係しており、短絡容量等の系統特性による影響も考慮して転流失敗の要因を明らかにする必要がある。

なお、転流失敗問題を本質的に解決する方法として自動式変換装置の適用が挙げられるが、コスト、損失など解決すべき問題も多く、直流送電用の実用的な大

容量変換装置の開発までには今後かなりの期間を要するものと考えられる。

4.1.2 研究の流れと本研究の目的

本研究の主目的は、不平衡性を有する交流電圧変動、特に交流線路不平衡故障に対する直流系統（逆変換装置）の安定運転性能について、その主要決定要因と効果的な安定化対策を体系的に明らかにすることにある。

EMTPを初め交流／直流系統に関する3相瞬時値解析をベースとしたシミュレーション手法については数多くの論文^{36,41,55,91}が発表されているにもかかわらず、現在までのところ、交流系不平衡故障に対する応動特性について体系的に整理された論文はなく、個別的なケーススタディに留まっているものが多い。不平衡運転時の過渡現象をパラメータ解析的に取り扱った数少ない例としては、まず、不平衡交流電圧条件（電圧不平衡率）をパラメータに交流系統に現われる高調波成分を分析し、これらの交直変換装置転流失敗への影響解析を試みたD.B. Giesner等の論文⁶が挙げられる。また、シミュレータを用いた解析に関しては、R.H. Lasseter等が連系交流系統短絡容量と故障条件をパラメータとして、実験的に安定限界を検討した例⁴⁸がある。

なお、特に不平衡運転に注目したものではないが、転流失敗一つの解析対象として、単なるシミュレーションに留まらずより一般的に交流系統特性に影響を受ける直流系統の過渡応答に関するパラメータ解析を試みた一連の論文^{4,5,10,11}が、J. Reeve等によって発表されている。これらは、制御系を含む交直変換装置の動特性シミュレーションに基づき系統事故時の直流電流の過渡応答波形に関して、転流リアクタンス、直流リアクトル等をパラメータとした影響解析を行ったものである。一方、交流電圧の過渡的な変動に対する直流系統の影響と過電圧抑制対策を示したいくつかの検討例もある^{32,92}。

以上の論文はいずれも、交流－直流系統間の相互作用による影響を考慮して交流系統表現（高調波領域まで実系統と等価な周波数特性を持つ）を行っている点⁷⁶で、解析目的に対して適切なモデリングとなっている。しかしながら、次のようなより基礎的で重要な部分が明らかにされていないという問題があった。

(a) 交流系不平衡電圧に対する交直変換装置の詳細な応動特性説明。特に変換装置制御・保護系への入力信号を得る交流電圧検出回路、および同期（位相基準）

信号を作り出す位相制御回路に不平衡交流電圧が入力された場合の影響に関しては、従来全く考慮されていなかった。

(b) 交直変換装置の不平衡運転に起因する交流、直流系統高調波の逆変換装置余裕角、すなわち転流失敗への一般的な影響評価

本研究では交流／直流系統の動特性解析において重要な問題でありながら、従来ほとんど整理して論じられることのなかった上記課題について、電力系統シミュレータを用いた詳細な試験検討^{80,83}を行い、転流失敗の発生要因を明らかにするとともに^{82,87,89}、転流失敗防止対策の考え方についても示した。

4.2 電力系統シミュレータによる繰り返し転流失敗の現象説明

他励式インバータにおいては、各相の転流における逆電圧期間が小さくなり、余裕角を確保できなくなった場合、すなわち図4.2に示す余裕角 γ が、パルプのターンオフ時間より決められる最小余裕角 γ_{\min} （大容量サイリスタパルプで $6^\circ \sim 10^\circ$ 程度）より小さくなった場合に転流失敗が発生する。図4.2は何等かの原因でa相電圧位相が θ だけ進んだ場合の余裕角の減少の様子を示したものであり、余裕角の減少が転流電圧の低下と交流電圧交点のずれを原因として生じることがわかる。

直流系統の供給信頼度向上を目的として採用されるパルス継続方式は、一方で直流電圧（電力）を速やかに回復させて行く必要があるために、故障除去直後の

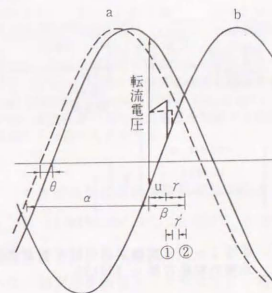


図4.2 交流電圧位相変動の逆変換装置余裕角への影響

波形歪を有する交流電圧に対して、余裕角が確保できなくなり転流失敗が継続的に発生する場合があるという問題を生じる。

以下では、まず、このような波形歪を原因とする繰返し転流失敗に関して、電力系統シミュレータを用いてパラメータ解析検討を行った結果についてまとめるとともに、試験オシロ、ディジタルレコーダ記録波形の詳細分析により交直変換装置の不均衡交流電圧に対する応動特性を明らかにした。

4.2.1 シミュレータ試験系統と検討項目

交・直流電力系統シミュレータ試験の主な目的は次の2点である。

- (a) 交流系統不平衡故障時の逆変換装置の応動特性、特に繰り返し転流失敗の発生に支配的な影響を及ぼす主要要因を明らかにすること。
- (b) 不平衡故障時の転流失敗現象に関して、効率的な解析を行うための模擬手法を確立するための基礎データを得ること。

図4.3にシミュレタ試験に用いたモデル系統を、さらに図4.4には直流系統の基本制御系統構成を示す。このモデル系統は直流送電系統の一つの典型的な導入形態を模擬したものである。ここでは直流系統の安定運転上最も厳しい逆変換器ノード近至端(図4.3 交流線路A点)での交流不平衡故障を取り上げ、表4.1に示す解折条件に沿って試験を実施した。

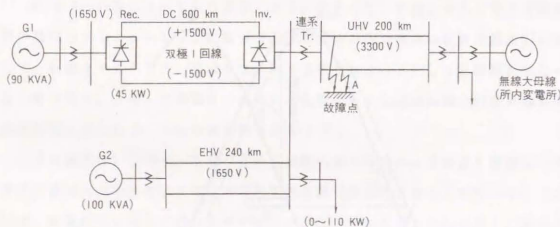


図4.3 シミュレータ試験系統（解析対象系統）
受電系短絡容量：370kVA

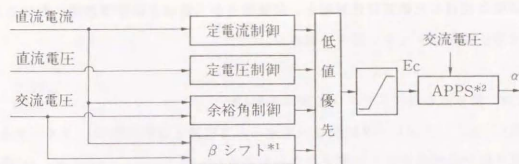


図 4.4 直流系統の基本制御構成
*1) 表 4.1 注 1 参照
*2) APPS (Automatic Pulse Phase Shifter)

表 4.1 シミュレータ試験における基本解析条件

項目	解析条件
初期潮流、 運転条件	直流電力（逆変換装置有効電力） $P_{di} = 40[\text{kW}]$ 一定 発電機G2出力 $P_{g2} = 45[\text{kW}]$ 一定 逆変換器ノード交流電圧一定 = 逆変換装置余裕角一定 潮流条件パラメータ： 連系点負荷 0~110[kW]
直流系統 制御・保護	制御系構成： 図4.4 基本制御モード： [順変換装置] 定電流 - [逆変換装置] 定電圧制御 位相制御方式： 等間隔パルス制御 交流系統故障時の制御・保護方式： パルス継続方式、 βシフト制御 ¹⁾ 、有、VDCOL ²⁾ 、無
故障条件	故障地点： 逆変換装置至近端交流線路1（3.3kV、UVW模擬）A点 故障種別： 1回線1LG、2LG、3LG、2回線同相1LG 再閉路方式： 多相再閉路方式 シーケンス： 故障発生 - (4cycle) - 故障遮断 - (1s) - 再閉路

*1) 交流電圧低下時に、十分な余裕角が確保できる制御角まで β をシフトさせた後、交流電圧の回復とともに、通常の制御角まで β を回復させる制御方式

#2) VDCOL (Voltage Dependent Current Order Limiter), 交流系故障等による直流電圧低下時に変換装置の無効電力消費を抑制する目的で、直流電圧低下量に応じて直流電流を制限する制御方式

主要な解析パラメータは故障交流線路の初期潮流条件を決定する連系点負荷量 PL (0, 7, 20, 33, 44, 55, 70, 83, 97, 109[kW]) と故障種別 (1 回線 1LG, 2LG, 3LG, 2 回線同時 2LG) である。シミュレーション試験ではこれらパラメータの全ての組合せについて、初期逆変換器ノード交流電圧一定なる条件の下で、直流系統の過渡応答を測定した。次に、これら試験結果に対して、特に交直変換装置

制御系に注目した応答特性解明と、故障除去から直流系統回復期間における3相交流電圧波形のフーリエ分析を試みた。

4.2.2 繰り返し転流失敗による異常振動様相

図4.5は、シミュレータ試験結果を連系点負荷量と故障種別をパラメータとした直流系統の応動特性として現象面からまとめたものである。ここでは、(a)安定運転継続、(b)周期的転流失敗、(c)継続的転流失敗、の3ケースに分類して示した。これら3ケースの代表的なオシロをそれぞれ図4.6(a), (b), (c)に示す。交流系統故障時の直流系統応動特性を概略的に説明すると次のようになる。

故障発生時の過渡的な電圧変化に関しては、故障地点の逆変換器母線からの電気の距離、故障種別等に応じて、逆変換器母線3相交流電圧の過渡波形が決定される。至近端故障に対しては、瞬時的な電圧低下に対する制御系の応答遅れにより故障直後の転流時点における転流失敗を回避することは不可能であり、故障期間において1回あるいは数回の転流失敗を生じる。パルス継続方式においては、故障期間も運転を継続し、故障除去後の交流電圧回復を検出した後速やかに直流

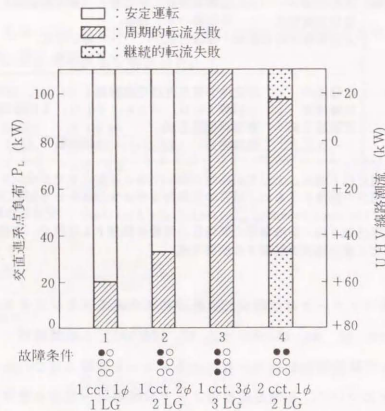


図4.5 直流系統の安定性に及ぼす故障種別、連系点負荷量の影響

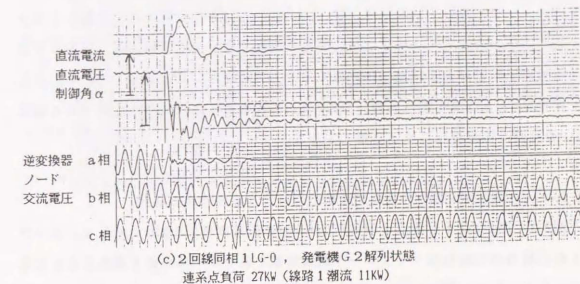
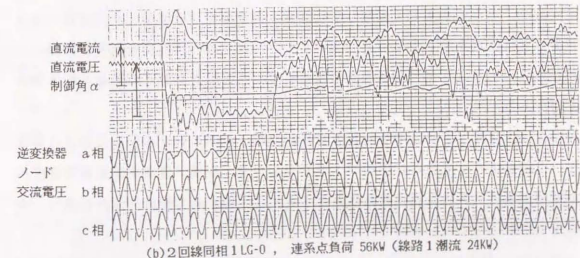
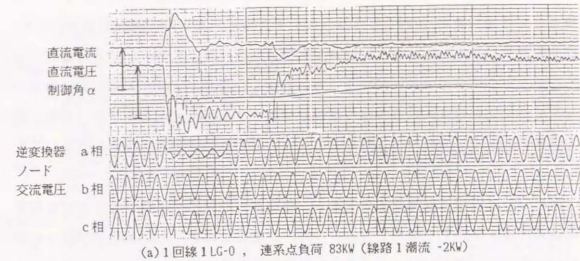


図4.6 交流系統故障時の直流系統応動特性シミュレータ試験結果

系統電圧・電流を立ち上げて行く¹⁾。図4.6(a), (b), (c)ではいずれも、 β シフト角としては浅い設定 (120°) となっているために、交流電圧回復後も3サイクル程度転流失敗を継続しており、正常な転流状態を回復した時点での直流電圧の立ち上がりやや急峻となっていることがわかる。なお、 β シフト角をより深く (90° に近く) とれば、転流失敗の継続は防止できるが、直流系統回復時の無効電力消費が大きくなるために、前章で論じた過渡的な電圧振動面からは望ましくない。

図4.6(a)は安定に直流系統が回復し、再閉路までの不平衡期間においても安定な直流送電を継続する場合である。一方、転流失敗により安定運転が制限されるケースとして、図4.6(b)に示すように故障除去後直流電圧は一旦定格付近まで回復するが、不平衡交流電圧に対して転流失敗が発生し、直流電圧が定格付近まで回復しては転流失敗を生じるというパターンを繰り返す周期的転流失敗様相と、図4.6(c)に示すように欠相状態を原因として転流失敗が継続する継続的転流失敗様相がある。

ここでは故障 (外乱) 発生直後の瞬時的な電圧低下に対する転流失敗とは異なり、上記のように直流系統回復時に繰り返し生じ、交流/直流系統過渡安定度への影響が極めて大きい転流失敗現象をまとめて、繰り返し転流失敗と定義し、本研究での解析対象とする。

図4.5は故障前の潮流状態、系統条件 (系統短絡容量) を同じくして比較した応答パターンであり、1回線故障では1LG, 2LG, 3LGの順に安定運転が厳しくなっていくことがわかる。このことは、交流系統過渡安定度と同様、直流系統の安定運転性能上も故障を1線故障に局限することが望ましいことを示している。また、1回線3LGと2回線1相 (同相) 2LGの場合を比較すると、不平衡故障である同相2LGの方が、安定運転性能上は厳しくなる。

4.2.3 交直変換装置の不平衡交流電圧に対する応動特性の解明

図4.7, 図4.8はそれぞれ1回線1LGおよび2回線同相2LG故障に対して、 β シフト無の場合の応動特性シミュレート試験結果を各バルブにかかる電圧とともに示したものであり、図4.8では故障除去後の期間IIにおいて直流系の回復とともに急激に余裕 (逆電圧期間) が減少し、転流失敗に至っている様子がわかる。また、

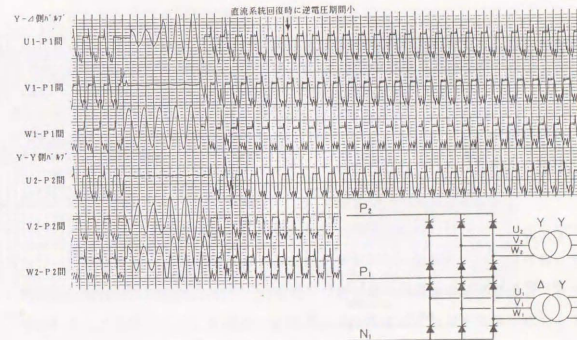
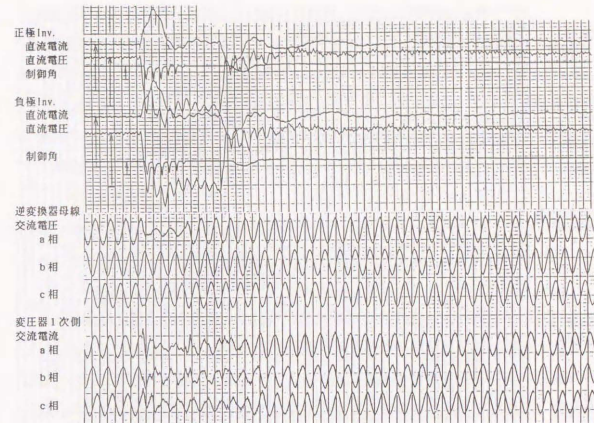


図4.7 交流系統故障時の応動特性シミュレート試験オシロ
1回線1LG故障, β シフト無
逆変換器有効電力 $P_{di}=40\text{kW}$, 連系点負荷 $P_L=93\text{kW}$

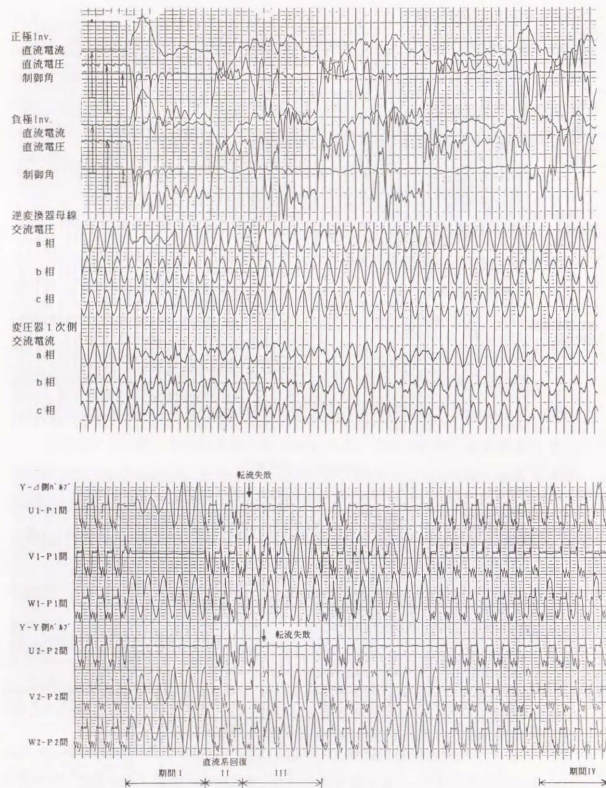


図4.8 交流系統故障時の応動特性シミュレータ試験オシロ
2回線同相1LG故障, β シフト無
逆変換器有効電力 $P_{di}=40\text{kW}$, 連系点負荷 $P_L=70\text{kW}$

図4.7においても転流失敗までは至っていないにもかかわらず、直流系統回復時の余裕角がかなり小さくなっている。

転流失敗を引き起こすこのような余裕角の減少は、以下の3つの要因によりもたらされる。

- (1) 転流電圧の低下 : パルス間の転流において、重なり角、すなわち転流期間中は、同時に流通している交流相電圧の差として定義される転流電圧により変化し、図4.2に例示したように、これが小さいほど長くなり、余裕角の減少をもたらす。
- (2) 交流電圧交点のずれ : 交流電圧位相ずれ、あるいは波形歪により交流電圧交点が進み方向にずれる場合、図4.2に例示したような逆電圧期間の低下、すなわち余裕角の減少をもたらす。
- (3) 実質的な制御角の変化 : 実質的な制御角の変化とは、各転流時点での実際の点弧パルス位相と演算された制御角指令値との間に誤差を生じるものである。変換装置制御系は基本的には3相平衡電圧を仮定して設計されており、例えば定余裕角制御への交流電圧入力としては正相分電圧を用いて、等間隔点弧パルスを発生している。このため、不平衡交流電圧に対しては実質的な制御角が転流時点毎に変化し、これが直接余裕角の変化をもたらす。

また、点弧角制御のための位相基準を作り出す同期回路は、過渡的な交流電圧位相変化に対して数十～数百ms程度の制御遅れを有しており、過渡的にはこれを原因とした実質的な制御角変化も存在する。

上記のうち、(3)の変換装置制御系の不平衡交流電圧入力に対する応動特性については、変換装置過渡特性を決定する極めて重要な要因であるにもかかわらず、従来ほとんど検討された例はない。

ここではまず、直流系統からみた交流系統を電圧源とみなした上で、図4.4に示した一般的な直流基本制御系を有する交直変換装置の応動特性について詳細に考察する。変換装置制御系は通常、直流電圧、直流電流、交流電圧(変換器ノード電圧)を入力信号として、定電圧、定電流、定余裕角制御信号を演算、出力している。図4.9は、交流線路故障時に、パルス継続方式を採用した逆変換装置の制御モードがどのように変化するかを示したものである。定常状態においては、逆変換装置は定電圧制御モードで運転されている。交流系統故障は、交流電圧低下として

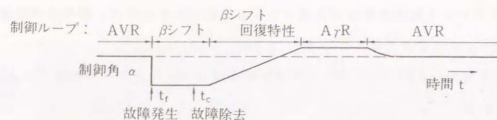


図4.9 交流系統故障時の逆変換装置制御モード

検出され、交流電圧が設定値 V_{00} 以下となると、通常120度程度のシフト角へとゲートシフトされる。その後故障除去により交流電圧が設定値 V_{00} 以上に回復すると、制御角 β をシフト角から、ある一定の時定数で回復させる。定電圧制御は故障期間中の直流電圧低下により上限値となっており、時定数が通常1sec程度と大きいために復帰に時間がかかり、 β シフト回復後は定余裕角制御モード運転となる。

定余裕角制御は、交流電圧 v_{ac} を制御入力としている。交流電圧の検出方式には、(a) 3 相交流電圧を 6 相整流する方式、(b) 3 相交流電圧を各相ごとに整流した後、その最小電圧を選択する方式などがある。逆変換装置における余裕角制御は、この検出電圧を基準として 3 相電圧が平衡しているものと仮定して、制御電圧（制御角指令値）を演算する。従って、例えば 3 相交流電圧各相間に位相ずれが存在する場合でも、これによる余裕角のばらつきを検出することが不可能である。すなわち、上記いずれの検出回路においても、不平衡電圧印加時に適切な余裕角を推定できないことがわかる。繰り返し転流失敗は故障除去後の定余裕角制御期間において、余裕角が最小となる転流時点で発生している。

さらに、位相制御回路にも同期電源として交流電圧を入力している。位相制御回路は、交流電圧の零点を検出し、これに基づいて PLL 回路により同期パルスが発生させており、交流電圧低下時には故障前と同じ間隔で点弧パルスを出力している。PLL 回路は、交流系の周波数変動を補償し、ステップ的な周波数変化に対しても数十～数百ms 以内には交流系統電圧に同期した位相基準信号を得る（言い換えれば、実質的な点弧角を制御電圧 E_c に一致させる）ことができる。しかしながら、3 相交流電圧の位相関係のずれに対しては、正相分電圧位相のみに追随しているにすぎない。

以上のように、変換装置制御系は交流電圧基本波の絶対値変動や周波数変動に

対しては、ほぼ時間遅れなしに実質的な余裕角を一定に保つ制御を行うことができるが、不平衡交流電圧に対しては、現状の制御系では適切な応答ができないことがわかる。

次に、3 相不平衡交流電圧をより細かく基本波電圧の絶対値アンバランスと位相ずれ、および高調波の含有率と重畳位相に分解し、これらの変換装置転流動作への影響を考える。このときの 3 相交流電圧は、相座標法において、直流分、基本波および各高調波成分の絶対値、位相に分解して次式で表現できる。

$$v_i(t) = \sqrt{2} V_{i1} \sum_{n=1}^{\infty} (V_{in}/V_{i1}) \sin \cdot n(\omega t + \theta_{in}) + V_{io}(t) \quad (4-1)$$

ここに、 $\{i | a, b, c\}$, n : 高調波次数

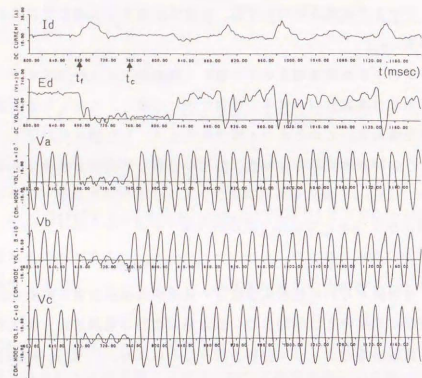
ここでは故障あるいは転流失敗直後の過渡的な高調波電圧振動を除き、繰り返し転流失敗が発生する故障除去後の直流系回復時の高調波成分に注目して、シミュレート試験結果のフーリエ分析を行うことにより、(4-1)式の各成分を求めることを考える。

図4.10(a), (b) はそれぞれ 1 回線 3LG、2 回線同相 2LG 故障時の直流電圧・電流と交流電圧波形をデジタルレコーダに記録・出力したものである。サンプリング周波数はいずれも 1kHz であり、基本周波数 50Hz に対して、理論的には 10 次までの高調波成分の分析が可能となる。

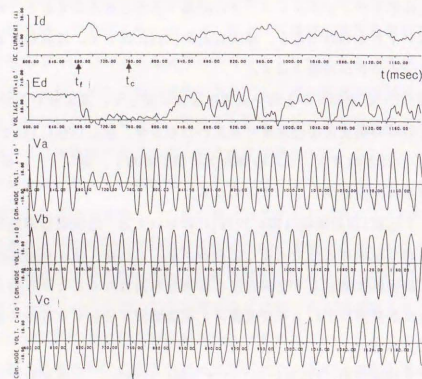
図4.10(a), (b) の各々の 3 相交流電圧波形に関して、基本波および低次（2, 3 次）高調波成分の時間変化を絶対値のみ求めたものが、図4.11(a), (b) である。図中時間軸上で t_f は故障発生、 t_c は故障除去時間を表わす。従って、 t_c 後 100～150ms 程度が直流系統回復期間ということになる。

まず、1 回線 3LG 故障時（図4.11(a)）においては、直流回復期間において、2 次高調波が支配的な成分であることがわかる。これは、オシロ波形からわかるように、3 相地絡故障により交流電圧に直流分が現われることが原因であり、変換装置の周波数変換作用により交流側に 2 次高調波が発生する理由を説明したものが図4.12 である。

一方、2 回線同相 1LG 故障に関しては（図4.11(b)）、回復期間において支配的となる高調波成分は 3 次高調波であり、これに対応して直流側電圧に 2 次の高調



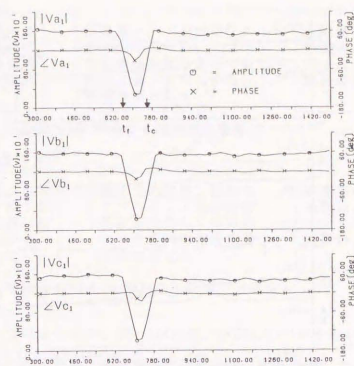
(a) 1回線3LG故障時
t_f:故障発生, t_c:故障除去



(b) 2回線同相1LG故障時

図4.10 交流系統故障時の応動波形(デジタルレコーダ)

基本波成分



高調波(第2,3次)成分

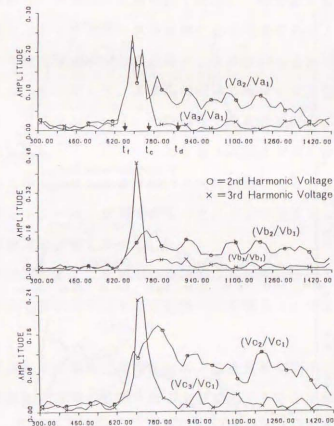


図4.11(a) 1回線3LG故障時の逆変換器母線電圧高調波成分の時間変化

基本波成分

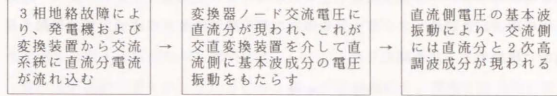
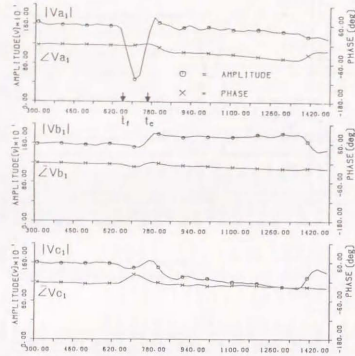


図4.12 1回線3LG故障時の2次高調波発生ループ

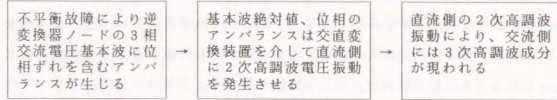


図4.13 2回線同相2LG故障時の3次高調波発生ループ

高調波（第2,3次）成分

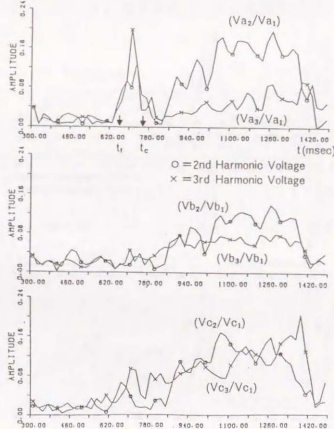


図4.11(b) 2回線同相1LG故障時の逆変換器母線電圧高調波成分の時間変化

波振動が現われていることが、図4.10(b)および図4.6(b)からもわかる。図4.13には不平衡故障時の交流側の3次高調波が現われる原因を説明した。図4.10(b)では直流電流にも2次高調波成分が明確に現われている。またこの場合、故障除去後には3次高調波以外の高調波は比較的速く減衰し、繰り返し転流失敗の発生時点直前の高調波成分としてはほぼ3次高調波のみを考慮すればよいことがわかる。

以上のように2次高調波が交流系故障による過渡的な直流分電流の発生が原因であると考えられるのに対して、3次高調波は故障後の交流電圧基本波成分の不平衡性を原因として発生している。一般には交流変換装置の不平衡運転にともない、交流側には3, 5, 7, ... 次といった奇数次高調波が発生するが、主要高調波成分は実験的にも明らかにしたように、3次高調波である。5次以上の高次高調波は、変換装置が12パルス構成であること、および交流フィルタの効果を考えると実質的には無視して差し支えない。

以上の実験的知見を基に、次節では交流電圧基本波成分の不平衡性により発生する高調波成分の定量的解析とその余裕角への影響について検討する。

4.3 直流系統転流失敗の主要要因分析と転流失敗判別手法の開発

ここでは、直流系回復時の転流失敗の主要要因である不平衡運転にともなう余裕角のばらつきを定量的に解析するために高調波潮流計算を実施し、不平衡交流電圧の余裕角への影響評価を行った。さらに、この結果に基づいて大規模交流／

直流系統の効率的な過渡安定度解析を目的として、実効値シミュレーション手法（電中研安定度解析プログラム）において不平衡電圧に伴う直流系潮流失敗を等価的に模擬する手法を開発した。

4.3.1 不平衡交流電圧の余角角への影響評価

図4.3のような典型的な交流／直流系統構成において、交流－直流系統間の相互作用に注目した機能モデルを示したものが図4.14である。図4.14では、基本的に、直流系統からみた交流系統を電圧源、交流系統からみた直流系統を電流源として扱っており、その相互作用は次のように説明できる。

変換器ノード交流電圧が故障外乱等として高調波を含む不平衡電圧となると、直流基本制御系、位相制御回路（APPS）および変換器ブリッジは、波形歪を含む交流電圧を入力として動作する。交直変換装置では交流側、直流側の電圧、電流の間に周波数変換が生じ、交流側 n 次高調波電圧入力に対して、直流側電圧、電流には $n \pm 1$ 次の高調波成分が現れる。一方、直流電流変動は逆に、変換装置を介して $[n \pm 1]$ の周波数変換作用を持つ高調波電流源として交流電流を変化させ、 $n \pm 1$ 次の直流側高調波電流変動は、 $n, n \pm 2$ 次の交流電流高調波成分をもたらす。従って、基本波アンバランスを原因として、最終的には交流側電圧に奇数次高調波が発生することになる。交流系統にはさらに、不平衡運転にともなう同期機等より発生する直流量、高調波成分も存在する。交流ネットワークは、一般には、高調波成分に対しても線形要素として取り扱われるが、不平衡解析にあたっては特に零相回路構成、定数に注意する必要がある。さらに、過渡動揺時には調相容量、交流フィルタと交流線路インピーダンスによる交流系

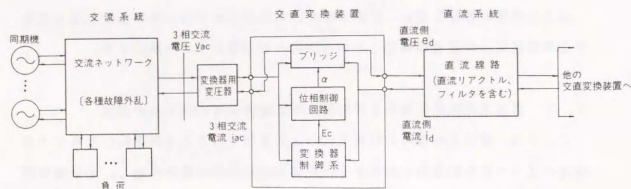


図4.14 交流／直流系統の相互作用に関する機能モデル

統固有の振動モードの重畳もある。ただしこのような共振モードに関しては、交流系統に低次（2,3次）高調波領域での共振条件が存在しない限り、一般には極めて速く（数十ms以内には）減衰する。

交直連系系統のダイナミクスには以上のような振動成分、要因が複合的に関係しており、実際の変換器ノード交流電圧の波形歪を詳細に解析することは、対象とする系統モデルのパラメータ同定も含めてかなり難しい問題である。以下では、直流系統回復時の交流電圧高調波成分が、主に不平衡運転に起因する3次高調波であるという実験的な知見に基づき、交流／直流系統に関する高調波潮流計算を行い、不平衡電圧の余角角への影響を検討した。

(1) 高調波潮流計算手法

交流／直流系統の高調波解析に関しては、現在までにいくつかの論文が発表されているが、最も詳細には、交直変換装置（主回路ブリッジ、制御系）、直流ネットワーク、3相交流ネットワークモデルを構築し、これらの動特性を表現する連立微分方程式に関して時間シミュレーションを行い、その電圧・電流波形定常解として高調波分布を求める手法が採用されている^{24,36}。最終的には定常解に対するフーリエ（Fourier）分析を行うことにより、各高調波成分を求めることができる。この手法では、交直変換装置についてスイッチング（潮流動作）にともなう断続回路表現が用いられ、交流系統側と直流系統側の微分方程式をスイッチング間隔毎に連立させて解く必要があるために、大規模交流／直流系統を対象とした解析は困難となる。ただし、この手法は3相瞬時値シミュレーション解析手法であり、系統故障を含むあらゆる系統状態が解析可能である。

これに対して、定常状態を対象とした高調波潮流計算としては、変換器ノードにおいて交流系と直流系を分離し、これより見込んだ交流側を電圧源、直流側を電流源と仮定することにより、交流系統方程式と直流系統方程式とを交互に収束するまで繰り返して解く手法が効率的となる^{93,99,102}。これは、電流型交直変換装置を有するシステムの解析に一般に用いられている手法である。この解法を基本として、本研究で作成した高調波解析プログラムの手順を以下に説明する。

(i) 変換器ノードより見込んだ交流系統の等価インピーダンス表現（あるいは周波数特性）を与える。このとき少なくとも解析対象とする周波数領域までは対象システムとの等価性が保存されたモデルとする。一方、直流側について

は、直流線路、制御系を含む直流系統の電圧-電流間の伝達関数特性（周波数特性）を予め求めておく。

- (ii) 交流系統内に背後電圧源を仮定し、これと初期直流電流波形を境界条件として、転流動作解析により、直流側電圧波形を求める。これをフーリエ分析し、直流側電圧の各周波数成分を求めれば、先の直流系統周波数特性より直流電流各周波数成分が計算でき、これらの合成として新しい直流電流波形を得る。
- (iii) 次に、(ii)で求めた直流側電流波形を境界条件として再び転流動作解析を行い、交流電流波形を求める。この交流電流波形をフーリエ分析し、得られた各周波数成分を注入電流として交流系統に注入すれば、変換器ノード交流電圧の各周波数成分と、これらの合成として新しい交流電圧波形を得る。
- (iv) 以上の手順を変換器ノード交流電圧の各周波数成分が収斂するまで繰り返す。

本節での解析対象モデル系統を図4.15に示す。図4.15は、ここでの解析目的を考慮し、以下のような考え方に基づきモデリングを行ったものである。

(a) 変換器母線より見た系統ネットワークおよびフィルタ、調相設備の周波数特性については、3次以下の低次高調波成分に注目することから、簡単な短絡インピーダンス模擬とした。これは、近傍に他の高調波発生源、あるいは周波数変換要素が存在しない場合の変換器ノードより見込んだ交流系統特性を要素子モデルにより線形表現したものである。

(b) 各転流時点での余裕角を計算する必要がある逆変換装置は、3相交流電圧瞬時値と直流側電流を与えて、転流動作を詳細模擬できるモデルを用いる。また、

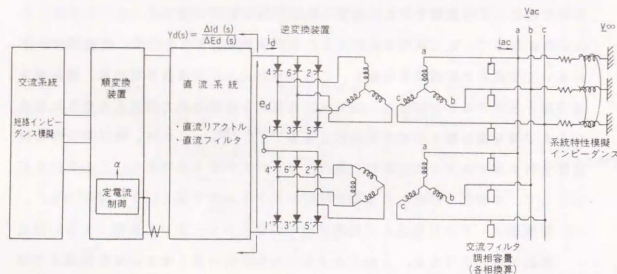


図4.15 高調波潮流計算のための交流/直流系統モデル

直流側モデルについては、図4.16に示すような逆変換装置直流側端子より見込んだ直流電圧-直流電流間の周波数応答特性により表現する。この周波数特性は順変換装置側交流電圧を一定とし、制御系も考慮して求めたものである。これにより直流電圧の各高調波成分を入力として直流電流高調波成分が求められ、これらの合成として直流電流波形を得る。

収束計算解法としては、いわゆる逐次代入法を用いているが、ここでの解析目的に対しては十分の収斂特性を有している。以上の解析手法の具体的なフローチャートを図4.17に示す。図4.17において、転流動作解析はサブルーチン化されており、交流電圧および直流電流の瞬時値波形を境界条件として、各転流時点での重なり角を求めるとともに、交流電圧交点の位相を演算して、転流時点毎の余裕角を算出している。

(2) 転流動作解析による余裕角の算定と直流電圧高調波成分分析

3相交流電圧、直流側電流が与えられた場合の直流側電圧高調波は、以下のように求められる。

まず、各相交流電圧を、直流分は考慮しないこととして次式で表現する。

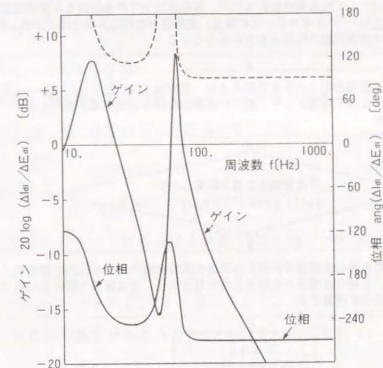


図4.16 逆変換装置直流側端子より見込んだ直流電圧-直流電流間の周波数特性 $G(j\omega) = \Delta I_d(j\omega) / \Delta E_d(j\omega)$

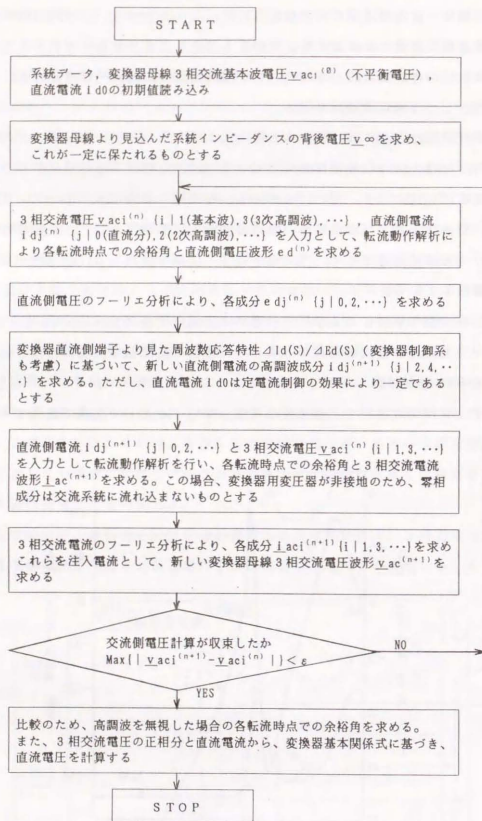


図4.17 高調波潮流計算フローチャート

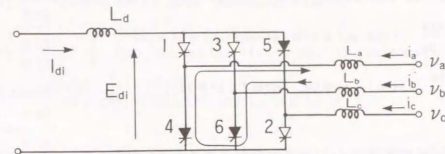


図4.18 6パルスブリッジの転流動作 (パルス4→6への転流時)

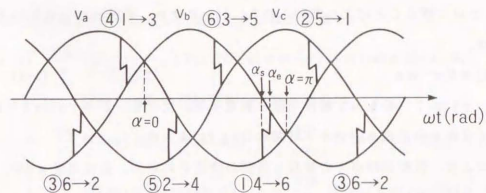


図4.19 逆変換器の動作と転流期間 (6パルスブリッジ分)

$$v_i(\omega t) = \sqrt{2} \sum_{m=1}^{\infty} V_{im} \sin m(\omega t + \phi_{im}) \quad (4-2)$$

ここに、 ($i|a, b, c$)

図4.18に示すように転流時の循環電流を i_t 、各相の転流インダクタンスを L_{ci} として、 i 相から j 相への転流時には次式が成り立つ。

$$(L_{ci} + L_{cj}) \frac{di_t}{dt} = v_j - v_i \quad (4-3)$$

ここに、 ($i, j|a, b, c$), $i \neq j$

従って、図4.19に示すように転流開始時点(j 相点弧パルスON時点)を $\omega t = \alpha_s$ (等間隔パルス方式では $\pi/3$ の等間隔時点となる)、転流終了時点(i 相サイリスタOFF時点)を $\omega t = \alpha_o$ とすれば、(4-3)式について、 $i_t(\alpha_s) = 0$, $i_t(\alpha_o) = i_d$ (直流側電流)なる境界条件が与えられ、(4-3)式より次式を得る。

$$i_d = \frac{1}{X_{ci} + X_{cj}} \int_{\alpha_s}^{\alpha_o} [v_j(\omega t) - v_i(\omega t)] d(\omega t) \quad (4-4)$$

ただし、 $X_{ci} + X_{cj} = \omega o(L_{ci} + L_{cj})$

(4-4)式に(4-2)式を代入すれば、転流終了時点 αe は、次式の解として得られる。

$$\sum_{m=1}^{\infty} \left[\frac{V_{jm}}{m} \{ \cos m(\alpha s + \phi_{jm}) - \cos m(\alpha e + \phi_{jm}) \} - \frac{V_{im}}{m} \{ \cos m(\alpha s + \phi_{im}) - \cos m(\alpha e + \phi_{im}) \} \right] - \frac{1}{\sqrt{2}} \{ X_{ci} + X_{cj} \} i d = 0 \quad (4-5)$$

一方、交流電圧の交点 θp (逆電圧期間の終了時点)は、 $v_i = v_j$ として与えられ、

$$\sum_{m=1}^{\infty} \{ V_{im} \sin m(\theta p + \phi_{im}) - V_{jm} \sin m(\theta p + \phi_{jm}) \} = 0 \quad (4-6)$$

を θp について解くことにより求められる。以上により、各転流時点における余裕角 γ_{ij} は、

$$\gamma_{ij} = \theta p - \alpha e \quad (4-7)$$

となり、 $\gamma_{ij} < 7^\circ$ をもって転流失敗と判定する。ただし、この $\gamma_{\min} = 7^\circ$ は大容量サイリスタの平均ターンオフ時間約350 μ sによった。

以上により、各転流時点での重なり期間が決定されれば、直流電圧 e_d を、

$$e_d = \frac{e_{d0}}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} (e_{an} \cos n\omega t + e_{bn} \sin n\omega t) \quad (4-8)$$

ここに、

$$e_{an} = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \cos(n\omega t) d(\omega t) \quad (n=0, 1, 2, \dots) \quad (4-9)$$

$$e_{bn} = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(\omega t) \sin(n\omega t) d(\omega t) \quad (n=1, 2, \dots)$$

において、各高調波成分を次のように求めることができる。

いま、交流系統には奇数次高調波のみを考慮することとすれば、直流電圧波形は周期 π の関数として定義できる。図4.19における①～③の3回の転流時点において、転流動作の開始、終了時点をそれぞれ $(\alpha s1, \alpha e1)$ 、 $(\alpha s2 = \alpha s1 + \pi/3, \alpha e2)$ 、 $(\alpha s3 = \alpha s1 + 2\pi/3, \alpha e3)$ とおき、直流電圧を $[\alpha s1 - \pi/6, \alpha s1 + 5\pi/6]$ の区間で定義すれば、(4-9)式の e_{an} は、

$$e_{an} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \left[\int_{\alpha s1 - \pi/6}^{\alpha s1} \{ v_c(\omega t) - v_a(\omega t) \} \cos(n\omega t) d(\omega t) + \int_{\alpha s1}^{\alpha e1} \{ v_c(\omega t) - \frac{1}{2} (v_a(\omega t) + v_b(\omega t)) \} \cos(n\omega t) d(\omega t) \right]$$

$$\begin{aligned} & + \int_{\alpha e1}^{\alpha s2} \{ v_c(\omega t) - v_b(\omega t) \} \cos(n\omega t) d(\omega t) \\ & + \int_{\alpha s2}^{\alpha e2} \left\{ -\frac{1}{2} (v_c(\omega t) + v_a(\omega t)) - v_b(\omega t) \right\} \cos(n\omega t) d(\omega t) \\ & + \int_{\alpha e2}^{\alpha s3} \{ v_a(\omega t) - v_b(\omega t) \} \cos(n\omega t) d(\omega t) \\ & + \int_{\alpha s3}^{\alpha e3} \left\{ v_a(\omega t) - \frac{1}{2} (v_b(\omega t) + v_c(\omega t)) \right\} \cos(n\omega t) d(\omega t) \\ & + \int_{\alpha e3}^{\alpha s1 + \pi/6} \left\{ v_a(\omega t) - v_c(\omega t) \right\} \cos(n\omega t) d(\omega t) \end{aligned} \quad (4-10)$$

(4-10)式に(4-2)式を代入し、整理すれば次式を得る。

$$\begin{aligned} e_{an} = & \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{1 - (n/m)^2} [V_{cm} \{ CC_{cm}(\alpha s1 - \pi/6) + SS_{cm}(\alpha s1 - \pi/6) \} \\ & - V_{am} \{ CC_{am}(\alpha s1 - \pi/6) + SS_{am}(\alpha s1 - \pi/6) \} \\ & + \frac{V_{am}}{2} \{ CC_{am}(\alpha s1) + SS_{am}(\alpha s1) \} - \frac{V_{bm}}{2} \{ CC_{bm}(\alpha s1) + SS_{bm}(\alpha s1) \} \\ & + \frac{V_{am}}{2} \{ CC_{am}(\alpha e1) + SS_{am}(\alpha e1) \} - \frac{V_{bm}}{2} \{ CC_{bm}(\alpha e1) + SS_{bm}(\alpha e1) \} \\ & + \frac{V_{am}}{2} \{ CC_{am}(\alpha s2) + SS_{am}(\alpha s2) \} - \frac{V_{cm}}{2} \{ CC_{cm}(\alpha s2) + SS_{cm}(\alpha s2) \} \\ & + \frac{V_{am}}{2} \{ CC_{am}(\alpha e2) + SS_{am}(\alpha e2) \} - \frac{V_{cm}}{2} \{ CC_{cm}(\alpha e2) + SS_{cm}(\alpha e2) \} \\ & + \frac{V_{bm}}{2} \{ CC_{bm}(\alpha s3) + SS_{bm}(\alpha s3) \} - \frac{V_{cm}}{2} \{ CC_{cm}(\alpha s3) + SS_{cm}(\alpha s3) \} \\ & + \frac{V_{bm}}{2} \{ CC_{bm}(\alpha e3) + SS_{bm}(\alpha e3) \} - \frac{V_{cm}}{2} \{ CC_{cm}(\alpha e3) + SS_{cm}(\alpha e3) \} \\ & - V_{am} \{ CC_{am}(\alpha s1 + 5\pi/6) + SS_{am}(\alpha s1 + 5\pi/6) \} \\ & + V_{cm} \{ CC_{cm}(\alpha s1 + 5\pi/6) + SS_{cm}(\alpha s1 + 5\pi/6) \}] \end{aligned} \quad (4-11)$$

ここに、

$$\begin{aligned} CC_{im}(\theta k) &= \frac{1}{m} \cos m(\theta k + \phi_{im}) \cdot \cos(n\theta k) \\ SS_{im}(\theta k) &= \frac{n}{m^2} \sin m(\theta k + \phi_{im}) \cdot \sin(n\theta k) \\ \{ i | a, b, c \} \end{aligned}$$

このとき、交直変換装置が $n \pm 1$ の周波数変換作用を持つことを考えれば、(4-11)式において $m = n \pm 1$ とすればよいことになる。 e_{bn} についても、 e_{an} と同様にして、次式により求められる。

$$e_{bn} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \sum_{m=1-(n/m)^2} \frac{1}{m} [V_{cm} \{C_{Scm}(\alpha s1 - \pi/6) - S_{Ccm}(\alpha s1 - \pi/6)\} \\ - V_{am} \{C_{Sam}(\alpha s1 - \pi/6) - S_{Cam}(\alpha s1 - \pi/6)\} \\ + \frac{V_{am}}{2} \{C_{Sam}(\alpha s1) - S_{Cam}(\alpha s1)\} - \frac{V_{bm}}{2} \{C_{Sbm}(\alpha s1) - S_{Cbm}(\alpha s1)\} \\ + \frac{V_{am}}{2} \{C_{Sam}(\alpha e1) - S_{Cam}(\alpha e1)\} - \frac{V_{bm}}{2} \{C_{Sbm}(\alpha e1) - S_{Cbm}(\alpha e1)\} \\ + \frac{V_{am}}{2} \{C_{Sam}(\alpha s2) - S_{Cam}(\alpha s2)\} - \frac{V_{cm}}{2} \{C_{Scm}(\alpha s2) - S_{Ccm}(\alpha s2)\} \\ + \frac{V_{am}}{2} \{C_{Sam}(\alpha e2) - S_{Cam}(\alpha e2)\} - \frac{V_{cm}}{2} \{C_{Scm}(\alpha e2) - S_{Ccm}(\alpha e2)\} \\ + \frac{V_{bm}}{2} \{C_{Sbm}(\alpha s3) - S_{Cbm}(\alpha s3)\} - \frac{V_{cm}}{2} \{C_{Scm}(\alpha s3) - S_{Ccm}(\alpha s3)\} \\ + \frac{V_{bm}}{2} \{C_{Sbm}(\alpha e3) - S_{Cbm}(\alpha e3)\} - \frac{V_{cm}}{2} \{C_{Scm}(\alpha e3) - S_{Ccm}(\alpha e3)\} \\ - V_{am} \{C_{Sam}(\alpha s1 + 5\pi/6) - S_{Cam}(\alpha s1 + 5\pi/6)\} \\ + V_{cm} \{C_{Scm}(\alpha s1 + 5\pi/6) - S_{Ccm}(\alpha s1 + 5\pi/6)\}] \quad (4-12)$$

ここに、

$$C_{Sim}(\theta k) = \frac{1}{m} \cos m(\theta k + \phi_{im}) \cdot \sin(n\theta k)$$

$$S_{Sim}(\theta k) = \frac{n}{m^2} \sin m(\theta k + \phi_{im}) \cdot \cos(n\theta k)$$

各相電圧高調波成分 V_{im} を pu 値表現しておけば、(4-8)式に示した直流側電圧の n 次高調波成分は、次式で与えられることになる。

$$e_{dn} = \sqrt{(e_{an}^2 + e_{bn}^2)} \cdot \sin n(\omega t + \tan^{-1}(e_{an}/e_{bn})) \quad (4-13)$$

(3) 転流動作解析による交流電流高調波成分分析

次に、3 相交流電圧、直流側電流を境界条件とした交流電流高調波成分の導出について考える。直流側電流が、上記(4-13)式の直流電圧各高調波成分を入力として、直流系統の周波数応答特性より、

$$i_d(\omega t) = I_d + \sum_m I_{dm} \sin m(\omega t + \phi_{dm}) \quad (4-14)$$

と表わされることから、転流時の循環電流を i_t ((4-3)式)として、期間 $[0, 2\pi]$ で定義される a 相交流電流のフーリエ係数 i_{aan} は次式で与えられる。

$$i_{aan} = \frac{1}{\pi} \left[\int \frac{\alpha e_2}{\alpha s_2} i_c(\omega t) \cos(n\omega t) d(\omega t) \right. \\ + \int \frac{\alpha s_4}{\alpha e_2} i_d(\omega t) \cos(n\omega t) d(\omega t) \\ + \int \frac{\alpha e_4}{\alpha s_4} \{i_d(\omega t) - i_c(\omega t)\} \cos(n\omega t) d(\omega t) \\ - \int \frac{\alpha e_5}{\alpha s_5} i_c(\omega t) \cos(n\omega t) d(\omega t) - \int \frac{\alpha s_1}{\alpha e_5} i_d(\omega t) \cos(n\omega t) d(\omega t) \\ \left. + \int \frac{\alpha e_1}{\alpha s_1} \{-i_d(\omega t) + i_c(\omega t)\} \cos(n\omega t) d(\omega t) \right] \quad (4-15)$$

i_{abn} も同様に与えられる。

(4-16)式を厳密に計算するためには、まず i_t について(4-3)式を解析的に解く必要があり、かなり煩雑となる。従って、本手法では簡単のために、重なり期間の直流電流を直線近似した。直線近似を用いても計算誤差が小さいことはすでに明らかとなっており、この仮定に基づいて(4-15)式を解析的に解くと、次式を得る。

$$i_{aan} = \frac{1}{\pi} \left[\frac{I_d}{n} \{ \sin(n\alpha s_4) - \sin(n\alpha e_2) - \sin(n\alpha s_1) + \sin(n\alpha e_5) \} \right. \\ + \sum_{m=1-(n/m)^2} \frac{I_{dm}}{1-(n/m)^2} \{ CC_m(\alpha e_2) - CC_m(\alpha s_4) - SS_m(\alpha s_4) + SS_m(\alpha e_2) \\ - CC_m(\alpha e_5) + CC_m(\alpha s_1) + SS_m(\alpha s_1) - SS_m(\alpha e_5) \} \\ + I_d \{ \frac{1}{n} \sin(n\alpha e_2) + \frac{1}{n^2} \frac{1}{\alpha e_2 - \alpha s_2} (\cos(n\alpha e_2) - \cos(n\alpha s_2)) \\ - \frac{1}{n} \sin(n\alpha e_4) - \frac{1}{n^2} \frac{1}{\alpha e_4 - \alpha s_4} (\cos(n\alpha e_4) - \cos(n\alpha s_4)) \\ - \frac{1}{n} \sin(n\alpha e_5) - \frac{1}{n^2} \frac{1}{\alpha e_5 - \alpha s_5} (\cos(n\alpha e_5) - \cos(n\alpha s_5)) \\ \left. + \frac{1}{n} \sin(n\alpha e_1) + \frac{1}{n^2} \frac{1}{\alpha e_1 - \alpha s_1} (\cos(n\alpha e_1) - \cos(n\alpha s_1)) \right\} \quad (4-16)$$

ここに、

$$CCm(\theta k) = \frac{1}{m} \cos m(\theta k + \phi dm) \cdot \cos(n\theta k)$$

$$SSm(\theta k) = \frac{n}{m} \sin m(\theta k + \phi dm) \cdot \sin(n\theta k)$$

i abn、さらには b 相、c 相電流高調波フーリエ係数(i ban, i bbn), (i can, i cbn) も同様に求められる。また、a 相交流電流高調波成分は最終的に(4-13)式と同様、i aanと i abnの合成波形として得られる。

これら各高調波成分を注入電流として交流系統に入力することにより、次のステップの変換器ノード交流電圧各高調波成分が求められる。

(4) 高調波解析条件

変換装置には、通常、交流電圧低下あるいは転流失敗の発生を検出して、時間遅れ無しに制御角をシフトし、正常な転流状態を回復させるβシフト制御が組み込まれている。シフト角としては、通常、α=120° (β=60°) 程度が採用されており、交流系統故障除去後の直流系統回復時には、逆変換装置制御角αは120°からある時定数をもって漸次増大して行くことになる。

βシフト採用時の直流系回復期間において、最も高調波成分が大きくなる運転状態は、逆変換装置シフト角に対して、転流可能な最大不平衡交流電圧を印加した場合である。

従って、不平衡運転にともなう高調波発生量は、α=120°で転流可能な不平衡交流電圧を持って限界値とし、この範囲内での余裕角への影響を調べればよいことになる。ただし、逐次代入法を用いたことによる解析手法からの制約として、収束性の問題があり、最小余裕角(7°)を与える以前の不平衡交流電圧に対して、高調波潮流計算が収束しなくなることがある。

以上のことから、高調波潮流計算にあたって次のような解析条件を設定した。

(a) 逆変換装置のαを120°に固定し、このαに対して転流可能であり、かつ高調波潮流計算が収束する限界内での不平衡3相交流電圧を与えた場合の余裕角を求める。最小余裕角の低下をもたらす交流電圧の基本波不平衡パターンとしては、基本的には、交流電圧の絶対値低下と位相進み(交流電圧位相の進相方向へのずれによる実質的な制御角αの増加)の組合せとなり、これを表4.2にまとめる。

表4.2 余裕角低下をもたらす交流電圧不平衡条件(不平衡パターン)

不平衡条件	ケース番号	交流相電圧絶対値			交流相電圧位相		
		Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
絶対値1相低下	1-1	低下					
絶対値2相低下	2-1 2-2	低下大 低下小	低下小 低下大				
位相 1相進み	3-1				進み		
位相 2相進み	4-1 4-2				進み大 進み小	進み小 進み大	
絶対値1相低下 位相 1相進み	5-1 5-2 5-3	低下		低下	進み 進み 進み		
絶対値2相低下 位相 1相進み	6-1 6-2 6-3 6-4 6-5 6-6	低下大 低下小 低下大 低下小 低下大 低下小	低下小 低下大 低下大 低下小 低下小 低下大		進み 進み 進み 進み 進み 進み		進み 進み
絶対値1相低下 位相 2相進み	7-1 7-2 7-3 7-4 7-5 7-6	低下 低下	低下	低下	進み大 進み大 進み大 進み小 進み小 進み小	進み小 進み小 進み小 進み大 進み大 進み大	
絶対値2相低下 位相 2相進み	8-1 8-2 . . . 8-11 8-12	低下大 低下小 . . . 低下小 低下大	低下小 低下大 . . . 低下大 低下小	. . . 低下大 低下小	進み大 進み大 . 進み小 進み小	進み小 進み小 . 進み大 進み大	

なお、3相全ての絶対値低下、あるいは位相進みの場合には、不平衡率としては小さくなるために、解析ケースからは除外できる。

具体的には、表4.2のケース1から8の各々のケースにおいて、ケース内で潮流計算が最も収束しにくくなるパターン(例えば、ケース6内ではパターン6-4となる)に関して、収束可能な最大不平衡率を与え、比較のためにこの不平衡率を固定して、ケース内の他のパターンの潮流計算を行う。

ここでは、潮流計算手法の収束特性改善については検討の対象とはしないが、基本的なアルゴリズムによる収束可能領域は、図4.15のモデル系統に対して、最

小余裕角でみては $15^{\circ} \sim 20^{\circ}$ の範囲内にある。

(b) 図4.15モデル系統の定数については、容量300 MW、直流電圧250kVクラスの直流連系系統における標準的な設計値を採用した。これにより、逆変換装置の定格運転状態は、交流側線間電圧基準pu値で交流相電圧0.817(pu)、直流電流0.88(pu)であり、制御角 $\alpha=138^{\circ}$ に対して直流電圧1.14(pu)を与えるものとする。

(5) 高調波成分の余裕角への影響評価

表4.2に示した全パターンに関する高調波潮流計算を行い、代表ケースについてのみ計算結果をまとめたものが表4.3である。その他のケースに関しても基本的にはケース1～4の組合せとして、表4.2のパターン表から、どの転流時点の余裕角が最小となるかが、ほぼ推定可能である。このことは、ある相の電圧絶対値低下、位相進みに対する各転流時点の余裕角への影響が、基本ケースの組合せとして推定可能な感度パターンを持つことを意味している。

不平衡電圧の余裕角への一般的な影響に関しては、まず、単純なケース1、3に関して、次のことが明らかとなった。

(i) 交流電圧a相の絶対値低下(ケース1)に対して余裕角が最小となるのは、 γ_{ab} 、すなわちa相からb相への転流時点である。これは、b相あるいはc相の1相低下に対しても同様の相順関係で余裕角最小となる転流時点が決定され、それぞれ γ_{bc} 、 γ_{ca} が最小余裕角を与える。

(ii) 交流電圧のa相進み(ケース3)に対しては、 γ_{ab} と γ_{ca} が最小余裕角を与える。すなわち、進んだ相に係する転流時点において余裕角最小となる。

以上の絶対値1相低下と位相1相進みによる最小余裕角の変化を大きな感度係数として比較すると、絶対値の50%低下と位相の 30° 進みがほぼ同程度の余裕角の低下をもたらすことがわかる。

さらに、ケース2、4の絶対値2相低下、および位相2相進みの場合には、それぞれ、

(iii) 絶対値2相低下(ケース2)に対しても、低下率の大きい相によって、1相低下と同じ相順関係で最小余裕角が決定される。すなわち、a、b相低下のケースでは、a相が大きく低下する場合には γ_{ab} が、一方、b相が大きく低下する場合には γ_{bc} が最小となる。

(iv) 位相2相進み(ケース4)については、進みの大小関係によらず進み相に

表4.3 高調波潮流計算による各転流時点での余裕角計算結果(代表ケース)
— $\alpha=120^{\circ}$ に対して転流可能な最大不平衡率[交流相電圧絶対値、位相]を与えた場合の潮流計算結果—

ケース 番号	交流基本波電圧(pu)*1			交流3次高調波電圧(pu)*2			直流側2 次高調波 電流Idc2			余裕角(deg)		
	Va(ang/a)	Vb(ang/b)	Vc(ang/c)	Va3(ang/a3)	Vb3(ang/b3)	Vc3(ang/c3)	Idc2	Idc2	Idc2	γ_{ab}	γ_{ca}	γ_{bc}
1-1	-.362(6.5)	.857(-121)	.786(118)	.041(-7.0)	.128(-56.)	-.097(-8.9)	.095	.095	.095	23.	53.	41.
2-1	.465(1.9)	.678(-119)	.816(118)	.062(2.3)	.101(-52.)	.045(15.)	.061	.061	.061	33.	51.	36.
2-2	.644(-2.5)	.470(-117)	.846(120)	.086(8.6)	.035(-39.)	.063(-58.)	.065	.065	.065	47.	45.	27.
3-1	.828(28.)	.800(-120)	.828(121)	.111(-50.)	.026(28.)	.098(6.2)	.061	.061	.061	25.	25.	41.
4-1	.838(24.)	.815(-108)	.805(121)	.055(-47.)	.037(58.)	.082(7.6)	.051	.051	.051	19.	28.	33.
4-2	.809(14.)	.842(-97.)	.802(118)	.040(1.1)	.098(-34.)	.059(10.)	.059	.059	.059	17.	36.	30.
5-1	.511(23.)	.831(-122)	.790(120)	.050(-43.)	.062(58.)	.098(6.7)	.079	.079	.079	23.	41.	41.
5-3	.812(12.)	.813(-119)	.895(120)	.109(-52.)	.046(15.)	.067(2.4)	.068	.068	.068	33.	28.	47.
6-4	.622(-2.5)	.501(-107)	.846(120)	.154(6.4)	.126(-46.)	.040(55.)	.079	.079	.079	33.	44.	19.
6-5	.465(-0.3)	.664(-118)	.828(128)	.081(6.3)	.087(-50.)	.016(32.)	.048	.048	.048	33.	44.	28.
7-5	.806(7.8)	.564(-103)	.835(120)	.057(8.0)	.027(-42.)	.037(-59.)	.042	.042	.042	37.	37.	26.
7-6	.824(8.9)	.811(-105)	.850(121)	.032(-48.)	.012(46.)	.038(5.8)	.028	.028	.028	29.	33.	36.
8-2	.836(15.)	.501(-109)	.827(119)	.075(8.9)	.066(-51.)	.010(-54.)	.028	.028	.028	28.	37.	23.
8-9	.670(15.)	.808(-112)	.845(121)	.066(-48.)	.025(55.)	.084(7.2)	.049	.049	.049	23.	32.	38.

*1) 逆変換装置交流相電圧の基本波成分ピーク値を逆変換装置2次側における線間電圧基準のpu値で表示。
 従って、定格(平衡時)運転状態における相電圧pu値は、 $V_{p(L-G)} = V_{a(L-L)} \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3} = 0.817(pu)$ となる。
 また、位相についてはa相電圧を基準とし、平衡時には $\text{ang}(V_a) = 0^{\circ}$ と仮定する。

*2) 逆変換装置交流相電圧の3次高調波成分を基本波に同じ基準電圧、基準位相に対するpu値、角度(deg)で表示。

関係する相間の転流時点では余裕角最小となる。例えば、a、b 相進みであれば γ_{ab} が最小となる。

以下、ケース 5～8 に関しても、最小余裕角を与える転流時点は、以下のケース 1～4 の組合せとして、ほぼ推定可能である。しかしながら、例えばケース 5-2 のように絶対値低下では γ_{bc} が、位相進みでは γ_{ab} と γ_{ca} が小さくなり、不平衡電圧による余裕角変化が全体的に平均化するようなパターンでは、最小余裕角を与える転流時点は絶対値低下と位相進みの大きさ関係により決定されることになる。このときの最小値推定には、絶対値 50% 低下と位相角 30° 進みがほぼ同じ余裕角の低下を与えるという感度係数が利用できる。

なお、先の図 4.8 の応動特性オシロには、各バルブ電圧もあわせて示したが、これより 2 回線同相 2LG 故障に対しては、故障回復期間において c 相から a 相への転流時点で転流失敗が発生している。これは、 γ_{ca} が最小となっていることを意味する。すなわち、図 4.11(b) に示したように、この故障様相では c 相電圧が低下しており、これが γ_{ca} の低下をもたらすことは数値解析結果とも一致していることがわかる。

4.3.2 各種系統パラメータの転流失敗に及ぼす影響

図 4.14 の相互作用についての機能モデルから、不平衡解析時において注目すべきパラメータとして以下のようなパラメータが挙げられる。

(i) 連系点よりみた交流系統の高調波インピーダンス特性

いま、交直連系点より見込んだ交流系統（調相設備、交流フィルタを含む）が、線形モデル、すなわち系統インピーダンスの周波数特性で表現できる場合、直流系統からの高調波注入による変換器ノード電圧の変化は、この系統インピーダンス特性により決定される。実際には、同期機や変圧器の飽和特性等の非線形性が存在するが、定常状態での高調波解析においては、これらの非線形性を無視し、線形インピーダンス特性として表現することが多く用いられている。また、不平衡故障後の直流系統回復時のような状態に関しては、交流系統零相回路に関連する変圧器巻線方式、接地方式等のデータを適切に模擬する必要があり、特に影響の大きい変換器用変圧器については、(iii) として後述した。

(ii) 交流系統内の非線形要素

交流系統には、上述したように非線形要素として表現すべき要素が存在し、厳密な高調波解析のためには、飽和特性や周波数変換特性が表現可能な 3 相瞬時値モデルを用いて、時間領域（シミュレーション）解析を行い、交流／直流系統の定常運転状態を求め、これに対する高調波成分分析を行う方法が用いられている。

交流系統の非線形要素の内、高調波特性に大きく影響する要素には、変換器用変圧器及び変換器ノード近傍発電機の飽和特性があると考えられる。特に交流側 3 次高調波については変換器用変圧器の飽和特性の影響が大きい。これは、不平衡運転により変換器交流母線健全相電圧が過電圧となるようなケースにおいて、変圧器飽和により交流系統に 3 次高調波成分が現われるものである。

(iii) 変換器用変圧器結線方式、中性点接地方式

12 バルス変換器（図 4.15）においては、変換器用変圧器として Y-Y 変圧器と Y- Δ 変圧器が存在する。これらは、図 4.20 に示すように、基本波零相分電流、3 次高調波零相分（同相成分）電流に関しては異なる等価回路を持つが、いずれの結線方式においても零相分の電流・電圧の伝達はないことになる。すなわち、Y-Y と Y- Δ 変圧器の差異は 1 次側に零相分電流が流れ得るか否かの差異であり、1 次側は共通母線より供給されるから、理論的にはブリッジへの印加電圧（変換器用変圧器 2 次側電圧）には差異がないことになる。

ここで、図 4.8(b) に示した各バルブ電圧を見ると、図中に期間 IV として示した運転状態で Y- Δ 側の V1-P1 端子間バルブのみに転流失敗が発生していることがわかる。2 次側 3 相電圧が全く同じ相対関係（絶対位相は 60° ずれている）を持っていれば、このようなアンバランスは生じないはずである。このことは、2 つの 6 バルス変換装置の実質的な制御角に若干の差があることを示している。ただ

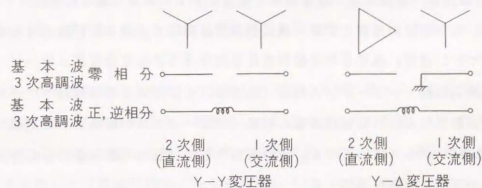


図 4.20 変換器用変圧器の各交流電圧成分に対する等価回路

し、2次側電圧が理想的には等しくなることは、図4.8(b)中での正常な転流期間において、U-P間、V-P間、W-P間それぞれのパルスの逆電圧期間が $Y-Y$ 、 $Y-U$ 、 $Y-V$ 間、いずれの変換装置においてもほぼ同じように変化する（すなわち、各相間の余裕角変化が $Y-Y$ と $Y-U$ 変換装置でほぼ等しい）ことから示される。また、期間IVでの $Y-Y$ 側変換装置は転流失敗しないまでも、V2-P2間パルスの逆電圧期間がかなり小さくなっている。

(iv) 変換装置の制御・保護方式

不平衡電圧に対する変換装置制御系の応動特性については、4.2節に詳述したが、転流失敗に対する影響として評価すると、変換装置制御系における、

- ・交流電圧の検出方式と、
- ・これを入力とする余裕角の推定方式

が重要なポイントとなる。

これらの点については、さらに次節に示す不平衡交流電圧に対する転流失敗防止制御方式の中で検討する。

(v) 定常運転状態における制御角

変換器母線交流電圧（変換器用変圧器1次側電圧）と直流電圧がいずれも指定されたとしても、変換装置の運転状態には〔制御角、変換器用変圧器タップ比〕の組合せによる自由度が残されている。変換器用変圧器のタップ制御により、最小余裕角設定値を大きく取り、 β を大きくして運転することで直流系回復時の転流失敗も生じにくくなるが、当然、定常状態における無効電力消費が大きくなる欠点がある。一般には、これらの要因を考え併せて定常運転状態での最小余裕角設定値が決定される。

(vi) 故障種別、故障地点、故障発生・除去のタイミング（確率的要因）

交流／直流系統の過渡安定度、特に交流系故障時の直流系統回復特性の検討にあたっては、通常、基準となる解析条件を次のように設定する。

- 交流系短絡インピーダンス特性（基本波成分に対する等価短絡リアクタンスの逆数で与えられる短絡容量と短絡インピーダンスの偏角として定義できるインピーダンス角）を与え、故障条件としては最も苛酷な変換器母線至近端での3LG故障を選択する

しかしながら、逆変換装置の安定運転性能上の苛酷故障条件ということで考え

ると、交流線路2回線同相2LG故障等の不平衡故障を考慮すべきであることになる。従って、今後の直流系統設計においては、これら不平衡故障に対する運用制御・保護面からの対策もまた十分に検討しておく必要があると考えられる。

交流系故障時の過渡的な波形歪については、一般に故障発生・除去のタイミング（位相）といった確率的要因も関係するが、今までの検討から明らかなように、直流系回復時点での過渡的な波形歪は、通常、無視して差し支えないほど減衰している。このような確率的取扱を必要とする過渡電圧波形が問題となるのは、主に、変換器母線から電氣的距離のある地点での交流線路故障、あるいは変換器用調相設備の開放・投入といったイベントに対して、外乱直後に転流失敗が発生するか否かの検討を行う場合に限られる。ただし、後者については、開放・投入前にタップ調整を行って制御角を大きくしておく（余裕角を大きくとっておく）ことにより、転流失敗が防止可能なことから、実質的な問題は生じないと考えてよい。

4.3.3 シミュレーション解析のための転流失敗判別手法

大規模交流／直流系統に関しては、實際上、EMTP等による詳細な瞬時値解析を行うことが極めて困難となる。このため、大規模系統の効率的な過渡安定度評価を行う目的で、実効値ベースでの解析手法において、転流失敗を適切に模擬する必要が生じてくる。

ここでは、今までの不平衡交流電圧の逆変換装置余裕角への一般的な影響評価結果に基づいて、電中研既開発の実効値ベースでの電力系統安定度総合解析プログラム（Y法）における不平衡交流電圧時の余裕角推定論理の精度について詳細に検討し、転流失敗を簡略的に模擬する実用的手法を明らかにした。

表4.4は、表4.3に示した高調波潮流計算結果に対して、(i)基本波の対称分電圧、(ii)逆変換装置より交流系統に注入される逆相電流、(iii)フーリエ分析により得られる直流電圧（詳細）と交流電圧正相分より計算される直流電圧（正相分）との比較、(iv)高調波成分を無視した場合の余裕角計算値、(v)高調波を無視したことによって生じる最小余裕角の推定誤差、すなわち（高調波無視による最小余裕角）－（詳細計算による余裕角最小値）、を示したものである。これらの解析結果の比較より、余裕角の推定に関して次のことが明らかとなった。

表 4. 4 交流/直流系統における高調波成分の余裕角、直流電圧への影響 (代表ケース)

ケース 番号	対称分電圧 ^{*1}		逆相分 ^{*2} 注入電流 (%/正相)	直流電圧 E_{dc} (pu) ^{*3}		詳細計算余裕角(deg)				高調波無視による余裕角			最小余裕角 推定誤差 ^{*4} (±deg)
	V1	V2		詳細	正相分	7 ab	7 ca	7 bc	7 ab	7 ca	7 bc		
1-1	0.668	0.163	8.0	0.669	0.669	23.	53.	41.	18.	53.	49.	-5.0	
2-1	0.653	0.111	5.0	0.676	0.676	33.	51.	36.	26.	53.	41.	-7.0	
2-2	0.652	0.125	4.5	0.675	0.675	47.	45.	27.	44.	51.	27.	0.0	
3-1	0.735	0.124	4.8	0.981	0.982	25.	25.	41.	28.	19.	44.	-6.0	
4-1	0.805	0.038	3.5	1.046	1.046	19.	28.	33.	20.	23.	37.	+1.0	
4-2	0.805	0.103	5.5	1.027	1.027	17.	36.	30.	14.	35.	34.	-3.0	
5-1	0.701	0.132	5.2	0.799	0.799	23.	41.	41.	22.	37.	47.	-1.0	
5-3	0.735	0.125	5.6	0.827	0.827	33.	28.	47.	38.	22.	49.	-6.0	
6-4	0.647	0.151	5.5	0.742	0.741	33.	44.	19.	25.	52.	21.	+2.0	
6-5	0.652	0.096	4.0	0.736	0.735	33.	44.	28.	27.	47.	31.	-1.0	
7-5	0.731	0.077	2.9	0.867	0.867	37.	37.	26.	34.	41.	26.	0.0	
7-6	0.738	0.051	1.9	0.919	0.919	29.	33.	36.	30.	30.	36.	+1.0	
8-2	0.650	0.073	3.7	0.788	0.787	29.	37.	23.	23.	40.	27.	0.0	
8-9	0.705	0.096	3.6	0.856	0.856	23.	32.	38.	24.	26.	42.	+1.0	

*1) 表 4. 3 に示した交流基本波電圧に、逆相分電圧 (V1)、逆相分電圧 (V2) を求め、瞬間電圧基準の pu 値で表示。

*2) 逆変換装置の交流側電圧逆相成分を正相成分に対する % で表示。

*3) フォーリア分析を用いた詳細計算により得られる直流電圧と交流電圧正相分 (41) より計算される直流電圧との比較。

*4) 高調波を無視したことによって生じる最小余裕角の推定誤差：(高調波無視による最小余裕角) - (詳細計算による最小余裕角)

(a) 高調波を無視することにより生じる各転流時点での余裕角計算値 (推定値) の誤差は、最大幅で $-7^{\circ} \sim +2^{\circ}$ である。各ケースの運転状態が高調波潮流計算の収束性の問題から、転流可能な最小余裕角まで至っていない (逐次代入法を用いた場合、収束可能な最小余裕角は 15° 程度であるが、実際には $7 \sim 10^{\circ}$ 程度まで転流が可能である) ことを考えても、高調波を無視したことによる余裕角推定値の誤差は最大幅で $-8^{\circ} \sim +9^{\circ}$ 程度と考えることが出来る。余裕角推定上問題となるのは、高調波を無視したことにより最小余裕角の推定値が実際の値よりも大きく計算される場合であるが、この誤差は最大でも 3° 程度であり、ほとんどの場合は、悲観サイドに (高調波を無視したことにより実際よりも小さい余裕角が) 推定される。

実際の転流失敗判定にあたっては、素子のばらつき等の要因による判定時のマージンを考慮する必要があり、 3° 程度の誤差はこのマージンに吸収され则认为てよい。従って、高調波を無視して余裕角を推定しても、転流失敗の実用的な判定上は問題ないことがわかる。

また、ここでの検討から、あわせて次のようなことも明らかとなった。

- (b) 直流電圧に関しては、変換器基本関係式を用いて、正相分電圧より計算した値は、詳細な転流動作解析により得られる直流電圧平均値とよく一致しており、最大でも $\pm 0.1\%$ 程度の誤差しか生じない。このことは、交流基本波電圧の不均衡率に関係なく、正相分交流電圧により変換器基本関係式を用いて直流電圧 (正確には直流側電圧平均値) が厳密に求められることを示している。
- (c) 直流側 2 次高調波により、理論的には交流側に基本波変動成分と 3 次高調波成分が現われる。ただし、直流側 2 次高調波による交流電圧基本波成分の変化は、無視し得る程度に小さい。

以上の結果を基に、以下のような基本仕様を持つ転流失敗判別手法を開発した。
転流失敗判別手法の基本仕様

- (i) 交流系統故障後の不平衡運転状態に対して、次のように交直変換装置の実質的な最小余裕角 (すべての転流時点の中で最小となる余裕角) を推定する。すなわち、変換器母線 3 相交流電圧に基本波成分しか存在せず、

$$v_i = \sqrt{2} V_i \sin(\omega t + \theta_i) \quad \{i | a, b, c\} \quad (4-17)$$

と表現できるとき、i相からj相への転流時の余裕角は次式で与えられる。

$$\gamma_{ij} = \cos^{-1} (E1/E2) \quad (4-18)$$

ここに、

$$E1 = |V_i \cos(\alpha_{sk} + \theta_i) - V_j \cos(\alpha_{sk} + \theta_j)| + \sqrt{2} X_c I_d$$

$$E2 = \sqrt{\{(V_i \cos \theta_i - V_j \cos \theta_j)^2 + (V_i \sin \theta_i - V_j \sin \theta_j)^2\}}$$

$\alpha_{sk} = \alpha + 5\pi/6 - \text{ang}(V1) + (k-1)\pi/3$: 第k時点の点弧パルス絶対位相

V1 : 変換器母線電圧正相分

Xc : 1相当りの転流リアクタンス

Id : 直流電流

従って、1サイクル間の最小余裕角は、

$$\gamma_{\min} = \min \{ \gamma_{ij} \} \quad (4-19)$$

ただし、 $\{i, j | a, b, c\}$, $i \neq j$

となるが、基本波のみを考慮した場合、 $\gamma_{ij} = \gamma_{ji}$ であり、任意の連続する3回の転流時点での余裕角の繰返しとなる。従って、実質的には基本波1サイクル間の6回の転流時点の内、連続する3回の転流時点における最小余裕角を求めればよい。

そして、この最小余裕角が 7° (現状の大容量サイリスタの平均的ターンオフ時間約350~400 μ s程度による) 以下となった場合に転流失敗と判定する。4.3.2 (iii) に述べたように、Y-YとY- Δ 変換装置のブリッジ印加電圧(変換器用変圧器2次側交流電圧)には理論上の差異はなく、上記の判別基準により12パルス変換装置の転流失敗を考慮できることになる。

(ii) 故障直後やスタコン開閉時の過渡振動(高調波振動)、およびサージ性の電圧変動に起因する転流失敗については、本判別手法の対象としない。

なお、ここでは評価の対象とはしていないが、高調波振動が転流失敗に与える影響として問題となるケースには、以下のようなものが挙げられる。

(a) 変換器母線からみた交流系統インピーダンス特性に低次高調波での共振条件が存在する場合

(b) 交流系統に変圧器飽和を原因とする3次高調波が発生する場合

(c) 変換器用変圧器の直流偏磁(交流系直流分)を原因として、交流側に2次高調波が発生する場合

4.3.4 転流失敗判別手法の有用性検証

前節に述べた転流失敗判別手法を実効値ベースの安定度総合解析プログラム(Y法)に組み込み、シミュレータ試験結果との対比を行うことにより、その有用性を確認した。

表4.5にここで対象とする故障外乱の異なる2つの解析ケースを示す。これらの解析ケースは、それぞれ図4.5に分類した応動特性からわかるように、C-1は安定運転継続、C-2は周期的転流失敗となるケースである。なお、表4.6にはシミュレーション解析において用いた、モデル系統の零相関連データを示す。

表4.5 転流失敗判別手法の有用性検証のための解析ケース

モデル系統: 図4.3 (受電系短絡容量=370kVA)

逆変換装置 β シフト制御: シフト角=120°, 回復時定数=0.25sec

ケース番号	故障外乱	連系点 負荷 (kW)	lnv.母 線電圧 (V)	初期 余裕角 (deg)	シミュレータ 試験波形	デジタル シミュレータ 波形	直流系統 の応動 図4.5
C-1	UVV1回線 1LG-0-R	70.0	1570	21.0	図4.21	図4.22	(a)安定 運転継続
C-2	UVV2回線 同相1LG -0-R	70.0	1570	21.0	図4.23	図4.24	(b)周期的 転流失敗

表4.6 解析対象モデル系統(図4.3)における零相関連データ

対称分回路定数 模擬線路/変圧器	正相分定数 (pu)			零相分定数 (pu)		
	R ₁	X ₁	Y ₁ /2	R ₀	X ₀	Y ₀ /2
UVV線路 200km(1回線)	0.032	0.496	0.0505	0.109	1.219	0.0178
EHV線路 240km(1回線)	0.156	0.663	0.0031	1.543	2.645	0.0013
発電機G2昇圧用変圧器		0.049			0.049	
連系用変圧器		0.120			0.120	
無限大母線模擬1R		0.118			0.118	

まず、ケースC-1に関して、シミュレータ試験結果とデジタル解析結果を示したものが、それぞれ図4.21と図4.22である。図4.21中に示す直流系回復期間において、制御角、直流電流、直流電圧の動きを比較すれば、時間関係は若干のずれはあるものの、デジタルシミュレーションによっても応動特性が良好に再現できていることがわかる。ただし、図4.2における逆変換器母線交流電圧は、正相分電圧を示したものである。

図4.21と図4.22では、故障除去後直流系が回復し始めるまでの時間に2サイクル(40ms)程度の差がある。シミュレータ試験(図4.21)におけるこの回復遅れは、「転流失敗継続」として示すように、交流電圧の回復後も暫くは転流失敗が継続することから β シフトが解除されないためである。この期間の転流失敗は、本判別手法では対象外とした外乱直後の波形歪を主な原因とする現象であり、実効値ベースのシミュレーション手法では再現できないものである。ただし、ここでの転流失敗は、その後の直流系回復期間での動特性には直接関係せず、安定性判別上は問題を生じることではない。

次に、ケースC-2に関して同様の解析結果を示したものが、それぞれ図4.23、図4.24である。直流系の回復から周期的な転流失敗を繰り返す様子がデジタルシミュレーションによっても良好に再現されている。ただし、ケースC-1同様直流系の回復の開始が、転流失敗継続のために2サイクル程度遅れている。

以上、2つのケースC-1、C-2におけるシミュレータ試験とデジタル解析の比較から、本研究で開発した転流失敗判別手法の有用性が検証された。今後、本判別手法を利用するという実用面からみれば、より多くの実測結果との対比をベースとして、判別手法の精度(最大誤差)評価とこれに起因して安定性判定時に見込むべきマージンを決定することも重要となる。この場合もちろん、表4.6に示したような零相関連データの精度も安定性の判別精度に大きく影響する。

これらをまとめれば、デジタル解析の精度維持のためには、以下の点を適切に評価しつつ解析を進める必要がある。

- (i) 入力データ精度: 特に、不平衡運転時の電圧解析精度を決定する零相関連データ
- (ii) 余裕角推定論理に起因する誤差: ただし、余裕角を実際より大きく推定し、転流失敗を生じるケースを安定と判定する問題点に関しては、余裕角でみた最

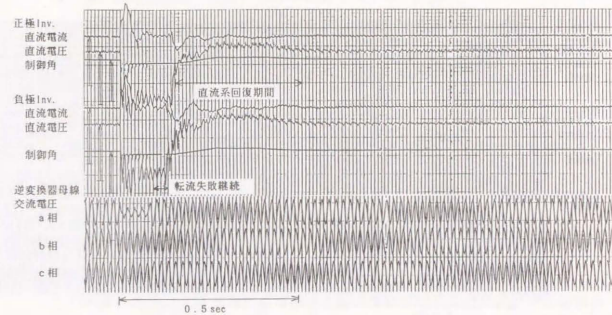


図4.2.1 安定運転継続ケース(表4.5 ケースC-1)に関する応動特性シミュレータ試験結果

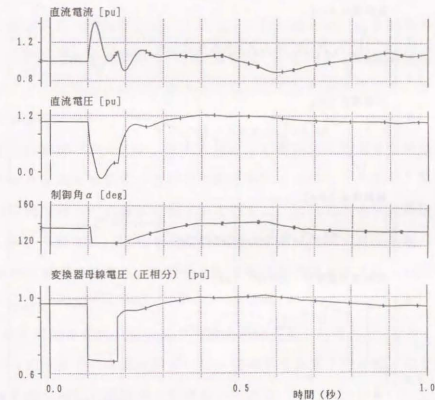


図4.2.2 安定運転継続ケース(表4.5 ケースC-1)に関するデジタルシミュレーション結果

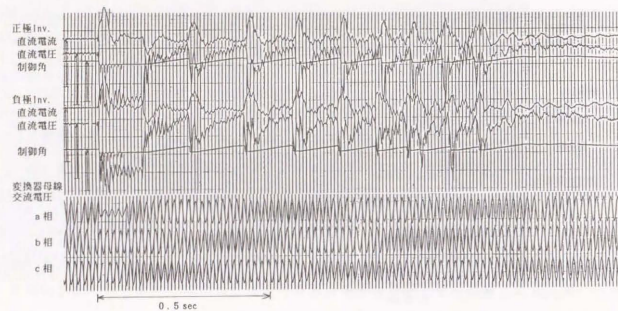


図 4.2.3 周期的転流失敗ケース (表 4.5 ケース C-2) に関する応動特性シミュレート試験結果

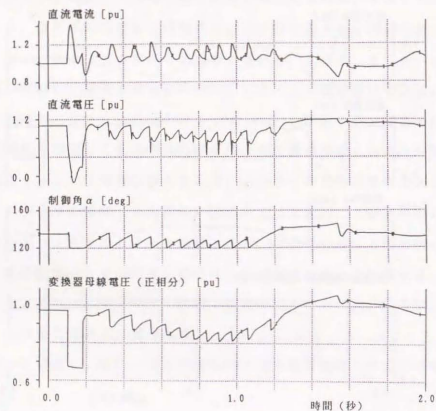


図 4.2.4 周期的転流失敗ケース (表 4.5 ケース C-2) に関するデジタルシミュレーション結果

大で 3° 程度であることは、前節の検討で明らかにした

(iii) 余裕角推定にあたって考慮しなかった要因による誤差: 例えば、過渡的な波形歪や交流側直流分電圧に起因する第 2 次高調波などの影響

4.4 直流系統の転流失敗防止制御方式の提案

交流/直流系統における交流系故障 (特に不平衡故障) 時の安定化制御方式としては、主に、

- (1) 交流系統過渡安定度の向上
- (2) 直流系統転流失敗の防止

という双方の安定性面から協調のとれたものにする必要がある。

すなわち、故障除去後迅速に直流系統を回復させ、できるだけ多くの直流電力を送電することにより、交流系統の過渡安定度が大きく向上することが期待できる。さらに、第 1 波後の系統動揺に関しても、周波数変動や交流線路の潮流変動を入力としたダンピング制御機能を変換装置に付加することにより、大きく安定化できる。

一方、変換装置は故障除去後の交流電圧波形に対して、転流失敗を継続することなく、安定な運転を確保しなければならない。従って、上記系統要求に応えるためには、逆変換装置が転流失敗を生じない安定な制御角範囲を、常に認識している必要がある。

ここまでの検討においては、まず、交流不平衡電圧に対する変換装置応動特性の解明により転流失敗現象の主要発生要因を明らかにした。次に、各種系統パラメータの転流失敗への影響を考察するとともに、簡略的な余裕角推定論理について検討した。本節では、これらの結果に基づいて、交流/直流系統における交流系故障時の安定運転性能向上を目的とした転流失敗防止方式について考察する。

4.4.1 転流失敗の要因分析に基づく防止方式の基本的考え方

表 4.7 は前章までの考察に基づいて、交流不平衡電圧時の繰り返し転流失敗に対する基本的な抑制対策をまとめたものである。

転流失敗の防止対策としては、連系交流系統の安定度問題がクリアされ、故障除去後には変換器母線電圧が定格値付近まで回復することが期待できる場合、変

表4.7 転流失敗の基本的な抑制対策

転流失敗抑制対策		効果・特徴	問題点・課題	
系統構成による対策	交流短絡容量増大 (同期調相機の設置等による)	短絡インピーダンス低下による交流電圧不平衡率および高調波波形歪の減少 交流系の(低次)高調波共振の回避	対策コスト大	いずれも根本的な防止方式ではなく、転流失敗の原因となっている交流電圧の不平衡率を低減するに留まる
	静止型無効電力補償装置の設置	交流電圧の迅速な制御により、不平衡3相交流電圧に対するバランス制御を行い、不平衡率を改善させる	対策コスト大 場合によっては、高調波波形歪を増大させる	
運用・制御面からの対策	変換所近傍交流系統の潮流調整	変換所母線近傍の想定故障に対して不平衡運転時の交流電圧不平衡率を所定値以下に維持する	実運用面での制限要因となる	
	最小余裕角 γ_{min} の設定値変更	変換所近傍交流線路故障が想定される場合に、予防制御的に最小余裕角設定値を大きくして運用することにより、転流失敗を回避する	定常運転状態での無効電力消費、これに伴う損失が増大する	
	β シフト回復時定数の増大	直流系回復時の余裕角を大きく確保し、転流失敗の発生を防止する	余裕角の推定機能を持たない限り、転流失敗を確実に防止することが困難である	
	最小余裕角推定に基づくオンライン防止制御	繰り返し転流失敗を確実に防止可能 対策コスト小	余裕角のオンライン推定論理の実現が今後の課題	

換装置制御系のみによる対策で十分である。一方、系統構成面からの対策は、交流系が比較的弱く、故障後の系統の安定運用が困難な場合には必要となると考えられる。

交流系故障除去後の繰り返し転流失敗は、最も基本的には、余裕角制御の設定値 $\gamma_0 = \gamma_{min}$ を大きくしておくことにより防止可能であり、この方式でも変換器母線3相交流電圧に欠相状態が生じない限り有効である。図4.3の電力系統シミュレータ試験システムを用いて、逆変換装置の余裕角設定値変更による転流失敗の防止効果を確認したものが図4.25 (a)～(c)である。故障条件としては、2回線同相110をとり上げ、余裕角設定値 γ_0 を、(a)19°、(b)25°、(c)40°と設定したときの直流電圧、電流、制御角の変化を示した。ただし、(c) $\gamma_0 = 40^\circ$ のケースでは、故障前の定常運転状態において定余裕角運転に入るために、直流電圧が低下し、直流電力も基本ケースの $P_{dc} = 40.1 \text{ kW}$ から33.8kWに低下している。

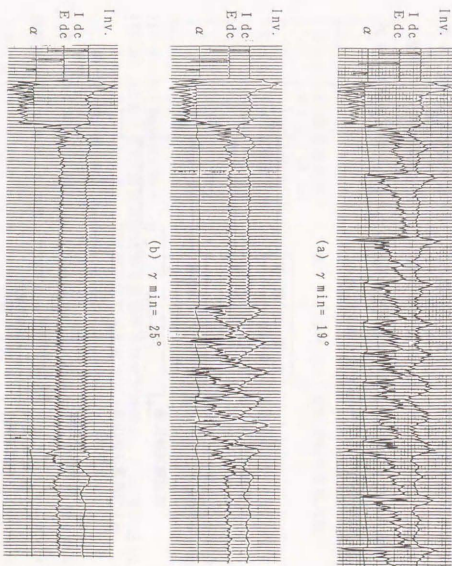


図4.25 余裕角設定値変更による転流失敗防止効果(2回線同相110-0-R)

図4.25(a)~(c)を比較すれば、 γ_0 を大きく設定するだけで直流回復時点で生じていた転流失敗が発生しなくなることが、実験的にも確認できる。しかしながら、このような単純な抑制対策は、直流系統の予防制御方式に組込まれた一時的な設定値変更としては適用できるが、一方で余裕角の増大による無効電力消費の増大をまねき、常時運用への適用には問題がある。また、確実に繰り返し転流失敗を防止するためには、不平衡時に最小余裕角推定を行う必要があり、これに基づく次のようなオンライン防止制御方式を提案する。

4.4.2 転流失敗防止制御方式の提案と効果の検証

不平衡期間を通じて確実に転流失敗を防止する一つの制御方式を図4.26に示す。この方式では、逆変換装置の最小余裕角をオンライン予測し、必要な余裕角が確保されるような補正信号を、余裕角制御に付加している。なお、制御方式の構成としては、最小余裕角推定値を入力として、(i) 図4.26のようなモジュレーション信号を付加する方式と、(ii) 余裕角制御のリミット値を調整する方式、が考えられる。

実現にあたって問題となるのは、最小余裕角のオンライン推定論理であるが、これにも次のような2つの方式が考えられる。

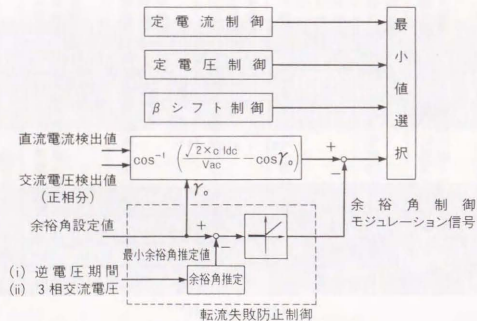


図4.26 最小余裕角推定に基づく転流失敗防止制御方式

- (1) 各転流時点におけるバルブの逆電圧期間（電気角）を検出・記憶し、常に過去1サイクル間の逆電圧期間最小値をホールドして、最小余裕角信号とする
- (2) 変換器母線3相交流電圧の基本波成分の絶対値、位相を検出し、(4-18)式を用いて1サイクル間の各余裕角を演算し、それらの最小値を選択する

故障発生など瞬時の電圧低下をもたらす外乱により余裕角が急激に変化することがない限り、いずれの方式によっても妥当な推定値を得ることができる。ここでは、いずれかの方式でオンライン余裕角推定が実現できたとして、図4.26の制御方式の効果をデジタルシミュレーション（Y法）により、検証してみる。表4.8には、検証に用いた解析ケースの一覧を示す。

表4.8 転流失敗防止制御方式のデジタルシミュレーション検証用解析ケース
解析対象系統： 図4.3（系統定数：表4.6参照）
故障外乱： 逆変換器母線近端2回線同相1LG-0-R

ケース番号	転流失敗防止制御方式	シミュレーション制御	シミュレーション結果	備考
C-2	βシフト(0.25s)	無	図4.24	表4.5参照 継続的転流失敗発生
C-3	γ ₀ 設定値変更+βシフト(3.0s)	無	図4.27	安定運転の継続可能
C-4	γ ₀ 設定値変更+βシフト(3.0s)	ハフティング ² 有	図4.28	交流系「バウ」は向上するが転流失敗発生
C-5	オンライン防止制御(図4.26)	ハフティング ² 有	図4.29	転流失敗を防止しつつ交流系の安定化制御が可能

*1) βシフト回復時定数

*2) 図4.3におけるEHV線路逆変換器母線端で有効電力変動分ΔP_{EHV}を検出し、これを入力とするダンピング制御信号を直流電力指令値P_{dcs}に付加

ケースC-2は、既に図4.24にシミュレーション結果を示した通り、繰り返し転流失敗が発生するケースであり、以下の安定化を図る上でのベースケースとする。これに対してケースC-3は、余裕角設定値の変更（ $\gamma_0=19^\circ \rightarrow 32^\circ$ ）とβシフト回復時定数の増大により、繰り返し転流失敗を防止した場合を示す。不平衡期間

を通じて安定運転が継続可能となることがわかるが、定常運転状態での無効電力消費を増加させるために前章に述べた電圧安定性上は望ましくない。しかも、確実に転流失敗を防止することは不可能である。例えば、ケースC-4（図4.28）に示すように、パワーモジュレーション等の交流系安定化制御を採用した場合、図4.28の期間Ⅰにおいて、発電機出力低下に対応した直流電力（直流電流）の増加に伴って余裕角が減少し、転流失敗が生じている。このケースでは、直流系回復期間における転流失敗は1回しか発生していないが、実際の運用ではこのような転流失敗でも回避する必要がある。

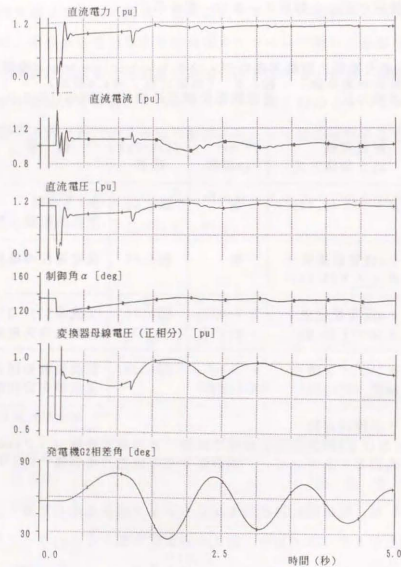


図4.27 余裕角設定値変更による転流失敗防止効果
(デジタルシミュレーション結果：表4.8 ケースC-3)

最後に、図4.26の転流失敗（オンライン）防止制御を採用した場合のシミュレーション結果をケースC-5として図4.29に示す。この制御により、故障除去から交流線路再閉路までの不平衡期間においても、転流失敗を生じることなく安定に

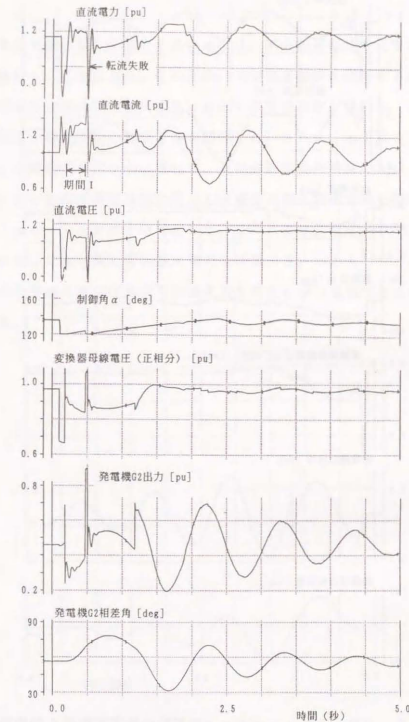


図4.28 パワーモジュレーション採用時の転流失敗発生様相
(デジタルシミュレーション：図4.8 ケースC-4)

運転が継続できていることがわかる。すなわち、交流系故障外乱後のあらゆる変換器母線電圧に対しても転流失敗を確実に防止しつつ、パワーモジュレーションなどの安定化制御が実現可能となる。

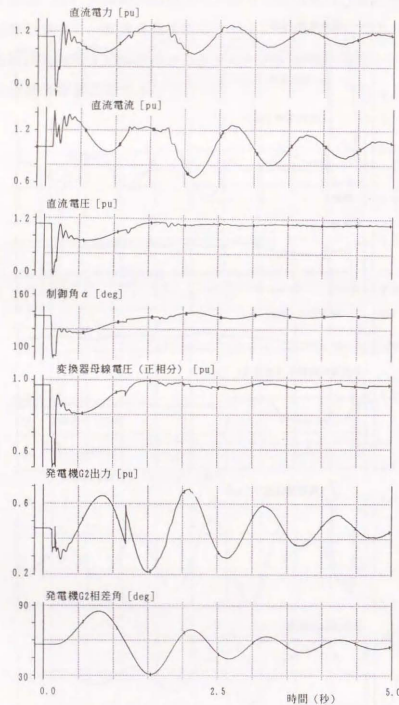


図 4.2.9 パワーモジュレーション採用時の転流失敗防止制御効果
(デジタルシミュレーション: 図 4.8 ケース C-5)

4.5 第4章のまとめ

- (1) 電力システムシミュレータを用いて交流不平衡電圧に対する直流系統（変換器制御系、位相制御回路を含む）の応動特性を詳細に解明し、従来の余裕角制御方式では実質的な余裕角を検出できず、これが原因で転流失敗後の直流系回復時に再び転流失敗を起し、これの繰り返しによる不安定振動が発生することを明らかにした。
- (2) 転流失敗の繰り返しを防止するためには、不平衡運転時の実質的な余裕角を適切に推定する必要がある。このため、不平衡運転時に発生する基本波逆相成分および高調波成分の余裕角変動に及ぼす影響を詳細に分析し、これに基づく余裕角監視と転流失敗の判別手法を開発した。さらに、本手法を安定度シミュレーション解析プログラムに組み込み、その解析機能を検証した。
- (3) オンライン余裕角推定論理に基づく転流失敗防止制御方式を提案し、その効果をシミュレーションにより検証した。これにより、交流系故障に伴う不平衡運転時においても可能な直流最大電力を送電でき、しかもパワーモジュレーションなどの交流系安定化制御を転流失敗を防止しつつ実現できることが明らかとなった。

第5章

結論

本論文は、交直連系統の実運用において問題となり易く、主要な技術課題となっている3種類の異常振動現象に関して、交・直流電力系統シミュレータ実証試験とデジタル解析手法を用いた、発生要因の解明とこれに基づく安定化対策の検討結果についてとりまとめたものである。本研究により得られた主な成果を各章ごとにまとめると以下のようになる。

第2章 交流／直流系統における軸ねじれ振動とその抑制制御

(1) 固有値法による交直連系統の低周波異常振動解析手法を開発し、軸ねじれ振動解析について所要の解析精度を有することを電力系統シミュレータ試験により検証した。本解析手法は、実系統設計に適用可能なパラメータ解析手法であり、従来の数Hz程度までの周波数領域を対象とした動的定常安定度解析モデルを包含し、異常振動として問題となる100Hz程度までの振動現象を包括的に解析することができる。

(2) 直流送電系統における軸ねじれ振動は、変換器母線電圧の位相変動による直流系統動揺とこれに対する定電流制御（順変換器基本制御）の応答特性を原因として発生する。また、軸ねじれ振動の発生領域は直流系統運転状態に依存し、直流電圧が低く、かつ直流電流の大きい運転領域ほど発生し易い。従って、直流系統の起動—停止を含めた通常の運転モードで問題となることは少なく、パルス継続運転により定格直流電流が流れている状態で直流電圧低となった場合に最も厳しい条件となる。さらに、定電流制御過渡ゲイン（ゲイン／時定数）が大きいほど軸ねじれ振動発生領域が広く、順変換器制御が無制御（ α 一定制御）であれば軸ねじれ振動は発生しない。

(3) 直流系統制御に付加的なダンピング制御信号を加える方式により軸ねじれ振動を効果的に抑制できる。この方式に基づく軸ねじれ振動抑制制御回路を電力系統シミュレータの直流制御系に組み込み、基本的な効果を検証した。

第3章 弱小交流系統の電圧振動問題とその安定化

- (1) 固有値法による振動モード解析により交直連系系統の主要振動モードを明らかにし、交流電圧振動に支配的な関係を持つ電圧振動モードを特定できることを示した。さらに、この電圧振動モードが電力動揺モードとは異なる特性と安定限界を有していることを電力系統シミュレート試験により検証した。
- (2) 交流系統の電圧振動は、逆変換装置の制御モードと交流系統特性に大きく依存する。すなわち、逆変換装置が定余裕角制御を行っており、交直連系点から見込んだ交流系短絡容量が小さいほど電圧不安定振動が発生し易い。さらに、交直連系点近傍発電機等による交流系電圧制御特性により安定限界が変化するが、上記振動モード解析手法は、これら主要パラメータの影響を総合的に評価できる。
- (3) 交流電圧の安定化は、変換器用変圧器のタップ制御や直流電圧指定値の変更により定常時の制御角を調整して、逆変換装置を定電圧運転モードに維持することが基本となる。さらに積極的な安定化対策としては、速応性を持たせた交流電圧制御を逆変換装置制御系に付加することにより、電圧振動の効果的な安定化を図ることができる。

第4章 交流系故障時の直流系統繰り返し転流失敗現象とその防止制御

- (1) 電力系統シミュレート試験により交流不平衡電圧に対する直流系統(変換装置制御系を含む)の応動特性を詳細に解明した結果、従来の余裕角制御方式では実質的な余裕角を検出できず、これが原因で故障外乱後の直流系回復時に転流失敗を繰り返す不安定振動が発生することが明らかとなった。
- (2) 転流失敗の繰り返しを防止するためには、不平衡運転時の実質的な余裕角をオンラインで推定する必要がある。このため、不平衡運転時に発生する高調波成分の余裕角に及ぼす影響を詳細に分析し、基本波成分のみを用いた推定論理でも実用上問題ない精度で余裕角監視が行えることを示した。これに基づく、転流失敗判別手法を実効値ベースでの安定度シミュレーションプログラムに組み込み、その解析機能をシミュレート試験結果との対比により検証した。
- (3) オンライン余裕角推定論理に基づく転流失敗防止制御方式を開発し、不平衡運転時においても確実に転流失敗を防止しつつ、パワーモジュレーション等の安定化制御を実現できることをシミュレーションにより検証した。

謝 辞

本論文は、主として著者が東京大学ならびに(財)電力中央研究所において行った研究の成果を、東京大学工学部電気工学科関根泰次教授の御指導のもとにまとめたものである。同教授は、著者の東京大学工学部、大学院を通しての指導教官であり、(財)電力中央研究所入所以降も終始時宜にかなった御懇篤な御指導を賜った。

東京大学工学部電気工学科横山明彦助教授には、本論文をまとめるにあたり、適切な御教示と御助言をいただいた。

(財)電力中央研究所人事部長町田武彦博士には、入所以来、研究生生活のあらゆる面からの並々ならぬ御指導と御鞭撻を賜った。広報部長吉田幸雄博士には、本研究の端緒となる御教示と終始御懇情あふれる御激励をいただいた。狛江研究所主席専門役高橋一弘博士には、本研究をまとめるにあたり、的確な御指導と御厚情あふれる御激励をいただいた。狛江研究所電力システム部次長林敏之博士には、研究を進めるにあたって有益な御討論と御示唆をいただいた。さらに、現在までの上司の方々、企画部次長坪井昭氏、電力システム部長長尾待士氏、開発部長植田清隆氏、企画部管理課長内田直之博士には、常により研究環境を与えていただくとともに、さまざまな視点からの御指導をいただいた。

本研究は、(財)電力中央研究所の諸先輩、同僚の御支援と多大な御協力の賜物である。電力システム部系統制御研究室長谷口治人氏、系統計画研究室竹中清氏には、理論面から数多くの御教示をいただいた。他にも、電力システム部各位からは、機会ある毎に有益な御意見をいただいた。なお、実用面からは、電力会社の関係各位の御示唆もいただいたことを記しておきたい。

以上の方々へ、衷心より感謝の意を捧げる。

参考文献

- (1) H.M. Rustebakke, C. Concordia, "SELF-EXCITED OSCILLATIONS IN A TRANSMISSION SYSTEM USING SERIES CAPACITORS", IEEE Trans. Vol. PAS-89, No. 7, pp. 1504-1512, Sept./Oct. 1970.
- (2) J. Kauferle, R. Mey, Y. Rogowsky, "H.V.D.C. STATIONS CONNECTED TO WEAK A.C. SYSTEMS", IEEE Trans. Vol. PAS-89, No. 7, pp. 1610-1619, Sept./Oct. 1970.
- (3) 関根, 「電力系統解析理論」 昭和46年4月 電気書院 (1971)
- (4) J. Reeve, S.C. Kapoor, "ANALYSIS OF TRANSIENT SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN HVDC POWER SYSTEMS", IEEE Trans. Vol. PAS-90, No. 3, pp. 1174-1182, 1971.
- (5) J. Reeve, S.C. Kapoor, "DYNAMIC FAULT ANALYSIS FOR HVDC POWER SYSTEMS WITH AC SYSTEM REPRESENTATION", IEEE Trans. Vol. PAS-91, No. 2, pp. 688-698, 1972.
- (6) D.B. Gesner, J. Arrillaga, "BEHAVIOUR OF HVDC LINKS UNDER UNBALANCED-AC-FAULT CONDITION", IEE Proceedings, Vol. 119, No. 2, pp. 209-215, Feb. 1972.
- (7) S. Goldberg, W.R. Schmus, "SUBSYNCHRONOUS RESONANCE AND TORSIONAL STRESSES IN TURBINE-GENERATOR SHAFTS", Conference Paper C73 135-1, IEEE PES Winter Meeting, New York, N.Y., Jan. 28-Feb. 2 1973.
- (8) J.P. Sucena-Paiva, et al., "THE STABILITY OF H.V.D.C. SYSTEMS", IEE Conference Publication No. 107, pp. 114-118, 1973.
- (9) C.E.J. Bowler, D.N. Ewart, C. Concordia, "SELF EXCITED TORSIONAL FREQUENCY OSCILLATIONS WITH SERIES CAPACITORS", IEEE Trans. Vol. PAS-92, No. 5, pp. 1688-1695, Sept./Oct. 1973.
- (10) J. Reeve, J. Carr, "DYNAMIC DIGITAL SIMULATION OF HVDC CONVERTER CONTROL AND ITS APPLICATION TO SYSTEM STUDIES", IEEE Trans. Vol. PAS-93, No. 1, pp. 296-302, 1974.
- (11) J. Reeve, T. Subba Rao, "DYNAMIC ANALYSIS OF HARMONIC INTERACTION BETWEEN AC AND DC POWER SYSTEMS", IEEE Trans. Vol. PAS-93, No. 2, pp. 640-646, March 1974.
- (12) 吉田, 「交直連系系統における交流電圧安定度解析手法の開発」, 電気学会論文誌 B 94 巻4号, pp177-184, 1974.
- (13) 吉田, 「交直連系系統の交流電圧安定度と周波数制御」, 電力中央研究所総合報告 No. 25, 昭和49年9月, (1974).
- (14) H.P. Lips, H. Ring, "THE PERFORMANCE OF A.C. SYSTEMS WITH PREDOMINANT POWER SUPPLY BY H.V.D.C. INVERTERS", IEEE Trans. Vol. PAS-94, No. 2,

- pp. 408-415, March/April 1975.
- (15) D.N. Walker, C.E.J. Bowler, R.L. Jackson, D.A. Hodges, "RESULTS OF SUBSYNCHRONOUS TEST AT MOHAVE", IEEE Trans. Vol. PAS-94, No. 5, pp. 1878-1889, Sept./Oct. 1975.
 - (16) Y. Yoshida, T. Machida, "AC VOLTAGE STABILITY ON AC-DC POWER TRANSMISSION SYSTEM", IEEE conference paper C-75 195-3, 1975.
 - (17) IEEE Committee Report, "A BIBLIOGRAPHY FOR THE STUDY OF SUBSYNCHRONOUS RESONANCE BETWEEN ROTATING MACHINES AND POWER SYSTEMS", IEEE Trans. Vol. PAS-95, No. 1, pp. 216-218, Jan./Feb. 1976.
 - (18) C.E.J. Bowler, "UNDERSTANDING SUBSYNCHRONOUS RESONANCE", IEEE PES Special Publication 76 CH 1066-0-PWR, pp. 66-73, 1976.
 - (19) 吉田, 町田, 小西, 渡部, 藤井, 「至近端事故時における直流系の運転能力向上方式—高性能位相制御方式の開発と適用効果—」 電力中央研究所 研究報告No. 175049, 昭和51年4月, (1976).
 - (20) 古関, 正田, 「弱小交流系統に連系された直流送電系統の制御性能」, 電気学会論文誌 B 96 巻10号, pp481-488, 1976.
 - (21) 町田, 他, 「交直連系系統の電圧安定性—静的電圧安定度と向上対策—」 電力中央研究所 研究報告No. 177001, 1977.
 - (22) R.G. Farmer, A.L. Schwalb, E. Katz, "NAVAJO PROJECT REPORT ON SUBSYNCHRONOUS RESONANCE ANALYSIS AND SOLUTIONS", IEEE Trans. Vol. PAS-96, No. 4, pp. 1226-1232, July/Aug. 1977.
 - (23) IEEE Subsynchronous Resonance Task Force of the Dynamic System Performance Working Group, "FIRST BENCHMARK MODEL FOR COMPUTER SIMULATION OF SUBSYNCHRONOUS RESONANCE", IEEE Trans. Vol. PAS-96, No. 5, pp. 1565-1572, 1977.
 - (24) T. Hayashi, et al., "AN ANALYSIS OF COMMUTATION FAILURE IN CASE OF SWITCHING ON SHUNT CAPACITOR INTO AC SYSTEM", IEEE Conference Paper A 77 238-9, 1977.
 - (25) A.A. Fouad, K.T. Khu, "SUBSYNCHRONOUS RESONANCE ZONES IN THE IEEE "BENCHMARK" POWER SYSTEM", IEEE Trans. Vol. PAS-97, No. 3, pp. 754-762, May/June 1978.
 - (26) 林, 他: 「交直連系系統の電圧安定性—過渡的電圧安定度の解析—」 電力中央研究所 研究報告No. 177053, 1978.
 - (27) S.C. Kapoor, "DYNAMIC STABILITY OF LONG TRANSMISSION SYSTEMS WITH STATIC COMPENSATORS AND SYNCHRONOUS MACHINES", IEEE Trans. Vol. PAS-98, No. 1, pp. 124-132, Jan./Feb. 1979.
 - (28) IEEE Committee Report, "FIRST SUPPLEMENT TO A BIBLIOGRAPHY FOR THE STUDY OF SUBSYNCHRONOUS RESONANCE BETWEEN ROTATING MACHINES AND

- POWER SYSTEMS", IEEE Trans. Vol.PAS-98, No.6, pp.1872-1875, Nov./Dec. 1979.
- (29) A.M.El-Serafi, S.A.Shehata, "EFFECT OF SYNCHRONOUS MACHINE PARAMETERS ON ITS HARMONIC ANALYSIS UNDER THYRISTOR BRIDGE OPERATION", IEEE Trans. Vol.PAS-99, No.1, pp.59-68, Jan./Feb. 1980.
- (30) N.Hingorani, S.Nilson, M.Bahrman, et al., "SUBSYNCHRONOUS FREQUENCY STABILITY STUDIES OF ENERGY SYSTEMS WHICH INCLUDES HVDC TRANSMISSION", DOE Symposium, Phoenix, Arizona, March 1980.
- (31) M.Bahrman, E.V.Larsen, R.J.Piwko, H.S.Patel, "EXPERIENCE WITH HVDC-TURBINE-GENERATOR TORSIONAL INTERACTION AT SQUARE BUTTE", IEEE Trans. Vol.PAS-99, No.3, pp.966-975, May/June 1980.
- (32) J.P.Bowles, "ALTERNATIVE TECHNIQUE AND OPTIMIZATION OF VOLTAGE AND REACTIVE POWER CONTROL AT HVDC CONVERTER STATIONS", Proceedings of IEEE Conference on Overvoltages and Compensation on Integrated AC/DC Systems, Winnipeg, July 1980.
- (33) C.E.Grund, G.D.Breuer, R.P.Peterson, "AC/DC SYSTEM DYNAMIC PERFORMANCE - TRANSIENT STABILITY AUGMENTATION WITH DYNAMIC REACTIVE POWER COMPENSATION", IEEE Trans. Vol.PAS-99, No.4, pp.1493-1502, July/Aug. 1980.
- (34) H.Bjorklund, K.E.Johansson, G.Liss, "DAMPING OF SUBSYNCHRONOUS OSCILLATIONS IN SYSTEM CONTAINING TURBINE GENERATORS AND HVDC LINKS", CIGRE Paper 14-01, 1980.
- (35) M.P.Bahrman, E.V.Larsen, R.J.Piwko, H.S.Patel, R.L.Hauth, G.D.Breuer, "HVDC-TURBINE-GENERATOR TORSIONAL INTERACTIONS A NEW DESIGN CONSIDERATION", CIGRE Paper 14-04, 1980.
- (36) 林, 「交直連系統の動特性解析手法の開発」, 電力中央研究所総合報告 No.103, 昭和55年8月(1980)
- (37) IEEE Subsynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee, "COUNTERMEASURES TO SUBSYNCHRONOUS RESONANCE PROBLEMS", IEEE Trans. Vol.PAS-99, No.5, pp.1810-1818, Sept./Oct. 1980.
- (38) K.Mortensen, E.V.Larsen, R.J.Piwko, "FIELD TESTS AND ANALYSIS OF TORSIONAL INTERACTION BETWEEN THE COAL CREEK TURBINE-GENERATORS AND THE CU HVdc SYSTEM", IEEE Trans. Vol.PAS-100, No.1, pp.336-344, Jan. 1981.
- (39) S.Svensson, K.Mortensen, "DAMPING OF SUBSYNCHRONOUS OSCILLATIONS BY AN HVDC LINK. AN HVDC SIMULATOR STUDY.", IEEE Trans. Vol.PAS-100, No.3, pp.1431-1439, March 1981.

- (40) 林, 「交直連系統の交流電圧不安定現象の解析」, 電気学会論文誌 B 101 巻7号, pp383, 1981.
- (41) G.Kyranastassis, J.Miliadis-Argitis, G.Giannakopoulos, N.Vovos, G.Galanos, "A THREE PHASE DYNAMIC MODEL FOR THE ASSESSMENT OF THE TRANSIENT BEHAVIOUR OF AC-DC SYSTEMS", IEE Conference Publication No.205, pp.133-136, 1981.
- (42) W.Kaufhold, D.Povh, "RECOVERY OF THE HVDC TRANSMISSION AFTER FAULTS IN THE AC SYSTEM", IEE Conference Publication No.205, pp.171-175, 1981.
- (43) IEEE Subsynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee, "SERIES CAPACITOR CONTROLS AND SETTINGS AS COUNTERMEASURES TO SUBSYNCHRONOUS RESONANCE", IEEE Trans. Vol.PAS-101, No.6, pp.1281-1287, June 1982.
- (44) R.J.Piwko, E.V.Larsen, "HVDC SYSTEM CONTROL FOR DAMPING OF SUBSYNCHRONOUS OSCILLATIONS", IEEE Trans. Vol.PAS-101, No.7, pp.2203-2211, July 1982.
- (45) 高崎, 関根, 「直流単独送電の電圧安定性解析」 電気学会電力技術研究会資料 PE-82-38, 1982.
- (46) I.J.Perez-Arriaga, G.C.Vergheze, F.C.Scheweppe, "SELECTIVE MODAL ANALYSIS WITH APPLICATIONS TO ELECTRIC POWER SYSTEMS, PART I: HEURISTIC INTRODUCTION", IEEE Trans. Vol.PAS-101, No.9, pp.3117-3125, Sept. 1982.
- (47) G.C.Vergheze, I.J.Perez-Arriaga, F.C.Scheweppe, "SELECTIVE MODAL ANALYSIS WITH APPLICATIONS TO ELECTRIC POWER SYSTEMS, PART II: THE DYNAMIC STABILITY PROBLEM", IEEE Trans. Vol.PAS-101, No.9, pp.3126-3134, Sept. 1982.
- (48) R.H.Lasseter, et al., "BOUNDARIES OF OPERATION OF INVERTERS CONNECTED TO WEAK AC SYSTEMS (SIMULATOR STUDY)", CIGRE SC14, No.13-2, Sept. 1982.
- (49) R.J.Piwko, et al., "HVDC SYSTEM CONTROL FOR DAMPING OF SUBSYNCHRONOUS OSCILLATIONS", EPRI EL-2708, RP1425-1 Final Report, Oct. 1982.
- (50) A.G.Figueiredo, et al., "MASTER CONTROL OF THE ITAIPU HVDC TRANSMISSION SYSTEM", International Symposium on HVDC Technology, Sharing the Brazilian Experience, March 20-25, 1983.
- (51) A.Hammad, J.Kaufert, "FAULT RECOVERY OF HVDC TRANSMISSION. RELEVANT SIMULATOR STUDIES FOR PRACTICAL CASES", International Symposium on HVDC Technology, Sharing the Brazilian Experience, March 20-25,

1983.

- (52) 高崎, 「大容量直流送電系統における電圧安定性および軸ねじれ振動現象に関する研究」 東京大学大学院修士論文, 1983.
- (53) 高崎, 関根, 「AC/D C系統の動態安定度解析手法とSSR解析例」 昭和58年電気学会全国大会 No. 922, 1983.
- (54) 吉田, 他, 「交流・直流電力系統シミュレータの開発(その1) —主なる機能と設備の特徴—」 電力中央研究所 調査報告No.182032, 昭和58年5月, (1983).
- (55) N. Vovos, G. Galanos, G. Giannakopoulos, "A MATHEMATICAL MODEL FOR DYNAMIC SIMULATION OF HVDC SYSTEMS", IEEE Trans. Vol. PAS-102, No. 6, pp. 1755-1763, June 1983.
- (56) 高崎, 関根, 「大容量直流送電系統における電圧安定性および軸ねじれ振動現象」 電気学会電力技術研究会資料 PE-83-34, 1983.
- (57) 関根, 「電力系統過渡解析論」 昭和59年1月 オーム社 (1984)
- (58) A. E. Hammad, M. El-Sadek, "APPLICATION OF A THYRISTOR CONTROLLED VAR COMPENSATOR FOR DAMPING SUBSYNCHRONOUS OSCILLATIONS IN POWER SYSTEMS", IEEE Trans. Vol. PAS-103, No. 1, pp. 198-212, Jan. 1984.
- (59) 高崎, 林, 関根, 「大規模電源からの直流単独送電 —低周波異常現象の解析手法—」 電力中央研究所 研究報告No.183042, 1984.
- (60) 町田, 他, 「交流・直流電力系統シミュレータの開発」, 電力中央研究所 総合報告 No. 117, 昭和59年5月 (1984)
- (61) A. Hammad, K. Sadek, J. Kauferele, "A NEW APPROACH FOR THE ANALYSIS AND SOLUTION OF AC VOLTAGE STABILITY PROBLEMS AT HVDC TERMINALS", International Conference on DC Power Transmission, Montreal, Quebec, Canada, June 4-8 1984.
- (62) W. Kuhn, A. Hammad, G. Guth, P. Neidhart, "DESIGN AND CONTROL STRATEGIES OF HVDC-SCHEMES FOR AC VOLTAGE CONTROL AND STABILIZATION", International Conference on DC Power Transmission, Montreal, Quebec, Canada, June 4-8 1984.
- (63) 高崎, 林, 関根, 「直流単独送電系統における低周波異常現象の解析」 電気学会電力技術研究会資料 PE-84-58, 1984.
- (64) M. Szechtman, W. W. Ping, et al., "UNCONVENTIONAL HVDC CONTROL TECHNIQUE FOR STABILIZATION OF A WEAK POWER SYSTEM", IEEE Trans. Vol. PAS-103, No. 8, pp. 2244-2248, Aug. 1984.
- (65) 高崎, 林, 竹中, 「大規模電源からの直流単独送電 —軸ねじれ振動現象の発生メカニズムと抑制方策—」 電力中央研究所 研究報告No.184018, 1984.
- (66) T. Machida, et al., "DEVELOPMENT OF AN AC-DC POWER SYSTEM SIMULATOR",

CIGRE SC-14 Meeting, Paris, Sept. 6, 1984.

- (67) A. Hammad, K. Sadek, H. Koelsch, G. Gueth, "ADVANCED SCHEME FOR AC VOLTAGE CONTROL AT HVDC CONVERTER TERMINALS", IEEE Trans. Vol. PAS-104, No. 3, pp. 697-703, March 1985.
- (68) 高崎, 林, 関根, 「交流/直流送電系統の状態方程式モデル」 電気学会論文誌B 105巻4号, pp315-322, 1985.
- (69) 高崎, 林, 関根, 「直流送電系統における低周波不安定現象の解析」 電気学会論文誌B 105巻4号, pp323-330, 1985.
- (70) IEEE Subynchronous Resonance Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee, "SECOND BENCHMARK MODEL FOR COMPUTER SIMULATION OF SUBSYNCHRONOUS RESONANCE", IEEE Trans. Vol. PAS-104, No. 5, pp. 1057-1066, May 1985.
- (71) UHV送電特別委員会報告, 「UHV直流送電に関する研究」 委員会報告 Z858002, June 1985.
- (72) N. A. Vovos, G. D. Galanos, "ENHANCEMENT OF THE TRANSIENT STABILITY OF INTEGRATED AC/DC SYSTEMS USING ACTIVE AND REACTIVE POWER MODULATION", IEEE Trans. Vol. PAS-104, No. 7, pp. 1696-1702, July 1985.
- (73) 高崎, 林, 竹中, 「直流送電における受電系統不安定現象の解析と安定化方策」 電気学会電力技術研究会資料 PE-85-79, 1985.
- (74) G. D. Breuer, "INTERACTION BETWEEN AC AND DC SYSTEMS", CIGRE Report for SC.14 Colloquium, TASK FORCE SC14-07, Sept. 1985.
- (75) A. Hammad, M. Szechtman, "AC VOLTAGE STABILITY AT HVDC TERMINALS CONNECTED TO WEAK AC SYSTEMS", CIGRE Report for SC.14 Colloquium on Interaction Between AC and DC Systems, Sept. 1985.
- (76) N. R. Watson, J. Arrillaga, A. P. B. Joosten, "A.C. SYSTEM EQUIVALENTS FOR THE DYNAMIC SIMULATION OF HVDC CONVERTERS", IEEE Fourth International Conference on AC and DC Power Transmission, London, 23-26 Sept. 1985.
- (77) T. Hayashi, M. Takasaki, K. Takenaka, H. Konishi, Y. Ogihara, "ANALYSIS OF LOW FREQUENCY INTERACTIONS INVOLVED IN HVDC TRANSMISSION SYSTEM FROM ISOLATED GENERATOR", IEEE Conference Publication no. 255, AC and DC Power Transmission, 1985.
- (78) 高崎, 林, 竹中, 「直流送電における受電側交流系統の安定性と電圧安定化方策」 電力中央研究所 研究報告No.184046, 1985.
- (79) 渡部, 「交直連系系統の電圧安定度解析と電圧安定度向上制御方式」, 電気学会論文誌B 106巻5号, pp427, 1986.
- (80) 高崎, 寺園, 「交流系統不平衡故障に対する交直変換器安定運転性能の実験的検討」 昭和61年電気学会全国大会 No. 946, 1986.

- (81) M.A.Choudhry, A.S.Emarah, K.A.Ellithy, G.D.Galanos, "STABILITY ANALYSIS OF A MODULATED AC/DC SYSTEM USING THE EIGENVALUE SENSITIVITY APPROACH", IEEE Trans. Vol.PWRS-1, No.2, pp.128-137, May 1986.
- (82) 高崎, 林, 植田, 町田, 「交流不平衡故障時の直流系統応動特性とその安定化制御」 電気学会電力技術研究会資料 PE-86-79, 1986.
- (83) 高崎, 寺園, 植田, 「交流系統不平衡故障に対する直流系統の応動特性とその安定化制御(その1)」 電力中央研究所 研究報告No.185028, 1986.
- (84) N.G.Hingorani, "SPECIAL REPORT FOR GROUP 14 (DC LINKS)", CIGRE SC-14 Meeting, Paris, 27th Aug.-4th Sept., 1986.
- (85) I.A.Erinmez(Editor), "Static Var Compensators", CIGRE Working Group 38-01, Task Force No.2 on SVC, 1986.
- (86) E.V.Larsen, J.H.Chow, "SVC Control Design Concepts for System Dynamic Performance", IEEE Special Symposium on Application of Static Var Systems for System Dynamic Performance, 87TH0187-5-PWR, 1987.
- (87) 高崎, 竹中, 「交流系統不平衡電圧に対する直流系統の安定運転能力」 電気学会電力技術研究会資料 PE-87-39, 1987.
- (88) 電気学会直流系統技術調査専門委員会, 「交直連系系統の動特性」 電気学会技術報告 (II部) 第258号, Oct. 1987.
- (89) M.Takasaki, T.Hayashi, K.Uyeda, "STABILIZATION OF HVDC SYSTEM OPERATION UNDER THE UNBALANCED AC SYSTEM VOLTAGE", CIGRE Symposium on AC/DC Transmission Interactions and Comparisons, No.200-07, 1987.
- (90) A.M.Sharaf, R.M.Mathur, M.Takasaki, K.Takahashi, "DAMPING TORSIONAL OSCILLATIONS OF NUCLEAR GENERATORS BY USING FIRING DELAY ANGLE MODULATION OF HVDC SCHEMES", Electric Power System Research, Vol.13 pp11-20, 1987.
- (91) J.Miliadis-Argitis, Th.Zacharias, C.Hatziaodoniu, G.D.Galanos, "TRANSIENT SIMULATION OF INTEGRATED AC/DC SYSTEMS PART I: CONVERTER MODELING AND SIMULATION", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.3, No.1, pp166-172, Feb. 1988.
- (92) C.Hatziaodoniu, G.D.Galanos, "INTERACTIONS BETWEEN THE AC VOLTAGES AND DC CURRENT IN WEAK AC/DC INTERCONNECTIONS", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.3, No.4, pp.2092-2102, Oct. 1988.
- (93) E.V.Larsen, D.H.Baker, J.C.McIver, "LOW-ORDER HARMONIC INTERACTIONS ON AC/DC SYSTEMS", IEEE PES 1988 Winter Meeting, 88 WM 083-8, 1988.
- (94) Resonance Working Group of the Dynamic System Performance Subcommittee, "COMPARISON OF SSR CALCULATIONS AND RESULTS", IEEE

- Trans. on Power Systems, Vol.4, No.1, pp336-344, Feb. 1989.
- (95) K.A.Ellithy, M.A.Choudhry, "EFFECT OF LOAD MODELS ON AC/DC SYSTEM STABILITY AND MODULATION CONTROL DESIGN", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.4, No.2, pp411-418, May 1989.
- (96) 高崎, 「SVCのダンピング向上効果に関する一検討」 電気学会電力技術研究会資料 PE-89-129, 1989.
- (97) R.M.Hamouda, M.R.Iravani, R.Hackam, "TORSIONAL OSCILLATIONS OF SERIES CAPACITOR COMPENSATED AC/DC SYSTEMS", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.4, No.3, pp.889-896, Aug. 1989.
- (98) L.A.S.Pilotto, M.Szechtman, A.Hammad, "CONTROL INDUCED VOLTAGE OSCILLATIONS IN AC/DC SYSTEMS", CIGRE International Colloquium on HVDC Power Transmission, I-05, Brasil, 13-15 Aug. 1989.
- (99) A.R.S.Soto, "ADVANCED HARMONIC CALCULATION METHODS CONSIDERING AC/DC INTERACTION. FILTER SPECIFICATION CRITERIA", CIGRE International Colloquium on HVDC Power Transmission, 11-02, Brasil, 13-15 Aug. 1989.
- (100) B.Willis, M.Denoncourt, G.Merouge, "SYNCHRONOUS CONDENSERS FUNCTION ON AN HVDC SYSTEM", CIGRE International Colloquium on HVDC Power Transmission, IV-06, Brasil, 13-15 Aug. 1989.
- (101) B.Franken, G.Andersson, "ANALYSIS OF HVDC CONVERTERS CONNECTED TO WEAK AC SYSTEMS", IEEE Trans. on Power Systems, Vol.5, No.1, pp235-242, Feb. 1990.
- (102) G.P.Christoforidis, A.P.Sakis Meliopoulos, "EFFECT OF MODELING ON THE ACCURACY OF HARMONIC ANALYSIS", IEEE PES 1990 Winter Meeting, 90 WM 047-1 PWRD, 1990.
- (103) L.Gerin-Lajoie, G.Scott, et al., "HYDRO-QUEBEC MULTIPLE SVC APPLICATION CONTROL STABILITY STUDY", IEEE PES 1990 Winter Meeting, 90 WM 079-4 PWRD, 1990.
- (104) 電気学会直流送電適用技術調査専門委員会, 「直流送電の現況と適用技術」 電気学会技術報告 (II部) 第346号, Aug. 1990.
- (105) 高崎, 「電力系統における異常振動に関する新しい固有値解析手法—基本論理の開発—」 電力中央研究所 研究報告No.T89071, 1990.
- (106) 「大規模電力系統の安定度総合解析システムの開発」 電力中央研究所 総合報告No.T14, 1990.

大学院修士論文

- [1] 高崎：「大容量直流送電系統における電圧安定性および軸ねじれ振動現象に関する研究」 東京大学大学院修士論文 (1983-3)

電気学会論文誌

- [2] 高崎，林，関根：「交流／直流送電系統の状態方程式モデル」 電気学会論文誌 B 105 巻 4 号 pp315-322 (1985-4)
- [3] 高崎，林，関根：「直流送電系統における低周波不安定現象の解析」 電気学会論文誌 B 105 巻 4 号 pp323-330 (1985-4)
- [4] 高崎，竹中：「交流系不平衡故障に対する直流系統の応動特性と安定化制御」 電気学会論文誌 B (1992-1掲載予定)
- [5] 高崎，加藤，竹中：「交直連系系統における電圧振動現象の解明と安定化制御方式」 (1991-9投稿中)

海外投稿論文

- [6] T. Hayashi, M. Takasaki, K. Takenaka, H. Konishi, Y. Ogihara : "Analysis of Low Frequency Interactions Involved in HVDC Transmission System from Isolated Generator", *IEEE Conference on AC and DC Power Transmission* (1985-10)
- [7] M. Takasaki, T. Hayashi, K. Uyeda : "Stabilization of HVDC System Operation under the Unbalanced AC System Voltage", *CIGRE Symposium on AC/DC Transmission Interactions and Comparisons*, No. 200-07, (1987-9)
- [8] A. M. Sharaf, R. M. Mathur, M. Takasaki, K. Takahashi : "Damping Torsional Oscillations of Nuclear Generators by Using Firing Delay Angle Modulation of HVDC Schemes", *Electric Power System Research*, Vol. 13 pp11-20 (1987-11)

電気学会研究会，全国大会関係

- [9] 高崎，関根：「直流単独送電の電圧安定性解析」 電気学会電力技術研究会 PE-82-38 (1982-7)
- [10] 高崎，関根：「A C / D C 系統の動態安定度解析手法と S S R 解析例」 昭和58年電気学会全国大会 No. 922 (1983-4)

- [11] 高崎，関根：「大容量直流送電系統における電圧安定性および軸ねじれ振動現象」 電気学会電力技術研究会 PE-83-34 (1983-7)
- [12] 高崎，林，関根：「直流単独送電系統における低周波異常現象の解析」 電気学会電力技術研究会 PE-84-58 (1984-7)
- [13] 高崎，林，竹中：「直流送電における受電系統不安定現象の解析と安定化方策」 電気学会電力技術研究会 PE-85-79 (1985-7)
- [14] 高崎，寺園：「交流系統不平衡故障に対する交直変換器安定運転性能の実験的検討」 昭和61年電気学会全国大会 No. 946 (1986-4)
- [15] 高崎，林，植田，町田：「交流不平衡故障時の直流系統応動特性とその安定化制御」 電気学会電力技術研究会 PE-86-79 (1986-7)
- [16] 高崎，竹中：「交流系統不平衡電圧に対する直流系統の安定運転能力」 電気学会電力技術研究会 PE-87-39 (1987-7)
- [17] 高崎：「S V C のダンピング向上効果に関する一検討」 電気学会電力技術研究会 PE-89-129 (1989-7)
- [18] 高崎，竹中：「交流系不平衡故障時の直流系統転流失敗判別手法」 電気学会電力技術研究会 PE-90-54 (1990-7)
- [19] 高崎，加藤，竹中：「交直連系系統の電圧振動安定化に関する基礎検討」 電気学会電力技術研究会 PE-91-140 (1991-9)

電力中央研究所 研究報告

- [20] 高崎，林，関根：「大規模電源からの直流単独送電 - 低周波異常現象の解析手法 -」 電力中央研究所 研究報告：183042 (1984-6)
- [21] 高崎，林，竹中：「大規模電源からの直流単独送電 - 軸ねじれ振動現象の発生メカニズムと抑制方策 -」 電力中央研究所 研究報告：184018 (1984-12)
- [22] 高崎，林，竹中：「直流送電における受電側交流系統の安定性と電圧安定化方策」 電力中央研究所 研究報告：184046 (1985-8)
- [23] 高崎，寺園，植田：「交流系統不平衡故障に対する直流系統の応動特性とその安定化制御（その1）」 電力中央研究所 研究報告：185028 (1986-7)
- [24] 高崎：「電力系統における異常振動に関する新しい固有値解析手法 - 基本論理の開発 -」 電力中央研究所 研究報告：T89071 (1990-4)

