

# 広く適用されている高電圧・大容量基幹系統用パワーエレクトロニクス装置 High-Voltage, Large-Capacity Power Electronics Equipment Applied Widely to Trunk Lines

堀内 恒郎  
HORIUCHI Tsuneo

野呂 康宏  
NORO Yasuhiro

田辺 茂  
TANABE Shigeru

電力系統用パワーエレクトロニクスとして、最近大きな設備がいくつか運転に入った。紀伊水道直流連系設備は国内初の500 kV 直流送電設備で、第1期分 $\pm 250$  kV、1,400 MWが2000年6月に運転を開始した。南福光連系所の300 MW 非同期連系設備は、同一周波数の系統を連系している。また、オーストラリアの変電所に設置した静止形無効電力補償装置は、単機容量250 MVAと大容量である。これらの設備には、制御保護及びサイリスタバルブの新技术を適用している。

Three large-capacity power electronics equipment systems have commenced operation recently. The Kii Channel high-voltage DC (HVDC) transmission system is the first 500 kV HVDC project in Japan, and its first stage of  $\pm 250$  kV - 1,400 MW was commissioned in July. The Minami-Fukumitsu 300 MW asynchronous tie links two 60 Hz systems. And a static var compensator (SVC) with a unit rating of 250 MVA has been installed in Australia.

This paper introduces the new control and thyristor valve technologies applied to these projects.

## 1 まえがき

直流送電(HVDC: High Voltage Direct Current transmission)に広く使用されている大容量他励式変換装置は、技術的に完成の域に近づいている。

これらは、1965年ごろから行われた国産技術によるサイリスタ変換装置の開発に始まり、最近の500 kV、2.8 kAの紀伊水道HVDCまで延々と継続された技術開発の成果である。

変換装置の技術は静止形無効電力補償装置(SVC: Static Var Compensator)にも適用され、電圧の維持、送電電力の増大、及び系統安定度の改善に役だってきた。

ここでは、他励変換技術の集大成として、最近のHVDCから紀伊水道HVDCを、系統連系から南福光の非同期連系(BTB: Back To Back)を、無効電力補償装置からオーストラリアのSVCを取り上げ、システムとそこに使われている制御保護及びサイリスタバルブの新技术について述べる。

## 2 システムの概要

### 2.1 紀伊水道 HVDC

橘湾の石炭火力発電所で発電される電力の一部を関西方面に直接送電するには、紀伊水道を横断するケーブル送電となる。ケーブル送電においては、充電電流補償の不要なHVDCが有利であり、 $\pm 500$  kV、2.8 kAで2,800 MWをHVDCで送電することが決定された<sup>(1)</sup>。単線結線図を図1に示す。

この設備は、四国の阿南変換所から紀伊半島の由良開閉所まで約50 kmを海底ケーブルで、由良開閉所から紀北変

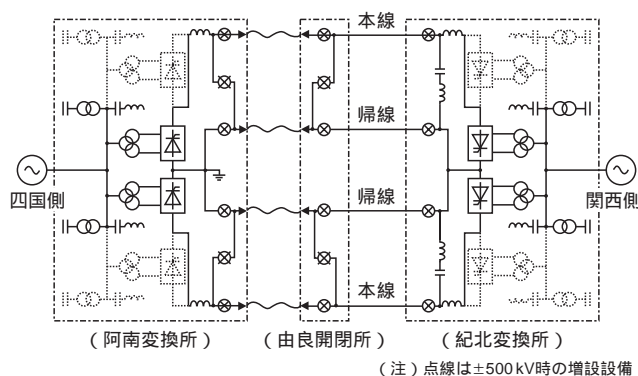


図1 紀伊水道HVDCの単線結線図 1,400 MWを、ケーブルと架空線により100 kmをHVDCで送電する。

One-line diagram of Kii Channel HVDC transmission system

換所までの約50 kmを架空線でHVDCする。わが国初の500 kV HVDCであり、2000年6月に第1期分として $\pm 250$  kV、1,400 MWが運転を開始した。

この設備には、HVDCの高速制御性を生かし系統の安定性を向上するための各種制御が適用されている。火力発電所に近接して変換所が設置されるため、発電電力全量をHVDCで送電する場合の直流(DC)単独送電、発電機の軸の低周波共振を防止する軸ねじれ共振(SSR: Sub-Synchronous Resonance)抑制制御なども備えている。機器としては、8 kV - 3.5 kAの光直接点弧サイリスタを用いた水冷サイリスタバルブや、世界初の500 kV DCガス絶縁開閉装置(GIS)をはじめ、国内初のDC 500 kV機器が開発され適用されている。

## 2.2 南福光非同期連系

北陸電力(株)と中部電力(株)の系統を交流(AC)で連系すると、関西電力(株)を含めたループ系統を構成し潮流制御が困難になるため、南福光では交直変換を用いたBTBが採用された。

連系変圧器を用いて500 kVから77 kV,又は,66 kVに降圧した中間母線を設け,変換設備はこの間を連系する。DC側は125 kV,2.4 kAで,新信濃変電所,佐久間変換所に設置された周波数変換設備と同じ構成である。この設備では,抵抗接地系の特長を生かしてAC系事故時に残る電圧を利用し,変換設備を継続運転して過電圧防止を図っている(図2)。

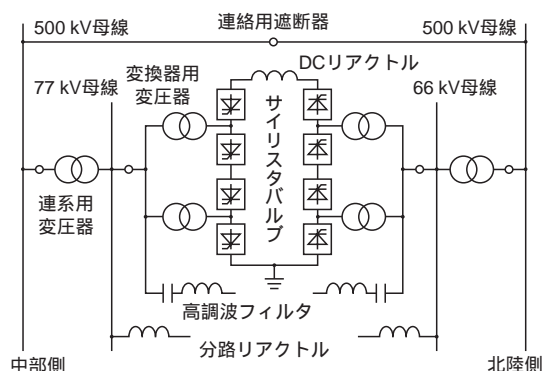


図2 南福光BTB連系 中間母線を設けた非同期DC連系を採用した。  
Main circuit configuration of Minami-Fukumitsu back-to-back converter station

## 2.3 オーストラリアの SVC

オーストラリアに2組のSVCを最近納入し,98年,99年に運転を開始した。いずれもサイリスタ制御リアクトル(TCR)でRoss変電所の230 MVA SVCは275 kV母線に接続され,-80~+150 MVA,Lismore変電所のSVCは250 MVAで132 kV母線に接続され,-100~+150 MVAの制御範囲で無効電力を変えて,電圧又は電力を制御する。両プロジェクトとも6 kV・2.5 kAの光直接点弧サイリスタ(LTT)を使用した大容量で小型,低損失の光サイリスタバルブが開発され適用された。また,両SVCとも5次,7次フィルタを構成する固定の進相コンデンサとTCRで構成されている。結線と容量を図3に示す。

Ross変電所のSVCでは,系統の弱いときにはループゲインを調整して安定化を図るゲインスーパービジョン制御が行われている。LismoreのSVCでは,正負の通電電流の差で生ずる変換器用変圧器のDC偏磁に対して偏磁抑制制御を行い,過渡時にも安定な運転をすることができる。また,フィルタの故障に対しては,5次,7次フィルタの一方が欠落しても運転継続できるようになっている。

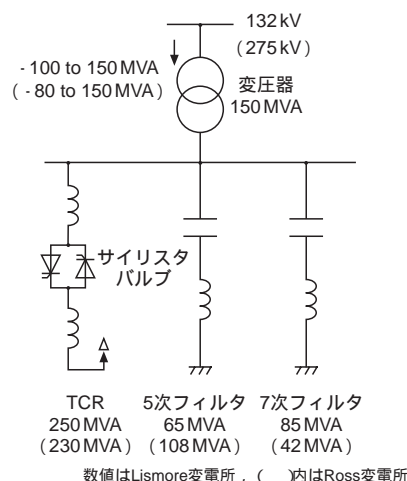


図3 ROSS及びLISMORE変電所のSVC構成 6 kV・2.5 kAのLTTを使用した,大容量・小型・低損失の光サイリスタバルブを適用している。  
SVC configuration at Ross and Lismore substations, Australia

## 3 制御・保護システムの新技术

AC系統事故時及び事故除去後には,様々な現象が発生するが,HVDC及びSVCの活用により,AC系統及びこれら設備自身にとって不都合な現象を早期に減衰,あるいは,抑制することで,AC系統の安定度向上・過電圧抑制を図り,AC系統の制御・保護を行う方式が検討され,実際のプロジェクトに適用されている。

最近検討されているものを中心に,HVDCにおける課題とそれに対応する対策制御・保護例を表1にまとめた。

表1 HVDCの課題と対策制御・保護例  
Examples of HVDC control and protection

課題	現象	対策制御・保護例
過度安定度向上	電力需給不平衡	① 緊急電力融通制御
	周波数変動	② 周波数一定制御
	電力動揺	③ 電力動揺抑制制御
	高速電力回復	④ 変換器運転継続制御
過電圧抑制	事故時,除去後過電圧	⑤ 調相制御
DC単独送電	発電機との協調	⑥ 発電機との協調制御
	SSR	⑦ SSR抑制制御
	高調波不安定	⑧ 高調波不安定抑制制御

表1中の①~③は,AC系統安定化のための制御であり,これらを3.1項の“系統制御”で開発例を交え述べる。また,これら系統制御を実現するため,AC系統事故時に高速にDC電力を回復させる必要があるが,その制御である④について,3.2項の“運転継続制御”で述べる。次に,AC系統

事故時に発生する過電圧を抑制し、HVDCの運転をするための制御⑤については、3.3項の“過電圧抑制”で述べる。更に、AC系統が分断されたような場合でも、発電機の電力をHVDCだけで送電するための制御⑥、⑦、⑧について3.4項の“DC単独送電”で述べる。

### 3.1 系統制御

AC系統に擾乱(じょうらん)が発生した場合、系統の安定度向上、周波数を維持するHVDCの制御方法としては、表1に示す①～③があり、AC系統の系統安定化制御との協調を考慮して検討・開発されている。制御①、②については、基本的には既に実用化された技術であるが、簡単に説明を加える。制御③については、最近新たに開発が進んでいる制御であり、開発例について述べる。

3.1.1 緊急電力融通制御 AC系統事故に伴い、発電機電力が送電されなくなったり、負荷が脱落することで、電力需給が不平衡になる。事前のAC系統の状態などからHVDCにより融通する電力をあらかじめ決めておき、AC系統事故時、高速にHVDCの送電電力を変更し、この不平衡を解消しようとする制御である。

3.1.2 周波数一定制御 電力の需給が不平衡になると、AC系統周波数が上昇、あるいは下降する。この周波数の変化を検出し、AC系統の周波数が一定に維持されるようにHVDCの送電電力を調整する制御である。最近では、多変数制御理論の採用により、高速な応答と系統状態の変動に対し、安定性を確保するロバスト性の両立を図っている。

3.1.3 電力動揺抑制制御 電力需給不平衡までには至らないが、事故時の擾乱により、複数の発電機群間で電力動揺が生ずる場合がある。このような現象に対し、パワーモジュレーション(PM: Power Modulation)と呼ばれる電力動揺抑制制御が適用されている。

複数の動揺モードを抑制する電力動揺抑制制御の開発事例について簡単に述べる。検討対象は、図4に示すA～Fの六つの系統から成る長距離のくし型系統である。固有値

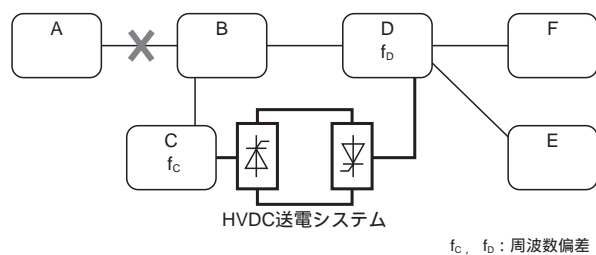


図4 電力動揺抑制制御の検討対象例 長距離くし形系統とHVDCシステムとのハイブリッドシステムを構成している。  
Example of system with two oscillation modes

解析から、このシステムにおいて、二つの減衰の悪い動揺モード(全系モードとローカルモード)が存在することが判明した。この2モードを同時に抑制するため、それぞれのモード成分を検出するブロックを並列に接続した制御構成を図5に示す。

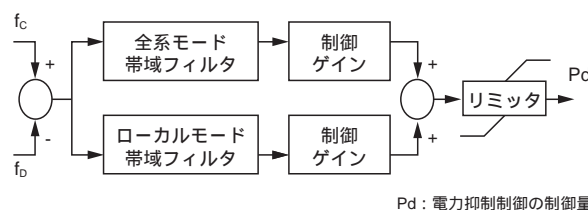


図5 二つの動揺モードを抑制するPM制御の例 周期の長い全系モードと、比較的短いローカルモードの動揺を同時に抑制できる。  
Example of power modulation control with two oscillation modes

図4の系統A、B間で事故が発生、除去された場合、全系モードが顕著に現れるが、そのシミュレーション波形例を図6に示す。PM制御により、電力動揺が抑制されているようすが示されている。

なお、SVCにおいても、無効電力制御により、電力動揺抑制に効果が得られることを確認している。

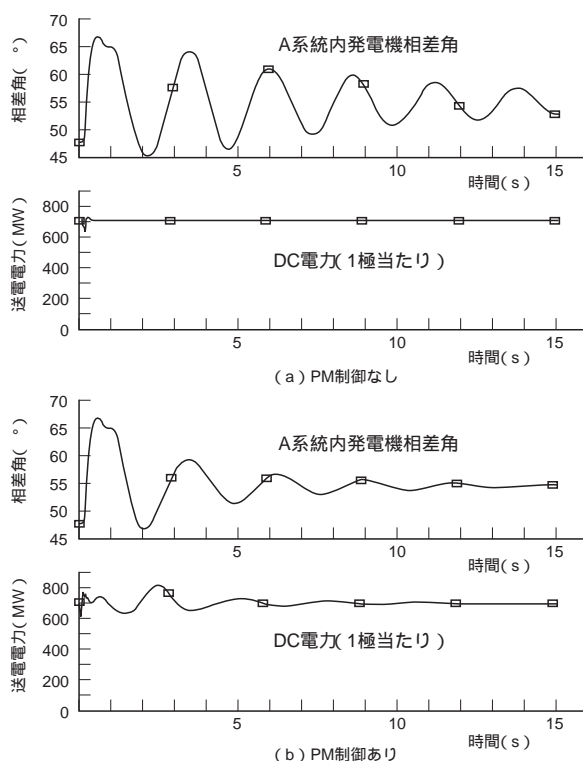


図6 PM制御のシミュレーション波形例 PM制御の適用により、発電機動揺の減衰が早くなる。  
Result of power modulation control simulation

### 3.2 運転継続制御

HVDCの変換器をAC系統事故時に、できる限り運転継続することにより、次の二つの効果を得ることができる。

- (1) 系統安定化のための高速DC電力回復
- (2) 事故除去後の過電圧抑制

ここでは、系統制御を活用するための前提となる運転継続制御の背景と制御方式について述べる。

3.2.1 系統安定化の前提となる変換器運転継続 系統制御は、特に、AC系統事故時にその効果が期待される。一方、HVDCは他励式変換器を使用しているため、AC系統事故時は、逆変換器の余裕角が減少し、転流失敗が発生しやすい。転流失敗が継続すると、HVDCにより送電される電力は0(ゼロ)になるので、系統制御の効果が望めなくなる。したがって、系統事故時の変換器運転継続制御は、系統制御を活用するための前提となる制御と言える。

3.2.2 余裕角制御の高精度化による変換器運転継続 変換器の運転継続制御の基本は、余裕角制御の精度向上であり、いくつかの方式が提案されている。一例として、変換器を構成するサイリスタバルブの逆電圧期間検出信号により、実際の余裕角を検出・フィードバック制御する方式を図7に示す。

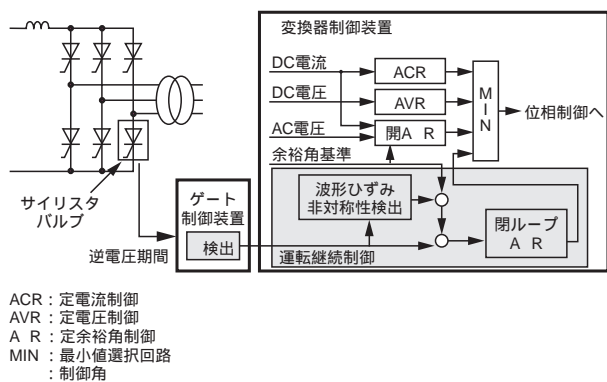


図7. 運転継続制御の構成例 サイリスタバルブの逆電圧期間から余裕角( )を検出し、制御に用いる。  
Example of continuous converter operation control configuration

この方式の効果について、試作制御装置とアナログシミュレータとを組み合わせ、検証試験を実施した波形例を図8に示す。AC系統事故期間中も変換器が運転し、HVDCにより電力が送電され、また、事故除去後、高速に電力が回復するようすが示されている。

なお、AC系統事故除去時、AC系統の周波数・インピーダンスf-Z特性とDC回路のf-Z特性によっては、DC電圧・電流が脈動する現象が報告されており、この現象に対する抑制制御の開発も併せて実施されている<sup>(2)</sup>。

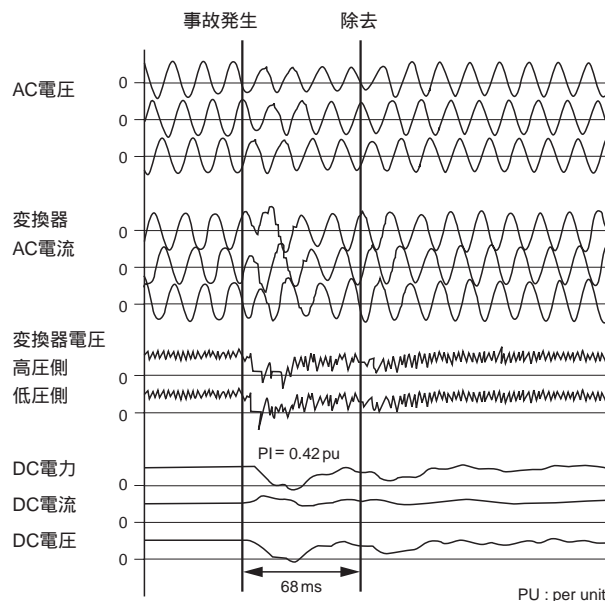


図8. 運転継続制御のシミュレータ試験結果 AC系統の事故により系統電圧が低下している場合でも変換器は運転を継続し、事故除去後は電力が高速に回復している。

Result of continuous converter operation control simulator test

### 3.3 過電圧抑制

#### 3.3.1 HVDCの接続するAC系統過電圧発生要因

HVDC設備の接続するAC系統の事故除去時には、一般的に、二つの要因により過電圧が発生する。

- (1) 背後電圧に起因する過電圧 ACフィルタ、調相設備などの容量性負荷による基本波成分の上昇と、AC系統のf-Z特性による自由振動成分の重畳により発生する過電圧である。AC系統のf-Z特性に現れる反共振点が基本波周波数に近く、そのインピーダンスが高いほど過電圧が発生しやすくなる。
- (2) 励磁突入電流 事故除去時に、連系変圧器、変換器用変圧器などにインラッシュ電流が流れ、この電流がAC系統インピーダンスに流れ、過電圧が発生する。従って、過電圧の発生傾向は、(1)と同様、反共振点の特性により決まる。

3.3.2 調相制御による過電圧抑制 AC系統のf-Z特性が、過電圧との相関が大きいことから、f-Z特性の要因の一つである調相設備(スタコン)の台数を操作し、AC系統のf-Z特性を改善する方法である。

3.3.3 変換器運転継続による過電圧抑制 AC系統事故時でも変換器の運転を継続し、誘導性無効電力を継続して出力することで、過電圧を抑制する対策が開発されている。運転継続の手法により、2種類に分類できる。

第1は、3.2項で既に紹介した余裕角制御高精度化を中心とした変換器制御を適用するものである。

第2は、AC系統の特性を利用したものであり、変換器が

接続する AC 系統が非有効接地系であることを利用した例<sup>(3)</sup>及び、AC 系統に連系変圧器( Y - )を介して接続された中間母線に BTB 設備を設置した構成での検討<sup>(4)</sup>である。

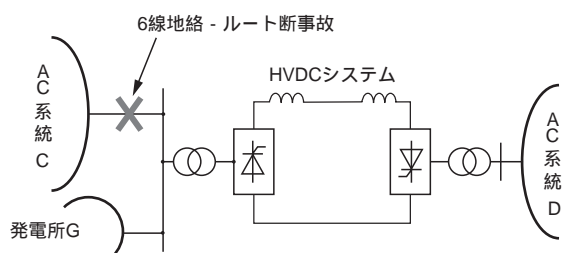
### 3.4 DC 単独送電

HVDC を AC 送電と同様に活用するためには、発電所の電力を DC 単独で送電する機能が要求される。DC 単独送電を実現するためには、次の三つの課題を解決する必要がある。第 1 は発電機と HVDC との協調制御、第 2 は発電機と HVDC との間で発生する可能性のある SSR を抑制する制御、第 3 は高調波不安定現象に対する対策である。

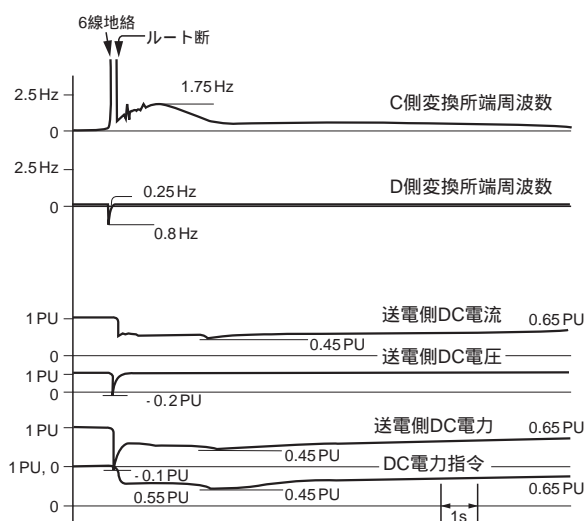
3.4.1 発電機協調制御 発電機と HVDC との協調制御として、次の系統制御の組合せによる例を述べる。

(1) 単独移行制御 HVDC の送電側 AC 系統から、発電所と HVDC とが分離されたときに、発電機と HVDC の電力バランスを、まず、緊急電力融通制御と発電機制御との組合せにより行う。

(2) 周波数一定制御 (1) により概略のバランスをとった後、発電機の周波数が一定になるよう、HVDC の送



(a) 対象のシステム



(b) 試験波形の例

図 9 . 単独移行制御のシミュレータ試験 6 線地絡 - ルート断事故により AC 系統から発電所 G と HVDC システムが分断されても、HVDC システムは電力を絞って安定な運転を継続する。  
Simulator test of islanded HVDC transmission

電電力を調整する制御を行う。

以上説明した制御を試作制御装置に搭載し、アナログシミュレータと組み合わせ、検証した例を述べる。

対象系統を図 9 (a) に示す。AC 系統 C から AC 系統 D へ HVDC で送電するシステムで、AC 系統 C 側の HVDC 変換所近傍に発電所 G がある系統である。AC 系統事故により、AC 系統 C から発電所 G と HVDC 変換所が分断された場合の波形例を図 9 (b) に示す。ルート断後、発電所 G の出力に応じて DC 電力指令を高速に制御して、周波数を改善している。

3.4.2 SSR 抑制制御 基本波電力については、発電機と HVDC との間で平衡がとれていても、発電機容量が HVDC 容量に対し相対的に小さい場合には、DC 電力変動の発電機に対する影響が大きいいため、SSR が発生する可能性がある。この場合でも、SSR 抑制制御により安定な送電を継続することができる。AC 系統の周波数変動から軸ねじれ成分を検出し、変換器の制御角を補正する原理の抑制制御の例を図 10 に示す<sup>(5)</sup>。

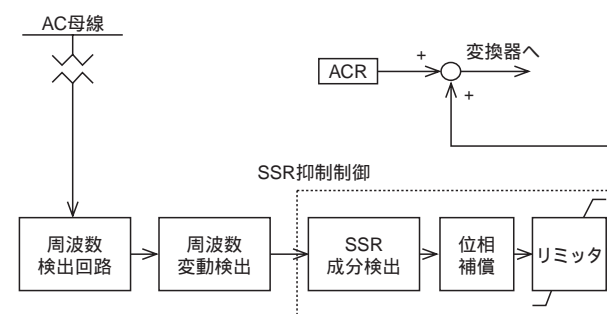
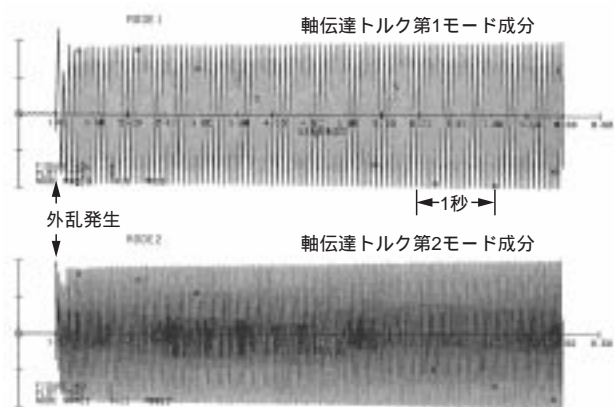


図 10 . SSR 抑制制御の構成 AC 母線電圧から SSR 成分を検出し、変換器の制御角を補正する。  
Block diagram of SSR damping control

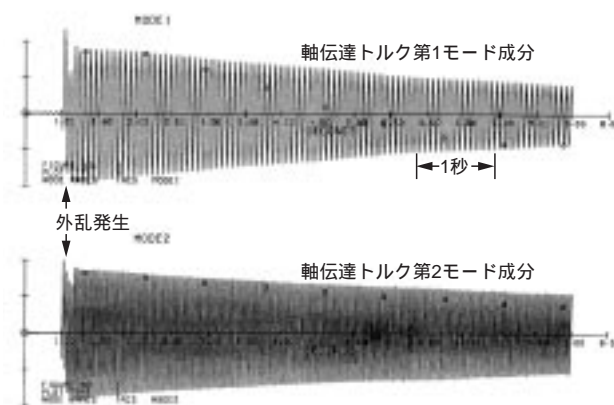
図 9 (a) の系統において、この軸ねじれ現象と抑制制御の効果を示すシミュレーション波形例を図 11 に示す。SSR 抑制制御がない場合、外乱発生時点で DC 単独送電状態に移行後、徐々に発電機の軸伝達トルクの振動が増大し発散するが、抑制制御を使用した場合は、共振現象が抑制されるようすがわかる。

3.4.3 高調波不安定対策 DC 単独系統では、系統内に抵抗性負荷がほとんどないため、高調波領域における AC 系統のダンピングが弱くなる。そのため、AC 系統と交直変換器の相互作用により高調波不安定が発生する可能性がある。

この現象に対しては、調相用コンデンサの投入量の抑制や、交直変換器定電流制御( ACR )の制御定数の適切な選定により、実系統では発生しない対策をとっている<sup>(6)</sup>。



(a) 抑制制御なし



(b) 抑制制御あり

図 11 . SSR 抑制制御のシミュレーション例  
SSR 抑制制御により、軸伝達トルク中の振動成分は減衰する。  
Example of SSR damping control simulation

## 4 サイリスタバルブ

電力系統用パワーエレクトロニクスシステムの核となるのがサイリスタバルブである。ここではサイリスタバルブの主要部品であるサイリスタと、HVDC 用及び SVC 用サイリスタバルブの最新技術及び、最新のサイリスタバルブ専用試験設備について述べる。

### 4.1 サイリスタ

電力系統用サイリスタバルブには光ゲート信号で直接点弧できる光サイリスタを使用する。これにより、極めて信頼度が高く、耐ノイズ性に優れ小型でシンプルなサイリスタバルブを実現できる。

光サイリスタの外形を図 12 に示す。平形でカソード電極に近い側面にライトガイドを接続するコネクタがついている。当社の光サイリスタのメニューと各サイリスタの主な用途を表 2 に示す。表に示したサイリスタの中から、システムに要求される定格、仕様に最適なサイリスタを選定することにより、経済的で低損失のサイリスタバルブを製作できる。

更に、最近のキャリア寿命制御技術の進歩により、いくつ



図 12 . 光サイリスタ 左から 8 kV - 3.5 kA , 8 kV - 1.6 kA , 6 kV - 2.5 kA , 4 kV - 1.5 kA である。  
Light-triggered thyristors

表 2 . 光サイリスタのメニューと用途

Lineup of light-triggered thyristors

型 式	定 格	ウェーハ径	主な用途
SL1500GX24	4 kV - 1.5 kA	75 mm	中・小容量向け、王子製紙(株)苫小牧工場向け 30MW
SL2500JX21	6 kV - 2.5 kA	100 mm	一般 HVDC, BTB, SVC 用、中部電力(株)南福光 BTB 300MW, ほか
SL1600LX21	8 kV - 1.6 kA	100 mm	長距離 HVDC 用
SL3500LX21	8 kV - 3.5 kA	150 mm	大容量 HVDC, BTB 用、紀伊水道 HVDC 向け 700MW

かあるサイリスタ特性のうち、互いにトレードオフ関係にあるオン電圧と逆回復電荷及びターンオフ時間を用途に応じて最適化することも可能になった。例えば、逆回復電荷が小さいことが重要な HVDC の用途と、オン電圧が低いことが優先される SVC の用途では、同じ電圧・電流定格のサイリスタでもこれらの特性を変えて、従来設計に比較してサイリスタバルブの損失を 10% 以上低減している。

### 4.2 HVDC 用サイリスタバルブ

当社は、次に示す 3 種類の絶縁冷却方式の HVDC 用サイリスタバルブについて製造実績がある。

- (1) 油絶縁油冷 屋外設置で収納建物不要
- (2) 空気絶縁風冷 構造が単純、保守が容易
- (3) 空気絶縁水冷 小型、保守が容易

各方式はそれぞれ特長があるが、90 年代に製作された六つの HVDC 設備向けサイリスタバルブはすべて (3) のタイプであり、経済性と外形寸法が主な選定理由であった。ここでは、最新器である紀伊水道 HVDC 向けのサイリスタバルブについて述べる。

このプロジェクト向けに開発・設計されたサイリスタバルブは当社の 30 年以上の経験を生かしたものであり、主要定格と性能を表 3 に示す。また特長は次のようになる。

- (1) 世界最大容量の 8 kV - 3.5 kA 光サイリスタの適用
- (2) サイリスタバルブ損失を最小にする光サイリスタのオン電圧と逆回復電荷特性の選定(変換容量に対する損失の割合は 0.29% と従来より約 20% 減少)

表3．紀伊水道 HVDC 向けサイリスタバルブの主要仕様  
Principal data of Kii Channel HVDC valve

項目	仕様
定格出力( DC )	250kV - 2.8kA
過負荷耐量	3.5kA , 30分
AC入力電圧/周波数	110kV / 60Hz
端子間絶縁強度	311kV
絶縁/冷却方式	空気/純水循環
損失	2,050kW , 変換容量比0.29%
外形(バルブアRESTA付き)	6.6m × 3.7m × 8.8m(高さ)
質量	39t
構造	四重バルブ,自立型,バルブアRESTA直付け

- (3) サイリスタ圧接に絶縁バンドを使用して小型化を実現
- (4) サイリスタ周辺部品は,サイリスタの高耐圧化にもかかわらず従来外形を維持するように開発・適用
- (5) 合理的な絶縁設計基準の設定により,従来比約15%減の絶縁距離を実現
- (6) 徹底した軽量化設計と高度な耐震設計技術により,スリムな自立型構造を実現

サイリスタモジュールの外形を図13に示す。部品点数が少なく極めてシンプルな構造・部品配置になっていることがわかる。また,サイリスタバルブの外形を図14に示す。同一電圧定格で92年に設計した北海道 - 本州 DC 連系用と比較すると高さが約80%になっている。

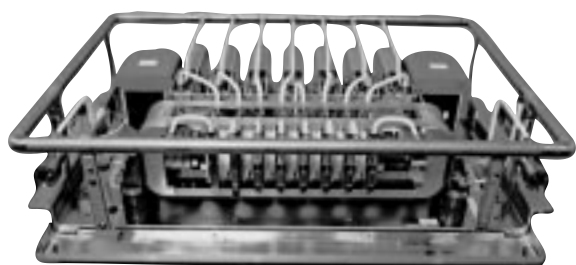


図13．紀伊水道 HVDC 向けサイリスタモジュール 8kVの光サイリスタ7個とその周辺部品を収納している。  
Valve module for Kii Channel HVDC transmission system

### 4.3 SVC用サイリスタバルブ

SVC用サイリスタバルブは,TCR用及びTSC(Thyristor Switched Capacitor)用のどちらも過電圧保護方式が異なる以外は同じ構成である。ここでは,SVCシステムでよく使用されるTCR用サイリスタバルブの最近の技術進歩について述べる。

SVC用サイリスタバルブの基本構成はHVDC用と同様であるが,次の点が異なっている。

- (1) 両方向に電流を流すために,サイリスタを逆並列接続



図14．紀伊水道直流連系設備向けサイリスタバルブ このバルブで250kVの12パルスブリッジを構成する。  
Thyristor valve for Kii Channel HVDC transmission system

- (2) 過電圧保護としてバルブアRESTAではなく,過電圧を検出したら保護ゲートを出してみずからターンオンする,いわゆるOVP(Over Voltage Protection)方式の採用

- (3) 扱電圧が低いので,電界緩和シールドは不要  
ここでは99年11月に営業運転を開始したオーストラリアLismore変電所向けサイリスタバルブと,10年前の88年頃に製作されたサイリスタバルブとを比較して技術進歩の状況を述べる。前者のサイリスタバルブの外觀を図15に示す。また,両者のサイリスタバルブの主要諸元を表4に示す。表から次のことがわかる。



図15．オーストラリアLismore向けSVCサイリスタバルブ 正面に逆並列接続の光サイリスタが配置されている。  
SVC thyristor valve for Lismore Substation

表4． SVC用サイリスタバルブの進歩  
Improvement of SVC thyristor valve

項目	Lismore向け	88年設計
定格容量 (MVA)	250	136
SVC電圧 (kV)	26.7	22.9
SVC電流 (kA)	3.13	1.98
使用サイリスタ	6 kV・2.5 kA 光サイリスタ	4 kV・1.5 kA 光サイリスタ
サイリスタ直列数	15	24
冗長サイリスタ数	2	3
構造	三相独立自立型	三相独立自立型
モジュール段数/相	2	4
絶縁/冷却方式	空気/純水循環	空気/純水循環
外形寸法/相 (m)	1.8 × 1.6 × 2.5 (高さ)	1.6 × 1.2 × 3.2 (高さ)
容積/MVA (m <sup>3</sup> /MVA)	0.092	0.184
損失 (kW)	319	230
損失/MVA (kW/MVA)	1.25	1.69

- (1) 容量当たりの損失が74%に減少
  - (2) 容量当たりの容積が50%に減少
  - (3) 使用サイリスタ数は63%に減少
- こうした進歩は次に示す技術開発により実現できた。

- (1) 大容量光サイリスタの採用
- (2) SVC用途に適したサイリスタ特性の選定(SVCの用途ではターンオフ時間はHVDC用より長くてもよく、その代わりにオン電圧を低くする。)
- (3) 冷却効率の高いヒートシンクの開発によるサイリスタ利用率の向上
- (4) 合理的な絶縁協調による過電圧保護レベルの低減

#### 4.4 サイリスタバルブの試験設備

当社は、今後のHVDC、SVC事業の増加に対応し、また、IEC(国際電気標準会議)規格として整備された新しい試験項目に対応するために、97年に府中事業所内にPE(Power Electronics)テストセンターを設置した。その高圧ホールを



図16． PEテストセンターの高圧ホール PEテストセンターは、高圧ホールとモジュール試験エリアとに別れている。  
HVDC and SVC laboratory

表5． PEテストセンター  
HVDC and SVC valve laboratory

項目	試験能力
建物の大きさ	40 m × 36 m × 20 m (高さ)
バルブモジュール試験エリア	・ AC/DC 耐圧, コロナ: 50 kV ・ インパルス: 150 kV ・ 動作試験: 40 kV・3.5 kA
バルブ試験エリア	・ AC/DC 耐圧, コロナ: 500 kV ・ インパルス: 1,400 kV
妨害波シールド	50 dB
冷却装置	純水最大 2,900L(リットル)/分

図16に、また主要試験能力を表5に示す。この設備により500 kVまでのHVDCバルブ及び250 MVAまでのSVCバルブに対応可能である。

## 5 あとがき

紀伊水道HVDC、南福光非同期連系、更に最近のオーストラリア向け大容量SVCシステムに適用されたシステム制御、サイリスタバルブの最新技術について述べた。

パワーエレクトロニクスの高速で高精度の制御性を生かして電力システムの安定性を増す制御が、設備の大容量化に伴いますます大規模に行われるようになってきている。

## 文献

- (1) HASEGAWA, T., et al. "Design of ± 500kV Compact Converter Stations of Kill Chanel HVDC Link". CIGRE Symposium-Tokyo 1995. 420 - 05.
- (2) 村上弘明, ほか. 直流脈動抑制制御のシミュレータ試験結果. 平成8年度電気学会. 電力エネルギー部門大会. 1996, p.413 - 414.
- (3) 高木 勲, ほか. 高抵抗接地系での一相地絡時過電圧とその抑制対策. 平成7年度電気学会全国大会. 1995, p.6-343 - 6-344.
- (4) 望月宏悦, ほか. 交流系統故障時のBTB運転継続の検討, 平成7年度電気学会電力・エネルギー部門大会. 1995, p.295 - 296.
- (5) 松原伸二, ほか. 軸ねじれ振動抑制制御の開発. 平成8年度電気学会. 電力・エネルギー部門大会. 1996, p.212 - 213.
- (6) 山地幸司, ほか. 交直変換装置の非整数次高調波不安定現象の検討. 電気学会論文誌B. 118, 7/8, 1998, p.899 - 905.



堀内 恒郎 HORIUCHI Tsuneo

電力システム社 電力事業部 電力変電技術部主幹。  
直流送電、SVCなどパワーエレクトロニクスの電力分野への適用と開発に従事。電気学会会員。  
Transmission, Distribution & Hydraulic Power Systems & Services Div.



野呂 康宏 NORO Yasuhiro

電力システム社 電力・産業システム技術開発センター 電力システム開発部グループ長。電力系統解析及び制御システムの研究・開発に従事。電気学会会員。  
Power and Industrial Systems Research and Development Center



田辺 茂 TANABE Shigeru

情報・社会システム社 府中情報社会システム工場 パワーエレクトロニクス部主査。高圧サイリスタ変換器の開発・設計に従事。IEEE, 電気学会会員。  
Fuchu Operations - Information and Industrial Systems & Services