

研究概要

我が国の電力系統における供給信頼度基準は、単一設備事故の場合に停電が発生しないこと、また、多重設備事故の場合には大幅な停電が発生しないこととしている。しかし近年、世界的に多重設備事故による広域停電が発生しており、国内でも 2006 年 8 月に発生した首都圏広域停電を受け、多重事故発生時の事故影響の極小化に計画的に取り組んでいくことが求められている。これまで、電力系統における供給信頼度対策は、需要の増加に伴う設備形成に合わせて進められてきたが、今後、これまでのような確実な需要の増加は見込まれず、さらには、環境問題・景観問題等により新規送電線の建設用地の確保が次第に困難になってきていることから、今後の供給信頼度対策は、需要に応じた設備形成時に限らず、設備更新時においても、新技術の導入を視野に入れて、効率性との両立を図りつつ進めていくことが必要となる。

そこで本研究では、電力系統に連系されている既存の設備に加え、将来の導入が期待される FACT 機器の一つである UPFC (Unified Power Flow Controller) を複数台活用し、通常では大規模な停電を免れることのできない多重設備事故発生時の事故影響極小化(事故波及の防止、停電範囲の極小化)に向けて静的な系統制御方法の検討を行っている。このとき、各種電力機器の能力を最大限活用するために、機器の制御は協調されることが望ましい。それに対し、本研究では最適潮流制御による停電範囲極小化手法を提案している。提案手法では、事故発生後の時間帯を、送電線の熱容量定格等の系統制約の違いによって二つの時間帯に大別し、それぞれの時間帯に対して異なる制御を行っている。稀頻度事故として送電線の 2 回線停止や鉄塔倒壊による送電ルートの分断を想定した場合、事故発生直後の時間帯においては、送電線の過負荷解消に向けて緊急の発電機制限が必要となる。需給バランスの関係から、発電機制限量は供給支障電力につながるため、系統全体を考慮した機器の協調制御により、事故後の発電機制限量を最小化している。また、事故前後における増分送電損失や、事故直後の時間帯での負荷遮断位置が、最終的な停電電力に対して影響を及ぼすことに着目し、UPFC による損失最小化や、最適な負荷遮断位置の選択を行っている。

さらに、緊急時に活用可能な電力機器として、二次電池の活用についても検討を行っている。二次電池は、現在想定されている太陽光発電設備の大量導入が進めば、その出力変動補償や余剰電力対策として、今後も設置容量の増加が予想される系統内機器である。本論文では、緊急時における二次電池の静的な制御方法として、充電による送電線過負荷の緩和機能・放電による電力融通機能という 2 つの異なる活用方法を提案し、UPFC との協調制御による更なる停電範囲の削減効果を確認している。

目次

第1章	序論	1
1.1	本研究の背景	1
1.2	本研究の目的	2
1.3	本論文の構成	2
第2章	広域停電と防止対策	4
2.1	系統事故による各種異常現象	4
2.2	近年における広域停電の例	5
2.3	事故波及防止対策	7
第3章	緊急時において利用可能な系統内機器の検討	8
3.1	既設設備	8
3.1.1	発電機	8
3.1.2	調相設備	8
3.2	FACTS 機器	10
3.2.1	FACTS Concept	10
3.2.2	FACTS 機器	10
3.3	BESS (Battery Energy Storage System)	14
第4章	複数 UPFC 導入時の停電範囲極小化	15
4.1	概要	15
4.2	UPFC の構成・モデル	16
4.2.1	UPFC の構成・等価回路	16
4.2.2	UPFC の等価電力源モデル	17
4.3	UPFC による停電範囲極小化の概要	19
4.4	対象とする時間帯	20
4.5	最適な遮断発電機選択との協調による停電範囲極小化アルゴリズム	21
4.5.1	事故直後の時間帯 (Interval 1)における制御	22
4.5.2	事故発生から一定時間経過後の時間帯 (Interval 2)における制御	26
4.6	シミュレーションによる検証	27
4.6.1	シミュレーション条件	27
4.6.2	事故前の定常状態の作成	29
4.6.3	事故ケース 1	34
4.6.4	事故ケース 2 (問題点が顕著となるシミュレーションケース)	39
4.6.5	シミュレーションからの帰結	43
4.7	適切な負荷遮断位置を考慮した停電範囲極小化アルゴリズム (改善手法)	44

4.7.1	事故直後の時間帯 (Interval 1)における制御.....	45
4.7.2	事故発生から一定時間経過後の時間帯(Interval 2)における制御.....	48
4.8	シミュレーションによる検証(適切な負荷遮断位置を考慮した場合)	49
4.8.1	シミュレーション条件.....	49
4.8.2	事故ケース 1.....	49
4.8.3	事故ケース 2.....	54
4.8.4	シミュレーションからの帰結.....	56
4.9	本章のまとめ	57
第 5 章	複数 UPFC・二次電池導入時の停電範囲の極小化.....	59
5.1	概要	59
5.2	緊急時における二次電池の活用方法.....	60
5.3	二次電池のモデル.....	61
5.4	二次電池導入時の停電範囲極小化アルゴリズム	62
5.5	シミュレーションによる検証.....	67
5.5.1	シミュレーション条件・結果.....	67
5.5.2	二次電池の仮想的発電機としての活用による PNS 削減効果.....	73
5.5.3	二次電池の仮想的負荷としての活用による PNS 削減効果.....	74
5.5.4	仮想的発電機・負荷としての活用方法の組合せによる PNS 削減効果.....	75
5.5.5	二次電池のみの利用による PNS 削減効果.....	76
5.6	本章のまとめ	78
第 6 章	結論	80

第1章 序論

1.1 本研究の背景

我が国の電力系統における供給信頼度基準は、単一設備事故の場合に停電が発生しないこと、また、多重設備事故の場合には大規模な停電が発生しないこととしている。しかし近年、世界的に多重設備事故による広域停電が発生しており、国内でも 2006 年 8 月に発生した首都圏広域停電を受け、多重事故発生時の事故影響の極小化に計画的に取り組んでいくことが求められている^[2]。

これまで、電力系統における供給信頼度対策は、需要の増加に伴う設備形成に合わせて進められてきたが、今後、これまでのような確実な需要の増加は見込まれず、さらには、環境問題・景観問題等により新規送電線の建設用地の確保が次第に困難になっていることから、今後の供給信頼度対策は、需要に応じた設備形成時に限らず、設備更新時においても、新技術の導入を視野に入れて、効率性との両立を図りつつ進めていく必要がある。

効率的な設備利用・供給信頼度向上の両面で有効な手段となり得るのが、自励式半導体装置を適用した FACTS (flexible AC transmission systems) 機器の導入である。FACTS 機器を系統内に設置することにより、母線電圧の大きさ・位相差、送電線のインピーダンスを高速に制御し、送電可能容量を制限している安定度制約等を緩和することによって、送電線を熱容量の限界まで活用し、既存の設備を最大限利用できることが期待される。また、FACTS 機器が持つ高速な潮流制御能力を生かし、事故によって発生した送電線の過負荷を解消するといった、緊急時制御の対象機器としても注目されている。現在、FACTS 機器の一つである SVC (static var compensator), STATCOM (static var synchronous compensator) 等は国内でも適用されており、今後も、FACTS 機器を構成する電力用半導体装置の進歩・低コスト化に伴い、設備の有効利用や系統安定化に向けて、様々な種類のより多くの FACTS 機器の導入が予想される。将来、電力自由化の進展に加え、近年日本でも盛んに研究が行われている分散型電源の導入が促進されれば、重潮流化・不確実性の増大に伴って、高速で柔軟な制御性を持つ FACTS 機器への期待はより高まっていくものと思われる。

数ある FACTS 機器の中でも、2 台の自励式変換器、直列変圧器、並列変圧器によって構成されている UPFC (unified power flow controller) は、高い潮流制御能力・各種安定度緩和能力が期待される電力機器である。このことから、これまでも複数 UPFC の潮流制御能力を利用した事故波及(連鎖的な送電線過負荷・トリップ)の防止に関する研究は行われており、緊急時における UPFC の静的な制御方法が提案され、提案手法の適用によって、事故により発生した送電線の過負荷解消が可能であることが示されている^{[4][5]}。しかし、それらの研究は、特定の事故ケースに対してのみ、UPFC の設置による事故波及防止が可能であることを示すに留まっている。実際には、事故の多様性や、機器の定格によって決定される UPFC

の潮流制御能力の限界により、すべての事故ケースに対して停電発生を防ぐことは不可能であり、特に多重設備事故に対しては、停電を免れることのできない場合が多い。そのような、停電を免れることのできない稀頻度の多重設備事故が発生した場合に、その停電範囲を如何にして極小化するかといった制御方法の検討はこれまで行われておらず、未だ研究の余地があるといえる。

また、緊急時制御の対象となる電力機器として、今後は二次電池の活用も考えられる。その背景として、将来の太陽光発電設備の大量導入がある。2008 年に閣議決定された低炭素社会づくり行動計画によれば、2030 年における我が国の太陽光発電導入量は 2005 年度実績の約 40 倍となる 5321 万 kW を想定しており、今後、これに従って太陽光発電設備の大量導入が進めば、その出力変動補償や、余剰電力対策として、大量の二次電池が必要となることが予想されている。このような今後の二次電池の設置容量の増加や、二次電池の持つ高速な電力融通機能を踏まえると、緊急時におけるその活用方法を検討しておくことは有意義であるといえる。

1.2 本研究の目的

本研究では、電力系統に連系されている既存の設備に加え、将来の導入が期待される FACTS 機器の一つである UPFC や、太陽光発電設備の大量導入に伴い設置容量の増加が予想される二次電池を活用し、通常、停電を免れることのできない多重設備事故発生時の停電範囲極小化を図る静的な系統制御方法の検討を目的とする。

本研究では、稀頻度である多重設備事故を対象としている。そのような稀頻度の事故に対して、停電範囲極小化に向けた各種電力機器を予め準備・待機させておくことは、経済的ではない。そこで、本研究で活用を検討する各種電力機器は、平常時は各々の目的で働いていることを前提としており、必ずしも稀頻度事故による停電範囲極小化に対して有効な位置に設置しているわけではない。このことから、本研究で検討する停電範囲極小化手法は、各種電力機器がどのような位置に対して設置されていても、停電範囲を極小化できる制御手法である必要がある。また、各種電力機器の、事故影響の極小化に対する有効性を明らかにすることで、利用する電力機器に対してさらなる付加価値をつけることも期待される。

1.3 本論文の構成

本論文の構成は以下に示すとおりである。

はじめに、第 2 章において、本研究の背景の一つとなっている近年における広域停電の例を紹介し、我が国と欧米諸国の系統構成の違いによる停電発生機構の違いについて簡単

に述べる。また、電力系統における事故波及防止対策についてまとめ、本研究で検証する停電範囲極小化対策の位置付けについて述べる。

第 3 章では、緊急時において利用可能な系統内機器についてまとめる。はじめに、現在の電力システム内の既設設備として、発電機・調相設備について緊急時における活用方法をまとめる。つづいて、将来の導入が予想される系統内機器として、FACTS (flexible AC transmission systems)機器・BESS (battery energy storage system)について、機器の種類・特徴を簡単にまとめる。

第 4 章では、重大事故発生時の事故影響極小化に対して利用可能な電力機器として、FACTS 機器の一つである UPFC の複数台利用を検討する。まず、本研究で扱う UPFC の構成と、シミュレーションにおけるモデル化についてまとめる。ここでは、定常状態における潮流計算を行うにあたり必要となる UPFC の等価電力源モデルを導出している。つづいて、事故発生時の停電範囲極小化に向けて、最適潮流制御による各種機器の静的な協調制御手法を提案する。ここでは、事故によって発生した送電線過負荷解消のために行わなければならない遮断発電機の選択を UPFC による高速な潮流制御と協調し、事故直後における発電機制限量を最小化することで、供給支障電力(PNS : power not supplied)の極小化を図っている。加えて、事故前後における増分送電損失の最小化を行うことで、更なる PNS の極小化を行う。シミュレーションによる検証では、提案手法による PNS 削減効果を確認するとともに、提案手法の問題点についても明らかにする。

第 4 章の後半では、本章の前半で明らかになった提案手法の問題点を考慮し、その改善手法を提案する。改善手法では、本章の前半での結果を踏まえて、最適な遮断発電機の選択・増分送電損失の最小化に加え、事故直後において適切な負荷遮断位置の選択を行うことで、更なる PNS の極小化を図っている。シミュレーションによる検証では、提案手法の有効性と UPFC 活用時における PNS 削減の機構を明らかにする。

続く第 5 章では、複数の UPFC に加え、太陽光発電導入に伴う余剰電力対策として今後の導入量の増加が予想される二次電池の設置を想定し、緊急時における活用方法について検討している。本章ではまず、緊急時における二次電池の活用方法について述べる。ここでは、二次電池の緊急時における活用方法として、充電による線路過負荷の緩和機能・放電による電力支援機能という 2 つの異なる活用方法を提案し、まとめている。

第 5 章の後半では、UPFC・二次電池導入時の事故発生時の停電範囲極小化に向けた静的な制御手法についてまとめ、シミュレーションによる検証を行う。ここでは、4 章で提案した停電範囲極小化制御手法と同様の考えに従い、最適潮流計算に新たに二次電池の制御変数、制約条件を組み込むことで、発電機・負荷・調相設備・UPFC・二次電池の静的な協調制御方法を提案している。シミュレーションによる検証では、事故直後の時間帯における二次電池の活用による PNS 削減効果や、二次電池の設置地点による PNS 削減機構の違いについて明らかにする。

最後に、第 6 章において本論文で得られた結果をまとめ、今後の展望について述べる。

第2章 広域停電と防止対策

本章では、本研究の背景にもなっている近年における広域停電の例を紹介し、我が国と欧米諸国の系統構成の違いによる停電発生機構の違いについて簡単に述べる。また、電力系統における事故波及防止対策についてまとめ、本研究で検証する停電範囲極小化対策の位置付けについて述べる。

2.1 系統事故による各種異常現象

本節では、系統事故によって発生する各種異常現象について簡単にまとめる^[8]。

○脱調現象

電力系統において地絡事故等の系統事故が発生すると、発電機の機械的入力と電氣的出力のバランスが崩れ、発電機が同期運転を保つことができず不安定な運転状態となる。これを脱調現象と呼び、この状態を放置しておくと、系統全体の発電機停止に波及し、広域な停電につながる。

○過負荷現象

送電線のルート断事故や変電所事故により、系統内のある送電ルートが分断されると、停止ルートを流れていた潮流が残りの設備に流れる込み、残りの設備を流れる電力が定格電力を超え、過負荷状態になることがある。この過負荷状態は設備保護のための設備停止の原因となるため、この状態を放置すると、新たな設備停止、設備過負荷といった具合に、系統全体に波及する。最終的には、系統が分断され、需給バランスの崩壊から広域な停電に到る場合が多い。

○周波数異常現象

系統事故により、電力系統どうしを結ぶ連系線事故や電源脱落、負荷脱落が発生し、系統内の有効電力のバランスが崩れると、系統周波数が変動する。周波数の上昇/下降は、発電機等の停止を招くので、放置すると広域な停電に到る。

○電圧不安定現象

系統事故により、無効電力のアンバランスが生じると電圧異常現象につながる。異常現象を放置すると、保護リレーの誤動作を招き、事故がさらに波及拡大する。特に、電圧が低下していき、放置すると系統崩壊に至る現象を電圧不安定現象と呼び、広域停電の要因となりやすい。

2.2 近年における広域停電の例

近年における広域停電について、表 2.1 にまとめる^[2]。一般に、電力系統は、単一故障(N-1)時には供給支障が起こらない供給設備とすることを前提として設備形成が行われている。このため、保安停止による停電を除くと、広範囲に停電をもたらした事故は、送電線 2 回線事故(ルート断)等の多重事故(N-2 以上)発生時となっている。

○北米大停電

北米大停電は、系統を監視するシステムにおける故障や異常により、系統状態の正確な把握ができていなかったことが停電の発端となっている。系統運用者が樹木接触によって生じた送電線停止に気づくことができず対応が遅れ、他の送電線が重潮流化によるたわみにより再び樹木接触を起こすということが続いた。その後、送電線の過負荷による送電線停止が続き、系統分離による大規模な停電につながった。

○イタリア大停電

イタリア大停電は、スイスとの連系線が樹木接触により停止したことが発端となった。これにより、停止送電線を流れていた潮流が別の送電ルートに流れ込むことにより、別の送電線が 110%の過負荷となった。この過負荷は 15 分程度であれば許容される程度の過負荷であったが、15 以内に電源制限、負荷遮断等の適切な処置が行われなかったため、過負荷による送電線停止がドミノ上に続き、イタリア系統と欧州系統の分離に至った。系統分離後、単独系統となったイタリア系統は安定度問題により電源が脱落し、最終的にはイタリア全土が停電となった。

○欧州広域停電

欧州広域停電は、送電線の保安停止が発端となった。大型客船の河川通過のため、船舶通過時間における送電線の 2 回線開放を行った際に、事前の N-1 数値解析を実施しなかったために、他の送電線で安全限界を超える予想外の大幅な潮流増加が起こった。この送電線過負荷の解消のために、変電所の母線連結操作を行ったが、ここでも事前の数値解析を

表 2.1 近年における代表的な広域停電の例

	北米大停電	イタリア大停電	欧州広域停電	首都圏広域停電
発生日時	2003/8/14 16:10 頃	2003/9/28 3:25 頃	2006/11/14 22:10	2006/8/14 7:38
停電電力	約 6180 万 kW	約 2770 万 kW	約 1700 万 kW	約 216 万 kW
原因	送電線ルート断事故	送電線ルート断事故	送電線の保安停止	送電線ルート断事故
事故様相	系統監視装置の故障 連続的な過負荷	連続的な過負荷 系統安定度、電圧崩壊	連続的な過負荷 周波数低下	事故による電源脱落 需給バランス崩壊

行わなかったために、かえって過負荷となっている送電線の潮流が増加し、保護リレーが働いた。この後、過負荷による波及的な送電線トリップが続き、最終的に欧州系統は 3 つのエリアに分断された。分離系統の中でも、発電量が不足した西部系統では、周波数低下によりさらに風力発電機出力の一斉脱落が起こり、大幅な負荷遮断を行う結果となった。

○首都圏広域停電

我が国における首都圏広域停電は、クレーン船のクレーンブームが河川上の都内導入送電線に接触したことが発端となった。我が国の電力系統は、欧州・米国とは異なり、放射状運用を行っているため、事故地点より下流の首都圏地域のうち、単独運転制御装置が動作により運転を維持した単独系統内の負荷を除く地域で停電が発生した。さらにその 20 分後、単独系統内でも急激な需要の伸びによって需給バランス崩壊が崩壊し、単独系統内の電源停止による追加の停電が発生した。

表 2.1 に示した近年における広域停電の例をみると、北米・欧州地域における停電発生例では、波及的な送電線の過負荷・トリップによって広域な停電につながっているケースが多いことが分かる。これは、欧米の電力系統構成の一つの特徴を表している。欧米の電力系統は、複数の送電ループを持つメッシュ状構成になっており、想定内の事故に対して供給能力の確保が容易である一方、事故時の潮流が複数の送電線に分流するために、事故の影響が系統全体に波及しやすいという欠点を持つ。従って、事故があるレベルを超えると、表 2.1 に示したような大規模な停電につながりやすく、事故波及防止対策が重要となる。また、系統構成が複雑であるがゆえに、想定外の事故が発生した際の系統状態の把握・推定や、リレーの整定が難しいという難点を持つ。

それに対し、我が国における首都圏広域停電の例は、欧米の例とは性格の異なる事故ケースであるといえる。我が国の電力系統はループ、放射上構成となっており、メッシュ系統のように事故が系統全体に波及的な影響を及ぼしにくい一方、事故により放射状系統の一つの送電ルートが分断されると、その下流地点における停電を避けることができない。表 2.1 に示すように停電の規模はそれほど大きくないものの、放射状系統の特徴がよく分かる事故ケースである。

2.3 事故波及防止対策

事故波及防止対策は、設備形成面での対策，系統運用面での対策，保護リレーシステム面での対策の三つに大別できる。各種防止対策の位置づけを図 2.1 に示す^[8]。

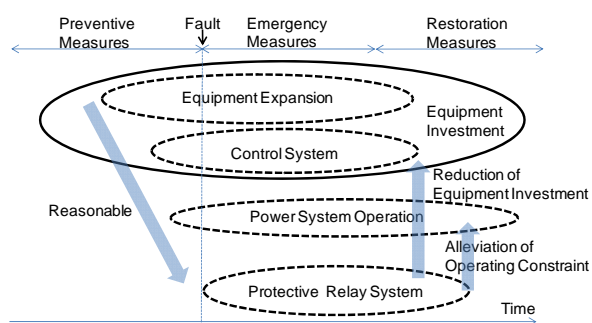


図 2.1 事故波及防止対策

設備形成面からの対策では、送電線建設等の系統拡充に加え、系統安定化装置(PSS)や、無効電力補償装置(SVC・STATCOM)等の安定化機器による系統制御システムの導入が行われている。しかし、設備形成面からの対策のみによって様々な事故ケースに対応することは、経済性や用地事情の観点から困難であり、これを補うかたちで系統運用や保護リレーシステムによる対策を行っている。

系統運用面では予防的に系統変更や潮流抑制等の安定化対策を行い、供給信頼度を確保している。しかし、今後、電力取引や分散型電源の導入増加に伴う多様な運用形態に対応するため、制約条件が厳しくなっていくことが予想される。そのため、事故発生時の緊急対策として保護リレーシステムによる対策を行うことで、運用制約を緩和し、現状設備がもつ電力送電能力を経済的に高めている。

事故波及防止保護リレーシステムは、系統における各種異常現象に対して、一部の発電機制限や負荷遮断を緊急に行い、系統の安定化を図っている。また、設備形成面や系統運用面での対策を行う上で事故除去リレーシステムの高速で確実な動作が前提となっている。

本研究では、発生頻度の低い多重設備事故を対象としている。そのような稀頻度の事故に対して、停電範囲削減に向けた各種電力機器を、予め準備・待機させるといった設備形成面からの対策は、経済的に望ましくない。そこで本研究では、系統運用面での対策に重点を置き、平常時には各々の目的で動作している系統内機器を活用した緊急時の静的な制御方法の検討を行う。活用する各種電力機器が、平常時は各々の目的で働いていることを前提とした場合、各種機器は必ずしも稀頻度事故による停電範囲極小化に対して有効な位置に設置されているわけではない。このことから、本研究で検討する停電範囲極小化手法は、各種電力機器が事故地点に対してどのような位置に設置されていても、多重事故発生時の停電範囲を極小化できる制御方法であることが要求される。

第3章 緊急時において利用可能な系統内機器の検討

本章では、緊急時において利用可能な系統内機器についてまとめる。3.1 節では、現在の電力システム内の既設設備として、発電機・調相設備について緊急時における活用方法をまとめる。3.2 節、3.3 節では、将来の導入が予想される系統内機器として、FACTS 機器・BESS についてまとめる。

3.1 既設設備

本節では、既設設備として発電機・調相設備の活用についてまとめる。

3.1.1 発電機

緊急時における発電機の活用方法として、出力調整による需給アンバランスの調整・送電線過負荷の解消が挙げられる。

まず、事故直後の時間帯においては、瞬動予備力を利用することになる。ここで、瞬動予備力とは、電源脱落等の緊急時の周波数低下に対して、10 秒程度以内で出力応答が可能な供給力のことであり、主にガバナフリー運転中の発電機のガバナフリー余力によって確保される。我が国の電気事業者は、原則として系統容量に対して 3%程度の瞬動予備力の確保に努めている。しかし、瞬動予備力を超えた出力抑制が必要な際には、発電機の出力調整の時間がないため、ただちに発電機を解列する必要がある。このとき、需給バランスの関係から、発電機出力の減少分が供給支障電力につながる。また、この時間帯に解列した発電機は、再び起動するまでにしばらく時間がかかるため、停電範囲の極小化に対しては、緊急時における電源制限量を極小化することが特に重要になるといえる。

また、事故発生から一定時間経過した時間帯における発電機出力は、送電線の過負荷解消、需給バランスの確保等に向けて調整することが可能である。しかし、発電機出力調整によって、送電線の熱容量制約、母線電圧制約等が解消できない場合には、負荷遮断、発電機制限を併せて行うことになる。

このように、電源脱落や、送電ルートの分断事故等が発生時した場合には、送電線の熱容量制約、母線電圧制約等の下で、発電機の出力調整を行うことになるわけであるが、その際に各種制約を緩和することができれば、この出力調整可能範囲をより大きくし、発電機・負荷遮断量を削減することが可能となる。

3.1.2 調相設備

調相設備は、電力系統の電圧・無効電力制御に対して必要であり、電力用コンデンサ(SC)、分路リアクトル(ShR)や、同期調相機(RC)、他励式無効電力補償装置(SVC)が用いられている。

表 3.1 に、現在設置されている調相設備の特徴をまとめる^[10]。

表 3.1 各調相設備の特徴

名称	遅れ無効電力	制御特性	応答時間
電力用コンデンサ (SC : static capacitor)	発生	段階的	—
分路リアクトル (ShR : shunt reactor)	吸収	段階的	—
静止形無効電力補償装置 (SVC : static var compensator)	発生 吸収	連続的	数十ミリ秒
同期調相機 (RC : rotary condenser)	発生 吸収	連続的	数百ミリ秒 ～数秒

従来から、SC、ShR、RC によって無効電力制御が行われているが、SC、ShR は開閉制御によって無効電力調整を行うため、応答性、連続制御性が悪いという短所がある。RC についても、応答速度の遅さや、回転体であるがゆえの保守性の悪さが欠点として挙げられる。SVC は、パワーエレクトロニクス技術によって無効電力制御を行うため、連続的な調整が可能となる。ただし、設置点における電圧に大きく左右される。

コスト面では、SC、ShR の設置が望ましいが、電圧安定性の向上、変動負荷対策、あるいは系統の同期安定度向上のために高速性が要求される際には、RC または SVC の設置が望ましい。

3.2 FACTS 機器

本節では、FACTS 機器について、その背景・導入目的と、具体的な FACTS 機器についてまとめる。

3.2.1 FACTS Concept

電力系統は、経済的理由・技術的理由の二つの理由から、これまでの電力需要の増加と共に、複数の送電システムが連系された巨大で複雑なシステムに発展してきた^[1]。

メッシュ状の系統構成を持つ米国では、近年の電力自由化に伴う独立発電事業者 IPP (Independent Power Producer)の増加により、既存の送電網がますます重潮流化し、ループ潮流を適正範囲に抑えるといった潮流制御・運用がより難しくなることが予想された。

このような背景から、1989 年に米国中央電力研究所 EPRI(Electric Power Research Institute)の N.G.Hingorani 氏が FACTS の概念を打ち出した。これは、パワーエレクトロニクス技術を駆使して、既存の交流系統の制御性を高めると共に、母線電圧の大きさ・位相、送電線のインピーダンスを高速に制御して送電線の熱容量の限界まで送電容量を増大させ、既存の設備を最大限活用しようという考えである。

FACTS 機器導入によって期待されることには、以下のことが挙げられる^[6]。

① 既存の送電線で託送できる電力を増大し、送電網を最大限利用する

電力系統における送電容量は、安定度制約、電圧制約、熱的制約、短絡電流の大きさなどによって決まる。近年の電力系統においては、特に系統の各種安定性による要因で送電容量が決まってしまう、熱的限界まで送電できないという現状がある。FACTS 機器は、このような系統の各種安定性を改善する効果が極めて高く、導入により送電線を熱容量の限界まで活用し、既存設備の有効利用ができると期待される。

② 効率のよい送電ルートで電力を輸送する

欧米のようにメッシュ状に広がった電力系統においては、電力が遠回りに送電され、ループ状に循環する現象が発生し、効率的な送電ができていないという現状がある。さらに、電力自由化に伴う発電事業の規制緩和により、多様な潮流状態における電力潮流の混雑管理も必要となってきた。FACTS 機器は、電力潮流を制御する機能もあるため、このような損失低減や混雑解消に有効な手段として期待される。

3.2.2 FACTS 機器

FACTS 機器は、サイリスタ素子や、素子に流れる電流を ON・OFF できる機能(自己消弧機能)をもつ自己消弧素子をスイッチング素子として用いることにより、高速で連続的な制御が可能な電力機器である。この高速性ゆえに緊急時制御の対象機器としても適している。

各種 FACTS 機器の適用による効果は、系統への接続形式により分類することができる。SVC のような系統に並列に接続される並列型機器は、無効電力を連続的に供給することで、主に電圧制御に有効な機器となっている。それに対し TCSC(thyristor controlled series capacitor)のような系統に直列に接続される直列型機器は、送電線のインピーダンスや母線電圧の位相差を制御することで、主に潮流制御に有効な機器となっている。以下に、代表的な FACTS 機器について簡単にまとめる。

SVC (static var compensator)

基本構成を図 3.1 に示す。

SVC はリアクトルやコンデンサの電流をサイリスタで制御することにより、高速に無効電力の発生を行う装置である。図 3.1 の SVC は、サイリスタバルブによるリアクトルの電流制御により、系統に供給される無効電力を連続的に調整し、設置点ノードの電圧維持や電圧変動抑制を実現する^[6]。

日本では、西札幌変電所に 1980 年に設置された SVC を初号器として多数台が設置されている^[9]。

STATCOM (static var series compensator)

基本構成を図 3.2 に示す。

STATCOM は、電圧型自励式変換機 VSC(voltage sourced converter)の無効電力出力の制御により、主に設置点の電圧変動抑制を行う。

電流の位相が母線電圧に対して $90 [deg]$ 以外の位相を持つと、直流コンデンサから有効電力が流出し(流入し)、コンデンサ電圧が急速に減少することになるので、SVC と同様、制御できるのは無効電力のみである。

STATCOM は、制御範囲内にある間は系統電圧が低下した場合でも定電流特性を示し、他励式の SVC に比べて電圧維持能力が高いのが特徴である。さらに、高調波、波形ひずみに対して VSC より補償電流を注入し、アクティブフィルタとしても働くよう設計される^[6]。

STATCOM は、国内の電力分野においては、犬山変換所等、系統安定化のために数台が適用されている^[9]。

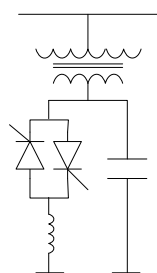


図 3.1 SVC の構成

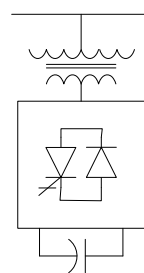


図 3.2 STATCOM の構成

TCSC (thyristor controlled series compensator)

基本構成を図 3.3 に示す。

図 3.3 に示すように、送電線に直列につながれたコンデンサと、それに並列に接続されたサイリスタ制御のリアクトルにより、柔軟に可変の容量性インピーダンスを与えることができる。これにより、送電線のインピーダンスを変化させ、潮流制御を行うことができる。また、サイリスタを全導通とすると、直列コンデンサをリアクトルで短絡することになるので、系統事故時などのコンデンサの過電圧発生時の保護が行える^[6]。

TCSC は、我が国ではまだ適用例はないが、米国、ブラジル、中国、インドなどで設置されている^[9]。

SSSC (static synchronous series compensator)

基本構成を図 3.4 に示す。

STATCOM が系統の母線電圧の位相に対して直交する電流成分を制御していたのに対して、SSSC は直列変圧器を介して系統電流の位相に直交する電圧成分を制御することができる。これにより、送電線のインピーダンス補償が行え、線路潮流を制御することができる。ただし、直流回路にエネルギーを供給する設備を持たないため、有効電力の補償は行えない^[6]。

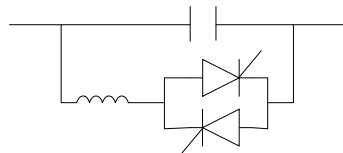


図 3.3 TCSC の構成

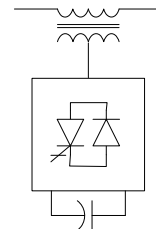


図 3.4 SSSC の基本構成

UPFC (unified power flow controller)

基本構成を図 3.5 に示す。

UPFC は 2 台の電圧型自励式変換器を、それぞれ系統に直・並列に接続し、2 台の自励式変換器は直流コンデンサを介してつながれている。2 台の変換器のうち、系統に並列に接続された 1 台は STATCOM として、系統に直列に接続された 1 台は SSSC として扱うことができる。したがって、UPFC は系統に、無効電力を注入することによって設置点母線の電圧を維持しつつ、送電線に直列に電圧を印加することで設置送電線を通る有効電力を制御することができる。

SSSC の電圧を、系統電流の位相に直交する方向に印加すると、送電線のインピーダンス補償ができる。また、系統電圧位相に直交する方向に印加を注入すると移相器として動作し、系統電圧位相と同方向の電圧を印加すると電圧調整器として動作する。

このとき、SSSC が印加する電圧が、線路電流に直交していなければ、有効電力の移動が生じるが、STATCOM を介してエネルギーの過不足を補償することで、自励式変換器間の直流コンデンサ電圧を一定に制御できる。このように、STATCOM は自励式変換器間の直流電圧を適切な値に制御するとともに、系統電圧を制御することができる^[6]。

UPFC は、1998 年に米国において、電力輸送能力向上や電圧維持を目的として最初に設置され、韓国でも 2003 年より運用開始している^[9]。

IPFC (interline power flow controller)

基本構成を図 3.6 に示す。

IPFC は 2 台の自励式変換器及び各々合計 2 台の直列変圧器、そしてこれらを接続する直流コンデンサから成り立っている。

自励式変換器は、有効電力と無効電力を独立に制御可能で、その定格範囲内で任意の有効・無効電力を系統に供給(吸収)することができる。しかし、IPFC 自身では正味の有効電力消費(発生)量はゼロであるため、一方の自励式変換器から系統に有効電力を供給する場合は、直列回路を通してもう一方の自励式変換器から吸収する必要がある^[6]。

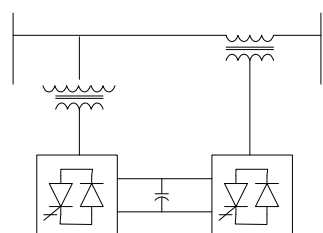


図 3.5 UPFC の構成

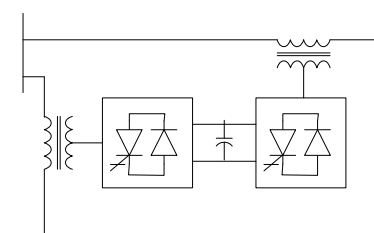


図 3.6 IPFC の基本構成

3.3 BESS (Battery Energy Storage System)

エネルギー貯蔵装置は、バッテリー、超電導エネルギー貯蔵、フライホイール、電気二重層キャパシタなどのエネルギー蓄積装置を用いることにより、系統と、無効電力と合わせて有効電力の授受を可能とする。

各種エネルギー貯蔵装置の特徴を表 3.2 に示す^[7]。

表 3.2 に示す特徴の中で、供給支障電力の極小化に対して重要となるのは、負荷応答速度と貯蔵装置の規模である。事故直近の時間帯ほど、瞬時の応答が可能な貯蔵装置を利用する必要がある。また、貯蔵装置の規模については、出力(kW)と容量(kWh)が共に重要となる。事故後の供給支障電力量の極小化に対しては、発電機の出調整能力、貯蔵装置の容量(kWh)を考慮して、各種貯蔵装置からの出力 (kW)を調整しなければならない。

表 3.2 各種エネルギー貯蔵装置の特徴

	揚水式水力	二次電池	電気二重層 キャパシタ	フライホイール	SMES
貯蔵効率	65～70%	65～90%	～70%	～80%	80～90%
エネルギー密度	小	小～大	小～中	小～大	小
負荷応答	数分	瞬時	瞬時	瞬時	瞬時
運用単位	日・週	～分～日	～分	分	～日
規模	大	小～大	小	小	小～大

第4章 複数 UPFC 導入時の停電範囲極小化

4.1 概要

本研究では、重大事故発生時における停電範囲極小化方法の検討、並びに、将来の電力系統において停電範囲極小化に対して利用可能な電力機器の種類・効果の検討を行っている。本章では、FACTS 機器の一つである UPFC の利用を検討しており、最適潮流制御による停電量極小化制御手法を提案している。

まず 4.2 節において、本研究で扱う UPFC の構成と、シミュレーションにおけるモデル化についてまとめる。本節では、定常状態における潮流計算を行うにあたり必要となる UPFC の等価電力源モデルを導出している。

4.3 節では、本章で提案する UPFC による停電範囲極小化の概要について述べる。

4.4 節では、本章で提案する停電範囲極小化制御手法が対象とする時間帯について述べる。ここでは、事故発生後の時間帯を系統制約の違いによって 2 つの時間帯に大別している。

4.5 節、4.6 節において、最適な遮断発電機選択との協調による停電範囲極小化アルゴリズムについてまとめ、シミュレーションにおける検証を行う。4.5 節で提案する停電範囲極小化手法では、遮断発電機を選択を UPFC による潮流制御と協調し、事故直後における発電機制限量を最小化することで、供給支障電力(PNS : power not supplied)の極小化を図っている。加えて、事故前後における増分送電損失の最小化を行うことで、更なる PNS の極小化を行う。4.6 節のシミュレーションによる検証では、4.5 節で提案した制御手法による PNS 削減効果を確認するとともに、提案手法の問題点についても明らかにする。

4.7 節、4.8 節では、4.5 節で提案した停電範囲極小化制御の改善手法として、適切な負荷遮断位置を考慮した停電範囲極小化アルゴリズムについてまとめ、シミュレーションによる検証を行う。4.7 節で提案する改善手法では、4.6 節の結果を踏まえて、最適な遮断発電機を選択・増分送電損失の最小化に加え、事故直後において適切な負荷遮断位置の選択を行うことで、更なる PNS の極小化を図っている。4.8 節のシミュレーションによる検証では、本提案手法の有効性と、本提案手法の適用による PNS 削減の様子を明らかにする。

最後に、4.8 節において本章で述べたことをまとめる。

4.2 UPFC の構成・モデル

4.2.1 UPFC の構成・等価回路

UPFC の基本構成を図 4.1 に示す。図 4.1 のように、UPFC は直列側・並列側にそれぞれ SSSC, STATCOM として独立に働く 2 台の自励式変換器を持っている。この 2 台の変換器は共通のコンデンサで接続されているため、変換器間での有効電力の融通が可能である。

したがって、UPFC は直・並列補償機器の両方の機能を持ち、系統に印加する電圧 $|V_U| \angle \phi$ ，無効電力 Q_{inj} の 3 つの制御変数を制御することで、柔軟な潮流制御を行うことが可能である。

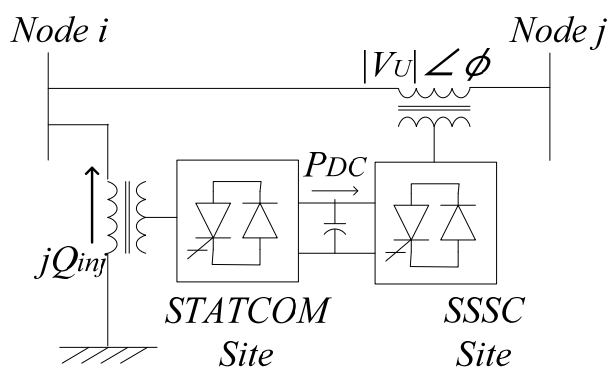


図 4.1 UPFC の基本構成

図 4.1 に示した UPFC の等価回路を図 4.2 に示す^[11]。

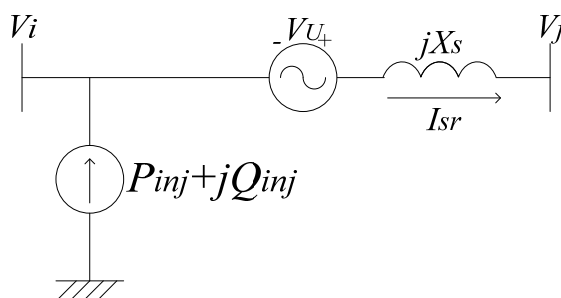


図 4.2 UPFC の等価回路

[STATCOM Site]

STATCOM は、系統に並列に接続された電力源として表す。UPFC において、インバータから系統への注入電流の位相が、母線電圧に対して $90 [\text{deg}]$ 以外の位相を持つと、直流コンデンサから有効電力が流出し(流入し)、コンデンサ電圧が急速に減少することになるので、制御できるのは無効電力 Q_{inj} のみである。

[SSSC Site]

SSSC は，系統に直列に接続された電圧源として表される。図 4.3 に UPFC 設置点周辺における電圧フェーザ図を示す。 X_s は直列変圧器の漏れリアクタンスである。SSSC 側における制御変数は V_U ， ϕ となる，

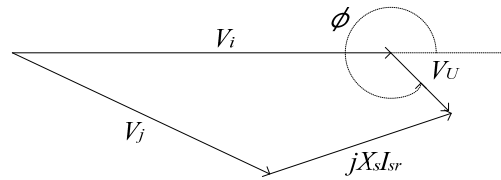


図 4.3 SSSC 側のベクトル図

4.2.2 UPFC の等価電力源モデル

電力システム内に UPFC が設置されることにより，系統内の潮流分布は変化する。そこで，node i, node j 間に設置された UPFC を，図 4.4 に示すような UPFC の操作変数 Q_{inj} ， V_U ， ϕ に依存する電力源として表すことで，UPFC が系統の潮流状態に与える影響を模擬することができる。以下，UPFC の等価電力源モデルを導出する。

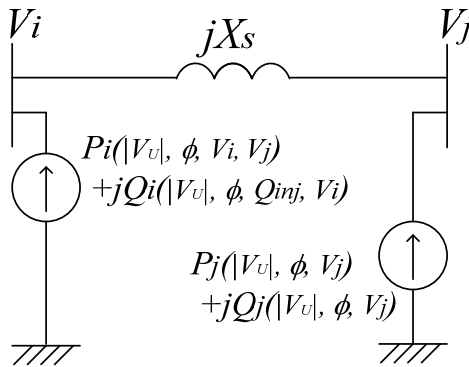


図 4.4 UPFC の等価電力源モデル

図 4.2 に示した UPFC の等価回路において，SSSC 側の電圧源は，ノートンの定理より系統に並列に接続された電流源として，図 4.5 のように表される。ここで， \dot{I}_2 は，式(4.1)で表される。

$$\dot{I}_2 = \frac{V_U}{jX_s} e^{j(\phi + \theta_i)} \dots\dots\dots (4.1)$$

また，図 4.2 における P_{inj} は，SSSC 側のインバータが系統側から吸収する有効電力量に等価であり，SSSC 側の電圧源の制御変数 V_U ， ϕ に依存し，式(4.2)で表される。

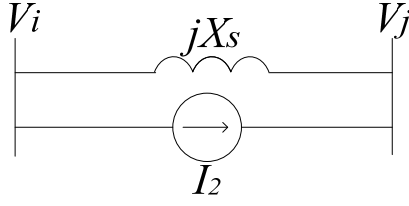


図 4.5 SSSC 側の等価電流源モデル

$$\begin{aligned}
 P_{inj} &= -\operatorname{Re}[V_U e^{j(\phi+\theta_i)} \cdot \overline{I_{sr}}] \\
 &= -\operatorname{Re}[V_U e^{j(\phi+\theta_i)} \cdot \frac{\overline{V_i e^{j\theta_i} + V_U e^{j(\phi+\theta_i)} - V_j e^{j\theta_j}}}{jX_s}] \\
 &= \frac{V_U V_i}{X_s} \sin \phi + \frac{V_U V_j}{X_s} \sin(\theta_{ij} - \phi) \dots\dots\dots (4.2)
 \end{aligned}$$

以上より，図 4.4 においてノード i に供給される電力 $P_i + jQ_i$ は，式(4.3)となる。

$$\begin{aligned}
 P_i + jQ_i &= P_{inj} + jQ_{inj} - V_i e^{j\theta_i} \left(\frac{\overline{V_U e^{j(\phi+\theta_i)}}}{jX_s} \right) \\
 &= \frac{V_U V_j}{X_s} \sin(\theta_{ij} - \phi) + j \left\{ Q_{inj} - \frac{V_U V_i}{X_s} \cos \phi \right\} \dots\dots\dots (4.3)
 \end{aligned}$$

一方，ノード j に供給される電力 $P_j + jQ_j$ は，式(4.4)となる。

$$\begin{aligned}
 P_j + jQ_j &= V_j e^{j\theta_j} \left(\frac{\overline{V_U e^{j(\phi+\theta_i)}}}{jX_s} \right) \\
 &= -\frac{V_U V_j}{X_s} \sin(\theta_{ij} - \phi) + j \frac{V_U V_j}{X_s} \cos(\theta_{ij} - \phi) \dots\dots\dots (4.4)
 \end{aligned}$$

4.3 UPFC による停電範囲極小化の概要

本章では、将来、常時設備の有効利用に対して複数の UPFC が導入された系統を想定している。本系統内で、広域停電の原因となり易い多重設備事故が発生した際に、発電機、負荷、調相設備等の既存設備に加え、複数の UPFC を協調制御し、供給支障電力(PNS : power not supplied)を極小化するための系統制御手法の提案を行っている。

本研究ではメッシュ系統を対象とし、稀頻度事故として、ルート断事故による送電ルートの分断を想定している。メッシュ系統において送電ルートの分断事故が発生した場合、事故地点を流れていた潮流が他の送電ルートに分流し、他の送電線で熱的な過負荷が発生する場合がある。このような送電線の過負荷は、送電線の撓みによる樹木接触や保護リレーの動作による連鎖的な送電線トリップにつながるため、事故発生後、素早く解消することが重要となる。しかし、事故後の短時間においては、発電機の出力パターンを適切に調整して、潮流を連続許容熱容量の範囲内に収めることは、発電機の制御性から考えて困難である。それに対し、FACTS 機器を利用すれば、その高速な制御性ゆえに、短時間のうちに潮流制御することは十分可能である。

そこで、事故直後の時間帯において、UPFC の高速な潮流制御能力による送電線過負荷解消を目指すことになるが、事故と UPFC の位置関係や、UPFC の潮流制御能力の限界 (UPFC を構成する自励式変換器や変圧器の定格によって決まる)により、潮流制御のみでは過負荷を解消できない場合がある。そのような場合には、発電機制限により過負荷ルートを流れる電力を減少させなければならない。需給バランスの関係から、発電機制限量は供給支障電力につながるため、系統全体を考慮した機器の協調制御により、事故後の発電機制限量を極小化することが重要となる。

また、系統内事故によって系統状態が変化すれば、系統全体の送電損失も変化する。需給バランスの関係から、停電範囲極小化のためには事故前後における増分送電損失を極小化することも重要である。このように、事故前後の増分送電損失についても、最終的な供給支障電力に対して影響を及ぼすことに着目し、UPFC の制御による損失最小化を行っている。(4.5 節, 4.6 節)

さらに、事故直後の負荷遮断を行う際に、予め将来の潮流状態を計算することによって得られた「優先的に遮断すべき負荷」を選択的に遮断することで、最終的な負荷遮断量(PNS)を極小化する方法を提案している。(4.7 節, 4.8 節)

尚、実際の運用では、系統周波数が許容範囲を逸脱しない限り、ある程度の供給力不足は許容され、瞬動予備力によって対応がなされるが、本研究では周波数の変化等については扱わず、供給力不足と同量の供給支障電力 PNS が発生するものとする。

4.4 対象とする時間帯



図 4.6 対象とする時間帯

本研究では、事故発生から事故復旧までの時間帯を制御の対象とする。提案手法では、この時間帯を以下に示す二つの時間帯に大別して、異なる制御を行うことにする。

- ◆ Interval 1: 事故発生から一定時間経過までの短時間帯
- ◆ Interval 2: Interval 1 以降、事故復旧までの時間帯

また、上記二つの時間帯に対して異なる制御を行うのは以下の理由による。

送電線の熱容量定格

一般に、送電線の熱容量は、連続許容熱容量と呼ばれるものであり、送電線に連続的に潮流が流れるとした場合の皮相電力潮流の限界である。しかし緊急時における許容熱容量として、例えば、30 分間以内であれば送電線に連続許容熱容量の 120%の潮流を流すことができる、10 分間であれば 150%の潮流を流すことができるといったように、短時間であれば連続許容熱容量よりも大きい熱容量が許容される。このような短時間に限った熱容量を短時間許容熱容量と呼ぶ。

したがって、事故直後の定められた短時間 Interval 1 においては、通常の熱容量定格よりも大きい短時間許容熱容量を考慮することで、熱容量制約を緩和し、過度の発電機制限等を避けることができる。

ただし、短時間許容熱容量を考慮する際には、事故後の定められた短時間のうちに、連続許容熱容量を超えている潮流を連続許容熱容量の範囲内まで下げなければならない。そのため、事故発生から一定時間が経過した Interval 2 に対して、通常の許容熱容量を考慮した最適な潮流状態を計算しなければならない。

発電機の制御性

事故直後の時間帯 Interval 1 において、送電線の過負荷解消に向けて緊急の発電機出力抑制が必要な場合、発電機の出力量調整を行う時間的な余裕はなく、直ちに発電機制限を行わなければならない。それに対し、事故発生から一定時間が経過した Interval 2 の時間帯では、事故発生から十分な時間的な余裕があるため、適切な発電機出力パターンに向けて連続的な発電機出力調整を行うことができる。

4.5 最適な遮断発電機選択との協調による停電範囲極小化アルゴリズム

本節では、最適な遮断発電機との協調による停電範囲極小化アルゴリズムを提案する。提案手法では、最適潮流計算(OPF : optimal power flow calculation)を利用した制御を行う。最適潮流計算とは、制約条件の中に系統の潮流方程式を含んだ最適化問題を解くことであり、式(1)～式(3)によって定式化される。

$$\text{Minimize } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \dots\dots\dots (4.5)$$

$$\text{subject to } h(\mathbf{x}, \mathbf{u})=0 \dots\dots\dots (4.6)$$

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \leq 0 \dots\dots\dots (4.7)$$

ここで、 \mathbf{x} は系統を構成する母線の電圧解、 \mathbf{u} は系統において制御可能な制御変数となっている。尚、最適化問題を解くにあたり、逐次二次計画法を利用している。

提案手法では、事故発生から事故復旧までの時間帯を、4.4 節で定義した二つの時間帯 (Interval 1, Interval 2) に大別し、それぞれの時間帯に対して異なる最適潮流計算を行うことで、発電機・負荷・UPFC・調相設備の制御変数を求めている。図 4.7 に停電極小化制御のフローチャートを示す。

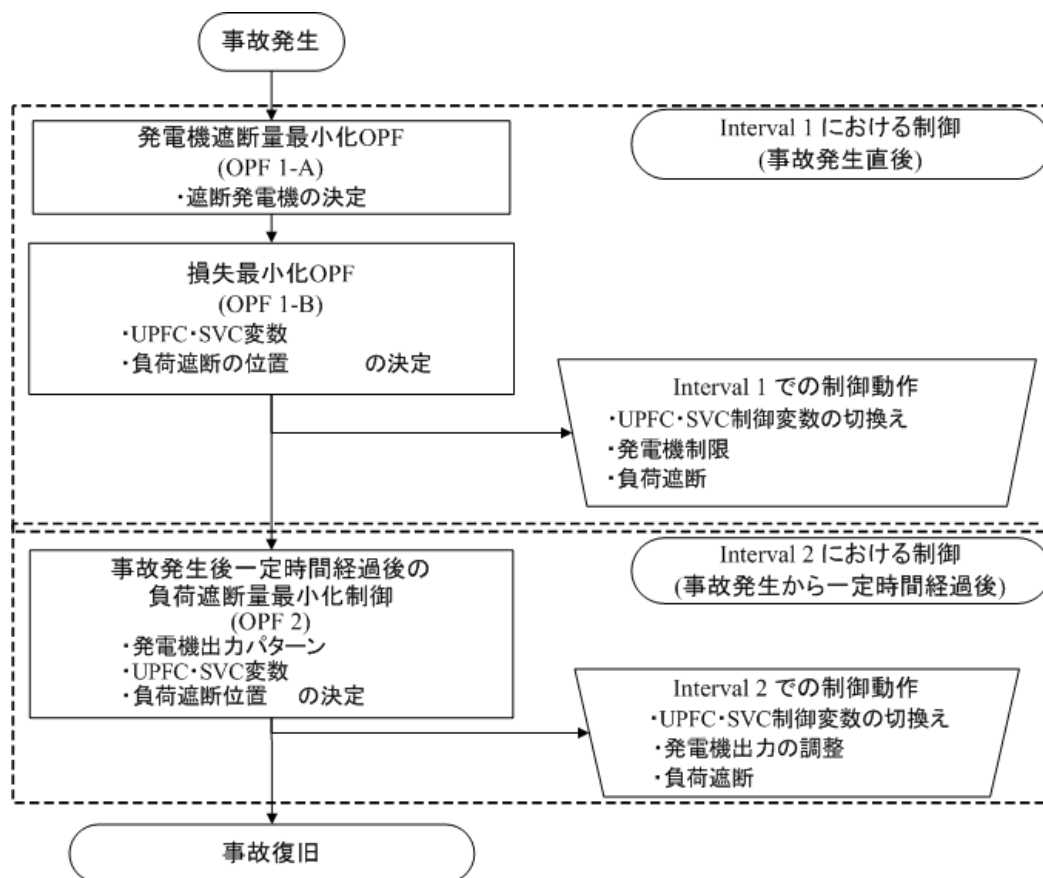


図 4.7 停電範囲極小化アルゴリズム①のフローチャート

4.5.1 節では、事故直後の時間帯 (Interval 1)における制御についてまとめる。4.5.2 節では事故発生から一定時間経過後の時間帯(Interval 2)における制御についてまとめる。

4.5.1 事故直後の時間帯 (Interval 1)における制御

この時間帯は、発電機出力パターンの変更ができない。送電線過負荷が生じた場合、電源制限を行う必要があるため、それに伴い供給支障電力量が生じる。そこで、UPFC の潮流制御能力を活用して過負荷を緩和することによって、発電機遮断量を最小限に抑えることが重要となる。

それに対しこの時間帯では、図 4.7 に示すように 2 つの最適潮流計算 (OPF 1-A, OPF 1-B)を行うことにより、供給支障電力の極小化に向けて最適な発電機・負荷遮断位置、UPFC・電圧制御機器の制御変数を決定している。このとき、発電機出力変数は、離散値をとることになる。

OPF 1-A では、事故によって生じた送電線過負荷解消のために、発電機遮断量の合計が最小となるような、遮断発電機の組合せを求めることを目的としている。Interval 1 では、送電線過負荷が生じた場合、電源制限を行う必要があるため、それに伴い供給支障電力量 (PNS : power not supplied)が生じる。このとき、UPFC の潮流制御能力を活用して過負荷を緩和することによって、発電機遮断量を最小限に抑えることが重要となる。

OPF 1-B では、事故後の送電損失最小化を目的としている。事故によって系統の潮流状態が変化すると、系統全体の送電損失も変化する。系統の需給バランスを考えると、事故前後の増分送電損失も PNS につながるため、UPFC の潮流制御能力によって増分送電損失を抑えることが重要となる。

<OPF 1-A>

OPF1-A では、事故によって生じた過負荷を解消するために必要な最小の遮断発電機の組合せを決定する。UPFC は、発電機遮断量が最小となるように、制御される。

OPF 1-A の定式化を以下に行う。OPF 1-A では、式(4.8) の目的関数を用いることにより、発電機出力の減少を、事故ケースごとに特定の発電機で行うことが可能となり、発電機出力変数を離散値に近い形で扱っている。この目的関数によって、通常は混合整数計画問題に帰着する最適化問題を、非線形計画法によって解くことを可能にしており、最適化計算の複雑化を避けているのが OPF 1-A の特徴である。

制御変数 u :

$$u = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T$$

目的関数 $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 発電機遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^G (P_{G,initial,i} - P_{Gi})^2 / P_{G,initial,i} \quad (i \in \mathbf{G}) \dots\dots\dots (4.8)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式

$$P_i(\mathbf{V}) + P_{L,j} - P_{G,k} - P_{UP,l}(\mathbf{V}, |\mathbf{V}_{Ui}|, \phi) = 0 \dots\dots\dots (4.9)$$

$$Q_i(\mathbf{V}) + Q_{L,j} - Q_{G,k} - Q_{UP,l}(\mathbf{V}, |\mathbf{V}_{Ui}|, \phi, Q_{inj}) = 0 \dots\dots\dots (4.10)$$

$$(i \in \mathbf{N}, j \in \mathbf{L}, k \in \mathbf{G}, l \in \mathbf{U})$$

- ・ 発電機の力率制約

$$Q_{G,i} / P_{G,i} = \text{const} = Q_{G,initial,i} / P_{G,initial,i} \quad (i \in \mathbf{L}) \dots\dots\dots (4.11)$$

- ・ 負荷力率制約

$$Q_{L,i} / P_{L,i} = \text{const} = Q_{L,initial,i} / P_{L,initial,i} \quad (i \in \mathbf{L}) \dots\dots\dots (4.12)$$

- ・ 母線電圧基準

$$\angle(V_{I3}) = 0 \dots\dots\dots (4.13)$$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約

$$0.95 \leq |\mathbf{V}_i| \leq 1.05 \quad (i \in \mathbf{N}) \dots\dots\dots (4.14)$$

- ・ 送電線潮流制約

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{ShortTerm,i} \quad (i \in \mathbf{B}) \dots\dots\dots (4.15)$$

- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{Li} \leq P_{L,initial,i} \quad (i \in \mathbf{L}) \dots\dots\dots (4.16)$$

- ・ 発電機の有効電力出力制約

$$0 \leq P_{Gi} \leq P_{G,initial,i} \quad (i \in \mathbf{G}) \dots\dots\dots (4.17)$$

- ・ UPFC の制約：直列変圧器定格の制約，インバータを通過する皮相電力の制約

$$0 \leq |\mathbf{V}_{Ui}| \leq 0.2 \quad (i \in \mathbf{U}) \dots\dots\dots (4.18)$$

$$-PQ_{max1} \leq PQ_{inv1} \leq PQ_{max1} \quad -PQ_{max2} \leq PQ_{inv2} \leq PQ_{max2} \quad (i \in \mathbf{U}) \dots\dots\dots (4.19)$$

- ・ 調相設備を通過する皮相電力の制約

$$-0.5 \leq Q_{SVC,i}(V_i, B_{phase,i}) \leq 0.5 \quad (i \in \mathbf{P}) \dots\dots\dots (4.20)$$

\mathbf{N} : set of nodes

\mathbf{B} : set of branches

G	: set of generators
L	: set of loads
U	: set of UPFCs
P	: set of voltage control equipment
P_G, Q_G	: 発電機出力
P_L, Q_L	: 負荷量
P_{UP}, Q_{UP}	: UPFC による注入電力
Q_{inj}, V_U , ϕ	: UPFC 制御変数
B_{phase}	: 調相設備のサセプタンス
V	: 母線電圧
S_{line}	: 送電線通過皮相電力
PQ_{inv1}, PQ_{inv2}	: 変換器通過皮相電力
PQ_{max1}, PQ_{max2}	: 変換器容量
$Q_{SVC,i}$: 調相設備通過無効電力
$S_{ShortTerm}$: 短時間許容熱容量
$P_{L,initial}$: 事故発生時の負荷量
$P_{G,initial}$: 事故発生時の発電量

<OPF 1-B>

OPF 1-A で求めた UPFC の制御変数は、発電機遮断量の最小化に対して制御されており、系統全体の送電損失削減のためには、まだ制御の余地があるといえる。そこで、OPF 1-B では、発電機出力を OPF 1-A で求めた値に固定した状態で、送電損失最小化計算を行い、送電損失が最小となる UPFC の制御変数を求めている。

OPF 1-B の定式化を以下に行う。

制御変数 u :

$$u = [P_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T$$

目的関数 $f(x, u)$:

- ・ 負荷遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(x, u) = \sum_i (P_{L,initial,i} - P_{Li}) \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.21)$$

等式制約 $h(x, u)$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.9), 式(4.10))
- ・ 負荷力率制約 (式(4.12))

- ・ 母線電圧基準 (式(4.13))
- ・ OPF1-A で遮断した発電機の制約

$$P_{G,shed,i} = 0 \dots\dots\dots (4.22)$$

$$Q_{G,shed,i} = 0 \dots\dots\dots (4.23)$$

$$(i \in SG)$$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.14))
- ・ 送電線潮流制約 (式(4.15))
- ・ 負荷制約 (式(4.16))
- ・ 発電機の有効電力出力制約 (式(4.17))
- ・ UPFC の制約 (式(4.18), 式(4.19))
- ・ 調相設備を通過する皮相電力の制約 (式(4.20))

SG : set of shed generators in OPF 1-A

OPF 1-B では、発電機出力を OPF 1-A で求まった値に固定し、目的関数を式(4.21)とすることで、UPFC の制御変数を送電損失最小化に向けて制御している。尚、式(4.22), 式(4.23) の制約を以外の等式制約, 不等式制約については、OPF 1-A と同様の制約となる。

4.5.2 事故発生から一定時間経過後の時間帯 (Interval 2)における制御

Interval 2 では、送電線定格が短時間許容熱容量から連続許容熱容量に下がることによって生じる送電線過負荷を解消しなければならない。これに対し、Interval 2 で新たに生じる PNS が最小となるように、UPFC による潮流制御・発電機出力調整を行う。

OPF 2 の定式化を以下に行う。

制御変数 u :

$$u = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T$$

$$(i \in G, j \in L, k \in U, l \in P)$$

目的関数 $f(x, u)$:

- ・ 負荷遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(x, u) = \sum_i (P_{L,initial,i} - P_{Li}) \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.24)$$

等式制約 $h(x, u)$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.10), 式(4.11))
- ・ 負荷力率制約 (式(4.12))
- ・ 母線電圧基準 (式(4.13))

不等式制約 $g(x, u)$:

- ・ 母線電圧制約(式(4.14))
- ・ 送電線潮流制約

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{Normal,i} \quad (i \in B) \dots\dots\dots (4.25)$$

- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{Li} \leq P_{L,initial,i}' \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.26)$$

- ・ 発電機の出力制約

$$0 \leq P_{Gi} \leq P_{G,max,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.27)$$

$$0 \leq Q_{Gi} \leq Q_{G,max,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.28)$$

- ・ UPFC の制約 (式(4.18), 式(4.19))

S_{Normal} : 連続許容熱容量

$P_{L,initial}'$: Interval 1 での負荷量

$P_{G,max}, Q_{G,max}$: 発電機出力定格

PQ_{max1}, PQ_{max2} : 変換器容量

4.6 シミュレーションによる検証

4.6.1 シミュレーション条件

本節におけるシミュレーション条件を以下にまとめる。

- 使用する系統について

図 4.8 に示す IEEE 24 母線信頼度系統^[12]を使用してシミュレーションを行う。本系統は、発電所間または変電所相互間が複数の異なるルートの送電線で環状に接続されたループ構成となっており、FACTS 機器を利用した潮流制御に対しては、その効果が表れやすい系統構成であるといえる。事故による停電が発生しやすい重潮流状態を模擬するために、負荷は年間のピーク時の状態とし、送電線定格容量はオリジナルのモデルに与えられているデータの 60%の値に設定している。尚、本系統の詳細なデータについては付録 A にまとめる。

- 調相設備について

本研究の目的の一つは、UPFC の潮流制御能力を活用することによって得られる、緊急時の停電範囲削減効果の検証である。そこで、最適潮流制御における母線電圧制約を緩和するために、UPFC 設置母線を除く系統内の各母線には、調相設備として SVC を模擬したサセプタンス B の連続的な制御が可能な機器を設置している。(図 4.9)

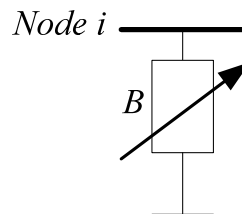


図 4.9 調相設備のモデル

- UPFC の定格・設置場所について

系統内には、母線 16 と母線 23 の至近端に 2 台の UPFC を設置し、それぞれ UPFC 1, UPFC 2 とする。本研究で活用を検討する各種電力機器は、平常時は各々の目的で働いていることを前提としており、必ずしも稀頻度事故による停電範囲極小化に対して有効な位置に設置されているわけではない。したがって、この 2 台の UPFC は、平常時の発電コストの削減に対して有効な位置に設置している。UPFC 1 台あたりの変換器容量の合計は 160[MVA] (1.6[p.u.])、直列変圧器の印加電圧の定格は 46[kV] (0.2[p.u.])とする。

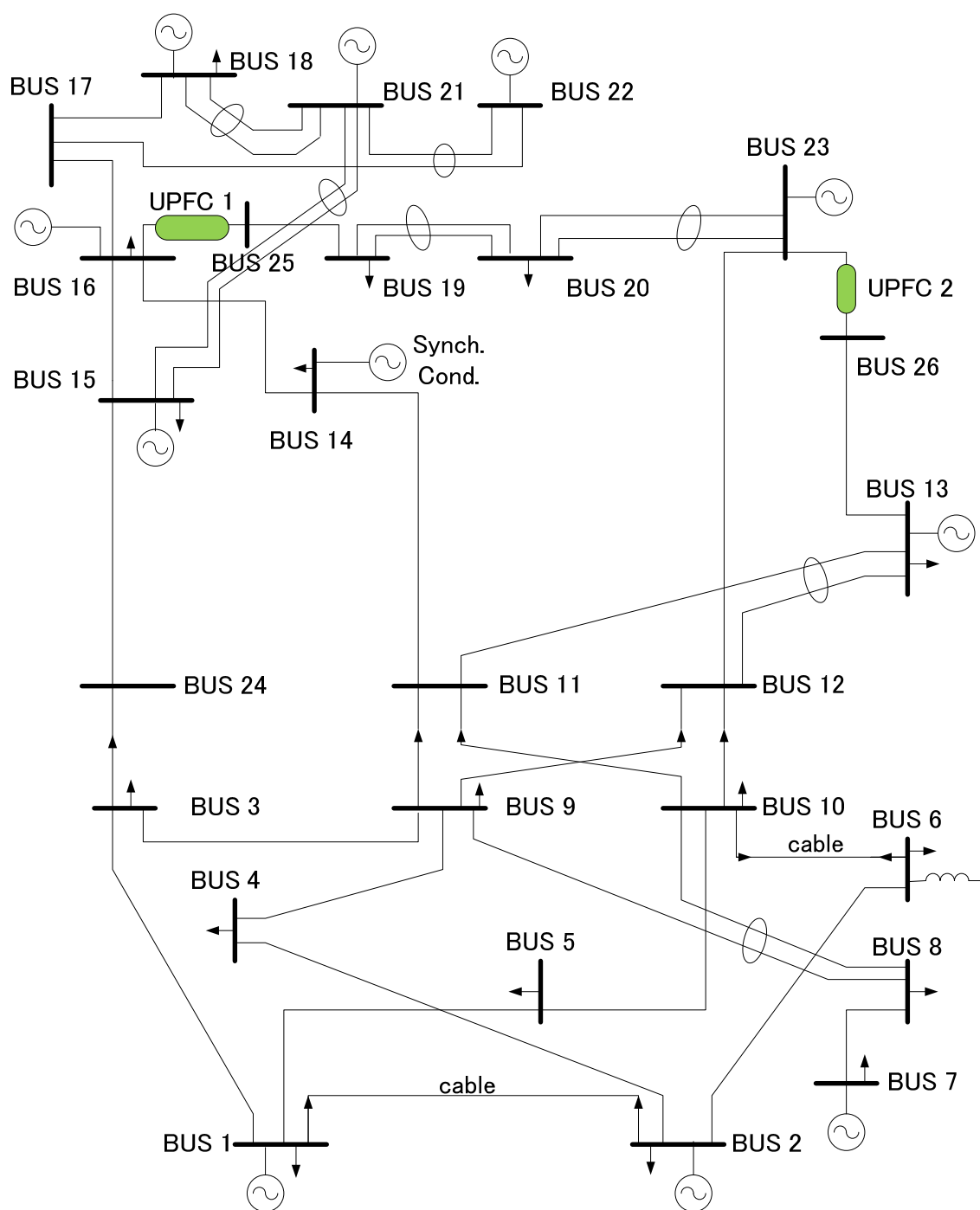


图 4.8 IEEE 24 母線信賴度系統

4.6.2 事故前の定常状態の作成

事故発生時のシミュレーションを行うにあたって、事故前の定常状態をつくる必要がある。事故前潮流状態は、UPFC を考慮した発電コストの最適経済負荷配分(ELD: economic load dispatching)によって求める。事故前の定常状態を作成するための最適潮流計算の定式化を行う。尚、この計算は、事故前の発電機出力パターンを求めることが目的である。

制御変数 u :

$$u = [P_G, Q_G, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T$$

目的関数 $f(x, u)$:

- ・ 発電コストの最小化

$$\text{Minimize } f(x, u) = \sum_{i=1}^G (a_i + b_i P_{G,i} + c_i P_{G,i}^2) \dots\dots\dots (4.29)$$

等式制約 $h(x, u)$:

- ・ 母線潮流等式

$$P_i(V) + P_{L,j} - P_{G,k} - P_{UP,l}(V, |V_{Ui}|, \phi) = 0 \dots\dots\dots (4.30)$$

$$Q_i(V) + Q_{L,j} - Q_{G,k} - Q_{UP,l}(V, |V_{Ui}|, \phi, Q_{inj}) = 0 \dots\dots\dots (4.31)$$

$$(i \in N, j \in L, k \in G, l \in U)$$

- ・ 母線電圧基準

$$\angle(V_{I3}) = 0 \dots\dots\dots (4.32)$$

不等式制約 $g(x, u)$:

- ・ 母線電圧制約

$$0.95 \leq |V_i| \leq 1.05 \quad (i \in N) \dots\dots\dots (4.33)$$

- ・ 送電線潮流制約

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{Normal,i} \quad (i \in B) \dots\dots\dots (4.34)$$

- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{Li} \leq P'_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.35)$$

- ・ 発電機の出力制約
$$0 \leq P_{Gi} \leq P_{G,max,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.36)$$

$$0 \leq Q_{Gi} \leq Q_{G,max,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.37)$$
- ・ UPFC の制約：直列変圧器定格の制約，インバータを通過する皮相電力の制約
$$0 \leq |V_{Ui}| \leq 0.2 \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.38)$$

$$-PQ_{max1} \leq PQ_{inv1} \leq PQ_{max1} \quad -PQ_{max2} \leq PQ_{inv2} \leq PQ_{max2} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (4.39)$$
- ・ 調相設備を通過する皮相電力の制約
$$-0.5 \leq Q_{SVC,i}(V_i, B_{phase,i}) \leq 0.5 \quad (i \in P) \dots\dots\dots (4.40)$$

UPFC による常時の発電コスト削減を確認するために，上記の最適潮流計算によって求めた UPFC 設置時の発電コストと，UPFC を考慮しない通常の最適経済負荷配分によって求めた発電コストについて，表 4.1 で比較する。表 4.1 から分かるように，UPFC の設置によって発電コストが削減されていることが分かる。以下で，UPFC による発電コスト削減の機構について述べる。

表 4.1 発電コスト

	with UPFCs [\$/hr.]	w/o UPFCs [\$/hr.]
Cost	572494	573330

表 4.2 に UPFC 設置・非設置時において ELD により得られた発電機出力を示す。また，図 4.10 は，UPFC 設置・非設置時における主な送電線での有効電力潮流の大きさを表しており，横軸は母線間の潮流の向きを示している。

表 4.2 に示すように，UPFC を設置した場合では，UPFC 非設置の場合に比べて，母線 13 の発電コスト単価の高い石油火力発電機による供給量の一部が，母線 15,16 における発電コスト単価の低い石炭火力発電機の供給量の一部に持ち替えられており，それによって発電コストの削減が行われている。この発電機の持ち替えは，以下で述べるように系統内に設置された 2 台の UPFC の働きによって可能になっている。

UPFC 非設置の場合，図 4.10 に示されているように母線 16-14 間送電線上の皮相電力潮流が定格の限界に達する。UPFC 非設置の場合では，母線 16-14 間を流れる皮相電力潮流が，この送電線の熱容量制約の限界に達することで，母線 15・母線 16 における石炭火力発電機の出力が制約を受け，表 4.2 で示した値に定まる。

それに対し，UPFC を設置した場合では，UPFC 1 の働きによって，母線 16-14 間の皮相電力潮流を熱容量定格の限界値に維持しつつ，母線 25-19 間の送電線上を流れる有効電力を増加させることが可能となり，UPFC 非設置の場合よりも母線 15・母線 16 における石炭火

力発電機の出力を上昇させることができる。またその際に、UPFC 2 の働きによって、母線 26-13 間の有効電力潮流を増加させ、母線 23-20 間の有効電力潮流を減少させることで、図 4.11 に示すような潮流の変化を作りだしている。このとき 2 台の UPFC は、表 4.3 に示す大きさの $|V_U|$ を系統に対して直列に印加することによって、潮流制御を行っている。

Table 4.2 ELD によって得られた発電機出力パターン

No	Bus	Pg [p.u.] with UPFCs	Pg [p.u.] w/o UPFCs	Size	Type
1	1	0	0	0.20	Oil
2	1	0	0	0.20	Oil
3	1	0.76	0.76	0.76	Coal
4	1	0.76	0.76	0.76	Coal
5	2	0	0	0.20	Oil
6	2	0	0	0.20	Oil
7	2	0.76	0.76	0.76	Coal
8	2	0.76	0.76	0.76	Coal
9	7	0.767	0.767	1.00	Oil
10	7	0.766	0.767	1.00	Oil
11	7	0.767	0.767	1.00	Oil
12	13	<u>1.031</u>	<u>1.328</u>	1.97	Oil
13	13	<u>1.031</u>	<u>1.329</u>	1.97	Oil
14	13	<u>1.032</u>	<u>1.328</u>	1.97	Oil
15	15	0	0	0.12	Oil
16	15	0	0	0.12	Oil
17	15	0	0	0.12	Oil
18	15	0	0	0.12	Oil
19	15	0	0	0.12	Oil
20	15	<u>1.55</u>	<u>0.997</u>	1.55	Coal
21	16	<u>1.55</u>	<u>1.067</u>	1.55	Coal
22	18	3.838	4	4.00	LWR
23	21	4	4	4.00	LWR
24	22	0.5	0.5	0.50	Hydro
25	22	0.5	0.5	0.50	Hydro
26	22	0.5	0.5	0.50	Hydro
27	22	0.5	0.5	0.50	Hydro
28	22	0.5	0.5	0.50	Hydro
29	22	0.5	0.5	0.50	Hydro
30	23	1.55	1.55	1.55	Coal
31	23	1.55	1.55	1.55	Coal
32	23	3.5	3.5	3.50	Coal

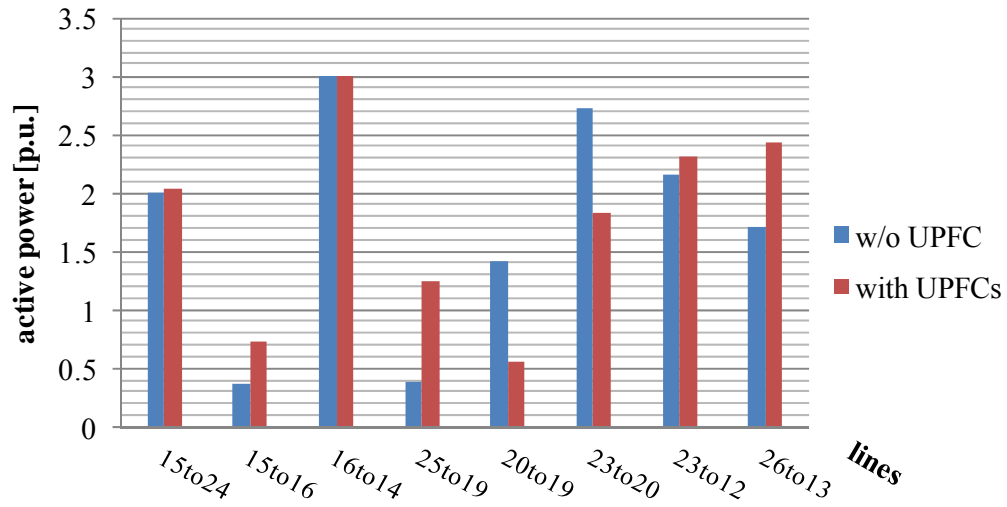


図 4.10 UPFC 設置による有効電力潮流の変化

表 4.3 UPFC の制御変数と使用している変換器容量

No	Node i	Node j	Q_{inj} [p.u.]	$ V_U $ [p.u.]	ϕ [deg]	PQ_{inv1} [p.u.]	PQ_{inv2} [p.u.]
1	16	25	-0.844	0.135	1.308	0.846	0.161
2	23	26	-0.850	0.155	1.626	0.850	0.361

4.6.3 節, 4.6.4 節におけるシミュレーションでは, UPFC 設置時の ELD によって得られた発電機出力状態を用いる。参考のために, 図 4.12 に UPFC 設置時の ELD によって得られた定常状態における各送電線の負荷状況のグラフを示す。

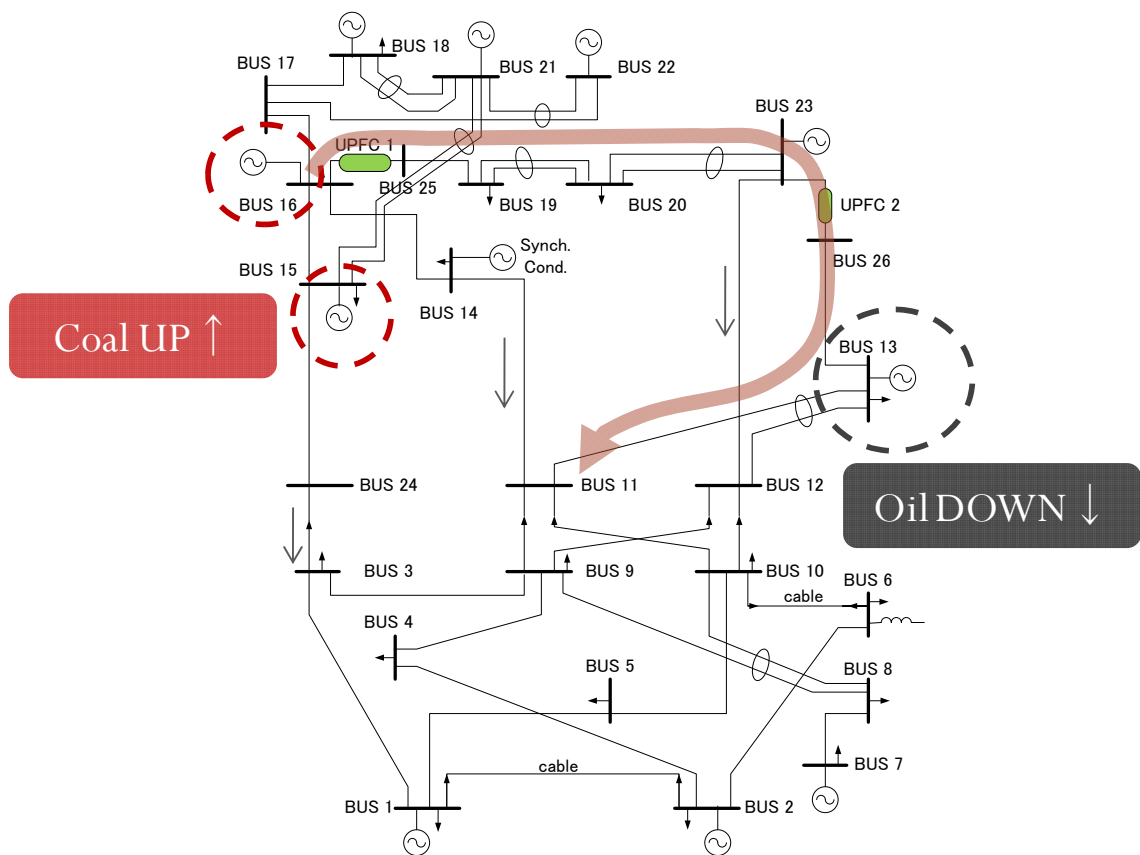


図 4.11 UPFC 設置による有効電力潮流の変化

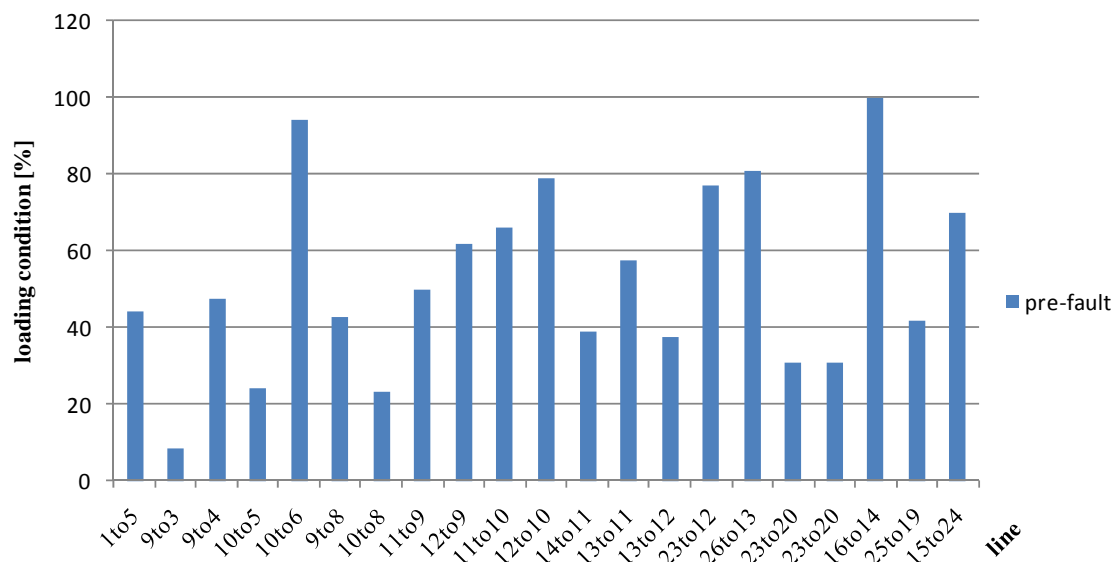


図 4.12 定常状態における各送電線の負荷状況

4.6.3 事故ケース 1

事故ケース 1 では、図 4.13 に示すように、母線 3-24 間の送電線(3-24 送電線)の 2 回線停止を想定している。4.6.2 節で求めた運用状態の下では、この事故により 14-16 送電線が過負荷となる。

それに対し、以下の 3 つのケースについて比較を行い、提案手法の適用による PNS の削減効果を検証する。

(Case 1) 事故後、UPFC・発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合

(Case 2) 事故後、発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合

(UPFC は事故前の状態のまま固定)

(Case 3) 事故後、発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合

(UPFC はバイパス回路に切替える)

表 4.4 に各ケースにおける PNS 発生の様子を示す。

表 4.4 に示すように、UPFC を固定もしくはバイパス回路に切替えた[Case 2]・[Case 3]では、Interval 1 において事故によって発生した 14-16 送電線過負荷を解消するために、それぞれ、表 4.2 に示す母線 16 の出力 1.55[p.u.]の発電機 1 台・母線 22 の出力 0.5[p.u.]の発電機 3 台を遮断しており、この発電機遮断量と事故前後における増分送電損失の合計が事故直後の時間帯における停電電力 PNS となっている。更に、UPFC をバイパス回路に切替えた[Case 3]では、送電線定格が、短時間許容熱容量から連続許容熱容量に下がることによって、UPFC による潮流制御と発電機出力調整を行っても避けることのできない過負荷(14-16 送電線)が生じ、その結果、新たな負荷遮断を行う結果となっている。

それに対し、提案手法によって UPFC を制御した[Case 1]においては、UPFC の制御によって 14-16 送電線過負荷を緩和し、過負荷解消のための発電機遮断は、表 4.2 に示す母線 22 における出力 0.5[p.u.]の発電機 1 台で行われている。この発電機遮断量が[Case 2]・[Case 3]における発電機遮断量に比べて小さいため、最終的な停電電力 PNS が大きく削減されている。更に、Interval 2 において追加で発生する PNS についても、UPFC による潮流制御効果によって削減されていることが分かる。

図 4.13・図 4.14 に、Interval 1 における[Case 1]・[Case 3]での発電機遮断の様子を示す。

図 4.15・図 4.16 に、それぞれ Interval 1 における各送電線の負荷率、有効電力潮流のグラフを示す。グラフの横軸は母線間の有効電力潮流の向きを示している。また、同様に、Interval 2 における各送電線の負荷率、有効電力潮流のグラフを図 4.17・図 4.18 示す。

図 4.15、図 4.16 において、Interval 1 における[Case 1]と[Case 3]の潮流状態を比較すると、図 4.13・図 4.14 に示すように、[Case 1]では[Case 3]に比べて、UPFC1 の潮流制御による 25-19 送電線潮流の増加と、UPFC2 の潮流制御による 26-13 送電線潮流の増加・23-20 送電線潮流の減少を行うことにより、14-16 送電線過負荷を緩和し、母線 22 におけるより出力の小さい発電機の解列によって過負荷を解消できていることが分かる。このとき、UPFC は、表

4.5 に示す大きさの電圧 $|V_U|$ を印加することで、潮流制御を行っている。

また、表 4.6 に各ケースにおける負荷遮断の位置・量をまとめる。

表 4.4 各ケースにおける PNS 発生の様子 (事故ケース 1)

	PNS in Interval 1 [p.u.]		PNS in Interval 2 [p.u.]	Total PNS [p.u.]
	Shed Generators	Incremental Loss		
Case 1	0.562		0	0.562
	0.5 at bus 22	0.062		
Case 2	1.535		0	1.535
	1.5 at bus 22	-0.015		
Case 3	1.575		0.092	1.667
	1.55 at bus 16	0.025		

表 4.5 Interval 1 における UPFC の制御変数と使用している変換器容量[Case 1]

No	Node i	Node j	Q_{inj} [p.u.]	$ V_U $ [p.u.]	ϕ [deg]	PQ_{inv1} [p.u.]	PQ_{inv2} [p.u.]
1	16	25	0.726	0.200	1.607	0.728	0.394
2	23	26	-0.620	0.169	1.642	0.620	0.449

表4.6 各ケースにおける負荷遮断の位置・量 (事故ケース1)

Bus	Load [p.u.]	Shed Load in [Case 1] [p.u.]		Shed Load in [Case 2] [p.u.]		Shed Load in [Case 3] [p.u.]	
		Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2
1	1.08	0	0	0	0	0	0
2	0.97	0	0	0	0	0	0
3	1.80	0.562	0	1.176	0	0.020	0.092
4	0.74	0	0	0	0	0	0
5	0.71	0	0	0	0	0	0
6	1.36	0	0	0.282	0	0.021	0
7	1.25	0	0	0	0	0	0
8	1.71	0	0	0.077	0	0	0
9	1.75	0	0	0	0	0	0
10	1.95	0	0	0	0	0	0
13	2.65	0	0	0	0	0	0
14	1.94	0	0	0	0	1.533	0
15	3.17	0	0	0	0	0	0
16	1.00	0	0	0	0	0	0
18	3.33	0	0	0	0	0	0
19	1.81	0	0	0	0	0	0
20	1.28	0	0	0	0	0	0
Sum		0.562	0	1.535	0	1.575	0.092

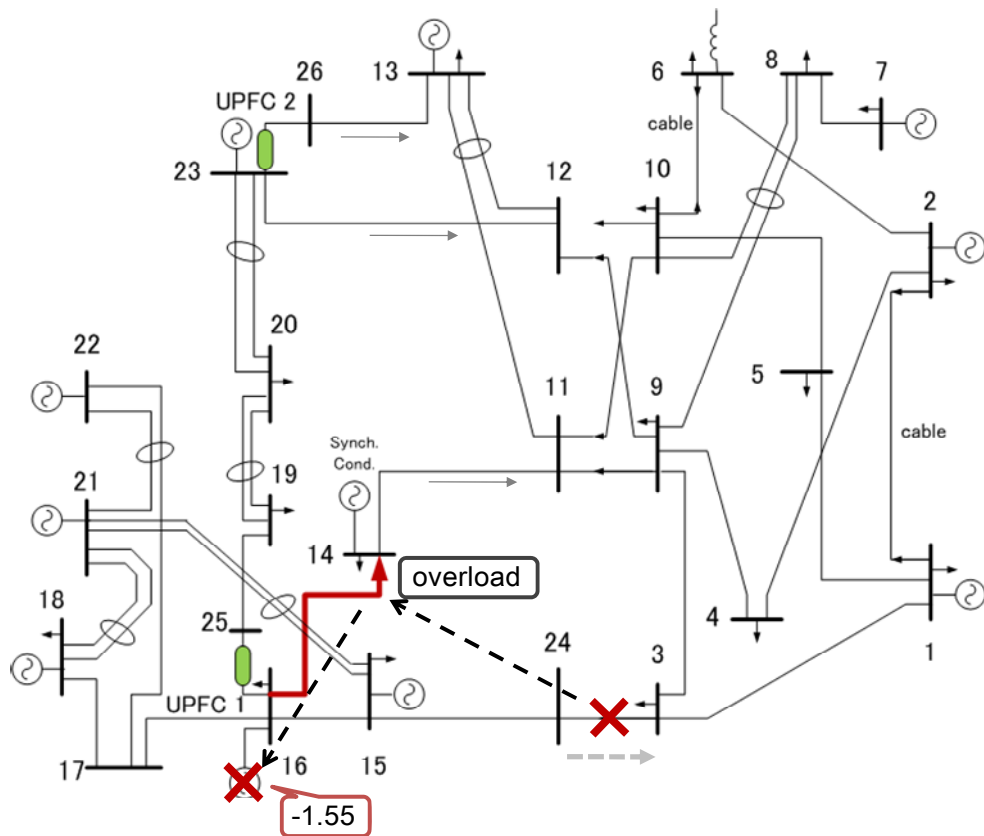


図 4.13 事故直後における発電機遮断の様子 (Case 3)

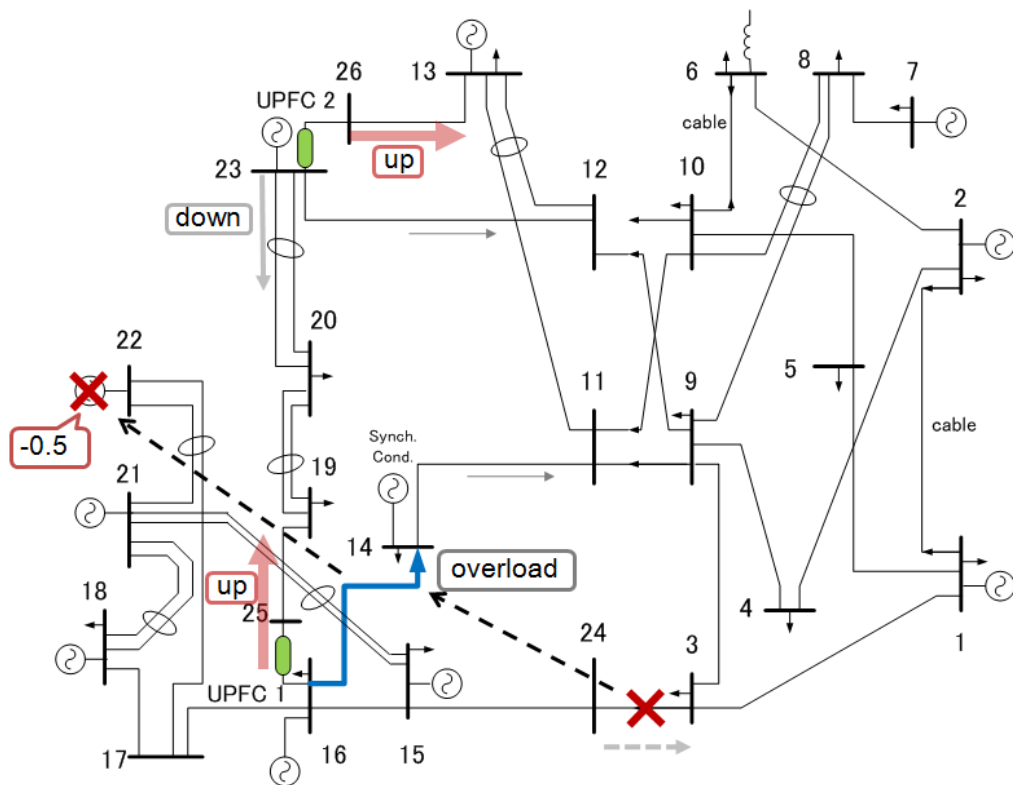


図 4.14 事故直後における発電機遮断の様子 [Case 1]

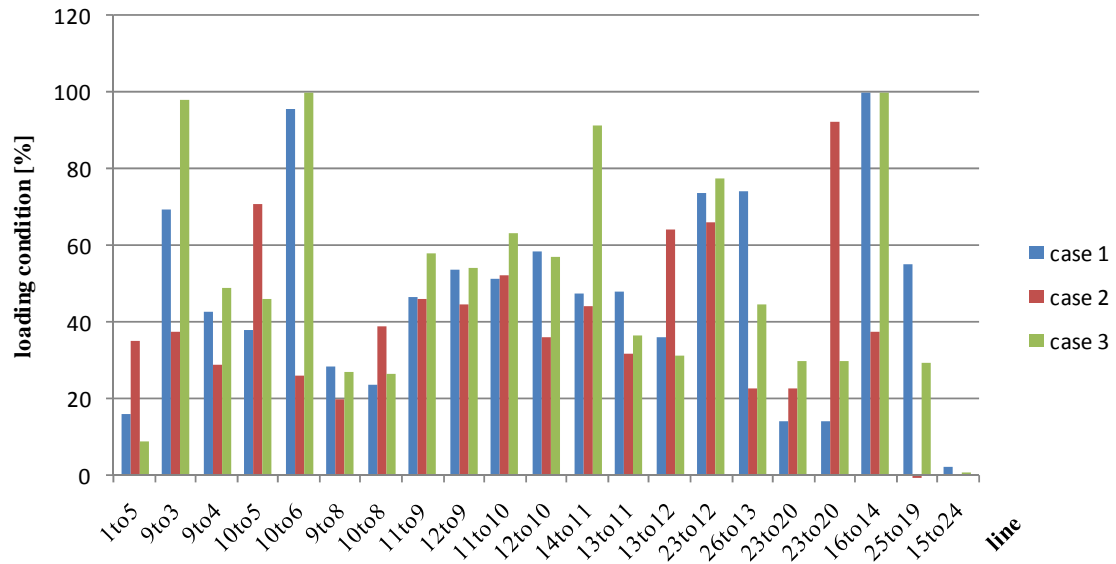


図 4.15 送電線の負荷状況(Interval 1)

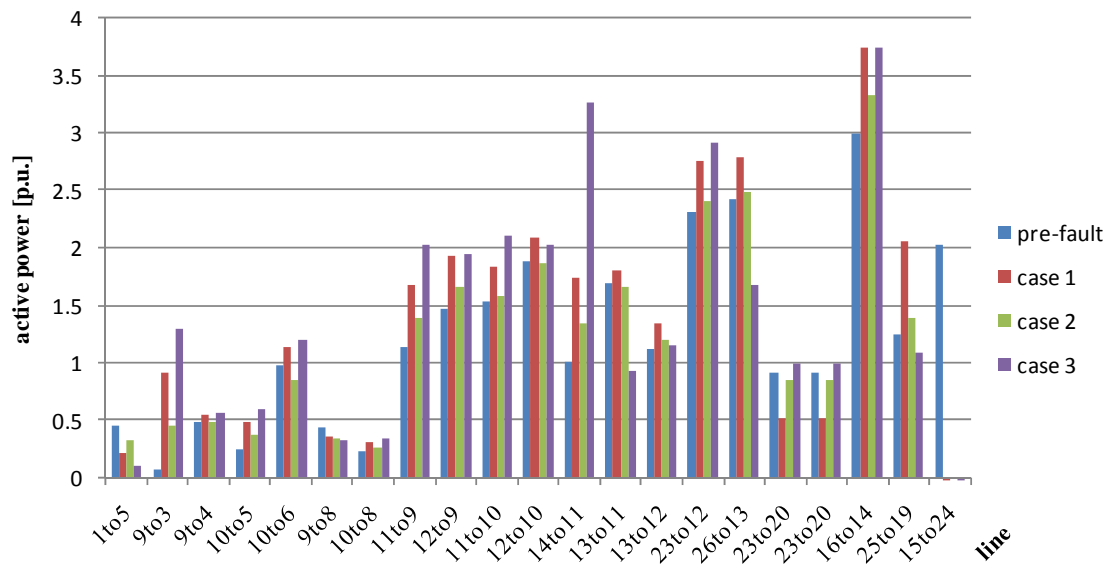


図 4.16 送電線を流れる有効電力(Interval 1)

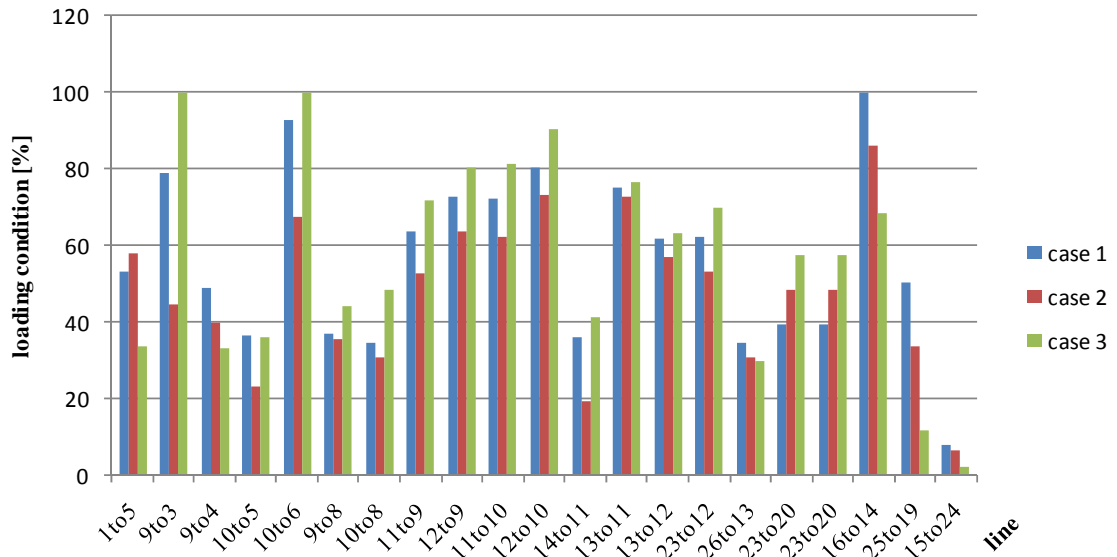


図 4.17 送電線の負荷状況(Interval 2)

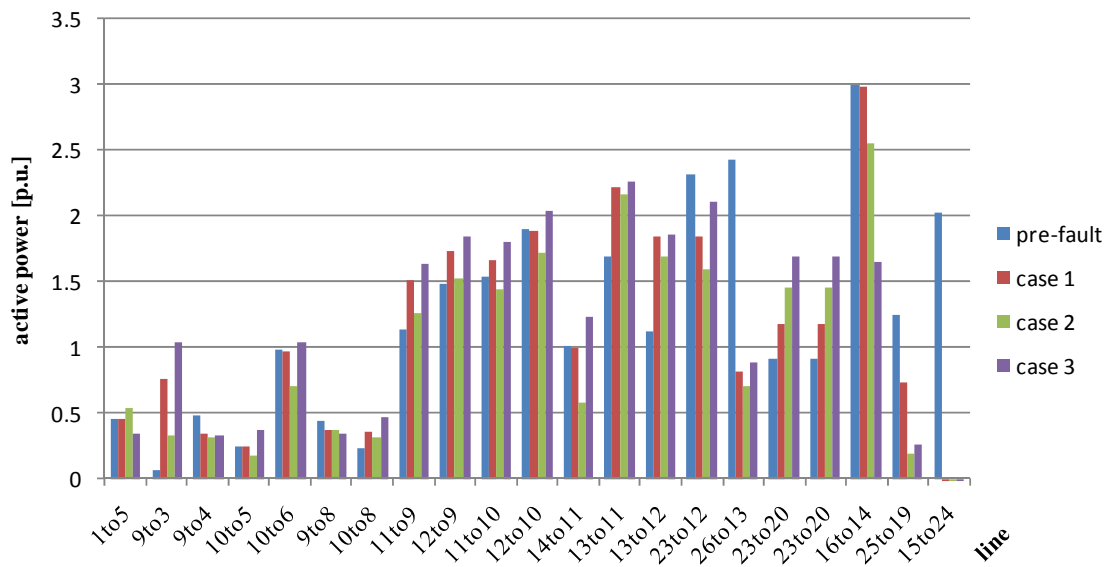


図 4.18 送電線を流れる有効電力(Interval 2)

4.6.4 事故ケース 2 (問題点が顕著となるシミュレーションケース)

13-12 送電線と 13-11 送電線の一部は、共通の鉄塔で支えられていると仮定している。事故ケース 2 では、図 4.19 に示すように、この鉄塔倒壊による送電線 4 回線停止を想定する。このとき、事故により 14-16 送電線・23-12 送電線で過負荷が発生する。

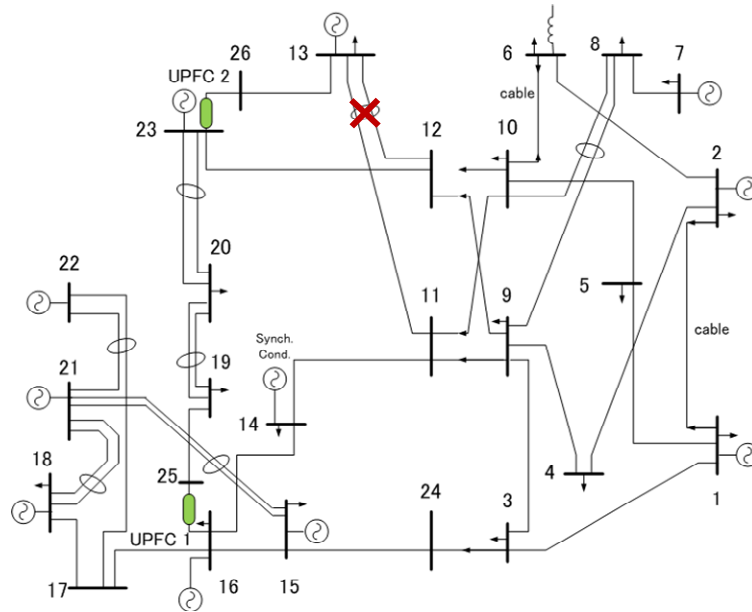


図 4.19 事故ケース 2

それに対し、4.6.3 節と同様に 3 つのケースについて比較を行い、各ケースにおける PNS 発生の様子を表 4.7 に示す。また、[Case 1] の Interval 1 における UPFC の制御変数、各ケースにおける負荷遮断の位置・量を、それぞれ表 4.8、表 4.9 に示す。

表 4.7 各ケースにおける PNS 発生の様子 (事故ケース 2)

	PNS in Interval 1 [p.u.]		PNS in Interval 2 [p.u.]	Total PNS [p.u.]
	Shed Generators	Incremental Loss		
Case 1	1.016		0.490	1.506
	1.031 at bus 13	-0.015		
Case 2	1.023		0.484	1.506
	1.031 at bus 13	-0.015		
Case 3	1.050		0.284	1.334
	1.031 at bus 13	0.019		

表 4.8 Interval 1 における UPFC の制御変数と使用している変換器容量[Case 1]

No	Node i	Node j	Q_{inj} [p.u.]	$ V_U $ [p.u.]	ϕ [deg]	PQ_{inv1} [p.u.]	PQ_{inv2} [p.u.]
1	16	25	0.612	0.149	1.630	0.612	0.072
2	23	26	-0.373	0.000	0.010	0.373	0.000

表 4.9 各ケースにおける負荷遮断の位置・量 (事故ケース 2)

Bus	Load [p.u.]	Shed Load in [Case 1] [p.u.]		Shed Load in [Case 2] [p.u.]		Shed Load in [Case 3] [p.u.]	
		Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2
4	0.74	0.025	0	0	0	0	0
6	1.36	0.686	0	0.702	0	0.196	0
8	1.71	0.305	0	0.321	0	0.036	0
14	1.94	0	0.490	0	0.484	0.818	0.284
Sum		1.016	0.490	1.023	0.484	1.050	0.284

表 4.7 に示すように、提案手法によって UPFC を制御した[Case 1]における PNS が、UPFC をバイパス回路に切り替えた[Case 3]における PNS よりも大きくなっており、提案手法による UPFC・発電機・負荷等の制御が PNS 削減に対して有効とならない結果となった。このとき、事故後一定時間経過後の Interval 2 における PNS の発生量が、[Case 1]において[Case 3]に比べて明らかに大きくなっていることが分かる。

そこで、Interval 2 における PNS が、[Case 3]のときと比較して[Case 1]で大きくなった原因について考察を行ったところ、Interval 2 の前の時間帯である Interval 1 における負荷遮断位置が関係していることが分かった。

ここで、[Case 1]と[Case 3]における事故後の負荷遮断の様子を表 4.9 で比較する。表 4.9 の母線 14 における負荷遮断について注目すると、[Case 1]では、Interval 1 において遮断量が 0 となっており、Interval 2 において 0.490 の負荷遮断を行う結果となっている。それに対し [Case 3]では、Interval 1 における母線 14 での負荷遮断は 0.818 となっているが、Interval 2 における負荷遮断は 0.284 となり、[Case 1]の場合よりも小さい遮断量となっている。

送電線熱容量定格が、短時間許容熱容量から常時の許容熱容量に戻る Interval 2 の時間帯では、UPFC の制御に加えて発電機の連続的な出力調整を行うことができる。OPF II では、この時間帯において、送電線熱容量定格の減少によって新たに生じる PNS を極小化するために、最適な発電機出力パターン、UPFC 制御変数、遮断負荷パターンを求めている。その結果、本シミュレーションケースでは、母線 14 における負荷遮断(停電)が最適となる (実際、負荷遮断を強制的に母線 14 以外の負荷で行うと、PNS の合計はより大きくなる)。そのため、Interval 1 における負荷遮断を母線 14 で行っている[Case 3]の場合の方が、そうでない [Case 1]の場合よりも、Interval 2 における PNS が小さくなっており、このことが[Case 1]の Total PNS が大きい原因であるといえる。

以上の考察から、4.5 節で提案した制御手法では、Interval 1 における遮断負荷位置の選択の際に、全体の PNS 極小化に対して最適化が図られていないことが明らかとなった。すなわち、Interval 1 において、Interval 2 における負荷遮断位置を考慮すれば、全体の PNS をさらに小さくできることが期待される。

参考のため、図 4.20-図 4.23 に、Interval 1、Interval 2 における各送電線の負荷率、有効電力潮流のグラフを示す。

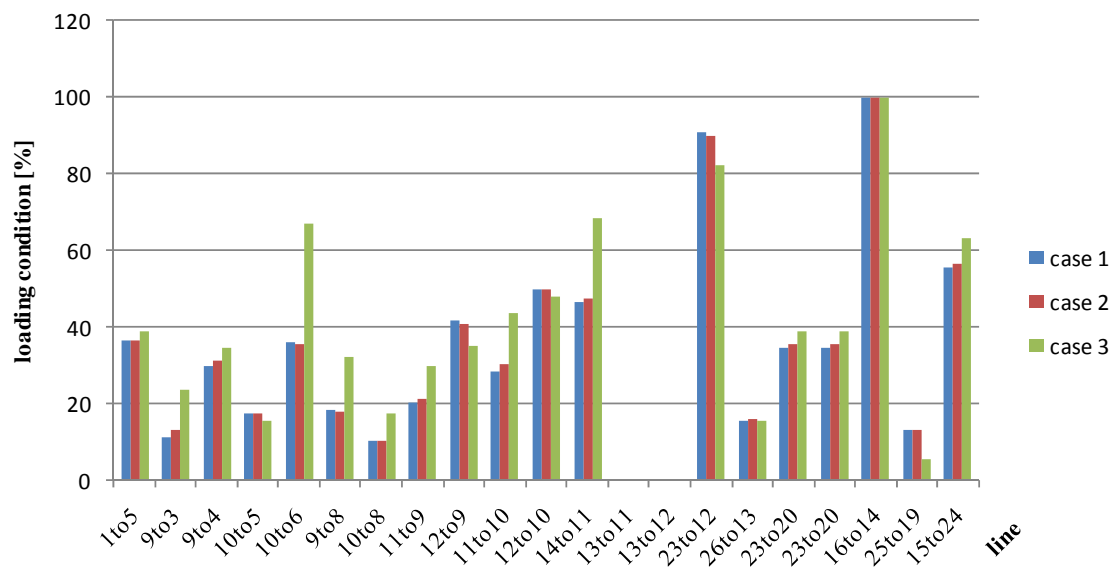


図 4.20 送電線の負荷状況(Interval 1)

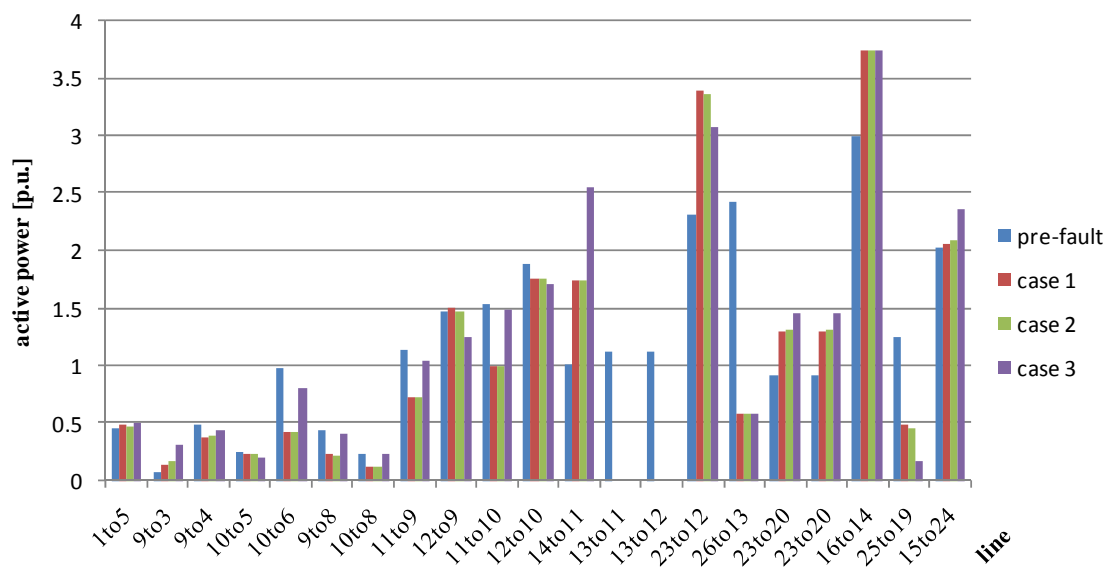


図 4.21 送電線を流れる有効電力(Interval 1)

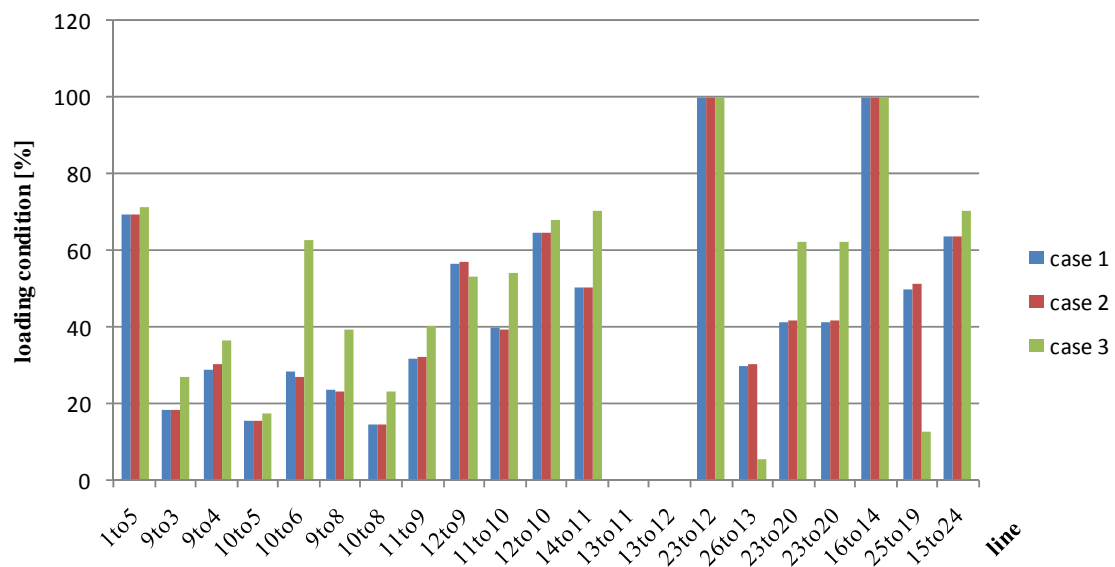


図 4.22 送電線の負荷状況(Interval 2)

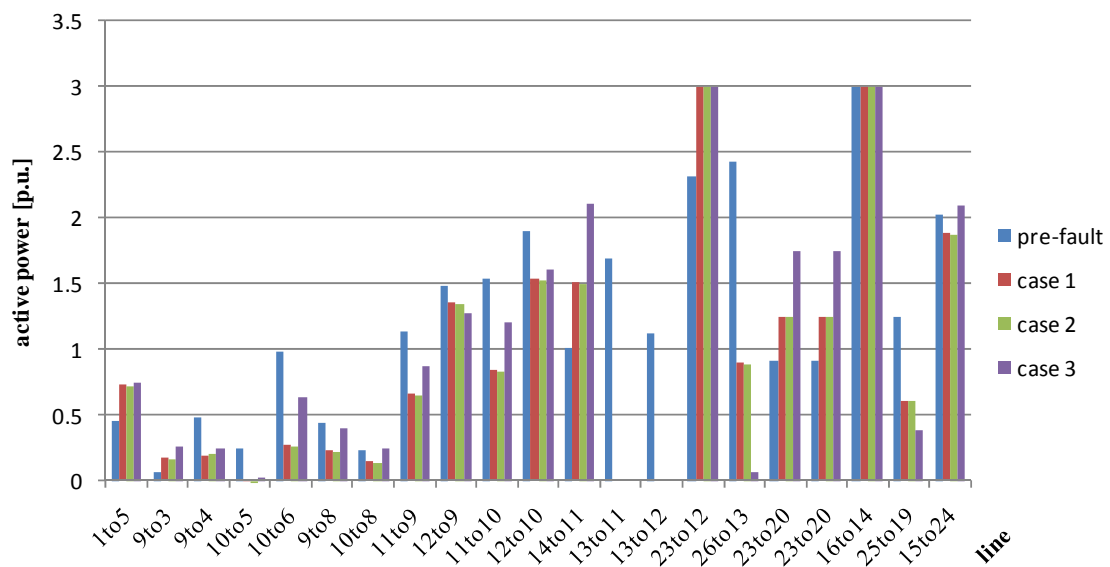


図 4.23 送電線を流れる有効電力(Interval 2)

4.6.5 シミュレーションからの帰結

本節では、4.5 節で提案した停電範囲極小化手法の有効性について、シミュレーションによる検証を行った。4.6.3 節に示した事故ケースにおいては、提案手法による UPFC の制御によって、UPFC 固定・切り離し(バイパス回路に切換え)を行った場合に比べて、PNS の削減効果が伺えた。しかし、4.6.4 節に示した事故ケースにおいて明かになったとおり、4.5 節で提案した制御手法においては、負荷遮断位置の選択の際に全体の PNS 極小化に対して最適化が図られておらず、事故ケースによっては、提案手法による UPFC の制御によって、PNS が大きくなってしまう場合もあることが分かった。したがって、4.5 節で提案した制御手法は不完全であり、最適な負荷遮断位置を考慮した新たな制御手法の検討が必要である。

4.7 適切な負荷遮断位置を考慮した停電範囲極小化アルゴリズム (改善手法)

4.6 節で述べたとおり，4.5 節で提案した停電範囲極小化アルゴリズムでは，事故直後の時間帯(Interval 1)における遮断負荷位置の選択の際に，全体の PNS 極小化に対して最適化が図られていないことが明らかとなった。そこで本節では，4.5 節で提案した制御手法の改善手法として，適切な負荷遮断位置を考慮した停電範囲極小化アルゴリズムを提案する。

改善手法のフローチャートを図 4.24 に示す。

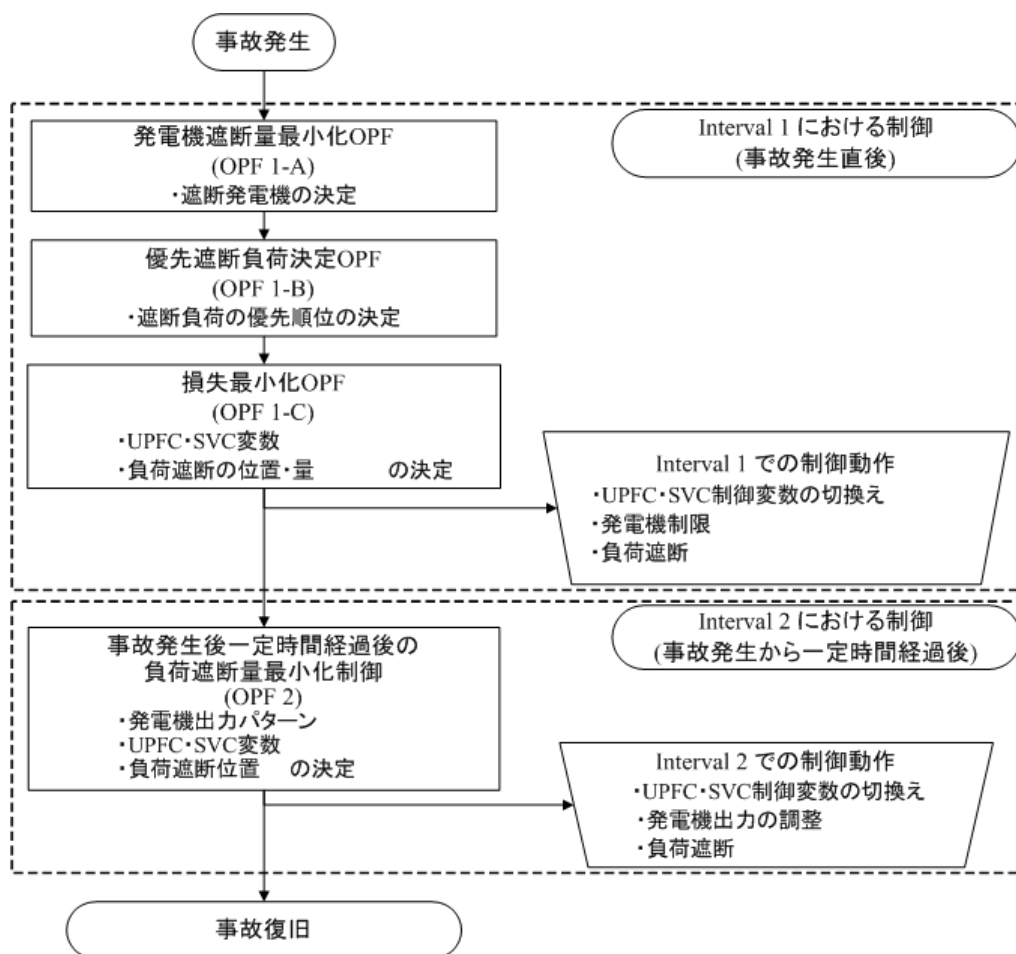


図 4.24 停電範囲極小化アルゴリズム②のフローチャート

図 4.24 に示すように，改善手法では優先遮断負荷決定 OPF(OPF 1-B)を新たに加え，その結果を損失最小化 OPF(OPF 1-C)に反映させることにより，適切な負荷遮断位置の選択を行うことを可能とし，事故発生によって発生する最終的な PNS の極小化を図っている。

4.7.1 節では，事故直後の時間帯 (Interval 1)における制御についてまとめる。4.7.2 節では事故発生から一定時間経過後の時間帯(Interval 2)における制御についてまとめる。

4.7.1 事故直後の時間帯 (Interval 1)における制御

この時間帯は、発電機出力パターンの変更ができない。送電線過負荷が生じた場合、電源制限を行う必要があるため、それに伴い供給支障電力量が生じる。そこで、UPFCの潮流制御能力を活用して過負荷を緩和することによって、発電機遮断量を最小限に抑えることが重要となる。また、この時間帯では、送電線定格として、連続許容熱容量よりも大きい短時間許容熱容量(Short Term Rating)を考慮する。

それに対し、図 4.24 で示したように 3 つの最適潮流計算(OPF 1-A, OPF 1-B, OPF 1-C)を行うことで、停電量の極小化に向けて最適な発電機・負荷遮断位置、UPFC・電圧制御機器の制御変数を決定している。このとき、発電機出力の変数のみ、離散値をとることになる。

OPF 1-A では、事故発生後の発電機遮断位置の選択を目的としている。このとき、UPFC による潮流制御能力を考慮することで、発電機制限量の合計が最小となるように、遮断発電機の選択を行っている。

OPF 1-B では、負荷遮断を行う際に、他の負荷に対して優先的に遮断すべき負荷の選択を行っている。ここで求めた優先遮断負荷を、続いて行う OPF 1-C において優先的に遮断することで、Interval 1 に続く時間帯、すなわち Interval 2 における負荷遮断量(PNS)を削減することが可能となり、最終的な PNS を小さくすることを図っている。

OPF 1-C では、OPF 1-B で求めた優先遮断負荷を考慮して負荷遮断位置の選択を行いつつ、UPFC の制御変数を系統全体の送電損失最小化に向けて制御している。また、その際の発電機出力変数は、OPF 1-A で決定した発電機制限を行った状態となっている。

以下に、OPF 1-A, OPF 1-B, OPF 1-C の定式化を行う。

<OPF 1-A>

OPF 1-A の定式化は、4.5.1 節で行った OPF 1-A の定式化と同じであるため、詳細な定式化はここでは省略するが、OPF 1-A の特徴である目的関数についてのみ、式(4.41)に再掲する。

目的関数 $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 発電機遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^G \left(P_{G,initial,i} - P_{Gi} \right)^2 / P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (4.41)$$

OPF 1-A では、式(4.41)の目的関数を用いることにより、発電機出力の減少を、事故ケースごとに特定の発電機で行うことが可能となり、離散値を含む最適化計算の複雑化を避けている。

<OPF 1-B>

4.6節におけるシミュレーションによる考察により, Interval 1における遮断負荷の位置は, Interval 2におけるPNSに対して影響を持ち, 最終的なPNS極小化のためには, Interval 1において適切な負荷遮断を行うことが重要であることが分かっている。そこで OPF 1-B では, Interval 1において, 事故によって発生する最終的なPNSの極小化のために, 優先的に遮断すべき負荷を決定している。

OPF 1-B では, OPF 1-A で求めた遮断発電機の出力を 0 [p.u.]に固定した状態で, Interval 2の時間帯における諸制約の下, 負荷遮断量最小化 OPF を行っている。すなわち OPF 1-B では, Interval 2の時間帯において, 発電機の出力調整を行っても避けることのできない負荷遮断量を求めている。

OPF 1-B の定式化を以下に行う。

制御変数 u :

$$u = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T$$

$$(i \in G, j \in L, k \in U, l \in P)$$

目的関数 $f(x, u)$:

- ・ 負荷遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(x, u) = \sum_i (P_{L, initial, i} - P_{Li}) \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.42)$$

等式制約 $h(x, u)$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.9), 式(4.10))
- ・ 負荷力率制約 (式(4.12))
- ・ 母線電圧基準 (式(4.13))
- ・ OPF1-A で遮断した発電機の制約

$$P_{G, shed, i} = 0 \dots\dots\dots (4.43)$$

$$Q_{G, shed, i} = 0 \dots\dots\dots (4.44)$$

$$(i \in SG)$$

不等式制約 $g(x, u)$:

- ・ 母線電圧制約(式(4.14))
- ・ 送電線潮流制約(式(4.25))
- ・ 負荷制約(式(4.26))
- ・ 発電機の出力制約(式(4.27), 式(4.28))
- ・ UPFC の制約 (式(4.18), 式(4.19))

SG : set of shed generators in OPF 1-A

<OPF 1-C>

事故等によって系統状態が変化すれば、系統内の送電損失も変化する。この送電損失の変化は系統内の需給バランスに関係しており、事故前後における送電損失の増加分が、そのまま事故後の停電電力につながる。そこで、停電範囲極小化のためには、送電損失を可能な限り小さくすることも重要であり、OPF 1-C では送電損失の極小化を行っている。

OPF 1-A で求めた UPFC の制御変数は、発電機遮断量の最小化に対してのみ制御されており、系統全体の損失削減のためには、まだ制御の余地があるといえる。そこで OPF 1-C では、OPF 1-A で求めた発電機出力を固定した状態で、送電損失最小化計算を行い、送電損失が極小となる UPFC の制御変数を求めている。

さらに、負荷遮断を行うにあたって、目的関数(4.40)を用いて、OPF 1-B において求めた遮断負荷位置・量を優先的に遮断することにより、最終的な PNS の極小化を狙っている。

OPF 1-C の定式化を以下に行う。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}]^T$$

目的関数 $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 負荷遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^L (\alpha \times P_{L,shed1,i} + P_{L,shed2,i}) \quad (\alpha = 0.01) \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.45)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式 (式(4.9), 式(4.10))
- ・ 負荷力率制約 (式(4.12))
- ・ 母線電圧基準 (式(4.13))

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約 (式(4.14))
- ・ 送電線潮流制約 (式(4.15))
- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{L,shed1,i} \leq P_{L,shed1,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.46)$$

$$0 \leq P_{L,shed2,i} \leq P_{L,shed2,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (4.47)$$

- ・ 発電機の無効電力出力制約 (式(4.17))
- ・ UPFC の制約 (式(4.18), 式(4.19))
- ・ 調相設備を通過する皮相電力の制約 (式(4.20))

$P_{L,shed1}$: 優先的に遮断する負荷量

$P_{L,shed2}$: $P_{L,shed1}$ 以外の負荷量

$P_{L,shed1,initial}$: OPF 1-B で遮断された負荷量
 $P_{L,shed2,initial}$: OPF 1-B で遮断されなかった負荷量

4.7.2 事故発生から一定時間経過後の時間帯(Interval 2)における制御

送電線定格が短時間許容熱容量から通常連続許容熱容量に戻る Interval 2 においては、送電線定格の減少によって新たに PNS が生じる場合がある。そこで、OPF 2 では、PNS の極小化に向けて、最適な発電機出力・UPFC 制御変数・負荷遮断量・位置を求めている。

OPF 2 の定式化は、4.5.1 節で行った OPF 2 の定式化と同じであるため、ここでは省略する。

4.8 シミュレーションによる検証(適切な負荷遮断位置を考慮した場合)

4.8.1 シミュレーション条件

4.6 節と同様, 図 4.8 に示す IEEE 24 母線信頼度系統を使用してシミュレーションを行う。事故による停電が発生しやすい重潮流状態を模擬するために, 負荷は年間のピーク時の状態とし, 送電線定格容量はオリジナルのモデルに与えられているデータの 60%の値に設定する。また, 母線電圧制約を緩和するために, 系統内の各母線には, 調相設備として SVC のようにサセプタンス B の連続的な制御が可能な理想的な機器を設置している。

系統内には, 母線 26 と母線 23 の至近端に 2 台の UPFC を設置する。UPFC 1 台あたりの変換器容量の合計は 160[MVA] (1.6[p.u.]), 直列変圧器の印加電圧の定格は 46[kV] (0.2[p.u.]) とする。

シミュレーションを行うにあたって, 事故前の定常状態は 4.6.2 節で求めた運用状態を用いる。そして, 4.8.2 節, 4.8.3 節で想定する事故に対して, 以下の 3 つのケースについて比較を行い, 提案手法の適用による PNS の削減効果を検証する。

(Case 1) 事故後, UPFC・発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合

(Case 2) 事故後, 発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合

(UPFC は事故前の状態のまま固定)

(Case 3) 事故後, 発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合

(UPFC はバイパス回路に切替える)

4.8.2 事故ケース 1

4.6.3 節と同様, 母線 3-24 間の送電線(3-24 送電線)の 2 回線停止を想定する。4.6.2 節で求めた運用状態の下では, この事故により 14-16 送電線が過負荷となる。

表 4.10 に各ケースにおける PNS 発生の様子を示す。また, 参考のために, 各ケースにおける Interval 1, Interval 2 における各送電線の負荷率, 有効電力潮流のグラフを図 4.25-図 4.28 に, 負荷遮断の位置・量を表 4.12 に示す。

表 4.10 各ケースにおける PNS 発生の様子 (事故ケース 1)

	PNS in Interval 1 [p.u.]		PNS in Interval 2 [p.u.]	Total PNS [p.u.]
	Shed Generators	Incremental Loss		
Case 1	0.562		0	0.562
	0.5 at bus 22	0.062		
Case 2	1.535		0	1.535
	1.5 at bus 22	-0.015		
Case 3	1.577		0	1.577
	1.55 at bus 16	0.027		

表 4.11 各ケースにおける負荷遮断の位置・量(事故ケース 1)

Bus	Load [p.u.]	Shed Load in [Case 1] [p.u.]		Shed Load in [Case 2] [p.u.]		Shed Load in [Case 3] [p.u.]	
		Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2
3	1.94	0.562	0	1.177	0	0.121	0
6	1.36	0	0	0.285	0	0.008	0
8	1.71	0	0	0.074	0	0	0
14	1.94	0	0	0	0	1.449	0
Sum		0.562	0	1.535	0	1.577	0

表 4.10 に示すように、4.6.3 節と同様、提案手法によって UPFC を制御した[Case 1]において、最も PNS の値が小さくなっている。[Case 1]- [Case 3]のうち、[Case 1]・[Case 2]の結果については、4.6.3 節で得られた表 4.4 の結果と全く同じであり、事故直後における UPFC による発電機遮断量削減の機構も 4.6.3 節において図 4.12・図 4.13 を用いて述べたものと同様である。それに対し、[Case 3]の結果については、4.6.3 節で得られた表 4.4 の結果と異なり、全体の PNS はより小さくなっている。

ここで、4.5 節で提案した制御手法を従来手法、4.7 節で提案した制御手法を改善手法と呼ぶこととする。表 4.13 に、従来手法・改善手法の適用時に得られた[Case 3]の結果について再掲する。表 4.13 の結果を比較すると、Interval 1 で発生した PNS は両者の間で大きな違いはないものの、Interval 2 で発生する PNS は、改善手法の適用によって従来手法適用時よりも削減されていることが分かる。これは、両ケースにおける負荷遮断位置の違いに起因する。

表 4.14 で、従来手法・改善手法適用時の[Case 3]における負荷遮断位置・量を比較する。従来手法適用時の Interval 2 の時間帯では、母線 3 で負荷遮断が発生しているのが分かる。この負荷遮断は、事故による 24-3 送電ルートの分断と、送電線定格が短時間許容熱容量から通常の熱容量に下がる Interval 2 の時間帯における 9-3 送電線の送電容量不足の影響で、発電機の持ち替えを行っても避けることができない負荷遮断である。それに対し 4.7 節で示した改善手法適用時には、新たに追加した OPF 1-B の計算により、Interval 2 における母線 3 の負荷遮断を予め想定し、Interval 1 における負荷遮断を母線 3 で優先的に行うことで、Interval 2 における負荷遮断を免れている。

表 4.12 従来手法と改善手法の比較[Case 3]

	PNS in Interval 1 [p.u.]		PNS in Interval 2 [p.u.]	Total PNS [p.u.]
	Shed Generators	Incremental Loss		
従来手法	1.575		0.092	1.667
	1.55 at bus 16	0.025		
改善手法	1.577		0	1.535
	1.55 at bus 16	0.027		

表4.13 各ケースにおける負荷遮断の位置・量 (事故ケース1)

Bus	Load [p.u.]	Shed Load in [Case 1] [p.u.] (従来手法)		Shed Load in [Case 3] [p.u.] (改善手法)	
		Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2
3	1.80	0.020	0.092	0.121	0
6	1.36	0.021	0	0.008	0
14	1.94	1.533	0	1.449	0
Sum		1.575	0.092	1.577	0

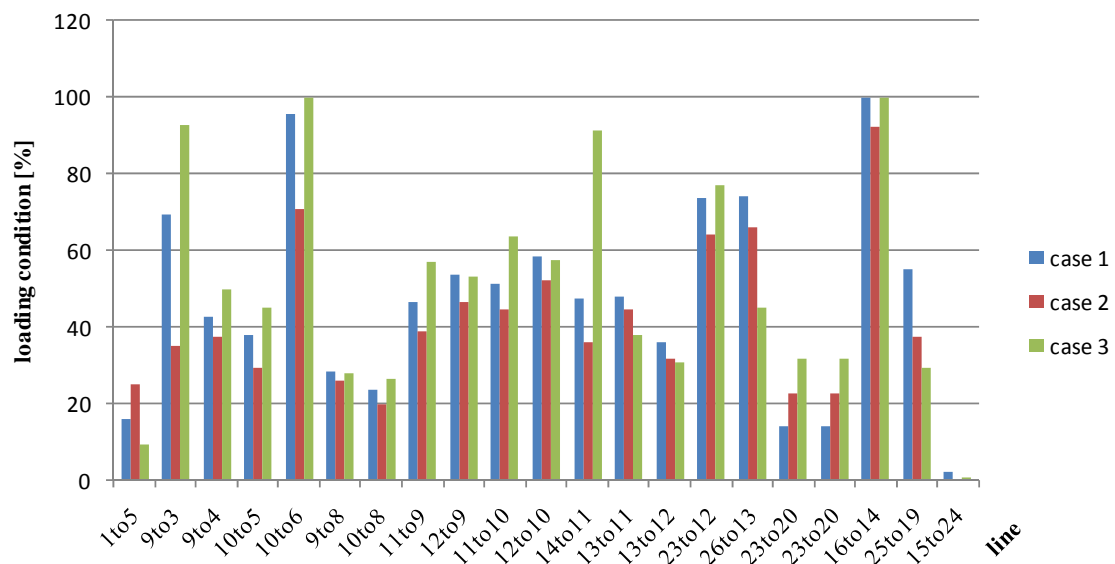


図 4.25 送電線の負荷状況(Interval 1)

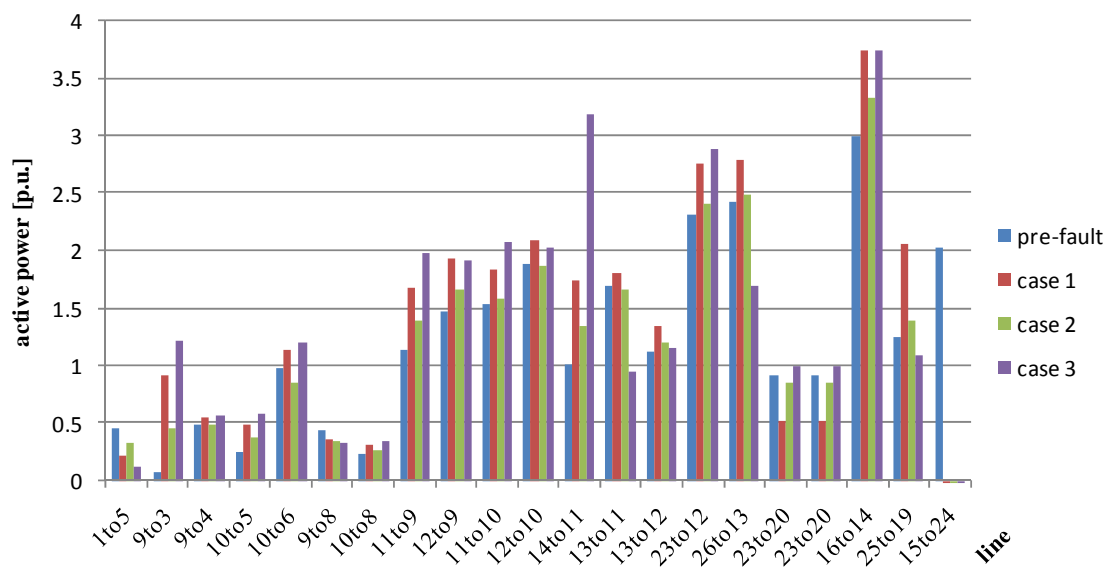


図 4.26 送電線を流れる有効電力(Interval 1)

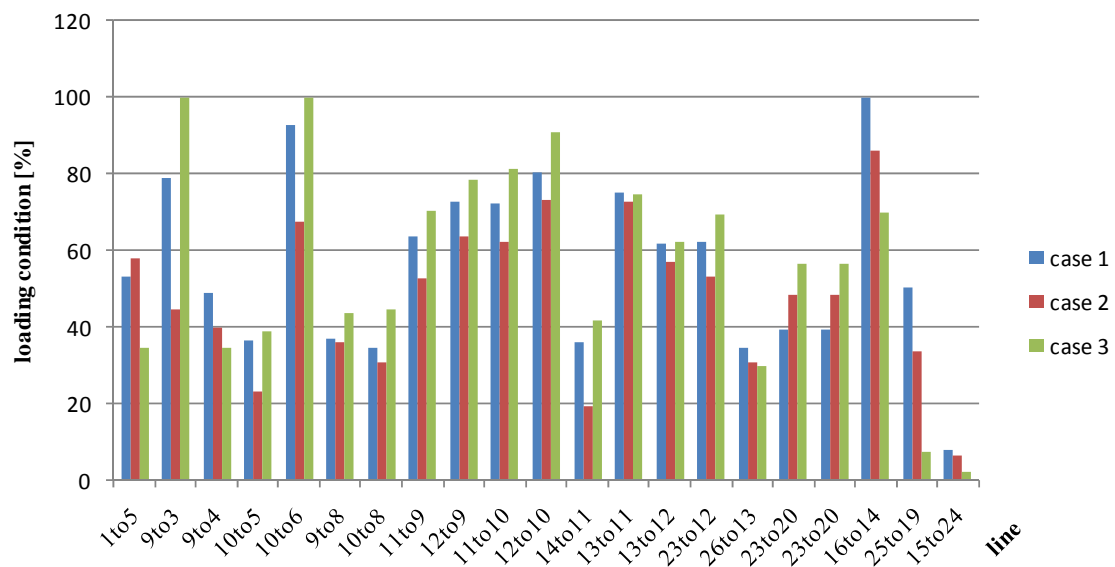


図 4.27 送電線の負荷状況(Interval 2)

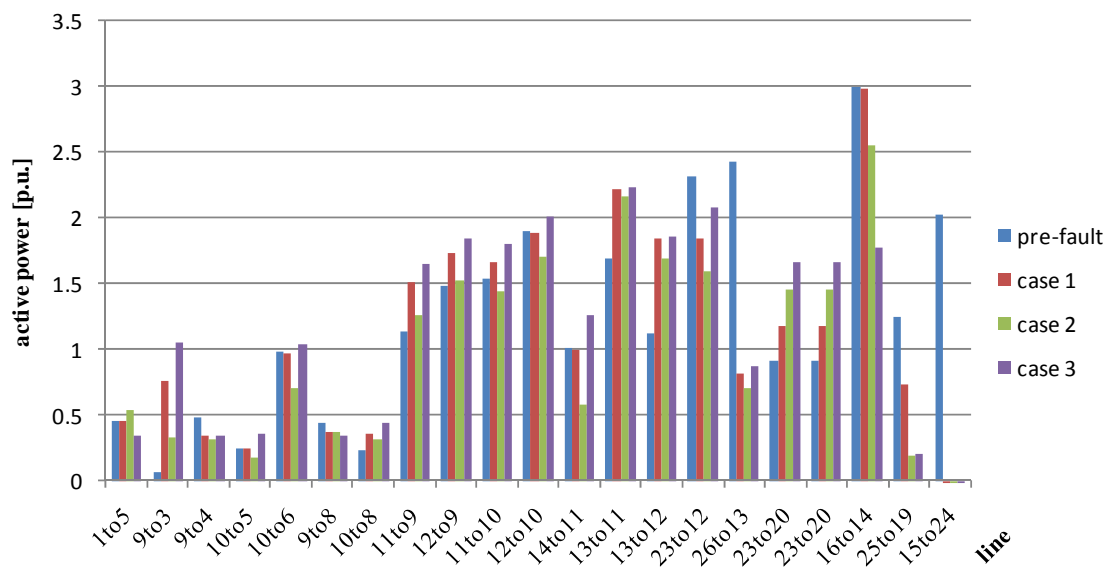


図 4.28 送電線を流れる有効電力(Interval 2)

4.8.3 事故ケース 2

4.6.4 節と同様、鉄塔倒壊による 13-12 送電線と 13-11 送電線の送電線 4 回線停止を想定する。4.6.2 節で求めた運用状態の下では、この事故により 14-16 送電線・23-12 送電線が過負荷となる。

表 4.14 に各ケースにおける PNS 発生の様子を示す。表 4.14 に示すように、事故ケース 2 では、[Case 1]で提案手法の適用により UPFC の潮流制御能力を駆使しても、14-16 送電線・23-12 送電線における過負荷を解消することができず、[Case 1]・[Case 3]共に、事故直後の Interval 1 において母線 13 の出力 1.031[p.u.]の発電機遮断を行う結果となった。しかし、[Case 1]の事故直後における PNS は、UPFC による送電損失削減の効果によって、[Case 3]のものよりも僅かではあるが小さくなっている。

事故ケース 1 における結果と合わせて考えると、UPFC による PNS 削減効果は、事故直後における発電機制限量を削減できるか否かに大きく関わっており、この発電機制限量の回避は、事故地点・過負荷となる送電線・UPFC の位置関係に依存しているということがいえる。

また[Case 1]では、表 4.15 に示すように、 $|V_U|$ の印加による潮流制御はほとんど行われていない。その結果、UPFC の周囲の送電線潮流についても、図 4.29 に示すように[Case 1]と [Case 3]でほとんど変わらない。

表 4.16 に、各ケースにおける負荷遮断の位置・量について示す。表 4.16 で明らかであるように、どのケースにおいても負荷遮断は母線 14 の負荷で行われている。これは、4.7 節で示した提案手法の OPF 1-B において、母線 14 における負荷が優先的に遮断すべき負荷であると求まった結果である。

表 4.14 各ケースにおける PNS 発生の様子 (事故ケース 2)

	PNS in Interval 1 [p.u.]		PNS in Interval 2 [p.u.]	Total PNS [p.u.]
	Shed Generators	Incremental Loss		
Case 1	1.068		0.204	1.273
	1.031 at bus 13	0.037		
Case 2	1.125		0.148	1.273
	1.031 at bus 13	0.093		
Case 3	1.146		0.132	1.279
	1.031 at bus 13	0.115		

表 4.15 Interval 1 における UPFC の制御変数と使用している変換器容量[Case 1]

No	Node i	Node j	Q_{inj} [p.u.]	$ V_U $ [p.u.]	ϕ [deg]	PQ_{inv1} [p.u.]	PQ_{inv2} [p.u.]
1	16	25	0.760	0.013	0.111	0.760	0.004
2	23	26	0.020	0.043	1.645	0.020	0.025

表 4.16 各ケースにおける負荷遮断の位置・量(事故ケース 2)

Bus	Load [p.u.]	Shed Load in [Case 1] [p.u.]		Shed Load in [Case 2] [p.u.]		Shed Load in [Case 3] [p.u.]	
		Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2
14	1.94	1.069	0.204	1.125	0.148	1.146	0.132
Sum		1.069	0.204	1.125	0.148	1.146	0.132

ここで、4.5 節で提案した制御手法を従来手法、4.7 節で提案した制御手法を改善手法と呼ぶこととする。表 4.17 に、従来手法・改善手法の適用時に得られた[Case 1]の結果について再掲する。表 4.17 で従来手法と改善手法の比較を行うと、改善手法適用時には、従来手法適用時と比較して、Interval 2 における PNS が削減されたため、最終的な PNS が大幅に削減されていることが分かる。

4.8.2 節の事故ケース 1 のときと同様、改善手法適用による Interval 2 における PNS の削減は、Interval 2 の前の時間帯である Interval 1 における負荷遮断位置の選択に起因する。表 4.18 に、[Case 1]で従来手法・改善手法適用時の負荷遮断位置を比較する。

事故ケース 2 では、改善手法における OPF 1-B の結果、Interval 2 において母線 14 の負荷遮断が必要であることが求まる。この母線 14 の負荷を、Interval 1 において優先的に遮断すべき負荷として考慮するため、改善手法では Interval 1 で母線 14 の負荷を遮断している。一方、OPF 1-B を行わない従来手法適用時の Interval 1 では、Interval 1 における PNS が極小となるように、母線 4,6,8 で負荷遮断を行っている。その結果、Interval 1 における負荷遮断量の合計は従来手法適用時の方が小さくなっているものの、従来手法適用時では Interval 2 において母線 14 で大きな負荷遮断量が発生し、最終的な負荷遮断量は改善手法適用時よりも大きくなっている。これが、改善手法における OPF1-B による PNS 削減の効果である。

表 4.17 従来手法と改善手法における PNS の比較[Case 1]

	PNS in Interval 1 [p.u.]		PNS in Interval 2 [p.u.]	Total PNS [p.u.]
	Shed Generators	Incremental Loss		
従来手法	1.016		0.490	1.506
	1.031 at bus 13	-0.015		
改善手法	1.068		0.204	1.273
	1.031 at bus 13	0.037		

表4.18 従来手法と改善手法における負荷遮断量・位置の比較[Case 1]

Bus	Load [p.u.]	Shed Load in [Case 1] [p.u.] (従来手法)		Shed Load in [Case 3] [p.u.] (改善手法)	
		Interval 1	Interval 2	Interval 1	Interval 2
4	0.74	0.025	0	0	0
6	1.36	0.686	0	0	0
8	1.71	0.305	0	0	0
14	1.94	0	0.490	1.069	0.204
Sum		1.016	0.490	1.069	0.204

4.8.4 シミュレーションからの帰結

本節では、4.7 節で提案した停電範囲極小化制御手法の有効性について、シミュレーションによる検証を行った。4.7 節で提案した改善手法では、4.6 節で明らかになった 4.5 節の従来手法の問題点を踏まえて、適切な負荷遮断位置の選択を行っているのが特徴である。

4.8.2 節・4.8.3 節において 2 つの事故ケース対して改善手法を適用したところ、提案手法による UPFC の制御によって、UPFC 固定・切り離し(バイパス回路に切換え)を行った場合に比べて、PNS の削減効果が伺えた。さらに、新たな提案手法では、UPFC との協調による発電機制限量の削減効果・UPFC の潮流制御による送電損失削減効果に加えて、事故直後における最適な負荷遮断位置の選択による PNS 削減効果があることを明らかにした。

また、2 つの事故ケースにおける PNS 削減効果を比較した結果、UPFC による PNS 削減効果は、事故直後における発電機制限量を削減できるか否かに大きく関わっており、この発電機制限量の回避は、事故地点・過負荷となる送電線・UPFC の位置関係に依存しているということが明らかとなった。

4.9 本章のまとめ

本章では、多重設備事故による送電ルートの分断を想定し、事故発生時における停電範囲極小化に向けた各種電力機器の静的な協調制御方法の検討、並びに、将来の電力系統において導入が期待される UPFC による停電範囲削減効果を検証した。

本章で提案した停電範囲極小化制御手法においては、事故発生から事故復旧までの時間帯を、系統制約の違いによって二つの時間に大別し、それぞれの時間帯に対して異なる最適潮流制御手法を適用した。提案手法のシミュレーションによる検証の結果、以下に示す機構による供給支障電力(PNS : power not supplied)削減効果が明らかとなった。

- 最適な遮断発電機の選択による PNS 削減効果

メッシュ系統において送電ルートの分断事故が発生した場合、事故地点を流れていた潮流が他の送電線に分流し、他の送電ルートで熱的な過負荷が発生する場合がある。提案手法では、UPFC による潮流制御能力を駆使して送電線の過負荷を緩和しつつ、解列する発電機を選択することで、発電機制限量の合計が最小となるような遮断発電機の組合せを決定し、事故直後における PNS の極小化が可能となる。

- 事故前後における増分送電損失の最小化による PNS 削減効果

系統内事故によって系統状態が変化すれば、系統全体の送電損失も変化する。需給バランスの関係から、停電範囲極小化のためには事故前後における増分送電損失を極小化することが重要である。提案手法の適用によって、UPFC の制御によって、UPFC 非制御の場合よりも増分送電損失が削減され、事故直後における PNS の極小化が可能となる。

- 適切な負荷遮断位置の選択による PNS 削減効果

供給力不足に伴う負荷遮断を行う際に、最終的な停電範囲極小化に対して、適切な負荷遮断位置が存在する。提案手法の適用によって、事故直後における負荷遮断位置の選択を行う際に、予め将来の潮流状態を計算することによって得られた「優先的に遮断すべき負荷」を、選択的に遮断することで、最終的な PNS の極小化が可能となる。

また、本章での検討結果を踏まえて、今後は以下の課題について検討を進めていく必要があるだろう。

- UPFC の設置台数・容量と、PNS 削減効果の関係についての検討

本章における検証の結果、PNS 削減効果の大小は、事故直後における発電機制限量を削減できるか否かに大きく関わっており、この発電機制限量の回避は、事故地点・過負荷となる送電線・UPFC の位置関係に依存しているということが明らかとなった。そこで、仮に

UPFC が供給信頼度向上の目的で導入されることになった際の、最も適切な UPFC の設置方法(台数・容量のどちらに重点をおくべきか等)について検討を行う余地がある。

- より実的な調相設備の制御方法の検討

本章では、主に事故によって発生する送電線の過負荷解消に焦点を当てた各種機器の協調制御手法を検討した。従って、各母線の電圧制約を緩和するために、全母線に調相設備として SVC を想定した可変のサセプタンスを設置した。しかしコストの観点から、すべての母線に SVC のような FACTS 機器が設置されるということは考えにくく、より実的な調相設備の設置を想定した制御方法の検討も必要であると思われる。したがって、今後は、より実的な調相設備の設置を想定し、電圧安定性を考慮した制御方法の検討も必要となる。

- 過渡安定度等の動的な制御方法の検討

本章では、各種電力機器の静的な制御方法の検討を行った。今後は、機器の協調制御による緊急時の過渡安定度向上や、ダンピング向上等、動的な制御方法の検討を行う必要がある。特に直・並列機器である UPFC は、数ある FACTS 機器の中でも高い費用対効果で系統の安定度を向上させることが期待される機器である。従って、緊急時における過渡安定度向上等を目的とした適切な UPFC の制御方法の開発は、非常に重要かつ有益な研究となり得る。

第5章 複数 UPFC・二次電池導入時の停電範囲の極小化

5.1 概要

本研究では、重大事故発生時における事故影響極小化方法の検討、並びに、将来の電力系統において事故影響極小化に対して利用可能な電力機器の種類・効果の検討を行っている。4章では、FACTS 機器の一つである UPFC の利用について検討し、最適潮流制御による停電範囲極小化制御手法を提案したが、本章では、複数の UPFC に加え、新たに二次電池の設置を想定し、緊急時における活用方法について検討している。

2008 年に閣議決定された低炭素社会づくり行動計画によれば、2030 年における我が国の太陽光発電導入量は 2005 年度実績の約 40 倍となる 5321 万 kW を想定している。この想定に従って太陽光発電が導入された場合、日中の発電量増加による余剰電力対策が必要となる。資源エネルギー庁から提出された資料によると、太陽光発電導入に伴う余剰電力対策を、系統側に設置した二次電池によって行う場合、余剰電力対策が最も厳しくなる 5 月の土日に対して、2.3 億 kWh の二次電池容量が必要になると算定されている。このように、二次電池は今後も設置容量の増加が予想される系統内機器であり、緊急時におけるその活用方法を検討しておくことは有意義であるといえる。

本章では、まず 5.2 節において、緊急時における二次電池の活用方法について述べる。本節では、二次電池の緊急時における活用方法として、充電による線路過負荷の緩和機能・放電による電力支援機能という 2 つの異なる活用方法を提案している。

5.3 節では、定常状態における解析を行う際の二次電池のモデルを示す。

5.4 節、5.5 節において、UPFC・二次電池導入時の停電範囲極小化アルゴリズムについてまとめ、シミュレーションにおける検証を行う。5.4 節で提案する停電範囲極小化手法では、4章で提案した停電範囲極小化アルゴリズムがベースとなっており、事故発生から事故復旧までの 2 つの時間帯を対象としている。蓄電池容量[kWh]の観点から、二次電池は事故直後の時間帯において活用することと仮定し、二次電池の活用による事故直後の更なる PNS 極小化を図っている。5.5 節のシミュレーションによる検証では、5.4 節で提案した制御手法による PNS 削減効果を確認する。

最後に、5.6 節において本章で述べたことをまとめる。

5.2 緊急時における二次電池の活用方法

緊急時における二次電池の活用方法として、以下に示す2つの方法が想定される。この2つの活用方法は、二次電池と過負荷状態となる送電線との位置関係によって使い分けられ、それぞれ仮想的発電機としての活用方法・仮想的負荷としての活用方法と呼ぶこととする。

[仮想的発電機としての活用方法]

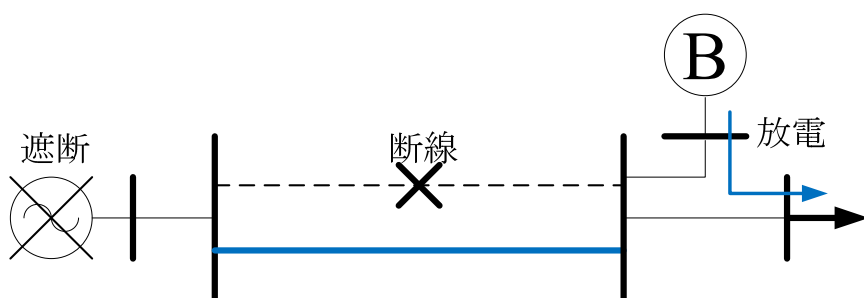


図 5.1 二次電池の電力支援機能

図 5.1 に示すように、発電エリアと負荷エリアが複数の送電線を介してつながれた電力系統において、負荷エリアに二次電池が設置されている場合を想定する。

図 5.1 の系統において、ある送電線が停止し、他の送電線で過負荷が発生した場合、過負荷送電線の上流側で発電機解列を行うこととなる。このとき、上流側の発電機制限量と同量の供給支障が下流側で発生する。

それに対し、他の発電機からの電力支援を待つ間、応答の早い下流側の二次電池から不足分の電力を融通することで、停電範囲を減らすことが期待される。その際の二次電池は、仮想的な発電機の役割を果たし、解列された発電機の持ち替えを行っているといえる。

[仮想的負荷としての活用方法]

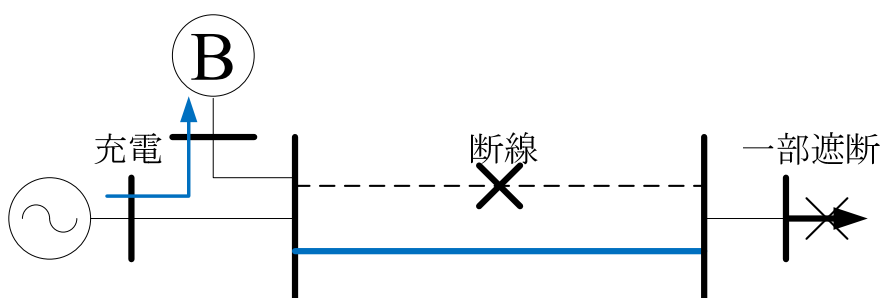


図 5.2 二次電池の負荷の持ち替え機能

図 5.2 に示すように、事故によって発生した過負荷送電線の上流側に二次電池が設置されている場合を考える。事故によって発生した送電線過負荷を解消するために、電力の一部を過負荷送電線の上流側に設置された二次電池に充電する。このとき、充電電力と同量の供給支障が下流側で発生することになるが、発電機制限を回避することによって、大規模な停電を防ぐことが期待される。その際の二次電池は、仮想的な負荷の役割を果たし、実際の負荷との間で負荷の持ち替えを行っていると言える。

上記のどちらのケースにおいても、二次電池容量を考慮すると、事故発生後、二次電池との電力の授受を長時間行うことは現実的でない。そこで、本研究では、送電線の短時間許容熱容量が許容される、事故発生から十数分間の短時間のみ、二次電池の利用を考えることとする。

5.3 二次電池のモデル

定常状態における解析を行うにあたって、二次電池は図 5.3 に示す有効電力源としてモデル化する。図 5.3 における P_B は、放電時には正、充電時には負の値をとることとなり、その動作範囲は、二次電池の変換器容量によって制限される。

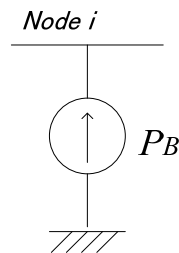


図 5.3 二次電池の等価電力源モデル

5.4 二次電池導入時の停電範囲極小化アルゴリズム

4章で提案した複数UPFC導入時の停電範囲極小化アルゴリズムと同様、二次電池導入時においても最適潮流計算を利用した制御を行う。図5.4に停電範囲極小化手法のフローチャートを示す。

図5.4に示すフローチャートの中で、事故発生直後のInterval 1の時間帯でBESSの活用を想定しており、OPF 1-AとOPF 1-Cにおける定式化において、新たに二次電池の制御変数・制約を組み込んでいる。OPF 1-BやOPF 2は、Interval 1に続く時間帯であるInterval 2における潮流状態を計算するための計算であるため、二次電池に関する制約等は含まれていない。

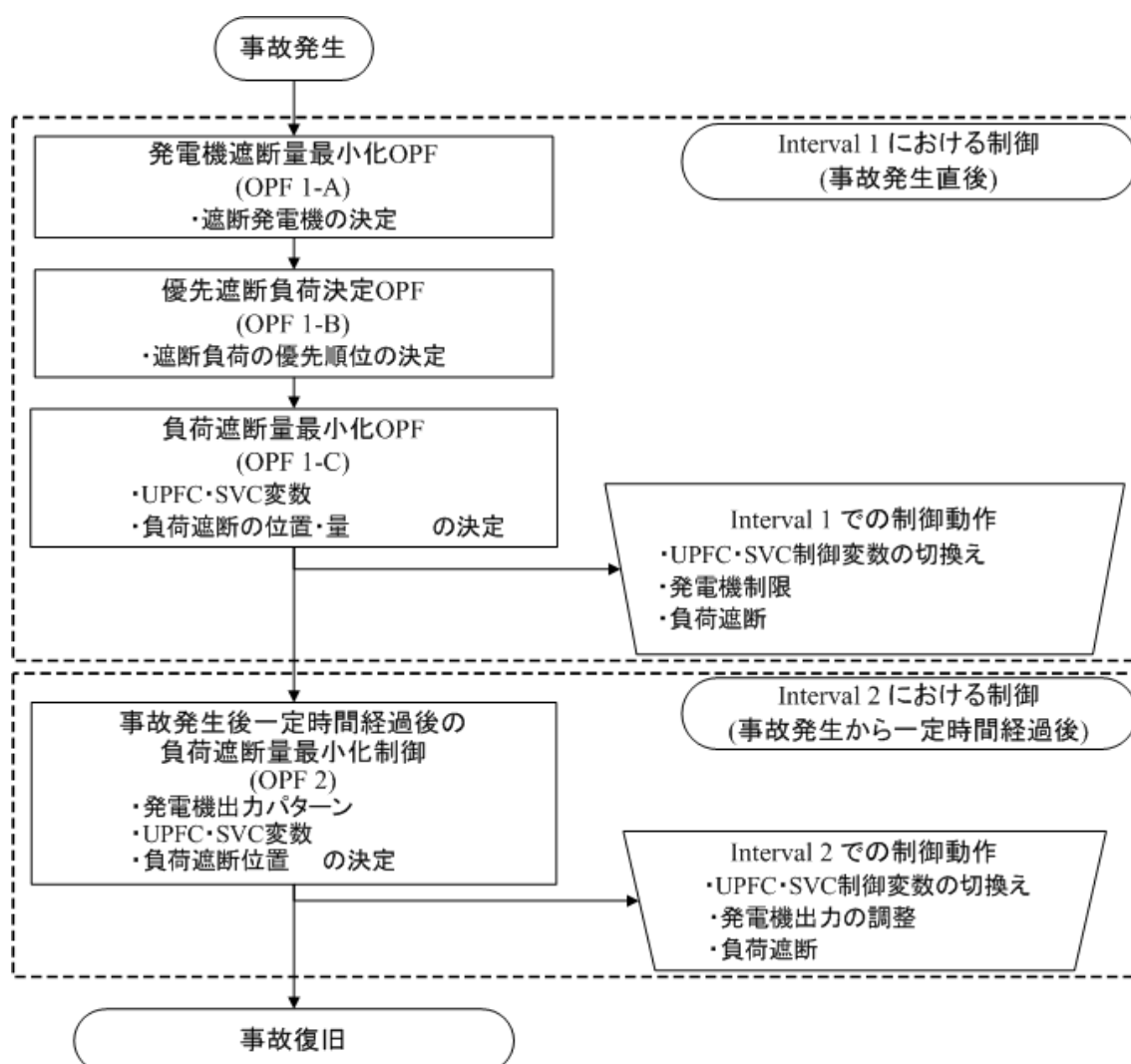


図 5.4 UPFC・二次電池導入時の停電範囲極小化アルゴリズム

図 5.3 に含まれる最適潮流計算のうち、OPF 1-A、OPF 1-C について、以下に定式化を行う。OPF 1-B、OPF 2 については、4 章 4.7 節で示したものと同様であるため、本章では再掲しない。

<OPF 1-A>

OPF1-A は、事故によって生じた過負荷を解消するために必要な最小の遮断発電機の組合せを決定することを目的としている。UPFC・二次電池は、発電機遮断量の最小化に向けて制御される。

OPF 1-A の定式化を以下に行う。OPF 1-A では、式(4.8) の目的関数を用いることにより、発電機出力の減少を、事故ケースごとに特定の発電機で行うことが可能となり、離散値を含む最適化計算の複雑化を避けている。

制御変数 \mathbf{u} :

$$\mathbf{u} = [P_G, Q_G, P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}, P_B]^T$$

目的関数 $f(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 発電機遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \sum_i^G (P_{G,initial,i} - P_{Gi})^2 / P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (5.1)$$

等式制約 $h(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線潮流等式

$$P_i(\mathbf{V}) + P_{L,j} - P_{G,k} - P_{UP,l}(\mathbf{V}, |V_{Ui}|, \phi) - P_{B,m} = 0 \dots\dots\dots (5.2)$$

$$Q_i(\mathbf{V}) + Q_{L,j} - Q_{G,k} - Q_{UP,l}(\mathbf{V}, |V_{Ui}|, \phi, Q_{inj}) = 0 \dots\dots\dots (5.3)$$

$$(i \in N, j \in L, k \in G, l \in U, m \in E)$$

- ・ 発電機の力率制約

$$Q_{G,i} / P_{G,i} = \text{const} = Q_{G,initial,i} / P_{G,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.4)$$

- ・ 負荷力率制約

$$Q_{L,i} / P_{L,i} = \text{const} = Q_{L,initial,i} / P_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.5)$$

- ・ 母線電圧基準

$$\angle(V_{13}) = 0 \dots\dots\dots (5.6)$$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約

$$0.95 \leq |V_i| \leq 1.05 \quad (i \in N) \dots\dots\dots (5.7)$$

- ・ 送電線潮流制約

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{ShortTerm,i} \quad (i \in B) \dots\dots\dots (5.8)$$
- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{Li} \leq P_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.9)$$
- ・ 発電機の有効電力出力制約

$$0 \leq P_{Gi} \leq P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (5.10)$$
- ・ UPFC の制約：直列変圧器定格の制約，インバータを通過する皮相電力の制約

$$0 \leq |V_{Ui}| \leq 0.2 \quad (i \in U) \dots\dots\dots (5.11)$$

$$-PQ_{max1} \leq PQ_{inv1} \leq PQ_{max1} \quad -PQ_{max2} \leq PQ_{inv2} \leq PQ_{max2} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (5.12)$$
- ・ 二次電池の制約

$$-P_{B,maxj} \leq P_{B,i} \leq P_{B,maxj} \quad (i \in E) \dots\dots\dots (5.13)$$
- ・ 調相設備を通過する皮相電力の制約

$$-0.5 \leq Q_{SVC,i}(V_i, B_{phase,i}) \leq 0.5 \quad (i \in P) \dots\dots\dots (5.14)$$

N	: set of nodes
B	: set of branches
G	: set of generators
L	: set of loads
U	: set of UPFCs
E	: set of BESSs
P	: set of voltage control equipment
P_G, Q_G	: 発電機出力
P_L, Q_L	: 負荷量
P_{UP}, Q_{UP}	: UPFC による注入電力
P_B	: 二次電池による注入電力
Q_{inj}, V_U , ϕ	: UPFC 制御変数
B_{phase}	: 調相設備のサセプタンス
V	: 母線電圧
S_{line}	: 送電線通過皮相電力
PQ_{inv1}, PQ_{inv2}	: UPFC の変換器通過皮相電力
PQ_{max1}, PQ_{max2}	: UPFC の変換器容量
$P_{B,max}$: 二次電池の変換器容量

$Q_{SVC,i}$: 調相設備通過無効電力
$S_{ShortTerm}$: 短時間許容熱容量
$P_{L,initial}$: 事故発生時の負荷量
$P_{G,initial}$: 事故発生時の発電量

<OPF 1-C>

OPF 1-A で求めた UPFC の制御変数は、発電機制限量の最小化に対してのみ制御されており、系統全体の損失削減のためには、まだ制御の余地があるといえる。また、OPF 1-A で求めた二次電池の制御変数も、発電機制限量の最小化に対してのみ制御されており、負荷遮断量(PNS)の最小化に向けた電力支援等の制御の余地が残っている。そこで OPF 1-C では、OPF 1-A で求めた発電機出力を固定した状態で、負荷遮断量の最小化計算を目的とした潮流計算を行い、UPFC・二次電池の制御変数を求めている。

さらに、負荷遮断を行うにあたって、OPF 1-B において求めた遮断負荷位置・量を優先的に遮断することにより、最終的な PNS の極小化を狙っている。

OPF 1-C の定式化を以下に行う。

制御変数 u :

$$u = [P_L, Q_L, Q_{inj}, |V_U|, \phi, B_{phase}, P_B]^T$$

目的関数 $f(x, u)$:

- ・ 負荷遮断量の最小化

$$\text{Minimize } f(x, u) = \sum_i^{n_L} (\alpha \times P_{L,shed1,i} + P_{L,shed2,i}) \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.15)$$

等式制約 $h(x, u)$:

- ・ 母線潮流等式

$$P_i(V) + P_{L,j} - P_{G,k} - P_{UP,l}(V, |V_{Ui}|, \phi) - P_{B,m} = 0 \dots\dots\dots (5.16)$$

$$Q_i(V) + Q_{L,j} - Q_{G,k} - Q_{UP,l}(V, |V_{Ui}|, \phi, Q_{inj}) = 0 \dots\dots\dots (5.17)$$

$$(i \in N, j \in L, k \in G, l \in U)$$

- ・ 発電機の力率制約

$$Q_{G,i}/P_{G,i} = \text{const} = Q_{G,initial,i}/P_{G,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.18)$$

- ・ 負荷力率制約

$$Q_{L,i}/P_{L,i} = \text{const} = Q_{L,initial,i}/P_{L,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.19)$$

- ・ 母線電圧基準

$$\angle(V_{13}) = 0 \dots\dots\dots (5.20)$$

不等式制約 $g(\mathbf{x}, \mathbf{u})$:

- ・ 母線電圧制約

$$0.95 \leq |V_i| \leq 1.05 \quad (i \in N) \dots\dots\dots (5.21)$$

- ・ 送電線潮流制約

$$0 \leq S_{line,i} \leq S_{ShortTerm,i} \quad (i \in B) \dots\dots\dots (5.22)$$

- ・ 負荷制約

$$0 \leq P_{L,shed1,i} \leq P_{L,shed1,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.23)$$

$$0 \leq P_{L,shed2,i} \leq P_{L,shed2,initial,i} \quad (i \in L) \dots\dots\dots (5.24)$$

- ・ 発電機の有効電力出力制約

$$0 \leq P_{Gi} \leq P_{G,initial,i} \quad (i \in G) \dots\dots\dots (5.25)$$

- ・ UPFC の制約：直列変圧器定格の制約，インバータを通過する皮相電力の制約

$$0 \leq |V_{Ui}| \leq 0.2 \quad (i \in U) \dots\dots\dots (5.26)$$

$$-PQ_{max1} \leq PQ_{inv1} \leq PQ_{max1} \quad -PQ_{max2} \leq PQ_{inv2} \leq PQ_{max2} \quad (i \in U) \dots\dots\dots (5.27)$$

- ・ 二次電池の制約

$$-P_{B,maxj} \leq P_{B,i} \leq P_{B,maxj} \quad (i \in E) \dots\dots\dots (5.28)$$

- ・ 調相設備を通過する皮相電力の制約

$$-0.5 \leq Q_{SVC,i}(V_i, B_{phase,i}) \leq 0.5 \quad (i \in P) \dots\dots\dots (5.29)$$

$P_{L,shed1}$: 優先的に遮断する負荷量
 $P_{L,shed2}$: $P_{L,shed1}$ 以外の負荷量
 $P_{L,shed1,initial}$: OPF 1-B で遮断された負荷量
 $P_{L,shed2,initial}$: OPF 1-B で遮断されなかった負荷量

5.5 シミュレーションによる検証

5.5.1 シミュレーション条件・結果

はじめに、本節におけるシミュレーション条件を以下にまとめる。

- 使用する系統について

図 5.5 に示す IEEE 24 母線信頼度系統を使用してシミュレーションを行う。事故による停電が発生しやすい重潮流状態を模擬するために、負荷は年間のピーク時の状態とし、送電線定格容量はオリジナルのモデルに与えられているデータの 60%の値に設定している。また、母線電圧制約を緩和するために、UPFC 設置母線を除く系統内の各母線には、調相設備として SVC を模擬したサセプタンス B の連続的な制御が可能な理想的な機器を設置している。

- UPFC の定格・設置場所について

系統内には、母線 16 と母線 23 の至近端に 2 台の UPFC を設置し、それぞれを UPFC 1, UPFC 2 とする。本研究で活用を検討する各種電力機器は、平常時は各々の目的で働いていることを前提としており、必ずしも稀頻度事故による停電範囲極小化に対して有効な位置に設置されているわけではない。したがって、この 2 台の UPFC は、平常時の発電コストの削減に対して有効な位置に設置している。UPFC 1 台あたりの変換器容量の合計は 160[MVA] (1.6[p.u.])、直列変圧器の電圧定格は 46[kV] (0.2[p.u.])とする。

- 事故前の潮流状態について

事故前潮流状態は、UPFC を考慮した発電コストの最適経済負荷配分によって求めており、ELD によって求めた事故前の発電機出力を表 5.1 にまとめる。

- 二次電池の定格・設置場所について

資源エネルギー庁から提出された資料によると、太陽光発電導入に伴う余剰電力対策を、系統側に設置した二次電池によって行う場合、余剰電力対策が最も厳しくなる 5 月の土日に対して、2.3 億 kWh の二次電池容量が必要になると算定されている。本研究でシミュレーションによる検証を行うにあたっては、二次電池の設備容量[kWh]を変換器容量[kW]に直す必要がある。そこで、上記の二次電池容量を 7[h]で充放電すると仮定すると、約 3286 万[kW]となる。これは、2006 年度末の総発電設備容量 23669 万 kW の約 12.2%にあたる。緊急時には、さらにその 3 割の変換器容量が使用可能であると仮定すると、系統が持つ総発電設備容量の約 3.6%の変換器容量を緊急時制御の対象とすることができる。

シミュレーションで利用する RTS 信頼度系統では、設備容量が 3405MW に対し、上記の仮定から、その 3.6%にあたる 122.6MW 程度の二次電池が利用可能であるといえる。シミュレーションでは、緊急時に利用する二次電池の変換器容量の合計を 100[MW]とし、その半分の 50[MW]ずつ充電・放電に充てることができるものとする。

BESS の設置地点として、負荷のある母線 15・母線 14 を候補とする。母線 15・母線 14 は、事故の発生によって過負荷状態になりやすい母線 16 と母線 14 の間の送電線(16-14 送電線)に対して、それぞれ上流側(手前)・下流側(奥)の地点として考えることができる。

● 想定する事故について

事故は母線 3-24 間でのルート断事故を想定する。UPFC を考慮した ELD によって求めた運用状態の下では、この事故により 14-16 送電線が過負荷となるため、この過負荷解消に向けて UPFC・BESS を利用することとなる。

表 5.2 UPFC を考慮した ELD によって得られた発電機出力パターン

No	Bus	Pg [p.u.]	Size	Type
1	1	0	0.20	Oil
2	1	0	0.20	Oil
3	1	0.76	0.76	Coal
4	1	0.76	0.76	Coal
5	2	0	0.20	Oil
6	2	0	0.20	Oil
7	2	0.76	0.76	Coal
8	2	0.76	0.76	Coal
9	7	0.767	1.00	Oil
10	7	0.766	1.00	Oil
11	7	0.767	1.00	Oil
12	13	<u>1.031</u>	1.97	Oil
13	13	<u>1.031</u>	1.97	Oil
14	13	<u>1.032</u>	1.97	Oil
15	15	0	0.12	Oil
16	15	0	0.12	Oil
17	15	0	0.12	Oil
18	15	0	0.12	Oil
19	15	0	0.12	Oil
20	15	<u>1.55</u>	1.55	Coal
21	16	<u>1.55</u>	1.55	Coal
22	18	3.838	4.00	LWR
23	21	4	4.00	LWR
24	22	0.5	0.50	Hydro
25	22	0.5	0.50	Hydro
26	22	0.5	0.50	Hydro
27	22	0.5	0.50	Hydro
28	22	0.5	0.50	Hydro
29	22	0.5	0.50	Hydro
30	23	1.55	1.55	Coal
31	23	1.55	1.55	Coal
32	23	3.5	3.50	Coal

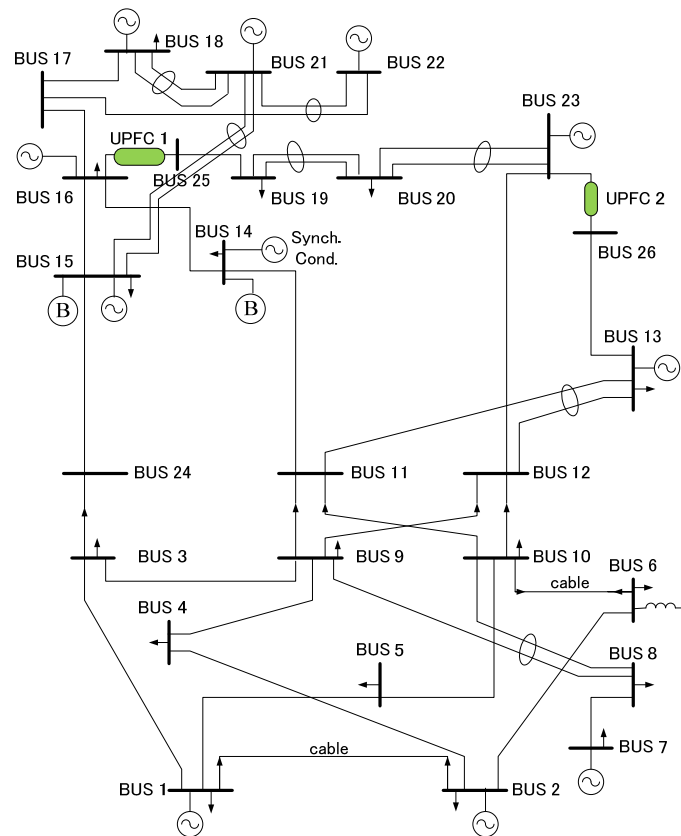


図 5.5 UPFC・二次電池が導入された RTS 信頼度系統

上記のシミュレーション条件のもと、UPFC、二次電池による PNS 削減効果を検証するため、以下の 6 つのケースについて比較し、結果を表 5.2 にまとめる。

- (Case 1) 事故後、発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合
(UPFC はバイパス回路に切換え・二次電池は利用せず)
- (Case 2) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台を提案手法によって制御した場合
- (Case 3) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台・ $P_{B,max} = 50$ [MW]の二次電池 1 台(母線 14)を提案手法によって制御した場合
- (Case 4) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台・ $P_{B,max} = 50$ [MW]の二次電池 1 台(母線 15)を提案手法によって制御した場合
- (Case 5) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台・ $P_{B,max} = 25$ [MW]の二次電池 2 台(母線 14・母線 15)を提案手法によって制御した場合
- (Case 6) 事故後、発電機・負荷・調相設備・ $P_{B,max} = 25$ [MW]の二次電池 2 台(母線 14・母線 15)を提案手法によって制御した場合(UPFC はバイパス回路に切換え)

表 5.2 に示すように、UPFC・二次電池を利用しない[Case 1]では、事故によって発生した

16-14 送電線の過負荷を解消するために、母線 16 における出力 1.55[p.u.]の発電機を解列しなければならず、増分送電損失と合わせて大きな供給支障電力(PNS)が発生している。

それに対し、UPFC を利用した[Case 2]では、UPFC の潮流制御によって 16-14 送電線の過負荷が緩和されるため、母線 22 における出力 0.5[p.u.]の発電機の解列によって送電線過負荷を解消することが可能となっている。その結果、出力 1.55[p.u.]の発電機を解列した[Case 1]に比べて事故直後の PNS が削減されている。

UPFC に加えて二次電池を設置しているケース[Case 3]- [Case 5]では、二次電池の利用によって最終的な PNS が更に削減されていることが分かる。ここで、[Case 3]- [Case 5]における PNS 削減の様子について 5.5.2 節- 5.5.4 節で述べる。

また、二次電池のみを利用した[Case 6]では、ケース[Case 1]に比べて最終的な PNS は削減されているの、UPFC と二次電池を協調して活用した[Case 3]- [Case 5]の結果と比べると、PNS 削減効果は小さいといえる。この結果については、5.5.5 節で述べる。

参考のために、[Case 1]- [Case 6]における負荷遮断位置・量について表 5.3 にまとめる。また、Interval 1 における各送電線の負荷率、有効電力潮流について、それぞれ図 5.6、図 5.7 にまとめる。同様に、Interval 2 における各送電線の負荷率、有効電力潮流について、それぞれ図 5.8、図 5.9 にまとめる。

表 5.2 各ケースにおける PNS 発生の様子 (事故ケース 1)

Case	PNS in interval 1			PNS in interval 2	Total PNS
	発電機遮断	増分送電損失	BESS への充電電力		
Case 1	1.577			0	1.577
	1.55 at bus 16	0.027	-		
Case 2	0.562			0	0.562
	0.5 at bus 22	0.062	-		
Case 3	0.116			0.005	0.121
	0.5 at bus 22	0.116	-0.5		
Case 4	0.288			0	0.288
	0	0.215	0.073		
Case 5	0.092			0.029	0.121
	0	0.214	-0.122		
Case 6	1.327			0	1.327
	1.55 at bus 15	0.154	-0.378		

表5.3 各ケースにおける負荷遮断の位置・量 (事故ケース1)

Bus	Shed Load [Case 1] [p.u.]		Shed Load [Case 2] [p.u.]		Shed Load [Case 3] [p.u.]		Shed Load [Case 4] [p.u.]		Shed Load [Case 5] [p.u.]		Shed Load [Case 6] [p.u.]	
	Int1	Int2	Int1	Int2	Int1	Int2	Int1	Int2	Int1	Int2	Int1	Int2
3	0.121	0	0.562	0	0.116	0.005	0.121	0	0.092	0.029	0.121	0
6	0.008	0	0	0	0	0	0.003	0	0	0	0.009	0
14	1.449	0	0	0	0	0	0.165	0	0	0	1.197	0
Sum	1.577	0	0.562	0	0.116	0.005	0.288	0	0.092	0.029	1.318	0

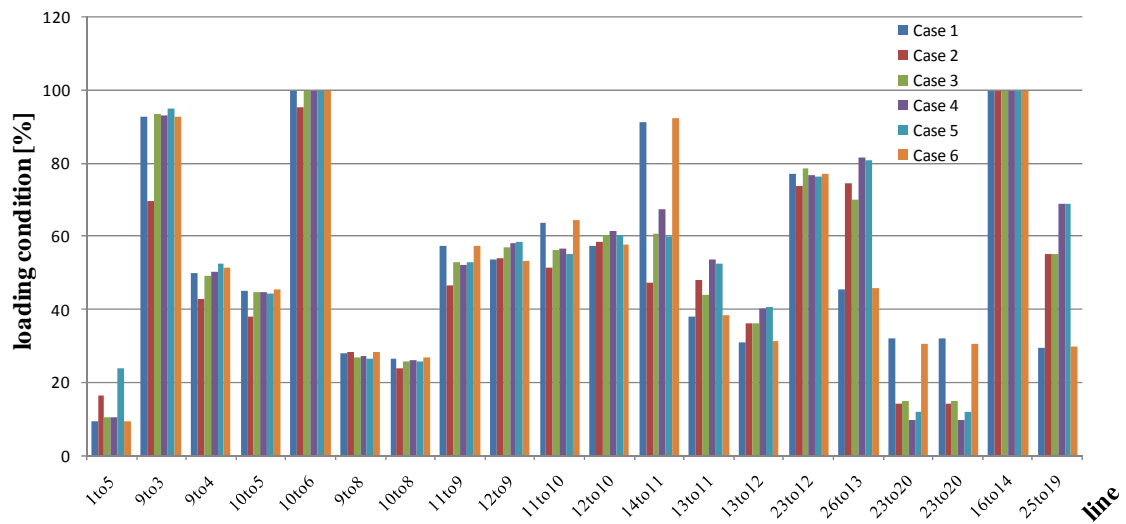


図 5.6 送電線の負荷状況(Interval 1)

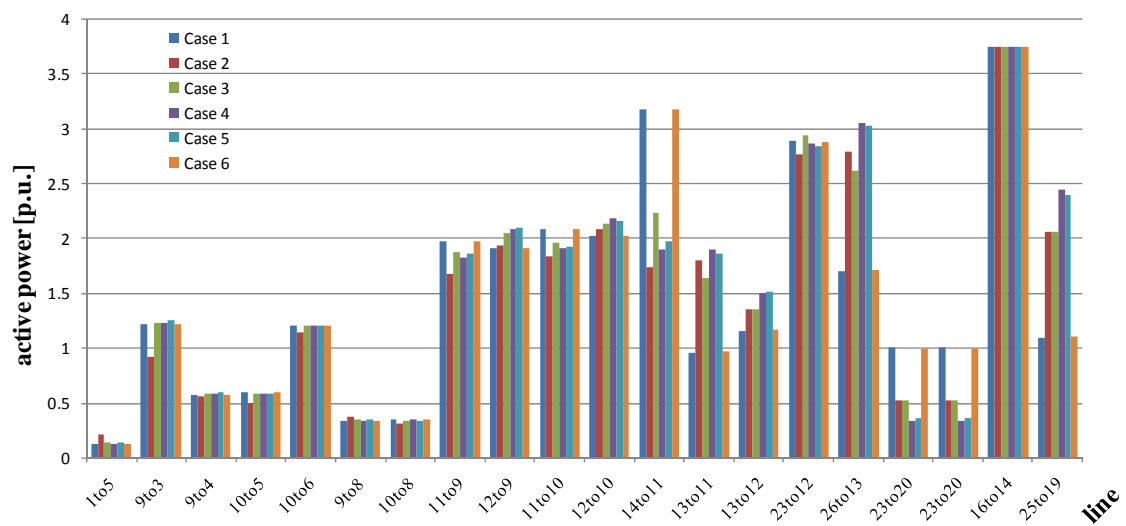


図 5.7 送電線を流れる有効電力(Interval 1)

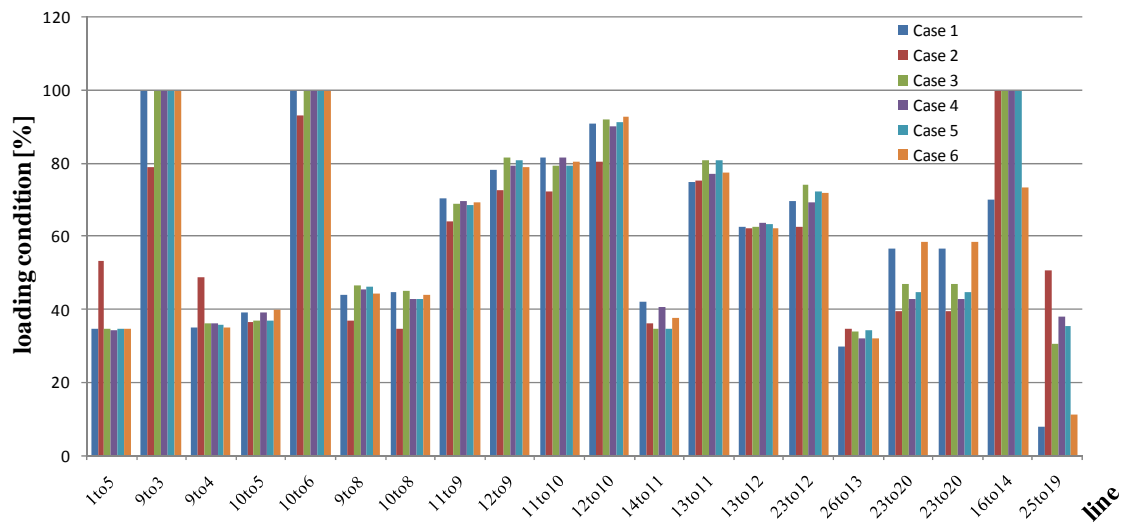


図 5.8 送電線の負荷状況(Interval 2)

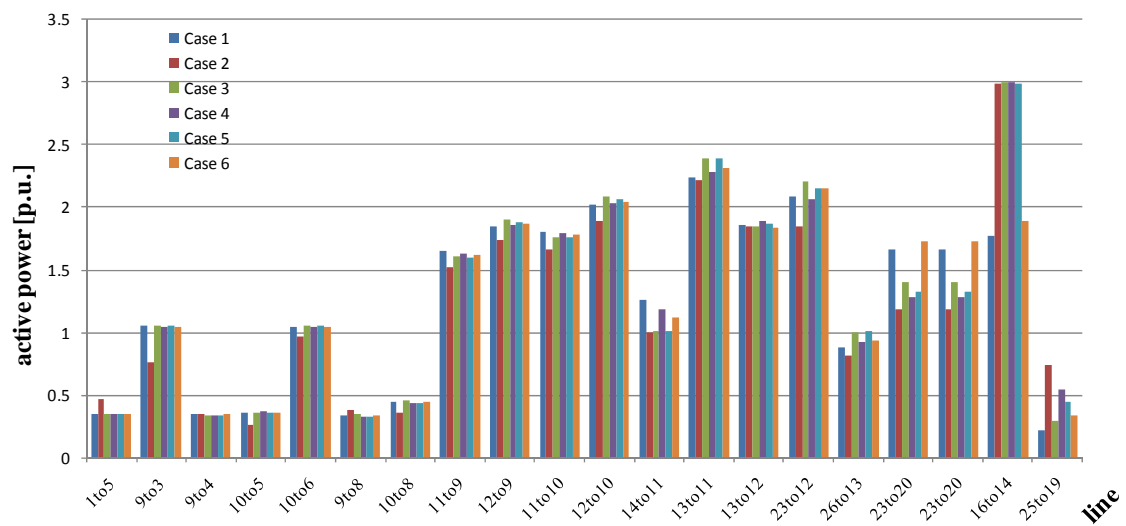


図 5.9 送電線を流れる有効電力(Interval 2)

5.5.2 二次電池の仮想的発電機としての活用による PNS 削減効果

本節では、5.5.1 節で示した[Case 2]と[Case 3]の結果を比較することで、二次電池の仮想的発電機としての活用による PNS 削減の機構を明らかにする。以下に、本節で扱うシミュレーションケースについて再掲する。

(Case 2) 事故後，発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台を提案手法によって制御した場合

(Case 3) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台・ $P_{B,max} = 50$ [MW]の二次電池 1 台 (母線 14)を提案手法によって制御した場合

表 5.2 において、[Case 2]をベースケースとすると、1 台の二次電池を母線 14 に設置した [Case 3]では、事故直後の発電機制限量は変わらないものの、二次電池からの電力応援によって PNS が削減されていることが分かる。

[Case 3]では、母線 16-14 間の線路過負荷解消のために母線 22 における発電機を 1 台解列する。この発電機遮断によって不足する電力を、表 5.4・図 5.10 に示すように過負荷線路の下流地点にあたる母線 14 に設置された二次電池から、緊急時に使用できる定格容量いっぱい放電することで、母線 3 における負荷遮断をできる限り極小化している。これは、3 節で述べた仮想的な発電機の役割を果たしている。

表 5.4 Interval 1 における二次電池の放電状態[Case 3]

設置母線	放電電力 P_B [p.u.]	変換器容量 $P_{B,max}$ [p.u.]
14	0.5	0.5

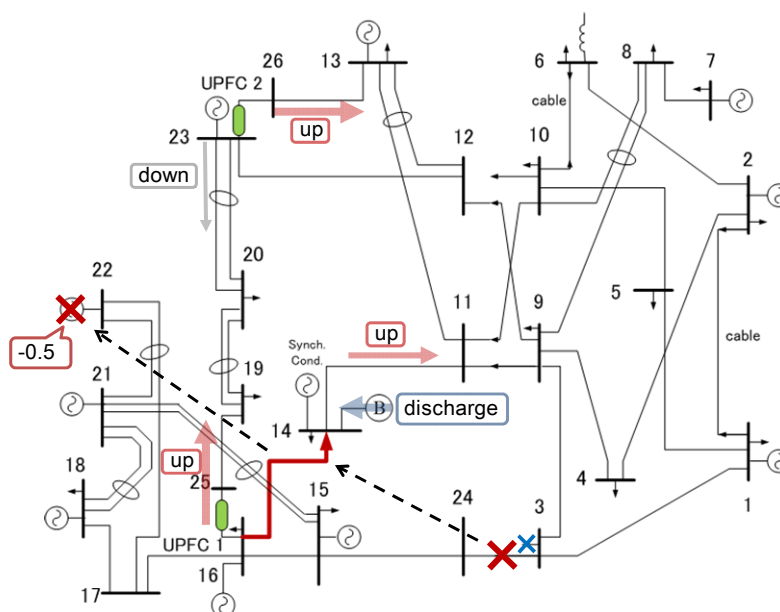


図 5.10 事故直後における UPFC・二次電池の動作[Case 3]

5.5.3 二次電池の仮想的負荷としての活用による PNS 削減効果

本節では、5.5.1 節で示した[Case 2]と[Case 4]の結果を比較することで、二次電池の仮想的負荷としての活用による PNS 削減の機構を明らかにする。以下に、本節で扱うシミュレーションケースについて再掲する。

(Case 2) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台を提案手法によって制御した場合

(Case 4) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台・ $P_{B,max} = 50$ [MW]の二次電池 1 台 (母線 15)を提案手法によって制御した場合

表 5.2 において、[Case 2]をベースケースとすると、1 台の二次電池を母線 15 に設置したケース[Case 4]では、事故直後の発電機制限を免れていることが分かる。

[Case 4]では、事故の発生によって過負荷状態になりやすい 16-14 送電線に対して、上流側二次電池を設置している。表 5 に示す二次電池の Interval 1 における放電電力を見ても分かるように、[Case 4]の事故直後の時間帯では、事故によって過負荷となる 16-14 送電線の上流側を流れる有効電力を、16-14 送電線に流れ込む前に母線 15 の二次電池に充電することで、16-14 送電線の過負荷を解消している。これは、5.2 節で述べた仮想的負荷としての機能を果たしている。Interval 1 における二次電池への充電により、表 5.3 に示すように過負荷送電線の下流側に位置する母線 14 の負荷を遮断する結果となっているが、発電機解列を免れたことによって UPFC のみを利用したケース[Case 2]よりも PNS が小さくなっている。

表 5.5 Interval 1 における二次電池の放電状態(Case 4)

設置母線	放電電力 P_B [p.u.]	変換器容量 $P_{B,max}$ [p.u.]
15	-0.073	0.5

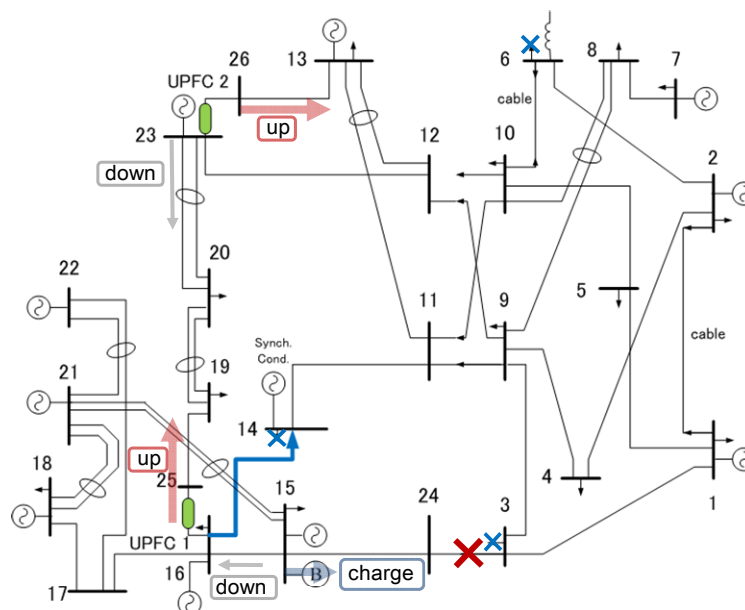


図 5.11 事故直後における UPFC・二次電池の動作[Case 4]

5.5.4 仮想的発電機・負荷としての活用方法の組合せによる PNS 削減効果

本節では、5.5.1 節で示した[Case 2]と[Case 5]の結果を比較することで、二次電池の 2 つの機能の組み合わせによる PNS 削減の機構を明らかにする。以下に、本節で扱うシミュレーションケースについて再掲する。

(Case 2) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台を提案手法によって制御した場合

(Case 5) 事故後、発電機・負荷・調相設備・UPFC 2 台・ $P_{B,max} = 25$ [MW]の二次電池 2 台(母線 14・母線 15)を提案手法によって制御した場合

表 5.2 において、[Case 2]をベースケースとすると、2 台の二次電池を母線 14・母線 15 に設置したケース[Case 5]では、事故直後の発電機制限を免れており、更に二次電池からの放電によって事故直後の PNS が削減されていることが分かる。

表 5.6 で、[Case 5]の Interval 1 における二次電池の放電電力をみると、過負荷となる 16-14 送電線のの上流側に位置する母線 15 の二次電池では、線路過負荷解消のために電力を充電し、下流側に位置する母線 14 の二次電池では、放電により下流側の負荷に対して電力を供給しており、図 5.12 に示すようにそれぞれが停電範囲極小化のために異なる動作を行っている様子が伺える。最終的な PNS は、[Case 3]の結果と等しくなっているが、[Case 5]では発電機解列を免れているという点や、供給支障電力量[kWh]が削減されているという点で、[Case 3]よりもさらに事故影響を小さくできているといえる。

ここで、[Case 5]では事故直後の PNS を削減しているにも関わらず、最終的な PNS が[Case 3]の結果と等しくなっている原因は、Interval 2 の時間帯における追加の PNS 発生である。このとき、[Case 5]の Interval 2 では、表 5.3 に示すように母線 3 の負荷で供給支障が起こっているが、これは 9-3 送電線の容量が不足したことが原因となっており、この送電線の容量制約によって、発電機の持ち替えや UPFC の制御を行っても避けることができない負荷遮断量となっている。尚、[Case 5]の Interval 2 において母線 3 における負荷遮断が避けることができないことは、提案手法の OPF 1-B において考慮されているため、Interval 1 における負荷遮断は母線 3 で行われている。

表 5.6 Interval 1 における二次電池の放電状態(Case 4)

設置母線	放電電力 P_B [p.u.]	変換器容量 $P_{B,max}$ [p.u.]
14	0.25	0.25
15	-0.126	0.25

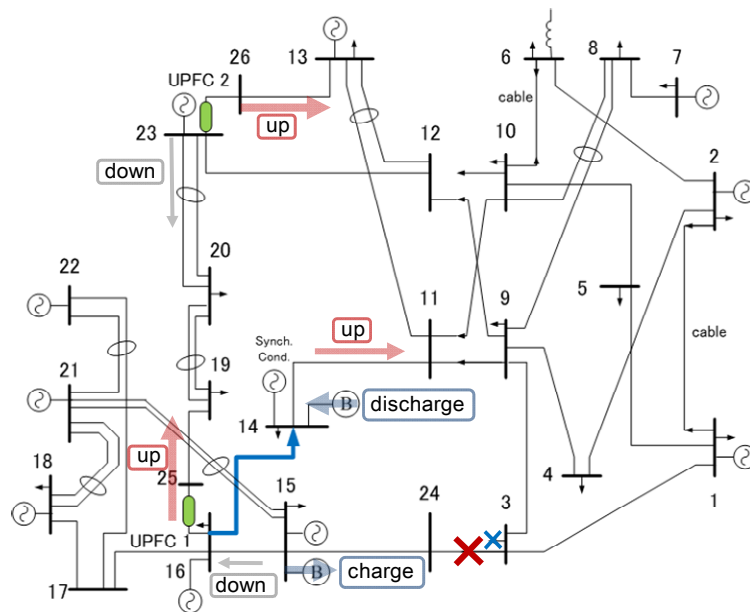


図 5.12 事故直後における UPFC・二次電池の動作(Case 5)

5.5.5 二次電池のみの利用による PNS 削減効果

本節では、5.5.1 節で示した[Case 1]と[Case 6]の結果を比較することで、二次電池を設置したことによる PNS 削減結果について考察する。以下に、本節で扱うシミュレーションケースについて再掲する。

(Case 1) 事故後、発電機・負荷・調相設備を提案手法によって制御した場合

(Case 6) 事故後、発電機・負荷・調相設備・ $P_{B,max} = 25$ [MW]の二次電池 2 台(母線 14・母線 15)を提案手法によって制御した場合

[Case 1]をベースケースとすると、[Case 6]では、過負荷送電線の上流側に設置された二次電池への充電により、事故直後における発電機遮断の回避が期待されるが、結果として UPFC・二次電池を利用しない[Case 1]の場合と同量の発電機遮断量となっている。

表 5.7 に、[Case 6]における二次電池からの放電電力を示す。表 5.7 から分かるように、母線 14・母線 15 に設置された二次電池は共に放電している。[Case 6]では、出力 1.55[p.u.]の発電機を制限したことによって 16-14 送電線の送電容量に余裕が生まれるため、この送電線の上流側にあたる母線 15 の発電機でも放電することができる。2 台の二次電池からの電力応援により、最終的な PNS は[Case 1]に比べて小さくなっている。

しかし、UPFC を設置した系統で蓄電池の活用を検証した場合([Case 2]と[Case 5]の比較)と比較して、UPFC が設置されていない系統で蓄電池の活用を検証した場合([Case 1]と[Case 6]の比較)では、蓄電池の活用による PNS 削減効果が小さいという印象を受けた。特に、過負荷送電線の上流側に設置した二次電池が、仮想的な負荷として充電を行った際に、UPFC を設置していない系統では、二次電池への充電による過負荷送電線の潮流緩和効果が小さ

いと思われる。すなわち，二次電池による送電線過負荷の緩和機能は，UPFC との協調によって，その効果が高まるといったことが予想される。この点については，今後新たなシミュレーション条件の下，検証を行う必要がある。

表 5.7 Interval 1 における二次電池の放電状態(Case 6)

設置母線	放電電力 P_B [p.u.]	変換器容量 $P_{B,max}$ [p.u.]
14	0.25	0.25
15	0.128	0.25

5.6 本章のまとめ

本章では、多重設備事故による送電ルートの分断を想定し、事故発生時における停電範囲極小化に向けた UPFC・二次電池の静的な協調制御方法の検討、並びに、UPFC・二次電池の活用による停電範囲削減効果を検証した。

4 章で提案した停電範囲極小化制御手法と同様の考えに従い、最適潮流計算に新たに二次電池の制御変数、制約条件を組み込むことで、発電機・負荷・調相設備・UPFC・二次電池の静的な協調制御方法を提案した。提案手法のシミュレーションによる検証の結果、事故直後の時間帯における二次電池の活用によって、以下に示す機構による供給支障電力(PNS : power not supplied)削減効果があることが明らかとなった。

- 仮想的発電機としての活用方法

事故によって過負荷状態となる送電線に対して、二次電池が負荷エリアに設置されている場合、過負荷送電線の上流側における発電機解列によって発生する負荷エリアでの電力不足を、二次電池からの放電によって補うことができる。その際の二次電池は、応答の早い発電機としての役割を果たし、解列された発電機の持ち替えを行っているといえる。

- 仮想的負荷としての活用方法

事故によって過負荷状態となる送電線に対して、二次電池が発電エリアに設置されている場合、過負荷送電線に流れ込む電力の一部を、過負荷送電線の手前で二次電池に充電することで、送電線の過負荷を緩和できる。このとき、充電電力と同量の供給支障が下流側で発生することになるが、発電機制限を回避することによって、二次電池非設置の場合と比較して最終的な PNS を削減することができる。その際の二次電池は、応答の早い負荷としての役割を果たし、負荷エリアの負荷との間で持ち替えを行っていると言える。

また、シミュレーションによる検討を通して、以下の検討課題が明らかになった。

- UPFC の設置・非設置による二次電池の PNS 削減効果の差異

過負荷送電線の上流側に設置した二次電池が、送電線過負荷緩和のために充電を行った際に、UPFC を設置していない場合では、過負荷送電線の潮流緩和効果が小さいという印象を受けた。これには、UPFC 非設置の場合には、二次電池に吸収した電力の減少分が、下流側の送電線における電力減少に分散して充てられるのに対し、UPFC を設置した場合には、二次電池に吸収した電力の減少分を潮流制御によって、過負荷送電線における電力減少に集中的に充てられる、ということが原因の一つとして考えられる。このように、二次電池による送電線過負荷の緩和機能は、UPFC との協調によって、その効果が高まるといったこ

とが予想される。そこで、今後新たなシミュレーション条件の下、UPFC の設置・非設置による二次電池の PNS 削減効果について検証を行う。

- 二次電池の設置台数・容量と、PNS 削減効果の関係についての検討

本章における検討では、比較的容量の大きい二次電池が、過負荷送電線の付近に設置された系統を想定した。これに対して、二次電池がより分散して設置された場合の PNS 削減効果の違いについて検討する必要がある。また、二次電池がより多くの母線に分散して設置された場合、送電線の前後での充放電の組合せにより、UPFC のような潮流制御を行うことが可能であるか否か検討を行う。

第6章 結論

本論文では、多重設備事故等の重大事故発生時における停電範囲の極小化を目的として、系統内機器の有効利用による新たな緊急時制御手法の開発という観点から、将来、電力系統への導入が想定される機器の活用も視野に入れた各種電力機器の静的な協調制御手法について検討を行ってきた。本論文で得られた結論を以下にまとめる。

はじめに、本研究の背景の一つとなっている、近年発生した国内外での広域停電の例を紹介し、系統構成の違いによる停電発生機構の違いについて述べた。特に、ループ・メッシュ状の送電網を持つ欧米の電力系統においては、送電線の複数回線停止等によって一つの送電ルートが分断すると、事故送電線を流れていた潮流が他の送電線に分流し、連鎖的な送電線の過負荷・トリップにつながるといったように、事故の影響が波及しやすい特徴を持つことを述べた。このような事故の波及防止対策として、新規送電線の建設等の設備形成による対策も選択肢の一つであるが、一般に広域停電の原因となる事故は、稀頻度な多重設備故障である場合が多いため、そのような稀頻度な事故に対して送電網の強化や新たな電力制御機器の設置を行うことは、経済性との両立という観点から、適切とはいえない。そこで本論文では、複数の送電ループをもった電力系統における送電線の分断事故を想定し、平常時には各々の目的で利用されている系統内機器を、緊急時には停電範囲の極小化という共通の目的に対して有効に活用するための新たな制御方法の検討を行うこととした。

緊急時に利用可能な機器として、まずは FACTS 機器の一つである UPFC の複数台導入を想定し、緊急時における発電機・負荷・調相設備との協調による静的な停電範囲極小化制御手法の開発、並びに UPFC による供給支障電力(PNS : power not supplied)の削減効果について検証を行った。提案手法では、次の3点に重点をおいて制御を行った。

- 最適な遮断発電機の選択
- 事故前後における増分送電損失の最小化
- 適切な負荷遮断位置の選択

シミュレーションによる検証では、将来、UPFC が電力系統に導入され、緊急時におけるその利用が可能となれば、提案手法によって UPFC を制御することで、事故波及の防止・停電範囲(PNS)の極小化が可能であることを明らかにした。また、UPFC による PNS 削減の効果は事故直後における発電機制限量を削減できるか否かに関わっており、この発電機制限量の回避は、事故地点・過負荷となる送電線・UPFC の位置関係に依存することも明らかとなった。

つづいて、本論文の後半では、複数の UPFC に加えて、二次電池の導入を想定し、緊急時における各種機器の静的な協調制御方法の検討、並びに UPFC・二次電池の活用による PNS の削減効果を検証した。ここでは、緊急時における二次電池の活用方法として、二次

電池の設置地点によって次の異なる二つの活用方法があることを述べた。

- 仮想的発電機としての活用
- 仮想的負荷としての活用

シミュレーションによる検証では、緊急時における二次電池の活用によって更なる PNS の削減が期待されることや、その際の二次電池による PNS 削減の機構を明らかにした。また、二次電池のみの設置では、PNS 削減の効果が顕著ではなく、UPFC の設置・非設置によって二次電池の PNS 削減効果に違いがあるという可能性を示唆した。

以上に述べたように、本論文では UPFC・二次電池といった将来電力系統に導入されることが予想される系統内機器の活用を視野にいれ、送電線のルート断事故発生時の停電範囲の極小化を目的とした静的な緊急時制御手法を開発した。シミュレーションによる検証の結果、UPFC・二次電池を提案手法によって制御することで、これらの電力機器が停電範囲極小化に対して有効であることが明らかとなった。

最後に、本研究の今後の展望について述べる。

本論文では、各種機器の静的な制御方法の検討に留まっているが、今後は動的な制御方法の検討を行っていく必要がある。本研究で扱っている FACTS 機器は、高速な動作点切換えによる潮流制御能力も去ることながら、高速かつ連続なスイッチングによる高い系統安定化効果が期待できる電力機器である。特に UPFC は、数ある FACTS 機器の中でも高い費用対効果で系統の安定度を向上させることが期待される機器であり、このことも本研究で UPFC の活用を検討している動機の一つである。従って、緊急時における過渡安定度向上等を目的とした適切な UPFC の制御方法の開発は、非常に重要かつ有益な研究となり得る。また、事故影響の極小化という観点からは、どうしても発電機の同期を保つことができない事故ケースを対象とし、適切な発電機・負荷遮断との協調を視野に入れた制御方法の開発も必要であるだろう。

今後の電力系統における事故影響極小化に向けて、設備面での対策によってすべての事故を想定することは困難であることや、稀頻度の重大事故をも対象にしなければならないことから、電力系統内の既設設備や保護リレーシステムの能力を最大限活用し、多様な事故に柔軟かつ経済的に対応できる制御システムの構築が望ましい。さらに、今後の自然エネルギー導入に伴う多様な潮流状態に対応するためにも、リアルタイムで得た計測データの利用についても視野に入れることが必要となっていくと思われる。また、そのような制御技術を開発することで、電力系統の信頼度の向上は無論のこと、それぞれの機器に更なる付加価値をつけることもできると考えている。

謝辞

本論文を作成するにあたり、横山明彦教授には、懇切かつ熱心な御指導と貴重な御助言をして頂きました。ここに厚く御礼申し上げます。

また、馬場旬平准教授には、本研究を進めるにあたり非常に有益な御助言を賜ったことを心より感謝しております。

技術官の島田規人氏には、研究を進める際の様々な便宜をはかって頂き、大変感謝しております。

先に御卒業されましたスラチャイ・チャイタッサニー氏、チャン・ジュン氏、大屋慎次氏、関田航氏、研究生のレ・ヴィエット・ティエン氏、博士 2 年のタンパティパーン・クリサナ氏、博士 1 年のパンスワン・ナッタウト氏、グエン・ホアン・ヴィエット氏には、研究を進めるにあたり数多くの御助言を頂き、誠に感謝しております。修士 2 年の入江寛氏には、修士課程入学当初から非常にお世話になり、温かく接して頂いたことを心より感謝していると共に、この 2 年間互いに切磋琢磨して過ごしてきたことを嬉しく思っております。先に御卒業されました西崎康氏、修士 1 年の若林悠太氏、卒論生の宮原啓太氏、梁田将志氏、吉原徹氏には、ご迷惑お掛けしたこともあるかとは思いますが、共に楽しい時間を過ごすことができ、大変感謝しております。

最後に、私の研究生生活を支えてくださった全ての方々に改めて感謝の意を申し上げると共に、皆様方の今後益々のご発展とご活躍を心よりお祈り申し上げます。

参考文献

- [1] 関根泰次, 「電力系統工学」, 電気書院, 1976
- [2] 財団法人 エネルギー総合研究所, 「今後の電力系統における設備形成・運用の在り方に関する調査」, 1-81, 2007
- [3] 経済産業省, <http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g81030b02j.pdf>, 2008
- [4] A. Oudalov, P. Korba, R. Cherkaoui, J. Germond, “Fuzzy Gain Scheduling Technique for Power Flow Control”, *Int. J. Computer Applications in Technology*, Vol. 27, pp. 119-132, (2006)
- [5] H. T. Ma, M. L. Crow, “Cascading Line Outage Prevention with Multiple UPFCs”, presented at the 39th North American Power Symposium (NAPS '07), Las Cruces, NM, USA (2007)
- [6] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, “Understanding FACTS concept and technology of flexible AC transmission systems,” IEEE press, New York, 2000
- [7] 宅間薫, 高橋一弘, 他, 「電力工学ハンドブック」, 朝倉書院, 2005
- [8] 電気学会技術報告書 第 801 号, 「「系統脱調・事故波及リレー技術」, 2000
- [9] 電気学会技術報告書 第 1084 号, 「パワーエレクトロニクス機器の制御技術」, 2007
- [10] 電気学会技術報告書 第 1100 号, 「電力系統の利用を支える解析運用技術」, 2007
- [11] 河野啓利, 横山明彦: 「Unified Power Flow Controller による電力系統安定化制御に関する研究」, 修士論文, 東京大学, 1998
- [12] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, No.6, (1979)

発表文献

- 1. K. Kawabe, A. Yokoyama : 「Minimizing Control of PNS by Multiple FACTS Devices in Power Systems」, ICEE 2008, September 2008
- 2. 河辺, 横山: 「複数 UPFC の協調制御による停電範囲の極小化」, 平成 20 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-08-97, PSE-08-106, 平成 20 年 8 月
- 3. 河辺, 横山: 「複数 UPFC による停電量極小化制御の改善手法」, 平成 20 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 論文 II, 平成 20 年 9 月
- 4. 河辺, 横山: 「多機系統に設置した複数 UPFC によるダンピング向上制御」, 平成 21 年電気学会全国大会 (発表予定), 平成 21 年 3 月

付録

IEEE Reliability Test System

本系統の発電機データについて表(I)にまとめる^[12]。

表(I) 発電機データ

No	Bus	Pmax	Qmax	Qmin	Cost Curve (\$/hr.) $a_k + b_k P_{gk} + c_k P_{gk}^2$		
					a	b	c
1	1	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000
2	1	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000
3	1	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492
4	1	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492
5	2	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000
6	2	20	10	0	0.2500	43.5000	200.0000
7	2	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492
8	2	76	30	-25	0.0533	9.2374	164.3492
9	7	100	60	0	0.0224	19.7128	287.4982
10	7	100	60	0	0.0224	19.7128	287.4982
11	7	100	60	0	0.0224	19.7128	287.4982
12	13	197	80	0	0.0081	20.2909	378.5918
13	13	197	80	0	0.0081	20.2909	378.5918
14	13	197	80	0	0.0081	20.2909	378.5918
15	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108
16	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108
17	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108
18	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108
19	15	12	6	0	0.6460	16.8899	49.7108
20	15	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786
21	16	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786
22	18	400	200	-50	0.0006	5.4000	281.9025
23	21	400	200	-50	0.0006	5.4000	281.9025
24	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000
25	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000
26	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000
27	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000
28	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000
29	22	50	16	-10	0.0000	0.0000	0.0000
30	23	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786
31	23	155	80	-50	0.0067	10.2202	207.1786
32	23	350	150	-25	0.0032	10.1020	350.6398

本系統の送電線データについて表(II)にまとめる^[12]。

表(II) ブランチデータ

No	Bus i	Bus j	R	X	B	Normal Rating	Short Term Rating	Long Term Rating
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	2.00	1.93
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	2.20	2.08
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	2.20	2.08
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	2.20	2.08
5	2	6	0.0497	0.192	0.052	1.75	2.20	2.08
6	3	9	0.0308	0.119	0.0322	1.75	2.20	2.08
7	3	24	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
8	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	2.20	2.08
9	5	10	0.0228	0.0883	0.0239	1.75	2.20	2.08
10	6	10	0.0139	0.0605	2.459	1.75	2.00	1.93
11	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	2.20	2.08
12	8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	2.20	2.08
13	8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	2.20	2.08
14	9	11	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
15	9	12	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
16	10	11	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
17	10	12	0.0023	0.0839	0	4.00	6.00	5.10
18	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	6.25	6.00
19	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	6.25	6.00
20	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	6.25	6.00
21	12	23	0.0124	0.0966	0.203	5.00	6.25	6.00
22	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	6.25	6.00
23	14	16	0.005	0.0389	0.0818	5.00	6.25	6.00
24	15	16	0.0022	0.0173	0.0364	5.00	6.25	6.00
25	15	21	0.0063	0.049	0.103	5.00	6.25	6.00
26	15	21	0.0063	0.049	0.103	5.00	6.25	6.00
27	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	6.25	6.00
28	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.25	6.00
29	16	19	0.003	0.0231	0.0485	5.00	6.25	6.00
30	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	6.25	6.00
31	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	6.25	6.00
32	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.25	6.00
33	18	21	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	6.25	6.00
34	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	6.25	6.00
35	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	6.25	6.00
36	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	6.25	6.00
37	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	6.25	6.00
38	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	6.25	6.00