

修士論文

UPFC を用いた最適潮流制御による
過渡安定度を考慮した ATC 拡大手法
および供給信頼度評価に関する研究

平成 19 年 2 月 2 日提出

指導教官 横山明彦 教授

東京大学大学院 工学系研究科 電気工学専攻

56407 益田泰輔

内容梗概

本研究では、電力系統の流通設備である送電ネットワークの能力を表す ATC (Available Transfer Capability) について、これを向上させるための UPFC (Unified Power Flow Controller) を用いた最適潮流制御を行い、その設置位置や操作パラメータの最適化手法、定態安定度向上のための PSS 型安定化制御系の設計、さらにその制御系によって過渡安定度を向上させる手法、様々な託送パターンに対する影響について検討を行っている。

近年、電気事業自由化に伴う送電ネットワークのオープンアクセス化により、託送に必要な送電線の空き容量が公開されている。送電線は限られた資源であり、熱容量・安定度・電圧といった種々の物理的制約による送電容量限界が存在する。また、熱的潮流制約といった静的な制約だけでなく、定態安定度や過渡安定度などの動的な制約によっても送電可能な電力は制限される。従って送電ネットワークにはこれらの制約に違反する潮流を流すことはできず、それ以上に託送量を増加したい場合には容量拡張のための新規設備投資が必要となる。設備投資は、長期的な視点で見ると自由化の方向性に関わらずある段階で必要なものであり、また信頼性確保のために適切な設備補強が行われる必要がある。

自励式インバータを応用した FACTS (Flexible AC Transmission Systems) 機器の登場により、新規の送電線を建設することなく既存の送電網を最大限活用して ATC を向上させることが可能となっている。そして、今後のパワーエレクトロニクス技術の進歩により FACTS 機器の利用が従来手法よりも経済的となる可能性が期待されている。一般に、設備投資をする際には、経済性の観点からなるべく小さな投資で最大の効果を得る手法を検討しなければならない。そこで、本研究では FACTS 機器の中でも柔軟な潮流制御が可能である UPFC (Unified Power Flow Controller) を導入して最適潮流制御を行い、送電線の熱的潮流制約や定態安定度制約だけでなく、過渡安定度制約を含む種々の制約を考慮してできるだけ小さいインバータ設置容量での ATC を最大限拡大する手法を提案し、大規模系統に適用する。また、ATC が拡大された系統の長期的な運用を考え、送電線事故による過渡安定度制約および熱的潮流制約を考えた供給信頼度評価手法を提案し、同じく大規模系統に適用し検証する。

目次

1 . はじめに	1
1-1 本研究の背景	1
1-2 本研究のねらい	2
1-3 本論文の構成	2
2 . ATC について	3
2-1 ATC の定義	3
2-2 ATC の分類	4
2-3 他事業者の託送経路も考慮した ATC	5
2-4 設備コストを考慮した ATC 評価法	5
3 . UPFC の構成および制御系	6
3-1 UPFC の構成	6
3-2 UPFC の等価回路	6
3-2-1 UPFC 等価電力源モデルの導出	7
3-2-2 UPFC 等価電流源モデルの導出	8
3-3 UPFC の制御系	10
3-4 UPFC の設定パラメータ	11
3-5 N-1 ルールと緊急制御	12
3-6 UPFC 故障時の動作	12
3-7 UPFC の設置方法	13
3-8 UPFC が導入された系統の過渡シミュレーション方法	14
3-8-1 過渡安定度の定義	14
3-8-2 系統計算による過渡シミュレーション	15
3-8-3 UPFC リミッタのアルゴリズム	18

4 .	UPFC を用いた最適潮流制御による過渡安定度を考慮した ATC 拡大手法	21
4-1	ATC 計算のための最適潮流制御のアルゴリズム	21
4-2	UPFC による潮流制御	23
4-3	UPFC による定態安定度向上制御	24
4-4	UPFC による過渡安定度向上制御	25
4-4-1	過渡安定度向上制御のアルゴリズム	25
4-4-2	最適潮流制御が変化する場合の対応	27
5 .	ATC 拡大のため UPFC をシステムに導入したシステムの供給信頼度評価手法	28
5-1	供給信頼度の定義	28
5-2	信頼度評価の対象と目的	29
5-3	最適潮流制御されたシステムの信頼度評価手法	30
5-4	信頼度計算における UPFC を用いた過渡シミュレーション	31
5-5	熱的潮流制約違反解消のための UPFC による最適潮流制御	32
6 .	シミュレーションによる検証	35
6-1	UPFC を用いた最適潮流制御による過渡安定度を考慮した ATC 拡大手法の東 10 機系統モデルへの適用	35
6-1-1	シミュレーション条件	35
6-1-2	シミュレーション結果	37
6-1-3	考察	47
6-2	ATC 拡大のため UPFC を導入したシステムの供給信頼度評価手法の東 10 機系統モデルへの適用	48
6-2-1	シミュレーション条件	48
6-2-2	シミュレーション結果	53
6-2-3	考察	65

7 .	おわりに	66
A	東 10 機系統モデルデータ	72
B	N-1 事故のみを考えた場合の信頼度計算	76

第 1 章

はじめに

1-1 本研究の背景

近年，電力自由化に伴う送電ネットワークのオープンアクセス化により，託送に必要な送電線の空き容量が公開されている。送電線は限られた資源であり，熱容量・安定度・電圧といった種々の物理的制約による送電容量限界が存在する。また，熱的潮流制約といった静的な制約だけでなく，定態安定度や過渡安定度などの動的な制約によっても送電可能な電力は制限される。従って送電ネットワークにはこれらの制約に違反する潮流を流すことはできず，それ以上に電力を流したい場合には容量拡張のための新規設備投資が必要となる。

そのような設備投資の 1 つとして，新規送電線建設と並んで自励式インバータを応用したFACTS (Flexible AC Transmission Systems) 機器の利用の可能性がある。FACTS機器を用いることで，新規の送電線を建設することなく既存の送電網を最大限活用して安定度向上や送電線の熱的潮流制約などの解消を行うことが可能である^{[1]-[3]}。今後のパワーエレクトロニクス技術の進歩によりFACTS機器の利用がより経済的となる可能性が期待され，FACTS機器を用いたATC (Available Transfer Capability) の拡大手法も検討されている^{[4][5]}。応答速度の遅い移相変圧器などによる潮流制御機能だけでATCを拡大しようとする場合，安定度で制限されてしまう場合もあるが，パワーエレクトロニクス技術を応用した応答速度の速いFACTS機器は潮流制御だけでなく安定度向上も同時に行うことが可能であり，それ 1 台で複数の制約を同時に解消してATC拡大に寄与できる^{[6][7]}。また，FACTS機器によってATC拡大が可能であるとき，系統の長期的な運用を考えるためには，電力供給の信頼性という点からのアプローチが必要である^[8]。ATCの概念はある一時点におけるものであり，潮流状態が連続的に変化し，送電線故障や地絡事故などの外乱，さらにはFACTS機器自身の故障を考慮した場合に，ある時点のATC実現のために電力系統に導入したFACTS機器が供給信頼性にどのような影響を与えるか検討しなければならない。

本研究では，電力系統の流通設備である送電ネットワークの能力を表す ATC について，これを向上させるため，柔軟な潮流制御が可能な FACTS 機器である UPFC (Unified Power Flow Controller) をとりあげる。UPFC は SSSC ，STATCOM という直並列のインバータ機器から構成されており，直並列を同時に用いた動作だけでなく，直列側の SSSC だけの動作，並列側の STATCOM だけの動作も可能である。本研究で UPFC を用いた理由は，このように一台の UPFC でこれらの 3 つの機器の動作を模擬することが可能であり，

設置容量の最適化により、必ずしも UPFC ではなく SSSC や STATCOM で十分な場合もあることも見ることができるためである。

ATC 拡大のための設備投資は、誰がその費用負担をするかは議論のあるところではあるが、負担の可能性のある消費者またはその利用したい系統内の事業者にとってできるだけコスト最小なものでなければならない。本研究では、この公平性の議論の前に、まずできるだけ費用負担を最小、つまり設備容量を最小にした UPFC による ATC 拡大の可能性について検討する必要があると考え、できるだけ少ないインバータ設置容量で ATC を最大限拡大する最適潮流制御の手法を提案し、その手法を大規模モデル系統に適用しその効果を検証する。また、そのような UPFC によって ATC が拡大された電力系統の供給信頼度を評価する手法を提案し、同じく大規模モデル系統で検証する。

1-2 本研究のねらい

本研究ではこれまでの静的な熱的潮流制約、動的な定態安定度制約^[6]に加えて、動的制約である過渡安定度制約^[9]を考慮した ATC 算出手法を提案する。また、ATC が拡大された系統の長期的な運用を考え、送電線事故による過渡安定度制約および熱的潮流制約を考えた供給信頼度評価手法を提案する。

UPFC は制御系によって微少外乱による変動を抑制しているが、これによって過渡安定度も改善できる場合がある。定態安定度を保つように設計した制御系を用い、ベース潮流における最過酷事故点を固定してその事故に対する UPFC の最適設置位置を考え、固有値制御を行うことでダンピングを向上させることができるが、過渡安定度 ATC が向上しているとは一概には言えない。それは、ATC はその計算過程で段階的に潮流を増加させて考えるので、潮流断面によって最過酷事故が異なってくる可能性があり、またダンピングの向上とは厳密には定態安定度の向上のことであり、第一波脱調とは現象が異なっているためである。ある経路の託送電力を段階的に増やしていったときごとの潮流断面を考え、その断面ごとに過渡安定度を向上することで結果として ATC を拡大しなければならない。

これまでに UPFC を用いた安定度 ATC の拡大効果を取り上げた論文は存在しているが、異なる複数の制約を包括的に考慮した ATC 拡大や、そのような系統を信頼性の点からアプローチした論文は少ない。本研究では ATC 拡大および信頼度計算の際、送電線の熱的潮流制約や電圧制約などの静的制約と安定度制約である動的制約を同時に考慮することとした。

1-3 本論文の構成

第 1 章では導入、第 2 章では ATC の定義、第 3 章では UPFC の構成、第 4 章では ATC 拡大手法、第 5 章では供給信頼度評価手法、第 6 章では 2 つのシミュレーション、第 7 章ではまとめを述べている。

第2章

ATC について

2-1 ATC の定義

ATCは、北米電力信頼度協議会（NERC：North American Electric Reliability Council）の定義によると、「電力系統において信頼性を損なうことなくある地点から別の地点に向かってすべての経路を解して送電を行う際の送電可能容量」のことである^[10]。ATCは多数の想定事故点での単一事故を考慮した上で2地点間に追加的に送電可能な電力とも言える。NERCによるとATCは次式で計算される。ATCの概念図を図2.1に示す。

$$ATC = TTC - TRM - CBM - TC \quad (2.1)$$

where,

- TTC： Total Transfer Capability
- TRM： Transmission Reliability Margin
- CBM： Capacity Benefit Margin
- TC： Transmission Commitments

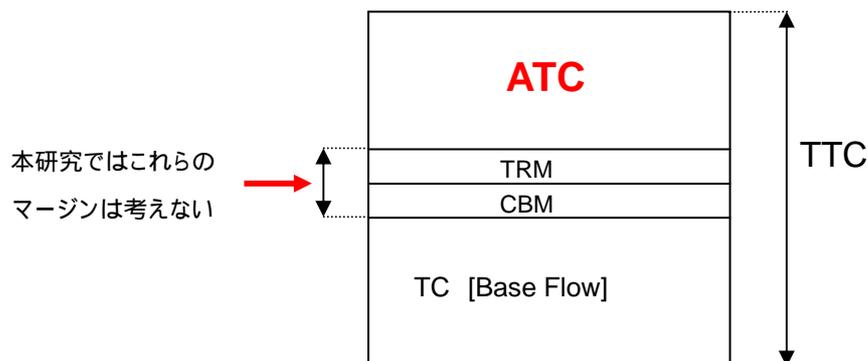


図 2.1： ATC の概念図

ATC は実際の全送電可能容量 TTC から TRM , CBM といったマージンおよびベース潮

流を含む TC を差し引いて計算する。TRM は不確実性に対応して確保するマージン，CBM は連系系統で供給予備力を確保するために必要な送電容量である。本研究において ATC は，ある注目バスに流す有効電力量を増加していったある時点で何らかの制約違反が起きるときの電力(送電限界電力)TTC からベース潮流を含む TC を引いたものとして考えている。(TRM，CBM は考えない。)

$$ATC = TTC - TC \quad (2.2)$$

2-2 ATC の分類

ATC には大きく分けて安定度 ATC，電圧 ATC，潮流 ATC の 3 つがあり，どの制約条件がボトルネックになっているかによって決定される。日本では安定度により ATC が決まるケースが多いので安定度対策は特に重要である。各 ATC とその主な制約条件(図 2.2)について説明する。

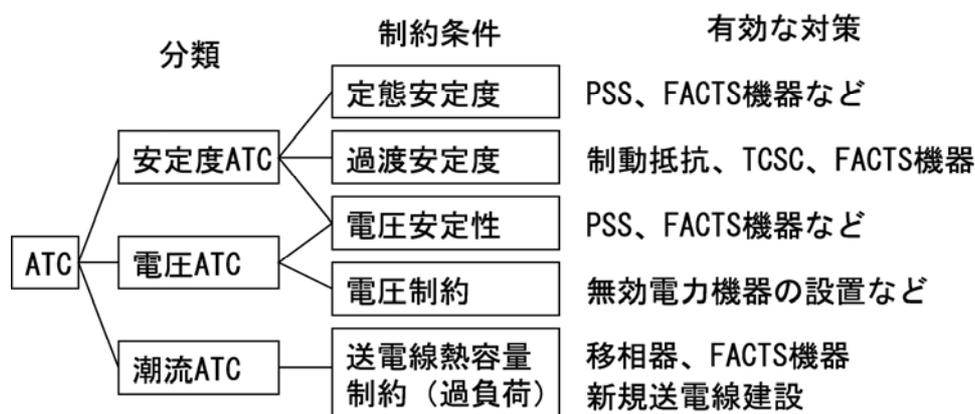


図 2.2 : さまざまな ATC の制約条件と ATC 向上対策

安定度ATC

安定度 ATC は微小擾乱に対して系統が発散しないいわゆる定態安定度によって決まる ATC と、大きな事故に対して系統が脱調しないための過渡安定度による ATC に分けられる。定態安定度については系統の固有値の実部が負であることを安定性の条件としている。過渡安定度の指標としては NAE 法などが用いられているが、本研究では第一波脱調が起こるかどうかが過渡安定度の指標としている。安定度対策としては、PSS 等の系統安定化機器の設置や FACTS 機器の応用などが考えられる。

電圧ATC

電圧 ATC は系統が電圧違反を起こさないで送電できる限界によって決まる。電圧 ATC の向上については無効電力機器の設置などが考えられる。

潮流ATC

潮流 ATC は送電線の物理的熱容量限界（熱的潮流制約）によって決まる ATC である。最も簡単な潮流 ATC の向上手法は送電線の補強である。ループを含む系統では、位相器や UPFC によるループ潮流制御によって向上させることが可能である。

2-3 他事業者の託送経路も考慮した ATC

電気事業の自由化に伴い、これまでのような 1 つの発電事業者に対する 1 つの需要家という単数パスの ATC だけでなく、複数の発電事業者から複数に対する需要家という複数パスの ATC を考えることも必要となってくる。特定経路の ATC を増大させる行為がかえって他に悪影響を与える可能性があり、利害関係のある他の事業者とコンフリクトする可能性がある。ATC を計算するときは注目発電機と注目負荷を除いて、他のすべての条件を固定して計算する必要があり、普通の方法では複数パスの ATC を同時に計算することはできない。

近似的な計算手法としては、あるパスの ATC を計算するときは残りの ATC パスについてはあらかじめ ATC 量が相対取引で予約されているものとして固定し、その予約された範囲で最大の潮流をながしておく方法などがある。複数パスの ATC を考えるとき、損失分を補填するスラック母線をどこにおくのが問題となるが、損失は当該発電機が分担することが妥当であると考えられるので、パス一本の場合と同様に注目している発電機をスラックに随時置き換えていく方針で行うものとすればよい。

2-4 設備コストを考慮した ATC 評価法

本研究では、UPFC を系統に設置することで ATC を向上させるが、設備形成にかかるコストと ATC の関係性を評価するには、単に ATC の増分を比較するのでは不十分である。UPFC は STATCOM、SSSC という 2 つのインバータからなり、UPFC の設置コストはインバータの総設置容量とともに増大する。そこで、ATC 拡大のための設備コストを考慮した設備形成を総合的に評価するため、「単位容量あたりの ATC 増分」という指標を用いることとする。これは UPFC によって拡大された ATC から UPFC 非設置の状態での ATC を引いた ATC 増分[MW]を、UPFC の必要インバータ設置容量[MVA]で除して計算される。

第3章

UPFC の構成および制御系

3-1 UPFC の構成

UPFC の構造図を図 3.1 に示す。UPFC は代表的な FACTS 機器であり、直列側・並列側にそれぞれ独立にインバータを持つ。このため UPFC は直並列機器とも呼ばれる。また、2 台のインバータの直流部分は共通のコンデンサで接続されているのでインバータ間で自由に有効電力の融通が可能である。したがって、UPFC は直列・並列補償の両方の機能を持ち、系統に電力 $P+jQ$ を注入・消費することで柔軟な潮流制御を行うことが可能となっている。なお、図 3.1 で左側の並列に接続されている自励式変換器を STATCOM（以下、こちら側を Inv.1 と表記）、右側の直列に接続されている自励式変換器を SSSC（以下、こちら側を Inv.2 と表記）とよぶ。

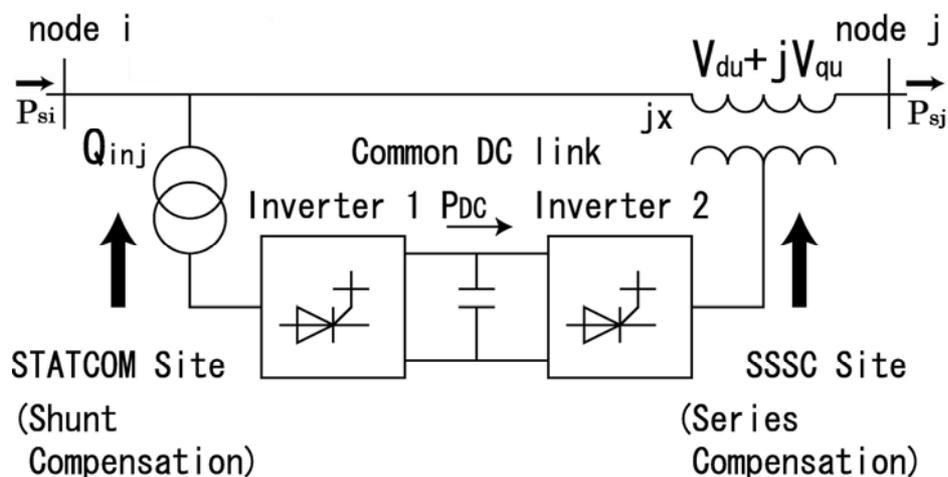


図 3.1 : UPFC の構成図

3-2 UPFC の等価回路

実効値解析を行うため、UPFC を電圧源、電流源で構成される図 3.2 のようなモデルを用いる。ノード j の電圧のベクトル方向に新たな座標軸 d 軸を定義し（図 3.3）、 V_{du} 、 V_{qu} 、 Q_{inj} の 3 変数とその操作変数とした^{[11][12]}。操作変数 V_{du} 、 V_{qu} によってブランチに電圧を印加

したり， Q_{inj} により無効電力を注入したりすることにより，UPFCは流れる潮流を制御することが可能である。

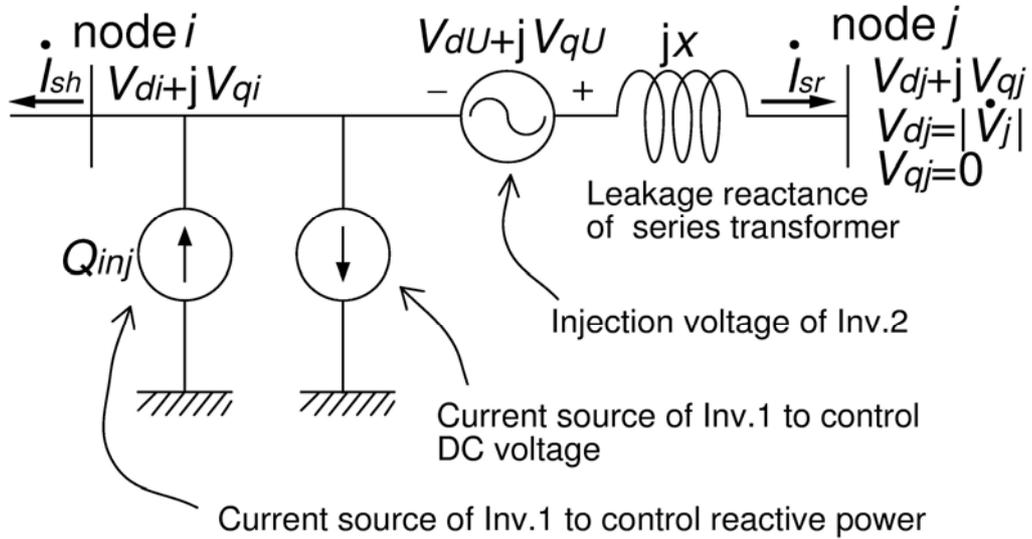


図 3.2 : UPFC の等価回路

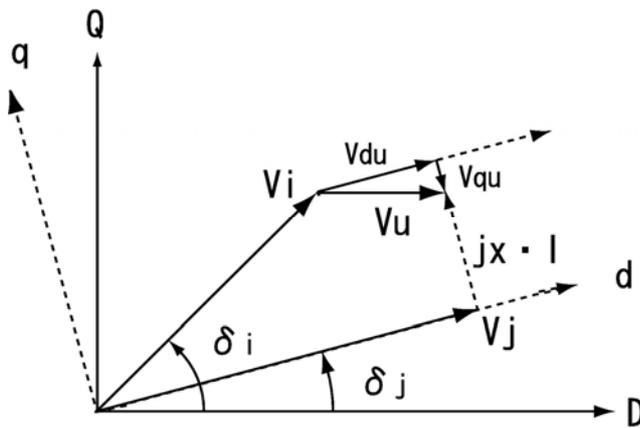


図 3.3 : UPFC のフェーザ図

3-2-1 UPFC 等価電力源モデルの導出

UPFC を系統内に設置することにより系統内での電力分布が変更することから，UPFC をノード i ，ノード j に設置された UPFC の操作変数に依存する電力源として表現し，等価電力源モデル(図 3.4)としてインピーダンス化することで潮流計算することができる[11]。

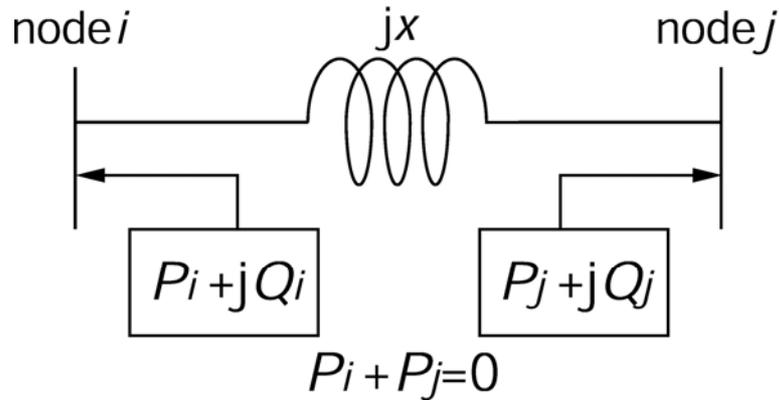


図 3.4 : UPFC の等価電力源モデル

UPFC によってノード i に供給される電力と、ノード j に供給される電力を模擬する等価電力源モデルは次のように表される。

$$P_i = -\frac{V_{qu} V_{dj}}{x} \quad (3.1)$$

$$Q_i = Q_{inj} - \frac{V_{du} V_{di} + V_{qu} V_{qi}}{x} \quad (3.2)$$

$$P_j = \frac{V_{qu} V_{dj}}{x} \quad (3.3)$$

$$Q_j = \frac{V_{du} V_{dj}}{x} \quad (3.4)$$

UPFC が負荷ノードに設置された場合、潮流計算では、ノード i 、ノード j を P-Q 指定するため、UPFC の操作変数およびノード i 、ノード j の電圧に依存する可変負荷として考慮することで、UPFC が系統に与える影響を反映することができる。

3-2-2 UPFC 等価電流源モデルの導出

UPFC を組み込んだ際の過渡シミュレーションは、UPFC から出力される有効電力が変化するので、系統のアドミタンス行列は時々刻々と変化し、等価電力源モデルを用いてアドミタンス行列をその都度求めて計算するのは非常に複雑で難しい。そのため、系統のアドミタンス行列の要素の中で時間ステップごとに変更されるものを電流源として置き換える[13]。こうすることで、アドミタンス行列を不変なものとして過渡シミュレーション計算を行うことができるようになる。(3-8 UPFC が設置された系統の過渡シミュレーション方法)

Inv.2 を模擬する電流源

Inv.2 を模擬した電圧源 $V_{du} + jV_{qu}$ は，ノートの定理により，図 3.5 のような並列に設置された電流源 \dot{I}_2 と書き換えることができる。

$$\dot{I}_2 = \frac{V_{du} + jV_{qu}}{jx} \quad (3.5)$$

また，Inv.2 が直列変圧器を介して系統に供給する有効電力 P_{DC} は次式で表される。

$$\begin{aligned} P_{DC} &= \text{Re}[(V_{du} + jV_{qu}) \cdot \overline{I_{sr}}] \\ &= \text{Re} \left[(V_{du} + jV_{qu}) \left\{ \frac{(V_{di} + jV_{qi}) + (V_{du} + jV_{qu}) - V_{dj}}{jx} \right\} \right] \\ &= \frac{V_{du}V_{qi} - V_{qu}V_{si} + V_{qu}V_{dj}}{x} \end{aligned} \quad (3.6)$$

Inv.1 を模擬する電流源

次に，Inv.1 を模擬した 2 つの電流源について計算を行う。Inv.1 の無効電力制御を表す無効電力供給電流源 \dot{I}_{1Q} は，ノード i に無効電力 Q_{inj} を供給するので，次のように表される。

$$\dot{I}_{1Q} = -j \frac{Q_{inj}}{V_{di} - jV_{qi}} \quad (3.7)$$

また，Inv.1 の直流電圧一定制御を表す有効電力吸収電流源 \dot{I}_{1P} は，直流コンデンサの電圧を一定にするために，Inv.2 が系統に供給した有効電力分 P_{DC} を系統から吸収するので，次のように表される。

$$\dot{I}_{1P} = \frac{P_{DC}}{V_{di} - jV_{qi}} \quad (3.8)$$

以上より，UPFC の等価電流源モデルは図 3.6 に示されるような $I_{di} + jI_{qi}$ ， $I_{dj} + jI_{qj}$ で次のように書き表される。

$$\begin{aligned} I_{di} + jI_{qi} &= \dot{I}_{1Q} - \dot{I}_{1P} - \dot{I}_2 \\ &= \left(\frac{V_{qi}}{V_i^2} Q_{inj} - \frac{V_{du}V_{di}V_{qi} + V_{qu}(V_{di}V_{dj} - V_{qi}^2)}{xV_i^2} \right) \\ &\quad + j \left(-\frac{V_{di}}{V_i^2} Q_{inj} - \frac{V_{qu}(V_{qi}V_{dj} - V_{di}V_{qi}) - V_{du}V_{di}^2}{xV_i^2} \right) \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$I_{dj} + jI_{qj} = \frac{V_{du}}{x} + j \left(-\frac{V_{du}}{x} \right) \quad (3.10)$$

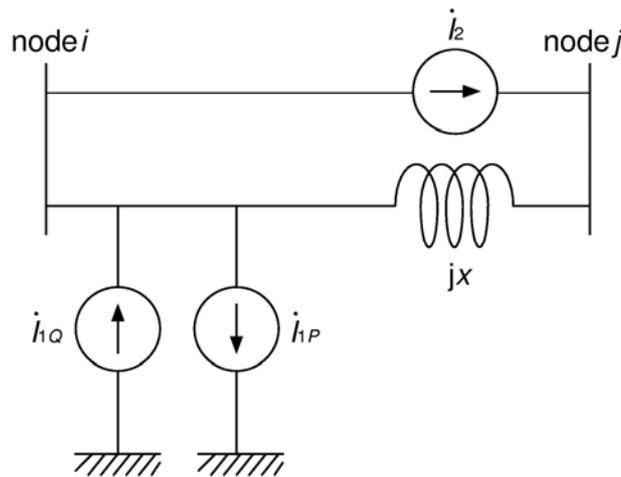


図 3.5 : UPFC の等価電流源モデル 1

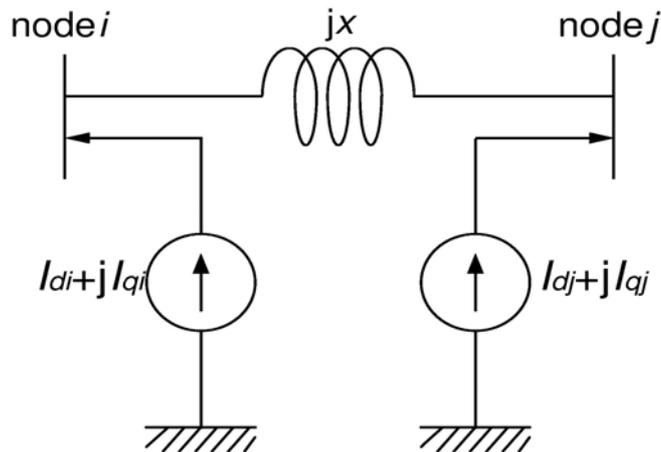
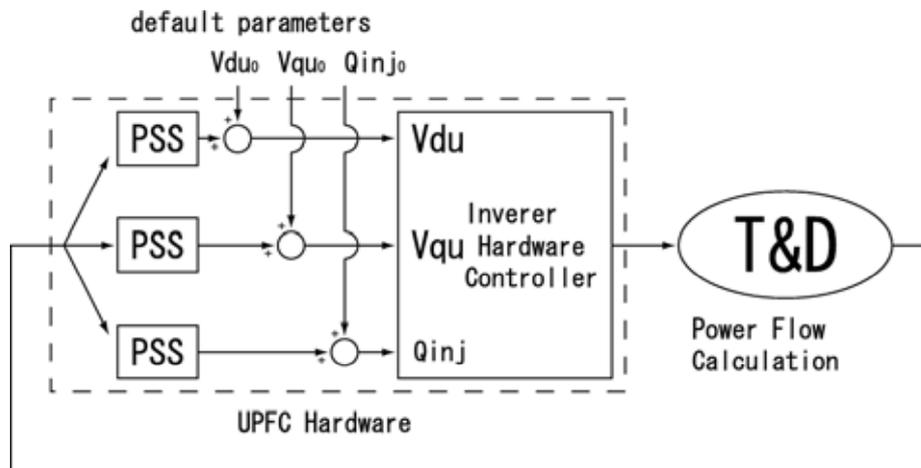


図 3.6 : UPFC の等価電流源モデル 2

3-3 UPFC の制御系

本研究では、UPFCにPSSタイプの制御系をそれぞれの操作変数に搭載してゲイン・位相の補償に用いると仮定している[12]。この制御系の入力はUPFCの設置送電線通過有効電力 P_s であり、この変動が小さくなるよう操作変数の値を制御している。この制御系は定常状態では働かず、 V_{du0} 、 V_{qu0} 、 Q_{inj0} で示される3つの操作変数の定常値が直接インバータを介して出力されている。微小外乱に対してはPSSが働くためダンピングの向上を行うことが可能である。(本研究では、通過有効電力 P_s を制御入力としてローカル制御を行うが、無効電力や電圧を入力とする方法もある[11]。)さらに、大外乱に対してもこのPSSの働きによって過渡安定度を向上させられるかどうか本研究の主題となる。このときの制御系の接続図を図3.7に、制御系のブロック図を図3.8に示す。



P, Q or V local Information

図 3.7 : UPFC の制御系による系統安定化の概念図

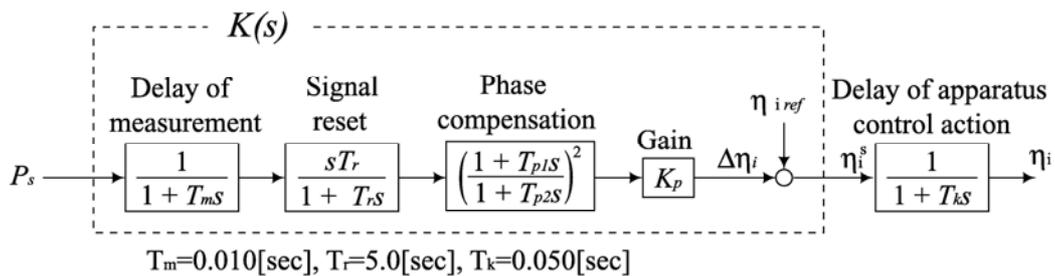


図 3.8 : PSS タイプ制御系

3-4 UPFC の設定パラメータ

UPFCの自由に設定できるパラメータは3つの操作変数 (V_{du} , V_{qu} , Q_{inj}) の定常値 $_{ref}$, および、それぞれに対する制御系パラメータ (ゲイン K_p と時定数 T_p) の全9個である。本研究では、操作パラメータは過負荷解消のみに用いて、制御系パラメータは安定化のみに用いるものとする。この理由は、潮流制御のためには必ず操作変数の定常値が値を持たなければならないのに対し、制御系は潮流に無関係にシステム行列に組み込まれており定常安定度および過渡安定度改善だけの役割を持つからである。つまり、制御変数を変えても定常状態では潮流は全く変わらない。この関係を表3.1にまとめる。

操作変数を変えると潮流も安定度も両方変わるのに対し、制御変数を変えると安定度のみが変わる。また、安定度改善のために操作変数の定常値を変化させることは一般にUPFCの容量を大きくするので容量面不利であり、なるべく制御系のみで安定化させることが望

ましい。したがって、本研究では、過負荷解消と安定度向上制御を明確に分離し、過負荷解消は操作変数の初期値パラメータだけで行い、定態安定度向上制御および過渡安定度向上制御は制御変数のパラメータだけによって行うこととした。この関係を表 3.2 に示す。

表 3.1 : UPFC のパラメータと感度の関係

	操作変数定常値	制御変数
潮流感度		×
定態安定度に対する感度		
過渡安定度に対する感度		

表 3.2 : 用いたパラメータと目的

	操作変数定常値	制御変数
潮流制御		×
定態安定度向上制御	×(使用しない)	
過渡安定度向上制御	×(使用しない)	

3-5 N-1 ルールと緊急制御

本研究では UPFC の緊急制御を念頭に置いている。一般に、送電線は熱容量限界値をもっておりその値によって送電可能な有効電力が決定される。また、電力系統では健全系統状態のみではなく、系統の送電線のうちどの一回線を開放しても熱容量による有効電力制約に違反しない必要があるという基準 (N-1 ルール) がある。ところで、従来の送電線の熱容量は、連続許容熱容量といわれるものであり、送電線に連続的に長時間潮流が流れた場合の有効電力の限界値である。しかし、短時間であるならば連続許容熱容量よりも大きな潮流を流すことが可能であり、UPFC の高速な制御性に着目すると短時間のうちに潮流の制御を行い各送電線に流れる有効電力を連続許容熱容量内に抑えることが可能であると考えられる。これを本研究では緊急制御と定義する。この場合、UPFC の出力変数は各事故ケースに応じて最適化することが可能であり緊急制御を考慮しなかった場合と比較すると設置容量の観点から有利になる可能性がある。

3-6 UPFC 故障時の動作

UPFC は直列機器ゆえ、故障時の切り離しが高い信頼性で行われる必要がある。このバイパス回路の接続図を図 3.9 に示す。UPFC が故障した場合には図のようなバイパス回路が直ちに作動し、UPFC の切り離しを行うものとする。

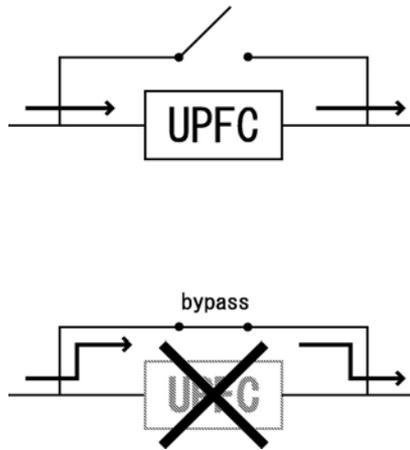


図 3.9 : UPFC 故障時の動作

3-7 UPFC の設置方法

本研究で用いるモデル系統では、ループ部分は全て 2 回線または 4 回線の平行送電線となっている。このような場所に UPFC を設置する場合、次の図 3.10 のように接続されているとする。この接続方式では、回線数の分とそれぞれの容量の変圧器が直列、並列側にそれぞれ必要となるが、UPFC そのものは 1 台で済む点が施工上有利である。ただし、2 回線を 1 台の UPFC で担当するのでインバータ容量は増える。(1 回線ごとに UPFC が独立設置されているわけではないことに注意する。) なお、このような接続方法では、条件によっては回線ごとにわずかに位相や電圧が異なることもありえるのでその誤差を調整する調整器としてトランスで調整してやる必要がある。

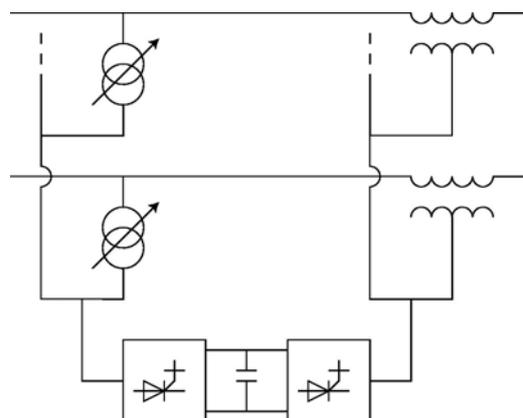


図 3.10 : N 回線の平行送電線に対する UPFC の接続方法

3-8 UPFC が導入された系統の過渡シミュレーション方法

3-8-1 過渡安定度の定義

本研究において過渡安定度をどのように取り扱うかについて説明する。5 秒間の過渡シミュレーションを行って検証する。

想定事故および過渡安定度の評価法

三相地絡事故を考え、第一波脱調するかしないかを過渡安定度の評価基準とする。第一波脱調しない最大の事故継続時間を CCT (Critical Clearing Time) として定義し、CCT をある基準時間以上確保できればその潮流状態では過渡的に安定とし、確保できないなら不安定とする。

事故点のスクリーニング

全ノードについて事故が起こる可能性があるため、事故点は複数存在する。その中で最も過酷な事故点を見つけることが重要である。一般に最過酷ポイントでの事故において過渡安定度を保つことができれば他の点での事故でも過渡安定度は保たれるからである。また、UPFC を通過する皮相電力も事故が厳しくなるほど大きくなると考えられるので、UPFC の設置容量も最大になると予想される。UPFC の設置位置や託送経路、ATC を計算する過程で潮流を重くしていく過程で動作点がどんどん変わっていくので、厳密に言うと最過酷事故点は一つには決まらない。

UPFC による過渡安定度向上制御 (4-4) では、まず過渡安定度を調べたい潮流状態においてすべてのノードで三相地絡事故を起こして CCT を調べ、最も CCT が小さくなるノードを最過酷事故点としてその点での事故を解消できるかどうかに関心を絞る。

事故中・事故後のUPFCの動作

事故継続時間中および事故除去後 20[ms]までUPFCは遮断する。(操作変数 V_{du} , V_{qu} , Q_{inj} すべて 0 とし、系統状態はUPFCの漏れリアクタンスのみ考える。) 事故復帰後 20[ms]でUPFCを投入し、投入直後の操作変数はすべて 0 とする。

UPFCの設置容量

定常状態でのUPFCの設置容量は、次式によって求められ、定常状態での操作変数 V_{du} , V_{qu} , Q_{inj} の値およびノード電圧によって決まる。

$$PQ_{IN1} = \sqrt{P_{IN1}^2 + Q_{IN1}^2} = \sqrt{\left(\frac{V_{du}V_{qi} + V_{qu}V_{di} + V_{qu}V_{dj}}{x_{UPFC}}\right)^2 + Q_{inj}^2} \quad (3.11)$$

$$PQ_{IN2} = \sqrt{P_{IN2}^2 + Q_{IN2}^2} = \sqrt{\left(\frac{V_{du}V_{qi} + V_{qu}V_{di} + V_{qu}V_{dj}}{x_{UPFC}}\right)^2 + \left(\frac{V_{du}^2 + V_{qu}^2 + V_{qu}V_{qi} + V_{du}V_{di} - V_{du}V_{dj}}{x_{UPFC}}\right)^2} \quad (3.12)$$

事故後，過渡安定度を改善するために非常に大きなエネルギーを吸収・注入するように PSS によって UPFC は動作するので，設置容量は UPFC を通過する式(3.11)および式(3.12)から求められる皮相電力分だけ必要と言うことになる。UPFC の操作変数は PSS を通して定常値まわりで変動するので，過渡状態では定常状態以上の設置容量が必要とされる。実際の UPFC には定格設置容量があってその範囲内に通過皮相電力を収めるように 3 つの操作変数を制限して使用しなければならないが，4 章の ATC 拡大手法における過渡安定度向上制御においては，UPFC により過渡安定度が向上するかどうか確認することが大きな目的なので，操作変数を制限しないで過渡シミュレーションを行う。5 章の信頼度評価の際にはどれだけの容量の UPFC を用いることで信頼度がどうなるか検証したいので通過皮相電力が容量以内に収まるように（リミッタによって）操作変数を制限してシミュレーションを行う。リミッタのアルゴリズムは後述する。

3-8-2 系統計算による過渡シミュレーション

系統計算について

過渡シミュレーションで用いられるルンゲ・クッタ法などの微分方程式においてある時間 t_0 から $t_0 + \Delta t$ で更新される状態変数 w は以下の通りである。

$$w = [\phi_{fdi} \ \phi_{kdi} \ \phi_{fqi} \ \phi_{kqi} \ \delta_i \ \omega_i \ v_{fi} \ P_{mi} \ x_D] \quad (3.13)$$

通常，FACTS 機器が組み込まれていない電力系統では，系統に大外乱が生じた際の過渡デジタルシミュレーションにおいて，系統のアドミタンス行列は変化せず，また発電機電流は状態変数の値から時間ステップ毎に決定されるため，更新された発電機電流と不変のアドミタンス行列のかけ算によって系統のノード電圧は簡単に決定する。しかし，FACTS 機器が組み込まれた場合，FACTS 機器制御によって変換器から出力される有効電力および無効電力が変化するので，系統のアドミタンス行列は時々刻々と変化し，さらにそのアドミタンス行列は系統のノード電圧に依存しているので，ノード電圧の解は単純にアドミタンス行列と更新された発電機電流のかけ算では求まらない。

そこで，ニュートン・ラブソン法のようにある初期値を与え，ループ計算でノード電圧

を真の解に近似的に近づけるという収束計算を行い FACTS 機器の動作を模擬する方法がある。これを系統計算と呼ぶ[14]。そのために、系統のアドミタンス行列の要素の中で時間ステップ毎に変更されるものを電流源として置き換えなければならない。

発電機内部誘起電圧と端子電流の関係式

発電機の電機子漏れリアクタンスの背後電圧を表す空隙磁束を内部電圧とする。空隙磁束は、

$$\phi_{ad} = \phi_d + x_l i_d \quad (3.14)$$

$$\phi_{aq} = \phi_q + x_l i_q \quad (3.15)$$

と表されるので、これを用いて電機子巻線電圧を計算すると、

$$v_d = \omega x_l i_q - R i_d - \omega \phi_{aq} \quad (3.16)$$

$$v_q = \omega x_l i_d - R i_q - \omega \phi_{ad} \quad (3.17)$$

が得られる。したがって、空隙磁束を使って、

$$E_{gd} = -\omega \phi_{aq} \quad (3.18)$$

$$E_{gq} = \omega \phi_{ad} \quad (3.19)$$

として定義すれば、 R と漏れリアクタンス x_l を $R + jx_l$ として、系統側のアドミタンス行列に組み込むことができる。式を DQ 座標系に変換すると、

$$\begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{GD} \\ E_{GQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R & -x_l \\ x_l & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_D \\ I_Q \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

となる。この式を全発電機でまとめると、

$$V_G = E_G - Z' I_G \quad (3.21)$$

と書ける。

等価注入電流源がある場合の系統計算

発電機の電流を I_G 、それ以外のノードに注入される電流を I_{L2} とする。UPFCを模擬した電流源は I_{L1} 、 I_{L2} によって表されることになる。また、発電機ノードの電圧を V_G 、それ以外のノード電圧を V_L とする。(本研究においては発電機ノードにつながっているブランチにUPFCを設置することはないので $I_{L1}=0$ である。)

アドミタンス行列を用いると、電圧と電流の関係は以下のように表される。

$$\begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_G + I_{L1} \\ I_{L2} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

ここで、アドミタンス行列には UPFC の制御変数は含まれていない。

これらの式から、

$$I_G = (Y_{GG} - Y_{GL}Y_{LL}^{-1}Y_{LG})V_G - I_{L1} + Y_{GL}Y_{LL}^{-1}I_{L2} \quad (3.23)$$

という関係が得られる。これと式(4.18)をあわせて、

$$I_G = Y_G E_G - K_{L1} I_{L1} + K_{L2} I_{L2} \quad (3.24)$$

となる。ここで、 Y_G 、 K_{L1} 、 K_{L2} は以下のように定義される。

$$Y_G = (I + Y'Z')^{-1}Y' \quad (3.25)$$

$$K_{L1} = (I + Y'Z')^{-1} \quad (3.26)$$

$$K_{L2} = (I + Y'Z')^{-1}Y_{GL}Y_{LL}^{-1} \quad (3.27)$$

$$\text{ただし、} Y' = Y_{GG} - Y_{GL}Y_{LL}^{-1}Y_{LG} \quad (3.28)$$

式(3.21)によって発電機電流を計算するが、内部誘起電圧 E_G や電流 I_{L1} 、 I_{L2} も発電機電流やノード電圧に依存しているため、 V_G 、 V_L の値を保存しておいて、

空隙磁束 ϕ_{ad} ・ ϕ_{aq} 、内部誘起電圧 E_G 、電流 I_{L1} ・ I_{L2} の計算

発電機電流 I_G の計算

電圧 V_G 、 V_L の計算

という操作を V_G 、 V_L の値が収束するまで繰り返さなければならない。これが具体的な系統計算の方法である。図 3.11 に系統計算による具体的な過渡シミュレーションのアルゴリズムを示す。

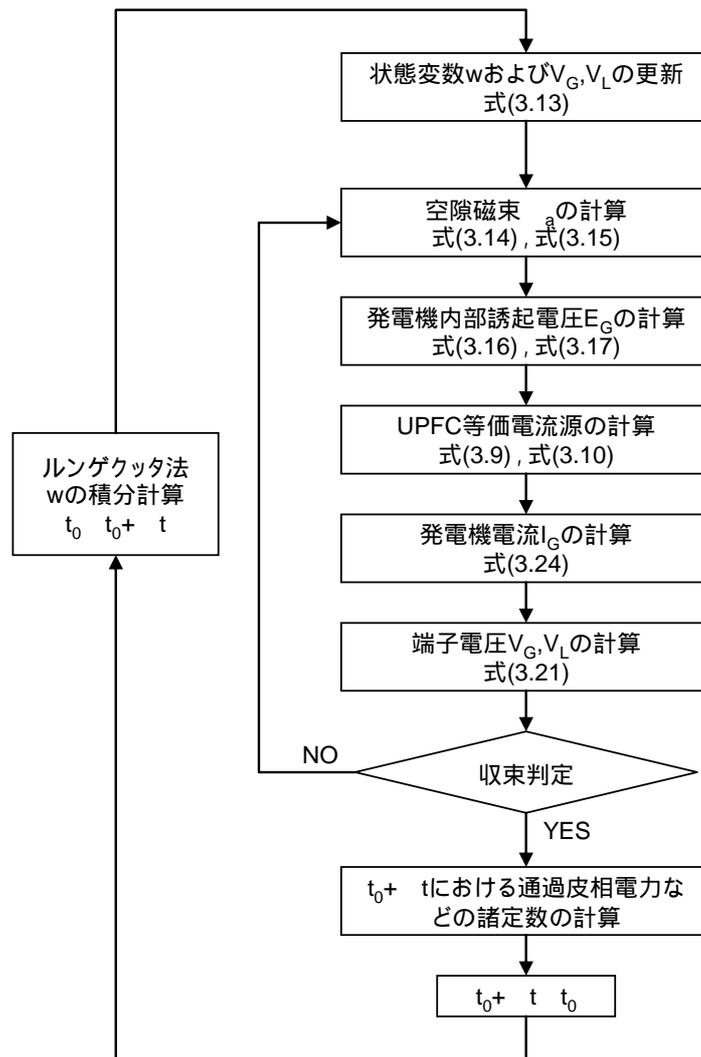


図 3.11 : 系統計算による過渡シミュレーションのアルゴリズム

系統計算の収束性

系統計算は潮流計算と同様に計算事態が収束しない可能性があり、それは特に事故後の極端な非線形な状態で高くなる。 t_0 から $t_0 + \Delta t$ における系統計算において、 t_0 と $t_0 + \Delta t$ で系統計算に用いる諸変数が劇的に変化するためである。事故後脱調して相差角が発散するような場合、通過皮相電力が大きくなって諸変数が劇的な変化をする場合に系統計算が収束しないことが多い。本研究では、一定回数以上計算を繰り返しても系統計算が収束しない場合は過渡的に不安定とみなすこととしている。

3-8-3 UPFC リミッタのアルゴリズム

過渡シミュレーション実行時に、UPFCの通過皮相電力 PQ_{IN1} 、 PQ_{IN2} を定格容量以内に抑えるためのリミッタのアルゴリズムについて説明する。皮相電力 PQ はノード電圧に依存

する値であり，ノード電圧は発電機，負荷，送電網などで決定する値であるため，実際に皮相電力を常時正確に把握するのは困難である。そこでUPFCには図 3.12 のようなリミッタを制御系に付加することとする。

図 3.12 は内部制御系 $K(s)$ から算出された操作変数出力指令値 η_{ik}^s と，検出遅れ $T_M = 0.01[s]$ でノード電圧 \dot{V}'_i, \dot{V}'_j の推定値を検出する。これらノード電圧の推定値の情報から皮相電力推定値 \tilde{P}_Q を算出し，それをリミッタで処理する構成になる。

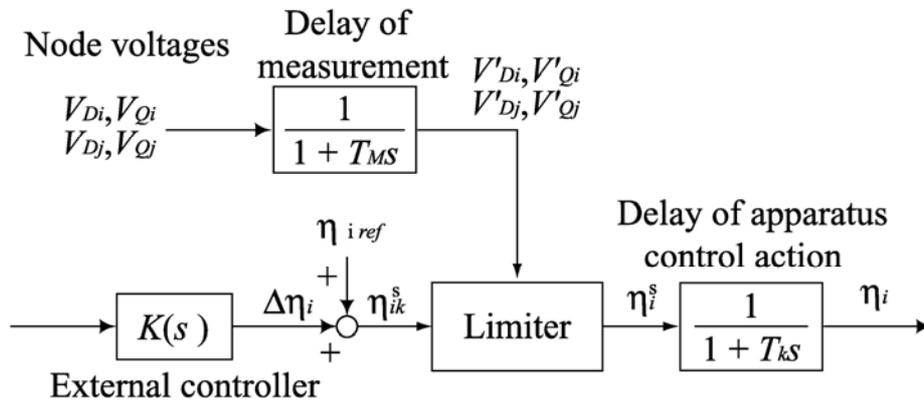


図 3.12 : UPFC のリミッタ

皮相電力が最大値を超えないようにするための具体的なリミッタのアルゴリズムを図 3.13 に示す。系統内の情報を制御入力とする外部制御系 $K(s)$ より UPFC の操作変数指定値 η_{ik}^s ($V_{duK}^S, V_{quK}^S, Q_{injK}^S$) が出力される。さらに $P_{QIN1}, P_{QIN2}, P_{DC}$ の推定に必要なノード i, j の端子電圧を T_M で検出した値 ($V'_{Di}, V'_{Qi}, V'_{Dj}, V'_{Qj}$) を用いて，まず Inv.2 に流れる皮相電力の推定値 \tilde{P}_{QIN2} を式(3.29)から，直流回路通過有効電力の推定値 \tilde{P}_{DC} を式(3.30)から導出する。

$$\tilde{P}_{QIN2} = \left| \dot{V}_{uK}^S \left\{ \frac{\dot{V}'_i + \dot{V}_{uK}^S - \dot{V}'_j}{jX} \right\} \right| \quad (3.29)$$

$$\tilde{P}_{DC} = \frac{V_{duK}^S V'_{dj} - V_{quK}^S V'_{di} + V_{quK}^S V'_{dj}}{jX} \quad (3.30)$$

もし， \tilde{P}_{QIN2} が機器の最大皮相電力を超えた場合や \tilde{P}_{DC} が機器の最大皮相電力を超えた場合は，印加電圧の大きさの指定値 V_{uK}^S の値をそのベクトル方向に 0.995 倍ずつ減少させていき，皮相電力が最大値より小さくなったときの指定値を UPFC の内部制御系への指定値 V_{duK}^S, V_{quK}^S とする。次に，直流回路通過有効電力の推定値 \tilde{P}_{DC} と分路側供給無効電力 Q_{injK}^S の指定値より Inv.1 通過皮相電力推定値が次式によって計算される。

$$\tilde{P}Q_{IN1} = \sqrt{(\tilde{P}_{DC})^2 + (Q_{injK}^S)^2} \quad (3.31)$$

が機器の最大皮相電力を超えない場合には $Q_{inj}^S = Q_{injK}^S$, 最大値を超える場合には

$$Q_{inj}^S = \sqrt{(\tilde{P}Q_{IN2})^2 - (\tilde{P}_{DC})^2} \text{ とする。}$$

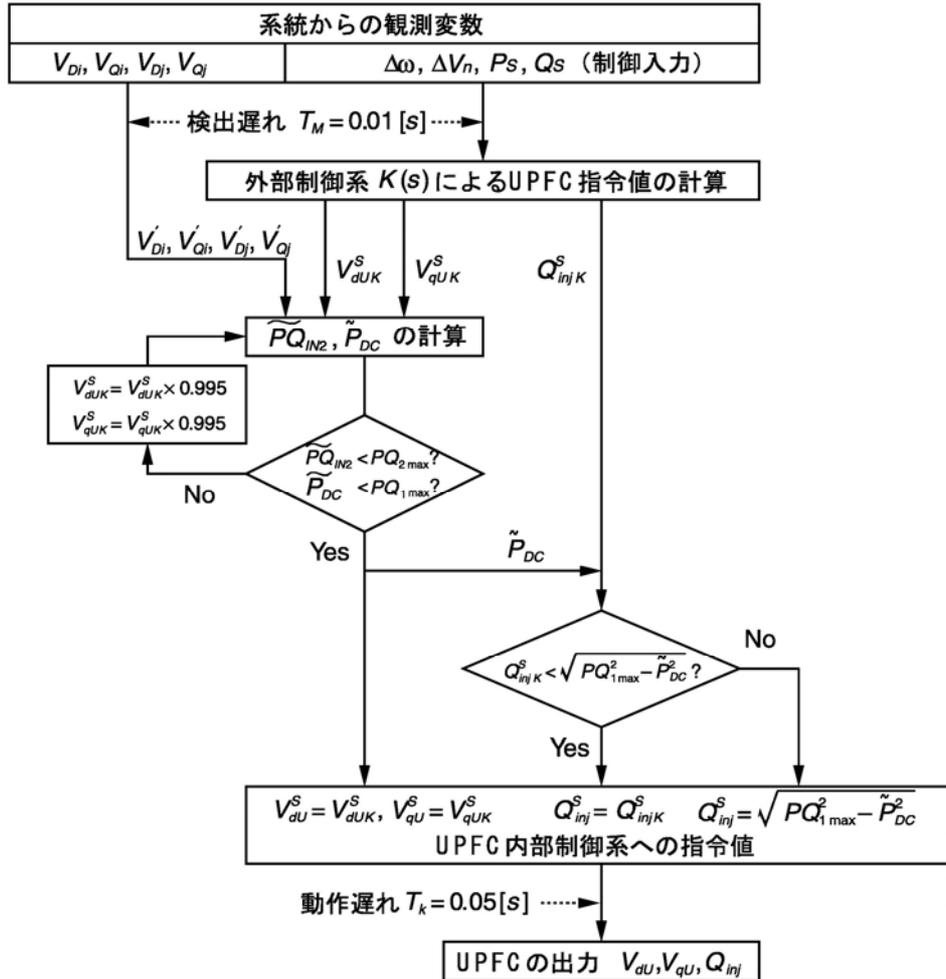


図 3.13 : UPFC のリミッタのアルゴリズム

第4章

UPFC を用いた最適潮流制御による過渡安定度を考慮した ATC 拡大手法

4-1 ATC 計算のための最適潮流制御のアルゴリズム

UPFCを用いて最も小さい総設置容量でATCを最大化するためのアルゴリズムを提案する。このアルゴリズムを図4.1のフローチャートに示す。本アルゴリズムは大きく分けて3つのユニットから構成される。「潮流制御」、「定態安定度向上制御」、「過渡安定度向上制御」である。UPFCは、ある潮流状態がどの制約条件に違反しているかによって、必要かつ適切な制御プログラムを呼び出してそれぞれの違反解消のための制御を行うことができる。「潮流制御」はその潮流状態で設置容量の最小化を目的として操作変数 V_{du} , V_{qu} , Q_{inj} の値を決定し、「定態安定度向上制御」では操作変数準最小化アルゴリズム^[14]によって操作・制御パラメータを設定している^[6]。

本アルゴリズムの手法を説明する。系統内にUPFCを設置して潮流制御および定態安定度向上制御を行った場合の最大ATC（過渡安定度を考えないUPFCにより最大化された静的ATC）は文献^[6]で研究されている。UPFCを設置した系統で送電側の発電機をスラックとし、受電側の負荷を1単位 P_a [MW]（小さな値を適当に決める）増加させると、該当パスの潮流が増加するため何らかの系統制約違反が発生することがある。この違反がもし潮流制約違反であれば「潮流制御」を、定態安定度制約違反であれば「定態安定度向上制御」を呼び出して安定化を行う。こうして、操作・制御パラメータを決定変数として動かすことでATC増大が可能となる場合そのパラメータに更新する。これで定常状態におけるUPFCの容量および各パラメータが決定される。（ここまでの操作は文献^[6]でも行っている。定常状態では何も制約違反を起こさないならこの時点で操作・制御パラメータを変更することはない。）定常状態の運用状況が決まった後で、ノードで三相地絡事故を起こして過渡シミュレーションを行う。もし過渡安定度が保たれない場合は「過渡安定度向上制御」を呼び出す。これによって過渡安定度の制約が解消された場合、すべての制約が解消され、送電容量を増加できるのでさらに負荷を1単位増加させる。そして、同様に制約条件を満たすかをチェックし、もし違反があればその都度最適潮流制御を行う。これを繰り返すとある時点で最適潮流制御がそれ以上実行不可能になるので、その時点での負荷の有効電力の値がUPFCを特定の位置に固定した場合の可能な最大のTTCとなる。この値からUPFC設置前の

ベース潮流を引いてATCが求められる。

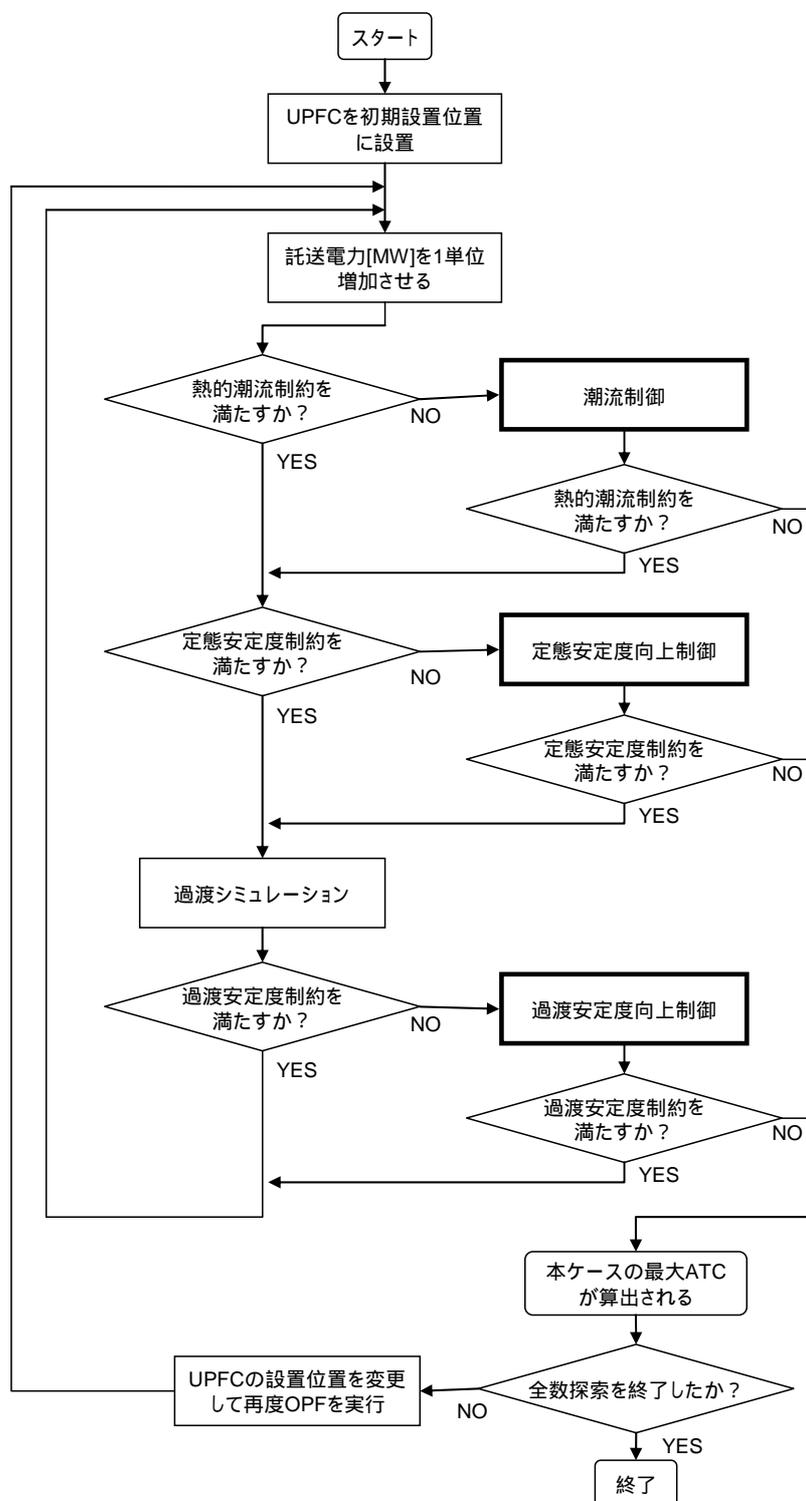


図 4.1 : UPFC を用いた最適潮流制御による ATC 最大化のフローチャート

4-2 UPFC による潮流制御

前述のATC計算に用いるプログラムの1つである潮流制御のアルゴリズムについて説明する。潮流制御は、UPFC の設置容量を最小化する非線形計画法の最適化問題を解いている。この最適化問題の決定変数はUPFC の操作変数 であり、目的関数は(4.1)式で、制約条件は(4.2)～(4.7)式である。この段階では安定度制約条件は設けず、安定度に対しては潮流制御が終わった段階で制御系のパラメータを操作することにより対策を行う。潮流制御においては特に N-1 ルールを考慮している。潮流制御のフローチャートを図 4.2 に示す。

(目的関数)

$$PQ_{statcom \max} + PQ_{sssc \max} \rightarrow \min \quad (4.1)$$

(定常時における潮流に関する方程式)

$$I^{(k)} = y^{(k)}V^{(k)} \quad (4.2)$$

(潮流制約)

$$P_j^{(k)}(\eta^{(k)}) \leq P_{j \max} \quad (j \in B, k \in A) \quad (4.3)$$

(電圧制限)

$$V_{i \min} \leq V_i(\eta^{(k)}) \leq V_{i \max} \quad (i \in N) \quad (4.4)$$

(1 回線開放時における UPFC の定格容量制限)

$$V_U^{(k)}(\eta^{(k)}) \leq V_{U \max} \quad (j \in B, k \in A) \quad (4.5)$$

$$PQ_{sssc}^{(k)}(x(t)) \leq PQ_{sssc \max} \quad (4.6)$$

$$PQ_{statcom}^{(k)}(x(t)) \leq PQ_{statcom \max} \quad (4.7)$$

ただし、

$PQ_{statcom}, PQ_{sssc}$	UPFCの各インバータの皮相電力
$PQ_{statcom \max}, PQ_{sssc \max}$	UPFCの各インバータの皮相電力の定格
$V_{U \max}$	UPFCの印加電圧の定格
P_j	送電線 <i>j</i> の通過有効電力
$V_i, V_{i \max}, V_{i \min}$	ノード <i>i</i> の電圧とその上下限
$P_{j \max}$	送電線 <i>j</i> の熱容量上限
x	電力システムの動的要素
y	システムのアドミタンス行列
V, I	ノードの電圧, 電流
B	すべての送電線の集合
A	すべての事故ケースの集合

各変数添え字 (k) は事故ケース $k=1, 2, \dots, N$ の場合を示す。

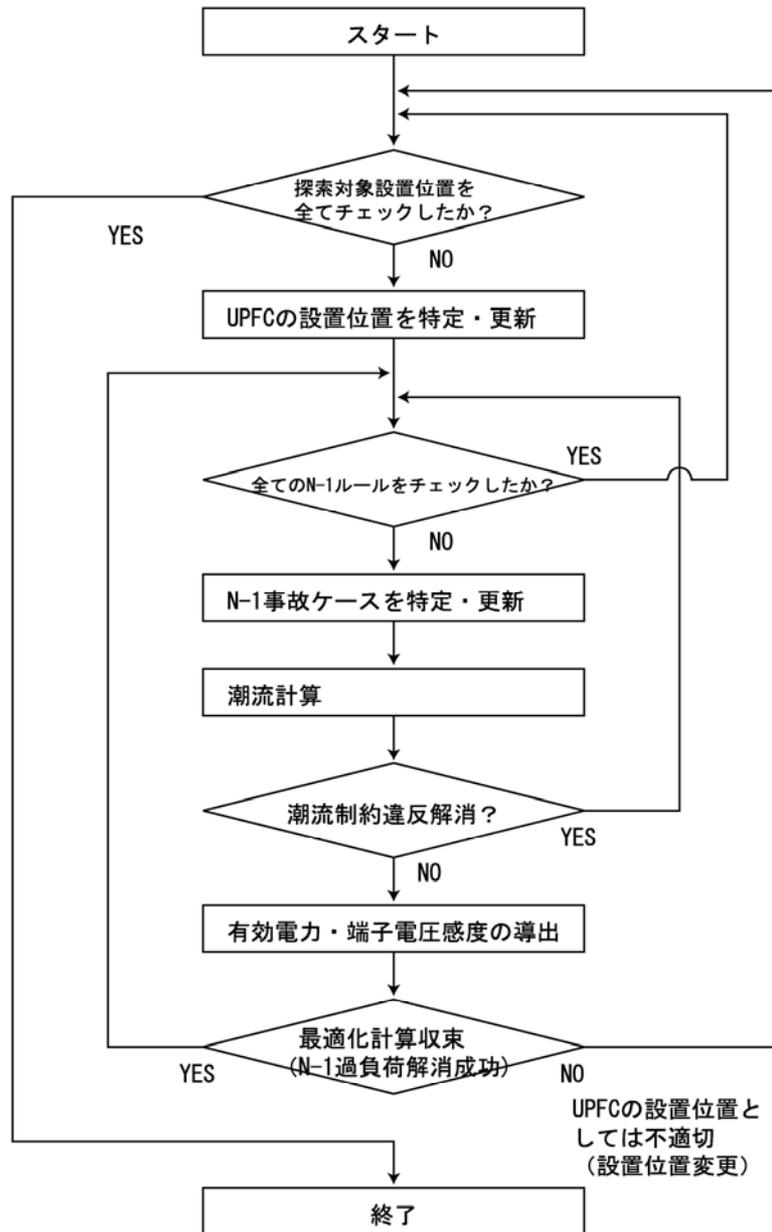


図 4.2：潮流制御のアルゴリズム

4-3 UPFC による定態安定度向上制御

同じくATC計算に用いる定態安定度向上制御のアルゴリズムについて説明する。定態安定度向上制御^{[6][13]}では、定態安定度を示す電力システムの線形化モデルの固有値を左半平面に動かす際に固有値感度の計算を行い、パラメータの移動が最も少なくすむようにパラメータを動かすという操作量準最小化アルゴリズムを用いている。制御の際、線形性を

崩さないように 1 回の制御を 20 回のステップに分けて段階的に行っている。安定限界は固有値が左半平面にあることとした。なお、制御の際、UPFCの操作変数 V_{du} を用いて安定化させることも可能であるが、設置容量最小化のためにはなるべく操作変数を使わない方が好ましい。本研究では、操作変数を使わずに制御系のパラメータのみで定態安定度向上を行っている。

4-4 UPFC による過渡安定度向上制御

4-4-1 過渡安定度向上制御のアルゴリズム

過渡安定度向上制御の概要

UPFCの操作変数 V_{du} , V_{qu} , Q_{inj} にはそれぞれ図 3.8 のようなPSSタイプの制御系が使われるが、この制御系の K_p , T_{p2} によって過渡時の操作パラメータの動きは決定される。この操作パラメータの動きによって、UPFCは過渡安定度を改善する可能性があると考えられる。

この制御系で、定態安定度のみを考慮して設計された K_p , T_{p2} の組み合わせをそのまま用いて過渡安定度が保たれることもある^[13]。しかし、多くの場合定態安定度のみを考えたATCに達する前に過渡安定度を満たさなくなってしまう。また、図 4.1 で定態安定度制約を満たしていた場合はこの制御系定数はすべて初期状態のままであり^[6]、過渡シミュレーション時にPSS制御系は動作しない。そこで過渡安定度を改善しない場合に、さらにこの制御系パラメータを最適化すれば、過渡安定度を改善できる可能性がある。

過渡シミュレーション時、操作パラメータの動向に直接効いてくるのはゲイン K_p であり、最も過渡安定度を向上させられる V_{du} , V_{qu} , Q_{inj} それぞれの K_p を決めることが過渡安定度向上プログラムの目的である。

UPFCの操作変数 V_{du} , V_{qu} , Q_{inj} の初期値は定常状態で潮流制約を満たすものを使い、制御系パラメータ K_p は過渡安定度を満たすものを選ぶ方針とする。もちろん過渡安定度を改善する K_p の組み合わせが定態安定度を満たすかどうか固有値をチェックする必要がある。

制御系ゲイン K_p の決定方法

考える潮流状態で最過酷事故点での事故時の過渡シミュレーションを行って制御系ゲイン K_p を決定する。3 つの K_p の組み合わせを全通り考え、その都度過渡解析を行って最適な組み合わせを考えると非常に大きな計算時間を必要として非現実的である。そこで、次の図 4.3 のフローチャートのような操作を行って K_p を決める。これは最も状態を改善するパラメータから変えていく方法である。

例えば定常状態の K_p の組が $(K_{p0}[1], K_{p0}[2], K_{p0}[3])$ としたとき、この状態から一つのパラメータだけを微小に変化した 6 通りの組を考える。 $\{(K_{p0}[1] \pm \epsilon, K_{p0}[2], K_{p0}[3]), (K_{p0}[1], K_{p0}[2] \pm \epsilon, K_{p0}[3]), (K_{p0}[1], K_{p0}[2], K_{p0}[3] \pm \epsilon)\}$ の 6 通り} 6 つの組でそれぞれ過渡シミュレーション

ヨンを行い、最もCCTが大きくなった組に K_p を更新していくというわけである。ただし、最大となるCCTをもつ K_p の組が複数存在する場合もありうる。そのような場合は設置容量が最小となるものを選ぶ。ここでいう設置容量とは、過渡シミュレーション時にUPFCを通過する皮相電力の最大値のことであり、過渡状態が厳しいほどより大きな皮相電力を必要とすると考える(3-8)からである。設置容量の最小化を目的としているわけではないが、結果として最小化を行っていることになる(準最小化)。

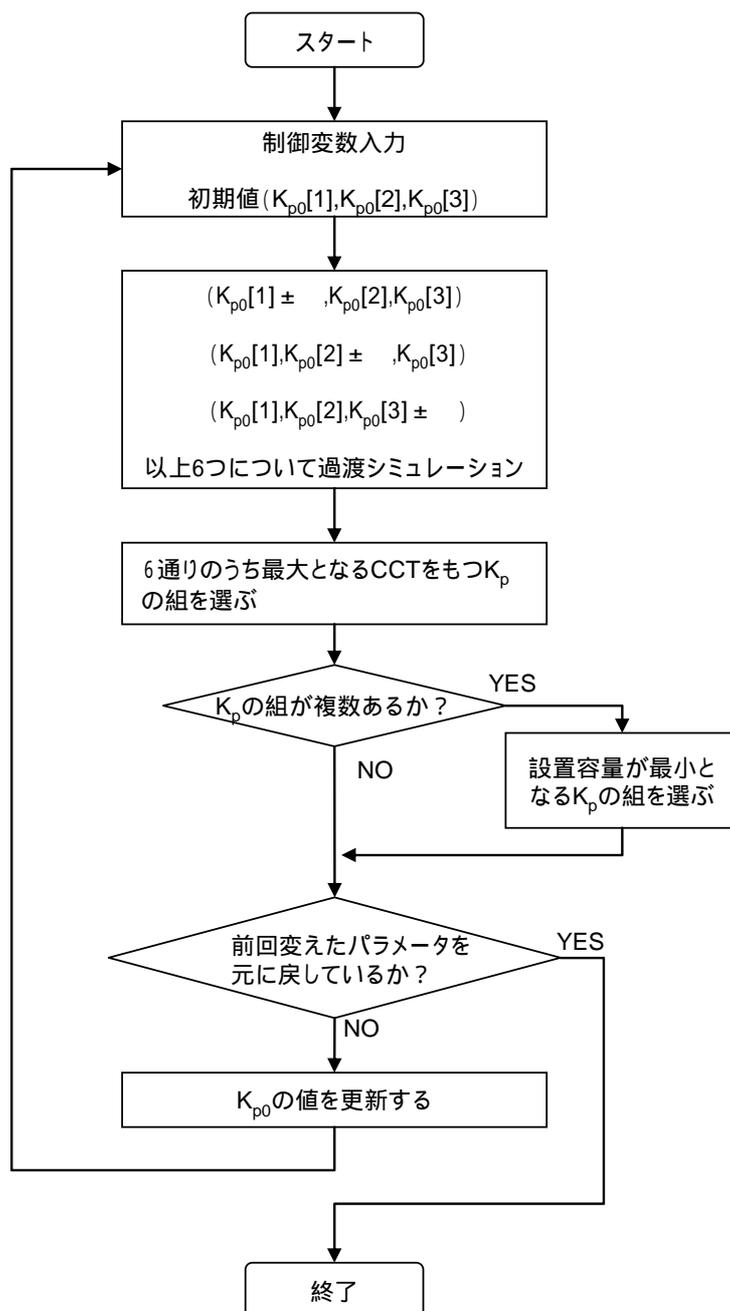


図 4.3 : 過渡安定度向上のための制御系ゲイン K_p 決定のアルゴリズム

4-4-2 最過酷事故点が変わる場合の対応

図 4.3 の K_p 決定法は、ある潮流で最過酷（CCTが最小）な事故点について行っている。つまり最過酷な事故を改善するように K_p を動かしているということになる。よって、 K_p の決定前はA点で最過酷だった事故が、決定後はA点ではなくB点で最過酷になる可能性もありうる。よってA点での事故に対してCCT基準を確保できるよう K_p を決定した後にもう一度すべての事故において過渡シミュレーションを行って確認する必要がある。

最過酷事故点が変わる要因としては次のようなことが考えられる。

1. ある経路の ATC を増やしていくことで潮流状態が変わるため。
2. UPFCの操作変数である V_{du} , V_{qu} , Q_{inj} の定常状態における値によって、潮流状態が変わるため。
3. 過渡時にある点Aでの事故について決定した K_p の組では、別の点Bでの事故を改善できないため。

1 や 2 の要因であれば、 K_p 決定の前に最過酷事故点を調べることで改善できるが、3 のような場合はその都度対応していくしかない。もし、CCT基準を確保できない事故点Bが存在するか、もしくはUPFCの通過皮相電力がA点 < B点となるような場合は、その K_p の組を初期値としてもう一度、今度はB点について K_p を決定する必要がある。これを繰り返すことですべての事故点を見たとき設置容量が最小となるようなものを見つけることが可能であると考えられる。ただし、非常に複雑になるので、本研究ではCCT基準を確保できない場合や大きく設置容量が違う場合を除いて、新たな事故点での K_p 決定を繰り返すことは行っていない。

第 5 章

ATC 拡大のため UPFC を導入した系統の供給信頼度評価手法

5-1 供給信頼度の定義

停電を起こさずにいつも規定の電圧，規定の周波数の波形の正しい電気を供給できるかどうかの基準を供給信頼度という。供給信頼性を量的に表現する場合に考慮する必要がある最も重要な問題に停電があり，停電の頻度や大きさ，持続時間などが信頼性の評価基準となりうる。本研究で用いる供給信頼度の指標を表 5.1 に示す。それぞれ式(5.1)～(5.3)で計算される。LOLP は停電が起こる確率，LOLE は 1 年間に停電が起こる日数の期待値，EENS は 1 年間の供給支障電力量の期待値を表す。LOLE は LOLP に単位時間（本研究では 1 年の日数である 365 日）をかけたものであり LOLP と単位が異なるだけで同じ量的指標である。本研究では停電時間の指標として LOLE を，停電量（供給支障電力量）の指標として EENS を用いる。

表 5.1：供給信頼度の評価指標

評価指標	訳	単位
LOLP(Loss of Load Probability)	電力不足確率	-
LOLE(Loss of Load Expectation)	見込み不足日数	[day/year]
EENS(Expected Energy Not Supplied)	見込み不足電力量	[MWh/year]

$$LOLP = \frac{\sum failure\ time}{Simulation\ period} \quad (5.1)$$

$$LOLE = Period \times LOLP = Period \times \frac{\sum failure\ time}{Simulation\ period} \quad (5.2)$$

$$EENS = \frac{\sum curtailed\ load \times failure\ time}{Simulation\ period} \quad (5.3)$$

停電，つまり電力供給支障を起こす原因には，発電所，変電所，送電線，配電線などの系統構成機器の故障がある。また，それ以外に出水や負荷予測の違いによる場合がある。供給信頼度の向上策としては，予備力の充実，系統構成の変更，系統連系，負荷予測・出水予測の精密化，系統復旧能力の向上，保護継電装置の信頼度向上などがある。

一般に供給信頼度には発電機などの電源の故障を考えた電源信頼度と送電線の故障を考えた送電信頼度がある。本研究では，UPFC を送電ネットワークによる制約違反解消のため系統に導入するので，送電線の故障のみを考えた送電信頼度について評価する。

5-2 供給信頼度評価の対象と目的

第4章と同じく，UPFC はある経路の ATC を拡大する目的で，つまりある経路の ATC を拡大する上で出現する制約違反を解消するために系統に導入する。まず託送電力を拡大したい経路の UPFC を用いて最大化された ATC を計算する。ATC の制約についてはこれまで通り熱的潮流制約，定態安定度制約，過渡安定度制約を考えるが，UPFC は熱的潮流制約解消および過渡安定度向上には用いるとし，定態安定度向上には用いない。

この ATC を実現した潮流状態においては，UPFC がなくても送電線の事故が起こらなければ制約に違反せず供給支障も起きないが，ある送電線の1回線に事故が起こると UPFC なしでは熱的潮流制約または過渡安定度制約の違反を起こしてしまうものである。(N-1 ルールを満たせない。)

この，ある経路の託送電力が UPFC によって拡大された ATC となるような潮流状態を，供給信頼度指標の計算のために使用する負荷曲線の夏の昼のピーク時の潮流状態とする。負荷曲線に応じて各発電機出力および各負荷を同じ割合ずつ増減させて，時間帯ごとに確率的に送電線事故および UPFC の事故を起こし，信頼度指標を計算する。同じ負荷曲線を使用し UPFC を導入するかしないかの2種類の場合の信頼度を調べ比較する。

定態安定度について

信頼度計算においては定態安定度向上制御を用いないが，その理由について説明する。定態安定度については第4章の ATC 計算のときも N-1 事故後の状態については定態安定度向上制御を行っていない。これは，固有値制御に非常に計算時間がかかるためである。供給信頼度評価に関しても N-1 状態での定態安定度は考えないものとし，健全状態で定態安定度制約に違反しない潮流状態を選ぶこととする。UPFC は ATC 拡大を目的として系統に導入するが，この場合の ATC で定態安定度制約によって決まるものはない。そうしないと，UPFC を系統に導入していない場合は，健全状態ですら定態安定度を保てないという事態になってしまうためである。つまり，今回は UPFC の定態安定度向上制御は行わない。定態安定度向上制御は UPFC の制御パラメータを「健全状態での定態安定度」を向上するよ

う定めるものであり、健全状態で違反状態となるものを考えていては UPFC がある場合とない場合の信頼度比較ができないためである。(ない場合はもともと定態安定度が悪く存在しえない潮流状態ということになる。)ただし定態安定度を無視するわけではなく、健全状態で固有値が常に左半平面にある定態安定な潮流状態を用いることとする。UPFC の制御系はもっぱら過渡安定度制約の解消に用いる。

5-3 最適潮流制御された系統の信頼度評価手法

UPFC を用いた最適潮流制御により ATC が拡大された系統の供給信頼度計算の手法を図 5.1 のフローチャートに示す。これは UPFC を導入した系統の LOLE, EENS を計算するアルゴリズムである。まず、ある経路の ATC を UPFC で拡大し、夏のピーク時の潮流状態とする。この ATC の潮流状態とは、もし UPFC を導入していないと、ある送電線 1 回線に事故が起こったとき過渡安定度を保てないか、もしくは 1 回線開放した事故除去後に熱的潮流制約を満たさなくて制約に違反する。ただし、事故のない健全状態では熱的潮流制約違反は起こさない。つまり、N-1 ルールは満たさないが健全状態では制約に違反しないものである。ピーク時だけでなく、重潮流の状態のときに送電線で事故が起こると制約に違反する可能性がある。

その後、モンテカルロシミュレーションによって信頼度指標を計算する。1 時間ごとに時間を進め、負荷曲線に応じて各発電機出力および各負荷を同じ割合ずつ増減させて、時間帯ごとに確率的に送電線の事故および UPFC の事故を起こす。

送電線事故が起こった場合、まず過渡シミュレーションによって過渡安定度を確認する。過渡安定度制約に違反する場合、安定度が保てるよう発電機出力を減少させる。この場合は停電となり発電機出力の減少分が供給支障電力となる。

送電線の 1 回線三相地絡事故は 1 回線を開放して事故除去するので、次は事故後の送電線開放状態について送電線の熱的潮流制約を確認する。熱的潮流制約に違反する場合、UPFC によって過負荷解消のための最適潮流制御を行う。そして停電判定および供給支障電力の計算を行う。

以上のように停電判定が終わったら、次の時間帯に進んで同じような操作を行う。これを、LOLE, EENS が収束するまで十分な回数くり返す。

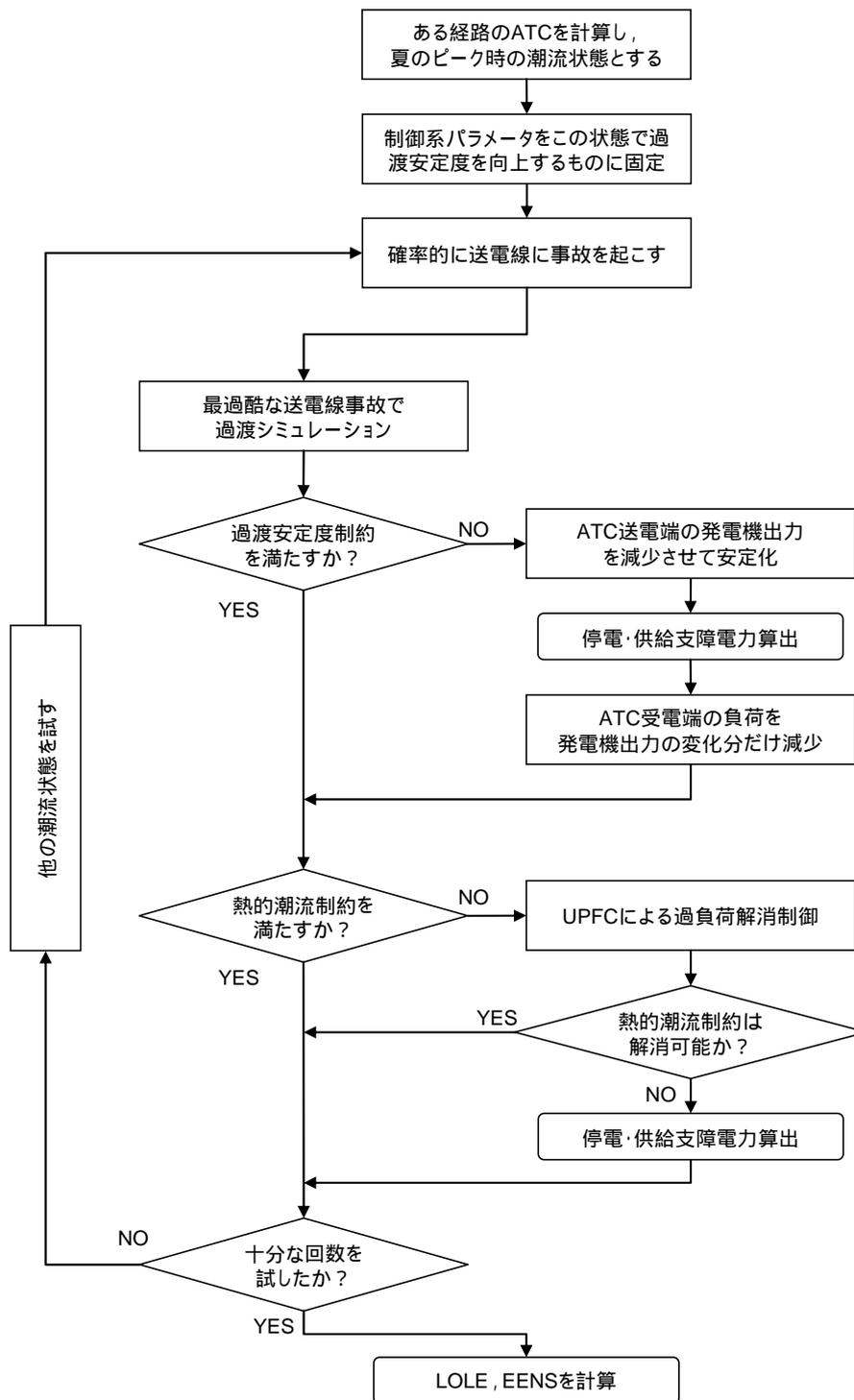


図 5.1 : UPFC を導入した系統の信頼度計算のアルゴリズム

5-4 信頼度計算における UPFC を用いた過渡シミュレーション

UPFC の制御系の値は，ATC の状態において最過酷事故送電線で 1 回線三相地絡事故が起きたときに過渡安定度を保てるよう過渡安定度向上制御（4-4）によってパラメータを

決定する。信頼度計算のモンテカルロシミュレーションにおいて送電線 1 回線に事故が起こったときは、その制御系パラメータの値を用いて過渡シミュレーションを行う。UPFC がない場合、故障している場合は UPFC が系統に導入されていない状態で過渡シミュレーションを行う。

事故が起こった送電線の 1 回線を開放して事故を除去するが、過渡安定度が満たされない場合、もしくは決められた容量を超過する場合は発電機出力を減少させて安定化する。(厳密には発電機の機械入力を減じることで結果として発電機出力も減少している。)この場合は停電となり発電機出力の減少分が供給支障電力となる。本研究では、ある経路の ATC 拡大のため託送電力を大きくしていく過程で過渡安定度制約違反が生じるため、最も効果的に過渡安定化できる ATC 送電端の発電機出力を減少させている。発電機は事故発生後 60[ms]でその出力を減少させるものとして、その条件で過渡シミュレーションを行う。負荷は定インピーダンス化してアドミタンス行列に組み込んだ状態で過渡シミュレーションを行う。発電機出力を減少させた場合、その状態が信頼度評価シミュレーションにおける最小時間単位である 1 時間続くとして停電時間および供給支障電力量を計算する。

複数の送電線で事故が起こった場合は起こる送電線事故のうち最も過酷な事故についてのみ過渡シミュレーションを行う。一般に最過酷な送電線で過渡安定度が保たれれば他の送電線で事故が起こっても過渡安定であるし、安定度を保つため発電機出力減少・負荷遮断した場合も、最過酷な送電線事故において安定になるよう出力を減少させているので、その他の事故が起こっても安定であるから、最過酷な送電線事故の過渡シミュレーションを行えば十分である。ただしその後の熱的潮流制約については、複数送電線が 1 回線開放している状態 (N-2 以上の状態) を調べる。

5-5 熱的潮流制約違反解消のための UPFC による最適潮流制御

地絡事故を除去した後の系統が熱的潮流制約に違反する場合、UPFC によって決められた容量以内で送電線の熱的潮流制約を解消し、供給支障電力が最小になるよう最適潮流制御を行う。UPFC を導入していない場合、もしくは故障している場合は供給支障電力が最小になるよう負荷遮断をすることになる。本研究では、UPFC の送電線の過負荷解消能力について検証したいので、発電機の持ち替えは行わない。送電線開放故障が起こったとき、供給支障電力を最小化する最適化問題を逐次二次計画法によって解くことで UPFC による最適潮流制御を行っている。この最適化問題の決定変数は UPFC の操作変数 u 、各ノード電圧 x である。目的関数は(5.4)式で、制約条件は(5.5)～(5.13)式であり、UPFC を用いない場合や UPFC が故障している場合は決定変数を x のみとし、(5.12)、(5.13)式を制約条件から省いた問題を解く。

(目的関数)

$$\sum_i \tilde{P}_{Li} - \sum_i P_{Li} \rightarrow \min \quad (i \in L) \quad (5.4)$$

(定常時における潮流に関する方程式)

$$I = yV \quad (5.5)$$

(PV 指定ノードの制約)

$$P_{Gi}(\eta, x) \leq \tilde{P}_{Gi} \quad (i \in G) \quad (5.6)$$

$$V_{Gi}(\eta, x) = \tilde{V}_{Gi} \quad (i \in G) \quad (5.7)$$

(PQ 指定ノードの制約)

$$P_{Li}(\eta, x) \leq \tilde{P}_{Li} \quad (i \in L) \quad (5.8)$$

$$Q_{Li}(\eta, x) = \frac{\tilde{Q}_{Li}}{\tilde{P}_{Li}} P_{Li}(\eta, x) \quad (i \in L) \quad (5.9)$$

(送電線の潮流制約)

$$P_{Sj}(\eta, x) \leq P_{Sj \max} \quad (j \in T) \quad (5.10)$$

(電圧制限)

$$V_{i \min} \leq V_i(\eta, x) \leq V_{i \max} \quad (i \in N) \quad (5.11)$$

(UPFC の定格容量制限)

$$PQ_{statcom}(\eta, x) \leq PQ_{statcom \max} \quad (5.12)$$

$$PQ_{sssc}(\eta, x) \leq PQ_{sssc \max} \quad (5.13)$$

ただし,

x	最適化問題の決定変数
y	系統のアドミタンス行列
V, I	ノードの電圧, 電流
P_{Gi}	発電機 i の有効電力
\tilde{P}_{Gi}	発電機 i の有効電力の指定値
V_{Gi}	発電機 i の電圧
\tilde{V}_{Gi}	発電機 i の電圧の指定値
P_{Li}	負荷 i の有効電力
\tilde{P}_{Li}	負荷 i の有効電力の指定値
Q_{Li}	負荷 i の無効電力
\tilde{Q}_{Li}	負荷 i の無効電力の指定値
P_{Sj}	送電線 j の通過有効電力
$P_{Sj max}$	送電線 j の熱容量上限
$V_i, V_i max, V_i min$	ノード i の電圧とその上下限
$PQ_{statcom}, PQ_{sssc}$	UPFCの各インバータの通過皮相電力
$PQ_{statcom max}, PQ_{sssc max}$	UPFCの各インバータの定格容量
N	すべてのノードの集合
T	すべての送電線の集合
G	すべての発電機ノードの集合
L	すべての負荷ノードの集合

第 6 章

シミュレーションによる検証

6-1 UPFC を用いた最適潮流制御による過渡安定度を考慮した ATC 拡大手法の東 10 機系統モデルへの適用

6-1-1 シミュレーション条件

文献[9]では、最も簡単なループ系統である 3 機 9 母線系統(100MVA ベース)で UPFC を用いた最適潮流制御を行って熱的潮流制約や定態安定度制約だけでなく過渡安定度制約も改善して ATC を増加させることができることを確認した。本研究では、さらに大規模な系統において、特定の経路の ATC を向上させるといった実際の運用に近い状態でのシミュレーションを実行したい。ある送電線で過負荷が起こった場合、UPFC はその高速な制御性によって瞬時に設置ブランチのインピーダンスを変更し、潮流を他のブランチに迂回させることが可能である。もし送電線がループになっていないと潮流を迂回させようにも迂回できるブランチがないため、過負荷を解消することはほとんどできない。UPFC の主機能は過負荷解消であり[9]、まずこの制約違反解消ができるという前提でなければその後過渡安定度について議論する意味がない。よってループ部分に UPFC を設置することを前提とし、潮流 ATC を改善させた上で過渡安定度向上効果がどれくらい得られるか検証するべきである。そこで、シミュレーションにはループ系統である図 6.1 の電気学会東 10 機系統モデルを用いた。この系統のベース容量は 1000[MVA]、系統の総容量は 96.5[GW]である。変圧器、送電線、ベース潮流状態、発電機定数等のデータは付録 A 参照とする。

文献[6]の先行研究では、図 6.1 の東 10 機系統モデルの以下に示す 3 つの託送ケースについて、過渡安定度制約は考えず、熱的潮流制約および定態安定度制約のみを考えた UPFC による最適潮流制御を用いた ATC 拡大の効果が確認されている。括弧内の数字はその場合の最大 ATC を確保できた UPFC 設置送電線の番号を示す。つまり、熱的潮流制約と定態安定度制約を解消する目的で最適な設置位置である。

1. 発電機 06 負荷 43 (34) ...近距離託送ケース
2. 発電機 10 負荷 38 (38) ...遠距離託送ケース
3. 発電機 02 負荷 41 (20) ...中距離託送ケース

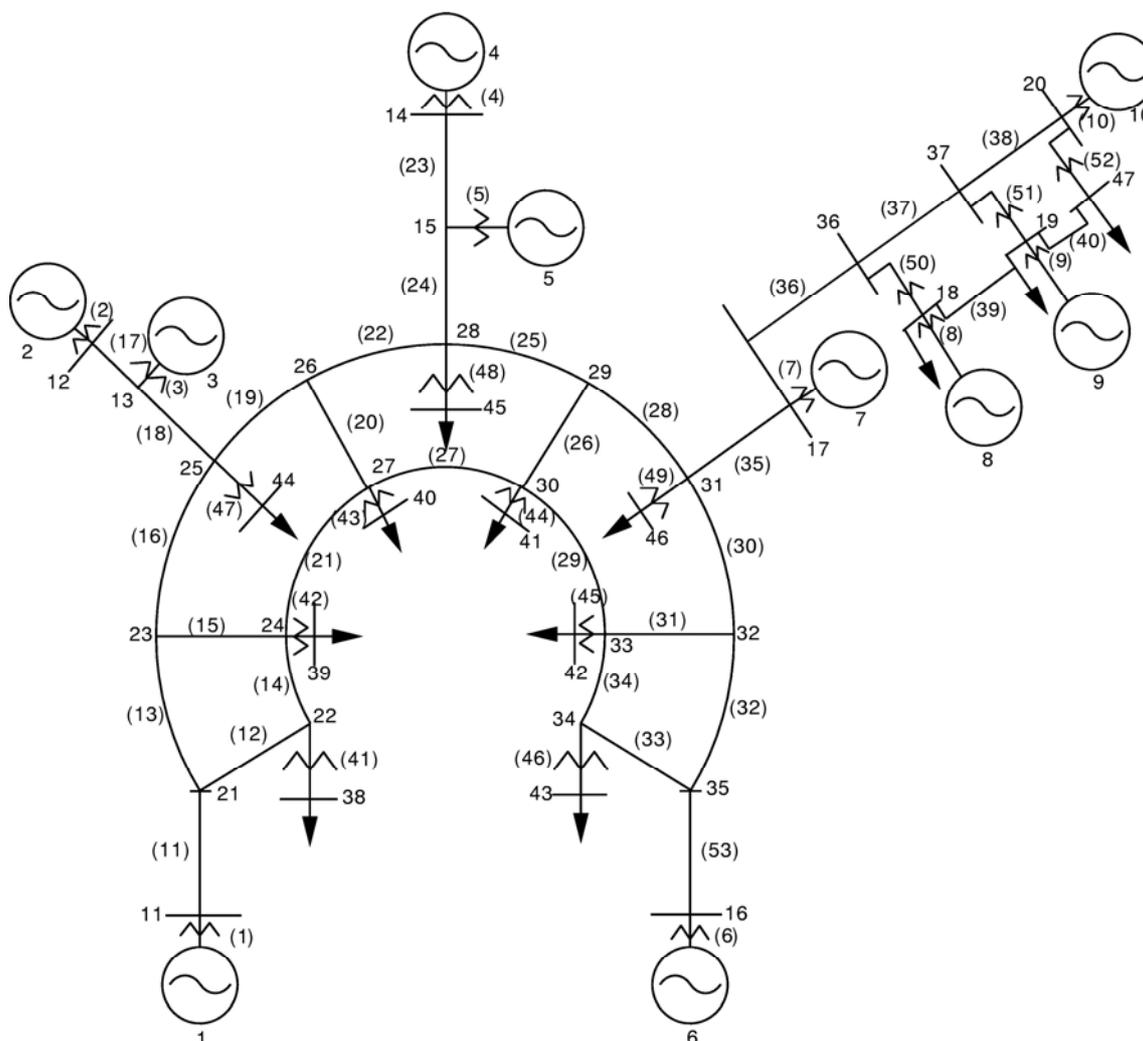


図 6.1 : 電気学会東 10 系統モデル

UPFC の過渡安定度向上効果は限定的なものであり、すべての事故ケース、託送ケースを 1 台の UPFC で対応するのは難しい。また、UPFC には送電線の熱的潮流制約違反解消と定態安定度向上という機能がまずあって、付加的な機能として過渡安定度向上に用いるのが妥当である。そこで本研究では、UPFC の使い方の基礎的検討として以上 3 つの託送ケースそれぞれについて、熱的潮流制約と定態安定度向上の観点から最適な送電線（括弧内の送電線番号）に UPFC を設置するとして、その設置位置で過渡安定度向上制御を行い、過渡安定度も考慮した ATC を計算し、その効果について検討を行うこととした。過渡安定度については、事故は注目する経路の発電機ノード至近端での三相地絡事故が最も厳しいのでその事故について過渡安定度向上制御を行った。故障除去時間 CCT の基準は 200[ms]

とし、簡単のため事故発生後 200[ms]後に線路開放による事故除去および再閉路を同時に行うものとする。

6-1-2 シミュレーション結果

(1) 近距離託送ケース

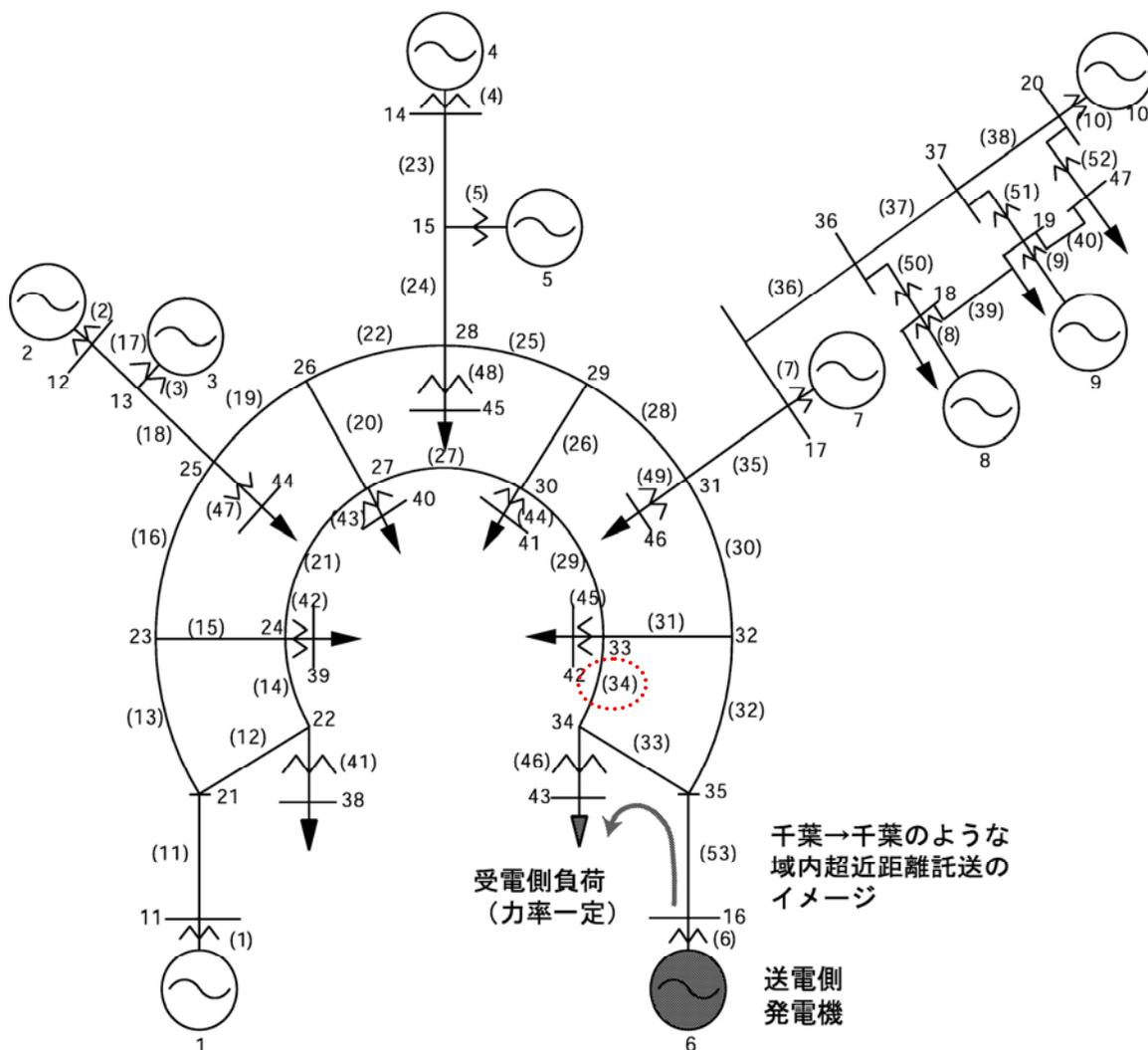


図 6.2 : 近距離託送ケース

図 6.2 の発電機 6 から負荷 43 への託送ケースについて、UPFC を送電線 34 に設置したときの ATC を計算した。熱的潮流制約、定態安定度制約、さらに過渡安定度制約を考慮した ATC の計算結果および UPFC の必要インバータ設置容量を表 6.1、表 6.2 に示す。過渡安定度向上制御の対象事故はノード 6 の三相地絡事故とした。ATC/Capacity とは、表 6.1 の ATC 増分を表 6.2 の UPFC のインバータ総設置容量で除した単位容量あたりの ATC

増分を示す。

託送電力を増加させていくとまず過渡安定度制約違反が現れ、さらに託送電力を大きくすると送電線の熱的潮流制約にも違反し、2つの制約を UPFC で解消している。最終的な ATC は過渡安定度制約で決まっている。

一般の系統において、故障除去時間は最短 70[ms]程度であるが、本節では東 10 機系統での過渡安定度向上効果を調べるため、200[ms]とかなり長めに設定している。そのため、UPFC の容量がかなり大きくなっているが、除去時間を 70[ms]に向けて小さくしていくとこの UPFC 容量はもっと小さくなる。(例えば CCT を 150[ms]にすると容量がおよそ 10 分の 1 になる場合もある。)

表 6.1 : ATC 計算結果 (G6 L43)

ATC without UPFC (MW)	ATC with UPFC (MW)	ATC (MW)
2950	4740	1790

表 6.2 : 表 6.1 の ATC の実現に必要なインバータ設置容量

Required Capacities(MVA)			ATC/Capacity (MW/MVA)
STATCOM	SSSC	Total	
10300	14200	24500	0.073

次に、過渡安定度を考慮した UPFC のインバータ設置容量、操作変数の定常値、制御系ゲインの推移をそれぞれ図 6.3、図 6.4、図 6.5 に示す。託送電力が小さいときは、STATCOM の容量が SSSC より多く必要とされる傾向があるが、託送電力が大きくなるにつれて SSSC の容量の増え方も大きくなり、潮流制約違反解消が始まる託送電力を超えると SSSC は STATCOM より大きな容量が必要とされる。図 6.5 から、 V_{du} 、 V_{qu} のゲインの絶対値と比べて、 Q_{inj} のゲインが大きいことが分かる。 V_{du} 、 V_{qu} 、 Q_{inj} が定常値を持たないときはいずれのゲインの絶対値も単調に増加しているが、熱的潮流制約に違反して定常値を持った後はそうならなくなっている。

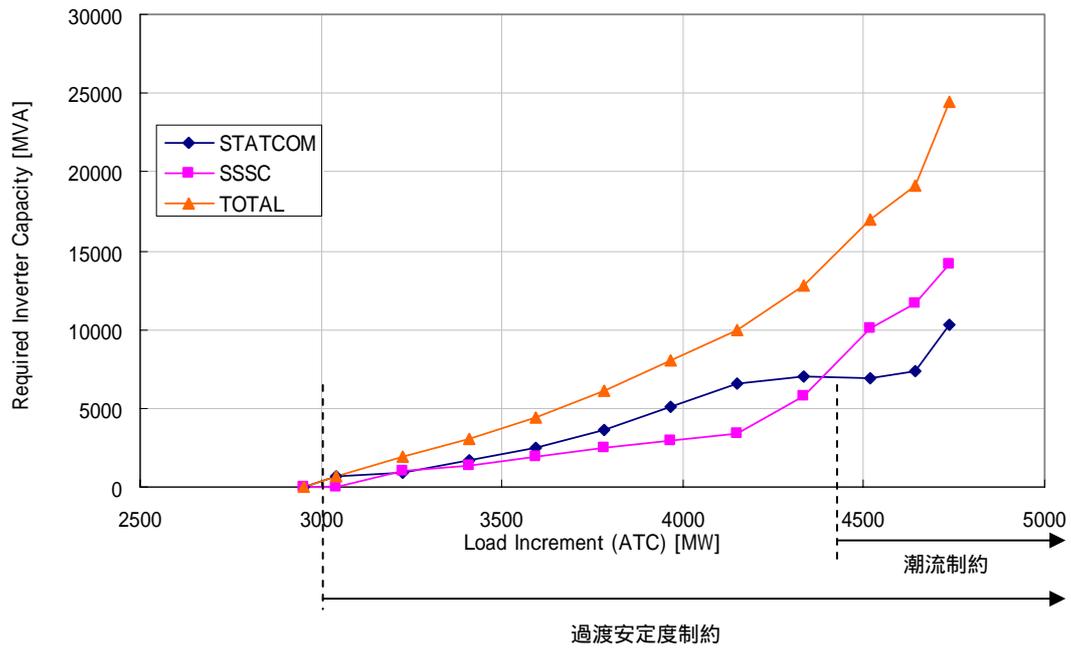


図 6.3 : 託送電力の増加とインバータ容量の関係
(UPFC on branch 34 , G6 L43)

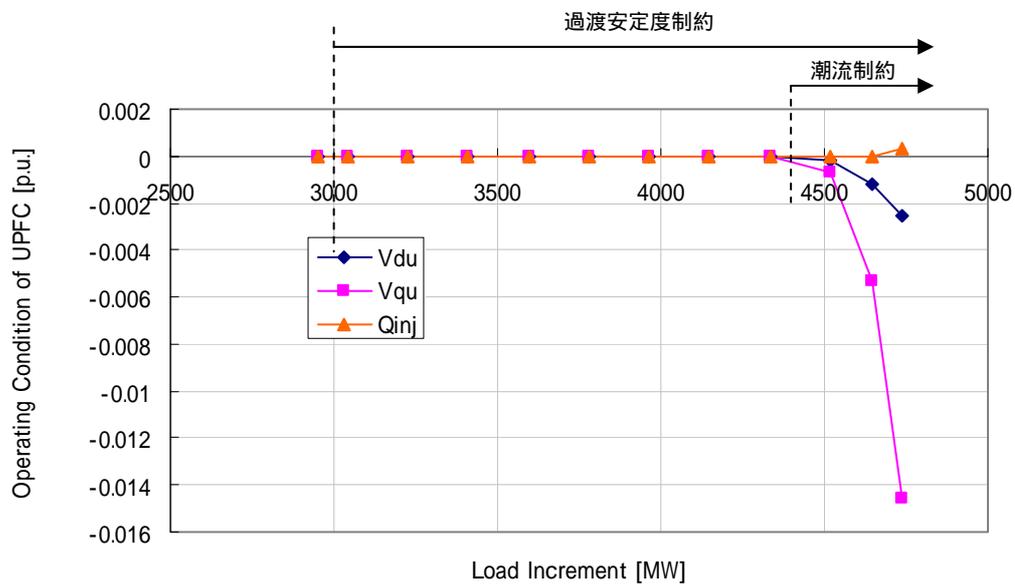


図 6.4 : 託送電力の増加と UPFC 操作変数の関係
(UPFC on branch 34 , G6 L43)

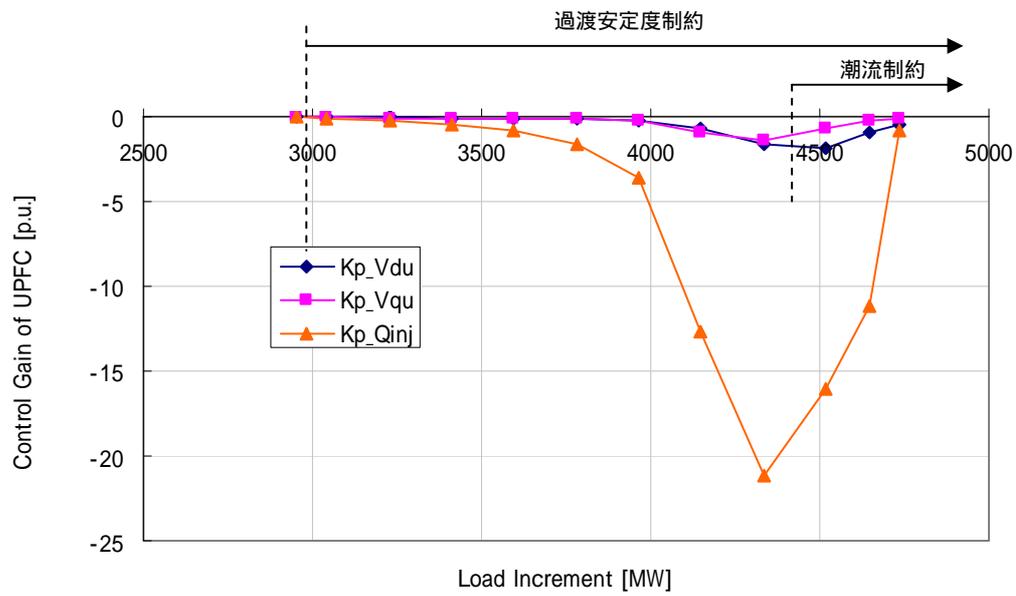


図 6.5 : 託送電力の増加と UPFC 制御系パラメータの関係
(UPFC on branch 34 , G6 L43)

(2) 遠距離託送ケース

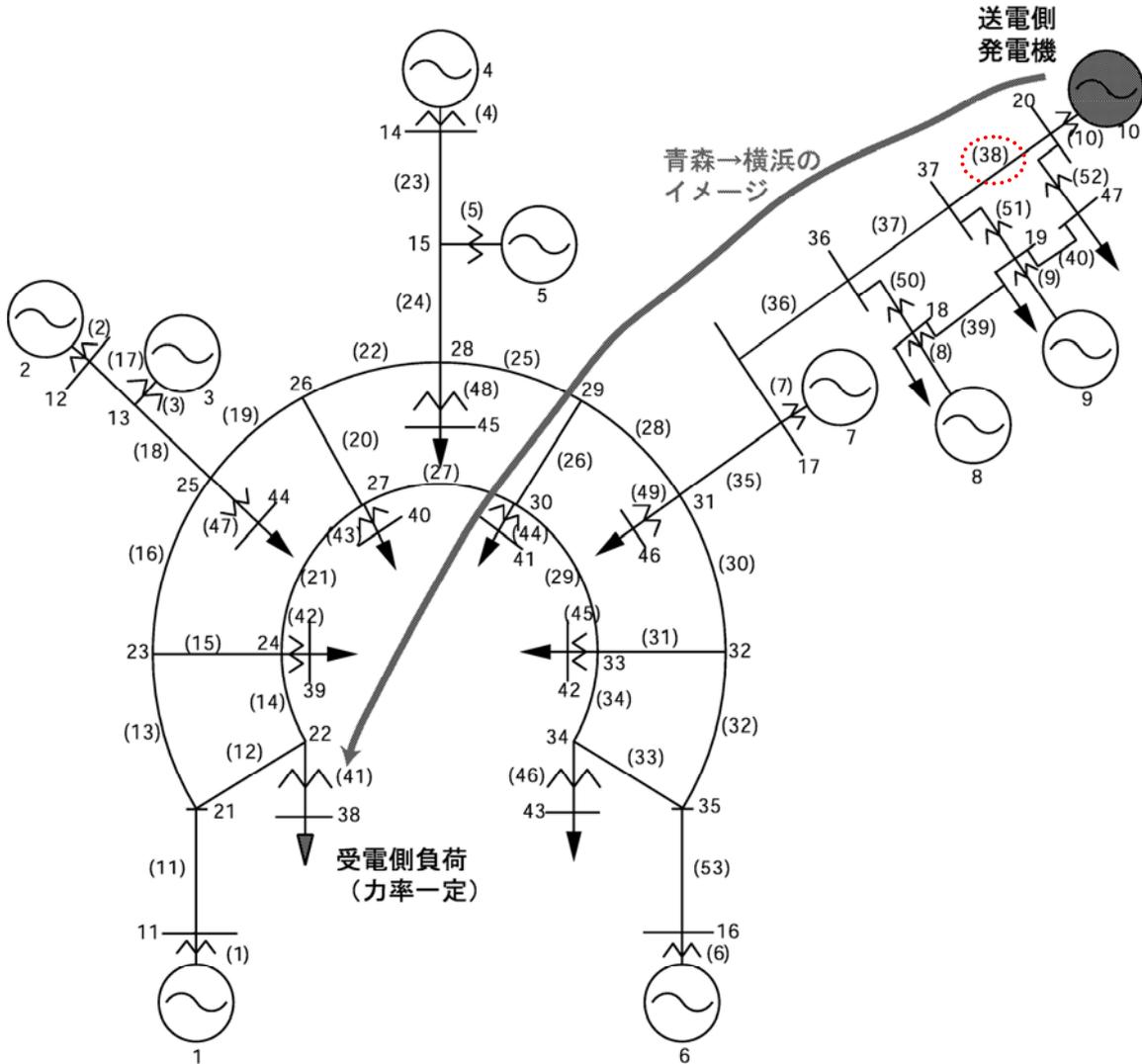


図 6.6 : 遠距離託送ケース

図 6.6 の発電機 10 から負荷 38 への託送ケースについて、UPFC を送電線 38 に設置したときの ATC を計算した。熱的潮流制約、定態安定度制約、さらに過渡安定度制約を考慮した ATC の計算結果および UPFC の必要インバータ設置容量を表 6.3、表 6.4 に示す。過渡安定度向上制御の対象事故はノード 10 の三相地絡事故とした。託送電力を増加させていくとまず過渡安定度制約に違反し、他の制約が現れる前に過渡安定度制約によって ATC が決まっている。表 6.2 の近距離託送ケースと比べて単位容量あたりの ATC 増分が大きいが、これは違反する制約が過渡安定度だけで、全ての容量を過渡安定度向上のためにだけ使うからと考えられる。

表 6.3 : ATC計算結果 (G6 L43)

ATC without UPFC (MW)	ATC with UPFC (MW)	ATC (MW)
740	1490	750

表 6.4 : 表 6.3 の ATC の実現に必要なインバータ設置容量

Required Capacities(MVA)			ATC/Capacity (MW/MVA)
STATCOM	SSSC	Total	
5900	2400	8300	0.090

次に、過渡安定度を考慮したUPFCのインバータ設置容量，操作変数の定常値，制御系ゲインの推移を図 6.7，図 6.8，図 6.9 に示す。熱的潮流制約に違反しないので操作変数の定常値は0のまま変化しない。STATCOMの容量がSSSCより大きく必要とされる傾向がある。託送電力が大きくなるとSSSCの容量も必要とされる。制御系ゲインの絶対値は， V_{du} ， V_{qu} のゲインと比べて Q_{inj} のゲインが大きく，いずれも単調に増加している。

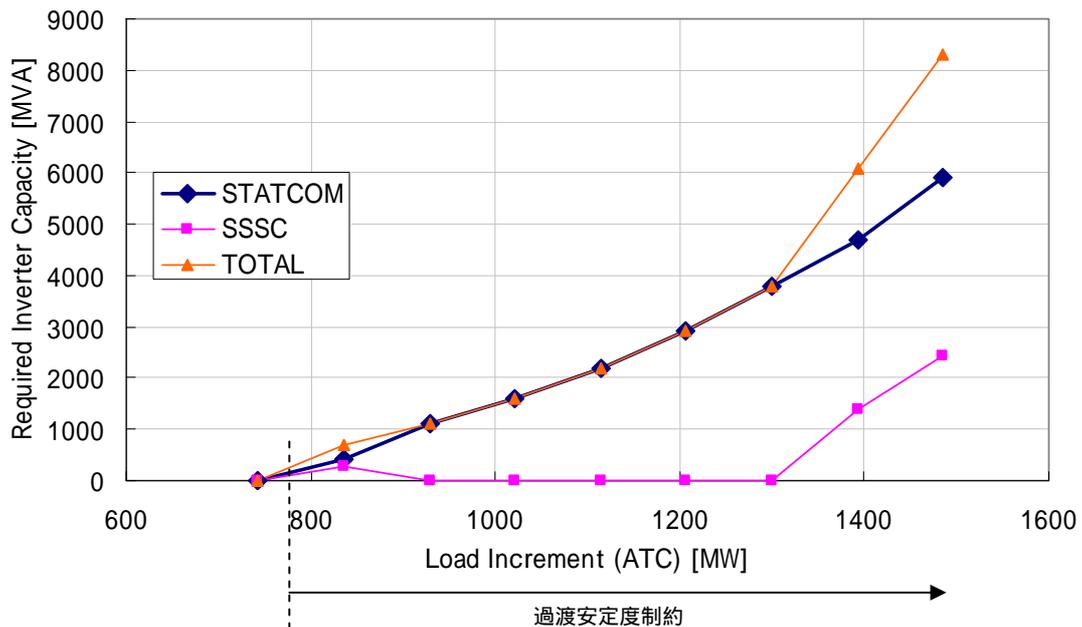


図 6.7 : 託送電力の増加とインバータ容量の関係
(UPFC on branch 38 , G10 L38)

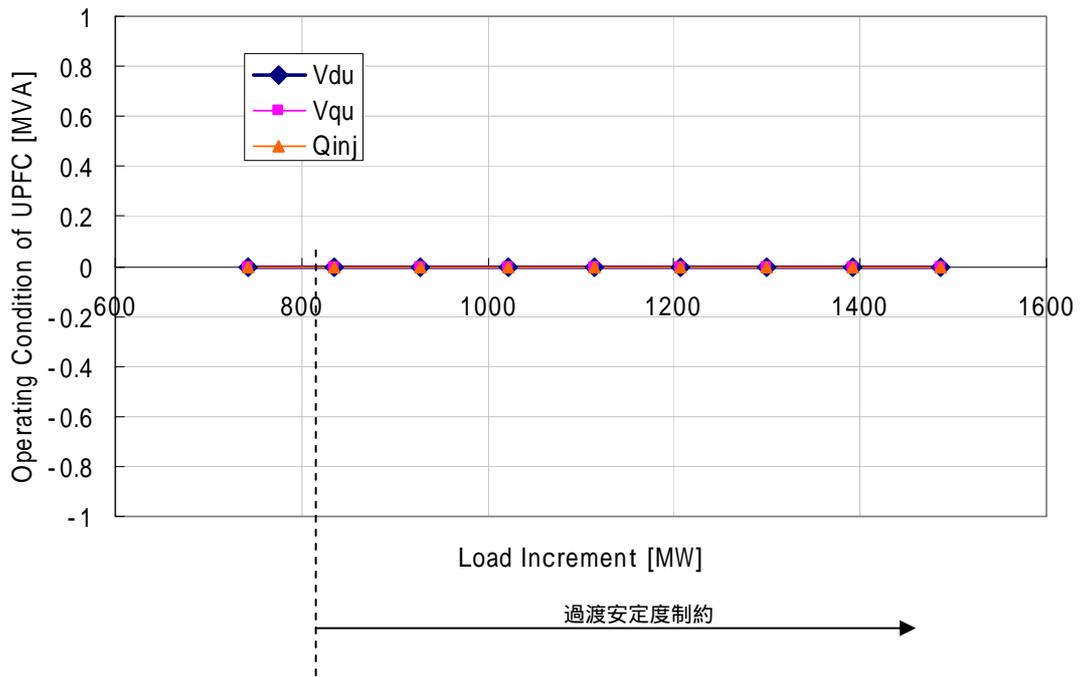


図 6.8 : 託送電力の増加と UPFC 操作変数の関係
(UPFC on branch 38, G10 L38)

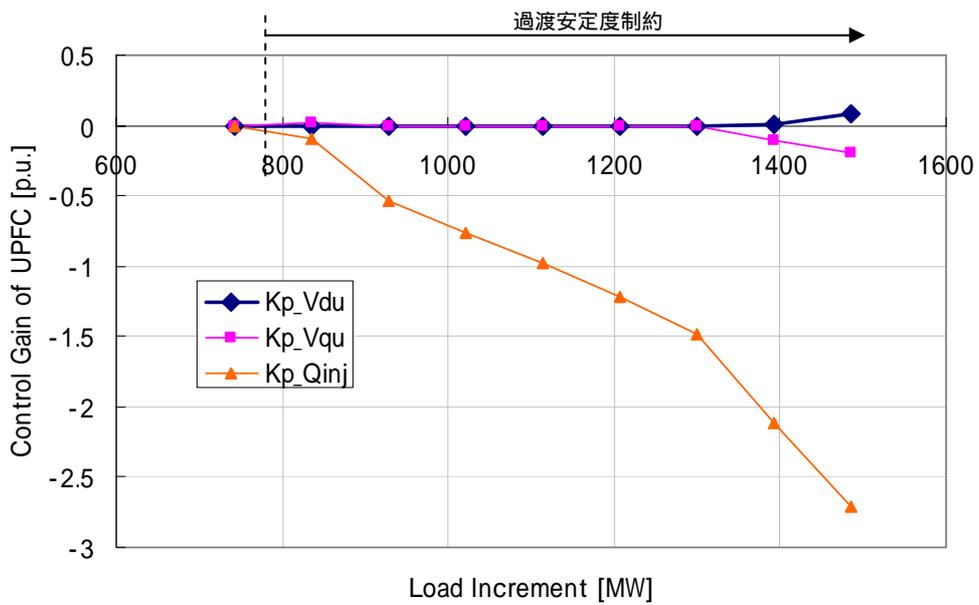


図 6.9 : 託送電力の増加と UPFC 制御系パラメータの関係
(UPFC on branch 38, G10 L38)

(3) 中距離託送ケース

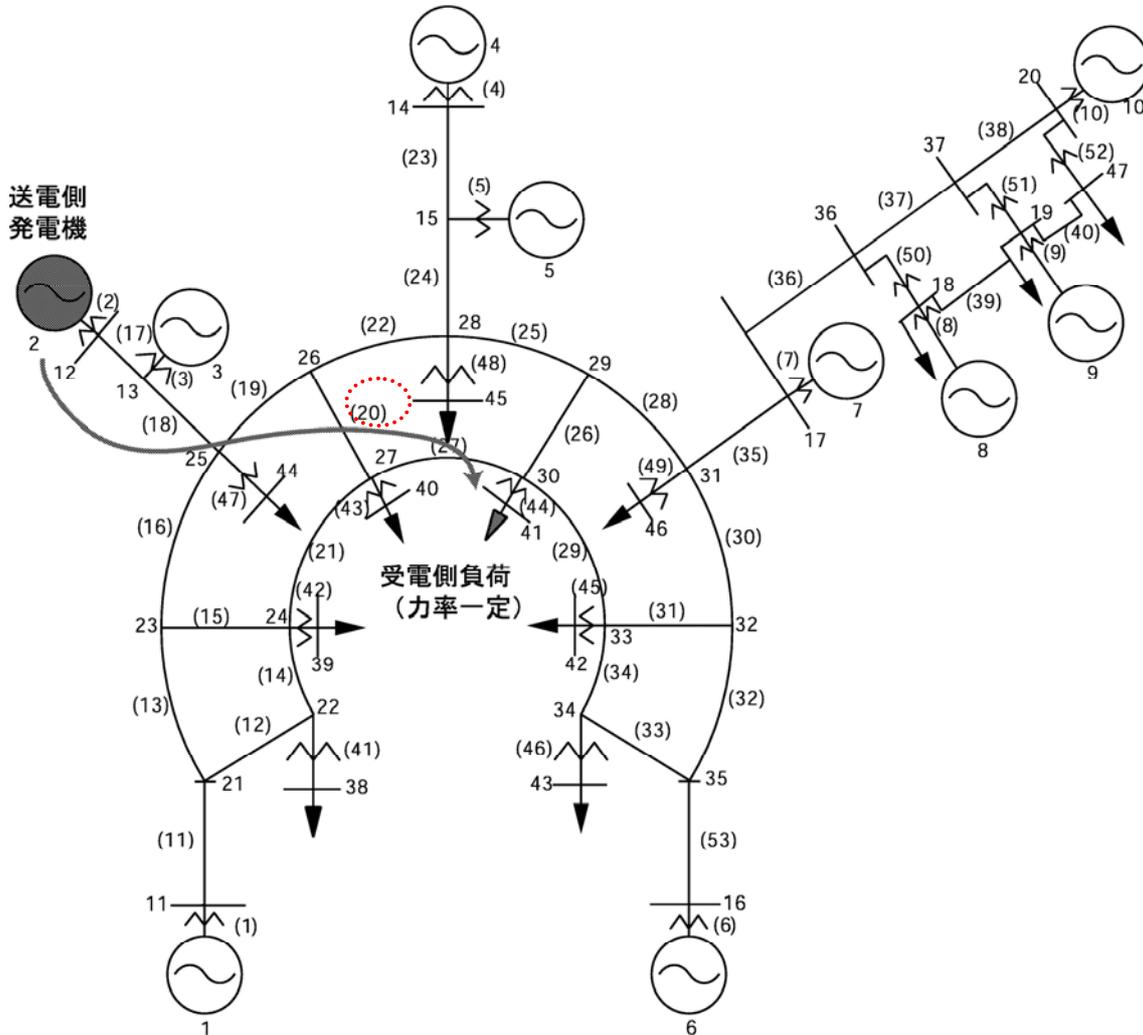


図 6.10 : 中距離託送ケース

図 6.10 の発電機 2 から負荷 41 への託送ケースについて、UPFC を送電線 20 に設置したときの ATC を計算した。熱的潮流制約、定態安定度制約、さらに過渡安定度制約を考慮した ATC の計算結果および UPFC の必要インバータ設置容量を表 6.5、表 6.6 に示す。過渡安定度向上制御の対象事故はノード 2 の三相地絡事故を考えた。託送電力を増加させていくとまず過渡安定度制約に違反し、UPFC の過渡安定度向上制御によって違反を解消する。託送電力が表 6.5 の左の値を超えると熱的潮流制約に違反し、潮流制御と過渡安定度向上制御を行って違反を解消する。さらに託送電力を増加させると、定態安定度制約に違反する。ここで、3 つの制約を同時に解消したいが、定態安定度制約違反を解消できる制御系パラメータの値では過渡安定度を向上できず、逆に過渡安定度制約違反を解消できる制御系パラメータの値では固有値が悪くなり定態安定度を保てないため、この時点の託送電力

が ATC として決まっている。

表 6.5 : ATC 計算結果 (G2 L41)

ATC without UPFC (MW)	ATC with UPFC (MW)	ATC (MW)
4820	5630	810

表 6.6 : 表 6.5 の ATC の実現に必要なインバータ設置容量

Required Capacities(MVA)			ATC/Capacity (MW/MVA)
STATCOM	SSSC	Total	
6200	6700	12900	0.063

次に、過渡安定度を考慮したUPFCのインバータ設置容量，操作変数の定常値，制御系ゲインの推移を図 6.11，図 6.12，図 6.13 に示す。いつからどの制約が入ってくるか分かるように図 6.11 の横軸は実現可能なATCより大きい値まで示している。制御系ゲインの絶対値は， V_{du} ， V_{qu} のゲインと比べて Q_{inj} のゲインが大きく，いずれも単調に増加しているのが分かる。

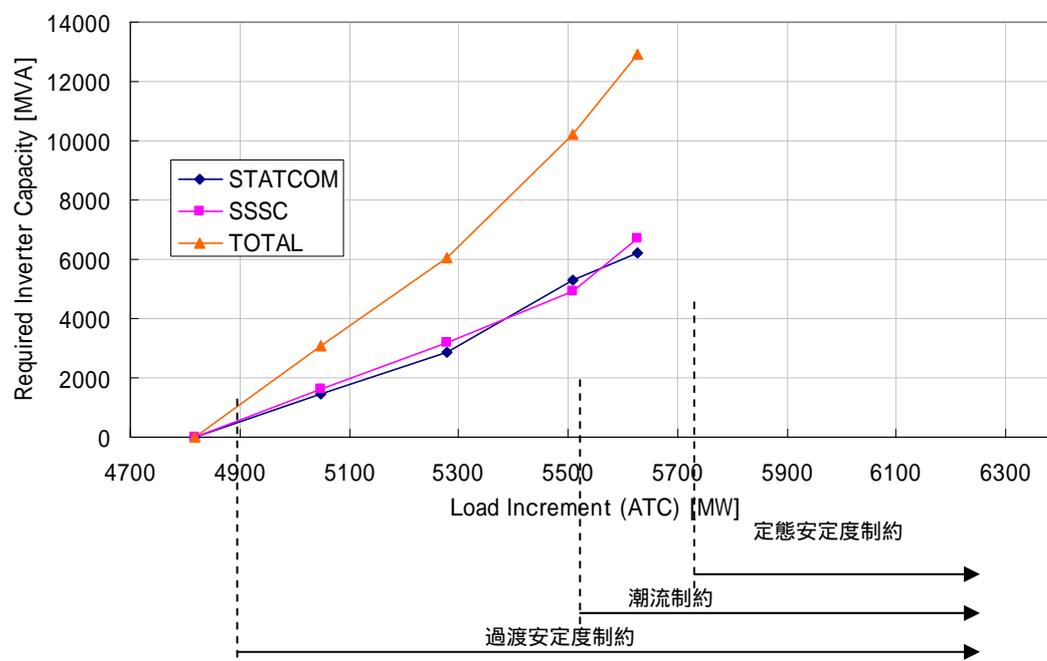


図 6.11 : 託送電力の増加とインバータ容量の関係
(UPFC on branch 20, G2 L41)

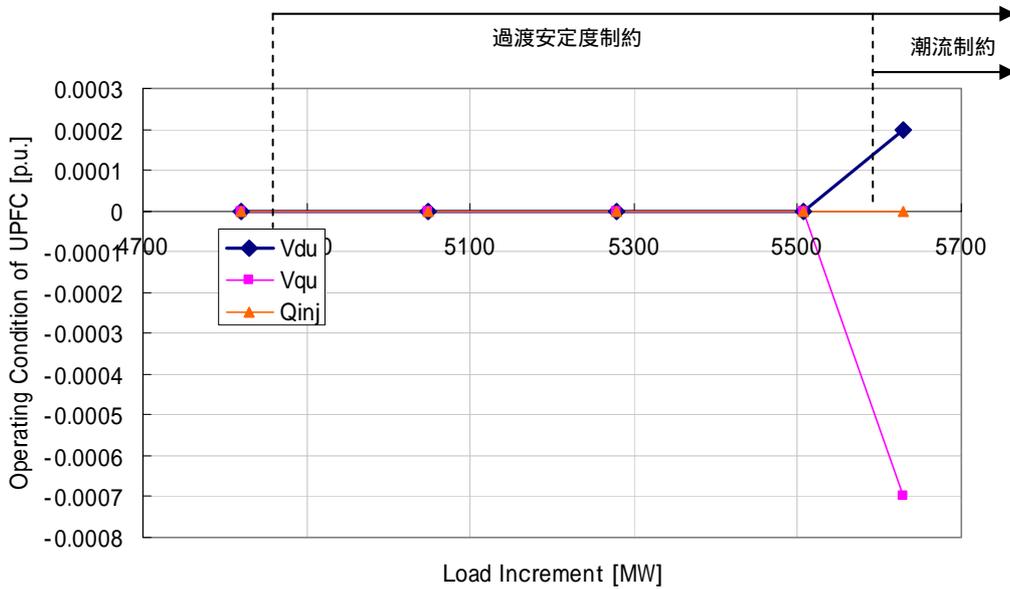


図 6.12 : 託送電力の増加と UPFC 操作変数の関係
(UPFC on branch 20, G2 L41)

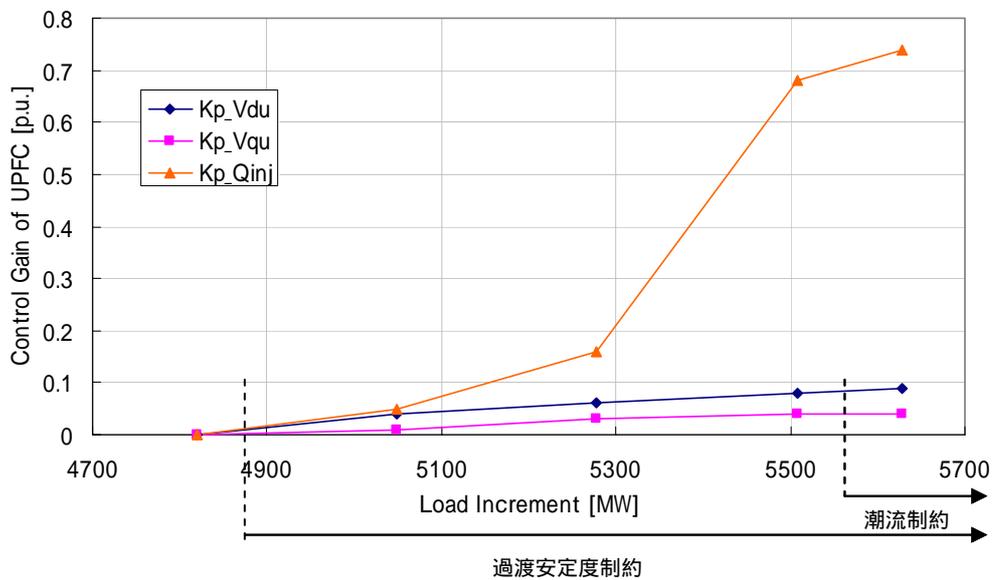


図 6.13 : 託送電力の増加と UPFC 制御系パラメータの関係
(UPFC on branch 20, G2 L41)

6-1-3 考察

本シミュレーションでは、3つの代表的な託送ケースについてシミュレーションを行った結果、UPFCの過渡安定度向上への効果が電気学会東10機系統において確認できた。ATCの最大化に対しては非常に大きなインバータ設置容量を必要とするが、適切な容量のUPFCで熱的潮流制約や定態安定度制約だけでなく過渡安定度制約も考慮したATCの拡大に大きく寄与できることが分かった。

本研究で提案したUPFCの過渡安定度向上制御は、熱的潮流制約違反解消制御とは協調できるが、定態安定度向上制御と協調するのは難しい場合があることが分かった。ここでの過渡安定度向上制御手法では過渡安定度がよくなっても、逆に定態安定度が悪くなることもある。過渡安定度向上と定態安定度向上を同時に目的として制御できないので、過渡安定度を向上させる目的で制御系を決定した後に、固有値の実部も負で定態安定度も維持されている潮流状態を確認するものとなっている。今後は、両安定度向上が協調したアルゴリズムを考える必要がある。

6-2 ATC 拡大のため UPFC を導入した系統の供給信頼度評価手法 の東 10 機系統モデルへの適用

6-2-1 シミュレーション条件

(1) 系統状態と ATC の計算

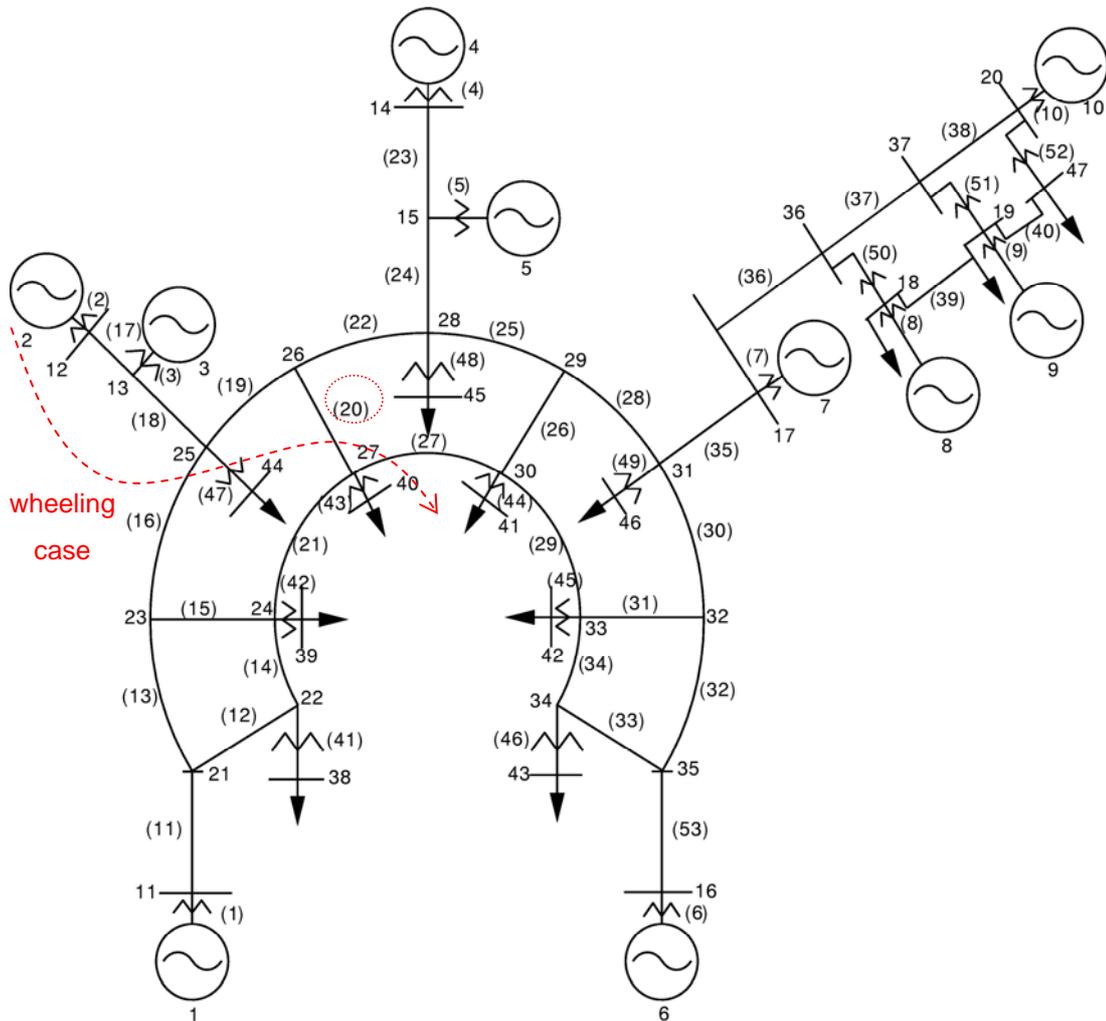


図 6.14 : 信頼度評価の対象となる ATC ケース

信頼度評価はこれまで通り電気学会東10機系統モデルにおいてある経路のATCを拡大した場合について行う。系統の潮流状態もこれまでと同じものを用いる。系統の総容量は96.5[GW]である。これまで使っていた発電機データは、悪い定態安定度の状態を意図的に作ってUPFCの定態安定度向上効果を見るため、AVRのゲインを大きく($K_A=10.0$)していた。信頼度計算においては定態安定度向上を考えず、もともと定態安定度のよい状態を仮定するので小さいゲイン($K_A=7.0$)とする。(付録A参照)

拡大するATCケースは、図6.14に示す発電機2から負荷41の経路(中距離託送ケース)を選ぶ。このケースは熱容量および過渡安定度の制約がともに現れ、かつ適当な距離である。また、このケースはUPFC設置位置が送電線20、三相地絡事故の最過酷事故点は送電線17、潮流制約違反を起こすのは送電線19である。UPFCの制御系ゲインは送電線17の事故について過渡安定度を向上できるように設定する。CCTの基準は150[ms]とし、送電線1回線に三相地絡事故発生後150[ms]で線路開放により事故除去する。ATC計算においては事故発生後CCT基準時間後に線路開放による事故除去および再閉路を同時に行って元の系統状態に戻していたが、信頼度のシミュレーションにおいては開放後の潮流状態の潮流制約を考えるため1回線の開放のみ行う。

このケースにおいて第4章のUPFCを用いたATC拡大手法を適用した結果を表6.7に、表6.8に表6.7のATCのときN-1事故による制約違反を全て解消するための最小インバータ容量を示す。

表 6.7 : ATC 計算結果

ATC without UPFC (MW)	ATC with UPFC (MW)	ATC (MW)
4820	6320	1500

表 6.8 : 表 6.7 の ATC の実現に必要なインバータ設置容量

Required Capacities(MVA)		
STATCOM	SSSC	Total
3190	3200	6390

一般の系統において、故障除去時間は最短70[ms]程度であるが、本研究では過渡安定度制約の信頼度に与える効果を調べるため、150[ms]と長めに設定している。そのため、UPFCの容量がかなり大きくなっているが、除去時間を70[ms]に向けて小さくしていくとこのUPFC容量はもっと小さくなる。例えば本ケースにおいて除去時間を100[ms]とすると必要な各インバータ容量は500[MVA]以下になる。

(2) 信頼度計算の諸条件

(1)で求めた ATC の潮流状態を夏のピーク時の潮流状態とし，図 6.15 の日負荷曲線にしたがって時間帯ごとに発電機出力および負荷を同じ割合で一様に増減させ，確率的に事故を起こして 1 時間ごとに停電判定を行って信頼度指標を計算する。1 年を 4 分の 1 ずつ春，夏，秋，冬とし，平日 5 日と休日 2 日をくり返すものとする。

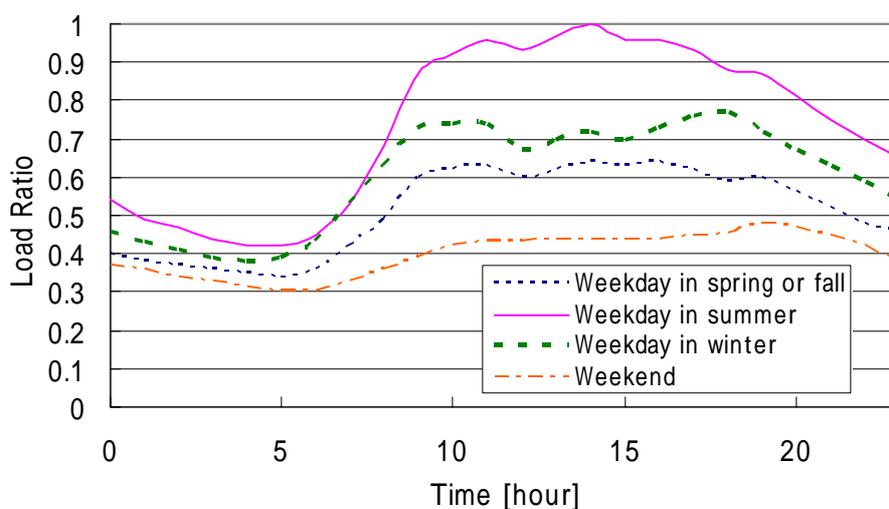


図 6.15：使用する日負荷曲線

送電線の故障確率は 1 回線あたり 0.5% (故障率 0.03, 復旧率 6.00 として計算) とし，UPFC の故障確率は文献[15]の自励式 SVC の故障確率を参考に 0.4% とする。同一送電線で事故が起こるのは 1 回線のみとし，同一送電線において複数回線が故障する事故は考えない。

本ケースにおいては，発電機ノード 2 の機械入力を減少させることで過渡安定度が改善され，事故後 60[ms]で機械入力を減少させ，過渡安定度を保っている。(1%ずつ減少させ過渡安定化に必要な最小の量だけ減少させている。)安定化後の潮流状態は，この入力遮断した分だけ ATC 受電端の負荷(今回は L41)が減少していると考え，静的制約に違反がないか調べる。

(3) N-1 事故の解析

使用する日負荷曲線（図 6.15）にしたがって発電機出力と負荷を同じ割合で増減したとき、どこか1つの送電線に事故（N-1 事故）が起こったときに現れる制約違反について解析した。負荷曲線は1時間ごとに考える。すべての N-1 事故による制約違反（過渡安定度制約や潮流制約）を解消できる容量（この場合は表 6.8 の容量）の UPFC を系統に導入した場合について、図 6.15 の夏のピーク時を 1.0 としたときの比率と、系統に現れる N-1 事故による制約違反の関係を図 6.16 に示す。

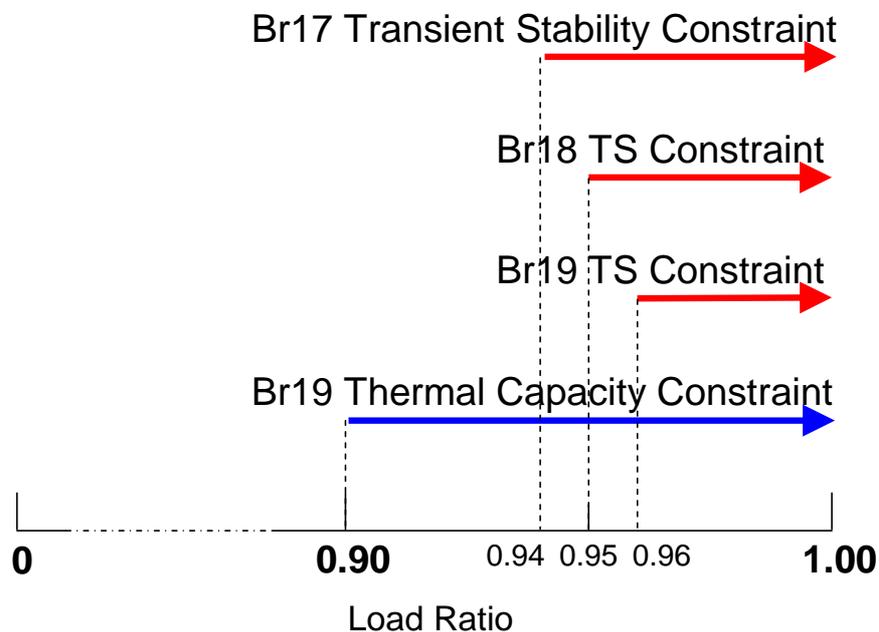


図 6.16 : 日負荷曲線の比率と制約違反の関係

もっとも初めに現れる制約違反は送電線 19 の事故による熱的潮流制約違反で、その後 17 の過渡安定度、18 の過渡安定度、19 の過渡安定度の順で制約に違反する。N-1 事故ではこれら以外の制約違反は起こらない。最も初めの制約違反が現れるのが 0.90 なので、N-1 事故のみを考えた場合、夏の平日以外は停電が起こらない。N-1 事故のみを考えた場合の計算によって求めた信頼度指標を表 6.9 に示す。（N-1 事故のみを考えた場合の信頼度指標計算については付録 B を参照。）

表 6.9 : N-1 事故のみを考慮した信頼度指標

LOLE (day/year)		EENS (MWh/year)	
without UPFC	with UPFC	without UPFC	with UPFC
7.4×10^{-1}	3.0×10^{-3}	9.9×10^3	4.0×10^1

UPFCは全てのN-1事故による制約違反を解消可能なので、N-1事故のみを考えた場合、UPFCがあるときは制約違反を起こしうる送電線の事故とUPFCの事故が同時に起こった場合以外は停電しない。よって表6.9のUPFCがあるときのLOLE、EENSの値は、UPFCがないときのLOLE、EENSにUPFCの故障確率を単純にかけたものに等しい。

LOLE

$$7.4 \times 10^{-1} [\text{day/yr}] \times 0.004 = 3.0 \times 10^{-3} [\text{day/yr}]$$

EENS

$$9.9 \times 10^3 [\text{Mwh/yr}] \times 0.004 = 4.0 \times 10^1 [\text{Mwh/yr}]$$

6-2-2 シミュレーション結果

(1) モンテカルロシミュレーションによる信頼度指標の計算

ATC を拡大した系統においてモンテカルロシミュレーションによって供給信頼度指標を計算した。モンテカルロシミュレーションではそれぞれの送電線について事故を確率的に発生させていて、N-1 事故だけでなく N-2 以上の事故も考慮している。ATC の潮流状態において、すべての N-1 事故を解消できるよう表 6.8 と比べても十分な各 3500MVA のインバータ容量を持つ UPFC を系統に導入するとして行った。UPFC を系統に導入した場合としない場合の LOLE ,EENS の計算結果を表 6.10 に示す。また、それぞれの場合の LOLE , EENS の収束の様子を図 6.17 ~ 図 6.20 に示す。非設置の場合と比べて LOLE , EENS がともに 2 桁以上改善している。

表 6.10 : モンテカルロシミュレーションによる信頼度指標

LOLE (day/year)		EENS (MWh/year)	
without UPFC	with UPFC	without UPFC	with UPFC
7.4×10^{-1}	4.2×10^{-3}	1.0×10^4	4.5×10^1

表 6.9 の N-1 事故のみを考慮して計算によって求めた信頼度指標と表 6.10 の複数事故を同時に考慮してモンテカルロシミュレーションによって求めた信頼度指標を比べると、特に UPFC を導入した場合に表 6.10 のほうが信頼度指標の値が大きくなっているのが分かる。UPFC を導入した場合、もしいずれか 1 つの送電線の故障である N-1 事故しか起こらないとすれば全ての制約違反を UPFC で解消できるから、供給支障を起こす送電線事故が発生したときに UPFC も同時に故障しない限り停電は起きない。しかし複数の送電線事故を同時に考慮するモンテカルロシミュレーションでは N-2 以上の事故状態も起こるので、UPFC が故障していなくても停電が起こる場合がある。これら N-2 以上の事故には UPFC が故障していなくても制約違反を解消できないものも存在する。表 6.9 と比べて信頼度指標の計算結果が大きくなっているのは UPFC を用いても制約違反を解消しきれない N-2 以上の事故の存在による。UPFC 非設置の場合は N-1 事故のみを考慮した場合(表 6.9)と全ての事故を考慮した場合(表 6.10)にあまり大きな差異は見られないが、これは UPFC 非設置の場合は停電の原因となる N-1 事故の割合が N-2 以上の事故と比べて圧倒的に多いためであると考えられる。

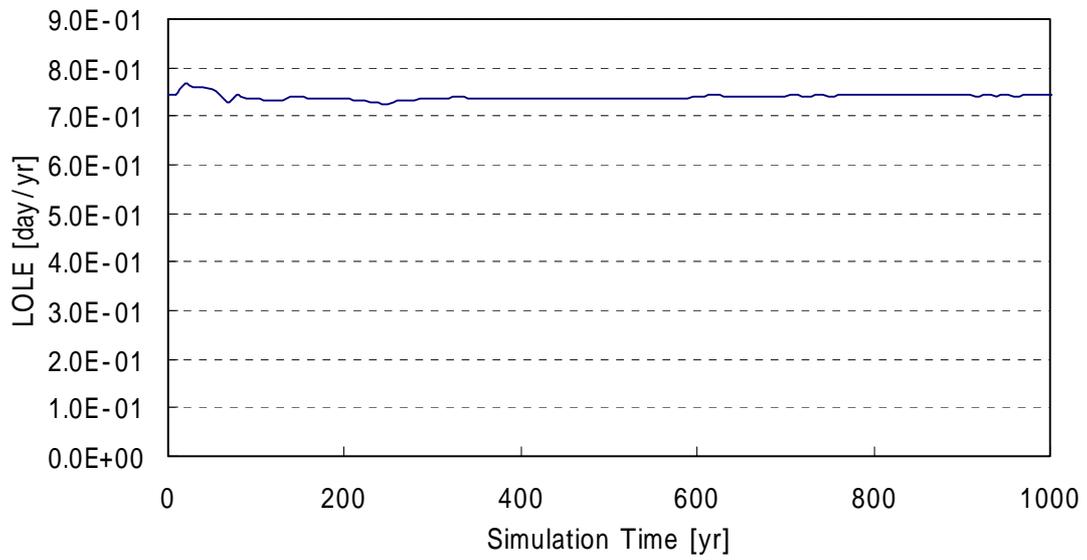


図 6.17 : LOLE (UPFC なし)

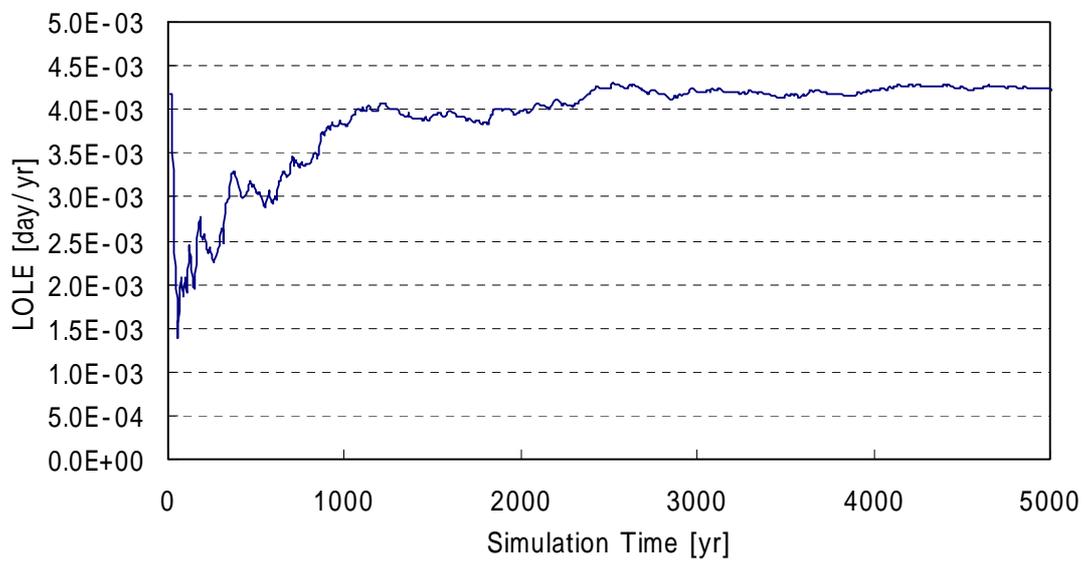


図 6.18 : LOLE (UPFC あり , 各 3500MVA)

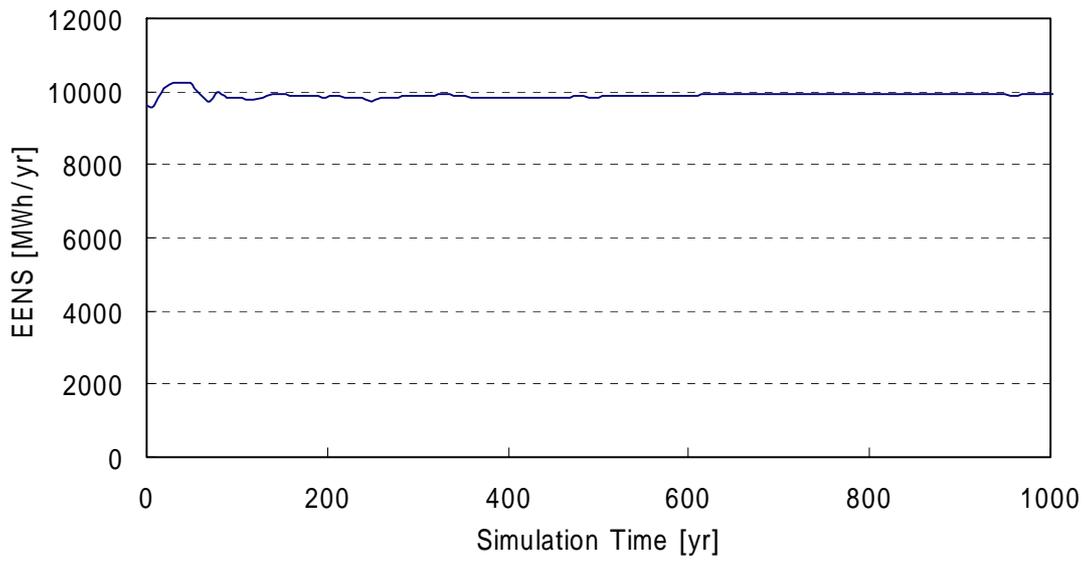


図 6.19 : EENS (UPFC なし)

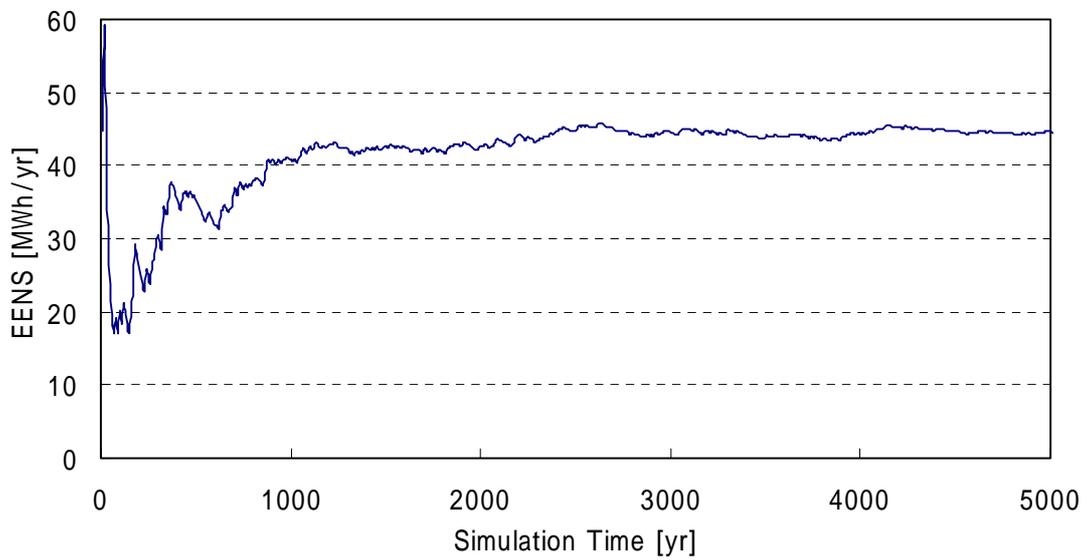


図 6.20 : EENS (UPFC あり , 各 3500MVA)

(2) UPFC のインバータ容量と供給信頼度の関係

(1)では全ての N-1 事故による制約違反を解消するのに十分な容量である各 3500MVA の UPFC を設置するとして信頼度の計算を行ったが、次は UPFC の容量を各 500MVA ずつ変化させたとき信頼度にどのような影響が現れるか調べた。UPFC のインバータ容量と N-1 事故による制約違反の関係を図 6.21 に示す。すべての N-1 事故による制約違反を解消できる容量である各 3500[MVA]から容量を小さくしていくと、3000[MVA]で送電線 17 の過渡安定度制約、2500[MVA]で送電線 18 の過渡安定度制約、1500[MVA]で送電線 19 の過渡安定度制約による制約違反を完全には解消できなくなる。これらの場合に事故が起こると停電となるが、決められた容量以内で供給支障電力を最小化するように最適潮流制御を行うので、UPFC 非設置の場合とくらべて供給支障電力は小さくなる。

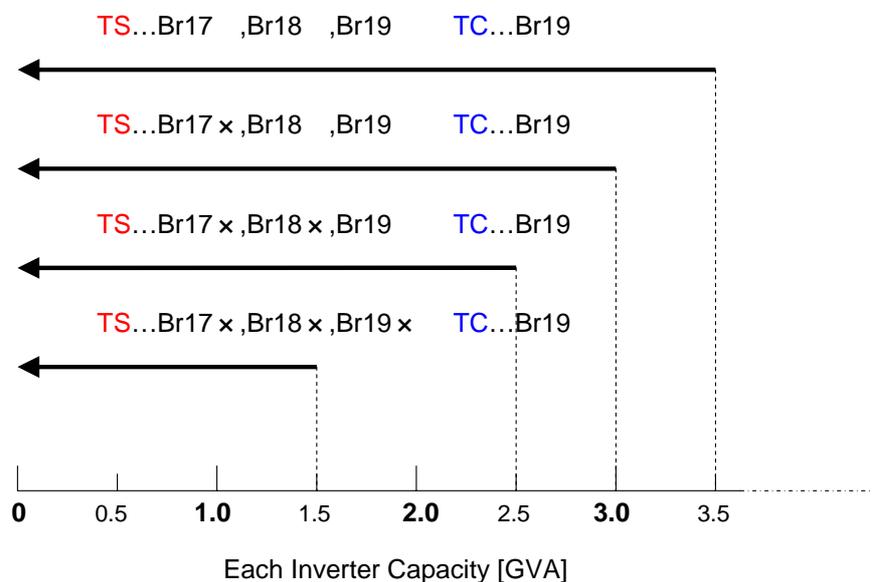


図 6.21 : UPFC のインバータ容量と制約違反

UPFC の STATCOM ,SSSC 各インバータ容量の上限を 3500MVA から 500MVA ずつ小さくしていったそれぞれの場合について信頼度指標をモンテカルロシミュレーションによって計算した。容量変化と LOLE および EENS の関係を図 6.22 , 図 6.23 に示す。容量を増やすにつれて徐々に信頼度がよくなっていくのが分かる。

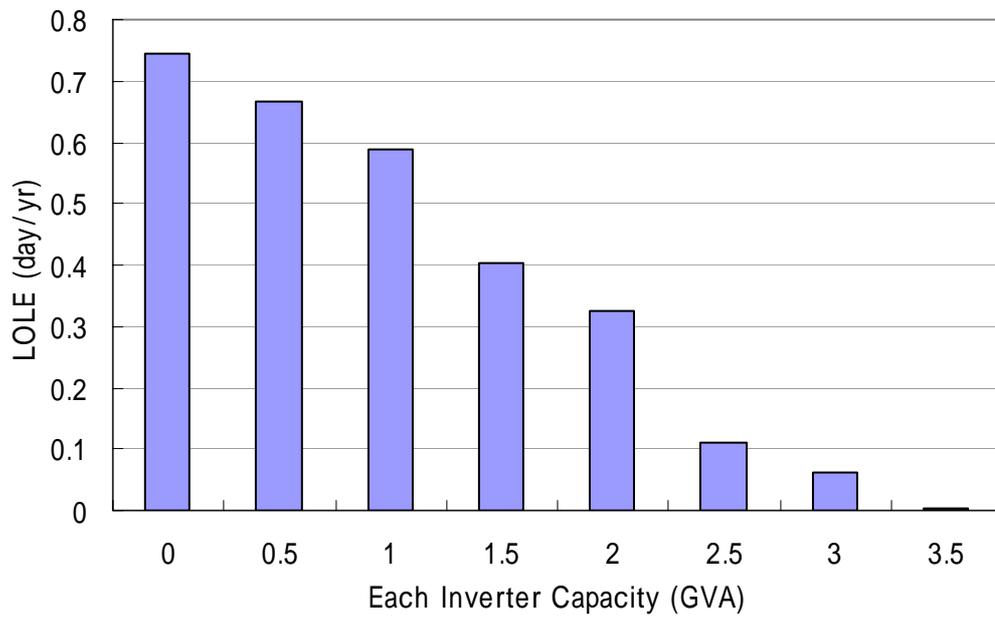


図 6.22 : UPFC のインバータ容量と LOLE の関係

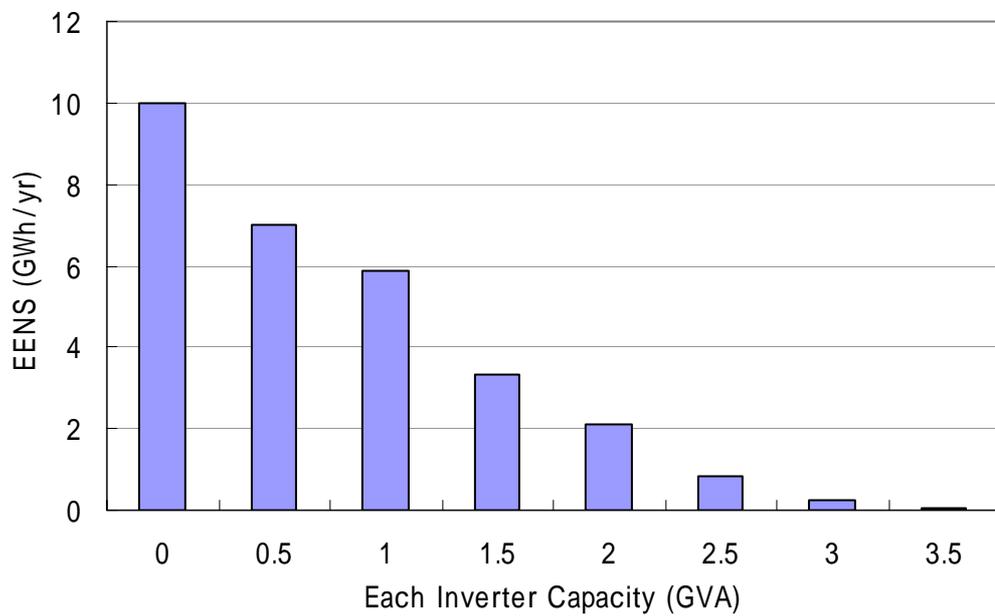


図 6.23 : UPFC のインバータ容量と EENS の関係

UPFC の各インバータ容量と、UPFC 非設置の場合の LOLE, EENS をどちらも 1 とし
て正規化した信頼度指標の関係を図 6.24 に示す。LOLE, EENS とともに UPFC のインバー
タ容量を大きくしていくと 1 から 0 に向かって小さくなっていくが、LOLE に比べて EENS
のほうが早く小さくなっていくのが分かる。これは UPFC が LOLE より EENS の改善に
効果的であることを示す。LOLE は停電の時間の指標であり、EENS は停電の量の指標で
ある。UPFC の容量が違反を完全に解消できる容量より小さいために停電が発生してしま
うとき、停電の時間は UPFC を設置していない場合と変わらないが、停電の量（供給支障
電力量）は UPFC が持っているインバータ容量以内で最小になるよう最適潮流制御を行う
ので、0 にはできないが UPFC 非設置の場合と比べて小さくできる。そのため結果として
EENS が小さくなっていると考えられる。

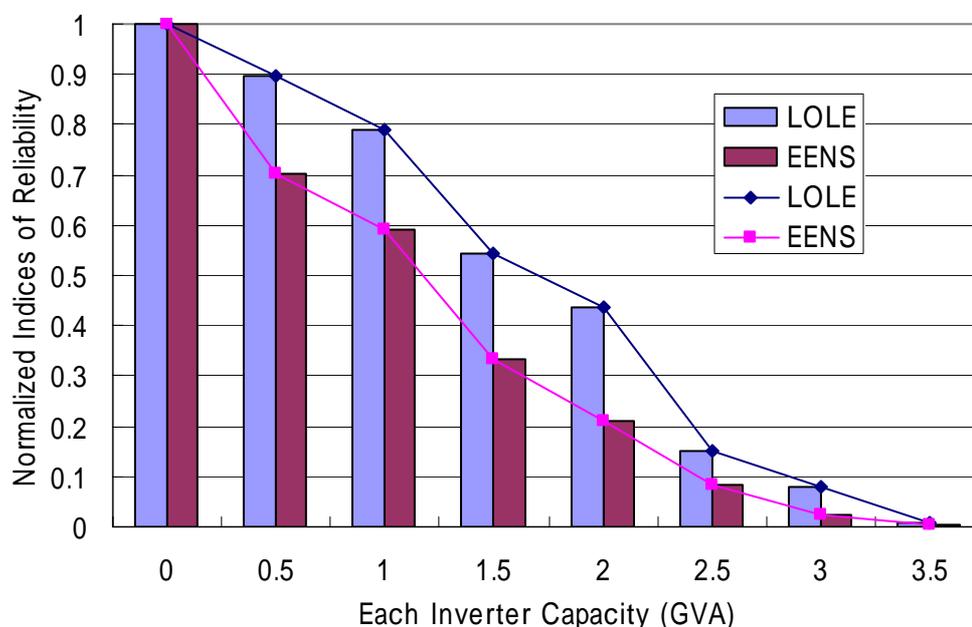


図 6.24 : UPFC のインバータ容量と正規化された LOLE, EENS の関係

図 6.25 ~ 図 6.36 に容量ごとのモンテカルロシミュレーションによる LOLE, EENS の
収束の様子を示す。また、表 6.11 に各場合の LOLE, EENS の収束値をまとめる。容量が
小さくなるにつれて停電の原因となる事故が全体の事故に占める割合が大きくなるので、
収束が早くなっている。

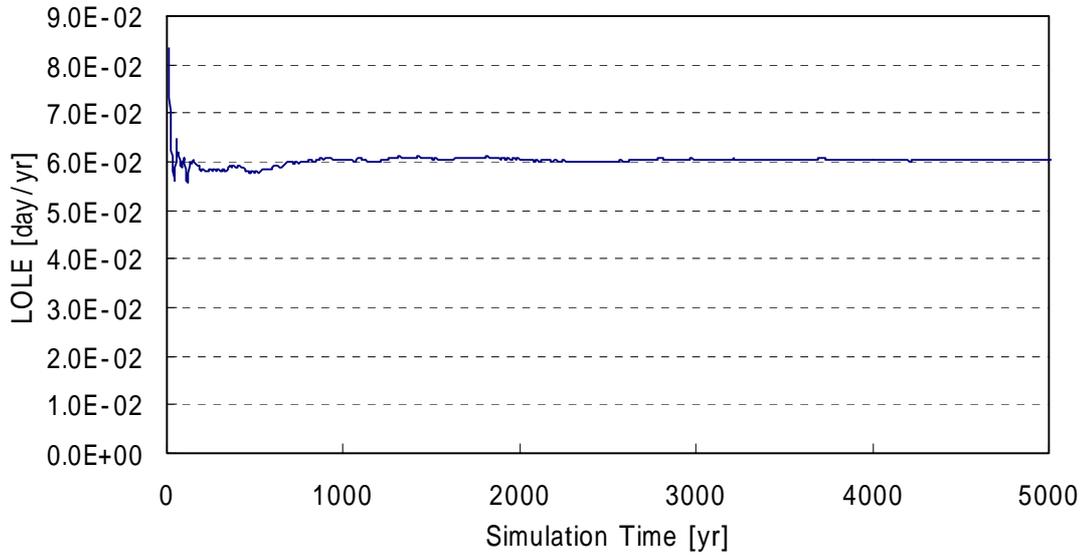


图 6.25 : LOLE (各 3000MVA)

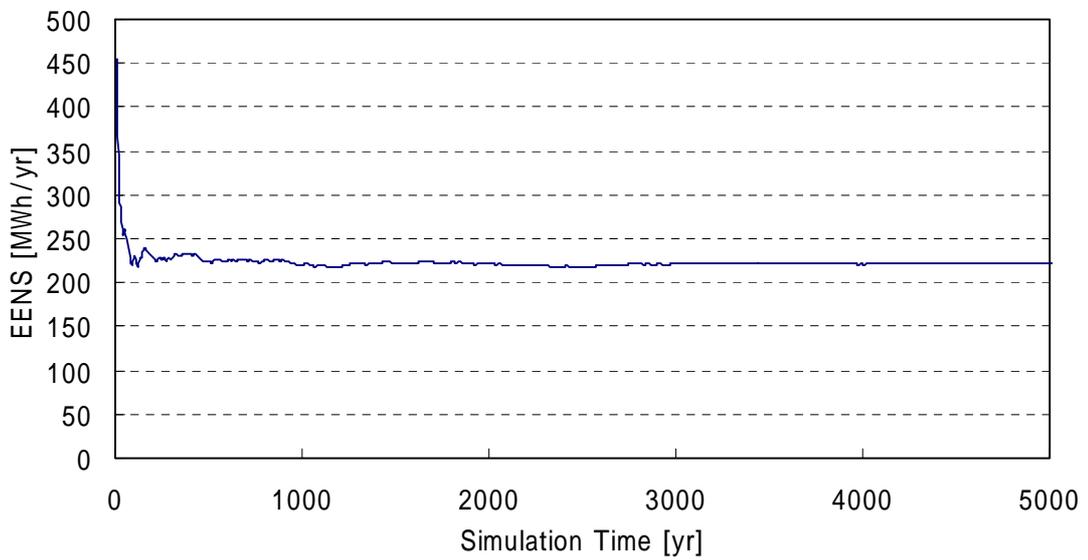


图 6.26 : EENS (各 3000MVA)

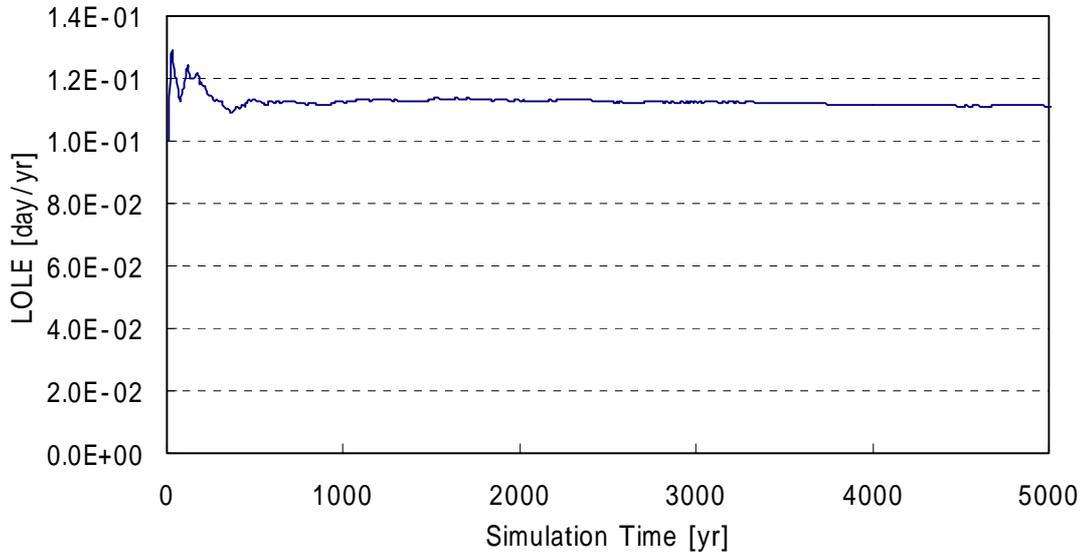


图 6.27 : LOLE (各 2500MVA)

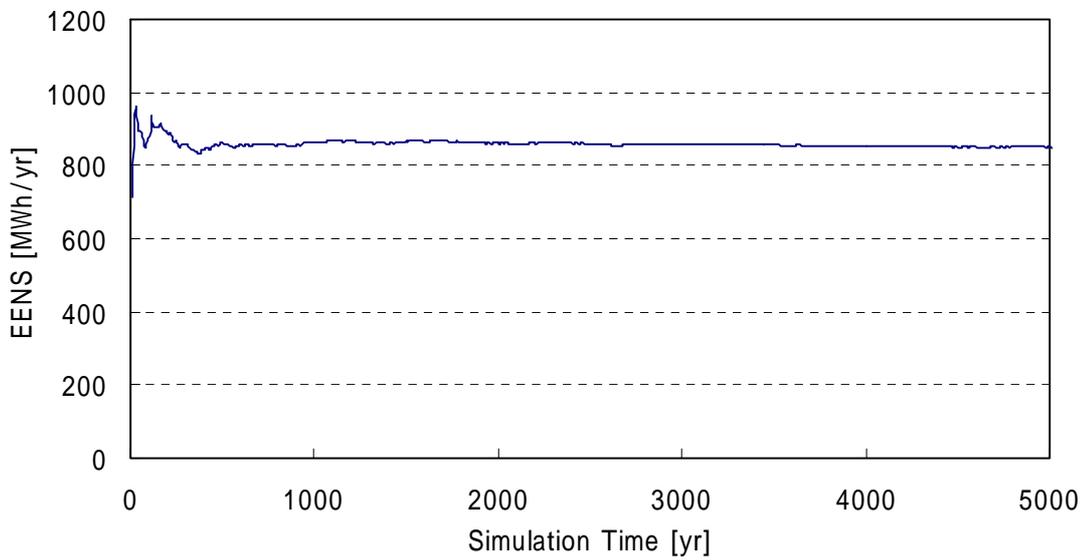


图 6.28 : EENS (各 2500MVA)

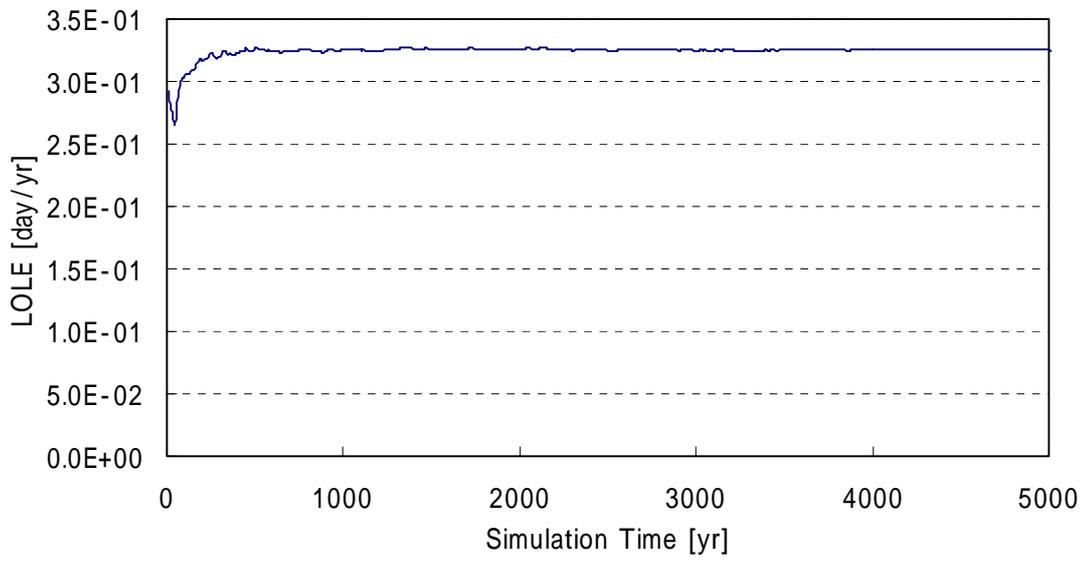


图 6.29 : LOLE (各 2000MVA)

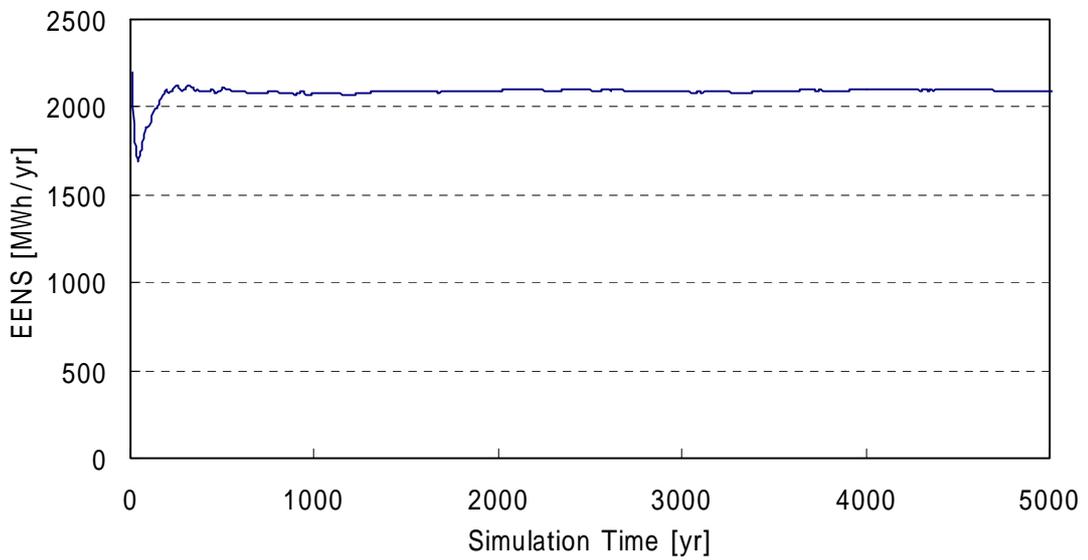


图 6.30 : EENS (各 2000MVA)

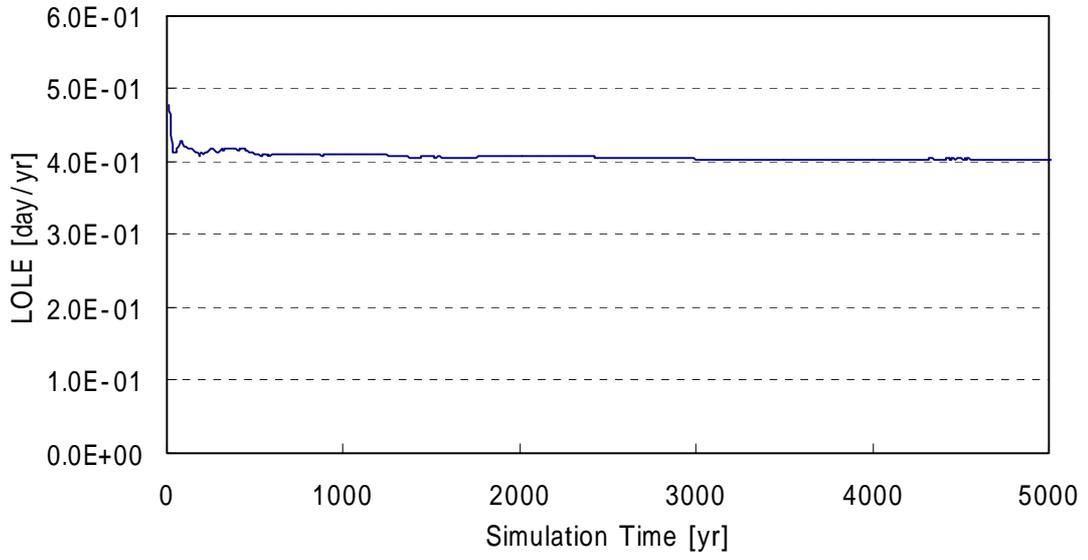


图 6.31 : LOLE (各 1500MVA)

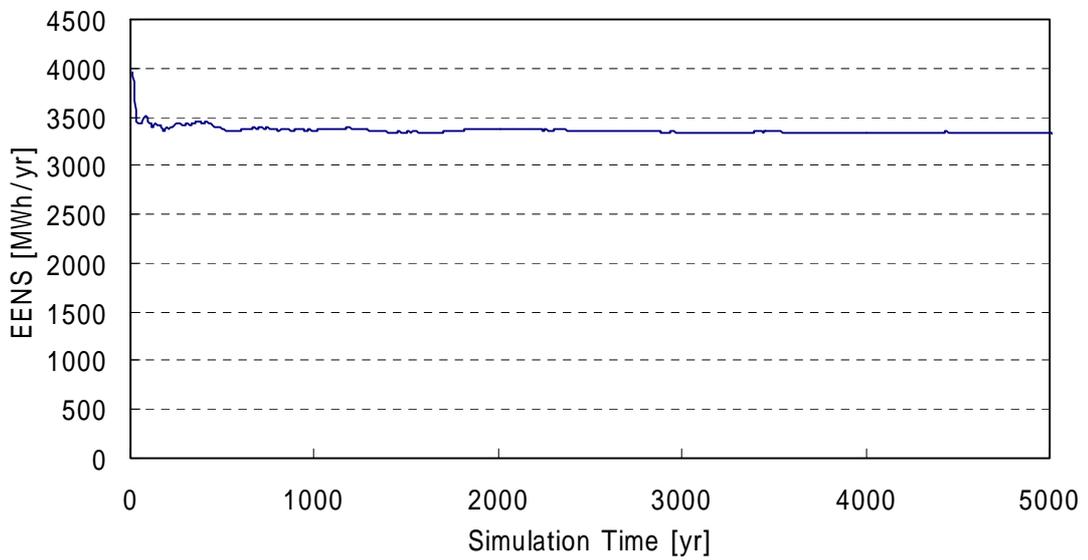


图 6.32 : EENS (各 1500MVA)

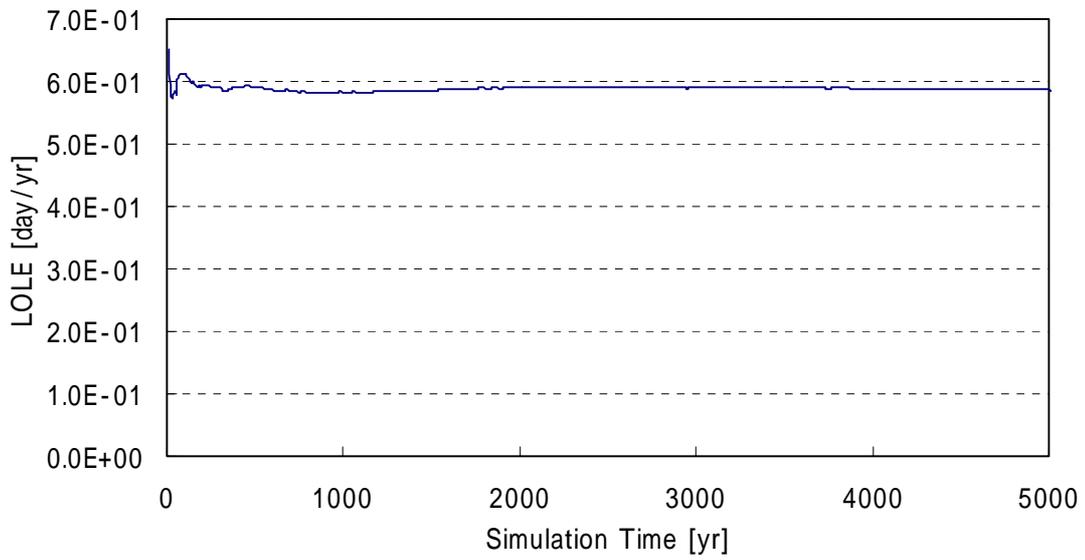


图 6.33 : LOLE (各 1000MVA)

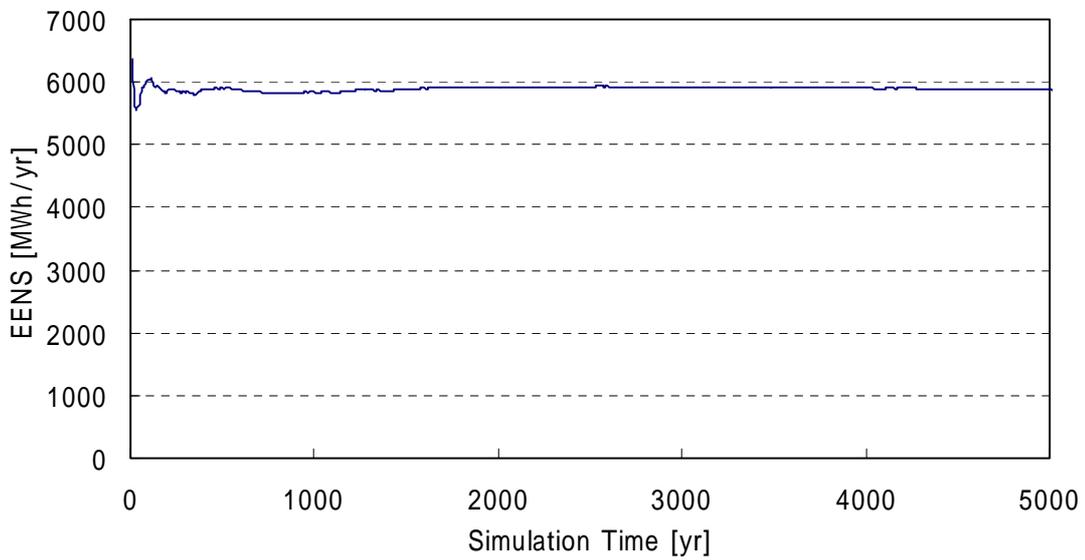


图 6.34 : EENS (各 1000MVA)

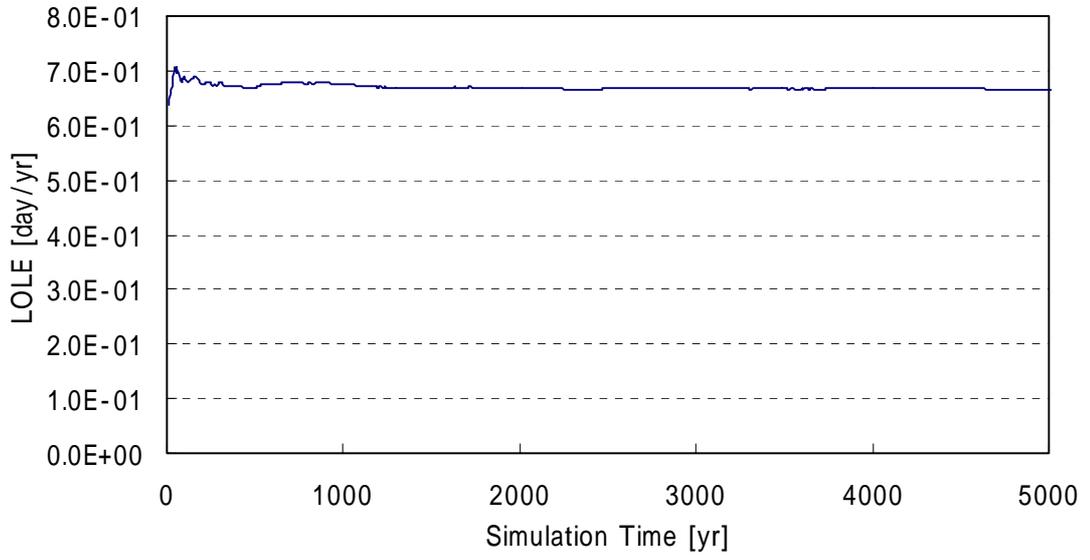


图 6.35 : LOLE (各 500MVA)

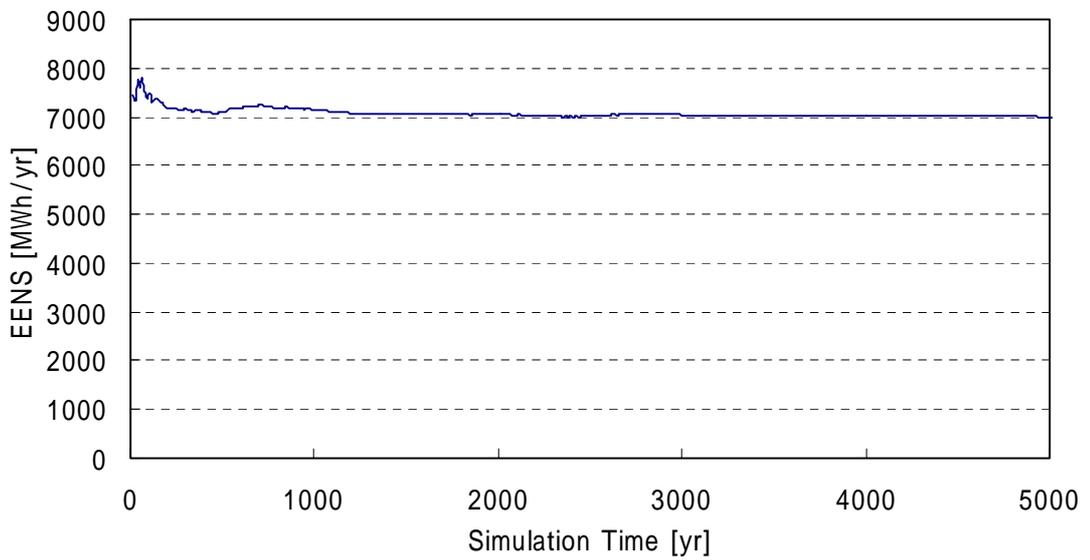


图 6.36 : EENS (各 500MVA)

表 6.11 : 容量ごとの信頼度

Capacity (GVA)	LOLE (day/yr)	EENS (MWh/yr)
0	7.4×10^{-1}	1.0×10^4
0.5	6.7×10^{-1}	7.0×10^3
1.0	5.9×10^{-1}	5.9×10^3
1.5	4.0×10^{-1}	3.3×10^3
2.0	3.3×10^{-1}	2.1×10^3
2.5	1.1×10^{-1}	8.5×10^2
3.0	6.0×10^{-2}	2.2×10^2
3.5	4.2×10^{-3}	4.5×10^1

6-2-3 考察

大規模系統において特定の経路の静的制約だけでなく過渡安定度の動的制約も考慮した ATC を UPFC によって拡大した電力系統の長期的な運用を考え、モンテカルロシミュレーションによって供給信頼度指標を計算した。UPFC は供給信頼度を向上させることが分かった。N-1 事故による制約違反をすべて解消できる UPFC を導入した場合、N-1 事故だけを考慮した計算によって求めた信頼度指標より N-2 以上の事故も考慮したモンテカルロシミュレーションによって求めた信頼度指標は値が悪く、停電原因となる N-2 以上の事故も多く起こることが分かった。

UPFC のインバータ設置容量と供給信頼度の関係を明らかにした。UPFC は LOLE よりも EENS を改善する効果大きいことが分かった。これは UPFC が停電の時間ではなく停電の量を小さくすることに直接効いてくるためである。

第 6 章

おわりに

本研究では UPFC を用いた最適潮流制御による ATC 拡大手法および供給信頼度評価手法を提案し、大規模系統に適用してその効果を検証した。これらのシミュレーションを通して分かったことを最後にまとめておく。

まず、ATC 拡大手法を東 10 機系統モデルに適用し、3 つの代表的な託送ケースについてシミュレーションを行った結果、UPFC の過渡安定度対策としての効果が東 10 機系統において確認できた。CCT 基準を大きくしたため非常に大きなインバータ設置容量を必要とするが、UPFC は過渡安定度も考慮した ATC の向上に大きく寄与できることが分かった。3 機 9 母線系統モデルを用いた際は、STATCOM の容量が SSSC に比べて大きかったが、今回は一概にそうではない。

過渡安定度を向上するために UPFC の操作変数 3 つのそれぞれの制御系のゲインを微小変化して CCT 感度を調べて変更しているが、この手法で局所解に陥る可能性がある場合がいくつか見られた。(3 つのゲインに適切な初期値を与えるとより小さい容量になることがあった。) 容量的に最適なパラメータを選ぶ手法としては不十分である。遺伝的アルゴリズムのような発見的手法を用いることでより最適なゲインの値を決定できる可能性がある。

UPFC の過渡安定度向上制御は、熱的潮流制約違反解消制御とは協調できるが、定態安定度向上制御と協調するのは難しいことがあるのが分かった。ここでの過渡安定度向上制御手法では過渡安定度がよくなっても、逆に定態安定度が悪くなることがある。特に、もともと定態安定度制約に違反している場合は困難である。過渡安定度向上と定態安定度向上を同時に目的として制御できないので、過渡安定度を向上させる目的で制御系を決定した後、固有値の実部も負で定態安定度も維持されている潮流状態を確認するものとなっている。定態安定度向上制御は、固有値感度を計算して制御系パラメータを変化させる手法を用いているが、過渡安定度向上制御を行うとこの定態安定度向上制御によって決まったパラメータとは全く関係ない値になってしまい定態安定度向上制御は無駄になる。今後は、両安定度向上が協調したアルゴリズムを考える必要がある。

次に、同じ電気学会東 10 機系統モデルにおいて ATC 拡大を目的に系統に導入した UPFC が供給信頼度に与える影響を調べるためモンテカルロシミュレーションによって供給信頼度指標を計算した。停電判定には送電線 1 回線を開放して事故を除去した後の熱的潮流制

約だけでなく三相地絡事故による過渡安定度制約も考慮した。これまでに ATC を考える際の基準としてきた N-1 基準が信頼度という点ではどうであるかを明らかにするとともに、UPFC は系統の長期的な運用を考えた送電ネットワークの信頼性という点でも非常に大きな効果があることが分かった。N-1 事故だけを考慮した計算によって求めた信頼度指標より N-2 以上の事故も考慮したモンテカルロシミュレーションによって求めた信頼度指標は値が大きく（悪く）、停電原因となる N-2 以上の事故も多く起こることが分かった。正確な信頼度を計算するには複数の事故の発生を確率的に考慮することが重要である。

次に、UPFC のインバータ設置容量を全ての N-1 事故を解消するのに十分な容量から段階的に小さくしたそれぞれについて信頼度指標を計算した。インバータ容量を大きくするにつれて信頼度は向上し、どの程度のインバータ容量の UPFC を系統に導入すればどの程度の信頼度を得られるかという UPFC の容量と信頼度の関係を明らかにした。また、UPFC は LOLE よりも EENS を改善する効果が大きいことが分かった。LOLE は停電の時間に、EENS は停電の量（供給支障電力量）に基づいた供給信頼度の指標であり、UPFC は供給支障電力の最小化を目的関数とした最適潮流制御を行っていて、停電自体は無くすことができなくても停電の量は小さくできる場合があるためである。LOLE、EENS という 2 つの異なる信頼度指標を調べることによって、UPFC は停電の時間ではなく停電の量を小さくすることに直接効くことを信頼度の点から明らかにした。

以上のシミュレーションにより、UPFC は ATC を拡大させるのに大いに効果があり、また ATC を拡大した系統の長期的な運用においても UPFC は送電ネットワークの信頼性を向上させられることが分かった。今後は、複数の事業者が存在する中での ATC や供給信頼度に UPFC が与える影響などを検討していきたい。

謝辞

本研究を進めるに当たり、横山明彦教授には終始懇切かつ熱心なご指導と貴重なご助言を頂き大変お世話になりました。この場を借りて厚く御礼申し上げます。

技術専門職員の島田規人氏には高速な計算機の購入をはじめ、研究に必要な様々な便宜をはかっていただきありがとうございました。先輩である博士 3 年のスラチャイ・チャイタッサニー氏、杉原俊雄氏、博士 2 年のチャン・ジュン氏、研究生のクリサナ・タンパティパーン氏、サジヤ氏には多方面にわたり研究上の様々なご指導を頂きありがとうございました。特にスラチャイさん、チャンさんには研究室の隣の席ということもあり大変お世話になりました。中国での発表がうまくいったのは 2 人のおかげです。本当に楽しい研究生活でした。ありがとうございました。修士 2 年の有田征史氏、ブンヨン・タッサポン氏、修士 1 年の大家慎次氏、関田航氏、卒論生の入江寛氏、久保田嘉臣氏とも充実した学生生活を送ることができ、感謝しています。また卒業された元木啓明氏、倉石英明氏には卒業後も研究のことでいろいろ相談に乗っていただき本当に感謝しています。

最後に、私の研究生生活を支えてくださったすべての皆さんに感謝の意を表し、皆さんの今後のご発展とご活躍を心からお祈り致します。

参考文献

- [1] 加藤正直, 森岡靖夫, 中東祐二, 三島康弘, 中地芳紀, 浅田実, 徳原克久, 赤松昌彦, 古田通博:「UPFC 縮小モデル開発と送電機能向上効果の検証」, 電学論 B, Vol.118-B, No.10, pp1194-1200, 1998
- [2] 北篠昌秀, Duangkamol Kamolyabutra, 三谷康範, 伊瀬敏史, 辻毅一郎:「UPFC を用いた電力動揺線形化に基づく系統安定化制御の実験による検証」, 電学論 B, Vol.120-B, No.2, pp202-209, 2000
- [3] R. Mihalic, P. Zunko and D. Povh, “Improvement of transient stability using unified power flow controller,” IEEE Trans. Power Delivery, vol.11, No.1, pp485-492, Jan.1996.
- [4] Y. Xiao, Y. H. Song, C. Liu, and Y. Z. Sun, “Available Transfer Capability Enhancement Using FACTS Devices,” IEEE Trans. Power Systems, vol.18, No.1, pp305-312, Feb. 2003.
- [5] 西田圭吾, 岩本伸一:「TCSC による安定度 ATC 向上効果に関する考察」, 電気学会, 全国大会, 2005
- [6] 元木啓明, 横山明彦:「UPFC を用いた ATC 向上のための最適潮流制御とその適用効果に関する研究」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 2004
- [7] X. Yu, C. Singh, S. Jakovljevic, D. Ristanovic, and G. Huang, “Total Transfer Capability Considering FACTS and Security Constraints,” in Proc. Transmission and Distribution Conference and Exposition 2003 IEEE PES, 2003, pp73-78.
- [8] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, S. O. Faried, and S. Aboreshaid, “Impact of Unified Power Flow Controller on Power System Reliability,” IEEE Transaction on Power Systems, VOL.15, NO.1, pp410-415, Feb. 2000.
- [9] 益田泰輔, 横山明彦:「ATC 確保のための UPFC による過渡安定度向上効果に関する研究」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 2005

[10] NERC web site : " <http://www.nerc.com> "

[11] 河野啓利, 横山明彦 : 「Unified Power Flow Controller (UPFC)に寄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] 上妻周太郎, 横山明彦: 「UPFC による多岐系統における安定度向上効果」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 1999

[13] 石川鉄郎, 横山明彦, 加藤安紀, 船越節彦: 「電力系統の安定度を考慮した UPFC による最適潮流制御」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 2002

[14] 岡本浩, 横山明彦 : 「可変インピーダンス型電力システムの安定化制御」, 博士論文, 東京大学, 1984

[15] 電気協同研究第 57 巻第 2 号: 「電力系統用パワーエレクトロニクス設備の現状と設計・保守基準」, 2001

発表文献

- [1] 益田泰輔, 横山明彦:「UPFCによる過渡安定度を考慮した ATC 向上手法の大規模系統への適用」, 電気学会, 全国大会, 2006

- [2] 益田泰輔, 横山明彦:「ATC 拡大のため系統に導入した UPFC の供給信頼度を与える影響の評価」, 電気学会, 電力技術・電力系統技術合同研究会電, 2006

- [3] T. Masuta, and A. Yokoyama: "ATC Enhancement Considering Transient Stability Based on Optimal Power Flow Control by UPFC" in Proc. IEEE PES PowerCon2006, Oct. 2006.

- [4] 益田泰輔, 元木啓明, 横山明彦:「UPFC を用いた最適潮流制御による過渡安定度を考慮した ATC 拡大手法の基礎的検討」, 電学論 B, Vol.127-B, No.1, pp53-60, 2007

- [5] 益田泰輔, 横山明彦:「過渡安定度制約を含む ATC 拡大のため系統に導入した UPFC の供給信頼度を与える影響の評価」, 電気学会, 全国大会, 2007

付録 A

東 10 機機系統モデルデータ

表 A.1 : 変圧器データ

ブランチ 番号	接続ノード番号		ブランチ データ	
	from	to	X(p.u.)	tap
1	1	11	0.01818	1.0
2	2	12	0.01157	1.0
3	3	13	0.02121	1.0
4	4	14	0.01157	1.0
5	5	15	0.02121	1.0
6	6	16	0.01157	1.0
7	7	17	0.01157	1.0
8	8	18	0.01818	1.0
9	9	19	0.01818	1.0
10	10	20	0.02545	1.0
41	22	38	0.02333	1.0
42	24	39	0.01167	1.0
43	27	40	0.01167	1.0
44	30	41	0.01167	1.0
45	33	42	0.01167	1.0
46	34	43	0.02333	1.0
47	25	44	0.02333	1.0
48	28	45	0.02333	1.0
49	31	46	0.02333	1.0
50	36	18	0.03111	1.0
51	37	19	0.03111	1.0
52	20	47	0.03111	1.0

表 A.2 : 送電線データ

ブランチ 番号	接続ノード番号		ブランチデータ			回線数	熱容量 [p.u]	故障率 [occ./day]	復旧率 [occ./day]
	from	to	R[p.u]	X[p.u]	Y/2[p.u]				
11	11	21	0.00368	0.08544	0.04304	2	6.7	0.03	6.00
12	21	22	0.00230	0.05340	0.02690	2	6.7	0.03	6.00
13	21	23	0.00368	0.08544	0.04304	2	6.7	0.03	6.00
14	22	24	0.00184	0.04272	0.02152	2	6.7	0.03	6.00
15	23	24	0.00230	0.05340	0.02690	2	6.7	0.03	6.00
16	25	23	0.00368	0.08544	0.04304	2	6.7	0.03	6.00
17	12	13	0.00230	0.05340	0.02690	4	6.7	0.03	6.00
18	13	25	0.00230	0.05340	0.02690	4	6.7	0.03	6.00
19	25	26	0.00184	0.04272	0.02152	2	6.7	0.03	6.00
20	26	27	0.00230	0.05340	0.02690	4	6.7	0.03	6.00
21	27	24	0.00276	0.06408	0.03228	2	6.7	0.03	6.00
22	28	26	0.00184	0.04272	0.02152	2	6.7	0.03	6.00
23	14	15	0.00230	0.05340	0.02690	4	6.7	0.03	6.00
24	15	28	0.00230	0.05340	0.02690	4	6.7	0.03	6.00
25	28	29	0.00184	0.04272	0.02152	2	6.7	0.03	6.00
26	29	30	0.00230	0.05340	0.02690	4	6.7	0.03	6.00
27	30	27	0.00184	0.04272	0.02152	2	6.7	0.03	6.00
28	31	29	0.00184	0.04272	0.02152	2	6.7	0.03	6.00
29	33	30	0.00276	0.06408	0.03228	2	6.7	0.03	6.00
30	31	32	0.00368	0.08544	0.04304	2	6.7	0.03	6.00
31	32	33	0.00230	0.05340	0.02690	2	6.7	0.03	6.00
32	35	32	0.00368	0.08544	0.04304	2	6.7	0.03	6.00
33	35	34	0.00230	0.05340	0.02690	2	6.7	0.03	6.00
34	34	33	0.00184	0.04272	0.02152	2	6.7	0.03	6.00
35	17	31	0.00460	0.10680	0.05380	4	6.7	0.03	6.00
36	36	17	0.00460	0.10680	0.05300	2	6.7	0.03	6.00
37	37	36	0.00920	0.21360	0.10760	2	6.7	0.03	6.00
38	20	37	0.00920	0.21360	0.10760	2	6.7	0.03	6.00
39	19	18	0.03088	0.70600	0.03100	2	3.0	0.03	6.00
40	47	19	0.03088	0.70600	0.03100	2	3.0	0.03	6.00
53	16	35	0.00368	0.08544	0.04304	4	6.7	0.03	6.00

表 A.3 : 系統潮流状態

ノード	V [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	1.01	5.0000	-
2	1.00	6.0000	-
3	1.02	3.7381	-
4	1.00	6.5000	-
5	1.02	3.8000	-
6	1.00	6.5000	-
7	1.02	6.0000	-
8	1.02	5.0000	-
9	1.02	5.0000	-
10	1.01	4.0000	-
11	-	0.0	0.0
12	-	0.0	0.0
13	-	0.0	0.0
14	-	0.0	0.0
15	-	0.0	0.0
16	-	0.0	0.0
17	-	0.0	0.0
18	-	4.5000	1.0500
19	-	4.5000	1.4130
20	-	0.0	0.0
21	-	0.0	0.0
22	-	0.0	0.0
23	-	0.0	0.0
24	-	0.0	0.0
25	-	0.0	0.0
26	-	0.0	0.0
27	-	0.0	0.0
28	-	0.0	0.0
29	-	0.0	0.0
30	-	0.0	0.0
31	-	0.0	0.0
32	-	0.0	0.0
33	-	0.0	0.0
34	-	0.0	0.0
35	-	0.0	0.0
36	-	0.0	0.0
37	-	0.0	0.0
38	-	3.0000	-1.2000
39	-	6.0000	-2.4160
40	-	6.0000	-2.6710
41	-	6.0000	-2.5930
42	-	6.0000	-2.3780
43	-	3.0000	-1.2600
44	-	3.0000	-2.4990
45	-	3.0000	-2.4800
46	-	3.0000	-2.5320
47	-	3.0000	1.3680

表 A.4 : 発電機定数 (自己容量ベース : ATC 計算用)

	火力	原子力	水力
d軸同期リアクタンス X_d [p.u.]	1.70	1.70	1.20
d軸過渡リアクタンス X_d' [p.u.]	0.35	0.38	0.35
d軸初期過渡リアクタンス X_d'' [p.u.]	0.25	0.28	0.26
q軸同期リアクタンス X_q [p.u.]	1.70	1.70	0.72
q軸過渡リアクタンス X_q' [p.u.]	0.35	0.38	0.35
q軸初期過渡リアクタンス X_q'' [p.u.]	0.25	0.28	0.26
機子漏れリアクタンス X_l [p.u.]	0.23	0.25	0.23
d軸短絡過渡時定数 T_d' [s]	1.00	1.50	2.60
d軸短絡初期時定数 T_d'' [s]	0.03	0.03	0.05
q軸短絡過渡時定数 T_q' [s]	0.21	0.22	0.44
q軸短絡過渡時定数 T_q'' [s]	0.03	0.03	0.05
固定子抵抗 R_g []	0	0	0
GOVゲイン K_G [p.u.]	20.00	20.00	20.00
GOV時定数 T_G [s]	2.00	2.00	2.00
AVRゲイン K_A [p.u.]	10.00	10.00	10.00
AVR時定数 T_A [s]	0.50	0.50	0.50
制動係数 D [p.u.]	0	0	0

表 A.5 : 発電機定数 (自己容量ベース : 信頼度計算用)

	火力	原子力	水力
d軸同期リアクタンス X_d [p.u.]	1.70	1.70	1.20
d軸過渡リアクタンス X_d' [p.u.]	0.35	0.38	0.35
d軸初期過渡リアクタンス X_d'' [p.u.]	0.25	0.28	0.26
q軸同期リアクタンス X_q [p.u.]	1.70	1.70	0.72
q軸過渡リアクタンス X_q' [p.u.]	0.35	0.38	0.35
q軸初期過渡リアクタンス X_q'' [p.u.]	0.25	0.28	0.26
機子漏れリアクタンス X_l [p.u.]	0.23	0.25	0.23
d軸短絡過渡時定数 T_d' [s]	1.00	1.50	2.60
d軸短絡初期時定数 T_d'' [s]	0.03	0.03	0.05
q軸短絡過渡時定数 T_q' [s]	0.21	0.22	0.44
q軸短絡過渡時定数 T_q'' [s]	0.03	0.03	0.05
固定子抵抗 R_g []	0	0	0
GOVゲイン K_G [p.u.]	20.00	20.00	20.00
GOV時定数 T_G [s]	2.00	2.00	2.00
AVRゲイン K_A [p.u.]	7.00	7.00	7.00
AVR時定数 T_A [s]	0.50	0.50	0.50
制動係数 D [p.u.]	0	0	0

表 A.6 : 発電機データ

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10
慣性定数	8.00	8.00	10.00	8.00	10.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
容量[MVA]	8240	12940	7060	12940	7060	12940	12940	8240	8240	5880
種別	原子力	火力	水力	火力	水力	火力	原子力	火力	火力	火力

付録 B

N-1 事故のみを考えた場合の信頼度計算

N-1 事故のみ(複数の送電線で事故が起こっても最も過酷なものだけを考慮する場合)の信頼度は計算によって求めることができる。本研究では,図 6.15 の負荷曲線を用い,図 6.16 のように制約違反が生じる。夏の平日のピーク時を 1 としたとき制約違反が現れる最も小さい比率は 0.9 である。よって図 6.15 図 6.16 によると夏の平日以外は停電が起こらない。UPFCがない場合とある場合のLOLE, EENSは式(B.1) ~ (B.4)で表される。 $LOLE_0, EENS_0$ はUPFCがない場合, $LOLE_{UPFC}, EENS_{UPFC}$ はUPFCを導入した場合の信頼度指標である。送電線の 1 回線の事故確率は 0.5% (=0.03/6.03), UPFCの事故確率 P_{UPFC} は 0.4%とする。ただし, P_{li} は送電線*l*の(夏の平日) *t*時における故障確率(つまり停電確率), ENS_{li} は送電線*l*に(夏の平日) *t*時に事故が起きた場合の供給支障電力とする。添え字 *u*はUPFCがある場合を示す。(供給支障電力量が大きい順に過酷な事故となるが, UPFCがないときは送電線 19, 17, 18 の順で, UPFCがあるときは 17, 18, 19 の順で過酷な事故であることに注意する。)

$$LOLE_0 \text{ (day/yr)} = 365 \times \frac{91}{365} \times \frac{5}{7} \times \frac{1}{24} \times \sum_{i=0}^{23} \{ P_{19i} + (1 - P_{19i})P_{17i} + (1 - P_{19i})(1 - P_{17i})P_{17i} \} \quad (B.1)$$

$$EENS_0 \text{ (GMWh/yr)} = 365 \times \frac{91}{365} \times \frac{5}{7} \times \sum_{i=0}^{23} \left\{ P_{19i}ENS_{19i} + (1 - P_{19i})P_{17i}ENS_{17i} + (1 - P_{19i})(1 - P_{17i})P_{18i}ENS_{18i} \right\} \quad (B.2)$$

$$LOLE_{UPFC} \text{ (day/yr)} = P_{UPFC} \times LOLE_0 + (1 - P_{UPFC}) \times 365 \times \frac{91}{365} \times \frac{5}{7} \times \frac{1}{24} \times \sum_{i=0}^{23} \{ P_{17i}^u + (1 - P_{17i}^u)P_{18i}^u + (1 - P_{17i}^u)(1 - P_{18i}^u)P_{19i}^u \} \quad (B.3)$$

$$EENS_{UPFC} (GMWh/yr) = P_{UPFC} \times EENS_0 + (1 - P_{UPFC}) \times 365 \times \frac{91}{365} \times \frac{5}{7} \times \sum_{i=0}^{23} \left\{ \begin{array}{l} P_{17i}^u ENS_{17i}^u + (1 - P_{17i}^u) P_{18i}^u ENS_{18i}^u \\ + (1 - P_{17i}^u) (1 - P_{18i}^u) P_{19i}^u ENS_{19i}^u \end{array} \right\} \quad (B.4)$$

表 B.1 ,B.2 に UPFC の各インバータ容量の LOLE および EENS を N-1 事故のみを考慮し計算によって求めた場合とモンテカルロシミュレーションによって求めた場合 (6-2-2) の 2 通りについて示す。UPFC のインバータ容量が小さくなると、全ての停電の原因となる事故のうちの N-1 事故の割合が多くなるので N-1 事故のみを考慮して計算によって求めた信頼度指標とモンテカルロシミュレーションで計算した信頼度指標の差は小さくなる。

表 B.1 : 複数事故を考慮した場合と N-1 のみの場合の LOLE の比較

Capacity (GVA)	LOLE (day/year)	
	MC	N-1
0	7.4×10^{-1}	7.4×10^{-1}
0.5	6.7×10^{-1}	6.6×10^{-1}
1.0	5.9×10^{-1}	5.9×10^{-1}
1.5	4.0×10^{-1}	4.0×10^{-1}
2.0	3.3×10^{-1}	3.2×10^{-1}
2.5	1.1×10^{-1}	1.1×10^{-1}
3.0	6.0×10^{-2}	5.7×10^{-2}
3.5	4.2×10^{-3}	3.0×10^{-3}

表 B.2 : 複数事故を考慮した場合と N-1 のみの場合の EENS の比較

Capacity (GVA)	EENS (MWh/year)	
	MC	N-1
0	1.0×10^4	9.9×10^3
0.5	7.0×10^3	6.9×10^3
1.0	5.9×10^3	5.8×10^3
1.5	3.3×10^3	3.3×10^3
2.0	2.1×10^3	2.1×10^3
2.5	8.5×10^2	8.4×10^2
3.0	2.2×10^2	2.0×10^2
3.5	4.5×10^1	4.0×10^1

3.5GVA , 3.0GVA のときは N-1 事故のみを考えた場合の信頼度よりモンテカルロシミュレーションによって求めた場合の信頼度の値のほうが大きい。これは、UPFC が故障していなくても制約違反を解消できない N-2 以上の事故が起こるためである。UPFC の各イン

バータ容量が 2.5GVA より小さくなると両者の差がほとんどなくなる。

UPFC の各インバータ容量が 3.5GVA のときは、系統に起こる全ての N-1 事故を解消可能である。これまで行ってきた研究では、ATC はその潮流状態でどの送電線 1 回線で事故が起こっても制約に違反しない N-1 ルールを満たす N-1ATC として扱ってきた。この定義では ATC を実現しているのは 3.5GVA のときのみである。よって、N-1 ルールを完全に満たす N-1ATC を UPFC によって拡大した系統の信頼度評価において、モンテカルロシミュレーションによって信頼度を評価することは必要であると言える。

UPFC のインバータ容量を小さくしていくと、解消できない N-1 事故が増える。(つまり、この場合 ATC は確保されていないということになる。) 夏のピーク時もしくはそれに近い時間帯に停電を回避できない N-1 事故ケースが現れることになる。これらの場合、停電の原因となる N-1 事故が N-2 以上の事故と比べて非常に多くなるので、N-1 状態のみ考慮した場合の結果とモンテカルロシミュレーションによる結果がほぼ等しくなっている。

本研究の目的は「UPFC によって ATC が拡大された系統」の信頼度評価であり、これまでに ATC の基準としてきた N-1 基準が信頼度という点から見てどうであるかが重要であり、モンテカルロシミュレーションによる解析は必要である。本研究では、多くの制約を解消して ATC を拡大したいため制約条件を厳しくしているため、UPFC がいない場合もしくはインバータ容量が小さい場合に N-1 事故によって制約違反が起こる場合が多く起こるような条件になっており、他の系統状態でも容量の小さいときは N-1 事故のみを考慮した計算によって求めればよいかということも必ずしもそうではない。

表 B.3 ~ B.10 に式(B.1) ~ (B.4)によって信頼度指標を計算するとき用いる、UPFC のインバータ容量に応じた夏の平日の時間ごとの停電確率および供給支障電力を示す。(停電が起こる可能性のある送電線のみについて示す。)

表 B.3 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC なし)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0	0	0.00995	0	0	0.334
11	0.96	0.0199	0.0199	0.00995	0.477	0.241	0.790
12	0.93	0	0	0.00995	0	0	0.447
13	0.97	0.0199	0.0199	0.00995	0.600	0.364	0.908
14	1	0.0199	0.0199	0.00995	0.977	0.740	1.263
15	0.96	0.0199	0.0199	0.00995	0.477	0.241	0.790
16	0.96	0.0199	0.0199	0.00995	0.477	0.241	0.790
17	0.93	0	0	0.00995	0	0	0.447
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0

表 B.4 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC 各 500MVA)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0	0	0	0	0	0
11	0.96	0.0199	0.0199	0.00995	0.477	0.241	0.121
12	0.93	0	0	0	0	0	0
13	0.97	0.0199	0.0199	0.00995	0.600	0.364	0.244
14	1	0.0199	0.0199	0.00995	0.977	0.740	0.499
15	0.96	0.0199	0.0199	0.00995	0.477	0.241	0.121
16	0.96	0.0199	0.0199	0.00995	0.477	0.241	0.121
17	0.93	0	0	0	0	0	0
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0

表 B.5 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC 各 1000MVA)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0	0	0	0	0	0
11	0.96	0.0199	0.0199	0	0.360	0.241	0
12	0.93	0	0	0	0	0	0
13	0.97	0.0199	0.0199	0.00995	0.482	0.364	0.122
14	1	0.0199	0.0199	0.00995	0.860	0.740	0.499
15	0.96	0.0199	0.0199	0	0.360	0.241	0
16	0.96	0.0199	0.0199	0	0.360	0.241	0
17	0.93	0	0	0	0	0	0
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0

表 B.6 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC 各 1500MVA)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0.0199	0	0	0	0	0
11	0.96	0	0	0	0.241	0	0
12	0.93	0.0199	0	0	0	0	0
13	0.97	0.0199	0.0199	0	0.364	0.122	0
14	1	0.0199	0.0199	0.00995	0.741	0.499	0.252
15	0.96	0.0199	0	0	0.241	0	0
16	0.96	0	0	0	0.241	0	0
17	0.93	0	0	0	0	0	0
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0

表 B.7 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC 各 2000MVA)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0	0	0	0	0	0
11	0.96	0.0199	0	0	0.121	0	0
12	0.93	0	0	0	0	0	0
13	0.97	0.0199	0	0	0.244	0	0
14	1	0.0199	0.0199	0	0.620	0.376	0
15	0.96	0.0199	0	0	0.121	0	0
16	0.96	0.0199	0	0	0.121	0	0
17	0.93	0	0	0	0	0	0
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0

表 B.8 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC 各 2500MVA)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0	0	0	0	0	0
11	0.96	0	0	0	0	0	0
12	0.93	0	0	0	0	0	0
13	0.97	0	0	0	0	0	0
14	1	0.0199	0.0199	0	0.376	0.252	0
15	0.96	0	0	0	0	0	0
16	0.96	0	0	0	0	0	0
17	0.93	0	0	0	0	0	0
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0

表 B.9 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC 各 3000MVA)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0	0	0	0	0	0
11	0.96	0	0	0	0	0	0
12	0.93	0	0	0	0	0	0
13	0.97	0	0	0	0	0	0
14	1	0.0199	0	0	0.127	0	0
15	0.96	0	0	0	0	0	0
16	0.96	0	0	0	0	0	0
17	0.93	0	0	0	0	0	0
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0

表 B.10 : 夏の平日の停電確率と供給支障電力 (UPFC 各 3500MVA)

時	日負荷曲線の比率	br17 停電確率	br18 停電確率	br19 停電確率	br17 ENS(GWh)	br18 ENS(GWh)	br19 ENS(GWh)
0	0.54	0	0	0	0	0	0
1	0.49	0	0	0	0	0	0
2	0.47	0	0	0	0	0	0
3	0.44	0	0	0	0	0	0
4	0.42	0	0	0	0	0	0
5	0.42	0	0	0	0	0	0
6	0.45	0	0	0	0	0	0
7	0.53	0	0	0	0	0	0
8	0.68	0	0	0	0	0	0
9	0.87	0	0	0	0	0	0
10	0.92	0	0	0	0	0	0
11	0.96	0	0	0	0	0	0
12	0.93	0	0	0	0	0	0
13	0.97	0	0	0	0	0	0
14	1	0	0	0	0	0	0
15	0.96	0	0	0	0	0	0
16	0.96	0	0	0	0	0	0
17	0.93	0	0	0	0	0	0
18	0.88	0	0	0	0	0	0
19	0.87	0	0	0	0	0	0
20	0.81	0	0	0	0	0	0
21	0.75	0	0	0	0	0	0
22	0.7	0	0	0	0	0	0
23	0.65	0	0	0	0	0	0