

修士論文

競争環境下における地域間連系線 最適 CBM の導出に関する研究

平成 18 年 2 月 3 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

46359 倉石 英明

内容梗概

電力会社は供給信頼度の維持のために、予備力と呼ばれる最大需要を上回る供給力を保有している。電力会社間の系統を連系線で相互に接続し、電力の供給不足が発生した際には相互に電力の応援融通を行うことを可能にすることで、予備力を削減することが出来る。予備力の削減を目的として送電線に設けられる応援融通のための確定的な空き容量が **Capacity Benefit Margin(CBM)**である。CBM は、電力自由化後の環境において重要な指標となる。市場参加者に公開される送電線の空き容量(**Avairable Transfer Margin(ATC)**)は、送電線に流しうる最大電力から CBM などの各種マージンとベース潮流を差し引いて求められるためである。

この ATC については研究成果が多く発表されているにもかかわらず、ATC の導出に必要な CBM についての先行研究は非常に少ない。わが国においては、特に系統間を結ぶ連系線の ATC が少なく、市場分断が発生しているとの指摘もある。そのためにも連系線の CBM を理論的に導出し、正しく評価したうえで ATC を求めることが必要不可欠である。

本研究では、モンテカルロシミュレーションによる LOLE 計算、必要供給予備力の探索、メリット最大化 CBM の探索の3つのステップからなる、最適 CBM の理論的な導出方法を示し、続いてモデル系統において最適 CBM を求めた結果について述べた。最適 CBM の導出は IEEE 79 RTS モデルと電気学会西 30 機系統モデルの 2 つで行った。ここでは、LOLE を 0.3[日/年]に保つために必要な予備力を最小化する連系線 CBM と、連系線に CBM を設けることによって得られる経済的メリットを最大化する連系線 CBM を求めた結果を示している。シミュレーションの結果、予備力を最小化する連系線 CBM は一意に決定できるものの、経済的メリットを最大化する連系線 CBM は各エリア毎に異なり、一意に決定できないことが示された。このため、全てのエリアを合わせた系統全体での経済的メリットを最大化する連系線 CBM を一つの解として提案した。

また、競争環境下の電力系統における最適 CBM について最後の章で述べている。本研究における電力の市場取引モデルについて述べた後、電力の市場取引の割合の増加に対する最適 CBM 及び CBM により得られるメリットの変化を示した。ここでは、市場取引割合が増加しても最適 CBM の値に変化は無いものの、CBM を最適化することによって削減される予備力の量、得られる経済的メリットが減少することを示し、同時にその原因について考察した。

1. 序論	1
1.1. 背景	1
1.2. 本研究の目的	2
1.3. 本研究で用いる用語の定義	2
2. 電力系統における供給信頼度の維持	3
2.1. 電力系統における供給信頼度	3
2.2. 予備力	3
2.3. 停電の発生要因	5
2.4. 連系線における各種マージン	6
2.5. CBM の定義と連系線における役割	7
2.6. 日本の電力会社間系統連系の現状	9
2.7. 連系線における最適 CBM 容量評価の必要性	10
3. 最適 CBM 導出の流れ	11
3.1. 最適 CBM 導出のフローチャート	11
3.2. LOLE 計算	12
3.2.1. 系統状態の設定	13
3.2.2. 最適潮流計算	17
3.2.3. 停電判定	19
3.2.4. LOLE 計算	21
3.3. 必要供給予備力導出	23
3.4. 連系線 CBM の値を変更	28
4. IEEE79RTS モデルにおける最適 CBM 容量導出	29
4.1. モデルの概要	29
4.2. モンテカルロ・シミュレーションの試行回数	31
4.3. 予備率が LOLE に与える影響	31
4.4. 連系線 CBM が LOLE に与える影響	32
4.5. 連系線 CBM が LOLE に与える影響	33
4.6. 系統規模が極端に異なる系統間連系線の最適 CBM 容量	36
5. 論電気学会西 30 機系統モデルにおける最適 CBM	39

5.1.	モデルの概要	39
5.2.	モンテカルロ・シミュレーションの試行回数	41
5.3.	予備率が LOLE に与える影響	42
5.4.	連系線 CBM が LOLE に与える影響	44
5.5.	シミュレーション結果	47
5.5.1.	CBM に対する LOLE を 0.3[日/年]とする予備力の変化	47
5.5.2.	CBM に対する電力会社間応援量の変化	54
5.5.3.	CBM に対する EENS の変化	59
5.6.	経済的指標に基づく最適 CBM の評価	62
5.6.1.	CBM の得失に含まれるコスト	62
5.6.2.	予備力の削減額	62
5.6.3.	連系線 CBM コスト	66
5.6.4.	応援元エリアに支払う電力料金	70
5.6.5.	応援融通の利益	73
5.6.6.	CBM により得られるメリットの変化	76
6.	競争環境下での最適 CBM	80
6.1.	競争環境下の電力供給	80
6.2.	想定する電力の供給形態	81
6.3.	市場取引モデル	83
6.3.1.	システム価格	83
6.3.2.	供給曲線の決定	83
6.3.3.	需要曲線の作成	88
6.3.4.	システム価格の決定と各発電会社の発電量の決定	89
6.4.	競争環境下の停電判定と LOLE 計算	91
6.5.	市場を導入することの影響	96
6.5.1.	予備力最小化 CBM に与える影響	96
6.5.2.	連系メリット最大化 CBM に与える影響	100
6.5.3.	市場取引割合の増大が予備力削減量を減少させる理由	104
7.	おわりに	108
8.	謝辞	110

9. 付録 A	111
10. 付録 B	115
11. 発表文献	122
12. 参考文献	123

1. 序論

1.1. 背景

電力の品質を表す基準のひとつに、供給信頼度がある。供給信頼度とは周波数、電圧などが変動することなく、また電力が途切れることなく安定して供給されるかを表した指標であり、幾つかの評価基準がある。そのひとつに、単位期間の停電時間の期待値である LOLE がある。

電力会社は LOLE を基準値に維持するために予想される最大需要量を上回る予備の発電設備を保有している。この予備の発電設備を予備力と呼ぶ。予備力を設けることで、予測を上回る電力需要が発生した場合、または発電機の突然の故障した場合などでも供給不足の発生を防ぐことが出来る。しかし、予備力はこれらの緊急時以外には利用されない無駄な設備とであり、必要以上の予備力を保有することは発電会社の経営上好ましくない。このために系統間を連系線と呼ばれる送電線で相互に接続し、ある系統で供給不足が発生した際に連系線を通じて別の系統から電力の応援融通を受けられるようにすることが考えられた。このときの緊急の応援融通のために、いつでも連系線に電力を流せるように常に設けられている空き容量が Capacity Benefit Margin (CBM) である。CBM を設けて、電力会社で応援融通を可能とすることで、それぞれの電力会社は予備力を削減することが可能となる。つまり、CBM とは予備力の量を削減するための送電線マージンと言うことが出来る。

わが国において、昭和 40 年代に電力会社相互の系統連系が進み、連系線における適正な CBM 量についての検討が行われた。[1] その結果、各社ごと一律に系統容量の最大 3% を隣接する会社から応援融通が受けられると取り決めがなされた。それにあわせて、各社間の連系線に CBM が確保されている。

さて、この CBM であるが、電力自由化に伴いその理論的な導出が求められている。電力の市場での取引が盛んになった結果、あとどれくらいまで送電線に電力を流せるかと言った送電線の空き容量の情報が非常に重要となってきた。送電線の空き容量とは物理的な送電線の容量から CBM などの各種マージンを差し引いた残りである。

日本においても電力自由化以後、新規事業者が参入し市場での電力取引が行われているが、一部の連系線において空き容量が極めて少ないことが問題となっており、新規参入者の間からは空き容量を拡大するように要求する声が上がっている。わが国の現行の CBM の基準は、電力自由化以前に決められたものであり、連系線の最適な CBM を自由化後の環境に合わせて理論的に求めることが必要になっている。

1.2. 本研究の目的

1.1 で、既にわが国の電力系統間の連系線に CBM が設けられていることは既に述べた。わが国の電力系統において、この系統間連系線 CBM について検討されたのは昭和 45 年で、現在の電力系統の現状を考えると陳腐化は否めない。昭和 60 年代にも当時の最新のデータを用いて再度連系線 CBM についての検討が行われたが、その手法にまだ改良の余地が残されている。これらの検討の報告書では連系線 CBM は系統容量の 3% が妥当な数値と述べられているが、3% の根拠は明確に示されていない。また、国内、海外においても送電線の空き容量の導出については多数の論文が発表されているものの、空き容量の導出に必要となる CBM に着目した研究はほとんど無い。[2][3][4] このため、本研究では CBM 導出の過程を明示的に述べ、最適 CBM の理論的な導出過程を提案するとともに、モデル系統におけるシミュレーションを通じて最適な CBM の値を提示することとした。

さらに、今後電力自由化が進展して既存の電力会社間の垣根を越えて電力の取引が行われる競争環境下の電力系統を想定し、そのような条件下での最適 CBM を導出した。あわせて市場取引の進展が最適 CBM に与える影響を評価し、競争環境下の系統連系のあり方について考察する。

1.3. 本研究で用いる用語の定義

本研究は、幾つかの一般的でない用語を用いている。それらを以下の通り定義した。

供給力	電力系統において需要に供給しうる発電力の合計である。ある系統内にある全ての発電機の最大出力の合計を指す。
予備力	想定される最大電力需要以上に保有する供給力のことである。例えば想定最大電力需要が 65000[MW]、供給力が 70000[MW] の系統であれば、予備力は 5000[MW] となる。
予備率	予備力の、想定される最大電力需要に対する比である。単位には [%] を用いる。想定最大電力需要が 65000[MW] で予備力が 5000[MW] のとき、予備率は 7.69[%] となる。
必要供給予備力	定められた供給信頼度基準を満たすために必要な予備力である。

2. 電力系統における供給信頼度の維持

2.1. 電力系統における供給信頼度

電力の品質を表す基準のひとつに、供給信頼度がある。供給信頼度とは電圧、周波数などがどの程度安定し、また電力がどの程度途切れることなく供給されるかを示したものであり、このうち停電に関する代表的な指標として表 1 に示す基準がある。[4]

表 1 供給信頼度の評価基準

用語	単位	説明
LOLP(Loss of Load Probability)	[%]	停電が発生する確率
LOLE(Loss of Load Expectation)	[day/year]	単位期間の間に停電となる時間の期待値
EENS(Expected Energy Not Supplied)	[MWh/year]	単位期間中に停電により供給されなかった電力量の期待値
LOLF(Loss of Load Frequency)	[occ/year]	単位期間中の停電発生回数の期待値

これらのうち、本研究では Loss of Load Expectation (LOLE)を評価基準として用いた。LOLE とは、単位期間の間に発生する停電時間の期待値を表す指標であり、[日/年]、[時間/月]などの単位で用いられ、一般に見込み不足日数と日本語訳される。LOLE の値が小さいほど停電となる時間が少なくなり、より高品質な電力供給となる。電力会社は予測される最大需要を上回る予備設備の保有などで LOLE を基準値以下とするよう努めている。本研究では、LOLE の基準値は特に断りの無い限り 0.3[日/年]とした。この値は 10 年に一度の 3 日間の大洪水を想定した値であり、現在のわが国における見込み不足日数の基準値として採用されている値である。

2.2. 予備力

一般に電力会社は供給信頼度の維持のために、予備力と呼ばれる余剰の発電設備を保有している。図 1 に示すように、予備力とは景気変動・事故などを原因として需要超過が発生した際にも電力の供給不足の発生を防ぎ、安定した供給を維持するために予測した最大需要を上回って保有する供給力のことである。予備力を保有することで、万が一最大需要の予測を誤り、予測以上の需要が発生した場合でも供給不足の発生を防ぐことが出来る。また、発電機の故障等で供給力が低下した場合も同様である。図 2 に示すように、一般に供給予備力を増加させるほど停電が起こる確率が減少して LOLE は減少するが、同時に普段は利用されない余剰の発電設備を多く持つこととなり、設備費、維持費の増大などを招き不経済である。このため目標となる供給信頼度基準を定め、その基準を満たす最小限の予備力を保有するのが一般的である。

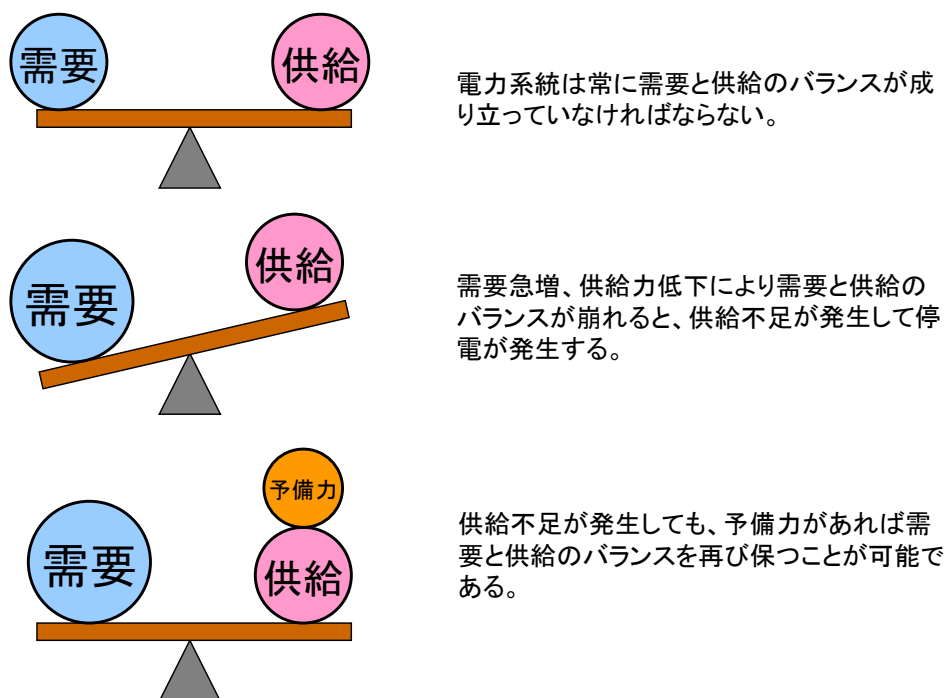


図 1 電力の需給バランス

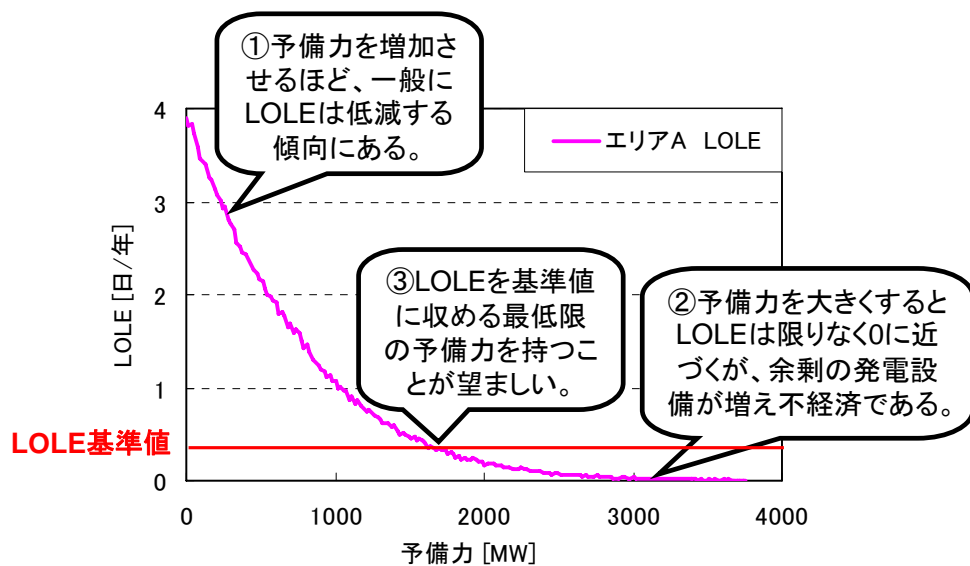


図 2 予備力を増加させた場合の LOLE の低減効果

予備力はさらに表 2 の通り分類される。

表 2 予備力の種類

名 称	定 義	備 考
供給予備力	事故、渇水、需要の変動などの予測し得ない異常事態の発生があっても安定した供給を行うのを目途として、あらかじめ想定需要以上に保有する予備力	
待機予備力	起動から全負荷を取るまでに数時間程度を要する供給予備力	停止待機中の火力をいう
運転予備力	即時に発電可能なもの及び短時間内(10分程度以内)で起動して負荷をとり待機予備力が起動して負荷をとる時間まで継続して発電しうる供給予備力	部分負荷運転中の発電機余力、停止待機中の水力およびガスタービンをいう
瞬動予備力	電源脱落時の急激な周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇して(10秒程度以内)他の運転予備力が発動されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給予備力	ガバナーフリー運転中の発電機のガバナーフリー分余力などをいう

本研究では10年程度の長期的な視点で見た際の予備力について考察しているおり、この論文で述べる予備力とは、特別に断りの無い限り表2の供給予備力を指すものとする。また、待機・運転・瞬動予備力の区別は行わず、全ての発電機が瞬時に起動可能な状態にあるものと仮定する。

2.3. 停電の発生要因

電力の供給量が電力の需要量を下回ることによって発生する供給不足の主な原因を以下に挙げる。

① 発電機の定期検査・故障による運転停止

法令により定められた定期検査を行う場合、臨時の検査を行う場合、予期しない故障が発生した場合など、運転可能な発電機の台数が減少して供給力が低下する場合。

② 送電線故障

台風・地滑りなどによる送電線の倒壊、変圧器・遮断器などの変電所設備の故障などの原因により、必要な電力を需要地に送電できなくなる場合。とりわけ遠隔地にある発電所から需要地へ向かう送電線(電源線)で故障が発生した場合¹、発電したエネルギーの行き場がなくなるため発電所を停止しなければならず、供給バランスに与える影響は深刻である。

¹ 平成17年4月1日(金)、石川県羽咋市福水町地内で大規模な地すべりが発生し、北陸電力の主要送電線である50万ボルト能登幹線の鉄塔1基が倒壊、隣接する鉄塔5基が損壊した。このため、迂回路となる能越幹線が復旧する4月22日17時に運用開始するまで、北陸電力志賀原子力発電所1号機(沸騰水型、定格電気出力54万キロワット)が運転不能となった。

③ 渇水による水力発電所の出力低下

長期間の渇水により、河川流量が減少して水力発電所の出力が低下する場合である。特に流量調整の出来ない流れ込み式水力発電所において渇水の影響が顕著であるが、長期間にわたる渇水の場合はダム式水力発電所の出力や運用計画にも影響を与える。

④ 猛暑・特定の社会行事による需要の急増

猛暑・寒波のためにエアコンの消費電力が急増する場合、特定の社会行事(スポーツイベントなど)により電力消費量が急増する場合などである。

⑤ 好景気による電力需要の増加

景気が向上することで鉱工業生産が増加し、工場などで電力需要が増加する場合である。

以上が電力の供給不足の主な原因である。本研究ではこのうちで②、④、⑤を考慮に入れ、シミュレーションを行った。発電機の故障は、予め与えられた発電機の信頼性のデータから求めた故障率を基に確率的に発生させ、電力需要の急増は電力需要に不規則な変化を与えることで表現した。また、送電線故障は後述するように TRM と呼ばれる別のマージンで考慮されるものであるため、CBM の導出の際には考慮しないものとした。

2.4. 連系線における各種マージン

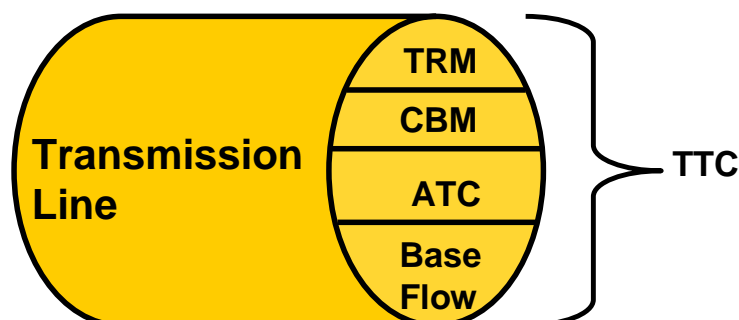
電力供給信頼度の維持のために、送電線には CBM、TRM などのマージンが設けられている。

表 3 に連系線における諸量とマージンを挙げる。[5][6][7]

表 3 連系線における各種マージン

名称	日本語名	説明
TTC	運用容量	安定度(定態・過渡)、熱容量、電圧を考慮して決定される送電線に流しうる最大電力。
ATC	託送可能量	TTCよりTRM、CBM、Base Flowを差し引いた残りの量。電力の託送に利用可能な送電線の空き容量。
TRM	送電信頼度マージン	系統状況の不確実性に対応する、電力系統の安定運用を保証するためのマージン。系統固有の不確実性、TTC・ATC計算に関連する影響、系統状況変化に対する運用の柔軟性などを考慮して決定。
CBM	容量受益マージン	供給事業者(LSE)が発電信頼性要求を満足すべく他連系系統の発電機へアクセスするために、送電提供者が確保する確定的な託送容量。発電容量を削減を目的としたCBMの確保が認められている。CBMは緊急の発電不足時にのみLSEによって使用される。
Base Flow	計画潮流	電源の広域開発、長期相対契約等により、送電線に常に一定して流れる電力潮流。

これらの関係を図示すると、図 3 の通りとなる。[8]



$$ATC = TTC - TRM - CBM - \text{ベース潮流}$$

図 3 連系線マージンの関係図

送電線の空き容量を示す ATC は、TTC から CBM、TRM、ベース潮流を除いた残りである。このため、CBM の量を適切に評価することで、ATC を増加させることが可能になる場合がある。

2.5. CBM の定義と連系線における役割

北米信頼度協議会(NERC:North American Electric Reliability Council)によると、CBM (Capacity Benefit Margin) は、「供給事業者(LSE)が発電量確保の信頼性の要求を満たすべ

く他連系系統の発電機にアクセスするために、送電事業者が送電線に確保する確定的な託送容量」と定義されている。これを言い換えると、連系された電力系統において、ある系統で電力不足が発生した場合に、余剰電力のある系統から連系線を通じて電力不足が発生している系統に電力の応援融通を行う。このときの応援融通用に連系線に常に一定容量確保される空き容量が CBM である。各電力会社の系統間を相互に接続する連系線において CBM を確保し、どちらかの系統で電力不足が発生した際には供給力に余裕のある系統から余剰電力を連系線を通じて応援融通することで、両方の系統で予備力の削減を図ることが出来る。この予備力削減のためのマージンが CBM であり、CBM により予備力削減の経済的メリットが生じる。系統間の応援融通は、突発的な事故等により発生日時を正確に予想することが困難であるため、CBM として常に一定量を連系線に確保しておくのが通常である。

CBM の具体的な役割を図示すると、図 4 の通りとなる。

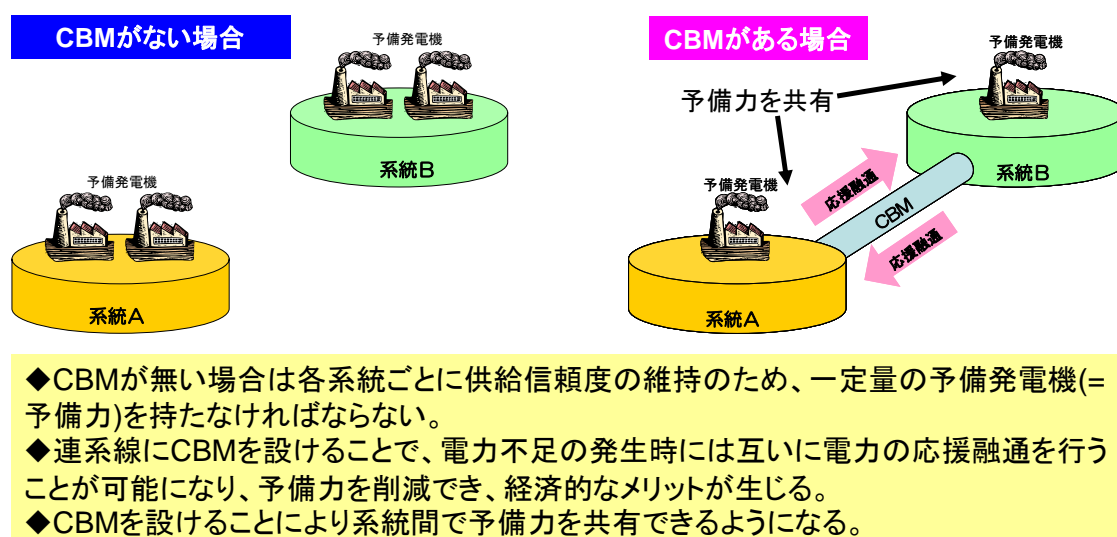


図 4 CBM による予備力削減効果

図 4 より、2 つ系統 A、B が連系線で連系されておらず、互いに独立である場合には、供給信頼度の維持のために一定量の予備力が必要となる。しかし、この 2 つの系統を連系線で相互に接続し、連系線に CBM を設けて一方の系統で電力の供給不足が発生した際に、もう一方の系統に対して応援融通を行うことを可能とすれば、両方の系統で予備力を削減することが可能となり経済的なメリットが発生する。

2.6. 日本の電力会社間系統連系の現状

現在の日本の電力会社間の連系線を図 5 に示す。

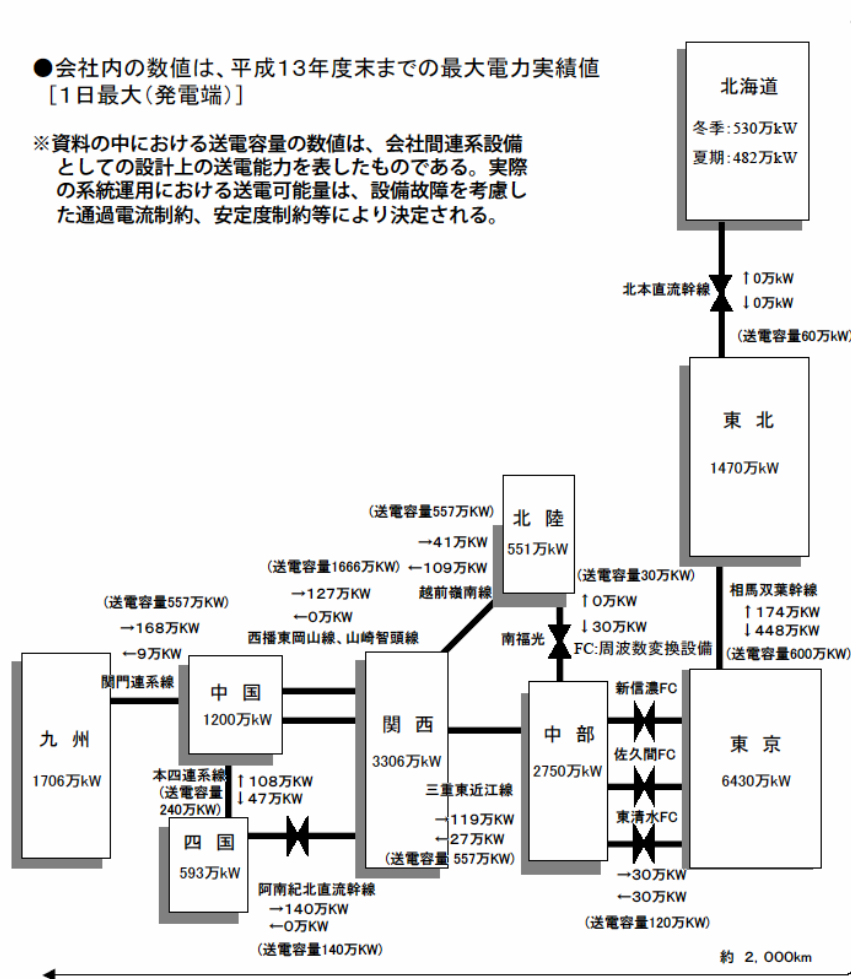


図 5 日本の送電連系の現状

図 5 より日本の電力系統の特長として、各社が縦に繋がったくし型系統である点が挙げられる。また、周波数変換所、直流送電線などで連系されている点も多い。特に北海道電力と東北電力を連系する北本直流幹線、東京電力と中部電力を連系する新信濃、佐久間、東清水(建設中)の3箇所では他の連系線に比べて送電容量がきわめて小さくなっている。

2.7. 連系線における最適 CBM 容量評価の必要性

連系線に多くの CBM を設けることで、一般に LOLE は低下し、供給信頼度は向上する傾向にある。しかし、CBM を多く設けるほど次のようなデメリットが発生する。

- 連系線の送電容量を大きくし、さらに連系線周辺の送電線、変圧器、遮断機などの増強が必要があり、それらのコストがかかる。
- ATC、ベース潮流などの容量を圧迫して送電線の有効利用の妨げとなる。

特に、電力自由化後の環境では ATC は送電線情報として系統利用者に公開され、電力の取引の際の重要な情報となり、ATC の範囲内で電力取引が行われる。十分に市場が機能するには、出来るだけ ATC は大きいほうが望ましい。特にわが国の場合、図 6 に示すとおり本州－北海道間、50[Hz]地域－60[Hz]地域間の連系線の容量が特に小さく、現状ではこれらの連系線の容量は全て CBM で埋められている。このため実質的に市場取引のための空き容量が確保できていない状況となり、発電事業者の新規参入の妨げになっているほか、市場分断が発生しているとの指摘もある。

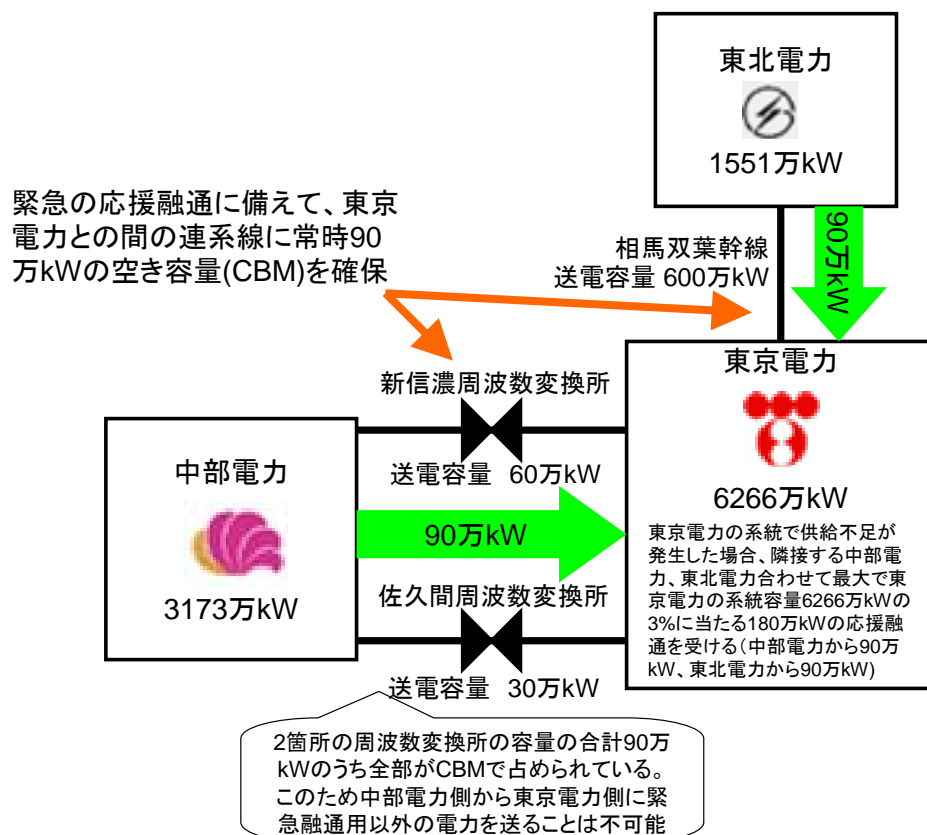


図 6 わが国における連系線 CBM 確保の実際

3. 最適 CBM 導出の流れ

本章では、最適 CBM の導出方法について述べる。本研究における最適 CBM の導出については、「わが国電気事業における送電連系と予備力の今後のあり方について(連系特別専門委員会総括報告書)」(昭和 45 年 12 月)において述べられている方法を参考としながら、改良を加えた。なお、本章では後述する電気学会西 30 機系統での最適 CBM の計算を具体的な例にとって説明を行う。

3.1. 最適 CBM 導出のフローチャート

本研究における最適 CBM 導出のフローチャートを、図 7 に示す。

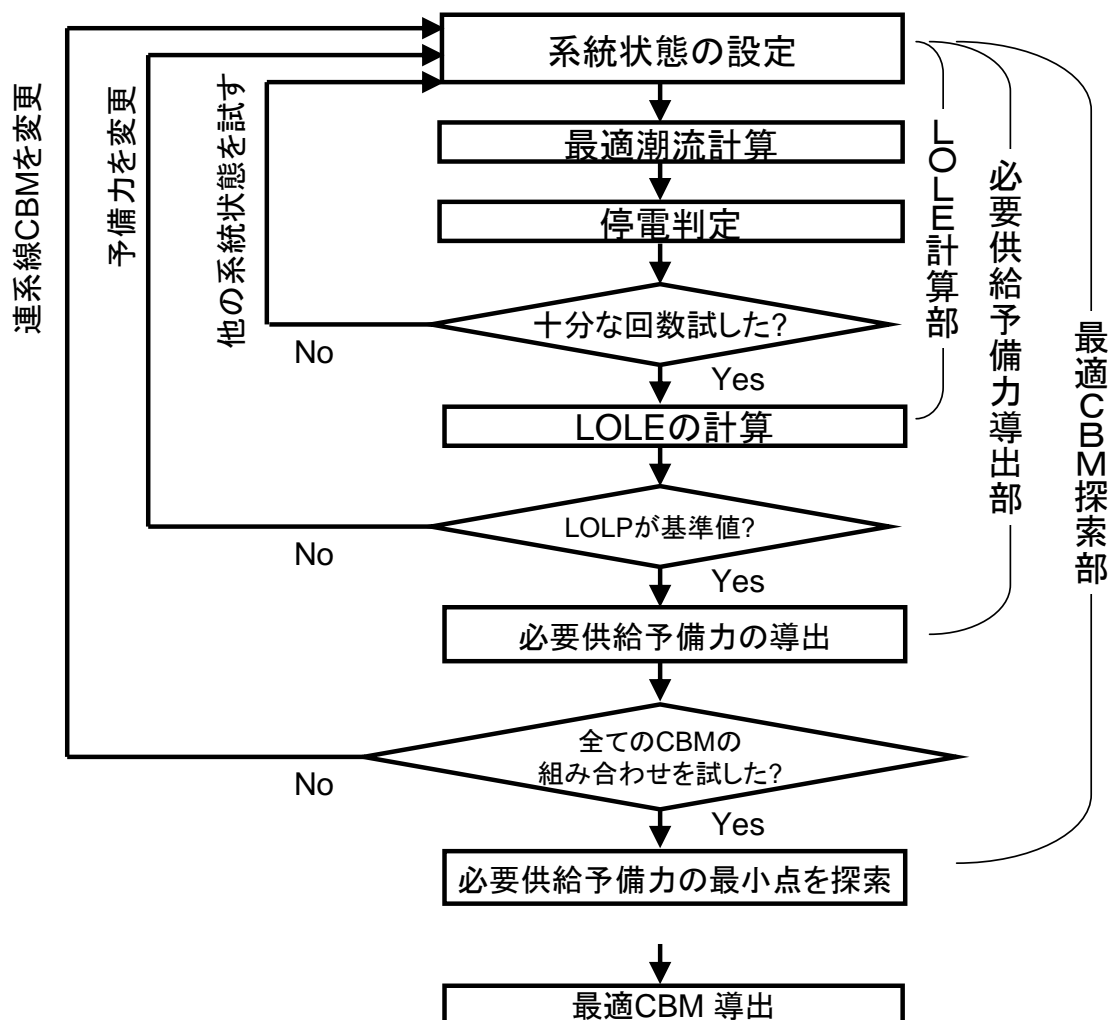


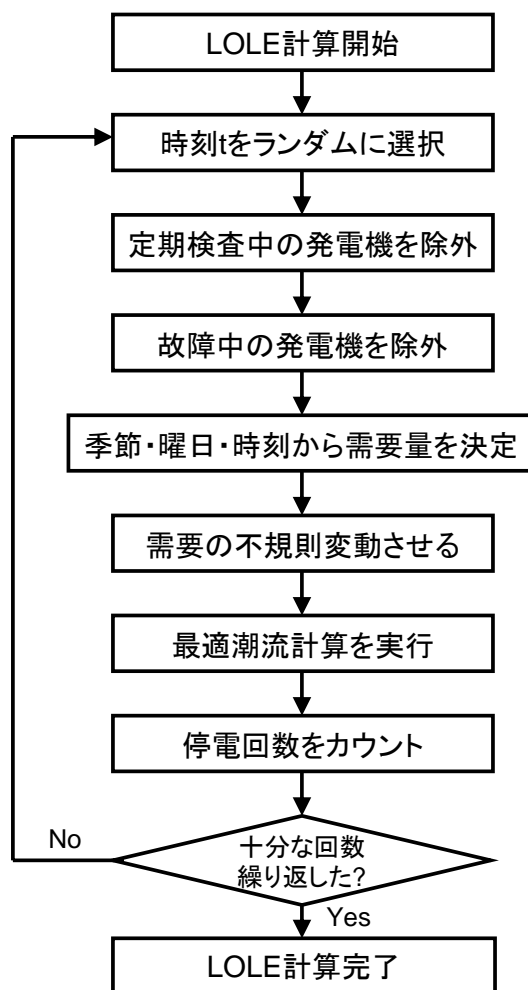
図 7 最適 CBM 導出のフローチャート

本研究における最適 CBM の導出は、大きく分けて以下に示す 3 つの部分から成る。

- ① モンテカルロ・シミュレーションにより、LOLE を求める部分
 - ② 全エリアで LOLE を規定値とする各エリアの予備力の組み合わせを求める部分
 - ③ 連系線 CBM 容量を変更し、予備力等の最適化指標を最適する CBM を探索する部分
- 以下、順に述べる。

3.2. LOLE 計算

始めに、モンテカルロ・シミュレーションにより供給信頼度の指標である LOLE を計算する方法について述べる。LOLE 計算のフローチャートを図 8 に示す。



3.2.1. 系統状態の設定

系統状態の設定では、最初に時刻 t を決定する。1 月 1 日 0:00 から 12 月 31 日 23:00 までを 1 時間おきに区切った計 8760 時間のうちからランダムに時刻を選択する。 $(0 \leq t \leq 8759, t \text{ は整数})$ 時刻 t を選択した後は、季節 s 、週 w 、曜日 d 、時間帯 h を決定する。 s 、 d 、 w 、 h は次のように決定される。

- s $0 \leq t \leq 2189$ であれば $s=0$ (冬)、 $2190 \leq t \leq 4379$ であれば $s=1$ (春)、 $4380 \leq t \leq 6569$ であれば $s=2$ (夏)、 $6560 \leq t \leq 8759$ であれば $s=3$ (秋) 例えば $t=5000$ であれば、 $s=2$ となり、季節は夏となる。 $(s=0,1,2,3)$
- w 時刻 t を $168(=24 \times 7)$ で割った値(整数) 例えば、 $t=5000$ であれば、 $5000 \div 168=29$ 余り 128、よって $w=29$ となり、第 29 週目を示す。 $(w=0,1,\dots,52)$
- d 時刻 t を $168(=24 \times 7)$ で割った余りを、24 で割った値(整数)。 $d=0$ は月曜日を指し、 $d=6$ は日曜日を指す。例えば、 $t=5000$ であれば、 $5000 \div 168=29$ 余り 128、128 を 24 で割ると 5 余り 8、曜日 d は $d=5$ となり、金曜日となる。 $(d=0,1,\dots,6)$
- h 時刻 t を 24 で割った余り。 $(t=5000$ であれば、 $5000 \div 24=208$ 余り 8 となり、 $h=8$ となり、午前 8 時を指す $(h=0,1,\dots,23)$

例えば、 $t=5000$ であったとすると、 $s=2$ 、 $w=29$ 、 $d=5$ 、 $h=8$ となり、夏季、第 29 週目、金曜日の午前 8 時となる。

このように時刻 t より季節 s 、週 w 、曜日 d 、時間帯 h が決定された後は時刻 t における各発電機グループの最大発電可能量 G_{max} と各母線における電力需要量 L_d を決定する。最大発電可能量は正常状態にある発電機の台数と発電機容量の積である。

ここで発電機の状態は、

- ① 正常
- ② 定期検査により停止中
- ③ 故障により停止中

の 3 つの状態を取るものとし、正常状態以外では発電機の出力を 0[MW]とした。実際の発電機状態の決定では、最初に定期検査となっている発電機を除外した後、故障している発電機を決

定する。このとき、定期検査は予め決められたスケジュールに従って行われるものとした。定期検査のスケジュールを付録 A、付録 B に示す。また、故障状態は発電機の故障確率に従い決定するものとする。発電機の故障確率は、発電機の MTTR (平均修理時間) と MTBF (平均故障間隔) から式(1)のとおり求める。

$$P_i = \frac{MTTR_i}{MTBF_i + MTTR_i} \quad (1)$$

ただし、 P_i …発電機 i の故障率、 $MTTR_i$ …発電機 i の平均修理時間(Mean Time To Repair)、 $MTBF_i$ …発電機 i の平均故障間隔(Mean Time Between Failure)

なお、本研究では各種発電機の MTTR、MTBF の値は発電機の種類別に設定し、表 4 の通りとした。

表 4 各発電機の MTTR と MTBF

Type of Generators	MTBF[hours]	MTTR[hours]
Thermal (Output over 500 [MW])	5500	110
Thermal (Output under 500 [MW])	4000	90
Nuclear	7000	168
Hydro	5000	40

さらに、各種発電機の定期検査期間は表 5 の通りとした。

表 5 各種発電機の定期検査期間

Type of Generators	Length of Periodic Maintenance[weeks]
Thermal (Output over 500 [MW])	5
Thermal (Output under 500 [MW])	4
Nuclear	6
Hydro (Output over 100 [MW])	3
Hydro (Output under 100 [MW])	2

以上のとおり、各発電機グループの総発電機台数から定期検査により停止している発電機の台数を引き、さらに故障により停止している発電機の台数を引いて正常状態にある発電機の台数を求める。

例えば、エリア A の発電機グループ 2 番(水力、250[MW]×8 台、90[MW]×30 台、計

4700[MW])では、 $t=5000$ で $h=29$ 週のと看、90MW の発電機が 1 台定期検査により停止している。さらにこのとき、90MW の発電機が 2 台故障により停止しているとすれば、 $t=5000$ における発電機グループ 2 の最大発電可能量は $250 \times 8 + 90 \times (30 - 1 - 2) = 4430$ [MW]となる。

続いて、系統内の各母線における電力需要量を決定する。各母線における電力需要量は、各母線の最大電力需要から季節 s 、曜日 d 、時間帯 h により決まる倍率を掛け、さらに負荷の不規則変動を加えたものである。各母線の電力需要量 Ld は式(2)で表される。

$$Ld_{i,t} = Lmax_i \times A_{s,d,h} \times F \quad (2)$$

ただし、

$Ld_{i,t}$ 母線 i の時刻 t における電力需要量[MW]

$Lmax_i$ 母線 i における年間最大電力需要量[MW]

$A_{s,d,h}$ 母線 i における季節 s 、曜日 d 、時間帯 h の電力需要量と最大需要量の比

F 負荷の不規則変動を表す倍率

ここで、 $A_{s,d,h}$ の値は次の通りである。

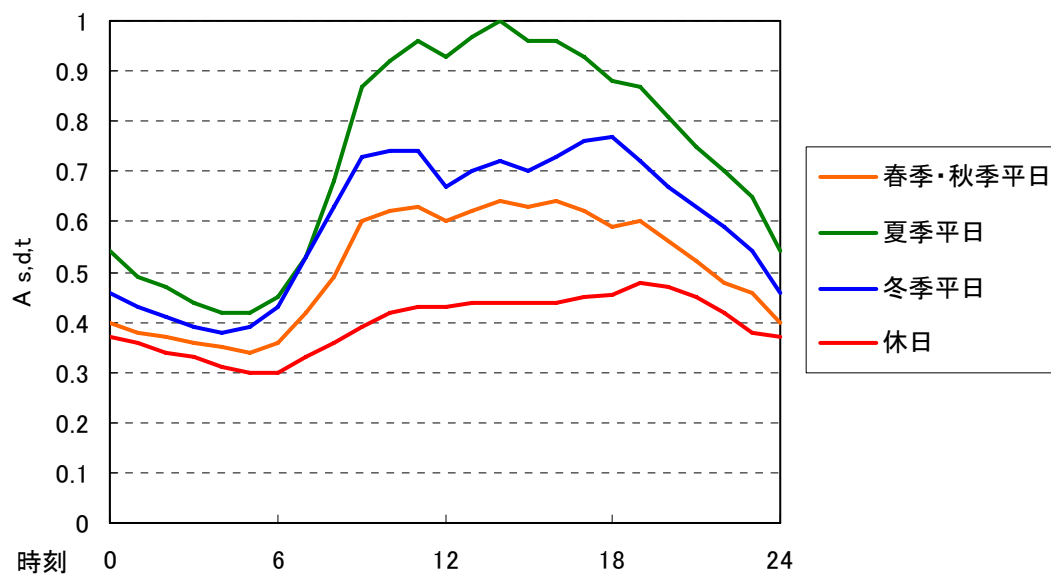


図 9 日負荷曲線($A_{s,d,t}$)の値

出典:東京電力 中央給電指令所パンフレット

図 9 は、一年のうち電力需要が最大となる夏季平日 14 時台を 1 としたときの各季節・曜日の

電力需要の値である。図 9 より、 $t=5000$ のとき、夏季、平日(金曜日)、午前 8 時となるので $A_{s,d,h}$ の値は 0.68 となる。

一方、負荷の不規則変動の係数 F は乱数であり、その確率密度が $2\sigma = 4.0$ 、累積確率 98% の正規分布となる。 F の確率密度分布を図 10 に示す。このように負荷の不規則変動を加えるのは、景気変動、気温の変動、社会行事の開催などによる電力需要の不規則変動を考慮するためである。

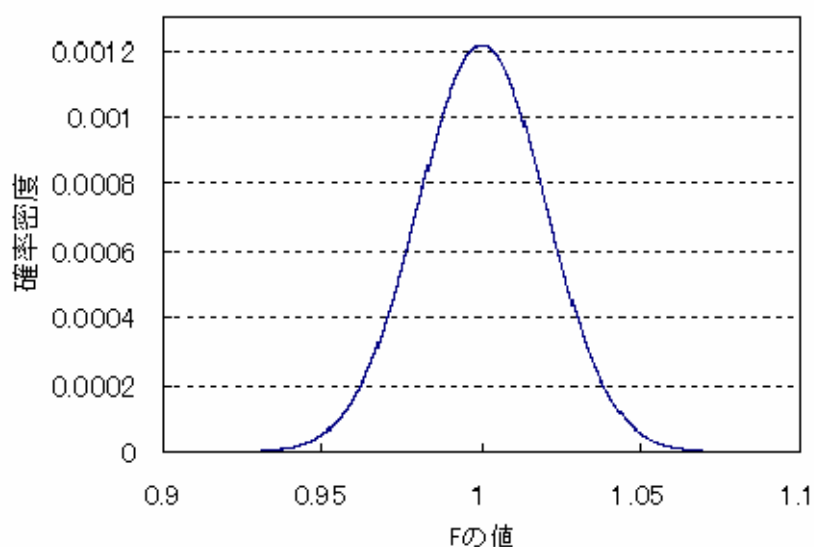


図 10 F の確率密度分布

ここで、仮に乱数 F の値が 1.032 となったと仮定する。付録より、エリア A の母線番号 2010 の最大電力需要は、 $L_{\max 2010}=5984[\text{MW}]$ であり、 $t=5000$ のとき、 $A_{2,5,8}=0.68$ となるため、時刻 $t=5000$ における母線 2010 の電力需要は、 $L_{2010,5000}=5984 \times 0.68 \times 1.032=4199.3[\text{MW}]$ と決定される。

以上のようにして時刻 t における各発電機グループの発電可能量と各母線の電力需要量を決定する。

3.2.2. 最適潮流計算

次に、負荷遮断量を最小化する潮流状態を求めた。潮流計算には直流法を使用し、最適潮流計算には線形計画法を用いた。[9]

Minimize:

$$\text{供給支障電力量を最小化} \quad \sum^{All} ENS_i \quad (3)$$

Subject to:

$$\text{発電量制約} \quad 0 \leq G_k \leq G_{\max_k} \quad (k = 1, 2, \dots, N_g) \quad (4)$$

$$\text{母線への供給量制約} \quad 0 \leq L_i \leq L_{d_i} \quad (i = 1, 2, \dots, N_l) \quad (5)$$

$$\text{送電線容量制約} \quad |B_l| \leq B_{\max_l} \quad (l = 1, 2, \dots, N_b) \quad (6)$$

ここで、発電所 k の発電量 G_k 、母線 i への電力供給量 L_i 、母線 l を流れる電力 B_l は、直流法を用いて次のように表される。

$$G_k = \sum^{All} \frac{\theta_j - \theta_k}{Z_{jk}} \quad (7)$$

(j は、発電機 k が接続された母線と送電線を介して直接結ばれている全ての母線)

$$L_i = \sum^{All} \frac{\theta_j - \theta_i}{Z_{ji}} \quad (8)$$

(j は、負荷 k が接続された母線と送電線を介して直接結ばれている全ての母線)

$$B_l = \frac{\theta_j - \theta_i}{Z_l} \quad (9)$$

(j, i は送電線 l の両端の母線)

また、各母線における供給支障量は式(10)の通り表される。

$$ENS_i = L_{\text{demand}, i} - L_i \quad (10)$$

(母線 k の供給支障電力量)

各変数の意味は以下の通りである。

Where:

G_k 発電所 k の発電量

G_{\max_k} 発電所 k の最大発電可能量(発電量の最大値)

L_i	母線 i への電力供給量
Ld_i	母線 i における電力需要量
ENS_i	母線 i における供給支障電力量
B_l	送電線 l を流れる有効電力量
$Bmax_l$	送電線 l の容量(熱容量)
N_g	系統内の発電機数
N_L	系統内の負荷数
N_B	系統内の送電線数
θ_i	母線 i の位相
Z_{ij}	母線 i と母線 j を結ぶ送電線のリアクタンス

以上の式に基づいて、供給支障電力量を最小化する潮流状態を求める。即ち、可能な限り需要家に多くの電力を送る潮流状態である。ここで、本研究では潮流計算に直流法を用いているため系統内を流れる無効電力は考慮していない。また送電線の抵抗分を無視し、リアクタンスのみを考えているため送電線など系統内で発生する電力損失は無視している。さらに、送電線の容量制約は熱容量制約のみとし、安定度制約(過渡・定常)、電圧制約は考慮していない。

この潮流計算の過程において、以下に示す電力応援融通のルールを課した。

- ① 各エリアでは、負荷遮断量が最小となるように発電を行う。
- ② 電力の応援融通は、供給力に余裕があるエリアから供給不足が発生しているエリアに対して行う。応援量は供給力の余裕の範囲内とする。

特に、②のルールについては、自分のエリアで停電を発生させてまで相手エリアを応援しないことを意味する(自エリアへの優先供給)。以上、2 点のルールに従って最適潮流を行うため、最適潮流計算を 2 段階に分けて行った。

ステップ 1 連系線空き容量を 0[MW]にして潮流計算を行う。

最初に、連系線にあたる送電線の容量を 0[MW]とし ($Bmax_l = 0$)、強制的に応援融通を行わないようにして潮流計算を行い、各母線への電力供給量を求める。(このとき求められた各母線への供給量を $L_{minimum,i}$ とする) $L_{minimum,i}$ の意味は、応援融通を行わず、自社のみで電力需要を最

大限満たそうとした場合に各母線に供給できる電力量である。

ステップ 2 連系線空き容量を、CBM の分だけ開放して、再度潮流計算を行う。

制約条件式のうち、連系線となる送電線の容量を CBM の分だけ開放し ($B_{max_l} = CBM$)、CBM の範囲内で応援融通を可能とする。さらに、式(5)の母線への供給量制約式を

$$L_{minimum,i} \leq L_i \leq Ld_i \quad (11)$$

と変更する。こうして他のエリアから応援融通を受けることが可能となり、ステップ 1 で供給不足が発生していた母線に対して他のエリアから電力を送ることが可能となり、供給不足の解消が期待できる。なお、式(5)を変更する操作の目的は、エリア間の応援融通を可能としたことで、応援融通を行わない場合よりも各母線への電力供給量が減少することを防ぐためである。

以上、2 つのステップに分けて潮流計算を行い、系統の潮流状態を求める。

3.2.3. 停電判定

① 詳細な停電判定

最適潮流状態が求められた後は、各母線ごと電力需要量と供給量を比較して停電判定を行う。停電判定は次の通り行った。

- $L_k = L_{demand,k}$ となる場合 停電なし
- $L_k < L_{demand,k}$ となる場合 停電発生

各母線ごとの停電判定が行われた後は、エリアの停電判定を行う。エリア内の母線で1箇所でも停電となっている母線がある場合、そのエリア全体で停電が発生しているものとみなした。

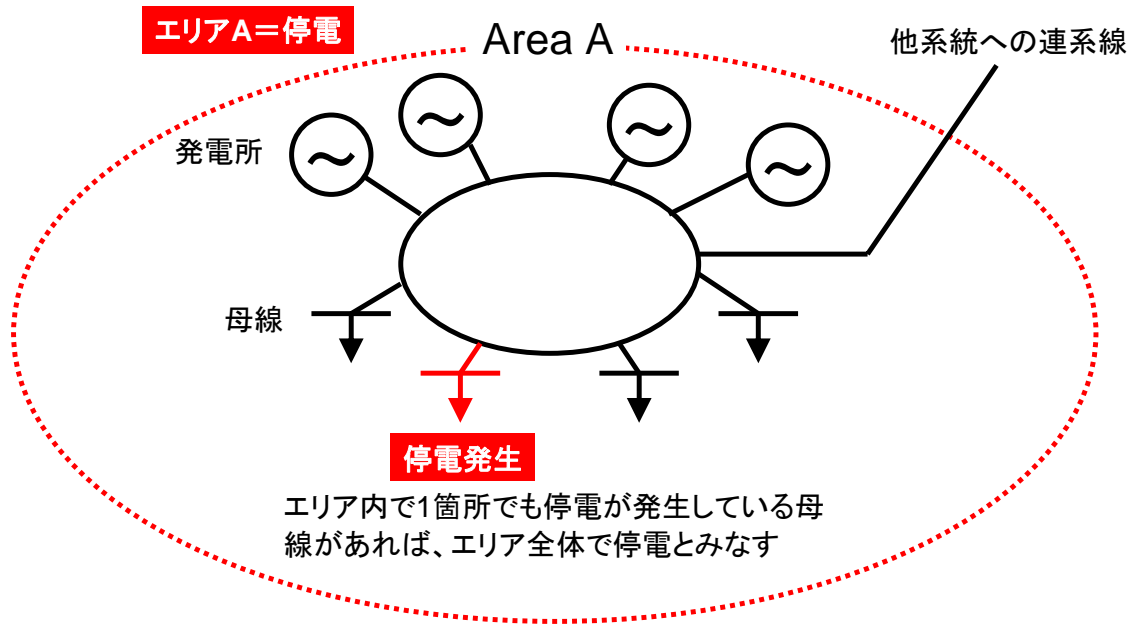


図 11 エリア単位での停電のイメージ

② 簡易的な停電判定

本研究では計算の高速化のために簡易的な停電判定も導入している。これは、最適な潮流計算を省略し、各エリアごとに発電所の最大可能発電量の合計と電力需要量の合計を求め、これらと比較して停電の有無の判定を行うものである。即ち、

$$AG_j = \sum_{k=1}^{all_k_in_area_j} Gmax_k \quad (12)$$

(エリア j 内の発電所の最大可能発電量の合計)

$$AD_j = \sum_{i=1}^{all_k_in_area_i} Ld_i \quad (13)$$

(エリア j 内の母線における電力需要量の合計)

ここで、

$$AG_j < AD_j \quad (14)$$

となればエリア j で停電が発生していると判定される。この方法では、他エリアからの応援融通により供給不足が解消するケースを識別できない。従って、全エリアで停電なしとなる場合、もしくは全エリアで停電となる場合において有効である。特に、モンテカルロ・シミュレーションの過程では大多数が全エリアで停電無しとなる場合であり、シミュレーションの高速化に大きく貢献した。この簡易停電方法の導入の目的であるが、系統の規模が大きくなると、系統内の母線数、送電線数が

増加し、線形計画法を用いて最適潮流計算を行う際の独立変数の数と制約条件式の数が増加する。このため計算機負荷が非常に大きくなり、実用的な時間で LOLE の計算を行うことが非常に困難になる。これを防ぐ目的で、簡易停電判定法を導入した。

実際のシミュレーションではこの簡易停電判定方法により、最初に連系線 CBM=0 として応援融通を行わない場合の停電判定を行う。この簡易判定で全エリア停電無し、もしくは全エリア停電発生と判断される場合には詳細な潮流計算は省略される。しかし、一部エリアで停電が発生すると判断された場合は①の詳細な潮流計算を実行して停電判定を行う。しかし、この簡易的な停電判定法を用いた場合、エリア内の送電線容量制約により供給不足が発生する場合を識別することが出来ず、本来であれば停電発生となる場合も停電無しと判断してしまうケースがある。しかし、このようなケースは非常に稀である。この簡易的な停電判定が後述する LOLE 計算に与える影響は続く LOLE 計算の部分で検証する。

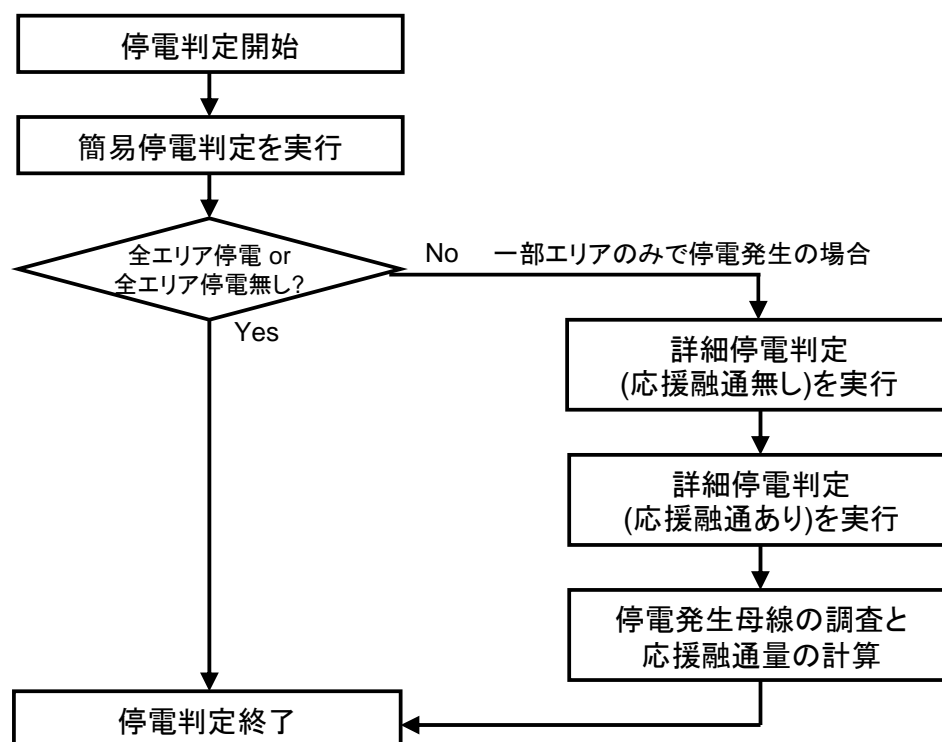


図 12 停電判定フローチャート

3.2.4. LOLE 計算

系統状態の設定と最適潮流計算、停電判定の3つのプロセスを十分な回数繰り返して、LOLEを計算する。本研究で用いた LOLE の単位は[日/年]である。LOLE は、次の式によって求められ

る。

$$LOLE_j = 365 \times \frac{O_j}{T} \quad (15)$$

$LOLE_j$ ……エリア j の LOLE、 O_j ……エリア j の停電発生回数、 T ……モンテカルロシミュレーションの試行回数

LOLE の本来の定義は一需要家における単位期間あたりの停電時間の期待値であるが、本研究ではエリア毎の LOLE を求め、これを用いた。本研究ではエリア毎の LOLE(以後、単に LOLE と呼ぶ)は、

各エリア内で 1 箇所でも停電している母線がある場合、このエリア全体が停電したものとみなした場合の、各エリアにおける 1 年あたりの平均停電時間
と定義した。

つづいて、停電判定の際の簡易判定法の導入が LOLE 計算精度に与える影響であるが、表 6 にさまざまな場合において、詳細な停電判定法のみで計算した場合と、簡易停電判定法を併用した場合の LOLE の値を示す。

表 6 LOLE 計算精度比較

試行回数	エリアA LOLE		エリアB LOLE		エリアC LOLE		備考
	詳細停電判定のみ	簡易判定方式併用	詳細停電判定のみ	簡易判定方式併用	詳細停電判定のみ	簡易判定方式併用	
1回目	0.583	0.583	2.917	2.917	2.167	2.167	CBM 1[MW]
2回目	0.542	0.542	3.167	3.167	1.417	1.417	
3回目	0.875	0.875	2.750	2.750	0.250	0.250	CBM 100[MW]
4回目	0.792	0.792	3.292	3.292	1.375	1.375	
5回目	0.375	0.375	0.875	0.875	0.375	0.375	CBM 1000[MW]
6回目	0.458	0.458	1.292	1.292	0.500	0.500	
7回目	0.375	0.375	0.958	0.958	0.417	0.417	CBM 10000[MW]

表 6 より、簡易停電判定を行っても LOLE の計算精度にはほとんど影響を与えないことが示された。簡易停電判定法導入の効果であるが、電気学会西 30 機モデルの場合で 1 回の LOLE 計算に要する時間が 600 時間から 4 分に短縮された。

3.3. 必要供給予備力導出

LOLE が求められた後は、必要供給予備力の導出を行う。本研究では必要供給予備力を

LOLE を基準値(0.3[日/年])付近とする必要な予備力

と定義した。なお、予備力とは想定される最大需要を上回って保有する供給力のことである。

一般に、LOLE は予備力または CBM を増やすことで減少する傾向があり、次式のように表現できる。

$$LOLE_i = f(CBM_1 \cdots CBM_K, R_1 \cdots R_I) \quad (16)$$

ただし、 f ……未知の関数、 $LOLE_i$ ……エリア i の LOLE、 CBM_i ……送電線 i の CBM、 R_j ……エリア j の予備力

式(16)の通り、エリア i の LOLE は同じエリア i の供給力の量だけでなく、連系線を介して接続された他のエリアの供給力、エリア i と他のエリア間連系線の CBM の影響を受けて変化する。(他のエリアの予備力が増加すれば、他のエリアから期待できる応援融通の量が増加し停電回数が減少するため)この様子を図 13 に示す。

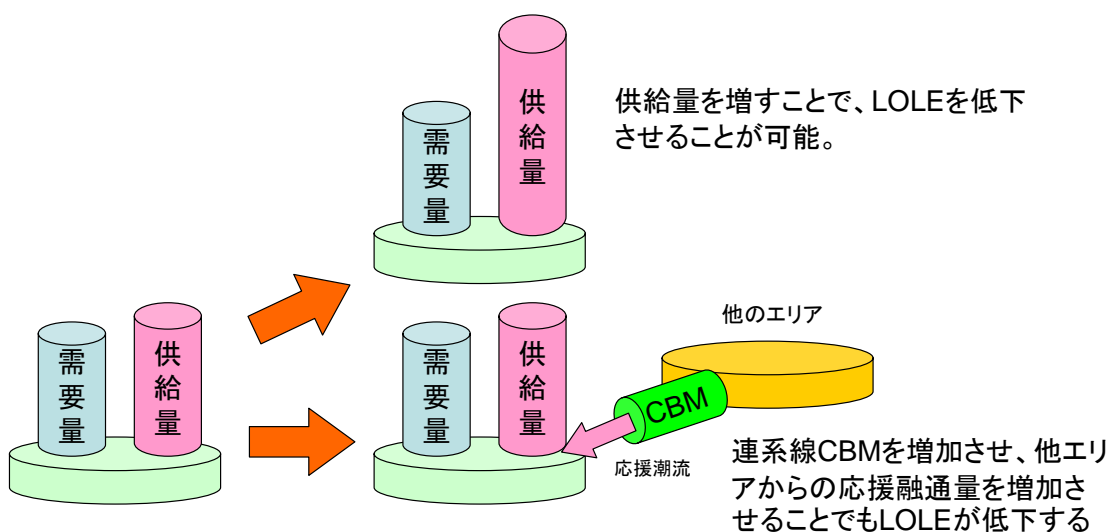


図 13 供給力と CBM が LOLE に与える影響のイメージ

予備力を増加させた場合に LOLE が減少する様子の例として、後述する電気学会西 30 機系統のエリア A の LOLE の変化を図 14 に示す。

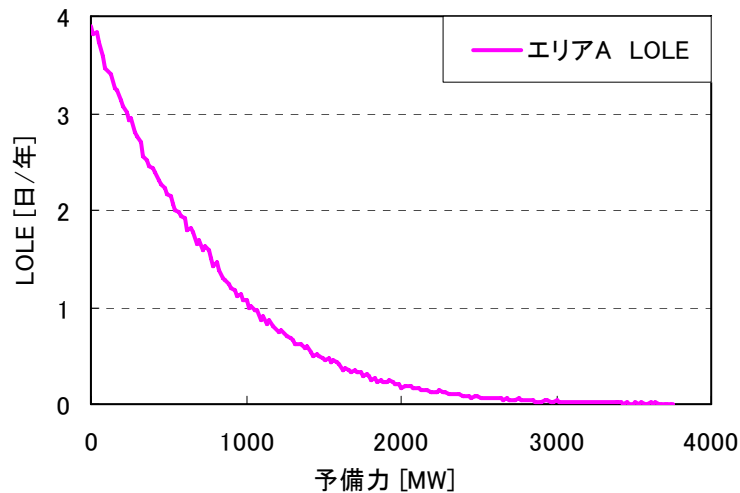


図 14 予備力を増加させたときのエリア A の LOLE の変化

図 14 は連系線 CBM を全て 0[MW]として他エリアから応援融通を受けないようにした条件の下で、エリア A の予備力を増加させたときのエリア A の LOLE の変化を示したものである。予備力を増加させるほど、供給不足となり停電が発生する可能性が減少し、エリア A の LOLE が低減している様子が示されている。このように予備力を増加させるほど供給信頼度上昇するが、予備力が増加することで発電所などの設備費が増大し、不経済である。このため、LOLE を基準値以下とする必要最小限の予備力を持つことが望ましい。このために、本研究では必要供給予備力を LOLE を 0.3[日/年]とする予備力と定義した。

同様に、連系線 CBM を増加させた場合の LOLE の変化を示す。

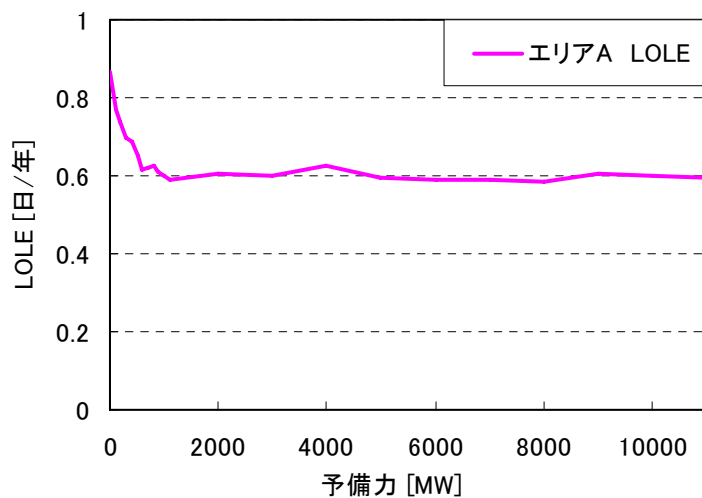


図 15 連系線 CBM を増加させたときのエリア A の LOLE の変化

図 15 はエリア A とその他のエリアの予備率を 3% に固定したまま、エリア A と隣接するエリア B との間の連系線 CBM を増加させたときの LOLE の変化である。連系線 CBM を増加させることも、他のエリアからより多くの応援融通を受けられるようになるため、LOLE は低下し供給信頼度は向上する。

このように、LOLE は予備力と連系線 CBM の関数となるが、その関数が一次関数でないこと、またモンテカルロ・シミュレーションを用いているため誤差を含んでいることから、LOLE をちょうど 0.3[日/年]とする各エリアの予備力の組み合わせを解析的に求めることは非常に困難である。従って本研究では初めに CBM の大きさを固定した上で、各エリアの予備力を変更して全エリアで LOLE をちょうど 0.3[日/年]とする予備力の組み合わせを探索的に求める。以下、この探索手法について述べる。

CBM を固定した場合、一般に各エリアの LOLE は式(17)で示す関係がある。

$$\Delta LOLE_i = \sum_{j=1}^I \left(\frac{\partial LOLE_i}{\partial R_j} \times \Delta R_j \right) \quad (17)$$

ここで、 $\frac{\partial LOLE_i}{\partial R_j}$ はエリア j の予備力に R_j に対するエリア i の LOLE の感度である。式(16)は微小

小区間であれば一次近似でき、感度を求めることが出来る。よって LOLE の目標値との差

$\Delta LOLE_i$ と $\frac{\partial LOLE_i}{\partial R_j}$ がわかれば、LOLE を目標値とするために必要な予備力の修正量 ΔR_j が求

められる。探索中のこの感度を随時更新し、LOLE を目標値に導く。この方法で各エリアの LOLE が目標値となる予備力 R_j の組み合わせを探索的に求めた。このときの探索手順のフローチャートを図 16 に示す。

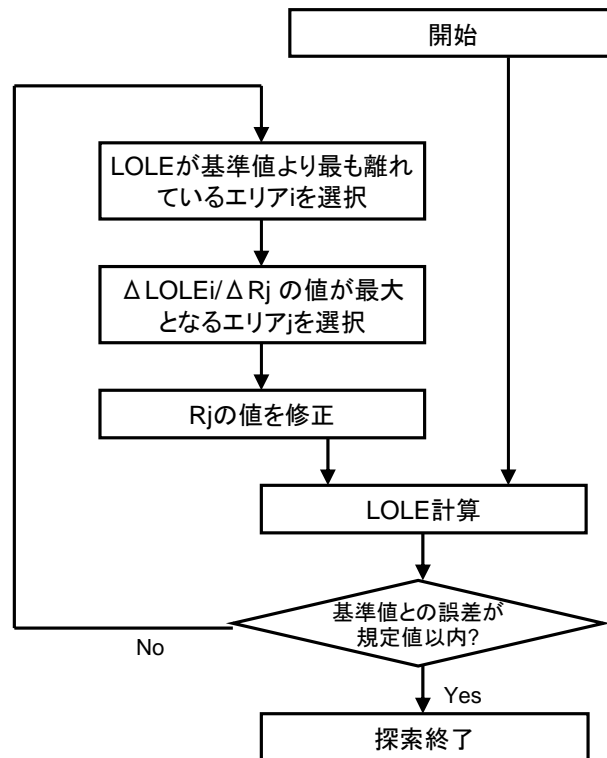


図 16 全エリアで必要供給予備力の探索方法

後述する電気学会西 30 機系統モデルにおいて実際に必要供給予備力の組み合わせ探索を行った例を表 7 に示す。なお、ここではエリア間連系線 CBM を全て 1000[MW]とした。

表 7 必要供給予備力の組み合わせの探索例

探索回数	予備力[MW]				左記の予備力の組み合わせでのLOLE[日/年]			備考
	エリア A	エリア B	エリア C		エリア A	エリア B	エリア C	
1	1133	1450	766	→	0.17	0.93	2.76	初期状態(全エリアで予備率が3%)でのLOLE。エリアCで基準値を著しく上回っているため、エリアCの予備力を修正
2	1133	1450	1266	→	0.13	0.72	1.72	Cの予備力を500[MW]増やし、LOLEを再計算。しかし依然として基準値を上回る。Cの予備力を増加させたことで、エリアAとBのLOLEも低下した。
3	1133	1450	2766	→	0.05	0.21	0.28	Cの予備力をさらに1500[MW]増加させたら、LOLEが基準値付近となった。一方、Aは基準値を大きく下回ってしまった。
4	633	1450	2766	→	0.14	0.26	0.39	Aの予備力を500[MW]減らしてLOLEを再計算したが、まだ基準値より低い。
5	133	1450	2766	→	0.35	0.36	0.58	さらにAの予備力を500[MW]減らしたところ、CのLOLEが基準値を大きく上回ってしまった。
6	133	1450	3266	→	0.25	0.24	0.27	再度Cの予備力を増やし、CのLOLEを下げる。AとCは基準値付近となったが、今度は、BのLOLEが基準値より小さくなった。
7	133	950	3266	→	0.34	0.46	0.44	Bの予備力を500[MW]減らして再計算したところ、全エリアでLOLEが基準値より大きくなってしまった。特にBが最も基準値から離れている。
8	133	1321	3266	→	0.28	0.27	0.31	最後にBの予備力を371[MW]増やして再計算したところ、全エリアでLOLEが 0.3 ± 0.03 [日/年]となった。基準値付近となったので、ここで探索を終了した。

表 7においてモンテカルロ・シミュレーションによって求めたLOLEにはどうしても誤差が含まれるため、基準値 $\pm 10\%$ の範囲で誤差を認め、全てのエリアでLOLEの値がこの範囲内に収まれば、必要供給予備力の探索を終了した。

3.4. 連系線 CBM の値を変更

全エリアで必要供給予備力の組み合わせが求められた後は、複数あるエリア間の連系線 CBM の量を変更し、各連系線の CBM の組み合わせごとに各エリアの必要供給予備力を求める。式(16)に示すとおり、LOLE は予備力と CBM の関数であるため、連系線 CBM を変化させると、LOLE を 0.3 とする予備力(必要供給予備力)も変化する。

このようにして CBM を変化させた場合の必要供給予備力を求め、必要供給予備力の値が最小となる、もしくは必要供給予備力によって求められる何らかの最適化指標が最適化されときの連系線 CBM の組み合わせが、最適 CBM となる。次章以降で、IEEE 79 RTS Model と電気学会西 30 機系統にてシミュレーションを行った結果を示す。

4. IEEE79RTS モデルにおける最適 CBM 容量導出

本章では、IEEE 79RTS モデルを使用した最適 CBM の導出方法について述べる。

4.1. モデルの概要

本章で用いた IEEE79RTS モデルは、信頼度評価のために用いられるモデル系統である。系統内には、14 箇所の発電所と、1 箇所のシャントリアクトル、24 箇所の母線、38 本の送電線がある。送電線インピーダンス等の詳細な情報を付録 A に記す。本研究では図 17 に示すとおりこのモデル系統を 2 つのエリアに分割し、送電線 17 番、24 番、31 番を連系線に指定し、3 点連系とした。ここでは、この 3 本の連系線における CBM が予備力に与える影響を評価した。ここでの連系線 CBM はこの 3 本の連系線 CBM の合計とし、連系線を流れる応援潮流の合計が CBM 以下となるようにした。これを式(18)に示す。

$$L_{17} + L_{24} + L_{31} \leq CBM \quad (18)$$

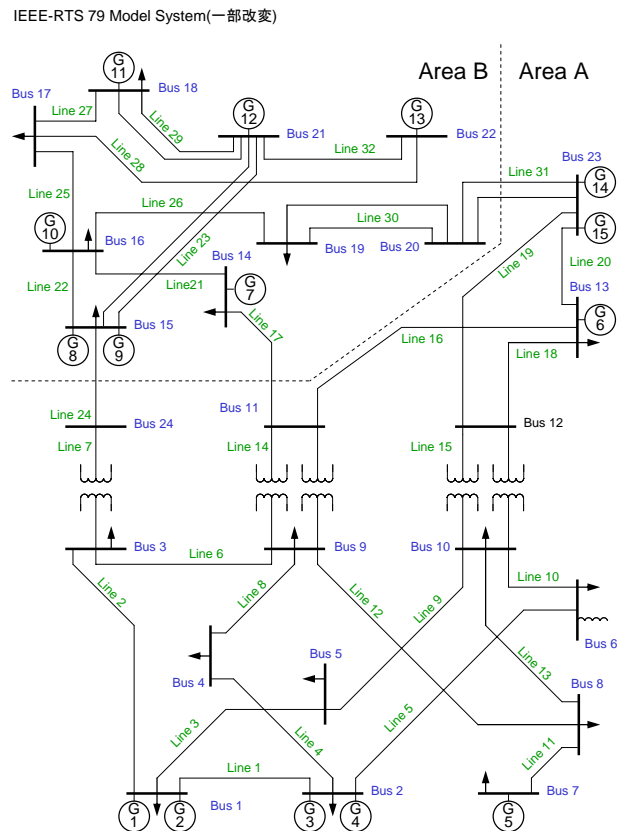


図 17 IEEE 79 RTS System

また、初期状態の各エリアの供給力、最大需要量、予備率は表 8 の通りである。

表 8 各エリアと系統全体の予備力、予備率

	エリアA	エリアB	系統全体
供給力[MW]	1935	1470	3405
最大需要[MW]	1584	1070	2654
予備力[MW]	351	400	751
予備率[%]	22.16	37.38	28.30

このモデルにおいて、各エリアの予備力を変更して LOLE を 0.3[日/年]とする予備力を求めているが、予備力の変更の際には、エリア A では発電機グループ番号 4 番、エリア B では 13 番の発電機の容量・ユニット数を変更した。

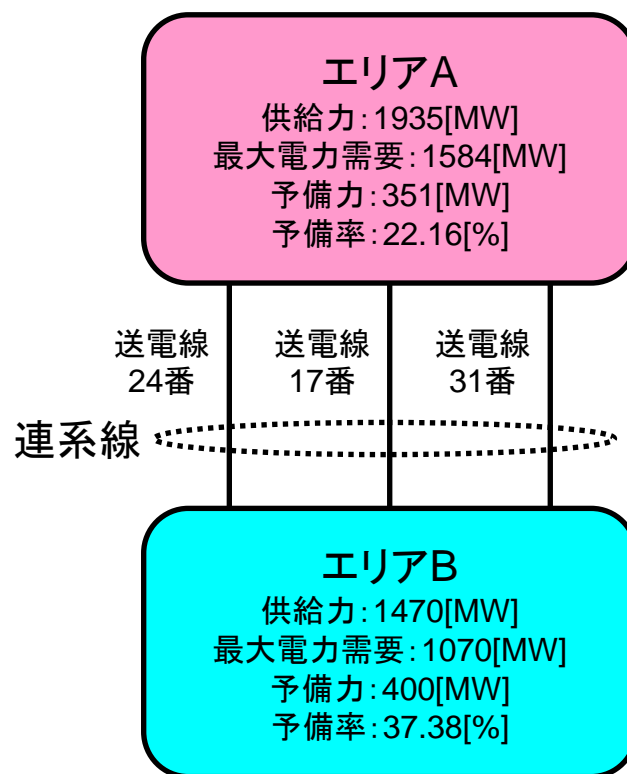


図 18 IEEE 79 RTS Model 系統イメージ

4.2. モンテカルロ・シミュレーションの試行回数

本研究では LOLE の計算にモンテカルロ・シミュレーションを用いているが、その際に最低限必要な試行回数を求めた。図 19 に、モンテカルロ・シミュレーションの試行回数と LOLE の値の関係を示す。

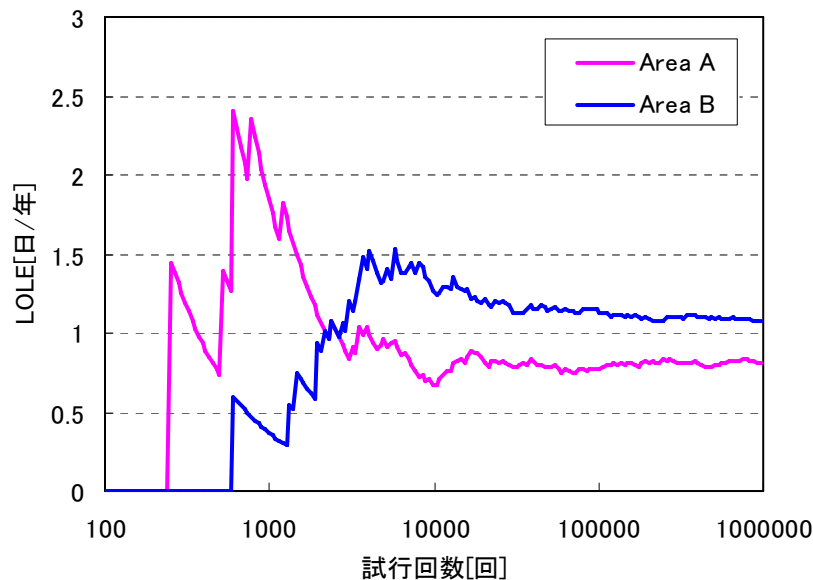


図 19 モンテカルロ・シミュレーションの試行回数と LOLE の値の関係

図 19より、概ね試行回数が8 万回以上の領域で LOLE の値が収束しているため、IEEE 79 RTS Model におけるモンテカルロ・シミュレーションの試行回数を 8 万回とした。

4.3. 予備率が LOLE に与える影響

連系線 CBM 容量を 0[MW] としたときの、各エリアの予備率が LOLE に与える影響を調べた結果を図 20 に示す。連系線 CBM 容量が 0[MW] の場合とは即ち、相手エリアからの応援融通を期待せず、自エリアの予備力のみで電力不足に備える場合である。

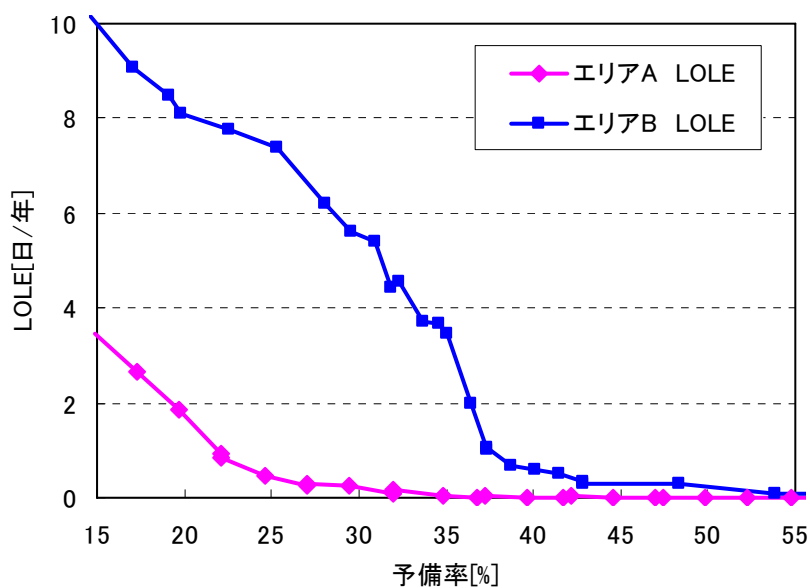


図 20 各エリアの予備率が LOLE に与える影響の評価

図 20 より、予備率を上げるほど LOLE は単調減少する傾向にあることがわかる。即ち、予備率の向上で供給信頼度が上昇しているといえる。エリア A の場合は概ね予備率が 25%以上の領域で、エリア B では概ね予備率が 43%以上の領域で LOLE が 0.3[日/年]以下となっている。予備率がこのように大きな値となっているのは、IEEE 79 RTS Model は比較的小規模な系統であり、系統内の発電機が運転停止となったときに供給力に与える影響が大きいからである。

4.4. 連系線 CBM が LOLE に与える影響

予備力を固定の場合でも、連系線 CBM 容量を増加させて供給不足の発生時に他のエリアから応援融通で受け取れる量を増やすことでも LOLE の低減が可能になる。予備力は表 8 の初期値に固定し、連系線 CBM 増加させた場合の各エリアの LOLE の変化を示す。

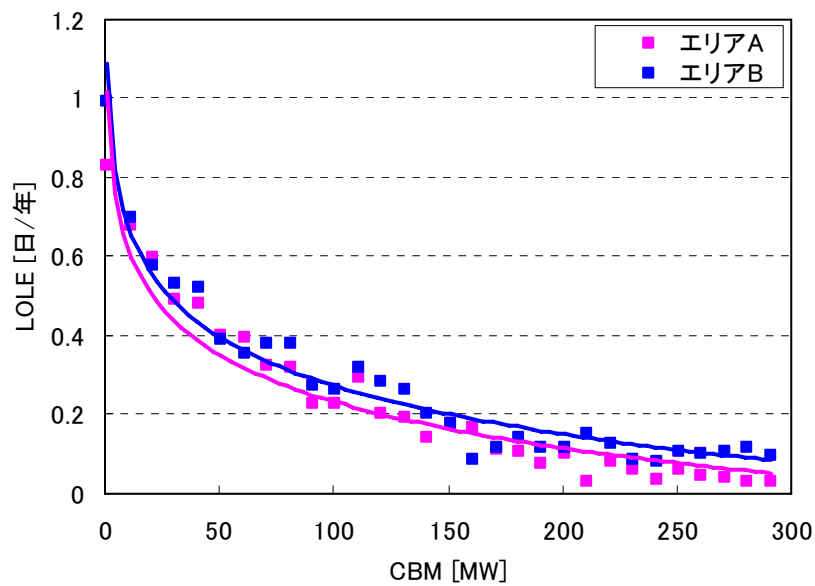


図 21 連系線 CBM 容量に対する LOLE の変化

図 21 より、連系線 CBM 容量を増加させることでも、各エリアの LOLE が低減することがわかる。即ち、連系線 CBM 容量を増加させることで供給不足の発生時に相手エリアから応援融通として受けられる電力量が増加するため、停電が起こる確率が減少している。

4.5. 連系線 CBM が LOLE に与える影響

つづいて、CBM を変化させたときに、エリア A、B の LOLE を 0.3[日/年]付近とするエリア A、B の予備力(必要供給予備力)を求めた結果を図 22 に示す。

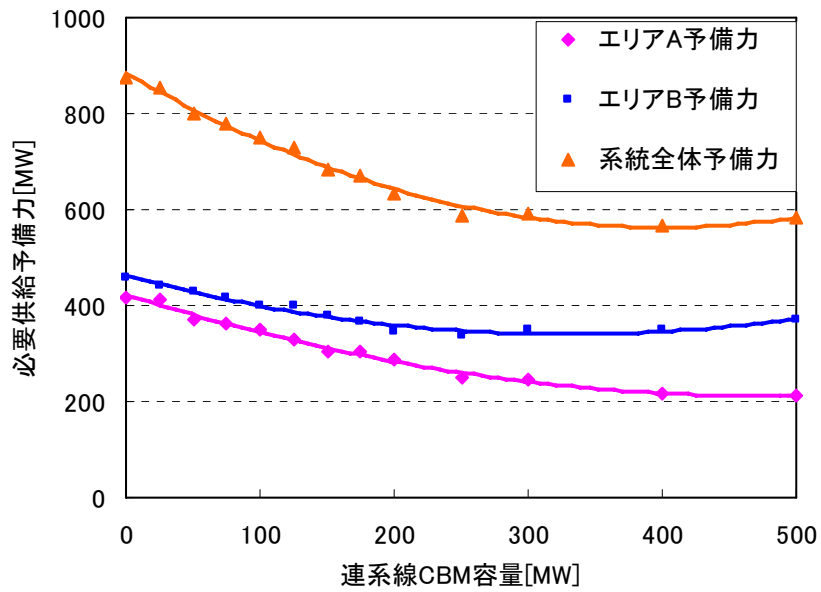


図 22 連系線 CBM 容量に対する必要供給予備力の変化

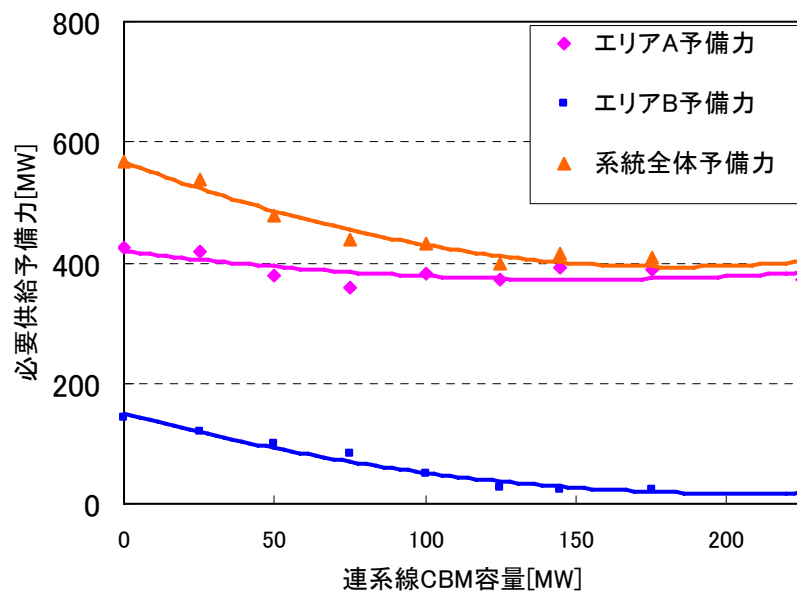


図 23 連系線 CBM 容量に対する必要供給予備率の変化

図 22 は、連系線 CBM 容量を増加させていった場合の各エリアと系統全体の必要供給予備力の変化である。また、図 23 はこの必要供給予備力が各エリアまたは系統全体の最大電力需要に占める割合(予備率)を表したものである。予備率は、式(18)のとおり表される。

$$Rrate_i = \frac{R_i}{Lmax_i} \times 100 = \frac{G_i - Lmax_i}{Lmax_i} \times 100 \quad (18)$$

ただし、 $Rrate_i$ ・・・エリア i の予備率、 R_i ・・・エリア i の必要供給予備力、 $Lmax_i$ ・・・エリア i の最大電力需要量、 G_i ・・・エリア i の供給力

図 22 より連系線 CBM 容量を増加させるほど必要供給予備力は減少し、CBM の本来の役割である予備力低減効果が確認された。しかし、連系線 CBM 容量が約 300～400[MW]以上では必要供給予備力はほとんど減少しなくなる。これは、CBM をいくら増やしても、相手方のエリアに予備力が十分になく、応援融通を期待できないためである。このため、予備力が十分に低下し、予備力削減効果が飽和する予備力を必要供給予備力最小化 CBM と定義し、各エリアの必要供給予備力最小化 CBM を求めた結果を表 9 に示す。また、予備力の削減効果を表 10 に示す。

表 9 必要供給予備力最小化 CBM

	必要供給予備力最小化 CBM[MW]	最大電力需要[MW]	CBMが最大電力需要に占める比率[%]
エリアA	500	1584	31.57
エリアB	300	1070	28.04

表 10 必要供給予備力削減効果

	必要供給予備力		必要供給予備力削減量[MW] (①-②)
	① CBM=0[MW]	②必要供給予備力 最小化CBMのとき	
エリアA	417	213	204
エリアB	458	349	109

応援融通は CBM の範囲内で行われるため、連系線にエリア B→エリア A 方向に 500[MW]、エリア A→B 方向に 300[MW]の CBM を確保することで、2 つのエリアの必要供給予備力を最小化することができる。予備力最小化 CBM と最大電力需要の比であるが、エリア A、B とともに約 30%となり、自社の最大電力需要の 30%を応援融通として隣接するエリアに期待できることが示された。この様子を図 24 に示す。

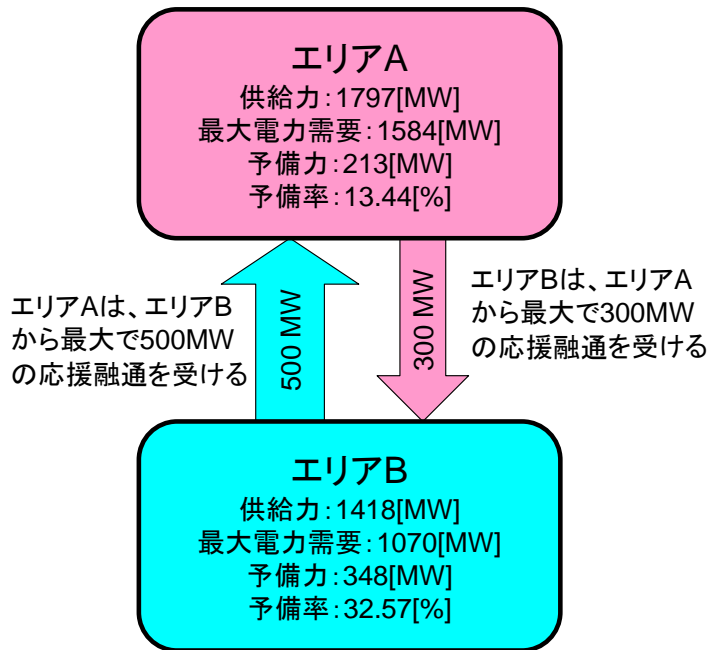


図 24 予備力最小化 CBM 導出結果

4.6. 系統規模が極端に異なる系統間連系統線の最適 CBM 容量

つづいて、系統規模が極端に異なる2つの系統を接続した際の連系統線最適 CBM 容量についてシミュレーションを行って求めた。図 17 のモデル系統において、エリア B の予備率はそのままに総発電機容量と最大需要量を変更し、表 11 のとおりエリア A とエリア B の系統規模が5:1となるようにしたときの、CBM の変化に対する必要供給予備力の変化を図 25 に示す。

表 11 系統規模を 5:1 とした場合の各エリアと系統全体の予備力、予備率

	エリアA	エリアB	系統全体
発電機総容量[MW]	1935	435	2370
最大需要[MW]	1584	317	1901
予備力[MW]	351	118	469
予備率[%]	22.16	37.38	28.30

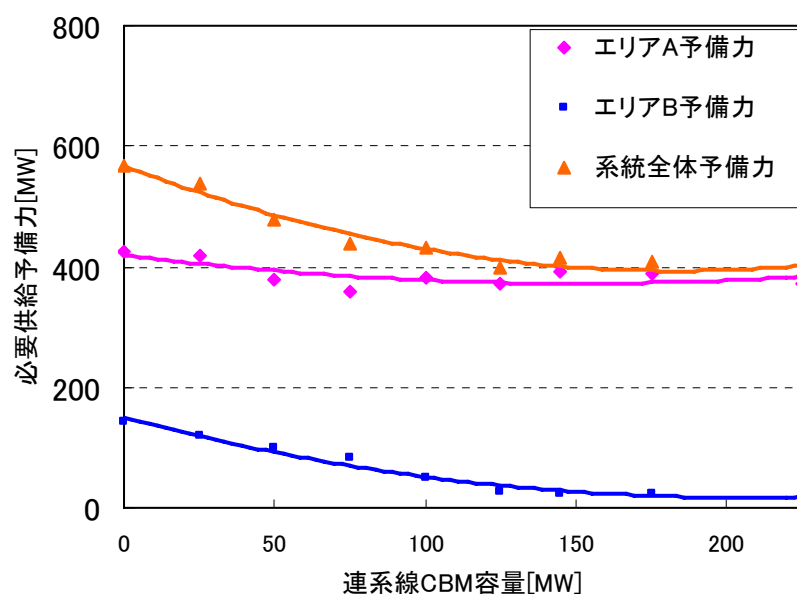


図 25 連系線 CBM 容量に対する必要供給予備力の変化(系統規模 5:1 の場合)

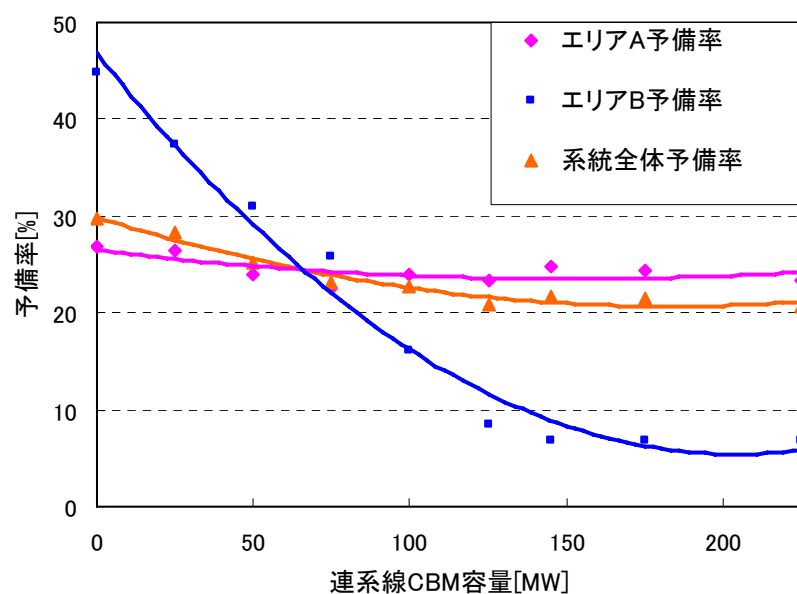


図 26 連系線 CBM 容量に対する予備率の変化(系統規模 5:1 の場合)

系統規模が 5:1 と極端に規模の異なる系統を接続した場合、連系線 CBM 容量を増加させるほど小系統側では一貫して予備力が減少しつづける向にあったが、大系統では一旦は減少するものの、後は横ばいとなる傾向が示された。図 25 では、予備力が 75[MW] の点で大系統であるエリア A の予備力がほぼ最小となっている。一方、小系統であるエリア B では連系線 CBM が

175[MW]程度で必要供給予備力がほぼ最小となっている。このように、予備力の極端に異なる系統を接続した場合、連系によるメリットが大きいのは小系統側で、大系統側にはメリットが少ないことが示された。このケースの必要供給予備力最初化 CBM を表 12 に示す。また必要供給予備力の削減効果を表 13 に示す。

表 12 必要供給予備力最小化 CBM(系統規模 5:1)

	必要供給予備力最小化 CBM[MW]	最大電力需要[MW]	CBMが最大電力需要に占める比率[%]
エリアA	75	1584	4.73
エリアB	175	317	55.21

表 13 必要供給予備力削減効果(系統規模 5:1)

	必要供給予備力		必要供給予備力削減量[MW] (①-②)
	① CBM=0[MW]	②必要供給予備力 最小化CBMのとき	
エリアA	425	358	67
エリアB	142	22	120

表 13 から見ても、小系統側であるエリア B のほうが予備力削減量が大きく、連系によるメリットが大きいことがわかる。

5. 論電気学会西 30 機系統モデルにおける最適 CBM

5.1. モデルの概要

つづいて、電気学会西 30 機系統モデルを用いてシミュレーションを行った。電気学会西 30 機系統モデルは、西日本の 60[Hz]地域の電力系統を模擬したモデルである。本章で用いた電気学会西 30 機系統モデルの詳細を付録 B に記す。[10] 系統内には、30 箇所の発電所と、115 箇所の母線、124 本の送電線がある。本研究では図 27 に示すとおり、モデル系統を 3 つのエリア(A,B,C)に分割し、エリア間を結ぶ送電線(1410 番、1420 番、1780 番、1790 番)を連系線に指定した。このエリア間を結ぶ連系線における CBM の変化が、各エリアの必要供給予備力に与える影響を評価した。なお、電気学会西 30 機系統モデルは信頼度評価のためのモデルではなく、最適 CBM の評価にあたりそのまま用いるのは不都合であったためオリジナルの電気学会の系統データを一部変更している。変更点は次の通り。

- 電気学会西 30 機系統モデルでは 30 箇所の発電所がそれぞれ 1 台の発電機として扱われているため、実際の 60[Hz]地域の電力会社の発電所ユニット構成を参考にして複数台の発電機に分割した。また、電力系統標準モデルの拡充系統モデル(電気学会 電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会)を参考に発電機の種類ごとに燃料費を設定。
[11][12][13]
- 発電機の MTTR、MTBF、定期検査期間については電中研報告「基幹系統の供給信頼度評価システムの開発(研究報告 T98060)」を参考に決定[14]
- 送電線の熱容量については、「電力系統標準モデルの拡充系統モデル(電気学会 電力系統標準モデルの普及・拡充調査専門委員会)」を参考に、原則として 6700MW の 2 回線とした。(大規模需要地付近は一部 4 回線)
- 各母線の最大電力需要量は電気学会西 30 機系統モデルの昼間断面潮流図の値を採用し、さらに初期状態で各エリアとも予備力が 3%となるよう各母線の最大電力需要を修正。

各母線の電力需要量、各発電機の種類、使用燃料については付録 2 に詳細を記した。

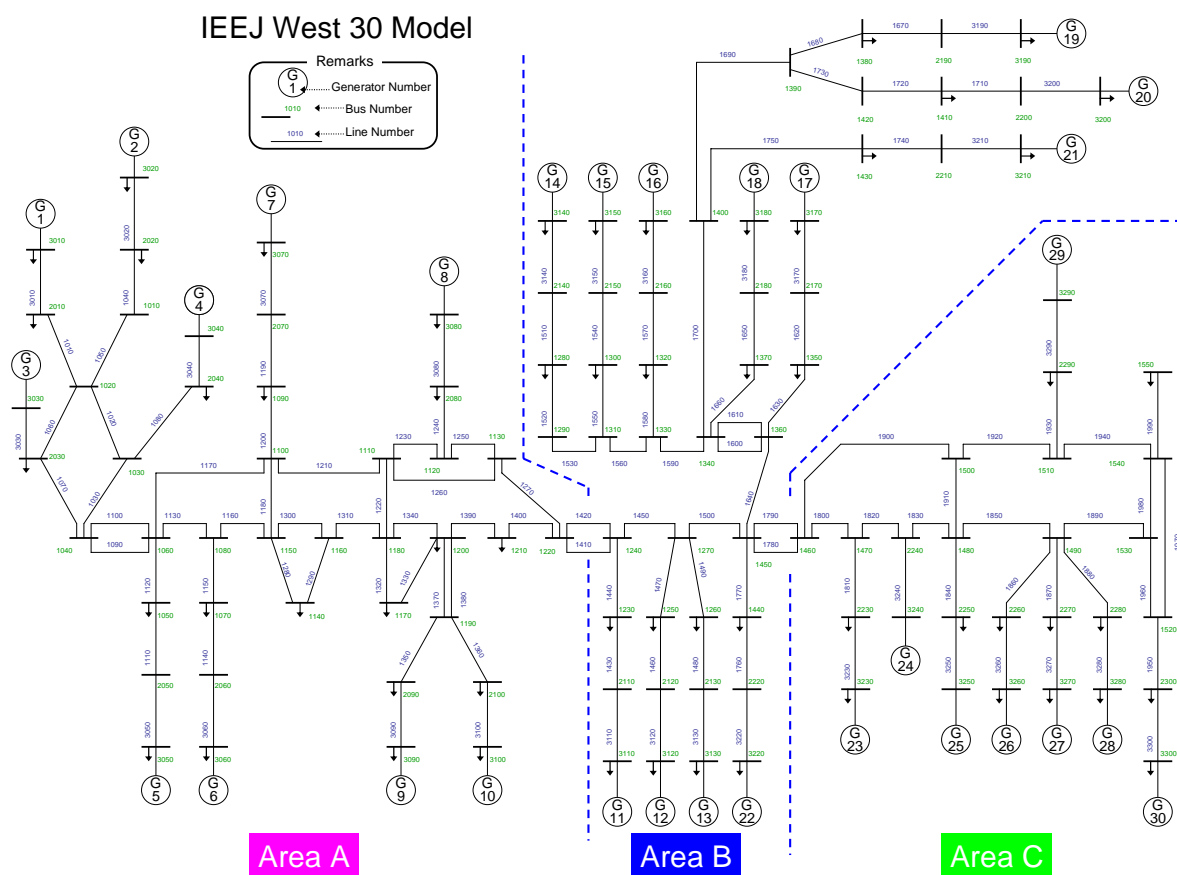


図 27 電気学会西 30 機モデル系統

図 27 より、送電線 1410 番と 1420 番はともに母線 1220 と 1240 を接続しており、また送電線 1780 番と 1790 番はともに母線 1450 と 1460 を接続しているため、各エリア間は 1 点連系とみなすことができる。

また、初期状態の各エリアの発電機総容量、最大需要量、予備率は表 14 の通りである。

表 14 各エリアと系統全体の予備力、予備率

	エリア A	エリア B	エリア C	系統全体
供給力 [MW]	38,900	49,800	26,300	115,000
最大電力需要[MW]	37,767	48,350	25,534	111,651
予備力[MW]	1,133	1,450	766	3,349
予備率 [%]	3.00	3.00	3.00	3.00

このモデルにおいて、各エリアの予備力を変更して LOLE を 0.3[日/年]とする必要供給予備力を求めているが、予備力の変更の際には、エリア毎に、全ての発電機容量を一定割合で変更した。

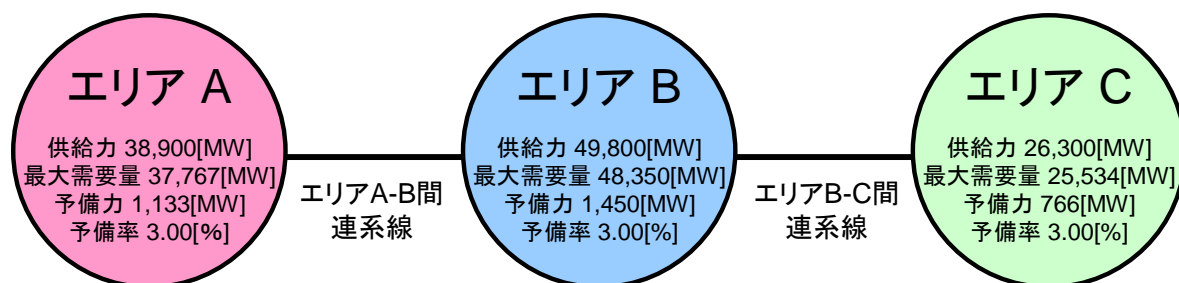


図 28 システム間連系概念図

5.2. モンテカルロ・シミュレーションの試行回数

本研究では LOLE の計算にモンテカルロ・シミュレーションを用いているが、その際に最低限必要な試行回数を求めた。図 29 に、モンテカルロ・シミュレーションの試行回数と LOLE の値の関係を示す。

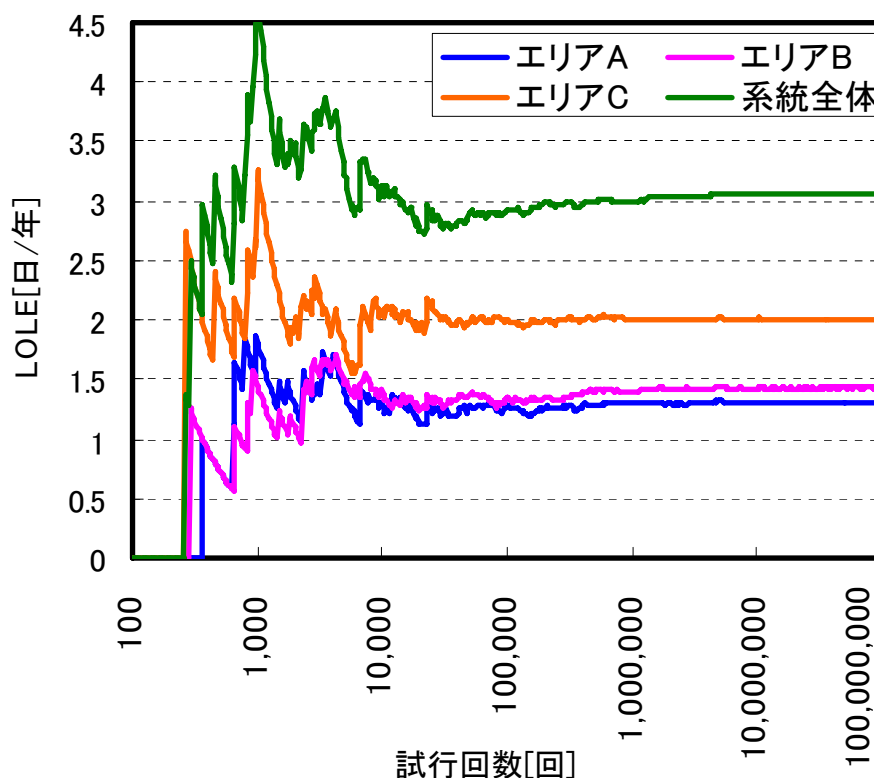


図 29 モンテカルロ・シミュレーションの試行回数と LOLE の値の関係

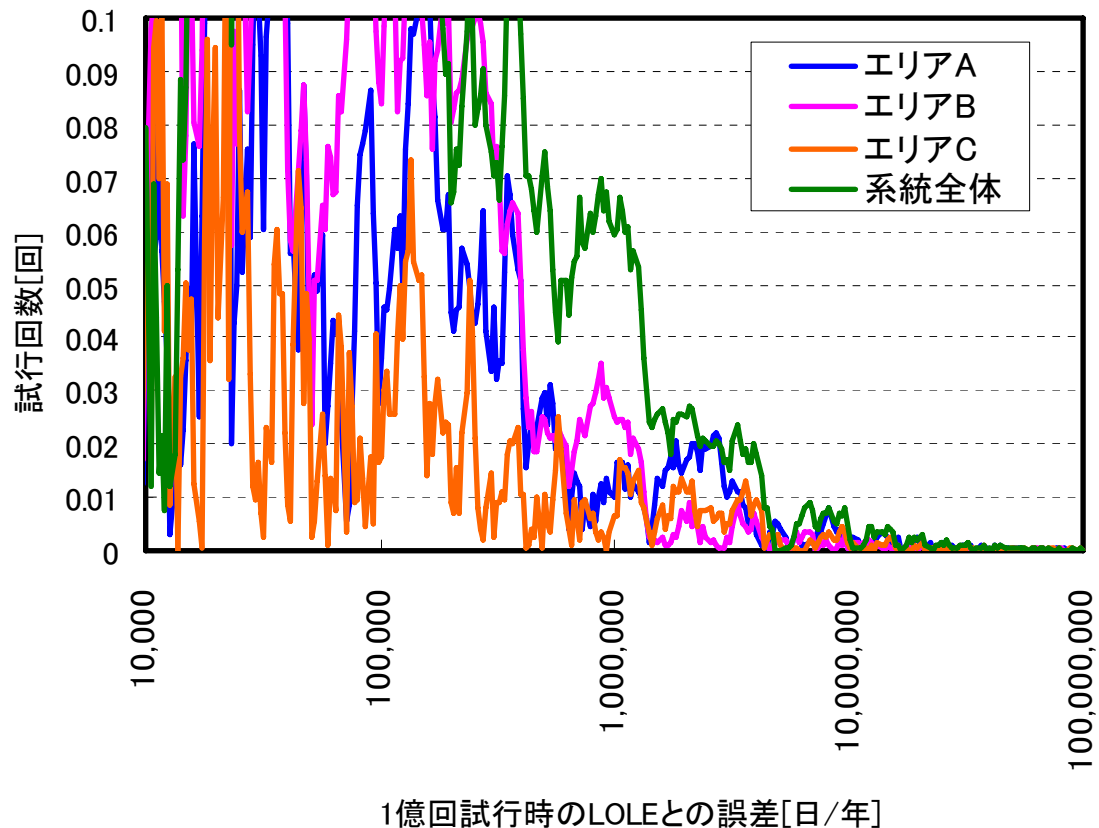


図 30 1 億回試行時の LOLE との誤差

図 29 より試行回数が少ない領域では、LOLE の値の変化が大きく、誤差が多く含まれていることがわかる。一方、概ね試行回数が 300 万回以上の領域では LOLE の値は安定し、収束していることがわかる。また、図 30 に、試行回数を 1 億回(約 11500 年分に相当)として計算した LOLE の値との差を示す。図 30 からみても、概ね試行回数が 300 万回(342 年分に相当)以上の領域で、LOLE の計算誤差が最大 0.01[日/年]となっており、1 億回試行時の LOLE の値に近づいている。このため、このモデルにおけるモンテカルロ・シミュレーションの試行回数を 300 万回と定めた。なお、試行回数 300 万回は IEEE 79 RTS Model での試行回数 8 万回に比べて大きい。これは、電気学会西 30 機系統モデルに含まれる不確実要素(発電機台数、母線数)が IEEE79RTSModel と比較して多いためである。

5.3. 予備率が LOLE に与える影響

全ての連系線 CBM 容量を 0[MW] とし、エリア間で応援融通を行わないようにしたときの、各エ

リアの予備率に対する LOLE の変化を図 31 に示す。また予備率に対する EENS(電力量不足確率)を図 32 に示す。

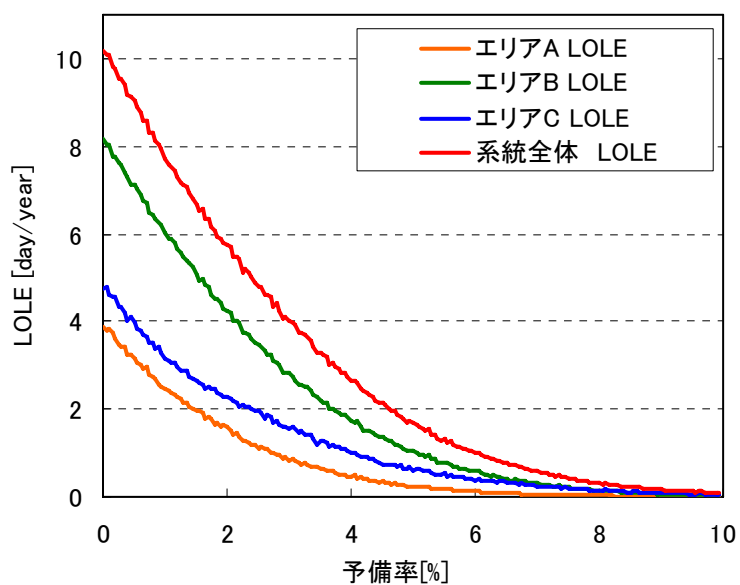


図 31 各エリアの予備率が LOLE に与える影響の評価

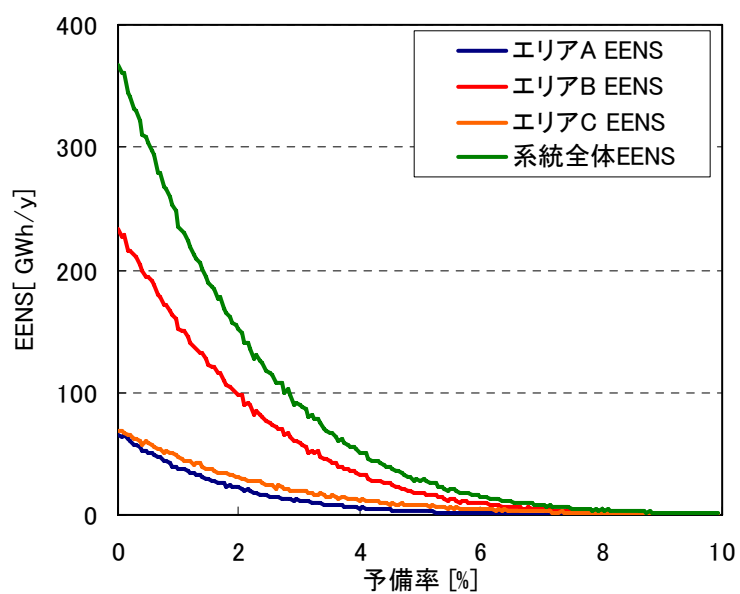


図 32 各エリアの予備率が EENS に与える影響の評価

図 31 より、予備率を上げるほど LOLE は単調減少し、0 に近づいていく傾向にあることがわかる。予備率が 0%、即ち予備力が全く無い状態ではエリア A では 3.8[%]、エリア B では 8.2[%]、エリア C

では 4.8[%]、系統全体で見ると 10.2[%]と LOLE が非常に高い値を示していたものの、各エリアとも概ね予備率が 10[%]程度で LOLE が 0.1[日/年]以下となっている。なお、ここでの系統全体の LOLE とは、全てのエリアを含めた全系統内で 1 箇所でも停電している母線があるときに、系統全体が停電しているものとみなして系統全体の年間の停電日数の期待値を求めたものである。図 31 より、CBM を 0[MW]としてエリア間の応援融通を行わないとした場合には必要供給予備力はエリア A で 4.65[%]、エリア B で 6.95[%]、エリア C で 6.7[%]となる。

図 32 に予備率を増加させた場合の EENS の変化を示す。EENS も LOLE と同様に単調減少 0[MWh/年]に近づくことが示された。

5.4. 連系線 CBM が LOLE に与える影響

予備力を固定の場合でも、連系線 CBM 容量を増加させて供給不足の発生時に他のエリアから応援融通で受け取れる量を増やすことでも LOLE の低減が可能になる。予備力は表 8 の初期値に固定し、連系線 CBM 増加させた場合の LOLE の変化を図 33～図 40 に示す。

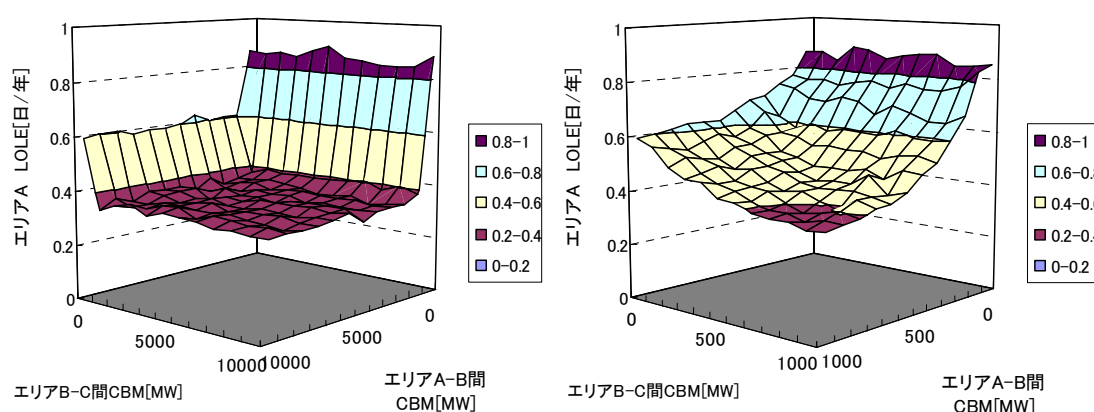


図 33 連系線容量に対するエリア A LOLE の変化（左）

図 34 連系線容量に対するエリア A LOLE の変化(CBM0-1000MW 付近拡大図)（右）

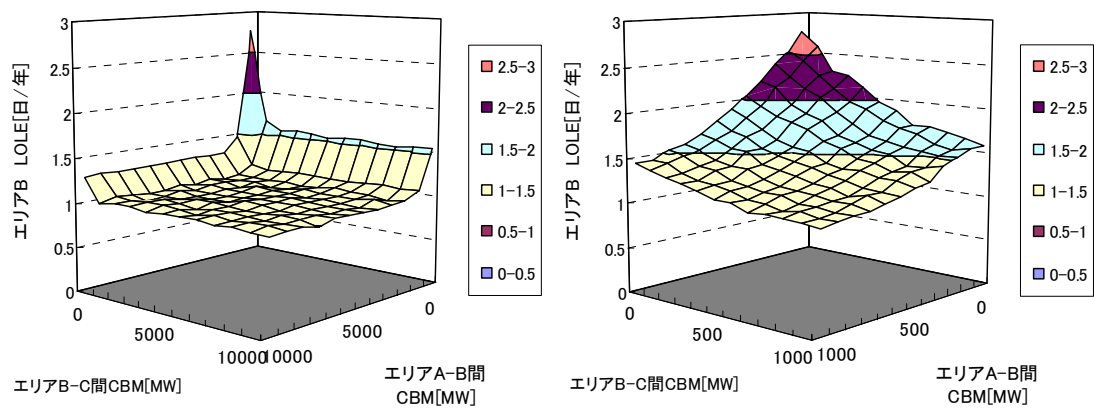


図 35 連系線容量に対するエリア B LOLE の変化 (左)

図 36 連系線容量に対するエリア B LOLE の変化(CBM0-1000MW 付近拡大図) (右)

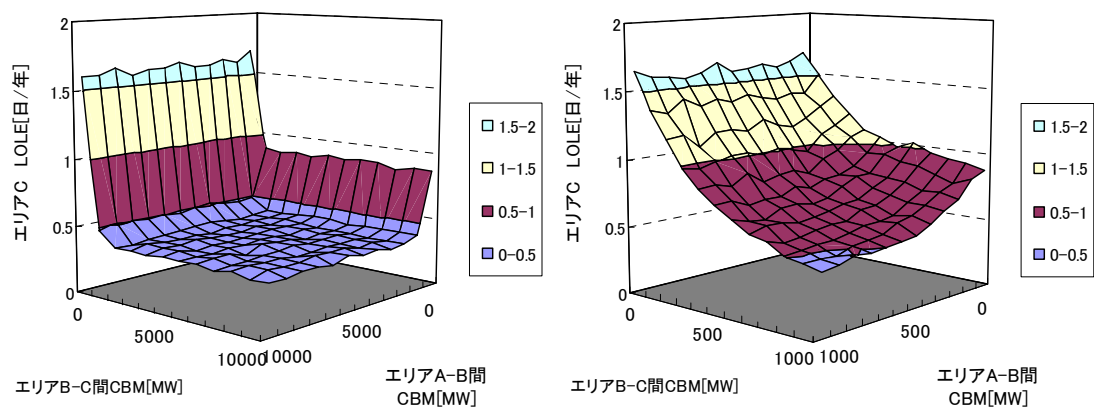


図 37 連系線容量に対するエリア C LOLE の変化 (左)

図 38 連系線容量に対するエリア C LOLE の変化(CBM0-1000MW 付近拡大図) (右)

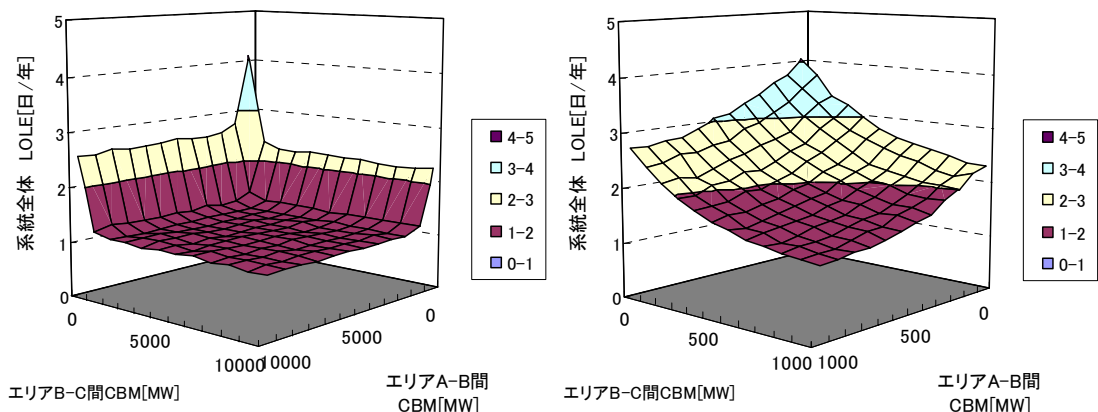


図 39 連系線容量に対する系統全体 LOLE の変化（左）

図 40 連系線容量に対する系統全体 LOLE の変化(CBM0-1000MW 付近拡大図)（右）

図 33～図 40 は、予備力は初期設定(3.0%)のままとし、エリア A-B 間、B-C 間の CBM のみを变化させたときの LOLE の変化を示したものである。図 33～図 40 より、エリア A-B 間連系線 CBM、エリア B-C 間連系線 CBM のどちらを増加させても、全てのエリアと系統全体で LOLE の低減効果が確認できた。しかしどのエリアまたは系統全体の場合も CBM が 2000[MW]以上の領域では LOLE はほとんど低減しなくなり、CBM による LOLE 低減効果が飽和していることが示された。これは、CBM を増加させても、他のエリアに十分な予備力が残っておらず、供給不足時に十分な応援融通を受けられないためである。即ち、CBM が 2000[MW]以下の領域では CBM が制約となり、他のエリアからの応援融通が十分に受けられない状態にあり、CBM が 2000[MW]以上の領域では他のエリアの予備力が制約となって十分な応援融通が受けられない状態にあるといえる。したがって、この領域では CBM を増やしても供給信頼度の向上は望めず、発電所の新設など予備力増加策を講じなければ LOLE の低減は望めない。図 31 より予備量を増加させると LOLE は限りなく 0[日/年]に近づいたが、図 33～図 40 より CBM だけをいくら増やしても、LOLE を 0[日/年]とすることは出来ないことがわかる。

次に図 34 に注目すると、3つのエリアの端部にあるエリア A では、隣接するエリア B との間の連系線 CBM を増加させた場合のほうが、エリア B-C 間連系線 CBM を増加させた場合よりも LOLE の低減効果が大きい。対照的に、同じく端部に位置するエリア C では隣接するエリア B との間の連系線 CBM を増加させたほうが予備力低減効果が大きい。一方、3つのエリアの中間に位置するエリア B では、エリア A-B 間、B-C 間どちらの連系線の CBM を増加させても LOLE が等しい割

合で低減する結果となった。このことから、応援融通は主に隣接するエリアから行われ、間に別のエリアを介しての広域応援融通の比率は低いことがわかる。

5.5. シミュレーション結果

5.5.1. CBM に対する LOLE を 0.3[日/年]とする予備力の変化

つづいて、CBMを変化させたときに、LOLEを0.3[日/年]付近とするエリアA、B、Cの予備力(必要供給予備力)の変化を求めた結果を図 41～図 44 に示す。

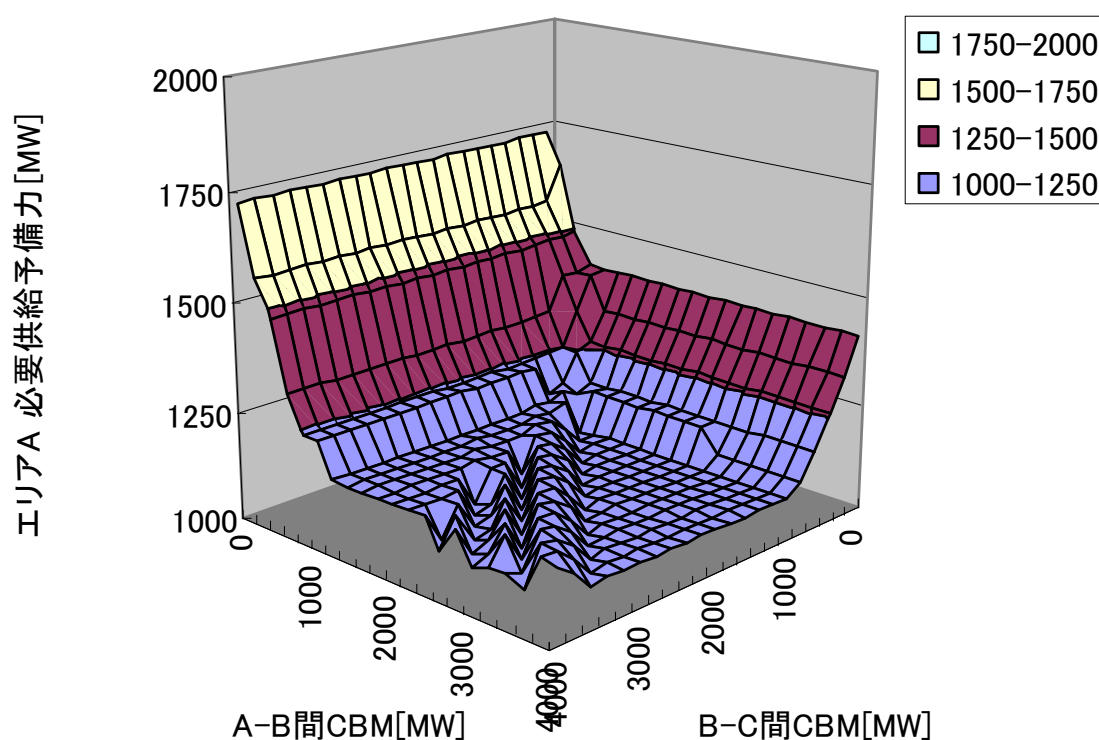


図 41 連系線容量を変更した場合のエリア A 必要供給予備力の変化

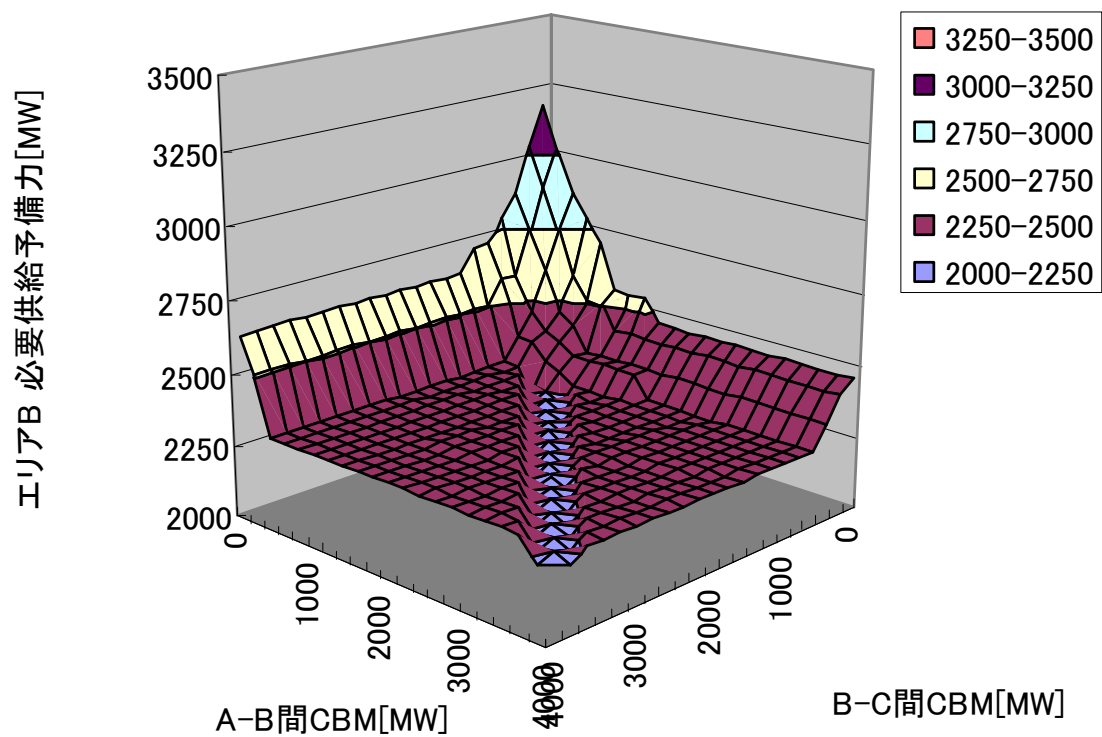


図 42 連系線容量を変更した場合のエリア B 必要供給予備力の変化

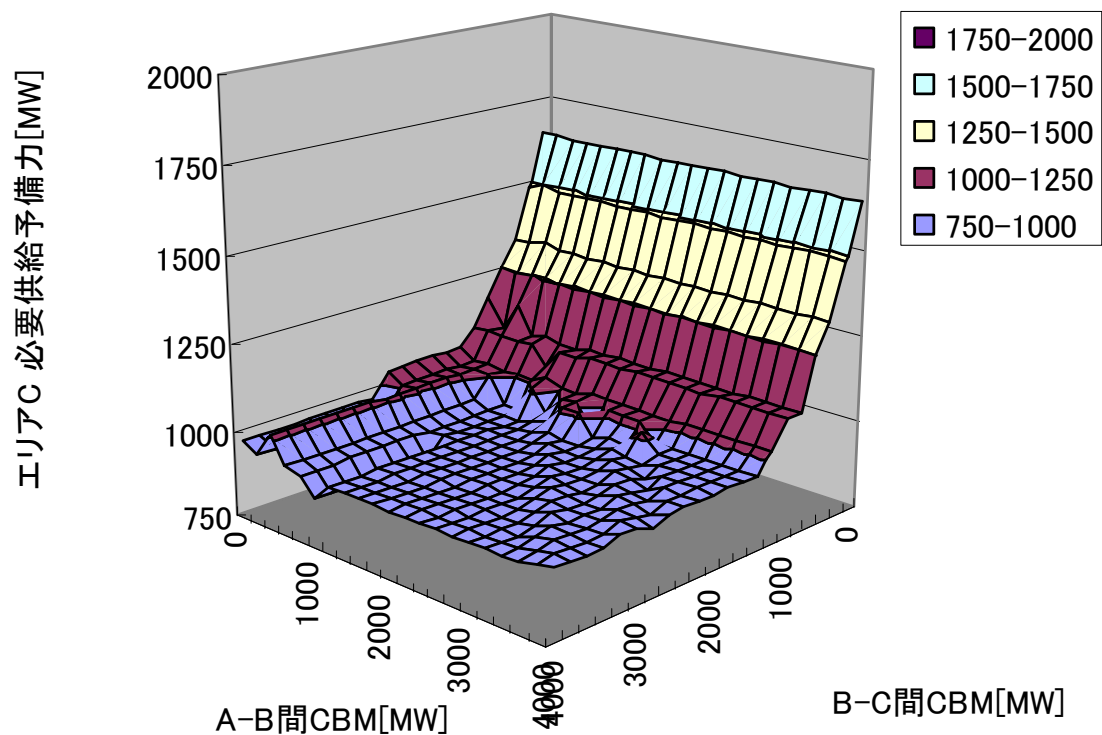


図 43 連系線容量を変更した場合のエリア C 必要供給予備力の変化

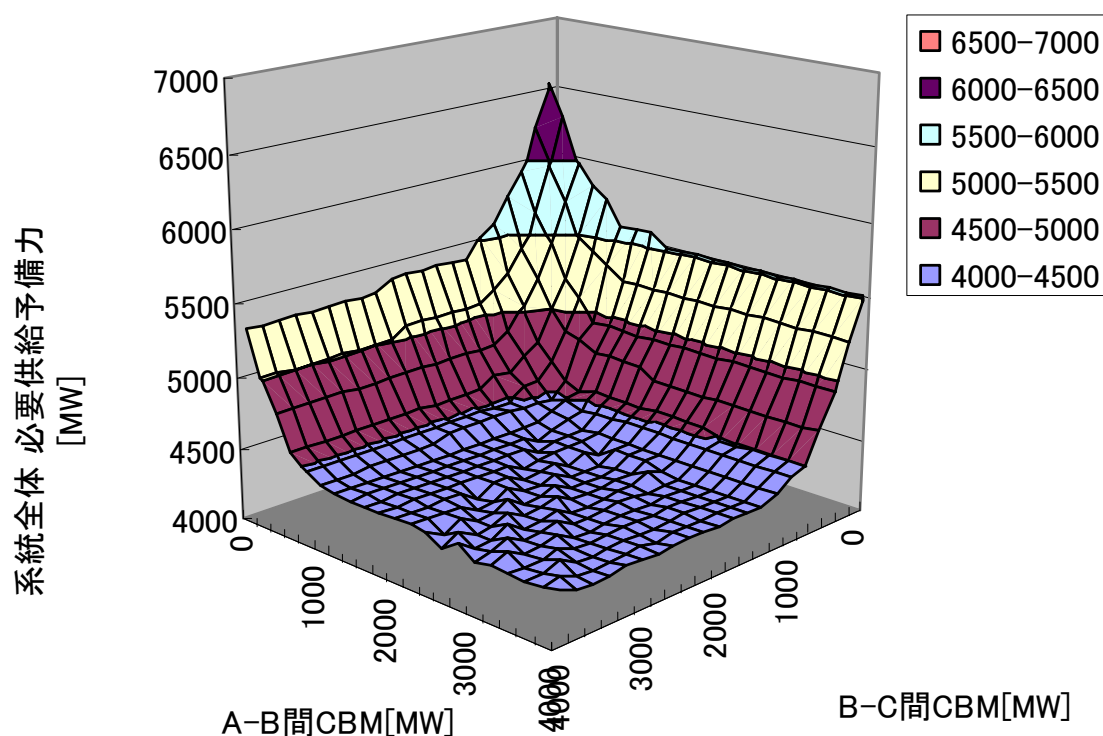


図 44 連系線容量を変更した場合の系統全体必要供給予備力の変化

図 41～図 44 より全てのエリアにおいて、エリア A-B 間、B-C 間連系線の CBM のどちらを増加させても必要供給予備力が単調減少することが示された。図 45 に解説する通り、例えば図 42 ではエリア A-B 間、B-C 間連系線 CBM がともに 0[MW](グラフの最奥部)で、隣接するエリアからの応援融通を行わないとした場合では必要供給予備力は 3169[MW]である。一方、エリア A-B 間、B-C 間連系線 CBM がともに 4000[MW](グラフの最も手前の点)では必要供給予備力は 2249[MW]となり、必要供給予備力を 920[MW]削減できたことがわかる。エリア A～C、系統全体いずれの場合でも、CBM が約 1000[MW]付近までは必要供給予備力が急激に減少したものの、それ以上ではほとんど減少しない傾向が見られた。

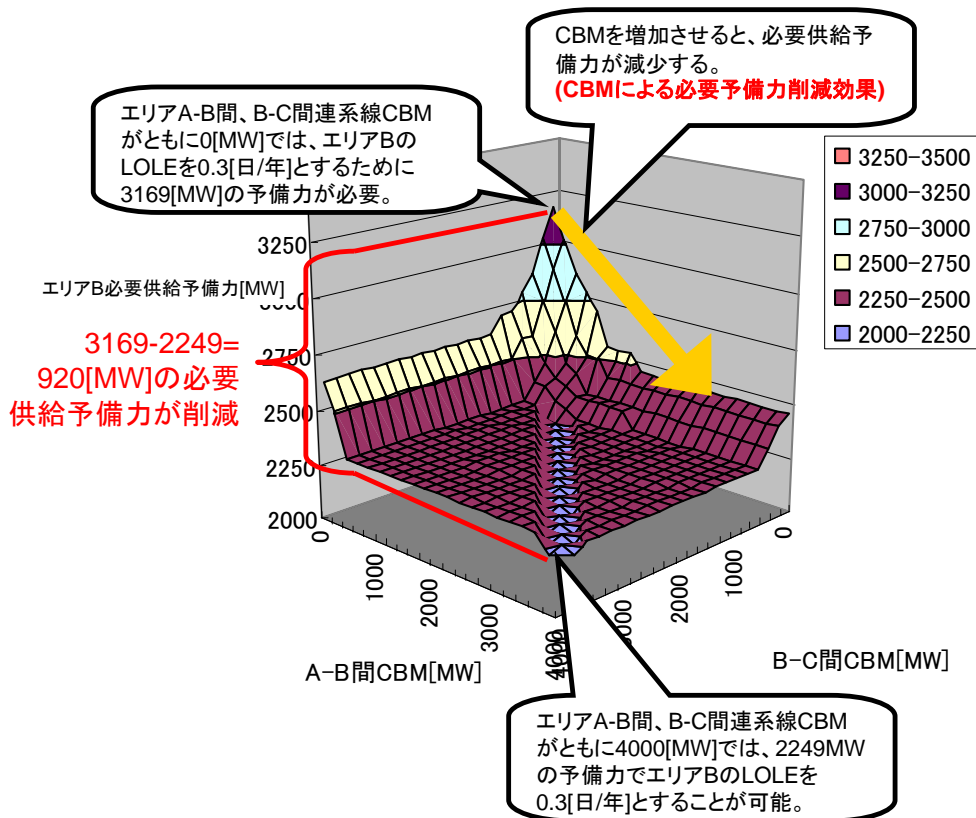


図 45 CBM による予備力削減効果

続いて、エリアの位置の違いが予備力削減効果に与える影響について考察する。図 41 より、くし型に並んだ 3 つのエリアの端部にあるエリア A では、隣接するエリア B との間の A-B 間連系線の CBM を増加させた場合の方が、エリア B-C 間連系線の CBM を増加させた場合よりも必要供給予備力の低減効果が大きいことが示された。同様に図 43 より同じく、くし型系統の端部に位置するエリア C では隣接するエリア B との間の B-C 間連系線の CBM を増加させた場合の方が、エリア A-B 間連系線の CBM を増加させた場合よりも必要供給予備力の低減効果が大きいことが示された。一方、図 44 より、くし型系統の中間に位置するエリア B ではエリア A-B、エリア B-C 間どちらの連系線の CBM を増加させても、必要供給予備力の低減効果があることが示された。このことから、応援融通は主に隣接するエリア間で行われ、エリア C からエリア A へ、エリア B を介して応援融通が行われるなどの広域応援融通はそれほど行われないことがわかる。

次に必要供給予備力を最小化する CBM を求めた結果について述べる。図 41～図 44 より、一般的に必要供給予備力は CBM を増加させるほど単調減少つづけるグラフになる。従って予備力を最小化しようとするれば、CBM を無限大にする必要があり、不都合である。しかし、CBM が一定の

値以上では必要供給予備力の減少は極めて緩やかになるため、本研究では必要供給予備力を十分低下させる CBM を、予備力最小化 CBM と定義した。ここで述べる予備力最小化 CBM の定義は図 46 の通りである。

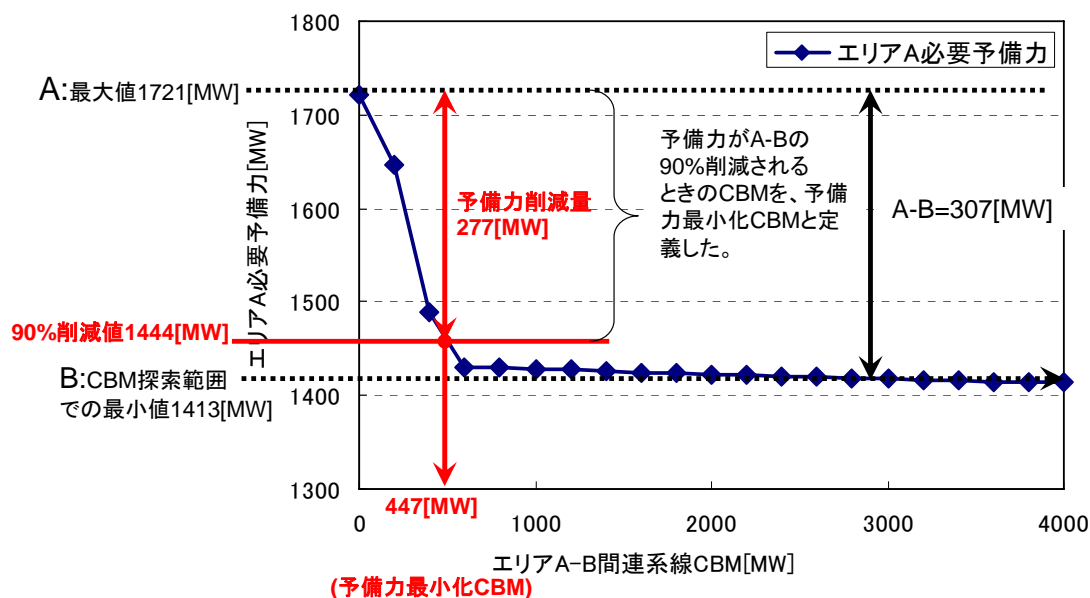


図 46 予備力最小化 CBM の定義

図 46 に示すとおり、CBM の探索範囲内での必要供給予備力の最大値と最小値の差の 90% 削減がされるときの CBM を予備力最小化 CBM と定義した。また CBM の探索範囲内での必要供給予備力の最大値と、予備力最小化 CBM のときの必要供給予備力の差を、必要供給予備力削減量と定義した。図 46 の例では CBM を 0[MW]から 200[MW]づつ、4000[MW]まで増加させている。このとき、CBM が 0[MW]のときに必要供給予備力が最大の 1721[MW]となり、探索範囲の端である CBM が 4000[MW]のときに最小の 1413[MW]となった。この差は 307[MW]である。最大値から 307[MW]の 90%が削減されると、つまり予備力が $1721 - 307 \times 0.9 = 1444$ となるときの CBM が予備力最小化 CBM であり、図 46 の例では 447[MW]となる。必要予備力削減量は $1721 - 1444 = 277$ [MW]である。これは、中規模の火力発電所の1機分の容量に相当する。

さて、この必要供給予備力最小化 CBM であるが、各エリアまたは系統全体で異なる結果となった。必要供給予備力最小化 CBM を求めた結果を表 15 に示す。また、必要供給予備力の削減効果を表 16 に示す。

表 15 予備力最小化 CBM

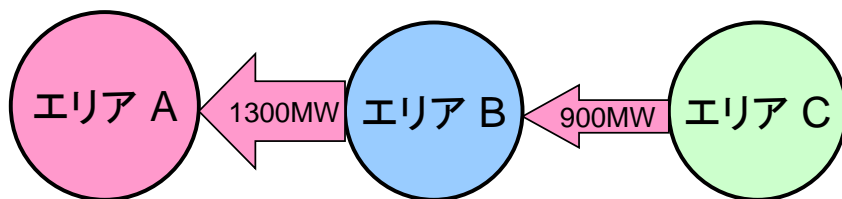
最適化対象	予備力最小化連系線CBM[MW]		最大電力 需要[MW]	最大電力需要に対する比率[%]	
	エリアA-B間	エリアB-C間		エリアA-B間	エリアB-C間
エリアA	1300	900	37767	3.44	2.38
エリアB	400	650	48350	0.83	1.34
エリアC	700	1400	25534	2.74	5.48

表 16 予備力削減効果

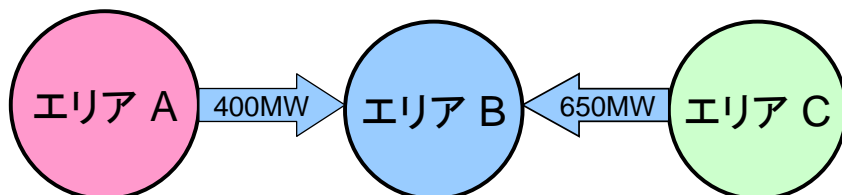
最適化対象	①CBM=0[MW]での必要供給予備力[MW]	②予備力最小化CBMでの必要供給予備力[MW]	予備力削減量 (①-②)[MW]
エリアA	1722	1155	567
エリアB	3169	2320	849
エリアC	1640	953	687

表 15 より、エリア A から見た場合にはエリア B→A 方向に 1300[MW]、エリア C→B 方向に 900[MW]の CBM を、エリア B から見た場合にはエリア A→B 方向に 400[MW]、エリア C→B 方向に 650[MW]の CBM を、エリア C から見た場合にはエリア A→B 方向に 700[MW]、エリア B→C 方向に 1400[MW]の CBM を確保すれば十分であることがわかる。これらの必要供給予備力最小化 CBM の最大電力需要に対する比率は、各エリアごと異なる結果となり、0/83[%]～5.48[%]と幅がある結果となった。特に、最も系統規模の大きいエリア B で低く、系統規模の小さいエリア A と C 大きくなる結果となった。図 47 に、予備力最小化 CBM の組み合わせを示す。

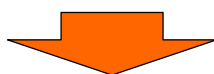
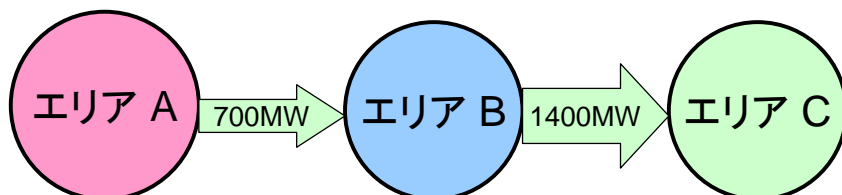
●エリアAの必要予備力最小化CBM



●エリアBの必要予備力最小化CBM



●エリアCの必要予備力最小化CBM



●全体での必要供給予備力最小化CBM

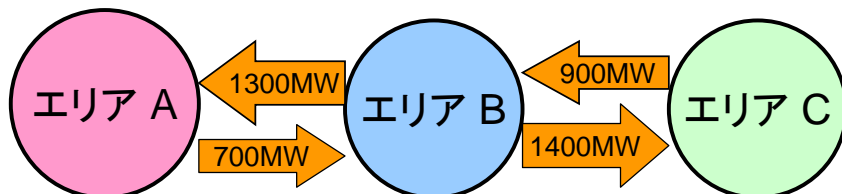


図 47 予備力最小化 CBM の組み合わせ

図 47 において、2 箇所の連系線の右方向、左方向の予備力最小化 CBM の最大値を取って系統全体での必要供給予備力最小化 CBM を決定した。以上の通り、電気学会西 30 機系統における予備力最小化 CBM の組み合わせが一意に決定された。

5.5.2. CBM に対する電力会社間応援量の变化

つづいて、CBM を増加させたときの電力会社間の年間の応援融通量の変化を示す。

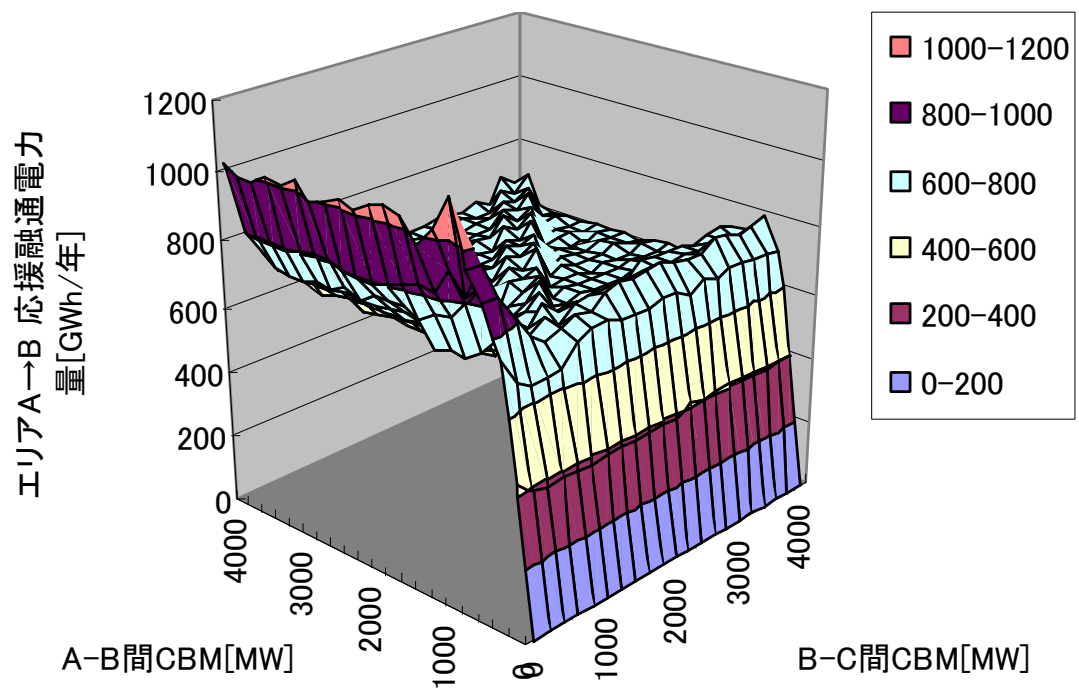


図 48 CBM の変化に対する応援融通量の変化(エリア A からエリア B)

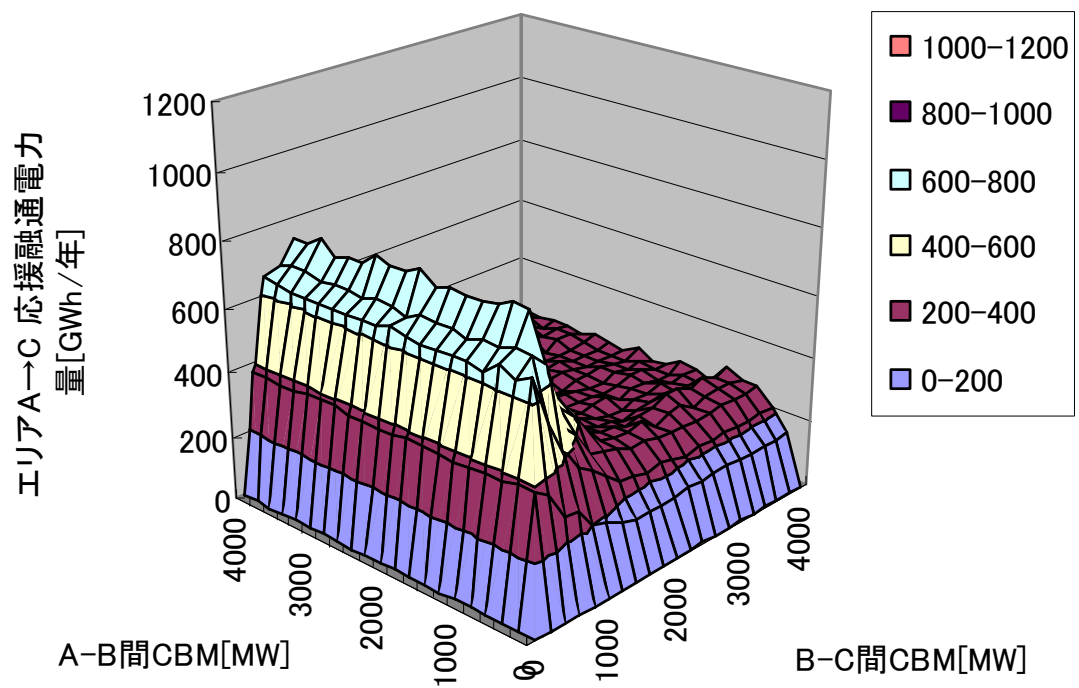


図 49 CBM の変化に対する応援融通量の変化(エリア A からエリア C)

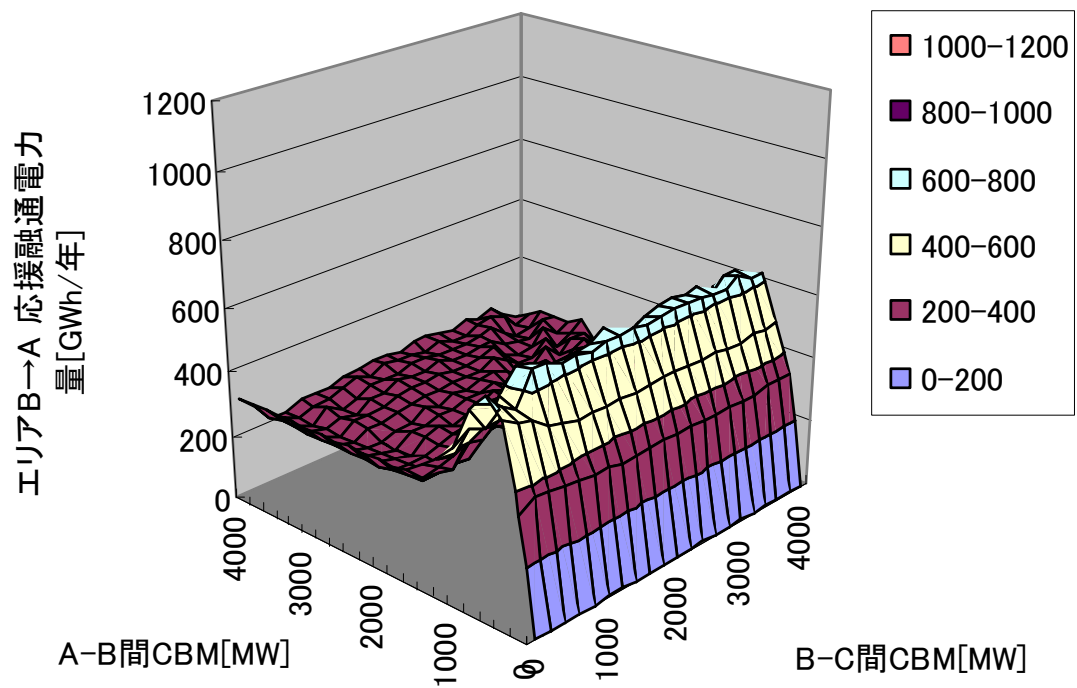


図 50 CBM の変化に対する応援融通量の変化(エリア B からエリア A)

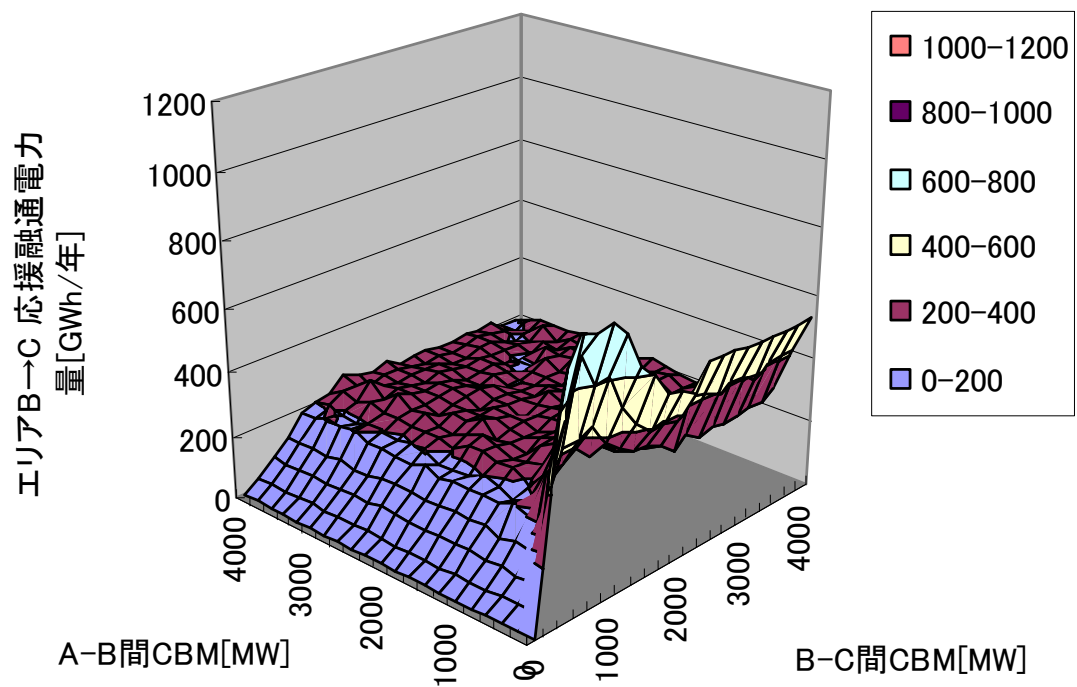


図 51 CBM の変化に対する応援融通量の変化(エリア B からエリア C)

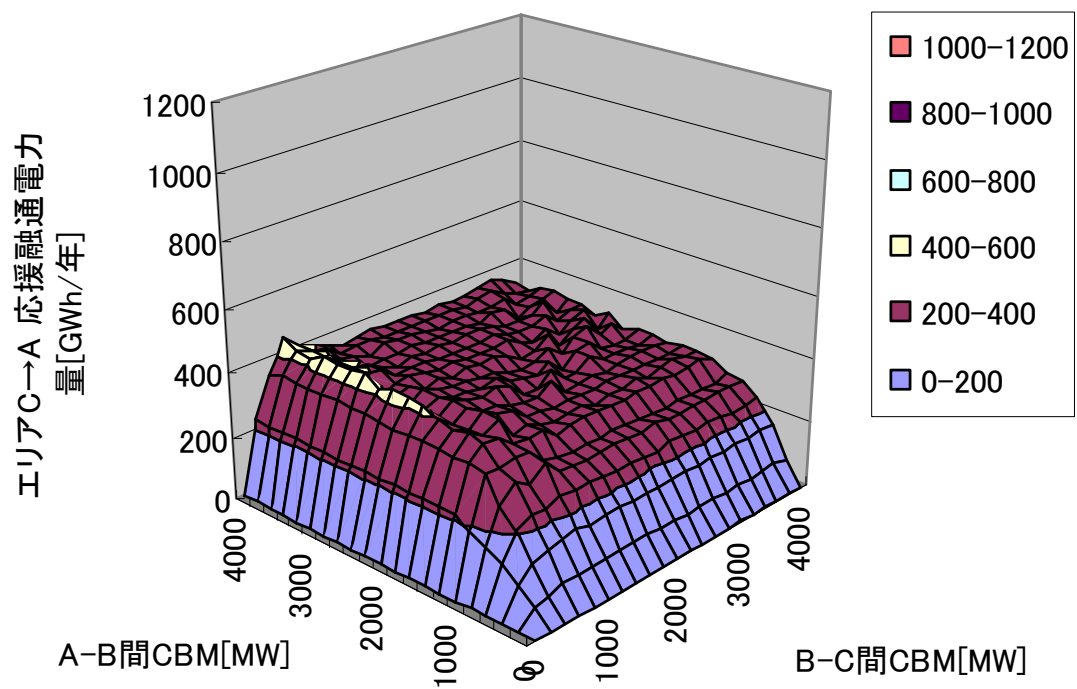


図 52 CBM の変化に対する応援融通量の変化(エリア C からエリア A)

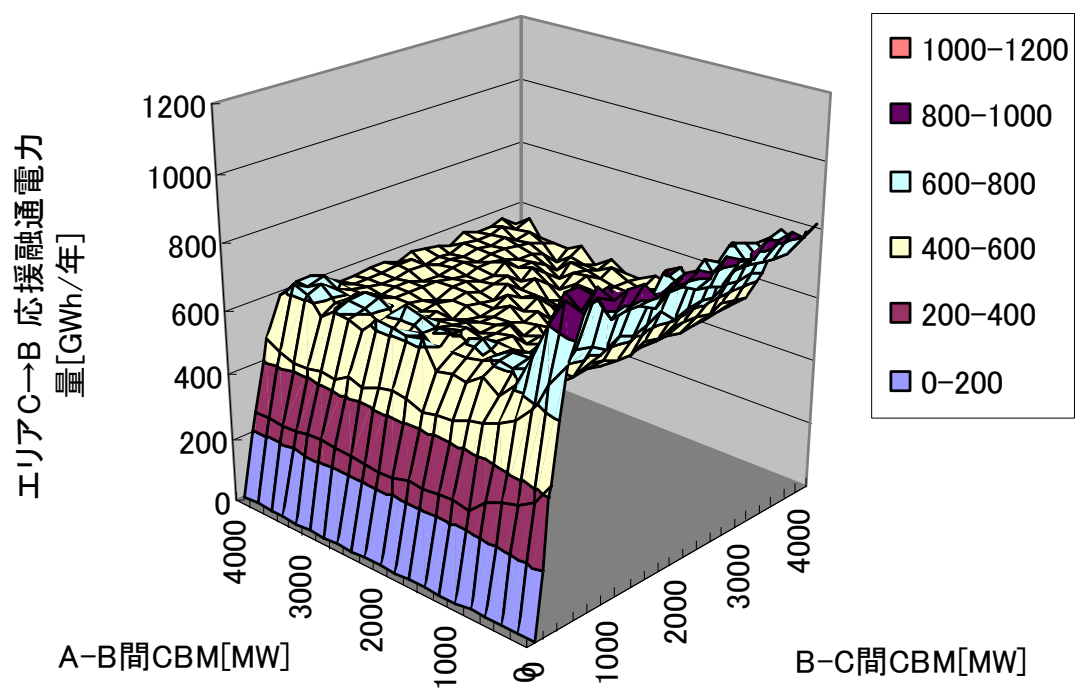


図 53 CBM の変化に対する応援融通量の変化(エリア C からエリア B)

図 48 より、エリア A-B 間連系線容量を増加させるほどエリア A からエリア B に対する応援融通量が増加する様子がわかる。一方、エリア B-C 間連系線容量を増加させるとエリア A からエリア B への応援融通量が減少するのは、エリア B 向けの応援融通電力の一部がエリア C の応援融通に回されているためである。また、図 48 と図 49 の比較より、エリア A→B 方向の応援融通量のほうがエリア A→C 方向よりも全体的に多く、エリア A からエリア B を越えてエリア C へといった広域応援融通が行われにくいことを示している。

図 48～図 53 のいずれの場合においても、CBM を増加させるほど応援融通量は増加し、各エリア間で盛んに電力の応援融通が行われていることがわかる。しかし、CBM が一定量以上で応援融通量は増加しなくなり、応援融通量は減少する。これは、CBM が小さい時には CBM の大きさに合わせて応援融通量が増加するが、CBM が大きくなると逆に予備力減少するため、それに比例して応援融通量も減少するためである。

続いて、図 48～図 53 より各エリアの応援融通の年間送受電量を求めた結果を図 54～図 56 に示す。図 54～図 56 では受電側(応援をしてもらう側)を正としたため、送受電量がマイナスとなるのは他のエリアからの受電量よりも他のエリアに対しての応援量の方が大きいことを示している。

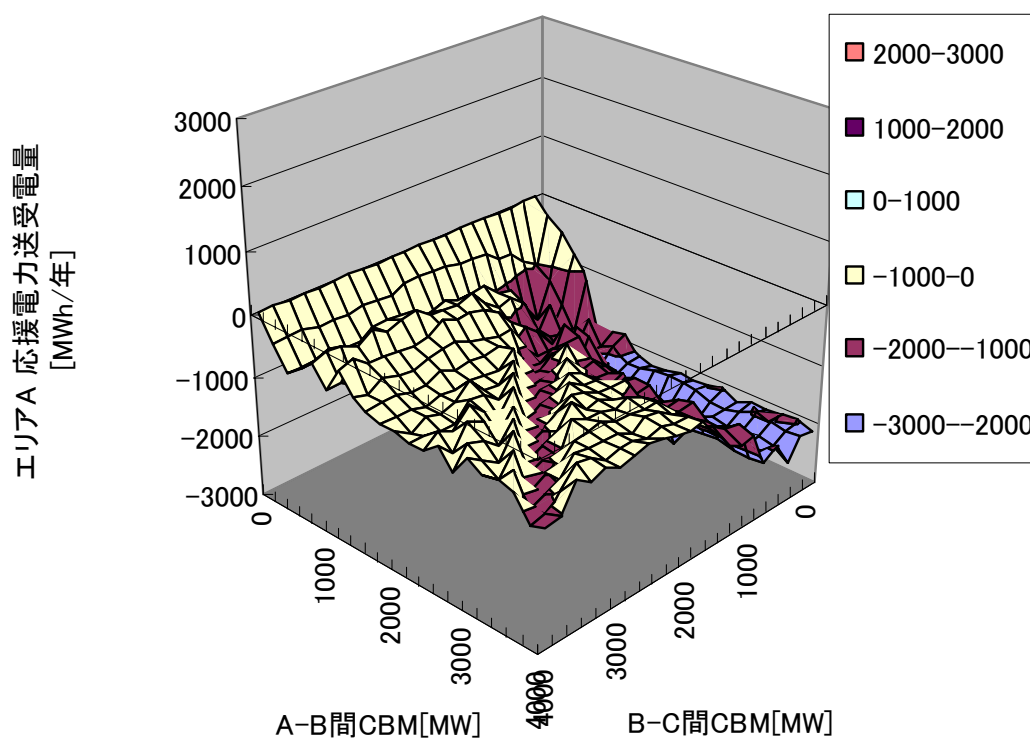


図 54 エリア A 年間応援融通送受電量

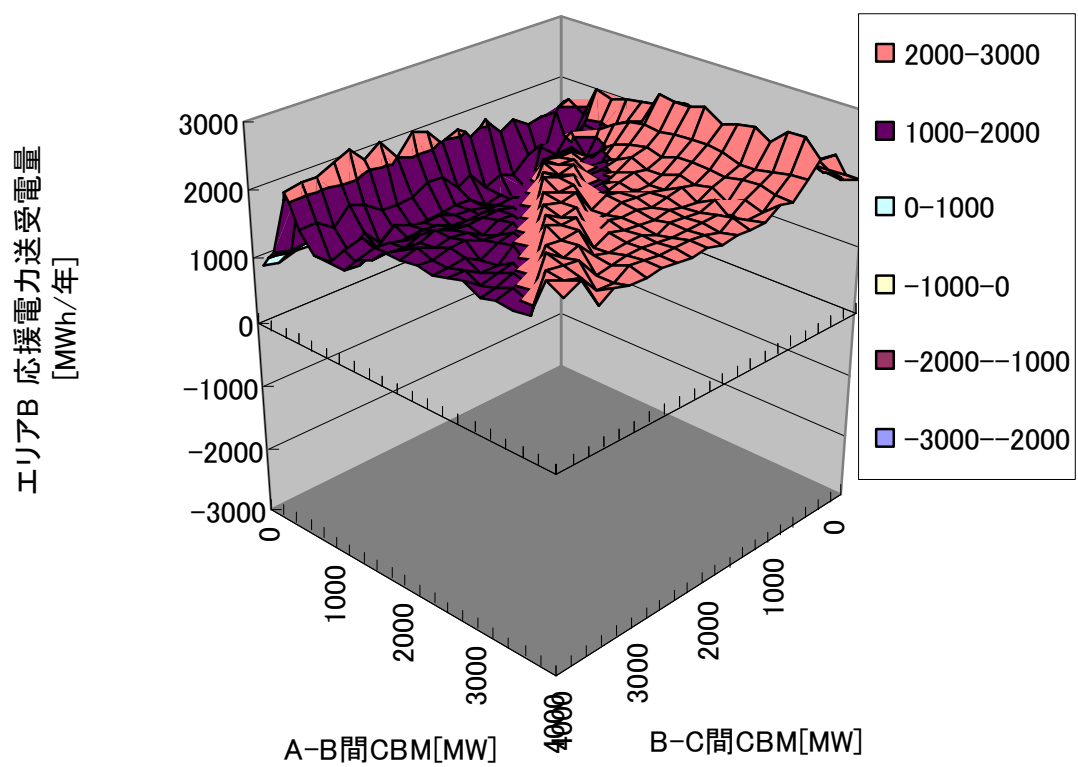


図 55 エリア B 年間応援融通送受電量

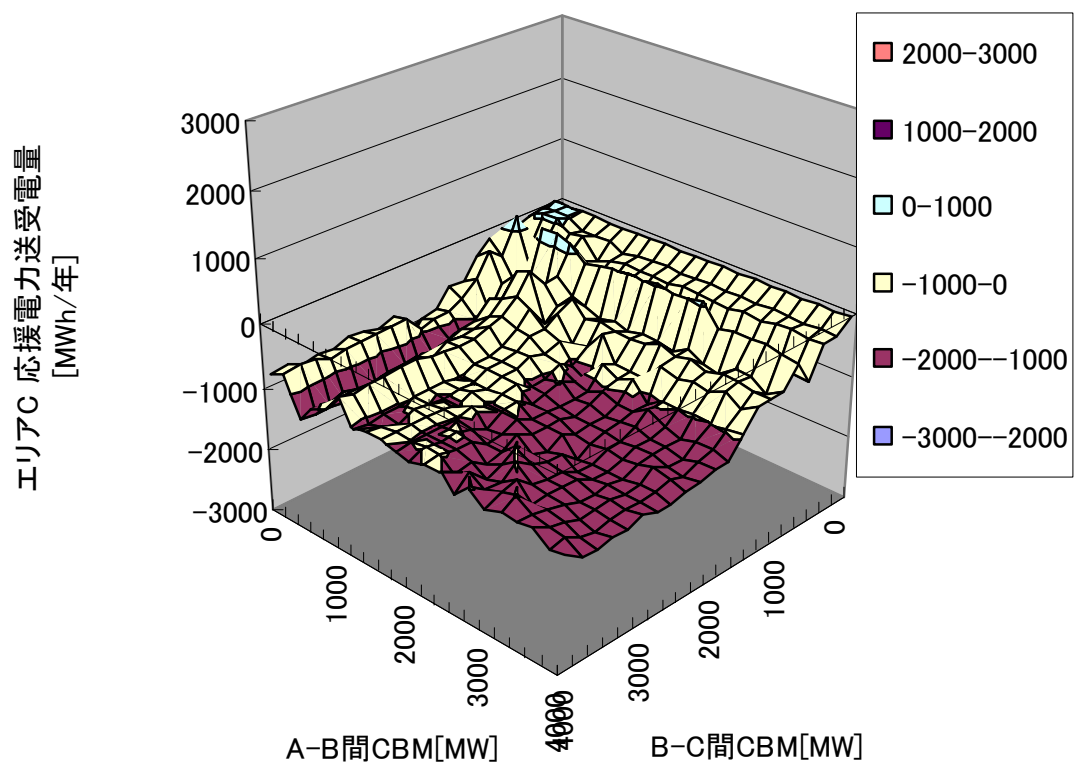


図 56 エリア C 年間応援融通送受電量

図 54～図 56 より、年間の応援融通量で見るとエリア A とエリア C は受電量よりも送電量が多く、他のエリアに対して応援融通を行う機会が多い。一方、エリア B は受電量のほうが多く、他のエリアから応援融通を受ける機会が多いエリアであることがわかる。

5.5.3. CBM に対する EENS の変化

つづいて、CBM を増加させた場合の EENS の変化を示す。EENS とは、一年間に事故等により供給されない電力量の期待値である。

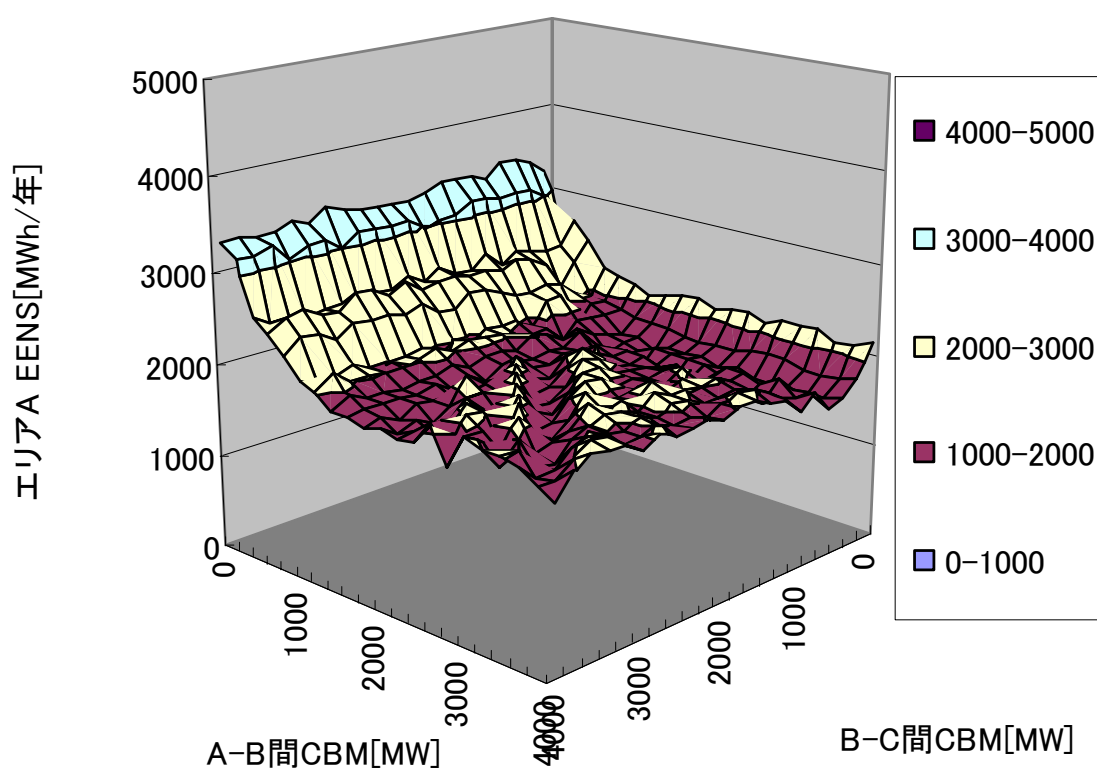


図 57 連系線 CBM に対するエリア A の EENS の変化

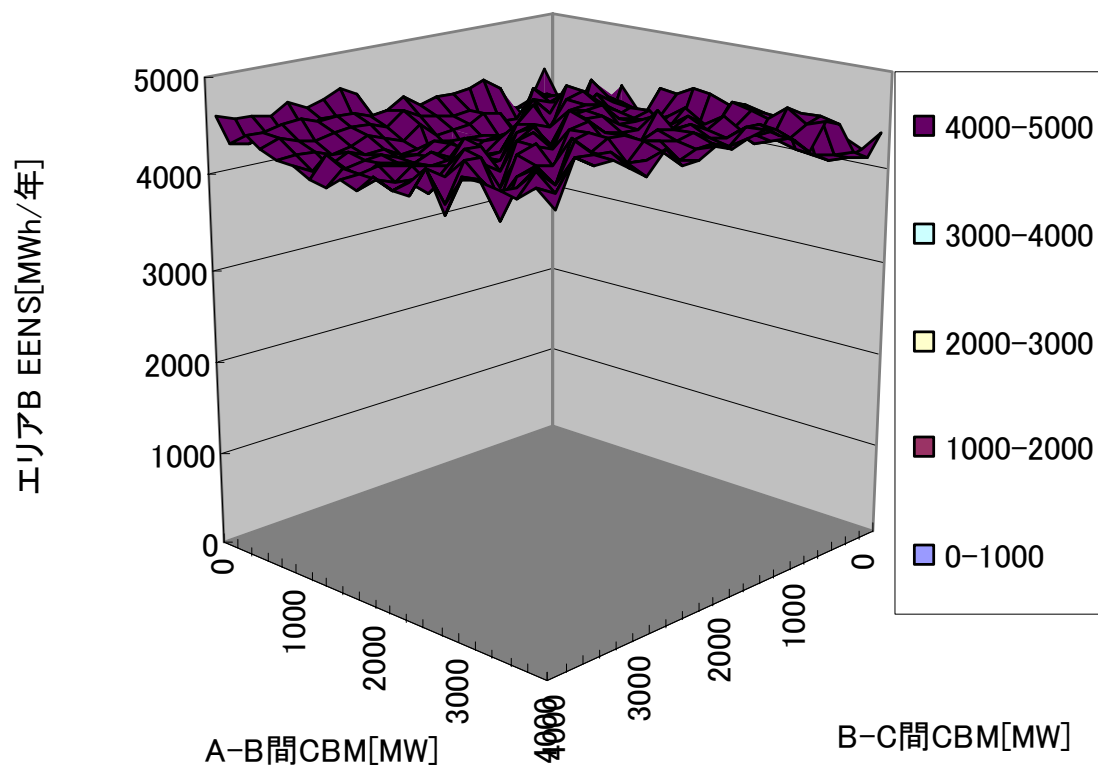


図 58 連系線 CBM に対するエリア B の EENS の変化

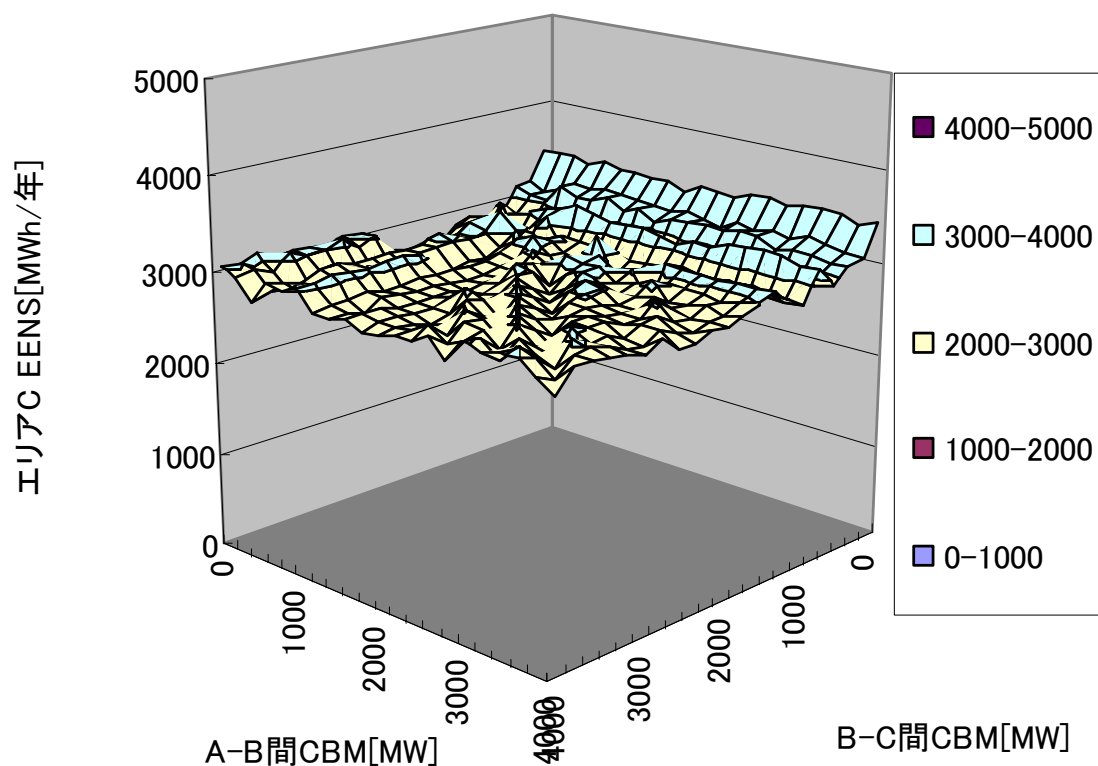


図 59 連系線 CBM に対するエリア C の EENS の変化

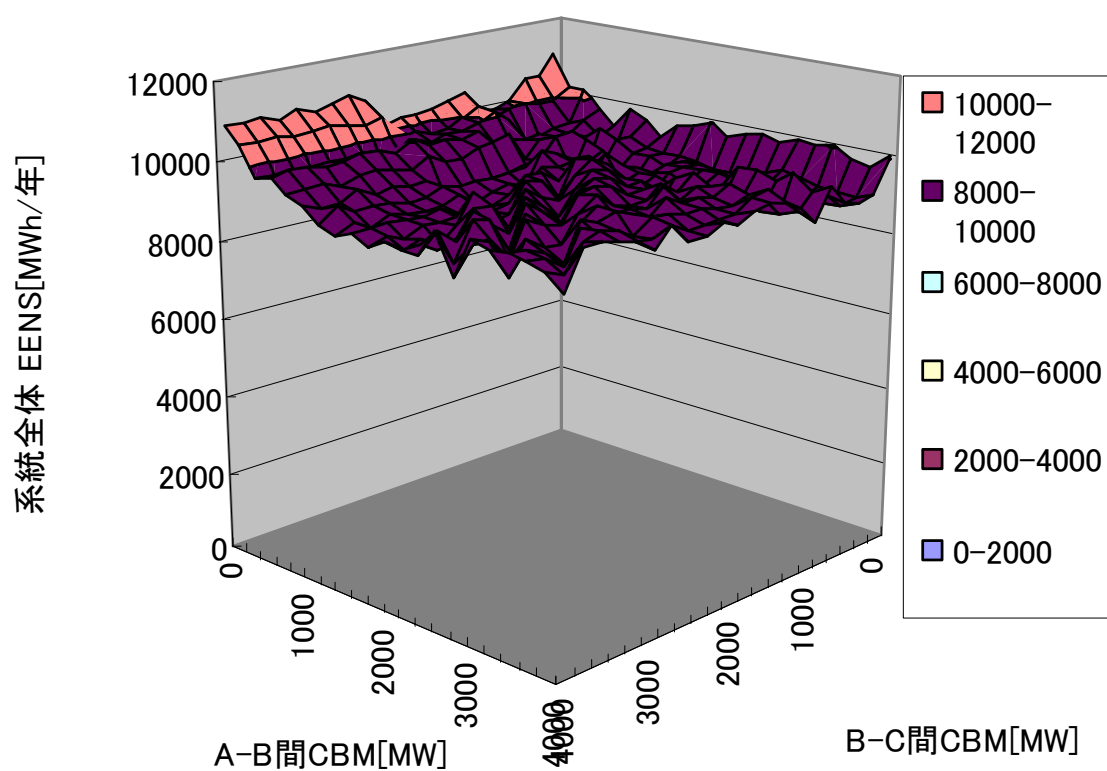


図 60 連系線 CBM に対する系統全体の EENS の変化

図 57～図 60 より、LOLE を一定にするという制約条件を課しているため CBM の変化に対する EENS の減少は小さい。

5.6. 経済的指標に基づく最適 CBM の評価

本来、CBM とは予備力削減等の経済的なメリットを得るために設けられるものである。従って、CBM によって得られる得失を総合的に含めた経済的指標により最適 CBM の評価が行われるべきである。ここでは、CBM によって得られる経済的なメリットを連系メリットと呼び、連系メリットによって評価した最適 CBM の結果を示す。

5.6.1. CBM の得失に含まれるコスト

CBM の得失に含めたコストは以下の通りである。

- ① 予備力の削減額 C_R
- ② 連系線に CBM を設けるためのコスト C_{CBM}
- ③ 他エリアから応援融通を受けた際に、応援元の会社に支払う電力料金 C_B
- ④ 他エリアに対し応援融通を行った際に、応援電力の販売で得た利益 C_S

これらのコストから、連系メリット C が式(19)のとおり求められる。

$$C = C_R - C_{CBM} - C_B + C_S \quad (19)$$

予備力の削減額 C_R 、応援融通利益 C_S は CBM を設けることで発生する利益であり、連系線 CBM コスト C_{CBM} 、応援融通の電力費用 C_B は連系線に CBM を設けることで発生する損失である。

以下、各項目について、その概要と CBM に対する変化を示す。

5.6.2. 予備力の削減額

全ての連系線で CBM が 0[MW]の場合と比べて削減できた予備力の量を、金額に換算したものである。これは式(20)のとおり計算した。このときの予備力削減量の導出を図 61 に示す。

$$C_{R,i} = G_{cost} \times (R_{0,0,i} - R_{x,y,i}) \quad (20)$$

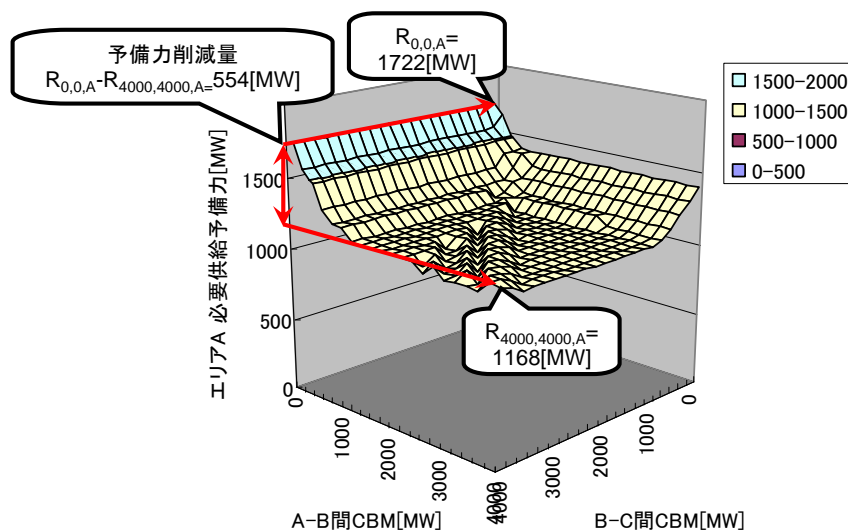


図 61 予備力削減量の導出

ただし、 $C_{R,i}$ はエリア i の予備力削減メリット[億円/年]、 $R_{x,y,i}$ はエリア A-B 間連系線 CBM が x [MW]、B-C 間連系線 CBM が y [MW] のときのエリア i の LOLE を 0.3[日/年] とするために必要な予備力、 G_{cost} は予備力の 1 年当たり設備費である。このうち、 G_{cost} は (21) のとおり計算される。

$$G_{cost} = C_1 \times \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (21)$$

ここで、 C_1 は発電所の MW あたり建設単価、 r は割引率、 n は耐用年数である。なお表 17 より発電所の建設単価は 20[万円/kW] (平成 4 年度の LNG 火力)、割引率は 3%、耐用年数は 40 年とした。

表 17 電源別建設単価・耐用年発電原価

資源エネルギー庁試算値

	建設単価 (kW 当り)		耐用年発電原価 (送電端：kWh 当り)	
	4 年度	元年度	4 年度	元年度
一般水力	60 万円程度	64 万円程度	13 円程度	13 円程度
石油火力	19 万円程度	19 万円程度	10 円程度	11 円程度
石炭火力	30 万円程度	23 万円程度	10 円程度	10 円程度
LNG 火力	20 万円程度	20 万円程度	9 円程度	10 円程度
原子力	31 万円程度	31 万円程度	9 円程度	9 円程度

以上の方法で求められた各エリアと系統全体の予備力削減額を図 62～図 65 に示す。

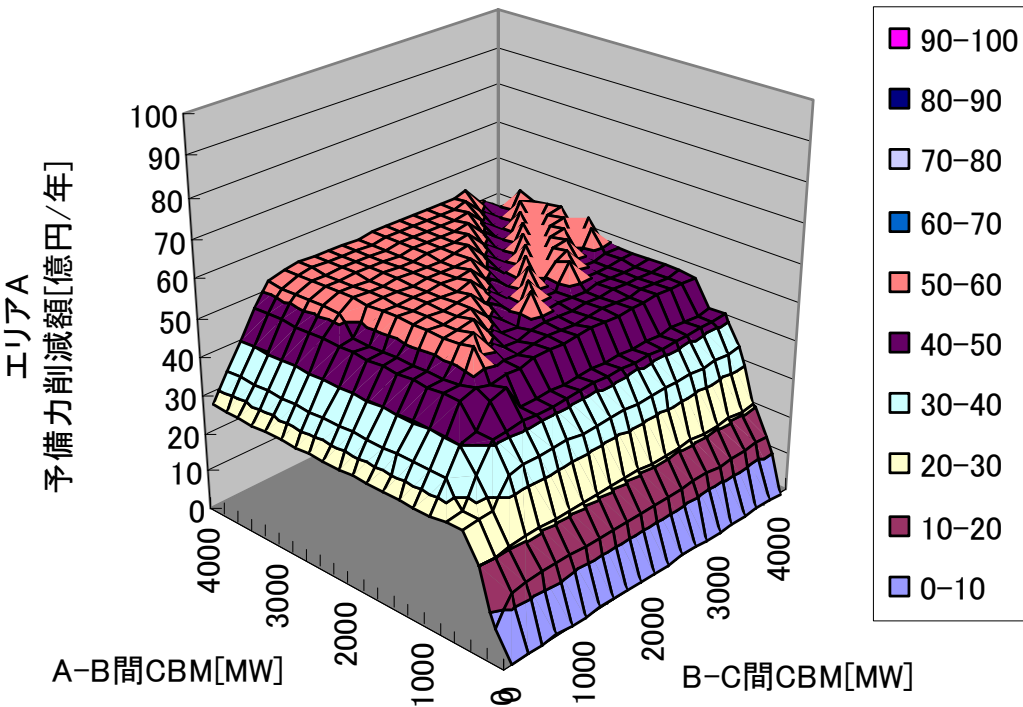


図 62 CBM の変化に対するエリア A 予備力削減額の変化

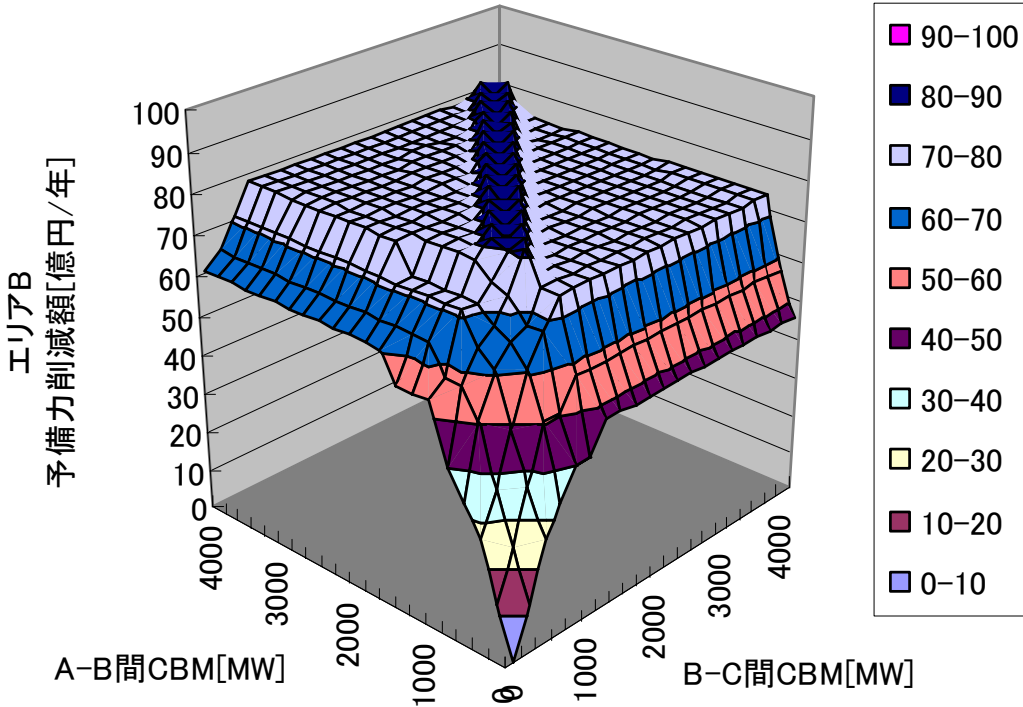


図 63 CBM の変化に対するエリア B 予備力削減額の変化

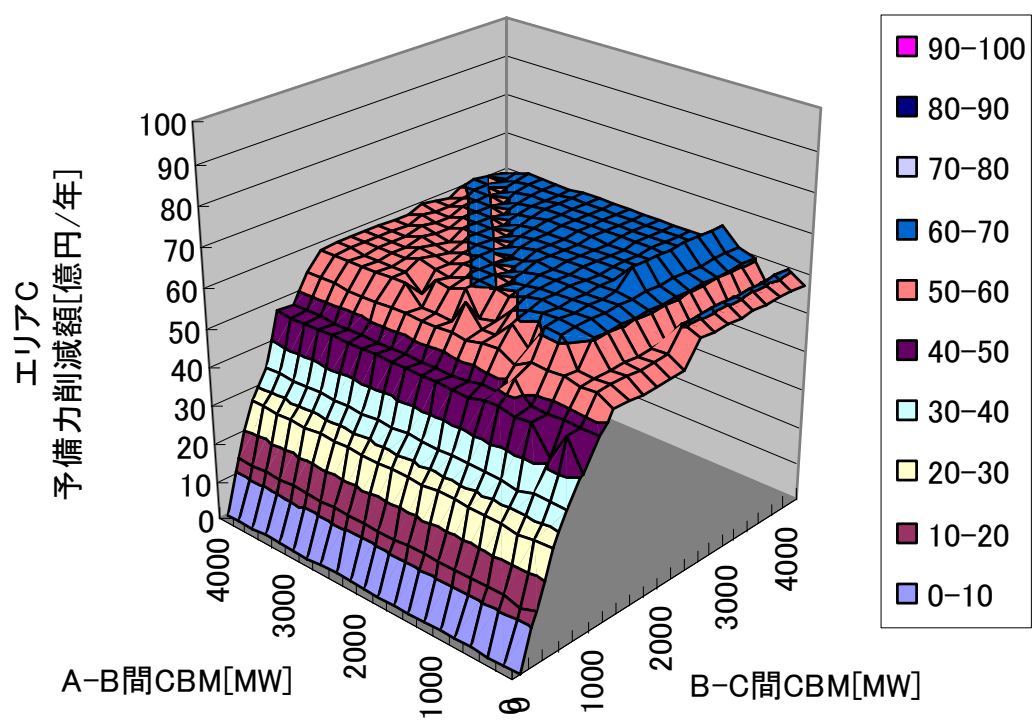


図 64 CBM の変化に対するエリア C 予備力削減額の変化

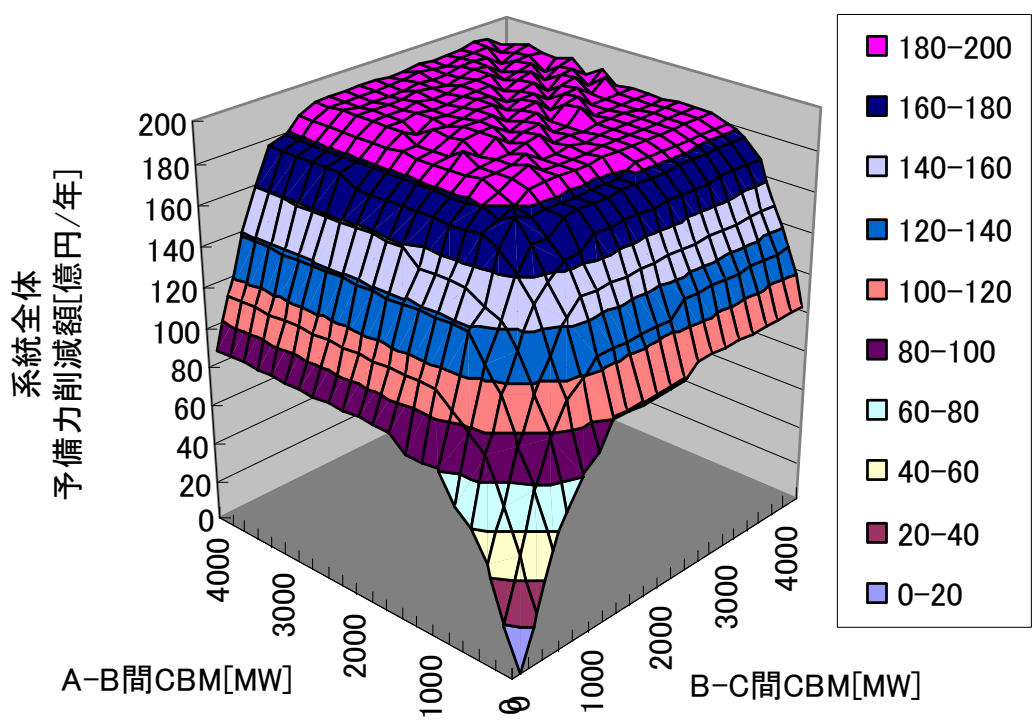


図 65 CBM の変化に対する系統全体予備力削減額の変化

図 62～図 65 より、エリア A－B 間連系線、エリア B－C 間連系線のどちらの CBM を増加させた場合でも CBM がある一定の値までは予備力削減額が増加するものの、それ以上の領域では予備力削減額が増加しない結果となった。例えば、エリア A ではエリア A－B 間連系線、エリア B－C 間連系線それぞれの CBM が 1000[MW]以上の領域では約 54[億円/年]のままとなり、これ以上 CBM を増加させても予備力削減額は一定である。

5.6.3. 連系線 CBM コスト

続いて、連系線に CBM として空き容量を確保するためのコストを含める。連系線 CBM コストは、連系線の建設費、連系線周辺の送電線容量の増強にかかわる費用、連系線に付属する変電所・開閉所の建設費およびこれらの維持・保守にかかわるコストである。ここで、連系線 CBM コストは式 (22)のように決定した。

$$C_{CBM} = \sum (C_T \times 12 \times S_x) \quad (22)$$

ここで、 C_{CBM} は連系線 CBM にかかわるコストの総額、 C_T は CBM 確保コスト[億円/MW・年]、 S_x は連系線 x の CBM 容量である。

ここでは、 C_T の値は 355[円/kW・月]とした。これは、表 18 に示す中部電力の接続送電サービスの特高・標準料金の基本料金の値である 355[円/kW]を採用した。この値は、新規参入事業者が中部電力の系統を利用して需要家のもとへ電力を託送する際にかかる料金であり、同社の送電網にかかるさまざまな費用を考慮して決定された値である。

表 18 接続供給サービス料金表(中部電力)

			基本料金	電力量料金	
			(1kWあたり1月につき)	(1kWhあたり)	
				昼間	夜間
接続送電サービス	高圧	標準料金	480.00円	3.00円	
		時間帯別料金	480.00円	3.38円	2.37円
	特高	標準料金	355.00円	1.39円	
		時間帯別料金	355.00円	1.53円	1.18円
臨時接続送電サービス			該当料金の20%増し	該当料金の20%増し	
予備送電サービス	高圧	A	73.00円	—	
		B	142.00円		
	特高	A	56.00円		
		B	83.00円		
負荷変動対応電力	標準変動範囲内電力		—	8.43円	
	選択変動範囲内電力	880.00円	【夏季】16.29円	9.90円	
			【その他季】11.66円		
	変動範囲超過電力	—		【夏季】76.56円	38.20円
【その他季】48.78円					

出典：中部電力ホームページ

<http://www.chuden.co.jp/tetsuduki/free/takusou/pricelist.html>

このようにして連系線に CBM を確保するために必要なコストを求めると、図 66 の通りとなる。

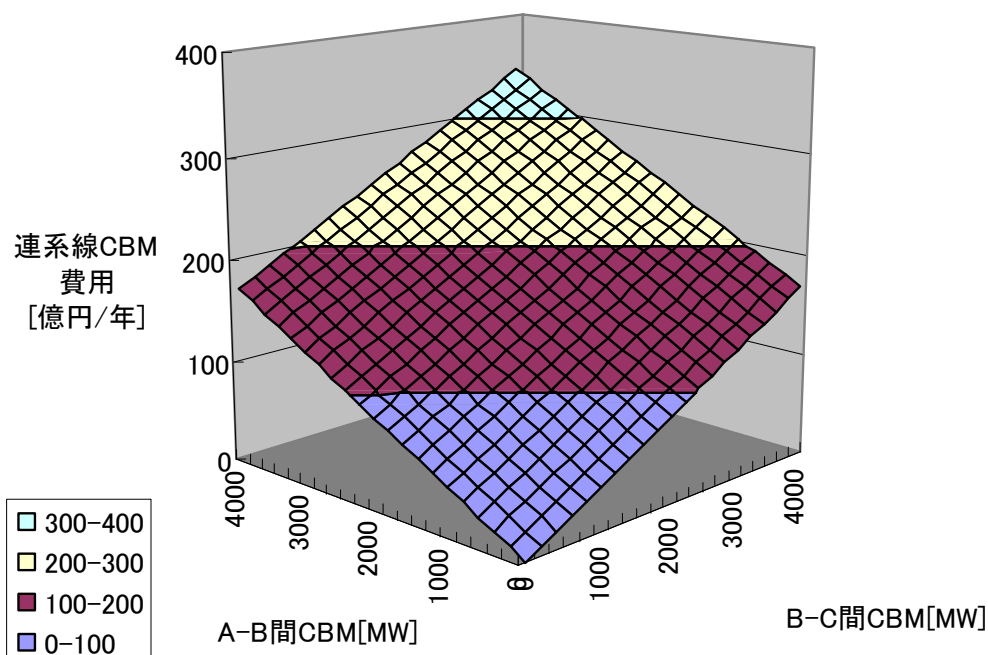


図 66 連系線 CBM コスト

図 66 より、連系線 CBM コストは A-B 間、B-C 間の CBM の量に比例する単純なグラフとなる。続いて、連系線 CBM にかかわるコストの総額を各エリアの応援供給の受電量に応じて分配する。各エリアの受電量は図 48～図 53 のエリア間応援量より計算する。この結果、供給信頼度が低く、他の発電会社から多く電力を応援してもらう会社ほど連系線 CBM にかかわるコストを多く負担することになる。各エリアの連系線 CBM 費用は式 (23) の通り表される。

$$C_{CBM,i} = C_{CBM} \times \frac{\sum_{all_a} EX_{a,i}}{\sum_{all_a} \sum_{all_b} EX_{a,b}} \quad (23)$$

ここで、 $C_{CBM,i}$ は発電会社 i の連系線 CBM コスト[億円/年]、 $EX_{a,b}$ は発電会社 a から発電会社 b への年間の応援電力量[MWh/年] ($EX_{a,b} \geq 0$) である。このようにして求めた各エリアの連系線 CBM コストを図 67～図 69 に示す。

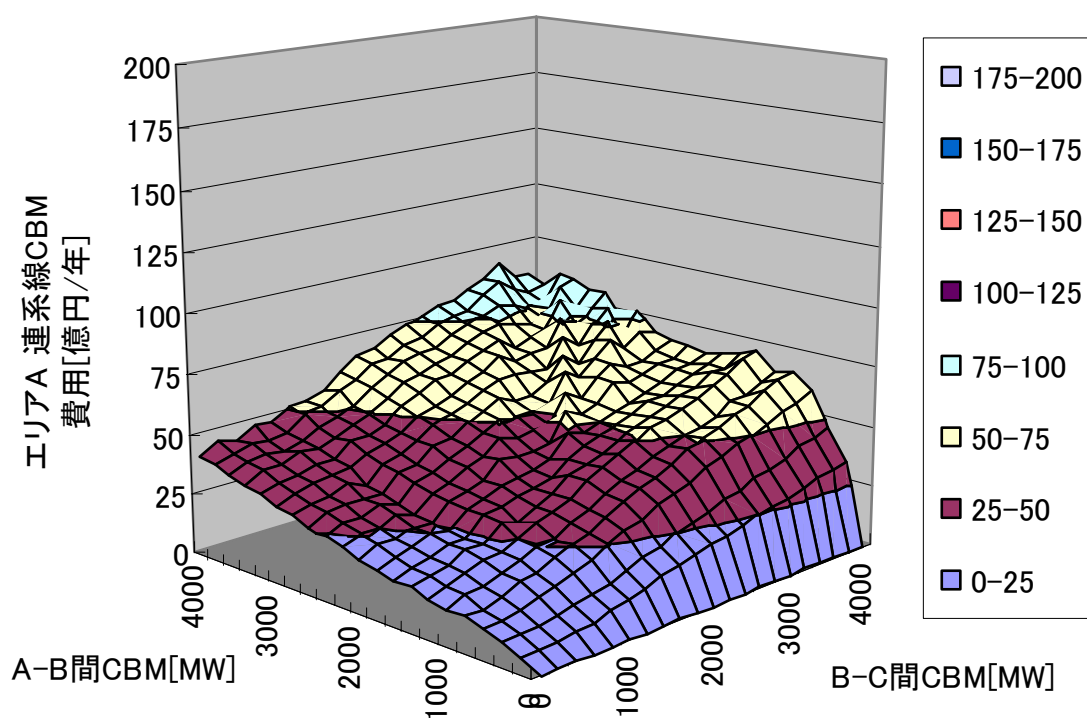


図 67 エリア A 連系線 CBM コスト

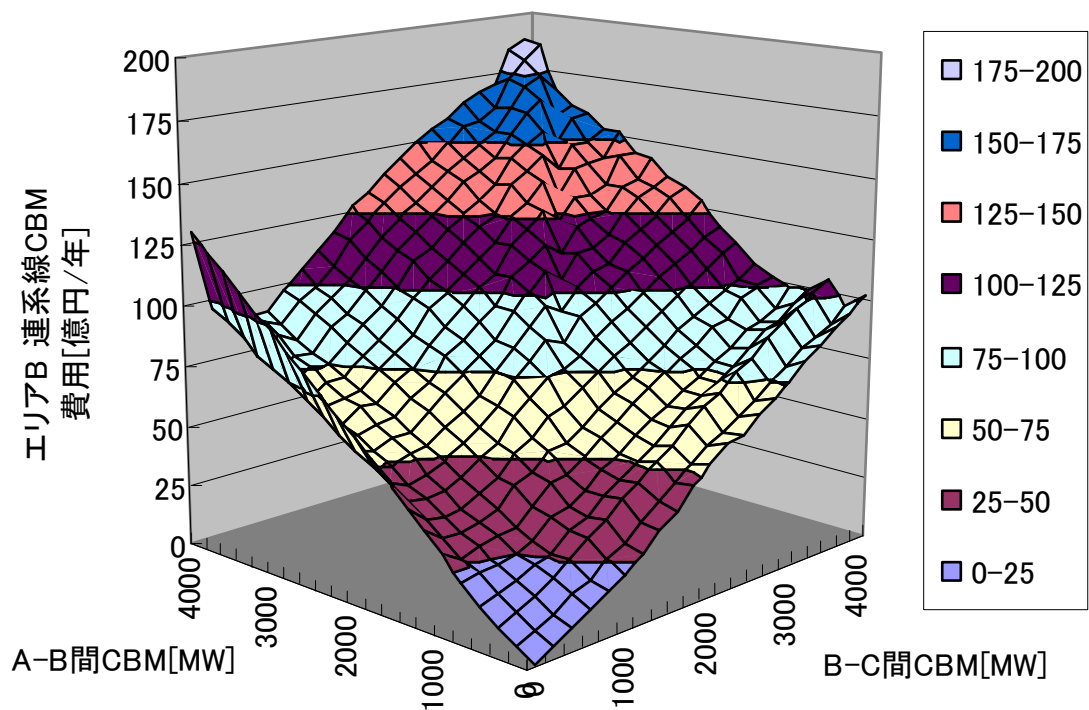


図 68 エリア B 連系統 CBM コスト

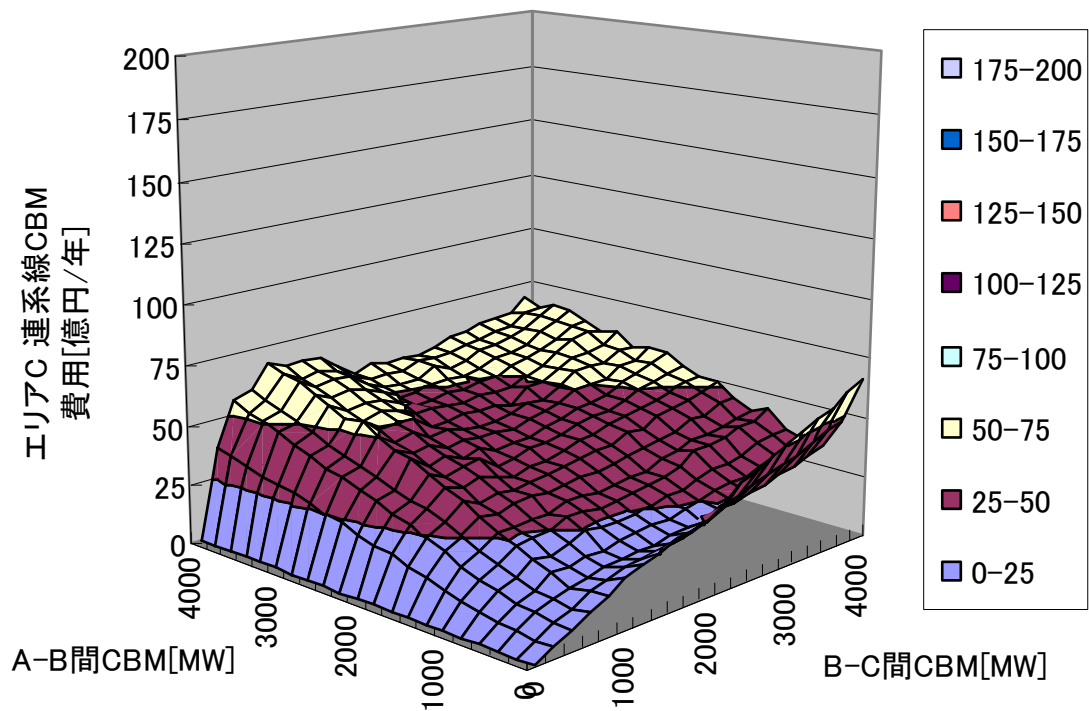


図 69 エリア C 連系統 CBM コスト

図 67～図 69 より、各エリアとも CBM を増加させるほど連系線 CBM コストが上昇する結果となった。実際には各エリア間で応援を受ける量にアンバランスがあり、単純に CBM に比例する形にはなっていない。3つのエリアのうち、エリア B が最も系統規模が大きいことを考慮してもエリア B の連系線 CBM 費用が他のエリアと比べても大きくなっている。これはエリア B が他のエリアと比べ応援融通を受ける量が多く、その結果連系線 CBM コストを多く負担しているためである。

5.6.4. 応援元エリアに支払う電力料金

次に、電力の応援融通を受けた際に、応援元のエリアに対して支払う電力料金を求める。これは、式 (24)のように求められる。

$$C_{B,i} = P \times \sum_{a=1}^{all-a} EX_{a,i} \quad (24)$$

ここで、 $C_{B,i}$ は発電会社 i の年間の応援電力の電気代[億円/年](他のエリアからのおうんゆづうに対して支払った電力料金の合計)、 P は応援電力の単価[円/kWh]で、現在のわが国の緊急融通時の値を採用し 80[円/kWh]とした。 $EX_{a,b}$ は発電会社 a から発電会社 b への年間の応援電力量[MWh/年]($EX_{a,b} \geq 0$)である。

各エリアと系統全体の、CBM を変化させたときの応援融通の電力費用の変化を図 70～図 73 に示す。

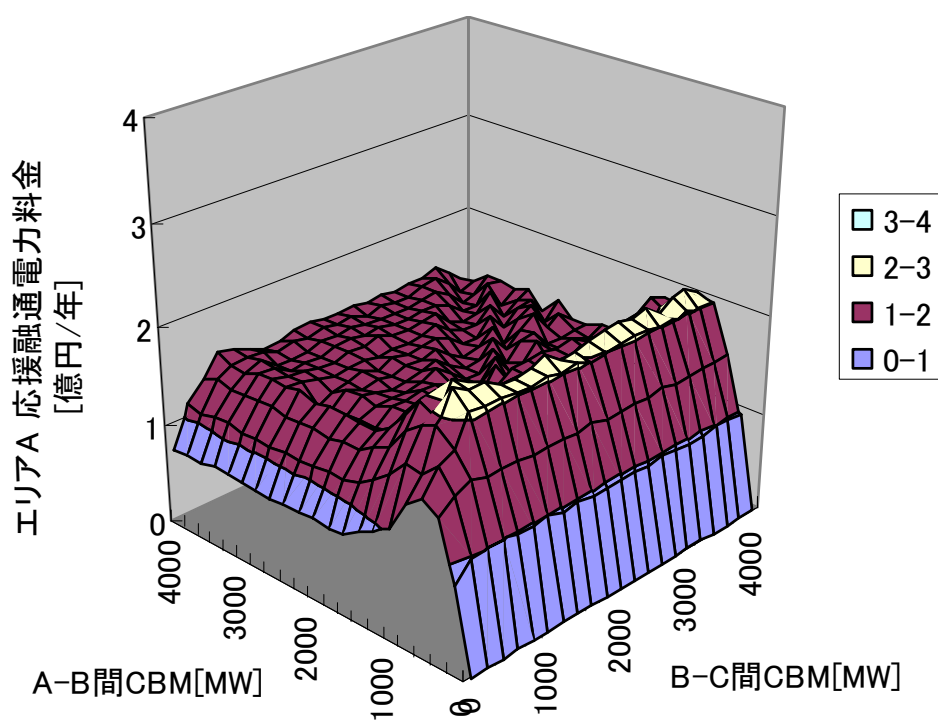


図 70 CBM を変化させた場合のエリア A 応援融通電力料金

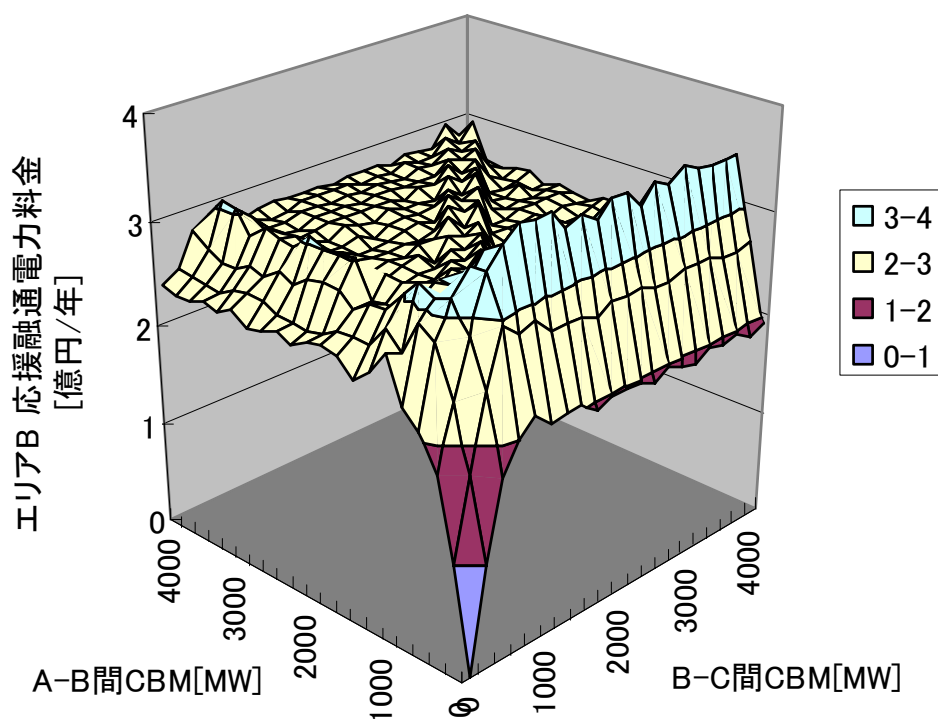


図 71 CBM を変化させた場合のエリア B 応援融通電力料金

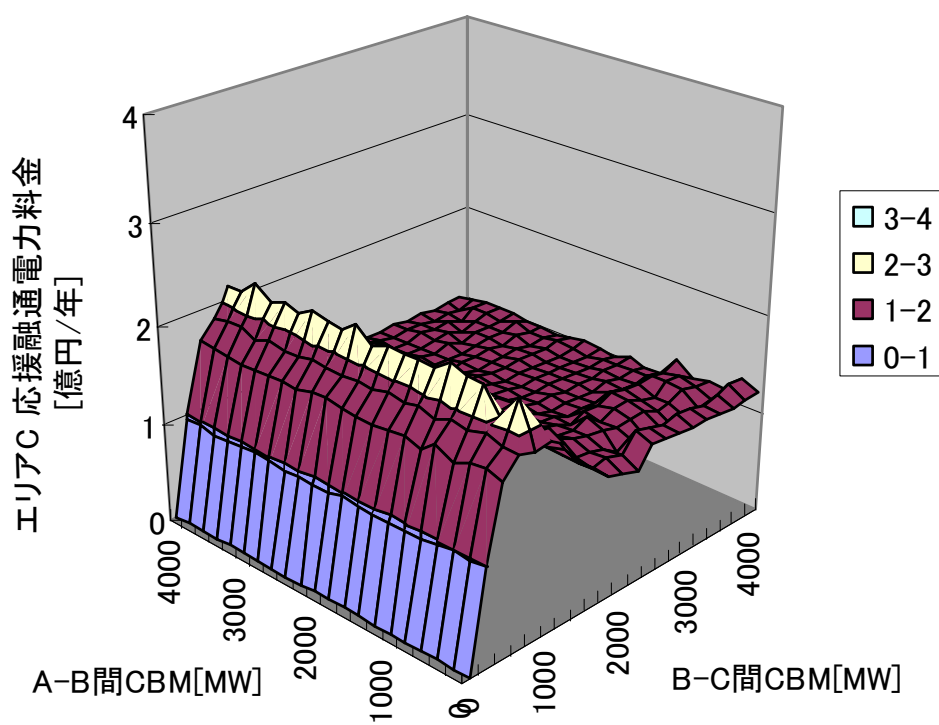


図 72 CBM を変化させた場合のエリア C 応援融通電力料金

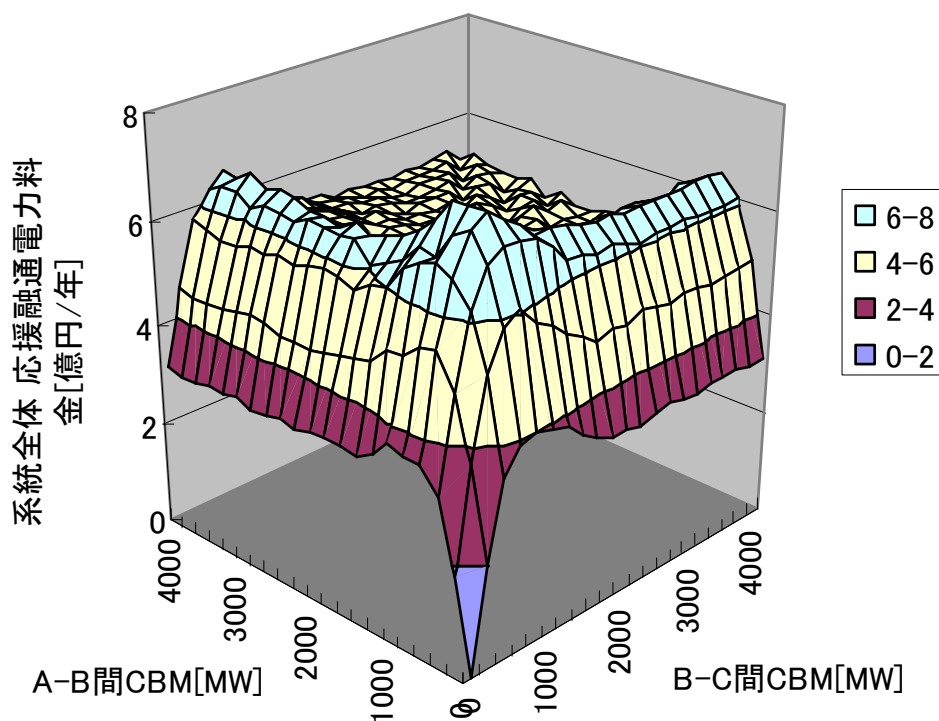


図 73 CBM を変化させた場合の系統全体応援融通電力料金

図 70～図 73 より、CBM を増加させるほどどのエリアでも応援融通を受けた際の電力費用が一定量までは増大し、それ以後は増大していない様子がわかる。これは、電力費用が基本的には図 48～図 53 のエリア間応援融通量に比例するからである。特に、CBM が 0 から 500MW の範囲で電力料金が增加しているのは、CBM の増加に伴い、他エリアからの多くの応援融通電力を受けられるようになっているためであり、CBM が 500MW 以上の領域で逆に電力料金が減少しているのは、この領域では各エリアとも予備力が減少しており、CBM を拡大しても他のエリアに十分な予備力が無く、他のエリアからの応援融通量が減少しているためである。応援融通電力料金 C_B であるが、最大でも 4 億円と、 C_R 、 C_{CBM} と比べて小さく、連系メリット C に与える影響は小さい。

5.6.5. 応援融通の利益

続いて、他社に対して応援融通を行ったときに得る利益である。他社に対し応援融通を行うことは即ち電力を販売することであり、これにより利益が得られる。これは、式 (25) のように求められる。

$$C_{S,i} = B \times \sum^{all-b} EX_{i,b} \quad (25)$$

ここで、 $C_{S,i}$ は発電会社 i の年間の応援融通の利益(他社への応援融通電力の利益)[億円/年]である。また、 B は kWh あたり利益である。ここで、 B の値であるが先程の緊急応援融通の電力単価である 80[円/kWh]から、表 17 の平成 4 年度の一般水力の耐用年発電原価である 13[円/kWh]を差し引いた 67[円/kWh]とした。この 2 箇所の連系線の CBM を変化させたときの応援融通による利益の変化を図 74～図 77 に示す。

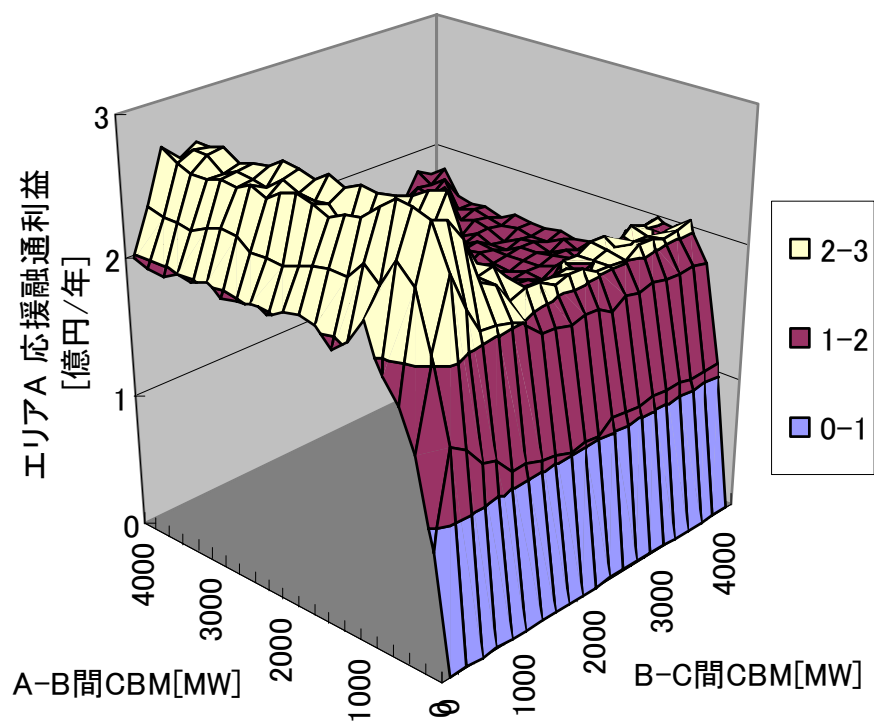


図 74 CBM に対するエリア A 応援融通利益の変化

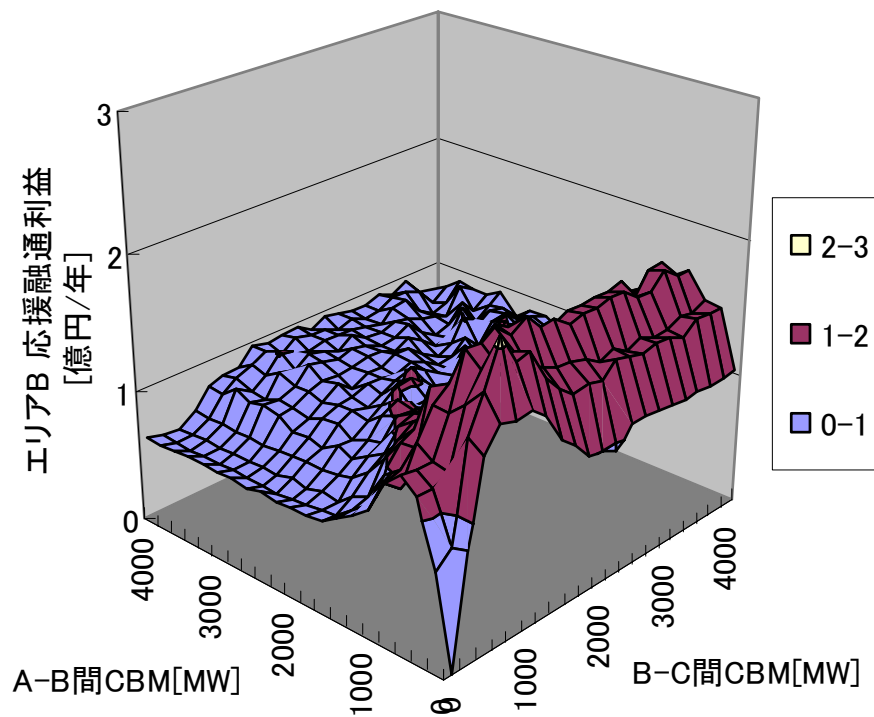


図 75 CBM に対するエリア B 応援融通利益の変化

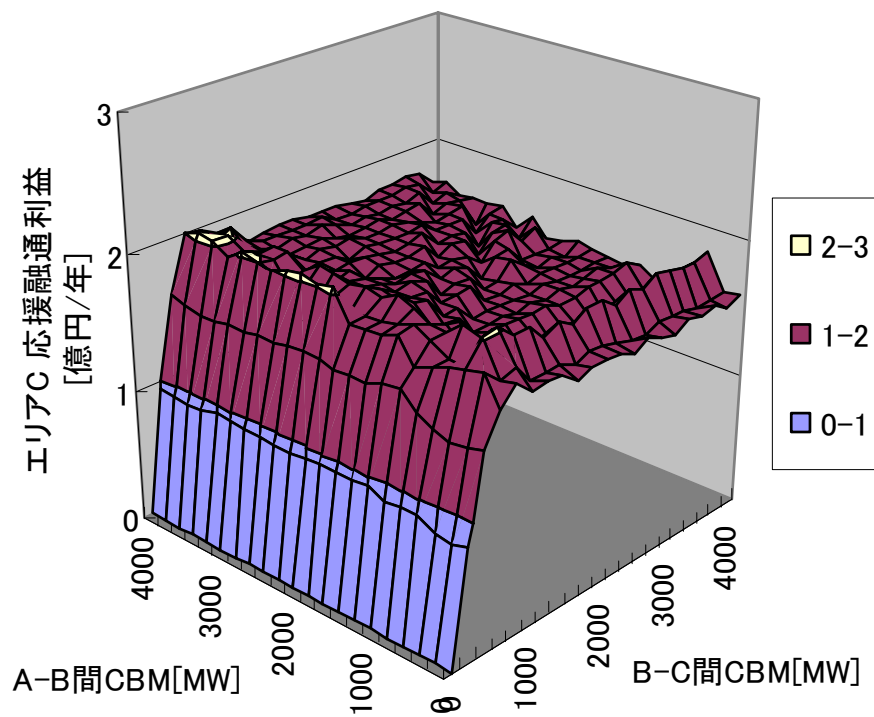


図 76 CBM に対するエリア C 応援融通利益の変化

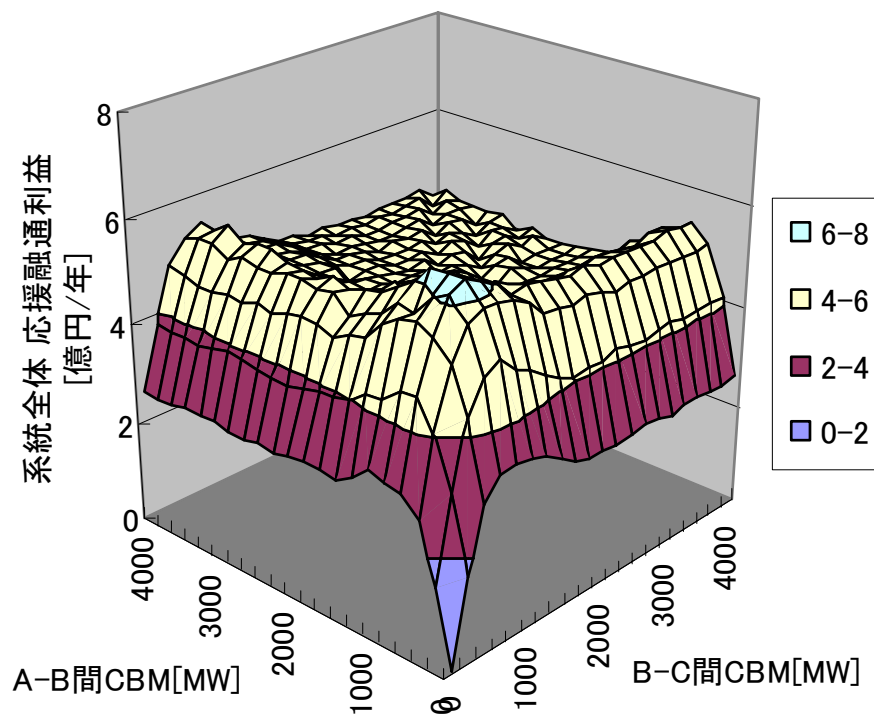


図 77 CBM に対する系統全体応援融通利益の変化

図 74～図 77 より、CBM を増加させるほど応援融通が盛んに行われる結果となり、応援融通による電力販売の利益は上昇する。応援融通の電力代と同様、CBM が 0-1000[MW]の領域では CBM を増加させるほど応援融通による利益は上昇するが、CBM が 1000[MW]以上の領域では予備力が低下するため、CBM を大きくしても応援融通量が減少するため応援融通利益も減少する。

5.6.6. CBM により得られるメリットの変化

以上、予備力の削減額 C_R 、連系線 CBM コスト C_{CBM} 、応援融通の電力費用 C_B 、応援融通利益 C_S より連系メリット C が求められる。各エリア別と系統全体の CBM を変化させたときの連系メリットの変化を図 78～図 81 に示す。

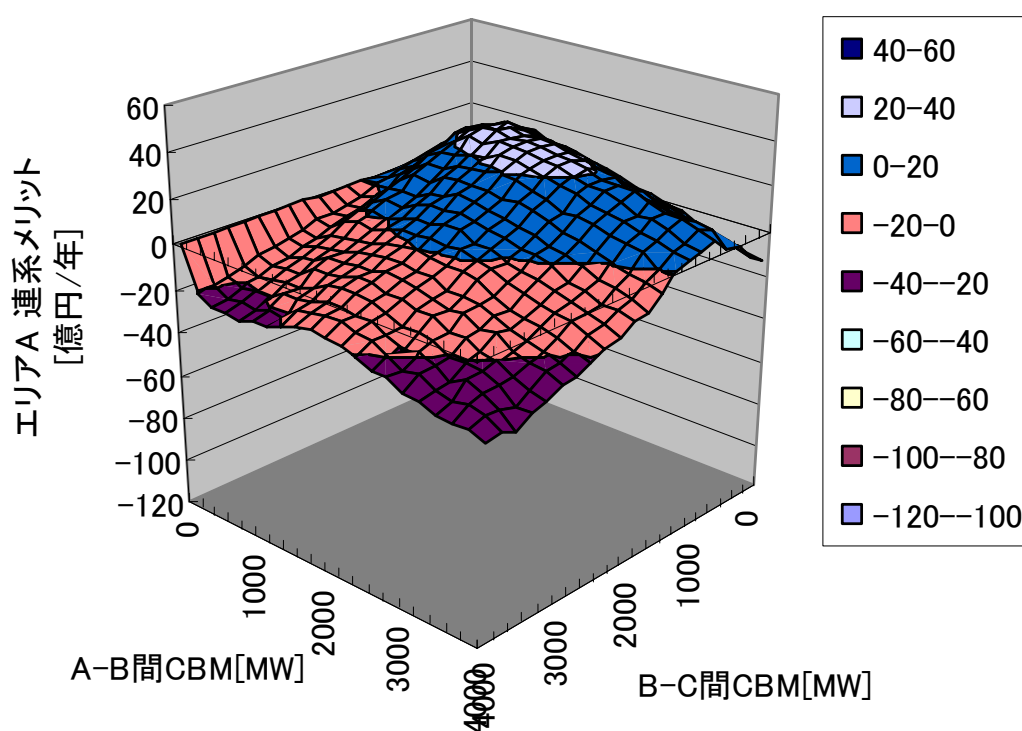


図 78 CBM によるメリットの変化(エリア A)

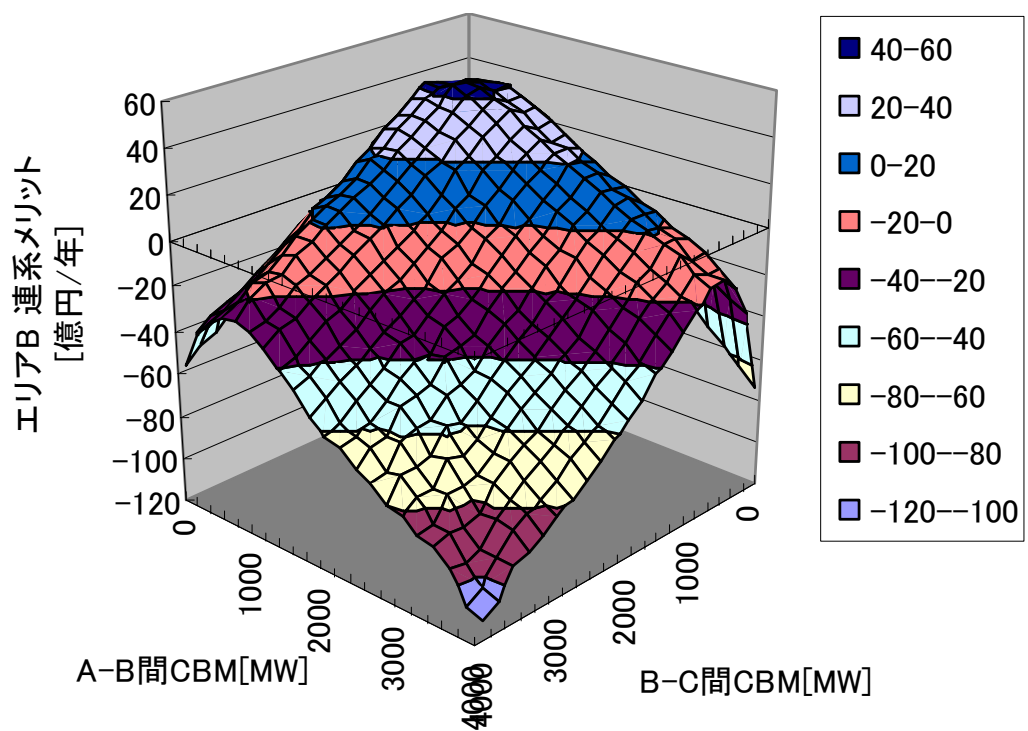


図 79 CBM によるメリットの変化(エリア B)

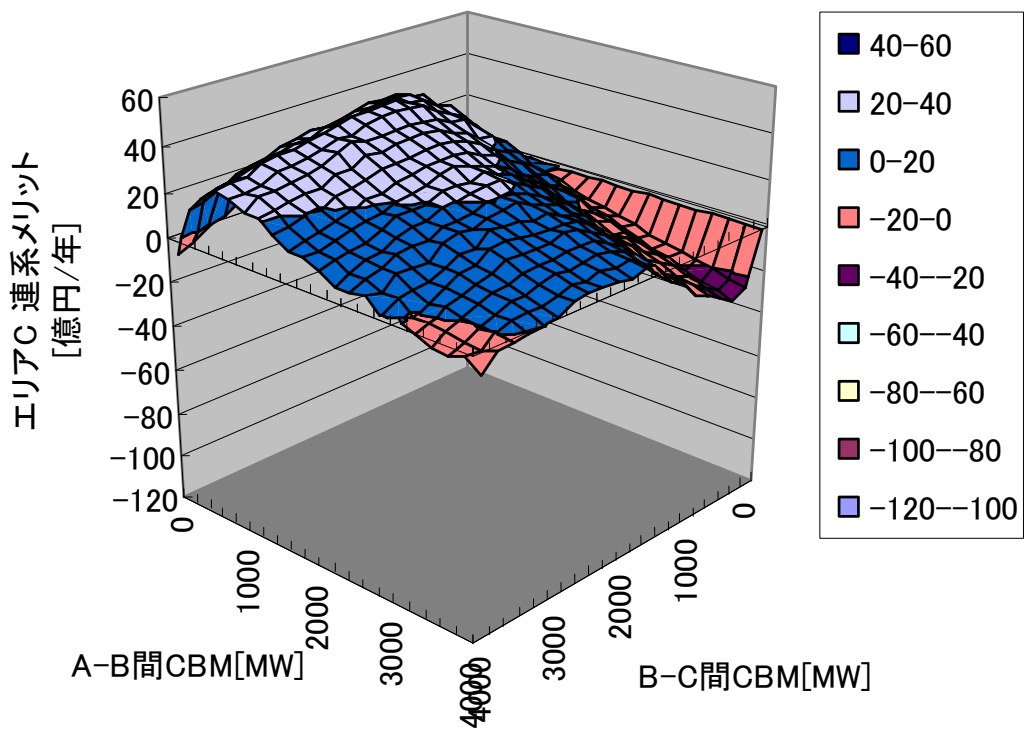


図 80 CBM によるメリットの変化(エリア C)

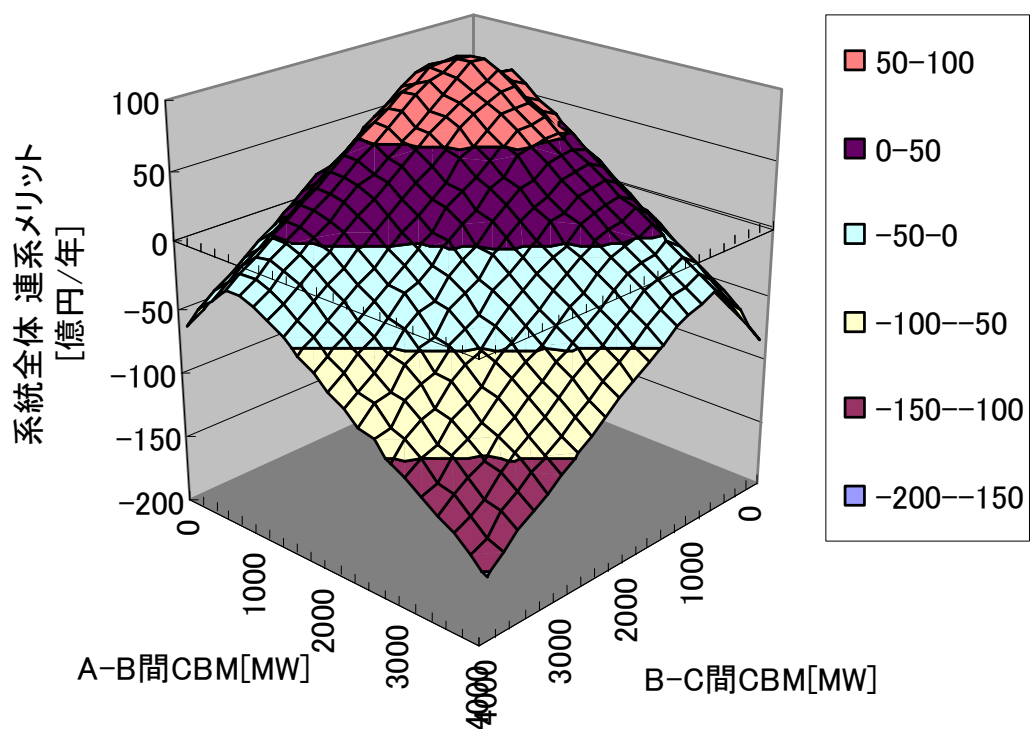


図 81 CBM によるメリットの変化(系統全体)

図 78～図 81 より、各エリアと系統全体において CBM を増加させると連系メリットも増加することがわかる。CBM がある一定の値以上となると逆に連系メリットも低下し、ついにはマイナスになってしまう。これは、図 62～図 65 に示す予備力削減額が CBM を増加させた場合、途中までは増加して後は一定となる傾向を示すのに対し、図 66 と図 67～図 69 に示す連系線 CBM コストは、CBM の増加に比例し単調増加しつづけるためである。また、図 78～図 81 は応援融通の電力費用 C_B と応援融通の利益 C_S を含んだ額であるが、両方ともその最大値が必要供給予備力削減額 C_R や、連系線 CBM コスト C_{CBM} と比べて 10 分の 1 以下と小さく、 C_B と C_S が C に与える影響は小さいと言える。つまり、連系線 CBM の得失はほぼ予備力削減額と連系線 CBM コストで決定される。

ここで、図 78～図 80 の各グラフにおいて CBM によって得られるメリットが最大となるエリア A-B 間、B-C 間連系線容量の組み合わせを連系メリット最大化 CBM と定義し、これを求めた結果を表 19 に示す。

表 19 連系メリット最大化 CBM 導出結果

最適化対象	連系メリット最大化CBM[MW]		CBM最適化時連系メリット[億円/年]
	エリアA-B間	エリアB-C間	
エリアA	1200	800	27.3
エリアB	800	1000	44.8
エリアC	600	1800	40.0

表 19 において、各エリアで連系メリットを最大化するエリア A-B 間、B-C 間の 2 箇所の連系線 CBM はそれぞれ異なることが示された。このため、連系メリット最大化 CBM を一意に決定することが出来ず、多目的最適化問題となる。一つの解として、図 81 から求めた系統全体で見た連系メリットを最大化する CBM の組み合わせを表 20 に示す。

表 20 系統全体の連系メリット最大化 CBM 導出結果

最適化対象	連系メリット最大化CBM[MW]		CBM最適化時連系メリット[億円/年]
	エリアA-B間	エリアB-C間	
系統全体	1000	1000	94.7

また、各エリアと系統全体で CBM を最適化したときの、連系メリットを表 21 に示す。

表 21 各エリアの最適 CBM での連系メリット

最適化対象	A-B間最適 CBM[MW]	B-C間最適 CBM[MW]	左記のCBMでの連系メリット[億円/年]		
			エリアA	エリアB	エリアC
エリアA	1200	800	27.3	40.0	21.1
エリアB	800	1000	20.0	44.8	29.2
エリアC	600	1800	4.6	22.4	40.0
系統全体	1000	1000	24.5	41.3	28.9

表 21 より、エリア A を最適化するとエリア C の連系メリットが大きく減少し、逆にエリア C で最適化するとエリア A の連系メリットが大きく減少する。系統全体での最適解(A-B,B-C とともに 1000[MW])の場合、各エリアの連系メリットはそれぞれで最適化した場合よりわずかに小さいのみであり、系統全体での最適化も現実的な解と言える。

6. 競争環境下での最適 CBM

本章では、本研究における市場モデルの概要について述べる。

6.1. 競争環境下の電力供給

電力自由化以前は需要家の属する地域を管轄する電力会社が独占的に供給を行ってきた。しかし平成12年以降、部分的に電力の自由化がわが国においても開始され、大口の需要家から順次自由に電力の購入先を選択できるようになってきた。このことは電力会社間の競争を促進する結果となり、電気料金の引き下げに繋がるものと期待されている。[15][16] 実際に平成12年以降は電気料金の引き下げを相次いで発表している。

競争下の環境には、既存の電力会社のほか、IPP、PPS などの新規参入事業者が含まれることになる。当面の間は新規参入事業者の影響はあまり大きくないものと想定され、競争環境での主たるプレーヤーは既存の電力会社であると予想されている。実際にこの論文を執筆中の 2005 年 11 月には中国電力のエリア内にあるジャスコ宇品店が域外の九州電力から電力を購入することが新聞によって報じられ、わが国においても既存の電力会社間の競争がスタートした。

競争前と競争後の電力供給のイメージを図 82 に示す。

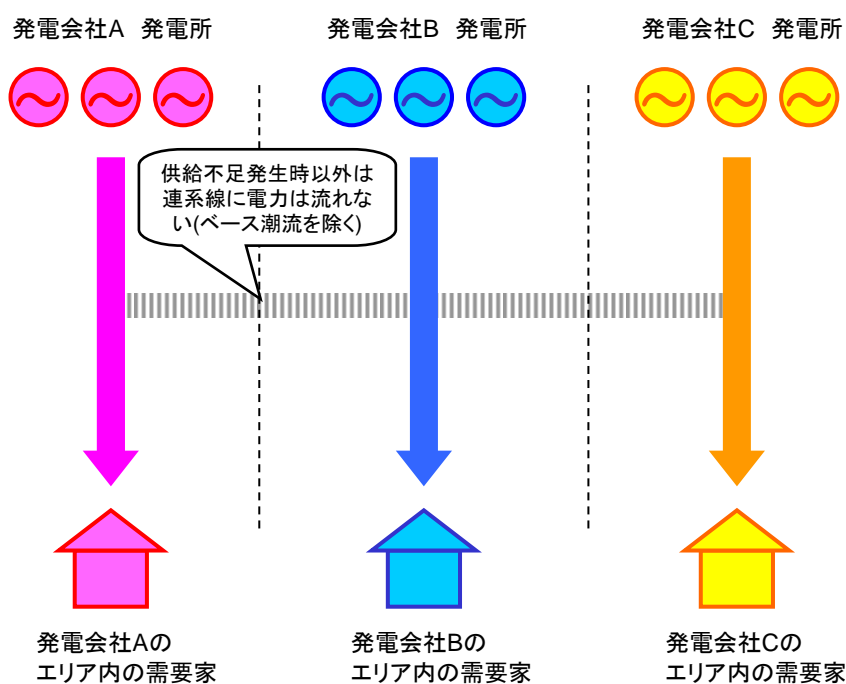


図 82 非競争環境下の供給イメージ

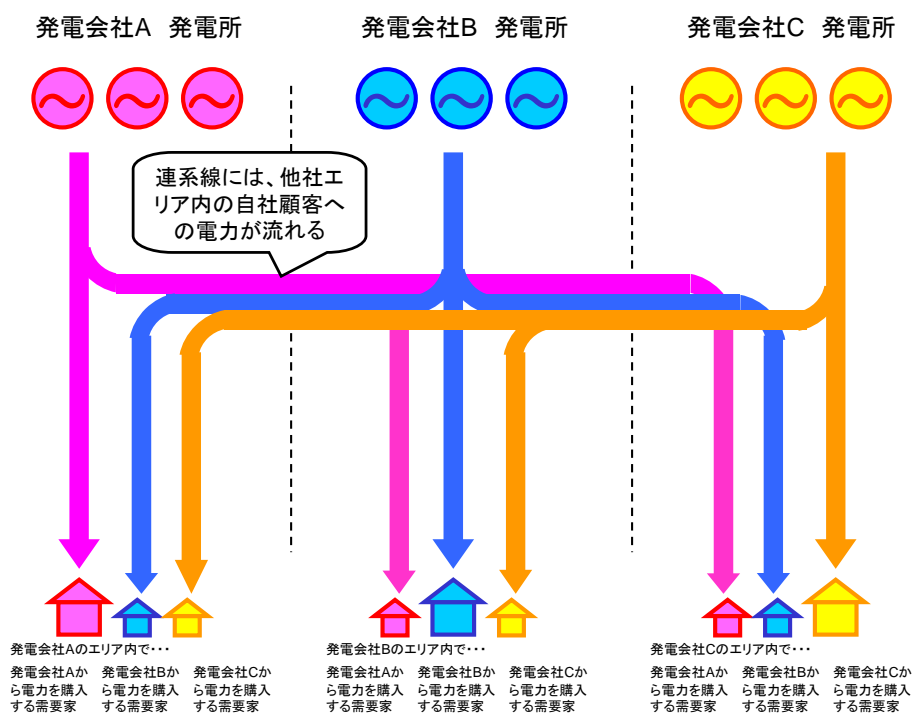


図 83 競争環境下の供給イメージ

図 82 に示す通り、自由化以前はその地域を営業範囲とする発電会社が、その地域の需要家に対して独占的に供給を行ってきた。各エリアの系統を結ぶ連系線には、供給不足発生時の応援融通時、長期契約によるベース潮流を除いて電力が流れることは無い。一方、図 83 より、競争環境下では他のエリア内にも自社から電力を購入する需要家が出現することになり、電力潮流は非常に複雑となる。市場取引の結果、連系線には他エリア内の需要家へ向けての潮流が流れる事となる。

6.2. 想定する電力の供給形態

本研究では、電力の供給形態として以下の 3 つを想定した。

① エリアを管轄する電力会社(発電会社)による独占供給

従来と同じく、需要家の属するエリアの電力会社(発電会社)が独占的に供給する分である。平成 18 年 1 月現在、契約電力 50kW 未満の小規模需要家は電力の購入先を自由に選択できず、独占供給のみとなっている。本研究ではこれを模擬した。

② 市場を通じての供給

需要家が市場を通じて電力を調達する形式である。本研究では、各発電会社は電力取引市場に対し発電量を入札にかけ、需要家は電力取引市場に対し自らが必要な電力量を入札することで取引が成立するプール市場を想定した。このほかにも相対取引があるが、本研究では考慮していない。また、市場への供給側の参加者は既存の電力会社のみとし、PPSの参入は無いものとした。(電力間競争を想定)

ここで、①の独占供給と②の市場取引による供給の割合(以後、市場取引割合と呼ぶ)は固定値とし、常にエリアで発生する電力需要の一定割合が独占供給となるようにした。この様子を図 84 に示す。

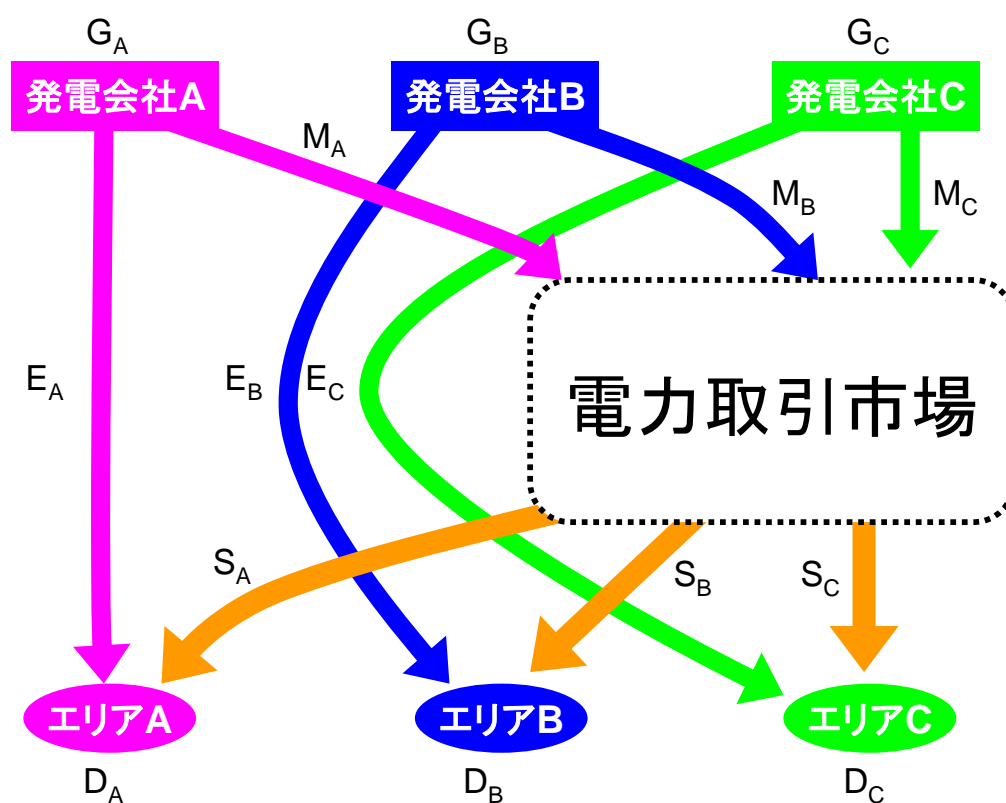


図 84 競争環境下の供給イメージ

図 84 において、 G_i は発電会社 i の供給力、 E_i は発電会社 i がエリア i に独占的に供給する電力、 M_i は発電会社 i が市場に対して供給する電力、 S_i は電力市場からエリア i へと供給される電

力、 D_i はエリア i の電力需要量である。また市場での取引の際には必ず $\sum^{all_i} M_i = \sum^{all_i} S_i$ となっている。

ここで、市場取引割合を $x[\%]$ とすると、 x は式 (26) の通り表される。

$$x = \frac{M_i}{M_i + E_i} \times 100 \quad (26)$$

6.3. 市場取引モデル

6.3.1. システム価格

本研究における電力取引市場はプール取引のみを想定している。ここでは発電会社は供給関数を、需要家は需要関数を入力して全ての発電会社の供給関数を足し上げた一つの供給関数と、全ての需要家の需要関数を足し上げた一つの需要関数の交点がシステム価格になる。各発電会社は、自らの供給曲線のシステム価格における供給量を実際に供給しなければならず、また各需要家はそれぞれの需要曲線のシステム価格における需要量の分だけ電力を受け取れるものとした。以後、このシステム価格の決定方法について述べる。

6.3.2. 供給曲線の決定

本各発電会社の供給曲線の作成方法について述べる。各発電会社では、そのときの発電機の定期検査状況を考慮して供給曲線を作成する。(発電機の故障状態は考慮しない) 本研究における市場モデルは各発電会社の発電量を決定することが目的であるため、供給曲線は燃料費曲線を出力で微分して得られる増分燃料費曲線、即ち原価とした。なお、ここで各発電会社が原価のまま入力するとしたのは、本研究における市場モデルはあくまで各発電会社の発電分担量を決定するのが目的であるため、原価にどのように利益を上乗せするかといった戦略については本研究の対象とするところではないためである。

ここでは、時点 t における取引を例にとって説明する。

各発電会社の供給曲線であるが、燃料費曲線を微分した増分燃料費曲線を供給曲線とした。増分燃料費曲線とは、あと $1[\text{kW}]$ 出力を増加させるためにどれだけの燃料費が余分にかかるかを示すものである。式(27)に、二次近似した燃料費曲線を示す。

$$P = a + bx + cx^2 \quad (27)$$

ここで、P[千円]は燃料費、x[MW]は発電機出力、a,b,c[千円/MW・h]は係数である。この a,b,c の値であるが、一般に表 22 のような値になることが知られている。

表 22 燃料費二次近似曲線の係数の値

種別	定格出力[MW]	a	b	c
石油火力	250クラス	316	4.6	0.00105
	500クラス	200	5.0	0.00005
	700クラス	260	5.0	0.00038
LNG火力	200クラス	66	2.2	0.00250
	700クラス	117	2.4	0.00040
石炭火力	200クラス	40	2.0	0.00020
	700クラス	182	1.3	0.00016
	1000クラス	550	0.4	0.00070
原子力	—	—	—	—
水力	—	—	—	—

ここで、式(27)を発電機出力 x で微分して得られる式 (28)が増分燃料費曲線になる。

$$P' = b + 2cx \quad (28)$$

ここで、モデル系統(電気学会西 30 機系統)の各発電会社の増分燃料費曲線の例を図 85 に示す。

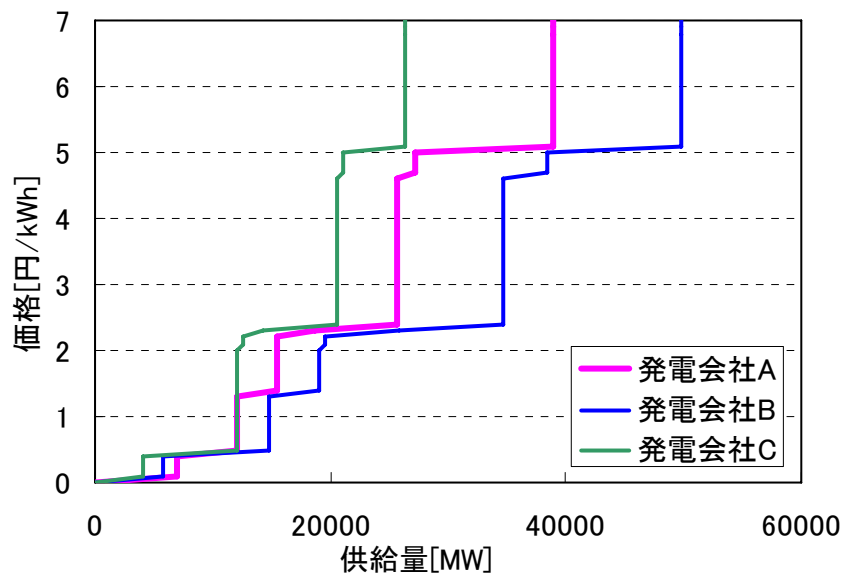


図 85 増分燃料費曲線の例

本研究では、図 85 に示す増分燃料費曲線がそのまま各発電会社の供給曲線になるとした。次に、各社の供給曲線を足し挙げて、発電会社全体の供給曲線を作成する。この例を図 86 に示す。

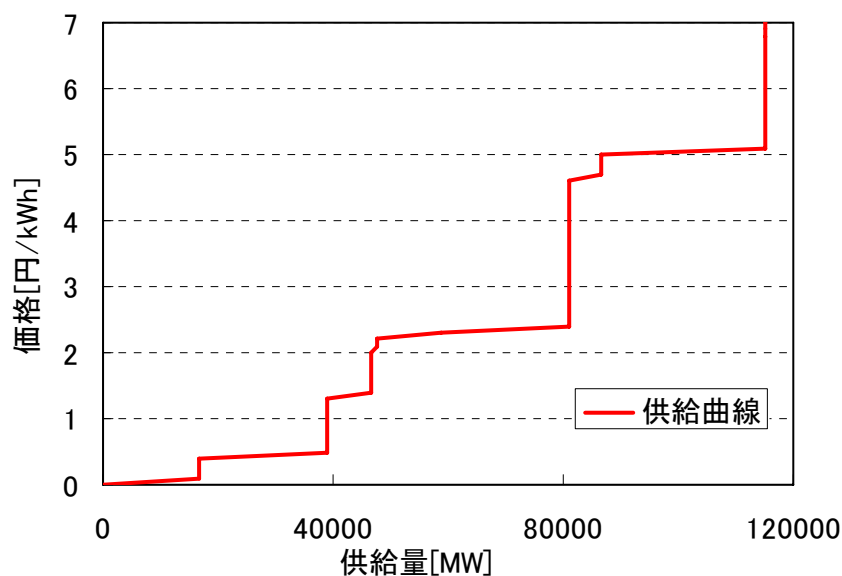


図 86 供給曲線

各発電会社とも、原則として燃料費の安い順に発電機を起動していくため、低い価格では燃料費の安い発電機の出力分しか入札せず、価格が上昇するほど燃料費の高い発電機も入札するようになり、供給量が上昇する。

なお、この供給曲線であるが、発電機の定期検査状態によって変動する。仮に時点tにおいて、各発電所の発電機の稼働状態が表 23 のとおりになったとする。このときの供給曲線の変動の例を図 87 に示す。

表 23 時点tにおける各発電会社の発電機稼働状況

	発電会社A	発電会社B	発電会社C
発電機の状態	全ての水力発電所が定期検査中で運転不能	全ての発電所が正常	全ての発電所が正常
通常時供給力[MW]	38900	49800	26300
時点tでの供給力[MW]	31900	49800	26300

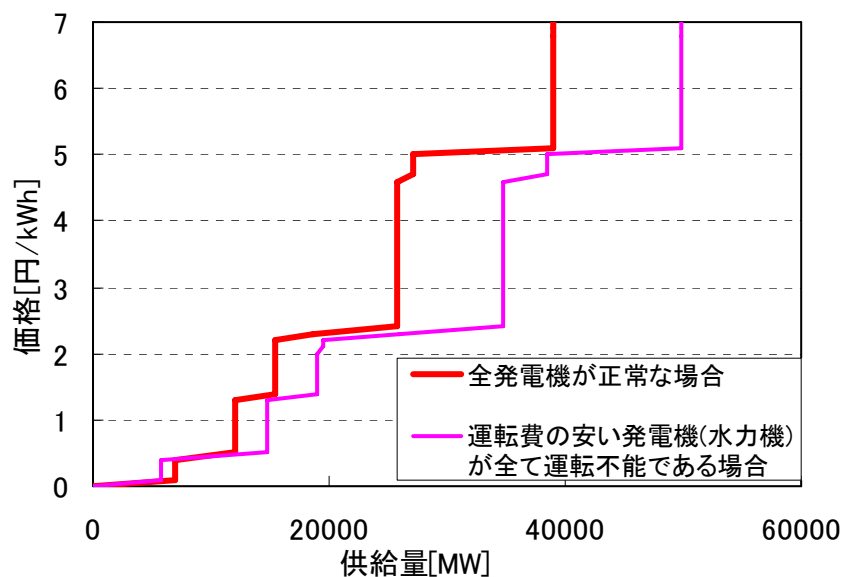


図 87 発電会社 A の供給曲線の変化

図 87 において、運転費の安い発電機(水力など)が定期検査で停止している場合、供給曲線が全体に左に移動している。このような場合、同じシステム価格で供給できる発電量が減少するため、発電会社 A は電力取引の際に不利となる。なお、予備力に相当する部分の発電機出力は市場で入札しないことにした。これは、予備力分まで全て市場で売ってしまう結果、予備力が極端に少なくなり供給信頼度が著しく低下する発電会社が現れるのを防ぐためである。

さて、ここで時点 t における各エリアの電力需要量が表 24 の通りであり、かつ発電会社 A の水力機が全て定期検査で運転不能であったとする。

表 24 時点 t における電力需要量

	発電会社A	発電会社B	発電会社C	合計
電力需要量[MW]	28900	34500	13100	76500
独占供給分[MW]	14450	17250	6550	38250
市場取引分[MW]	14450	17250	6550	38250

このとき、各発電会社の市場への入札量は時点 t で発電可能な発電機の容量から独占供給分を差し引いた値となり、図 88 のとおり表される。

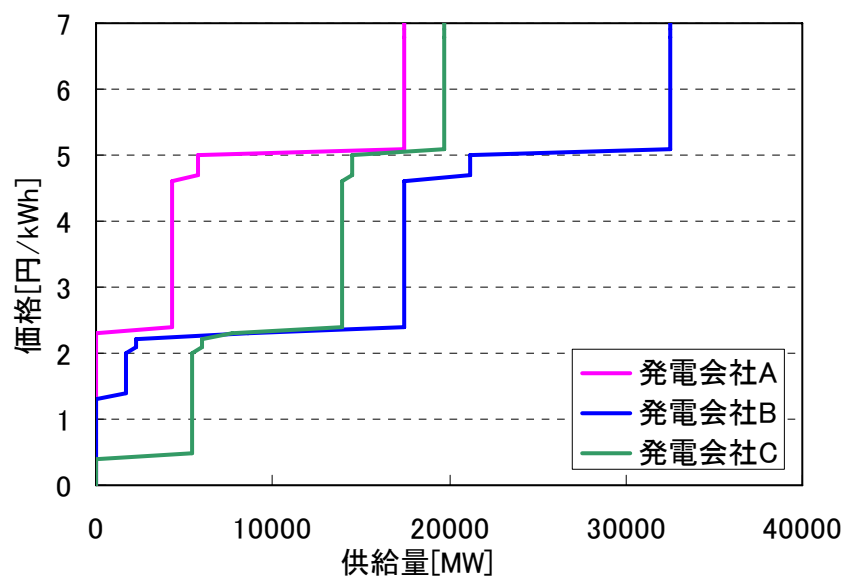


図 88 時点 t における各発電会社の供給曲線

図 88 は、図 85 の各発電会社の増分燃料費曲線を、独占供給の分と定期検査で停止している発電機に分だけ左にシフトしたものである。ここで、図 88より時点 t における供給曲線を作成する。これを図 89 に示す。

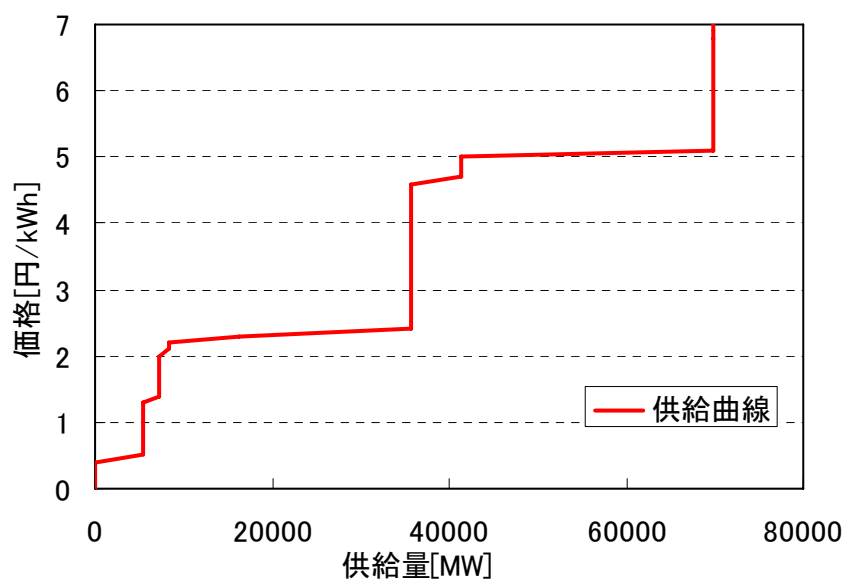


図 89 時点 t における供給曲線

6.3.3. 需要曲線の作成

続いて、需要曲線の作成を行う。入札を行う時点の季節、曜日、時間帯より予め予測した需要量を入札する(需要の不規則変動は考慮しない)。ここで本来であれば、需要量は電力価格に応じて変化するものであるが、本研究では簡単のため価格によらず各エリアの需要量は一定とした。入札する各エリアの需要量は、各エリアの総需要量から独占供給により供給を受ける分をのぞいた分(=市場での取引分)とする。時点 t の需要曲線の例を図 90 に示す。

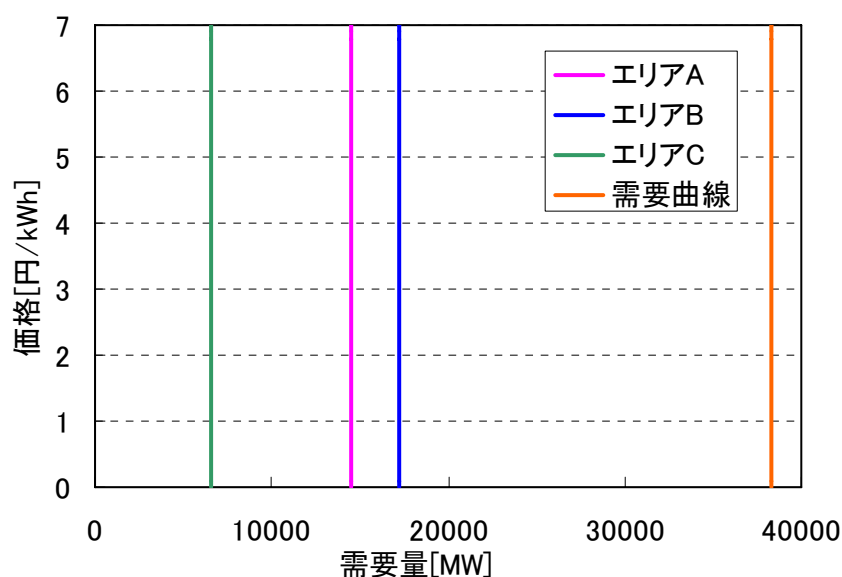


図 90 時点 t の需要曲線

図 90 において、供給曲線と同様に各エリアの需要曲線を足し上げて、需要家全体の需要曲線を作成する。なお、この需要曲線であるが季節、曜日(平日または休日)時間帯から決定される需要量であり、負荷の不規則変動は考慮していない。また、価格により需要量は変化しないものとした。

6.3.4. システム価格の決定と各発電会社の発電量の決定

このようにして求められた供給曲線と需要曲線の交点となる価格を求める。

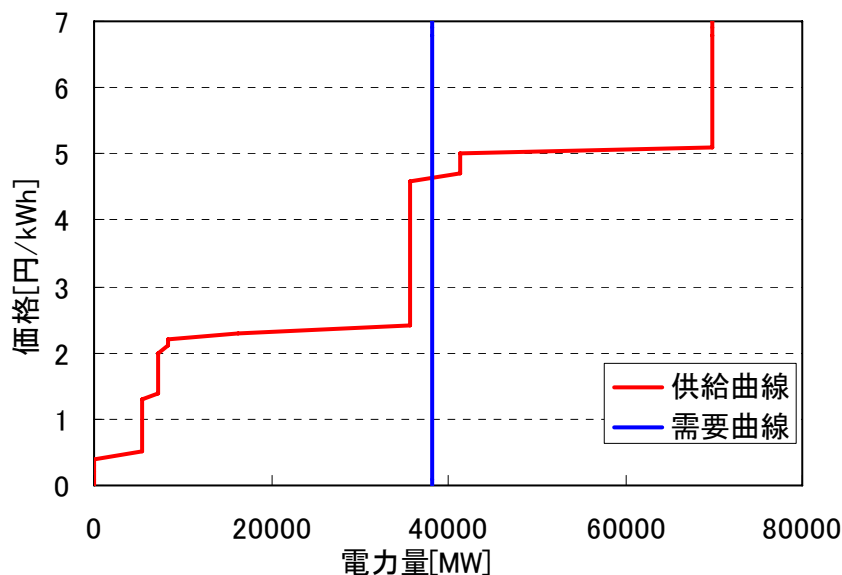


図 91 供給曲線と需要曲線の交点

図 91 より、電力価格が 4.7[円/kWh]の点で需要曲線と供給曲線が交差している。このため、このケースにおけるシステム価格は 4.7 [円/kWh]となる。より、4.7 [円/kWh]における各発電会社の供給量は表 25 の通りとなる。

表 25 システム価格における各発電会社の入札量

発電会社A	発電会社B	発電会社C	供給量合計
5750	21150	14550	41450

単位: MW

表 25 において、時点tの各発電会社の入札量の合計が、同じく時点tの需要量の合計 38250[MW]を上回っている。これは、発電会社は電力価格が上昇すると段階的に発電機を投入してゆくため、供給曲線が階段状なるからである。もし、供給曲線が滑らかならばこのようなことは起こらない。このような場合は各発電会社の実際の落札量は、需要量を各発電会社の入札量の比に従って分配した値とする。この結果を表 26 に示す。

表 26 システム価格における各発電会社の落札量

発電会社A	発電会社B	発電会社C	落札量合計
5306	19517	13427	38250

単位: MW

このようにして各発電会社の落札量が決定された。以上まとめると図 92 のようになる。

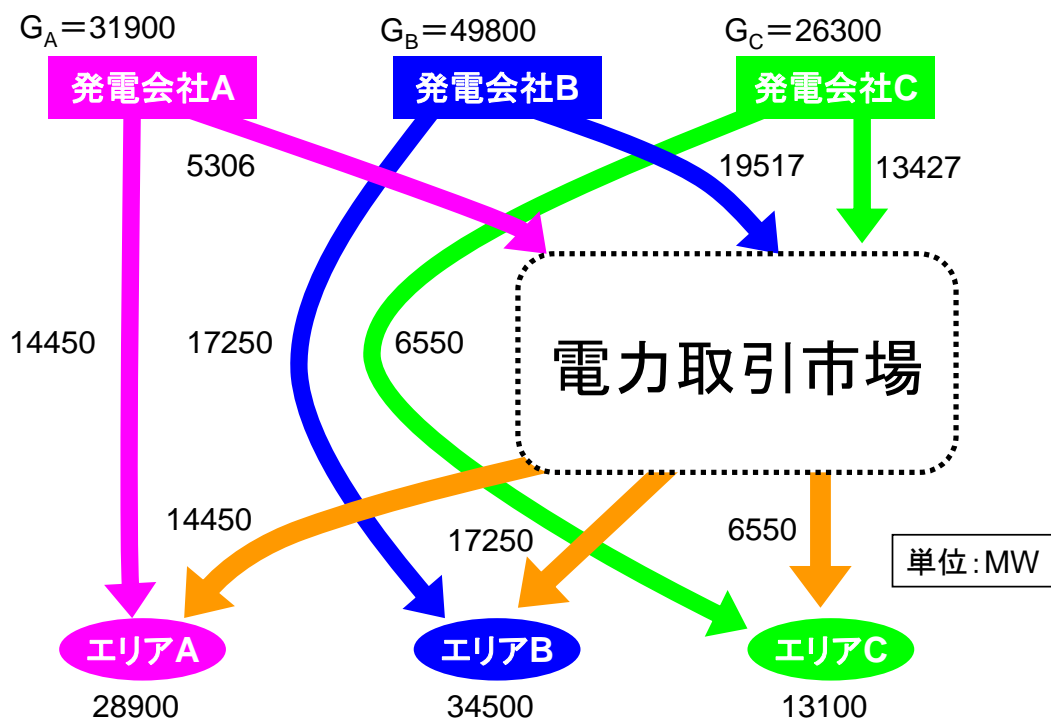


図 92 時点 t における潮流図

なお、ここで市場での取引の結果、応援融通以外にも連系線を通じて他のエリアに電力の供給が行われることになる。この取引による潮流は、連系線の ATC 以下とならなければならないが、本研究では連系線の ATC を無限大と仮定し、ATC により電力の市場取引が制限されることが無いものとした。

6.4. 競争環境下の停電判定と LOLE 計算

独占供給と市場取引による環境では系統内における電力潮流の流れは非常に複雑になる。本研究で供給信頼度の評価に用いている LOLE であるが、LOLE は本来ひとつの需要家における単位期間あたりの平均停電時間である。4 章、5 章での競争導入前のシミュレーションでは LOLE の定義を拡大し、1 エリアごとの LOLE とし複数の需要家をまとめて LOLE を計算した。この場合においては、ある電力会社の予備力が低下した場合には、その電力会社のエリアの LOLE が上昇するといったように LOLE の変化とその原因の関係が明確であった。

一方、競争環境下では需要家は時々刻々と自由に電力の供給を受ける会社を選択することが出来る。(ある発電会社 A の予備力が低下しても、発電会社 A のあるエリアの需要家は別の会社からも電力を調達できるため、発電会社 A の予備力の低下がこのエリアの需要家の LOLE の上昇に直接結びつかない。このために競争環境下での新しい LOLE の定義を次の通り定めた。

供給義務量を発電できない発電会社は、供給不足が発生しているものとする。LOLE は発電会社が供給不足となる日数の 1 年あたりの期待値とし、発電会社ごとに LOLE を求める。

これは、次のように言い換えることも出来る。これまでは、需要家をエリア毎にまとめ、その需要家の集合の LOLE を求めてきた。非競争環境下では、需要家はいつでも同じ発電会社から電力の供給を受けるため、需要家の LOLE はそのまま発電会社の供給信頼度に結びつく。一方、競争環境下においては、需要家が電力の供給を受ける発電会社は時々刻々と変化する。このため、あるエリアの需要家群の LOLE は、そのエリアにある発電会社の供給信頼度を直接的に表すものではなくなってしまう。よって電力の供給を受ける発電会社ごとに需要家をまとめ、その需要家の集合の LOLE を求めて各発電会社の供給信頼度を評価することとした。この様子を図 93 に示す。

		発電会社		
		発電会社A	発電会社B	発電会社C
エリア	エリアA	需要家(A←A)	需要家(A←B)	需要家(A←C)
	エリアB	需要家(B←A)	需要家(B←B)	需要家(B←C)
	エリアC	需要家(C←A)	需要家(C←B)	需要家(C←C)

エリアごとに需要家をまとめ、LOLEを計算

需要家(i←j) は、エリアi内の発電会社jから電力を購入する需要家

		発電会社		
		発電会社A	発電会社B	発電会社C
エリア	エリアA	需要家(A←A)	需要家(A←B)	需要家(A←C)
	エリアB	需要家(B←A)	需要家(B←B)	需要家(B←C)
	エリアC	需要家(C←A)	需要家(C←B)	需要家(C←C)

電力購入先の発電会社ごとに需要家群をつくり、需要家群のLOLEを計算

図 93 発電会社別にまとめた需要家群での LOLE 評価

停電判定の手順を具体的に示すと、次の通りである。図 84 のとおりに市場で電力の取引がなされた後も、電力需要の不規則変動、発電機の故障などで需給バランスが崩れることがある。(市場では、取引時点の日時から予測した需要量と、発電機の定期検査による停止を除いた供給力をもとに取引されるため)市場がクローズした後、実際の取引までに諸量が以下の通り変化したとする。

独占供給による供給分 $E \rightarrow E'$ (電力需要の不規則変動による変化)

発電会社の供給力 $G \rightarrow G'$ (発電機の故障による変化)

需要化の市場からの調達量 $S \rightarrow S'$ (電力需要の不規則変動による変化)

発電会社の供給義務量 $M \rightarrow M'$ (電力需要の不規則変動による変化)

変化後も、 $\sum_{all_i} M_i = \sum_{all_i} S_i$ の関係は維持される。

ここで、実際に供給が行われる時点において発電会社が実際に発電しなければならない供給義務量は独占供給での供給分 E' に、市場を通じて供給する分の M' を足した分となる。

$E' + M' < G'$ となった場合に、発電会社 i で供給不足が発生したものとみなして発電会社単位での LOLE を求める。 続いて実例を図 94 に示す。

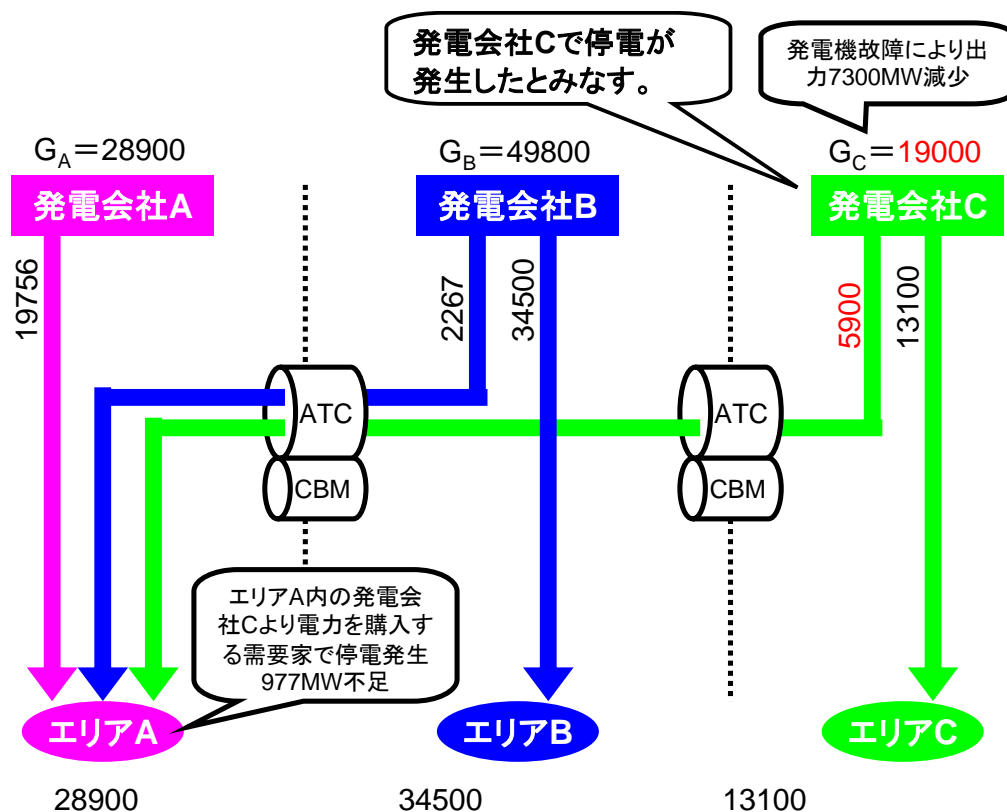


図 94 競争環境下での停電判定の例

図 94 において、市場での取引の結果、市場取引と独占供給を合わせて

- 発電会社 A はエリア A に対し 19756MW、
- 発電会社 B はエリア A に対し 2267MW、エリア B に対し 34500MW、
- 発電会社 C はエリア A に対し 6877MW、エリア C に対し 13100MW、

の電力を供給しなければならないと決定された。しかし、供給を行う当日に発電会社 C が発電機故障等の理由で出力が低下し、エリア A に対して 5900MW しか供給が出来なかったとする。この場合、実際に停電が発生している場所はエリア A 内の発電会社 C から電力を購入する需要家であるため、発電会社 C の需要家の停電とみなす。(発電会社 A 及び B は停電発生としない)

続いて、このときの応援融通の状況を図 95 に示す。

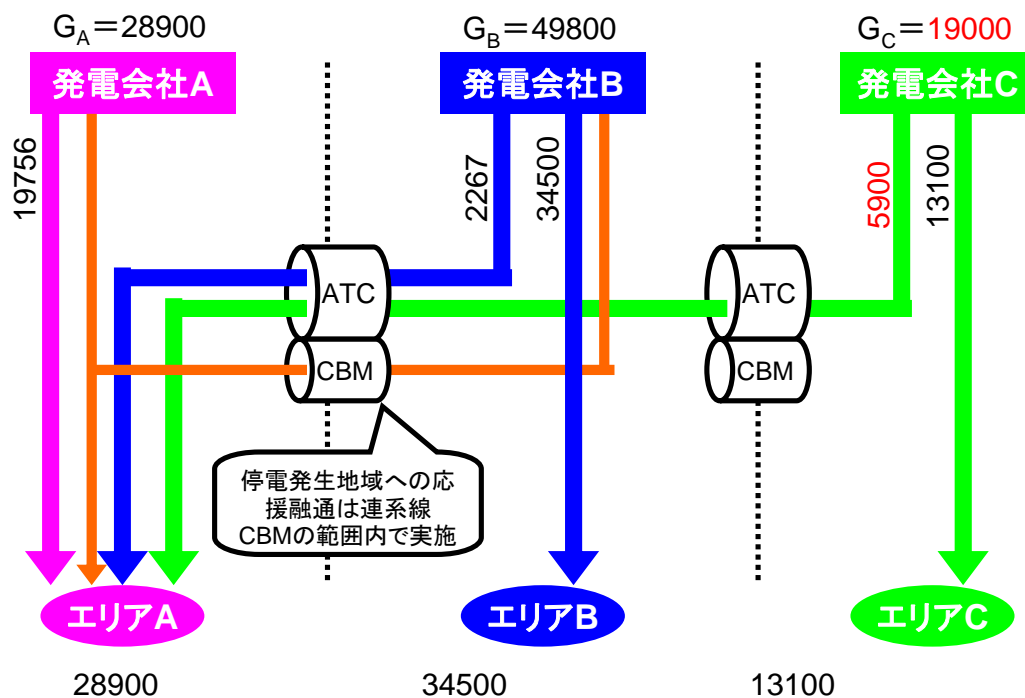


図 95 競争環境下の応援融通

不足の発生しているエリアに対して余力のある発電会社より応援融通が行われる。このとき、応援融通量は連系線 CBM の範囲内で行われる。

なお、本研究における LOLE 計算のモンテカルロ・シミュレーションではこの供給曲線作成～供給義務量決定～停電判定のプロセスを全ての施行毎に行っている。モンテカルロ・シミュレーションの試行回数が 300 万回であれば、その 300 万時点それぞれについて、この市場取引の模擬を行っている。電力取引市場導入モデルでの LOLE 計算フローチャートを図 96 に示す。

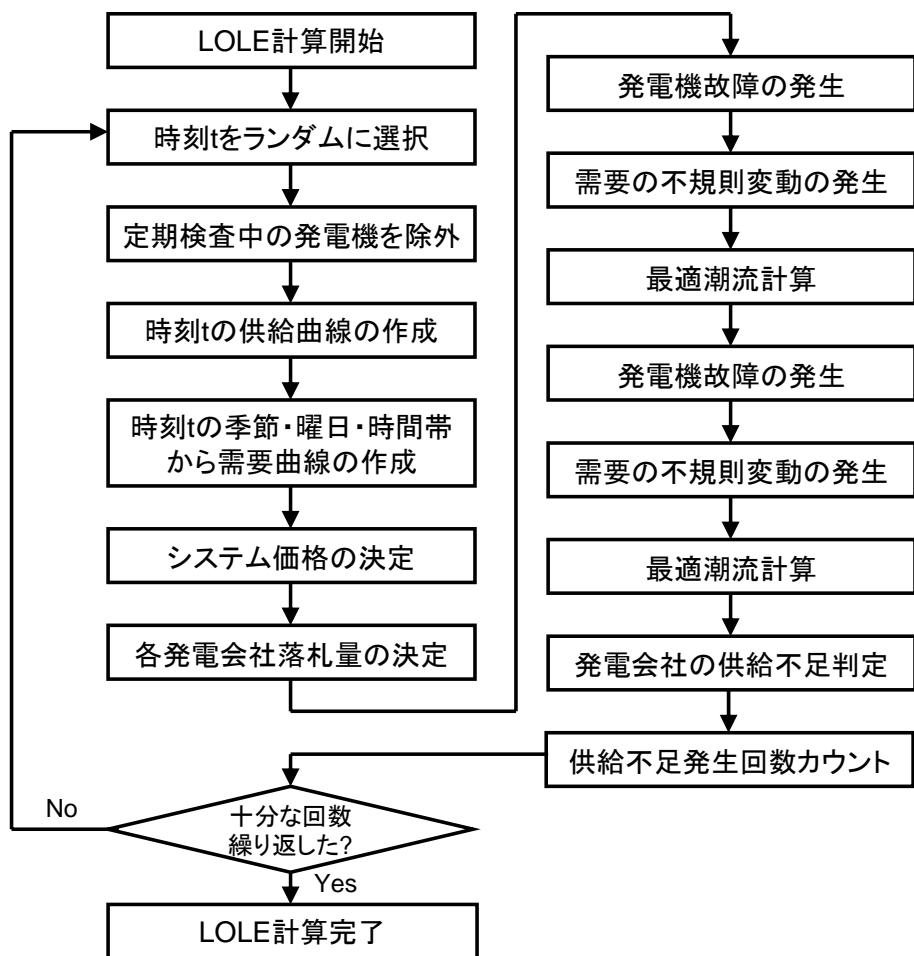


図 96 電力市場導入モデルでの LOLE 計算フローチャート

6.5. 市場を導入することの影響

本節では、市場の導入が最適 CBM に与える影響をシミュレーションによって評価した。以下、その結果について述べる。

6.5.1. 予備力最小化 CBM に与える影響

年間に取引される電力量のうち、市場を通じて取引される電力量の割合の増加が、予備力のみを最小化する CBM(予備力最小化 CBM)に対して与える影響を図 97 と図 98 に示す。

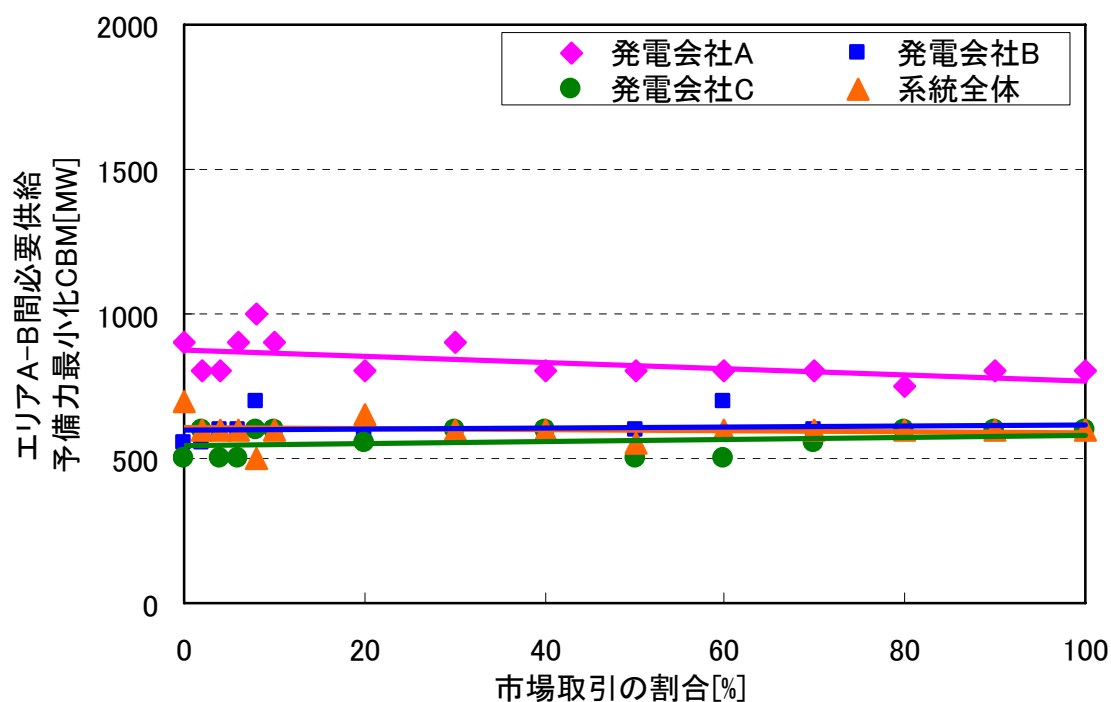


図 97 市場取引割合の変化に対する必要供給予備力最小化エリア A-B 間連系統 CBM の変化

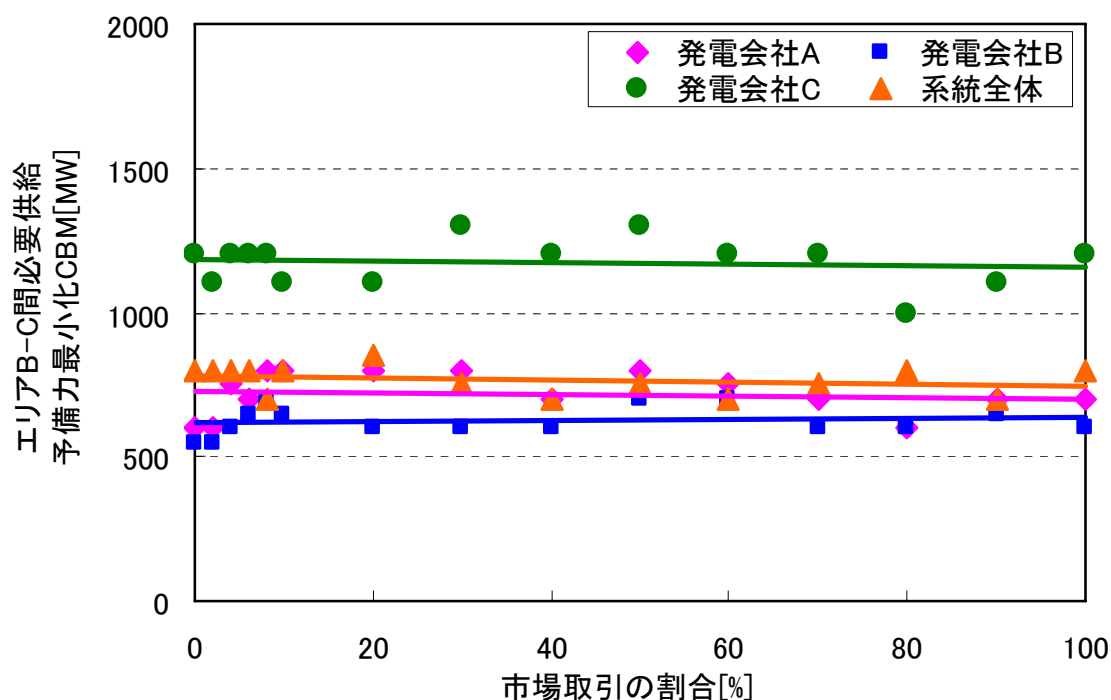


図 98 市場取引割合の変化に対する必要供給予備力最小化エリア B-C 間連系線 CBM の変化

図 97 と図 98 より、市場取引割合を増大させた場合でもエリア A-B、B-C 間必要供給予備力最小化 CBM の値は、特に増加または減少する傾向を示さず、ほとんど変化しないことがわかる。

続いて、市場取引割合を増大させた場合の必要供給予備力 R_{req} の値の変化を図 100 に、市場取引割合を増大させた場合の予備力削減量 $R_{reduced}$ の変化を図 101 に示す。ここで、 R_{req} は、予備力最小化 CBM における必要供給予備力であり、 $R_{reduced}$ は CBM が 0[MW] のときから削減できた必要供給予備力である。図 99 に具体例を示す。

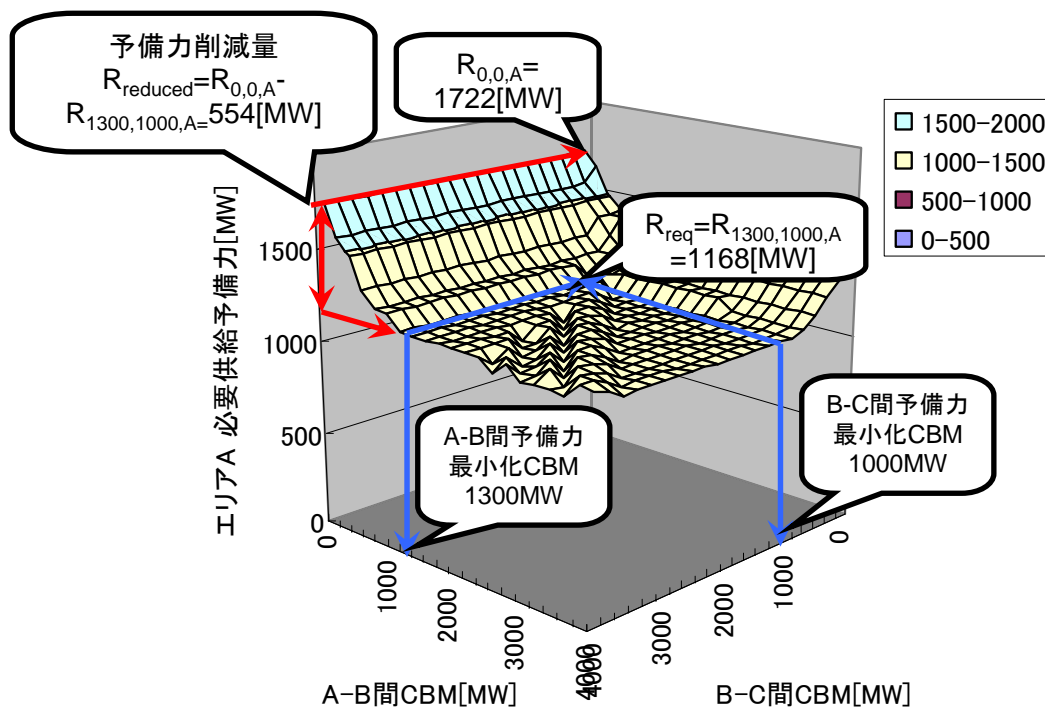


図 99 R_{req} と R_{reduced} の説明

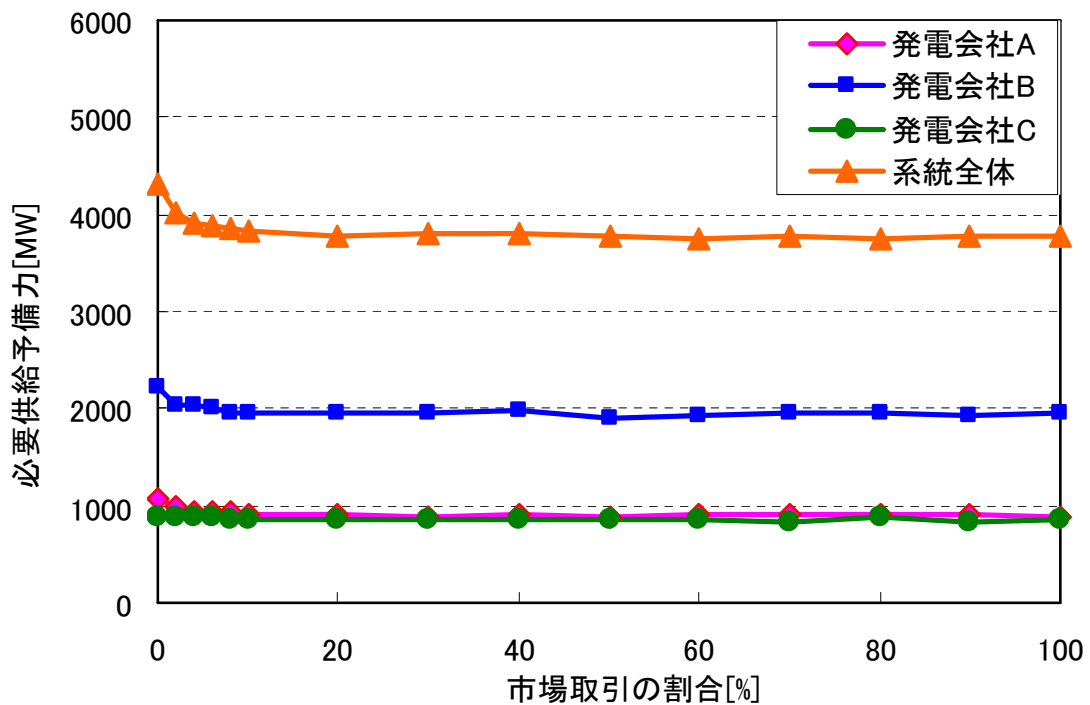


図 100 市場取引割合を増加させたときの必要供給予備力の変化

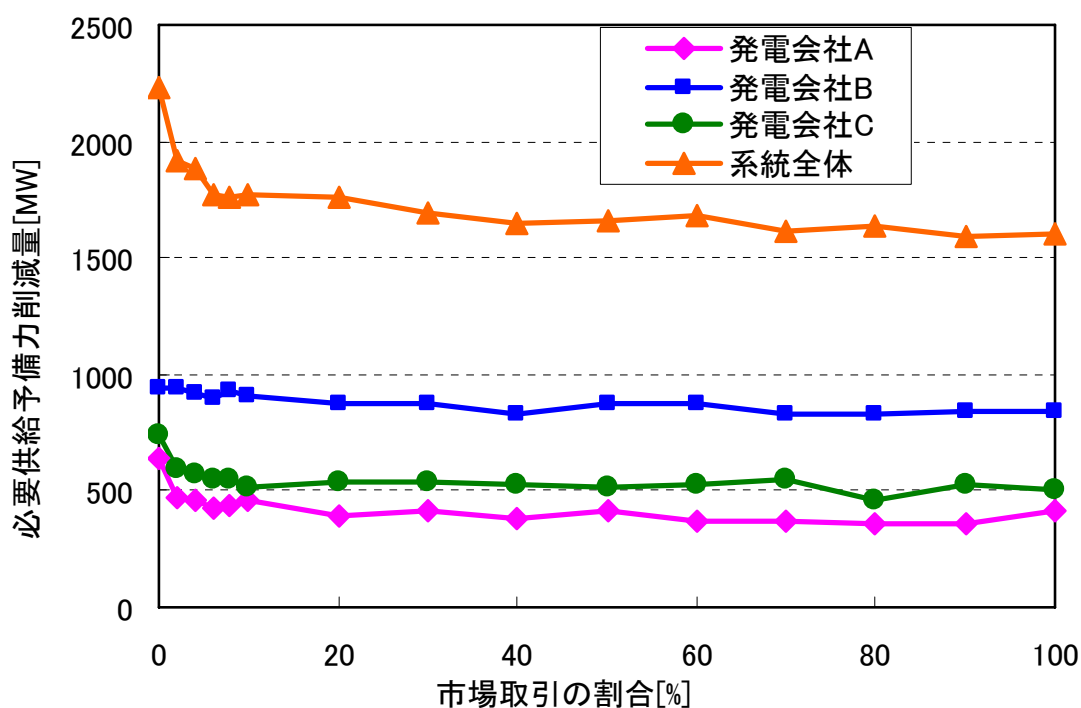


図 101 市場取引割合を増加させたときの予備力削減量の変化

図 100 より、市場取引割合が増大するほどより少ない予備力で LOLE を基準値に保つことが可能となることが示された。特に、市場取引割合が 0%～10%の領域で必要供給予備力、必要供給予備力削減量ともに急激に減少している。これは、言い換えればこれまで市場が導入されていなかった電力系統に 10%でも市場が導入されれば必要供給予備力は十分に削減され、発電会社は予備力削減の恩恵に預かることが出来ることを示している。

6.5.2. 連系メリット最大化 CBM に与える影響

続いて市場の導入が連系メリット最大化 CBM に与える影響を評価した。その結果を図 102 と図 103 に示す。

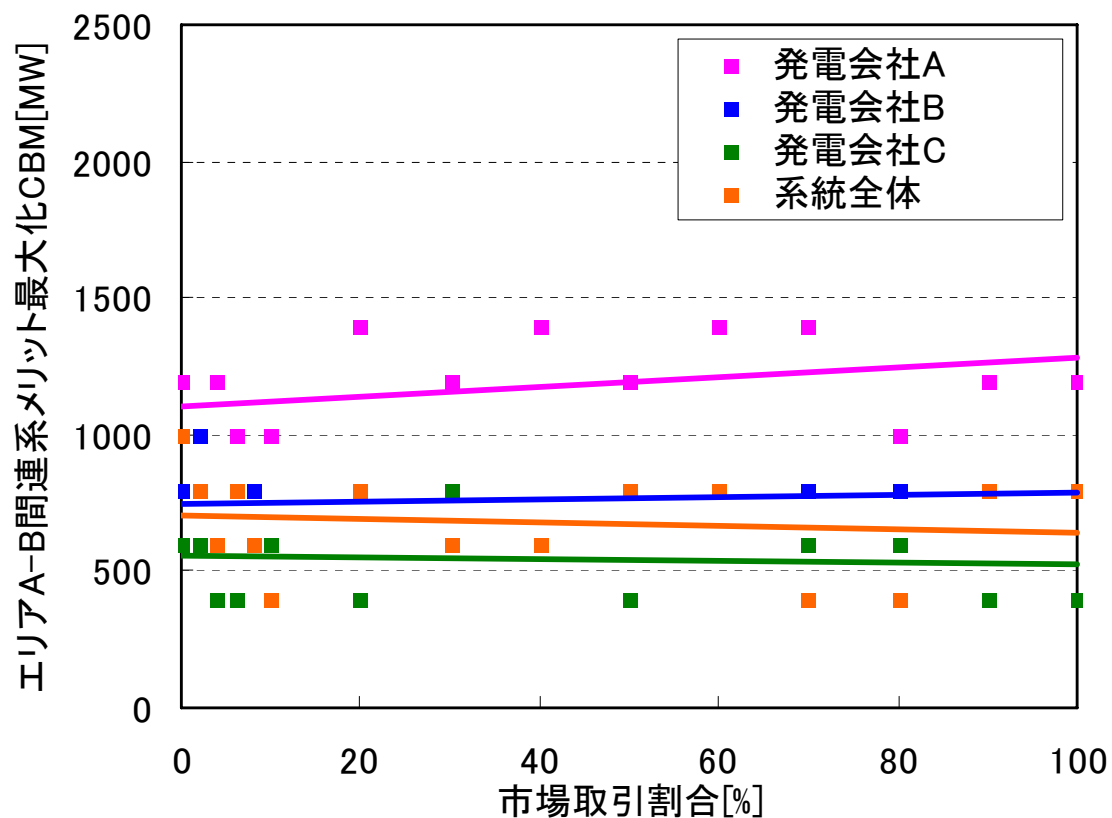


図 102 市場取引割合の変化に対するエリア A・B 間連系線における連系メリット最大化 CBM の変化

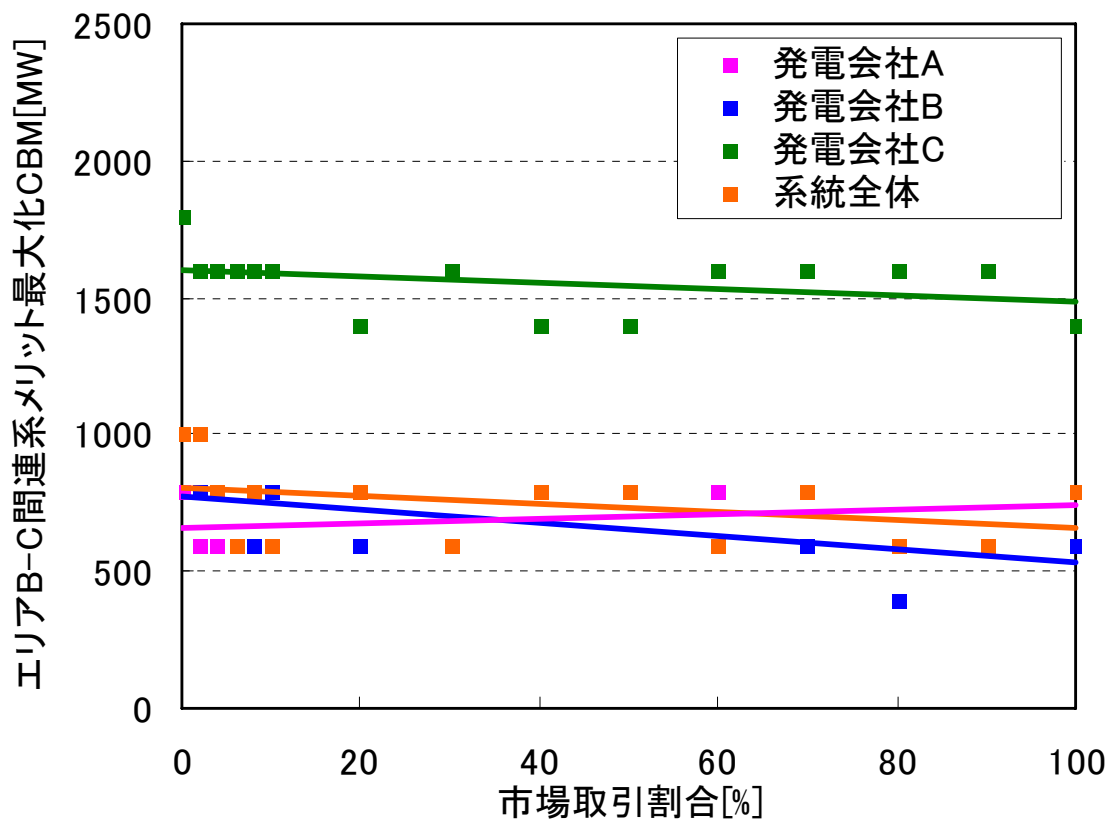


図 103 市場取引割合の変化に対するエリア B・C 間連系統における連系メリット最大化 CBM の変化

図 102 と図 103 より、市場取引割合を増加させた場合でも連系メリット最大化 CBM はほとんど変化しない、もしくは微減傾向にあることが示された。続いて、市場取引割合を増加させたときの連系メリットの変化を図 104 に示す。

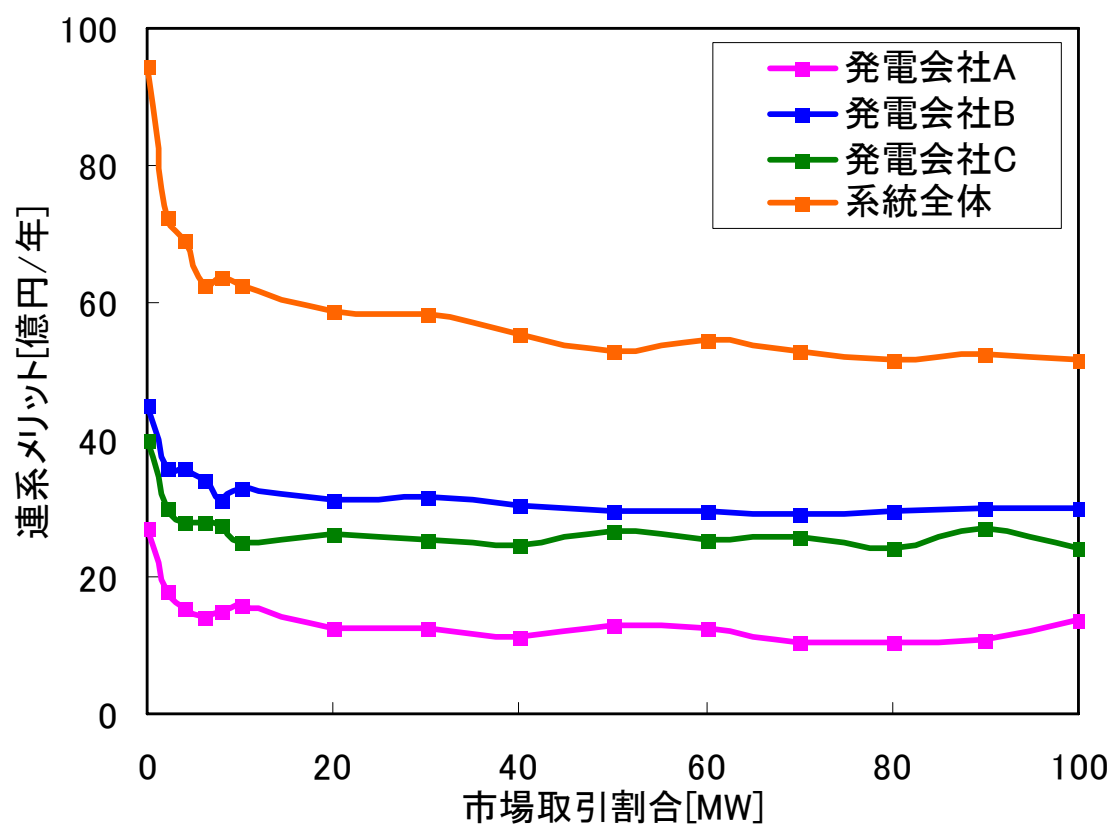


図 104 市場取引割合の変化に対する連系メリットの変化

図 104 より、市場取引割合が増大するほど連系メリットが減少傾向にあることがわかる。いずれのエリアでも、市場取引割合が 0～10[%]の点で連系メリットが急激に減少している。この結果から、市場の導入は連系線に CBM を設けることのメリットを減ずる効果があることが示された。

次に、この連系メリットが減少する原因について述べる。

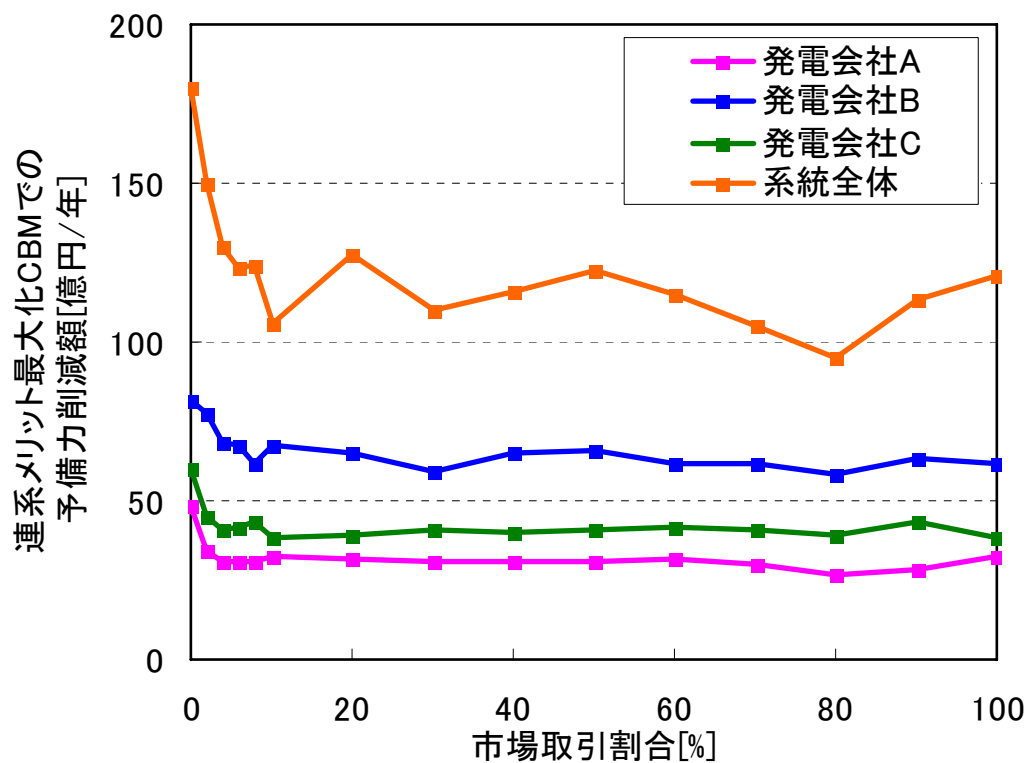


図 105 連系メリット最大化 CBM での必要供給予備力削減額

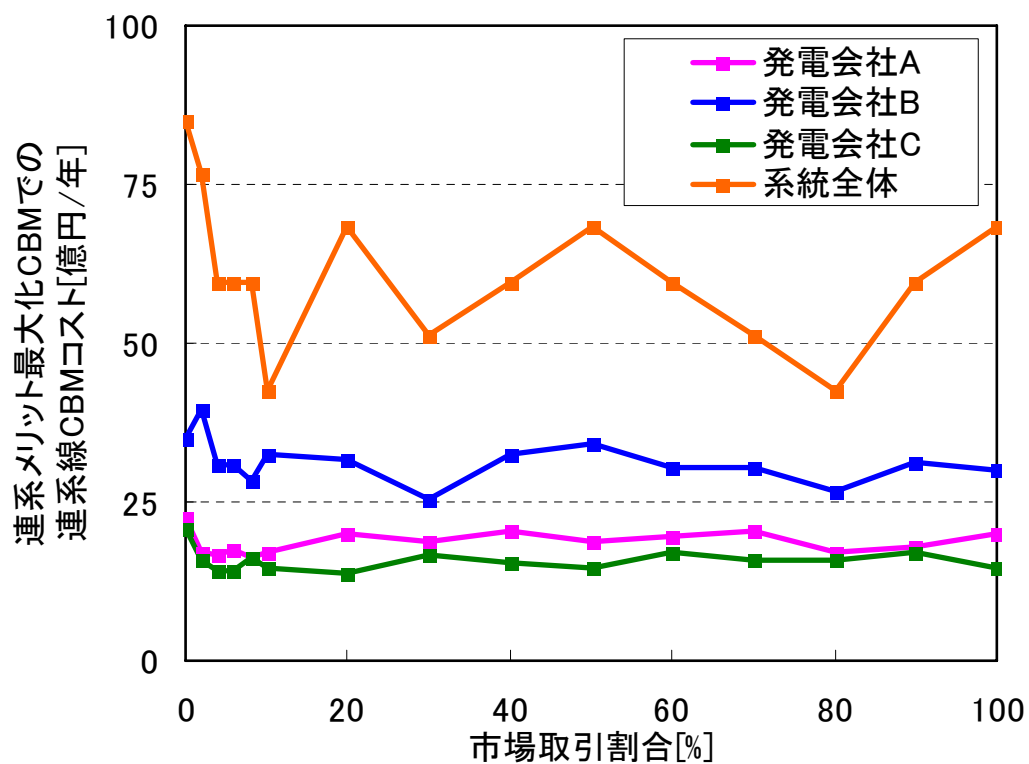


図 106 連系メリット最大化 CBM での連系線 CBM コスト

図 105 に、連系メリット最大化 CBM における必要予備力削減額を、図 106 に連系メリット最大化 CBM における連系線 CBM コストを示す。連系線 CBM コストは市場取引割合を増加させてもそれほどの増減が無いのに対し、必要予備力削減額は減少している。必要予備力削減額は図 101 に示す予備力削減量に比例するため、図 101 で必要予備力削減量が減少するのにあわせ、図 105 の必要予備力削減額も減少している。連系メリットは式(19)に示すとおり、予備力削減額 C_R と連系線 CBM コスト C_{CBM} により支配的に決定されるため、予備力削減コストの減少が連系メリットの減少に直接響くのである。

6.5.3. 市場取引割合の増大が予備力削減量を減少させる理由

これまでのシミュレーション結果により、市場取引割合の増加が予備力削減量を減少させることが示された。本節では、このような現象が発生する原因について考察する。

ある時点 t において、各発電会社の発電機の稼働状態が表 27、各エリアの電力需要が表 28 の通りとなっていると仮定する。

表 27 時点 t の発電機の稼働状態

	発電会社A	発電会社B	発電会社C
発電機の状態	全ての水力発電所が定期検査中で運転不能	全ての発電所が正常	全ての発電所が正常
通常時供給力[MW]	38900	49800	26300
時点 t での供給力[MW]	31900	49800	26300

表 28 時点 t における各エリアの電力需要量

	エリアA	エリアB	エリアC	需要量合計
電力需要量[MW]	28900	34500	13100	76500

ここで、市場がある場合と無い場合を比較する。

① 市場が無い場合

仮に市場が無いとした場合、各エリアの電力需要はそれぞれのエリアの発電会社が全て賄う独占供給の形となるため(エリア A の電力需要であれば発電会社 A が全て賄う)、時点 t における各発電会社の余裕は表 29 の通りとなる。

表 29 時点 t における各発電会社の予備力(市場が無い場合)

	発電会社A	発電会社B	発電会社C
供給力 A[MW]	31900	49800	26300
電力需要量 B[MW]	28900	34500	13100
時点tの予備力(A-B)[MW]	3000	15300	13200
時点tの予備率(A-B)/B × 100[%]	10.4	44.3	100.8

表 29 より、発電会社 A の予備力が他の発電会社と比較して極端に小さく、突然の発電機故障に対する余裕が少ないため発電会社 A において供給不足の危険性が増していることがわかる。従って、市場が無い場合には発電会社は LOLE を基準値に維持するために各発電会社で電源の増設等で供給力の増強を行わなければならない、より多くの予備力を必要とする結果となる。

② 市場がある場合

次に、電力市場があり全ての電力が市場を通じて取引される状態を仮定する。

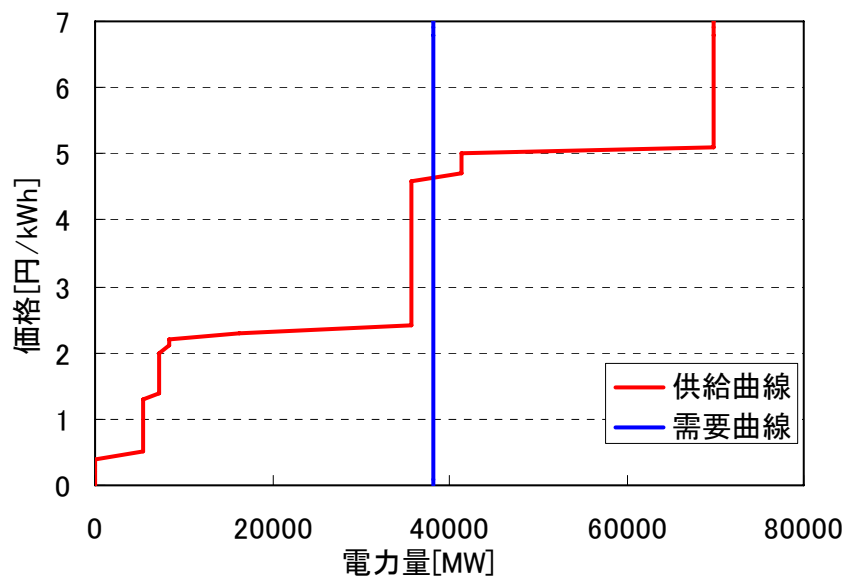


図 107 時点 t における供給曲線と需要曲線

図 107 に、時点 t における供給曲線と需要曲線を示す。ここでの供給曲線とは全ての発電会社の供給関数を足し上げたものであり、需要曲線は全ての需要家の需要曲線を足し上げたもので

ある。このとき、需要曲線と供給曲線の交点であるシステム価格は 4.7 円と決定された。このシステム価格と各発電会社の供給曲線の交点のときの供給量が各発電会社の発電義務量(実際に供給しなければならない量)となる。

さて、ここで発電会社 A の発電量に注目する。

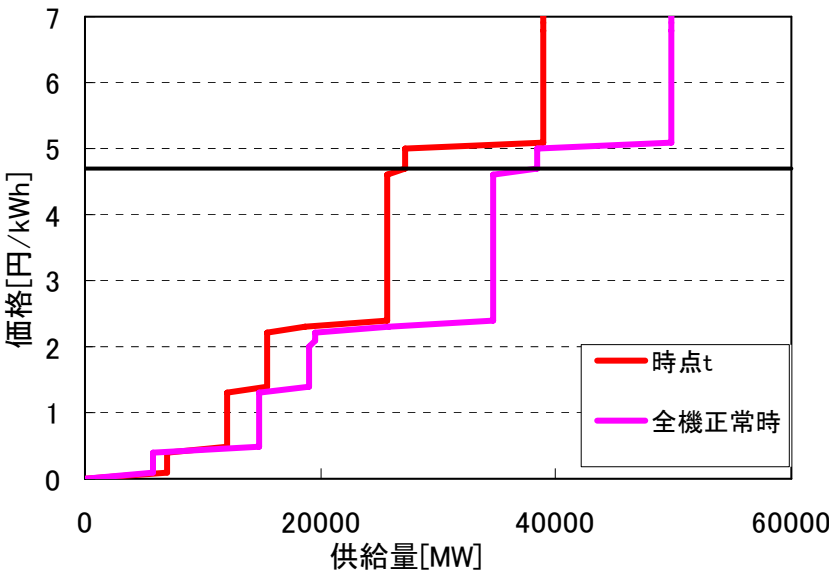


図 108 発電会社 A の供給曲線の変化

図 108 に発電会社 A の供給曲線の変化を示す。時点 t では全ての水力発電所が検査中で運転不能となっているため、発電会社 A の市場への供給量が減少した結果、全発電機正常時と比べ供給曲線が全体的に左側にシフトしている。このため、システム価格 4.7 円との交点も 27200[MW]から 20200[MW]にシフトし、システム価格における発電会社 A の供給量が減少している。このため発電会社 A の供給義務量も減少する。表 30 にこのときの各発電会社の発電義務量と時点 t における予備力を示す。

表 30 時点 t における各発電会社の発電義務量と予備力

	発電会社A	発電会社B	発電会社C
供給力 A[MW]	31900	49800	26300
発電義務量 B[MW]	19389	36858	20253
時点tの予備力(A-B)[MW]	12511	12942	6047
時点tの予備率(A-B)/B × 100[%]	64.5	35.1	29.9

表 29 では発電会社 A の予備力が極端に低下していたが、表 30 では十分な予備力となっている。このように、市場を導入することで、定期検査等により供給力が低下している発電会社は供給曲線が左にシフトする結果(同じ供給量のときの価格が上昇する結果)、市場での落札量が減少し、予備力に余裕が生まれる。このため供給不足の危険性が減り、少ない予備力でも LOLE を 0.3[日/年]に保つことが可能となる。つまり、市場を導入することでそのときの発電機の稼働状態に合わせて各発電会社の供給義務量がバランスよく決定され、予備力が極端に減少する現象が起こる確率が減少する結果、少ない予備力でも LOLE を基準値とすることが可能となるのである。

以上の通り、各発電会社の予備力をバランスよく調整する働きを市場が持っていることが示された。

7. おわりに

電力の品質を表す基準のひとつに、供給信頼度がある。供給信頼度とは周波数、電圧などが変動することなく、また電力が途切れることなく安定して供給されるかを表した指標であり、幾つかの評価基準がある。そのひとつに、単位期間の停電時間の期待値である LOLE がある。

電力会社は LOLE を基 以上、本研究では CBM の理論的な導出方法を述べ、モデル系統における予備力最小化 CBM と連系メリット最大化 CBM の 2 つを求め、最後に競争環境が CBM に与える影響について評価を行った。CBM の理論的な導出では、昭和 45 年の中央電力協議会連系特別専門委員会報告書で述べられていた方法を参考に、独自の改良を加えた。具体的な改良点としては、この報告書では電力の流れを水道や物流と同じフローとして扱い、フロー理論を用いて潮流計算を行っていたものを、本研究では直流法とフロー理論を併用する方法を採用して、実用的な計算時間のまま計算精度の向上を図った。また、CBM の値を 200[MW]刻みで細かく変更し、最適 CBM の導出を行った。

つづいて IEEE 79 RTS モデルを用いて本研究で提案する最適 CBM 導出方法が有効であり、予備力最小化 CBM が求められることを示した後、わが国の系統の現状に近い電気学会西 30 機系統モデルでの 2 種類の最適 CBM の導出を行った。

最適 CBM 導出の結果では、極端に大きな系統と小さな系統を接続した場合、系統連系による予備力削減のメリットが得られるのは小系統の側であることや、3 つの系統が縦に並ぶくし型系統では隣接する系統との間で応援融通が盛んに行われ、間に別の系統を介した広域応援融通の割合が低いことが示された。

また、本研究ではこれまでの中央電力協議会及びその他のわが国の電気事業者間の組織の報告書で述べられていた最適 CBM についての報告書とは異なり、経済性を加味した最適 CBM を導出している。本来、CBM とはその定義から他の系統と連系を行い、予備力を削減して経済的な便益を享受する事を目的としたマージンである。従来は予備力の削減のみが注目され、連系設備にかかわるコストは考慮されていなかった。本研究では予備力削減といった CBM によって得られるメリット、CBM を確保するためのコスト(連系コスト)といった CBM によるデメリットの両方を考慮し、CBM によるメリット(連系メリット)が最大となる連系線 CBM を求めている。シミュレーションの結果、この連系メリット最大化 CBM は各エリアごとに異なる結果となった。これは、エリアごとに送電網の形状、電源の構成比、発電機故障率、系統規模などの系統構成が異なるためである。このように、各エリアで連系メリット最大化 CBM が一致しない場合の一つの解として、系統

全体での連系メリットを求め、これを最大化する CBM を提案した。

第6章では競争環境下の最適 CBM について、競争環境を模擬したモデルを用いて最適 CBM の導出を行った。現在の日本においても、自由化の進展に伴い電力会社間の連系線を電力取引のために開放するように求める声が新規参入事業者の間から上がっており、とりわけ連系線の ATC についての関心が高い。このために現在、連系線の CBM の再検討が行われている。本研究のシミュレーションの結果、総取引電力量に占める独占供給の割合が低下して、市場取引による電力の割合が増加しても予備力最小化 CBM、連系メリット最大化 CBM の値はともに変わらないものの、予備力削減量や連系メリットと言った CBM によって得られるメリットは減少することが示された。6章でこの原因について考察しているが、一言でまとめるとすれば市場による予備力の均等配分効果である。即ち、供給力が低下している会社は電力の価格が上昇し、市場で不利になる結果、落札量が減少し、供給力が安定している会社の落札量が増加する。このように各会社の供給力の現状に合わせて落札量が決まり、結果として時点ごとの予備力は均一化される。競争環境導入以前では、連系線の CBM を流れる応援融通や電力会社間の長期相対契約以外に、このような発電会社間の予備力のアンバランスを解消する手段が無かったが、競争環境下では連系線の CBM を流れる応援融通に加え、連系線の ATC を流れる市場取引による潮流が加わる結果、予備力のアンバランスが解消される傾向にあることが示された。この結果、各発電会社ともより少ない必要供給予備力で LOLE を基準値に保つことが可能となる。これは、言い換えれば電力需要量はそのままに各発電会社の設備容量が減少しているということであり、自由化環境における重要な経営課題である設備利用率の向上に貢献するものである。

本研究ではモデル系統における最適 CBM の導出を行ったが、本研究で提案する最適 CBM 導出方法は系統データおよび発電設備コスト、連系線 CBM 費用などのパラメーターを変更することによりいずれの系統にも適用できるものである。

最後に、今後の課題について述べる。本研究で用いた市場モデルであるが、取引のメニューとしてプール取引しか用意されていなかったため、相対取引など他の取引メニューを追加し、より現実の市場モデルに近づけること、また、入札時の供給曲線についても増分燃料費曲線を供給曲線としているが、適切な利益を戦略的に載せた上で供給曲線を決定することが課題である。さらに、本研究では考慮していなかった予備力の種類(コールド・リザーブ、ホット・リザーブ)や CBM の種類(長期間を視野に入れた計画 CBM、当日の運用を考慮した運用 CBM)を考慮にいれ、種類別の最適 CBM を求めることも課題である。

8. 謝辞

本研究を進めるに当たり、横山明彦教授には懇切かつ熱心なご指導と、多くの貴重なご助言を頂きました。ここに厚くお礼申し上げます。

技術官の島田規人氏には研究を進める際に素晴らしい計算機環境を提供していただき、思う存分研究が進められたことを感謝しております。

また、研究生であったパトム・アッタウィリヤヌパープ氏(現東京工業大学 助手)、博士課程 3 年の杉原俊雄氏、ウォーラウト・セーコック氏、博士課程 1 年のスラチャイ・チャイタッサニー氏には研究を進めるに当たり、数多くの助言を頂きましたことを、深く感謝しております。

さらに、博士課程1年のチャン・ジュン氏、修士課程 2 年の志岐明氏、修士課程 1 年の有田征史氏、ブンヨン・タッサポン氏、益田泰輔氏、学部 4 年の江連誠氏、大屋慎二氏、桃原千尋氏、研究生のリ・ニン氏には研究室生活全般にわたりお世話になりました。時にはご迷惑をおかけしたこともありましたが、一緒に楽しい研究生生活を送ることが出来ました。この場を借りてお礼申し上げます。

最後に、私の研究生生活を支えてくださった全ての皆様に改めて感謝の意を表すとともに、皆様の今後のご発展とご活躍を心からお祈りします。

9. 付録 A

IEEE 79 RTS Model

1. 系統図

IEEE-RTS 79 Model System(一部改変)

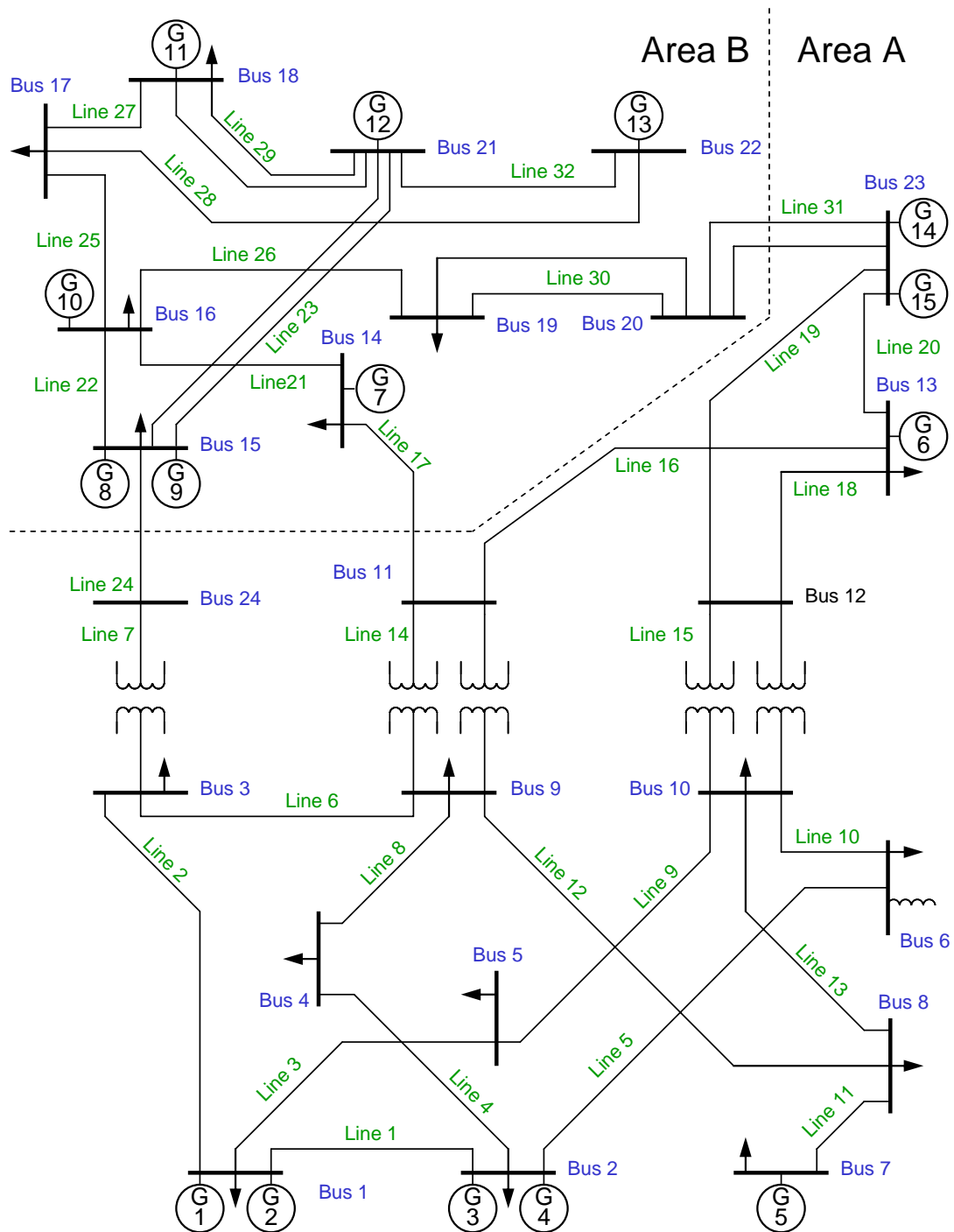


図 109 IEEE 79 RTS Model 系統図

表 31 発電機データ

Area A						
Generator Group	Connected Bus	Number of Unit	Generator Type	Unit Cap [MW]	MTTF	MTTR
1	1	2	Oil/Gas Turbine	20	3000	50
2	1	2	Coal/Steam	76	3926	48
3	2	2	Oil/Gas Turbine	20	3000	50
4	2	2	Coal/Steam	76	3926	48
5	7	3	Oil/Steam	100	3926	48
6	13	3	Oil/Steam	197	4110	89
14	23	2	Coal/Steam	155	4110	89
15	23	1	Coal/Steam	350	5541	111
Total Generator Capacity in Area A = 1935[MW]						

Area B						
Generator Group	Connected Bus	Number of Unit	Generator Type	Unit Cap [MW]	MTTF	MTTR
7	14	1	Sync.Condenser	0	∞	0
8	15	5	Oil/Steam	12	5000	20
9	15	1	Coal/Steam	155	4110	89
10	16	1	Coal/Steam	155	4110	89
11	18	1	Nuclear	400	7000	168
12	21	1	Nuclear	400	7000	168
13	22	6	Hydro	50	5000	40
Total Generator Capacity in Area B = 1470[MW]						

表 32 母線データ

Area A		Area B	
Bus.No	Demand[MW]	Bus.No	Demand[MW]
1	108	14	194
2	97	15	217
3	180	16	100
4	74	18	250
5	71	19	181
6	136	20	128
7	125		
8	171		
9	175		
10	195		
13	252		
Total	1584	Total	1070

表 33 送電線データ

送電線 番号	起点母線 番号	終点母線 番号	R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)	送電線容 量[MW]	λ (f/yr.) 故障率	μ (r/yr.) 復旧率
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175	0.24	547.5
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175	0.51	876
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175	0.33	876
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175	0.39	876
5	2	6	0.0497	0.192	0.052	175	0.48	876
6	3	9	0.0308	0.119	0.0322	175	0.38	876
7	3	24	0.0023	0.0839	0	400	0.02	11.406
8	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175	0.36	876
9	5	10	0.0223	0.0833	0.0239	175	0.34	876
10	6	10	0.0139	0.0605	2.459	175	0.33	250.286
11	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175	0.3	876
12	8	98	0.0427	0.1651	0.0477	175	0.44	876
13	8	10	0.0427	0.1651	0.0477	175	0.44	876
14	9	11	0.0023	0.0839	0	400	0.02	11.406
15	9	11	0.0023	0.0839	0	400	0.02	11.406
16	10	12	0.0023	0.0839	0	400	0.02	11.406
17	10	12	0.0023	0.0839	0	400	0.02	11.406
18	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	0.4	796.364
19	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500	0.39	796.364
20	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500	0.4	796.364
21	12	23	0.0124	0.0966	0.0203	500	0.52	796.364
22	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500	0.49	796.364
23	14	16	0.005	0.0389	0.0818	500	0.38	796.364
24	15	16	0.002	0.0173	0.0364	500	0.33	796.364
25	15	21	0.0063	0.049	0.103	500	0.41	796.364
26	15	21	0.0063	0.049	0.103	500	0.41	796.364
27	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500	0.41	796.364
28	16	17	0.0033	0.0259	0.545	500	0.35	796.364
29	16	19	0.003	0.0231	0.097	500	0.34	796.364
30	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500	0.32	796.364
31	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500	0.54	796.364
32	18	21	0.0033	0.0259	0.00505	500	0.35	796.364
33	18	21	0.003	0.0259	0.05054	500	0.35	796.364
34	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	0.38	796.364
35	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	500	0.38	796.364
36	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	0.34	796.364
37	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	500	0.34	796.364
38	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	500	0.45	796.364

表 34 発電機定期検査計画

発電機グループ番号	1	2	3	4	5	6	14	15	8	9	10	11	12	13
エリア	A								B					
定期検査期間[週]	2	3	2	3	3	4	4	5	2	4	4	6	6	2
ユニット数	2	2	2	2	3	3	2	1	5	1	1	1	1	6
発電機種類	Oil/Gas Turbine	Coal/Steam	Oil/Gas Turbine	Coal/Steam	Oil/Steam	Oil/Steam	Coal/Steam	Coal/Steam	Oil/Steam	Coal/Steam	Coal/Steam	Nuclear	Nuclear	Hydro
単機容量[MW]	20	76	20	76	100	197	155	350	12	155	155	400	400	50
1週目 (冬)				1					1					
2週目 (冬)				1					1					
3週目 (冬)				1					1					
4週目 (冬)			1				1		1					
5週目 (冬)			1				1		1					
6週目 (冬)			1				1		1					
7週目 (冬)			1				1		1					
8週目 (冬)	1						1		1					
9週目 (冬)	1						1		1					
10週目 (冬)	1						1		1					
11週目 (冬)	1			1			1							1
12週目 (冬)				1										1
13週目 (冬)				1										1
14週目 (春)						1								1
15週目 (春)						1						1		
16週目 (春)		1				1						1		
17週目 (春)		1				1						1		
18週目 (春)		1			1							1		
19週目 (春)		1			1							1		
20週目 (春)		1			1							1		
21週目 (春)		1								1				
22週目 (春)								1		1				
23週目 (春)								1		1				1
24週目 (春)								1		1				1
25週目 (春)								1						1
26週目 (春)								1						1
27週目 (夏)														
28週目 (夏)														
29週目 (夏)														
30週目 (夏)														
31週目 (夏)														
32週目 (夏)														
33週目 (夏)														
34週目 (夏)														
35週目 (夏)														
36週目 (夏)														
37週目 (夏)														
38週目 (夏)														
39週目 (夏)														
40週目 (秋)					1								1	
41週目 (秋)					1								1	
42週目 (秋)					1								1	
43週目 (秋)					1								1	
44週目 (秋)					1								1	
45週目 (秋)					1	1							1	
46週目 (秋)						1					1			
47週目 (秋)						1					1			
48週目 (秋)						1					1			
49週目 (秋)						1					1			1
50週目 (秋)						1								1
51週目 (秋)						1								1
52週目 (秋)						1								1

※ 数字は定期検査により停止している発電機台数

10. 付録 B

電気学会西 30 機系統モデル

2. 系統図

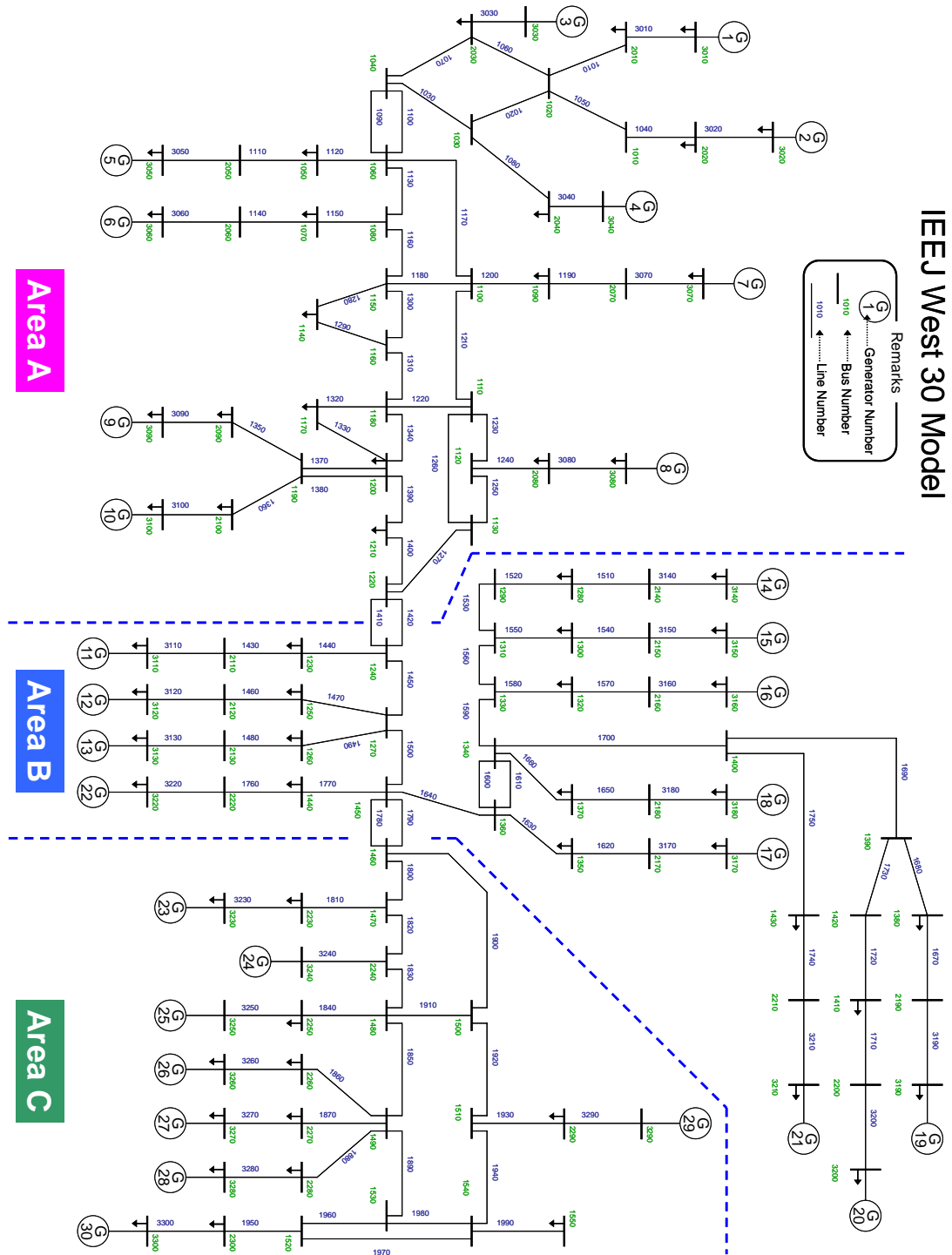


図 110 電気学会西 30 機系統モデル 系統図

表 35 発電機データ

発電機 グループ 番号	エリア	接続母線	発電機 種類	燃料	単機容量 [MW]	ユニット 数	総発電機容量 [MW]	MTBF[h]	MTTR[h]
1	A	3010	火力	石炭	1000	5	8500	5500	110
					700	5		5500	110
2	A	3020	水力	水	250	8	4700	5000	40
					90	30		5000	40
3	A	3030	火力	天然ガス	700	3	3100	5500	110
					200	5		4000	90
4	A	3040	火力	石油	700	4	3800	5500	110
					500	2		5500	110
5	A	3050	火力	天然ガス	500	2	1800	5500	110
					200	4		4000	90
6	A	3060	火力	石油	700	4	3400	5500	110
					200	3		4000	90
7	A	3070	火力	石油	600	1	1200	5500	110
					200	3		4000	90
8	A	3080	水力	水	250	4	2300	5000	40
					130	10		5000	40
9	A	3090	火力	石油	750	6	4800	5500	110
					300	1		4000	90
10	A	3100	火力	天然ガス	700	7	5300	5500	110
					200	2		4000	90
11	B	3110	火力	石油	500	9	5300	5500	110
					200	4		4000	90
12	B	3120	火力	天然ガス	750	6	5500	5500	110
					250	4		4000	90
13	B	3130	火力	石炭	1000	7	7500	5500	110
					500	1		5500	110
14	B	3140	水力	水	250	4	2300	5000	40
					100	13		5000	40
15	B	3150	火力	石油	700	6	6200	5500	110
					200	10		4000	90
16	B	3160	原子力	ウラン	1000	2	3500	7000	168
					750	2		7000	168
17	B	3170	火力	天然ガス	500	7	4300	5500	110
					200	4		4000	90
18	B	3180	火力	天然ガス	700	4	3400	5500	110
					200	3		4000	90
19	B	3190	火力	天然ガス	750	2	2000	5500	110
					250	2		4000	90
20	B	3200	火力	石炭	1000	2	6200	5500	110
					700	6		5500	110
21	B	3210	火力	石油	700	1	1300	5500	110
					200	3		4000	90
22	B	3220	火力	石油	500	4	2300	5500	110
					300	1		4000	90
23	C	3230	火力	石炭	1000	8	8600	5500	110
					600	1		5500	110
24	C	3240	水力	水	250	2	750	5000	40
					50	5		5000	40
25	C	3250	水力	水	250	1	450	5000	40
					50	4		5000	40
26	C	3260	火力	石油	700	2	2400	5500	110
					500	2		5500	110
27	C	3270	火力	天然ガス	700	2	2600	5500	110
					200	6		4000	90
28	C	3280	火力	天然ガス	700	7	5300	5500	110
					200	2		4000	90
29	C	3290	火力	石油	700	4	3400	5500	110
					200	3		4000	90
30	C	3300	原子力	ウラン	1000	2	2800	7000	168
					800	1		7000	168

表 36 母線データ

母線番号	最大電力需要[MW]	エリア	母線番号	最大電力需要[MW]	エリア
1010	0	A	2120	0	B
1020	0	A	2130	0	B
1030	0	A	2140	0	B
1040	0	A	2150	0	B
2010	5984	A	2160	0	B
2020	5729	A	2170	0	B
2030	6117	A	2180	0	B
2040	2217	A	3110	0	B
3010	0	A	3120	0	B
3020	0	A	3130	0	B
3030	0	A	3140	0	B
3040	0	A	3150	0	B
1050	1017	A	3160	0	B
1060	0	A	3170	0	B
1070	1139	A	3180	0	B
1080	0	A	1380	1740	B
1100	727	A	1390	0	B
1090	0	A	1400	0	B
1110	0	A	1410	5356	B
1120	0	A	1420	0	B
1130	0	A	1430	814	B
1140	1066	A	2190	0	B
1150	0	A	2200	0	B
1160	0	A	2210	0	B
1170	1647	A	3190	0	B
1180	0	A	3200	0	B
1200	1054	A	3210	0	B
1210	678	A	1440	197	B
1220	0	A	1450	0	B
2050	0	A	2220	0	B
2060	0	A	3220	0	B
2070	0	A	1460	0	C
2080	1914	A	1470	0	C
3050	0	A	1480	0	C
3060	0	A	1490	0	C
3070	0	A	1500	0	C
3080	0	A	1510	0	C
1190	0	A	1520	0	C
2090	3670	A	1530	0	C
2100	4809	A	1540	0	C
3090	0	A	1550	2167	C
3100	0	A	2230	6797	C
1230	3554	B	2240	0	C
1240	0	B	2250	1850	C
1250	8219	B	2260	2266	C
1260	8120	B	2270	2275	C
1270	0	B	2280	4155	C
1280	185	B	2290	2978	C
1290	0	B	2300	3047	C
1300	6800	B	3230	0	C
1310	0	B	3240	0	C
1320	3320	B	3250	0	C
1330	0	B	3260	0	C
1340	0	B	3270	0	C
1350	5627	B	3280	0	C
1360	0	B	3290	0	C
1370	4418	B	3300	0	C
2110	0	B			

表 37 送電線データ

送電線番号	接続母線(起点)	接続母線(終点)	回線数	抵抗値	リアクタンス値	容量[MW]	MTBF	MTTR
1010	1020	2010	2	0.002	0.051	6700	30000	10
1020	1020	1030	2	0.002	0.026	6700	30000	10
1030	1030	1040	2	0.002	0.022	6700	30000	10
1040	1010	2020	2	0.002	0.069	6700	30000	10
1050	1010	1020	2	0.004	0.051	6700	30000	10
1060	1020	1030	2	0.001	0.023	6700	30000	10
1070	1040	2030	2	0.005	0.151	6700	30000	10
1080	1030	2040	2	0.001	0.033	6700	30000	10
3010	2010	3010	2	0	0.015	6700	30000	10
3020	2020	3020	2	0	0.027	6700	30000	10
3030	2030	3030	2	0	0.04	6700	30000	10
3040	2040	3040	2	0	0.033	6700	30000	10
1100	1040	1060	4	0.003	0.084	6700	30000	10
1110	1050	2050	2	0.001	0.023	6700	30000	10
1120	1050	1060	2	0.003	0.084	6700	30000	10
1130	1060	1080	2	0.004	0.054	6700	30000	10
1140	1070	2060	2	0	0.009	6700	30000	10
1150	1070	1080	2	0.003	0.082	6700	30000	10
1160	1080	1150	2	0.003	0.037	6700	30000	10
1170	1060	1100	2	0.005	0.067	6700	30000	10
1180	1100	1150	2	0.002	0.03	6700	30000	10
1190	1090	2070	2	0.004	0.011	6700	30000	10
1200	1090	1100	2	0.003	0.081	6700	30000	10
1210	1100	1110	2	0.007	0.096	6700	30000	10
1220	1110	1180	2	0.003	0.038	6700	30000	10
1230	1110	1120	2	0.001	0.044	6700	30000	10
1240	1120	2080	2	0.001	0.044	6700	30000	10
1250	1120	1130	2	0.003	0.088	6700	30000	10
1260	1110	1130	2	0.004	0.053	6700	30000	10
1270	1130	1220	2	0.002	0.026	6700	30000	10
1280	1140	1150	2	0.002	0.061	6700	30000	10
1290	1140	1160	2	0.002	0.046	6700	30000	10
1300	1150	1160	2	0.002	0.035	6700	30000	10
1310	1160	1180	2	0.003	0.049	6700	30000	10
1320	1170	1180	2	0.002	0.066	6700	30000	10
1330	1170	1200	2	0.002	0.062	6700	30000	10
1340	1180	1200	2	0.003	0.041	6700	30000	10
1370	1200	1190	4	0.005	0.159	6700	30000	10
1390	1200	1210	2	0.002	0.027	6700	30000	10
1400	1210	1220	2	0.002	0.024	6700	30000	10
3050	2050	3050	2	0	0.07	6700	30000	10
3060	2060	3060	2	0	0.037	6700	30000	10
3070	2070	3070	2	0	0.108	6700	30000	10
3080	2080	3080	2	0	0.056	6700	30000	10
1410	1220	1240	4	0.004	0.114	6700	30000	10
1350	1190	2090	2	0.005	0.149	6700	30000	10
1360	1190	2100	2	0.001	0.04	6700	30000	10
3090	2090	3090	2	0	0.026	6700	30000	10
3100	2100	3100	2	0	0.025	6700	30000	10
1340	1230	2110	2	0	0.003	6700	30000	10
1440	1230	1240	2	0.002	0.049	6700	30000	10
1450	1240	1270	2	0.002	0.028	6700	30000	10
1460	1250	2120	2	0.002	0.063	6700	30000	10
1470	1250	1270	2	0.002	0.056	6700	30000	10
1480	1260	2130	2	0	0.014	6700	30000	10
1490	1260	1270	2	0.002	0.054	6700	30000	10
1500	1270	1450	2	0.003	0.048	6700	30000	10
1510	1280	2140	2	0	0.006	6700	30000	10
1520	1280	1290	2	0.004	0.107	6700	30000	10
1530	1290	1310	2	0.003	0.05	6700	30000	10
1540	1300	2150	2	0	0.004	6700	30000	10
1550	1300	1310	2	0.003	0.078	6700	30000	10

送電線番号	接続母線 (起点)	接続母線 (終点)	回線数	抵抗値	リアクタンス値	容量[MW]	MTBF	MTTR
1560	1310	1330	2	0.001	0.016	6700	30000	10
1570	1320	2160	2	0	0.004	6700	30000	10
1580	1320	1330	2	0.003	0.079	6700	30000	10
1590	1330	1340	2	0.002	0.025	6700	30000	10
1600	1340	1360	4	0.002	0.071	6700	30000	10
1620	1350	2170	2	0.001	0.026	6700	30000	10
1630	1350	1360	2	0	0.013	6700	30000	10
1640	1360	1450	2	0.002	0.03	6700	30000	10
1650	1370	2180	2	0	0.004	6700	30000	10
1660	1340	1370	2	0.002	0.074	6700	30000	10
1770	1440	1450	2	0.003	0.089	6700	30000	10
1760	1440	2220	2	0	0.007	6700	30000	10
3110	2110	3110	2	0	0.024	6700	30000	10
3120	2120	3120	2	0	0.022	6700	30000	10
3130	2130	3130	2	0	0.017	6700	30000	10
3140	2140	3140	2	0	0.054	6700	30000	10
3150	2150	3150	2	0	0.02	6700	30000	10
3160	2160	3160	2	0	0.036	6700	30000	10
3170	2170	3170	2	0	0.03	6700	30000	10
3180	2180	3180	2	0	0.038	6700	30000	10
3220	2220	3220	2	0	0.054	6700	30000	10
1780	1450	1460	4	0.001	0.027	6700	30000	10
1670	1380	2190	2	0.001	0.037	6700	30000	10
1680	1380	1390	2	0.003	0.092	6700	30000	10
1690	1390	1400	2	0.003	0.097	6700	30000	10
1700	1340	1400	2	0.003	0.038	6700	30000	10
1710	1410	2200	2	0	0.007	6700	30000	10
1720	1410	1420	2	0.003	0.087	6700	30000	10
1730	1390	1420	2	0.003	0.046	6700	30000	10
1740	1430	2210	2	0	0.012	6700	30000	10
1750	1400	1430	2	0.003	0.093	6700	30000	10
3190	2190	3190	2	0	0.061	6700	30000	10
3200	2200	3200	2	0	0.02	6700	30000	10
3210	2210	3210	2	0	0.093	6700	30000	10
1800	1460	1470	2	0	0.004	6700	30000	10
1810	1470	2230	2	0.003	0.083	6700	30000	10
1820	1470	2240	2	0.001	0.04	6700	30000	10
1830	1480	2240	2	0	0.015	6700	30000	10
1840	1480	2250	2	0.002	0.071	6700	30000	10
1850	1480	1490	2	0.004	0.051	6700	30000	10
1860	1490	2260	2	0.003	0.102	6700	30000	10
1870	1490	2270	2	0.007	0.219	6700	30000	10
1880	1490	2280	2	0.004	0.124	6700	30000	10
1890	1490	1530	2	0.004	0.027	6700	30000	10
1900	1460	1500	2	0.003	0.045	6700	30000	10
1910	1500	1480	2	0	0.007	6700	30000	10
1920	1500	1510	2	0.003	0.041	6700	30000	10
1930	1510	2290	2	0.006	0.174	6700	30000	10
1940	1510	1540	2	0.001	0.022	6700	30000	10
1950	1520	2300	2	0.002	0.056	6700	30000	10
1960	1530	1520	2	0.002	0.058	6700	30000	10
1970	1520	1540	2	0.002	0.027	6700	30000	10
1980	1530	1540	2	0.001	0.008	6700	30000	10
1990	1540	1550	2	0.002	0.029	6700	30000	10
3230	2230	3230	2	0	0.014	6700	30000	10
3240	2240	3240	2	0	0.167	6700	30000	10
3250	2250	3250	2	0	0.28	6700	30000	10
3260	2260	3260	2	0	0.054	6700	30000	10
3270	2270	3270	2	0	0.045	6700	30000	10
3280	2280	3280	2	0	0.023	6700	30000	10
3290	2290	3290	2	0	0.036	6700	30000	10
3300	2300	3300	2	0	0.044	6700	30000	10

表 38 発電機の種類と定期検査期間

発電機種類	定期検査期間[週]
火力(単機容量500[MW]以上)	5
火力(単機容量500[MW]未満)	4
原子力	6
水力(単機容量100[MW]以上)」	3
水力(単機容量100[MW]未満)」	2

表 39 燃料費データ

種別	定格出力[MW]	a	b	c
石油火力	250クラス	316	4.6	0.00105
	500クラス	200	5.0	0.00005
	700クラス	260	5.0	0.00038
LNG火力	200クラス	66	2.2	0.00250
	700クラス	117	2.4	0.00040
石炭火力	200クラス	40	2.0	0.00020
	700クラス	182	1.3	0.00016
	1000クラス	550	0.4	0.00070
原子力	—	—	—	—
水力	—	—	—	—

発電機出力の関数で示す。

$$Fc = a + bP + cP^2$$

係数を上の表に示す。

表 40 各種発電機の MTBF と MTTR

発電機の種類	MTBF[hour]	MTTR[hour]
火力(出力500MW以上)	5500	110
火力(出力500MW未満)	4000	90
原子力	7000	168
水力	5000	40

表 41 発電機定期検査スケジュール

[illegible]

11. 発表文献

- [1] 倉石、横山:「連系線 CBM 容量と予備率の関係」,平成 17 年電気学会 電力・エネルギー部門大会, No.227, 平成 17 年 8 月
- [2] 倉石、横山:「会社間連系線 CBM と予備力の関係評価」,平成 17 年電気学会 電力・エネルギー部門大会 ヤングエンジニア・ポスターコンペティション(YPC), 平成 17 年 8 月
- [3] 倉石、横山:「会社間連系線における最適 CBM 容量の評価」,平成 17 年電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-05-143, PSE-05-15, 平成 17 年 9 月
- [4] H.Kuraishi, A.Yokoyama : “Evaluation of Optimal CBM on Tie Line between Control Areas”, Academic Exchange between Chulalongkorn University and University of Tokyo on Electric Power Systems Engineering, 2005, Tokyo, Japan
- [5] 倉石、横山:「競争環境下における系統間連系線最適 CBM 容量の評価に関する検討」,平成 18 年電気学会全国大会, No.460, 平成 18 年 3 月
- [6] H.Kuraishi, A.Yokoyama : “Evaluation of Optimal Capacity Benefit Margin on Tie Line between Control Areas”, The International Association of Science and Technology for Development (IASTED) Energy and Power Systems, 2006, Cheng Mai, Thailand
- [7] 倉石、横山:「競争環境下における地域間連系線最適 CBM の導出に関する研究」,平成 18 年電気学会 電力・エネルギー部門大会(発表予定), 平成 18 年 8 月

12. 参考文献

- [1] 中央電力協議会 連系特別専門委員会, 「わが国電気事業における送電連系と予備力の今後のあり方について」, 連系特別専門委員会総括報告書, 昭和 45 年
- [2] Yan Ou & Chanan Singh, “Assessment of Available Transfer Capability and Margins”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No.2 p.463-468,2002.
- [3] Yan Ou & Chanan Singh, “Calculation of risk and statistical indices associated with available transfer capability”, IEE Proceedings online No. 20030024 2003.
- [4] Yi Ding, Peng Wang, Lalit Goel and Qiuwei Wu, “Reliability Assessment of Deregulated Generating Systems Using Reliability Network Equivalent and Pseudo- Sequential Simulation Techniques”, 15th Power Systems Computation Conference Liege, Belgium, 2005.
- [5] North American Electric Reliability Council (NERC), “Available Transfer Capability Definitions and Determination”, Reference Document, 1996.
- [6] North American Electric Reliability Council (NERC), “Transmission capability margins and their use in ATC determination”, NERC Report, 1999.
- [7] North American Electric Reliability Council (NERC), “Transmission Transfer Capability”, Reference Document (Online), 1995.
- [8] Kulyos Audomvongseree, Akihiko Yokoyama, Suresh Chand Verma, “Yoshiki Nakachi, A Novel TRM Calculation Method by Probabilistic Concept”, IEEJ Transactions on Power and Energy Nov. 2004 Volume 124-B Number 11, 2004.
- [9] 関根泰次、横山明彦、安田恵一郎、林泰弘、田辺隆也、岡本浩、多田泰之, 「電力系統の最適潮流計算(OPF;Optimal Power Flow)」, 日本電気協会, 2002
- [10] 電気学会技術報告, 「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告 第 754 号, 平成 11 年
- [11] 中部電力, 「中部電力 50 年史」, 中部電力, 平成 15 年
- [12] 東北電力, 「平成 15 年度供給計画の概要」, 東北電力プレスリリース, 平成 15 年
- [13] 電気事業連合会ホームページ, <http://www.fepc.or.jp>
- [14] 栗原 郁夫, 「基幹系統の供給信頼度評価システムの開発 ―静的供給信頼度解析プログラムの開発―」, 電力中央研究所報告, T98060, 平成 11 年
- [15] 資源エネルギー庁ホームページ, <http://www.enecho.meti.go.jp>

[16] 南部鶴彦,「電力自由化の制度設計 系統技術と市場メカニズム」,東京大学出版会, 2003