

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
平成 28 年度(2016 年度)取りまとめ

平成 29 年 3 月
電力広域的運営推進機関
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

目 次

1. はじめに	1
2. 需給バランス評価	2
2-1. 必要供給予備力の検討	2
2-1-1. 検討の背景	2
2-1-2. 確率的な需給変動に対する必要供給予備力の算定	4
2-1-3. 景気変動等による需要変動に対する必要供給予備力の算定	27
2-2. 2016 年度夏季の電力需給実績及び 2016 年度冬季の電力需給見通しの検証	30
2-2-1. 検討の背景	30
2-2-2. 2016 年度夏季の電力需給実績	30
2-2-3. 2016 年度冬季の電力需給見通しの検証	33
2-2-4. 今後の課題	37
2-3. 電源入札等の検討開始判断	38
2-3-1. 検討の背景	38
2-3-2. 第 1 年度を対象とした検討結果	39
2-3-3. 第 2～10 年度を対象とした検討結果	45
2-4. 稀頻度リスク対応の検討の進め方	52
2-4-1. 検討の背景及び検討課題	52
2-4-2. 検討の前提となる稀頻度リスクの定義及び検討の方向性	53
2-4-3. 東日本大震災後の需給状況の振り返り	57
2-4-4. 災害対応電源の確保を検討する場合の留意点についての検討結果	60
2-4-5. 今後の課題	65
3. 調整力	66
3-1. 検討の背景及び検討事項	66
3-2. 電源 I 必要量	67
3-2-1. 電源 I の位置付け	67
3-2-2. 小売電気事業者による供給力に期待する量	67
3-2-3. 実需給断面で確保すべき調整力と電源 I 必要量の関係性に関する検討	67
3-2-4. 今年度の公募における電源 I 必要量	79
3-2-5. 今後の課題	79
3-3. 電源 I ' の必要性・必要量・要件	80
3-3-1. 厳気象 H1 需要に対応するための供給力の必要性	80
3-3-2. 電源 I ' の確保主体	81
3-3-3. 電源 I ' の要件	81
3-3-4. 電源 I ' 必要量の算定方法	82
3-3-5. 今後の課題	83
3-4. 一般送配電事業者が設定する電源 I - a 及び電源 I - b の確認	84
3-4-1. 検討の背景及び検討事項	84
3-4-2. 一般送配電事業者による算定結果	84
3-5. 2016 年度の調整力公募の結果を受けた今後の検討	86
3-5-1. 2016 年度の調整力公募の結果	86
3-5-2. 今後の課題	86
3-6. 需給調整（リアルタイム）市場を見据えた調整力に関する技術的な検討	88
3-6-1. 検討の背景	88

3-6-2. 検討の進め方	88
3-7. 調整力の必要量の検討に係るデータ分析	90
3-7-1. データ分析の目的及び内容	90
3-7-2. 需要予測誤差の分析	91
3-7-3. FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差の分析	93
3-7-4. 時間内変動の分析	95
3-7-5. データ分析の継続	97
4. マージン	98
4-1. マージンの概要と検討事項	98
4-1-1. 検討の背景	98
4-1-2. マージンの検討に係る状況変化	98
4-1-3. マージンの分類、区分の見直し	99
4-1-4. 各連系線のマージン設定状況	102
4-1-5. 検討事項	103
4-2. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討	105
4-2-1. 検討の背景及び検討事項	105
4-2-2. 検討結果	105
4-3. 東京中部間連系設備の区分 B1、B2 のマージンの必要性・量	108
4-3-1. 現状のマージン設定	108
4-3-2. 昨年度の検討	108
4-3-3. 今年度の検討結果	109
4-3-4. 検討結果のまとめと今後の課題	113
4-4. 北海道本州間連系設備（順方向：本州向き）の区分 C1 のマージンの必要性・量	114
4-4-1. 現状のマージン設定	114
4-4-2. 昨年度の検討	114
4-4-3. 今年度の検討結果	115
4-4-4. 検討結果のまとめと今後の課題	117
4-5. 東北東京間連系線（順方向：東京向き）の区分 C2 のマージンの必要性・量	118
4-5-1. 現状のマージン設定	118
4-5-2. 昨年度の検討	118
4-5-3. 今年度の検討結果	119
5. おわりに	122
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿	123
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過	124
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集	126

別添資料

（参考資料）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会平成 28 年度（2016 年度）取りまとめ
参考資料

（参考資料別冊 1） 確率論的必要供給予備力算定手法について

（参考資料別冊 2） 確率論的必要供給予備力算定手法に関する分析

（参考資料別冊 3） 広域メリットオーダーシミュレーションの概要

1. はじめに

本委員会は、2015年4月以降、一般送配電事業者が、その周波数調整業務等のために確保する調整力の在り方等について、電力取引の活発化、再生可能エネルギーの導入増加による環境変化等を見据えつつ検討を進めている。本年度は、4月に施行された改正電気事業法に基づき、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）が、電源入札等に係る業務を担うようになったこと（この経緯から、4月に、委員会の名称が調整力及び需給バランス評価等に関する委員会と改称された。）、8月に総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会から、夏季及び冬季の需給検証作業が広域機関にタスクアウトされたことを受け、これらの検討が新たに本委員会の諮問事項に追加された。

この報告書は、本委員会における今年度の検討結果と今後の課題を取りまとめたものであり、電力システム改革等により電力系統を取り巻く環境が大きく変化する中、電気事業に携わる関係者や研究者、その他電力系統の運用に関心を持つ方々に対して、本委員会の活動成果を示し、直面する課題等に関する理解を深めて頂くことを目的に公表するものである。

2. 需給バランス評価

2-1. 必要供給予備力の検討

2-1-1. 検討の背景

本検討は、広域機関が電気事業者から提出された供給計画を取りまとめ、需要に対して適切な供給力が確保されているかというアデカシーの評価（需給バランス評価）を行う際、又は電源入札等を実施し供給力¹の確保を図る必要があるかどうかの評価を行う際に用いる指標とその基準値について検討するものである。

従来、旧一般電気事業者が安定供給を維持するため長期計画段階で確保すべき必要供給予備力は、図 2-1-1-1 に示すとおり、偶発的需給変動²に対応するためのもの（最大 3 日平均電力の 7%）と持続的需要変動³に対応するためのもの（最大 3 日平均電力の 1~3%）の合計（最大 3 日平均電力の 8~10%）とされてきた。

このうち、偶発的需給変動対応のための必要供給予備力は、8 月のピーク需要⁴発生断面（例えば 15 時）を対象に、需要と供給力の変動要因（需要変動、電源の計画外停止、水力発電の出水変動）ごとの変動量の確率分布に基づき、供給力が需要を下回る日数（不足日数）の期待値（見込不足日数：LOLP）が 0.3 日/月⁵となるよう、地域間連系線（以下「連系線」）のマーヅンを活用した他エリアからの融通も加味して設定されてきた。

一方、持続的需要変動対応のための必要供給予備力は、過去の需要実績（月別の最大 3 日平均電力（H3））の季節調整値を用いて、趨勢（トレンド成分）からの上振れ量を中長期的な循環景気に伴う需要の変動と見なして設定されてきた。

これらの考え方の歴史は古く、特に、偶発的需給変動対応のための必要供給予備力の考え方については、1958 年以降、現在まで大きな見直しが行われていないことから、昨今の再生可能エネルギー（以下「再エネ」）の導入量拡大、ライセンス制導入等の環境変化を踏まえた見直しを行うこととなった⁶。

¹ 「供給力」とは、送電端の供給力であり、国が定めた電力需給バランスに係わる需要及び供給計画計上ガイドライン（平成 28 年（2016 年）12 月）に則り、自流式水力発電、風力発電、太陽光発電（余剰買取の太陽光発電は余剰分）は、L5（ある期間における発電実績（1 時間平均）のうち下位から 5 日とり平均したもの）相当を計上している。以下、特に断りがない限り同じ。

² 気温の変動等による需要変動、電源の計画外停止、水力発電の出水変動等偶発的に発生する需給変動のことで、従来はこの変動に対応するために想定需要の 7%（連系期待分の 3%を除く）の供給予備力が必要とされている。

³ 循環景気による中長期的な需要変動のことで、従来はこの変動に対応するために想定需要の 1~3%の供給予備力が必要とされている。

⁴ 「需要」とは、送電端の需要であり、余剰買取の太陽光発電の自家消費電力は控除している。以下、特に断りがない限り同じ。

⁵ 日本電力調査委員会解説書（昭和 37 年（1962 年）11 月）には、「見込不足日数（0.3 日/月）については、過去の実績から、事故、渇水が一度発生した場合は、6 日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に 20 年に 1 回の確率で発生する事故、渇水による出力減少量までを充足することとすれば、1 ヶ月に 0.3 日であることが予想される状況となる。」と記載されており、その後、基準値の見直しは行われていない。

⁶ 従来の算定手法の詳細については、「調整力等に関する委員会中間取りまとめ」（2016 年 3 月）を参照。

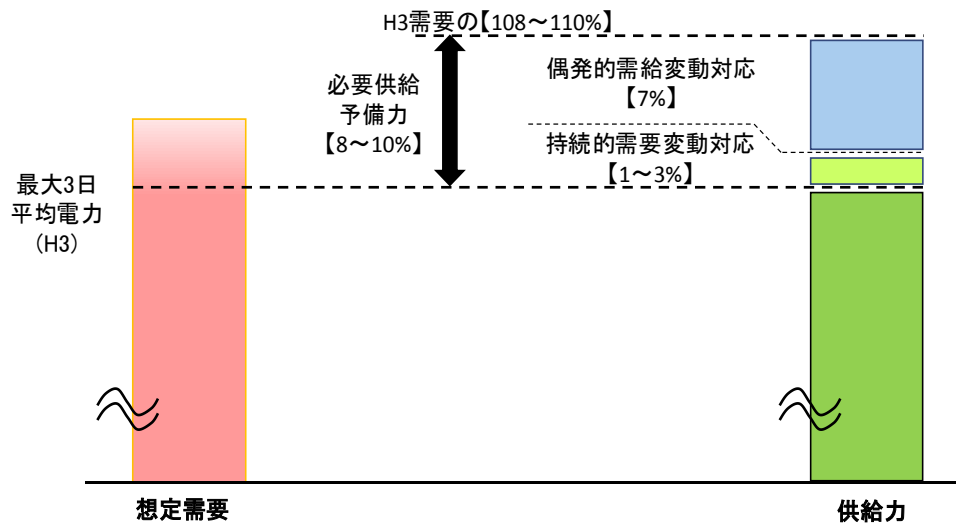


図 2-1-1-1 必要供給予備力のイメージ

2-1-2. 確率的な需給変動に対する必要供給予備力の算定

確率的な需要と供給の変動を考慮のうえ、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要な供給予備力を算定する手法（以下「確率論的必要供給予備力算定手法」：従来の偶発的需給変動対応分の算定手法に相当）について、昨年度から、従来の指標と基準（見込み不足日数=0.3 日/月）と必要供給予備力の算定手法⁷の見直しを検討しており、今年度は以下のとおり検討を行った。

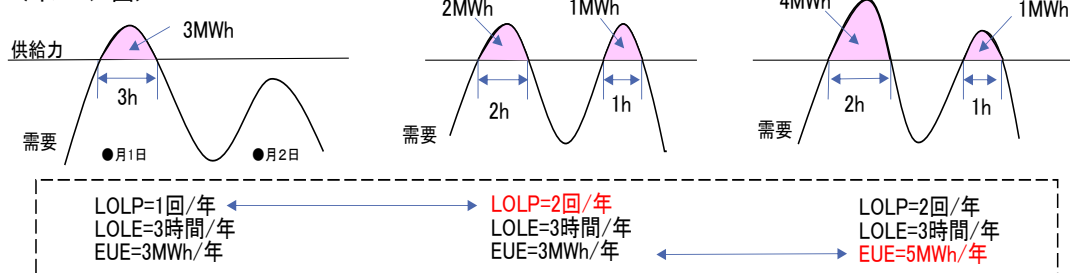
(1) 供給信頼度の基準に関する検討

昨年度の「調整力等に関する委員会」において、従来の手法により分析を行った結果、太陽光発電の導入量拡大の影響等により、最大需要電力発生断面以外において必要供給予備力が最大となることが分かったことから、8,760 時間を対象とした評価（以下「8,760 時間評価」）によって必要予備力を算定すること、さらに、2-1-2-1 に示す 3 つの指標⁸を供給信頼度の指標の候補として検討を進めることを確認していた。

表 2-1-2-1 供給信頼度の指標

	指標	本委員会での定義
1	LOLP (Loss of Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> ある 1 日において供給力不足が発生することを「1 回」と定義し、1 年間における回数の期待値 単位：回/年⁹
2	LOLE (Loss of Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> 1 年間における、供給力不足が発生する時間の期待値 単位：時間/年
3	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> 1 年間における、供給力不足量 (kWh) の期待値 単位：kWh/年

<イメージ図>



今年度は、供給信頼度の基準について、供給力を多く確保するほど供給信頼度は高まる（停電の発生リスクは低下する）が、供給力の確保のためのコスト

⁷ 従来は 8 月のピーク需要発生断面を対象としたモンテカルロシミュレーション。詳細については、「調整力等に関する委員会中間取りまとめ」（2016 年 3 月）を参照。

⁸ 昨年度の「調整力等に関する委員会」にて指標の候補として設定。なお、同じ名称の指標でも、評価断面（ピーク時間帯で評価、複数時間帯で評価等）が異なるときは、実質的には異なる指標となることに留意が必要。

⁹ 指標は、単位によって意味が変わることに注意が必要。例えば、本委員会の定義による LOLP=●回/年は、本委員会の定義における単位とは異なるが、LOLP=●日/年及び LOLE=●日/年と同義である。

が増加することを踏まえ、図 2-1-2-1 に示すとおり、供給力確保コストと停電コストの和が最小となる供給予備力を適切な供給予備力と見なす（そのときの指標の値を基準値と見なす）分析方法（以下「経済性分析」）について、以下のとおり検討を行った。

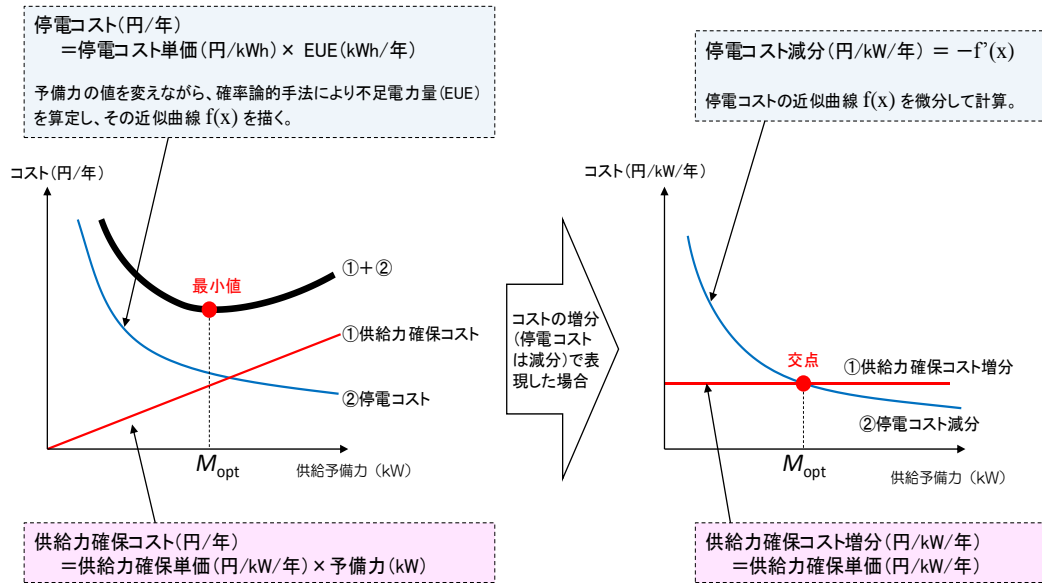


図 2-1-2-1 経済性分析の概要

経済性分析にあたり、供給力確保コストは、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループ（以下「発電コスト検証ワーキンググループ」）の「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」（平成 27 年（2015 年）5 月）における新設電源（LNG 火力と石油火力）の 1 年間あたりの資本費と運転維持費¹⁰を基に設定し、停電コストは、旧電力系統利用協議会（以下「旧 ESCJ」）が実施したアンケート結果を基に設定した。これらの単価が幅を持った設定となることから、算定される適切な供給予備力も幅を持つことになる。

LOLE 又は需要 1kW あたりの EUE¹¹を全エリアで一律にする前提のもと、表 2-1-2-2 に示すシミュレーションの諸元を設定し、それぞれ経済性分析を行った結果、表 2-1-2-3、図 2-1-2-2 のとおり、適切な供給予備力は年度ごとに異なっているものの、供給信頼度の基準でみると各年度とも概ね LOLE=1～3 時間/年、9 エリア計 EUE=5～15 百万 kWh/年程度となることが分かった。

次に、供給信頼度の指標及び基準として、9 エリア一律に LOLE=3 時間/年とした場合と、9 エリア一律に需要 1kW あたりの EUE=0.093kWh/年（9 エリア計の

¹⁰ 運転維持費は、人件費、修繕費、諸費、一般管理費の総額。

¹¹ 需要 1kW あたりの EUE (=エリア EUE/エリア需要) を 9 エリア一律の目標値として設定。エリア需要は、北海道・東北エリアは 1 月、そのほかのエリアは 8 月の最大需要電力を使用。

需要を掛けた 9 エリア計の EUE は 15 百万 kWh/年)とした場合¹²の算定結果を比較した。表 2-1-2-4 のとおり、9 エリア計の必要供給予備力(連系時)には大きな違いは見られなかったが、エリア別の必要供給予備力(連系時)でみると、指標によって異なる結果となった(例えば東京エリアでは、供給信頼度の指標を LOLE とした場合に比べ、需要 1kW あたりの EUE とした方が、必要供給予備力が 81 万 kW (1.5%) 減少する)。

供給信頼度の基準については、後述する確率論的必要予備力算定手法や諸元に関する課題のほか、現在、導入が検討されている容量市場の制度設計において、需要曲線の設定等に用いられると想定されるパラメータ(例えば Net CONE(Cost of New Entry)¹³)との整合を図る等、供給力確保コストや停電コストの適切な設定方法について引続き検討することを確認した。

(→参考資料_LR-1~LR-18、算定手法は別冊 1 参照)

表 2-1-2-2 確率論的必要供給予備力算定手法によるシミュレーション諸元

項目	説明	備考
全般	・平成 28 年度(2016 年度)供給計画をベースとして、諸元を設定	—
評価断面	・2016、2020、2025 年度	—
供給力	・補修後の各月の供給予備率が 1 年間を通して一律の値になるものと仮定し、9 エリアの供給信頼度が一律となる必要供給予備力を算定	別冊 1 参照
再エネ	・旧一般電気事業者の導入量想定値	参考資料_LR-1、L-2
連系線	・空容量+マージンの範囲内で応援できるものとした。 ・空容量+マージンは、2016 年度当初計画の平常時の値を基に設定 ・連系線作業による空容量の減少は考慮していない。	—
確率変数のエリア間の相関	・需要(気温の影響による需要変動): エリア間で完全相関(全時間帯) ・太陽光の出力変動: 過去の太陽光発電の出力率の実績を基に、各エリアの出力率と 9 エリアの出力率の平均値の相関係数を算定し、各月・各時刻のエリア間の相関を設定 ・そのほかの変動要素: エリア間で無相関(全時間帯)	—
供給力確保コスト	・発電コスト検証ワーキンググループの報告書を基に設定 ¹⁴ (新設電源の年経費) 9,800(LNG 火力)~16,800(石油火力)円/kW/年	参考資料_LR-3、L-4
停電コスト	・旧 ESCJ のアンケート調査を基に設定 ¹⁵ 3,050~5,900 円/kWh	参考資料_LR-5

¹² LOLE=3 時間/年と 9 エリア計 EUE=15 百万/kWh とした場合の 9 エリア計の EUE が同等となっていることから、この両者を基準とした場合の比較を行った。

¹³ CONE は Cost of New Entry の略。新規発電設備の固定費用から電力量取引やアンシラリーサービスによる利益を差引いた正味固定費用。

¹⁴ 発電コスト検証ワーキンググループの資料の数値を基に、新設電源(LNG 火力、石油火力)の年経費(資本費・運転維持費)を算定(9,800~16,800 円/kW/年)。

¹⁵ 旧 ESCJ が実施した「停電コストに関する調査(平成 26 年(2014 年)1 月)」における「夏の平日(予告あり)」と「冬の平日(予告あり)」の平均値(3,050~5,900 円/kWh)。

表 2-1-2-3 経済性分析による適切な供給予備力の範囲

断面	経済性分析による適切な供給予備力の範囲	
	LOLE を 9 エリア一律	需要 1kW あたりの EUE を 9 エリア一律
2016 年度	10.0 百万 kW(6.3%)～13.5 百万 kW(8.6%)	10.0 百万 kW(6.3%)～13.5 百万 kW(8.6%)
2020 年度	11.1 百万 kW(6.9%)～14.8 百万 kW(9.2%)	11.1 百万 kW(6.9%)～14.8 百万 kW(9.2%)
2025 年度	12.1 百万 kW(7.3%)～15.9 百万 kW(9.6%)	12.2 百万 kW(7.4%)～16.0 百万 kW(9.6%)

表 2-1-2-4 エリア別の必要供給予備力 (2020 年度)

[LOLE=3時間/年]

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(万kW)		521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要供給力(万kW)	623	1,583	6,028	2,809	602	3,001	1,255	631	1,766	18,299
	必要予備力(万kW)	102	172	652	354	98	309	172	128	225	2,213
	必要予備率(%)	19.5	12.2	12.1	14.4	19.3	11.5	15.9	25.5	14.6	13.8
連系	必要供給力(万kW)	528	1,428	5,935	2,675	509	2,860	1,172	530	1,603	17,241
	必要予備力(万kW)	7	17	559	220	5	168	89	27	62	1,155
	必要予備率(%)	1.4	1.2	10.4	9.0	1.0	6.2	8.2	5.4	4.0	7.2
	EUE(百万kWh/年)	0.5	1.8	3.3	2.4	0.6	2.5	1.2	0.8	1.9	15
連系効果		18.1	11.0	1.7	5.5	18.4	5.2	7.6	20.1	10.6	6.6

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

9エリア計のEUEを「エリアEUE/エリア需要」が一律となるように配分

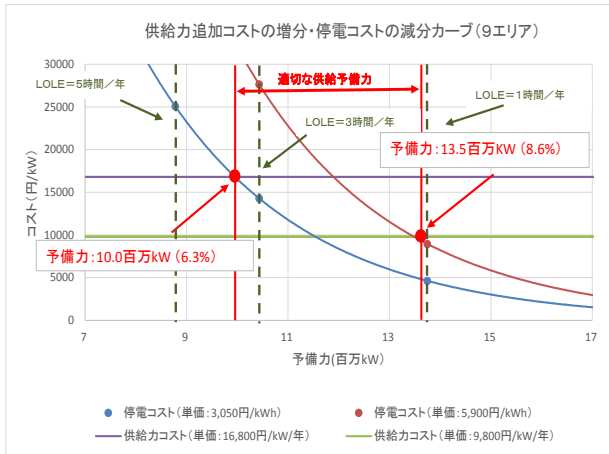
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値: EUE(百万kWh/年)		0.5	1.3	5.0	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15
需要(万kW)		521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要供給力(万kW)	623	1,571	5,971	2,791	604	2,977	1,248	635	1,753	18,172
	必要予備力(万kW)	102	160	595	336	99	285	165	132	212	2,085
	必要予備率(%)	19.5	11.3	11.1	13.7	19.6	10.6	15.2	26.2	13.8	13.0
連系	必要供給力(万kW)	531	1,474	5,854	2,679	516	2,855	1,175	544	1,617	17,246
	必要予備力(万kW)	10	63	478	224	11	163	92	41	76	1,159
	必要予備率(%)	2.0	4.5	8.9	9.1	2.2	6.1	8.5	8.2	4.9	7.2
	LOLE(時間/年)	2.9	2.7	4.2	2.9	2.4	3.0	2.5	2.0	2.4	—
連系効果		17.6	6.9	2.2	4.6	17.4	4.5	6.7	18.0	8.9	5.8

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

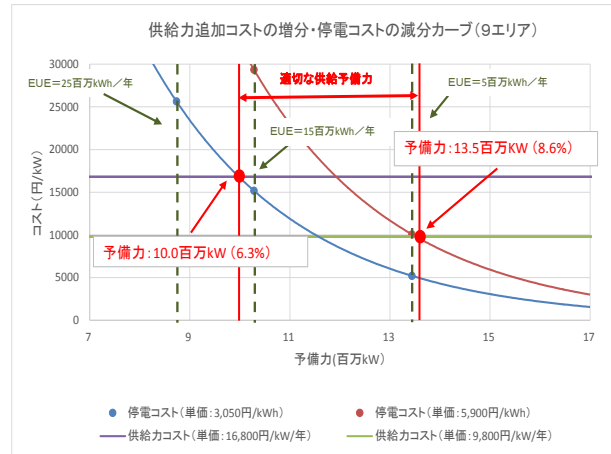
- ※ 単独：他エリアからの応援を考慮せず、自エリアの供給力のみを活用する場合
- 連系：他エリアからの応援を考慮する場合

←→ 適切な供給予備力の範囲

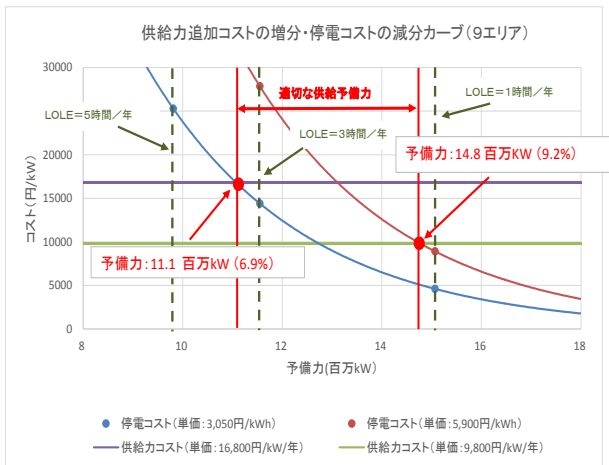
(2016 年度 : LOLE 一律)



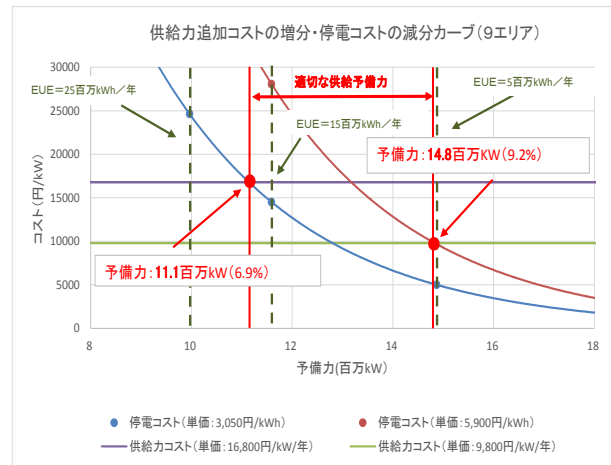
(2016 年度 : 需要 1kW あたりの EUE 一律)



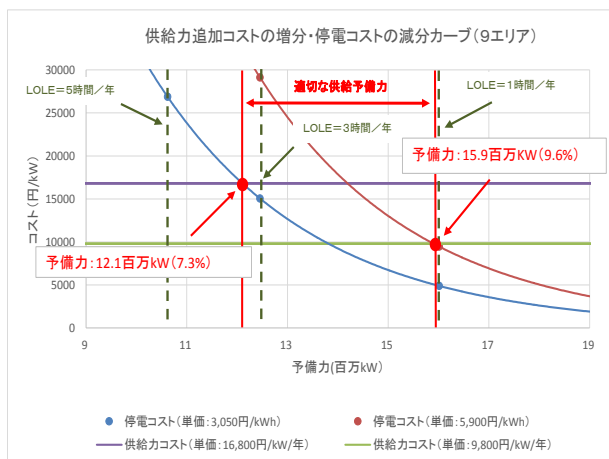
(2020 年度 : LOLE 一律)



(2020 年度 : 需要 1kW あたりの EUE 一律)



(2025 年度 : LOLE 一律)



(2025 年度 : 需要 1kW あたりの EUE 一律)

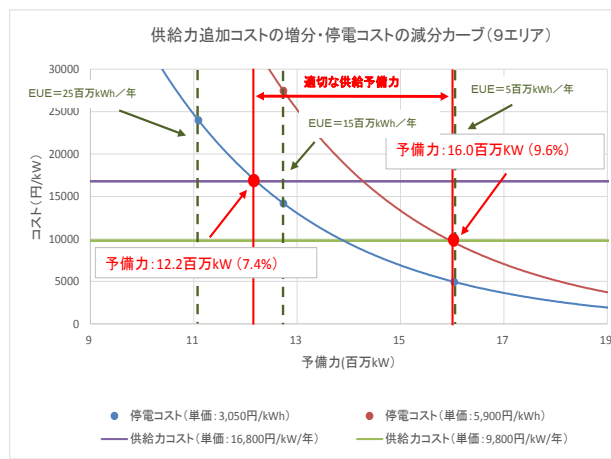


図 2-1-2-2 経済性分析の試算

(2) 算定手法の特徴に関する分析

前述の2-1-2. (1) の試算結果を分析し、その結果の特徴を把握することで、手法の適切性、留意点、及び課題等について確認を行った。

(i) 月別・時間別の不足電力量の発生状況

前述の2-1-2. (1) の試算結果（供給信頼度基準：需要 1kW あたりの EUE (9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年)）について、月別及び時間別の EUE を図 2-1-2-3 に示す。

月別で見ると、夏季（7～9月）の値が他の月より大きくなった。時間帯別で見ると、夕刻（17時頃）の値が最も大きく、後年度、太陽光発電の導入が進むにつれて夕刻以降（17～20時頃）の値が増加する傾向となった。

この結果は、従来の 8 月の需要ピークのみ注目した分析ではなく、8,760 時間を対象とした分析を行う必要性を示していると考えられる。

(供給信頼度基準：需要 1kW あたりの EUE (9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年))

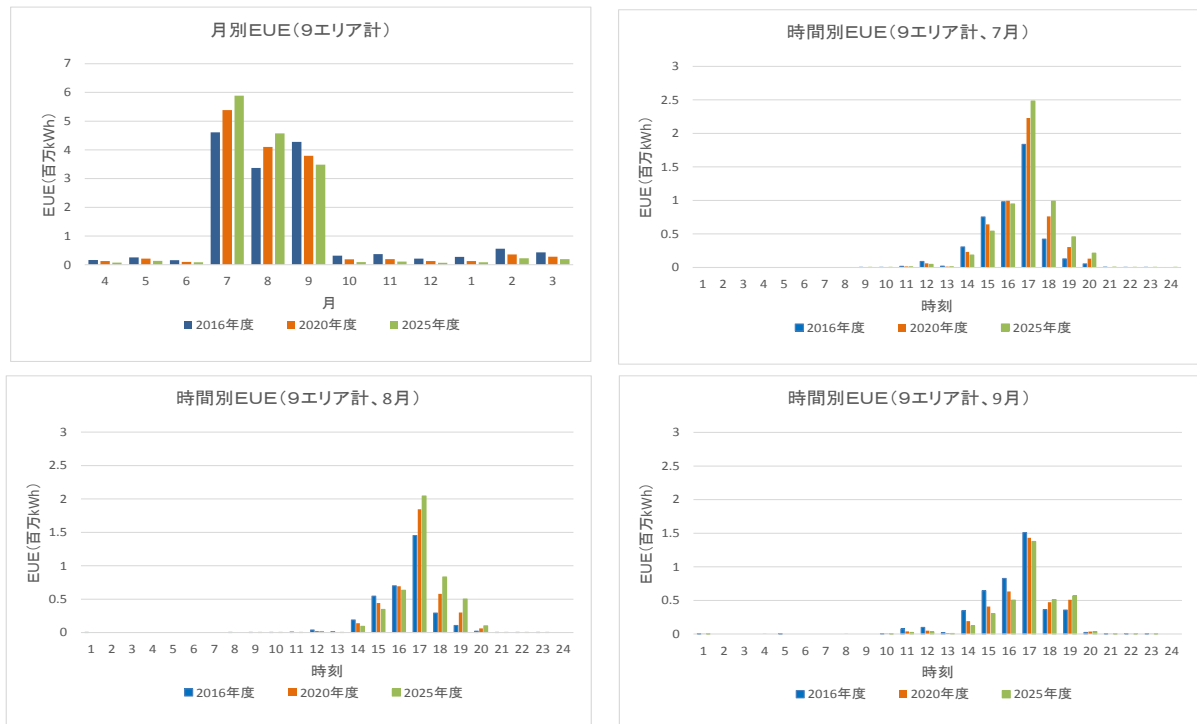


図 2-1-2-3 月別・時間別の EUE (9 エリア計)

(ii) 各エリアの必要供給予備力の解の一意性

前述のとおり、9 エリアの供給信頼度が一律となる必要供給予備力は、各エリアでばらつきがある。しかし、あるエリアの一部の供給予備力（例えば東京エリア）をその他のエリア（例えば東北エリア）の供給予備力として付け替えをしても、各エリアの供給信頼度が変化しない場合、9 エリアの供給信頼度を一律とする解（各エリアの必要供給予備力）が複数存在することになる。

そこで、本算定手法から得られる結果について、解が一意に定まるのかどうかについて、以下のとおり検討を行った。

現状の算定ツールにおいては、各エリアに計上されている供給力は、自エリアの需要に対して優先的に割当てられ、余力があればその範囲内で他エリアへ応援することを前提としている（以下「計上エリア優先ロジック」）。この計上エリア優先ロジックを前提に簡易モデル及び実モデルにて確認した結果、エリア間で供給予備力の付け替えを行うと、連系線の制約に関係なく、供給予備力を減らしたエリアの供給信頼度が悪化し、供給予備力を増やしたエリアの供給信頼度が向上する結果となった。このことから、供給信頼度が9 エリア一律となる各エリアの必要供給予備力は一意に定まることが分かった。

しかし、計上エリア優先ロジックの考え方は、広域機関ルール（業務規程）における需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれが認められる場合の指示又は要請に関する規定と合致しているものの、1 時間前のゲートクローズ（以下「GC」）までに小売電気事業者がエリアを跨いで供給力を調達するといった通常の行動までは考慮できていない。

そこで、GCまでの小売電気事業者の行動を考慮したシミュレーションを簡易な2エリアモデルで行った。その結果、GCまでに小売電気事業者のエリアを跨ぐ供給力調達が行われたとしても、連系線の空容量がエリア間の取引の制約となる条件のもとでは、エリア間で供給予備力の付け替えを行うと各エリアの供給信頼度が変ることから、供給信頼度が9 エリア一律となる各エリアの必要供給予備力は一意に定まることが分かった。

ただし、あらかじめ各エリアに計上される供給力、及び（連系線が制約にならない場合は）小売電気事業者のエリアを跨ぐ供給力調達に関する行動の違いにより各エリアの供給信頼度に差異が発生するため、連系線利用ルールの見直し（間接オークションの導入）を踏まえた供給力計上の考え方、及び小売電気事業者のエリアを跨いだ供給力調達の考慮の必要性について検討する必要がある。

（→別冊2 P.3～14 参照）

(iii) エリア規模と必要供給予備率の関係

前掲の表 2-1-2-4 の試算結果において、単独時は小規模エリア（北海道、北陸）の方が大規模エリア（東京、中部）よりも必要供給予備率が大きくなる一方で、連系時は小規模エリア（北海道、北陸）の方が大規模エリア（東京、中部）よりも必要供給予備率が小さくなる（連系効果¹⁶は小規模エリアの方が大きい）傾向が見られることから、この傾向について以下のとおり分析を行った。

まず、図 2-1-2-4 のとおり、夏季で EUE の値が大きい 7 月 17 時と冬季で EUE の値が大きい 2 月 18 時を対象に、需要に対する応援電力¹⁷の大きさを確認した。その結果、エリアの需要に対する応援電力（受電）の比率は、いずれの時季も小規模エリアの方が大きくなった。この結果は、前掲の表 2-1-2-4 のとおり、小規模エリアの方が連系効果が大きいことと一致している。

（供給信頼度基準：需要 1kW あたりの EUE（9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年））

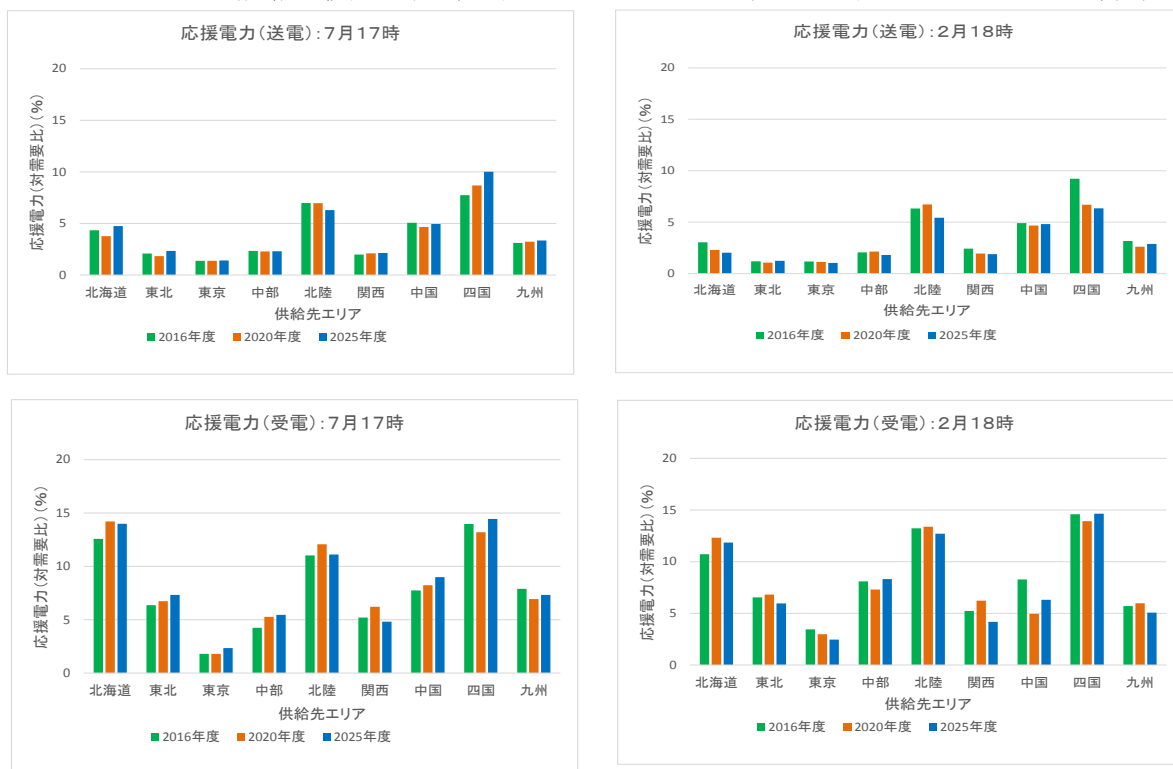


図 2-1-2-4 エリア間の応援電力の状況

¹⁶ 単独時の必要供給予備率と連系時の必要供給予備率との差。

¹⁷ 応援電力：断面(1時間)ごとの応援電力の平均値〔=試行ごと(10,000回)の応援電力の合計÷応援発生回数〕。

次に、エリア規模と必要供給予備率の関係について、可能な限り理論的な特徴を捉えるため、前提を単純化した簡易モデルにて検討を行った結果、以下のことを確認した。

- ・需要と発電機の特徴が全く同じ¹⁸で、規模だけが異なる 2 つのエリアを想定し、エリア内の需要変動（その他要因）に相関がないと仮定した場合、単独時は LOLE、需要 1kW あたりの EUE とともに大規模エリアの方が小さくなる（大規模エリアの方の供給信頼度が高い）。これは、小規模エリアの方が、エリア需要に対する発電機 1 台あたりの規模が大きいため、電源脱落による供給信頼度低下の影響が大きくなっているものと考えられる。
- ・また、大規模エリアと小規模エリアが連系しているケースを想定した場合、両エリアの間の需要規模の差が大きいほど、小規模エリアの指標値の減少量（連系効果）が大きくなることが分かった。
- ・これらは表 2-1-2-5 のとおり、実モデルによる検討結果にも傾向として現れていると考えられる。
- ・その他、LOLE の値はエリアの設定範囲により変化するが、需要 1kW あたりの EUE はエリアの設定範囲によって値が変化しないことが分かった。（→別冊 2 P. 15～45 参照）

表 2-1-2-5 エリア別の必要供給予備力（2020 年度、連系線制約なし）

〔LOLE=3時間/年〕 2020年度 連系線制約なし

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	
需要(万kW)	521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087	
単独	必要予備力(万KW)	102	173	654	354	98	309	172	129	226	2,216
	必要予備率(%)	19.6	12.3	12.2	14.4	19.3	11.5	15.9	25.6	14.6	13.8
連系	必要予備力(万KW)	-42	34	517	217	-22	163	79	23	59	1,029
	必要予備率(%)	-8.0	2.4	9.6	8.9	-4.3	6.1	7.3	4.5	3.8	6.4
連系効果	27.6	9.8	2.5	5.6	23.6	5.4	8.6	21.1	10.8	7.4	

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕 2020年度 連系線制約なし

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	
目標値: EUE(百万kWh/年)	0.5	1.3	5.0	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15	
需要(万kW)	521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087	
単独	必要予備力(万KW)	102	161	595	336	99	285	165	132	212	2,087
	必要予備率(%)	19.5	11.4	11.1	13.7	19.6	10.6	15.3	26.3	13.8	13.0
連系	必要予備力(万KW)	-11	65	444	219	1	156	86	39	79	1,077
	必要予備率(%)	-2.1	4.6	8.3	8.9	0.2	5.8	7.9	7.7	5.1	6.7
連系効果	21.7	6.8	2.8	4.8	19.4	4.8	7.3	18.6	8.6	6.3	

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

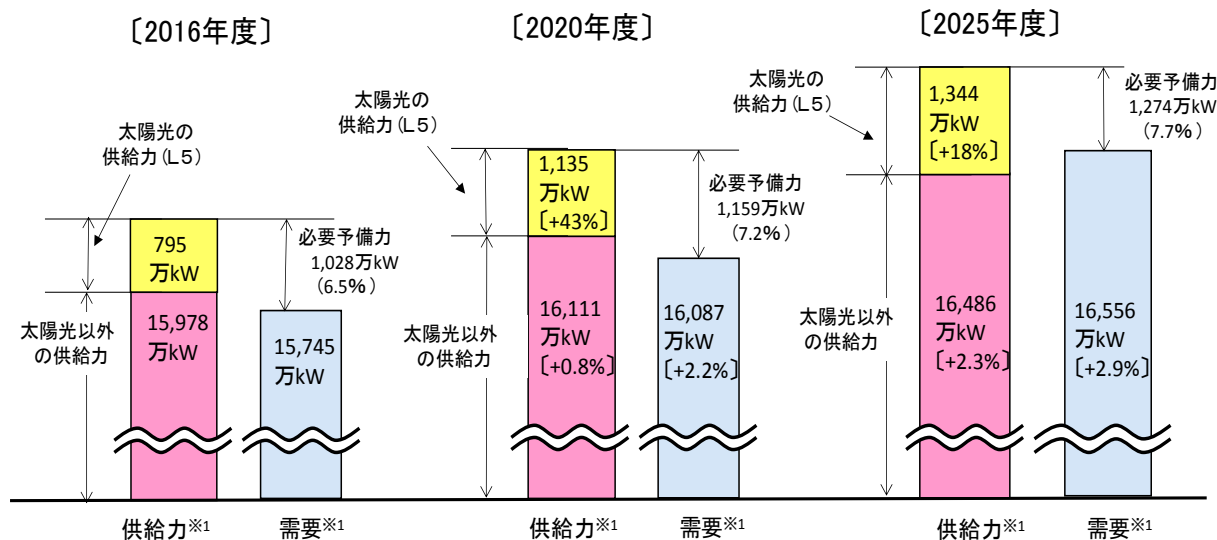
※ 四国は、単独時の必要供給予備率が大きいため、連系時の必要供給予備率は北海道、北陸に比べ大きい。
 関西は、単独時の必要供給予備率が小さいため、連系時の必要供給予備率は東京、中部に比べ小さい。

¹⁸ 需要の規模によらず、発電機 1 台あたりの出力は同じとした。

(iv) 太陽光発電の導入量が適切な供給予備力に与える影響

今後、太陽光の導入が進展することを考慮しても、前掲の表 2-1-2-3 に示すとおり、需要の増加に対応するため、適切な供給予備力が年々増加する傾向となった。また、図 2-1-2-5 に示すとおり、供給信頼度の基準を需要 1kW の EUE (9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年) として必要供給予備力を算定したところ、太陽光以外の火力等の必要供給力も年々増加する傾向となった。

(供給信頼度基準：需要 1kW あたりの EUE (9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年))



※1 各エリアの最大需要電力発生月の供給力と需要の合計

※2 [] : 2020年度は2016年度に対する増減率、2025年度は2020年度に対する増減率

図 2-1-2-5 年度別の必要供給力 (試算) の内訳 (9 エリア計)

この結果から、太陽光発電の導入量が適切な供給予備力、及び必要供給予備力に与える影響について検討し、以下の点を確認した。

- ・供給計画における供給予備力は、各エリアの需要ピーク (主に 15 時) の断面を対象とし、太陽光発電の供給力 (L5 相当値¹⁹) を計上した供給力と想定需要の差として定義される。
- ・適切な供給予備力の検討のための経済性分析においては、供給予備力を変化させながら停電コストを算定するが、同じ供給予備力のもとでは、太陽光発電の導入量が多いほど太陽光発電以外の供給力が少なくなることから、太陽光発電の出力が低下する夜間帯の停電量 (停電コスト) が増加する。そのため、太陽光発電の導入量が多いほど、経済性分析の結果から算定される適切な供給予備力の値が大きくなる。
- ・一方、需要 1kW あたりの EUE の基準値を定め、この基準を満たす必要供給予備力を算定する際において、太陽光発電の導入量が多い場合、太陽光発電の出力が減少する夕刻以降の EUE が大きいため、その導入量に関

¹⁹ ある期間における発電実績 (1 時間平均) のうち下位から 5 日とり平均したもの。

ならず、太陽光発電の供給力を除く必要供給予備力は大きく変わらない。しかし、国が定めた電力需給バランスに係わる需要及び供給計画計上ガイドライン（平成 28 年（2016 年）12 月）によれば、供給予備力は、太陽光発電の供給力を除く必要供給予備力に太陽光発電の供給力(L5 相当値)を加算したものであることから、必要供給予備力としては太陽光発電の導入量が多いほど大きい値になる。

- ・このように、8,760 時間評価では、需要ピーク以外の停電量も評価するため、昼間のみ供給力として期待できる太陽光発電と 24 時間供給力として期待できる火力等の電源のどちらを確保するかで、必要供給予備力の計算結果に差が生じる。このため、年度ごとの太陽光発電導入量の想定に応じて需要ピーク以外の時間も対象とした必要供給予備力を算定し、需給バランス評価を行う必要がある。

(→別冊 2 P. 46～56 参照)

(3) 連系線の空容量が必要供給予備力に与える影響の分析

各エリアの必要供給予備力を他エリアからの電力の応援を考慮して算定する場合、応援量の上限の決定要因となる連系線の空容量が必要供給予備力の算定結果に大きく影響することとなる。

そこで、連系線の作業停止による空容量の減少やマージン使用等の扱いの違いが与える影響を把握するため、表 2-1-2-6 に示すケース 1-1～2-2 について、連系線の諸元を表 2-1-2-7 のとおり設定し、シミュレーションを行った（連系線以外の諸元は前掲の表 2-1-2-2 に示すとおり）。

(i) 連系線の作業停止による空容量の減少の扱い

表 2-1-2-8 に示すとおり、連系線の作業停止による空容量の減少を考慮しないケース 1-1 と、連系線の作業停止による空容量の減少を考慮したケース 1-2 のシミュレーション結果を比較すると、9 エリア計の必要供給予備力は大きく変わらなかったが、エリア別でみると、特に北陸エリアの必要供給予備力に大きな差が発生した（ケース 1-1：7 万 kW（1.4%）、ケース 1-2：43 万 kW（8.7%））。

これは、北陸関西間連系線（越前嶺南線）の電線張替工事により、作業期間中の北陸向けの連系線の空容量が長期間に亘り大きく減少するため、他エリアからの応援可能量が減少することが要因である。この結果は、他連系線においても作業停止の時期と期間によって、各エリアの必要供給予備力に大きく影響することを示唆している。

このことから、仮に連系線の大規模工事による作業停止を考慮して必要供給予備力を算定し、この値により電源入札を行うと、当該連系線工事の終了後には供給力が余剰になる可能性がある。また、現状では、連系線の作業停止計画は先行き 2 カ年分のみが策定の対象であるため、3 年目以降の作業停

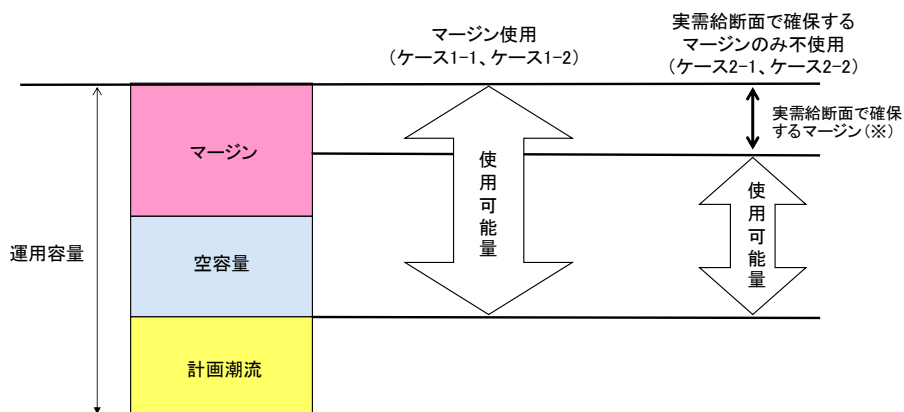
止の適切な考慮方法（過去の実績等から定期的に行われる点検相当分のみ考慮する等）について検討が必要となる。

一方、上記の課題があることから、必要供給予備力の算定において、平常時の空容量のみで算定を行うことも考えられる。ただし、この場合、空容量の減少を伴う連系線の作業が供給信頼度を低下させることから、供給信頼度を維持するために、作業計画が確定した断面で電源の作業停止時期を調整して供給力を積み増す等の対策を採ることが考えられるが、そのような対策が可能かどうか検討する必要がある。

これらの点を踏まえ、連系線の計画停止の扱いについて引続き検討を行う必要があることを確認した。

表 2-1-2-6 シミュレーションケース

	マージンの扱い	連系線空容量の設定
ケース 1-1 ²⁰	マージン使用（空容量＝運用容量－計画潮流）	平常時のみの値で設定 （連系線の作業時の空容量の減少を考慮しない）
ケース 1-2		平常時と作業時の値に設定 （連系線の作業時の空容量の減少を考慮）
ケース 2-1	実需給断面で確保するマージン ²¹ のみ不使用（空容量＝運用容量－実需給断面で確保するマージン－計画潮流）	平常時のみの値で設定 （連系線の作業時の空容量の減少を考慮しない）
ケース 2-2		平常時と作業時の値に設定 （連系線の作業時の空容量の減少を考慮）



²⁰ ケース 1-1 の連系線は前掲の表 2-1-2-2 に示す前提条件と同じ。

²¹ 北海道本州間連系設備 : 北海道 ⇒ 東北 28 万 kW、東北⇒北海道 53 万 kW
東京中部間連系設備 : 東京 ⇔ 中部 60 万 kW

表 2-1-2-7 シミュレーションにおける連系線関連の諸元

項目	説明	備考
運用容量・計画潮流	2016 年度当初計画値 ^{22, 23}	全ケース
連系線作業停止計画	2016 年度当初計画	ケース 1-2、2-2
作業時の空容量	作業時の空容量は、月別・平休日別・昼夜間帯別の需要の下位から、作業予定日数に応じて割当て。	ケース 1-2、2-2

表 2-1-2-8 連系線の空容量に関するケース別の必要供給予備力（試算）

2016年度[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]											(万kW、%)			
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計			
目標値: EUE(百万kWh/年)		0.5	1.3	5.0	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15			
需要		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745			
単 独	必要予備力	85	160	593	278	95	281	151	133	189	1,964			
	必要予備率	16.7	11.8	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.4	12.4	12.5			
連 系	ケース 1-1	マージン使用	平常時のみ	必要予備力	20	63	473	156	7	153	67	35	54	1,028
			必要予備率	4.0	4.6	9.0	6.4	1.4	5.8	6.3	7.0	3.5	6.5	
			連系効果	12.7	7.2	2.3	5.0	17.8	4.9	8.0	19.3	8.9	5.9	
	ケース 1-2	マージン使用	平常時・作業時	必要予備力	25	61	471	142	43	137	63	46	49	1,037
			必要予備率	4.9	4.5	9.0	5.9	8.7	5.2	5.9	9.1	3.2	6.6	
			連系効果	11.8	7.3	2.3	5.6	10.4	5.5	8.4	17.3	9.2	5.9	
ケース 2-1	実需給断面で確保するマージンのみ不使用	平常時のみ	必要予備力	76	67	503	161	7	159	67	36	54	1,131	
		必要予備率	14.9	4.9	9.6	6.6	1.5	6.0	6.3	7.1	3.6	7.2		
		連系効果	1.8	6.9	1.7	4.8	17.7	4.6	8.0	19.2	8.8	5.3		
ケース 2-2	実需給断面で確保するマージンのみ不使用	平常時・作業時	必要予備力	77	66	504	148	43	143	63	46	50	1,140	
		必要予備率	15.1	4.9	9.6	6.1	8.7	5.4	6.0	9.1	3.3	7.2		
		連系効果	1.6	6.9	1.7	5.4	10.4	5.2	8.3	17.3	9.1	5.2		

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

(ii) 連系線に設定したマージンの扱い

実運用においては、あるエリアで需給ひっ迫が発生すると、必要な場合は、連系線に確保している全てのマージン²⁴を使用した応援を行うことになるため、全てのマージンを使用することを前提として必要供給予備力を算定するという考え方もある²⁵。

一方、実需給断面で確保するマージンは、連系線ルート断時にエリアの周波数を一定の範囲内に維持するため、あらかじめ連系線の潮流を抑制する等、電力システムの安定性を保つ観点から設定しているものである。当該マージンの使用を前提に必要供給予備力を算定した場合には、実運用において需給ひっ迫を解消するためのマージンの使用頻度が高まり、マージンの使用中に連系線のルート事故が発生したときに周波数を維持できず広範囲な停電が発生す

²² 2016 年度当初計画において、当該断面の全てが作業で平常時の値がない場合は、2017 年度の計画値を使用。

²³ 空容量の算定においては、関西中国間連系線のフェンス潮流、北陸フェンス、四国エリアの地内制約を考慮。

²⁴ 実需給断面で確保する必要がある「周波数制御に対応したマージン」と「連系線潮流抑制のためのマージン」を含む。

²⁵ 本取りまとめでは、特に断わりのない限り、この考え方に基づいて必要予備力の算定を行っている。

る等の可能性が高まることになることから、実需給断面で確保するマージンは使用しないことを前提として必要供給予備力を算定するという考え方もある。

シミュレーションの結果、前掲の表 2-1-2-8 に示すように、ケース 1-1（マージン使用）とケース 2-1（実需給断面で確保するマージンのみ不使用）の間で、特に北海道エリアの必要供給予備力に大きな差が生じることが分かった（ケース 1-1：20 万 kW（4.0%）、ケース 2-1：76 万 kW（14.9%））。

また、図 2-1-2-6 はケース 1-1（マージン使用）の北海道本州間連系設備の応援電力とその頻度を示しているが、このシミュレーションの前提条件のもとでは、2016 年度断面で、北海道向きに 13 万 kW 程度^{26,27}の応援電力が 81 回/年通過（北海道本州間連系設備増強後の 2020 年度断面では、北海道向きに 17 万 kW 程度^{26,28}の応援電力が 178 回/年通過）する結果となり、あくまでもシミュレーション上ではあるが、実需給断面で確保するマージンを使用した応援がかなりの頻度で行われることが分かった。

これらの結果に留意し、必要供給予備力算定におけるマージンの扱いについて、引続き検討を行う必要があることを確認した。

（→参考資料_LR-19～LR-21）

（供給信頼度基準：需要 1kW あたりの EUE（9 エリア計 EUE=15 百万 kWh/年））

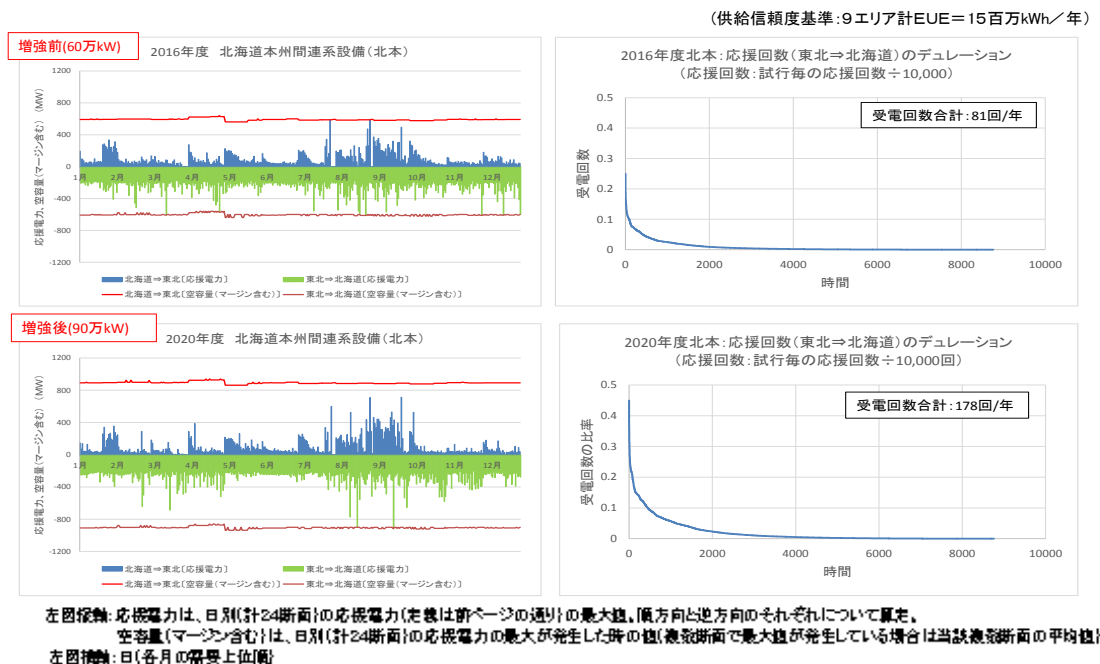


図 2-1-2-6 北海道本州間連系設備の応援電力

²⁶ 応援電力の平均値（図 2-1-2-6 左図は、日別の応援電力の最大値のみ表示）。

²⁷ 2016 年度断面の前提条件として、北海道本州間連系設備の北海道向けの運用容量 60 万 kW のうち実需給断面で確保するマージンを 53 万 kW とした場合の空容量は 7 万 kW。

²⁸ 2020 年度断面の前提条件として、北海道本州間連系設備の北海道向けの運用容量 90 万 kW のうち実需給断面で確保するマージンを 53 万 kW とした場合の空容量は 37 万 kW。

(iii) 連系線の計画外停止による空容量の減少の扱い

連系線の計画外停止について、N-1 故障の影響が大きいと考えられる、北海道本州間連系設備又は東京中部間連系設備が1年間を通して1極(台)停止(▲30万kW)した場合の必要供給予備力を表2-1-2-9に、空容量と応援電力を図2-1-2-7に示す²⁹。

東京中部間連系設備については、同設備の1台停止の前後で各エリアの必要供給予備力に大きな変化はなかったものの、北海道本州間連系設備の1極停止時には、北海道エリアの必要供給予備力が30万kW(5.9%)程度増加する結果となった。

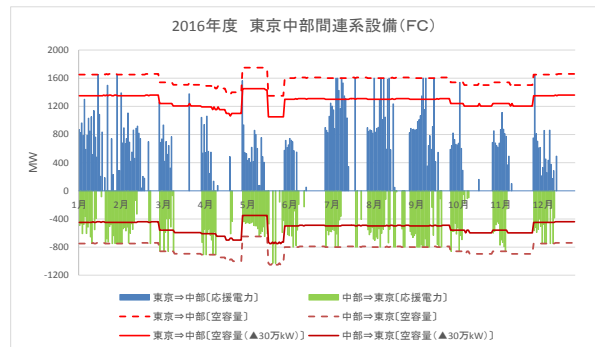
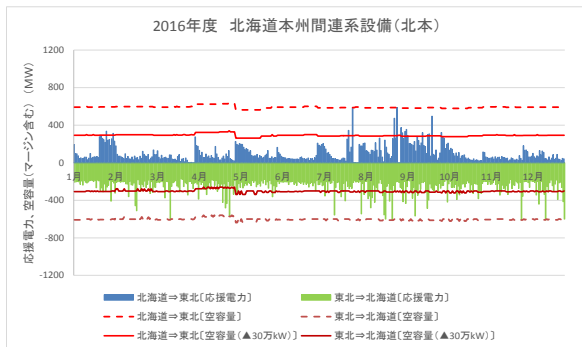
この結果から、連系線の計画外停止による空容量の減少の扱いについては、計画外停止前後で各エリアの必要供給予備力が変化することや事故発生時の対策等³⁰を考慮した検討が必要と考えられることを確認した。s

(→参考資料_LR-22、LR-23)

表2-1-2-9 北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備の計画外停止(N-1故障)時の必要供給予備力(試算)

2016年度(9エリア計のEUE=15(百万kWh/年))												(万kW, %)	
	北海道	東北	東京	東地域	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	中西地域	9エリア計	
目標値:EUE(百万kWh/年)	0.5	1.3	5.0	6.8	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	8.2	15	
需要	510	1,353	5,247	7,110	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	8,635	15,745	
単 独	必要予備力	85	160	593	838	278	95	281	151	133	189	1,964	
	必要予備率	16.7	11.8	11.3	11.8	11.5	19.1	10.7	14.3	26.4	12.4	12.5	
連 系	平常時	必要予備力	20	63	473	556	156	7	153	67	35	54	1,028
		必要予備率	4.0	4.6	9.0	7.8	6.4	1.4	5.8	6.3	7.0	3.5	6.5
	連系効果	12.7	7.2	2.3	4.0	5.0	17.8	4.9	8.0	19.3	8.9	7.6	
	北本 1極停止時 (▲30万kW)	必要予備力	50	63	478	592	158	7	155	65	34	52	1,063
		必要予備率	9.9	4.7	9.1	8.3	6.5	1.4	5.9	6.2	6.8	3.4	6.7
FC 1台停止時 (▲30万kW)	必要予備力	20	64	485	570	158	7	155	68	36	55	1,047	
	必要予備率	4.0	4.8	9.2	8.0	6.5	1.4	5.9	6.4	7.1	3.6	6.7	
	連系効果	12.7	7.0	2.1	3.8	5.0	17.8	4.8	7.9	19.2	8.8	5.8	

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。



縦軸： 応援電力は、日別(計24断面)の応援電力の最大値。順方向と逆方向のそれぞれについて算定。
空容量(マージン含む)は、日別(計24断面)の応援電力の最大が発生した時の値(複数断面で最大値が発生している場合は当該複数断面の平均値)
横軸： 日(各月の需要上位順)

図2-1-2-7 北海道本州間連系設備及び東京中部間連系設備の空容量と応援電力

²⁹ 連系線のマージンを使用する前提でシミュレーションを実施。

³⁰ 北海道本州間連系設備については、ケーブル事故対策(予備ケーブルの敷設)が行われている。

(4) 必要供給予備力の算定における需要及び再エネ予測誤差の扱い

ライセンス制及び計画値同時同量制度のもとでは、小売電気事業者が GC 時点での需要予測に基づいて供給力を確保し、その需要の予測値と実需給における需要の実績との差分は、一般送配電事業者が調整（インバランス補給）することとなる。

また、一般送配電事業者が出力を予測し、小売電気事業者に通知する FIT 特例制度①電源（太陽光、風力）^{31,32}の発電計画値と実績値との差分も、同じく一般送配電事業者が調整することとなる。

従来必要供給予備力の算定では、需要や発電出力の予測誤差は考慮されていなかったが、これらの制度変更を踏まえ、今後は考慮する必要があるか否かについて検討を行った。

従来、特に 2000 年の部分自由化以前は、一般電気事業者が全ての供給力を活用し、需要及び再エネ出力の予測誤差を加味して需要に対応する仕組みであったため、供給力の充足性の分析（従来の LOLP 解析）において、需要及び再エネ出力の予測誤差を考慮する必要はなかったと考えられる。

一方、現在の仕組みのもとでは、小売電気事業者の需要予測に対して、調達されなかった供給力のうち、一般送配電事業者と電源Ⅱ³³として契約していない供給力（図 2-1-2-8 の「電源Ⅲ³⁴余力」）については、需給の変動に対して一般送配電事業者が計画的には供給力として活用できないという状況が生じる。また、再エネ出力予測誤差による変動の場合も同様である。以下、需要予測誤差の例で説明する。

³¹ FIT 制度と計画値同時同量制度の整合性を確保するための特例制度の一つ。

(1) 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結する FIT 電源全体をインバランスの精算単位とする特別なバランシンググループを設定

(2) 小売電気事業者は、バランシンググループに組み込まれた特定供給者の計画発電量を、一般送配電事業者による実需給 2 日目の予測値で設定。

(3) 計画発電量と実発電量の差は、インバランス補給の対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者に FIT 価格で引き渡し、小売電気事業者がインバランスを精算。

³² FIT 特例制度①電源（太陽光、風力）のうち 2017 年 4 月から一般送配電事業者が買取り、卸電力取引市場を経由して小売電気事業者に引渡されるものも同様。

³³ 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等（詳細は「3. 調整力」参照）。

³⁴ 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源。

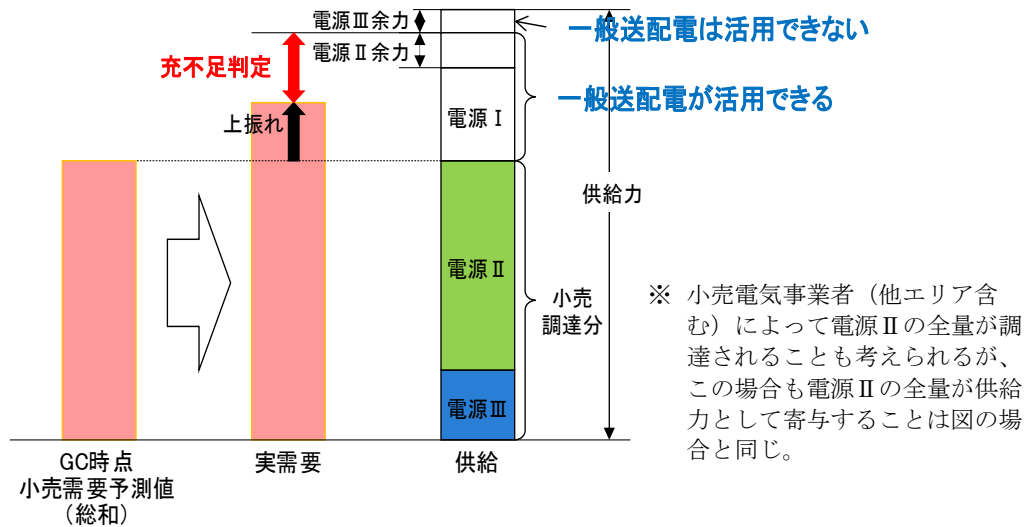


図 2-1-2-8 供給力の充不足判定における電源Ⅲ余力の扱い

一般送配電事業者が計画的には活用できない供給力については、確率論的必要供給予備力算定手法において、供給力から控除したうえで、供給力の充不足を判定すべきであり、その結果、必要供給予備力は増加する方向となる。

しかし、供給信頼度の指標値に影響するような需給状況の厳しい断面では、電源Ⅲのうち多くの供給力が GC までに小売電気事業者によって調達され、余力となる量は限定的であると考えられる（例えば、図 2-1-2-9 のような高需要断面では、電源Ⅲの余力は発生しない）ことから、分析に与える影響は小さいと考えられる。

したがって、需要予測誤差の影響で活用できない供給力が発生することは、現時点での確率論的必要供給予備力算定手法においては、特段の考慮をしないものとした。

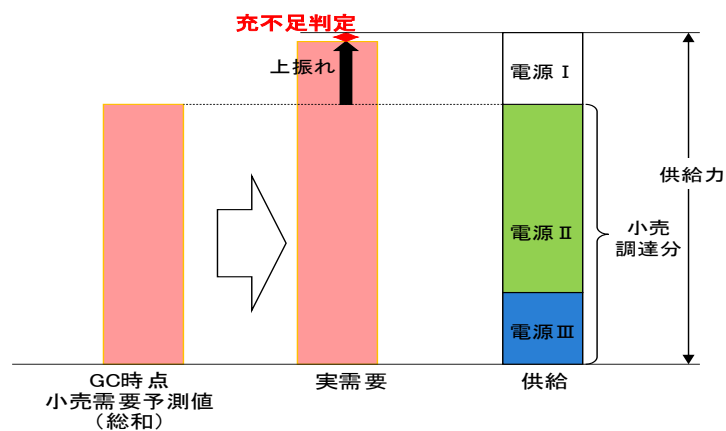


図 2-1-2-9 電源Ⅲの余力がない場合（高需要断面）

(5) 供給信頼度の指標の選定

供給信頼度の指標について、前述の(1)から(4)の検討結果を踏まえ、本委員会での議論の結果、下記の理由により、来年度から「需要1kWあたりのEUE」を軸に供給信頼度の基準値等の検討を進め、当面の間、他の指標(LOLP、LOLE)は補助指標として参照することを確認した。

(需要1kWあたりのEUEを選定する理由)

- LOLPは、8,760時間評価のもとでは、1年のある1日(24時間)において供給力不足が1時間発生しても10時間発生しても同じ値(LOLP=1回/年)となり、供給力不足の長さが考慮されない。このため、供給力不足時間を考慮できるLOLEやEUEに比べて、供給信頼度の評価が不十分であると考えられる。
- LOLEは、エリア単位で見たときの供給力不足発生頻度(年あたり時間)の期待値を示す指標であり、供給力不足の大きさ(kWh)は考慮されず、2-1-2(2)で述べたように、エリアの設定範囲により値が変化する。これらのことから、LOLEの値を9エリア一律に設定しても、各需要家の供給力不足の大きさ(年あたりkWh)がエリアにより異なることとなる。
- EUEは、エリア単位で見たときの供給力不足量(年あたりkWh)の期待値を示す指標であり、その値を9エリア一律に設定しても、エリアにより需要の規模が異なることから、各需要家の供給力不足の大きさ(年あたりkWh)はエリアにより異なることとなる。
- EUEをエリアの総需要で割った「需要1kWあたりのEUE」にすることで、需要1kWあたりの停電量(年あたりkWh)の期待値を示し、2-1-2(2)で述べたように、エリアの設定範囲によって値が変化しない。このことから、その値を9エリア一律に設定した場合には、需要家が同じような規模であると仮定すると、各需要家の供給力不足の大きさ(年あたりkWh)をエリアの規模によらず一律にすることができる。このため、「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として用いることが適切であると考えられる。

(6) 今後の課題

本検討は、アデカシーの評価としての供給信頼度の指標と基準値について検討するものであり、今年度の検討の結果、供給信頼度の指標として「需要 1kWあたりの EUE」を軸に検討を進めることを確認した。

今年度の検討結果を踏まえ、来年度以降は、今後検討が行われる容量市場の需要曲線の設定におけるパラメータ（例えば Net CONE (Cost of New Entry)）との整合を図る等、供給力確保コストや停電コストについて引続き検討のうえ、指標の基準値の設定について検討する必要がある。

また、確率論的必要供給予備力算定手法及び諸元に関して、更なる精緻化を図るため、以下の点について、今後、見直しの必要性を含め検討する必要がある。

(i) 連系線の扱いの検討

各エリアの必要供給予備力を他エリアからの電力の応援を考慮して算定する場合、応援量の上限の決定要因となる連系線の空容量が必要供給予備力の算定結果に大きく影響する。このため、連系線の作業停止、計画外停止、マージンの使用の有無等、連系線の扱いについて検討する必要がある。

(ii) 計画外停止率の調査及び見直しの検討

今年度のシミュレーションでは、旧日本電力調査委員会（以下「旧 EI」）による調査結果を基に電源の計画外停止率を設定していたが、旧 EI による調査は、需要ピーク断面を対象としていた³⁵。このため、現在検討中の 8,760 時間を対象とした分析手法と整合した調査方法への見直しや最新のデータへのアップデートが必要である。

また、旧 EI の調査は、主に旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者を対象としていたが、これらの事業者以外の電源が増加していることを考慮し、調査対象電源の追加を検討する必要がある。

(iii) 旧一般電気事業者以外の電源の分析対象への追加

今年度のシミュレーションでは、旧一般電気事業者の電源（旧一般電気事業者が調達した電源を含む）のみが対象となっていたため、上記（ii）と同様に、対象電源の追加について検討する必要がある。

(iv) 気温感応度式等需要の変動に関する諸元の検討

今年度のシミュレーションでは、月・時刻断面ごとの気温感応度式（需要と気温の相関式）は、至近 4 カ年の需要実績と気温実績（1 時間値）³⁶を用いる等、各エリア統一した考え方のもとで設定していた。

しかし、エリア別・季節別に需要と強い相関のある気象要因（露点温度、

³⁵ 従来、旧 EI では、計画外停止率を LOLP（8 月平日のピーク断面を評価）の算定諸元とすることを目的に、ピーク断面を対象とした日数ベースの計画外停止率を調査。

³⁶ エリア別供給地域の県庁所在地ごとの気温実績の単純平均

不快指数等) が異なる可能性も考えられることから、気温感応度式の設定方法について、実務上の対応可能性も含め引続き検討する必要がある。

(v) 余剰買取太陽光発電の取扱い

現状、需要は、余剰買取太陽光発電（以下「余剰買取PV」）の出力から自家消費電力を控除した値（想定値）を使って設定し、供給力は、余剰買取PVの出力から自家消費電力を控除した値（想定値）を使って設定している（供給計画における扱いと同じ）。

しかし、余剰買取 PV の導入拡大に伴い、以下に挙げた理由により、シミュレーションの需給の変動量と実際の需給の変動量の乖離が大きくなることが懸念されることから、今後の課題として引続き検討を行う必要がある

- ・各断面の需要の変動量は、実績データから分析した変動量に対し、需要実績と各断面の需要のベースラインの値の比率を掛けて算定している。図 2-1-2-10 の右側に示したイメージのとおり、新規に設置される余剰買取 PV の自家消費電力は需要のベースラインの減になるため、シミュレーションにおける需要の変動量が小さくなる（本来であれば、余剰買取 PV の自家消費電力を含む需要の変動量は変わらない）。
- ・各断面の太陽光発電の供給力の変動量は、新規に設置される余剰買取 PV の設備量を加えたうえで変動量を設定していることから、余剰買取 PV の供給力が正（余剰買取 PV の出力 > 自家消費電力）の断面においては、太陽光発電の供給力の変動量の中で、余剰買取 PV の出力の変動量も考慮できている。一方、余剰買取 PV の出力の全量が自家消費され、供給力が 0（余剰買取 PV の出力 < 自家消費電力）となる断面においては、図 2-1-2-10 の左側に示したイメージの右側の棒グラフのように、自家消費電力は変動しないものと仮定しているため、新規に設置される余剰買取 PV の自家消費電力の変動量は考慮されない³⁷。

³⁷ 既設の余剰買取 PV の自家消費電力の変動は需要の実績値に含まれていることから、シミュレーションにおいては、需要の変動量の設定の中に織り込まれていると考えられる。

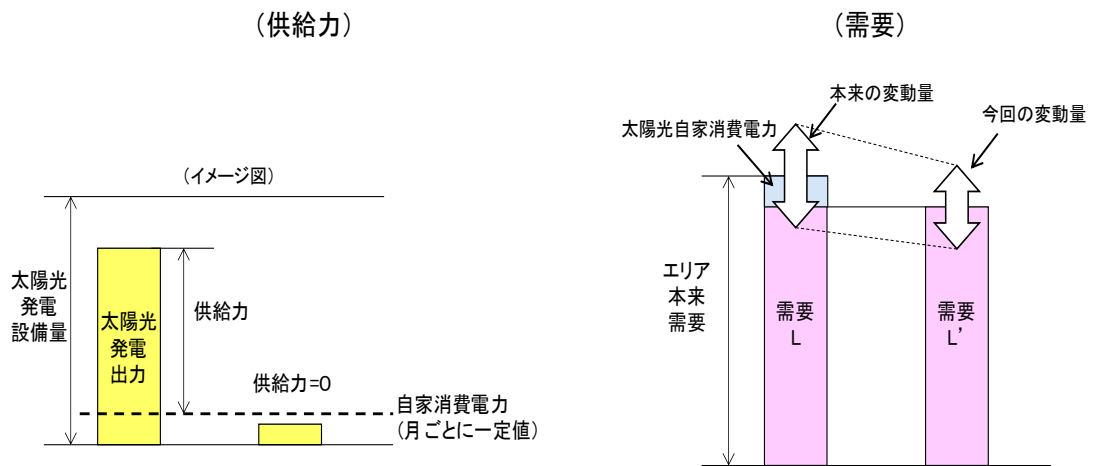


図 2-1-2-10 余剰買取 PV の取扱い (イメージ)

(vi) エリア間の応援に関するシミュレーションについて

今年度のシミュレーションでは、連系線を通じたエリア間の応援に関して、需給ひっ迫時の広域機関指示の手順とは厳密には一致しないものの、基本的には近接エリアからの応援を優先していること、及び応援ルールの簡素化によるシミュレーション時間の短縮が図れることから、従来の手法と同様に、9 エリアを 3 ブロック（東地域、中地域、西地域）に分けて、同一ブロック内での応援を優先するロジックを採用している。

ただし、応援ロジックを変えることによって、各エリアの必要供給予備力が変わる可能性があるため、エリア間の応援に関するシミュレーションのロジックの在り方について検討する必要がある。

(vii) 1 時間内の需要と供給力の変動の扱いについて

確率論的必要供給予備力算定手法では、図 2-1-2-11 のとおり 1 時間平均値によって供給力の充不足を評価しているが、実際の運用では 1 時間平均値からの変動分（1 時間内の変動分）に対応するために、上げ調整力を確保する必要がある。

アデカシーの評価において上げ調整力の確保を考慮する必要があるかどうかを含め、1 時間内の需要と供給力の変動の扱いについて検討する必要がある。

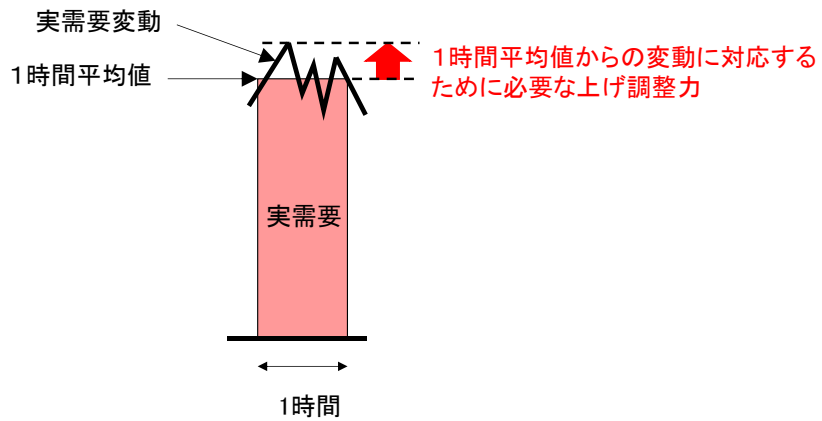


図 2-1-2-11 1 時間平均値からの変動

(viii) 電源の計画停止及び運用を考慮した手法の見直し

従来、旧 ESCJ で行われていた第 1 年度の需給バランス評価において、各月の供給予備率が一定値（8%）を上回っているかどうかを基準としてきた。これを踏まえ、本手法においても、各月の供給予備率が一定値になる（但し、エリア間では異なってよい）ことを前提条件として各エリアの必要供給予備力（率）を算定している。

供給計画の第 1 年度については、月別の需要と供給力が提出されるため、各月の供給予備率が必要供給予備率を上回っているかどうかを評価することができるが、供給計画の第 2 年度以降については、各年度の最大需要が発生する一断面（例えば、8 月 15 時）の需要と供給力のみ提出されるため、当該一断面のみの需給バランスを評価することとなる。

仮に、需給バランス評価の結果、当該一断面において必要供給予備力が確保されているという評価になったとしても、実際にその年度になったときに、電源の補修のための計画停止によって、当該一断面以外の断面において必要供給予備率を確保できない、すなわち、適切な供給信頼度が確保できないという事態になるおそれがある。このような場合には、計画停止分を控除しても適切な供給予備率を確保できるように、電源の設備量を確保する必要がある。1 年の中で高需要期と端境期の間で需要に大きな差がある場合は、端境期に計画停止を多く行ったとしても前述のような問題は起こりにくいですが、昨今の再エネの導入量拡大等の影響により夏季ピークであったエリアにおいても冬季の残余需要³⁸との差が小さくなっている傾向があることから、電源の補修により供給予備率が確保されない問題が起こる可能性が高くなっている。この点を踏まえた評価の方法について検討を行う必要がある。

揚水発電機については、現状のシミュレーションにおいて、24 時間いつでも

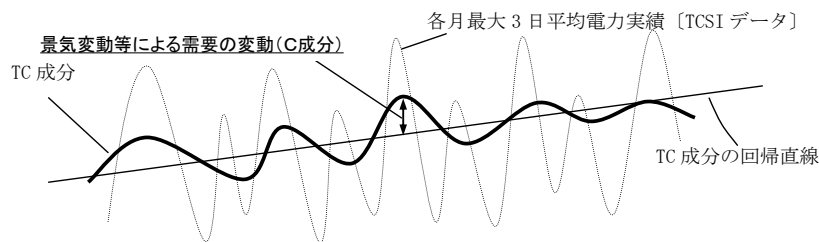
³⁸ 需要（太陽光発電の自家消費電力を除いたもの）から、太陽光発電（自家消費電力を除く）及び風力発電の出力を控除した需要のこと。

も供給力として期待できることを前提としているが、池運用を考慮すると、最大の供給力で運転できる時間は限定されており、高需要が長時間継続する場合には供給力が減少することとなる。このような揚水発電機を運用するうえでの制約についても、その考慮の必要性を含めた検討を行う必要がある。

2-1-3. 景気変動等による需要変動に対する必要供給予備力の算定

(1) 景気変動等による需要変動に関する分析

景気変動等による需要の変動に対応するための必要供給予備力については、過去の需要実績（月別の最大3日平均電力(H3)、気温補正後）の季節調整値を作成（X-12-ARIMA³⁹を適用）のうえ、季節調整後の需要データ（図2-1-3-1のTC成分に相当）を回帰分析して、トレンド成分（図2-1-3-1のTC成分の回帰直線に相当）からの上振れ量を景気変動等による需要の変動（図2-1-3-1のTC成分とT成分の偏差に相当）と見なす方法で検討している。



T(トレンド)成分	: 趨勢的傾向要素	時系列データの傾向(上昇、下降、横ばい等)。傾向を示す線を傾向線という。
C(サイクル)成分	: 循環変動要素	傾向線の周りを、周期性をもって変動する動き。 (景気変動や商品のライフサイクルによる変動等)
S(シーズン)成分	: 季節変動要素	傾向線の周りを1年周期で変動する動き(アイスの売上のように夏は売れ、冬は売れないといった毎年同じパターンで繰り返す変動)
I(イレギュラー)成分	: 不規則変動要素	傾向線の周りを不規則に変動する動き (法規制改正やキャンペーン等によって起こる変動)

出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会(平成27年(2015年)1月15日)中部電力殿資料一部修正

図2-1-3-1 景気変動等による需要の変動量の算定イメージ

昨年度の「調整力等に関する委員会」では、2011年3月に発生した東日本大震災の前後で需要のレベルが大きく異なっていることを考慮して震災後の3カ年を回帰分析の対象期間として分析したが、一部の委員から、「震災後3カ年のデータではサンプル数が少なく、結果の信頼性が低いのではないか」との意見があったことから、今回、至近1カ年のデータを追加して分析を行った。

図2-1-3-2に過去20カ年(1996～2015年度)の需要実績(月別の最大3日平均電力(H3)、気温補正後)の季節調整値を示す。本手法による場合、回帰分析の対象とする期間(以下「回帰対象期間」)によって上振れ量が異なることから、表2-1-3-1、図2-1-3-3に示すとおり、震災後の4カ年(ケース1:2012～2015年度)、リーマンショック及び震災により需要が大きく変動した2008～2011年度⁴⁰をイレギュラー期間として除外した至近10年間(ケース2:震災前6カ年 2002～2007年度、震災後4カ年 2012～2015年度)、及びイレギュラー

³⁹ 米国センサス局が開発した手法で、現在、我が国の行政機関において主に使われている。従来の分析に使用されたEPA法は、X-12-ARIMA等への移行に伴い、現在、我が国の行政機関で使われていない。参考：「季節調整法の比較研究 センサス局法 X-12-ARIMA の我が国経済統計への適用(経済企画庁経済研究所2000年6月)」 <http://www.esri.go.jp/jp/archive/sei/sei017/sei017a.pdf>

⁴⁰ 2011年度は、夏季の東北・東京管内に対する電気の使用制限令発動等の影響があるため対象期間から除外

と考えられる期間を除く震災前の 10 カ年（ケース 3：1998～2007 年度）を回帰対象期間として分析を行った。

表 2-1-3-1 ケース別の回帰対象期間

ケース	回帰対象期間(イレギュラー期間を除く)
ケース 1 (震災後)	4 カ年 (2012～2015 年度)
ケース 2 (震災前後)	10 カ年 (2002～2007 年度、2012～2015 年度)
ケース 3 (震災前)	10 カ年 (1998～2007 年度)

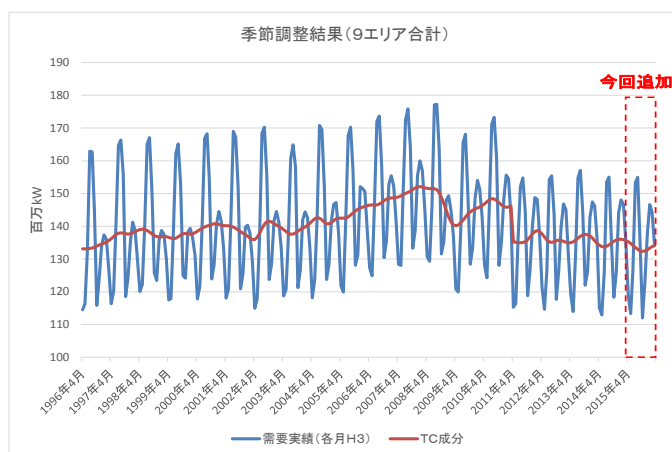


図 2-1-3-2 季節調整結果 (9 エリア合計)

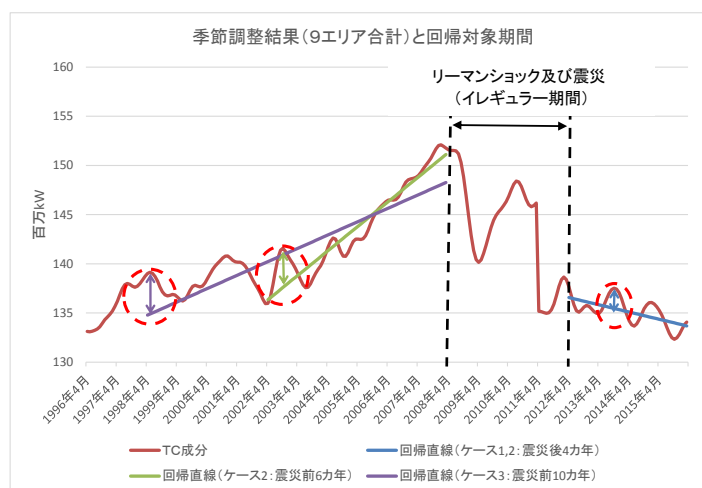


図 2-1-3-3 回帰対象期間と上振れ量

表 2-1-3-2 にケース別の分析結果を示す。震災後を回帰対象期間とする前述の「ケース 1」（2012～2015 年度の 4 カ年分）と昨年度（2012～2014 年度の 3 カ年分）の分析結果を比較すると、9 エリア計の上振れ量に大きな差はなかったが、エリア別で見ると、今年度の分析結果のほうが昨年度に比べ最大で 1.5 ポイント大きくなった。これは、震災後の回帰対象期間が長くなり、データ数が 1 カ年分追加されたことが要因の 1 つであると考えられる。このように、震

災後のデータ数が少ない間は、データが追加されるごとに、分析の結果が大きく変化する可能性がある。

このことから、引き続きデータの蓄積を行ったうえで、その扱いについて検討を行う必要がある。

表 2-1-3-2 景気変動等による需要の変動の分析結果

		(万kW、%)										
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計 ^{※2}	沖縄
ケース1 震災後	変動量 ^{※3}	5	12	53	57	6	50	15	15	19	197	1
	変動率 ^{※3}	1.1%	1.0%	1.2%	2.7%	1.3%	2.2%	1.7%	3.5%	1.4%	1.5%	1.0%
ケース2 震災前後	変動量 ^{※3}	5	17	109	57	11	70	27	15	27	365	1
	変動率 ^{※3}	1.1%	1.5%	2.3%	2.7%	2.7%	2.9%	3.0%	3.5%	2.2%	2.7%	1.2%
ケース3 震災前	変動量 ^{※3}	8	30	137	95	11	88	38	20	33	408	2
	変動率 ^{※3}	1.7%	2.4%	2.7%	4.5%	2.3%	3.7%	4.5%	4.5%	2.6%	2.9%	1.6%

【参考】 昨年の試算結果(回帰対象期間:震災後3力年(2012~2014年度))

		(万kW、%)										
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計 ^{※2}	沖縄
ケース1 震災後	変動量 ^{※3}	2	18	35	57	9	26	9	9	15	190	1
	変動率 ^{※3}	0.5%	1.5%	0.8%	2.7%	2.0%	1.1%	1.0%	2.0%	1.1%	1.4%	1.2%

※1 各エリアの電力需要実績(送電端、月別H3、気温補正後)にて分析

※2 9エリアの需要の合計値を季節調整したTC成分にて算定

※3 変動量及び変動率は、回帰直線からの上振れ分の最大値

(2) 今後の課題

景気変動等による需要の変動の扱いについては、震災後の需要に関するデータの蓄積を行いながら引き続き検討する必要がある。

2-2. 2016 年度夏季の電力需給実績及び 2016 年度冬季の電力需給見通しの検証

2-2-1. 検討の背景

東日本大震災以降、原子力発電所の再稼動がなく全基停止という想定のもと、夏季及び冬季における節電目標の検討の基礎となる電力需給見通しを検証することを目的として、2012 年 4 月にエネルギー・環境会議及び電力需給に関する検討会合の下に「需給検証委員会」が設置された。その後、2013 年 3 月に総合資源エネルギー調査会総合部会電力需給検証小委員会を経て、2013 年 10 月に総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会（以下「電力需給検証小委員会」）が新たに設置され、夏季及び冬季における電力需給実績及び電力需給見通しの検証（以下「需給検証」）については、電力需給検証小委員会にて検証と取りまとめが毎年行われてきたが、2016 年 8 月 30 日の同委員会において、以降の需給検証の作業の場を同委員会から広域機関に移管することが決定された。

これを受け、広域機関において 2016 年度夏季の電力需給実績及び冬季の電力需給見通しの検証作業を行い、2016 年 10 月にその結果を報告書として取りまとめた。

以下に報告書の概要を記載するが、詳細については、広域機関ウェブサイト公表の報告書⁴¹を参照されたい。また、広域機関の報告書をもとに総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（以下「電力・ガス基本政策小委員会」）で行われた取りまとめについては、電力・ガス基本政策小委員会の報告書⁴²を参照されたい。

2-2-2. 2016 年度夏季の電力需給実績

(1) 電力需給実績の検証対象

2016 年 4 月の電力需給検証小委員会において旧一般電気事業者の電力需給を対象として見通しが立てられていた⁴³ことから、旧一般電気事業者の電力需給を対象として実績の分析を行った（表 2-2-2-1 の「従来」部分を参照）。

(2) 電力需給の状況

表 2-2-2-2 は 2016 年度夏季の最大需要見通し及び実績を示しているが、沖縄を除き全国的に 2016 年 4 月に電力需給検証小委員会で示した同年夏季の最大需要見通しを下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

⁴¹ 「電力需給検証報告書の公表について」

https://www.occto.or.jp/koiki/koukai/2016_denryoku_jukyuu_kenshouhoukokusho.html

⁴² 経済産業省ウェブサイト内ニュースリリース参照

<http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161025003/20161025003.html>

⁴³ 経済産業省ウェブサイト内ニュースリリース参照

<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>

(3) 需要・供給力の状況

2016年度夏季の最大需要日の需要と供給力（発受電端実績）の見通しと実績の差は、それぞれ表 2-2-2-3、表 2-2-2-4 のとおりであった。

(→参考資料 J-1～J-4)

表 2-2-2-1 従来と今回の電力需給検証の比較

	従来	今回
対象	旧一般電気事業者の需給	各エリア全体の需給
供給力	発受電端 ^{※1} ベース	送電端ベース
	旧一般電気事業者の供給力を積上げ	小売電気事業者、一般送配電事業者が調達した供給力、発電事業者の発電余力を積上げ
評価基準	酷暑H1需要に対し、供給予備率3%以上を確保できているかどうかを確認	左記に加え、酷暑H1需要発生時に、さらにN-1故障が発生した場合の影響を確認

※1 旧一般電気事業者の発電所の発生電力端の電力、及び他社の発電所で発電された電力のうち一般送配電事業者の流通設備を通じて需要家に供給された電力の受電地点における値を合計したものをいう。

表 2-2-2-2 2016年度夏季の旧一般電気事業者における需給状況（最大需要日）

旧一般電気事業者	節電目標	実績					見通し ^{※1}		
		最大需要日	最高気温(°C)	最大需要	供給力	予備率	最大需要	供給力	予備率
北海道電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	30.4	405	500	23.6%	428	515	20.2%
東北電力	なし	8月5日(金) (14~15時)	32.7	1,228	1,550	26.2%	1,412	1,514	7.3%
東京電力	なし	8月9日(火) (14~15時)	37.2	4,660	5,267	13.0%	4,810	5,201	8.1%
中部電力	なし	8月8日(月) (14~15時)	37.8	2,425	2,690	11.0%	2,567	2,739	6.7%
関西電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	36.3	2,375	2,582	8.7%	2,567	2,778	8.2%
北陸電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	34.2	516	571	10.8%	545	605	11.1%
中国電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	35.1	1,042	1,161	11.5%	1,114	1,259	13.0%
四国電力	なし	8月22日(月) (14~15時)	36.0	535	624	16.8%	543	574	5.8%
九州電力	なし	8月22日(月) (15~16時)	35.1	1,455	1,659	14.0%	1,564	1,782	13.9%
沖縄電力 ^{※2}	なし	7月4日(月) (14~15時)	33.6	155	215	38.4%	154	224	45.7%

※1 総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)

※2 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

表 2-2-2-3 2016 年度夏季の需要見通しと実績の差

(9社計)	実績 (万kW)	見通し (万kW)	実績－見通し (万kW)	差の主な要因
合計	14,641	15,550	▲909	
気温影響等	▲380	+168	▲548	全体的には、気温が想定よりも低く推移したこと等 (一部で、想定以上の気温及び需要となったエリアもあった。)
経済影響等	▲1,117	▲993	▲124	2016年度のGDP、IIPの伸び率の差異(GDP:+1.1%→+0.7%、IIP:+2.7%→+0.2%)の影響及び需要の離脱の進展等により、見通しを下回った。
節電影響	▲1,849	▲1,612	▲237	ほとんどの旧一般電気事業者管内で想定を上回る節電が行われ、実績が想定を下回った。

※ 実績・見通しは発電電端電力。実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)による。
 ※ 需要には、太陽光自家消費分は含まない。

表 2-2-2-4 2016 年度夏季の供給力見通しと実績の差

(9社計)	実績 (万kW)	見通し (万kW)	実績－見通し (万kW)	差の主な要因
合計※1	16,604	16,967	▲363	
原子力	273	178	+95	伊方原発3号機の試運転等による
火力※2	12,187	12,962	▲775	計画外停止、需給状況を考慮した日々の運用上の停止(需給停止)による
水力	1,176	1,233	▲57	一部地域の降水量少、ダム水位の低下による運用変更等による
揚水	1,866	2,061	▲195	需給状況を考慮した日々の運用による
地熱 太陽光 風力	1,616	768	+848	太陽光・風力の出力比率が想定以上となったことによる(想定では安定的に見込める量として下位5日の平均値を採用)
融通調整	0	0	0	—
新電力への供給等	▲512	▲238	▲274	卸電力取引所への売電増等

※1 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
 ※2 見通しには予備力を含む一方、実績は需給状況に応じ運用停止があるため、基本的には実績が想定を下回る傾向となる。
 ※ 実績・見通しは発電電端電力。実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)による。

(4) まとめ

需要面において、ほとんどの地域で想定ほどの猛暑とはならず、節電の定着も相俟って、全国大で見れば需要が想定を大きく下回ったこと、供給力面において、火力発電所の計画外停止件数が震災前を下回るなどによって十分な供給力を確保できたことから、2016年度夏季の需給は最大需要発生日においても安定した状況であった。

2-2-3. 2016 年度冬季の電力需給見通しの検証

(1) 電力需給見通しの検証対象

従来の需給検証では、旧一般電気事業者の需給を対象に、発受電端ベースで評価を行ってきたが、2016年4月から始まったライセンス制に伴い、エリア全体の需給を評価する必要が出てきたため、2016年度冬季の電力需給見通しについては、各電気事業者の供給計画のデータ等を活用し、各エリアの電力需給を対象に、送電端ベースでの見通しを検証した（表 2-2-2-1 の「今回」部分を参照）。

(2) 検証における基本的な考え方

(i) 供給力

供給力とは、エリア別に、小売電気事業者が調達した供給力⁴⁴、一般送配電事業者が調整力として調達した供給力、エリア内発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給力（以下「発電余力」）をそれぞれ足し合わせたものとする（図 2-2-3-1 参照）。特に発電余力については、エリアを跨いで取引されることも想定されるが、本検証においては、発電所が所在するエリアの供給力として計上する。

なお、本検証では、供給計画に合わせて送電端ベースで評価を行った（以下、本報告書において、特に断わりのない限り、需要、供給力ともに送電端ベース）。

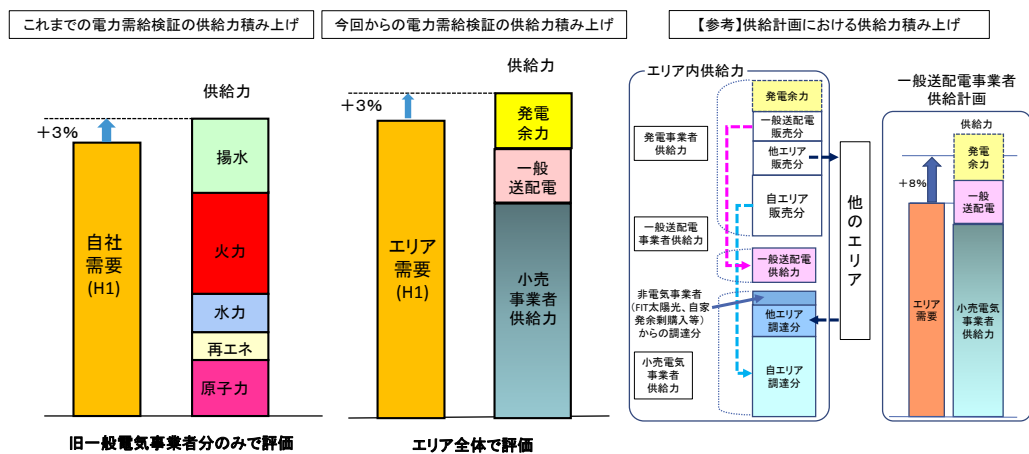


図 2-2-3-1 供給力の計上方法

⁴⁴ 需給契約に基づき安定的に供給されると見込める分及び卸電力取引所の先渡市場における約定分のみを計上。

(ii) 需要

これまでの電力需給検証と同様、10年に1回程度の厳寒における最大電力需要（以下「厳寒 H1 需要」）を想定した。具体的には、過去 10 カ年で最も厳寒であった 2011 年度冬季並みの厳寒を想定するが、他年度の方が厳寒となったエリアについては、それぞれ以下のとおり当該年度並みの厳寒を想定した。

- ・北海道エリア：2010 年度
- ・東北エリア、東京エリア：2013 年度
- ・沖縄エリア：2015 年度

この想定に直近の経済見通しや節電の定着状況等を反映して、2016 年度冬季の厳寒 H1 需要を想定した。

（→参考資料 J-5、J-6）

(iii) 検証方法

電力需給検証小委員会における基準（厳寒 H1 需要に対して供給予備率 3%を確保すること）を踏襲した。

また、追加的な検証として、厳寒 H1 需要発生時において、発電機の停止や送電線 1 回線事故等の単一故障（以下「N-1 故障」）が発生した場合の需給バランスについても検証した。

(3) 電力需給バランスの検証

2016年度冬季の電力需給は、表2-2-3-1に示すように、中部エリア以外は各月において供給予備率3%を確保できる見通しとなった。

中部エリア（12月）の供給予備率が3%を下回ったのは、中部エリア内の小売電気事業者が卸電力取引市場や新たな相対契約等により調達を予定している「調達先未定分」の存在が影響しているためと考えられる。

しかし、今後、小売電気事業者が卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結により、エリア外から調達する可能性がある供給力⁴⁵を加えれば、図2-2-3-2に示すように、中部エリア（12月）においても供給予備率3%は確保できる見通しとなる。

(→参考資料 J-7)

表2-2-3-1 2016年度厳寒H1 需要発生時の需給バランス

(送電端万kW%)													
【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,346	536	2,737	1,192	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	41	41	228	186	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	10.8	45.5
予備力3%確保に対する不足分						28							
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,446	569	2,823	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	65	54	249	169	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備力3%確保に対する不足分						7							
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,351	602	1,505	5,244	9,232	2,482	558	2,810	1,215	536	1,631	16,583	177
最大電力需要	6,945	521	1,395	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,442	116
供給予備力	406	81	110	215	735	101	43	236	158	45	152	1,141	61
供給予備率	5.8	15.6	7.9	4.3	8.6	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	7.4	52.3
予備力3%確保に対する不足分													
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,043	600	1,437	5,007	8,816	2,369	528	2,728	1,162	495	1,535	15,860	173
最大電力需要	6,437	482	1,301	4,654	7,657	2,221	493	2,301	953	430	1,259	14,094	112
供給予備力	606	118	136	353	1,159	148	35	427	209	65	276	1,766	60
供給予備率	9.4	24.5	10.4	7.6	15.1	6.7	7.0	18.5	21.9	15.1	21.9	12.5	53.8
予備力3%確保に対する不足分													

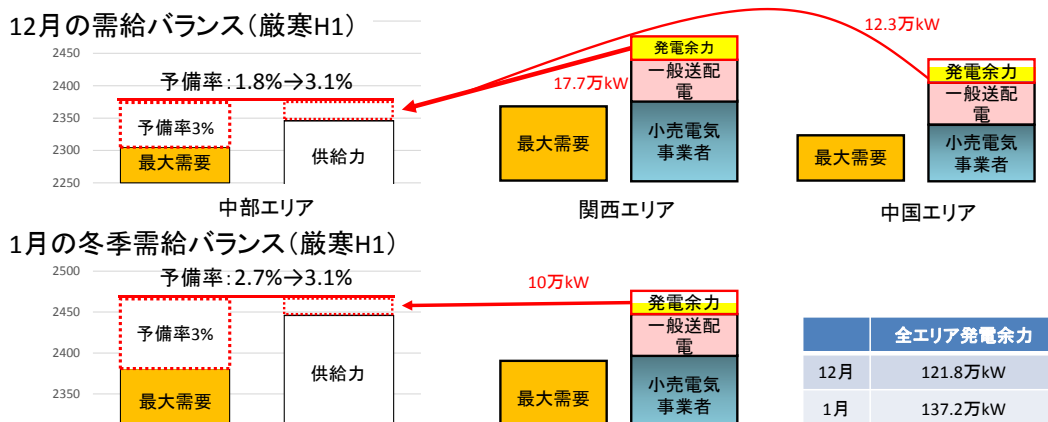


図2-2-3-2 中部エリアの供給力確保見通し

⁴⁵ 具体的には、図2-2-3-2に示すとおり、関西エリア及び中国エリアに存在する発電余力を卸電力取引市場により調達すると仮定して確認。

更なるリスクケースとして、厳寒 H1 需要発生時に電源又は送電線の N-1 故障が発生した場合の需給バランスについても検証した（表 2-2-3-2、表 2-2-3-3 参照）。

供給予備率が基準の 3%に対して大きく不足しているのは、東京エリア（2月）と中部エリア（12, 1月）であるが、追加的な需給対策⁴⁶の効果量を調査した結果、供給予備率 3%の基準を満たすことができることを確認した。

（→参考資料 J-8）

表 2-2-3-2 供給力減少リスク要因と予備率（厳寒 H1）の比較

		(送電端, 万kW)									
【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
リスク	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	1	-3	314	-123	-38	67	61	-55	78	24
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
リスク	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	2	13	-76	-102	-26	86	41	-49	2	20
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
リスク	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	-1	10	-182	-66	-37	73	32	-55	23	33
【3月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
リスク	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-
	供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	37	39	-31	-14	-44	272	85	-34	154	33

※1: 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載

表 2-2-3-3 東京・中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー

エリアの運用上の需給対策	効果量(万kW)			算定根拠	備考
	中部	中部	東京		
	12月	1月	2月		
① エリア間取引等 (FC活用なし)	60Hz		50Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年間計画に基づく(次頁参照)
	166	157	93		
② 火力機の過負荷運転	9	14	39	発電事業者からヒアリング(当該エリア分のみを計上)	
①+②市場取引等による需給対策	175	171	132		
③ エリア間取引等 (FC活用)	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年間計画に基づく(次頁参照)
	98	93	0		
①+②+③市場取引等による需給対策	273	264	132		
④ 本機関による逼迫時の指示	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの年間段階のマージン分
	67	72	34		
⑤ 契約に基づく需要抑制	60Hz			他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの年間段階マージン分
	33	34	73		
④+⑤広域機関等による需給対策	72	72	92	小売電気事業者からヒアリング	
④+⑤広域機関等による需給対策	172	178	199		
合計	445	442	331		

⁴⁶ 供給計画等における供給力には計上されないものの、実需給の断面において、需給ひっ迫が想定される場合に、市場取引による調達や火力機の過負荷運転及び契約に基づく需要抑制等、供給予備力を向上させるうえで蓋然性の高い対策のこと。

2-2-4. 今後の課題

今後の需給検証における改善の方向性として、以下の点を確認した。

(1) 需要想定手法の見直し

従来の需要の想定手法（図 2-2-4-1 上段参照）では、2010 年度における夏季及び冬季の需要をベースとしていたが、今回の検証を通じて、節電が相当程度定着している状況を確認できた。このため、需要の想定については、今後は広域機関が供給計画の取りまとめ等において実施している想定手法（図 2-2-4-1 下段参照）に変更し、需給バランス評価の一貫性を確保していくこととする。

(2) 小売電気事業者が確保する供給力の評価方法の検討

今回の検証では、相対契約が確認できる等の確実な供給力のみ計上しており、現段階で供給先未定の発電余力については、発電所が所在するエリアの供給力とした。しかし、当日までにはスポット市場等に応札される蓋然性は高いと考えられることから、こうした流動的な供給力をどのように扱うのが適切かについて、引き続き検討が必要である。

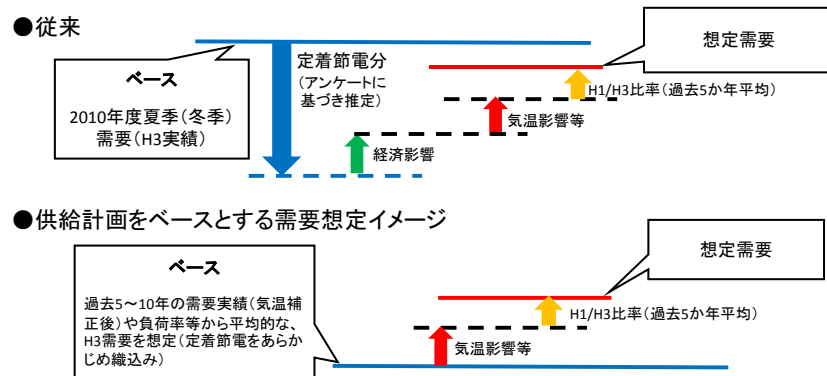


図 2-2-4-1 需要想定手法の見直し

2-3. 電源入札等の検討開始判断

2-3-1. 検討の背景

電力システム改革に伴う電気事業法の第2弾改正（平成28年（2016年）4月1日施行）において、安定した電力需給に必要な供給力確保を最終的に担保するセーフティネットとして、広域機関が電源入札等を行うことが定められた⁴⁷。

（→参考資料 D-1）

電源入札等とは、新規の電源開発や既存電源の改造・改修又は維持・運用を対象として入札等を行うものであり、入札等の実施の判断までのプロセスは図2-3-1-1に示すとおりである。本委員会では、業務規程第34条⁴⁸に基づき、STEP0の結果を踏まえたSTEP1（電源入札等の検討開始の判断）の検討について諮問を受けている。（→参考資料 D-2）

なお、STEP1の検討は、広域機関による供給計画取りまとめ時期（3月末）を考慮し、毎年6月末を目途に実施することが原則であるが、平成28年度（2016年度）については、ライセンス制導入初年度に適用される経過措置により、供給計画取りまとめが6月末になったことに加え、長期の需給バランス評価の基準について検討中であったことから、第1年度を対象とした検討を6月28日（第4回委員会）に、第2～10年度を対象とした検討を12月22日（第12回委員会）に実施した。（→参考資料 D-3）

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末 (今年度は6月末に実施)	6月末 (今年度は、第2～10年度分は年内に実施)	12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る) (今年度は、STEP1を踏まえて検討)
評価内容	・受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 【需給バランス評価】 ・適正な供給力の確保状況※2を確認	【需給バランス評価】 ・供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 【需給変動リスク分析】 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 【需給バランス評価】 ・平年H3需要※3に対する基準	【需給バランス評価】 ・STEP0と同じ 【需給変動リスク分析】 ・敵気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5)	・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・敵気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ)

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

図 2-3-1-1 電源入札等の実施判断に至るまでのプロセス

⁴⁷ 電気事業法第28条の40第5号

⁴⁸ 広域機関業務規程 第34条(委員会における需給バランス評価及び需給変動リスクの分析)

本機関は、定款第41条に基づき、有識者を含めた常設の委員会を設置し、毎年度、供給計画のとりまとめに基づく需給バランス評価、及び、必要に応じ、需給変動リスク分析を行う。

2-3-2. 第1年度を対象とした検討結果

(1) 需給バランス評価

平成28年度（2016年度）供給計画取りまとめ結果に基づき、H3需要に対する需給バランス評価を行った。なお、必要な供給予備率の基準については、見直しに至っていないことから、従来のH3需要の8%を基準とした。

供給計画における第1年度（平成28年度）の各月のH3需要に対する需給バランスは表2-3-2-1のとおり。東京エリア（7月）及び中部エリア（12月、1月）で供給予備率8%を下回るが、地域間連系線の空容量の範囲内で他エリアからの電力融通や電力取引を考慮することにより、表2-3-2-2に示すように、供給予備率8%を確保できることを確認した。

表2-3-2-1 平成28年度 各エリアにおける毎月の供給予備率

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	7.9%	15.4%	9.2%	12.0%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	15.0%	21.3%	20.1%	7.7%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	7.2%	7.7%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	20.3%	15.0%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

赤セル:供給予備率が8%未満の区域・月

(%)

(注) 本検討が6月に行われたため、4～6月については事後として斜線扱いとしている。

表2-3-2-2 平成28年度 各エリアにおける毎月の連系線活用後の供給予備率（空容量の範囲内）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	8.0%	15.4%	9.2%	10.7%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	14.9%	21.3%	20.1%	8.0%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	8.0%	8.0%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	19.5%	14.7%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

青セル:受電側 緑セル:送電側

(%)

- ① 東北エリアから東京エリアへ17.2万kWの送電(124万kW)
- ② 関西エリアから中部エリアへ17.2万kWの送電(187万kW)
- ③ 関西エリアから中部エリアへ 6.0万kWの送電(176万kW)

注) ①内の値は、平成28年度供給計画策定段階(平成28年2月19日時点)での連系線空容量を基に算出した連系線送電可能量

(2) 需給変動リスク分析

平成 28 年度供給計画の取りまとめ結果に基づき、第 1 年度（平成 28 年度）については、10 年に 1 回程度の猛暑における最大電力需要（以下「猛暑 H1 需要」）発生時における需給バランス評価、供給力減少リスク要因の把握、小売想定需要とエリア需要との乖離状況の把握を行った。（表 2-3-2-3 参照）

表 2-3-2-3 第 1 年度における需給変動リスク分析の具体的項目

(送電端、MW,%)

第 1 年度夏季・7～9 月		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
リスク 要因	電源 N-1 故障による最大脱落量※1	各エリアの影響の大きさを把握										
	送電線 N-1 故障による最大脱落量※2											
	新規開発供給力※3											
供給力に 関する 状況把握	高経年火力供給力(石油等)※4	<div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; text-align: center;"> (第 1 年度の評価では省略) </div>										
	高経年火力供給力(上記以外)※4											
	原子力供給力※5											
その他 関連情報	供給区域需要と小売電気事業者の想定需要の合計値とのギャップ	発電事業者の電源開発・廃止判断に影響する可能性がある情報として把握										
	休止・長期計画停止※6	供給計画の供給力外にある電源の量を把握										
	補修による減少出力											

※1、2: 厳気象条件での N-1 故障を想定。 ※2: 送電線 N-1 故障による脱落量が電源 N-1 故障による脱落量より大きい場合に記載。

※3: 評価時点以降、評価対象月までに運転開始する電源の供給力(累計)。運転開始の遅延による供給力減少リスクの大きさを把握。

※4: 平成 27 年度末時点で経年 40 年超の電源。将来的な廃止の可能性が高い電源として、その量を把握。

※5: 供給力に計上された原子力供給力。 ※6: 供給計画で供給力に計上されていない休止・長期計画停止。

(i) 猛暑 H1 需要発生時における需給バランス評価

表 2-3-2-4 に示す前提条件、評価基準により、猛暑 H1 発生時の需給バランス評価を行った。

各エリアの猛暑 H1 需要想定及び需給バランス評価の結果は、それぞれ表 2-3-2-5、表 2-3-2-6 のとおり。東京エリアの供給予備率が 0.7%で、基準の 3%に満たない結果となったが、エリア間の電力取引や火力機の過負荷運転などの追加的な需給対策（表 2-3-2-7 参照）を積み上げることで、供給予備率 3%を確保できることを確認した。

(→参考資料 D-4)

表 2-3-2-4 猛暑 H1 発生時の需給バランス評価における前提条件及び評価基準

前提条件	<p>猛暑 H1 需要の想定について、電力需給検証小委員会的前提条件及び想定手法を準用。原則、以下の前提条件及び想定手法とした。</p> <ul style="list-style-type: none"> 10年に1回程度の猛暑における気温等と供給計画における H3 需要の想定との差分から、気象感応度⁴⁹を用いて猛暑年の気温等における H3 需要（以下「猛暑 H3 需要」）を算出 猛暑 H3 需要に H1 需要と H3 需要の比率（「H1/H3 比率」、エリア需要の過去5年間平均）を乗じ、猛暑 H1 需要の想定値と設定
評価基準	<p>供給予備率 3%以上を確保（電力需給検証小委員会にて、猛暑 H1 需要に対して最低限確保されるべきとされた供給予備率）。</p>

表 2-3-2-5 各エリアにおける猛暑 H1 需要想定の内容

(気温℃、需要は送電端、万kW)

28年度夏季	北海道	東北	東京		中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
猛暑H1 想定方法	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式 (提出値)	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率
対象年度(至近10か年)	2012 2010	2010※1	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009
気象感応度 (最高気温・万kW/℃)	6	35	122	134	71 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数)	85 (累積5日最高気温)	32	22	48	3
最高気温以外の 考慮要素	最低気温	前2日最高気温、 最小湿度	前3日平均気温	前3日平均気温	累積不快指数 (最高気温を使用していない)	当日不快指数と 前5日不快指数との 合成不快指数	累積5日 最高気温	最大電力発生時刻 気温/前3日最高 気温平均/当日 平均湿度	前5日最高気温 の平均、 最小湿度	前5日平均気温	前3日平均気温
供給計画H3前提気温	28.9 31.0	32.5	34.7	34.7	83.9 (累積不快指数)	82.9 (合成不快指数)	35.5※3	35.2	34.4	34.3	33.1
供給計画H3需要	416 432	1,280 1,309	5,247	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
猛暑H3前提気温	31.8 33.0	34.8	36.0	37.0 (猛暑H1前提※2)	85.5	84.4 (合成不快指数)	36.6	35.9	35.0	36.2	34.0
猛暑H3需要	434 445	1,365 1,394	5,478	※2	2,542	514	2,739	1,094	522	1,610	147
算定に用いた H1/H3比率 (5か年実績平均)	1.01 1.01	1.02 1.01	1.01	※2	1.01	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.00
猛暑H1需要 (7,8月で異なる場合は 上段7月、下段8月)	438 449	1,387 1,409	5,553	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
猛暑H1/H3比率(結果)	1.05 1.04	1.08 1.08	1.06	1.07	1.06	1.04	1.06	1.05	1.02	1.07	1.03

※1 東北エリアは、至近10年間のH3需要日の最高気温は2015年(34.9℃)であるが、需給検証小委では気温影響量の大きい2010年(34.8℃)を猛暑年としている。

※2 東京エリアは、H1/H3比率(5か年平均)を用いた想定方法(本機関指定)のほか、一般送配電事業者が合理的な想定手法として示した「猛暑設定年のH1発生日の前提条件と供給計画H3需要の前提条件(過去10か年平均)の差分から直接気象影響を算出」を表記。

※3 過去10年間における、夏季H3発生日の累積5日最高気温の平均値を表記。

⁴⁹ 気温、湿度、不快指数等と需要の相関性のこと。

表 2-3-2-6 猛暑 H1 需要に対する需給バランス

(送電端,万kW,%)										
【7月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	494	1,434	5,669	2,679	574	2,948	1,274	577	1,852	206
最大電力需要	438	1,387	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	56	47	41	100	57	163	165	46	230	57
供給予備率	12.8	3.4	0.7	3.9	11.0	5.9	14.9	8.7	14.2	38.6
予備力3%確保に対する不足分			128							
【8月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	530	1,495	5,781	2,728	578	2,954	1,269	570	1,783	214
最大電力需要	449	1,409	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	81	85	154	149	61	168	161	39	161	66
供給予備率	18.0	6.0	2.7	5.8	11.8	6.0	14.5	7.3	9.9	44.7
予備力3%確保に対する不足分			15							
【9月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	533	1,400	5,542	2,585	543	2,813	1,208	538	1,615	198
最大電力需要	449	1,299	5,056	2,439	488	2,622	979	505	1,463	143
供給予備力	84	100	485	146	54	191	229	33	152	55
供給予備率	18.7	7.7	9.6	6.0	11.1	7.3	23.4	6.5	10.4	38.5
予備力3%確保に対する不足分										

※最大電力需要は、平成28年度供給計画のH3需要をベースとして、厳気象条件で想定。 ※揚水発電供給力は需要に応じた可能出力を算定
 ※建設試運転電力は、予備率3%を下回っている東京エリアについて、発電・調達計画等に基づき本機関が期待可能と判断した地点を計上

表 2-3-2-7 東京エリアにおける運用上の追加的な需給対策

東京エリアの 運用上の需給対策			効果量(万kW)		算定根拠	備考
			7月	8月		
①	エリア間 取引等	50Hzエリア	48	85	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は月間 計画に基づく
		60Hzエリア	0	0		
②	火力機の過負荷運転		42	42	一般送配電事業者 ヒアリング	一般送配電事業者が 発電設備を保有する 事業者と事前に合意し た発電機(指針170条)
③	本機関による 逼迫時の指示	50Hzエリア	0	25	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	東京エリア向きの 連系線当日マージン分
		60Hzエリア	60	60		
④	契約に基づく需要抑制		116	116	一般送配電事業者・小売電気事業者 供給計画・ヒアリング	
合計			266	328		

(ii) 供給力減少リスクの把握

表 2-3-2-8 のとおり、供給力減少リスクとして、電源 N-1 故障による最大電源脱落、送電線 N-1 故障による最大電源脱落及び新規開発供給力の開発遅延の3つのケースについて、リスク量を把握した。H3 需要に対して、供給力減少リスクのいずれか一つが発現した場合においては、運用上の追加的な需給対策を採らなくても、確保された予備力で対応可能であることを確認した。

一方で、H3 需要を上回る高需要発生及び供給力減少リスクが同時に発現した場合等においては運用上の追加的な需給対策が必要であること、並びにその対策が後手に回らないよう、広域機関と一般送配電事業者は、各エリアの需給状況の把握とリスク発現の予見に努める必要があることを確認した。

表 2-3-2-8 供給力減少リスク要因と予備力との比較

【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0
平成28年度7月予備力(H3)		72	154	403	251	79	314	212	73	334	63

【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	223	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	14	0	25	0	0
平成28年度8月予備力(H3)		92	186	515	299	83	320	204	66	265	72

【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	216	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	36	0	26	0	0
平成28年度9月予備力(H3)		95	207	903	307	77	379	274	98	255	62

※1、2 厳気象条件下でのN-1故障を想定 ※2 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載
 ※3 供給力に計上された新規開発電源(6月以降、評価対象月までに運転開始する電源)の供給力

(iii) 小売想定需要とエリア需要との乖離

各エリアにおける小売電気事業者の想定需要(合計値)と一般送配電事業者によるエリア想定需要の乖離を表 2-3-2-9 に示す。東京エリア(7, 8月)や九州エリア(7月)においては、一般送配電事業者によるエリア需要想定に対し、小売電気事業者の想定需要が下回っていることを確認した。

小売電気事業者の想定需要がエリア需要を下回る要因としては、小売電気事業者ごとの需要家のスイッチングの見通し(離脱と獲得)が一致していないことなどが考えられるが、小売電気事業者が低い需要想定に基づいて供給力を確保した場合には、実需給の断面において、エリア需要に対し供給力が不足する可能性があることに留意する必要があることを確認した。

表 2-3-2-9 小売想定需要とエリア想定需要 (H3) との乖離

	(送電線,万kW%)									
【7月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要	416	1,280	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
小売電気事業者の想定需要	425	1,301	5,111	2,461	496	2,713	1,068	509	1,514	143
需要かい離(小売積み上げ-エリア)	9	21	▲136	33	1	79	12	5	▲4	0

【8月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要	432	1,309	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
小売電気事業者の想定需要	440	1,334	5,161	2,465	496	2,728	1,071	511	1,528	143
需要かい離(小売積み上げ-エリア)	8	25	▲86	37	1	94	15	7	10	0

【9月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要	432	1,193	4,580	2,278	466	2,435	929	440	1,360	138
小売電気事業者の想定需要	438	1,216	4,621	2,312	467	2,510	943	448	1,392	138
需要かい離(小売積み上げ-エリア)	6	23	41	34	1	75	14	8	32	0

(3) まとめ

第 1 年度 (平成 28 年度) における需給バランス評価及び需給変動リスク分析を行った結果、以下の内容を確認した。

- ・通常発生し得る需給変動リスクに対して、安定供給の確保が可能な見通しである。
- ・至近 10 カ年で最も猛暑となった年と同程度の気象条件が発生した場合でも、東京エリア以外では計画上の供給力で需給バランスが維持でき、東京エリアでは運用上の追加的な需給対策を実施することにより需給バランスが維持できる見通しである。
- ・したがって、現時点において、平成 28 年度を対象とした電源入札等の実施の検討 (STEP2) を開始する必要はない。

2-3-3. 第2～10年度を対象とした検討結果

(1) 需給バランス評価

第1年度と同様、平成28年度（2016年度）供給計画取りまとめ結果に基づき、平年H3需給バランス評価を行った。なお、必要な供給予備率の基準については、見直しに至っていないことから、従来のH3需要の8%を基準とした⁵⁰。

2016年6月の供給計画取りまとめの際に行った第2～10年度（平成29～37年度（2017～2025年度））の需給バランス評価では、東京エリアの平成33,34年度を除き、供給予備率8%が確保される見通しであった。また、東京エリアについては、平成33年度までに使用開始予定である地域間連系線を活用した応援融通分約100万kW及び東京エリアで運転開始を計画している電源のうち供給計画未計上分約150万kWを加算した参考評価を行った結果、平成33,34年度とも供給予備率8%が確保される見通しであった。

（→参考資料 D-5、D-6）

一方、本検討を行った平成28年12月時点では、供給計画取りまとめから一定程度の期間が経過していたことから、6月に取りまとめた供給計画に加え、平成28年12月1日までに広域機関に提出された供給計画から把握できる新たな供給力すなわち小売電気事業者が新たに調達した供給力及び発電事業者の発電余力を考慮して需給バランス評価⁵¹を行った。

表2-3-3-1がその結果であり、平成34年度の東京エリアが供給予備率8%を下回るが、平成33年度までに使用開始予定である建設中の地域間連系線を活用した応援融通分約100万kW及び東京エリアで運転開始を計画している電源のうち供給計画未計上分約150万kWを加算すると、供給予備率8%を確保できることを確認した。

表2-3-3-1 平成29～37年度 各エリアにおける供給予備率（平成28年12月1日時点）

【8月】	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	予備率 +4.5%
北海道	20.8%	36.9%	49.3%	48.5%	43.7%	41.9%	43.4%	52.6%	51.1%	
東北	17.5%	16.4%	17.2%	18.6%	9.6%	9.6%	19.8%	19.6%	19.3%	
東京	10.5%	12.2%	9.2%	9.6%	8.5%	6.2%	10.0%	12.3%	11.3%	
東日本 3社計	12.4%	14.5%	13.1%	13.7%	10.9%	9.1%	13.9%	16.1%	15.3%	
中部	8.4%	8.4%	9.0%	10.5%	11.2%	9.9%	9.7%	9.4%	9.2%	
北陸	13.1%	12.1%	12.8%	12.2%	11.6%	10.9%	10.2%	9.5%	9.7%	
関西	10.1%	13.2%	12.5%	10.3%	8.7%	11.0%	13.4%	13.6%	13.7%	
中国	21.4%	22.8%	14.0%	19.3%	13.3%	18.8%	24.5%	24.2%	23.8%	
四国	27.8%	26.9%	26.7%	27.2%	27.1%	24.5%	25.3%	25.4%	26.1%	
九州	16.9%	12.1%	12.3%	20.4%	19.9%	19.5%	19.2%	18.7%	18.4%	
中西日本 6社計	13.4%	13.6%	12.5%	14.3%	13.2%	13.9%	15.3%	15.1%	15.0%	
9社計	13.0%	14.0%	12.8%	14.0%	12.1%	11.7%	14.7%	15.6%	15.1%	
沖縄	47.2%	50.6%	53.8%	40.3%	43.9%	43.5%	43.3%	52.0%	41.3%	
10社計	13.3%	14.3%	13.2%	14.3%	12.4%	12.0%	14.9%	15.9%	15.4%	
【1月】	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37	
北海道	14.4%	12.7%	24.2%	23.2%	20.6%	19.4%	27.8%	26.5%	25.3%	(注釈) 予備率8%を下回る場合、赤いセルとしている
東北	10.7%	11.4%	11.3%	12.1%	11.1%	10.2%	11.5%	10.6%	9.7%	

⁵⁰ 沖縄エリアについては、最大電源ユニット（送電端：23.5万kW）脱落時においても、いずれの年度も供給力がH3需要を上回る（予備率が0%以上である）ことも確認済みである。

⁵¹ 需要については、平成28年度供給計画における需要を用いた。

(2) 需給変動リスク分析

外的要因による需要上振れ及び供給力下振れ時の需給バランスの把握並びに事業者の計画変更等に起因する需給バランスへの影響量の把握を行った。需給バランスに影響を及ぼすと想定されるリスクは表 2-3-3-2 のとおりであるが、この中で必要予備率の算定に考慮されていない等、リスク分析の必要性がある項目について、具体的に分析を行った（図 2-3-3-1 参照）。

表 2-3-3-2 需給変動に影響を及ぼす具体的リスク及びリスク分析の必要性

リスク	具体的リスク	詳細	リスク分析の必要性	
高需要発生リスク	経済成長上振れ	需要想定における経済見通しは各種見通しの中間的な値を採用しているが、経済指標の上振れよって需要が上振れするリスクがある。	有	
	高気温	平年気温ベースで需要を想定しているため、気温上ぶれのリスクはあるが、必要予備率の算定において考慮されており、改めてリスクとして考慮する必要はない。	無	
供給力減少リスク	開発遅延	火力・水力 太陽光・風力	用地事情や工事遅延等により運転開始が計画より遅れることは考えられる。(但し、水力・太陽光・風力については、大規模新規開発がある場合のみリスクとして考慮)	有
		火力	運転期間に関する法的な規制は無いが、設備面、コスト面から、現時点では廃止の計画がない電源でも廃止される可能性は十分考えられる	有
	電源廃止	水力	原則、設備更新により維持されると考えられるため、リスクとして考慮しない。	無
		太陽光・風力	FIT買取期間は20年※であり、第10年度においても買取継続中のため、今回考慮する必要なし。(※:太陽光10kW未満は買取期間10年間であるが、影響は小さいと想定)	無
		原子力	「計画外停止」でリスクとして考慮することから、改めて考慮する必要はない。	無
	計画外停止	火力・水力	必要予備率の算定において考慮されており、改めてリスクとして考慮する必要はない。	無
		太陽光・風力	太陽光の計画外停止は、現時点では、必要予備率の算定において考慮していないが、火力等に比べ単機あたりの発電出力が小さいことから、影響は小さいものと想定。風力発電は、出力の実績(計画外停止時を含む)をもとに出力の確率分布を設定し、必要予備率の算定を行っているため、改めて考慮する必要はない。	無
	原子力	発電設備の故障による計画外停止(火力の計画外停止率を準用)は必要予備率の算定において考慮されているが、その他の設備故障又は設備故障以外の要因による想定外停止のリスクは考慮されていない。	有	

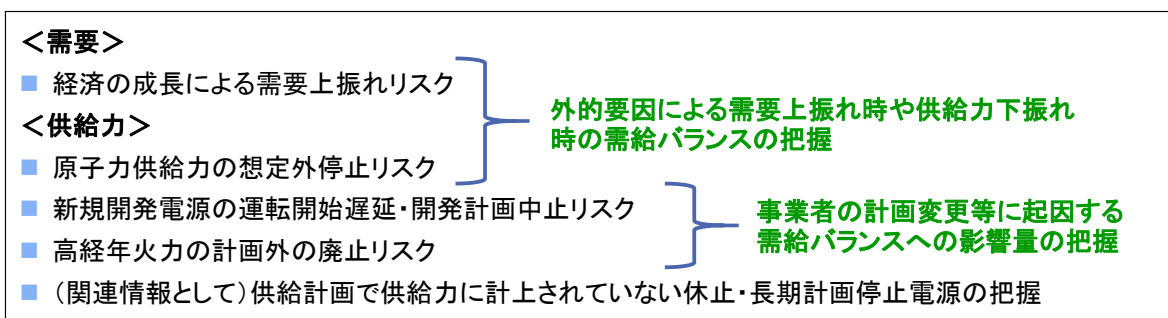


図 2-3-3-1 具体的リスク分析の内容

(i) 外的要因による需要上振れ時や供給力下振れ時の需給バランス把握

①経済成長による需要上振れリスク

「長期エネルギー需給見通し⁵²」（平成 27 年 7 月 経済産業省公表）における 2030 年度のエネルギー需給構造の見通しについては、経済成長等によるエネルギー需要の増加を見込む一方で、徹底した省エネルギーの推進により、石油危機後並みの大幅なエネルギー効率の改善を見込むとしており、内閣府「中長期の経済財政に関する試算⁵³」（平成 27 年 2 月）における経済成長率等を参考としている。「中長期の経済財政に関する試算」の中では、経済が足元の潜在成長率並みで将来にわたって推移した場合のベースラインケース、及び、日本経済再生を見込んだ経済再生ケースの 2 ケースについて中長期の経済財政を試算しているが、「長期エネルギー需給見通し」では、その中の経済再生ケースを参考に、2030 年度のエネルギー需給構造の見通しにおける経済成長率を推計している。経済再生ケースで想定している実質経済成長率の平均値は年率 1.7%であるため、本検討においては経済成長率 1.7%を供給計画の想定需要における経済成長率（年 1.0%）に対する上振れケースとし、この需要上振れに対する予備率の変化を確認することとした。

図 2-3-3-2 中の赤線が経済成長率を 1.7%として試算した想定需要であり、これを用いて需給バランス評価を行った結果が表 2-3-3-3 である。

本ケースでは、需要上振れにより供給予備率 8%を下回る断面が複数発生する。具体的には、平成 34 年 8 月の東京エリア、平成 37 年 8 月の中部エリア、平成 37 年 8 月の北陸エリア、平成 38 年 1 月の東北エリアで 3%を下回る予備率となる。しかし、既設及び建設予定の地域間連系線を活用した応援融通並びに供給計画未計上の運転開始予定電源を供給力として見込んだ場合には、供給予備率は 3%を超えることを確認した。

ただし、本検討で用いた需要上振れケースは、長期エネルギー需給見通しで見込まれている徹底した省エネを見込んでいないことから、あくまで需要増加時の需給バランス評価の一例であることに留意が必要である⁵⁴。

⁵² 経済産業省ウェブサイト内ニュースリリース参照

<http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html>

⁵³ 内閣府ウェブサイト内報道発表資料参照

<http://www5.cao.go.jp/keizai-shimon/kaigi/minutes/2015/0212/agenda.html>

⁵⁴ 本分析では平成 28 年度需要想定における震災後の実績傾向を踏まえた省エネ等の見込みである点において異なっている。

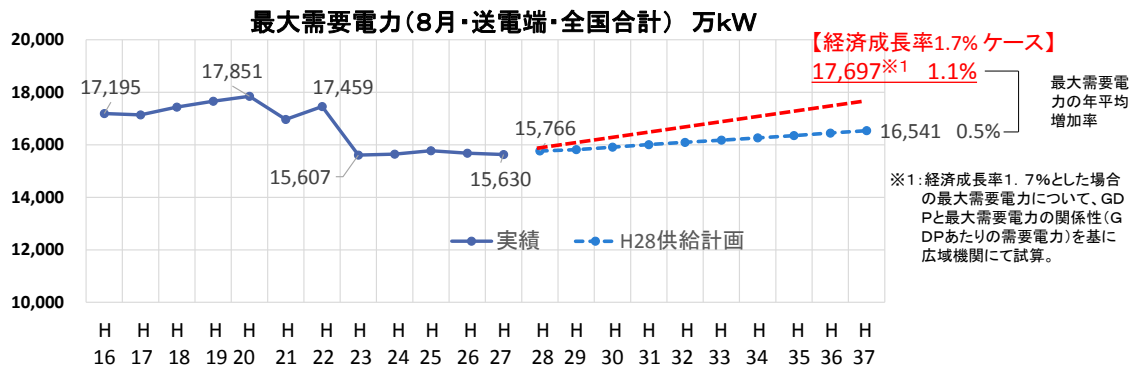


図 2-3-3-2 最大需要電力想定 (供給計画及び需要上振れケース)

表 2-3-3-3 平成 29~37 年度 各エリアにおける供給予備率 (需要上振れケース)

【8月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	18.9%	33.9%	45.0%	43.4%	37.9%	35.2%	35.8%	43.6%	41.3%
東北	15.6%	13.9%	13.8%	14.5%	5.1%	4.4%	13.4%	12.5%	11.5%
東京	8.7%	9.7%	6.1%	5.8%	4.1%	1.2%	4.2%	5.6%	4.1%
東日本 3社計	10.6%	12.0%	9.9%	9.7%	6.4%	3.9%	7.9%	9.3%	7.8%
中部	6.7%	6.0%	5.9%	6.6%	6.7%	4.7%	3.9%	3.0%	2.1%
北陸	11.3%	9.6%	9.6%	8.4%	7.0%	5.6%	4.4%	3.0%	2.5%
関西	8.4%	10.7%	9.3%	6.5%	4.2%	5.8%	7.4%	6.8%	6.3%
中国	19.5%	20.0%	10.8%	15.2%	8.7%	13.2%	17.9%	16.9%	15.7%
四国	25.8%	24.1%	23.1%	22.8%	21.9%	18.7%	18.7%	18.0%	17.9%
九州	15.0%	9.6%	9.1%	16.2%	15.0%	13.9%	12.8%	11.7%	10.6%
中西日本 6社計	11.6%	11.1%	9.3%	10.4%	8.5%	8.6%	9.1%	8.3%	7.5%
9社計	11.2%	11.5%	9.6%	10.1%	7.6%	6.5%	8.6%	8.7%	7.6%
沖縄	44.9%	47.2%	49.5%	35.4%	38.0%	36.7%	35.7%	43.0%	32.1%
10社計	11.5%	11.8%	9.9%	10.3%	7.8%	6.7%	8.8%	9.0%	7.8%

【1月】

	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	12.6%	10.2%	20.6%	19.0%	15.6%	13.8%	21.0%	19.0%	17.1%
東北	9.0%	8.9%	8.1%	8.2%	6.6%	5.0%	5.6%	4.0%	2.5%

下記対策実施後の予備率

- 建設中の地域間連系線の活用 (既設分は既に織込み済)
・運転開始予定の供給計画未計上分 → 5.0%
- 既設の地域間連系線の活用 → 4.5%
- 既設及び建設中の地域間連系線の活用 → 5.1%

(注釈) 予備率8%を下回る場合、赤いセルとしている

②原子力の想定外停止リスク

発電設備の故障による計画外停止は、火力発電の計画外停止率を準用する形で必要予備率の算定において考慮されているが、火力発電とは異なる設備故障または設備故障以外の要因（訴訟など）による長期停止のリスクは考慮されていないことから、仮にそうした事象により原子力発電所が停止した場合の需給バランスについて確認した。

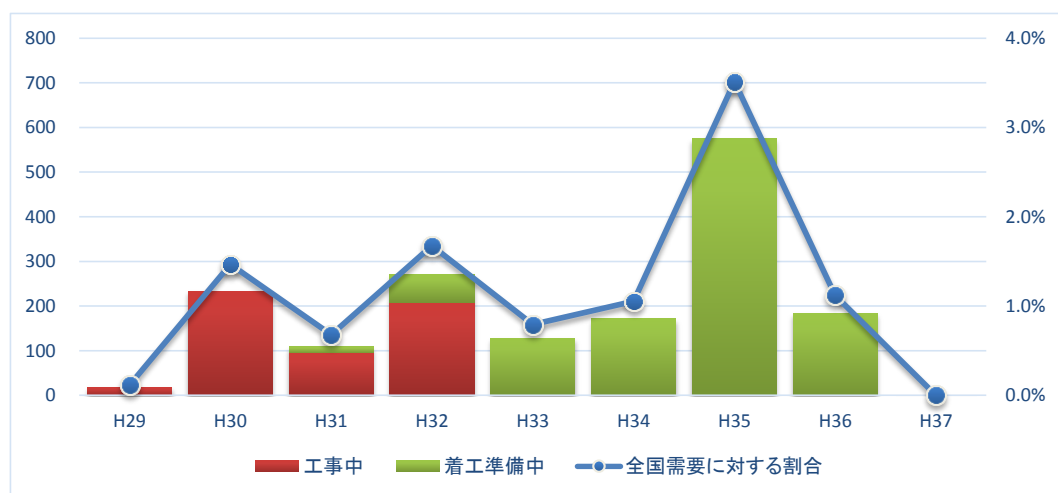
具体的には、供給計画届出時点で再稼働している原子力発電所が、何らかの要因で停止した場合の需給バランスについて確認を行ったが、その結果、原子力発電所が供給力に計上されている2エリアにおいて、予備率8%を下回る断面が発生するものの、地域間連系線の空容量を活用した他エリアからの融通により、供給予備率8%を確保できることを確認した。

(ii) 事業者の計画変更等に起因する需給バランスへの影響量の把握

①新規開発電源の運転開始遅延・開発計画中止リスク

新規開発が予定されている電源については、用地事情や工事遅延等により運転開始が遅延したり、個別事情により開発自体が中止されたりといったリスクも考えられる。図 2-3-3-3 は供給計画に供給力として計上された新規開発電源の容量と全国需要に対する割合を示しているが、特に着工準備中の電源については、開発中止リスクが大きいと想定されることから、今後の運転開始予定を注視していく必要があることを確認した。

【送電端 万kW】



(注釈)

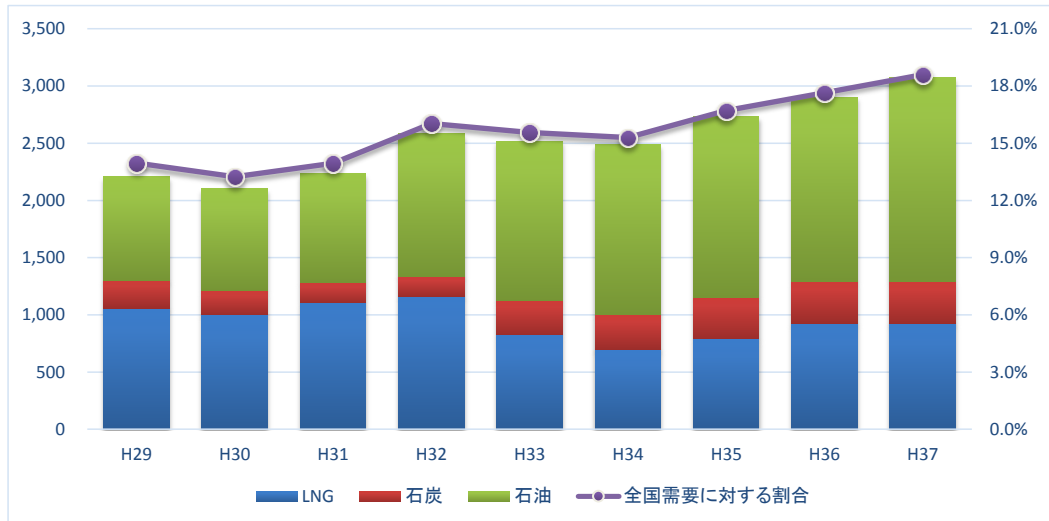
- 10月21日時点で、発電事業者から提出された供給計画内で新規開発計画として記載された設備を積み上げ(10万kW以上を対象)
- 設備量しか把握できない設備については、一定の所内率を乗ずることで送電端出力を算出
- 工事中、着工準備中については供給計画より把握
- 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

図 2-3-3-3 新規開発電源の容量（全国計）及び全国需要に対する割合

②高経年火力の計画外の廃止リスク

火力発電所の運転期間に関する法的な規制はないが、高経年火力については、現時点で廃止計画のない電源であっても、設備の老朽化等により近い将来に廃止されるリスクが考えられる。図 2-3-3-4 は供給計画に供給力として計上された稼働 40 年以上の高経年火力の容量と全国需要に対する割合を示している。総供給力に対する高経年火力の割合は年々増加傾向であり、後年度ほど廃止リスクが大きいことを確認した。

【送電端 万kW】

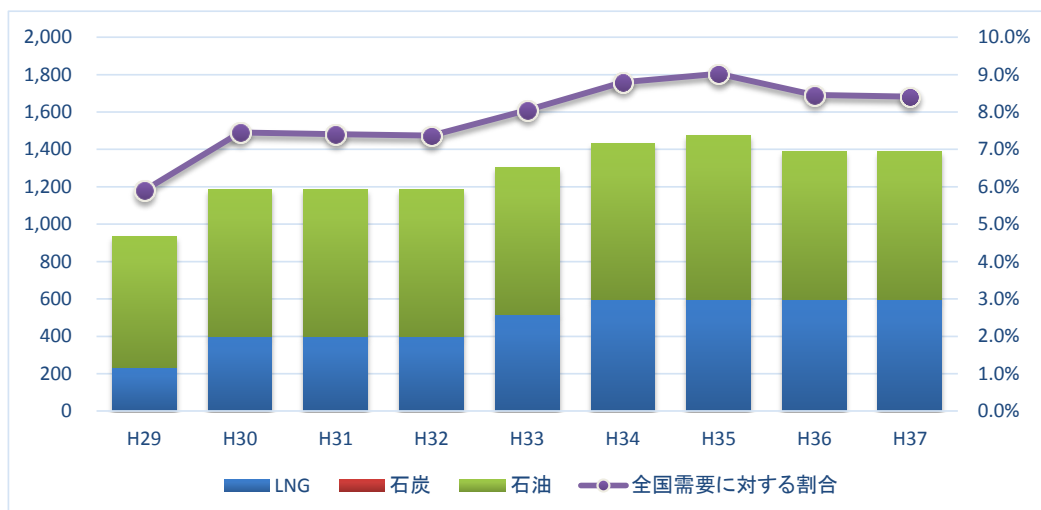


(注釈) 全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

図 2-3-3-4 高経年火力（全国合計）及び全国需要に対する割合

また、図 2-3-3-5 は、供給計画に供給力として計上されていない長期計画停止電源の容量と全国需要に対する割合を示したものだが、このような長期計画停止電源は、今後の需給状況や発電事業者の都合により廃止される可能性があることに加え、再稼動する場合は、発電所ごとに事情は異なるものの、点検に半年ほど、その結果不備が見つかり修繕を行うとさらに2年以上を要することがある点にも留意が必要であることを確認した。

【送電端 万kW】



(注釈)

- ・事業者からの提供情報を基に計上
- ・全国需要は、全国10エリアの最大3日平均電力(8月)を合計したもの

図 2-3-3-5 長期計画停止電源（全国合計）及び全国需要に対する割合

(3) まとめ

第 2～10 年度（平成 29～37 年度）における需給バランス評価及び需給変動リスク分析により、以下の内容を確認した。

- ・平成 28 年度供給計画取りまとめ内容及び取りまとめ以降に広域機関に新たに提出された供給計画から把握できる新たな供給力（小売電気事業者が新たに調達した供給力及び発電事業者の発電余力）等を踏まえると、一部で供給予備率が 8%を下回る断面が発生するものの、建設中の地域間連系線を活用した応援融通分及び供給計画未計上の新規開発電源を考慮すれば、全エリア各年度において供給予備率 8%を確保可能な見通しである。
- ・緊急的に電源確保等が必要であるとは言い難く、現時点において、第 2～10 年度（平成 29～37 年度）を対象とした電源入札等の実施の検討（STEP2）を開始する必要はない。

また今回、電源入札等の検討開始の要否判断に直接は影響しないと判断したが、潜在的なリスク等として以下の内容を確認した。

- ・経済成長による需要上振れ及び原子力の想定外停止による供給力不足といった外的要因による需給変動リスク並びに事業者の開発計画変更等に起因する供給力の大幅な下振れリスクが存在するため、これらについて引き続き留意が必要である。
- ・上記に関連して、容量市場の導入により、効率的に中長期的に必要な供給力が確保されることが期待される。

2-4. 稀頻度リスク対応の検討の進め方

2-4-1. 検討の背景及び検討課題

(1) 検討の背景

2016年9月に、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループにおいて、「例えば、大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止に対し、経験的に見積もることが適当とされる量について、従来の供給予備力の概念の中では十分な配慮がなされていないため、広域機関設立後にきちんとした議論を行い、必要量を特定していくことが必要」との整理が行われた。

(→参考資料 K-1)

この国の指摘は、供給予備力の必要量に関する課題認識が示されたものであるが、昨年度の調整力等に関する委員会における議論等を通じて確認した、関連する他の課題もある。

連系線に設定するマージンのうち、稀頻度リスクへの対応と考えられる以下の事項について整理する必要がある。

①N-2 故障以上の事象に対応するため連系線に設定されたマージン

- ・東北東京間連系線（順方向）区分 C2 マージン（表 4-1-3-3 参照）
- ・東京中部間連系設備（順方向）区分 B2 マージン（表 4-1-3-2 参照）

②上記①以外に稀頻度リスク対応としてのマージンを確保する必要性の有無

③暫定的に全量をマージンとして扱っている東京中部間連系設備の増設分（120 万 kW からの+90 万 kW 分）の扱い⁵⁵

また、稀頻度リスク対応について議論する際に、従来から非常時に備えた手段として位置付けられてきた、また活用されてきたものについては、以下の事項について今後の必要性を整理しなおす必要がある。

①従来、非常時メニューと位置付けられてきた需給調整契約等の必要性

(→参考資料 K-2、K-3)

②先の震災後においても活用された、必要予備力を超える電源の維持の必要性

(2) 今年度の検討課題

前述の背景と課題認識を踏まえ、検討の前提となる稀頻度リスクの定義及び検討の方向性について検討を行った。

さらに、この定義と方向性を踏まえ、今後の検討を進めるにあたり、今年度はまず、大規模自然災害による供給力喪失を例に以下の検討を行った。

⁵⁵ 東京中部間連系設備は、稀頻度ながら大規模電源が広域的に停止するリスクに対応するために増設が行われているため、その目的を踏まえ、稀頻度リスク対応としての扱いについて検討する必要がある。一方、北海道本州間連系設備は、設備の作業停止や将来的な大規模改修に対して北海道エリアの安定供給を確保する観点から増設が行われているものであり、個別に稀頻度リスク対応を検討するのではなく、②の検討結果を適用。

- ・東日本大震災の振り返り（瞬時調整契約や石油火力がどのように活用されたか。）
- ・大規模自然災害に対応するための追加的な電源（以下「災害対応電源」）の確保の検討に関する以下の事項
 - ①災害対応電源として石油火力を確保する場合の留意点
 - ②災害対応電源の確保の要否、確保量をコスト評価に基づいて検討する場合の留意点
 - ③石油火力ではなく LNG 火力を災害対応電源とすることの可能性
 - ④災害対応電源を確保する場合の仕組み

なお、今年度は、以下の稀頻度リスク対応についても検討した。結果はそれぞれ、本報告書の以下の各章・節に記載した。

- ・東北東京間連系線（順方向）区分 C2 マージンの必要性 4-5-3.
- ・東京中部間連系設備（順方向）区分 B2 マージンの必要性 4-3-3.
- ・厳気象需要（猛暑・厳寒 H1 需要）リスクへの対応 3-3-2. ～3-3-4.

2-4-2. 検討の前提となる稀頻度リスクの定義及び検討の方向性

前述の背景を踏まえ、検討の前提となる稀頻度リスクの定義及び検討の方向性について、以下のとおり整理した。

(1) 「稀頻度リスク」の定義

本委員会では、長期計画の断面において国全体で確保すべき供給予備力及び実需給断面において一般送配電事業者が確保すべき調整力について、需給上のリスク事象を想定の上、通常確保すべき信頼度または対応すべき範囲（例えば、変動量の 2σ など）を定め、供給予備力や調整力の必要量を算定する方向で検討を進めている。

「稀頻度リスク」の定義は、この検討の方向性と平仄をとり、まずは幅広に以下のとおりとし、今後の議論に応じて見直しを検討することとした。

【稀頻度リスクとは】

供給予備力の必要量、上げ調整力の必要量、及び、運用容量を設定するときに想定したリスク（以下「通常考慮すべきリスク」）を超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスク

稀頻度リスク及び通常考慮すべきリスクへの対応（供給予備力の必要量の設定等）のイメージを図 2-4-2-1 に示す。運用容量の設定、上げ調整力の必要量の設定、供給予備力の必要量の設定においてそれぞれ想定されるリスクを「通常考慮すべきリスク」と「稀頻度リスク」に分類している。

まず、運用容量の算定における 4 つの観点⁵⁶のうち、同期安定性については、通常想定し得る範囲の送電線等の故障のリスクを想定し、このリスクに対しても同期安定性が保てるよう設定されている。一方、東北東京間連系線の連系線潮流抑制のためのマージンは、送電線 N-1 故障に続く送電線 N-2 故障による同期不安定によって大規模停電が発生するリスクを想定しており、これは稀頻度リスクとして位置づけられる⁵⁷。

次に、上げ調整力の必要量の設定においては、従来は、一定の確率で発生する需要想定誤差及び時間内変動、並びに、N-1 故障による供給力減少のリスクを想定して設定されており、N-2 故障による供給力減少は稀頻度リスクとして位置づけられる。

また、供給予備力の必要量の設定においては、従来は、過去実績に基づく確率的な需要変動、供給力変動、電源計画外停止といった需給変動のリスクについてある一定の信頼度を保つように設定されているが、同一種類の電源の一斉停止のようなリスクについては、過去実績に基づく確率的な需要変動としては考えられていないため、稀頻度リスクとして位置づけられる。

さらに、大規模地震による大規模かつ長期間の供給力減少についても、過去実績から想定されるものではないことから、稀頻度リスクとして位置づけられる。

なお、同図において、予備力・調整力の必要量設定に関し、確率論的な想定リスクのうち一定のリスクを許容することとした場合、この許容したリスクへの対応を検討対象外とする考え方もあるとしているが、国の需給検証において想定されている厳気象需要（猛暑 H1 需要・厳寒 H1 需要）リスク及び確率論的なリスク想定では考慮していないリスク（過去実績に基づく発生確率では想定されないリスク）であって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスクについては、検討対象外とせず、個別に検討を行うこととした。

⁵⁶ 運用容量は、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持の観点から算定した潮流の値の最小値をとる。

⁵⁷ 同期安定性以外の 3 つの観点に関しては、運用容量の算定に用いる想定を超えるリスク事象を想定していない。

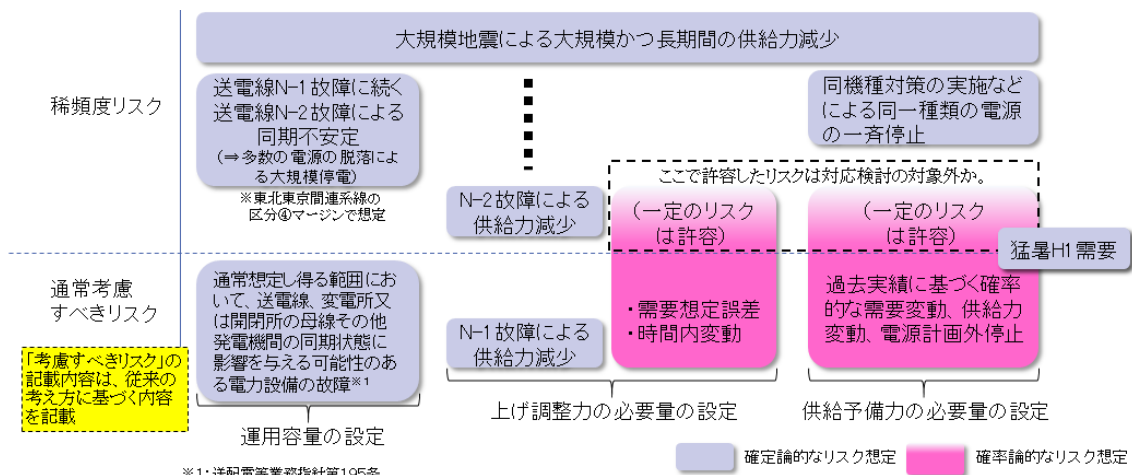


図 2-4-2-1 稀頻度リスクのイメージ

(2) 稀頻度リスク対応に関する検討の方向性

例えば、予備力を確保することで停電を発生させないなど、通常考慮すべきリスクに対しては対策を採ることが原則と考えられるが、稀頻度リスクに対しては、大きな方向性として、リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響（例えば、停電 kW と継続期間に対応した社会的損失）を踏まえ、対策コストをかけることが合理的かどうか判断することが考えられる。

しかし、合理性の判断基準を予め定めることは困難であることから、いくつかの具体的な対策を念頭に、その対策の要否を判断するのに適したリスク事象を一つ又は必要に応じ複数想定し、議論することとした。

また、検討にあたっては、以下の点に留意が必要であることを確認した。

- ①想定するリスクの瞬時性（雷撃による送電線ルート断事故のように瞬間的に発生するものか、何らかの事情により多数の発電機が計画的に停止されていく場合のように徐々に影響が大きくなっていくのか）や継続性の有無によって供給信頼度への影響が異なるため、事故直後、数分後から当日中等、時間軸に応じて適切な分析手法を用いる必要があること。
- なお、時間軸ごとの供給信頼度への影響、それに対する分析手法について、表 2-4-2-1 に示す。事故直後については分析Ⅰとして、同期安定性が保たれるかどうかを、系統安定度解析によって分析することが例として考えられる。事故直後～数分後までについては分析Ⅱとして、負荷遮断が起きるような周波数低下があるかどうか、系統周波数シミュレーションや系統定数による分析を行うことが例として考えられる。その後、分析Ⅲとして、周波数が安定した上で実需給において供給予備率を確保できるかの評価（kW バランス評価）を行うことが例として考えられる。またその後、分析Ⅳとして、分析Ⅲ同様の kW バランス評価を行うとともに、需要曲線に応じた電力量を充足できるかの評価（kWh バランス評価）を行うことが例として考えられる。

表 2-4-2-1 稀頻度リスクに対する時間軸別の分析方法

	分析Ⅰ	分析Ⅱ	分析Ⅲ	分析Ⅳ
時間軸 (例)	事故直後	事故直後～数分後	数分後～当日中	翌日～
影響を表す指標 (例)	同期安定・不安定	周波数低下量	供給支障電力(kW)	供給支障電力(kW) 及び 供給支障継続日数
分析手法 (例)	系統安定度解析	系統周波数シミュレーション、系統定数による分析	kWバランス評価	kWhバランス評価 (燃料供給面の評価)
個別課題の 検討において 主に着眼すべき 時間領域	・東北東京間連系線の区分C2のマーヅンの必要性	・FC(順方向)の区分B2のマーヅンの必要性 ・瞬時調整契約の必要性	・区分A2のマーヅンの必要性	・区分A2のマーヅンの必要性 ・FC増設分の扱い ・石油火力維持の必要性

②各時間軸によって、稀頻度リスクへの対策手段が異なることを考慮して検討する必要があること。

なお、時間軸ごとに活用できる対策について、大規模かつ長期的な供給力喪失への対策を例としたイメージを図 2-4-2-2 に示す。分析Ⅱの範囲においては、ガバナフリーや瞬時調整契約の発動等によって周波数を維持することが対策の例として考えられる。分析Ⅲ、分析Ⅳの範囲においては、調整力または発電余力の活用、需給調整契約等の発動、火力過負荷運転等によって供給力を確保することが対策の例として考えられる。

(→参考資料 K-4)

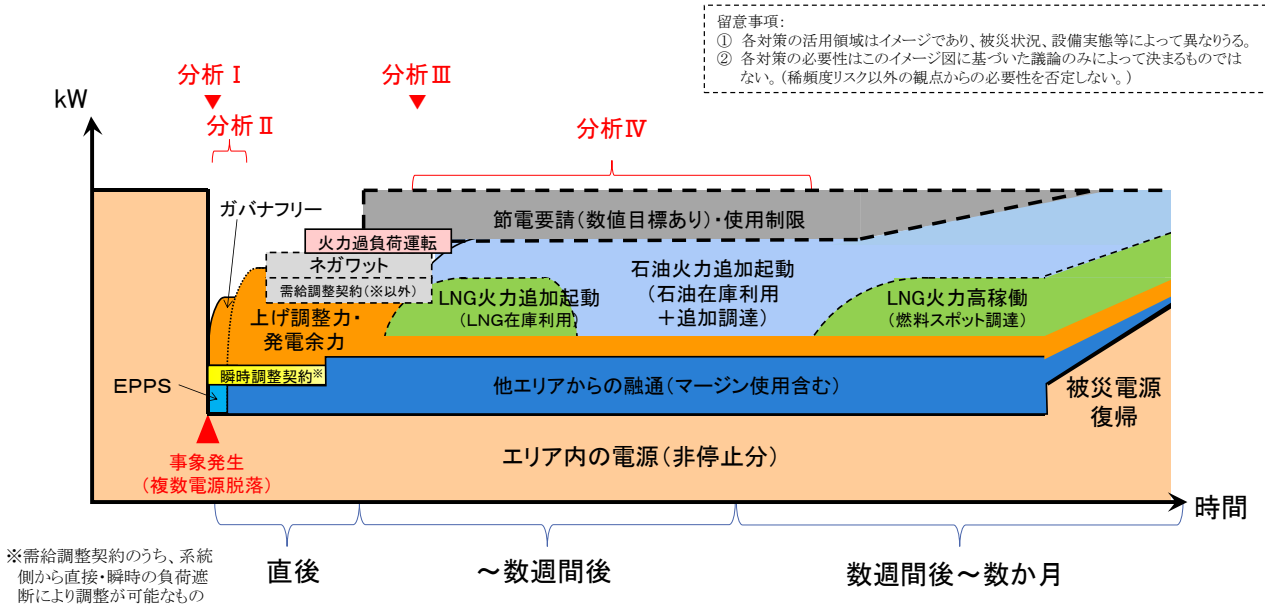


図 2-4-2-2 大規模かつ長期的な供給力喪失への対策のイメージ⁵⁸

⁵⁸ 図中の「LNG 火力追加起動 (LNG 在庫利用)」(緑色部分)については、数週間で在庫が無くなってしまうような表現となっているが、LNG 火力による供給の継続性については、近年の燃料調達の柔軟性向上等を考慮する必要がある。

2-4-3. 東日本大震災後の需給状況の振り返り

東日本大震災後の需給状況について、事故直後の状況【分析Ⅱ】、周波数回復後～3 月末までの状況【分析Ⅲ・分析Ⅳ】、4 月以降の状況【分析Ⅳ】に区別して確認を行った^{59,60}（表 2-4-2-1、図 2-4-2-2 参照）。

地震発生時の需要、供給支障及び需要減少、電源脱着量は表 2-4-3-1 のとおり。

表 2-4-3-1 地震発生時の需要、供給支障及び需要減少、電源脱着量

	地震発生時の 需要	供給支障(=停電) 及び需要減少	電源脱着量	(電源脱着量内訳)
東北 エリア	約 1,300 万 kW	約 790 万 kW	約 800 万 kW ⁶¹	(火力機:約 480 万 kW) (原子力機:約 140 万 kW) 他 ⁶²
東京 エリア	約 4,100 万 kW	約 1,280 万 kW	約 2,100 万 kW ⁶³	(火力機:約 1,260 万 kW) (原子力機:約 730 万 kW) 他 ⁶³

(1) 事故直後の状況【分析Ⅱ】

事故直後の周波数変動を、図 2-4-3-1 に示す⁶⁴。

2011 年 3 月 11 日 14:46 地震発生時の東北・東京系統の周波数は 49.99Hz。

- ・需給ギャップが数 100～1,000 万 kW レベルとなり、周波数が低下。
- ・緊急時 AFC、EPPS、瞬時調整契約に基づく負荷遮断リレーが動作するも、需給ギャップ解消には至らず、周波数の低下が継続。

北海道本州間連系設備（緊急時 AFC）…約 7 万 kW⁶⁵

新信濃 1FC（EPPS 第 1 段）…約 20 万 kW

佐久間 FC（EPPS 第 2 段）…約 30 万 kW

瞬時調整契約（東京）…動作は確認されているが正確な動作量は不明⁶⁶

⁵⁹ 電気学会 電力・エネルギー部門大会資料「電力系統が受けた大震災の影響とその対応」（2011 年 8 月 30 日、電力系統利用協議会提出）より抜粋。

http://www.iee.jp/pes/?post_type=custom_event&p=703

⁶⁰ 時間軸としては分析Ⅰ～分析Ⅳに区分できるものの、分析Ⅰに足りる公表データが無いため、ここでは分析Ⅱから開始している。

⁶¹ 東北電力「東日本大震災後の当社の状況」（2012 年 2 月 29 日）

https://www.tohoku-epco.co.jp/news/press/_icsFiles/afiedfile/2012/02/29/12022904_skt.pdf

⁶² 東北電力「東日本大震災後の当社の状況」に記載された内容を基に算出。なお火力機、原子力機はともに自社分合計。

⁶³ 電力系統利用協議会「供給信頼度評価報告書勉強会とりまとめ報告書」（2012 年 4 月）より抜粋。

⁶⁴ 電力広域的運営推進機関設立準備組合第 3 回マージン及び予備力に関する勉強会（2014 年 11 月 27 日）資料より抜粋。

⁶⁵ 第 5 回調整力等に関する委員会 配布資料 4「周波数制御に対応したマージン及びその他のマージンについて」より抜粋。

⁶⁶ 電力系統利用協議会「供給信頼度評価報告書勉強会とりまとめ報告書」には動作確認できた量として約 8 万 kW と記載あり。契約量全体では約 40 万 kW であるが、実効量としては契約の 7 割程度であり、震災時の周波数応動からも、実効量分はほぼ遮断されたものと想定される。一方遮断要因については、周波数低下によるリレー動作に起因するか、若しくは流通設備事故に起因するかは不明（震災直後の混乱した状況の中で契約者に確認できた量が約 8 万 kW）。

14:48 周波数は 48.44Hz 以下となり、UFR により負荷遮断。

14:51 頃 負荷遮断及び運転継続発電機の出力量により、50Hz に回復。

(→参考資料 K-5)

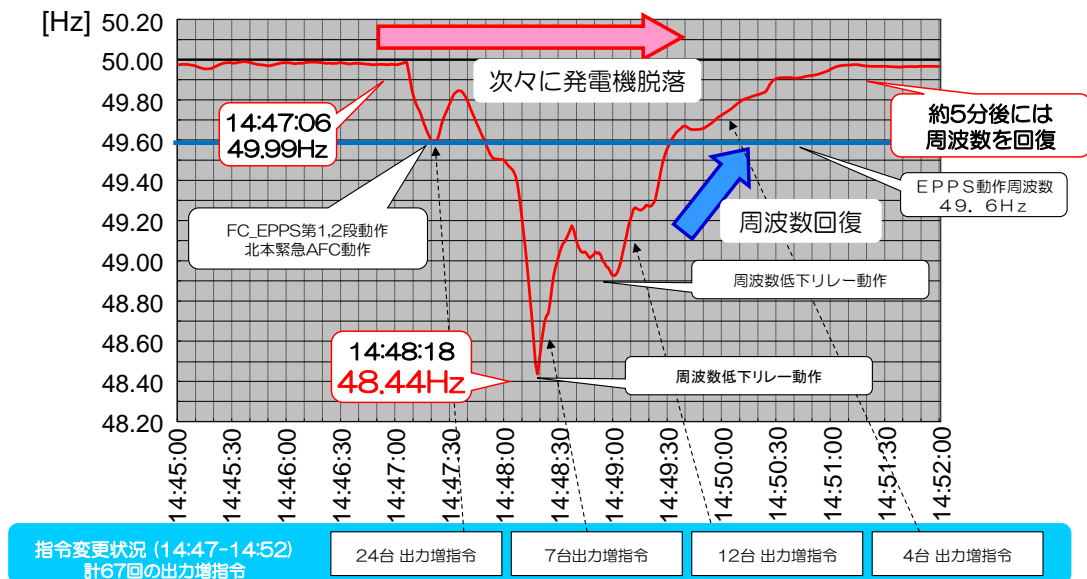


図 2-4-3-1 2011 年 3 月 11 日における 50Hz エリアの周波数変動

(2) 周波数回復後～3 月末までの状況（東京エリア）【分析Ⅲ・分析Ⅳ】

3 月 14～18 日, 22～25 日, 28 日(計 10 日) 供給力の確保に着手（津波被害の無かった電源の復旧、他エリアからの応援⁶⁷⁾）するも、想定需要に対する供給力が不足し、計画停電を実施⁶⁸⁾。

(→参考資料 K-6)

3 月 29 日以降 気温上昇による需要減と電源の復旧等により計画停電回避。

(3) 4 月以降の状況（東京エリア）【分析Ⅳ】

- ・ FC など連系設備の停止点検の繰り延べを実施。
- ・ 東清水 FC において緊急対策実施。（増容量：10 万 kW→13.5 万 kW）
- ・ 津波被害のあった電源の復旧（鹿島、常陸那珂、広野）や長期計画停止中電源（横須賀 3, 4 号）を再立ち上げ。また緊急設置電源を導入（下線部が石油火力）（図 2-4-3-2 参照）。
- ・ 供給力面、需要面の対策により、ピーク需要時（8 月 18 日）需要 4,922 万 kW に対し供給力 5,460 万 kW（予備力 538 万 kW、予備率 10.9%）を確保（図 2-4-3-3 参照）。

(→参考資料 K-7、K-8)

⁶⁷⁾ 連系設備のマージン利用、北海道から 60 万 kW、中西エリアから連系線を通じて 100 万 kW、50/60Hz 両用機を活用した応援 20 万 kW 程度。

⁶⁸⁾ 3 月 14 日の東京エリアの想定需要は約 4,100 万 kW、供給力は約 3,100 万 kW で、需給ギャップは約 1,000 万 kW。

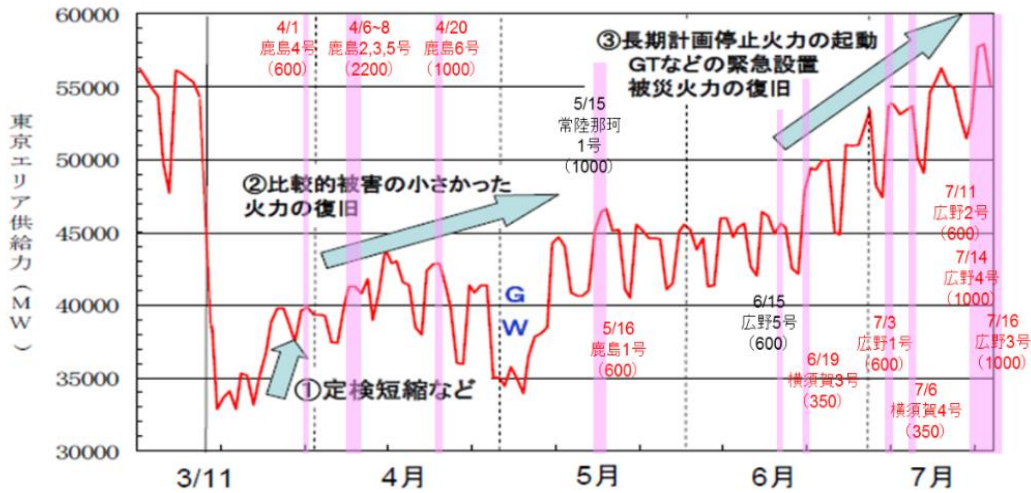


図 2-4-3-2 東日本大震災における供給力（東京エリア）⁶⁹

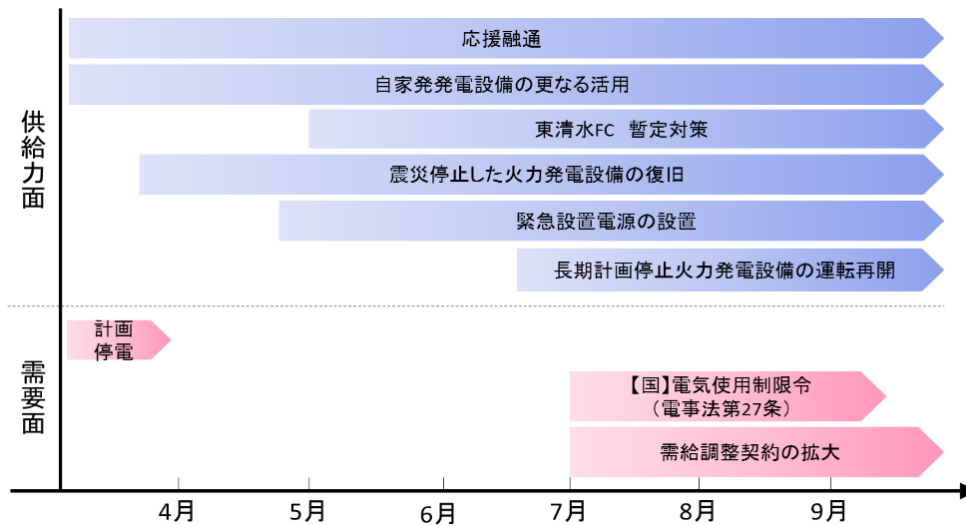


図 2-4-3-3 4月以降における供給力面、需要面の対策（東京エリア）

(4) 東日本大震災の振り返りのまとめ

(1) から (3) の内容を踏まえ、以下の点について確認した。

- ・瞬時調整契約については、動作実績は確認できるものの、正確な動作量が確認できていない。今後、分析Ⅱの時間軸に関する検討において必要性を議論していく。
- ・石油火力については、被災した石油火力の復旧や長期計画停止中の石油火力の再立ち上げが震災後の長期間停電（kW面、kWh面）の回避・抑制に貢献したといえるものの、LNG火力等でなく、石油火力であったからこそ停電量・停電期間を軽減できたといえるような事実は見出すことができなかった。

⁶⁹ 電気学会 電力・エネルギー部門大会資料「電力系統が受けた大震災の影響とその対応」（2011年8月30日、電力系統利用協議会提出）より抜粋して一部追記。

http://www.iee.jp/pes/?post_type=custom_event&p=703

2-4-4. 災害対応電源の確保を検討する場合の留意点についての検討結果

国において被害想定が行われている大規模地震をリスク事象として取り上げ、大規模地震に対応するための追加的な電源の確保を検討する場合に留意すべき事項について、以下のとおり検討を行った。

(1) 災害対応電源として石油火力を確保する場合の留意点

国におけるシミュレーション⁷⁰では、都心南部直下地震、大正関東地震、東海・東南海・南海三連動地震及び南海トラフ巨大地震の4つのケースを想定して、大規模地震後の需給バランスを評価しているが、今後30年以内の発生確率が70%程度と比較的高い確率で発生することが想定される都心南部直下地震及び東海・東南海・南海三連動地震の2ケースについて、シミュレーション結果を基に、発災後の需給ギャップに対し、停止中の石油火力の立ち上げにより対応した場合の需給バランス等を試算・評価した。

<国によるシミュレーションの主な前提条件と概要>

国によるシミュレーションの主な前提条件は以下のとおり、その他概要は表2-4-4-1のとおりである。

- ・夏季昼間及び冬季夕方を想定する。
- ・供給力は電力需給検証小委員会報告書（2014年夏季と冬季の供給力見通し）を参考とする（原子力の運転はゼロ）。
- ・異周波数地域からの相互融通は供給力には含めない。
- ・発電所ごとに震度レベルに対する発電設備停止の状況を想定する。
- ・民生需要、産業需要ともに、需要の一時的な喪失も考慮する。

表 2-4-4-1 国によるシミュレーションの概要

想定ケース	①都心南部直下地震	②東海・東南海・南海三連動地震
地震規模	M7クラス	M8クラス
概要	東京エリアでは、発災直後に災害時供給力が約半分となり、その状態が約1ヶ月継続。1ヶ月後から2ヶ月後にかけて被災前の状態に回復。需要は発災直後に約7割の水準に低下し、2ヶ月後に約9割の水準に回復。	中部、関西及び四国エリアで特に被害が大きく、発災後約1ヶ月間は災害時供給力が約2～5割に低下し、さらに関西及び四国エリアは津波浸水の影響が大きく、被災前のレベルに回復するまで約9～12ヶ月を要する。 中西6社では、発災後約1ヶ月間は災害時供給力が約5～6割に低下し、約1ヶ月後には約85%まで回復。需要は発災直後に約86%の水準に低下し、1週間後に約9割の水準に回復。

(→参考資料 K-9、K-10、K-11、K-12)

⁷⁰ 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会電気設備自然災害等対策ワーキンググループ「大規模地震時の電力需給シミュレーションとその対応について」（2015年7月10日）
http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku_anzen/denki_setsubi_wg/pdf/008_01_01_01.pdf

(i) 国によるシミュレーションをベースにした検討

国のシミュレーションをベースに、連系線を最大限利用した場合の簡易試算を行った結果を表 2-4-4-2 に示す。この結果を踏まえ、次の点を確認した。

- ・需給ギャップは発災後 1~2 ヶ月後（節電を織り込む場合等にはさらに短縮）に解消するため、再立ち上げに同程度以上の期間を要する電源⁷¹は、需給ギャップの縮小に貢献できない。よって、この需給ギャップの縮小を目的として災害対応電源を確保する場合、当該電源は「長期計画停止」ではなく、緊急時に早い段階で起動可能なように、通常の火力発電機で運用されている「需給停止」のような形態で確保しておく必要がある。
- ・ケースによって確保すべき電源のロケーションが異なるとともに、対象となり得る電源が限定的である。

表 2-4-4-2 本委員会による簡易試算の結果

想定ケース	①都心南部直下地震	②東海・東南海・南海三連動地震
対象範囲	東京エリア	中西6社
最過酷断面の需給ギャップの試算	<p>異周波数系統からの融通加味せず</p> <p>東北東京間連系線による融通：400万kW</p> <p>需給ギャップ(東京)：約800万kW</p> <p>・ただし、発災1ヶ月後には解消。</p>	<p>異周波数系統からの融通加味せず</p> <p>需給ギャップ(中西6社計)：約3,000万kW</p> <p>・ただし、発災2ヶ月後には解消。</p>
	<p>異周波数系統からの融通加味</p> <p>東京中部間連系設備 (FC) からの融通：210万kW*</p> <p>需給ギャップ(東京)：約590万kW</p> <p>・さらに需給ギャップを縮小するには東京エリア内の東京湾岸以外で災害対応電源を確保しておく必要あり。</p> <p><small>※2020年度予定で210万kWに増強となることを想定。(マージンや間接オークション導入後の連系線利用と合わせた整理が必要)</small></p>	<p>異周波数系統からの融通加味</p> <p>東京中部間連系設備 (FC) からの融通：210万kW*</p> <p>需給ギャップ(中西6社計)：約2,790万kW</p> <p>・さらに需給ギャップを縮小するには60Hz エリア内の被災地以外で災害対応電源を確保しておく必要あり。</p> <p><small>※2020年度予定で210万kWに増強となることを想定。(マージンや間接オークション導入後の連系線利用と合わせた整理が必要)</small></p>
災害対応電源に関する試算	国のシミュレーションで供給力に見込まれていない長期計画停止電源は、1 発電所 3 台で合計 180 万 kW のみ。	国のシミュレーションで供給力に見込まれていない長期計画停止電源は、2 発電所の 3 台で合計 101 万 kW のみ。

⁷¹ 図 2-4-3-2 に示すとおり、東日本大震災時には、長期計画停止電源の再立ち上げにおよそ3か月程度を要した実績あり。

(ii) 石油火力を維持する場合の留意点

東日本大震災後、供給力が不足する中で、石油火力による発電量が大幅に増加し、供給力の確保に貢献した。しかしその後、石油火力用の燃料需要は減少し、現在は震災前のレベルまで減少している。これに対し、石油供給事業者からは、今後も石油燃料の需要減少は進む見通しであり、その場合は内航船などのサプライチェーンの維持が困難となり、東日本大震災時のような緊急対応ができなくなる旨の懸念が示された（図 2-4-4-1、図 2-4-4-2 参照）。

石油火力を災害対応電源とする場合には、石油燃料のサプライチェーン維持の対応についても検討が必要であることを確認した。

(→参考資料 K-13)

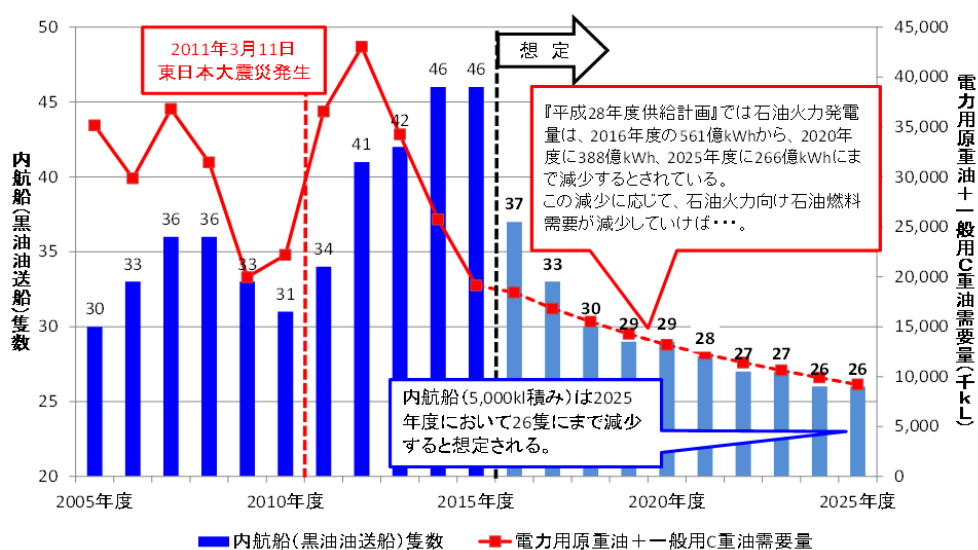


図 2-4-4-1 電力用石油燃料の需要及び内航船隻数の推移と見通し (石油連盟想定) ⁷²

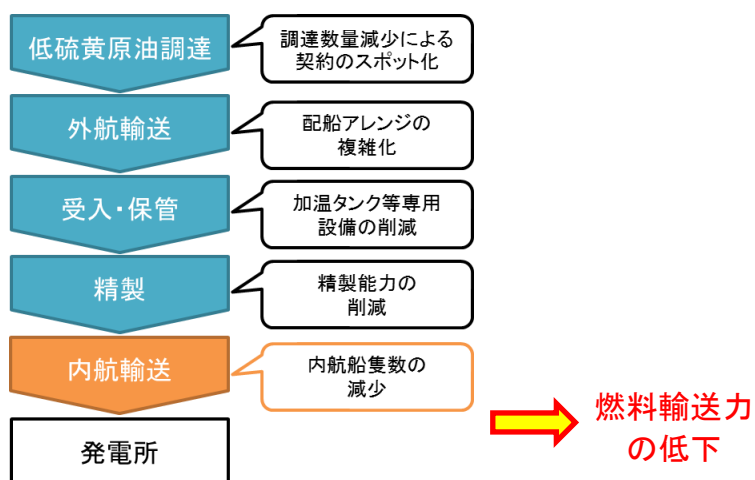


図 2-4-4-2 石油火力向け石油燃料の需要減少に伴うサプライチェーンの脆弱化 (低硫黄原油の例)

⁷² 第5回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 配布資料 2-3 「『石油火力』の位置付けと石油火力向け石油燃料の供給について」 (石油連盟提出)

http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_jukyu_05_02_03.pdf

(2) 災害対応電源の確保の要否、確保量をコスト評価に基づいて検討する場合の留意点

2-4-2. (2) に述べたように、稀頻度リスク対応に関する大きな方向性として、リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響を踏まえ、対策コストをかけることが合理的かどうかを判断することが考えられる。

この考え方にに基づき、災害対応電源として石油火力を確保する必要性についてリスクとコストの関係から議論する際、コスト評価において留意すべき点について、以下のとおり確認した。

- ・長期計画停止によって設備の劣化が進行している電源を災害対応電源とする場合には、補修等のための投資コストが必要となる。
- ・稼働中の電源を、災害対応電源として「需給停止」のような形態で確保する場合、稼働時と同程度の維持コストがかかる可能性がある。
- ・石油火力向け石油燃料の需要が減少しつつある中で、内航船をはじめとしたサプライチェーンを稀頻度リスクに備えて維持しておく場合は、そのためのコストが必要となる。
- ・発電所によって使用する石油燃料の種類（硫黄分）が異なり、それに応じてサプライチェーンの維持にかかるコストも異なる。仮に、LSC 重油⁷³又は南方原油⁷⁴等の低硫黄原油を燃料とする発電所で、サプライチェーン維持のリスクが相対的に低い HSC 重油⁷⁵を焚けるようにする場合には、脱硫装置の設置が必要となり、新たなコストが発生する。また、装置自体が大きいため、適当な設置場所の確保という問題もある。
- ・災害対応電源の確保の議論とは別に、大規模自然災害によって多くの供給力が喪失した場合、その時点で維持され、被災していない石油火力⁷⁶の稼働を高めて需給ギャップの解消・縮小を図るためには、そのためのサプライチェーン維持の課題がある点についても留意が必要である（図 2-4-4-3 参照）。

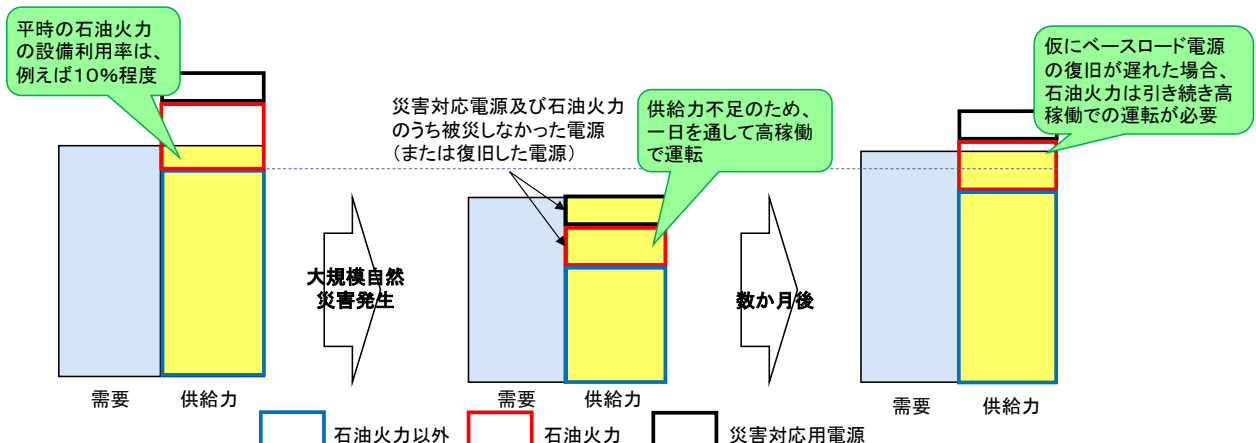


図 2-4-4-3 大規模自然災害発生後に石油火力が高稼働となるイメージ

⁷³ 硫黄分の低いC重油。石油連盟の原油石油製品供給統計週報では、硫黄分 0.5%以下とされている。

⁷⁴ インドネシア等の原油。南方原油は常温で固化するため、取り扱いには専用の加温設備が必要。

⁷⁵ 硫黄分の高いC重油。石油連盟の原油石油製品供給統計週報では、硫黄分 0.5%超とされている。

⁷⁶ 電源 I として確保されている場合と小売のために確保されている場合（電源 II III）の両方が考えられる。

(3) 石油火力ではなく LNG 火力を災害対応電源とすることの可能性

(1) 及び (2) では、長期計画停止機となっているのが主に石油火力であるという現状を踏まえ、石油火力を大規模自然災害対応として確保する場合の留意点について議論したが、将来的に LNG コンベンショナル機を確保する案について検討を行った。

その結果、以下のとおり、LNG は燃料調達面、燃料保管面において石油と比較して課題が多いことを確認した。

- ・燃料調達面では、災害対応電源のために燃料の追加調達をする場合に、LNG は石油と比較して、調達に相応の日数を要するとともに、燃料タンクや内航船の問題から、基地間の転送が難しい。
- ・燃料保管面では、緊急時に燃料を大量に確保できたとしても、LNG タンクには緊急時に追加的に受け入れるだけの余裕は確保していない。また LNG は極低温の液体の状態にあり、常時燃料系統を稼動させておく必要があるため、緊急時のために備蓄しておくことは現時点においては困難である。

(→参考資料 K-14、K-15)

なお、国において、LNG 調達の柔軟性を高めていく取り組みを進めていること、ガスパイプラインの整備や地下貯蔵なども検討されていることから、将来的には LNG 火力を災害対応電源として確保できる可能性も考えられる。

(4) 災害対応電源を確保する場合の仕組み

災害対応電源を確保する場合、その確保の仕組みについては、国及び広域機関において検討されている容量市場との関係を整理する必要がある。

(→参考資料 K-16、K-17)

また、連系線の容量には限度があることなどから、想定する災害に応じ、災害対応電源の確保に適したロケーションが限定される。さらに、燃種によって、確保にかかるコストが異なることから、燃種を考慮して確保する必要性も考えられる。これらのことから、災害対応電源の確保の仕組みの検討に関し、以下の点を確認した。

- ・確保する災害対応電源のロケーションを指定する場合や特定の燃種の電源のみを確保しようとする場合には、欧米でこれまで行われているような、総調達量を定めて募集する容量市場のやり方をそのまま当てはめるのではなく、チューニングが必要である。
- ・既存の供給力確保策として、広域機関による電源入札等があるが、これを災害対応電源の確保に活用することが適切かどうかについては、議論が必要である。また、ロケーションを指定して募集を行っても、結局、既存の特定の電源しか応募し得ない可能性を踏まえる必要がある。
- ・厳気象発生という稀頻度リスク対応として「電源 I⁷⁷」を確保するとし

⁷⁷ 猛暑（厳寒）H1 対応のため、原則として、一般送配電事業者が電源 I に追加的に確保する供給力等のこと。

たことを踏まえ、災害対応電源についても同様の方法で確保する方法が考えられる。

なお、稀頻度リスク対応と容量市場の関係については、国において、容量市場の詳細検討を深めるに当たっての留意事項として、「我が国固有の稀頻度リスクである大規模災害への対応も制度的に行う場合、費用対効果最大化の観点から、通常容量市場とは別の商品・手段とすることも含めて検討する。」とされており⁷⁸、本委員会においても今後の議論に注視する必要がある。

2-4-5. 今後の課題

稀頻度リスク対応に関する大きな方向性として、リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響を踏まえ、対策コストをかけることが合理的かどうかを判断することが必要である。また、現状において石油燃料の需要が減少する中、石油火力を災害対応電源とする場合には、石油燃料のサプライチェーン維持の対応についても検討が必要である。なお、足下では、石油火力が有効であることも念頭に置きつつ、災害対応電源の確保の必要性を検討する必要があるが、将来的には、LNGの燃料調達や保管方法等について強靱性が高まっていくことによって、石油火力・LNG火力の役割は変化していく可能性についても考慮すべきである。

今後は、本委員会において、容量市場に関する議論の推移も踏まえつつ、上記の点に留意しながら、稀頻度リスク対応のための供給力の量や性質の在り方等について引き続き検討する必要がある。

⁷⁸ 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革貫徹のための政策小委員会「電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめ」（2017年2月）より。
<http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/20170209002.html>

3. 調整力

3-1. 検討の背景及び検討事項

2016年4月に電気事業のライセンス制が導入され、一般送配電事業者は、系統全体の周波数制御・需給バランス調整を行うために必要な調整力を、発電事業者等から調達することとなり、送配電等業務指針において、一般送配電事業者は、原則として、公募等の公平性かつ透明性が確保された手続きにより調整力の調達を行わなければならない旨が定められている⁷⁹。

2016年10月に国が示した方針「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下「調達の考え方」）⁸⁰において、電源等の確保の形態は次のとおり区分されている。

電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

この調達の考え方の中で、電源Ⅰは、広域機関における議論の結果を基本として各一般送配電事業者が必要量（募集量）を設定し、電源Ⅱは、必要量の上限等を設定せずに募集するものと整理されていることから、本委員会では、電源Ⅰの必要量について検討した。

そして、この電源Ⅰの内訳として、細分化した調整力の要件や必要量について、一般送配電事業者の検討結果を確認した。

この他、本委員会における第1年度を対象とした電源入札等の検討開始判断（2-3-2. 参照）のために実施した需給変動リスク分析の結果を踏まえ、厳気象 H1 需要に対応するための供給力等を暫定的に調整力（後述の「電源Ⅰ[′]」）として確保することを提案し、その確保量について検討した。

以上の検討について、その経緯、結果等を以下の各節に記す。

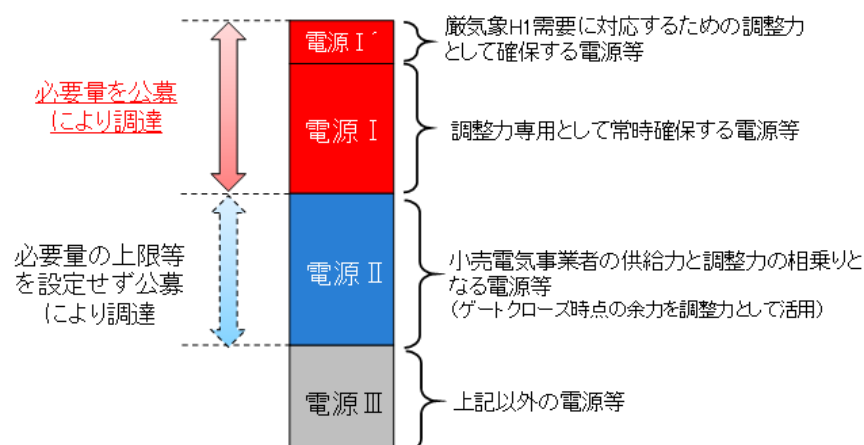


図 3-1-1 電源等の区分

⁷⁹ 電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針 第26条参照

<http://www.occto.or.jp/jigyosha/koikirules/files/shishin170401.pdf>

⁸⁰ 経済産業省ウェブサイト参照 <http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161017002/20161017002-1.pdf>

3-2. 電源 I 必要量

3-2-1. 電源 I の位置付け

電力・ガス取引監視等委員会は、「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」（2015年12月11日）⁸¹により、託送料金原価としてH3需要の6%相当を認めることを決定した。これは、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループ（以下「制度設計ワーキンググループ」）において、偶発的需給変動対応に必要な予備力（＝H3需要に対して7%）には、小売電気事業者が確保すべき予備力と一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると整理されていることを踏まえた判断であった。

本委員会では、この考え方を踏まえ、電源 I は、「供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力のうち、小売電気事業者による供給力確保に期待できない部分であって、一般送配電事業者が固定費相当を負担することで確保するもの」と位置付けることを確認した。

（→参考資料_S-1～4）

3-2-2. 小売電気事業者による供給力に期待する量

広域機関は、2016年度供給計画の取りまとめの結果、小売電気事業者の多くが中長期の供給力を「調達先未定」としていることから、2016年6月29日、経済産業大臣に対し「国においては、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズムの導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討を進められたい」との意見⁸²を提出した。

本委員会は、この意見を念頭に、電力・ガス取引監視等委員会が「偶発的需給変動に対応する予備力のうち小売電気事業者の確保に期待する」とした部分（H3需要に対して1%）についても、容量メカニズム等の措置が講じられていない現時点での暫定的措置として、原則一般送配電事業者が電源 I として確保することが必要であることを確認した。

（→参考資料_S-5～7）

3-2-3. 実需給断面で確保すべき調整力と電源 I 必要量の関係性に関する検討

（1）電源 I 必要量の考え方

電源 I について、一般送配電事業者が実需給断面でアンシラリーサービスを提供するために確保すべき調整力との関係が明らかでないことから、以下のとおり検討を行った。

まず検討の前提として、実需給断面において一般送配電事業者が対応すべき需給変動は不規則に発生するが、エリア内の全ての需給変動に対して当該エリ

⁸¹ 経済産業省 ウェブサイト参照 <http://www.meti.go.jp/press/2015/12/20151211001/20151211001.html>

⁸² 平成 28 年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について
http://www.occto.or.jp/jigyosha/kyokyu/files/160629_press_shiryou_bessi_2.pdf

ア内で対応できるよう調整力を確保するのではなく、図 3-2-3-1 に示すように、一部、エリア外にも期待できることとした。

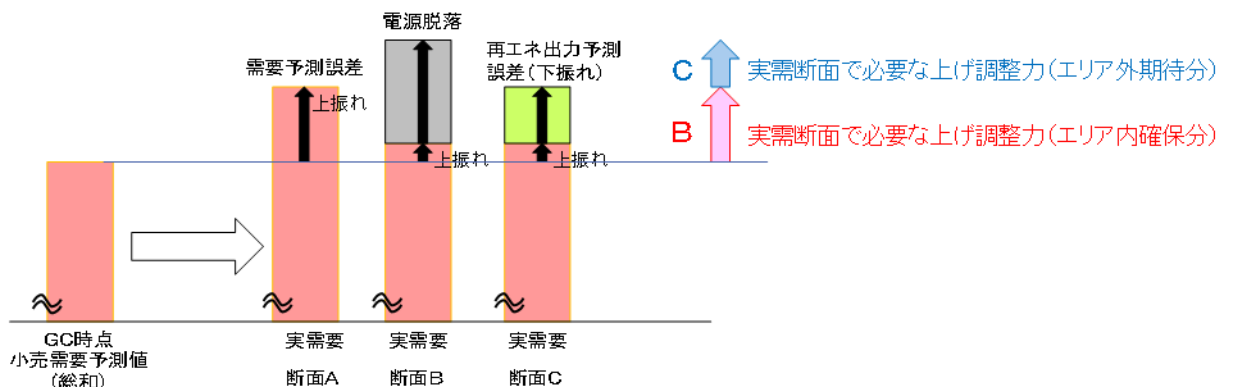


図 3-2-3-1 対応すべき需給変動に対するエリア内外での調整力確保イメージ

加えて、2-1. で述べた必要供給予備力の検討において、供給信頼度の基準値を 9 エリア一律として必要供給予備力を試算したところ、表 2-1-2-4 に示すとおり必要供給予備率がエリアごとに異なり、一部のエリアでは現状の目安である 7% よりかなり小さい値になったことを踏まえ、必要供給予備率がエリアごとに大きく異なる場合をイメージすることとした。

以上を踏まえ、まず、図 3-2-3-2 に示すように、必要供給力のうち小売電気事業者による確保に期待できない分（同図 A）よりもエリア内の予測誤差の上振れ（同図 B）が大きいエリアを想定し、当該エリアの電源 I 必要量を A により定める案（同図案 1）と B により定める案（同図案 2）について考察した。

高需要時など電源 II が小売電気事業者に調達された場合、案 1 では、A を超える大きさの需給変動（上振れ）が生じた場合には、一般送配電事業者がエリア内の調整力だけで対応できず、広域機関の指示によりエリア外から応援融通を受けることになる。

このような場合も、上げ調整力必要量以下の予測誤差等の変動量に対しては、一般送配電事業者がエリア内に確保した調整力で対応できるようにするため、 $A < B$ のエリアについては、案 2（すなわち、電源 I 必要量 = B）とする方向で検討を進めることとした。

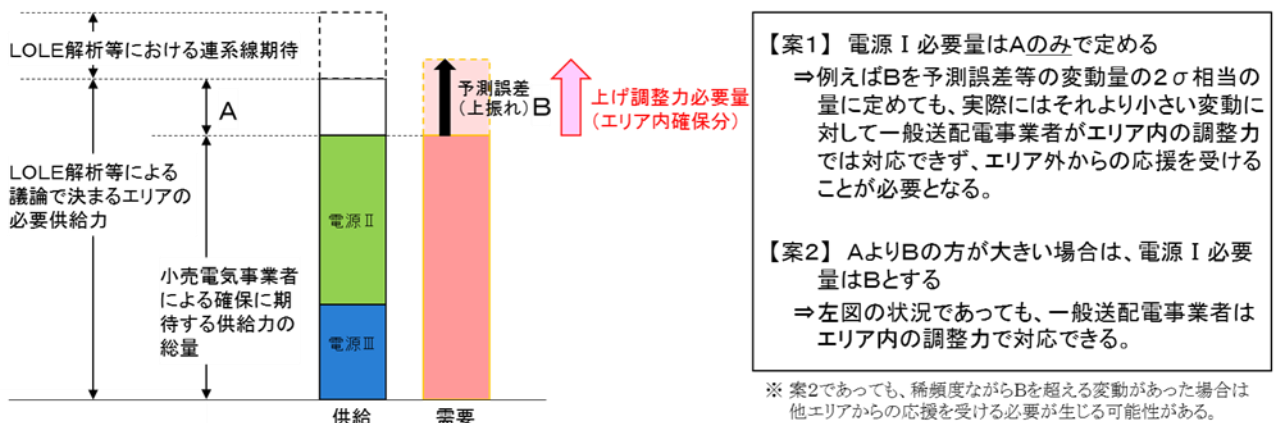


図 3-2-3-2 A<B の場合の対応案

次に、図 3-2-3-3 に示すようにエリア間で必要供給予備率が大きく異なり、 $A < B$ となるエリアと $A > B$ となるエリアが混在する状況について考察した。

この場合、前述の整理に基づくと、エリア 1 とエリア 2 はそれぞれ、同図の B_1 、 B_2 に相当する電源 I を確保するということになるが、エリア 3 の電源 I 必要量をどのように定めるかが論点となる。

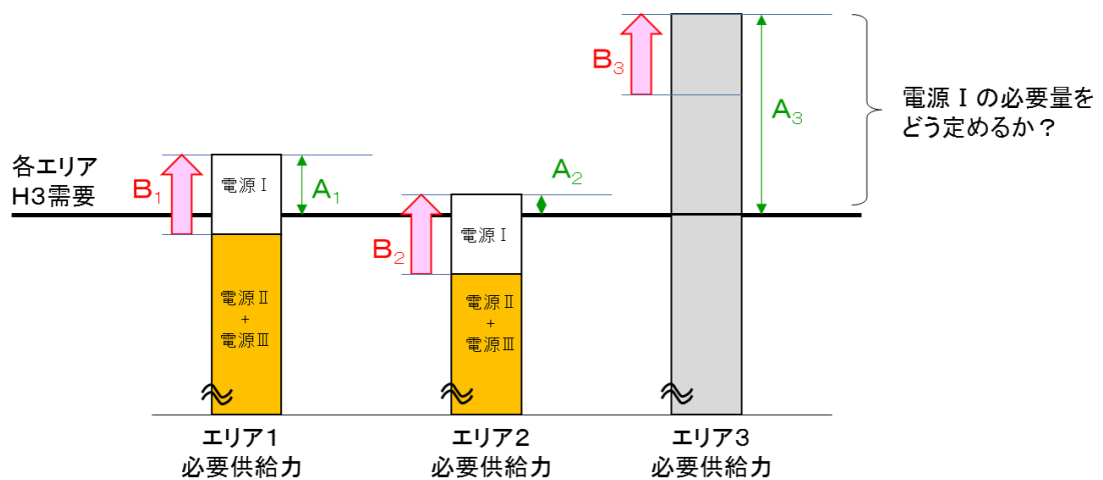


図 3-2-3-3 エリア間の必要供給力が異なる場合のイメージ

表 3-2-3-2 $B_3 < A_3$ の場合の対応案

	案1	案2	案3
内容	<p>実需給に必要な調整力のみ電源 I として確保</p>	<p>エリア1、エリア2でH3需要に対し不足する供給力に相当する量(上図D)の供給力が確保されることを期待し、それ以外の予備力を電源 I として確保。</p>	<p>必要予備力の全量を電源 I として確保</p>
電源 I 確保コスト	○小さい ←		→ ▲大きい
必要供給力確保の確実性	▲低い <small>(エリア1、2の小売が各エリアで供給力確保する行動を採った場合、上図$A_3 - B_3$の部分が確保されないおそれが高まる。)</small>		→ ○高い <small>(但し、仮にエリア1~3が必要供給力をちょうど満たしている状態であった場合は、エリア1、2の小売がH3需要に応ずる供給力を調達できない。)</small>

このとき、エリア 3 の電源 I 必要量の算定方法としては、必要な調整力 (B_3) はエリア内で確保することを前提に、供給力確保の考え方の違いから、表 3-2-3-2 に示す 3 案が考えられる。

案 3 の場合、供給力確保の確実性は高まるものの、仮にエリア 1~3 が必要供給力をちょうど満たしている場合は、エリア 1、2 の小売電気事業者が H3 需要に応ずる供給力を調達できないため、供給力確保義務の面で問題があると考えられる。

一方、案 1~2 の場合は、一般送配電事業者が固定費を負担する範囲が小さいことから、適正な信頼度を確保するために必要な供給力が確保できないおそれが高い。

以上の考察に加え、国及び広域機関において実効性のある供給力確保の仕組み(容量市場)の検討が行われており、今回の検討結果は、当面の暫定的な扱いとなること、広域機関による電源入札等によって供給力を確保する手段があることを踏まえ、案 1 (電源 I は実需給断面で必要な上げ調整力(エリア外期待分除く)の量(図 3-2-3-3 の B_3 の値)で定める)の方向で検討を進めることとした。

(2) 電源 I 必要量の具体的な算定方法

昨年度の委員会において、必要となる予備力・調整力の検討にあたり、表 3-2-3-3 のとおり需給変動要因の区分を行った⁸³。各需給変動要因のイメージは図 3-2-3-4 に示すとおりである。これらの需給変動要因について、実需給断面における各種計画値からの予測誤差(需要予測誤差、再エネ出力予測誤差)や

⁸³ 調整力等に関する委員会 中間取りまとめ参照

http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuiinkai/files/chousei_chuukantorimatome.pdf

各種変動（需要変動、再エネ出力変動、電源脱落）など、実績データの分析を行った。加えて、分析結果を用いた電源 I 必要量の算定にあたり、以下の論点について検討を行った。

- ・変動量の算定の対象とする時間帯
- ・変動量と電源 I 必要量の関係
- ・連系線期待分の考え方

表 3-2-3-3 需給変動要因の区分

	需給バランスに関する 変動要因(※1)	周波数制御に関する 変動要因(※2)
需要に関するもの	「需要予測誤差」 〔定義：需要予測値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の差分〕	「需要変動」(※3) 〔定義：30分平均値からの需要変動〕
電源脱落に関するもの	「電源脱落(継続)」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)〕	「電源脱落(直後)」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)〕
再エネ出力変動に関するもの	「再エネ出力予測誤差」 〔定義：再エネ出力予測値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の差分〕	「再エネ出力変動」(※3) 〔定義：30分平均値からの再エネ出力の変動〕

- (※1) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマ⁸⁴において電力量の補給が必要となるもの
 (※2) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が必要でないもの(電源脱落直後の瞬時的な供給力減少を含む)
 (※3) 「需要変動」と「再エネ出力変動」を合成した変動要因を「時間内変動」という

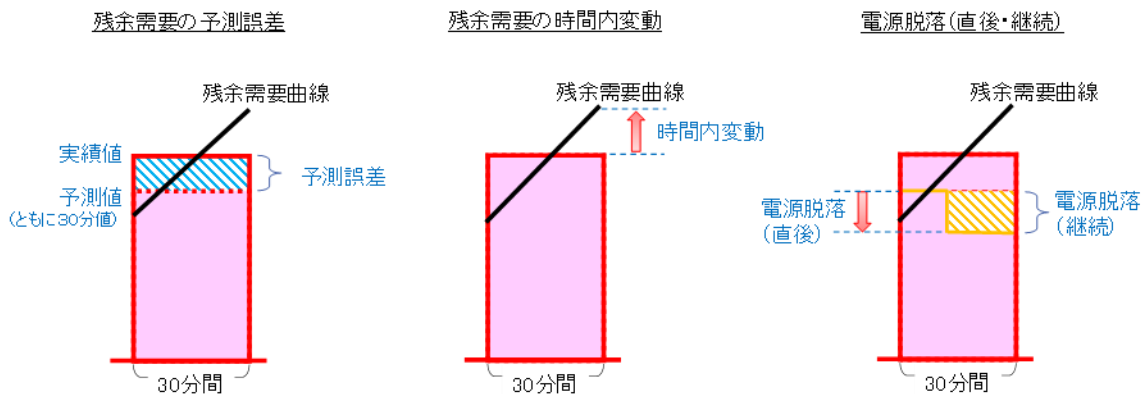


図 3-2-3-4 需給変動要因のイメージ

⁸⁴ 24 時間を 30 分ごと 48 個の時間帯に分け、その 30 分単位で電気事業者は翌日及び当日の需要計画等を作成する。この計画を作成する単位をコマと呼ぶ。

(i) 変動量の算定の対象とする時間帯

実績データから時間帯ごとの予測誤差、時間内変動の大きさを分析した例を図 3-2-3-5 に示す。太陽光発電の出力の予測誤差が大きいことも影響し、一般送配電事業者が対応する需給変動の大きさは、時間帯によって大きく異なっている。

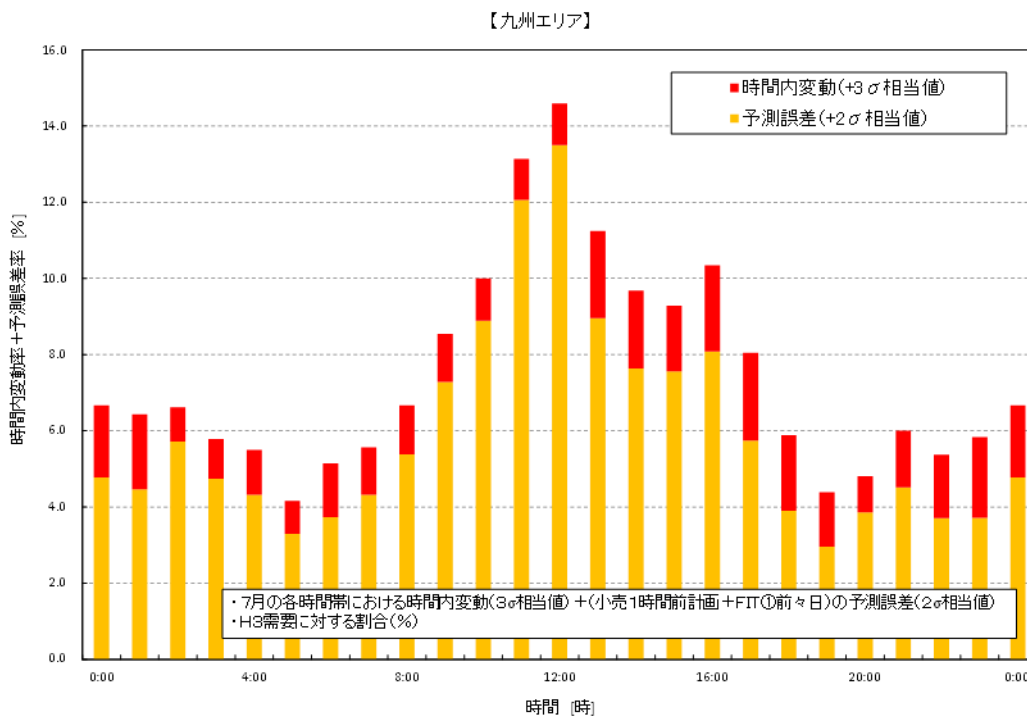


図 3-2-3-5 予測誤差、時間内変動の大きさ（九州エリアの例）

年間で確保する電源Ⅰ及び電源Ⅱの余力を調整力として活用する現在の仕組みのもとでは、実需給断面において電源Ⅱの余力に期待できるかどうか、電源Ⅰの必要量に影響を与える。今回の検討では、電源Ⅱの余力に対する考え方を、以下のとおり想定した。

- ① 残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できる
⇒電源Ⅱが小売電気事業者に最大限活用され、電源Ⅱからは上げ調整力が得られない可能性が一番高いと考えられる時間帯（以下「残余需要ピーク帯」）の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める
- ② 残余需要がピークを下回っている時間帯でも電源Ⅱの余力には期待できない
⇒昼間帯の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める

残余需要ピーク帯及び残余需要がピークを下回っている時間帯のイメージは、図 3-2-3-6 のとおり。

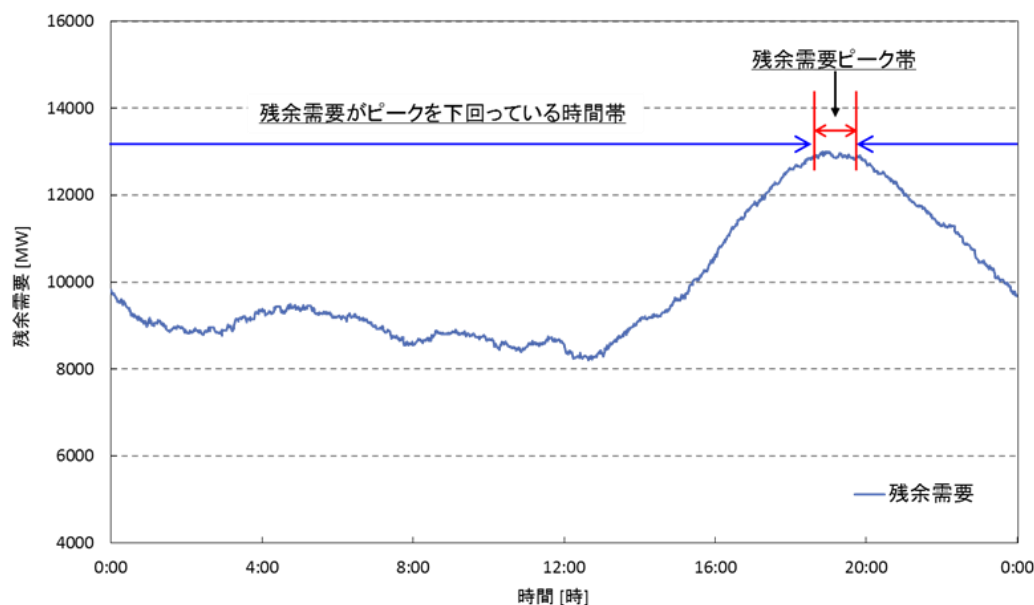


図 3-2-3-6 残余需要ピーク帯とピークを下回っている時間帯のイメージ

電源Ⅱは、発電事業者がゲートクローズまでに活用しなかった電源等の余力を一般送配電事業者が調整力として活用できるとの位置付けであり、余力の一部を小売電気事業者が相対取引や取引所取引によって追加的に調達した場合には、その分調整力として使える量が減少する。

しかし、昼間帯にメリットオーダー上劣後することから停止された電源Ⅱが第三者に販売され、余力に期待できなくなるという見方は、リスクを考慮し過ぎているとも考えられる。

よって、今年度の調整力の公募においては、「①残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できる」の考え方で進めることとし、問題が認められるときは、追加調整力等の対応の必要性を速やかに検討することを確認した。

(ii) 変動量と電源Ⅰ必要量の関係

表 3-2-3-3 需給変動要因の区分のうち、時間内変動及び電源脱落（直後）は周波数制御（ガバナフリー制御（GF）、負荷周波数制御（LFC）等）により対応するため、現時点では、これらに対応するための調整力はエリア内で確保することが基本になると考えられる。

また、電力システムの平常時においても発生する予測誤差についても、現時点では、エリア内で対応することを基本とし、今年度の検討においては、電源Ⅰ必要量を、図 3-2-3-7 に示すとおり「時間内変動+3 σ 相当値⁸⁵」「予測誤

⁸⁵ 時間内変動+3 σ 相当値とは、分析対象とした時間内変動のうち、最小値から 99.87 パーセントイル値を指す。

差+2 σ 相当値⁸⁶」「電源脱落（直後）」に対応する分⁸⁷を加算する方法で試算を行うこととした。

(iii) 連系線期待分の考え方

稀に発生する電源脱落による「電源脱落（継続）」には、他の変動要因のためにエリア内に確保する調整力で対応し、不足する部分は連系線に期待することとした。なお、マージンとして設定する必要があるかについては別途検討を行う。

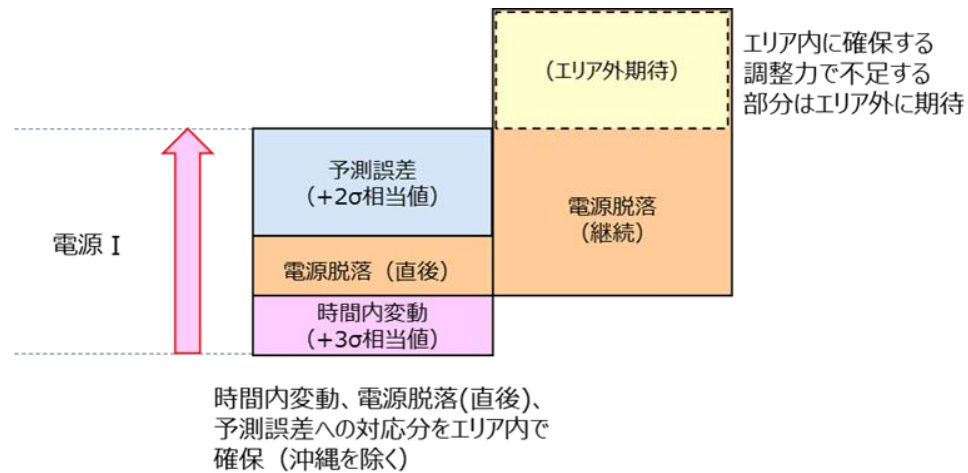


図 3-2-3-7 各需給変動の変動量と電源 I 必要量の関係

(3) 実績データによる電源 I 必要量の試算

上記の整理に基づき、電源 I 必要量の試算を行った。なお、沖縄エリアについては、単独系統であり他エリアからの応援融通に期待できないことから、個別検討とした。

(i) 使用データ⁸⁸

① 予測誤差算出に用いたデータ

- ・ エリア需要実績値（30 分値）
- ・ FIT 特例制度①電源（太陽光・風力）の前々日出力予測値（30 分値）
- ・ FIT 特例制度①電源（太陽光・風力）の出力実績値（30 分値、推定実績含む）
- ・ 小売電気事業者の 1 時間前計画に計上されている需要予測値（30 分値）

② 時間内変動算出に用いたデータ

- ・ 残余需要実績値（1 分値）

⁸⁶ 予測誤差+2 σ 相当値とは、分析対象とした予測誤差のうち、最小値から 97.73 パーセントイル値を指す。

⁸⁷ エリア内の周波数制御機能で対応する時間内変動は+3 σ 相当値とする一方で、不足時には電源 I 以外での対応も可能な予測誤差は+2 σ 相当値とする考え方による。

⁸⁸ 小売電気事業者の 1 時間前計画に計上されている需要予測値（30 分値）は、広域機関システムより取得、その他のデータは一般送配電事業者から受領した。

(ii) 試算方法

① 予測誤差の算出方法

需要予測誤差は、以下の式により算出した。

$$\text{需要予測誤差} = \text{エリアの需要実績} - \text{エリアの需要予測}^{89}$$

需要予測誤差はコマごとに算出し、計画未提出、計画値記載ミス等と思われる特異なデータについては、分析から除外した。

FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差は、以下の式により算出した。

$$\text{発電出力予測誤差} = \text{発電出力実績} - \text{発電出力予測}$$

FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差はコマごとに算出し、計画未提出、計画値記載ミス等と思われる特異なデータについては、分析から除外した。

② 時間内変動の算出方法

時間内変動は、以下の式により算出した。

$$\text{時間内変動} = \text{コマ内最大（最低） 残余需要} - \text{コマ内平均残余需要}$$

今回の分析では、あるコマとその直前のコマの平均値を比較し、平均値が直前のコマから上げ傾向である場合は、時間内変動は上振れ方向の最大値を採用し、平均値が下げ傾向である場合は、時間内変動は下振れ方向の最大値を採用した。なお、使用する 1 分値データに欠測等があった場合には、当該 1 分値を含むコマを分析から除外した。

③ 電源 I 必要量の試算

①、②で算出した予測誤差及び時間内変動の値を、電源 II が小売電気事業者により最大限活用され、電源 II からは上げ調整力が得られない可能性の高い時間帯を仮定して抽出し、電源 I 必要量の試算を行った。

試算 1-1 では、7～8 月の 62 日間のデータのうち、各日の残余需要が最大であったコマ及びそのコマと時を同じくするコマ（例えば、18 時 30 分のコマで残余需要が最大であった場合、18 時のコマと 18 時 30 分のコマを分析対象とする）を電源 II からは上げ調整力が得られない時間帯と仮定して分析した。試算 1-2 では、図 3-2-3-8 において各時間帯の残余需要（同図青棒）が、残余需要ピークの 95%以上のライン（同図赤線）を超えるコマを電源 II からは上げ調整力が得られない時間帯と仮定して分析した。

⁸⁹ 小売電気事業者の需要予測誤差を算出する場合の需要予測は、当該エリアの全需要計画の合計値。

試算2は、参考のために行ったものであり、4～8月の全時間帯の全データを分析対象として、電源Ⅱの余力には全く期待できない仮定のもと、電源Ⅰを最大限確保する場合の試算である。

実績データを分析したところ、予測誤差の分布が図3-2-3-9のように片側に長く裾を引いているケースがみられた。この場合、正規分布と仮定し、平均値+2σ値や平均値+3σ値を求めた場合、裾を引いていない側では、予測誤差の最大値を超える値となってしまう、電源Ⅰ必要量を過剰に試算してしまう可能性がある。したがって、図3-2-3-10に示すとおり、+2σ相当値、+3σ相当値を用いることとした。また、小売電気事業者の需要予測誤差の分布がゼロ点からかなり偏差している（予測誤差の平均値が0付近ではない）ケースが見られたことから、今後、予測精度の高まりによって偏差が解消する可能性を考慮し、図3-2-3-10のとおり平均値のゼロ点補正を行った条件での試算も行った。

電源脱落量の想定は、2017年度において単機最大ユニットと見込まれるものとした。

表3-2-3-4は、以上の試算条件をまとめたものである。

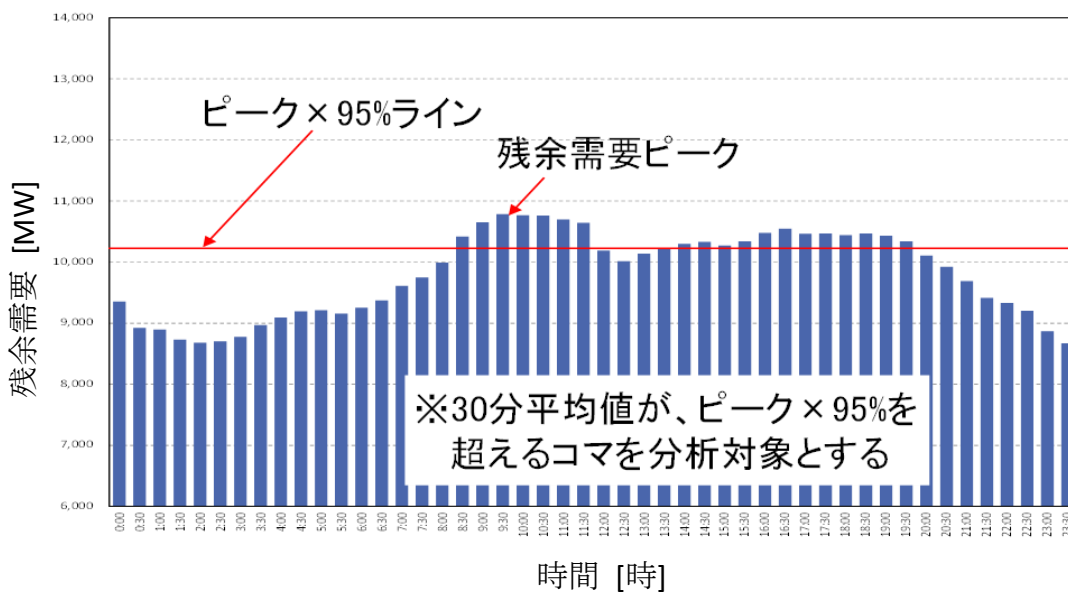


図3-2-3-8 試算1-2における分析対象コマ

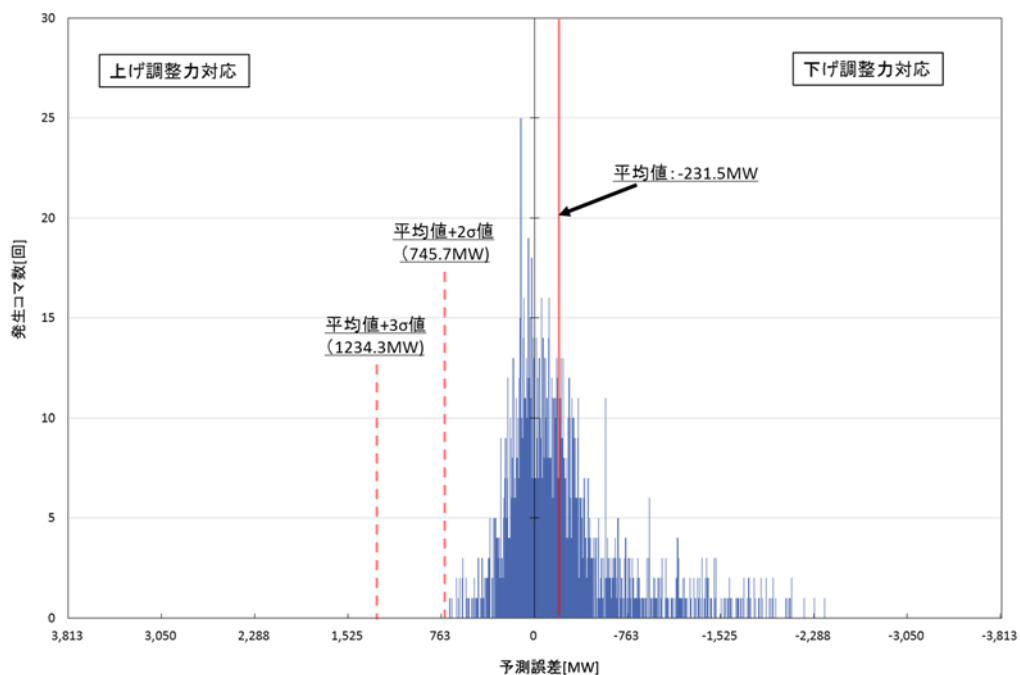


図 3-2-3-9 需要予測誤差の分布の例（九州エリア 5月）

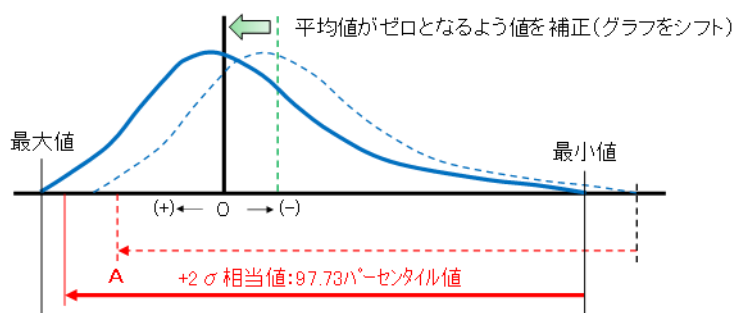


図 3-2-3-10 ゼロ点補正のイメージ

表 3-2-3-4 試算条件

	試算 1-1	試算 1-2	試算 2
分析対象月	7～8月一括	(同左)	4～8月一括
分析対象コマ	残余需要ピーク2コマ	残余需要ピークの95%以上	全時間帯
予測誤差のゼロ点補正	あり/なし 両方を試算	(同左)	(同左)
電源脱落量の想定	2017年度において単機最大ユニットと見込まれるもの	(同左)	(同左)

(iii) 試算結果

沖縄エリア以外の9エリアの試算結果は表3-2-3-5のとおりであり、分析対象とするコマを多くするほど、試算値が大きくなる傾向が窺える。これは、分析対象とするコマを多くするほど、特異なデータの影響を受けにくくなると考えられる一方で、(極端な例としては試算2のように)電源Ⅱの余力による対応に期待できる可能性が高い変動まで分析対象に含めてしまうためと考えられる。

表3-2-3-5 沖縄を除く9エリアの電源Ⅰ必要量試算結果

	ゼロ点補正	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
試算1-1 (ピーク2コマ)	なし	(10.7)	(7.4)	4.4	4.9	7.3	4.8	7.7	3.7	7.7	6.5
	あり	(9.0)	(8.3)	7.2	6.0	7.5	4.7	7.8	5.4	8.3	7.1
試算1-2 (ピークの95%以上)	なし	(13.4)	(7.1)	5.6	7.7	6.9	5.6	7.5	4.4	9.3	7.5
	あり	(12.0)	(8.8)	8.9	8.3	7.4	5.9	8.4	6.1	9.8	8.4
試算2 (全時間帯)	なし	(12.1)	(10.0)	6.1	9.4	7.8	7.0	8.9	9.8	11.3	9.2
	あり	(12.2)	(10.8)	9.9	10.3	8.2	8.4	9.8	11.4	12.4	10.4

※ 数値は、各エリアH3需要に対する%値

※ 2016年度のH3需要想定値が冬ピークのエリアの数値は()内に記載

(iv) 試算における課題

実績データを基に電源Ⅰ必要量の試算を行ったが、算定にあたっては以下の課題があることに留意が必要である。

- ・電源Ⅱの余力に期待できない時間帯として、残余需要のピーク時間帯及びピークの95%以上の時間帯を仮定したが、実運用において当該時間帯が本当に電源Ⅱの余力に期待できないかは定かではなく、分析が十分にできていない。
- ・2016年度のデータのみで試算しており、年度ごとの違いが考慮できていない。
- ・冬季ピークのエリアもある一方で、冬季の実績は分析できていない。
- ・小売電気事業者による需要予測と実績の誤差の平均値の偏差が今後解消していくのか(ゼロ点補正をすることが適切かどうか)判断が難しい。

3-2-4. 今年度の公募における電源Ⅰ必要量

(1) 沖縄エリア以外の9エリアの電源Ⅰ必要量

上記のとおり、実績データに基づき電源Ⅰ必要量の検討、試算を行ったが、試算における課題が残っていることも考慮すると、国が託送供給等約款認可申請に係る査定方針で示した考え方を見直すことが適当であるとまではいえない。このため、今年度は、暫定的に同方針及び3-2-2.の考え方に基づき、9エリア一律でH3需要の7%とすることを確認した。

<沖縄エリア以外の電源Ⅰの必要量>

$$\text{電源Ⅰ} = \text{H3 需要} \times 7\%$$

※「H3 需要」は、2016 年度供給計画の第2 年度における想定需要とする。

また、実績として H3 需要の 7%を超える変動が発生しているため、実運用において電源Ⅱの余力を活用してもなお調整力が不足するおそれがあり、その場合は、連系線を通じた応援融通等により対応することとなる。もし、そのような状況が発生した場合には、調整力の追加調達等の対応の必要性を速やかに検討する必要があることを確認した。

(2) 沖縄エリアの電源Ⅰ必要量

沖縄エリアについては、前述のとおり、単独系統であり他エリアからの応援融通に期待できないことを考慮し、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源Ⅰ－a 必要量（後述の周波数制御機能付き調整力の必要量）に単機最大ユニット相当量を足した量を電源Ⅰ必要量とすることを確認した。

<沖縄エリアの電源Ⅰの必要量>

$$\text{電源Ⅰ} = \text{エリア内単機最大ユニット分} + \text{周波数制御機能付き調整力(電源Ⅰ－a)必要量}$$

※「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。

※電源Ⅰ－a必要量は沖縄電力の算定による。

3-2-5. 今後の課題

今回の検討では、残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できるとして、実績データを基に、電源Ⅰ必要量の試算を行った。しかし、試算における課題を挙げたとおり、試算結果をもって現在の考え方を見直すことが適当であるとはいえなかった。

今後、次年度の調整力公募に向けて、データの蓄積を継続し、今回の検討ではできなかった冬季の実績の分析や小売電気事業者の需要予測誤差の平均値の偏差の動向の把握を行うとともに、電源Ⅱ余力の状況を考慮した分析の在り方について引き続き検討を行う必要がある。

3-3. 電源 I 'の必要性・必要量・要件

3-3-1. 厳気象 H1 需要に対応するための供給力の必要性

2-3-2. の検討のとおり、2016 年度夏季について、厳気象 H1 需要に対する需給変動リスク分析を行った結果、厳気象 H1 需要に対しても、運用上の追加対策をもって需給バランスを維持できることを確認した。

しかし、3-2-2. で述べたように、広域機関は、2016 年度供給計画の取りまとめの結果、経済産業大臣に対し「国においては、将来の安定供給を確実に確保するため、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズムの導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方について検討を進められたい」との意見を提出した。また、供給計画の取りまとめにおいて、契約に基づく需要抑制の多くが2017 年度以降は計上されていないことも明らかとなった（図 3-3-1-1 参照）⁹⁰。これらの状況を踏まえ、本委員会においても、翌年度の厳気象 H1 需要に対して、確実に需給バランスを維持できるようにするための供給力確保の仕組みがないことが課題である旨を確認した。

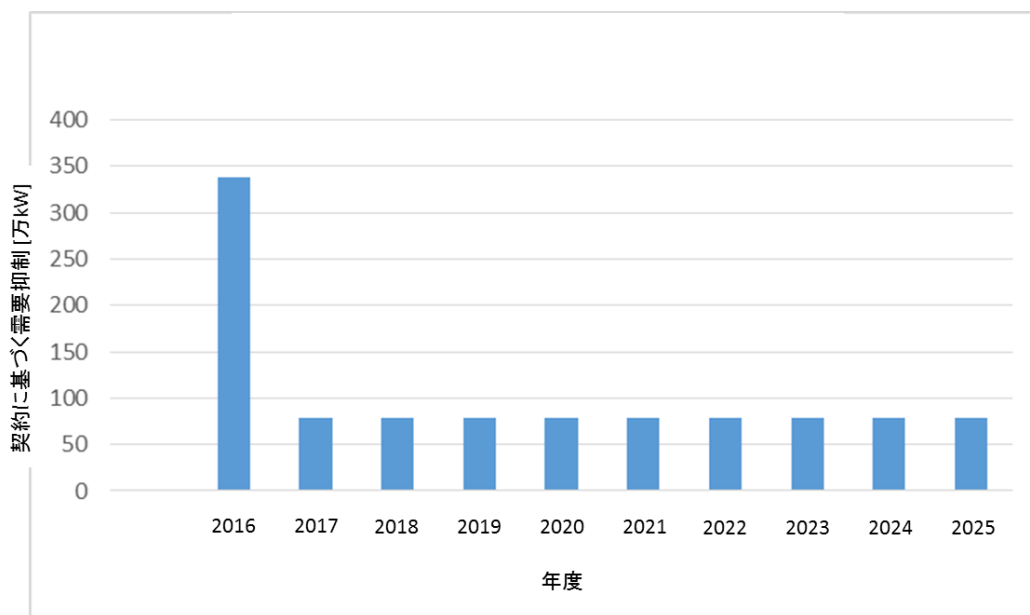


図 3-3-1-1 2016 年度供給計画における契約に基づく需要抑制の見通し

本委員会としては、これまで電力需給検証小委員会での審議等を通じて、旧一般電気事業者に対して、厳気象 H1 需要に対しても一定の供給信頼度を確保できるよう対応を求め、それができない場合には、政府から特別な節電要請が行われてきたことを踏まえると、10 年に 1 度程度の猛暑又は厳寒の際に、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず供給力が不足し、国の要請に基づく節電に期待する、場合によっては計画停電に至るといった事態に陥らないよう、厳気象 H1

⁹⁰ 平成 28 年度供給計画の取りまとめ P37 参照

http://www.occto.or.jp/jigyosha/kyokyu/files/160629_kyoukyu_keikaku_torimatome_bessi_1.pdf

需要に対応するための供給力等を確保することが適当であると確認した。

(→参考資料_S-8～11)

そのうえで、厳気象 H1 需要に対応するための供給力等の確保にあたっての具体的方法について、以下のとおり検討を行った。

3-3-2. 電源 I ʼ の確保主体

電気事業法に規定されている小売電気事業者の供給力確保義務に基づけば、厳気象 H1 需要にも小売電気事業者が対応すべきとの考え方もある。しかし、多くの小売電気事業者は、供給計画の前提である H3 需要に対しても中長期の供給力を「調達先未定」としており、国及び広域機関において、実効性のある供給力確保の在り方について検討がなされているところである。

この状況を踏まえ、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでのあくまでも暫定的措置として、厳気象 H1 需要に対して、H3 需要に対応するため確保する供給力では不足する分の量を、原則として、一般送配電事業者が調整力として確保することとし、この供給力等を「電源 I ʼ」と定義した。

図 3-3-2-1 に電源 I ʼ として確保する部分のイメージを示す。

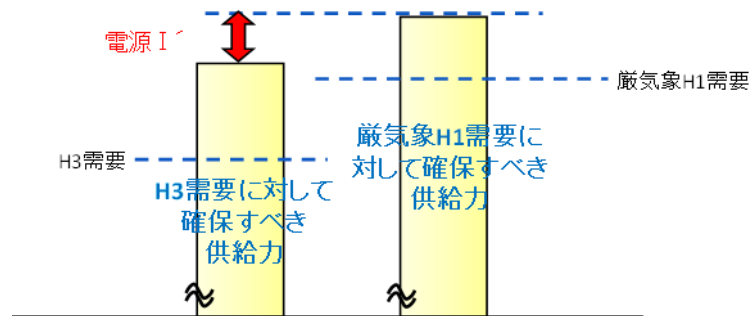


図 3-3-2-1 電源 I ʼ のイメージ

3-3-3. 電源 I ʼ の要件

電源 I ʼ は厳気象 H1 需要に対応するために確保するものであり、この需要に対して H3 需要を基に確保した供給力の不足が発生するのは、1 年間のうち限られた時間であると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度その発生を予見可能であると考えられる。そのため、電源 I ʼ として確保する供給力等については、従来の電源に限らず、デマンドリスポンスを含めた幅広い手段を対象とすることを確認した。

3-3-4. 電源 I' 必要量の算定方法

電源 I' の必要量については、厳気象 H1 需要に対応するという目的から、原則以下の考え方で算定することとした。

(→参考資料_S-12)

<電源 I' の必要量>

$$\text{電源 I' } = (\text{厳気象 H1 需要に対する必要供給力}) - (\text{H3 需要に対する必要供給力}) \quad \dots (1)$$

次に、上記の式(1)を前提に、2016 年度の調整力公募における電源 I' の必要量の算定方法を検討した。

これまで電力需給検証小委員会では、至近 10 か年の厳気象 H1 需要に対し、少なくとも供給予備力を 3%確保する必要があるとされてきた。この基準に関しては、本委員会における調整力の在り方等の検討の結果により見直しが必要となる可能性はあるが、今のところこれに代わる知見はないことから、今年度は暫定的にこれまでの考え方を踏襲し、厳気象 H1 需要の 103%を確保すべき供給力とした。

また、小売電気事業者により確保されるべき供給力は、小売電気事業者に供給力確保義務があること、制度設計ワーキンググループにおいて、供給予備力のうち持続的需要変動対応分（これまで H3 需要の 1~3%とされてきた。）は、小売電気事業者が確保すべきと整理されたことを考慮し、H3 需要の 101%とした。

加えて、一般送配電事業者が確保する電源 I の量も考慮し、2016 年度の調整力公募における電源 I' の必要量は以下の方法で算定することを確認した。

(→参考資料_S-13~15)

<2016 年度の調整力公募における電源 I' の必要量>

$$\text{電源 I' } = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \quad \dots (2)$$

※「厳気象 H1 需要」は、国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

※「H3 需要」は、2016 年度供給計画の第 2 年度における H3 需要の値を使用する。

さらに、高需要の発生が懸念されない時期を選んで電源の補修が計画される傾向を考慮すると、電源 I' の必要量が最大となる月を選んで算定することは過剰な対応となる可能性がある。したがって、電源 I' の必要量は厳気象 H1 需要が最大となる月の算定値を用いることとした⁹¹。

また、最終的な電源 I' の募集量を算定する際には、以下の①、②の補正を行

⁹¹ 2017 年度について、東京エリアでは式(2)により算定した電源 I' の必要量が最大となるのは 9 月だが、厳気象 H1 需要が最大となるのは 7 月、8 月であるため、電源 I' の必要量は 7 月、8 月の算定値を用いることとした。(7 月と 8 月の電源 I' の必要量は同量であった。)

ってもよいことを確認した。

(→参考資料_S-16, 17)

- ① 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源について、過負荷運転等による増出力分が期待できる場合においては、その分を電源Ⅰの募集量から控除できる。
- ② 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）⁹²に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力とH3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰの募集量に反映させる。

さらに、式(2)及び①、②の補正を行い算定した電源Ⅰの必要量がゼロ以下となった場合には、電源Ⅰの募集量はゼロとすることも確認した。

表 3-3-4-1 に各一般送配電事業者が算定した電源Ⅰの募集量を示す。

表 3-3-4-1 2016 年度 電源Ⅰの募集量

単位：万 kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
募集量	—	9.1	59.0	19.2	—	17.0	—	—	29.0	—

表中の「—」は算定の結果、募集量が0であったことを示す。

3-3-5. 今後の課題

一般送配電事業者が電源Ⅰを確保する期間においては、現在検討途上である供給予備力及び電源Ⅰの必要量の検討の進展に併せて、適宜電源Ⅰの必要量の算定方法を見直していく必要がある。

⁹² 経済産業省 資源エネルギー庁ウェブサイト参照

http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/h29_guideline.pdf

3-4. 一般送配電事業者が設定する電源 I - a 及び電源 I - b の確認

3-4-1. 検討の背景及び検討事項

電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、調整力調達のあり方が議論され、基本的な考え方として「全ての電源等にとっての参加機会の公平性の確保」、「需要家が最終的に負担することとなる調整力の調達コストの透明性、適切性の確保」、「安定供給の確保」が示された。また、一般送配電事業者からは、調整力調達の多様化を図ることは、調整力調達の柔軟性を高め、調整力発動にかかる費用の低減にも資することから、電源 I のうち周波数制御機能を必須とする電源等を電源 I - a、それを必須としない電源等を電源 I - b として区分して募集する方針が示された⁹³。本委員会では、これらの議論に基づき、一般送配電事業者が算定した電源 I - a 及び電源 I - b の必要量を確認した。

3-4-2. 一般送配電事業者による算定結果

(1) 電源 I - a 必要量の算定

実需給断面で調整すべき変動要素を以下の 3 項目に分類し、各要素に対する周波数制御機能の要否を検討し、今年度の公募においては、電源 I - a の必要量は、「電源脱落（直後）」、「時間内変動+3 σ 相当値」及び「予測誤差の一部+3 σ 相当値」の各変動要素に対応する量⁹⁴を合計して算定するとの考え方が示された。

(→参考資料_S-18~21)

この考え方にに基づき、各一般送配電事業者が過去のデータから算定した電源 I - a 必要量の試算値及び 2016 年度の調整力公募における募集量は表 3-4-2-1 のとおりであり、この試算値を基に各一般送配電事業者が募集量を設定した。

(→参考資料_S-22~26)

表 3-4-2-2 に各一般送配電事業者が算定した電源 I - a の募集量を示す。

⁹³ 電力・ガス取引監視等委員会 第 9 回制度設計専門会合 資料 6-1 参照
http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/009_06_01.pdf

⁹⁴ 全てエリア内の周波数制御機能で対応する部分であるため、+3 σ 相当値とする考え方による。

表 3-4-2-1 電源 I - a 必要量の試算値及び 2016 年度募集量

エリア	試算値			募集量
	2016.4～8 のデータ	2015.4～8 のデータ	2015年度(年 間)のデータ	
北海道	9.3%	6.4%	7.8%	7.0%
東北	7.6%	6.9%	7.0%	7.0%
東京	6.1%	4.9%	5.4%	6.1%
中部	5.8%	6.7%	6.6%	6.6%
北陸	5.2%	6.4%	6.5%	6.5%
関西	5.4%	5.9%	6.6%	6.0%
中国	6.7%	7.1%	7.2%	7.0%
四国	6.0%	6.0%	6.1%	6.2%
九州	5.9%	6.4%	6.5%	7.0%
沖縄	6.5%	5.7%	5.9%	57MW

※ 残余需要ピーク×95%以上のコマを対象としている

※ 電源脱落量の想定は、2017年度において単機最大ユニットと見込まれるもの

※ 数値は、H3 需要に対する%値

表 3-4-2-2 2016 年度 電源 I - a の募集量

単位：万 kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
募集量	36.0	95.7	321.0	160.7	33.0	159.0	74.5	31.2	106.0	5.7

(2) 電源 I - b の募集量

2016年度の公募における電源 I 必要量から、上記(1)の電源 I - a 募集量を差し引いたものを、電源 I - b の募集量とする考え方が示された。表 3-4-2-3 に各一般送配電事業者が算定した電源 I - b の募集量を示す。

表 3-4-2-3 2016 年度 電源 I - b の募集量

単位：万 kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
募集量	—	—	47.0	9.7	2.0	26.0	—	4.1	—	24.4

表中の「—」は、募集量が0であったことを示す。

3-5. 2016年度の調整力公募の結果を受けた今後の検討

3-5-1. 2016年度の調整力公募の結果

2016年度の一般送配電事業者による調整力の公募は、調達の方え方及び前述の方え方に基づき実施され、表 3-5-1-1 のとおり公募結果（落札量、最高落札価格、平均落札価格）が公表されている。

表 3-5-1-1 2016年度 一般送配電事業者による調整力の公募結果

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電源 I-a	募集量(万kW)	36.0	95.7	321.0	160.7	33.0	159.0	74.5	31.2	106.0	5.7
	落札量(万kW)	36.0	95.7	323.7	160.7	33.0	159.3	74.5	31.2	106.0	5.7
	最高落札価格(円/kW)	37,862	40,911	15,171	11,696	21,461	12,339	10,119	17,579	42,261	37,336
	平均落札価格(円/kW)	25,047	11,531	14,575	9,260	15,359	9,740	9,785	12,328	16,291	27,878
電源 I-b	募集量(万kW)	-	-	47.0	9.7	2.0	26.0	-	4.1	-	24.4
	落札量(万kW)	-	-	44.3	9.7	2.0	26.0	-	4.1	-	24.5
	最高落札価格(円/kW)	-	-	15,171	5,165	18,317	12,331	-	17,579	-	9,352
	平均落札価格(円/kW)	-	-	15,171	5,165	18,317	12,319	-	17,579	-	7,676
電源 I'	募集量(万kW)	-	9.1	59.0	19.2	-	17.0	-	-	28.4	-
	落札量(万kW)	-	7.4	59.9	19.2	-	17.0	-	-	28.5	-
	最高落札価格(円/kW)	-	782	4,750	1,245	-	5,900	-	-	32,662	-
	平均落札価格(円/kW)	-	782	4,501	1,196	-	3,034	-	-	8,176	-

また、調達の方え方に基づき、各一般送配電事業者は、募集要綱に対する意見募集を行っており、これに対し、各一般送配電事業者によって要件が相違する点やディマンドリスポンスの要件の標準化に関する意見が寄せられている⁹⁵。

3-5-2. 今後の課題

(1) 調整力の広域的調達

上記の公募結果は、調整力の広域的な調達によって、効率化が図られ得ることを示唆している。

また、国の調達の方え方における、「資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる」との指摘も踏まえ、広域的な調達に向け、具体的には以下のような課題について検討が必要である。

(i) 経済面の課題

広域調達した調整力を活用するために連系線の容量を確保する場合、電力取引に活用できる連系線の容量が減少し、取引の効率性に影響を与える可能性があるが、それを上回る経済的メリットの有無について検討が必要である。

⁹⁵ 国の調達の方え方に基づき、広域機関においても各一般送配電事業者の募集要綱（案）に対する意見募集を行った。提出された意見及び回答は広域機関ウェブサイトを参照。

http://www.occto.or.jp/oshirase/iken/2016_08_chouseiryokukoubo_ikenboshu.html

(ii) 技術面の課題

調整力の広域調達及び活用のために必要な制御システムの構築や系統運用者の業務（人間系で行う監視や指令等）の変更の実現性、スケジュール等について検討が必要である。

(2) 調整力の技術的要件の標準化

一般送配電事業者が行った募集要綱に対する意見募集に寄せられた意見を踏まえ、今回、調整力の要件として設定された各項目について、標準化の可否、可能な場合の具体的な要件等について検討が必要である。

3-6. 需給調整（リアルタイム）市場を見据えた調整力に関する技術的な検討

3-6-1. 検討の背景

国は、2020年度を目安に需給調整（リアルタイム）市場を創設する方針を示しており、また、その検討においては、広域機関が技術的検討を担い、資源エネルギー庁及び電力・ガス取引監視等委員会と一体的に検討を進めることされている⁹⁶。

この方針を踏まえ、調整力の在り方を検討している本委員会において、需給調整市場創設に向けた技術的な検討を行うこととした。

（→参考資料_S-27～30）

3-6-2. 検討の進め方

（1）実施体制

需給調整市場の創設に向けた技術的な検討にあたっては、各エリアの調整力電源の制御方式、運用実務、デマンドリスポンスの制御方式等、技術的な面を十分考慮する必要があるが、この検討を集中的かつ効率的に進めるため、本委員会のもとに、作業会を設置し、周波数制御・需給バランス調整を担う一般送配電事業者にも参加を要請することとした。また、本委員会は、作業会から検討結果の報告を受け審議を行うことを確認した。

（2）検討項目

作業会における主な検討項目は以下のとおりであり、まず、（i）の検討を進め、その検討状況に応じ（ii）の検討を行うこととした。

（i）調整力の細分化

①参考となる諸外国の事例と日本の運用実態との比較

②調整力の細分化の案

- ・機能（GF、LFC、DPC等）による細分化等
- ・細分化した各調整力の要件・スペック
- ・細分化した場合の影響（電力品質への影響、総調達量の増加の有無等）の評価
- ・デマンドリスポンスの扱い

③細分化した各調整力の必要量の算出手法

（ii）細分化した各調整力の広域的な調達

①細分化した各調整力の広域的な調達に係る技術的制約（制御システムに関

⁹⁶ 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 第2回電力・ガス基本政策小委員会、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会 合同会議 資料3 P17 参照
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/pdf/002_03_00.pdf

する制約等)

②連系線利用に関する検討（マージン確保の必要性、合理性等）

なお、技術的な検討に関しては、昨年度の委員会において、以下の 2 点を取組み課題として確認したが、上記の検討の背景を踏まえて再検討することとし、見直し後の方針として、今後は上記（i）③の検討の結果、必要であればシミュレーションツールの構築に取り組むことを確認した。

- ・GF、LFC の必要量の算出手法として「代数的手法」、「周波数シミュレーション」を検討すること
- ・周波数シミュレーションを行うためのツールの検討・作業を行う作業会の設置

3-7. 調整力の必要量の検討に係るデータ分析

3-7-1. データ分析の目的及び内容

昨年度の委員会において、これまで瞬動予備力、運転予備力と呼ばれた周波数制御、需給バランス調整に係る調整力の確保量について調査したところ、旧一般電気事業者各社で考え方が異なっていたことや、確保量を経験等に基づく値とするケースもあることが明らかとなった⁹⁷。本委員会では、再エネ発電の導入拡大やライセンス制の導入などの環境変化を踏まえた調整力の在り方について検討するため、再エネ発電の出力予測誤差や計画値同時同量のもとでの小売電気事業者の需要予測誤差等の実績データ等の収集及び分析を行い、定量的な分析を行っていくこととした。

分析にあたっては、2016年4月に実施された計画値同時同量制度への移行、ライセンス制の導入、及び、FIT 特例制度①の導入（同制度の適用を受けた再エネ電源の出力予測値は一般送配電事業者の前々日予測値となること）の影響が考えられることから、2016年4月以降の実績データ等を用いることとした。

具体的な分析対象及び分析の目的・内容は、表3-7-1-1のとおり。

表 3-7-1-1 データ分析の対象及び分析の目的・内容

		分析対象	分析の目的・内容
予測誤差	分析①	小売電気事業者・発電事業者の1時間前策定の計画(予測)からの誤差	・ライセンス制、計画値同時同量制の下では、本来、一般送配電事業者は小売電気事業者・発電事業者の最終計画値(1時間前策定)からの誤差分を調整することになるため、その誤差を分析する。
	分析②	小売電気事業者・発電事業者の前日策定の計画(予測)からの誤差	・小売電気事業者の実需給1時間前までの予測の見直し状況を把握するため、分析①にて算出した誤差との比較を行う。 ・また、前日時点で系統全体としての需給バランスを小売・発電事業者の計画をもとに管理する場合にはどれだけの誤差を見込むべきかを分析する。
	分析③	一般送配電事業者の前日策定の計画(予測)からの誤差	・前日時点で系統全体としての需給バランスを一般送配電事業者の計画をもとに管理する場合にはどれだけの誤差を見込むべきかを分析する。
	分析④	FIT特例制度①の適用を受けている太陽光・風力発電出力の前々日及び前日からの予測誤差	・FIT特例制度①(太陽光・風力)では、一般送配電事業者の前々日予測値を発電バランシンググループに配分し、その値を前提に小売・発電事業者が需給の計画を行うことから、前々日予測の誤差分を一般送配電事業者が調整することになる。この点が調整力必要量にどの程度の影響を与えているのかを把握するため、前々日予測からの誤差を集約・分析する。
時間内変動	30分コマ内の残余需要の時間内変動量	・一般送配電事業者は、周波数制御・需給バランス調整として、30分コマの平均値を合わせるだけではなく、30分コマ内の変動に対しても調整を行う必要があるため、30分コマ内の変動量(上げ・下げ)を分析する。	

⁹⁷ 調整力等に関する委員会 中間取りまとめ参照

http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_chuukantorimatome.pdf

3-7-2. 需要予測誤差の分析

小売電気事業者の前日計画・1時間前計画及び一般送配電事業者の前日断面の需要予測とエリアの需要実績から、需要予測誤差の分析（表 3-7-1-1 における分析①から分析③）を行った。

(1) 使用データ

- ①一般送配電事業者から受領したデータ
 - ・エリア需要実績値（30 分値）
 - ・エリアの前日需要予測値（30 分値）
- ②広域機関システムより取得したデータ
 - ・小売電気事業者の前日計画に計上されている需要予測値（30 分値）
 - ・小売電気事業者の1時間前計画に計上されている需要予測値（30 分値）

(2) 需要予測誤差の算出方法

需要予測誤差は、以下の式により算出した。

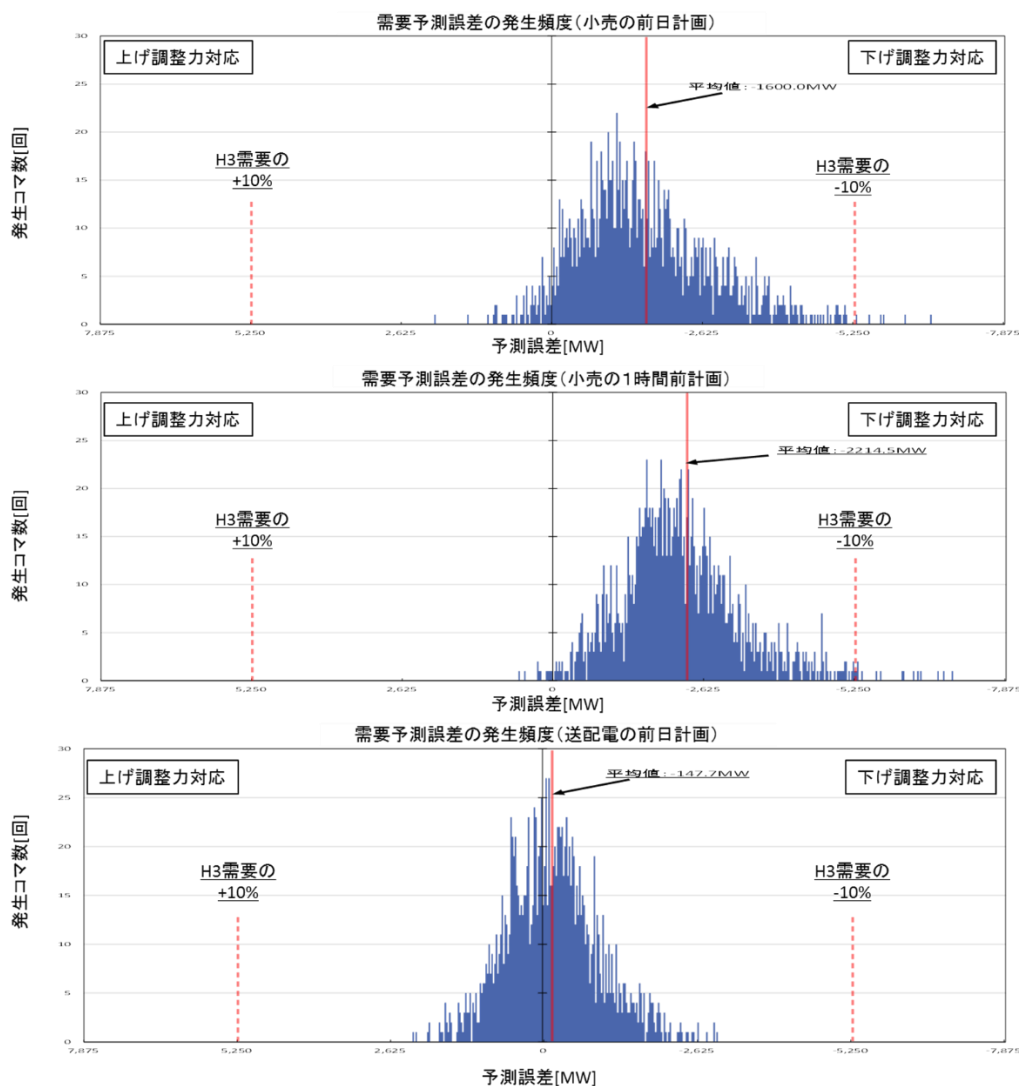
$$\text{需要予測誤差} = \text{エリアの需要実績} - \text{エリアの需要予測}^{98}$$

需要予測誤差はコマごとに算出し、計画未提出、計画値記載ミス等と思われる特異なデータについては、分析から除外した。

(3) 分析結果

分析結果の例を図 3-7-2-1 に示す。

⁹⁸ 小売電気事業者の需要予測誤差を算出する場合の需要予測は、当該エリアの全需要計画（需要は余剰買取 PV の自家消費分を差し引いた値）の合計値。



・横軸の最大・最小値は、H3需要※の±15%の値（±7,875MW）

※H3需要：2016年度供給計画における、月毎のエリアH3需要の最大値

図 3-7-2-1 需要予測誤差の分析結果の例（東京エリア 5月）

分析結果から、小売電気事業者の需要予測誤差には、以下の傾向がみられた。

- ・前日計画と1時間前計画を比較しても誤差の大幅な縮小はみられない。
- ・小売電気事業者は高めに需要予測を行う傾向にある⁹⁹。
- ・H3需要の±10%以上の誤差が発生しているコマもみられる。

一方、一般送配電事業者の需要予測誤差には、以下の傾向がみられた。

- ・H3需要の±10%を超えるような誤差はほとんどみられない。
- ・小売電気事業者同様、高めの需要予測を行う傾向がみられるが、小売電気事業者ほどの偏りはない。

⁹⁹ 図 3-7-2-1 に例示したのは、この傾向が特に顕著にみられたが、エリアごとに偏りの程度に差がある。

3-7-3. FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差の分析

一般送配電事業者による FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力の前々日予測・前日予測及び発電実績¹⁰⁰から、FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差の分析（表 3-7-1-1 における分析④）を行った。

（1）使用データ

①一般送配電事業者から受領したデータ

- ・FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力実績値（30 分値）
- ・FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力前々日予測値（30 分値）
- ・FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力前日予測値（30 分値）

（2）FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差の算出方法

FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差は、以下の式により算出した。

$$\text{発電出力予測誤差} = \text{発電出力実績} - \text{発電出力予測}$$

FIT 特例制度①（太陽光・風力）発電出力予測誤差はコマごとに算出し、計画未提出、計画値記載ミス等と思われる特異なデータについては、分析から除外した。また、太陽光発電出力がゼロとなる時間帯¹⁰¹については、予測値と実績値は当然一致するものであるため、今回の分析から除外した。

（3）分析結果

分析結果の例を図 3-7-3-1 に示す。

¹⁰⁰ 発電出力実績は一部推定実績を含み、余剰買取 PV の自家消費分を含まない。

¹⁰¹ 今回の分析では、一旦、「太陽光の発電出力実績値-太陽光の発電出力予測値=0」となるコマを除外した後、明らかに太陽光発電出力のあるコマ（12 時など日中帯のコマ）を分析対象に戻している。

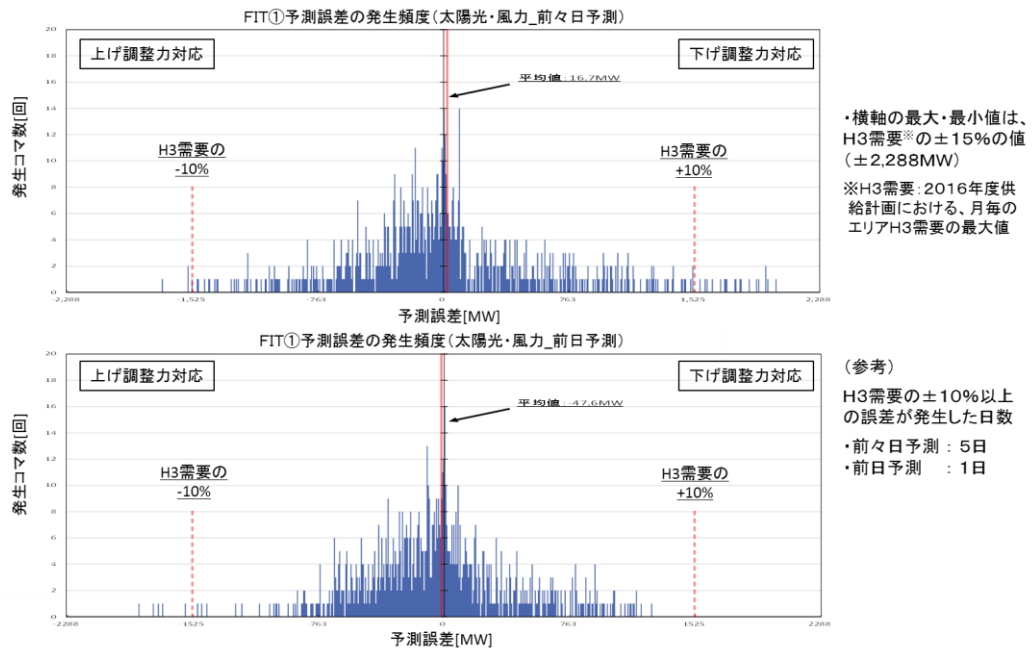


図 3-7-3-1 FIT 特例制度① (太陽光・風力) 発電出力予測誤差の分析結果の例 (九州エリア 6 月)

分析結果から、以下の傾向がみられた。

- ・前々日予測と前日予測では、前日予測の方が予測誤差のばらつきは小さくなる傾向にある。
- ・一方で、前日予測の方が、前々日予測よりも予測誤差が大きくなるケースもみられた。
- ・H3 需要の±10%以上の誤差が発生するエリアもみられる。

3-7-4. 時間内変動の分析

一般送配電事業者は、周波数制御及び需給バランス調整の業務として、コマごとの需要と供給力の平均値を一致させるだけでなく、コマ内での需要と供給力の変動に対して、周波数維持のための調整を行う必要がある。このコマ内での変動（表 3-2-3-3 における需要変動と再エネ出力変動を合成したもの）を時間内変動と呼ぶ。

そこで、残余需要実績値から、時間内変動について分析を行った。また、参考として、太陽光・風力発電出力実績値から太陽光・風力発電出力の時間内変動の分析を行った。

(1) 使用データ

- ①一般送配電事業者から受領したデータ
 - ・ 残余需要実績値（1 分値）
 - ・ 太陽光・風力発電出力実績値（1 分値）

(2) 時間内変動の算出方法

時間内変動は、以下の式により算出した。

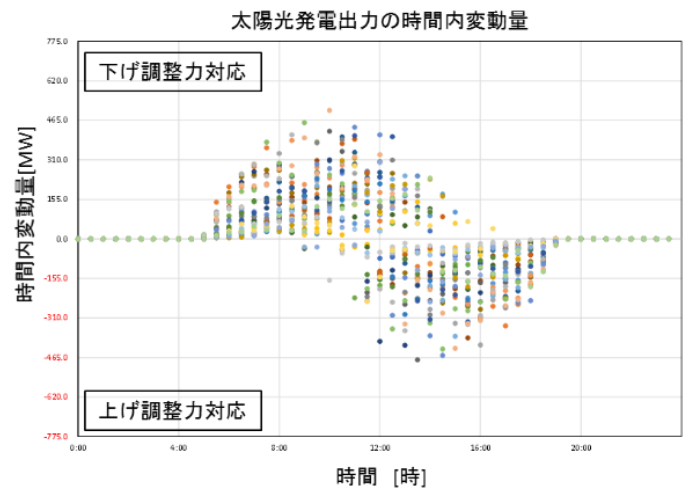
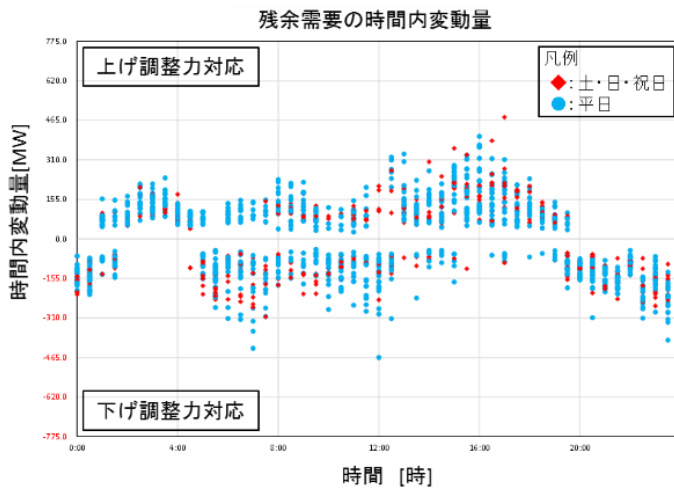
$$\text{時間内変動} = \text{コマ内最大（最低）残余需要} - \text{コマ内平均残余需要}^{102}$$

今回の分析では、あるコマとその直前のコマの平均値を比較し、平均値が直前のコマから上げ傾向である場合は、時間内変動は上振れ方向の最大値を採用し、平均値が下げ傾向である場合は、時間内変動は下振れ方向の最大値を採用した。なお、使用する 1 分値データに欠測等があった場合には、当該 1 分値を含むコマを分析から除外した。

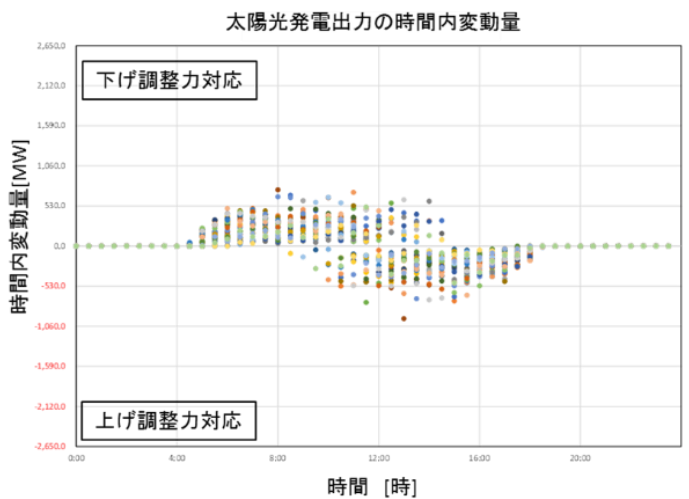
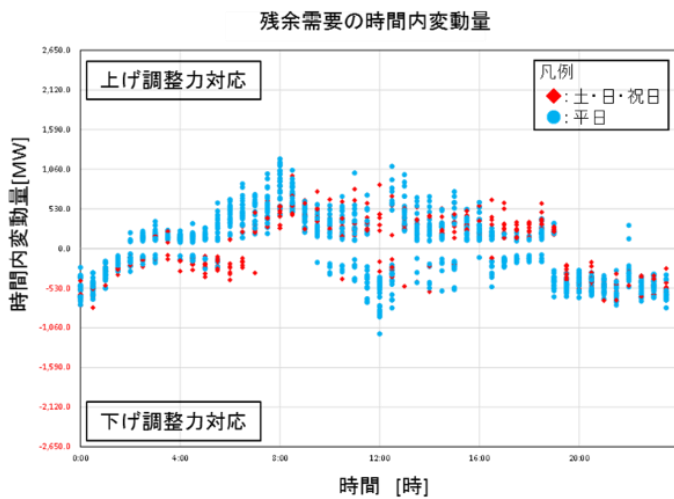
(3) 分析結果

分析結果の例を図 3-7-4-1 に示す。

¹⁰² 太陽光・風力発電出力については、時間内変動 = コマ内最大（最低）出力 - コマ内平均出力となる。



・縦軸の最大・最小値は、H3需要※の±5%の値 (±775MW)
 ※H3需要: 2016年度供給計画における、月毎のエリアH3需要の最大値



・縦軸の最大・最小値は、H3需要※の±5%の値 (±2,650MW)
 ※H3需要: 2016年度供給計画における、月毎のエリアH3需要の最大値

図 3-7-4-1 時間内変動の分析結果
 (上段: 九州エリア 6月、下段: 東京エリア 6月)

分析結果から、以下の傾向がみられた。

- ・九州エリアでは太陽光発電の影響が顕著に表れており、残余需要では、太陽光発電出力が増加する午前中は下げ傾向、太陽光発電出力が低下する午後にかけて上げ傾向となっている。

3-7-5. データ分析の継続

計画値同時同量制度への移行やライセンス制の導入がなされた 2016 年 4 月以降のデータを収集し分析を行った結果、小売電気事業者の需要予測に偏りがあるケースが見られることや、時間内変動に再エネ（特に導入量が多い太陽光発電）の影響がみられること等が確認された。

現時点で分析できたのは、制度変更直後のデータのみであり、今回確認された小売電気事業者の需要予測の偏りが継続的なものであるかは不明である。また、今後も再エネの導入拡大が見込まれる一方で、出力予測精度の向上の取り組みも進んでいくものと考えられる。したがって、こうした実績データ収集・分析を今後も継続的に行っていくこととする。また、今後の調整力の必要量等に関する議論を踏まえ、その目的に沿った分析方法（例えば、現時点では月ごとに一括して分析を行っているが、季節別、休日平日別の分析を行うなど）について検討する。

なお、2016 年度のデータ分析結果については、1 年度分のデータが集まる 2017 年 4 月以降に広域機関のウェブサイトに公表する。

4. マージン

4-1. マージンの概要と検討事項

4-1-1. 検討の背景

マージンについては、広域機関の業務規程で以下のとおり定義されている¹⁰³。

業務規程（2016年7月11日認可版）抜粋

第2条第2項第18号

「マージン」とは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、又は、電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。

このイメージを図4-1-1-1に示す。

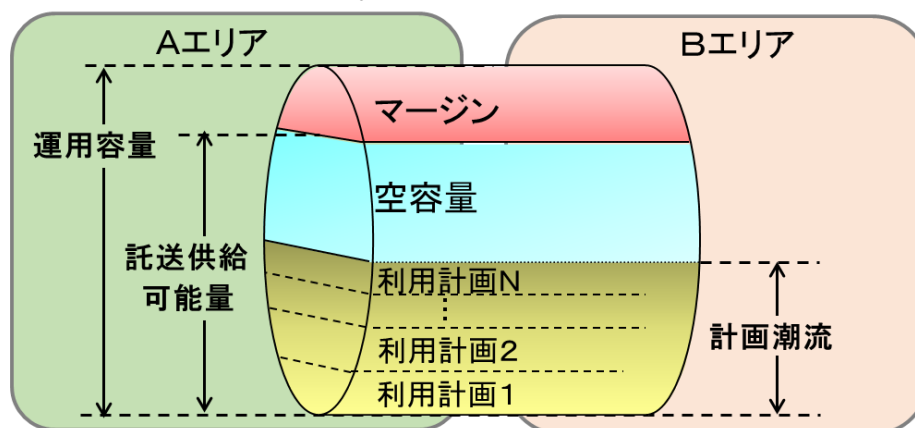


図4-1-1-1 マージンのイメージ

マージンは様々な目的で設定されているため、昨年度の委員会では、設定の目的別にマージンを分類、区分した上で、マージンの必要性・量について検討を行ってきた。

(→参考資料 M-1)

4-1-2. マージンの検討に係る状況変化

その後、以下の3点の状況変化が確認できたことから、マージンの分類及び区分の見直しを実施した。

(1) 長期計画断面の空容量部分も含めたマージンの設定

2016年7月、本委員会での審議を経て、広域機関の業務規程が変更認可され、新たなマージンの分類「電力市場取引環境整備のマージン」が追加された。このマージンは、卸電力取引市場の活性化等のために設定するものであり、将来、間接オークション制度等での活用の可能性も念頭に置かれている。

2016年9月14日～2016年10月4日までの期間、広域機関HPにおいて「現

¹⁰³ 昨年度の第8回調整力等に関する委員会での整理を踏まえて、2016年7月11日認可の業務規程より、マージンの設定目的に「電力市場取引の環境整備」を追加している。

在、利用者から御提出済みである平成 30～37 年度（2018～2025 年度）長期連系線利用計画策定後（時期未定）に、空容量が見込まれる部分について、業務規程第 2 条第 2 項第 18 号に基づく電力市場取引の環境整備のためのマージンを設定することで、新規の容量登録をしないこととする。」との方針について意見募集を実施した結果、特段の反対意見は無かったことを踏まえ、広域機関では、平成 30 年以降の長期計画断面に電力市場取引環境整備のマージンを設定している。

これに伴い、旧区分①のマージン（系統容量3%相当）の長期計画断面における必要性・量の検討は不要となるとともに、北海道本州間連系設備と東京中部間連系設備の増設分については、長期計画断面では「電力市場取引環境整備のマージン」を設定すべきであること、これらの運用開始までに実需給断面のマージンの必要性・量の検討をすることを確認した。

（→参考資料 M-2）

（2）稀頻度リスク対応の検討開始

前述のとおり、本委員会では、稀頻度リスクを定義し、その対応に関する検討を進めており、マージンについても、通常考慮すべきリスクへの対応のためのものか、稀頻度リスクへの対応のためのものかを明確化したうえで、検討を進めることとした。

（3）国における調整力のエリア外調達の推奨

国の調達の考え方において、早急に連系線利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえてエリア外も含めて調整力の募集対象地域が設定されることが望ましいとの考え方が示されたことに伴い、マージンについても通常考慮すべきリスクへの対応のためにエリアがエリア外に確保する「調整力のエリア外調達のためのマージン」の区分を追加することを確認した。

（→参考資料 M-3）

なお、本マージンは、受電方向だけではなく、送電方向も含めた双方向に設定する必要がある、直接隣接するエリア以外のエリアから調達する場合は、経由する全ての連系線に設定する必要がある等、従来のマージンとは性格が異なる可能性がある。また、「調整力のエリア外調達のためのマージン」を設定した場合には、電力取引の面で経済的損失が発生する可能性があることを考慮し、その在り方について検討を行う必要があることは前の章で述べたとおりである。

4-1-3. マージンの分類、区分の見直し

以上の確認結果を反映したものが、表 4-1-3-1、表 4-1-3-2、表 4-1-3-3 及び表 4-1-3-4 の各表である。今後はこの分類・区分ごとに検討を進めることを確認した。

表 4-1-3-1 マージンの分類

大分類	分類	説明
予備力・調整力に関連したマージン	需給バランスに対応したマージン	需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン
	周波数制御に対応したマージン	電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマージン
連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン	連系線潮流抑制のためのマージン	電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン
電力市場取引環境整備のマージン	電力市場取引環境整備のマージン	先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン

表 4-1-3-2 【予備力・調整力に関連したマージン】の分類と区分

マージンの 目的 マージンの 分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力* ¹	左記のうち エリア外 調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
需給バランスに対応したマージン	電源 I	A0	A1 旧① 旧②	A2 旧⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量 3%相当* ²	・系統容量 3%相当* ³
周波数制御に対応したマージン	電源 I - a	B0	B1 旧③	B2 旧③
		(該当なし)	・東京中部間連系設備 (EPPS：逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時 AFC：逆方向)	・東京中部間連系設備 (EPPS：順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時 AFC：順方向)

内は当該区分に該当する現状のマージン（以下の表において同じ）

※1：エリアが確保する調整力には電源Ⅱの余力も含むが、記載を省略している。

※2：現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから記載。

※3：旧電力系統利用協議会（旧 ESCJ）の整理において、系統容量 3%相当マージンに稀頻度リスク対応の観点が含まれていたことから記載

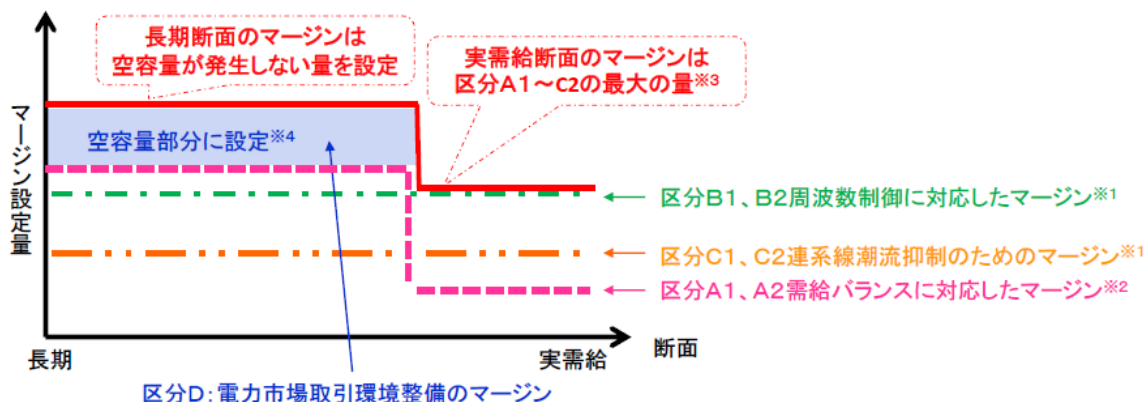
表 4-1-3-3 【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】の分類と区分

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスク への対応	稀頻度リスク への対応
連系線潮流抑制のためのマージン	C1 旧④	C2 旧④
	・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	・東北東京間連系線 (潮流抑制)

表 4-1-3-4 【電力市場取引環境整備のマージン】の分類と区分

マージンの目的 マージンの分類	電力市場取引環境整備
電力市場取引環境整備のマージン	D 旧④
	(該当なし)

この区分の考え方にに基づき、長期計画断面から実需給断面にかけて¹⁰⁴のマージンの設定量をイメージ化したものが、図 4-1-3-1 である。長期計画断面では、空容量が発生しない量、また、実需給断面では、区分 A1～C2 のうち最大の量が設定量となる。



- ※1 設定の前提となった条件(例えば、北海道本州間連系設備の場合は系統容量)が変わらない場合は同量
- ※2 減少は、地内予備力が確保できている等の条件を満たしている場合
(現状の運用の場合のイメージであり、今後の議論を制約するものではない。)
- ※3 区分A0、B0については、今後の検討により決定するため記載していない。
- ※4 区分Dのマージンは、運用容量、計画潮流、区分D以外のマージンを考慮した空容量部分に設定する。

図 4-1-3-1 マージン設定及び減少のイメージ

¹⁰⁴ 長期計画断面とは、概ね2ヶ年から10ヶ年前の時点から、ある特定の受給日の需給計画を実施する概念であり、その後、年間計画断面(概ね2ヶ月から2ヶ年前の時点)、月間計画断面(概ね2週間から2ヶ月前の時点)、週間計画断面(概ね3日から2週間前の時点)、翌々日空容量算出断面(2日前時点)、翌日空容量算出断面(1日前時点)、実需給断面(当日)の各種断面がある。

4-1-4. 各連系線のマージン設定状況

今年度の当初時点において各連系線に設定しているマージンの区分は、表4-1-4-1のとおり¹⁰⁵。

表 4-1-4-1 各連系線に設定しているマージンの区分

連系線	方向	マージン区分
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	A1 or C1 ¹⁰⁶
	東北⇒北海道	B1 (A1 含む) or C1
東北東京間連系線	東北⇒東京	A1 or C2
	東京⇒東北	A1
東京中部間連系設備	東京⇒中部	A1 or B2
	中部⇒東京	A1 or B1
中部北陸間連系設備	北陸⇒中部	なし
	中部⇒北陸	A1
北陸関西間連系線	関西⇒北陸	A1
	北陸⇒関西	A1
中部関西間連系線	中部⇒関西	A1
	関西⇒中部	A1
関西中国間連系線	関西⇒中国	A1
	中国⇒関西	A1
関西四国間連系設備	関西⇒四国	なし
	四国⇒関西	なし
中国四国間連系線	中国⇒四国	A1
	四国⇒中国	なし
中国九州間連系線	中国⇒九州	なし
	九州⇒中国	なし

¹⁰⁵ 現状では、区分 A1 のマージンを設定することで区分 A2 にも対応している。区分 D のマージンは、今年度当初には設定していなかったため記載していない。表中の「or」は、マージンの必要性については、両方の観点があるが、マージンの量は、いずれか大きい方で設定していることを意味している。

¹⁰⁶ 昨年度の議論で区分 B2 のマージンは廃止。

4-1-5. 検討事項

昨年度の検討を踏まえた、今年度以降の検討事項は下記のとおりである。
(→参考資料 M-4、M-5)

(1) 論点1：区分A1のマーシンの必要性・量・配分

このマーシンは、通常考慮すべきリスクに対応するため、エリア内に確保する調整力以外にエリア外からの応援を受けられるよう設定するものである。

したがって、エリア内に確保する調整力や必要供給予備力に関する議論と並行して検討を行う必要があるが、本取りまとめに記載のとおり、今年度は従来の調整力や供給予備力の考え方を見直すまでに至っていないことから、今後、これらの議論を踏まえて検討を行う。

なお、現状では、連系線利用計画を考慮し、エリアの供給予備力見合いでマーシンを減少させているが、間接オークションの導入後はスポット市場の約定処理後に初めて連系線利用量が判明することになるため、エリアの供給予備力の評価方法が課題となる。この対応について、今後、検討する必要がある。

(2) 論点2：区分A2のマーシンの必要性・量・配分

このマーシンは、4-1-3. に整理したとおり、稀頻度リスクに対応するために設定するものである。

今年度、稀頻度リスク対応の議論を始めたところであり、現時点では新たな考え方を定めるまでに至っていないことから、今後、この議論を踏まえて検討を行う。

(3) 論点3：リスクの予見性を考慮したマーシンの設定の考え方の整理

論点4、論点6の検討の中で、リスクの予見性を考慮したマーシンの設定に関する共通的な考え方を整理する必要性が出てきたため、本論点を追加し、検討を行った。

(4) 論点4：東京中部間連系設備の区分B1、B2のマーシンの必要性・量

昨年度の検討の結果、マーシンの設定の経済的損失額の評価については、広域メリットオーダーの評価を追加する必要があるとの課題が明らかになったことから、以下の事項について検討を行った。

連系線	方向	区分	検討事項
東京中部間 連系設備 (FC)	順方向 (西向き)	B2 (EPPS)	昨年度の議論を踏まえ、今年度は、広域メリットオーダーの評価等を追加して再検討を実施。
	逆方向 (東向き)	B1 (EPPS)	昨年度、送電線 N-1 故障対応を採る必要性は整理済み。今年度は、対応方法として、マーシンを確保するのか、代替手段を採るのかについて、広域メリットオーダーの評価等を追加して再検討を実施。

(5) 論点5：北海道本州間連系設備の区分B1、B2、C1のマーシンの必要性・量

昨年度の検討の結果、順方向（本州向きの）連系線潮流抑制のためのマーシ

ン（区分C1）の周波数上昇対策については更なる検討をする必要があるとの課題が明らかになったことから、以下の事項について検討を行った。

連系線	方向	区分	検討事項
北海道本州 間連系設備 (北本)	順方向 (本州向き)	B2 (緊急時 AFC)	昨年度、廃止することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1 (潮流抑制)	昨年度、当該リスク対応を採る必要性については整理済み。今年度は、マージン設定以外の周波数上昇対策について検討を実施。
	逆方向 (北海道向き)	B1 (緊急時 AFC)	昨年度、維持することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1 (潮流抑制)	昨年度、当該リスク対応を採る必要性については整理済み。マージン設定ではなく運用容量減とするかどうかは継続検討。（来年度以降の検討）

(6) 論点6：東北東京間連系線の区分C2のマージンの必要性・量

昨年度、検討対象外としていた本マージン（順方向）について、必要性等に関する検討を行った。

(7) 論点7：調整力のエリア外調達のためのマージン（区分A0、B0）の必要性等

本マージンについては、来年度以降、調整力の検討に併せて、マージン設定の必要性、設定方法、双方向・複数連系線の設定要否、他のマージンとの組み合わせ、電力取引への影響の評価等の検討を進めていく。

4-2. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討

4-2-1. 検討の背景及び検討事項

稀頻度リスク対応のマージンについては、昨年度の第7回調整力等に関する委員会における整理に基づき、N-2故障以上は稀頻度事象であることから一部の供給支障は許容することを原則としたうえで、そうした稀頻度事象による供給支障規模や社会的影響等について評価するとしており、一定期間内（例えば年間）の平均的なリスクの発生確率及び損失額、マージン維持による平均的な経済的損失額を評価し、マージン維持の要否を検討することとなる。

しかし、稀頻度リスクの発生要因や発生条件が天候や系統状況と関連する場合には、図4-2-1-1のようにリスクの発生確率は時間ごとに変化¹⁰⁷し、中には、リスクの高まり又は低下を予見できるケースが存在すると考えられる。

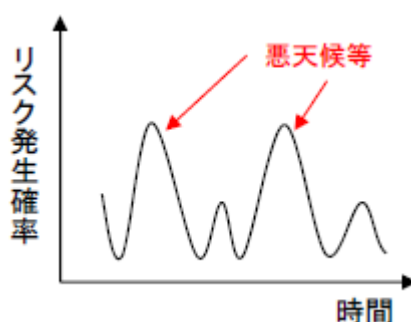


図4-2-1-1 時間ごとのリスク発生確率の変動イメージ

このような、リスクの高まり又は低下に応じてマージンを維持したり開放したりする考え方ができないか、検討を行った。

4-2-2. 検討結果

(1) リスクが高まることが予見できる場合

一定期間内（例えば年間）の平均的なリスク（発生確率、損失額）やマージン維持による平均的な経済的損失額を評価した結果、マージンを開放することが合理的であると判断できるような場合でも、リスク発生時の損失額が大きいケースなどにおいては、リスクが高まる断面に限って、マージンを維持することが合理的であると評価される可能性がある（図4-2-2-1参照）。

原則マージンを開放することが合理的であると評価された場合でも、リスクが高まることが予見できる場合には、当該時間断面に限ってマージンを維持することを検討することを確認した。

¹⁰⁷ 例えば、送電線の停止がリスク要因の場合には、悪天候の場合（台風襲来時や雷雲発生時）は、晴天の場合に比べてリスクの発生確率は増加すると考えられる。

【損失額(期待値)の変動イメージ①】

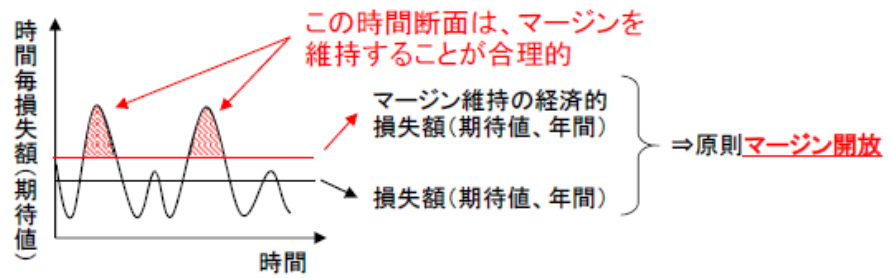


図 4-2-2-1 損失額 (期待値) 変動イメージ①

(2) リスクが低下することが予見できる場合

一定期間内 (例えば年間) の平均的なリスク (発生確率、損失額) やマージン維持による平均的な経済的損失額を評価した結果、マージンを維持することが合理的であると判断できる場合でも、リスクが低下することが予見できる場合には、リスクが低下する時間断面に限って、マージンを開放することが合理的である可能性がある (図 4-2-2-2 参照)。

原則マージンを維持することが合理的であると評価された場合でも、リスクが低下することが予見できる場合には、当該時間断面に限ってマージンを開放することを検討することを確認した。

【損失額(期待値)の変動イメージ②】

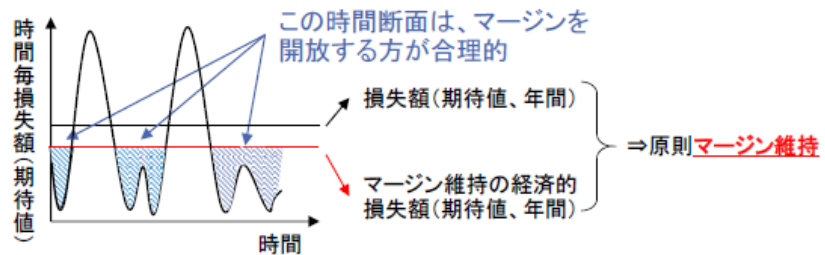


図 4-2-2-2 損失額 (期待値) 変動イメージ②

(3) 予測外れへの対応

前述の検討の結果、リスクの予見性に応じてマージンを維持したり開放したりする対応を採る場合、実務上は前々日の時点でリスクの高まり又は低下を判定し、スポット市場の前にマージンの維持又は開放の判断を行う運用となる。この場合には、次のような予測外れが生じうることを許容する必要があることを確認した。

- ①マージン維持の判断をしたが、結果として不要であった (例：悪天候にならなかった)

②マージン開放の判断をしたが、想定していたリスクが顕在化した

ただし、安定供給上は、②で顕在化するリスクは低減することが望ましいため、マージン開放後であっても、リスクの高まりを把握した場合は、空容量の範囲で再度マージンを設定する、さらに、空容量の範囲内の再度のマージン設定では足りない場合は、潮流調整によりリスクを抑制することも、想定されるリスクの大きさ等に応じて検討する必要があることを確認した。

4-3. 東京中部間連系設備の区分 B1、B2 のマーヅンの必要性・量

4-3-1. 現状のマーヅン設定

今年度の当初時点において東京中部間連系設備に設定しているマーヅンは、表 4-3-1-1 のとおりであり、今年度は、区分 B1、B2 のマーヅンの必要性等について検討を行った。

表 4-3-1-1 東京中部間連系設備に設定しているマーヅン

連系線	方向	区分	検討事項等
東京中部間 連系設備 (FC)	順方向 (西向き)	A1	4-1-5. (1) 参照
		B2 (EPPS)	昨年度の議論を踏まえ、今年度は、広域メリットオーダーの評価等を追加して再検討を実施。
	逆方向 (東向き)	A1	4-1-5. (1) 参照
		B1 (EPPS)	昨年度、送電線 N-1 故障対応を採る必要性は整理済み。今年度は、対応方法として、マーヅンを確保するのか、代替手段を採るのかについて、広域メリットオーダーの評価等を追加して再検討を実施。

これらのマーヅンは、両方向に 60 万 kW を設定しているが、順方向（西向き）の区分 B2 のマーヅンは、東京中部間連系設備より西のエリアにおける N-2 以上の故障による供給力喪失時に EPPS 機能によって負荷遮断の頻度や量を抑制する目的で設定し、逆方向（東向き）の区分 B1 のマーヅンは、東京中部間連系設備より東のエリアにおける N-1 以上の故障による供給力喪失を想定し、同様の目的で設定している。

逆方向（東向き）の区分 B1 のマーヅンが N-1 故障の対応を考慮して設定されているのは、東京エリアに、1 回線送電線に複数の電源が接続されている個所（以下「ユニット送電方式」。母線分割運用方式も含む。）があることによるものである。

4-3-2. 昨年度の検討

昨年度の調整力等に関する委員会では、主に次の検討を行った。

- ・マーヅンを設定することの合理性を確認するため、マーヅン設定で電力取引に制約が生じることによる経済的損失額（以下「マーヅン設定の経済的損失額」と、マーヅンを廃止して停電量が増加することによる増分損失額（以下「稀頻度事象発生時増分損失額」）を比較した。
- ・マーヅンの代替手段を採ることでマーヅンを廃止できないか確認するため、マーヅン設定及びそれにより期待できる EPPS 機能の代替手段の有無、増分コスト（以下「代替手段増分コスト」）について検討した。

これらの検討の結果、次の課題を確認した。

【両方向共通】

- ① マージン設定の経済的損失額については、広域メリットオーダーシミュレーション¹⁰⁸を用いた評価を追加のうえ、再評価する必要がある。
- ② マージンを 60 万 kW 設定するか、0 万 kW とするか、という 2 択ではなく、中間的な値とする案も含めて検討する必要がある。

【逆方向】

- ③ 東京エリア内におけるユニット送電方式の解消の可能性、及びその対策コストについて検討する必要がある。

4-3-3. 今年度の検討結果

昨年度と同様、図 4-3-3-1 に示すように、順方向（西向き）については、稀頻度事象発生時増分損失額とマージン設定の経済的損失額の比較（検討1）によりマージンを設定することの合理性について検討し、さらに、マージン設定の経済的損失額と代替手段増分コストの比較により代替手段を採ることでマージンを廃止できないかについて検討（検討2）を行った。一方、逆方向（東向き）は、N-1 故障対応であることから、何らかの対策は実施することを前提とし、マージン設定の経済的損失額と代替手段増分コストの比較により代替手段を採ることでマージンを廃止できないかについて検討（検討3）を行った。

さらに、上記課題③に関連して、東京エリア内において、ユニット送電方式の一部が解消された後のマージン低減の可能性について検討を行った。

加えて、4-2. のリスクの予見性を考慮したマージン設定の検討の考え方に沿ってリスクの予見性を考慮したマージン設定に関する検討を行った。

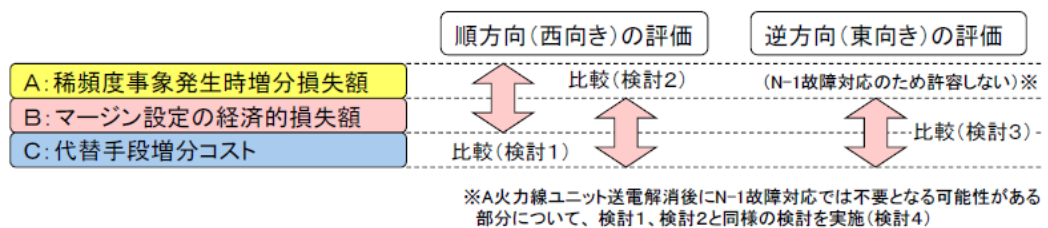


図 4-3-3-1 順方向（西向き）及び逆方向（東向き）の検討の進め方

なお、上記の検討にあたっては、以下のとおり、各種コストの算定方法をより適切と考えられる方法に見直した。

まず、稀頻度事象発生時増分損失額について、昨年度の検討では、停電コストの単価が高い夏の平日に大地震が発生した場合の損失額（最大値）を用いていたが、夏の平日以外に地震等が発生する可能性があることを考慮すると、過大評価になっていると考えられることから、大地震等の稀頻度事象が夏の平日以外に発生した場合も考慮した値（期待値）に見直すこととした。また、大地震が発生し

¹⁰⁸ エリアごとの需要、エリアごとの電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するもの。

ない場合でも N-2 故障に伴う停電が発生し得ることから、大地震以外の要因で発生する N-2 故障による損失額（期待値）も算定し、大地震が発生した場合の損失額（期待値）との合計で稀頻度事象発生時増分損失額を評価することとした。

加えて、マージン設定の経済的損失額について、昨年度の検討では、社会厚生
の考え方に基づいて算定していたが、算定に用いるデータを直近の実績値に見直
すとともに、広域メリットオーダーシミュレーション¹⁰⁹による算定も行った。

（→参考資料別冊 3「広域メリットオーダーシミュレーションの概要」参照）

（1）コスト算定結果

（i）稀頻度事象発生時増分損失額（順方向：西向き）

東京中部間連系設備の 60 万 kW のマージンを廃止した場合、大地震又は N-2 故障（送電線ルート断）が発生した際に、60 万 kW の EPPS 機能が動作できないため、60 万 kW 分の停電が増加し、その停電が 8 時間継続したと仮定した時の増分損失額（期待値）の算定結果は、約 21.03 億円～66.04 億円／年¹¹⁰となった。

なお、損失額は「損失額＝停電電力×停電継続時間×停電コスト単価×頻度」より算定し、頻度は、大地震が 10 年～80 年に 1 回の頻度で発生し、N-2 故障（送電線ルート断）が過去の送電線ルート断故障を起因とする EPPS 動作実績と同確率で発生するものと想定した。

（→参考資料 M-6～M-10）

（ii）マージン設定の経済的損失額（両方向）

広域メリットオーダーシミュレーションを用いて、東京中部間連系設備に 60 万 kW のマージン設定の経済的損失額を試算した。

この試算は、エリアごとの需要及び電源構成、各連系線運用容量、東京中部間連系設備以外の連系線マージン等の前提条件は固定したうえで、東京中部間連系設備のマージンのみを変化させ、連系線制約のもとで全電源を広域メリットオーダーで運転したときの総燃料費の変化量を求めるものである。

2015 年度の電源構成を前提条件として算定した結果、順方向（西向き）は約 0.21 億円／年、逆方向（東向き）は約 103.58 億円／年となった。

（→参考資料 M-11～M-15）

また、昨年度の検討において行った、図 4-3-3-2 に示す社会厚生
の考え方に基づく経済的損失額の算定についても、直近の実績データを用いて行った。

¹⁰⁹ エリアごとの需要、エリアごとの電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するもの

¹¹⁰ 試算結果額の内、地震による増分損失額は、約 3.27 億円～39.32 億円／年。

【社会厚生のおえ方による算出式】

$$\Delta W = \Delta T(P1-P2) / 2$$

ΔW : 社会厚生の変化分、 ΔT : 想定電力量、 $P1-P2$: エリア間価格差

図 4-3-3-2 「社会厚生のおえ方」による算出式

2015 年度、2016 年度（2016 年 11 月 8 日まで）のスポット取引価格を前提に試算した結果、順方向（西向き）は約 0.03 億円～0.20 億円／年、逆方向（東向き）は約 9.96 億円～42.59 億円／年となった。

（→参考資料 M-16）

(iii) 代替手段増分コストの試算（昨年度の試算と同じ）

順方向（西向き）については、N-2 故障時に EPPS が 60 万 kW 動作した場合と周波数低下度合いが同等になるような代替手段として、約 100 万 kW の GF 容量¹¹¹を追加確保することが考えられるため、その増分コストを試算した結果、約 230 億円／年となった。

（→参考資料 M-17）

逆方向（東向き）については、N-1 故障時に EPPS が 60 万 kW 動作した場合と周波数低下度合いが同等になるような代替手段として、約 90 万 kW の GF 容量を追加確保することが考えられるため、その増分コストを試算した結果、約 200 億円／年となった。

（→参考資料 M-18）

ただし、両方向共に、1 年間の全時間帯において物理的に上記の GF 容量を追加確保できるかどうかの検証はできていないことに留意が必要である。

(2) マージンの必要性等の検討

(i) 順方向（西向き）のマージンの必要性（検討 1）

稀頻度事象発生時増分損失額（約 21.03 億円～66.04 億円／年）よりマージン設定の経済的損失額（広域メリットオーダーシミュレーション：約 0.21 億円／年、社会厚生のおえ方：約 0.03 億円～0.20 億円／年）の方が小さいことから、マージン 60 万 kW を廃止せず、維持することが適当であることを確認した。

(ii) 順方向（西向き）のマージン代替手段の評価（検討 2）

マージン設定の経済的損失額（広域メリットオーダーシミュレーション：約 0.21 億円／年、社会厚生のおえ方：約 0.03 億円～0.20 億円／年）より代替手段増分コスト（約 230 億円／年）の方が大きいことから、代替手段を採るのではなく、マージン 60 万 kW を設定することが適当であることを確認し

¹¹¹ ガバナフリー容量：負荷の変動のいかんにかかわらず発電機の回転速度を一定に保つように、動力である蒸気及び水量を自動的に調整する装置である調速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に追隨して発電機の出力を増減させる運転をガバナフリー運転といい、ガバナフリー容量とはその調整幅をいう。

た。

(iii) 逆方向（東向き）のマーzinの代替手段の評価（検討3）

マージン設定の経済的損失額（広域メリットオーダーシミュレーション：約 103.58 億円／年、社会厚生のおえ方：約 9.96 億円～42.59 億円／年）より、代替手段増分コスト（約 200 億円／年）の方が大きいことから、代替手段を採るのではなく、マージン 60 万 kW を設定することが適當であることを確認した。

(iv) ユニット送電方式解消後の逆方向（東向き）のマージン低減

東京エリアに複数あるユニット送電方式の電源線の中で、送電線 N-1 故障時に見込まれる供給力喪失量が最大である A 火力線については、2017 年 6 月にユニット送電方式の解消を予定している。

解消後は、送電線 N-1 故障時の最大供給力喪失量が減少するため、系統状況により、N-1 故障の観点では、一部の時間帯において、60 万 kW のマージンの一部が不要となる可能性があることを確認した。

今後、その不要となる量の算定や N-2 以上故障対応の観点でのマージンの必要性・量を検討する必要があるが、その際には次のような課題があることを確認した。

①系統容量及び送電線潮流の予測誤差をどう見込むか。¹¹²

②運用面を考慮¹¹³し、EPPS 設定値の変更量・頻度をどうするか。

（→参考資料 M-19）

なお、A 火力線以外のユニット送電方式の電源線については、順次東京電力パワーグリッド株式会社がユニット送電方式解消の可能性の検討を進めている。

(v) リスクの予見性を考慮した順方向（西向き）のマージン設定の検討

本マージンの設定で考慮しているリスクは、地震や悪天候による送電線故障である。悪天候時に比べ、悪天候時以外の送電線故障リスクが低下することは予見できるが、地震等の「悪天候以外」の要因による送電線故障リスクの高まり又は低下は予見できない。したがって、当該マージンについては全期間維持することが適當であることを確認した（図 4-3-3-3 のフローチャート参照）。

¹¹² 前日に開かれるスポット市場において連系線を有効活用できるよう、マージン維持・解放の判断は、前々日の時点で 2 日後の系統容量や送電線潮流を予測して行う必要がある。

¹¹³ 既存 FC は遠隔操作できず手動で対応する必要がある。加えて、佐久間 FC（30 万 kW）は、他の FC と異なり、計画潮流を割り当てた場合に EPPS 動作量を任意の量で設定できない。（対応する場合は改修が必要となるが、改修する場合は停止が必要）

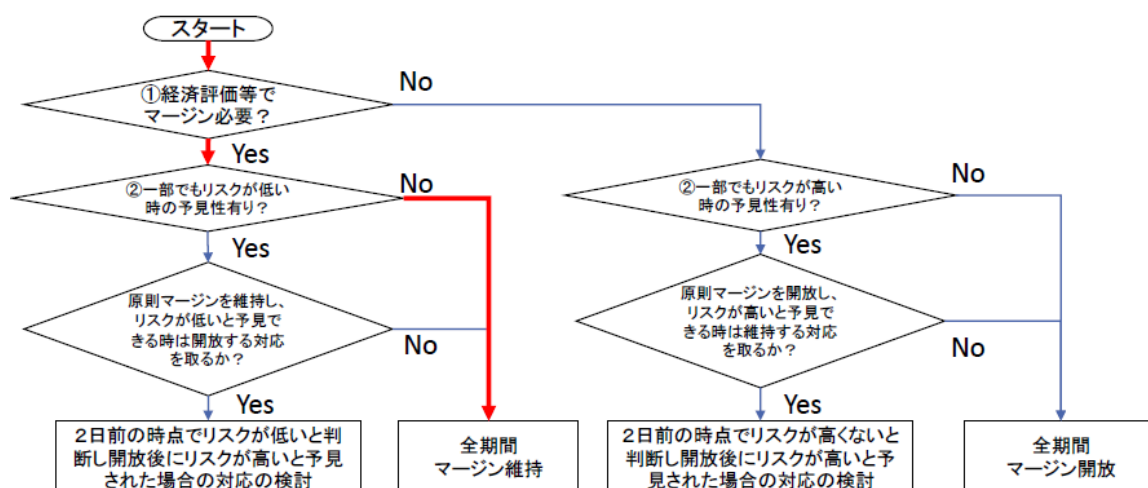


図 4-3-3-3 リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討フローチャート

4-3-4. 検討結果のまとめと今後の課題

東京中部間連系設備のマージンに関する今年度の検討結果、今後の課題等をまとめると表 4-3-4-1 のとおりとなることを確認した。

表 4-3-4-1 東京中部間連系設備のマージンに関する今年度の検討結果等

連系線	方向	区分	検討結果等
東京中部間 連系設備 (FC)	順方向 (西向き)	A1	4-1-5. (1) 参照
		B2 (EPPS)	【今年度検討結果】 ・現状通りのマージンを全期間維持（マージン 60 万 kW を設定）。 【今後の課題】 ・前提条件が変化した場合は再評価。 ・増強分の運転開始までに見直すかどうか再検討。
	逆方向 (東向き)	A1	4-1-5. (1) 参照
		B1 (EPPS)	【今年度検討結果】 ・現状通りのマージンを維持（マージン 60 万 kW を設定）。 【今後の課題】 ・前提条件が変化した場合は再評価。 ・A 火力線ユニット送電解消後（2017 年 6 月予定）のマージン低減の可能性の検討は継続検討。 ・A 火力線以外のユニット送電解消の検討及び解消後のマージンの低減については継続検討。 ・増強分の運転開始（2020 年度予定）までに見直すかどうか再検討。

4-4. 北海道本州間連系設備（順方向：本州向き）の区分 C1 のマーシンの必要性・量

4-4-1. 現状のマーシンの設定

今年度の当初時点において北海道本州間連系設備に設定しているマーシンは、表 4-4-1-1 のとおりであり、今年度は、順方向の区分 C1 のマーシンの必要性等について検討を行った。

表 4-4-1-1 北海道本州間連系設備に設定しているマーシンの

連系線	方向	区分	検討事項等
北海道本州間連系設備（北本）	順方向（本州向き）	A1	4-1-5.（1）参照
		B2（緊急時 AFC）	昨年度、廃止することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1（潮流抑制）	昨年度、当該リスク対応を採る必要性については整理済み。今年度は、マーシンの設定以外の周波数上昇対策について検討を実施。
	逆方向（北海道向き）	B1（緊急時 AFC）	昨年度、維持することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し）
C1（潮流抑制）		昨年度、当該リスク対応を採る必要性については整理済み。マーシンの設定ではなく運用容量減とするかどうかは継続検討。（来年度以降の検討）	

順方向の区分 C1 のマーシンの設定は、北海道本州間連系設備の緊急停止時に、北海道エリアの周波数が過渡的には 51Hz 未満で推移し、50.5Hz 以下で安定するよう、順方向（本州向き）の送電量を抑制する目的でマーシンの設定している。

具体的には、一般財団法人電力中央研究所 Y 法を用いた分析により、北本融通比率¹¹⁴を 11%以下にすれば上記目的に適合することが確認させていることから、以下の式により算定された量のマーシンの設定している。

$$\text{マーシンの設定量} = \text{設備容量} - 0.11 / (1 - 0.11) \times \text{最小需要}$$

4-4-2. 昨年度の検討

昨年度の第 7 回、第 8 回調整力等に関する委員会において、このマーシンの設定は交流連系線で周波数維持面の運用容量の算出において考慮しているものと同じリスクへの対応のために設定しているものであること、及び、このマーシンの設定の目的のとおり、北海道本州間連系設備の緊急停止時に北海道エリアの周波数上昇を一定範囲内に抑制する必要性は認められることを確認した。

そのうえで、マーシンの設定以外の方法によって周波数上昇を抑制することがで

¹¹⁴ 北本融通比率（＝北本潮流限度／（北本潮流限度＋最小需要））とは、北海道エリアの供給力の内、北海道本州間連系設備順方向（本州向き）に流れている潮流の比率を表す。

できれば、マージン設定の代替策となり得ることから、北海道本州間連系設備の緊急停止時に火力電源を電源制限する案について検討を行った。火力電源の稼働状況を確認した結果、電圧維持・周波数調整面でマストラン電源となっている3台の火力電源以外に恒常的な稼働は見込めず、これらの電源の電源制限による対応は難しいことを確認したが、その他の周波数上昇の抑制策について、更なる検討が必要であることを確認した。

4-4-3. 今年度の検討結果

今年度は、周波数上昇の抑制策として、次の6つの方法を検討した。検討結果を表4-4-3-1、表4-4-3-2に示す。

【供給側の対策】

- ①火力発電所の電源制限（昨年度の検討と同じ）
- ②自家用発電設備の電源制限
- ③再生可能エネルギーの電源制限

【需要側の対策】

- ④蓄電池の設置
- ⑤ストーブ等の抵抗器の設置
- ⑥揚水動力起動

これらの対策は、技術的にはマージンの代替策となり得るものの、いずれもかなりのコストを要するため、少なくとも順方向（本州向き）が混雑していない現時点においては、対策を実施することに合理性はなく、現状通りマージンを維持することが適当であることを確認した。

（→参考資料 M-20～M-22）

表 4-4-3-1 供給側の対策案の評価結果

検討番号	対策内容	検討結果	技術的評価	費用面等評価
①	火力発電所の電源制限	【昨年度委員会の検討と同じ】 ・電源制限の候補として火力電源の稼働状況について北海道電力殿に確認したところ、電圧維持・周波数調整面でマストラン電源となっている3台以外は、恒常的な稼働は見込まれないとのことであったため、電源制限を採用して対応することは難しい。	×	—
②	自家発電設備を電源制限	(自家発電設備保有大口需要家へのヒアリングによる) ・ <u>自家発電設備を即時停止した場合、供給する負荷も同時に停止するケースがあり、需給バランスの改善にならない可能性がある。</u> ※工場等で自家発電設備としてコージェネを使用している場合、自家発電設備を停止すると、熱供給側も停止するため、工場の生産ラインも停止するケースがある。また、副生ガスを使用している場合、電力系統から全量受電を想定した設備構成ではないため、自家発電設備を停止すると、工場の生産ラインも停止するケースがある。 ・ <u>工場設備を改修すれば、技術的には対応できる可能性はあるが、改修コストがかかるだけでなく、自家発電設備保有大口需要家の多大な協力が必要となり難しい。</u> ・ <u>自家発電設備の運転状況によっては、必要遮断量を確保できない可能性がある。</u>	△ 必要量を確保できない可能性	×
③	再生エネの電源制限	・自動制御により即時遮断するシステムを構築すれば、マージンの代替策となる可能性はある。 ・ただし、発電出力が変動するため、必要遮断量を確保するためには、必要遮断量以上の設備量の発電所について、遮断システムを構築する必要がある。また、1件の出力が小さいため、対象件数を多くする必要がある。 <u>遮断システム構築費用が高額(数億円以上)となる。</u> ※現在、義務化されている遠隔制御装置については、出力抑制実施時に即時に0にするのではなく、穏やかに出力を抑制することを前提としており、周波数上昇対策に使用できない。 ・ <u>発電出力が変動するため、必要遮断量を確保できない可能性がある。特に、夜間のマージン開放のためには、風力発電等の太陽光発電以外の再生エネを遮断の対象とする必要がある、必要遮断量の確保が相対的に難しくなる。</u> ・FIT法上、逸失発電量分の損害を補てんする必要がある。	△ 必要量を確保できない可能性	×

表 4-4-3-2 需要側の対策案の評価結果

検討番号	対策内容	検討結果	技術的可能性	費用面等評価
④	蓄電池の設置	・蓄電池を設置し、北海道本州間連系設備緊急停止時に充電を開始することで周波数上昇対策になる可能性は考えられるが、設置費用が膨大となる。 ※1:蓄電池の設置費用は数百億円程度(蓄電池単価を10~24万円/kW※2とし、20万kW分を設置すると200億円~480億円)。さらに、流通設備費用、遠隔制御装置、設置場所費用、メンテナンス費用等も必要となる。 ※2:出典:資源エネルギー庁「蓄電池技術の現状と取り組みについて」	○	×
⑤	ストーブ等の抵抗器の設置	(メーカーへのヒアリングによる) ・20万kW程度の電気抵抗を設置する場合、機器代で数百億円程度を要する。 ※3:連絡用変圧器:1台、電気抵抗(NGR:200台)、遮断器(70回線)等の費用を積み上げ。さらに、流通設備費用、遠隔制御装置、設置場所費用、メンテナンス費用等も必要となる。	○	×
⑥	揚水動力起動	・揚水動力については、定格電力としては十分な大きさがあるが、起動時間が数分オーダーで必要となり、スピード面では対応は難しい。	×	—

4-4-4. 検討結果のまとめと今後の課題

北海道本州間連系設備のマージンに関する今年度の検討結果、今後の課題等をまとめると表 4-4-4-1 のとおりとなることを確認した。

表 4-4-4-1 北海道本州間連系設備のマージンに関する今年度の検討結果等

連系線	方向	区分	検討結果等
北海道本州 間連系設備 (北本)	順方向 (本州向 き)	A1	4-1-5. (1) 参照
		B2 (緊急時 AFC)	・昨年度、廃止することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1 (潮流抑 制)	【今年度検討結果】 ・現状通りのマージンを維持。 【今後の課題】 ・将来的に順方向（本州向き）の潮流が混雑した場合、対策を実施する合理性が出て来る可能性があるため、潮流変化を注視しつつ、他の対策との比較上コストが低いと想定される「自家用発電設備を電源制限」及び「再生可能エネルギーの電源制限」について継続検討 ・マージン設定ではなく運用容量減とするかどうかは継続検討。（来年度以降の検討） ・増強分の運転開始（2019年3月予定）までに見直すかどうか再検討。
	逆方向 (北海道向 き)	B1 (緊急時 AFC)	・昨年度、維持することで整理済み（調整力の検討に併せて必要があれば見直し） ・増強分の運転開始（2019年3月予定）までに見直すかどうか再検討。
		C1 (潮流抑 制)	・昨年度、当該リスク対応を採る必要性については整理済み。マージン設定ではなく運用容量減とするかどうかは継続検討。（来年度以降の検討） ・増強分の運転開始（2019年3月予定）までに見直すかどうか再検討。

4-5. 東北東京間連系線（順方向：東京向き）の区分 C2 のマーシンの必要性・量

4-5-1. 現状のマーシンの設定

今年度の当初時点において東北東京間連系線に設定しているマーシンは、表 4-5-1-1 のとおりであり、今年度は、順方向の区分 C2 のマーシンの必要性等について検討を行った。

表 4-5-1-1 東北東京間連系線に設定しているマーシンの

連系線	方向	区分	検討事項等
東北東京間連系線	順方向 (東京向き)	A1	4-1-5. (1) 参照
		C2 (潮流抑制)	昨年度は、増強の議論と併せて検討を行うものとしていた。
	逆方向 (東北向き)	A1	4-1-5. (1) 参照

このマーシンは、運用容量近くまで計画潮流が流れている状況で、東京エリアにおいて電源線事故（N-1 故障）による供給力喪失事故が発生した場合に、連系線を介して東北エリアから自動的に流入する電力が、同期安定性の制約から決定している運用容量を超過しないようにするため、マーシンを設定し、あらかじめ潮流を抑制しているものである。

仮にこのマーシンを設定しない場合、上記の事故発生後、東京エリアに流入する電力が、運用容量を超過している間（東京エリアの運転予備力を発動して運用容量の超過が解消できるまでの約 5～10 分間）に、同期安定性の観点から運用容量を算出する際の想定事故である特定送電線のルート断故障（N-2 故障）が発生したとき、東北エリアの広域的な停電の発生と東京エリアの一部の負荷遮断が発生することになる。

マーシンの設定量は、東京エリアの N-1 故障による最大供給力喪失事故¹¹⁵が発生した場合に東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて自動的に流入することが想定される 45 万 kW としている。

(→参考資料 M-23)

4-5-2. 昨年度の検討

昨年度は、広域機関の広域系統整備委員会において東北東京間連系線に係わる計画策定プロセスの検討が進んでおり、増強の議論の方向性によっては本マーシンの検討に影響があるため、本委員会では本マーシンの検討を行わず、今後、増強の方針を踏まえて検討を行うものとしていた。

¹¹⁵ 東京エリアで想定される N-1 事故による供給力喪失事故の中で最大のもの（対象は、500kV 送電線 2 か所であり、それぞれ、ユニット送電方式、母線分割運用方式を実施しているため、N-1 故障で複数の電源脱落につながる供給力喪失事故が発生するもの。）

4-5-3. 今年度の検討結果

2-4-2. (1) の稀頻度リスクの定義に基づくと、本マージンは、稀頻度リスク対応に位置づけられることから、2-4-2. (2) の方向性に基づき、リスク事象が発生する頻度と発生した場合の影響について評価を行った。

そのうえで、4-2. リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討の考え方に沿った検討を行った。

(1) 稀頻度事象による供給支障規模や社会的影響等の評価結果

本マージンが想定しているリスク事象が発生した場合の影響（供給支障規模）は、4-5-1. に記載のとおり、東北エリアの広域的な停電の発生と東京エリアの一部の負荷遮断である。

次にリスク事象が発生する頻度については、過去の故障実績（件数）を基に、東京エリア電源線 N-1 故障又は電源 N-1 故障による供給力喪失に続く、東京エリア 50 万 V A 線又は東北エリア 50 万 V B 線の N-2 故障の組み合わせを対象とした発生頻度を評価した¹¹⁶。評価結果は表 4-5-3-1 のとおり。

表 4-5-3-1 リスク事象発生頻度の評価結果

東京エリア供給力喪失	1年あたりの頻度	発生頻度
電源線N-1(風雪)	5.52×10^{-5}	約1.8万年に1回
電源線N-1(雷)	2.27×10^{-6}	約44.0万年に1回
電源N-1	3.80×10^{-6}	約26.3万年に1回
合計	6.12×10^{-5}	約1.6万年に1回

(→参考資料 M-24～M-29)

上記の発生頻度を踏まえ、以下の内容を確認した。

- ・ 想定するリスク事象が発生した場合の影響は甚大であるが、発生頻度は超稀頻度（約 1.6 万年に 1 回）であることを考慮すると、現状通り 365 日 24 時間、常にマージンを設定することは合理的とは言えないため、東北東京間連系線（順方向：東京向き）の区分 C2 のマージンは原則開放する。

(2) リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討

本マージンの対象としているリスクは、独立した送電線の故障が 5～10 分以

¹¹⁶ 過去の送電線の故障要因を風雪、雷、他物接触及びその他に分類した。そのうえで、送電線の故障が続発するのは同一要因による可能性が高いものと仮定し、風雪による東京エリア電源線 N-1 故障の 10 分以内に風雪による東京エリア 50 万 V A 線 N-2 故障（又は、東北エリア 50 万 V B 線 N-2 故障）が発生する確率、雷による東京エリア電源線 N-1 故障の 10 分以内に雷による東京エリア 50 万 V A 線 N-2 故障（又は、東北エリア 50 万 V B 線 N-2 故障）が発生する確率をそれぞれ求めた。一方、先に発生するのが東京エリア電源 N-1 故障のケースについては、1 分以内に（要因に関係なく）東京エリア 50 万 V A 線 N-2 故障（又は、東北エリア 50 万 V B 線 N-2 故障）が発生する確率を求めた。なお、それぞれの故障の発生確率は、過去の実績をもとに想定した。詳細は参考資料（M-23～29）を参照。

内に同時発生するリスクであり、同時発生の可能性は極めて低いが、悪天候の際は好天時よりもリスクは高くなると想定される。悪天候によるリスクの高まりは事前に想定できる可能性があることから、以下のとおり対応することを確認した。

- ・本マージンについては原則開放し、悪天候によりリスクが高まることを予見したときはマージンを維持する対応を採る。
 - ・前々日の時点でリスクが高くないと判断しマージンを解放した後にリスクが高いと予見された場合は、マージンの再設定や潮流調整を行う。
- (図 4-5-3-1 のフローチャート参照)。

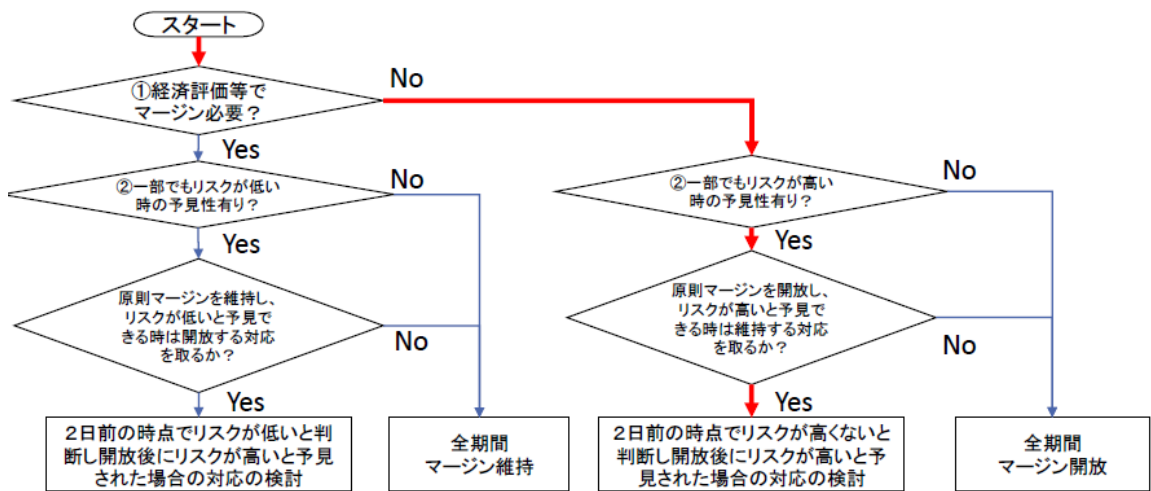


図 4-5-3-1 リスクの予見性を考慮したマージン設定の検討フローチャート

上記評価を踏まえ、以下の内容を確認した。

- ・想定するリスク事象が発生した場合の影響の大きさを考慮し、台風や暴風雪等、予見可能なリスクが高まった場合はマージンを設定する（前々日時点でのマージン維持）。
- ・前々日時点で予見することが困難な雷等に対しては、実需給の至近断面でリスクの高まりを予見した時点で、マージン再設定や潮流調整を行う。
- ・これらの対応の判断基準や詳細業務フロー等については、広域機関と関係一般送配電事業者の実務者の意見等も踏まえた検討を 2017 年 3 月末日途に行ったうえで運用を開始する。また、毎年、マージン（再）設定や潮流調整の実績、気象情報や実系統事故の実績等を確認したうえで、費用対効果の妥当性も含めて検証したうえで、必要に応じて見直しを行う。
- ・リスクが高まった場合等にリスク低減（マージン設定等）を図ったとしても、地震又は予見できないレベルの天候急変による雷や暴風雪に伴い、想定するリスク事象が万が一発生した場合には対応できないことに留意が必要。

(3) まとめ

東北東京間連系線のマージンに関する今年度の検討結果をまとめると表 4-5-3-2 のとおりとなることを確認した。

表 4-5-3-2 東北東京間連系線のマージンの検討結果のまとめ

連系線	方向	区分	検討事項等
東北東京間 連系線	順方向 (東京向き)	A1	4-1-5. (1) 参照
		C2 (潮流抑制)	【今年度検討結果】 <ul style="list-style-type: none">・原則開放。・予見可能なリスクが高まった場合は翌々日空容量算出時にマージンを維持。・雷等前々日時点で予見が困難な雷等については、至近断面で予見した時点でマージン再設定や潮流調整で対応。・判断基準や業務フロー等は別途検討。
	逆方向 (東北向き)	A1	4-1-5. (1) 参照

5. おわりに

昨年度の委員会の成果を踏まえ、議論を重ねてきた結果、以下のように、一定の成果を得ることができた。

- ・必要供給予備力の検討に関し、今後の検討の軸とする供給信頼度の指標を定めた。
- ・需給バランス評価及び需給変動リスク分析を行い、今年度は電源入札等の検討を開始する必要はないとの評価を行った。
- ・稀頻度リスク対応のための追加的予備力の必要性を検討するにあたっての留意事項等を整理した。
- ・2017年度に一般送配電事業者が使用する調整力の公募に関し、必要量の暫定的な考え方を示した。
- ・現状のマージン設定の検証を行い、1つのマージンについては、設定の見直し（原則解放）が合理的であると整理した。

一方で、以下のように、引き続き検討すべき課題が残っている。

- ・必要供給予備力について、創設される容量市場との関係性も考慮しつつ、供給信頼度の基準の設定、必要供給予備力の算定手法の詳細等について検討する必要がある。
- ・容量市場の議論の推移を踏まえつつ、稀頻度リスクに対応するための追加的な供給力の量や性質について検討する必要がある。
- ・来年度の調整力公募に向けて、調整力の必要量の見直しや広域的調達などについて検討する必要がある。
- ・需給調整市場（リアルタイム市場）の創設に向けて、調整力の細分化や調整力の広域的調達などの技術的検討を進める必要がある。
- ・現状のマージン設定の検証の継続及び上記検討課題に応じたマージンの検討を進める必要がある。 等

これらはいずれも安定供給の維持及び効率的な供給力・調整力確保の実現の観点から、非常に重要な課題であり、今後着実に結論を得るべく、連系線利用ルールや容量市場等の新たな制度設計との整合を図りつつ、引き続き検討を進めることとする。

以 上

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿

委員長

大山 力 横浜国立大学大学院 工学研究院 教授

委員 (中立者)

大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授
荻本 和彦 東京大学 生産技術研究所 特任教授
合田 忠弘 同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授
松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

委員 (事業者)

沖 隆 (株)F-Power 副社長
加藤 和男 電源開発(株) 経営企画部 部長
亀田 正明 (一社)太陽光発電協会 事務局長
塩川 和幸 東京電力パワーグリッド(株) 技監
高橋 容 (株)エネネット 取締役 技術本部長
平岩 芳朗 中部電力(株) 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長

(2017年3月23日現在 敬称略・五十音順)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

○第1回委員会（2016年4月26日）

（議題）

- ・委員紹介
- ・委員会名称及び諮問事項の変更について
- ・議事の公表について
- ・需給バランス評価・需給変動リスク分析について
- ・今年度の検討スケジュールについて
- ・長期断面の必要予備力の検討について
- ・マージンの検討に関連する業務規程の変更案について

○第2回委員会（2016年5月30日）

（議題）

- ・平成28年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析の方法について
- ・平成28年度供給計画とりまとめ時点での需給バランス評価の基準について

○第3回委員会（2016年6月16日）

（議題）

- ・平成28年度供給計画の取りまとめについて

○第4回委員会（2016年6月28日）

（議題）

- ・調整力に関する検討について
- ・電源入札等の検討開始の要否にかかる評価（第1年度分）について
- ・稀頻度リスク対応の検討について

○第5回委員会（2016年8月4日）

（議題）

- ・稀頻度リスク対応について
- ・電源Iの必要量・要件について
- ・調整力の検討のためのデータ収集結果について

○第6回委員会（2016年9月1日）

（議題）

- ・電源Iの必要量の考え方について
- ・確率論的手法による必要供給予備力の検討について
- ・7月までのデータ分析結果について
- ・委員会への諮問事項の変更について

○第7回委員会（2016年9月26日）

（議題）

- ・調整力公募における量の考え方等について
- ・長期計画断面のマージン設定について

○第8回委員会（2016年10月6日）

（議題）

- ・2016年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通しについて

- ・電源 I の必要量について

○第 9 回委員会 (2016 年 10 月 14 日)

(議題)

- ・2016 年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通しについて
- ・調整力公募における必要量の考え方について (前回委員会までの議論のまとめ)

○第 10 回委員会 (2016 年 10 月 31 日)

(議題)

- ・大規模自然災害対応としての石油火力維持の必要性について
- ・確率論的手法による必要供給予備力の検討について

○第 11 回委員会 (2016 年 11 月 24 日)

(議題)

- ・マージンに係る検討の進め方について (再整理)
- ・東北東京間連系線における「連系線潮流抑制のマージン」の今後の取扱いについて
- ・東京中部間連系設備のマージンの検討について
- ・確率論的手法による必要供給予備力の検討について

○第 12 回委員会 (2016 年 12 月 22 日)

(議題)

- ・第 2 ～ 10 年度を対象とした電源入札等検討開始の要否判断について
- ・東北東京間連系線の区分 C2 マージン (順方向：東京向き) について (前回の続き)
- ・北海道本州間連系設備の区分 C1 マージン (順方向：本州向き) の代替策にかかる検討について

○第 13 回委員会 (2017 年 2 月 24 日)

(議題)

- ・需給調整 (リアルタイム) 市場を見据えた調整力に関する技術検討の進め方について
- ・調整力の広域的調達と北海道風力実証試験にかかる広域機関ルールの変更について
- ・2016 年度取りまとめについて

○第 14 回委員会 (2017 年 3 月 23 日)

(議題)

- ・北海道風力実証試験にかかるマージンの設定について
- ・2016 年度取りまとめについて
- ・平成 29 年度供給計画の取りまとめについて

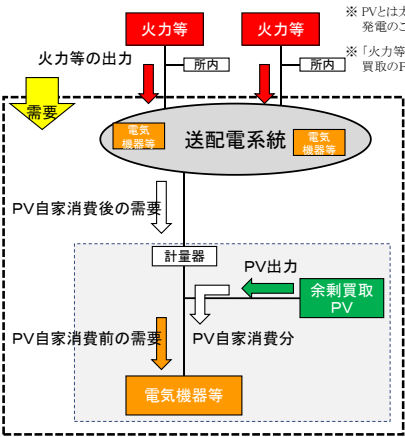
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集

I.調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において定義の議論を深めていく用語					
NO.	用語	単位	定義(現行の定義)	委員会における定義	備考
1	調整力	% 又はkW	—	供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要となる発電設備(揚水発電設備を含む。)、電力貯蔵装置、デマンドレスポンスその他の電力需給を制御するシステムその他これに準ずるもの(但し、流通設備は除く。)の能力。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
2	予備力	% 又はkW	—	供給区域の調整力以外の発電機の発電余力と上げ調整力を足したものを。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
3	電源Ⅰ	kW	一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等 <補足説明> ・一般送配電事業者は、確保する容量(kW)に相当する費用(以下、「容量(kW)価格」という。)を、確保の対価として支払いつつ、一般送配電事業者からの指令に対応して調整力を提供した場合に、電力量(kWh)の単価(以下、「電力量(kWh)価格」という。)で電力量(kWh)ベースの精算を行う。 ・要件を満たす場合、デマンドレスポンスも含まれ得る。	左に同じ。	第6回制度設計専門委員会資料7を基に作成
	電源Ⅰ'	kW	—	猛暑(厳寒)H1対応のため、原則として、一般送配電事業者が電源Ⅰに追加的に確保する供給力等	第5回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1より
4	電源Ⅱ	kW	小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等 <補足説明> ・原則として小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等。一般送配電事業者からの指令を受け、電力量(kWh)価格で電力量(kWh)ベースの精算を行う。 ・要件を満たす場合、デマンドレスポンスも含まれ得る。	左に同じ。	第6回制度設計専門委員会資料7を基に作成
5	電源Ⅲ	kW	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源等	左に同じ。	第3回電力基本政策小委員会資料5を基に作成。
6	上げ調整力	% 又はkW	—	供給区域の需要に対して供給する電気が不足となった場合に、電気を供給又は需要を抑制するための調整力	第6回調整力等に関する委員会資料6より
7	下げ調整力	% 又はkW	—	供給区域の需要に対して供給する電気が余剰となった場合に、電気の供給を抑制又は需要を増加するための調整力	第6回調整力等に関する委員会資料6より
8	需給バランス調整に対応した調整力	% 又はkW	—	ライセンス制導入後に一般送配電事業者が、系統利用者のインバランスに対する電力量の補填や引き取りによって需給を一致させるために必要となる調整力。	第1回調整力等に関する委員会資料5より
9	周波数制御に対応した調整力	% 又はkW	—	ライセンス制導入後に一般送配電事業者が、系統の周波数を維持するために必要となる調整力であって、電力量の補給を伴わないもの。ただし、電源脱直後の瞬時的な供給力減少対応においては、電力量の補給を伴うが、当該対応に用いる調整力は本調整力に含むものとする。	第1回調整力等に関する委員会資料5より
10	供給予備力	% 又はkW ※	供給計画において、供給能力合計から最大3日平均電力を差し引いたもの。	左に同じ。	電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインを参考に定義。
11	瞬動予備力	% 又はkW ※	負荷変動および電源脱落時の系統周波数低下に対して、即時に起動を開始し、急速(10秒程度以内)に出力を増加して、運転予備力が起動し負荷をとる時間まで、継続して発電可能な供給力を行い、部分負荷運転中のガバナフリー発電機余力がこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告第977号(平成16年8月)
12	運転予備力	% 又はkW ※	並列運転中のおよび短時間内(10分程度以内)で起動し負荷をとり、待機予備力が起動し負荷をとる時間まで継続して発電し得る供給力を行い、部分負荷運転中の発電機余力や停止中の水力、ガスタービンなどがこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告第977号(平成16年8月)
13	待機予備力	% 又はkW ※	起動から並列、負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力を行い、停止待機中の火力などがこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告第977号(平成16年8月)
14	系統容量	kW	・長期の供給予備力の場合においては、平年気温時8月(北海道は12月)のH3の条件における需要予測値(kW)を指す。 ・前日または当日の運転予備力の場合においては、翌日または当日の最大需要予測値(kW)を指す。 ・当日の瞬動予備力の場合においては、時々刻々の需要予測値(kW)を指す。	左に同じ。	長期の系統容量は送電端、短期の系統容量は発電端で整理されている(委員会で現状の考え方を確認した結果に基づく)。
15	マージン	kW	「マージン」とは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、又は、電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。 【参考】改正予定(総会議決後、経済産業大臣に認可申請) 「マージン」とは、電力系統の異常時若しくは需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力系統を安定に保つため、電力市場取引の環境整備のために、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の潮流方向ごとの運用容量の和の一部として本機関が管理する容量をいう。	左に同じ。	業務規程第2条第2項第18号より
16	LOLP (Loss-of-Load Probability)	回/年	ある期間において供給力不足が発生する確率。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
17	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	時間/年	ある期間において供給力不足が発生する時間数や日数の期待値。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
18	EUE (Expected Unserved Energy)	kWh/年	ある期間における供給力不足の電力量の期待値。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
19	短時間需要変動	kW	概ね5分以内の周期の需要変動。	左に同じ。	第2回調整力等に関する委員会資料3-1より
20	時間内需要変動	kW	30分コマ内の需要の最大値(需要が減少傾向の場合は最小値)と30分平均値との差。	左に同じ。	第2回調整力等に関する委員会資料3-1より

21	需要想定誤差	kW	-	需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差。	第4回調整力等に関する委員会資料3より																		
22	需要変動	kW	-	30分平均値からの需要の変動。	第4回調整力等に関する委員会資料3より																		
23	電源脱落(継続)	kW	-	電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)	第4回調整力等に関する委員会資料3より																		
24	電源脱落(直後)	kW	-	電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)	第4回調整力等に関する委員会資料3より																		
25	再エネ出力想定誤差	kW	-	発電計画値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差。	第4回調整力等に関する委員会資料3より																		
26	再エネ出力変動	kW	-	30分平均値からの再エネ出力の変動。	第4回調整力等に関する委員会資料3より																		
27	残余需要	kW	-	需要電力(太陽光発電の自家消費分を除いたもの)から、太陽光発電(自家消費分を除く)及び風力発電の出力を控除した需要。																			
28	マージンの区分	-	-	<table border="1"> <tr> <td>区分A0</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスにに対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分A1</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分A2</td> <td>稀頻度リスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分B0</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分B1</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分B2</td> <td>稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分C1</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン</td> </tr> <tr> <td>区分C2</td> <td>稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン</td> </tr> <tr> <td>区分D</td> <td>電力市場環境整備のマージン</td> </tr> </table>	区分A0	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスにに対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン	区分A1	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン	区分A2	稀頻度リスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン	区分B0	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン	区分B1	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン	区分B2	稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン	区分C1	通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン	区分C2	稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン	区分D	電力市場環境整備のマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より編集
区分A0	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスにに対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン																						
区分A1	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン																						
区分A2	稀頻度リスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン																						
区分B0	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン																						
区分B1	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン																						
区分B2	稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン																						
区分C1	通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン																						
区分C2	稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン																						
区分D	電力市場環境整備のマージン																						
29	需給バランスに対応したマージン	-	-	需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を供給するために設定するマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
30	周波数制御に対応したマージン	-	-	電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマージン ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
31	連系線潮流抑制のためのマージン	-	-	電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
32	電力市場取引環境整備のマージン	-	-	先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
33	猛暑H1需要	-	-	夏季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑)における最大電力需要	発現頻度等の定義や想定手法等は別途検討(第2回委員会資料2) 第5回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1より																		
34	厳寒H1需要	-	-	冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の厳寒)における最大電力需要	発現頻度等の定義や想定手法等は別途検討(第2回委員会資料2) 第5回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1より																		
35	厳気象H1需要	-	-	厳しい気象条件における最大電力需要																			
36	稀頻度リスク	-	-	供給予備力の必要量、上げ調整力の必要量、及び、運用容量を設定するときに想定したリスク(以下、「通常考慮すべきリスク」)を超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスク	第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4より																		
37	需給変動リスク分析	-	-	「高需要リスク」や「供給力減少リスク」などの需要の変動と供給力の変動のリスクを分析すること。	第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料5より																		
38	+2σ相当値 +3σ相当値	-	-	<p>+2σ相当値 ⇒ 99.73パーセンタイル値(2σ相当:95.45%) +3σ相当値 ⇒ 99.87パーセンタイル値(3σ相当:99.73%)</p> <p>【+2σ相当値のイメージ】</p>	第6回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4より																		
39	確率的必要供給予備力算定手法	-	-	確率的な需要と供給の変動を考慮のうえ、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要な供給予備力を算定する手法	平成28年度(2016年度)取りまとめより																		

2.用語集			
NO.	用語	説明	備考
1	ガバナフリー運転 (Governor-Free operation)	発電機の回転速度を負荷の変動のいかんにかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である調速機(ガバナ)により、系統周波数の変化に追従して出力を増減させる運転をいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
2	負荷周波数制御 (LFC: Load Frequency Control)	定常時における電力系統の周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を制御することをいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
3	経済負荷配分制御 (EDC: Economic load Dispatching Control)	電力系統の安定かつ合理的運用を目的に、各発電所(各発電機)に最も経済的になるよう負荷配分を行う制御をいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
4	AFC (Automatic Frequency Control)	自動周波数制御装置。周波数を一定に保つために、時々刻々と変化する電力消費に合わせて、水力および火力発電所の出力を制御して電力系統の周波数を維持する装置。	出典)「電気事業事典」電気事業講座2008 別巻 ((株)エネルギーフォーラム 発行)
5	運転基準出力制御方式 (DPC: Dispatching Power Control)	中央給電指令所の需給自動制御装置から出力指令値を各発電所に送信し、本方式の発電所は自動出力制御装置を介して自動で発電機出力を制御する運転方式。	出典)東京電力パワーグリッド株式会社「周波数調整・需給運用ルール」 http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/rule-tr-dis/pdf/freq-j.pdf
6	自動負荷給電制御 (ADC: Automatic Dispatch Control)	中央給電指令所からの出力制御信号に追従し、自動的に運転出力を調整する制御をいう。	出典)平成28年度 調整力募集要綱(中部電力㈱、中国電力㈱、九州電力㈱)
7	周波数変動補償機能	系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能をいう。	出典)東京電力パワーグリッド株式会社「系統連系技術要件(託送供給約款別冊)」 http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notification/pdf/yoken2804-j.pdf
8	出力低下防止機能	ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備(GTおよびGTCC)については系統周波数の低下に伴い発電機出力が低下することから、指定周波数(例えば49.0Hz)までは発電機出力を低下しない、もしくは一度出力低下しても回復する機能をいう。	出典)東京電力パワーグリッド株式会社「系統連系技術要件(託送供給約款別冊)」 http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notification/pdf/yoken2804-j.pdf
9	EPPS (Emergency Power Preset Switch)	緊急融通制御装置。交直変換設備における自動的に電力を受給する装置。	送配電等業務指針より
10	balancingグループ (BG: Balancing Group)	代表契約者制度。複数の新電力と一般電気事業者が一つの託送供給契約を結び、新電力間で代表契約者を選定する仕組み。グループを形成する新電力全体で同時同量を達成することとなり、グループ規模が大きくなるほどインバランスが生ずるリスクを低減できる。	第4回制度設計WG資料5-2より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denyoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/04_05_02.pdf
11	FFC (Flat Frequency Control)	定周波数制御。連系線潮流に無関係に系統の周波数変化量だけを検出して、規定周波数を維持するように発電機出力を制御する方式。この方式は、50Hz系統では北海道、東京、60Hz系統では沖縄の電力会社各社で採用されている。また、TBC制御を採用している電力会社が連系線の事故により単独運転となった場合はFFC制御となる。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
12	TBC (Tie line Bias Control)	周波数偏倚連系線電力制御。周波数の変化量とを同時に検出して、負荷変化が自系統内で生じたと判断した場合にのみ、自系統の発電機出力を制御する方式。自系統内の負荷変化量を地域要求量(AR)といい、(系統定数)×(系統容量)×(周波数変化量)+(連系線潮流変化量)で表される。この方式は、50Hz系統では東北、60Hz系統では沖縄以外の各電力会社で採用されている。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
13	アデカシー	系統構成要素の計画外停止および運用上の制約を考慮し、消費者の要求する電力を供給する能力。	第1回地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会参考資料より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/chii/kanrenkeisen/001_s01_00.pdf
14	セキュリティ	運用上の制約を考慮し、事故などの突然の擾乱に耐える能力。	第1回地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会参考資料より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/chii/kanrenkeisen/001_s01_00.pdf
15	N-1故障	送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障。	送配電等業務指針より
16	N-2故障	送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障。	送配電等業務指針より
17	FERC (Federal Energy Regulatory Commission: 連邦エネルギー規制委員会)	米国の規制機関で、州をまたぐ電力、天然ガス、石油に関わる事業を監督。	第2回調整力等に関する委員会資料4より FERCによる用語の定義 → http://www.ferc.gov/resources/glossary.asp
18	NERC (North American Electric Reliability Corporation: 北米電力信頼度協会)	北アメリカの基幹系統の信頼度評価のために設立された国際的な機関。系統信頼度を維持するための基準を作成。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
19	欧州委員会 (European Commission)	欧州の政策実行機関で、法案の作成、行政執行を実施。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
20	ACER (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators)	欧州の規制機関の間の協調を図る機関。電力の国際取引に関連するガイドライン、系統利用・運用に関する共通規則(統一ネットワークコード)の策定等に携わる。	第2回調整力等に関する委員会資料4より

21	ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	欧州のTSO間の協調を図るため送電事業者の団体として設立された機関。 欧州大の10カ年系統計画の策定や、系統利用・運用に関する共通規則の策定等を実施。	第2回調整力等に関する委員会資料4より Entso-eによる用語の定義 → https://www.entsoe.eu/data/data-portal/glossary/Pages/home.aspx
22	計画外停止	発電所における突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止(送電設備の故障による停止も含む)をいう。ただし、軽負荷時間(23時から翌朝6時までの深夜時間)内に限定された停止は除く。	電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)より
23	電源入札等	本機関が電気事業法及び業務規程に基づき実施する発電用の電気工作物を維持、運用する者を募集する業務	電気事業法第28条の40「第28条の40 推進機関は、第28条の4の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。 五 入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと」 ※電気工作物とは・・・「発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物(船舶、車両又は航空機に設置されるものその他の政令で定めるものを除く。)をいう。」(同法第2条第1項第16号)
24	発電余力	ある時間断面において、発電契約者(一般送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結した者及び一般送配電事業の許可を受けている発電事業者をいう。)が保有する電源の供給力と他者から調達した供給力を加算し、そこから他者へ販売した供給力を控除した残りの供給力	「需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン(資源エネルギー庁、平成28年3月)」及び「平成28年度供給計画届出書の記載要領(資源エネルギー庁、平成28年3月)」に記載の方法により算出する。 発電事業者が取引所スポット取引への送電計画分については、取引相手が確約していないため、発電余力として扱う。
25	(広域機関に提出される 発電計画における) 調整電源	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、一般送配電事業者と調整力に関する契約を締結し、一般送配電事業者がオンラインで出力調整できる電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
26	(広域機関に提出される 発電計画における) FIT電源1	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、FIT特例制度①の適用を受ける電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
27	(広域機関に提出される 発電計画における) FIT電源2	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、FIT特例制度②の適用を受ける電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
28	(広域機関に提出される 発電計画における) 非調整電源	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、「調整電源」「FIT電源1」「FIT電源2」以外の電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
29	FIT特例制度①	FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を確保するための特例制度。 (1) 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結するFIT電源全体をインバランスの精算単位とする特別なBGを設定 (2) BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、一般送配電事業者が設定。 (3) 計画発電量と実発電量の差分は、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算。	出典) 小売全面自由化に伴う再エネ特措法施行規則等の改正に関する説明会 参考資料(平成27年11月)
30	FIT特例制度②	FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を確保するための特例制度。 (1) 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結する特例制度②のFIT電源をインバランスの精算単位とする特別なBGを設定 (2) BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、小売電気事業者が設定。 (3) 計画発電量と実発電量の差分は、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算。	出典) 小売全面自由化に伴う再エネ特措法施行規則等の改正に関する説明会 参考資料(平成27年11月)
31	過負荷運転	定格出力を超える出力での運転	出典) 日本工業規格火力発電用語一覧より
32	最大電力需要、H1	ある期間における電力需要(1時間平均)の最大値(kW)。	
33	最大3日平均電力、H3	ある月における毎日の最大電力(1時間平均)を上位から3日とり平均したものの。「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」における最大需要電力(kW)の算出方法として用いられている。1日最大ではなく、3日平均電力を用いるのは、特異な要因(気象の影響など)による影響度合いを小さくするためである。	電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン、電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)を参考に定義。
34	下位5日平均値、L5	ある期間における発電実績(1時間平均)のうち下位から5日とり平均したものの。「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」における水力、風力及び太陽光の供給力(kW)の算出方法として用いられている。	電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインを参考に定義。
35	電力需給検証小委員会 における最大電力需要(H 1)	需要見通しにおける電力需要(1時間平均)の最大値(kW)であり、H3(最大3日平均電力)に気温影響、経済影響等及び定着節電を加味し、過去5カ年のH1/H3の平均比率を乗じて算出する。平年気温では考慮しない異常気温等の特殊要因が含まれる。電力需給検証小委員会における夏季及び冬季の需要見通しの最大電力需要の検証に用いられている。	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。

36	猛暑H3需要	上位3日分の電力需要平均の、至近10年間の最大値	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。
37	節電実績	2010年度需要実績と当該年度需要実績との差分のうち、気温影響・景気影響を控除した残差分のこと。	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。
38	定着節電分	前年度冬季(もしくは夏季)の各電力会社における節電実績をもとに、節電に関するアンケート(各電力会社が実施)において、今年度冬季(もしくは夏季)についても、前年度冬季(もしくは夏季)と同等の節電を実施すると回答した割合を、前年度節電実績に乘じたもの。	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。 第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、「定着節電については省エネと呼ぶべき」との意見もあった。
39	需給停止	電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。	出典) 電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
40	LNGコンベンショナル	LNGを燃料とする汽力発電所(エネルギー媒体として蒸気を使用している発電所であり、ボイラ、タービン、発電機などから構成される)のこと。LNGを燃料とする火力発電所には、他に、ガスタービンを原動機とするガスタービン発電所(主要設備は空気圧縮機、燃焼器、タービン、発電機など)と、ガスタービン発電と汽力発電を組み合わせたコンバインドサイクル発電所がある。	火力発電所の種類の記述は電気工学ハンドブック(電気学会)より。
41	電源制限	一部の電源を高速に制限することにより、残りの発電機の加速を防止して、周波数維持や系統安定度を確保する。	出典) 電力系統利用協議会ルール 解説を参考に事務局で定義
42	潮流調整	電力系統の運用にあたって、送電線・変圧器など流通設備における過負荷の防止、送電損失の軽減、電圧の維持あるいは連系点の潮流を目標値に維持するなどの目的で、電力潮流を調整することをいう。	出典) 電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
43	(需給バランス評価における)需要	送電端の需要であり、余剰買取の太陽光発電の自家消費分を控除したものの。 	供給計画等の需要における余剰買取の太陽光発電の自家消費分の扱いについて、広域機関で確認、明確化したもの。余剰買取については資源エネルギー庁HP内「固定価格買取制度」を参照。 (http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/)