

電力広域の運営推進機関 年次報告書

- 平成 28 年度版 -

平成 29 年 1 月



電力広域の運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

はじめに

本機関は、電気事業の広域的運営を推進するため、幅広い業務を担っている。

一つが、平常時・緊急時の安定供給の確保である。全国規模の電力需給や電力系統の運用状況について、24 時間体制で監視を行う。本機関のシステムによってエリアの需給状況や、連系線の利用状況をはじめとする広域連系系統の状態といった情報をリアルタイムで把握している。災害等により需給状況が悪化した場合又は悪化するおそれがある場合は、改善のため電気事業者に対して電力の融通指示等を行うことにより、電力の安定供給を確保している。

また、中長期にも安定供給を確保している。各電気事業者の供給計画を取りまとめ、電力需給や電力系統の見通しの把握や検証を行っている他、連系線を含む広域連系系統の整備計画等を策定し、必要な設備増強を主導している。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備も本機関の役割である。電力系統の運用者や利用者が遵守すべきルールを策定し、電気事業に係る業務の適切かつ円滑な運用を図っている。また、系統連系希望者¹に対し、中立的な立場から系統アクセスの受付を行う。系統連系に際して対策工事費の共同負担者を募る電源接続案件募集プロセスを主宰するといった取組みを通じ、効率的な設備形成と系統連系希望者の工事費負担金の低減を図っている。他にも、電気事業に関する相談や苦情を受け付け、事業者間のあっせん・調停手続きを行っている。ならびに、一般家庭等の需要者が電気の契約先を切り替える際の業務を円滑にするための、スイッチング支援システムの運用・保守を行っている。

これらの業務の中で、本機関が本年度公表してきた個別の報告書等の要点を取りまとめ、年次報告書として公表する。

平常時・緊急時の安定供給の確保に関しては、平成 27 年度の電力需給に関する実績、平成 27 年度までの電力系統に関する状況²を掲載する。

中長期の安定供給の確保に関しては、平成 28～37 年度の供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統の見通し及び課題、また将来必要とされる予備力や調整力の水準等に関する平成 28 年度の検討状況（平成 29 年度調整力の公募に関する検討結果）を掲載する。

電力系統の公平、効率的な利用環境の整備に関しては、平成 27 年度の系統アクセス業務に関する実績を掲載する。

本報告書は業務規程第 181 条に基づき、取りまとめるものである。電気事業に携わる関係者の皆さま、加えて電気事業や電気の安定供給にご関心をお持ちの皆さまのご参考となれば幸いである。

1 送電系統への連系等を希望する者。

2 系統連系の制約状況は平成 28 年 11 月末時点のデータを掲載。

目次

はじめに	1
1 . 電力需給に関する実績	3
(1) 電力需給の実績（平成 27 年度）	3
(2) 電気の質に関する実績（平成 27 年度）	6
2 . 電力系統に関する状況	8
(1) 連系線の利用状況（平成 22～27 年度）	8
(2) 連系線の空容量実績（平成 27 年度）	10
(3) 系統連系の制約状況（平成 28 年 11 月末時点）	16
3 . 系統アクセス業務に関する実績	18
(1) 事前相談、接続検討、契約申込みの実績（平成 27 年度）	19
(2) 電源接続案件募集プロセスの実績（平成 27 年度）	21
4 . 供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統に関する見通し及び課題 ...	22
(1) 供給計画取りまとめに基づく電力需給に関する見通し（平成 28～37 年度）	22
(2) 供給計画取りまとめに基づく電力需給に関する課題	24
(3) 供給計画取りまとめに基づく電力系統に関する見通し（平成 28～37 年度）	25
(4) 連系線の整備計画の策定状況	26
5 . 各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等に関する検討状況（平成 29 年度調整力の 公募に関する検討結果）	27

1. 電力需給に関する実績

(1) 電力需給の実績(平成 27 年度)

本機関の役割の一つに、全国規模の需給監視が挙げられる。通年の需給監視の中でも、最大需要電力が発生することが多い夏季(7～9月)と冬季(12～2月)については、特に注視している。また、需給状況が悪化した場合又は悪化するおそれがある場合は、電気事業者に対して需給状況を改善させるための指示等を行っている。

平成 27 年度の電力需給に関して、夏季最大需要電力は①、冬季最大需要電力は②、本機関による指示の実績は③のとおりである。これらの実績は「電力需給及び地域間連系線に関する概況(平成 27 年度までの実績)」として本機関ウェブサイト公表済みであり³、より詳細な情報はそちらを参照されたい。

① 平成 27 年度の夏季最大需要電力と発生時の状況

平成 27 年度の夏季最大需要電力と発生時の状況、また参考として過去の夏季最大需要電力は、表 1 のとおりである。

全国の平成 27 年度の夏季最大需要電力は 8 月 7 日 15 時に発生した。またこの日は、東京(15時)、北陸(12時)及び四国エリア(17時)でも、夏季最大需要電力が発生した。最大需要電力の発生する時間帯は、エリアによって異なっており、多くのエリアにおいては最大需要電力が昼間の 12 時又は 15 時に発生している一方で、四国及び九州エリアにおいては夕刻の 17 時に発生している。

表 1 夏季最大需要電力と発生時の状況(平成 27 年度及び過去最大、全国及びエリア別)^{4 5 6}

	平成27年度										過去最大						
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日量 [万kWh]	日負荷率 [%]	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日最高 気温 [℃]	日量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	460	8/5	水	12	34.5	570	110	23.8	9,416	85.3%	512	H20/9/22	月	19	26.2	9,947	80.9%
東北	1,434	8/6	木	15	36.1	1,632	198	13.8	27,620	80.3%	1,571	H22/8/5	木	15	32.6	30,264	80.3%
東京	5,587	8/7	金	15	37.7	5,942	355	6.4	106,119	79.1%	6,339	H19/8/22	水	15	37.0	119,557	78.6%
中部	2,558	8/3	月	15	36.4	2,766	208	8.1	46,513	75.8%	2,839	H20/8/5	火	15	37.8	52,823	77.5%
北陸	527	8/7	金	12	33.6	600	74	14.0	10,167	80.5%	573	H22/8/5	木	15	37.6	11,105	80.7%
関西	2,762	8/4	火	15	36.3	3,191	429	15.5	53,134	80.2%	3,198	H22/8/19	木	15	36.6	60,612	79.0%
中国	1,101	8/6	木	15	35.5	1,220	119	10.8	21,327	80.7%	1,236	H19/8/17	金	15	36.5	23,330	78.7%
四国	518	8/7	金	17	35.7	561	43	8.4	9,871	79.4%	599	H20/8/4	月	15	35.8	11,313	78.7%
九州	1,554	8/6	木	17	35.5	1,756	202	13.0	30,927	82.9%	1,778	H20/8/1	金	15	34.9	34,093	79.9%
沖縄	151	7/2	木	12	32.8	219	68	45.1	3,096	85.5%	154	H21/8/3	月	21	34.4	3,210	86.7%
全国	16,454	8/7	金	15	—	18,346	1,892	11.5	316,473	80.1%	18,221	H19/8/22	水	15	—	347,819	79.5%

3 「電力需給及び地域間連系線に関する概況(平成 27 年度までの実績)」

<http://www.occto.or.jp/koiki/koukai/gaikyounoukouhyou.html>

② 平成 27 年度の冬季最大需要電力と発生時の状況

平成 27 年度の冬季最大需要電力と発生時の状況、また参考として過去の冬季最大需要電力は、表 2 のとおりである。

平成 27 年度の北海道エリアの冬季最大需要電力は 1 月 18 日 18 時に、中国エリアの冬季最大需要電力は 1 月 25 日 10 時に発生しており、これが年間の最大需要電力であった。その他のエリアでは、平成 27 年度は冬季よりも夏季の最大需要電力の方が大きく、年間の最大需要電力は夏季に発生した。

表 2 冬季最大需要電力と発生時の状況（平成 27 年度及び過去最大、全国及びエリア別）^{4 5 6}

	平成27年度										過去最大						
	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [℃]	供給力 [万kW]	予備力 [万kW]	予備率 (%)	日量 [万kWh]	日負荷率 [%]	最大需要電力 [万kW]	発生日	曜日	時	日平均 気温 [℃]	日量 [万kWh]	日負荷率 [%]
北海道	516	1/18	月	18	-5.9	653	137	26.5	11,837	95.5%	582	H23/1/12	水	18	-6.8	12,730	91.1%
東北	1,355	1/25	月	18	-0.9	1,530	175	12.9	29,671	91.3%	1,491	H20/1/24	木	18	0.1	30,874	86.3%
東京	4,976	1/18	月	12	2.8	5,377	401	8.1	98,704	82.7%	5,666	H20/1/23	水	18	3.0	112,696	82.9%
中部	2,414	1/25	月	10	0.1	2,576	162	6.7	47,535	82.1%	2,483	H20/2/14	木	10	2.0	50,327	84.5%
北陸	519	1/19	火	18	0.1	560	41	7.8	11,333	90.9%	528	H23/1/20	木	18	0.5	11,576	91.3%
関西	2,516	1/25	月	10	1.9	2,902	386	15.3	52,061	86.2%	2,747	H23/2/14	月	17	1.8	55,132	83.6%
中国	1,111	1/25	月	10	0.8	1,239	129	11.6	23,023	86.4%	1,104	H20/1/28	月	18	1.6	22,812	86.1%
四国	486	1/19	火	19	2.9	545	58	12.0	10,171	87.2%	522	H24/2/2	木	19	0.8	10,799	86.2%
九州	1,545	1/25	月	11	2.1	1,871	326	21.1	31,945	86.1%	1,545	H24/2/2	木	19	-0.1	31,425	84.7%
沖縄	122	1/24	日	20	9.2	164	42	34.1	2,390	81.4%	114	H23/1/31	月	20	11.8	2,230	81.4%
全国	15,185	1/25	月	10	-	17,689	2,503	16.5	317,826	87.2%	16,140	H20/2/13	水	19	-	333,391	86.1%

4 気温は、各供給区域の一般送配電事業者の本店（社）所在地における気象庁データによる。（ただし沖縄は那覇市におけるデータ。またこれらのデータは平成 17 年 4 月以降のもの。）

5 日負荷率＝日電力量÷（日最大電力×24[h]）

6 発受電端値（旧一般電気事業者の発電所の発生電力端の電力量、及び他社の発電所で発電された電力量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量の受電地点における値を合計したものをいう。）を使用。

③ 平成 27 年度の広域機関による指示の実績

本機関は、全国規模の電力需給について 24 時間体制で監視を行っており、当日や翌日、週間等の各断面において、必要な供給力が確保されているかを確認する。災害や電源トラブル等により需給状況が悪化した場合又は悪化するおそれがある場合は、需給状況を改善させるために、電気事業者に対してエリア間での電力融通や、電源の焚き増し等による供給力増加、需給調整契約の発動による需要抑制といった指示を行う。

平成 27 年度は図 1 及び表 3 のとおり、4 月の東京エリア、9 月の四国エリアへの融通指示を計 2 件行った。

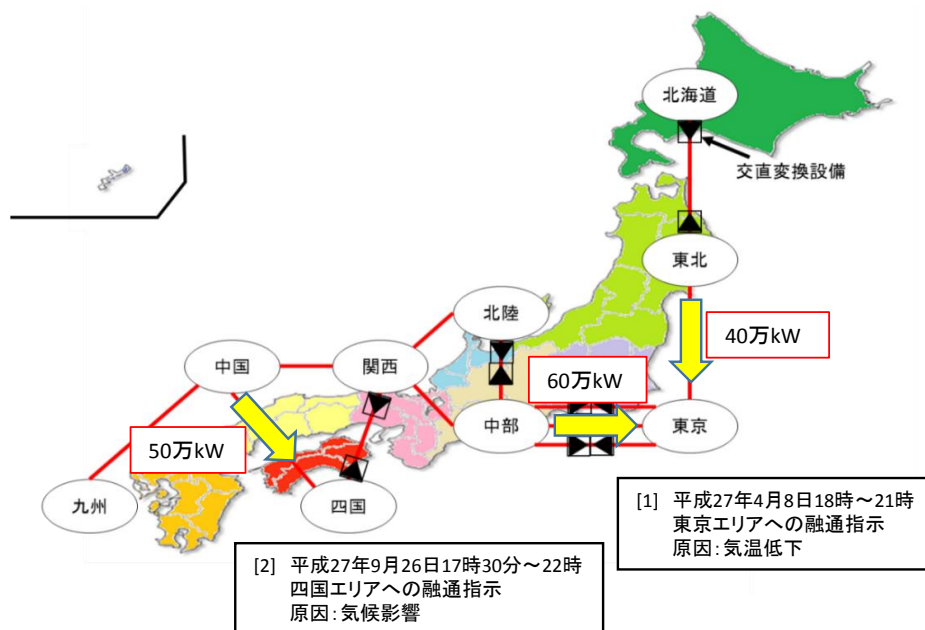


図 1 広域機関による指示の概要（平成 27 年度）

表 3 広域機関による指示の内容（平成 27 年度）

[1]	日時	4 月 8 日 17 時 30 分
	指示内容	・ 中部電力は東京電力に 18 時～21 時の間、60 万 kW の電気を供給すること ・ 東北電力は東京電力に 18 時～21 時の間、40 万 kW の電気を供給すること ・ 東京電力は中部電力と東北電力から 18 時～21 時の間、100 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	東京電力供給区域の気温低下による需要増加等に伴い、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。
[2]	日時	9 月 26 日 16 時 30 分
	指示内容	・ 中国電力は四国電力に 17 時 30 分～22 時 00 分の間、最大 50 万 kW の電気を供給すること ・ 四国電力は中国電力から 17 時 30 分～22 時 00 分の間、最大 50 万 kW の電気の供給を受けること
	実施理由	四国電力供給区域の気候の影響による需要増加等に伴い、広域的な融通を行わなければ、電気の需給の状況が悪化するおそれがあったため。

なお、本機関は他にも、電気工作物の貸し渡し等及びその他必要な措置について指示を行うことができるが、平成 27 年度は実績がなかった。

(2) 電気の質に関する実績（平成 27 年度）

電力の安定的な供給に関する指標である電気の質について、平成 27 年度の周波数の実績は①、電圧の実績は②、停電の実績は③のとおりである。これらの実績は「電気の質に関する報告書（平成 28 年度版）」として本機関ウェブサイト公表済みであり⁷、より詳細な情報はそちらを参照されたい。

① 平成 27 年度の周波数に関する実績

電気事業法において、一般送配電事業者は、供給する電気の周波数を経済産業省令に定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。それに対し一般送配電事業者は、各エリアの標準周波数⁸の値と、周波数滞在率⁹の調整目標¹⁰を設定している。

平成 27 年度の周波数滞在率の実績は、表 4 のとおりである。すべてのエリアにおいて調整目標範囲の滞在率は 100%であり、周波数が適切に維持されたといえる。

表 4 周波数滞在率（平成 27 年度、エリア別）

[%]

変動幅	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
0.1Hz 以内	99.83	99.89	99.85	99.22	99.18	99.22	99.23	99.22	99.22	99.89
0.2Hz 以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 以内	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
0.3Hz 超	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

② 平成 27 年度の電圧に関する実績

電気事業法において、一般送配電事業者は、供給する電気の電圧を経済産業省令に定める値に維持するように努めなければならない旨が規定されている。またその値は、経済産業省令において、標準電圧から一定の範囲内¹¹であることが定められている。

平成 27 年度の、維持すべき電圧の範囲から逸脱した比率（逸脱比率¹²）等の実績は、表 5 のとおりである。維持すべき電圧の範囲を逸脱した実績はなく、標準電圧に応じて電圧が維持されたといえる。

表 5 電圧測定地点数、逸脱地点数、逸脱比率（平成 27 年度、エリア別）

[箇所、%]

電圧		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
100V	測定地点数	387	691	1,483	954	220	1,370	475	224	643	107
	逸脱地点数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	逸脱比率	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
200V	測定地点数	387	687	1,479	949	208	1,358	474	224	635	107
	逸脱地点数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	逸脱比率	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

7 「電気の質に関する報告書（平成 28 年度版）」

http://www.occto.or.jp/koiki/koukai/161228_denkinoshitsu.html

8 北海道、東北及び東京エリアは 50Hz、中部、北陸、関西、中国、四国、九州及び沖縄エリアは 60Hz。

9 実測周波数が一定の変動幅に維持された時間の比率であり、次の式で求める。

時間滞在率(%) = (Σ 標準周波数から一定の変動幅に維持された時間) ÷ 総時間 × 100

10 北海道及び沖縄エリアは標準周波数に対して ±0.3Hz 以内、その他エリアは ±0.2Hz 以内としている。

11 標準電圧 100V に対して 101±6V を、標準電圧 200V に対して 202±20V を超えない値。

12 逸脱比率(%) = 逸脱地点数 ÷ 測定地点数 × 100

③ 平成 27 年度の停電に関する実績

各エリアにおける、平成 27 年度の一需要家あたりの年間停電回数¹³及び時間¹⁴は、表 6 のとおりである。

九州及び沖縄エリアにおいて事故停電による一需要家あたりの年間停電時間が長い傾向にあるが、これは台風等による影響である。

表 6 一需要家あたりの年間停電回数及び時間（平成 27 年度、全国及びエリア別）¹⁵

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
年間停電回数 「回」	事故停電	電源側	0.06	α	0.03	0.01	α	0.02	0.01	0.01	0.03	0.21	
		高圧配電線	0.09	0.08	0.03	0.06	0.03	0.04	0.16	0.11	0.12	0.82	
		低圧配電線	α	α	α	α	α	α	α	α	α	0.01	
		計	0.15	0.08	0.06	0.07	0.04	0.07	0.18	0.12	0.16	1.04	0.10
	作業停電	電源側	α	α	α	α	α	α	α	0.00	0.00	α	
		高圧配電線	α	0.03	0.01	0.04	0.08	α	0.09	0.11	0.00	0.02	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.02	0.08	0.00	0.06	
		計	α	0.04	0.01	0.06	0.10	0.01	0.11	0.19	0.00	0.08	0.03
	合計	電源側	0.06	α	0.03	0.01	α	0.02	0.01	0.01	0.03	0.21	
		高圧配電線	0.09	0.11	0.04	0.10	0.12	0.05	0.25	0.23	0.12	0.84	
		低圧配電線	α	0.01	α	0.02	0.02	0.01	0.03	0.08	α	0.07	
		計	0.15	0.12	0.07	0.13	0.14	0.08	0.29	0.31	0.16	1.12	0.13
年間停電時間 「分」	事故停電	電源側	3	α	α	α	α	α	α	α	1	6	
		高圧配電線	7	10	5	4	2	3	16	13	100	136	
		低圧配電線	α	1	α	α	2	α	1	1	1	8	
		計	10	11	6	4	4	3	17	13	101	150	18
	作業停電	電源側	α	α	α	α	α	α	α	0	0	α	
		高圧配電線	α	3	1	5	14	α	11	16	0	3	
		低圧配電線	α	1	α	2	2	1	1	5	0	5	
		計	α	4	1	7	16	1	12	21	0	8	4
	合計	電源側	3	α	α	α	α	α	α	α	1	6	
		高圧配電線	8	13	6	9	17	3	27	28	100	139	
		低圧配電線	α	2	α	2	3	1	2	6	1	13	
		計	10	15	6	11	20	4	29	34	101	158	21

13 一需要家あたり年間停電回数(回)＝停電低圧電灯需要家口数÷期首低圧電灯需要家口数

14 一需要家あたり年間停電時間(分)＝(停電時間(分)×停電低圧電灯需要家口数)÷期首低圧電灯需要家口数

15 データが表示単位に満たない場合は「α」と記載。

2. 電力系統に関する状況

電力系統に関して、平成 27 年度までの連系線の利用状況の実績は(1)、連系線の空容量の実績は(2)、平成 28 年 11 月末時点の系統連系の制約状況は(3)のとおりである。(1)、(2)の実績は「電力需給及び地域間連系線に関する概況(平成 27 年度までの実績)」として本機関ウェブサイト公表済みであり¹⁶、より詳細な情報はそちらを参照されたい。

(1) 連系線の利用状況(平成 22～27 年度)

① 連系線の年度別利用状況

連系線の利用状況推移は、図 2 のとおりである。

平成 27 年度の北海道本州間の北海道向き、東京中部間の東京向き、中国九州間の中国向きの利用量は、過去 6 年の中で最も多い。東京中部間の東京向きの利用量は大幅に増加しており、また、東北東京間の東京向き、中国九州間の中国向きの利用量は継続的に多い傾向にある。

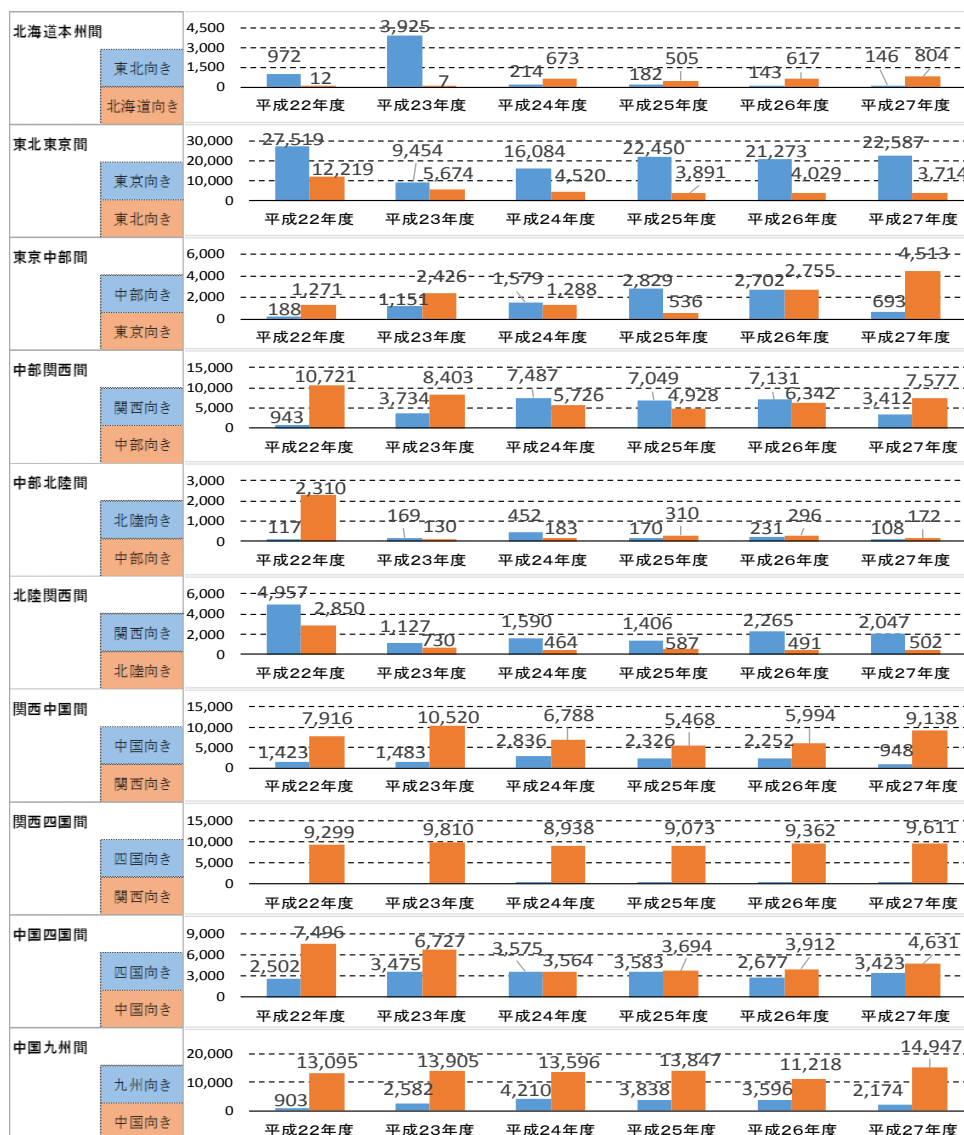


図 2 連系線の利用状況推移(平成 22～27 年度、連系線別) [百万 kWh]¹⁷

16 「電力需給及び地域間連系線に関する概況(平成 27 年度までの実績)」

<http://www.ocoto.or.jp/koiki/koukai/gaikyounoukouhyou.html>

17 連系線の計画潮流を基に作成。

② 取引別の利用状況

平成 27 年度の取引別の連系線利用状況は表 7 のとおりである。平成 27 年度は、7～9 月に連系線の利用量が多く、3～5 月に少なかった。

また、取引別の連系線の利用状況推移は図 3 のとおりである。相対取引による利用量は、平成 27 年度は前年度と比較して増加しているものの、平成 22 年度からの推移を見ると減少傾向にあり、過去 6 年間で 4 分の 1 程度減少している。前日スポット取引による利用量は、平成 27 年度は前年度と比較して減少しているものの、平成 22 年度からの推移を見ると増加傾向にあり、過去 6 年間で 2 倍以上に増加している。

表 7 取引別の連系線利用状況（平成 27 年度月別、全連系線計）¹⁸

[百万 kWh]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
相対取引	4,342	4,867	6,238	7,723	7,890	6,720	6,186	6,266	6,577	6,814	6,654	5,670	75,947
前日スポット取引	920	958	842	1,473	1,346	1,375	1,115	947	1,013	1,003	1,079	1,083	13,152
時間前取引	155	168	173	178	190	233	209	169	174	139	101	162	2,050

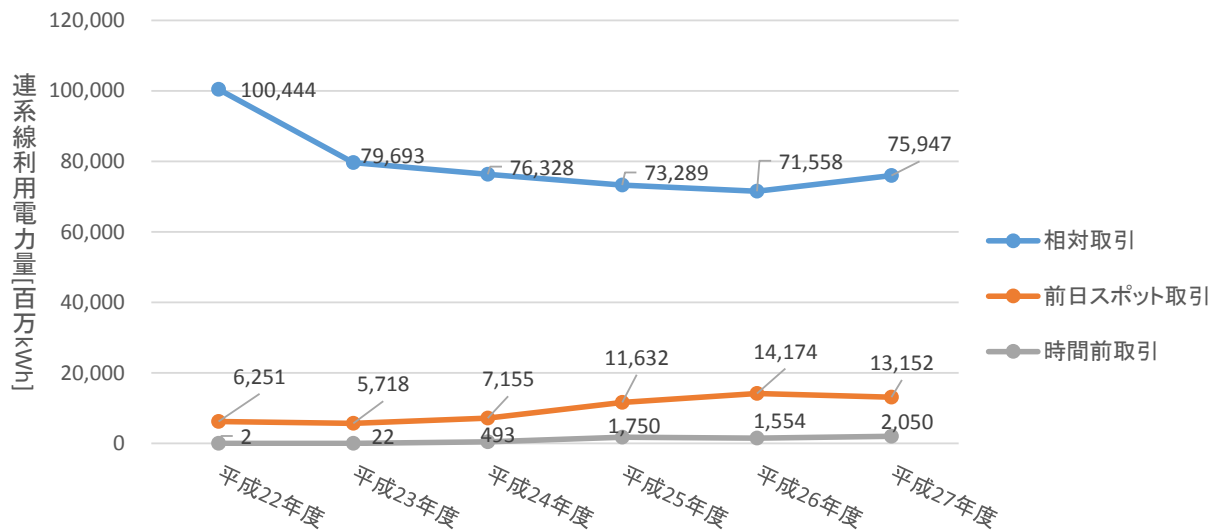


図 3 取引別 連系線の利用状況推移（平成 22～27 年度）

18 赤字部分は年度内最大値、青字部分は最小値を表す。

(2) 連系線の空容量実績（平成 27 年度）

空容量とは、連系線の運用容量からマージンと計画潮流を除いた容量であり、図 4 に示すとおりである¹⁹。

連系線の空容量実績の見方は図 5、平成 27 年度の各連系線の空容量実績は次ページ以降の図 6～図 15 のとおりである²⁰。

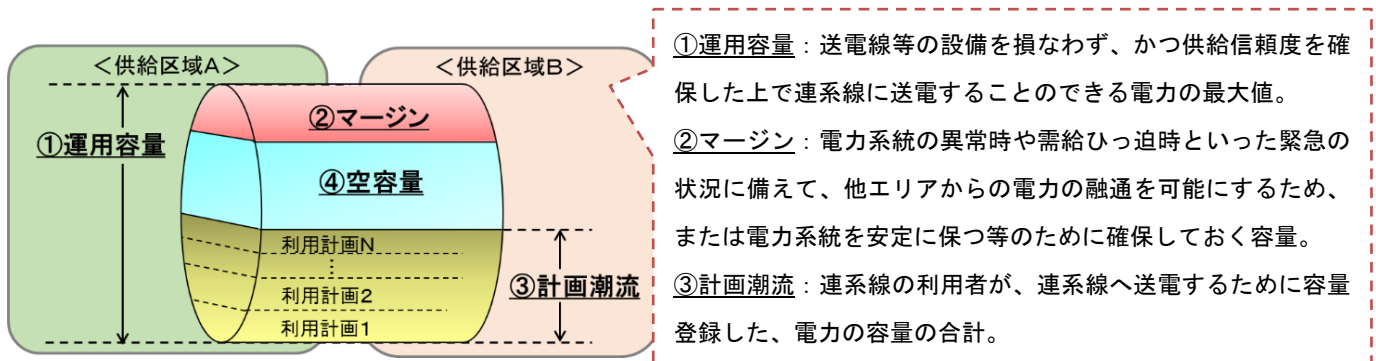


図 4 運用容量、マージン、計画潮流、空容量の概要

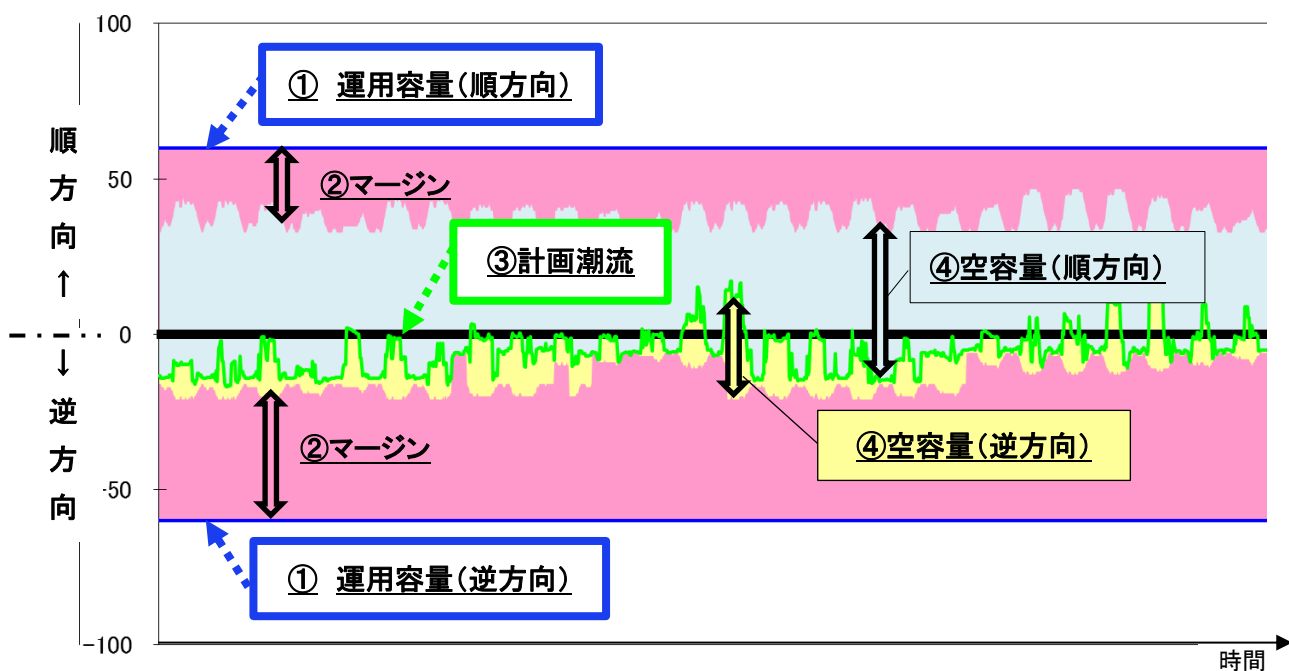


図 5 連系線の空容量実績の見方

19 順方向と逆方向の利用計画は相殺されるため、グラフ上でも、順方向と逆方向の潮流の幅をそれぞれ取るのではなく、これらを相殺したものを計画潮流の値としている。

20 空容量実績を含む詳細の系統情報は、本機関のウェブサイトにて公表している。

http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#

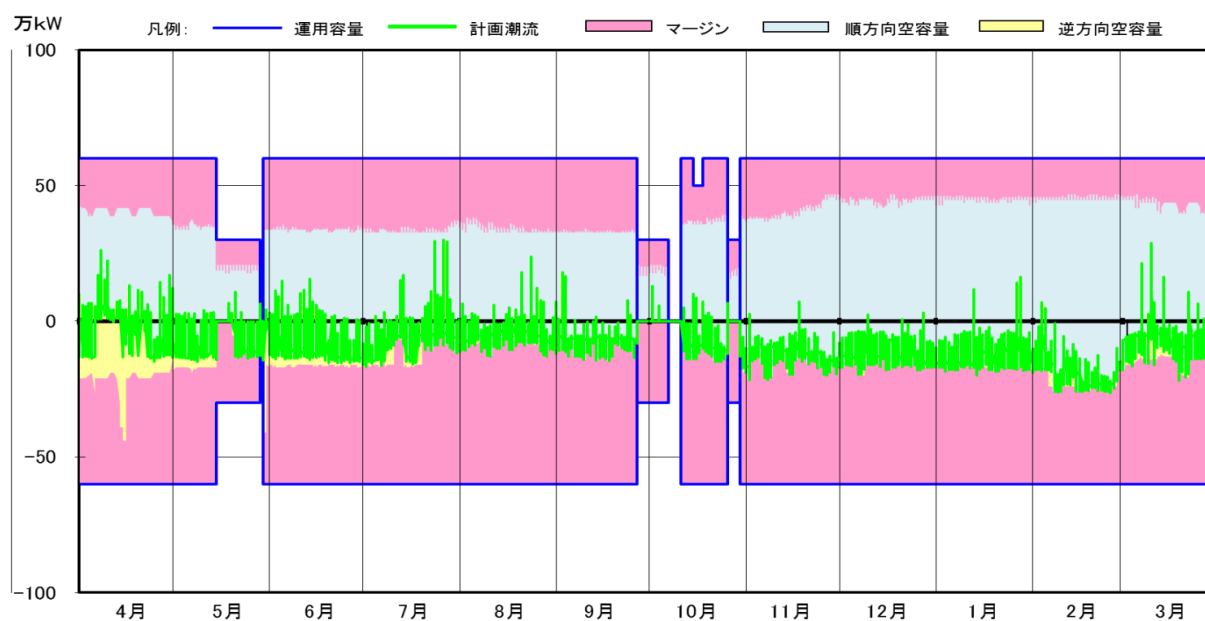


図 6 北海道本州間連系設備(北海道・本州間電力連系設備)の空容量実績(平成 27 年度)²¹

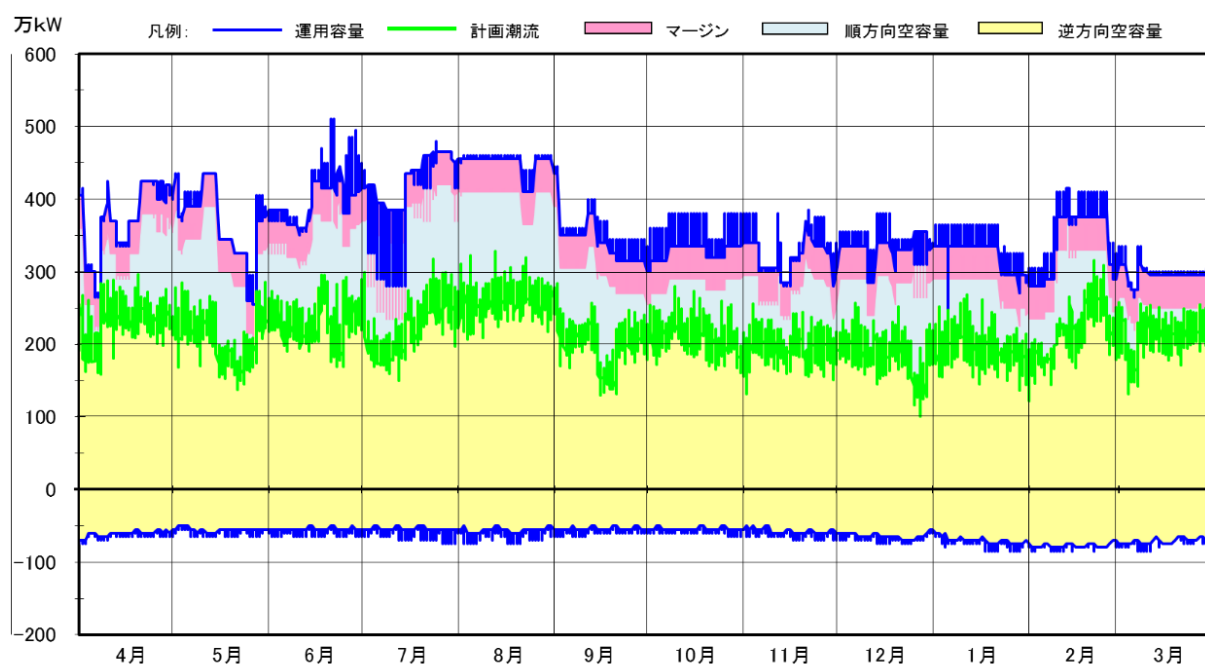


図 7 東北東京間連系線(相馬双葉幹線)の空容量実績(平成 27 年度)²²

21 北海道→東北を順方向(正表示)、東北→北海道を逆方向(負表示)とする。

22 東北→東京を順方向(正表示)、東京→東北を逆方向(負表示)とする。

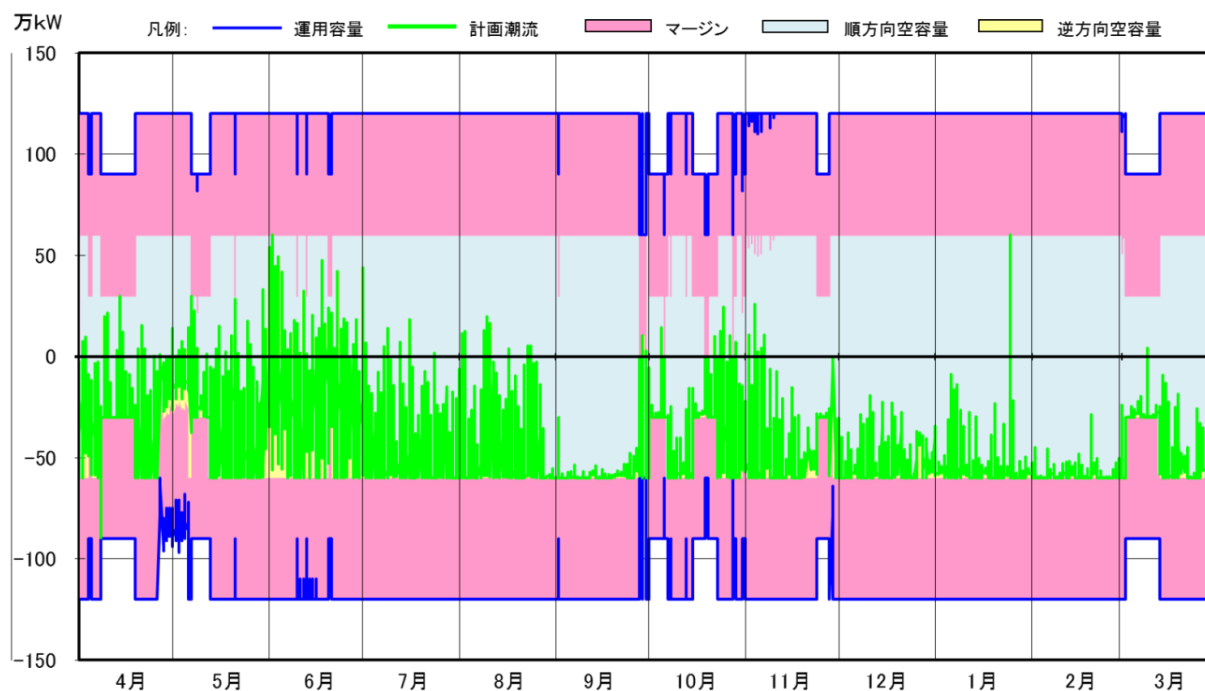


図 8 東京中部間連系設備（佐久間、新信濃、東清水周波数変換設備）の空容量実績（平成 27 年度）²³

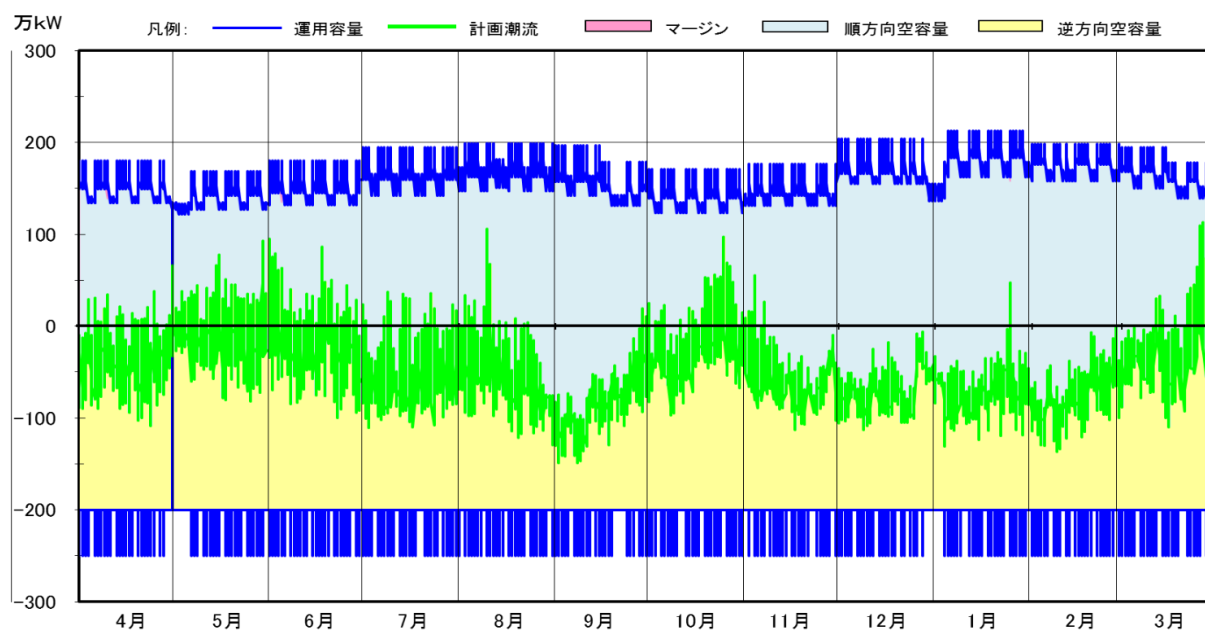


図 9 中部関西間連系線（三重東近江線）の空容量実績（平成 27 年度）²⁴

23 東京→中部を順方向（正表示）、中部→東京を逆方向（負表示）とする。

24 中部→関西を順方向（正表示）、関西→中部を逆方向（負表示）とする。

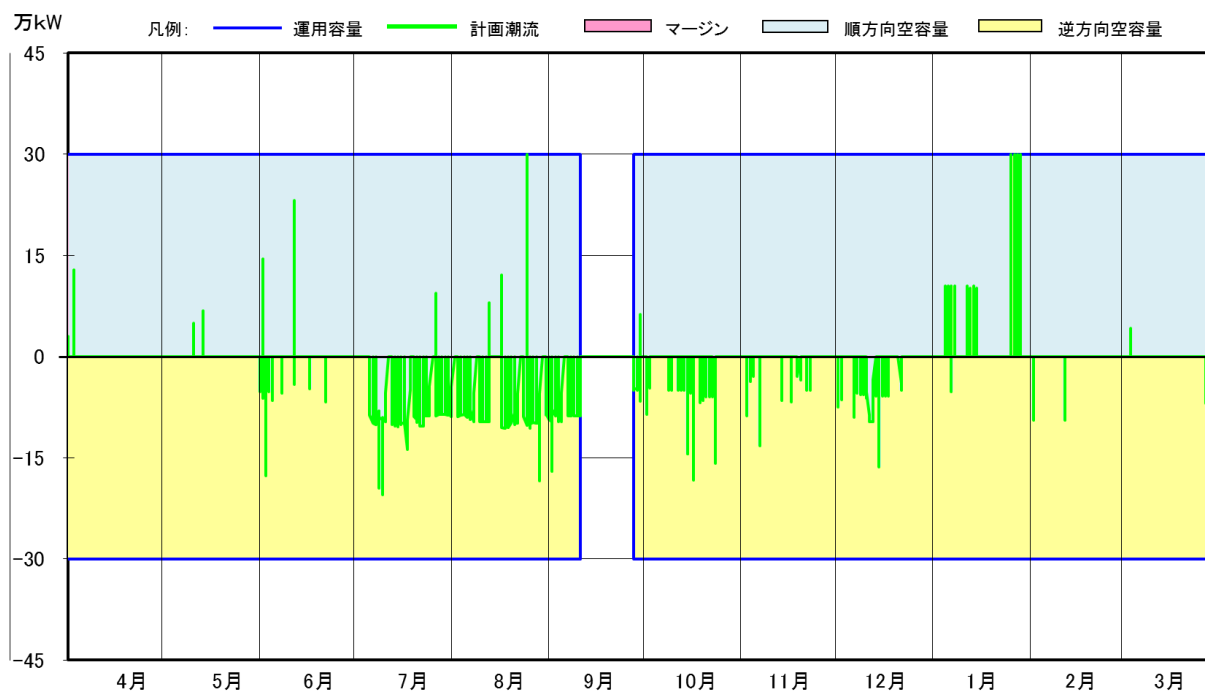


図 10 中部北陸間連系設備(南福光連系所、南福光変電所の連系設備)の空容量実績(平成 27 年度)²⁵

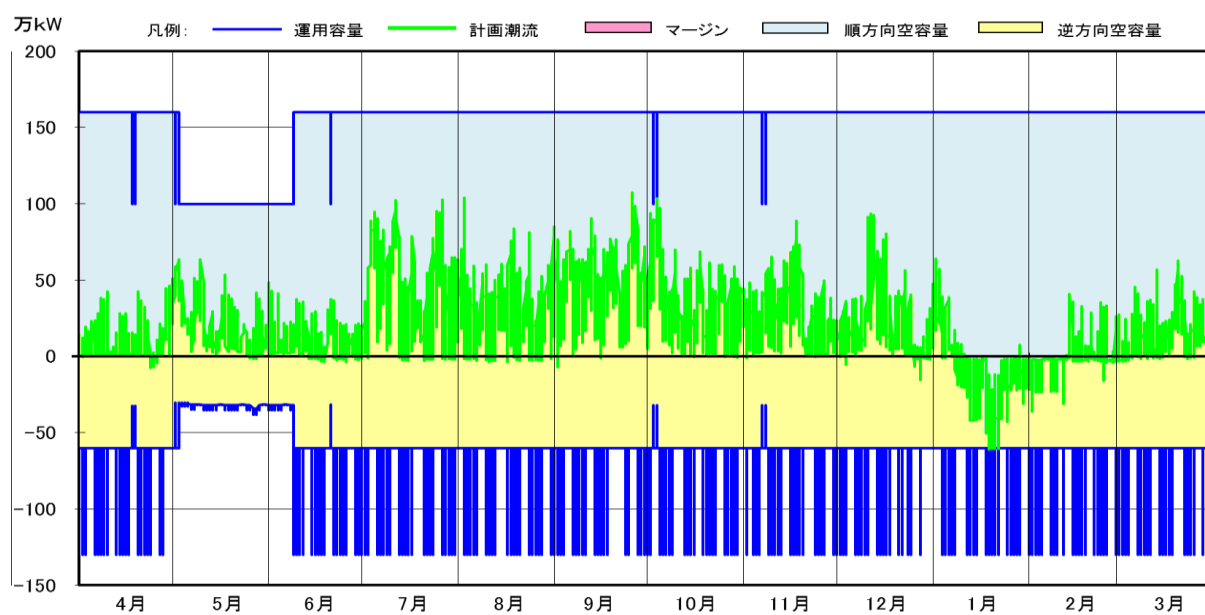


図 11 北陸関西間連系線(越前嶺南線)の空容量実績(平成 27 年度)²⁶

25 中部→北陸を順方向(正表示)、北陸→中部を逆方向(負表示)とする。

26 北陸→関西を順方向(正表示)、関西→北陸を逆方向(負表示)とする。

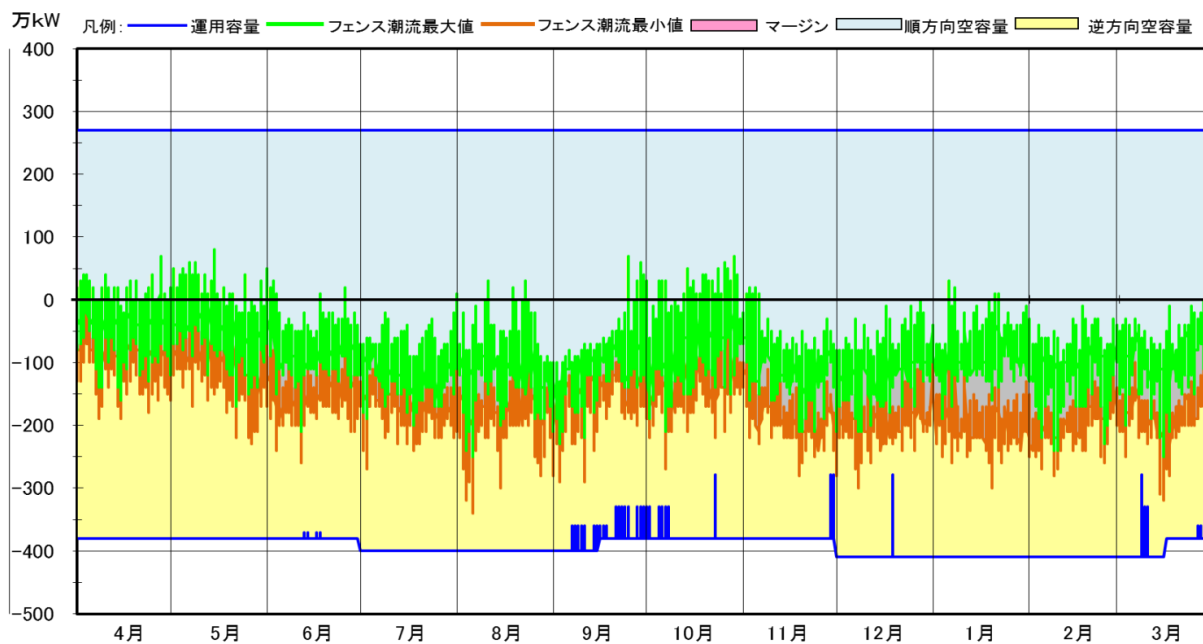


図 12 関西中国間連系線(西播東岡山線、山崎智頭線)の空容量実績(平成 27 年度)^{27 28}

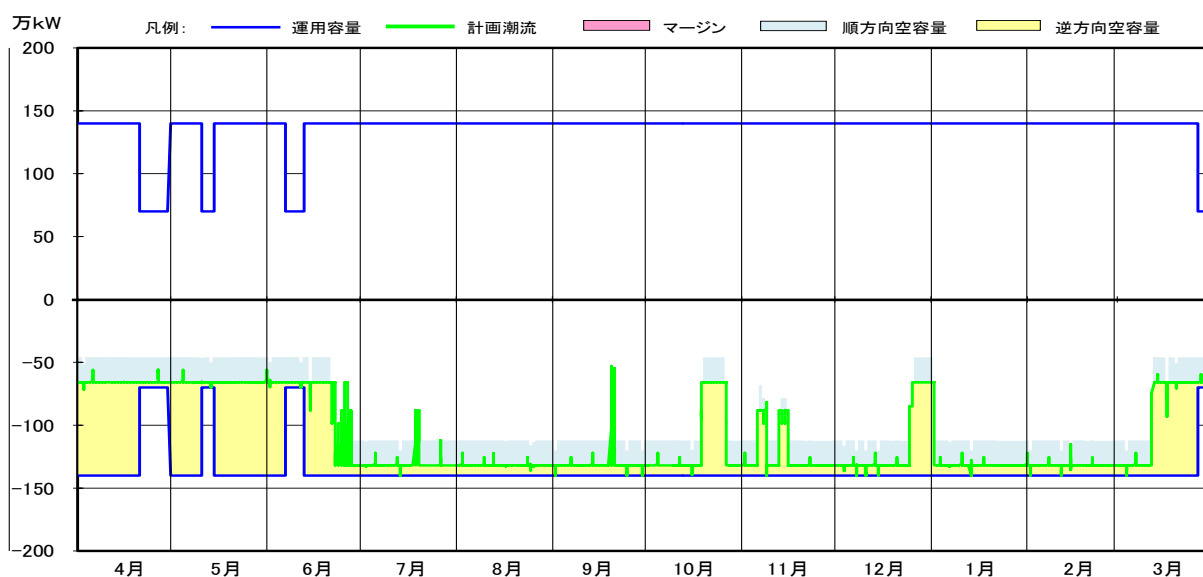


図 13 関西四国間連系設備(紀北変換所、阿南変換所間の連系設備)の空容量実績(平成 27 年度)^{29 30}

27 関西→中国を順方向(正表示)、中国→関西を逆方向(負表示)とする。

28 順方向の空容量はフェンス潮流最大値を計画潮流として算出。

逆方向の空容量はフェンス潮流最小値を計画潮流として算出。

なお、関西中国間のフェンス潮流は以下の①～④から選定する。

①西播東岡山線潮流と山崎智頭線潮流の合計 ②西播東岡山線潮流と中国東幹線潮流の合計

③新岡山幹線潮流と山崎智頭線潮流の合計 ④新岡山幹線潮流と中国東幹線潮流の合計

29 関西→四国を順方向(正表示)、四国→関西を逆方向(負表示)とする。

30 順方向の空容量は以下のうち小さい方で算出。

・関西四国間連系設備の運用容量－関西四国間連系設備計画潮流－マージン

・南阿波幹線運用容量－(橋湾発電所出力－関西四国間連系設備計画潮流)

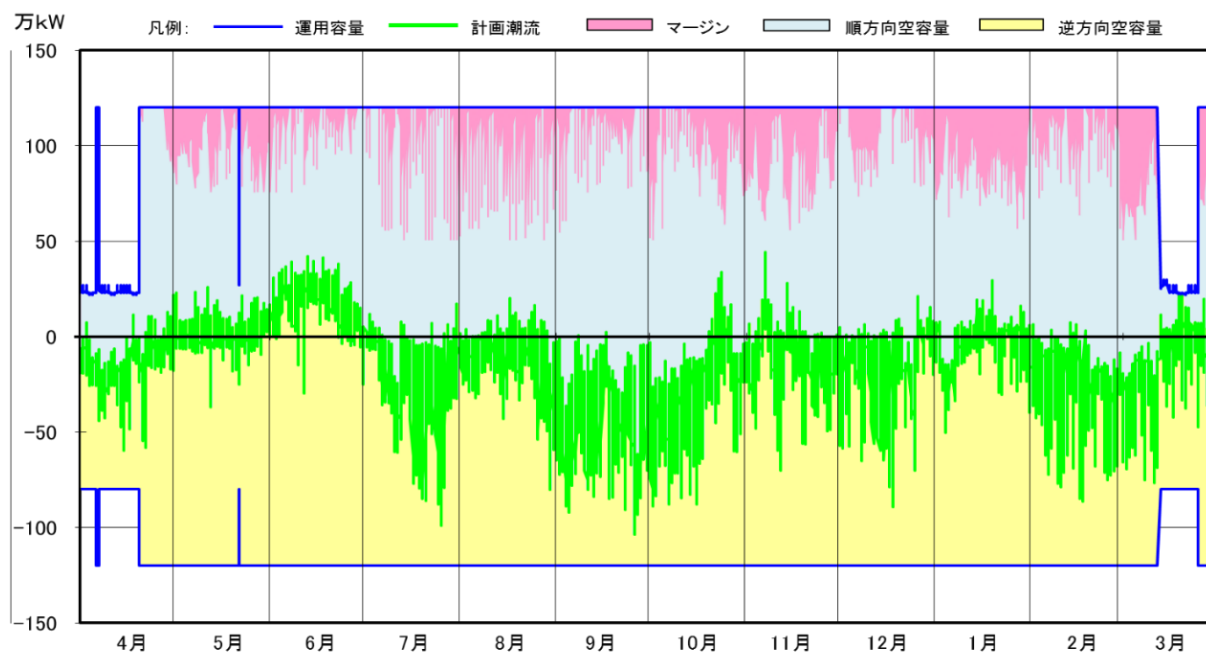


図 14 中国四国間連系統線(本四連系統)の空容量実績(平成 27 年度)³¹

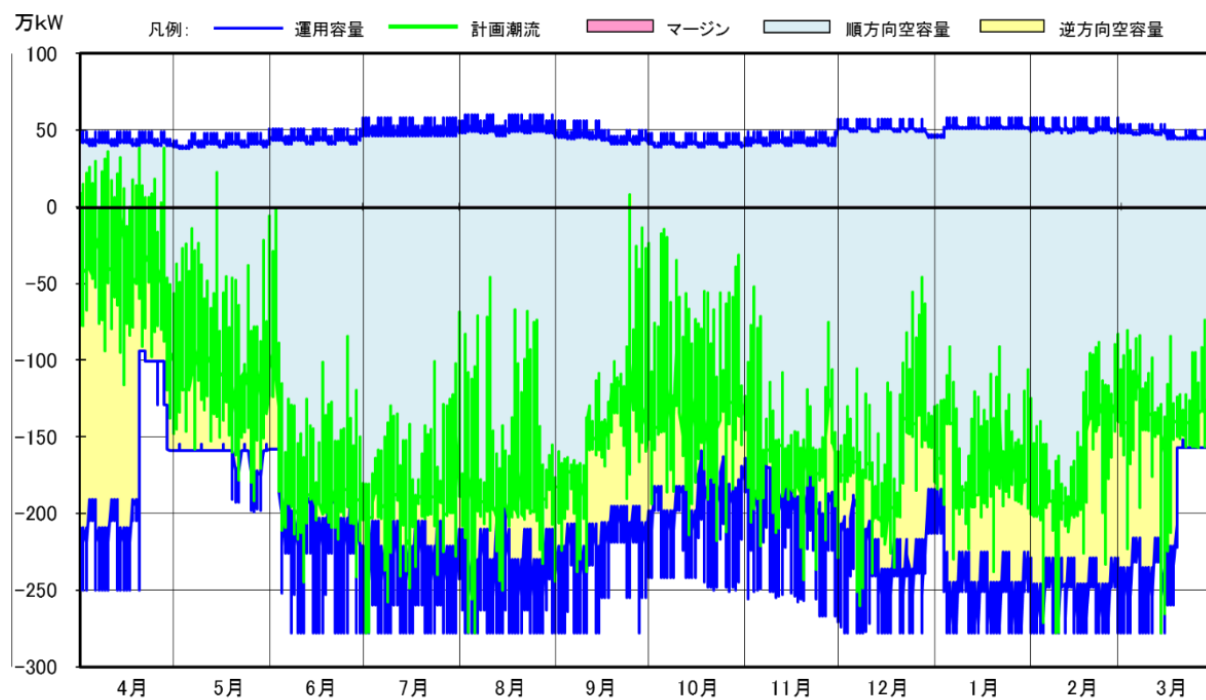


図 15 中国九州間連系統線(関門連系統)の空容量実績(平成 27 年度)³²

31 中国→四国を順方向(正表示)、四国→中国を逆方向(負表示)とする。

32 中国→九州を順方向(正表示)、九州→中国を逆方向(負表示)とする。

(3) 系統連系の制約状況（平成 28 年 11 月末時点）

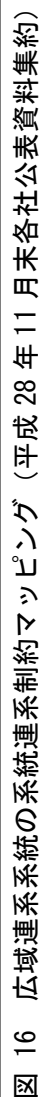
本機関は、電力系統のうち広域連系系統³³について、監視等の業務を行っている。

広域連系系統における系統連系制約の状況は、図 16 の制約マッピングのとおりである。

本データは、各一般送配電事業者が平成 28 年 11 月末時点に公表している系統連系制約マッピングについて、本機関において集約したものである。下位系統も含めた制約及び最新の系統連系制約は、各一般送配電事業者のウェブサイトにて公表され、定期的に更新されている³⁴。

33 連系線及び最上位電圧から 2 階級の送電設備のこと。

34 北海道電力株式会社：http://www.hepco.co.jp/corporate/con_service/bid_info.html
東北電力株式会社：<http://www.tohoku-epco.co.jp/jiyuka/04.htm>
東京電力パワーグリッド株式会社：<http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/index-j.html>
中部電力株式会社：<http://www.chuden.co.jp/corporate/study/free/rule/map/index.html>
北陸電力株式会社：http://www.rikuden.co.jp/rule/U_154seiyaku.html
関西電力株式会社：<http://www.kepco.co.jp/corporate/takusou/disclosure/ryutusetsubi.html>
中国電力株式会社：<http://www.energia.co.jp/retailer/keitou/access.html>
四国電力株式会社：<http://www.yonden.co.jp/business/jiyuuka/tender/index.html>
九州電力株式会社：http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html
沖縄電力株式会社：<http://www.okiden.co.jp/business/free/rule02.html>



3. 系統アクセス業務に関する実績

系統連系希望者は、広域機関や一般送配電事業者への事前相談や接続検討の結果を踏まえ、事業性の判断を行った上で、一般送配電事業者に系統連系の契約申込みを行う。系統アクセスの手続きフローは図 17、各手続きの概要は表 8 のとおりである。

平成 27 年度の系統アクセス業務について、事前相談、接続検討、契約申込みの実績は（１）、系統連系に際して共同費用負担者を募る電源接続案件募集プロセスの実績は（２）のとおりである。これらの実績は「発電設備等系統アクセス業務に係る情報公表について（平成 27 年度の受付・回答分）」として本機関ウェブサイト公表済みであり³⁵、より詳細な情報はそちらを参照されたい。

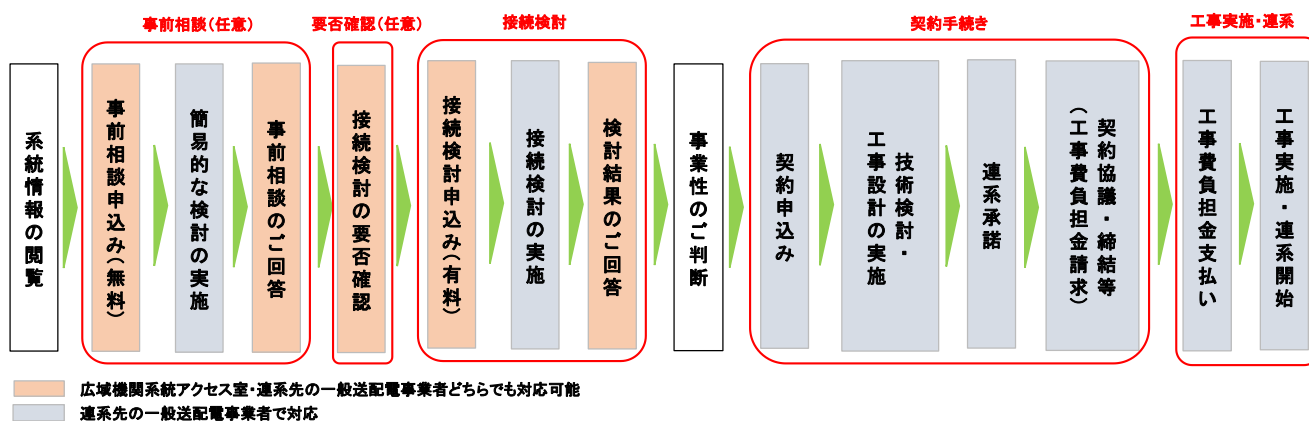


図 17 系統アクセス手続きフロー

表 8 事前相談、接続検討、契約申込みの概要

	主な検討項目	検討期間	必要性	申込み先
事前相談	・ 熱容量に起因する連系制限の有無 ・ 発電設備等設置場所から連系点(想定)までの直線距離 等	1 か月	任意	広域機関 ³⁶ 一般送配電事業者
接続検討	・ 系統連系工事(アクセス線や系統増強工事等) ・ 概算工事費、工事費負担金 ・ 所要工期 等	3 か月	契約申込み に必要	広域機関 ³⁶ 一般送配電事業者
契約申込み	・ 契約申込み時点での電力系統の諸条件に基づく、接続検討に準じた項目	6 か月(通常申込み) 9 か月(同時申込み ³⁷)	系統連系承 諾に必要	一般送配電事業者

35 「発電設備等系統アクセス業務に係る情報公表について（平成 27 年度の受付・回答分）」

http://www.occto.or.jp/keito/akusesu/2016_0706_keitou_gyomukaizen.html

36 本機関は発電設備等の最大受電電力の合計値が 1 万 kW 以上である申込みを受付。

37 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（FIT 法）に定める特定供給者に該当する場合、接続検討の申込みと同時に又は接続検討の回答受領前に、契約申込み（同時申込み）を行うことができる。

(1) 事前相談、接続検討、契約申込みの実績（平成 27 年度）

平成 27 年度に本機関又は一般送配電事業者が受け付けた最大受電電力 500kW 以上の発電設備等に関する事前相談、接続検討、契約申込み³⁸の受付件数は、表 9 のとおりである。

平成 27 年度の前相談の受付件数は、東京電力（現在は分社化により東京電力パワーグリッド株式会社）が 4,629 件と最多であり、その次に東北電力が 2,300 件と多かった。各社の合計は、14,345 件にのぼる。

平成 27 年度の接続検討の受付件数は、東京電力が 638 件と最多であり、その次に東北電力が 369 件と多かった。各社の合計は、2,313 件にのぼる。

平成 27 年度の契約申込みの受付件数は、九州電力が 447 件と最多であり、その次に東北電力が 217 件と多かった。各社の合計は、1,404 件にのぼる。

受付件数の傾向は、必ずしも各エリアの最大需要電力の規模に比例していない。³⁹

本機関は発電設備等の最大受電電力の合計値が 1 万 kW 以上の申込みを受付するが、平成 27 年度の実績は、事前相談が 100 件、接続検討が 70 件であった。

表 9 事前相談、接続検討、契約申込みの受付件数（平成 27 年度、500kW 以上の発電設備等のみ）

受付会社	事前相談	接続検討 ⁴⁰	契約申込み
広域機関	100	70	－
北海道電力	396	43	26
東北電力	2,300	369	217
東京電力	4,629	638	161
中部電力	2,059	290	209
北陸電力	332	56	38
関西電力	1,930	262	190
中国電力	1,123	191	64
四国電力	425	92	51
九州電力	1,038	300	447
沖縄電力	13	2	1
合計	14,345	2,313	1,404

38 契約申込みは一般送配電事業者のみが受付。

39 平成 27 年度の各エリアの最大需要電力は、P3 の表 1 及び P4 の表 2 のとおり。表 1 で見ると、東北エリアは東京エリアの 4 分の 1 程度であり、これは全エリアのうち 5 番目である。また、九州エリアは東京エリアの 10 分の 3 程度であり、これは全エリアのうち 4 番目である。

40 電源接続案件募集プロセスの募集要領に基づく接続検討の申込みは集計外。

平成 27 年度の接続検討について、電源種別に受付件数と割合⁴¹を示したものが、以下の図 17、図 18 である。全体的に太陽光の件数が多く、全体の 75%を占める。次にバイオマス、風力と続いており、風力に関しては、東北エリア、九州エリアに偏在している。火力に関しては、東京エリア、関西エリアに偏在している。

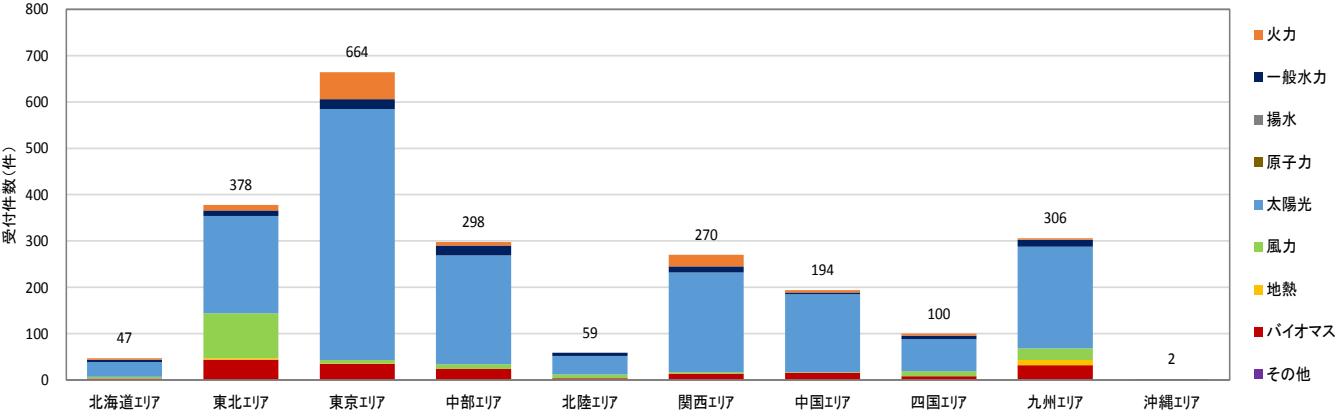


図 17 接続検討の受付件数（平成 27 年度、エリア別、電源種別）

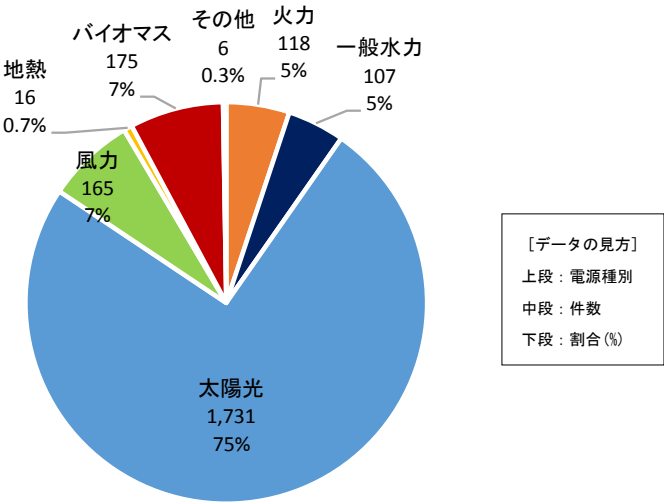


図 18 接続検討受付件数の電源種別割合（平成 27 年度）

41 接続検討 1 件に対し複数の電源種別が混在する場合、電源種別件数としては、複数の電源種別でカウントしているため、接続検討の受付件数の合計値とは一致しない。

(2) 電源接続案件募集プロセスの実績（平成 27 年度）

系統連系希望者が、発電設備等を系統に連系する際、一般送配電事業者等に接続検討の申込みを行った結果、送電系統の容量が不足し、大規模な対策工事が必要な接続検討結果となる場合がある。電源接続案件募集プロセスとは、このような状況において、近隣の案件も含めた対策を立案し、それを共有しようとする系統連系希望者が、対策工事費を共同負担することで、効率的な設備形成と個々の系統連系希望者の工事費負担金の低減を図る仕組みである。

平成 27 年度末時点における電源接続案件募集プロセスの実施案件一覧は、表 10 のとおりである。なお、これらの案件は平成 27 年度末時点ですべて継続中であった。⁴²

表 10 電源接続案件募集プロセス 実施案件一覧⁴³（平成 27 年度）

対象エリア	件数 ⁴⁴	募集対象	主宰者	開始決定日
東北	3 件	福島県相馬エリア	東北電力	平成 28 年 1 月 19 日
		宮城県鳴子岩出山エリア	東北電力	平成 28 年 3 月 15 日
		岩手県宮古久慈エリア	東北電力	平成 28 年 3 月 29 日
東京	5 件	群馬県西部エリア	東京電力	平成 27 年 10 月 27 日
		栃木県北部・中部エリア	東京電力	平成 27 年 10 月 27 日
		山梨県北西部エリア	東京電力	平成 27 年 10 月 27 日
		千葉県南部エリア	東京電力	平成 27 年 10 月 27 日
		千葉県中西部エリア	東京電力	平成 27 年 10 月 27 日
中国	1 件	岡山県北東部エリア	中国電力	平成 28 年 3 月 31 日
合計	9 件			

42 実施中案件の最新情報は本機関ウェブサイト公表している。

http://www.occto.or.jp/keito/akusesu/2016_0617_jissichu_anken_shirakawa.html

平成 27 年 10 月 27 日に開始決定された千葉県中西部エリアを対象とした案件は、平成 28 年 12 月 14 日に完了した。

43 九州エリアでは本機関発足前に上位系統増強対策に向けた独自スキームを開始したが、電源接続案件募集プロセスとは異なるためここでは記載していない。

44 電源接続案件募集プロセスの申込み受付件数ではなく、電源接続案件募集プロセスが開始された案件を集計。

4. 供給計画の取りまとめ結果等に基づく電力需給・電力系統に関する見通し及び課題

電気事業法第 29 条において、電気事業者は、今後 10 年間の電気の供給並びに電気工作物の設置及び運用についての計画（供給計画）を毎年作成し、本機関を経由して経済産業大臣に届け出ることとされている。本機関は、電気事業者から提出を受けた供給計画を取りまとめ、短期・中長期の電力需給の実績及び見通し、電源や送電線の開発計画等について意見があるときはそれを付した上で経済産業大臣に送付する。

平成 28 年度供給計画の取りまとめ結果に基づく電力需給に関する見通しは（１）、電力需給に関する課題は（２）、電力系統に関する見通しは（３）のとおりである。平成 28 年度供給計画の取りまとめに関する資料は本機関ウェブサイト公表済みであり⁴⁵、より詳細な情報はそちらを参照されたい。

また、連系線の整備計画の策定状況は（４）のとおりである。

（１）供給計画取りまとめに基づく電力需給に関する見通し（平成 28～37 年度）

平成 28 年度供給計画取りまとめ結果に基づく、平成 28～37 年度の 8 月の電力需給見通しは、表 11 のとおりである。

連系線を活用した他エリアからの供給力の融通を考慮すると、東京エリアの平成 33 年度及び平成 34 年度を除き、予備率 8%以上⁴⁶を確保できる見通しである。また、単独系統である沖縄エリアにおいても、すべての年度で供給力が十分確保できる見通しである⁴⁷。

東京エリアの平成 33 年度及び平成 34 年度は、連系線を活用した他エリアからの供給力の融通を考慮しても予備率が 8%を下回っている。しかし、平成 28 年度供給計画の取りまとめの中では、電気事業者ではない事業者の新規開発電源の供給力が捕捉できていない⁴⁸こと、更に、原子力発電の供給力のほとんどが「未定」（＝「ゼロ」）の計上⁴⁹となっていることを考えると、直ちに安定供給に支障があるとは言えないが、需給変動リスク分析もふまえ⁵⁰、需給バランスの状況について注視が必要な状況と判断した。

45 「平成 28 年度供給計画の取りまとめ及び経済産業大臣への送付について」

https://www.occto.or.jp/jigyosha/kyokyu/2016_0629_h28_kyoukyu_keikaku_torimatome.html

46 需給バランス評価の基準は、本機関が設置する「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」にて旧来からの基準の見直しを検討中であったことから、今回は暫定的に旧来の基準「エリア需要に対して供給力の予備率が 8%以上あること」を用いることとした。

47 沖縄エリアは小規模単独系統であることから例外的に「最大電源ユニット脱落時にも供給力がエリア需要を上回ること」として確認した。

48 ライセンス制導入時の移行措置として、大型の新規電源を開発しようとしている事業者でも、発電事業を開始するまでに発電事業者のライセンスを取得すればよく、供給計画の提出義務がなかったため、平成 28 年度の供給計画取りまとめの段階では捕捉できない。

49 「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）」にて、「事業者として稼働時期が見通せない原子力発電所・号機については「未定」とし、その発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定する」ととし、他の電源はその前提で供給力を計上することとされた。

50 第 12 回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 12 月 22 日）において、平成 28～37 年度における需給変動リスク分析を実施した。経済成長による需要上振れのリスクについては、今後の経済成長と省エネの進展に伴う需要の動向について、引き続き注視していくこととした。原子力供給力の想定外停止のリスクについては、原子力発電所が供給力に計上されているエリアでは、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%を確保できる見通しであることを確認した。事業者の計画変更等に起因する供給力の大幅な下振れのリスクについては、容量メカニズムの導入により、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と整理した。

「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」

http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_jukyu_12_02.pdf

また、北海道及び東北エリアは冬季に年間の最大需要電力が発生する場合があるため、平成 28～37 年度における 1 月の予備率についても確認した。表 12 のとおり予備率 8%以上を確保できる見通しである。

表 11 8 月の予備率（平成 28～37 年度、全国及びエリア別、連系線活用後）⁵¹

赤：予備率が8%未満のエリア・年度			青：予備率が8%以上に改善したエリア・年度			緑：他エリアへ応援したエリア・年度				
	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	41.0%	39.4%	40.8%	50.0%	48.5%
東北	14.1%	16.2%	15.2%	15.9%	17.3%	8.0%	8.0%	18.2%	18.0%	17.7%
東京	9.8%	9.8%	12.1%	8.8%	9.2%	7.4%	5.1%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本 3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	9.6%	7.8%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	11.0%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	10.7%	10.1%	9.4%	9.6%
関西	13.3%	9.7%	12.7%	11.9%	9.6%	8.0%	10.3%	12.7%	12.8%	13.0%
中国	19.2%	20.4%	21.4%	12.6%	17.8%	11.7%	17.2%	22.9%	22.6%	22.1%
四国	13.1%	15.3%	14.4%	14.3%	14.8%	14.7%	12.1%	17.4%	17.5%	17.5%
九州	17.5%	14.1%	8.7%	8.6%	16.5%	16.0%	15.7%	15.3%	14.9%	14.5%
中西日本 6社計	14.7%	11.9%	11.9%	10.7%	12.4%	11.3%	11.8%	13.4%	13.2%	13.1%
9社合計	13.2%	11.8%	12.9%	11.5%	12.7%	10.5%	10.0%	13.1%	14.0%	13.5%
沖縄	50.5%	47.1%	50.5%	53.8%	40.2%	43.9%	43.4%	43.3%	51.9%	41.3%
10社合計	13.5%	12.1%	13.2%	11.9%	12.9%	10.8%	10.3%	13.3%	14.3%	13.8%

表 12 1 月の予備率（平成 28～37 年度、北海道及び東北エリア）⁵²

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	17.1%	14.2%	11.9%	23.2%	21.8%	19.2%	18.0%	26.4%	25.1%	23.8%
東北	10.7%	9.6%	10.2%	10.1%	10.9%	9.6%	8.7%	10.0%	9.1%	8.2%

51 平成 28 年 6 月 10 日までに本機関にて供給計画を確認した発電事業者の発電余力、またはそれに加えて連系線を活用した他エリアからの供給力の融通（受電）を考慮した場合に、予備率が 8%以上となった部分を青塗りとしている。一方、これらを考慮しても予備率 8%を下回る部分を赤塗りとしている。また、そのとき連系線を活用して他エリアへの供給力の融通（送電）を実施したエリアは、該当部分を緑塗りとしている。

52 平成 28 年 6 月 10 日までに本機関にて供給計画を確認した発電事業者の発電余力を考慮した場合、予備率が 8%以上となった部分を青塗りとしている。

(2) 供給計画取りまとめに基づく電力需給に関する課題

本機関は、平成 28 年度供給計画を経済産業大臣に送付する際、中長期の電力需給に関して、以下 2 つの意見を付した。

① 小売電気事業者の供給力確保の実効性について

供給計画上、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、今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結により確保する計画であることが分かった（図 18 参照）。発電事業者にとって、小売電気事業者との間に長期契約等がない場合、保有する電源を期待通りに稼働させられるのかどうかの確証が得られず、結果として計画通りに電源の開発が進まない可能性があり、将来、市場調達可能な供給力が、需要に対して十分に確保されないことが懸念される状況であった。

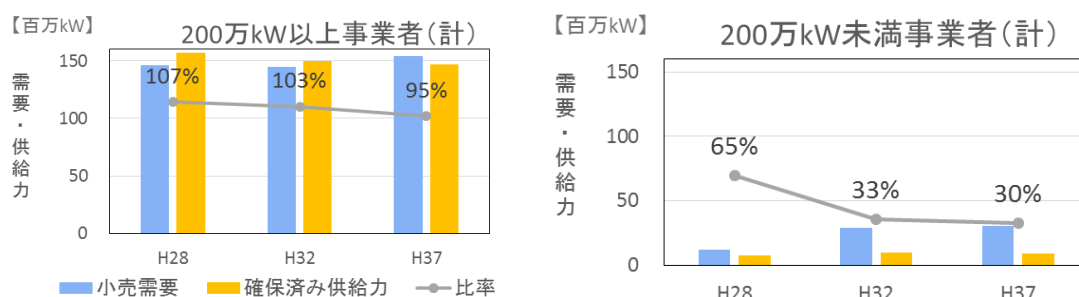


図 18 小売電気事業者の確保済み供給力の見通し（平成 28～37 年度）

このため、本機関としては状況を注視しつつ、需給変動リスクの分析を通じて、将来の電力需給見通しや、電源入札等の必要性などについて検討を深めていくこととした⁵³。国に対しては、国民負担とのバランスに配慮しつつ、容量メカニズム（発電等の供給能力が存在することの価値を認め、その対価に応じた電気の容量価格（kW 価格）を支払う仕組み）の導入等も含め、実効性のある供給力確保の在り方の検討を進めることを要望する旨の意見を付した。

② 稀頻度リスクへの対応について

本機関が、平成28年度の供給計画の取りまとめを行う際、複数の電気事業者から、以下のような意見表明があった。

- [1] 競争力が相対的に低い石油火力等の経年火力が今後、徐々に廃止される中、東日本大震災のように大規模かつ長期間に亘り供給力が減少するような稀頻度事象が発生した場合、電力需給は極めて厳しい状況になる。こうした事態が発生する可能性（稀頻度リスク）を踏まえて石油火力発電等の供給力の確保のあり方を検討することが必要ではないか。
- [2] 旧一般電気事業者は、リスク対応の観点から、非常時に供給力の代替として活用し得る需給調整契約等を現状は維持しているものの、競争環境の変化やコスト面から、将来的には維持し続けることが難しくなる可能性がある。今後の取扱いについて整理が必要ではないか。

53 第 12 回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 12 月 22 日）において、平成 28～37 年度の供給力確保を目的とした電源入札等の実施の検討開始は不要と判断した。

本機関としてもこれらは重要な課題であると認識し、稀頻度リスクをどう考えるべきか⁵⁴、また、その対応として電源入れその他の手段を講ずるべきかについて議論を進めていくこととした。国に対しては、稀頻度リスクについての考え方を整理し、その対応について検討することを要望する旨の意見を付した。

(3) 供給計画取りまとめに基づく電力系統に関する見通し（平成 28～37 年度）

平成 28 年度供給計画に基づく、平成 37 年度末までの送変電設備の整備計画は、図 19 のとおりである。

平成 37 年度末までに 423km の主要送電線路、15,440MVA の主要変電所、1,200MW の変換所の新增設が計画されている。連系線の整備計画は、平成 27 年度供給計画から変更なく、北斗今別直流幹線、飛騨信濃直流幹線及び関ヶ原北近江線の新設が計画されている。

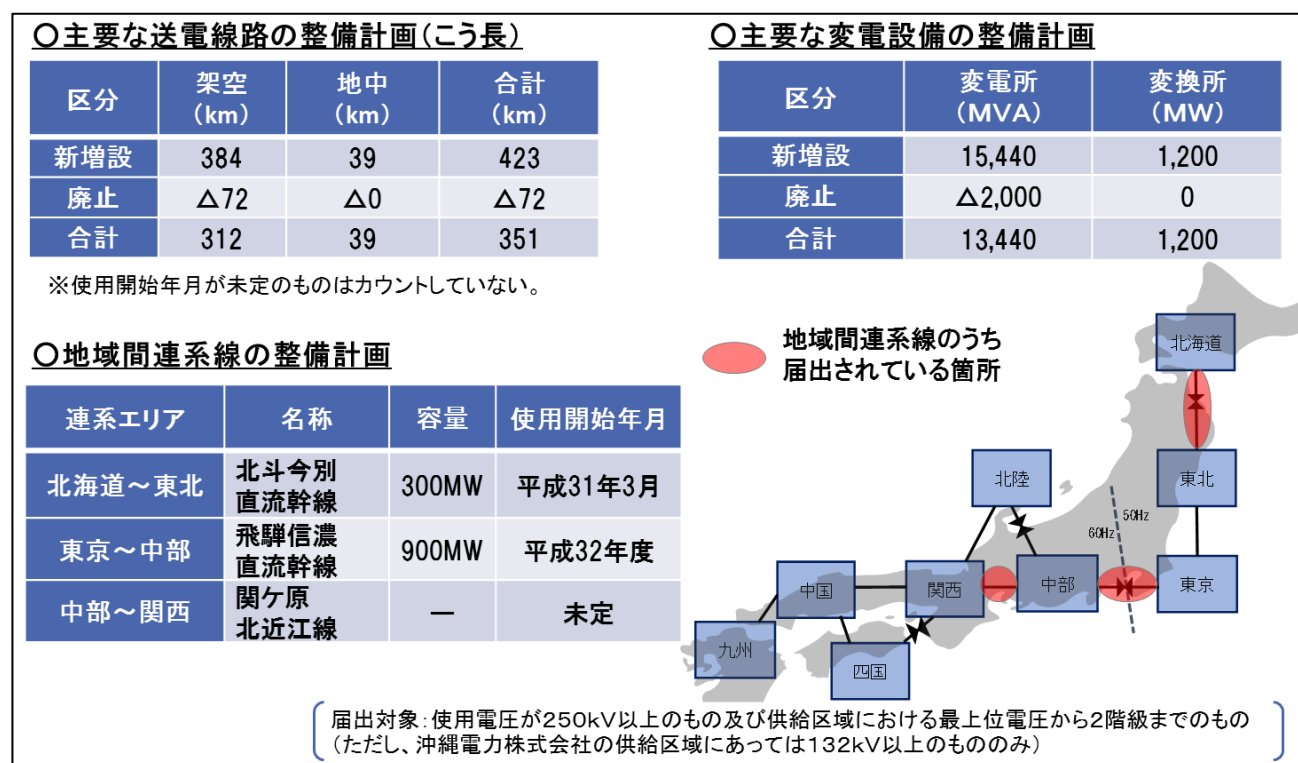


図 19 平成 37 年度末までの送変電設備の整備計画

54 第 10 回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 10 月 31 日）において、稀頻度リスク対応のための供給力については、容量メカニズムの議論の推移も踏まえつつ、本機関においてその量や性質のあり方等を引き続き検討するとともに、国においてもその必要性について検討が行われることが望ましいと整理した。

http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfui inkai/files/chousei_jukyu_10_02.pdf

(4) 連系線の整備計画の策定状況

平成 28 年 6 月、本機関は、業務規程に基づき、東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画を策定、公表した⁵⁵。

国の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会下の電力需給検証小委員会において、稀頻度の大規模災害時の安定供給及び経済性の観点から、当該連系設備の 300 万 kW までの増強の必要性が確認され、同小委員会から本機関に対し、技術的検証の要請がなされたことを受けたものである。

本計画では、既に決定されている 210 万 kW までの増強⁵⁶に加え、さらに 300 万 kW までの増強を実施すること、これにより、大規模災害発生時に 50Hz 地域あるいは 60Hz 地域のいずれかで大規模電源が広域的に停止し供給力が大幅に喪失した際に、東西地域間での電力融通を最大限活用して被災直後の供給力不足リスクに対応することが可能となることその他、市場分断の減少など取引活性化の効果が期待されることを示した。

また、本機関では、電力取引の拡大を希望する電気供給事業者からの提起を受け、東北東京間連系線の増強に関する計画策定を進めている。平成 27 年 9 月には基本要件等を公表した⁵⁷。平成 28 年 12 月時点では、増強工事の実施案、事業実施主体及び費用負担割合の案を決定、提起者及び応募者から費用負担割合の案への同意を得た状況である。平成 29 年 2 月目途に最終的な取りまとめ（広域系統整備計画の策定）を行う予定である。

この東北東京間連系線の増強工事の実施案においては、運用容量が 573 万 kW から 1,028 万 kW への増強となること、またこれによって、より大規模な電力取引が可能になることや、供給信頼度の向上が図れることを示している。

55 「東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画の策定について」

<http://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/2016-0629-pressrelease-fc.html>

56 図 19 における 900MW（＝90 万 kW）の整備計画については、この 210 万 kW までの増強について記載している。

57 「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画 基本要件及び受益者の範囲の決定について」

http://www.occto.or.jp/keito/seibi/2015_0930_tohoku-tokyo_seibikeikaku_kihonyouken.html

5. 各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等に関する検討状況(平成 29 年度調整力の公募に関する検討結果)

業務規程 182 条に基づき取り組んでいる各供給区域の予備力及び調整力の適切な水準等に関する検討の結果⁵⁸を踏まえ、平成 28 年 10 月に、本機関は、一般送配電事業者が行う平成 29 年度調整力の公募における必要量等の考え方を決定、公表した⁵⁹。その概要は以下のとおりである。

国の「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」に基づく指針（以下「調達の考え方」という。）⁶⁰において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次のとおり区分された。

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

これに加え、本機関では、電源のトラブル等が発生していない状況で、夏季及び冬季における厳しい気象条件（10 年に 1 回程度の猛暑及び厳寒）における最大需要電力（以下「厳気象 H1 需要」という。）に対する供給力が不足し、国からの特別な要請に基づく節電（場合によっては計画停電）を要することとならないよう、厳気象 H1 需要に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ′」という。）を確保することと整理した。

一般送配電事業者による電源等の確保の形態など、電源等の区分は図 20 のとおりである。

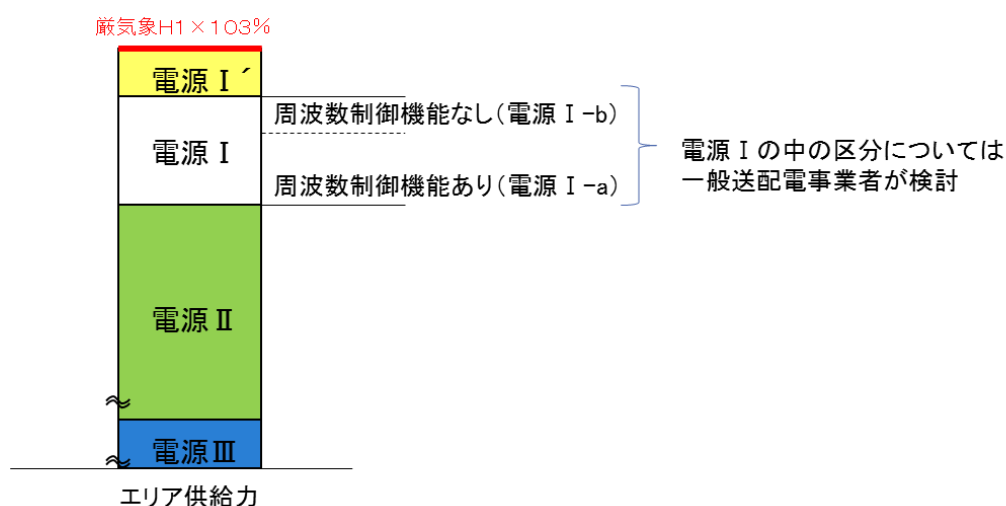


図 20 電源等の区分

58 検討内容は本機関ウェブサイトにて公表している。

<http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/2015-0501-1313-40.html>

59 「平成 29 年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について」

https://www.occto.or.jp/koiki/koukai/2017_chouseiryoku_hitsuyouryou.html

60 経済産業省ニュースリリース

<http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161017002/20161017002.html>

電源Ⅰの必要量について、今年度の需要予測誤差等の実績データを基に試算を行ったが、①電源Ⅱの余力に期待できない時間帯等についての分析ができていない、②今年度のデータのみで試算した結果であり、年度毎の違いを考慮できていない、③冬季ピークのエリアもある中で冬季の実績を分析できていない、④実績データにおける需要予測誤差の偏差が今後解消していくのかどうかの判断が難しいという課題を抱えていることから、今年度は暫定的に以下のとおり定めた。

＜電源Ⅰ 必要量＞

➤ 沖縄エリア以外

電源Ⅰ ＝ 最大３日平均電力 × 7%

- ・「最大３日平均電力」の定義は本機関の需要想定要領によるものとする。

➤ 沖縄エリア

電源Ⅰ ＝ エリア内単機最大ユニット分 ＋ 周波数制御機能あり調整力必要量

- ・「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。
- ・周波数制御機能あり調整力（電源Ⅰ－a）の必要量は沖縄電力の算定による。

電源Ⅰ'の必要量は、その確保の目的を踏まえ、以下のとおり定めた。

＜電源Ⅰ' 必要量＞

電源Ⅰ' ＝ （厳気象 H1 需要 × 103%）－（平年 H3 需要 × 101% ＋ 電源Ⅰ 必要量）

- ・算定値が 0 以下の場合、電源Ⅰ' 募集量は 0 とする。

厳気象 H1 需要に対する供給力の不足は、1 年の限られた時間に発生するものと考えられ、また、天気予報や当日の需要動向からある程度予見が可能であると考えられることから、電源Ⅰ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段も対象とすることとした。

なお、調達の考え方の中で、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、必要量は定めていない。

電力広域の運営推進機関

企画部

電話 : 03-6632-0902

<http://www.occto.or.jp/>