調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
2016年度取りまとめ
＜参考資料＞

2017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

供給力関係（風力の導入量想定）

【L-1】

■ 2016年度供給計画における旧一般電気事業者の導入量想定を使用。

（万kW）

エリア	2016年度※1	2020年度※1	2025年度※1
北海道	35	35	35
東北	83	162	324
東京	41	42	43
中部	34	42	42
北陸	16	19	25
関西	13	13	13
中国	46	67	109
四国	15	26	29
九州	54	68	88
沖縄（本島）	1	2	2
計	339	475	709

※1　平成28年度（2016年度）供給計画における（2016年度3月、2020年度8月、2025年度8月）の旧一般電気事業者の導入量想定。
※2　四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある

供給力関係（太陽光の導入量想定）

【L-2】

■ 2016年度供給計画における旧一般電気事業者の導入量想定を使用。

（万kW）

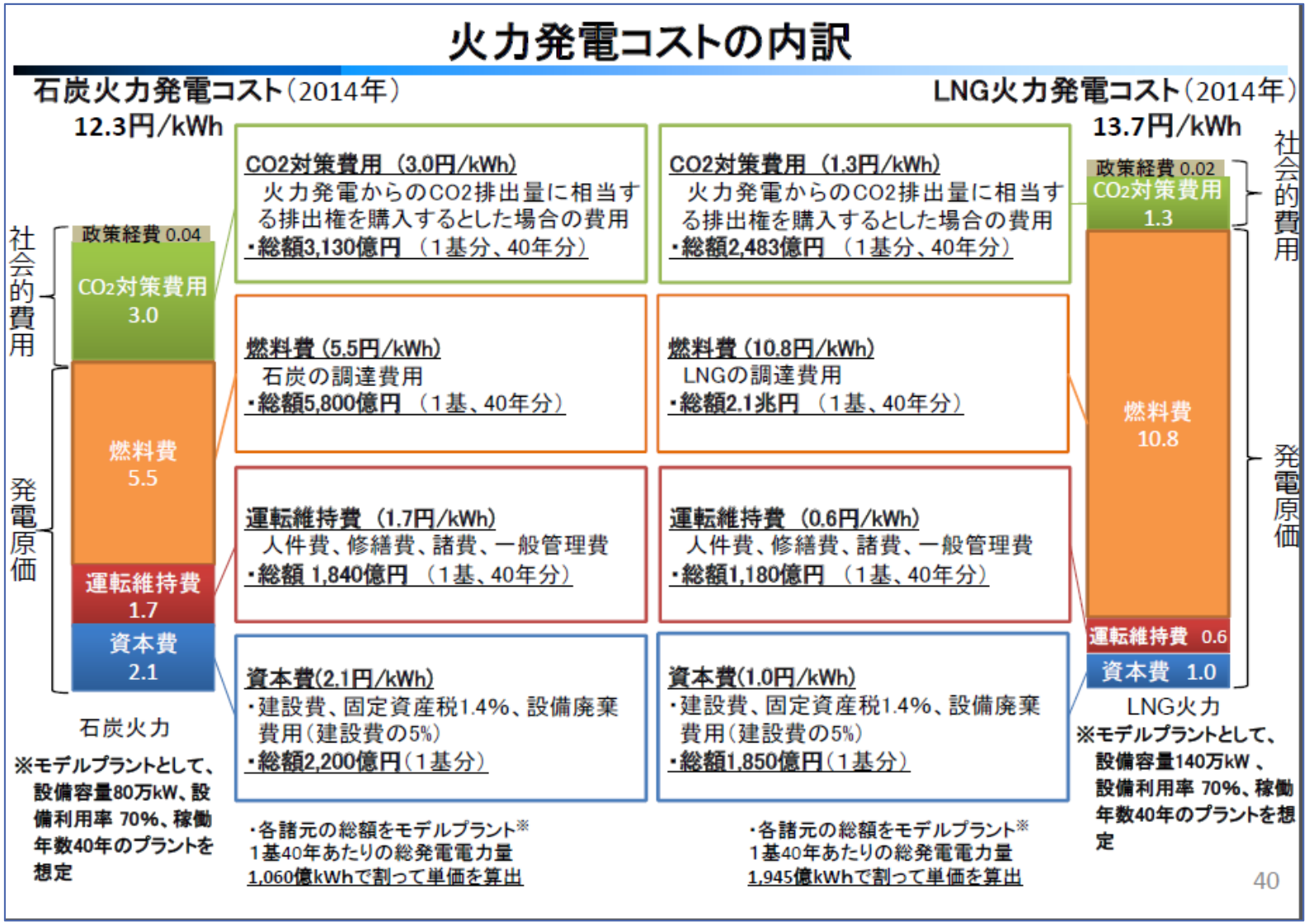
エリア	2016年度（今回諸元）※1	2020年度（今回諸元）※1	2025年度（今回諸元）※1
北海道	144	199	208
東北	331	534	766
東京	973	1400	1,812
中部	704	1,096	1,196
北陸	77	116	120
関西	461	642	860
中国	328	502	639
四国	213	251	260
九州	793	949	981
沖縄（本島）	31	44	49
計	4,055	5,734	6,891

※1　平成28年度（2016年度）供給計画における（2016年度3月、2020年度8月、2025年度8月）の旧一般電気事業者の導入量想定。
※2　四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある

LNG火力発電コスト

【L-3】

供給力確保コスト単価（円/kW/年）＝（資本費1.0円/kWh＋運転維持費0.6円/kWh）×8760h/年×70%＝9811円/kW/年



（出所）「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、発電コスト検証ワーキンググループ）

石油発電コスト

【L-4】

供給力確保コスト単価（円/kW/年）＝（資本費3.8円/kWh＋運転維持費2.6円/kWh）×8760h/年×30%＝16819円/kW/年

（出所）「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、発電コスト検証ワーキンググループ）

停電コスト

【L-5】

■ 直接的な被害額の調査結果（電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査（平成26年（2014年）1月）」）

➢ 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査（大口事業者、中小事業所、個人を対象）

ケース※1	停電コスト単価（円／kWh）※2		
	大口事業所	中小事業所※3	個人
夏の平日	2,199 ～ 4,517	1,651 ～ 6,177	5,999
冬の平日	2,198 ～ 4,763	1,215 ～ 9,082	4,317

※1 夏の平日：13～15時（2時間）、冬の平日：17～19時（2時間）
※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1～2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。
※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答（個人や大口事業所の1割程度）の集約結果であることに留意が必要。

■ 調査結果を元に大口事業所、中小事業所、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース	停電コスト単価（円/kWh）
夏の平日	3,573 ～ 5,603
冬の平日	2,533 ～ 6,185

※4 2012～2014年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合

■ 夏の平日平均と冬の平日平均の平均値から停電コスト単価（円/kWh）として設定（1桁目を四捨五入）

停電コスト単価（円/kWh）
3,050 ～ 5,890

シミュレーション結果

試算結果（2016年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-1】

〔LOLE＝7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)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	581	1,493	5,795	2,675	571	2,888	1,188	613	1,688	17,492
	必要予備力(万KW)	71	140	548	247	76	254	132	109	170	1,747
	必要予備率(%)	13.9	10.3	10.4	10.2	15.4	9.6	12.5	21.7	11.2	11.1
連系	必要供給力(万kW)	518	1,344	5,709	2,543	484	2,753	1,102	517	1,540	16,511
	必要予備力(万KW)	8	−9	462	115	−11	119	46	13	22	766
	必要予備率(%)	1.6	−0.6	8.8	4.7	−2.2	4.5	4.4	2.6	1.4	4.9
	EUE(百万kWh/年)	1.1	4.4	7.6	5.5	1.5	5.7	2.8	1.8	4.3	35
連系効果		12.3	11.0	1.6	5.4	17.5	5.1	8.1	19.0	9.7	6.2

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

〔LOLE＝5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)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	587	1,506	5,838	2,697	578	2,910	1,199	622	1,702	17,638
	必要予備力(万KW)	77	153	591	269	83	276	143	118	184	1,893
	必要予備率(%)	15.2	11.3	11.3	11.1	16.8	10.5	13.5	23.4	12.1	12.0
連系	必要供給力(万kW)	523	1,351	5,750	2,560	489	2,770	1,110	521	1,548	16,623
	必要予備力(万KW)	13	−2	503	132	−6	136	54	17	30	878
	必要予備率(%)	2.6	−0.1	9.6	5.4	−1.3	5.2	5.1	3.3	2.0	5.6
	EUE(百万kWh/年)	0.8	3.2	5.3	3.9	1.0	4.0	2.0	1.3	3.0	24
連系効果		12.5	11.4	1.7	5.6	18.1	5.3	8.4	20.0	10.1	6.4

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

試算結果（2016年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-2】

〔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)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	597	1,525	5,902	2,729	589	2,941	1,215	634	1,722	17,853
	必要予備力(万KW)	87	172	655	301	94	307	159	130	204	2,108
	必要予備率(%)	17.0	12.7	12.5	12.4	18.9	11.7	15.0	25.9	13.4	13.4
連系	必要供給力(万kW)	531	1,364	5,808	2,586	496	2,796	1,120	525	1,562	16,788
	必要予備力(万KW)	21	11	561	158	1	162	64	21	44	1,043
	必要予備率(%)	4.2	0.8	10.7	6.5	0.2	6.2	6.1	4.1	2.9	6.6
	EUE(百万kWh/年)	0.4	1.8	3.0	2.2	0.6	2.3	1.1	0.8	1.7	14
連系効果		12.8	11.9	1.8	5.9	18.8	5.5	9.0	21.8	10.5	6.8

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

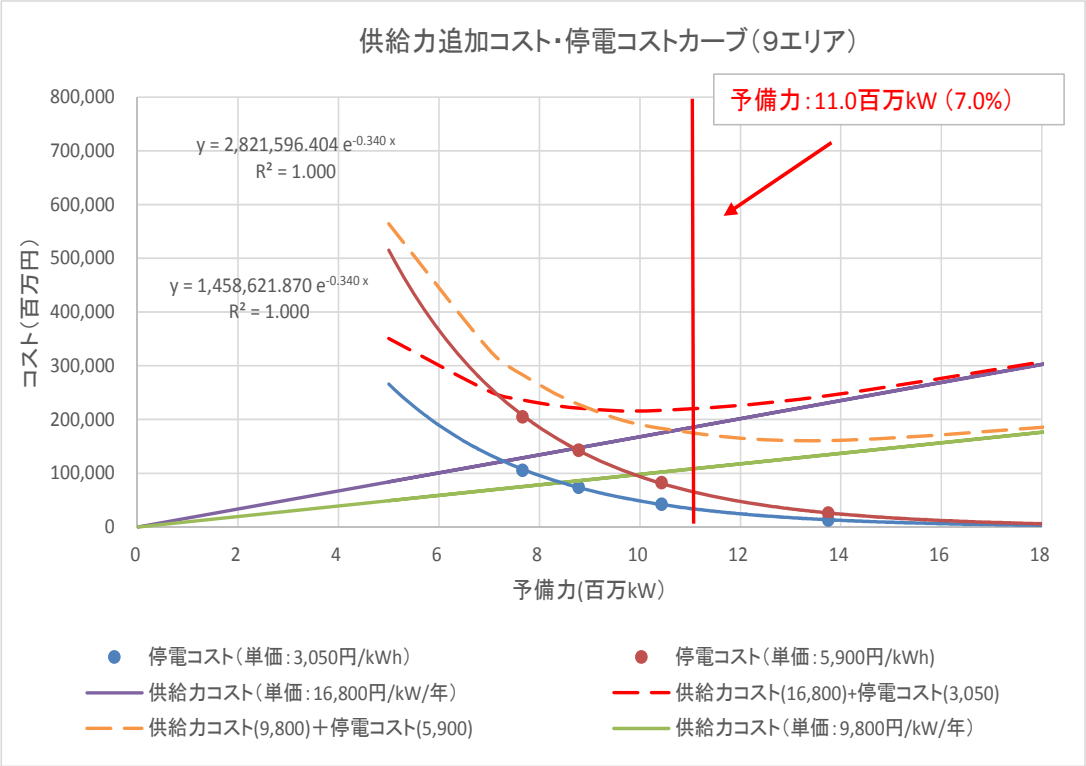
〔LOLE＝1時間/年〕

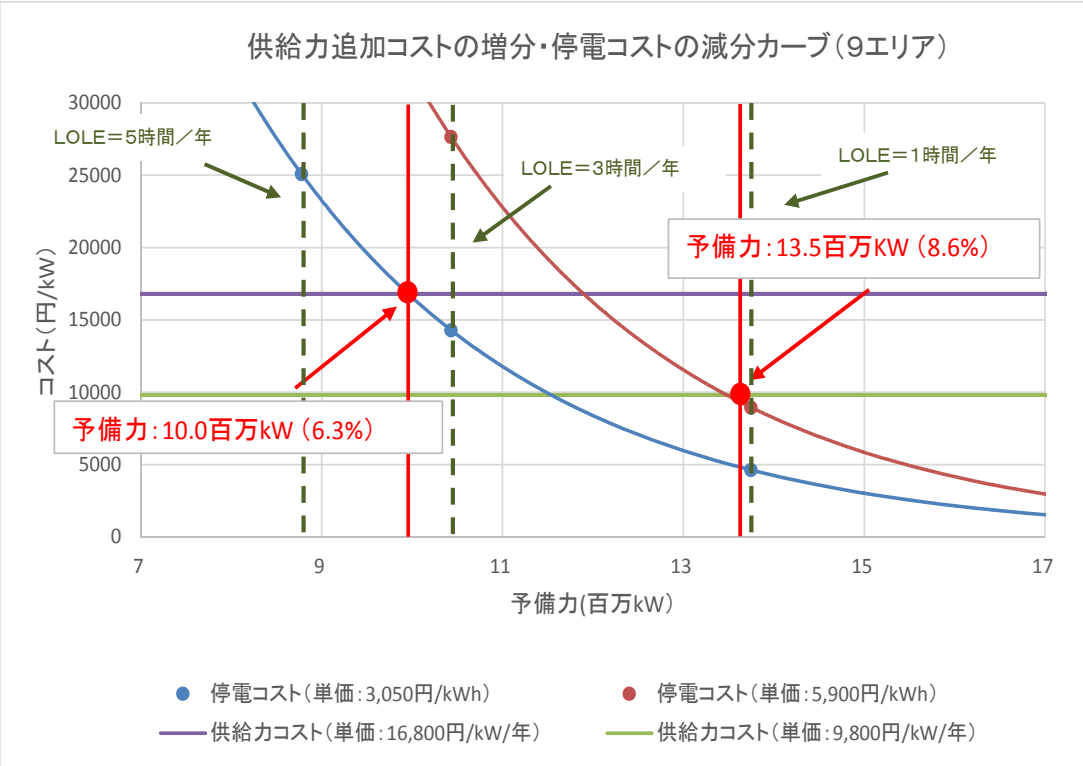
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(万kW)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	617	1,563	6,031	2,791	610	3,007	1,249	661	1,763	18,290
	必要予備力(万KW)	107	210	784	363	115	373	193	157	245	2,545
	必要予備率(%)	20.9	15.5	14.9	14.9	23.2	14.2	18.3	31.1	16.1	16.2
連系	必要供給力(万kW)	548	1,387	5,928	2,637	511	2,844	1,140	535	1,589	17,120
	必要予備力(万KW)	38	34	681	209	16	210	84	31	71	1,375
	必要予備率(%)	7.5	2.5	13.0	8.6	3.2	8.0	7.9	6.2	4.7	8.7
	EUE(百万kWh/年)	0.1	0.6	0.9	0.7	0.2	0.7	0.4	0.2	0.5	4
連系効果		13.4	13.0	2.0	6.3	20.0	6.2	10.3	24.9	11.5	7.4

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

経済分析（2016年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-3】





予備力(百万kW)		7.7	8.8	10.4	13.7
予備率(%)		4.9	5.6	6.6	8.7
EUE(百万kWh/年)		35	24	14	4
停電コスト（百万円/年）	3,050 円/kWh	105,879	74,040	42,803	13,419
	5,900 円/kWh	204,816	143,225	82,799	25,959
供給力確保コスト（百万円/年）	9,800 円/kW/年	75,073	86,017	102,226	134,726
	16,800 円/kW/年	128,696	147,457	175,245	230,960

試算結果（2020年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-4】

〔LOLE＝7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)	606	1,550	5,921	2,753	584	2,946	1,227	611	1,730	17,927
	必要予備力(万KW)	85	139	545	298	80	254	144	108	189	1,840
	必要予備率(%)	16.2	9.8	10.1	12.1	15.8	9.4	13.3	21.4	12.3	11.4
連系	必要供給力(万kW)	516	1,405	5,835	2,627	497	2,814	1,152	522	1,579	16,949
	必要予備力(万KW)	−5	−6	459	172	−7	122	69	19	38	862
	必要予備率(%)	−0.9	−0.4	8.5	7.0	−1.4	4.5	6.4	3.7	2.5	5.4
	EUE(百万kWh/年)	1.3	4.5	8.0	6.0	1.5	6.1	3.0	1.9	4.7	37
連系効果		17.2	10.2	1.6	5.1	17.2	4.9	6.9	17.7	9.8	6.1

〔LOLE＝5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)	612	1,564	5,965	2,776	591	2,968	1,239	619	1,745	18,078
	必要予備力(万KW)	91	153	589	321	87	276	156	116	204	1,992
	必要予備率(%)	17.5	10.8	10.9	13.1	17.2	10.3	14.4	23.1	13.2	12.4
連系	必要供給力(万kW)	521	1,414	5,876	2,647	502	2,832	1,160	525	1,589	17,068
	必要予備力(万KW)	0	3	500	192	−2	140	77	22	48	981
	必要予備率(%)	0.0	0.2	9.3	7.8	−0.4	5.2	7.1	4.4	3.1	6.1
	EUE(百万kWh/年)	0.9	3.2	5.6	4.1	1.0	4.3	2.1	1.3	3.2	26
連系効果		17.5	10.6	1.6	5.2	17.6	5.1	7.2	18.7	10.1	6.3

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

試算結果（2020年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-5】

〔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。

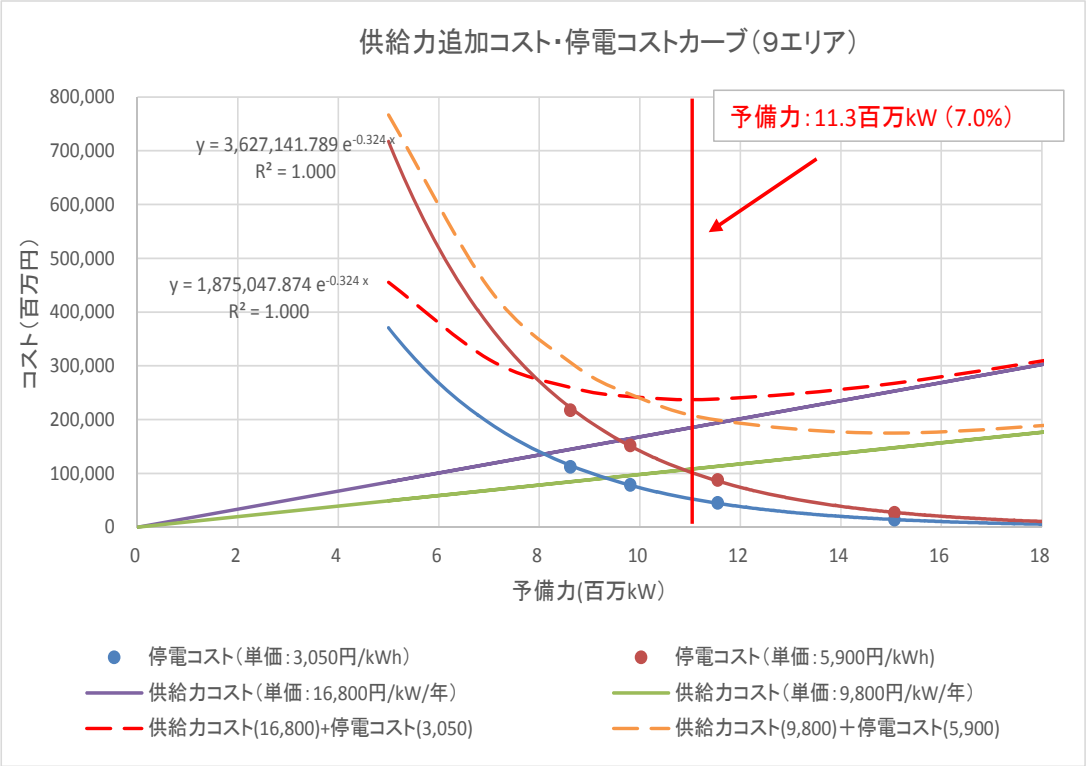
〔LOLE＝1時間/年〕

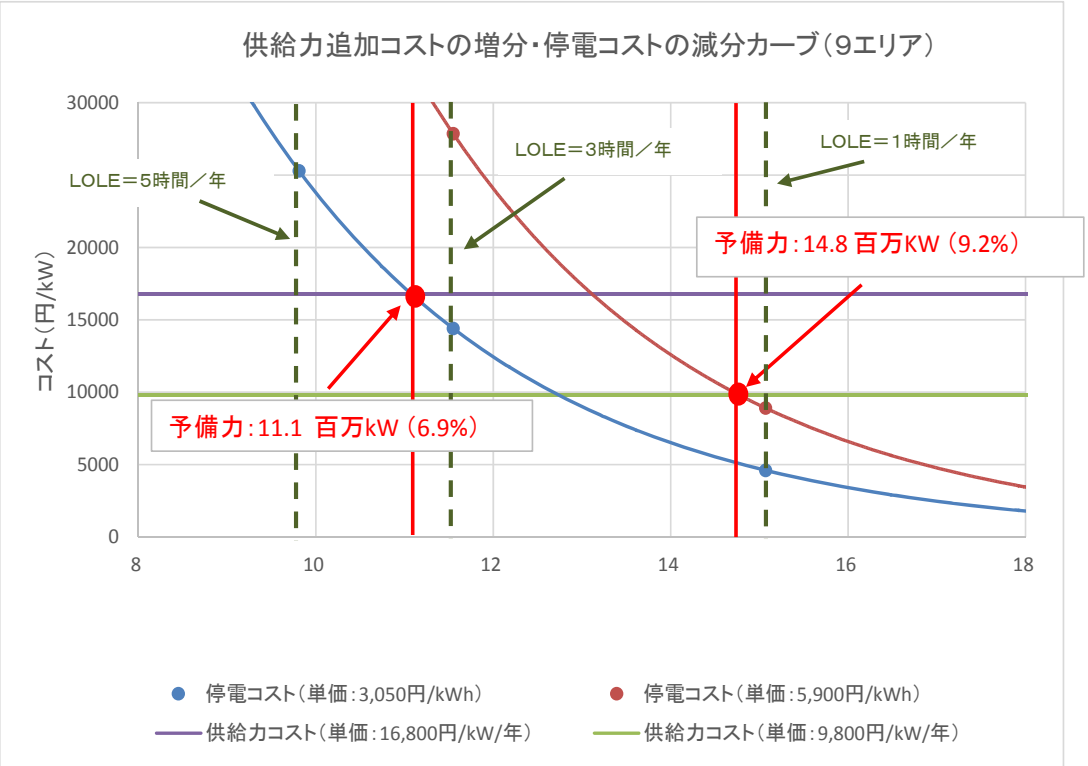
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(万kW)		521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要供給力(万kW)	644	1,623	6,161	2,877	624	3,068	1,288	657	1,809	18,751
	必要予備力(万KW)	123	212	785	422	119	376	205	154	268	2,665
	必要予備率(%)	23.6	15.0	14.6	17.2	23.6	14.0	18.9	30.7	17.4	16.6
連系	必要供給力(万kW)	545	1,456	6,056	2,726	526	2,919	1,195	538	1,632	17,593
	必要予備力(万KW)	24	45	680	271	21	227	112	35	91	1,507
	必要予備率(%)	4.6	3.2	12.6	11.0	4.2	8.4	10.4	6.9	5.9	9.4
	EUE(百万kWh/年)	0.2	0.6	1.0	0.7	0.2	0.8	0.4	0.3	0.6	5
連系効果		19.1	11.8	2.0	6.2	19.4	5.5	8.6	23.8	11.5	7.2

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

経済分析（2020年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-6】





予備力(百万kW)		8.6	9.8	11.5	15.1
予備率(%)		5.4	6.1	7.2	9.4
EUE(百万kWh/年)		37	26	15	5
停電コスト（百万円/年）	3,050 円/kWh	112,434	78,522	45,499	14,007
	5,900 円/kWh	217,495	151,894	88,014	27,096
供給力確保コスト（百万円/年）	9,800 円/kW/年	84,490	96,145	113,181	147,663
	16,800 円/kW/年	144,841	164,819	194,024	253,137

試算結果（2025年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-7】

〔LOLE＝7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)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	638	1,625	6,212	2,804	596	3,003	1,285	617	1,757	18,537
	必要予備力(万KW)	90	145	607	315	75	281	169	114	185	1,981
	必要予備率(%)	16.5	9.8	10.8	12.7	14.4	10.3	15.1	22.7	11.7	12.0
連系	必要供給力(万kW)	548	1,467	6,084	2,673	509	2,869	1,206	524	1,612	17,492
	必要予備力(万KW)	0	−13	479	184	−12	147	90	21	40	936
	必要予備率(%)	0.0	−0.9	8.6	7.4	−2.3	5.4	8.1	4.1	2.6	5.7
	EUE(百万kWh/年)	1.3	5.2	9.3	6.4	1.6	6.6	3.2	2.0	4.8	41
連系効果		16.4	10.7	2.3	5.3	16.7	4.9	7.0	18.6	9.2	6.3

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

〔LOLE＝5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)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	646	1,640	6,256	2,828	603	3,026	1,297	626	1,771	18,693
	必要予備力(万KW)	98	160	651	339	82	304	181	123	199	2,137
	必要予備率(%)	17.8	10.8	11.6	13.6	15.7	11.2	16.2	24.5	12.7	12.9
連系	必要供給力(万kW)	554	1,478	6,126	2,692	514	2,889	1,214	528	1,623	17,618
	必要予備力(万KW)	6	−2	521	203	−7	167	98	25	51	1,062
	必要予備率(%)	1.0	−0.1	9.3	8.1	−1.4	6.1	8.8	5.0	3.2	6.4
	EUE(百万kWh/年)	0.9	3.6	6.5	4.5	1.1	4.6	2.2	1.4	3.3	28
連系効果		16.8	10.9	2.3	5.5	17.1	5.0	7.4	19.5	9.4	6.5

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

試算結果（2025年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-8】

〔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)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	657	1,664	6,322	2,862	614	3,061	1,315	639	1,793	18,926
	必要予備力(万KW)	109	184	717	373	93	339	199	136	221	2,370
	必要予備率(%)	19.8	12.4	12.8	15.0	17.8	12.5	17.8	27.1	14.1	14.3
連系	必要供給力(万kW)	562	1,495	6,188	2,721	522	2,918	1,227	532	1,637	17,801
	必要予備力(万KW)	14	15	583	232	1	196	111	29	65	1,245
	必要予備率(%)	2.5	1.0	10.4	9.3	0.1	7.2	10.0	5.8	4.1	7.5
	EUE(百万kWh/年)	0.5	2.1	3.8	2.6	0.6	2.7	1.3	0.8	1.9	16
連系効果		17.4	11.4	2.4	5.7	17.7	5.3	7.9	21.2	9.9	6.8

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

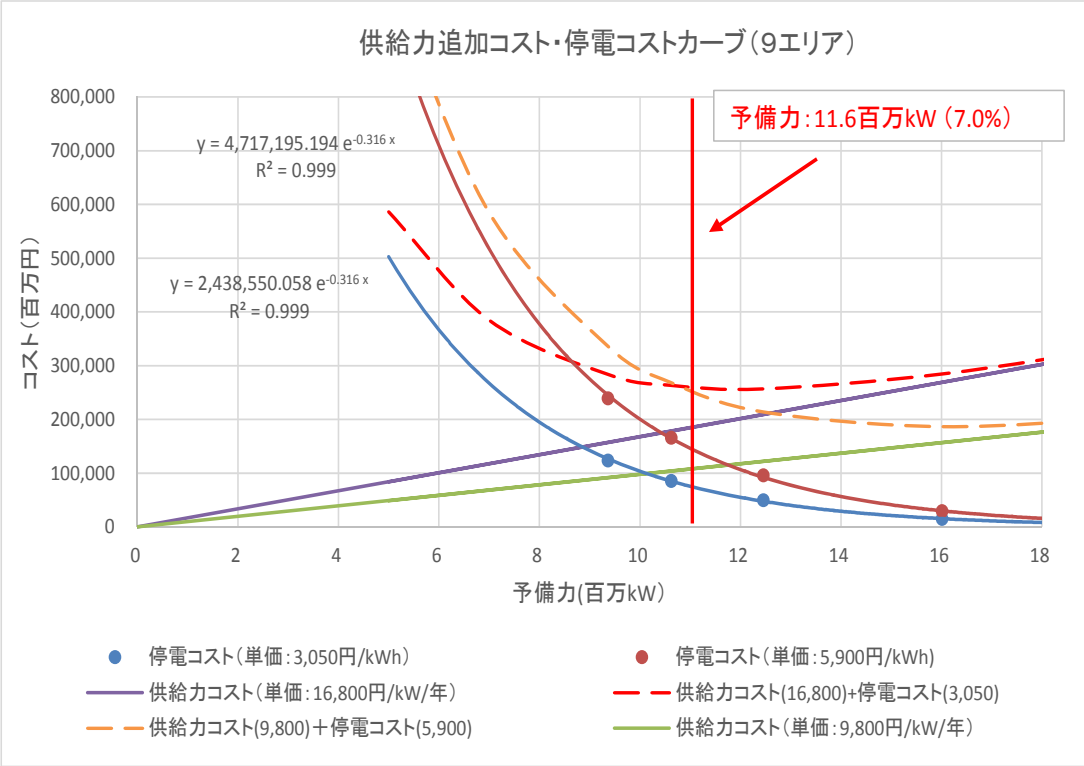
〔LOLE＝1時間/年〕

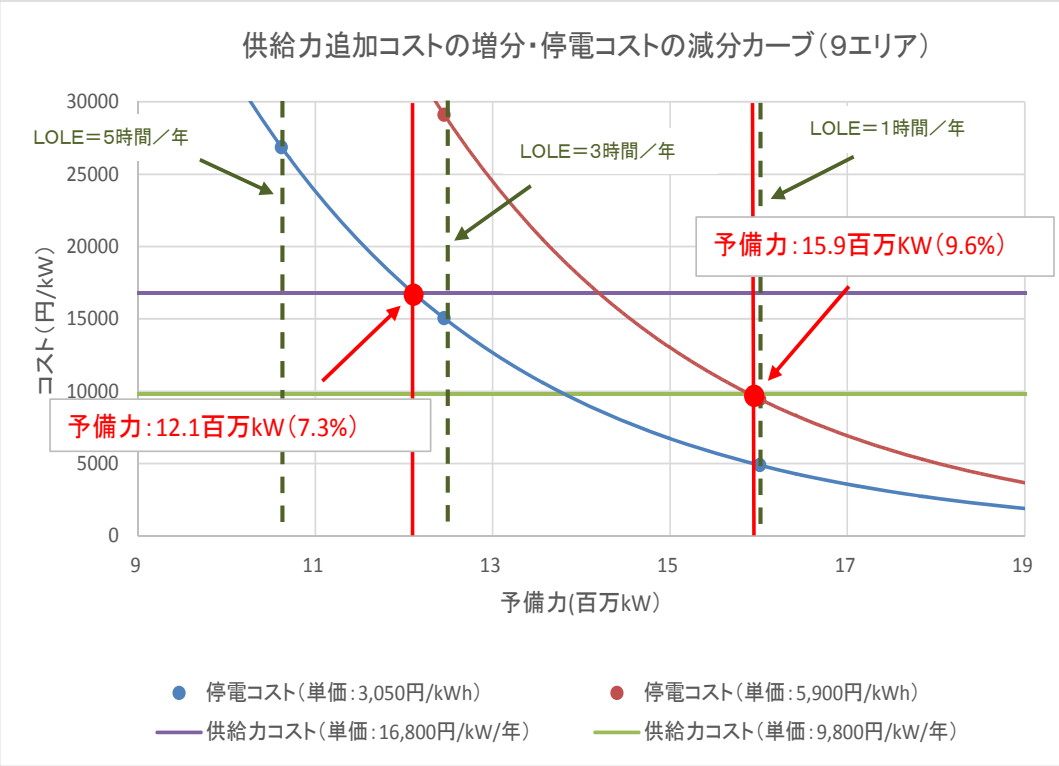
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
需要(万kW)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	679	1,703	6,459	2,929	636	3,131	1,350	666	1,835	19,387
	必要予備力(万KW)	131	223	854	440	115	409	234	163	263	2,831
	必要予備率(%)	23.8	15.0	15.2	17.7	22.1	15.0	21.0	32.4	16.7	17.1
連系	必要供給力(万kW)	579	1,520	6,317	2,771	538	2,977	1,249	542	1,665	18,157
	必要予備力(万KW)	31	40	712	282	17	255	133	39	93	1,601
	必要予備率(%)	5.7	2.7	12.7	11.3	3.2	9.4	11.9	7.7	5.9	9.7
	EUE(百万kWh/年)	0.2	0.7	1.1	0.8	0.2	0.8	0.4	0.3	0.6	5
連系効果		18.2	12.3	2.5	6.3	18.8	5.7	9.1	24.8	10.8	7.4

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

経済分析（2025年度、LOLEを9エリア一律）

【LR-9】





予備力(百万kW)		9.4	10.6	12.5	16.0
予備率(%)		5.7	6.4	7.5	9.7
EUE(百万kWh/年)		41	28	16	5
停電コスト（百万円/年）	3,050 円/kWh	123,654	85,830	49,600	15,249
	5,900 円/kWh	239,199	166,032	95,948	29,498
供給力確保コスト（百万円/年）	9,800 円/kW/年	91,738	104,077	122,052	156,905
	16,800 円/kW/年	157,266	178,419	209,231	268,981

試算結果（2016年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

【LR-10】

〔9エリア計のEUE＝35（百万kWh／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
目標値：EUE(百万kWh/年)		1.1	3.0	11.7	5.4	1.1	5.9	2.4	1.1	3.4	35
需要(万kW)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	580	1,482	5,737	2,655	573	2,863	1,181	617	1,674	17,362
	必要予備力(万KW)	70	129	490	227	78	229	125	113	156	1,617
	必要予備率(%)	13.7	9.5	9.3	9.4	15.8	8.7	11.8	22.5	10.3	10.3
連系	必要供給力(万kW)	518	1,394	5,627	2,545	493	2,745	1,106	532	1,552	16,512
	必要予備力(万KW)	8	41	380	117	−2	111	50	28	34	767
	必要予備率(%)	1.7	3.0	7.2	4.8	−0.4	4.2	4.7	5.5	2.3	4.9
	LOLE(時間/年)	7.2	6.2	9.7	6.9	5.5	7.0	5.9	4.8	5.7	―
連系効果		12.1	6.5	2.1	4.5	16.2	4.5	7.1	17.0	8.0	5.4

※　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＝25（百万kWh／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
目標値：EUE(百万kWh/年)		0.8	2.1	8.3	3.9	0.8	4.2	1.7	0.8	2.4	25
需要(万kW)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	586	1,494	5,778	2,676	580	2,884	1,191	625	1,687	17,501
	必要予備力(万KW)	76	141	531	248	85	250	135	121	169	1,756
	必要予備率(%)	14.9	10.4	10.1	10.2	17.1	9.5	12.8	24.0	11.1	11.2
連系	必要供給力(万kW)	523	1,403	5,665	2,561	496	2,762	1,113	535	1,560	16,618
	必要予備力(万KW)	13	50	418	133	1	128	57	31	42	873
	必要予備率(%)	2.6	3.7	8.0	5.5	0.3	4.9	5.4	6.1	2.8	5.5
	LOLE(時間/年)	5.3	4.5	7.0	5.0	4.1	5.1	4.3	3.5	4.1	―
連系効果		12.3	6.8	2.2	4.7	16.8	4.6	7.4	17.9	8.4	5.6

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

試算結果（2016年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

〔9エリア計のEUE＝15（百万kWh／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
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)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	595	1,512	5,840	2,706	590	2,915	1,207	637	1,706	17,707
	必要予備力(万KW)	85	159	593	278	95	281	151	133	188	1,962
	必要予備率(%)	16.7	11.8	11.3	11.4	19.1	10.7	14.3	26.4	12.4	12.5
連系	必要供給力(万kW)	530	1,416	5,720	2,584	502	2,787	1,123	539	1,572	16,773
	必要予備力(万KW)	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
	LOLE(時間/年)	3.3	2.8	4.4	3.1	2.6	3.1	2.6	2.1	2.6	―
連系効果		12.7	7.1	2.3	5.0	17.8	4.8	8.0	19.3	8.9	5.9

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

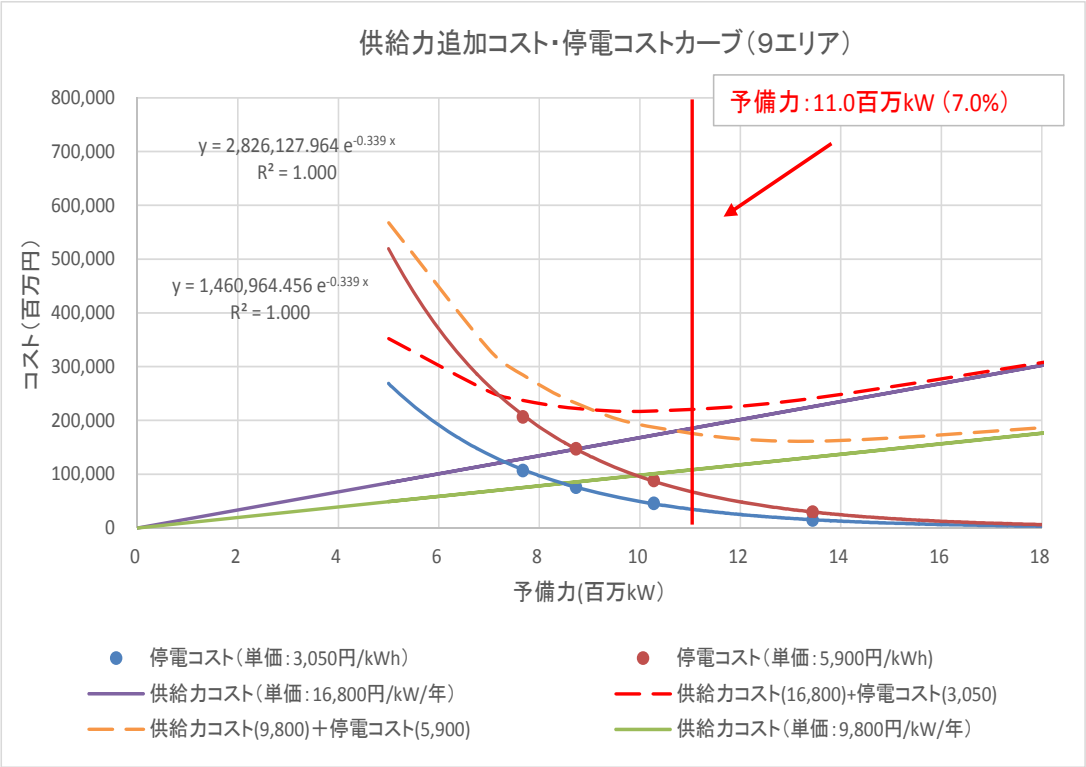
〔9エリア計のEUE＝5（百万kWh／年）〕

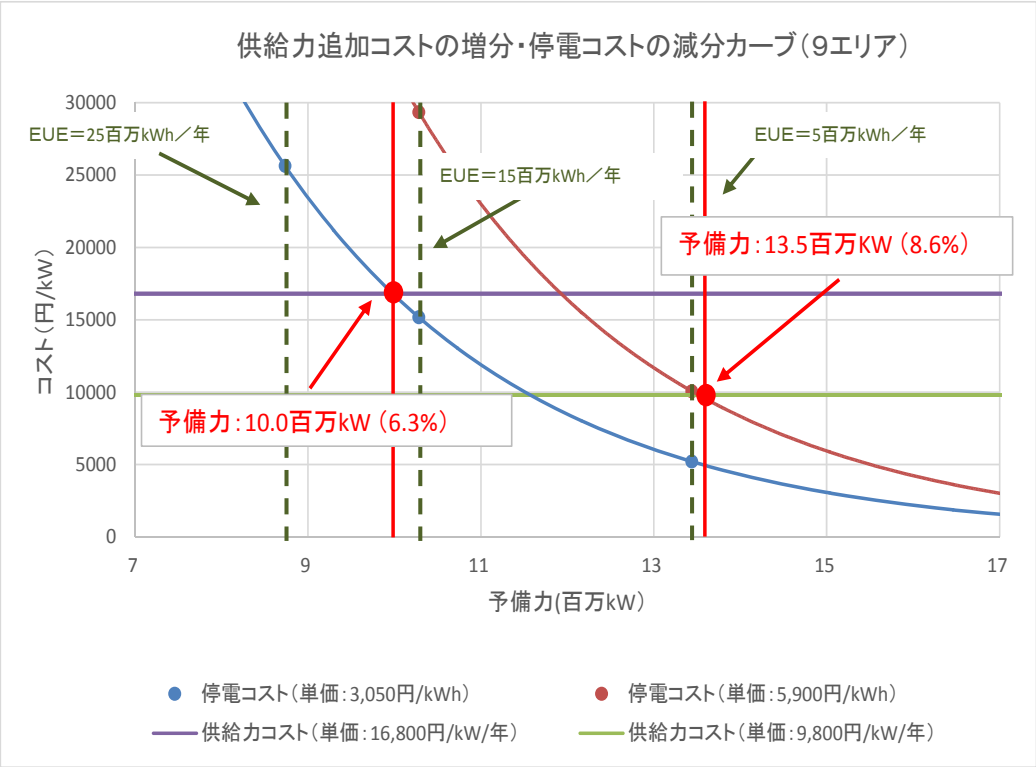
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値：EUE(百万kWh/年)		0.2	0.4	1.7	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5
需要(万kW)		510	1,353	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	15,745
単独	必要供給力(万kW)	614	1,549	5,966	2,767	610	2,979	1,239	662	1,746	18,130
	必要予備力(万KW)	104	196	719	339	115	345	183	158	228	2,385
	必要予備率(%)	20.3	14.5	13.7	14.0	23.2	13.1	17.3	31.3	15.0	15.2
連系	必要供給力(万kW)	546	1,441	5,833	2,631	514	2,837	1,143	549	1,595	17,089
	必要予備力(万KW)	36	88	586	203	19	203	87	45	77	1,344
	必要予備率(%)	7.0	6.5	11.2	8.3	3.9	7.7	8.2	9.0	5.1	8.5
	LOLE(時間/年)	1.2	1.0	1.6	1.1	0.9	1.1	0.9	0.7	0.9	―
連系効果		13.3	8.0	2.5	5.6	19.3	5.4	9.1	22.3	9.9	6.6

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

経済分析（2016年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

【LR-12】





予備力(百万kW)		7.7	8.7	10.3	13.4
予備率(%)		4.9	5.5	6.5	8.5
EUE(百万kWh/年)		35	25	15	5
停電コスト（百万円/年）	3,050 円/kWh	106,880	76,198	45,720	15,239
	5,900 円/kWh	206,752	147,398	88,442	29,479
供給力確保コスト（百万円/年）	9,800 円/kW/年	75,215	85,596	100,758	131,713
	16,800 円/kW/年	128,939	146,735	172,728	225,794

試算結果（2020年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

〔9エリア計のEUE＝35（百万kWh／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
目標値：EUE(百万kWh/年)		1.1	3.1	11.7	5.3	1.1	5.9	2.4	1.1	3.4	35
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)	606	1,539	5,865	2,737	587	2,923	1,222	615	1,719	17,814
	必要予備力(万KW)	85	128	489	282	82	231	139	112	178	1,727
	必要予備率(%)	16.3	9.1	9.1	11.5	16.3	8.6	12.8	22.3	11.5	10.7
連系	必要供給力(万kW)	521	1,452	5,758	2,636	506	2,810	1,157	536	1,597	16,972
	必要予備力(万KW)	0	41	382	181	1	118	74	33	56	886
	必要予備率(%)	0.0	2.9	7.1	7.4	0.3	4.4	6.8	6.5	3.6	5.5
	LOLE(時間/年)	6.3	6.1	9.3	6.4	5.3	6.6	5.6	4.6	5.2	―
連系効果		16.4	6.2	2.0	4.1	16.0	4.2	6.0	15.8	7.9	5.2

※　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＝25（百万kWh／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
目標値：EUE(百万kWh/年)		0.8	2.2	8.4	3.8	0.8	4.2	1.7	0.8	2.4	25
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)	613	1,552	5,908	2,759	593	2,945	1,232	623	1,733	17,958
	必要予備力(万KW)	92	141	532	304	89	253	149	120	192	1,872
	必要予備率(%)	17.6	10.0	9.9	12.4	17.6	9.4	13.8	23.9	12.4	11.6
連系	必要供給力(万kW)	525	1,461	5,797	2,654	510	2,828	1,164	539	1,605	17,083
	必要予備力(万KW)	4	50	421	199	5	136	81	36	64	996
	必要予備率(%)	0.7	3.5	7.8	8.1	1.1	5.1	7.5	7.2	4.2	6.2
	LOLE(時間/年)	4.6	4.4	6.8	4.6	3.9	4.8	4.1	3.3	3.9	―
連系効果		16.9	6.5	2.1	4.3	16.6	4.3	6.3	16.7	8.3	5.4

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

試算結果（2020年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

〔9エリア計のEUE＝15（百万kWh／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
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。

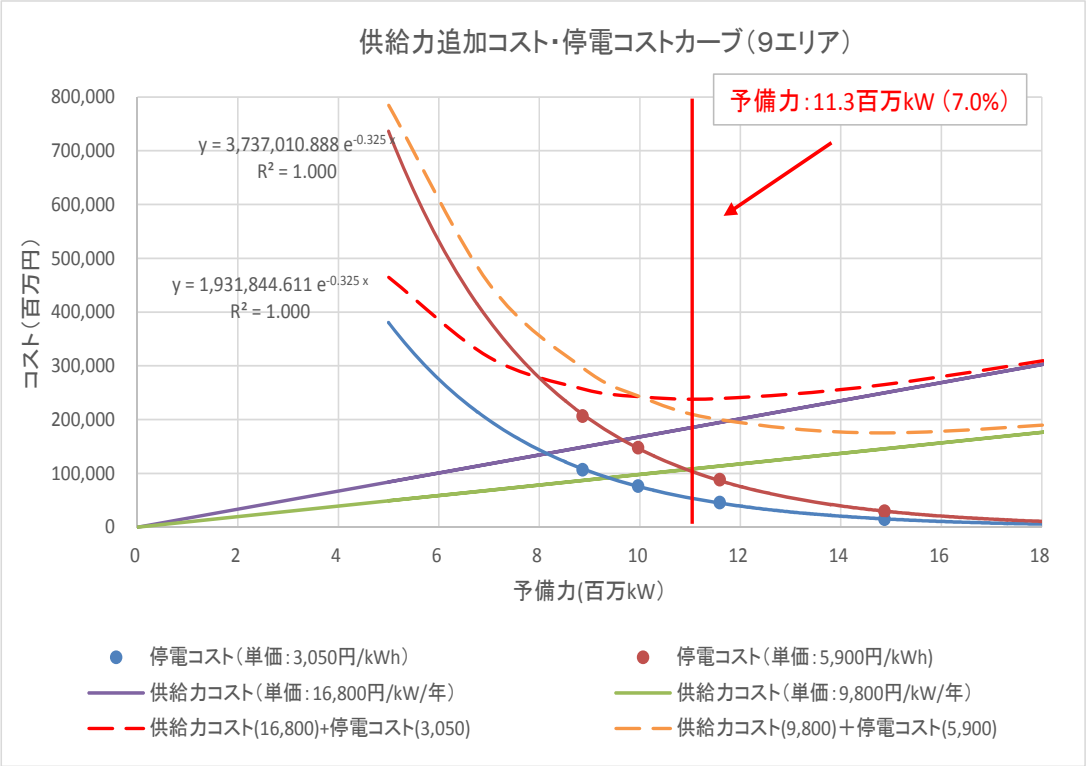
〔9エリア計のEUE＝5（百万kWh／年）〕

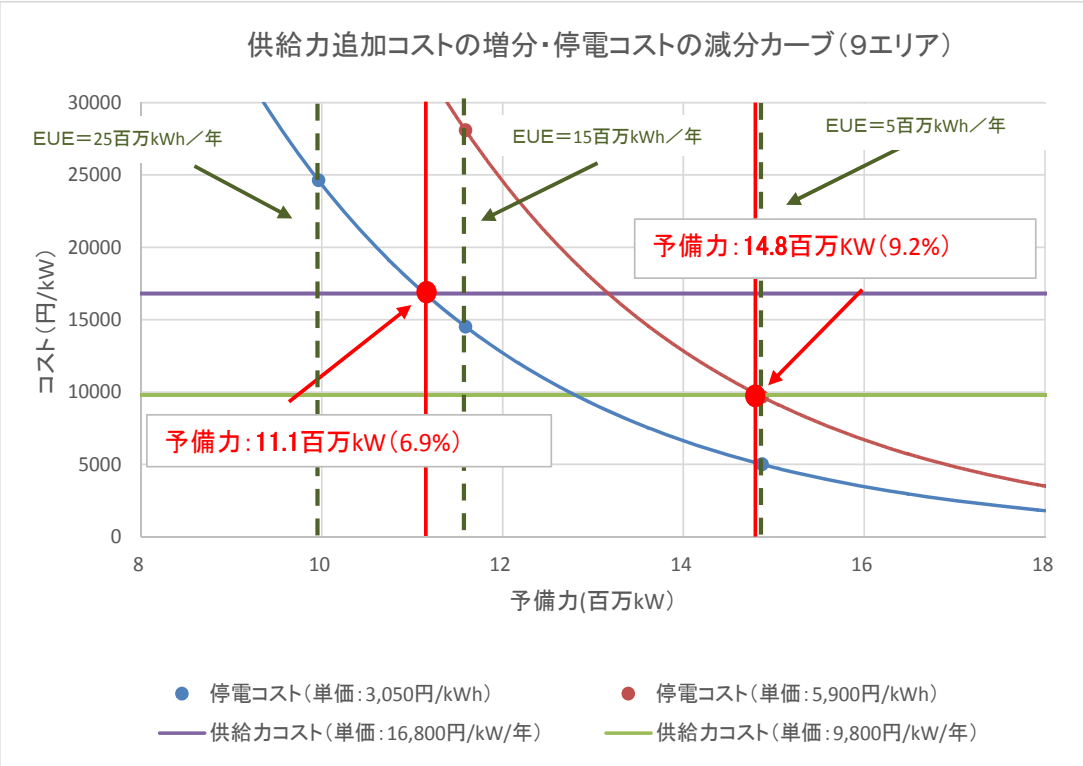
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値：EUE(百万kWh/年)		0.2	0.4	1.7	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5
需要(万kW)		521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単独	必要供給力(万kW)	643	1,610	6,101	2,855	625	3,043	1,280	659	1,794	18,610
	必要予備力(万KW)	122	199	725	400	120	351	197	156	253	2,523
	必要予備率(%)	23.4	14.1	13.5	16.3	23.8	13.0	18.2	31.1	16.4	15.7
連系	必要供給力(万kW)	545	1,500	5,972	2,727	530	2,908	1,197	554	1,640	17,573
	必要予備力(万KW)	24	89	596	272	26	216	114	51	99	1,487
	必要予備率(%)	4.7	6.3	11.1	11.1	5.1	8.0	10.5	10.2	6.4	9.2
	LOLE(時間/年)	1.0	1.0	1.5	1.0	0.9	1.1	0.9	0.7	0.9	―
連系効果		18.8	7.8	2.4	5.2	18.8	5.0	7.6	20.9	10.0	6.4

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

経済分析（2020年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

【LR-15】





予備力(百万kW)		8.9	10.0	11.6	14.9
予備率(%)		5.5	6.2	7.2	9.2
EUE(百万kWh/年)		35	25	15	5
停電コスト（百万円/年）	3,050 円/kWh	106,749	76,337	45,734	15,237
	5,900 円/kWh	206,498	147,668	88,469	29,474
供給力確保コスト（百万円/年）	9,800 円/kW/年	86,828	97,642	113,589	145,726
	16,800 円/kW/年	148,847	167,386	194,724	249,815

試算結果（2025年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

〔9エリア計のEUE＝35（百万kWh／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
目標値：EUE(百万kWh/年)		1.2	3.1	11.8	5.3	1.1	5.7	2.4	1.1	3.3	35
需要(万kW)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	639	1,615	6,156	2,791	598	2,984	1,282	624	1,746	18,435
	必要予備力(万KW)	91	135	551	302	77	262	166	121	174	1,879
	必要予備率(%)	16.7	9.1	9.8	12.1	14.8	9.6	14.9	24.0	11.1	11.4
連系	必要供給力(万kW)	552	1,521	6,014	2,687	518	2,875	1,213	540	1,629	17,550
	必要予備力(万KW)	4	41	409	198	−3	153	97	37	57	994
	必要予備率(%)	0.7	2.8	7.3	8.0	−0.6	5.6	8.7	7.4	3.6	6.0
	LOLE(時間/年)	6.2	5.5	8.1	5.9	5.0	6.0	5.2	4.3	5.1	—
連系効果		16.0	6.3	2.5	4.2	15.4	4.0	6.2	16.6	7.4	5.3

※　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＝25（百万kWh／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
目標値：EUE(百万kWh/年)		0.8	2.2	8.4	3.7	0.8	4.1	1.7	0.8	2.4	25
需要(万kW)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	646	1,629	6,199	2,813	605	3,006	1,294	632	1,759	18,584
	必要予備力(万KW)	98	149	594	324	84	284	178	129	187	2,028
	必要予備率(%)	17.9	10.1	10.6	13.0	16.1	10.4	15.9	25.6	11.9	12.2
連系	必要供給力(万kW)	556	1,531	6,055	2,705	522	2,894	1,221	544	1,637	17,665
	必要予備力(万KW)	8	51	450	216	1	172	105	41	65	1,109
	必要予備率(%)	1.5	3.5	8.0	8.7	0.2	6.3	9.4	8.1	4.1	6.7
	LOLE(時間/年)	4.5	4.0	5.9	4.3	3.7	4.4	3.8	3.1	3.7	—
連系効果		16.4	6.6	2.6	4.4	15.9	4.1	6.5	17.5	7.8	5.5

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

試算結果（2025年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

【LR-17】

〔9エリア計のEUE＝15（百万kWh／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
目標値：EUE(百万kWh/年)		0.5	1.3	5.1	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15
需要(万kW)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	657	1,649	6,264	2,845	615	3,039	1,310	644	1,780	18,802
	必要予備力(万KW)	109	169	659	356	94	317	194	141	208	2,246
	必要予備率(%)	19.8	11.4	11.7	14.3	18.1	11.6	17.4	28.0	13.2	13.6
連系	必要供給力(万kW)	564	1,546	6,114	2,730	529	2,921	1,231	548	1,648	17,830
	必要予備力(万KW)	16	66	509	241	8	199	115	45	76	1,274
	必要予備率(%)	2.8	4.4	9.1	9.7	1.5	7.3	10.3	9.0	4.8	7.7
	LOLE(時間/年)	2.8	2.5	3.7	2.7	2.3	2.7	2.4	1.9	2.3	―
連系効果		17.0	7.0	2.7	4.7	16.6	4.3	7.1	19.0	8.4	5.9

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

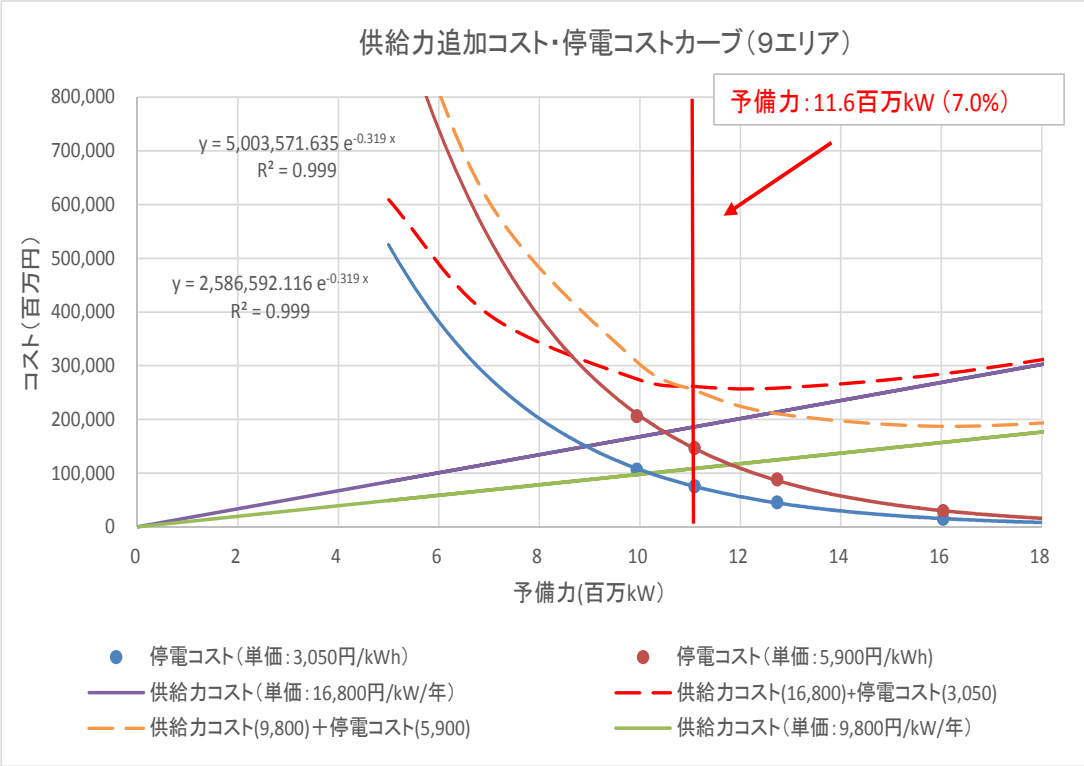
〔9エリア計のEUE＝5（百万kWh／年）〕

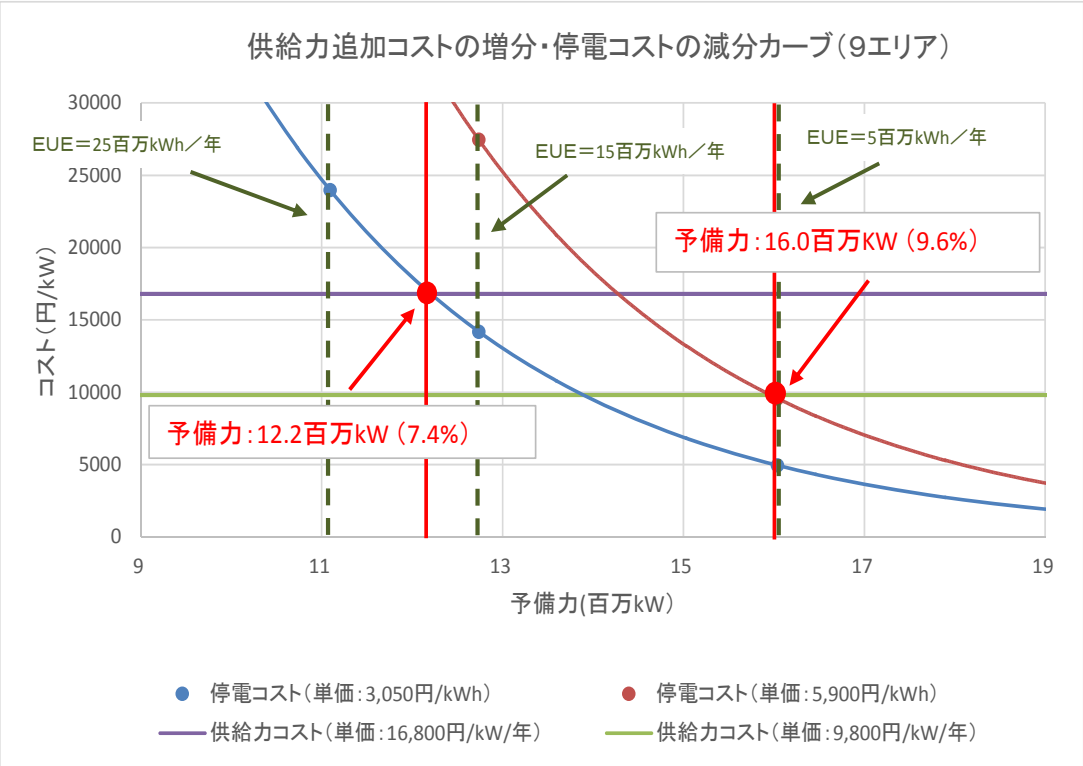
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
目標値：EUE(百万kWh/年)		0.2	0.4	1.7	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5
需要(万kW)		548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単独	必要供給力(万kW)	679	1,690	6,395	2,910	636	3,106	1,344	670	1,821	19,250
	必要予備力(万KW)	131	210	790	421	115	384	228	167	249	2,694
	必要予備率(%)	23.8	14.2	14.1	16.9	22.1	14.1	20.5	33.2	15.8	16.3
連系	必要供給力(万kW)	579	1,574	6,233	2,777	542	2,973	1,252	558	1,671	18,160
	必要予備力(万KW)	31	94	628	288	21	251	136	55	99	1,604
	必要予備率(%)	5.7	6.3	11.2	11.6	4.1	9.2	12.2	10.9	6.3	9.7
	LOLE(時間/年)	1.0	0.9	1.3	1.0	0.8	1.0	0.9	0.7	0.9	―
連系効果		18.2	7.8	2.9	5.3	18.0	4.9	8.3	22.3	9.5	6.6

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

経済分析（2025年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律）

【LR-18】





予備力(百万kW)		9.9	11.1	12.7	16.0
予備率(%)		6.0	6.7	7.7	9.7
EUE(百万kWh/年)		35	25	15	5
停電コスト（百万円/年）	3,050 円/kWh	106,712	75,959	45,791	15,370
	5,900 円/kWh	206,426	146,937	88,580	29,733
供給力確保コスト（百万円/年）	9,800 円/kW/年	97,398	108,693	124,806	157,179
	16,800 円/kW/年	166,968	186,331	213,953	269,450

2016年度　需用1kWあたりのEUEを9エリア一律

【LR-19】

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		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		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。

実需給断面で確保するマージン

・北本　：　北海道 ⇒ 東北　28万kW　、　東北　⇒　北海道　53万kW

・FC　：　東京　⇔　中部　60万kW

2020年度　需用1kWあたりのEUEを9エリア一律

【LR-20】

2020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					521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087
単　独				必要予備力	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	ケース1－1	マージン使用	平常時のみ	必要予備力	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
				連系効果	17.6	6.9	2.2	4.6	17.4	4.5	6.8	18.1	8.9	5.8
	ケース1－2		平常時・作業時	必要予備力	13	62	477	211	46	148	89	49	72	1,167
				必要予備率	2.5	4.4	8.9	8.6	9.1	5.5	8.2	9.8	4.7	7.3
				連系効果	17.0	7.0	2.2	5.1	10.5	5.1	7.1	16.5	9.1	5.7
	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	59	59	495	228	12	167	94	42	78	1,234
				必要予備率	11.3	4.2	9.2	9.3	2.3	6.2	8.6	8.4	5.1	7.7
				連系効果	8.2	7.2	1.9	4.4	17.3	4.4	6.6	17.9	8.7	5.3
	ケース2－2		平常時・作業時	必要予備力	60	59	496	215	46	152	90	50	74	1,241
				必要予備率	11.4	4.2	9.2	8.8	9.1	5.7	8.3	10.0	4.8	7.7
				連系効果	8.1	7.3	1.8	4.9	10.5	4.9	6.9	16.3	9.0	5.3

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

実需給断面で確保するマージン

・北本　：　北海道 ⇒ 東北　28万kW　、　東北　⇒　北海道　53万kW

・FC　：　東京　⇔　中部　60万kW

2025年度　需用1kWあたりのEUEを9エリア一律

【LR-21】

2025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	5.1	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15
需　要					548	1,480	5,605	2,489	521	2,722	1,116	503	1,572	16,556
単　独				必要予備力	109	172	659	356	94	317	195	141	208	2,250
				必要予備率	19.8	11.6	11.8	14.3	18.1	11.7	17.4	28.0	13.2	13.6
連系	ケース1－1	マージン使用	平常時のみ	必要予備力	16	66	509	241	8	199	115	45	76	1,274
				必要予備率	2.8	4.4	9.1	9.7	1.5	7.3	10.3	9.0	4.8	7.7
				連系効果	17.0	7.2	2.7	4.7	16.6	4.4	7.1	19.0	8.4	5.9
	ケース1－2		平常時・作業時	必要予備力	19	64	508	228	40	185	112	55	71	1,282
				必要予備率	3.4	4.3	9.1	9.2	7.7	6.8	10.0	10.8	4.5	7.7
				連系効果	16.4	7.3	2.7	5.1	10.4	4.9	7.4	17.2	8.7	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	66	58	512	241	7	199	116	45	75	1,320
				必要予備率	12.0	3.9	9.1	9.7	1.4	7.3	10.4	9.0	4.8	8.0
				連系効果	7.9	7.7	2.6	4.6	16.7	4.3	7.0	19.0	8.4	5.6
	ケース2－2		平常時・作業時	必要予備力	66	57	512	229	40	185	112	55	71	1,328
				必要予備率	12.1	3.9	9.1	9.2	7.7	6.8	10.0	10.9	4.5	8.0
				連系効果	7.7	7.7	2.6	5.1	10.4	4.9	7.4	17.1	8.7	5.6

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

実需給断面で確保するマージン

・北本　：　北海道 ⇒ 東北　28万kW　、　東北　⇒　北海道　53万kW

・FC　：　東京　⇔　中部　60万kW

北本・FCの計画外停止の影響　：　ケース1－1（2016年度）

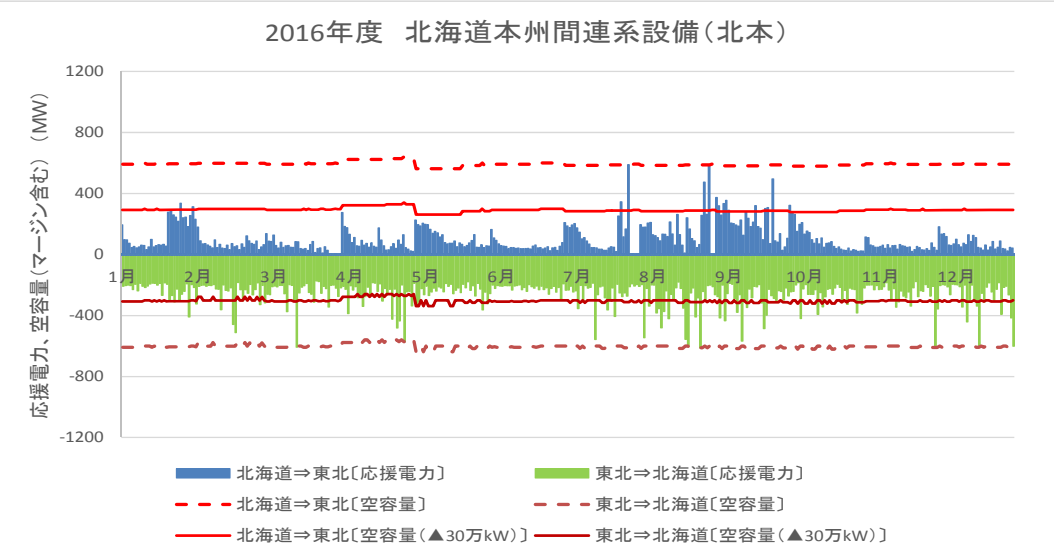
【LR-22】

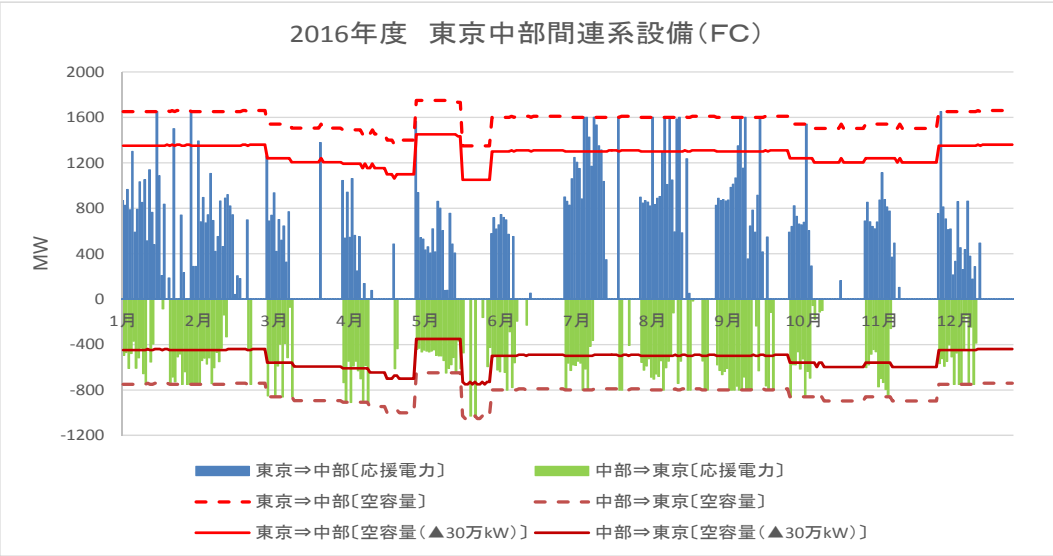
2016年度〔9エリア計のEUE＝15（百万kWh／年）〕

（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	1,126	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	13.0	12.5
連系	平常時	必要予備力	20	63	473	556	156	7	153	67	35	54	472	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	5.5	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	5.9
	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	471	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	5.5	6.7
		連系効果	6.8	7.1	2.2	3.5	4.9	17.7	4.8	8.2	19.5	9.0	7.6	5.7
	FC 1台停止時 （▲30万kW）	必要予備力	20	64	485	570	158	7	155	68	36	55	477	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	5.5	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	7.5	5.8

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。





北本・FCの計画外停止の影響　：　ケース1－1（2020年度）

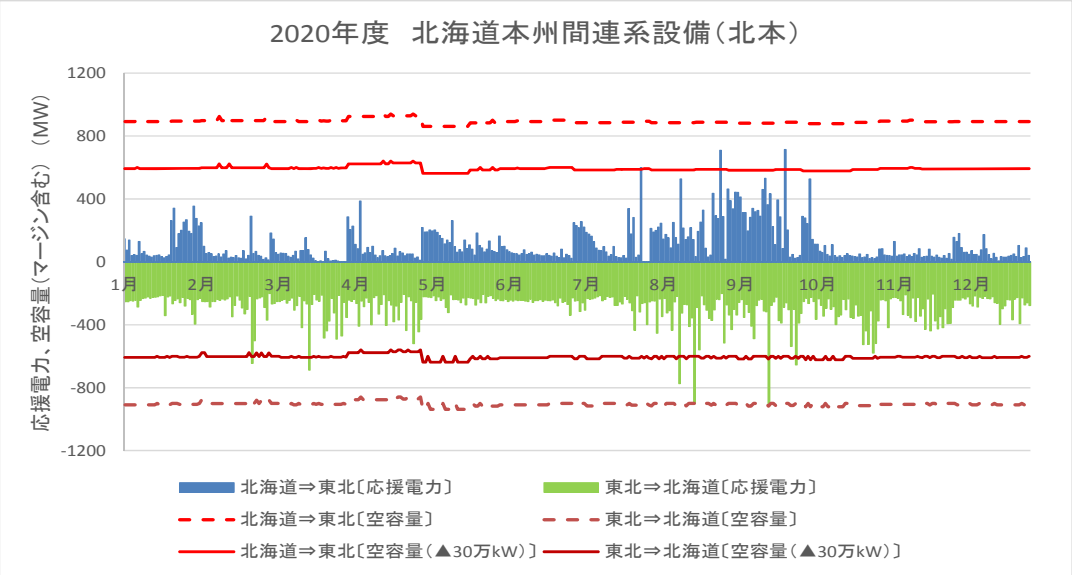
【LR-23】

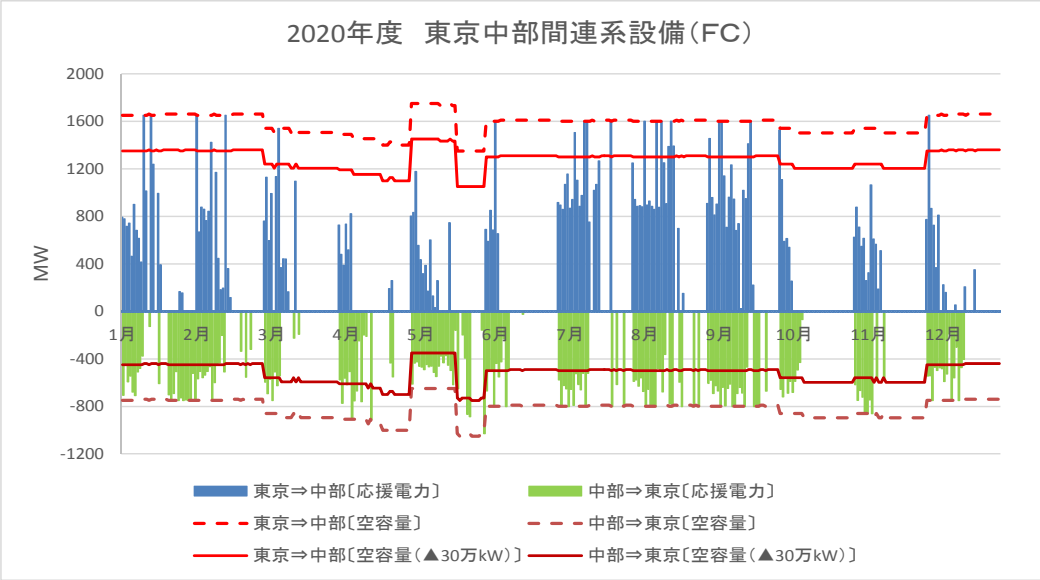
2020年度〔9エリア計のEUE＝15（百万kWh／年）〕

（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			521	1,411	5,376	7,308	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	8,779	16,087
単　独		必要予備力	102	161	595	858	336	99	285	165	132	212	1,229	2,087
		必要予備率	19.5	11.4	11.1	11.7	13.7	19.6	10.6	15.3	26.3	13.8	14.0	13.0
連系	平常時	必要予備力	10	63	478	552	224	11	163	92	41	76	607	1,159
		必要予備率	2.0	4.5	8.9	7.5	9.1	2.2	6.1	8.5	8.2	4.9	6.9	7.2
		連系効果	17.6	6.9	2.2	4.2	4.6	17.4	4.5	6.8	18.1	8.9	7.1	5.8
	北本 1極停止時 （▲30万kW）	必要予備力	35	59	474	567	224	11	163	92	41	75	607	1,174
		必要予備率	6.7	4.2	8.8	7.8	9.1	2.2	6.1	8.5	8.2	4.9	6.9	7.3
		連系効果	12.8	7.3	2.3	4.0	4.6	17.4	4.5	6.8	18.1	8.9	7.1	5.7
	FC 1台停止時 （▲30万kW）	必要予備力	11	65	490	566	225	11	165	93	42	77	613	1,179
		必要予備率	2.1	4.6	9.1	7.7	9.2	2.2	6.1	8.6	8.3	5.0	7.0	7.3
		連系効果	17.5	6.8	2.0	4.0	4.5	17.4	4.5	6.7	18.0	8.8	7.0	5.6

※　四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

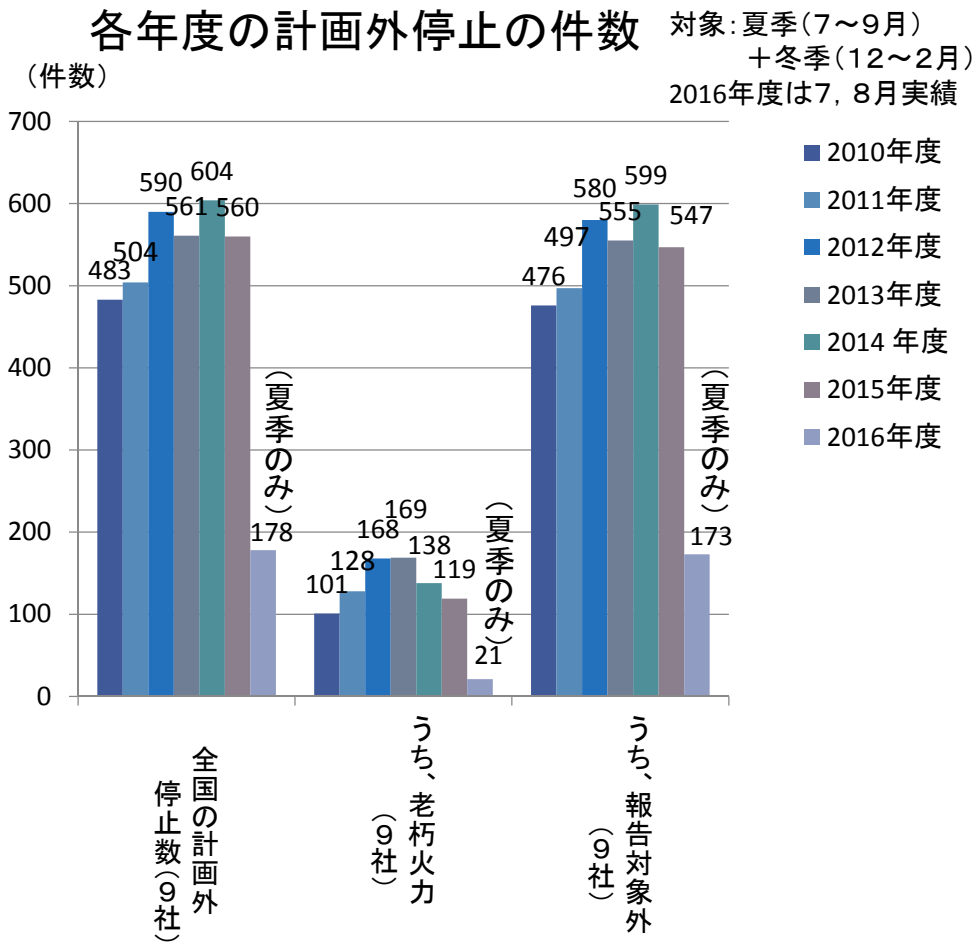


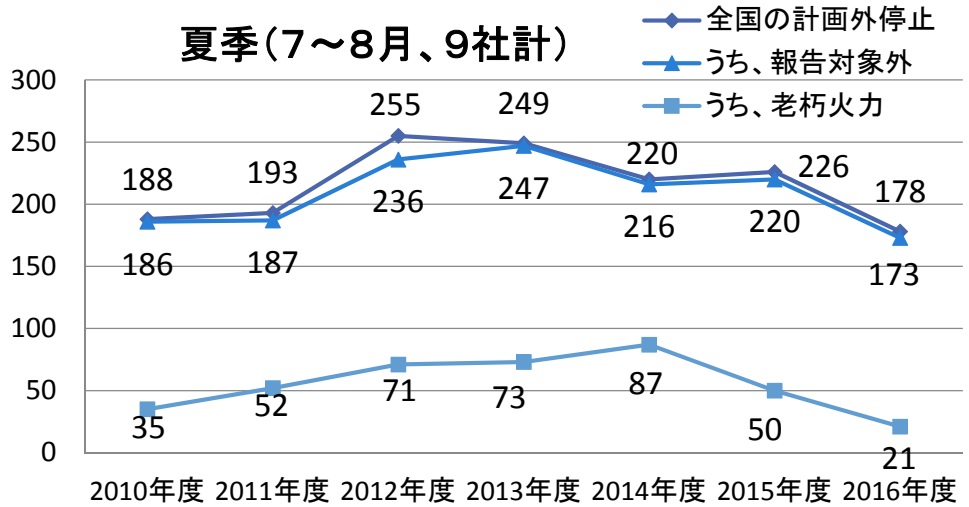


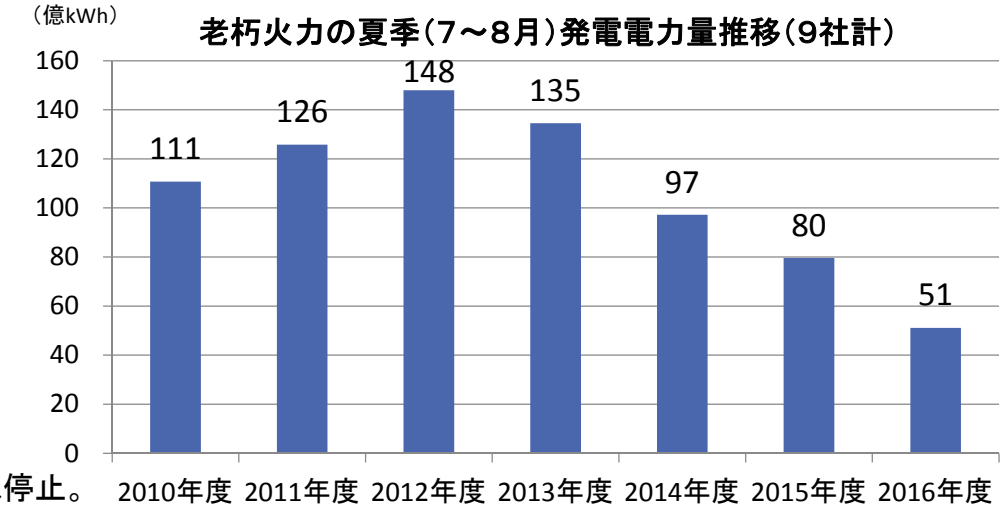
各年度の計画外停止件数

【J-1】

○震災後は、原子力発電が稼働停止し、火力発電の稼働率が上昇する中で、火力発電の計画外停止の件数は増加傾向であったが、今夏は計画外停止の件数が震災後初めて震災前を下回った。
○これは、震災後の新規火力発電の運開や原子力発電の再稼働により、運転開始から40年以上が経過した老朽火力の休廃止が進んでいるため、計画外停止が減少傾向にあると考えられる。







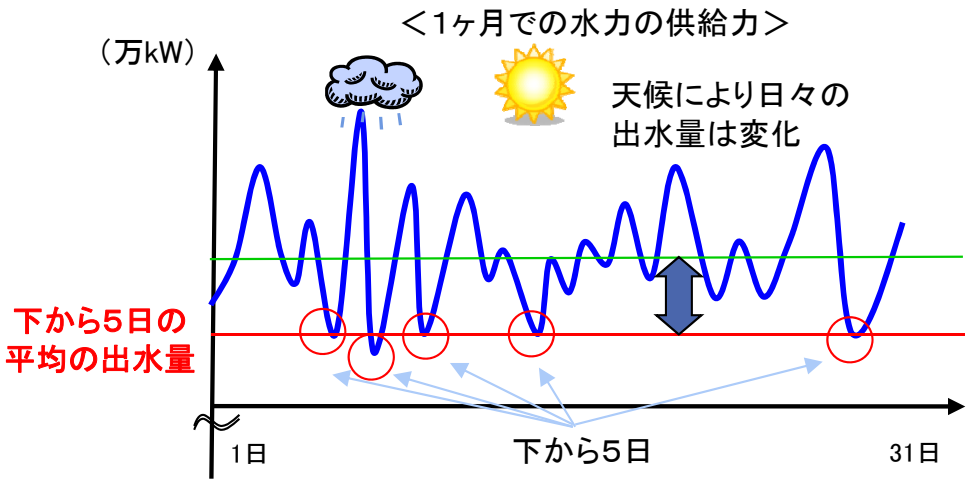
注1）計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。
注2）報告対象　：電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。
注3）老朽火力　：2012年年度末に運転開始から40年を経過した火力。

第8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

再生可能エネルギー等の算定手法について

【J-2】

	概要	対象期間	対象日	データ処理	データ諸元
水力発電（うち自流式※1）	各月の供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間で平均した値	30年間	各月の全日（30日）	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績（kW）
太陽光発電	各月の上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計（計60データ）し、このうち、下位5日の平均	20年間	各月の上位3日の電力需要発生日（3日）	60サンプル中、下位5日で評価	アメダスの日射量データより算出した出力比率
風力発電※2	各月の風力出力が低かった下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間（4～9年間）で平均した値	把握可能な期間(4～9年間)	月毎の全日（30日）	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績より算出した出力比率



※1　貯水池式は補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として計上。
※2　風力発電については、2013年度冬季の見通しより、供給力として計上。

2016年度夏季の需要の見通しと実績との比較（要因分析）

【J-3】

○　見通しと実績の差を要因分析すると、東日本における差分の▲357万kWの内訳は、①気温が低かったこと等による減が▲290万kW 、②経済影響等による増が+20万kW 、③節電が想定を上回ったことによる減が▲87万kWとなった。

○　中部及び西日本における差分の▲552万kWの内訳は、①気温が低かったこと等による減が▲258万kW、②経済影響等による減が▲144万kW 、③節電が想定を上回ったことによる減が▲150万kWとなった。

（発受電端、万kW）		東日本3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
最大需要（見通し）※1		**6,650**	428	1,412	4,810	**8,900**	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	**15,550**
最大需要（実績）※1		**6,293**	405	1,228	4,660	**8,348**	2,425	2,375	516	1,042	535	1,455	**14,641**
差分※2		▲ 357	▲ 23	▲184	▲150	▲ 552	▲142	▲192	▲29	▲72	▲8	▲109	▲ 909
	気温影響等※3	▲ 290	▲ 7	▲ 111	▲ 172	▲ 258	▲ 91	▲ 44	▲ 26	▲ 38	＋ 8	▲ 67	▲ 548
	経済影響等※4	＋ 20	▲ 2	▲ 62	＋ 84	▲ 144	▲ 58	▲ 28	＋ 2	▲ 30	▲ 9	▲ 21	▲ 124
	節電影響	▲ 87	▲ 14	▲ 11	▲ 62	▲ 150	＋ 7	▲ 120	▲ 5	▲ 4	▲ 7	▲ 21	▲ 237

＜見通しの前提＞
- ○気温影響：2010年度並みの猛暑を想定。
  （7，8月は、東京及び中部は2015年度、関西及び九州電力管内は2013年度並みの猛暑を想定。）
- ○経済影響：電力管内毎に直近の経済見通し等を踏まえて想定。
- ○節電影響：電力管内毎に2015年度の節電実績に定着率（アンケート調査で把握）を乗じて想定。

※1　需要には太陽光自家消費分は含まない
※2　実績（最大需要日）と需給検証委想定の差分
※3　気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績をH3ベースの各種要因で再分析したことの伴う差分を含む。
※4　離脱による需要減を含む。

夏季の節電実績について

【J-4】

- 今夏は東日本大震災以降、節電要請がなかった初めての夏となった。このため、今夏は節電実績の低下も予想されたが、節電要請がなくても、過去3年間（2013年夏季～2015年夏季）と同程度の節電実績となり、節電が広く定着しているものと考えられる。

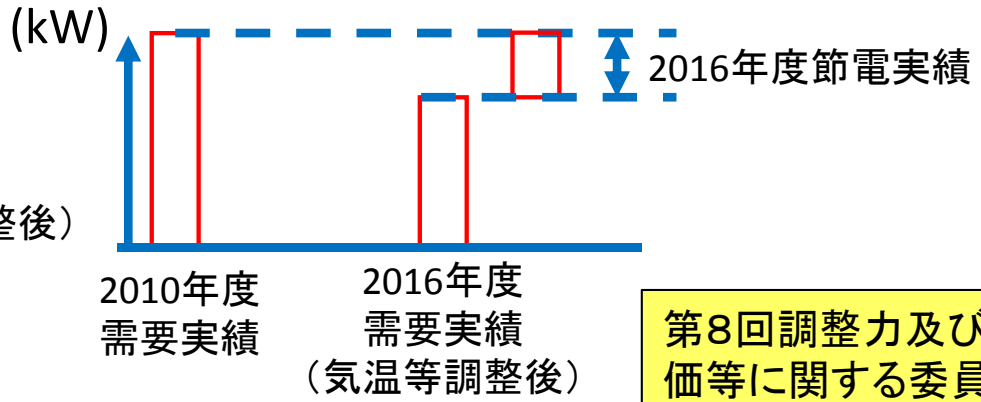
節電実績と節電目標

（発受電端、万kW）

夏季節電		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
2013年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲44	▲80	▲764	▲140	▲324	▲30	▲51	▲39	▲185
2014年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲43	▲76	▲805	▲155	▲371	▲30	▲52	▲42	▲172
2015年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲49	▲79	▲796	▲175	▲430	▲30	▲55	▲44	▲169
2016年度	目標	節電要請なし								
	実績	▲56	▲78	▲797	▲140	▲482	▲30	▲51	▲46	▲169

（参考）節電実績について

2016年度節電実績＝
2010年度需要実績－2016年需要実績（気温等調整後）



第8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

＜2016年度冬季の需要想定について＞

【J-5】

○　需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。

○　2016年度冬季の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で試算した。

①気温影響：2011年度冬季並みの厳寒を想定。（北海道エリアは2010年度、東北エリア及び東京は2013年度、沖縄エリアは2015年度並みの厳寒を想定）

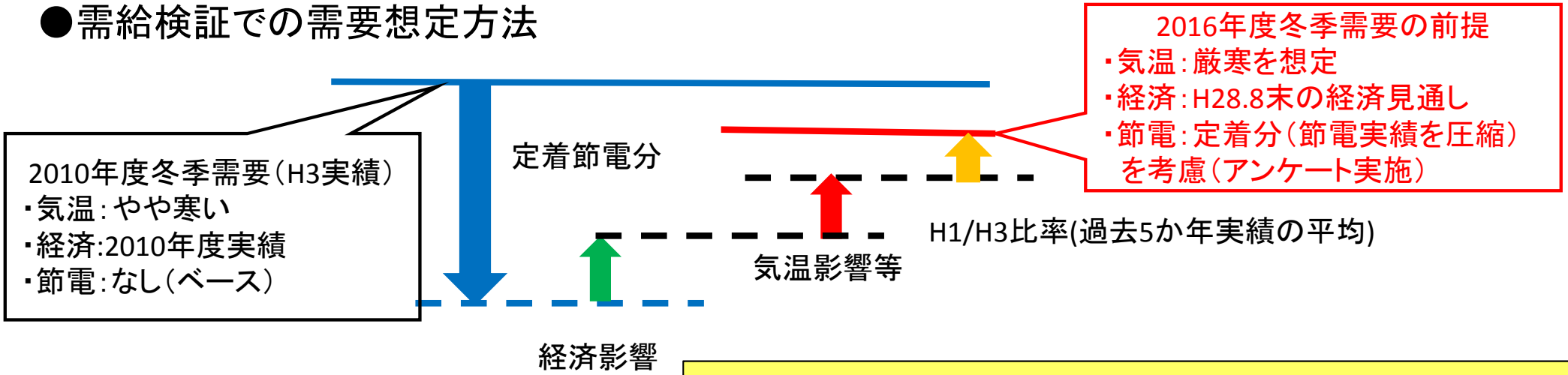
②経済影響：直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮。

③節電影響：2015年度冬季の節電実績を踏まえ、直近（2016年8～9月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。

電力需要想定 ← 気温　経済　節電

＜変動要因＞

●需給検証での需要想定方法



2016年度冬季の需要見通し

【J-6】

○ 需要見通しの作成にあたり、信頼性を高めるため、最大需要日ではなく、最大3日平均（H3）ベースで評価。
○ 前述で算出した定着節電（H3）及び経済影響等（H3）から、2016年度冬季需要（H3）を作成し、厳寒気象（H3）と冬季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いて、2016年度冬季最大電力需要（H1）を算出。

○2016年度冬季（1月）の需要見通しについて

（単位：万kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄
①2010年度冬季 最大3日平均(H3)	550	1,361注1	5,158	2,297	2,634	503	1,040	493	1,486	107
②気温影響H3	▲8	▲5	+7	+11	▲52	▲4	▲5	▲1	▲12	▲11
③経済影響等H3	+5	+33	+75	+27	+35	+3	▲17	+3	▲36	+6
④定着節電H3	▲41	▲34	▲446	▲67	▲155	▲10	▲17	▲26	▲38	-
⑤2016年度冬季 最大3日平均(H3) （①＋②＋③＋④）	506	1,355	4,794	2,268	2,462	492	1,001	469	1,400	102
⑥厳寒気象H3	516	1,388	注3	2,334	2,524	505	1,036	481	1,465	114
⑦冬季H1/H3比率注2	×1.01	×1.01	注3	×1.02	×1.02	×1.02	×1.02	×1.02	×1.01	×1.03
⑧2016年度冬季 最大電力需要 (H1) （⑥×⑦）	521	1,402	5,029注3	2,381	2,574	515	1,057	491	1,479	116
⑨厳寒気象H1/最大3日平均(H3)比率（結果）	×1.030	×1.035	×1.049	×1.050	×1.045	×1.047	×1.056	×1.047	×1.056	×1.138

注1）震災影響分（▲約70）を考慮後の需要　注2）冬季H1/H3比率の過去5カ年平均　注3）東京エリアは一般送配電事業者が合理的な想定手法として示した「厳寒設定年のH1発生日の気象条件と平年並み（過去10年平均）の気象条件との差分から直接気象影響を算出」による値のため、比率は未算出。

試算例）　関西電力の場合

A　2,634① - 52② + 35③ - 155④ = 2,462⑤

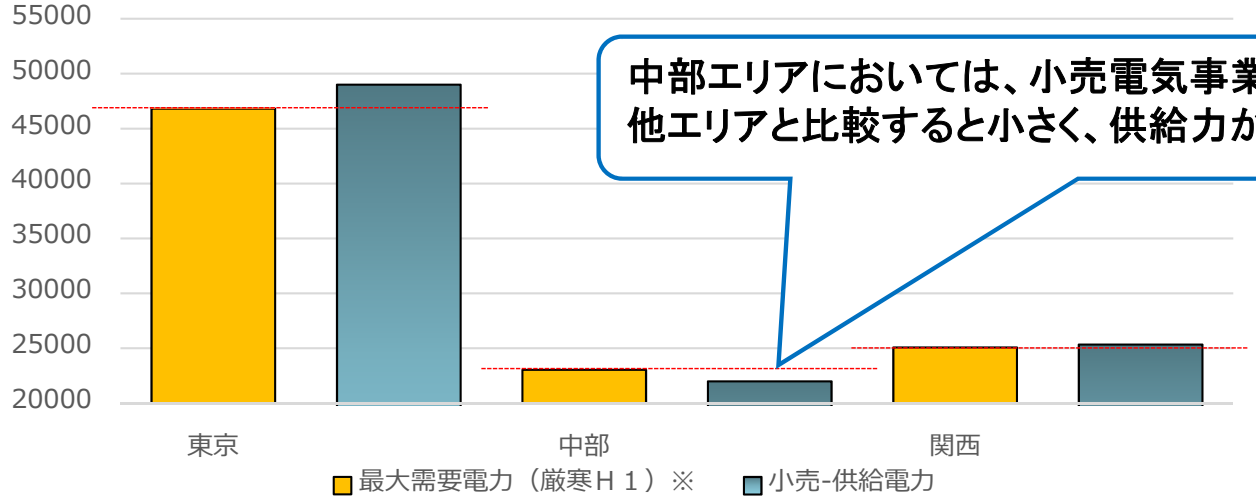
B　2,524⑥ × 1.02⑦ = 2,574⑧

第8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

中部エリアの供給力の分析

【J-7】

１２月　平成２８年度冬季需給バランス（厳寒Ｈ１）

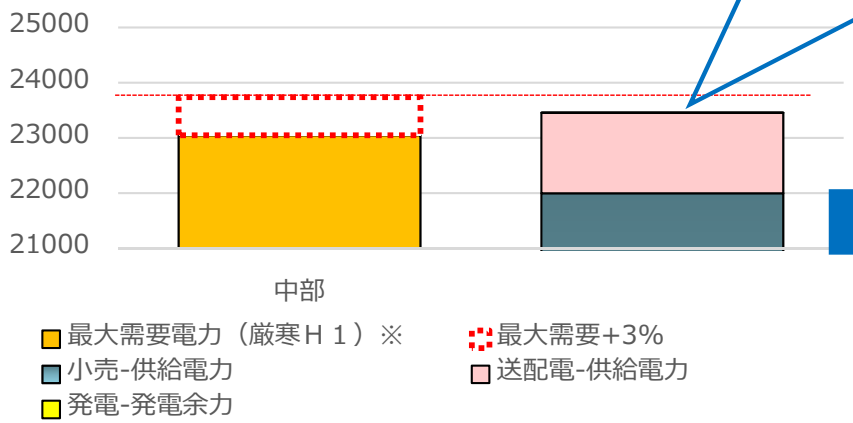


中部エリアにおいては、小売電気事業者が調達した供給力が、他エリアと比較すると小さく、供給力が想定需要を下回っている。

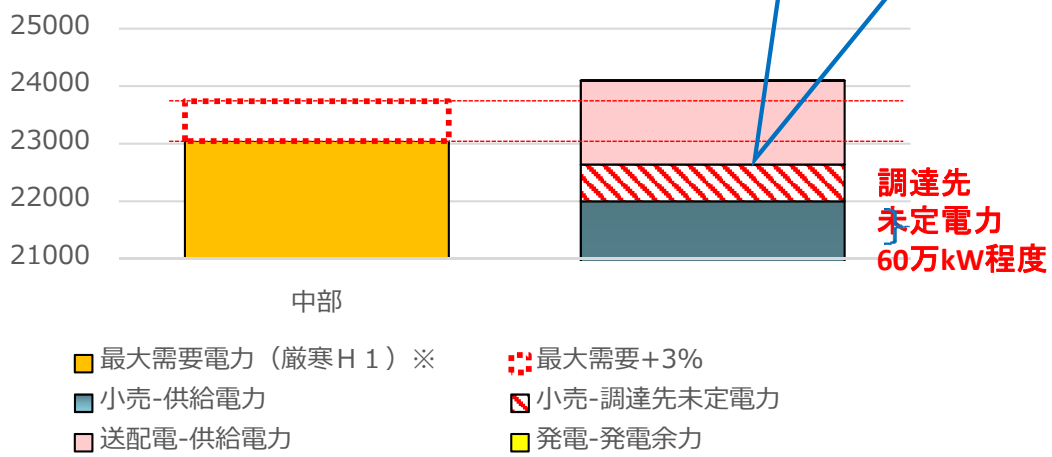
今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じてエリア外からも調達されると想定できる供給力【調達先未定分60万kW程度】を見込めば最低確保すべき予備力3%は確保できる。

一般送配電が調達した調整力及び発電余力を加えても、最低確保すべきとされている予備力3%を確保できていない。

１２月　中部エリア



１２月　中部エリア未調達分を考慮



連系線を介した東京・中部エリアへの供給可能量の算出諸元

厳寒H1需要における供給予備力のうち、供給予備率3%の超過分

（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
A	供給予備力	83	96	667	41	41	228	186	46	203	52
B	供給予備率	16.0	7.1	14.2	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	45.5
C	厳寒H1需要の3%	16	41	140	69	15	75	30	15	41	3
A-C	3%超過分予備力	68	55	526	−28	26	153	155	31	162	49

【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	85	113	321	65	54	249	168	51	131	48
B	供給予備率	16.2	8.0	6.4	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	41.5
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	69	71	170	−7	39	172	136	36	87	45

【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	81	110	215	101	43	236	158	45	152	61
B	供給予備率	15.6	7.9	4.3	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	52.3
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	65	68	64	29	27	159	127	30	108	57

■地域間連系線の空容量（東京・中部向き一部抜粋）
※2/19時点での年間計画（12，1，2月分）の連系線空容量（最小値）を表記（マージンは3月公表値に置き換えて計算）

■地域間連系線のマージン（中部向き・一部抜粋）
※3/10公表の年間段階での連系線マージン

地域間連系線空容量	潮流方向	12月		1月		2月	
		空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン
北海道東北間	北海道⇒東北	41	18	39	20	41	18
東北東京間	東北⇒東京	62	68	40	72	93	72
東京中部間	中部⇒東京	47	68	0	73	0	73
東京中部間	東京⇒中部	98	67	93	72	93	72
中部北陸間	北陸⇒中部	30	0	30	0	30	0
中部関西間	関西⇒中部	136	33	127	34	134	34
北陸関西間	関西⇒北陸	77	−	57	−	68	−
関西中国間	中国⇒関西	169	31	156	34	156	34

本機関による電源入札制度の概要

【D-1】

電気事業法第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）

■　**制度設計ワーキンググループにおける整理（要点）**

- 供給力確保を最終的に担保するセーフティネットの位置づけであり、本制度に過度に依存する形にならないようにする。国民負担を伴うため、入札実施は慎重に判断。
- 適切に供給力を確保している小売事業者等にも費用負担が求められるため、その役割は限定的・一時的であることが望ましい。
- 入札の対象は、新規電源のみならず、既存電源の維持も対象となる。
- 入札実施の決定、費用負担方法の決定、落札者の決定に当たっては、有識者を含めた検討会を設けて客観性のある議論を行う。
- 広域機関による電源入札は、落札者が電源の建設等を行い、維持・運用を実施することが前提となる。また、広域機関は、電源保有者への対価として、入札により決定した金額（円／kW）を、落札者に対して定期的に支払う。落札者は、小売電気事業者や送配電事業者に売電することによって得る収入と、広域機関からの補填額収入を得る。
- 供給計画の取り纏め業務や、年次報告書の中で行う供給信頼度評価業務等を通じて、平常時より、入札検討開始の必要性の有無についての判断を行う。
- 容量市場の創設は、必ずしも小売全面自由化と同時とすることにこだわらず、引き続き検討を行う。
- 仮に、今後、容量市場を導入する場合には、広域機関による電源入札制度との役割分担を整理することが必要。

需給バランス評価のまとめ

- 短期（平成28年度）の需給バランス評価
  - 全月・全エリアにおいて、安定供給の目安である予備率8%を確保できる見通し。

- 中長期（平成29年度～平成37年度）の需給バランス評価
  - 地域間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%を下回るエリア・年度が存在する。
  - しかし、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ないこと、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。

    ※発電事業ライセンスは、発電事業を開始するまでに取得すればよく、大型の新規電源を開発しようとしている事業者でも、供給計画の提出義務がない事業者はいる。
  - 今後実施する需給変動リスク分析もふまえ、需給バランスの状況について注視が必要。

平成28年度供給計画取りまとめ・需給バランス評価等のスケジュール

【D-3】

■ 平成28年度の電源入札に資する需給バランス評価等のスケジュールは、供給計画取りまとめスケジュールや評価・分析に要する期間及び対策が必要な場合のリードタイムを考慮し、6月末目途に第1年度、年内を目途に第2年度～第10年度の需給バランス評価及び需給変動リスク分析を行う予定。

	3月	4月	5月	6月	7月	～12月
供計提出スケジュール	事業者ヒアリング	4/27 小売電気事業者提出	5/30 一般送配電事業者提出	取りまとめ・大臣送付・公表	発電事業者はライセンス登録後、遅滞なく提出	取りまとめ・大臣送付（未定）
入札検討に資する評価・分析のスケジュール	・全国及び各供給区域の需給バランス取り纏め ・主要な小売電気事業者の需給バランス評価（未調達分の把握） ・連系線利用計画の把握	第1年度の需給バランス評価	委員会審議	・発電事業者の計画把握 ・第2年度以降の需給バランス評価・需給変動リスク分析	委員会審議	

※大臣送付（6月末目途）の供給計画取りまとめの対象

- **第1年度**は、供給計画取りまとめ結果と会員への聴取に基づく月別H3需要及び猛暑H1※に対する全国並びに供給区域毎の需給バランスを評価する。
- **第2年度以降**は、需給バランス評価及び需給変動リスク分析の方法も含めて、今後検討していく。

※第1年度猛暑H1に対する供給区域毎の需給バランスの算定に当たっては、各一般送配電事業者からヒアリングを行う。

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を一部編集

（参考）連系線を介した東京エリアへの供給可能量

【D-4】

猛暑H1需要における供給予備力のうち、供給予備率3%の超過分

（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
A	供給予備力	56	47	－	101	57	163	166	46	230	58
B	供給予備率	12.8	3.4	－	3.9	11.0	5.9	14.9	8.7	14.2	39.2
C	猛暑H1需要の3%	13	42	－	77	16	84	33	16	49	4
A-C	3%超過分予備力	43	5	－	23	42	80	132	30	182	53

【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	81	86	－	150	61	169	161	39	161	66
B	供給予備率	18.1	6.1	－	5.8	11.8	6.1	14.5	7.4	10.0	45.0
C	猛暑H1需要の3%	13	42	－	77	16	84	33	16	49	4
A-C	3%超過分予備力	68	43	－	72	45	85	128	23	113	62

参考

■地域間連系線の空容量（東京向き・一部抜粋）
※6/27時点での月間計画（7，8月分）の連系線空容量（最小値）を表記

（万kW）

地域間連系線空容量	潮流向	7月	8月
北海道本州間	北海道⇒東北	44.7	42.0
	東北⇒北海道	—	—
東北東京間	東北⇒東京	73.0	184.6
	東京⇒東北	—	—
東京中部間	東京⇒中部	—	—
	中部⇒東京	0.0	0.0
中部北陸間	中部⇒北陸	—	—
	北陸⇒中部	30.0	30.0
中部関西間	中部⇒関西	—	—
	関西⇒中部	194.1	176.0

■地域間連系線のマージン（東京向き・一部抜粋）
※6/27時点での月間計画（7，8月分）の連系線マージン

（万kW）

地域間連系線マージン	潮流向	7月	8月
北海道本州間	北海道⇒東北	22.0	25.0
	東北⇒北海道	—	—
東北東京間	東北⇒東京	45.0	45.0
	東京⇒東北	—	—
東京中部間	東京⇒中部	—	—
	中部⇒東京	60.0	60.0

需給バランス評価（長期） ～まとめ

【D-5】

- 平成28年度から平成37年度までにおける見通しは、以下のとおり。
  - ✓ 東京エリアの平成33，34年度を除き、全国で、他エリアから地域間連系線を通じて、融通を受ければ、いずれの年度でも予備率8%以上を確保できる見通しである。
  - ✓ 沖縄エリアにおいて、最大電源ユニット脱落時に、いずれの年度でも供給力がH3需要を上回る見通しである。

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

平成28～37年度（8月）の予備率（%） 追加発電余力と地域間連系線の活用を考慮

	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%

（参考2）電気事業者以外の電源開発計画を供給力に加算した場合

【D-6】

- 平成33年度までに使用開始予定の建設中の地域間連系線の活用に加え、平成33年度までに東京エリアで運転開始を計画している電源のうち、広域機関で試算した供給計画への未計上分（約150万kW）の供給力を加算すると、平成34年度の予備率は9．6%※となり、予備率8%以上を確保できる見通し。
- これらの供給計画に含まれない供給力については、今後、広域機関で実施する需給変動リスク分析の中で評価していく。

※使用開始済みを含め、地域間連系線の活用をしなかった場合の予備率は5．5%となる。

平成28～37年度（8月）の予備率（%） 電気事業者以外の電源開発計画を考慮

	H28	H29	H30	H31	H32	H33	H34	H35	H36	H37
北海道	21.4%	19.8%	35.2%	47.5%	45.8%	40.0%	38.0%	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%	8.0%	6.9%	9.0%	11.2%	10.3%
東日本3社計	11.3%	11.6%	14.1%	12.5%	13.0%	10.0%	9.0%	12.7%	14.9%	14.0%
中部	12.3%	8.3%	8.2%	8.8%	10.2%	9.9%	8.8%	8.6%	8.4%	8.1%
北陸	16.8%	13.0%	12.0%	12.7%	12.1%	11.5%	8.8%	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%	9.9%	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%	11.0%	10.8%	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%

9.6%　予備率＋2．7%

参考での検討

第3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

論点1：周波数制御・需給バランス調整のために確保すべき調整力の量の考え方① 8

○一般送配電事業者があらかじめ確保すべき調整力（前頁図の①）については、当面は、これまでの供給予備力に関する考え方も踏まえ必要量を算定することとし、広域機関設立後、再エネの導入拡大等による調整力の必要量の増大を踏まえ、見直しを図っていくこととしてはどうか。

(1) 周波数制御に対応した調整力

発電側、小売側が30分同時同量制度の下で求められるのは、あくまで、30分単位で電力量(kWh)を合わせることであり、時々刻々の需給変動(kW)をバランスさせることは求められていないため、一般送配電事業者は、これをエリア単位で調整することが必要。

(2) 需給バランス調整に対応した調整力

①発電事業者によるゲートクローズ後の電源脱落

発電事業者が、代替電源を確保するまでの間は、一般送配電事業者が、発電インバランス補給を行うことが必要。

②小売電気事業者によるゲートクローズ後の需要の見積もり誤差

気温予測誤差等により、計画値を超える需要が発生した場合には、一般送配電事業者が、需要インバランス補給を行うことが必要。

実運用に近づくにつれて、気温変動分に必要な予備力が徐々に減少していくことを背景に、現行では、4時間前のタイミングで、一般電気事業者が確保しておくことが必要な予備力の量は、原則として、3～5%程度と考えられている。

↓

第2弾改正実施による事業類型見直し後、当面は、現行の供給予備力に関する考え方（次々頁参照）も踏まえつつ、一般送配電事業者が、実需給1時間前（ゲートクローズ時点）で必要な予備力の量を算定。

（注）系統規模に対して大きな電源が存在する地域における予備力の量についての考え方は、地域間連系線におけるマージンの位置付けと併せて検討。

(3) FIT電源対策

再エネの導入拡大に伴い、FIT電源のインバランスの処理のための調整力の確保が必要。

(4) 計画外停止対応

（2）①が一時的なものとして扱われるのに対し、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。

従来の供給予備力概念の中では、十分な配慮がなされていない。

↓

来年4月の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。

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/008_05_02.pdf

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

電気事業類型の見直しに伴う需給調整契約の整理　1/2

【K-2】

需給調整契約に関する主な論点と考え方

10

○ 現在、一般電気事業者が締結している需給調整契約は、小売の付帯契約の一つであり、需給逼迫時には需給調整の最終手段として位置付けられている。

○ 電気事業類型の見直しに伴い、既存の需給調整契約を小売部門と送配電部門のいずれが引き継ぐのかなどの整理が必要であるが、以下のような方針で進めることとしてはどうか。

方針１．どの部門が引き継ぐのか

既存の需給調整契約については、契約内容に応じて以下のような扱いとしてはどうか。

(1) 事前に定めた時間帯の需要を計画的に削減する「計画調整契約」については小売部門が引き継ぐ。
(2) 系統側からの直接・瞬時の負荷遮断により調整が可能な契約については、送配電部門が引き継ぐ。
(3) 実需給の前日～直前にかけて電力会社が需要家に指示することで発動するものについては、小売部門が引き継ぐ場合と、調整力の一環として送配電部門が引き継ぐ場合の双方が考えられるが、後者の場合は下記に示す公正・中立な調達が行われることが必要。

方針２．送配電部門が締結する需給調整契約についての考え方

送配電部門が需給調整契約を引き継ぐ場合には、発電による調整力と同様に、送配電事業者による調整力の調達行為の一環として位置付け、自社グループの小売会社の顧客以外からの調達も含め、公正・透明に調達を行うこととしてはどうか（第8回WGで提示した公募などの方法を想定）。また、公募などにより調達価格の妥当性を示せる場合に限り、託送料金の原価算定を認めることとしてはどうか。

方針３．小売事業者が締結する需給調整契約についての考え方

需要抑制の活用は、小売販売量の減少に繋がることから、小売部門にとっては利益相反となる面が存在。そのため、小売事業者が需要家と需給調整契約を結んでいるにも関わらず、「需要抑制可能な需要家の囲い込み」の手段として用いられ、需要抑制の発動が十分行われない事態も考えられる。こうした事態は需要抑制の積極的な活用という観点からは望ましくないことから、需要抑制の契約を結んでいる場合には発動を前提とした運用がなされていることが重要（そうでないものは、需要抑制とは無関係な付帯契約と整理）。

出所）　第9回制度設計ワーキンググループ　資料5－5
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/009_05_05.pdf）

（参考）需給調整契約の概要

11

○需給調整契約には、「随時調整契約」と「計画調整契約」の2種類が存在（実際の契約の名称は各社によって異なる。）。

随時調整契約：　電源トラブルや系統事故により電力不足が懸念されるときに、電気料金の割引を受ける代わりに、電力会社からの事前通告により、電力の使用の一部又は全部を抑制する契約。主として、夏期ピーク時において、電源トラブルなどによる需給の逼迫時に、事前（例えば3時間前、1時間前など）の通告により電気の使用を調整。

計画調整契約：　夏期ピークとなる平日の昼間等における電気の使用を、計画的に削減する契約。
①夏期ピークとなる平日に夏休みや生産設備の補修等を設定したり、需要家の自家発を稼働させたりすることなどにより、計画的に日中の電気の使用を削減（ピークカット）。
②夏期ピークとなる時間帯に昼休みをずらしたり、工場の生産工程の工夫によりピーク時間における高負荷機器の使用を抑制することなどにより、計画的に電気の使用を調整（ピークシフト）。

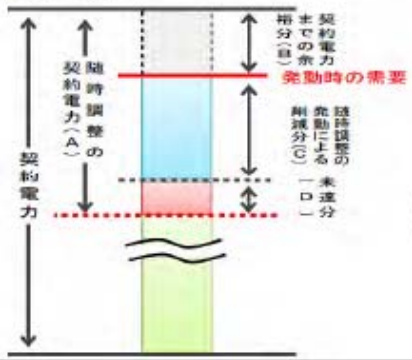
随時調整契約の例

【料金構成】
基本となる需給契約から、需給調整契約を締結することにより割り引かれる「契約割引」（＝待機料金的な位置づけ）と、実際に調整が実施された場合に割り引かれる「実施割引」から構成される例が多い。

【契約割引】
○［円/kW・回］×契約電力（A［kW］）×契約上の発動上限回数［回］

【実施割引】
▲［円/kW・回）×実績調整電力（B＋C）［kW］×実際の発動回数［回］

（イメージ）



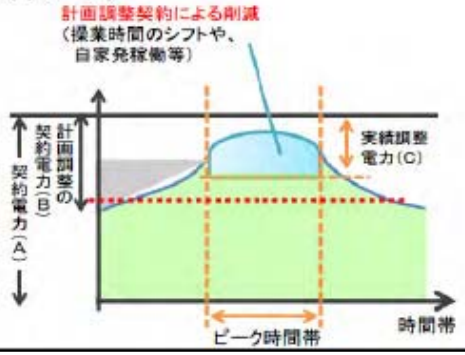
計画調整契約の例

【料金構成】
随時調整契約とは異なり、事前に定めた時間帯の需要を計画的に削減する契約であることから、契約料金（待機料金）はなく、「実施割引」のみのケースがほとんど。

【契約割引】
なし

【実施割引】
割引単価［円/kW・時間・月］×実績調整電力［kW］×調整時間［時間］

（イメージ）



現在は「割引」の考え方だが、今後は、小売事業者にとっての供給力、一般送配電事業者にとっての調整力の調達の意味を持つ（ネガワット）。

出所）　第9回制度設計ワーキンググループ　資料5－5
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/009_05_05.pdf）

LNGの在庫量について

【K-4】

（参考）主な電力源の在庫状況と輸入量

- 石油については、オイルショックの経験を教訓として、原油等の備蓄により、供給途絶リスクの緩和を図ってきた。
- 一方、ＬＮＧは備蓄が困難なため、在庫水準は２週間程度。

国内在庫日数

LNG	約14日
石油	約170日
石炭	約30日
ウラン	約2．7年程度

※洋上在庫含まず、電力会社の発電用在庫（2013年度平均在庫日数等）で計算。電力調査統計等より作成）
※石油については「石油備蓄の現況」より作成（IEA基準）電力用途以外を含む。

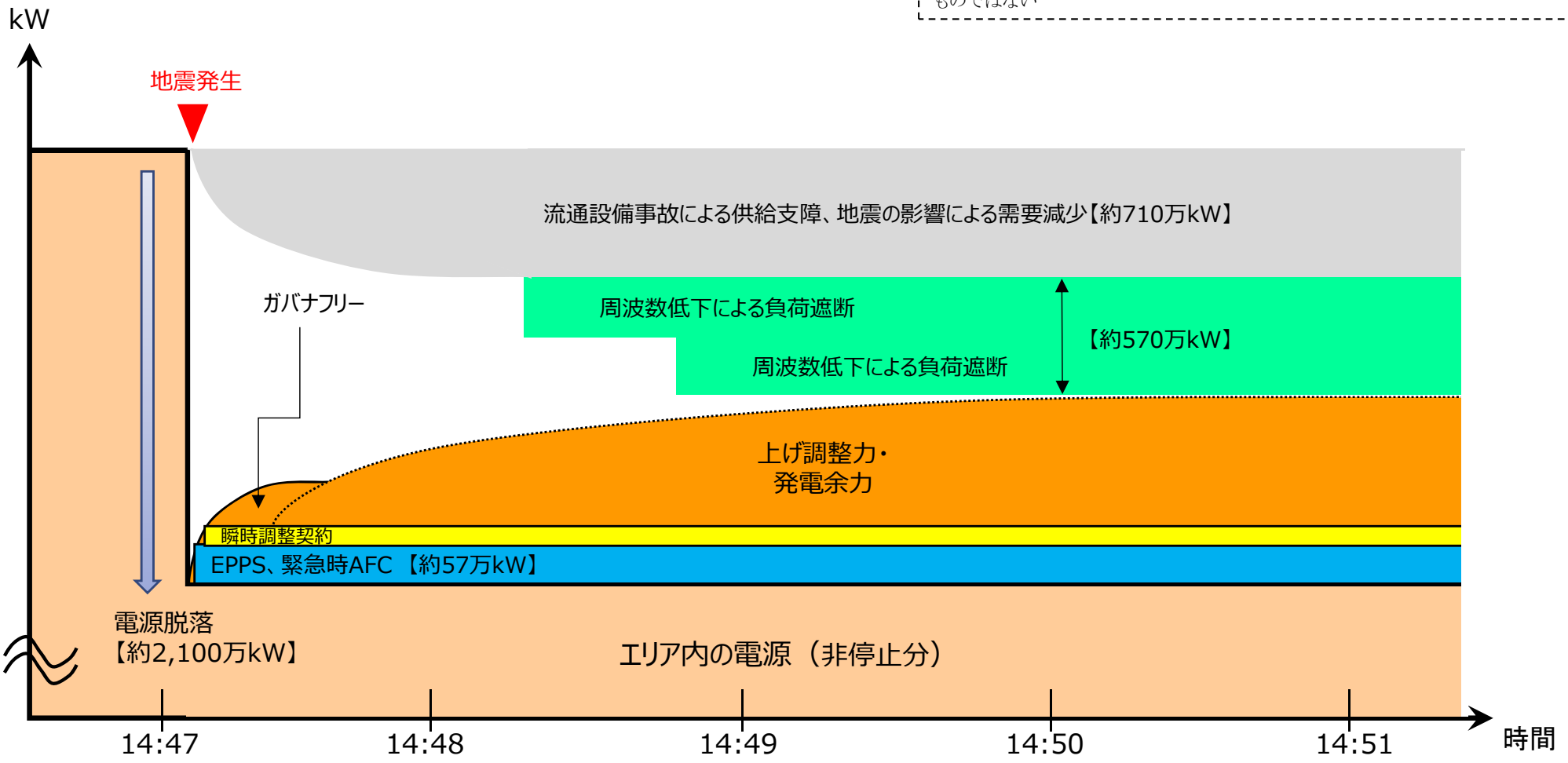
21

出所） 第5回　長期エネルギー需給見通し小委員会　資料1
（http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/005/pdf/005_05.pdf）

震災直後の状況イメージ（東京エリア）

【K-5】

留意事項:
動作領域はあくまでイメージであり、震災時における実際の応動を忠実に表現したものではない



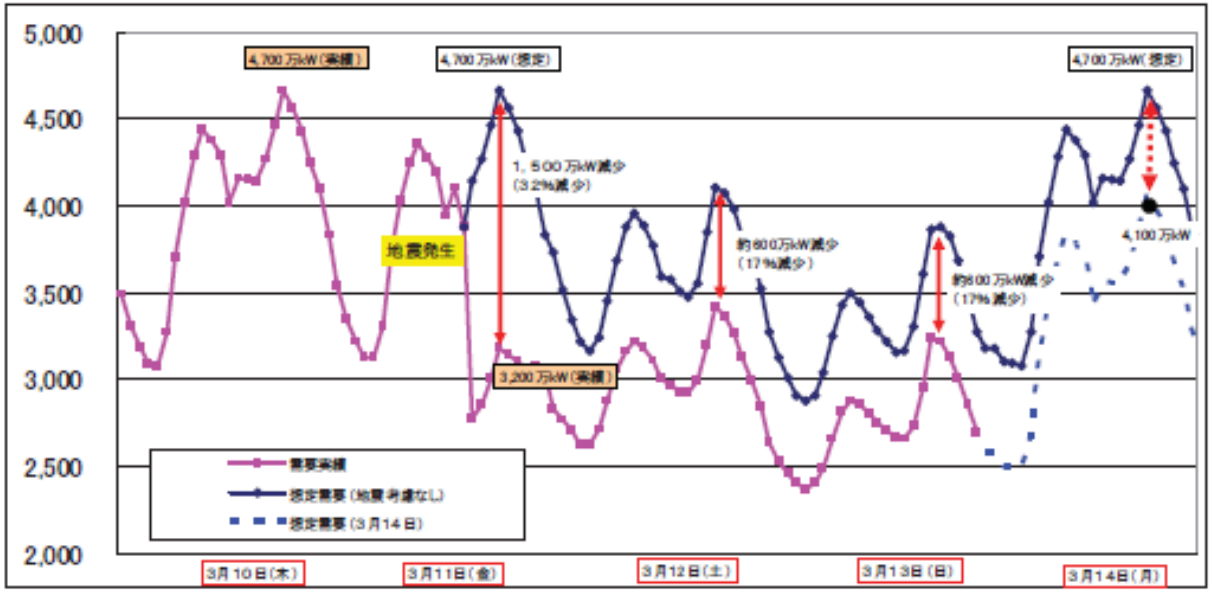
（1）計画停電を計画せざるを得なかった状況

資料編1－16 [1/2]

◆ 地震直後の需要状況（3月14日需要想定）

昨年3月の同時期の最大電力実績
H22.3.9（火） 5,170.5万kW

- 地震直近の3月10日は，最大電力約4,700万kW（※）を記録。
  （※）本年3月上旬は，平均気温が平年を下回る状況。週初めの7日（月）には，ミゾレまじりの天候により，最大電力が，この時期としては非常に高水準となる5,023万kWを記録するなど，震災直前の需要水準は，この時期としては比較的高めの需要水準であった。
- 週末の12日，13日は，地震の影響で想定に対し，600万kW程度の需要減少を記録。
- 震災後初日の平日となる14日（月）の需要想定は，直近の需要実績4,700万kWから，地震の影響分と推定される600万kWを差し引いた4,100万kWと想定。



東京電力

東京電力株式会社 平成23年6月29日

11

（出所） 供給信頼度評価報告書勉強会 とりまとめ報告書（平成24年4月 電力系統利用協議会）より抜粋

震災後の東京電力の追加供給力対策の推移（東京エリア）

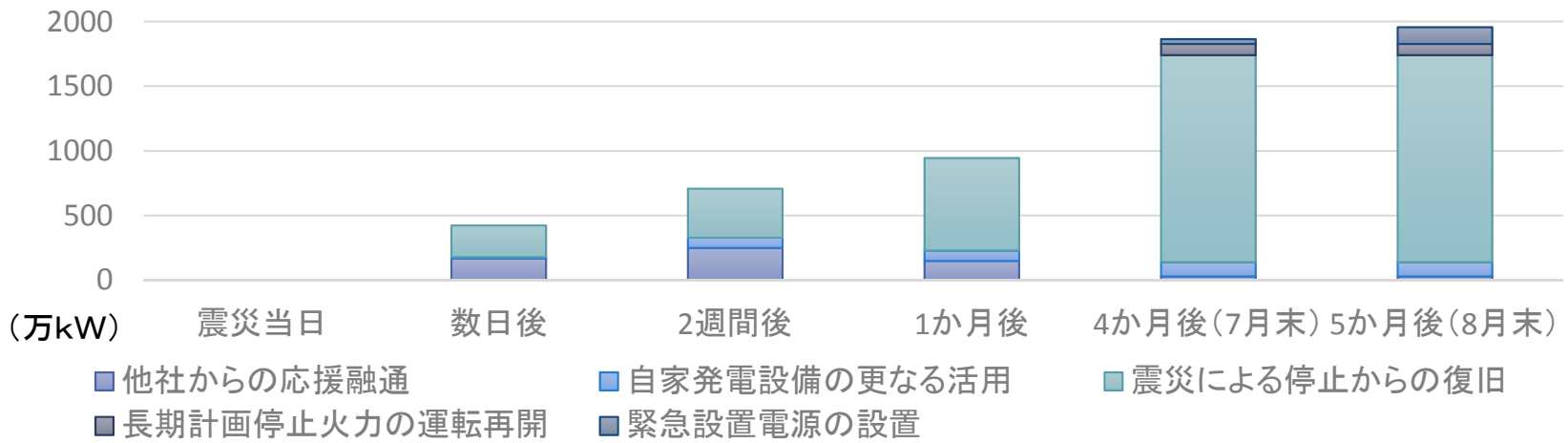
【K-7】

（万kW）

	震災前日	数日後	2週間後	1か月後	4か月後（7月末）	5か月後（8月末）
	0	424	709	946	1,866	1,958
他社からの応援融通		170	250	150	30	30
自家発発電設備の更なる活用	0	10	80	80	110	110
震災による停止からの復旧※1	0	244	379	716	1,601	1,601
長期計画停止火力の運転再開	0	0	0	0	87	87
緊急設置電源の設置	0	0	0	0	37	129

※1 ：（補修停止電源の復旧含む）
（注） 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある

（出所） 供給信頼度評価報告書勉強会 とりまとめ報告書
（平成24年4月 電力系統利用協議会）より抜粋



需要側の対策詳細（夏に向けた対策）

□ 需給調整契約の拡大を実施（東京）

335万kW（計画調整契約：215万kW、随時調整契約：120万kW）※1

□ 電気使用制限令（電気事業法第27条）の発動（H23.5.25 経済産業省）・・・政府による電力需給対策

✓対象者：大口需要家（契約電力500kW以上）

✓期間と時間帯（当初）

平成23年7月1日～9月9日の9時～20時（東北）

平成23年7月1日～9月22日の9時～20時（東京）

✓具体的内容：原則「昨年の上記期間・時間帯における使用最大電力の値（1時間単位）」の15%削減した値を使用電力の上限とする

※1：既存契約分を含めた数値

国が想定した地震ケース

【K-9】

1. 委託事業の概要(大規模地震時の電力需給シミュレーションを実施するため、平成26年度に当省が(株)三菱総合研究所に事業(*)を委託)

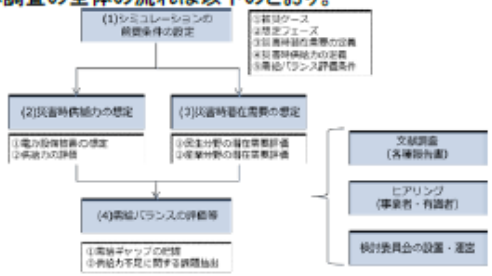
事業の目的

◆ 自然災害等対策WGの中間報告書に基づき、自然災害による様々な被災ケースを想定した電力需給のシミュレーションを実施し、具体的な供給支障量等を把握した上で、今後の復旧迅速化策や中長期を視野とした設備形成面の検討につなげる。

調査の流れ

◆ 本調査では、中央防災会議から公表されている首都直下地震や南海トラフ地震等の被災ケースから、被災後の供給力と災害時潜在需要を推計し、電力需給バランスを評価。

◆ 本調査の全体の流れは以下のとおり。



検討委員会

◆ 調査は、以下の有識者等の委員会で検討及び評価を計4回実施。

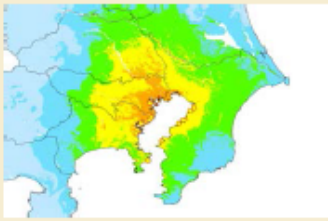
◆ 委員長:中林 一樹(明治大学大学院政治経済学研究科特任教授)

委員:井上 俊雄((一財)電力中央研究所システム技術研究所所長)
裏田 勝己(東京都総務局企画調整担当部長)
金谷 守((一財)電力中央研究所地球工学研究所所長)
早田 敦(電気事業連合会工務部長)
但見 収司(電気事業連合会電力技術部長)
多々納 裕一(京都大学防災研究所社会防災研究部門防災社会システム研究分野教授)
能島 暢呂(岐阜大学工学部社会基盤工学科教授)
飛田 恵理子(NPO法人東京都地域婦人団体連盟生活環境部理事)
若尾 真治(早稲田大学理工学術院教授)

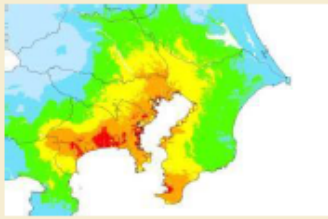
想定地震

◆ 中央防災会議が想定している大規模地震のうち、発生頻度及び電力システムに及ぼす影響度等を考慮し、以下の4つの地震を今回の想定地震として設定。

＜首都直下地震・相模トラフ沿いで発生する地震＞

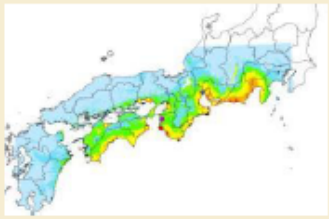


都心南部直下地震(M7クラス)
(今後30年以内で70%程度の発生確率)

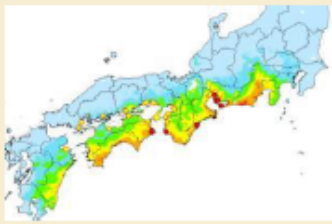


大正関東地震(M8クラス)
(200年～400年周期で発生)

＜南海トラフ沿いで発生する地震＞



東海・東南海・南海三連動地震
(M8クラス)
(今後30年以内で70%程度の発生確率)
(以下、南海トラフ(三連動)地震という)



南海トラフ巨大地震(M9クラス)
(千年あるいはそれよりも発生頻度は低いが、発生すれば甚大な被害を及ぼす)

(*:平成26年度災害に強い電気設備検討調査(災害時の電力需給等シミュレーションに関する調査))

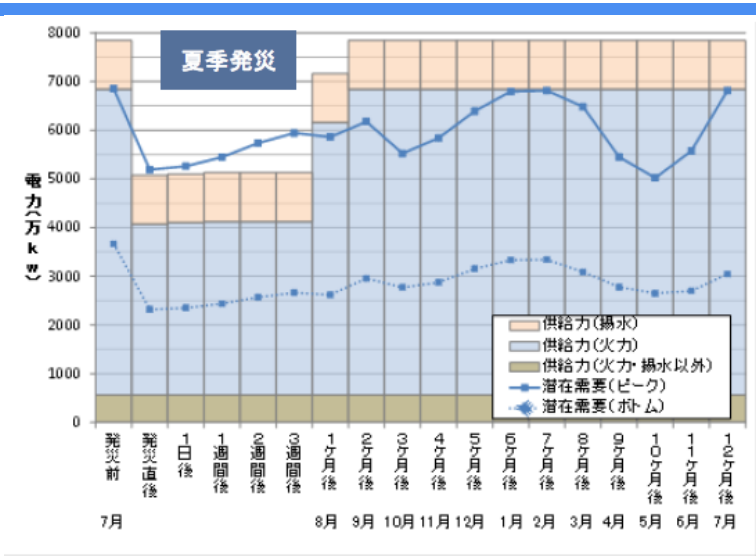
2

(出所) 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(第8回)-配布資料(資料1－1)より抜粋
http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku_anzen/denki_setsubi_wg/pdf/008_01_01_01.pdf

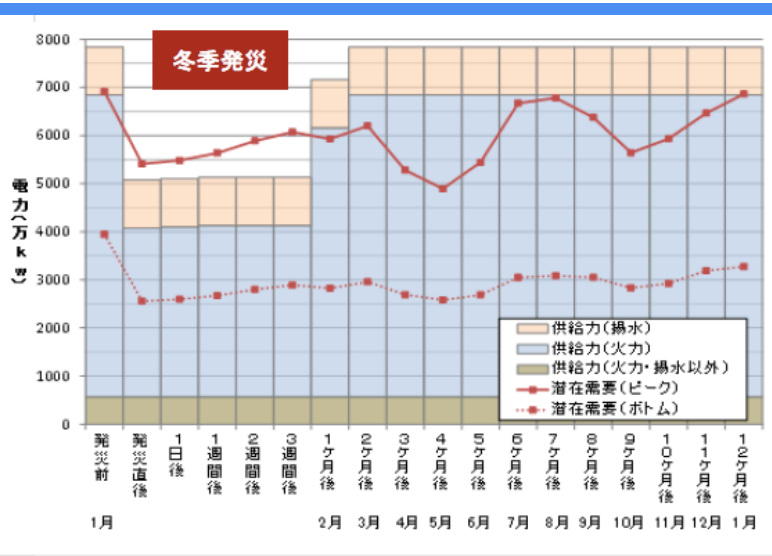
国による需給バランス評価結果

【K-10】

都心南部直下地震

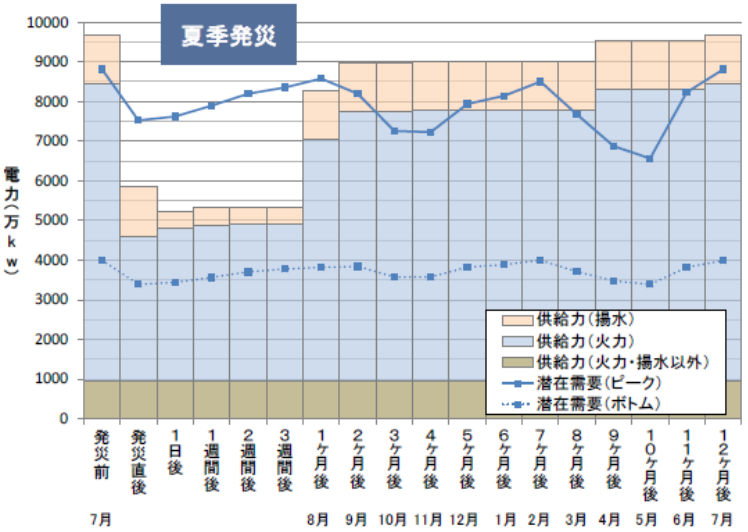


ケース1夏季発災　東3社

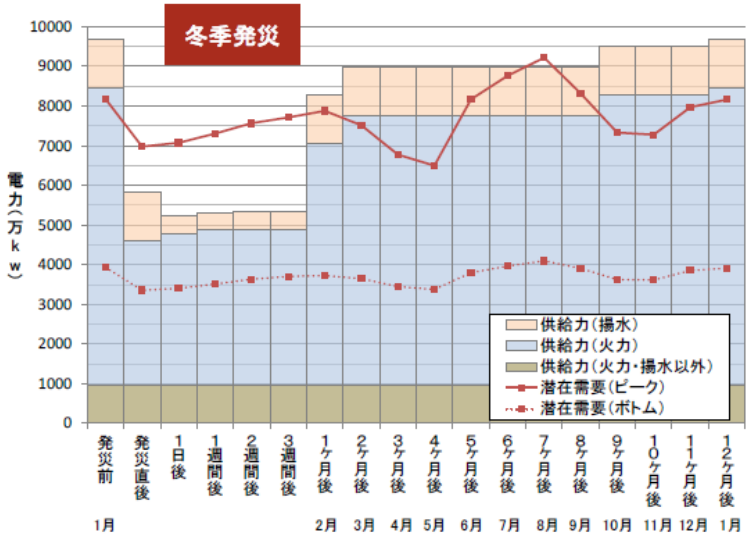


ケース2冬季発災　東3社

南海トラフ（三連動）地震



ケース1夏季発災　西6社



ケース2冬季発災　西6社

（出所）　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（第8回）-配布資料（資料1－1）より抜粋
http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku_anzen/denki_setsubi_wg/pdf/008_01_01_01.pdf

4. 試算結果を踏まえた対応策

委託事業報告書での試算結果（夏発災の場合）

○一定の前提の下でのシミュレーションの結果、**都心南部直下地震、南海トラフ(三連動)地震**ではいずれも、**東3社計、西6社計**それぞれで、**ピークとボトムの中間的な需要に対応した供給力は確保**。特に、首都圏については、発災直後はピーク需要に対応した供給がほぼ可能。

○他方、需要の立ち上がりに伴い、**発災後3～4週目には、ピーク時の潜在需要に対し、 都心南部直下地震**では**東3社計で800万kW程度、南海トラフ(三連動)地震**では**西6社計で3,000万kW程度の供給力が不足する可能性**。ピーク需要に対する供給力についても可能な限り早期に確保しておくことが重要。

設備保安面の対応策

【設備被害の軽減に向けた取組】

○ボイラー設備への対策検討

・地震時のボイラーの揺れに伴うボイラーチューブ損傷が、復旧工程における主な律速であることを考慮し、これを軽減する対策(ボイラー鉄骨のダンパーブレース補強、ボイラーチューブ整列板の形状改善等)は一部設備で既に実施。ただし、設備被害の防止を保障する対策ではないものの、ボイラー設備への被害の軽減が期待できるものであるので、事業者において設備の状況やリスク・重要度等に応じて合理的な対策の検討がなされるべき。

【発災後の早急な供給力確保に向けた取組】

○停止火力の復旧迅速化

・平常時のボイラーチューブ損傷では、平均9日、9割以上は2週間以内に復旧。これと同程度の復旧を実現できれば、発災直後から復旧作業着手までの所要期間(災害警報により現場立入ができない期間など実績ベースで1週間)を加味しても、2週目以降には順次復旧できる見込み(これを織り込まない委託事業報告書での試算では1ヶ月間停止と想定)。

・これを実現するためにも、事業者において引き続き復旧手順の整備、復旧要員・資機材の確保、応急・復旧訓練等に取り組むとともに、国においても、事業者の復旧迅速化に資するよう必要な支援を検討・整備していくことが必要。

5

（出所） 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（第8回）-配布資料（資料1－1）より抜粋
http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku_anzen/denki_setsubi_wg/pdf/008_01_01_01.pdf

国による需給バランス評価に対するまとめ

【K-12】

まとめ

○ 今般のシミュレーションにより、いずれの地震災害時にもピークとボトムの中間的な需要に対応した供給力は確保されていることが確認された。

○ また、ピーク需要に対しても、復旧迅速化等の設備保安面の対策に加え、異周波数地域からの融通(120万kW)、ピークシフト等を通じた需要家への節電要請等(東日本大震災時には、▲15%を要請)を加味すれば、都心南部直下地震では需給ギャップは発災直後から解消でき、南海トラフ(三連動)地震では、1,100万kW程度の需給ギャップは発災後2週間後には解消できる可能性。

○ なお、再生可能エネルギー※等の火力以外の供給力の状況や周波数変換装置の増強などの設備的対策、必要に応じた更なる節電要請などにより、需給ギャップが生じる期間や量は、更に抑えられる可能性。

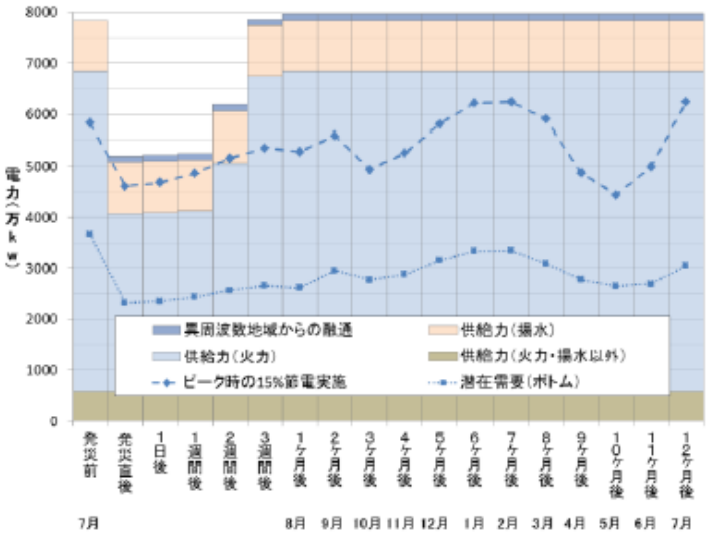
※再生可能エネルギー(水力、太陽光、風力発電)の供給力は、シミュレーション上、L5(下位5日間平均)方式で評価している。

(参考)異周波数地域からの電力融通

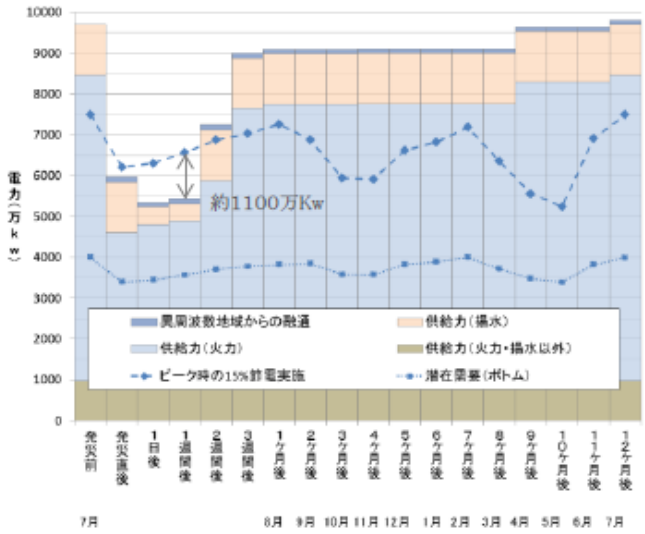
・現状では120万kW(設備容量ベース)の融通が期待できる(電力広域的運営推進機関(広域機関) において、300万kWまでの増強を検討中)。広域機関を中心とした各電力会社との融通に係る連絡・調整訓練等を通じ、円滑な融通を実現していく。

【設備保安面での復旧迅速化策及び15%の節電が共に実施されたケースの試算(対応後ケース)】

都心南部直下地震(東3社) (夏季発災)



南海トラフ(三連動)地震(西6社)(夏季発災)



6

(出所) 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(第8回)-配布資料(資料1－1)より抜粋
http://www.meti.go.jp/committee/sankoushin/hoan/denryoku_anzen/denki_setsubi_wg/pdf/008_01_01_01.pdf

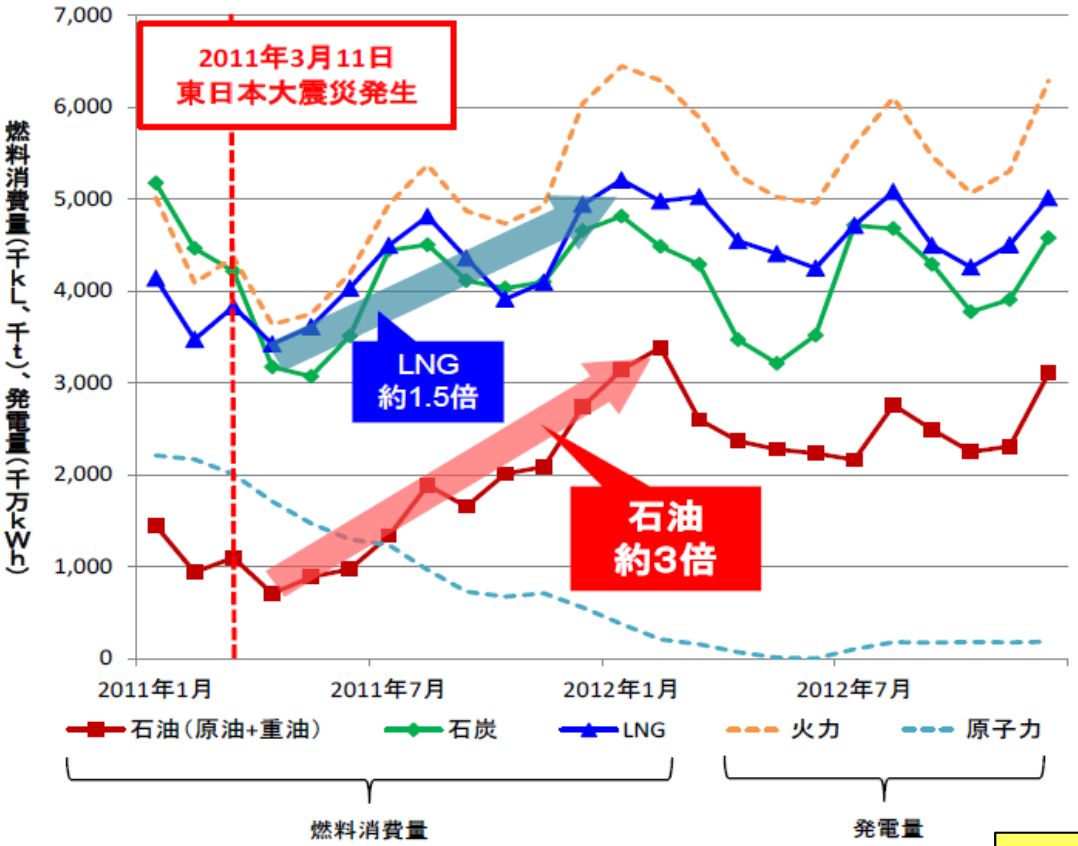
平時と災害時の設備利用率について

【K-13】

- 東日本大震災後は、石油燃料の消費量が震災前の約3倍程度に増加。
- 震災前の石油火力の平均設備利用率は22%※であったが、平成28年度供給計画によると、平成32年で14．1%、平成37年で10．1%となっている。平時の設備利用率が震災前より低くなることで、災害発生後の燃料供給量増加対応は当時よりも困難になるものと想定される。

※「長期エネルギー需給見通し　関連資料」（平成27年7月、資源エネルギー庁）p.51より。
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_02.pdf

震災以降の火力発電用燃料消費量、発電量の推移



（出所）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（資料2－3）より抜粋
（石油連盟殿プレゼン資料）

平成28年度供給計画における石油火力の利用率見通し

種類	平成２８年度	平成３２年度	平成３７年度
水力	19.1%	19.8%	21.1%
一般水力	40.9%	41.8%	41.7%
揚水	2.3%	2.9%	5.4%
火力	55.0%	49.6%	45.4%
石炭	76.6%	74.4%	70.7%
ＬＮＧ	58.6%	49.0%	41.6%
石油	19.1%	14.1%	10.1%
その他	－	－	－
原子力	3.6%	4.2%	1.5%
新エネルギー等	14.8%	16.1%	15.5%
風力	12.9%	21.3%	20.9%
太陽光	11.3%	12.6%	12.5%
その他	－	－	－
その他	－	－	－

（出所）電力広域的運営推進機関HP 「H28年度供給計画の取りまとめ」資料より抜粋
（https://www.occto.or.jp/jigyosha/kyokyu/files/160629_kyoukyu_keikaku_torimatome_bessi_1.pdf）

第10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

災害対応電源として見たときの石油火力の課題

		現状
石油	燃料調達面	● 特に、用途が基本的に電力向けのみである南方原油（超低硫黄）については、需要減退によりサプライチェーン（商流、低硫黄燃料向けの加温タンク等専用設備、精製能力、内航船等）の維持が困難になりつつあり、緊急時のみならず平時から調達が困難になる可能性あり。 ● 中東原油から生産される重油（低硫黄、高硫黄）についても、需要が減退すれば、製油所において重油をガソリン等に変換する設備の増強、内航船の減少などによって緊急時の調達が困難になる可能性有り。
	電源面	● 各発電所により、使用できる燃料のスペックが制限される場合が多い。

災害対応電源として見たときのLNG火力の課題

【K-15】

		現状
LNG	燃料調達面	以下の理由により、基地間の転送が困難。 ● ＬＮＧは殆どのタンクが払い出す設備を持たない。 ● 内航船の数が少なく、外航船を内航に使用することも法令上難しい。 ● 内航船は千t程度と小規模のため、大規模火力発電所には少なすぎる。(1/3日分程度) ● パイプラインによる供給網が貧弱。（→将来的には国土縦貫パイプラインの増強等が整備される可能性もあり得る） 以下理由により、短期間で確実に調達することが困難。 ● スポット取引では、マーケットの状況により燃料の確保に不確実性あり。 ● スポット調達には、2～3ヶ月かかる。
	燃料保管設備面	● タンク容量は、ＬＮＧ火力の稼働力に合わせて作ってあり、基本的に緊急時の追加的な受け入れのための余裕はない。 ● 現状のタンク容量のまま備蓄を増やした場合、ＬＮＧ船１隻分のＬＮＧを受け入れられなくなる問題が生じる。（船にＬＮＧを一部だけ残したまま他の基地に行く運用は技術的に困難。） 特にメンブレン船※1は、液面の動きによって壁面が損傷するスロッシング衝撃が起こる。 ● タンクで在庫を保持すると必ず発生するＢＯＧ※2を処理する必要がある。（消費もしくは再液化が必要）
		● スタンドアローンの電源を長期停止しタンクに燃料を貯蔵していない場合、再立ち上げ時にＬＮＧを入れる際には、2～3週間かけて少しずつ入れる必要あり。（大きい基地に多くの発電機が繋がっている場所で、そのうち何台かを長期停止する場合には、そのような問題は無い。）
		● 極低温の液体状態にあり、常時燃料系統を回転させておく必要あり。
	電源面	● 技術的には長期停止も可能だが、蒸気タービンと違い、ガスタービンは、高温環境下で亀裂や摩耗が生じるため、一定期間毎の修繕や部品取替えを前提として運転しており、再稼働前の点検で動翼の損傷を発見するリスクがある。

※1：船体内部に防熱材を取り付けてその表面をメンブレン（金属の薄膜）で覆った構造のタンク方式を持つLNG船のこと。
※2：低温 LP ガスや LNG のような低温液体を輸送・貯蔵する場合に、外部からの自然入熱などにより気化するガスのこと（boil off gas の略）。

容量メカニズム検討の論点（③稀頻度リスクへの対応）

- 大規模災害の発生や、原子力の停止などの稀頻度リスクに対して、十分に対応できる予備力を確保するためには、例えば、以下のような手段が考えられる。

  ①新規電源の建設の促進

  ②稼働率の低い又はゼロの火力電源、及びこれらの維持のための設備（燃料を運搬するための内航船や精製・備蓄ための設備等）の維持

  ③これらのポジワットの代わりにネガワットに期待

- ただし、上記②については、何らかの費用面の手当てがなければ、通常の市場メカニズムの下では維持されず、除却が進んでいくものと考えられる。また、一旦、設備の除却がなされれば、同様のインフラを再構築するためには、技術者の育成やインフラの構築のため、長い時間とコストを要する可能性もある。

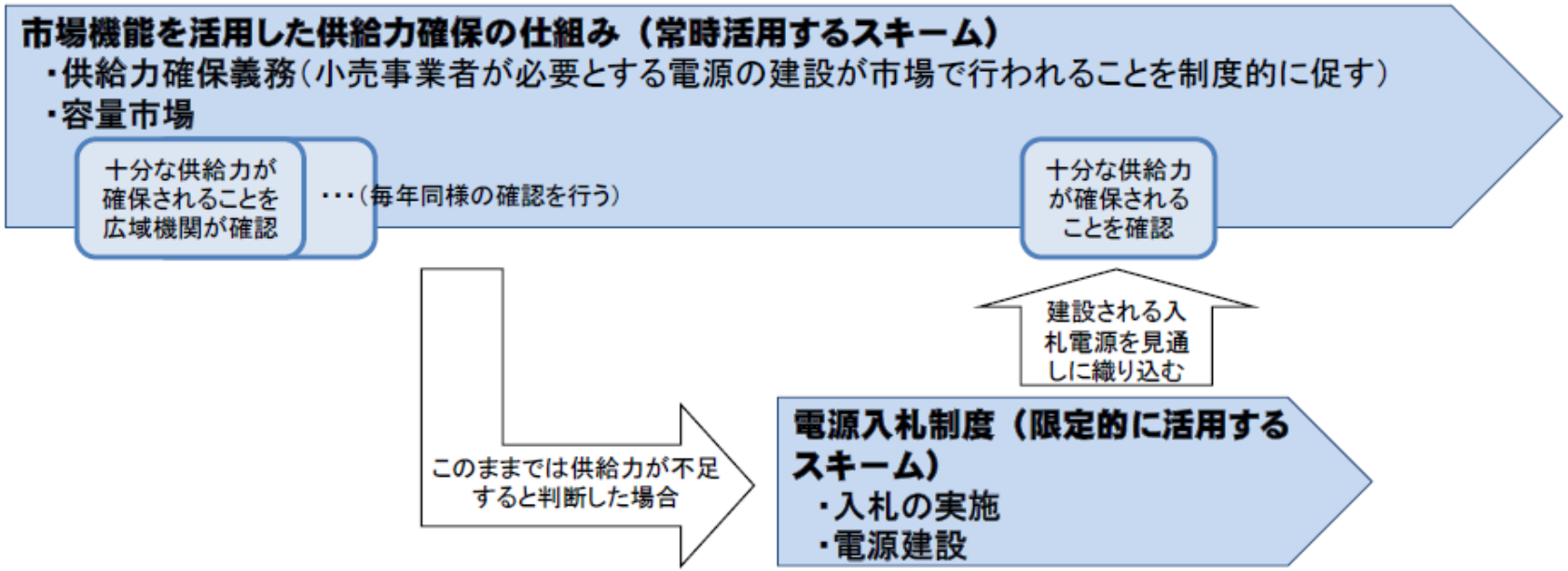
- これらを踏まえ、特に上記②について、通常の市場メカニズムの下、市場からの退出を促すこととするか。それとも稀頻度リスクに備える観点から維持することが適当か。

- 自由化で先行する欧州では、稀頻度リスクへの対応を要否も含めてどのように考えているか。容量メカニズムの中で、こうしたリスクに対応することは考えられるか。

（出所）電力基本政策小委員会（第5回）配布資料（資料6）より抜粋
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/kihonseisaku/pdf/005_06_00.pdf

容量メカニズム検討の論点（④電源入札制度との関係）

- 広域機関による「電源入札制度」は、最終的に供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして措置するものであるのに対し、「容量メカニズム」は、セーフティネットに頼らずとも発電投資が行われることを目的とするもの。
- 例えば「容量市場」方式を導入した場合、「電源入札制度」が、「容量市場」で設定される価格に影響を及ぼす、といった相互作用も考えられるため、「電源入札制度」を前提とした上で、いかにそれと整合的な設計とするか。



（注）上記は市場を活用する「容量市場」の場合の考え方であり、「戦略的予備力」などの場合には異なる整理となり得る。

第５回制度設計WG資料より抜粋 16

（出所）電力基本政策小委員会（第5回）配布資料（資料6）より抜粋
（http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/kihonseisaku/pdf/005_06_00.pdf）

電源Ⅰ必要量と供給力確保の仕組みとの関係性（前回委員会論点２）　【S-1】

＜背景＞

電力・ガス取引監視等委員会 電気料金審査専門会合の「託送供給等約款認可申請に係る査定方針案」（2015.12.2）では、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WG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、すべて託送料金原価として計上することを認めるのではなく、H3需要の6%相当を原価として認めることなった。

＜論点２－１＞

基本的な考え方は如何にあるべきか

＜対応案＞

供給力確保の仕組みの大枠は変わっていないことから、引き続き、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を、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」と位置づけられるのではないか。

更なる論点

＜論点２－２＞

小売電気事業者による供給力に期待する量をどう見込むか。

⇒p.14で議論

＜論点２－３＞

必要な供給予備力の量は。

⇒次回以降議論（p.17に追加論点）

検討の結果①

(1)周波数制御・需給バランス調整のための固定費

＜沖縄電力以外9社＞

- 周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する偶発的需給変動対応に必要な予備力の比率を乗じて算定していることを確認した。当該比率については、昭和62年中央電力協議会の報告内容より、偶発的需給変動対応に必要な予備力を年間最大3日平均電力の7%として算定している。
- しかし、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WGにおいて、偶発的需給変動対応に必要な予備力には、小売電気事業者が確保すべき調整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から、年間最大3日平均電力の7%に相当する予備力を、すべて託送料金原価として計上することは過大と考えられる。
- この点、従来から北海道電力を除く各事業者が、託送供給約款において、年間最大3日平均電力の5%に相当する予備力を一般送配電事業に必要な周波数調整のための予備力として評価を行い、託送料金原価に織り込んでいることを踏まえると、7%のうち現行の託送料金に織り込んでいる5%を託送料金として計上し、2%については、小売電気事業者の負担とすることが適当といえる。
- 他方、平成28年4月の小売全面自由化、新たなライセンス制の導入に伴い、旧一般電気事業者、旧特定規模電気事業者の如何を問わず、発電・小売事業に際して、資産を身軽にすることで競争上優位な地位を得ようとする動きが顕在化していくことが見込まれる。こうした中、出力変動を柔軟に行いやすく調整力としては有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止、あるいは廃止となる可能性がある。
- もっとも、これら電源は、純粋に送配電事業の用途のみに用いられるものではなく、ピーク時、需給ひっ迫時などにおいては、小売用途でも用いられる可能性もあるものの、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性も否定できない。
- こうした点を定量的に評価することは困難であるものの、定性的には起こり得るものと評価することで、上記小売電気事業者の負担と考えられる2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとし、託送料金原価として計上する予備力を年間最大3日平均電力の6%として再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額すべきである。

検討の結果②

＜沖縄電力＞

- 周波数調整機能を有する水力発電設備又は火力発電設備の固定費に、設備容量に対する予備力の比率を乗じて算定していることを確認した。
- しかし、予備力とした設備容量については、保有する発電設備の設備容量から、小売電気事業者の供給力確保に必要となる設備容量を除いて算定されており、周波数制御・需給バランス調整に必要な設備容量に基づく算定となっていない。
- 加えて、予備力とした設備容量は年間を通じて一般送配電事業者が確保することとなっており、小売電気事業者として負担すべきコストが按分されていない。
- このため、沖縄電力については、以下の方法で算定した予備力により周波数制御・需給バランス調整のための固定費を再算定し、これを上回る部分を託送料金原価から減額すべきである。

（ア）他社が固定費計上の前提としている偶発的需給変動対応に必要となる予備力について、他社と同様の算定方法（昭和62年の中央電力協議会で行われた、供給力の不足が見込まれる日数が所与の目標値となるよう、供給予備力の必要量を算定する方法（LOLP（loss of load probability）解析））で計算を行う。

（イ）その際には、大規模電源の設置によるコストの増加を、託送料金原価から除外するため、最大単機ユニットの出力を牧港火力発電所9号機（認可出力125千kW）として計算を行う。

（ウ）この算定結果から、小売電気事業の負担で確保することが想定される1%を除いて一般送配電事業の負担として託送料金原価でコストを回収する予備力とする。

＜共通＞

- なお、現在の供給予備力の考え方については、昭和62年以降基本的に見直されておらず、当時の電気事業を巡る環境と大きく変わってきていることから、電力広域的運営推進機関に対して、今日的に必要となる調整力の在り方について早急に検討を進めるべくタスクアウトしている。今回の託送供給等約款の審査に当たっては、託送料金原価として計上する予備力を暫定的に認めることとしたが、当該機関における結論が得られた際には、その結論を踏まえ、必要に応じ、予備力の変更に伴う約款の認可申請を柔軟に行えるような方策を検討することが望ましい。

託送料金との関係

- 昨年末に認可した託送供給等約款においては、調整力に関しては、電気事業法等の一部を改正する法律附則第九条第一項の規定に基づき一般電気事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令に規定されたアンシラリー・サービスに必要となる費用として、過去の中央電力協議会での議論の成果等も踏まえ、例えば、
  - 需給バランス調整・周波数制御に係る調整力の固定費については、水力・火力の対象電源の固定費のうち、最大需要の６％相当分
  - 同様に、可変費部分については、流通対応需要の2.5%相当分に電源間の単価差を乗じた可変費

  との考え方に基づき算定されている。
- これについては、広域機関による調整力の必要量が決まるまでの措置として、あくまで約款上認められるべき金額として整理されたもの。今般の調整力の調達公募における募集量（≠募集金額）は、上記金額に必ずしも束縛されるべきものではない。必要となる量を特定し、公募調達が適切に実施されることが期待される。
  （仮に、特定の事業者が、束縛されないということであまりにも大量の調整力を調達した場合には、認められた認可料金以上のコスト負担が発生するのみ。また、効率的に調達することで、例えば、水力・火力の６％相当分以上の出力の調整力調達をすることも当然可能。）

※　なお、今後広域機関において、調整力の必要量が定まってきた場合には、上記中央電力協議会の考え方と、大きく異なった考え方・量が設定されることもあり得る。この場合には、必要に応じて、一般送配電事業託送供給等約款料金審査要領の改定等、適切な調整力の費用回収のために必要な対応を行うこととなる。

＜論点２－２＞　小売電気事業者による供給力に期待する量をどう見込むか　【S-5】

＜背景＞

当機関が平成２８年度供給計画の取りまとめを行ったところ、小売電気事業者の多くが中長期の供給力を「調達先未定」としていることがわかった。このことを踏まえ、当機関は６月２９日に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ところ。

＜対応案＞

当該措置が講じられていない現時点では、あくまで暫定的措置として、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についても、原則として、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はないか。

※小売電気事業者には引き続き供給力確保義務があることに留意が必要

【参考】平成28年度供給計画における小売電気事業者の供給力確保状況

【S-6】

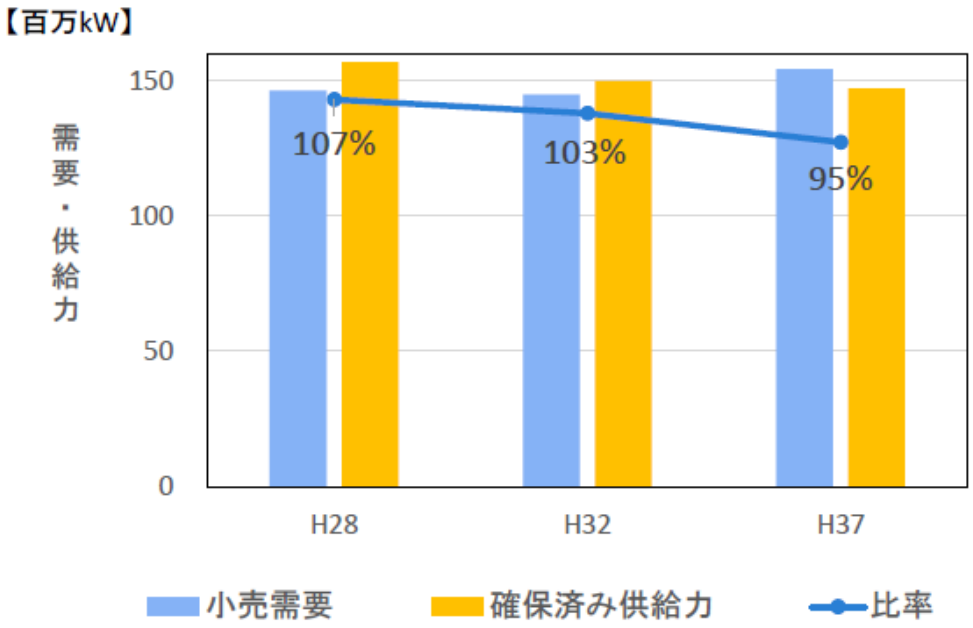


図６－８　小売電気事業者が確保している供給力
（最大需要電力が２００万ｋW以上の事業者を集計）

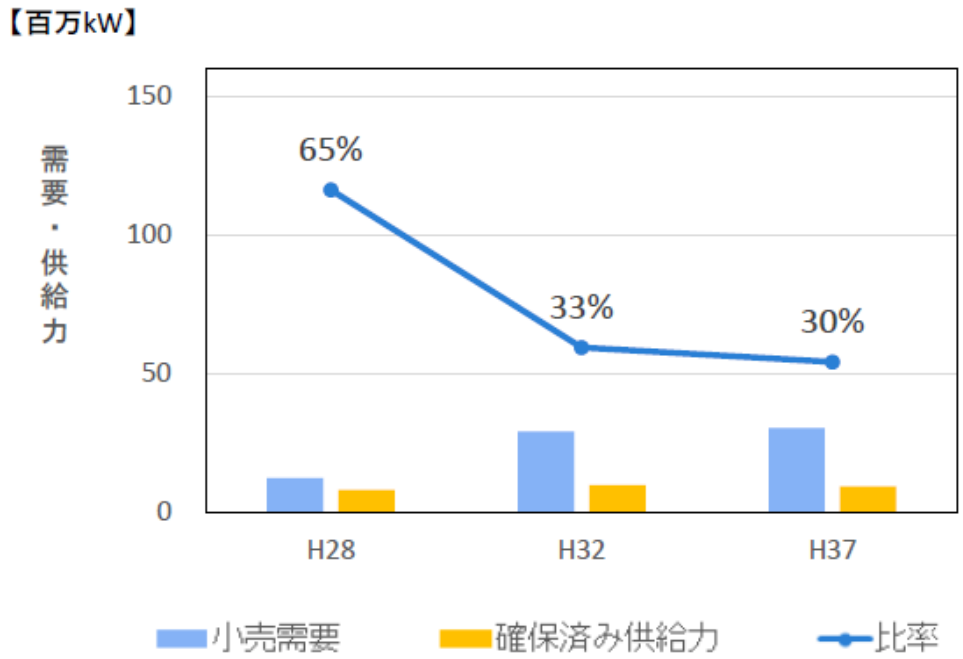


図６－９　小売電気事業者が確保している供給力
（最大需要電力が２００万ｋW未満の事業者を集計）

出所）「平成28年度の供給計画の取りまとめ」（電力広域的運営推進機関, H28.6）より抜粋
http://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/2016-0629-kyoukei.html

【参考】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（抜粋）

１．小売電気事業者の供給力確保の実効性について

今回の供給計画からは、小売電気事業者の多くが、中長期の供給力を「調達先未定」として計画していることがわかった。この調達先未定の供給力については、小売電気事業者が、現時点において相対契約等で長期に亘る供給力を確保していないものの、今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じて、調達されていくものである。

今後、原子力発電の再稼働や新規電源の導入により、経年火力は停止され、電源が入れ替わっていくことが想定される。しかし、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新設・入替えが行われない可能性があり、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も懸念される。

このため、当機関としては、上記の状況を注視しながら、今後実施する需給変動リスク分析において、将来の電力需給の見通しや、電源入札等の実施の必要性などについて検討を深めていくこととする。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。

出所） 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（2016.6.29）より抜粋
http://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/2016-0629-kyoukei.html

１－１．背景と課題

■ 前回の委員会を踏まえた、背景と課題の整理は以下の通り。

【背景】

✓ 第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（6/28）において、平成28年度夏季の平年H3需要に対する需給バランス評価、及び、猛暑H1需要に対する需給変動リスク分析を実施

✓ 分析の結果、猛暑H1需要に対しては、運用上の追加対策を以て需給バランスを維持できることを確認

【課題】

✓ 平成28年度夏季については、猛暑H1需要に対しても需給バランスを維持できる評価になったものの、来年度も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はない。

需給変動リスク分析　①猛暑H1需要発生時の需給バランス　10

- 第2回委員会で、今回の需給変動リスク分析は、電力需給検証小委員会の気象条件を前提とした最大電力想定（猛暑H1需要）に対して、供給予備率が、同小委員会で最低限確保すべきとされた3%を上回るかどうかにて評価することとした。
- 10エリアの一般送配電事業者から提出された平成28年度夏季（7～9月）の猛暑H1需要発生時の需給バランスは、以下のとおり。
- 東京エリア以外9エリアは、同小委員会で最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っている。
- 東京エリアにおいて、供給予備率3%を確保するためには、7月で130万kW程度、8月で15万kW程度の追加的な需給対策が必要。（⇒次頁にて整理）

平成28年度夏季需給バランス（猛暑H1）　（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

OCCTO

（出所）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（資料1）より抜粋

需給変動リスク分析＜東京エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー＞　11

- 東京エリアにおける運用上の追加的な対策メニューとその効果量は以下のとおり。
- 運用上の追加的な需給対策により、供給予備率3%を確保するために必要な供給力を上回ることが確認された。

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（次頁参照）
		60Hzエリア	0	0	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（次頁参照）
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	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
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		

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN
OCCTO

（出所）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（資料1）を加工

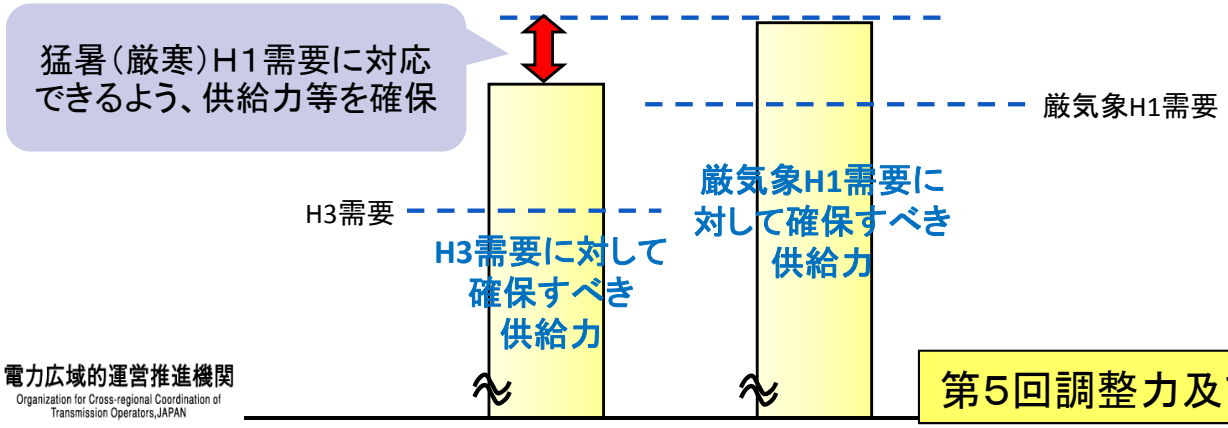
１－２.【論点１：猛暑（厳寒）H1需要への対応の要否】

【論点１】
猛暑（厳寒）H1需要に対しても、確実に一定の信頼度を充足するための対応を行うべきかどうか。

【現状】
これまで、国の電力需給検証小委員会では、旧一般電気事業者に対して、猛暑（厳寒）H1需要に対しても一定の信頼度を確保するための対応を求め、それでも信頼度が確保できない場合には、政府から特別な節電要請が行われてきた。

【方向性（案）】
・ １０年に１回程度の猛暑（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不足が発生し、国からの特別な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）といった状況に陥らないよう、供給力等を確保する措置を行うこととしたい。

※10年に1回程度の猛暑（厳寒）を超えるリスクや猛暑と電源のトラブルの同時発生リスクについては、系統にある供給余力の広域的な活用や電源の作業停止計画の調整などの対応により供給力不足の回避に努めるが、いかなるリスクに対しても節電の要請や停電が回避できるだけの対応を採るものではないことに留意が必要。



１－５.【論点４：「電源Ⅰ´」の算出方法】

【論点４】「電源Ⅰ´」の必要量をどのように算出するか。

【現状・課題等】
- 電力需給検証小委員会では、至近10か年の猛暑（厳寒）の需要に対し、供給予備力を3%確保することを基準としている。
- 当機関では、平年H3需要に対する供給予備力必要量と実需給断面で必要となる調整力について検討中。

【議論の方向性】
- 「電源Ⅰ´」は、原則、以下の通り算出することとしてはどうか。

電源Ⅰ´＝（猛暑（厳寒）H1需要に対する必要供給力）－（平年H3需要に対する必要供給力）
①　②

①	今回の公募においては、「猛暑（厳寒）H1需要×103%」としてはどうか。 猛暑（厳寒）H1需要：電力需給検証小委員会の方法を基本としつつ、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ものとしてはどうか。なお、この基準は、定義も含め当機関にて検討を行い、見直しの結論を得た場合は来年度以降の公募に反映。 103%：電力需給検証小委員会の考え方を準用。なお、今後の本委員会における検討により、見直しの結論を得た場合は来年度以降の公募に反映。
②	今回の公募においては、「平年H3需要×（100＋x）%」としてはどうか。 平年H3需要：平成28年度供給計画の第2年度における平年H3需要の値を使用。 x%：本委員会における必要予備力の検討結果を踏まえて設定。

- 電力需給検証小委員会での評価手法を踏襲し、必要量は「エリア毎」に算定することとし、必要量の確保先（他エリアから確保するか）については、電力・ガス取引監視等委員会の議論を踏まえ、まずは、当該エリア内とする。

電源Ⅰ・電源Ⅰ´の必要量の基本的な考え方

＜電源Ⅰ´の必要量に関するこれまでの経緯＞

■ 第5回委員会での提案は、「確保が見込まれる供給力だけでは厳気象H1需要対応に必要な供給力に足りない場合、その不足分を電源Ⅰ´として確保する」との考えのもと、具体的な算定式（下記）の中では、「確保が見込まれる供給力」を「H3需要＋必要供給予備力（H3需要のx% ※1 ）」としていた。

電源Ⅰ´＝ 猛暑（厳寒）H1需要 × 103% － 平年H3需要 × （100＋x）%

※1　従来、x＝8～10%

■ その後、前回委員会において、信頼度の基準値を一律とした場合に偶発的需給変動対応の必要予備力がエリア間で異なるという結果とともに、上記算定式を補正する必要性について述べた。

＜電源Ⅰ´の必要量に関する今回の提案内容＞

■ あくまでもAの値は供給計画取りまとめ等の際（計画断面）に行う需給バランス評価の基準であり、エリアごとの電源Ⅰ´必要量の算定にあたっては、「A＜B」のエリア（イメージ図のエリア1、2）であっても、小売電気事業者が実需給断面までに供給力確保義務に基づく供給力確保を行うことを考慮すべきではないか。

■ その際、制度設計WGにおいて供給予備力のうち持続的需要変動対応分（従来、H3需要の1～3%）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、小売電気事業者によって「H3需要×101% ※2 」の供給力が確保されることを見込むこととしてはどうか。

※2　1～3%のうち低いほうの1%を採用

■ 更に一般送配電事業者により確保される調整力（電源Ⅰ）も考慮すると、算定式は以下の通りとなる。

電源Ⅰ´＝（厳気象H1需要 × 103%）－（<u>平年H3需要 × 101%</u> ＋ <u>電源Ⅰ必要量</u>）

厳気象H1需要対応に必要な供給力　　小売電気事業者による確保見込み分　　一般送配電事業者の確保分

電源Ⅰ・電源Ⅰ´の必要量の基本的な考え方（続き）

【S-14】

＜電源Ⅰの必要量に関する議論＞

■ 供給計画取りまとめ等の結果として（「A＞B」のエリアにおける「A－B」の予備力など）必要な予備力※1が確保できていない場合には電源入札等（廃止電源の維持を含む）により対応する※2ことを前提に、電源Ⅰ必要量において予備力確保の観点は特段考慮しないこととし、今秋の一般送配電事業者の調整力公募においては、電源Ⅰの必要量を全エリア一律に「電源Ⅰ＝B」として進めることで良いか。

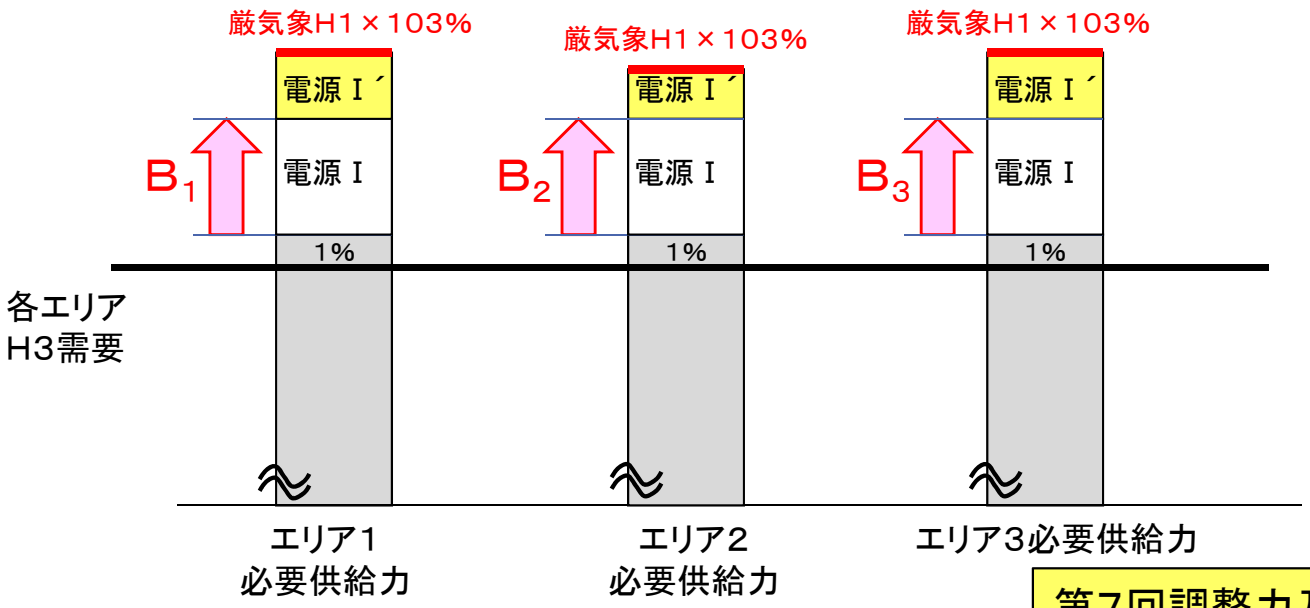
※1 供給計画取りまとめ等の際の基準となる必要予備率については、前回委員会において事務局からエリアごとの必要予備率が大きく異なるという分析結果を示したが、十分確認が必要である等のご意見をいただいており、引き続き検討を進める。

※2 電源入札等は自動的に行うものではなく、本委員会を含む慎重な議論のうえで実施。

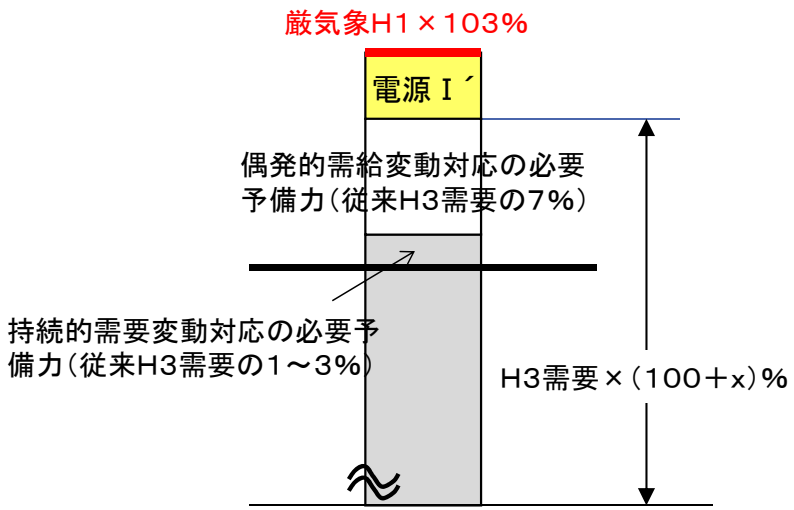
（参考） 電源Ⅰ´必要量の算定イメージ

今回の電源Ⅰ´必要量の考え方は、電源Ⅰ´公募結果、必要供給予備力の検討結果、供給計画取りまとめや電源入札の要否検討などの結果を踏まえ、今後も必要に応じて見直しを実施。

＜今回提案内容＞



＜第5回委員会時点でのイメージ＞



論点1：周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方②

○供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。

○したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。

○なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1～3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需給変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8～10%（※）	

（※）ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要（年間最大3日平均の需要）に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」：

◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。

◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

「偶発的需要変動対応」：

◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。

（例）

－小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。

－発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。

◆この部分については、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考えることが適当ではないか。

（出所）第8回制度設計WG資料5－2
http://www.meti.go.jp/committee

電源Ⅰ´に関する細部事項　その1（どの月を基に算出するか）

【S-16】

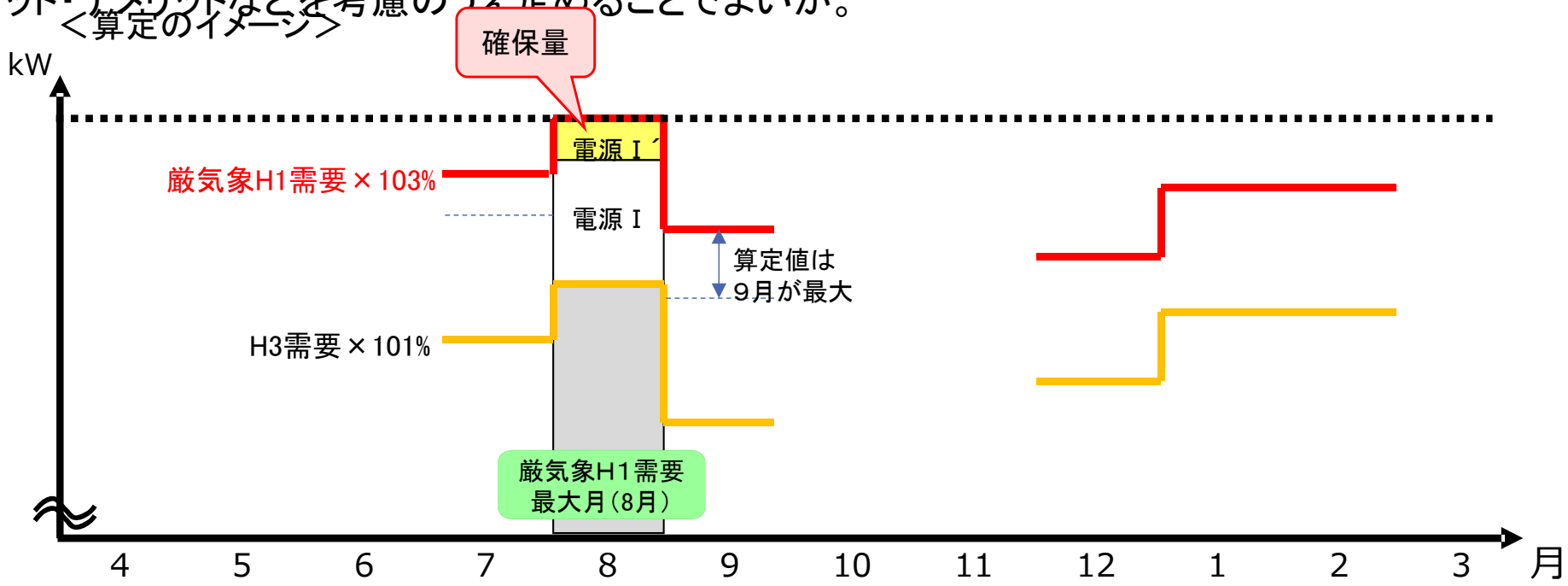
＜論点a＞　月ごとの算定値の違いの扱い

P7の式に基づいて月ごとの値を算定すると、厳気象H1需要が最大でない月の値が最大となる場合がある。

しかし、高需要の発生が懸念されない時期を優先して補修が計画されることを考慮すると、厳気象H1需要が最大でない月の算定値をもとに電源Ⅰ´を確保するのは過剰な対応であると考えられることから、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で良いか。

なお、電源Ⅰ´の確保期間については、厳気象H1需要に対応できる供給力を確保するという目的の範囲内で、電源Ⅰ´調達・運用を行う一般送配電事業者が、エリアの需給の見通し、長期契約・短期契約のメリット・デメリットなどを考慮のうえ定めることでよいか。

＜算定のイメージ＞



（注）：試算として、厳気象H1需要として電力需給検証小委員会の考え方に準じて試算した今夏（H28）の想定値を、H3需要としてH28供給計画における 第1年度の想定需要をそれぞれ用いた場合、7月：33万kW、8月：33万kW、9月：52万kWと算定されるエリアがある。

電源Ⅰ´に関する細部事項　その2（必要量の補正）

＜論点b＞　電源Ⅰ´必要量の補正

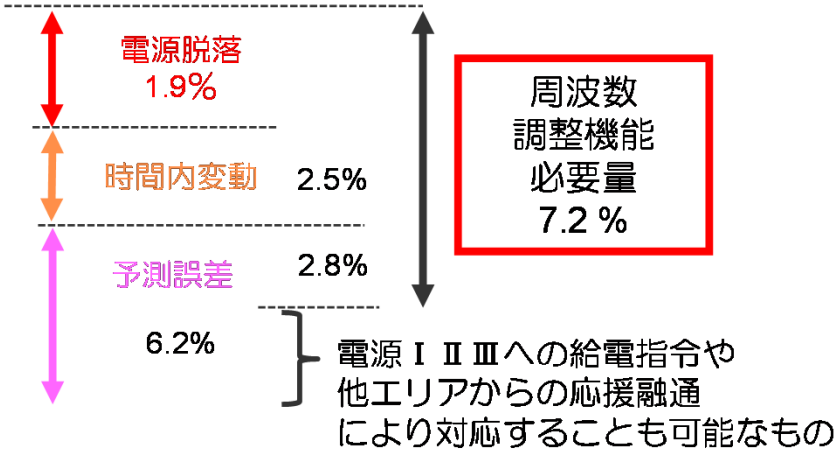
電源Ⅰ´必要量について、以下の補正を行うことが適当ではないか。

① 電源Ⅱとして契約される火力電源の過負荷運転等による増出力運転分を公募対象とした場合、低価格の応札によって募集量が先取りされ、過負荷運転を除く実質的な募集量に対する予見性を損なうことになる。従って、次年度も電源Ⅱとして契約される蓋然性が高い火力電源の増出力運転分については、公募対象とせず、電源Ⅰ´の公募量からあらかじめ控除する。

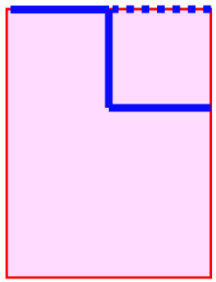
② 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ´の確保量に反映させる。（例えば、厳気象H1需要に対する揚水発電の供給力のほうが平年H3需要に対する揚水発電の供給力よりも小さければ、電源Ⅰ´必要量に加算する。）

一般送配電事業者による周波数制御機能付き必要量検討結果（H28.4～7実績による算出結果）

H28年度4月～7月実績での東京エリアにおける算出結果（全時間帯3σ値）

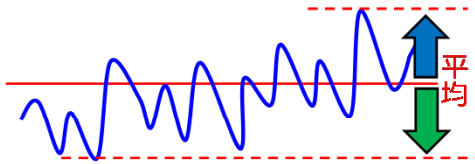


電源脱落直後（瞬時の対応）



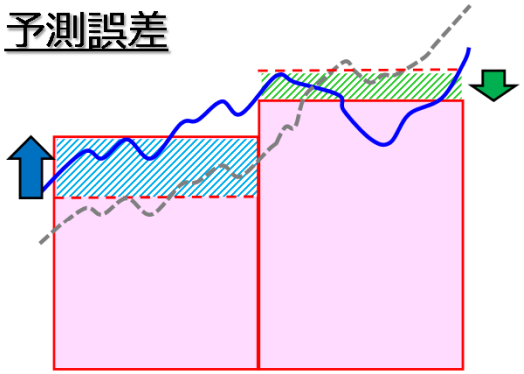
- 同一周波数連系系統の系統容量に対する単機最大ユニット容量比率

時間内変動



- 残余需要（需要－再エネ）の30分コマの平均値からの偏差

予測誤差



- 残余需要（需要－再エネ）の実績と想定の差
- GC以降の予測誤差の一部は周波数調整機能が必要

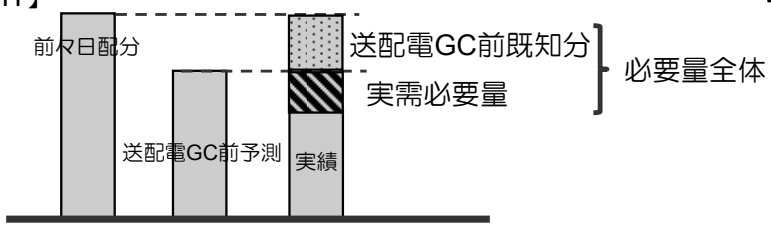
出所）東京電力パワーグリッド　ヒアリング時の説明資料（抜粋）

一般送配電事業者による周波数制御機能付き必要量検討結果（周波数制御機能の要否）【S-19】

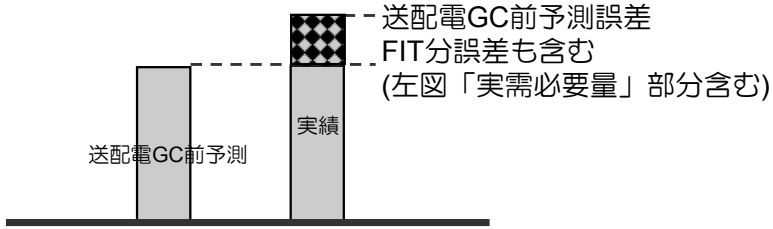
各要素の試算方法と周波数調整機能の要否は、以下のとおり。

	考え方と試算方法	電源分類	周波数調整機能要否	領域
電源脱落直後（瞬動予備力）	• 単機最大ユニット脱落直後に対応 • 同一周波数連系系統の系統容量に対する単機最大ユニット容量比率から算出	Ⅰ-a	• 電源脱落時に早期に周波数を適正に維持するために瞬時の応動が必要であることから、周波数調整機能は必要	ＧＦ領域
時間内変動	• 残余需要実績と30分平均値との偏差を30分毎に算出(年間3σ値より算出)	Ⅰ-a	• 時々刻々変化する需要に対する出力変動にあたる部分 • 30分平均値との差であり、この部分を調整するためにはオンラインかつ調整機能が求められる。 • 30分以下の変動を全て含んでいるため将来はさらに細分化の必要がある。	GF、ＬＦＣ、ＤＰＣ領域
予測誤差	• FIT前々日配分値と実績値の差分およびＧＣ時点の送配電需要予測と実績との誤差	Ⅰ-b（一部はⅠ-a）	• FIT想定誤差のうち前々日配分値と一般送配電事業者のＧＣ前予測との差分については、事前に把握できることから周波数調整機能は不要と考えられる。 • 30分コマ内で発生する再エネ・需要予測誤差については、予測不能なものであり周波数調整機能が必要。	DPC領域（一部にＬＦＣが必要か）

【FIT】



【残余需要】



出所）東京電力パワーグリッド　ヒアリング時の説明資料（抜粋）

【事務局追記】

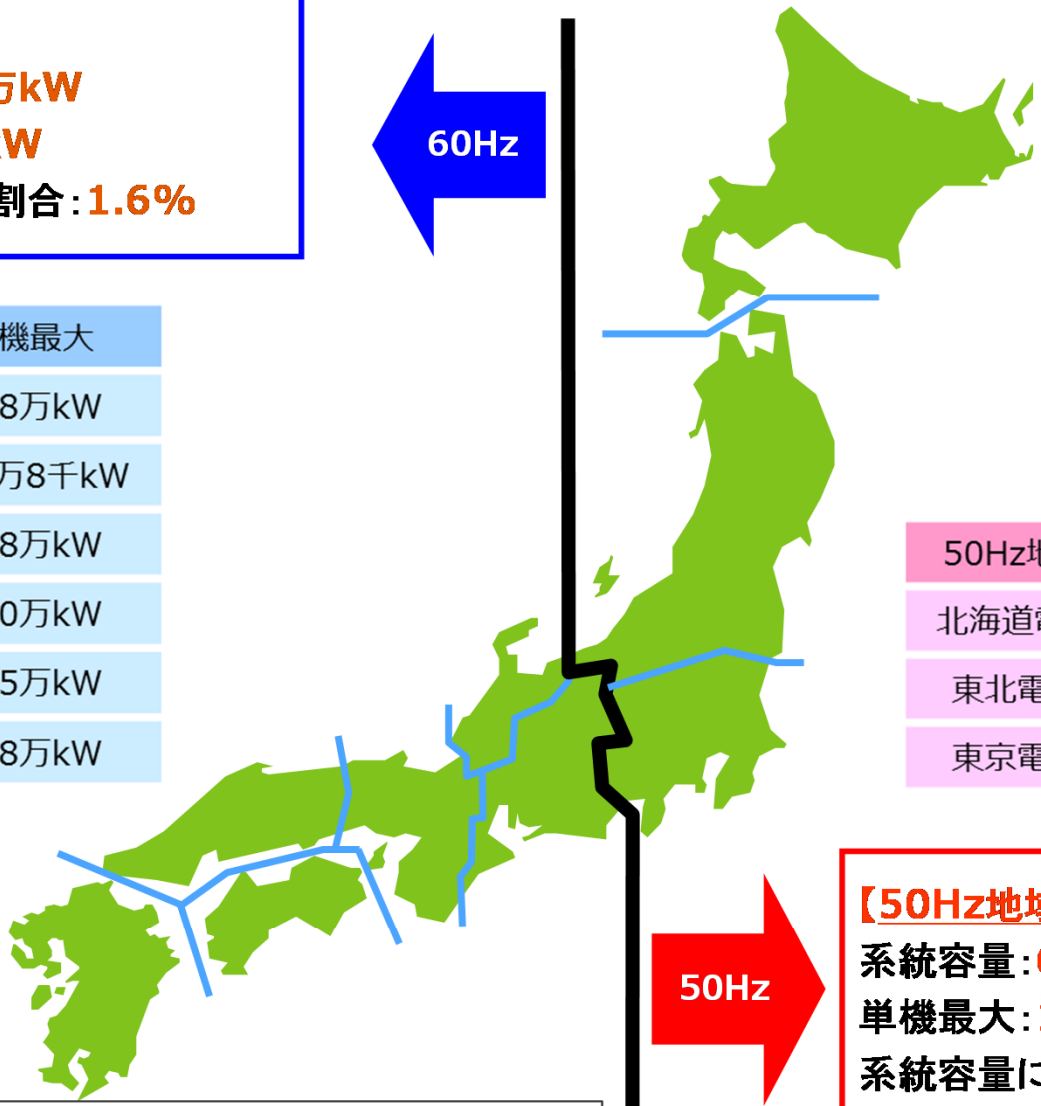
DPC（Dispatching Power Control、運転基準出力制御方式）：中央給電指令所の需給自動制御装置から出力指令値を各発電所に送信し、本方式の発電所は自動出力制御装置を介して自動で発電機出力を制御する運転方式（出所：東京電力パワーグリッド「周波数調整・需給運用ルール」）

(参考)一般送配電事業者の検討における電源脱落直後の瞬時対応分の考え方

【60Hz地域】
系統容量:8,635万kW
単機最大:138万kW
系統容量に占める割合:1.6%

60Hz

60Hz地域	単機最大
中部電力	138万kW
北陸電力	135万8千kW
関西電力	118万kW
中国電力	100万kW
四国電力	105万kW
九州電力	118万kW



50Hz地域	単機最大
北海道電力	91万2千kW
東北電力	110万kW
東京電力	135万6千kW

50Hz

【50Hz地域】
系統容量:6,988万kW
単機最大:135万6千kW
系統容量に占める割合:1.9%

系統容量は平成28年度供給計画における当該年度見通し

出所)東京電力パワーグリッド　ヒアリング時の説明資料(抜粋)

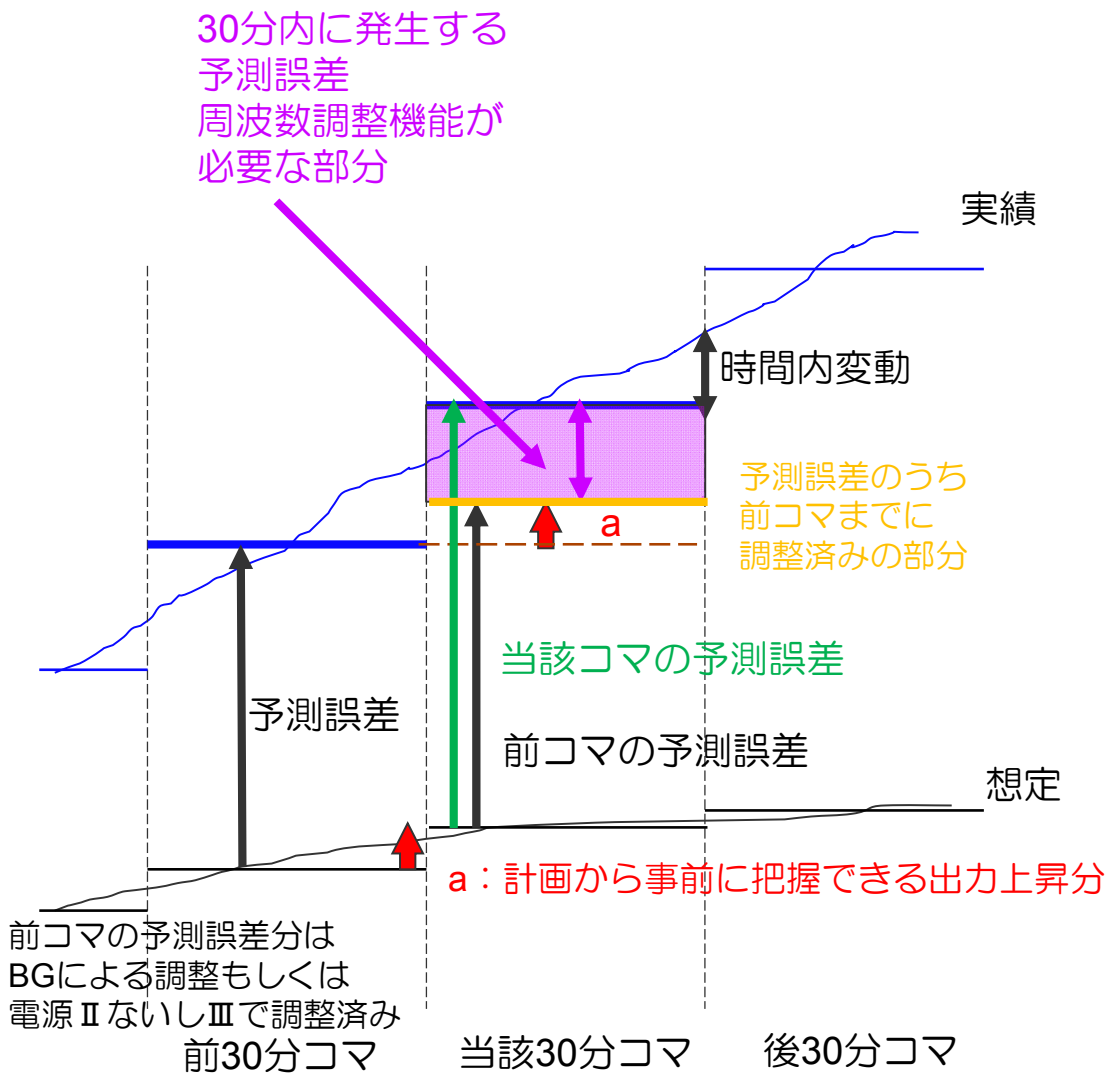
予測誤差のうち周波数調整機能が必要な部分について

考え方

予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。
このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

30分コマで発生する予測誤差については周波数調整機能が必要

現状30分コマ以下の計画がないため、これ以上細かい時間で誤差を切り分けることが出来ないが、30分コマ内の予測誤差は30分の中でいつどのように発生するか予測できないもの。
（需要変動や天候・気温の変動で発生するものであり30分コマの最初で発生するかもしれないし、最後の数分で発生する可能性もある）
このため、事前に調整することは不可能。
自動で対応せざるを得ない部分であり周波数調整機能が必要となる。



出所）東京電力パワーグリッド　ヒアリング時の説明資料（抜粋）

一般送配電事業者による電源Ⅰ－a必要量の検討結果

■ 第7回委員会（9／26開催）資料2参考資料の算出方法に基づき、各一般送配電事業者が算出した電源Ⅰ－a必要量の試算値※及び募集量は以下のとおり。 ※第8回委員会にて報告された試算値（p.6、7参照）

残余需要ピーク95%	H28.4～8	H27.4～8	H27年度(年間)	募集量	設定理由
北海道	9.3%	6.4%	7.8%	7.0%	①
東北	7.6%	6.9%	7.0%	7.0%	①
東京	6.1%	4.9%	5.4%	6.1%	②
中部	5.8%	6.7%	6.6%	6.6%	③
北陸	5.2%	6.4%	6.5%	6.5%	③
関西	5.4%	5.9%	6.6%	6.0%	②※1
中国	6.7%	7.1%	7.2%	7.0%	①
四国	6.0%	6.0%	6.1%	6.2%	③※1
九州	5.9%	6.4%	6.5%	7.0%	④※1
沖縄	6.5%	5.7%	5.9%	57MW	④※1

●%はH3需要に対する比率

□：試算値を採用

□：試算値を基に補正

※沖縄エリアについては「電源脱落（直後）」分は含まれない

※1 次頁に追記あり

	募集量設定の考え方
①	H27,28年度の試算結果は7%以上であるが、7%あれば現状調整できており運用可能と思われるため7%を採用。
②	制度改革後の今年度の実績をベースに試算した値を採用。
③	年度を通して試算ができるもののうち、最新の実績をベースに試算した値を採用。
④	その他

一般送配電事業者による電源Ⅰ－a募集量設定の考え方（追記）

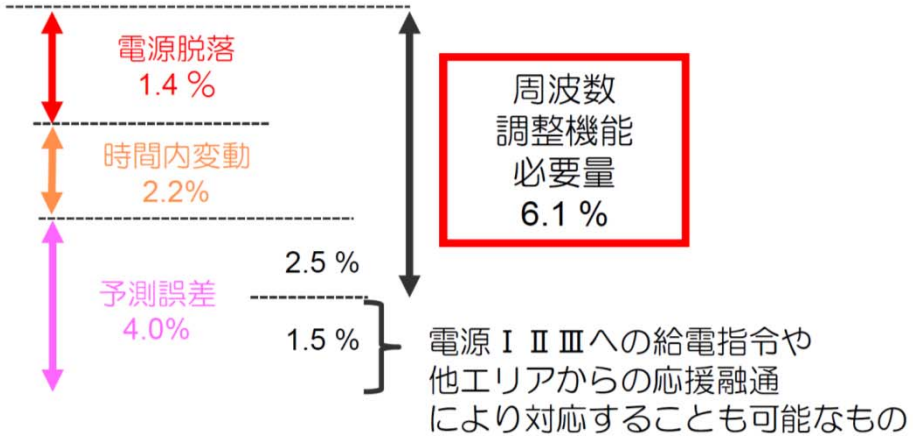
関西②：H28年4～8月をベースに、H27年4～8月から年間の伸び率を反映。

四国③：H27年間ベースに、予測誤差については、H27年度は1時間想定値による算出値であるため
H28年度の実績値を採用。
（電源値Ⅰ-a 募集量＝ 電源脱落（1.2%） ＋ 時間内変動（2.1%） ＋ 予測誤差（2.9%） ＝ 6.2%）

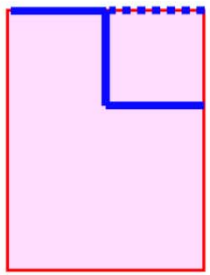
九州④：H27、H28の実績データからの試算値では、29年度の再エネ連系増加分が考慮出来ていないこと、
またH27年間の試算値は6.5%となっており、電源Ⅰ必要量7%との裕度も少ないことから、電源Ⅰはすべて
電源Ⅰ-aとして募集・運用する。（電源Ⅰ-a=7%）
（太陽光については、昼間最低需要※800万kW程度に対し、接続済みが約650万kW（28.8末）となって
おり、29年度には、接続可能量817万kWを超過する見込み）
※ 昼間最低需要は、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最低需要

沖縄④：H28の実績データによる必要量試算値は6.5%となっている。一方、沖縄エリアは独立系統である ため、
供給力（電源Ⅱの余力を含む）がエリア外に流出することはなく、当面の間はGC前に見込んでいた
電源Ⅱの余力が実需給でも調整力として期待できる。よって、実需給運用実績を踏まえ、
年間をとおして最低限必要な調整力となる 57MW（送電端）を募集する。

東京電力　H28年度4月～８月実績での算出結果（残余需要ピーク95%）

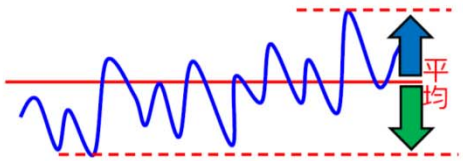


電源脱落直後（瞬時の対応）



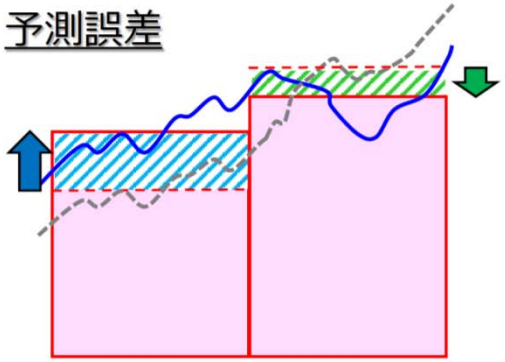
- 同一周波数連系系統の系統容量に対する単機最大ユニット容量比率

時間内変動



- 残余需要（需要－再エネ）の30分コマの平均値からの偏差

予測誤差



- 残余需要（需要－再エネ）の実績と想定の差
- GC以降の予測誤差の一部は周波数調整機能が必要

1．H28年度データ(4月～8月)に基づく電源Ⅰ-a必要量の試算結果

➢ 第7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の電源Ⅰの算定条件を参考に以下の点を見直して試算。
- 対象時間　残余需要ピーク×95%以下の時間帯は電源Ⅱに期待する前提で、残余需要ピーク×95%以上のコマを対象とする。【参考】全時間帯での試算結果
- 電源脱落量　広域機関の試算で見込んでいる単機最大ユニット。（50Hzエリアは100万kW　60Hzエリアは105万kW）

試算結果　各エリアのH3需要に対する%値

残余需要ピーク95%	H28.4～8月
北海道	9.3
東北	7.6
東京	6.1
中部	5.8
北陸	5.2
関西	5.4
中国	6.7
四国	6.0
九州	5.9
9社平均（沖縄除き）	6.4
沖縄※1	6.5

【参考】　各エリアのH3需要に対する%値

全時間帯	H28.4～8月
北海道	9.4
東北	8.9
東京	7.2
中部	8.4
北陸	7.9
関西	7.8
中国	8.7
四国	8.0
九州	9.0
9社平均（沖縄除き）	8.4
沖縄※1	7.4

※１：沖縄エリアについては「電源脱落（直後）」分は含まれない

【参考】Ｈ２７年度データから秋季・冬季データの傾向把握

■ 今回の分析はH28年度4～8月であり、秋季・冬季の実績が含まれていないため、
参考でH27年度4～8月とH27年度年間データでの試算を実施。
秋季・冬季が加わることで必要量は増加傾向にある。
なお、H27年度は1時間想定値しかないため、30分内予測誤差を1時間内予測誤差／２で算出。
このためH28年度の試算結果と単純比較することはできない。（※沖縄はH27年度も30分想定値を使用）

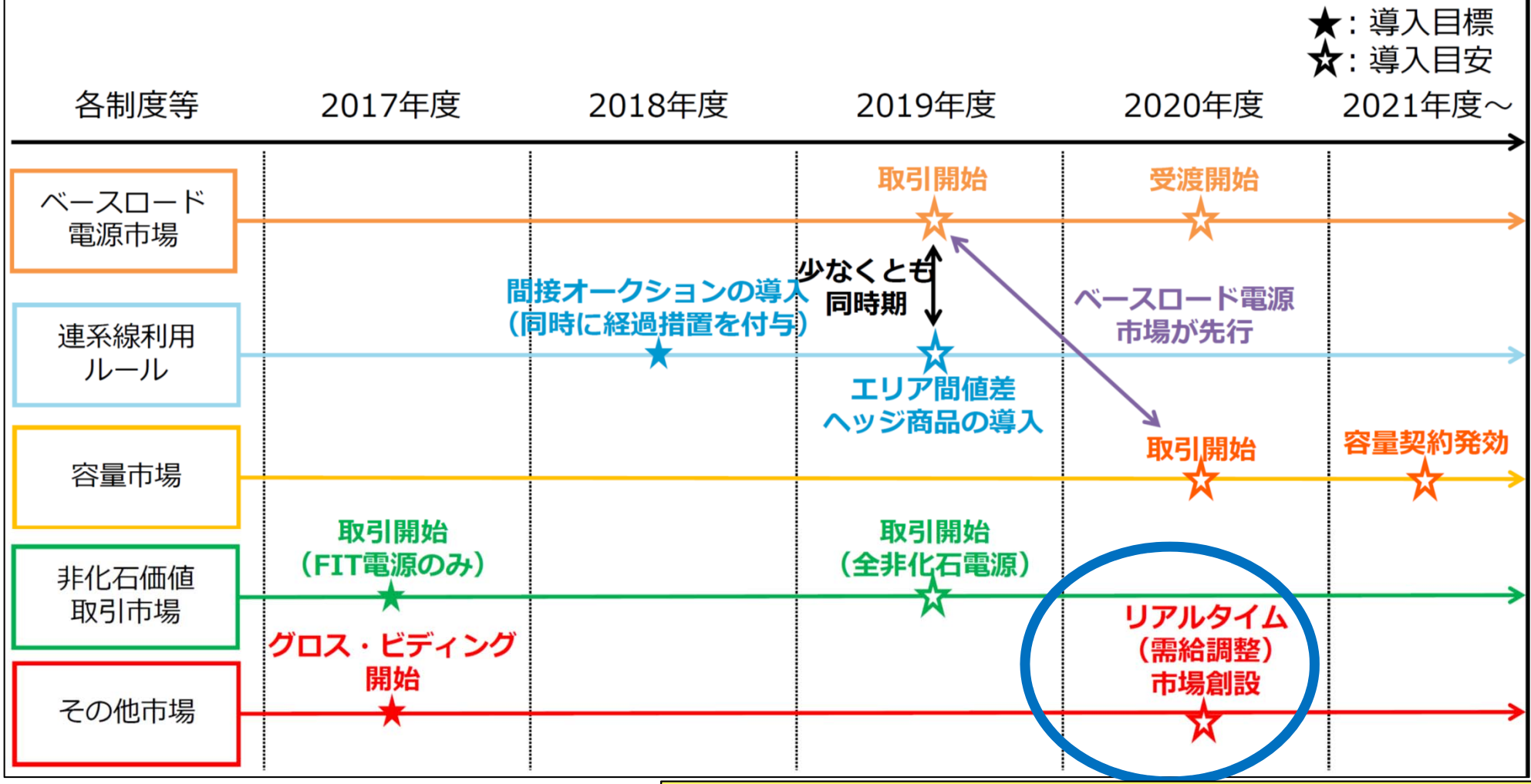
試算結果　　各エリアのH3需要に対する%値

残余需要ピーク95%	H27･4～8月	H27年間
北海道	6.4	7.8
東北	6.9	7.0
東京	4.9	5.4
中部	6.7	6.6
北陸	6.4	6.5
関西	5.9	6.6
中国	7.1	7.2
四国	6.0	6.1
九州	6.4	6.5
9社平均（沖縄除き）	6.3	6.6
沖縄※1	5.7	5.9

※１：沖縄エリアについては「電源脱落（直後）」分は含まれない

各制度の導入時期について（案）

- 個別事情、並びに全体の整合性に鑑み、今後、各制度の導入時期等を以下のとおり設定することとしてはどうか。



今後の役割分担

- 2020年度の需給調整市場（リアルタイム市場）の創設に向けて、調整力公募の評価も踏まえながら、資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関・電力ガス取引監視等委員会において、一体的に検討を進める。

＜検討の枠組み＞

資源エネルギー庁
～全体制度設計～

- 需給調整市場（リアルタイム市場）の設計
- ＤＲ（ディマンドリスポンス）の推進　等

電力広域的運営推進機関
～技術的検討～

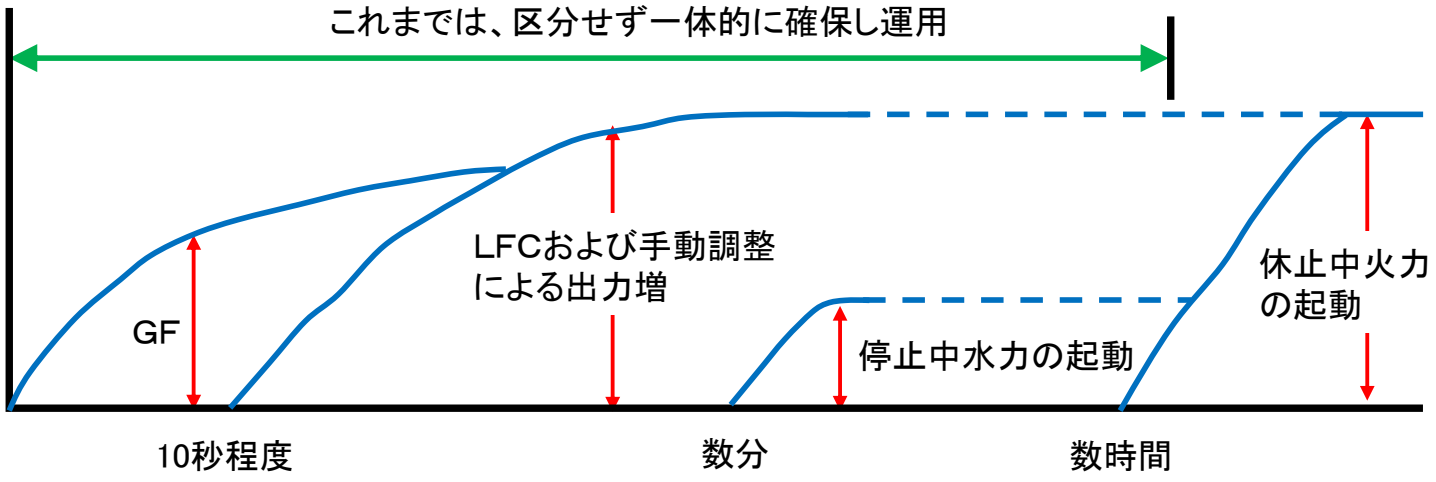
- 広域的な調整力運用も視野に入れた必要な調整力の量・質等条件の検討
- 安定供給との両立の在り方　等

電力・ガス取引監視等委員会
～市場ルールの整備～

- コスト合理化の観点からの調整力の広域調達の在り方
- 価格情報のより詳細かつタイムリーな公表の在り方　等

調整力に関する検討の目指す所について

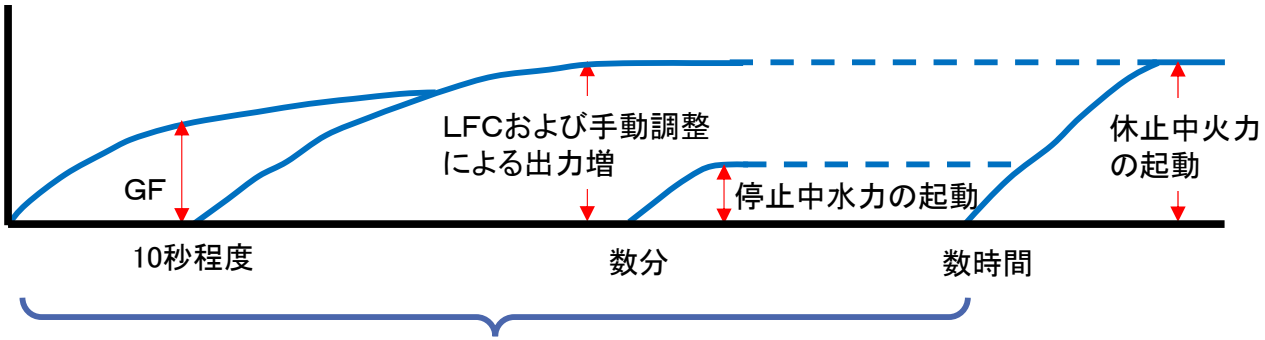
- 従来、旧一般電気事業体制のもと、旧一般電気事業者の保有する電源の多く※がGF機能、LFC機能を有し、これらが一体的に活用されてきた。
  ※第8回制度設計WG資料（H26.9.18）時点では、総発電設備の約58%がGF機能を、約53%がLFC機能を有する（沖縄以外9社）。
- しかし、ライセンス制導入を踏まえた今後の調整力の公募や将来的な調整力調達市場の創設にあたっては、安定供給や品質を確保した中で、公平な参入機会のもと効率的に調整力が確保されるべきであり、そのためには要件や必要量の明確化に取り組んでいく必要がある。
  - 既に調整力の市場調達が行われている欧米各国では、明確に調整力の種別が分かれており、欧州においては、その統一的な考え方について議論が行われている。
  - 日本国内においては、電源以外の資源の活用の観点から、実証事業等が行われているところ。



電気学会技術報告 第869号（2002.3）をもとに事務局にて作成

調整力に関する検討の目指す所について（つづき）

- 現時点では、「調整力」のうち周波数制御・需給バランス調整に用いる調整力は「上げ調整力」、「下げ調整力」の2種類のみを定義しているが、前述の状況を踏まえ、日本においてもこれらの調整力の細分化について検討していくこととしてはどうか。
- 例えば、欧州ENTSO-Eにおける細分化を参考にすると、「一次調整力」、「二次調整力」、「三次調整力」に分類することも考えられるが、既に調整力の細分化がなされている欧米と日本の運用実態の比較評価なども行った上で、調整力の細分化や各々の必要量・スペック（変化速度、継続時間など）について検討していくこととしてはどうか。



※左記イメージ図は上げ側のみであるが、下げ側の調整力も検討対象。

調整力の細分化の一案

【一次調整力】GF機能、直流設備による緊急融通制御機能、瞬時に需要を制御する機能等、周波数変動の抑制のため瞬時に活用される調整力

【二次調整力】LFC機能に組み込まれて活用される調整力

【三次調整力】上記以外の一般送配電事業者の指令を受けて活用される調整力

【参考】マージンの分類と区分について

【M-1】

マージンの分類	現状のマージン	予備力・調整力の検討※1				備考
		長期断面	短期断面	稀頻度	関連性無し	
「需給バランスに対応したマージン」 需給ひっ迫時等に、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	・系統容量3%相当	①	―	―	―	予備力・調整力の連系線期待分
	・最大電源ユニット相当	―	②	―	―	
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統（当該連系線を除く）の異常時に電力系統を安定に保つために設定するマージン	・東京中部間連系設備（EPPS） ・北海道本州間連系設備（緊急時AFC）	―	③	―	―	
「その他のマージン」 連系線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	・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）	―	―	―	④	予備力・調整力の連系線期待分以外
「稀頻度リスク対応のマージン」 稀頻度リスク対応のために設定するマージン	系統容量3%相当※2	―	―	⑤	―	今後の稀頻度リスク対応の検討に関連

※1：各マージンが、本委員会における「長期断面の検討」「短期断面の検討」「稀頻度リスク対応」のいずれに起因するのかを記載（確保する断面を表すものではない）、①～⑤は区分を表す。

※2：東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージン（順方向：西向き）や東北東京間連系線のその他のマージンなどN-2以上の故障のリスクに対応するために設定しているマージンもあるが、これらのマージンは他の分類に整理しているため、ここには記載していない。

現在の状況の変化を考慮したマージンの分類と区分の再整理について（1）　【M-2】

■　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、地域間連系線の利用ルール等に関する検討会において、平成30年以降の長期計画断面は空容量部分も含めてマージンを設定する方向性となった。

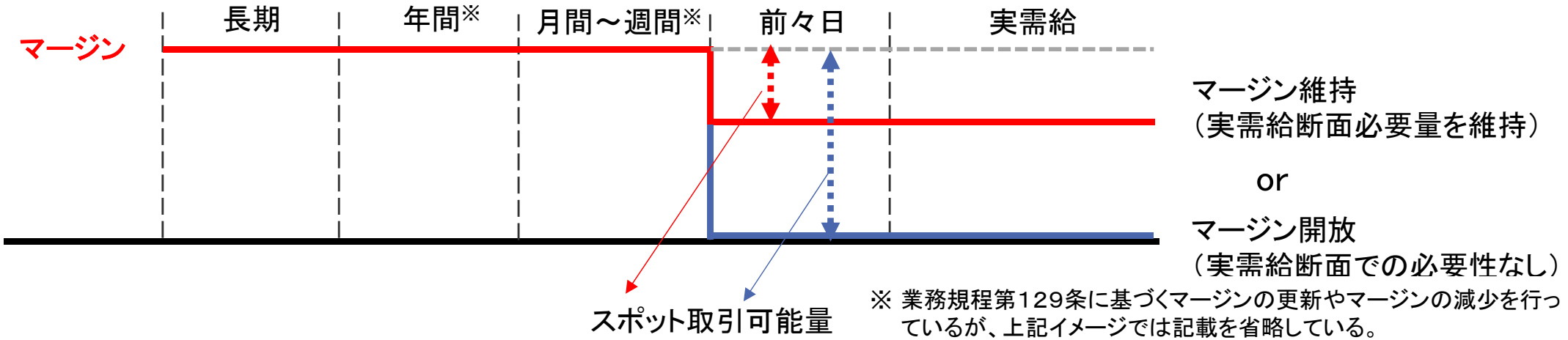
■　また、第8回調整力等に関する委員会において、他の区分の実需給断面のマージンが必要な場合は設定する前提で、区分①の実需給断面のマージンの必要量は0とするとし、特に異論はなかった。

⇒区分①のマージン（系統容量3%）の長期計画断面における必要性については検討する必要がなくなっている。一方、新たに、**区分D「電力市場取引環境整備のマージン」**を追加することとしたい。

なお、**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、**区分Dのマージンを設定**し、**運用開始までに実需給断面のマージンの必要量を検討**するものと整理できる。

【参考】

長期計画断面をマージンとすることから、今後のマージンの検討においては、実需給断面でマージンの必要性・量を検討することになり、検討の結果、不要となれば翌々日空容量算出時（前々日）に全量開放し、必要となれば必要量分マージンを維持することになる。



※ 業務規程第129条に基づくマージンの更新やマージンの減少を行っているが、上記イメージでは記載を省略している。

（８）募集対象地域

（電源Ⅰ・Ⅱ）

調整力についても広域メリットオーダー[19]が行われることで、調整力の調達をより一層コスト効率的なものとなる可能性がある。このため、募集対象地域については、各一般送配電事業者の供給区域に限定せず、供給区域外も含めて広く募集することが望ましいと考えられるが、調整力についても広域メリットオーダーを可能とするためには、地域間連系線の利用ルールの見直し等の対応[20]が必要となる。

このため、まずは、募集対象地域は各一般送配電事業者の供給区域[21]とするものの、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[22]。

出所）経済産業省「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」
（http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161017002/20161017002-1.pdf）

詳細論点の再整理

【M-4】

■ 現時点までの状況の変化を踏まえ、第7回調整力等に関する委員会で整理した詳細論点を、以下のように再整理する。

論点1: 区分A1のマージンの必要性・量・配分

（備考） ・電源Ⅰ必要量（暫定値7%）に対応した検討

- 電源脱落（継続）対応に不足する分はエリア外に期待するが、マージンとするかどうか。
- マージンとする場合、各連系線への配分をどう考えるか。

論点2: 区分A2のマージンの必要性・量・配分

（備考） ・新たな稀頻度リスク対応の検討（例: 石油火力の必要性の検討）に係るマージンの検討

論点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

連系線	方向	区分	備考
東京中部間連系設備（FC）	順方向（西向き）	B2（EPPS）	広域メリットオーダーの評価等を追加して再検討
	逆方向（東向き）	B1（EPPS）	送電線N－1対応としての必要性は整理済み。
	両方向	B1、B2	増強分の運開までにマージンを見直すかどうかを再検討

（参考）
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
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
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

詳細論点の再整理（続き）

論点４：北海道本州間連系設備の区分C1のマージンの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
北海道本州間連系設備（北本）	順方向（本州向き）	B2（緊急時AFC）	整理済（廃止：短期の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1（潮流抑制）	当該リスク対応の必要性は整理済。マージン設定以外の周波数上昇対策を検討
	逆方向（北海道向き）	B1（緊急時AFC）	整理済（維持：短期の検討に併せて必要があれば見直し）
		C1（潮流抑制）	当該リスク対応の必要性は整理済。マージンとするか運用容量減とするかを検討。
	両方向	B1、B2、C1	増強分の運開までにマージンを見直すかどうかを再検討

論点５：東北東京間連系線の区分C2のマージンの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
東北東京間連系線	順方向（東京向き）	C2（潮流抑制）	未議論

論点６：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

（備考）・マージン設定の必要性の検討

・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等）の検討

・電力取引への影響の検討

（更なる詳細論点は今後検討）

（参考）

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

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

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

（参考） EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算（見直し） （１）

■ 大地震が発生した場合の損失額の試算（1回あたり）

➢ 【見直し前】EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の**増分最大損失額**の試算（1回あたり）

ケース		損失額（億円/回）			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
夏の平日	予告有	29.29~52.48	42.88~67.24	53.28~81.73	94.17~118.08
	予告無	210.21~489.62	307.75~627.35	404.45~762.54	847.50~1094.70
冬の平日	予告有	20.76~57.93	30.39~74.22	39.94~90.21	83.69~129.51
	予告無	178.81~565.52	261.78~724.60	344.04~880.76	720.91~1264.41

出所） 第8回調整力等に関する委員会 資料4
（http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_08_04.pdf）

【見直し内容】
・夜間、休日の損失額は小さいと考えられるため、仮に夜間（20:00～8:00）、休日（30日当たり10日が休日とする。）の損失額は、0とした。（本来は0ではないので、小さめに見積もり。）
・中間期は、夏、冬よりも損失額は小さいと考えられるが、仮に夏の損失額は6か月間適用、冬の損失額は6か月間適用した。（本来は中間期は小さいので、大きめに見積り。）
・夏の平日（13:00～15:00）、冬の平日（17:00～19:00）に停電した場合の停電コストを採用して、昼間（8:00～20:00）の増分損失額とみなしているため、実際の停電コストとは乖離がある可能性があることに留意が必要。

増分損失額（期待値）＝6/12×（夏の平日損失額×12/24×20/30）＋6/12×（冬の平日損失額×12/24×20/30）

➢ 【見直し後】EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の**増分損失額（期待値）**の試算（1回あたり）

ケース	損失額（億円/回）			
	1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
予告有	8.34~18.40	12.21~23.58	15.54~28.66	29.64~41.27
予告無	64.84~175.86	94.92~225.33	124.75~273.88	261.40~393.19

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4の一部誤記訂正

A:稀頻度事象発生時増分損失額

（参考）EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算（2）

17

■ 直接的な被害額の調査結果（電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査（平成26年1月）」）

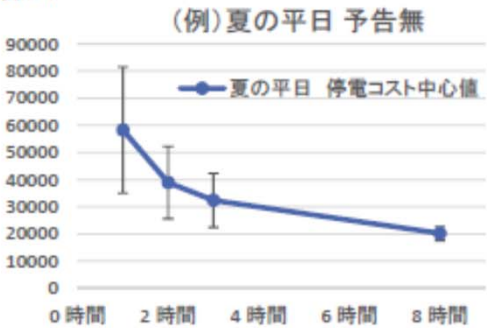
- 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査（大口事業者、中小事業所、個人を対象）
- 事前予告が無い場合の停電コストについても、予告有りの何倍かをアンケート調査

ケース※1	停電コスト単価（円／kWh）、倍率（倍）※2					
	大口事業所		中小事業所※3		個人	
	予告有	予告無倍率	予告有	予告無倍率	予告有	予告無倍率
夏の平日	2,199~4,517	23.7	1,651~6,177	7.3	5,999	1.35
冬の平日	2,198~4,763	25.1	1,215~9,082	6.5	4,317	1.28

※1 夏の平日：13～15時（2時間）、冬の平日：17～19時（2時間）
※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1～2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。
※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答（個人や大口事業所の1割程度）の集約結果であることに留意が必要。

■ 上記調査結果を元に大口事業所、中小事業所、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース		停電コスト単価（円/kWh）			
		1時間継続単価※5	2時間継続単価	3時間継続単価※5	8時間継続単価※5
夏の平日	予告有	4,881~8,746	3,573~5,603	2,960~4,540	1,962~2,460
	予告無	35,036~81,603	25,646~52,279	22,470~42,364	17,656~22,806
冬の平日	予告有	3,460~9,654	2,533~6,185	2,219~5,012	1,744~2,698
	予告無	29,802~94,254	21,815~60,384	19,113~48,931	15,019~26,342



※4 平成24～26年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合
※5 平成20年度調査において、1時間継続、3時間継続、8時間継続の使用電力量、停電コストを調査している。2時間継続は、1時間継続及び3時間継続の使用電力量及び停電コストがそれらの平均になるとして算出した。平成25年度調査においては、2時間継続の使用電力量、停電コストを調査している。今回の試算においては、平成25年度調査の数字を採用した上で、1時間継続、3時間継続、8時間継続の単価については、平成20年度調査の単価比率を元に算出した。

電力広域的運営推進機関 OCCTO

出所） 第8回調整力等に関する委員会 資料4
（http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_08_04.pdf）

（参考） EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算（見直し） （２）

■ 大地震が発生した場合の増分損失額の試算（年あたり）

➢ 【見直し後】EPPS機能分の60万kWの停電が発生した際の増分損失額（期待値）の試算（年あたり）

頻度	ケース	損失額（億円/年）			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
10年に1回	予告無	6.48~17.59	9.49~22.53	12.47~27.39	26.14~39.32
20年に1回	予告無	3.24~8.79	4.75~11.27	6.24~13.69	13.07~19.66
50年に1回	予告無	1.3~3.52	1.90~4.51	2.49~5.48	5.23~7.86
80年に1回	予告無	0.81~2.20	1.19~2.82	1.56~3.42	3.27~4.91

【留意事項】
・停電コストは、発生時間や発生日等により変動するため、上記の見積もりは、60万kWの停電が発生した場合における増分損失額（期待値）の見積もりとなっており、地震等が発生した場合に、必ずこの額の範囲の損失が発生するわけではないことに留意が必要。
・EPPS機能の60万kWを無くした場合の停電増加量は、系統状況や発生事故等によって、上下する可能性があることに留意が必要。（特に揚水運転中の揚水発電機が並列しているかどうかには大きく依存）
・EPPS機能分のマージンを無くしたとしても、「設備容量－計画潮流」の範囲で、EPPS機能を動作させる場合は、停電量は低減される可能性があることに留意が必要
・予告有（このページには記載なし）のアンケートについては、例えば、事業所向けにおいては、生産高・売上高の減少、挽回可能な「生産高・売上高の減少」、想定外の労務費、物的損害費用、その他追加的費用、抑制される費用を細分化して聞いているが、予告無については、予告有の何倍程度かを聞いているものであり、予告無の倍率には、予告有以上に誤差を含んでいることに留意が必要。
・日本海溝、相模トラフ、南海トラフを震源とする大地震の頻度で検討すれば、20年から50年に1回程度の頻度であるが、実際には、それ以外の震源の地震や規模が小さい地震でも、電源立地場所に近い場合は、電源停止による停電につながる可能性もあることに留意が必要。（中越沖地震、宮城県沖地震、駿河湾沖地震等）
・夜間・平日・休日、季節を考慮した補正については、大きな仮定を置いた上での補正であることに留意が必要。

（参考） EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算（見直し） （３）

➢ 大地震以外で発生するN-2故障（送電線ルート断。N-1故障は対象外。）による増分損失額（期待値）の試算

方向	ケース	損失額（億円/年）			
		1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
順方向	予告無	4.41～11.95	6.45～15.31	8.48～18.61	17.77～26.72
逆方向	予告無	6.04～16.39	8.85～21	11.63～25.53	24.36～36.65

【試算概要】
・昭和40年4月～平成28年10月（約51.5年間）の送電線N-2故障を起因とするEPPS動作実績は下記の通り。

No	発生日時	起因	供給力喪失量（万kW）	EPPS動作方向	EPPS動作量（万kW）	EPPS最大量（万kW）	EPPS動作量比率（%）
10	昭和43年8月9日（金）17時39分	送電線N－2	確認できず	順方向	24	20	100※
17	昭和48年8月4日（土）14時25分	送電線N－2	確認できず	逆方向	21	20	100※
21	昭和49年1月21日（月）20時13分	送電線N－2	確認できず	逆方向	20	20	100
36	昭和51年5月5日（水）17時58分	送電線N－2	確認できず	逆方向	20	20	100
43	昭和54年3月1日（木）5時59分	送電線N－2	118	順方向	20	40	50
67	昭和61年3月23日（日）14時07分	送電線N－2	124	逆方向	20	50	40
69	平成4年2月1日（土）4時28分	送電線N－2	確認できず	逆方向	44	50	100※
70	平成4年5月27日（水）14時28分	送電線N－2	110	逆方向	20	50	40
72	平成11年4月6日（火）12時05分	送電線N－2	236	順方向	50	50	100
78	平成28年9月8日(木) 12時53分	送電線N－2	288	順方向	60	60	100

※佐久間FCの事前潮流の影響で動作量に端数が出ているため補正。

出所） 資料4 参考資料2の内容を抜粋し、一部情報追加

・送電線2回線故障による年あたりのEPPS動作確率は、
順方向： 4 回／（51.5 年）=0.078 回/年
逆方向： 6 回／（51.5 年）=0.117 回/年
・この確率に動作量比率の平均値（順方向：87.5%、逆方向：80%）と60万kW分の停電コスト（継続時間毎の単価）をかけることで算出。
（計算例）順方向の8時間継続時の損失額：0.078 回/年×87.5%（動作量比率平均）×（261.40～393.19億円/回）＝17.77～26.72億円／年

【補足説明・留意事項】
・EPPS動作量比率を採用しているのは、EPPS最大設定量が時期により異なるためであり、EPPS最大設定量を現在の60万kWに換算しているイメージ。
・過去のEPPS動作実績は、明らかに最近の動作確率が低く、現在の系統状況で過去からの平均的な動作確率と同じ確率で発生することは考えにくいが、動作実績自体の絶対数が少ないため、便宜上、過去からの平均的な動作確率を採用して試算している。このため、実際の発生確率よりも大きめに見積もっていることに留意が必要。
・8時間継続時の損失額で評価しているが、送電線のルート断による停電時間は、地震よりは短い※傾向にあることからは大きめの見積もりになっていることに留意が必要。

※ルート断事故（N-2）による停電時間の例
①2016年9月8日発生の中部エリア275kV幸田碧南線ルート断事故（雷）の最長停電時間は、35分。
②2015年3月2日発生の中部エリア275kV信濃東信線ルート断事故（降雪）の最長停電時間は、4時間31分。

（参考） EPPS機能を無くした場合に稀頻度事象が発生した際の増分損失額の試算（見直し） （４）

➢ 大地震及びN-2故障（送電線ルート断）による増分損失額（期待値）の試算（合算値）※

方向	頻度	ケース	損失額（億円/年）			
			1時間継続時	2時間継続時	3時間継続時	8時間継続時
順方向	10年に1回	予告無	10.89～29.54	15.94～37.85	20.95～46.00	43.91～66.04
	20年に1回	予告無	7.65～20.74	11.2～26.58	14.72～32.31	30.84～46.38
	50年に1回	予告無	5.7～15.47	8.35～19.82	10.97～24.09	22.99～34.59
	80年に1回	予告無	5.22～14.15	7.64～18.13	10.04～22.04	21.03～31.64
逆方向	10年に1回	予告無	12.53～33.98	18.34～43.53	24.1～52.92	50.5～75.96
	20年に1回	予告無	9.28～25.18	13.59～32.27	17.86～39.22	37.43～56.31
	50年に1回	予告無	7.34～19.91	10.75～25.51	14.12～31.00	29.59～44.51
	80年に1回	予告無	6.85～18.59	10.03～23.82	13.19～28.95	27.63～41.56

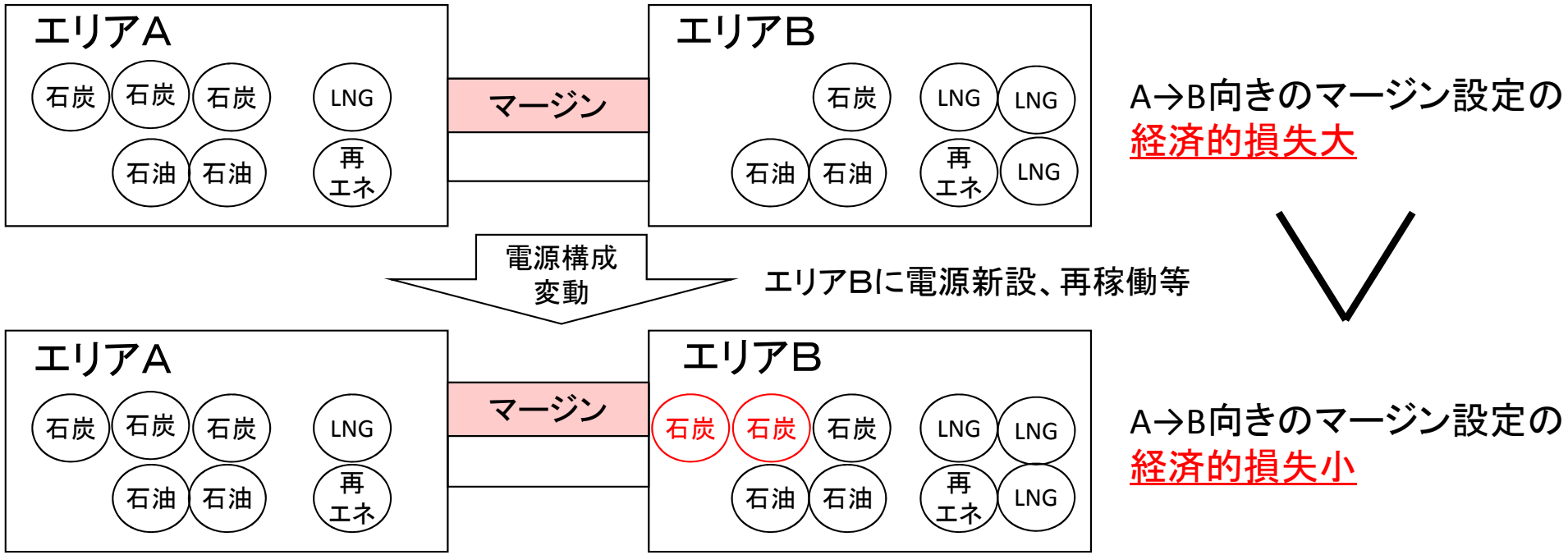
※N-1故障の増分損失額は含んでいない。

※N-3以上故障の確率は低いため増分損失額は0と仮定。

（参考）広域メリットオーダーシミュレーションの評価の内容、位置づけについて

- 広域メリットオーダー※シミュレーションは、エリア毎の需要、エリア毎の電源構成、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である。
- 従って、東京中部間連系設備の周波数制御に対応したマージンの検討に、広域メリットオーダーシミュレーションを採用し、一定の結論を得た場合でも、前提条件（電源構成等）が変化した場合は、再評価を実施する必要がある。
- 実需給断面のマージンの検討であり、長期断面でマージンを確保している限り、将来的に柔軟に上下することが可能であるため、電源構成については、直近の電源構成で検討する。

【電源構成の変化と評価結果の変動の関係イメージ】

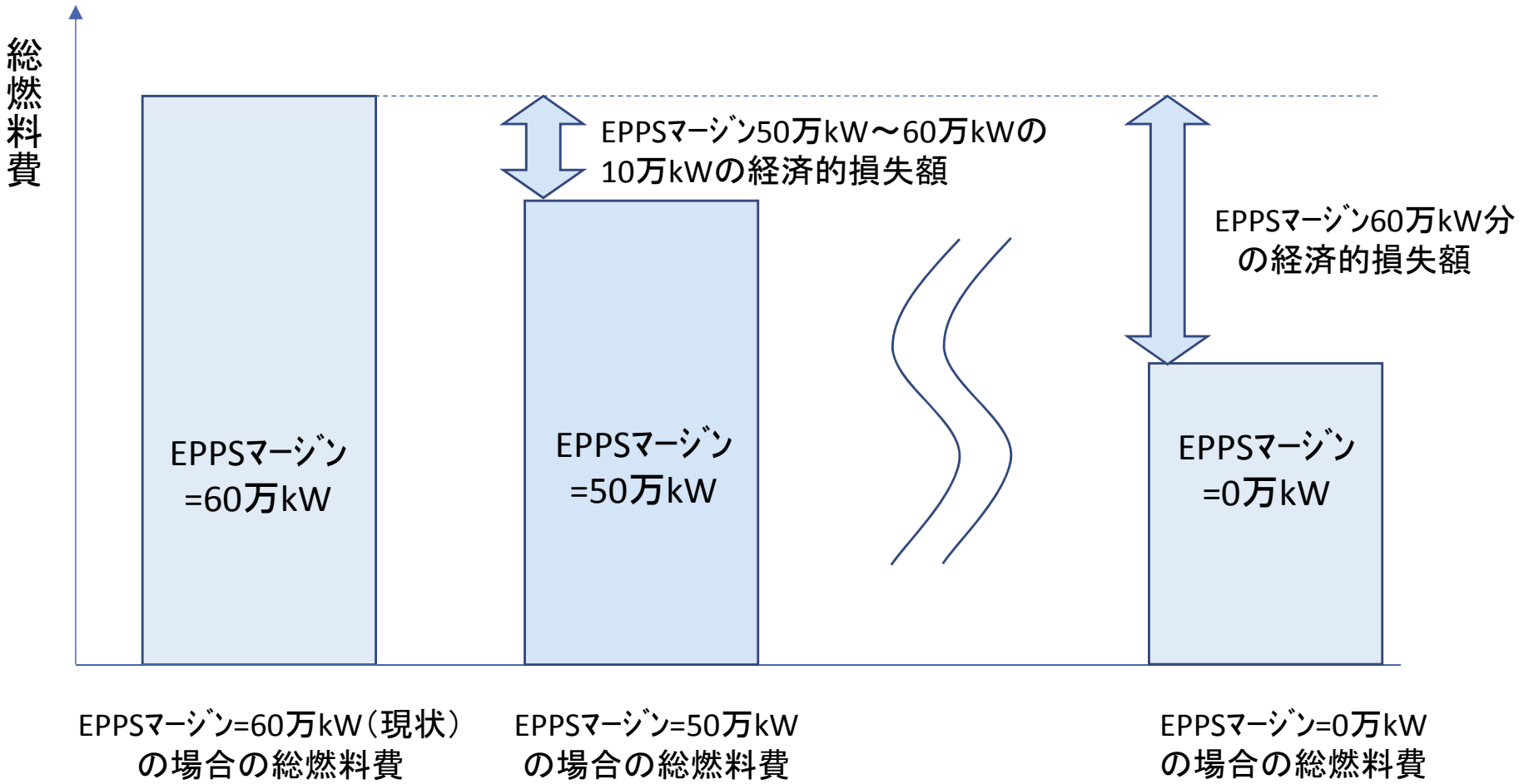


※広域メリットオーダー：事業者やエリアの枠を超えて、相対的に価格競争力のある電源から順番に使用することで、発電の最適化を図る。

（参考）広域メリットオーダーシミュレーションによる“マージン設定の経済的損失額”の算出方法

【M-12】

- EPPSのマージンを60万kWとした場合の総燃料費とEPPSのマージンを減少させた場合の総燃料費の差分をマージン減少分のマージン設定の経済的損失額として算出。
  ※広域メリットオーダーシミュレーションの概要については、参考資料参照



（参考）広域メリットオーダーシミュレーション結果（1）

■ 東京中部間連系設備の順逆それぞれ0～60万kWのマージンを設定していることよる電力取引上の経済的損失額を算出した。

⇒順方向のマージンについては、マージンを設定していることよる電力取引上の経済的損失額はほとんどない。

単位：億円

東京中部間連系設備のマージン		ケース①（マージン公表）	ケース②（マージン実績）	備考
順方向	逆方向	原発（川内のみ）		
60万kW	60万kW	0（基準値）	0（基準値）	基準値
50万kW	60万kW	0.07	0.06	順方向50~60の10万kW分
40万kW	60万kW	0.12	0.11	順方向40~60の20万kW分
30万kW	60万kW	0.16	0.15	順方向30~60の30万kW分
20万kW	60万kW	0.19	0.18	順方向20~60の40万kW分
10万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向10~60の50万kW分
0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
60万kW	50万kW	19.32	19.60	逆方向60~60の10万kW分
60万kW	40万kW	37.79	38.30	逆方向40~60の20万kW分
60万kW	30万kW	55.40	56.20	逆方向30~60の30万kW分
60万kW	20万kW	72.21	78.77	逆方向20~60の40万kW分
60万kW	10万kW	88.25	89.61	逆方向10~60の50万kW分
60万kW	0万kW	103.58	105.20	逆方向60万kW分

□：検討1～3で使用した値

ケース①：各連系線マージンは公表ベース（最小値）
ケース②：各連系線マージンは、2015年度実績（平均）ベース

（参考）広域メリットオーダーシミュレーション結果（２）

■ 東京中部間連系設備増強（210万kW、300万kW）ケースにおける順逆それぞれ60万kWのマージンを設定していることよる電力取引上の経済的損失額を算出した。（感度分析）

⇒FCを増強すると空容量が増加するため、マージンを設定していることよる電力取引上の経済的損失額は小さくなる。

単位：億円

	東京中部間連系設備のマージン		ケース①（公表）	ケース②（実績）	備考
	順方向	逆方向	原発（川内のみ）		
標準ケース【再掲】	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	103.58	105.20	逆方向60万kW分
FC増強（210万kW）ケース	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.02	0.03	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	66.24	67.22	逆方向60万kW分
FC増強（300万kW）ケース	60万kW	60万kW	0(基準値)	0(基準値)	基準値
	0万kW	60万kW	0.00	0.00	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	35.16	36.15	逆方向60万kW分

ケース①：各連系線マージンは公表ベース（最小値）
ケース②：各連系線マージンは、2015年度実績（平均）ベース

（参考）広域メリットオーダーシミュレーション結果（３）

■ シミュレーションの前提とした2015年度の供給計画ベースの電源ラインナップでは、原子力のうち川内のみを織り込んでいたが、その後再稼働した伊方3号機を織り込んで、60万kWのマージンを設定していることよる電力取引上の経済的損失額を算出した。（感度分析）

⇒伊方3号機を織り込んでも、評価結果にはほとんど影響が無い。

単位：億円

	東京中部間連系設備のマージン		ケース①（ﾏｰｼﾞﾝ公表）	ケース②（ﾏｰｼﾞﾝ実績）	備考
	順方向	逆方向	原発（川内＋伊方3号機）	原発（川内＋伊方3号機）	
原発（川内＋伊方3号機のみ）ケース	60万kW	60万kW	0（基準値）	0（基準値）	基準値
	0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	104.40	106.02	逆方向60万kW分

【参考】

	東京中部間連系設備のマージン		ケース①（マージン公表）	ケース②（マージン実績）	備考
	順方向	逆方向	原発（川内のみ）		
標準ケース【再掲】	60万kW	60万kW	0（基準値）	0（基準値）	基準値
	0万kW	60万kW	0.21	0.19	順方向60万kW分
	60万kW	0万kW	103.58	105.20	逆方向60万kW分

ケース①：各連系線マージンは公表ベース（最小値）
ケース②：各連系線マージンは実績値

（参考）マージンを設定していることによる経済的損失額の試算（直近実績に見直し）

Ⅱ．想定電力量（⊿T）を増加空容量のX%と仮定

X%	想定電力量（⊿T）	メリット額（⊿W）2014年度ベース		メリット額（⊿W）2015年度ベース		メリット額（⊿W）2016年度ベース	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
分断率		13.84%	15.07%	0.07%	67.84%	0.53%	67.35%
分断時値差平均		1.94円/kWh	1.47円/kWh	6.17円/kWh	2.39円/kWh	1.41円/kWh	2.25円/kWh
25%	13億1400万kWh	1.77億円／年	1.45億円／年	0.03億円／年	10.65億円／年	0.05億円／年	9.96億円／年
50%	26億2800万kWh	3.53億円／年	2.90億円／年	0.06億円／年	21.30億円／年	0.10億円／年	19.92億円／年
75%	39億4200万kWh	5.30億円／年	4.36億円／年	0.08億円／年	31.94億円／年	0.15億円／年	29.87億円／年
100%	52億5600万kWh	7.06億円／年	5.81億円／年	0.11億円／年	42.59億円／年	0.20億円／年	39.83億円／年

※JEPX公表のスポット取引結果の価格より算出

※2016年度のデータについては、2016年11月8日までのデータで算出

2014年度と2015年度以降の傾向は全く異なるため、
直近の2015年度、2016年度の試算結果を採用する。

【留意事項】

・上記試算は、2014年度、2015年度、2016年度（2016年11月8日まで）のスポット取引結果の価格差より算出した場合の損失額であり、将来も同様の分断率、超過量、値差が継続することを保証するものではないことに留意が必要
→年度によって、損失額が全く異なっていることからも明らか。

・例えば、想定電力量を増加空容量の100%と仮定したケースとは、増加空容量の60万kWが、1年間を通して、ずっと空容量になることなく使われるという仮定であり、この試算方法における理論的な経済的損失額の最大値であり、実際には、継続的には起こりにくい仮定であることに留意が必要。

以上より、60万kWのマージンを設定していることによる経済的損失額は、順方向については、約0.03億円～0.20億円／年、逆方向については、約9.96億円～42.59億円／年と試算される。

出所） 第8回調整力等に関する委員会　資料4を直近実績に見直し
（http://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/files/chousei_08_04.pdf）

（参考）EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算（2）

中部電力株式会社ヒアリング内容

■ 中・西エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量を簡易的なシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

①1年間の複数の断面において、EPPS機能有りの場合に、N-2故障による供給力喪失※1を想定し、周波数低下の最下点を算出。

②①で、EPPS機能無しの場合に、N-2故障による供給力喪失を想定し、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。

③「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」（電力取引監視等委員会）の値（中・西エリアの持ち替え単価）を用いて、GF容量増加量を確保した場合の持ち替え費用の増分を算出。

※1　N-2故障の供給力喪失量を250万kWと想定

【試算結果】

・必要となるGF容量増加量の算出結果：約100万kW（1年間の平均）

・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分：約230億円

【留意事項】

・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていないため、重負荷期及び軽負荷期においては、確保できない恐れがある。
・「託送供給等約款認可申請に係る査定方針」時の部分負荷運転に伴う増分コスト単価で試算しているため、確保すべきGF容量が増えると、さらに高コストの発電機で持ち替えなければならない点は考慮していない。
・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、中・西エリアの再エネ受け入れ可能量が減少する。

以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-2故障対応の観点においては、約100万kW（1年間の平均）のGF容量を増加して確保する必要があり、その場合の増分コストは、約230億円／年と試算される。

（参考）EPPS機能の代替手段の有無と増分コストの試算（1）

東京電力株式会社ヒアリング内容

■ 東京エリアのEPPS機能代替のGF容量を追加確保した場合の増分コストの算出について

【試算の考え方】

・下記の方法で、EPPS機能を廃止した際に必要となるGF容量増加量をシミュレーションにて算出し、その量に対して、持ち替え費用を算出した。

①代表断面※1において、EPPS機能有りの場合に、N-1故障※2の最過酷故障を発生させ、周波数低下の最下点を算出。

②①で、EPPS機能無しの場合に、N-1故障の最過酷故障を発生させ、GF容量を変化させ、周波数低下の最下点が同等となるGF容量増加量を算出。

③代表断面毎の結果を加重平均して年間の平均GF容量増加量を算出。

④代表断面の時の実際の持ち替え費用を用いて、平均GF容量増加量分の持ち替え費用の増分を算出。

⑤代表断面の結果を加重平均で年間の費用に換算。

※1　代表断面については、電力取引監視等委員会　電気料金専門会合　「調整力コストについて（東京電力）」にて、東京電力株式会社が提出している資料と同じ代表日を採用した上で、時間断面は、重負荷期は、最大需要の断面、軽負荷期は、最小需要の断面で評価した。

※2　N-2故障の際のEPPS機能の有無での停電量を同等とする検討とは異なる。

【試算結果】

・必要となるGF容量増加量の算出結果：86.3万kW≒約90万kW

・必要となるGF容量増加量を、1年間確保した場合の持ち替え費用の増分：193.87億円≒約200億円

【留意事項】

・今回の検討においては、必要となるGF容量増加量を1年間全時間帯で物理的に確保できるかどうかの検証はできていないため、深夜等においては、確保できない恐れがある。

・代表日の代表断面でシミュレーションしているため、実際の持ち替え費用の増分との差異は発生する。

・上げ余力に揚水発電機を活用したり、部分負荷運転を増加させると、再エネ大量導入時の下げ代対応ができなくなり、東京エリアの再エネ受け入れ可能量が減少する。

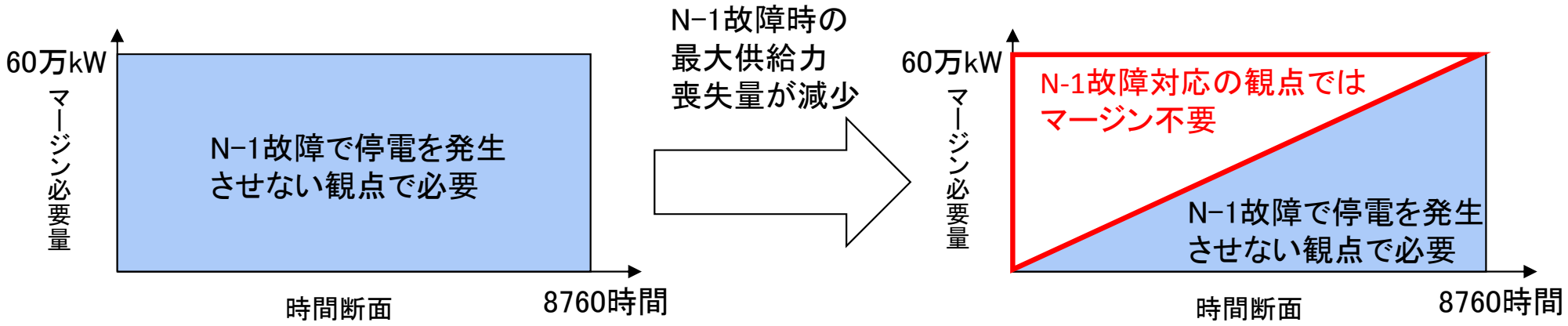
以上より、EPPS機能廃止時の代替手段としては、N-1故障対応の観点においては、約90万kWのGF容量を増加して確保する必要があり、その場合の増分コストは、約200億円／年と試算される。

5. 時間断面毎の設定によるマージン低減の検討について（逆方向：東向き） 検討4

- 東京エリアには、複数のユニット送電方式の電源線が存在する。その中で最大供給力喪失量が見込まれているA火力線について、2017年6月にユニット送電方式の解消を予定している。
- A火力線のユニット送電解消後は、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※1によっては下のイメージ図のようにN-1故障の観点ではマージンが不要な部分が出てくる可能性がある。

⇒ N-1故障対応としてはマージンが不要になる部分について、N-2以上故障対応としてのマージンの必要性等を評価し、時間断面毎にマージン確保量を低減させる運用の可能性を今後検討していく。

※1：対象送電線の事故が発生した場合の周波数の低下幅は、系統容量、系統定数、送電線潮流等に依存する。



【参考】

今後、上記イメージ図における「N-1故障対応の観点ではマージン不要」となる部分の量を算定のうえ、N-2以上故障対応の観点でのマージンの必要性・量の検討を行うが、次のような課題がある。

①系統容量及び送電線潮流の予測誤差をどう見込むか※2

②運用面を考慮し、EPPS設定値の変更量・頻度をどうするか※3

※2：マージン維持・開放の判断は、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。

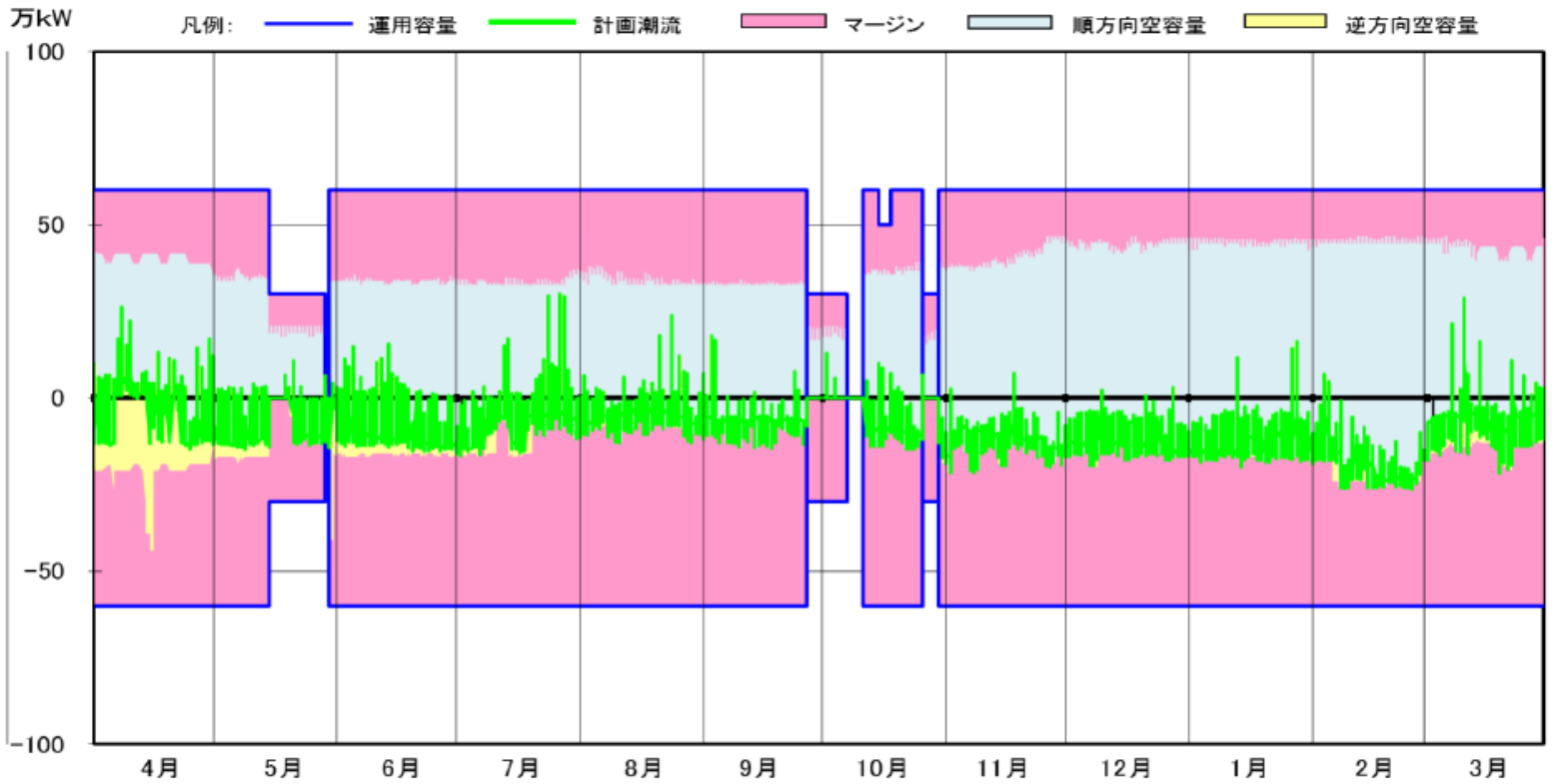
※3：既存FCは遠隔操作できず手動で対応する必要がある。加えて、佐久間FC（30万kW）は、他のFCと異なり、計画潮流を割り当てた場合にEPPS動作量を任意の量で設定できない。（対応する場合は改修が必要となるが、改修する場合は停止が必要）

北海道本州間連系設備の空容量の状況について

【M-20】

- 北海道本州間連系設備（順方向：本州向き）については、平成27年度実績では年間を通じて空容量があり、さらに空容量を増加させることによる便益は少ないと考えられる。
- しかし、今後、一般送配電事業者によるFIT電源の買取・市場への入札などによって、空容量の状況が変化する可能性があることに留意が必要。

図 2-14　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）



※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。

【参考】
平成27年度分断率
順方向：1.16%
（作業無のみ：0.02%）
逆方向：19.91%
（作業無のみ：14.46%）

平成28年度分断率
順方向：0.17%
逆方向：72.34%

※JEPX公表の取引情報の値差より分析
※平成28年度のデータは、2016年11月6日までのデータ
※平成28年度については作業有無の判定はできていない。

出典：「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-」（電力広域的運営推進機関、平成 28年 8月）
（http://www.occto.or.jp/koiki/koukai/files/denryokujukyuu_h28_160803.pdf）

（1）供給側の対策案の評価

■ 供給側の対策として、下記の3つの方法を検討した。
■ 技術的には、自家用発電機や再エネの電源制限が考えられるが、現時点では順方向（本州向き）に空容量があることからは、需要家の受容性やコストの観点から、代替策とはならないのではないか。

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	自家用発電設備を電源制限	（自家用発電設備保有大口需要家へのヒアリングによる） ・自家用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。 ※工場等で自家用発電設備としてコージェネを使用している場合、自家用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、自家用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。） ・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なく、自家用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。 ・自家用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。	△ 必要量を確保できない可能性	× ※将来的には、需要家の受容性がある場合には対策④⑤より低コストで実現できる可能性があるか。
③	再エネの電源制限	・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、対象件数を多くとる必要があり、遮断システム構築費用が高額（数億円以上）となる。 ※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。 ・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エネを遮断の対象とする必要があり、必要遮断量の確保が相対的に難しくなる。 ・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	× ※将来的には、対策④⑤より低コストで実現できる可能性があるか。

（2）需要側の対策案の評価

■ 需要側の対策として、下記の3つの方法を検討した。
■ 技術的には、蓄電池や抵抗器の設置が考えられるが、コストの観点から、現時点では代替策とはならないのではないか。

検討番号	対策内容	検討結果	技術的可能性	費用面評価
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、スピード面で対応は難しい。	×	－

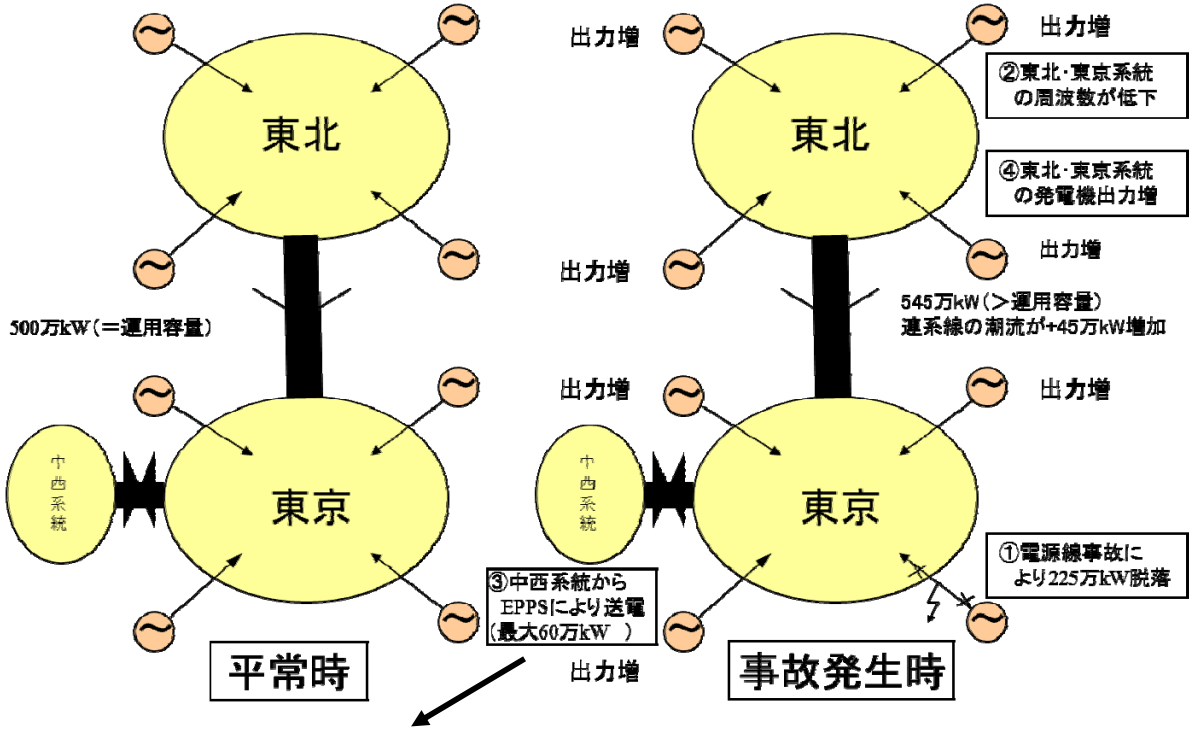
東北東京間連系線の「その他のマージン」について

【M-23】

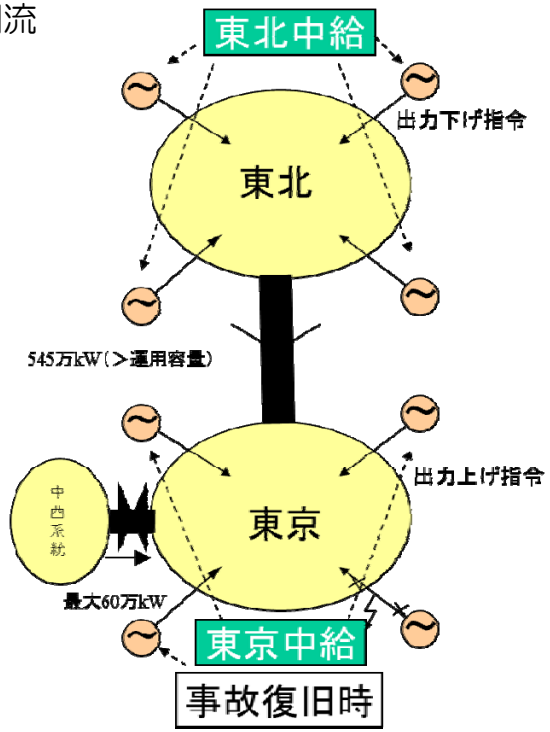
- 「東北⇒東京向き」の「その他のマージン」の条件

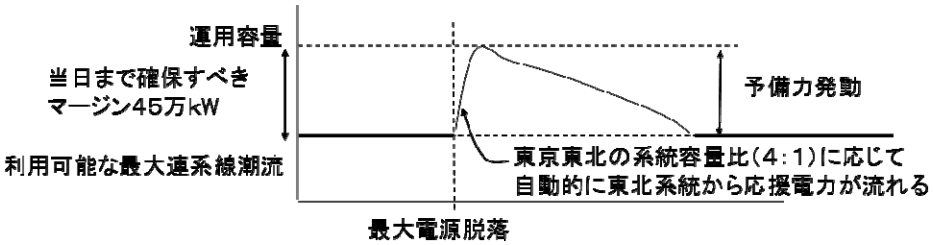
電源線事故（N-1）による電源脱落時に、東北エリア、東京エリアの系統容量比に応じて連系線を介して自動的に流入してくる電力分（45万kW※）をマージンとして確保

※東京エリアで想定されるN-1事故による電源脱落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、母線分割運用を実施しているため、N-1故障で複数電源脱落が発生）発生時の最大潮流



連系線の潮流計算時には、考慮してない。





出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第2回マージン及び予備力に関する勉強会（H26.11.6）東京電力殿説明資料一部編集

第1回調整力等に関する委員会　資料6－2を編集

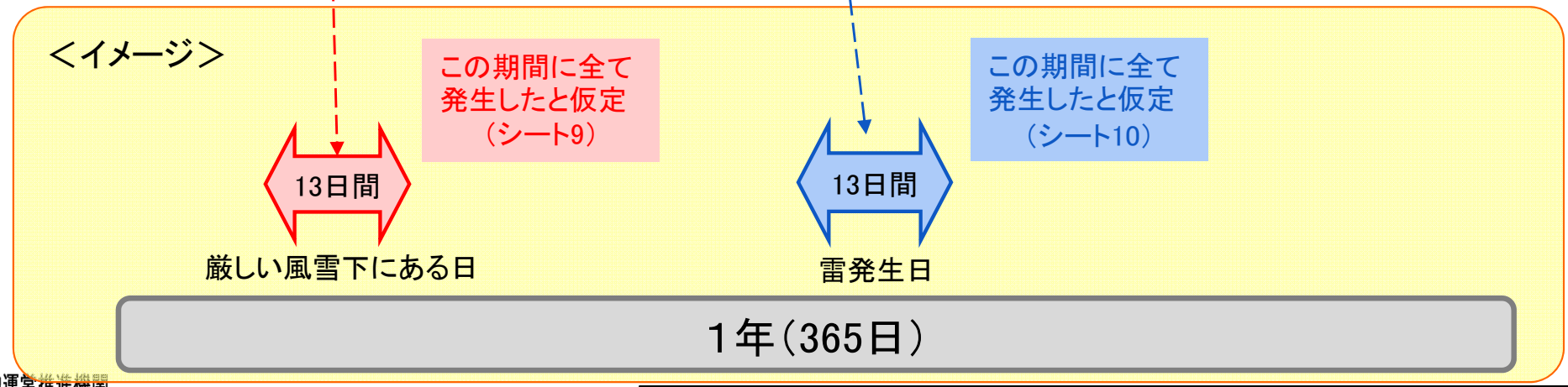
リスク事象発生頻度について（電源線N－1故障による供給力喪失）

◆ 過去の故障実績（件数）を基に、東京エリア電源線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故障の組合せを対象とした発生頻度を評価

	1年あたりの件数※				説　明
	東京エリア送電線N－1故障		第一電圧送電線N－2故障（ルート断）		
	第一電圧	第二電圧	東京エリア	東北エリア	
風雪	5.0件	2.0件	0.0件	0.4件	• 暴風雪警報発令日約10日／年、台風接近日約3日／年から厳しい風雪下にある日を13日／年として、13日間に発生した件数と仮定
雷	8.5件	9.2件	0.1件	0.0件	• 東京・横浜・千葉・福島の年間雷日数約13日から、13日間に発生した件数と仮定
他物接触	0.4件	0.7件	0.0件	0.0件	• 「他物接触」に起因した想定リスク事象は発生しないと仮定
その他	2.8件	10.3件	0.0件	0.0件	• 「その他」に起因した想定リスク事象は発生しないと仮定

※ H17～H26年度の10ヶ年故障件数（一般送配電事業者より聞き取り）から1年あたりの件数を算出

＜イメージ＞



風雪に起因するリスク発生頻度

- 暴風雪警報発令日約10日／年、台風接近日約3日／年から厳しい風雪下にある日を13日／年と仮定
- 風雪に起因する東京エリアの第一電圧階級N－1故障5件／年、第二電圧階級N－1故障2件／年、東北エリアの第一電圧階級N－2故障0．4件／年が、厳しい風雪下にある13日間に発生したものと仮定

- 厳しい風雪下にある13日間に東京エリアの電源線N－1故障（電源脱落）が風雪により発生する件数は第一、第二電圧階級それぞれ
  - 5件×（N－1で電源脱落となる送電線の回線延長／東京エリア第一電圧階級の回線延長）
    ＝ 5×（708／4，675） ・・・（A）
  - 2件×（N－1で電源脱落となる送電線の回線延長／東京エリア第二電圧階級の回線延長）
    ＝ 2×（731／3，318） ・・・（B）
- 厳しい風雪下にある13日間に東北エリアの50万V B線N－2故障が風雪により発生する件数は、
  - 0．4件×（B線の回線延長／東北エリア第一電圧階級の回線延長）
    ＝ 0．4×（238／1，104） ・・・（C）

■ 風雪により東京エリアの電源線N－1故障（電源脱落）発生後の10分以内に東北エリアのB線N－2故障が発生する確率（1年あたり）は、

- 〔（A）＋（B）〕×（C）×10／（13×24×60）

＝ 5.52×10^{-5} ⇒ 約1．8万年に1回

雷に起因するリスク発生頻度

- 東京、横浜、千葉、福島における雷発生日は約13日／年
- 雷に起因する東京エリアの第一電圧階級N－1故障8．5件／年、第二電圧階級N－1故障　9．2件、東京エリアの第一電圧階級N－2故障0．1件が、雷発生日の13日間に発生したものと仮定

- 雷発生日の13日間に東京エリアの電源線N－1故障（電源脱落）が雷により発生する件数は第一、第二電圧階級それぞれ
  - 8．5件×（N－1で電源脱落となる送電線の回線延長／東京エリア第一電圧階級の回線延長）
    ＝ 8．5×（708／4，675）　・・・（A）
  - 9．2件×（N－1で電源脱落となる送電線の回線延長／東京エリア第二電圧階級の回線延長）
    ＝ 9．2×（731／3，318）　・・・（B）
- 雷発生日の13日間に東京エリアの50万V A線N－2故障が雷により発生する件数は、
  - 0．1件×（A線の回線延長／東京エリア第一電圧階級の回線延長）
    ＝ 0．1×（60／4，675）　・・・（C）

■ 雷により東京エリアの電源線N－1故障（電源脱落）発生後の10分以内に東京エリアのA線N－2故障が発生する確率（1年あたり）は、
  - 〔（A）＋（B）〕×（C）×10／（13×24×60）
    ＝ 2.27×10^{-6}　⇒　約44．0万年に1回

リスク事象発生頻度について（電源N－1故障による供給力喪失）

◆ 過去の故障実績（件数）を基に、東京エリア電源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故障の組合せを対象とした発生頻度を算出

1年あたりの件数※		
東京エリア電源N－1故障※	第一電圧送電線N－2故障（ルート断）	
	東京エリア	東北エリア
22.8件 （電源脱落量平均：27.1万kW）	0.1件	0.4件

※ H18～H27年度の第一、第二電圧階級に連系している発電機の10ヶ年故障件数（一般送配電事業者より聞き取り）から1年あたりの件数を算出

それぞれの故障が独立した事象であると仮定し算出

➢ 電源脱落量（平均）は約27万kWであり、運用容量超過が解消するまでの時間は概ね1分と仮定し算出

東京エリア電源N－1故障に起因するリスク発生頻度（つづき）

＜発生頻度（電源N－1）＞

■ 東京エリア電源N－1故障発生後、1分以内に東京エリアのA線又は東北エリアのB線のN－2故障が発生する確率（1年あたり）は、

22．8×〔0．1×（60／4，675）＋0．4×（238／1，104）〕×〔1／（365×24×60）〕

＝ 3.80×10^{-6}

⇒ 約26．3万年に1回

リスク事象発生頻度（まとめ）

■ 東京エリアの電源線N－1故障または電源N－1故障による供給力損失事故発生後、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間に、東京エリアの50万V A線または東北エリアの50万V B線のN－2故障（ルート断）が発生するのは、以下のとおり超稀頻度である。

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

以　上