

2022年度調整力の確保に関する計画の取りまとめについて (報告)

2022年 6月28日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

1. 2022年度向け調整力公募について
2. 調整力の確保に関する計画について
 - 2－1. 電源Ⅰ・Ⅱの確保状況
 - 2－2. 電源Ⅰ'の確保状況

- 2022年度向けの調整力公募については、前年度と同様に、電源Ⅰ-a、電源Ⅰ-b※、電源Ⅰ'、電源Ⅱ-a、電源Ⅱ-b、電源Ⅱ'の計6区分で募集が行われた。

※電源Ⅰ-bは2エリア（関西、沖縄）で募集

2022年度向け調整力公募の概要（要件等）

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスpek・高速発動	ロースpek・低速発動	
電源Ⅰ	【Ⅰ-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ'】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源Ⅱ	【Ⅱ-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ'】 ・発動時間：45分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

※一部エリアは簡易指令システム（最低容量0.1万kW）も対象。

電源Ⅰ-a：電源Ⅰ周波数調整力
 電源Ⅰ-b：電源Ⅰ需給バランス調整力
 電源Ⅰ'：電源Ⅰ'廠気象対応調整力

電源Ⅱ-a：電源Ⅱ周波数調整力
 電源Ⅱ-b：電源Ⅱ需給バランス調整力
 電源Ⅱ'：電源Ⅱ低速需給バランス調整力

2022年度向け調整力の公募結果（電源 I -a及び I -b）

2021年12月 第68回制度設計
専門会合 資料5一部修正

容量：万kW

価格：円/kW

容量：万kW		北海道			東北			東京			中部			北陸		
価格：円/kW		2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減
電源 I-a	募集容量	34.8	34.8	－	95.3	94.1	▲1.2	272.9	358.6	85.7	173.2	173.1	▲0.1	34.0	35.5	1.5
	応札容量	34.8	35.0	0.2	95.3	94.1	▲1.2	272.9	358.6	85.7	189.8	253.7	63.9	34.0	35.5	1.5
	落札容量	34.8	35.0	0.2	95.3	94.1	▲1.2	272.9	358.6	85.7	173.6	173.1	▲0.5	34.0	35.5	1.5
	※最高価格	36,495	34,340	▲2,155	49,569	42,143	▲7,426	12,591	11,453	▲1,139	8,358	7,521	▲837	34,026	39,122	5,096
	※平均価格	33,325	32,794	▲531	10,745	11,009	264	12,591	11,453	▲1,139	6,642	5,366	▲1,276	18,026	19,528	1,502
電源 I-b	募集容量	募集無し			募集無し			68.1	募集無し	▲68.1	募集無し			1.0	募集無し	▲1.0
	応札容量							77.2		▲77.2				1.0		▲1.0
	落札容量							68.1		▲68.1				1.0		▲1.0
	※最高価格							12,591		▲12,591				14,051		▲14,051
	※平均価格							12,587		▲12,587				14,051		▲14,051
		関西			中国			四国			九州			沖縄		
		2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減
電源 I-a	募集容量	154.5	156.0	1.5	73.5	72.5	▲1.0	34.8	34.6	▲0.2	103.8	103.1	▲0.7	5.7	5.7	－
	応札容量	154.8	156.5	1.7	73.5	72.5	▲1.0	34.8	34.7	▲0.2	103.8	103.1	▲0.7	5.7	5.7	－
	落札容量	154.8	156.5	1.7	73.5	72.5	▲1.0	34.8	34.6	▲0.2	103.8	103.1	▲0.7	5.7	5.7	－
	※最高価格	12,094	15,222	3,128	23,263	21,823	▲1,440	18,038	10,394	▲7,644	14,707	14,837	130	28,530	28,718	188
	※平均価格	9,791	10,764	973	12,024	12,299	274	8,754	10,295	1,541	14,359	14,519	160	22,551	22,894	343
電源 I-b	募集容量	32.0	13.7	▲18.3	募集無し			募集無し			募集無し			24.4	14.6	▲9.8
	応札容量	34.4	13.7	▲20.7										24.4	14.6	▲9.8
	落札容量	34.4	13.7	▲20.7										24.4	14.6	▲9.8
	※最高価格	11,059	8,834	▲2,225										12,512	20,055	7,543
	※平均価格	9,890	8,834	▲1,056										10,178	10,199	21

※ 最高価格、平均価格は評価用のkW価格であり、運転継続可能時間、年間停止計画日数、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める原則的な要件に満たない場合に入札価格にマイナスの評価が反映されている。

18

2022年度向け調整力の公募結果（電源Ⅱ）

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減
電源Ⅱ-a (万kW)	22件 500.3	22件 500.3	-	23件 1,220.2	21件 1,158.0	▲2件 ▲62.2	119件 4,222.8	112件 3,907.3	▲7件 ▲315.5	55件 2,361.3	64件 2,438.9	9件 77.6	18件 472.2	18件 472.2	-
旧一電以外 (電源等所有者)	1件 24.3	1件 24.3	-	5件 183.4	5件 183.4	-	19件 475.3	49件 1,194.9	30件 719.6	2件 84.2	7件 102.5	5件 18.3	1件 25.0	1件 25.0	-
旧一電以外 (応札主体)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
電源Ⅱ-b (万kW)	2件 23.2	2件 23.2	-	1件 87.4	1件 87.4	-	6件 68.4	6件 68.3	- ▲0.1	1件 57.3	-	▲1件 ▲57.3	4件 8.4	5件 9.4	1件 1.0
旧一電以外 (電源等所有者)	-	-	-	-	-	-	6件 68.4	6件 68.3	- ▲0.1	-	-	-	-	-	-
旧一電以外 (応札主体)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
電源Ⅱ' (万kW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
旧一電以外 (電源等所有者)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
旧一電以外 (応札主体)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減
電源Ⅱ-a (万kW)	41件 1,670.5	39件 1,554.1	▲2件 ▲116.4	38件 778.4	39件 783.6	1件 5.2	17件 360.9	17件 360.9	-	37件 1,177.9	37件 1,177.9	-	11件 172.1	11件 172.1	-
旧一電以外 (電源等所有者)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2件 28.2	2件 28.2	-
旧一電以外 (応札主体)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2件 28.2	2件 28.2	-
電源Ⅱ-b (万kW)	4件 172.4	4件 172.4	-	-	-	-	1件 1.2	1件 1.2	-	-	-	-	3件 26.4	3件 26.4	-
旧一電以外 (電源等所有者)	2件 2.3	2件 2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
旧一電以外 (応札主体)	2件 2.3	2件 2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
電源Ⅱ' (万kW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
旧一電以外 (電源等所有者)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
旧一電以外 (応札主体)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

※2021年11月末日時点。電源Ⅱについては、今後追加的な応募、退出があり得る。

2022年度向け調整力の公募結果 (電源 I')

2021年12月 第68回制度設計専門会合 資料5一部修正

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減
募集容量(万kW)	74.2	10.3	▲ 63.9	47.9	40.3	▲ 7.6	73.1	66.4	▲ 6.7	46.5	65.7	19.2	5.6	14.2	8.6
応募容量(万kW)	12件 76.1	15件 21.6	3件 ▲ 54.6	38件 132.7	55件 189.6	17件 57.0	36件 128.8	57件 178.6	21件 49.7	52件 109.7	61件 299.4	9件 189.7	4件 5.9	20件 46.8	16件 40.9
エリア外応募分	—	4件 9.0	4件 ▲ 9.0	19件 73.1	32件 135.9	13件 62.8	6件 9.2	32件 89.5	26件 80.3	32件 51.3	41件 186.3	9件 135.0	—	14件 31.1	14件 31.1
議札容量(万kW)	12件 74.2	3件 10.4	▲ 9件 ▲ 63.8	18件 47.9	12件 40.3	▲ 6件 ▲ 7.6	12件 73.1	29件 66.4	17件 ▲ 6.7	17件 53.0	19件 76.0	2件 23.0	2件 5.6	4件 14.2	2件 8.6
エリア外議札分	—	—	—	2件 20.5	1件 21.0	▲ 1件 0.6	1件 0.5	11件 12.0	10件 11.5	3件 17.4	3件 17.6	—	—	—	—
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	11,535	3,400	▲ 8,135	4,368	3,400	▲ 968	5,453	4,850	▲ 603	5,137	5,100	▲ 37	1,868	3,187	1,319
評価用価格※ エリア平均(円/kW)	7,964	3,394	▲ 4,570	3,671	3,356	▲ 314	5,019	4,623	▲ 396	4,592	4,691	99	1,868	3,127	1,259
kW価格 エリア平均(円/kW)	7,607	2,444	▲ 5,163	3,540	3,208	▲ 333	4,727	4,072	▲ 654	4,227	4,088	▲ 138	1,795	2,818	1,023
ペナルティ対象期間	7/1~9/30 12/1~2/28	7/1~9/30 12/1~2/28		7/1~9/30 12/1~2/28	7/1~9/30 12/1~2/28		7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28	7/1~9/30 12/1~2/28		7/1~9/30 12/1~2/28	7/1~9/30 12/1~2/28	
運転継続可能時間	3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間	
想定発動回数	3.6回	7.0回		3.6回	7.0回		3.6回	7.0回		3.6回	7.0回		3.6回	7.0回	
	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減	2021年度	2022年度	増減
募集容量(万kW)	82.7	79.2	▲ 3.5	26.7	28.2	1.5	7.2	12.6	5.4	48.9	32.8	▲ 16.1	10.6	7.0	▲ 3.6
応募容量(万kW)	74件 141.9	69件 198.5	▲ 5件 56.6	46件 79.0	61件 98.0	15件 18.2	58件 43.9	48件 61.6	▲ 10件 17.7	48件 90.4	48件 53.5	— ▲ 36.9	3件 10.6	2件 7.0	▲ 1件 ▲ 3.6
エリア外応募分	35件 39.1	44件 94.4	9件 55.3	30件 42.9	40件 54.3	10件 11.4	47件 33.0	37件 47.4	▲ 10件 14.5	14件 10.9	22件 22.9	8件 12.0	—	—	—
議札容量(万kW)	49件 80.1	27件 78.8	▲ 22件 ▲ 1.3	6件 26.8	21件 28.2	15件 1.4	6件 7.2	10件 12.6	4件 5.4	28件 40.9	29件 33.9	1件 ▲ 15.0	3件 10.6	2件 7.0	▲ 1件 ▲ 3.6
エリア外議札分	14件 10.1	2件 1.4	▲ 12件 ▲ 8.7	—	—	—	—	—	—	—	3件 3.3	3件	—	—	—
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	5,805	5,200	▲ 605	5,205	6,944	1,739	3,658	8,657	4,999	4,377	10,231	5,854	3,421	3,412	▲ 9
評価用価格※ エリア平均(円/kW)	5,260	4,911	▲ 349	4,273	4,905	632	3,575	6,217	2,642	4,137	4,394	257	3,051	2,917	▲ 134
kW価格 エリア平均(円/kW)	5,173	4,525	▲ 648	4,071	4,458	387	3,394	5,873	2,479	4,000	4,014	14	2,834	2,608	▲ 226
ペナルティ対象期間	7/1~9/30 12/1~2/28	7/1~9/30 12/1~2/28		7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28			6/1~9/30		
運転継続可能時間	3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間		3時間	3時間	
想定発動回数	3.6回	7.0回		3.6回	7.0回		3.6回	7.0回		3.6回	7.0回		2.4回	4.6回	

※ 1 評価用最高価格、平均価格は、評価用kW価格（運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。）と評価用Wh価格（上限kWWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間）の合計金額による。

※ 2 九州エリアでは、追加公募によって募集容量を充足できなかった未達分については、個別に相対交渉することと調整を行った。

9

- 調整力の確保に関する計画とは、送配電等業務指針 第24条に基づき、毎年、一般送配電事業者が当該年度の開始前に、当該年度の月別の調整力の確保の計画を立て、広域機関に提出するもの。
※公募により調達した調整力の定期点検、補修等による計画停止を考慮して月別の計画を作成
- 当該計画には、①調整力の必要量、②調整力の具体的内容、③調整力を必要とする理由を記載。
- 広域機関は、供給計画および本計画により調整力が十分確保されているか確認するとともに、今後の調整力の在り方に関する検討にこれらの情報を活用する。

2-1. 電源Ⅰ・Ⅱの確保状況 各一般送配電事業者の電源Ⅰの確保量

- 2022年度各月の電源Ⅰの確保量としては、各エリア概ね必要量を確保している。
- 中部エリアの3月においては必要量（7%）を下回っているものの、「安定供給には支障はない」という見解を確認している。

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	348	348	348	348	348	348	348	348	348	348	348	348
	8.8	9.7	9.8	8.6	8.4	8.9	8.9	7.7	7.2	7.0	7.0	7.7
東北	930	767	877	941	941	941	771	812	922	941	941	941
	8.8	7.8	8.3	7.4	7.2	8.0	7.4	7.0	7.1	6.9	7.0	7.7
東京※1	3,037	3,344	3,346	4,400	4,375	4,247	4,006	2,966	4,201	4,286	4,575	4,180
	7.9	9.1	8.0	8.2	8.1	9.3	10.4	7.4	9.5	9.0	9.6	9.6
中部	1,289	1,517	1,684	1,731	1,731	1,731	1,544	1,712	1,730	1,729	1,731	1,279
	7.0	8.1	8.2	7.0	7.0	7.4	7.8	8.8	7.8	7.4	7.4	6.2
北陸	3,900	3,635	4,015	4,950	4,950	4,410	3,775	4,135	4,730	5,110	5,110	4,565
	8.4	7.0	7.2	7.2	7.1	7.5	8.7	8.2	7.5	6.9	6.9	7.4
関西	1,374	1,511	1,699	1,963	1,942	1,739	1,185	1,370	1,856	1,932	1,863	1,679
	7.5	8.1	8.0	7.2	7.1	7.4	6.2	7.1	7.8	7.7	7.4	7.8
中国	645	590	576	725	725	654	590	598	719	725	725	639
	8.5	7.9	7.0	6.9	6.9	7.0	7.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
四国	376	376	376	376	376	376	335	292	323	323	323	292
	10.9	11.0	9.6	7.6	7.6	8.7	9.3	7.9	7.0	7.0	7.0	7.2
九州	718	837	894	1,061	1,061	915	852	813	1,002	1,014	1,014	859
	7.0	8.0	7.5	7.0	7.0	7.0	7.6	7.1	7.0	7.0	7.0	7.0
沖縄	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203
	21.9	18.5	15.2	15.0	14.7	14.8	16.9	19.7	22.9	22.0	22.2	24.1

上段：確保量（千kW）、下段：2022年度供給計画の第1年度各月における最大3日平均電力（離島除く）に対する確保量の割合（%）

※1 東京エリアにおいては、「特定立地電源」（289千kW）含む



中部エリアの電源Ⅰ確保量

- 2022年度の電源Ⅰ公募落札電源に対して、各日の電源Ⅰ確保量が7.0%を上回るよう、作業日程の変更や、工期短縮すべく調整を図ってきた。しかし、A発電所の発電機停止を伴う作業は、供給力確保の観点から、重負荷期の作業回避、工期短縮をした結果、3月での作業が必須であり、さらなる日程調整・工期短縮は不可であった。
- その結果、3月6日～14日の平日7日間において電源Ⅰ確保量が7.0%を下回る見込み。

	3/1	3/2	3/3	3/4	3/5	3/6	3/7	3/8	3/9	3/10	3/11	3/12	3/13	3/14	3/15
	水	木	金	土	日	月	火	水	木	金	土	日	月	火	水
電源Ⅰ必要量	1452	1452	1452	1148	1079	1427	1427	1427	1427	1427	1095	1029	1361	1361	1361
電源Ⅰ確保量	1507	1507	1507	1507	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1507
不足量	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	0	0	164	164	0
A 発 電 所	2号機	3/1~4/26 励磁用変圧器更新、水車発電機定期点検ほか													
		3/5~3/14 保護Ry更新に伴うVCT回路切り離し、共通電源切り離しほか													
	3号機												3/14 母線用PD系統加圧試験、検相試験ほか		
		3/5~3/14 保護Ry更新に伴うVCT回路切り離し、共通電源切り離しほか													
	4号機												3/14 母線用PD系統加圧試験、検相試験ほか		
		3/5~3/14 保護Ry更新に伴うVCT回路切り離し、共通電源切り離しほか													
													3/14 母線用PD系統加圧試験、検相試験ほか		



中部エリアの安定供給に必要な調整力

- 調整力の調達方法が需給調整市場に移行していくことを踏まえ、第71回調整力等委(2022年3月)では、2023年4月以降の電源Ⅰaの必要量は、「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の不等時性を考慮した合成値とすることが整理された。この考え方に基づくと、2022年度の電源Ⅰa必要量は6.0%となり、必要な量は確保できている。
- 電源Ⅰが7.0%に満たない期間は7日間と短期間であることに加え、供給計画においては予備率が11.3%と電源Ⅱ余力があると考えられることから、調整力の追加公募を実施せずとも安定供給には支障がないと考えている。

2022年度の必要量
(2022年度電源Ⅰ公募時点の考え方)

	電源Ⅰa必要量
電源脱落	1.36 %
時間内変動	2.22 %
30分内残余需要予測誤差	3.99 %
合計	7.0 7.6 %

※電源Ⅰ確保量の上限は7.0%

2022年度の必要量
(第71回調整力等委で再整理された考え方)

	電源Ⅰa必要量
電源脱落	1.36 %
合成値	4.58 %
合計	6.0 %

2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方について

10

- これまで、電源 I -aの必要量は、周波数制御機能を有する調整力にて対応すべき、「事故時対応」、「時間内変動対応」、「30分内残余需要予測誤差対応」のそれぞれの調整力の必要量を算定し、その合計値を算定してきた。
- 一方、需給調整市場では電源 I に相当する一次～三次調整力①において、各商品の不等時性を考慮した合成値として必要量を算定することで整理しているところ。
- 今後、需給調整市場に移行していくことも踏まえて、電源 I -aの必要量についても「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差対応」の不等時性を考慮した合成値で算出することでどうか。

【従来の電源 I -a必要量の考え方】



【2023年度に向けた電源 I -a必要量の考え方】



【P.13】

2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ募集量について

第61回委員会 資料5

- 前述のとおり、今回、電源Ⅰ-aと電源Ⅰ-bの必要量をそれぞれ検討した。そして、その合計の電源Ⅰの必要量は、関西エリア以外は、これまで一般送配電事業者が調整力公募により調達していた電源Ⅰの量の7%を上回っている。
- これに対して、一般送配電事業者が年間通して専有する電源Ⅰの量をこれまでの7%よりも多く調達することは、小売電気事業者が活用できる供給力を減少させる可能性があり、慎重に考える必要があるのではないかと。
- また、これまで電源Ⅰの量を最大7%としていたが、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できていると考えられる。そして、需給調整市場の調達不足発生時は、透明性・公平性の観点の課題はあるものの、電源Ⅱ余力から追加調達しているところ。
- したがって、**2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ募集量は、これまで同様に最大で7%とし、引き続き、三次調整力①・三次調整力②の売り応札量不足を解消できるように継続検討することとしてはどうか**※1。

電源Ⅰ必要量について

※1 沖縄エリアは別途整理

※2 2021年度供給計画第2年度のH3需要(離島除き)に対する%値

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a必要量[%]※2	8.4%	7.8%	7.0%	7.6%	8.0%	5.7%	9.5%	9.3%	7.4%
電源Ⅰ-b必要量[%]※2	0.3%	2.5%	0.2%	2.6%	1.6%	0.5%	0.6%	0.1%	0.1%
電源Ⅰ必要量[%]※2	8.7%	10.3%	7.2%	10.2%	9.6%	6.2%	10.1%	9.4%	7.5%

電源Ⅰ募集量 最大7%

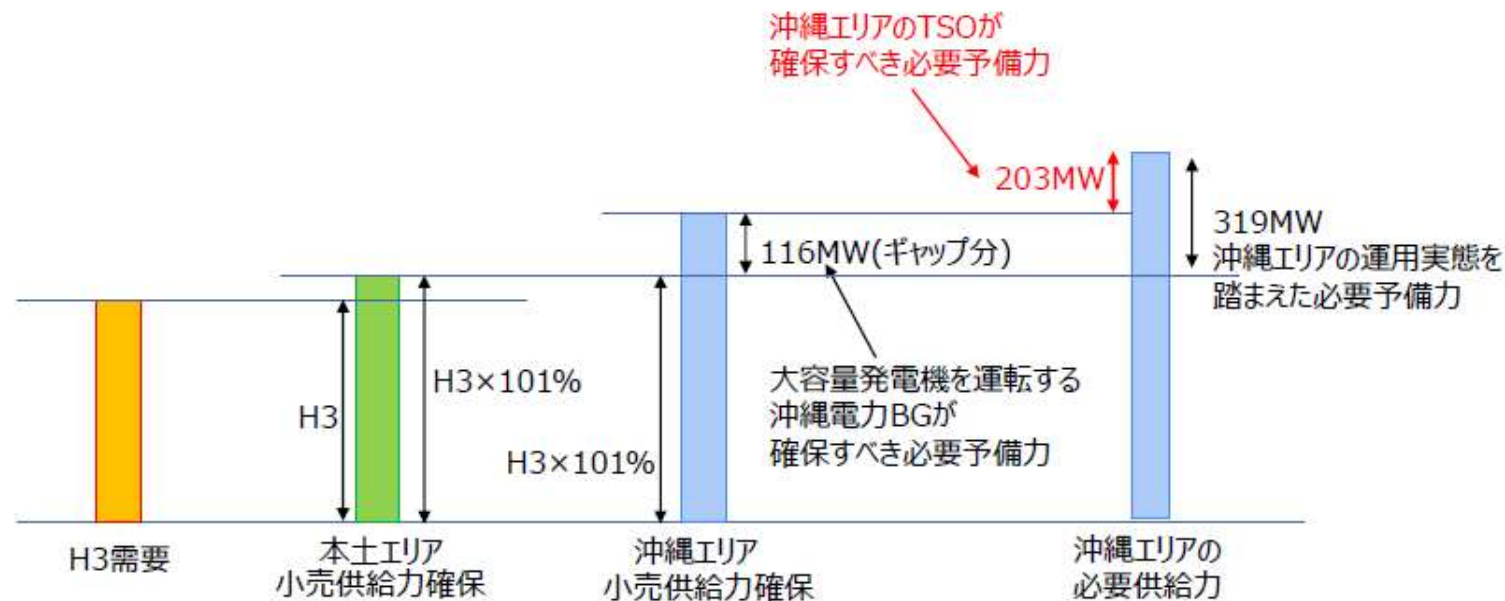
電源Ⅰ募集量について

各エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電源Ⅰ-a募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	5.7%	7.0%	7.0%	7.0%
電源Ⅰ-b募集量[%]※2	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%
電源Ⅰ募集量[%]※2	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	6.2%	7.0%	7.0%	7.0%

TSOが調達すべき必要予備力（電源Ⅰ必要量）

15

- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498[kWh/kW・年])を満たすために、発電機最大出力224MWを前提とした「運用実態を踏まえた必要予備力」の319MWについては、そのうちの「本来確保すべき必要予備力」の203MWを沖縄エリアTSOにて確保することとし、残りの116MWを沖縄電力BGにて確保することとなる。
- したがって、沖縄エリアにおいて**TSOが確保する予備力としての電源Ⅰ必要量は203MWとなる**。次ページ以降に、電源Ⅰ必要量203MWのうち、電源Ⅰ-aおよび電源Ⅰ-bの必要量について整理した。



- 2022年度の電源 I 必要量（沖縄エリア以外）については、原則、2021年度供給計画の第2年度における想定需要（離島除く）をもとに算定し、その結果に基づき電源 I を公募調達している。
- そのため、2022年度供給計画の第1年度の想定需要に対する確保量の割合は募集量[%]を下回ることもある。

<沖縄以外のエリア>

電源 I = 周波数制御機能あり調整力（電源 I -a）必要量

+ 周波数制御機能なし調整力（電源 I -b）必要量

※電源 I -aと電源 I -bの合計が「最大3日平均電力」の7%を超過する場合は、最大7%を上限に確保することし、優先的に電源 I -aを確保する。

※「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2021年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※ 2022年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2022年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

電源 I -a = 最大3日平均電力 × 各エリア必要量算出値 (%)

※各エリア必要量算出値とは2020年度残余需要ピーク95%以上のコマにおける、「時間内変動」3σと「30分内残余需要予測誤差」3σと事故時対応調整力の合計を2021年度供給計画の第2年度における最大3日平均電力(離島除き)で除した値。

電源 I -b = 三次調整力①相当量 × 調達不足率 (%)

※需給調整市場の売り応札量が十分に供出されるまでの間の暫定的な対応として、透明性・公平性の観点および需給逼迫リスク回避の観点から、三次調整力①の一部の年間調達として、電源 I -bを調達する。

※三次調整力①相当量は2020年度データにおける「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量」の年間3σ相当値とする。

※調達不足率は、需給調整市場における三次調整力②の取引実績(入札開始から至近までの実績)における調達不足率とし、「調達不足量」÷「募集量」にて算出する。

<沖縄エリア>

**電源 I = 沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力
= 203MW**

出所) 第62回 調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会

(2021年6月18日)資料5 (抜粋)

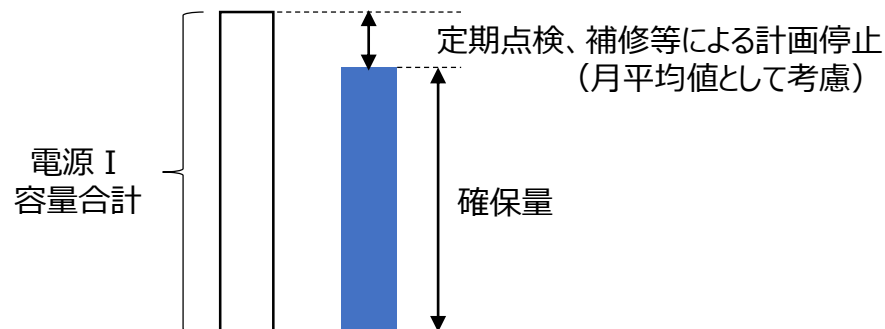
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_62_05r.pdf

想定需要（離島除く）（単位：千kW）

※北海道・東北・北陸は1月、それ以外のエリアは8月の想定需要

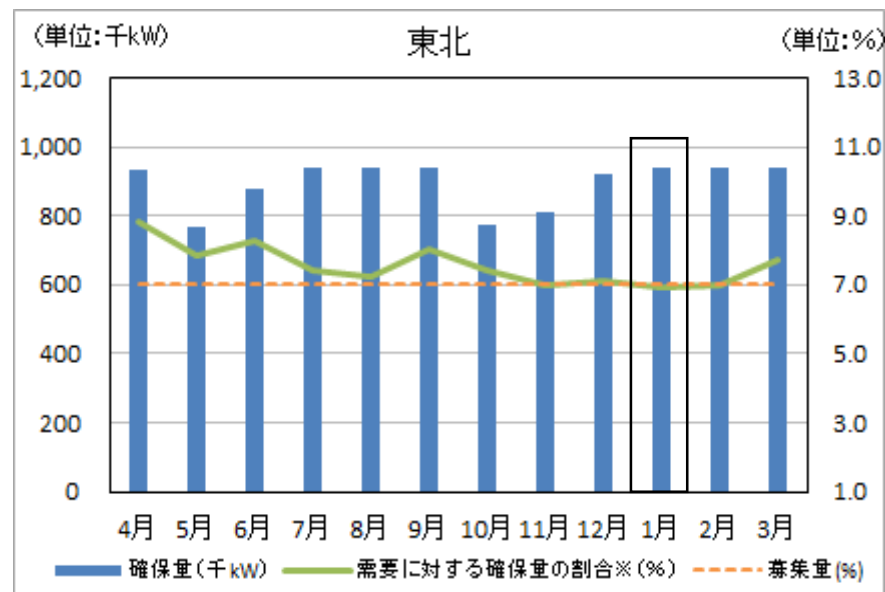
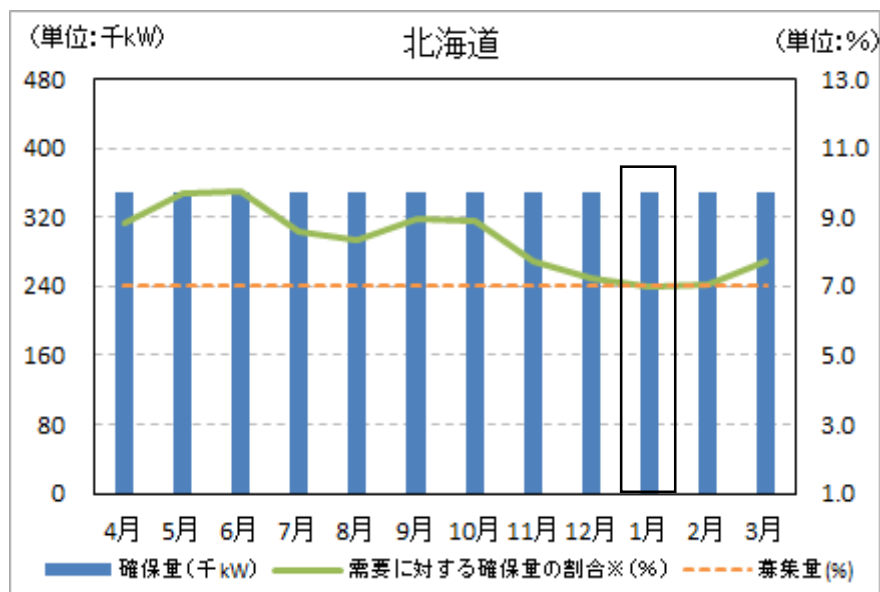
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021年度供給計画（第2年度）	4,972	13,445	53,338	24,720	4,910	27,360	10,328	4,930	15,102	1,366
2022年度供給計画（第1年度）	4,982	13,644	53,761	24,850	5,110	27,390	10,448	4,940	15,159	1,383

各一般送配電事業者の電源Ⅰ確保量と想定需要に対する割合(1)



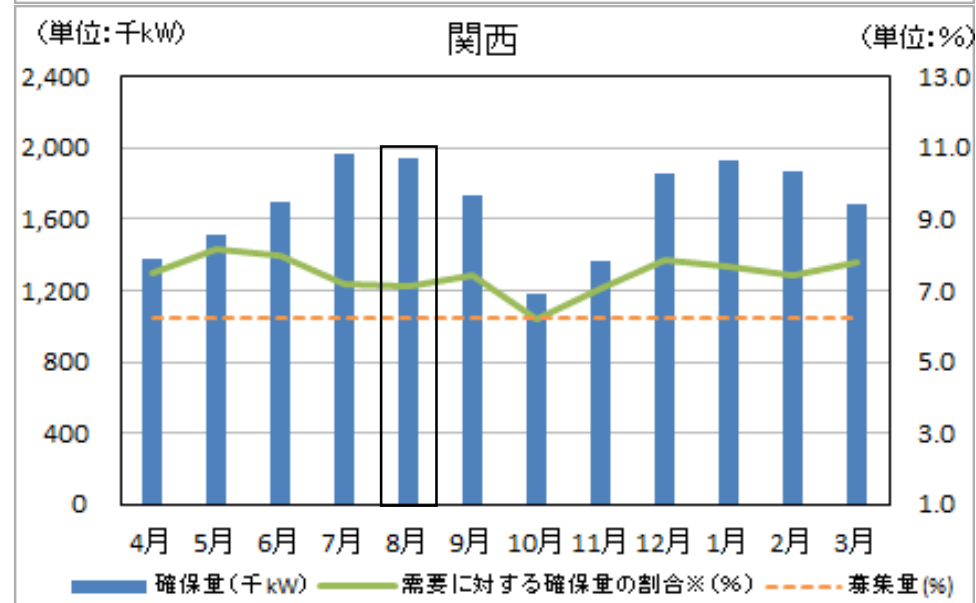
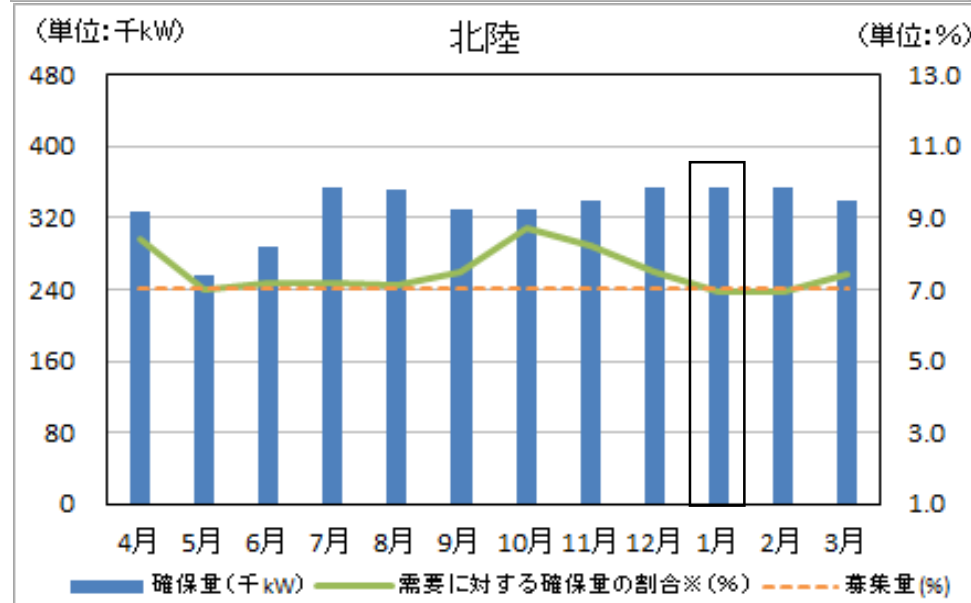
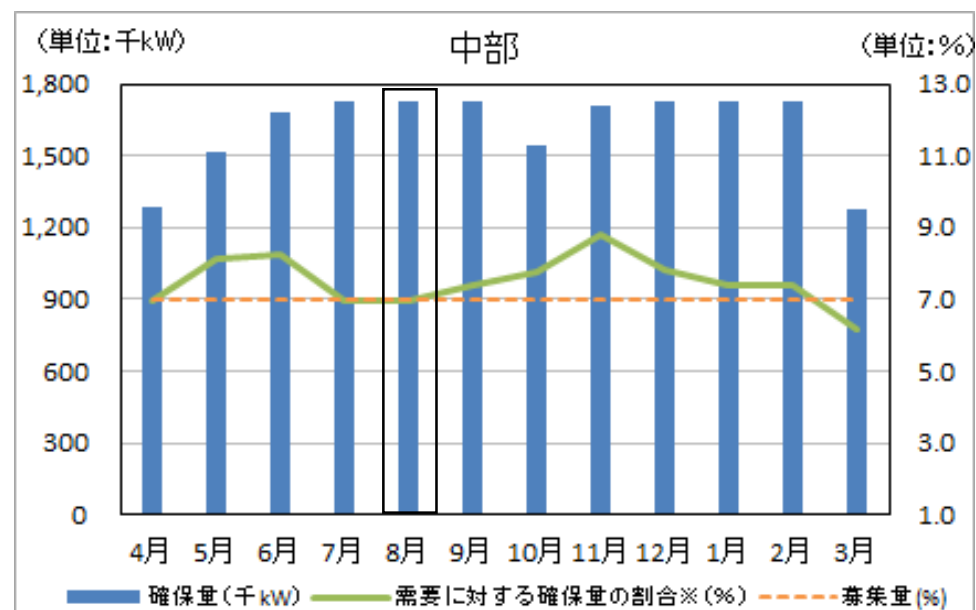
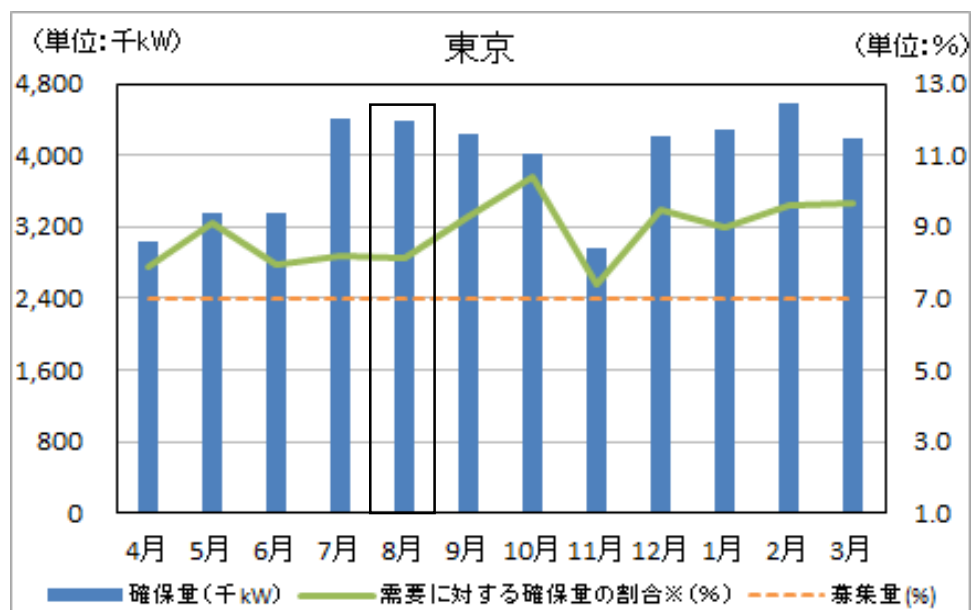
※年間停止計画日数が各一般送配電事業者が指定する年間停止可能日数を超過する場合は応札量を「365日－年間停止可能日数」で除して「365日－年間停止計画日数」を乗じた値を、応札量とみなして評価することから、月別の確保量においては落札量を超過することもあり得ることに留意。

□ 各エリアの年間最大需要月の電源Ⅰ確保量を示す



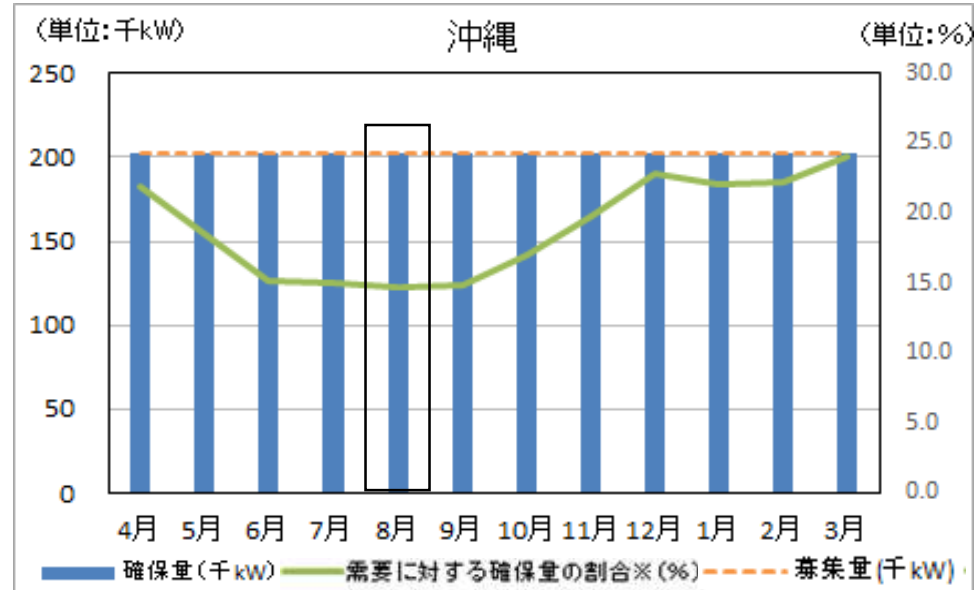
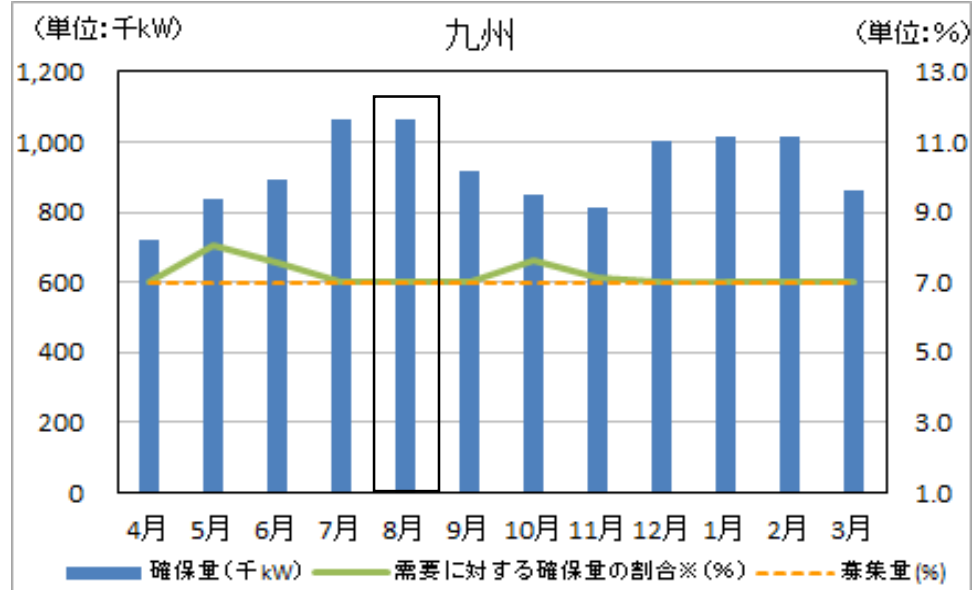
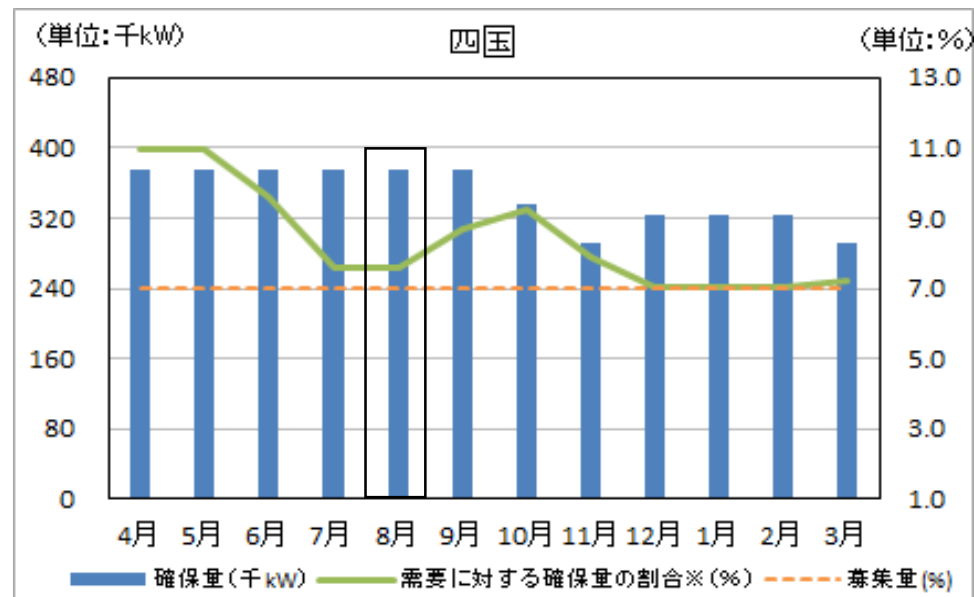
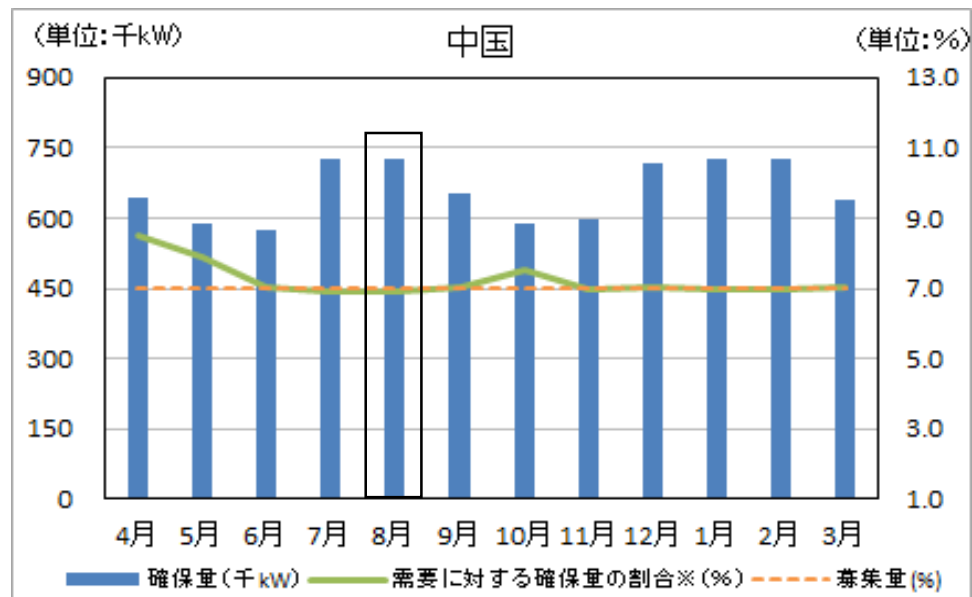
※2022年度供給計画の第1年度各月における最大3日平均電力(離島除く)に対する確保量の割合(%)

各一般送配電事業者の電源Ⅰ確保量と想定需要に対する割合(2)



※2022年度供給計画の第1年度各月における最大3日平均電力(離島除く)に対する確保量の割合(%)

各一般送配電事業者の電源Ⅰ確保量と想定需要に対する割合(3)



※2022年度供給計画の第1年度各月における最大3日平均電力(離島除く)に対する確保量の割合(%)

各一般送配電事業者が契約した電源Ⅱの出力変動幅

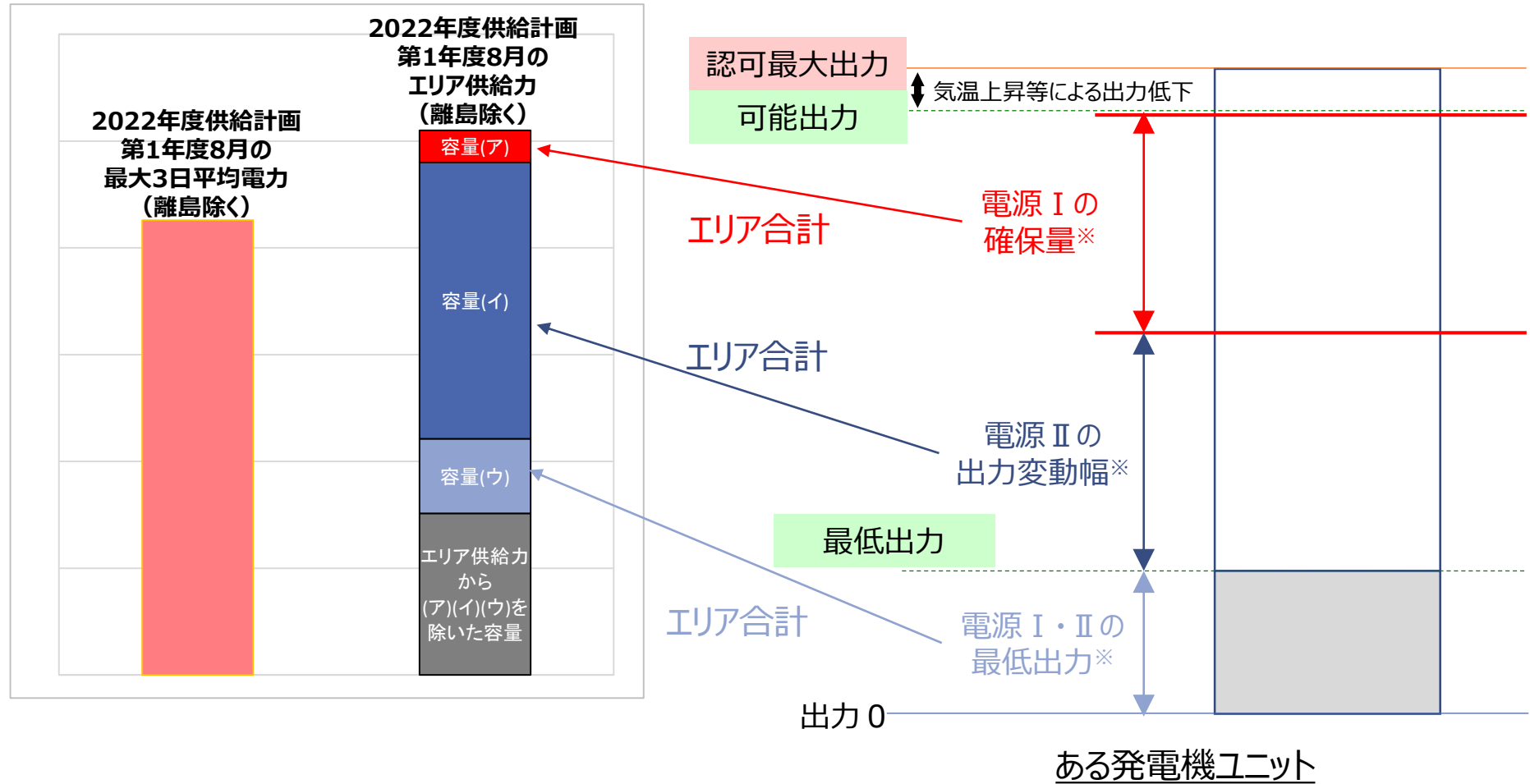
- 各一般送配電事業者が契約した電源Ⅱの各月出力変動幅は、2021年度とほぼ同等となっていることを確認している。
- 2021年度において、各月出力変動幅が3割以下となるエリアも存在していたため、運用に支障を生じないか状況を注視していくこととしていたが、これまでのところ運用上の支障は確認されていない。引続き状況を注視していく。

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	3,228	3,267	3,192	3,285	3,015	2,957	3,302	3,505	3,576	3,589	3,547	3,424
	81.9	91.2	89.6	81.1	72.4	75.8	84.2	78.0	74.0	72.0	71.8	75.9
東北	5,568	4,499	4,440	5,944	5,932	5,383	5,376	5,280	5,849	6,327	6,502	5,701
	52.9	46.0	41.9	46.9	45.6	46.0	51.9	45.4	44.9	46.4	48.4	46.7
東京	16,281	15,491	15,957	19,789	19,721	19,508	16,197	15,638	19,017	20,246	20,687	19,358
	42.2	42.1	38.0	36.8	36.7	42.7	42.0	39.0	42.9	42.5	43.4	44.6
中部	8,374	7,985	8,449	8,919	8,741	9,015	8,510	8,782	9,363	9,799	9,987	9,294
	45.3	42.7	41.3	35.9	35.2	38.5	42.9	45.1	42.4	41.8	42.6	44.8
北陸	2,826	2,624	2,795	3,284	3,420	3,189	3,055	3,068	3,399	3,390	3,431	3,272
	72.5	72.2	69.6	66.4	69.1	72.3	80.9	74.2	71.9	66.3	67.1	71.7
関西	6,856	6,398	7,420	7,425	7,096	6,725	5,625	5,990	6,597	7,261	7,661	7,763
	37.3	34.5	34.9	27.1	25.9	28.7	29.4	30.9	27.9	28.9	30.5	36.1
中国	2,932	2,704	3,158	3,611	3,411	3,208	2,838	3,064	3,452	3,509	3,482	3,120
	38.7	36.1	38.4	34.6	32.6	34.4	36.3	35.9	33.6	33.8	33.6	34.2
四国	2,103	2,098	2,139	2,361	2,352	2,359	2,078	2,142	2,135	2,150	2,152	2,162
	61.1	61.2	54.6	47.8	47.6	54.6	57.4	57.9	46.3	46.6	46.7	53.5
九州	5,972	6,124	6,372	6,671	6,499	6,201	5,162	5,365	6,068	6,179	6,092	4,642
	58.3	58.8	53.8	44.0	42.9	47.4	46.3	47.1	42.4	42.6	42.0	37.8
沖縄	670	798	849	941	1002	960	979	880	837	812	807	868
	72.5	72.8	63.5	69.7	72.4	69.9	81.7	85.6	94.4	88.0	88.2	103.1

上段：出力変動幅（千kW）、下段：2022年度供給計画の第1年度各月における最大3日平均電力（離島除く）に対する出力変動幅の割合（%）

2022年度8月における最大3日平均電力に対する電源 I・II の割合（1）

- 次ページ以降のグラフは2022年度8月におけるエリア供給力の内訳（「電源 I の確保量」、「電源 II の出力変動幅」「電源 I・II の最低出力」「左記三項目をエリア供給力から除いた容量」）を示す。

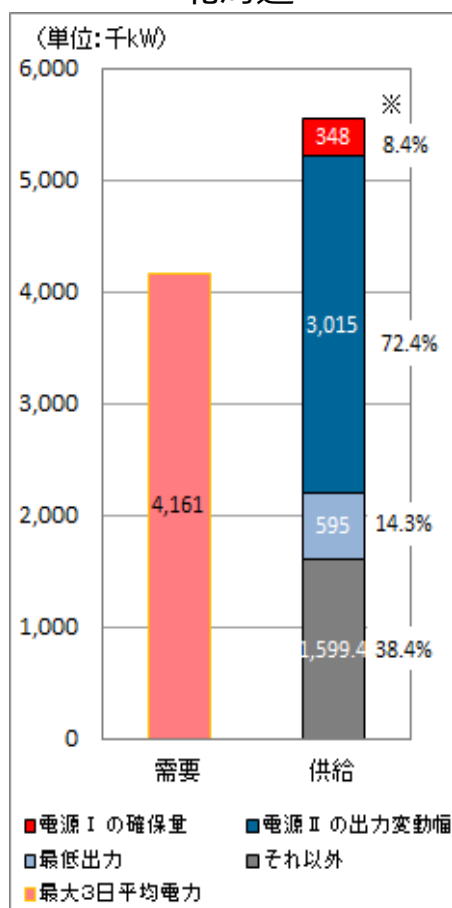


※定期点検等による計画停止を考慮した1ヶ月の平均値

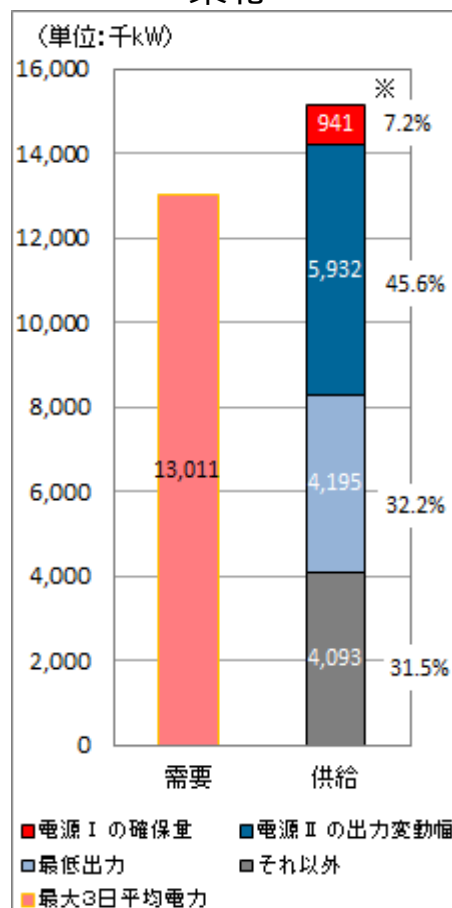
2022年度8月における最大3日平均電力に対する電源Ⅰ・Ⅱの割合（2）

- 2022年度供給計画第1年度8月の最大3日平均電力（離島除く）に対して、電源Ⅰ、Ⅱの割合としては、各エリア50%以上確保している。
- 中給からオンライン制御可能な電源Ⅱの契約量は前年比0.5%減となっている。引き続き状況を注視していく。

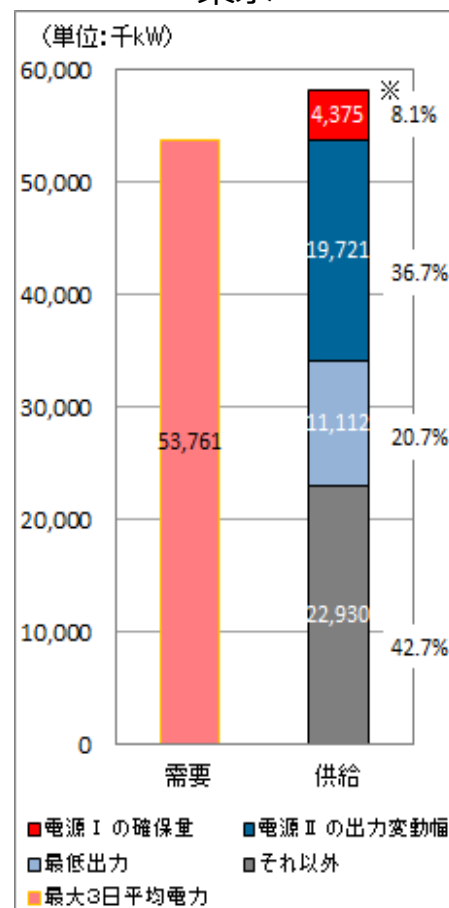
北海道



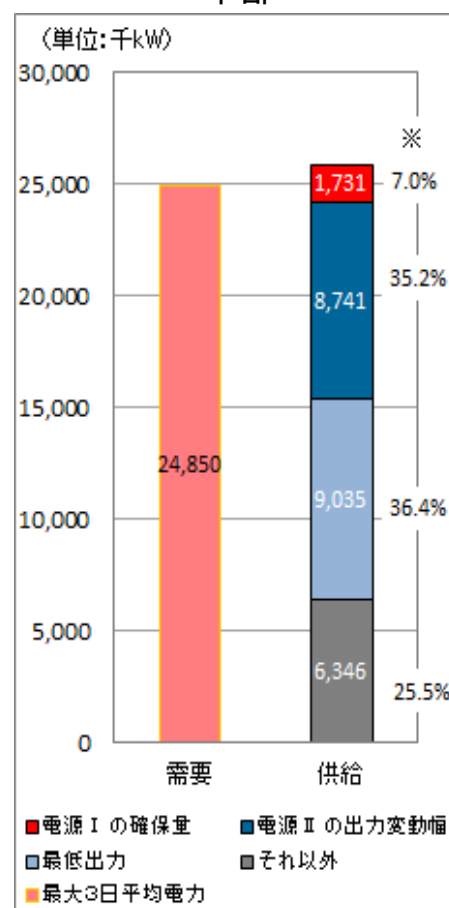
東北



東京

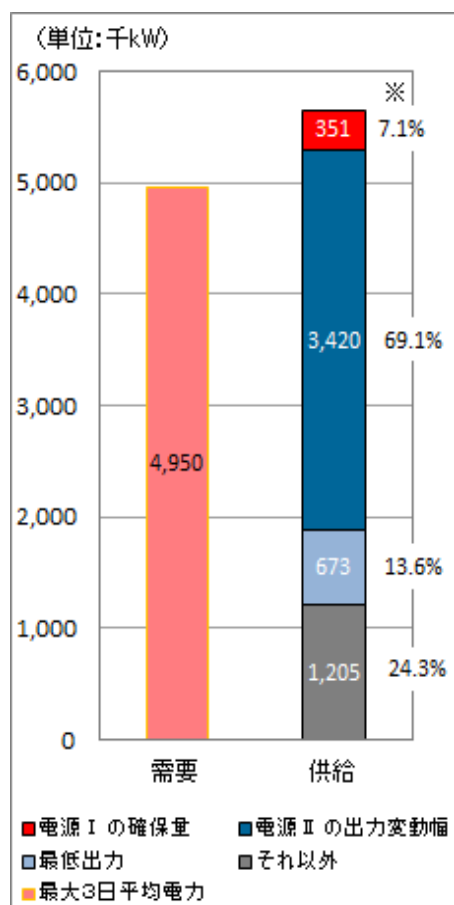


中部

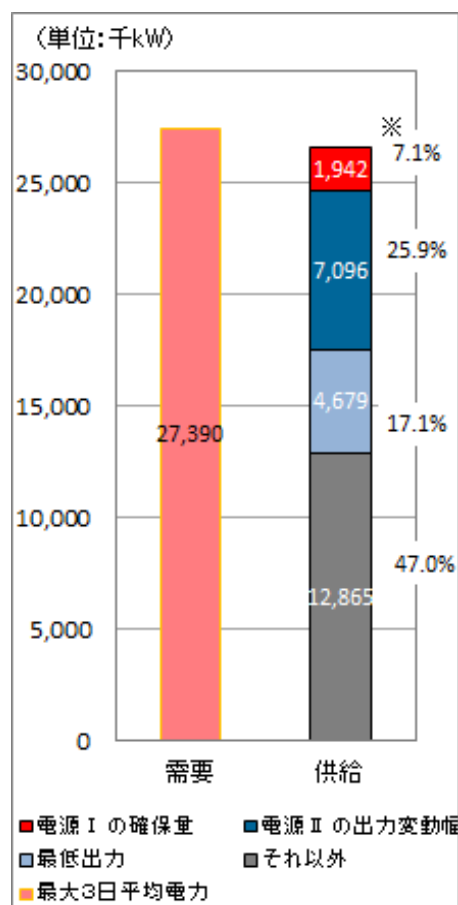


※%値は2022年度供給計画第1年度8月の最大3日平均電力（離島除く）に対する値

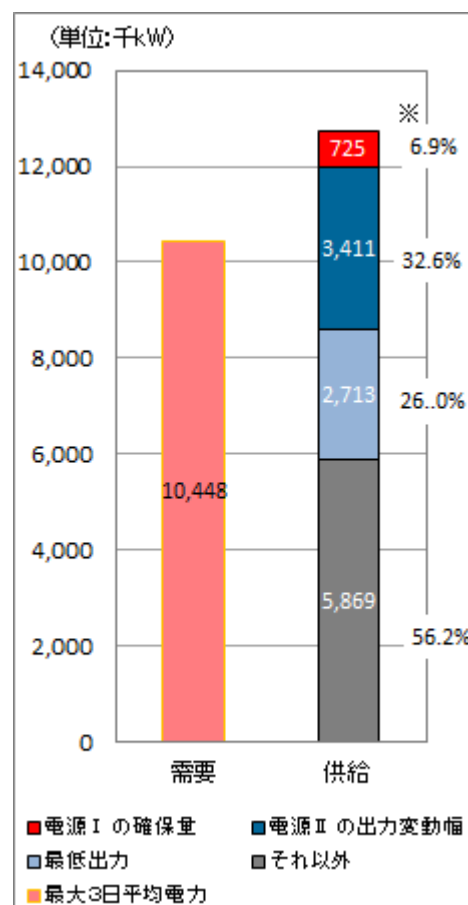
北陸



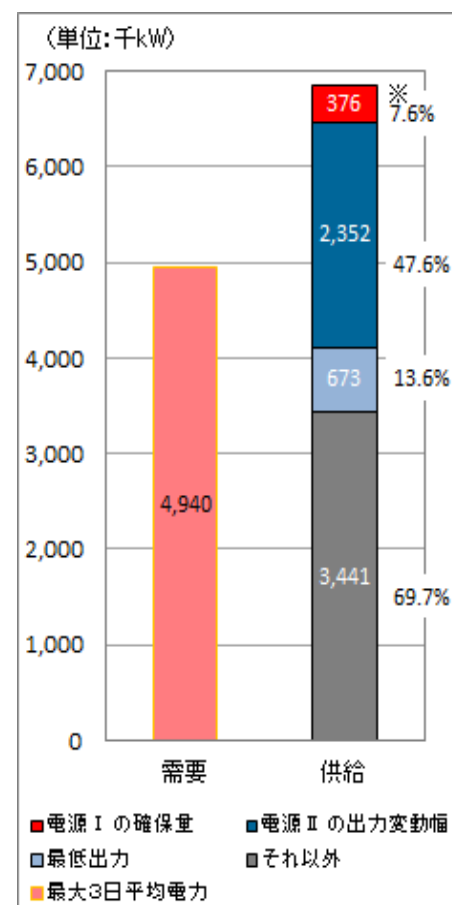
関西



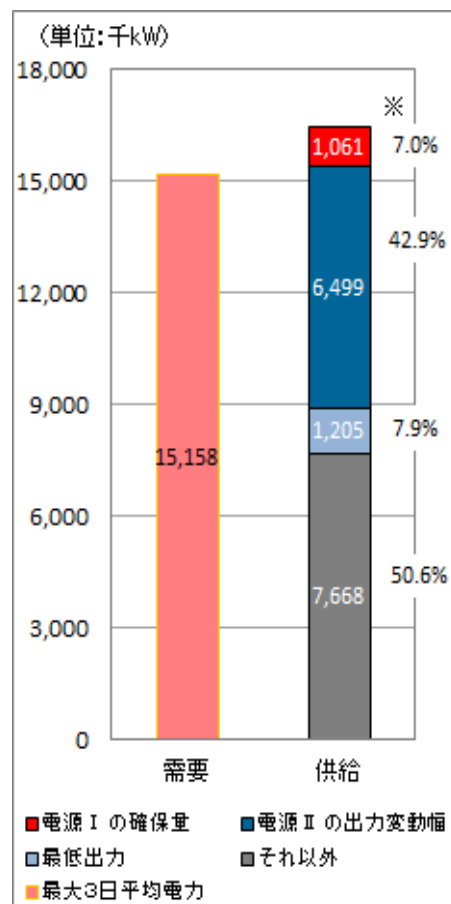
中国



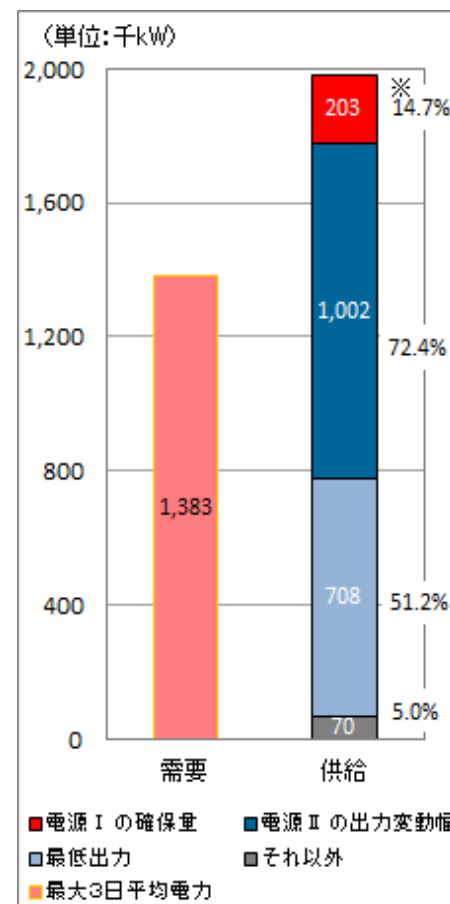
四国



九州



沖縄



※%値は2022年度供給計画第1年度8月の最大3日平均電力（離島除く）に対する値

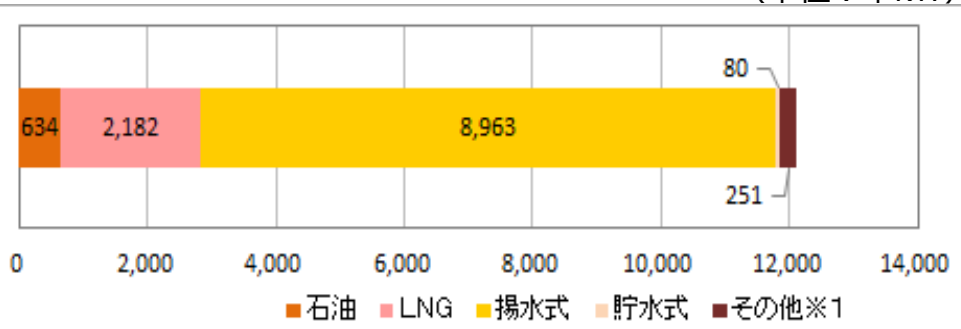
2-1. 電源 I・II の確保状況 電源 I・II の種別ごとの確保量ならびに構成比

- 2022年度の調整力の確保に関する計画における電源 I・II の種別ごとの確保量ならびに構成比において、電源 I は主に揚水・石油火力・LNG火力が占めている。

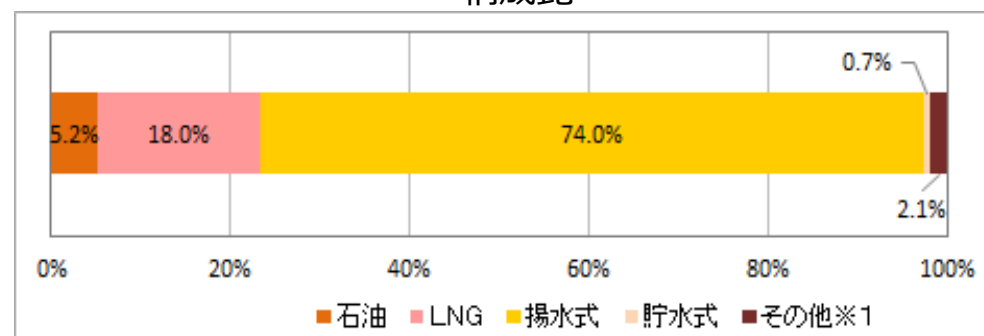
※下記グラフは、2022年度8月における一般送配電事業者による電源 I の確保量と電源 II の出力変動幅を積み上げたものであり、実需給断面で調整力として活用する電源の構成は、年間計画段階で把握することはできない。

●電源 I の構成（2022年8月における全国計）

確保量 (単位：千kW)

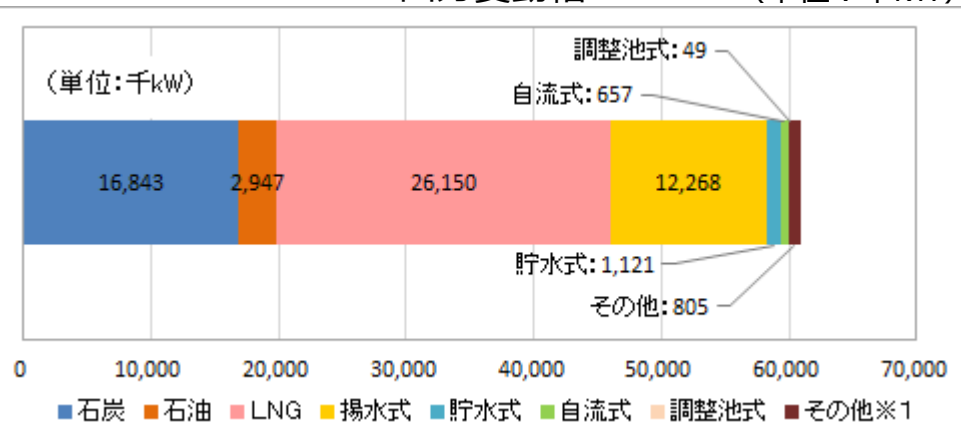


構成比

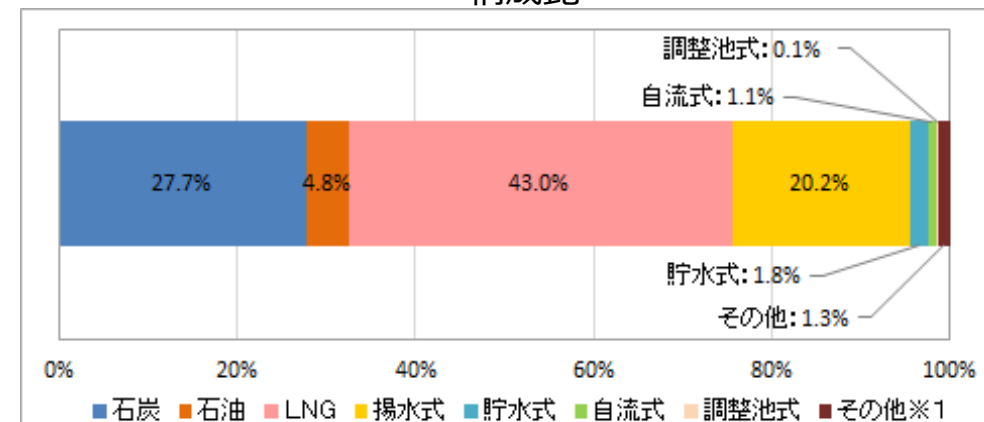


●電源 II の構成（2022年8月における全国計）

出力変動幅 (単位：千kW)



構成比



※ 1 : コークスガス/LNGやLNG/重原油等の混焼発電設備や代替電源等

(参考) 2021年度 電源 I・II の種別ごとの確保量ならびに構成比

■ 電源 I・II の種別ごとの確保量と構成比については、2021年度と比較しても、大きな変化はなかった。

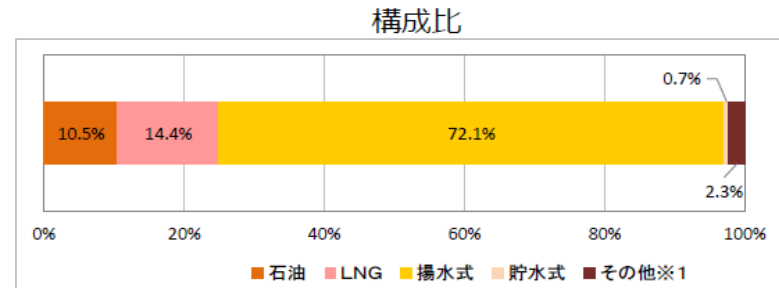
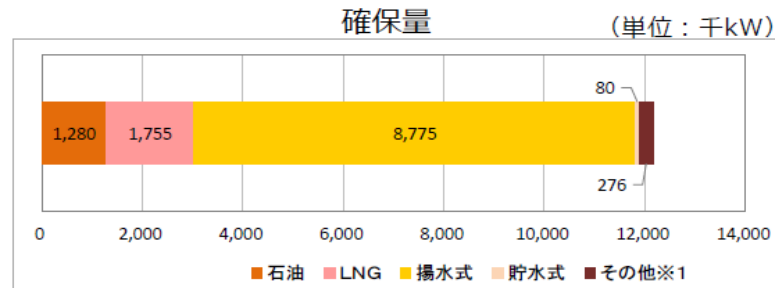
2-1. 電源 I・II の確保状況 電源 I・II の種別

19

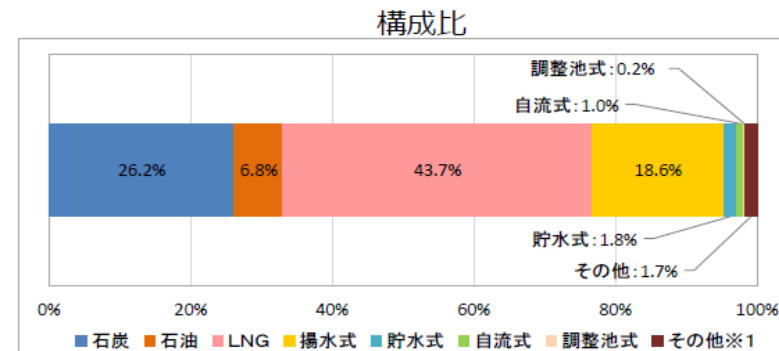
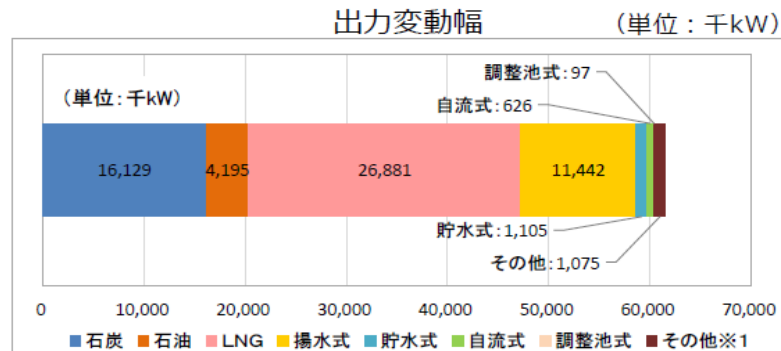
■ 2021年度の調整力の確保に関する計画における電源 I・II の種別ごとの確保量ならびに構成比において、電源 I は主に揚水・石油火力・LNG火力が占めている。

※下記グラフは、2021年8月における一般送配電事業者による電源 I の確保量と電源 II の出力変動幅を積み上げたものであり、実需給断面で調整力として活用する電源の構成は、年間計画段階で把握することはできない。

● 電源 I の構成 (2021年8月における全国計)

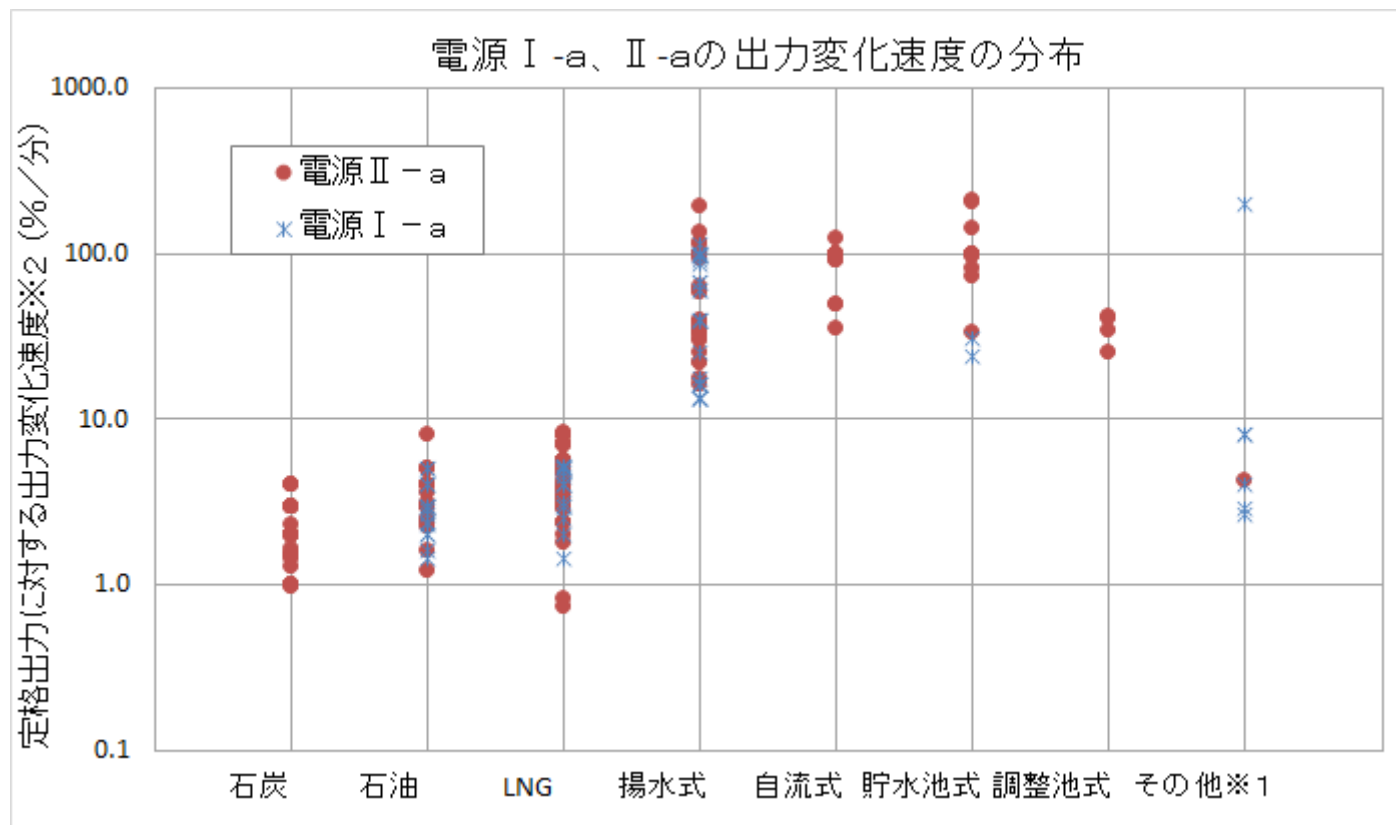


● 電源 II の構成 (2021年8月における全国計)



※1：コークスガス/LNGやLNG/重原油等の混焼発電設備や代替電源等

- 電源Ⅰ - a・Ⅱ - aの出力速度は、昨年度と同様に周波数制御・需給バランス調整に必要な要件を満たした電源が落札されている。



※ 1 : コークスガス／LNGやLNG／重原油等の混焼発電設備等

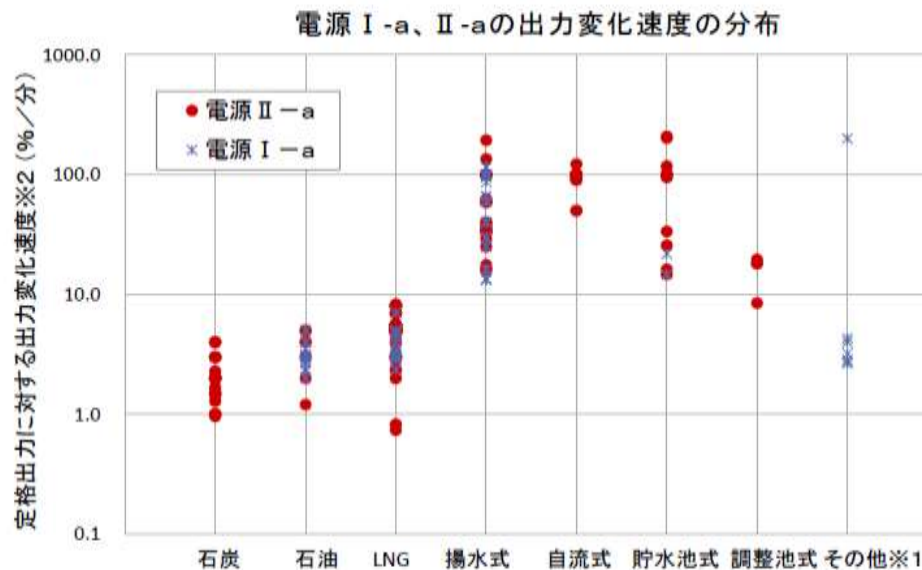
※ 2 : LFC (AFC) 変化速度、出力帯等により出力変化速度が異なる場合は最大の出力変化速度

■ 2021年度と2022年度を比較すると、出力変化速度は同様の分布となっている。

2-1. 電源 I・II の確保状況
電源 I の出力変化速度

20

■ 電源 I - a・II - aの出力速度は、昨年度と同様に周波数制御・需給バランス調整に必要な要件を満たした電源が落札されている。



※1：コークスガス／LNGやLNG／重原油等の混焼発電設備等

※2：LFC（AFC）変化速度、出力帯等により出力変化速度が異なる場合は最大の出力変化速度

2-2. 電源Ⅰ'の確保状況 各一般送配電事業者の電源Ⅰ'の確保量

- 電源Ⅰ'の必要量については、2022年度公募より各エリアH3需要の3%を調達と整理された。
- 各月の電源Ⅰ'確保量としては、必要な量を必要な時期に確保できている。

●電源Ⅰ'の確保量（単位：千kW）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	0.0	0.0	0.0	103.0	103.0	103.0	0.0	0.0	103.0	103.0	103.0	0.0
東北	0.0	0.0	0.0	403.0	403.0	403.0	0.0	0.0	403.0	403.0	403.0	0.0
東京※1	0.0	0.0	0.0	953.0	953.0	953.0	0.0	0.0	953.0	953.0	953.0	0.0
中部	0.0	0.0	0.0	727.7	727.7	727.7	0.0	0.0	727.7	727.7	727.7	0.0
北陸	0.0	0.0	0.0	142.0	142.0	142.0	0.0	0.0	142.0	142.0	142.0	0.0
関西※2	18.0	18.0	18.0	806.1	806.1	806.1	18.0	18.0	806.1	806.1	806.1	18.0
中国	0.0	0.0	0.0	282.0	282.0	282.0	0.0	0.0	282.0	282.0	282.0	0.0
四国	0.0	0.0	0.0	126.0	126.0	126.0	0.0	0.0	126.0	126.0	126.0	0.0
九州※3	0.0	0.0	0.0	338.8	338.8	338.8	0.0	0.0	338.8	338.8	338.8	0.0
沖縄※4	0.0	0.0	70.0	70.0	70.0	70.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※1 東京エリアにおいては、「特定立地電源」（289千kW）含む

※2 関西エリアにおいては、「関西国際空港島に立地していることが必要な電源」（18千kW）含む

※3 九州エリアにおける確保量については、追加募集分を反映している（以降の数値も同様）

※4 沖縄エリアの必要量は70千kW（H3需要比率5.2%）

●電源Ⅰ'確保量の全エリア合計※5（単位：千kW）

2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度
1,322	2,030	4,283	4,758	3,952

※5 募集エリアは、2018年～2019年度は
東北、東京、中部、関西、九州の5エリア

●各エリア電源 I ' 募集量（単位：千kW、電源 I ' 必要量からOP分などを控除）

年度\エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2018	—	82.0	340.0	312.0	—	270.0	—	—	318.0	—
2019	—	150.0	300.0	277.0	—	1010.0	—	—	254.0	—
2020	770.0	262.0	704.0	449.0	50.0	1226.0	106.0	122.0	497.0	101.0
2021	742.0	479.0	731.0	465.0	56.0	827.0	267.0	72.0	489.0	106.0
2022	103.0	403.0	664.0	657.0	142.0	792.0	282.0	126.0	414.0	70.0

今後の供給信頼度評価方法における 各エリアの電源 I ' 量の設定について

検討の方向性

全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

【P.18】

第60回委員会 資料4

- 今後の供給計画の需給バランス評価(年間EUE評価による供給信頼度評価)における電源 I ' 量の設定は、第2年度以降は容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%とすることとしている。
- したがって、供給計画において年間EUE評価における供給信頼度を満たすのであれば、**各エリアの電源 I ' 量として各エリアH3需要の3%を調達することで、供給信頼度を確保することができる**こととなる。

【論点1】今後の供給信頼度評価方法 (1/3)

～作業停止調整後の供給計画の短期見通し(第1～2年度)～

論点1 14

- 今後の供給計画の短期需給バランス評価としては、作業停止を考慮した供給計画に計上されている供給力に、**電源 I ' ※を加算した各月・各エリアの予備率をもとに、各エリアの年間のEUEを算定**してはどうか。そして、**年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価(年間EUE評価)**することとしてはどうか。
- なお、**電源 I ' 量※**としては、現状の供給計画では届出対象ではないことから、**第1年度については、各エリアの調整力公募結果の契約(予定)容量を用いることとし、第2年度以降については、容量市場後の発動指令電源の調達量の考え方と合わせて、各エリアH3需要の3%として算定**することとしてはどうか。

図2-2 各月別の需給バランス見通し(全国合計¹⁾、送電機)



※容量市場後は発動指令電源の落札量(契約量)を考慮

出所) 2020年度 供給計画の取りまとめ
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/e/200331_kyokkyuikaku_torimatome.html

電源 I ' ※
第1年度以降：各エリア契約(予定)容量
第2年度以降：各エリアH3需要の3%

供給計画に計上される電源等

エリア	2021年度
A	0.040
B	0.049
...	...
I	0.038
全国	0.041

：年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア

各月・各エリア予備率(供給力)を設定し、各エリアの年間のEUEを算定
⇒年間EUEの供給信頼度を満たしているかを評価

沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分の必要量について

【P.37】

第58回委員会 資料3

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、下記の式に基づき、現状の電源 I ' 必要量として算定される。
 - 電源 I ' 必要量

$$= \text{厳気象H1需要} \times 103\%$$

$$- \{ (\text{H3需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$
- 前述のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率の算定と同様に、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算出すると、**厳気象対応・稀頻度リスク分は70MW(H3需要比率5.2%)と算定**される。

沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

132

- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
 - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源 I ' 必要量

$$= \text{厳気象H1需要} \times 103\%$$

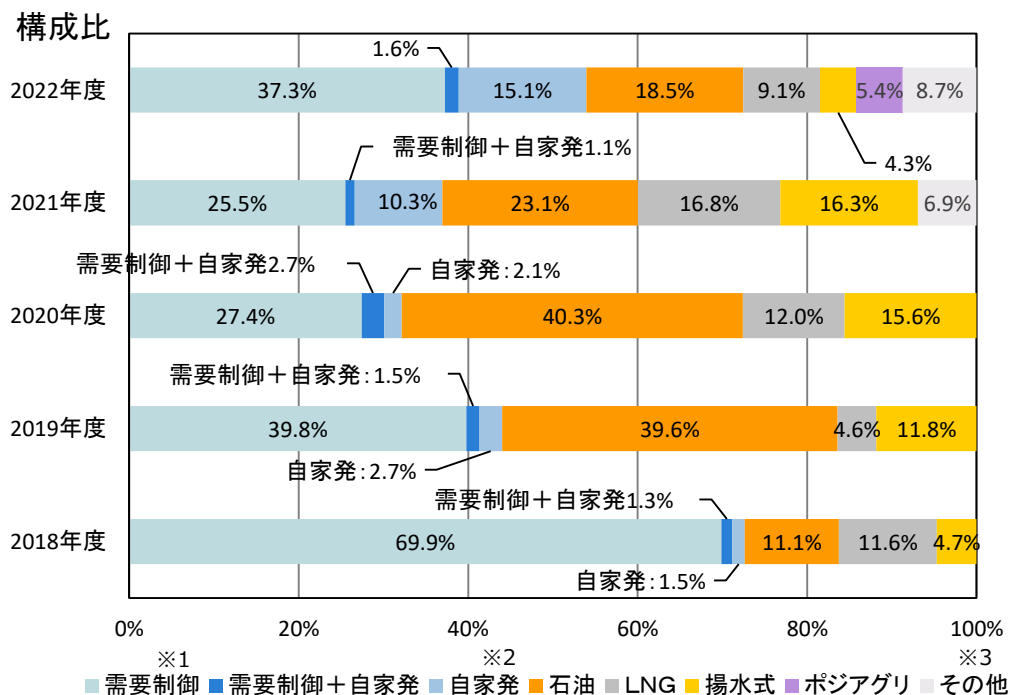
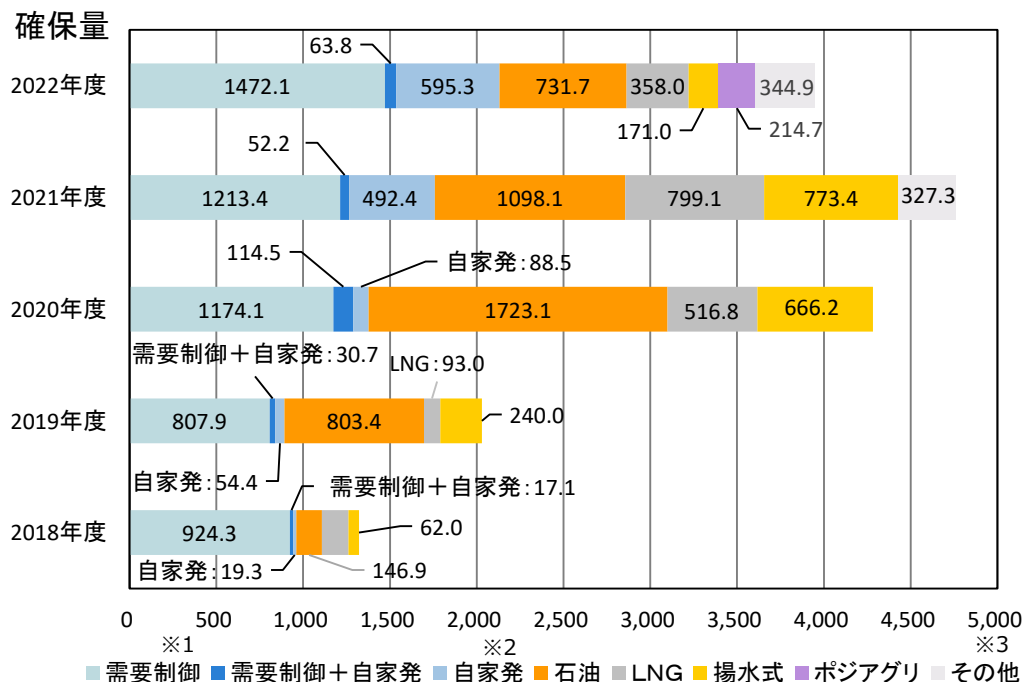
$$- \{ (\text{H3需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。

2-2. 電源 I 'の確保状況 電源 I 'の種別ごとの確保量ならびに構成比

32

- 2022年度の調整力の確保に関する計画における電源 I 'の種別ごとの確保量ならびに構成比としては、需要抑制（需要制御、自家発）が占める割合は54%程度となった。
- 2021年度と比べ、需要抑制の確保量は約37万kW程度増加している。また、全体に対して占める割合も約17%程度増加した。
- 2022年度より逆潮流（ポジワット）アグリゲーションの参入が認められ、全体に対して占める割合は5%程度という結果となった。

●電源 I 'の構成（全国計）（単位：千kW）



※1 ここでの「需要制御」とは需要機器の出力を落とし、受電点における受電電力を減少させる需要抑制を示す

※2 「自家発」とは受電点における受電電力を自家発によって減少させる需要抑制を示す

※3 都市ガス、黒液、バイオマスなど

応札容量・落札容量

	2020年度		2021年度		2022年度		対前年度	
	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)
募集容量	—	428.7	—	423.4	—	365.3	—	▲ 58.1
応札容量	207	619.5	371	819.7	432	1,150.6	61	330.9
電源	73	420.8	110	498.2	126	484.4	16	▲ 13.8
DR	134	198.7	261	321.4	306	666.2	45	344.7
落札容量	91	426.5	152	427.3	152	363.7	0	▲ 63.6
電源	41	297.7	52	251.4	40	134.1	▲ 12	▲ 117.4
DR	50	128.9	100	175.9	112	229.7	12	53.8
旧一電以外（応札主体が旧一電以外のもの）								
応札容量	128	98.8	294	252.1	296	453.5	2	201.4
落札容量	46	29.5	106	91.9	91	90.0	▲ 15	▲ 2.0

平均価格（円/kW）

	2020年度	2021年度	2022年度	対前年度
合計	5,941	4,892	4,006	▲ 886
電源	6,302	5,297	4,189	▲ 1,108
DR	5,106	4,313	3,899	▲ 414

※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定。

年度広域的調達結果

	2020年度	2021年度	2022年度	対前年度
応札容量	80件 114.1万kW	180件 259.0万kW	263件 667.5万kW	83件 408.5万kW
落札容量	18件 27.4万kW	18件 48.2万kW	17件 52.0万kW	▲1件 3.8万kW

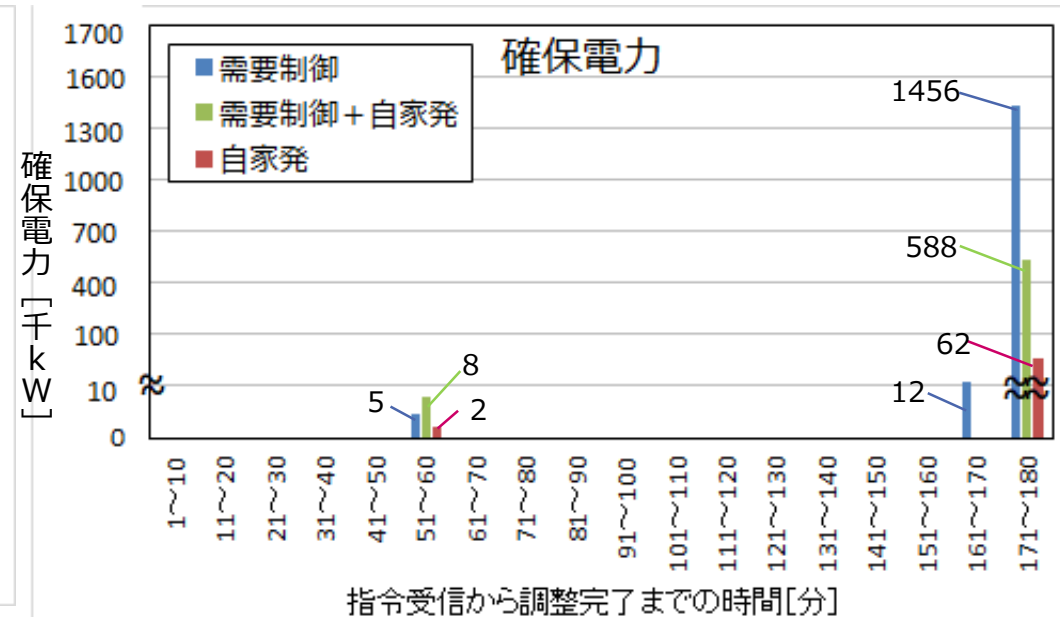
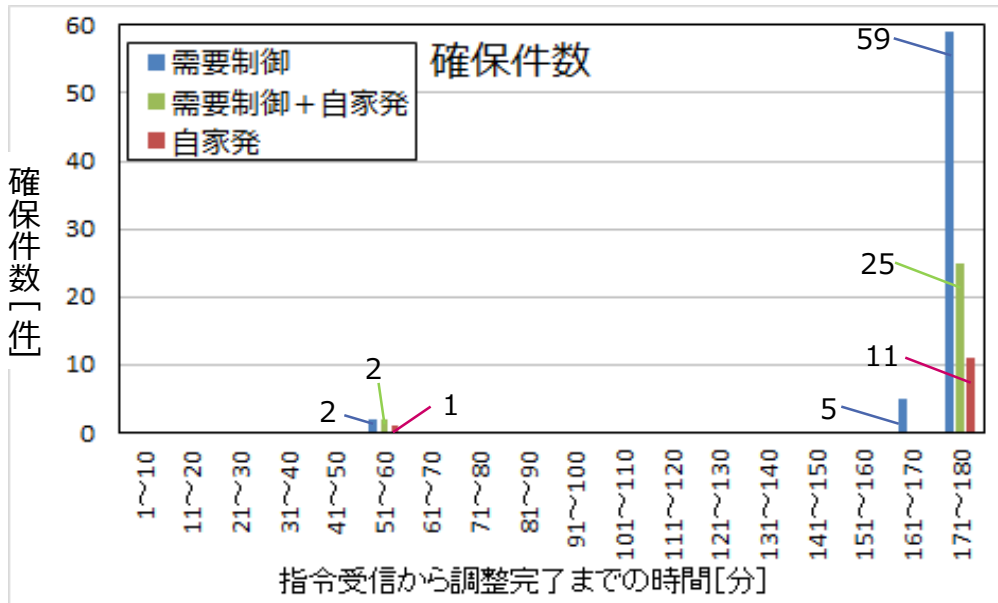
出所）第73回制度設計専門会合（2022年5月31日）資料9-1

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/073_09_01.pdf

電源 I' のうち需要抑制における指令受信から調整完了までの時間

- 2022年度の調整力の確保に関する計画において、電源 I' のうち、需要抑制（需要制御、自家発）の指令受信から調整完了までの時間としては、指令受信から調整完了まで180分かかるものが大半を占めることを確認した。
※一般的なスペックを示すものではなく、電源 I' として契約したスペックであることに留意。

● 電源 I' のうち需要抑制における指令受信から調整完了までの時間（2022年度、全国計）



2-2. 電源 I 'の確保状況 電源 I 'のエリア外調達

35

- 電源 I 'のエリア外調達量の合計は55.3万kW、全体の調達量395万kWに対する割合は約14%程度であり、昨年度より調達量、全体に対する割合（2021年度：48.4万kW、全体の10%程度）ともに増加した。

【電源 I 'の広域調達結果】

エリア	エリア外調達量 (単位：千kW) と調達先	エリア調達量 に対する割合
東北	210.4（北海道）	52%
東京	119.9（東北）	13%
中部	4.8（東京）	24%
	171（関西）	
関西	13.7（北陸）	2%
九州※	1.0（中国）	10%
	32.0（中部）	

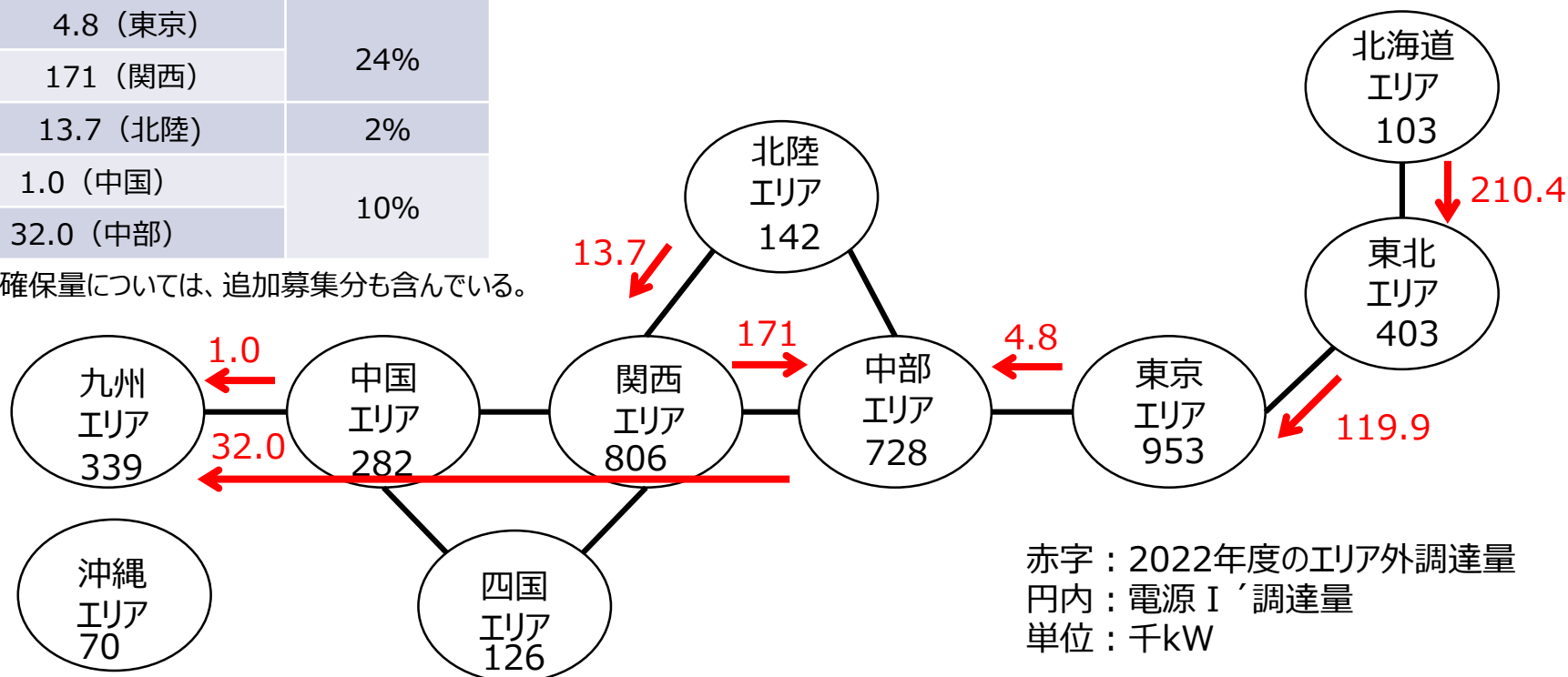
※九州エリアにおける確保量については、追加募集分も含んでいる。

【電源 I 'の広域調達結果合計（千kW）】

2021年度	2022年度
484.5	552.9

増加

※四捨五入により、左記と合計に0.1千kWの差有



電源 I' のエリア外調達における連系線容量の確保について

検討の方向性

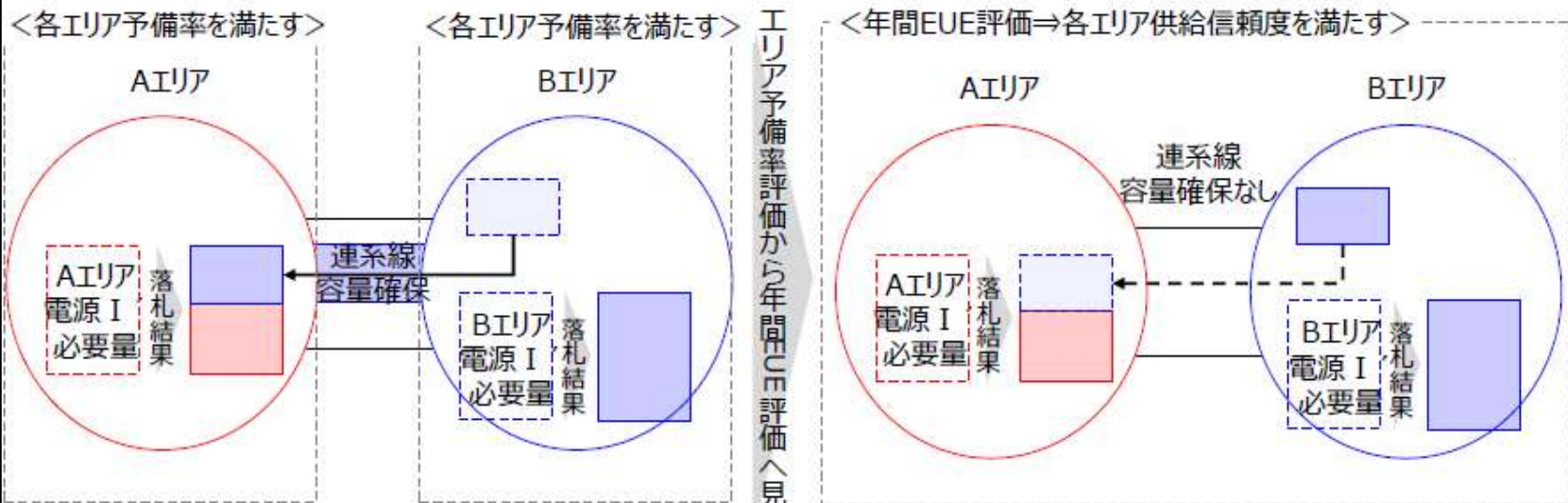
全体の電源 I' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I' の必要量をどう考えるか

【P.19】

第60回委員会 資料4

- これまで、供給信頼度評価は、各エリアのピーク時の予備率を評価していたことから、電源 I' をエリア外(隣接エリアから)調達する場合は、連系線の容量(マージン)を確保することが必要であった。(左下図のイメージ)
- 他方で、今後の供給信頼度評価は、各エリアの予備率評価から年間EUE評価へ見直しとなり、年間EUE評価では、連系線制約を考慮して、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たすことを確認することとなる。つまり、**各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにて電源 I' をエリア外調達することとなるため、容量市場の約定処理※と同様に、連系線の容量(マージン)を確保する必要はない。**(右下図のイメージ)
- したがって、**9エリア計の電源 I' の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない**と考えられる。



※容量市場の約定処理については、第23回容量市場の在り方等に関する検討会(2020年1月31日)資料5を参照
https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou_kentoukai_haihu23.html

- 一般送配電事業者が募集量を設定して公募する電源 I、電源 I' については、要件を満たした電源等が募集量に対して概ね不足することなく、確保されている。
- 中部エリアの 3 月における電源 I 必要量の未達についても、運用上問題ないという見解を確認している。
- 調整力のスペック等については、2021 年度から大きな状況変化は無かった。