

2021～2030年度を対象とした 電源入札等の検討開始の要否について

2021年4月30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

- 本日までのご説明事項及びご審議いただきたい論点については以下のとおり。

<ご説明事項>

- ✓ 今年度の需給バランスについて、供給計画取りまとめ後の当機関の対応と、**供給力の増減とともに変化があったことから、これらの状況について報告。**
- ✓ この結果、**需給バランスの厳しいエリア及び期間の詳細な状況**について報告。
- ✓ 今後の進め方（電源入札等の詳細について別の委員会（仮称：入札委員会）での検討へ進むことについて）

<ご審議いただきたい事項>

- ✓ 上記結果を踏まえて、**電源入札等の検討開始の要否。**
- ✓ **電源入札等の検討を開始する場合**、現時点で供給力への積み増しを検討・調整中の事業者もいることから、**今後の状況変化を想定した対応。**
- ✓ 電源入札等を実施する場合の対応について、**過去にご審議いただいた整理について、現状に合わせた対応に変更がないか、改めてご確認。**

1. これまでの対応とその後の需給バランスの変化
2. 今後の対応に関する論点
3. 今後の進め方

これまでの対応とその後の需給バランスの変化

前回の供給力見通しH3とH1バランス

- 前回、本委員会において、短期断面では年間EUE基準において、基準内であったが、補完的確認において高需要期には8%を下回ることを確認した。
- その際、補修調整等の余地がある電源もあったことから、広域機関として更なる供給力確保の取り組みを行った。

<H3 需給バランス>

供給力 (kW) の見通し (年間EUE基準に基づく確認結果)

- ・短期断面 (第1・2年度目) はすべてのエリア・年度で基準値以内となっている。
- ・長期断面では、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。

供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

- ・第1年度 (2021年度)、第2年度 (2022年度) とも予備率が8%を下回る断面があることを確認した。

電力量 (kWh) の見通し

- ・第1年度 (2021年度) における電力量 (kWh) の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は1億kWh/月～32億kWh/月程度(想定需要に対して0.1%～4.3%程度)下回る断面が見受けられる。

<H1 需給バランス>

供給力 (kW) の見通し

- ・2021年度夏季の需給バランスは、すべてのエリアで予備率は3%以上となったが、辛うじて3%を上回った程度であり、予断を許さない状況。
- ・2021年度冬季の需給バランスは、予備率3%を下回るだけでなく、東京エリアでは供給力が最大需要電力を下回っている状況。

- 年間EUEで評価した結果、**短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。**
（最も大きい値は2022年度の東京エリアで、停電予測量は0.046kWh/kW・年）
- 長期断面は、**2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。**これは2026年度から九州エリアの一部大型電源の供給力が現時点では見通せなくなることによるもの。
- 現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

(単位 : kWh/kW・年)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	0.000	0.000	0.004	0.008	0.005	0.012	0.008	0.007	0.008	0.000
東北	0.003	0.002	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
東京	0.028	0.046	0.026	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中部	0.004	0.003	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
北陸	0.005	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.008	0.001	0.013	0.022	0.041	0.594	0.508	0.581	0.493	0.184
9エリア計	0.013	0.016	0.012	0.003	0.004	0.057	0.049	0.056	0.047	0.018
沖縄	0.035	0.031	0.034	0.023	0.292	0.058	0.061	0.069	0.080	0.087

1年間における停電時間に換算すると、約2分（2025年度）から約35分（2026年度）程度に相当

■ 第1年度(2021年度)は、以下の月・エリアで予備率が8%を下回った。

➤ 7月・1月の東京エリア

➤ 2月の東京以西

(最も需給が厳しい断面は2月の東京～九州エリアで5.8%)

● 2021年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源加算後)

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	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	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン) - ③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年3月1日:本機関)」による。

②:「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年3月1日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

③:2021年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表) 第1年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

- 猛暑H1需要に対して、電源Ⅰ'・火力増出力運転・連系線を活用・不等時性を考慮し、予備率は3%以上となったが、7月は北海道、沖縄を除くほぼ全国で、8、9月も東日本を中心に辛うじて3%を上回った程度であり、需給バランスは予断を許さない状況。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,578 (184)	514 (16)	1,334 (48)	5,730 (120)	9,518 (223)	2,681 (53)	526 (6)	2,947 (82)	1,123 (27)	534 (7)	1,707 (49)	17,097 (407)	201 (11)	17,298 (418)
最大需要電力	7,277	442	1,291	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,486	155	16,641
供給予備力	301	72	43	186	310	87	17	96	37	17	56	611	46	657
供給予備率	4.1	16.2	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.7	29.9	4.0
予備力3%確保 に対する不足分	83	58	5	20	33	9	2	10	4	2	6	117	42	158

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,720 (184)	548 (16)	1,458 (48)	5,714 (120)	9,662 (223)	2,711 (53)	531 (6)	2,980 (82)	1,136 (27)	540 (7)	1,764 (49)	17,382 (407)	210 (11)	17,592 (418)
最大需要電力	7,401	442	1,415	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,609	160	16,769
供給予備力	320	106	43	170	453	117	23	129	49	23	112	773	50	823
供給予備率	4.3	23.9	3.1	3.1	4.9	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	6.8	4.7	31.6	4.9
予備力3%確保 に対する不足分	98	93	1	4	177	39	8	43	16	8	63	274	46	320

【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,169 (184)	552 (16)	1,369 (48)	5,248 (120)	8,993 (223)	2,635 (53)	489 (6)	2,605 (82)	1,056 (27)	531 (7)	1,679 (49)	16,163 (407)	210 (11)	16,372 (418)
最大需要電力	6,817	421	1,323	5,073	8,280	2,491	454	2,419	980	493	1,443	15,097	155	15,252
供給予備力	352	131	46	175	713	144	35	185	75	38	236	1,066	55	1,121
供給予備率	5.2	31.2	3.5	3.5	8.6	5.8	7.7	7.7	7.7	7.7	16.4	7.1	35.5	7.3
予備力3%確保 に対する不足分	148	119	6	23	465	69	21	113	46	23	193	613	50	663

- ※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6% (計画外停止率) を減じた値
- ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
- ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動
- ※ 連系線の空容量は、2021年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定

- ※ 電源Ⅰ'の供給力は、電源分・DR分ともに供給力として計上
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 厳寒H1需要が発生した場合、厳寒H1需要に対し、安定供給上必要とされる予備率3%を下回るだけでなく、東京では1月、2月ともに供給力が最大需要電力を下回っている状況。

〈電源Ⅰ´ 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉														(送電端,万kW,%)	
【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア	
供給力 (内 電源Ⅰ´)	6,983 (242)	576 (74)	1,485 (48)	4,922 (120)	8,809 (223)	2,325 (53)	524 (6)	2,590 (82)	1,163 (27)	532 (7)	1,675 (49)	15,792 (465)	164	15,956 (465)	
最大需要電力	6,432	515	1,349	4,568	8,245	2,157	492	2,432	1,092	499	1,573	14,677	112	14,789	
供給予備力	552	61	136	355	564	168	32	158	71	32	102	1,116	52	1,167	
供給予備率	8.6	11.8	10.1	7.8	6.8	7.8	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	7.6	46.1	7.9	
予備力3%確保 に対する不足分	359	46	95	218	316	103	17	85	38	18	55	675	48	724	
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア	
供給力 (内 電源Ⅰ´)	7,348 (242)	569 (74)	1,534 (48)	5,246 (120)	8,891 (223)	2,425 (53)	546 (6)	2,621 (82)	1,140 (27)	516 (7)	1,644 (49)	16,239 (465)	164	16,402 (465)	
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,583	2,341	527	2,531	1,100	498	1,587	15,896	117	16,013	
供給予備力	35	33	88	▲86	308	84	19	91	39	18	57	343	47	390	
供給予備率	0.5	6.1	6.1	▲1.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	2.2	40.3	2.4	
予備力3%確保 に対する不足分	▲184	17	45	▲246	50	14	3	15	6	3	9	▲134	43	▲91	
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア	
供給力 (内 電源Ⅰ´)	7,263 (242)	569 (74)	1,490 (48)	5,204 (120)	8,599 (223)	2,346 (53)	528 (6)	2,536 (82)	1,102 (27)	499 (7)	1,590 (49)	15,863 (465)	160	16,023 (465)	
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,583	2,341	527	2,531	1,100	498	1,587	15,898	116	16,014	
供給予備力	▲51	28	48	▲128	16	4	1	5	2	1	3	▲35	44	9	
供給予備率	▲0.7	5.2	3.3	▲2.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	▲0.2	38.0	0.1	
予備力3%確保 に対する不足分	▲271	12	5	▲288	▲241	▲66	▲15	▲71	▲31	▲14	▲45	▲512	41	▲471	
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア	
供給力 (内 電源Ⅰ´)	6,707 (242)	521 (74)	1,371 (48)	4,815 (120)	8,123 (223)	2,280 (53)	501 (6)	2,375 (82)	1,040 (27)	471 (7)	1,457 (49)	14,831 (465)	169	14,999 (465)	
最大需要電力	6,291	489	1,286	4,516	7,620	2,139	470	2,228	975	441	1,366	13,911	108	14,019	
供給予備力	416	32	85	299	504	141	31	147	64	29	90	920	60	980	
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	55.8	7.0	
予備力3%確保 に対する不足分	227	18	46	163	275	77	17	80	35	16	49	502	57	560	

- ※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6% (計画外停止率) を減じた値
- ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
- ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動
- ※ 連系線の空容量は、2021年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定

- ※ 1月と2月については、需給ひっ迫時には開放が想定されるマージンの開放を考慮
- ※ 電源 I' の供給力は、電源分・DR分ともに供給力として計上
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

これまでの対応とその後の需給バランスの変化 発電事業者及び小売電気事業者への依頼

- 電源入札等の実施を検討する前に、まずは発電事業者が電源を供給余力として稼働できる状態にし、小売がこれら供給力を調達することで、高需要期の適正予備率 8 % の水準まで需給バランスを整えることが必要である。
- このため、全発電事業者に対して、供給余力の精査と余力があった場合の小売への先渡取引や相対取引による提供を求め、合わせて、小売電気事業者に対しても、発電事業者の供給力確保への協力等を求めた。

発電事業者各位

広域計第 4 号
2021 年 4 月 14 日

電力広域的運営推進機関
理事長 大田 三郎

2021 年度夏季及び冬季の更なる供給力確保について

日頃より供給計画のとりまとめを始め本機関の取り組みにご理解、ご協力いただき誠にありがとうございます。

2021 年 3 月 31 日に公表いたしました 2021 年度供給計画及び 2021 年度冬季の需給変動リスク分析の結果を踏まえて、改めて発電事業者様へのお願いがございます。

一部報道においても取り上げられておりますが、今般のとりまとめの結果は、年度開始時点での評価として特に冬期の予備率が過去最低の水準となっております。

月別の需給バランス評価（月別上位 3 日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、2021 年 7 月に東京エリアで予備率 7.5 % となり、2022 年 2 月には東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が 5.8 % となるなど、適正予備率である 8.0 % を下回る結果となっております。

加えて、冬季の需給変動リスク分析では、ほとんどのエリアで 2022 年 2 月に厳気象 H1 需要に対して予備率 3 % を下回り、東京エリアでは 2022 年 1 月及び 2 月ともに供給力が厳気象 H1 需要も下回る厳しい状況となっております。

こうした状況については、本機関から全小売事業者様宛に「2021 年度夏季及び冬季の計画的な供給力確保について」（2021 年 4 月 7 日付広域計第 3 号）を通知し、供給力の確保に向けて取引所を介した先渡取引や相対取引での調達をお願いしているところです。

しかしながら、現時点で夏季及び冬季ともに十分な供給力の確保には至っておらず、特に 2022 年 1 月及び 2 月は東京エリアから九州エリアまで依然として厳しい需給状況が続いております。発電事業者様におかれましては、今一度、当該期間において提供可能な供給力の精査と積み増しを検討いただきますようお願いいたします。

これにより、供給余力として稼働できる電源があれば、上記通知を踏まえた小売電気事業者の調達の申し出に対してご協力いただくようお願いいたします。

以上

小売電気事業者各位

広域計第 3 号
2021 年 4 月 7 日

電力広域的運営推進機関
理事長 大田 三郎

2021 年度夏季及び冬季の計画的な供給力確保について

日頃より供給計画のとりまとめを始め本機関の取り組みにご理解、ご協力いただき誠にありがとうございます。

本機関が 2021 年 3 月 31 日に公表いたしました 2021 年度供給計画及び 2021 年度冬季の需給変動リスク分析について、お知らせしたいことがございます。また、その内容を踏まえ、小売電気事業者様へのお願いがございます。

一部報道においても取り上げられておりますが、今般のとりまとめの結果は、年度開始時点での評価として特に冬期の予備率が過去最低の水準となっております。

月別の需給バランス評価（月別上位 3 日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、2021 年 7 月に東京エリアで予備率 7.5 % となり、2022 年 2 月には東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が 5.8 % となるなど、適正予備率である 8.0 % を下回る結果となっております。

加えて、冬季の需給変動リスク分析では、ほとんどのエリアで 2022 年 2 月に厳気象 H1 需要に対して予備率 3 % を下回り、東京エリアでは 2022 年 1 月及び 2 月ともに供給力が厳気象 H1 需要も下回る厳しい状況となっております。

こうした中、高需要期までに電源トラブルなど供給力の減少や厳気象などにより、需給ひっ迫が生じる可能性も否定できないと考えております。

供給力減少の要因として高需要期に電源補修停止が多く計上されたことにあり、本機関としても発電事業者に対して電源補修時期を変更するなどの調整を申し入れているところですが、仮に発電事業者が売り先の決まっていない電源を停止した場合、需給ひっ迫が発生しても直ちに起動できないおそれもあります。

このため、小売電気事業者の皆様におかれましても高需要期において調達先未定の供給力確保が難しくなることも想定されることから、可能な限り取引所を介した先渡取引や相対取引などを活用した早期の供給力の調達に努めていただきますようお願いいたします。

以上

- また、一方的な通知だけでなく、発電事業者 140 社※¹に対して直接電話またはWEB会議を実施。
- 追加可能な余力の確認や高需要期の補修工事の時期変更を個別件名ごとに1日単位での調整を実施。
- 大規模な電源を複数保有する発電事業者に対しては、補修時期のずらし方によって別の時期の需給バランスが崩れる可能性もあることから、個々の補修時期について詳細な確認を行いながら調整を実施。調整の過程で課題となった部分については関係各所とも連携の上対応を行っている。
- その結果、多くの発電事業者に、補修時期の変更に応じていただくとともに、広域機関からの要請※²を踏まえて休止電源の立ち上げ準備と売り先との交渉に着手いただいている事業者や自家発の操業調整等による供給力の積み増しを検討いただいている事業者など、さまざまな形で供給力確保にご協力いただいているところ。

※¹ 供給余力の可能性がある火力、水力設備を保有する事業者で供給力が不足するエリアの改善に影響しないエリアは除く

※² 発電事業者からは一方的に電源を動かすよう要請をされるのではなく、小売に対する通知と合わせて広域機関より依頼があったことで供給力確保に協力することについて経営層にスムーズに判断することができたと電源規模の大小関わらず複数の事業者からそのような声があった。

<国との調整事例>

2022年2月に補修を予定していた電源では、運転時間制限があり、通常どおり稼働させた場合、2月には制限値を超えてしまう可能性があった。補修時期の前倒しは作業員の確保などが困難であることから、秋の軽負荷期での運転時間を抑制することで、作業停止期間を3月に延伸することが可能となることを確認。

秋の運転停止することで売り惜しみととられないよう、電力・ガス取引等監視委員会に個別に共有することで調整を図っている。

これまでの対応とその後の需給バランスの変化 これまでの対応による結果と供給力減少事案の発生

- これら対応の結果、供給力が不足している東北～九州までのエリアで、追加の供給余力及び補修調整での供給力に、事業者の供給計画の変更で増加した供給力を加えると合計で約276万～約439万kWの供給力が新たに追加されたことになる。
- なお、先に述べた現在社内検討中又は小売との交渉中の事業者もあり、さらに供給力の追加の可能性もある。

	2022年1月	2022年2月
供給余力の追加	約34万kW	約35万kW
補修調整	約92万kW	約254万kW
供給計画の変更	約149万kW	約149万kW
計	約276万kW	約439万kW
検討中	約57万kW	約51万kW

これまでの対応とその後の需給バランスの変化 これまでの対応による結果と供給力減少事案の発生

- 供給計画とりまとめ以降の状況変化や事故が発生している。
- 大規模な電源で、地震影響や過去のトラブルの影響悪化、新たな事故の発生があり、これらは主に夏の需給バランスの悪化要因となる。
- なお、九州エリアの新たな事故の発生については、発電機ではなく石炭を運搬する装置での事故であり、電源は健全な状態となっている。このため現在復旧を行っているところであるが、復旧未達であっても石炭運搬方法の代替措置により夏季需要期までに石炭を貯炭することで、供給力としてリカバリーできることを確認し、計上している。

エリア	事業者	発電機	燃種	出力(万kW)	復旧見込み	その他
東北	東北電力	仙台4号	LNG	46.8	7月下旬	2月13日福島沖地震による影響
	相馬共同火力発電	新地1・2号	石炭	200	今夏の稼働不可	
四国	電源開発	橘湾1号	石炭	105	8月上旬仮復旧	主タービントラブル 仮復旧以降は出力60%運転
九州	九州電力	松浦1・2号	石炭	170	7月中の仮復旧に向けて対応	4月4日揚運炭設備トラブル 仮復旧遅延の場合も、事前の石炭貯蔵により重負荷期は運転
	電源開発	松浦1・2号	石炭	200		

※ 事業者からのヒアリング等に基づく

これまでの対応とその後の需給バランスの変化 補完的確認における予備力の状況

■ 予備力は7月は8%を下回る状況。一方、1、2月では改善し、8%を確保できる見込みとしている。

● 2021年度 各エリアの月毎の予備率（電源トラブル、補修調整等を反映後）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	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	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	12.3%	13.6%	12.4%	14.9%
東北	14.3%	19.7%	18.8%	7.8%	8.4%	15.3%	17.8%	10.4%	12.3%	13.6%	12.4%	14.6%
東京	14.3%	19.7%	18.8%	7.8%	8.4%	15.3%	17.8%	10.4%	12.3%	9.9%	8.9%	14.6%
中部	23.0%	22.3%	20.6%	7.8%	9.5%	15.3%	26.6%	21.1%	12.3%	10.5%	8.9%	15.9%
北陸	23.0%	22.3%	20.6%	7.8%	9.5%	15.3%	26.6%	21.1%	12.3%	10.5%	8.9%	15.9%
関西	23.0%	22.3%	20.6%	7.8%	9.5%	15.3%	26.6%	21.1%	12.3%	10.5%	8.9%	15.9%
中国	23.0%	22.3%	20.6%	7.8%	9.5%	15.3%	26.6%	21.1%	12.3%	10.5%	8.9%	15.9%
四国	23.0%	22.3%	20.6%	7.8%	9.5%	15.3%	26.6%	21.1%	12.3%	10.5%	8.9%	15.9%
九州	23.0%	22.3%	20.6%	10.6%	15.5%	27.2%	26.6%	21.1%	12.3%	10.5%	8.9%	15.9%
9 社合計	19.6%	22.3%	20.8%	8.7%	10.3%	17.3%	23.5%	16.7%	12.3%	10.6%	9.3%	15.3%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10 社合計	19.9%	22.6%	20.9%	8.9%	10.5%	17.6%	23.8%	17.1%	12.7%	11.0%	9.7%	15.8%

（注）本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

○空容量＝①（運用容量）－②（マージン）－③（8月15時断面の連系線計画潮流値）

①:「2021～2030年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）（2021年3月1日:本機関）」による。

②:「2021・2022年度の連系線のマージン（年間計画）（2021年3月1日:本機関）」の考え方を基に算出した値。

③:2021年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書（様式第36表）第1年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

■ 猛暑H1需要に対し、電源Ⅰ'・火力増出力運転・連系線活用・不等時性を考慮し、予備率は3%以上となった。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,603 (184)	514 (16)	1,339 (48)	5,750 (120)	9,497 (223)	2,672 (53)	524 (6)	2,937 (82)	1,119 (27)	532 (7)	1,713 (49)	17,100 (407)	201 (11)	17,302 (418)
最大需要電力	7,278	442	1,291	5,544	9,157	2,576	505	2,832	1,079	513	1,652	16,435	155	16,590
供給予備力	325	72	48	206	340	96	19	105	40	19	61	666	46	712
供給予備率	4.5	16.2	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	4.1	29.9	4.3
予備力3%確保 に対する不足分	107	58	9	40	66	18	4	20	8	4	12	173	42	214

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,773 (184)	548 (16)	1,469 (48)	5,756 (120)	9,610 (223)	2,693 (53)	528 (6)	2,960 (82)	1,128 (27)	537 (7)	1,764 (49)	17,383 (407)	210 (11)	17,593 (418)
最大需要電力	7,401	442	1,415	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,609	160	16,769
供給予備力	372	106	54	212	402	99	19	109	42	20	112	774	50	824
供給予備率	5.0	23.9	3.8	3.8	4.4	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	6.8	4.7	31.6	4.9
予備力3%確保 に対する不足分	150	93	12	46	125	22	4	24	9	4	63	276	46	321

【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,232 (184)	552 (16)	1,382 (48)	5,298 (120)	8,954 (223)	2,635 (53)	485 (6)	2,583 (82)	1,047 (27)	526 (7)	1,679 (49)	16,186 (407)	210 (11)	16,396 (418)
最大需要電力	6,817	421	1,323	5,073	8,280	2,491	454	2,419	980	493	1,443	15,097	155	15,252
供給予備力	415	131	59	225	674	144	31	164	66	33	236	1,089	55	1,144
供給予備率	6.1	31.2	4.4	4.4	8.1	5.8	6.8	6.8	6.8	6.8	16.4	7.2	35.5	7.5
予備力3%確保 に対する不足分	210	119	19	73	426	69	17	91	37	19	193	636	50	686

※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
 ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
 ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動
 ※ 連系線の空容量は、2021年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定

※ 電源Ⅰ'の供給力は、電源分・DR分ともに供給力として計上
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 厳寒H1需要に対して、電源Ⅰ'・火力増出力運転・連系線を活用・不等時性を考慮しても、東京エリアの1月、2月では、予備率3%を下回った。

〈電源Ⅰ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉 (送電端, 万kW, %)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,016 (242)	576 (74)	1,469 (48)	4,971 (120)	8,898 (223)	2,349 (53)	543 (6)	2,610 (82)	1,172 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,914 (465)	164	16,078 (465)
最大需要電力	6,431	515	1,349	4,567	8,259	2,157	506	2,432	1,092	499	1,573	14,689	115	14,805
供給予備力	585	61	120	405	639	191	37	178	80	37	115	1,224	49	1,273
供給予備率	9.1	11.8	8.9	8.9	7.7	8.9	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	8.3	42.2	8.6
予備率3%確保 に対する不足分	392	46	79	268	391	127	22	105	47	22	68	784	45	829

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,449 (242)	575 (74)	1,550 (48)	5,324 (120)	9,020 (223)	2,457 (53)	565 (6)	2,656 (82)	1,155 (27)	522 (7)	1,665 (49)	16,468 (465)	164	16,632 (465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,594	2,341	538	2,531	1,100	498	1,587	15,907	120	16,027
供給予備力	136	39	105	▲8	425	116	27	125	54	25	79	561	44	605
供給予備率	1.9	7.3	7.3	▲0.2	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	3.5	36.5	3.8
予備率3%確保 に対する不足分	▲84	23	62	▲168	167	46	10	49	21	10	31	84	40	124

【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,396 (242)	570 (74)	1,512 (48)	5,314 (120)	8,855 (223)	2,412 (53)	554 (6)	2,607 (82)	1,133 (27)	513 (7)	1,635 (49)	16,251 (465)	160	16,411 (465)
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,594	2,341	538	2,531	1,100	498	1,587	15,909	120	16,029
供給予備力	82	29	70	▲18	261	71	16	77	33	15	48	342	40	382
供給予備率	1.1	5.3	4.9	▲0.3	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	2.2	33.6	2.4
予備率3%確保 に対する不足分	▲138	12	27	▲178	3	1	0	1	0	0	1	▲135	37	▲99

【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	6,774	526	1,385	4,863	8,198	2,303	500	2,399	1,050	474	1,471	14,972	169	15,141
最大需要電力	6,291	489	1,286	4,516	7,613	2,139	464	2,228	975	440	1,366	13,904	108	14,013
供給予備力	483	38	99	347	585	164	36	171	75	34	105	1,068	60	1,128
供給予備率	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	55.8	8.1
予備率3%確保 に対する不足分	294	23	60	211	356	100	22	104	46	21	64	650	57	708

- ※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
- ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
- ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動
- ※ 連系線の空容量は、2021年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定

- ※ 電源Ⅰ'の供給力は、電源分・DR分ともに供給力として計上
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

これまでの対応とその後の需給バランスの変化 夏季及び冬季のH 1 需給バランス

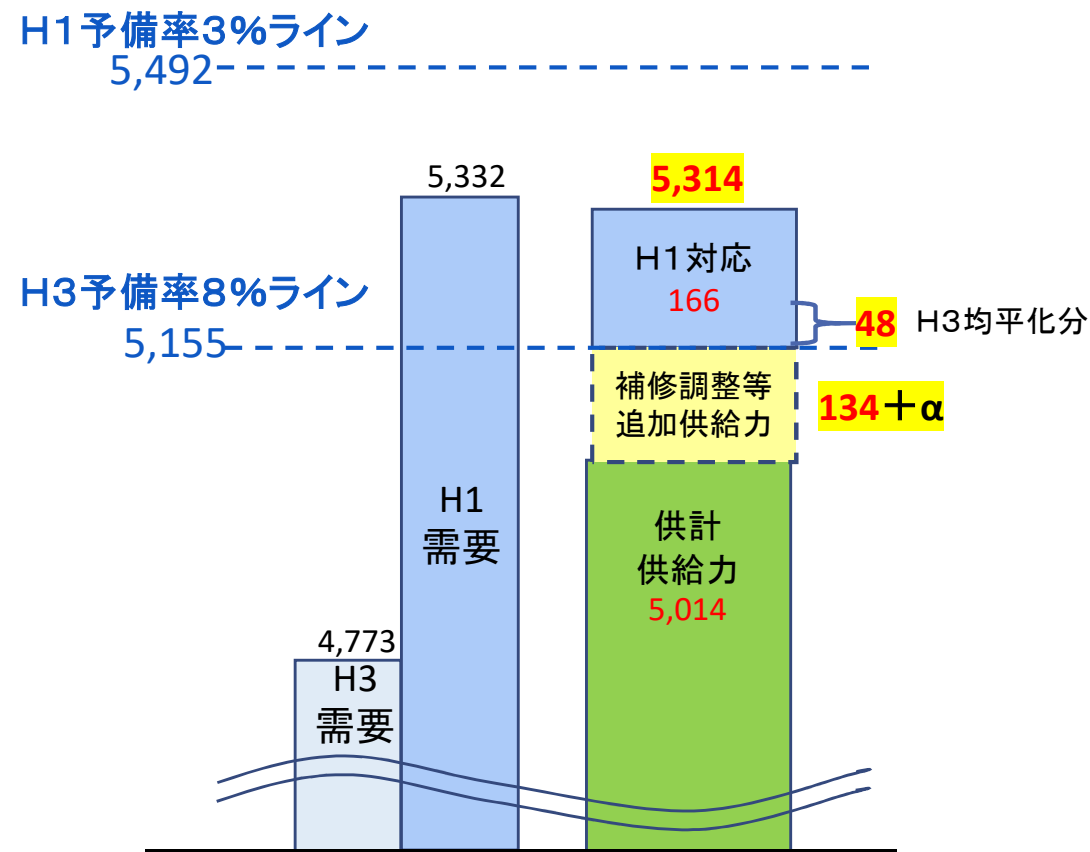
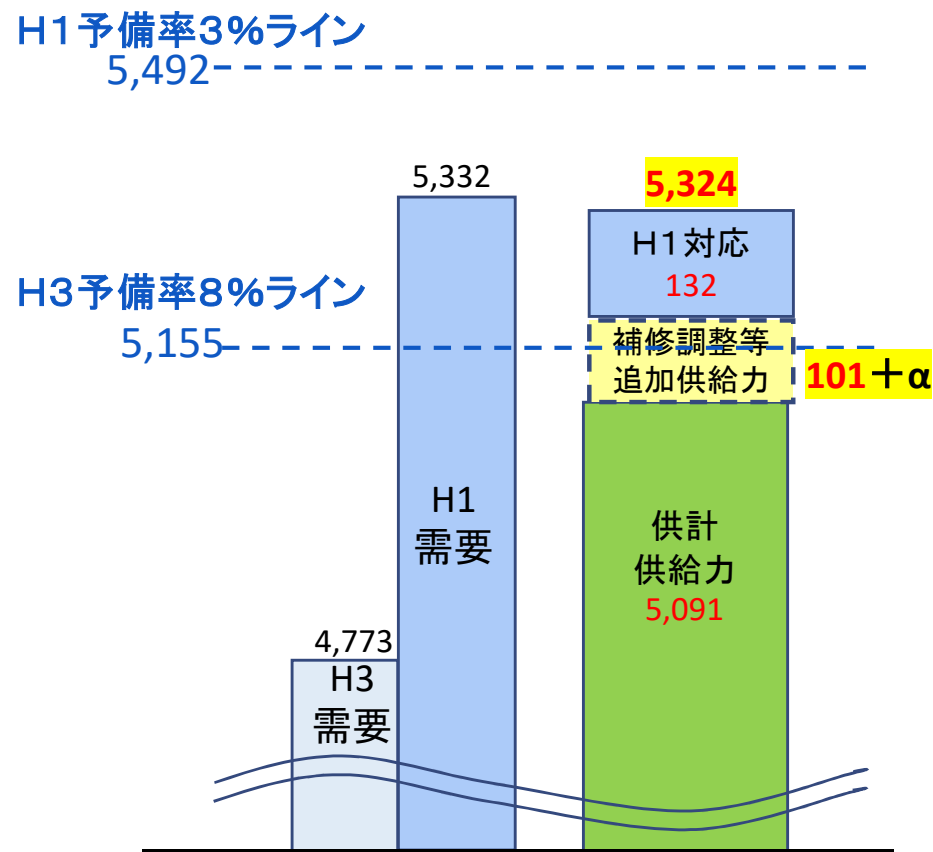
16

- 東京エリアの冬期 1、2 月については、補修調整等による追加供給力を織り込んでも、引き続き H 1 予備率 3 % に対して大きなギャップがある。

東京エリアの需給バランス
(2022年 1 月断面)

東京エリアの需給バランス
(2022年 2 月断面)

単位【万kW】



- H 1 の需給バランスの算定上供給力として見込んでいないが、営業運転を開始しているものとしてIGCC発電所がある。

【東京エリア IGCC発電所】

事業者	出力 (発電端：万kW)	供給力 (送電端：万kW)	営業運転開始	備考
勿来IGCCパワー	52.5	42.7 (7月～9月) 46.4 (12月～2月)	2021年4月16日	9月、12月は計画 停止予定(調整中)
広野IGCCパワー	54.3	43.1 (7月～9月) 48.0 (12月～2月)	2021年秋頃 (目標)	

※ 事業者からのヒアリング等に基づく

今回の需給変動リスク分析の前提条件等

- 2021年度冬季の需給変動リスク分析は、2020年度冬季の需要実績を踏まえて気象影響等の要因分析中のため、現時点で把握可能なデータ等を用いて実施。
- 評価基準は、電力需給検証における2021年度夏季見通しと同様、「想定した最大電力需要（厳気象H1需要）の103%の供給力確保」とする。

（前提条件）

➤ 需要

エリア別の最大電力需要（送電端）は供給計画（2021年度需要想定）をベースに冬季において過去10年間で最も厳気象（厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定

※12月、1月、2月については、2020年度冬季の需要実績や気象影響の要因分析等を実施し、想定に反映した。3月はデータが揃っていない状況であるため、その時点で把握しているデータ（過去実績等）を用いて想定。

➤ 供給力

エリア内の供給力は、2021年度供給計画をもとに算出。前回の需給変動リスク分析（2021年3月23日）以降の電源脱落や補修調整を反映。

1. これまでの対応とその後の需給バランスの変化
2. 今後の対応に関する論点
3. 今後の進め方

- これまでご説明した状況を踏まえ電源入札等の検討開始判断を行う必要がある。
- これまでの整理に従えば、まず実施する調達手段として、「調整力公募（追加）」「電源入札等」および「特別調達電源」がある。
- このうち特別調達電源は、容量市場の追加オークションに代わる暫定措置として第2年度向けに用意された制度であり、今回、2021年度のH1需給バランス改善にかかる手段の選択肢は、調整力の追加公募又は電源入札等のいずれかとなる。
- また、これまでの委員会の整理では、電源 I 'に相当するものを調整力公募、休止電源の立ち上げ必要な場合は電源入札等と整理している。

ケース	調達手段	具体的な供給力確保策	説明
H3 : ○ H1 : ○	—	—	—
H3 : ○ H1 : ×	(電源 I ' に相当)	調整力公募 (追加)	・DRの募集 ・補修時期の調整 ・電源休廃止の繰り延べ ・その他
	休止電源の立ち上げが必要となる程の大きな追加対策が必要な場合	電源入札等	・補修時期の調整 ・電源休廃止の繰り延べ ・休止電源の立ち上げ
H3 : × H1 : —	—	電源入札等	・補修時期の調整 ・電源休廃止の繰り延べ ・休止電源の立ち上げ

電源 I 'に相当するものであるため、調整力公募を基本とするが、追加対策量が大きく、DRや補修調整など**一時的な供給力確保策**では対応困難な状況に限り電源入札等を行うこととしてはどうか。

数か月または年間を通して**安定的に供給力を確保する**必要があるため、電源入札等による対応が適切ではないか。

- 今回改めて、それぞれの調達手段について、修正すべき箇所も含め再整理をすると、まず具体的な供給力確保策としては、デマンドレスポンス（DR）の募集、補修時期の調整、電源休廃止の繰り延べ、休止電源の立ち上げが挙げられる（本機関規程類の見直しによりDRも電源入札等の対象に追加）。
- また、具体的な供給力確保策は、今回実例から聴取した結果を踏まえれば、単に休止か否かでは決まらず調達する時期と電源稼働準備に要する期間で決まることから、H 1 の調整力を募集する場合（H3:○ H1:×）には、必ずしも調達方法で差異はなくなっている。
- 大きな違いは実施主体であり、調整力公募は一般送配電事業者、電源入札等は広域機関という点である。
- 加えて、調達に要した費用の扱いにおいても電源入札等についてはエリアを跨いだ配分は可能であり、託送供給等約款の特例認可にかかる大臣審査基準には電源入札等が規定されているという点でも違いがある。

H 3 : ○ H 1 : × のケース

調達手段	具体的な供給力確保策	募集電源の使い方	実施主体	費用負担	費用回収の仕組み
調整力公募 (追加)	・ D R の募集 ・ 補修時期の調整 ・ 電源休廃止の繰り延べ ・ 休廃止電源の立ち上げ ・ その他	調整力（供給力としても活用可能）	一般送配電事業者	当該実施エリア	各一般送配電事業者の託送原価算定において託送回収
電源入札等	・ D R の募集 ・ 補修時期の調整 ・ 電源休廃止の繰り延べ ・ 休廃止電源の立ち上げ	供給力 調整力（供給力としても活用可能）	広域機関	詳細は未整備だが電源入札拠出金として複数の一般送配電事業者に対して負担を配分することは可能	電気事業法第 1 8 条第 2 項ただし書きによる特例認可に関する大臣審査基準において、電源入札等を規定

今後の対応に関する論点 電源入札等で想定されるH 1 対応の調整力

- H 1 予備率 3 %に対して供給力は178万kWのギャップが生じており、現時点で期待できる調整力を控除しても145万kW、現在稼働できるか検討中の電源を加えても 115万kWのギャップがある。このギャップを埋める調達には休止電源の立ち上げを含め電源入札等又は調整力公募が必要。革新技术を用いたものでも営業運転する電源についてその稼働の蓋然性も含めて、入札量を検討する上で考慮できるか検討が必要。
- この現状を踏まえれば、休止電源について競争的に入札等を行うことは難しくコストベースでの入札等になると考えられる。
- いずれにしてもD R 等を中心としたH 1 対応の調整力の調達は必要になることから、そのための準備を進めるべきではないか。

東京エリアの需給バランス (2022年2月断面)

単位【万kW】

H1予備率3%ライン
5,492

革新技术電源
94

これまで評価方法では供給力として計上していないが、営業運転している(する見込み)の革新技术を用いた電源であり、安定的な稼働の蓋然性について精査。

検討中

30

発電機のエリア間の
系統切替 24

系統運用 9

供給力
H1対応含

115

145

休止電源
116

再立ち上げにはリードタイムが必要であり、費用も高額となることが予想される。稼働には廃止に伴う系統工事など調整が必要となるものも含む。

DR等
50程度

過去実績や個別のヒアリングから期待されるDRや自家発電きまし等を推計。

33

個別ヒアリングにより稼働について事業者が検討中の電源

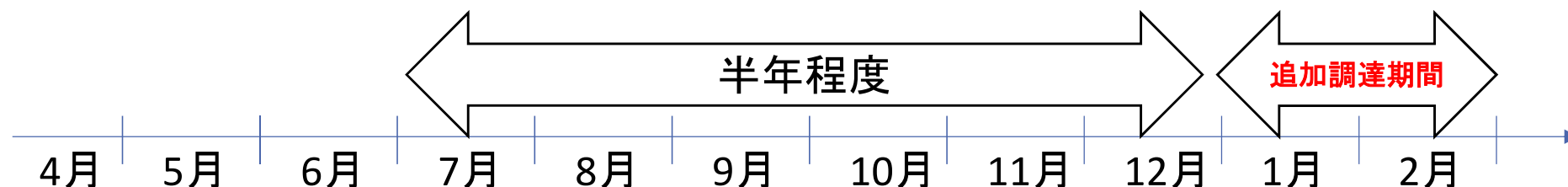
エリア間にある水力発電所を切り替えることで期待できる供給力。現在の設置エリアとの需給バランスも確認しつつ調整が必要。

H1需要発生時の潮流を踏まえた追加可能供給力。

5,314

178

- 休止電源の立ち上げについては、第1年度の対策としては時間的制約から現実的な方策とならない。一方、休止予定の電源（休止したばかりの電源を含む）の休止時期を繰り延べすることで、冬期の供給力として計上することが可能な場合もある。
- ただし、休止予定の電源を冬期まで繰り延べする場合は、
 - ①既に休止を前提とした最低限の補修しか実施していないため、仮に休止を延長した場合でも起動回数に制約があること
 - ②（H1需要が発生しなければ燃料を使用しない可能性もある）燃料を新たに調達する必要がある。
 - ③発電所によって、その地点での電源が全て休廃止になることから、作業員等も全て退去する見込みで調整されているなど、入札を実施したとしても立ち上げが困難
といった点についても留意する必要がある。
- なお、燃料調達や運転延長するための最低限の保守を行うなど、地点により異なるが半年程度のリードタイムを見込む必要がある。



<電源入札等の検討開始要否>

- 2021年度冬季の需給バランスは、連系線の活用等によりH3需要に対して8%の予備率を確保できているが、東京エリアではH1需要に対して予備率3%を大幅に下回っていることから、まず、**調整力公募又は電源入札等に向けた検討、および実施に向けた準備を開始するべきではないか。**

<想定される状況変化への対応>

- ただし、現時点でもなお、供給力の追加確保に向けた検討を継続中の小売電気事業者・発電事業者もあり、**H1需要に対する予備率がさらに改善する可能性もある。**
- したがって、調整力公募又は電源入札等の**実施可否および実施する場合の募集量については、今後の状況変化も注視して判断**することとしてはどうか。

＜募集対象等＞

- 募集する供給力としては、DR等に加え、休止電源であっても、休止して日が浅い・既に立ち上げの準備をしているなど、**冬季の稼働に間に合う電源については対象とすることとしてはどうか。**その際、電源入札等の場合、**適正な上限価格を設定することで国民負担が過大なものとならないように入札委員会（仮称）にて検討**を行うこととしてはどうか。
- **募集対象とするエリアについては東京エリアとし、対象時期は2022年1月及び2月**でよいか。これらの時期はH1時には東京エリアにつながる連系線は最大限活用し、**市場分断していることから、募集する供給力は東京エリア内に限定**することとなる。

＜募集電源の使い方＞

- 応札する電源の種類・出力によっては、H1の調整力としてだけでなく、供給力として期待できる場合も想定される。供給力として期待できる電源を募集対象とする場合には、今冬の需給ひっ迫のようなkWh面でのひっ迫やスポット価格の高騰を考慮し、**一般送配電事業者が占有するのではなく落札した電源が卸市場等でkWhの取引可能となる制度**としてはどうか。

<調達手段に関する考え方（過去の整理から変更あり）>

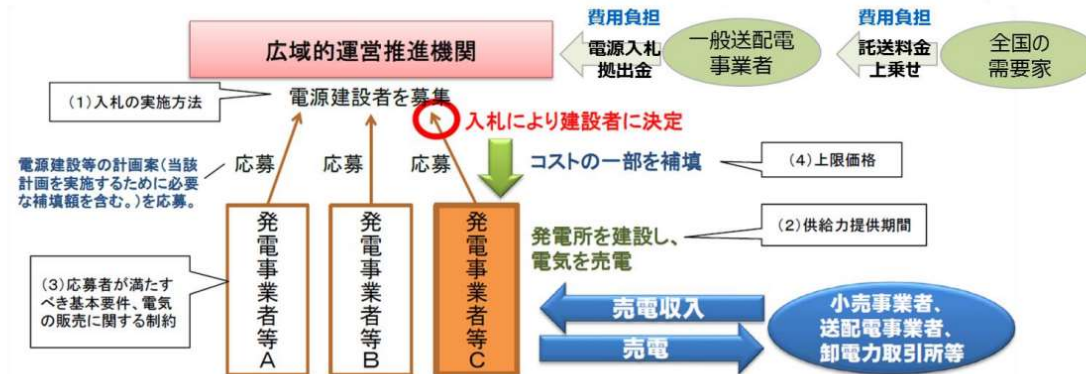
- 過去の本委員会において、H1需要に対応する供給力不足が生じた場合の改善手段としては「調整力公募を基本とするが、追加対策量が大きく、DRや補修調整など一時的な供給力確保策では対応困難な場合に限り電源入札等を行う」との整理がなされている。
- ただし、今回は東京エリア単独の調達となり、募集エリアも東京エリアに限定されることを踏まえれば、実施の迅速性などを考えれば、**東京電力P Gによる調整力公募（追加）**とすることも考えるべきではないか。
- その場合、**費用回収について国において費用負担の考え方を決める必要があるのではないか。**

（参考）電源入札について

2. 現行の電源入札制度の概要

第17回容量市場の在り方等に関する検討会
(2018年12月17日) 資料4を加工

- 現在、電源入札制度は、以下の整理となっている。
- ✓ 広域機関は、有識者を含めた委員会の検討を踏まえ、電源入札の基本要件（供給区域、対象電源、具備すべき周波数調整機能等の条件等）を取り決めることとしている。（広域機関業務規程_第37条）
- ✓ 電源入札の負担は託送負担となる。「広域機関は、一般送配電事業者たる会員に対し、電源入札等に係る拠出金（以下、「電源入札拠出金」という。）を求めることができる。（広域機関定款_第56条）」
- ✓ 広域機関は電源入札の際に、入札者の指名を行うことができる。「本機関は、電源入札等の対象となる電源維持運用業務の内容を踏まえ、必要があると認めるときは、特定の電気供給事業者に対し、電源入札等に応募することを求めることができる。（広域機関業務規程_第38条第2項）」

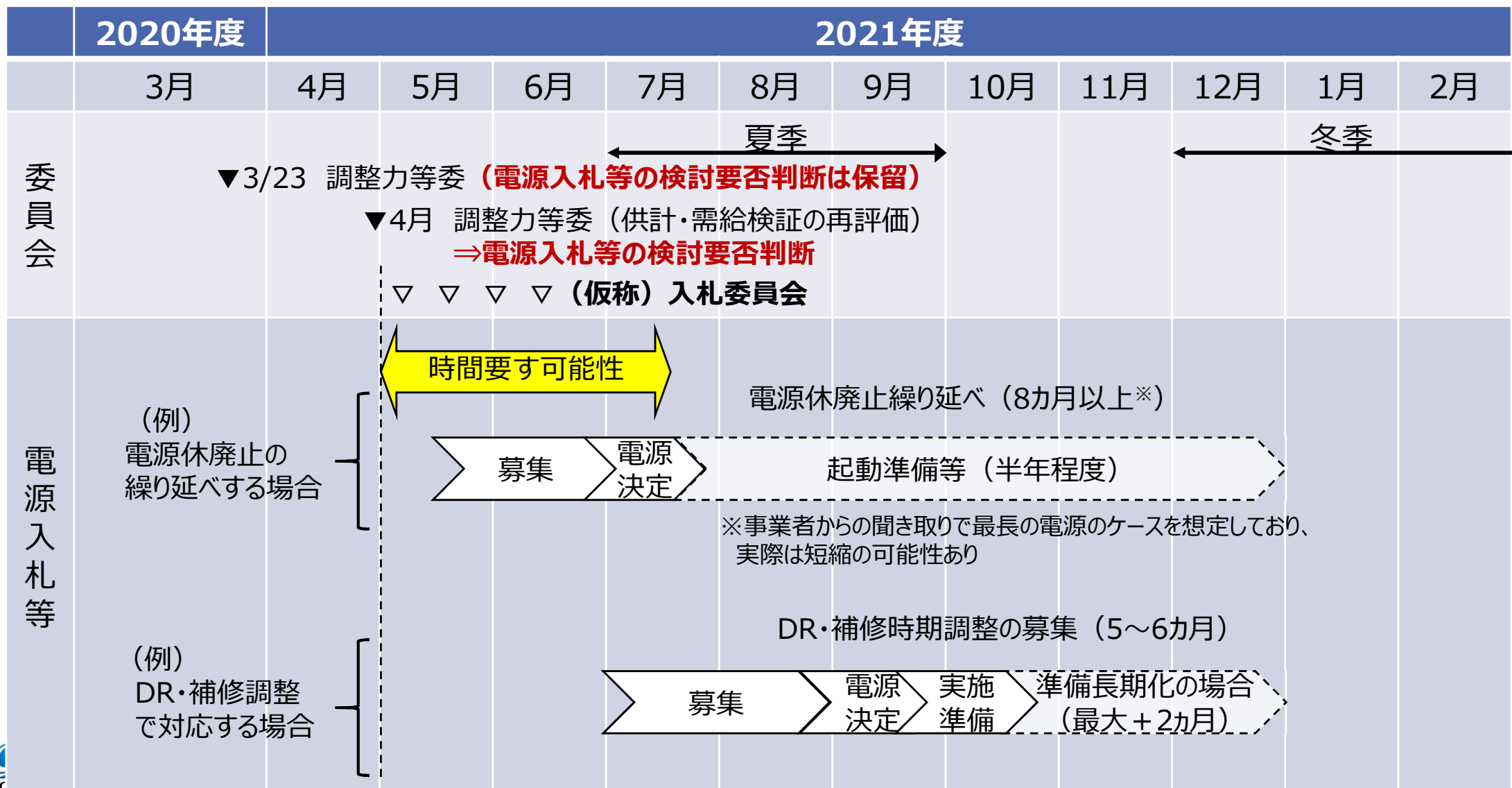


第33回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス
事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
(2021.4.20) 資料5

https://www.meti.go.jp/shingikai/enec/ho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/033_05_00.pdf

1. これまでの対応とその後の需給バランスの変化
2. 今後の対応に関する論点
3. 今後の進め方

- 実施までのリードタイムが比較的短いDR募集や補修調整で、準備が順調に進んだ場合でも、最短で5ヵ月から6ヵ月を要する。電源休廃止の繰り延べについてはさらに期間を要する。
- なお、需給変動リスクが高い2022年1・2月までに調達した電源を稼働できるようにする必要があるが、電源入札については議論すべき論点も多くあり、募集開始までに想定を超える時間を要する可能性がある。



- 過去の調整力等委員会において、**電源入札等の開始から供給開始までの期間を7カ月程度**と想定した。
 - ・手続き（委員会設置～募集要項策定、募集～落札者決定）に4ヵ月
 - ・決定後の事業者側の稼働準備に1～3ヵ月
- 1月に供給力として織り込むためには、理想的なスケジュールを前提にする場合、5月中に入札委員会（仮称）が立ち上がっている必要あり。

電源入札等の想定必要日数について（見直し後）

7

- 電源入札等の必要期間（見直し後）は下表のとおり。
- 検討開始～実施までの期間については、①検討開始～対象電源決定まで、②対象電源決定～実施までの区分にわけて必要日数を想定。①については調整力公募を参考に想定し、②については、発電事業者への聞き取り内容をもとに、一部見直しを実施した。

区分	供給力確保策	想定必要日数 (①+②の合計)	①検討開始～ 対象電源決定まで	②対象電源決定～ 実施まで
電源入札等	電源の新設	数年単位	4か月	数年単位
	休止電源の再立ち上げ	7か月～数年単位	(下記、各1か月) ・入札委員会（仮称） ・募集要綱の策定 ・募集期間 ・対象電源決定	3か月～数年単位
	電源休廃止の繰り延べ	5～6か月		1～2か月
電源入札等	補修時期の調整	5か月～10か月	4か月	1か月～6ヶ月
調整力公募		6か月～11か月	5か月	
調整力公募	DRの募集	6か月～8か月	5か月 ・募集要綱の策定：2か月 ・募集期間：2か月 ・対象電源決定：1か月	1～3ヶ月 契約協議
電源入札等以外 (緊急時)	広域機関から発電事業者への指令 (補修調整等) ※業務規程第112条第1号に基づく	—	—	—

第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2019.02.19) 資料3