

2022年度冬季における厳寒H1需要時の 需給見通しについて

2022年9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

- 2022年度冬季需給見通しは前回本委員会（2022.6.28）時点において、厳寒H1需要※1に対して多くのエリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を下回る厳しい状況であった。
- この対策として実施した一般送配電事業者によるkW公募の結果をふまえ、需給検証の厳寒H1需要に対する冬季需給見通しを現時点で確認したのでご報告する。
- なお、需給検証報告書案は夏季の実績分析を含め、本委員会でご審議いただく。

※1 供給計画における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）をベースに厳気象（厳寒）の影響を考慮した需要

（１）需要

- エリア別の最大電力需要（送電端）とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに冬季において過去10年間で最も厳気象（厳冬）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する。

（２）供給力

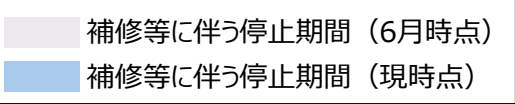
- 本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。
 - ✓ 小売電気事業者（計139社）
⇒ 2021年度の供給量が1.0億kWh以上（全エリアの供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計75社）
⇒ 2022年度の供給計画における2022年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が10万kW以上
（全エリアの火力の設備量の約95%以上をカバー）
 - ✓ 一般送配電事業者（計10社）
- エリア内の供給力は、小売電気事業者および発電事業者が保有する供給力と一般送配電事業者の供給力（調整力、離島供給力）を合計したものに、電源Ⅰ'及び火力増出力分、kW公募分を加えた量を供給力として見込む。
- 再エネ・揚水の供給力は、EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込む。

（３）電力需給バランスの評価

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象（厳冬）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）に対し103%以上（予備率3%以上）の供給力を有するか確認。
- 追加検証として供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発生した場合の需給バランスも評価する。
- 電力需給バランスの評価にあたっては、以下の点を考慮。
 - ✓ 供給力は、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように供給力の振替え
 - ✓ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止率
 - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性

- 6月末以降に判明した、福島県沖の地震に伴う停止からの復旧工程前倒しを含む補修計画の変更等により、2022年度冬季の供給力は増加※1。
- 一般送配電事業者によるkW公募により、1月・2月の供給力が増加。

主要な発電機における供給力の変化要因※1



エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 [万kW]	2022年度											
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北	新地 (火力)	1号	2022/3/16 ~ 2022/10月末							2022/3/16 ~ 12/31				
		2号	2022/3/12 ~ 2023/1月中旬										2022/3/12 ~ 2023/3/31	
関西	高浜 (原子力)	3号	2022/3/1 ~ 7/26				2022/3/31 ~ 未定							

※1 表に記載した発電機のほかにも事業者の需給対策やトラブル等により補修計画が変更された発電機があり、需給バランスに反映している。
※2 新地火力の復旧工程前倒し等により、東北東京間連系線の運用容量が増加。

一般送配電事業者によるkW公募結果

エリア	募集量（最大量）[万kW]	応札量[万kW]	落札量[万kW]
東日本エリア（東北・東京）	103.0（170.0）	130.5	77.9
西日本エリア（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）	99.0（190.0）	185.6	185.6

※ 東京電力パワーグリッドHPに基づき、事務局において作成
東京電力パワーグリッドHP：https://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/information/2022/1663793_8922.html

- 厳寒H1需要に対して、電源 I'、火力増出力運転、エリア間融通に加え、今冬向けのkW公募の落札結果を供給力として織り込むと、予備率は東北・東京エリアで3%以上、中西6エリアで4%以上を確保できる見通し。
- 安定供給に最低限必要な予備率3%は上回っているものの、今後の発電機の計画外停止等の供給力の変化を注視し、必要に応じて対策を講じる必要がある。

各エリアの予備率（厳寒H1）

（単位：％）

（6/30）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6	6.0	6.1	12.3
東北	7.8	1.5	1.6	12.3
東京	7.8	1.5	1.6	10.1
中部	5.5	1.9	3.4	10.1
北陸	5.5	1.9	3.4	10.1
関西	5.5	1.9	3.4	10.1
中国	5.5	1.9	3.4	10.1
四国	5.5	1.9	3.4	10.1
九州	5.5	1.9	3.4	10.1
沖縄	45.4	39.1	40.8	65.3

（現時点）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	14.4	7.9	8.1	12.1
東北	9.2	3.4	4.1	11.5
東京	9.2	3.4	4.1	11.5
中部	7.3	4.8	6.4	11.5
北陸	7.3	4.8	6.4	11.5
関西	7.3	4.8	6.4	11.5
中国	7.3	4.8	6.4	11.5
四国	7.3	4.8	6.4	11.5
九州	6.4	4.8	6.4	11.3
沖縄	44.5	33.1	34.4	56.6

2022年度冬季の需給見通し（厳寒H1需要）

7

〈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	7,021	592	1,471	4,958	9,057	2,450	547	2,655	1,190	543	1,672	16,078	166	16,244
(内 電源Ⅰ')	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	6,405	517	1,347	4,540	8,452	2,283	510	2,474	1,109	506	1,571	14,857	115	14,973
供給予備力	616	75	124	417	605	167	37	181	81	37	100	1,221	51	1,272
供給予備率	9.6	14.4	9.2	9.2	7.2	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	6.4	8.2	44.5	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	424	59	83	281	351	99	22	107	48	22	53	775	48	823

【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	7,745	585	1,534	5,626	9,229	2,535	574	2,749	1,174	530	1,666	16,974	158	17,132
(内 電源Ⅰ')	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
供給予備力	276	43	50	183	425	117	26	127	54	24	77	701	39	740
供給予備率	3.7	7.9	3.4	3.4	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.3	33.1	4.5
予備力3%確保 に対する余剰分	52	27	5	20	161	44	10	48	20	9	29	212	36	248

【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	7,778	586	1,524	5,668	9,368	2,574	583	2,790	1,192	538	1,691	17,146	159	17,305
(内 電源Ⅰ')	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,253	118	16,371
供給予備力	330	44	61	225	563	155	35	168	72	32	102	893	41	934
供給予備率	4.4	8.1	4.1	4.1	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	5.5	34.4	5.7
予備力3%確保 に対する余剰分	107	28	17	62	299	82	19	89	38	17	54	406	37	443

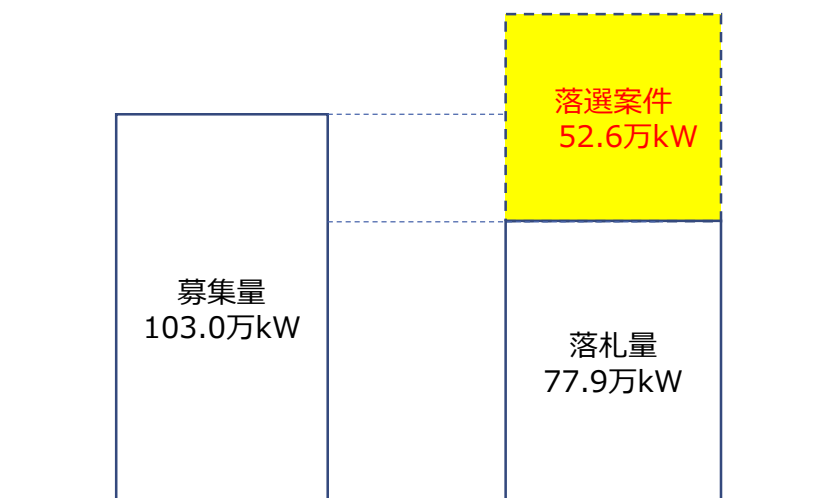
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,072	560	1,445	5,067	8,458	2,363	529	2,481	1,092	493	1,500	15,530	173	15,702
(内 電源Ⅰ')					(2)			(2)				(2)		(2)
最大需要電力	6,339	499	1,296	4,544	7,588	2,119	475	2,225	979	442	1,348	13,927	110	14,038
供給予備力	732	61	149	523	870	244	55	256	113	51	152	1,602	62	1,665
供給予備率	11.6	12.1	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.3	11.5	56.6	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	542	46	110	386	642	180	40	189	83	38	112	1,185	59	1,244

- 2022年度冬季向けのkW公募は、東北・東京エリアにおいて、落札量が募集量を下回っている。
- 第53回電力・ガス基本政策小委員会（2022年9月15日）において、一般送配電事業者が落選案件の2023年1・2月稼働に向け、事業者と協議を行うことが整理されたところ、落選案件が稼働した条件で予備率を試算した※。

今後の対応について

- kW公募は、一般送配電事業者が調整力公募という形で調達しているもの。
- 電源Iの調整力公募では、落札量が募集量を下回る結果となった場合は、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づき、以下の対応のいずれかを状況に応じて判断し実施している。
 - イ) 募集期間を新たに設定して再募集
 - ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施
 - ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結
- 電力需給の見通しが非常に厳しい2023年の1、2月に向けた稼働を前提に考えると、イ、ロは発電事業者の稼働準備期間が著しく短くなり、応札できる電源がさらに限られる可能性が高いことから、今冬に向けての対応として、公募を実施した一般送配電事業者においてハの手続きを実施する（この場合の要件や費用回収方法等の考え方はkW公募要綱に準じるものとする） こととしてはどうか。
- その場合、電力・ガス取引監視等委員会においては、上記が、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づいた運用であったかについて、契約した電源等の容量（kW）、容量（kW）単価等を含め確認することとなる。
- また仮に、今後kW公募を実施する場合は、今回の事例も踏まえ、より適切な上限価格の設定となるよう見直すこととしてはどうか。

- 2022年度冬季向けのkW公募の落選案件が稼働した条件で予備率を試算した結果、東北・東京エリアの予備率は1月4.1%、2月4.9%となった。



(現時点)

エリア	1月	2月
北海道	7.9	8.1
東北	3.4	4.1
東京	3.4	4.1
中部	4.8	6.4
北陸	4.8	6.4
関西	4.8	6.4
中国	4.8	6.4
四国	4.8	6.4
九州	4.8	6.4
沖縄	33.1	34.4

(落選案件稼働後)

エリア	1月	2月
北海道	7.9	8.1
東北	4.1	4.9
東京	4.1	4.9
中部	4.8	6.4
北陸	4.8	6.4
関西	4.8	6.4
中国	4.8	6.4
四国	4.8	6.4
九州	4.8	6.4
沖縄	33.1	34.4

〈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')	7,021 (146)	592 (10)	1,471 (40)	4,958 (95)	9,057 (242)	2,450 (73)	547 (14)	2,655 (81)	1,190 (28)	543 (13)	1,672 (34)	16,078 (388)	166	16,244 (388)
最大需要電力	6,405	517	1,347	4,540	8,452	2,283	510	2,474	1,109	506	1,571	14,857	115	14,973
供給予備力	616	75	124	417	605	167	37	181	81	37	100	1,221	51	1,272
供給予備率	9.6	14.4	9.2	9.2	7.2	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	6.4	8.2	44.5	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	424	59	83	281	351	99	22	107	48	22	53	775	48	823

【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')	7,798 (146)	585 (10)	1,546 (40)	5,668 (95)	9,229 (242)	2,535 (73)	574 (14)	2,749 (81)	1,174 (28)	530 (13)	1,666 (34)	17,027 (388)	158	17,185 (388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
供給予備力	329	43	61	225	425	117	26	127	54	24	77	753	39	792
供給予備率	4.4	7.9	4.1	4.1	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.6	33.1	4.8
予備力3%確保 に対する余剰分	104	27	17	61	161	44	10	48	20	9	29	265	36	301

【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')	7,831 (146)	586 (10)	1,535 (40)	5,710 (95)	9,368 (242)	2,574 (73)	583 (14)	2,790 (81)	1,192 (28)	538 (13)	1,691 (34)	17,198 (388)	159	17,358 (388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,253	118	16,371
供給予備力	383	44	72	267	563	155	35	168	72	32	102	946	41	987
供給予備率	5.1	8.1	4.9	4.9	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	5.8	34.4	6.0
予備力3%確保 に対する余剰分	159	28	28	104	299	82	19	89	38	17	54	458	37	496

【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')	7,072 (146)	560 (10)	1,445 (40)	5,067 (95)	8,458 (242)	2,363 (73)	529 (14)	2,481 (81)	1,092 (28)	493 (13)	1,500 (34)	15,530 (388)	173	15,702 (388)
最大需要電力	6,339	499	1,296	4,544	7,588	2,119	475	2,225	979	442	1,348	13,927	110	14,038
供給予備力	732	61	149	523	870	244	55	256	113	51	152	1,602	62	1,665
供給予備率	11.6	12.1	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.3	11.5	56.6	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	542	46	110	386	642	180	40	189	83	38	112	1,185	59	1,244

- 稀頻度リスクを考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「平年H3需要※の1%」、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット」（24万kW）を基準とし、均平化したブロック毎に、予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 東北・東京エリアにおいて、1月が42万kW不足している状況である。

※ 平年H3需要：2022年度供給計画の第1年度（2022年度）における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）の最大需要

○平年H3需要（2022年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	499	1,369	5,379	2,485	511	2,739	1,047	494	1,535	154
平年H3需要 ×1%	5	14	54	25	5	27	10	5	15	2

○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

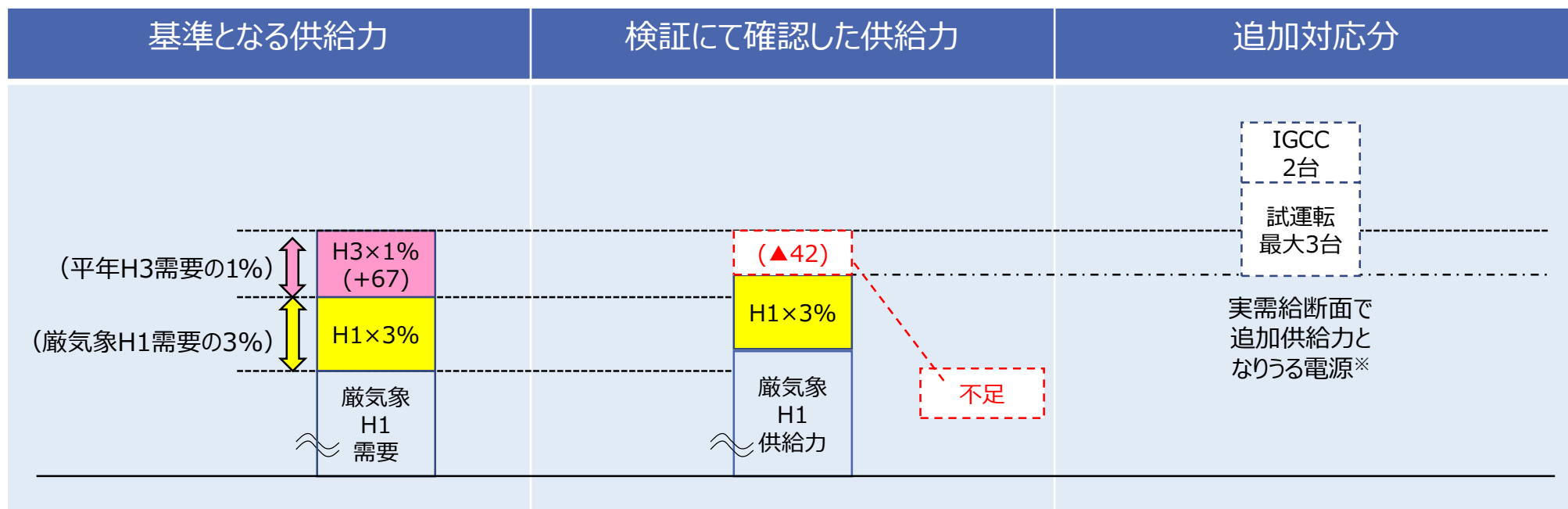
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	5	67				73			15	24
1月	5	67				88				24
2月	5	67				88				24
3月	5				140				15	24

○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	59	364				298			53	48
1月	27	25				160				36
2月	28	79				299				37
3月	46				1,026				112	59

1月 42万kWの不足

- 稀頻度リスクに必要な供給力を東北・東京エリアにおいて、1月が42万kW下回る見通しであることから、稀頻度リスク対応時には追加供給力が必要となる。
- 実需給断面においては、以下が追加供給力となりうる。
 - 東京エリアの石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）は、現時点でガス化炉関連設備の不具合対策未決定のため、復旧時期が見通せていないものの、復旧すれば供給力となり得る。
 - 火力新設機についても、工程が順調に進捗すれば試運転出力が供給力となり得る。



※ 全台運転の合計出力はH1需要の約4%

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。
- また、石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）は、ガス化炉関連設備の不具合で停止中であり、対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。

石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	運転状況（9月14日時点）
東京	勿来IGCC (火力)	52.5	ガス化炉関連設備の不具合で2022年8月19日から停止中。 対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。
	広野IGCC (火力)	54.3	ガス化炉関連設備の不具合で2022年8月5日から停止中。 対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。

2022年度冬季に試運転を実施する新設発電機※

※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2022年度							2023年度				
			9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月
東京	姉崎 (火力)	新1号	64.7	8月～試運転						2023年2月営業運転開始				
		新2号	64.7				12月～試運転				2023年4月営業運転開始			
		新3号	64.7							3月～試運転			2023年8月 営業運転開始	
	横須賀 (火力)	1号	65	9月～試運転									2023年6月 営業運転開始	
四国	西条 (火力)	1号	50				12月中旬～試運転						2023年6月 営業運転開始	

- 厳寒H1需要に対して、供給力では電源Ⅰ'、火力増出力運転、エリア間融通に加え、今冬向けのkW公募の落札結果等を考慮した結果、全エリアで最低限必要となる予備力3%を確保できる見通しであるものの、発電機の計画外停止等による供給力の変化を注視し、必要により対策を講じる必要がある。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転や石炭ガス化複合発電プラントはトラブル等がなければ追加供給力となる可能性があるものの、発電機の計画外停止等の供給力変化の可能性もあるため、需給状況を注視していく必要がある。
- 本機関としては、kWモニタリングなどにより需給状況の監視を強化し、需給バランスの悪化が予見された場合には、国や一般送配電事業者と連携し需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫の可能性がある場合には、SNS等を通じて周知する。