

電力需給検証報告書

2021年10月
電力広域の運営推進機関

電力需給検証報告書の取りまとめ

- (1) 電力需給検証の概要
- (2) 2021年度夏季の電力需給実績の検証
- (3) 2021年度夏季の電力需給実績の検証のまとめ
- 【参考】需要実績 (kWh) について
- (4) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (概要)
- (5) 2021年度冬季の電力需給の見通し
- (6) 2021年度冬季の電力需給の見通しのまとめ
- (参考) 需給バランス算定手順
- (7) 2021年度冬季の電力需給の見通し (kWh)
- 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿
- 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

【参考資料】電力需給検証詳細データ

- (1) 2021年度夏季の電力需要実績
- (2) 2021年度夏季の電力供給力実績
- (3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方
- (4) 2021年度冬季の需要見通し
- (5) 2021年度冬季の供給力見通し

電力需給検証報告書の取りまとめ

- 2021年度夏季の電力需給実績
2021年度夏季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2021年度冬季の電力需給見通し
厳寒となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積み上げを行い、安定供給が可能かどうか、需給バランスを検証した。

電力需給検証[※]の概要について

需要	供給計画のH3需要をベースに猛暑・厳寒H1需要を想定
供給力	供給計画をベースに、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び発電事業者の発電余力の積み上げ並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
電力需給 バランスの検証	猛暑・厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認 ※ 電力需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前を目安に、猛暑・厳寒という供給計画より高需要となる状況でも安定供給確保が可能であることを検証するもの

※ 供給力は保守的に見込むこと、データや分析手法を明らかにすること、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」の第三者の専門家による検証を公開し、客観性・透明性を確保することに意を用いている。

(2) 2021年度夏季の電力需給実績の検証

: 全国最大需要時の電力需給実績(8月5日 13～14時)

5

■ 全国最大需要が発生した8月5日において、各エリアとも予備率3%以上を確保し、安定供給を保った。

エリア	実績					猛暑H1想定※3		
	最大需要日	時間※1	最大需要 【万kW】	供給力※2 【万kW】	予備率※1	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I ') 【万kW】	予備率
北海道	8月5日 (木)	13～14時 [18～19時]	444	597	34.3% [28.2%]	442	548 (16)	23.9%
東北			1,462	1,591	8.8% [6.7%]	1,415	1,469 (48)	3.8%
東京			5,453	6,006	10.1% [8.9%]	5,544	5,756 (120)	3.8%
中部			2,477	2,854	15.2% [12.9%]	2,594	2,693 (53)	3.8%
北陸			522	582	11.5% [14.0%]	509	528 (6)	3.8%
関西			2,822	3,175	12.5% [10.9%]	2,851	2,960 (82)	3.8%
中国			1,099	1,199	9.1% [7.4%]	1,087	1,128 (27)	3.8%
四国			503	622	23.6% [12.0%]	517	537 (7)	3.8%
九州			1,545	1,968	27.4% [4.6%]	1,652	1,764 (49)	6.8%
全国9エリア			16,328	18,595	13.9% [9.9%]	16,609	17,383 (407)	4.7%
沖縄			124	201	62.1% [60.1%]	160	210 (11)	31.6%
全国10エリア			16,451	18,796	14.2% [10.3%]	16,769	17,593 (418)	4.9%

※1 括弧内は、全国最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。

※2 需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。

需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

※3 前回の電力需給検証報告書(2021年5月)における2021年度夏季見通し、供給力および予備率は連系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※ 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の供給力実績(8月5日 13～14時)

6

- 全国最大需要時における10エリア合計の供給力について、2021年度夏季の実績（8月5日 13～14時）と今年5月の電力需給検証で想定した8月の供給力を比較した結果、+733万kWの差であった。

電源	実績	想定※6	実績－想定	差の主な要因
全国合計	18,796	18,063	+ 733	
原子力	835	674	+ 161	美浜、大飯原発の稼働による増 川内・玄海の定格熱出力一定運転による増
火力	11,137	11,324	▲ 187	計画外停止※1 ▲ 349 (▲3.0%) 需給停止※2 ▲ 24 火力増出力 未実施分 ▲ 39 その他※3 226 計画外停止等による減
水力	1,058	1,480	▲ 422	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲37万kW含む)
揚水	1,465	2,187	▲ 722	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲23万kW含む)
太陽光	3,930 [128]※5	1,525	+ 2,405 [▲1,397]※5	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量として 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んでいる)
風力	29	56	▲ 27	
地熱	29	28	+ 1	補修差等による増 (計画外停止 ▲3万kW含む)
その他※4	312	790	▲ 478	

(送電端 万kW)

- ※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または出力抑制。
括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止349÷（実績11,137+計画外停止349+需給停止24）」より算出。計画外停止の数値は前回の電力需給検証報告書（2021年5月）の見通しとの差。
- ※2 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

- ※3 補修差等を含む。
- ※4 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。
- ※5 括弧内の数値は18～19時の値
- ※6 前回の電力需給検証報告書（2021年5月）における2021年度夏季見通し。供給力は計画外停止率を考慮していない値。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の電力需給実績

- 各エリアの最大需要発生時においても、各エリアとも安定供給を保った。
- 北海道・東北・東京・北陸エリアについては猛暑H1需要を上回った。

エリア	実績					猛暑H1想定※3		
	最大需要日	時間※1	最大需要 【万kW】	供給力※2 【万kW】	予備率※1	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I') 【万kW】	予備率
北海道	8月6日(金)	11～12時 [20～21時]	469	561	19.8% [12.9%]	442	564 (16)	27.6%
東北	8月4日(水)	11～12時 [15～16時]	1,490	1,757	17.9% [6.2%]	1,444	1,509 (48)	4.5%
東京	8月26日(木)	13～14時 [17～18時]	5,665	6,248	10.3% [4.0%]	5,660	5,916 (120)	4.5%
東3エリア	—	—	7,624	8,566	12.4% [8.5%]	7,546	7,990 (184)	5.9%
中部	8月30日(月)	14～15時 [11～12時]	2,480	2,910	17.4% [12.3%]	2,630	2,761 (53)	5.0%
北陸	8月5日(木)	14～15時 [11～12時]	523	585	11.8% [11.1%]	516	541 (6)	5.0%
関西	8月5日(木)	14～15時 [16～17時]	2,826	3,191	12.9% [9.2%]	2,891	3,035 (82)	5.0%
中国	8月5日(木)	13～14時 [18～19時]	1,099	1,199	9.1% [7.4%]	1,102	1,157 (27)	5.0%
四国	8月5日(木)	13～14時 [18～19時]	503	622	23.6% [12.0%]	524	550 (7)	5.0%
九州	8月5日(木)	16～17時 [18～19時]	1,559	1,778	14.0% [4.6%]	1,652	1,812 (49)	9.7%
中西6エリア	—	—	8,990	10,285	14.4% [10.7%]	9,313	9,857 (223)	5.8%
全国9エリア	—	—	16,614	18,851	13.5% [9.0%]	16,860	17,847 (407)	5.9%
沖縄	7月7日(水)	11～12時 [18～19時]	153	200	30.7% [28.7%]	160	216 (11)	35.1%
全国10エリア	—	—	16,767	19,051	13.6% [9.2%]	17,019	18,063 (418)	6.1%

- ※1 括弧内は、各エリアの最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。
- ※2 需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。
- ※3 前回の電力需給検証報告書（2021年5月）における2021年度夏季見通し、供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮していない値。
- ※ 需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の需要実績

8

- 需要実績は、北海道・東北・東京・北陸の4エリアで事前に想定した猛暑H1需要を上回ったが、他のエリアでは西日本で8月に気温が低かったことなどから猛暑H1需要を下回り、全国10エリア合計の夏季最大需要実績も猛暑H1需要を下回った。

(送電端 万kW)

エリア (万kW)	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	全国 9エリア	沖縄	全国 10エリア
エリア最大需要 発生日時	—	8/6 12:00	8/4 12:00	8/26 14:00	—	8/30 15:00	8/5 15:00	8/5 15:00	8/5 14:00	8/5 14:00	8/5 17:00	—	7/7 12:00	—
需要想定※1	7,546	442	1,444	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,860	160	17,019
需要実績※2	7,624 (7,359)	469 (444)	1,490 (1,462)	5,665 (5,453)	8,990 (8,968)	2,480 (2,477)	523 (522)	2,826 (2,822)	1,099 (1,099)	503 (503)	1,559 (1,545)	16,614 (16,328)	153 (124)	16,767 (16,451)
差分	+ 78	+ 27	+ 46	+ 5	▲ 324	▲ 150	+ 7	▲ 65	▲ 2	▲ 21	▲ 92	▲ 246	▲ 6	▲ 252
気温影響	▲ 170	+ 21	+ 3	▲ 195	▲ 477	▲ 258	▲ 1	▲ 73	▲ 3	▲ 21	▲ 121	▲ 647	▲ 15	▲ 661
DR※3	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0
その他	+ 248	+ 5	+ 43	+ 200	+ 153	+ 108	+ 8	+ 8	+ 0	+ 0	+ 28	+ 401	+ 8	+ 409

＜厳気象年度の設定＞

○厳気象条件は、北海道、北陸エリアは2019年度並み、東北・東京エリアは2018年度並み、中部・関西・中国・四国エリアは2020年度並み、九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みとした。

※1 前回の電力需給検証報告書（2021年5月）における2021年度夏季見通し。不等時率を考慮していない値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2021年8月5日 13～14時）の需要実績値。

※3 電源 I ' 発動によるDRの影響。

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

- 全国最大需要時の実績は、8月5日13時台の16,451万kWであり、計画外停止が441万kW※1（予備率影響：▲2.7%）あったが、予備率は14.2%と各エリアとも安定供給を確保した。なお、8月5日の予備率最小断面（18時台）の予備率は10.3%であった。
- 需要実績は、北海道・東北・東京・北陸の4エリアで事前に想定した猛暑H1需要を上回ったが、他のエリアでは西日本で8月に気温が低かったことなどから猛暑H1需要を下回り、全国10エリア合計の夏季最大需要実績も猛暑H1需要を下回った。

※1 火力発電以外の計画外停止を含む。ここでの計画外停止量は定格出力（送電端）と実績との差で、実際に停止した設備量を表している。

(余白)

：送電端kWh、経済指標の実績動向

- 経済指標は2020年5月を底に回復傾向が見られ、2021年3月以降は前年同月の反動でプラスが継続。
- 送電端kWh(気象補正後)は2020年5月を底に回復傾向が見られ、2021年5月以降は前年同月の反動でプラスが継続。※2020年8月、12月、2021年1月のプラスは、厳気象影響等による一過性のプラスと思慮

前年同月比【%】

	送電端kWh (カッコ内は気象補正前)	第3次産業活動指数	鉱工業生産指数
2020年 4月	-3.4 (-3.6)	-13.8	-15.5
5月	-8.6 (-8.7)	-17.4	-27.0
6月	-5.9 (-2.3)	-8.3	-18.4
7月	-4.2 (-5.5)	-8.9	-15.9
8月	-3.8 (+1.0)	-8.5	-14.0
9月	-1.9 (-2.8)	-8.6	-9.1
10月	-2.0 (-3.4)	-1.4	-3.4
11月	-1.0 (-1.8)	-3.8	-4.1
12月	+1.7 (+3.7)	-3.5	-2.9
2021年 1月	+3.5 (+7.8)	-5.5	-5.3
2月	-0.2 (-1.6)	-5.6	-2.0
3月	+1.3 (-0.6)	+1.7	+3.4
4月	+0.4 (-0.5)	+9.9	+15.8
5月	+6.6 (+6.3)	+10.1	+21.1
6月	+6.0 (+2.2)	+2.9	+23.0
7月	+4.5 (+9.9)	+2.0	+11.6
8月	+4.8 (-5.0)	-	+9.3

(参考) 経済指標の最新月の前月比

- 2021年7月の第3次産業活動指数(主に業務用電力に影響)は前月比 ▲0.6%。
- 2021年8月の鉱工業生産指数(主に産業用電力に影響)は前月比 ▲3.2%。

【参考】需要実績 (kWh) について

: 2021年度各エリア需要実績 (kWh) の比較

- 2021年4月および5月の需要実績 (kWh : 気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕) を前年度同月値で比較した。
- 4月の前年度同月の需要実績 (kWh) からの変化率は、▲1.9%～5.1% (気象補正有〔上段〕) である。
- 5月の前年度同月の需要実績 (kWh) からの変化率は、3.5%～12.3% (気象補正有〔上段〕) である。

(送電端 百万kWh)

エリア	4月実績(kWh)				5月実績(kWh)			
	①2021年度 実績	②2020年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)	①2021年度 実績	②2020年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)
北海道	2,413	2,352	61	2.6%	2,219	2,130	89	4.2%
	2,388	2,362	26	1.1%	2,217	2,123	94	4.4%
東北	6,273	6,303	▲ 30	▲ 0.5%	5,955	5,661	294	5.2%
	6,240	6,345	▲ 105	▲ 1.7%	5,955	5,672	283	5.0%
東京	20,228	20,342	▲ 114	▲ 0.6%	19,767	18,734	1,033	5.5%
	20,216	20,589	▲ 373	▲ 1.8%	19,965	19,009	956	5.0%
中部	9,933	9,633	300	3.1%	9,520	8,480	1,040	12.3%
	9,929	9,633	296	3.1%	9,578	8,605	973	11.3%
北陸	2,218	2,213	5	0.2%	2,073	1,895	178	9.4%
	2,217	2,243	▲ 26	▲ 1.2%	2,073	1,895	178	9.4%
関西	10,374	10,227	147	1.4%	10,078	9,525	553	5.8%
	10,356	10,314	42	0.4%	10,142	9,578	564	5.9%
中国	4,414	4,435	▲ 21	▲ 0.5%	4,317	3,999	318	8.0%
	4,413	4,475	▲ 62	▲ 1.4%	4,320	4,010	310	7.7%
四国	1,996	1,976	20	1.0%	1,989	1,873	116	6.2%
	1,996	2,000	▲ 4	▲ 0.2%	1,996	1,894	102	5.4%
九州	6,039	6,158	▲ 119	▲ 1.9%	6,038	5,831	206	3.5%
	6,039	6,192	▲ 153	▲ 2.5%	6,077	5,879	198	3.4%
沖縄	558	531	27	5.1%	635	605	30	5.0%
	561	523	38	7.3%	722	625	97	15.5%
全国10エリア	64,446	64,170	276	0.4%	62,591	58,733	3,857	6.6%
	64,355	64,676	▲ 321	▲ 0.5%	63,045	59,290	3,755	6.3%

※ 上段の実績は気象補正後の値。下段の実績は気象補正前の値。

※ 実績値には速報値を含むため、数値は変わる可能性がある。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

※ (出所) 電力広域的運営推進機関において、送配電網協議会及び各エリアの一般送配電事業者の協力を受けて作成

【参考】需要実績（kWh）について

：2021年度各エリア需要実績（kWh）の比較

- 2021年6月および7月の需要実績（kWh：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値で比較した。
- 6月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、0.0%～9.8%（気象補正有〔上段〕）である。
- 7月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲0.7%～7.6%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	6月実績(kWh)				7月実績(kWh)			
	①2021年度 実績	②2020年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)	①2021年度 実績	②2020年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)
北海道	2,078	2,058	20	1.0%	2,244	2,203	41	1.9%
	2,104	2,078	26	1.3%	2,395	2,237	158	7.1%
東北	6,035	5,648	387	6.9%	6,609	6,269	340	5.4%
	6,095	5,788	307	5.3%	7,005	6,227	778	12.5%
東京	21,089	19,844	1,245	6.3%	25,168	23,756	1,412	5.9%
	21,449	21,427	22	0.1%	25,463	23,332	2,131	9.1%
中部	10,348	9,428	920	9.8%	12,096	11,305	791	7.0%
	10,469	9,819	650	6.6%	12,271	11,023	1,248	11.3%
北陸	2,154	1,976	178	9.0%	2,459	2,285	174	7.6%
	2,179	2,055	124	6.0%	2,550	2,226	324	14.6%
関西	11,027	10,510	517	4.9%	13,180	12,740	440	3.5%
	11,113	10,872	241	2.2%	13,331	12,044	1,287	10.7%
中国	4,533	4,341	192	4.4%	5,295	5,145	150	2.9%
	4,591	4,455	136	3.1%	5,364	4,908	456	9.3%
四国	2,029	2,029	0	0.0%	2,358	2,375	▲ 17	▲ 0.7%
	2,048	2,092	▲ 44	▲ 2.1%	2,401	2,288	113	5.0%
九州	6,593	6,328	265	4.2%	7,806	7,737	69	0.9%
	6,737	6,692	45	0.7%	8,010	7,328	682	9.3%
沖縄	763	741	22	3.0%	873	876	▲ 3	▲ 0.3%
	759	799	▲ 40	▲ 5.0%	859	894	▲ 35	▲ 3.9%
全国10エリア	66,649	62,903	3,746	6.0%	78,088	74,691	3,397	4.5%
	67,544	66,077	1,467	2.2%	79,649	72,507	7,142	9.9%

※ 上段の実績は気象補正後の値。下段の実績は気象補正前の値。

※ 実績値には速報値を含むため、数値は変わる可能性がある。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

※（出所）電力広域的運営推進機関において、送配電網協議会及び各エリアの一般送配電事業者の協力を受けて作成

【参考】需要実績（kWh）について

：2021年度各エリア需要実績（kWh）の比較

- 2021年8月の需要実績（kWh：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値で比較した。
- 8月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、0.1%～8.4%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	8月実績(kWh)			
	①2021年度 実績	②2020年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)
北海道	2,290	2,287	3	0.1%
	2,323	2,348	▲ 25	▲ 1.1%
東北	6,863	6,438	425	6.6%
	6,958	6,912	46	0.7%
東京	26,148	25,023	1,125	4.5%
	26,820	28,334	▲ 1,514	▲ 5.3%
中部	11,905	11,348	557	4.9%
	11,801	12,335	▲ 534	▲ 4.3%
北陸	2,481	2,289	192	8.4%
	2,460	2,501	▲ 41	▲ 1.6%
関西	13,750	12,986	764	5.9%
	13,151	14,017	▲ 866	▲ 6.2%
中国	5,477	5,214	263	5.0%
	5,289	5,542	▲ 253	▲ 4.6%
四国	2,462	2,375	87	3.7%
	2,428	2,609	▲ 181	▲ 6.9%
九州	8,020	7,783	237	3.0%
	7,738	8,554	▲ 816	▲ 9.5%
沖縄	865	847	18	2.1%
	855	883	▲ 28	▲ 3.2%
全国10エリア	80,261	76,590	3,671	4.8%
	79,823	84,035	▲ 4,212	▲ 5.0%

※ 上段の実績は気象補正後の値。下段の実績は気象補正前の値。

※ 実績値には速報値を含むため、数値は変わる可能性がある。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

※（出所）電力広域的運営推進機関において、送配電網協議会及び各エリアの一般送配電事業者の協力を受けて作成

(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夏季において過去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、及び旧一般電気事業者と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135者）
⇒ 2020年度の年間の供給量が0.98億kWh以上（全国の供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計75者）
⇒ 2021年度供給計画における2021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（全国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者）
- 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）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、以下の要素を加味した。
 - ✓ 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を行う。
 - ✓ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止率を考慮する。
 - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮する。

(4) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方

17

これまでの需給検証との違い

- 2021年度冬季については、供給計画の取りまとめの段階で供給力不足が予見されたことから、7月までに追加供給力確保策を決定し、9～10月で東京電力PGが公募を実施のうえ、その結果を踏まえて需給検証の需給見通しを取りまとめた。

これまでの電力需給検証

3～7月

＜広域機関：電力需給検証＞
・発電事業者との補修調整
・冬季需給見通しのまとめ

報告

電力・ガス基本政策小委員会にて審議

10月

政府としての冬季需給対策を決定

今回の電力需給検証

＜広域機関＞
・発電事業者との補修調整
・冬季需給見通しのまとめ

電力・ガス基本政策小委員会にて審議
追加供給力確保策を決定

東京電力PGによる公募実施

＜広域機関：電力需給検証＞
・公募実施結果を反映
・冬季需給見通しのまとめ

報告

電力・ガス基本政策小委員会にて審議

政府としての冬季需給対策を決定

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

11

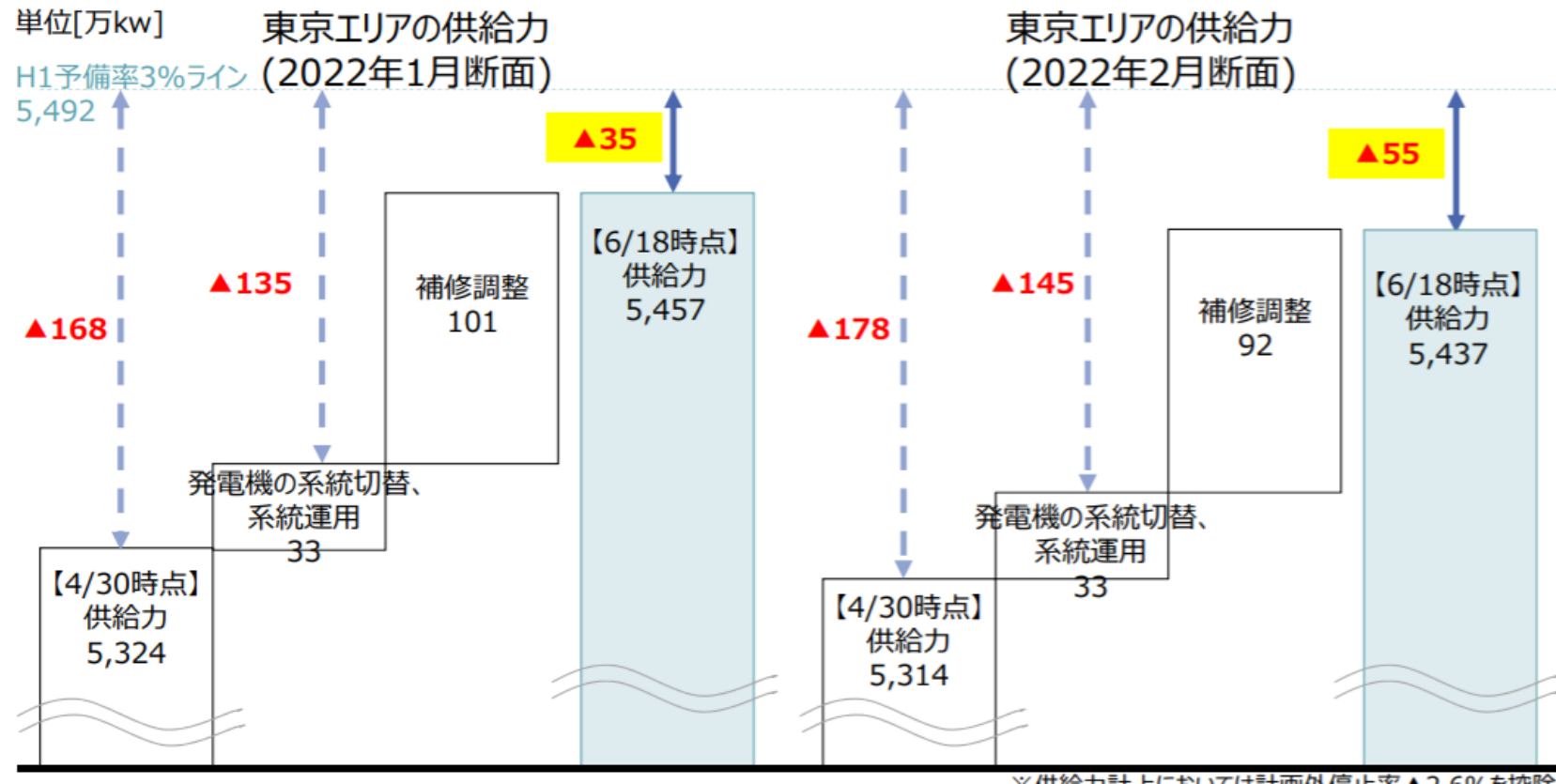
- これら対応の結果、供給力が不足している東北～九州までのエリアで、追加の供給余力及び補修調整での供給力に、事業者の供給計画の変更で増加した供給力を加えると合計で約276万～約439万kWの供給力が新たに追加されたことになる。
- なお、先に述べた現在社内検討中又は小売との交渉中の事業者もあり、さらに供給力の追加の可能性もある。

	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

追加的な供給力確保の状況
発電所補修時期の調整

2

- 本機関では、継続的に、発電事業者と発電所の補修時期調整を継続してきた。
- 各発電事業者において、補修工事の請負先など関係各所との調整を継続いただいたことで、需給ギャップが縮小されている。



(余白)

(5) 2021年度冬季の電力需給の見通し ：東京電力PGの2021年度追加供給力募集について

21

- 東京電力PGが実施してる2021年度追加供給力募集については、今現在契約者選定中であるが、入札状況を踏まえると63万kW程度の落札が見込まれることから、63万kWを供給力計上する。
 - 2021年度冬季の需給バランスについては、春の電源入札等の検討開始の要否判定の際に厳しいことが示されたことから、最大限の補修調整等を実施した。それらを反映しても残る東京エリアの不足量▲55万kWを公募調達量として、東京電力PGにて具体的な手続きや要件を検討することとなった。
 - 落札量については、募集容量に対し、最大25万kW超過が認められている。
 - 東京電力PGでは募集容量55万kWは最低確保容量とし、最大で80万kWを確保するものとして公募している。(10月中旬に落札者選定予定。)

(参考) 追加供給力確保策の概要

1. 公募手法

● 調整力公募の追加実施の形式

本来、調整力公募は、各一般送配電事業者が、翌年度分の調整力を調達するための制度。2021年度分はすでに調達済みだが、供給力不足が顕在化したため、年度途中で追加実施するもの。なお、今回追加で調達するのは供給力であり、一般送配電事業者が確保した電源等は、小売電気事業者が公平にアクセスできるよう、運用面での配慮が必要。

※なお、卸電力市場で約定しなかった場合、その余力を調整力として活用することとなる。

2. 募集内容

- 東京電力パワーグリッド（以下、東電PG）が実施主体。
- 募集規模は、これまでの補修調整を反映した冬季の東京エリアの不足量（※）をまかなう容量とし、具体的な手続きや要件については、国や広域機関と連携しつつ、東電PGが検討。
 - ※1月：▲約35万kW、2月：▲約55万kW
 - ※ピーク需要の時間帯（朝・夕）の供給を要件とする方向。
- 公募により価格を決定。事業者の入札価格の妥当性については、事前にとりまとめられた価格規律のルールに則り、電力・ガス取引監視等委員会（以下、監視等委）で確認。

3. 費用負担のあり方

- 落札電源は市場に供出し、まずは市場での収入で費用をまかなうことが基本。そのうえで、不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して、東電PGエリア内の需要家から公平に回収する仕組みとする。

3

論点④ 落札決定方法（続き）

- 一定程度の募集容量の超過を認める方法としては、例えば、10万kWまで募集容量の超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源より安価な小規模電源やDRの応札があれば、10万kWまでは落札されることとなる。
- また、容量ではなく費用に着目し、例えば、10億円まで費用超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源の約定価格がkW当たり5千円であれば、それより低い価格で応札した小規模電源やDRが20万kW余り落札されることとなる。
 - ※10億円は、東京電力管内の託送料金の約0.3銭に相当。
- 方法論としてはいずれもあり得るが、応札者の予見可能性確保の観点から、あらかじめ募集容量の超過を認める方法としてはどうか。
- また、具体的な超過量としては、募集容量が55万kWである中、供給安定性を高めつつ、費用負担の増加をできる限り抑制する観点から、最大25万kW（H1需要の約0.5%に相当）を基本とすることとしてはどうか。

12

(5) 2021年度冬季の電力需給の見通し : 2021年度 冬季見通し

22

- 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、ならびに東京エリアでの追加供給力公募63万kW（1、2月）を考慮した結果、1・2月の東京エリアの予備率はそれぞれ3.2%、3.1%となり、全ての期間・エリアで予備率3%以上を確保する見通しとなった。

〈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, %)	
【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')	7,019 (242)	585 (74)	1,504 (48)	4,929 (120)	8,870 (223)	2,329 (53)	530 (6)	2,609 (82)	1,178 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,888 (465)	164	16,052 (465)	
最大需要電力	6,382	515	1,349	4,518	8,129	2,134	486	2,391	1,080	491	1,547	14,511	116	14,627	
供給予備力	637	70	155	411	740	194	44	218	98	45	141	1,377	49	1,426	
供給予備率	10.0	13.6	11.5	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.5	42.1	9.7	
予備力3%確保 に対する余剰分	445	54	115	276	496	130	30	146	66	30	94	942	45	987	
【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')	7,656 (242)	582 (74)	1,570 (48)	5,504 (120)	9,112 (223)	2,483 (53)	559 (6)	2,685 (82)	1,174 (27)	528 (7)	1,683 (49)	16,768 (465)	164	16,932 (465)	
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,902	120	16,021	
供給予備力	344	46	125	172	523	142	32	154	67	30	97	866	44	910	
供給予備率	4.7	8.7	8.7	3.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	5.4	36.7	5.7	
予備力3%確保 に対する余剰分	125	30	82	12	265	72	16	78	34	15	49	389	40	430	
【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')	7,578 (242)	579 (74)	1,505 (48)	5,495 (120)	8,928 (223)	2,433 (53)	547 (6)	2,631 (82)	1,150 (27)	517 (7)	1,649 (49)	16,506 (465)	160	16,666 (465)	
最大需要電力	7,314	541	1,442	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,903	120	16,023	
供給予備力	264	38	63	163	339	92	21	100	44	20	63	603	40	643	
供給予備率	3.6	7.0	4.4	3.1	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.8	33.8	4.0	
予備力3%確保 に対する余剰分	45	22	20	3	81	22	5	24	10	5	15	126	37	163	
【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')	6,803 (2)	547	1,381	4,874	8,243 (2)	2,312	509	2,408 (2)	1,061	476	1,477	15,046 (2)	169	15,215 (2)	
最大需要電力	6,325	503	1,286	4,536	7,626	2,139	471	2,228	982	440	1,366	13,951	111	14,062	
供給予備力	478	44	96	338	618	173	38	180	79	36	111	1,095	58	1,153	
供給予備率	7.6	8.7	7.5	7.5	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.9	51.7	8.2	
予備力3%確保 に対する余剰分	288	29	57	202	389	109	24	114	50	22	70	677	54	731	

- ※ 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。
- ※ 東京エリア（1、2月）については、東京電力PGで実施している2021年度冬季追加供給力募集における落札想定値（63万kW）を供給力へ計上している。計画外停止率は考慮していない。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2021年度冬季の電力需給の見通し ：稀頻度リスク評価

23

- 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。
- 東京エリアで1月 41万kW、2月 50万kW、中西エリアで2月 6万kWが不足している状況である。

※ 平年H3需要：2021年度供給計画の第1年度（2021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（2021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	497	1,350	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	150
平年H3需要 ×1%	5	14	53	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	14				140				24
1月	18		53			87				24
2月	5	14	53			87				24
3月	5	67				87				24

41万kWの不足
12-53=▲41万kW

6万kWの不足
81-87=▲6万kW

○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	54	115				772				45
1月	112		12			265				40
2月	22	20	3			81				37
3月	29	259				389				54

50万kWの不足
3-53=▲50万kW

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

(5) 2021年度冬季の電力需給の見通し ：東京エリア、中西エリアの稀頻度リスク分について

24

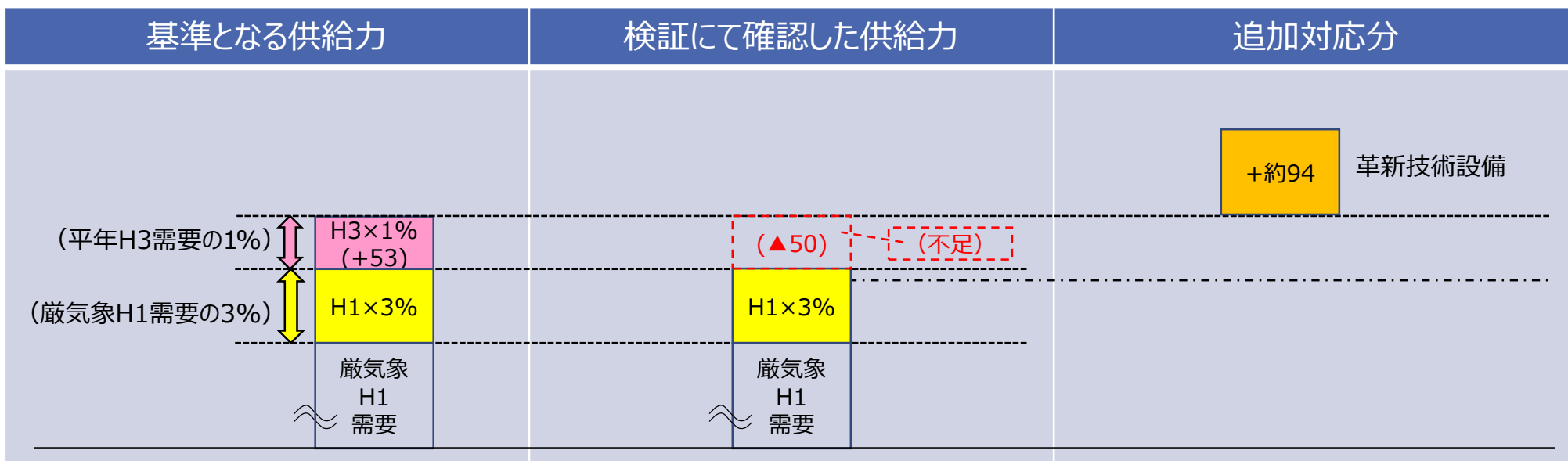
■ 東京エリアの1月・2月、中西エリアの2月の見通しについて

- 計画外停止2.6%に加えて稀頻度リスク1%まで顕在化すると、東京エリア1月に41万kW、2月に50万kW、中西エリア2月に6万kWの追加供給力が必要となる。

【対応策】

- 実需給断面までのkWモニタリングなどにより、気象予報を踏まえた需要想定や発電機の計画外停止状況への監視を強化し、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ていく。なお、革新技术設備については、現時点では2台とも運転（94万kW）の計画であり、設備トラブルなどが発生しなければ供給力となる。

(イメージ：東京エリア2月)

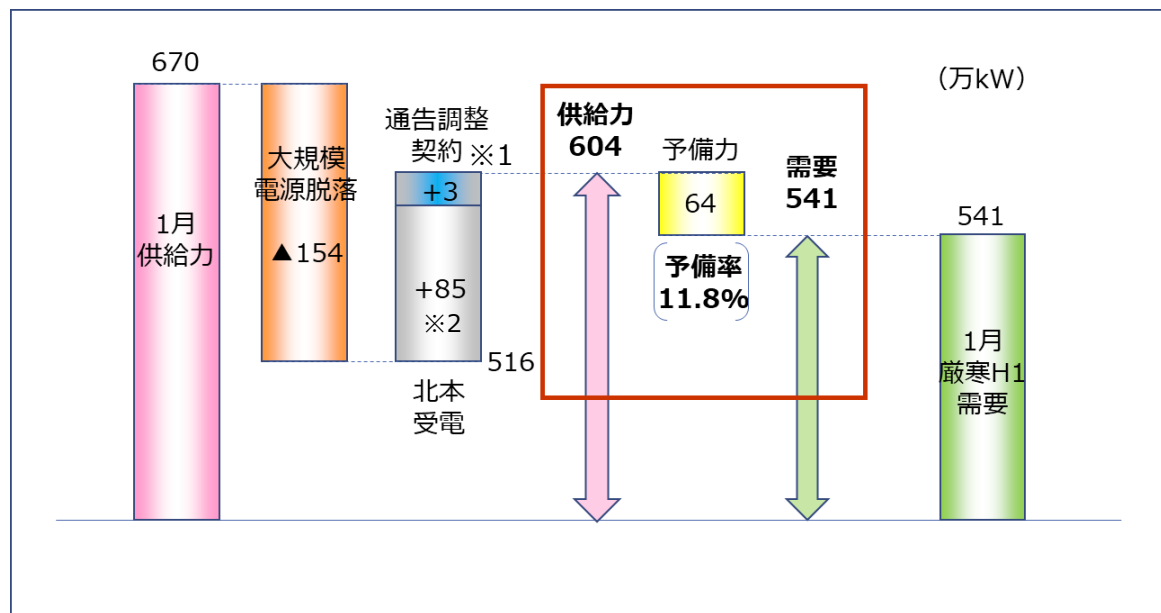


(5) 2021年度冬季の電力需給の見通し ：北海道エリアの稀頻度リスク評価（N-2以上の事象）

25

- 厳気象H1需要時（最大時）が最大となる1月において、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）が発生した場合でも、北海道本州間連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（1月）



各月の予備率状況

	予備率
12月	18.6%
1月	11.8%
2月	11.8%
3月	12.6%

- ※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2021年度供給計画計上分）
 ※2 北本連系設備の運用容量は90万kWであるが、差分の5万kWはエリア外からの供給力として670万kWの供給力に含まれている。
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある
 ※ 2021年度冬季の需給見通しにおいては、北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた154万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。
- ① 厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
 - ② 他エリアからの電力融通に制約があること
 - ③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと

- 6月の本委員会の時点における2021年度冬季の需給バランスは、発電機の補修調整等を最大限実施してもなお、発電機の計画外停止2.6%を想定すると予備率3%を下回る見通しであったことから、1・2月の東京エリアで55万kWの供給力を公募することとした。
- なお、東京PGによる供給力公募については、10月中の確定に向け契約者選定中であり現時点で契約結果を特定することはできないが、入札状況を踏まえると63万kW程度の落札が見込まれることから、公募による追加供給力を63万kWと仮定し、本報告書を取りまとめた。
- 2021年度冬季については、上記のとおり、追加供給力確保策を決定し、東京電力PGが実施した落札量を織り込んだ需給見通しを取りまとめており、需給見通しを取りまとめた後から需給対策の検討を開始するこれまでの需給検証とは異なるプロセスを取っている。
- 今回取りまとめた2021年度冬季の需給バランスは、公募による63万kWの上積みを検討した結果、1・2月の東京エリアの予備率はそれぞれ3.2%、3.1%となり、全ての期間・エリアで予備率3%以上を確保する見通しとなった。
- 本機関としては、実需給断面までのkWモニタリングなどにより、気象予報を踏まえた需要想定や発電機の計画外停止状況への監視を強化し、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ていく。

(参考) 需給バランス算定手順

(参考) 需給バランス算定手順

28

手順1-1 連系線活用・不等時性・計画外停止：未考慮

- 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランスが初期データとなる。
- 東北（3月）、東京（2月）、北陸（1月、2月、3月）、中国（12月）、九州（12月、2月、3月）エリアで予備率3%を下回っている。

〈電源 I 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 未活用、計画外停止率 未考慮、不等時性 未考慮〉 (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)	7,295 (242)	676 (74)	1,469 (48)	5,149 (120)	9,018 (223)	2,484 (53)	518 (6)	2,732 (82)	1,064 (27)	614 (7)	1,606 (49)	16,312 (465)	169	16,481 (465)
最大需要電力	6,503	515	1,349	4,639	8,348	2,192	499	2,456	1,109	504	1,589	14,851	116	14,967
供給予備力	792	161	120	510	670	292	19	276	▲45	110	17	1,461	53	1,514
供給予備率	12.2	31.3	8.9	11.0	8.0	13.3	3.9	11.3	▲4.0	21.8	1.1	9.8	45.9	10.1
予備力3%確保 に対する余剰分	597	146	79	371	419	226	4	203	▲78	95	▲31	1,016	50	1,065

【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)	7,779 (242)	670 (74)	1,554 (48)	5,555 (120)	9,372 (223)	2,558 (53)	514 (6)	2,828 (82)	1,175 (27)	632 (7)	1,665 (49)	17,151 (465)	168	17,319 (465)
最大需要電力	7,331	541	1,459	5,332	8,697	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	16,028	120	16,148
供給予備力	447	129	95	223	676	188	▲19	265	55	128	58	1,123	48	1,171
供給予備率	6.1	23.9	6.5	4.2	7.8	7.9	▲3.5	10.4	4.9	25.5	3.6	7.0	40.3	7.3
予備力3%確保 に対する余剰分	227	113	52	63	415	117	▲35	188	21	113	10	642	45	687

【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)	7,688 (242)	670 (74)	1,541 (48)	5,477 (120)	9,194 (223)	2,523 (53)	516 (6)	2,771 (82)	1,188 (27)	630 (7)	1,566 (49)	16,882 (465)	164	17,046 (465)
最大需要電力	7,314	541	1,442	5,332	8,697	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	16,011	120	16,130
供給予備力	374	129	100	145	497	153	▲18	209	68	126	▲40	871	45	916
供給予備率	5.1	23.9	6.9	2.7	5.7	6.4	▲3.3	8.1	6.0	24.9	▲2.5	5.4	37.4	5.7
予備力3%確保 に対する余剰分	155	113	57	▲15	236	82	▲34	132	34	111	▲88	391	41	432

【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)	6,985 (2)	632 (2)	1,352 (2)	5,000 (2)	8,463 (2)	2,402 (2)	481 (2)	2,456 (2)	1,125 (2)	593 (2)	1,406 (2)	15,448 (2)	173	15,621 (2)
最大需要電力	6,466	503	1,317	4,646	7,721	2,165	477	2,256	994	446	1,384	14,187	111	14,299
供給予備力	519	129	35	354	742	237	4	200	131	147	23	1,261	62	1,323
供給予備率	8.0	25.6	2.7	7.6	9.6	10.9	0.8	8.9	13.2	32.9	1.6	8.9	55.7	9.3
予備力3%確保 に対する余剰分	325	114	▲4	215	510	172	▲10	132	102	134	▲19	835	59	894

(参考) 需給バランス算定手順

29

手順1-2 連系線活用の考慮 (不等時性・計画外停止：未考慮)

- 連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。
- 全国9エリアで予備率を均平化しようと供給力を移動しても、北海道東北間連系線（北本連系線）、東北東京間連系線（相馬双葉幹線）、東京中部間連系設備（FC）で十分な空容量が無く、その結果、エリアにより予備率の値が異なる状況となる。

＜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 未考慮、不等時性 未考慮＞														(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)	7,206 (242)	603 (74)	1,543 (48)	5,061 (120)	9,106 (223)	2,391 (53)	544 (6)	2,679 (82)	1,210 (27)	550 (7)	1,733 (49)	16,312 (465)	169	16,481 (465)	
最大需要電力	6,503	515	1,349	4,639	8,348	2,192	499	2,456	1,109	504	1,589	14,851	116	14,967	
供給予備力	703	88	194	422	759	199	45	223	101	46	144	1,461	53	1,514	
供給予備率	10.8	17.0	14.4	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.8	45.9	10.1	
予備力3%確保 に対する余剰分	508	72	153	282	508	133	30	150	68	31	97	1,016	50	1,065	
【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)	7,796 (242)	598 (74)	1,613 (48)	5,586 (120)	9,355 (223)	2,550 (53)	574 (6)	2,756 (82)	1,205 (27)	542 (7)	1,728 (49)	17,151 (465)	168	17,319 (465)	
最大需要電力	7,331	541	1,459	5,332	8,697	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	16,028	120	16,148	
供給予備力	464	57	154	254	659	180	40	194	85	38	122	1,123	48	1,171	
供給予備率	6.3	10.5	10.5	4.8	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.0	40.3	7.3	
予備力3%確保 に対する余剰分	244	41	110	94	398	108	24	117	51	23	73	642	45	687	
【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)	7,715 (242)	596 (74)	1,545 (48)	5,574 (120)	9,167 (223)	2,499 (53)	562 (6)	2,701 (82)	1,181 (27)	531 (7)	1,693 (49)	16,882 (465)	164	17,046 (465)	
最大需要電力	7,314	541	1,442	5,332	8,697	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	16,011	120	16,130	
供給予備力	401	56	103	242	470	128	29	139	61	27	87	871	45	916	
供給予備率	5.5	10.3	7.2	4.5	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	37.4	5.7	
予備力3%確保 に対する余剰分	182	39	60	82	209	57	13	62	27	12	39	391	41	432	
【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)	6,985 (242)	564 (74)	1,418 (48)	5,003 (120)	8,463 (2)	2,373 (53)	523 (6)	2,472 (82)	1,089 (27)	489 (7)	1,516 (49)	15,448 (465)	173	15,621 (465)	
最大需要電力	6,466	503	1,317	4,646	7,721	2,165	477	2,256	994	446	1,384	14,187	111	14,299	
供給予備力	519	60	101	357	742	208	46	217	96	43	133	1,261	62	1,323	
供給予備率	8.0	12.0	7.7	7.7	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	8.9	55.7	9.3	
予備力3%確保 に対する余剰分	325	45	62	218	510	143	32	149	66	29	91	835	59	894	

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-3 不等時性の考慮

30

- 最大需要発生の不等時性を考慮して需要を評価する。
 - ✓ 前述の手順1-2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）
 - ✓ 「ブロックの合成最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する
 - ✓ 各エリアの厳気象H1需要の想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
12月	0%	0%	▲2.62%							0 %	
1月	▲0.94%		0%	▲1.24%							
2月	0%	0%		▲1.24%							
3月		▲2.36%		▲1.24%							

不等時性考慮前後の需要値（1月）

（万kW）

【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
考慮前	7,331	541	1,459	5,332	8,697	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	16,028	120	16,148
考慮後	7,313	536	1,445	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,902	120	16,021
差分	▲ 19	▲ 5	▲ 14	0	▲ 108	▲ 29	▲ 7	▲ 32	▲ 14	▲ 6	▲ 20	▲ 126	0	▲ 126

(参考) 需給バランス算定手順 不等時性（需要減少率）考慮のバックデータ

31

各エリアの最大需要実績※（2017年度冬季）

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00
需要※	525	1,462	5,293	2,378	514	2,560	1,103	508	1,575	110

ブロック化による需要減少率の例（2017年度冬季）

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4	ブロック5（参考）	補足
ブロック 構成エリア	北海道・東北	東北・東京	東京・中部・北 陸・関西・中国・ 四国・九州	中西6エリア (中部・北陸・関西・ 中国・四国・九州)	東3エリア (北海道・東北・東京)	—
日付	1/25	2/2	1/25	1/24	1/25	—
時間帯	10:00	10:00	19:00	19:00	19:00	—
合成最大需要※ (⑪)	1,968	6,596	13,593	8,557	7,076	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計 (⑫)	1,986 $\Sigma(②\sim③)$	6,755 $\Sigma(②\sim③)$	13,958 $\Sigma(③\sim⑨)$	8,665 $\Sigma(④\sim⑨)$	7,280 $\Sigma(①\sim③)$	最大の合計
差分 (⑬)	▲19	▲159	▲365	▲107	▲203	⑪－⑫
需要減少率	▲0.94 %	▲2.36 %	▲2.62 %	▲1.24 %	▲2.79 %	⑬÷⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I ' を発動していた時間帯については、電源 I ' のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-4 計画外停止の考慮

32

- 計画断面で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に実運用断面では供給力に見込めなくなることが考えられるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- 電力需給検証で考慮する計画外停止率は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、全国の供給力から一律で控除する。

※2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果(2018.3.5) 参照)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

計画外停止考慮前後の供給力(1月)

(万kW)

【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
考慮前	7,779	670	1,554	5,555	9,372	2,558	514	2,828	1,175	632	1,665	17,151	168	17,319
考慮後	7,576	652	1,514	5,410	9,129	2,492	501	2,754	1,145	616	1,621	16,705	164	16,869
差分	▲ 202	▲ 17	▲ 40	▲ 144	▲ 244	▲ 67	▲ 13	▲ 74	▲ 31	▲ 16	▲ 43	▲ 446	▲ 4	▲ 450

※ 予備率均平化前の供給力(手順1-1)

(参考) 需給バランス算定手順

33

手順1-5 連系線活用の考慮 (不等時性・計画外停止：考慮)

- 不等時性を考慮した需要 (手順1-3) および計画外停止を考慮した供給力 (手順1-4) において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

〈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)	7,019 (242)	585 (74)	1,504 (48)	4,929 (120)	8,870 (223)	2,329 (53)	530 (6)	2,609 (82)	1,178 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,888 (465)	164	16,052 (465)
最大需要電力	6,382	515	1,349	4,518	8,129	2,134	486	2,391	1,080	491	1,547	14,511	116	14,627
供給予備力	637	70	155	411	740	194	44	218	98	45	141	1,377	49	1,426
供給予備率	10.0	13.6	11.5	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.5	42.1	9.7
予備力3%確保 に対する余剰分	445	54	115	276	496	130	30	146	66	30	94	942	45	987
【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)	7,593 (242)	582 (74)	1,570 (48)	5,441 (120)	9,112 (223)	2,483 (53)	559 (6)	2,685 (82)	1,174 (27)	528 (7)	1,683 (49)	16,705 (465)	164	16,869 (465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,902	120	16,021
供給予備力	281	46	125	109	523	142	32	154	67	30	97	803	44	847
供給予備率	3.8	8.7	8.7	2.0	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	5.1	36.7	5.3
予備力3%確保 に対する余剰分	62	30	82	▲51	265	72	16	78	34	15	49	326	40	367
【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)	7,515 (242)	579 (74)	1,505 (48)	5,432 (120)	8,928 (223)	2,433 (53)	547 (6)	2,631 (82)	1,150 (27)	517 (7)	1,649 (49)	16,443 (465)	160	16,603 (465)
最大需要電力	7,314	541	1,442	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,903	120	16,023
供給予備力	201	38	63	100	339	92	21	100	44	20	63	540	40	580
供給予備率	2.8	7.0	4.4	1.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.4	33.8	3.6
予備力3%確保 に対する余剰分	▲18	22	20	▲60	81	22	5	24	10	5	15	63	37	100
【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)	6,803 (242)	547 (74)	1,381 (48)	4,874 (120)	8,243 (2)	2,312 (53)	509 (6)	2,408 (82)	1,061 (27)	476 (7)	1,477 (49)	15,046 (465)	169	15,215 (465)
最大需要電力	6,325	503	1,286	4,536	7,626	2,139	471	2,228	982	440	1,366	13,951	111	14,062
供給予備力	478	44	96	338	618	173	38	180	79	36	111	1,095	58	1,153
供給予備率	7.6	8.7	7.5	7.5	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.9	51.7	8.2
予備力3%確保 に対する余剰分	288	29	57	202	389	109	24	114	50	22	70	677	54	731

(参考) 需給バランス算定手順

34

手順1-6 最終的な評価結果【東京供給力募集63万kW追加】(再掲)

- 前述の手順1-5に、東京エリアの供給力募集63万kW（1月、2月）を追加し、改めて連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。（今回は連系線の空がないため移動なし。）

〈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〃)	7,019 (242)	585 (74)	1,504 (48)	4,929 (120)	8,870 (223)	2,329 (53)	530 (6)	2,609 (82)	1,178 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,888 (465)	164	16,052 (465)
最大需要電力	6,382	515	1,349	4,518	8,129	2,134	486	2,391	1,080	491	1,547	14,511	116	14,627
供給予備力	637	70	155	411	740	194	44	218	98	45	141	1,377	49	1,426
供給予備率	10.0	13.6	11.5	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.5	42.1	9.7
予備力3%確保 に対する余剰分	445	54	115	276	496	130	30	146	66	30	94	942	45	987
【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〃)	7,656 (242)	582 (74)	1,570 (48)	5,504 (120)	9,112 (223)	2,483 (53)	559 (6)	2,685 (82)	1,174 (27)	528 (7)	1,683 (49)	16,768 (465)	164	16,932 (465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,902	120	16,021
供給予備力	344	46	125	172	523	142	32	154	67	30	97	866	44	910
供給予備率	4.7	8.7	8.7	3.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	5.4	36.7	5.7
予備力3%確保 に対する余剰分	125	30	82	12	265	72	16	78	34	15	49	389	40	430
【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〃)	7,578 (242)	579 (74)	1,505 (48)	5,495 (120)	8,928 (223)	2,433 (53)	547 (6)	2,631 (82)	1,150 (27)	517 (7)	1,649 (49)	16,506 (465)	160	16,666 (465)
最大需要電力	7,314	541	1,442	5,332	8,589	2,341	527	2,531	1,106	498	1,587	15,903	120	16,023
供給予備力	264	38	63	163	339	92	21	100	44	20	63	603	40	643
供給予備率	3.6	7.0	4.4	3.1	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.8	33.8	4.0
予備力3%確保 に対する余剰分	45	22	20	3	81	22	5	24	10	5	15	126	37	163
【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〃)	6,803 (242)	547 (74)	1,381 (48)	4,874 (120)	8,243 (2)	2,312 (53)	509 (6)	2,408 (82)	1,061 (27)	476 (7)	1,477 (49)	15,046 (465)	169	15,215 (465)
最大需要電力	6,325	503	1,286	4,536	7,626	2,139	471	2,228	982	440	1,366	13,951	111	14,062
供給予備力	478	44	96	338	618	173	38	180	79	36	111	1,095	58	1,153
供給予備率	7.6	8.7	7.5	7.5	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.9	51.7	8.2
予備力3%確保 に対する余剰分	288	29	57	202	389	109	24	114	50	22	70	677	54	731

(7) 2021年度冬季の電力需給の見通し (kWh) : kWhバランス評価について

35

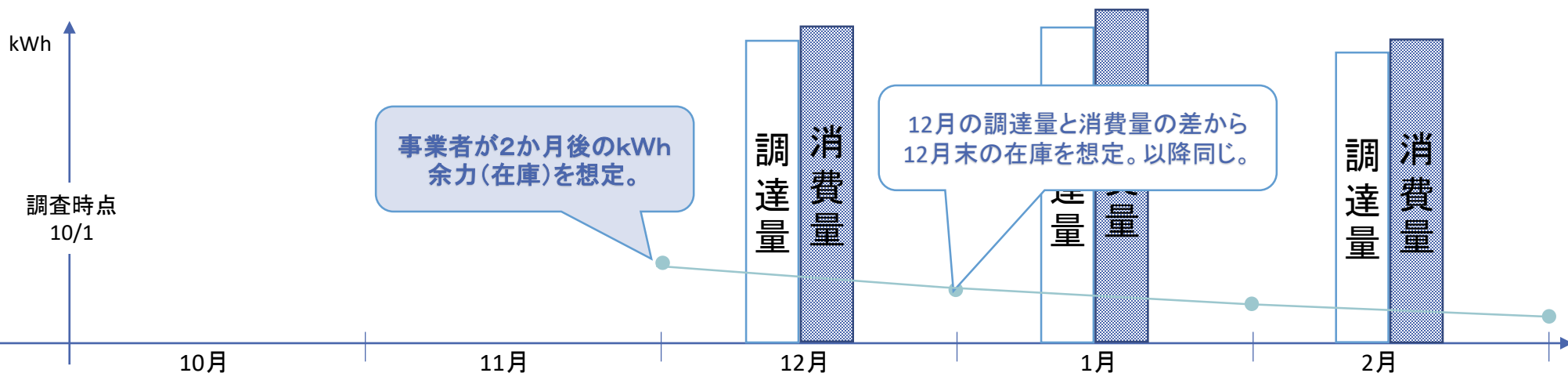
- kWhバランス評価では、厳気象は下表のとおり概ね月平均気温が1~2℃程度低下する場合を想定した。これにより平年需要に比べ、全国で約3.3%の需要増となる。
- 燃料調達については72者（火力設備容量ベースで99%に相当）から回答を得た。各月毎の調達計画とシミュレーションによる消費量を比較したkWh余力（在庫）推移を確認。調査では10月1日時点での各事業者を確認している。
- このため、10月、11月の需給や調達によっても12月の期初kWh余力（在庫）も変動することに注意が必要となる。

シミュレーションに用いた厳気象想定

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
12月	厳気象年度	2012	2014	2012	2012	2014	2012	2014	2017	2017
	平年差(月間平均)	-1.5	-1.8	-1.2	-1.7	-2.2	-2.0	-2.0	-1.6	-1.8
1月	厳気象年度	2012	2011	2011	2017	2017	2017	2017	2017	2017
	平年差(月間平均)	-1.4	-1.3	-1.2	-0.7	-0.9	-1.0	-0.9	-0.9	-0.9
2月	厳気象年度	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2017	2017
	平年差(月間平均)	-1.5	-1.9	-0.9	-1.1	-1.5	-1.2	-1.7	-1.3	-1.4

厳気象はエリア毎に過去10年間で月平均の気温が最も厳しかった年を各月ごとに抽出している。

12~2月まで2017年度が厳気象というエリアもあり、発生する可能性が十分にある。

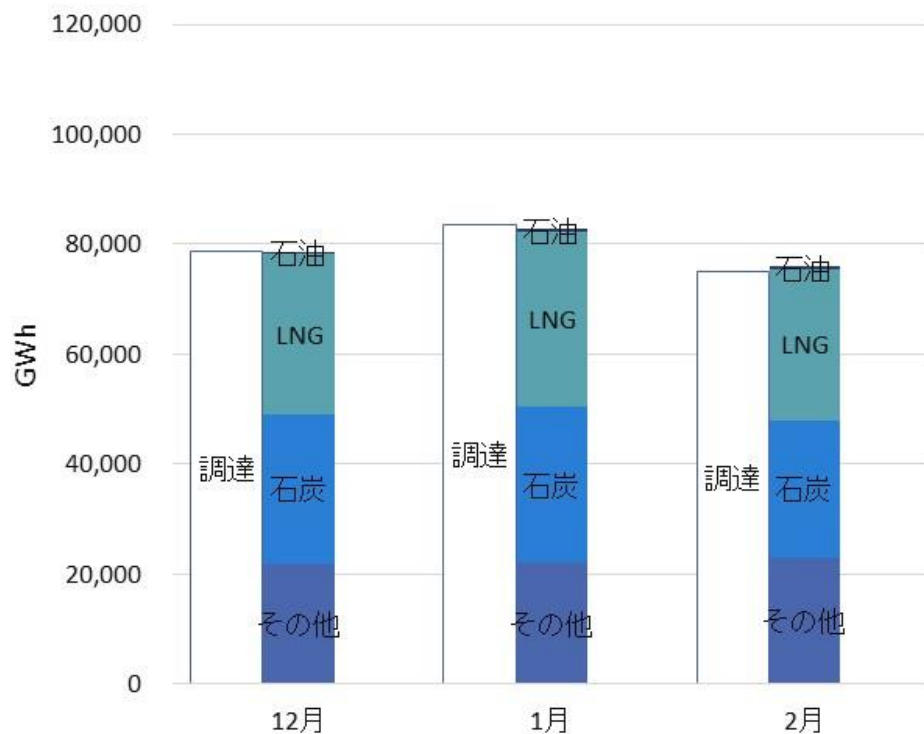


(7) 2021年度冬季の電力需給の見通し (kWh) ：供給力確保状況

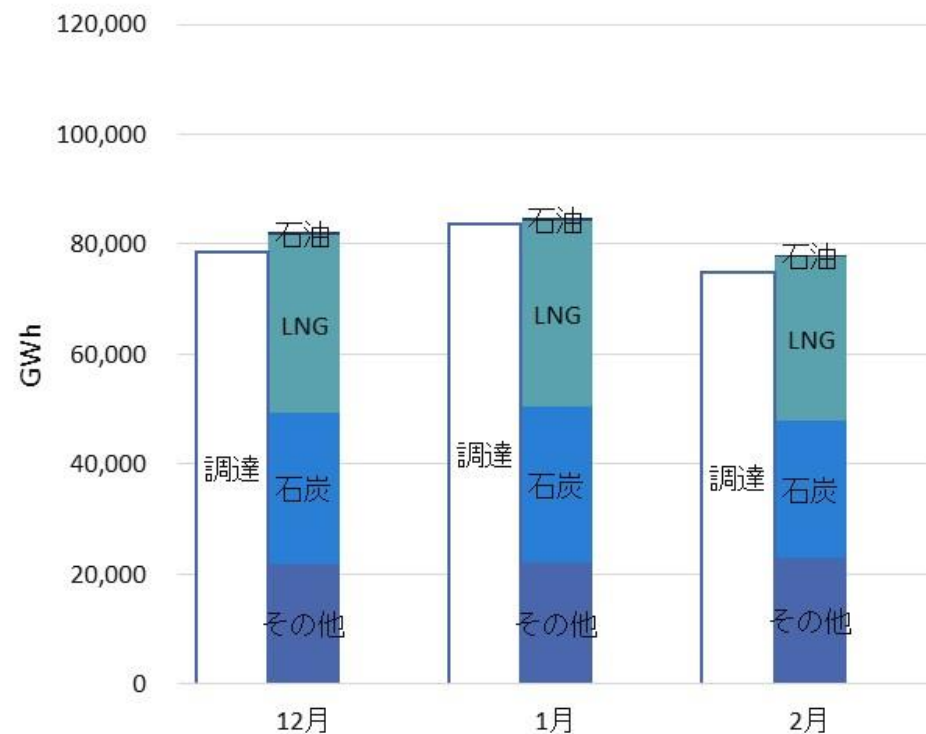
36

- 各月毎の調達計画とシミュレーションによる消費量の比較では平年並みの気温では必要な供給力が確保できているものの、厳気象では各月の調達計画は消費量を下回っている。
- なお、調達計画には未契約分は含んでおらず、このほかにスポット調達も計画されている。また、石炭火力についてはベースロードで稼働しており、需要が増加してもこれ以上設備として稼働を増やせない（平年と厳気象で石炭火力の発電電力量がほとんど変わらない）ことから石油火力とLNGのみを余力として算定している。

供給力確保状況(平年)



供給力確保状況(厳気象)



(7) 2021年度冬季の電力需給の見通し (kWh) : kWh余力 (在庫) 推移

37

- 高需要期となる12月の期初におけるkWh余力 (在庫) としては17,529GWhを見込んでいるが、これ自体が2か月後の見込みであることに注意が必要。厳気象では余力は減少傾向 (消費が調達を上回る) となることから、2月末には余力は9,668GWhに低下する想定となっている。

※夏季の試行モニタリングにおいて厳気象時余力は約6,000～9,000GWh程度

- 期間中 (3か月) の需要に対するkWh余力 (厳気象2月末) の割合は4%程度であり、約3.5日分の供給力に相当する。既に計画外停止を見込んだ上での余力ではあるが、さらに大規模なベースロード電源 (100万kW) が長期停止した場合には2,000GWh程度、太陽光・風力の発電電力量が10%減少した場合には1,800GWh程度のkWh余力 (在庫) 減少につながる。
- また、月別の総量による評価であり、日別での短期な変動などは考慮できていないことにも注意が必要。
- このため、今後のkWhモニタリングにおいて余力を継続的に注視していくことが重要となる。



kWh余力 (在庫) : 月末時点での燃料在庫を発電機の効率に応じて電力量に換算したものであり、月末のkWh余力に翌月の調達量 (kWh換算) を加え、消費 (発電) を差し引いて翌月のkWh余力 (在庫) を算定

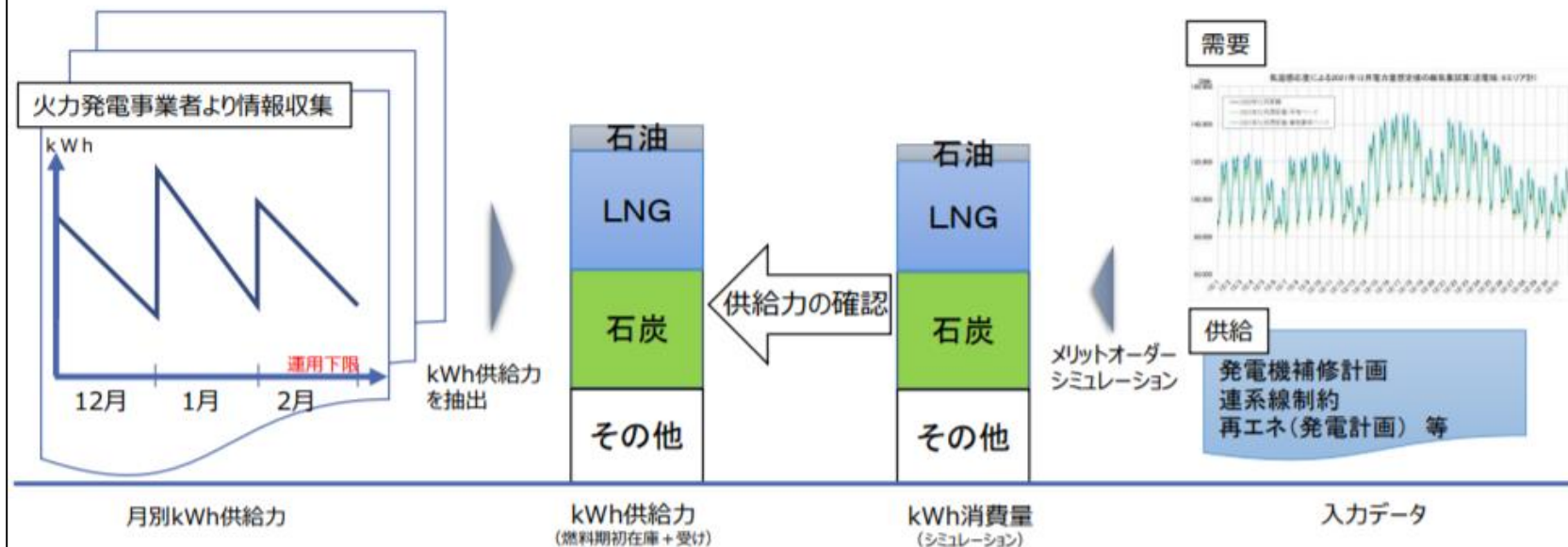
(7) 2021年度冬季の電力需給の見通し (kWh) : (参考) 需給検証におけるkWhバランス評価方法①

38

2. 需給検証におけるkWhバランス評価 ②評価方法 (バランスの作り方)

6

- kWh供給力は、kWバランス評価と同様、発電事業者（火力発電の設備容量ベースで99%以上をカバー）からデータを収集する。対象期間において期初の在庫、以降の月別の調達計画を把握（調査では消費計画も確認）することでkWh供給力を把握。
- **kWh消費量は、広域機関においてシミュレーションによりkWh消費量を燃種ごとに算定、kWh供給力と比較することで、kWhの準備状況を評価**することとしたい。
- シミュレーションへの入力データには、需給検証において情報収集した発電機等の補修など最新の設備状況を模擬。再エネの出力カーブは、至近年度(2020年度)の実績出力カーブを基に、2021年度の月別再エネの発電電力量（新設設備などを考慮した見込み値）で補正した仮想の2021年度再エネ出力カーブを作成。



(7) 2021年度冬季の電力需給の見通し (kWh) : (参考) 需給検証におけるkWhバランス評価方法②

39

2. 需給検証におけるkWhバランス評価 ②評価方法 (リスクの想定: 需要)

7

- 需給検証のkWバランス評価では、H 3 及びH 1 需要を見込んで厳気象の需給バランスを評価している。
- kWhバランス評価は、**基準となる需要 (平年並: 気象庁公表の過去30年平均の気象条件) に加え、厳寒による需要増のリスクを想定してバランス評価を示すこととしてどうか。**なお、寒候期予報を用いて冬季の需要を想定することも検討したが、予報では具体的な気象条件などが示されないことから具体的な試算が難しい。
- また具体的な厳気象の考え方については過去10年の気象データからエリア毎に各月(12月、1月、2月)の月間平均気温が最も低かった気温を用いて、気温感応度により、厳気象の需要を想定してはどうか。

<Step1>

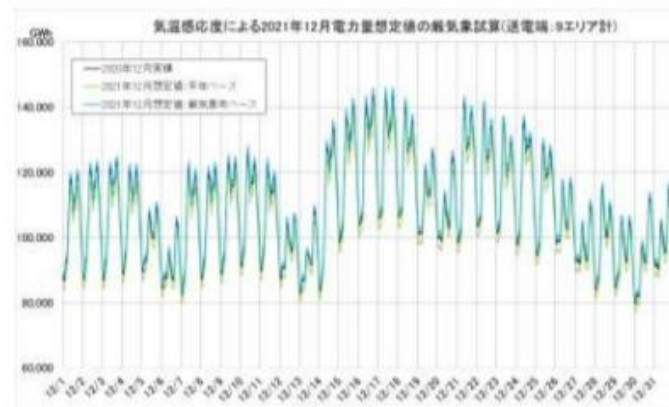
過去10年で最も厳しい気温を
エリア・月毎に抽出

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
12月	厳気象年度	2012	2014	2012	2012	2014	2012	2014	2017	2017
	平年差(月間平均)	-1.5	-1.8	-1.2	-1.7	-2.2	-2.0	-2.0	-1.6	-1.8
1月	厳気象年度	2012	2011	2011	2017	2017	2017	2017	2017	2017
	平年差(月間平均)	-1.5	-1.9	-1.2	-1.7	-1.8	-1.8	-0.9	-0.9	-0.9
2月	厳気象年度	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2017	2017
	平年差(月間平均)	-1.5	-1.9	-0.9	-1.1	-1.5	-1.2	-1.7	-1.3	-1.4

改めて精査・確認を行うため、修正の可能性があります

<Step2>

至近年の需要カーブを用いて
需要想定のkWhとなるよう需要
カーブをスライドさせる。
気温補正を行うことで厳気象の
ロードカーブを作成。



(余白)

委員長

大橋 弘

東京大学 公共政策大学院 院長

(敬称略)

委員

秋元 圭吾

公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員

安藤 至大

日本大学 経済学部 教授

小宮山 涼一

東京大学大学院 工学系研究科 准教授

馬場 旬平

東京大学大学院 新領域創成科学研究科 教授

松村 敏弘

東京大学 社会科学研究所 教授

(敬称略・五十音順)

オブザーバ（事業者）

池田 克巳

株式会社エネット 取締役 東日本本部長 兼 首都圏支店長

市村 健

エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長 兼 CEO

田山 幸彦

東京電力パワーグリッド株式会社 執行役員 系統運用部長

西田 篤史

関西電力送配電株式会社 執行役員 工務部・系統運用部担当

野村 京哉

電源開発株式会社 常務執行役員

増川 武昭

一般社団法人太陽光発電協会 企画部長

(敬称略・五十音順)

オブザーバ（経済産業省）

田中 勇己

電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業監視課長

日野 由香里

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギーシステム課長

下村 貴裕

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室長

筑紫 正宏

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長

(敬称略)

(2021年10月現在)

- 第66回委員会（2021年10月14日）
（議題）
 - ・ 電力需給検証報告書（案）について

【参考資料】電力需給検証詳細データ

(1) 2021年度夏季の電力需要実績

44

：猛暑H1需要想定の前提条件と実績（エリア毎の詳細）

■ 北海道エリアについては、H3気温実績が前提とした厳気象対象年度（2019年度）を上回ったことから、今後の電力需給検証において夏季の見通しを検討する際には、2021年度夏季の実績を反映した条件とするよう検討していく。

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
猛暑H1想定方法			感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率
対象年度（至近10カ年）			2019	2018	2018	2020	2019	2020	2020	2020	2013	2017
気象感応度 (万kW/℃, 万kW/pt)	想定		4 5	45 10 3	138 46	66	12	92 20	25 12 3	15 5 1	55 22 － ※2	5 2
	実績		4 8	44 13 3	138 53	78	17	77 5	34 6 3	13 7 2	54 10 0	5 2
気象考慮要素			・最高気温 ・前3日平均気温	・最高気温 ・前2日最高気温平均 ・最小湿度	・最高気温 ・前3日平均気温	累積不快指数	当日不快指数と 前5日不快指数の 合成不快指数	・累積5日最高気温 ・累積5日露点温度	・当日最高気温 ・前3日最高気温平均 ・当日平均湿度	・最高気温 ・前5日最高気温平均 ・最小湿度	・当日最高気温 ・前5日最高気温平均 ・日平均湿度	・最高気温 ・前3日平均気温
H3気温 (℃,pt)	想定		31.8℃ 25.4℃	32.5℃ 32.4℃ 56.1%	35.3℃ 29.2℃	84.3pt	83.3pt	36.0℃ 22.2℃	35.6℃ 35.0℃ 66.6%	34.9℃ 34.1℃ 49.5%	34.7℃ 33.9℃ － ※2	32.9℃ 29.6℃
	実績	H1	35.0℃ 27.7℃	34.9℃ 34.3℃ 53.7%	35.4℃ 27.5℃	83.1pt	84.2pt	37.5℃ 21.7℃	37.0℃ 35.2℃ 66.1%	35.1℃ 34.3℃ 54.8%	35.1℃ 33.6℃ 66.1%	32.8℃ 29.2℃
		H3平均	33.8℃ 27.6℃	34.8℃ 34.7℃ 53.4%	34.6℃ 28.5℃	84.0pt	84.3pt	35.7℃ 22.0℃	36.7℃ 35.3℃ 64.1%	34.5℃ 33.8℃ 53.2%	34.7℃ 33.6℃ 67.1%	32.7℃ 29.4℃
H3需要 (万kW)	想定		415	1,293	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	150
	実績	H1	469	1,490	5,665	2,480	523	2,826	1,099	503	1,559	153
		H3平均	459	1,484	5,597	2,473	515	2,710	1,078	492	1,541	153
H3想定気温（再掲）（℃）			31.8℃ 25.4℃	32.5℃ 32.4℃ 56.1%	35.3℃ 29.2℃	84.3pt	83.3pt	36.0℃ 22.2℃	35.6℃ 35.0℃ 66.6%	34.9℃ 34.1℃ 49.5%	34.7℃ 33.9℃ － ※2	32.9℃ 29.6℃
猛暑H3前提気温等			34.2℃ 29.1℃ (猛暑H1前提) ※1	36.8℃ 33.5℃ 40.1%	37.3℃ 30.4℃ (猛暑H1前提) ※1	86.4pt	84.8pt	37.5℃ 22.1℃	36.7℃ 36.6℃ 67.6%	36.0℃ 36.1℃ 48.6%	36.5℃ 35.3℃ (猛暑H1前提) ※1	34.3℃ 30.6℃
猛暑H3想定（万kW）			※1	※1	※1	2,592	510	2,862	1,091	517	※1	150
H1/H3比率 (5カ年実績平均)			※1	※1	※1	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	※1	1.01
猛暑H1想定（万kW）			442	1,444	5,660	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	160
猛暑H1/H3比率（結果） (2020年度夏季想定)			1.07	1.12	1.06	1.07	1.05	1.06	1.07	1.07	1.09	1.06
H1/H3比率 (2020年度夏季実績)			1.02	1.00	1.01	1.00	1.01	1.04	1.02	1.02	1.01	1.00

※1 北海道、東北、東京、九州エリアは、猛暑設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10年平均）の差分から直接気象影響を算出。

※2 九州エリアの気象要素については、想定は当日最高気温と前5日最高気温平均を採用しているが、実績は日平均湿度も追加して気象影響を算定。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

(1) 2021年度夏季の電力需要実績 ：各エリア最大需要時の需要実績

45

- 需要実績は、北海道・東北・東京・北陸の4エリアで事前に想定した猛暑H1需要を上回ったが、他のエリアでは西日本で8月に気温が低かったことなどから猛暑H1需要を下回り、全国10エリア合計の夏季最大需要実績も猛暑H1需要を下回った。

(送電端 万kW)

エリア (万kW)	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	全国 9エリア	沖縄	全国 10エリア
エリア最大需要 発生日時	—	8/6 12:00	8/4 12:00	8/26 14:00	—	8/30 15:00	8/5 15:00	8/5 15:00	8/5 14:00	8/5 14:00	8/5 17:00	—	7/7 12:00	—
需要想定※1	7,546	442	1,444	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,860	160	17,019
需要実績※2	7,624 (7,359)	469 (444)	1,490 (1,462)	5,665 (5,453)	8,990 (8,968)	2,480 (2,477)	523 (522)	2,826 (2,822)	1,099 (1,099)	503 (503)	1,559 (1,545)	16,614 (16,328)	153 (124)	16,767 (16,451)
差分	+ 78	+ 27	+ 46	+ 5	▲ 324	▲ 150	+ 7	▲ 65	▲ 2	▲ 21	▲ 92	▲ 246	▲ 6	▲ 252
気温影響	▲ 170	+ 21	+ 3	▲ 195	▲ 477	▲ 258	▲ 1	▲ 73	▲ 3	▲ 21	▲ 121	▲ 647	▲ 15	▲ 661
DR※3	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0
その他	+ 248	+ 5	+ 43	+ 200	+ 153	+ 108	+ 8	+ 8	+ 0	+ 0	+ 28	+ 401	+ 8	+ 409

＜厳気象年度の設定＞

○厳気象条件は、北海道、北陸エリアは2019年度並み、東北・東京エリアは2018年度並み、中部・関西・中国・四国エリアは2020年度並み、九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みとした。

※1 前回の電力需給検証報告書（2021年5月）における2021年度夏季見通し。不等時率を考慮していない値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2021年8月5日 13～14時）の需要実績値。

※3 電源 I ' 発動によるDRの影響。

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(1) 2021年度夏季の電力需要実績 ：需要増減の主な要因

■ 気温影響 ▲661万kW

北海道・東北・東京・北陸の4エリアで事前に想定した猛暑H1需要を上回ったが、他6エリアでは想定よりも下回ったこともあり、全国10エリア合計の夏季最大需要実績は、猛暑H1需要を下回る結果となった。

■ DR + 0

2021年度夏季の各エリア最大需要発生時に電源 I ' 発動はなし。

■ その他 +409万kW

気象影響を除いた残差によるもの。

	実績－想定 (万kW) ※1	差の主な要因
合計	▲ 252	—
気温影響※2	▲ 661	多くのエリアで今夏気温が想定気温を下回ったことによる影響
DR※3	+ 0	—
その他	+ 409	気象影響を除いた残差

※1 実績は10エリアのそれぞれの最大需要発生時における需要実績値の合計。
想定は10エリアそれぞれの厳寒H1需要（DR考慮前）の合計。

※2 気温影響には日平均気温以外の考慮要素による影響量等を含む。

※3 電源 I ' 発動によるDRの影響量

※ 需要には太陽光自家消費で賄われた分は含まない。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績 ：全国最大需要時の供給力実績(8月5日 13～14時)

47

- 全国最大需要時における10エリア合計の供給力について、2021年度夏季の実績（8月5日 13～14時）と今年5月の電力需給検証で想定した8月の供給力を比較した結果、+733万kWの差であった。

電源	実績	想定※6	実績－想定	差の主な要因
全国合計	18,796	18,063	+ 733	
原子力	835	674	+ 161	美浜、大飯原発の稼働による増 川内・玄海の定格熱出力一定運転による増
火力	11,137	11,324	▲ 187	計画外停止※1 ▲ 349 (▲3.0%) 需給停止※2 ▲ 24 火力増出力 未実施分 ▲ 39 その他※3 226 計画外停止等による減
水力	1,058	1,480	▲ 422	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲37万kW含む)
揚水	1,465	2,187	▲ 722	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲23万kW含む)
太陽光	3,930 [128]※5	1,525	+ 2,405 [▲1,397]※5	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量として EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給 力として見込んでいる)
風力	29	56	▲ 27	
地熱	29	28	+ 1	補修差等による増 (計画外停止 ▲3万kW含む)
その他※4	312	790	▲ 478	

(送電端 万kW)

- ※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または出力抑制。
括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止349÷（実績11,137+計画外停止349+需給停止24）」
より算出。計画外停止の数値は前回の電力需給検証報告書（2021年5月）の見通しとの差。
- ※2 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を
停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

- ※3 補修差等を含む。
- ※4 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。
- ※5 括弧内の数値は18～19時の値
- ※6 前回の電力需給検証報告書（2021年5月）における2021年度夏季見通し。供給力は
計画外停止率を考慮していない値。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績 ：火力計画外停止・老朽火力の状況

48

- 全国最大需要時における計画外停止（火力以外も含む）は441万kWであり、当該日の予備率に与える影響（▲2.7%）は昨夏（▲1.7%）より多い結果となった。
- 老朽火力を2021年3月31日時点で運転開始から40年を経過したものとし、2021年度夏季（7月～8月）実績について発電事業者74者（新規確認事業者1社を除く）よりデータを収集したところ、発電電力量は116億kWh、設備利用率は14.9%であった。

7月～8月における計画外停止※1	全国計（万kW）	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
最大値	776	8月14日	▲4.7%
平均値	435	—	▲2.6%
全国最大需要時の実績値	441	8月5日	▲2.7%

全国最大需要	日時	最大需要（万kW）	供給力（万kW）	予備率
	8月5日 14時	16,451	18,796	14.2%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象※3
夏季（7月～8月）	261件	29件	10件

	老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率※4 [%]
夏季（7月～8月）	116	14.9

※1 火力以外も含む。ここでの計画外停止量は定格出力（送電端）と実績との差で、実際に停止した設備量を表している。

※2 2021年3月31日時点で運転開始から40年を経過した火力。

※3 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や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。

※4 老朽火力の設備利用率は以下に基づき算出。

$$\text{設備利用率} [\%] = \frac{\text{発電電力量 (発電端)} [\text{kWh}]}{\text{定格出力 (発電端)} [\text{kW}] \times \text{暦日数} \times 24 [\text{h}]} \times 100$$

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績：原子力供給力実績

49

- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における原子力供給力の合計は835万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である674万kWを161万kW上回った。
- 増加の主な要因は、美浜（+78万kW）、大飯（+73.5万kW）の稼働、及び川内・玄海の定格熱出力一定運転（+9.7万kW）によるもの。

エリア		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	全国 9 エリア	沖縄	全国 10 エリア
原子力 供給力 (万kW)	①想定※1	0	0	0	0	674	0	0	279	0	0	395	674	0	674
	②実績	0	0	0	0	835	0	0	431	0	0	404	835	0	835
	差分 (②-①)	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 161	+ 0	+ 0	+ 152	+ 0	+ 0	+ 10	+ 161	+ 0	+ 161

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績 ：火力供給力・火力増出力実績

50

- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における火力供給力の合計は11,127万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である11,266万kWを139万kW下回った。
- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における火力増出力実績は10万kWであり、前回の電力需給検証で確認した8月の増出力可能量58万kWを48万kW下回った。

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
火力 供給力 (万kW)	①想定※1	5,220	400	1,317	3,503	5,845	1,738	380	1,525	707	460	1,035	11,065	201	11,266
	②実績	5,318	404	1,310	3,603	5,616	1,801	391	1,383	699	465	876	10,933	194	11,127
	差分 (②-①)	+ 98	+ 4	▲ 6	+ 100	▲ 229	+ 63	+ 11	▲ 142	▲ 8	+ 6	▲ 159	▲ 132	▲ 7	▲ 139

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
火力 増出力 (万kW)	①想定※1	39	1	9	29	19	7	1	2	5	2	2	58	0	58
	②実績	7	0	0	7	3	0	0	0	3	0	0	10	0	10
	差分 (②-①)	▲ 32	▲ 1	▲ 9	▲ 23	▲ 16	▲ 7	▲ 1	▲ 2	▲ 3	▲ 2	▲ 2	▲ 48	+ 0	▲ 48

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績 ：水力供給力・揚水供給力実績

51

- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における水力供給力の合計は1,058万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である1,480万kWを422万kW下回った。
- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における揚水供給力の合計は1,465万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である2,187万kWを722万kW下回った。

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
水力 供給力 (万kW)	①想定※1	692	53	410	228	788	172	157	273	40	56	90	1,480	0	1,480
	②実績	410	48	126	237	648	158	134	240	12	46	58	1,058	0	1,058
	差分 (②-①)	▲ 282	▲ 6	▲ 284	+ 8	▲ 140	▲ 13	▲ 23	▲ 33	▲ 27	▲ 11	▲ 32	▲ 422	+ 0	▲ 422

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
揚水 供給力 (万kW)	①想定※1	1,021	74	23	924	1,165	352	11	334	191	66	212	2,187	0	2,187
	②実績	691	68	23	600	774	196	11	253	17	68	229	1,465	0	1,465
	差分 (②-①)	▲ 330	▲ 6	▲ 0	▲ 324	▲ 391	▲ 156	+ 0	▲ 80	▲ 174	+ 1	+ 17	▲ 722	+ 0	▲ 722

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績：太陽光供給力実績

52

- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における太陽光供給力の合計は3,930万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である1,525万kWを2,405万kW上回った。
- 太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないことから、事前の想定においては、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んでいた。また、沖縄エリアについては従来と同様に、各月の需要の大きい上位3日における太陽光出力（日射量から推計した発電出力）を過去20年分推計し、このうち、下位5日の平均値を、太陽光発電の安定的に見込める供給力として見込んでいた。

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
太陽光 供給力 (万kW)	①想定※1	607	19	180	408	904	281	40	171	175	88	148	1,511	14	1,525
	②最大需要日 の実績	1,584	120	383	1,081	2,335	473	91	427	406	198	741	3,919	11	3,930
	差分	+977	+101	+203	+673	+1,431	+192	+51	+255	+230	+110	+593	+2,408	▲3	+2,405
調整係数 (%) ※沖縄は出 力比率	①調整係数	-	9.0	25.9	25.9	-	28.7	35.8	27.6	29.7	32.8	13.8	-	36.2	-
	②最大需要日 の実績比率	-	59.9	57.5	65.1	-	46.8	84.7	66.1	72.0	68.7	70.2	-	29.8	-
	差分	-	+50.9	+31.6	+39.2	-	+18.1	+48.9	+38.5	+42.3	+35.9	+56.4	-	▲6.4	-

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績：風力供給力実績

53

- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における風力供給力の合計は29万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である56万kWを27万kW下回った。
- 風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、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んでいた。また、沖縄エリアについては従来と同様に、把握可能な期間（過去8年間）の出力実績値を集計し、月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として見込んでいた。

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
風力 供給力 (万kW)	①想定※1	31	6	21	3	25	6	1	4	3	4	6	56	0	56
	②最大需要日 の実績	13	5	6	2	15	4	0	2	1	1	8	28	1	29
	差分	▲ 19	▲ 1	▲ 16	▲ 2	▲ 9	▲ 2	▲ 1	▲ 3	▲ 2	▲ 3	+ 2	▲ 28	0	▲ 27
調整係数 (%) ※沖縄は出 力比率	①調整係数	-	12.7	11.8	5.0	-	12.7	8.8	12.0	9.5	15.1	8.9	-	0.1	-
	②最大需要日 の実績比率	-	5.2	5.8	1.7	-	9.9	2.8	8.1	2.5	3.0	12.7	-	30.8	-
	差分	-	▲ 7.5	▲ 6.0	▲ 3.3	-	▲ 2.8	▲ 6.0	▲ 3.9	▲ 7.0	▲ 12.1	+ 3.8	-	+ 30.7	-

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2021年度夏季の電力供給力実績：地熱供給力実績

54

- 全国最大需要時（8月5日 13時～14時）における地熱供給力の合計は29万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である28万kWを1万kW上回った。

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
地熱 供給力 (万kW)	①想定※1	12	0	12	0	15	0	0	0	0	0	15	28	0	28
	②最大需要日 の実績	14	0	14	0	15	0	0	0	0	0	15	29	0	29
	差分	+ 2	+ 0	+ 2	+ 0	▲ 1	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	▲ 1	+ 1	+ 0	+ 1

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

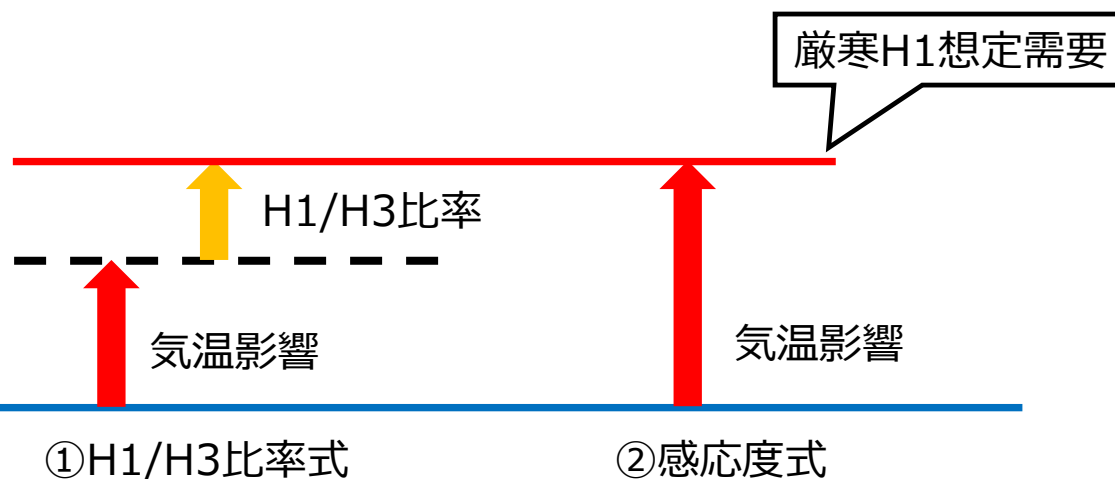
(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (需要想定イメージ)

55

- 供給計画の需要想定をベースに、これまでの冬季の電力需給検証と同様に、気温が低くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も厳寒だった年度並みの気象を前提とした需要（厳寒H1需要）を想定する（図1）。具体的には、北海道エリアについては2018年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西・中国エリアについては2017年度並み、四国・九州エリアは2020年度並み、沖縄エリアについては2015年度並みを想定する。

● 供給計画をベースとする需要想定イメージ

ベース需要（H3需要）
過去5～10年の需要実績（気温補正後）や負荷率等から平均的なH3需要を想定

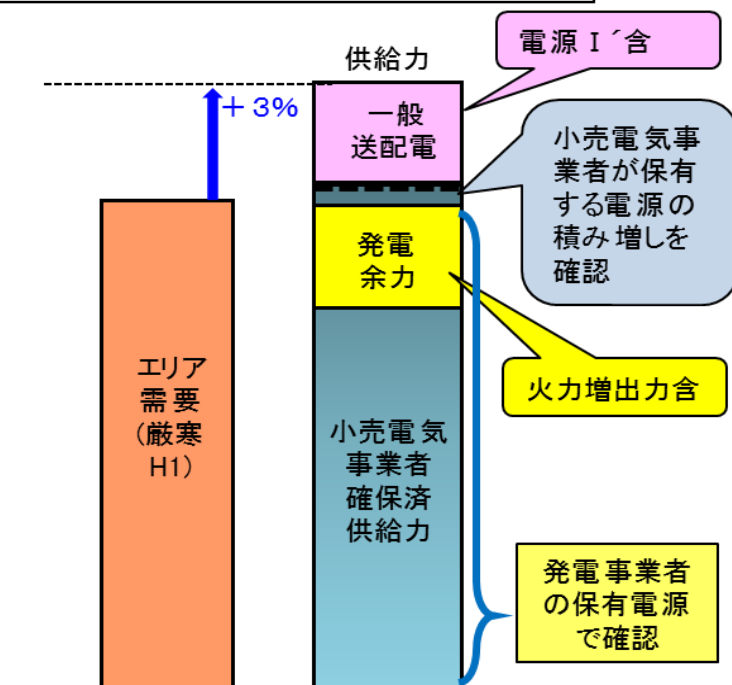


(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (供給力の計上方法)

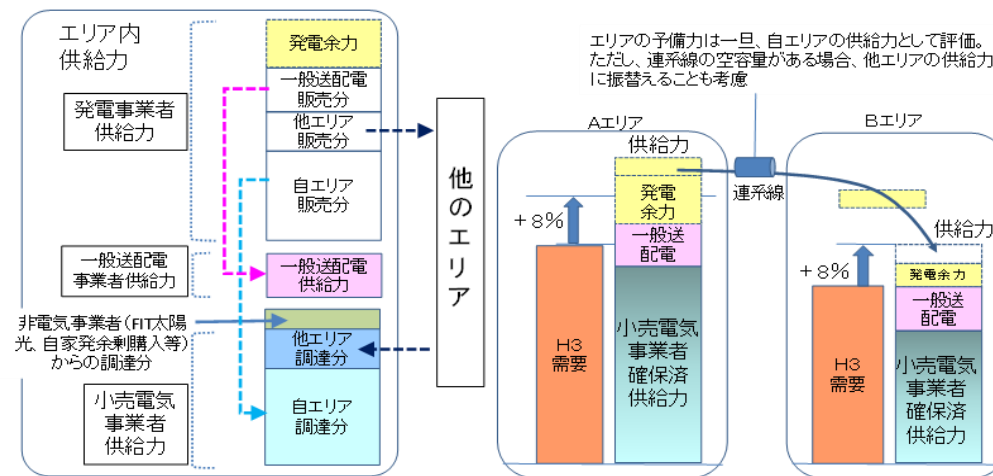
56

- エリア内の供給力は、小売電気事業者及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'及び火力増出力分を加えた量を供給力として見込むこととする。
- 保安の観点から必要な定期点検やその他の作業により停止しているものは供給力として見込まない。
- 小売電気事業者及び発電事業者が保有する電源は発電所所在エリア内の供給力として計上し、相対契約等で連系線を介した取引がある場合は、その分を取引先エリアの供給力として振替える。
- 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を振り替えて評価する。

厳寒H1需要想定時の供給力積み上げ



【参考】供給計画における供給力積み上げ



(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (不等時性)

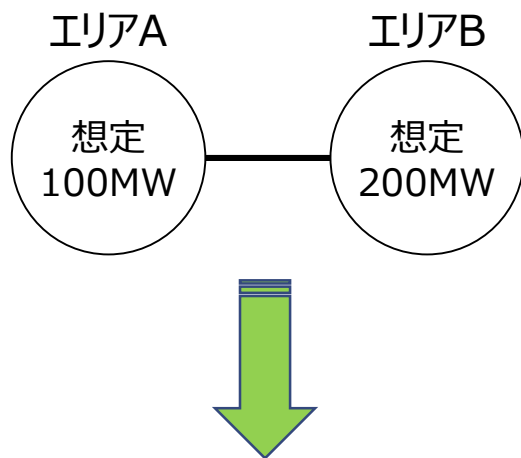
57

- 従来は、すべてのエリアで厳気象H1需要が同時発生することを前提に検証してきたが、過去の最大需要の実績より、各エリアで最大需要を記録する日時が必ずしも一致していない点（不等時性）を考慮して需給バランスを検証する。
- この不等時性を考慮する際には、対象となる複数エリアで同時間帯の需要を想定する必要があるが、これまでの各エリアの厳気象H1需要を継続的に活用する観点から、①～③の方法で考慮する。
 - ① ブロックの設定
 - ・ 不等時性を考慮するエリアのまとまり（以下、「ブロック」とする）を設定する。ブロックについては予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、エリア間の供給力移動（予備率均平化）を実施して連系線制約の顕在化の有無を確認して決定する。
 - ② 需要減少率の算定
 - ・ 「ブロックの最大需要」と「ブロックを構成する各エリアの最大需要の合計」より、ブロックとして見た需要とエリア単位で見た需要の合計との差を算出し、その差分の比率（以下、「需要減少率」とする）をブロックごとに求める。
 - ③ 不等時性考慮後の厳気象H1想定需要
 - ・ ブロックを構成する各エリアの厳気象H1想定需要に、ブロックの需要減少率分だけ需要を割り引く。

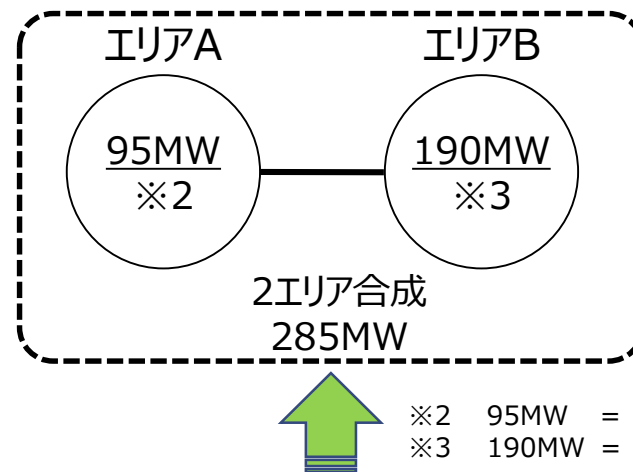
(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (不等時性考慮のイメージ)

58

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



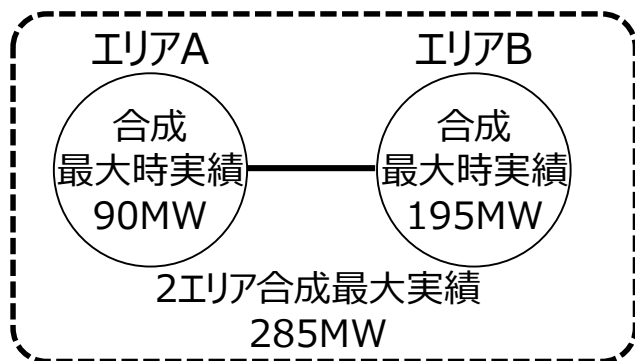
【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



$$\begin{aligned} \text{※2 } 95\text{MW} &= 100\text{MW} \times (1-0.05) \\ \text{※3 } 190\text{MW} &= 200\text{MW} \times (1-0.05) \end{aligned}$$

【ステップ2】需要減少率を算出 (※1)

⇒ A・Bの2エリア合計の最大需要実績 (合成最大需要実績) と、A・Bそれぞれのエリアの最大需要実績の合計より算出



※1

$$\text{需要減少率} = 1 - \left[\frac{\text{ブロックの合成最大需要実績}}{\text{各エリアの最大需要実績の合計}} \right]$$

左図の場合、需要減少率は

$$1 - (90 + 195) / (100 + 200) = 0.05$$

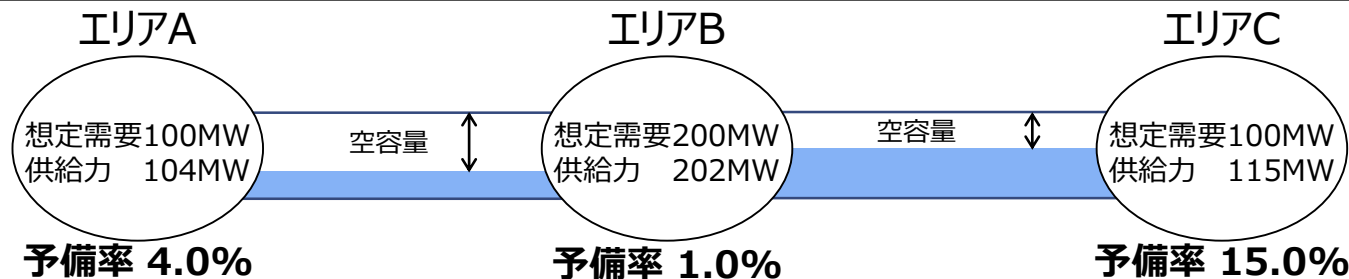
※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
エリアB単独の最大需要実績は200MW

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (ブロック分けのイメージ)

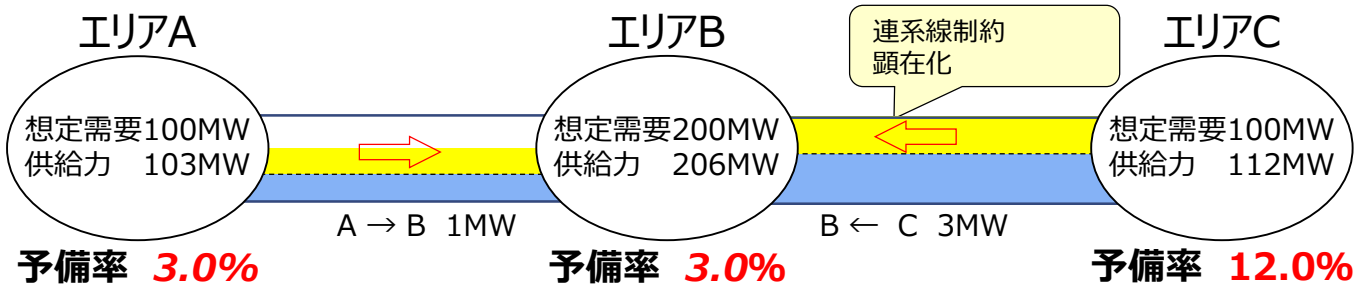
59

【ステップ1】 各エリア不等時性・連系線活用を考慮せず※1 需給バランスを集約

※1 契約等に基づく、事業者計画分は考慮

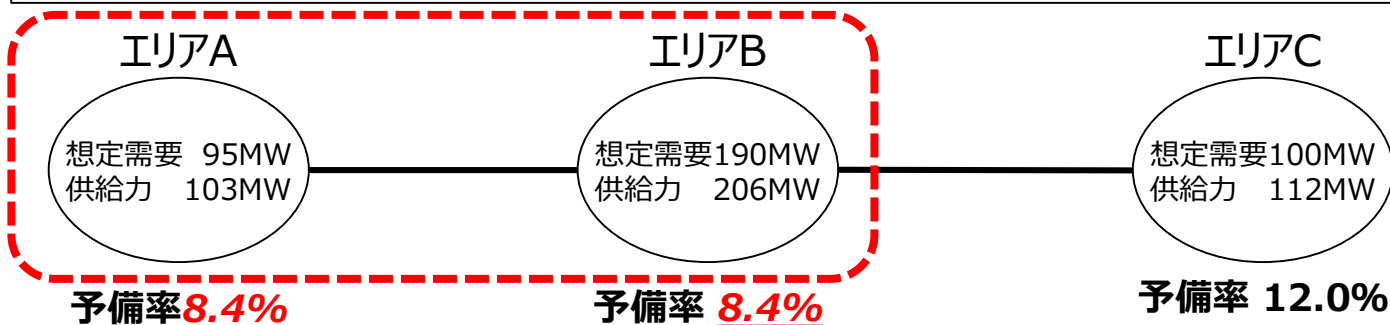


【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



【ステップ3】 連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化し、不等時性を考慮※2

※2 仮に、ステップ3でブロックABの予備率がエリアCを上回る場合には、再度、ABCのブロック化などの別案について検討する。



【不等時性考慮】

エリアA 想定需要 $100\text{MW} \times (1 - 0.05) = 95\text{MW}$

エリアB 想定需要 $200\text{MW} \times (1 - 0.05) = 190\text{MW}$

- ・エリアCからのこれ以上の応援が期待できないことから、A,Bエリアをブロックとして、評価。
- ・エリアA,Bをブロックとした場合の需要減少率が0.05であれば、均平化後の予備率が3.0%から8.4%となる。

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (計画外停止率)

60

- 計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、実運用段階で供給力として見込めなくなる可能性が考えられる。そのため、供給力はあらかじめ計画外停止による減少分（2.6%）を考慮して評価する。

(参考) 計画外停止率について

47

- 2018年度夏季の需給検証で見込んだ供給力の電源種別の比率は、火力70%、揚水12%、水力（揚水以外）6%、太陽光7%、原子力1%、風力・地熱他※4%であり、火力発電がほとんどを占めている。供給力合計17,896万kWに対し、仮に、2.6%を適用した場合の供給力減少量は、465万kWとなる。
- なお、過去の全国最大需要日においては、太陽光や風力発電の実績が想定より大きくなる傾向が見られることから、今後、その扱いについて検討していく。

※ 電源種別不明分を含む。

計画外停止率

		2017年度 調査結果
水力	自流式・調整池式	3.7%
	貯水式	0.7%
	揚 水	1.0%
	火 力	2.6%
	原子力	2.6%
再 エ ネ	風力	-
	太陽光	-
	地熱	2.6%

※EUE算定に対応した計画外停止率の調査結果
(火力・水力については2014～2016年度の3カ年実績から算定。
原子力、地熱については、火力値を準用。)

※詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果（2018.3.5）参照

過去の全国最大需要時の計画外停止の状況

季節	年度	計画外停止※1 (万kW)	供給力合計の 実績－想定※2 (万kW)
夏季	2018	▲500	+891 (+1,336)
	2017	▲164	+970 (+1,064)
冬季	2017	▲465	▲56 (+143)
	2016	▲304	▲167 (+106)

※1 火力以外も含む。

※2 火力需給停止分は供給力に含む。また（ ）内は太陽光・風力の実績と想定との差分。
電力需給検証報告書(2017年4月、10月、2018年5月、11月)をもとに作成

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源Ⅰ')

61

- 電源Ⅰ'はあらかじめ供給力として見込む。
- 電源Ⅰ'については電源分・ディマンドリスpons (DR) 分ともに供給力側でカウントとする。

電源Ⅰ'の主な確保目的

4

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、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にすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※1。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源Ⅰ'は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源 I ' 必要量①)

62

電源 I ' 必要量 (1)

5

- 電源 I ' 必要量は夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定し、いずれか大きい方を電源 I ' 必要量とする。

$$\text{電源 I ' 必要量} = \text{厳気象 H1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大 3 日平均電力} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- ただし、最大 3 日平均電力（以下、「H 3 需要」という）が最大ではない季節（夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季）については、以下のとおり算定する。
 - a. H3 需要が最大となる季節の H3 需要 $\times 101\%$ に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
 - b. 評価した供給力が当該季節の H3 需要 $\times 101\%$ を上回る場合は、上式の「最大 3 日平均電力 $\times 101\%$ 」をその値に置き換える。
 - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
 - (a) 計画停止量の差
 - (b) 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）および揚水の供給力の差
※調整係数を用いる（沖縄エリア以外）
 - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は 8 月、冬季は 1 月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源 I ' 必要量②)

63

電源 I ' 必要量 (2)

6

- 上式の各値は以下による。
 - a. 厳気象 H 1 需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、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。
 - b. 最大需要発生 of 不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。
 - 東京：夏季 2.43%、冬季 2.64%
 - 北海道・東北・中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%
 - 東京エリアの夏季において、中西エリアからの供給力移動できる量として、10万kWを電源 I ' の募集量から控除する。
 - c. 厳気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して 3%とする。
 - d. 最大 3 日平均電力 (H 3 需要) については、以下の需要を用いる。
 - H3需要については2020年度供給計画の第2年度の想定需要を用いることを原則とする。
 - 2021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、H3需要を2021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。
 - e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。
 - f. 稀頻度リスク分は、H3需要が最大となる季節のH3需要の1%とする。
※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。
- 沖縄エリアは独立系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源Ⅰ'必要量③)

64

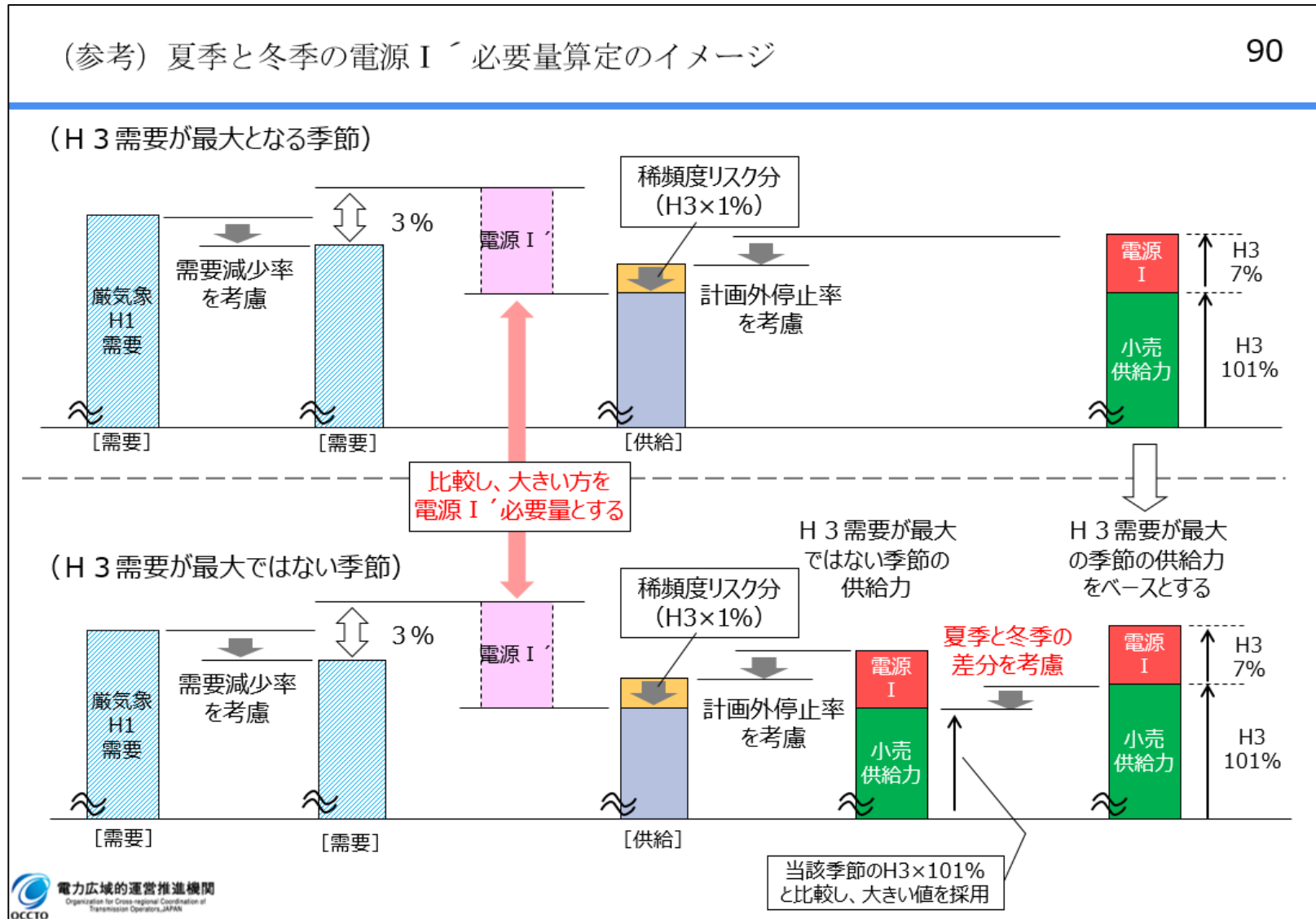
電源Ⅰ'必要量(3)

7

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
- b. 「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'の募集量に反映させる。

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (夏季と冬季の電源 I ' 必要量算定イメージ)



※ 第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年6月14日）

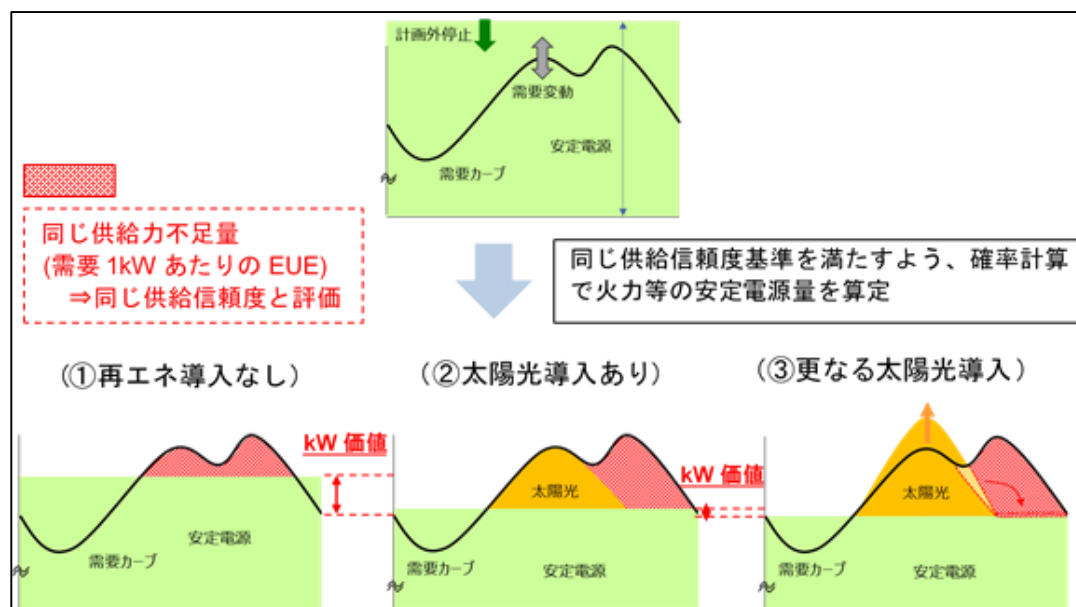
資料2 2020年度向け調整力公募に向けた課題整理について 抜粋

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方

66

(再エネ供給力のEUE算定による火力等の安定電源代替価値について)

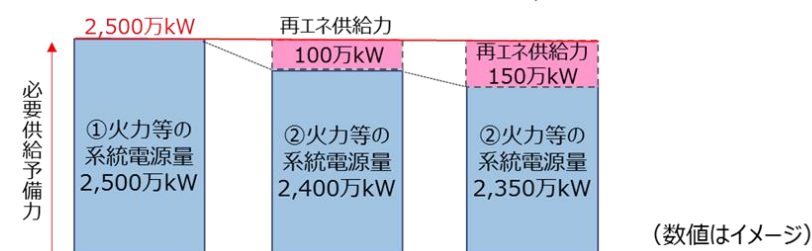
- 従来、冬季は、最大需要発生時（15時）に予備率が低くなり、需給が厳しくなる傾向であった。そのため、再エネ供給力は、これまで8月15時の過去発電実績データを基とする「L5値」を用いて評価していた。しかし、近年は、再生可能エネルギーの普及に伴い、太陽光発電の供給力が減少する夕刻から夜間の点灯ピーク帯の方が、予備率が厳しい現状にある。したがって、2020年度より最大需要発生時だけでなく、8760時間(365日×24時間)を対象に適切な評価ができる手法（EUE算定）に変更した。その手法では、再生可能エネルギーを火力等の安定電源に代替したkW価値を求める「調整係数」によって評価を行う。2021年度冬季に関しても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いる。
- 太陽光、風力、自流式水力の再エネ供給力(kW価値)評価は、各月の再エネ導入なしと導入ありの各々の必要供給力の差として算出している。算出結果は調整係数として、本機関ホームページで公表している。



【再エネ供給力の評価イメージ】

※供給信頼度基準は同一とする。

〔再エネ導入なし〕 〔再エネ導入あり〕 〔再エネ導入あり〕
設備量500万kW 設備量1,000万kW



再エネ導入設備量1,000万kWのときの調整係数：15%
(150万kW/1,000万kW=0.15)

- 調整係数は本機関で公表
- 設備量×調整係数として供給力を算出

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方

67

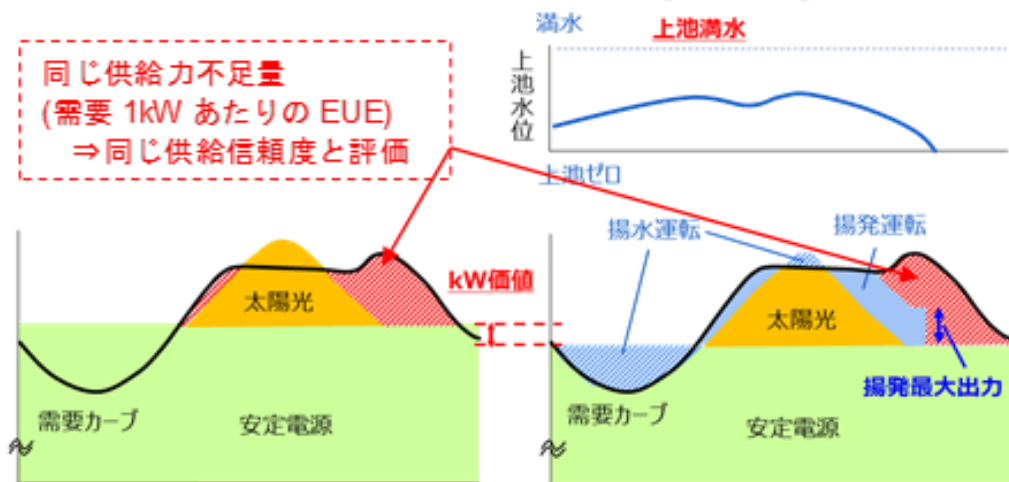
(揚水供給力のEUE算定による火力等の安定電源代替価値について)

- 揚水発電所の供給力評価についても、再エネ同様、火力等の安定電源代替価値として算出している。
- 揚水供給力は需給ひっ迫時において設備を供給力として最大限活用することを前提としており、揚水導入ありと揚水なしの場合で同じ停電量(EUE)となる安定電源の代替量が揚水供給力(kW価値)評価となる
- 揚水発電所は、上池容量に応じて運転継続時間（運用容量で連続運転可能な時間）が異なっており、その上池容量制約によって揚水の安定電源代替価値は異なると推定される。
- そのため、揚水供給力(kW価値)評価の算定に当たっては、運転継続時間毎に応じた上池容量を設定し、揚水導入なしと揚水導入ありにて、同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力(kW価値)として算出している。算出結果は調整係数として、本機関ホームページで公表している。

〔揚水なし〕

〔揚水導入〕

同じ供給力不足量
(需要 1kW あたりの EUE)
⇒同じ供給信頼度と評価

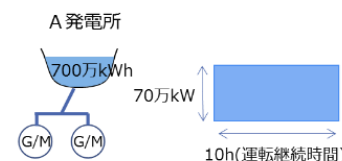


〔運転継続時間毎の揚水供給力(kW価値)評価方法〕

① 各エリアの揚水発電出力に運転継続時間（4,6,8,10時間等）を乗じて上池容量を設定

エリア	発電出力 (万kW)	上池容量(万kWh)			
		4時間	6時間	8時間	10時間
A	70	280	420	560	700
B	80	320	480	640	800
C	90	360	540	720	900

(数値はイメージ)



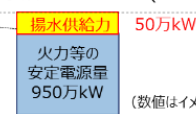
② 設定した運転継続時間毎の上池容量において、揚水導入なしケースと揚水導入ありケースにて同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力として算定

〔揚水導入なし〕

〔揚水導入あり（例えば上池容量4時間ケース）〕

1,000万kW

揚水設備量70万kW(A1エリア)



(数値はイメージ)

揚水設備量70万kWのときの調整係数：71%
(50万kW/70万kW=0.71)

- 調整係数は本機関で公表
- 設備量×調整係数として供給力を算出

3 稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定

60

- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないかと。
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することとどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が来ているのだろうと思うが、現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのかということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

(3) 2021年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (稀頻度リスク②)

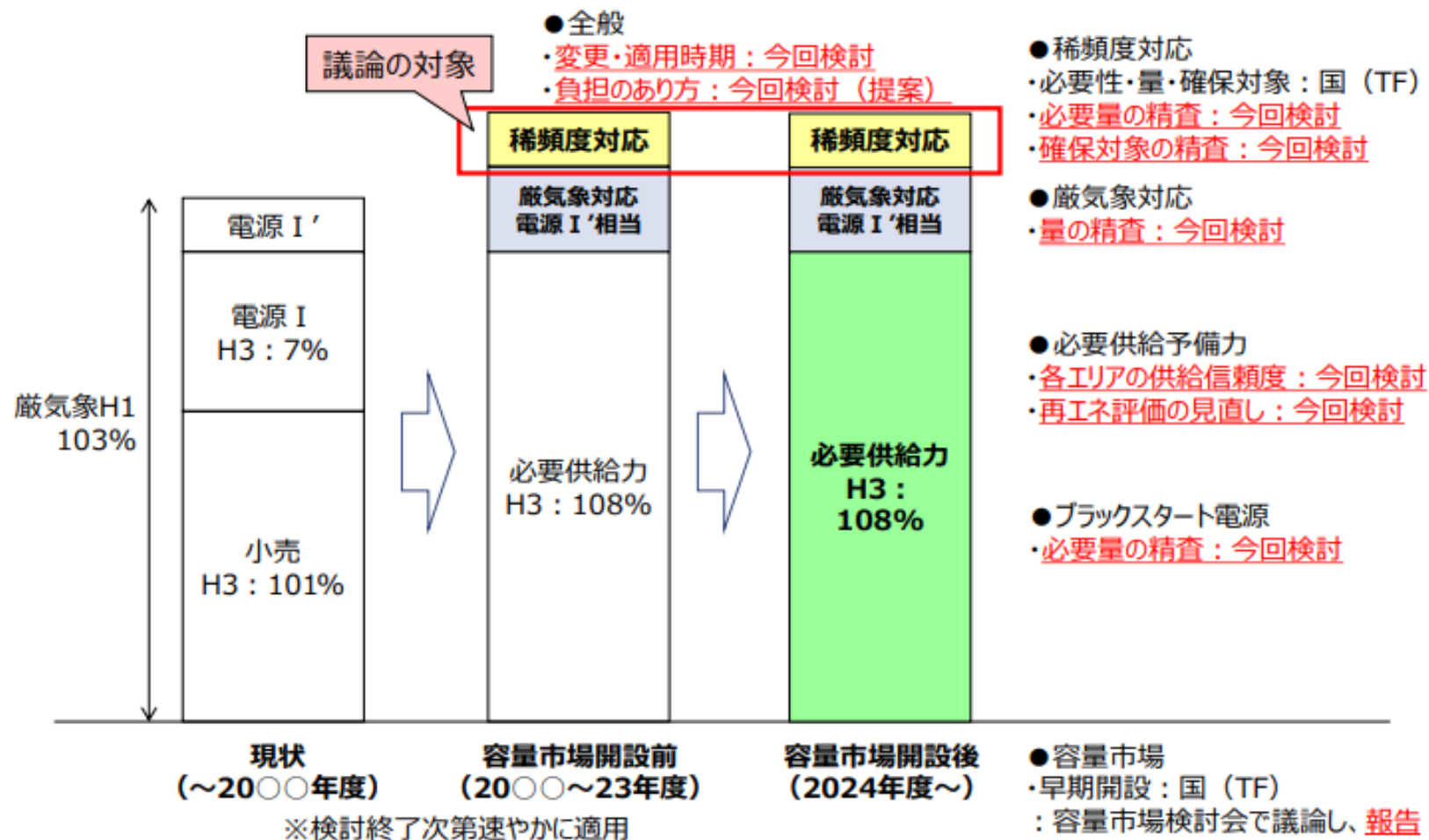
69

本日の議論の対象 (② 更なる供給力等の対応力確保策の検討)

54

出所) 第1回電力レジリエンス等に関する小委員会(2018年12月18日) 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_01_shiryou.html

(2) 本小委員会での審議内容



(余白)

(4) 2021年度冬季の需要見通し

71

: 2021年度冬季（1月）の需要見通し（エリア毎の詳細）

■ 供給計画におけるH3需要に対する厳気象時の気温影響及びH1/H3比率等を考慮し、厳寒H1需要を想定した。

2021年度冬季	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
想定時間帯	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	18-19時	19-20時
厳寒H1 想定方法	感応度式※1	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率
対象年度 (至近10か年)	2018	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2020	2020	2015
気温感応度 (万kW/℃,万 kW/mm)	-8 11	-30	-85 -44	-34	-11	-51	-22	-8	-35	-4
気象考慮要素	・日平均気温 ・降水量	日平均気温	・最大発生時 気温 ・前3日 平均気温	日平均気温	日平均気温	日平均気温	日平均気温	日最高気温	最大発生時 気温	日平均気温
供給計画 H3前提気温等	-5.6℃ 0.44mm	-1.7℃	2.7℃ 4.6℃	1.3℃	0.1℃	2.8℃	2.0℃	6.5℃	3.5℃	14.5℃
供給計画 H3需要	497	1,350	4,773	2,285	489	2,431	1,025	453	1,451	101
厳寒H3 前提気温等	-11.5℃ 0mm (厳寒H1前提) ※1	-4.4℃	1.8℃ 3.0℃ (厳寒H1前提) ※1	-0.5℃	-1.6℃	1.0℃	-0.5℃	4.4℃	-1.0℃ (厳寒H1前提) ※1	10.7℃
厳寒H3需要	※1	1,444	※1	2,347	523	2,523	1,100	493	※1	114
算定に用いた H1/H3比率	※1	1.01	※1	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	※1	1.02
厳寒H1需要	541	1,459	5,332	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	120
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.09	1.08	1.12	1.04	1.09	1.05	1.09	1.11	1.11	1.19

※1 北海道、東京、九州エリアは、厳寒設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10か年平均）の差分から直接気象影響量を算出。

※ 想定需要の10エリア計が最大となる1月のケースを記載。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

※ H3需要とは、各一般送配電事業者が送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定したものである。

- 原子力発電については、3エリア832万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,770万kW（1月）を見込む。
 - ① 長期停止から再稼働している火力発電
東日本大震災以降に行われてきた長期停止火力発電設備の再稼働分として、2021年度冬季は1エリア1機を供給力として見込む。
 - ② 緊急設置電源について
東日本大震災以降導入されてきた緊急設置電源は、2021年度冬季（1月）は関西エリアで6万kWを見込む。
- 火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2021年冬季（1月）は10エリア116万kWが可能であることを確認した。
- 水力発電については、9エリア999万kW（1月）を見込む。
- 揚水発電については、9エリア1,975万kW（1月）を供給力として見込む。
- 再生可能エネルギー（太陽光・風力・地熱）については、10エリアで496万kWを見込む。
 - ① 太陽光発電
10エリア255万kW（1月）を見込む。
 - ② 風力発電
10エリア209万kW（1月）を見込む。
 - ③ 地熱発電
3エリア32万kW（1月）を見込む。
- 東京エリアの2021年度冬季追加供給力募集について、東京エリアで63万kWを見込むこととする。

(5) 2021年度冬季の供給力見通し ：原子力供給力と火力供給力

- 保安の観点から必要な定期点検やその他の作業による停止を考慮する（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働するものとして、供給力として見込むこととする。
- 原子力発電については、3エリア832万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,770万kW（1月）を見込む。
- 火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2021年冬季（1月）は10エリア116万kWが可能であることを確認した。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
原子力供給力 (万kW)	0	0	0	0	0	392	0	85	355	-	832

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力供給力 (万kW)	391	1,517	3,569	1,927	401	1,590	706	474	1,024	171	11,770

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力 (万kW)	5	16	35	8	7	13	19	2	11	0	116

(5) 2021年度冬季の供給力見通し ：長期停止から再稼働している火力

74

- 東日本大震災以降に行われてきた長期停止火力発電設備の再稼働分として、2021年度冬季は1エリア1機を供給力として見込む。

長期停止から再稼働している火力

エリア	発電所・号機	定格出力	種別	運転年数
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	24年
合計		15万kW		

- 水力発電については、9エリア999万kW（1月）を見込む。
- 水力発電には、貯水池式と自流式があり、その合計値を供給力として見込む。
- 貯水池式については、補修停止等を見込んだ発電可能量を見込む。
- 自流式については、降雨等によって出水量が日々変化するため、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。
- 沖縄エリアについては従来どおり、月毎（1月～12月）に供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間平均した値（L5評価値）を安定的に見込める供給力とする。
- なお、水力発電についても火力発電と同様に、保安の観点から必要な定期検査を織り込み、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
水力供給力 (万kW)		50	137	189	114	153	213	33	31	80	-	999
内訳	自流式 (万kW)	30	127	157	100	49	152	33	22	54	-	723
	貯水池 (万kW)	19	10	33	13	104	61	0	9	26	-	277
調整係数(%)		28.8	38.1	36.5	26.3	34.2	33.8	33.7	23.2	20.8	-	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 従来L5を用いて供給力を算出していた自流式水力発電所の供給力については調整係数を用いて算出

(5) 2021年度冬季の供給力見通し：揚水供給力

76

- 揚水発電については、9エリア1,975万kW（1月）を供給力として見込む。
- 揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。このことを考慮して、発電所毎の上池水位のkWh制約（揚水の運転継続時間）を考慮した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。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
定格出力 (万kW)	80	71	1,065	418	11	455	211	68	229	-	2,607
揚水供給力 (万kW)	74	46	821	329	5	311	151	61	176	-	1,975
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	82.8	92.8	83.8	87.0	92.8	89.5	90.8	90.7	92.7	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	60.7	82.0	55.9	66.1	76.3	65.5	75.6	78.0	75.7	-	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 揚水発電では、発電所毎の運転継続時間により使用する調整係数が異なる。表中には参考で運転継続時間 8時間、4時間の場合の2パターンを記載している。

※ 調整係数の詳細な数値は、本機関HP「2020年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数・L5出力比率一覧表」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/201207_choseikeisu_I5_ichiran.pdf

(5) 2021年度冬季の供給力見通し：太陽光供給力

- 10エリア255万kW（1月）を見込む。
- 太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないことから、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。
- 沖縄エリアについては従来と同様に、各月の需要の大きい上位3日における太陽光出力（日射量から推計した発電出力）を過去20年分推計し、このうち、下位5日の平均値を、太陽光発電の安定的に見込める供給力として見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
太陽光供給力 (万kW)	3	28	39	65	2	32	34	19	33	0	255
調整係数(%) ※沖縄は出力比率	1.3	3.9	2.4	6.6	2.1	5.1	5.5	6.7	3.0	0.0	-
内訳	自家消費 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	9.0	-
	供給力 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2021年度冬季の供給力見通し：風力供給力

78

- 10エリア209万kW（1月）を見込む。
- 風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、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。
- 沖縄エリアについては従来と同様に、把握可能な期間（過去9年間）の出力実績値を集計し、月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
風力供給力 (万kW)	15	110	13	16	5	12	9	13	16	0	209
調整係数(%) ※沖縄は出力比率	27.6	51.6	28.1	33.9	25.3	34.6	24.4	46.4	25.2	0.4	-
発電実績 データ期間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9年	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2021年度冬季の供給力見通し：地熱供給力

79

- 3エリア32万kW（1月）を見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力 (万kW)	1	14	0	0	0	0	0	0	16	0	32

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。