

2017年度冬季の電力需給実績の概要(案)

2018年4月12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

- 2017年度冬季の電力需給の実績について取りまとめたのでご審議
いただきたい。

1. 電力需給の状況

<2017年度冬季の需給状況(全国 最大需要日 送電端)>

3

(送電端)

エリア	実績							厳寒H1想定 ^{※2}		
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※1}		最大需要 ^{※3} (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※5}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	1月25日(木)	18～19時	503	574	14.0%	574	14.0%	516	603	16.9%
東北			1,428	1,589	11.3%	1,589	11.3%	1,392	1,594	14.5%
東京			5,110	5,302	3.7%	5,302	3.7%	4,910 (4,960)	5,530	12.6%
東3エリア			7,041	7,465	6.0%	7,465	6.0%	6,818 (6,868)	7,728	13.3%
中部			2,367	2,562	8.2%	2,562	8.2%	2,364	2,435	3.0%
北陸			525	610	16.2%	610	16.2%	512	569	11.3%
関西			2,523	2,724	8.0%	2,786	10.4%	2,404 (2,421)	2,845	18.3%
中国			1,031	1,181	14.5%	1,181	14.5%	1,041	1,187	14.0%
四国			491	532	8.4%	532	8.4%	477	537	12.6%
九州			1,504	1,713	13.9%	1,720	14.4%	1,514 (1,521)	1,616	6.8%
中西エリア			8,442	9,323	10.4%	9,392	11.3%	8,312 8,336	9,190	10.6%
全国9エリア			15,483	16,787	8.4%	16,856	8.9%	15,130 (15,204)	16,917	11.8%
沖縄			91	129	41.2%	168	84.7%	117	163	38.9%
全国10エリア			15,574	16,916	8.6%	17,024	9.3%	15,247 (15,321)	17,080	12.0%

※1 前回(2017年秋)の電力需給検証実施時に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。
 その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。
 需給停止: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)

※2 第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(平成29年10月12日)で報告した値。

※3 括弧の値は電源 I'(DR)考慮前の値。

※4.5 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力および予備率。

※ 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。

1. 電力需給の状況

<2017年度冬季の需給状況(エリア別 最大需要日 送電端)>

4

(送電端)

エリア	実績							厳寒H1想定 ^{※2}		
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※1}		最大需要 ^{※3} (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※5}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	1月25日(木)	9～10時	525	599	14.1%	599	14.1%	516	603	16.9%
東北	1月24日(水)	17～18時	1,461	1,545	5.7%	1,545	5.7%	1,392	1,594	14.5%
東京	2月2日(金)	10～11時	5,266	5,564	5.7%	5,564	5.7%	4,910 (4,960)	5,530	12.6%
東3エリア	—	—	7,252	7,707	6.3%	7,707	6.3%	6,818 (6,868)	7,728	13.3%
中部	1月25日(木)	17～18時	2,378	2,563	7.8%	2,563	7.8%	2,364	2,435	3.0%
北陸	1月25日(木)	9～10時	541	611	12.8%	611	12.8%	512	569	11.3%
関西	1月24日(水)	18～19時	2,560	2,762	7.9%	2,860	11.7%	2,404 (2,421)	2,845	18.3%
中国	1月25日(木)	9～10時	1,096	1,256	14.5%	1,256	14.5%	1,041	1,187	14.0%
四国	1月24日(水)	18～19時	508	542	6.7%	542	6.7%	477	537	12.6%
九州	2月6日(火)	18～19時	1,575	1,771	12.5%	1,779	13.0%	1,514 (1,521)	1,616	6.8%
中西エリア	—	—	8,658	9,505	9.8%	9,610	11.0%	8,312 8,336	9,190	10.6%
全国9エリア	—	—	15,909	17,212	8.2%	17,317	8.8%	15,130 (15,204)	16,917	11.8%
沖縄	2月5日(月)	19～20時	114	155	35.8%	172	50.3%	117	163	38.9%
全国10エリア	—	—	16,024	17,367	8.4%	17,489	9.1%	15,247 (15,321)	17,080	12.0%

※1 前回(2017年秋)の電力需給検証実施時に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。
 その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。
 需給停止: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)

※2 第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(平成29年10月12日)で報告した値。

※3 括弧の値は電源 I'(DR)考慮前の値。

※4.5 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力および予備率。

※ 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. 需要 (1) 厳寒H1想定の前提条件と実績

5

➤ 全国的に厳しい寒さとなり、沖縄エリア以外は事前に想定した厳寒H1需要を上回った。

2017年度冬季実績(送電端)			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1想定方法			H1/H3比率	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	H1/H3比率	H1/H3比率
対象年度(至近10力年)			2010	2013	2013	2011	2016	2011	2011	2011	2011	2015
気象感応度 (日平均気温・ 万kW/℃)	想定		-4	-24	-82	-34	-8	-45	-20	-7	-24	-3
	実績		-4	-24	-85	-34	-11	-51	-23	-8	-27	-3
日平均気温以外の考慮要素			降水量	—	最大発生時気温 (日平均気温 不使用)	—	—	—	—	日最高気温 (日平均気温 不使用)	・日最高気温 ・前5日最高 気温の平均 (日平均気温 不使用)	—
H3気温(℃,pt)	想定		-6.1	-1.7	3.4	1.1	0.9	3.3	2.1	6.6	6.2	14.3
	実績	H1	-7.1	-4.7	0.7	-1.1	-2.1	0.9	-0.2	3.6	3.7	11.5
		H2	-3.9	-4.6	0.9	0.2	-1.5	0.8	-1.2	4.2	4.1	12.1
		H3	-7.6	-3.9	-0.1	-0.5	-1.2	1.3	0.0	5.3	4.0	12.7
		H3平均	-6.2	-4.4	0.5	-0.5	-1.6	1.0	-0.5	4.4	3.9	12.1
H3需要(万kW)	想定		502	1,341	4,715	2,260	490	2,321	985	458	1,443	104
	実績	H1	525	1,461	5,124	2,378	541	2,560	1,096	508	1,575	114
		H2	508	1,444	5,110	2,348	538	2,553	1,092	492	1,565	112
		H3	497	1,423	5,101	2,336	537	2,517	1,074	491	1,540	108
		H3平均	510	1,443	5,112	2,354	539	2,543	1,087	497	1,560	111
H3想定気温(再掲)(℃)			-6.1	-1.7	3.4	1.1	0.9	3.3	2.1	6.6	6.2	14.3
厳寒H3想定気温(℃)			-7.6	-3.1	0.4 (厳寒H1想定)	0.8	0.0	1.9	0.2	5.2	3.6	10.7
厳寒H3想定(万kW)			512	1,377	—	2,326	503	2,383	1,023	468	1,503	115
H1/H3比率 (5か年実績平均)			1.01	1.01	—	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒H1想定(万kW)			516	1,392	4,960	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	117
厳寒H1/H3比率(結果) (2017年度冬季想定)			1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.06	1.04	1.05	1.13
H1/H3比率 (2017年度冬季実績)			1.03	1.01	1.03	1.01	1.00	1.01	1.01	1.02	1.01	1.03

※1 東京エリアは、一般送配電事業者が合理的な想定方法として示した「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年平均)の差分から直接気象影響を算出」に基づく。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

< 需要※¹の主な増減要因分析 >

(送電端)

	実績－想定 (万kW)※ ²	差の主な要因
合計	+ 703	—
気温影響	+ 492	厳寒H1需要を想定していたが、一部を除いて前提とした厳寒以上の気象となったことから需要が増加した。
DR	▲ 27	電源 I' 発動によるDRの影響(東京エリア)
その他 (経済・節電影響等)	+ 238	2017年度のGDP及びIIPの伸び率の上方修正等による (GDP:+1.1%→+1.7%、IIP:+2.0%→+4.8%)

※¹ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※² 実績は10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計、想定は10エリアそれぞれの事前の厳寒H1想定(DR考慮前)の値の合計。

※ 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。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2. 需要 (2) 需要の増減要因

- 各エリアの冬季最大需要日の需要実績の合計は、16,024万kWであり、厳寒を前提に想定した需要15,321万kW(DR考慮前)を703万kW上回った。
- 実績と想定との差分の内訳では、前提とした厳寒より気温が低いエリアが多かったこと等による気温影響(+492万kW)が大きく、その他要因による影響(+238万kW)を上回っており、北海道・沖縄エリア以外は想定以上の厳寒であった。

(送電端)

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
最大需要 ^{※1,2} (想定)	6,868	516	1,392	4,960	8,336	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	15,204	117	15,321
最大需要 ^{※1} (実績)	7,252	525	1,461	5,266	8,658	2,378	541	2,560	1,096	508	1,575	15,909	114	16,024
差分 ^{※3}	+ 384	+ 9	+ 69	+ 306	+ 322	+ 14	+ 29	+ 139	+ 55	+ 31	+ 54	+ 705	▲ 3	+ 703
気温影響	+ 358	0	+ 43	+ 316	+ 137	+ 9	+ 22	+ 40	+ 21	+ 10	+ 35	+ 496	▲ 4	+ 492
DR ^{※4}	▲ 27	—	—	▲ 27	—	—	—	—	—	—	—	▲ 27	—	▲ 27
その他(経済・ 節電影響等)	+ 52	+ 9	+ 26	+ 18	+ 185	+ 5	+ 7	+ 99	+ 34	+ 21	+ 19	+ 237	+ 1	+ 238

< 想定 の 前提 >

○2017年度の供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道エリアは2010年度、東北・東京エリアは2013年度、中部・関西・中国・四国・九州エリアは2011年度、北陸エリアは2016年度、沖縄エリアは2015年度並の厳寒を想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR考慮前の想定値。

※3 実績(10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計)と第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における想定との差分。

※4 電源 I 発電によるDRの影響(東京エリア)

※ 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。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績－想定との差分が合わない場合がある。

2. 需要 (3) 需要ピーク時間帯の確認

- 2017年度(12,1,2月)の各エリアにおける上位3日の最大需要発生時間帯(ピーク時間帯)は以下のとおり。
- 北海道エリアについては、最大需要発生時間が上位3日とも、一般送配電事業者が指定する供給計画における記載断面の時間帯とのずれが比較的大きかった。

各エリアの最大需要発生時間(12,1,2月)

() 内は日付

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの 一般送配電事業者が 指定する記載断面	12月	18時	18時	18時	18時	17時	18時	18時	18時	19時	19時
	1月	18時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
	2月	19時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
最大需要 発生時間	第一位	10時 (1/25)	18時 (1/24)	11時 (2/2)	18時 (1/25)	10時 (1/25)	19時 (1/24)	10時 (1/25)	19時 (1/24)	19時 (2/6)	20時 (2/5)
	第二位	16時 (12/26)	18時 (1/25)	19時 (1/26)	18時 (1/24)	11時 (1/26)	10時 (1/25)	19時 (1/24)	19時 (2/6)	19時 (2/5)	20時 (2/6)
	第三位	7時 (1/26)	18時 (1/26)	19時 (1/25)	10時 (2/6)	18時 (1/24)	19時 (2/6)	10時 (1/11)	19時 (2/5)	19時 (1/12)	20時 (2/7)

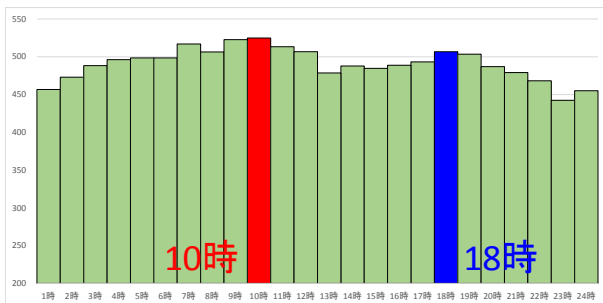
2. 需要 (3) 需要ピーク時間帯の確認 ＜需要面の検証 需要実績カーブ(北海道エリア)＞

9

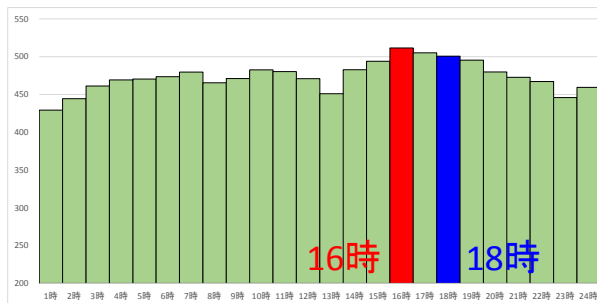
- ▶ 北海道エリアの需要実績カーブは以下のとおり。需要カーブは点灯帯がピークになると想定していたが、実際のピーク時間(上位3日)は午前中となる場合もあった。
- ▶ 北海道エリアでは、東日本大震災以降、一日を通して需要があまり変化しない傾向がみられ、近年その傾向が一層顕著であることから、ピーク需要は点灯帯、昼間帯、夜間帯いずれの時間帯においても発生しやすい状況であった。2017年度冬季は、気温や降雪(降水量)などの気象要因により、点灯帯以外の夜間帯、昼間帯がピーク時間帯となることが多かったものと推定される。

北海道エリア 需要実績カーブ(上位3日)

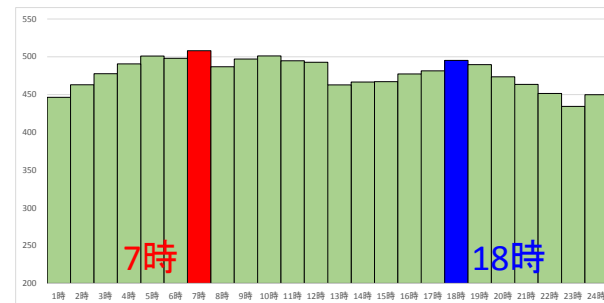
1/25 最大需要:525万kW



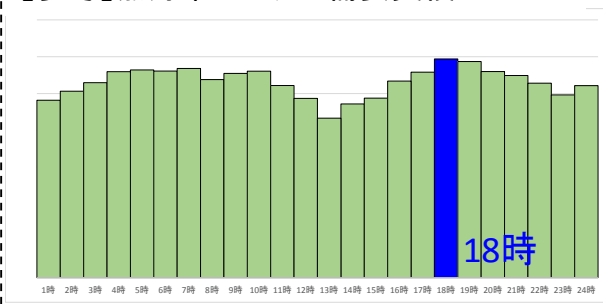
12/26 最大需要:512万kW



1/26 最大需要:508万kW



【参考】点灯帯ピークの需要実績カーブ



 : 一般送配電事業者が供給計画において想定したピーク時間帯

 : 最大需要発生時間(ピーク時間帯)

- ▶ 北海道エリアにおいては、2017年度冬季見通しの段階において、他エリアからの融通に制約があること、厳寒であり、電力需給のひっ迫が人身の安全に与える影響が大きいことから、過去最大級の供給力減少(129万kW)が発生しても予備率3%を確保できる見通しであることを確認していた。
- ▶ また、北海道電力においては、万が一の需給ひっ迫に備えて事前の需要対策に取り組むこととしており、その実績について確認したのでご報告する。(詳細次ページ)
- ▶ 需給ひっ迫時に活用を想定している通告調整契約等※については、想定時点では16万kWを見込んで需給対策を検討しており、実績においても想定と同程度の16万kWの契約を確保して需給ひっ迫に備えていた。
- ▶ なお、幸いにして需給ひっ迫の状況には至らなかったことから、「万が一の需給ひっ迫時への対策」による需要抑制の発動の実績はなかった。

※ 操業調整型・自家発対応型通告調整契約、当日型通告調整契約

(北海道電力株式会社作成)

<万が一の需給ひっ迫時への対策>

契約種別	内 容	2016年度 冬季実績	【参考】 2017年度 冬季見通し	2017年度 冬季実績
操業調整型・ 自家発対応型 通告調整契約	当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。	約220口 約13万kW	約180口 約11万kW	約180口 約11万kW
当日通告型 通告調整契約	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	11口 約5万kW	11口 約5万kW	11口 約5万kW
緊急時節電 要請スキーム	速やかな需要抑制が必要な場合、更なる節電（節電の深堀）にご協力いただくスキーム。チェーン店等、緊急時にまとまった需要を抑制いただけるお客さまが対象。	約840口	加入依頼中	約820口
ネガワット 入札契約	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	8口	加入依頼中	8口

3. 供給

12

<2017年度冬季の供給力(実績)と事前の想定との差 全国最大需要日>

- 全国(10エリア)最大需要日(1月25日18時～19時)における10エリア合計の供給力実績と厳寒H1における想定との差は▲164万kWであった。
- 火力の計画外停止に加え厳しい寒さの影響もあり、東京エリアに向けて広域機関指示による融通を実施していたが、全国大で安定供給は確保していた。

(送電端 万kW)※1

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,916	17,080	▲ 164	
原子力	346	350	▲ 4	・伊方原発3号機の運転差し止めによる減 ・川内原発の定格熱出力一定運転による増
火力	12,504	12,820	▲ 316	計画外停止、需給状況を考慮した日々の運用上の停止(需給停止)による減
水力	1,040	949	+ 91	出水状況および貯水池運用による増 (計画外停止 ▲3万kW含む)
揚水	1,853	1,909	▲ 56	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲47万kW含む)
太陽光	0	0※5	0	
風力	160	17	+ 143	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下位5日の平均値を採用)
地熱	29	29	0	
その他※6	984	1,006	▲ 22	

※1 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※2 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。

※3 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)

※4 計画外停止における想定時点の供給力(補修等考慮)からの減少量と、当日の供給力減少量との差分、火力増出力運転未実施分等を含む。

※5 太陽光については、全国最大需要の発生した時間帯が18時～19時であったことから、想定 of 供給力もゼロ評価とした。

※6 需給検証において供給計画以外のデータ収集を行わなかった事業者の供給力。

3. 供給

<計画外停止件数、老朽火力の発電電力量>

13

- ▶ 全国最大需要日における計画外停止は465万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲3.0%であった。
- ▶ 1月～2月における老朽火力の発電電力量合計については、163億kWhであった。

1月～2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	737	1月28日	▲ 4.7%
平均値	306	—	▲ 2.0%
全国最大需要日の実績値	465	1月25日	▲ 3.0%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	1月25日 19時	15,574	16,916	8.6%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象外※3
冬季(1月～2月)	210件	51件	209件

	老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率※4 [%]
冬季(1月～2月)	163	49.6

※1 火力以外も含む

※2 老朽火力 : 2017年3月31日時点で運転開始から40年を経過した火力。

※3 報告対象 : 電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。

※4 老朽火力の設備利用率は以下に基づき算出。

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

- 2017年度冬季の想定にあたっては、厳寒リスクを想定し、過去10年間で最も厳寒だった年度並みの気象条件で想定を行っていたが、沖縄エリアを除き事前の想定を上回る需要を記録した。全国最大需要日の実績は、事前の想定15,247万kWに対し、15,574万kWであった。
- 全国最大需要日の供給力合計は16,916万kWであり、予備率は8.6%であった。また、計画外停止は465万kW(予備率への影響は▲3.0%)であった。
- また、2017年度冬季については、厳しい寒さによる高需要の連続等により東京エリアに向けて広域機関指示による融通を7日間実施したが、安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できていた。引き続き、広域機関と一般送配電事業者間で緊密に連携を保ち、適時に必要な対応が取れる体制を維持していく。
- 2017年度冬季については、低気温の影響等により多くのエリアで想定した以上の厳寒となり、厳気象H1想定を超過する需要となった。今後の冬季見通しについては、2017年度冬季の実績を反映したものとするよう検討を進めていくこととしたい。

- 需給検証については、2016年8月30日の「電力需給検証小委員会」にて以下の内容が整理されている。
- ・需給検証の作業の場を広域機関へ移管する。(※電力コストや温室効果ガス排出への影響等については、引き続き経済産業省事務局にて整理)
 - ・広域機関からの検証結果の報告を踏まえ、報告内容の妥当性や電力需給対策方針の審議を電力・ガス基本政策小委員会で実施する。

電力需給検証の概要について

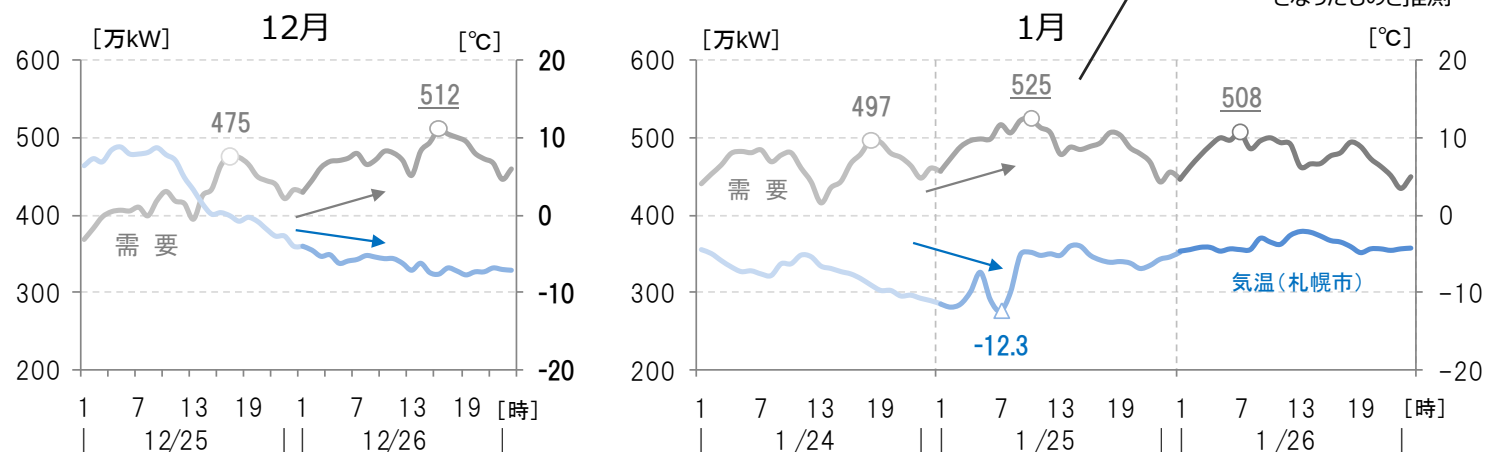
対象	エリア全体の事業者
供給力	送電端ベース 供給計画をベースに、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び発電事業者の発電余力の積み上げ並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
供給力減少リスクの確認	猛暑H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて猛暑H1需要に対するN-1故障影響の確認 ※電力需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前において、猛暑・厳寒という供給計画より高需要となる状況でも安定供給確保が可能であることを検証するもの
需要想定	供給計画のH3需要想定をベースに猛暑H1需要を想定

(北海道電力株式会社作成)

北海道エリアにおける冬季のピーク発生時間について

- 北海道エリアの冬季の電力需要は、融雪・暖房機器が高稼働となることや、東日本大震災以降の照明の節電等によるピーク需要減少などから、一日を通して需要があまり変化しない状況にある。
- 今冬は、12・1月の平日でのピーク発生時間は概ね点灯帯であったが、午後に降雪と気温低下があった12月26日（16時：512万kW）および朝方に-12℃を下回る低気温となった1月25日（10時：525万kW）は、暖房機器が一斉に稼働したため点灯帯以外での最大電力発生になったものと考えている。
- また、1月26日（7時：508万kW）は、前日朝方の低気温を踏まえた暖房機器の高稼働などから、朝方の最大電力発生になったものと考えている。

【今冬の最大電力発生上位3日における需要状況】



	12月	1月
ピーク発生が点灯帯の日数	18回（平日日数19日）	14回（平日日数19日）