

2020年度夏季の電力需給実績の振り返り 及び冬季の需給見通し・対策について

2020年10月30日

資源エネルギー庁

※第28回電力・ガス基本政策小委員会(2020年10月30日開催)資料を加工

2020年度夏季実績の振り返り及び冬季見通しの検証

- 東日本大震災以降、電力需給対策に万全を期すため、全国の電力需要が高まる夏(7月～9月)と冬(12月～3月)に電力需給の検証を実施。
- 具体的には、10/27(火)に開催された広域機関の専門委員会において、①2020年度夏季の需給実績を振り返り、②冬季の需給見通しを策定。
- これを受け、本委員会において②の需給見通しの妥当性を確認した上で、今冬の需給対策の要否について検討することとしたい。

実績の振り返り
需給見通しの策定

10/27(火) 報告書作成

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
電力広域的運営推進機関

※作成した報告書は、10/28(水)広域機関理事会で承認済



需給見通しの確認
及び
需給対策の検討

10/30(金) 開催

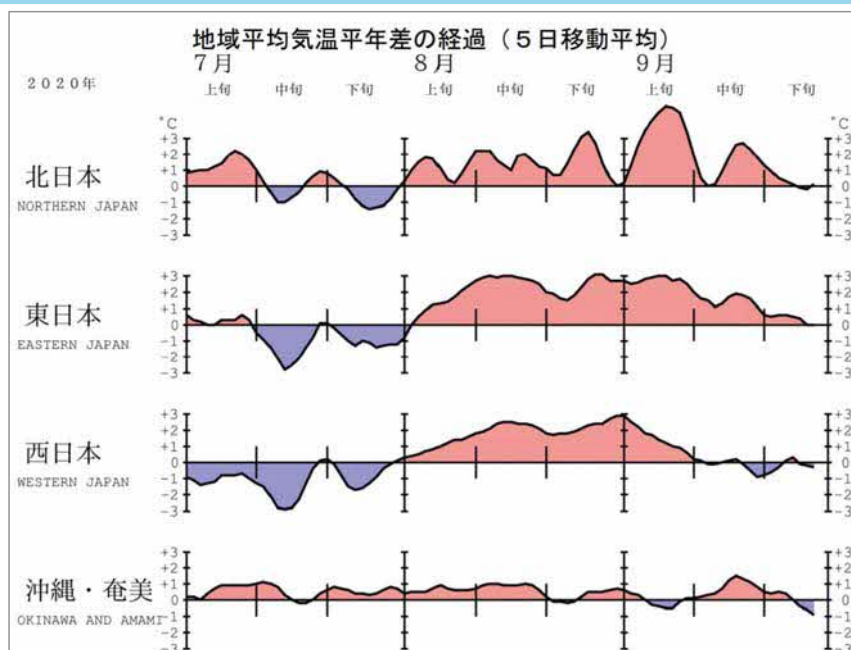
総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会

政府による需給対策の決定・公表

1.2020年度夏季の電力需給実績の振り返り

2020年度夏季（7月～9月）の天候

- 2020年度夏期の天候は以下の通り。一部期間を除き、**全国的に気温が高かった**といえる。
 - 7月：「**令和2年7月豪雨**」が発生し、**曇りや雨の日が多く**、北からの冷たい空気の影響を受ける時期もあったため、月平均気温は西日本でかなり低く、東日本で低くなった。
 - 8月：全国的に暖かい空気に覆われた。特に、高気圧に覆われて晴れて厳しい暑さの日が多かった東・西日本ではかなり気温が高く、**1946年の統計開始以来、8月として東日本では1位、西日本では2010年と並んで1位の高温**となった。
 - 9月：南から暖かい空気が流入しやすく、気温は、**北・東日本でかなり高く、西日本で高くなった**。



2020年度夏季の各エリア最大電力需要実績

- 2020年度夏季の最大電力需要実績は以下の通り。
- 特に8月は、全国的に猛暑となり、**中部・関西・四国エリアで最大電力需要実績が厳気象H1想定需要を上回った。**

(単位) 需要：万kW, 比率：%

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
日付	8/28(金)	8/28(金)	8/21(金)	8/20(木)	8/20(木)	8/21(金)	8/21(金)	8/20(木)	8/21(金)	8/18(火)
時刻	16-17時	14-15時	14-15時	14-15時	13-14時	14-15時	14-15時	14-15時	13-14時	14-15時
最大需要	431	1,412	5,604	2,624	513	2,911	1,083	533	1,637	154
H1 想定需要	446	1,452	5,653	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	160
比率 (実績/想定)	96.6	97.2	99.1	100.5	98.7	101.9	99.5	101.1	98.8	96.3

(参考) 調査期間内 に各月H1を 超えた日数	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
	0日	0日	1日	2日	4日	2日	3日	4日	0日	0日

(調査期間：2020年7月1日~9月30日) 5

2020年度夏季における需給ひっ迫時の対応

- 今夏は、東北エリア（高気温による需要増加）及び九州エリア（天候の状況変化による太陽光発電の出力減少等）で、需給が厳しい断面があり、広域機関の指示に基づき**他エリアから融通を受けた。**

	東北		九州	
融通日時	8月28日(金) 16:00-17:30		9月24日(木) 10:00-17:00	
時刻	17:00-18:00		11:00-12:00	
最小予備率時	融通前	融通後	融通前	融通後
	需要(万kW)	1,280 → 1,291	1,035 → 1,048	
	供給力(万kW)	1,309 → 1,326 融通5+12 ^{※2}	966 → 1,086 融通110+10 ^{※2}	
予備率(%)	2.3	2.7	▲6.6	3.7

参考：電源 I' 最大指令量

- ※1 需要・供給力・予備率の値は、最小予備率時刻のもの。
 ※2 供給力の実績補正分（太陽光供給力などの下振れによりマイナスになっているものも含む）

	東北	東京	中部	関西	中国	四国	九州
日時	8月28日(金) 15:30-18:00	8月17日(月) 16:00-19:00	①8月20日(木) 16:00-19:00 ②8月21日(金) 15:00-17:00	7月21日(火) 15:00-18:30	①7月14日(火) 9:00-13:00 ②8月21日(金) 18:00-19:00	①7月7日(火) 13:30-16:30 ②7月31日(金) 15:00-18:00 ③8月17日(月) 17:00-20:00	9月24日(木) 13:00-17:00
最大 指令量	26.2万kW	1.3万kW	①44.9万kW ②44.9万kW	15.4万kW	①0.2万kW ②10.6万kW	①12.2万kW ②10.6万kW ③12.2万kW	1.4万kW

2020年度夏季における電源 I '発動実績

- 今夏(7~9月)は、太陽光下振れや電源の計画外停止による供給力低下および高気温による需要増を要因として、エリア予備率が5%を下回ることが想定された状況において、7エリアで合計11回の発動実績があった。
- 合計399万kWhの発動指令に対する応動量は396万kWhであり、全国計の実効率は99%となった。

<2020年度 夏季における電源 I '発動実績>

エリア	回数	指令対象期間		最大指令量 (万kW)	応動実績*1 (万kW)	実効率*2	発動理由
東北	1	8月28日(金)	15:30~18:00	26.2	26.6	100%	高気温による需要増*3
東京	1	8月17日(月)	16:00~19:00	1.3	0.9	69%	高気温による需要増
中部	2	8月20日(木)	16:00~19:00	44.9	45.6	107%	高気温による需要増*3
		8月21日(金)	15:00~17:00	44.9	40.3	90%	高気温による需要増、電源計画外停止
関西	1	7月21日(火)	15:00~18:30	15.4	12.9	82%	高気温による需要増、電源計画外停止
中国	2	7月14日(火)	9:00~13:00	0.2	0.7	292%	電源計画外停止
		8月21日(金)	18:00~19:00	10.6	10.3	98%	高気温による需要増*3
四国	3	7月7日(火)	13:30~16:30	12.2	11.8	97%	太陽光下振れ
		7月31日(金)	15:00~18:00	10.6	11.2	106%	高気温による需要増
		8月17日(月)	17:00~20:00	12.2	14.8	121%	高気温による需要増
九州	1	9月24日(木)	13:00~17:00	1.4	1.1	78%	太陽光下振れ

全国計実効率 **99%** 指令量399万kWh、応動量396万kWh

※1 「応動実績」は、最大指令量時間帯の応動実績の平均

※2 「実効率」は、指令量に対する応動実績の電力量比率として算出 (実効率=応動実績÷指令量)

※3 今夏のエリア最大需要発生日 (最大発生日時刻はいずれも14~15時)



【参考】エリア別電力需要実績の前年同月比較 (2020年4月~8月)

- 2020年4月から7月における全国の送電端電力量について、気温感応度等を用いた気象補正を行った上で、前年同月比較すると、電力需要の減少ピークは5月。6月以降、電力量の減少率は緩やかに回復。

◆前年同月比増減率 (気象補正後)

	4月	(参考) 気象補正前	5月	(参考) 気象補正前	6月	(参考) 気象補正前	7月	(参考) 気象補正前	8月	(参考) 気象補正前
北海道	▲2.6%	▲1.1%	▲3.8%	▲3.8%	▲2.3%	▲1.3%	▲2.8%	▲3.8%	▲3.9%	▲2.0%
東北	▲1.3%	▲1.5%	▲6.3%	▲6.3%	▲5.7%	▲4.0%	▲5.3%	▲7.5%	▲4.4%	▲3.4%
東京	▲4.0%	▲3.8%	▲8.5%	▲8.5%	▲5.9%	▲0.6%	▲4.9%	▲4.8%	▲2.2%	+1.6%
中部	▲4.0%	▲4.9%	▲12.9%	▲12.8%	▲7.7%	▲6.2%	▲6.0%	▲7.2%	▲6.4%	+0.4%
北陸	▲1.1%	▲1.6%	▲8.5%	▲8.9%	▲6.1%	▲3.3%	▲4.6%	▲8.4%	▲5.5%	▲1.6%
関西	▲3.2%	▲3.7%	▲8.4%	▲9.3%	▲6.7%	▲1.7%	▲3.3%	▲5.2%	▲1.4%	+4.2%
中国	▲1.9%	▲1.9%	▲7.7%	▲8.2%	▲6.0%	▲3.9%	▲3.7%	▲7.4%	▲3.9%	+1.0%
四国	▲1.9%	▲1.3%	▲4.3%	▲4.1%	▲0.7%	+1.3%	▲2.4%	▲3.6%	▲0.6%	+7.8%
九州	▲2.1%	▲1.8%	▲6.9%	▲7.2%	▲3.8%	+0.8%	▲2.6%	▲5.2%	▲2.6%	+7.1%
沖縄	▲6.7%	▲10.8%	▲4.0%	▲1.7%	▲1.3%	+7.2%	+1.8%	+3.5%	▲0.1%	+1.0%
全国	▲3.1%	▲3.2%	▲8.4%	▲8.6%	▲5.8%	▲2.0%	▲4.3%	▲5.6%	▲3.1%	+1.9%

□ : 減少ピーク

緩やかに回復

2.2020年度冬季の電力需給見通し・対策

9

電力需給の検証手法

- エリア別、月ごとに**厳気象を想定した最大需要（厳気象H1需要）**に対して、**連系線を考慮した上で、安定供給に最低限必要とされる予備率3%が確保**できるかどうかを検証。
- 2019年度夏季より、**①最大需要発生日の不等時性及び②電源の計画外停止率**も考慮している。

最大需要算定の考え方

過去10年の需要トレンドを基に、厳気象を想定した最大需要を算定し、最大需要発生の不等時性を考慮。

過去10年の需要実績から推定
（※経済状況、節電の傾向等を織り込み）

（厳気象考慮）

不等時性

供給力算定の考え方

- ① エリア内で小売電気事業者、発電事業者が保有している供給力
- ② 一般送配電事業者が確保している供給力
- ③ エリア間市場取引により他エリアから得られる供給力

①～③を積み上げてエリア全体の供給力を算定し、電源の計画外停止率を考慮。

計画外
停止率

予備率
3%以上

10

各エリアの需給見通し

- 厳冬H1需要に対し、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通し。

【12月】 (送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	6,411	524	1,339	4,548	8,408	2,274	504	2,486	1,076	505	1,562	14,819	112
②供給力	7,085	579	1,479	5,026	8,781	2,448	521	2,567	1,111	521	1,613	15,865	161
③供給予備力②-①	674	55	141	478	373	174	16	81	35	16	51	1,047	49
供給予備率③÷①	10.5	10.5	10.5	10.5	4.4	7.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	7.1	43.4

【1月】 (送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,295	541	1,455	5,298	8,605	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	15,900	116
②供給力	7,525	566	1,500	5,459	9,069	2,480	558	2,692	1,156	531	1,651	16,594	158
③供給予備力②-①	231	25	44	161	463	127	29	138	59	27	84	694	41
供給予備率③÷①	3.2	4.7	3.0	3.0	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	35.5

【2月】 (送電端,万kW,%)

	東日本 3エリア	北海道	東北	東京	中西日本 6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
①厳冬想定需要	7,137	541	1,420	5,176	8,488	2,321	523	2,520	1,082	497	1,545	15,625	116
②供給力	7,584	575	1,509	5,499	9,028	2,468	556	2,680	1,151	528	1,644	16,611	159
③供給予備力②-①	446	34	89	324	540	148	33	160	69	32	98	986	43
供給予備率③÷①	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	37.1

※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、上表においては新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していない。

11

稀頻度リスクを考慮した際の需給見通し（沖縄を除く全国9エリア）

- 厳寒H1需要発生時に、稀頻度リスク※1を考慮した場合、需給バランスが厳しくなるのは、①1月の東京・東北エリア、②12月の中西5エリア。
- いずれにおいても、実証試験設備や小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」の積み上げによって、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通し。

※1 厳気象H1需要発生時に、更に単機最大ユニット脱落等の事象が発生した際に必要となる供給力。

「電力レジリエンス等に関する小委員会（電力広域的運営推進機関）」においては、総じて平年H3需要の1%程度とされている。

東京・東北エリアにおける稀頻度発生時（1月）

(5) 2020年度冬季の電力需給の見通し
：東京・東北エリアの稀頻度リスク分確保について

■ 東京エリアの1月の見通しについて

- ・ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%は確保できる見通し
- ・ 稀頻度リスクを考慮すると、1月に64万kWの供給力が不足

⇒ 追加対応（約68万kW）により、稀頻度リスク分を確保できる見通しである。

【追加対応】

- 実証試験設備等[※]の状況等を考慮。（約68万kW）
- ※ 東京エリアにおいて出力一定運転等の比較的安定に出力される試験が予定されている発電機

(イメージ)



中西5エリアにおける稀頻度発生時（12月）

(5) 2020年度冬季の電力需給の見通し
：中西5エリアの稀頻度リスク分確保について

■ 中西5エリア（北陸、関西、中国、四国、九州）の12月の見通しについて

- ・ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%は確保できる見通し
- ・ 稀頻度リスクを考慮すると、12月に47万kWの供給力が不足

⇒ 追加対応（約60万kW）により、稀頻度リスク分を確保できる見通しである。

【追加対応】

- 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力[※]」を考慮。（約60万kW）
- ※ 随時調整契約やDR等により、需給ひっ迫時に一定の需要抑制効果が見込める電力
- ※ 一般送配電事業者と電源 I として契約したものは含まれていない

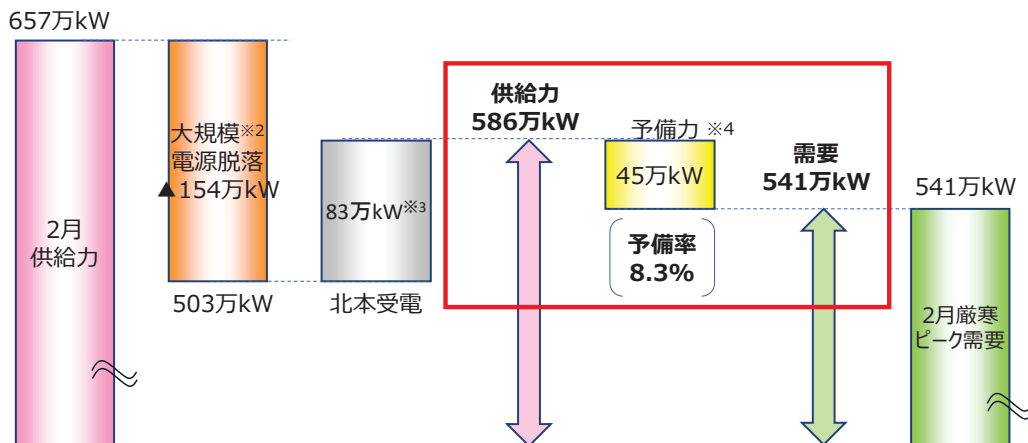
(イメージ)



北海道エリアにおける大規模電源脱落時を考慮した際の需給見通し

- 北海道エリアにおいて、厳寒H1需要発生時に大規模電源脱落（▲154万kW）が起きた場合においても、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通し。

北海道エリアにおける大規模電源脱落時の電力需給バランス ※1



※1 北海道エリア単独において、最も予備率が厳しくなる2月にて試算

※2 北海道胆振東部地震（2018年9月）時の電源脱落実績を踏まえ、苫東厚真発電所1,2,4号機の送電端での供給力に相当。

※3 北本連系線の容量は90万kWであるが、差分の7万kWはエリア外から年間契約で調達しており、657万kWの供給力に含まれている。

※4 端数処理の都合上、値にずれが生じる。

13

2020年度冬季の電力需給対策

- 各エリアにおいて、安定供給に最低限必要とされる予備率3%は確保できる見通しであることから、2020年度冬季においては、数値目標付き節電要請は行わず、例年どおり、需給ひっ迫時への備えを構築しつつ、省エネキャンペーンなど無理のない範囲での節電の協力を呼びかけることとする。

需給ひっ迫時への備え

- エリア内の需給状況を改善する必要があると認められる時は、電力広域的運営推進機関より他の一般送配電事業者に対し、速やかに融通を指示するなどの対応を求める。
- 電力会社に対して、デマンドレスポンス等、需要面での取組の促進を図ることを求める。
- 電力会社の公開するでんき予報などを活用し、電力需給状況や予想電力需要についての情報発信を行うとともに、民間事業者等（インターネット事業者等）への情報提供を積極的に行う。
- 上記の対策にもかかわらず、電力需給のひっ迫が予想される場合には、「需給ひっ迫警報」を**発出し**、更なる節電の協力を要請する。
- 厳冬による需要の急増や、発電所の計画外停止の状況等を不断に監視し、必要に応じて更なる追加的な需給対策を検討。

14

(参考) これまでの電力需給対策

- ここ数年は、夏冬の電力需給対策として、数値目標を設定した節電要請は行わず、無理のない範囲での節電の協力を呼びかけている。

