

# 電力需給検証報告書について（概要）

2020年5月15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

■ 2019年度冬季の電力需給実績と2020年度夏季の猛暑H1需要※発生時の電力需給の見通しを取りまとめたのでご審議いただきたい。

※猛暑H1需要：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（猛暑）の影響を考慮した需要想定

## 電力需給検証の検討スケジュール

			2019年度 第4Q	2020年度 第1Q	2020年度 第2Q	2020年度 第3Q	
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績			★ 国に報告		★ 国に報告
	本委員会	内容の審議		 本日			

- 2019年度冬季の電力需給実績  
2019年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2020年度夏季の電力需給見通し  
猛暑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需要想定をベースに猛暑・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	<p>猛暑・厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認</p> <p>※ 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</p>

(余白)

# 2019年度冬季の電力需給実績の検証

# 2019年度冬季：全国最大需要時の電力需給実績(2月7日9～10時)

■ 全国計の最大需要は2月7日9～10時に発生しており、需要14,602万kW、予備率15.1%であった。

エリア	実績					厳寒H1想定 <sup>※2</sup>			
	最大需要日	時間	最大需要 【万kW】	供給力 <sup>※1</sup> 【万kW】	予備率	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I´) 【万kW】	予備率	
北海道	2月7日 (金)	9～10時	494	599	21.2%	542	579	6.8%	
東北			1,321	1,594	20.6%	1,468	1,568 (15)		
東京			4,756	5,673	19.3%	5,240	5,597 (30)		
中部			2,266	2,515	10.9%	2,397	2,560		
北陸			502	559	11.4%	542	579		
関西			2,414	2,669	10.5%	2,539	2,711 (98)		
中国			1,027	1,137	10.7%	1,097	1,172		
四国			439	484	10.3%	509	544		
九州			1,297	1,435	10.6%	1,582	1,689 (32)		
全国9エリア			14,517	16,665	14.8%	15,915	16,998 (175)		6.8%
沖縄			85	136	59.4%	116	176		51.4%
全国10エリア	14,602	16,800	15.1%	16,032	17,174 (175)	7.1%			

※1 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)

※2 前回の電力需給検証報告書(2019年10月)における2019年度冬季見通して、最大需要値。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。  
 ※ 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。

# 2019年度冬季：全国最大需要時の供給力実績(2月7日9～10時)

■ 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、今冬の実績（2月7日9～10時）と昨年10月の電力需給検証での2月の供給力の想定を比較したところ、▲339万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,800	17,140	▲ 339	
原子力	724	623	+ 101	・川内・玄海原発の定格熱出力一定運転による増 ・川内原発の補修差による増
火力	11,621	12,684	▲ 1,063	計画外停止 <sup>※1</sup> ▲ 201(▲1.6%) 需給停止 <sup>※2</sup> ▲ 655 火力増出力未実施分 ▲ 74 その他 <sup>※3</sup> ▲ 133 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)等による減
水力	769	942	▲ 174	出水状況および貯水池運用による減(計画外停止 ▲4万kW含む)
揚水	1,778	2,103	▲ 325	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,695	63	+ 1,631	出力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)
風力	97	21	+ 76	
地熱	30	35	▲ 4	補修差等による減
その他 <sup>※4</sup>	88	670	▲ 581	

※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201÷(実績11,621+計画外停止201+需給停止665)」より算出。

※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。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

■ 各エリアの最大需要発生時の全国10エリアの合計需要は15,089万kW、予備率12.3%であった。

エリア	実績					厳寒H1想定 <sup>※2</sup>		
	最大需要日	時間	最大需要 【万kW】	供給力 <sup>※1</sup> 【万kW】	予備率	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I') 【万kW】	予備率
北海道	2月6日(木)	6～7時	516	575	11.4%	542	579	6.8%
東北	2月6日(木)	9～10時	1,380	1,638	18.6%	1,468	1,568 (15)	6.8%
東京	1月28日(火)	9～10時	5,042	5,749	14.0%	5,240	5,597 (30)	6.8%
東3エリア	—	—	6,939	7,962	14.7%	7,250	7,743 (45)	6.8%
中部	2月7日(金)	9～10時	2,266	2,515	10.9%	2,397	2,560	6.8%
北陸	2月6日(木)	9～10時	512	565	10.5%	542	579	6.8%
関西	2月7日(金)	9～10時	2,414	2,669	10.5%	2,539	2,711 (98)	6.8%
中国	2月7日(金)	9～10時	1,027	1,137	10.7%	1,097	1,172	6.8%
四国	2月7日(金)	9～10時	439	484	10.3%	509	544	6.8%
九州	2月18日(火)	9～10時	1,393	1,483	6.4%	1,582	1,689 (32)	6.8%
中西エリア	—	—	8,051	8,852	10.0%	8,665	9,255 (131)	6.8%
全国9エリア	—	—	14,990	16,814	12.2%	15,915	16,998 (175)	6.8%
沖縄	2月18日(火)	19～20時	100	135	35.8%	116	176	51.4%
全国10エリア	—	—	15,089	16,949	12.3%	16,032	17,174 (175)	7.1%

※1 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)

※2 前回の電力需給検証報告書(2019年10月)における2019年度冬季見通しで、最大需要値。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。  
 ※ 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。

- 全てのエリアにおいて、前提とした厳寒とはならなかったことから、事前の想定を下回った。
- 各エリアの冬季最大需要実績の10エリア合計は15,089万kWであり、厳寒を前提に想定した冬季最大需要想定16,032万kWを942万kW下回った。
- 実績と想定の内訳では、前提とした厳寒より気温が高かったこと等による気温影響が▲778万kW、その他の要因による影響は▲164万kWであった。

(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
需要想定 <sup>※1</sup>	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
需要実績 <sup>※2</sup>	6,939 (6,571)	516 (494)	1,380 (1,321)	5,042 (4,756)	8,051 (7,946)	2,266 (2,266)	512 (502)	2,414 (2,414)	1,027 (1,027)	439 (439)	1,393 (1,297)	14,990 (14,517)	100 (85)	15,089 (14,602)
差分	▲ 311	▲ 26	▲ 88	▲ 198	▲ 614	▲ 130	▲ 31	▲ 124	▲ 70	▲ 70	▲ 189	▲ 925	▲ 17	▲ 942
	気温影響	▲ 324	▲ 37	▲ 61	▲ 226	▲ 104	▲ 27	▲ 100	▲ 77	▲ 31	▲ 108	▲ 771	▲ 8	▲ 778
	DR <sup>※3</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	その他	+ 13	+ 12	▲ 27	+ 28	▲ 168	▲ 26	▲ 4	▲ 24	+ 7	▲ 39	▲ 155	▲ 9	▲ 164

### <想定的前提>

○2019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2018年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアは2017年度並み、沖縄エリアは2015年度並みの厳寒を想定。

※1 前回の電力需給検証報告書（2019年10月）における2019年度冬季見通しで、最大需要値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2020年2月7日9～10時）の需要実績値。

※3 電源 I ' 発動によるDRの影響（2019年度冬季の各エリア最大需要発生時に電源 I ' は発動されていない）。

※ 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。

- 2019年度冬季の需要想定にあたっては、過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件を前提としていたが、記録的な暖冬であったこともあり、全てのエリアにおいて、冬季最大需要実績は事前の需要想定を下回った。
- 全国最大需要時の需要実績は14,602万kWであり、予備率は15.1%<sup>※1</sup>であった。なお、計画外停止が277万kW<sup>※2</sup>（予備率への影響は▲1.9%）あったものの、安定供給確保に十分な供給力を確保していた。

※1 火力需給停止分を供給力に含めない場合の予備率

※2 火力発電以外の計画外停止を含む

# 【参考】2019年度冬季：各エリア需要実績（電力量）の比較

- 2020年2月および3月の需要実績（電力量：気象閏補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値で比較した。
- 前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲3.9%～2.7%（気象閏補正有〔上段〕）、▲4.6%～3.2%（気象補正無〔下段〕）である。この変化分には新型コロナウイルス感染症による影響も一定程度含まれていると想定される。

（送電端 百万kWh）

エリア	2019年度 2月電力量実績				2019年度 3月電力量実績			
	①実績	②2018年度実績	③差分 (①-②)	変化率 (③/②)	①実績	②2018年度実績	③差分 (①-②)	変化率 (③/②)
北海道	2,904	2,929	▲ 25	▲ 0.9%	2,844	2,815	29	1.0%
	2,843	2,914	▲ 71	▲ 2.4%	2,728	2,762	▲ 34	▲ 1.2%
東北	7,498	7,535	▲ 37	▲ 0.5%	7,364	7,359	5	0.1%
	7,147	7,325	▲ 178	▲ 2.4%	7,085	7,154	▲ 69	▲ 1.0%
東京	24,449	25,002	▲ 553	▲ 2.2%	24,393	24,495	▲ 102	▲ 0.4%
	23,120	24,236	▲ 1,116	▲ 4.6%	23,561	23,764	▲ 203	▲ 0.9%
中部	11,323	11,785	▲ 462	▲ 3.9%	11,533	11,515	18	0.2%
	10,942	11,320	▲ 378	▲ 3.3%	11,211	11,293	▲ 82	▲ 0.7%
北陸	2,671	2,691	▲ 20	▲ 0.7%	2,617	2,638	▲ 21	▲ 0.8%
	2,529	2,594	▲ 65	▲ 2.5%	2,541	2,573	▲ 32	▲ 1.2%
関西	12,343	12,463	▲ 120	▲ 1.0%	12,065	12,327	▲ 262	▲ 2.1%
	11,838	12,084	▲ 246	▲ 2.0%	11,764	12,100	▲ 336	▲ 2.8%
中国	5,277	5,331	▲ 54	▲ 1.0%	5,173	5,183	▲ 10	▲ 0.2%
	5,101	5,177	▲ 76	▲ 1.5%	5,014	5,079	▲ 65	▲ 1.3%
四国	2,340	2,359	▲ 19	▲ 0.8%	2,323	2,328	▲ 5	▲ 0.2%
	2,254	2,275	▲ 21	▲ 0.9%	2,264	2,279	▲ 15	▲ 0.7%
九州	7,164	7,197	▲ 33	▲ 0.5%	7,059	7,151	▲ 92	▲ 1.3%
	6,895	6,991	▲ 96	▲ 1.4%	6,931	7,064	▲ 133	▲ 1.9%
沖縄	532	518	14	2.7%	566	551	15	2.7%
	515	520	▲ 5	▲ 1.0%	575	557	18	3.2%
全国10エリア	76,501	77,810	▲ 1,309	▲ 1.7%	75,937	76,362	▲ 425	▲ 0.6%
	73,183	75,436	▲ 2,253	▲ 3.0%	73,674	74,625	▲ 951	▲ 1.3%

※ 上段の実績は気象閏補正後の値。下段の実績は気象補正前・閏補正後(2020年2月のみ)の値。

※ 2019年度の実績値は速報値であるため、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。

(余白)

# 2020年度夏季の電力需給の見通し

## (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・冬季において過去10年間で最も厳気象（猛暑・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115者）  
⇒ 2019年度上半期の供給量が0.6億kWh以上（エリア全体の供給量の約99%以上をカバー）
  - ✓ 発電事業者（計71者）  
⇒ 2020年度の供給計画における2020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（エリア全体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、今年度からEUE算定による火力等の安定電源代替価値(kW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（猛暑・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）の103%の供給力確保とする。
- 追加検証として供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発現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、以下の点を考慮する。
  - ✓ 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を振り替えて評価する
  - ✓ 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

■ 猛暑H1需要が発生した場合においても、予備率3%以上を確保できる見通しである。

〈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,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,778 (97)	466	1,408 (26)	5,904 (70)	9,840 (245)	2,776 (45)	553 (5)	3,035 (122)	1,156 (11)	560 (12)	1,761 (50)	17,619 (341)	199 (10)	17,818 (351)
最大需要電力	7,263	435	1,315	5,513	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,362	157	16,519
供給予備力	515	31	93	391	742	209	42	229	87	42	133	1,257	42	1,299
供給予備率	7.1	7.1	7.1	7.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	7.7	26.7	7.9
予備力3%確保 に対する余剰分	297	18	54	225	469	132	26	145	55	27	84	766	37	803
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,897 (97)	489	1,514 (26)	5,894 (70)	9,835 (245)	2,774 (45)	553 (5)	3,034 (122)	1,155 (11)	560 (12)	1,760 (50)	17,732 (341)	204 (10)	17,936 (351)
最大需要電力	7,406	446	1,422	5,537	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,504	160	16,664
供給予備力	492	43	92	357	737	208	41	227	87	42	132	1,228	44	1,272
供給予備率	6.6	9.7	6.4	6.4	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.4	27.4	7.6
予備力3%確保 に対する余剰分	270	30	49	191	464	131	26	143	54	26	83	733	39	772
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,385 (97)	495	1,319 (26)	5,571 (70)	9,466 (245)	2,753 (45)	532 (5)	2,848 (122)	1,094 (11)	570 (12)	1,669 (50)	16,851 (341)	201 (10)	17,052 (351)
最大需要電力	6,874	413	1,237	5,225	8,123	2,362	457	2,444	939	489	1,432	14,997	152	15,150
供給予備力	511	82	82	347	1,343	390	75	404	155	81	237	1,854	49	1,903
供給予備率	7.4	19.9	6.6	6.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	12.4	32.3	12.6
予備力3%確保 に対する余剰分	305	70	45	190	1,099	320	62	331	127	66	194	1,404	45	1,448

※ 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、2020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' については、電源・DRともに供給力として計上  
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

■ 稀頻度リスク（N-1相当の事象）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、連系線制約が顕在化するブロック毎に、16スライドの需給バランス評価における予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。

■ 全てのブロックにおいて所要の供給力が確保されている。

※ 平年H3需要：2020年度供給計画の第1年度（2020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（2020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	500	1,369	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	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
7月	72			87					24	
8月	5	67		87					24	
9月	5	67		87					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
7月	297			469					37	
8月	30	240		464					39	
9月	70	235		1,099					45	

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

- 2020年度夏季が、過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用により、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。
- 稀頻度リスク（N-1相当の事象）が顕在化した場合でも、安定供給上最低限必要な予備率の水準を確保できる見通しである。

※ 大飯原子力発電所3号機のように、新型コロナウイルス感染防止対策の影響で定期点検作業の実施時期が延伸になった事例もあるが、その影響を踏まえても、全国で安定供給上必要とされる予備率3%を確保できる見通し（大飯3号機については、5/8～7/15で予定していた定期検査の2～3ヶ月の延期を発表。仮に8月に供給力として見込めない場合、中西日本6エリアの予備率は6.9%となるが、その場合においても、予備率3%は確保できる見込み。）。

- 新型コロナウイルス感染拡大防止措置は、我が国の経済活動等に大きな影響を与えている。これに伴い今夏の電力需要も当初見通しから変動することが考えられる。
- ここでは参考として、今年1月に想定した2020年度供給計画の需要想定的前提である経済見通し（GDP及びIIP）と相関がみられる業務用及び産業用電力量の関係を示す。
- 業務用電力量については全国大で373百万kWh/兆円、産業用電力量については全国大で3,257百万kWh/IIP1ポイントである。

(使用端 百万kWh/兆円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
GDP①	541.3										
業務用電力量②	8,220	16,093	77,382	22,180	4,891	34,564	10,887	5,757	18,959	2,866	201,799
②/①	15	30	143	41	9	64	20	11	35	5	373

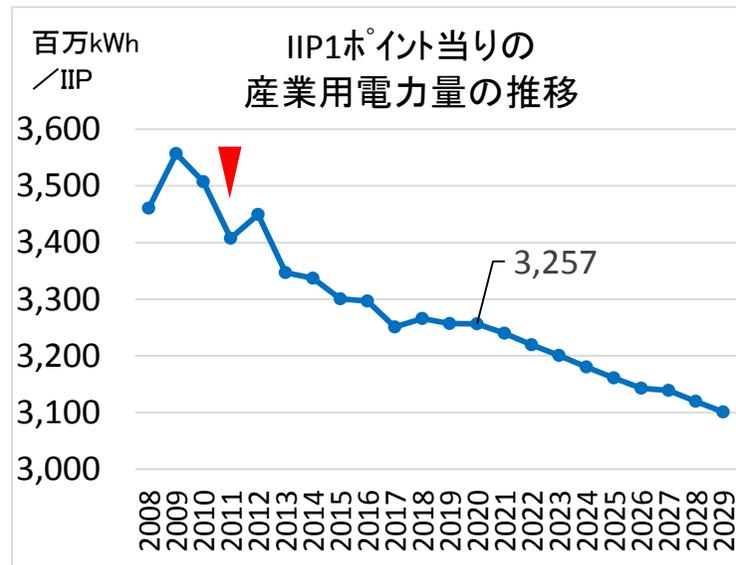
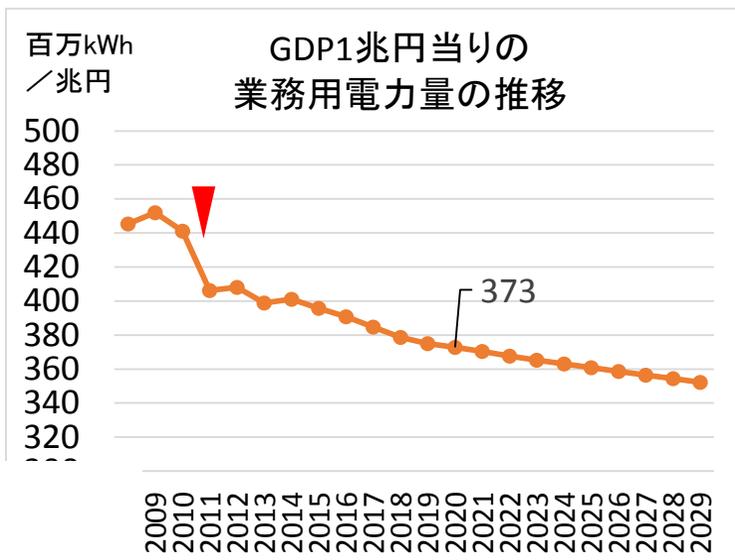
- ※ ①2020年度供給計画需要想定的前提となる経済見通し（国内総生産（GDP））  
 ②2020年度供給計画の2020年度想定需要（業務用電力量・年間）

(使用端 百万kWh/IIP 1ポイント)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
IIP①	103.3										
産業用電力量②	7,947	34,244	92,658	67,616	13,737	52,263	26,763	9,406	30,418	1,352	336,404
②/①	77	332	897	655	133	506	259	91	294	13	3,257

- ※ ①2020年度供給計画需要想定的前提となる経済見通し（鉱工業生産指数（IIP））  
 ②2020年度供給計画の2020年度想定需要（産業用その他電力量・年間）

- 電力需要は、原則として時系列または本機関が策定する経済見通しとの回帰分析を行い、これにより得られた回帰式により想定する。業務用電力量では、主にGDPを使用。産業用電力量では、主にIIPを使用。
- 例えば業務用の場合、東日本大震災以降は、節電・省エネの進展等により、GDP1兆円当りの電力量は震災以前よりも大幅に減少している。また、今後も省エネ機器への置き換え等が見込まれるため、想定においても減少傾向となっている。
- 産業用の場合も、節電・省エネ影響に加え、製品の高付加価値化の進展等もあり、IIP1ポイント当りの電力量は減少傾向となっている。
- 前ページで示した2020年度の経済指標当りの電力量は、これらの傾向を踏まえて作成している。



(以降、需給バランス算定手順)

# 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。
- 全てのエリアで予備率3%を確保している。

〈電源Ⅰ´考慮、火力増出力運転考慮、連系線未活用〉

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ´)	7,965 (97)	529	1,488 (26)	5,948 (70)	10,124 (245)	2,739 (45)	641 (5)	3,022 (122)	1,310 (11)	625 (12)	1,786 (50)	18,089 (341)	204 (10)	18,293 (351)
最大需要電力	7,447	446	1,348	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,709	157	16,866
供給予備力	518	83	140	295	862	126	121	166	222	98	129	1,380	47	1,428
供給予備率	7.0	18.5	10.4	5.2	9.3	4.8	23.2	5.8	20.5	18.6	7.8	8.3	30.1	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	295	69	100	126	584	48	105	80	190	82	80	879	43	922
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ´)	8,088 (97)	554	1,542 (26)	5,992 (70)	10,118 (245)	2,778 (45)	610 (5)	3,029 (122)	1,300 (11)	630 (12)	1,771 (50)	18,206 (341)	209 (10)	18,415 (351)
最大需要電力	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
供給予備力	536	107	90	339	857	166	90	172	212	103	114	1,393	49	1,442
供給予備率	7.1	24.1	6.2	6.0	9.2	6.3	17.3	6.0	19.5	19.5	6.9	8.3	30.8	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	310	94	46	170	579	87	74	87	179	87	65	889	44	933
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ´)	7,573 (97)	567	1,403 (26)	5,603 (70)	9,728 (245)	2,794 (45)	549 (5)	2,898 (122)	1,235 (11)	572 (12)	1,680 (50)	17,301 (341)	207 (10)	17,508 (351)
最大需要電力	7,009	413	1,263	5,334	8,269	2,405	465	2,488	956	498	1,458	15,278	152	15,431
供給予備力	564	154	141	269	1,459	390	84	410	279	74	223	2,023	54	2,077
供給予備率	8.0	37.3	11.1	5.0	17.6	16.2	18.1	16.5	29.2	14.9	15.3	13.2	35.8	13.5
予備力3%確保 に対する余剰分	353	142	103	109	1,211	317	70	335	250	59	179	1,564	50	1,614

# 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、北海道東北間連系設備（北本連系線）と東京中部関連系線（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〉

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,985 (97)	478	1,445 (26)	6,061 (70)	10,104 (245)	2,850 (45)	568 (5)	3,117 (122)	1,187 (11)	575 (12)	1,808 (50)	18,089 (341)	204 (10)	18,293 (351)
最大需要電力	7,447	446	1,348	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,709	157	16,866
供給予備力	538	32	97	408	842	238	47	260	99	48	151	1,380	47	1,428
供給予備率	7.2	7.2	7.2	7.2	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	8.3	30.1	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	315	19	57	239	564	159	32	174	66	32	101	879	43	922
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	8,108 (97)	504	1,554 (26)	6,050 (70)	10,098 (245)	2,848 (45)	567 (5)	3,115 (122)	1,186 (11)	575 (12)	1,807 (50)	18,206 (341)	209 (10)	18,415 (351)
最大需要電力	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
供給予備力	556	57	102	397	837	236	47	258	98	48	150	1,393	49	1,442
供給予備率	7.4	12.9	7.0	7.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	8.3	30.8	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	330	44	58	227	559	158	31	172	66	32	100	889	44	933
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,582 (97)	510	1,354 (26)	5,719 (70)	9,719 (245)	2,826 (45)	546 (5)	2,924 (122)	1,123 (11)	585 (12)	1,713 (50)	17,301 (341)	207 (10)	17,508 (351)
最大需要電力	7,009	413	1,263	5,334	8,269	2,405	465	2,488	956	498	1,458	15,278	152	15,431
供給予備力	573	97	91	385	1,450	422	81	436	168	87	256	2,023	54	2,077
供給予備率	8.2	23.5	7.2	7.2	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	13.2	35.8	13.5
予備力3%確保 に対する余剰分	362	85	53	225	1,202	350	68	362	139	72	212	1,564	50	1,614

- 最大需要発生時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
7月	▲2.47%			▲1.76%						0%
8月	0%	▲2.05%								
9月	0%	▲2.05%								

## 不等時性考慮前後の需要値（8月）

(万kW)

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
考慮後	7,406	446	1,422	5,537	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,504	160	16,664
差分	▲ 146	0	▲ 30	▲ 116	▲ 163	▲ 46	▲ 9	▲ 50	▲ 19	▲ 9	▲ 29	▲ 309	0	▲ 309

# 【参考】不等時性（需要減少率）考慮のバックデータ

各エリアの最大需要実績※（2018年度夏季）

(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	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/18	7/23	7/24	7/26	8/9
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	16:00	17:00	17:00	15:00	17:00
需要※	442	1,426	5,653	2,622	520	2,866	1,108	536	1,601	143

ブロック化による需要減少率の例（2018年度夏季）

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4(参考)	ブロック5(参考)	補足
ブロック構成エリア	東北・東京	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)	中部・北陸・ 関西・中国・四国	全国9エリア	—
日付	8/2	8/2	7/24	7/23	8/3	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	—
合成最大需要※ (⑪)	6,934	7,336	9,089	7,547	16,338	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計(⑫)	7,080 $\Sigma(2\sim3)$	7,522 $\Sigma(1\sim3)$	9,252 $\Sigma(4\sim9)$	7,651 $\Sigma(4\sim8)$	16,774 $\Sigma(1\sim9)$	最大の合計
差分(⑬)	▲145	▲186	▲163	▲105	▲437	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.05 %	▲2.47 %	▲1.76 %	▲1.37 %	▲2.60 %	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

- 計画断面で計上した供給力のうち、幾つかは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、その分だけ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](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 (8月)

(万kW)

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	8,088	554	1,542	5,992	10,118	2,778	610	3,029	1,300	630	1,771	18,206	209	18,415
考慮後	7,877	539	1,502	5,837	9,855	2,706	594	2,950	1,266	613	1,725	17,732	204	17,936
差分	▲ 210	▲ 14	▲ 40	▲ 156	▲ 263	▲ 72	▲ 16	▲ 79	▲ 34	▲ 16	▲ 46	▲ 473	▲ 5	▲ 479

※ 予備率均平化前の供給力 (手順1-1)

# 手順1-5 最終的な評価結果

■ 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。

## 【再掲】

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

(送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I )	7,778 (97)	466	1,408 (26)	5,904 (70)	9,840 (245)	2,776 (45)	553 (5)	3,035 (122)	1,156 (11)	560 (12)	1,761 (50)	17,619 (341)	199 (10)	17,818 (351)
最大需要電力	7,263	435	1,315	5,513	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,362	157	16,519
供給予備力	515	31	93	391	742	209	42	229	87	42	133	1,257	42	1,299
供給予備率	7.1	7.1	7.1	7.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	7.7	26.7	7.9
予備力3%確保 に対する余剰分	297	18	54	225	469	132	26	145	55	27	84	766	37	803
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I )	7,897 (97)	489	1,514 (26)	5,894 (70)	9,835 (245)	2,774 (45)	553 (5)	3,034 (122)	1,155 (11)	560 (12)	1,760 (50)	17,732 (341)	204 (10)	17,936 (351)
最大需要電力	7,406	446	1,422	5,537	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,504	160	16,664
供給予備力	492	43	92	357	737	208	41	227	87	42	132	1,228	44	1,272
供給予備率	6.6	9.7	6.4	6.4	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.4	27.4	7.6
予備力3%確保 に対する余剰分	270	30	49	191	464	131	26	143	54	26	83	733	39	772
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I )	7,385 (97)	495	1,319 (26)	5,571 (70)	9,466 (245)	2,753 (45)	532 (5)	2,848 (122)	1,094 (11)	570 (12)	1,669 (50)	16,851 (341)	201 (10)	17,052 (351)
最大需要電力	6,874	413	1,237	5,225	8,123	2,362	457	2,444	939	489	1,432	14,997	152	15,150
供給予備力	511	82	82	347	1,343	390	75	404	155	81	237	1,854	49	1,903
供給予備率	7.4	19.9	6.6	6.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	12.4	32.3	12.6
予備力3%確保 に対する余剰分	305	70	45	190	1,099	320	62	331	127	66	194	1,404	45	1,448

(余白)

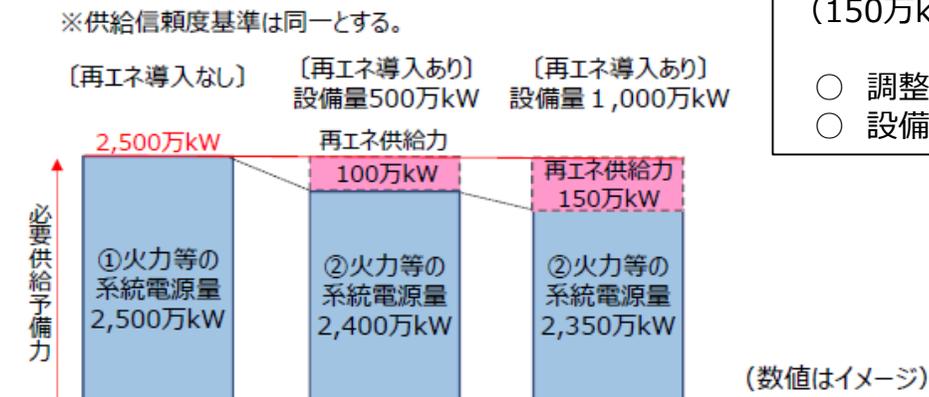
- 再エネ（一般水力、太陽光発電、風力発電）の供給力はL5値を採用していたが、今年度からEUE算定による火力等の安定電源代替価値(kW価値)へ見直しされた。

## 3 再エネ供給力の評価について (3) 再エネ供給力の評価方法

18

- 確率論的必要供給予備力算定手法においては、再エネ供給力は、同じ供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たす条件において、再エネ導入によって減少することができる火力等の系統電源量と考えることができるのではないかと。
- 具体的には、再エネ有無のケースで、同じ供給信頼度基準を満たすよう、確率計算で火力等の系統電源量を算定する。（①再エネ導入なしと②再エネ導入ありの差が再エネ供給力）
- その場合、再エネ導入量の変化によって、必要供給予備力が増えることはない。

### 【再エネ供給力の評価イメージ】



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)

- 調整係数は広域機関で公表
- 設備量×調整係数として供給力を算出

再エネ500万kW導入時  
再エネ供給力 = ① - ②  
= 2,500 - 2,400 = 100万kW

再エネ1,000万kW導入時  
再エネ供給力 = ① - ②  
= 2,500 - 2,350 = 150万kW

## 【参考】需給検証の考え方の変更点（揚水供給力）

- 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時間毎に供給力を算出していたが、今年度から上池水位の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(kW価値)へ見直された。

### （1）揚水の供給力(kW価値)【各月評価】

～上池容量に応じた供給力(kW価値)各月評価の算定方法案～

13

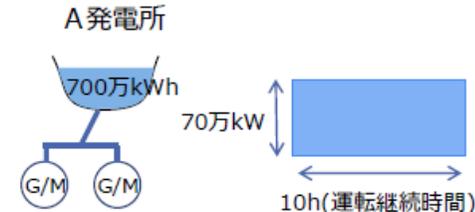
- 揚水発電所は、上池容量に応じて運転継続時間（運用容量で連続運転可能な時間）が異なり、その上池容量制約によって揚水の安定電源代替価値は異なると推定される。
- そのため、揚水供給力(kW価値)評価の算定に当たっては、運転継続時間毎に応じた上池容量を設定し、揚水導入なしと揚水導入ありにて、同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力(kW価値)として算定してはどうか。

#### 【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



### 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でどうか。

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、対応が出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）

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](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

