











2018年度夏季の電力需給実績と 冬季の電力需給見通しについての概要(案)

2018年10月23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

電力需給検証の検討スケジュール

			2017年度 第4Q	2018年度 第1Q	2018年度 第2Q	2018年度 第3Q	2018年度 第4Q	2019年度 第1Q
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績		 ★ 国に報告		 ★ 国に報告		 ★ 国に報告
	本委員会	内容の審議				 本日		

主な内容

■ 2018年度夏季の電力需給実績の検証

2018年度夏季の事前想定と実績を比較検証した。

■ 2018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、各エリア全体の需給バランスを検証した。

追加検証として、厳寒時において発電機の停止や送電線1回線事故時の単独故障(N-1故障)が発生した場合の影響も確認した。

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・厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認 加えて猛暑・厳寒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・厳寒H1需要を想定

2018年度夏季の電力需給実績の検証

2018年度夏季：全国最大需要時の電力需給実績（8月3日14～15時）

■ 全国計の最大需要は8月3日14～15時に発生しており、発生時における各エリアの需要・供給力の実績は以下のとおり。

(送電端)

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)	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 ^{※2}		最大需要 (万kW)	供給力 ^{※4,5} (万kW)	予備率 ^{※4}
				供給力 (万kW)	予備率 ^{※1}	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	8月3日(金)	14～15時 [16～17時]	401	544	35.8% [30.4%]	544	35.8%	442	519	17.6%
東北			1,291	1,652	27.9% [22.1%]	1,686	30.6%	1,382	1,434 (8)	3.8%
東京			5,600	6,108	9.1% [6.5%]	6,108	9.1%	5,637	5,849 (34)	3.8%
東3エリア			7,292	8,304	13.9% [10.7%]	8,338	14.3%	7,460	7,802 (42)	4.6%
中部			2,584	2,854	10.4% [8.4%]	2,854	10.4%	2,627	2,848 (31)	8.4%
北陸			503	567	12.7% [12.1%]	567	12.7%	524	569	8.4%
関西			2,794	3,084	10.4% [6.8%]	3,089	10.6%	2,718	2,947 (27)	8.4%
中国			1,084	1,181	9.0% [7.7%]	1,181	9.0%	1,081	1,172	8.4%
四国			503	644	27.9% [13.5%]	644	27.9%	529	574	8.4%
九州			1,579	1,927	22.0% [12.0%]	1,927	22.0%	1,639	1,777 (32)	8.4%
中西6エリア			9,047	10,257	13.4% [9.0%]	10,262	13.4%	9,117	9,886 (90)	8.4%
全国9エリア			16,339	18,561	13.6% [9.7%]	18,600	13.8%	16,578	17,688 (132)	6.7%
沖縄			134	185	38.1% [35.3%]	188	40.0%	153	208	35.7%
全国10エリア			16,473	18,746	13.8% [9.9%]	18,787	14.1%	16,731	17,896 (132)	7.0%

※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 前回の電力需給検証実施時(2018年春)に夏季見通しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。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)

※3 前回の電力需給検証報告書(2018年5月)における2018年度夏季見通しの値。

※4 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力及び予備率。

※5 括弧内の数値は、供給力の内数として電源 I の値を示している。

※ 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。

※ 本表以降、夏季実績については速報値や推計値が含まれる。

2018年度夏季：全国最大需要時の供給力実績（8月3日14～15時）

- 全国（10エリア）最大需要日（8月3日14～15時）における10エリア合計の供給力実績と、猛暑H1における供給力想定との差は、+850万kWであった。

（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	18,746	17,896	+ 850	
原子力	544	90	+ 454	・大飯原発3,4号機および玄海原発3,4号機の稼働による増 ・川内原発の定格熱出力一定運転による増
火力	11,917	12,582	▲ 665	計画外停止 ^{※2} ▲ 470 需給停止 ^{※3} ▲ 41 火力増出力未実施分 ▲ 33 その他 ^{※4} ▲ 121 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	990	1,140	▲ 149	出水状況および貯水池運用による減（計画外停止 ▲7万kW含む）
揚水	2,106	2,139	▲ 32	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	2,532	1,213	+ 1,318	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）
風力	34	4	+ 30	
地熱	24	27	▲ 2	補修差等による減
その他 ^{※5}	599	702	▲ 103	

※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 補修差等を含む。

※5 電力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。

2018年度夏季：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ける各エリアの需要・供給力の実績は以下のとおり。

(送電端)

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)	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 ^{※2}		最大需要 (万kW)	供給力 ^{※4,5} (万kW)	予備率 ^{※4}
				供給力 (万kW)	予備率 ^{※1}	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	7月31日(火)	16～17時 [17～18時]	442	561	26.8% [26.7%]	561	26.8%	442	519	17.6%
東北	8月23日(木)	14～15時 [16～17時]	1,426	1,691	18.6% [11.1%]	1,691	18.6%	1,382	1,434 (8)	3.8%
東京	7月23日(月)	14～15時 [16～17時]	5,653	6,091	7.7% [4.2%]	6,091	7.7%	5,637	5,849 (34)	3.8%
東3エリア	—	—	7,522	8,343	10.9% [6.8%]	8,343	10.9%	7,460	7,802 (42)	4.6%
中部	8月6日(月)	14～15時 [16～17時]	2,622	2,847	8.6% [6.5%]	2,847	8.6%	2,627	2,848 (31)	8.4%
北陸	8月22日(水)	14～15時 [〃]	521	574	10.2% [〃]	574	10.2%	524	569	8.4%
関西	7月19日(木)	16～17時 [〃]	2,865	3,018	5.3% [〃]	3,020	5.4%	2,718	2,947 (27)	8.4%
中国	7月23日(月)	16～17時 [〃]	1,108	1,229	10.9% [〃]	1,229	10.9%	1,081	1,172	8.4%
四国	7月24日(火)	16～17時 [17～18時]	536	583	8.6% [6.3%]	583	8.6%	529	574	8.4%
九州	7月26日(木)	14～15時 [19～20時]	1,601	1,928	20.4% [11.1%]	2,074	29.5%	1,639	1,777 (32)	8.4%
中西6エリア	—	—	9,253	10,178	10.0% [7.4%]	10,325	11.6%	9,117	9,886 (90)	8.4%
全国9エリア	—	—	16,775	18,521	10.4% [7.1%]	18,669	11.3%	16,578	17,688 (132)	6.7%
沖縄	8月9日(木)	16～17時 [11～12時]	143	187	31.4% [25.4%]	191	33.9%	153	208	35.7%
全国10エリア	—	—	16,917	18,709	10.6% [7.3%]	18,860	11.5%	16,731	17,896 (132)	7.0%

※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 前回の電力需給検証実施時(2018年春)に夏季見通しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。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)

※3 前回の電力需給検証報告書(2018年5月)における2018年度夏季見通しの値。

※4 連系線活用後(エリア間取引考慮後)の供給力及び予備率。

※5 括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示している。

※ 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ることを得ない面があることに留意する必要がある。

2018年度夏季：各エリア最大需要時の需要実績

- 各エリアの夏季最大需要日の需要実績の合計は16,917万kWであり、猛暑を前提に想定した需要16,731万kWを187万kW上回った。
- 実績と想定との差分の内訳では、前提とした猛暑より気温が高かったこと等による気温影響が+210万kWであり、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアは想定以上の猛暑であった。また、その他の要因による影響は▲23万kW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
需要想定 ^{※1,2}	7,460	442	1,382	5,637	9,117	2,627	524	2,718	1,081	529	1,639	16,578	153	16,731
需要実績 ^{※1,3}	7,522 (7,292)	442 (401)	1,426 (1,291)	5,653 (5,600)	9,253 (9,047)	2,622 (2,584)	521 (503)	2,865 (2,794)	1,108 (1,084)	536 (503)	1,601 (1,579)	16,775 (16,339)	143 (134)	16,917 (16,473)
差分 ^{※4}	+ 62	+ 1	+ 44	+ 16	+ 136	▲ 5	▲ 3	+ 147	+ 27	+ 7	▲ 37	+ 197	▲ 10	+ 187
気温影響	+ 101	▲ 3	+ 43	+ 61	+ 120	+ 13	▲ 8	+ 112	+ 23	+ 18	▲ 37	+ 222	▲ 12	+ 210
DR ^{※5}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	▲ 40	+ 3	+ 2	▲ 45	+ 15	▲ 18	+ 5	+ 35	+ 4	▲ 11	▲ 1	▲ 25	+ 2	▲ 23

<想定的前提>

○2018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・北陸・中国・四国エリアは2010年度並み、東北・東京・中部エリアは2015年度並み、関西・九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みの猛暑を想定。

※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 括弧内の数値は、全国最大需要時(2018年8月3日14～15時)の需要実績値

※4 実績(10エリアのそれぞれの最大需要発生時における実績値の合計)と前回の電力需給検証報告書(2018年5月)における2018年度夏季需要想定との差分。

※5 電源 I' 発動によるDRの影響(2018年度夏季の各エリア最大需要発生日に電源 I' は発動されていない)

※ 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。

2018年度夏季：各エリアの予備率最小時の需給実績

- 2018年度夏季(7～8月)における各エリアの予備率最小時の需給実績は以下のとおりであり、前述した全国最大需要時や各エリア最大需要時以外にも予備率が厳しい断面も見受けられた。

2018年度夏季における予備率最小時の需給実績

エリア	日時	需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率 (%)
北海道	8月31日 (金) 15～16時	374	436	16.6
東北	7月2日 (月) 17～18時	1,240	1,366	10.2
東京	7月24日 (火) 16～17時	5,482	5,686	3.7
中部	8月1日 (水) 16～17時	2,457	2,605	6.0
北陸	7月2日 (月) 15～16時	473	513	8.5
関西	7月17日 (火) 16～17時	2,763	2,855	3.4
中国	8月10日 (金) 18～19時	888	940	5.8
四国	7月19日 (木) 18～19時	484	513	6.0
九州	7月23日 (月) 18～19時	1,463	1,556	6.4
沖縄	8月8日 (水) 19～20時	133	159	20.0

※ 調査対象：2018年7月2日(月)～8月31日(金)までの期間における平日

※ 関西エリアについては、本機関指示による需給ひっ迫融通受電時(2018年7月18日(水)16～17時)を除く

2018年度夏季電力需給実績:まとめ

- 2018年度夏季の需要想定にあたっては、猛暑リスクを考慮し、過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件を前提としていたが、多くのエリアで事前の想定を上回る需要を記録した。
- 想定以上の猛暑となったエリアについては、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、2018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。
- 全国最大需要時の実績は、事前の想定16,731万kWに対し、16,473万kWであった。また、全国最大需要時の供給力の合計は18,746万kWであり、予備率は13.8%であった。なお、同日は計画外停止が500万kW(予備率への影響は▲3.0%)あったものの、事前の想定と比較すると日射状況や風況、原子力稼働による供給力の増により、安定供給確保に十分な予備率を確保していた。一方で、必要な予備率は確保していたものの、最大需要時以外の時間帯で予備率が低下している傾向が見られた。今後、予備率最小断面も考慮した電力需給検証における評価方法について検討していく。
- 7月18日に高気温により前日想定以上に需要が増加したことから、関西エリアに向けて本機関指示による融通を実施した。
- 9月7日～9月21日にかけて「平成30年北海道胆振東部地震」の影響から北海道エリアに向けて本機関指示による融通を実施するなど、需給状況が厳しい断面もあった。

(参考検討2) 需給バランス評価時刻(最需要時)以外での評価

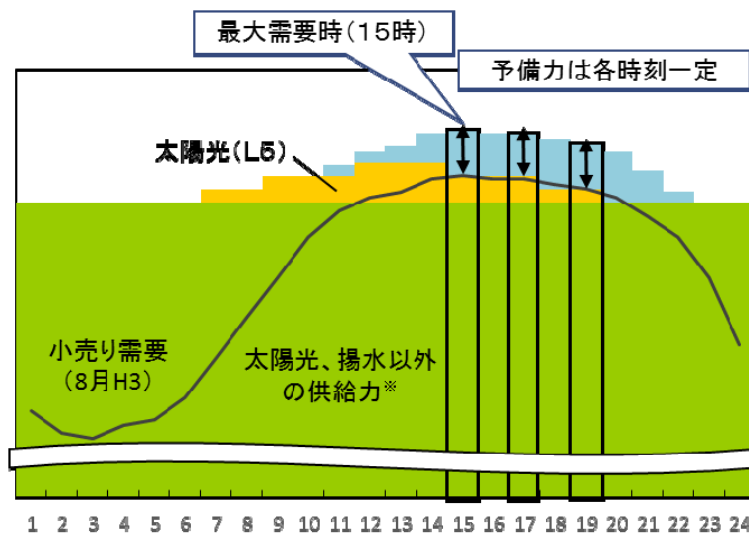
- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時*)において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

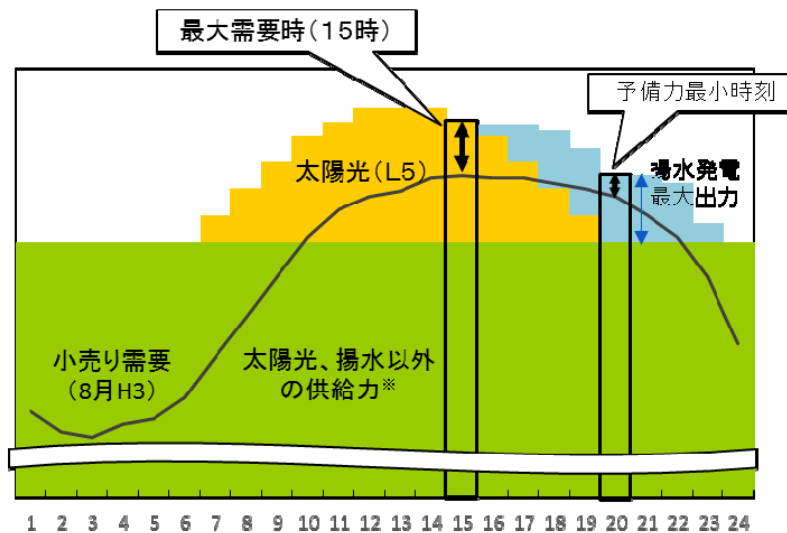
○北海道・東北:1月18時 ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時 ○九州エリア:8月17時

- しかし、近年の太陽光供給力の増大に伴い、供給力の調整が可能な揚水発電等により各時刻の予備力(予備率)の均等化を図っても、最大需要発生時の予備力(予備率)が大きくなり、最も予備力(予備率)の厳しい(低い)時刻が、最大需要発生時から点灯帯(夕刻)へずれる傾向を示しているエリアがある。

従来の各時刻の供給力策定状況
(予備力一定)



近年の各時刻の供給力策定状況
(予備力最小時刻が夕刻へシフト)



※太陽光・揚水以外は、時間毎の供給力に変化が無いものとして計上

(余 白)

2018年度冬季の電力需給の見通し

冬季電力需給検証の基本的な考え方

(1) 需要

- エリア別の最大電力需要(送電端)とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに冬季において過去10年間で最も厳寒であった年度並みの気象条件での最大電力需要(厳寒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78者):2017年度の供給量が1.5億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63者):2018年度の供給計画における2018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、小売電気事業者の供給力・一般送配電事業者の供給力(調整力、離島供給力)・発電事業者の発電余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。
 - 小売電気事業者の供給力は、相対契約等で確実なもののみ予備力も含めエリア毎に計上し、販売先未定の発電余力は、発電所所在エリア内の供給力として一旦計上する。
 - 次に、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。

(3) 電力需給バランスの評価

- 評価基準としては、総合資源エネルギー調査会の電力需給検証小委員会で採用されていた「冬季における10年に1回程度の厳寒における最大電力需要(厳寒H1需要)の103%の供給力確保」を踏襲する。
- また追加検証として、厳寒H1需要発生時において、発電機の停止や送電線1回線事故等の単一故障(以下、「N-1故障」という。)が発生した場合の需給バランスについても検証する。

平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証結果(中間報告(案))を 15 踏まえた2018年度冬季電力需給の見直し検討について

- 国の審議会(第11回電力・ガス基本政策小委員会)において、平成30北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証結果(中間報告)を踏まえて電力需給検証の方法について必要に応じて見直しを行う方針が示されている。(18、19スライド参照)。
- 平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証状況については以下の通り
 - ✓ 2018年9月6日に発生した平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電を検証するため、同月11日に経済産業大臣の指示を受け、本機関において、第三者専門家による検証委員会(「平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会」)を同月12日に設置し原因究明等のための検証及びそれを踏まえた再発防止策の検討を行っており、10月中を目途に中間報告が取りまとめられる予定。
 - ✓ 本日(10月23日)、「第3回 平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会」が開催され中間報告(案)が提示されている。中間報告(案)の中では、再発防止策として、当面(今冬)の対策も示されている。
- 中間報告(案)で示されている対策はブラックアウトの再発防止策(セキュリティー対策が中心)である。一方、電力需給検証は主にアデカシーの観点から評価を行っており、必ずしも同様の観点を中心にあるわけではない。しかし、中間報告(案)において、当面の間の運用面の備えとして、北本連系線による本州側からの応援を前提とした負荷遮断量の拡大などの対策を講ずることとしている点などを考慮すると、アデカシーの観点から行う評価においても、今冬については、本州側は北海道エリアからの供給力を期待しなくても予備率3%を確保できることが望まれる。
 - ⇒ 厳寒H1需要発生時に、北海道エリアから本州側への供給力移動を考慮しないケースを試算し、予備率3%確保できることを確認。
- なお、今後、中間報告が取りまとめられた時点で、新たに、需給バランス評価の方法を見直すべき内容が追加された場合は、本委員会で改めてご議論いただくこととしたい。

第4章 再発防止策について

2. 地震発生からブラックアウトに至るまでに発生した事象の原因を踏まえた対策(ブラックアウト再発防止策)

(2) 北海道エリアにおける当面(今冬)の運用上の早期対策

(ア) 北海道電力管内における周波数低下リレー(UFR)の整定の考え方

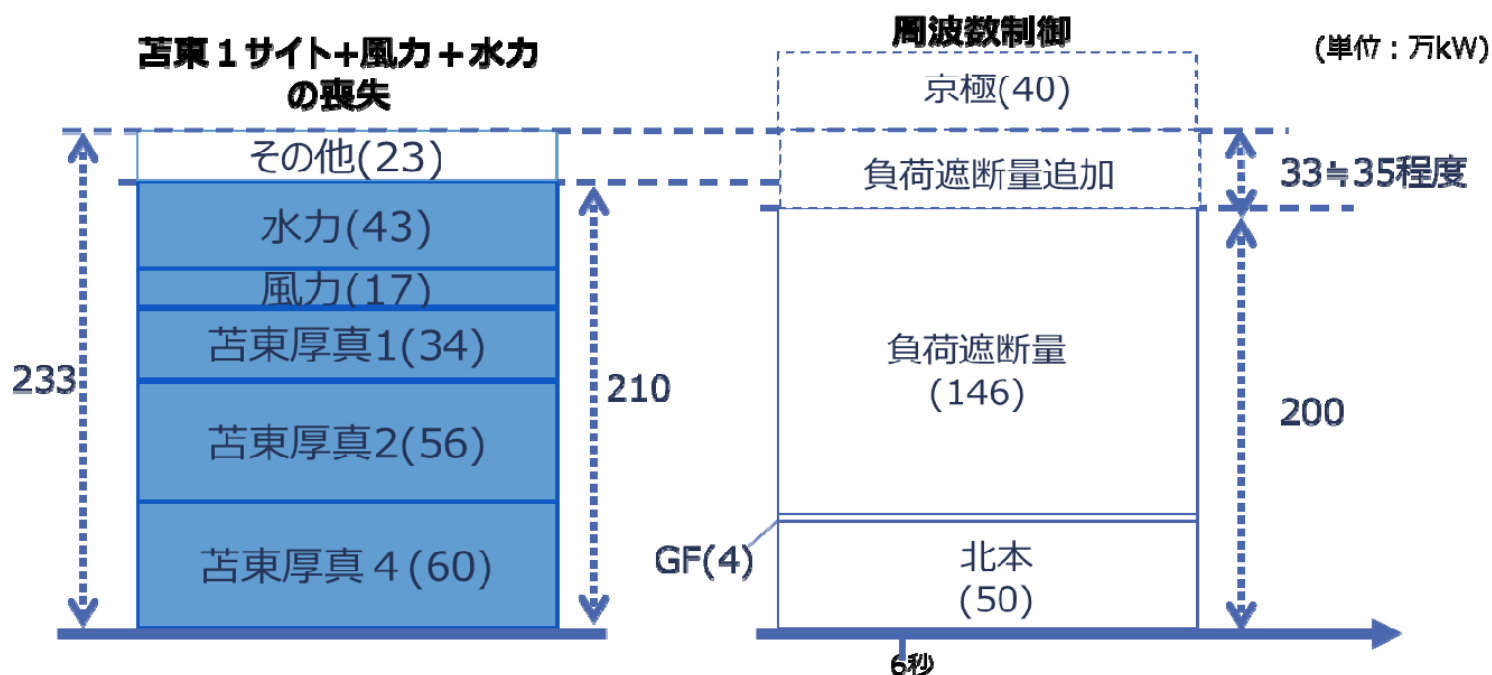
(前略)また、2019年3月までに石狩湾新港火力発電所や新北本連系設備が運開することを踏まえれば、今後シミュレーションを行いUFRの整定値の見直しを行う必要があるものの、検証委員会は、当面ブラックアウトを極力回避するための対策として苫東厚真発電所1箇所(発電機3台)、風力、水力同時トリップ、加えて現時点でトリップの原因や時間が確認できない約23万kWの電源も同時トリップという、今回の事象よりもさらに厳しい条件を設定し周波数制御に必要な負荷遮断量について検討を行った。

この場合、233万kWの同時トリップに対し北本連系設備や負荷遮断等は200万kWとなり、不足は35万kW程度となる(図表4-5参照)。

揚水発電所である京極1・2号機だけで常時35万kW程度確保することは運用上難しいことから、これをUFR追加量とした場合、北本連系設備を安定的に活用できる範囲でUFRの追加量を検討する必要がある。

これらを総合的に考えれば、当面(冬季)の早期対策として、UFRを35万kW程度追加することが妥当と考えられる。

図表4-5 苫東厚真発電所1箇所(発電機3台)、風力、水力同時トリップ、加えて現時点でトリップの原因や時間が確認できない約23万kWの電源も同時トリップが発生した場合に周波数制御に必要な負荷遮断量



※ 前回「その他」と整理した電源34万kWのうち、最後までトリップしなかった11万kW*を差し引いたもの
 * 第2回検証委員会では、「その他」と整理した電源34万kWのうち、最後までトリップしなかった8万kW*を差し引いたものとしたが、その後の調査において11万kWであることが判明した。

北海道胆振東部地震の検証等について

- 経済産業大臣の指示を踏まえ、平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電を検証するため、広域機関（第三者専門家で構成される委員会）において、原因究明等のための検証、及びそれを踏まえた再発防止策（停電規模抑制策含む）の検討※を行う。

※再発防止策の検討も踏まえつつ、電力供給の一層の強靱化を図るため、全国の電力インフラの総点検を行う。

○検証内容

1. 北海道全域に及ぶ大規模停電の発生原因の分析
（9月6日午前3時7分の地震発生後、午前3時25分の大規模停電発生まで）
2. 大規模停電後、一定の供給力（約300万kW）確保に至るプロセス（9月6日及び7日）における技術的な検証（ブラックスタート電源の立ち上げ等）
3. 上記の検証に基づき、北海道エリア等において講じられるべき再発防止策（停電規模抑制策含む）等

○委員会の構成・運営方法

- ・電力技術の専門家から構成。
- ・委員会・配付資料は原則公開。（ネット中継も実施）
- ・北海道電力に対しては、データの提出等を求める。（北海道電力は委員には入らない）

○スケジュール

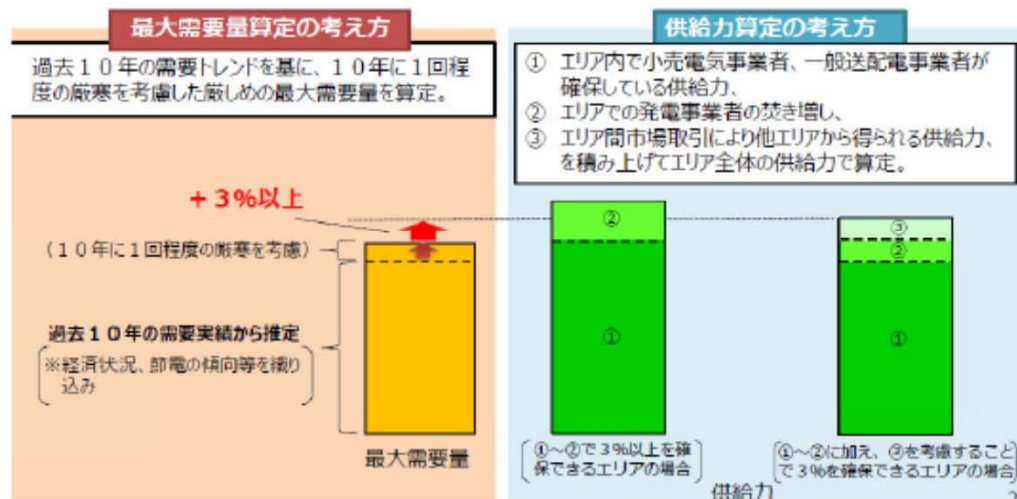
今週中（9月17日の週）に設置し、10月中を目途に中間報告。

（平成30年9月11日 北海道知事との共同記者会見における世耕経済産業大臣発言）
エネルギー供給体制の脆弱さが一因となって、今回の震災によって、道内が全て停電するという大規模停電が起き、多くの皆さんに大きな御迷惑をかけた。このことについては、エネルギー政策に責任を持つ経産大臣として、道民の皆さんに心からお詫びを申し上げたいと思いますし、今後に向けて大きな課題だというふうに考えております。こうした事態が二度と起こらないよう、原因の分析を透明感を持って行った上で、国と道が協力してエネルギー供給の強靱化に取り組んでまいりたいと思います。

電力需給の検証

- 東日本大震災後以降、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。今冬に向け、広域機関による需給見通しを踏まえ、その妥当性を確認した上で、11月に今冬の需給対策を検討。
- 北海道胆振東部地震の検証結果(中間報告)や再エネ導入量の増加に伴う予備率最小時間帯の変化等を踏まえ、需給検証の方法について必要に応じて見直しを行う。

(需給検証の方法※)



※北海道胆振東部地震の検証結果(中間報告)や再エネ導入量の増加に伴う予備率最小時間帯の変化等を踏まえ、需給検証の方法について必要に応じて見直しを行う。

2018年度冬季見通し: 評価結果

- 厳寒H1需要が発生した場合においても、電源I'・火力増出力運転・連系線を活用※1することで、各エリア3%以上の予備率を確保できる見通しである。

※1 連系線の空容量の範囲内で予備率を均平化

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I'・火力増出力運転考慮、連系線活用〉

(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
供給力 (電源I')	7,268 (34)	576	1,499	5,193 (34)	9,146 (59)	2,543	545	2,663 (27)	1,143	563	1,690 (32)	16,415 (93)	153
最大電力需要	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112
供給予備力	644	51	133	460	862	247	25	259	111	55	164	1,506	41
供給予備率	9.7	9.7	9.7	9.7	10.4	10.8	4.7	10.8	10.8	10.8	10.8	10.1	36.8
【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
供給力 (電源I')	7,745 (34)	567	1,541	5,636 (34)	9,368 (59)	2,571	572	2,778 (27)	1,197	548	1,702 (32)	17,112 (93)	163
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116
供給予備力	400	42	77	281	674	189	28	204	88	40	125	1,074	47
供給予備率	5.5	8.0	5.3	5.3	7.7	7.9	5.2	7.9	7.9	7.9	7.9	6.7	40.4
【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
供給力 (電源I')	7,719 (34)	567	1,531	5,621 (34)	9,421 (59)	2,588	565	2,796 (27)	1,205	552	1,714 (32)	17,139 (93)	173
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117
供給予備力	380	42	72	266	727	206	22	223	96	44	136	1,107	56
供給予備率	5.2	7.9	5.0	5.0	8.4	8.6	4.0	8.6	8.6	8.6	8.6	6.9	48.4
【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
供給力 (電源I')	7,172 (34)	574	1,470	5,128 (34)	9,107 (44)	2,597	529	2,688 (20)	1,165	530	1,598 (23)	16,279 (93)	158
最大電力需要	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110
供給予備力	745	93	145	507	1,214	358	33	370	160	73	220	1,959	48
供給予備率	11.6	19.2	11.0	11.0	15.4	16.0	6.7	16.0	16.0	16.0	16.0	13.7	43.6

- ※ 電源I'・火力増出力運転・連系線を活用した供給力移動(増減両側)を反映。
- ※ 連系線の活用は、各エリアの予備力を均平化(予備率3%以上確保)する量で試算。
- ※ 連系線の空容量は、2018年度の供給計画からの変化分を反映して算出。

- ※ 括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示す。なお、電源I'については電源分・DR分ともに供給力側でカウントしている。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2018年度冬季見通し: 評価結果

- 2018年9月6日に発生した「平成30年北海道胆振東部地震」に伴う大規模停電後の需給状況及びその後の再発防止策に関する中間報告(案)などを踏まえ、今回は北海道エリアからの供給力移動を考慮しない場合の需給バランスを試算した。
- この場合においても、全国の各エリアで3%以上の供給予備率を確保できる見通しである。

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I'・火力増出力運転考慮、連系線活用〉

(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
供給力 (電源I')	7,268 (34)	615	1,490	5,163 (34)	9,146 (59)	2,543	545	2,663 (27)	1,143	563	1,690 (32)	16,415 (93)	153
最大電力需要	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112
供給予備力	644	90	124	430	862	247	25	259	111	55	164	1,506	41
供給予備率	9.7	17.2	9.1	9.1	10.4	10.8	4.7	10.8	10.8	10.8	10.8	10.1	36.8
【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
供給力 (電源I')	7,745 (34)	612	1,532	5,601 (34)	9,368 (59)	2,571	572	2,778 (27)	1,197	548	1,702 (32)	17,112 (93)	163
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116
供給予備力	400	87	67	246	674	189	28	204	88	40	125	1,074	47
供給予備率	5.5	16.5	4.6	4.6	7.7	7.9	5.2	7.9	7.9	7.9	7.9	6.7	40.4
【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
供給力 (電源I')	7,719 (34)	611	1,521	5,586 (34)	9,421 (59)	2,588	565	2,796 (27)	1,205	552	1,714 (32)	17,139 (93)	173
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117
供給予備力	380	86	63	231	727	206	22	223	96	44	136	1,107	56
供給予備率	5.2	16.4	4.3	4.3	8.4	8.6	4.0	8.6	8.6	8.6	8.6	6.9	48.4
【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
供給力 (電源I')	7,172 (34)	615	1,461	5,096 (34)	9,107 (43)	2,597	529	2,688 (20)	1,165	530	1,598 (23)	16,279 (43)	158
最大電力需要	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110
供給予備力	745	133	136	475	1,214	358	33	370	160	73	220	1,959	48
供給予備率	11.6	27.7	10.3	10.3	15.4	16.0	6.7	16.0	16.0	16.0	16.0	13.7	43.6

- ※ 電源I'・火力増出力運転・連系線を活用した供給力移動(増減両側)を反映。
- ※ 連系線の活用は、各エリアの予備力を均平化(予備率3%以上確保)する量で試算。
- ※ 連系線の空容量は、2018年度の供給計画からの変化分を反映して算出。

- ※ 括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示す。なお、電源I'については電源分・DR分ともに供給力側でカウントしている。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(厳寒H1需要と供給力減少リスク(N-1故障)の同時発現時の需給バランスの確認)

- 厳寒H1需要と供給力減少リスクが同時に発現した場合等には、本機関による需給ひっ迫時の融通指示を行うなどの追加的な需給対策で対応することが想定される。この状況を事前に把握しておくため、厳寒H1需要発生と供給力減少リスクの同時発現後の3%超過分予備力について確認した。

【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	68	60	96	114	65	113	95	66	113	24
	送電線N-1故障による最大脱流量 ^{※1}	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-32	32	128	65	-56	74	-14	-26	6	13
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	68	60	96	114	65	113	95	66	113	24
	送電線N-1故障による最大脱流量 ^{※1}	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-42	-27	-70	3	-53	14	-40	-41	-35	19
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	68	60	96	114	65	113	95	66	113	23
	送電線N-1故障による最大脱流量 ^{※1}	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		-42	-31	-85	21	-60	32	-32	-37	-24	29
【3月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱流量	68	60	96	114	65	113	95	66	113	24
	送電線N-1故障による最大脱流量 ^{※1}	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力		10	45	178	176	-47	188	36	-7	66	20

※ 各エリアの予備率均平化後のN-1故障を想定。最大脱流量には火力増出力運転を考慮。

なお、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※1 送電線N-1故障による脱流量が電源N-1故障による脱流量より大きい場合に記載

他エリアN-1故障時の融通可能余力

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
厳寒H1需要時 エリア予備率3%超過量 ^{※2}	12月	35	92	318	179	9	187	80	40	119
	1月	26	33	121	117	12	127	55	25	78
	2月	26	29	105	135	5	145	63	29	89
	3月	78	106	368	290	19	301	130	59	179

※2 電源I'及び火力増出力運転考慮・エリア予備率を均平化後の値

(厳寒H1需要と供給力減少リスク(N-1故障)の同時発現時の需給バランスの確認)

- 東京エリアにおいて、送電線N-1故障による最大脱落(▲191万kW)が発生した場合、予備率3%に対して大きな不足が生じるものの、連系線のマージンを含めた活用等の追加的な需給対策により、全てのエリアにおいて予備率3%を確保できることを確認した。
- なお、本検証においては厳気象H1需要発生時のN-1故障を前提としており、稀頻度事象であると考えられるため、北海道エリアからの供給力の振り替えも含めて検討した。(次スライドの北陸エリアのN-1故障時の需給バランスも同様)

東京エリアのN-1故障発生時

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I・火力増出力運転考慮、連系線活用〉

(送電端,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
供給力	7,626	548	1,520	5,558	9,296	2,550	572	2,755	1,187	544	1,688	16,922	163
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116
供給予備力	282	23	56	203	602	168	28	181	78	36	111	883	47
供給予備率	3.8	4.3	3.8	3.8	6.9	7.0	5.2	7.0	7.0	7.0	7.0	5.5	40.4
【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
供給力	7,600	548	1,510	5,543	9,349	2,567	565	2,774	1,195	547	1,700	16,949	173
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117
供給予備力	262	23	51	188	655	185	22	200	86	39	122	916	56
供給予備率	3.6	4.3	3.5	3.5	7.5	7.8	4.0	7.8	7.8	7.8	7.8	5.7	48.4

※ 連系線のマージンを活用した月の需給バランスを掲載

※ 北海道本州間連系設備及び東京中部間連系設備のマージンを活用した場合の需給バランス

(厳寒H1需要と供給力減少リスク(N-1故障)の同時発現時の需給バランスの確認)

- 中西6エリアにおける電源N-1故障による最大脱落量は、中部エリアが最も大きいですが、連系線の制約なども踏まえると、七尾大田火力発電所2号機(石炭, 定格出力70万kW)がトラブル停止※1している北陸エリアにおいて、N-1故障が発生した場合の需給バランスが厳しくなる。
- この場合においても、連系線のマージンを含めた活用等の追加的な需給対策により、全てのエリアにおいて予備率3%を確保できることを確認した。
- また、その他のエリアのN-1故障発生時においては、連系線の空容量を活用することで予備率3%を確保できる見通しである。

北陸エリアのN-1故障発生時

2018年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源I・火力増出力運転考慮、連系線活用〉

(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
供給力	7,268	576	1,499	5,193	9,081	2,522	549	2,642	1,134	558	1,676	16,349	153
最大電力需要	6,624	525	1,366	4,733	8,284	2,295	520	2,404	1,032	508	1,525	14,909	112
供給予備力	644	51	133	460	796	227	29	238	102	50	151	1,441	41
供給予備率	9.7	9.7	9.7	9.7	9.6	9.9	5.6	9.9	9.9	9.9	9.9	9.7	36.8
【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
供給力	7,745	567	1,541	5,636	9,302	2,550	576	2,755	1,188	544	1,689	17,047	163
最大電力需要	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	116
供給予備力	400	42	77	281	608	168	33	182	78	36	111	1,009	47
供給予備率	5.5	8.0	5.3	5.3	7.0	7.1	6.1	7.1	7.1	7.1	7.1	6.3	40.4
【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
供給力	7,719	567	1,531	5,621	9,355	2,568	570	2,774	1,196	548	1,700	17,074	173
最大電力需要	7,338	525	1,458	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,033	117
供給予備力	380	42	72	266	661	186	26	201	86	40	123	1,041	56
供給予備率	5.2	7.9	5.0	5.0	7.6	7.8	4.8	7.8	7.8	7.8	7.8	6.5	48.4
【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
供給力	7,172	574	1,470	5,128	9,042	2,576	534	2,666	1,155	526	1,585	16,214	158
最大電力需要	6,427	481	1,325	4,621	7,893	2,240	496	2,318	1,004	457	1,378	14,320	110
供給予備力	745	93	145	507	1,149	336	38	348	151	69	207	1,894	48
供給予備率	11.6	19.2	11.0	11.0	14.6	15.0	7.7	15.0	15.0	15.0	15.0	13.2	43.6

※ 連系線のマージンを活用した月の需給バランスを掲載

※ 北陸フェンス(中部北陸間連系設備と北陸関西間連系設備の合計潮流で管理)のマージンを活用した場合の需給バランス

※1 北陸電力プレスリリース「七尾大田火力発電所2号機における火災の発生について」(2018年9月23日) 参照

<http://www.rikuden.co.jp/press/attach/18092301.pdf>

2018年度冬季電力需給見通し:まとめ

今回、2018年度冬季の厳寒H1需要発生時の電力需給見通しを作成するにあたっては、供給計画データを活用しつつ、詳細なデータを主要な事業者を対象に収集するという形で取りまとめ、以下を確認した。

- 2018年度冬季が、至近10か年で最も厳しい気象条件となった場合でも、電源 I´・火力増出力運転・連系線の活用により、全国的に安定的な電力供給に必要な予備率3%が確保できる見通しである。
- さらに、厳寒H1需要発生時にN-1故障が発生した場合においても、マージンを含めた追加的な連系線の活用等の対策を行うことにより、全国で予備率3%を確保できることが確認できた。
- 本機関としては、2018年度夏季においても、複数エリアで事前に想定した厳気象H1需要を上回る需要を記録したことを踏まえ、改めて需給ひっ迫時対応を担っていることへの責任を自覚し、24時間体制での需給監視を引き続き適切に遂行していく。併せて、各エリアにおいて系統運用を担う一般送配電事業者、及びその他の電気事業者と密に連携し、万一の緊急時に即応していく。