

平成30年度供給計画の取りまとめの フォローアップについて

2018年7月25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



- 1． 平成30年度供給計画の取りまとめ結果の更新と
電源入札等の要否判断
- 2． みなし小売電気事業者の供給力確保のあり方について
- 3． まとめ

1. 平成30年度供給計画の取りまとめ結果の更新と 電源入札等の要否判断

- 平成30年度供給計画の取りまとめにおいては、2021年度の8月17時断面において予備率8%を確保できないこととなったため、今後の原子力発電の再稼働による変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行うこととしていた。
- この度、関西エリアにおける原子力発電の再稼働による変更供給計画が提出されたため、取りまとめ以降の新規登録事業者から提出された供給計画も含めて、最新のデータに基づいて電力需給見通しを更新し、バランス評価を行った。
- また、第26回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月22日）において見送られていた、2019～2027年度（平成30年度供給計画における第2～10年度）の電源入札等の要否についても検討を行った。

- 各エリアで8月の予備率が最小となる各時刻（15時、17時、19時）において、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連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えて評価した。
- **8月15時**の結果は下表のとおり。すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保できる見通しであった。

2018～2027年度(8月15時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	23.5%	12.8%	30.7%	30.5%	31.2%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.2%
東北	8.7%	8.9%	11.8%	9.0%	9.3%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
東京	8.7%	8.9%	11.8%	9.0%	9.3%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
中部	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
北陸	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
関西	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
中国	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
四国	13.0%	11.1%	12.5%	9.0%	10.5%	12.5%	14.1%	13.7%	14.1%	14.0%
九州	13.6%	19.2%	12.5%	12.5%	14.2%	14.7%	16.0%	16.3%	16.4%	16.4%
9社合計	11.5%	11.0%	12.7%	9.9%	10.9%	13.2%	14.7%	14.4%	14.8%	15.0%
沖縄	41.6%	40.2%	48.1%	47.5%	46.8%	38.4%	45.5%	44.5%	43.3%	34.9%
10社合計	11.8%	11.3%	13.0%	10.3%	11.3%	13.5%	15.0%	14.7%	15.1%	15.2%

(注) 本検討は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

● 空容量＝①(運用容量)－②(マージン)－③(8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2018～2027年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度の平日・昼間帯の値、2020～2027年度(長期計画)の値

②:「2018・2019年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度平日の値、「2020～2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の値

③: 平成30年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値

- **8月17時**の結果は下表のとおり。
- 2021年度が北海道・沖縄を除くすべてのエリアで予備率8%を下回っている状況であった。

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	28.3%	28.1%	28.8%	29.0%	28.9%	29.2%	28.9%	39.8%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	7.2%	8.1%	10.4%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	10.9%	7.8%	8.6%	10.9%	12.3%	11.9%	12.2%	12.4%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	8.1%	9.0%	11.1%	12.6%	12.2%	12.5%	12.6%

- **8月19時**の結果は下表のとおり。
- すべてのエリア・年度で予備率 8 %以上を確保していた。

2018～2027年度(8月19時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	23.5%	12.2%	29.9%	29.5%	30.3%	30.6%	30.5%	30.7%	30.4%	41.5%
東北	10.0%	10.0%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	14.3%	14.5%	14.5%	14.3%
東京	10.0%	10.0%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	14.3%	14.5%	14.5%	14.3%
中部	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
北陸	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
関西	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
中国	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
四国	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
九州	12.6%	11.3%	11.9%	8.6%	9.3%	11.7%	12.3%	11.3%	11.7%	11.5%
9社合計	11.8%	10.8%	12.5%	9.2%	9.9%	12.2%	13.7%	13.2%	13.4%	13.6%
沖縄	41.8%	39.8%	47.7%	46.7%	45.5%	36.4%	43.5%	42.5%	41.3%	32.5%
10社合計	12.1%	11.0%	12.8%	9.5%	10.3%	12.5%	14.0%	13.5%	13.7%	13.8%

取りまとめ時点【前回】の需給バランス評価(供給計画に記載されていない電源開発計画を加算した場合)8

- 環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件。以下のウェブサイトに掲載。）に記載の電源開発計画のうち、**供給計画に未計上の電源は全国で約 1,170 万 kW あり**、そのうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。

火力発電所環境アセスメント情報(METIウェブサイト)

http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

- そこで、供給計画に未計上の電源で、一般送配電事業者が系統アクセス契約申込みがなされ、更に、**電気事業法第48条（工事計画）の届出がなされている電源を、国の協力を得て調査した。**
- その結果、全国で 105 万 kW の電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した。以下に、長期 8 月 17 時断面での予備率を試算した結果を示す。

工事計画書届出済電源の設置エリア	供給力	供給力計上時期
北海道エリア	10 万 kW	2020 年 8 月～
東北エリア	95 万 kW	2021 年 8 月～

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後 & 工事計画書提出電源加算後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	7.9%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9 社合計	10.0%	9.0%	11.0%	8.5%	9.3%	11.6%	12.9%	12.6%	12.9%	13.1%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10 社合計	10.3%	9.3%	11.3%	8.8%	9.6%	11.8%	13.2%	12.9%	13.1%	13.2%

取りまとめ時点【前回】の需給バランス評価

(（参考検討）供給力に計上されていない電源の供給力を加算した場合（２）)

9

- 連系線活用後及び工事計画書提出電源加算後の評価において、2021年度の予備率が8%を下回っていることから、短期立上可能電源のうち、東日本エリア、西日本エリアにそれぞれ10万kW（合計20万kW）の供給力を加算したときの需給バランスを以下に示す。
- その結果、2021年度の予備率は全国的に8%を上回る結果であった。

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後、工事計画書提出電源及び短期立上可能電源の供給力加算後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	11.0%	8.6%	9.3%	11.6%	12.9%	12.6%	12.9%	13.1%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	9.0%	9.6%	11.8%	13.2%	12.9%	13.1%	13.2%

更新後【今回】の需給バランス評価（長期：2018～2027年度）～連系線活用後～ 10

- 各エリアで8月の予備率が最小となる各時刻において、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連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えて評価した。
- **8月15時**の結果は下表のとおり。すべてのエリア・年度で予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

2018～2027年度(8月15時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	23.5%	12.8%	30.7%	30.5%	31.2%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.2%
東北	8.7%	8.9%	11.8%	9.7%	9.3%	13.1%	14.9%	14.6%	15.0%	14.9%
東京	8.7%	8.9%	11.8%	9.7%	9.3%	13.1%	14.9%	14.6%	15.0%	14.9%
中部	14.9%	12.9%	13.5%	9.7%	12.0%	13.2%	14.9%	14.6%	15.0%	14.9%
北陸	14.9%	12.9%	13.5%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	15.0%	14.9%
関西	14.9%	12.9%	13.5%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	15.0%	14.9%
中国	14.9%	12.9%	13.5%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	15.0%	14.9%
四国	14.9%	12.9%	13.5%	9.7%	12.0%	13.7%	14.9%	14.6%	15.0%	14.9%
九州	14.9%	19.2%	13.5%	12.5%	14.2%	14.7%	16.0%	16.3%	16.4%	16.4%
9社合計	12.5%	11.8%	13.2%	10.5%	11.6%	13.9%	15.4%	15.2%	15.6%	15.8%
沖縄	41.6%	40.2%	48.1%	47.5%	46.8%	38.4%	45.5%	44.5%	43.3%	34.9%
10社合計	12.7%	12.1%	13.6%	10.9%	11.9%	14.2%	15.7%	15.5%	15.8%	16.0%

(注) 本検討は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

● 空容量＝①(運用容量)－②(マージン)－③(8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2018～2027年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度の平日・昼間帯の値、2020～2027年度(長期計画)の値

②:「2018・2019年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)(2018年3月1日;本機関)」の2018年度・2019年度平日の値、「2020～2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(長期計画)(2018年3月1日;本機関)」の値

③: 平成30年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値

更新後【今回】の需給バランス評価（長期：2018～2027年度）～連系線活用後～ 11

- **8月17時**の結果は下表のとおり。
- 2021年度が北海道・沖縄を除くすべてのエリアで予備率8%を下回っている状況。

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	28.3%	28.1%	28.8%	29.0%	28.9%	29.2%	28.9%	39.8%
東北	8.4%	8.5%	11.0%	7.9%	8.7%	11.1%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
東京	8.4%	8.5%	11.0%	7.9%	8.7%	11.1%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
中部	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
北陸	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
関西	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
中国	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
四国	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
九州	12.4%	10.8%	11.0%	7.9%	8.8%	11.1%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
9社合計	11.0%	9.8%	11.5%	8.5%	9.3%	11.6%	13.0%	12.7%	13.0%	13.2%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	11.3%	10.1%	11.8%	8.8%	9.7%	11.8%	13.3%	13.0%	13.3%	13.4%

更新後【今回】の需給バランス評価（供給計画に記載されていない電源開発計画を加算した場合） 12

- 環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件。以下のウェブサイトに掲載。）に記載の電源開発計画のうち、**供給計画に未計上の電源は全国で約 1,170 万 kW あり**、そのうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、幾分はあると考えられる。

火力発電所環境アセスメント情報(METIウェブサイト)

http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

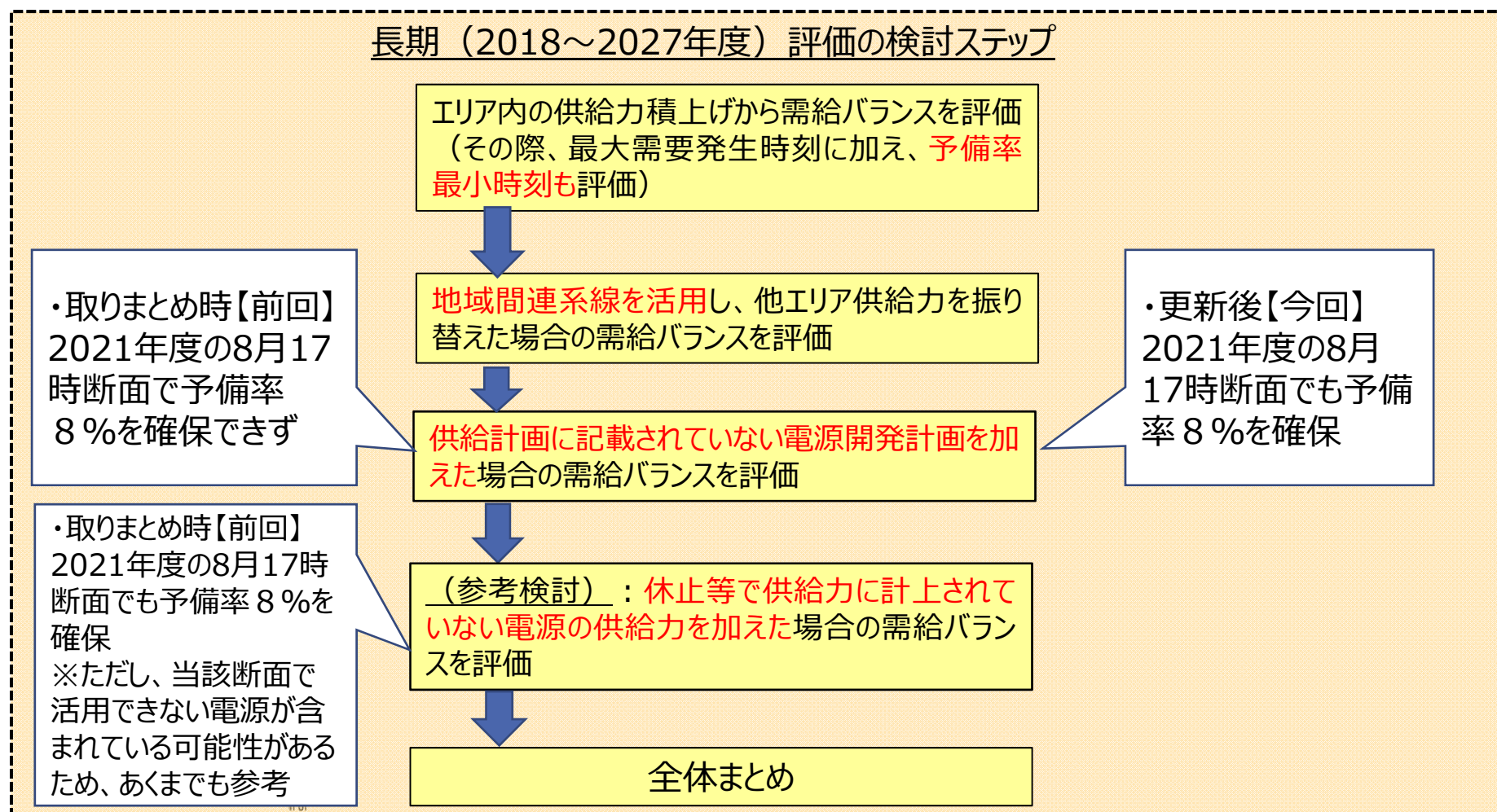
- そこで、供給計画に未計上の電源で、一般送配電事業者が系統アクセス契約申込みがなされ、更に、**電気事業法第48条（工事計画）の届出がなされている電源を、国の協力を得て調査した。**
- その結果、全国で 105 万 kW の電源があることがわかり、これら電源を供給力として計上した。以下に、長期 8 月 17 時断面での予備率を試算した結果を示す。

工事計画書届出済電源の設置エリア	供給力	供給力計上時期
北海道エリア	10 万 kW	2020 年 8 月～
東北エリア	95 万 kW	2021 年 8 月～

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後 & 工事計画書提出電源加算後)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
北陸	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
関西	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
中国	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
四国	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
九州	12.4%	10.8%	11.0%	8.5%	9.4%	11.8%	12.4%	11.6%	12.2%	12.1%
9 社合計	11.0%	9.8%	11.6%	9.1%	10.0%	12.3%	13.7%	13.4%	13.7%	13.9%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10 社合計	11.3%	10.1%	11.9%	9.5%	10.3%	12.5%	14.0%	13.6%	13.9%	14.1%

- 取りまとめ時【前回】には、最大需要発生時刻（全国一律15時）に予備率最小時刻も加えて評価した。また、供給計画に記載されていない電源開発計画の供給力を加えた評価を行ったが、2021年度の8月17時断面で予備率8%を確保できなかった。
- 更新後【今回】は同様のステップで評価した結果、供給計画に記載されていない電源開発計画の供給力を加えた段階で予備率8%を確保できることとなった。



- 現在、九州エリアにおいて原子力発電の再稼働による変更供給計画が発電・小売部門から提出され、一般送配電事業者で需給バランスを取りまとめており、予備率はさらに改善する見通し
※下記試算は発電・小売部門から提出された変更供給計画に基づき当機関で試算したもの
- 試算の結果、2021年度の8月17時断面においても、連系線活用後の段階で予備率8%を確保できる見通し。

2018～2027年度(8月17時)予備率(連系線活用後)試算

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	28.3%	28.1%	28.8%	29.0%	28.9%	29.2%	28.9%	39.8%
東北	8.4%	8.4%	11.3%	8.4%	8.7%	11.7%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
東京	8.4%	8.4%	11.3%	8.4%	8.7%	11.7%	12.8%	13.0%	13.0%	12.9%
中部	12.4%	8.4%	11.9%	8.4%	9.7%	11.7%	12.3%	11.5%	11.7%	11.6%
北陸	12.4%	8.4%	11.9%	8.4%	9.7%	11.7%	12.3%	11.5%	11.7%	11.6%
関西	12.4%	8.4%	11.9%	8.4%	9.7%	11.7%	12.3%	11.5%	11.7%	11.6%
中国	12.4%	8.4%	11.9%	8.4%	9.7%	11.7%	12.3%	11.5%	11.7%	11.6%
四国	12.4%	8.4%	11.9%	8.4%	9.7%	11.7%	12.3%	11.5%	11.7%	11.6%
九州	12.4%	8.4%	11.9%	10.0%	11.2%	11.7%	12.3%	11.5%	11.7%	11.6%
9社合計	11.0%	8.4%	12.1%	9.1%	9.9%	12.2%	13.0%	12.6%	12.7%	12.9%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	11.2%	8.7%	12.4%	9.4%	10.3%	12.4%	13.2%	12.9%	13.0%	13.1%

出典：第26回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月22日）資料5から抜粋

http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_26_haifu.html

<2018年度(平成30年度供給計画における第1年度)>

- 「平成30年度供給計画取りまとめ」(本日議題3、資料3参照)において、全エリア各月とも供給予備率8%を確保可能な見通しであることを確認。
- 「2018年度夏季の猛暑H1需要発生時の電力需給見通し」(本日議題4、資料4参照)において、今夏が至近10ヶ年で最も猛暑と同等の気象条件が発生した場合でも、全エリアとも判断基準である供給予備率3%を確保できる見通しであることを確認。さらに同気象条件下でN-1故障が発生した場合においても、全エリアとも供給予備率3%を確保できる見通しであることを確認。
- 上記結果から、電源入札等の実施の判断(STEP2)へ移行する必要は無い。

<2019～2027年度(平成30年度供給計画における第2～10年度)>

- 「平成30年度供給計画取りまとめ」(本日議題3、資料3参照)において、2021年度(第4年度)の東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州エリアで供給予備率が7.9%となり、供給予備率8%を確保できない結果となった。それ以外は供給予備率8%を確保可能な見通しであることを確認。
- 但し、供給計画取りまとめでは「中長期の需給見通しとしては、今後の原子力発電の再稼動による変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的に需給バランス評価を行う」と整理されていることを踏まえ、その時点で電源入札等の検討開始の判断(STEP1)を行うこととし、現時点で電源入札等の実施の判断(STEP2)へ移行するか判断は行わない。

- 今回、関西エリアについて最新のデータに更新し、需給バランス評価を行った結果、供給計画に記載されていない電源開発計画の供給力を加えた段階で予備率 8 %を確保できることとなった。
- また、今後、九州エリアにおける原子力発電の再稼働による変更供給計画等を反映すれば、予備率はさらに改善する見通し。
- そのため、第 2 6 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月22日）において見送られていた、2 0 1 9 ～ 2 0 2 7 年度（平成30年度供給計画における第2～10年度）の電源入札等の検討要否について、**現時点において電源入札等の実施の判断（STEP2）へ移行する必要は無い。**

2. みなし小売電気事業者の供給力確保のあり方について

- 平成30年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見についての「1. 容量市場創設時及びその先を見据えた安定供給確保が必要」において、容量市場による容量確保が開始する2024年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念されるため、本機関としては、国とも連携を取りながら、容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するための具体的な方策について検討を行うこととしている。
- また、その際には、供給計画において旧一般電気事業者の小売部門（みなし小売電気事業者）が長期の予備率を1～3%としていることと、かつて、みなし小売電気事業者が自らの予備率について審議過程で提示した5%との整合性や、みなし小売電気事業者が本来確保すべき計画段階での供給力のあり方についても併せて確認することとしている。



- 今般、以下の点についてみなし小売電気事業者中3社へヒアリングを実施し、供給予備力に対する考え方について確認したため、その結果をご報告する。
 - ①供給計画において長期の予備率を1～3%としていることと、かつて審議過程で自らの予備率について提示した5%との整合性
 - ②みなし小売電気事業者が長期的に確保すべき予備率の水準

- 第22回制度設計専門会合（2017年9月29日）において、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を電源Iとして確保しているにも関わらず、一部のみなし小売電気事業者がスポット市場入札時点で各コマ翌日需要の2～5%の予備力を確保している状況が確認されたため、卸電力市場の流動性を向上させるとの政策的見地から、みなし小売電気事業者の予備力の確保の在り方について検討を行う必要があるとの指摘がなされた。
- これを受けて、同専門会合において、中部電力・関西電力から運用断面での予備力確保状況についてのプレゼンが行われた。

○みなし小売電気事業者の予備力水準（「予備力削減等に向けた行動計画」の策定前）

事業者名	スポット市場入札時点	一時間前市場開場時点	ゲートクローズ時点
北海道電力	最大機－連系線マージン	最大機－連系線マージン	最大機－連系線マージン
東北電力	1%	1%	原則不要（0%）
東京電力E P	2～5%	2～3%	原則不要（0%）
中部電力	5%	5%	0%
北陸電力	原則不要（0%）	原則不要（0%）	原則不要（0%）
関西電力	5%	3%	原則不要（0%）
中国電力	1%	1%	原則不要（0%）
四国電力	0～1%	0～1%	0～1%
九州電力	1%	1%	1%

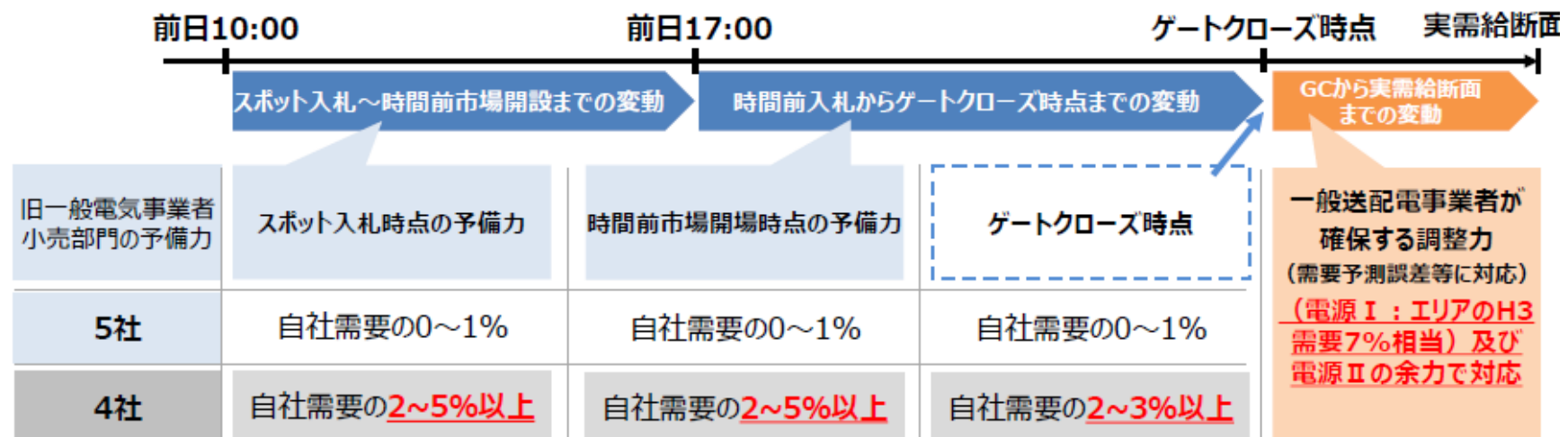
出典：第22回制度設計専門会合 資料3から抜粋

http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/022_03_00.pdf

旧一般電気事業者（小売部門）による予備力の確保状況

- 調整力公募制度の開始に伴い※1、平成29年4月以降、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を電源Ⅰとして確保しており、実需給断面においては、一般送配電事業者は、電源ⅠとGC後の電源Ⅱの余力を活用して対応していることから、小売電気事業者は、少なくともGC時点においては、原則として予備力を確保する必要はないと考えられる※2。
- ※注1 同公募制度の開始前においては、旧一般電気事業者は、送配電・小売の全体でスポット入札時点でエリア需要の8%、時間前市場開場時点で5%の予備力を確保していた。
- ※注2 この他、旧一般電気事業者の小売部門は、少なくとも持続的需要変動に対応するため、長期断面でH3需要の1～3%相当の予備力を確保することとされているが、日々の運用における前日断面での予備力確保に関する議論とは、区別して考える必要がある。
- 他方、平成28年4月に発電・送配電・小売にライセンスが分かれて以降、旧一般電気事業者の小売部門は、GC時点で計画値を一致させるため、スポット入札時点において一定の予備力を確保している。特に、一部の旧一般電気事業者においては、一時間前市場に期待することなく、自社電源のみに依存してGC時点で計画値を一致させるとの運用を行っているため、スポット市場入札断面で翌日需要の約2～5%の予備力を確保している状況が確認されている。
- このため、今後、卸電力市場の流動性を向上させるとの政策的見地から、旧一般電気事業者の小売部門の予備力の確保の在り方について検討を行う必要がある。

旧一般電気事業者小売部門の予備力と一般送配電事業者の調整力の確保状況



○第22回制度設計専門会合（2017年9月29日）でのプレゼン内容（要約）

◇中部電力

- 小売部門として、需要計画に対して調達計画を一致させるためには、需要の上振れに対応できるよう一定の予備力が必要と考えている。
- 需要の上振れに対応するために確保している予備率は、スポット取引前：5%、時間前取引開始時点：5%、ゲートクローズ時点：確保せず
- 予備率は、平成28年度における需要想定誤差率の平均 + 2σ ≒ 5%としている。
（平成29年度（4～8月）のデータに基づき検証した結果は、6%程度）
これは需要の上振れが発生してもその95%をカバーできるという水準。
- 需要の上振れに対応できる予備力を削減することにより、これまでよりも、不足インバランスの発生頻度が高まり、供給力確保義務を果たしていないと受け取られる懸念がある。
- また、現状の市場規模を踏まえると、時間前取引で必要量が調達できない場合は、不足インバランスが発生する懸念がある。
- こうした予備力削減による影響と、小売電気事業者の供給力確保義務との関係性についての整理を是非ともお願いしたい。

出典：第22回制度設計専門会合 資料3－2から抜粋

○第22回制度設計専門会合（2017年9月29日）でのプレゼン内容（要約）

◇関西電力

- スポット入札後に発生する需要上振れに対し、
 - ・一定範囲の振れに対しては事前に予備力を確保して対応
 - ・頻度の少ない大きな振れに対しては、予備力としては確保せず、発現した際に時間前市場で調達努力とすることとしている。
- スポット入札時点では、H29.4の調整力供出以降、小売り事業者として、現状では「供給力確保義務」の観点で5%の予備力を確保している。
- 時間前市場においてもスポット市場と同様に、供給力確保義務の観点から、入札計画からの需要想定誤差をもとに3%の予備率を設定。
- 現状では「供給力確保義務」の観点で、小売電気事業者としてスポット市場・時間前市場の入札にあたり需要想定誤差に備えて一定の予備力を確保しているところ、当該予備力を削減しても問題ないとされる場合は、予備力の水準を引き下げたい。

出典：第22回制度設計専門会合 資料3－3から抜粋

- その後、第23回制度設計専門会合（2017年10月26日）で「GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。」との整理がなされ、2017年10月31日付で「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について」（ガイドライン）が示された。
- 上記ガイドラインに基づき、第25回制度設計専門会合（2017年12月26日）において、みなし小売電気事業者から「予備力削減等に向けた行動計画」が提出され、余剰電源投入の目安となる予備率を自主的に段階的に削減することとなった※。

※あくまで余剰電源投入の目安となる予備力の水準であり、供給能力確保義務として求められる予備力の水準とは異なる。

○平成30年度供給計画提出時点でのみなし小売電気事業者の予備力確保水準

事業者名	スポット市場入札時点	一時間前市場開場時点	ゲートクローズ時点
東京電力 E P	0 ～ 3 %	0 ～ 3 %	原則不要（0 %）
中部電力	1 ～ 3 %	1 ～ 3 %	原則不要（0 %）
関西電力	1 %	1 %	原則不要（0 %）

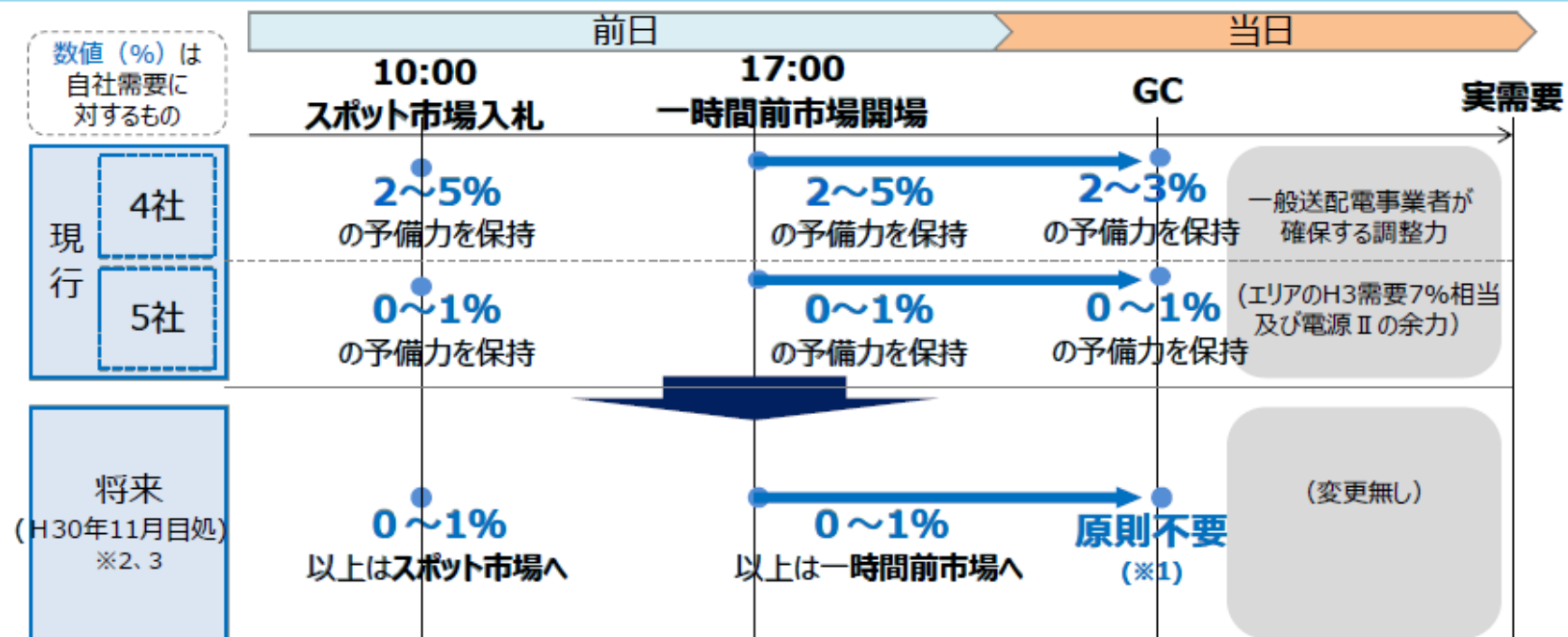
出典：第25回制度設計専門会合 資料5から作成

出典：第23回制度設計専門会合 資料6から抜粋

http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/023_06_00.pdf

旧一般電気事業者（小売部門）の予備力の在り方について

- 今後、スポットおよび一時間前市場入札時点において、自社需要の0～1%相当以上の予備力を超える電源については、それぞれ市場へ投入することを求めることとする。
- また、本取組を進めるに当たっては、移行期間を設け段階的に進める。



- ※1 GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。
- ※2 一時間前市場における取引の厚みが十分ではなく、旧一電の小売部門による買戻しを十分に行うことができるかとの確証がない現時点における措置として、スポット市場および一時間前市場において2～3%相当の予備力を超える電源分を投入する期間を設けることとする。この期間において、安定供給の観点から特段問題が生じないと判断される場合には、翌日の自社需要の0～1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ投入する等の運用を開始することとする。
- ※3 本取組は、北海道・沖縄は除く。

(参考) 卸電力市場の流動性向上の観点からの
旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について

平成29 年10 月31 日
電力・ガス取引監視等委員会
資源エネルギー庁
電力広域的運営推進機関

～中略～

(供給能力確保義務との関係)

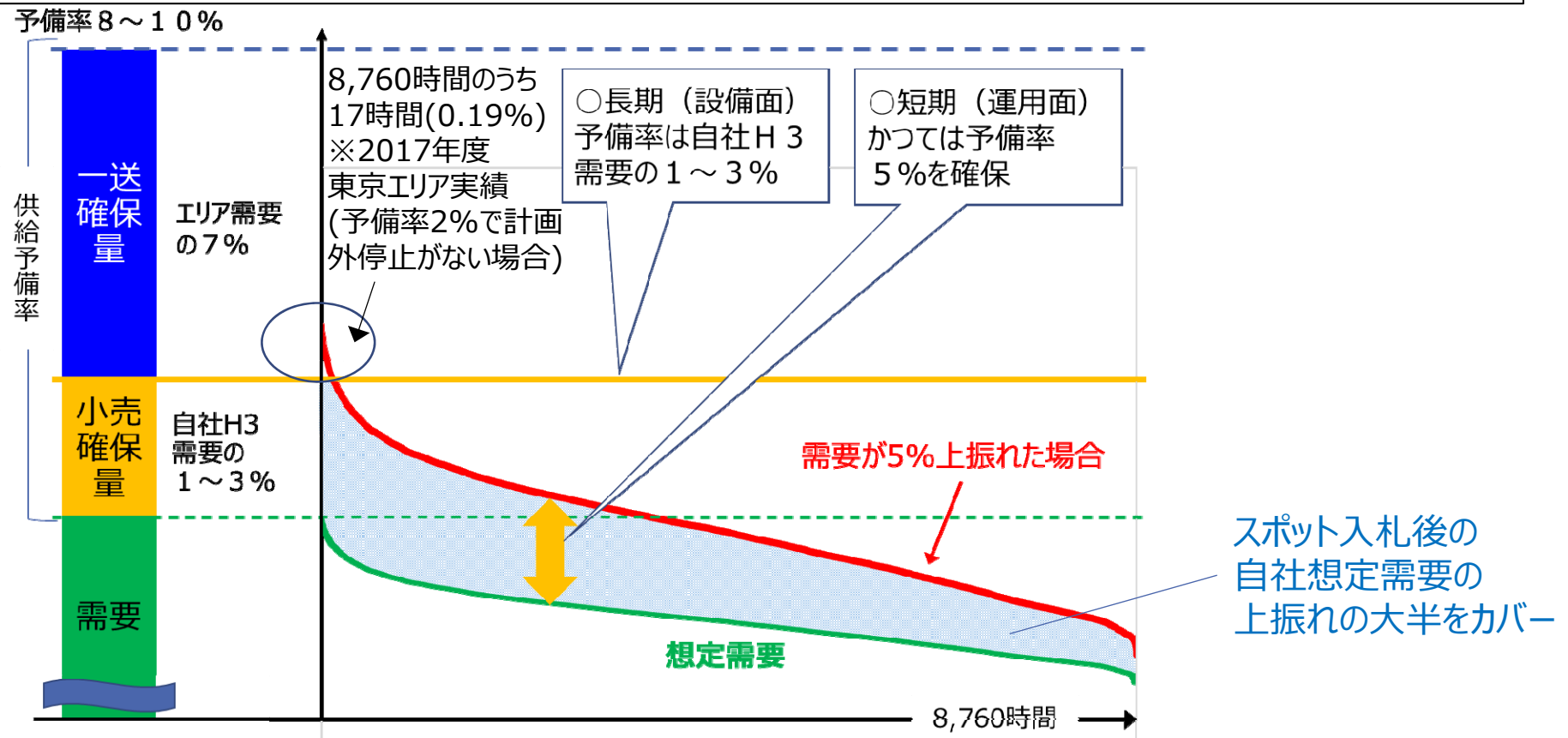
これまでの関係審議会における議論においても、GC 時点において、短期間に少しでも供給能力の不足を発生させることが、直ちに小売電気事業者の供給能力確保義務違反を惹起させるものではないとされてきたところである。とりわけ、前述のとおり、一般送配電事業者が調整力公募によって、平年H3 需要の7%に相当する調整力を確保しており、この内数として、3～4%程度の小売需要予測誤差に対応する調整力も含まれているとされる状況においては、一般送配電事業者がこの調整力によって十分に対応できる範囲での供給能力の不足を、旧一般電気事業者の小売部門が卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果としてGC時点において不足インバランスを発生させることがあったとしても、一時間前市場からの買戻しを含む計画値同時同量達成のための努力を適切に行うことを前提にすれば、頻繁かつ相当量の供給能力不足を発生させるものではない限り、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。

①供給計画において長期の予備率を1～3%としていることと、かつて審議過程で自らの予備率について提示した5%との整合性

事業者名	ヒアリング結果
東京電力 E P	・かつて運用段階で確保していた予備率2～5%は、供給力確保義務違反の判断基準を勘案して、毎日の自社の想定需要に対して、不足インバランスの発生を相当程度回避できる水準として設定。 ・長期的に確保している予備力の範囲内で予備率5%を確保できる場合には、可能な限り確保するよう運用していたもの。
中部電力	・かつての予備率5%は、運用面での想定需要の上振れの大半をカバーするものとして設定。 ・長期的に確保している予備力の範囲内で、前日断面において確保できる場合には5%の予備率を確保する運用としてきた。
関西電力	・かつての予備率5%は、運用面でのスポット入札後の需要上振れをカバーするものとして設定し、自社供給力等により可能な限り確保するよう運用していた。 ・一定以上のピーク需要等が発生した場合には5%の予備率を確保できない断面も考えられたが、頻度としては相当低いため供給力確保義務上も違反には至らないと考えたもの。

①供給計画において長期の予備率を1～3%としていること、かつて審議過程で自らの予備率について提示した5%との整合性

- 各事業者とも、供給計画では自社のH3需要に対する予備率を1～3%としている。
- かつて国の審議会等で提示した予備率5%は、自社のH3需要に対する予備率ではなく、運用段階での需要上振れの大半をカバーするための各コマの自社想定需要に対する予備率として設定。
- 設備面で確保している自社H3需要に対する1～3%の予備力の範囲内で、運用段階で可能な限り各コマの自社想定需要に対して5%の予備力を確保することにより、想定需要の上振れによる不足インバランスの発生頻度を抑制するという考え方。



②みなし小売電気事業者が長期的(※1)に確保すべき予備率の水準

事業者名	ヒアリング結果
東京電力 E P	・小売電気事業者として確保すべき予備率は、制度設計WG(※2)で示された「持続的需要変動対応」である1～3%と認識している。 ・今後も、自社需要（H3需要）の1～3%の予備率を確保していく予定。
中部電力	・小売電気事業者として確保すべき予備率は、制度設計WG(※2)で示された「持続的需要変動対応」である1～3%と認識している。 ・この整理を踏まえ、今後も小売電気事業者に期待される自社需要の1～3%の予備率を確保する予定。
関西電力	・小売電気事業者として確保すべき予備率は、制度設計WG(※2)で示された「持続的需要変動対応」である1～3%と認識している。 ・今後も自社需要に対し予備率1～3%を確保する予定。

(※1) 供給計画において策定する10ヶ年

(※2) 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革小委員会
第8回 制度設計ワーキンググループ（2014年9月18日）

出典：第8回制度設計WG（2014年9月18日） 資料5－2から抜粋

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekai_wg/pdf/008_05_02.pdf

論点1：周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方②

10

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1～3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需給変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8～10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8～10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
- ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

「偶発的需要変動対応」:

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。

(例)

- －小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
- －発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。

- ◆この部分については、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。

②みなし小売電気事業者が長期的に確保すべき予備率の水準

- 現時点では、小売電気事業者が長期的に確保すべき予備率は、第8回制度設計WGにおいて「持続的需要変動対応」として示されたH3需要の1～3%と整理。
- 他方、同WGにおいて「偶発的需給変動対応」として示されたエリアのH3需要の7%については、小売電気事業者が長期的に確保すべき予備力と、一般送配電事業者が長期的に確保すべき調整力の両方が含まれていると示されているが、これまでの調整力公募においては、暫定的な整理として、一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量をエリアのH3需要の7%としている。
- 広域機関は、供給計画において、小売電気事業者の供給力確保の適正性を、H3需要に対する予備率1～3%を目安に確認しているところ。
- 自社のH3需要の1～3%の予備率確保が供給力確保義務違反に問われない水準とされているわけではないが、みなし小売電気事業者も長期的に確保すべき予備率の水準として自社のH3需要の1～3%をひとつの目安にしている。
- なお、現在の供給計画では、旧一般電気事業者としては依然高い水準の発電余力を保持している。

- 今回ヒアリングしたみなし小売電気事業者は、第8回制度設計WGにおいて「持続的需要変動対応」として示されたエリアのH3需要の1～3%については小売電気事業者が長期的に確保すべき予備力と整理されたことを踏まえ、自らが長期的に確保すべき予備率の水準を自社のH3需要の1～3%としており、それ以上の供給力は発電余力として整理していることを改めて確認した。
- 今回、大型電源の稼働により、H30年度供給計画取りまとめ時において、広範囲のエリアで8%を下回るとしていた供給予備力は8%を確保できる見通しとなったが、今後もみなし小売電気事業者からの需要離脱に伴い、同事業者が保有している発電余力の休廃止が進んでいく傾向は変わらないのではないか。
- このため、引き続き将来の供給力の推移について注視するとともに、電源入札等について適時適切に対応できるよう、発電余力の休廃止動向を早期に把握するよう努力していく。
あわせて、発電事業者が多様な供給先を確保することによる電源の退出防止の観点から、マッチング掲示板の早期実現に向けた検討を進める。
- なお、「偶発的需要変動対応」としての必要供給予備力の考え方や運用断面の予備力の在り方については、関係機関と連携し、別途検討していく。

出典：第12回容量市場の在り方等に関する検討会（2018年6月22日）資料 3 から抜粋

http://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2018/youryou_kentoukai_haihu12.html

3-4. マッチングの掲示板の扱い

25

- 次に、容量市場の導入による事業環境の変化に対して、事業者が多様な電源調達手段を取りうる環境の整備として、下記の仕組みについて整理を行う。
 - ① 販売先未定電源を有する事業者と相対契約を希望する新電力のマッチング
 - ② 電源開発や電源確保を希望する新電力と廃止・休止予定電源を有する事業者のマッチング
- 上記については、電源差し替えの掲示板と類似しているが、容量市場の導入前から実施すること、発電事業者と小売電気事業者のマッチングも含まれていることが、電源差し替えの掲示板と異なっている。
(したがって、容量市場のリクワイアメントとして取り決めることはできない)
- 一方、マッチングの掲示板の効果としては、小売電気事業者による多様な電源調達手段による事業環境変化への対応だけでなく、発電事業者による多様な供給先の確保による、電源の退出防止
(若しくは単純廃止でなくリプレースの推進) という点においても期待される。

(具体的なニーズのイメージ：事業者の意見を踏まえて引き続き検討を行う)

小売電気事業者 : ① 小規模事業者が相対契約でkW価値を確保するニーズ
(kW価値だけでなくkWhを確保するニーズも考えられる)

小売電気事業者 : ② 電源確保を考える事業者が単独若しくは一部出資等で電源を確保するニーズ

発電事業者 : ② 同上

- 上記を踏まえつつ、広域機関において、事業者の具体的なニーズ等を踏まえて、マッチングの掲示板の検討を進めることとしてはどうか。

以下、参考資料

- 昨年度、東京・中部・関西エリア(中央3エリア)において需給バランスが予備率8%を下回る年度があり、その要因について、旧一般電気事業者(小売及び発電部門)は、離脱需要の増に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は、調達先未定などにより自らが確保する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少していると分析した(52頁参照)。
- 本年の取りまとめでは、中央3エリアに加え、その他のエリア(特に、東北・四国・九州エリア)においてもその傾向がみられ、エリアの予備率が減少していることがわかった。その結果、連系線を活用してエリア間で均平化した需給バランスにおいて、時間帯によっては広範囲のエリアで予備率が8%を下回るという結果となった(50頁参照)。
- 旧一般電気事業者(小売及び発電部門)からのヒアリングや、その他関連する情報などをもとに、経年火力の休廃止など供給力を減少させている背景にある要因について考察すると、以下のとおり。
 - 旧一般電気事業者の小売部門(みなし小売電気事業者)では、自社から離脱していく需要(離脱需要)が現在と同じペースで年々増大した場合、2027年度(10年先)では、全国計でエリア需要の22%(中央3エリアでは25%)になると想定している状況。
 - そのため、今回の供給計画では、みなし小売電気事業者のうち中央3社を含む5社からは、長期(10年先)の供給力として自社需要の1~3%の予備力を保有するとの届出がなされており、それ以上の供給力については自社発電部門(発電事業者)の発電余力として整理している状況。
 - 発電余力となっている電源は、競争力の劣る経年火力などであることから稼働率が低下し、さらに再生可能エネルギーの導入拡大等を勘案すれば市場価格も低下することになり、発電余力の維持に必要な電源を限界費用で市場に投入すれば維持できないケースが増えていくと推測しているのではないかと推察している。
- この傾向が今後も急速に進むものと想定すると、このままでは、容量市場による容量確保が開始する2024年度を待たずに需給ひっ迫することが現実的な問題として懸念される(48, 49頁参照)。このため本機関としては、将来の供給力の推移についてこれまで以上に注視し、需給バランスの評価を確実に実施していく。あわせて、容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、国とも連携をとりながら、制度的な措置を含めた具体的な方策について検討を進めていく。
- その際には、供給計画においてみなし小売電気事業者が長期の予備率を1~3%としていることと、かつて、みなし小売電気事業者が自らの予備率について審議過程で提示した5%との整合性や、みなし小売電気事業者が本来確保すべき計画段階での供給力のあり方についても併せて確認し、必要に応じて対応策等を検討することとする。
- また、平成29年度の供給計画取りまとめにて容量市場創設の必要性について言及したが、このような至近の状況も踏まえれば、供給力が将来にわたり確実に確保される仕組みとしての容量市場の必要性が一層高まったものともいえ、本機関としては、引き続き国と連携をとりながら、容量市場の具体的設計に傾注していく。

出典：第26回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月22日） 議事録より抜粋

<http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/index.html>

- 小売電気事業者が供給力確保義務を果たすためには自社需要の5%を予備力として確保しなければならず、自分たちはドミナントな存在なので市場で調達するのは難しいということは、公開の場ではっきり発言されたので、当然、みなし小売電気事業者、少なくとも中3社は、自社のエリア需要に対して長期の計画なら5%確保して当然だと考える。もしそれがなされていないのであれば、その理由を広域機関がまず確認しなければならないのではないか。
- 供給力確保義務のために予備力が必要だと、あれだけ公開の席で言い切ったにも関わらず、いい加減なことをしているという事態は、非公開の場ではなく、公開の場できちんと国民が知るべきである。いかにいい加減な事業者で、いかに安定供給を軽視しているのかということをはっきりさせる必要がある。もし、そうでないとするならば、供給計画の断面で自社需要の1%しか確保していないのか、きちんと確認しなければならないのではないか。
- ただ、仮に自社需要の1%しか確保していなかったとしても、それが変だと直ちに断言するのは、若干の躊躇がある。原子力について、一定程度は再稼働すると見込んではあるが、不確実なので供給計画には織り込めておらず、しかしながらほぼ確実に再稼働することを見込んでいるため、その段階で契約を結ぶつもりで、いまは待っているという事情があるのだとすれば、逆に言えば需給バランスは危機的な状況ではないことが間接的にわかるので、そのようなこともヒアリングした上で、公開できるのかどうかは別として、何らかの形で発信していただきたい。

以 上