

確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における 諸課題の検討について

2022年 12月26日

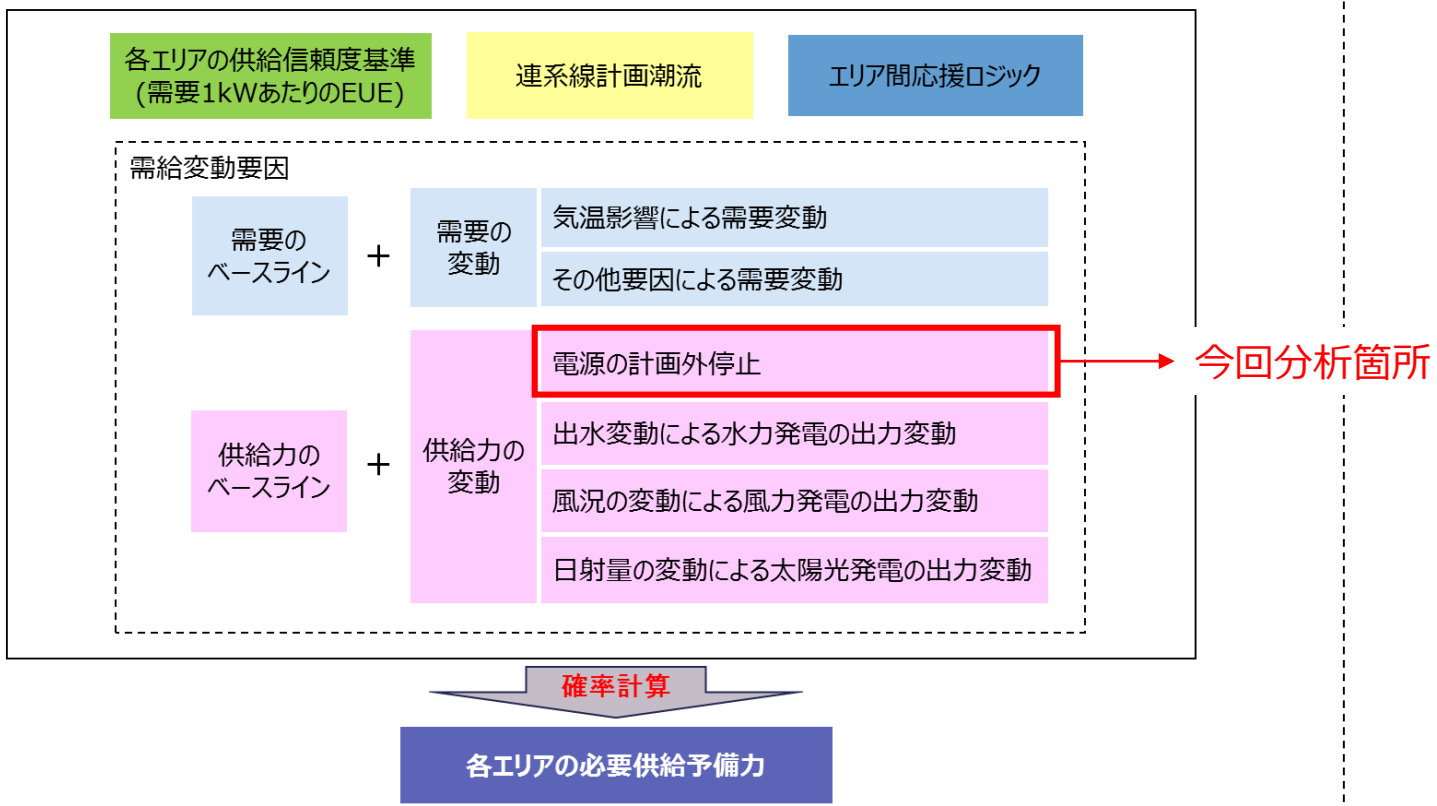
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 第74回（2022年6月28日）本委員会にて課題提起した検討事項③について、第76回（2022年8月23日）で提案した方針に基づきデータ集約・分析を行ったため、内容について報告する。

供給信頼度における検討事項	EUE算定における現状整理
① 高需要期以外での需給ひっ迫を踏まえ、 春季・秋季についても、厳気象・稀頻度対応リスク分を考慮する必要があるのではないか。	夏季・冬季のみ厳気象対応(2%)と稀頻度リスク対応(1%)を考慮
② 今般の需給ひっ迫等で事業者に多くの補修停止計画の調整を求めている状況を踏まえ、 年間計画停止可能量及び追加設備量の考え方を改めて整理する必要があるのではないか。	2019年度供給計画の計画停止量を参考に、年間計画停止可能量1.9ヶ月を確保するための追加設備量を算定。
③ 今般の需給ひっ迫の要因の一つである電源の計画外停止について、 計画外停止率及び算定の考え方が実態と乖離していないか確認する必要があるのではないか。	計画外停止率は至近3カ年平均の実績から算定し、3年周期で見直し。 翌日計画で稼働予定の電源を対象に、計画外停止実績を集約。
④ 今般の需給ひっ迫の要因の一つである連系線の運用容量減少について、供給信頼度評価においても、 連系線の計画外停止や運用容量減少を考慮する必要があるのではないか。	連系線の計画外停止等は織り込まず、健全な状態(年間運用容量)として算定

■ 確率論的必要供給予備力算定手法において、需給変動データは、主に気温影響による「需要の変動」、および電源の計画外停止や出水、日射量、風況の変動等による「供給力の変動」を考慮のうえ、必要供給予備力を算定する。

■ 確率論的必要供給予備力算定手法は、「連系線計画潮流」「エリア間応援ロジック」に基づいて、需給変動要因の確率計算を行い「各エリアの供給信頼度基準」を満たす「各エリアの必要供給予備力」を算定している。



- 計画外停止率は、8760hの発電可能量(分母)に対する、計画外停止及び出力抑制により減少した発電可能量(分子)の割合で算定している。
- また、供給信頼度評価における計画外停止率は、**至近3カ年の実績を採用し、3年周期で見直している。**

1 これまでの検討状況

30

(2) 確率論的必要供給予備力算定手法の検討諸元 (供給力変動データ)

- 下記算定式により求めた電源種別ごとの計画外停止率をもとに、二項分布にて計画外停止分布を模擬する。

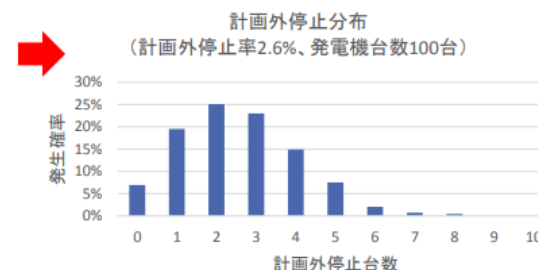
$$\text{計画外停止率(火力)} = \frac{\text{認可出力} \times \text{計画外停止時間} + \text{出力抑制量} \times \text{出力抑制時間}}{\text{認可出力} \times (\text{運転時間} + \text{計画外停止時間})} \times 100\%$$

- ・対象設備：認可出力 100MW以上の火力設備とし、発電所内の原因による故障のみでなく、関連変電設備の故障など、ほかの原因により停止または出力制限した場合も含む
- ・対象期間：2017年度諸元(2014～2016年度)

(参考) 計画外停止率

		2016年度諸元	2017年度諸元
水力	自流式・調整池式	0.5%	3.7%
	貯水式		0.7%
	揚水	1.0%	1.0%
火力	初期期間 (運転後3年以内)	5.0%	
	325MW未満 (運転後4年以降)	2.0%	2.6%
	325MW以上 (運転後4年以降)	2.5%	
	原子力	2.5%	2.6%
再生 エネ	風力	—	—
	太陽光	—	—
	地熱	2.0%	2.6%

【火力の例】
計画外停止率をもとに、
二項分布にて確率分布を模擬



【出典】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に追記
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyuu_25_haifu.html

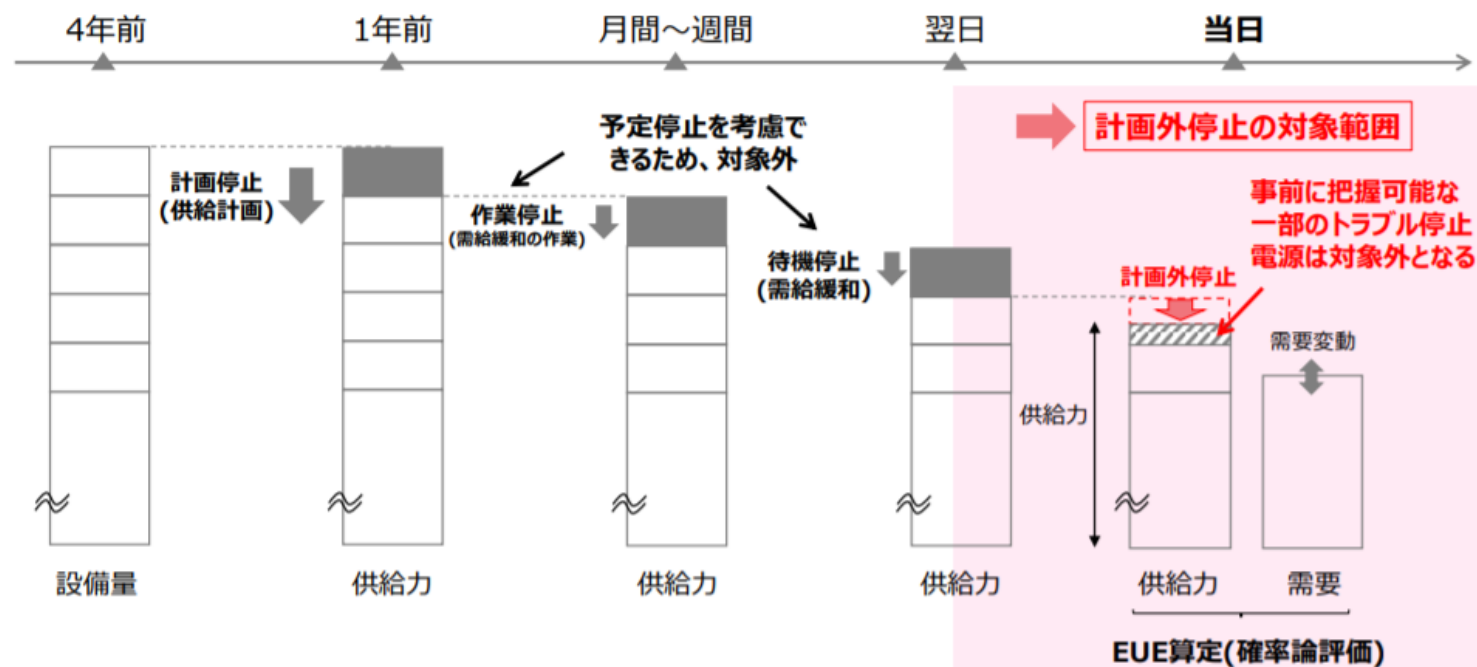
【出典】第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019/6/10) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyuu_40_haifu.html

- 現在の計画外停止の対象範囲では、**数日後に運転制約・停止を見込む場合には計画外停止と扱えない**など課題がある。

③現状の計画外停止率の算定方法の見直し
～ 現状の計画外停止率の対象範囲について ～

18

- 現状の計画外停止実績の集約は、翌日計画で稼働予定の電源を対象とし、トラブル停止や抑制により減少した発電可能量を対象としている。(需給緩和によるバランス停止等は対象外)
- **そのため現状の集約方法では、数日後に運転制約・停止を見込む場合には計画外停止と扱われない。**



【出典】第74回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/6/28) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_74_haifu.html

- 事業者の実務負担も考慮して集約方法を前スライドの通り決定しているが、本来は**供給計画時点からやむを得ず増加した停止量を計画外停止と扱うことが望ましいことから、第76回本委員会にて新たな分析手法を提案。**

(参考) 現状の計画外停止実績の集約の考え方について

19

- 供給信頼度評価における年間計画停止可能量1.9ヶ月は供給計画における計画停止量から定められていることから、供給計画時点からやむを得ず増加した停止量を計画外停止と扱うことが適当と考えられる
- 一方で、供給計画時点から実需給までには補修計画の工期見直しや、発生した計画外停止に対応するための追加補修を予定された補修計画に同調する等、多くの調整がなされており、計画外停止の増減が一定程度相殺されていると考えられる。
- また、需給状況に応じたバランス停止等との仕分けも必要であり、事業者の実務負担等も考慮し、翌日計画において稼働予定の電源を対象として計画外停止実績を集約している。

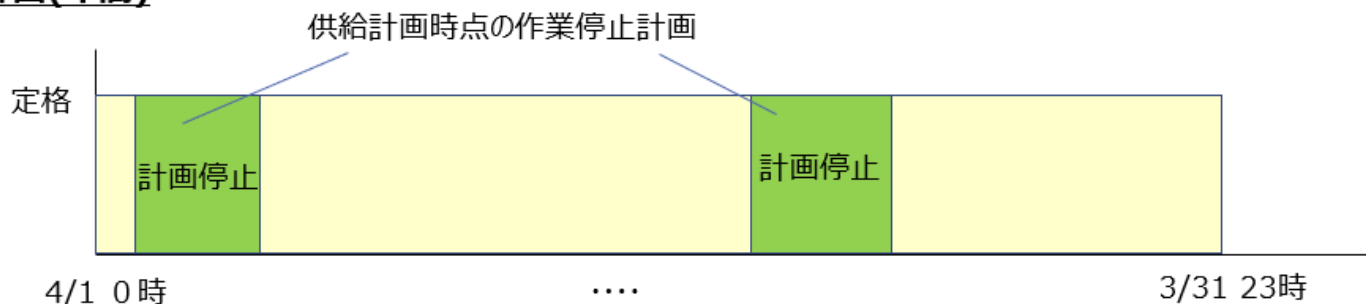
【出典】第74回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/6/28) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyuu_74_haifu.html

③計画外停止の考え方 ～ 新たな算出方法のイメージ (火力) ～

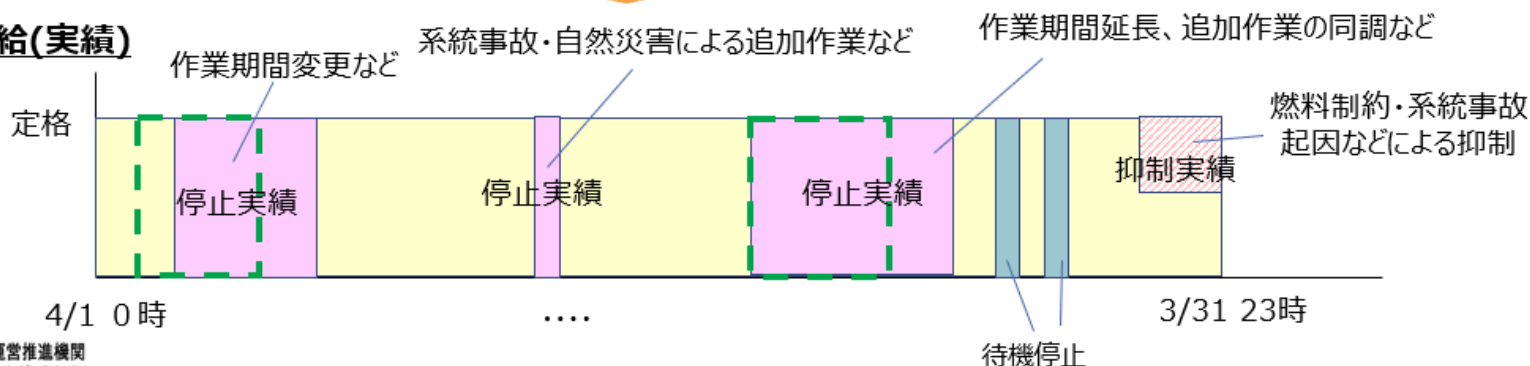
7

- 前述のとおり供給計画時点から実需給までの期間では、補修計画の工期見直しやトラブルによる追加作業などが発生する。
- 追加的な作業については予定されていた補修計画に同調するなどの調整もなされるが、供給計画(年間)時点の作業停止予定と実需給における作業停止実績では、停止時期や停止日数・時間に差が生じる。

供給計画(年間)



実需給(実績)



③計画外停止の考え方

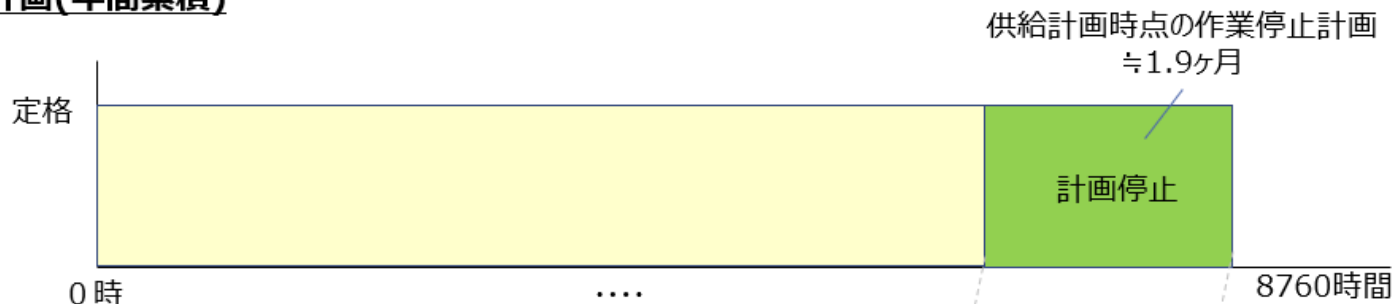
～ 新たな算出方法のイメージ (火力) ～

8

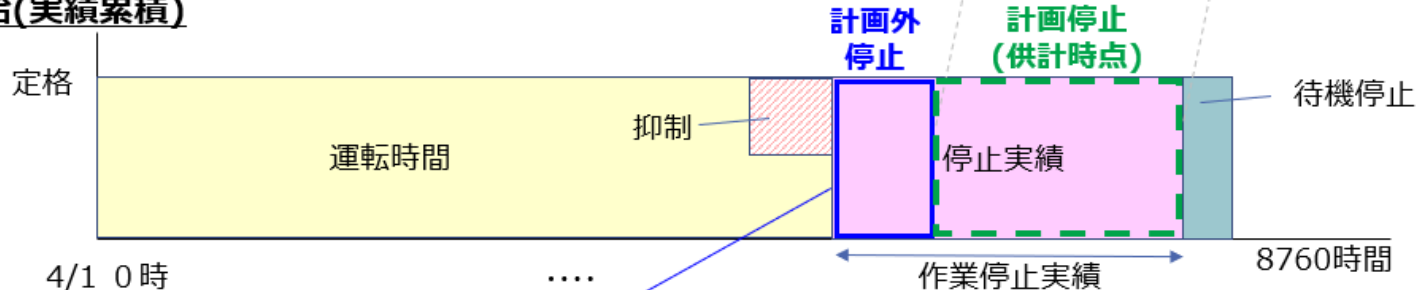
- 予定されていた補修計画へ同調するなどの調整により、計画外停止は供給計画（年間）時点から一定程度相殺されると考えられるが、下式であればそれらも考慮したうえで、計画時点から追加となった作業停止時間を扱えるか。

$$\text{計画外停止時間} = \text{発電機作業停止時間実績} - \text{供給計画での作業停止予定時間}$$

供給計画(年間累積)



実需給(実績累積)



$$\text{計画外停止時間} = \text{発電機作業停止時間実績} - \text{供給計画での停止予定時間}$$

③計画外停止の考え方 ～ 新たな算出方法のイメージ (火力) ～

9

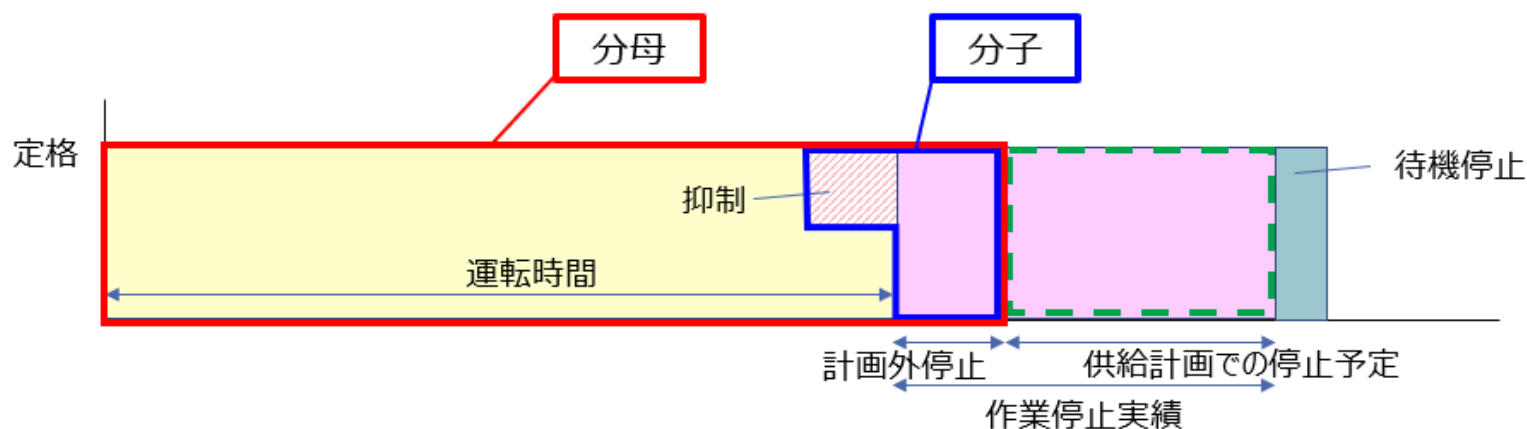
- 今回新たに整理した計画外停止時間をもとに、改めて計画外停止率を集計することでどうか。
- なお、今回提案手法による計画外停止率の扱いについては分析結果も踏まえて検討を進めることとしたい。

- 下記算定式により求めた電源種別ごとの計画外停止率をもとに、二項分布にて計画外停止分布を模擬する。

$$\text{計画外停止率(火力)} = \frac{\text{認可出力} \times \text{計画外停止時間} + \text{出力抑制量} \times \text{出力抑制時間}}{\text{認可出力} \times (\text{運転時間} + \text{計画外停止時間})} \times 100\%$$

- ・対象設備：認可出力 100MW以上の火力設備とし、発電所内の原因による故障のみでなく、関連変電設備の故障など、ほかの原因により停止または出力制限した場合も含む
- ・対象期間：3か年

【出典】第40回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019/6/10) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html



- 提案内容について了承いただいたため、発電事業者に対し1年前倒しでデータ集約を実施。
- データ分析結果について報告する。

③計画外停止の考え方
～まとめ～

17

- 過去の計画外停止率のデータ集計、対象期間は、以下の通り。
- 本来3年毎にデータを集約しているが、今回提案する計画外停止の考え方に基づき分析するため、本委員会にて了承後、**1年前倒しで発電事業者に対して計画外停止のデータ集約をさせていただきたい。**
- なお、今回提案手法による計画外停止率の扱いについては分析結果も踏まえて検討を進めることとしたい。

データ集計	対象期間	用途
2017年度	2014～2016年度	2020年度メインオークション (2024年度実需給向け)
2020年度	2017～2019年度	2021～2023年度メインオークション (2025～2027年度実需給向け)
2022年度	2019～2021年度	算定方法変更による分析 扱いについては分析結果も踏まえて検討

【出典】第76回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/8/23) 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyuu_76_haifu.html

③計画外停止の考え方

～ 現在の計画外停止率について ～

- 現在EUE算定に用いている計画外停止率は以下の通り。
- 再エネ（太陽光・風力）は、EUE算定時の出力比率に計画外停止が考慮されているため、計画外停止率は考慮していない。

[計画外停止率]

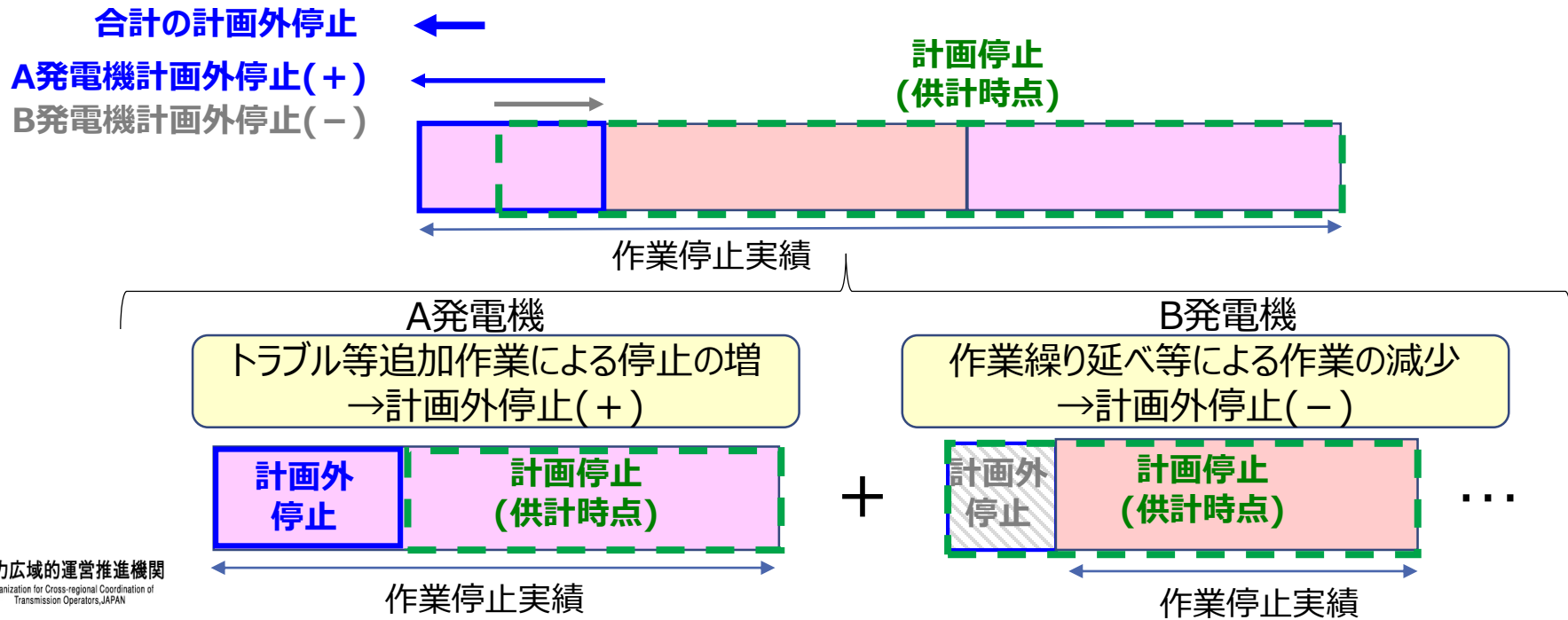
		前回調査結果 (2017～2019)	今回調査結果 (2019～2021)	備考
火力		2.5%	今回分析箇所	<u>事業者データによる分析結果より</u>
水力	揚水	1.6%		
	自流・調整池式	5.0%		
	貯水式	0.5%		
原子力		2.5%		
再エネ	太陽光	—	<u>EUE算定時の出力比率に計画外停止等が考慮されているため、計画外停止率は設定しない。</u>	
	風力	—		
	地熱	2.5%		火力の計画外停止率を準用

③計画外停止の考え方

～ 今回の計画外停止率の位置づけについて ～

- 供給信頼度評価では、計画停止可能量を供給計画における計画停止量から算定しているため、**計画外停止量は、供給計画時点から実需給までの供給力減少量を扱うことがEUE算定上適切**と考えられることから、**計画外停止 = 供給計画時点からの停止・抑制の変化量 (kWh) と考え方を変更した。**
- この抽出方法は、設備トラブル・作業延長等による供給計画時点からの供給力の減少（計画外停止(+)）と、作業繰り延べや早期終了等による供給計画時点からの供給力の増加（計画外停止(-)）の両面を抽出している。
- なお、本数値は供給計画時点からの停止・抑制の変化量のため、**あくまでEUE算定に用いる数値であり、純粋なトラブル停止率ではないことに留意が必要。**
- 以降本数値は**EUE算定向け計画外停止率と明記することとする。**

計画外停止時間 = 発電機作業停止時間実績 - 供給計画での停止予定時間



③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率算出結果及び要因分析(火力) ～

- 今回調査では前回調査に比べて**火力合計3ヶ年平均で約4.2%増加**する結果となった。(データがラップしている2019年度データと比較しても計画外停止率が増加)
- 今回、供給計画時点からの停止・抑制の変化量に調査方法を変更したことに伴い、**今まで抽出できていなかった計画外停止・抑制も抽出できた**と考えられる。

[EUE算定向け計画外停止率 (火力)]

前回調査		2017	2018	2019	3か年平均
火力合計※		1.6%	2.6%	3.3%	2.5%
燃種別	石炭	1.2%	3.3%	4.7%	3.1%
	LNG	1.1%	1.8%	1.9%	1.6%
	石油	9.1%	8.6%	14.2%	10.0%

今回調査		2019	2020	2021	3か年平均
火力合計※		5.3%	6.7%	8.2%	6.7%
燃種別	石炭	6.0%	5.4%	9.4%	6.9%
	LNG	4.2%	6.4%	5.6%	5.4%
	石油	20.6%	26.1%	31.5%	26.1%

※単純な燃種毎の平均ではなく、分母・分子それぞれ電力量で合計して比率を算出

③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率算出結果及び要因分析(火力) ～

■ **新たに計画外停止として抽出できた項目**（計画外停止率が増加）のうち大きな要因として考えるものを列挙。

- ① **計画停止の作業延長**：前回調査では翌日計画で運転予定の電源を対象としていたため、計画停止の延長については計画外停止として扱われないが、今回は計画と実績の差分として計画外停止にカウント
- ② **計画外⇒計画停止への移行**：設備トラブルによる停止が連続ではなく断続的に発生する場合、2度目以降の停止は翌日計画で運転予定なしとなる（計画停止として扱われる）ため、前回調査ではカウントされない
- ③ **前回抽出定義の誤認（定義の難解さ）**：前回調査においても、計画外停止発生以降停止が継続する場合、当該期間すべてを計画外停止として報告すべきであるが、一部事業者において内容の誤認があり、発生初日のみを計画外停止として報告し、2日目以降は抽出されていなかった事象も確認。これは、前回抽出定義の難しさも発生原因の一つであると思料。

<要因①の具体例：A発電機>

供給計画時点での停止予定：360時間
2019/5/25 0:00 ～ 2019/6/9 0:00



差分48時間（2日間）
A発電機の年間の計画外停止率
約0.5%引き上げ

停止実績：408時間
2019/5/25 0:00 ～ 2019/6/11 0:00

前回の調査では計画外停止として扱われない

<要因②の具体例：B発電機>

供給計画時点での停止予定：なし



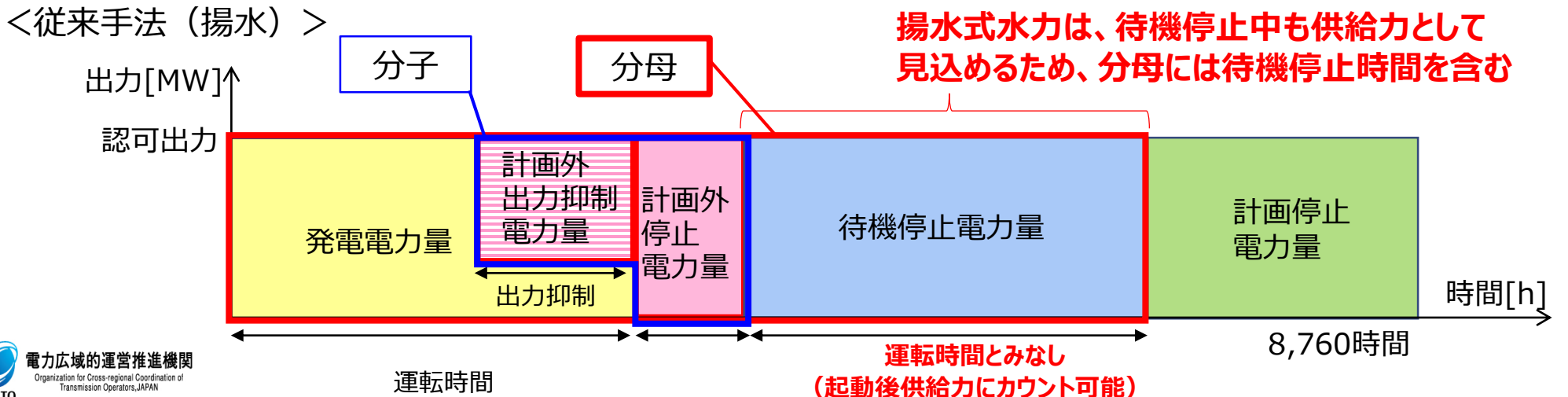
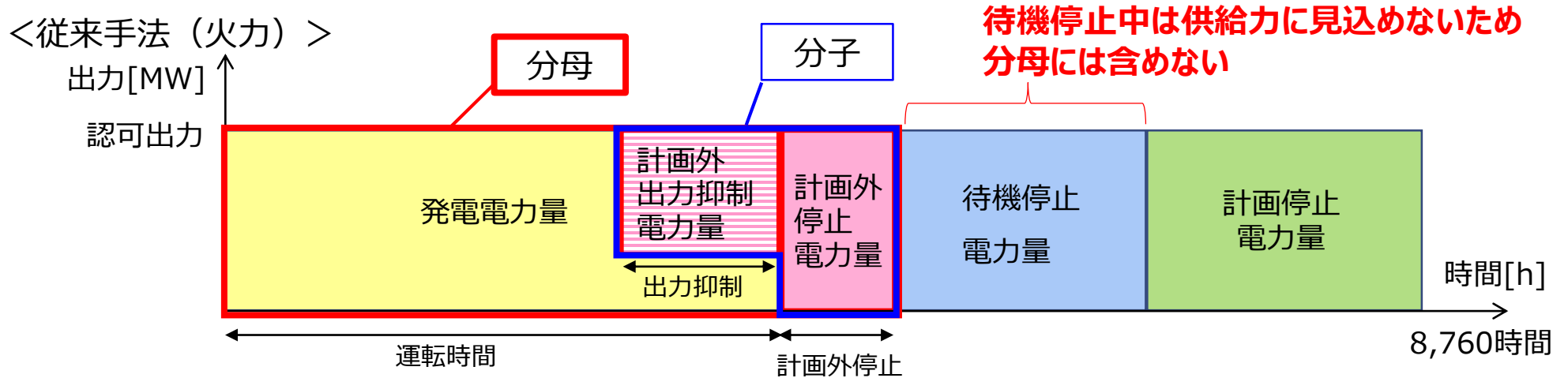
B発電機の年間の計画外停止率
約30.2%引き上げ

停止実績（設備トラブル）：約1686時間
2019/9/30 11:05 ～ 2019/10/5 15:45
2019/10/12 9:30 ～ 2019/10/29 10:40
2019/11/20 0:00 ～ 2019/12/18 11:32
2019/12/18 13:33 ～ 2020/1/6 10:10
2020/2/14 9:00 ～ 2020/2/14 17:00
2020/2/21 9:00 ～ 2020/2/21 17:10
2020/3/14 9:00 ～ 2020/3/14 17:00
2020/3/30 9:00 ～ 2020/3/30 14:00

前回の調査では翌日運転予定であった事象のみしか抽出していない

③計画外停止の考え方
 ～ 火力における待機停止の扱いについて ～

- 従来手法では、**火力の待機停止電力量**は、起動指令から定格出力までにある程度の時間を要するため、必要な時に供給力にカウントできないことから**計画外停止算定の対象外（運転時間に織り込まない）**と整理。
- 一方で、**揚水については**、待機停止中であっても起動指令から定格出力到達までの時間が短く、即座に供給力として見込めるため**計画外停止算定対象（運転時間に織り込む）**と整理していた。



③計画外停止の考え方

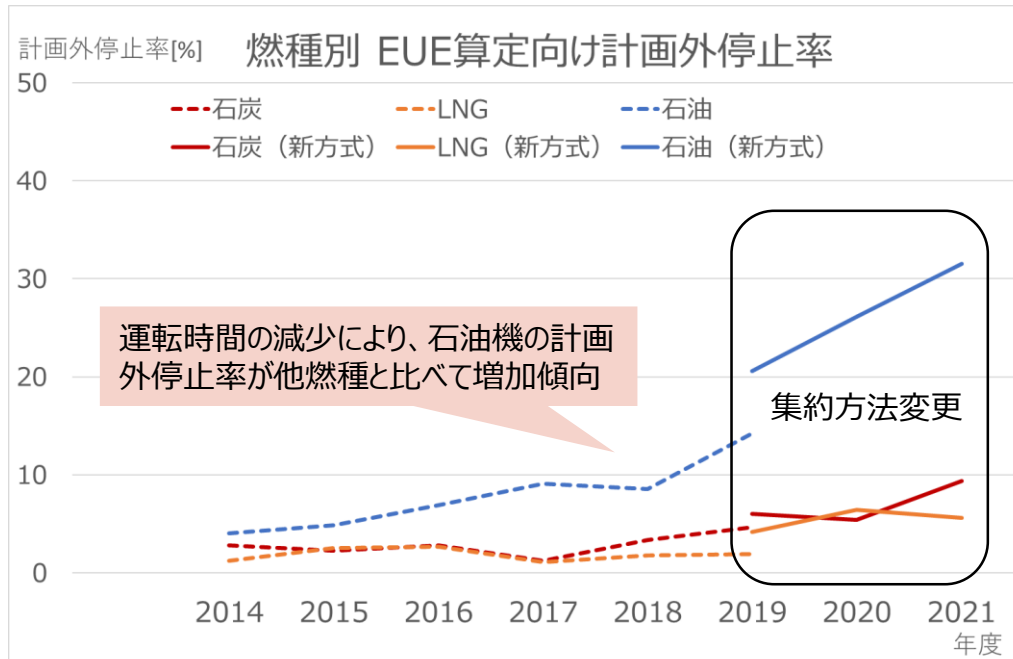
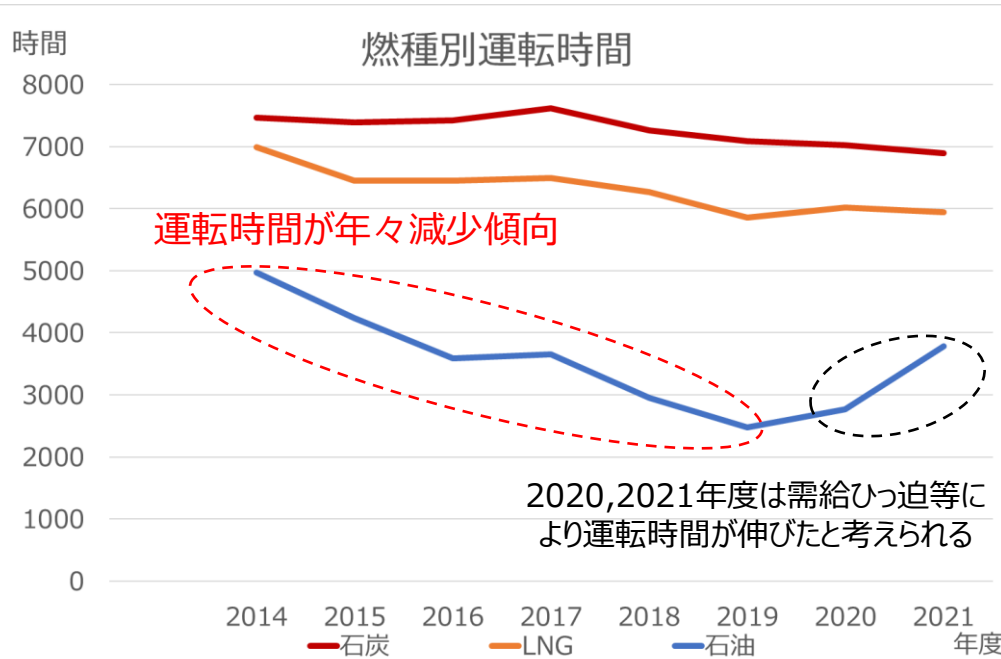
～ 火力における待機停止の扱いについて ～

- 従来は翌日計画で稼働予定の電源を対象としていたことから、火力の待機停止電源に対して起動指令をかけても、供給力に見込めないという整理であったが、今回、**供給信頼度評価で扱うべき計画外停止については、供給計画時点からの変化量に考え方を変更した。**
- これまでは1日前に稼働予定であった電源を対象としていたため、考え方の整合を図り、火力の待機停止は運転時間に見込まないとしていたが、EUE算定においては発電機の起動・停止時間の概念はないことを踏まえると、今回の計画外停止の考え方の変更に伴い、**EUE算定向け計画外停止率については、火力についても待機停止時間を運転時間とみなす（分母に織り込む）ことが妥当ではないか。**

③計画外停止の考え方

～ 火力における待機停止の扱いについて ～

- なお、待機停止時間を運転時間に織り込まない場合、仮に停止量が同じであった場合でも、待機停止時間の増加により計画外停止率が増加する。
- 実際に再エネの増加等により、**石油火力の運転時間は顕著に低い傾向にあり、これに伴い待機停止時間が長く、EUE算定向け計画外停止率が増加傾向にある。**
- **待機停止時間を運転時間に織り込まない場合**、今後再エネの更なる導入により、石油機以外においても運転時間がさらに減少することで、**停止量の変動がEUE算定向け計画外停止率に大きな影響を与えてしまう。**



※2019年度以前と2019年度以降で運転時間の算出方法が異なるため、2019年度データで整合するように補正を実施

③計画外停止の考え方

～ 火力における待機停止の扱いについて ～

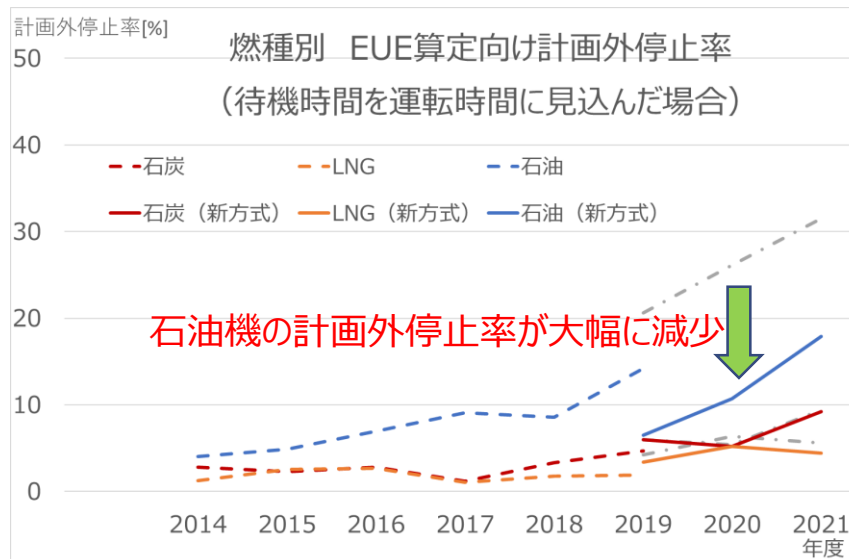
- 待機停止時間を運転時間に見込んだ場合のEUE算定向け計画外停止率は以下の通り。
- **石油機については3か年平均で約15%近く減少し、火力全体の3ヶ年平均でも1.1%減少。**

[EUE算定向け計画外停止率（火力）]

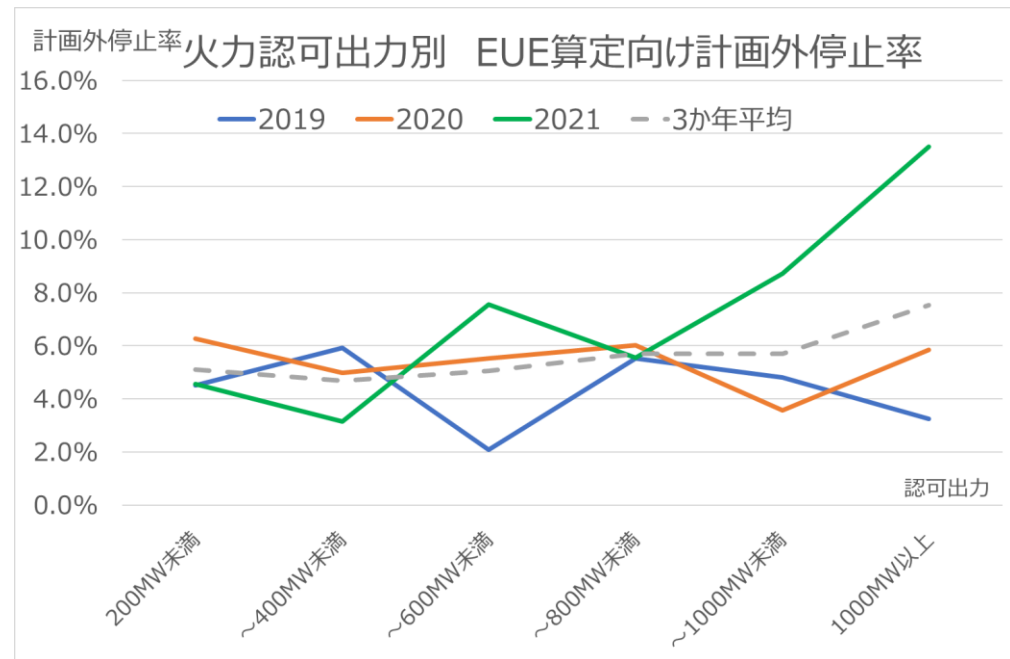
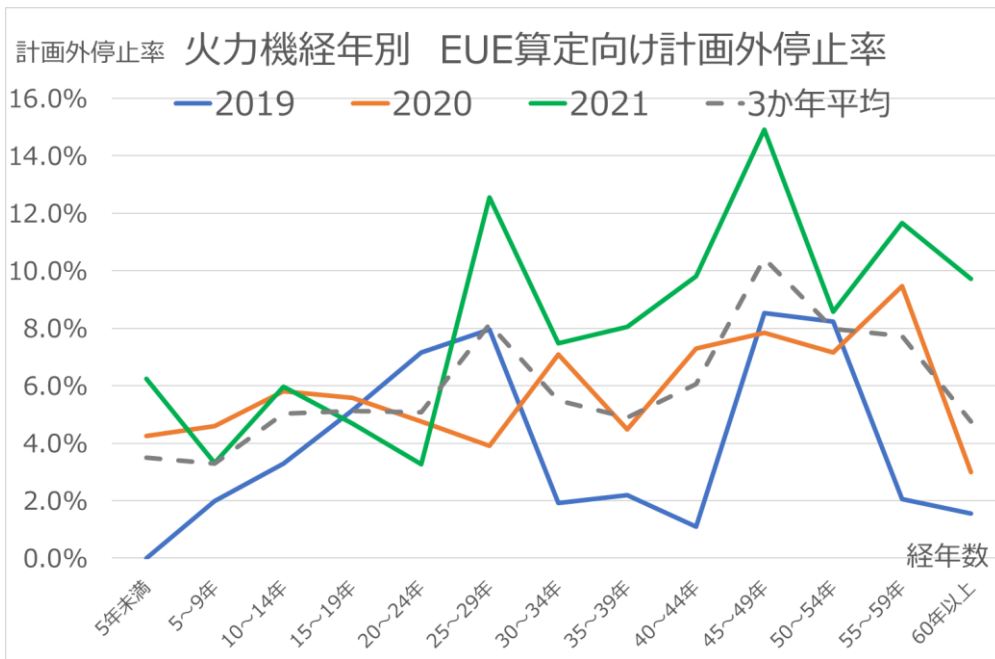
凡例：待機停止を運転時間に見込まない⇒織り込む

今回調査		2019	2020	2021	3か年平均
火力合計※		5.3%⇒4.4%	6.7%⇒5.5%	8.2%⇒6.9%	6.7%⇒ 5.6%
燃 種 別	石炭	6.0%⇒6.0%	5.4%⇒5.2%	9.4%⇒9.2%	6.9%⇒6.8%
	LNG	4.2%⇒3.4%	6.4%⇒5.2%	5.6%⇒4.4%	5.4%⇒4.3%
	石油	20.6%⇒6.5%	26.1%⇒10.7%	31.5%⇒17.9%	26.1%⇒11.7%

※単純な燃種毎の平均ではなく、分母・分子それぞれ電力量で合計して比率を算出



- 発電機経年数や認可出力別でのEUE算定向け計画外停止率は下表のとおり。
- 計画外停止率は設備トラブル等による大規模な（長期間の）停止・抑制により停止率が大きくなる傾向にあるため、設備トラブル等発生有無による年度の違いが大きく、今回の分析では経年別や認可出力による傾向までは分析しきれなかった。



③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率算出結果及び要因分析(揚水・一般水力) ～

- **揚水、一般水力も火力と同様に2019年度データを比較すると、計画外停止率が同等ないしは増加傾向であり、今まで抽出できていなかった計画外停止・抑制も抽出できた**と考えられる。
- 2021年度は厳しい需給状況から、計画停止調整（繰り延べ）などの影響により、EUE算定向け計画外停止率が大きく減少したと考えられるが、今回の抽出手法は設備故障・作業延長等と、作業繰り延べや早期終了等など、供給計画時点からの停止の増減を抽出しており、複数年の平均値を採用することでその影響を均平化しているため、数値の補正や除外は行わず、3ヶ年平均値をそのまま採用することでどうか。

[EUE算定向け計画外停止率（揚水・一般水力）]

前回調査	2017	2018	2019	3か年平均
揚水	2.2%	1.0%	1.5%	1.6%
自流・調整池式	4.7%	5.3%	5.2%	5.0%
貯水池式	0.4%	0.5%	0.7%	0.5%



今回調査	2019	2020	2021	3か年平均
揚水	1.9%	1.5%	0.3%	1.2%
自流・調整池式	5.1%	4.5%	3.4%	4.3%
貯水池式	2.3%	2.5%	1.6%	2.1%

③計画外停止の考え方

～ 自然災害と燃料制約の扱いについて ～

- 第76回本委員会において、自然災害および燃料制約による停止・出力抑制の計画外停止における扱いについては、理由等を含めて調査・分析の上検討するとしていた。

③計画外停止の考え方

～ 自然災害と燃料制約の扱いについて～

14

- 自然災害等による大規模電源脱落や燃料制約による停止・出力抑制については、計画外停止率における扱いを検討するとしていた。
- 今回の停止実績集約においては、供給計画（年間）における停止計画に織り込まれていない停止・出力抑制実績の中で、自然災害等や燃料制約が原因のものについて、理由も併せて調査をすることどうか。
- 調査結果等も確認したうえで、上記のようなリスクをEUE評価に織り込むべきか、検討を進めることとしたい。

【出典】第76回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2022/8/23) 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyu_76_haifu.html

③計画外停止の考え方

～ 大規模災害の扱いについて ～

- **供給信頼度評価においては、厳気象対応分および稀頻度リスク分までを考慮しており、それを超えるような事象が生じた場合には、休止電源等を活用した「予備電源」の枠組みが制度検討作業部会でも議論されているところ。**
- **このため、大規模災害による停止・抑制については、EUE算定向け計画外停止率から除外することとしてはどうか。**
- **この場合、容量市場では大規模災害の影響は考慮しないこととなるため、容量市場が想定していない事象が生じた場合、予備電源等を活用することとなる。**

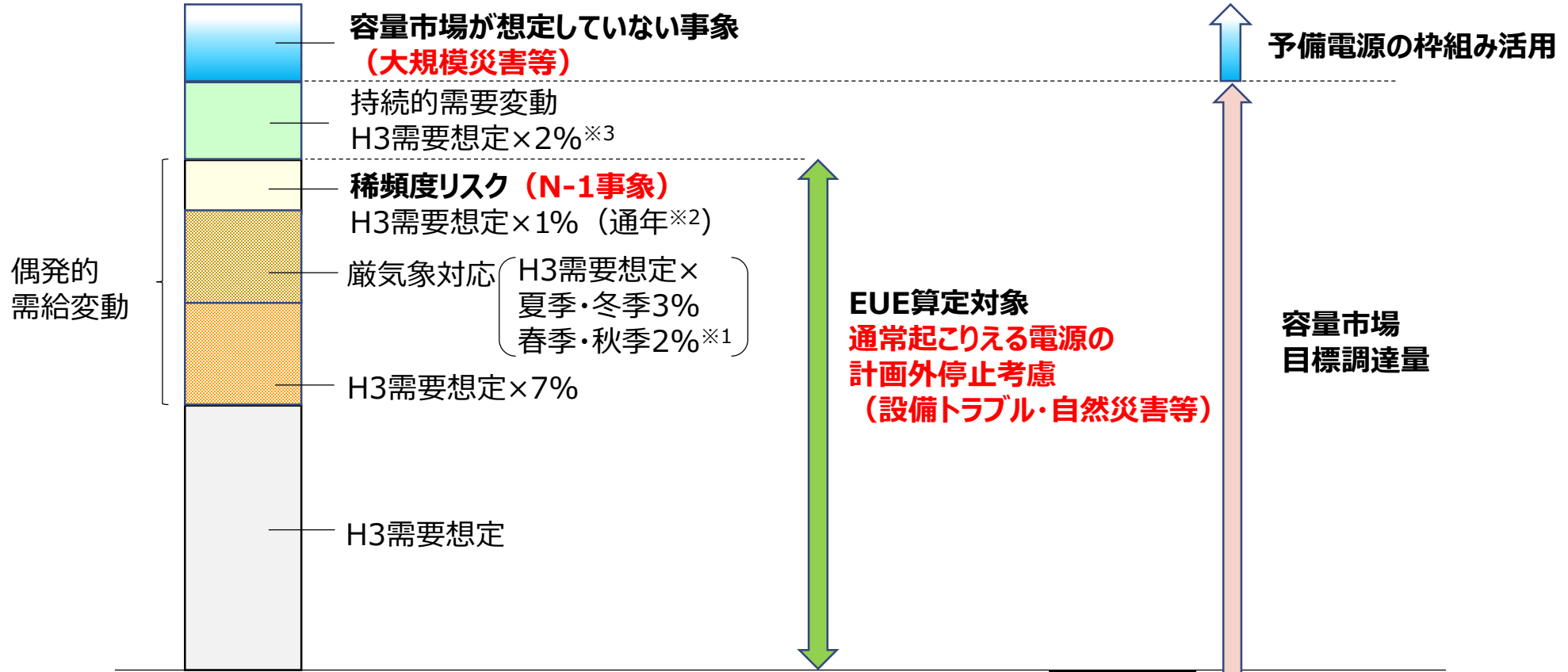
論点① 必要性、容量市場との関係

- 一方で、近年、大規模災害等、容量市場が想定していない事象が発生している。このような事象は、その発生を予測することが非常に難しく、こうした、言わば「外れ値」ともいえるような事象に備えるためには、供給力の外数として別途電源の手当が必要になるのではないか。
- ただし、こうした「外れ値」ともいえるようなリスクに対して、電源を供給力として常に稼働可能な状況に維持しておくことは、社会コストを上昇させることになる。
- 以上の2つの理由から、休止を維持した上で必要に応じて再稼働させる電源を「予備電源」として確保する仕組みを導入することとしてはどうか。

(容量市場でカバーできないリスクの例)

- ✓ 大規模震災
- ✓ 直近10年で発生していないトレンド予測が不可能な異常気象
- ✓ 資源国の生産設備トラブルや政策変更による燃料調達リスク

③計画外停止の考え方
 ～ 容量市場と予備電源のすみ分けイメージ ～



※1： 廠気象対応については、第78回の本委員会の整理に基づき確保量見直し
 ※2： 稀頻度リスクについては、第75回の本委員会の整理に基づき通年に見直し
 ※3： 持続的需要変動については、第77回の本委員会の整理に基づき1%⇒2%に見直し

計画停止を
踏まえた追加
設備量※4

※4： 追加設備量については第78回の本委員会にて2.1カ月を提案
 容量停止計画の調整状況も確認のうえ判断することとしている

- 稀頻度リスクとは、**厳気象対応を踏まえた必要供給力を上回るリスクへの対応として整理されており、追加的な発電機脱落や送電線故障による供給力低下率から、平年H3需要に対して1%程度とされている。**

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。**
- 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かどうか。

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）

【出典】第4回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019/3/5) 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_04_shiryuu.html

③計画外停止の考え方

～ 大規模災害の扱いについて ～

- 事業者調査の結果から、地震・台風など自然災害起因による計画外停止を下表の通り抽出。
- 毎年発生する可能性がある台風や豪雨を除き、計画外停止量が極めて大きく、大規模災害と考えられる福島県沖地震の影響（下表黒太字）をEUE算定向け計画外停止率から控除した場合の結果を次スライドに示す。

[火力]

発生年度	原因	計画外 停止電力量[GWh]
2019年度	台風15号による 系統事故	101
	台風19号による 系統事故	223
2020年度	宮城県沖地震	4
	茨城県沖地震	5
	福島県沖地震	3,135
2021年度	日向灘地震	100
	福島県沖地震	10,847

[揚水]

発生年度	原因	計画外 停止電力量[GWh]
2019年度	台風19号による 設備損壊等	142

[一般水力]

発生年度	原因	計画外 停止電力量[GWh]
2019年度	台風19号による 設備損壊等	355
	その他豪雨など	1.2
2020年度	令和2年7月豪 雨による設備損 壊等	188
	その他地震など	15.7
2021年度	地震・豪雨など	8.9

③計画外停止の考え方

～ 大規模災害の扱いについて ～

- 福島県沖地震をEUE算定向け計画外停止率から控除すると、火力3か年平均で計画外停止率が0.5%減少。
- 次スライドにて、計画外停止電力量が比較的大きい100GWhを超える事象をEUE算定向け計画外停止率から控除した場合についても参考で確認したが、停止率としてはほぼ変わらず、EUEへの影響は軽微であると考えられる。
- 以上踏まえると、**例外処理は極力少ない方が望ましいため、今回は福島県沖地震の影響のみ控除することでどうか。**
- 今後もEUE算定向け計画外停止率をローリングするタイミング（3年周期）で、自然災害による停止有無と、EUE算定向け計画外停止率に与える影響度合いを確認しながら、大規模災害としての除外を判断していくことかどうか。

[大規模災害による停止・抑制がEUE算定向け計画外停止率に与える影響（福島県沖地震のみ控除）]

※火力については、待機停止時間を運転時間に見込んだ場合の数値

凡例：大規模災害控除前⇒控除後

今回調査		2019	2020	2021	3か年平均
火力合計		4.4%⇒4.4% (0.0%)	5.5%⇒5.1% (▲0.4%)	6.9%⇒5.8% (▲1.1%)	5.6%⇒5.1% (▲0.5%)
燃 種 別	石炭	6.0%⇒6.0% (0.0%)	5.2%⇒4.1% (▲1.1%)	9.2%⇒6.1% (▲3.1%)	6.8%⇒5.4% (▲1.4%)
	LNG	3.4%⇒3.4% (0.0%)	5.2%⇒5.0% (▲0.2%)	4.4%⇒4.2% (▲0.2%)	4.3%⇒4.2% (▲0.1%)
	石油	6.5%⇒6.5% (0.0%)	10.7%⇒10.7% (0.0%)	17.9%⇒17.9% (0.0%)	11.7%⇒11.7% (0.0%)
揚水		1.9%	1.5%	0.3%	1.2%
自流・調整池式		5.1%	4.5%	3.4%	4.3%
貯水池式		2.3%	2.5%	1.6%	2.1%

③計画外停止の考え方

～（参考）大規模災害の扱いについて～

- 毎年発生する可能性がある台風や豪雨も含め、計画外停止電力量が100GWhを超える事象（下表黒太字）について、すべてEUE算定向け計画外停止率から控除した場合の結果についても参考で確認。

[火力]

発生年度	原因	計画外 停止電力量[GWh]
2019年度	台風15号による 系統事故	101
	台風19号による 系統事故	223
2020年度	宮城県沖地震	4
	茨城県沖地震	5
	福島県沖地震	3,135
2021年度	日向灘地震	100
	福島県沖地震	10,847

[揚水]

発生年度	原因	計画外 停止電力量[GWh]
2019年度	台風19号による 設備損壊等	142

[一般水力]

発生年度	原因	計画外 停止電力量[GWh]
2019年度	台風19号による 設備損壊等	355
	その他豪雨など	1.2
2020年度	令和2年7月豪 雨による設備損 壊等	188
	その他地震など	15.7
2021年度	地震・豪雨など	8.9

③計画外停止の考え方

～（参考）大規模災害の扱いについて～

- 福島県沖地震による停止・抑制のみを控除した場合と比較すると、3ヶ年平均では火力・揚水は数値変わらず、一般水力で0.1～0.2%計画外停止率が減少する結果となる。
- 一般水力の設備容量は火力に比べ小さく、EUEへの影響は軽微と考えられる。

[（参考）大規模災害による停止・抑制がEUE算定向け計画外停止率に与える影響（100GWh超の影響控除）]

※火力については、待機停止時間を運転時間に見込んだ場合の数値

凡例：大規模災害控除前⇒控除後

今回調査		2019	2020	2021	3か年平均
火力合計		4.4%⇒4.3% (▲0.1%)	5.5%⇒5.1% (▲0.4%)	6.9%⇒5.8% (▲1.1%)	5.6%⇒5.1% (▲0.5%)
燃 種 別	石炭	6.0%⇒6.0% (0.0%)	5.2%⇒4.1% (▲1.1%)	9.2%⇒6.1% (▲3.1%)	6.8%⇒5.4% (▲1.4%)
	LNG	3.4%⇒3.3% (▲0.1%)	5.2%⇒5.0% (▲0.2%)	4.4%⇒4.2% (▲0.2%)	4.3%⇒4.2% (▲0.1%)
	石油	6.5%⇒6.5% (0.0%)	10.7%⇒10.7% (0.0%)	17.9%⇒17.9% (0.0%)	11.7%⇒11.7% (0.0%)
揚水		1.9%⇒1.8% (▲0.1%)	1.5%⇒1.5% (0.0%)	0.3%⇒0.3% (0.0%)	1.2%⇒1.2% (0.0%)
自流・調整池式		5.1%⇒4.6% (▲0.5%)	4.5%⇒4.2% (▲0.3%)	3.4%⇒3.4% (0.0%)	4.3%⇒4.1% (▲0.2%)
貯水池式		2.3%⇒2.1% (▲0.2%)	2.5%⇒2.4% (▲0.1%)	1.6%⇒1.6% (0.0%)	2.1%⇒2.0% (▲0.1%)

③計画外停止の考え方 ～ 燃料制約の扱いについて ～

- 容量市場のリクワイアメントにおいて、需給ひっ迫時は燃料制約により応札できる容量を減少することはできない（需給ひっ迫時は供給力として活用可能）ため、燃料制約を供給信頼度評価に織り込むことは過大評価となる恐れ。
- また、**EUE算定は**確率的に需要変動や計画外停止をシミュレーションすることで**必要設備量(kW)を求めており**、燃料制約による停止・抑制量を計画外停止率に織り込んだ場合、必要設備量(kW)が増加することになる。
- しかしながら、**発電設備量(kW)を増やしたとしても、実需給において燃料不足が発生した場合、発電電力量(kWh)を増やすことはできないため、必要供給力を求めるEUEに燃料の観点を織り込むことは不適合**であることから、**燃料制約による停止・抑制は、EUE算定向け計画外停止率算定から除外**することでどうか。
- なお、燃料確保の観点については、リスクヘッジや、予見性の向上などについて、国の作業部会等で別途議論されているところ。また、発電事業者や小売電気事業者などに適正な供給力（kWh）確保や余力の管理を促すことを目的とした、燃料に基づく供給力を確認する「kWhモニタリング（2か月先の見通し）」の取り組みも開始している。

③市場応札：リクワイアメント

20

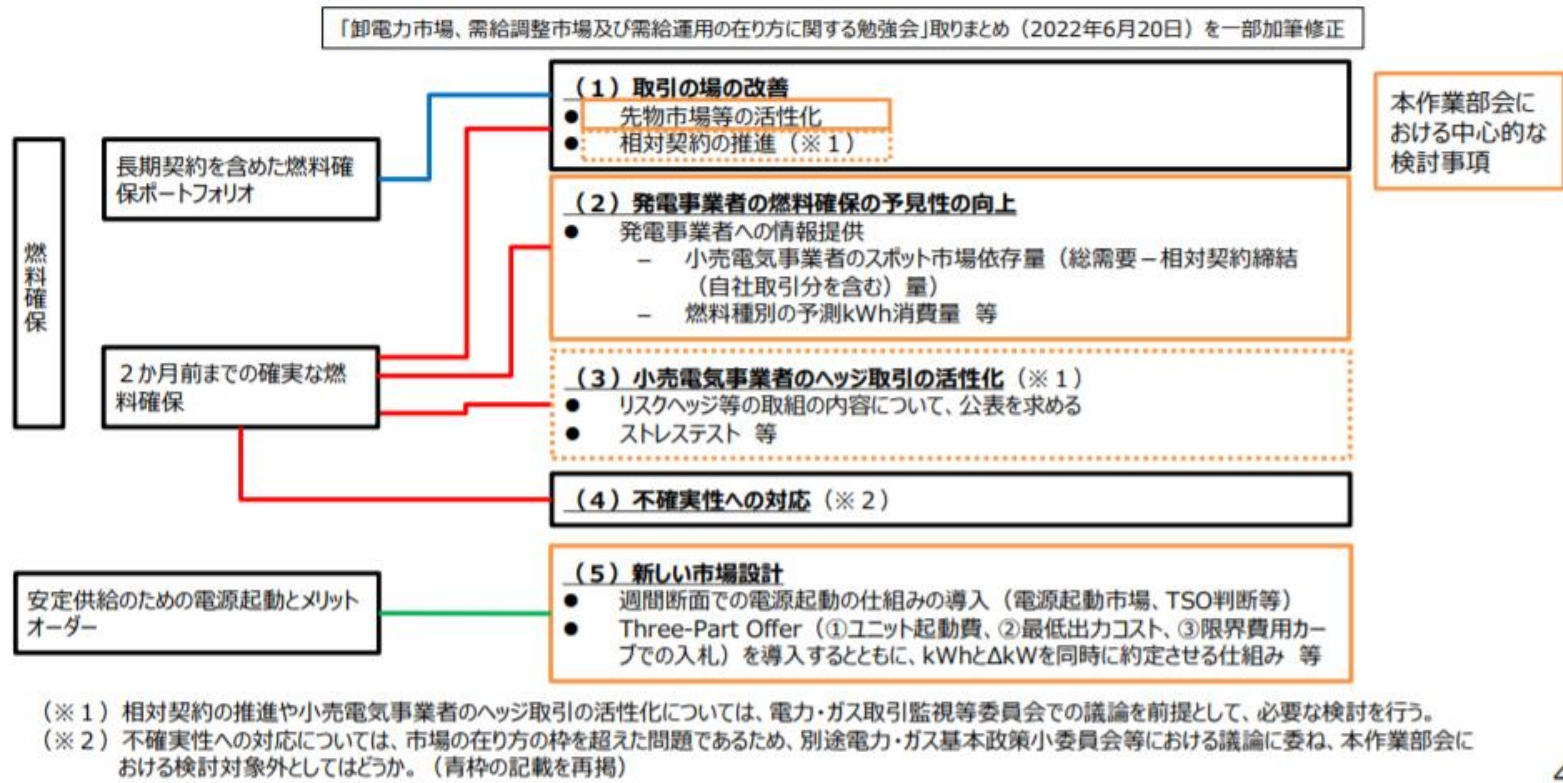
安定電源	変動電源(風)	変動電源(アグリ)	変動再生電源	変動給の2年前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	-----------	--------	---------	-----	--------

- 応札する市場については、電源の特性を踏まえた上で、容量提供事業者が任意に選択（複数選択も可）していただくことが可能です。
- 以下の場合については、卸電力市場等に応札する容量を減少させることが出来ます。
 - ・ 火力発電において、燃料制約により応札できる容量が減少する場合（ただし、需給ひっ迫のおそれがある場合は除きます）
 - ・ 水力発電において、河川法の遵守等に伴い応札できる容量が減少する場合
 - ・ 水力発電において、渇水等に伴う貯水量の減少により応札できる容量が減少する場合（ただし、需給ひっ迫のおそれがある場合は除きます）

【出典】広域機関HP 容量市場説明会資料～容量市場におけるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティの概要～より抜粋
https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/210224_requirement_gaiyo.pdf

【論点①-1】作業部会の検討事項（あるべき仕組み）

- 本作業部会では、勉強会で取りまとめられた内容を踏まえ、①「燃料確保」と②「安定供給のための電源起動とメリットオーダー」について、更に実務的に詳細かつ具体的な検討を行うこととしたい。
- 但し、不確実性への対応については、市場の在り方の枠を超えた問題であるため、別途電力・ガス基本政策小委員会等における議論に委ね、本作業部会における検討対象外としてはどうか。

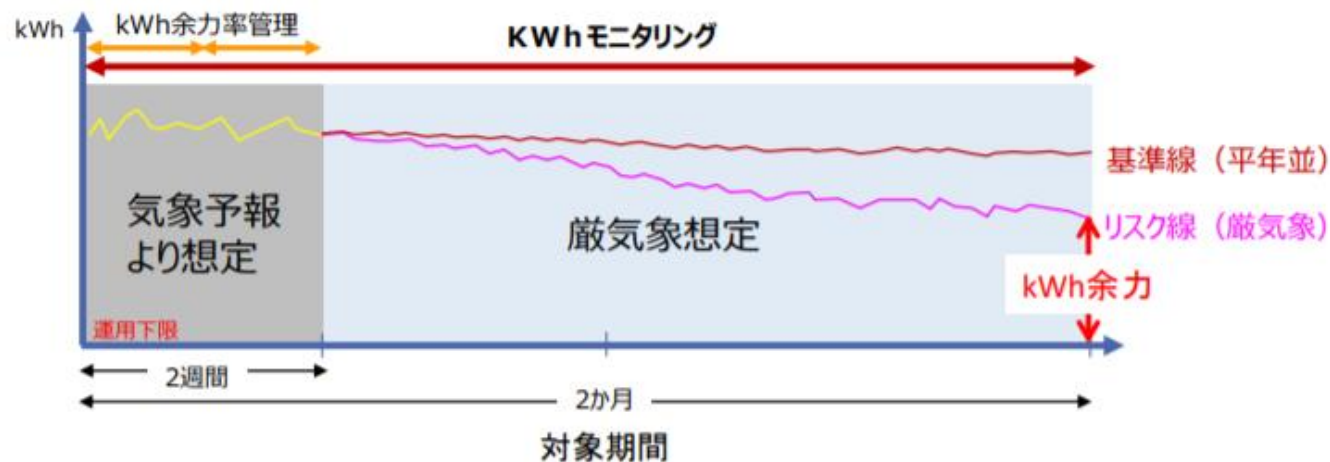


(参考) kWhモニタリングについて

4

- kWhモニタリングは2か月先の見通しとして**燃料に基づくkWh供給力**（石油・LNGを中心とした燃料在庫・調達量を電力量に換算したもの）を**事業者から情報収集**。これを用いて需要の変動に応じたkWh余力を算定公表するもの。
- 特に**厳気象**を想定したリスクシナリオを踏まえた見通しを示すことで**発電事業者や小売電気事業者などに適正な供給力（kWh）確保や余力の管理**を促すことを目的としている。
- なお、気象予報など一定の精度で想定が可能な2週間先については、kWh余力率管理として公表。

kWh余力率管理とKWhモニタリングにおける日別の余力推移（イメージ）



【出典】広域機関HP 2022年度夏季の電力需給モニタリング kWhモニタリングの結果について より
https://www.occto.or.jp/oshirase/shiji/files/20220916_kWh.pdf

③計画外停止の考え方

～ 燃料制約の扱いについて ～

- 事業者調査の結果、燃料制約による停止・抑制量と考えられる内容は以下の通り。
- 主には入船遅延および燃料在庫の関係が要因となっている。また、**2020年度、2021年度については需給ひっ迫の影響から燃料在庫低・燃料購入計画による燃料制約の量が多い**ことがわかる。

[火力]

発生年度	原因	計画外停止電力量[GWh]
2019年度	入船遅延等	290
	共同火力ガス量減等	1,564
2020年度	入船遅延等	1,217
	燃料在庫低	7,533
	燃料購入計画に合わせた燃料制約	2,762
	共同火力ガス量減等	1,183
2021年度	入船遅延等	187
	燃料在庫低	1,591
	燃料購入計画に合わせた燃料制約	7,690
	共同火力ガス量減等	767

[揚水・一般水力] なし

③計画外停止の考え方

～ 燃料制約の扱いについて ～

- 大規模災害に加えて、燃料制約による停止・抑制を控除すると下表のとおり。
- 前述の通り、燃料制約による停止・抑制については、EUE算定向け計画外停止率算定から控除することでどうか。

[燃料制約による停止・抑制がEUE算定向け計画外停止率に与える影響]

※大規模災害による停止・抑制実績控除後

火力については、待機停止時間を運転時間に見込んだ場合の数値

凡例：燃料制約控除前⇒控除後

今回調査		2019	2020	2021	3か年平均
火力合計		4.4%⇒4.2% (▲0.2%)	5.1%⇒3.9% (▲1.2%)	5.8%⇒4.7% (▲1.1%)	5.1%⇒4.3% (▲0.8%)
燃 種 別	石炭	6.0%⇒5.9% (▲0.1%)	4.1%⇒4.0% (▲0.1%)	6.1%⇒5.9% (▲0.2%)	5.4%⇒5.3% (▲0.1%)
	LNG	3.4%⇒3.1% (▲0.3%)	5.0%⇒3.3% (▲1.7%)	4.2%⇒3.5% (▲0.7%)	4.2%⇒3.3% (▲0.9%)
	石油	6.5%⇒6.5% (0.0%)	10.7%⇒9.5% (▲1.2%)	17.9%⇒10.3% (▲7.6%)	11.7%⇒8.8% (▲2.9%)
揚水		1.9%	1.5%	0.3%	1.2%
自流・調整池式		5.1%	4.5%	3.4%	4.3%
貯水池式		2.3%	2.5%	1.6%	2.1%

揚水・一般水力は燃料制約による控除対象なし

③計画外停止の考え方 ～ 分析結果まとめ ～

- EUE算定向け計画外停止率の分析結果をまとめると下表のとおり。
- 大規模な設備故障があると停止率は著しく増加する一方、需給影響などにより作業繰り延べ等が多く発生すると停止率は減少するため、**年度による数値のばらつきがあり、今後も複数年のデータを抽出することが重要。**他方、第78回本委員会において計画停止可能量の見直しについても議論しているが、計画停止が十分に確保されればEUE算定向け計画外停止率は減少していくと考えられるため、**いたずらに過去のデータを累積することも不適か。**
- 以上より、**今後も3年周期でデータを集約・分析することでどうか。**
- なお、本数値は供給計画時点からの停止・抑制の変化量であり、**純粋なトラブル停止率ではないことから、あくまでEUE算定に用いる数値であり、他の用途で用いる場合には注意が必要。**

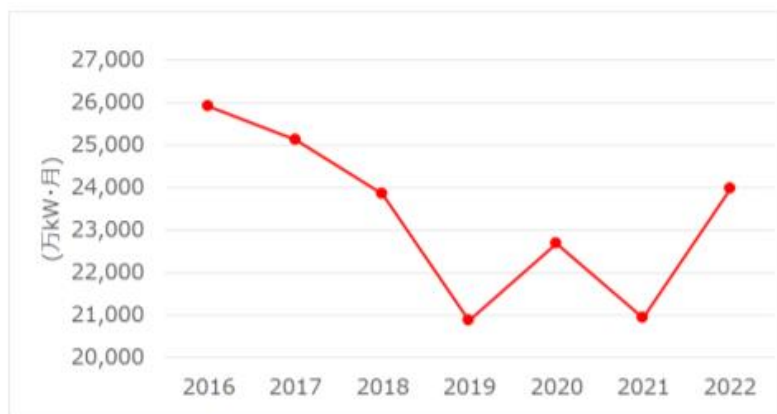
EUE算定向け計画外停止率		前回調査結果 (2017～2019)	今回調査結果 (2019～2021)	備考
水力	火力	2.5%	4.3%	事業者データによる分析結果より
	揚水	1.6%	1.2%	
	自流・調整池式	5.0%	4.3%	
	貯水式	0.5%	2.1%	
	原子力	2.5%	4.3%	火力の計画外停止率を準用
再エネ	太陽光	—	—	EUE算定時の出力比率に 計画外停止等が考慮されているため、計画外停止は設定しない。
	風力	—	—	
	地熱・バイオマス	2.5%	4.3%	

②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認
各年度における計画停止量の推移

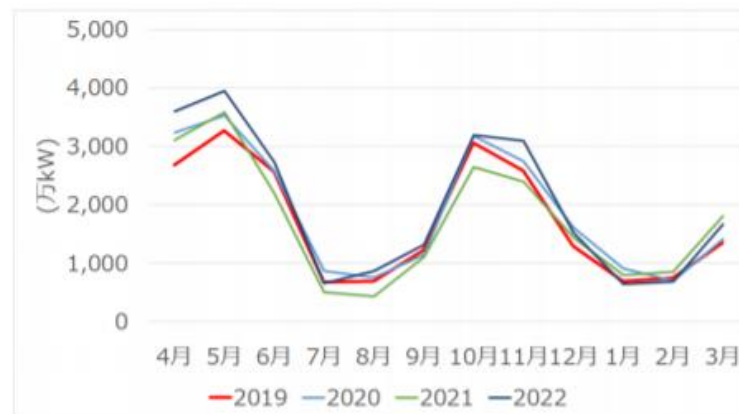
32

- 至近の年度の計画停止量は、2019年度に1.9カ月の基準を算定した以降、増加傾向となっている。
- 特に、2021年度、2022年度においては、厳しい需給状況を踏まえ、国や広域機関から可能な限りの計画停止の調整を行っているが、それでもなお、増加している状況。
- 一時的に調整を行ったとしても、計画停止が次年度以降に繰り延べられることで次年度に増加が発生することや、火力の老朽化の影響により、長期間の停止が増加していること等が要因と考えられる。

<年間計画停止量の推移(年度別)>



<年間計画停止量の推移(月別)>



* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

【出典】第78回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyuu_78_haifu.html

②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認
各年度供給計画における確認結果

33

- 今回、至近3か年の供給計画諸元において、計画停止量の確認及び、見直しが必要な場合の新たな基準の試算を行った結果、各年度において見直しが必要な状況であり、3か年ともに、**2.1ヵ月付近の基準**となった。
- 一方で、今後は容量市場における計画停止の調整として、経済的ペナルティを伴う調整が予定されていることから、計画停止可能量の見直し要否については、実際の**容量停止計画の調整状況も確認のうえ判断すること**としてはどうか。

<各年度供給計画における確認結果>

	項目	2019	2020	2021	2022
実態確認	計画停止量[万kW・月]	20,837	22,687	20,920	23,965
	計画停止量[月換算]	1.33	1.44	1.34	1.56
	計画停止可能量超過量(最大)[万kW]	-	293	361	289
	超過月(最大)	-	12月	2月	2月
見直し後	計画停止可能量 [月換算]	1.90	2.08 (+0.18)	2.13 (+0.31)	2.09 (+0.45)
	(参考)基準となる月	2月	12月	2月	2月
	追加設備量 [万kW]	712	918 (+293)	865 (+361)	691 (+289)
	年間計画停止可能量 [万kW・月] ※追加設備量考慮後	29,922	33,344 (+3,505)	33,934 (+4,331)	32,734 (+3,469)

()は、各年度において、1.9ヵ月基準で算定した場合との差分

* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

【出典】第78回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

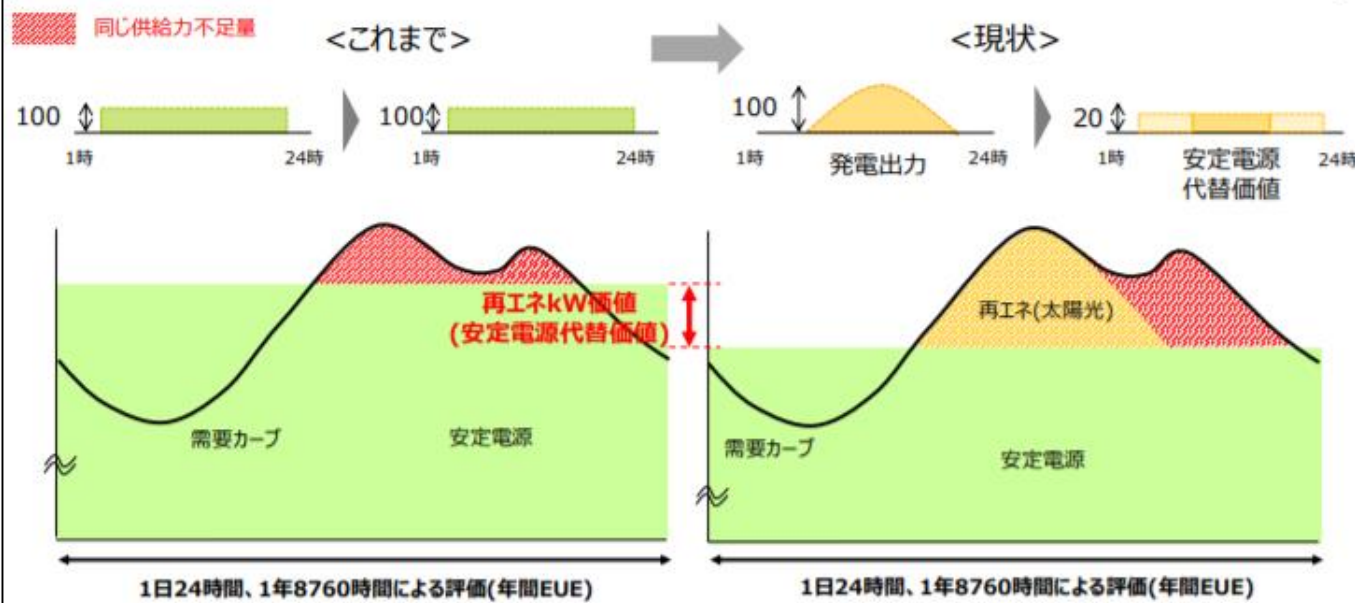
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/chousei_jukyuu_78_haifu.html

- 再エネ・揚水等の供給力評価は、「安定電源のみ」での必要供給力を基準として、再エネ・揚水等の有無による必要供給力の差を安定電源代替価値として評価している。
- この基準として算定している「安定電源のみ」での必要供給力（下図左側）は、発電機の計画外停止率も考慮して算定している。

(参考) 8760時間のEUE算定における再エネの供給力評価イメージ

13

- 8760時間のEUE算定による供給信頼度評価においては、供給力不足の発生時期などに違いがあっても、供給力不足量(kWh)が同じであれば、同じ供給信頼度として評価することとなる。
- 安定電源を基準として、再エネの供給力評価は再エネ導入有無による安定電源の必要量の差分による安定電源代替価値として評価できる。
(供給力不足量が同じであれば、ピーク出力100の太陽光出力により、20の安定電源を減少させることができる)



【出典】第53回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020/9/3) 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_53_haifu.html

EUE算定向け計画外停止率変更による供給信頼度評価への影響について

③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率変更による供給信頼度評価への影響について ～

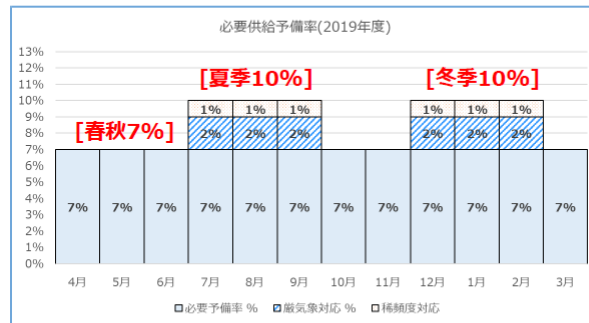
■ 現状の**供給信頼度基準である0.048kWh/kW・年は、「現状レベル」を下回らないことと整理し、LOLP(0.3日/月)と同水準である必要供給予備率7%(夏季・冬季10%)から算出しており、発電機計画外停止率は2017年度諸元（火力では計画外停止率2.6%）を使用している。**

(参考) 本土9エリアの供給信頼度基準「0.048kWh/kW・年」について

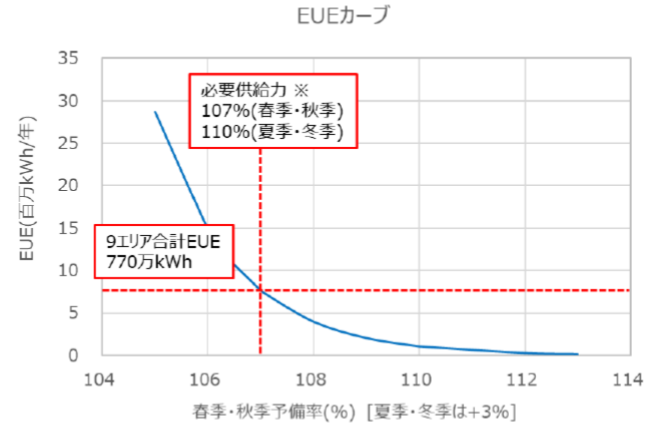
21

出所) 本日の資料2を修正

■ 本土9エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴い確率論的評価手法として8760時間の年間EUEを適用するときには、全国の供給信頼度基準の考え方として、「現状レベル」を下回らないことと整理し、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した**全国の必要供給予備力(春季・秋季7%と夏季・冬季の10%)に相当する各エリア均一となる年間EUEを算定**した結果、需要1kWあたりの年間EUE:0.048kWh/kW・年を供給信頼度基準とした。



必要予備率からEUEを算定



需要1kWあたりのEUEを算定

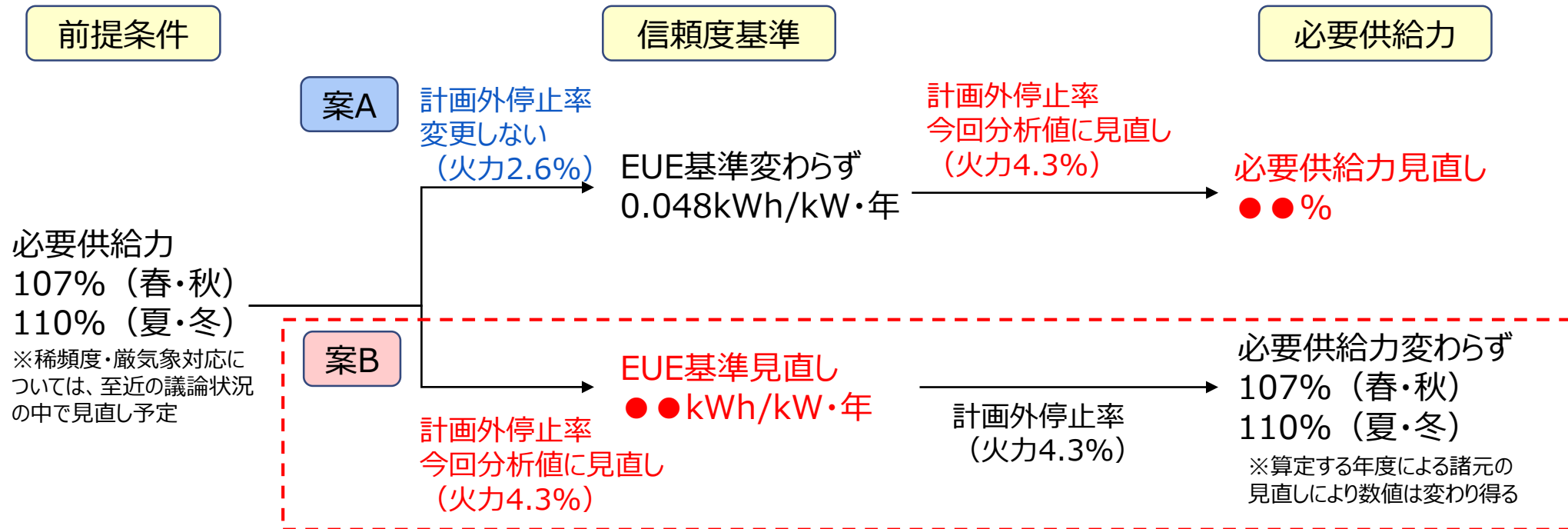
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	24	66	258	119	25	127	51	24	76	(770)
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.048									(0.048)

各エリアの年間EUEは0.048kWh/kW・年に均一

③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率変更による供給信頼度評価への影響について ～

- 今回の分析により、計画外停止率が増加した。この最大の要因は抽出方法の見直しであり、至近3年間で計画外停止率が著しく増加したとは言えず、過去データにおいても同等の計画外停止率であった可能性が高い。
- このため、供給信頼度評価基準算定に立ち返り、**今回分析したEUE算定向け計画外停止率にて、供給信頼度基準を見直すべきではないか。**（下図案B）
- なお、今回上記整理とした場合でも、今後、同様の調査方法でEUE算定向け計画外停止率が変化していく場合には、信頼度基準ではなく、必要供給力算定に反映すべきではないか。（下図案A）

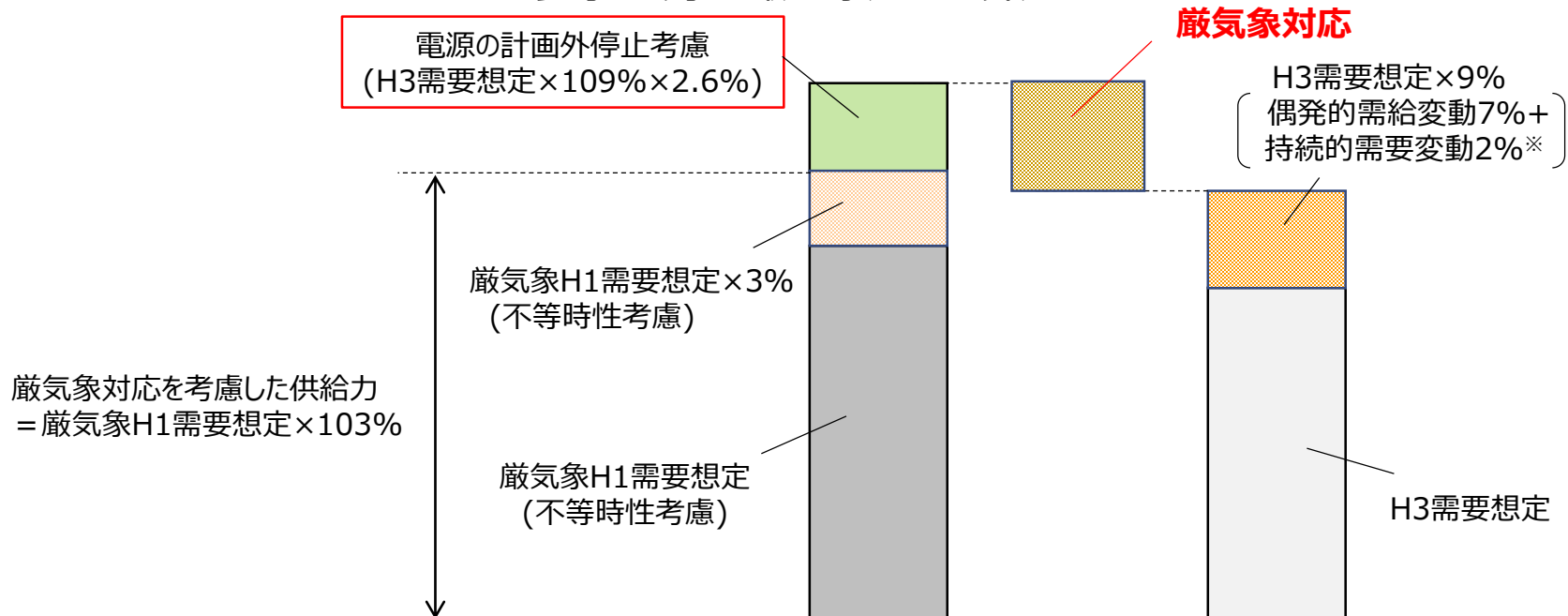


③計画外停止の考え方

～ EUE算定向け計画外停止率変更による厳気象対応分への影響について ～

- 厳気象対応は、需要側では10年に一度の厳気象を考慮し、供給力側では計画段階で確保した供給力が実需給までに計画外停止で減少することも考慮して算定している。
- 今回見直したEUE算定向け計画外停止率は純粋なトラブル停止率ではなく、供給計画時点からの変化量である。厳気象が発生する状況においては、発電機の補修調整（作業中止要請）など、運用において対応可能な部分もあると考えると、**厳気象に限定した場合は、供給計画時点からの変化率（火力4.3%）を用いるのは不適合か。**
- このため、**厳気象対応に用いる計画外停止率は当面は従来の2.6%を用いることでどうか。**
- なお、従来の調査手法においても、数日後の制約は計画外停止として扱えないなど課題があるため、EUE算定向け計画外停止率の変化も見極めつつ、厳気象における計画外停止率については継続検討することとしたい。

＜夏季・冬季の厳気象対応の算定のイメージ＞



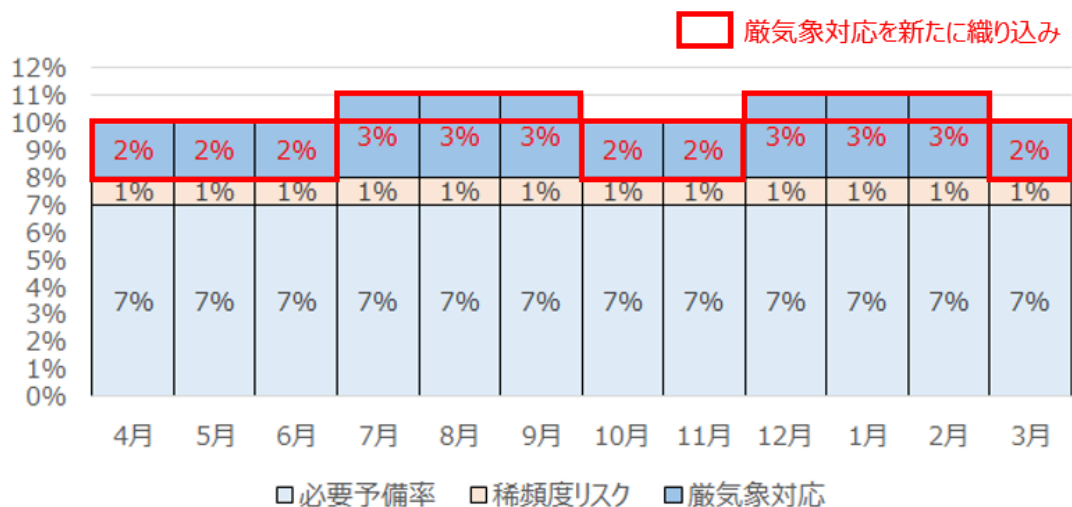
※持続的需要変動については、第77回の本委員会の整理に基づき、1%から2%に見直し

- 以上より、厳気象対応については第78回 (2022年10月19日) 本委員会提案の通り、春季・秋季についてはH3需要想定の2%、夏季・冬季についてはH3需要想定の3%となる。

新たな厳気象対応の試算結果(まとめ)

2

- 今回、厳気象対応を試算・考察した結果、春季・秋季についてはH3需要想定の2%、夏季・冬季についてはH3需要想定の3%とすることでどうか。
- 今後は、この方針を基本とし、計画外停止等、その他の検討内容も踏まえて、厳気象対応として織り込む量を総合的に判断することとしてはどうか。
- また、厳気象対応の増加分の調達方法については、継続して検討を進めることとしてはどうか。



※ 持続的需要変動分除く

【参考】

これまでの検討状況を踏まえた目標調達量の試算について

- これまでの本委員会において、②年間停止可能量の最終結論を除き、①～④の検討が完了したため、検討結果を踏まえて2026容量市場の目標調達量の変化量について試算した。
- なお、全体像については改めて1月の本委員会にてご議論いただきたい。

供給信頼度における検討事項	EUE算定における現状整理	見直し結果（現時点）
① 高需要期以外での需給ひっ迫を踏まえ、 春季・秋季 についても、 厳気象・稀頻度対応リスク分を考慮する必要があるのではないか。	夏季・冬季のみ厳気象対応(2%)と稀頻度リスク対応(1%)を考慮	稀頻度リスク： 年間を通して1% 厳気象対応： 夏季冬季3% 春季秋季2%
② 今般の需給ひっ迫等で事業者に多くの補修停止計画の調整を求めている状況を踏まえ、 年間計画停止可能量及び追加設備量の考え方を改めて整理する必要があるのではないか。	2019年度供給計画の計画停止量を参考に、年間計画停止可能量1.9ヶ月を確保するための追加設備量を算定。	至近3カ年の供給計画諸元により 2.1ヶ月 と算定 容量停止計画の調整状況も確認の上判断することとしている
③ 今般の需給ひっ迫の要因の一つである電源の計画外停止について、 計画外停止率及び算定の考え方が実態と乖離していないか確認する必要があるのではないか。	計画外停止率は至近3カ年平均の実績から算定し、3年周期で見直し。翌日計画で稼働予定の電源を対象に、計画外停止実績を集約。	EUE算定向け計画外停止率と定義し再算定（火力では4.3%） 厳気象対応等に用いている計画外停止率は当面従来の2.6%と整理
④ 今般の需給ひっ迫の要因の一つである連系線の運用容量減少について、供給信頼度評価においても、 連系線の計画外停止や運用容量減少を考慮する必要があるのではないか。	連系線の計画外停止等は織り込まず、健全な状態(年間運用容量)として算定	引き続き健全な状態（年間運用容量）にて算定

持続的需要変動対応についての今後の進め方について

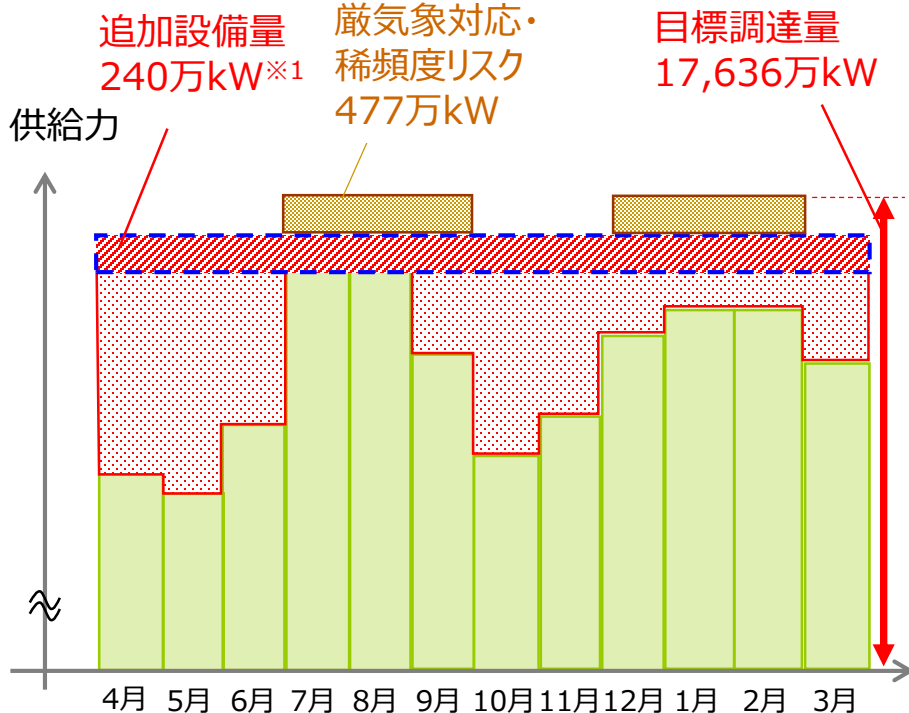
33

- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力はこれまで暫定的に1%としてきたが、前スライドのとおり、持続的需要変動対応分として技術的には従来手法、DECOMP法ともに2%という分析結果が適当と考えられる。
- 以上から、**持続的需要変動対応分の必要予備力は2%と整理することでどうか。**
- 持続的需要変動対応分の必要供給予備力を2%に見直した場合、容量市場での目標調達量や供給計画における小売電気事業者が提出する供給力等に影響があるため、具体的な対応については次回以降ご議論いただきたい。なお、別途検討を進めている確率論的必要供給予備力算定手法(EUE算定)における諸課題についても、持続的需要変動対応分を2%と見直すことと整合させて検討を進めていく。

～ これまでの検討状況を踏まえた目標調達量の増加試算について ～

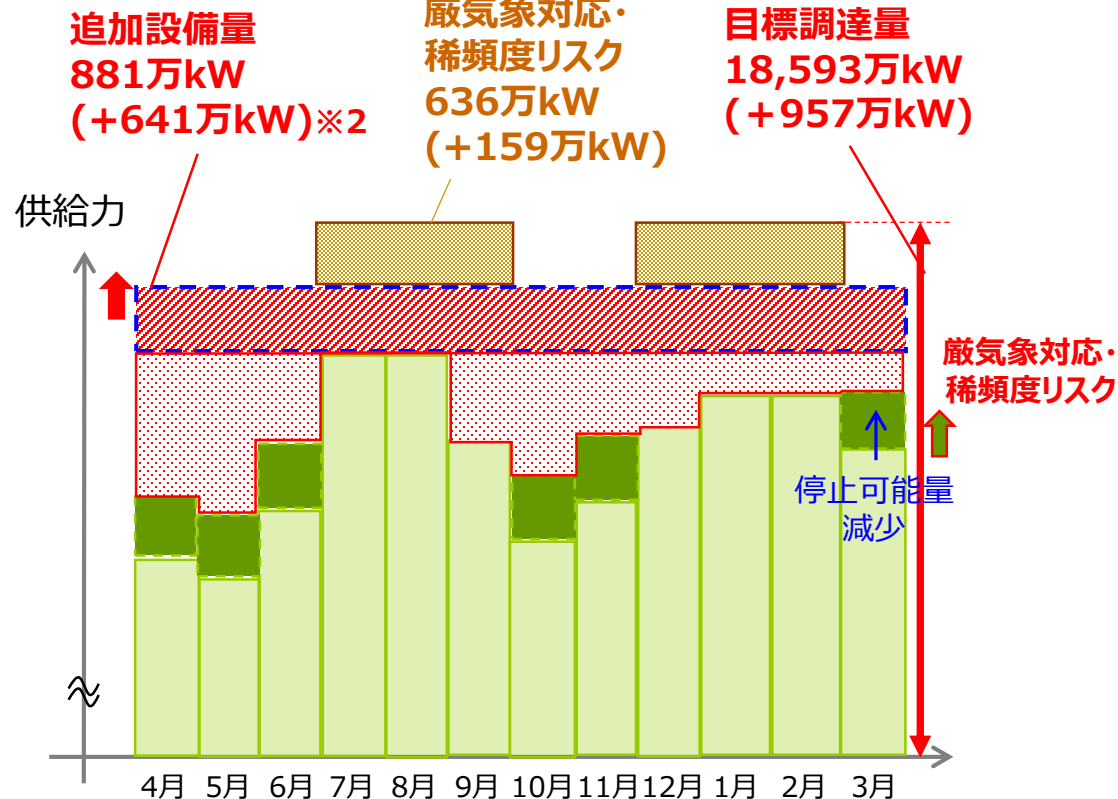
■ これまでの検討状況を反映し、**持続的需要変動対応2%、稀頻度リスク年間を通して1%、厳気象対応春季・秋季2%、夏季・冬季3%、年間計画停止可能量2.1ヶ月**とした場合、2026容量市場において**目標調達量が957万kW程度増加**する試算結果となる。

<見直し前>



※1 持続的需要変動を1%を必要量に加算したうえで、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合

<見直し後>



※2 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%・稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量2.1ヵ月とした場合の試算

* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較