

# 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10月19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

- 今回は、検討事項①②に関連する内容について、データに基づき実態を把握し、厳気象対応として考慮する供給力及び、年間計画停止可能量の基準について試算を実施したため、方向性について議論いただきたい。

供給信頼度における検討事項		EUE算定における現状整理
①	高需要期以外での需給ひっ迫を踏まえ、 <b>春季・秋季</b> についても、 <b>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。</b>	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、 <b>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。</b>	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、 <b>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。</b>	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、 <b>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。</b>	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

- これまでの本委員会での主な意見は、以下のとおり。

	検討事項①②に関する主な意見
厳気象対応	<p>東京エリアで3月、6月の端境期に需給ひっ迫を経験した当事者の立場からすると、<b>夏や冬以外の端境期にも高需要が発生する可能性があり、厳気象リスクを考慮すべきと改めて感じたところである。</b></p> <p>EUEというのは<b>本来確率の非常に高いものはよく重視し、確率の低いものに関しては高いものに比べて重視しないという考え方が一番のベースにあるのだと思う。</b>そうするとこの上乘せするという発想自体がどれくらいの確率かという事も考えないで乗せてしまうという事なので、<b>異様な考え方だという整理もできる。</b></p>
稀頻度リスク	<p>稀頻度リスクとして必要な供給力の算定という事で単機最大ユニット脱落やN-1送電線故障が挙げられているが、これらは季節に関係ないリスクかと思っている。こういった事は<b>どの季節もあり得るため、今後は事務局の提案通り、積み増すべきだと思った。</b></p> <p>稀頻度リスクについては、<b>この性質を鑑みればやはり1%で一律に織り込む事の方が望ましいと思うので、今回提案の方向性に賛同する。</b></p>
年間計画停止可能量	<p>昨今の厳しい需給状況においては弊社の電源も停止計画の調整対象になるという事がある。今回事務局が整理された通り、<b>年間停止可能量と追加設備量の考え方について改めて整理いただく事が必要になるかと考える。</b></p> <p>年間計画停止可能量1.9ヶ月というのも見ていただくという事だが、<b>2019年当時の状況をよく見ていただけたらと思う。</b>計画的に調整すると1.9ヶ月で入るのかも知れないが、定検の手配等もあると、<b>通常はこの中で収めるのは辛いかもしれないと思うので、少し実態を見ていただければと思う。</b></p>

- 第75回の本委員会において、春季・秋季の厳気象対応は、検討事項①及び②の両方の観点を踏まえ、年間を通して全ての月に必要な量を考慮する方針としていたため、今回、春季・秋季の厳気象対応について試算を行った。

～ 新たな厳気象対応・稀頻度リスクの織り込みの考え方 ～

10

- 前述の検討事項①および②、両方の対応を踏まえ、**厳気象対応は年間を通して全ての月に必要な量を考慮することとしてはどうか。**
- 併せて、**稀頻度リスクについても同様に年間を通して発生し得るリスクであることから、年間を通して全ての月に考慮することとしてはどうか。**
- また稀頻度リスクについては、**季節によるリスク量に大きな違いは無いことから、1%を一律で織り込むこととなるか。**

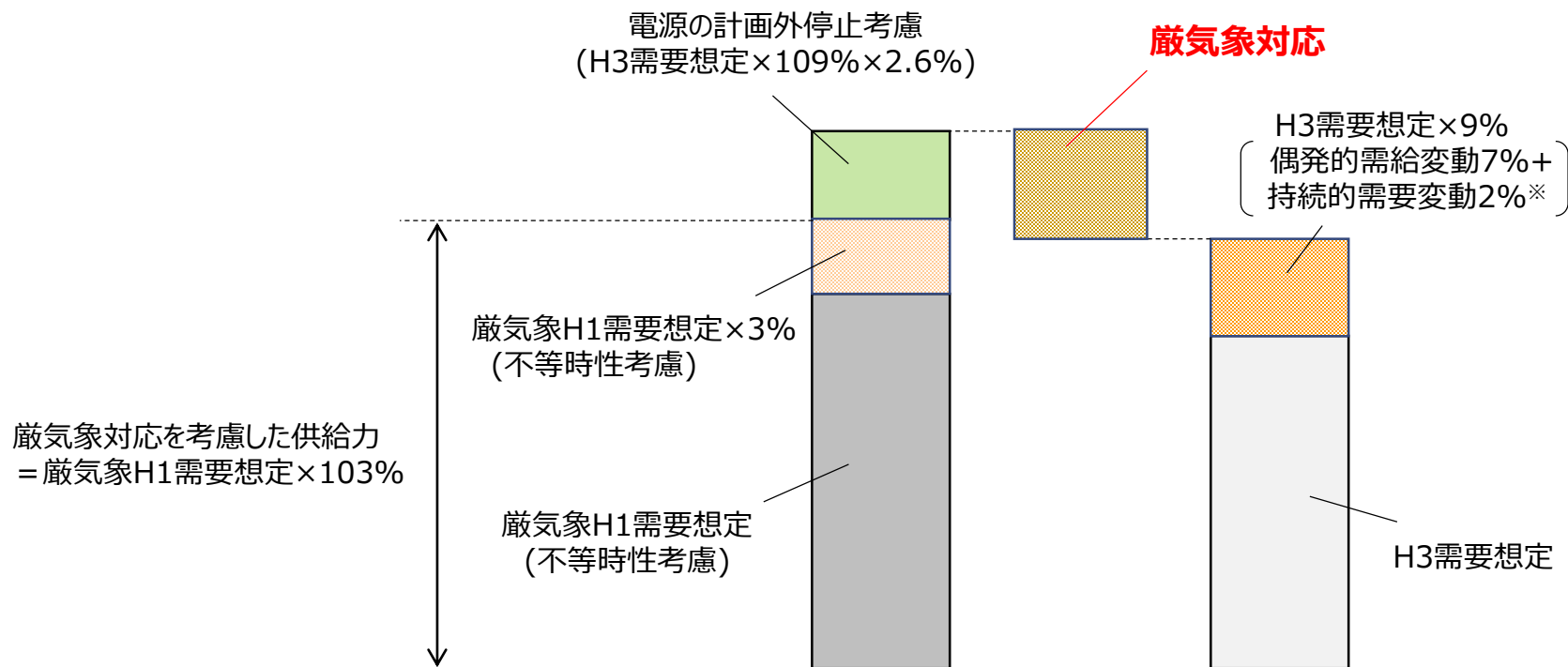


※ 持続的需要変動分除く

## 春季・秋季の厳気象対応の試算の考え方

- 電力レジリエンス等に関する小委員会(以下、レジリエンス小委)において、夏季・冬季の厳気象対応については、電源Ⅰ'の必要量の考え方に基づき、厳気象H1需要想定 $\times 103\%$ に電源の計画外停止分を考慮した量と、H3需要想定に偶発的需給変動と持続的需要変動を考慮した量の差から求めており、最新の需給検証における厳気象H1需要想定とH3需要想定を元に算定していることから、春季・秋季も同様の考え方で試算を行った。
- 試算にあたっては、春季・秋季の厳気象H1需要想定や不等時性を考慮した需要減少率についても試算を行ったため、後述する。

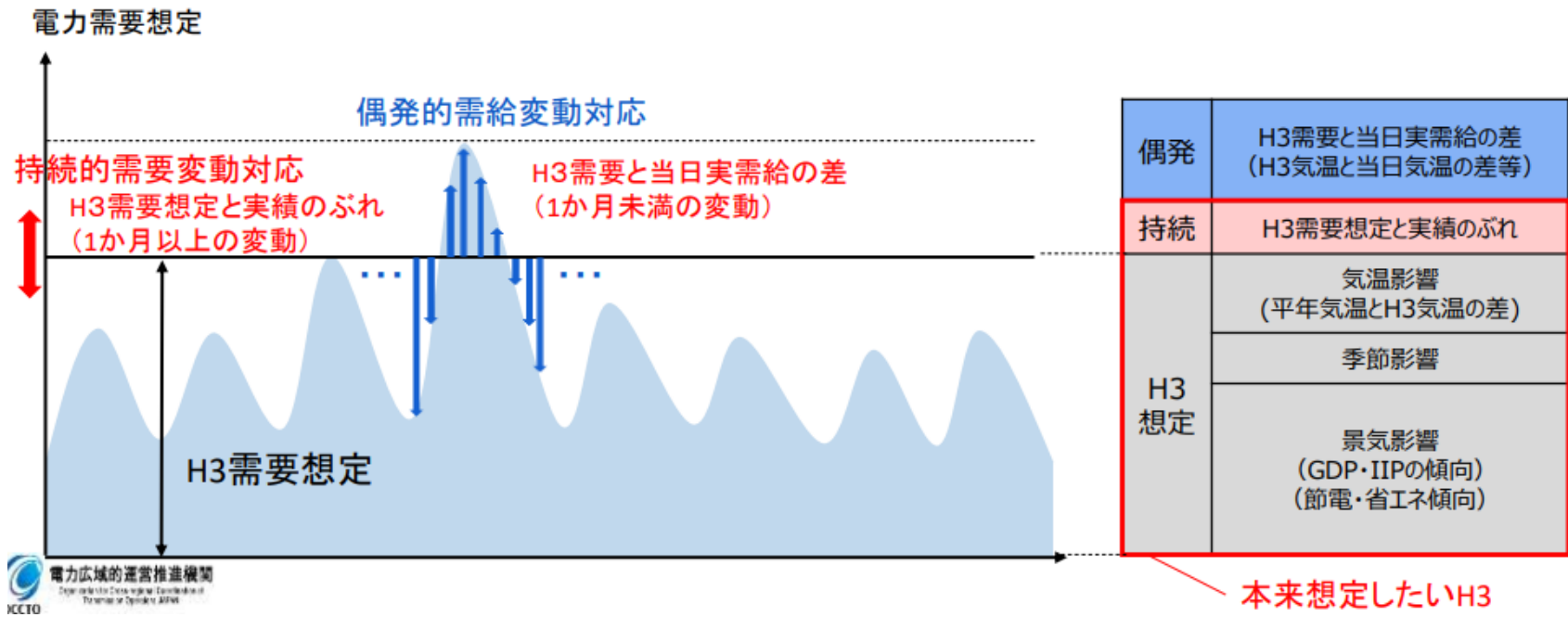
## ＜夏季・冬季の厳気象対応の算定のイメージ＞



※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

(参考) 持続的需要変動の見直しによる影響

- 持続的需要変動とは、H3需要想定とH3需要実績の乖離であり、H3需要を元に設備形成を行う際に、想定と実績の乖離を埋めるために考慮するものであるため、厳気象を考慮した必要供給力の指標として気温影響のみを考慮している厳気象H1需要想定には、持続的需要変動は含まない。
- 持続的需要変動については、第77回の本委員会において、従来のH3需要想定比1%から2%に見直したことから、今回の厳気象対応の算定にあたっては、厳気象H1需要想定×103%(計画外停止含む)とH3需要想定×109%(うち、持続的需要変動2%)の差として算定した。



電力広域的運営推進機関  
OCCTO  
Department for Cross-regional Coordination of Electricity Operators



- 夏季・冬季は、H3需要想定に対して、過去10カ年の廠気象対象年度の需要と気温の相関式を元に、H3気温想定と廠気象年度H3需要発生日の気温実績の差から求めた気温影響を加え、廠気象H3需要とし、更に至近のH1需要実績とH3需要実績の比率を乗じて、廠気象H1需要を想定している。

<夏季・冬季の廠気象H1需要想定のイメージ>

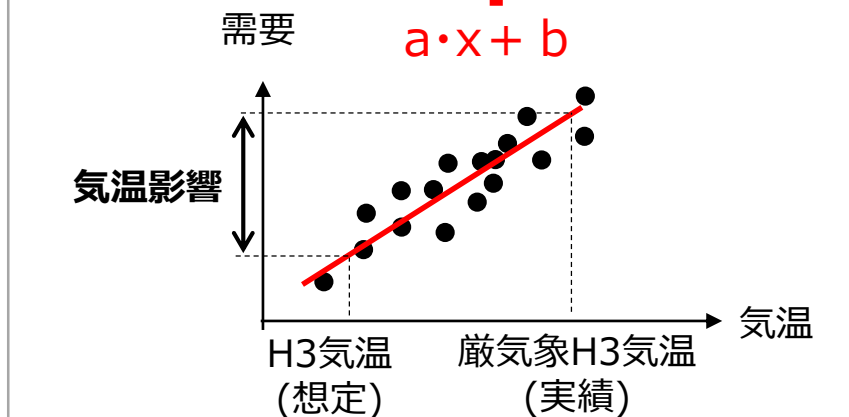
廠気象H1需要想定

$$= (\text{H3需要想定} + \text{廠気象気温影響}) \times \text{H1実績} / \text{H3実績比率}$$

$$a \times (\text{廠気象H3気温実績} - \text{H3気温想定})$$

$$A / B$$

【廠気象年度】



(至近の需要実績)

・H1需要実績：A

・H3需要実績：B

\* 詳細は、各エリアによって異なる

\* 詳細は、各エリアによって異なる

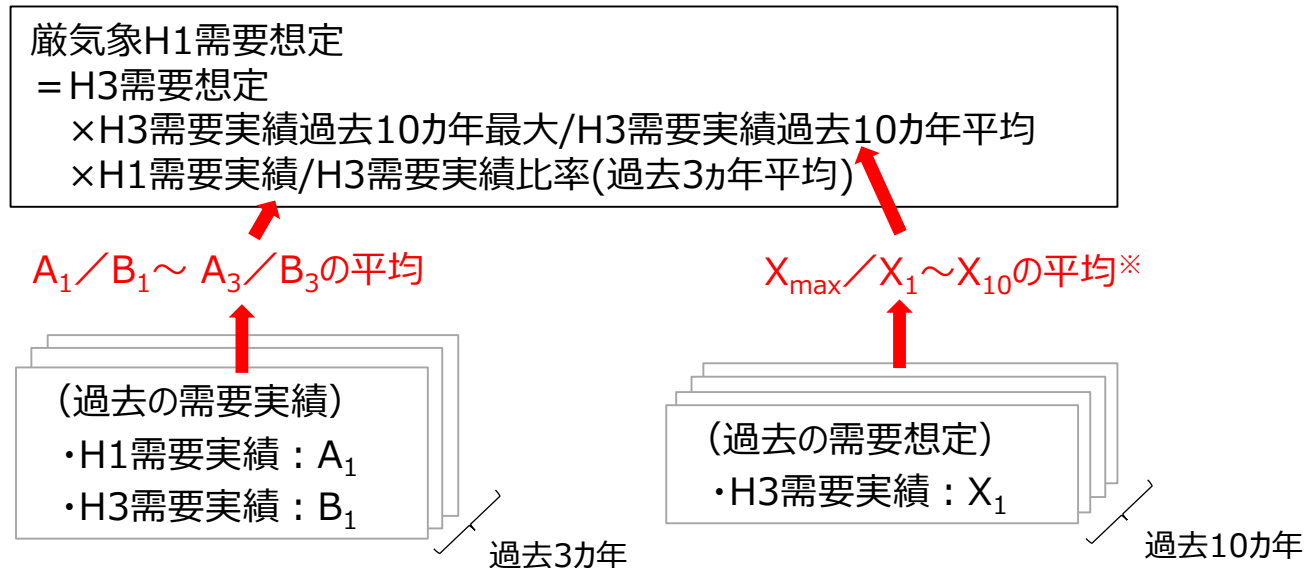
## ① 春季・秋季の厳気象対応の考慮

## 厳気象対応に考慮する春季・秋季の厳気象H1需要想定の試算

- 春季・秋季の厳気象H1需要想定については、これまで需給検証において厳気象H1需要想定の対象としていないことから、今回新たに算定を行う必要があるが、夏季・冬季は、気象影響が需要増加の主要因である一方で、**春季・秋季は、気温と需要の相関が小さい等、気象影響が主要因とは限らない。**
- このため、夏季・冬季と同様の算出式を使用できないことから、夏季・冬季の厳気象需要想定における「過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年並の気象を前提とした需要」と平仄を合わせ、「**過去10年の中で最も厳しい需要**」の考え方で試算を行った。
- 具体的には、**H3需要想定に、過去10カ年のH3需要実績の平均に対する過去10カ年で最も高いH3需要実績の比率を乗じ厳気象H3需要とし、過去3カ年のH3需要実績に対するH1需要実績の比率の平均を乗じて厳気象H1需要を想定した。**

※3月については、需給検証における厳気象H1需要想定を使用

### ＜春季・秋季の厳気象H1需要想定イメージ＞



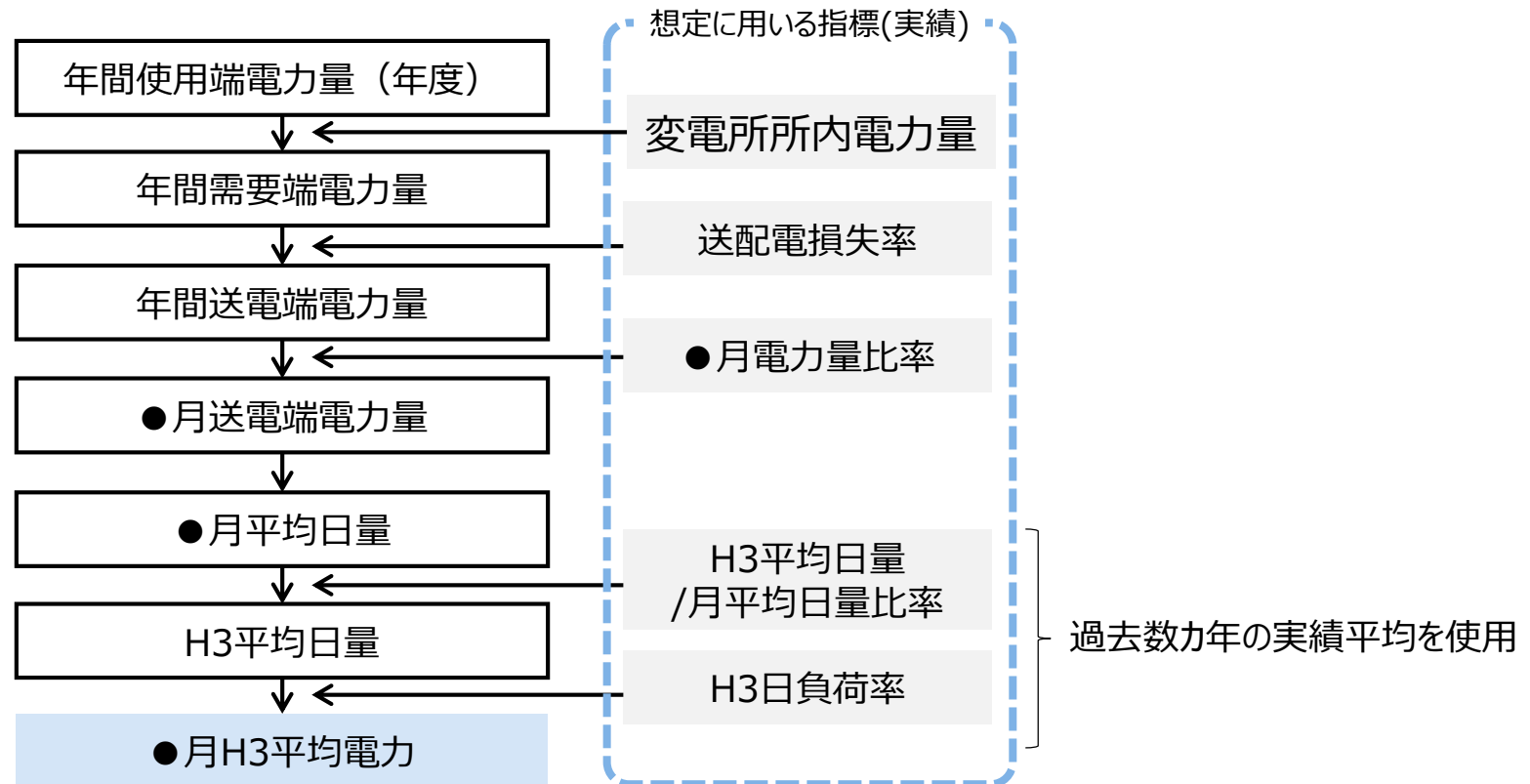
\* 過去10カ年におけるH3需要の傾向変化の考慮方法は課題となり得るものの、至近10カ年においては、急激な経済状況等の変動は発生しておらず、当面は本手法にて10年に1度相当の高需要を捕捉できると考えられる



(参考)H3需要想定フロー

- H3需要想定については、月の平均日量を求めた後、H3平均日量/月平均日量比率及び、H3日負荷率の過去数年の平均を乗じて想定を行っているため、特定の年度で高需要が発生しても、全て想定に反映できない特徴がある。
- このため、厳気象H3需要を算定するにあたって、H3需要想定過去10カ年最大/H3需要想定過去10カ年平均の比率を使用した。

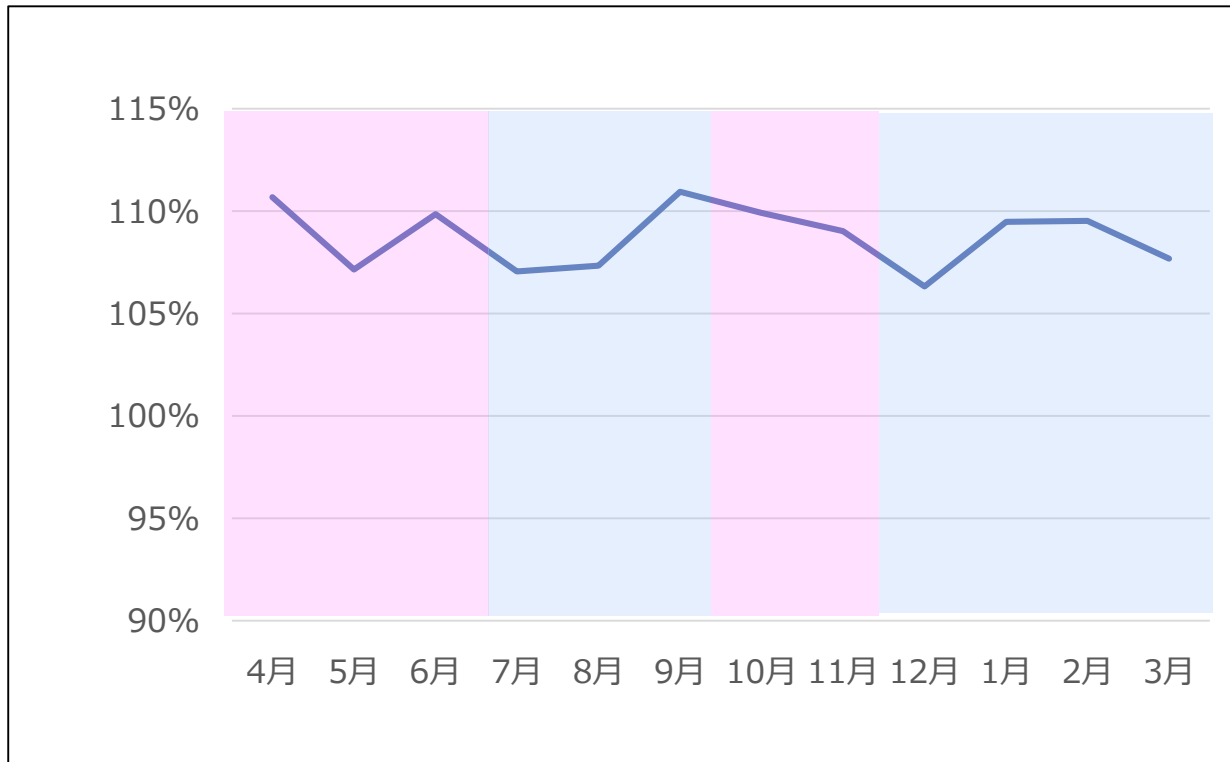
<H3需要想定フロー>



## 厳気象対応に考慮する春季・秋季の厳気象H1需要想定の試算結果

- 前述の内容で厳気象H1需要想定を行った結果、**厳気象H1需要想定とH3需要想定**の比率は、概ね**107～110%程度**となり、各月で夏季・冬季の比率と大きな乖離がないことを確認している。

<厳気象H1需要想定とH3需要想定



- 春季・秋季について厳気象H1需要を試算した月
- 需給検証において各エリアが厳気象H1需要を想定している月

## ①春季・秋季の厳気象対応の考慮 春季・秋季の不等時性を考慮した需要減少率の試算

- これまで、春季・秋季のH1需要想定に考慮する不等時性を考慮した需要減少率についても、需給検証で算定していないため、需給検証で採用されている、夏季(2018年度)、冬季(2017年度)と同様の年度で、試算を実施した。
- 各季節毎に、エリア毎の最大需要の合計と9エリア合成の最大需要の比率を算定した結果、年度毎にバラつきがあるが、**2017年度と2018年度の平均では、春季で2.3%、秋季で2.7%となり、夏季(2.6%)・冬季(2.64%)と同程度**であったため、この値を厳気象H1需要想定に考慮して、厳気象対応を試算することとした。

※3月は需給検証の対象月であるため、冬季の値を採用

### <2017年度4～6月>

(MW)

	各エリア合計	各エリア合成	減少率
最大需要	124,675	121,913	2.2%

### <2017年度10～11月>

(MW)

	各エリア合計	各エリア合成	減少率
最大需要	130,383	129,274	0.9%

### <2018年度4～6月>

(MW)

	各エリア合計	各エリア合成	減少率
最大需要	137,721	134,402	2.4%

### <2018年度10～11月>

(MW)

	各エリア合計	各エリア合成	減少率
最大需要	122,956	117,293	4.6%

### <4～6月減少率(2017,2018年度平均)>

減少率

2.3%

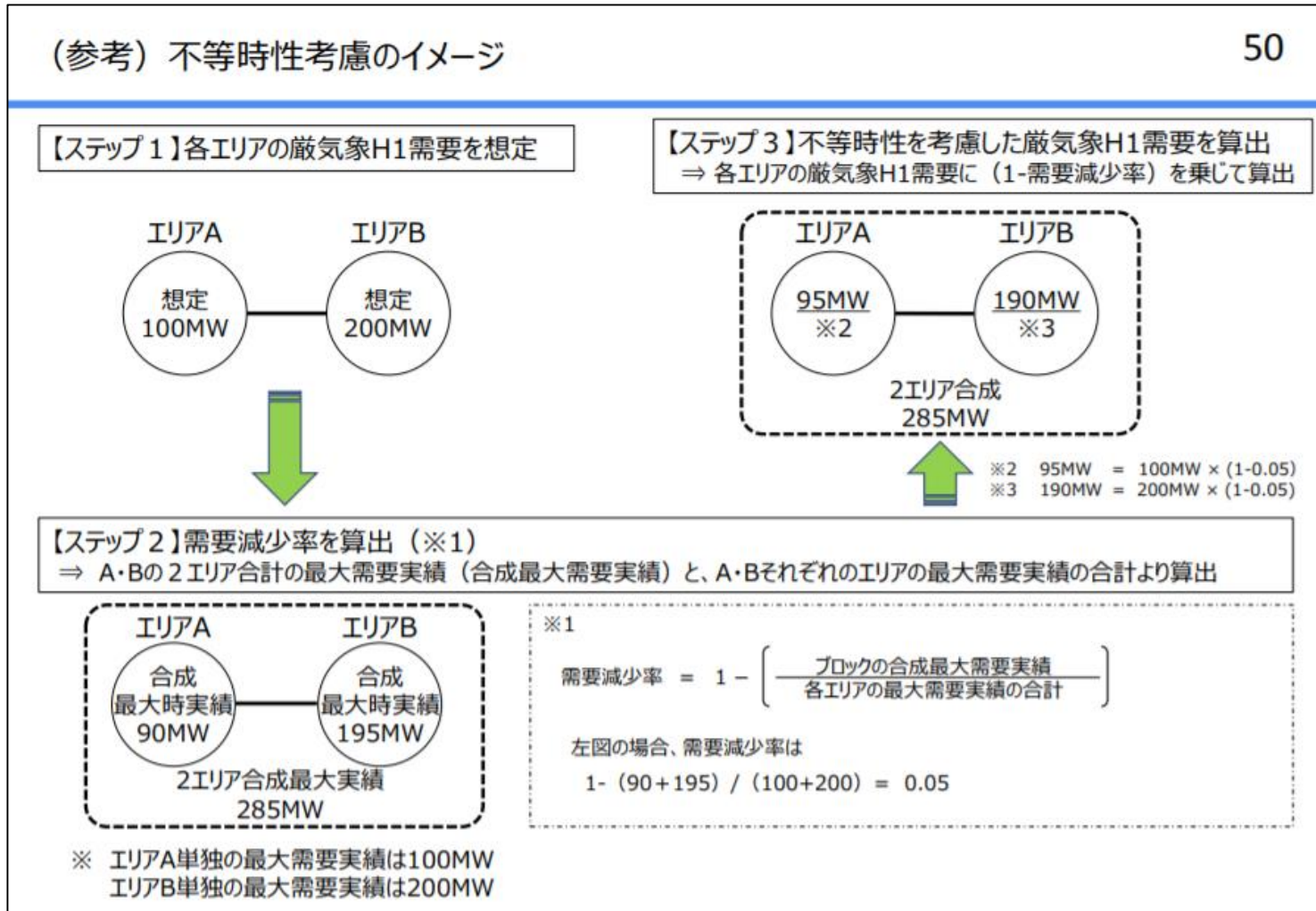
### <10～11月減少率(2017,2018年度平均)>

減少率

2.7%

## (参考) 不等時性を考慮した需要減少率のイメージ

- 需給検証においては、各エリア毎の最大需要実績の合計に対するブロック単位での合成最大需要実績の比率を使用して、需要減少率を設定している。



【出典】第2回 電力レジリエンス等に関する小委員会(2019/1/22) 資料2抜粋

[https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience\\_02\\_shiryou.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_02_shiryou.html)

## ①春季・秋季の厳気象対応の考慮 春季・秋季の厳気象対応の試算結果

- 前述の内容を踏まえて、春季・秋季における厳気象対応を試算した結果、夏季のH3需要想定に対して、**最大3.8%(4月)、各月平均で2.6%\***となった。

※仮に、持続的需要変動1%として厳気象対応を試算した場合は、最大4.5%(4月)、各月平均で3.3%となる

- この試算結果から、夏季・冬季と同様に春季・秋季についても厳気象対応の考慮が必要と考えられる。
- 一方で、春季・秋季については、必要設備量は夏季・冬季と比較し相対的には小さく、発電機の補修調整など、運用において対応可能な部分もあると考えられることから、**各月それぞれの数値ではなく各月平均値を採用するとともに、保守的に2%を織り込む**こととしてはどうか。
- また、**需給実態との整合については継続的に注視し、必要に応じて見直す**こととしてはどうか。
- なお、厳気象対応の増加に対する、具体的な調達方法については継続して検討を進めることとしたい。

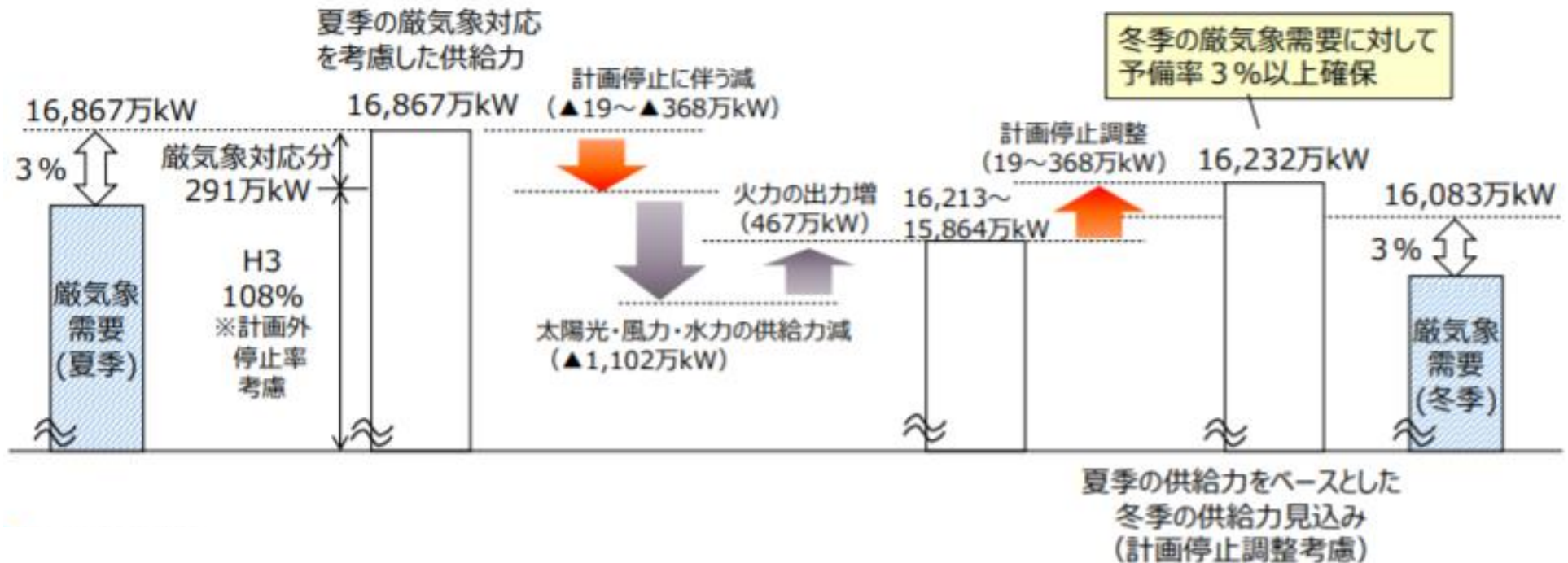
### <春季・秋季の厳気象対応の試算結果>

(MW)

	4月	5月	6月	10月	11月	3月	平均
厳気象対応	6,010	1,860	5,523	4,708	3,810	2,398	4,051
各月のH3需要比率	<b>5.2%</b>	<b>1.7%</b>	<b>4.4%</b>	<b>4.0%</b>	<b>3.1%</b>	<b>1.8%</b>	<b>3.4%</b>
夏季(8月)のH3需要比率	<b>3.8%</b>	<b>1.2%</b>	<b>3.5%</b>	<b>3.0%</b>	<b>2.4%</b>	<b>1.5%</b>	<b>2.6%</b>

## ① 厳気象対応の考慮 夏季・冬季の厳気象対応の確認

- 至近の夏季・冬季の厳しい需給状況を踏まえ、夏季・冬季の厳気象対応についても、見直しが必要か確認を行った。
- これまで、夏季・冬季については、**夏季(8月)の厳気象対応を考慮した供給力を確保することで、冬(1月)の厳気象H1需要想定の103%を上回る供給力を確保できるという試算結果を元に、夏季の厳気象対応相当(H3需要想定)の2%)を夏季・冬季に一律で考慮しており、今回も同様の方法で確認を行った。**



【出典】第5回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019/3/27) 資料2抜粋

[https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience\\_05\\_shiryuu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_05_shiryuu.html)



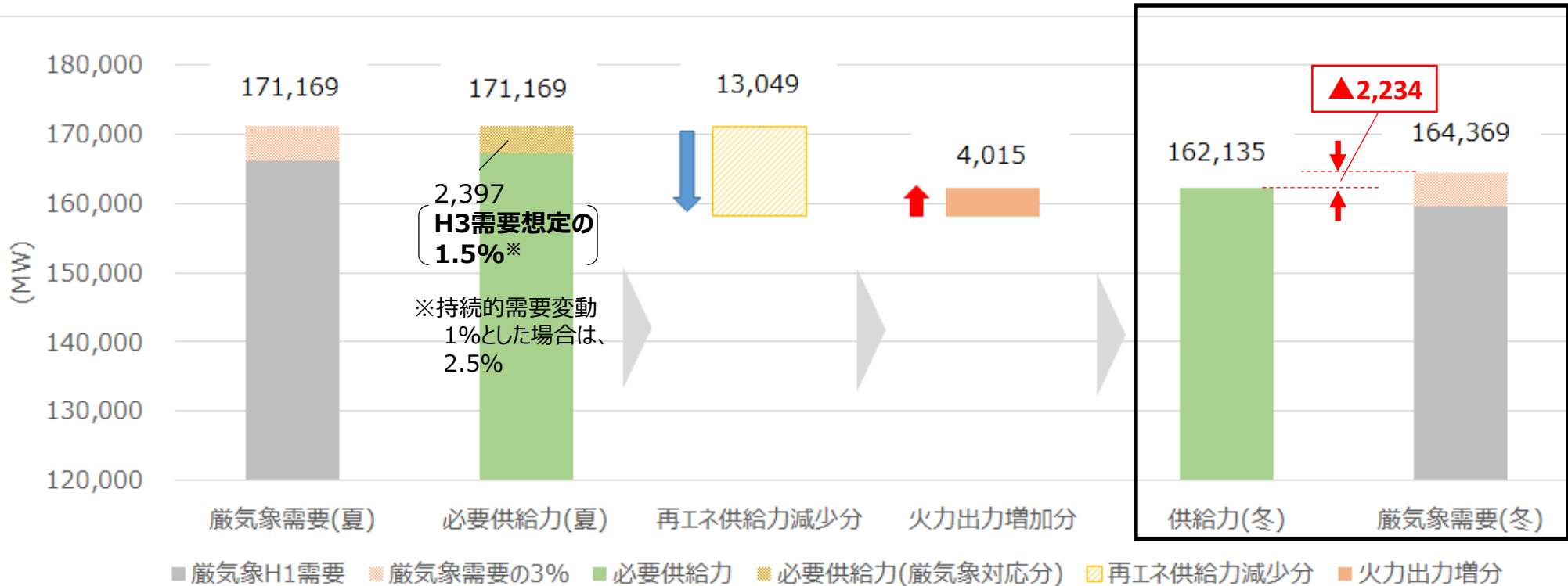
① 厳気象対応の考慮  
夏季・冬季の厳気象対応の確認結果

■ レジリエンス小委での算定と同様、最新の需給検証における厳気象H1需要想定を元に厳気象対応を試算し、夏季の厳気象対応(1.5%※)を考慮した必要供給力を基準に、冬季の供給力と厳気象需要を比較した結果、供給力が223万kW程度確保できない結果となった。

※ 仮に、持続的需要変動を1%として厳気象対応を試算した場合は2.5%となる

■ 夏季よりも冬季の方がH1需要とH3需要の格差が大きくなり、夏季の厳気象対応を考慮しても冬季の供給力が確保できない状況になっていると考えられるため、冬季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に、夏季の供給力と厳気象需要の比較を行ったため、後述する。

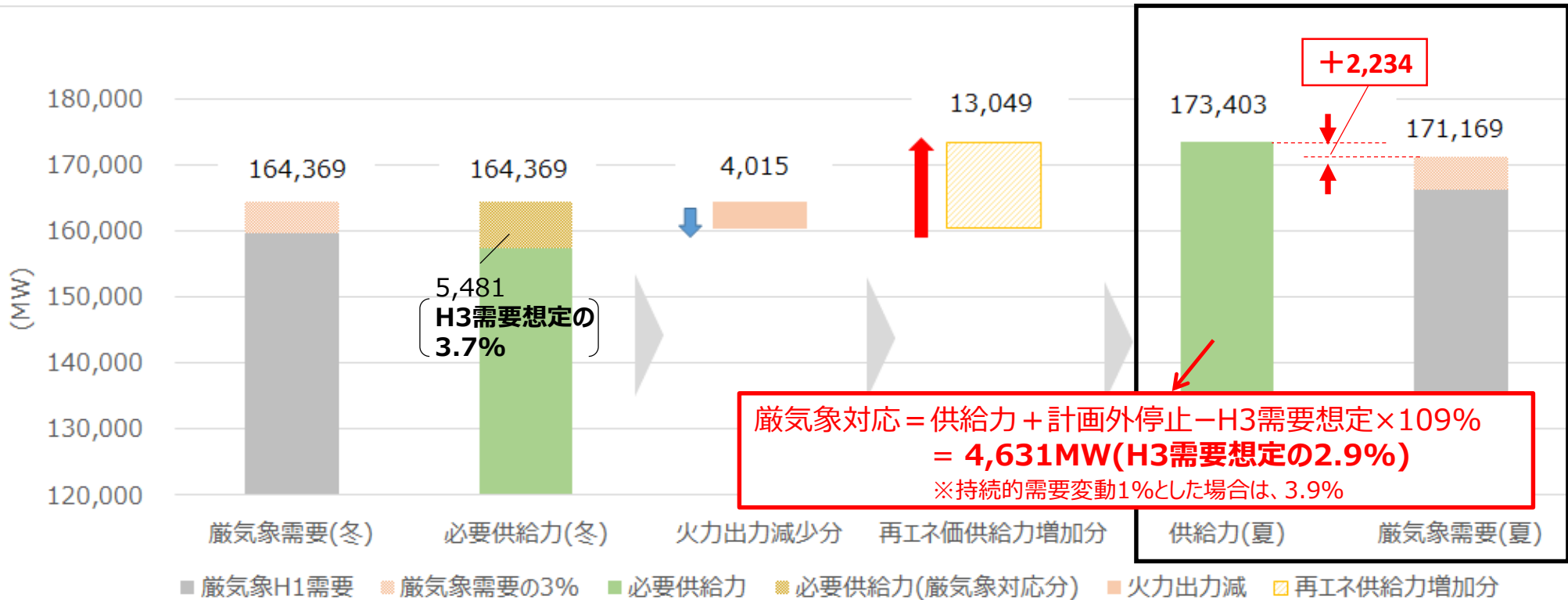
＜夏季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に、冬季の供給力と厳気象需要を比較した結果＞



① 厳気象対応の考慮  
 夏季・冬季の厳気象対応の確認結果(つづき)

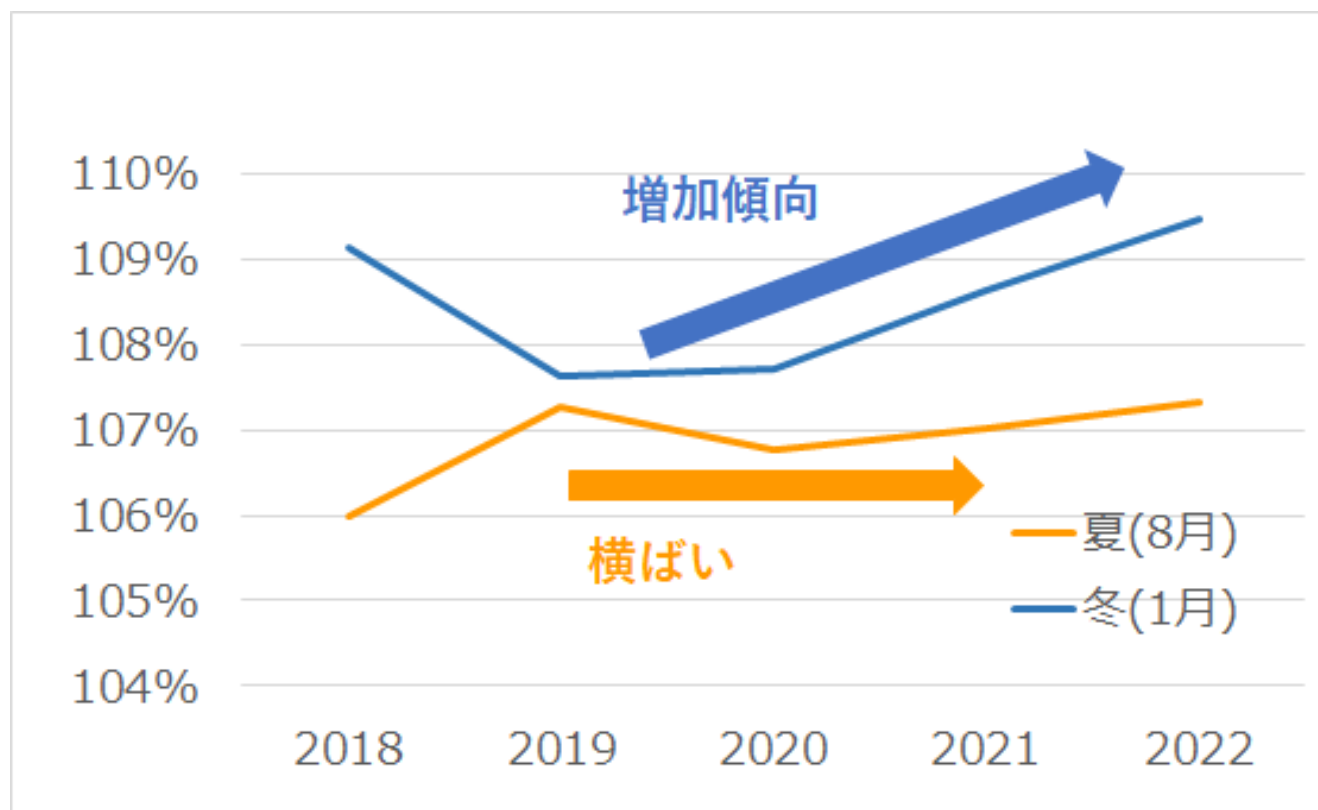
- 前述の内容を踏まえ、冬季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に供給力を算定する必要があり、冬季を基準にすることで夏季の供給力も確保することが可能となる。
- 厳気象対応として考慮する供給力は、これまで夏季のH3需要想定に対する比率で表していることから、これまでと同様に、冬季における厳気象対応を含めた供給力を夏季の供給力に換算し、夏季のH3需要想定との比率を算出した結果、**2.9%\***となった。 ※ 仮に、持続的需要変動1%として厳気象対応を試算した場合は3.9%となる
- 夏季・冬季については、年間の設備量の総量を決定することになるため、この結果を元に、夏季・冬季の厳気象対応をH3需要想定**の3%に見直すこと**としてはどうか。

<冬季の厳気象対応を考慮した必要供給力を基準に、夏季の供給力と厳気象需要を比較した結果>



- 前述の結果の妥当性を確認するため、各年度における夏季と冬季の厳気象H1需要想定とH3需要想定の比率の推移を確認したところ、**夏季が横ばいなのに対して、冬季は増加傾向となっており、冬季の方がH1需要とH3需要の格差が増大していることが確認できた。**
- **至近の需給ひっ迫の状況と照らしてもこの結果は妥当と考えられる。**

<厳気象H1需要想定/H3需要想定比率の推移(全国)>



## (参考)夏季の厳気象対応についての補足

- レジリエンス小委においては、夏季の厳気象対応について、2019年度夏季の需給検証における厳気象H1需要想定を元に算出され、H3需要想定約2%(1.8%)とされていたが、この算定結果は、需給検証における暫定値を使用して算定したものであり、確定後見直すこととしていた。
- 当時の厳気象H1需要を確定値に見直した場合の厳気象対応は、H3需要想定約2.4%となり、今回、仮に持続的需要変動を1%のままとして、最新の厳気象H1需要で試算した夏季の厳気象対応(H3需要想定約2.5%)と同等であるため、夏季については、H1需要とH3需要の格差が横ばいであることと整合している。

夏季(8月)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
未確定 猛暑H1想定需要 <sup>※1</sup> [万kW]	442	1,426	5,653	2,627	524	2,858	1,108	536	1,639	153
平年H3想定需要 <sup>※2</sup> [万kW]	420	1,294	5,311	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	149
厳気象対象年度	2010	2018	2018	2018	2010	2018	2010	2010	2013	2017

※1 2019年度の夏季の猛暑H1需要は現在想定中のため、仮の値(確定後見直す)

東北、東京、関西、中国、四国は2018年度のH1需要実績、その他エリアは、2018年度の猛暑H1想定需要

※2 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

冬季(1月)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1想定需要 <sup>※3</sup> [万kW]	525	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	116
平年H3想定需要 <sup>※4</sup> [万kW]	499	1,375	4,698	2,311	499	2,420	1,016	464	1,506	104
厳気象対象年度	2010 <sup>※5</sup>	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015

※3 需給検証時の値(電力需給検証報告書(2018年11月)による)

※4 2019年度供給計画の第1年度の平年H3需要

※5 2018年度に更新される見込み



## (参考)各エリアのH3需要想定

- H3需要想定については、各エリアによって最大月が異なっており、北海道・東北・北陸エリアについては、1月(冬季)、その他のエリアについては、8月(夏季)が最大となっている。

## &lt;各エリアの月別H3需要想定(2022年度)&gt;

【万kW】

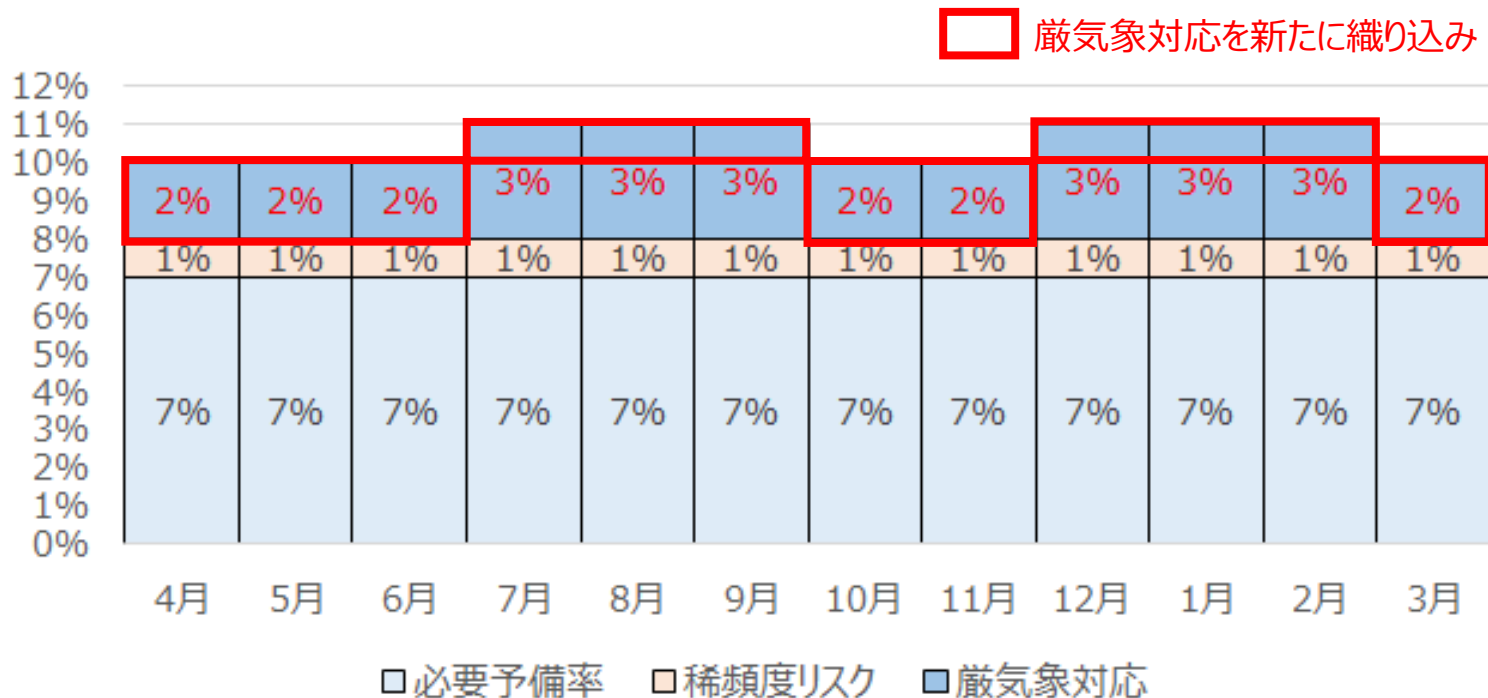
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	395	359	357	406	417	391	393	450	484	499	495	452
東北	1,057	982	1,063	1,271	1,306	1,175	1,040	1,166	1,306	1,369	1,347	1,224
東京	3,858	3,681	4,204	5,379	5,379	4,569	3,857	4,016	4,436	4,765	4,765	4,340
東3社計	5,310	5,022	5,624	7,056	7,102	6,135	5,290	5,632	6,226	6,633	6,607	6,016
中部	1,850	1,869	2,045	2,485	2,485	2,342	1,984	1,946	2,207	2,342	2,342	2,074
北陸	390	364	402	495	495	441	378	414	473	511	511	457
関西	1,838	1,856	2,126	2,739	2,739	2,341	1,911	1,942	2,366	2,515	2,515	2,150
中国	759	750	823	1,047	1,047	935	783	856	1,029	1,040	1,040	914
四国	344	343	392	494	494	432	362	370	461	461	461	404
九州	1,037	1,053	1,199	1,535	1,535	1,324	1,128	1,152	1,446	1,464	1,464	1,239
中西6社計	6,218	6,235	6,987	8,795	8,795	7,815	6,545	6,679	7,982	8,333	8,333	7,238
9社合計	11,528	11,257	12,611	15,851	15,897	13,950	11,835	12,311	14,208	14,966	14,940	13,254
沖縄	103	122	146	147	147	152	132	114	99	102	101	94
10社合計	11,631	11,379	12,757	15,998	16,044	14,101	11,967	12,425	14,307	15,068	15,041	13,347

各エリアのH3需要想定 of 最大値

【出典】2022年度供給計画のとりまとめ 抜粋

[https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/220331\\_kyokyukeikaku\\_torimatome.html](https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/220331_kyokyukeikaku_torimatome.html)

- 今回、厳気象対応を試算・考察した結果から、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、こうした考え方や計画外停止率等、その他の検討内容も踏まえ、国とも連携のうえ厳気象対応の取り扱い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。

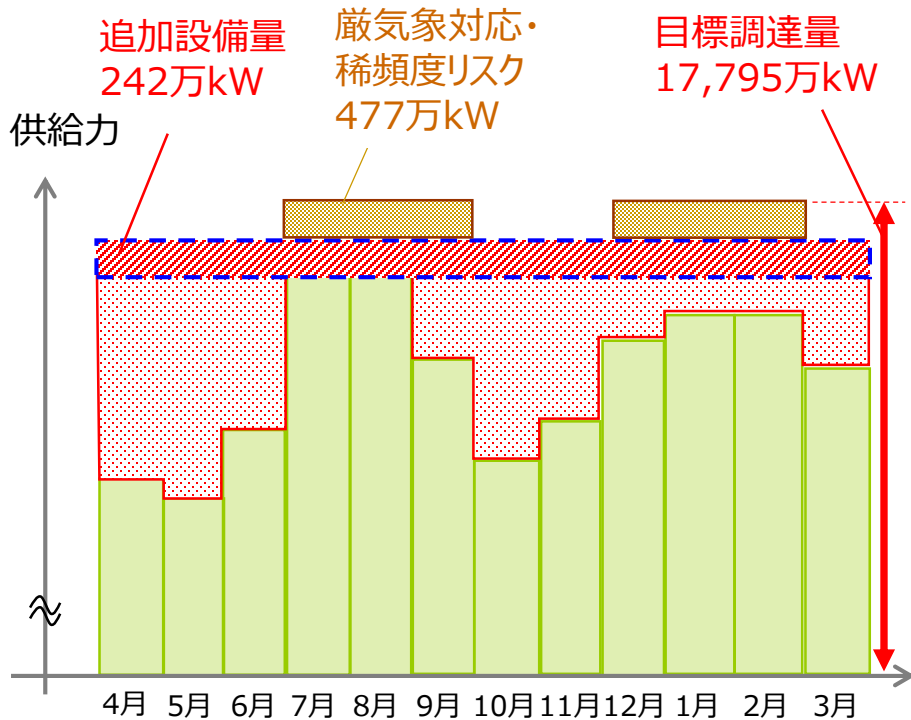


※ 持続的需要変動分除く

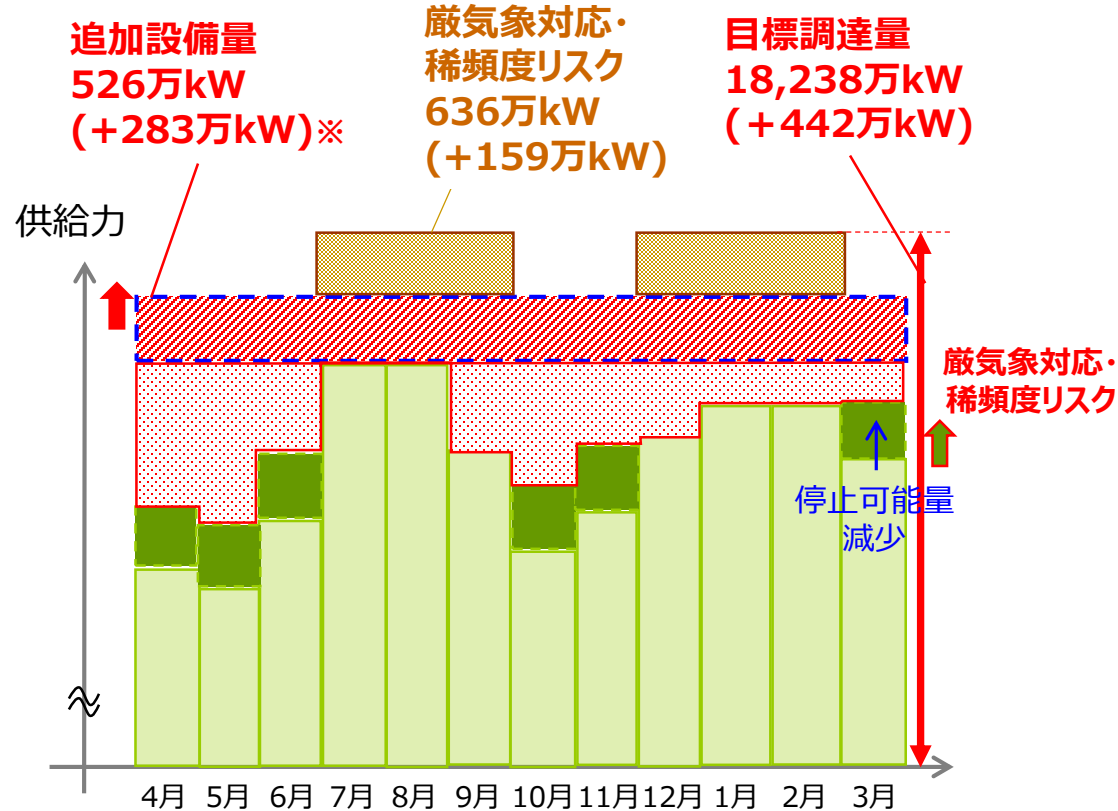


■ 今回、春季・秋季に厳気象対応として2%・稀頻度リスクとして1%を新たに追加したうえで、追加分は安定電源の補修調整で対応すると仮定し、年間計画停止可能量1.9ヵ月を算定、更に、夏季・冬季の厳気象対応を3%に増加した場合の目標調達量を試算したところ、2026容量市場においては**目標調達量が442万kW程度(2.5%)増加**する結果となった。

<見直し前>



<見直し後>

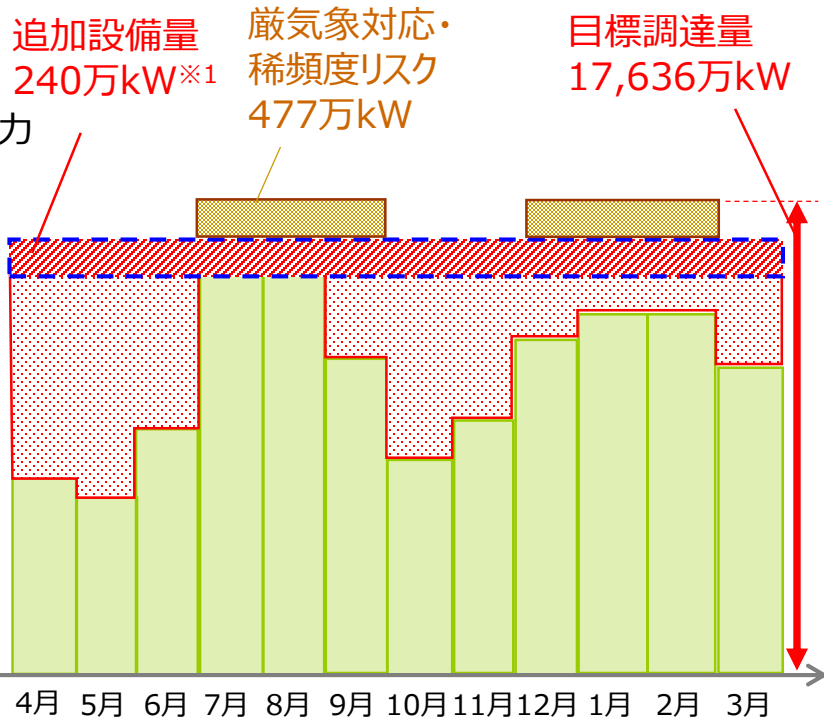


※仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%・稀頻度リスク1%を必要量として織り込んだうえで、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合の試算

\* 2026容量市場向けの諸元を持続的需要変動2%とした前提の比較

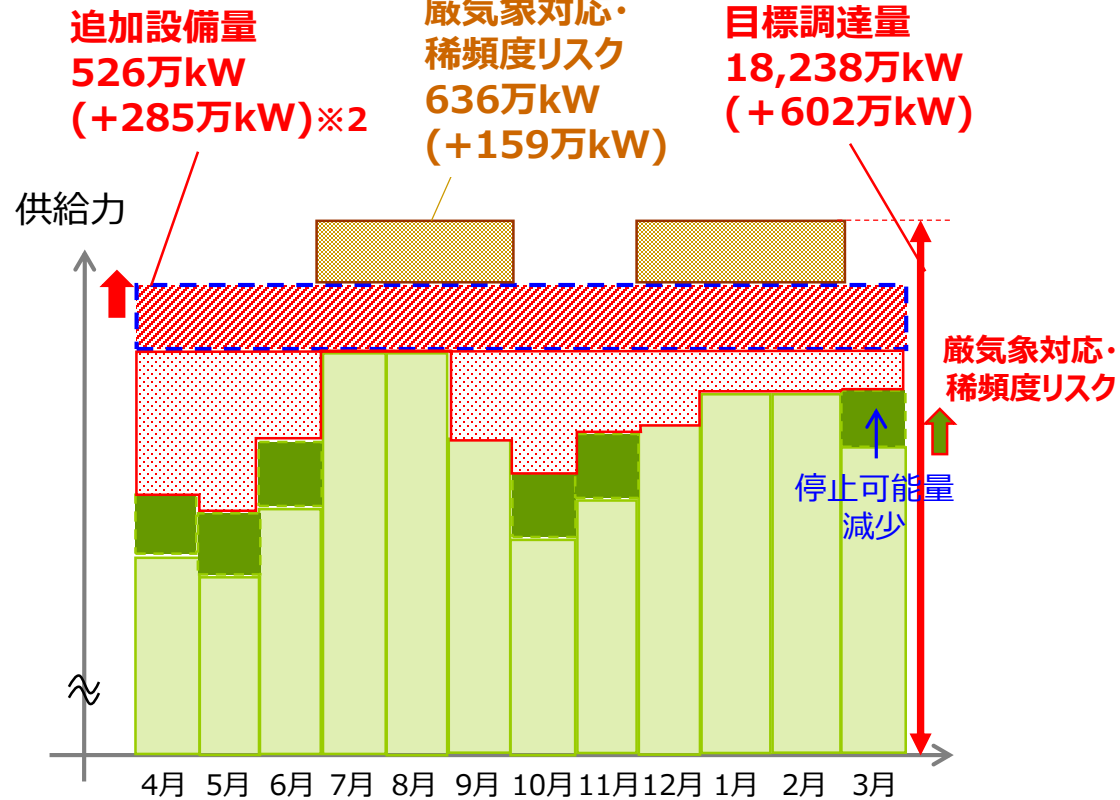
■ 前ページの試算に加えて、持続的需要変動対応の2% (従来から+1%) の見直しを増分に含めると、2026容量市場においては**目標調達量が602万kW程度(3.4%)増加**する結果となった。

<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1.9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

## (参考) 稀頻度リスクの供給力への織り込み

- 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、H3需要想定に対して1%程度とされている。
- 稀頻度リスクについては、事象が発生した際に、短期間で解消するものではなく、春季・秋季の補修調整の観点も踏まえ、春季・秋季の必要予備率に加算することとした。

## 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。
  - 単機最大ユニット脱落
  - 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
  - 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とどうか。

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

■ 今回試算した厳気象対応・稀頻度リスクを考慮することにより、厳気象H1需要想定に対してどの程度の予備率を確保できるのかを確認するため、**2023年度供給計画向け諸元において、厳気象H1需要想定(不等時性考慮)に対する予備率を算定した結果、夏季・冬季ともに予備率3%を確保できる水準となっている。**

【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
供給力 (内 電源 I´)	7,913	473	1,462	5,978	9,474	2,684	528	2,941	1,118	530	1,671	17,386
最大需要電力	7,644	457	1,412	5,776	9,152	2,593	510	2,842	1,080	512	1,615	16,797
供給予備力	268	16	50	203	321	91	18	100	38	18	57	589
供給予備率	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
予備力3%確保 に対する不足分	39	2	7	29	47	13	3	14	6	3	8	86

【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
供給力 (内 電源 I´)	7,494	544	1,489	5,461	8,944	2,457	557	2,664	1,138	514	1,614	16,438
最大需要電力	7,273	528	1,445	5,300	8,680	2,385	540	2,585	1,104	499	1,567	15,952
供給予備力	221	16	44	161	264	73	16	79	34	15	48	485
供給予備率	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
予備力3%確保 に対する不足分	3	0	1	2	4	1	0	1	0	0	1	7

\* EUEにより算出した必要予備率に、厳気象対応・稀頻度リスクを加えた供給力を連系線の空きの範囲で均平化した場合の予備率

## ②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認について

- 年間計画停止可能量の月換算1.9ヶ月については、2019年度供給計画における計画停止量から整理されているが、これは広域機関の要請に対して事業者にて補修計画の繰り延べ等の対応がなされた結果の計画停止量であり、**追加設備量が恒常的に不足する場合には再検討**することとされていた。
- 上記を踏まえ、第74回本委員会において、年間計画停止可能量及び追加設備量の再整理と並行して、**至近の供給計画における計画停止量を確認するなど、1.9ヶ月の妥当性の確認を進めること**としていた。

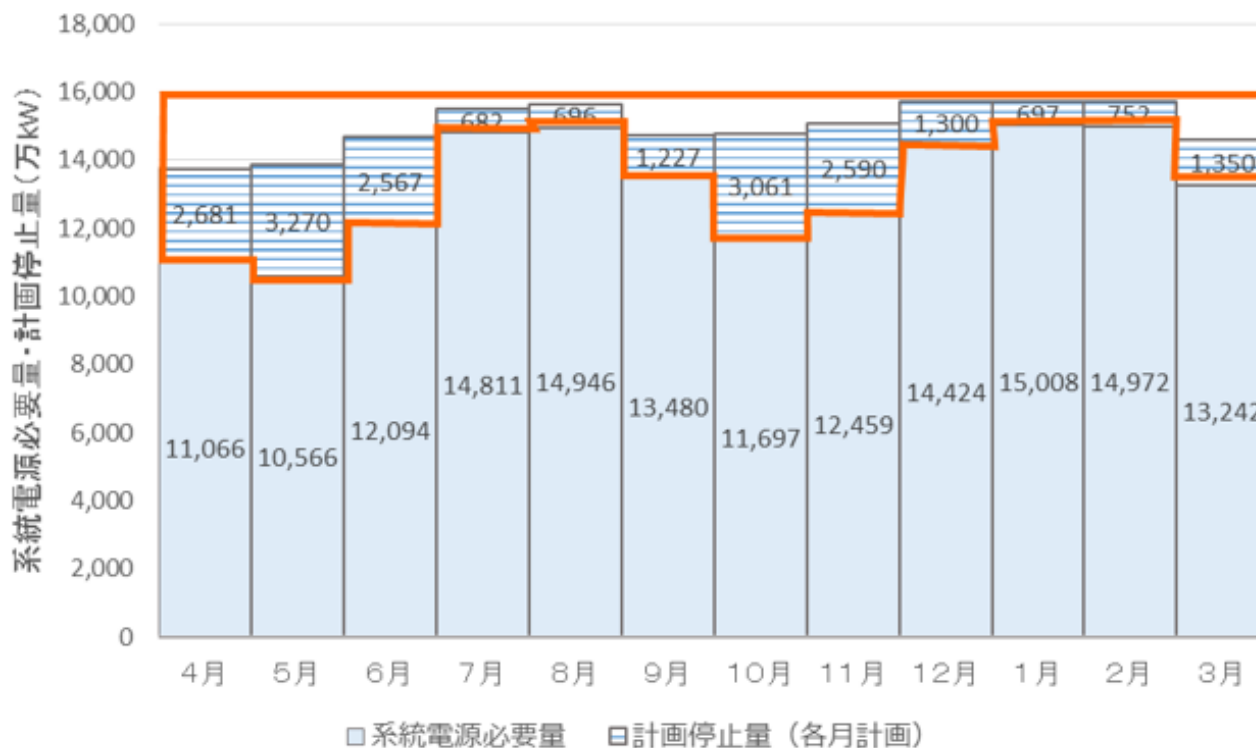
### 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方 (7) 今後確保する年間計画停止可能量の考え方

17

- 2019年度供給計画では、当機関から要請文書を発行し、さらに直接協力を依頼したため、各事業者が最大限の停止計画変更を実施した結果、計画停止量が極端に減少したと考えられる。
- 一方で、2019年度供給計画取りまとめにあたっての各事業者へのヒアリングでは、以下のような意見を受領しているところ。
  - 計画停止自体を翌年度以降に繰り延べて対応したものの、今回の停止調整の要請に応じることができるのは2019年度のみとなる可能性が高い（2020年度以降は計画停止が増加するおそれ）
  - 設備改修による計画停止期間の長期化（半年程度）により夏季・冬季に計画停止をせざるを得ない
  - 工事業者の制約（取り合い）により、夏季・冬季に計画停止をせざるを得ない
- よって、2019年度供給計画の計画停止量をもとに算定した「H3需要の4.5%」は、追加設備量として最低限確保すべき量と考えられるか。
- なお、計画停止調整の結果、追加設備量が恒常的に不足することとなった場合には、再検討することとしてはどうか。
- ただし、追加設備量分を、計画停止に関わらず、発電に支払うことについては検討が必要である。
- 具体的には、容量市場の在り方等に関する検討会において、電源の計画停止調整の実効性を高める方法や費用負担のあり方について、容量市場のリクワイアメントおよびペナルティを見直すとともに、支払いの考え方や方法等についても検討を行うこととする。

- 第5回レジリエンス小委において、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は月換算1.9ヶ月必要であると整理され、1.9ヶ月を確保するための追加設備量を算定することとされた。
- なお、この年間計画停止可能量1.9ヶ月は、**H3需要ベースで評価された必要供給力をもとに算定されている。**

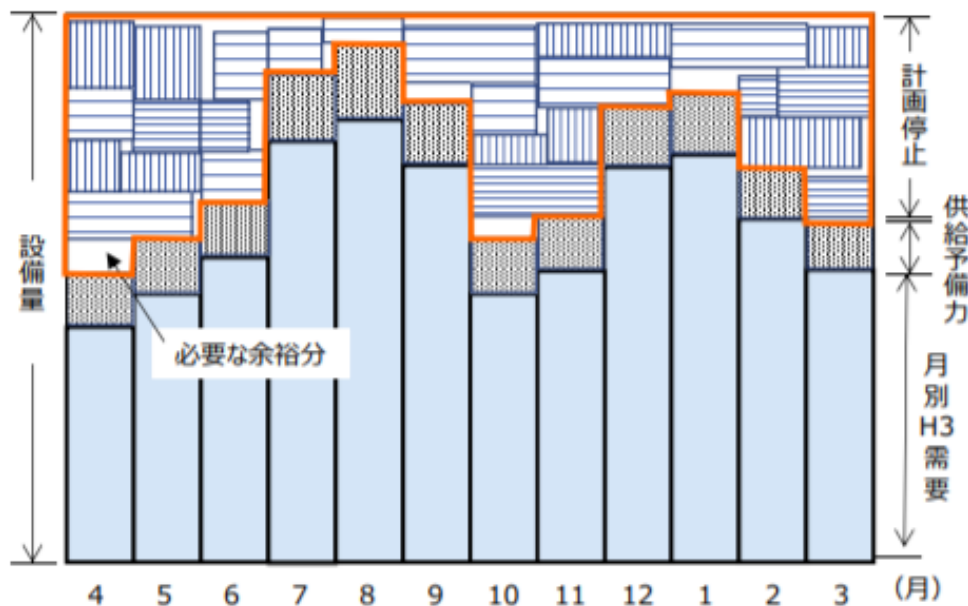
年間計画停止可能量 (2019年度9エリア合計)





- 計画停止必要量は、ユニット容量の大小、停止日数の長短等の制約があるため、ユニット毎の計画停止量を計画停止可能量の枠に完全にはめこむことは難しく、標準的な停止計画量からの増加分も考慮する必要があるため、余裕分(スタッキングレシオ)を織り込む必要がある。

【計画停止必要量のイメージ】



【スタッキングレシオ】

長期需給計画では、一般に補修出力に補修日数を乗じて得られる年間補修量(MW・月)を用いて、補修の月別配分、月別需給均衡度を検討するが、**具体的に各ユニットの補修を決定する場合には、ユニット容量の大小、補修日数の調達、作業工程、作業処理能力、補修必要時期などの制約を受け、必要補修量から得られた補修枠の範囲内で各ユニットの補修を完全に、うまくはめこむことは難しく、ある時点では供給予備率が減少して需給均衡度が低下するおそれがあるので、これを防止するため、補修枠の内に必要補修量に対する余裕を見込むことが必要**になる。

このような余裕を織り込むため、必要量からくる月別補修枠と実際の補修量との比を求め、これをスタッキングレシオと称し、長期需給計画の策定のために用いる。

なお、**スタッキングレシオには、このほかに標準補修日数に対し、補修に付帯して実施される作業日数の増加分も考慮している。**

旧日本電力調査報告書における「電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説」2007年11月より抜粋

## ②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認 年間計画停止可能量(1.9ヵ月)に対する計画停止量の確認方法

- レジリエンス小委では、安定電源における設備量に対する年間計画停止可能量を求めるため、EUEで算出した各月の必要供給力から再エネの各月供給力を控除したうえで、計画停止量を反映し、安定電源の設備量 + 計画停止量が最大となる月の設備量(計画停止量含む)に対する各月の停止可能量の合計を年間計画停止可能量として求めている。
- 容量市場との整合性の観点から、今回もレジリエンス小委と同様の方法を採用し、**至近3ヵ年(2020~2022年度)の供給計画諸元と供給計画第1年度の計画停止量において、年間計画停止可能量1.9ヵ月の基準を満たす計画停止可能量に計画停止量が収まっているかの確認及び、見直しが必要な場合の新たな基準の試算を行った。**

\* 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

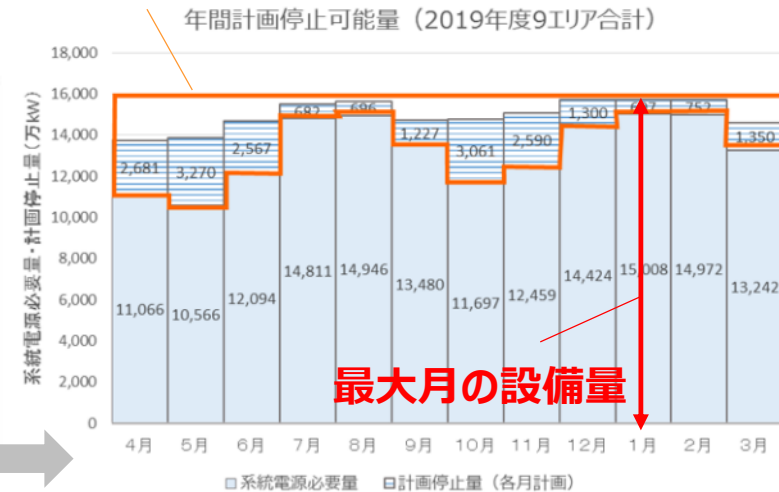
### 年間計画停止可能量1.9ヵ月 (各月の計画停止量合計/最大月の設備量(計画停止量含む))



再生エネルギー供給力



再生エネルギー供給力控除



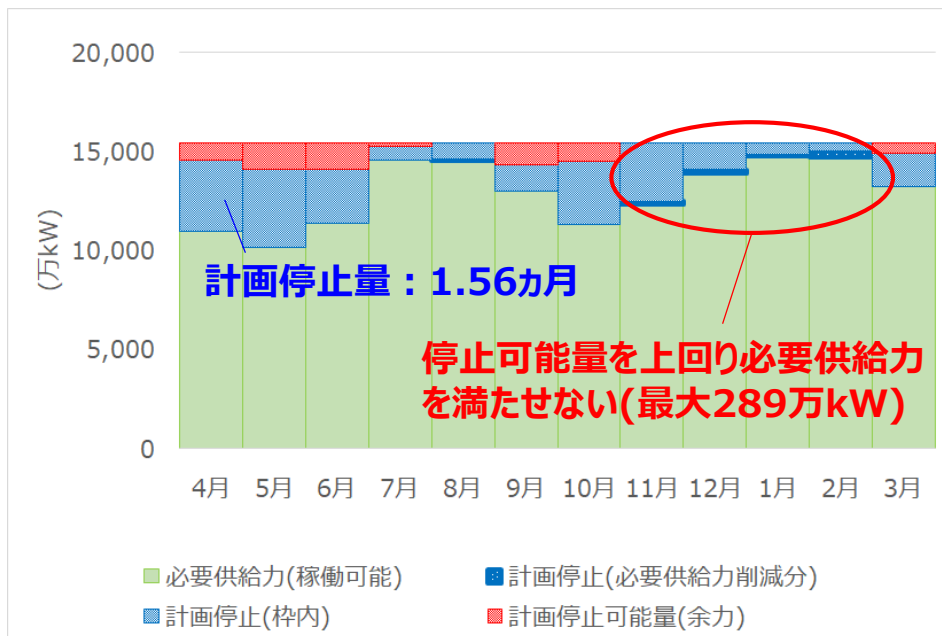
計画停止量反映

## ②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認

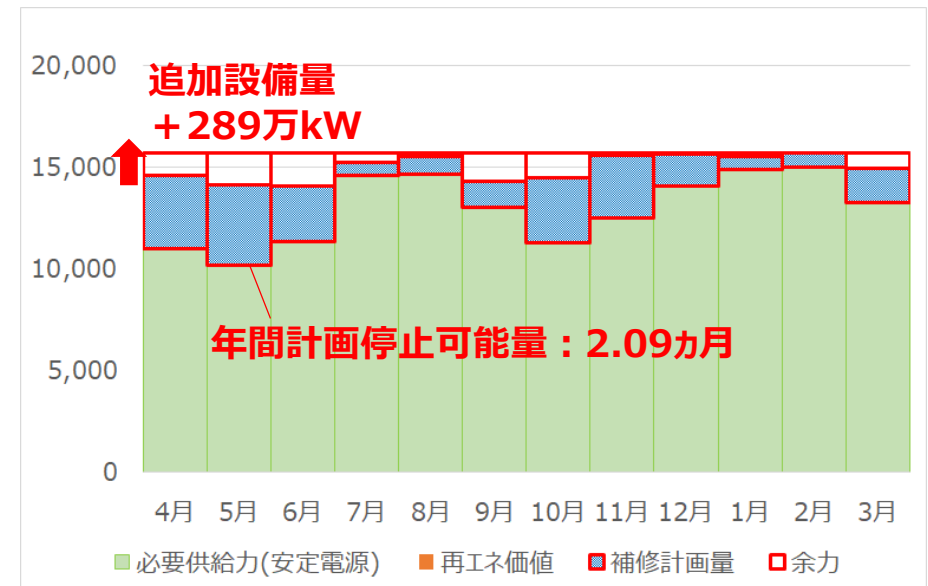
## 2022供給計画諸元における計画停止量の確認及び新たな基準の試算

- 2022年度供給計画諸元での確認の結果、**年間を通しての計画停止量は1.9カ月に収まっているものの、各月においては、計画停止可能量を超える計画停止量が計上(最大289万kW)**されており、必要供給力を満たせない状況であった。
- この結果を踏まえて、**年間の計画停止可能量の基準を見直す場合、基準は2.09カ月となり、追加設備量は+289万kW増加する。**

## &lt;2022年度供給計画(2022年度)の確認結果&gt;



## &lt;年間計画停止可能量見直す場合の試算&gt;



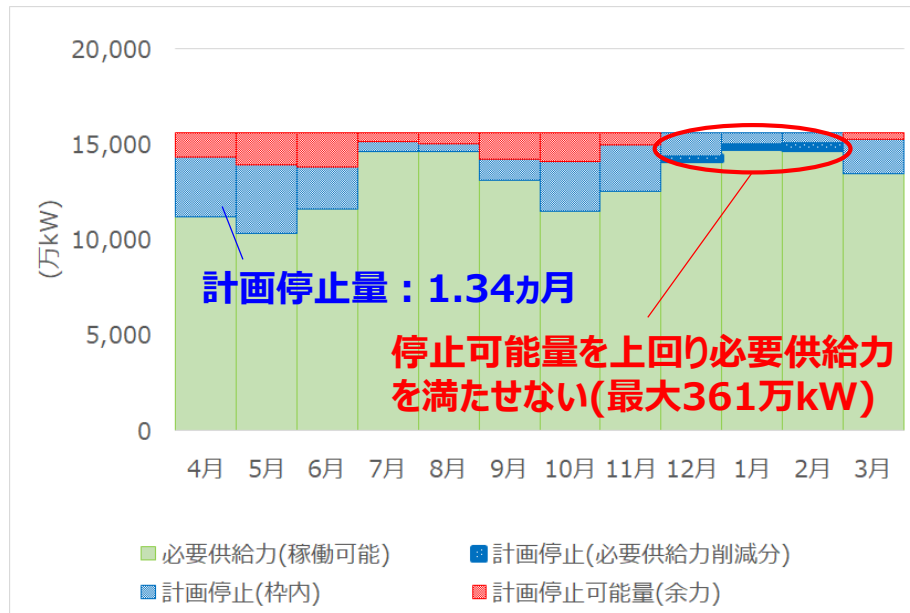
\* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

## ②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認

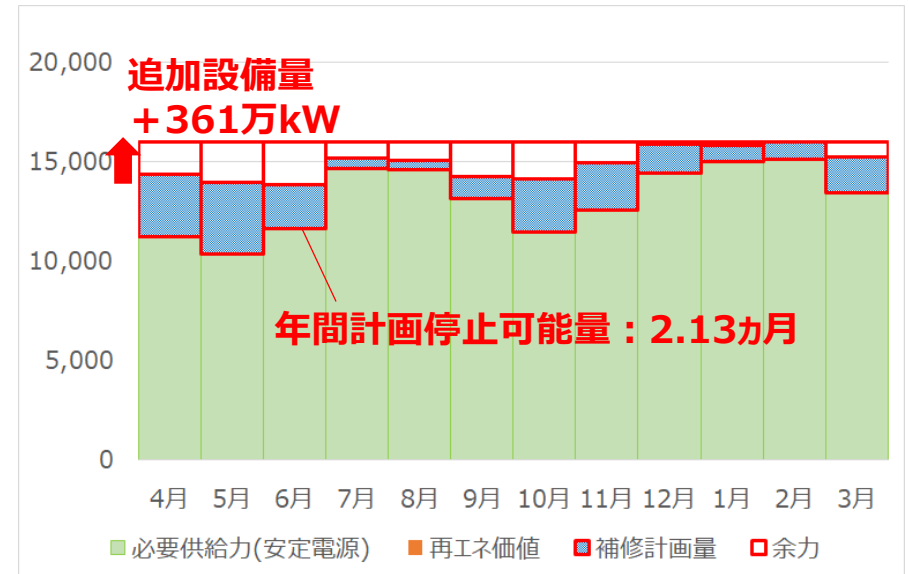
## 2021供給計画諸元における計画停止量の確認及び新たな基準の試算

- 2021年度供給計画諸元での確認の結果も2022年度と同様に、**年間を通しての計画停止量は1.9ヶ月に収まっているものの、各月においては、計画停止可能量を超える計画停止量が計上(最大361万kW)**されており、必要供給力を満たせない状況であった。
- この結果を踏まえて、**年間の計画停止可能量の基準を見直す場合、基準は2.13ヶ月となり、追加設備量は+361万kW増加する。**

## &lt;2021年度供給計画(2021年度)の確認結果&gt;



## &lt;年間計画停止可能量見直す場合の試算&gt;



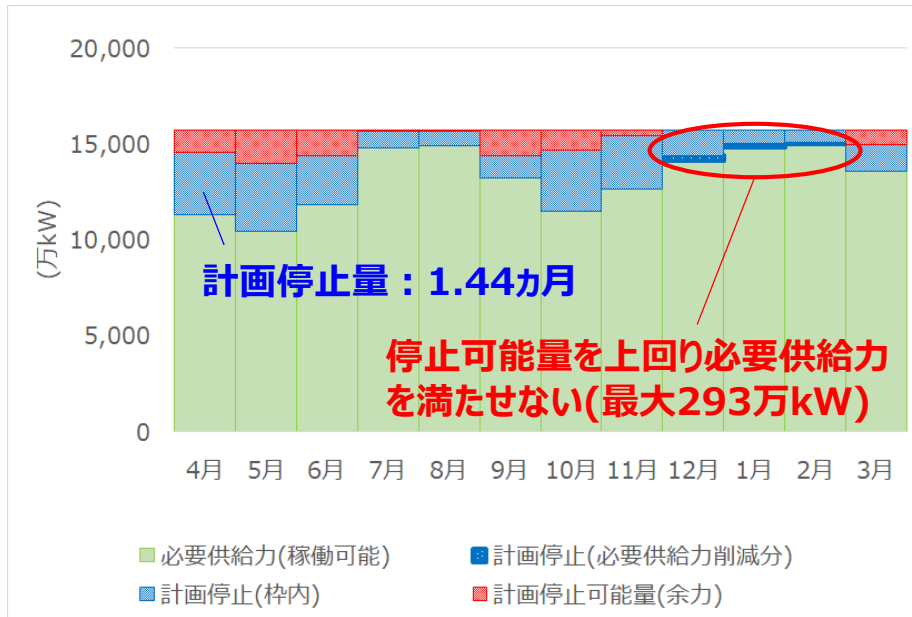
\* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる

## ②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認

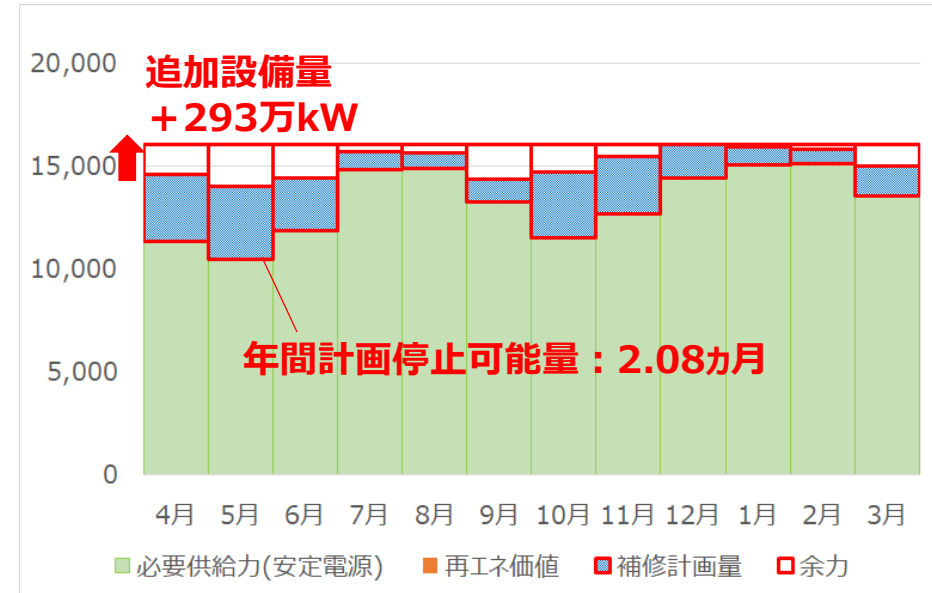
## 2020供給計画諸元における計画停止量の確認及び新たな基準の試算

- 2020年度供給計画諸元での確認の結果も2022年度と同様に、**年間を通しての計画停止量は1.9カ月に収まっているものの、各月においては、計画停止可能量を超える計画停止量が計上(最大293万kW)**されており、必要供給力を満たせない状況であった。
- この結果を踏まえて、**年間の計画停止可能量の基準を見直す場合、基準は2.08カ月となり、追加設備量は+293万kW増加する。**

## &lt;2020年度供給計画(2020年度)の確認結果&gt;



## &lt;年間計画停止可能量見直す場合の試算&gt;



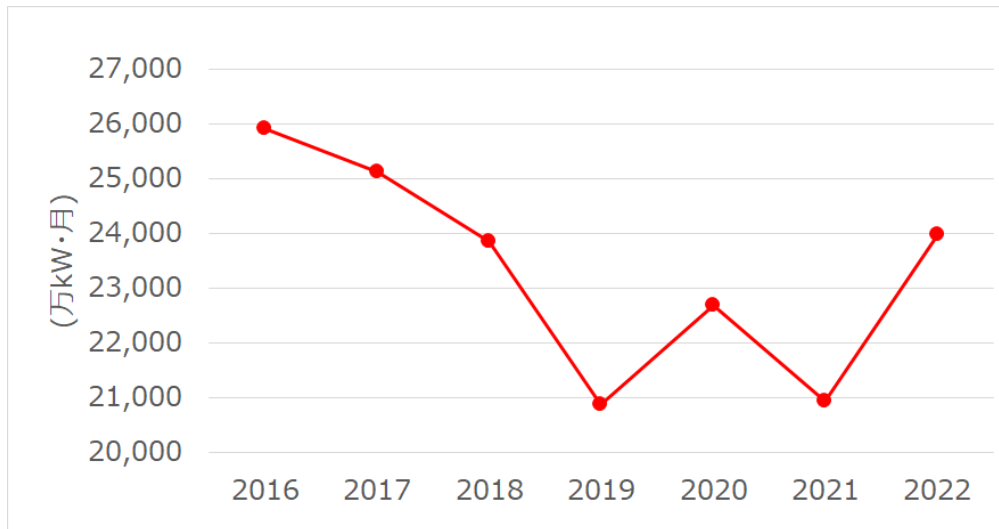
\* 計画停止量は、供給計画の対象となっている10万kW以上の電源を対象としているため容量市場とは、母数が異なる



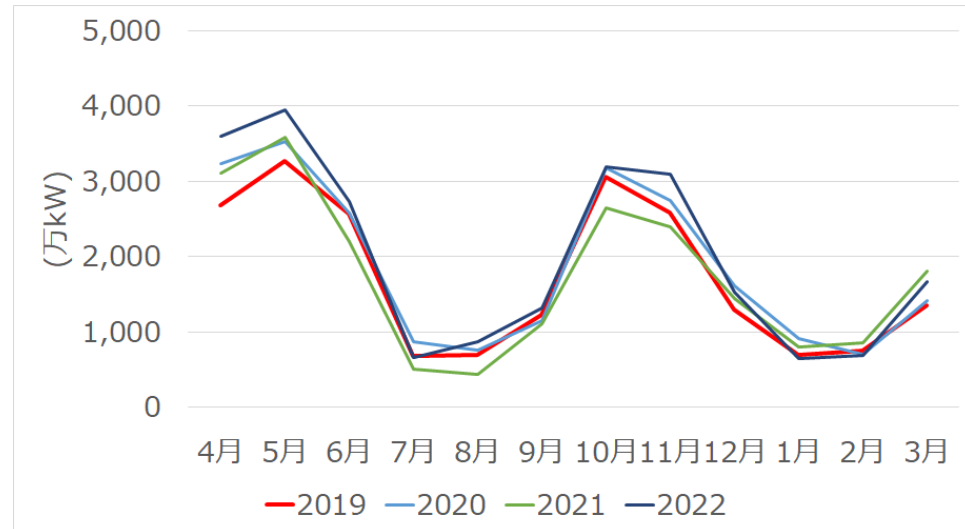
## ②年間計画停止可能量1.9ヶ月の妥当性確認 各年度における計画停止量の推移

- 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

## 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

- 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	<b>2.08</b> (+0.18)	<b>2.13</b> (+0.31)	<b>2.09</b> (+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)

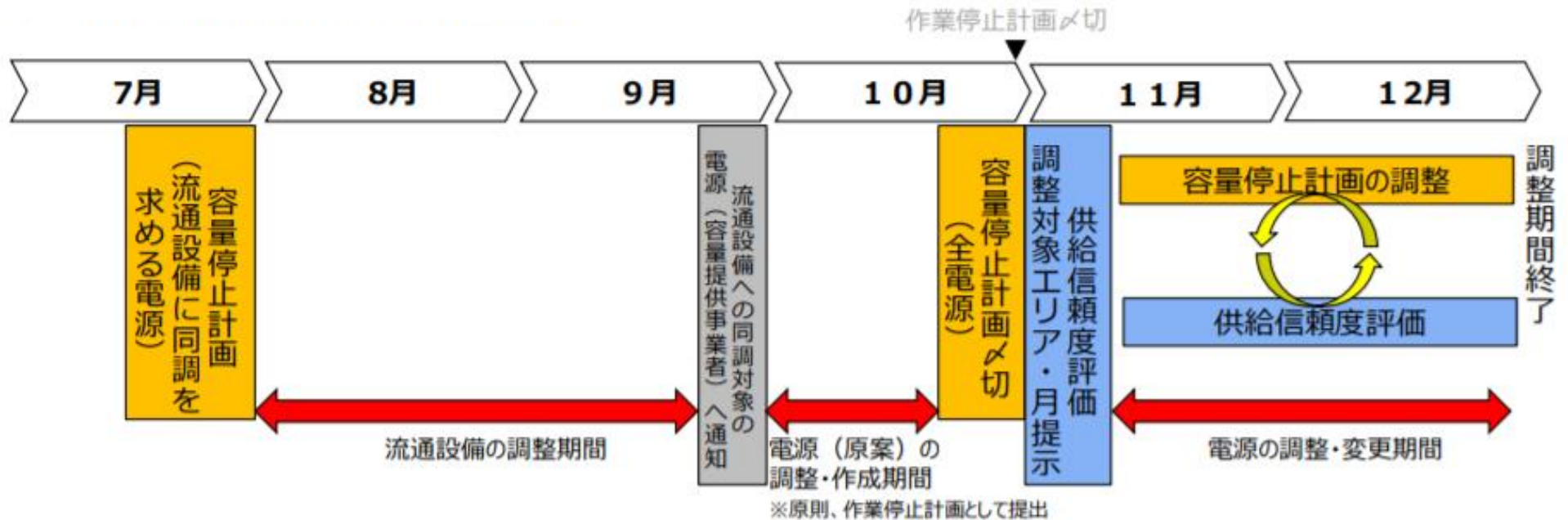
( )は、各年度において、1.9ヵ月基準で算定した場合との差分

\* 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

## (参考) 容量停止計画の調整スケジュール

- 容量停止計画の調整については、実需給の2年度前に実施されることになっており、2024年度実需給に向けて、2022年7月から停止計画の提出を開始しており、11月から具体的な調整を開始する予定となっている。

## &lt;容量停止計画の調整スケジュール&gt;



【出典】第30回 容量市場の在り方等に関する検討会(2021/3/16) 資料5抜粋

[https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/youryou\\_kentoukai\\_haihu30.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2020/youryou_kentoukai_haihu30.html)

(参考) 容量停止計画の調整におけるペナルティの取り扱い

- 容量停止計画の調整においては、段階的なペナルティが設けられており、追加設備量を利用する場合0.3%/日、供給信頼度確保に影響を与える場合0.6%/日のペナルティが課せられる。

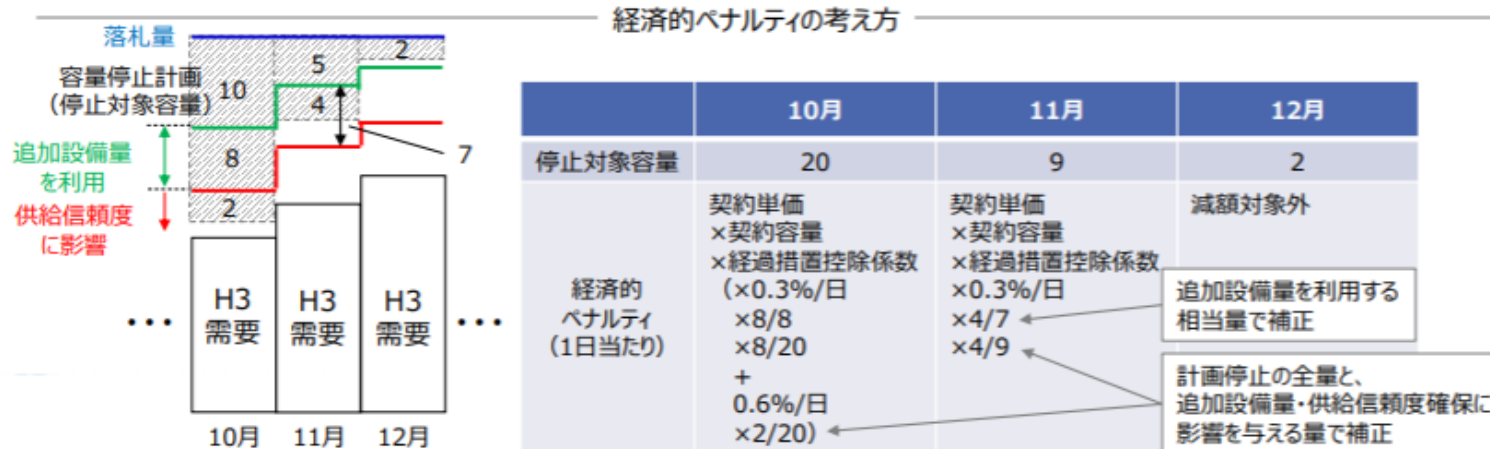
<容量停止計画の調整におけるペナルティの取扱い>

- 調整不調の日数について、以下の算出式により経済的ペナルティが科されます。
  - a 追加設備量を利用する場合  

$$\text{経済的ペナルティ(円)} = \text{契約単価} \times \text{契約容量} \times \text{経過措置控除係数} \times 0.3\%/日 \times \text{調整不調の日数}^*$$
  - b 供給信頼度確保に影響を与える場合  

$$\text{経済的ペナルティ(円)} = \text{契約単価} \times \text{契約容量} \times \text{経過措置控除係数} \times 0.6\%/日 \times \text{調整不調の日数}^*$$
- 容量停止計画の調整後において追加設備量を利用または供給信頼度が確保されていない月において、容量停止計画を提出している全ての電源等について、経済的ペナルティが科されます。
- 実需給年度の2年前の調整以降に提出された容量停止計画により、供給信頼度確保に影響を与える場合、上記経済的ペナルティの1.5倍のペナルティが科される場合があります。

※容量停止計画に対する追加設備量を利用する量及び供給信頼度確保に影響を与える量の割合で経済的ペナルティを補正します

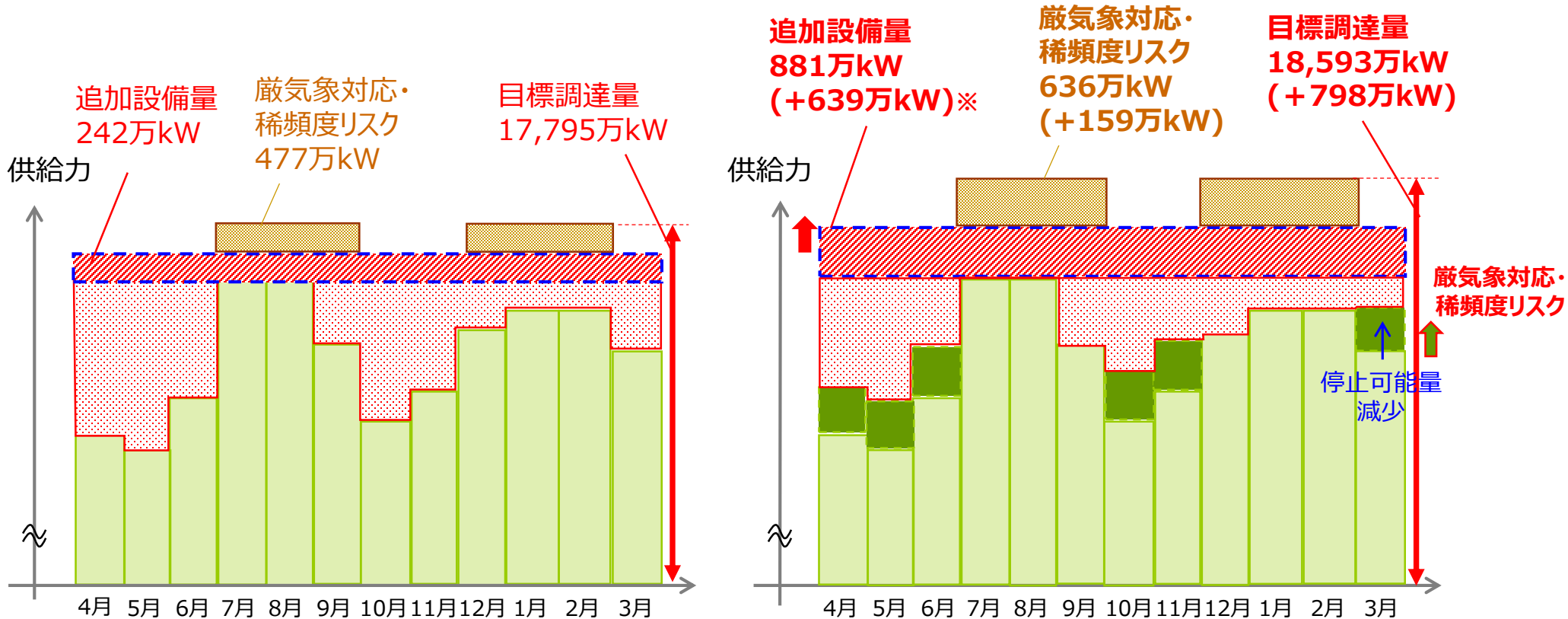


(参考) 検討事項①②の見直しを踏まえた目標調達量増加の試算

■ 今回、春季・秋季に厳気象対応として2%・稀頻度リスクとして1%を新たに追加したうえで、追加分は安定電源の補修調整で対応すると仮定し、年間計画停止可能量2.1ヵ月を算定、更に、夏季・冬季の厳気象対応を3%に増加した場合の目標調達量を試算したところ、2026容量市場においては**目標調達量が798万kW程度(4.5%)増加**する結果となった。

<見直し前>

<見直し後>



※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んだうえで、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持続的需要変動2%とした前提の比較



- 検討事項①②に関連する内容について、データに基づき実態を把握し、厳気象対応として考慮する供給力と年間計画停止可能量の基準について試算を実施した。
- 春季・秋季の厳気象対応の試算の結果、各月の平均でH3需要想定 $2.6\%$ となったが、春季・秋季については、必要設備量は夏季・冬季と比較し相対的には小さく、発電機の補修調整など、運用において対応可能な部分もあると考えられることから、**春季・秋季の厳気象対応としては、各月平均値を採用するとともに、保守的に $2\%$ を織り込む**こととしてはどうか。
- あわせて、夏季・冬季についても、至近の需要の傾向を元に厳気象対応を試算した結果、冬季において2019年時点よりもH1需要とH3需要の格差が拡大しているため、**夏季・冬季の厳気象対応をH3需要想定 $3\%$ に見直す**こととしてはどうか。
- **今後は、こうした考え方や計画外停止率等、その他の検討内容も踏まえ、国とも連携のうえ厳気象対応の取り扱いを総合的に判断することとしてはどうか。**
- なお、厳気象対応の増加に対する、**具体的な調達方法については継続して検討を進めること**としたい。
- また、年間計画停止可能量の新たな基準を算定した結果、 $2.1$ ヵ月であることが確認されたが、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。