

再エネ等の供給力(kW価値)評価を踏まえた 容量市場における調達量について

2019年12月20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

はじめに

- 電力レジリエンス等に関する小委員会(以下、レジ小委)では、各月の再エネ供給力評価をもとに、容量市場の目標調達量を整理してきた。
- 一方、第43回本委員会では、再エネ供給力の各月評価に加え、容量市場での対価支払(目標調達量)に用いる年間評価を用いることを整理したところ。
- 今回、再エネの年間評価を踏まえた容量市場の目標調達量の考え方について改めて整理したので、ご議論頂きたい。

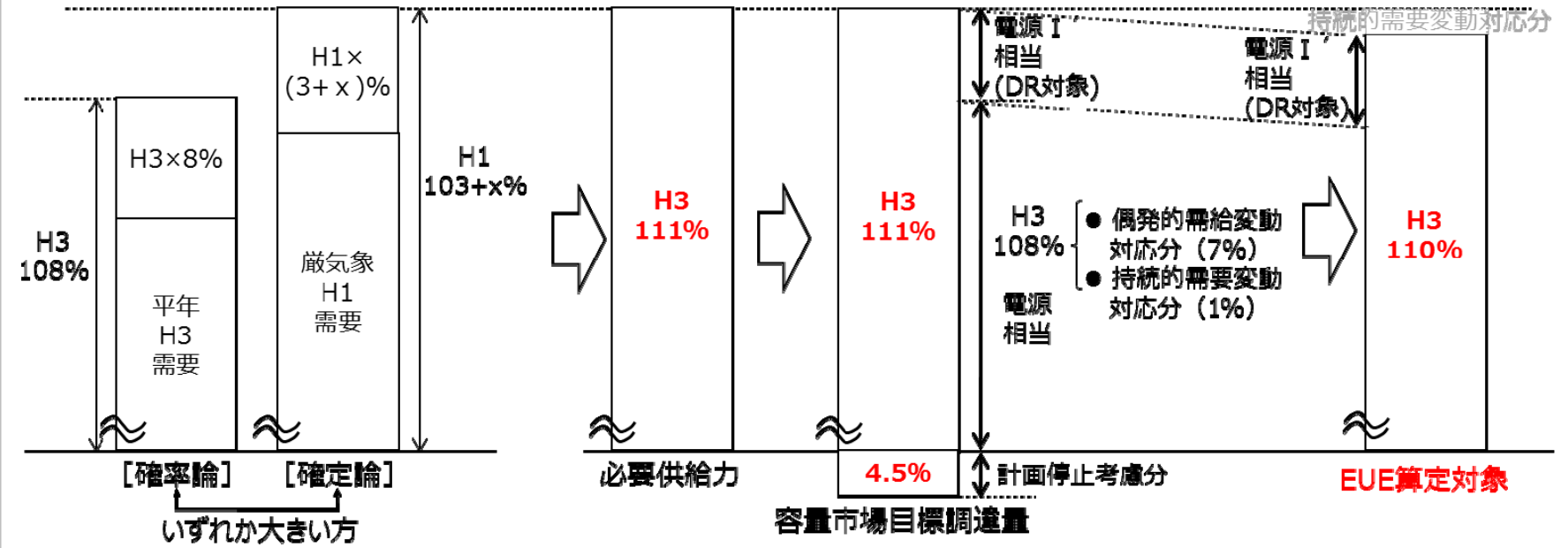
電源の計画停止を考慮した容量市場における調達量について (レジ小委の振り返り)

必要供給予備力の考え方

- レジ小委では、容量市場に向けた必要供給力の考え方として、現状の8%※相当に、「厳気象対応2%」と「稀頻度リスク分1%」を加えたH3需要の111%※を必要供給力として算定し、さらに、計画停止を踏まえた追加設備量としてH3需要の4.5%を調達することと整理した。

※ 持続的需要変動分（1%）を含む

- 容量市場開設後の全国での必要供給力については、厳気象対応分および稀頻度リスク分を考慮し、「 $\text{H3} \times (108 + 2 [\text{厳気象対応}] + 1 [\text{稀頻度リスク対応}]) \%$ 」と算定した※。
 - 今回、厳気象対応および稀頻度リスクを踏まえた必要供給力「 H3 111%※および110%※」の経済性分析として、確率論的必要供給予備力算定方法（EUE算定）により停電量の期待値や停電コストを算定し、その数値の妥当性を検討する。
- ※算定は、必要供給力のうち、持続的需要変動対応分（ H3 1%）を除いて行う。
 また、容量市場目標調達量のうち、計画停止を踏まえた追加設備量（ H3 4.5%）を除いている。



■ レジ小委では、月換算で1.90ヶ月の年間計画停止可能量を確保するためには、H3需要の4.5%の追加設備量が必要と算定していたところ。

電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

15

(5) (3) (4) を踏まえた年間計画停止可能量の算定 (3 / 3)

- 前頁を踏まえ、年間計画停止可能量 = 年間計画停止量 (1.90ヵ月) となるように設備追加量を算定すると、716万kW (2019年度年間H3需要の+4.5%相当) となる。
- 電源の計画停止を考慮した設備量は、 $15,008 + 716 = 15,724$ 万kW となる。

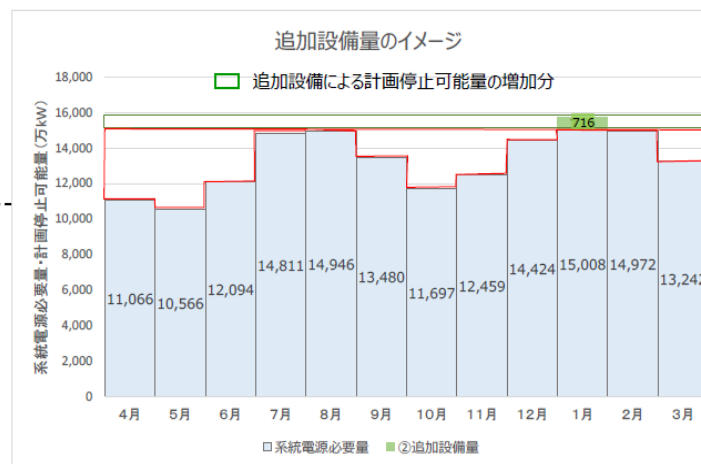
○ 設備追加量の算定 (年間計画停止量が月換算1.90ヵ月)

$$\frac{\text{計画停止可能量} + \text{計画停止追加量} \times 12 \text{ヵ月}}{\text{(年間計画停止可能量)}} = \frac{\text{(設備量} + \text{計画停止追加量} \times 1.90 \text{ヵ月)}}{\text{(年間計画停止量)}}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{\text{(設備量} \times 1.90 \text{ヵ月} - \text{計画停止可能量)}}{\text{(12ヵ月} - 1.90 \text{ヵ月)}}$$

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{\text{(15,008} \times 1.90 - 21,326 \text{)}}{\text{(12} - 1.90 \text{)}}$$

$$\cong \underline{716 \text{万kW}}$$



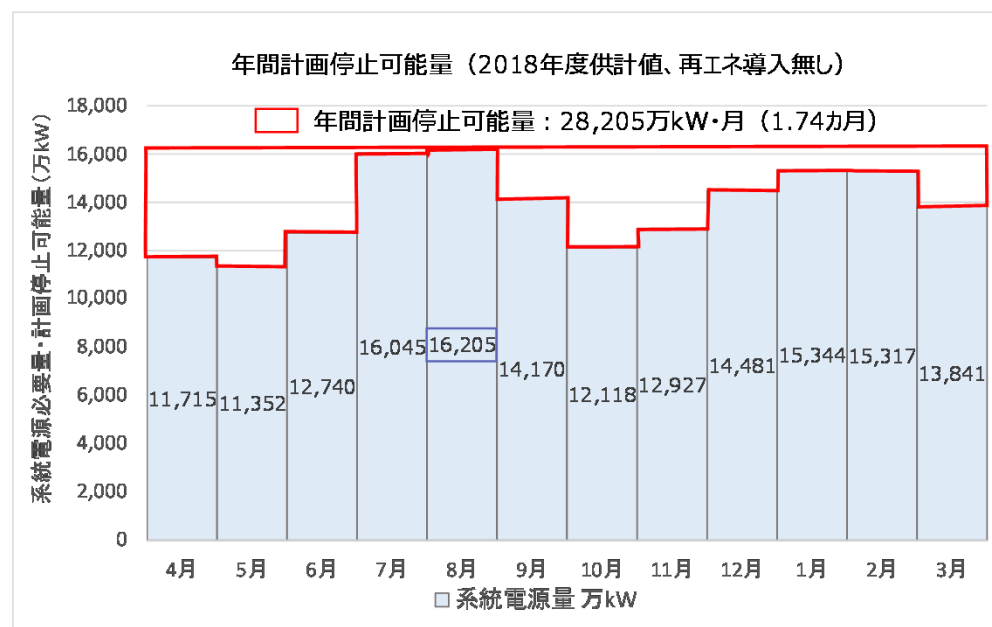
□ 年間計画停止可能量 : 21,326万kW・月
 □ 設備追加量による年間計画停止可能量 : 8,596万kW・月 } 1.90ヵ月

■レジ小委では、各月H3需要×108%の系統電源を確保した場合の年間計画停止可能量を1.74ヶ月と算定していた。

3 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方
(3) c. 年間計画停止可能量の算定

14

- 過去の供給計画諸元から、各月H3需要×108%の系統電源を確保した場合の年間計画停止可能量を算定する。
- 2018年度供給計画諸元では、系統電源必要量は8月断面が最大となり、ピーク時に補修がなければ、設備量は16,205万kWとなる。
- 年間計画停止可能量は、28,205万kW・月（月換算1.74ヵ月）となる。



【出典】第3回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_03_shiryuu.html

■レジ小委では、再エネについては各月評価の供給力(kW価値)の数値を用いて、再エネ除きの系統電源による年間計画停止可能量を1.40ヶ月と算定していた（1.74ヶ月から減少）。

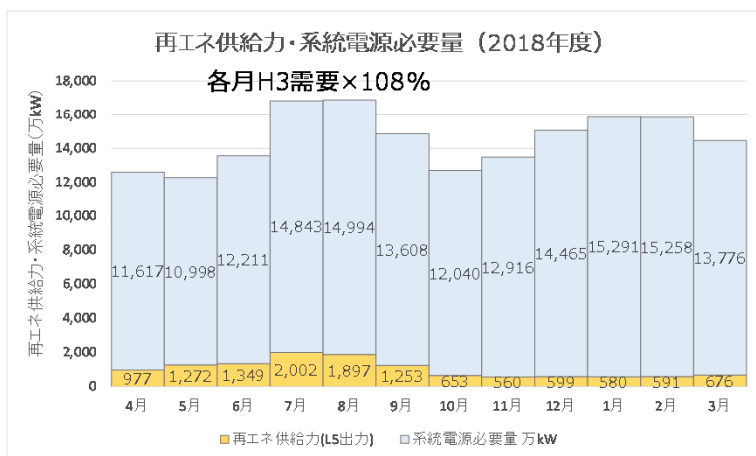
3 電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方
 (4) 太陽光・風力発電の導入を考慮した c.年間計画停止可能量の算定

16

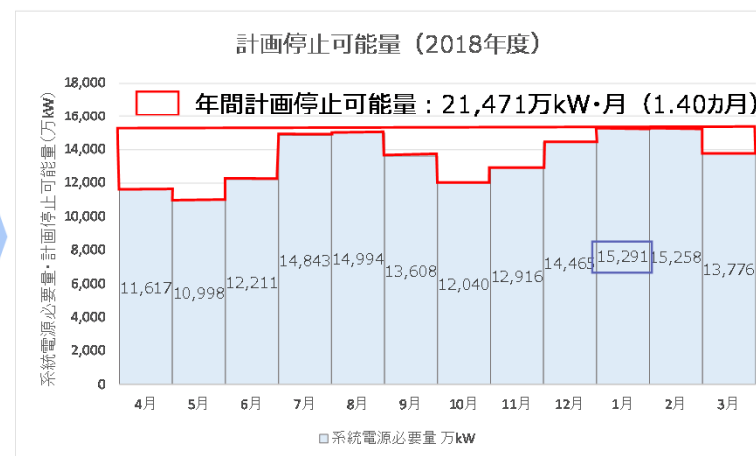
- 過去の供給計画諸元から、太陽光・風力発電の導入を考慮した年間計画停止可能量を算定する。
- 2018年度供給計画諸元では、21,471万kW・月（月換算1.40ヵ月）となる。

〔年間計画停止可能量の算定〕

- ✓ 各月H3需要×108%の供給力から、再エネ供給力を差し引き、各月に必要となる系統電源必要量を算定する。設備量は系統電源必要量の最大値であり、15,291万kWとなる。
- ✓ 設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた値が、当該月の計画停止可能量となる。各月の計画停止可能量を合計し、年間の計画停止可能量を算定すると、21,471万kW・月（月換算 $\times 1.40$ ヵ月）となる。 ※1 年間計画停止必要量を設備量で除した値：21,471万kW・月/15,291万kW \approx 1.40



再エネ供給力除き



【出典】第3回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_03_shiryou.html

■ レジ小委では、さらに火力ガスタービンの夏季出力に対する増出力分を系統電源必要量から控除し、年間計画停止可能量を1.42ヶ月と算定していた。

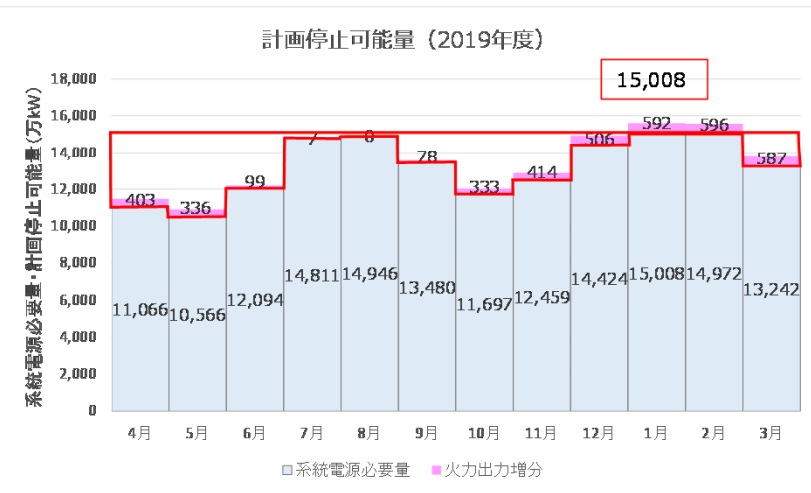
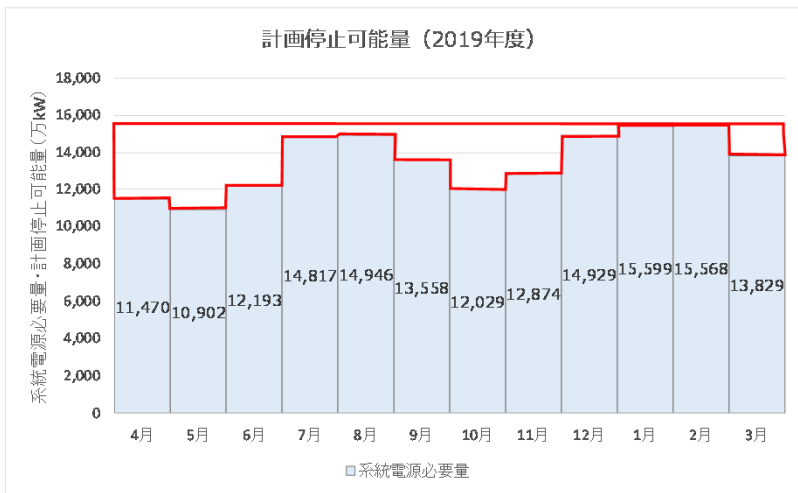
電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

11

（3）ガスタービン発電設備の季節毎の最大出力変化を踏まえた年間計画停止可能量の算定

- 系統電源である火力発電のうちガスタービン発電設備は、空気圧縮機を経て燃焼器に取り込む空気量が大気温度により変化し、冬季の方が発電し得る出力が大きくなるため、設備量が同じであっても供給力として見込める量は季節により異なる。
- この特性を系統電源必要量の算定に考慮すると、ガスタービン発電設備の夏季最大出力を基準とすると、冬季および春季・秋季については、ガスタービン発電設備の出力増加によって、系統電源必要量が減少する。
- 具体的には、冬季1月の場合、系統電源必要量が $15,599 - 592 = 15,008$ 万kWに減少する（平年H3需要の約4%減少）。また、系統電源必要量は夏季と冬季はほぼ同等となった。

□ 年間計画停止可能量：21,326万kW・月（1.42カ月）
 ■ 火力出力増分



- レジ小委にて、2019年度供給計画※における2019年度計画停止量は、各事業者が最大限の停止計画変更を実施し、計画停止量が減少した結果であることを踏まえ、この計画停止量を前ページの系統電源必要量に反映し、最低限確保すべき年間計画停止可能量を月換算1.90ヶ月と算定し、それを確保する追加設備量として4.5%を導出した。

※2019年度供給計画策定にあたり、広域機関から、各事業者に対し、電源の計画停止を夏季・冬季のピーク時期を極力避けていただく要請をした。

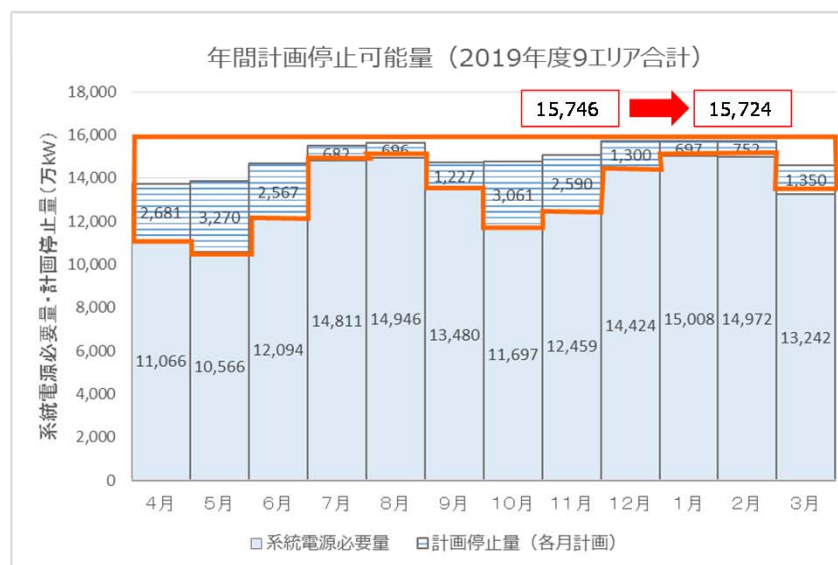
電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

(5) (3) (4) を踏まえた年間計画停止可能量の算定 (2 / 3)

14

- 前頁の各月の計画停止の実態を踏まえた設備量は12月の15,746万kWとなっているが、当月の計画停止量は1,322万kWと1月,2月の700~750万kW程度よりも若干多い。この背景としては、12月上旬の厳寒需要が発生する可能性が低い時期に計画停止を調整していることが考えられる。
- したがって、容量市場の目標調達量をさらに抑制する観点から、12月の計画停止時期が主に上旬であることを前提として、各月ごとの計画停止の実態を踏まえた設備量を2月の15,724万kWとしてはどうか。
- その結果、設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた、年間計画停止可能量は、29,922万kW・月（月換算1.90ヵ月）まで抑制できる。

□ 年間計画停止可能量：29,922万kW・月（1.90ヵ月）



余白ページ

再エネの年間供給力(kW価値)評価について
(第43回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の振り返り)

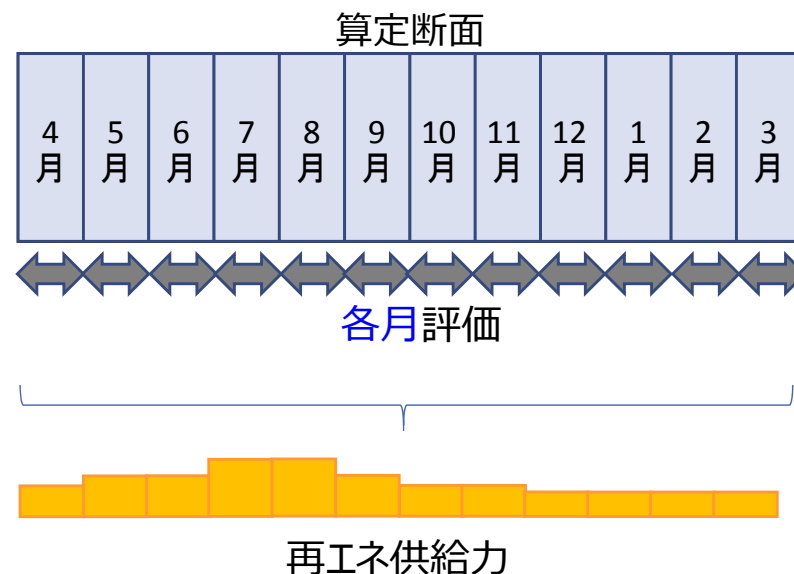
- 供給力（kW価値）の年間評価は、容量市場の対価支払（調達量）としての調整係数を算定するために実施することとしている。

本項の評価対象（次ページより評価）

〔年間評価：容量市場における対価支払（調達量）〕



〔各月評価：補修調整、各月需給バランス評価等に活用〕

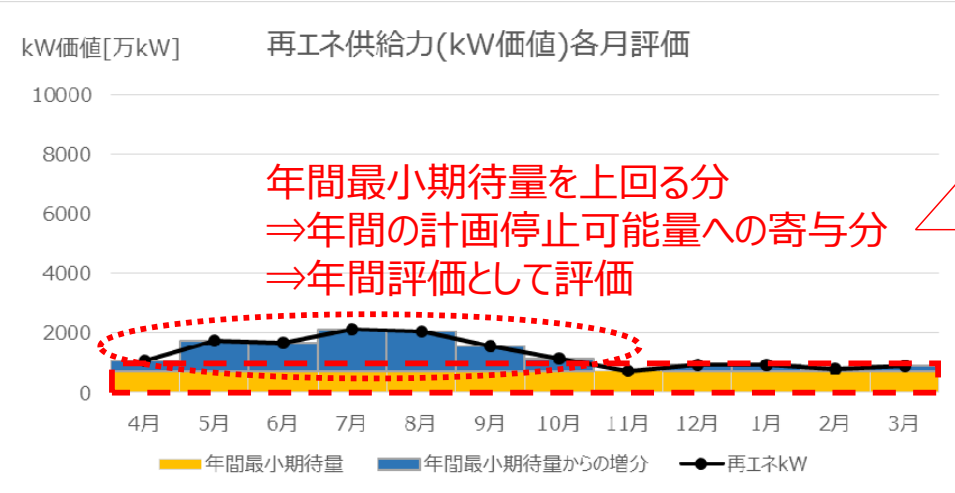


調整力等委にて算定した再エネ供給力(kW価値)の年間評価方法 (年間最小期待量とそれを上回る分)

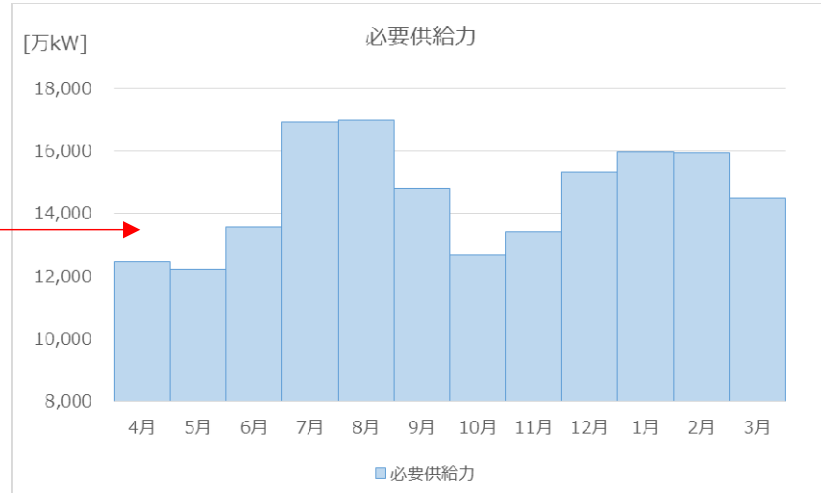
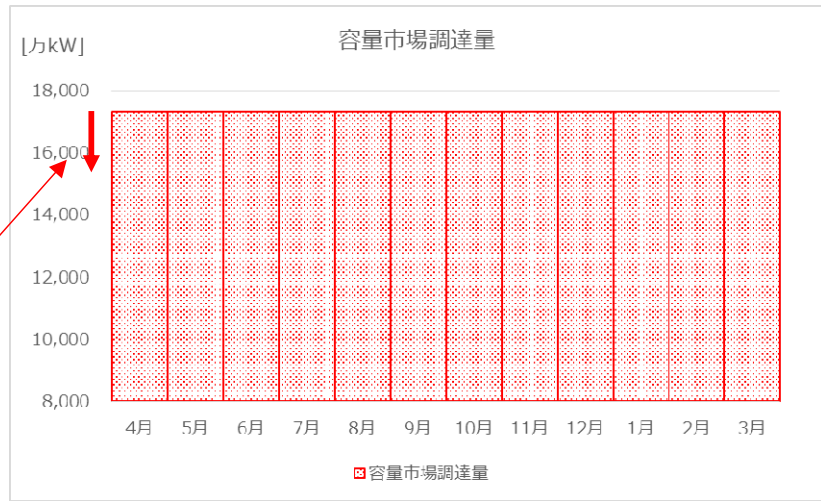
- 第43回調整力等委にて、再エネの供給力(kW価値)の年間評価として、まずは供給力(kW価値)の各月評価の最小値については、年間を通して供給力として期待できる量（以下、年間最小期待量と呼ぶ）であると考えた。
- そして、上記の年間最小期待量を上回る供給力についても、年間の計画停止可能量に寄与する分については、年間評価として評価することとした。



2つの要素に分けて評価

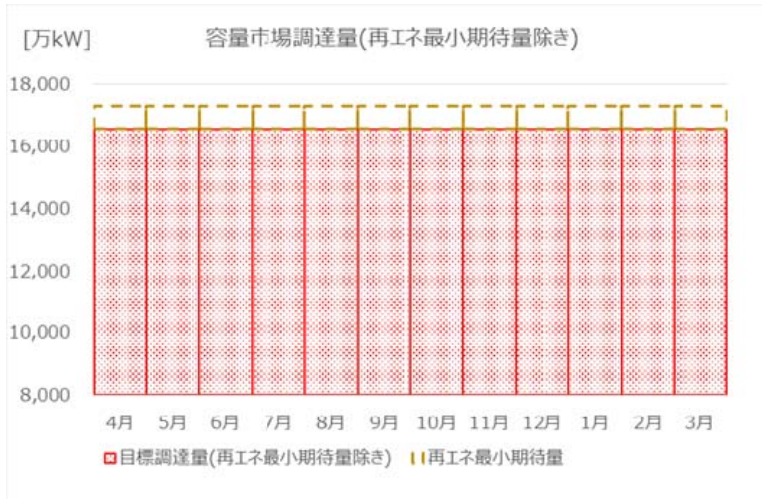
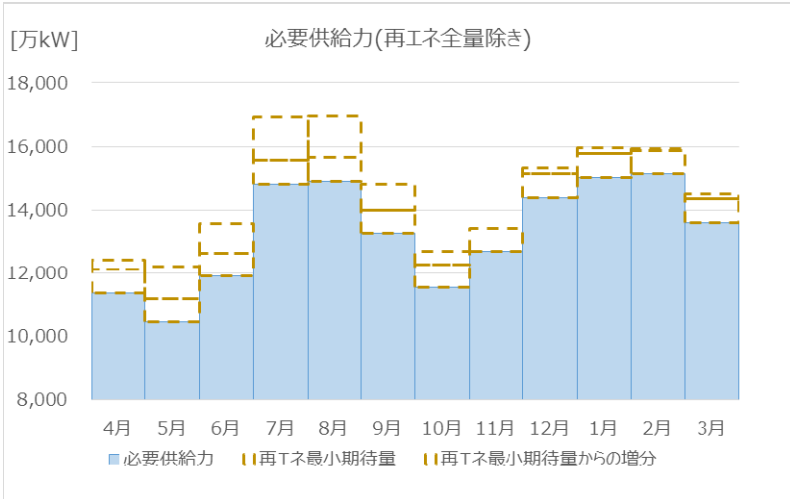


年間最小期待量 (742万kW)



調整力等委にて算定した再エネ供給力(kW価値)の年間評価方法 (年間最小期待量を上回る供給力の評価：年間計画停止可能量の増加分)

■ 年間最小期待量を上回る供給力については、各月の必要供給力に織り込むことによって、年間計画停止可能量が約0.5ヶ月増加することから、計画停止のための追加設備量として考慮できる（追加設備量に寄与できるとして、容量市場の調達量として考慮できる）と整理した。



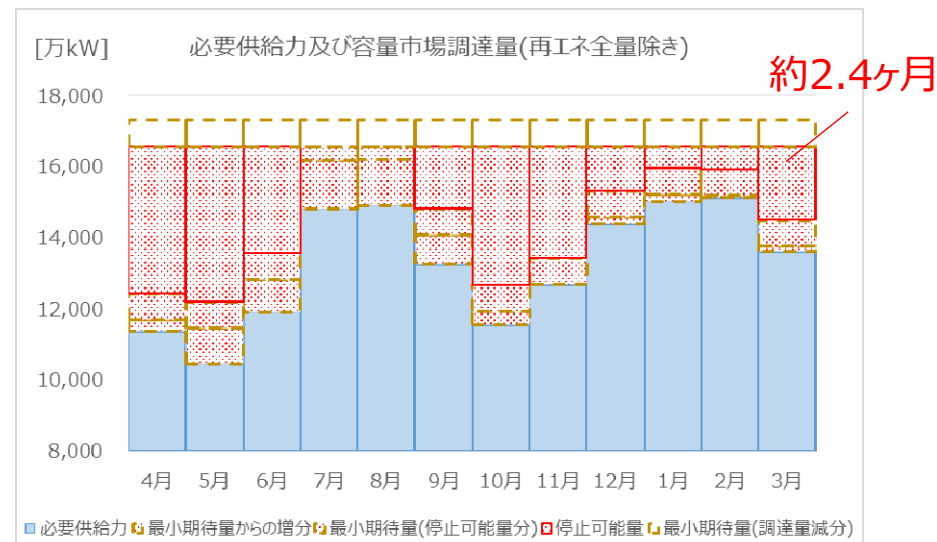
月換算

$$= \frac{\text{年間計画停止可能量}}{\text{必要供給力}}$$

$$= \frac{39,694 \text{ 万kW} \cdot \text{月}}{(17,303^* - 742) \text{ 万kW}}$$

$$\approx 2.40 \text{ ヶ月}$$

年間最小期待量を上回る供給力分を考慮することで、年間計画停止可能量を増加
⇒ 約0.5ヶ月増加



※供給信頼度基準を満たす必要供給力及び、その年間計画停止可能量(1.90カ月)を含む容量市場の調達量

調整力等委にて算定した再エネ供給力(kW価値)の年間評価方法 (年間最小期待量に年間計画停止可能量への寄与分を加算)

- 月換算1.90ヶ月の年間計画停止可能量を確保することを基準とすると、前ページの追加設備量として考慮できる量を再エネ供給力(kW価値)の年間評価として加算することとした。

⇒ 具体的には815万kWを年間最小期待量742万kWに加算する。

※年間最小期待量(742万kW) + 815万kW = 1,557万kW(19.9%)

追加設備量として考慮できる量aについて

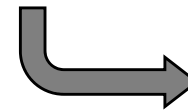
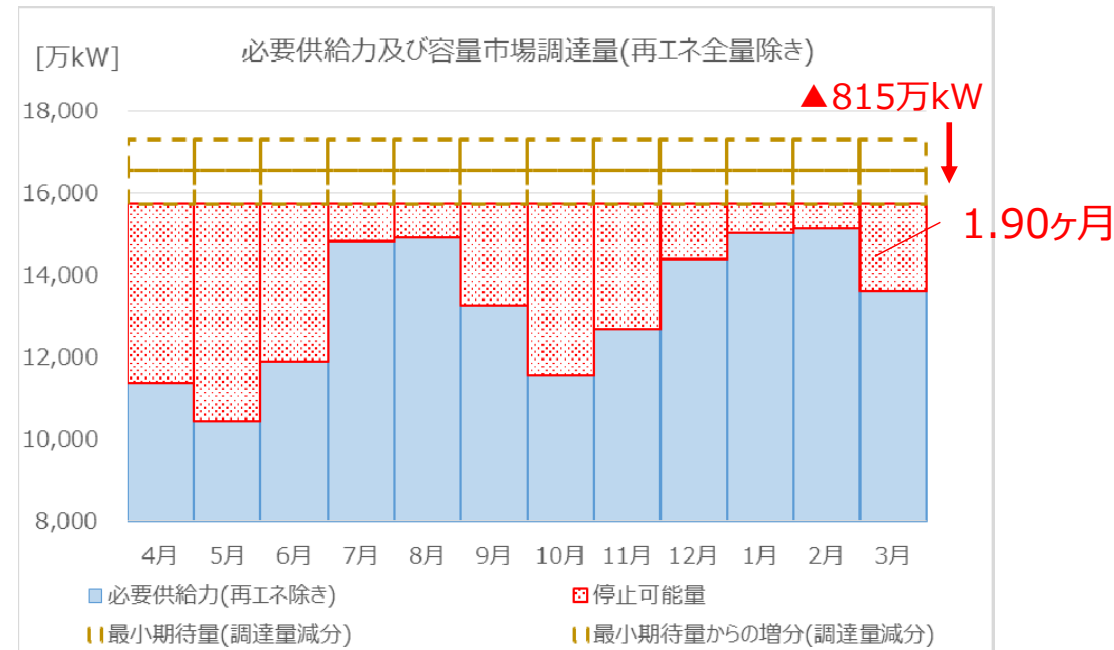
年間停止可能量 - a×12 = (必要供給力 - a)×1.90ヶ月

$$a = \frac{\text{年間停止可能量} - \text{必要供給力} \times 1.90\text{ヶ月}}{12\text{ヶ月} - 1.90\text{ヶ月}}$$

$$= \frac{\text{必要供給力} \times 2.40\text{ヶ月} - \text{必要供給力} \times 1.90\text{ヶ月}}{12\text{ヶ月}}$$

$$= \frac{(2.40\text{ヶ月} - 1.90\text{ヶ月}) \times (17,303 - 742)\text{万kW}}{12\text{ヶ月} - 1.90\text{ヶ月}}$$

≒ 815万kW



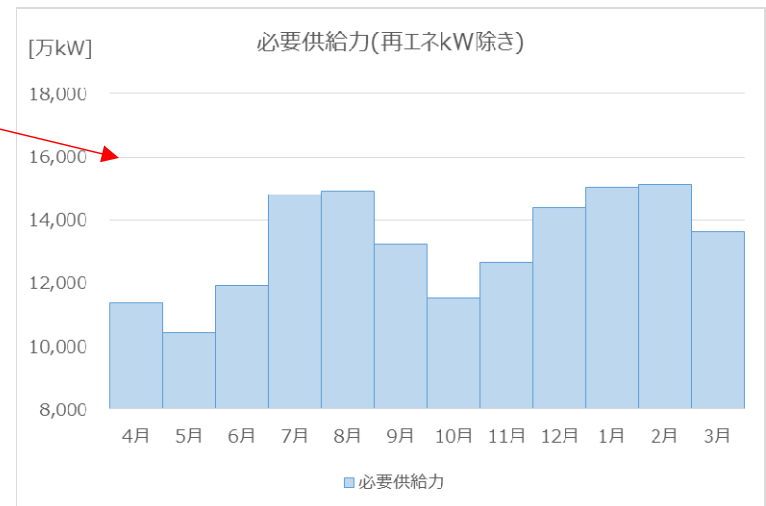
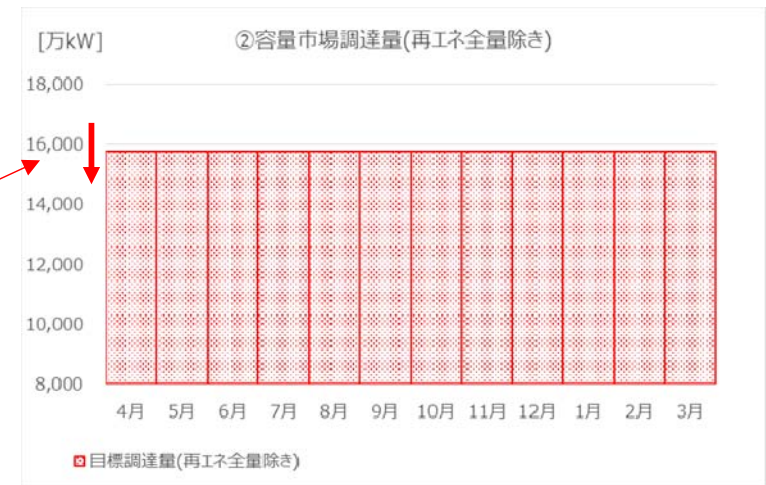
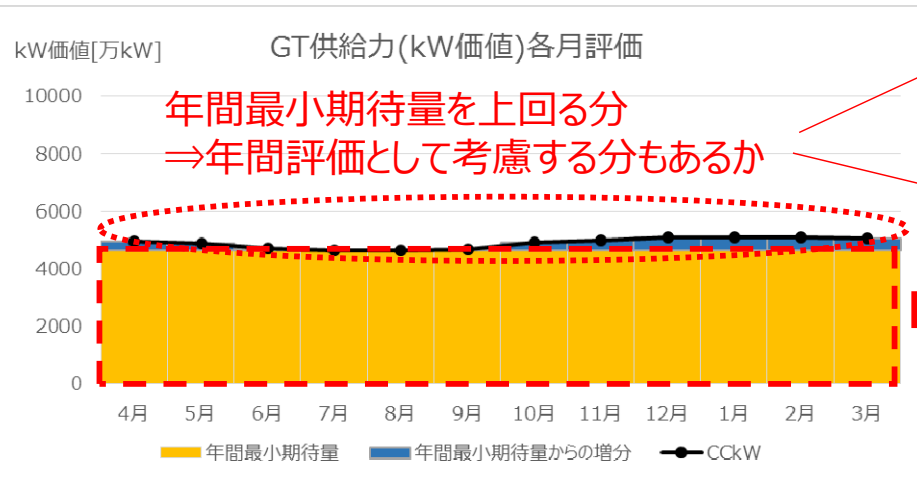
再エネの供給力(kW価値)年間評価
 = 742万kW + 815万kW
 = 1,557万kW(19.9%)

余白ページ

火力ガスタービンの年間供給力(kW価値)評価について
(第43回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の振り返り)

調整力等委にて算定した火力ガスタービンの供給力(kW価値)の年間評価方法 (年間最小期待量とそれを上回る分)

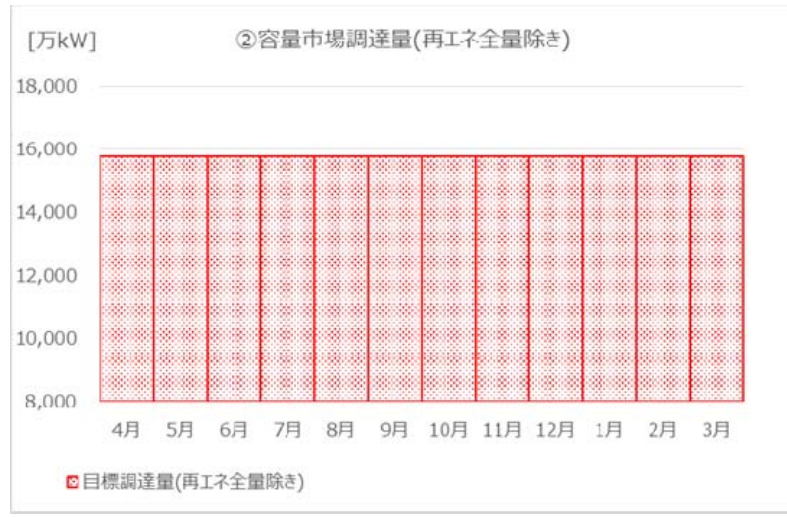
- 火力ガスタービン等のその他供給力(kW価値)の年間評価としては、再エネと同様に、まずは供給力(kW価値)の各月評価の最小値については、年間を通して供給力として期待できる量（以下、年間最小期待量と呼ぶ）であるとする。
- 一方で、上記の年間最小期待量を上回る供給力についても、年間の計画停止可能量に寄与する分については、再エネと同様に、年間評価として評価することとした。



調整力等委にて算定した火力ガスタービンの供給力(kW価値)の年間評価方法 (年間最小期待量を上回る供給力の評価：年間計画停止可能量の増加分)

■ 年間最小期待量を上回る供給力を、各月の必要供給力に織り込むことによって、年間計画停止可能量が約0.2ヶ月増加させることができ、計画停止のための追加設備量として考慮できると整理した。

※2019供計の2020年度のEUE諸元に基づく火力電源により試算



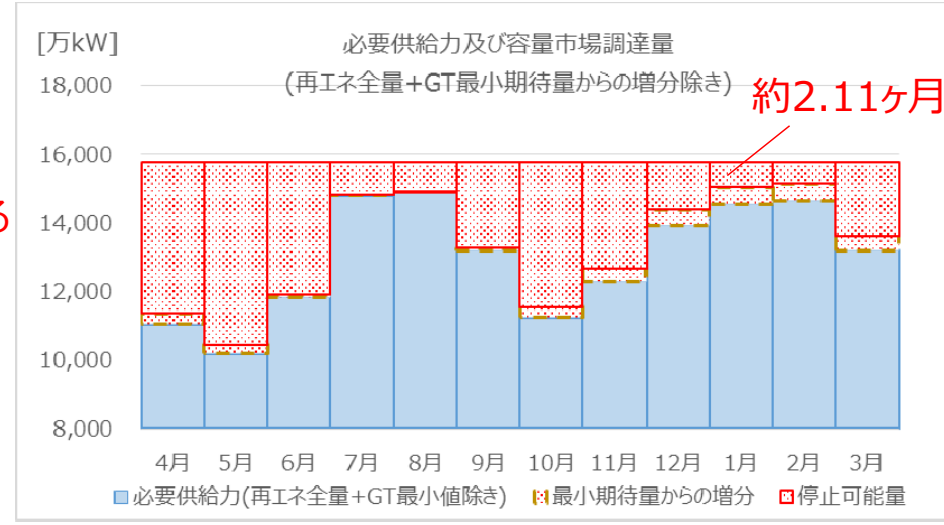
月換算

$$= \frac{\text{年間計画停止可能量}}{\text{必要供給力}}$$

$$= \frac{33,147 \text{万kW} \cdot \text{月}}{(16,561 - 815) \text{万kW}^*}$$

$$\approx 2.11 \text{ヶ月}$$

年間最小期待量を上回る分を考慮することで、年間計画停止可能量を増加
⇒ 約0.21ヶ月増加



※火力ガスタービンは計画停止調整対象のため、年間最小期待量は必要供給力から控除していない(計画停止調整対象外となる再エネ除きの必要供給力)

調整力等委にて算定した火力ガスタービンの供給力(kW価値)の年間評価方法 (年間最小期待量に年間計画停止可能量への寄与分を加算)

■ 月換算1.9カ月の年間計画停止可能量を確保することを基準とすると、前ページの追加設備量として考慮できる量を火力ガスタービン供給力(kW価値)の年間評価として加算することとした。

⇒ 具体的には、269万kWを年間最小期待量4,625万kWに加算する。

※年間最小期待量(4,625万kW)+269万kW = 4,894万kW(95.7%)

追加設備量として考慮できる量aについて

$$\text{年間停止可能量} - a \times 12 = \text{必要供給力} \times 1.90 \text{ヶ月}$$

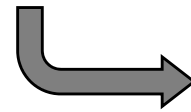
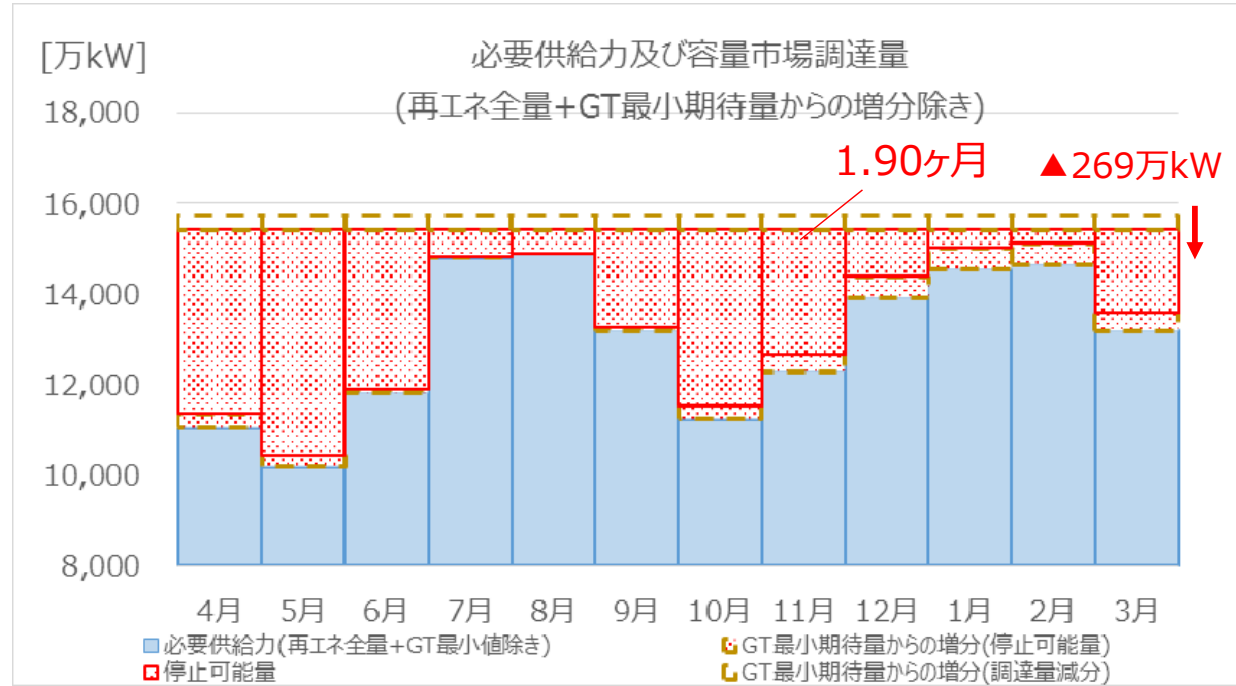
$$a = \frac{\text{年間停止可能量} - \text{必要供給力} \times 1.90 \text{ヶ月}}{12 \text{ヶ月}}$$

$$= \frac{\text{必要供給力} \times 2.11 \text{ヶ月} - \text{必要供給力} \times 1.90 \text{ヶ月}}{12 \text{ヶ月}}$$

$$= \frac{(2.11 \text{ヶ月} - 1.90 \text{ヶ月}) \times (16,561 - 815) \text{万kW}}{12 \text{ヶ月}}$$

$$\doteq 269 \text{万kW}$$

※ガスタービンの最小期待量からの増分も停止対象のため、必要供給力からaは除いていない。(計画停止調整対象外となる再エネ除きの必要供給力)



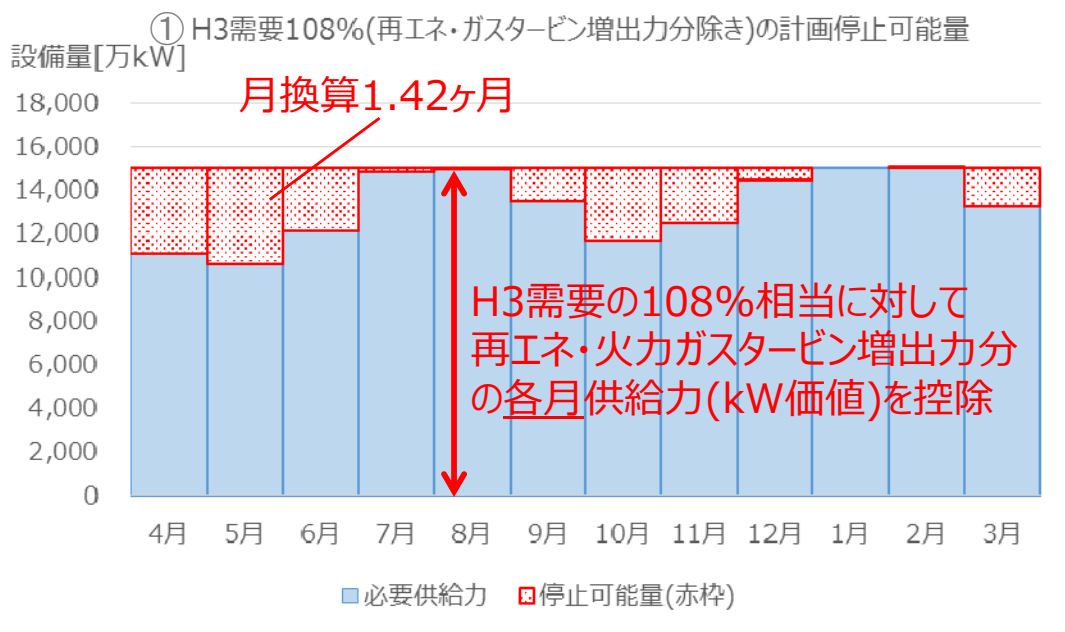
火力ガスタービンの供給力(kW価値)年間評価
=4,625万kW+269万kW
=4,894万kW(95.7%)

再エネ等の供給力(kW価値)評価を踏まえた
容量市場における調達量について

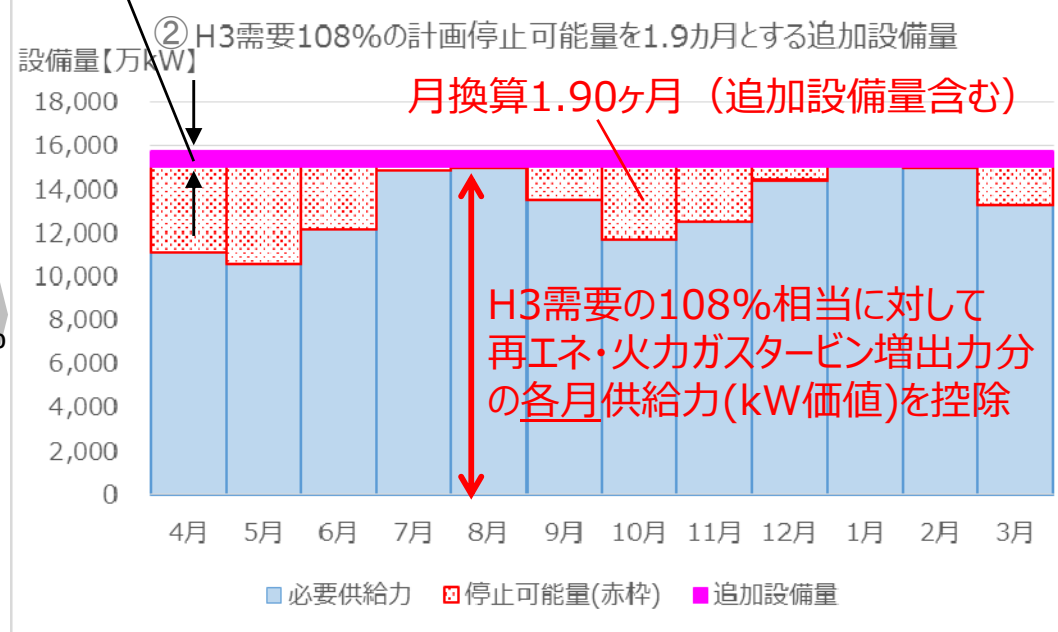
今回整理事項①
(レジ小委算定条件における整理)

- 前述のとおり、再エネや火力ガスタービンの供給力(kW価値)の年間評価を算定するにあたっては、計画停止可能量への影響を考慮している。このことを踏まえ、容量市場調達量について再整理する。
- まず、H3需要108%相当の必要供給力（レジ小委と同様に、再エネ・火力ガスタービン増出力分の各月供給力(kW価値)を除く）に対して、再エネと火力ガスタービン増出力分の各月供給力(kW価値)を除いた計画停止可能量を月換算1.42ヶ月から1.90ヶ月とする追加設備量4.5%を加算する。

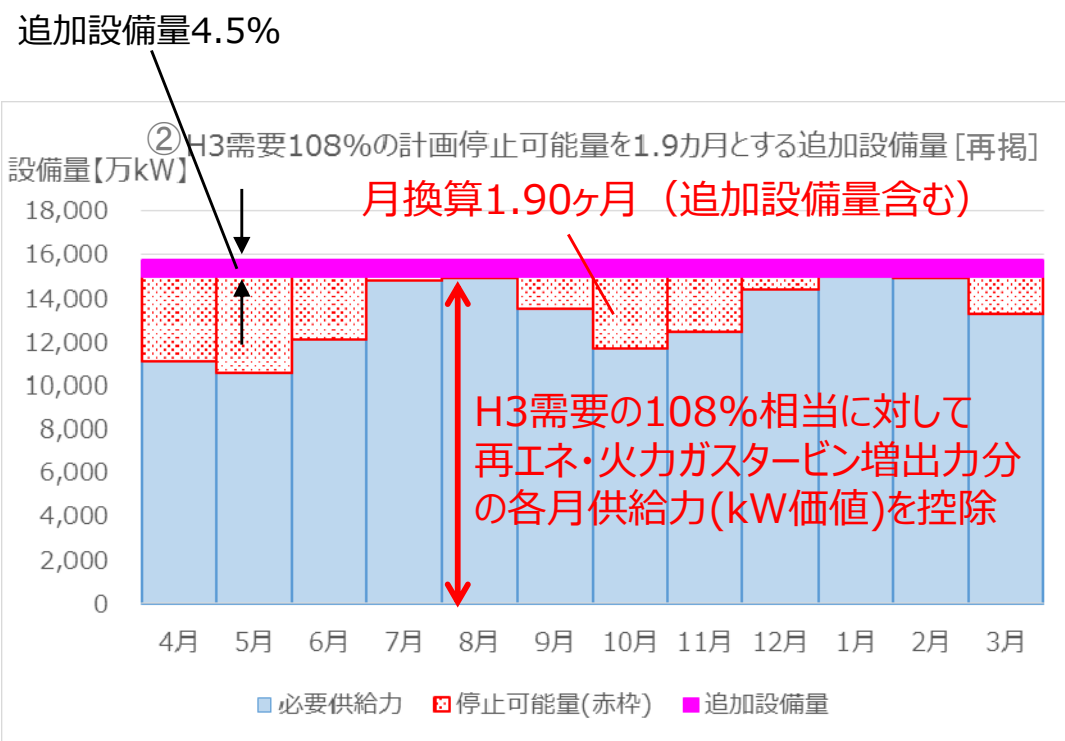
追加設備量4.5%



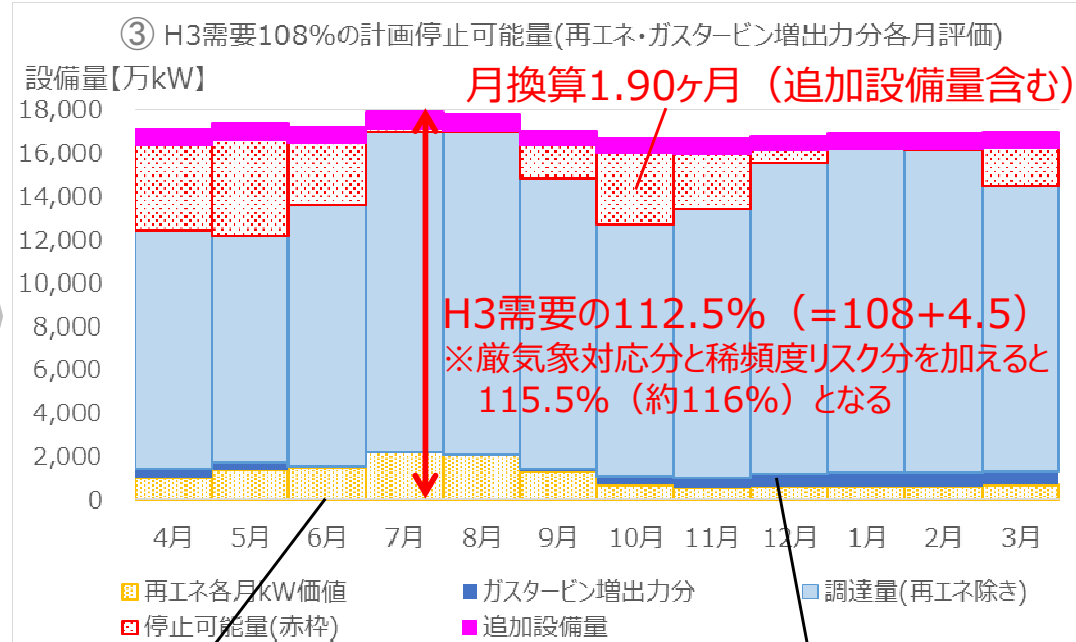
追加設備量
4.5%
を加算



- 次に、容量市場の調達量を算定するにあたり、必要供給力から控除していた再エネ各月供給力(kW価値)と火力ガスタービンの増出力分の各月供給力(kW価値)を加算する。
- 上記によって、年間最大H3需要(夏季)の112.5% (= 108 + 4.5%) の供給力となる。これに厳気象対応分(2%)と稀頻度リスク分(1%)を加算すると、H3需要の115.5% (約116%) の供給力となる。



再エネ・火力ガスタービン増出力分を加算



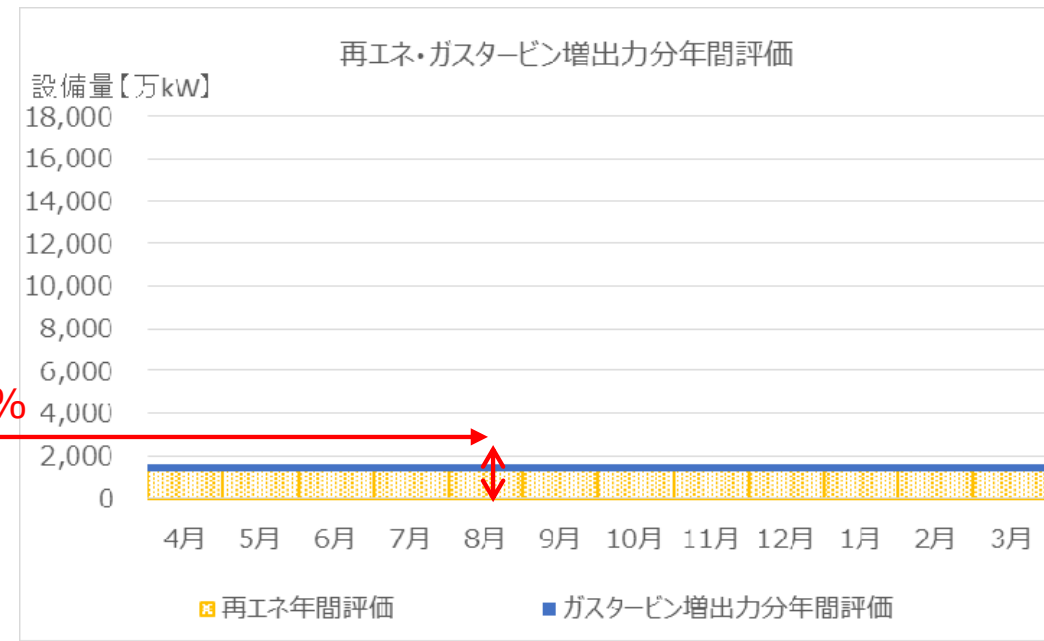
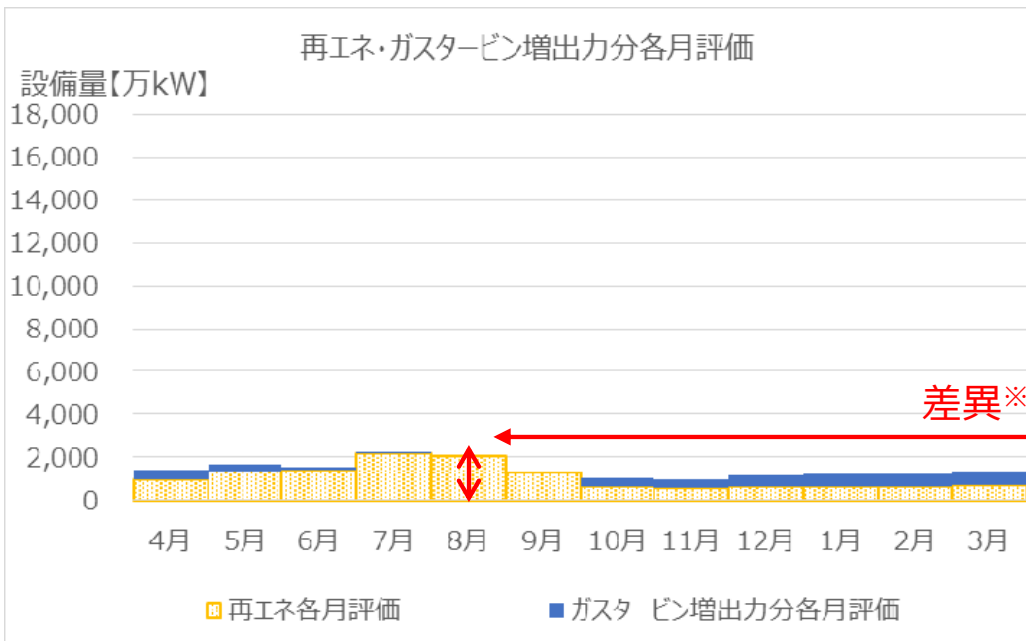
再エネ
各月供給力(kW価値)

火力ガスタービン増出力分
各月供給力(kW価値)

- 再エネ供給力および火力ガスタービン増出力分の各月供給力(kW価値)評価と年間供給力(kW価値)評価の関係は下図のとおり。
- 年間最大需要発生月(8月)において、約3%の差異※がある。

各月評価

年間評価

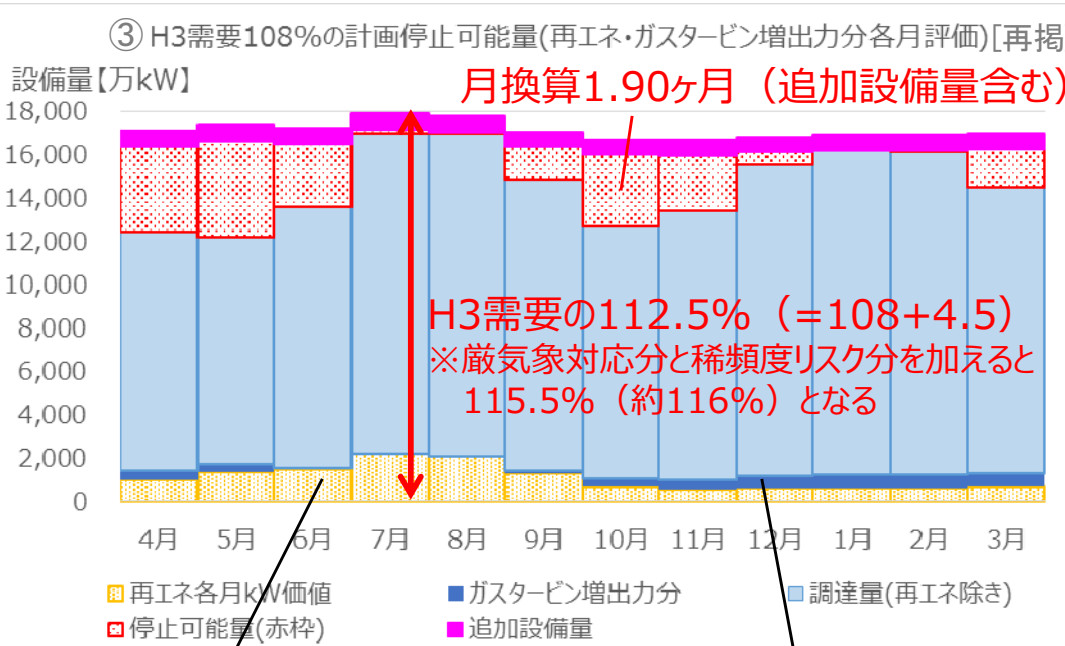


差異※は約3%

※年間評価の値(年間一律)は、各月評価の夏季の値よりも小さく、冬季の値よりも大きい

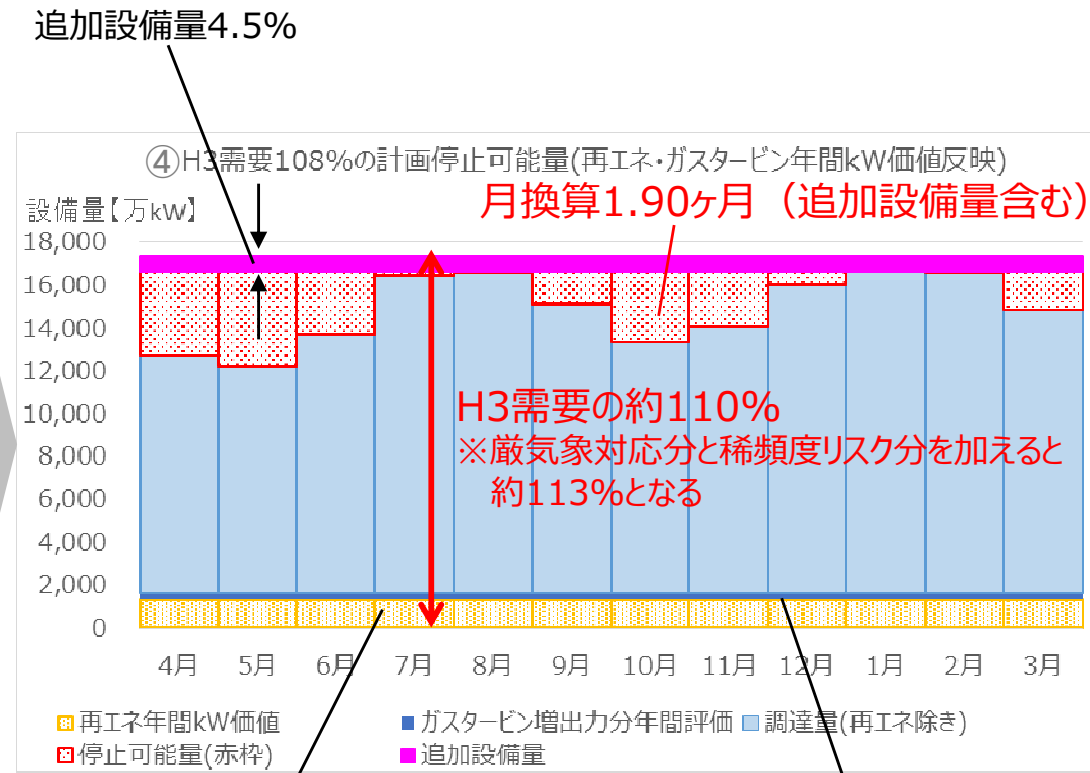
- 容量市場では、再エネ供給力および火力ガスタービン増出力分を年間供給力(kW価値)として調達することから、各月供給力(kW価値)から年間供給力(kW価値)に変換して容量市場の調達量を算定する。
- 上記によって、年間最大H3需要(夏季)の約110%の供給力となり、これに厳気象対応分(2%)と稀頻度リスク分(1%)を加算すると、H3需要の約113%の供給力となる。(前述の再エネ供給力および火力ガスタービンの年間供給力(kW価値)評価と各月供給力(kW価値)評価の8月との差分の約3%が減少)

再エネ・火力ガスタービン増出力分を年間評価に変換



再エネ
各月供給力(kW価値)

火力ガスタービン増出力分
各月供給力(kW価値)



再エネ
年間供給力(kW価値)

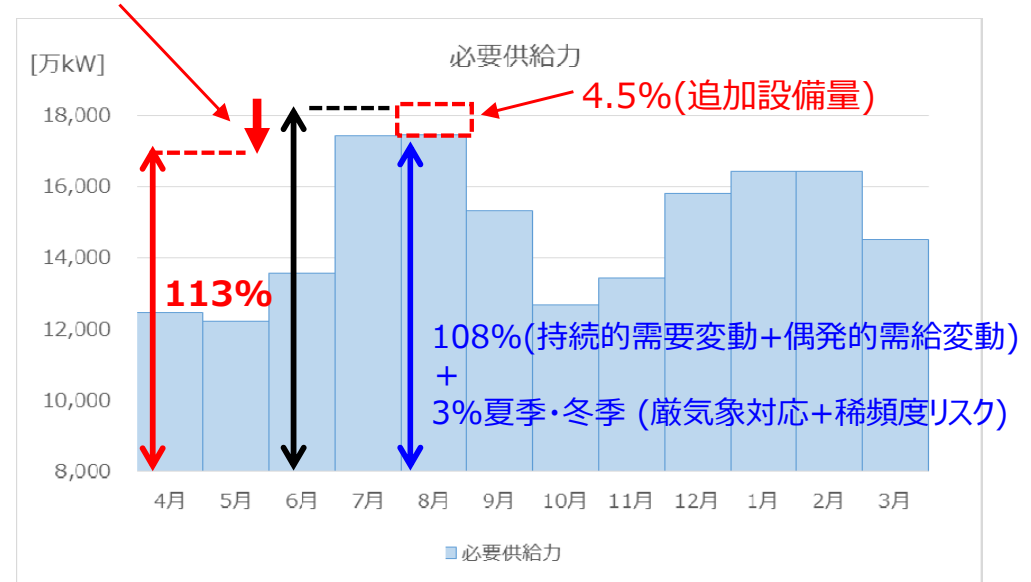
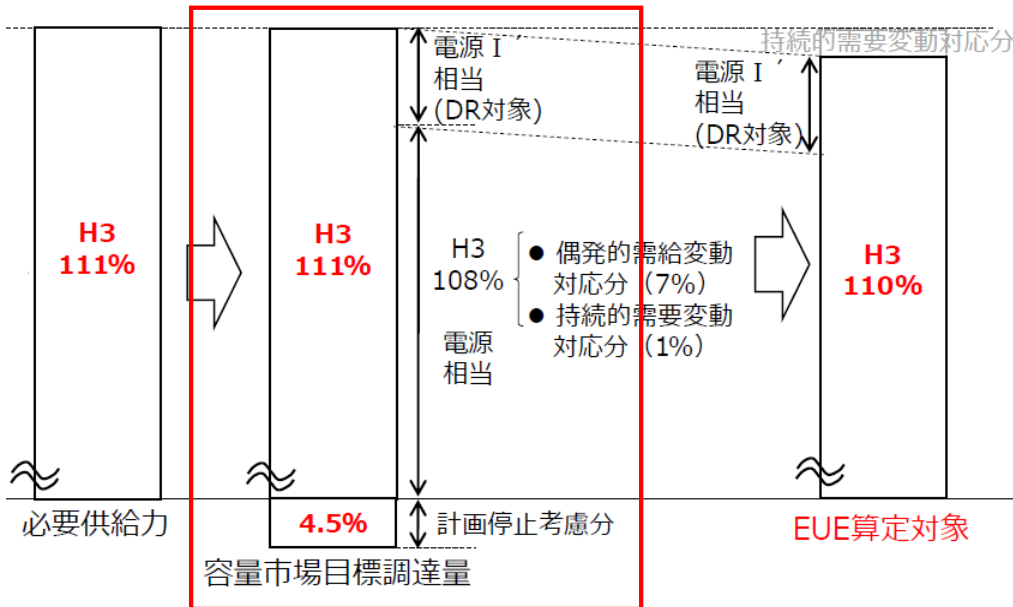
火力ガスタービン増出力分
年間供給力(kW価値)

レジ小委の算定条件における再エネ等の供給力(kW価値)評価を踏まえた容量市場調達量について 26

- レジ小委では、容量市場目標調達量として、持続的需要変動・偶発的需給変動対応分の108%に対して厳気象対応・稀頻度リスク分の3%を加算したH3需要の111%の必要供給力と、さらに計画停止を踏まえた追加調達量としてH3需要の4.5%を示していた。
- 必要供給力には再エネ・ガスタービンの各月評価の供給力が含まれており、その後の本委員会において再エネ・ガスタービン等の年間評価について算定したところ。(再エネ・ガスタービンの各月評価の8月供給力と年間評価の供給力との差異は▲約3%)
- 以上のことから、容量市場の調達量としては、約113%と再表現することとなる。(ただし、年間最大需要時の確保量は約116%となる。)

<レジ小委>

▲約3%(再エネ・ガスタービンの各月評価の8月供給力と年間評価の供給力との差分)



- 今回、再エネ等の供給力(kW価値)評価を踏まえた容量市場における調達量について、レジ小委にて用いた算定諸元により整理した。
- 整理した内容から、容量市場における調達量については、再エネの供給力(kW価値)の各月評価と年間評価との差異を踏まえ算出していることから、再エネの導入量により影響が生じると推定される。
- 一方で、容量市場の調達量として適用する再エネの供給力(kW価値)の年間評価については、計画停止可能量を踏まえ算定したものであり、再エネの供給力(kW価値)の年間評価と各月評価のどちらを適用しても、計画停止可能量は変わらず、再エネ導入量の影響は受けないとも考えられる。
- そこで、次ページ以降にて、2019年度供給計画の2020年度のデータをもとに、再エネ導入量変化時の（算定条件としては分かり易さの観点から再エネ模擬なし・再エネ模擬ありのケースとした）容量市場の調達量について整理した。

再エネ等の供給力(kW価値)評価を踏まえた
容量市場における調達量について

今回整理事項②

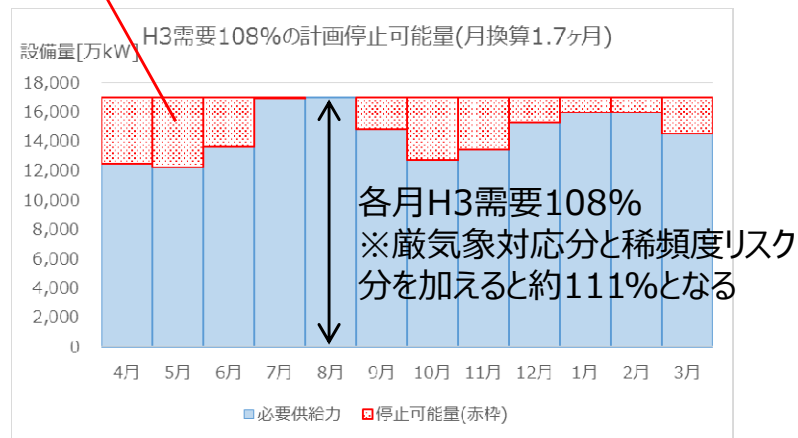
(2019年度供給計画の2020年度データにおける再整理)

再エネ模擬なしと再エネ模擬ありでの電源の計画停止を考慮した容量市場の調達量について (1) 29

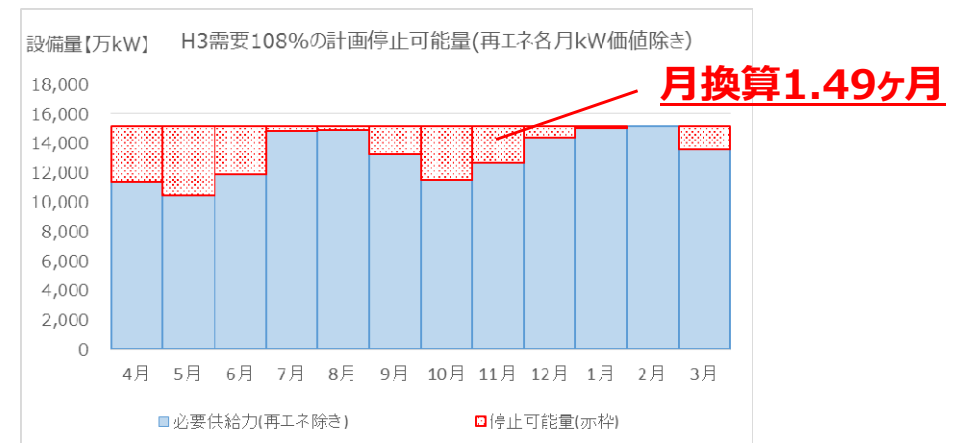
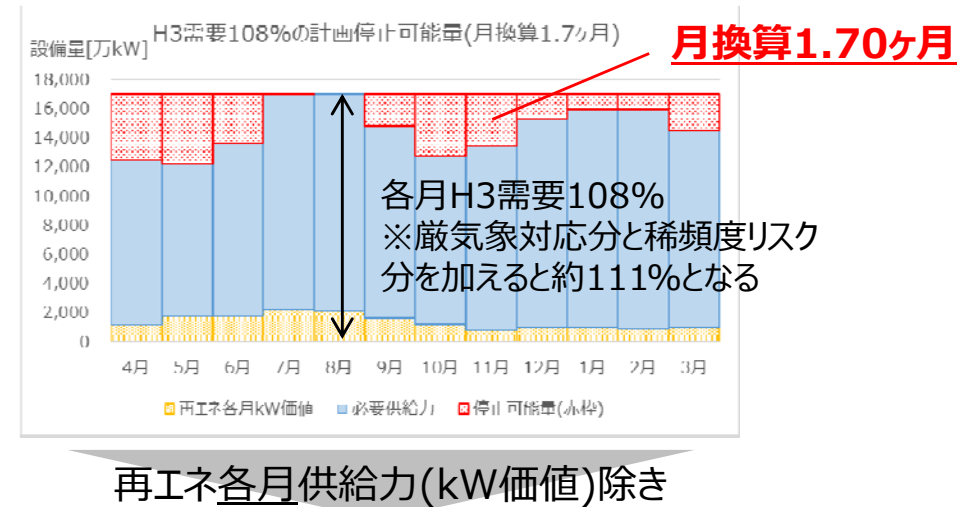
- 再エネを仮に模擬しない場合、各月H3需要×108%の系統電源を確保した場合の年間計画停止可能量は、月換算で1.70ヶ月と算定される。
- 一方、再エネを模擬する場合は、必要供給力に対して再エネ供給力(kW価値)の各月評価を適用すると、年間計画停止可能量は月換算で1.49ヶ月に減少する。

<再エネ模擬なし>

月換算1.70ヶ月



<再エネ模擬あり>

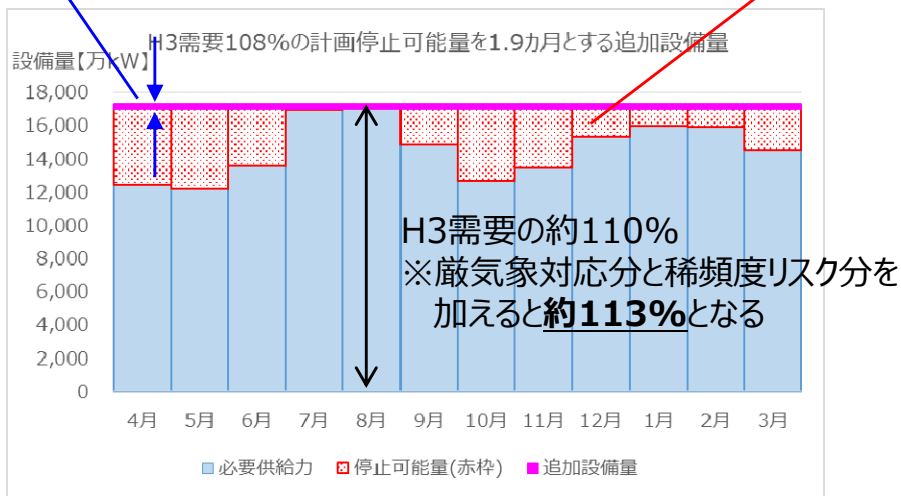


- 再エネを仮に模擬しない場合、各月H3需要108%における計画停止可能量を月換算で1.90ヶ月とするために必要な設備量は下記のとおりH3需要の約2%となり、容量市場調達量は約113%となる。
- 一方、再エネを模擬する場合、計画停止可能量を月換算で1.90ヶ月とするために必要な設備量は下記のとおりH3需要の約4%となり、再エネ供給力(kW価値)の年間評価を適用すると、容量市場調達量は約113%となる。
- 以上より、再エネ模擬の有無ともに、容量市場調達量は約113%と同量となる (ただし、追加設備量は異なる)。

<再エネ模擬なし>

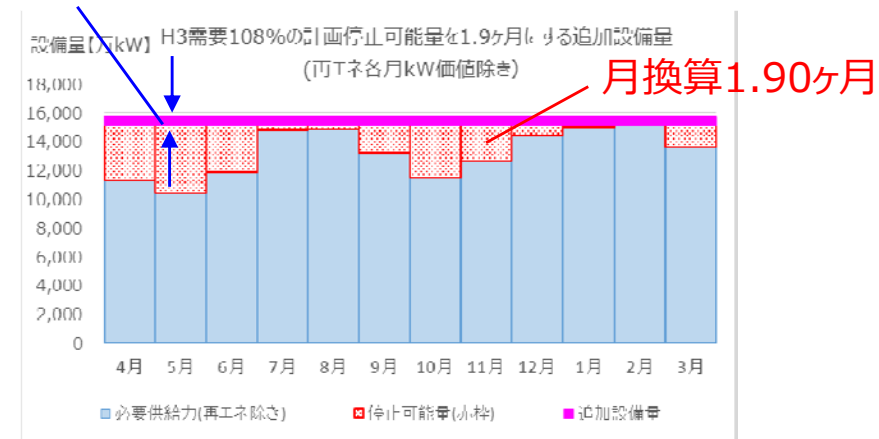
追加設備量:約2%

月換算1.90ヶ月



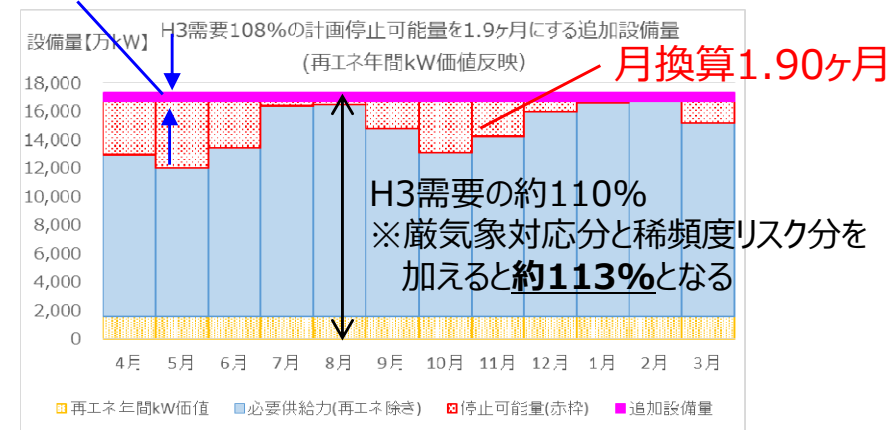
追加設備量:約4%

<再エネ模擬あり>



追加設備量:約4%

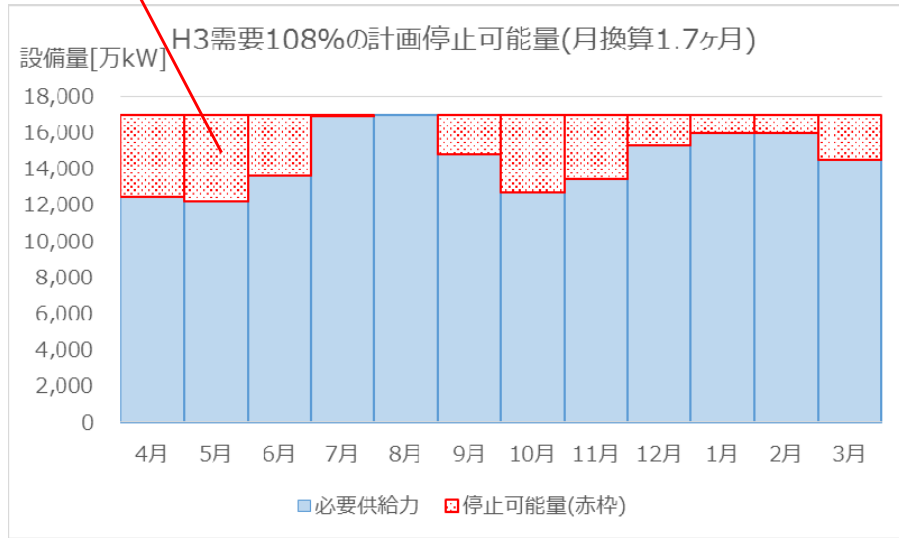
再エネ年間供給力(kW価値)反映



(参考) 再エネ模擬なしでの電源の計画停止を考慮した容量市場の追加調達量及び調達量について

- 再エネを仮に模擬しない場合、各月H3需要108%※¹における計画停止可能量を月換算で1.90ヶ月とするために必要な設備量は下記のとおり「約333万kW（H3需要の約2.1%）」となる。
 - したがって、容量市場での調達量は108%※¹+2.1%≒110%※¹程度となる。
- ※1 厳気象対応と稀頻度リスク分の3%を調達量に加算すると108%→111%、110%→113%となる

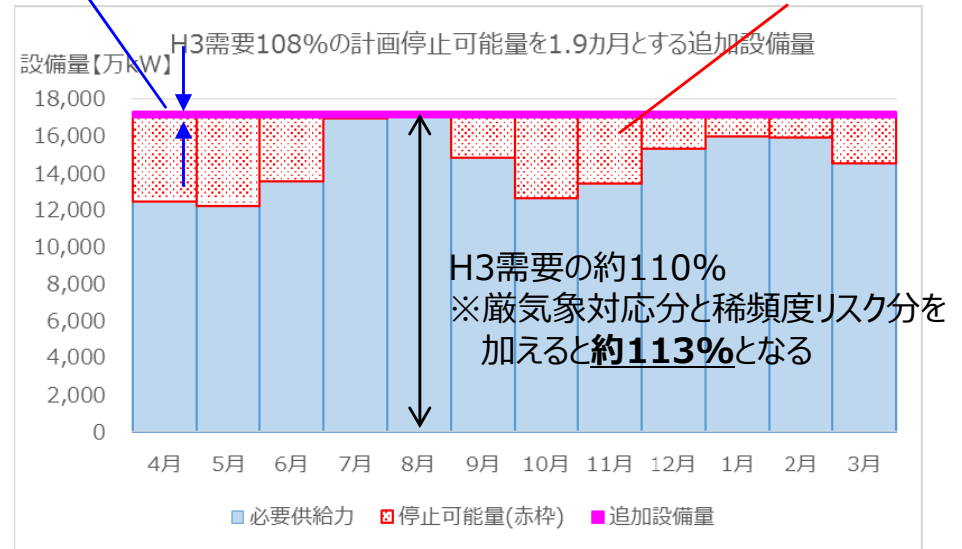
月換算1.70ヶ月



計画停止を踏まえた調達量

追加設備量:約2%

月換算1.90ヶ月



$$\text{計画停止可能量} + \text{計画停止追加量} \times 12 \text{ヵ月} = (\text{設備量} + \text{計画停止追加量}) \times 1.90 \text{ヵ月}$$

(年間計画停止可能量) (年間計画停止量)

$$\text{計画停止追加量} \alpha = \frac{(\text{設備量} \times 1.90 \text{ヵ月} - \text{計画停止可能量})}{(12 \text{ヵ月} - 1.90 \text{ヵ月})} = \frac{(16,971^{*2} \times 1.90 - 16,971^{*2} \times 1.70)}{(12 - 1.90)}$$

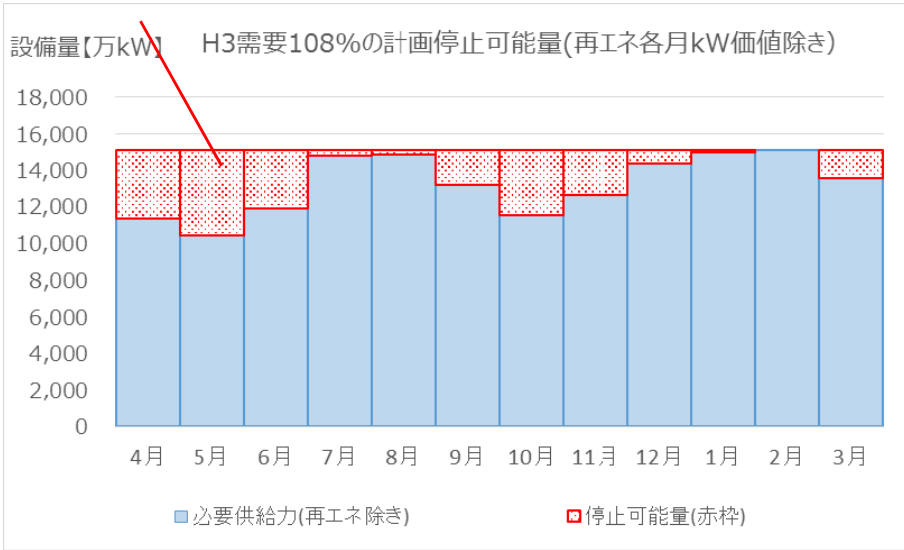
≒ 333万kW (2.1%)

※2 H3需要108%の必要供給力

(参考) 再エネ模擬ありでの電源の計画停止を考慮した容量市場の追加調達量について

■ 再エネを模擬する場合、各月H3需要108%に再エネ各月供給力(kW価値)評価を除いた計画停止可能量を月換算で1.90ヶ月とするために必要な設備量は下記のとおり「約620万kW (H3需要の約3.9%)」となる。

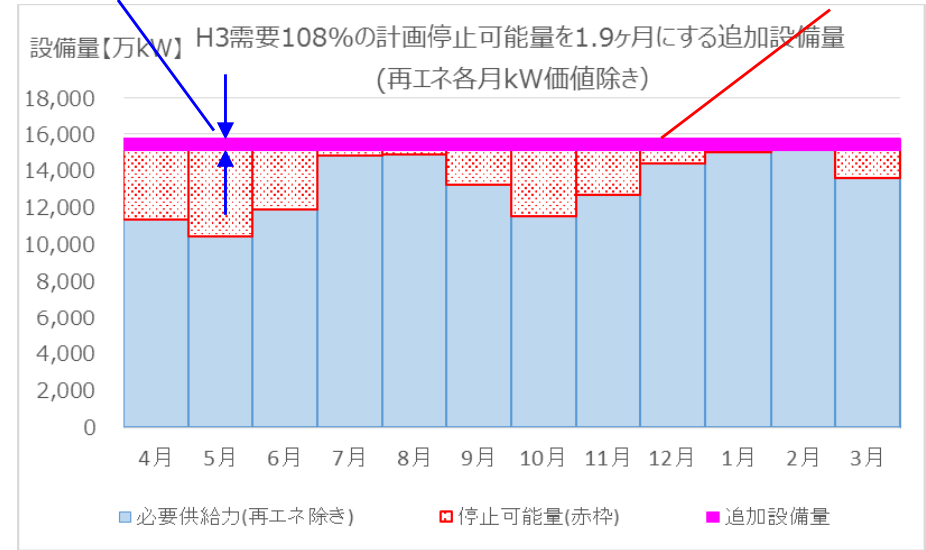
月換算1.49ヶ月



計画停止を踏まえた調達量

追加設備量:約4%

月換算1.90ヶ月

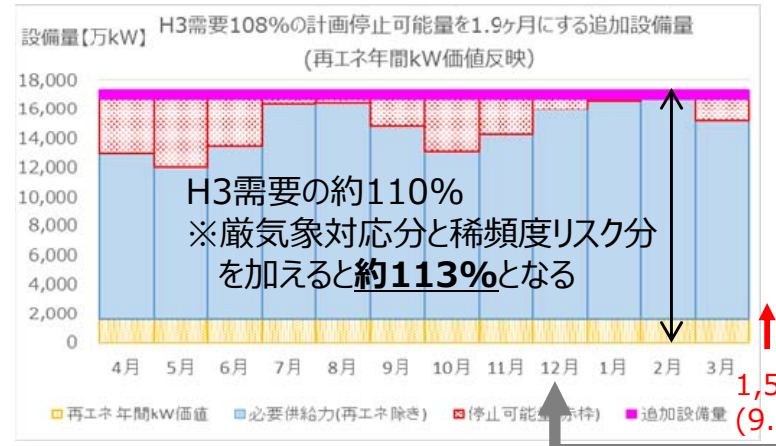


$$\begin{aligned}
 & \text{計画停止可能量} + \text{計画停止追加量} a \times 12 \text{カ月} = (\text{設備量} + \text{計画停止追加量} a) \times 1.90 \text{カ月} \\
 & \quad \quad \quad \text{(年間計画停止可能量)} \quad \quad \quad \text{(年間計画停止量)} \\
 \\
 \text{計画停止追加量} a = & \frac{(\text{設備量} \times 1.90 \text{カ月} - \text{計画停止可能量})}{(12 \text{カ月} - 1.90 \text{カ月})} = \frac{(15,127^* \times 1.90 - 15,127^* \times 1.49)}{(12 - 1.9)} \\
 & \approx 620 \text{万kW (3.9\%)}
 \end{aligned}$$

※ H3需要108%の必要供給力(再エネ各月供給力(kW価値)除き)

(参考) 再エネ模擬ありでの電源の計画停止を考慮した容量市場の追加調達量について

- 再エネの年間供給力(kW価値)評価は、再エネ模擬なしでの年間停止可能量1.90ヶ月を満たす調達量(113%)をベースとして、年間停止可能量1.90ヶ月を維持する計画停止可能量への寄与分として算出している(再エネ各月供給力(kW価値)評価によって容量市場調達量を減少できる量として再エネの年間供給力(kW価値)評価を算出)。
 - 以上より、再エネ模擬ありでの容量市場の調達量は、再エネ模擬なしでの容量市場の調達量と同量の110%※となる。
- ※ 厳気象対応と稀頻度リスク分の3%を調達量に加算すると110%→113%となる

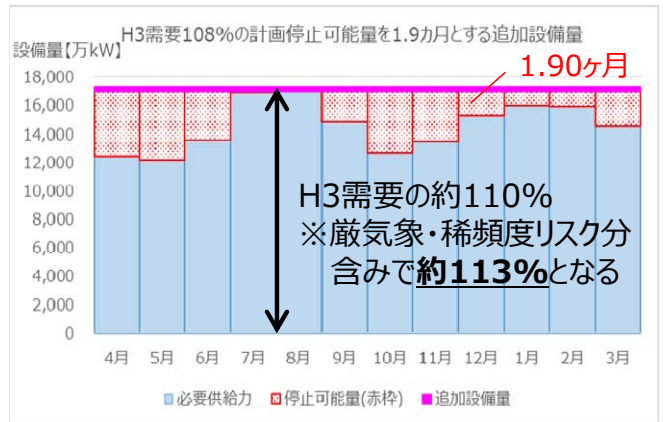


調達量 = 再エネ年間kW価値 + 必要供給力(再エネ除き) + 追加設備量

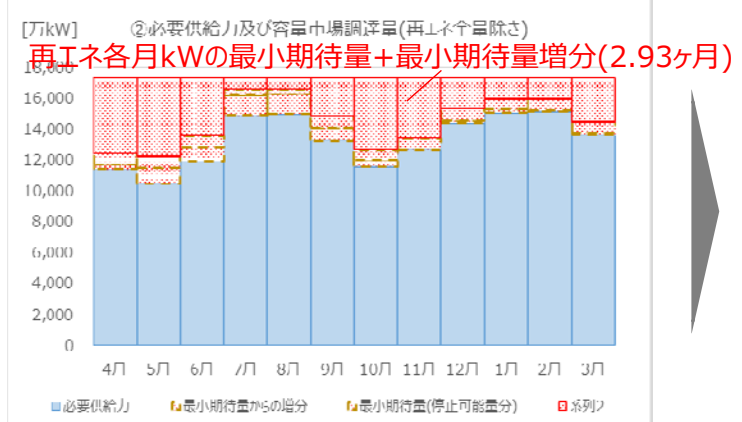
≒ 9.9% + 96.2% + 3.9%

= 110%

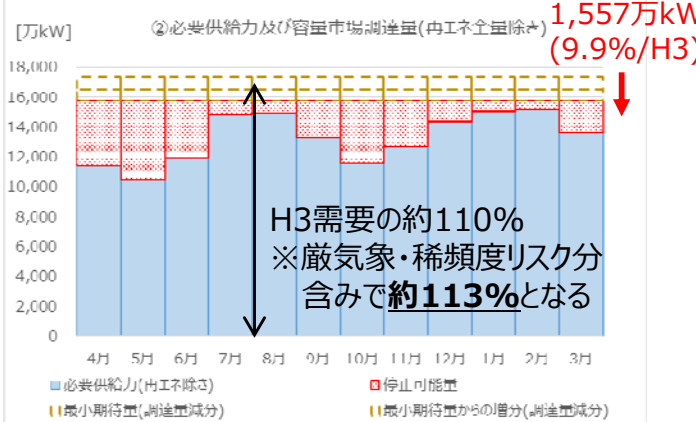
<年間供給力(kW価値)評価>
(再エネ模擬なし)



(再エネ各月供給力(kW価値)を控除)

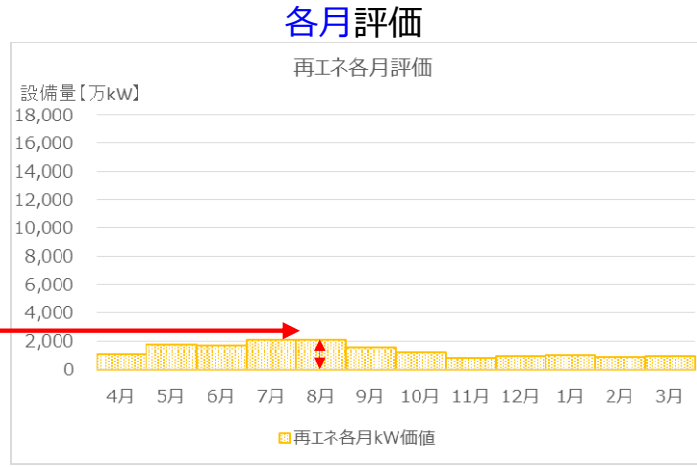
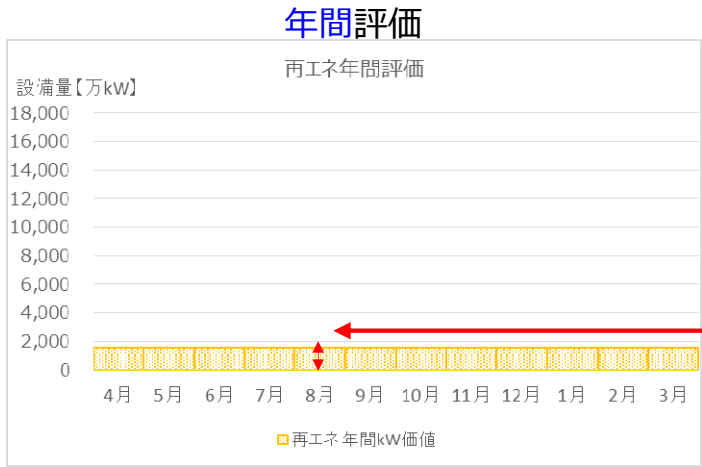


(月換算1.90ヶ月まで調達量を減少)



(参考) 再エネを模擬する場合の容量市場における調達量について

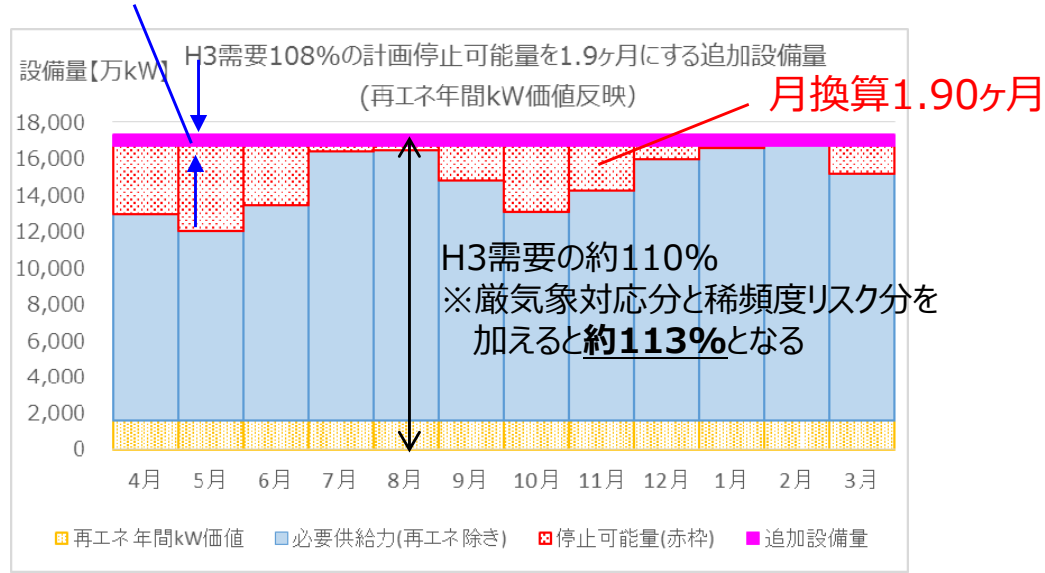
■ 前述の再エネの年間供給力(kW価値)評価を反映した容量市場における調達量において、年間供給力(kW価値)評価から各月供給力(kW価値)評価に変更すると、年間最大H3需要(夏季)の供給力は約113%となる。これに厳気象対応分(2%)と稀頻度リスク分(1%)を加算すると、H3需要の約116%の供給力となる。



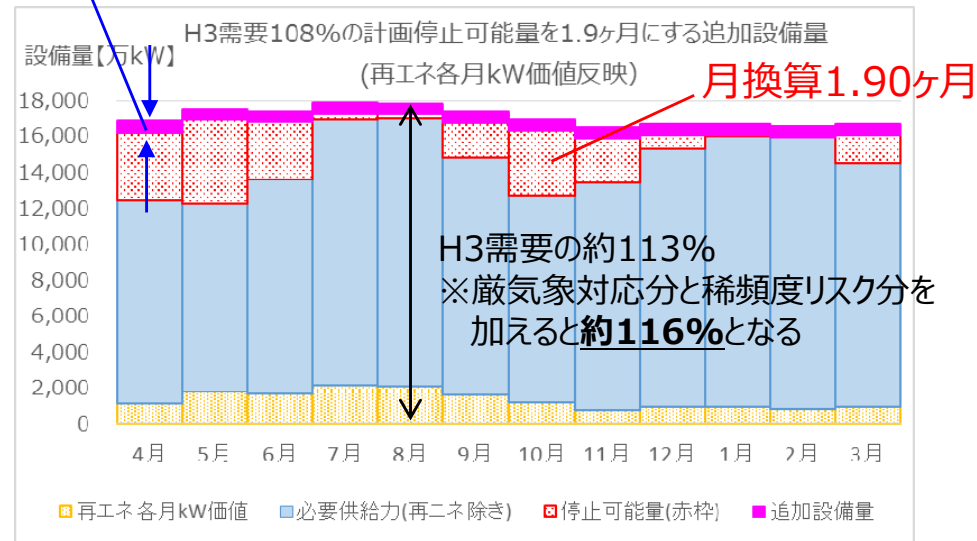
差異は約3%

※年間評価の値(年間一律)は、各月評価の夏季の値よりも小さく、冬季の値よりも大きい

追加設備量:約4%



追加設備量:約4%



まとめ

- 今回、再エネの年間評価及び最新の諸元をもとに容量市場の目標調達量を算定した結果、H3需要の約113%（年間最大需要時の確保量は約116%）となり、再エネ導入量の影響を受けない結果となった。
- また、追加設備量については、再エネ導入量により設定量が変わる結果となった。追加設備量については、容量市場におけるリクワイアメント・ペナルティにも影響する重要な数値であるため、容量市場初回オークションに向けた調整係数等の算定諸元をもとに追加設備量を再算定することとしてはどうか。

	従来整理事項 (レジ小委)	今回整理事項① (諸元：レジ小委)	今回整理事項② (諸元：最新諸元)	容量市場 初回オークションでの考え方
年間停止可能量 (赤枠)	1.90か月	1.90か月 (変更なし)	1.90か月 (変更なし)	1.90か月 (変更なし)
追加設備量 (対H3需要比)	4.5%	4.5% (変更なし)	2%～4%程度※1	追加設備量は 再エネ導入量により変動
再エネ供給力評価	L5 (各月評価)	調整係数 (年間評価)	調整係数 (年間評価) 2019供計の2020年度導入量	調整係数 (年間評価) 2019供計の2024年度導入量
評価断面	2019供計の 2019年度需要想定	2019供計の 2019年度需要想定	2019供計の 2020年度需要想定	2020供計の 2024年度需要想定
年間最大需要時 の調達設備量	H3需要の約116% (108※2+4.5+3※3)	H3需要の約116% (108※2+4.5+3※3)	H3需要の約116%	H3需要の約116%
容量市場調達量	追加設備量として H3需要の4.5%(5%)	H3需要の約113%	H3需要の約113%	各月H3需要想定により変動 (H3需要の約113% から殆ど変化なし)

※1 再エネ模擬なしの場合2%程度、再エネ模擬ありの場合4%程度

※2 持続的需要変動対応分1%含む

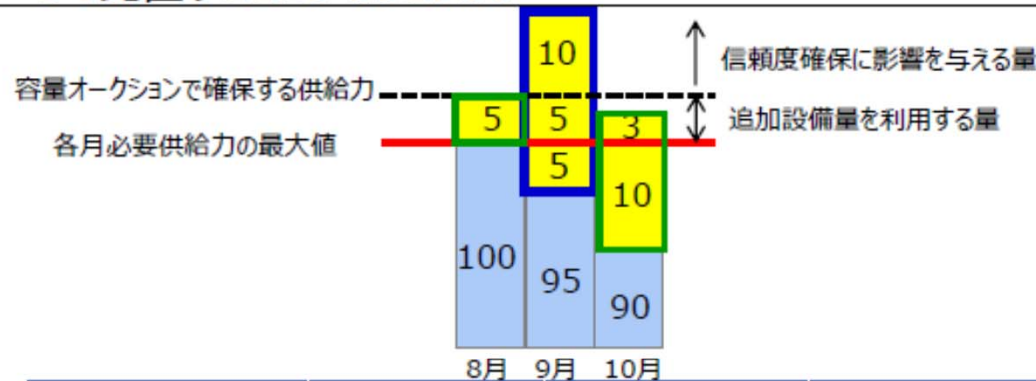
※3 厳気象対応分2%、稀頻度リスク対応分1%

4. 減額案の考え方

17

4-2. 減額率の考え方

- この減額案は、調整不調電源に対して、実質的に供給信頼度への影響が大きい計画外停止よりも厳しく対応していることとなる。
- これは、広域機関等が計画停止調整を依頼して、計画停止調整に応じない、ということに対する減額であるため、厳しく設定しているものである。
- 従って、今回提案する減額率を適用することとしてはどうか。なお、追加設備量や減額率は必要に応じて見直すこととしてはどうか。



	8月	9月	10月
対象電源	5	20	13
減額率	0.3%/日 ×5/5 ×5/5 =0.3%/日	0.3%/日 ×5/5 ×5/20 + 0.6%/日 ×10/20 =0.375%/日	0.3%/日 ×3/5 ×3/13 =0.04%/日

追加設備量を利用する相当量で補正

計画停止の一部のみが追加設備量を利用する場合や、供給信頼度確保に影響を与える場合、減額率は、計画停止の全量と、追加設備量・供給信頼度確保に影響を与える量で補正

【出典】第20回容量市場の在り方等に関する検討会 資料3

http://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2019/youryou_kentoukai_haihu20.html