

2026年度向け調整力の公募にかかる必要量の考え方について

2026年度向け調整力を公募する予定の沖縄エリアが調整力を公募するにあたっての必要量の考え方について、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論を踏まえ、以下のとおりに決定し、別紙1により沖縄電力株式会社に通知するとともに、別紙2により公表する。

1. 電源Ⅰ必要量

電源Ⅰ = 203MW

※1：最大発電機出力 118MW を前提とした LOLP0.3 日/月に相当する必要予備力

電源Ⅰ-a (GF 機能) = 49MW

※2：常時 GF4 台運転と整合させ、GF4 台運転時の GF 量相当とする。

電源Ⅰ-a (LFC 機能) = 37MW

※3：時間内変動 (LFC 対応分) と 30 分内残余需要予測誤差の不等時性を考慮した合成値をもとに算出した必要量 (必要最低限の必要量)。

電源Ⅰ-b = 117MW

※4：電源Ⅰ必要量 203MW から電源Ⅰ-a (86MW) を差引いた、117MW を電源Ⅰ-b とする。

2. 電源Ⅰ'必要量

電源Ⅰ' = 最大 3 日平均電力×4.2%

※5：「最大 3 日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては 2025 年度供給計画の第 2 年度における想定需要とすることを原則とする。

※6：2026 年度供給計画の第 1 年度における想定需要が著しく増加する場合、最大 3 日平均電力を 2026 年度供給計画の第 1 年度における想定需要に置き換える。

※7：次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。

以上

【添付資料】

別紙1：沖縄電力への通知文書

別紙2：公表文案

広域企第 号
2025年〇月〇日

沖縄電力株式会社
代表取締役社長 〇〇 〇〇 殿

電力広域的運営推進機関
理事長 大山 力

2026年度向け調整力の公募にかかる必要量の考え方について（通知）

当機関は、業務規程第182条の規定に基づき、予備力及び調整力の適切な水準等の検討を行っており、今般、一般送配電事業者における2026年度向け調整力の公募にかかる必要量の考え方について取り纏めたことから、下記のとおり通知します。

記

1. 電源Ⅰ必要量

電源Ⅰ = 203MW

※1：最大発電機出力118MWを前提としたLOLP0.3日/月に相当する必要予備力

電源Ⅰ-a（GF機能） = 49MW

※2：常時GF4台運転と整合させ、GF4台運転時のGF量相当とする。

電源Ⅰ-a（LFC機能） = 37MW

※3：時間内変動（LFC対応分）と30分内残余需要予測誤差の不等時性を考慮した合成値をもとに算出した必要量（必要最低限の必要量）。

電源Ⅰ-b = 117MW

※4：電源Ⅰ必要量203MWから電源Ⅰ-a（86MW）を差引いた、117MWを電源Ⅰ-bとする。

2. 電源Ⅰ'必要量

電源Ⅰ' = 最大3日平均電力×4.2%

※5：「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2025年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。

※6：2026年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2026年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。

※7：次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。

以上

【参考資料】

「2026年度向け調整力の公募にかかる必要量の考え方について」

問合先：電力広域的運営推進機関 企画部 〇〇 電話：〇〇-〇〇-〇〇

e-mail：〇〇@〇〇.〇.〇, 〇〇@〇〇.〇.〇, 〇〇@〇〇.〇.〇

2026年度向け調整力の公募にかかる 必要量の考え方について

2025年5月16日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その必要量については、業務規程第182条に基づく本機関の検討結果を基本として、一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、本機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた本機関の検討結果を示すものである。

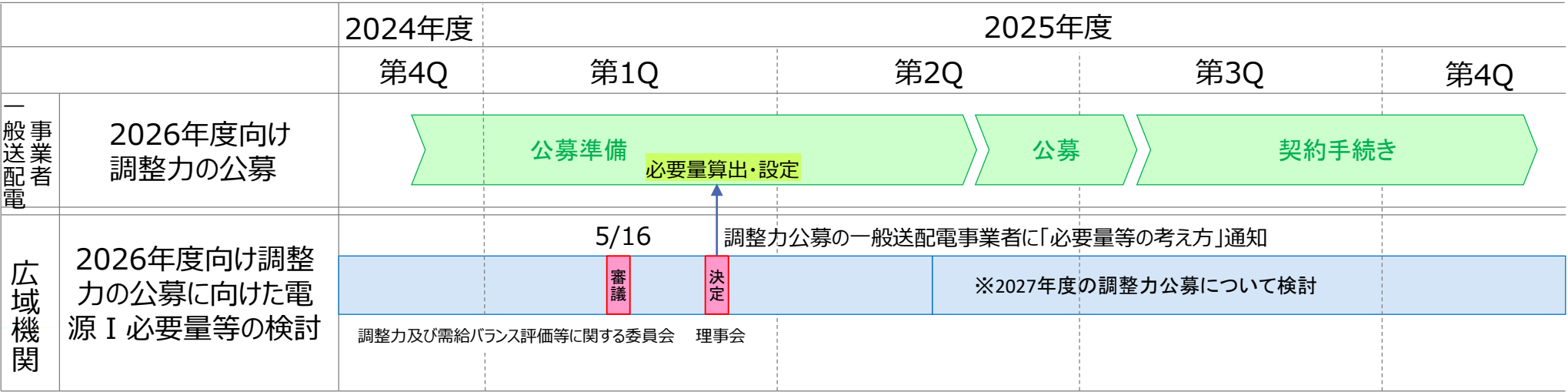
なお、本資料の内容は2025年度以降も調整力の公募を継続する沖縄エリアにおいて、2026年度を調整力の提供対象期間とし、2025年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募にかかる必要量の考え方を示したものであり、今後の本機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」（以下、「調達の考え方」）において、「調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、各一般送配電事業者が適切に設定するもの」とされている。
- 本資料は、委員会にて、審議いただいた後に、本機関の理事会の決議を経て、要件ごとの必要量の考え方等について、一般送配電事業者に通知するものである。

一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（抜粋）

4. 公募調達実施時
（2）調整力の要件に関連する事項 ① 調整力の要件（スペック）について
・・・（前略）・・・調整力の要件及び要件ごとの必要量については、広域機関による検討の結果を基本として、一般送配電事業者が適切に設定するものである ・・・（後略）・・・

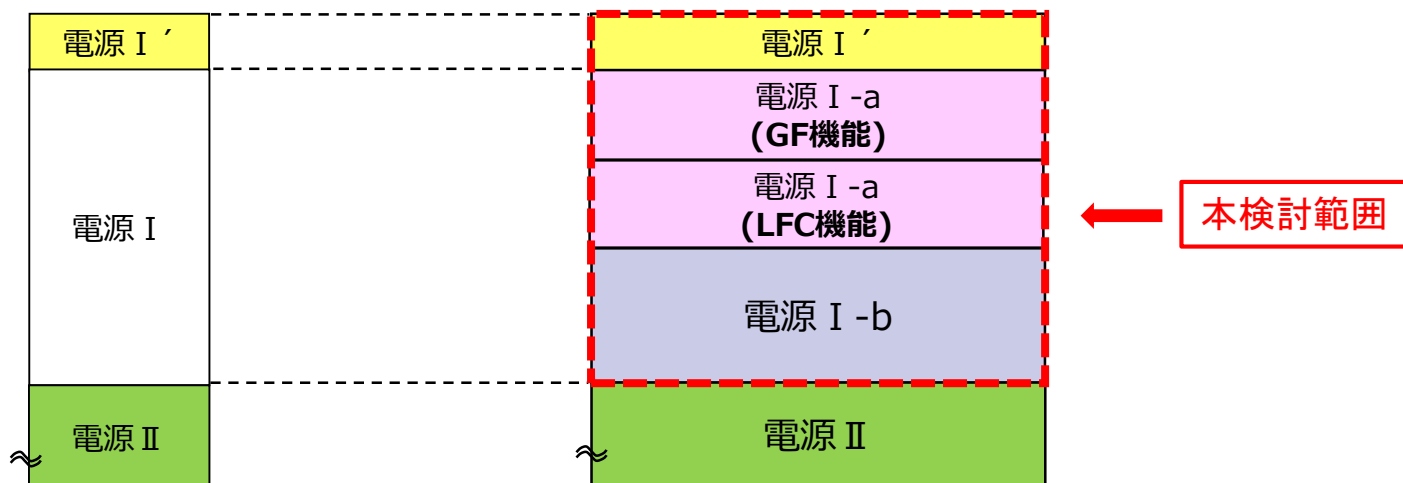
出所）「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」
<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20240325001a.pdf>



- 沖縄エリアにおいては、他系統と連系していない独立系統であり、電力の広域調達及び広域運用ができないという他エリアとは異なる状況にあることから、2024年度以降も調整力公募が継続されている。

調達時期	2022年度	2023年度	2024年度以降
年初	調整力公募（電源Ⅱ）		余力活用契約
	調整力公募（電源Ⅰ）		
前週	需給調整市場（三次①）		需給調整市場（一次～三次①）
前日	需給調整市場（三次②）		

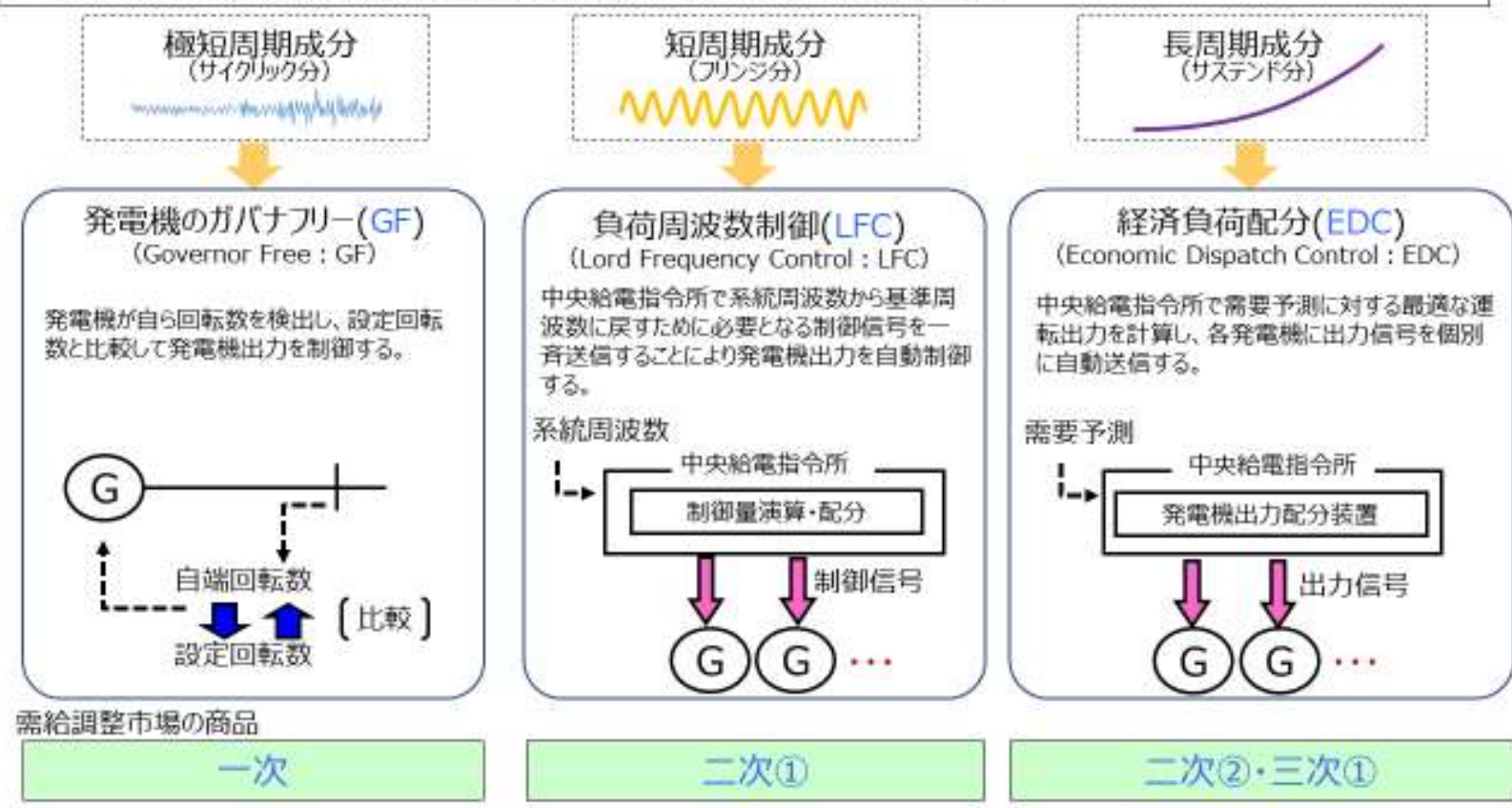
- 調整力公募の一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。
 - 電源Ⅰ： 一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等
 - 電源Ⅱ： 小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等
- 調達の考え方第4項第1号①にて、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」ものと整理されていることから、本機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- なお、電源Ⅰについては以下の3区分に細分化されている。
 - 電源Ⅰ-a（GF機能）：オフライン（自端制御）でGF機能による調整が可能であり、沖縄電力からの電話指令等による出力調整が可能な設備等の調整力
 - 電源Ⅰ-a（LFC機能）：専用線オンライン指令で調整できる設備等の調整力
 - 電源Ⅰ-b：オンライン指令（簡易指令システムを用いたものを含む。）で調整できる設備等の調整力
- さらに、本機関は猛暑に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ'」）について、確保の必要性と必要量等について検討結果を示す。



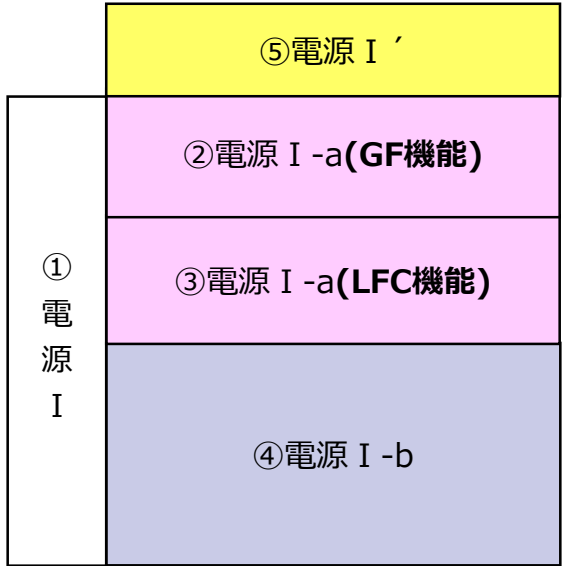
発電機の周波数制御機能

14

- 発電機はそれぞれの変動成分に対応した周波数制御機能を備えており、現在の運用においては、これらの機能を使い分けながら、需要変動に対して周波数制御を行っている。
- 需給調整市場においては、周波数制御機能を踏まえて各商品に分類した。



- 各調整力区分における調整力必要量の算出方法は以下のとおり。
- 2026年度必要量についても、電源構成や系統規模に大きな変化がなく、また運用実態として特段の支障が生じているものではないため、必要な予備力・調整力の考え方を見直す必要性が現時点で生じていないと考えられることから、**昨年度同様に基本的な考え方は変更せず、算定諸元を最新データに更新（朱書き箇所）**することによってどうか。



区分	必要量の算出方法
①電源 I	最大発電機出力118MWを前提とした LOLP0.3日/月に相当する必要予備力
②電源 I -a (GF機能)	GF4台※1運転時の最低限GF確保量 ※ 1 GF対象の4台は、吉の浦、金武、電発石川、牧港
③電源 I -a (LFC機能)	至近3ヶ年 の昼間帯・点灯帯・夜間帯に分けた時間内変動 (LFC対応分)と30分内残余需要予測誤差の合成値3σ 相当値の最低値
④電源 I -b	①電源 I 必要量－(②電源 I -a (GF) 必要量＋ ③ 電源 I -a (LFC) 必要量)
⑤電源 I '	H3需要 比率の4.2%

- 電源 I 必要量については、沖縄エリアの本来あるべき発電機容量118MWを前提としたLOLP0.3日/月に相当する必要予備力としており、2026年度も引き続き**本必要予備力相当分の203MWを必要量とする。**

沖縄エリアのLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率について

28

- 牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力118MW(H3需要比率8.7%)を最大出力とした場合の、沖縄エリアの8月ピーク時間帯の**LOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率については、15.0%**という算定結果が得られた。

＜沖縄エリアの8月ピーク時間帯のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率＞
(最大出力(送電端)は118MW)

	項 目	内 容
検討条件	電源	2020年度供給計画の2020年度の電源を対象として、 最大出力(送電端)を118MW以下に設定
	需要	2020年度供給計画の2020年度H3需要（8月H3需要1,352MW）
	電源の計画外停止率	2017年度(2014～2016年度実績)の調査結果(10エリア合計)を設定（火力：2.6%）
	LOLP	8月ピーク時間帯(15時)のLOLPを0.3日/月を満たす必要予備率を算出(試行回数10,000回の平均)
必要予備率算定結果		15.0%(203MW)

(参考) 第58回本委員会(2021年3月3日)の議論内容

6

～供給信頼度基準の算定諸元(沖縄エリアの本来あるべき発電機容量(118MW)について) 2/2～

- 沖縄エリアの供給信頼度については発電機容量の大小の影響を受けるため、沖縄エリアの本来あるべき発電機容量について検討し、牧港発電所9G・石川発電所2Gの最大出力118MW(H3需要比率8.7%)と整理した。

沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっての検討条件

26

～供給信頼度で考慮する発電機容量(発電機出力)の最大出力～

- 前述のとおり、**沖縄エリアの本来あるべき供給信頼度(必要供給予備力)は、どのような発電機容量(発電機出力)を最大出力として検討すべきか整理することとした。**今回、「**本土9エリアとの比較**」、「**運用実績(出力実績)**」、「**系統の特性**」の3点から具体的な発電機容量(発電機出力)を検討した。

- 現在の沖縄エリアの最大単機容量は吉の浦発電所であり、その発電機出力は244MWでH3需要比率18%程度である。これに対して、**本土9エリア平均の最大単機容量はH3需要比率8%程度^{※1}であり、沖縄エリアのH3需要比率で算出すると約110MW^{※1}となる。**

※1 2020年度供給計画のH3需要(沖縄エリアは本島需要)および連系線容量から算出

- 各発電機の**至近の運用実績**(2020年4月～2021年1月)を確認したところ、各発電機の出力実績の平均値は約50MW～160MWで、**各発電機を単純平均すると、110～115MW**となる。

- 沖縄エリアでは、発電機脱落時にUFR負荷遮断により周波数58Hz以上を維持することで連鎖脱落を回避しているが、**UFR負荷遮断なしでも58Hz以上に維持可能な発電機脱落量は約93～175MW以下^{※2}**である。

※2 算出式：1352MW(H3需要(本島))×3.43～6.49%MW/Hz(沖縄エリア系統定数)×(60-58Hz)≒93～175MW

- また、沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたって設定すべき発電機容量(発電機出力)については、仮想の発電機ではなく、現状設置されている発電機の中から設定することが現実的と考えられるがどうか。

- 以上のことから、沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっては、**牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力118MW(H3需要比率8.7%)を最大出力として算定することとしてはどうか。**

<沖縄エリアの主な発電機の出力実績の平均値(2020年4月～2021年1月実績)>

単位：MW

発電機	牧港9G	石川2G	真志川1G	真志川2G	金武1G	金武2G	吉の浦1G	吉の浦2G	石炭石川1G	石炭石川2G	単純平均
最大出力	118	118	141	141	200	200	244	244	141	141	169
全時間帯	51	51	81	92	140	146	130	160	123	123	110
9時～23時	52	52	89	102	155	158	129	164	125	125	115

出所) 第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年3月3日) 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_58_haifu.html

出所) 第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2021年6月18日) 資料4

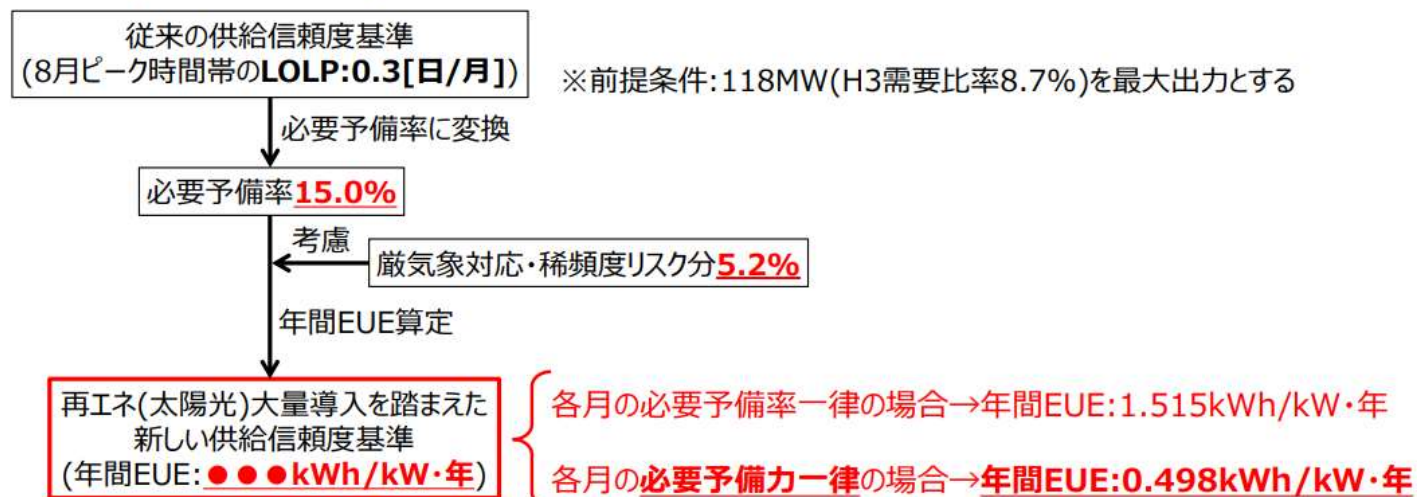
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_62_04.pdf

沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の算定

31

- 以上のことから、沖縄エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率論的評価手法としてEUEを適用することとし、従来の供給信頼度基準(8月ピーク時間帯の**LOLP:0.3[日/月]**)に相当する**必要予備率15.0%**に対して、**厳気象対応・稀頻度リスク分の5.2%**を考慮して、**各月の必要予備率を一律とする場合、および各月の必要予備力を一律とする場合の年間EUEを算定することとする。**なお、この場合、発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算定することとする。
- 上記条件による算定の結果、各月の必要予備率を一律とする場合は年間EUE:1.515kWh/kW・年となり、各月の必要予備力を一律とする場合は年間EUE:0.498kWh/kW・年という算定結果が得られた。
- 前述のとおり、沖縄エリアの供給信頼度は**需要変動よりも電源脱落の影響が大きい**こと、また、現状の沖縄エリアの需給運用では予備力一律により管理していることを考慮すると、**沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は各月の必要予備力を一律とした「需要1kWあたりの年間EUE:0.498kWh/kW・年」で定めること**でどうか。

沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



- 電源 I -a (GF機能) 必要量については、GF 4 台運転時のGF量と整合させている。
- 2026年度においても、常時GF4台運転は継続することから、引き続き**常時GF4台運転と整合をとり、電源 I -a (GF機能) の必要量は49MWとする。**

電源 I -a (GF機能) 必要量について

【P.6】

- 昨年度、再エネ出力抑制が必要となる断面以外でも、GF運転台数4台で運用可能か、沖縄電力にて検証を行い、従来運用（GF5台以上）と比較しても、同等の電力品質が確保可能と確認できたことから、悪天候を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。
- GF4台運転時のGF量は49MWであり、GF量を最低限49MW確保していれば実運用上問題ないことが確認されたと言えることから、2023年度はGF量49MWを確保することとしていた。
- 2024年度においても、常時GF4台運転は継続することから、**引き続き常時GF4台運転と整合をとり、電源 I -a (GF機能) の必要量は49MWとする**ことかどうか。

まとめ

24

- 沖縄電力による検証試験の結果、常時GF4台運転が可能なが確認されたことから、必要予備力算定の前提条件の見直し及び調整力必要量の考え方について以下のとおり整理した。
- <必要予備力の算定について>
- 常時GF4台運転の開始に伴い、供給信頼度評価における発電機の設定条件について、発電機のGF分控除をこれまでの全発電機からGF対象の4台に見直したうえで、供給信頼度基準(0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備力を算定した結果、沖縄エリアの必要予備力は337MWと算定された。
 - また、沖縄電力BGが確保すべき予備力についても、沖縄エリアの必要予備力337MWとTSOが確保すべき必要予備力の203MWとのギャップ分の134MWと算定された。
- <調整力必要量の考え方について>
- **電源 I -a の必要量については、GF4台運転と整合させ、49MWとする。**
 - 電源 I - b の必要量については、電源 I 必要量203MWから電源 I -a 必要量 (49MW) を差引いた154MWとする。
 - 電源 I ' の必要量は、H3需要比率の5.2% (73MW) とする。

出所) 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年6月28日) 資料3 (赤枠追記)
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_74_03.pdf

出所) 第87回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2023年6月28日) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_87_03.pdf

GF4台運転の実運用確認結果

7

- 沖縄電力での確認の結果、従来運用(GF5台・6台以上)と比較し、**同等の電力品質が確保可能と確認できたことから、悪天候時を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。**

2. 原則GF見直しに関する実運用確認結果

沖縄電力提供資料

3

- 2022年3~4月(2ヶ月間)のうち、全体の56%(約34日分)の期間についてGF4台による実運用確認を実施した。
- 下表のとおり、周波数滞在率より、GF4台時に周波数が運用目標値 $\pm 0.3\text{Hz}$ を逸脱するケースが発生しているが、従来運用(GF5台・6台以上)と比較しても原則GF見直し(GF台数の減少)に伴う電力品質への影響は大きくないことを確認した。
- GF4台時に周波数変動は従来運用(GF5台・6台以上)と比較しても、有意な差は確認されず、電力品質への大きな影響はない。よって最低GF4台運転は実運用において特段の問題は無いことから、悪天候時を除き、常時GF4台運転を開始する。

周波数	GF4台		GF5台		GF6台以上	
	発生回数	発生率(%)	発生回数	発生率(%)	発生回数	発生率(%)
$60.30 < f$	7	0.00	0	0.00	0	0.00
$60.20 < f \leq 60.30$	93	0.01	28	0.00	0	0.00
$60.10 < f \leq 60.20$	2,244	0.15	1,730	0.17	96	0.10
$60.00 < f \leq 60.10$	717,213	48.34	492,765	47.03	47,880	47.87
$f = 60.00$	35,259	2.38	23,774	2.27	1,897	1.90
$59.90 \leq f < 60.00$	728,600	49.11	529,484	50.53	50,145	50.13
$59.80 \leq f < 59.90$	255	0.02	80	0.01	2	0.00
$59.70 \leq f < 59.80$	3	0.00	0	0.00	0	0.00
$f < 59.70$	0	0.00	0	0.00	0	0.00
合計	1,483,674	100.00	1,047,861	100.00	100,020	100.00

(周波数滞在率の算定諸元)

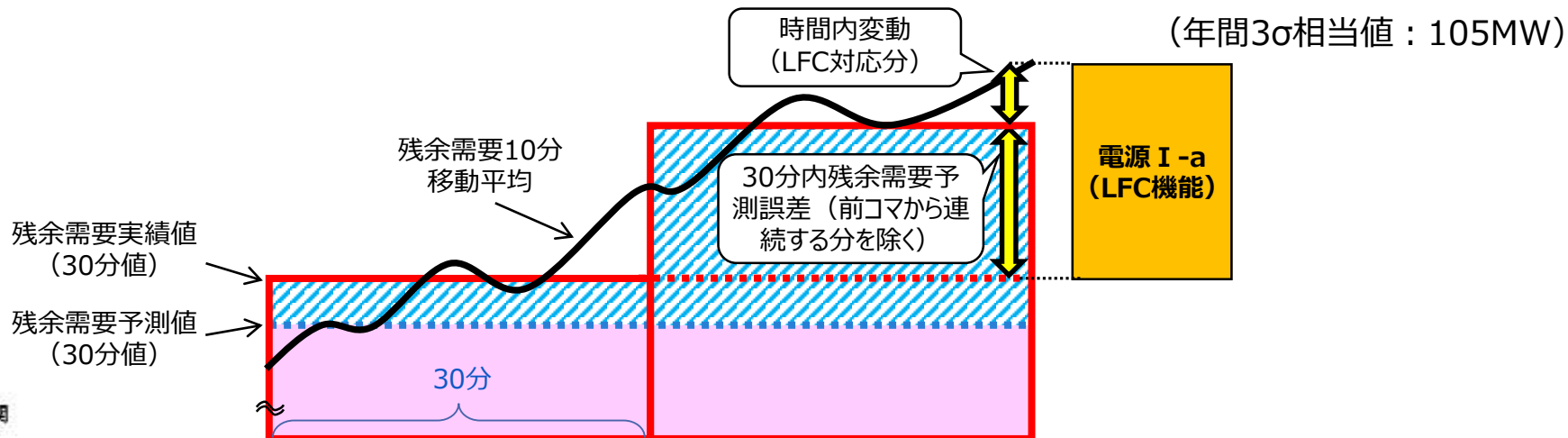
系統周波数：2秒サンプリング

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

- 電源 I -a（LFC機能）必要量の算出として、昨年度同様に至近3ヶ年（2022年度～2024年度）を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分け、時間内変動（LFC対応分）と30分内残余需要予測誤差の合成値の3 σ 相当値を算出した。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって37MW～164MWと変化することが確認された。
- 2025年度の電源 I -a（LFC機能）必要量の考え方と同様に、電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できるため**必要最低限の37MWを2026年度の電源 I -a（LFC機能）必要量**とする。

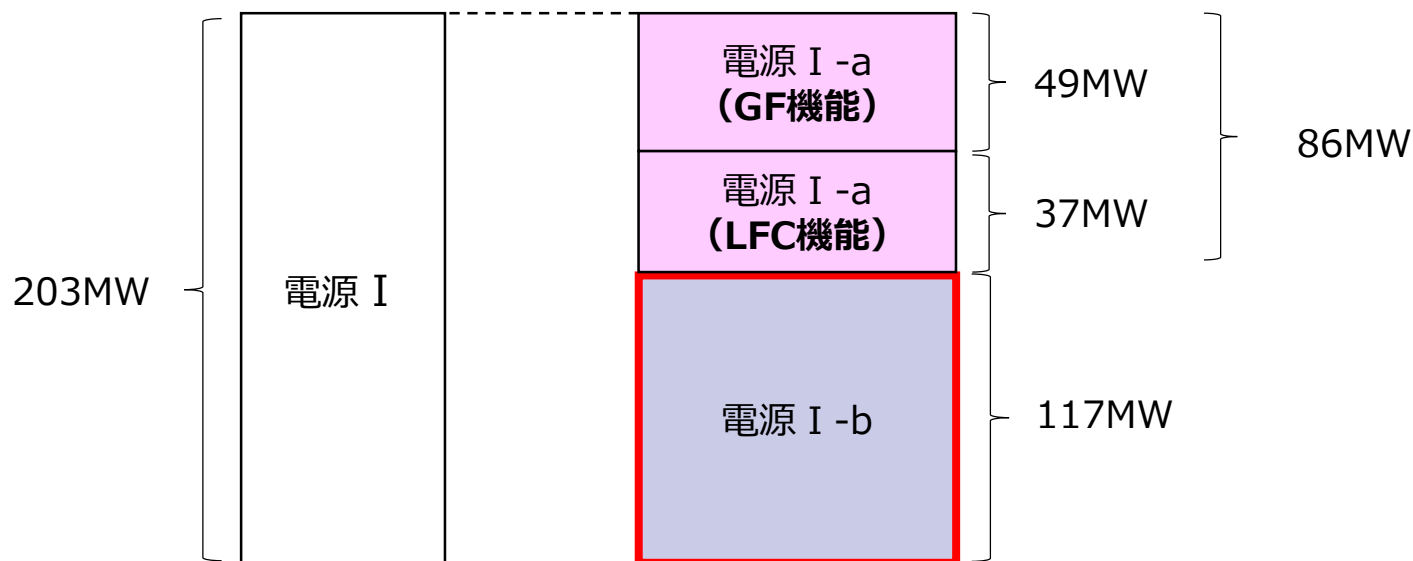
各時間帯別の「時間内変動（LFC対応分）」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3 σ 相当値（MW）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	164	127	112	102	132	117	113	97	93	95	96	116	117
点灯帯:18時～22時	47	39	57	47	82	47	52	48	37	39	41	42	68
夜間帯:22時～9時	75	74	88	80	88	76	67	64	54	54	64	48	81



- 2026年度電源 I -b必要量は、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（電源 I -a（GF機能）と電源 I -a（LFC機能）の合計値）86MWを差引いた117 MWとする。

【電源 I 必要量の内訳】



- 厳気象対応・稀頻度リスク分は猛暑時の需要増加に対しての必要量であり、需要規模に応じて確保する必要があることから、2026年度についても引き続き**H3需要比率の4.2%**を採用する。
- 上記の考え方に基づき算出した結果、2026年度のH3需要想定は1,432.2MW（2026年8月）であることから60MWとなる。算定結果から**2026年度における電源 I ' 必要量については60MWとする。**

沖縄エリアの電源 I ' 必要量について

【P.15】

- 沖縄エリアの電源 I ' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）については、持続的需要変動の必要量が1%が2%に見直され、+1%分についても小売電気事業者の負担と整理された。
- 以上から、第85回本委員会（2023年4月19日）で示していた算定式のとおり、**H3需要比率の4.2%を電源 I ' の必要量とすること**でどうか。
- 上記の考え方に基づき算出した結果、**2024年度における電源 I ' 必要量については、61MWと算定される。**

沖縄エリアの電源 I ' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）の見直しについて

15

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、電源 I ' 必要量として算定され、**持続的需要変動の必要量が1%⇒2%に見直され、従来整理のとおり小売電気事業者にて調達すると仮定した場合、下式となる。**
また、前述の通り電源 I ' 算定に用いる計画外停止率については、当面従来の2.6%のままとする。
➤ 電源 I ' 必要量
＝厳気象H1需要×103%
－ { (H3需要×**102%**＋電源 I ' 必要量) × (1－計画外停止率)－稀頻度リスク分 }
- 第58回の本委員会の算定条件^{※1}と同様に、稀頻度リスク分として、牧港発電所9G・石川発電所2Gの発電機出力118MWを最大出力として算出すると**電源 I ' 必要量はH3需要比率4.2%（57MW^{※2}）となる。**
※1：H1需要、H3需要は2020年度の電源 I ' 算定諸元に整合させ2019年度供給計画の2020年度のデータを用いて算定
※2：2024年度電源 I ' 公算値については、本需要比率を用いて、2024年度の想定H3需要にて改めて算定を実施する
- なお、持続的需要変動の必要量見直しに伴う費用負担については国で議論中のため、2024年度向け公募の必要量については、次回以降改めて提示予定。

- 2025年度調整力（2026年度向け）の必要量について、以下のとおり整理する。

＜調整力の必要量について＞

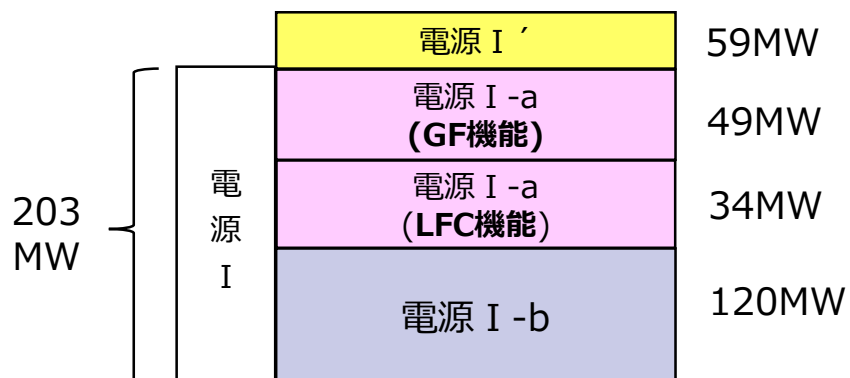
電源 I -a（GF機能）の必要量はGF4台運転と整合させ、49MWとする。

電源 I -a（LFC機能）の必要量は、37MWとする。

電源 I -bの必要量は、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（86MW）を差引いた117MWとする。

電源 I 'の必要量は、H3需要比率の4.2%である60MWとする。

2024年度調整力（2025年度向け）の必要量



2025年度調整力（2026年度向け）の必要量

