

2024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

2023年6月28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、公募等の公平性かつ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、その公募量については、当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、当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当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2024年度を調整力の提供対象期間として、2023年度に一般送配電事業者（沖縄エリア）が実施する調整力の公募における必要量の考え方を示したものであり、今後の当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、ここまでの調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、「委員会」）にて、議論されてきた内容をとりまとめ、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。
- なお、今回以降は調整力公募が残る沖縄エリアにおける調整力公募の必要量についての整理となる。

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/20210415.pdf>

		2022年度	2023年度				
		第4Q	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q	
一般送配電事業者	2024年度向け調整力の公募（沖縄エリア）		公募準備		必要量算出・設定	公募	契約手続き
広域機関	2024年度向け調整力の公募に向けた電源Ⅰ必要量等の検討（沖縄エリア）	4/19 審議	6/28 審議	決定	※2025年度の調整力公募について検討（沖縄エリア）		
		調整力及び需給バランス評価等に関する委員会				理事会	

- 沖縄エリア以外は2024年度以降、調整力公募が終了し、一般送配電事業者は全ての調整力を需給調整市場から調達することとなるが、沖縄エリアにおいては、2024年度以降も調整力公募が継続される。
- 今回は、2024年度向けの沖縄エリアにおける調整力の要件ごとの必要量について整理した。

(参考) 沖縄エリア以外の調整力調達に関する状況変化

5

- 翌年度の調整力公募に向けて、毎年度この時期に公募の必要量の考え方等について整理している。
- 沖縄エリア以外は2024年度以降は調整力公募が終了し、一般送配電事業者は全ての調整力を需給調整市場から調達することとなるが、沖縄エリアにおいては2024年度以降も調整力公募が継続される。
- 今回は、沖縄エリアの調整力公募の募集内容について、改めて整理したのでご確認いただきたい。

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 (一次～三次①)
前日			需給調整市場 (三次②)

出所)第35回需給調整市場検討小委員会 (2023年1月24日) 資料3 抜粋 (赤枠追記)
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/juky_u_shijyo_35_03.pdf

- 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、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。

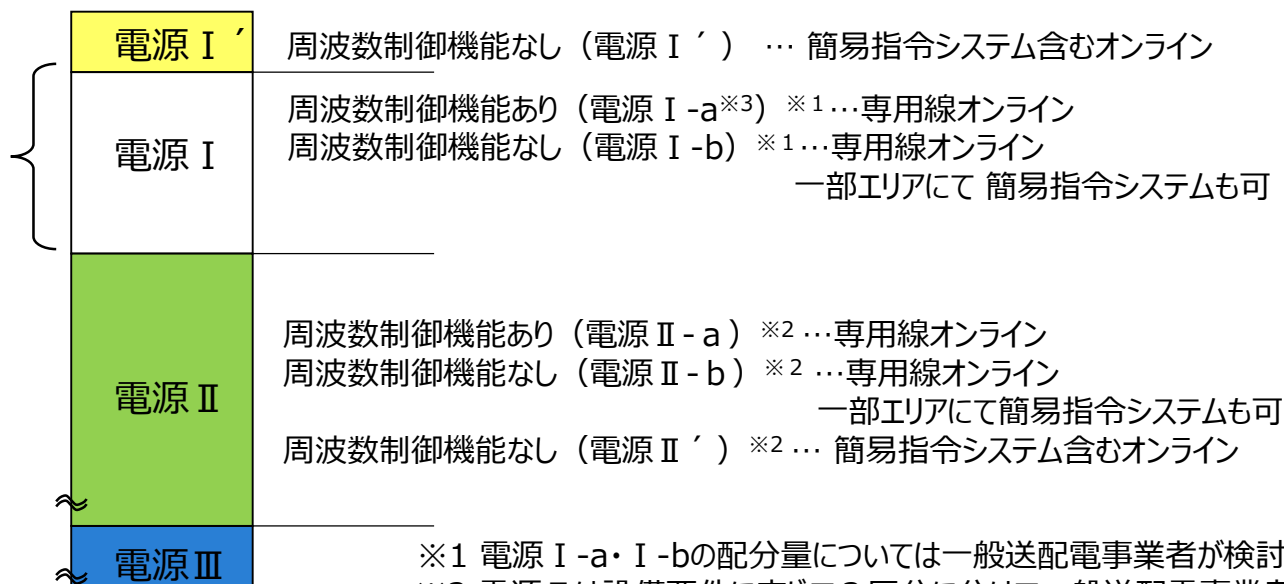
電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

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

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討結果を示す。
- さらに、当機関は猛暑や厳寒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。

※ 電源Ⅰ'は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ'として区別して記載する。

当機関にて検討した必要量の考え方をもとに一般送配電事業者にて公募を通して調達



※1 電源Ⅰ-a・Ⅰ-bの配分量については一般送配電事業者が検討
 ※2 電源Ⅱは設備要件に応じて3区分に分けて一般送配電事業者が募集
 ※3 電源Ⅰ-aは電源Ⅰ-a（GF機能）と電源Ⅰ-a（LFC機能）に分けて公募

沖縄エリアの電源 I 必要量の考え方について

沖縄エリアの電源 I 必要量について

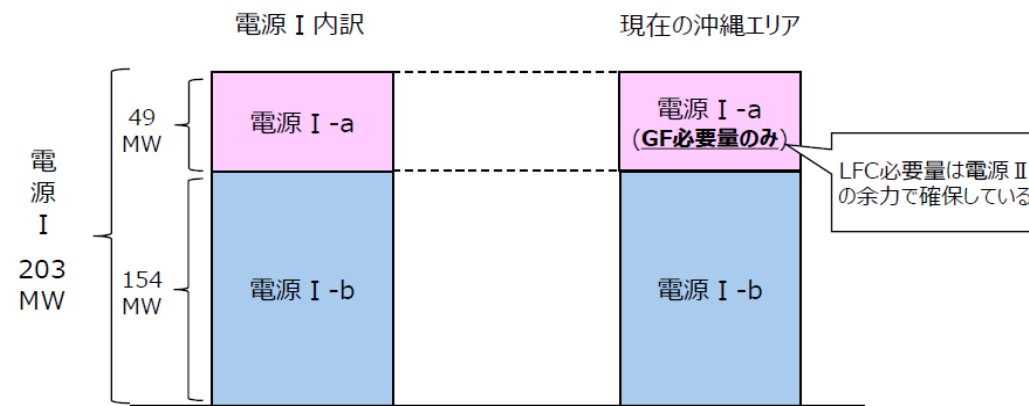
- 沖縄エリアの電源 I 必要量については最大発電機出力118MWを前提としたLOLP0.3日/月に相当する必要予備率15%（必要予備力203MW）としている。

沖縄エリアの電源 I 必要量について

9

- 沖縄エリアの電源 I 必要量については、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率15%（必要予備力203MW）としている。
- 電源 I（203MW）の内訳について、最低限必要な周波数調整分としてGF必要量49MWを電源 I -a必要量とし、電源 I 必要量203MWから電源 I -a必要量（49MW）を差引いた154MWを電源 I -b必要量としている。
- 沖縄エリアは独立系統であり、供給力（電源 II の余力を含む）がエリア外に流出することはなく、当面の間はGC前に見込んでいた電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できることもあり、LFC必要量については、現状は電源 II の余力のみで確保している。

【沖縄エリアにおける電源 I 公募の内訳について】



(参考) 沖縄エリアの本来あるべき発電機容量 (118MW) について

(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	呉志川1G	呉志川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

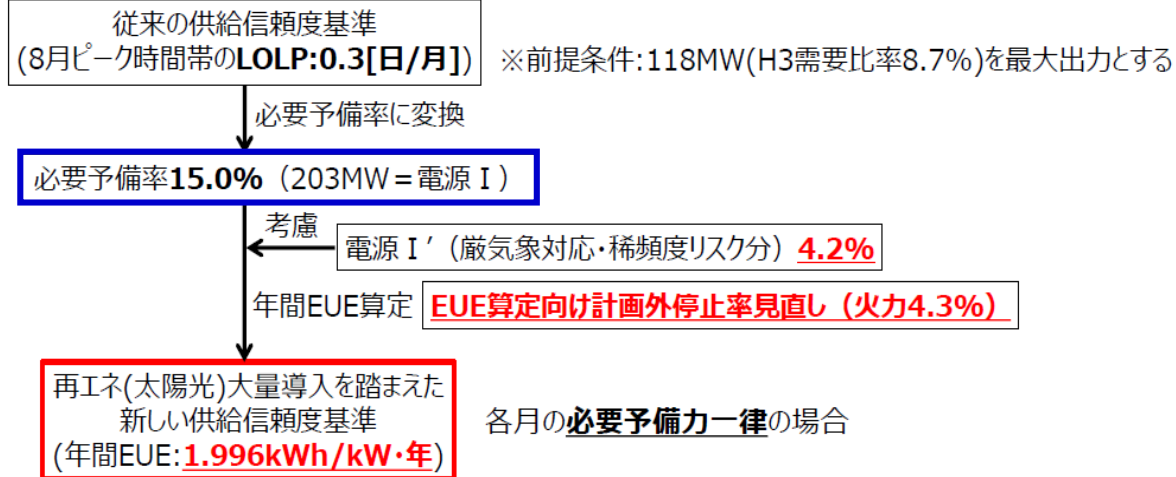
(参考) 沖縄エリアにおける供給信頼度基準（年間EUE基準値）について

沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の見直し結果

18

- 以上より、EUE算定向け計画外停止率および電源 I' 必要量（厳気象対応・稀頻度リスク分）の見直しを供給信頼度基準に反映した結果、**沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)は1.996kWh/kW・年**と算定された。
※第58回本委員会にて沖縄エリアの供給信頼度基準を定めた際に適用した2020年度供給計画の2020年度のデータを用いて算定

沖縄エリアの供給信頼度基準の見直し



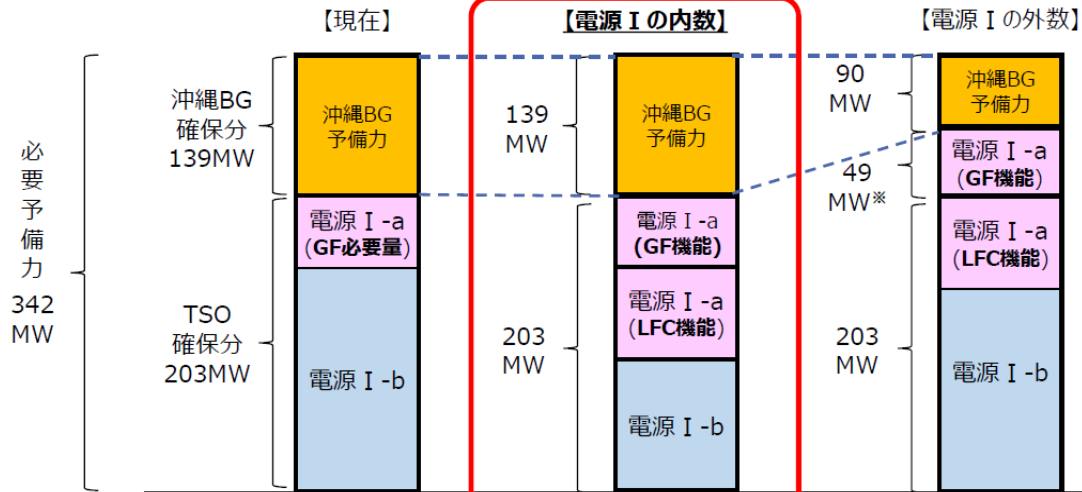
電源 I -a必要量について

- 電源 I -aの必要量については、第85回本委員会（2023年4月19日）において、GF機能分とLFC機能分に細分化し、それぞれ確保することで整理した。

電源 I -aを細分化した際の調整力公募必要量について

22

- 電源 I -a（GF機能）を沖縄エリア全体の必要予備力の内数として扱う場合、TSOが確保すべき予備力（=現状の電源 I 必要量）の内数とするか、または外数にするかによっても今後の電源 I 必要量は異なる。
- TSOが確保すべき予備力の外数とした場合は、BGが確保すべき予備力が減少することになるが、大容量発電機の脱落に備えるための予備力については、大容量発電機の運転により発電コスト低減のメリットを享受している沖縄電力BGが確保するという過去の整理を踏まえると、TSOが確保すべき予備力の内数とすることが適当と考えられる。
- よって、**電源 I 必要量（203MW）は変更せず、電源 I の内訳として電源 I -a（GF機能）と電源 I -a（LFC機能）をそれぞれ確保すること**としてはどうか。



電源 I -a (GF機能) 必要量について

- 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**でどうか。

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。

(参考) 沖縄エリアの常時GF4台運転について

- 従来運用（GF5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、悪天候を除き、常時GF4台運転を開始することとされた。

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 ≤ 60.30	93	0.01	28	0.00	0	0.00
60.10 < f ≤ 60.20	2,244	0.15	1,730	0.17	96	0.10
60.00 < f ≤ 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 ≤ f < 60.00	728,600	49.11	529,484	50.53	50,145	50.13
59.80 ≤ f < 59.90	255	0.02	80	0.01	2	0.9990%
59.70 ≤ 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.

(参考) 2023年度 沖縄エリアの電源 I -a必要量の考え方について

- 2023年度の電源 I -a必要量については、第74回本委員会（2022年6月28日）において、常時GF4台運転と整合させ、最低限必要なGF量の49MWと整理した。
- 一方、電源 I -a必要量のうち、LFC必要量については、電源 II の余力のみで確保している。

沖縄エリアにおける電源 I -a必要量について

18

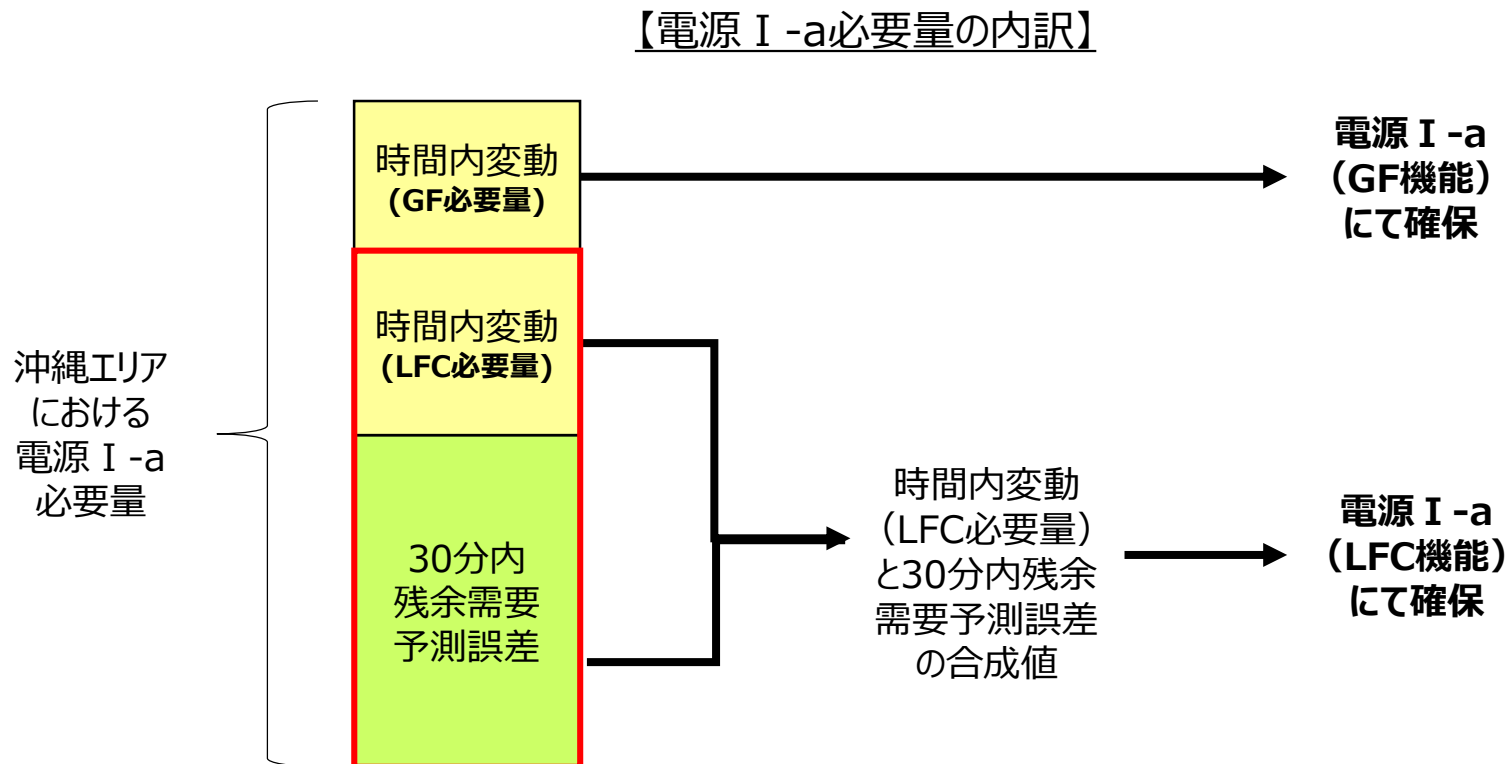
- 電源 I -aの必要量として、昨年度と同様に3ヶ年（2019年度～2021年度）を昼間帯・点灯帯・夜間帯に分け、時間内変動と残余予測誤差の合成値の3 σ を算出した。
- 確認結果としては、下表のとおり、時間帯によって41MW～133MWと変化することが確認された。
- 他方で、GF4台運転時のGF確保量は49MWであることから、GF量を最低限49MW確保していれば実運用上問題ないことが確認されたと言える。
- 常時GF4台運転と整合させ、4台運転時のGF量49MWは一般送配電事業者が確保することとし、2023年度向け調整力公募における**電源 I -aの必要量は49MWとする**こととしてはどうか。

各時間帯別の「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」の合成値の3 σ (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	92	116	117	133	102	132	98	90	112	100	109	113	114
点灯帯:18時～22時	59	41	56	53	58	63	55	43	41	43	62	50	57
夜間帯:22時～9時	66	84	81	90	79	68	62	55	54	64	59	58	73

電源 I -a (LFC機能) 必要量の算出方法について

- 電源 I -aは「時間内変動」と「30分内残余需要予測誤差」に対応するためのものであり、これまでは両者の不等時性を考慮した合成値から算出していた。
- 時間内変動のうち、GF対応分は電源 I -a (GF機能) にて確保することから、残りのLFC対応分と30分内残余需要予測誤差を、電源 I -a (LFC機能) にて対応することとなる。
- **よって電源 I -a (LFC機能) の必要量は、「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」にて算出すること**でどうか。



(参考) 時間内変動対応分について

- 時間内変動対応は細分化すると、GF対応（一次調整力）とLFC対応（二次調整力①）に分かれている。

平常時の変動に対する各商品区分別の必要量算定データの抽出方法

27

- 各調整力の機能を踏まえ、以下の考え方で各商品の必要量算定データを抽出することとしてはどうか。

商品区分	イメージ図	必要量算定データの抽出方法
一次		$\text{残余需要元データ}^{\ast 1} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2}$
二次①		$\text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 10分周期成分}^{\ast 2} - \text{残余需要}^{\ast 1} \text{ 30分周期成分}^{\ast 2}$
二次②		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間の差
三次①		残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間で連続する量

※ 1 残余需要1～10秒計測データ

※ 2 応動時間（5分）に対してkWhが発生する周期（10分周期）とした。その他も同様

※ 3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画-GC時点の再エネ予測値)

電源 I -a (LFC機能) 必要量について

- 電源 I -a (LFC機能) 必要量の算出として、昨年度と同様に3ヶ年 (2020年度～2022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 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30MW～133MWと変化することが確認された。
- 当面の間はGC前に見込んでいた電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できるため、必要最低限の必要量とし、**電源 I -a (LFC機能) の必要量は30MWとすること**としてはどうか。

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 (MW)

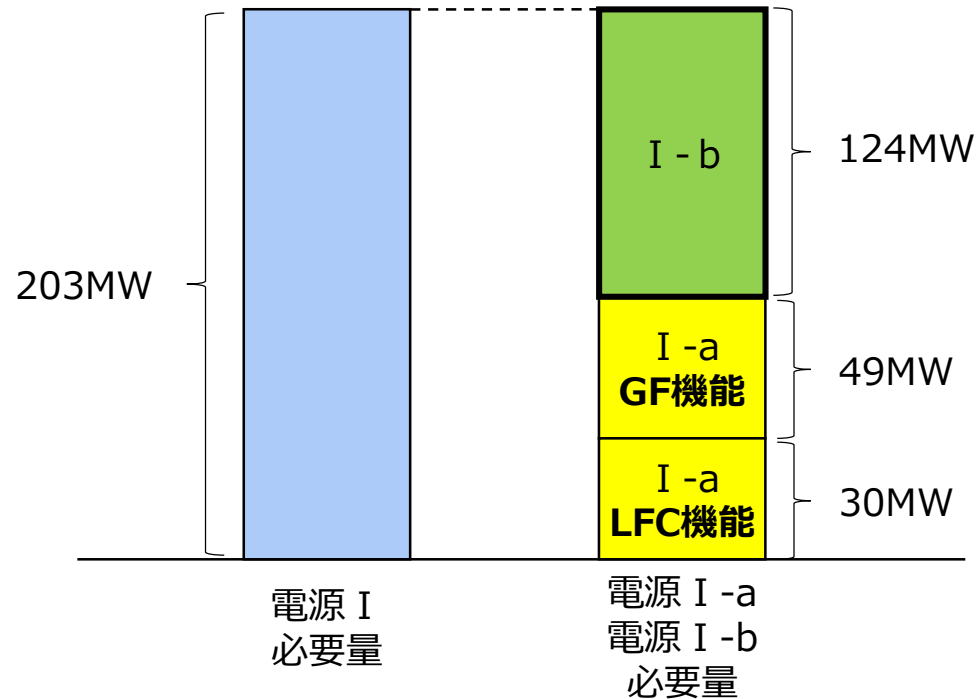
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
昼間帯:9時～18時	88	114	108	133	98	124	96	84	101	92	100	101	107
点灯帯:18時～22時	52	35	44	47	45	50	45	34	39	30	51	44	47
夜間帯:22時～9時	55	85	77	79	68	58	57	49	43	54	47	50	63

(年間3 σ 値 : 95MW)

電源 I - b 必要量について

- 沖縄エリアの電源 I 必要量203MWと電源 I -a (GF機能) と電源 I -a (LFC機能) の合計値79MWとの差分124MWについては、電源 I -bとして確保する。

【電源 I 必要量の内訳】



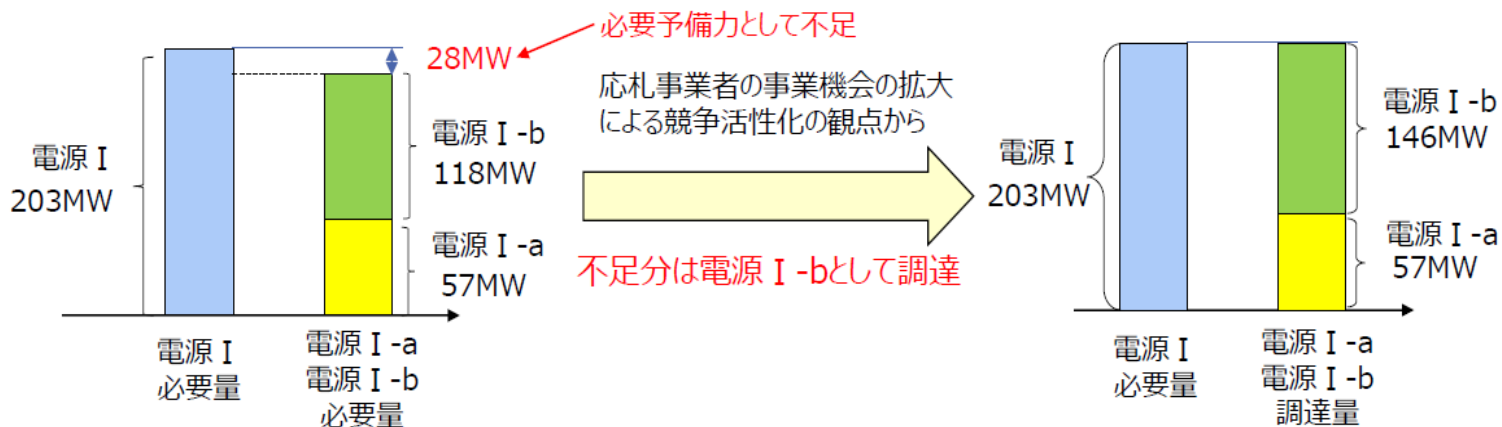
(参考) 沖縄エリアにおける電源 I - b 必要量について

電源 I 必要量が電源 I -aと電源 I -bの必要量合計より大きい場合の対応について 19

- 前述のとおり、電源 I -aの必要量57MWと電源 I -bの必要量118MWの合計値は175MWであり、沖縄エリアにおいてTSOが確保する予備力としての電源 I 必要量203MWに対して、28MW満たない状況となる。そして、この残りの28MWは調整力として必要な量ではなく、予備力として必要な量となる。
- したがって、**残りの28MWについては、周波数制御機能(GF,LFC)を求めず電源 I -aとして調達するのではなく、周波数制御機能を有しない電源 I -bとして調達する方が、応札事業者の事業機会の拡大による競争活性化の観点から望ましい**と考えるがどうか。
- その場合、電源 I -bは必要量118MWに28MWを加算して、146MWを調達することになる。

電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
・発動時間：5分以内	・発動時間：30分以内
・周波数制御機能 (GF・LFC) あり	・周波数制御機能 (GF・LFC) なし
・専用線オンラインで指令・制御可	・専用線オンラインで指令・制御可



沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方について

沖縄エリアの電源 I ' 必要量について

- 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

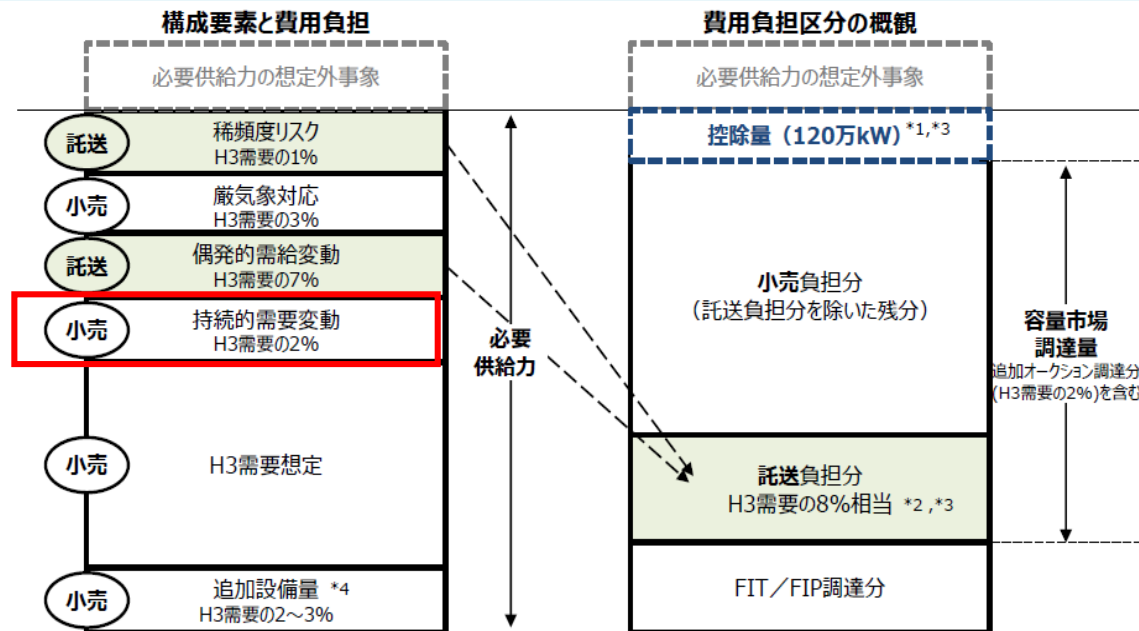
15

- 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 ' 公募量については、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。

(参考) 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

必要供給力と費用負担の全体像

- これまでの議論を踏まえ、2027年度実需給向けの容量市場メインオークションより必要供給力から控除量(120万kW)を考慮した調達を実施され*1、費用負担についても2027年度実需給分からH3需要の8%相当が託送負担分*2となる。
- なお、2025年度及び2026年度の実需給分はメインオークションを開催済みである。これまでの議論を踏襲したうえで、今後必要に応じて具体的な取扱いを明確にすることとしてはどうか。



*1：必要供給力からの控除量は、FIT電源等の期待容量や追加オークション調達分と同様に約定処理において供給曲線に織り込むことを想定。

*2：エリアの約定価格×エリアのH3需要に8%を乗じた金額について、エリア毎の一般送配電事業者・配電事業者の負担総額が算定される（マルチプライズが生じた場合は、エリアの約定価格に加味される）。

*3：控除量の裏付けとなる供給力は、容量市場外であっても小売事業者の負担により固定費を回収していると考えられる。また、託送負担分はH3需要に対する割合として整理されている。そのため、控除量の費用負担は小売負担分の減少として整理することを想定。

*4：計画停止可能量を確保するために必要な供給力である「追加設備量」の一部には、必要供給力の見直しに伴う春秋の厳気象対応分と稀頻度リスク対応分が含まれる。

まとめ

- 調整力必要量の考え方について、以下のとおり整理する。

<調整力必要量の考え方について>

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、最低限必要な数値とし、30MW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 (79MW) を差引いた124MWとする。

電源 I 'の必要量は、H3需要比率の4.2%である61MWとする。