

# 沖縄エリアの調整力必要量の考え方について

2021年3月3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51回本委員会(2020年7月9日)において、沖縄エリアにおける、電源 I 確保量について、「電源脱落時周波数低下対応の調整力」と「30分内残余需要予測誤差および時間内変動対応の調整力」の検討を行い、周波数シミュレーションなどにより詳細に確認し、2020年度中に検討を実施することとしていた。
- 今回、これまで検討した内容を整理したことから、ご議論いただきたい。

沖縄エリアの電源 I の必要量の考え方について

38

- 沖縄エリアにおいて、電源 I 確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくにあたり、「電源脱落時周波数低下対応の調整力」と「30分内残余需要予測誤差および時間内変動対応の調整力」の検討にあたっては、周波数シミュレーションなどにより詳細に確認することが必要であり、一定程度の時間を要することから、検討スケジュールとしては、今年度中に検討を実施し、その結果を本委員会に報告することとしてはどうか。
- 上記を踏まえ、2021年度向け調整力公募においては、暫定的に、昨年度と同様な考え方を継続することとし、電源 I -a必要量は57MWとし、電源 I 必要量は電源 I -aに単機最大発電機容量の244MWを加算した301MWとしてはどうか。

沖縄エリアの調整力必要量の再検討スケジュール (案)

	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
第51回本委員会	★本日の委員会								
電源脱落時周波数低下対応の調整力検討 (周波数シミュレーション)	ケース検討 (各月・需要・運転台数・UFR他) →データ設定→シミュレーション→結果分析								
30分残余需要誤差と時間内変動対応の調整力との突き合わせ									
条件再整理・追加検討									
公募方法の検討									
検討結果を本委員会へ報告									★

## ～電源 I ( I -a、 I -b) の必要量～

- 沖縄エリアの電源 I -aおよび電源 I -bの必要量については、2017年度向け調整力公募より変わらず、それぞれ I -aを57MWおよび I -bを244MW (合わせて電源 I として301MW) としている。
- 至近の需給状況を踏まえて、数値を再精査することが必要ではないか。

### 2020年度向け調整力公募までの沖縄エリアの電源 I、電源 I -a必要量の考え方 32

- 2020年度向け調整力公募まで、沖縄エリアについては、独立系統であることを踏まえ、一般送配電事業者 (沖縄電力) が算定する電源 I -a 必要量に、単機最大ユニット相当量を加算した量を電源 I 必要量としている。
- 具体的には、電源 I -a必要量は、2017年度向け調整力公募より変わらず、57MWとしている。

沖縄エリアの電源 I の考え方 (他エリア ; 各月最大3日平均電力 (離島除く) ×7%)

**電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力 (電源 I -a) 必要量**

沖縄の2020年度電源 I 確保量 ; 301MW (年間一定)

#### 沖縄エリアの電源 I -aの必要量・・・57MW

##### 【沖縄エリアの考え方】

第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (資料3-2) において、「沖縄エリアは独立系統であるため、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い、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。よって、実需給運用実績を踏まえ、年間をとおして最低限必要な調整力となる57MW (送電端) を募集する。」ことを示した。今年度の募集においてもこれまでの実需給運用実績を踏まえ、昨年と同様に57MWを募集量とする。(57MWは送電端値。発電端は60MW。)

## ～最低運転台数(5台運転)～

- 沖縄エリアは独立系統であることから、発電機1台(N-1)脱落事故が発生した場合に、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するために、軽負荷期においても運転台数5台(最低運転台数)で運用することとしている。
- 至近の系統状況等を踏まえ、最低運転台数(5台運転)の必要性について再確認することが必要ではないか。

### 【参考】当社系統における火力発電の運用について

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

- ①発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。  
発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。
- ②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。
  - ・ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台。
  - ・ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台。
  - ・ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を3台。
- ③下げ代余力必要量(6.0万kW)の確保について  
系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する場合がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量6.0万kW以上を分散保有して対応する必要がある。  
下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。
- ④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のガスタービン発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

## ～年間一定の電源 I 確保～

- 沖縄エリアでは、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、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、年間を通して最低限必要な調整力として年間一定の電源Ⅰ(301MW)を確保している。
- 他エリアと同様に、各月の需要等に応じて電源Ⅰ必要量を変化させるかどうか再確認が必要ではないか。

### 沖縄エリアの必要調整力の検討課題について

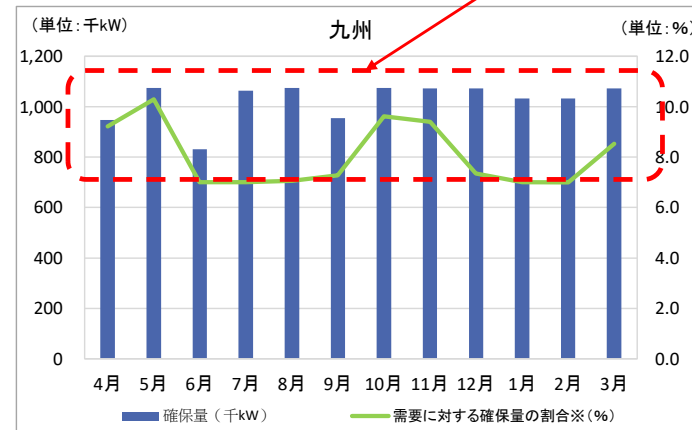
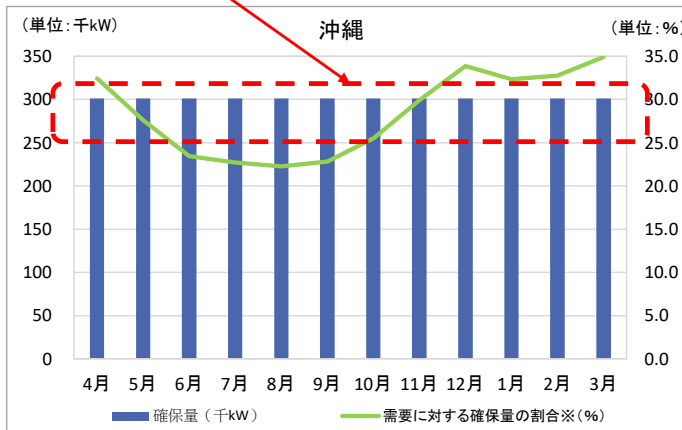
36

- 前回の本委員会における2020年度調整力確保計画の取りまとめ報告において、沖縄エリアの電源Ⅰ確保量は年間一定となっていることを報告したところ。その理由としては、沖縄エリアでは、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、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、年間を通して最低限必要な調整力として年間一定の電源Ⅰを確保していると確認している。
- 他方で、沖縄エリア以外の他エリアでは、各月の需要等に応じて必要量を変化させている状況である。
- また、前述の通り、沖縄エリアの電源Ⅰの必要量は補正料金算定インデックスの参考値として用いられているところ。
- 以上のことから、沖縄エリアにおいても、電源Ⅰ確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくことが必要ではないか。

沖縄エリアは年間通じて確保量は一定

【2020年度調整力確保計画】

他エリアは需要(月)によって確保量は変動



- 前述のとおり、沖縄エリアの調整力については、独立系統であることから、必要量(最低限必要な量57MW)、調達方法(最低運転台数、調達期間)などに制約を設けているところ。
- 沖縄エリアの必要調整力の検討にあたっては、まず、上記制約を維持すべきかどうかについて再整理することが必要である。【論点1】
- そして、再整理した制約内容(論点1)を踏まえ、あらためて沖縄エリアの需給運用等について、その調整力の活用状況および供給信頼度の状況などから再確認することとしてはどうか。【論点2】
- 以上のことから、2022年度向け調整力公募における沖縄エリアの調整力の必要量の考え方について再検討することとしてはどうか。【論点3】
- 今回、論点1および論点2について整理したため、ご議論いただきたい。

## 検討事項および進め方

## 具体的な検討内容

論点1 ↓	沖縄エリアの調整力の必要量、調達方法に係る制約の再整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>• I - a必要量(最低限必要な57MW)の考え方・必要性</li> <li>• 最低運転台数(5台)の考え方・必要性</li> <li>• 年間一定の電源 I 調達の必要性(301MW=57MW+244MW)</li> </ul>
論点2 ↓	沖縄エリアの需給運用等について再確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 調整力の活用状況(時間内変動、予測誤差など)</li> <li>• 供給信頼度の状況(需要変動影響、電源脱落影響、厳気象対応、稀頻度リスク対応)</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>---本日の論点---</b></p>
論点3	沖縄エリアの調整力の必要量の考え方の再検討	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 調整力必要量の考え方</li> <li>• 調整力の商品区分とその要件</li> <li>• 調整力の調達方法</li> </ul>

## 論点1：沖縄エリアの調整力の必要量、調達方法に係る制約の再整理

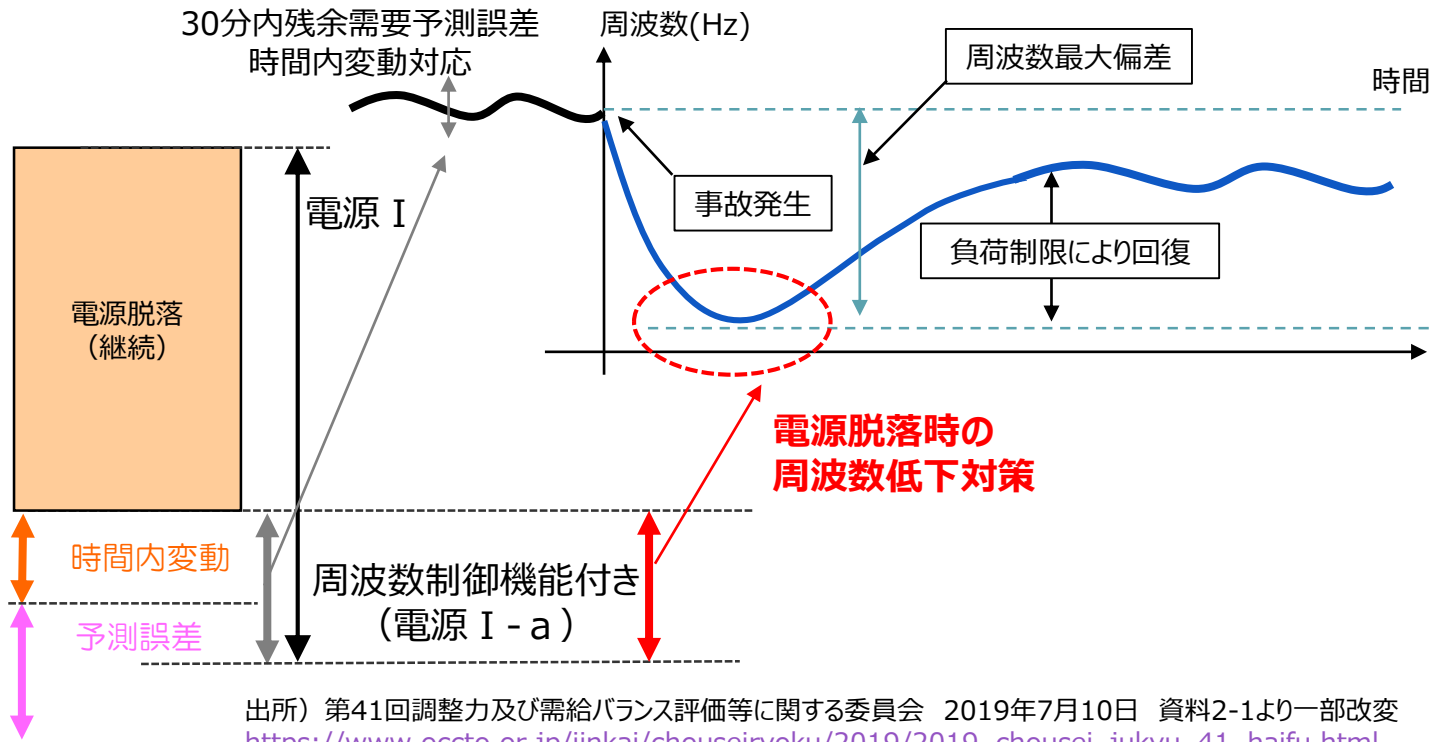
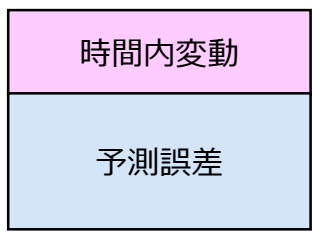
- ✓ I -a必要量57MWの考え方・必要性
- ✓ 最低5台運転の考え方・必要性
- ✓ 年間一定の電源 I 調達の必要性( $301\text{MW} = 57\text{MW} + 244\text{MW}$ )

- 電源 I -aの必要量の現状の考え方としては、沖縄エリアの他エリアと同様に平常時における「30分内残余需要予測誤差および時間内変動の対応」を考慮するものの、57MWの算定根拠としては、電源脱落時における周波数低下対応である。

## 電源 I -a、電源 I -bの主な要件

電源 I -a	電源 I -b
<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：5分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）あり</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動時間：30分以内</li> <li>・周波数制御機能（GF・LFC）なし</li> <li>・専用線オンラインで指令・制御可</li> </ul>

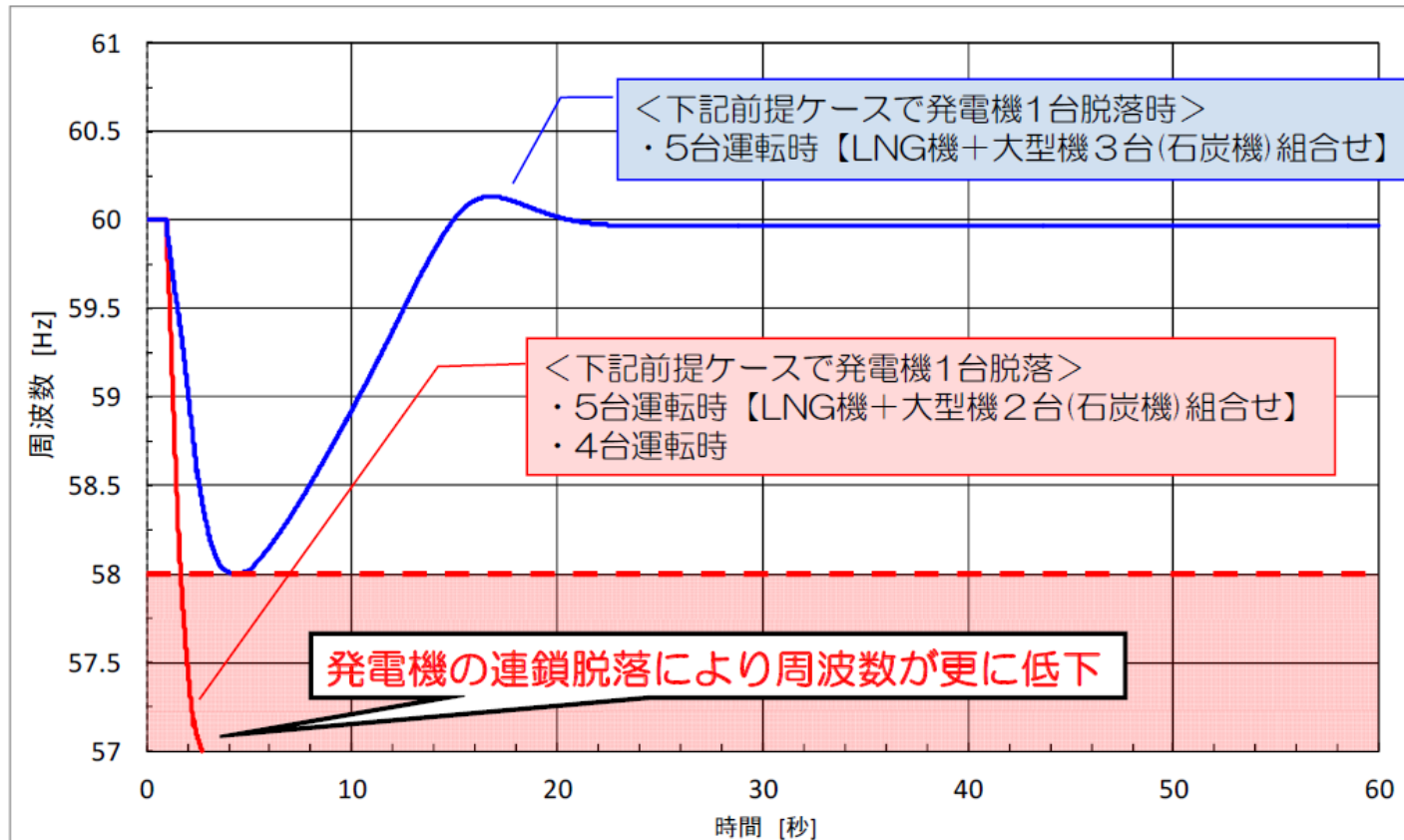
・沖縄エリアについては、電源 I - a 必要量には「電源脱落(直後)」分は含まれない。  
 ・電源脱落発生時は、一旦負荷制限のうえ、速やかに「電源脱落(継続)」分の調整力にて復旧することとなる。





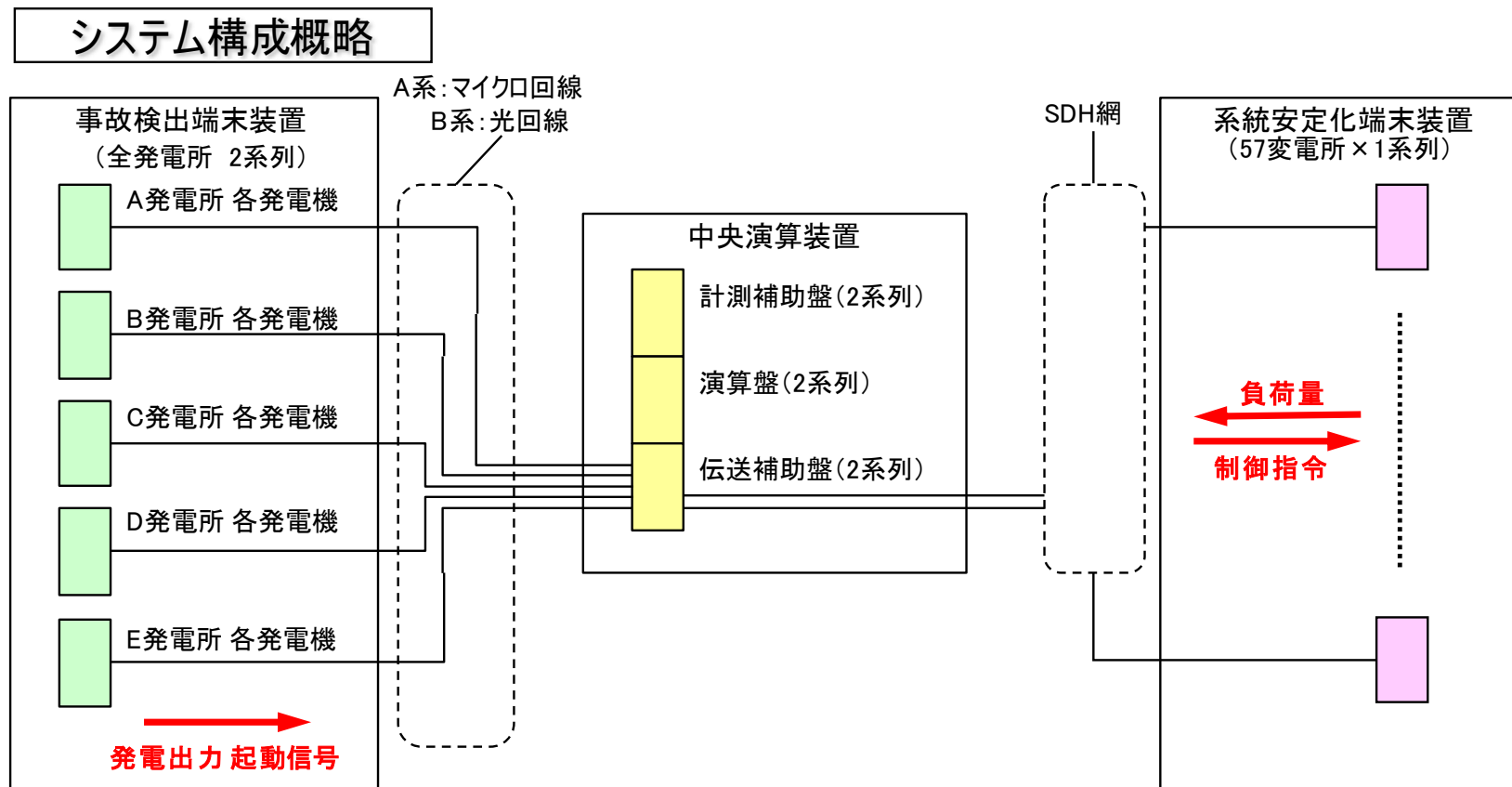
- 沖縄エリアにおける最低運転台数を5台としている現状の考え方としては、発電機1台脱落時の周波数低下を一定値以上に維持することで、発電機の連鎖脱落を回避するための、上げ調整力(前述の57MW)と慣性力(発電機容量)である。

■ 電力系統解析プログラムを用いた発電機脱落シミュレーション結果  
5台運転時と4台運転時の比較 (波形例)



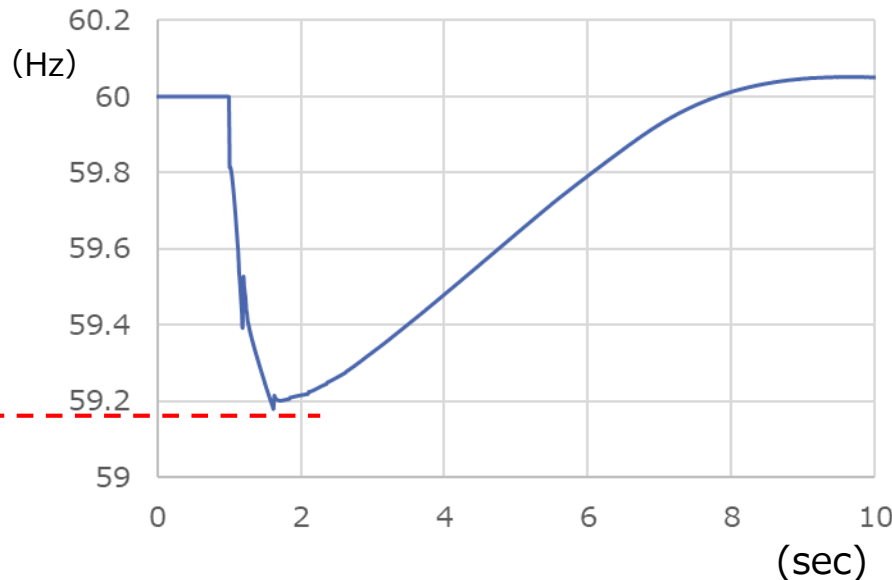
- 沖縄エリアでは、電源事故時における周波数維持のための最適な負荷遮断量算出を目的として、中央制御方式UFR(SSC)を導入した。
- 発電機脱落時に対応する負荷遮断を実施することで、システムの安定維持が可能となり、発電機の連鎖脱落を回避することができるようになった。

## 沖縄電力株式会社 中央制御方式UFR(SSC)



～電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)の必要性の再確認～

- 前述の中央制御方式UFR(SSC)を活用した場合の、沖縄エリアにおける電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約（電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)）の影響を確認するため、上げ調整力0MW・発電機運転台数4台にて、電源脱落時の周波数状況を試算することとした。
- 周波数シミュレーション結果として、**上げ調整力0MWかつ4台運転においても、中央制御方式UFR(SSC)により負荷遮断を行うことで、周波数を一定値以上に維持でき、発電機の連鎖脱落が発生しない**という試算結果が得られた<sup>※</sup>。  
※運転台数減少に伴う周波数変化率RoCoFの増加などについては、慣性力に係る対応策として別途検討
- このことから、上げ調整力確保という観点からは、**電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約（電源 I -a(最低限必要な57MW)、最低運転台数(5台)）については考慮する必要はないと考えられる**がどうか。
- なお、5台未満(4台)運転については、これまで運用実績がないため、**今後、実運用での検証**を沖縄電力にて実施する予定である。



検討条件

- 需要742MW
- 運転発電機
- 石川石炭1号（最大出力）
- 具志川1・2号（最大出力）
- 吉の浦1号（脱落）
- 非FRT(55MW)

脱落量	脱落発電機	200MW
	PV不要解列	約50MW
遮断量	SSC遮断量	約255MW

周波数の時間推移（4台運転時、発電機脱落后、上げ調整力0のケース）

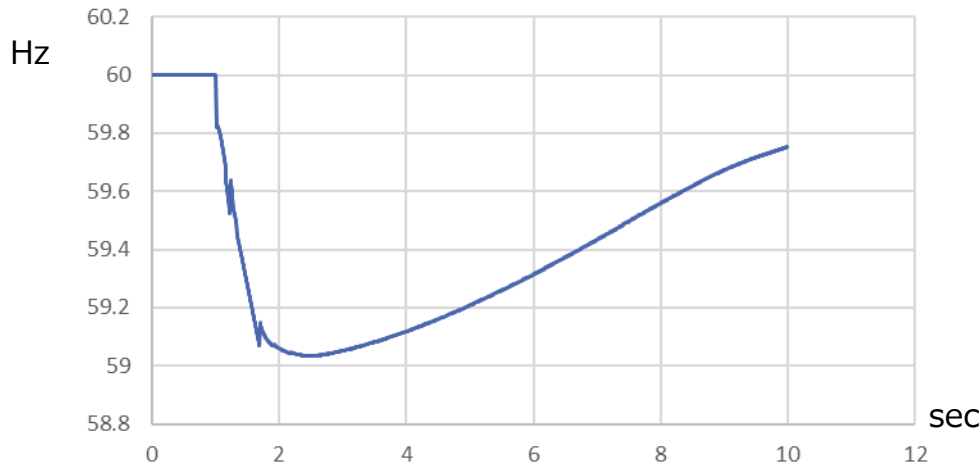
- 前述の4台運転時の周波数状況としては、5台運転時よりも上げ調整力が少ないことから、周波数低下が大きくなるものの、中央制御方式UFR(SSC)による負荷遮断により、58Hz以上を維持可能であり、発電機の連鎖脱落は発生しない※1。  
 ※1 運転台数減少に伴う周波数変化率RoCoFの増加などについては、慣性力に係る対応策として別途検討
- また、中央制御方式UFR(SSC)による負荷遮断量は、電源脱落量に応じて制御されるため、上げ調整力や運転台数が異なっても、電源脱落量が同じ※2であれば、ほとんど差異は生じない。  
 ※2 運転台数の変化等により発電機出力に変化が生じることがある

検討条件：需要767MW（系統容量の小さい(周波数変化の大きい)軽負荷期需要)

[MW]

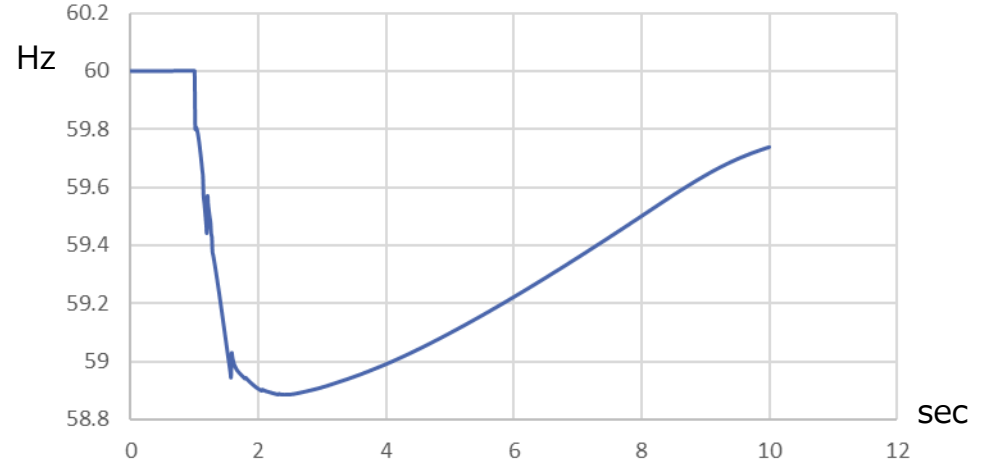
各ケース発電機出力	石炭石川1号	牧港9号	具志川1号	金武1号	吉の浦1号	FRT	非FRT
5台運転	115	60	90	95	170	121	116
4台運転	148	60	-	152	170	121	116

脱落機



5台運転（吉の浦170MW脱落）

周波数	最低周波数	59.0 Hz
負荷遮断量	SSC制御	256 MW



4台運転（吉の浦170MW脱落）

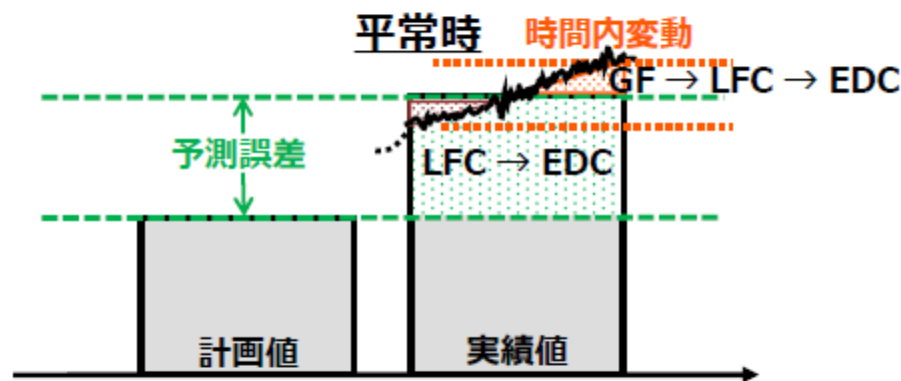
周波数	最低周波数	58.9 Hz
負荷遮断量	SSC制御	256 MW

- 沖縄エリアにおける年間を通して最低限必要な調整力(301MW=電源 I -a57MW+電源 I -b244MW)については、前述のとおり電源脱落時の周波数低下に対応する調整力の制約（電源 I -a(最低限必要な57MW)）を考慮しないことから、論点2（沖縄エリアの需給運用等について再確認）の確認内容を踏まえて、あらためて検討することとしてはどうか。

## 論点2：沖縄エリアの需給運用等について再確認

- ✓ 調整力の活用状況（時間内変動、予測誤差などの実績状況）
- ✓ 供給信頼度の状況  
（需要変動影響、電源脱落影響、厳気象対応、稀頻度リスク対応）

- 需給調整市場で調達すべき調整力は予測誤差、時間内変動、電源脱落等。
- これらの事象に対応するため、各一般送配電事業者はGF、LFC、EDCに活用できる調整力を確保。
- また、一定程度のバックアップ電源も必要不可欠。



#### 予測誤差

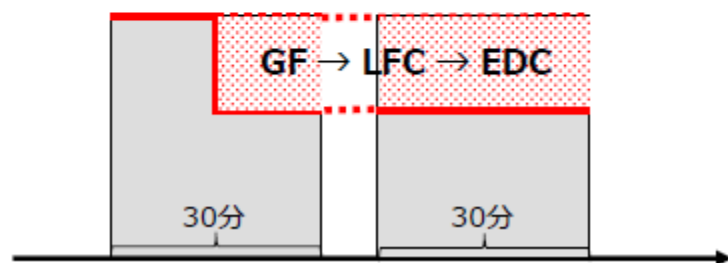
- 計画値と実績値の30分毎の平均の誤差。
- 主にLFC、EDCで対応。

#### 時間内変動

- 30分未満の変動。
- 秒単位の変動にはGFで対応。分単位以上の変動には主にLFC、EDCで対応。

#### 事故時

##### 電源脱落



#### 電源脱落

- 電源脱落に備え、一定程度のバックアップ電源を確保。
- 脱落直後の瞬時の応答が必要になるため、直後はGFで対応し、その後LFC、EDC等で対応。

# 沖縄エリアにおける調整力の活用状況について ～時間内変動および30分内残余需要予測誤差～

- 沖縄エリアにおける調整力の活用状況として、「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」について確認する。具体的には、2017年度～2019年度の3年間の「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」について、実績を各月、各時間帯(日中帯(9時～18時)・点灯帯(18時～22時)・夜間(22時～9時))に分けて、各コマにおける3σの値を確認した。
- 試算結果としては、下表のとおり、「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」の合成3σは時間帯によって55MW～170MWと変化するものの、これまで通り、沖縄エリアの電源Ⅱ余力が十分にあることを踏まえれば、最低限必要な55MWを電源Ⅰ-aとして調達することが考えられるか。引き続き、論点3において検討する。

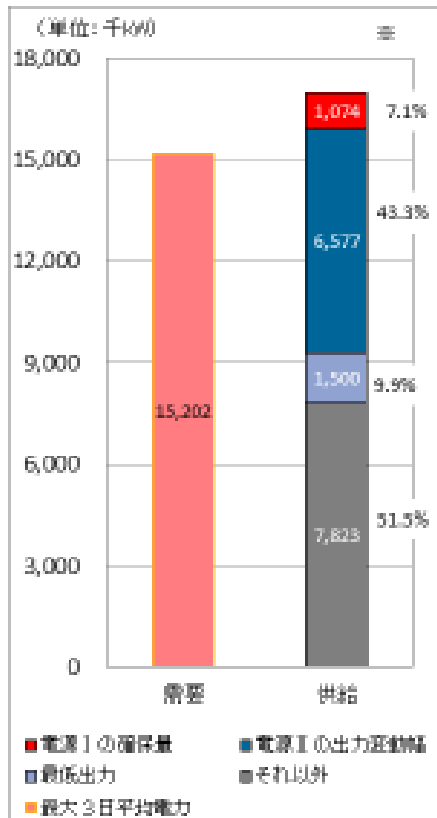
各時間帯別の時間内変動3σ+30分内残余需要予測誤差3σ

	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
9時～18時	159	170	167	126	107	170	124	125	126	131	169	128	155
18時～22時	68	90	78	74	69	107	72	55	74	87	77	64	80
22時～9時	85	85	104	110	82	92	81	78	76	89	102	87	95

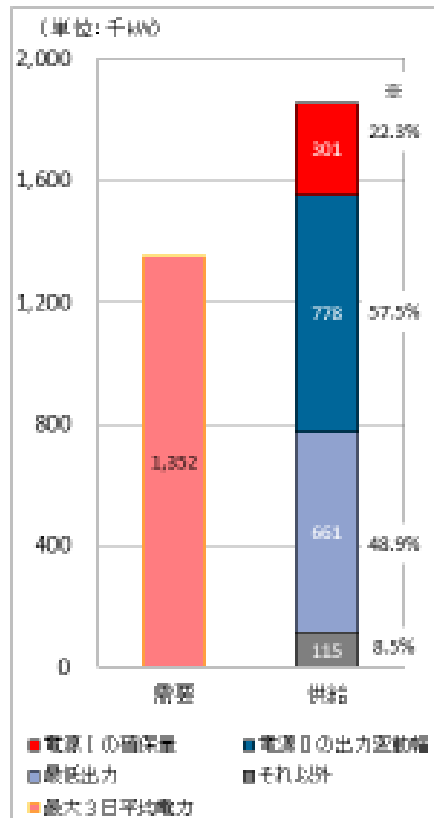


- 2020年度調整力確保計画において、沖縄エリアでは電源Ⅰ・Ⅱの合計容量が電源全体の90%以上を占めており、H3需要を大きく上回っている（H3需要の約129%）。
- また、沖縄エリアは、独立系統であり、卸電力市場もないことから、電源Ⅱ余力は、全てエリア内で確保できる。そのため、H3需要時に、需要予測誤差(不足インバランス)があったとしても、電源Ⅱ余力にて充足可能と考えられる。
- なお、現状の電源構成が大きく変わった場合は、実運用断面に必要な調整力が電源Ⅱ余力では不足する可能性があることから、電源Ⅰの調整力としての必要量を再検討する必要があるか。

九州



沖縄



現在、沖縄エリアは、電源Ⅰ・Ⅱの合計容量が電源全体の90%以上、H3需要の約129%となっている

- **現状の供給計画**では、沖縄エリアの供給信頼度評価方法として、電源 I -a(57MW)と電源 I -b(244MW)の合計の**電源 I (301MW)を除いた供給力がH3需要を上回ることを基準に評価**しているところ。
- したがって、沖縄エリアTSOが確保すべき電源 I 調整力の必要量(301MW)を見直すことにより、沖縄エリアの供給信頼度評価方法に影響を与えることが考えられる。
- 上記を踏まえ、これまで議論されてきた供給信頼度の考え方を整理し、あらためて沖縄エリアにて確保すべき必要供給予備力を検討することとした。

沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

また、沖縄エリア<sup>20</sup>については、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」(以下、「電源 I」という：合計30.1万kW)を除いた場合の供給力<sup>21</sup>が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-8に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-8 沖縄エリアにおける電源 I 控除後の予備率見通し (送電端)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	44.8%	30.8%	10.0%	8.1%	7.3%	10.4%	21.7%	22.4%	33.1%	28.4%	38.5%	54.0%

- 本土エリア(9エリア)においては、再エネ(太陽光)大量導入に伴い、8760時間の年間EUEにおける供給信頼度基準を策定することとした。そして、その考え方として、供給信頼度は「現状レベル(7%)」を下回らないことと整理し、EUE基準を求めている。
- 沖縄エリアにおいても、供給信頼度基準を策定する際には、本土9エリアと同様の考え方(現状レベルを下回らないこと)とすることが考えられる。
- 他方で、**沖縄エリアの現状レベルの予備率(至近5カ年の供給計画における年間最大需要時の予備率)としては、8月H3需要の28%~50%程度と大きく、本土9エリアの予備率と乖離がある。**
- したがって、**沖縄エリアの現状レベルの予備率の妥当性から整理することが必要ではないか。**
- 具体的には、これまでの沖縄エリアでの予備力の考え方を整理するとともに、**沖縄エリアにおける妥当な供給信頼度の考え方および必要予備力(必要予備率)を整理すること**としてはどうか。

<各年度供給計画第1年度における沖縄エリアの予備率>

年度	2016	2017	2018	2019	2020
8月H3需要	143万kW	145万kW	146万kW	148万kW	146万kW
8月予備率	50.5%	50.4%	36.3%	33.5%	27.9%

沖縄エリアの予備率が大きい⇒現状レベルの予備率の妥当性から整理が必要

出所) 本日の資料2を修正

※持続的需要変動対応を含めると8%

- **これまでの供給信頼度評価**では、**8月ピーク時間帯の供給信頼度基準をLOLP:0.3[日/月]**と定めていた。
- そして、上記の**供給信頼度基準を満たす必要予備率を求めるために**、8月各日のピーク時間帯の確率論的評価手法の**LOLPにて算定したところ、各エリアともに8月H3需要の必要予備率が7%※程度という算定結果**が得られた。また、8月の必要予備率算定結果を踏まえ、**8月以外の各月のH3需要に対する必要予備率についても**、8月の必要予備率(8月H3需要の7%※)を**準用**している。
- 上記を踏まえ、**分かり易さの観点**から、供給信頼度評価方法としてはLOLP:0.3[日/月]ではなく、**各月のH3需要の7%※以上を確保していることを供給信頼度の指標**として管理していた。

これまでの供給信頼度基準  
= 8月ピーク時間帯LOLP評価:0.3[日/月]

8月ピーク時間帯LOLP:0.3[日/月]の必要予備率→各エリアの8月H3需要の7%程度  
⇒ **各月の必要予備率についても各エリア予備率7%※を準用**  
(融通後の各エリア各月H3需要7%を確保≒全国各月H3需要合計7%≒供給信頼度確保として評価)

エリア	LOLP	基準
北海道	0.3[日/月]	0.3
東北	0.3[日/月]	
東京	⋮	
中部		
北陸		
関西		
中国		
四国	0.3[日/月]	
九州		

必要予備率を算出

LOLP解析による算出結果

H17年度計算結果(想定断面: H21年度(第5年度)8月)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
最大3日平均電力 (MW)		4,800	14,380	61,830	26,560	5,450	30,640	11,960	5,640	16,830	178,090
各社単独時 ケース	予備力 (MW)	629	1,497	5,377	2,628	660	2,675	1,176	759	1,627	17,028
	予備率 (%)	13.1	10.4	8.7	9.9	12.1	8.7	9.8	13.5	9.7	9.6(平均)
各社連系時 ケース	予備力 (MW)	358	1,107	4,392	1,959	341	2,039	781	356	1,152	12,485
	予備率 (%)	7.5	7.7	7.1	7.4	6.3	6.7	6.5	6.3	6.9	7.0(平均)
連系効果 (単独-連系)	予備力 (MW)	271	390	985	669	319	636	395	403	475	4,543
	予備率 (%)	5.6	2.7	1.6	2.5	5.8	2.0	3.3	7.2	2.8	2.6(平均)

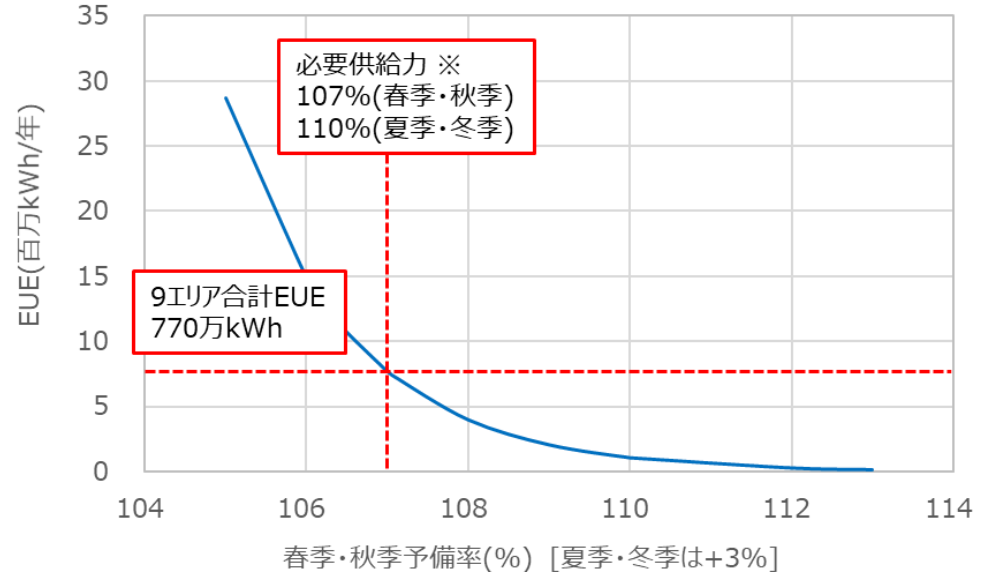
※ 単独(エリア間連系を考慮しない)ケースと、連系(エリア間連系を考慮する)ケースの予備率の差が連系効果。連系効果分を連系線のマージンとして設定。

出所) 本日の資料2を修正

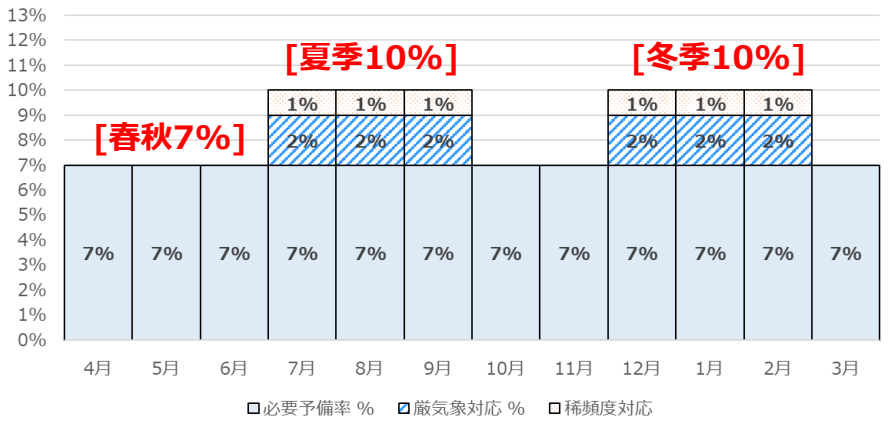
■ 本土9エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴い確率論的評価手法として8760時間の年間EUEを適用するときには、全国の供給信頼度基準の考え方として、「現状レベル」を下回らないことと整理し、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した**全国の必要供給予備力(春季・秋季7%と夏季・冬季の10%)に相当する各エリア均一となる年間EUEを算定**した結果、需要1kWあたりの年間EUE:0.048kWh/kW・年を供給信頼度基準とした。

必要予備率からEUEを算定

EUEカーブ



必要供給予備率(2019年度)



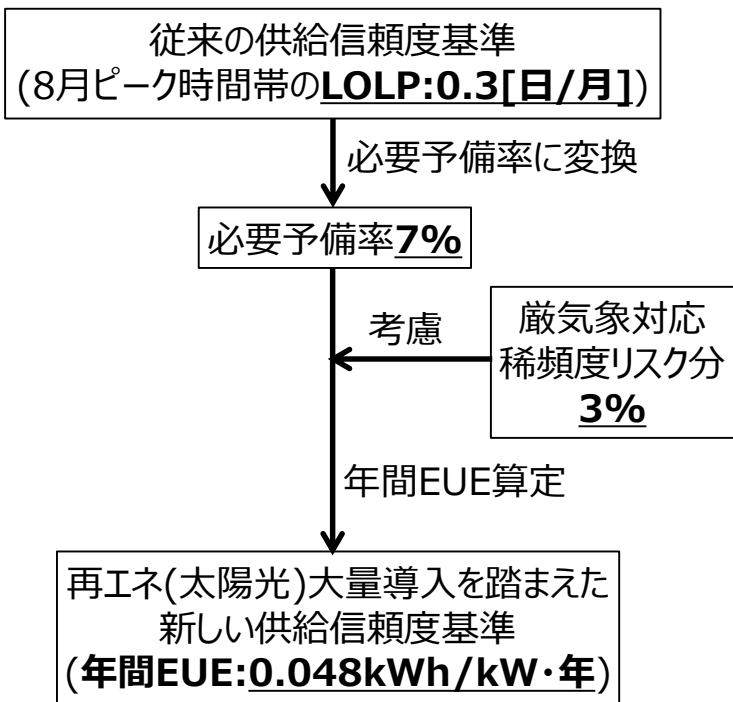
需要1kWあたりのEUEを算定

	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)

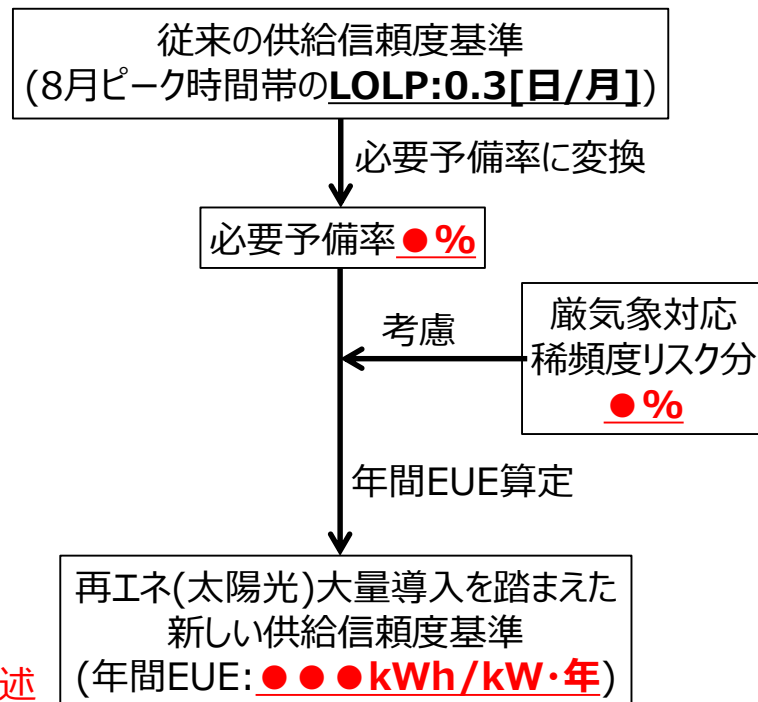
各エリアの年間EUEは0.048kWh/kW・年に均一

- **本土9エリア**では、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率論的評価手法として年間EUEを適用するときには、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7%**に対して、**厳気象対応・稀頻度リスク分の3%**を考慮して**年間EUEを算定**することで、**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。
- **沖縄エリア**においても、同様に、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率論的評価手法として**年間EUEを適用**することとしてはどうか。そして、従来の8月ピーク時間帯の供給信頼度基準**LOLP:0.3[日/月]**に相当する**必要予備率**に対して、**厳気象対応・稀頻度リスク分**を考慮して**年間EUEを算定**することで、供給信頼度基準を定めてはどうか。
- 今回、沖縄エリアのLOLP:0.3[日/月]に相当する必要予備率および厳気象対応・稀頻度リスク分について整理した。

本土9エリアの供給信頼度基準の見直し



沖縄エリアの供給信頼度基準の見直しの方向性



沖縄エリアにてEUEを適用

※朱書きの数値は後述

- 本土9エリアのEUEの供給信頼度基準0.048kWh/kW・年を算定するにあたっては、8月ピーク時間帯のLOLP:0.3 [日/月]に相当する必要予備率7%を、各月の必要予備率に準用して、各月の予備率7%一律にて算定した。
- 沖縄エリアでの供給信頼度基準を算定する際も同様の考え方(各月の必要予備率一律)とすることが考えられる。
- 他方で、**本土9エリアと沖縄エリアでは、系統規模に大きな乖離があり、系統規模に対しての発電機1台脱落の影響と需要変動の影響が異なる。**
- 具体的には、本土9エリアでは、発電機1台脱落の影響はH3需要の1%程度に対して、需要変動の影響は平年気温に対する1℃変化としても2%以上と大きい。したがって、**本土9エリアでは、需要の大きさに対して予備率管理することにより供給信頼度評価することに一定の合理性がある**と考えられる。
- これに対して、沖縄エリアでは、発電機1台脱落の影響はH3需要の9~18%に対して、需要変動の影響は平年気温に対する1℃変化として2%程度と小さい。したがって、**沖縄エリアでは、本土9エリアと同様に各月の必要予備率を一律とする考え方とともに、各月の必要予備力を一律とすることも考えられる**がどうか。
- また、上記を踏まえると、沖縄エリアの供給信頼度(必要供給予備力)は発電機容量(発電機出力)の影響を受けることから、**どのような発電機容量(発電機出力)において、本来あるべき供給信頼度(必要供給予備力)を検討すべきか整理することが必要**ではないか。

<供給信頼度への影響>

	系統規模(H3需要)	発電機1台脱落影響	需要変動影響
本土9エリア	15,746万kW	最大単機容量116万kW →H3需要の0.7% (需要変動より影響小)	1℃当りの気温感応度383万kW/℃ →H3需要の2.4% (発電機1台脱落より影響大)
沖縄エリア	135万kW	最大単機容量24万kW →H3需要の18% (需要変動より影響大)	1℃当りの気温感応度3万kW/℃ →H3需要の2.2% (発電機1台脱落より影響小)

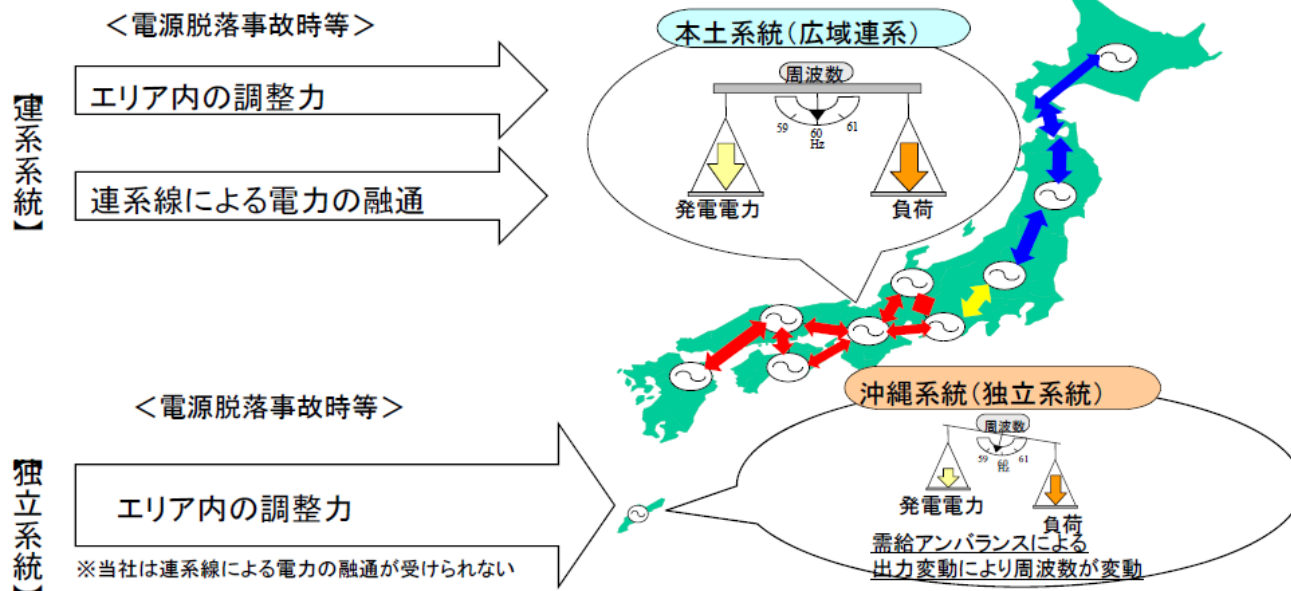
- 沖縄エリアは本土に比べて小規模独立系統であり、系統規模(需要)に対して最大単機容量が大きいいため、需要変動よりも電源脱落時の影響が大きく、大きな停電量が発生することとなる。

### 1. 沖縄系統の特徴について

- 小規模独立系統であり、他系統(他電力)との連系線が無い。
- 電源が火力発電(定格35~251MW)のみである。
- 系統内における常時並列台数が5台~9台と少ない。
- 系統規模に対して最大単機容量が大きいいため、電源脱落時の影響が大きい。

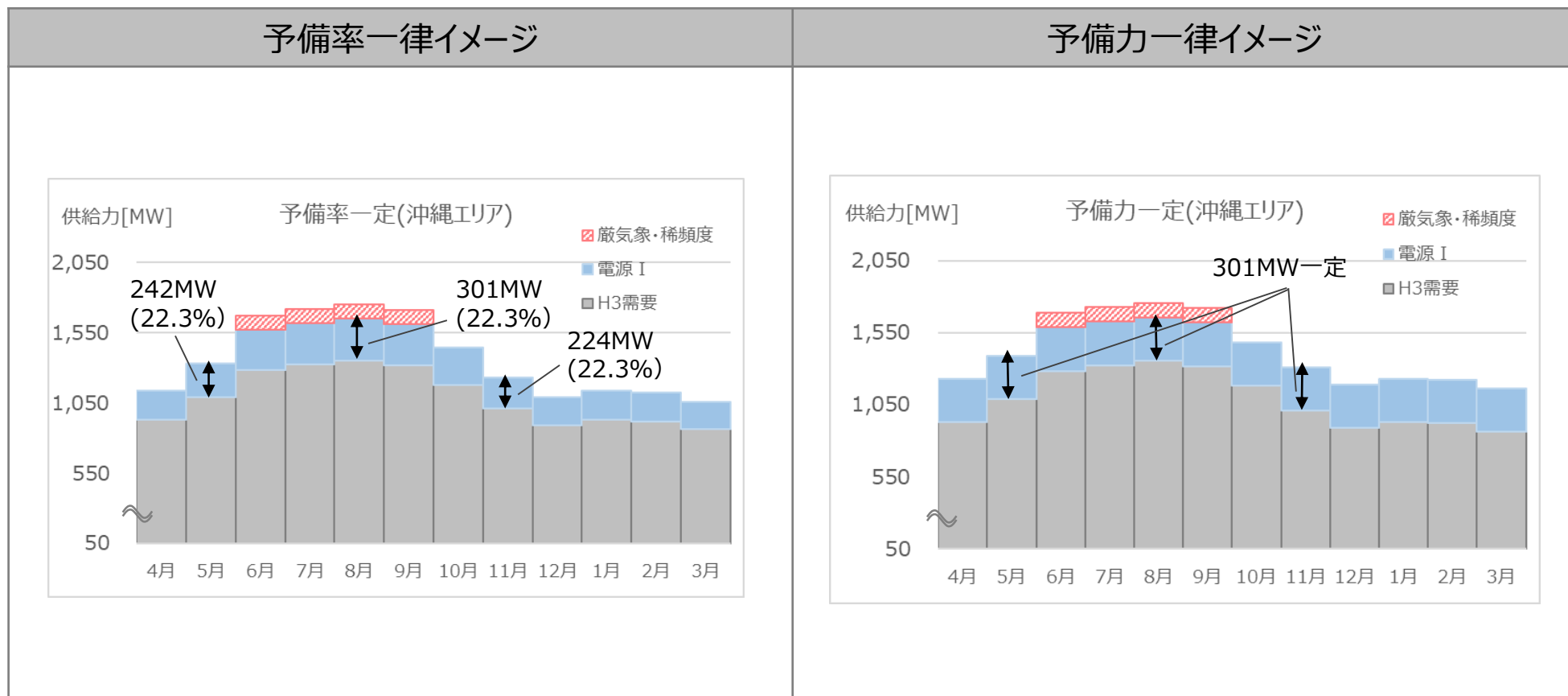
小規模独立系統である当社は、電源脱落事故時には需給バランスが崩れるため、周波数を維持できず、停電が発生します。連系線による電力の融通が受けられないことから、エリア内で電源脱落事故時の停電復旧に必要な調整力を確保する必要があり、他社と比べてその必要量は大きくなります。

→ 停電量が大きい





- 例えば、8月の予備力が301MWの場合の、各月の予備率一律と予備力一律の需給バランスを以下のイメージのとおり比較すると、予備力一律の方が、予備率一律の場合に比べて、最大需要月(8月)以外の月で予備率を多く持つこととなり、年間EUEは小さくなると考えられる。



# 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 ～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	具志川1G	具志川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

- 前述の沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっての発電機容量(発電機出力)118MWとして選定した発電所(牧港発電所9Gや石川発電所2G)の燃種は重油である。
- 将来的なカーボンニュートラルに向けては、コンバインドサイクル機が主流となる可能性があると思定すると、将来的には牧港発電所9G・石川発電所2Gはコンバインドサイクル機に置き換わる可能性がある。その場合に、現状の沖縄エリアのコンバインドサイクル機である吉の浦発電所(最大出力244MW)のように、最大出力が118MWよりも増加すると、沖縄エリアの供給信頼度基準の算定に影響を与えることとなるか。
- 他方で、現在、日本に導入されている小規模コンバインドサイクル機としては、55MW～125MW規模のものが存在する。したがって、118MW程度のコンバインドサイクル機が設置される可能性はないとは限らないか。
- 以上のことから、上記の沖縄エリアの供給信頼度基準の算定にあたっての発電機容量(発電機出力)を118MWとすることについては、一定程度の現実性のあるものと考えられるがどうか。

<発電機出力が118MW規模の主なコンバインドサイクル発電機(発電端値)>

エリア	発電機	定格出力	台数
東北	新潟5号系列	54.5MW	2台
中部	四日市4号系列	117MW	4台
中国	柳井1号系列	125MW	5台
九州	新大分1号系列	120MW	6台

- 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、 <b>最大出力(送電端)を118MW以下に設定</b>
	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		<b>15.0%(203MW)</b>

- 吉の浦発電所の発電機出力244MW(H3需要比率18.0%)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、約22%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244MW)

	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( <u>最大出力(送電端)は吉の浦の244MW</u> )
	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		<b><u>21.7%(293MW)</u></b>

- 沖縄エリアの厳気象対応・稀頻度リスク分については、下記の式に基づき、現状の電源 I ' 必要量として算定される。
  - 電源 I ' 必要量
    - = 厳気象H1需要×103%
    - { (H3需要×101%+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 前述のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率の算定と同様に、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出すると、**厳気象対応・稀頻度リスク分は70MW(H3需要比率5.2%)**と算定される。

## 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

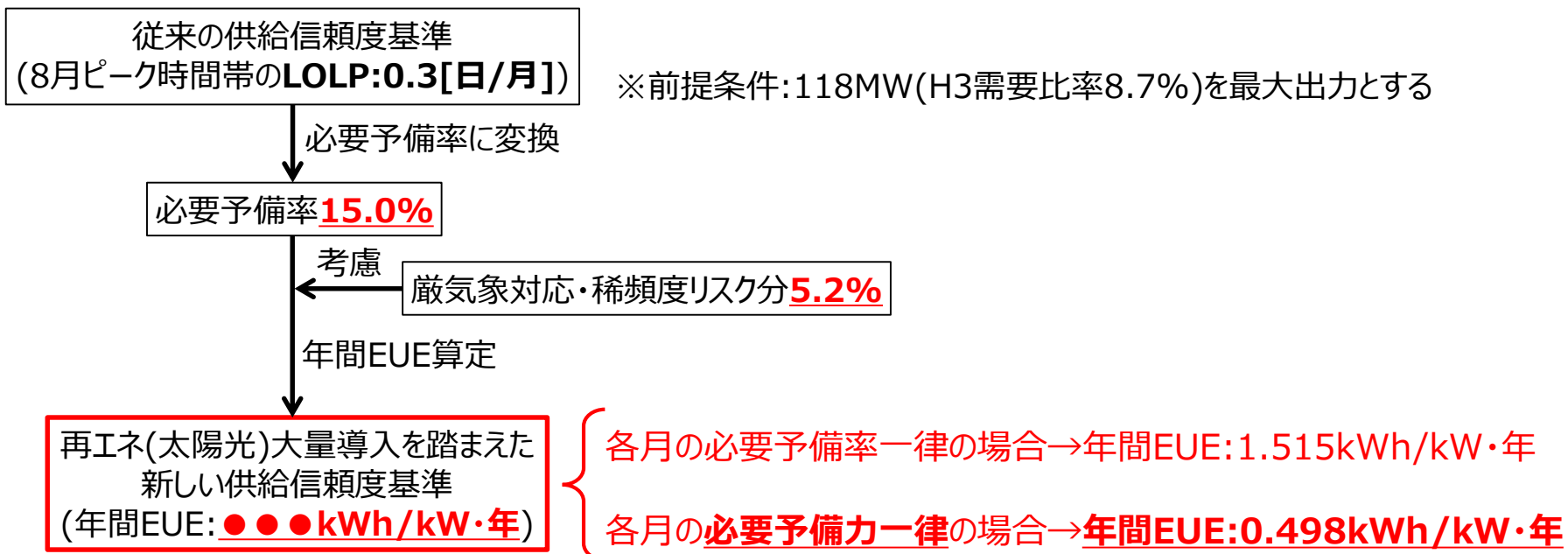
132

- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率※を考慮すると、以下のとおりとなる。
  - ※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている
- 電源 I ' 必要量
  - = 厳気象H1需要×103%
  - { (H3需要×101%+電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分}
- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。

# 沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE基準値)の算定

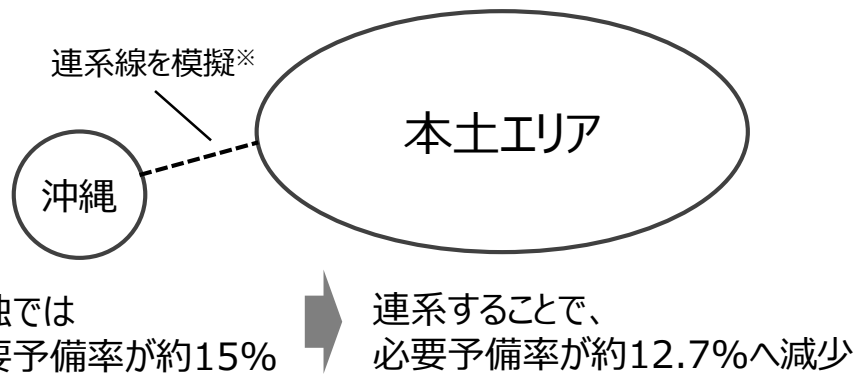
- 以上のことから、沖縄エリアにおいて、再エネ(太陽光)大量導入に伴う確率論的評価手法としてEUEを適用することとし、従来の供給信頼度基準(8月ピーク時間帯の**LOLP:0.3[日/月]**)に相当する**必要予備率15.0%**に対して、**厳気象対応・稀頻度リスク分の5.2%**を考慮して、**各月の必要予備率を一律とする場合、および各月の必要予備力を一律とする場合の年間EUEを算定することとする。**なお、この場合、発電機出力**118MW(H3需要比率8.7%)**を最大出力として算定することとする。
- 上記条件による算定の結果、各月の必要予備率を一律とする場合は年間EUE:1.515kWh/kW・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

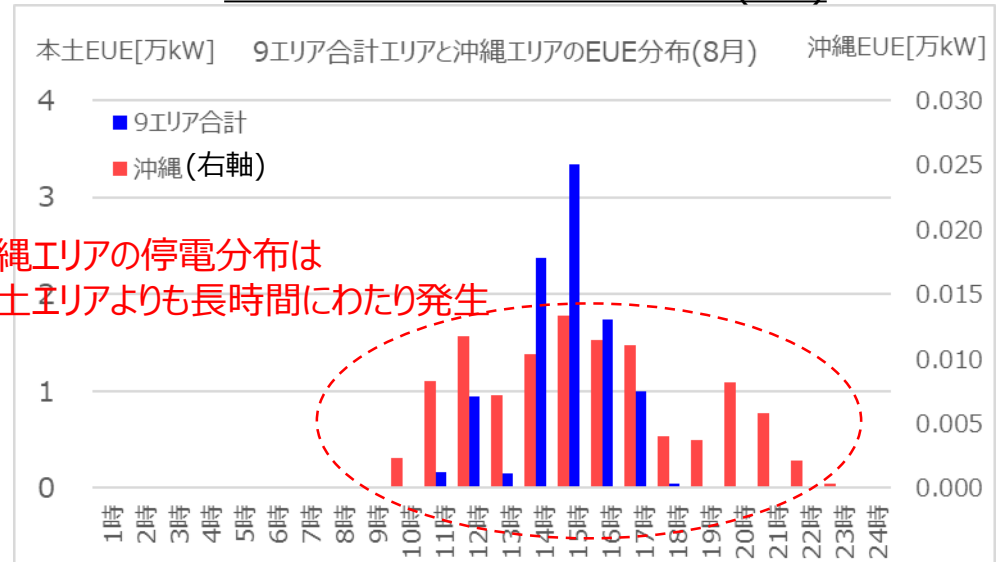


- 前述の供給信頼度基準の算定において、従来の8月ピーク時間帯のLOLP:0.3日/月を満たす必要供給予備率は、沖縄エリアは15.0%であり、本土9エリアの7%よりも大きい。
- 他方で、沖縄エリアの年間EUE基準値(需要1kWあたりの年間EUE:0.498kWh/kW・年)は、本土9エリアの年間EUE基準値(需要1kWあたりの年間EUE:0.048kWh/kW・年)よりも大きくなった。
- 上記の理由としては、沖縄エリアは小規模系統かつ独立系統であり、また需要に対して発電機出力が大きく、需要変動よりも電源脱落の影響が大きくなった結果、本土エリアよりもEUE値が大きくなったと推定される。
- その妥当性評価として、仮に沖縄エリアを本土エリアと連系接続※した場合の必要予備率について確認した結果、約12.7%と独立系統の場合から約2.3%減少しており、独立系統であることが停電量増加の要因の1つと考えられる。
- また、沖縄エリアと本土エリアの停電分布を比較すると、需要ピーク時間帯に停電分布が集中している本土エリアに対して、沖縄エリアは、停電分布が幅広い時間帯にわたり発生していることから、LOLPによる8月ピーク時間帯のみの停電量よりも、EUEによる年間8760時間の停電量の方が大きく算定されていると考えられる。

※連系線模擬は周波数要因と仮定し、約1.7~2.9%(H3比率)で設定し検証



本土エリアと沖縄エリアの停電分布(8月)





■ 沖縄エリアの電源側事故による停電実績<sup>※1※2</sup>としては、本土9エリア平均の約4倍程度である。(年度によって2～28倍程度)

<各エリア原因箇所別<sup>※1</sup>・低圧電灯需要家停電実績<sup>※2</sup>>

※1 電源側事故による低圧電灯需要家の停電実績を抽出。電源側とは発電所、変電所、送電線路及び特別高圧配電線路に係るものをいう。

※2 データが表示単位に満たない場合は「a」と記載している。平均は需要家口数による加重平均。離島も含む実績。

● 1需要家あたりの年間停電回数 (回/年)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	本土平均	沖縄/本土比率
2015年度	0.06	a	0.03	0.01	a	0.02	0.01	0.01	0.03	0.21	0.02	9.7倍
2016年度	0.05	0.03	0.09	0.12	0.01	0.02	0.04	a	-	0.16	0.06	2.8倍
2017年度	0.04	0.02	0.05	a	0.01	0.04	0.01	0.02	0.02	0.09	0.03	2.9倍
2018年度	-	a	0.05	0.04	a	0.05	0.02	0.01	0.02	0.22	0.03	6.5倍
2019年度	0.06	0.01	0.10	0.02	a	0.04	0.01	0.01	0.02	0.15	0.05	2.9倍
平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.17	0.04	4.3倍

● 1需要家あたりの年間停電時間 (分/年)

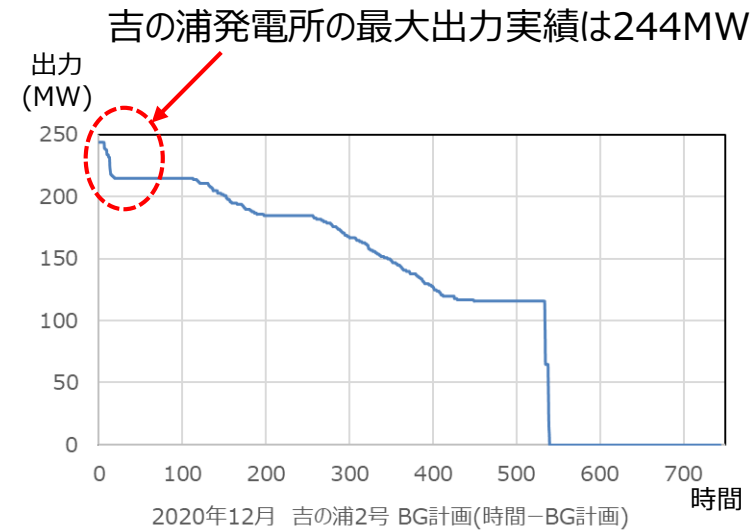
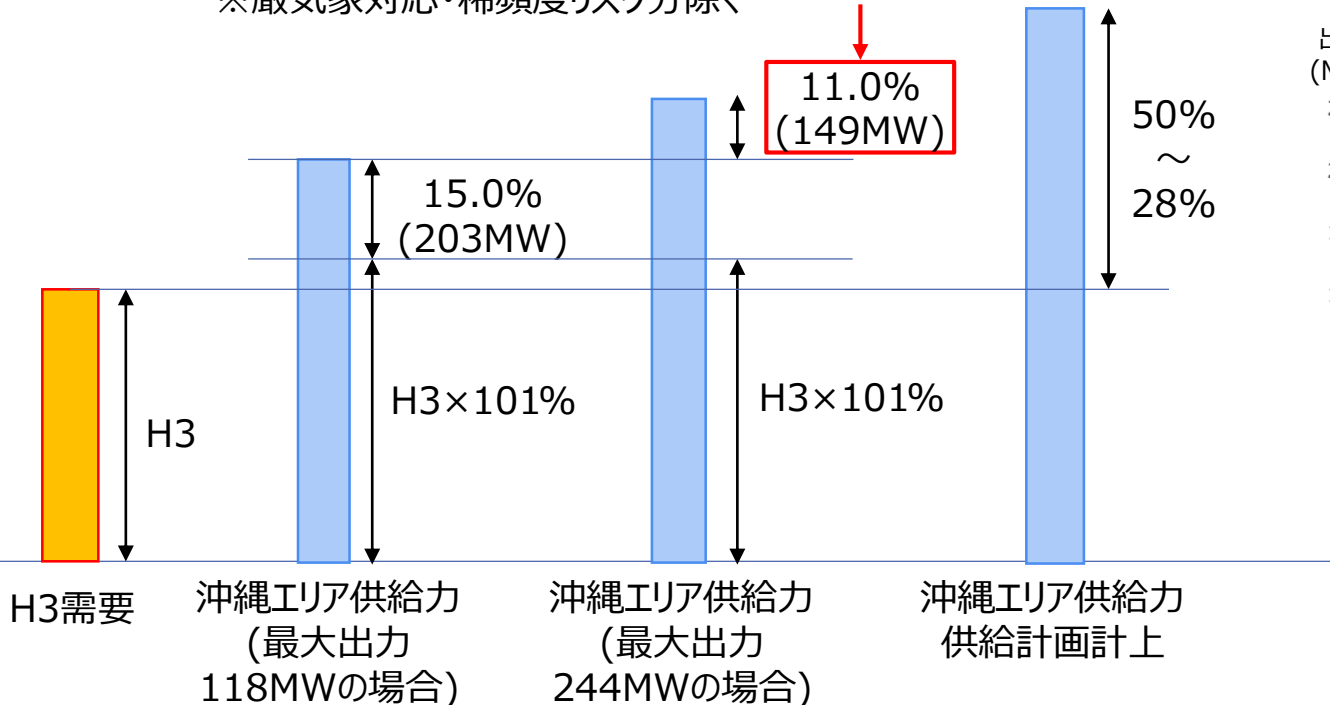
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	本土平均	沖縄/本土比率
2015年度	3.00	a	a	a	a	a	a	a	1.00	6.00	0.22	27.5倍
2016年度	12.00	4.00	1.70	2.00	a	a	1.00	a	-	9.00	1.74	5.2倍
2017年度	3.00	a	a	a	a	2.00	a	0.58	a	1.00	0.46	2.2倍
2018年度	-	a	0.59	2.90	a	5.00	5.37	8.00	8.00	11.00	2.81	3.9倍
2019年度	1.00	2.00	7.00	7.00	a	1.00	a	a	1.00	8.00	3.88	2.1倍
平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.00	1.82	3.8倍

【出所】電気の質に関する報告書(2015～2020年度実績,広域機関)(2016年12月,2017年11月,2018年10月,2019年12月,2020年12月)

<https://www.occto.or.jp/houkokusho/index.html>

- 前述の沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/kW・年)を満たす必要予備率15.0%(必要予備力203MW)については、発電機出力118MW(H3需要比率8.7%)を最大出力として算定したものである。
- 他方で、運用実態としては、吉の浦発電所の**発電機出力244MW(H3需要比率18.0%)の実績**があり、これを最大出力とした場合の、沖縄エリアの供給信頼度基準(年間EUE:0.498kWh/KW・年)を満たす**必要予備率を算定すると、26.0%となり**(必要予備力は352MWとなり)、必要供給力(必要予備率の差異11.0%、必要予備力の差異149 MW)のギャップが生じることとなる。
- 上記の必要供給力の**ギャップの扱い**については、**論点3の「沖縄エリアの調整力の必要量の考え方の再検討」において整理**することとしたい。

沖縄エリアの必要供給力イメージ  
 ※厳気象対応・稀頻度リスク分除く **論点3で整理**



- 今回、論点1「沖縄エリアの調整力の必要量、調達方法に係る制約の再整理」においては、これまで電源脱落時の周波数低下対応として制約していた I -a必要量57MW、最低5台運転、年間一定の電源 I 調達については、中央制御方式UFR(SSC)を活用することで、制約の考慮は不要であることと整理したがどうか。
- また、論点2「沖縄エリアの需給運用等について再確認」においては、調整力の活用状況として、「時間内変動」および「30分内残余需要予測誤差」についての算定結果をお示しするとともに、供給信頼度の状況として、沖縄エリアにおける供給信頼度の考え方を整理し、沖縄エリアの供給信頼度基準として「需要1kWあたりの年間EUE:0.498kWh/kW・年」と定めたがどうか。
- 今回のご議論内容を踏まえ、引き続き、論点3の「沖縄エリアの調整力の必要量の考え方の再検討」について検討を進めていきたい。

- 沖縄エリアのEUE算定諸元としては、本土エリアのEUE基準値の策定と同様に、2020年度の諸元をベースに作成した。ただし、本土エリアでは2019年度供給計画の2020年度のデータを用いたが、沖縄エリアでは最新の2020年度供給計画の2020年度のデータを用いている。

項目	説明
全般	・2020年度供給計画の2020年度データをベースとして、各諸元を設定
需要	・2020年度供給計画の2020年度H3需要(離島除く)と震災後(2012年～)の需要実績を元に作成し、反映
供給力	・厳気象月(6～9月)を除く、補修後の各月の供給予備力が1年間を通して一律の値になるものと仮定し、算定 ・厳気象月(6～9月)は電源 I ' 分を追加し、算定
電源ラインナップ	・2020年度供給計画の2020年度データの電源休廃止計画を反映
電源の 計画外停止率	・2017年度(2014～2016年度実績)の調査結果を設定 (火力：2.6%)
(参考)電源 I '	・電源 I ' の算定式に基づき必要量を算出 $H1\text{需要} \times 103\% - \{ (H3\text{需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$ ※H1需要、H3需要は2020年度の電源 I ' 算定諸元に整合させて2019年度供給計画の2020年度のデータを適用して算出