

2020年度向け調整力公募に向けた課題整理について

2019年5月23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

		2019年度第1Q	2019年度第2Q	2019年度第3Q	2019年度第4Q
一般送配電事業者	2020年度向け調整力の公募	公募準備		公募	契約手続き
本委員会	2020年度向け調整力の公募に向けた電源 I 必要量等の検討	必要量、要件等の検討	審議 本日	審議	審議
		※2021年度以降の調整力公募について検討 (需給調整市場に関する議論等と連携をとりながら検討)			

※昨年度の公募スケジュールをもとに記載。

一般送配電事業者の公募スケジュールに合わせて、本委員会で審議を行えるように検討を進める予定。

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I ' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I ' の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I ' の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I ' の活用について
 - (7) 電源 I ' のエリア外調達について
3. まとめ

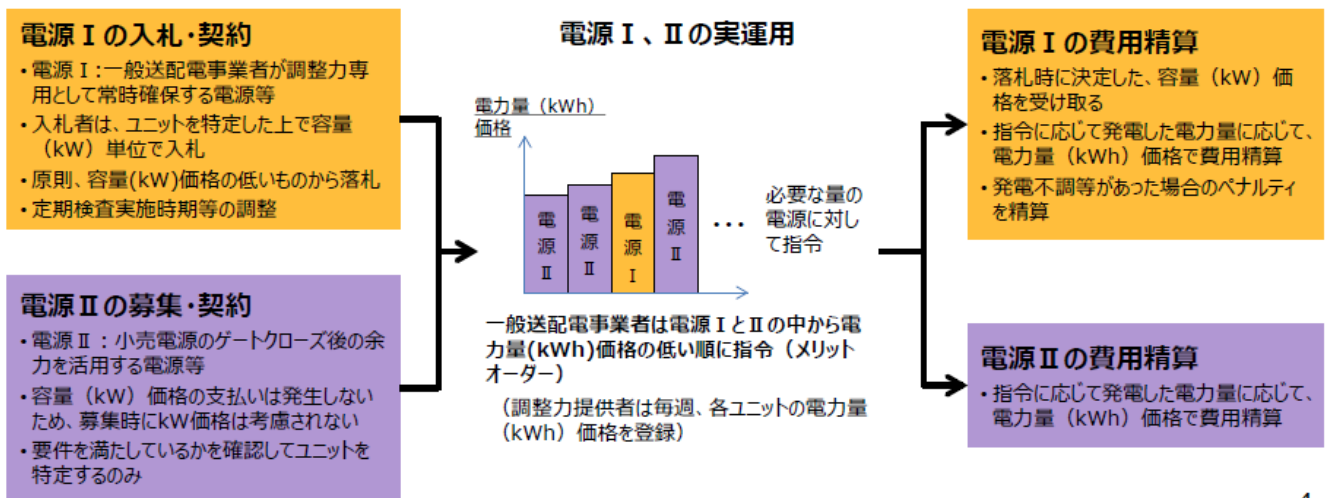
(余白)

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I ' 必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I ' の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I ' の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I ' の活用について
 - (7) 電源 I ' のエリア外調達について
3. まとめ

- 一般送配電事業者が調整力公募により確保する電源 I と電源 II のうち電源 I については必要量を明示して募集し、一般送配電事業者の専用電源としてkW価格を支払い、契約を行うものである。
 - ✓ 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

参考：調整力の公募調達の概要

- 電源 I については、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じた kW 価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じた kWh 価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源 II については、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じた kWh 価格を支払う。kW 価格は支払わない。



- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場については、2021年度の開設に向けて検討が進められているところであり、開設以降、段階的に広域化が進められる予定である。
- 需給調整市場の商品において、三次調整力②は2021年度からの広域調達・広域運用が予定されており、電源Ⅰの中に含まれている部分がある三次調整力①（電源Ⅰ－b相当）の広域調達開始予定時期は2022年度と整理されている。
- 上記スケジュールは運用上のリスクを極力回避することを考慮したものである。具体的には、調整力を広域調達した後に広域需給調整システム（運用）のトラブル等が発生すると、他エリアで確保した調整力の運用ができなくなり、エリアで必要となる調整力が不足するリスクがあることから、調整力の広域運用が安定的に行えることを確認した後、広域調達をすることが望ましいと整理された。
- 今回、公募調達する調整力が活用される2020年度は、需給調整市場開設前であり、一般送配電事業者は調整力公募により、**調整力をこれまでと同様にエリア内で確保する必要があると考えるが、どうか。**

(参考) 年間公募にかかる契約の変更時期

17

■ 需給調整市場および容量市場の開設により、年間公募の契約は以下のように順次変更される。

商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024~ (容量市場開設※)
需給調整市場 の商品				三次② (広域)	需給調整市場		
				三次① (広域)	需給調整市場		
						二次② (広域)	需給調整市場
						二次① (エリア内)	需給調整市場
						一次	需給調整市場 (開始時期検討中)
電源 I -a (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 I -b (kW)		エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場
電源 I' (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 II		エリア内公募 (随時)					余力活用
電源 II'		エリア内公募 (随時)					余力活用
ブラックスタート		電源 I 公募時に公募					公募

今回の
公募対象年度

※国の審議会において容量市場の初回受渡を2024年度から2023年度に見直すことが議論されている。この検討結果を踏まえて需給調整市場のスケジュールを見直す可能性がある。

2020年度から2023年度の調整電源の確保について

2

- 第20回制度検討作業部会において、需給調整市場システム(調達)の運用開始を2021年度とした場合、また、広域運用が広域需給調整システム(運用)の導入後、試験等を経て商品区分ごとに段階的に実施される方向で検討が進められていることを前提に、以下の議論がなされたところ。
 - ✓ 2020年度においては現在の調整力公募を継続せざるを得ないのではないか。
 - ✓ 広域運用が実施できない商品区分については、調整力公募と同等の規律を適用することが考えられる。
 - ✓ 調整力公募と同等の規律を適用する調整力の調達期間については、年間調達とすることを基本とし、必要量等については、広域機関において検討することとしてはどうか。
 - ✓ 2020年度から2023年度においては、調整電源を安定的かつ確実に現在の調整力公募と同様に Δ kW価値とkW価値を同時に調達することとしてはどうか。
- また、2020年度に広域需給調整システム(運用)が設置され中地域3社から一部商品から広域運用が開始される。2021年度に需給調整市場システム(調達)が設置されると三次調整力②(低速枠)の広域調達、広域運用が9社で開始される。
- これらを踏まえると、2020年度から2023年度の調整電源の確保は以下のように考えられるのではないか。
 - ✓ 2020年度においては現在の調整力公募(電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'公募)を年間調達で継続する。
 - ✓ 2021年度から2023年度においては、調整力公募(電源Ⅰ、Ⅰ'公募)により Δ kW価値とkW価値を同時に年間調達することを基本とすると共に、需給調整市場にて三次調整力②(低速枠)の Δ kWを広域的に調達する。
※なお、広域的な運用については、2021年度から三次調整力②(低速枠)が開始され、2020年度から中地域3社においては三次調整力②(低速枠)以外の一部商品について広域運用が開始される。

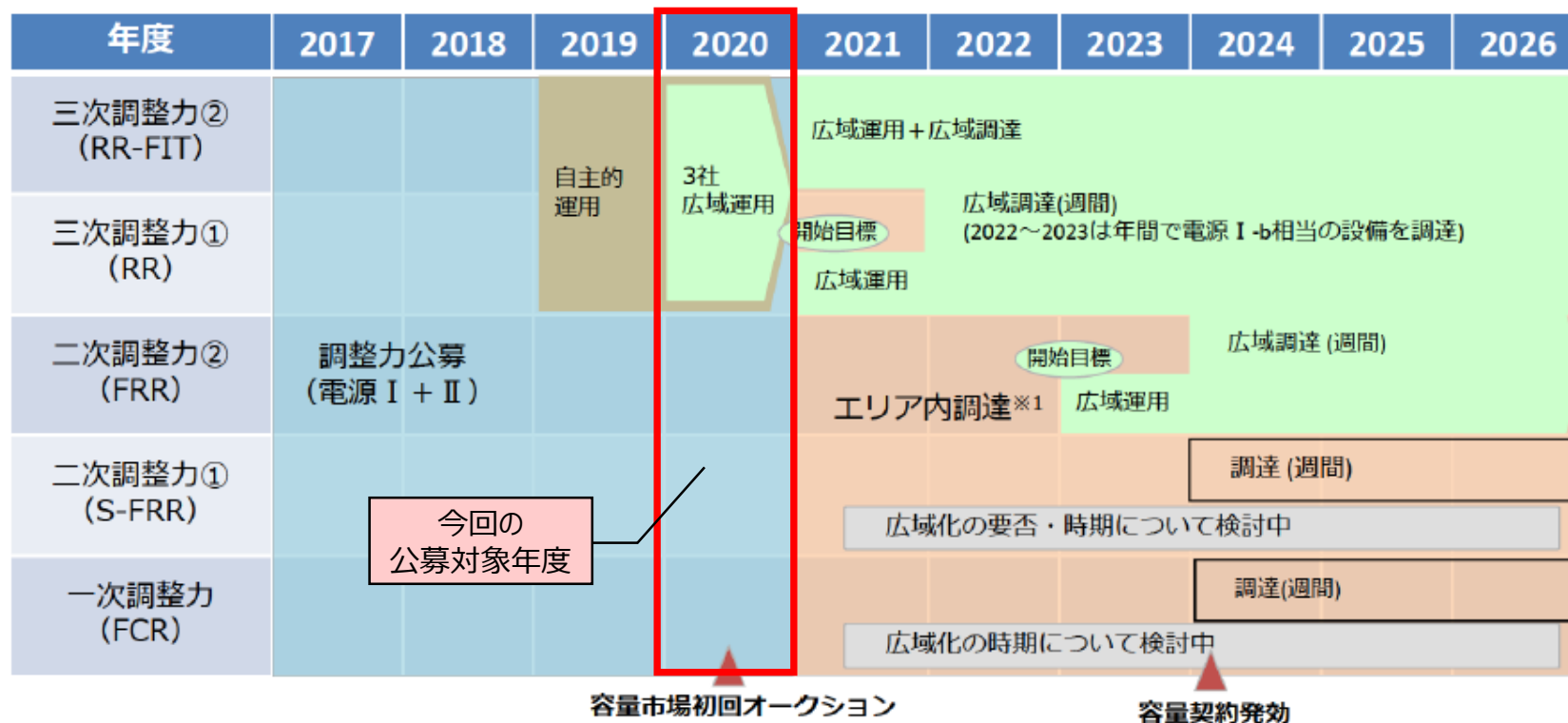
三次①および二次②の広域調達開始時期

10

- 三次①および二次②の広域調達の開始時期を検討するに際して、以下のような点を考慮してはどうか。
 - ✓ 三次①および二次②は応動時間が15分以下、指令頻度が数分以下であるため、運用者が手動により調整力の発動を指示することは困難であり、中給システムのEDC機能により自動制御することとしている。そのため広域運用についても、広域需給調整システム(運用)により自動的にエリア間の調整力配分を行うこととしている。このため、広域調達した後に広域需給調整システム(運用)のトラブル等が発生すると、他エリアで確保した調整力の運用ができなくなり、エリアで必要となる調整力が不足するリスクがある。このようなリスクを極力回避するため、広域需給調整システム(運用)を用いた9社での広域運用を一定期間運用することにより、広域運用が安定的に行えることについて確認した後に、広域調達を開始することが望ましいのではないか。
 - ✓ 2021年度以降の調整電源等の確保の仕組みについては、エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量(現在電源I公募で固定費を負担している量)は電源I(I-a、I-b)公募により年間で調達することとされた。この電源I公募から広域調達へスムーズに移行するためには、移行のタイミングを「年度初め」とすることが望ましいのではないか。
 - ✓ 広域調達の開始時期とはその商品の市場調達の開始時期となることから、参入事業者にとって開始時期の予見性や準備期間を考慮すると、あらかじめその時期が示されている方が望ましいのではないか。
 - ✓ 中給改修も含めこれから行われるメーカーとの調整や、開発過程での不具合リスクなど開発のスケジュールに不確定な要素がある。
- 上記を踏まえ、広域運用の開始時期に不確定な要素があるものの、参入事業者に対して一定の予見性を与えるために、三次①および二次②の広域調達開始時期を以下のとおりとはどうか。
 - ✓ 三次①：広域調達開始時期を2022年度とする
 - ✓ 二次②：広域調達開始時期を2024年度とする
- ただし、システム開発トラブルなどにより大幅な遅延が見込まれるなど大きな状況変化があった場合には、開発主体からすみやかに報告し、広域調達開始時期の見直しを検討することとはどうか。

商品導入スケジュールについて

- 各種商品の調達についての詳細検討を行い、二次調整力②については2024年度より、三次調整力①については2022年度から、広域調達（週間）を開始することが示された。
- また、一次調整力、二次調整力①については、2024年度から週間調達を開始することが示され、引き続き広域化の時期については広域機関において検討を進めている。



※1 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源IIに相当する仕組み）を続ける。詳細については今後検討。

(参考) 需給調整市場における商品の要件

出所) 需給調整市場 (三次調整力②) に関する意見募集 参考資料
https://www.occto.or.jp/iken/2019/190426_jukyuchousei_sanjichouseiryoku2_iken.html

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

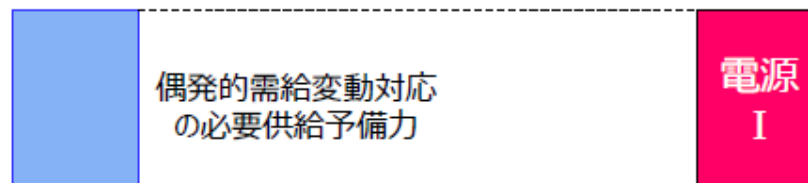
- 電源 I はkW価値とΔkW価値を同時に調達するものであることから、電源 I 必要量は「必要予備力確保の観点」と「実需給断面で必要となる調整力の観点」から、これまでご議論いただいていた。
- 必要予備力確保の観点では、本年3月に取りまとめた供給計画では、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%※を確保できる見通しとなった。
※一般送配電事業者が確保した電源 I を含めた予備率
- しかし、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低い傾向は続いており、容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できない。したがって、確実に供給力を確保していくことが重要であり、小売電気事業者の供給力が不足した際の供給力確保（特別調達電源）の仕組みについて整理したところ。
- そのため、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえ、**容量市場による容量確保が開始されるまでは、一般送配電事業者が少なくとも「必要供給予備力の量」（＝偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量）を、エリア内で電源 I として確保する必要があるのではないか。**
- なお、電源 I の必要量は必要供給予備力の量を基準とし、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保する必要があるのではないか。具体的な数値としては次回以降にお示しする。
- ただし、電源 I で不足する分の調整力を電源 II の余力に期待するだけでなく、確実に確保できるよう電源 II 事前予約の仕組みがあることを踏まえつつ、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の検討を行うことでどうか。

- 容量市場開設後（2024年度以降）の必要供給力については、電力レジリエンス等に関する小委員会でご議論いただき、厳気象対応分および稀頻度リスク対応分を考慮し、以下のとおり算定した。
 - ✓ 必要供給力 = 平年H3需要 × (100 + 1 [持続的需要変動対応] + 7 [偶発的需給変動対応] + 2 [厳気象対応] + 1 [稀頻度リスク対応]) %
- この必要供給力に相当するEUE（年間停電量の期待値）を、確率論的必要供給予備力算定方法により算定し、新たな供給信頼度基準として管理していくことと整理した。
 - ※EUEの算定は、必要供給力のうち、持続的需要変動対応分を除いて行う
- 容量市場開設後は、全国市場で連系線制約を考慮した上で、安価な電源から約定処理を行い、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たす電源を確保する方向で検討が進められている。
- 容量市場においては、EUEを用いた全国での供給信頼度基準の評価に基づいて、広域機関が全国で必要な供給力を一括して確保していくことになるものの、それまでは供給力の確保主体が発電・小売電気事業者と一般送配電事業者に分かれており、**当面※は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保する必要があるのではないか。**
 - ※容量市場開設前であっても、供給信頼度基準評価の検討状況にあわせて見直しを検討する
- なお、必要供給力のうち、厳気象対応分と稀頻度リスク対応分は発動回数に制約のある電源等でも対応可能と考えられることから、電源 I' として確保することで良いのではないかと（詳細は後述）。

(論点 1) 供給予備力確保との関係
～必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量～

10

- 本年3月に取りまとめた供給計画では、予備率8%を下回るエリアが増加した。この傾向は今後も進む可能性があり、供給予備力の確保が重要な問題となっている。
- このような状況において、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえると、一般送配電事業者が、少なくとも「必要供給予備力の量」(= 偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量：現状はH3需要の7%)を電源 I で確保する必要があるのではないか。
- その上で、実需給断面で必要となる上げ調整力の量のうち、電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保することとしてはどうか。
- なお、偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量は、現在の検討の結果によって、エリアごとに異なる値となることがあり得るので、そのような場合の費用負担の在り方は国の場で議論することとしてはどうか。
※将来は容量市場により「必要供給予備力の量」があらかじめ確保されることとなる。



4-2-7. 【長期】需給バランス評価におけるエリア別予備率

42

- 長期（2019年度から2028年度まで）の各エリア**8月15時**の予備率は以下のとおり。東京、中部、関西エリアで予備率8%を下回っている年度がある。

●2019～2028年度（**8月15時**）の予備率

赤セル：予備率が8%未満のエリア・年度

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
北海道	24.0%	23.4%	39.1%	39.7%	40.8%	41.3%	41.6%	41.1%	52.4%	52.5%
東北	14.7%	12.9%	23.1%	25.0%	25.6%	26.9%	27.7%	30.8%	31.6%	32.5%
東京	8.7%	12.0%	9.5%	6.4%	9.5%	11.7%	16.0%	15.2%	14.9%	15.0%
東3社計	10.7%	12.8%	13.8%	11.8%	14.3%	16.2%	19.6%	19.6%	20.2%	20.4%
中部	11.3%	10.7%	2.8%	6.0%	6.7%	7.3%	7.5%	8.2%	8.2%	8.7%
北陸	12.3%	13.1%	12.0%	11.9%	12.1%	12.3%	11.5%	11.4%	11.4%	11.5%
関西	8.2%	14.3%	6.3%	7.8%	10.3%	10.8%	6.8%	7.9%	8.3%	8.6%
中国	13.2%	16.9%	20.6%	14.6%	19.5%	20.0%	20.8%	21.3%	20.4%	20.7%
四国	16.1%	30.2%	14.4%	16.3%	26.3%	26.6%	27.4%	28.1%	28.7%	29.3%
九州	14.5%	26.6%	24.3%	25.5%	26.6%	21.0%	21.0%	19.7%	19.8%	19.9%
中西6社計	11.5%	16.6%	11.1%	12.0%	14.3%	13.8%	12.7%	13.1%	13.2%	13.5%
9社合計	11.1%	14.9%	12.3%	11.9%	14.3%	14.9%	15.8%	16.0%	16.3%	16.6%
沖縄	38.0%	44.4%	38.6%	41.1%	36.5%	43.8%	43.4%	42.8%	42.4%	42.0%
10社合計	11.4%	15.2%	12.5%	12.2%	14.6%	15.1%	16.1%	16.3%	16.6%	16.9%

5. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

84

(1) 容量市場が機能するまでの間の確実な供給力の確保に向けて

- 本機関は、昨年度の供給計画の取りまとめにおいて、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低いことから、結果的にエリアの予備率が減少しており、この傾向が今後も進むものと想定した。2019年度供給計画の取りまとめにおいても、**この傾向が続いていることが改めて確認された。**
- 加えて、2019年度供給計画において、新たに以下の傾向及び実態が確認された。

<供給力を積み増す動き>

- ・本機関からすべての電気事業者への協力要請文の発出、並びに主要な電気事業者への個別要請及びヒアリングの結果、**夏季・冬季の電源補修量の抑制が図られた。**ただし、事業者の実情やヒアリングを踏まえると、作業員の制約や経済的な理由により、今後は本機関からの要請だけではこれ以上の大幅な補修量の抑制は期待できないと考えられる。
- ・50Hz地域は昨年度の厳寒時の需給状況を受け、**一部の休止計画を見直し**、需給に万全を期す動きがあった。

<供給力を減らす動き>

- ・旧一般電気事業者（小売及び発電部門）は、自エリア内では大きくシェアを落とすと想定し、これに合わせて**電源の新たな休止を計画**している。ただし、容量市場の創設も見据え、**短期で立ち上げ可能な状態を維持する計画**としていくとともに、今後は電源の休廃止を社内決定する前の段階で、本機関が本年4月に設置する「発電設備等の情報に関する掲示板」を積極的に活用する意向を示している。
- ・みなし小売電気事業者（旧一般電気事業者の小売部門）間での競争が激化する中、**みなし小売電気事業者**（旧一般電気事業者が過半の資本を占める事業者を含む）も**自エリア外では、他の新電力と同様、供給力を調達先未定とする傾向が見られた。**

5. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

85

(1) 容量市場が機能するまでの間の確実な供給力の確保に向けて

- 以上のような傾向の下で需給バランスを集計したところ、2019年度供給計画の取りまとめでは、連系線活用後の需給バランス評価において、**短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通し**となった。
- また、電力レジリエンス強化の観点で、厳気象や稀頻度リスクに備えた必要供給力の見直し及び再エネ供給力（kW価値）の評価方法見直しが議論されているが、**現時点では、適切な補修調整や休止電源の有効活用が図れば、必要な供給力は確保できると考えられる。**
- しかし、**容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、今後電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できず**、小売電気事業者が必要な供給力を確保できない見通しになった際には、移行期のやむを得ない対応として、一般送配電事業者が主体となって供給力を確保せざるを得ない。
- 本機関としては、**適切なタイミングで電源の補修調整や休止時期の後ろ倒し、再立ち上げなどの供給力確保が確実かつ機動的に実施できるよう、電源のリクワイアメントをはじめ、供給力の確保に向けた仕組みの詳細について検討していく。**国においては、**電源確保に伴う費用負担なども含めた制度的措置のあり方について検討願いたい。**
- こうした取組と並行して、今後は供給力確保状況をきめ細かく逐次把握していくことが重要となることから、本機関としては、電源の休廃止予定の事前把握などに注力するとともに、休廃止予定前の電源の有効活用に向けた「発電設備等の情報に関する掲示板」の活用などの取組を徹底していく。

1. 特別調達電源の概要・必要性 (2) 供給力が不足した場合の影響

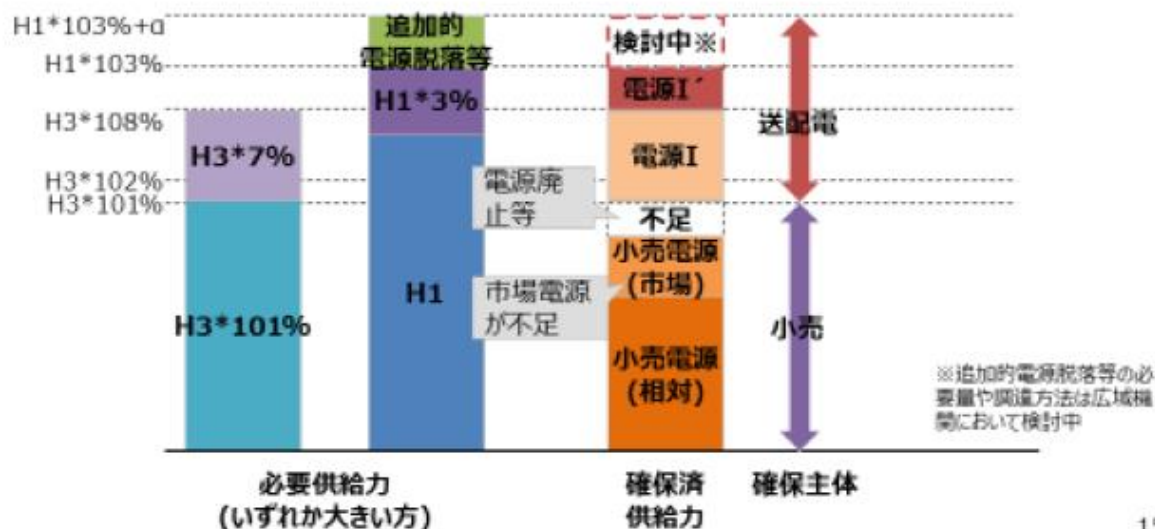
5

- 電源 I、電源 I'相当分を調整力公募で送配電事業者が確保する場合、電源休廃止によって供給力不足が顕在化すると、小売電気事業者が確保すべき供給力が不足することとなる。

第29回制度検討作業部会資料3-1

供給力が不足した場合の影響

- 電源I・電源I'相当分については、調整力公募によって毎年送配電事業者が確実に必要量を確保している。このため、電源休廃止によって供給力不足が顕在化した場合、不足するのは小売電気事業者が確保すべき供給力となることが考えられる (H3*101%の内数)。
- 大規模事業者は相対契約等により一定の供給力を確保しているため、主に中小規模事業者が市場から調達する小売電源が不足することが考えられる。



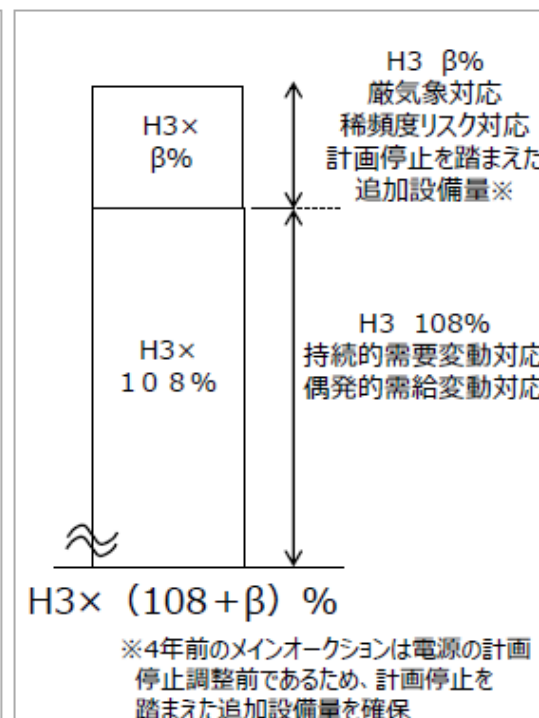
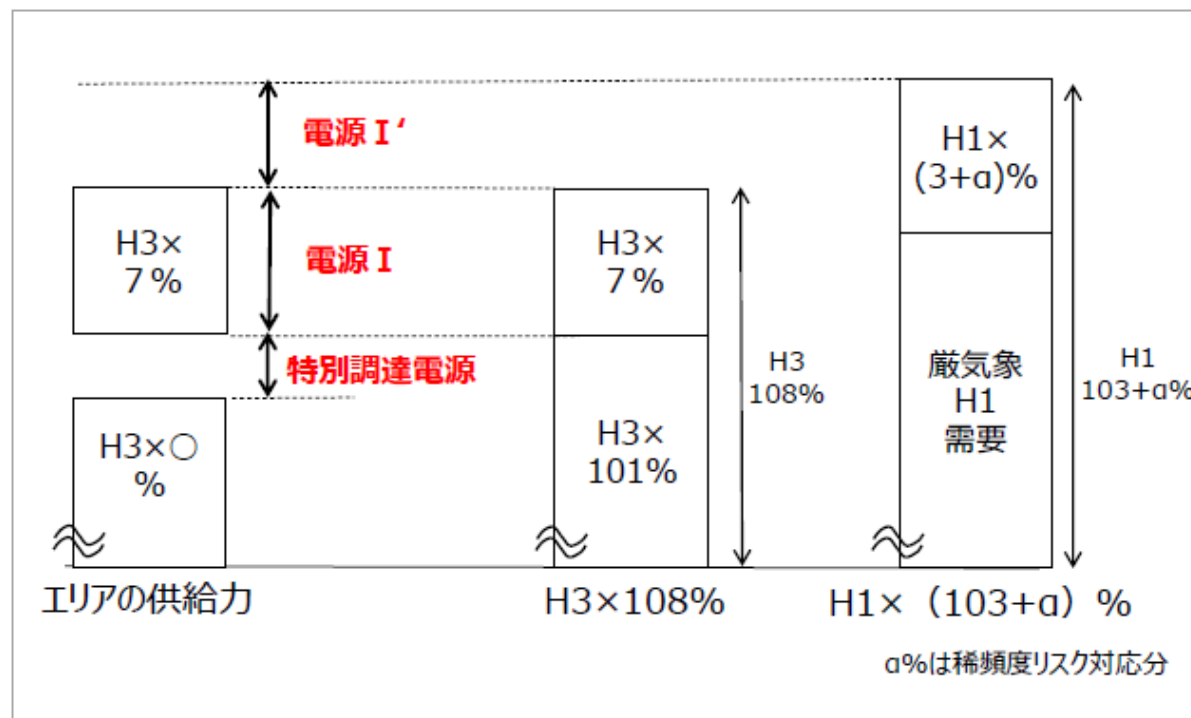
2. 特別調達電源の必要量の考え方

9

- 特別調達電源の必要量は、電源 I、電源 I' を送配電事業者が確保することとして、エリアの供給力の不足分を特別調達電源と算定する。
- 各エリア毎に必要な量を算定する。ただし、連系線の空容量を考慮する。
- 算定は、広域機関が供給計画を基に行うことを基本として、具体的な算定方法や事業者から提出が必要なデータ、調達を決定するための手続き等詳細については今後検討していく。

調整力公募の調達量
(2020年～2023年) 各エリア毎

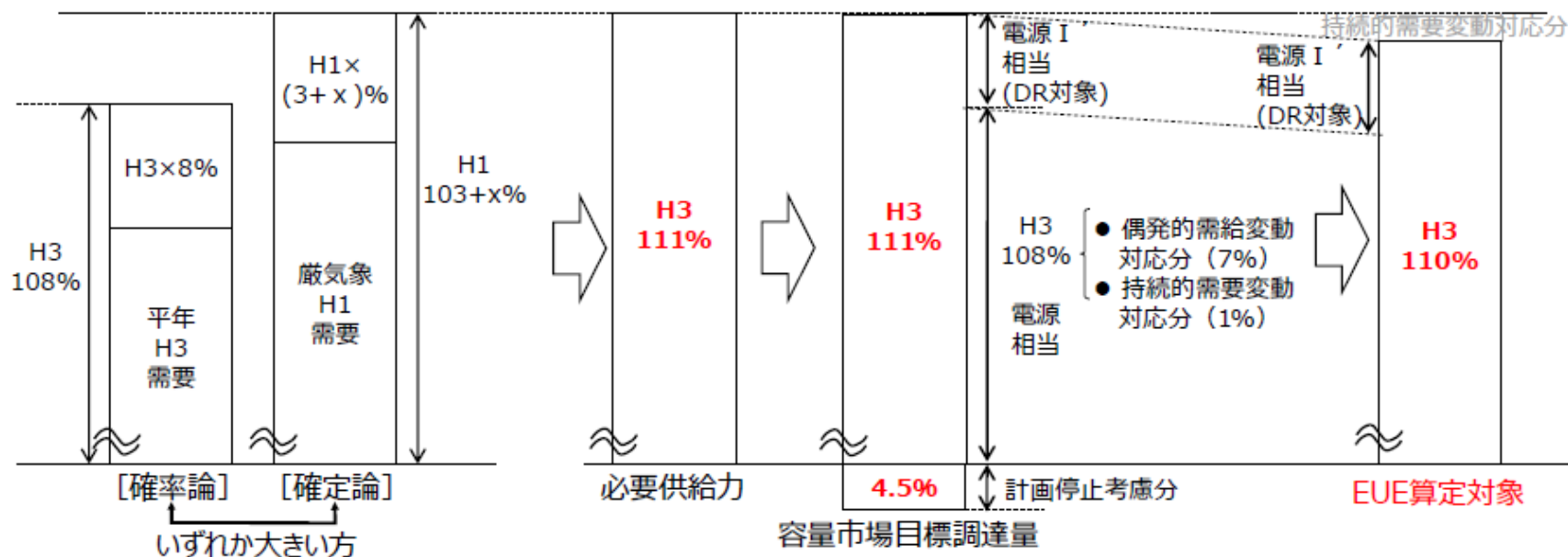
容量市場の目標調達量
(2024年～) 全国



厳気象対応および稀頻度リスクを踏まえた必要供給力の数値の妥当性検討について 26

- 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、「 $\text{「 平年H3需要} \times (108 + 2 [\text{厳気象対応}] + 1 [\text{稀頻度リスク対応}]) \% \text{」}$ 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「 $\text{平年H3需要の}111\% \text{ および } 110\% \text{」}$ 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 (平年H3需要の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 (平年H3需要の4.5%) を除いている。

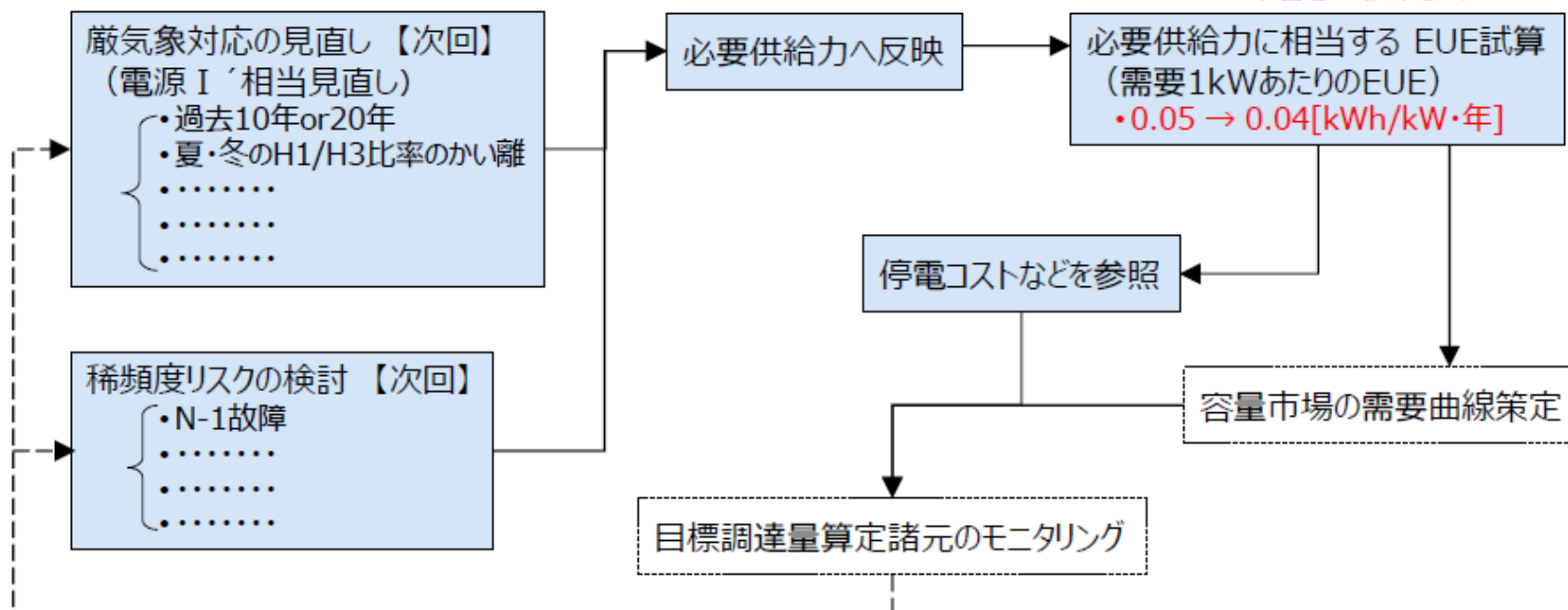


4 「②更なる供給力等の対応力確保策」の議論の方向性 (全体イメージ)

45

- 容量市場では需要曲線や目標調達量、約定処理等はEUEで管理・判断することとなる。
- 厳気象対応の見直し及び稀頻度リスクの検討結果を必要供給力へ反映し、その必要供給力に相当するEUE (確率論) を算定した上で、新たな供給信頼度基準として管理してはどうか。(以後、EUEで管理)
- 新たな供給信頼度基準の妥当性評価としては、停電コストなどを参照するか。
- 容量市場においては、新たな供給信頼度基準 (EUE) に基づき、需要曲線を策定することとなる。
- 目標調達量の算定諸元は、定期的にモニタリングを実施し、その妥当性を確認していく方向か。

※朱書きは仮数値イメージ



必要により実施

2-1 各事業者の容量市場への関わり方

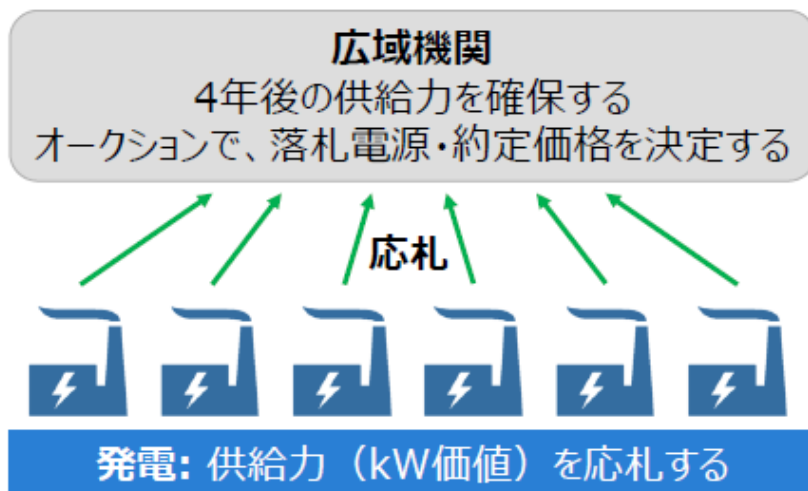
8

- 広域機関は、容量市場で、実需給期間の4年前に全国で必要な供給力を一括して確保します※1。
 - ▶ 広域機関：オークションを開催して、落札電源と約定価格を決定します。
実需給期間に、全ての小売電気事業者から容量拠出金をいただき、発電事業者（落札電源）に容量確保契約金額を支払います。
 - ▶ 発電事業者等※2：オークションに応札します。落札した場合、供給力を提供します。
 - ▶ 小売電気事業者※3：容量拠出金を広域機関に支払います。（オークションに参加しません）

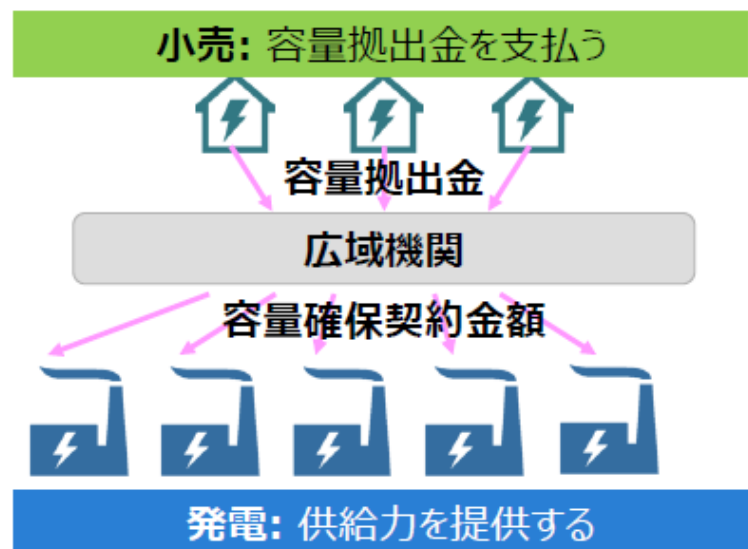
※1 1年前に追加オークションを行い、過不足を調整することがあります。

※2 ネガワット事業者等もオークションに参加できます。※3 一般送配電事業者も負担を行います。

オークションの開催（2020年以降、毎年開催）



実需給期間（オークションの4年後）



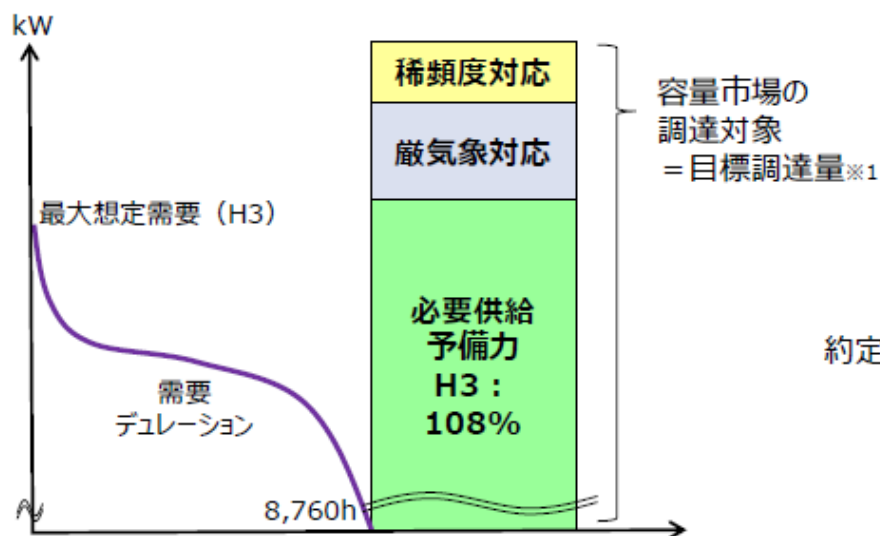
2-2 容量市場のオークションの仕組み

10

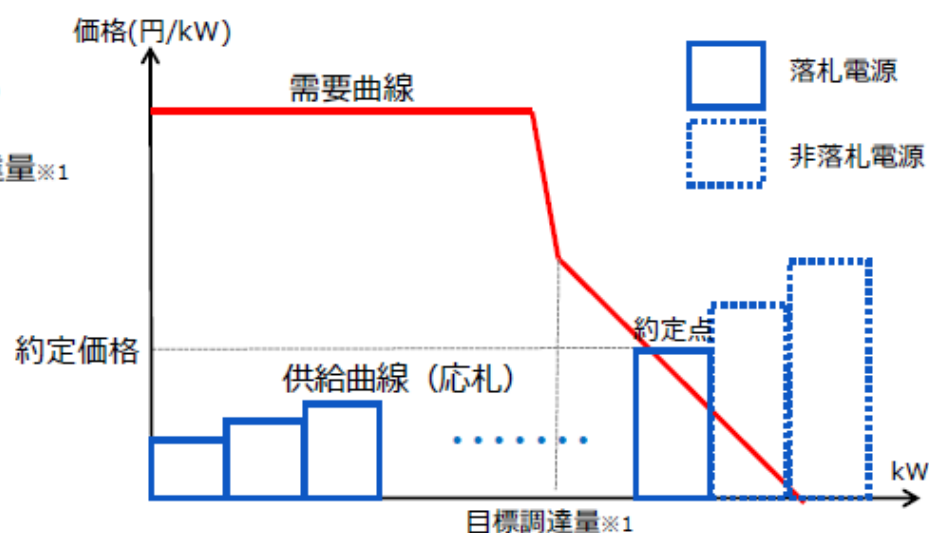
- 容量市場は、買い手は広域機関、売り手は発電事業者等となるオークションです。
 - ✓ 広域機関は、全国で必要な供給予備力等に基づき、需要曲線（買入札曲線）を設定します※1。
 - ✓ 発電事業者等は、電源等毎（計量単位毎）に、応札量と応札価格（円/kW）を決めて、応札します。
- 落札電源は、応札価格が安価な順に並べ需要曲線との交点（約定点を含む応札）までとします※2。
- 約定価格は、シングルプライスオークションとして、約定点の価格とします。約定価格に応札量を掛けた額が容量確保契約金額となります※3。

※1 容量市場で確保する容量は、必要な供給予備力等からFIT分の容量を差し引きます。
※2 DR等、発動回数に制約がある電源等は、別途、落札できる上限量を設定します。
※3 リクワイアメントを満たせない場合、減額することがあります。

【容量市場で調達する供給力】



【需要曲線と落札電源・約定価格のイメージ】



1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

- 電源 I ' は、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要（厳気象H1需要）において、電源トラブルが発生していないにもかかわらず供給力が不足し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするための供給力として、一般送配電事業者が調整力の調達を通じて確保しているものである。

電源 I ' の確保目的

4

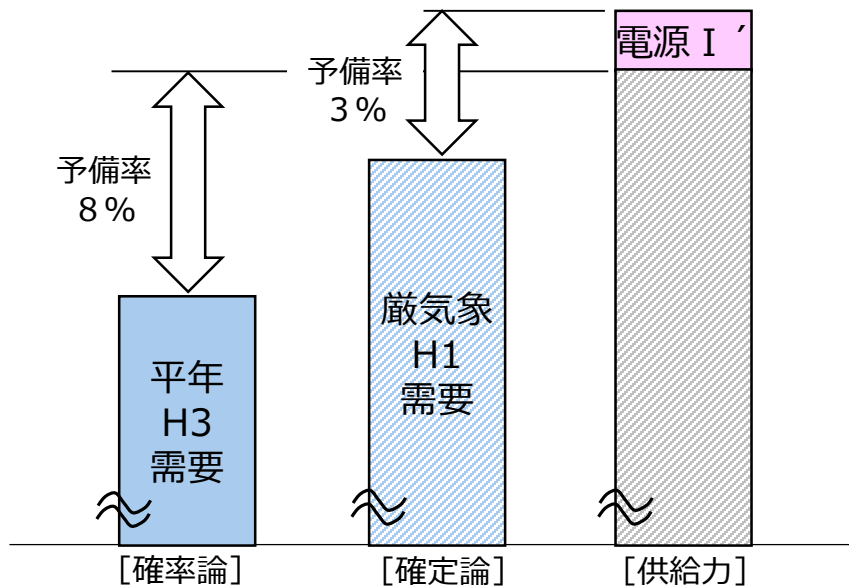
- 電源 I ' は、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要（以下、「厳気象H 1 需要」）において、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず供給力が不足し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするための供給力であり、原則として一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する*¹ 。
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象として、公募のうえ確保する。

※ 1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

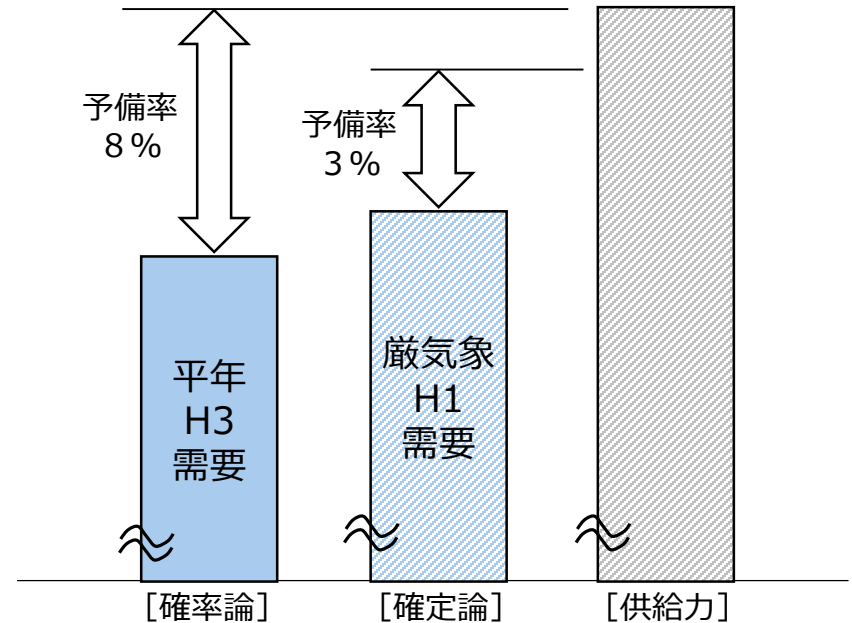
- 猛暑や厳寒といった厳しい気象条件においては高需要になることが見込まれることから、過去に生じた厳しい気象条件における需要を想定し、これに対して必要な予備率が確保できるか評価している。
- この厳しい気象条件における需要として想定したものが「厳気象H1需要」であり、厳気象H1需要に対して予備率3%確保することとしている。
- 現在は、エリアごとに、確率論で評価した「平年H3需要での予備率8%」と確定論で評価した「厳気象H1需要での予備率3%」のいずれか大きい方を、安定供給確保の基準として満たすべきとしている。
- 「厳気象H1需要での予備率3%」の方が大きい場合は、厳気象対応分として、一般送配電事業者が調整力の調達を通じて電源I'を確保※している。

※これまでの調整力公募において、電源I'を募集したのは東北、東京、中部、関西、九州の5エリア

[厳気象H1需要に対する予備率3%の方が大きい場合]



[平年H3需要に対する予備率8%の方が大きい場合]



(余白)

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

- 電力レジリエンス等に関する小委員会において、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力については、容量市場が全国市場であることから、エリアごとに必要となる供給力を評価するのではなく、全国（9エリア）で必要となる供給力を評価した。
- また、需給検証における需給バランス評価方法と同様に、「エリア間の最大需要発生 の 不等時性（不等時性による需要減少率を考慮）」ならびに「供給力評価時における火力発電の計画外停止率」を考慮して評価した。

厳気象対応に必要な供給力

23

～エリア間の最大需要発生の不等時性と火力発電の計画外停止率の考慮～

- 第2回の本小委員会（2019年1月22日）において、「需給検証における需給バランスの評価方法の見直し」の中で、「エリア間の最大需要発生の不等時性の考慮（不等時性による需要減少率を考慮）」ならびに「供給力評価時における火力発電の計画外停止率の考慮」について、ご議論いただき、需給検証において考慮することとした。
- こうした点を考慮して厳気象需要の高い夏季で評価した場合には、全国で必要となる厳気象対応分の供給力は、291万kW（全国H3の1.8%≒2%程度）となる。

(単位：万kW)

項目		9エリア	補足事項
平年H3想定需要 ①		15,758	9エリアの夏季の平年H3需要の合計
厳気象H1需要 ②		16,813	9エリアの夏季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ③	夏季	16,376	9エリアブロックでの2018年度夏季の需要減少率2.60%考慮
平年H3需要×108% ④ = ①×1.08		17,019	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑤		443	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑥ = ③×1.03 - ④ + ⑤		291	①に対する割合：1.8%
供給力合計 ④ - ⑤ + ⑥		16,867	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）
平年H3 想定需要 ⑦			14,788
厳気象H1需要 ⑧		16,038	9エリアの冬季の厳気象H1需要の合計
不等時性を考慮した厳気象H1需要 ⑨	冬季	15,615	9エリアブロックでの2017年度冬季の需要減少率2.64%考慮
平年H3需要×108% ⑩ = ⑦×1.08		15,971	平年H3需要に対して確保する供給力
計画外停止率※を考慮した供給力減少 ⑪		415	火力発電の計画外停止率2.6%考慮
厳気象対応分⑫ = ⑨×1.03 - ⑩ + ⑪		527	⑦に対する割合：3.6%
供給力合計 ⑩ - ⑪ + ⑫		16,083	厳気象対応分を考慮した供給力（計画外停止分控除）

※計画外停止率の考慮についてはP57スライドの案②を参照

- これまでは厳気象H1需要が最大となる月を対象に電源 I ' の必要量を算定することとしてきたが、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の平年H3需要に応じて減少する場合には、厳気象H1需要が最大ではない月であっても、厳気象H1需要と平年H3需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがある。
- そのため、電力レジリエンス等に関する小委員会において、冬季と夏季における厳気象H1需要と平年H3需要の乖離に差異がある中で、どの程度の量、厳気象に対応するための供給力を確保するのが望ましいか、ご議論いただいた。

【第2回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年1月22日） 議事録抜粋】

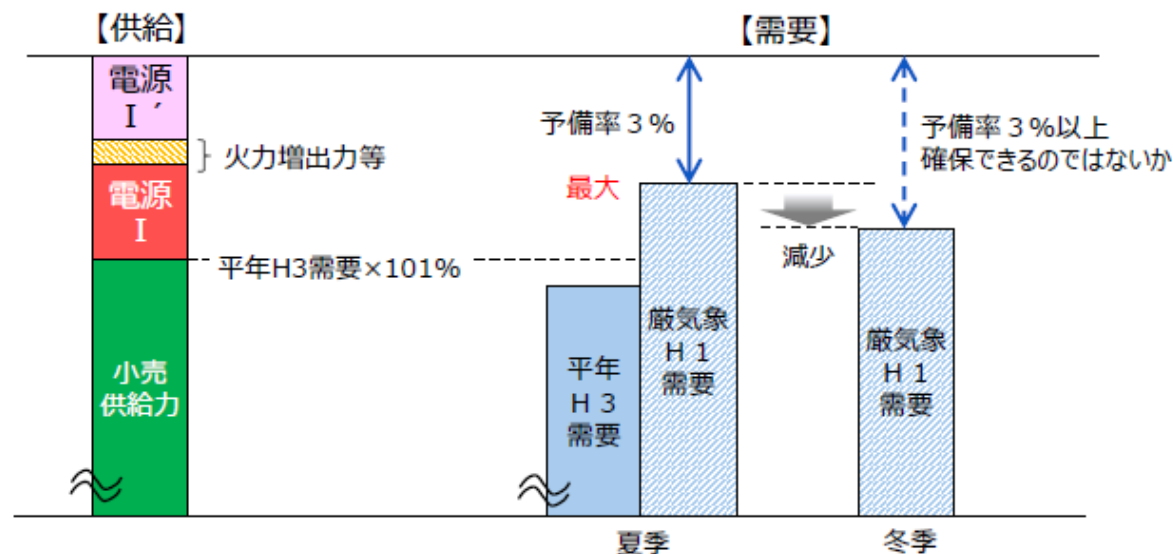
『**夏季に対応できるなら冬季にも対応できるだろうという前提が本当に大丈夫かどうか不安なので検討するという事なのではないか。**そして、元々平年H3需要だけで需給バランスを評価していたのを、厳気象H1需要でも評価することにしたのと同じように、冬季も考えてみるが、今まで想定していたとおり夏季が問題ないなら冬季も問題ないという結論になり、それでも大丈夫だったとしたら調達量は増えないことになるし、それで大丈夫ではないということになれば、冬季も考えるようにした方が良く整理されることになる。**冬季に関する今までの考え方を根本的に変えるというよりは、最も厳しい状況とは何かという認識が変わってきたというだけのこと**であると思っている。』（松村委員）

『**夏季以外の厳気象対応について、これを検討することは大切だと考える**が、同じページに図示されているとおり、夏季以外の調達量を徒に増やすことになるのは国民負担の観点からどうかという面から一点。図に電源 I ' の必要量を書いていただいているが、**補修調整等によっても量は変わる**。たとえば、広域機関において補修調整等の運用面のプロセスの整理等も含めて検討していただくことが、国民負担の最適性という観点から必要だと思う。』（白銀オブザーバー）

現状の電源 I' 必要量の考え方

28

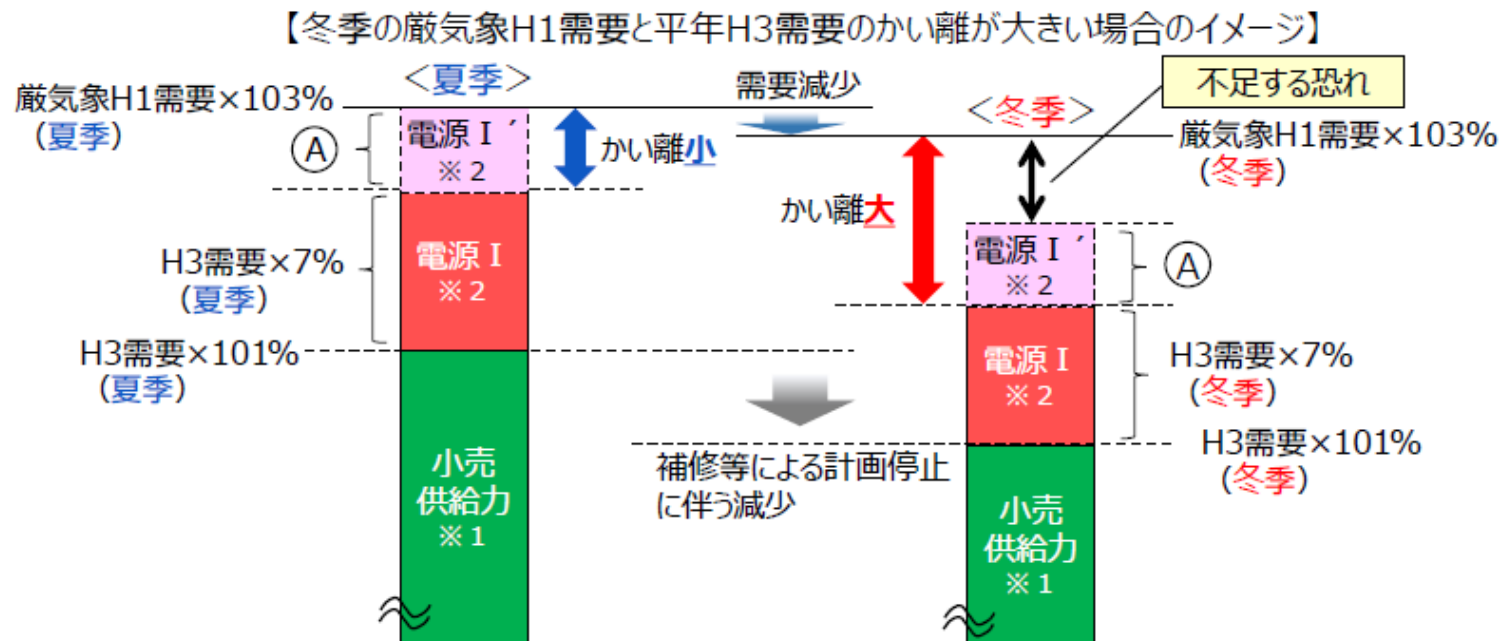
- 厳気象H1需要が最大となる時に3%の予備率を確保できるだけの設備量があれば、それより小さい需要に対しては3%以上の予備率を確保できるとの考えのもと、厳気象H1需要が最大となる月を対象に電源 I' の必要量を算定することとしている。



厳気象に対応するための供給力確保における課題

34

- 現状、厳気象H1需要が最大となる月における需給バランスを保つことを目的に、一般送配電事業者が電源 I' を確保している。
- 一方で、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の平年H3需要に応じて減少する場合には、厳気象H1需要が最大ではない月であっても、厳気象H1需要と平年H3需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、どのように対応すべきかが課題となる。



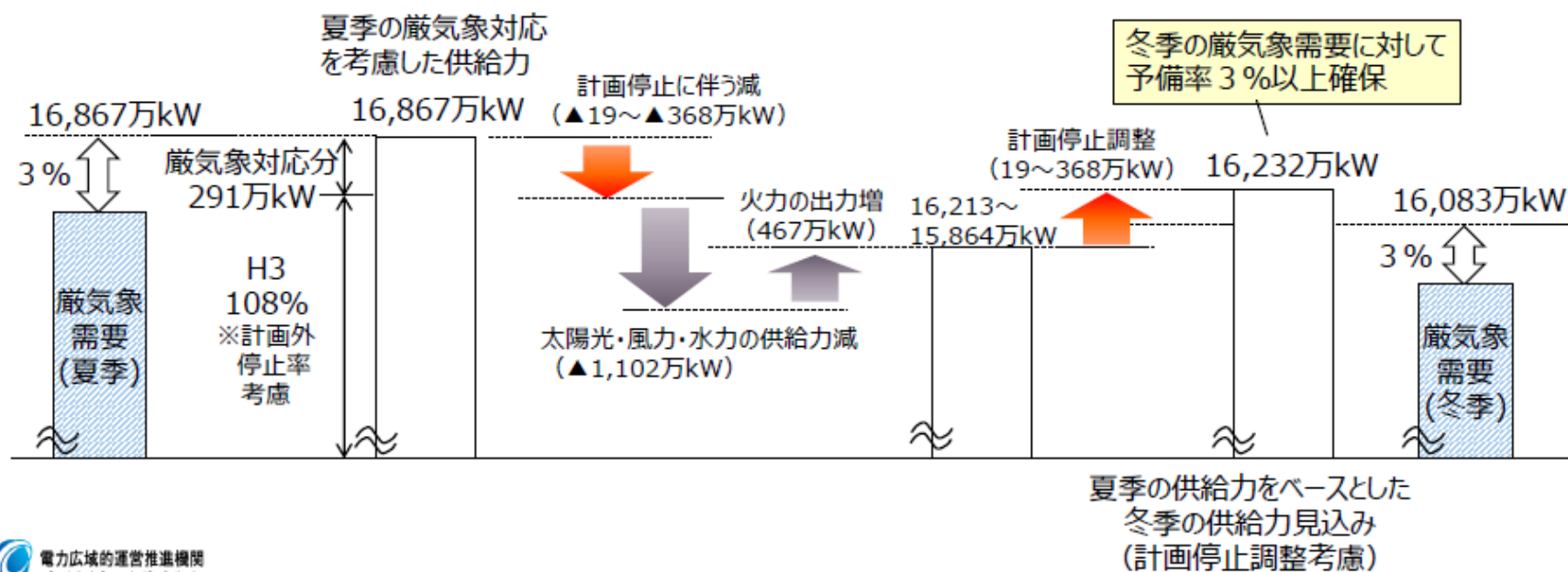
※ 1 エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む
※ 2 補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能

- 電力レジリエンス等に関する小委員会において、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力については、冬季の供給力を実態に見合った評価ができるように、夏季の供給力に対して、計画停止していなくても電源の特徴により生じる以下のような供給力の差を考慮して検討を行った。
 - 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）は気象条件により、供給力として見込める量は月ごとに異なり、夏季と冬季で差が生じる
 - 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するため、冬季の方が発電し得る出力が大きくなり、設備量が同じであっても供給力として見込める量が異なる
- 夏季の厳気象対応に必要な供給力をベースとして、これに対して上記の差分を考慮して冬季の供給力を想定した場合、補修等に伴う計画停止の調整を適切に行うことができれば、冬季の厳気象需要に対しても予備率3%以上を確保できる見込みであることを示した。
- この結果を踏まえ、社会コスト最小を目指す観点から、補修等に伴う計画停止の調整を適切に行うことを前提として、厳気象対応の調達量を、夏季の猛暑対応分とすることとした。

冬季の厳気象対応に必要な供給力

32

- 冬季の供給力については、夏季の供給力に対して、計画停止していなくても電源の特徴により生じ得る差分を考慮して算定することで、実態に見合った評価をできるのではないかと。
- 今回、使用したデータは対象年度が揃っていないことに留意が必要だが、夏季の厳気象対応に必要な供給力をベースとして、これに対して想定し得る差分を考慮して冬季の供給力を想定した場合、補修等に伴う計画停止の調整を適切に行うことができれば、冬季の厳気象需要に対しても予備率3%以上確保できる見込みとなる。
- そのため、厳気象対応分としては、夏季の厳気象需要に対して評価した291万kW（全国H3の2%程度）を確保することで良いのではないかと。

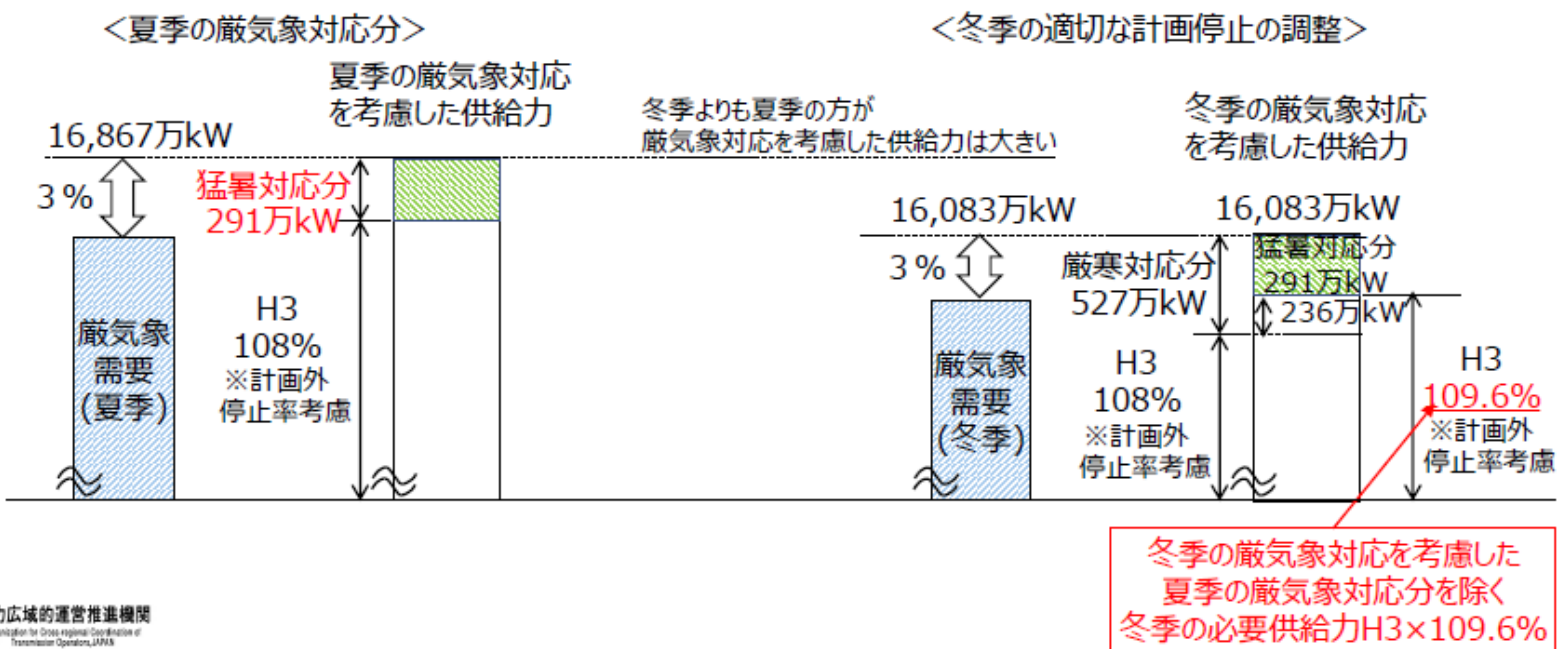


電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

8

(1) 厳気象対応に必要な供給力の精査

- 前回、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力として、夏季猛暑対応分が291万kWであることに対して冬季厳寒対応分は527万kWと冬季必要量が上回ることを示した。そして、社会コスト最小を目指す観点から、補修等に伴う計画停止の調整を適切に行うことで、厳気象対応の調達量を、冬季の厳寒対応分527万kWではなく、夏季の猛暑対応分291万kWとすることを提案した。
※なお、夏季と冬季の計画停止量の差の考慮については、計画停止を実施するために必要な設備量の整理結果を踏まえ、判断することとした。
- そのため、「適切な計画停止の調整」とは、冬季の系統電源量が、H3需要の109.6% (= 108% + 236万kW[1.6%]) 以上となるように停止調整することとなる。



(余白)

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

- 容量市場開設前においても、必要とする供給力の考え方は基本的に同じであることから、**以下の点を考慮するよう、電源 I ' 必要量の考え方の見直しを検討していくこと**でどうか。
 - ✓ エリア間の最大需要発生時の不等時性（不等時性による需要減少率を考慮）
 - ✓ 供給力評価時における火力発電の計画外停止率
 - ✓ 夏季と冬季の計画停止の差
 - ✓ 夏季と冬季の再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）およびガスタービン発電設備の供給力の差
- なお、容量市場開設後は、現行の電源 I ' に含まれる発動回数に制約のあるDR等は容量市場の中で他の供給力とあわせて調達されることになり、容量市場において発動回数に制約のある電源のリクワイアメントに基づき活用されることになる。
- 一方で、容量市場開設までは、電源 I ' は一般送配電事業者がエリアごとに調達するため、容量市場開設前後では調達方法が異なるとともに、活用のされ方も異なることから、必要となる量も必ずしも同じになるとは限らないと考えられる。そのため、このような差異を踏まえつつ検討を進めることとしたい。

【第 4 回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年3月5日）議事録抜粋】

『おそらく足元についても今後、計画外停止率や不等時性を踏まえた需給検証がなされるということであるが、**足元はエリアごとに公募をしていることを考えると、不等率という概念がうまく馴染まないような気がする。**この中で、**容量市場の開設前と開設後で、運用において不整合が起きてはならないと思っている。**不整合というのは、結果的に各エリアが公募した結果、合成すると今より調達量が増えてしまうことであり、そのようになってはいけないと思っている。』（白銀オブザーバー）

需給ひっ迫時における発動回数制約電源の発動指令、kWh費用の支払いについて

5

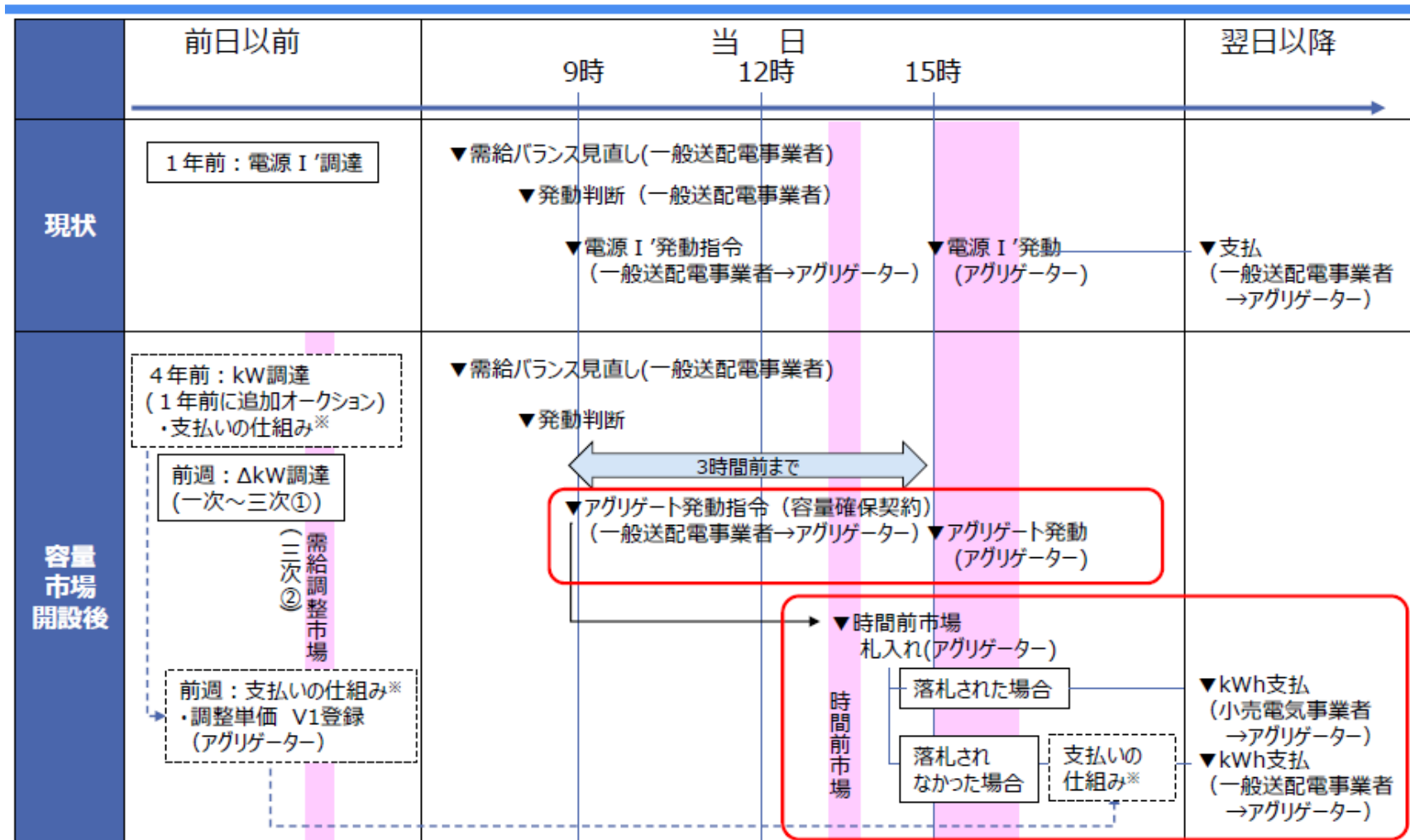
- 現在の電源 I' は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は小売電気事業者も含めて幅広く活用される。どのようにすれば小売電気事業者の供給力として活用できるかについて検討が必要である。
- 容量市場で調達された発動回数制約電源は、容量確保契約（広域機関=発電事業者間）に基づき一般送配電事業者により3時間前までに発動指令される。
- 一般送配電事業者による発動指令が実需給の3時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉だしを行い、小売電気事業者が調達する機会を得ることで小売電気事業者が活用できるのではないか。その場合、アグリゲーターは小売電気事業者からkWhの支払いを受けることになる。
- また、時間前市場で調達されなかった場合は一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとしてはどうか。このため、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる*。なお、従来電源に対するひっ迫時の指示がなされた場合も同じ仕組みを適用できるか検討が必要。（三次調整力②としての活用も考えるが、要件が必ずしも一致しないこと、発動判断は当日朝となることが大半であると考え、この判断のタイミングはΔkW調達に間に合わないケースが多い。）

※通常のGC後の余力活用の仕組みと異なるため、支払いの仕組みは別途検討が必要

	調達者 (kW)	発動判断	発動指令	活用者	概要
現状	一般送配電事業者 (電源 I' 公募)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行い、アグリゲーターが当該時間に発動し、電源 I' 契約により精算する。
容量市場 開設後	広域機関 (容量市場)	一般送配電事業者 (容量確保契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (容量確保契約)	小売電気事業者 (時間前市場)	3時間前までの発動指令後に、小売電気事業者が時間前市場により調達し、卸市場取引を通じて、小売電気事業者の間で精算する。
				一般送配電事業者 (支払う仕組み※)	時間前市場で落札されなかった場合、一般送配電事業者が活用することとなる。支払いの仕組み※などkWh単価を予め取り決める契約により精算する。

(参考) 当日朝に需給ひっ迫が判明した場合の業務イメージ

[前提条件]
当日朝、需給バランスを見直し、9時に発動指令、15時発動とした場合



※需給ひっ迫時に一般送配電事業者の指示等があった場合にその対価を支払う仕組みについては別途検討が必要

- 電力レジリエンス等に関する小委員会において、容量市場開設後の厳気象条件更新時の対応について、以下のとおりEUE算定により評価することとした。
 - 容量市場の初回オークションにおいては、最新の気象条件に基づき必要供給力を設定し、「需要1kWあたりのEUE」を算定する。初回オークション以降に厳気象更新となるエリアがあった場合、その気象条件はその後のEUEを算定する諸元に反映されるため、更新された厳気象条件が反映された諸元でEUEを算定することで、供給信頼度基準の維持可否を判定する。
 - 仮に、算定したEUEが供給信頼度として定めた値以下に収まらない場合は、供給信頼度基準を満足するように、次回容量市場における目標調達量に反映させるとともに、足元では追加オークションや特別オークションの実施を判断することになる。
- 2020年度に行われる容量市場の初回オークションにおいては、最新の気象条件に基づき必要供給力を設定することとしているものの、メインオークションは2020年7月に開催し、その需要曲線の設定を2020年4月～5月に行うスケジュールであることから、それまでの間は、**電源I'必要量検討にあたっては、これまでどおり最新の厳気象条件を反映した厳気象H1需要を用いることとしてはどうか。**
- 今回の電源I'必要量の算定以降に厳気象更新があり、厳気象H1需要を用いて計算される電源I'必要量が増加する場合の次年度以降の公募量への反映方法については、電力需給検証等の方法も含め、引き続き検討していくこととしてはどうか。

【第4回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年3月5日）議事録抜粋】

『今までであればEUEを使っていないため、隔年で大きな需要実績が出た場合にはとにかく必要供給力は増えるだけだったが、それがなくなる。需要が下がる年があったら、今までだと全く考慮されなかったが、EUEを使うことで、少し下がった需要で必要供給力が評価されるということである。つまり、今までだとずっと必要供給力が同じだったものが、多少緩和されるというか、おそらく常識的に修正をされるということである。』（事務局）

『今回の提案を承認するという事は、過去10年間で1番の厳気象と同等の事態が発生しても大丈夫なように備えていると、これからは説明してはいけなくなるということだと思っている。これからは、従前と同じくらいの停電確率、このような基準で同じくらいの信頼度を維持している、という言い方でないといけなのではないか。今回の提案は、過去10年間で1番厳しかった気象が今年もう1度起こったとしても大丈夫だという説明を今後はやめることとセットだと思っている。説明で対応できるようなことではなく、大きな方針の転換だと思っている。』（松村委員）

【第5回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年3月27日）議事録抜粋】

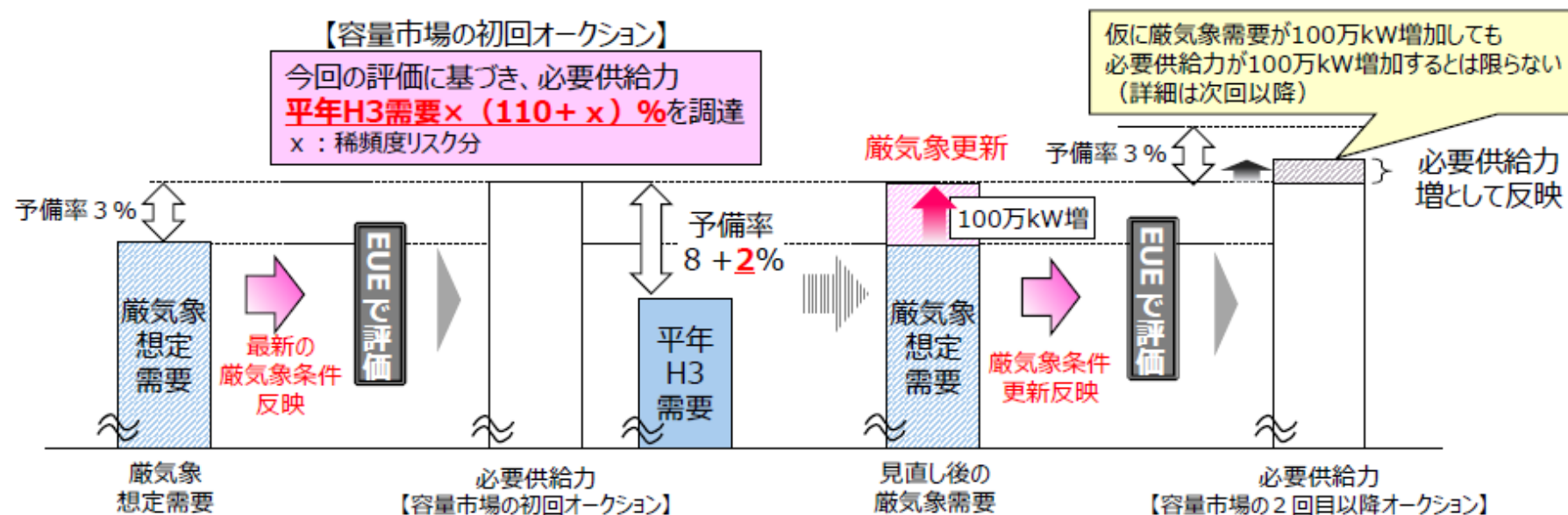
『基本的な今回の確率論的なEUEで、厳気象や稀頻度で起きることについての扱いを整理していただいたと思っている。それによって、これからチャンピオンデータが出たらどのように目標に影響を与えるかということのを定量的に43ページに示していただいた。これを見ると、実際に、確率論として、統計データとして高いものが出てきたというものが適切に反映されていくのではないかとと思っているので、今回の考え方は合理的ではないかと思う。

最後にもう1点申し上げさせていただきたいのは、こういった形で必要供給力を算定していただき、これを容量市場で調達していくことになると思うが、これとセットで動いていく需給検証のやり方について、基本的には容量市場の調達の考え方と需給検証の考え方を、1つ同じ物差しで見させていただきたいと思っている。需給検証では43ページに書いたような結果にはならず、やはりもっと必要ではないかとなると、何をやっているか結局分からなくなるので、全体として今申し上げたようなサイクルが回るように、今回の算定と整合した検証になるようお願いしたい。』（岡本オブザーバー）

容量市場の目標調達量において想定する厳気象条件更新時の扱い

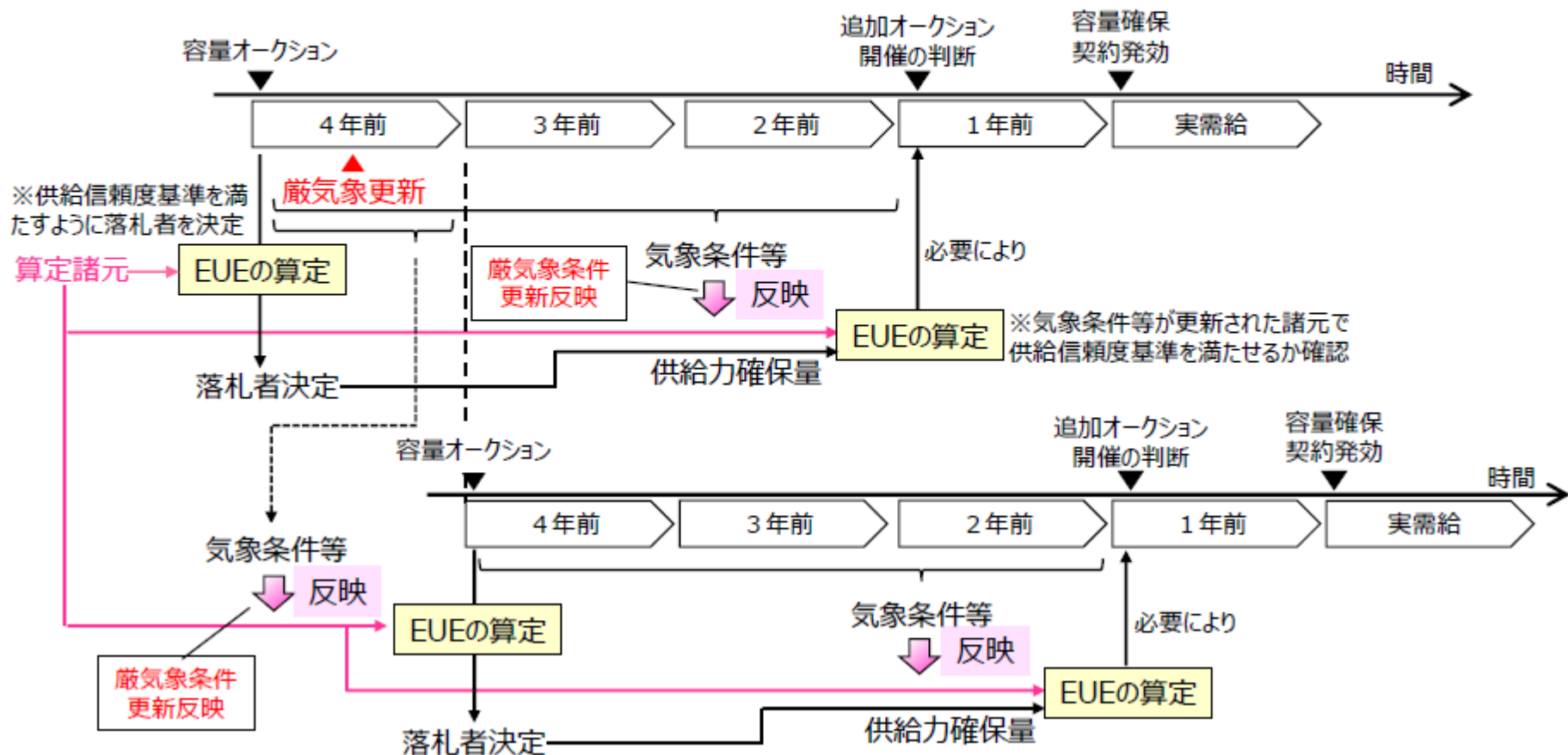
44

- 容量市場の初回オークションにおいては、最新の厳気象条件に基づき必要供給力を設定し、「需要1kWあたりのEUE」を算定する。
- 初回オークション以降に厳気象更新となるエリアがあった場合、その気象条件はその後のEUEを算定する諸元に反映されるため、次回オークション以降は、更新された厳気象条件が反映された諸元でEUEを算定することで、供給信頼度基準の維持可否を判定してはどうか。
- 仮に、算定したEUEが供給信頼度基準として定めた値以下に収まらない場合は、供給信頼度基準を満足するように、次回容量市場における目標調達量に反映させるとともに、足元では追加オークションや特別オークションの実施を判断する必要があるのではないか。



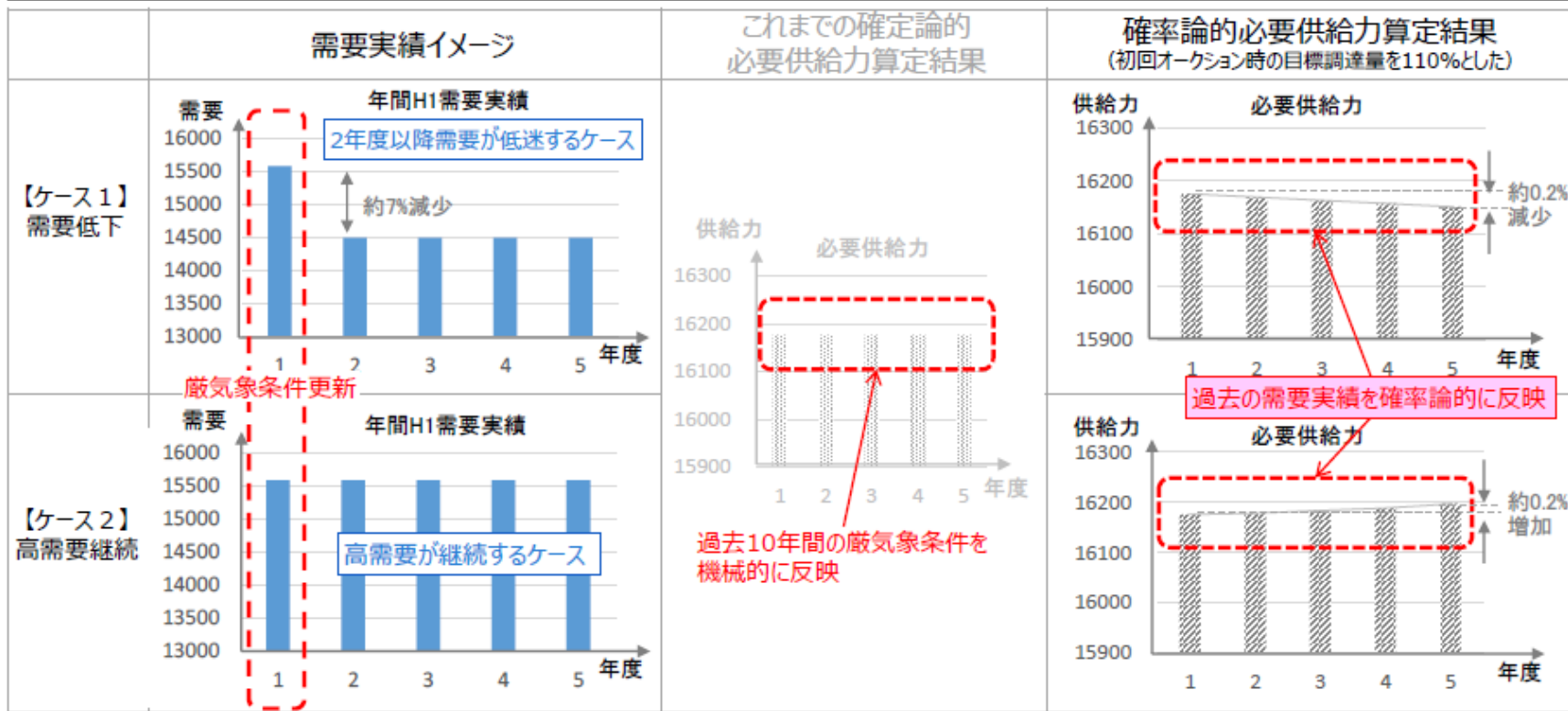
EUE算定諸元への厳気象条件更新の反映イメージ

■ 至近の需給実績（厳気象条件等）をEUEの算定諸元に反映することで、次回メインオークションの目標調達量の算定や追加オークション・特別オークションの要否判断（目標調達量の算定）を実施することとなる。



容量市場開設後の厳気象条件更新時の目標調達量の見直しについて

- 下表に各ケースの検討条件において同じ供給信頼度を維持するために必要な供給力のEUE算定結果を示す。
- 必要供給力は、厳気象発生頻度に応じて増減するものの、その変化割合は、初回オークション時に設定する目標調達量を基準に若干補正される程度であることを確認した。
- 特に厳気象対応の供給力については、相当程度のコストが必要なものであることから、その調達量は適切に評価されることが望ましい。容量市場開設後は、EUE算定により供給信頼度を評価することとしてはどうか。なお、毎年の気象実績（需要実績）の変化はEUE算定により容量市場の目標調達量に反映されることとなる。

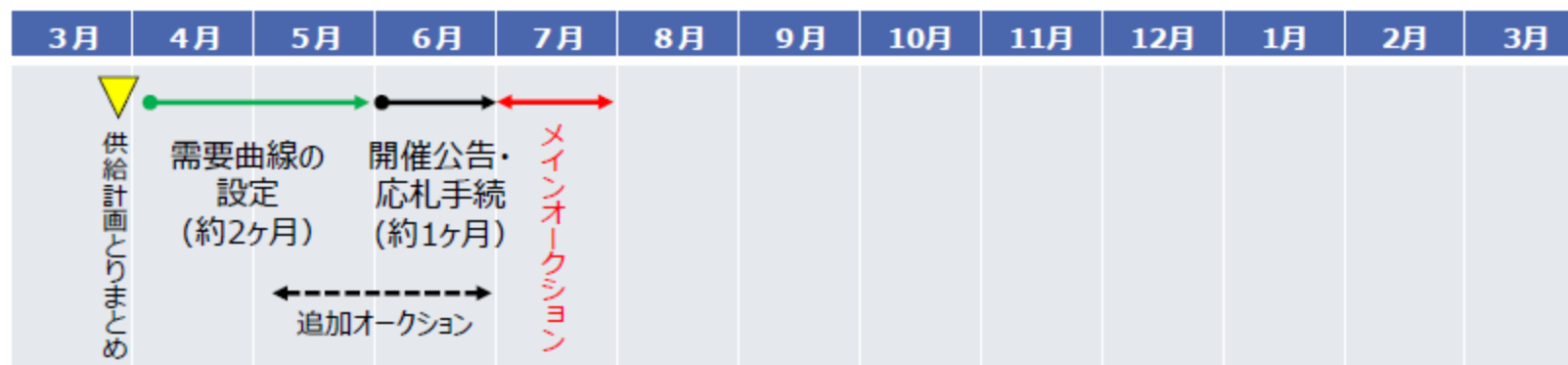


4. 需要曲線の作成スケジュール等について

19

(1) メインオークションの開催時期について

- 需要曲線作成のスケジュール等を整理するにあたり、メインオークションの開催時期を検討する。
- メインオークションの開催は、需要曲線を設定し、その後、開催公告や応札手続を行った後に実施する必要がある。
- また、追加オークションの開催時期等と調整することも必要である。
- 需要曲線の設定は、目標調達量の設定に用いる4年後の想定需要を、最新（メインオークション開催年度）の供給計画を参照する必要がある。
- なお、メインオークションの開催時期は、電源建設等のリードタイムを踏まえれば、できるだけ早期に開催することが望ましいと考えられる。
- そのため、需要曲線を4月から5月に設定し、メインオークションは毎年7月に開催することとしてはどうか。



1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

- 容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の検討や需給検証に用いた火力発電の計画外停止率2.6%は2014～2016年度の8,760時間の計画外停止実績から算定した平均的な値※である。厳気象時に、こうした平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えたるための供給力（稀頻度リスク対応分）としてH3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年4月26日）において整理された。

※「第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年3月5日） 資料4 参考資料」参照

- また、容量市場開設前の供給力確保策として、特別調達電源の仕組みに加え、稀頻度リスク対応分を電源 I ' 公募にて調達することにより、「容量市場早期開設」を実施せず、安定供給を維持することが整理された。
- そのため、**電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。**

※必要供給力の費用負担については、引き続き、国の審議会にて議論いただくこととした。

容量市場開設前の供給力確保について

16

(4) 供給力確保の実効性を高めるための対応策

- 容量市場開設前において、小売電源も不足した際の供給力確保（特別調達電源）の仕組みについて整理した。
- また、容量市場開設後の目標調達量について明示することができた。
- 以上のことから、容量市場開設前の供給力確保策として、特別調達電源の仕組みに加え、稀頻度リスク分（平年H3需要の1%）を電源I'公募にて調達することにより、「容量市場早期開設」を実施せず（小売電気事業者の容量支払いを増やさず）に安定供給を維持することができると考えるが、ご議論いただきたい。

2020~23年度の供給力確保策

第29回制度検討作業部会資料3-1抜粋

- 小売電気事業者が相対契約などによって必要な供給力を確保していくことが望ましいが、それでも2020~23年度において必要供給予備率が不足する見通しとなった際には、下記のような供給力確保策を採ることが考えられる。
- 供給力確保義務や卸電力市場価格の安定の観点から、不足する供給力は小売電源として確保することが望ましいため、調整力公募や電源入札は、やむを得ない場合に限った対応と位置付けられる。

	確保量	対象電源	調達主体	費用負担
案①: 調整力公募	・ 供給力不足分	・ 安定的に供給力を提供できる電源等	・ 送配電事業者	・ 送配電事業者（託送料金で適切に回収可能なように制度見直しが必要）
案②: 電源入札	・ 供給力不足分	・ 安定的に供給力を提供できる電源等	・ 広域機関	・ 送配電事業者
案③: 容量市場早期開設	・ 必要供給力全量	・ 全電源	・ 広域機関	・ 小売電気事業者 ・ 送配電事業者

出所) 第6回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2019年4月26日) 資料2-1 (赤線追記)

http://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_06_shiryuu.html

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。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. 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。
- 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でどうか。

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）

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

- 電源 I ' 確保目的について、必要供給力の考え方を反映して見直すと、以下のようなものではないか。
- この案をもとに検討を進め、今後のご議論の内容を踏まえて、確保目的および電源 I ' 必要量の考え方について整理していくこととしたいが、どうか。

【電源 I ' の確保目的の見直し案】 下線部分が主な見直し箇所

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下のリスクが発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにするための供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I ' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

- これまで述べてきたように電源 I ' はアデカシーの観点から確保しているものではあるが、要件として発動回数や継続時間の制約が設けられている一方で、指令から 3 時間以内に発動可能であることを求めており、バランス停止した発電機の起動が間に合わないようなタイミングでも発動できるといった特徴がある。
- 必要量は猛暑や厳寒といった状況に対応できるように評価するものの、発動をそのような状況に限定しているものではなく、天候急変などにより大きな変動が生じた場合の需要予測誤差や再エネ予測誤差に対応するために活用できるものである。
- 第36回の本委員会（2019年2月19日）における中部エリアの需給ひっ迫時の需給状況の分析の中においても、3 時間程度前に発動を判断できる需給状況に対しては、電源 II 運用の補完的な対応として、電源 I ' のDRなどを活用することも考えられるのではないかと整理した。
- これまで猛暑・厳寒時に活用することを主目的として、調整力の調達期間を限定して、夏季のみ、あるいは夏季・冬季のみ活用する契約としていた電源 I ' について、調達の際に年間を通じて可能な限り発動に応じるように求めていくことどうか。

【第 3 6 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年2月19日）議事録抜粋】

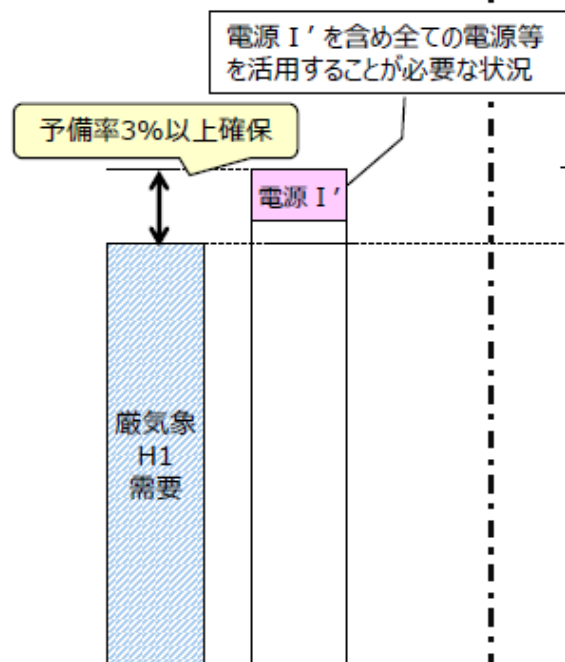
『出来る限り年間に対応できる、春や秋でも有り得るのは、確かにその通りで、**予想外れや太陽光発電の出力予測外れに対して電源 I ' に対応できることはあると思う。出来得る限りと記載してあるので大丈夫だとは思いますが**、供給力として見込む形にして年間いつでも発動できる形とするのが良いのか、あるいは夏と冬に限定し、春や秋に発動する場合には、例えばkWh価格で割増して回数の枠外で発動できるような契約を予め締結しておく等、様々な方法があると思うので、**1つに決め打ちせず、どのような方法が、一番コストが低く、かつ供給安定に資するのかを考えていく必要があると思う。**』（松村委員）

電源 I' のDRの活用

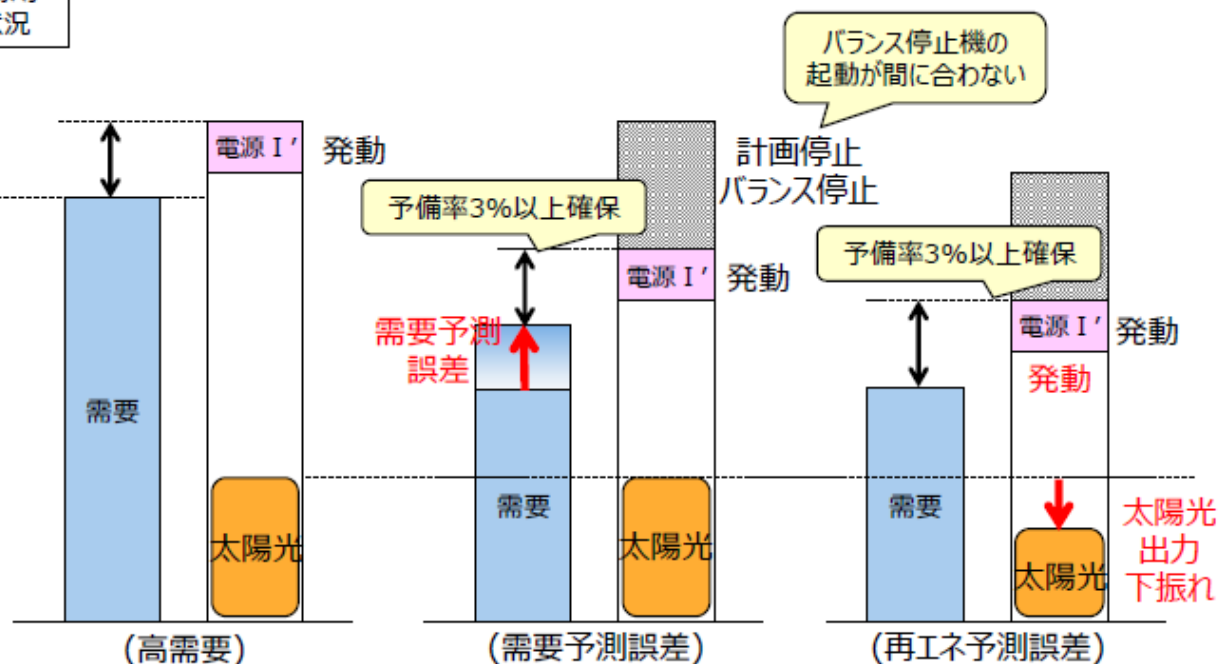
31

- 電源 I' については、DRなどの発電機以外のものが7割程度占めており、要件として発動回数や継続時間の制約が設けられている一方で、指令から3時間以内に発動可能であることを求めており、バランス停止した発電機の起動が間に合わないようなタイミングでも発動することができる
- そのため、必要量は猛暑や厳寒といった状況に対応できるように評価しているものの、そのような状況以外にも、天候急変などにより大きな変動が生じた場合に需要予測誤差や再エネ予測誤差に対応するために活用されているところ

【供給力確保の考え方】



【運用における扱い方】



(余白)

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

- 調整力の募集対象地域については、「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（2016年10月17日 経済産業省）」において、各一般送配電事業者の供給区域に限定せず、供給区域外も含めて広く募集することが望ましいとされた。

「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（2016年10月17日 経済産業省）」抜粋

.....

4. 公募調達実施時

.....

(8) 募集対象地域

「公募調整力についても広域メリットオーダーが行われることで、調整力の調達をより一層コスト効率的なものとなる可能性がある。このため、募集対象地域については、各一般送配電事業者の供給区域に限定せず、供給区域外も含めて広く募集することが望ましいと考えられるが、調整力についても広域メリットオーダーを可能とするためには、地域間連系線の利用ルールの見直し等の対応が必要となる。このため、まずは、募集対象地域は各一般送配電事業者の供給区域とするものの、資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる。」

参考：調整力の広域的な確保について

募集容量
電源の要件等

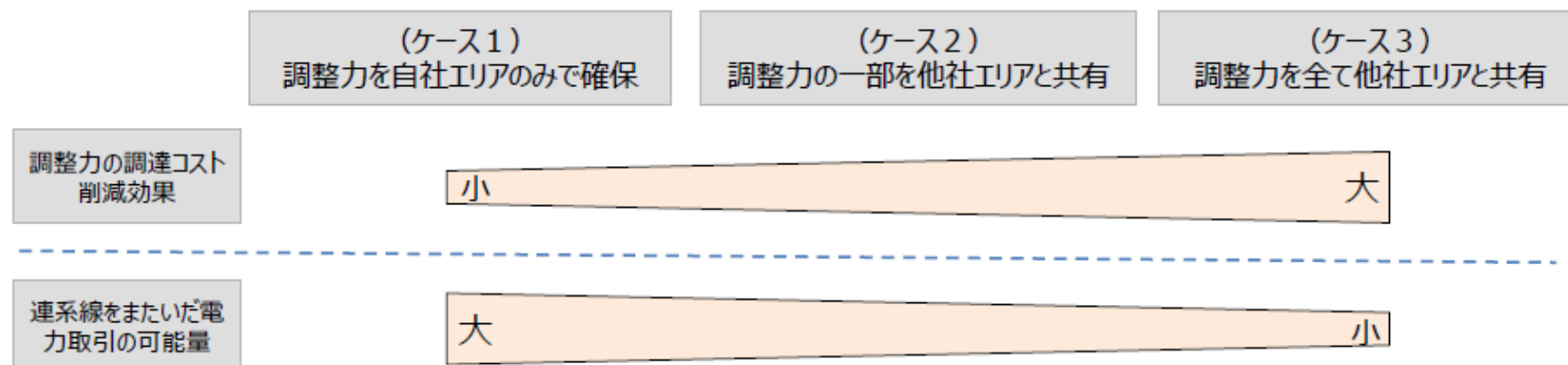
契約条件等

特定電源

その他

24

- 調整力の要件等を標準化し、調整力の調達、確保を広域的に行うことで、効率化をより進めることが可能となる。
 1. 他社エリアのよりコスト面で優位な電源の活用によるコストの低減
 2. 他社エリアと調整力を共有することによる、必要量の低減
 - ・需要変動の不等時性による必要量の低減
 - ・調整力対象電源等を、同時に複数のエリアで活用可能とすることで、待機等をさせておく電源等の合理化が可能
- 他方で、電源 I に係る調整力の広域調達を実現するためには、連系線の確保が必要となるため、エネルギー取引への影響等を考慮した検討が必要。



○長期断面では、他社エリアから調達した調整力や、共有した調整力を利用可能とするため、必要な連系線の確保が必要。ただし、短期断面に近づくにつれて、確保した連系線の開放が可能な場合も考えられる。

○従って、前日市場や当日市場で十分な取引がされているか否かにより、エネルギー取引に与える影響も異なる。

募集対象地域 (電源Ⅰ・Ⅱ)

募集容量
電源の要件等

契約条件等

特定電源

その他

1

- 募集対象地域については、各一般送配電事業者の供給エリア外の電源等とも契約を可能とすることで、より安価な電源等を確保できる可能性がある。
- ただし、そのためには、地域間連系線の容量について、一般送配電事業者による確保を可能とするルール変更が必要。

【論点7】

- 各一般送配電事業者の供給エリア外の電源等との契約を認め、一般送配電事業者による地域間連系線の容量確保を可能とするルール変更をしてはどうか。

【関連した論点】

供給エリア外からの調整力として電源等の調達を可能とする場合、以下のような点について、検討を行う必要がある。

- 地域間連系線に関する運用ルールの変更
- 一般送配電事業者により確保することとなる地域間連系線の容量
(一般送配電事業者により確保することとなる地域間連系線の容量の増加に伴い、地域間連系線をまたいだ電力取引の可能性が減少する点に留意が必要)
- 中央給電指令所や広域機関の連系線運用管理システムの整備

- 「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」を踏まえ、第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2016年11月24日）において、「通常考慮すべきリスクへの対応のためにエリアが確保する調整力のエリア外調達のためのマージン」の区分（A0、B0）を追加することとした。
- なお、エリア外から調整力を調達する場合、エリア外の調整力を調達したエリアが運用できる必要があることから、これまではエリア内調達のみとしてきた。

【参考】マージンの分類と区分について

6

【予備力・調整力に関連したマージン】

内は当該区分に該当する現状のマージン

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、 エリア外調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
「需給バランスに対応したマージン」 需給バランスの確保を目的として、連系統を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	電源 I	A0	A1 旧① 旧②	A2 旧⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2	・系統容量3%相当※3
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマージン ※周波数制御（電源脱落対応を除く）のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	電源 I-a	B0	B1 旧③	B2 旧③
		・北海道風力実証試験	・東京中部間連系設備（EPPS:逆方向） ・北海道本州間連系設備（緊急時AFC:逆方向）	・東京中部間連系設備（EPPS:順方向） ・北海道本州間連系設備（緊急時AFC:順方向）

※1: 表中には記載を省略しているが、電源IIの余力も含む。

※2: 従来区分①の系統容量3%相当マージンについては、長期計画断面では区分Dのマージンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くなっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マージンに従来区分⑤（稀頻度リスク対応）に該当する観点が含まれることから記載

出所) 第24回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年1月23日） 資料1-2（赤枠追記）

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_24_haifu.html

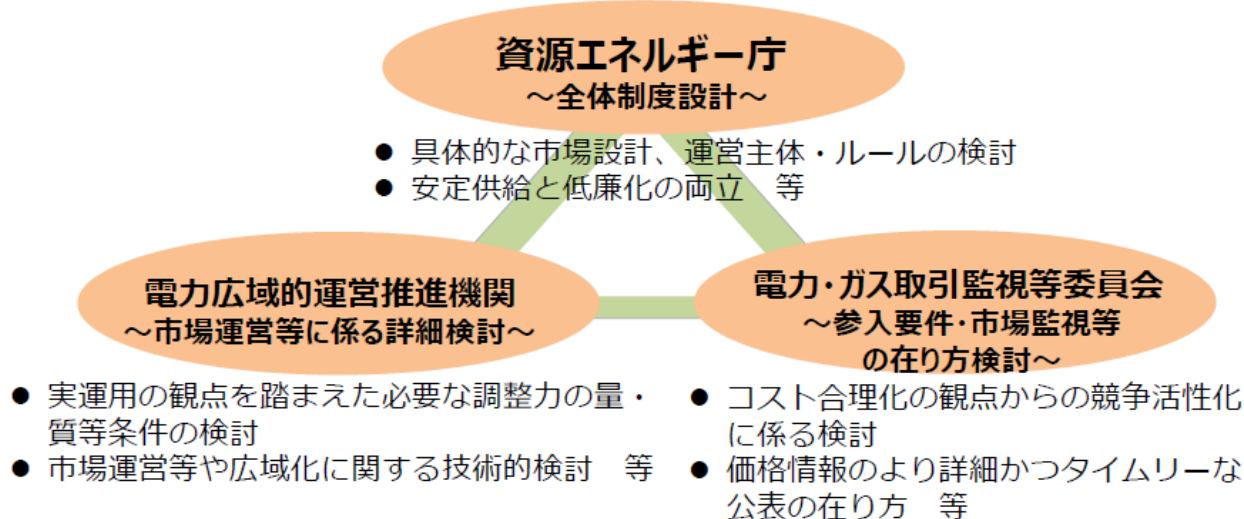
(余白)

- 2016年度の（初めて実施した）調整力公募の結果において、調整力価格についてエリア間に大きな価格差があったことで、調整力の広域調達の必要性が認識された。そして、需給調整市場の開設に向けて、資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関・電力ガス取引監視等委員会において、一体的に検討を進めることとした。
- また、2017年度の調整力公募の結果において、調整力価格の地域間の格差が残っていたことから、広域調達の検討のスピードを上げていくことが求められた。
- なお、2018年度の調整力公募の結果においても、調整力価格の地域間格差が残っていることが確認されている。

今後の検討の進め方

- 2020年度の需給調整市場（リアルタイム市場）の創設に向けて、調整力公募の評価も踏まえながら、資源エネルギー庁・広域機関・監視等委員会において、一体的に検討を進める。
- 本作業部会で全体制度設計を行うとともに、実際に需給調整市場の運営を行うに際して万全を期すため、広域機関において市場運営等の課題についてより詳細な検討を行い、監視等委員会において参入要件や市場監視等の在り方について検討を進めていくこととしてはどうか。

<検討の枠組み>



第11回制度検討作業部会（2017年9月19日）資料4
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/011_04_00.pdf

2019年度向け調整力の公募結果（電源 I 〃）

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	- ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲ 3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	- ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	- ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	- ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	- 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用 最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用 平均価格(円/kW)※	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,717	4,342	625	6,607	5,850	▲ 757
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

()内は追加募集分

※評価用最高価格、平均価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格： 運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で定める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格： 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

	東北	東京	中部	関西	九州
想定発動回数	3.6回	3.6回	1.8回	3.6回	3.6回
運転継続可能時間	4時間	3時間	2時間	3時間	4時間

※関西エリアの追加公募について

調整力の募集容量は広域機関が示す考え方に基づき、2018年1月に公表された供給計画の想定需要等から算出しているが、昨夏の需要実績は当該想定需要では考慮されていないため、当初の募集容量には反映されていなかった。関西エリアでは、次年度の想定需要が著しく増加したことにより、広域機関における調整力の公募にかかる必要量等の考え方の改訂（2018年9月12日）に基づき、募集容量の変更および追加公募を実施した。

今後の取組（具体的内容②）

2. 改善等が望まれると考えられる点についての検討

来年度の公募調達に向けて、改善等が望まれると考えられる以下の点について検討する。

- 調整力公募に参加する事業者を増やす方策について
 - ・ 調整力に求める要件のあり方（スペック、契約期間など）
 - ・ kWh単価実績の公表のあり方
- コスト合理化の観点からの調整力のエリア外からの調達について（広域的運用）
 - 地域間のコスト差はどの程度か
 - 広域的運用に係る技術的制約
 - 連系線の容量との関係
- 調整力公募に参加する事業者数が少ない現状を踏まえた契約価格のあり方

なお、これらの検討を進める上で、技術的に詳細な検討が必要となる事項が出てきた場合には、電力広域的運営推進機関に検討を要請する。

第16回制度設計専門会合（2017年3月31日）議事録抜粋

コストという観点からみると、今回の公募調達では、地域間で物すごい限界費用が違うということが明らかになったということだと思います。そうだとすると、連系線の容量というのを考えて、上げしろと下げしろというのでは対応の仕方が大分変わってくるだろうということを考えれば、そういうことも細かく分けて、スペックとかを考えていく、調達を考えていくということは、この結果をみれば当然にやるべきことなのですが、当然やるべきことをもし広域機関が怠ったとすれば、この委員会からも強く促すということは今後必要になってくるかと思います。

第26回制度設計専門会合（2018年1月30日）議事録抜粋

まず、調整力の公募結果ですが、前年度のところで非常に大きな価格差——限界という意味でも、平均という意味でも、大きな価格差がエリアごとにあったことで、広域調達の必要性をみなが改めて認識した。

（中略）

一方で、それでもなお強烈に地域間の格差が残っているということは、広域調達が非常に重要、特に高いところは、域外から買ってくることで、エリアの需要家の利益にもなるはずだし、日本全体の利益にもなるはず。検討のスピードを上げていかなければならないことを認識させられる結果だったと思います。

第28回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年5月16日）議事録抜粋

本来別の委員会で言うべきことだが、九州電力の電源 I' がどうして広域調達できないのか、いまだによくわかっていない。I' の調達はすべからどどのエリアでも自明にできると主張するつもりはないが、閉門連系線の潮流から考えて、電源 I' であれば中国地方で調達して何の障害があるのかよくわからない。これだけ価格が下がったことを考えると、これを言わなければならない必要性が下がっている可能性はあるが、しかし依然として大きな値差があることを私たちは認識しておかなければならない。

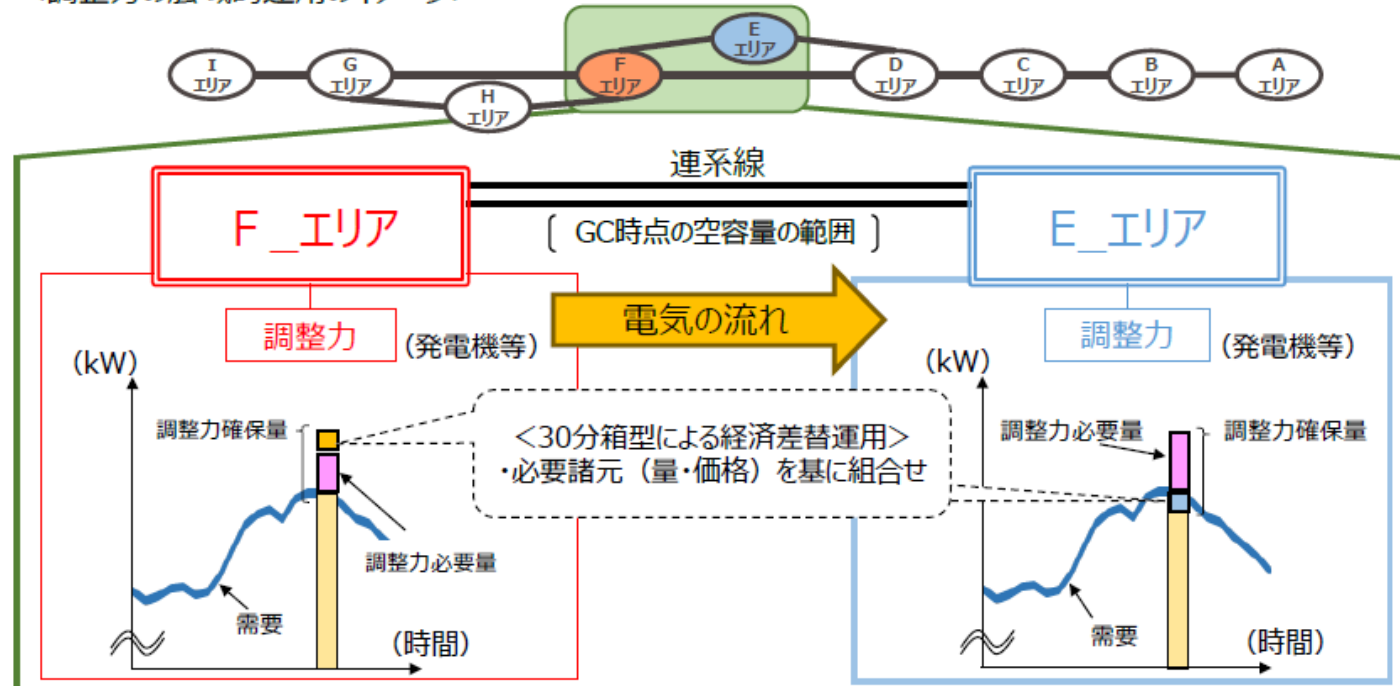
- 一般送配電事業者と広域機関が連携して、需給調整市場の開設を待つことなく、前倒しで需給調整コストを低減させる取り組みとして、「調整力の広域的運用」を今年度4月から実施しているところ。

「調整力の広域的運用」 需給調整コストの低減工夫 (概要) について

6

- 運用段階での調整力活用による需給調整コストの低減を目的に、GC時点の連系線空容量の範囲でエリア間の経済差替運用 (30分箱型) の実施を検討します。
- 本取組みは、将来の需給調整市場や広域需給調整のシステムが整備されるまでの間の対応となるため、簡易的な方法により、9 エリアを対象に準備が整ったエリアから順次開始できるよう検討を進めます。

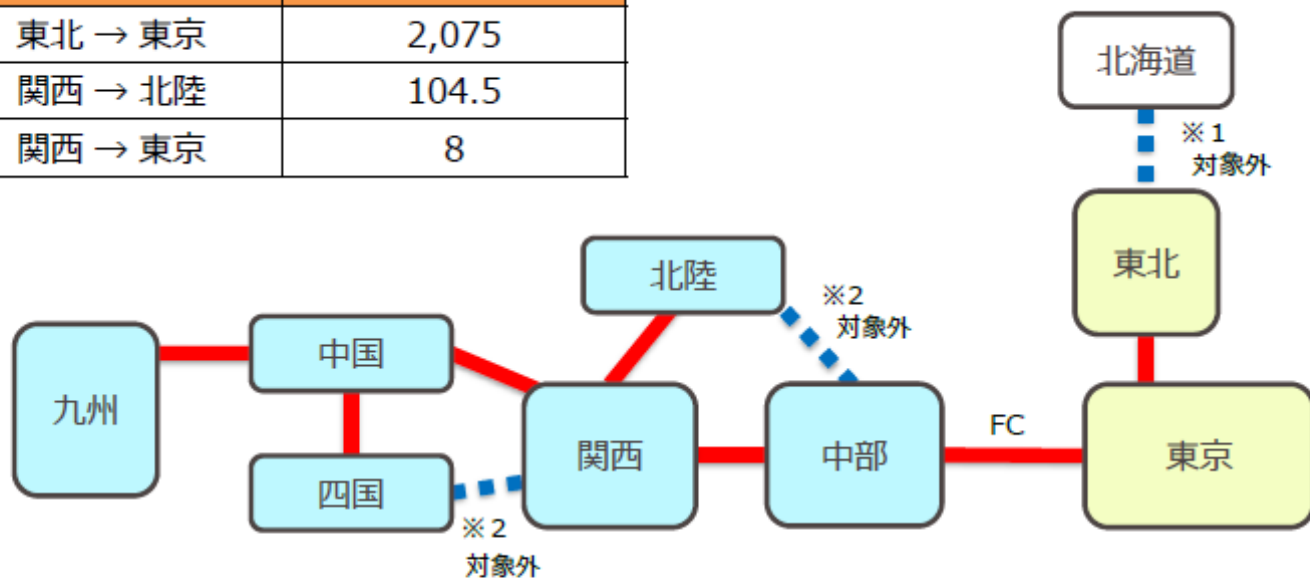
<調整力の広域的運用のイメージ>



- ▶ 北海道本州間は、段差制約を考慮した送電可否判定を30分毎に行う対応が困難なこと、中部北陸間・関西四国間は交流連系での運用ができることなどから、FCならびに交流連系線を対象として、調整力の広域的運用を行っています。

(4/19までの受給実績)

受給エリア	受給電力量 [MWh]
東北 → 東京	2,075
関西 → 北陸	104.5
関西 → 東京	8



※ 1 : 段差制約を考慮した送電可否判定を30分毎に行うことは対応困難のため対象外。

※ 2 : 交流連系での運用ができること、PO送信時間などの制約から対象外。

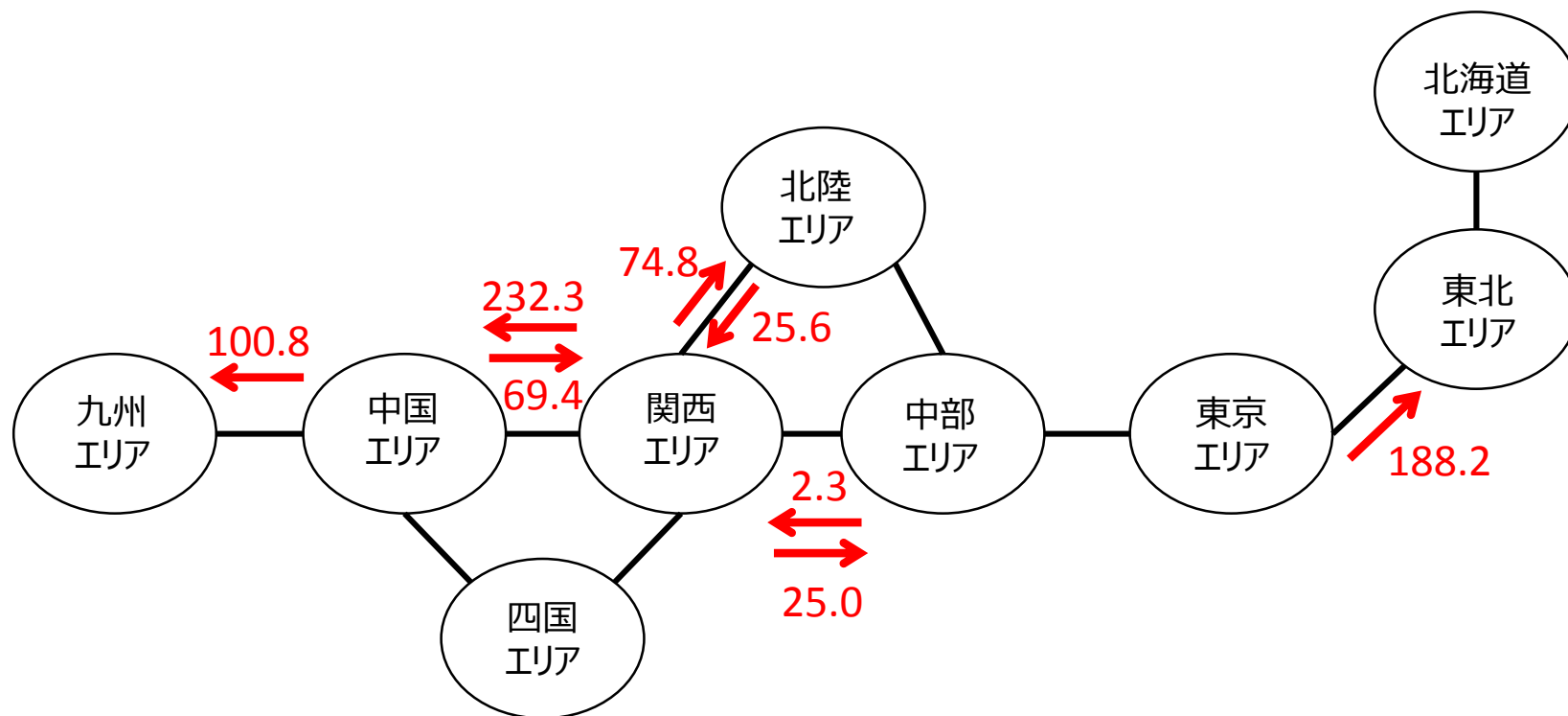
- 電源 I ' については、30分コマ内での細かい出力調整を求めるものではなく、GCより一定時間前に発動指令を行うものであり、今年度4月から実施している「調整力の広域的運用」のように、一般送配電事業者と広域機関が連携して運用することにより、エリア外で調達しても運用可能※なことが考えられる。

※具体的な公募方法、システム対応等については引き続き一般送配電事業者と広域機関にて連携して検討

- 上記を踏まえ、2020年度向け調整力公募に向けて、**電源 I ' のエリア外調達に関して検討を進めていくこととしてどうか**。なお、エリア外調達とは、電源 I ' の必要量はエリアごとに算定し、その必要量を満たすための電源 I ' を自エリア + 他エリアから募集することである。
- 電源 I ' はアデカシーの観点から確保するものであり、確保した一般送配電事業者が発動することが必要と判断した需給状況において、発動した調整力を確実に受電し、当該エリアの需給状況を改善することが必要であるため、エリア外調達した場合には地域間連系線の容量確保は必須となる。
- したがって、電源 I ' のエリア外調達をする場合、地域間連系線に「調整力のエリア外調達のためのマージン」を設定する必要があり、その分だけ空容量が減少することから、卸電力市場に影響を与え、経済損失が発生する場合もあり得るため、その在り方について検討を行う必要がある。
- 電源 I ' のエリア外調達に伴う地域間連系線容量確保において、卸電力市場との関係の中で、対象とする連系線やその容量の考え方については、国でも議論いただきたい。

(余白)

- 2018年度 夏季(7月~9月)・冬季(12月~2月)の平日(9時~20時)における最小空容量
[単位:万kW]



※最小空容量が1万kW以上だった地域間連系線・方向のみ記載
※広域機関「系統情報サービス」のデータ

●2018年4月～2019年3月（平日 9時～20時）における地域間連系線の最小空容量 [単位：万kW]

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	45.4	29.2	42.4	0.0	0.0	0.0	35.0	30.0	53.6	53.6	52.7	42.6
	東北⇒北海道	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
東北東京間 連系線	東北⇒東京	0.0	18.2	0.0	5.2	0.0	0.7	61.4	101.3	24.0	94.9	2.0	0.0
	東京⇒東北	208.5	207.8	220.4	228.9	269.7	194.5	166.3	172.5	188.2	238.4	281.3	183.5
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	56.4	20.0	109.3	59.9
	中部⇒東京	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部関西間 連系設備	中部⇒関西	0.0	0.0	10.4	2.3	14.6	119.8	82.2	113.1	87.7	115.4	90.6	67.7
	関西⇒中部	145.2	134.6	80.0	50.9	60.6	41.9	22.1	26.6	44.9	52.6	25.0	16.7
中部北陸間 連系線	中部⇒北陸	0.0	0.0	10.9	11.2	21.9	0.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
	北陸⇒中部	30.0	16.1	15.8	34.4	30.0	0.0	30.0	30.0	30.0	20.0	30.0	30.0
北陸関西間 連系線	北陸⇒関西	48.7	38.9	86.9	106.2	74.8	88.7	102.8	194.0	193.8	158.3	202.4	128.1
	関西⇒北陸	30.0	25.1	27.6	54.6	51.8	82.1	30.9	29.0	58.4	37.9	25.6	65.5
関西中国間 連系設備	関西⇒中国	146.7	194.4	193.9	250.6	232.3	239.5	375.8	367.6	274.9	319.8	258.2	250.0
	中国⇒関西	184.1	158.7	59.2	92.5	135.7	69.4	0.0	30.0	98.1	128.6	70.9	6.2
関西四国間 連系線	関西⇒四国	14.0	26.2	57.1	44.7	110.7	0.0	40.6	110.6	110.6	110.6	110.6	27.2
	四国⇒関西	3.9	73.9	3.9	3.9	7.8	0.0	0.0	0.0	8.0	0.0	0.0	1.7
中国四国間 連系線	中国⇒四国	0.0	0.0	24.5	0.01	17.1	61.5	25.8	81.3	62.1	69.1	96.2	21.2
	四国⇒中国	60.4	26.9	53.1	48.3	39.1	5.9	0.8	0.0	17.2	6.0	0.0	12.2
中国九州間 連系線	中国⇒九州	24.3	34.4	96.0	100.8	246.9	116.7	141.1	174.5	132.7	124.3	266.4	51.9
	九州⇒中国	7.3	19.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※広域機関「系統情報サービス」のデータ

1. 電源 I 必要量の考え方に関する課題について
2. 電源 I '必要量の考え方に関する課題について
 - (1) 現状の電源 I 'の確保目的と必要量の考え方について
 - (2) 容量市場開設後における厳気象対応分について
(電力レジリエンス等に関する小委員会での議論状況)
 - (3) 2020年度向け調整力公募における厳気象対応分について
 - (4) 稀頻度リスク対応分について
 - (5) 電源 I 'の確保目的の見直しについて
 - (6) 電源 I 'の活用について
 - (7) 電源 I 'のエリア外調達について
3. まとめ

～電源 I 必要量の考え方に関する課題について～

- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場については、2021年度の開設に向けて検討が進められているところであり、開設以降、段階的に広域化が進められる予定である。
- 今回、公募調達する調整力が活用される2020年度は、需給調整市場開設前であり、一般送配電事業者は調整力公募により、**調整力をこれまでと同様にエリア内で確保する必要があると考えるが、どうか。**
- 設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえ、**容量市場による容量確保が開始されるまでは、一般送配電事業者が少なくとも「必要供給予備力の量」（＝偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量）を、エリア内で電源 I として確保する必要があるのではないか。**
- 容量市場においては、EUEを用いた全国での供給信頼度基準の評価に基づいて、広域機関が全国で必要な供給力を一括して確保していくことになるものの、それまでは供給力の確保主体が発電・小売電気事業者と一般送配電事業者に分かれており、**当面※は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保する必要があるのではないか。**
※容量市場開設前であっても、供給信頼度基準評価の検討状況にあわせて見直しを検討する
- なお、電源 I の必要量は必要供給予備力の量を基準とし、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保する必要があるのではないか。具体的な数値としては次回以降にお示しする。

～電源 I ' 必要量の考え方に関する課題について～

- 容量市場開設前においても、必要とする供給力の考え方は基本的に同じであることから、**以下の点を考慮するよう、電源 I ' 必要量の考え方の見直しを検討していくこと**でどうか。
 - ✓ エリア間の最大需要発生の不平等性（不平等性による需要減少率を考慮）
 - ✓ 供給力評価時における火力発電の計画外停止率
 - ✓ 夏季と冬季の計画停止の差
 - ✓ 夏季と冬季の再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）およびガスタービン発電設備の供給力の差
- 2020年度に行われる容量市場の初回オークションにおいては、最新の気象条件に基づき必要供給力を設定することとしているものの、メインオークションは2020年7月に開催し、その需要曲線の設定を2020年4月～5月に行うスケジュールであることから、それまでの間は、**電源 I ' 必要量検討にあたっては、これまでどおり最新の厳気象条件を反映した厳気象H1需要を用いること**としてはどうか。
- 今回の電源 I ' 必要量の算定以降に厳気象更新があり、厳気象H1需要を用いて計算される電源 I ' 必要量が増加する場合の次年度以降の公募量への反映方法については、電力需給検証等の方法も含め、引き続き検討していくこととしてはどうか。
- **電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。**
- 電源 I ' のエリア外からの募集および運用方法に関する一般送配電事業者と広域機関による検討状況を踏まえ、2020年度向け調整力公募に向けて、**電源 I ' のエリア外調達に関して検討を進めていくこと**としてはどうか。
- なお、電源 I ' はアデカシーの観点から確保するものであり、エリア外調達した場合には地域間連系線の容量確保は必須となる。そのため、電源 I ' のエリア外調達に伴う地域間連系線容量確保について、卸電力市場との関係の中で、対象とする連系線やその容量の考え方については、国でも議論いただきたい。

(参考) まとめ
 ～2020年度向け調整力公募に向けた課題一覧～

調整力公募	2019年度向け	2020年度向け	主な検討課題
電源 I	7%調達（必要供給予備力の観点）	7%調達（必要供給予備力の観点）	残余需要実績から調整力としての必要量確認
電源 I'	計画外停止率考慮せず	計画外停止率考慮	火力の計画外停止率2.6%を採用
	不等時性考慮せず	不等時性考慮	不等時性の需要減少率の考え方について整理
	年間H1×103%	夏季・冬季H1×103%	夏冬の供給力差の確認（具体的には下記のとおり）
		夏冬の計画停止の差	計画停止の見込み量の考え方について整理
	夏冬の供給力差考慮せず	夏冬の再エネ供給力差	具体的な数値確認
		夏冬のガスタービン供給力差	具体的な数値確認
	稀頻度リスク考慮せず	稀頻度リスク分考慮（H3×1%）	具体的な数値確認
	エリア外調達なし	エリア外調達を実施する方向で検討	電源 I' のエリア外調達に伴う連系線容量確保の考え方について、国でも議論