

業務規程及び送配電等業務指針 変更案の概要について

(N-1電制本格適用に関する規定の変更の補足説明資料)

2022年3月30日

電力広域的運営推進機関

- N-1電制^{※1}は既存系統の有効活用を目指す「日本版コネクト&マネージ」の取組みの1つとして、2018年から新規接続電源を対象に先行的に導入を行ってきました。
- その後、N-1電制のさらなる適用拡大に向けて、国の審議会^{※2}や広域機関の委員会^{※3}にて、費用精算を前提としたN-1電制の本格的な運用開始に向けて課題整理を行ってまいりました。
- 今般、上記の審議会等で課題整理が完了したことにより、以下の通り規程類の変更を行います。
 - 一般送配電事業者等が効率的な設備形成に資すると判断した場合に、指定した発電設備等にN-1電制装置の設置を求め、指定された発電設備等は正当な理由がない限り、これに応じなければならない旨を規定
 - N-1電制装置の設置等に係る費用（初期費用）、N-1電制が動作することによって生じる代替電源調達費用、FIT電源・FIP電源がN-1電制されなかった場合に再エネ特措法に基づき得られた収益や再起動費用（オペレーション費用）を一般送配電事業者からN-1電制した発電設備等に費用負担する旨を規定
 - オペレーション費用については、広域機関の妥当性確認を行う旨を規定

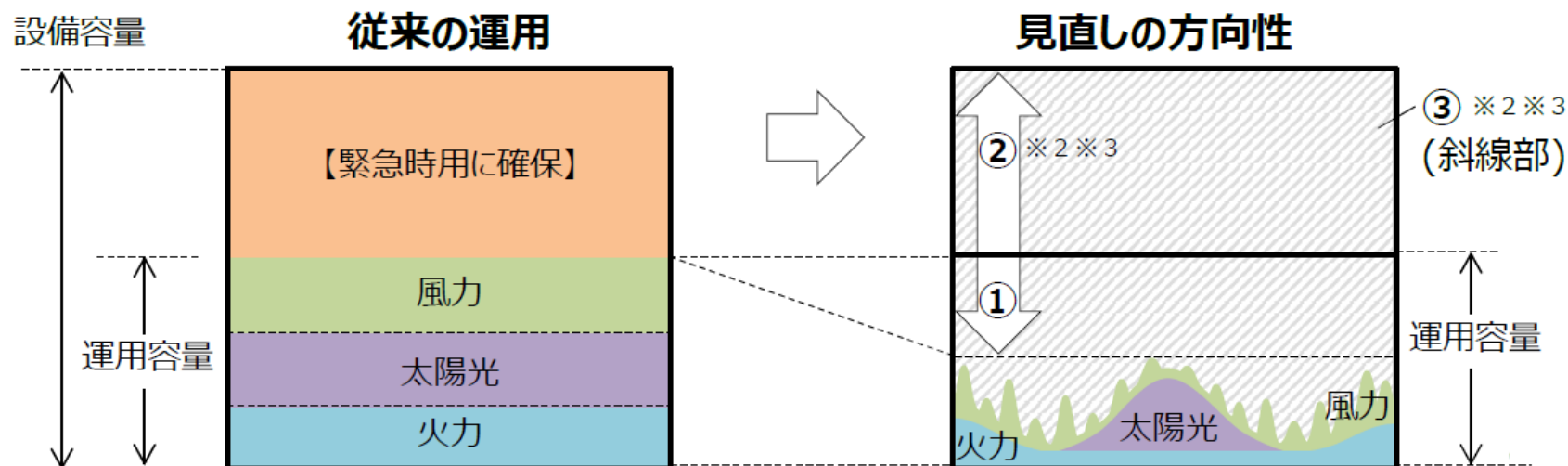
※1 送配電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の単一故障が発生した場合に、保護継電器等により瞬時に電源制限（発電抑制）を行う仕組み。これにより運用容量の拡大が可能となる。

※2 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会

※3 広域系統整備委員会

1. 日本版コネクト&マネージの進捗

取組	従来への運用	見直しの方向性	実施状況
① 空き容量の算定条件の見直し(想定潮流の合理化)	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kWの空き容量拡大を確認 ※1
② 緊急時用の枠の活用(N-1電制)	設備容量の半分程度(緊急時用に容量を確保)	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、緊急時用の枠を活用	2018年10月から一部実施 約4,040万kWの接続可能容量を確認 ※1 2021年11月時点で全国で約650万kWの接続
③ ノンファーム型接続	適用しない	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2021年1月に空き容量の無い基幹系統に適用 2021年4月に東京電力PGエリアの一部ローカル系統に試行適用 2021年11月時点で全国で300万kW超のノンファーム型接続による契約申込みを受付



※1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

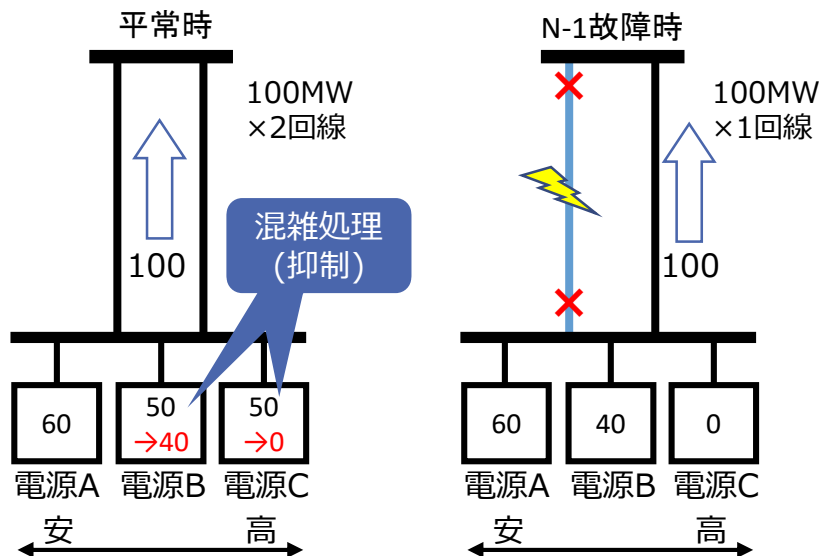
※2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

※3 電制装置の設置が必要。

- 系統の信頼性の観点から、2回線送電線に流れる平常時の潮流は、万が一のN-1故障（単一設備故障：送電線1回線故障など）発生時でも安定的に送電が継続できるよう、1回線分の設備容量を上限に運用している。（この上限を「運用容量」と言う）
- 「N-1電制」はN-1故障時に瞬時に発電出力の抑制（または遮断）する装置を電源や送電線に設置することにより、平常時の運用容量を拡大する取り組み。装置の設置だけで平常時の運用容量が拡大できるため、送電線の張替などを行う増強工事より効率的。

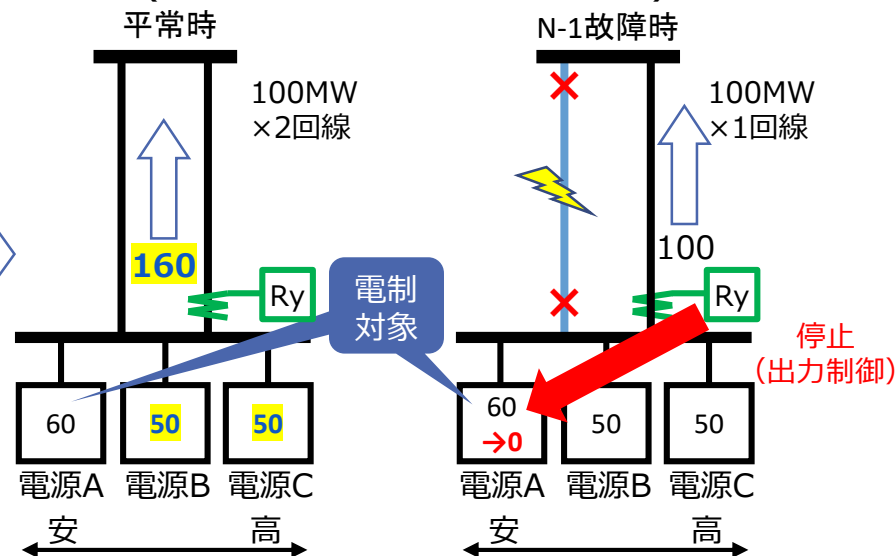
「N-1電制」なし

(運用容量100)



「N-1電制」適用

(運用容量100→160に拡大)



N-1故障が発生した時でも安定して電気を送電できるように事前に運用容量内に収まるよう発電抑制を行う (上記の例では電源B・Cで合計60の抑制が必要)

N-1故障が発生した場合は電制装置(Ry)により瞬時に1回線の容量まで発電出力を抑制できるため、平常時は1回線容量以上に運用することが可能になる (上記では電源Aに装置を設置することで運用容量を拡大)

《一般送配電事業者等が指定した発電設備等に対するN-1電制装置の設置》

- 一般送配電事業者等※は効率的な設備形成に資すると判断した流通設備において、N-1電制を実施することができます。
- 一般送配電事業者等は、そのN-1電制を実施する上で、N-1電制装置（N-1電制の実施のために発電設備等に設置する制御装置等）を設置することが適切だと判断した発電設備等に対して、N-1電制装置の設置を求めることができます。
- この求めを受けた発電設備等については、正当な理由がない限り、これに応じていただきます。

※ 一般送配電事業者及び配電事業者を指します。なお、配電事業制度は2022年4月1日より開始予定です。

【送配電等業務指針 第64条の2 第1～3項】<新設>

2 - 1. 電制対象電源の選定の考え方

9

事務局案：引き続き全ての特別高圧電源を対象に、 抑制効果を第1として電制対象電源を選定する

- 費用負担の在り方に関わらず、電制頻度がかなり限定されることを踏まえれば、電制実施時に必要となるコスト等より、**電制装置設置に伴う運用容量拡大効果を重視することが合理的**であり、ひいては発電コストとネットワークコスト両者の低減につながると考えられる。
- このため、引き続き全ての特別高圧電源を対象に、**抑制効果（＝運用容量拡大効果）を第1**として電制対象電源を選定していくこととする。
- その上で、複数の電制対象候補がある場合、残りの項目（「再起動時間」、「機会損失」、「設置費用」）に基づき対象電源を選定していくこととする。（必要に応じ電源側へ聞き取りする）
- なお、抑制効果の評価において、電制対象候補を選定するにあたっては、**適用する系統の特徴や混雑見通し、電源の接続状況などを踏まえ、合理的な電制対象電源を選定することが必要**と考えられる。
（次頁参照）

注）第34回整備委で整理のとおり、「緊急停止により公衆安全に影響がある発電機」は引き続きN-1電制の対象外

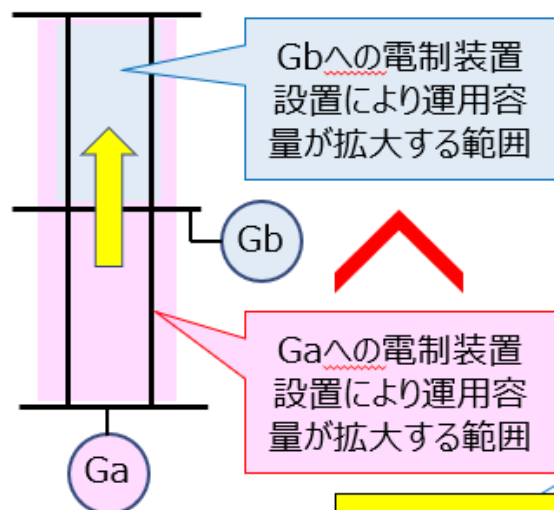
2-1. 電制対象電源の選定の考え方

10

- 抑制効果を踏まえて電制対象電源を選定するにあたっては、電制対象電源の「A 地点」、「B 大きさ」、「C 系統混雑時の混雑見通し」の3つの観点から考慮する。
- ただし、これら3点を完全に満たす電源が存在するとは限らないため、系統状況や連系電源の実態に応じ、一般送配電事業者がこの3つの観点も踏まえ総合的に電制対象電源を選定していく。

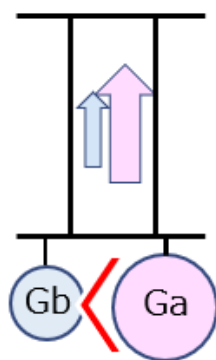
A 地点

- 複数の流通設備に対し運用容量拡大効果を有する



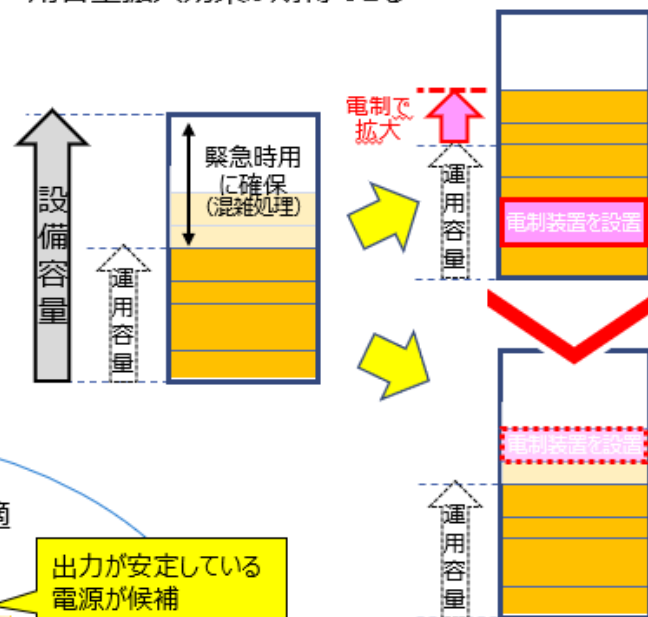
B 大きさ

- 出力が大きい
(最大受電電力が大きい)



C 系統混雑時の混雑見通し

- 混雑処理されにくい電源ほど、混雑時においても運用容量拡大効果が期待できる*



- 混雑の性質（一時的か、恒常的か）によっても、最適な電制対象が変わり得る

混雑発生時に混雑に影響する電源が候補

出力が安定している電源が候補

*ローカル系統の混雑管理のあり方は今後検討を深めていく必要あり

《一般送配電事業者等が指定した発電設備等に対する費用負担》

- 一般送配電事業者等が指定した発電設備等にN-1電制装置を設置する場合、設置等に関する費用については、一般送配電事業者等が負担します。
- N-1電制装置を設置し、N-1電制が実施され、電制対象電源が発電抑制（発電出力の抑制又は発電設備等が解列することをいう）された場合、以下のN-1電制の実施により生じた費用は一般送配電事業者等が発電契約者又は特定契約者に対して負担します。
（送配電等業務指針 第64条の2 第4・5項】<新設>）

<代替電源調達費用>

- N-1電制に伴う発電抑制により、当該電源から電気を調達していた発電契約者が、発電抑制された電源の代替となる電源を調達することによって生じる費用（第64条の2 第5項 1号）

<再エネ特措法に基づく収益>

- N-1電制に伴う発電抑制がなければ、FIT電源が再エネ特措法に基づき得ていたであろう収益に相当する費用（第64条の2 第5項 2号）
- N-1電制に伴う発電抑制がなければ、FIP電源が再エネ特措法に基づき得ていたであろう収益に相当する費用（第64条の2 第5項 3号）

<再起動費用>

- 発電設備等が解列された場合に、発電設備等を再度起動するために要した費用（第64条の2 第5項 4号）

- 第64条の2第5項の各号に基づき、N-1電制の発電抑制の対象となった電源に対し、N-1電制の実施により生じた費用を精算しますが、これを電源種別毎に整理すると下記のとおりとなります。

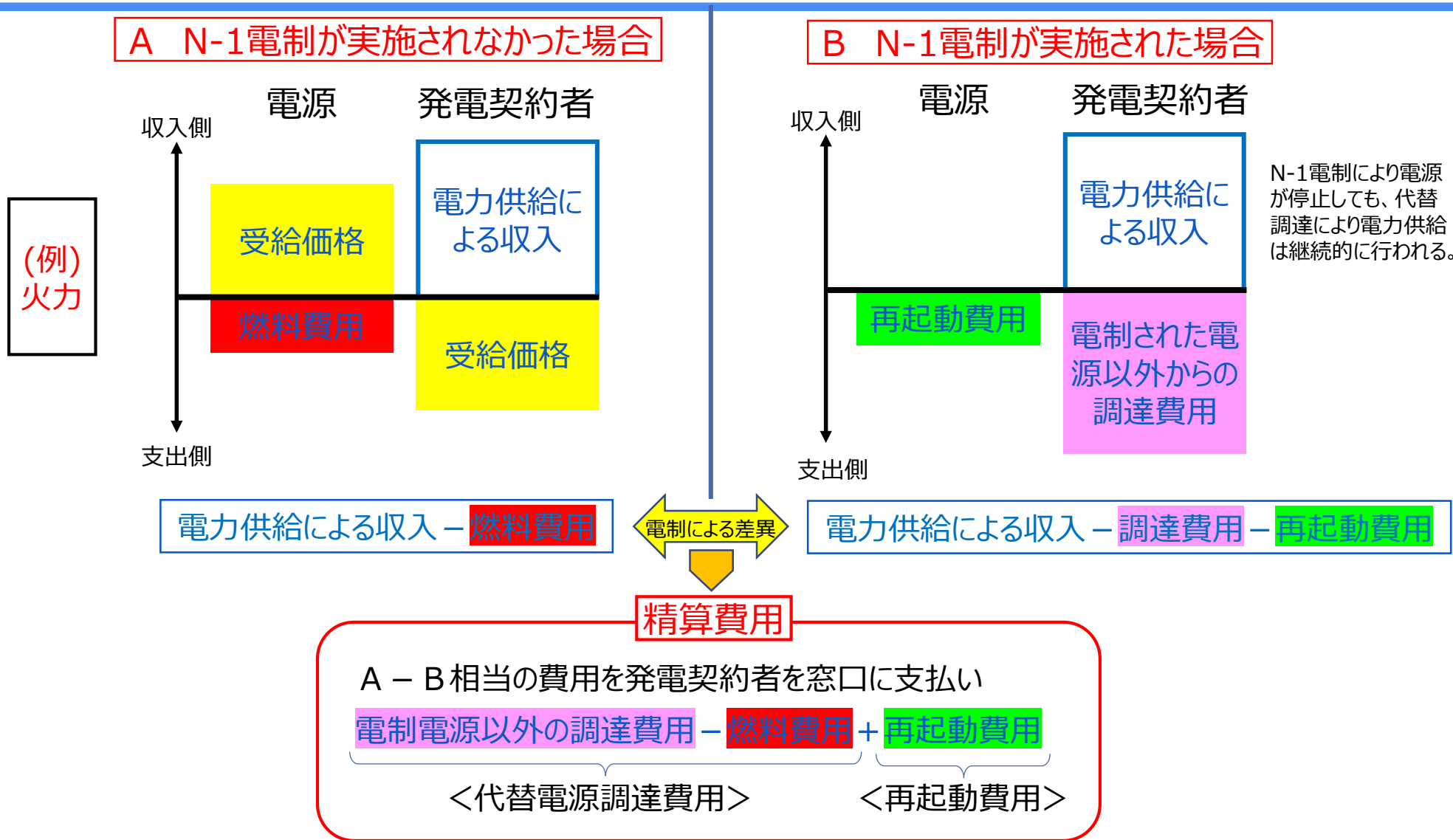
N-1電制の発電抑制の対象 となった電源	代替電源調達費用 第64条の2第5項1号	再エネ特措法に基づく 収益 (FIT) 第64条の2第5項2号	再エネ特措法に基づく 収益 (FIP) 第64条の2第5項3号	再起動費用 第64条の2第5項4号
FIT・FIP電源以外の電源	○	—	—	○
FIT送配買取 (特例①)	△	○	—	○
FIT送配買取 (特例②)	○	○	—	○
FIT送配買取 (特例③)	—	○	—	○
FIT小売買取 (特例①)	△	○	—	○
FIT小売買取 (特例②)	○	○	—	○
FIP市場売電※	○	—	○	○
FIP相対売電※	○	—	○	○

※ 「FIT・FIP電源以外の電源」を対象とした場合の費用精算を基本に、供給促進交付金(プレミアム)分を考慮した費用精算となる。

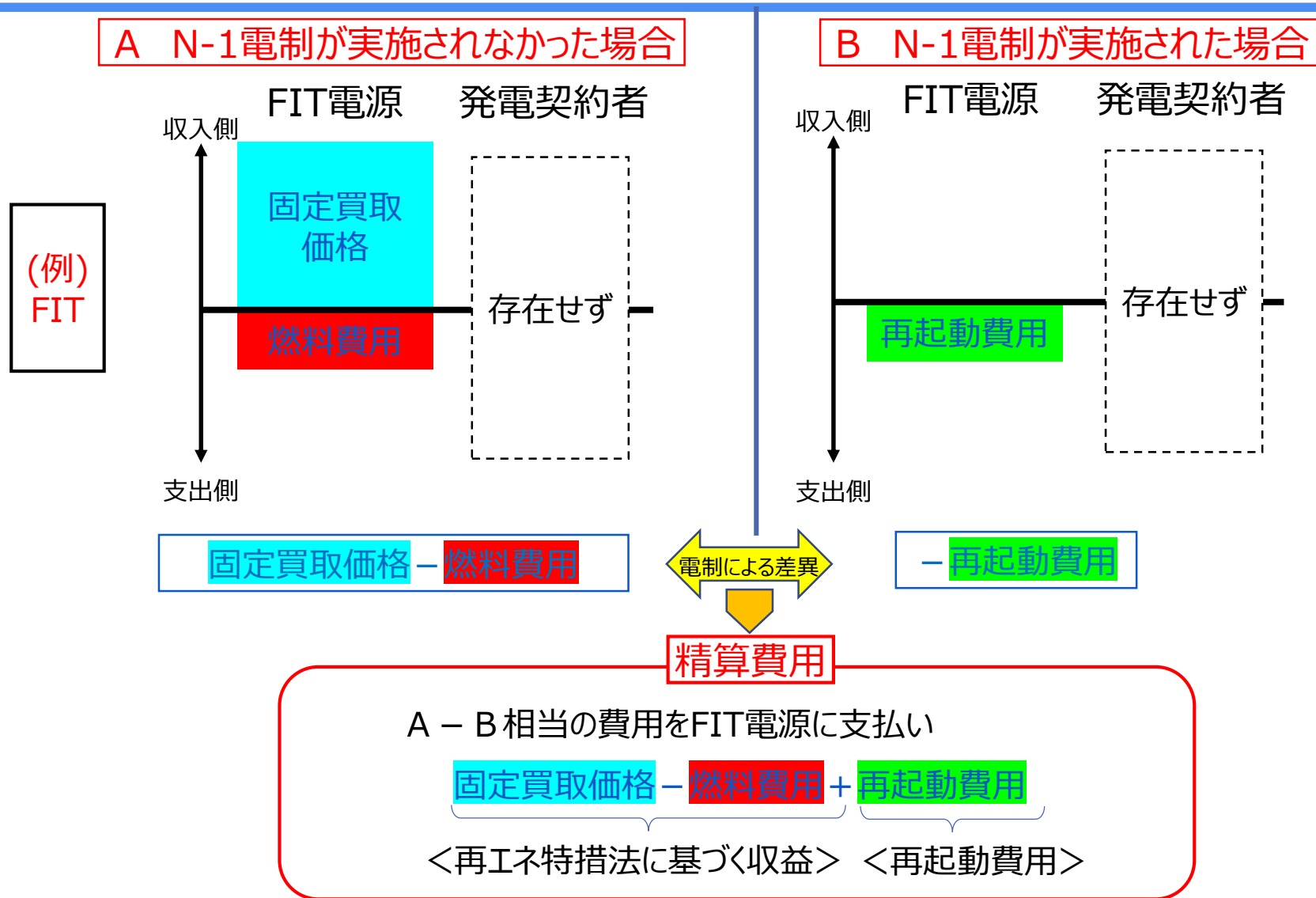
○：当該号に該当し精算を行う項目

—：当該号に該当しないため、精算を行わない項目

△：当該号に該当するが、FIT法のインバランス特例により電制電源に負担が発生しないため、精算を行わない項目



精算費用は発電量調整供給契約に基づき発電契約者に支払うため、発電契約者と電源側で別途精算を行う。



発電契約者が存在する特例①②は発電契約者を窓口で精算を行う。なお、特例②の場合は、電制により生じた発電契約者のインバランス等の負担を代替電源調達費用で精算する。

N-1電制の費用負担の在り方の論点

- 電力広域機関の広域系統整備委員会において、N-1電制の本格適用に必要な費用及び考え方の議論が行われている。(次スライド以降参照。)
- **①初期費用**に関しては、電力広域機関の提案のとおり、今後の系統整備が受益者となる発電事業者を特定せず社会的な便益が費用を上回る場合に行われることを考慮すれば、**この考え方に倣い、一般負担*とすること**としてはどうか。
 - * N-1電制を適用する系統・条件等については、関係機関において一定の規律を整理することとする。
- **②オペレーション費用**に関しては、今後ローカル系統でのノンファーム型接続や再給電方式の導入といった系統利用ルールの変更を予定しており、**発電事業者の新たな負担やN-1電制のオペレーション費用のみ独自の考えで開始することに伴う制度設計への影響や、制度変更の都度、費用負担を見直す必要性がある点などを踏まえると、電力広域機関の提案のとおり、当面は一般負担とすること**としてはどうか。なお、この一般負担の整理は過渡的な扱いであり、今後、混雑エリアの発電事業者の費用負担の在り方について整理を行う中で検討を深めることとする。
- なお、仮にこれら費用を一般負担と整理した場合、レベニューキャップ制度において適切に託送料金に計上される必要がある。当該制度における扱いについては、関連業務を担当する電力・ガス取引監視等委員会にて整理を行うこととしてはどうか。

1-(1)-1. 課題I-① 費用精算の項目

7

■ 前回の議論を踏まえ、当該システムを利用する電源が負担する具体的な費用精算項目（課題I-①）について整理したため、ご議論いただきたい。

	案1 システム故障に伴うN-1電制による給電指令時に発生した費用全て	案2 N-1電制に起因して発生した費用として第三者が客観的に評価できる項目をあらかじめ設定
具体的な精算項目	<ul style="list-style-type: none"> ・代替電源調達費用 ・再起動費用 ・設備損壊時の修繕費用 ・契約上のペナルティ など 	<ul style="list-style-type: none"> ・代替電源調達費用 ・再起動費用 <p>(ただし、第三者があらかじめ設定した項目によらないことが妥当と判断した場合は、標準外の精算を行うことがある)</p>
公平性 透明性	<ul style="list-style-type: none"> ・システム故障時に誰にでも起こり得る設備損壊などのリスクを対象とすることは公平な負担といえるか。 ・契約上のペナルティなど事業者の事情によるところが大きく、透明性が確保されないのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・N-1電制を起因に発生した項目に限ることで電制装置設置者の不利益とならないか。 ・対象は、第三者が妥当と判断したものに限られるため、透明性は確保されるか。
予見性	<ul style="list-style-type: none"> ・具体的な負担額がわからないため、負担側の事業者にとって予見性がない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・項目が明確となっているため、負担側の事業者にとって予見性がある。
合理的な設備形成	<ul style="list-style-type: none"> ・負担側の事業者にとって予見性がなく、電制システムへの接続が進まないおそれがある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・予見性があり、電制を活用した接続がしやすい。 ・電制装置設置に関する協議に時間を要するおそれがある。
課題	<ul style="list-style-type: none"> ・ふさわしくない項目も精算されるおそれがある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・妥当との評価へ至った経緯・根拠等は、負担者が納得する形で明らかにする必要がある。

1 - (1) - 1. 課題 I - ① 費用精算の項目 - 議論の整理

8

- 前回の委員会においては、本格適用は、負担者が変わるだけと考えれば、かかる費用全てが精算されるのではないか（案1）とのご意見があった。
- 一方で、費用精算にあたっては、第三者が適正性を確認することは必要、点検費用や燃料ペナルティは客観的な評価ができないのではないか、メンテナンス費用など本当に電制を起因に発生した費用かわからない費用を加えるべきか良く考えるべき（案2）とのご意見もあった。
- 前回の委員会での意見を踏まえると、当該系統の電源が負担する費用項目としては、まずは案2のN-1電制に起因して発生する費用と第三者が客観的に評価できる項目に限定し、具体的には、代替電源調達費用および再起動費用を対象※としてはどうか。

※ ただし、第三者があらかじめ設定した項目によらないことが妥当と判断した場合は、標準外の精算を行うことがある

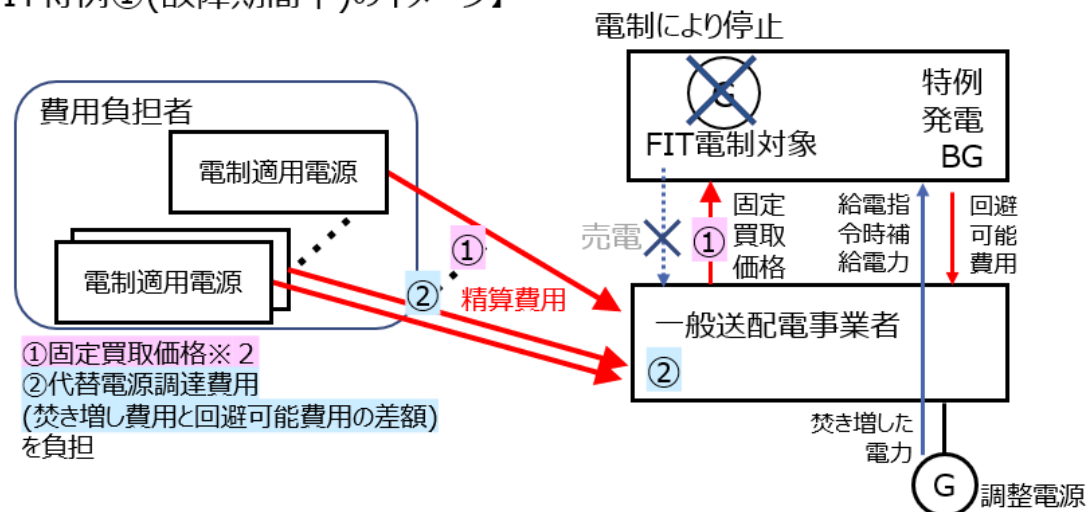
3-(1)-1. FIT電源電制時の費用精算の考え方 FIT電源の精算内容

22

- N-1電制の本格適用に伴う費用精算項目として代替電源調達費用がある。今回、**代替電源調達を行わないFIT電源を電制対象**とした場合、どのような精算を行うかについて検討した。
- 費用精算はもともと「電制対象者が不利益とならないような仕組み」として考えられたものである。それを具体化したのが「電制に伴う機会損失」である。これに準じて精算内容を考えると、以下のとおりとなる。
- FIT電源の場合、電制により売電の機会が失われ、**固定買取価格に基づく収入がその分減少**することとなる。このため、**収入減少分を発電機会損失相当として精算する(①)**。
- 一方、FIT電源の電制に伴い不足する電力は、一般送配電事業者が調整電源を焚き増しし、補うこととなる。給電指令時補給電力に対して一般送配電事業者は回避可能費用で精算を行うため、**これらの差額を、追加で要した代替電源調達費用として精算する(②) ※1**。

※1 特例①の場合。
特例②については特例発電BGを組成する小売電気事業者に当該費用が生じる。
特例③については特例①同様一般送配電事業者に当該費用が生じる。

【FIT特例①(故障期間中)のイメージ】



凡例
→ 電力の受け渡し → お金の流れ

※2 電制により発電不要となった分の限界費用を精算額から減じる
 (例)
 下記条件の風力の場合
 固定買取価格22円
 限界費用 0円
 精算額
 = (22-0)円×機会損失kWh

①固定買取価格×2
 ②代替電源調達費用
 (焚き増し費用と回避可能費用の差額)を負担

「N-1電制の費用精算に関する広域機関の妥当性確認」

- 一般送配電事業者等がN-1電制が実際に実施したことにより生じた費用については、一般負担での精算に先立ち、広域機関にて妥当性確認を行います。
- N-1電制された発電設備等は、費用精算に関する資料を一般送配電事業者等に提出し、一般送配電事業者等はその資料に加えて、当該発電設備等の実績確認を行ったことを証する資料を広域機関に提出します。
- この資料の提出を受けた広域機関は、その費用の妥当性確認を行い、一般送配電事業者等に回答を行います。一般送配電事業者等はその妥当性確認結果を受けて、費用精算を行うこととなります。

【業務規程 第64条の4】<新設>

【送配電等業務指針 第64条の2 第6・7項】<新設>

2 - 3. 本格適用の見直しを踏まえた費用精算のあり方について

24

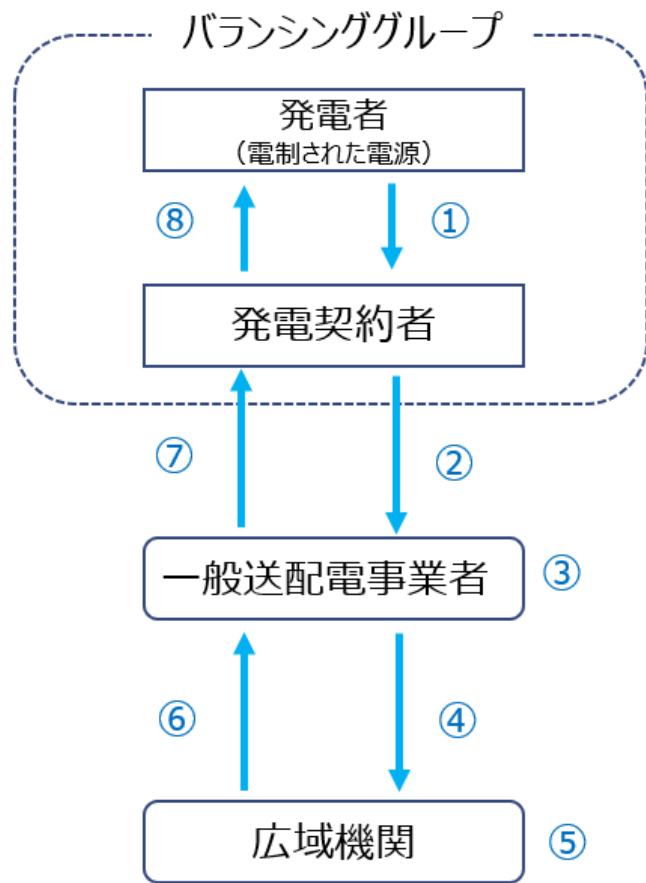
論点：本格適用の見直しを踏まえ、費用精算の扱いについてご議論いただきたい。

【論点③ 請求費用の妥当性確認について】

- 以下の点を踏まえ、電制時の請求費用の妥当性確認は広域機関が担うことかどうか。
- ✓ 費用精算の標準値作成にあたり広く発電事業者へ燃料費等をアンケートした結果を有しており、全国の請求実績等を蓄積していくことで、妥当性確認の精度向上が期待できる。
- ✓ アンケートだけでなく他制度等の類似の情報との連携が妥当性確認を行うため有効な方法となる。具体的には、2024年度からの需給調整市場の商品拡大により、一般送配電事業者は、GC後の余力活用などを運用していくなかで、発電事業者から発電価格の情報を集めることとなる。加えて、電力・ガス取引監視等委員会は、スポット市場や需給調整市場等、市場において適正な取引を確保していく観点から、発電価格のみならず、起動費なども含めた価格情報について合理的なものかどうか確認を行うこととしている。
- ✓ 広域機関としては、こうした他制度等で入手した情報の活用に加え、一般送配電事業者や電力・ガス取引監視等委員会など関係機関と連携することで、相当程度高い精度で請求費用の妥当性を確認することが可能となる。
- 広域機関としては、本格適用のオペレーション費用精算の運用開始に向け、引き続き妥当性確認に必要なデータや妥当性を確認する上での指標などを検討していく。(ただし、これらは機微情報にあたるため機関外秘とする)

(参考) 電制発生時の費用精算のイメージ

25



	対応概要
①	再起動に要した費用を根拠資料と一緒に発電契約者へ提出※1
②	発電者から提示された再起動費用（根拠資料含む）と、発電者電制により発電契約者に生じた代替電源調達費用（根拠資料含む）を一送へ提出※1
③	発電契約者から提出のあった実績について、一送所有の実績との乖離がないことを確認（再起動時間は一送の記録とあっているか、電制kWは一送の記録と合致しているか等）※2
④	一送から、一送所有の実績と整合を確認した「再起動費用」「代替電源調達費用」（根拠資料を含む）を広域機関へ提出
⑤	一送から提出のあった「再起動費用」「代替電源調達費用」の妥当性を確認（内容に疑義があれば一送や発電契約者等に確認する）※3
⑥	広域機関から妥当性確認結果を連絡
⑦	一送から「再起動費用」「代替電源調達費用」を支払い
⑧	発電契約者から「再起動費用」を支払い

※1 再起動費用の根拠資料は、必要に応じ、発電者と発電契約者との事前調整により、発電契約者を經由せず、発電者から一送に直接提出することも可とする。

※2 両者の実績に乖離があった場合は、一送～発電契約者～発電者間で確認・調整する。

※3 妥当との判断にならない可能性がある場合、別途、電力・ガス取引監視等委員会等と当該オペレーション費用の扱いを検討する。