

流通設備効率の向上に向けて (コネクト&マネージに関する取組について)

2020年5月25日
広域系統整備委員会事務局

コネクト & マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

- (1) 課題Ⅰ：納得性のある費用精算の仕組み
- (2) 課題Ⅱ：精算に必要なシステム仕様等の決定
- (3) まとめ

前回、課題 I - ①、②を検討していく前提となる考え方についてご議論いただき、以下のようなご意見を伺った。

(①費用精算の項目に関するご意見)

- 適正性の確認は中立的な第3者が行うということには賛成。
- 費用負担者が抑制に伴い発生する費用全てを分担するという考えは、本格適用以降も基本的に変わるものではない。
- メンテナンス費用など、本当に電制により発生した費用かどうかを確認するのは非常に困難であることは十分考えるべき。
- 点検費用や燃料ペナルティは、客観的な評価がし辛いのではないか。
- 精算費用をいくらにするかについて、裁量が大きいと判断に迷うので、ある程度透明かつ定型的に評価できるルールにした方がよいのではないか。
- 機会費用については、卸市場の情報を使用するなどすればより透明性が高まるのではないか。

(②精算対象とする期間に関するご意見)

- 給電指令時補給までを算定期間とする案1は短いのではないか。
- あらかじめ決めておくことでもいいかもしれないが、再起動までにかかった時間の妥当性を評価できる仕組みとすることが大事ではないか。
- 故障で長期間止まったとしてもその期間を全て考慮するのは違うのではないか。
- 早期再起動に対応した事業者のインセンティブがなくならないようにすべきではないか。

- 前回の議論を踏まえ、費用精算に関する課題Ⅰ－①、②の具体的な対応の方向性について整理したため、ご議論いただきたい。
- また、課題Ⅰ－③、課題Ⅱ－④についても、対応の方向性を整理したため、ご議論いただきたい。

	項目	論点	
課題Ⅰ	①費用精算の項目	N-1電制に伴う費用の内、何を精算項目とするか	今回議論
	②精算対象とする期間	N-1故障発生から、どこまでの期間を精算の対象とするか	今回議論
	③正確な費用の算出	どの様に正確な費用を算出し、適正性を確認するか。	今回議論
課題Ⅱ	④高圧系統・電源の取り扱い	システムの簡略化を図る上で、高圧系統・電源をどの様に扱うか	今回議論
	⑤精算を行う相手先	誰と費用精算を行うか。	次回以降議論
課題Ⅲ	⑥約款・ルール等の対応	約款・ルール等の改正の必要性・改正の方向性の検討。	事務局で整理

- 託送供給等約款や発電量調整契約では、故障時や作業時に発電制約が生じることを前提に、その際の給電指令による抑制に伴い発生した費用は、指令を受けた電源が負うこととなっている。
- 給電指令により抑制を受けた際に不足する電力は、緊急時扱い※の間は一般送配電事業者から補給されるが、作業扱い※移行後は発電事業者自らが代替電源の調達を行うこととなっている。



N-1電制の本格適用は、N-1電制により合理的な設備形成を図っていくため、電制に伴い発生する費用の負担の考え方を以下のように見直す仕組み。

- 電制に伴い発生する費用は、N-1電制導入により拡大した部分は、N-1電制を前提に連系する新規電源が負担し、既設電源が従来から活用していた部分は、当該システムを利用する既設電源が負担する。
 - ➡残る課題：電制に伴い発生する費用とは何か（課題Ⅰ－① 費用精算の項目）
- 作業扱いにおいて不足する電力については、事業者自ら調達するという考えは変わらないものの、電制により遮断されることで、抑制よりも多く必要となる調達費用については、上記と同様の考え方で負担する。
 - ➡残る課題：電制による遮断に伴う影響とはどこまでか（課題Ⅰ－② 精算対象とする期間）

※ 広域系統整備委員会での説明上の呼称・区分

「緊急時扱い」：故障直後の給電指令に基づく期間（「作業扱い」移行までの期間）

「作業扱い」：作業移行のための給電指令から3コマ後以降から設備復旧までの期間

コネクト & マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

- (1) 課題Ⅰ：納得性のある費用精算の仕組み
- (2) 課題Ⅱ：精算に必要なシステム仕様等の決定
- (3) まとめ

■ 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、電制系統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。

- 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と、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と良く考えるべき(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。

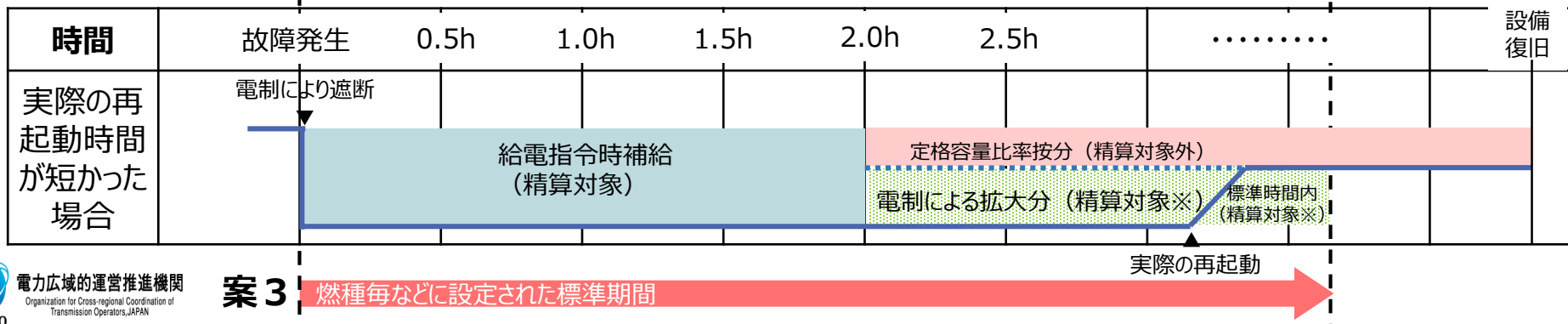
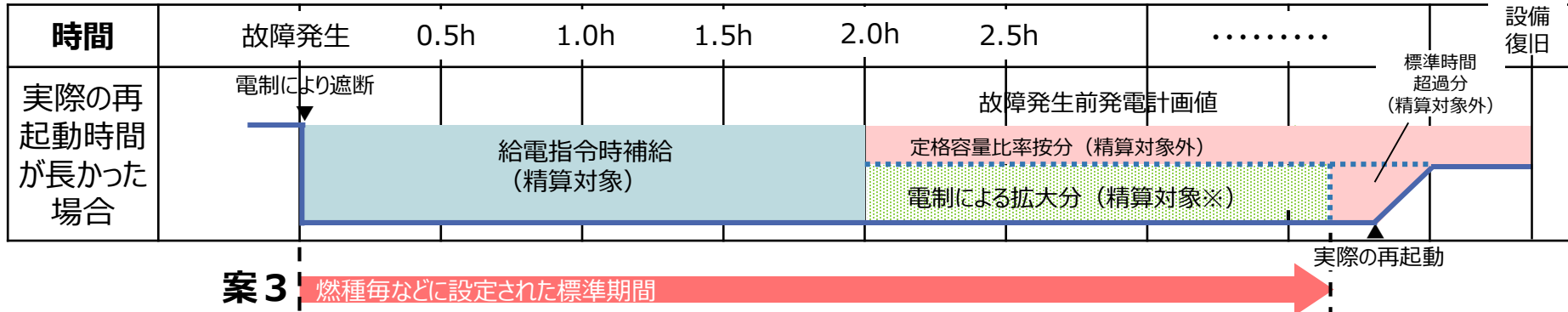
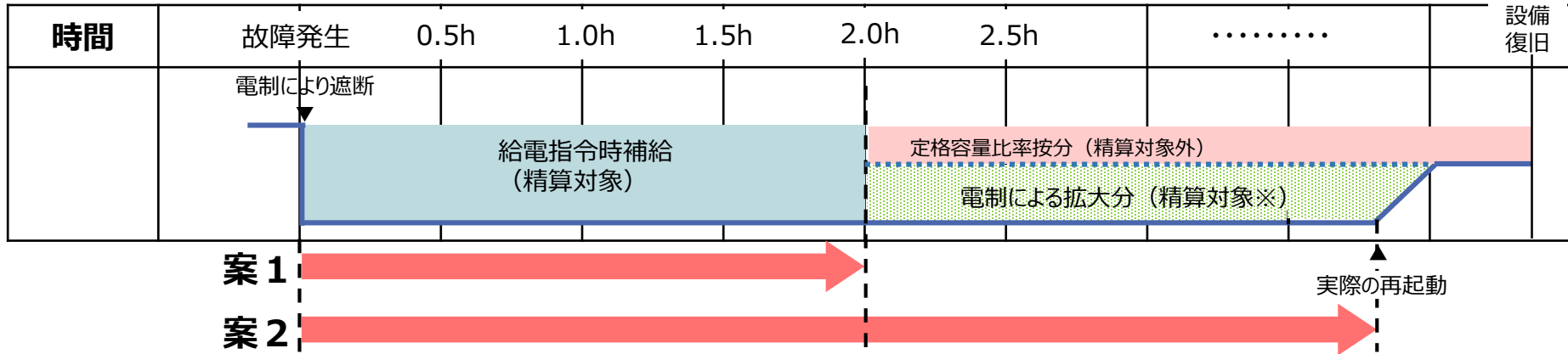
※ ただし、第三者があらかじめ設定した項目によらないことが妥当と判断した場合は、標準外の精算を行うことがある

- 前回の議論を踏まえ、具体的な精算対象とする期間（課題 I - ②）について整理したため、ご議論いただきたい。

	案1 給電指令時補給を受けている期間	案2 電制された電源が実際に再起動するまでの期間	案3 電制される電源の標準的な再起動時間
具体的な対象期間	給電指令時補給を受けている期間	電制された電源が実際に再起動するまでの期間 (設備損壊があった場合も含む)	燃料種毎などにあらかじめ設定した電制される電源の標準的な再起動時間 (ただし、第三者があらかじめ設定した標準値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)
公平性	<ul style="list-style-type: none"> 全ての電源が同じ期間となるため、再起動時間が長い電源にとっては不公平感がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 早期再起動への対応をしない場合、長期間となるため、不公平感がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 同一電源種であれば同一となるため、不公平感はない。
事業者の創意工夫	<ul style="list-style-type: none"> 給電指令時補給を受けている期間のみであり、早期再起動への事業者の創意工夫を妨げることはない。 	<ul style="list-style-type: none"> 停止電源の早期再起動や代替調達等における事業者の創意工夫への意欲の妨げとなる可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 標準的な再起動時間となるため、早期再起動へのインセンティブとなる。
合理的な設備形成	<ul style="list-style-type: none"> 電制装置設置への抵抗感が強く、合理的な設備形成の妨げとなるおそれがある。 	<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か。 	<ul style="list-style-type: none"> 標準的な再起動時間は考慮されるため、電制装置設置への抵抗感はないか。
課題	—————	<ul style="list-style-type: none"> 長期停止となった場合、故障後に提出された発電計画に基づき精算することになるため、影響を過大に見積もることが可能となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 精算期間（修繕期間）については、別途検討が必要。 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) - 2. 課題 I - ② 精算対象とすべき期間(イメージ)

設備復旧より早く再起動したケース ※制約量の売買成立時は除く



- 前回の委員会においては、N-1電制による遮断の影響を考えると、給電指令時補給までを算定期間とする案1は短いのではないかというご意見があった。
- 案2について、故障で長期間停止したとして、その期間を全て考慮するのは違うのではないかというご意見があった。
- 案3については、再起動までにかかった時間の妥当性を評価できる仕組みとすることが大事、標準的な時間より早く再起動しても精算されるのであれば、インセンティブとなるのではないかといったご意見があった。
- 前回の委員会でのご意見を踏まえると、案3については、早期再起動のインセンティブにもなること、停止電源の早期再起動や代替調達等に事業者の創意工夫への意欲の妨げとならないこと、電制される側と負担側の両者にとって予見性があることなどから、費用精算対象とする期間は、案3のあらかじめ設定した電制される電源の標準的な再起動時間*としてはいかがでしょうか。

※ ただし、第三者があらかじめ設定した標準値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


標準的な値設定の考え方については、別途整理（後述）したので、改めてご議論いただきたい。

- 納得性のある費用精算のために、算出された費用が適正な額であるかどうかは重要であり、どのような発電単価・再起動費用を用いて費用算出を行うかが論点となる。
- 今回、費用精算に用いる発電単価・費用についての対応の方向性を整理したため、ご議論いただきたい。

	案1 電制された電源の実際の発電単価・費用を用いて算出	案2 あらかじめ設定された標準的な発電単価・費用を用いて算出
具体的な対応	<ul style="list-style-type: none"> ・電制された電源へ確認した実際の発電単価・再起動費用とする。 	<ul style="list-style-type: none"> ・燃種、効率などに応じてあらかじめ設定された標準的な発電単価・再起動費用とする。 (ただし、第三者があらかじめ設定した標準値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)
機微情報の取り扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・発電単価等は、機微な情報であり、負担側の事業者への提供は困難。 	<ul style="list-style-type: none"> ・あらかじめ設定された単価のため、機微情報の取り扱いは不要。
合理的な設備形成	<ul style="list-style-type: none"> ・機微な情報の提供が必要となることから、電制装置設置への抵抗感となるおそれがある。 ・負担側の事業者にとって予見性がなく、電制適用システムへの接続が進まないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・機微な情報の提供が不要なため、電制装置設置への抵抗感はないか。 ・他方、価格の設定次第では電制装置設置者の不利益となるのではないか。
課題	<ul style="list-style-type: none"> ・機微情報の提供範囲等はどうするか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・価格設定を誰がどの様な権限で行うかなど、ルール等の対応は課題Ⅲで別途整理が必要。 ・事業者毎の個々の事情の影響を受ける発電単価の妥当性判断をどの様に行うかは別途検討が必要。

- 案1とした場合、精算にあたっては、負担者側へ単価等の情報を何らかの形で提供する必要があるが、発電単価等は、機微な情報であり難しいのではないかと。一方、その情報なしで精算することは、負担側にとっては納得感がなく、予見性もないため、N-1電制を活用した電源接続が進まず、合理的な設備形成の妨げとなるおそれがある。
- このため、精算に用いる発電単価・再起動費用は、案2の燃種、効率などに応じてあらかじめ設定された標準的な発電単価・再起動費用とする※こととしてはどうか。

※ ただし、第三者があらかじめ設定した標準値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がある



標準的な値設定の考え方については、別途整理（後述）したので、改めてご議論いただきたい。

- あらかじめ標準的な再起動時間や発電単価を定めるとした場合に、どのように標準値を設定するかについて、考え方を整理したのご議論いただきたい。
- 前述（P11、13）したとおり、標準値を用いた精算とすることで、数値の透明性が確保され、負担側の事業者の予見性や納得性が確保される。また、電源種毎に包括した数値とすることで、電制される事業者にとっても、創意工夫への意欲が確保され、また、機微な情報の提供も不要となり、不公平感が軽減されることから、両者にとって納得性のある精算となるものと考えている。
- 上記観点を踏まえると、標準値設定にあたっての基本的な考え方は、次のようになるのではないか。

考え方 1 : 合理性の観点から、標準値を設定する電源種は、電制装置設置の可能性が高い電源とし、その他の電源種で精算が必要となった場合は、個別調整により行う。

例) 石油、LNG(Conv, CC, ACC, MACC)、石炭、風力、太陽光

考え方 2 : 透明性確保の観点から、根拠とする数値は、実績値や公表値を用いる。

例) 実績値聞き取り、HP等の公表値、CIF値など

考え方 3 : 個別調整とならないよう、包括的な数値となるように上位 3 値の平均値を用いる。

例) 再起動時間 : 電源種毎に再起動時間が長くなるような 3 値の平均

発電単価 : 電源種毎に発電単価が安くなるような 3 値の平均

理由) 上位 3 値の平均値(H3) → 大部分の電源をカバー、特異データの影響を受けにくい

単純平均値 → 満たさない電源が多くなり、結果として個別調整となる

最大値(H1) → 特異性の精査やデータ補正が多くなり、結果として個別調整となる

- 標準値を設定する電源種は、電制装置設置の可能性が高い電源種とする（考え方1）。
- 標準値を設定する第三者機関が、同一条件で複数の事業者へ再起動時間の実績について聞き取りを行いデータを収集する（考え方2）。
- 電源種毎、包括するような値となるよう、収集したデータ※1の上位3値の平均値（H3）を標準値とする（考え方3）。

※1 突出したH1データの除外など特異データの取り扱いは別途考慮

【標準的な再起動時間(イメージ)※2】

電源種	石油	LNG (Conv)	LNG (CC) 1100℃級	LNG (ACC) 1350℃級	LNG (MACC) 1500℃級	石炭	風力※3	太陽光※3
再起動時間	10:40	9:50	6:10	3:10	2:50	12:10	2:40	1:00
	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
データ1	11:00	11:00	7:00	4:20	3:00	14:20	3:00	1:00
データ2	10:50	9:30	6:00	2:30	2:40	12:00	3:00	1:00
データ3	10:00	9:00	5:30	2:30	2:30	10:20	2:00	1:00
データ4	7:00	6:00	4:00	2:30	2:30	9:00	2:00	0:30
・	・	・	・	・	・	・	・	・
・	・	・	・	・	・	・	・	・
・	・	・	・	・	・	・	・	・
データN								

※2 電源種や数値はイメージであり実際のものとは異なる

※3 無人・遠隔操作不可のケースをイメージして記載

コネクト & マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

- (1) 課題Ⅰ：納得性のある費用精算の仕組み
- (2) 課題Ⅱ：精算に必要なシステム仕様等の決定
- (3) まとめ

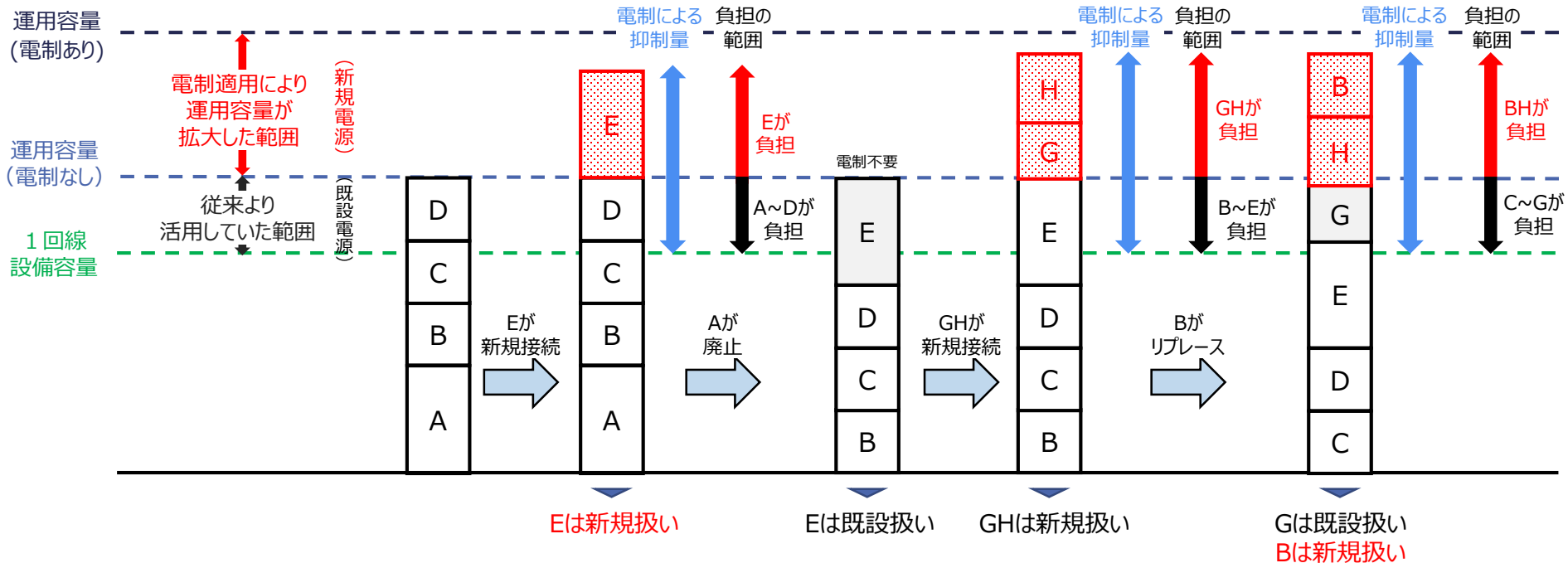
- これまでの検討において、本格適用を始めるにあたっては、N-1電制により拡大した範囲に連系した電源は、特高・高圧に関わらず、新規として区分され、既設電源の廃止などの系統状況の変化により、従来より活用していた範囲に入った際は、既設の区分に見直すこととなっている（次スライド「費用負担区分イメージ」参照）。
- この新規・既設の区分の取扱いにおいて、高圧電源については、高圧系統の特徴や実態を踏まえた上で合理的な方法により実現する必要があると考えていることから、ご議論いただきたい。

	特高	高圧
新規・既設の区分	実際の電源量・タイムスタンプに応じて入れ替わる	<u>連系時の新規・既設の区分で固定してはどうか</u>

今回議論

- 費用負担における「新規電源」とは、「N-1電制ルール適用以降に新規に接続した電源」ではなく、「N-1電制の適用により拡大した運用容量の範囲内に接続する電源」と整理されている。
- このため、「既設電源」が廃止した場合など「新規電源」が「N-1電制の適用により拡大した運用容量の範囲内」ではなくなった時点で、「既設電源」として取り扱われるなど、系統の情勢変化に応じて区分は見直されると整理されている。

【費用負担区分 (イメージ)】

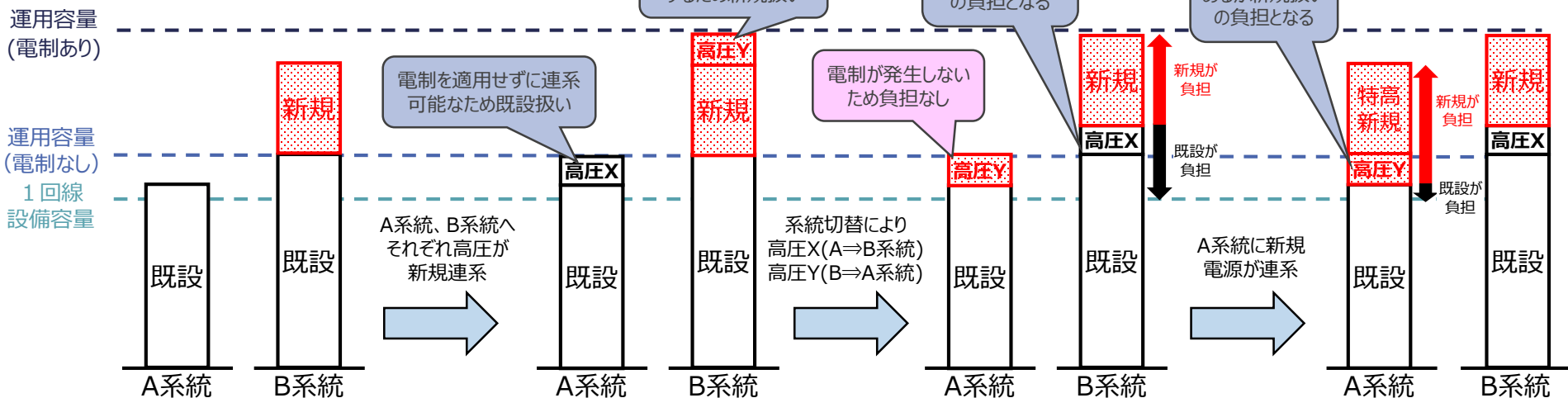


- 高圧系統は、接続される電源数が非常に多く、作業など日々の状況変化に伴い系統切替が頻繁に行われる、といった特高系統にはない特徴があり、故障がいつ起きるか分からないことを踏まえると、費用精算時の新規・既設の区分がどうなっているのか、事業者にとって複雑で、分かりにくい仕組みとなる。
- 新規・既設の区分を厳格に管理すべきという考え方もあるが、システムが複雑となることで、開発に時間を要する可能性があり、場合によっては、N-1電制の本格適用の開始時期に影響するおそれもある。
- こうした高圧系統の特徴や運用の実態を踏まえると、より早く確実に本格適用の導入を進めるために、高圧系統・電源の区分管理のシステムは、ある程度合理的にしておくことが望ましいのではないか。
- このため、高圧電源については、社会コストの低減を図る観点から、系統の状況変化に関わらず、連系時の新規・既設の区分としてはどうか。
- なお、新設・既設の取扱いは、費用精算上のグループの整理であり、新規扱いであっても、既設電源が廃止され、N-1電制の範囲の電源がなくなれば、N-1電制による電制自体が発生しないため、精算も発生しない。

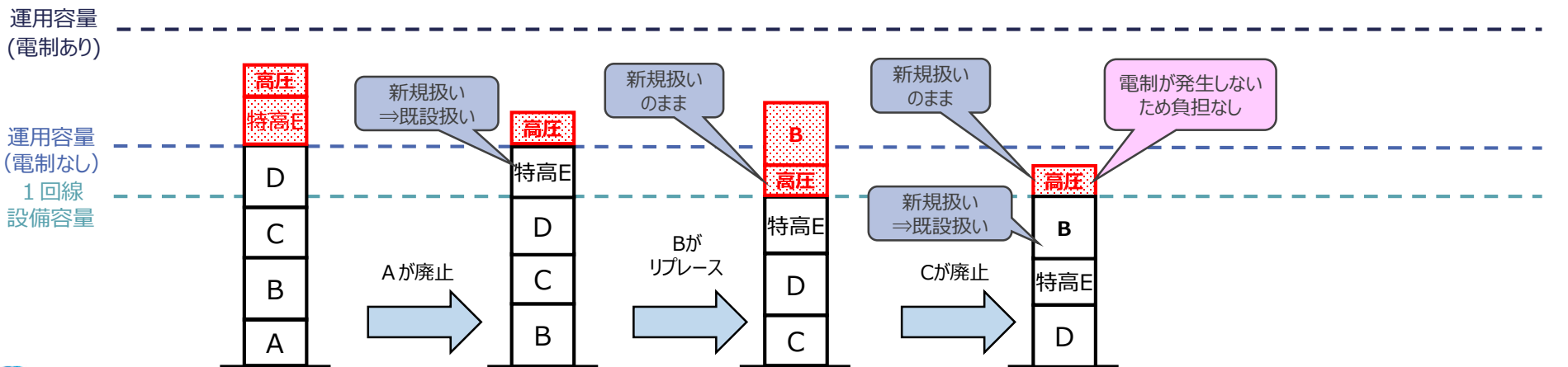
	系統状況変化に応じて区分を見直す	系統状況変化に関わらず連系時の区分とする
新規・既設の区分	系統の状況変化（電源の休廃止・系統切替）に応じて区分の見直しを行う	系統の状況変化（電源の休廃止・系統切替）に関わらず、連系時の新規・既設の区分とする
系統の特徴を踏まえた仕組み	系統切替頻度や対象電源数に限りがある特高系統には適しているが、系統切替の頻度や対象電源数が多い高圧系統には適していない	とりわけ系統切替の頻度や対象電源数が多い高圧系統に適している
システム開発規模	多数の高圧電源を正確に管理するため、システムが複雑となり、高額となる可能性がある	運用の実態も考慮した管理とすることで、システムの合理化・規模の簡略化が可能
費用精算への影響	—————	特高電源と同様に取り扱う場合とは、精算額が変化する。（系統状況によって、負担が増加する場合もあれば、減少する場合もある）

【凡例】
赤：新規扱い
黒：既設扱い

【例 1 : 系統切替があった場合】



【例 2 : 電源の廃止があった場合】



コネクト & マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用に向けた課題整理

- (1) 課題Ⅰ：納得性のある費用精算の仕組み
- (2) 課題Ⅱ：精算に必要なシステム仕様等の決定
- (3) まとめ

【当該システムの電源が負担する費用項目】

- 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とし、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する※。

【費用精算対象期間】

- あらかじめ設定した電制された電源の標準的な再起動時間とする※。

【精算に用いる発電単価・再起動費用】

- 燃種、効率などに応じてあらかじめ設定された標準的な発電単価・再起動費用とする※。

※ ただし、第三者があらかじめ設定した標準値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

【標準値設定の基本的な考え方】

- 合理性の観点から、標準値を設定する電源種は、電制装置設置の可能性が高い電源とし、その他の電源種で精算が必要となった場合は、個別調整により行う。
- 透明性確保の観点から、根拠とする数値は、実績値や公表値を用いる。
- 個別調整とならないよう、包括的な数値となるように上位3値の平均値を用いる。

【費用精算にあたっての高圧電源の取り扱い】

- 高圧系統の特徴を踏まえ、系統の状況変化に関わらず、連系時の新規・既設の区分とする。

- なお、混雑管理の方法や、それに伴う費用精算の仕組みは、N-1電制（故障時の混雑）に限った話ではなく、様々な場面（平常時の混雑、作業時の混雑）でも必要となる。各々の場面に応じた適切な管理方法や仕組みを検討するものではあるが、同時に総合的な観点からの調整が必要となる場合もある。
- このため、N-1電制の費用精算の仕組みについては、まずは、現状の整理を基に早期導入を図るものの、他の検討状況などを総合的に考え、必要があればこれを見直していくこととする。

■ 今回の費用精算についての検討結果を基に、2022年度中のN-1電制本格適用の開始に向け、引き続き費用精算に関わる検討を進めていく。

取り組み	2019		2020				2021	2022	2023以降
	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q			
想定潮流の合理化 ガイドライン改定	影響 評価	改定案 作成	GL 改定	運用 開始					
N-1電制 本格適用	費用精算に関わる 検討		規定類・約款改定の 必要性等の検討				規定類等の改定	本格 適用 開始	
	精算システムの 具体的対応検討		精算システム開発						
試行ノンファーム型接続 および暫定接続	規定類・約款改定の 必要性等の検討		規定類・約款改定の 具体的改定案の検討		規定類等の改定		☆ 総会	★ 改定	
混雑管理方法			勉強会						

以下 参考資料

- N-1電制の本格適用に向けて、残る大きな課題としては、以下の3つに大別される。

課題Ⅰ：納得性のある費用精算の仕組み

課題Ⅱ：精算に必要なシステム仕様等の決定


課題Ⅲ：約款等ルールの変更への対応

	項目	論点
課題Ⅰ	①費用精算の項目	N-1電制に伴う費用の内、何を精算項目とするか
	②精算対象とする期間	N-1故障発生から、どこまでの期間を精算の対象とするか
	③正確な費用の把握	どの様に正確な費用を把握し、適正性を確認するか。
課題Ⅱ	④高圧源の取り扱い	システムの簡略化を図る上で、高圧系統・電源をどの様に取り扱うか
	⑤精算を行う相手先	誰と費用精算を行うか。
課題Ⅲ	⑥約款・ルール等の対応	約款・ルール等の改正の必要性・改正の方向性の検討。

- 今回、課題Ⅰの納得性のある費用精算の仕組みを検討していく上で、事業者から広く意見を伺う必要があるとの考えから実施した、事業者アンケート・ディスカッションの結果を紹介する。
- また、その結果から、N-1電制の概念や本格適用の仕組みについて、もっとご理解いただけるよう整理する必要があると考え、今回、N-1電制の過去の議論の再整理をさせていただくとともに、課題Ⅰ-①、②を検討していく前提となる考え方を整理したためご議論いただきたい。
- また、ノンファーム型接続における積み残しの課題を整理したのでご議論いただきたい。

- 費用精算の仕組みを決定するにあたり、何を費用精算項目とするかが論点となる。
- 費用精算項目を決めるにあたり前提となる考え方について整理したため、まずはこの考え方についてご議論いただきたい。

ご議論いただきたい費用精算項目の考え方

- N-1電制は、系統故障に伴う給電指令の一種である。
 - 合理的な設備形成の観点から、N-1電制導入以前より、故障時には発電制約が生じることを前提としている。
 - N-1電制の導入により、合理的な設備形成は図れるものの、通常の故障時の給電指令よりも抑制量が増加する可能性がある。また、電源の遮断に至る場合もあるなど、電制に伴う費用は増加する(P41)。
 - N-1電制は、電制対象電源に装置が設置され、給電指令の対象電源が固定化される(P17)。
 - N-1電制は、電制された電源に対して費用や逸失利益を補償するのではなく、電制された電源に生じた費用を当該系統の電源で負担し合う仕組みである(P19)。
 - N-1電制は、抑制が必要な潮流の時に送電線故障があった場合に動作し、その頻度は少ない(P44)。
- 
- 通常の故障時の給電指令に伴う費用は、抑制された電源の負担である。このため、電制による給電指令に伴い当該系統の電源が負担する費用は、N-1電制に起因して発生する費用となるか(P40)。
 - 納得感のある費用精算の仕組みとするため、当該系統の電源が負担する費用は、第三者が客観的に評価できる費用となるか(P40)。

今回のご議論も踏まえ、当該系統の電源が負担する費用項目について、次回以降に整理することとしたい

- 費用精算の仕組みを決定するにあたり、精算対象とする期間も論点となる。
- 精算対象とする期間を決めるにあたり前提となる考え方について整理したため、まずはこの考え方についてご議論いただきたい。

ご議論いただきたい費用精算項目の考え方

- 故障が継続するようなケースは、稀頻度である(P44)。
- N-1電制により遮断された場合、作業扱いへ移行後に不足電力が抑制される場合よりも増加する可能性があるが(P43 ※ 1部分)、作業扱い時の不足電力は、各自で代替調達する必要がある(給電指令時補給を受けることはできない)。ただし、不足電力に対する代替調達手段は確保されている(電源差替、市場調達など)。
- 現状でも、電源が接続している送電線(電源線など)が故障した場合は電源が遮断され、故障が継続し、作業扱いへ移行後は、不足電力に対する代替調達は事業者が創意工夫して行っている。
- 精算対象期間を一定の規律なく長期に設定すると、停止電源の早期再起動や代替調達等に事業者の創意工夫への意欲の妨げとなる可能性がある。
- 電制装置を設置する段階で、各電源の再起動時間が考慮されている(P17)。

以上を踏まえると、精算対象とする期間については、以下の3案が考えらえる。

今回のご議論も踏まえ、次回以降に整理することとしたい

案1

故障発生から作業扱いへ移行までの
期間

案2

電制された電源が再起動するまでの期間

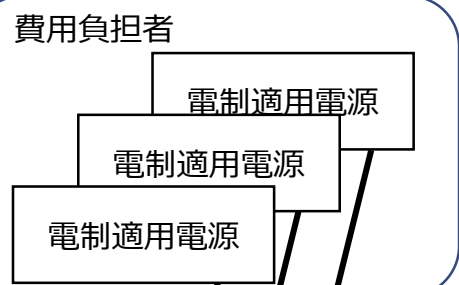
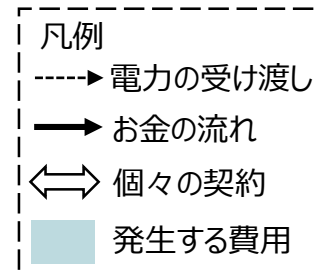
案3

予め設定した標準的な電源の再起動
時間を考慮した期間

- 精算のシステムを検討していくにあたっては、高圧電源に対し、どのようなシステムを構築するかによってシステム規模が大きく変わってくる。
- 高圧電源の費用精算システムを検討するにあたり、主に以下に示すような2案が考えられる。
- 高圧電源が事故時にどの配変に接続されていたかを把握するためには、配電線のフィーダー毎にどの配変に接続されていたかを特高系のシステムに取り込んでおく必要があるなど、複雑かつ大幅なシステムの変更が必要となる。
- 今後、精算システムについては、これらのメリット、デメリット等を整理し、実現可能性を踏まえたシステム仕様としていくこととしてはどうか。

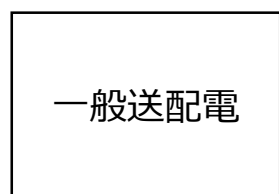
案	精算方法	メリット・デメリット	システム規模
案1	・全てを正確に把握 ・把握した系統および出力に応じた正確な分担量を算出・精算	・正確な把握のため全ての高圧電源の情報を精算システムに取り込む必要がある ・1件あたりの精算額が非常に少額な場合、費用対効果が悪い	複雑となり高額
案2	・常時系統の配変単位で固定 ・把握した出力に応じた正確な分担量を算出・精算	・系統は常時系統で割り切ることで、高圧系統の情報の取り込みが不要となる ・案1にくらべ正確な分担量とはならない	案1より簡略化が可能

注:金額はイメージ



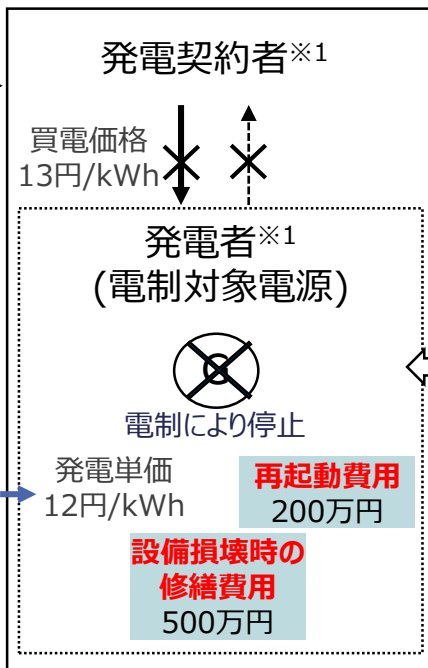
【論点】
 当該システムを利用する電源が
 負担する費用精算項目

費用を負担

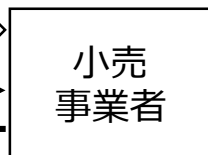


給電指令時補給電力

給電指令時
 補給電力料金
 (インバンス料金)
 16円/kWh

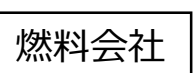


契約上の
 パナルティ費用
 1000万円



非化石価値契約

売電価格
 14円/kWh



燃料調達契約

契約上の
 パナルティ費用
 1000万円

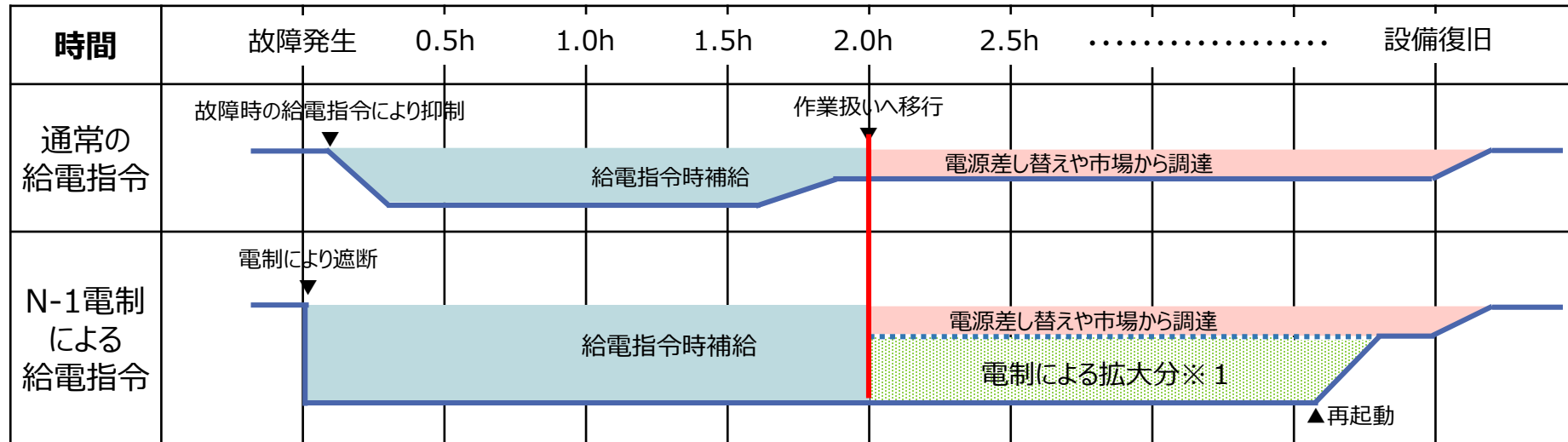
<内訳>

- 発電契約者
 電力調達費用の増分
 $(13-16)=-3$ 円/kWh
- 発電者
 売電により得られるはずだった利益
 $(12-13)=-1$ 円/kWh

代替電源調達費用
 -4円/kWh
 (=12-16)

※1 発電契約者と発電者が異なる事業者の場合のイメージ。両者が同一事業者の場合もある。

設備復旧が再起動よりも遅いケース



【論点】
 電制により遮断されることで当該電源が再起動するまでは、通常の給電指令よりも代替電源調達費用が多く必要となる（※1の部分）。どこまでの期間を電制の影響とみて精算するか。

- 発電所が発電をし、電気を送電するためには、託送供給等約款に基づき一般送配電事業者と発電量調整契約（以下 発調契約）を締結する必要があり、この契約を締結する者を発電契約者と呼んでいる。
- インバランス精算は発調契約における発電BG単位で行われるため、複数の発電者の代表者が発調契約を締結する方が、計画値同時同量の義務を果たしやすい。
- FIT電源については、FIT法に基づき一般送配電事業者と発電者が直接特定契約・接続契約を締結する（送配電買取の場合）こととなっており、発電計画値は、小売り買取分も含めて一般送配電事業者が策定する（FIT特例②は除く）ため、発電者に発電計画値を策定する義務はない。

【凡例】 →:電力の受け渡し ↔:契約関係

【発電BGに発電者が一人だけの場合】	【発電BGに発電者が複数いる場合】	【FIT送配電買取の場合】
<ul style="list-style-type: none"> ・発電者が自ら発電契約者となり一送と契約 ・一人の発電者で計画値同時同量を守ることになる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電BGの代表者が一送と契約 ・複数の発電者で計画値同時同量を守るようになるため、義務を果たしやすい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電者が自ら一送と契約を締結 ・FIT特例により計画値を策定する義務は一般送配電事業者が負うため、発電者が計画策定する義務はない。