

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)

2021年 6月29日
広域系統整備委員会事務局

- 本日は全て、【N-1電制の本格適用】に関する議題である。
- 来年度中のN-1電制の本格適用の実施に向け、その基本的考え方や具体的運用方法などをまとめたガイドライン（以下、**本格適用ガイドライン**という）を公表予定である。
- このため、まずは本格適用ガイドラインの策定に向けて、**これまでご審議いただいた内容についてガイドラインの骨子（目次）として項目への反映を整理**したのでご確認いただく。
- また、本日はガイドライン策定に向けた残課題である**電制対象電源の発電機会損失の費用精算に用いる標準値について実際の各発電所の定数を踏まえ、再度ご議論**いただきたい。

コネクト&マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用ガイドラインの作成
2. N-1電制本格適用に向けた課題整理
費用精算に用いる標準値設定の考え方
3. N-1電制本格適用に関する詳細検討結果
 - (1) FIT電源を電制対象とした場合の精算内容
 - (2) FIT電源を電制対象とした場合の精算対象電力量の推定

コネクト&マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用ガイドラインの作成
2. N-1電制本格適用に向けた課題整理
費用精算に用いる標準値設定の考え方
3. N-1電制本格適用に関する詳細検討結果
 - (1) FIT電源を電制対象とした場合の精算内容
 - (2) FIT電源を電制対象とした場合の精算対象電力量の推定

- 「流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針第55条）におけるN - 1 電制の先行適用の考え方について」（以下、先行適用ガイドライン）は、広域機関HPにて公開中。
http://www.occto.or.jp/access/oshirase/2018/181001_n-1densei_shiryuu.html
- 2022年度中の本格適用にあたり、先行適用ガイドラインと同様、制度における考え方や具体的な運用方法等をまとめたガイドライン（**本格適用ガイドライン**）を作成する。

1 - 2. 本格適用ガイドライン

第1章「N - 1 電制の基本的な考え方」

章・項	目次	主な論点	委員会における整理事項等	委員会												
1.1	電源の系統アクセスにおける設備形成の基本的な考え方 (先行適用ガイドラインと同様)	<ul style="list-style-type: none"> 合理的な設備形成の考え方 合理的な設備形成を踏まえたN-1電制の適用 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 設備形成の基本的な考え方は、信頼度や経済性等も踏まえ合理的な設備形成を図るものである。 ✓ N - 1 電制が適用可能な系統ではその適用を前提に、設備形成上考慮すべき事項を踏まえた合理的な設備形成を図る。 ✓ 安定供給や系統信頼度維持のため必要な電源は、遮断の影響度を踏まえN - 1 電制での対応ではなく、設備増強を前提として合理的な設備形成を引き続き図っていく。 	第34回												
1.2	適用系統 (先行適用ガイドラインと同様)	<ul style="list-style-type: none"> N-1電制適用系統の考え方 	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">系統（特別高圧以上）</th> <th>適用の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">ローカル系統</td> <td>原則^{※1、2}、適用</td> </tr> <tr> <td>基幹系統 (上位2電圧)</td> <td>放射状</td> <td>原則^{※1}、適用</td> </tr> <tr> <td></td> <td>ループ</td> <td>特徴を踏まえ、個別系統毎に適切に判断^{※3}</td> </tr> </tbody> </table> <p> ^{※1} N - 1 故障対象設備1回の故障あたりの電制量が後述の目安を超える場合は除く ^{※2} 基幹系統とループ系統を構成してシンプル制御が困難な場合は除く ^{※3} シンプルな制御が可能と考えられるループ系統についてはN - 1 電制を適用する </p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 地域間連系線は適用対象外 	系統（特別高圧以上）		適用の考え方	ローカル系統		原則 ^{※1、2} 、適用	基幹系統 (上位2電圧)	放射状	原則 ^{※1} 、適用		ループ	特徴を踏まえ、個別系統毎に適切に判断 ^{※3}	第27回 第30回
系統（特別高圧以上）		適用の考え方														
ローカル系統		原則 ^{※1、2} 、適用														
基幹系統 (上位2電圧)	放射状	原則 ^{※1} 、適用														
	ループ	特徴を踏まえ、個別系統毎に適切に判断 ^{※3}														
1.3	供給信頼度の観点から許容する電制量 (先行適用ガイドラインと同様)	<ul style="list-style-type: none"> 電制量の大きさが信頼度へ与える影響 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 「常時の周波数変動」or「各エリアの予備力を考慮」した電制量の小さい方を1送電線あたりの電制量の目安とする。 ✓ 目安以上の電制適用は、設備実態や故障頻度実績等についても考慮し、各一般送配電事業者により検討する。 	第28回												
1.4	N - 1 電制の適用対象電源 (先行適用ガイドラインと同様)	<ul style="list-style-type: none"> 接続電源の増加も踏まえた合理的な運用の仕組み 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 信頼度への影響や確実かつ効果的な電制の観点、抑制効果の観点などから、シンプルなシステム構成とし、高圧電源は電制の対象外、1送電線電制対象数は10か所程度を目安とする。 	第27回												
1.5	N - 1 電制の適用対象電源選定の考え方	<ul style="list-style-type: none"> 電制対象電源選定の考え方 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 安定供給上、設備増強を前提に接続すべき電源を除き、原則、全ての特別高圧に連系する電源がN-1電制の対象。 ✓ 具体的な選定は、抑制効果や再起動時間等を考慮の上、一送で決定。 	第34回												
1.6	N - 1 電制に伴う機会損失費用の負担	<ul style="list-style-type: none"> 受益に応じた負担かどうか 混雑エリアへの偏重回避を促す仕組みかどうか 現状の系統利用との整合性 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 受益と負担の関係や混雑エリア偏重回避を促す仕組みという観点と早期開始を目指す観点から、まずは新規電源が負担する案で開始 	第3回 再エネ 大量導入小委												

1 - 2. 本格適用ガイドライン

第2章「N - 1 電制の具体的な運用方法」

章・項	目次	主な論点	委員会における整理事項等	議論
2.1	N - 1 電制のオペレーション方法 (先行適用ガイドラインと同様)	<ul style="list-style-type: none"> ● オペレーションに関する基本的な考え方 ● 設備停止作業時のルールも踏まえた合理的な仕組み 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 過負荷量が小さく、熱容量上許容できる時間内で対応できる場合は、極力、出力抑制で対応できるようなオペレーションを指向する。 ✓ 設備停止作業時の発電制約量の分担方法は、「地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会」で検討結果を踏まえ対応する（現状、発電制約量売買方式に準じてプロラタ抑制）。 	第27回 第33回 第46回
2.2	N - 1 電制先行適用電源の取り扱い	<ul style="list-style-type: none"> ● 制度移行を踏まえた先行適用電源の取り扱い 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 「N - 1 電制を前提として接続する新規電源」として先行適用された事業者は、本格適用後、本格適用のルール（オペレーションや費用精算等）が適用される。 ✓ 先行適用契約時に本格適用後の取り扱いを契約条項に明記する。 	第33回
2.3	N - 1 電制適用後の設備増強の考え方 (先行適用ガイドラインと同様)	<ul style="list-style-type: none"> ● 合理的な設備形成を踏まえたN-1電制の適用 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ N - 1 電制が適用可能な系統ではその適用を前提に、設備形成上考慮すべき事項を踏まえた合理的な設備形成を図る。 	第34回
2.4	N - 1 電制適用後の空き容量の考え方	—	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電制装置を設置することを前提に使用可能となる容量は、空き容量として、高圧を含む電源の連系を可能とする。 	事務局にて整理
2.5	設備増強時の電制対象電源の取り扱いについて	—	<p>以下考え方を元に事務局にて事例を整理</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 既設電源のリプレース等により電制適用電源のタイムスタンプが新しくなる場合は、電制適用電源か否かは新たなタイムスタンプで判断される（第30回） ✓ 設備増強時の費用負担の考え方 	事務局にて整理
2.6	新規電源接続等に伴う電制装置の設置基準と設置費用の負担の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● N-1電制の考え方を踏まえた電制装置の費用負担 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ N - 1 電制装置は系統接続時に必要な対策工事であるため、装置の費用負担は、系統接続時の費用負担ガイドラインにおける受益者負担の考え方に基づいて算定される。 	第30回
2.7	N - 1 電制の適用を前提とした電源の接続可能量について (先行適用ガイドラインと同様)	—	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 実際の系統を想定した場合の電制の適用可能量(N - 1 電制適用を前提に接続できる電源量)の考え方について整理 	事務局にて整理
2.8	N - 1 電制適用系統におけるノンファーム型接続の取り扱い	—	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電制の適用により平常時に出力制御を受けることなく運転できる領域も拡大するため、高圧以上のノンファーム型接続適用電源はN-1電制の受益と負担の基本的な考え方に基づき、本格適用のルール（運用方法や費用負担等）が適用される。 	第52回
2.9	N - 1 電制システム仕様等 (先行適用ガイドラインと同様)	—	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 具体的な電制装置の構成、費用負担ガイドラインに元づく装置の所有区分等を踏まえN-1電制の基本的なシステム構成イメージを整理 	事務局にて整理

1 - 2. 本格適用ガイドライン

第3章「N - 1 電制における負担費用の精算」

章・項	目次	主な論点	委員会における整理事項等	議論
3.1	N - 1 電制の費用精算に関する基本的事項	<ul style="list-style-type: none"> ● 費用精算の主体者のあり方 ● 費用精算対象者のあり方 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 費用精算の主体は一般送配電事業者とする。 ✓ 一般送配電事業者が費用精算を行う相手は、一般送配電事業者と発電量調整供給における契約関係にある発電契約者とする。 	第48回
3.2	費用精算項目	<ul style="list-style-type: none"> ● N-1電制に伴う費用の内、何を精算項目とするか ● どの様に正確な費用を算出し、適正性を確認するか 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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、代替電源調達費用および再起動費用を精算項目※とする。 ✓ 機微情報の取り扱いや負担側の予見性を考慮し精算に用いる発電単価・再起動費用は、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 ✓ FIT電源を電制対象とした場合の精算項目：今回整理 	第47回 今回
3.3	費用精算に用いる標準値	<ul style="list-style-type: none"> ● 標準値を設定する第三者の考え方 ● 標準値設定の考え方 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 中立性、透明性、合理性などの観点から広域機関が標準値を設定することが適当。 ✓ 標準値設定の考え方：今回整理 	第52回 今回
3.4	費用精算に用いる発電電力量	<ul style="list-style-type: none"> ● 抑制電力量(電制されていない場合は、どれだけ発電できていたか)妥当な想定方法 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 火力・水力など個別の発電計画がある電源：発電計画値×停止時間 ✓ 風力・太陽光など個別の発電計画がない電源：今回整理 	第37回 今回
3.5	負担費用の按分方法	—	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 1. 6の機会損失費用の負担の基本的な考え方を元に具体的な按分計算について整理 	事務局にて整理
3.6	標準外の精算について	<ul style="list-style-type: none"> ● 標準外での精算を行う場合の妥当性確認を行う第三者の考え方 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 標準値の設定者である広域機関が妥当性確認の第三者も兼ねることとする。 	第52回

1 - 2. 本格適用ガイドライン

第4章「具体的な精算の事例」 第5章「アクセス案件におけるN - 1 電制の取り扱い」

章・項	目次	主な論点	委員会における整理事項等	議論
4	具体的な精算事例	—	✓ 第3章までで整理した電制に関する仕組み、考え方を踏まえ、具体的なケースを想定し精算の事例を整理。	事務局にて整理
5.1	適用開始時期	—	✓ 2022年度中の導入を念頭に、より具体的な導入時期については一般送配電事業者における費用精算システム開発や事務局におけるルール等の整備期間を踏まえ検討中	国と協議中
5.2	検討中のアクセス案件への対応	—	✓ 5. 1 の導入時期も踏まえ事務局にて検討	事務局にて整理
5.3	N - 1 電制適用後の予見性に関する情報提供について	● 事業者の予見性に資する情報	✓ 予見性に資する情報として、接続検討回答時に接続系統の故障実績等の情報を提示する。	第36回

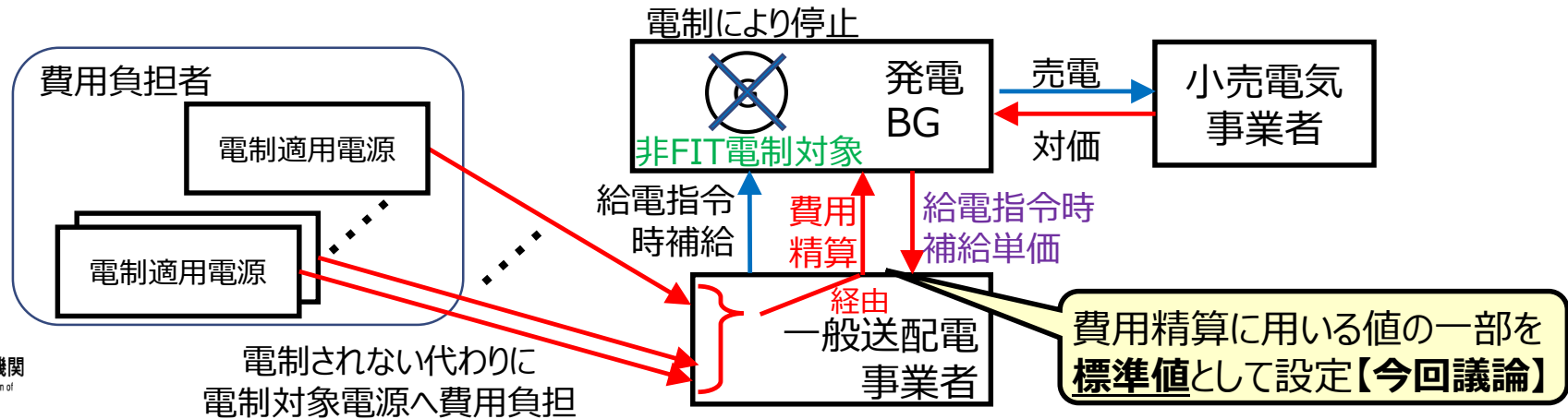
コネクト&マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用ガイドラインの作成
2. N-1電制本格適用に向けた課題整理
費用精算に用いる標準値設定の考え方
3. N-1電制本格適用に関する詳細検討結果
 - (1) FIT電源を電制対象とした場合の精算内容
 - (2) FIT電源を電制対象とした場合の精算対象電力量の推定

- N-1電制の本格適用に伴う費用精算は、精算項目を代替電源調達費用と再起動費用に限定して精算するよう整理されている。
- その精算を電制対象電源ごとに個別に行うと、その電源の機微情報を用いた精算結果の提示になることなどの理由で、個別精算ではなく標準的な値を用いての精算とするよう整理されている。
- 第47回委員会において、その標準値の考え方についてご議論いただいた。その際にいただいたご意見および、今回実施した既設発電所の再起動費用等に関するアンケート結果を踏まえ、**標準値の考え方について再整理したため、ご議論いただきたい。**

凡例
 → 電力の受け渡し
 → 金銭の流れ

(代替電源調達費用の例)
 ・電制対象電源の発電単価10円/kWh
 ・給電指令時補給単価13円/kWh
 →電制対象電源の
 発電機会損失 3円 /kWh



- 費用精算項目である代替電源調達費用および再起動費用に関する標準値を設定するにあたり、標準値が多くの発電事業者にとって包括的な値となるよう上位3値の平均値を用いることをご提案したところ様々のご意見をいただいた。
- 実際のデータを元に議論を行うことが必要といったご意見もあったことから、発電事業者に対し行ったアンケートを踏まえ、再度考え方を整理したため、**標準値設定の考え方**について改めてご議論いただきたい。

【標準値設定の考え方を整理する上で考慮する点】

第47回広域系統整備委員会資料3より抜粋

- 数値の透明性確保による、負担側の事業者の予見性や納得性の確保
- 電源種毎に包括した数値とすることによる、電制される事業者にとっての創意工夫への意欲の確保
- 機微情報の提供が不要となることによる不公平感の軽減

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。

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。

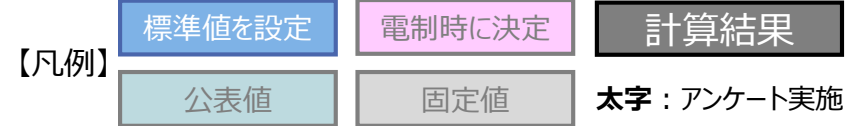
考え方3：個別調整とならないよう、包括的な数値となるように上位3値の平均値を用いる。

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

【委員ご意見（第47回広域系統整備委員会）】

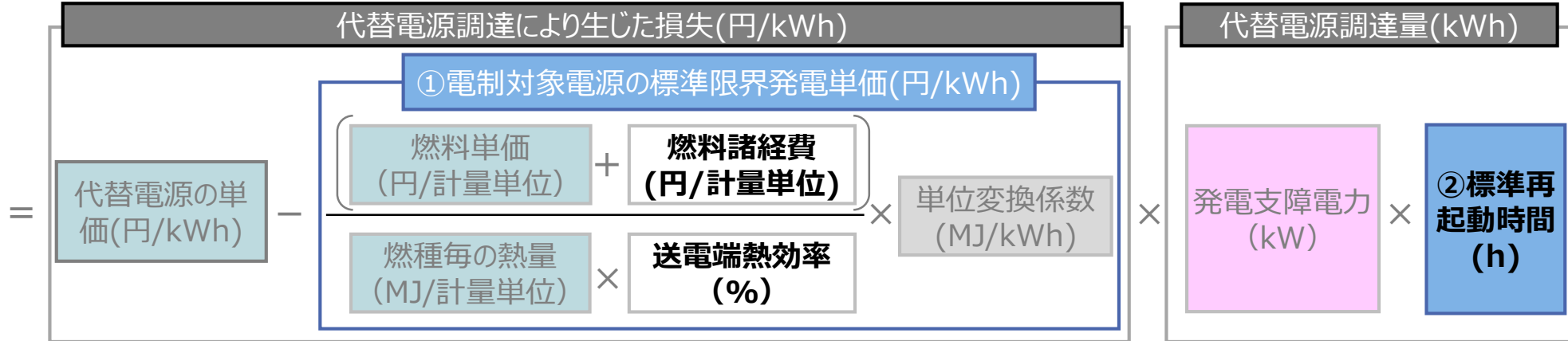
- H3を用いたとしても、特異値によって標準値が極端な値になることも考えられたため、受け入れがたい。
- 実際にデータをとった上で、H3を取っても平均値より若干高いくらい、或いは低いくらいで、それほど異常値を拾っていないことが確認出来れば、賛成する余地はあるとは思いますが、このままのH3で賛成というわけにはいかない。
- 一番上の数字が他と比べてかなり特異な値を示した場合は、特異値の排除は考える余地がある。
- 突出した値を除外するとしても、倍半分違うデータを平均する方法が、標準値の作り方として本当にいいのか疑問。

- 具体的には「①電制対象電源の標準限界発電単価(円/kWh)」「②標準再起動時間(h)」「③再起動に要する燃料費(円)」「④再起動に要する燃料費以外の費用(円)」の4項目の標準値を設定するための考え方について整理する必要がある。



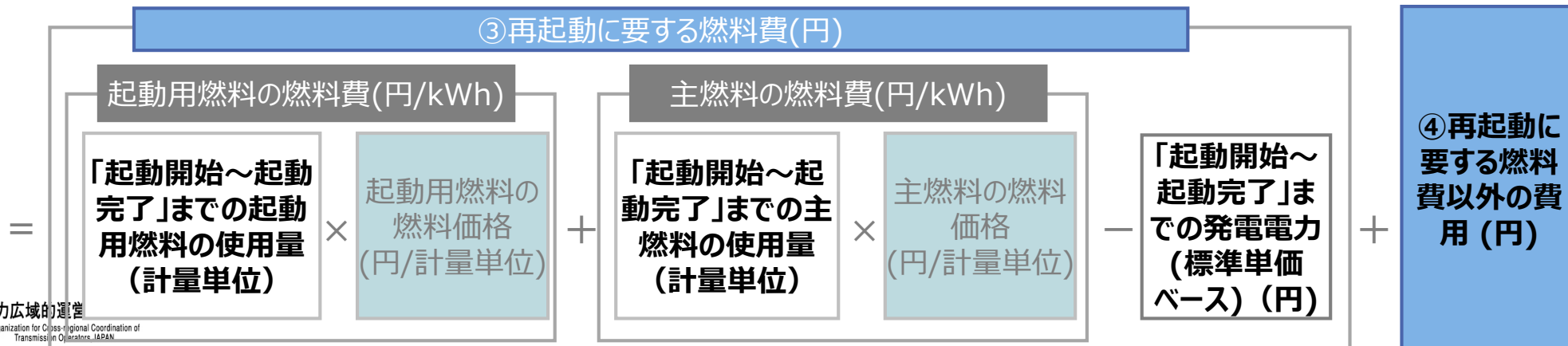
【代替電源調達費用の算出式】

代替電源調達費用(円)



【再起動費用の算出式】

標準再起動費用(円)



- 現在先行して火力（石炭）、風力について結果を受領しており、その他の電源種については、7月上旬に結果を受領する予定。

1. 目的：

- N - 1 電制本格適用の精算に用いる標準値を設定する際の考え方および標準値そのものの設定値に関する議論の参考とする。

2. 対象先：

- 広域機関会員発電事業者約500事業者

3. 選定基準：

- 電源種：火力（石炭、LNG、石油）、水力、太陽光、風力、バイオマス
- 接続する系統の電圧：66kV以上
- 定格出力：10MW以上

4. 実施期間：

- 2021年6月～7月

5. 実施方法：

- 対象発電事業者へメールにて実施

6. アンケート項目

- 送電端熱効率（所内率、発電端熱効率）、燃料諸経費、再起動時間、再起動費用

7. 回答率(対象ユニットベース)

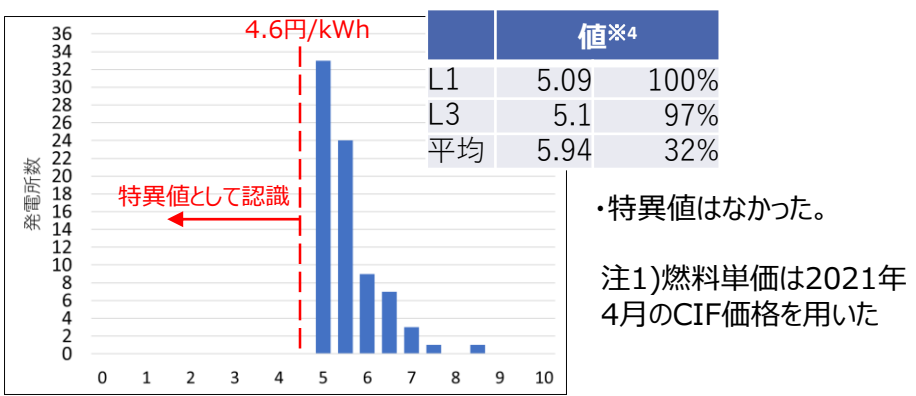
	火力 (石炭)	火力 (LNG)	火力 (石油)	水力 (揚水)
回答数	79	9	5	0
対象数	127	212	30	106
回答率	62.2%	4.2%	16.7%	0.0%

先行して回答
を受領

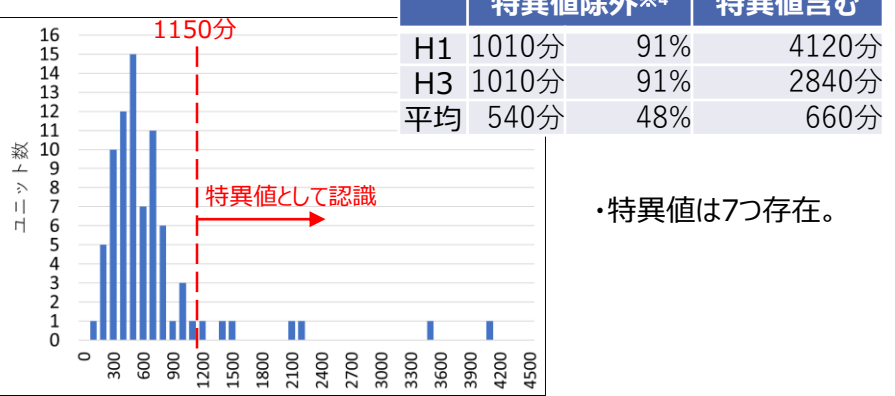
	水力 (一般)	太陽光	風力	バイオマス
回答数	16	76	44	3
対象数	537	365	122	50
回答率	3.0%	20.8%	36.1%	6.0%

- アンケートと結果を元に、標準単価を設定する4項目を各発電所ごとに計算し、それぞれについてH1(最上位)、H3(上位3位平均)^{※1}、平均(加重平均)を求めた。
- また、統計的に^{※2}特異値と思われるデータを除外した値も求め、特異値の有無で値がどう変わるか比較を行った。

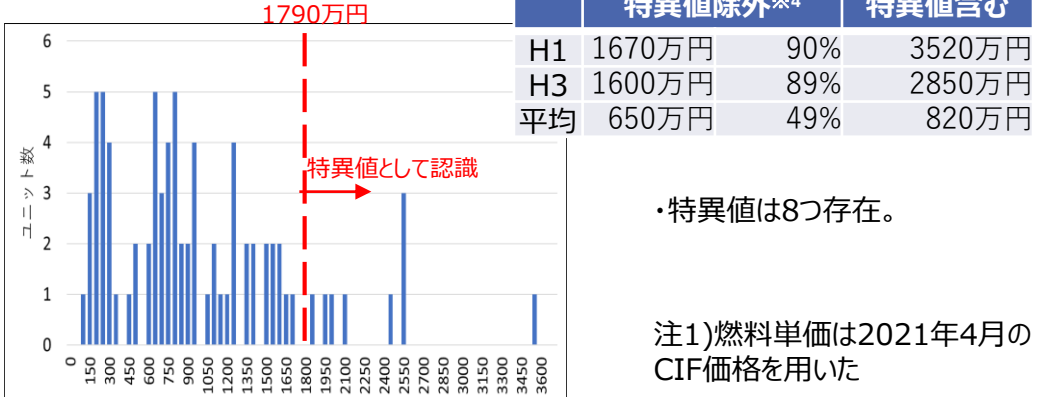
①電制対象電源の限界発電単価(円/kWh) ^{※3}



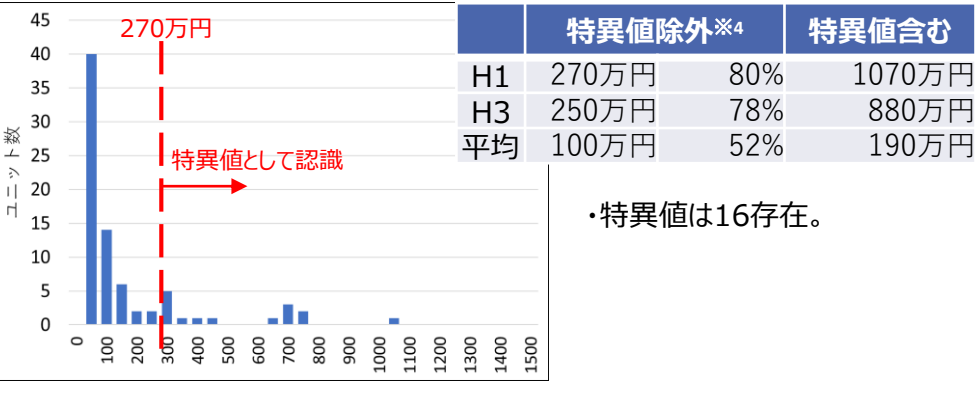
②再起動時間(分) ^{※3}



③再起動費用(燃料費)(万円) ^{※3}



④再起動費用(燃料費以外)(万円) ^{※3}



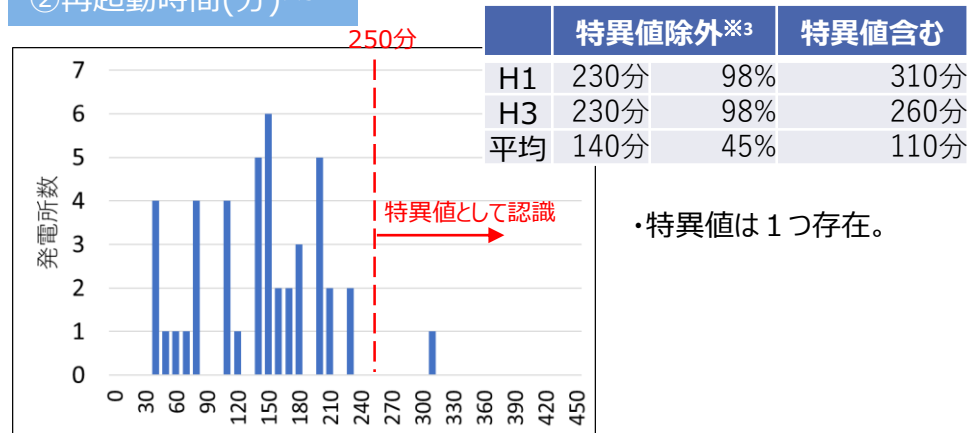
※1 小さな値とすることで包括的に事業者をカバーできる項目については、L1(最下位)、L3(下位3位平均)を求めた。
 ※2 特異値を含むような非正規なデータに対して、一定程度統計的に外れ値を除外することが可能な四分位範囲を用いた。
 ※3 情報保護のため、データの分布傾向に影響を与えないよう配慮しつつ、加工したデータを用いている。
 ※4 %は全データ中、何%をカバーするかを示すカバー率

- アンケートと結果を元に、標準単価を設定する2項目を各発電所ごとに計算し、それぞれについてH1(最上位)、H3(上位3位平均)^{※1}、平均(加重平均)を求めた。
- また、統計的に^{※2}特異値と思われるデータを除外した値も求め、特異値の有無で値がどう変わるか比較を行った。

①電制対象電源の限界発電単価(円/kWh) ^{※3}

限界発電単価はゼロ

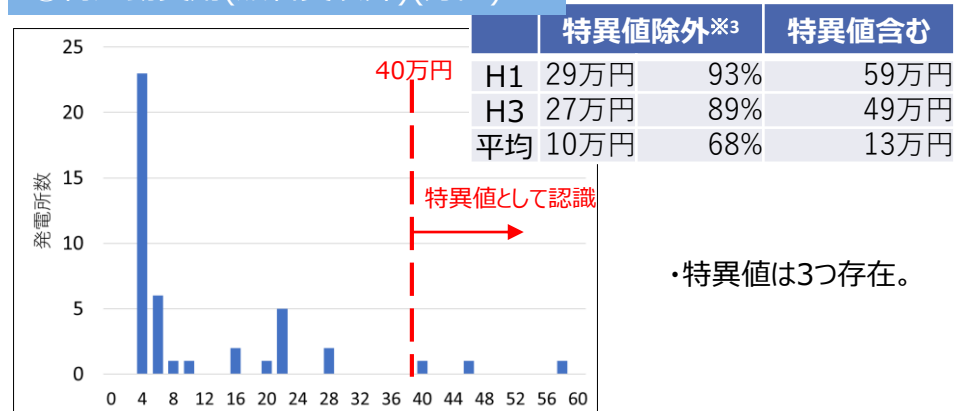
②再起動時間(分) ^{※3}



③再起動費用(燃料費)(万円) ^{※3}

再起動費用(燃料費)はゼロ

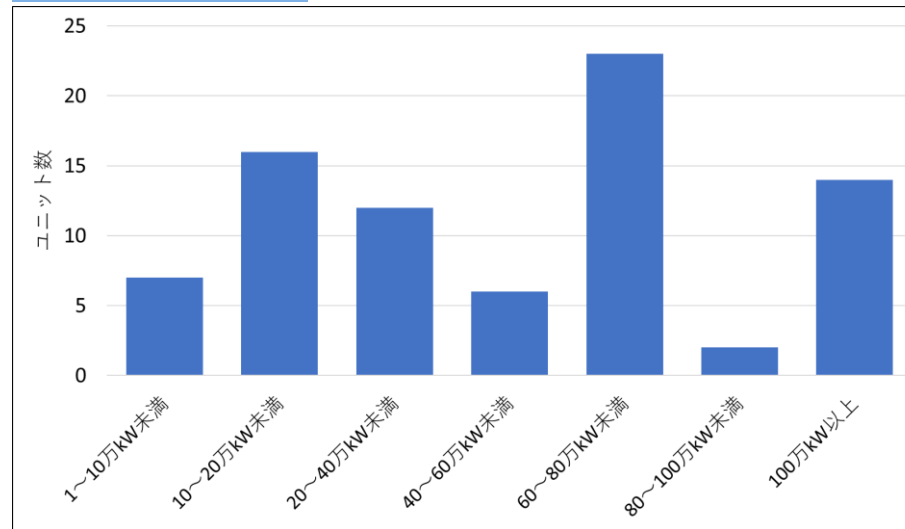
④再起動費用(燃料費以外)(万円) ^{※3}



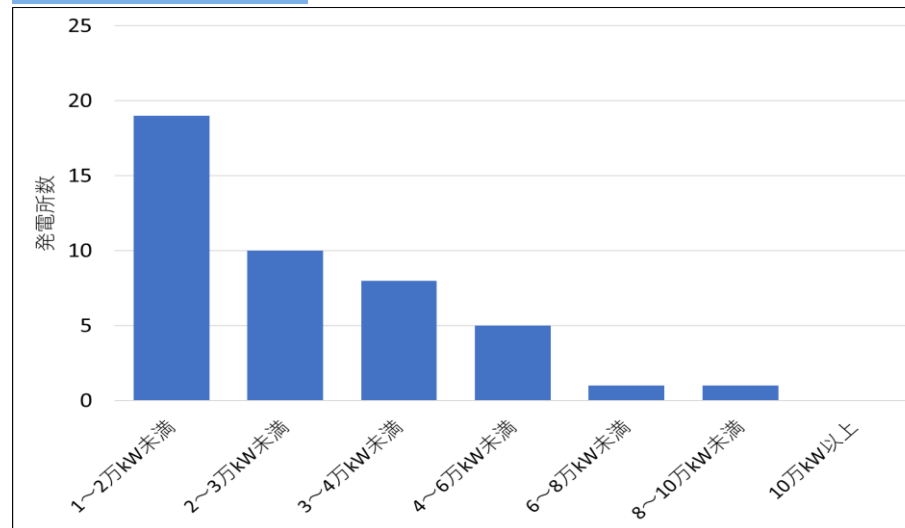
※1 小さな値とすることで包括的に事業者をカバーできる項目については、L1(最下位)、L3(下位3位平均)を求めた。
 ※2 特異値を含むような非正規なデータに対して、一定程度統計的に外れ値を除外することが可能な四分位範囲を用いた。
 ※3 情報保護のため、データの分布傾向に影響を与えないよう配慮しつつ、加工したデータを用いている。
 ※4 %は全データ中、何%をカバーするかを示すカバー率

(参考)アンケート結果 出力帯ごとの発電所数(ユニット数)

火力(石炭)



風力



- アンケート結果により、特異値を除外しない全データの上位3値の平均値(H3) (以前委員会でご提案した案)を用いた場合、特異値が含まれる項目においては、算出される標準値が大きく影響を受ける結果となった。
- 特異値を除外することは、標準値の妥当性の確保や、費用を支払う側（電制適用電源）の納得感の観点から必要である。
- H3を用いる目的が特異値の影響度低下であったことを考えると、特異値除外後は、上位データを用いて標準値を設定する方が、不利益とならない電制対象者を増やさないため望ましい。
- 従って、精算制度における基本的な考え方との整合性も踏まえ、標準値を設定する際の考え方としては、**特異値を除外した上で残ったデータの最大値(H1)**とすることとしてはどうか。

項目	特異値を除外しない 全データの上位3値の平均値(H3)	特異値を除外した上で 残ったデータの最大値(H1)
精算制度における基本的な 考え方との整合	全データの最上位、第2位のデータを除く事業者の費用をカバーするため「電制対象者が不利益とならない」「電制対象者の納得感」の趣旨に沿う。	特異値を除く部分の事業者の費用をカバーするため、ある程度「電制対象者が不利益とならない」「電制対象者の納得感」の趣旨に沿う。
特異値との関係性	特異値によって値が大きく影響される可能性がある。	特異値の影響は受けない。

【今後の費用精算に関する対応】

- これまで、N-1電制の費用精算については、それに用いる金額が電制対象電源の申告になることを懸念する発電事業者の意見を踏まえ、標準値を定めるべく検討を進めてきた。
- 一方、需給調整市場や容量市場に加え、再給電方式による混雑管理など、発電電力量を抑制することに伴う費用精算についてさまざまな議論がなされている現状を踏まえると、電制電源特有の費用がない限り、N-1電制についてもこれらと整合させる必要がある。
- また、電源の新陳代謝を考えると、既設電源からのアンケートによって算出した標準値は、一定の期間で見直しが必要にもなる。
- 従って、精算項目に対する網羅性とN-1電制の開始時期を考えると、引き続き標準値を定める作業を進めるが、他制度の費用精算の仕組みと連携した、N-1電制の精算が実施可能かについて検討していく。

【今後の標準値設定について】

- 本日いただいたご意見および石炭、風力以外のアンケート結果など不足分を踏まえ、具体的な標準値について事務局にて検討を進める。
- 8、9月に本格適用ガイドラインをお示しする予定である。その中で、具体的な標準値についてもお示しするが、本委員会にて改めてご議論いただき、他制度と連携した仕組みが実施可能と判断できた場合には適用することとする。

1-(1)-3. 今後の費用精算に関する検討の方向性

- 2022年度中に適用開始するN-1電制の本格適用における費用精算は、これまで本委員会でご議論いただいたとおり、原則として標準値にて行うこととして制度設計を進める。
- 一方、現在では、容量市場や再給電方式を始めとする混雑管理など、発電価格を把握する又は把握しようとする仕組みが多くあるが、今回の標準値による費用精算はそうしたものがない前提で議論を進めてきた。
- 今後は、本委員会でご議論された標準値による精算を基本としつつ、標準値と他制度で用いる発電価格水準との整合性の確認等、類似の仕組みが複数並立しないよう、引き続き検討していく。

(参考) 余力活用に関する契約の概要について

容量市場説明会資料より

7

- 余力活用に関する契約については、容量提供事業者と一般送配電事業者との間で締結していただきます。(本機関との間の契約ではありません)
- 余力活用に関する契約については、年度契約になります。
- 余力活用に関する契約を締結した容量提供事業者は、一般送配電事業者からの指令に応じてゲートクローズ後の上げ余力・下げ余力を調整力として提供していただきます。
- 容量提供事業者は、一般送配電事業者からの指令を受けた場合、ゲートクローズ前の発電計画の策定業務に支障を与えると判断した場合、事前に通知することにより余力の提供を断ることができます。
<発電計画の策定業務に支障を与える事例>
 - 余力を提供した場合、以降における燃料の配船計画に著しく影響を与える場合
 - 余力を提供した場合、河川法等を遵守できない場合
- 容量提供事業者は、一般送配電事業者からの指令に応じて調整力を提供した場合、一般送配電事業者との間でkWh精算していただきます。
- kWh精算については、容量提供事業者が需給調整市場システムに登録したV1・V2により精算されます。
- 余力活用に関する契約については、ΔkWに関する精算はありません。
- 一般送配電事業者からの指令に応じて調整力を提供したものの、指令値に対して過不足が生じた場合については、ペナルティは科されません。(ただし、一般送配電事業者から指令があったにも関わらず、意図的に指令に応じない場合については、その限りではありません)
- 需給調整市場システムを利用するためには、需給調整市場における市場運営者への申請手続きが必要となります。
- 容量提供事業者は、需給調整市場システムを利用する環境を整えていただく必要があります。
- 容量提供事業者が、新たにオンライン機能(簡易指令システムを含む[※])を設置する場合の工期については、専用線の場合は約1年、簡易指令システムの場合は約10カ月になりますので、2024年度の実需給開始に関わらず、早めに一般送配電事業者へ設置申請してください。(※簡易指令システムの利用については、一般送配電事業者において検討中です)
- 余力活用に関する契約の詳細については、別途、一般送配電事業者から公表される予定です。

調整機能を持つ容量提供者は、一般送配電事業者へ余力を提供することになっている

V1単価(上げ調整)
V2単価(下げ調整)
を登録

コネクト&マネージに関する取組について

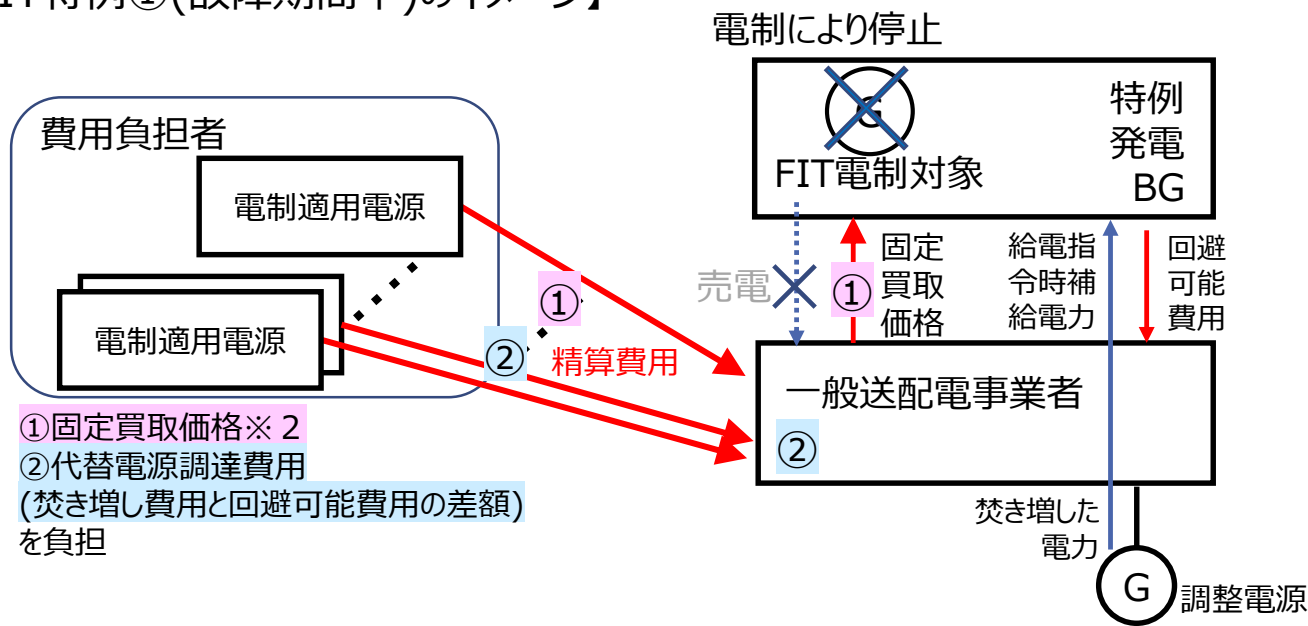
1. N-1電制本格適用ガイドラインの作成
2. N-1電制本格適用に向けた課題整理
費用精算に用いる標準値設定の考え方
3. N-1電制本格適用に関する詳細検討結果
 - (1) FIT電源を電制対象とした場合の精算内容
 - (2) FIT電源を電制対象とした場合の精算対象電力量の推定

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

- 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

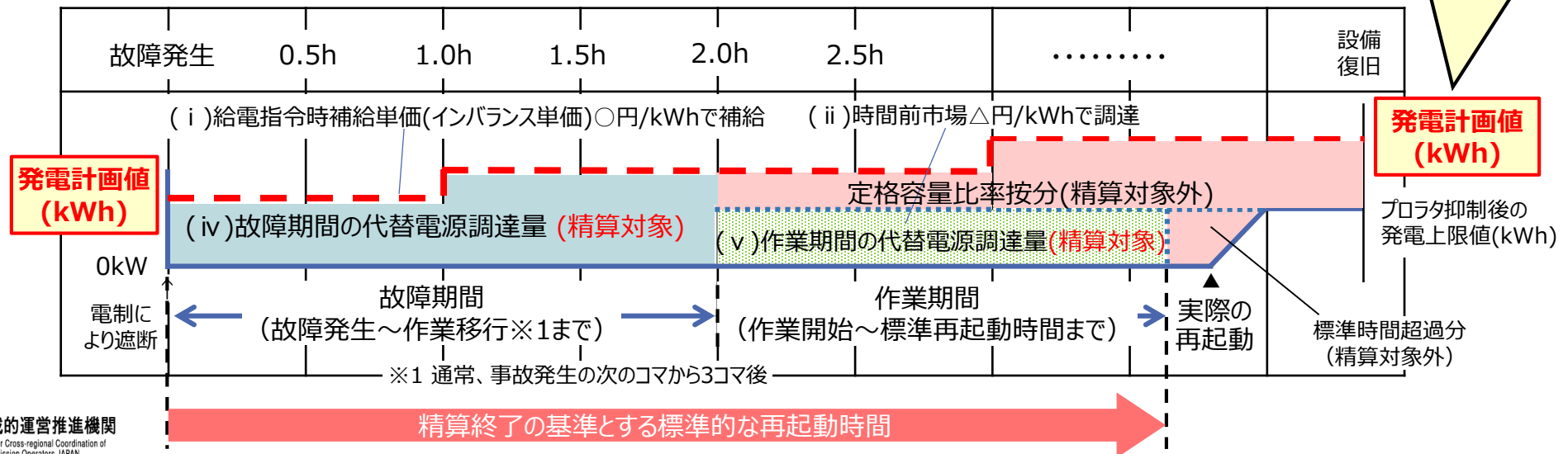
①固定買取価格×2
②代替電源調達費用
(焚き増し費用と回避可能費用の差額)を負担

コネクト&マネージに関する取組について

1. N-1電制本格適用ガイドラインの作成
2. N-1電制本格適用に向けた課題整理
費用精算に用いる標準値設定の考え方
3. N-1電制本格適用に関する詳細検討結果
 - (1) FIT電源を電制対象とした場合の精算内容
 - (2) FIT電源を電制対象とした場合の精算対象電力量の推定

- FIT電源を電制対象とした場合、**FIT電源がもし電制されなかったら発電していたであろう電力量に応じて費用精算**を行うこととなる。この精算対象電力量の推定方法について整理した。
- なお、非FIT電源を電制対象電源とする場合は、発電事業者から一般送配電事業者へ提出される**発電計画値**（下図の赤点線）を用いて精算対象電力量を算出することとしている。
- また、FIT電源の中でも、出力変動の小さい水力・地熱・バイオマスについては一般送配電事業者への発電計画値提出がある。このため、これらの電源は非FIT電源同様、発電計画値を用いる。
- このため、**今回、精算対象電力量推定方法を整理したのは、発電計画値を策定する義務が無い太陽光・風力**である。

精算対象電力量（面積）の現状案



FIT電源（太陽光・風力）電制後の発電電力量の推定

- FIT電源（太陽光・風力）の電制後の発電電力量推定を行う上で重要であるのは以下の点である。
 - 電力量推定対応の確実性
 - 電制後に出力変動が予測される場合にも対応（例：太陽光発電電制後に日没となった場合）
 - 推定量に対する費用負担者の理解
- 電制対象電源への風速計や日射量計の設置を義務化し、電制対象電源自らが電制後の電力量推定を行う案もある。しかし、設置の義務化は電制対象電源の更なる負担となる。また、精算費用を受け取る側がその諸元を決定することとなり、費用負担者の理解が得られにくい（検証を行うには、その風速・日射量でどれだけ発電するかという電源側機微情報の提出となるが、これは標準値とすることで機微情報の提出を控えるという考え方に反する）。
- 一方、**各一般送配電事業者は、別用途※にて電源種別ごとにFIT発電電力想定量を30分単位で公表している。これを用いてFIT電源の電制後の発電電力量推定を行えば、電制後の一定の出力変動反映も可能である。**

※一般送配電事業者が各小売電気事業者に対し、分配する予定のFIT発電電力想定値を公表（電源種別、30分単位）。

$$\text{電制対象電源を含む発電BGが分配されるFIT発電電力想定量(kWh)} \times \frac{\text{電制対象電源の認可kW}}{\text{その発電BGの電源の合計認可kW}}$$

ある小売電気事業者のFIT電力量配分(150MWh)



$$\text{電制後のCのMWh} = 150\text{MWh} \times \frac{60}{2+10+60+1+\dots+20}$$

- 一般送配電事業者が各小売電気事業者に分配するFIT発電電力想定値は、もともと別用途にて30分単位で公表するため、事前に算出しておくデータである。今回、この一項目(赤枠)を用いるが、電制が発生する前に算出されるデータであるため、費用負担者の理解が得られやすいと考えられる。

(参考) FIT発電想定電力量の各小売電気事業者への配分の考え方：関西電力送配電 公開情報

FIT特例制度①及びFIT特例制度③の発電計画配分について

1

FIT特例制度①：各特例発電BGに配分する電力量の算出方法

小売電気事業者の各特例発電BGに配分する電力量(電源種別ごと、30分単位)は、気象予測に基づき想定した供給区域全体の発電電力量(電源種別ごと、30分単位)※1※2に当該特例発電BGの購入電力量実績比率(電源種別ごと、3ヶ月前実績)を乗じて算出する。

$$\boxed{\begin{array}{l} \text{小売電気事業者の} \\ \text{各特例発電BGに} \\ \text{配分する電力量}^{\ast 4} \\ \left[\begin{array}{l} \text{電源種別ごと} \\ \text{30分単位} \end{array} \right] \end{array}} = \boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域全体の} \\ \text{想定電力量} \\ \left[\begin{array}{l} \text{電源種別ごと} \\ \text{30分単位} \end{array} \right] \end{array}} \times \frac{\boxed{\begin{array}{l} \text{小売電気事業者の各特例発電BGの購入電力量} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前実績)} \end{array}}}{\boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域の全小売電気事業者および} \\ \text{全送配電事業者の購入電力量} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前実績)} \end{array}}}$$

また、新規に調達を開始し、3ヶ月前の購入電力量実績が無い場合は、同一の電源種別の平均原単位(3ヶ月前実績ベース)に認定出力を乗じた値を購入電力量の3ヶ月前実績とみなして、配分電力量を算出する※3。

$$\boxed{\begin{array}{l} \text{平均原単位} \\ \text{[kWh/kW]} \\ \text{(電源種別ごと)} \end{array}} = \frac{\boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域の全小売電気事業者および} \\ \text{全送配電事業者の購入電力量 [kWh]} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前実績)} \end{array}}}{\boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域の全認定出力合計 [kW]} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前認定量)} \end{array}}}$$

$$\boxed{\begin{array}{l} \text{購入電力量} \\ \text{(3ヵ月実績)} \\ \text{[kWh]} \end{array}} = \boxed{\begin{array}{l} \text{平均原単位} \\ \text{(電源種別毎)} \end{array}} \times \boxed{\begin{array}{l} \text{系統連系設備} \\ \text{(電源種別毎)} \\ \text{[kW]} \end{array}} \times \boxed{\text{月日数}} \times \boxed{\text{24時間}}$$

※1 気象予測に基づく供給区域全体の発電電力量の想定方法は、各エリアの発電出力予測手法に基づく。

※2 供給区域の需給バランスにおいて太陽光発電または風力発電の出力抑制が見込まれる場合においても、出力抑制見込み量を控除しないこととする。

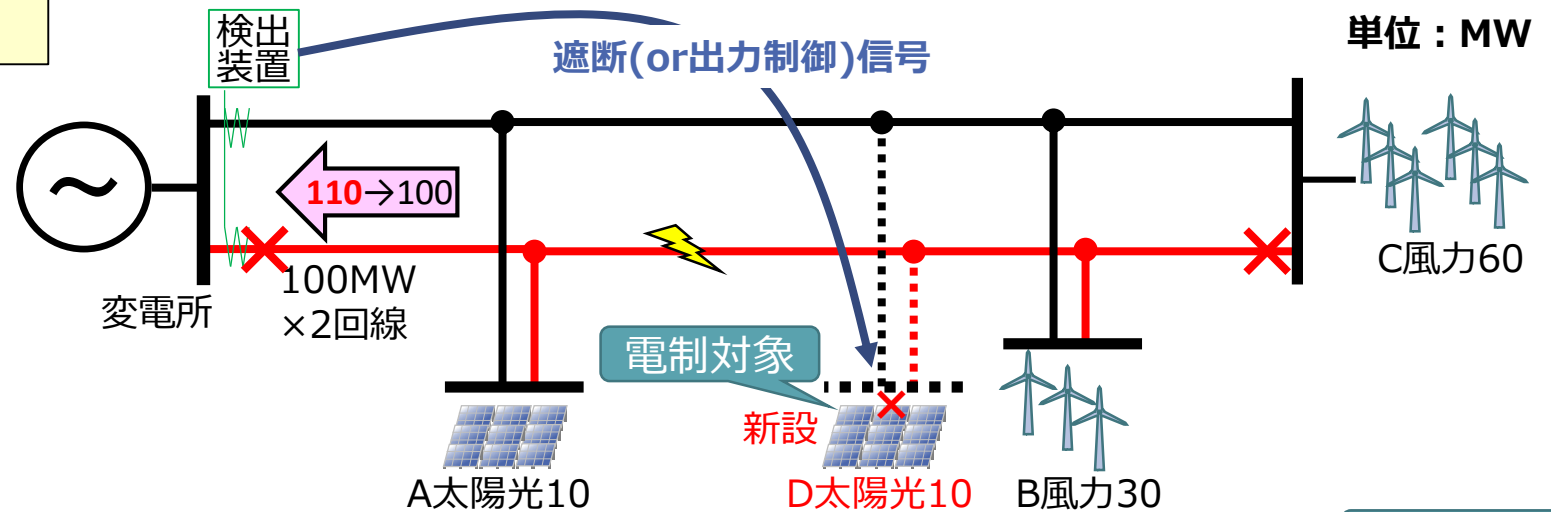
※3 平均原単位による補正は原則として月単位とする。

※4 特例発電BGに配分する電力量が、特例発電BGの認定出力を超過する場合には、特例発電BGの認定出力を上限とした値を配分する電力量とする。

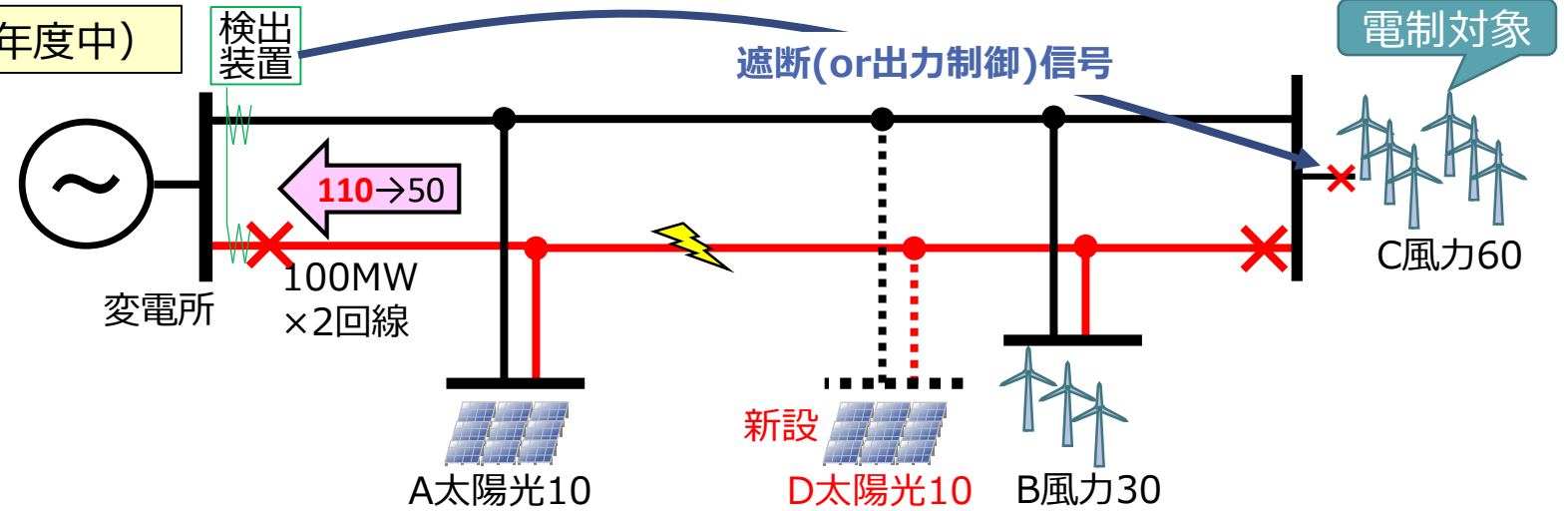
以下、参考

- ここでは、D発電所新設に伴い、赤実線部の送電線区間の運用容量を超過するため、N-1電制を適用することを考える。
- 先行適用の場合、連系条件として、**新設するD発電所が電制対象**となる。
- 本格適用の場合、当該系統で**合理的な電制対象をTSOが選定**（ここでは出力の大きいC発電所）。

先行適用（現行）



本格適用（2022年度中）



- 電制に伴う発電機会損失の費用負担は、下記のとおり「電制対象者が不利益とならないような仕組み」とすることが基本としていた。
- また、発電機会損失の精算の考え方では「電制対象と費用負担者の両者にとって納得性の高い仕組み」とすることとしていた。
- この考え方を踏まえ、電制された場合の具体的な精算項目について議論の結果、前述のとおり「代替電源調達費用」と「再起動費用」と整理されたという経緯がある。

論点Ⅱ-2-(1). N-1故障直後の費用負担

24

第27回広域系統整備委員会資料1(1)抜粋

- これまでN-1故障直後においては、主に調整電源の出力抑制により対応が可能であったが、今後、N-1電制を適用していくと、調整電源以外の電源も電制することが考えられる。
- この場合、電制に伴う機会損失が発生するが、その費用について調整されないとする、電制対象となった発電者および発電バランシンググループの負担となる。
- 「N-1電制を前提に新規接続する電源」と「電制対象者」を分けて考える場合、電制対象者が不利益とならないような仕組みが必要と考える。

2-(1)-5. 課題① 機会損失費用をどのように算定し、その適正性をどのように確認するか 25

第37回広域系統整備委員会資料1(1)抜粋

- N-1電制に伴う費用を適正に精算するためには、抑制される事業者（電制対象）と費用負担者（受益者）の両者にとって納得性の高い仕組みが不可欠となる。
- N-1電制に伴う機会損失費用については、電制により不利益が生じないよう、抑制されたkWh費用や起動費だけでなく、緊急停止に伴う機器トラブルの補修費用等も補償する必要があるが、個々の発電機や事象により異なる費用となるため、一律に定めることは困難である。
- このため、当該費用については抑制される事業者からの申告額をベースに確認することになると考えられるが、英国インタートリップの事例のように、費用精算項目や適正性の確認方法をあらかじめ明確にしておくとともに、過去の実績などから標準的な費用の目安を示していくことはどうか。
- また、当該費用の実績については蓄積していき、継続的に適正性の確認を行っていくことが必要となるのではないか。

- 通常時も電制時も、小売電気事業者からの収入は変わらない（下図では12円/kWh）。
- 通常時の発電単価（10円/kWh）と電制時の給電指令時補給単価（13円/kWh）の差額を代替電源調達として費用精算。

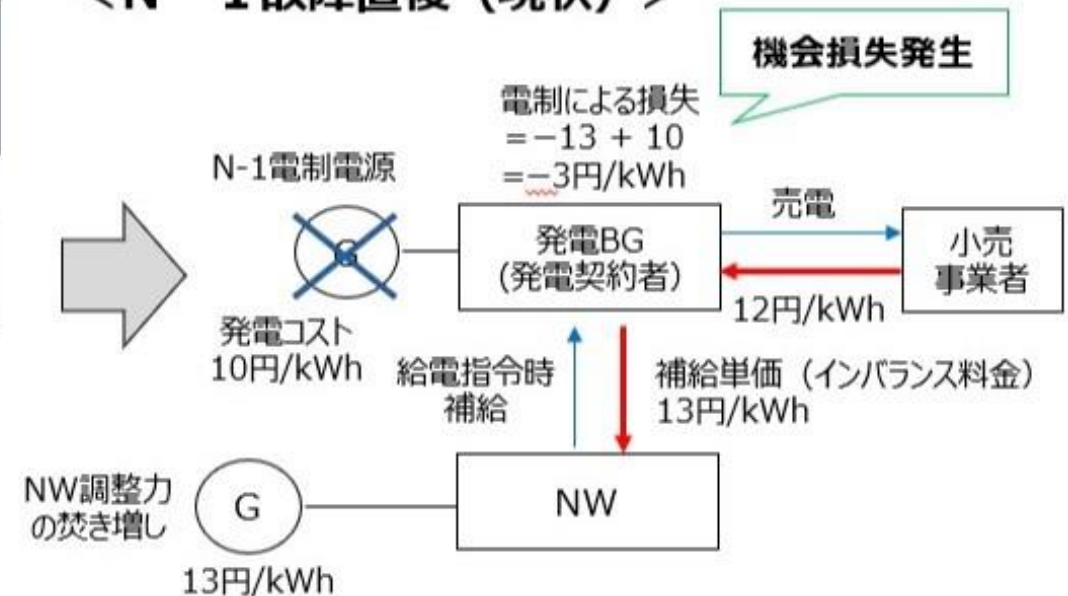
第27回広域系統整備委員会資料1(1)抜粋

<通常運転時>



※金額はイメージであり意味はなし

<N-1故障直後(現状)>



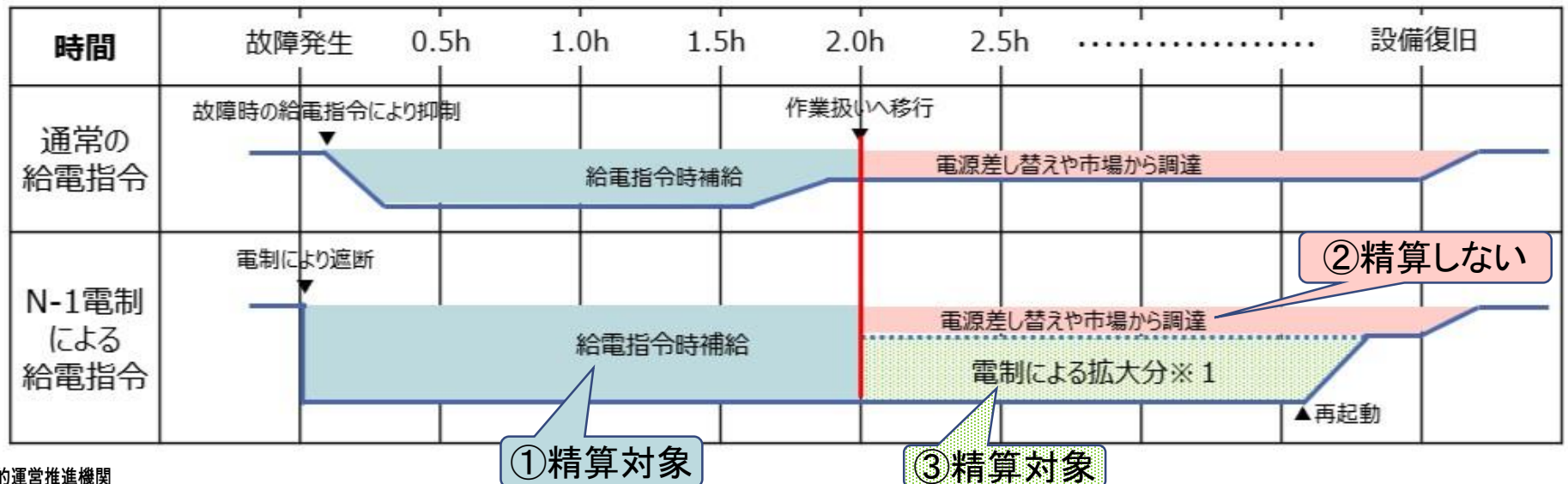
例えば、100MWで運転中の電制、系統復旧後、電源の立ち上げまでに正味1時間要した場合の機会損失費用は
 [給電指令時補給電力単価 (13円/kWh) - 発電コスト (10円/kWh)] × 100MW × 1h = 300 (千円)

- 給電指令（電制）後、作業扱いへ移行するまで（下図①）は、出力制御の分、給電指令時補給を受ける。**電制対象でなければ出力制御は不要のため、①は費用精算対象**となる。
- その後は作業扱いとなる。作業時における出力制御ルールによれば、同一系統の電源は容量比率按分で出力制御される（下図②）。**電制対象ではなくても代替電源を調達しなければならぬ分であるため、費用精算の対象とならない。**
- **電制対象でなければ出力制御不要だった分（下図③）は費用精算対象**となる（電制対象でなければ出力制御は②のみ）。

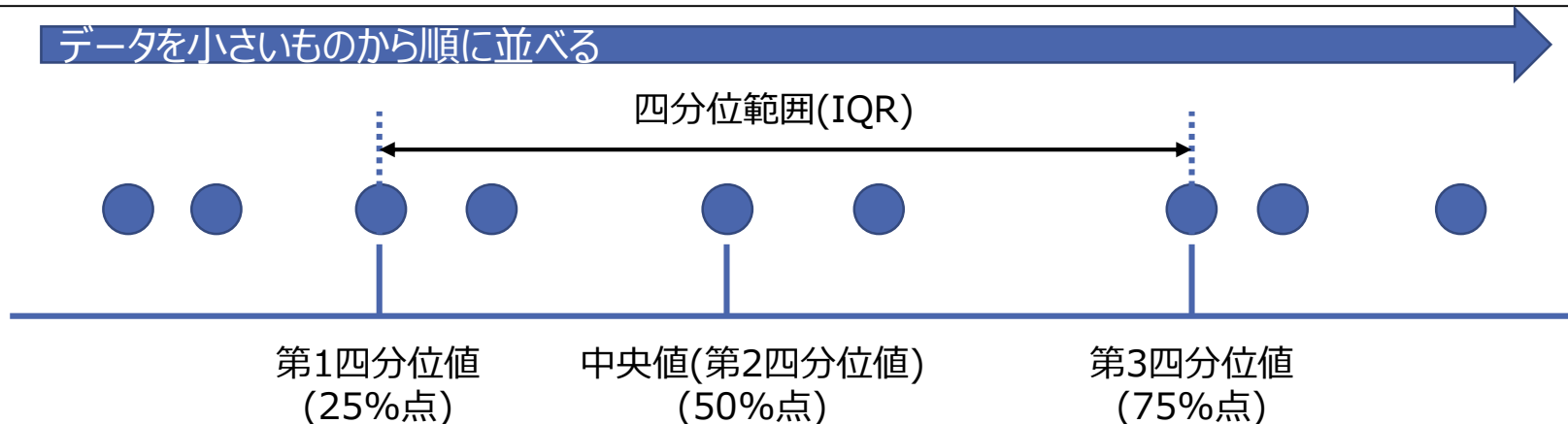
第47回広域系統整備委員会資料3より抜粋

(参考) 課題 I - ② 精算対象とする期間

設備復旧が再起動よりも遅いケース



- 四分位範囲を用いて統計データから特異データ (外れ値) を検出する方法 (箱ひげ図による方法が一般的) は、検定対象の統計データがある程度分布が歪んでいるデータにも用いることができる。



母集団分布を正規分布としたときに、標準正規分布の75%点は約0.6745であるので、

・四分位範囲 = 標準偏差 × 0.6735 × 2 ⇔ 標準偏差 = 1/1.349 × 四分位範囲

ここでは、正規分布における3σ以外の点を特異データとみなすものとして、

・3 × 標準値 = 2.224 × 四分位範囲

従って、標準偏差の3倍を四分位範囲の2.224倍に、平均値を中央値に置き換えて

下限値 = 中央値 - 2.224 × 四分位範囲

上限値 = 中央値 + 2.224 × 四分位範囲

さらに、非対称な分布に対しある程度対応するため、分布位置の中心に第1四分位値及び第3四分位値を用いると、対称な母集団分布において中央値と四分位値との差は四分位範囲の2分の1であるから、

下限値 = 第1四分位値 - 1.724 × 四分位範囲

上限値 = 第3四分位値 + 1.724 × 四分位範囲

これら下限値もしくは上限値を外れるものを特異値とみなした。

1-(1)-2. 課題 I - ② 精算対象とすべき期間

9

■ 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。

採用

	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	・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。	・ <u>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。</u>	・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	・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。	・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。	・ <u>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。</u>
合理的な設備形成	・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。	・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。	・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	_____	・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。	・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)-3. 課題Ⅰ-③ 正確な費用の算出

12

- 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。

採用

	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	・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。	・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	・ <u>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。</u>	・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	・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。	・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	・機微情報の提供範囲等はどうするか。	・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。

■ アンケート対象とする発電所の考え方

- 各社の系統アクセスルールをもとに、主に電制装置が設置されるであろう**連系電圧66kV以上**の発電機の最大受電電力である**10MW以上を調査対象**とする。

■ アンケート対象とする電源種の考え方

- 標準値設定を視野に入れる電源種を調査対象とした。
- 火力電源は電制対象となる可能性が高いと考えられる石炭・LNG (Conv, CC,ACC,MACC) ・石油は対象。
- 再エネについては、火力が接続されていないローカル系統において電制対象になると考えられ、ある程度の発電所数が存在する太陽光、風力、水力、バイオマスについて対象とした。
- プラント数の少ない地熱や個別の事情による部分が大きく標準化が困難と考えられる廃棄物発電所、自家発電所は対象外とした。

- FIT電源により生じるインバンスについては、インバンスリスク料としてFIT交付金から手当てする仕組みとなっている。
- FIT電源が電制された場合、一般送配電事業者が調整電源の焚き増しを行うことで同時同量を達成する。その焚き増しによる費用増加分がインバンスリスク料として一般送配電事業者を支払われるかを検討した。

再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用(2020.12.7)_第22回大量導入小委資料3

(参考) FITインバンス特例とインバンスリスク料

- FITインバンス特例により、バランシングに係るコストについては、買取事業者が費用負担する仕組みであるが、FIT電源により生じるインバンス（計画値と実績の発電量（kWh）のズレ）については、インバンスリスク料としてFIT交付金から手当てする仕組みとなっている。

FITインバンス特例の種別と概要

	発電計画の作成主体	インバンス精算主体	計画値確定タイミング
特例①	一般送配電事業者	小売電気事業者（リスクなし）	実需給の前日 6 時
特例②	小売電気事業者	小売電気事業者（リスクあり）	実需給の 1 時間前（GC）
特例③	送配電事業者	送配電事業者	実需給の前日10時

FITインバンスリスク料の算定方法

FITインバンスリスク料 = FIT買取電力量 × インバンスリスク単価

インバンスリスク単価 = （当該コマのインバンス料金 - 回避可能費用） × 当該コマのインバンス発生率

※現状、一般送配電事業者のシステムでは30分コマ毎の算定ができないため、システム対応が可能になるまでの期間は、暫定措置として、年度ごとに算定を行い、年度ごとの単価を設定している。

インバンスリスク料による補填の仕組み

第30回制度設計専門会合
事務局資料 (2018.5)

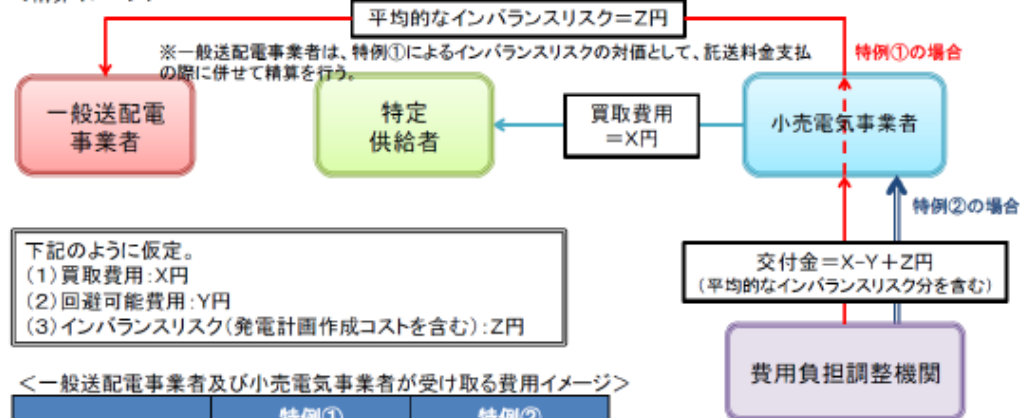
- 一般送配電事業者におけるFIT特例①の回避可能費用によるインバンス精算の影響分は、インバンスリスク料による収入により補填される仕組みとなっている。

【参考】 FITインバンス特例①、②におけるインバンスリスク等の精算方法(イメージ)

- 原則ケースからの乖離が生じる発電計画作成コストとインバンスリスク(インバンスリスク等)について、回避可能費用以外で調整する負担スキーム案は下記の通り。
- 具体的には、費用負担調整機関がインバンスリスク等に相当する額を含む交付金を一旦小売電気事業者に交付し、特例②においては小売電気事業者がインバンスリスク分もそのまま受領。特例①においては、小売電気事業者から一般送配電事業者に対しインバンスリスク等に相当する額を託送料金支払の際に併せて精算を行うスキームとしてはどうか。

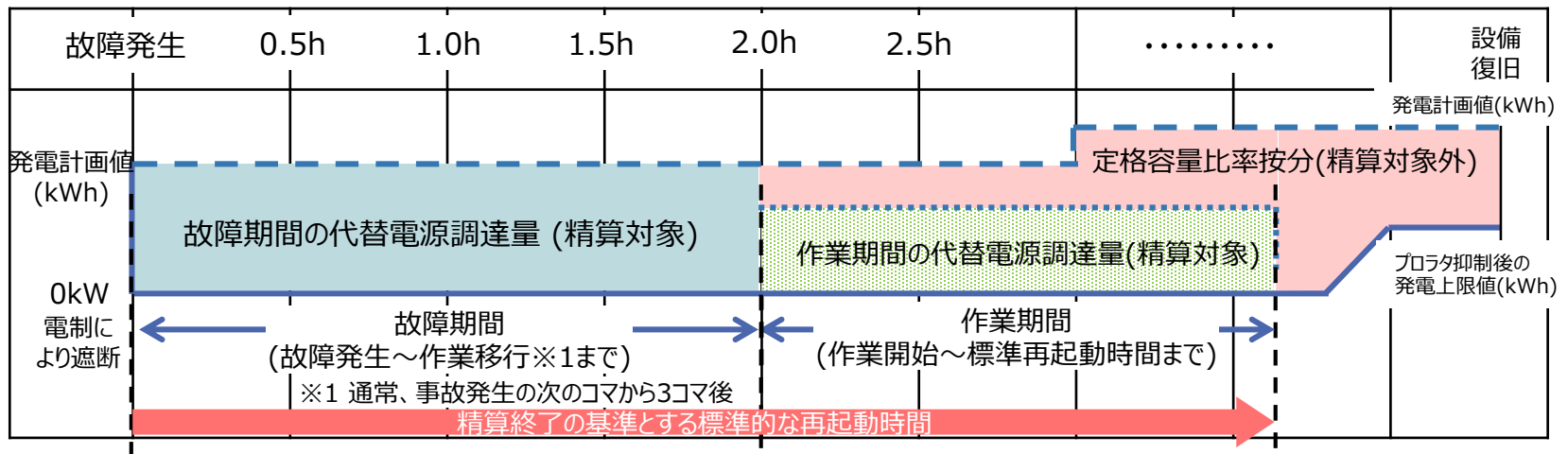
第6回買取制度運用WG
事務局資料 (2015.5)

<精算イメージ>



	特例①	特例②
一般送配電事業者	Z	(なし)
小売電気事業者	X-Y	X-Y+Z

- N-1電制は給電指令によるものであり、その指令期間中は発電BGに対して給電指令時補給がなされる。(ここでは、給電指令がなされる期間を「故障期間」と呼ぶ)
- FIT電源を電制した際のインバランスの取り扱いについて、FIT電源についても非FIT電源と同様、故障期間中は給電指令時補給がなされるため、FIT電源のインバランスとならない。すなわち**故障期間についてはインバンスリスク料には影響を与えない**(=代替電源調達費用はインバンスリスク料から支払われているといえない)と考えられる。
- 一方、作業期間に移行すると、インバンスリスク料に影響する。
- このため、**電制適用電源と費用精算を行うのは、故障期間中のインバンス料金相当とする。**



	故障期間のインバンス	作業期間のインバンス
非FIT電源における取り扱い	給電指令時補給により一送が発電BGに対し補給を行うため、インバンスとはならない	代替電源を調達しない場合、発電BGのインバンスとなる
FIT電源における取り扱い	給電指令時補給により一送がFIT特例BGに対し補給を行うため、 FIT電源のインバンスとはならない	FIT電源の代わりに代替電源調達を行う 二送のインバンス となる

一送はインバンスリスク料を受け取れない
→**精算対象**

一送はインバンスリスク料として
代替電源調達費用相当を受領

- FIT電源の中でも、出力変動の小さい**水力・地熱・バイオマス**については**一般送配電事業者への発電計画値提出**がある。このため、これらの電源は非FIT電源同様、発電計画値を用いるのが妥当である。
- 一方、出力変動の大きい**太陽光・風力**には**発電計画値を策定する義務は無い**。

3.1.全体の概略フロー

小売電気事業者に実施していただく作業の概略フローは以下の通りです。



マスターデータ登録
<ul style="list-style-type: none"> ・系統コードの集約申請^{※1} ・発電所マスタの変更申請^{※1}
※1 エリアによって扱いが異なります
年間、月間、週間計画の作成 → 年間、月間、週間計画の提出

発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格
(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領(2020.4)
3. 特例発電BG(FIT特例①)の計画作成方法

翌日計画の作成	太陽光・風力	水力・地熱・バイオマス
	<ul style="list-style-type: none"> ・翌日 FIT 計画の提出様式作成 ・BG コード、系統コード等の基本情報入力 ・FIT 用ステータス「1」の入力 	<ul style="list-style-type: none"> ・翌日 FIT 計画の提出様式作成 ・BG コード、系統コード等の基本情報入力 ・FIT 用ステータス「1」の入力 ・<u>発電計画値の入力</u>
	【発電計画値の入力】	【発電計画値の妥当性確認】
	【FIT 用ステータス「1」⇒「2」に変更】	【FIT 用ステータス「1」⇒「2」に変更】
	【発電計画値の再入力】	【発電計画値の妥当性確認】
	【FIT 用ステータス「2」のまま】	【FIT 用ステータス「2」のまま】
	・前日スポット取引に自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札 ^{※2}	ー
	<ul style="list-style-type: none"> ・販売計画、調達計画の入力 ・前日スポット取引の約定結果で売れ残った量を発電計画値から控除^{※2} ・発電計画値の展開(部分買取り、発電地点別の計画値が必要な場合) ・FIT 用ステータス「2」⇒「3」に変更 	<ul style="list-style-type: none"> ・販売計画、調達計画の入力 ・FIT 用ステータス「2」⇒「3」に変更
	→ 翌日計画の提出	

【 】:一般送配電事業者による作業

※2 沖縄エリアを除く。沖縄エリアは前日スポット取引がないため、ステータス 3 提出時には自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値を控除してください。

FIT電源（太陽光・風力）電制後の発電電力量の推定案

- 案1は、電制後に日射量や風速の変動があっても、最も的確な精算対象電力量の算出が可能と考えられる。一方、電制適用電源に確実な計測器の設置が必要なことに加え、費用負担者の理解が最も得られにくい案であると考えられる。
- 案2は、出力変動の大きい太陽光・風力の発電想定には不向きである。
- 以上により、**一定の出力変動反映が可能であり、一般送配電事業者で確実に対応が可能な案3を用いる**こととする。

採用

	案1：発電所実測値	案2：電制時のkW値	案3：既存の予測値から算出
対応の 確実性	発電機によっては日射量計・風速計が無い可能性がある。その場合、電制装置に加え、計測器設置も義務となり、設置者の負担が大きい。	一般送配電事業者で把握可能。	現状でも実施している予測値を用いる。
出力変動 予測	電制後に日射量・風速が変化しても出力変動に反映可能。（ただし、既設風力発電の場合、電制対象機と離れた場所に風速計がある場合あり）	電制後の日射量・風速の変化は反映不可。 （例）日没間際に電制された場合でも一定の精算量が出る	電制後に日射量・風速が変化しても出力変動に反映可能。 ただし当該発電所の変化ではないため案1より粒度は粗い。
費用 負担者 の理解	・精算当事者が精算に用いる値を決定することとなり、その検証もしにくい。このため費用負担者の理解が得られにくい。 ・検証する場合は、風速や風向きに応じてどれだけ発電するかという機微情報の提出となり、これらの提出を行わないようにするという標準値設定の考え方と反する。	電制前のコマの出力は、システム内の記録や発電者への確認などで検証は可能か。	ベースとする値は公表値であり、電制精算のために改めて算出する値では無いため、理解は得られやすい。