

2018 年 10 月 1 日 作成

2022 年 7 月 5 日 変更

流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針
第 5 5 条関連）における N－1 電制の考え方について

最新版は下記リンク先をご確認下さい。

https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2018/181001_n-1densei_shiryuu.html

電力広域的運営推進機関

〔変更履歴〕

年月日	内 容
2018.10.1	作成
2020.10.1	第3章 先行適用開始時期およびアクセス案件の取扱い ○電源接続案件一括検討プロセスの施行に伴う電源接続案件一括検討プロセスへの基本的な対応方針の追加
2022.7.5	N-1 電制の本格適用開始に伴う全般的な見直し

目次

はじめに	3
用語.....	4
第1章 N-1電制の基本的な考え方.....	5
1.1 設備形成の基本的な考え方.....	5
1.2 適用系統.....	5
1.3 供給信頼度の観点から許容する電制量.....	7
1.4 N-1電制の適用判断.....	7
1.5 N-1電制対象電源.....	8
1.6 N-1電制の対象電源選定の考え方.....	9
1.7 N-1電制に伴う機会損失費用の負担.....	11
第2章 N-1電制の具体的な運用方法.....	12
2.1 N-1電制のオペレーション方法.....	12
2.2 N-1電制先行適用電源の取扱い.....	12
2.3 N-1電制先行適用以前のN-1電制の取扱い.....	13
2.4 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.....	14
2.5 N-1電制システム仕様等.....	19
第3章 N-1電制における負担費用の精算.....	21
3.1 N-1電制の費用精算に関する基本的事項.....	21
3.2 オペレーション費用精算項目.....	23
3.3 オペレーション費用精算の対象となる電力量の算定.....	26
3.4 オペレーション精算費用の算定.....	30
3.5 オペレーション費用精算に必要となる資料の提出.....	33
3.6 費用精算項目（3.2）以外の精算について.....	37
3.7 その他.....	37
第4章 具体的な精算の事例.....	38
第5章 N-1電制の適用開始の取扱い.....	44
5.1 適用開始時期.....	44
5.2 移行措置.....	44
5.3 N-1電制のオペレーション費用の負担に関する情報提供について.....	45

はじめに

電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）は、広域連系系統のあるべき姿とその実現に向けた考え方を示す広域系統長期方針を2017年3月に策定し、電力系統利用の円滑化および低廉化を目的とした流通設備効率の向上を図るために「コネクト&マネージ」の実現に向けた検討を行っている。

「コネクト&マネージ」の取り組みの一つである「N-1電制（単一設備故障時にリレーシステムで瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大する取り組み）」については、従来から一部の系統において適用されているが、各一般送配電事業者によりその適用の実態や考え方にバラツキがあったため、統一的な考え方に基づいたN-1電制の適用に向け検討を進めてきた。

合理的にN-1電制を実現するためには、効果や経済性を考慮した適切な電源を制限（オペレーション）し、これに伴う費用を受益に応じて十分に負担する仕組みが必要である。これに対し、2018年10月より「N-1電制の適用を前提とし接続する新規電源」を電制対象者とする（オペレーションと機会損失費用負担者（N-1電制適用の受益者）を一致させる）場合において先行的にN-1電制を適用する取り組み（N-1電制先行適用）が開始されている。

一方で、今、設備形成については、これまで電源連系により空き容量がなくなる都度、増強工事を行ってきたプル型から、系統混雑を前提に電源ポテンシャルを踏まえ増強工事の必要性を社会便益に基づき判断していくプッシュ型へ全面的に転換しようとしており、N-1電制についても、これまでの電源連系の手段から、プッシュ型の設備形成を成す1つとしての適用が期待される。このため、今回新たに開始するN-1電制の本格適用は、効率的な設備形成の観点からN-1電制が実施できる仕組みとできるよう、一般送配電事業者¹がN-1電制装置の設置が合理的と判断した電源に対してN-1電制装置を設置でき、その装置設置に係る費用を一般負担とした。また、N-1電制の実施により生じる費用についても、当面は一般負担とし、今後の混雑管理の検討の中で整理していくこととした。

本書は、送配電等業務指針第55条に基づき、合理的な流通設備の整備計画を策定するにあたり、同指針第64条の2に規定するN-1電制の基本的な取扱い²について、統一的な考え方および適用開始時期等を取り纏めたものである。

¹ ただし、配電事業者が特別高圧の流通設備を所有した場合は配電事業者を含む

² 本ガイドラインは、流通設備の単一故障（母線故障を除く）のみを適用対象として、多重事故などの過酷事故は適用対象外とする。

用語

本書で使用する用語は、本書に特に定めるもののほか、法並びに法に基づいて規定された政令、省令及び本機関の定款および業務規程において使用する用語の例による。

用語	説明
N－1 電制	単一設備故障時にリレーシステムで瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大する取り組み
単一設備故障	1 度に一つの設備にだけ故障が生じている状態 例) 2 回線ある送電線のうち 1 回線のみ故障が生じる
電源制限	発電機の出力の抑制または発電機そのものを遮断（停止）させること（送配電等業務指針における「発電抑制」と同義）
N－1 電制対象電源 （電制対象電源）	発電所に N－1 電制装置を設置し、単一設備故障時に N－1 電制による電源制限の対象となる発電所
空き容量	平常時における出力制御を前提とせずに接続できる容量
発電契約者等	一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結している発電契約者、発電設備等を維持・運用する発電者及び一般送配電事業者と特定契約を含む受給契約を締結している特定契約者をいう。

第1章 N-1電制の基本的な考え方

1. 1 設備形成の基本的な考え方

送変電設備（特別高圧以上）の設備形成の基本的な考え方は、広域系統長期方針を基礎としつつ、電力系統性能基準の充足性、技術基準、電力系統の安定性等、様々な項目について考慮の上、経済性も踏まえ合理的な設備形成を図るものである。「プッシュ型の設備形成」はまさに増強工事の必要性を社会便益に基づき判断していく仕組みであり、N-1電制についても、その一連の社会便益の評価の中で適用を検討していくことが期待される。

N-1電制は、単一設備故障時にリレーシステムで瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大する取り組みであるが、これを適用することにより、効率的な設備形成が図れる一方で、送電線等の単一設備故障時に電源を遮断することによる供給力確保や需給バランスへの影響が懸念される。このため、N-1電制の適用にあたっては、供給信頼度面への影響を十分に考慮し、信頼度の観点からN-1電制が適用可能な系統においては、その適用を前提としつつ、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っていくことを基本とする。

1. 2 適用系統

N-1電制の適用にあたり、特別高圧以上の電力系統を基幹系統（各エリア上位2電圧）とローカル系統に大別した場合、基幹系統については、以下のようなことが懸念される。

- 必要となる電制量が多く、電制時に大幅な供給力低下、周波数低下を招く
- 電制の対象範囲が広範囲となり、対象数が膨大化、システムが複雑化
- 電制失敗時の影響が大

さらに、基幹系統を放射状系統とループ系統に大別すると以下のような特徴がある。

表 1 - 1 基幹系放射状系統と基幹系ループ系統の比較

	基幹系放射状系統	基幹系ループ系統
電制量	電制量 = 過負荷解消量 過負荷解消量と必要な電制量が同じ	電制量 > 過負荷解消量 過負荷解消のためには、多めに電制する必要がある
電制システム	シンプルなシステム構成 N - 1 故障時に残り回線の過負荷量を検出し、当該系統に接続される電源を電制する	複雑なシステム構成 ループ系統を構成する全ての系統状況（遮断器の入切、潮流、発電出力等）を取り込み、故障箇所に応じた最適な電制量・電制対象を計算し電制する
システム構築コスト	シンプルのため比較的安価 (数千万円以下)	系統安定化システムのような大規模なシステムとなり高額 (数十億円以上)
備考	シンプルなシステム構成であり、最小限の電制で過負荷解消可能 (適用事例多数)	システムが複雑かつ大規模となる一方、電制による過負荷解消効果が低いシステムが複雑となるため、システム不具合リスクが懸念

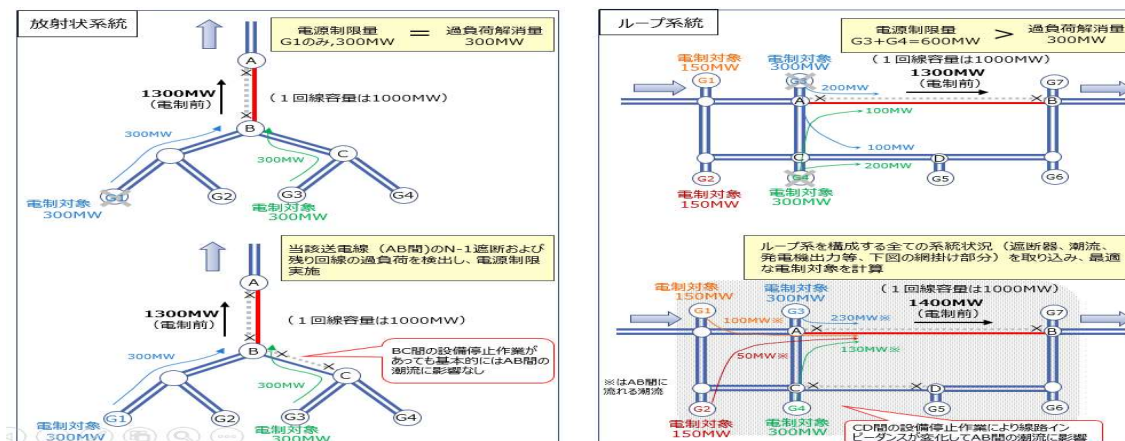


図 1 - 1 放射状系統とループ系統

以上を踏まえ、N - 1 電制の適用系統の考え方は、表 1 - 2 のとおりとする。

表 1 - 2 N - 1 電制の適用系統の考え方

系統（特別高圧以上）		適用の考え方
基幹系統 (上位 2 電圧)	ループ	前述の特徴を踏まえ、個別系統毎に適切に判断 ^{※1}
	放射状	原則 ^{※2} 、適用
ローカル系統		原則 ^{※2、3} 、適用

※1 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
 ※2 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
 ※3 基幹系統とループ系統を構成していてシンプルな制御が困難な場合は除く

1. 3 供給信頼度の観点から許容する電制量

N-1 故障対象設備（送電線・変圧器）1回の故障あたりの電制量は、信頼度の観点を踏まえ、「常時の周波数変動に収める電制量」と「各エリアの予備力を考慮した電制量」の小さい方の値を目安とする。

表1-3 N-1 故障に対する電制量（目安）（赤字が小さい方）

エリア	常時の周波数変動に収めるための電制量 (MW) ³	各エリアの予備力を考慮した電制量 (MW) ⁴
北海道	40	250
東北	400	650
東京	400	2,550
中部	500	1,250
北陸	500	250
関西	500	1,300
中国	500	500
四国	500	250
九州	500	750
沖縄	10	50

目安を超えるN-1電制の適用については、電源脱落直後の需給バランス維持のために期待することとなる調整力の算定根拠となっている同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を超えない範囲で、対象設備の設備実態や故障頻度等を踏まえつつ、各エリアの一般送配電事業者で検討する。

なお、エリア全体で許容する電制量については、適正予備力等を算定するための供給信頼度評価において、電源の計画外停止率が算定根拠となっている。N-1電制のさらなる拡大に伴う同評価への影響については限定的と想定しているものの、注視していく必要があると考える。

1. 4 N-1 電制の適用判断

1. 1のとおり、「プッシュ型の設備形成」のもと、N-1電制適用を含めた増強工事的必要性を社会便益に基づき判断していく。この際は、適用系統に応じ別途定められた増強規律⁵に基づき、将来の電源ポテンシャルを踏まえ、増強工事が繰り返しとしないようにするなど、N-1電制の適用を前提に最も

³ 常時の周波数変動（低下側）-0.2Hz（北海道、沖縄は-0.3Hz）

⁴ 軽負荷期における各エリアの需要（2017年度供給計画より）を基に算出（7%）

⁵ 資源エネルギー庁「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」

合理的な増強規模の選定が必要である⁶。この際、特にN－1電制の適用にあたっては、以下の点に留意が必要となる。

- N－1電制が適用された系統においても接続量には上限があるため、当該上限の超過が想定される場合は、設備増強を含めた検討が必要であること。
- 電源の連系拡大に伴う事前潮流の増加によっても、N－1電制の適用または拡大が必要となる可能性があること。(2.4(1)参照)
- 系統事故時の系統切替を考慮している系統は、切替先の系統の電源連系拡大にあわせて、必要に応じN－1電制の適用拡大などの対策を検討すること。(2.4(2)参照)
- 需要側設備の廃止等により需要が減少し、これに伴う運用容量の超過によっても、N－1電制の適用または拡大が必要となる可能性があること。(2.4(3)参照)

1.5 N－1電制対象電源

特別高圧の系統に接続する電源は、既設電源も含め全てN－1電制対象電源の候補となる。

電制装置は、実運用において信頼度へ影響をきたさないよう、確実かつ効果的に制限できる電源を対象とする必要があり、シンプルなシステム構成とすることが求められる。このため、N－1故障対象設備あたりの電制対象数の上限は、10箇所程度を基本とするが、詳細には以下の様な系統の特徴を踏まえて設定する。

- N－1電制システムの各装置のハード面の制約(設置場所等)
- 受信側の装置を含め、装置故障時の対応やメンテナンスにかかる制約(作業期間やマンパワー等)
- N－1故障発生後の復旧操作等において系統運用者が対応可能な数

なお、高圧系統以下に接続される電源は、小規模であるため、特別高圧系統のN－1故障時に必要となる電制量をこれら電源で確保するためには、膨大な数の電源を電制対象としなければならない。また、高圧系統は系統変更が頻繁に行われるため、系統状況の把握が難しく、適正な電制量を把握するためのシステムが複雑化する。よって、N－1電制システムの信頼性・確実性の観点から、高圧系統以下に接続される電源は電制対象としない。

⁶ これらは対象系統がファーム型接続適用系統・ノンファーム型接続適用系統にかかわらず、基本的には同じである。設備増強では費用便益が得られない場合でも、N－1電制適用であれば費用便益が見込まれる可能性があり、この場合はN－1電制適用により、当該系統の運用容量拡大や混雑緩和に活用していくものとなる。

1. 6 N-1 電制の対象電源選定の考え方

N-1 電制は、故障時の給電指令の自動化であり、その対象となる電源は事前に選定しておく必要がある。この際、緊急停止により公衆安全に影響がある電源や、従前の先行適用では設備増強を前提に接続されるべきとしてきた電源⁷を除き、原則、全ての特別高圧に連系する電源がN-1 電制の対象となる。この選定については、現行のルールでは故障時の給電指令により出力調整を行う電源は、緊急性の観点から、一般送配電事業者が発電機の出力変化速度、調整容量等を考慮して、電力系統の復旧に最も適切と考えられる電源を選定することとなっていることを踏まえ、一般送配電事業者が以下のような優先順位に基づき、N-1 電制の対象電源として合理的となる電源を指定することとする⁸。

【N-1 電制対象選定の優先順位】

- (1) 潮流の抑制効果大きい（電制台数を削減できる、抑制量を適正にできる 等）
- (2) 電制後の再起動時間が短い
- (3) 機会損失費用が少ない（発電単価が高い、起動費が安い 等）
- (4) 電制装置の設置費用が安い（通信回線費用が安い 等）

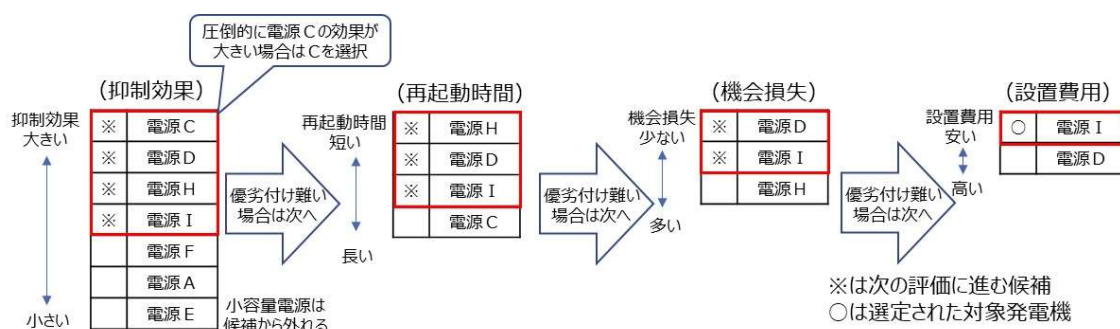


図 1-2 優先順位による電制対象選定のイメージ

⁷ 下記のような電源が該当する。

- ・供給信頼度の観点から、許容する電制量を超過する容量の抑制が必要となる電源
- ・再並列や出力増加に相当期間を要するなど、系統復旧に合わせた供給力の回復が困難な電源
- ・系統信頼度維持のためのマストラン電源

⁸ 発電事業者は、正当な理由がない限り、効率的設備形成の観点からのN-1 電制装置の設置について応じる必要がある。なお、電制装置の設置に関し正当な理由がなく拒否するなど、紛争が発生した場合は、送配電等業務指針に基づき指導又は勧告などの措置が行われることがある。

なお、この場合の正当な理由とは「発電機の廃止を直近に予定している」、「設備老朽化により現状の制御装置では電制設置に伴う改造が不可（制御装置更新にあわせて電制装置の設置を協議）」などのきわめて特殊な事項が該当するのみであり、例えば、電制に伴う設備損壊の懸念や利水者への影響、熱供給などその他事業等への影響等は電制装置設置を拒める正当な理由には該当しない（これら理由は（3）機会損失の中で必要に応じ考慮する）。

この優先順位は、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、特に（１）の潮流の抑制効果の評価がもっとも重要との考え方によるものである。したがって、電源の選定にあたっては、合理的ではないことが明らかである場合を除いては、抑制効果（＝運用容量拡大効果）を第１とすること、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を基本とする。（必要に応じ電源側へ聞き取りする。）

なお、（１）潮流の抑制効果の評価にあたっては、適用する系統の特徴や混雑見通し・性質、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であり、具体的には電制対象電源の「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、系統の特徴や混雑見通し・性質、電源の接続状況などに応じ、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。）

この場合の電制順序に関しても、一般送配電事業者は合理性や安定供給の観点から踏まえ設定するものとする。

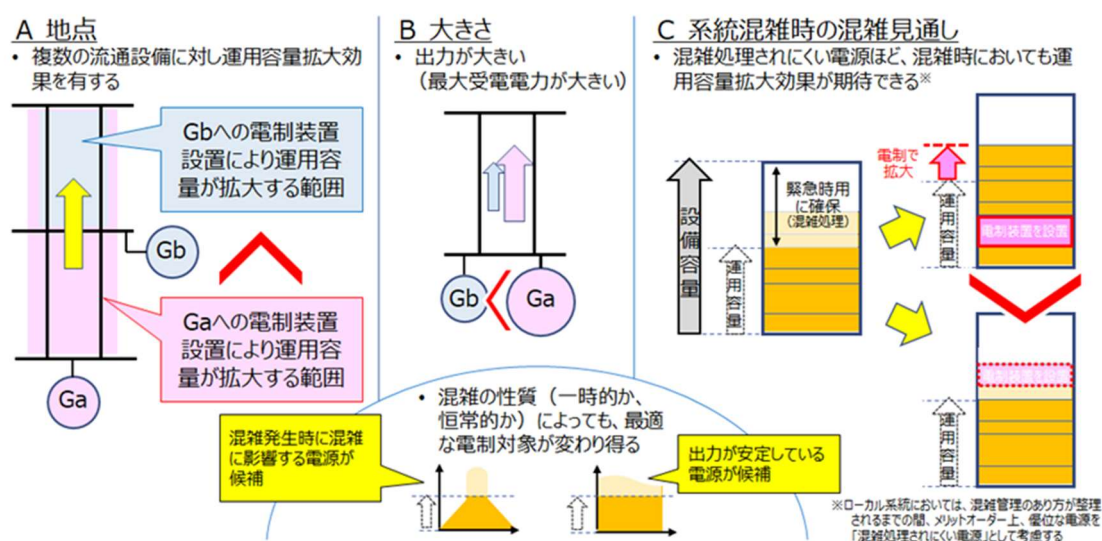


図 1-3 抑制効果の評価イメージ

このN-1電制は、一般送配電事業者主導のもと、効率的設備形成の一環として実施するものになるが、その目的は社会便益の最大化であり、N-1電制によって発電コストとネットワークコストの両者の最小化を実現することにある。このため、一般送配電事業者からN-1電制の装置の設置の求めがあった発電契約者等は、これに応ずる必要がある一方、一般送配電事業者は、発電契約者等に装

置設置を求めるにあたり、当該電源にN－1電制装置を設置する必要性について丁寧な説明を行うことが望まれる⁹。

1. 7 N－1電制に伴う機会損失費用の負担

N－1電制は給電指令に基づき行われるため、従来であれば制御を受ける電制対象電源に生じる損失は当該電源が負担するものとされている。しかし、N－1電制の仕組みにおいては、一般送配電事業者が1.6の基準を元に合理的な電制対象電源を選定した結果、電制の制御対象となる電源が固定化されるため、その他の電源と比較して不利益が生じる可能性がある。このため、効率的設備形成の観点からのN－1電制装置の設置、および単一設備故障に伴い当該電制装置が適正動作した場合に、それにより電源側に生じる損失費用については、当該電源の負担とせず、下記のとおりとする^{10・11・12}。

- ✓ N－1電制の実施に必要となる初期費用（電制装置設置にかかる費用）は、平常時での混雑管理を行う系統での系統整備の負担の考えに基づき一般負担
- ✓ N－1電制に伴うオペレーション費用（電制された電源側に発生する代替電源調達費用や電源の再起動費用）は、今後の混雑管理の検討の中で整理していくとして、当面は一般負担¹³

特に2点目のオペレーション費用に関しては、電制が発生した都度、実績を確認の上で、その費用の妥当性を確認することを条件とした負担としている。詳細については第3章において示す。

⁹ ただし、他の接続電源の情報や将来の電源ポテンシャル想定など、第三者情報に該当する情報の扱いは説明において留意が必要

¹⁰ N－1電制対象系統においても、潮流状況によっては電制装置によらず個別に給電指令による制御を行う場合がある。この場合においては、給電指令により生じる損失は従来とおり制御を受けた電源が負担するものとする。

¹¹ ただし、電源線に係る費用に関する省令上の電源線に相当し、特定の電源の送電を目的としていることが明らかな設備にN－1電制装置を設置する場合は、「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」（2015年11月6日資源エネルギー庁電力・ガス事業部）における電源線の扱いも踏まえ個別に扱いを協議することとする。なお、特定の電源の送電を目的としていることが明らかな設備にN－1電制装置を設置する場合であっても、一般送配電事業者が効率的設備形成の観点から実施するN－1電制は本格適用として扱う。

¹² N－1電制動作時において技術的に必要となる対応（例：N－1電制にあたっての制御マージン設定に伴う過制御）に関しても、費用負担の対象とする。

¹³ 当面の措置であるため、将来N－1電制適用に伴い必要となるオペレーション費用の負担が生じる可能性があることを、原則、系統アクセス検討の全ての回答書に示していく。

第2章 N－1電制の具体的運用方法

2. 1 N－1電制のオペレーション方法

設備のN－1故障直後は、潮流抑制効果等を考慮の上、電制することがより合理的な電源からオペレーション（制御）が行われ、電制された電源に生じる機会損失については、別途費用を負担する（この費用負担の詳細は第3章に示す）。

このN－1電制対象電源に関しても、作業時は、原則、広域機関が定める作業停止計画調整マニュアルや一般送配電事業者の運用に基づく対応となる。

表2－1 オペレーション方法について

区分	オペレーション方法	出力調整までの時間
N－1故障直後	合理的な電源を遮断（もしくは抑制）	時間的余裕なし
計画的な設備停止作業時（N－1故障継続時 ¹⁴ 含む）	原則、広域機関が定める作業停止計画調整マニュアルや一般送配電事業者の運用に基づく対応	時間的余裕あり

2. 2 N－1電制先行適用電源の取扱い

2018年10月より適用が開始されているN－1電制の先行適用（オペレーションと機会損失費用負担者が一致する電制）対象電源は、系統アクセスの際の一般送配電事業者との契約等に基づき、本格適用後のルールに従う。

具体的には、本格適用電源へオペレーション費用の支払を開始する2023年4月¹⁵以降は、先行適用電源であっても、電制実施時は、本格適用電源と同様に、実績を確認の上で、その費用の妥当性を広域機関が確認し、一般送配電事業者がオペレーション費用を発電契約者等に支払っていくとともに¹⁶、先行適用電源を対象に実施していた系統作業時の優先抑制をとりやめる¹⁷。

¹⁴ 故障継続時は、速やかに作業時のルールへ移行する。なお、作業停止ルールを含めた抑制のあり方については、国の系統利用ルール見直し等を踏まえ、今後も適宜見直しをはかっていく。

¹⁵ 電制対象電源へのオペレーション費用の支払を規定する一般送配電事業者の託送供給等約款の改定を踏まえ、オペレーション費用の支払を開始することとする。

¹⁶ 本格適用相当のオペレーション費用の支払を前提に、先行適用電源が使用している既設系統の容量を活用可能とする。

¹⁷ 系統作業時の優先抑制に付随し先行適用電源を対象に実施してきた、系統アクセス回答における電制対象設備の作業見通しの提示について、本ガイドライン適用開始以降は不要とする。

ただし、本ガイドライン適用開始時点において契約申込以降の手続が済んでいる先行適用電源については、既に早期連系や事業進展等の便益を享受している面なども踏まえれば、電制装置設置に係る初期費用について、遡及して一般負担で補填するまでの措置は不要とする。

2. 3 N-1 電制先行適用以前のN-1 電制の取扱い

N-1 電制の先行適用については2018年度から開始したものであるが、一般送配電事業者の一部系統では、この先行適用以前からN-1 電制を導入してきた実績がある。

これら先行適用以前のN-1 電制についても、当該電制による流通設備の運用容量拡大効果を踏まえ、本ガイドラインの考えに準じた実施である場合には、本格適用電源へオペレーション費用の支払を開始する2023年4月以降は、先行適用・本格適用と同様に、電制実施時は費用の妥当性確認を経た上でオペレーション費用を支払っていくこととする。

ただし、先行適用以前のN-1 電制は一般送配電事業者と発電契約者等間の契約等の中で実施してきたものであるため、一般送配電事業者は、本見直しがこれまでN-1 電制を受け入れてきた電源側の不利益にならないこと等について、必要に応じて電源側とコミュニケーションをとりながら見直しをはかっていくことを基本とする。

2. 4 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

N-1 電制の適用を前提とした系統における設備容量、運用容量、空き容量、N-1 電制適用可能量¹⁸の基本的な考え方は、図 2-1 のとおりである。

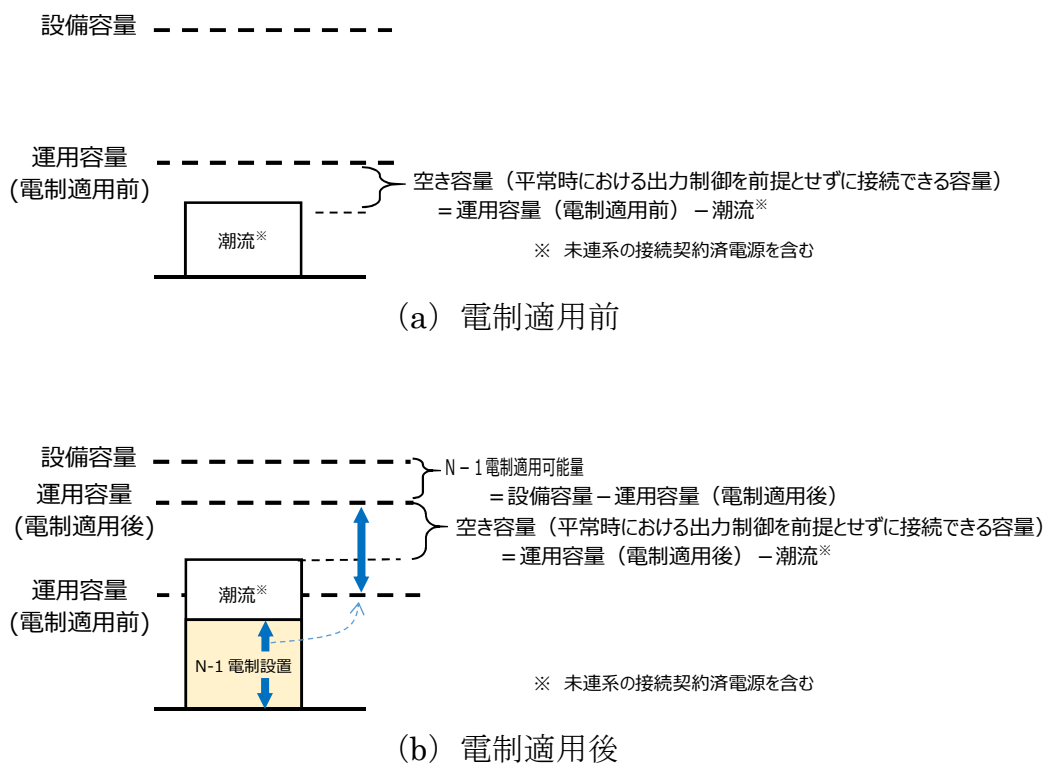


図 2-1 設備容量等の基本的な考え方

N-1 電制自体はシンプルな仕組みではあるものの、複雑な電力系統への適用にあたっては、以下の点などを踏まえた慎重な検討が必要である。

¹⁸ N-1 電制の適用を前提に系統に接続可能な電源量の目安（「1.3 供給信頼度の観点から許容する電制量」の制約も考慮する必要がある）

(1) 電源の連系拡大に伴う事前潮流増加の影響

流通設備の運用容量は、平常時に流せる潮流の上限でありその値は、N-1故障時の給電指令による出力制御や系統切替¹⁹を考慮している。(図2-2)

【出力制御で対応している例(イメージ)】新規電源 G3 を出力制御する場合
(実際の出力制御対象は G1,2,3 のいずれかを一般送配電事業者が選択)

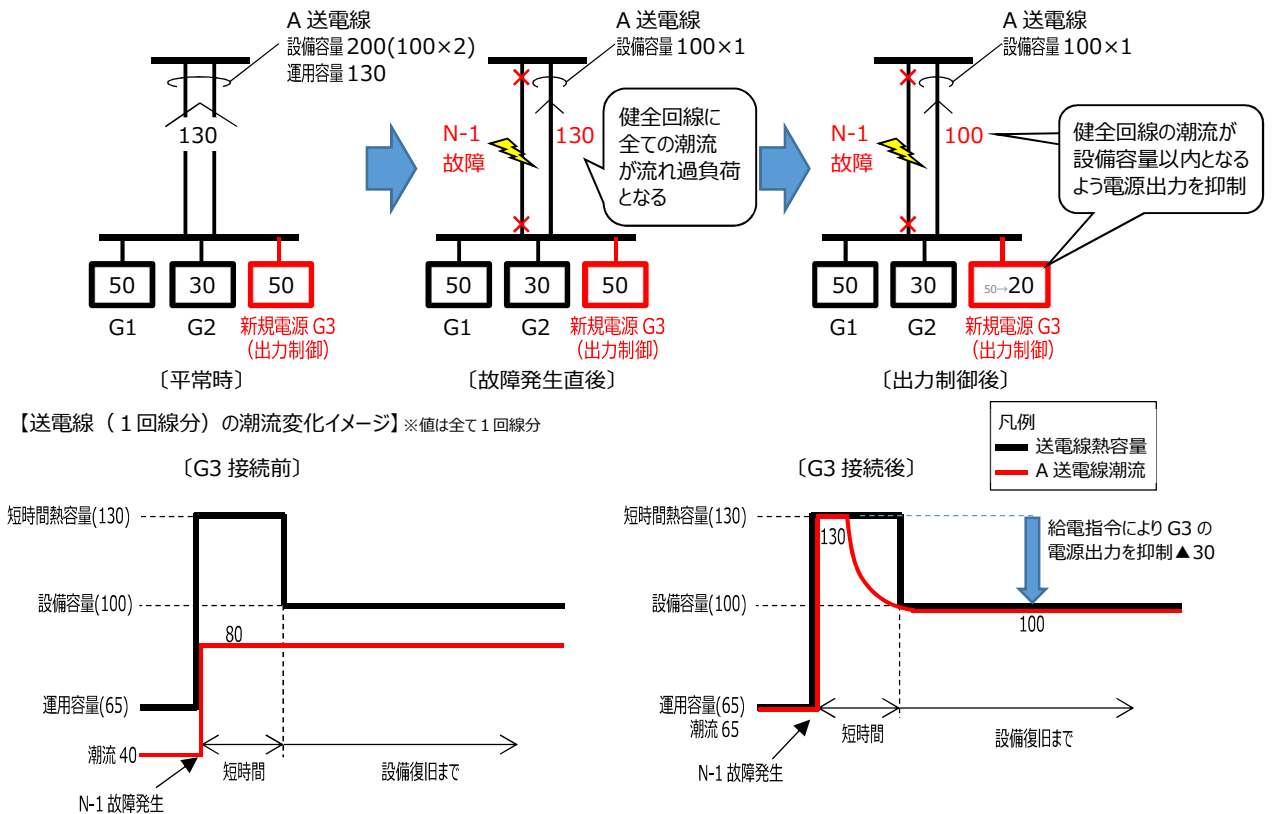


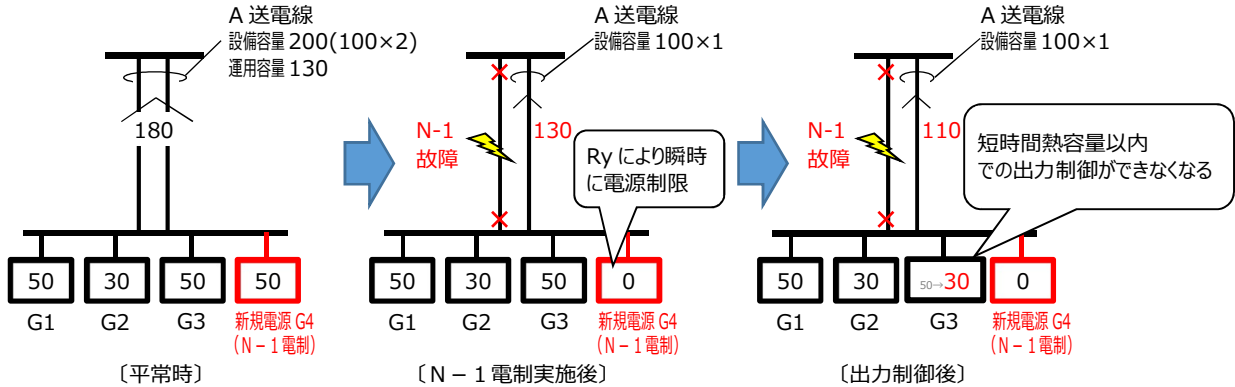
図2-2 出力制御を前提とした運用容量の例

短時間熱容量とは、流通設備に電流が流れた際、当該設備の温度が短時間に限り使用することができる上限温度を超えない容量(時間)のことであり、出力制御や系統切替は、短時間熱容量の範囲内で行う必要がある。

このような状況下で、N-1電制の適用によりさらに新規電源を接続する場合、運用容量を超過させて接続することとなるため、運用容量以上の事前潮流が流れることになる。このため、N-1故障発生時には、短時間許容温度に早く達することになり(短時間熱容量を許容する時間が短くなり)、給電指令による出力制御で対応可能であった電源についてもN-1電制が必要となる場合がある。(図2-3)

¹⁹ 系統切替に関しては(2)参照

【出力制御で対応している例（イメージ）】新規電源 G4 が電制対象となる場合(出力制御対象は G1,2,3 のいずれか)



【送電線（1回線分）の潮流変化イメージ】※値は全て1回線分

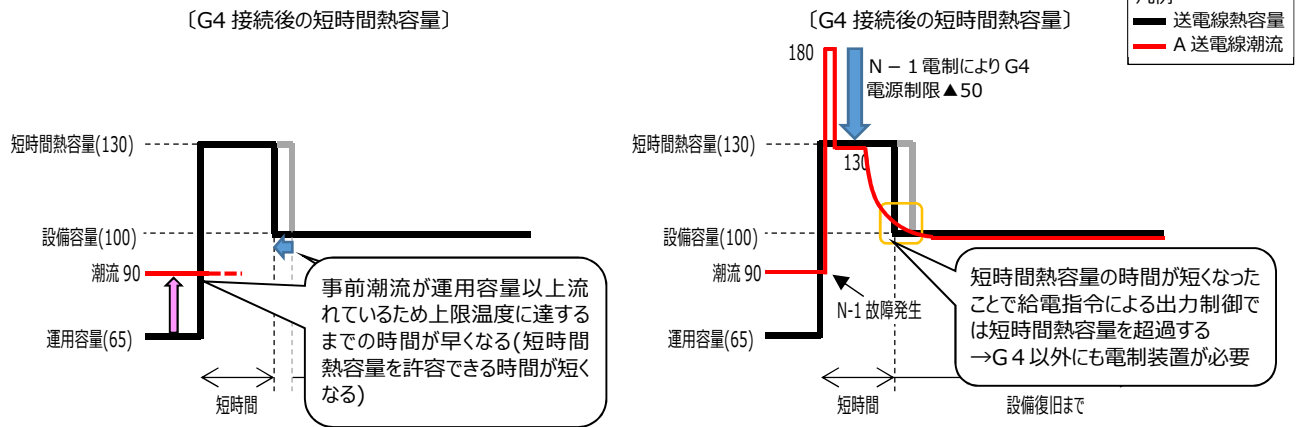
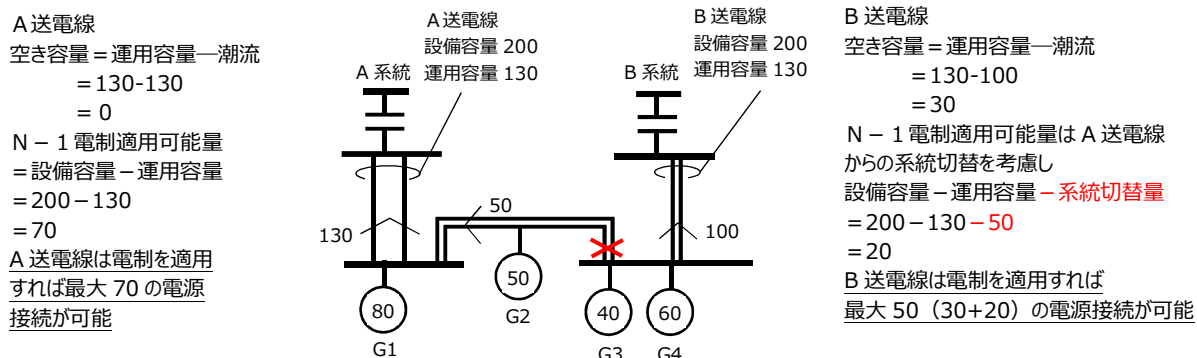


図 2-3 N-1 電制適用電源接続後の熱容量イメージ

てもN-1電制の適用拡大などの対策を講じていくことを検討する。



送電線名	設備容量	運用容量	潮流	空き容量	電制適用可能量	(参考)最大電源接続時の潮流
A送電線	200	130	130	0	70	200
B送電線	200	130	100	30	20	150*

※系統切替を考慮する必要があるためN-1電制適用後も設備容量まで使えない

図2-6 系統切替を考慮したN-1電制適用可能量

(3) 需要側設備の廃止等、需要減少により運用容量を超過する場合

従前は運用容量以内に収まっていた潮流が、需要側設備の廃止等により需要が減少することで増加する場合がある。これにより想定潮流が運用容量を超過する場合にも、対策として当該系統内でN-1電制の設置が有効となる。この際は、将来の需要見通しや求められる対応のスピードなども踏まえつつ、N-1電制の適用や系統増強などの対策について、合理性に基づき選定していく必要がある。

2. 5 N-1 電制システム仕様等

N-1 電制の基本的なシステム構成（イメージ）およびN-1 電制システム各設備単位の資産所有、および費用負担区分を以下に示す。

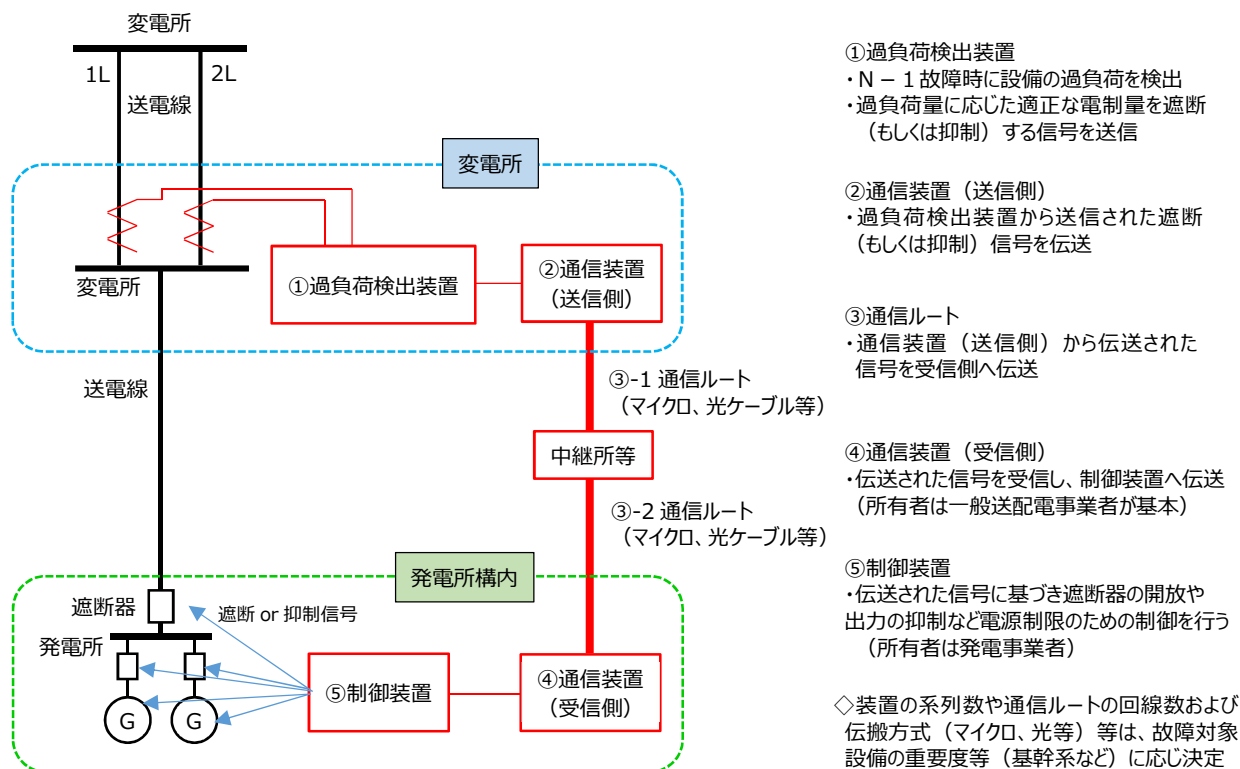


図 2-7 N-1 電制システム構成（イメージ）

表 2-2 N-1 電制システムの負担の整理

設備	所有者	設置・更新 (負担)	運転・保守※1 (負担)	備考
①過負荷検出装置	一送	一送（一送）	一送（一送）	
②通信装置（送信側）	一送	一送（一送）	一送（一送）	
③通信ルート	一送	一送（一送）	一送（一送）	
④通信装置（受信側）	一送	一送（一送）	一送（一送）	施工にあたり発電事業者との連携が必要
⑤制御装置	発電者	発電者 (一送※2)	発電者 (発電者※3)	既設発電設備の場合、既設盤の改造となる ことが一般的

※1 設備のメンテナンス費用として、定期点検及び補修（点検及び不良に伴う部品取替等）に係る費用を含む。

※2 発電者が制御装置を更新するタイミングにおいて、発電契約者等からの事前の申し出（一送のレベニューキャップ制度での申請に間に合うタイミングでの申し出を基本とする）に基づき、一送は電制設置の必要性をあらためて評価し、引き続き設置が有効と判断した場合は、更新する制御装置の電制機能の原価相当については初期費用に相当するものとして一送が負担することとする。（必要に応じて、広域機関も交え、個別に扱いを確認・協議していく。）

※3 既設発電設備の場合、既設盤の改造となることが一般的であり、運転・保守費用のうち、電制機能固有の費用を分離することが困難であるため、原則、発電者の負担としているものであるが、発電者の責によらない設備トラブルに起因したN-1電制機能故障に関しては、その機能回復に必要な費用は設置・更新費用相当として一送が負担することを基本に、一送と発電契約者等間で扱いを個別に協議する。

(1) 過負荷検出装置

過負荷検出装置の仕様検討では、過負荷量に応じた適正な電制量を遮断（もしくは抑制）し、電制対象の最小化が図れるよう考慮する。熱容量上許容できる過負荷量の場合には、出力制御が可能な電源に設置するN-1電制装置は、出力の抑制が行える仕様とすることも考慮する。

過負荷検出装置の系列数（例 常時+予備 2系列）については、故障対象設備の重要度（基幹系など）を考慮した上で決定する。

(2) 通信装置、通信回線ルート

伝搬方式や通信回線のルート数などは、故障対象設備の重要度（基幹系など）や設置環境（山間部やへき地等）を考慮した上で決定する。

(3) 制御装置

過負荷検出装置からの信号を受信し、要求に応じた確実な制御が行えるような仕様とする。

なお、制御装置は発電事業者の所有となるため、装置の維持管理は発電事業者にて行う。

第3章 N-1電制における負担費用の精算

3.1 N-1電制の費用精算に関する基本的事項

(1) N-1電制の費用精算に関する基本的な考え方

N-1電制の設置については、社会便益に基づき適用を判断していくことになることから、N-1電制実施に必要な条件整備、具体的には電源側にN-1電制装置を設置するための「初期費用」は一般負担としている。

また、N-1故障が発生し電制対象電源を電源制限すると、電制がなければ生じなかった費用として、当該電源を供給力として調達している発電契約者には代替電源の調達に要する費用（以下「代替電源調達費用」という。）が、電制された電源を維持・運用する発電者には当該電源を再起動するために必要となる費用（以下「再起動費用」という。）が、それぞれ発生する。また、FIT電源及びFIP電源が電源制限された場合は、発電者には再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再エネ特措法」という。）に基づく収入を得る機会を逸失することになる。これら代替電源調達費用、再起動費用及び再エネ特措法に基づく収益をあわせて「オペレーション費用」という。N-1電制では、電制時の実績に基づき、オペレーション費用を負担するとしており²⁰、混雑管理の制度設計の過渡期にある当面の間は、この費用は一般負担としている。

(2) N-1電制の費用精算の基本的な流れ

○初期費用

N-1電制の初期費用に関する費用精算の流れは以下のとおり。

- ① 一般送配電事業者から電制装置の設置の求めを受けた発電契約者等は、制御装置改造に必要となる工事費用等を、見積りなどにより一般送配電事業者に提示する。
- ② 一般送配電事業者と発電契約者等との間で、工事の実施タイミングや工事費の支払方法（着手前払い、実績払い等）について個別に協議する²¹。
- ③ 発電契約者等により電制装置等の設置工事を実施後、一般送配電事業者と発電契約者等との間では、必要に応じ守秘義務契約を締結するなどの手続を行った上で、すみやかに要した実績工事費等の内訳などの詳細を確認する。この際、発電契約者等は、一般送配電事業者が一般負担での支払に伴う説明責

²⁰ 2023年4月の託送供給等約款改定以降

²¹ 後々のトラブル回避のため、この段階で、支払の有無に係わらず、一般送配電事業者と発電契約者等との間で、見積り金額等に基づいた契約書・覚書等を取り交わしておくことを推奨する。

任を果たしていく上で必要となる措置（資料の提示等）について協力する必要がある。

- ④ 上記により、一般送配電事業者と発電契約者等、双方で内容が確認できた実績工事費等に基づき、②で決定した工事費の支払方法に応じて初期費用の精算を行う。

○オペレーション費用

N-1 電制のオペレーション費用精算に係るフローの概要は図3-1のとおりである。なお、詳細なフローについては、別紙1を参照。

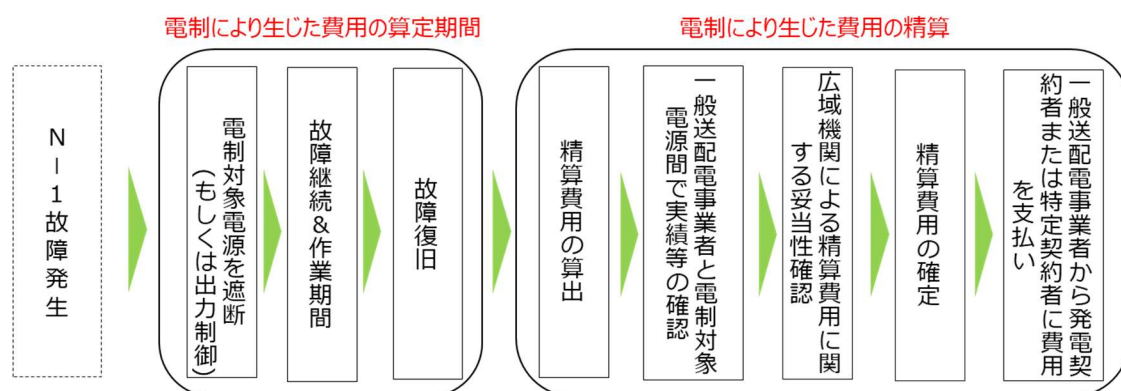


図3-1 オペレーション費用の精算フロー概要

このオペレーション費用の実績精算にあたっては、まずは一般送配電事業者と電制された電源側の間で実績内容について確認した上で、実績に応じた精算額については、広域機関の妥当性確認²²を経た上での費用精算する仕組みとする。

²² 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。

(3) 一般送配電事業者からN-1電制の費用精算を行う対象

初期費用及びオペレーション費用の精算については、発電量調整供給契約に基づき精算されることから、一般送配電事業者から発電契約者に対して行われる。ただし、送配電買取が義務付けられており、一般送配電事業者と発電者が受給契約（特定契約を含む）を直接締結しているFIT電源については、この受給契約に基づき精算されることから、一般送配電事業者から発電者に対して精算される^{23・24}。なお、電制によって発電契約者と発電者の間にも費用精算が生じる場合があるが、これについては一般送配電事業者と発電契約者間の精算に基づき、発電契約者と発電者の当事者間で費用精算²⁵を行うこととなる。

(4) N-1電制の費用精算の対象となる電源

一般送配電事業者によるN-1電制装置の設置の指定を受けて、N-1電制装置を設置した電源において、装置による電源制限が行われた場合、本章に規定するN-1電制動作に係る費用精算を行う。

なお、N-1電制は事故時において緊急的な出力の抑制・遮断を行うものであるため、N-1電制の対象が一般送配電事業者と調整電源契約を締結しているような調整電源に関しても、調整電源契約で求める要件に該当しない対応を求めることになるため、N-1電制の費用精算を行う必要がある²⁶。

3. 2 オペレーション費用精算項目

電制対象電源が電源制限された際に生じる費用にはさまざまなものが考えられるが、電源の遮断や出力の抑制により生じる費用は、例えば設備損壊時の修繕費用や契約上のペナルティなど、電制がその起因となり生じるか判断が難しい費用も考えられる。

一般負担として広く電気の利用者がこれら費用を負担することを鑑みると、費用精算の対象は、発電契約者や発電者に対して明らかに電制により生じた費用や

²³ FIT電源が一般送配電事業者と一時調達契約を締結している場合にも、一時調達契約に基づいて一般送配電事業者から発電者に精算を行う。

²⁴ 一般送配電事業者と発電者が受給契約を直接締結している場合でも、当該発電者が属するバランシンググループの発電契約者がインバランスリスクを負う場合については、発電量調整供給契約に基づき、一般送配電事業者から発電契約者へ代替電源調達費用の精算を行う。

²⁵ 小売事業者に供給している電源がN-1電制された場合、小売事業者側に代替電源調達費用が発生する場合がある。この場合、N-1電制によって要した代替電源調達費用は、発電契約者に対して支払われることになるため、別途、発電契約者と小売事業者の当事者間で当該費用の精算を行うこととなる。

²⁶ N-1電制により調整力を供給できない場合があるが、電制装置による出力制御はペナルティの対象外となる。

逸失したであろう収益とし、それに加えて第三者が客観的に評価できることが必要であることから、オペレーション費用の費用精算項目は原則として、以下の3点を対象²⁷としている。

A) 代替電源調達費用

電制に伴う電源制限により、当該電源から電気を調達していた発電契約者が、電源制限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。

B) 再エネ特措法に基づき得られる収益

F I T電源については、電制により電源制限されなかった場合に得られたであろう固定買取価格による収益。F I P電源については、電源制限されなかった場合に得られたであろう供給促進交付金（以下「プレミアム」という。）²⁸による収益。

C) 再起動費用

電制により遮断された際に電制された電源が停止してから再び起動するのに要した費用。

一般送配電事業者は、N－1電制された発電設備等に係る発電契約者に対してA)～C)に係る費用を負担する（ただし、一般送配電事業者と発電者が受給契約（F I T電源）を直接締結している場合は、B)およびC)に係る費用は発電者に対して負担する。）。

N－1電制の電源制限の対象となった電源に対する費用精算項目を電源種別毎に整理すると表3－1のとおりとなる²⁹。

²⁷ 設備損壊時の修繕費用や契約上のペナルティなど、電制がその起因となり生じたと言いき難い費用は除く。

²⁸ 一時調達契約を締結している場合には、再エネ特措法に基づき一時調達価格による収益とする。

²⁹ 一時調達契約を締結している場合の精算項目は、F I T送配買取特例③に準じるものとする。

表 3-1 電源種別毎のオペレーション費用精算の対象項目

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	再エネ特措法に基づく収益 (FIT)	再エネ特措法に基づく収益 (FIP)	再起動費用
FIT・FIP電源以外の電源	○	—	—	○
FIT送配買取 (特例①)	— 注	○	—	○
FIT送配買取 (特例②)	○	○	—	○
FIT送配買取 (特例③)	—	○	—	○
FIT小売買取 (特例①)	— 注	○	—	○
FIT小売買取 (特例②)	○	○	—	○
FIP市場売電	○	—	○	○
FIP相対売電	○	—	○	○

○：精算を行う項目
 —：精算を行わない項目

注：精算を行わない
 (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)

3. 3 オペレーション費用精算の対象となる電力量の算定

(1) 電制の精算対象となる期間

電制は給電指令として行われることから、設備のN-1故障に伴い電制が動作した時点から作業停止計画に移行するまでは、給電指令による電源制限として取扱うことになるが、作業停止計画に切り替わるタイミングからは作業停止計画に基づく発電出力の抑制として取扱うこととなり、それぞれの考えに基づき精算を行う（N-1電制動作時点から作業停止計画移行までを「故障期間」、作業移行後を「作業期間」という。以下同じ。）。具体的には、N-1故障に伴い電制が動作した時点の当該コマ（1コマは30分を指す。以下同じ。）を含む原則3コマまでを故障期間、それ以降のコマを作業期間として取扱い、N-1電制の精算における作業期間の終了タイミングは以下の考えとする。ただし、N-1電制を実施した後に、一般送配電事業者がN-1電制とは別の給電指令を行った場合には、N-1故障発生時の当該コマからその給電指令を行ったコマを含めて3コマまでを故障期間とする場合がある。

電源制限された電源が再起動または出力増加し、当該電源の送電端電力量（以下、単に電力量とする。）がN-1電制動作時点の発電計画または作業停止計画による発電上限値のどちらか低値の電力量になった時点。

ただし、N-1電制の動作後に、再起動もしくは出力増加等にあわせて需給バランスの見直し等を行い、N-1電制動作時点の発電計画よりも下回る発電計画に変更した場合³⁰には、変更後の発電計画をN-1電制動作時点の発電計画として取扱う³¹。

なお、出力制約なく運転可能な状態であるにも関わらず、正当な理由³²なく、発電計画または作業停止計画による発電上限値に対して、下回る電力量で運転している場合には、作業期間は終了として取扱う。

これら精算に係る再起動時間については、広域機関の妥当性確認においても、広域機関が保有する過去実績等のデータから、適切性を確認する。

³⁰ N-1電制動作直後に、当面の対応として、当該電源の電源制限を反映した出力に変更するといった、N-1電制を反映した発電計画への変更は除く。

³¹ 所望の出力に向けて、所定の再起動カーブに則った運転をしている期間や出力増加中の期間は、精算対象期間として取扱うこととし、個別協議により精算対象期間を決定する。

³² 正当な理由とは、再起動・出力増加前に現場巡視を行う場合、河川の下流状況の確認等や一般送配電事業者からの要請などが該当する。

(2) 精算対象電力量

N－1 電制に伴う費用精算を行うためには、費用精算の対象となる電力量を算定する必要がある。

F I T 電源以外の電源、および F I T 電源のうち自然変動電源以外の電源（ただし、特例制度②を選択している場合は自然変動電源（太陽光・風力）を含む）は、計画値同時同量制度に基づき、発電契約者が広域機関を通じて発電計画を一般送配電事業者に提出している。従って、一般送配電事業者は電制対象電源が電源制限されなかった場合の想定発電電力量を把握可能であることから、この発電計画を基に精算対象電力量を求めることとなる。この場合、精算に用いる発電計画は、N－1 電制動作時に発電契約者が提出していた計画とする。

ただし、作業期間に移行した後は、作業停止計画による定格出力に応じた按分抑制が行われることから、N－1 電制動作時点の発電計画と作業停止計画による発電上限値を比較した低値を精算対象電力量として扱う。

一方、F I T 電源たる自然変動電源（特例制度①③を選択している太陽光・風力）は上記のような発電計画が存在しない。このため、まずは、N－1 電制された発電所において、日射量計や風速計が設置されており、この実績値から理論的な発電量を発電者が算定することが可能な場合には、その発電量を発電計画値と見做すこととするが、これが難しい場合は、一般送配電事業者が予測する F I T 特例①および③の発電計画を電制対象電源の出力に応じて按分した値を個別の発電計画と見做すこととする³³。

A) 故障期間における精算対象電力量

電制された電源の電制時点の当該コマ^{*}を含めた 3 コマ分の発電計画値の合計

B) 作業期間における精算対象電力量

電制された電源の電制時点の 3 コマ目以降の各コマの発電計画値と作業停止計画による発電出力の抑制を考慮した発電上限値をコマ毎に比較し、低値の合計

A)、B)のいずれの場合においても、その期間に電力系統に送電した電力量は発電契約者等に販売しているものとして、精算対象電力量から除く。

※N－1 電制動作の当該コマの積算対象電力量において、事故時間までの発電量は控除する。

³³ ただし、精算対象期間において需給バランス等による再生可能エネルギーの出力制御を行っていた場合には、その出力制御の制約値を上限とする。

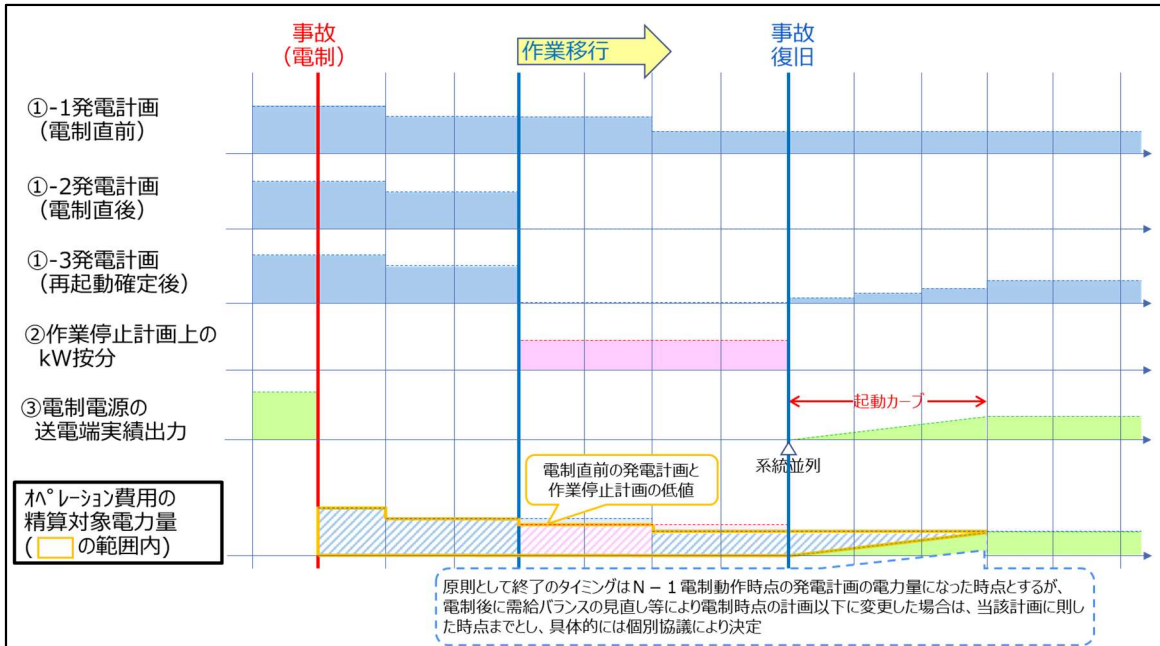


図 3-2 精算対象電力量の算定イメージ (電力系統復旧後に再起動する例)

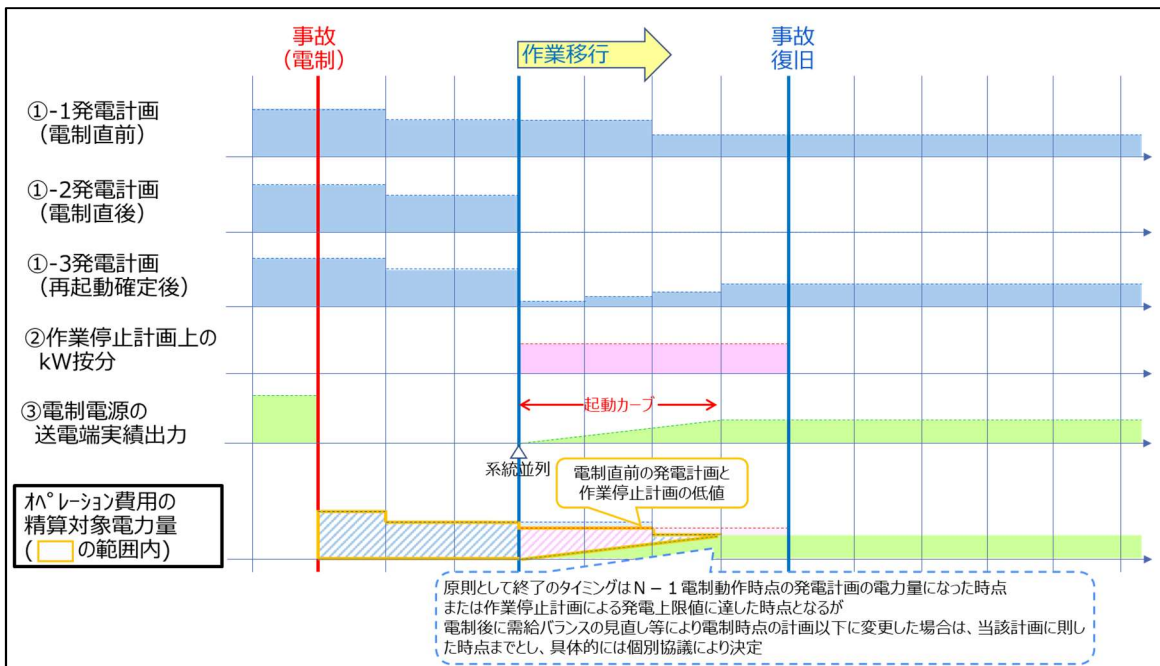


図 3-3 精算対象電力量の算定イメージ (電力系統復旧前に再起動する例)

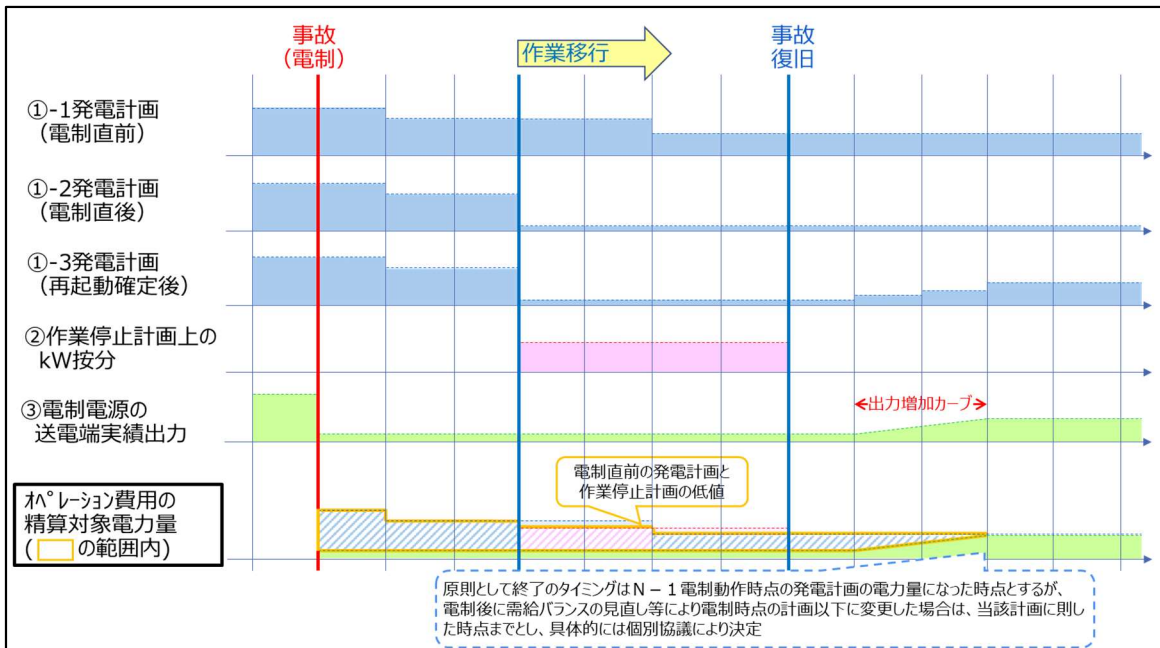


図 3-4 精算対象電力量の算定イメージ (電力系統復旧後に出力増する例)

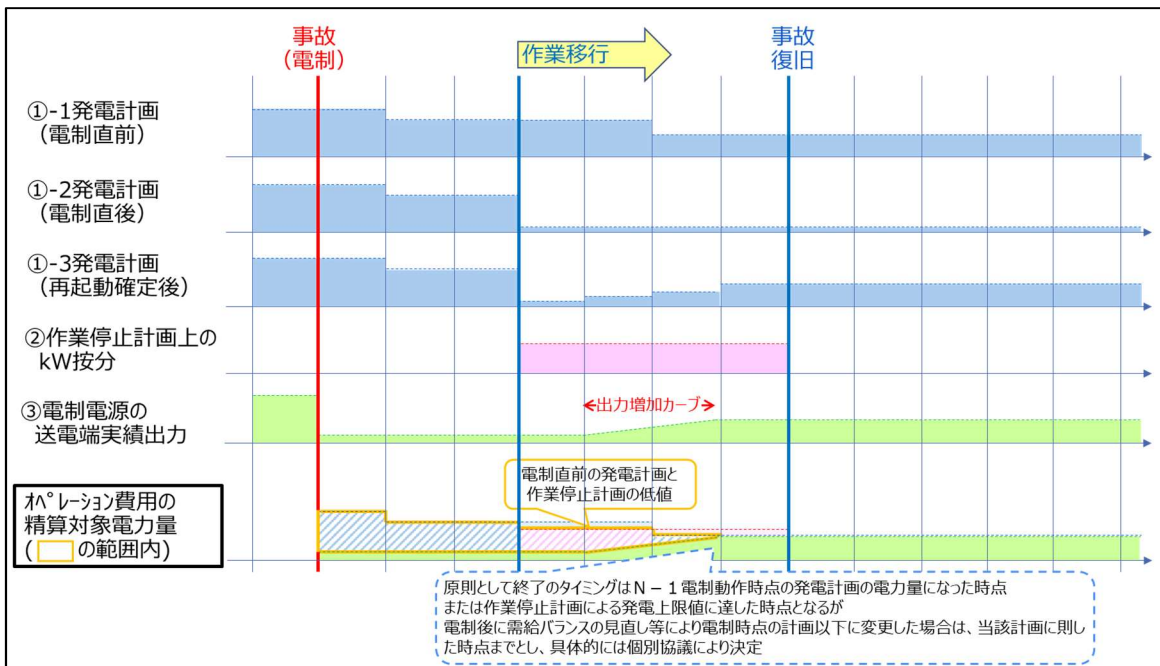


図 3-5 精算対象電力量の算定イメージ (電力系統復旧前に出力増する例)

3. 4 オペレーション精算費用の算定

(1) 代替電源調達費用

代替電源調達費用は、故障期間と作業期間で代替調達の手段が異なることから下式にて算出される。

$$\text{代替電源調達費用} \\ = \text{故障期間における代替電源調達費用} + \text{作業期間における代替電源調達費用}$$

なお、代替電源調達費用がマイナスとなった場合（例えば、給電指令時補給単価・代替電源の調達に要した費用よりも電制対象電源の限界費用・回避可能費用が上回る場合）、代替電源調達費用はゼロとし、費用精算は行わない。

A) FIT電源以外の電源の精算

電制は給電指令の一環として行われることから、一般送配電事業者から給電指令時補給により発電契約者に対して電力が補給され、その費用は給電指令時補給単価に基づき精算されることとなる。

流通設備の故障が継続する場合は、作業停止計画へ移行することになるが、作業期間において電源制限された電源の発電出力が当初計画に戻るまでには、発電契約者が自ら代替電源を調達する必要がある、時間前市場や自らのバラシンググループにおける電源出力の持ち替え等により電力を調達することとなる。N-1電制の費用精算においては、これら発電契約者が代替電源を調達した実績に基づき、N-1電制がなかった場合に要した費用から増加した金額について精算を行う。具体的には、発電契約者は自らのバラシンググループ（以下「BG」という。）で持ち替えした場合や時間前市場で調達した場合等については、それを証する資料を提出し、その費用に基づき精算する。ただし、そうした代替電源調達を証することが困難な場合などには、時間前市場の安値価格を基に精算を行うこととする。具体的な算定式は以下のとおりとなる。

$$\begin{aligned} & \text{故障期間における代替電源調達費用} \\ & = (\text{給電指令時補給単価} - \text{電制対象電源の発電単価}) \times \text{故障期間精算対象電力量} \\ & \text{作業期間における代替電源調達費用} \\ & = (\text{代替電源の調達に要した費用単価} ※ - \text{電制対象電源の発電単価}) \times \text{作業期間} \\ & \text{精算対象電力量} \end{aligned}$$

※代替電源調達を証することが困難な場合などは、時間前市場の安値価格とする。

B) F I T電源の精算

F I T電源については送配買取・小売買取があり、かつ、特例制度も選択できるといった複数の類型が存在する。また、発電契約者はF I T電源を回避可能費用で買電していることから、F I T電源が電制された場合の代替電源調達費用の算定はそのような類型に応じて算定を行う必要がある。

特例制度①については、発電契約者はインバランスリスクを負わないため、N－1電制の対象電源がF I T電源（特例制度①）の場合は、一般送配電事業者から発電契約者に対する代替電源調達費用の精算はゼロ（不要）となる。

特例制度②については、発電契約者がインバランスリスクを負うことになるため、電源制限された場合には、当該電源から電気の調達を行う発電契約者に代替電源調達費用が発生する。具体的な算定式は以下となる。

故障期間における代替電源調達費用

$$= (\text{給電指令時補給単価} - \text{回避可能費用} \times \text{単価}) \times \text{故障期間精算対象電力量}$$

作業期間における代替電源調達費用

$$= (\text{代替電源の調達に要した費用単価} - \text{回避可能費用} \times \text{単価}) \times \text{作業期間精算対象電力量}$$

※小売買取における回避可能費用：スポット市場価格＋時間前市場価格の加重平均

送配買取における回避可能費用：スポット市場価格

特例制度③については、送配買取のみであるが、発電契約者は存在しないため、N－1電制の対象電源がF I T電源（特例制度③）の場合は、代替電源調達費用の精算はゼロ（不要）となる。

(2) 再エネ特措法に基づき得られる収益

A) F I T電源の精算

F I T電源は、市場価格等によらずに、再エネ特措法に基づき、実際の電力供

F I T電源に対する固定買取精算費用

$$= (\text{当該電源の固定買取価格単価} - \text{電制対象F I T電源の発電単価}) \times \text{故障期間及び作業期間精算対象電力量}$$

給量に応じて固定買取価格による収入が得られる仕組みとなっている。F I T電源が電源制限された場合には、この収入を得る機会を逸失することになるため、以下の算定式に基づき費用精算を行う。

B) F I P電源の精算

F I P電源は、市場売電や相対取引で得られる収入に加えて、発電電力量に応じてプレミアムが交付されることになる。F I P電源が電源制限された場合には、この収入を得る機会を逸失することになるため、以下の算定式に基づき費用精算を行う。

ただし、電制実施時間帯にスポット市場におけるエリアプライスが0.01円/kWhとなったコマが含まれる場合、F I P制度において当該コマはプレミアムが交付されないことから、N-1電制の費用精算においてもプレミアムを考慮しないこととし、当該コマの電力量は精算対象電力量に含めないこととする。

F I P電源に対するプレミアム精算費用

= 当該電源の当月プレミアム単価 × 故障期間及び作業期間精算対象電力量

(3) 再起動費用

再起動費用は、電制された電源が停止してから起動するまでに要する燃料費等の費用³⁴となる。この場合の起動とは、「3. 3 費用精算の対象となる電力量の算定」に記載のとおり、当該電源が電力系統に再接続し、発電計画に基づく運転が可能となることを意味する。

この再起動時間についても、N-1電制が行われた都度、実績を詳細確認して費用精算を行うことになるが、特に電源種によって下記の傾向を有することに注意が必要である。

<火力電源（その他、汽力をエネルギーとした同期発電機による発電種別）>

電制による遮断時は、通常の停止ではなく発電所を緊急停止することになるため、再起動の前には機器を点検するなどの時間が必要となる可能性がある。

特に火力電源は、起動を開始したときのボイラの状態によって再起動に係る時間や燃料消費量が大きく異なる特徴を有している。概して火力電源は再起動に時間や費用を多く要する傾向にあるが、さらに燃料が特殊なバイオマス発電所や、他プラント事業と併設して発電事業を行っているような火力電源については、再起動により時間・費用を要する場合がある。

<水力電源>

電制による遮断時は、通常の停止ではなく発電所を緊急停止することになるた

³⁴ ただし、電力系統に再接続し、発電計画に基づく運転に向けて起動カーブ運転をしている期間に、電力系統に送電した電力量は発電契約者等に販売しているものとして、その収益と見做した金額は再起動費用の精算から除く。

め、再起動の前には機器を点検するなどの時間が必要となる可能性がある。

機器の健全性確認等がすみ次第、すみやかな再起動が可能となるが、運転再開による河川水量の変化に伴う運転制約や下流域への運転前巡視等が必要となり、再起動に時間を要する場合がある。

<太陽光電源・風力電源>

電制による遮断時は、電気主任技術者による設備巡視は必要であるものの、基本的に巡視により健全性確認等がすみ次第、すみやかな再起動が可能となる。

ただし、電気主任技術者が現地発電所に常時配置されていない場合があるため、現地発電所に移動する時間や現地確認する時間が必要となる。

3. 5 オペレーション費用精算に必要となる資料の提出

N-1電制に伴う費用精算を行うためには、N-1電制された電源に関する発電単価や固定買取価格といった情報や発電契約者が代替電源の調達を行った場合には、代替電源の調達に関する情報を発電契約者等から提出することが必要となる。そこで、本項においてN-1電制された電源に係る発電契約者等が、費用精算を行うために、一般送配電事業者に提出する資料を纏める。資料提出は、原則発電契約者から提出することとするが、電源に関する機微な情報を取扱うことから、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、電源を保有する発電者から一般送配電事業者に対して提出することも可能とする。

費用精算に関する資料は、当該電源に関する機微な情報を取扱うことになるため、費用精算に係る者は情報の取扱いに十分に留意すると共に、関係者を限定して対応するなど、各所で定める情報セキュリティに関する運用ルール等に基づきしっかり対応する必要がある。

なお、様々な電源種別がN-1電制の対象となる可能性があり、また、N-1故障の発生状況も様々なケースが考えられることから、本項で記載している項目以外にも資料が必要になる可能性がある。そのため、費用精算を行う際には、関係者で個別に協議を行い、精算に必要となる提出資料を決定していく必要がある。

また、オペレーション費用の精算については、広域機関による妥当性確認を行うことから、一般送配電事業者は提出を受けた費用精算に関する資料を確認した後、妥当性確認の依頼を広域機関に行わなければならない。その際には、発電契約者等から提出された資料一式を広域機関に送付することとする。

(1) 精算対象電力量を算定するために必要となるデータ

N-1 電制に伴う費用精算を適切に行うため、電源のN-1 電制された日時や再起動が完了した日時等の実績確認を、N-1 電制された電源と系統運用に関する実績を保有している一般送配電事業者と電制電源の間で行わなければならない。そのため、N-1 電制された電源側から、N-1 電制された日時、N-1 電制された時点での発電計画および電源が遮断された場合には再起動が完了した日時等を一般送配電事業者に提出し、一般送配電事業者はそれらの実績が自身の保有するデータと比べて、乖離等がないことを確認し、必要に応じて発電契約者等と協議を行う。一般送配電事業者は乖離等がないことを確認できた後、または発電契約者等と実績確認に関する協議が整った後、それを証する資料とともに、広域機関に資料送付を行う。

なお、1 発電所に複数の発電機がある場合の発電計画においては、N-1 電制された電源個別の計画値が把握できない場合もあるため、発電契約者等はN-1 電制された電源個別の発電計画値を提出する。

F I T 電源たる自然変動電源（特例制度①③を選択している太陽光・風力）など発電計画を有していない電源の精算において、発電所に設置している日射量計や風速計などの実績から精算対象電力量を算定した場合には、それらの算定根拠となったデータも提出する。ただし、日射量計や風速計がない場合は、当該電源の発電計画を何らかの方法で推定する必要があるが、一般送配電事業者は小売電気事業者の各特例発電BGに配分する電力量を電源種別ごとに30分単位で公表していることから、このデータに基づいて発電契約者等が当該電源の発電計画値を以下のとおり算定する。なお、特例制度③の電源で発電BGを組成していない場合には、一般送配電事業者から通知された電力量を発電計画値とする。

$$\begin{aligned} & \text{当該電源の発電計画値（30分単位、kWh）} = \\ & \text{電制対象電源を含む発電BGが分配されるFIT発電電力想定量(kWh)} \\ & \times \text{電制対象電源の認可出力(kW)} / \text{その発電BGの電源の合計認可出力(kW)} \end{aligned}$$

< 発電契約者等から一般送配電事業者への提出データ >

（いずれも一般送配電事業者と発電契約者または発電者間で実績確認を行い、相互に実績に乖離がないことを確認、または一般送配電事業者と発電契約者等との間で実績確認に関する協議が整った上で、それを証する資料とともに提出すること）

- ・ N-1 電制により電源制限された時間と電制直前、直後の発電出力値
- ・ N-1 電制動作時の発電計画、N-1 電制動作後に変更した発電計画
（当該発電所に複数の発電機がある場合は、当該発電機の発電計画）

- ・ 所望の出力に向けた再起動カーブや出力増加を開始した時間と完了した時間とその際の発電出力値及び再起動カーブや出力増加時の送電端電力量
- ・ 一般送配電事業者から通知された作業期間における作業停止計画による発電制約量

【以下はFIT電源特例制度①・③を選択している太陽光・風力の場合】

- ・ (発電計画を有せず日射量計や風速計の実績から発電計画とする場合)
日射量計／風速計の実績値や出力値を算定した根拠となる資料
- ・ (発電計画を有せず一般送配電事業者の公表資料から発電計画を算定した場合)
電制対象電源を含む発電BGが分配されるFIT発電電力想定量から当該電源の発電計画値を算定した根拠

(2) 代替電源調達費用の精算に必要となるデータ

発電契約者は、特例制度①・③を選択しているFIT電源以外から調達している場合、故障期間においてはN-1電制動作に伴い給電指令時補給による代替調達や、作業期間に移行した後は、発電契約者自らが代替電源の調達を行う必要があります。その代替電源の調達により発生する増分費用を精算する。そのため、発電契約者等はN-1電制により電源制限された電源の発電単価や代替電源の調達に要した費用を明らかにする必要があります。

<発電契約者等から一般送配電事業者への提出データ>

(いずれも一般送配電事業者と発電契約者または発電者間で実績または内容について確認を行い、相互に乖離がないことを確認、または一般送配電事業者と発電契約者等との間で確認に関する協議が整った上で、それを証する資料とともに提出すること)

- ・ 一般送配電事業者から通知された故障期間における給電指令時補給単価
- ・ 作業期間において代替電源を調達した場合の変更後発電計画とその代替電源の調達単価³⁵ (JEPXの時間前市場から調達した場合には、その約定結果を証する資料)
- ・ 電源制限された電源の発電単価 (調整力単価V1、V2を設定している場合はV1、V2単価)
- ・ (FIT特例制度②の場合) 広域機関より通知されたN-1電制の費用精算対象期間における回避可能費用

³⁵ 複数の方法により代替電源の調達を行った場合には、その調達先毎の電力量・電源種別・調達に要した単価を提出する。

(3) 再エネ特措法に基づく収益の精算に必要となるデータ

F I T電源については、再エネ特措法に基づき得られる当該電源の固定買取価格による収益を精算する。固定買取価格はその電源毎に認定時期や電源種別により異なることから、発電契約者等は当該電源の固定買取価格に関する資料を提出する。

F I P電源については、再エネ特措法に基づき得られるプレミアム価格による収益を精算する。プレミアム価格はその電源毎に異なることや市場価格に応じて毎月変動することから、発電契約者等は当該電源のプレミアム価格に関する資料を提出する。

<発電契約者等から一般送配電事業者への提出データ>

(一般送配電事業者と発電契約者または発電者間で内容について確認を行い、相互に乖離がないことを確認、または一般送配電事業者と発電契約者等との間で確認に関する協議が整った上で、それを証する資料とともに提出すること)

- ・(F I T電源の場合) N-1電制により電源制限された電源の認定された固定買取価格とそれを証する資料
- ・(F I P電源の場合) 広域機関より通知されたN-1電制された当該月のプレミアム価格とそれを証する資料

(4) 再起動費用の精算に必要となるデータ

N-1電制により電源が遮断された場合、再度系統に連系して再起動する必要がある。この再起動に伴い、火力電源等は起動用燃料等の使用が必要となり、また、それ以外の電源であっても、再起動前の巡視点検等が必要となる。そのため、これらN-1電制された電源が再起動するために生じる費用を精算する。

<発電契約者等から一般送配電事業者への提出データ>

(3点目および4点目については、一般送配電事業者と発電契約者または発電者間で実績または内容について確認を行い、相互に乖離がないことを確認、または一般送配電事業者と発電契約者等との間で確認に関する協議が整った上で、それを証する資料とともに提出すること)

- ・N-1電制により遮断された電源の起動用燃料種別、起動に要した使用燃料実績とその燃料費用
- ・N-1電制により遮断された電源の主燃料種別、起動に要した使用燃料実績とその燃料費用
- ・起動開始から発電計画に基づく出力に復帰するまでの送電端電力量

- ・燃料費用以外に再起動に必要なとなる精算項目³⁶、費用とその根拠資料

3. 6 費用精算項目（3. 2）以外の精算について

N－1電制に伴う費用精算は、原則3. 2で示した3項目に関して行われる。ただし、3. 2において整理している項目以外で、N－1電制により生じた費用であることが明らかな場合には、費用精算対象とすることを検討する（例えば、N－1電制に伴う環境価値の毀損など）。

この場合、①発電契約者又は発電者から、N－1電制により生じた費用であることを証する資料を一般送配電事業者に提出、②一般送配電事業者～発電契約者又は発電者間でN－1電制によって生じた費用であることや請求内容の妥当性の確認を行った上で、③広域機関の妥当性確認の中において、一般送配電事業者～発電契約者又は発電者間の確認結果などに基づきN－1電制によって生じた費用であること等を関係者で確認、④N－1電制により生じた費用であること等を関係者で確認できたことを条件に、一般送配電事業者は発電契約者又は発電者が申し出た項目および費用の精算を行う。

このように、3. 2において整理している項目以外を精算対象とする場合は、N－1電制に伴う項目・費用であることを客観的に判断できる情報の提示が必要となる。必要に応じ、具体的な提示内容等の詳細については関係者間で個別に調整し決定する。

3. 7 その他

流通設備のN－1故障を起因としたN－1電制の基本的な精算の考えは以上のとおり。実運用の中で、これら基本的な精算の考えに基づくことが困難な事象が生じた場合（例：N－1電制電源の再起動に長時間を有した場合など）については広域機関を含めた関係者にて、事案の内容を確認の上で、取扱いについて協議していくこととする。

³⁶ 再起動に現地巡視等が必要な場合には、現地までの移動に要する費用や現地巡視に係る費用を精算する。

第4章 具体的な精算の事例

本章では、N-1電制に伴う費用精算の具体的な事例を記載する。各事例の前提は以下のとおりとする。

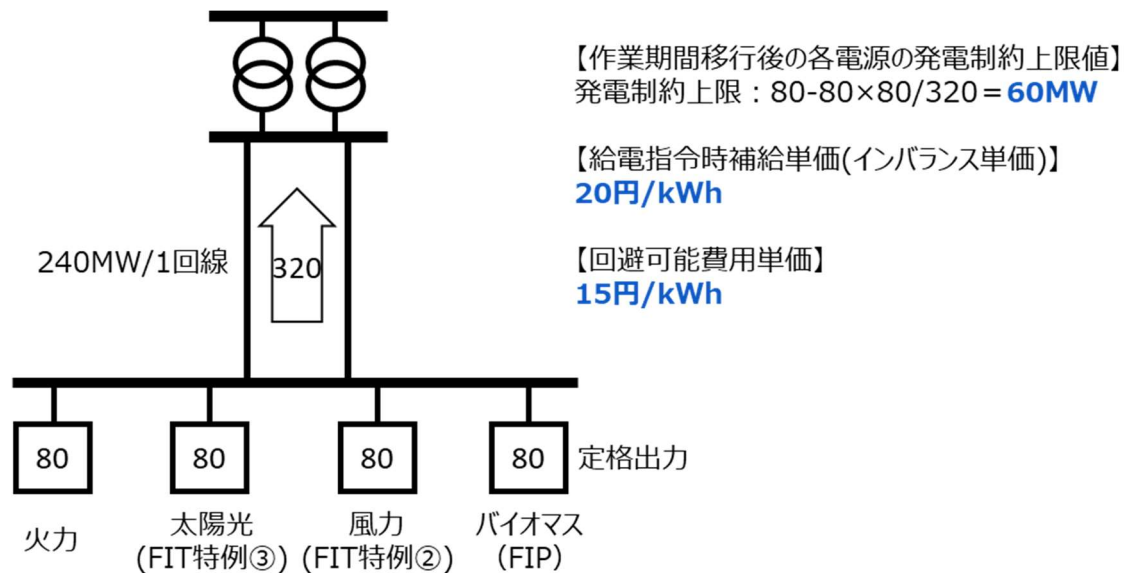
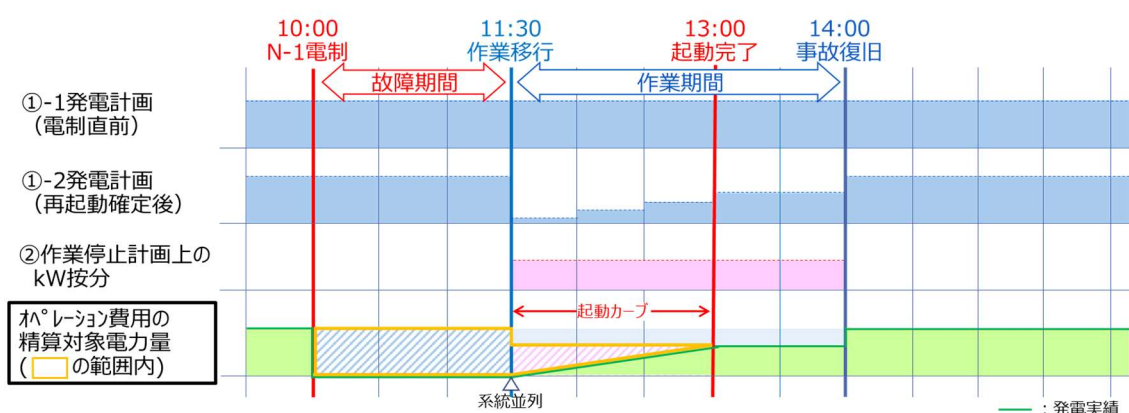
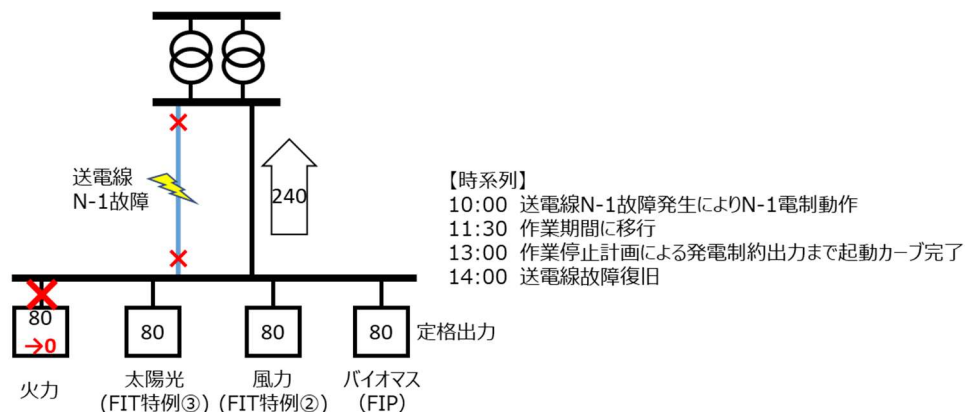


図4-1 事例の前提となる系統状況

表4-1 事例の前提となる電源情報

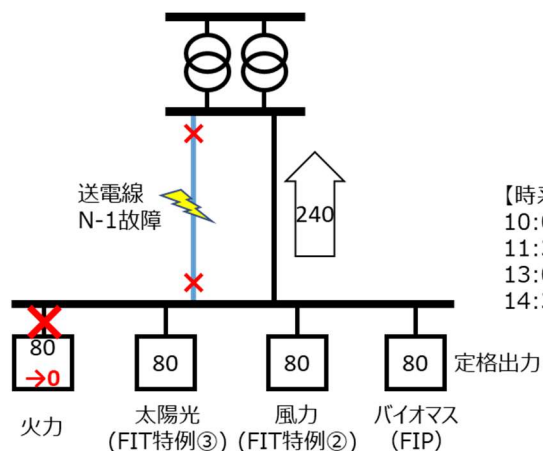
	定格出力 (MW)	発電単価 (円/kWh)	再起動費用 (万円)	固定買取価格 (円/kWh)	プレミアム (円/kWh)
火力	80	12	300	-	-
太陽光 (FIT特例③)	80	0	10	12	-
風力 (FIT特例②)	80	0	20	20	-
バイオマス (FIP_市場)	80	14	200	-	6

(1) N-1 故障復旧前に再起動を行う場合_火力

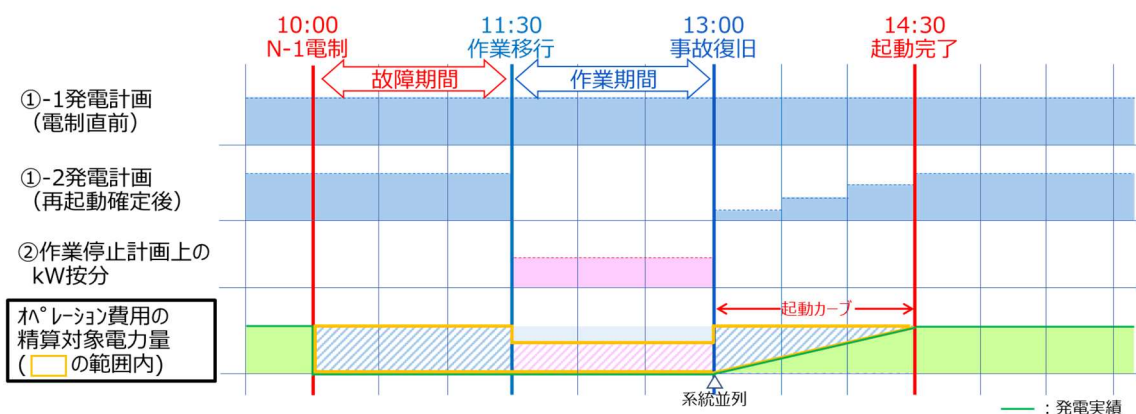


精算対象電力量:[MWh] 費用:[円/kWh]	【故障期間】			【作業期間】		
	10:00 ~10:30	10:30 ~11:00	11:00 ~11:30	11:30 ~12:00	12:00 ~12:30	12:30 ~13:00
精算対象電力量						
①発電計画	40	40	40	40	40	40
②発電制約上限	-	-	-	30	30	30
③発電実績	0	0	0	10	15	20
④精算対象電力量 min(①,②)-③	40-0 =40	40-0 =40	40-0 =40	30-10 =20	30-15 =15	30-20 =10
費用						
⑤代替電源の調達に 要した費用単価		20			16	
⑥発電単価		12			12	
⑦ ⑤と⑥の値差		8			4	
代替電源調達費用精算額 ④×⑦	$(40+40+40) \times 10^3 \times 8$ =96万円			$(20+15+10) \times 10^3 \times 4$ =18万円		
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	固定買取価格 (FIT)	プレミアム価格 (FIP)	再起動費用		
FIT・FIP電源以外の電源	○	—	—	○		
N-1電制に伴う精算金額	114万円 (各コマの合計)	—	—	300万円		

(2) N-1 故障復旧後に再起動を行う場合_火力



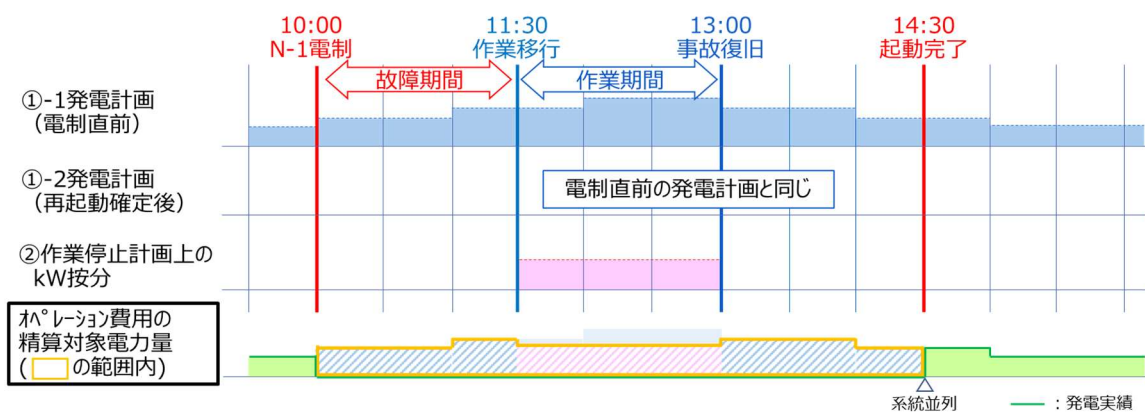
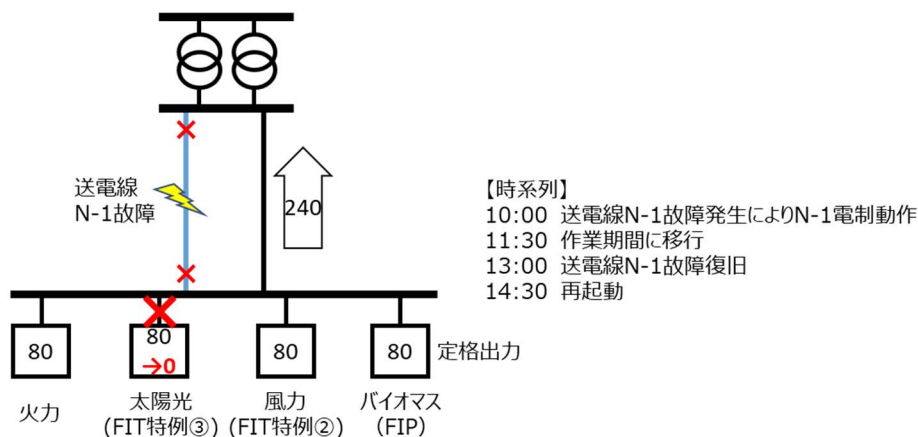
【時系列】
 10:00 送電線N-1故障発生によりN-1電制動作
 11:30 作業期間に移行
 13:00 送電線N-1故障復旧
 14:30 当初の発電計画出力まで起動カーブ完了



精算対象電力量:[MWh] 費用:[kWh/円]	【故障期間】			【作業期間】					
	10:00 ~10:30	10:30 ~11:00	11:00 ~11:30	11:30 ~12:00	12:00 ~12:30	12:30 ~13:00	13:00 ~13:30	13:30 ~14:00	14:00 ~14:30
精算対象電力量	40	40	40	40	40	40	40	40	40
②発電制約上	-	-	-	30	30	30	-	-	-
③発電実績	0	0	0	0	0	0	10	15	20
④精算対象電力量 min(①,②)-③	40-0 =40	40-0 =40	40-0 =40	30-0 =30	30-0 =30	30-0 =30	40-10 =30	40-15 =25	40-20 =20
費用	⑤代替電源の調達に 要した費用			16					
	⑥発電単価			12					
	⑦ ⑤と⑥の値差			4					
代替電源調達費用精算額 ④×⑦	$(40+40+40) \times 10^3 \times 8$ =96万円			$(30+30+30+30+25+20) \times 10^3 \times 4$ =66万円					

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	固定買取価格 (FIT)	プレミアム価格 (FIP)	再起動費用
FIT・FIP電源以外の電源	○	—	—	○
N-1電制に伴う精算金額	162万円 (各コマの合計)	—	—	300万円

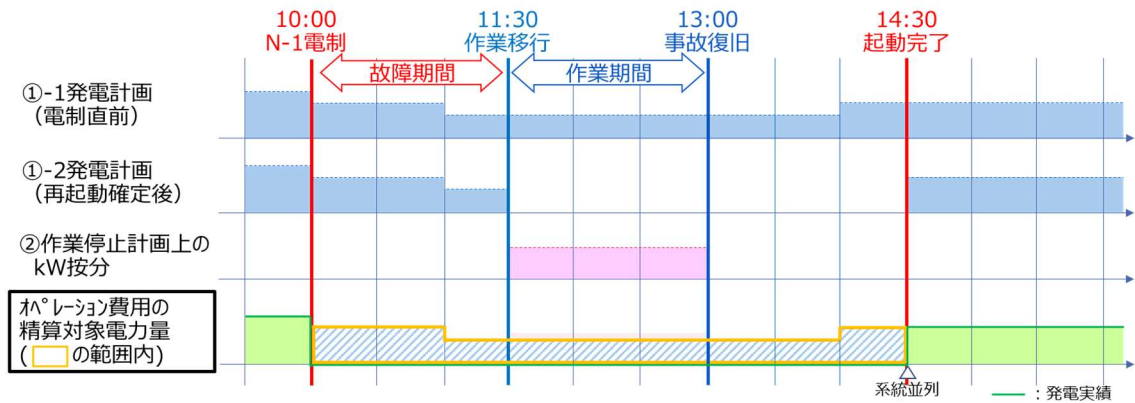
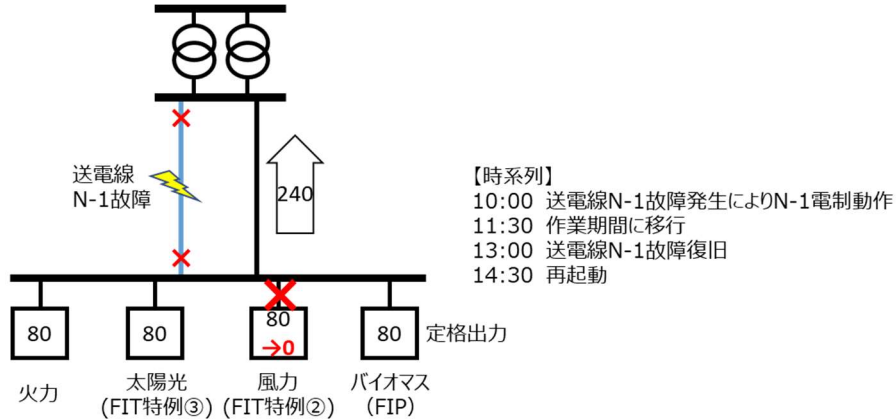
(3) N-1 故障復旧後に再起動を行う場合_太陽光FIT特例③



精算対象電力量:[MWh] 費用:[kWh/円]	【故障期間】			【作業期間】					
	10:00 ~10:30	10:30 ~11:00	11:00 ~11:30	11:30 ~12:00	12:00 ~12:30	12:30 ~13:00	13:00 ~13:30	13:30 ~14:00	14:00 ~14:30
① 発電計画	30	30	35	35	40	40	35	35	30
② 発電制約上限	—	—	—	30	30	30	—	—	—
③ 発電実績	0	0	0	0	0	0	0	0	0
④ 精算対象電力量 min(①,②)-③	30-0 =30	30-0 =30	35-0 =35	30-0 =30	30-0 =30	30-0 =30	35-0 =35	35-0 =35	30-0 =30
⑤ 固定買取価格	12								
⑥ 発電単価	0								
⑦ ⑤と⑥の値差	12								
固定買取価格精算額 ④×⑦	$(30+30+35+30+30+30+35+35+30) \times 10^3 \times 12 = 342 \text{万円}$								

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	固定買取価格 (FIT)	プレミアム価格 (FIP)	再起動費用
FIT (特例③)	—	○	—	○
N-1電制に伴う精算金額	—	342万円 (各コマの合計)	—	10万円

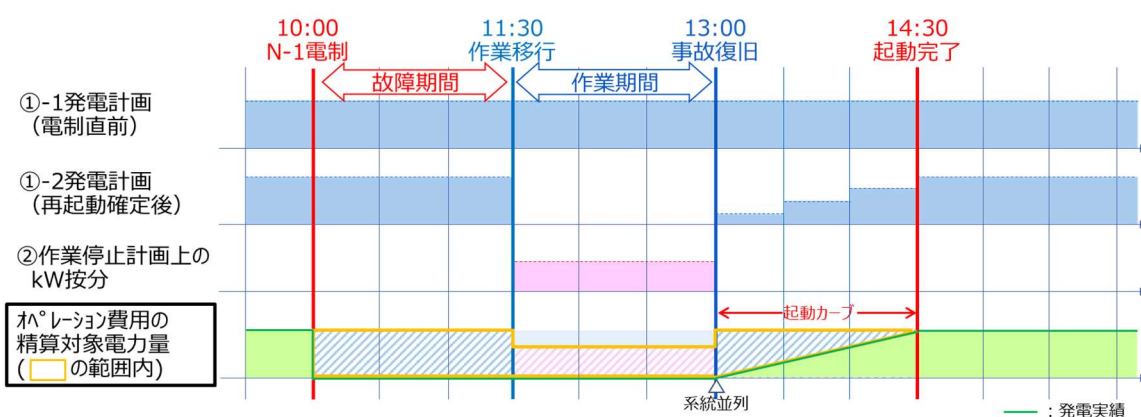
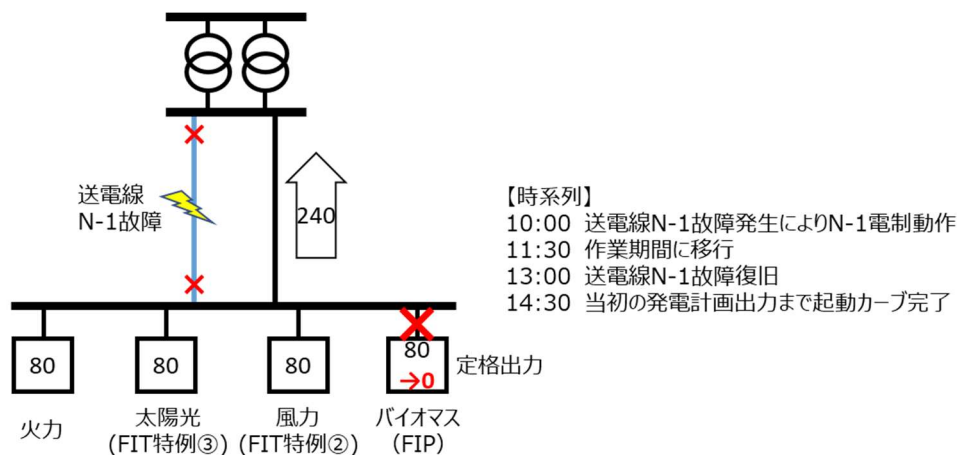
(4) N-1 故障復旧後に再起動を行う場合_風力FIT特例②



精算対象電力量:[MWh] 費用:[kWh/円]	【故障期間】				【作業期間】					
	10:00 ~10:30	10:30 ~11:00	11:00 ~11:30	11:30 ~12:00	12:00 ~12:30	12:30 ~13:00	13:00 ~13:30	13:30 ~14:00	14:00 ~14:30	
①発電計画	30	30	20	20	20	20	20	20	30	
②発電制約上限	-	-	-	30	30	30	-	-	-	
③発電実績	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
④精算対象電力量 min(①,②)-③	30-0 =30	30-0 =30	20-0 =20	20-0 =20	20-0 =20	20-0 =20	20-0 =20	20-0 =20	30-0 =30	
費用	⑤代替電源の調達に 要した費用	20		16						
	⑥回避可能費用	15		15						
	⑦ ⑤と⑥の値差	5		1						
	⑧固定買取価格	20								
	⑨発電単価	0								
⑩ ⑧と⑨の値差	20									
代替電源調達費用精算額 ④×⑦	(30+30+20)×10 ³ ×5 =40万円			(20+20+20+20+20+30)×10 ³ ×1 =13万円						
固定買取価格精算額 ④×⑩	(30+30+20+20+20+20+20+20+30)×10 ³ ×20 =420万円									

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	固定買取価格 (FIT)	プレミアム価格 (FIP)	再起動費用
FIT (特例②)	○	○	—	○
N-1電制に伴う精算金額	53万円 (各コマの合計)	420万円 (各コマの合計)	—	20万円

(5) N-1 故障復旧後に再起動を行う場合_バイオマス F I P



精算対象電力量:[MWh] 費用:[kWh/円]	【故障期間】			【作業期間】					
	10:00 ~10:30	10:30 ~11:00	11:00 ~11:30	11:30 ~12:00	12:00 ~12:30	12:30 ~13:00	13:00 ~13:30	13:30 ~14:00	14:00 ~14:30
精算対象電力量	40	40	40	40	40	40	40	40	40
①発電計画	40	40	40	40	40	40	40	40	40
②発電制約上	-	-	-	30	30	30	-	-	-
③発電実績	0	0	0	0	0	0	10	15	20
④精算対象電力量 min(①,②)-③	40-0 =40	40-0 =40	40-0 =40	30-0 =30	30-0 =30	30-0 =30	40-10 =30	40-15 =25	40-20 =20
費用	⑤代替電源の調達に要した費用			⑥代替電源の調達に要した費用					
	20			16					
	⑥発電単価			⑥発電単価					
	14			14					
⑦⑤と⑥の値差			⑦⑤と⑥の値差						
6			2						
⑧プレミアム			⑧プレミアム						
6			6						
代替電源調達費用精算額 ④×⑦	$(40+40+40) \times 10^3 \times 6 = 72 \text{万円}$			$(30+30+30+30+25+20) \times 10^3 \times 2 = 33 \text{万円}$					
プレミアム精算額 ④×⑧	$(40+40+40+30+30+30+30+25+20) \times 10^3 \times 6 = 171 \text{万円}$								

N-1電制の発電抑制の対象となつた電源	代替電源調達費用	固定買取価格 (FIT)	プレミアム価格 (FIP)	再起動費用
FIP市場売電	○	—	○	○
N-1電制に伴う精算金額	105万円 (各コマの合計)	—	171万円 (各コマの合計)	200万円

第5章 N-1電制の適用開始の取扱い

5.1 適用開始時期

アクセス検討などの机上検討へのN-1電制の反映：本ガイドライン変更以降
 N-1電制時の電制対象電源へのオペレーション費用支払開始：2023年4月¹⁵

5.2 移行措置

(1) アクセス検討中の案件の扱い

対象	扱い
高圧	本ガイドライン変更時点において契約申込み受付前の案件に対し、以降、本格適用を前提とした検討を行う（電源接続案件一括検討プロセスも同じ扱いとする）※
特別高圧 先行適用対象	上記と同じ （手続が契約申込み受付以降まで進んでいる先行適用案件が初期費用の扱いを本格適用への変更を希望した場合は、確保済みの内容を取り下げた上で接続検討申込からの再検討とする）

※ 本格適用反映前の接続検討回答に基づく増強に関し電源接続案件一括検討プロセスの開始申込があった場合、電源ポテンシャルやN-1電制本格適用による運用容量拡大効果の見通しなどを踏まえ、電源接続案件一括検討プロセスの開始について判断することとする。また、電源接続案件一括検討プロセスの開始中の案件についても同じ扱いとする。

なお、本ガイドライン変更以前の接続検討回答で、本ガイドライン変更以降において電源接続案件一括検討プロセスを不開始とできる案件に対しては、N-1電制適用により不要となった増強費用の工事費負担金額を除いて算定した保証金額とその算定根拠を明らかにした上で、契約申込時の保証金の支払額を見直すこととする。

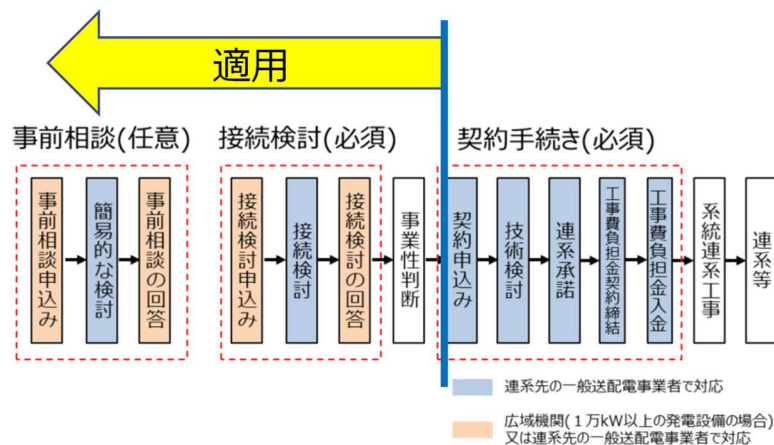


図5-1 アクセス検討中の案件の扱いイメージ

(2) N-1 電制適用の考え

ローカル系統の増強規律適用にあわせてのN-1 電制適用開始判断（費用便益評価による適用）は2023年4月からとなるが、足元の対策についてもN-1 電制適用により効率化が期待できるため、2023年4月までの期間については、N-1 電制を適用した場合の対策工事費が、N-1 電制を適用しない場合の対策工事費を下回ることを条件に、N-1 電制を積極的に適用していくこととする³⁷。

なお、2023年4月からのローカル系統の増強規律適用以降は、その増強規律に基づきN-1 電制適用を判断することとして、本扱いは2022年度中に契約申込が行われた案件までの適用とする。

5. 3 N-1 電制のオペレーション費用の負担に関する情報提供について

N-1 電制に伴うオペレーション費用は、今後の混雑管理の検討の中で整理していくとして、当面一般負担としているものになる。このため、電制適用系統に接続する電源が今後オペレーション費用を負担する可能性があることから、本ガイドライン変更以降の全ての接続検討回答等においては、将来、N-1 電制のオペレーション費用の負担が生じる可能性があることを記載するとともに、電制適用系統へ連系する事業者への接続検討回答等においては、下記の電制適用系統の電制対象線路等の故障実績を提示し、事業者のN-1 電制のオペレーション費用の負担に対する予見性を高めることとする。

○N-1 故障実績

電制適用系統の電制対象線路等のN-1 故障実績等を提供することにより、将来、どのくらいの頻度でオペレーション費用の負担の可能性があるかの予見性を示す。

故障実績は、年によってばらつきがあることから、過去3年程度の当該設備の故障実績、当該エリアにおける当該設備と同一電圧階級の設備の故障率等について情報提供する。

【電制対象設備が66kV 送電線の例】

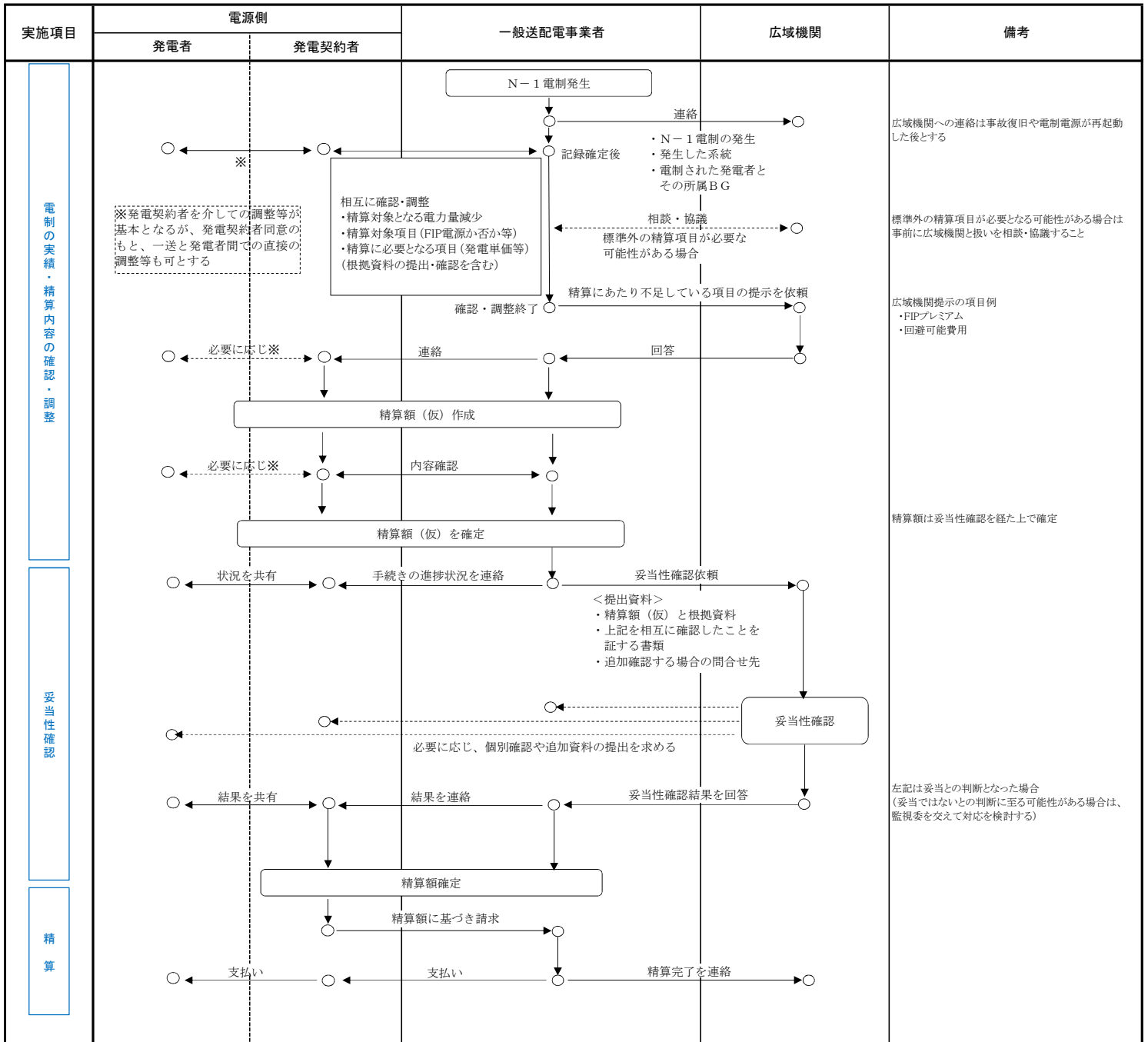
〔N-1 故障実績〕

過去3年間（●●年～●●年）の当該線路故障実績 ●●回／年
当該エリア66kV 送電線故障率 ●●回／km・年

以上

³⁷ なお、N-1 電制はプッシュ型設備形成の一環との考え方にに基づき、N-1 電制装置の設置費用は一般負担の上限額の対象外として取扱う。

別紙1_N-1電制の精算に関する業務フロー



別紙2_費用精算フォーマット

【費用精算に必要なデータ一覧】

データ項目		非FIT/FIP電 源	FIT電源 特例①・③	FIT電源 特例②	FIP電源	備考
精算対象 電力量	N-1電制実施時間（給電指令時間）※1	○	○	○	○	電源側と一般送配電事業者の間で確認を行う。
	作業計画停止に移行した時間	○	○	○	○	
	N-1故障復旧時間	○	○	○	○	
	N-1電制対象電源の系統並列時間※2	○	○	○	○	
	N-1電制対象電源の再起動完了時間※3とその際の発電出力※4	○	○	○	○	
	N-1電制実施直前・直後の発電出力値	○	○	○	○	
	N-1電制実施時点の発電計画※5	○	○※8	○	○	
	N-1電制実施後に変更した発電計画※5	○	—	○	○	
代替電源 調達費用	作業期間における発電制約量	○	○	○	○	
	故障期間における給電指令時補給単価	○	—	○	○	一般送配電事業者から通知。
	作業期間における代替調達の電力量・電源種別・調達単価※6	○	—	○	○	
	N-1電制対象電源の発電単価	○	○	○	○	
	N-1電制を実施した月のプレミアム価格※7	—	—	—	○	広域機関より通知。
固定買取価格	回避可能費用	—	—	○	—	
	N-1電制対象電源の固定買取価格とそれを証する資料	—	○	○	—	
再起動 費用	起動用燃料種別、使用燃料実績、燃料費	○	○	○	○	
	主燃料種別、使用燃料実績、燃料費	○	○	○	○	
	起動開始から発電計画に基づく出力に復帰するまでの送電端電力量	○	○	○	○	電源側と一般送配電事業者の間で確認を行う。
	燃料費以外の再起動に必要な精算項目、費用とその根拠資料	○	○	○	○	

※1：N-1電制実施後に別に給電指令を行った場合にはその時間も報告

※2：発電出力の抑制の場合は、発電出力を増加開始した時間

※3：起動カーブを完了した時間。発電出力の抑制の場合は、増出力が完了した時間

※4：発電出力の抑制の場合は、発電出力を増加開始時と増出力完了時の発電出力

※5：発電所に複数の発電機が設置されている場合には、N-1電制対象電源の計画値を併せて提出

※6：複数の調達先から調達した場合には、調達先毎に提出する。時間前市場の約定結果を提出する。

※7：広域機関より通知された支払い通知書の写しを提出する。

※8：FIT特例①/③を選択している太陽光・風力においては以下のどちらかを発電計画と見做す

- ・当該発電所に設置されている日射量計/風速計の実績から算定した電力量（提出データ）当該発電所の日射量計/風速計の実績データと発電出力の算定根拠
- ・一般送配電事業者の発電想定量から算定した電力量（提出データ）配分された発電BGの発電想定量から算定した当該電源の発電量とその算定根拠

【精算対象電力量の算定フォーマット】

N-1電制発生時刻	10:15
作業期間に移行した時間	11:30
系統復旧時間	13:45
再起動カーブ（出力増加）開始時刻	11:30
再起動カーブ（出力増加）完了時刻	12:45

N-1故障発生コマ

故障コマ

作業コマ

コマ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
時間帯	10:00~10:30	10:30~11:00	11:00~11:30	11:30~12:00	12:00~12:30	12:30~13:00	13:00~13:30
全電源共通 ①電制時発電計画値 (kWh)	50,000	100,000	100,000	60,000	60,000	60,000	60,000							
全電源共通 ②実績発電量 (kWh)	25,000	0	0	9,500	18,000	34,000	39,000							
全電源共通 ③精算対象電力量 (故障コマ) (kWh) (①-②)	25,000	100,000	100,000											
全電源共通 ④作業停止計画による発電上限 (作業コマ) (kWh)				40,000	40,000	40,000	40,000							
全電源共通 ⑤再起動カーブ (出力増加) を考慮した発電計画値 (kWh)				10,000	20,000	35,000	40,000							
全電源共通 ⑥精算対象電力量 (作業コマ) (kWh) (min (①・④) - ②)				30,500	22,000	6,000								

一送・発電事業者にて実績確認

【代替電源調達費用・再エネ特措法に基づく収益の精算フォーマット】

N-1故障発生コマ

コマ	故障コマ			作業コマ										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
時間帯	10:00~10:30	10:30~11:00	11:00~11:30	11:30~12:00	12:00~12:30	12:30~13:00	13:00~13:30	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・
全電源共通	①精算対象電力量（故障コマ）（kWh）													
	50,000	100,000	100,000											
全電源共通	②精算対象電力量（作業コマ）（kWh）													
				40,000	40,000	40,000	40,000							
FIT以外	③給電指令時補給単価（インバランス価格）（円/kWh）													
	18	18	18											
全電源共通	④電制電源の発電単価（円/kWh）													
	10	10	10	10	10	10	10							
FITのみ	⑤FIT固定買取価格（円/kWh）													
	20	20	20	20	20	20	20							
FITのみ	⑥回避可能費用（円/kWh）													
	12	12	12	12	12	12	12							
FIT①③を除く全電源	⑦代替で調達した電源の発電単価（円/kWh）													
				13	13	13	13							
FIT①③を除く全電源	⑧代替で市場で調達した場合の価格（円/kWh）													
				12.5	12.5	12.5	12.5							
	精算対象電力量（作業コマ）における⑧の比率（%）													
				20	40	60	80							
FIPのみ	⑨FIPプレミアム価格（円/kWh）													
	3	3	3	3	3	3	3							
計算結果	代替電源調達費用（円）（FIP含む、FITの場合は不使用）													
	550,000	1,100,000	1,100,000	236,000	232,000	228,000	224,000	0	0	0	0	0	0	0
	代替電源調達費用（円）（FIT特例②のみ使用）													
	300,000	600,000	600,000	36,000	32,000	28,000	24,000	0	0	0	0	0	0	0
	固定買取費用（円）（FITのみ使用）													
	500,000	1,000,000	1,000,000	400,000	400,000	400,000	400,000	0	0	0	0	0	0	0

一送・発電事業者にて実績確認

広域機関より通知

発電事業者申請に基づき広域機関が妥当性確認の中で確認

（ただし、⑦は代替として発電したことを証する資料の提出が必要）

（作業コマにおける代替調達が不明な場合は⑧の比率を

100%かつ⑧は時間前市場の最低単価の適用とする）

【代替電源調達費用費用・再エネ特措法に基づく収益の精算_記載例 (FIT・FIP電源以外)】

N-1故障発生コマ

コマ	故障コマ				作業コマ									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
時間帯	10:00~10:30	10:30~11:00	11:00~11:30	11:30~12:00	12:00~12:30	12:30~13:00	13:00~13:30	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・
全電源共通	①精算対象電力量 (故障コマ) (kWh)													
全電源共通	50,000	100,000	100,000											
全電源共通	②精算対象電力量 (作業コマ) (kWh)			40,000	40,000	40,000	40,000							
FIT以外	③給電指令時補給単価 (インバランス価格) (円/kWh)													
全電源共通	18	18	18											
全電源共通	④電制電源の発電単価 (円/kWh)			10	10	10	10							
FITのみ	⑤FIT固定買取価格 (円/kWh)													
FITのみ	⑥回避可能費用 (円/kWh)													
FIT①③を除く全電源	⑦代替で調達した電源の発電単価 (円/kWh)			13	13	13	13							
FIT①③を除く全電源	⑧代替で市場で調達した場合の価格 (円/kWh)			12.5	12.5	12.5	12.5							
FIT①③を除く全電源	精算対象電力量 (作業コマ) における⑧の比率 (%)			20	40	60	80							
FIPのみ	⑨FIPプレミアム価格 (円/kWh)													
計算結果	代替電源調達費用 (円) (FIP含む、FITの場合は不使用)			400,000	800,000	800,000	116,000	112,000	108,000	104,000	0	0	0	0
	代替電源調達費用 (円) (FIT特例②のみ使用)			不使用										
	固定買取費用 (円) (FITのみ使用)			不使用										

一送・発電事業者にて実績確認

広域機関より通知

発電事業者申請に基づき広域機関が妥当性確認の中で確認

(ただし、⑦は代替として発電したことを証する資料の提出が必要)

(作業コマにおける代替調達が不明な場合は⑧の比率を

100%かつ⑧は時間前市場の最低単価の適用とする)

【代替電源調達費用費用・再エネ特措法に基づく収益の精算_記載例 (FIP電源)】

N-1故障発生コマ

コマ	故障コマ							作業コマ						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
時間帯	10:00~10:30	10:30~11:00	11:00~11:30	11:30~12:00	12:00~12:30	12:30~13:00	13:00~13:30	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・	・・・
全電源共通	①精算対象電力量 (故障コマ) (kWh)													
全電源共通	50,000	100,000	100,000											
全電源共通	②精算対象電力量 (作業コマ) (kWh)			40,000	40,000	40,000	40,000							
FIT以外	③給電指令時補給単価 (インバランス価格) (円/kWh)													
全電源共通	18	18	18											
FITのみ	④電制電源の発電単価 (円/kWh)													
FITのみ	10	10	10	10	10	10	10							
FITのみ	⑤FIT固定買取価格 (円/kWh)													
FITのみ	⑥回避可能費用 (円/kWh)													
FIT①③を除く全電源	⑦代替で調達した電源の発電単価 (円/kWh)			13	13	13	13							
FIT①③を除く全電源	⑧代替で市場で調達した場合の価格 (円/kWh)			12.5	12.5	12.5	12.5							
FIT①③を除く全電源	精算対象電力量 (作業コマ) における⑧の比率 (%)			20	40	60	80							
FIPのみ	⑨FIPプレミアム価格 (円/kWh)			3	3	3	3	3						
計算結果	代替電源調達費用 (円) (FIP含む、FITの場合は不使用)			550,000	1,100,000	1,100,000	236,000	232,000	228,000	224,000	0	0	0	0
	代替電源調達費用 (円) (FIT特例②のみ使用)			不使用										
	固定買取費用 (円) (FITのみ使用)			不使用										

一送・発電事業者にて実績確認

広域機関より通知

発電事業者申請に基づき広域機関が妥当性確認の中で確認

(ただし、⑦は代替として発電したことを証する資料の提出が必要)

(作業コマにおける代替調達が不明な場合は⑧の比率を

100%かつ⑧は時間前市場の最低単価の適用とする)

【代替電源調達費用費用・再エネ特措法に基づく収益の精算_記載例 (FIT電源)】

N-1故障発生コマ

コマ	故障コマ				作業コマ										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
時間帯	10:00~10:30	10:30~11:00	11:00~11:30	11:30~12:00	12:00~12:30	12:30~13:00	13:00~13:30	
全電源共通	①精算対象電力量 (故障コマ) (kWh)			50,000	100,000	100,000									
全電源共通	②精算対象電力量 (作業コマ) (kWh)				40,000	40,000	40,000	40,000							
FIT以外	③給電指令時補給単価 (インバランス価格) (円/kWh)			18	18	18									
全電源共通	④電制電源の発電単価 (円/kWh)			10	10	10	10	10	10	10					
FITのみ	⑤FIT固定買取価格 (円/kWh)			20	20	20	20	20	20	20					
FITのみ	⑥回避可能費用 (円/kWh)			12	12	12	12	12	12	12					
FIT①③を除く全電源	⑦代替で調達した電源の発電単価 (円/kWh)						13	13	13	13					
FIT①③を除く全電源	⑧代替で市場で調達した場合の価格 (円/kWh)						12.5	12.5	12.5	12.5					
	精算対象電力量 (作業コマ) における⑧の比率 (%)						20	40	60	80					
FIPのみ	⑨FIPプレミアム価格 (円/kWh)														
計算結果	代替電源調達費用 (円) (FIP含む、FITの場合は不使用) 不使用														
	代替電源調達費用 (円) (FIT特例②のみ使用)			300,000	600,000	600,000	36,000	32,000	28,000	24,000	0	0	0	0	0
	固定買取費用 (円) (FITのみ使用)			500,000	1,000,000	1,000,000	400,000	400,000	400,000	400,000	0	0	0	0	0

一送・発電事業者にて実績確認

広域機関より通知

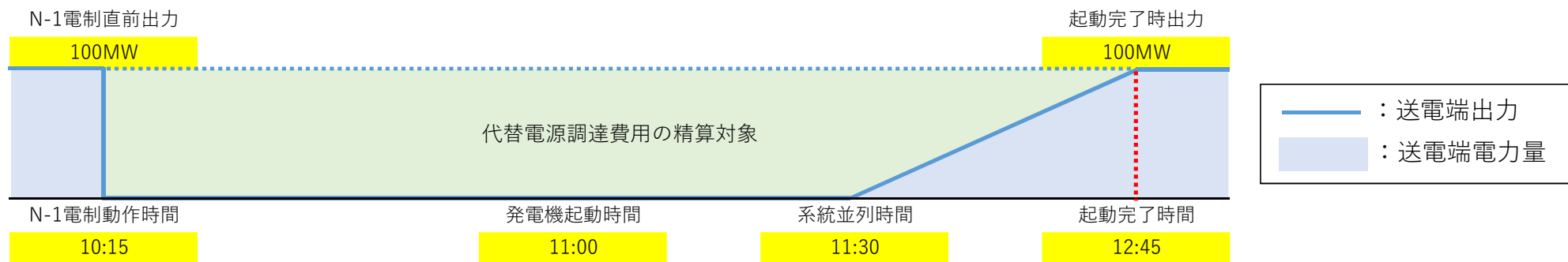
発電事業者申請に基づき広域機関が妥当性確認の中で確認

(ただし、⑦は代替として発電したことを証する資料の提出が必要)

(作業コマにおける代替調達が不明な場合は⑧の比率を

100%かつ⑧は時間前市場の最低単価の適用とする)

【再起動費用の精算フォーマット】



①再起動精算項目（燃料費）	燃料種別	使用燃料実績	燃料費用総額
N-1電制動作～起動完了までに要した起動用燃料	重油	50 t	300万円
N-1電制動作～起動完了までに要した主燃料	石炭	100 t	200万円
	合計金額		500万円

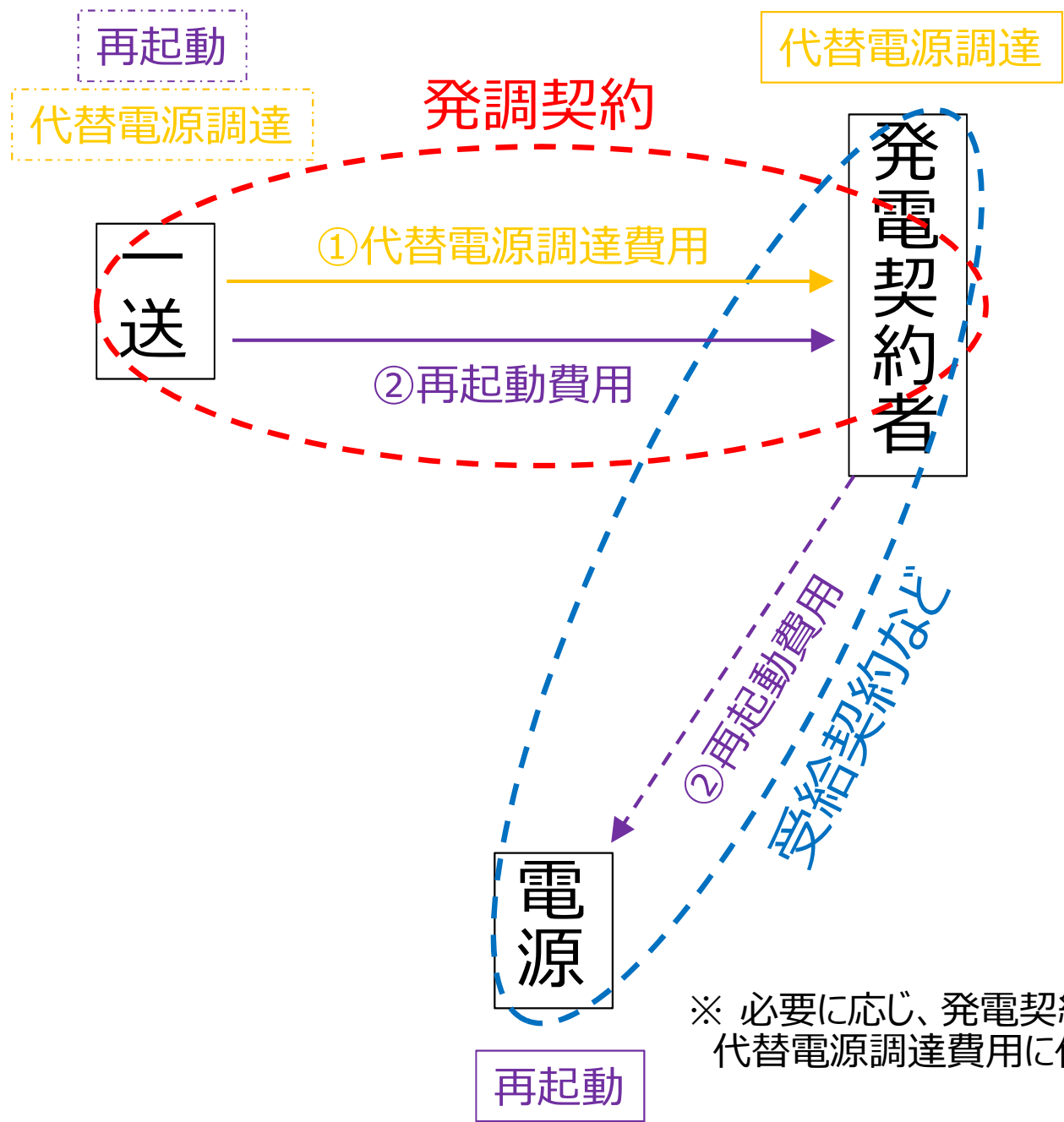
②再起動精算項目（起動完了までの収入）	実績発電量	発電単価	起動完了までの収入
系統並列～起動完了までの送電端電力量による収入	100MWh	5円/kWh	50万円

②については、再起動に①燃料費が生じる場合に入力すること。

③再起動精算項目（その他）	費用	その費用根拠
現地巡視点検費用	4万円	2人×2時間×人件費単価1万円/時間
現地巡視点検費用（移動費）	3万円	〇〇地域～発電所
電気主任技術者対応費用	10万円	契約単価（操作対応費+緊急対応費）
合計金額	17万円	

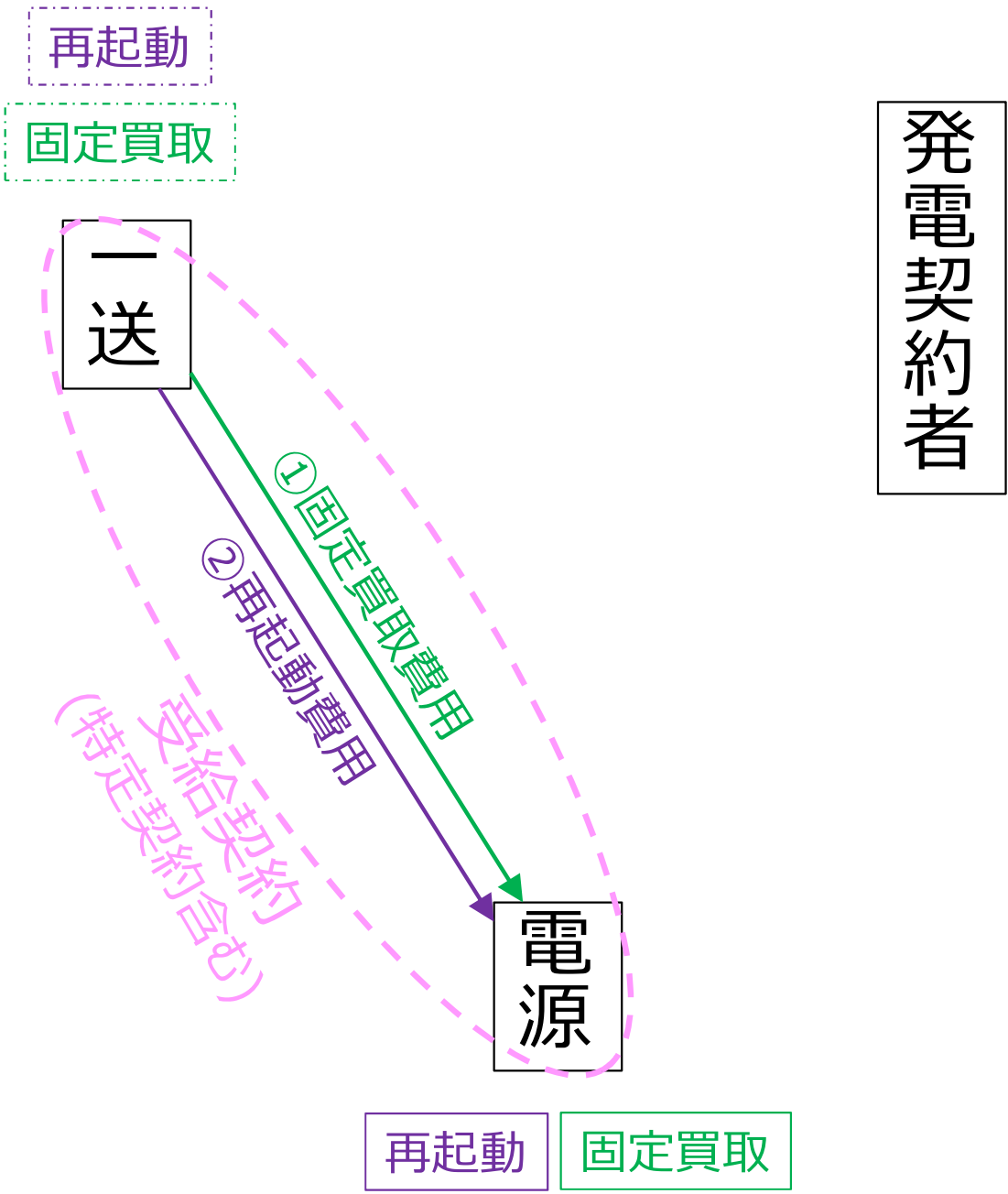
再起動精算費用（①-②+③）
467万円

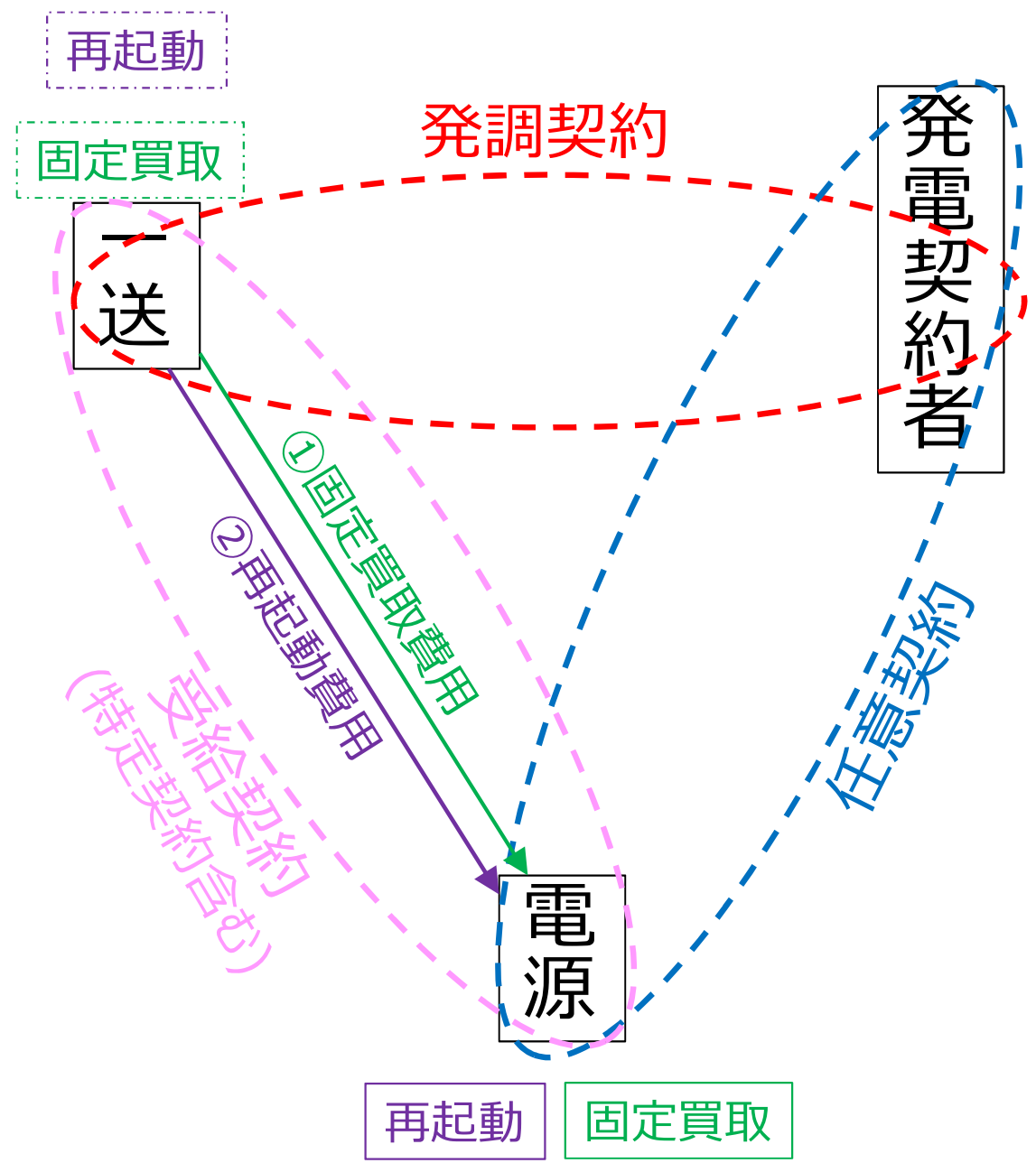
別紙 3 : 電源の契約形態に応じたN-1電制に関する費用精算イメージ

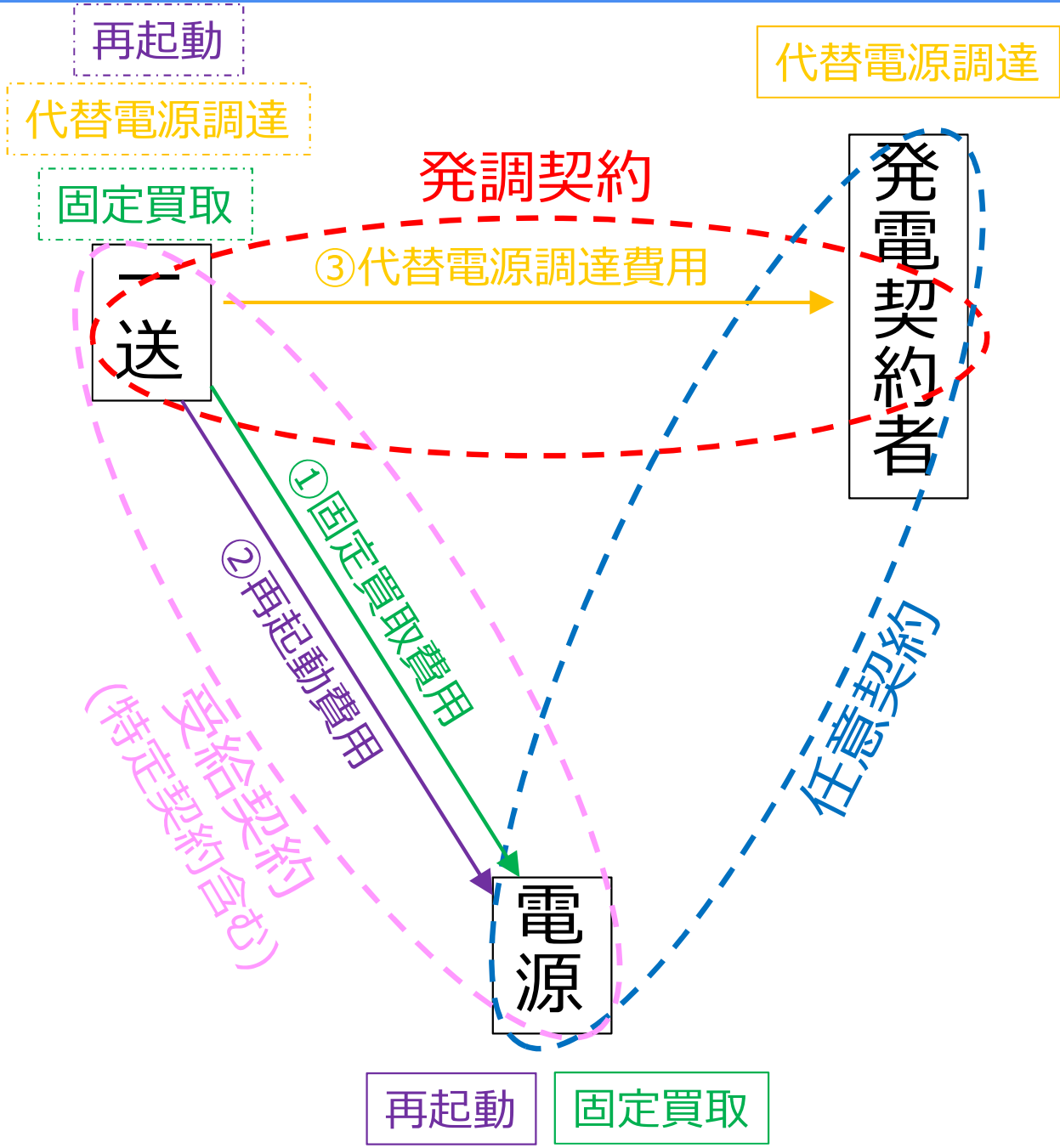


※ 必要に応じ、発電契約者と電源間で代替電源調達費用に係る精算を行う

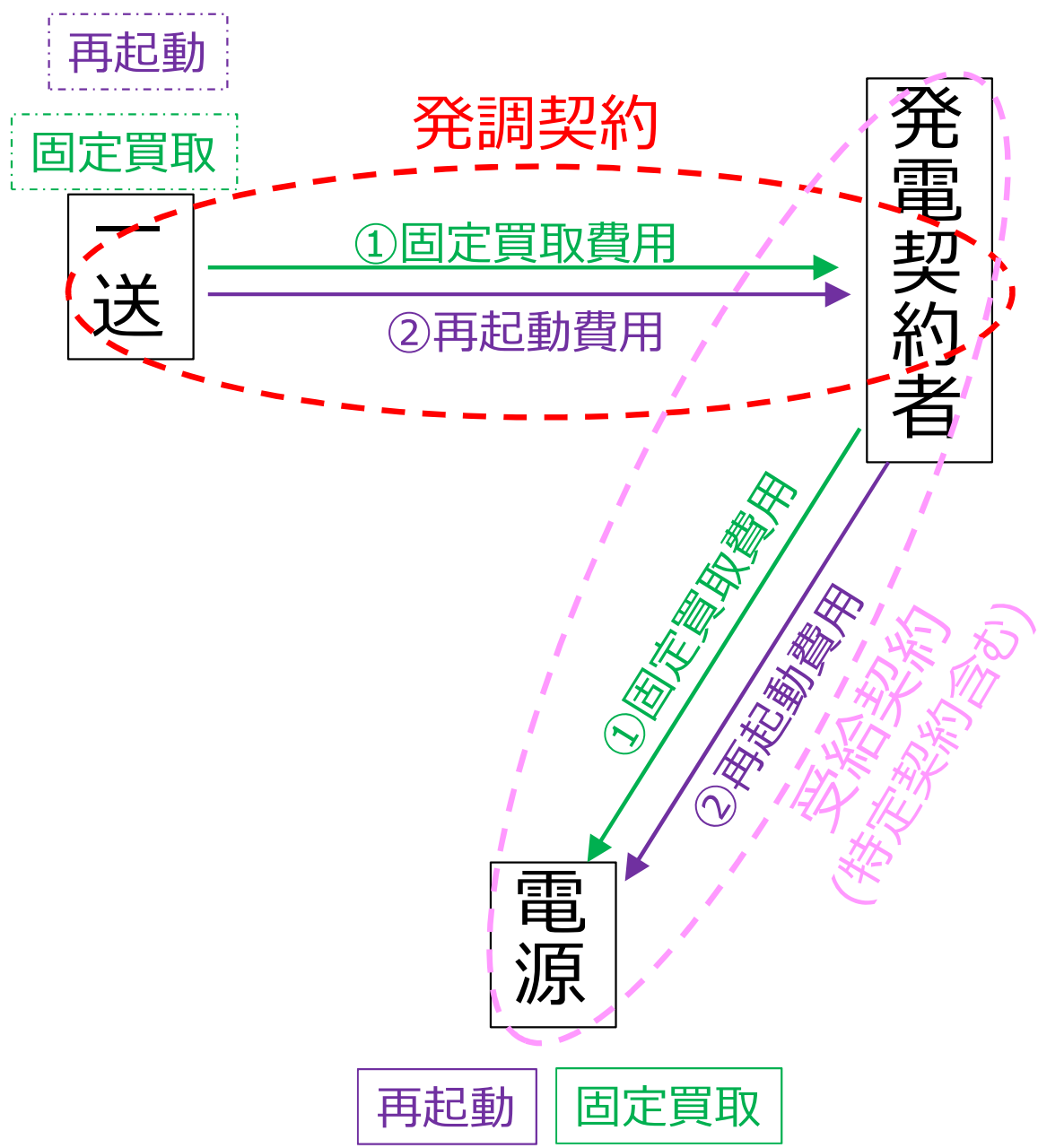
FIT電源_送配買取 (特例③)

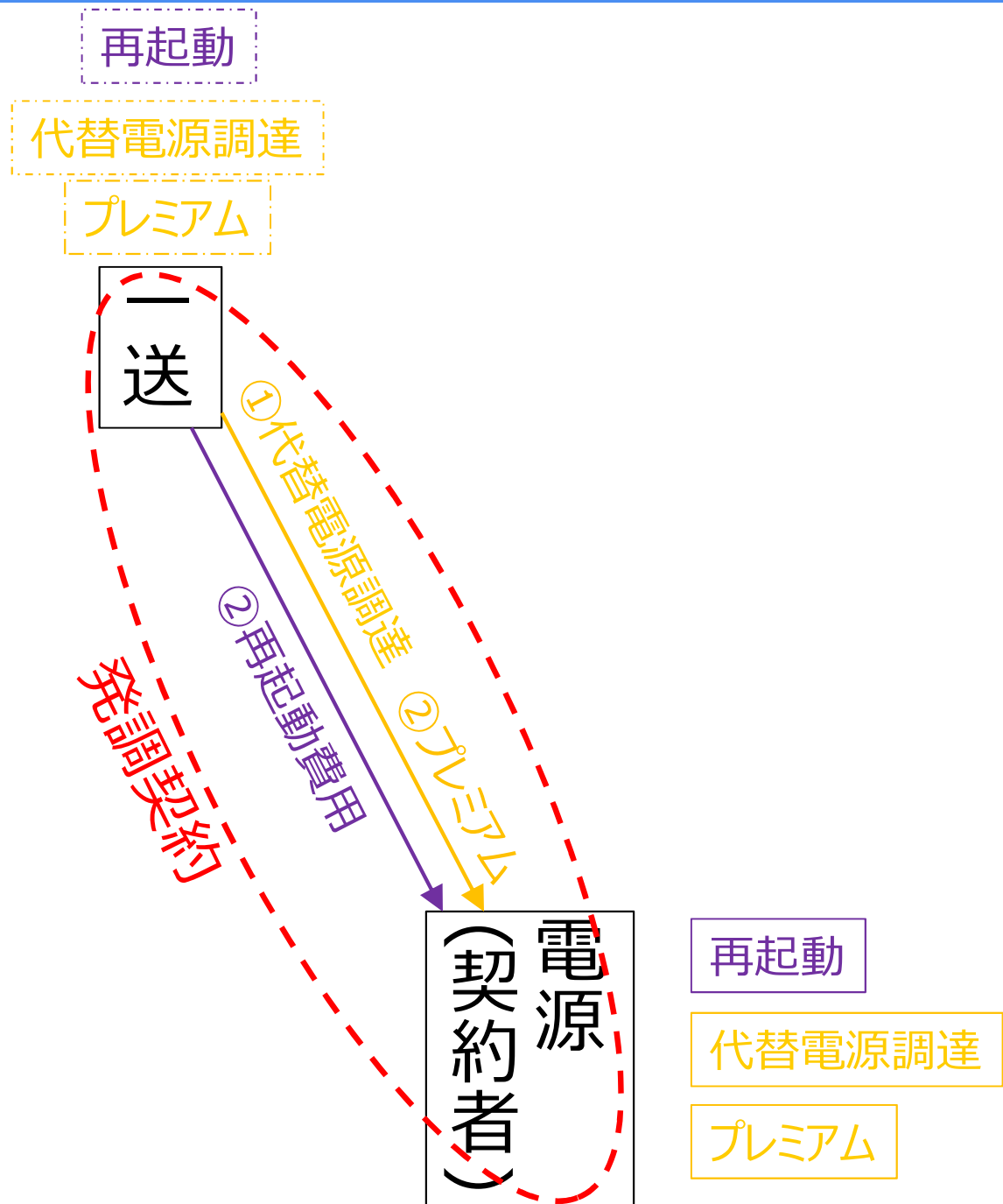


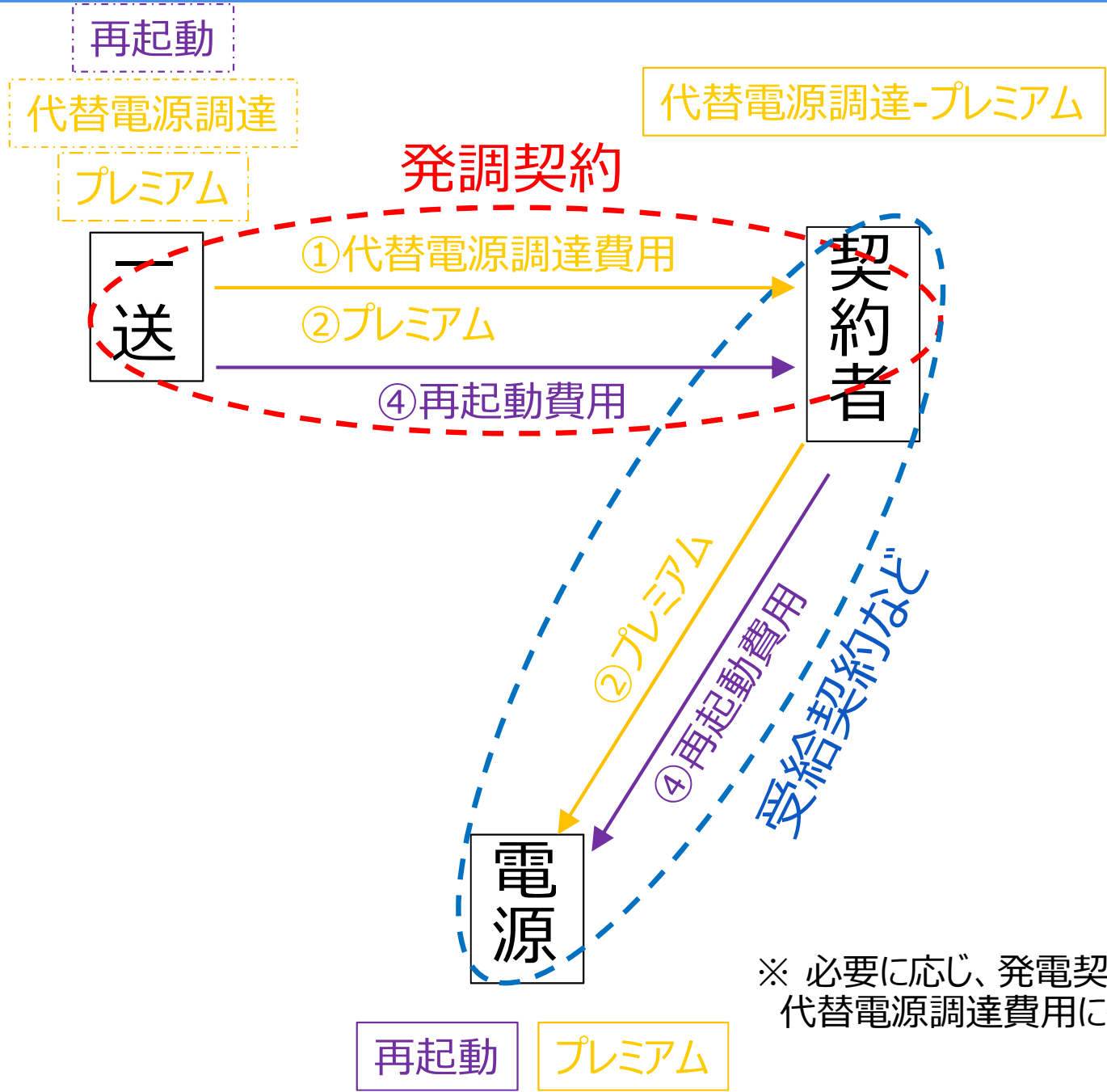




FIT電源_小売買取 (特例①)







※ 必要に応じ、発電契約者と電源間で代替電源調達費用に係る精算を行う