

流通設備効率の向上に向けて

2019年 6月11日
広域系統整備委員会事務局

(余白)

- 空容量のある系統への誘導は、先着優先といった考えによるのではなく、混雑しているところに立地する人にそのコスト(送電線の混雑費用やあるいは送電権といったもの)を負担してもらうことによって自然と可能なはず。
- 不利益の範囲を細かく設定することは難しいと思うが、論点出しくらいはしておかないと接続する側としては接続しにくい状況になる。
- 一刻も早くルールを設計し、具体的にどのようなケースが不利益になるかについて示すことが大事。



- ご意見を踏まえ、ノンファーム型接続の検討について、以下の二つの観点から検討事項を整理したためご議論いただきたい。
 - 将来を見据えて検討すべき事項⇒費用負担や系統利用の在り方
 - 急ぎ整理を進めるべき事項⇒試行ノンファームや暫定接続の早期実現に向けた、システム設計の根幹部分に係る課題整理

- 増強工事費用や工事の実現可能性などを総合的に勘案し評価した結果、設備増強を行うことが適切ではないと判断した系統を「増強困難系統」とすることとし、その具体的な判断基準等については、本委員会で詳細な議論※を行った上で、国に確認していくこととしたい。
- また、「増強困難系統」を判断する上での地内基幹系統への費用対便益評価の導入などについて、今後、設備形成の在り方の検討の中で別途整理していく。
- 「増強困難系統」と判断された系統については、試行的にノンファーム型接続を導入していくとともに、一般送配電事業者が過去から行っていた独自の取り組み(P19, P20)に対しても、原則、既に導入を検討した系統に限定し、同様の考えを適用していくものとする。
- 試行的ノンファームの形で接続する電源が、制度の移行によって受ける不利益については、ノンファーム型接続の制度設計の中で今後整理を行っていく。
- なお、「増強困難系統」の具体的な判断基準等の議論には時間を要する可能性もあるため、「増強困難系統」に該当する可能性の高い系統において、至近に系統混雑が生じるおそれがある場合は、広域機関と一般送配電事業者が協議の上当面の対応を検討していく。

※ 基幹系統の費用負担(一般負担)との関係性も合わせて議論

コネクト & マネージに関する取組について

1. コネクト & マネージに関する取組について

- (1) 将来を見据えた費用負担と系統利用の在り方について
- (2) ノンファーム型接続の課題整理

(余白)

- 系統接続時に費用負担ガイドラインに従い、工事費の一部を負担金として負担
 - ・増強の起因となった事業者が増強工事費用の一部の負担を求める仕組み
 - ⇒ 大規模な増強を伴う場合は、工事費負担金が高額となるが、非効率な設備形成を避け空容量のある系統へ誘導する仕組みとして機能

- 系統接続時に最大受電電力で接続契約を締結
 - ・平常時に系統の制約を受けずに発電できる契約を接続順（先着順）に締結していく仕組み
 - ・一度契約を締結すると、電源が廃止されるまで無償で契約が維持される仕組み
 - ⇒ 接続した事業者の事業予見性確保に寄与する一方で、先着順、既得権との批判も

【論点1】

- 電源接続時の系統増強費用の負担のあり方について
(空容量が不足した時点で接続した事業者が増強費用の一部を負担する仕組み)

【論点2】

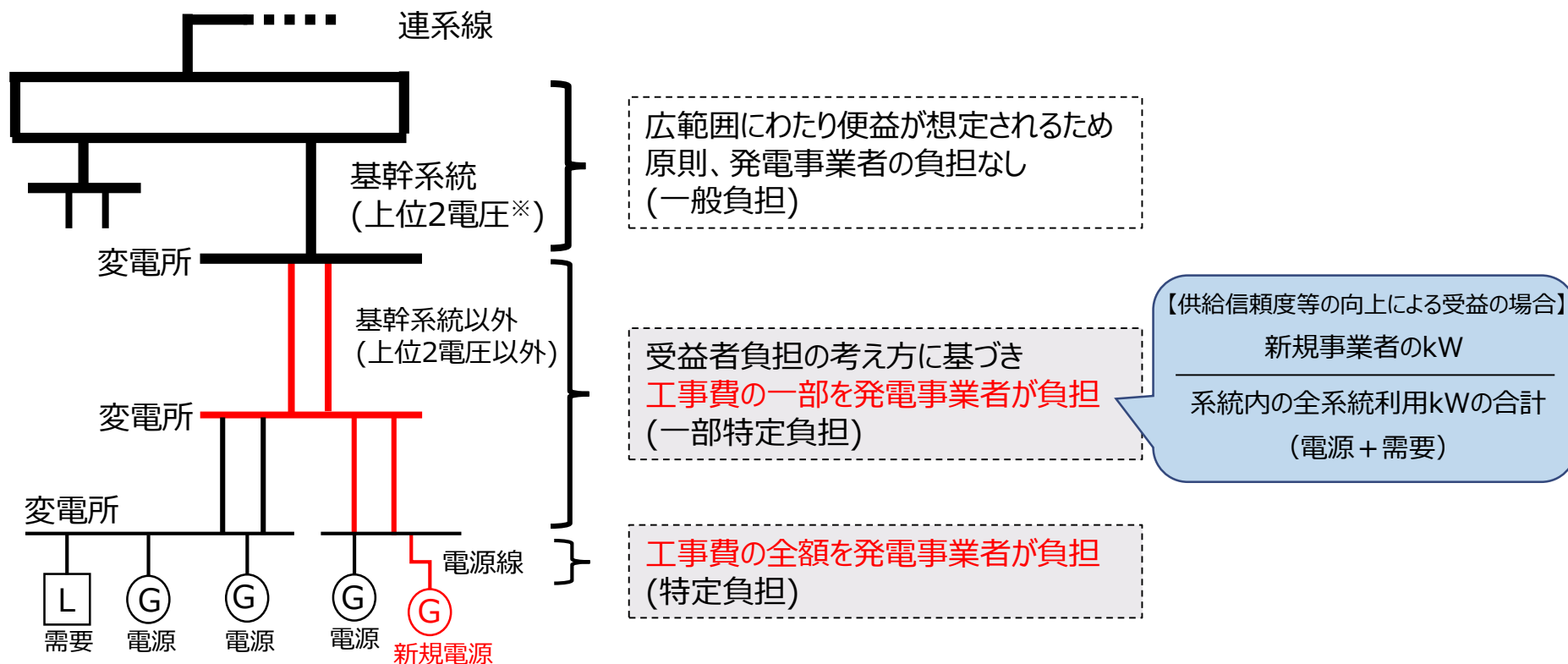
- 系統接続時の契約内容（接続契約時に付与される権利）および契約以降、無償で契約が維持される仕組みを見直す必要があるか。送電権の導入等。

【評価の視点】

- ①「系統接続～系統利用」の過程で、効率的な設備形成をどのように実現するか
- ②新規事業者と既存事業者の負担の公平性
- ③ノンファーム型接続の仕組みも念頭に、実現可能な仕組みか

論点 1 : 電源接続時の系統増強費用の負担のあり方について

- 電源接続時の系統増強費用の負担は、費用負担ガイドラインに基づき対応。
- 系統線の増強が必要となる場合の費用負担は、初期費用の一部の負担を新規事業者に求めているが、大半は系統利用者が託送料金として負担する仕組み。（維持費用は全て一般負担）



※ 沖縄電力は132kVの1電圧のみ

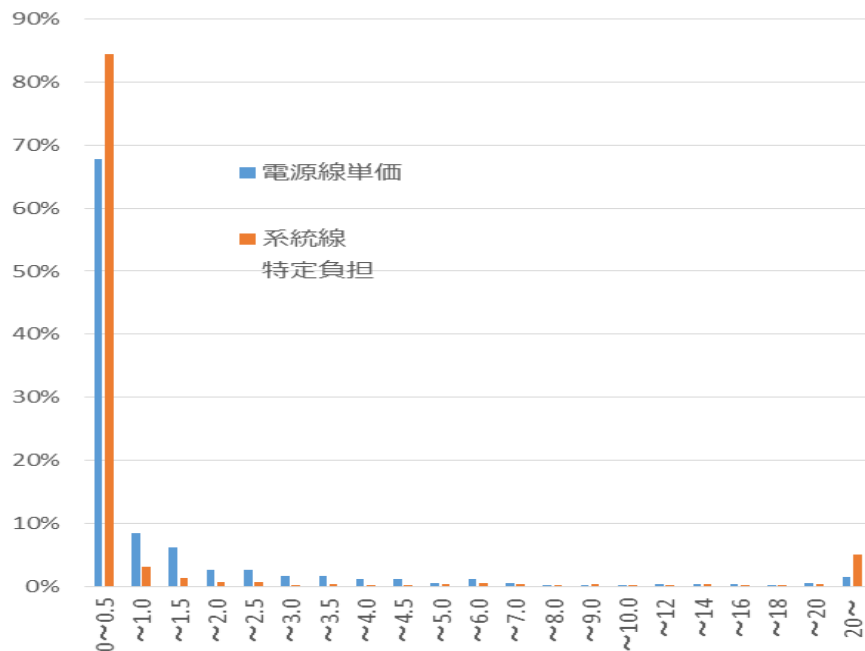
(余白)

【平成28年度】接続検討回答時の平均工事費単価※1

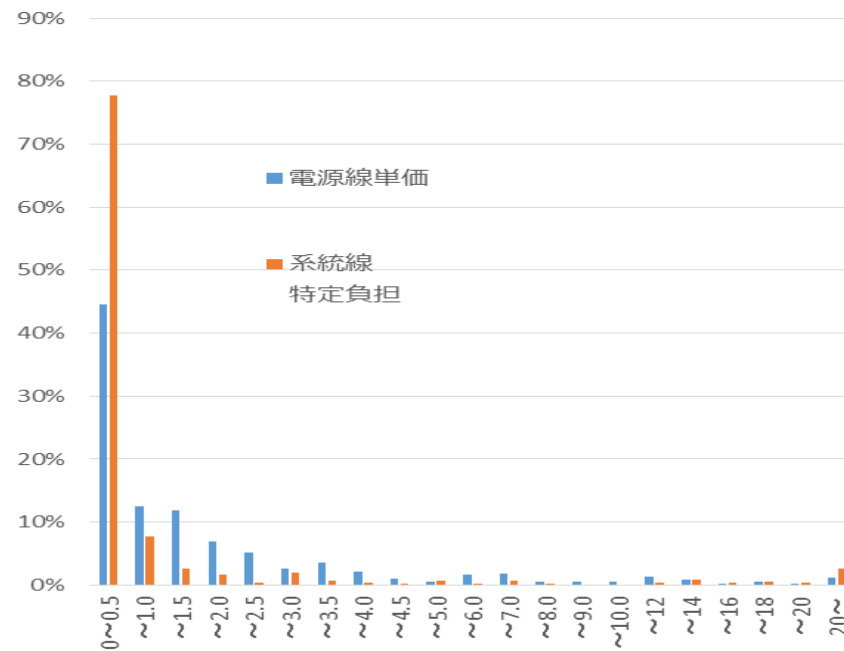
	高圧電源	特別高圧電源
電源線	0.51万円/kW	0.91万円/kW
系統線 (特定負担)	0.30万円/kW※2	0.26万円/kW※2
系統線 (一般負担)	3.31万円/kW	0.83万円/kW
合計	4.13万円/kW	2.01万円/kW

※1 工事費負担金単価5万円/kW以下のものを平均

※2 うち約0.1万円/kWは計量器に係る負担金
(系統線増強の有無に関わらず必要な費用)



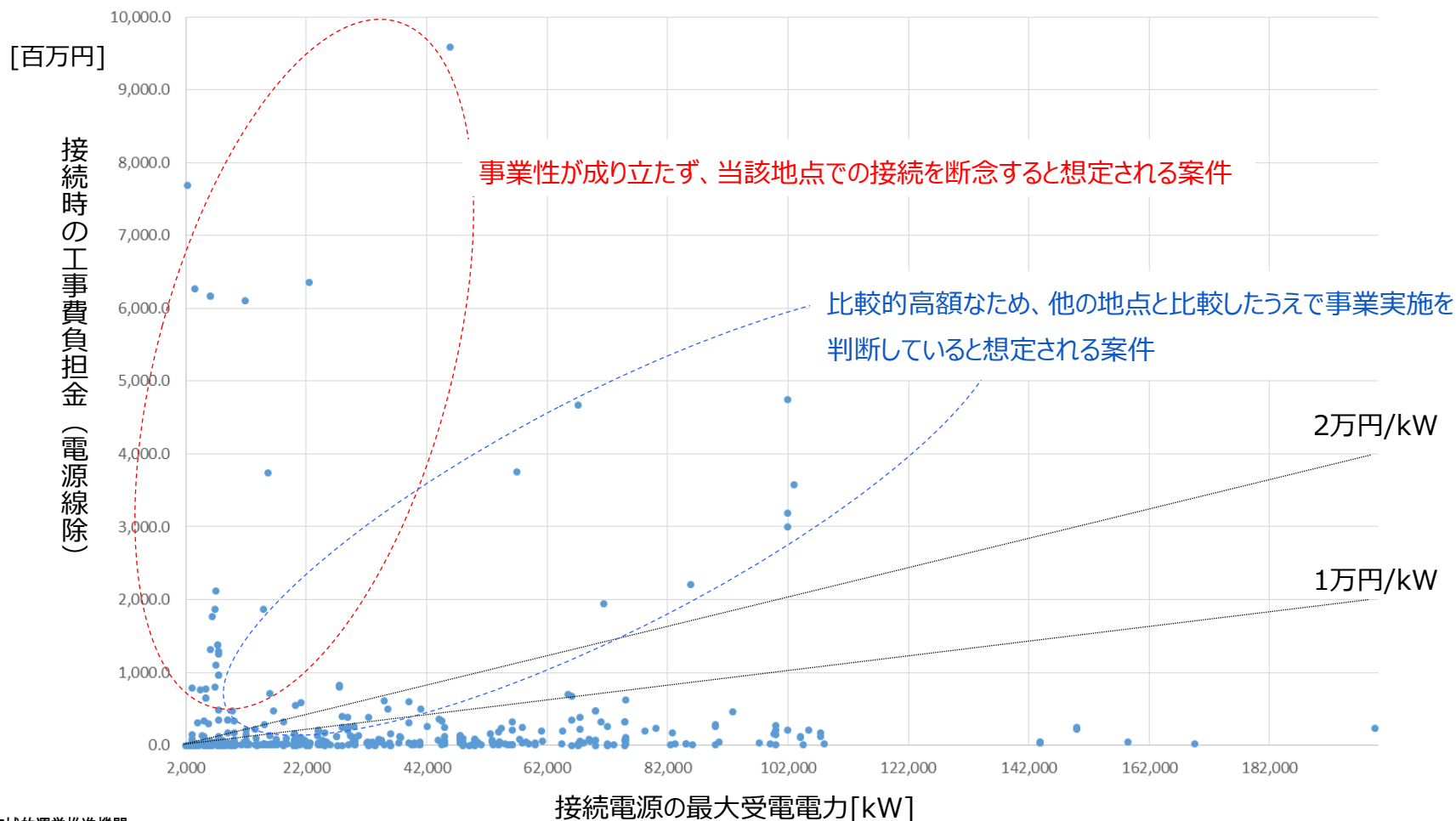
高圧電源 (n=1784件)



特別高圧電源 (n=584件)

【平成28年度】接続検討回答時の工事費負担金分布

- 工事費負担金（電源線を除く）のほとんどが1万円/kW以下
- 接続する電源の容量に対して大規模な系統対策が必要となる場合もあるが、他地点と比較検討したうえで事業実施を判断していると考えられ、現行の系統接続時の負担金制度は効率的な設備形成を促す観点からは、有効な仕組みといえる。



【平成28年度】申込電源最大受電電力と工事費負担金回答実績(特別高圧, 全584件)

- 電源接続に伴う系統増強の考え方と費用負担については、以下の方法が考えられるが、年間約4000件(2018年度)の接続検討に対応するため、基幹系統以外については、費用負担ガイドライン(方式2)に基づき対応している。

	方式1	方式2
増強の考え方	費用対便益評価 一般負担 (受益が特定できる費用は特定負担)	費用負担ガイドライン 増強の起因となった事業者が一部を特定負担 (受益に応じて特定負担と一般負担を配分)
増強の判断	一般送配電事業者が判断 (費用対効果があれば増強)	新規事業者が判断
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・効率的な設備形成の観点からは理想的 ・ただし、将来ポテンシャルやシナリオを想定したうえで費用対便益シミュレーションを行う必要があり、検討内容が多いうえで判断が難しい 	<ul style="list-style-type: none"> ・増強工事費と電源容量等から機械的に算出 ・検討が容易で、恣意的な判断が入りにくい

【論点 1】電源接続時の系統増強費用の負担のあり方について

- 接続時に個々に費用対便益評価を行い対策の是非を判断する方法が理想的であるが、ローカル系統までのすべての接続検討に適用するのは現実的ではない。
- このことから、基幹系統以外の系統については、現行どおり、工事費負担金制度（費用負担ガイドライン）により、接続する事業者の判断で効率的な地点に誘導する仕組みを維持することが必要ではないか。
- 増強の起因となった事業者に大きな負担をさせているという批判もあるが、ほとんどのケースにおいて（非効率な設備形成につながるような膨大な対策工事とならない限り）事業性に影響を及ぼすような大きな負担にはなっていないと考えられる。
- このため基幹系統以外の系統については、基本的に現行の負担金制度のもと、平常時は混雑させないことを前提※に設備形成していくこととする。ただし、将来的に大きな混雑が予想され、増強費用が高額で便益が見込めない系統については、基幹系統における「増強困難系統」と同様に取り扱い、平常時の混雑を前提としたノンファーム型接続を適用していくこととしてはどうか。

※ 想定潮流の合理化やN-1電制の適用など既存系統を最大限活用する取り組みを実施することが前提

【論点2】系統接続時の契約が無償で長期間維持される仕組みについて（送電権の導入）

- 増強費用が高額で便益が見込めないような「増強困難系統」では、ノンファーム型接続しか選択肢がなく、平常時に混雑することが想定される。このような系統において、既存事業者が無償で長期にわたり容量を確保する権利を有することは、負担の公平性の観点から批判があるところ。
- 今後、ノンファーム型接続の導入にあわせて、容量を確保する権利として送電権等の仕組みを導入していくことも選択肢となり得るかについてご議論いただきたい。

<参考>

- ✓ 現在の日本のエリア内系統は、平常時に混雑させないことを前提に設備形成
→ 混雑しないため、送電権を設定しても価値が生じない
- ✓ 「増強困難系統」へのノンファーム型接続導入を念頭に置いた場合、平常時において混雑することを許容した設備形成
→ 送電権に価値が生じる（オークション等により取引）

- 既存契約の固定化を避けるため、送電権を導入した場合、海外事例等も踏まえると以下のような方式が考えられる。

	現状		方式1	方式2	方式3
	基幹系統	ローカル系統	接続時工事費負担金 + 送電権	送電権	託送料金 (電源負担)
系統増強費用の負担 (系統線)	一般負担	新規事業者一般負担	新規事業者一般負担	一般負担 (費用対便益)	一般負担
新規事業者の負担 (ファームの場合)	負担なし	工事費の一部を負担	工事費を負担 (送電権無償付与)	送電権購入	託送料金として負担
既存事業者の負担 (ファームの場合)	負担なし	負担なし	送電権購入	送電権購入	託送料金として負担
【評価の視点①】 効率的な設備形成 (空容量誘導)	× →費用対便益評価の導入検討	○	○	○	△ (ゾーン料金の設定次第では○)
【評価の視点②】 負担の公平性	△ 権利が固定化	△ 権利が固定化	○	○	○
【評価の視点③】 実現可能性			配電系統までの適用は困難か	配電系統までの適用は困難か	
海外の事例	DSO(配電)系統 (シャロー)	DSO(配電)系統 (セミシャロー)	PJM (基幹系統)	ERCOT (基幹系統) 欧州 (連系線)	英国 (基幹系統)
実現のための検討課題			・既存契約の扱い ・送電権の設定方法	・既存契約の扱い ・送電権の設定方法	

- 系統利用に係る権利には、物理的送電権と金融的送電権があり、海外では基幹系統や国際間連系線の系統利用に採用されている。
- 国内で導入されている送電権としては、地域間連系線において、間接オークションを前提とした間接送電権があるが、地内系統で考えた場合、エリア内は単一市場で取引されている（市場分断を考慮していない）ことや市場を介さない取引（相対取引）も認められている現行の仕組みを前提とすると、間接送電権のような送電権の採用は難しい。
- 物理的送電権は、当該送電線に物理的に容量を確保する権利であり、発電事業者は、付与された容量について、混雑時も抑制されることなく自由に発電計画を策定できることになる。（物理的送電権がなければ、系統混雑時に出力抑制される）

- 小売全面自由化以降、卸電力市場の取引拡大やFIT制度等による再エネの導入拡大によって、電源投資の予見性が低下。中長期的に必要な供給力を確保するための設備の新設や設備維持が困難になっていく懸念がある。
- このため、電源のkW価値に対して一定の費用を支払う容量市場を導入し、投資の予見性を高め、適切な発電投資を促す施策を講じたところ。
- 一方で、今後、発電事業者に対して、「発電側基本料金」（電力系統の設備コストの一部を最大逆潮kWに応じて、発電側事業者に課金する仕組み）が導入されることとなっており、これに加えて、送電権が導入されれば、非混雑系統への投資誘導効果は期待される一方で、混雑系統における発電事業に対する費用が増大し、投資の予見性に悪影響を及ぼす懸念もある。
- こうしたことを踏まえれば、送電権の導入にあたっては、容量市場や発電側基本料金などを含めた制度全般との整合性を確認する必要があるのではないか。
- また、既存契約の扱いや詳細設計に相当の時間を要することが考えられるため、早期実現が必要な試行ノンファームや暫定接続の議論とは切り分け、中長期的課題として取り扱うこととしたい。

コネクト & マネージに関する取組について

1. コネクト & マネージに関する取組について

- (1) 将来を見据えた費用負担と系統利用の在り方について
- (2) ノンファーム型接続の課題整理

(余白)

1 - (2) - 1. ノンファーム型接続の課題整理

「1. 全般」および「2. アクセス面の課題」

- これまでの議論を踏まえ、以下のノンファーム型接続の課題に対して、制度、運用面などの検討や技術的な検討が必要になると考えられるため、今後の取り扱いについて大きく3分類した。
 - A. 広域系統整備委員会で取り扱うもの
 - A-1. 広域系統整備委員会で取り扱うが、国の審議会等での審議が必要と考えられるもの
 - B. 当面、事務局にて取り扱うもの
- 特に、A-1.については、広域系統整備委員会で方向性を検討し、整理をした上で国の関連する審議会等で議論していただくことにしたい。

大項目	中項目	小項目	今後の 取扱い	備考
1.全般	(1) 現行ルールとの整合性	a.FIT法など法律との整合性	A-1	P29
		b.約款などルールとの整合性	A-1	
2.アクセス面 の課題	(1) 適用対象系統の決定	a.基幹ループ系統への適用	A	
	(2) 予見性	a.一般送配電事業者による情報提供	A	
		b.ノンファーム電源間の出力抑制の順番	A	
	(3) 系統計画時の扱い	a.部分出力ノンファームの可否	A	
b.設備増強時のファーム電源への転向		A	整理済	

は今回議論

1-(2)-2. ノンファーム型接続の課題整理

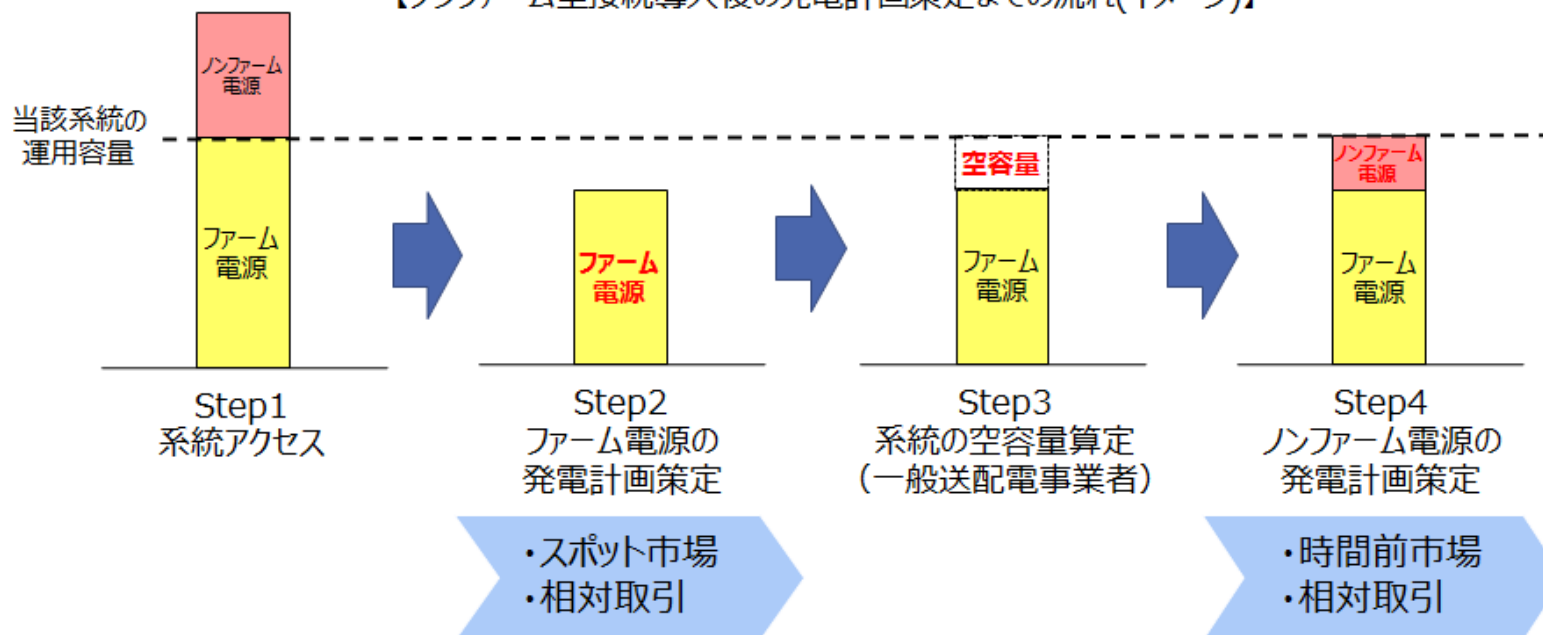
「3. 運用面の課題」

大項目	中項目	小項目	今後の取扱い	備考
3.運用面の課題	(1) 市場における扱い	a.スポット市場における扱い	A	P23
		b.時間前市場における扱い	A	
		c.容量市場における取扱い	A	整理済
		d.需給調整市場における取扱い	A	
	(2) 混雑処理	a.系統混雑を生じさせない抑制分の調達先	A-1	
		b.ノンファーム電源(FIT)の抑制分の調整主体	A-1	
		c.系統制約と需給上の制約の関係整理	A	P31
	(3) 調整力確保	a.調整電源のないローカル系統	B	
		b.系統制約調整分も考慮したエリア全体での調整力確保の観点	A-1	
	(4) 発電計画の策定	a.予測誤差を見込んだ抑制量の設定 (個別系統における自然変動電源出力および需要の予測)	B	
		b.系統制約の考え方 (どの段階の空容量を評価するか)	B	
		c.ファーム電源の計画値変更によるノンファーム電源の取り扱い	B	
		d.発電計画値作成および修正のタイミング (制度面から)	B	
		e.発電計画値作成および修正のタイミング (業務面から)	B	
		f.ノンファーム電源が計画値以上とならない仕組み	B	
		g.N-1電制との協調	A	整理済
	(5) 出力制約の実現方法	a.事業者への連絡・通知等	A	P33
		b.高圧電源の出力制約の実現方法	A	
	(6) 潮流状況の管理	a.実需給の管理方法 (システム化等)	B	
	(7) 設備停止	a.設備停止作業時のノンファーム電源の扱い	A	一部整理済

- ノンファーム型接続は、ファーム電源の運転時において系統に空容量がある場合に、その空容量の範囲内での運転を可能となる仕組みであり、接続後の系統利用はノンファーム電源よりもファーム電源が優先される。
- 現状の日本の電力取引制度を前提に考えると、ファーム電源の発電計画は、スポット市場等の結果によって決まるため、ノンファーム電源は、スポット市場後の取引(時間前市場または同一BG内でのファーム発電計画との差し替え)により発電計画を策定することとなるのではないかと整理した。
- 一方で、受容性が低く、ノンファーム型接続が利用されないのではないかといったご意見もあった。

第37回広域系統整備委員会資料1-(1)より 抜粋

【ノンファーム型接続導入後の発電計画策定までの流れ(イメージ)】

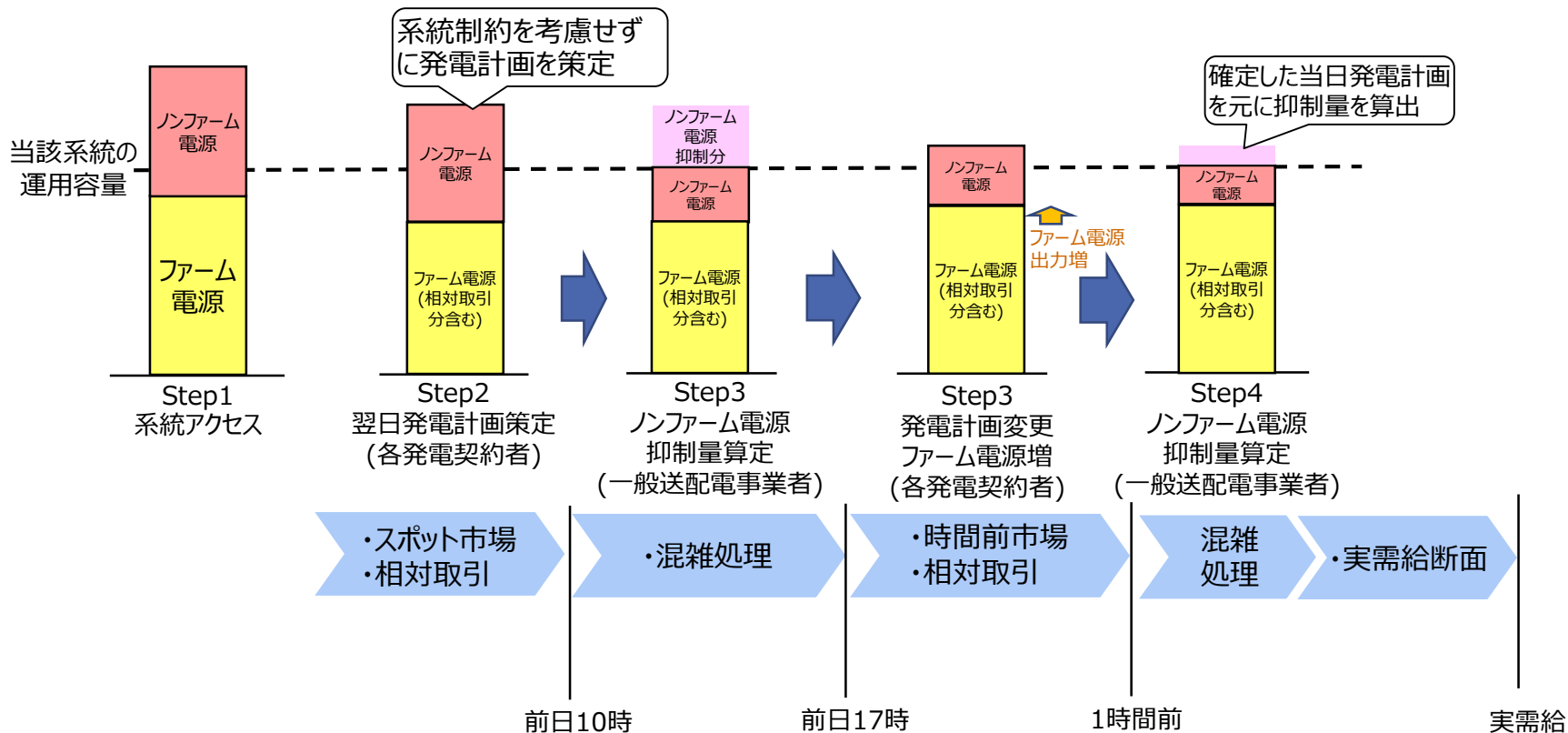


- ご意見を踏まえ、ノンファーム電源がスポット市場に参加した場合について、以下のとおり整理した。
- ノンファーム電源のスポット市場への参加について制約はないが、計画段階で不足インバランスが発生することを念頭に、ノンファーム電源を保有する発電事業者は、インバランスリスクを負うことが前提となる。

項目	スポット市場参加不可	スポット市場参加可能とした場合
ファーム優先の考え方との整合	<ul style="list-style-type: none"> ・ファーム電源によるスポット市場の結果によって決まる空容量の範囲内でノンファーム電源が運転 	<ul style="list-style-type: none"> ・ファーム電源は、スポット市場を介さなくても相対取引により自由な発電計画を策定可能 ・その上で、スポット市場後の混雑処理では、約定したファーム電源が優先され、ノンファーム電源を抑制すると考えれば、ファーム優先との考え方と不整合はない ・ファームとノンファームには、系統費用の負担に差があるが、固定費は容量市場で回収し、スポット市場は限界費用での取引であることから、公平な競争面においても問題はない
計画値同時同量制度の下でのインバランスリスク	<ul style="list-style-type: none"> ・スポット市場後の発電計画では、系統混雑による不足インバランスは発生しない ・時間前市場はファーム電源とノンファーム電源の差替調整となり、系統混雑によるインバランスは発生しない ➡ ノンファーム電源を保有する発電事業者は、系統混雑による発電インバランスリスクを負わない 	<ul style="list-style-type: none"> ・スポット市場約定後に混雑処理（ノンファーム電源を抑制）するため、<u>混雑処理後の発電計画は不足インバランスが発生している</u> ・ノンファーム電源を保有する発電事業者は、<u>時間前取引等で不足インバランスを解消する必要がある</u> ➡ ノンファーム電源を保有する発電事業者は、系統混雑による発電インバランスリスクを負う（時間前取引等で調達する必要）
	<ul style="list-style-type: none"> ・時間前取引後の混雑処理でノンファーム電源が抑制となり、不足インバランスが残る可能性がある 	

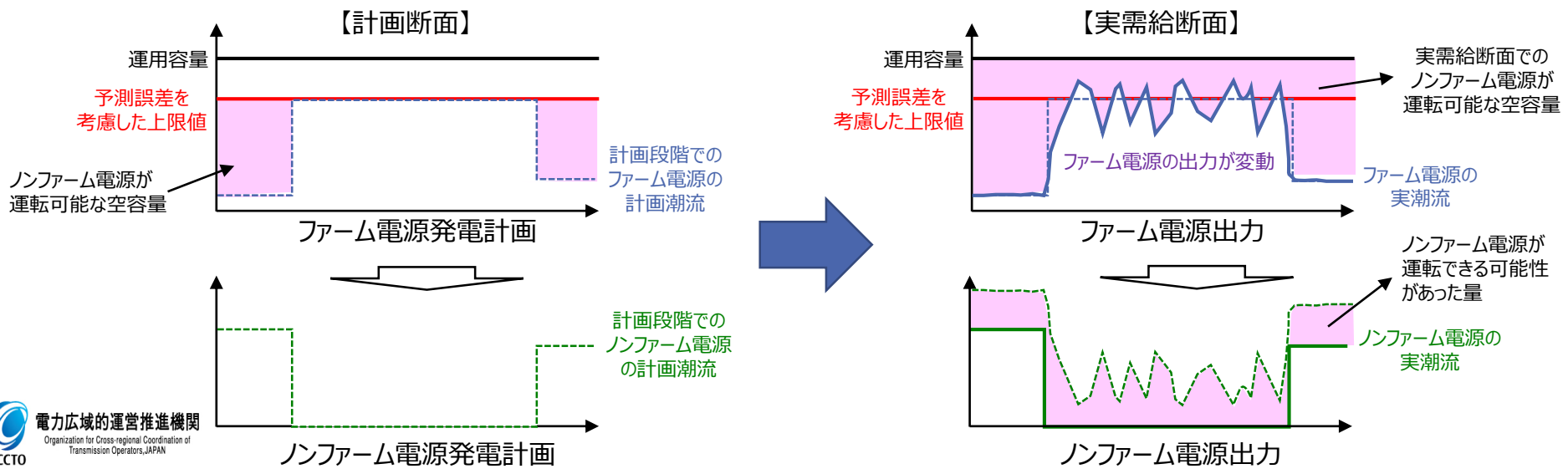
- ノンファーム電源がスポット市場に参加することで系統混雑が発生し、抑制が生じる場合には、スポット市場後に需給バランスの調整が必要な発電計画となる（不足インバランス発生が前提となる）。

【ノンファーム型接続導入後の発電計画策定の流れ(イメージ)】

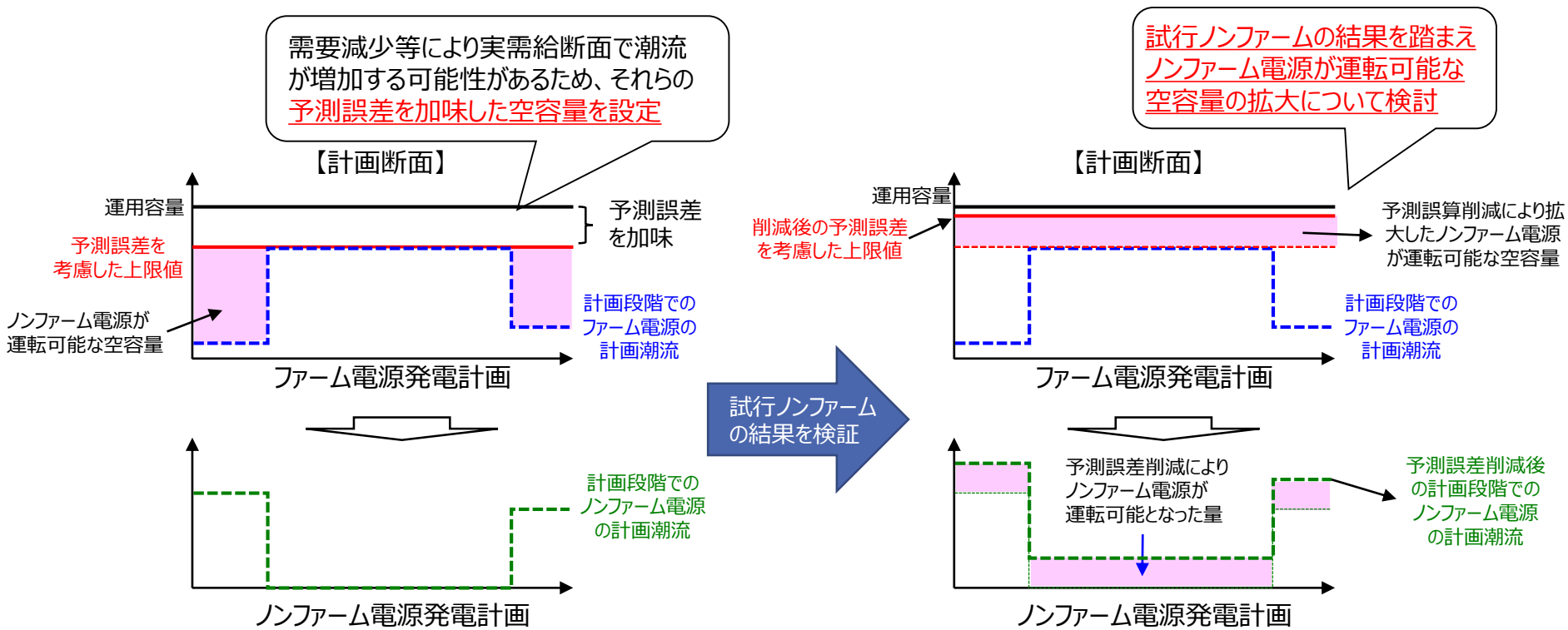


(余白)

- 現行の計画値同時同量制度は、契約者(小売電気事業者)の供給力確保義務の下で、契約者単位で需要と供給のバランスを保つことを原則としている。このため発電事業者は発電計画に基づき発電し、計画値と実績の差(インバランス)を少なくすることが求められており、これはノンファーム電源についても同様である。
- 設備保護の観点から、計画段階では需要変動や自然変動電源の出力変動(予測誤差)を考慮した上でノンファーム電源の運転可能な領域を算定することとなるため、実需給断面では想定した以上に運転可能な空容量がある可能性がある。
- 抑制されているノンファーム電源には、実需給断面で空容量がある場合は、リアルタイムで計画値以上に発電したいというニーズがあると想定されるが、計画値以上に発電することはインバランスの発生を前提とすることになる。
- また、リアルタイムの出力制御は迅速かつ確実な制御が必要であり、高信頼度のシステムが求められるうえ、高圧も含めた多様な電源を公平に制御することも考慮すると、システムが複雑かつ高額となることが予想される。
- 従って、ノンファーム電源のリアルタイム調整を前提とせず、出力調整は計画段階で行うこととしてはどうか。



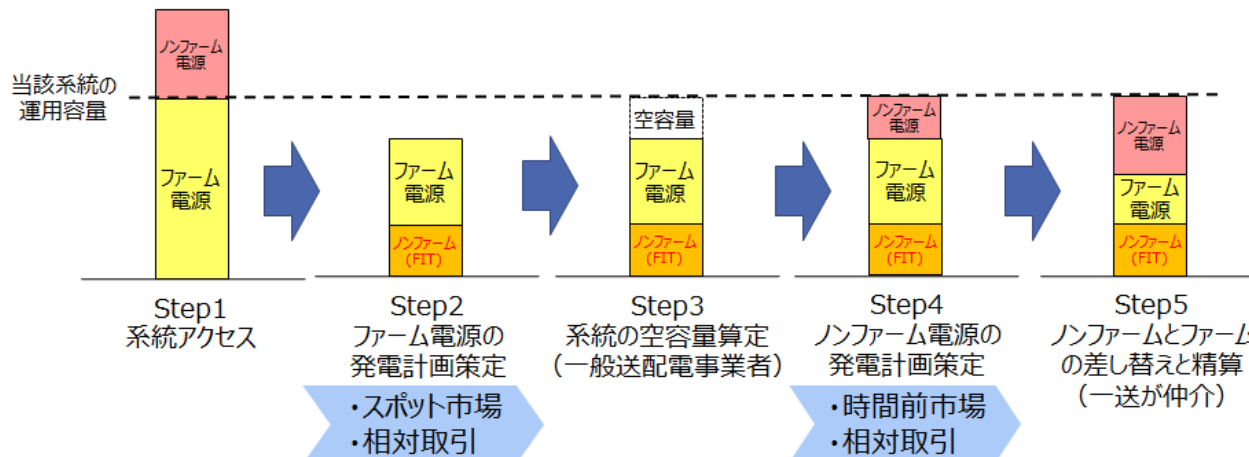
- ノンファーム電源の抑制量削減を図るべく、試行ノンファームの結果等を踏まえ、実需給断面で大きな空容量が生じることがないような予測誤差について検証していく。
- また、ノンファーム型接続は、発電計画時点での不足インバランスの発生を前提としていることから、ノンファーム型接続の適用系統が拡大することにより、実需給断面での不足インバランス発生リスクが増加するため、一般送配電事業者の上げ調整力の必要量に影響を与える可能性がある。
- このため、試行ノンファームの結果等を踏まえ、調整力必要量等への影響を検証し、ノンファーム型接続に関連する制度設計に反映していく。



- 今回、ノンファーム電源もスポット市場へ参加可能と整理されれば、一般送配電買取分のFITも同様にスポット市場で取引可能となるため、FIT制度上の不整合は生じない。
- ただし、系統制約による抑制やインバンスリスクについて、FIT制度上の整理をしておく必要がある。

第37回広域系統整備委員会資料1-(1)より

- 現状では、FIT電源は全量スポット市場へ投入されており、小売買取分のFIT電源についても全量がBGの需給バランスの中に組み込まれている。また、系統利用はファーム電源を優先させることが基本的な考え方である。
- 現行のFIT制度は、その前提としてノンファーム型接続を念頭に置き制度設計されたものではないため、一般送配電買取分を全量スポット市場へ投入する等の現行制度の下でFIT電源にノンファーム型接続を適用しようとしても、Step2の段階でノンファーム（FIT）電源が組み込まれることになり、制度上の不整合が生じることになる。
- このため、ノンファーム型接続のFIT電源の取り扱いについては、国での議論が必要である。



■ FIT電源に関しては特例制度により、発電計画の策定は、一般送配電事業者※¹が行い、実際の発電量が計画値と乖離する場合もインバランスリスクは負わず※²、一般送配電事業者が調整を行う。

※1,2 特例制度ごとに扱いは異なる

項目	ファーム電源 (非FIT+FIT特例②)	ファーム電源 (FIT特例①③)	ノンファーム電源 (非FIT+FIT特例②)	ノンファーム電源 (FIT特例①③)
系統増強費用	必要	必要	不要	不要
インバランスリスク	あり	なし	あり	なし
計画値同時同量 (計画作成者)	適用 (発電契約者)	適用 (一般送配電)	適用 (発電契約者)	適用 (一般送配電)

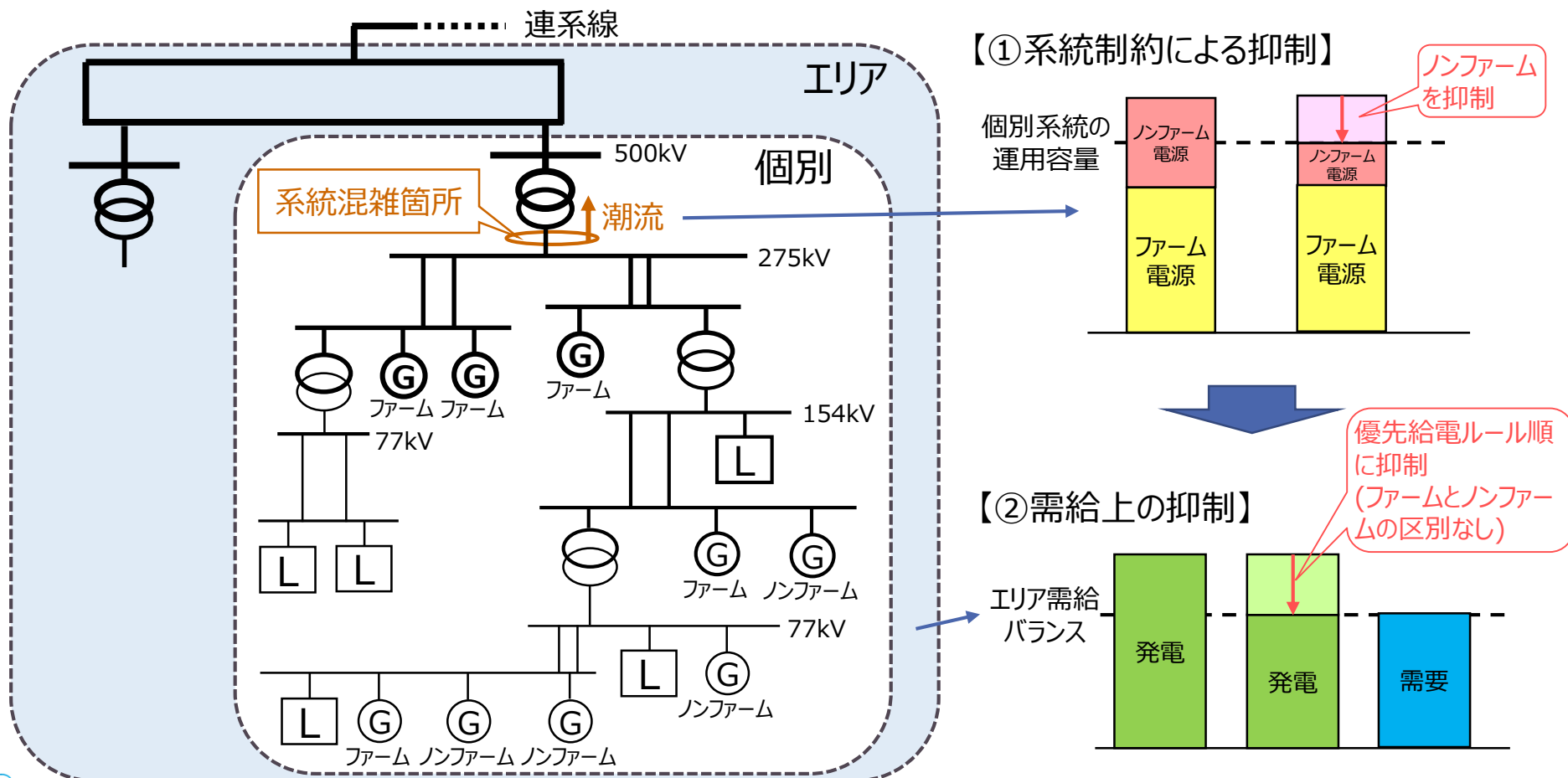
<特例制度の種類>

第16回総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力需給検証小委員会資料5より 抜粋

特例制度の種類	計画発電量の設定	インバランス精算主体等	FIT小売買取		FIT送配電買取	
			適用の有無	適用の有無	適用の有無	引き渡し形態
特例制度①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	○	→ 維持	○	(2-1)電源を特定した小売電気事業者との相対供給
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	○	→ 維持	○	
特例制度③	送配電事業者	送配電事業者	—	→ 導入	○	(1)市場経由の引渡し (2-2)電源を特定しない小売電気事業者との相対供給

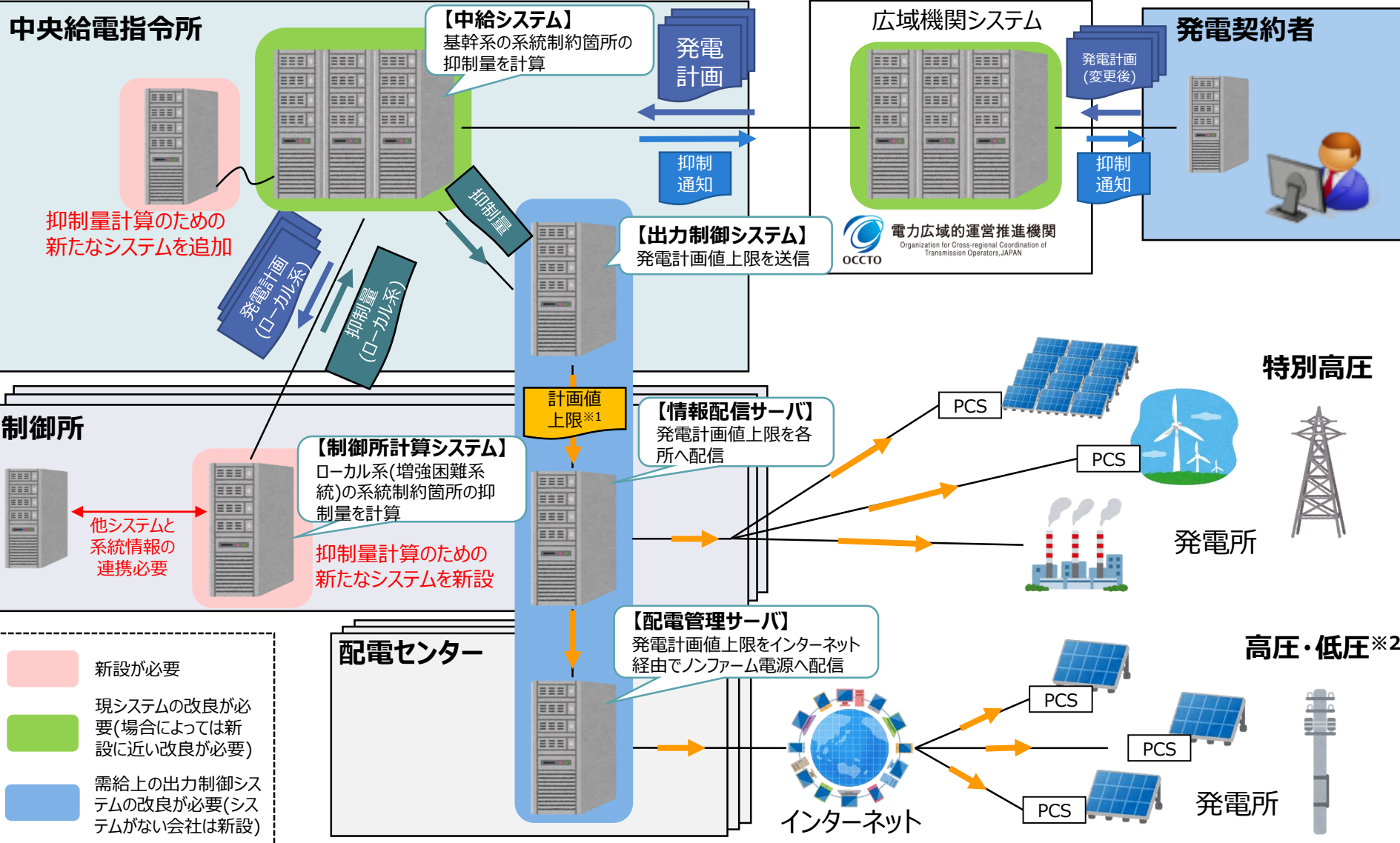
※ 発電者の立場からは、いずれの場合においても、計画値同時同量制度における特例制度を選択しないことも可能。
 ※ (2-2) 電源を特定しない小売電気事業者との相対供給の場合、個別のFIT電源が特定されず、BGを設定できないため、特例制度③の適用となる。
 ※ バイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものは、FIT小売買取制度と同様に、特例制度①の対象外とする。(ただし、ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。)

- 系統利用においてはファーム電源がノンファーム電源に優先するという考えれば、系統制約による抑制と需給上の抑制が同時に必要となった場合、系統制約による抑制を先に行った上で、需給上の抑制を行うこととなるか。



(余白)

■ 発電計画を取り込み系統制約量を計算するシステムは、新規開発が必要な上、運用中の需給上の出力制御システムと連携させる必要があるため、ノンファーム型接続の要件決定後、構築に3年程度要する見込み。

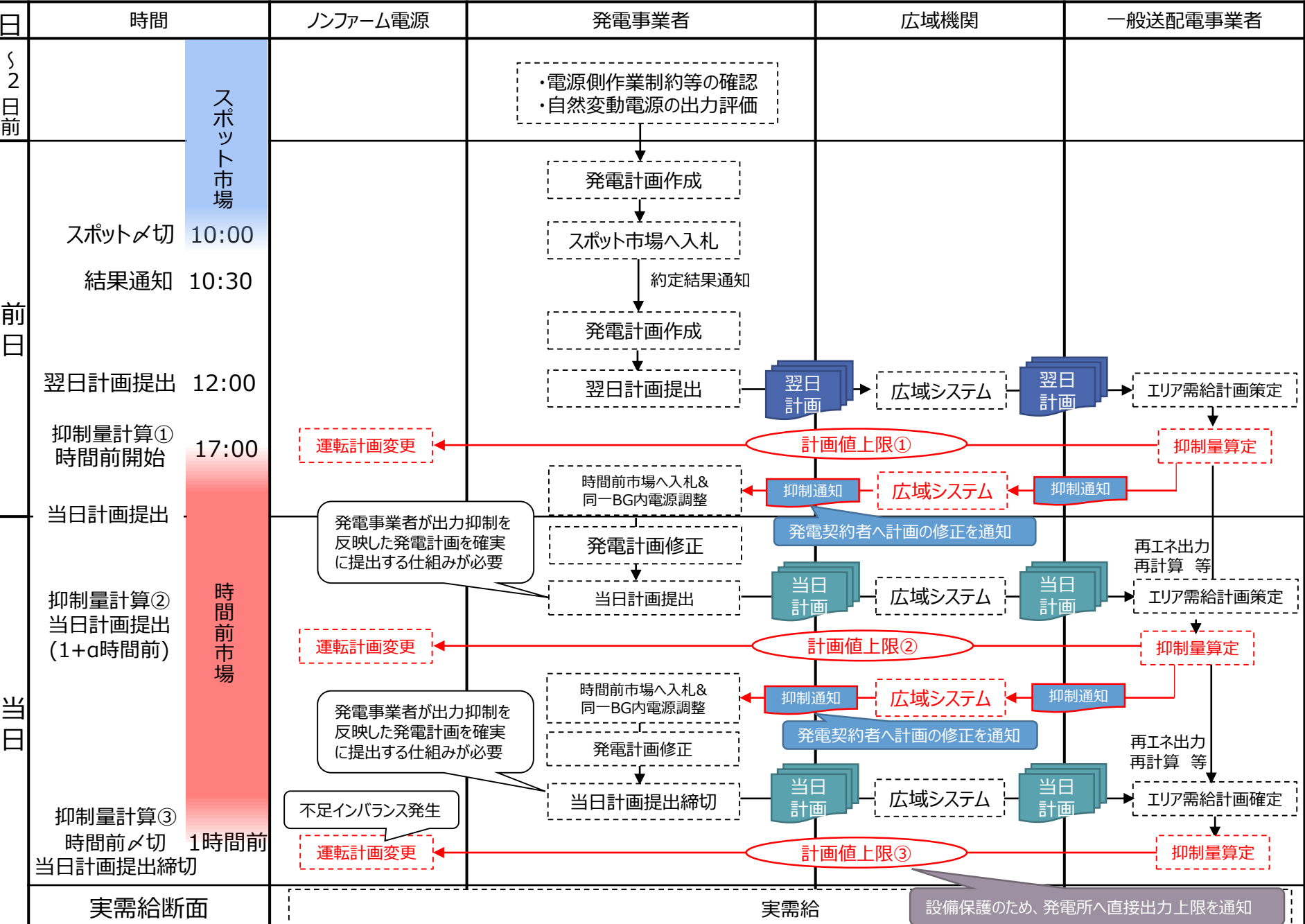


- 新設が必要
- 現システムの改良が必要(場合によっては新設に近い改良が必要)
- 需給上の出力制御システムの改良が必要(システムがない会社は新設)

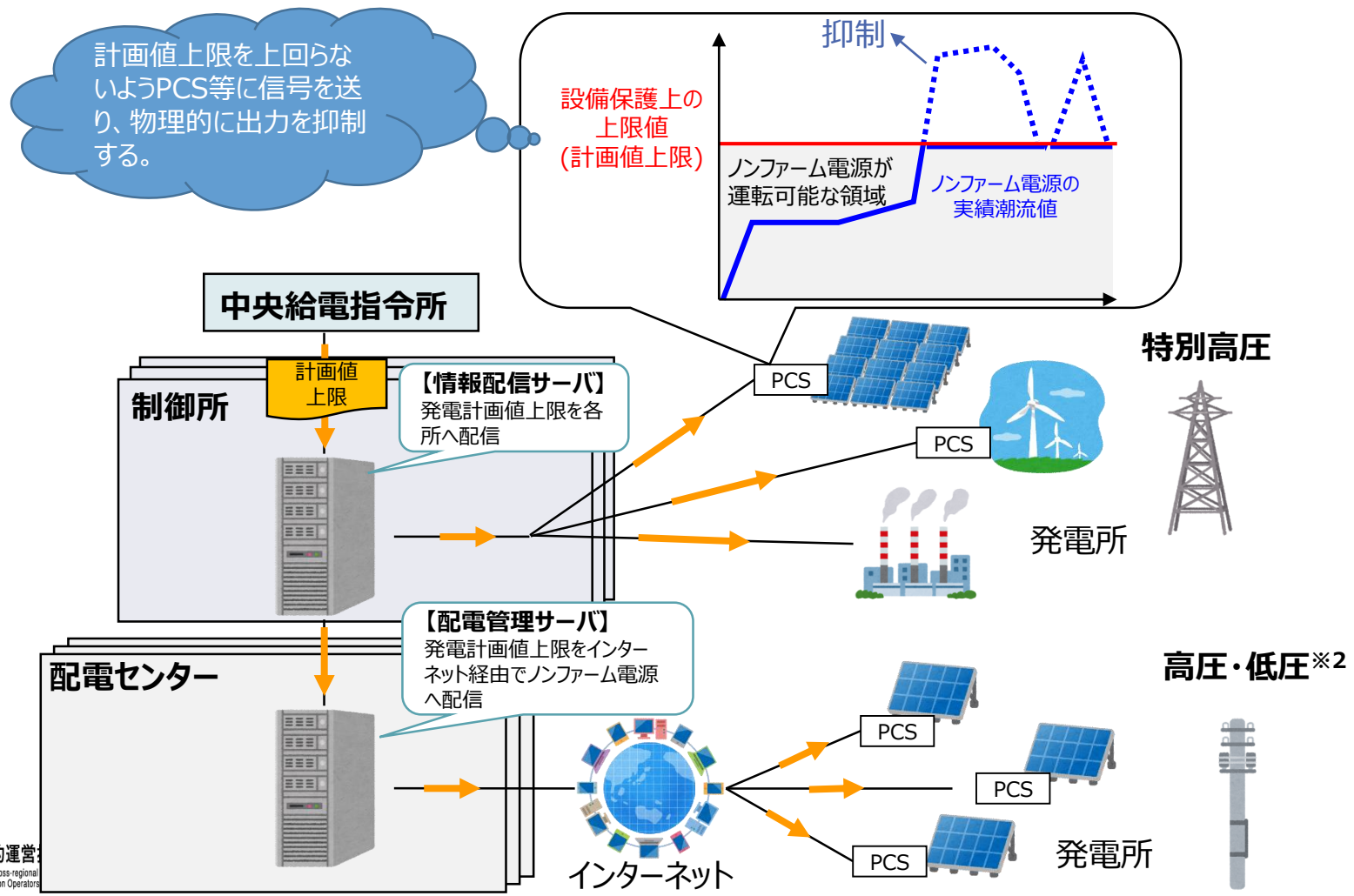
※1 系統制約による出力抑制を加味した発電計画値の上限値

※2 10kW以上

(参考)ノンファーム導入後の発電計画値作成フローイメージ



- 設備の過負荷保護のため、計画値上限以下でノンファーム電源が運転される必要がある。
- そのため、出力が確実に計画値上限以下となるよう、PCS等に出力上限の信号を送り、物理的に出力をだせないような設備形成が必要である。



- 試行ノンファーム型接続および暫定接続については、2023年度の実施を目指し検討を進める。
- 送電権等の導入を見据えたノンファーム型接続については、制度全般との整合性を図りつつ、中長期的課題として引き続き検討を行っていく。

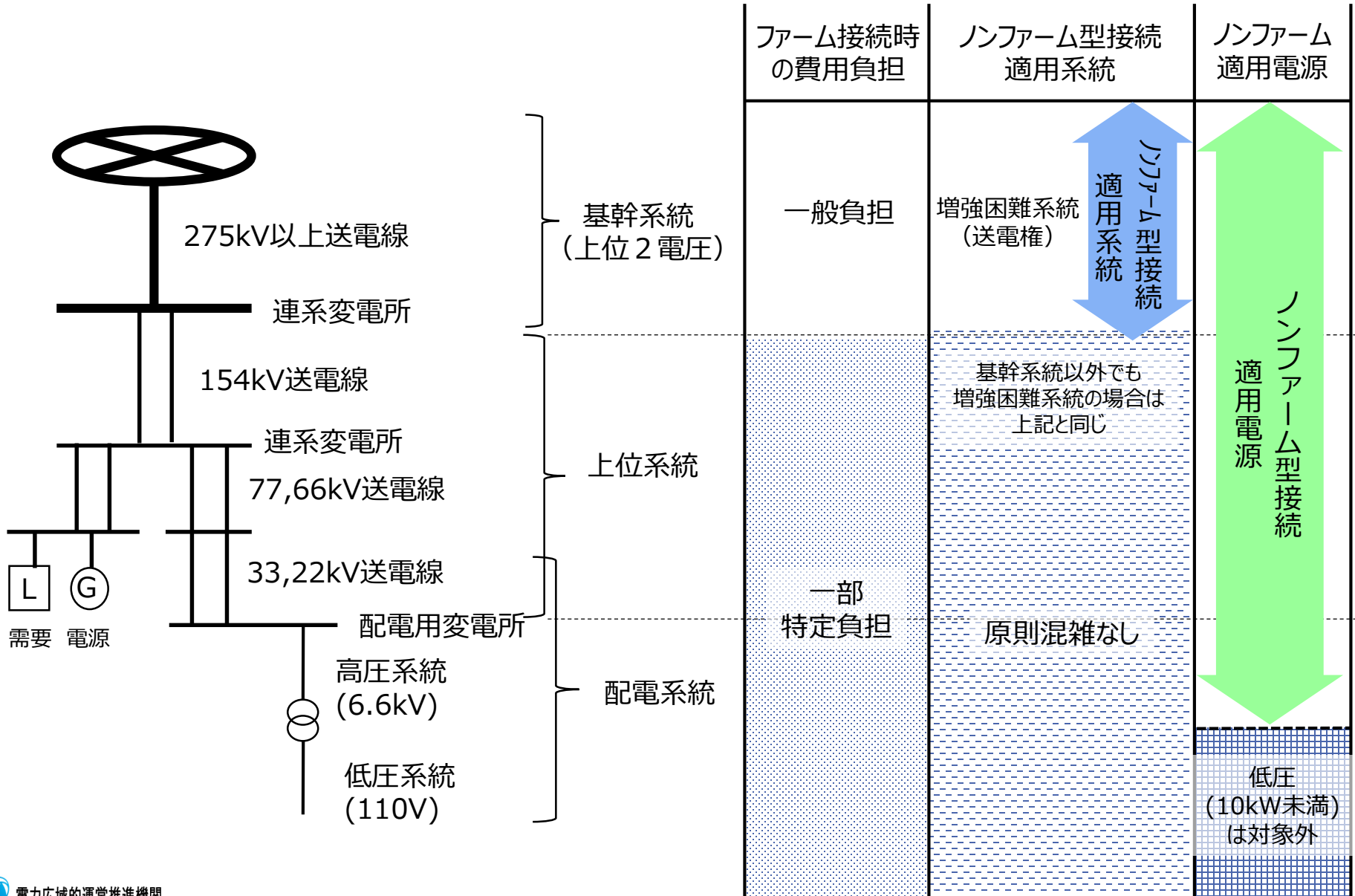
取り組み	2019				2020	2021	2022	2023 以降
	1Q	2Q	3Q	4Q				
広域系統整備委員会	●	●	●	●				
試行ノンファーム型接続 および暫定接続	○ 今回	○	○	○ 仕組みの検討	抑制システム開発 関係規定類見直し 等			実施
ノンファーム型接続 (+送電権等導入)	[Blue bar indicating ongoing work]							〽

将来を見据えた費用負担とシステム利用の在り方を踏まえた中長期的な課題として検討が必要

(1) 将来を見据えた費用負担と系統利用の在り方について

- 基幹系統については、増強費用が高額となる場合、費用対便益評価を行い、将来にわたり便益が見込めず「増強困難系統(これ以上設備増強を行うことが適切でない系統)」とされた系統に対してノンファーム型接続を適用していく。
- 基幹系統以外の系統については、効率的な設備形成の観点から、基本的に現行の負担金制度のもと、増強の起因となった事業者が増強費用の一部を負担したうえで、混雑しない設備形成としていくが、将来的に大きな混雑が予想され、増強費用が高額で便益が見込めない系統については基幹系統における「増強困難系統」と同様に取り扱い、ノンファーム型接続を適用していく。
- ただし、ノンファーム型接続の制度設計における送電権等の導入については、早期実現が必要な試行ノンファームや暫定接続の議論とは切り分け、中長期的課題として取り扱う。

(1) 将来を見据えた費用負担と系統利用の在り方について
 ノンファーム型接続を適用する系統と電源のイメージ



(2) ノンファーム型接続の課題整理

- ノンファーム電源はスポット市場等の市場取引における制約はない。
- 出力制御は、計画値同時同量制度の下、計画段階で行う。
- 設備保護の観点から、出力が確実に計画値上限以下となるよう対応を行う。
- ノンファーム電源の出力制御に伴うインバランスリスクは、発電事業者が負う。
- 系統制約と需給上の制約が同時に発生する場合は、①系統制約、②需給上の制約の順で抑制を行う。

- 試行ノンファームについては、以上の整理をその要件として検討を進めていく。