

日本版コネクト&マネージにおける ノンファーム型接続の取組

2023年12月6日
資源エネルギー庁

今回の御議論

- 再エネの導入拡大に伴い、再エネの円滑な系統接続を進めるため、既存系統を効率的に活用すべく、平常時における系統混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容するノンファーム型接続の導入を進めてきた。
- まずは、2021年1月より空き容量の無い基幹系統において、ノンファーム型接続の受付を開始した。また、基幹系統より下位のローカル系統においても、2023年4月よりノンファーム型接続の受付を開始した。さらに、系統混雑時については、再エネが優先的に系統を利用できるよう、出力制御の仕組みを整理した。
- 2023年8月末までに、ノンファーム型接続による契約申込みは約1,240万kW、その前段階の接続検討が約7,223万kWとなるなど、再エネ等の円滑な接続が期待される。
- 本日は、以下について御議論いただく。
 - (1) 系統情報の公開・開示
 - (2) 系統混雑に関する中長期見通しの算出方針
 - (3) ノンファーム型接続するFITインバランス特例③電源のローカル系統混雑による出力制御

- 1. 系統情報の公開・開示**
2. 系統混雑に関する中長期見通しの算出方針
3. ノンファーム型接続するFITインバランス特例③
電源のローカル系統混雑による出力制御

系統情報の公開・開示の進捗

- 将来的な系統混雑を予測する上で必要となる潮流実績や予測潮流、送電線の投資計画等の系統情報は、一般送配電事業者や電力広域機関が保有している。このため、発電事業者等が系統混雑による出力制御のシミュレーションを行い、その精度を高めるためには、これらの情報を適切に公開・開示していく必要がある。
- こうした中、これまで、基幹系統・ローカル系統の潮流実績や予測潮流等の公開・開示を進めてきたところ。例えば、系統混雑による出力制御のシミュレーションに資するデータとして需要・送配電に関する情報として地点別需要・系統潮流実績等の公開を進めてきた。
- また、系統混雑に関連する情報として、空容量マップ等を各一般送配電事業者が公開している。さらに、系統混雑時の出力制御を前提とするノンファーム型接続の受付が開始されたことから、空容量数値表記の取り止め、最大予想潮流を表記することとした。
- この他にも、短期間かつ簡易に試算できる方法により、系統制約による自然変動電源の出力制御の短期見通しを試算した。
- こうした状況を踏まえ、現在公開されている系統情報及び今後公開が予定されている系統情報について、事業者の予見性確保に資する情報が十分に公開されているか、御議論いただきたい。

(参考) 情報公開項目 (1 / 3)

項目	補足等	公開 タイミング	公開状態・時期
系統の空容量等に関する情報	- 空容量マップにおける空容量等の数値表記【変更点】 - 空容量マップにおける空容量数値表記の取りやめ ※配電系統の送配電設備（配電用変電所含む）以外	都度	- 公開中 - 変更点については2024年度上期より順次対応
流通設備建設計画	最新の供給計画に記載されている流通設備計画	都度	公開中
需要・送配電に関する情報			
地点別需要・系統潮流実績	変電所単位かつ1時間単位の実績を公開	1年毎	- 基幹系統は各社公開中 - ローカル系統は準備完了し次第、順次公開 - 変更点については2024年度上期より順次対応
系統構成・予想潮流	- 基幹系統 については、1年度目、5年度目 - ローカル系統 については、「電源接続や設備形成の検討における前提条件（送配電等業務指針第62条）としての想定潮流の合理化の考え方について」に基づく算定方法での断面【変更点】 - 基幹系統において、空容量マップにおける数値表記の取りやめ以降はローカル系統と同様に、想定潮流の合理化の考え方に基づく算定方法での断面	1か月毎	
送電線・変圧器の投資・廃止計画	- 基幹系統については、10年間 - ローカル系統については、レベニューキャップの事業計画（工事着工済み等）	1年毎	
送電線・変圧器の作業停止計画	- 基幹系統については、2年分の年間計画と、1年以上の過去計画 - ローカル系統については、1年分の年間計画と、1年以上の過去計画	1年毎	
その他	ループ系統について、送変電設備のインピーダンス	1年毎	

(参考) 情報公開項目 (2 / 3)

項目	補足・変更点等	公開 タイミング	公開状態・時期
系統混雑に関する情報			
混雑系統に関する 情報（速報）	- 混雑処理を行った系統 - 混雑処理を行った日時 - 概算出力制御量	混雑処理が発生した日の翌営業日まで	混雑処理が発生し次第
混雑系統に関する 情報（確報）	- 混雑処理を行った系統 - 混雑処理を行った日時 - 出力制御量 - 混雑処理費用 (混雑処理に用いた電源の値差×出力制御量)	混雑処理が発生した日が属する月の翌々月の末日まで	
混雑系統に関する 情報（年度報）	- 出力制御回数 - 出力制御量 - 混雑処理費用 (混雑処理に用いた電源の値差×出力制御量)	混雑処理が発生した日が属する年度の翌年度の5月末日まで	
再生可能エネルギーの出力制御（送電容量の制約）の実施状況に関する情報			
前日見通し	- 混雑処理を行う見通しの系統 - 出力制御の見通し（自然変動電源の出力制御期間、自然変動電源の最大出力制御量発生時刻、自然変動電源の概算出力制御量、自然変動電源の概算最大出力制御量） - 予想混雑状況（運用容量、自然変動電源による混雑処理前の予想潮流）	再生可能エネルギーの出力制御予定日の前日夕方まで	再生可能エネルギーの出力制御（送電容量の制約）の実施次第
実績（速報）	- 混雑処理を行った系統 - 出力制御内容（自然変動電源の出力制御期間、自然変動電源の最大出力制御量発生時刻、自然変動電源の概算出力制御量、自然変動電源の概算最大出力制御量） - 混雑状況（運用容量、自然変動電源による混雑処理前の潮流）	再生可能エネルギーの出力制御を行った日の翌営業日まで	

(参考) 情報公開項目 (3 / 3)

項目	補足・変更点等	公開 タイミング	公開状態・時期
ユニット別の発電実績に関する情報			
- ユニット毎・30分 コマ毎の発電量 - 電源種別・発電方 式の区分	- 認可出力10万kW以上のユニットについて公開 - 一般送配電事業者に集積される発電実績情報について発電 事業者が公開することを認めた情報を公開 - 実需給後5日以内に公開	実需給後 5日以内	令和5年度以降の 可能な限り早い時 期で、公開準備が 整い次第
ノンファーム型接続の 受付状況等に関する情報	電源種別のノンファーム型接続の受付状況	毎月	公開中

【参考】系統情報の公表の考え方（令和5年4月1日 更新）

○需要・送配電に関する情報

送電容量の制約（ノンファーム型接続導入時）による出力制御の見通しを高めるべく、一般送配電事業者及び配電事業者において以下の情報を公開する。

情報項目	補足説明
・ 地点別需要・系統潮流実績 ・ 系統構成・予想潮流 ・ 送電線・変圧器の投資・廃止計画 ・ 送電線・変圧器の作業停止計画 ・ その他	・ 地点別需要・系統潮流実績については、以下条件で公開する。 ✓ 変電所単位かつ1時間単位の実績を公開 ・ 系統構成・予想潮流については、以下条件で公開する。 ✓ 基幹系統¹¹については、1年度目、5年度目 ✓ ローカル系統¹²については、「電源接続や設備形成の検討における前提条件（送配電等業務指針第62条）としての想定潮流の合理化の考え方について」に基づく算定方法での断面 ・ 送電線・変圧器の投資・廃止計画については、以下条件で公開する。 ✓ 基幹系統については、10年間 ✓ ローカル系統については、レベニューキャップの事業計画（工事着工済み等） ・ 送電線・変圧器の作業停止計画については、以下条件で公開する。 ✓ 基幹系統については、2年分の年間計画と、1年以上の過去計画 ✓ ローカル系統については、1年分の年間計画と、1年以上の過去計画 ・ その他の情報については、以下を公開する。 ✓ ループ系統について、送変電設備のインピーダンス

注1) 需要・送配電に関する情報について、公開範囲は基幹系統及びローカル系統とする。ローカル系統における同内容の情報については、令和5年度以降の可能な限り早い時期で、公開準備が整い次第、公開する。また、計測対応をしていない箇所については、予想潮流が運用容量を超過した時点で、追加で当該設備の計測対応等をした上で地点別需要・系統潮流実績を公開する。実績情報の更新は1年毎に更新とする。

注2) 変圧器の地点別需要・系統潮流実績については、変圧器の2次側母線単位で集約する。

注3) 電源線については、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会における出力制御の予見性を高める取組も考慮し、系統潮流実績・予想潮流については第三者情報に該当しないため、原則公開とする。ただし、個別需要が分かる専用線等や電源が1ユニットのみ接続・運転している電源線の潮流については第三者情報に該当するため、近傍変電所と合わせる等の措置を講じ、第三者情報性を排除した上で公開する。

注4) 実績情報は伝送異常や通信作業によるデータ欠落等があることから、発電等設備設置者が実績データを利用する際の留意点を明記しておく等の配慮が必要。

¹¹ 上位2電圧（ただし、沖縄電力については、最大公称電圧である132kV）の送変電設備（変圧器については、一次電圧により判断する）。

¹² 基幹系統及び配電用変電所変圧器以下等の配電系統として扱う設備を除く送変電設備。

【参考】空容量マップと予想潮流の公開イメージ（例）

※2024年度以降、準備の整った一般送配電事業者から順次公表

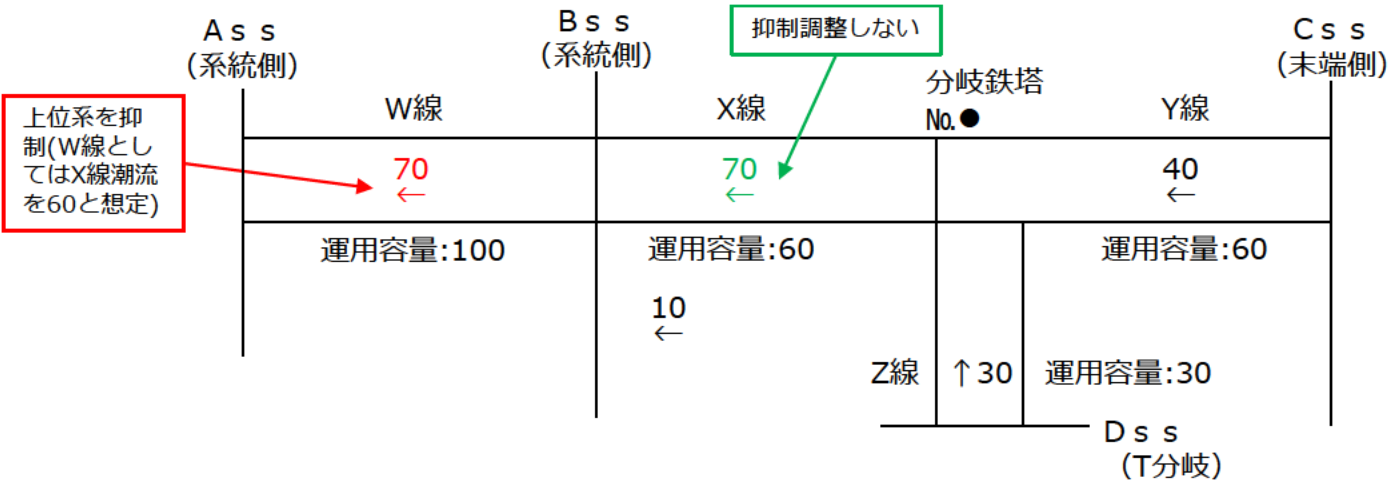
（出所）系統ワーキンググループ（第47回）資料5（2023年8月）を一部変更

＜空容量マップの数値公開イメージ＞

送電線No.	送電線名	電圧(kV)	N-1電制適用可否	N-1電制適用可能量(MW)	平常時出力制御の可能性	平常時出力制御の可能性がある設備	
						当該設備	上位系設備
1	A線	66	可	40	－	－	－
2	B線	66	可	80	－	－	－

＜予想潮流の公開イメージ＞

送電線No.	電圧(kV)	送電線名	潮流正方向	回線数	設備容量(100%×回線数)[MW]	運用容量[MW]	運用容量制約要因	最大予想潮流(混雑処理前)[MW]	備考
1	66	W線	A→B	2	150	100	熱容量	-70	
2	66	X線	B→分岐鉄塔No.●	2	100	60	熱容量	-70	混雑見通し有り
3	66	Y線	分岐鉄塔No.●→C	2	100	60	熱容量	-40	
4	66	Z線	分岐鉄塔No.●→D	2	50	30	熱容量	-30	



公開情報の形式等の統一化

- 系統情報に関する各種公開データについては、系統利用者等の利便性向上等の観点も踏まえ、情報の特性に応じ、加工可能な形式でデータを出力できるようにすることが重要である。
- このため、電力広域機関、一般送配電事業者及び配電事業者間においてデータ形式等の統一化を進めていくこととしている。
- こうした中、データの公表形式については統一化が図られているものの、そのフォーマットについては、各社で異なっている場合もある。例えば、＜需給関連情報＞の内、需要実績及び供給実績の公表情報について、各社で下記のような違いが見受けられる。
 - 数値単位 : 万kWh・・・2社、MWh・・・8社
 - 日時の表記 : 日付と時間が同一セル表記・・・3社、別表記・・・7社
 - データ期間 : 1か月・・・1社、四半期単位・・・3社、1年単位・・・5社
3年単位・・・1社
- こうした状況を踏まえ、データの利用者の更なる利便性向上などの観点から、フォーマットについても、各社での統一化を求めることとしてはどうか。なお、フォーマットの統一化にあたって、システム改修等の対応が必要な場合、各社の改修タイミング等を踏まえ、順次対応していくこととしてはどうか。

(参考) 各社の公表フォーマットについて

○東京電力パワーグリッド

単位[万kWh]														
DATE	TIME	東京エリア 需要	供給力											
			原子力	火力	水力	地熱	バイオマス	太陽光 発電実績	太陽光 出力制御量	風力 発電実績	風力 出力制御量	揚水	連系線	合計
2022/4/1	0:00	2529	0	2065	133	0	37	0	0	17	0	0	277	2529
2022/4/1	1:00	2443	0	1959	134	0	37	0	0	18	0	0	295	2443
2022/4/1	2:00	2455	0	1990	125	0	37	0	0	18	0	0	285	2455
2022/4/1	3:00	2507	0	2082	119	0	37	0	0	19	0	0	250	2507
2022/4/1	4:00	2569	0	2142	129	0	37	0	0	22	0	0	239	2569
2022/4/1	5:00	2717	0	2264	135	0	37	1	0	22	0	0	258	2717
2022/4/1	6:00	2993	0	2471	139	0	37	17	0	22	0	34	273	2993
2022/4/1	7:00	3285	0	2530	139	0	36	49	0	22	0	195	314	3285
2022/4/1	8:00	3644	0	2815	165	0	36	129	0	21	0	149	329	3644
2022/4/1	9:00	3866	0	2896	153	0	36	270	0	20	0	158	333	3866

○九州電力送配電

							太陽光	太陽光	風力	風力		
DATE_TIME	エリア需要 〔MWh〕	原子力 〔MWh〕	火力 〔MWh〕	水力 〔MWh〕	地熱 〔MWh〕	バイオマス 〔MWh〕	実績 〔MWh〕	抑制量 〔MWh〕	実績 〔MWh〕	抑制量 〔MWh〕	揚水等 〔MWh〕	連系線 〔MWh〕
2022/4/1 0:00	7606	2068	6520	279	132	319	0	0	190	0	-18	-1884
2022/4/1 1:00	7582	2068	6546	277	133	317	0	0	196	0	-9	-1946
2022/4/1 2:00	8015	2068	6768	295	133	316	0	0	211	0	224	-2000
2022/4/1 3:00	8629	2070	6769	425	133	318	0	0	224	0	756	-2066
2022/4/1 4:00	8915	2069	6743	592	133	321	0	0	232	0	877	-2052
2022/4/1 5:00	8890	2070	6284	530	133	320	0	0	237	0	1296	-1980
2022/4/1 6:00	8830	2069	6257	409	133	308	138	0	239	0	1331	-2054
2022/4/1 7:00	8548	2070	5896	287	133	288	1492	0	221	0	323	-2162
2022/4/1 8:00	8379	2070	4522	279	133	273	3671	0	201	0	-402	-2368
2022/4/1 9:00	8599	2070	3830	252	133	262	5707	2	183	0	-1356	-2482

【参考】系統情報の公表の考え方（令和5年4月1日 更新）の見直し案

系統情報の公表の考え方（令和5年4月改定 資源エネルギー庁電力・ガス事業部） 抄

5. 系統情報の公表に際しての留意点

（1）データ形式の統一化

利用者の利便性向上などの観点から、系統情報公表に係る各種データについては、系統利用者が加工して活用できるよう、情報の特性に応じ、加工可能な形式でデータを出力できるようにすることが重要である。このため、今後、電力広域的運用推進機関、一般送配電事業者及び配電事業者間においてデータ形式やフォーマット等の統一化を進めていく。

1. 系統情報の公開・開示
- 2. 系統混雑に関する中長期見通しの算出方針**
3. ノンファーム型接続するFITインバランス特例③
電源のローカル系統混雑による「出力制御」

系統混雑に関する中長期見通しの算出方針

- 前回（10/16）の系統WGでは、系統制約による自然変動電源の出力制御の短期見通しを算出したが、**事業者の予見性確保のためには、中長期の見通しも重要である。**
- この点、系統混雑に関する見通しとして、電力広域機関の委員会において供給信頼度評価を目的に、代表断面における将来（5年度先）の系統混雑想定を公表している。
- 今後、系統制約による自然変動電源等の出力制御の中長期見通しを算出するにあたって、電力広域機関の委員会での混雑想定と前提条件等を統一化し、**整合的かつ効率的に系統混雑に関する見通しを算出することを検討してはどうか。**

系統混雑に関する中長期見通しの前提条件（方向性）

- 今後、系統混雑に関する中長期の見通しを算出するにあたって、前提条件として下記の項目等が挙げられるが、この他にどのような項目を想定すべきか。
- また、前提条件を詳細化することで見通しの精度向上が見込まれるが、検討作業量の増加等の検討者（一般送配電事業者）の負担とのバランスをどのように考えるべきか。
- なお、系統混雑に関する中長期見通しの前提条件の具体的な設定方法については、次回以降の系統WGで御報告および御議論いただく。

項目	内容
対象年度	対象年度をどのように設定すべきか。 例えば、市場制度の検討への活用等を考慮し、設定するのが一案か。
系統構成	足下の計画のうち、対象年度までに完了する分を反映することで問題ないか。
特別高圧電源の想定	対象年度に連系が想定される電源のみでよいか。 新規ポテンシャル分を想定する必要があるか。
高圧・低圧電源の想定	供給計画の設備量や足下の導入状況等から、どのように地点毎の新規電源を想定すべきか。
需要の設定	足下の需要実績からどのように将来需要を想定すべきか。 新規需要を考慮すべきか。
ベース実績値	単年度の実績をベースとすべきか、複数年度の実績を用いるべきか。 複数年度化による検討者の負担増加をどのように考えるか。

3. 2028年度時点の系統混雑想定結果 (混雑設備数)

- 混雑設備数※1は、一般送配電事業者における運用対策等※2の対応により、昨年度の想定結果と比べ、**断面Ⅰ・Ⅱでは同程度 (混雑箇所は変化)**、**断面Ⅲにおいては減少**することを確認した。

※1 今後の電源の稼働状況や系統の運用状況の変化によっては、混雑想定結果が変わる場合がある。

※2 N-1電制の本格適用ほか

全国合計

	混雑が想定される設備数		
	断面Ⅰ	断面Ⅱ	断面Ⅲ
基幹系統	1	1	25
ローカル系統	3	2	95

※設備数は各社公表している空き容量マップ一覧表の設備単位でカウント。

Ⅰ：昼間ピーク需要断面

Ⅱ：点灯ピーク需要断面 (太陽光が発電しない断面)

Ⅲ：Ⅰ、Ⅱ以外の断面 (軽負荷期等)

基幹系統は最上位電圧から2階級 (供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による)、ローカル系統はそれ未満の電圧階級 (配電用変圧器及び配電設備を除く) とした。

北海道

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	10
ローカル系統	0	0	19

沖縄

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	1

北陸

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	0	0	1

東北

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	1	1	6
ローカル系統	1	1	28

九州

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	15

四国

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	6

関西

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	0
ローカル系統	0	0	0

中部

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	1
ローカル系統	0	0	8

東京

	設備数		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
基幹系統	0	0	3
ローカル系統	2	1	17

- 短期見通しの簡易試算における前提条件について、以下のように設定してはどうか。
 - 2022年度以降の電源の導入量は、2024年度末までに運用開始が想定される電源の導入量を反映することを基本としつつ、特定が困難な場合等は過去実績を用いて将来的な導入量を想定する。
 - 太陽光・風力の設備利用率は、過去の出力実績を用いて算出する。

		条件
算定対象	算定項目	ノンファーム再エネの制御率、制御電力量
	対象系統	基幹系統およびローカル系統
	対象年度	2024年度
算定条件	ベース潮流	2022年度実績
	発電出力	・ 2022年度開始時点で既連系の電源はベース潮流に反映 ・ 調整電源・電源Ⅲが存在する場合は、最大限の抑制を考慮 ・ 2022年度以降に連系する電源（未連系電源）の導入量は、以下のように想定 － 特別高圧電源：2024年度末までに運用開始が予定されている電源を反映 － 高圧・低圧電源：過去の電源導入量を参考に2023・24年度の導入量を想定 (例) 2022年度の導入量を2023・24年度の導入量と仮定 ・ 太陽光・風力の設備利用率は、2022年度の出力実績から算出
	算定方法	Step1 ベース潮流に、未連系電源の出力想定を加算 Step2 運用容量超過の場合、混雑が発生する可能性ありとして扱う Step3 調整電源・電源Ⅲの最大限の抑制を考慮しても運用容量が超過する場合、再エネの出力制御が発生する可能性ありとし、超過量分をNF再エネ電源の出力制御量として扱う Step4 NF再エネ電源の年間出力と、年間制御量から制御率を計算

(参考) 出力制御の長期見通しの算定に関する考え方

(出所) 系統ワーキンググループ (第48回)
参考資料1 (2023年10月)

- 需給バランスによる出力制御の見通しの算定に当たっては、以下の諸元に加えて、出力制御の抑制に向けた対策を踏まえた試算結果を提示する。 ※加えて、昨年度試行的に行った受電可能量を考慮した算定を引き続き行う。
- なお、実際に発生する出力制御の時間数等については、**電力需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値**であり、一般送配電事業者が上限値として保証するものではないことに留意する必要がある。

出力制御の見通しの算定に関する考え方

- ① 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ算定。
- ② 実際の導入実績等に即した、今後の導入増加量を採用。
- ③ 過去3年の年度毎に見通しを算定後、過去3年間の平均値を採用※。

※更なる出力制御量低減策を想定するケースについては、単年度（2022年度）実績を用いて算定。

項目	諸元
算定年度	2020年度～2022年度（各年度毎に算定後、過去3年間の平均値を採用）
電力需要	2020年度～2022年度のエリア実績
太陽光発電・風力発電の供給力	太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績で評価
供給力（ベース）	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力・需給調整用蓄電池の活用	再エネの余剰電力吸収のため最大限活用（発電余力として最大発電機相当を確保）
地域間連系線の活用	間接オークションの活用の見通しに応じた幅を持った数値を採用

1. 系統情報の公開・開示
2. 系統混雑に関する中長期見通しの算出方針
3. **ノンファーム型接続するFITインバランス特例③**
電源のローカル系統混雑による出力制御

ノンファーム型接続するFITインバランス特例③電源のローカル系統混雑の出力制御

- 2021年1月より空き容量の無い基幹系統において、ノンファーム型接続の受付を開始した。また、2023年4月よりローカル系統においてノンファーム型接続の受付を開始し、平常時における系統混雑時の出力制御を条件に新規接続が可能となった。
- ローカル系統の混雑時には一定の順序に基づく出力制御が実施されるが、一律制御の対象となる電源については、ローカル系統の混雑による出力制御が見込まれる場合、発電計画を再提出（発電計画値の書換え）する必要がある。
- こうした中、FITインバランス特例③（以下、FIT特例③）は、送配電事業者が計画発電量の設定及びインバランス精算の主体となるものであり、発電計画値の書換えを不要とする制度である。
- すなわち、ノンファーム型接続をするFIT特例③が、ローカル系統混雑による出力制御を受ける場合において、発電計画値の書換えを不要とするFIT特例③と書換えを必要とするローカル系統混雑による出力制御との間で、不整合が生じるため、その際の取扱いについて整理する必要がある。

ノンファーム型接続するFITインバランス特例③電源のローカル系統混雑時の対応方法

- ローカル系統混雑による出力制御が見込まれる場合、発電契約者は出力制御に伴う代替供給力を調達し、発電計画を再提出（発電計画値の書換え）する必要がある。
- 一方、今回のFIT特例③のローカル系統混雑による出力制御については、送配電事業者が計画発電量の設定及びインバランス精算の主体であることを考慮すると、FIT特例③発電事業者に対応を求めることができない。
- このため、FIT特例③のローカル系統混雑による出力制御時の対応として、発電計画値の書換えを行わず、実需給断面で調整力を原資に抑制電力量の補給を行う、基幹系統における再給電方式に準ずるスキームで対応することとしてはどうか。
- また、費用負担についても将来の制度移行が円滑になる可能性等を考慮し、基幹系統の再給電に要する費用の整理と同様に当面の間は一般負担（制御不能費用）とし、適用する精算単価についても再給電方式と同様にスポット市場価格を基本とすることとしてはどうか。
- なお、将来的にFIT特例③のローカル系統混雑による出力制御の増加により需給調整のための調整力の不足等が想定される場合、既存制度との整合性の取り方や、不足分の調整力の市場調達の方法等について、別途対応も考えられる。

（参考）計画値同時同量制度におけるFIT特例措置の仕組み

- FIT電源（太陽光及び風力）については、計画値同時同量制度において特例措置が導入されている。

＜特例措置の類型＞

	特例措置の 類 型	計画発電量の設定	インバランス精算主体	インバランス精算の 適 用 料 金
小売買取	特 例 ①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用※1 (スポット市場価格＋時間前市場価格 の加重平均)
	特 例 ②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金
送配電買取	特 例 ①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用 (スポット市場価格)
	特 例 ②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金
	特 例 ③	送配電事業者	送配電事業者	(インバランス対象外)※2

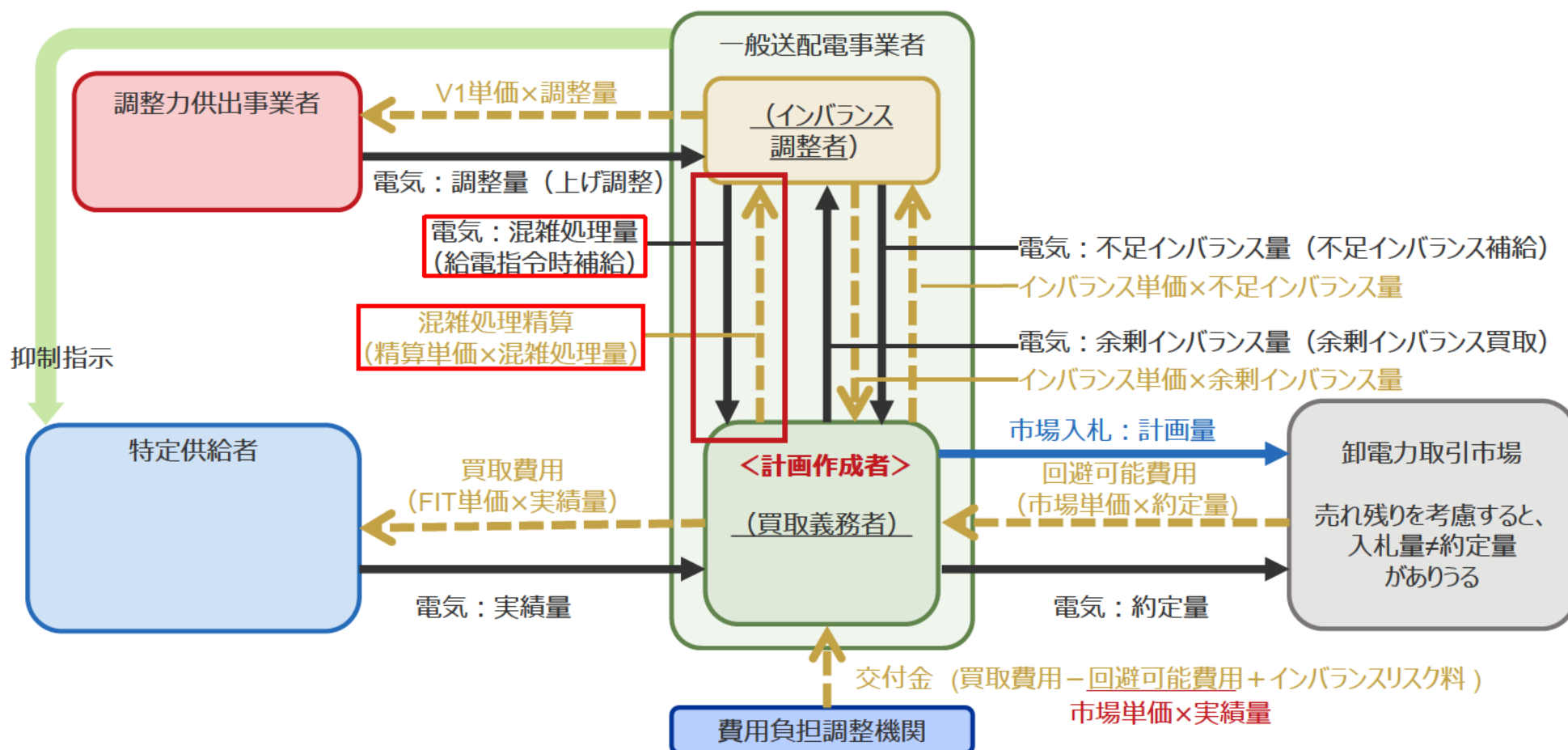
※1 2016年度認定分のみ。2012年度～2015年度認定分については、一定の条件を満たせば、異なる回避可能費用単価の算定方法が2020年度末まで維持可能な激変緩和措置あり。

※2 買取義務者が特定送配電事業者の場合には、インバランス精算の対象となる。

※3 2017年3月資源エネルギー庁公表資料より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

(参考) 費用精算体系

- 再給電的対応により混雑処理の精算を追加する場合、下図の赤枠部分の流れが追加になる。ここで、買取義務者としての送配電事業者は、発電量調整供給契約上の発電契約者の役割に準じ、託送供給等収支計算規則の定めるところにより、インバランス調整者としての一般送配電事業者と社内取引を認識する。



(参考) 基幹系統の再給電の費用負担の方法

出典：第60回制度設計専門会合
(令和3年4月27日)より抜粋

当面の再給電の費用負担の方法について（費用の見通し等を踏まえた検討）

- 既存の類似制度及び将来のゾーン制・ノードル制との整合性や、価格シグナルにより効率的な電源投資を促進するという観点からは、案②の考え方が合理的と考えられる。（これまでの起因者負担・受益者負担の考え方からは、案②が整合的）
- 他方で、以下のように、案②の導入に必要と考えられる課金システムの費用等を考慮すると、社会全体の費用が多額となり、案②の導入は費用対効果の面で適当でない可能性が高い。したがって、当面は、案②の導入は見送ることとし、案③（一般負担：託送料金で回収）とするのが適当ではないか。

当面、案③とする場合の理由は以下の通り。

- ✓ 下表の通り、再給電の実施期間を10年程度とした場合、10年間の再給電の費用に比べて課金システムの開発に要する費用の方が大きい可能性が高いこと。（再給電は、ノードル制・ゾーン制といった市場主導型への移行を見据えた措置）
- ✓ 課金をシステム化せず手動で対応することを前提に案②を導入する方法も考えられるが、混雑頻度が増加した場合に課金の正確性を担保できなくなるおそれがあること。
- ✓ 案③とした場合は、課金システム等が不要であること。

再給電の費用の見通しと案②の課金システム費用の見積り額の比較（全国計）（p14及びp16のまとめ）

	2027年度（単年）	10年間（2022～31年度）
再給電の費用	約1.5億円 ※値差2円の場合	左記の10倍 → 約15億円 左記の50倍 → 約75億円
課金システムの費用	約68億円～	

(参考) 混雑対応 (再給電) に要する費用

制御不能費用の対象費目

－ 今後発生する政策関連費目 －

出典：託送料金制度（レベニューキャップ制度）料金制度専門会合中間とりまとめ
(令和3年11月27日) より抜粋

- 前述の条件、基準を踏まえ、今後、政策に深く関わる費目についても制御不能費用の対象とすることが考えられる。

今後発生する 政策関連費目

今後、政策に深く関わる費用で一般送配電事業者による効率化の取り組みが困難と考えられる費用（基準②）については、国の審議会における議論を経た上で、制御不能費用の対象に加える。

(例) 混雑対応 (再給電) に要する費用

- ✓ 再エネ導入拡大に向けて地内系統における混雑管理手法の検討が重要。これに関連して、当面の混雑管理の手法として、再給電方式が議論されているところ、その調整費用の在り方については、今後当委員会において検討を行っていく予定。
- ✓ その調整費用に関する議論の内容を踏まえ、制御不能費用の対象とするか否かを検討する。