

系統制約の克服に向けた対応について (その3)

2018年3月22日
資源エネルギー庁

1. 系統制約の克服に向けた対応（これまでの御指摘事項）

(1) 「電源に関する情報」の公開・開示の在り方

(2) 系統容量の開放に向けた対応

(3) 再生可能エネルギーに対する発電側基本料金の適用

2. 適切な調整力の確保

- 「電源に関する情報」は、送電容量の制約による出力制御のシミュレーションの精度を高めるために必要であるが、発電事業者の競争力に関わり得るものであるため、その取扱いには留意が必要。
- 具体的には、一部の発電事業者からは、30分コマ単位で個別電源の稼働パターンを公開・開示すると相対卸供給契約における価格交渉において不利益を被るおそれがある等の懸念が示されている。

発電事業者の懸念事項

詳細

卸供給契約への影響

- 電源ポートフォリオに乏しく供給力の構成が単純な場合（新電力は、電源を保有している場合であっても保有発電所数は数か所に留まる）、匿名であっても系統構成図から個別電源ユニット自体が特定され、30分コマ単位の発電実績がわかれば、当該ユニットがベース運用なのか、DSS（Daily Start & Stop）なのか、WSS（Weekly Start & Stop）なのかも推測可能。
- 例えば、DSSが常態であるべきガスユニットがベース運用をしている場合、又はベース運用が常態であるべき石炭火力がWSS運用をしている場合に、その理由を推察し、ユニットの制約事象を特定できてしまう。
- 当該ユニットの運転を市況との見合いで行っている場合は、30分コマ単位の個別電源の稼働・停止パターンと卸電力市場のスポット価格をコマ毎に突き合せられてしまうと、卸電力市場における入札戦略、ひいては個別電源の限界費用を推定できてしまう。
- 加えて、経年数に応じて一定の固定費を上乗せすれば、当該ユニットの発電原価も推定可能であり、相対販売先がこれを推定することで、卸電力の相対取引交渉（発電事業者間の競争）で不利益を被るおそれがある。
- 発電出力の計画・実績データの開示は、電源の価格や電源の競争力が類推可能となる行為と認識されるため、PPA（電力取引契約）による守秘義務契約に抵触するおそれがある。

発電事業者の懸念事項

詳細

市場競争への影響

- 自主的取組を行っている旧一般電気事業者にとって、出力実績が詳細に公開されることとなれば、JEPXの市場価格実績との関係から、自社の入札価格を類推され、公正な市場競争を妨げるおそれがある。
- 発電機個々の実績データは、発電販売の最適化の施策に直結する機微な情報であり、販売施策と紐づいているデータであること、また、それを公開・開示することにより発電コストが推測可能であることから、発電と販売の一体会社においては、売り価格が市場価格と紐付けて推定され、小売における他社との競争（小売事業者間の競争）において不利益を被るおそれがある。

事業者間の不公平感

- 新電力は、旧一般電気事業者との間で卸供給をすることも、卸受給をすることもあるが、新電力側のユニットは特定が容易であることから、旧一般電気事業者は新電力側の発電原価及び調達目線を相当程度正確に認識することは可能である一方、新電力が多数の発電ユニットを有する旧一般電気事業者側の発電原価・メリットオーダーを把握することは難しいと考えられる。
- 新電力の中には発電所を保有せず、市場調達と常時バックアップに依存している事業者も多いが、そうした方々は情報開示によって得るものは多い一方で失うものは無いいため、不公平。

「電源に関する情報」の公開・開示の在り方②

- 競争情報に関する懸念を抑制する観点から、電源に関する情報を出す場合は、**発電事業者（発電事業を行おうとする者を含む）に対してのみ、「目的外利用の禁止」や「ペナルティ」を含む秘密保持契約（NDA）を締結した上で「開示」**することを原則とし、「計画」については、向こう10年の供給計画の情報をベースに開示することとしてはどうか。
 - 個別電源の「発電出力実績」について、一部の発電事業者からは、ある程度**時間帯を大括り化した上での平均値や複数電源の合計出力**で代替できないか等の提案があったが、
 - 1時間を超える単位での平均出力では、データとして有効活用できない
 - どの電源の稼働が潮流に寄与しているのかを分析することが重要
 といった**シミュレーション上の要請**や、欧州など過去の**出力実績（30分又は1時間単位）を「公開」している国が多い**といった点を踏まえると、どのように考えるか。
 - また、**154kV以上の系統に接続する電源は、系統構成とセットで出力実績を開示**することに対し、前述の懸念事項が挙げられたが、**具体的な系統構成が明らかにならない**という前提であれば、個別電源ユニットが特定される可能性は相対的に低いと考えられる。こうした点を踏まえ、系統シミュレーションの精度向上とのバランスを図りつつ、**66kVの系統に接続する電源の情報の取扱いについても検討**してはどうか。
- ※ なお、現在、広域機関が公開している基幹系統の情報のうち運用容量の一部について、誤解を招く数値があったため、広域機関が全ての一般送配電事業者に対し確認を行った。広域機関は、今後速やかに適切な運用容量の情報公開を行っていくとともに、本小委員会での議論も踏まえ、適切な情報提供について引き続き検討していくこととしている。

発電事業者からの提案

詳細

公開・開示の方法

- 発電事業を行おうとする者に対象を限定して「開示」をすることとしてはどうか。
- 30分コマ単位ではなく、もっと大括りした時間帯の平均値で出すなど配慮してほしい。
- 個別電源ではなく、基幹変電所単位など複数の発電所の合成出力として出してはどうか。
- 今般の情報開示は市場価格に少なからず影響を与え得ると考えられるため、情報の正確性を担保する仕組み（虚偽情報提示へのペナルティ等）が必要ではないか。

その他

- 発電側の情報を出すのではなく、一般送配電事業者によるシミュレーションの精度・利便性を向上させる方に注力すべきではないか。
- 自らの「電源に関する情報」を開示してでも、出力制御の見通しを高めるためのシミュレーションを行いたいと考えている発電事業者がどの程度存在するのか、確認すべきではないか。

(参考) 諸外国における情報公開の状況① (ドイツ)

- 欧州では、**100MW以上の電源ユニット毎の出力実績データ**が、ENTSO-EのTransparency Platformにおいて**公開**されている。
- 例えば、**ドイツ**については、**1時間単位で電源の出力実績が公開**されている。

Control area: Bidding zone | 08.03.2018

Area: Germany (DE) selected. Bidding zones: BZN|CZ+DE+SK, BZN|DE-AT-LU (selected).

Timezone: CET (UTC+1) / CEST (UTC+2)

BZN DE-AT-LU				
Type	Generation Unit	Generation	Consumption	Detail
		[MW]	[MW]	
Hydro Run-of-river and poundage	Abwinden-Asten	104 (VARY)	N/A	-
Hourly Breakdown for Abwinden-Asten:				
MTU	Generation	Consumption		
00:00 - 01:00	104			
01:00 - 02:00	104			
02:00 - 03:00	107			
03:00 - 04:00	107			
04:00 - 05:00	105			
05:00 - 06:00	105			
06:00 - 07:00	105			
07:00 - 08:00	109			
08:00 - 09:00	111			
09:00 - 10:00	109			
10 25 50 100 1 2 3 > >>				
Hydro Run-of-river and poundage	Altenwörth	189 (VARY)	N/A	+
Hydro Run-of-river and poundage	Aschach	152 (VARY)	N/A	+
Fossil Hard coal	BERGKAMEN_A	458 (VARY)	N/A	+
Fossil Hard coal	BEXBACH_A_GESAMT	0	N/A	+

(参考) 諸外国における情報公開の状況② (フランス)

- フランスについても、1時間単位で電源の出力実績が、ENTSO-EのTransparency Platformにおいて公開されている。

Control area: Bidding zone | 08.03.2018

Area: France (FR) | BZN|FR

Timezone: CET (UTC+1) / CEST (UTC+2)

BZN FR				
Type	Generation Unit	Generation [MW]	Consumption [MW]	Detail
Hydro Water Reservoir	AIGLE 6	0 (VARY)	N/A	+
Fossil Gas	AMFARD14	97 (VARY)	N/A	-

MTU	Generation	Consumption
00:00 - 01:00	97	
01:00 - 02:00	97	
02:00 - 03:00	97	
03:00 - 04:00	97	
04:00 - 05:00	97	
05:00 - 06:00	97	
06:00 - 07:00	120	
07:00 - 08:00	122	
08:00 - 09:00	122	
09:00 - 10:00	122	

Fossil Gas	AMFARD15	97 (VARY)	N/A	+
Fossil Oil	ARRIGHI 1	0	N/A	+
Fossil Oil	ARRIGHI 2	0	N/A	+
Hydro Water Reservoir	BATHIE 3	N/A	N/A	+
Hydro Water Reservoir	BATHIE 4	0 (VARY)	N/A	+
Hydro Water Reservoir	BATHIE 5	0 (VARY)	N/A	+
Hydro Water Reservoir	BATHIE 6	0 (VARY)	N/A	+
Nuclear	BELLEVILLE 1	1298 (VARY)	N/A	+
Nuclear	BELLEVILLE 2	0	N/A	+

(参考) 諸外国における情報公開の状況③ (イギリス)

- イギリスについては、30分単位で電源の出力実績が、ENTSO-EのTransparency Platformにおいて公開されている。

The screenshot displays the ENTSO-E Transparency Platform interface for the BZNIGB bidding zone in the United Kingdom on 08.03.2018. The interface includes a sidebar for selecting the area and bidding zone, and a main table showing power generation and consumption data.

Area: United Kingdom (UK) - BZNIGB

Table 1: BZNIGB Generation and Consumption Data

Type	Generation Unit	Generation [MW]	Consumption [MW]	Detail
Fossil Hard coal	ABTH7	N/A	N/A	+
Fossil Oil	ABTH7G	N/A	N/A	+
Fossil Hard coal	ABTH8	N/A	N/A	+
Fossil Oil	ABTH8G	N/A	N/A	+
Fossil Hard coal	ABTH9	N/A	N/A	+
Fossil Oil	ABTH9G	N/A	N/A	+
Hydro Run-of-river and poundage	AIGA-1	n/e	n/e	+
Hydro Run-of-river and poundage	AIGA-2	n/e	n/e	+
Wind Onshore	ANSUW-1	5 (VARY)	N/A	+
Wind Onshore	ARCHW-1	22 (VARY)	N/A	-

Table 2: MTU Generation and Consumption Data

MTU	Generation	Consumption
00:00 - 00:30	22	
00:30 - 01:00	10	
01:00 - 01:30	9	
01:30 - 02:00	5	
02:00 - 02:30	3	
02:30 - 03:00	3	
03:00 - 03:30	1	
03:30 - 04:00	0	
04:00 - 04:30	1	
04:30 - 05:00	3	

Table 3: Additional Generation and Consumption Data

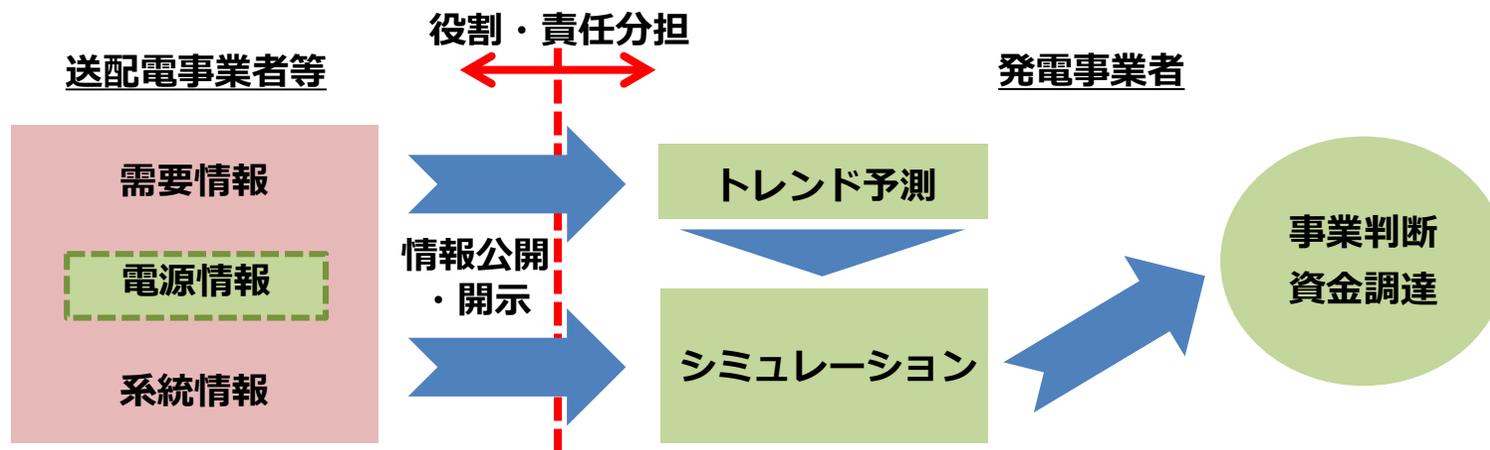
Wind Onshore	BABAW-1	5 (VARY)	N/A	+
Fossil Gas	BAGE-1	458 (VARY)	N/A	+
Fossil Gas	BAGE-2	N/A	N/A	+

(参考) 諸外国における情報公開の状況④ (アメリカ)

- アメリカのMISO (Midcontinent Independent System Operator) では、市場参加者の入札ID毎に、1時間単位で入札量とLMP (価格) が公開されている。

Region	Market Participant Code	Date/Time Beginning (EST)	Date/Time End (EST)	MW	LMP	Type of Bid	Bid ID	PRICE1	MW1
North	122062236	12/17/2017 00:00:00	12/17/2017 01:00:00	6	20.7	F	122073561		6
North	122062236	12/17/2017 00:00:00	12/17/2017 01:00:00	1884	20.29	F	122073042		1884
Central	122062236	12/17/2017 00:00:00	12/17/2017 01:00:00	1261	21.46	F	122073033		1261
North	122062236	12/17/2017 00:00:00	12/17/2017 01:00:00	18	19	F	767746013		18
North	122062236	12/17/2017 01:00:00	12/17/2017 02:00:00	1828	19.34	F	122073042		1828
North	122062236	12/17/2017 01:00:00	12/17/2017 02:00:00	8	19.83	F	122073561		8
Central	122062236	12/17/2017 01:00:00	12/17/2017 02:00:00	1193	21.11	F	122073033		1193
North	122062236	12/17/2017 01:00:00	12/17/2017 02:00:00	17	18.26	F	767746013		17
North	122062236	12/17/2017 02:00:00	12/17/2017 03:00:00	1783	19.11	F	122073042		1783
Central	122062236	12/17/2017 02:00:00	12/17/2017 03:00:00	1160	20.95	F	122073033		1160
North	122062236	12/17/2017 02:00:00	12/17/2017 03:00:00	17	17.94	F	767746013		17
North	122062236	12/17/2017 02:00:00	12/17/2017 03:00:00	9	19.54	F	122073561		9
North	122062236	12/17/2017 03:00:00	12/17/2017 04:00:00	16	17.59	F	767746013		16
Central	122062236	12/17/2017 03:00:00	12/17/2017 04:00:00	1148	20.91	F	122073033		1148
North	122062236	12/17/2017 03:00:00	12/17/2017 04:00:00	1760	18.85	F	122073042		1760
North	122062236	12/17/2017 03:00:00	12/17/2017 04:00:00	13	19.25	F	122073561		13
Central	122062236	12/17/2017 04:00:00	12/17/2017 05:00:00	1141	20.79	F	122073033		1141
North	122062236	12/17/2017 04:00:00	12/17/2017 05:00:00	14	19.37	F	122073561		14
North	122062236	12/17/2017 04:00:00	12/17/2017 05:00:00	16	17.69	F	767746013		16
North	122062236	12/17/2017 04:00:00	12/17/2017 05:00:00	1747	19.08	F	122073042		1747
North	122062236	12/17/2017 05:00:00	12/17/2017 06:00:00	1776	18.98	F	122073042		1776
Central	122062236	12/17/2017 05:00:00	12/17/2017 06:00:00	1154	20.95	F	122073033		1154
North	122062236	12/17/2017 05:00:00	12/17/2017 06:00:00	17	18.16	F	767746013		17
North	122062236	12/17/2017 05:00:00	12/17/2017 06:00:00	14	19.57	F	122073561		14

- 再生可能エネルギーの導入拡大によって系統制約が顕在化するにつれ、出力制御が実施される可能性が高まってきている。こうした中、発電事業の収益性を適切に評価し、投資判断と円滑なファイナンスを可能とするため、事業期間中の出力制御量の予見可能性を高めることが、再生可能エネルギーの大量導入の実現に向けて極めて重要。
- 一方で、発電事業者の事業判断の根拠となる出力制御の見通しを送配電事業者が示そうとすると、見通しよりも高い出力制御が現実には発生する事態を確実に避けようと、見積り自体が過大となるおそれがある。このため、送配電事業者等が基礎となる情報を公開・開示し、それを利用して発電事業者やコンサルタント等が出力制御の見通しについて自らシミュレーションを行い、事業判断・ファイナンスに活用する、という形になるよう役割・責任分担の見直しを行うべきではないか。
- この際、シミュレーションの精度を高めるために必要な情報が適切に公開・開示されることが重要であり、送配電事業者側の需要・系統情報だけでなく、一定の発電事業者側の情報も必要となる。
- ただし、公安上の問題や企業の競争力に関わる情報の取扱いには留意が必要。一般への公開だけではなく、特定の利用者・利用目的に限定した情報開示等の方策も検討しつつ、情報公開・開示によって得られる社会的な利益とリスクのバランスの取れた対応を行うことが重要ではないか。



- 日本版コネクト&マネージ（特にノンファーム型接続）の実現に当たっては、的確な事業判断と円滑なファイナンスが可能となるよう、**系統混雑による出力制御の予見可能性を高めることが不可欠**。こうしたシミュレーションを行うには、どのような情報が必要か。
 - 送配電事業者側の情報（例）：潮流実績、系統構成、系統設備の増強・作業停止・廃止時期 等
 - 発電事業者側の情報（例）：連系電源の立地・出力・電源種、連系・廃止時期 等
- 系統混雑による出力制御の見通しを分析するには、**系統ごとの連系電源の情報**が必要となることが考えられるが、これらを公開することによって個別電源が特定される可能性もある。**企業の競争情報への配慮との両立**を図る観点から、こうした情報の取扱いはどうあるべきか。**特定の利用者・利用目的に限定した情報開示**等の工夫は考えられるか。
- また、**情報公開・開示の状況について、審議会等の場で定期的にフォローアップ**していくことが必要ではないか。

- 送電容量の制約による出力制御の見通しを高めることは、日本版コネクト&マネージの下で行う再生可能エネルギー発電事業の収益性判断と資金調達に不可欠。足下では、東北北部エリアの電源接続案件募集プロセスにおいて、系統増強工事完了までの暫定連系中の出力制御の見通しが事業判断に当たって重要な要素となっている。
- こうした系統シミュレーションに必要な情報のうち、まずは「需要に関する情報」や「送配電に関する情報」だけでも、足下で求められている出力制御の予見可能性向上に資すると考えられることから、対応可能なものから公開・開示を行うこととしてはどうか。
- 具体的には、①地点別需要実績（需要カーブ）、②154kV以上の系統構成と潮流（実績・計画）について、広域機関で取りまとめることも含め公開・開示に向けた準備を始めつつ、まずは必要性の高いエリアから速やかに一般送配電事業者が公開・開示することとしてはどうか。
- なお、「電源に関する情報」は発電事業者の競争に関わり得るものであることから、その適切な情報開示の在り方について次回以降御議論いただくこととしたい。

(参考) 需給・系統シミュレーションに必要なデータ

第2回 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
東京電力パワーグリッド株式会社 岡本
オブザーバー提出資料 一部修正

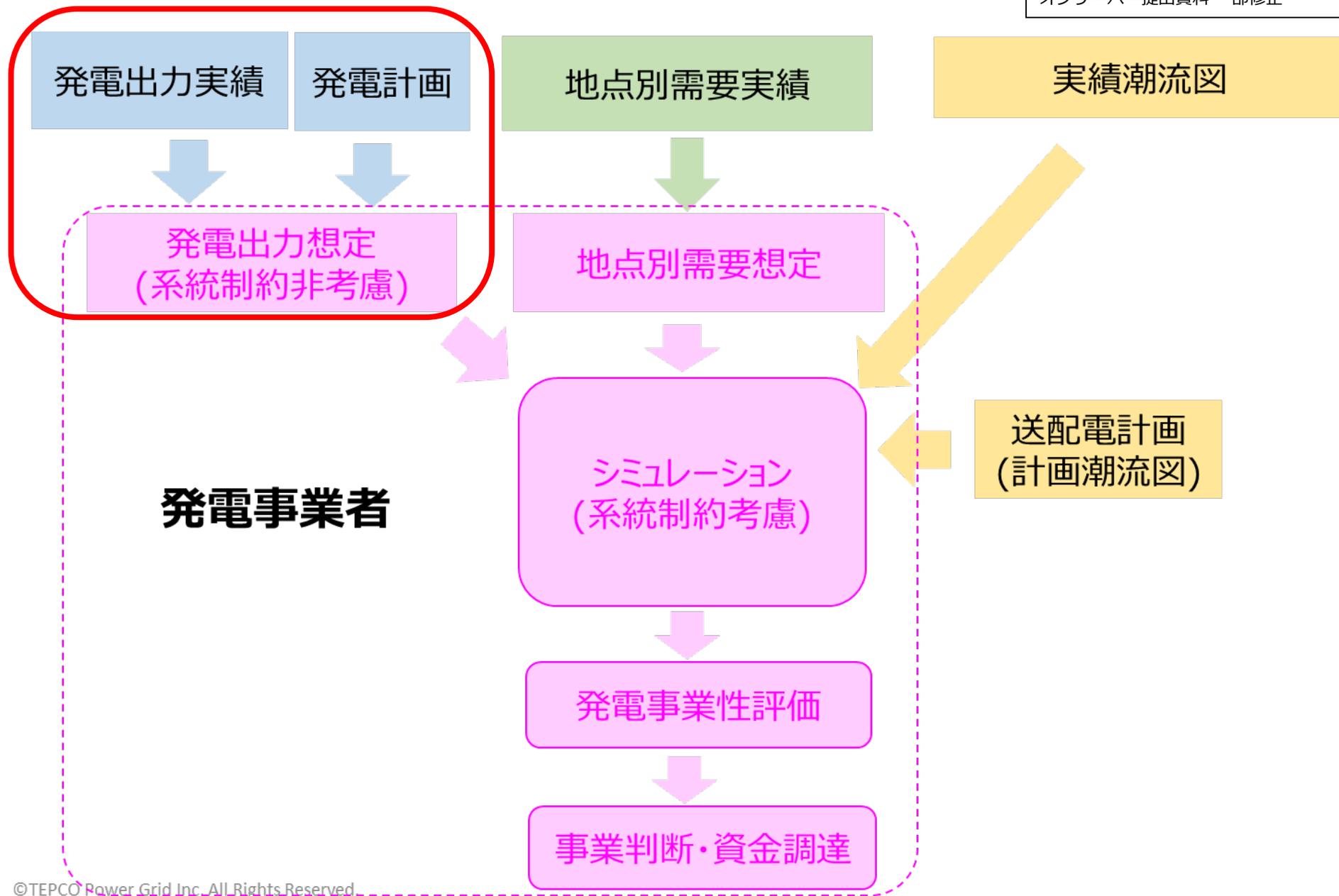
	【既に公開中のデータ】	【シミュレーションに必要なデータ】
<対象範囲>	広域系統(上位2電圧)	154kV以上 (変圧器2次母線66kV以上)

電源に関するデータ	-		実績	電源運転出力 (出力カーブ)
			計画	新設・停廃止
需要に関するデータ	-		実績	地点別需要 (需要カーブ)
送配電に関するデータ	実績	系統構成 送電線潮流	系統構成 送電線潮流 変圧器潮流 電源線潮流 投資・廃止・作業停止	
	計画	系統構成 送電線潮流 投資・廃止・作業停止		

(参考) 系統シミュレーションのイメージ

第2回 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
東京電力パワーグリッド株式会社 岡本
オブザーバー提出資料 一部修正

13

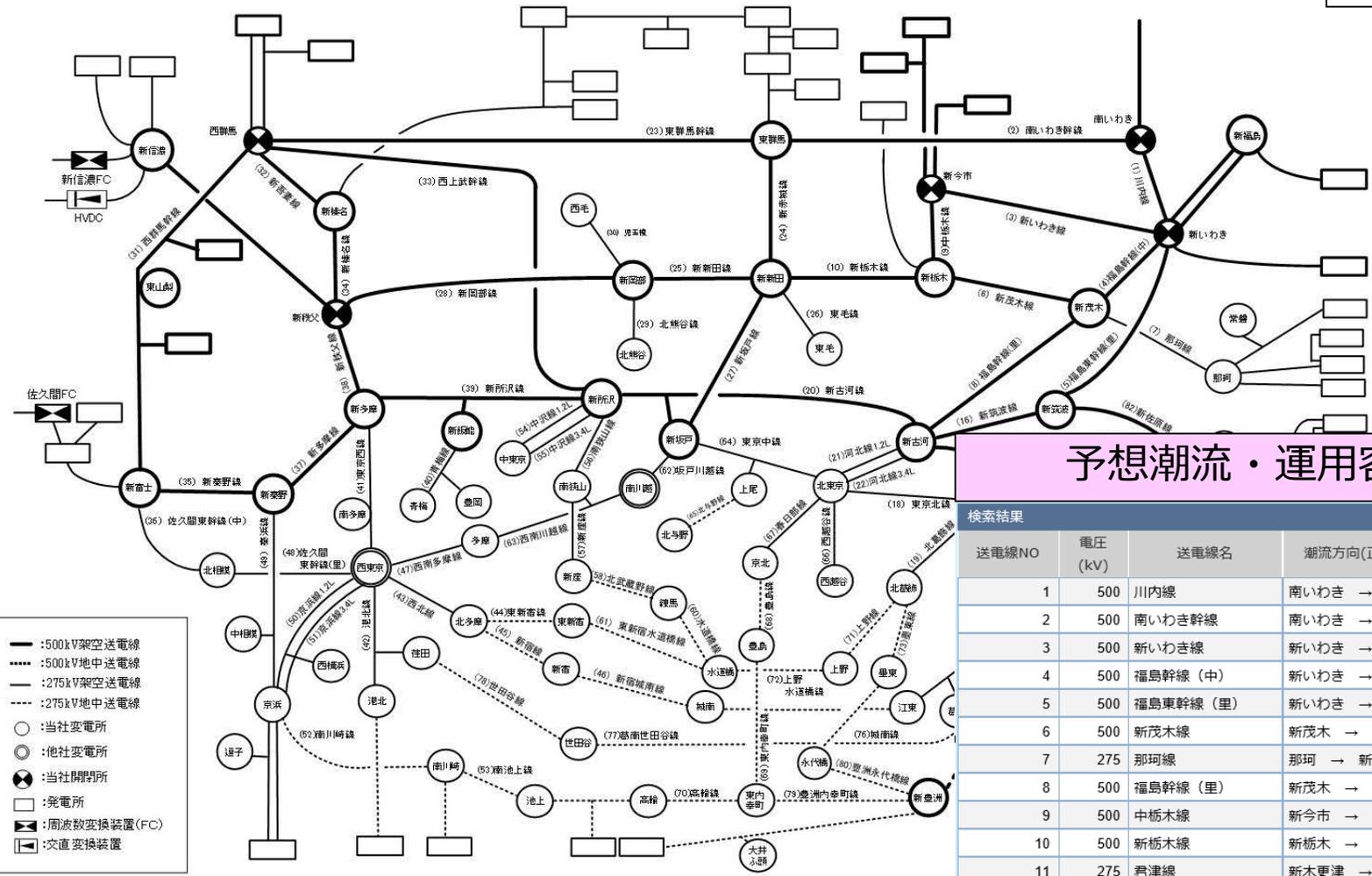


(参考) OCCTO公開データイメージ (東京エリア)

第2回 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
東京電力パワーグリッド株式会社 岡本 オブザーバー提出資料 一部修正

系統図

電力系統図



予想潮流・運用容量

送電線NO	電圧 (kV)	送電線名	潮流方向(正方向)	予想潮流	運用容量	決定要因
1	500	川内線	南いわき → 新いわ	303	6,582	熱容量
2	500	南いわき幹線	南いわき → 東群馬	2,589	4,936	熱容量
3	500	新いわき線	新いわき → 新今市	1,881	6,582	熱容量
4	500	福島幹線(中)	新いわき → 新茂木	1,529	3,291	熱容量
5	500	福島幹線(里)	新いわき → 新筑波	1,188	3,291	熱容量
6	500	新茂木線	新茂木 → 新栃木	2,971	6,582	熱容量
7	275	那珂線	那珂 → 新茂木	2,553	3,620	熱容量
8	500	福島幹線(里)	新茂木 → 新古河	1,111	3,291	熱容量
9	500	中栃木線	新今市 → 新栃木	1,881	6,582	熱容量
10	500	新栃木線	新栃木 → 新新田	4,251	6,582	熱容量
11	275	君津線	新木更津 → 房総	2,328	1,729	熱容量
12	275	北千葉線	房総 → 新京葉	77	3,254	熱容量
13	500	印旛線	新佐原 → 新京葉	3,757	5,578	熱容量
14	275	香取線	鹿島 → 新佐原	1,961	3,068	熱容量
15	275	鹿島線	鹿島 → 新野田	2,865	3,066	熱容量

出所：電力広域の運営推進機関HP_系統情報サービス_地内基幹送電線関連情報_地内基幹送電線運用容量・予想潮流
http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#

1. 系統制約の克服に向けた対応（これまでの御指摘事項）

（1） 「電源に関する情報」の公開・開示の在り方

（2） 系統容量の開放に向けた対応

（3） 再生可能エネルギーに対する発電側基本料金の適用

2. 適切な調整力の確保

- 資源エネルギー庁と広域機関は、滞留する案件により確保されている系統容量を取り消すために実施している取組及びそれに当たっての課題等について、一般送配電事業者を対象に調査を行った。
- その結果、「工事費負担金未入金案件に対して、一定の手続を経た上で、未入金継続の場合に接続契約を解除し、系統容量を取り消す」という取組は、現行ルール（広域機関の送配電等業務指針や関連する規程）に基づき、現在も一般送配電事業者においてある程度実施されていることがわかった。連系承諾後、**工事費負担金契約の契約期限や入金期限が繰り返し延長される**ようなケースは、客観的な判断基準に基づいて系統容量開放の手続を進めることが比較的容易であると考えられる。
- しかしながら、例えば、送配電等業務指針においては「連系承諾後に**連系等を拒むことが『できる』**」事由として定められているに留まり、基準も必ずしも明確ではないことから、**一般送配電事業者が判断がしにくい**という実態も判明した。
- 滞留する案件により確保されている系統容量を取り消す取組を円滑かつ迅速に進めていくため、送配電等業務指針等に規定する**基準や手続を標準化・明確化**するとともに、一定の事由に該当する場合には**原則として連系等を拒み、系統容量を取り消すよう規定の改正**を行うこととしてはどうか。

工事費負担金に係るルール・運用の対応方針（案）

- ① 一定の事由に該当する場合には、一般送配電事業者は原則として連系等を拒み、系統容量を取り消す旨を、送配電等業務指針等の規定上明確化する。
- ② 「工事費負担金の金額等に照らし、通常、工事費負担金契約の締結に必要と考えられる期間」及び当該期間を超過した場合に系統容量を取り消すまでの手続を、標準化・明確化する。
- ③ 「期日までに工事費負担金を支払わない場合」に系統容量を取り消すまでの手続を標準化・明確化する。

○送配電等業務指針（抄）

（連系承諾後に**連系等を拒むことができる場合**）

第105条 一般送配電事業者は、連系承諾後、次の各号に掲げる事情が生じた場合その他の**正当な理由がなければ、連系等を拒んではならない。**

- 一 接続契約が解除等によって終了した場合
- 二 系統連系希望者が、連系承諾後、**工事費負担金の金額等に照らし、通常、工事費負担金契約の締結に必要と考えられる期間**を超えて、工事費負担金契約を締結しない場合
- 三 系統連系希望者が工事費負担金契約に定められた**期日までに工事費負担金を支払わない場合**
- 四 電気事業法、環境影響評価法その他の法令に基づき、発電設備等に関する契約申込みに係る事業が廃止となった場合
- 五 発電設備等に関する契約申込みの内容を変更することにより、系統連系工事の内容を変更（但し、軽微な変更は除く。）する必要が生じる場合
- 六 その他連系承諾後に生じた法令の改正、電気の需給状況の極めて大幅な変動、倒壊又は滅失による流通設備の著しい状況の変化、用地交渉の不調等の事情によって、連系承諾後に連系等を行うことが不可能又は著しく困難となった場合

2 一般送配電事業者は、前項に基づき連系等を拒む場合には、その理由を系統連系希望者に、書面をもって、説明する。

1. 系統制約の克服に向けた対応（これまでの御指摘事項）

(1) 「電源に関する情報」の公開・開示の在り方

(2) 系統容量の開放に向けた対応

(3) 再生可能エネルギーに対する発電側基本料金の適用

2. 適切な調整力の確保

再生可能エネルギーに対する発電側基本料金の適用の在り方①

- 発電側基本料金は、発電・NWコスト全体の削減・最適化を図るべく、送電網の効率的な利用を促すことが目的であり、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立に資するもの。系統設備コストの一部を最大kWに応じて発電側に課金するものであり、これを導入する場合には、再生可能エネルギー電源も含め、kW一律で課金することが原則。
- 他方、FIT電源は固定価格での買取となっており価格転嫁ができない等の制度上の制約や、電源の特性を踏まえ、以下のような対応が必要ではないか。

FIT買取期間中の 再生電源

- FIT電源は、FIT制度による買取期間中はあらかじめ定められた固定価格で買い取られるため、他の電源と異なり、発電側基本料金による追加コストを転嫁することができない制度となっている。
- このため、発電側基本料金の導入に当たっては、FIT買取期間中・終了後を問わず他の電源と同様の条件で課金することを基本としつつ、①FIT認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、②発電側基本料金の導入後にFIT認定を受ける（調達価格が決まる）ことになるもの、それぞれについて、どのような場合にFIT買取期間中の調整措置が必要か、検討するべきではないか。
- その際、前回の小委員会では、「既存FIT電源のうち、利潤配慮期間の高いIRRを基に算定された調達価格の適用を受けているものについてまで、調整措置を適用する必要はないのではないか」との御指摘もあったことも踏まえ、具体的な調整措置の在り方については、調達価格等算定委員会においても議論いただいてはどうか。

住宅用太陽光 発電設備 (10kW未満)

- 住宅用太陽光発電設備については、事業者ではなく一般家庭が設置するものであることにも配慮し、発電側基本料金の対象外とすることが適当ではないか。

再生可能エネルギーに対する発電側基本料金の適用の在り方②

- 発電側基本料金を導入する場合には、発電事業者が負担すべき系統コストについて、系統接続時の初期負担と系統接続後の負担の在り方をセットで見直すことが必要ではないか。
- 具体的には、発電側基本料金の導入によって、系統に接続している電源が系統コストの一部をkW一律で負担していくことになるのであれば、現在は需要家への負担の平準化を図る観点や効率的な設備形成の観点から設備利用率に応じて電源種ごとに傾斜が設けられている系統接続時の初期費用の一般負担上限についてもkW一律とし、負担を平準化することが適当ではないか。
- kW一律の一般負担上限金額については、現行の一般負担上限額を決める際に基準として用いた4.1万円/kW（過去に一般電気事業者が火力発電設備等の連系を契機に一般負担のみで増強工事を実施した際の最大値）を基本として、本日の議論を踏まえつつ、広域機関において審議等を行い、決定してはどうか。

<現状の制度>

電源種別	一般負担の上限額※1
バイオマス（専焼）※2	4.9万円/kW
地熱	4.7万円/kW
バイオマス（石炭混焼、LNG混焼）	4.1万円/kW
原子力	4.1万円/kW
石炭火力、LNG火力	4.1万円/kW
小水力 ※3	3.6万円/kW
廃棄物（バイオマス（専焼）を除く）	3.3万円/kW
一般水力 ※4	3.0万円/kW
バイオマス（石油混焼）	2.3万円/kW
石油火力	2.3万円/kW
洋上風力	2.3万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW

※1：税抜き
 ※2：バイオマスに該当する廃棄物のみを燃焼するものを含む
 ※3：1,000kW以下
 ※4：1,000kWを超えるもの

見直し
(案)

- ✓ 電源種問わず、kW一律の上限金額の設定
- ✓ 一律の上限金額は4.1万円/kWを基本として検討

- 発電コストとNWコストのトータルで最小とするためには、一般送配電事業者のみならず**発電事業者の協力が不可欠であり、このためのインセンティブ創出や選択肢拡大に向けた取組が必要**ではないか。

課題認識①

現行のFIT制度には立地による買取価格に差がないため、現行制度を前提とすれば、**NW側においてトータルコストを最小化し、システムを効率的に活用するための仕組みが必要**ではないか。

- 対応策として、**①系統増強における一部特定負担方式（シャロー）のほか、②発電側基本料金の導入、③立地地点に応じた発電側基本料金割引制度**といったものが考えられる。
- 他方、再エネ事業者の負担とのバランスの観点から、下記の点に留意が必要ではないか。
 - ・ **FIT電源**については、制度上、固定価格での買取となっており価格転嫁ができないことから、発電側基本料金を導入する場合には**何らかの調整措置が必要**ではないか。
 - ・ 発電側基本料金の導入の結果、**フローで負担すると考えられる部分について、イニシャル負担の見直しが必要**ではないか。

課題認識②

コストと信頼性がトレードオフの関係にある中、例えば需要家と直接つながらない**電源線**であれば、**リスクを勘案した上で1回線化を実効性ある選択肢とする等、仕様のメリハリを利かせることも検討が必要**ではないか。

(参考) 送配電網の維持・運用費用の低減に向けた託送料金制度の見直し²²

第3回 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 資料2

- 現在、電力・ガス取引監視等委員会に設置されたWGにおいて、系統利用者（発電設備設置者）に「系統利用の受益に応じた負担」を求める場合の託送料金制度の在り方について、検討が進められている。
- 発電・NWコスト全体の削減・最適化を図るべく、送配電網の効率的な利用を促すことが目的。

現状の託送料金制度とその課題

NWコスト抑制を発電側に促す仕組みが不十分

- 送配電事業者は、発電所から系統に流れる**最大出力に応じて送配電設備を構築**
 - ➔ 発電所の設備利用率向上は送配電網の効率的利用につながる
- 送配電設備の維持・運用費用等は基本的に**小売(需要)側のみ負担** (= 託送料金として回収)
 - ➔ 現在、発電側は接続時の特定負担以外の費用負担をしないため、需要地に近い電源など、系統の効率的利用に資するような電源への直接的な立地インセンティブがない

託送料金制度の見直し後

送配電網の効率的な利用を促し、発電側に関連するNWコストを抑制する

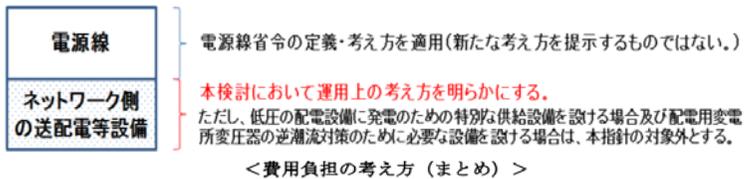
- ① **発電側基本料金の導入**
 - 系統コストの一部を最大kWに応じて発電側に課金（系統からの受益に応じた負担）
 - 発電側に設備利用率を向上させるインセンティブとなる
- ② **立地地点に応じた発電側基本料金割引の導入**
 - 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源に対する発電側基本料金を割り引く

(注1) 発電側基本料金等の導入に当たって、託送原価(総額)は変えないことが前提
(注2) 制度設計の詳細は現在検討中

(参考) 一般負担上限に係る現状の考え方

- 「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」(平成27年11月。以下「費用負担ガイドライン」)に基づき、一般負担額のうち、ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額と判断される基準額(以下「一般負担の上限額」)については、広域機関が指定することとなっている。その際、過去のネットワーク側の設備の増強等で必要となった費用の分布や、増強等に伴い得られる効果といった要素について検討することとされている。
- 「送配電設備の増強等に伴い得られる効果」は、設置する発電設備から「電気を流すことができる効果」であり、同じ設備増強を行った場合でも、得られる電力量は発電設備の利用率によって異なる。このため、発電設備の利用率によって託送料金を通じた需要家への負担に差が生じることから、その平準化を図る観点から、一般負担の上限額に発電設備の利用率に応じた差を設けている。

特定負担の範囲(費用負担ガイドライン)



1. 特定負担額・一般負担額の算出
 - (1) ネットワーク側の送配電等設備のうち、**基幹系統**を構成する送変電等設備の増強等にかかる費用については、原則として**一般負担**。
 - (2) **基幹系統以外**の送配電等設備の増強等にかかる費用については、**以下の観点から、特定負担とすべき額(以下「特定負担額」という。)**及び**一般負担とすべき額(以下「一般負担額」という。)**を算定。
 - (a) 設備更新による受益
 - (b) 設備のスリム化による受益
 - (c) 供給信頼度等の向上による受益
2. 一般負担の限界

一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」として電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)**が指定する基準額を超えた額**については、上記にかかわらず、**特定負担**。
3. 一般負担とされた費用の一般電気事業者間での精算

特定の発電設備の設置に伴い当該発電設備が立地する供給区域のネットワーク側の送配電等設備の増強等をする場合で、他の供給区域へ発電した電気を送電する場合における増強等費用については、**事業者間精算制度⁵⁾により精算**。

地内系統の増強に係る一般負担の上限額 (第11回広域系統整備委員会資料抜粋)

3. まとめ

15

- 地内系統の増強に係る一般負担の上限額については**4.1万円/kW**を基準とし、電源の設備利用率に応じ、下表のとおり電源種別ごとに最大受電電力1kW当たりの一般負担の上限額を設定することとしてはどうか。
- 地域間連系線等の増強に係る一般負担の上限額については、原則、地内系統と同様の一般負担の上限額を適用することとし、地内系統の一般負担の上限額を上回る場合には、費用対効果を確認した上で、そのメリットに応じて、一般負担の上限額を個別に積み増すことなどを検討することとしてはどうか。
- 一般負担の上限額決定後も状況把握に努め、必要に応じて見直しを検討する。

電源種別	一般負担の上限額
地熱発電	4.7万円/kW
バイオマス(木質専焼)	4.9万円/kW
バイオマス(石炭混焼)、原子力、石炭火力、LNG火力	4.1万円/kW
小水力 ^{※1}	3.6万円/kW
一般水力 ^{※2}	3.0万円/kW
石油火力、洋上風力	2.3万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW

1. 系統制約の克服に向けた対応（これまでの御指摘事項）

2. 適切な調整力の確保

（1）再エネ・火力の調整力向上（前回議論）

（2）エリアを越えた柔軟な調整

（3）調整の必要性を減らす取組

（4）新たな調整力の活用（前回議論）

(4) 適切な調整力の確保

- 再生可能エネルギー（特に自然変動電源）の導入が拡大する中、出力変動を調整し、需給バランスを一致させる上で、調整力を効率的かつ効果的に確保することが重要。

→ 広域的な調整力の調達・運用、発電事業者と送配電事業者の適切な役割分担、蓄電池や水素の活用など、**必要な質と量の調整力を効率的に確保するための方策**について、関連する制度を踏まえつつ検討を深めることが必要ではないか。

- ◆ 再エネ・火力の調整力向上 → グリッドコードの整備（前回議論）
- ◆ エリアを越えた柔軟な調整 → 連系線の活用
- ◆ 調整の必要性を減らす取組 → FITインバランス特例制度の見直し
- ◆ 新たな調整力の活用 → 上げDRの制度整備（前回議論）

1. 系統制約の克服に向けた対応（これまでの御指摘事項）

2. 適切な調整力の確保

（1）再エネ・火力の調整力向上（前回議論）

（2）エリアを越えた柔軟な調整

（3）調整の必要性を減らす取組

（4）新たな調整力の活用（前回議論）

調整力の広域的な調達・運用のための連系線の活用について

- 需給調整市場については、以下の事項の実現を目指して、資源エネルギー庁、広域機関、電力・ガス取引監視等委員会において、一体的に検討が進められている。
 - 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、市場を通じてより効率的に調達・運用するため、2020年度目途に需給調整市場を創設（米国、英国、ドイツ、北欧等でも導入済み）。
 - 将来的にエリアを超えた広域的な調整力の調達・運用を行うことで、より効率的な需給運用の実現を目指す。
- **調整力の広域的な調達、広域的な運用には、それぞれ以下のメリットがある。**
 - エリア間で調整力に値差がある中、**安価な調整力が有効活用**できる。
 - 広域調達・広域運用することで**エリア間で売り手間の競争**が期待できる。
- **ただし、調整力を広域的に調達した場合、実運用で確実に発動できるよう連系線の容量確保が必要**となる。一部連系線は混雑が頻繁に発生しており、広域的な調達、運用を考える上では、卸電力取引に与える影響を考慮する必要がある。
- また、調整力を広域的に運用する上でも、卸電力取引後の空き容量の範囲で行うか、予め枠取りをしておくか、という論点もある。
- こうした調整力の広域的な調達、広域的な運用を行うメリットに鑑み、卸電力取引に影響があることも踏まえた上で、**連系線にあらかじめ一定の枠を設けることの是非も含め、連系線の一層の活用の方策を検討することが必要ではないか。**
- なお、北本連系線では、既に実証枠として4万kWを確保し、風力発電等の出力変動に対応可能な調整力が不足する北海道エリアへの調整力として活用することとしている。
- 今後の検討体制については、広域機関において詳細検討を行い、その検討状況・検討結果を国（関連する小委員会等）が報告を受け、基本的な方向性や重要論点に係る議論を行うこととしてはどうか。

- 2020年度の需給調整市場（リアルタイム市場）の創設に向けて、調整力公募の評価も踏まえながら、資源エネルギー庁・広域機関・監視等委員会において、一体的に検討を進める。
- 本作業部会で全体制度設計を行うとともに、実際に需給調整市場の運営を行うに際して万全を期すため、広域機関において市場運営等の課題についてより詳細な検討を行い、監視等委員会において参入要件や市場監視等の在り方について検討を進めていくこととしてはどうか。

<検討の枠組み>

資源エネルギー庁

～全体制度設計～

- 具体的な市場設計、運営主体・ルールの検討
- 安定供給と低廉化の両立 等

電力広域的運営推進機関

～市場運営等に係る詳細検討～

- 実運用の観点で踏まえた必要な調整力の量・質等条件の検討
- 市場運営等や広域化に関する技術的検討 等

電力・ガス取引監視等委員会

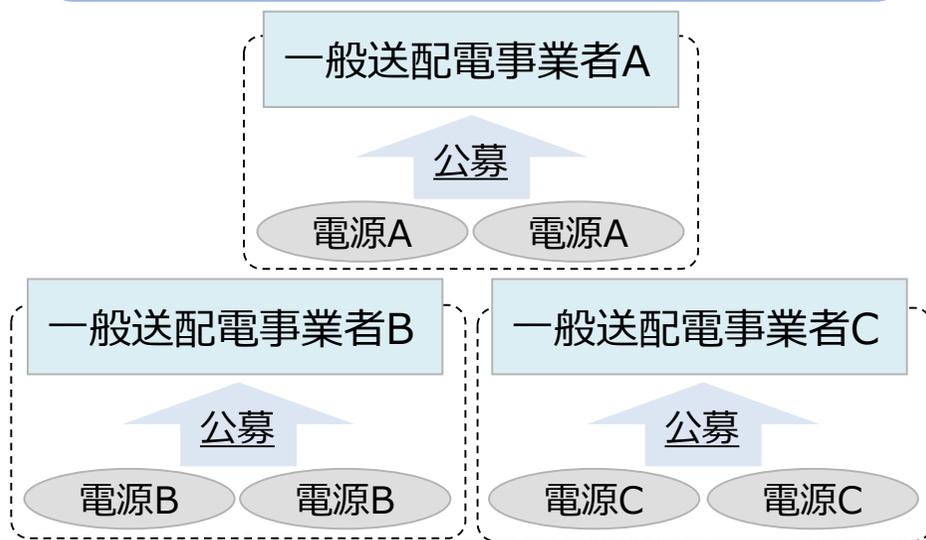
～参入要件・市場監視等の在り方検討～

- コスト合理化の観点からの競争活性化に係る検討
- 価格情報のより詳細かつタイムリーな公表の在り方 等

- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、市場を通じてより効率的に調達・運用するため、2020年度に需給調整市場を創設。(米国、英国、ドイツ、北欧等でも導入済)
- 将来的にエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用を行うことで、より効率的な需給運用の実現を目指す。

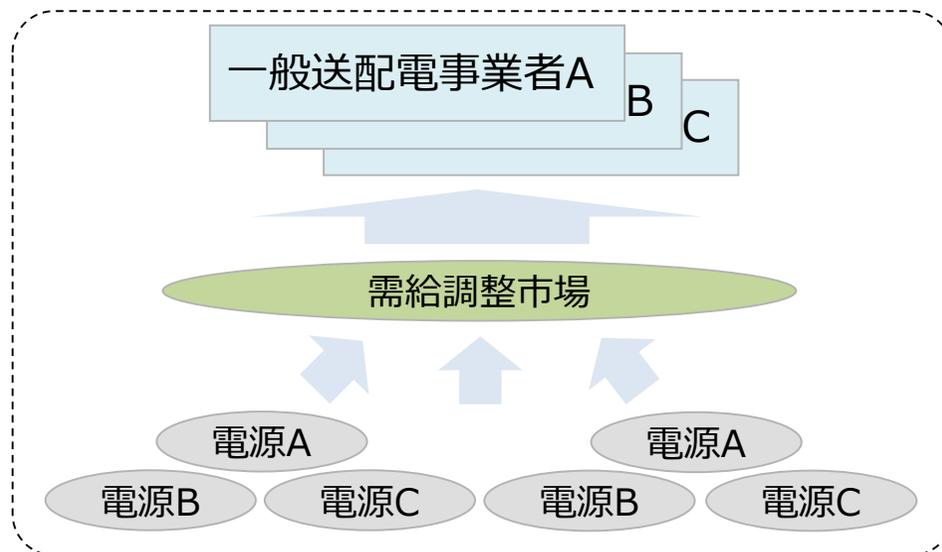
現在

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



2020年度以降

一般送配電事業者が**エリアを越えて市場から調整力を調達**※



※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

※ 広域調達・運用にあたっては連系線運用の変更やシステム改修が必要となるため、2020年度においては、一部の調整力のみを対象として広域的な調達・運用を実施。

- 現時点で想定されている商品は、5区分×2（上げ・下げ）の10商品。

	一・二次調整力 (GF・LFC) ※1		二次調整力②	三次調整力①	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	-	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線※2	-	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※3	240秒以上	15分以上	7~11時間以上	7~11時間以上	3時間程度
応札が想定される主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
商品区分	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4

※1 一次・二次 (GF・LFC) の細分化については参入状況等を考慮して検討

※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

※3 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない。

(参考) 調整力の広域調達のタイミング

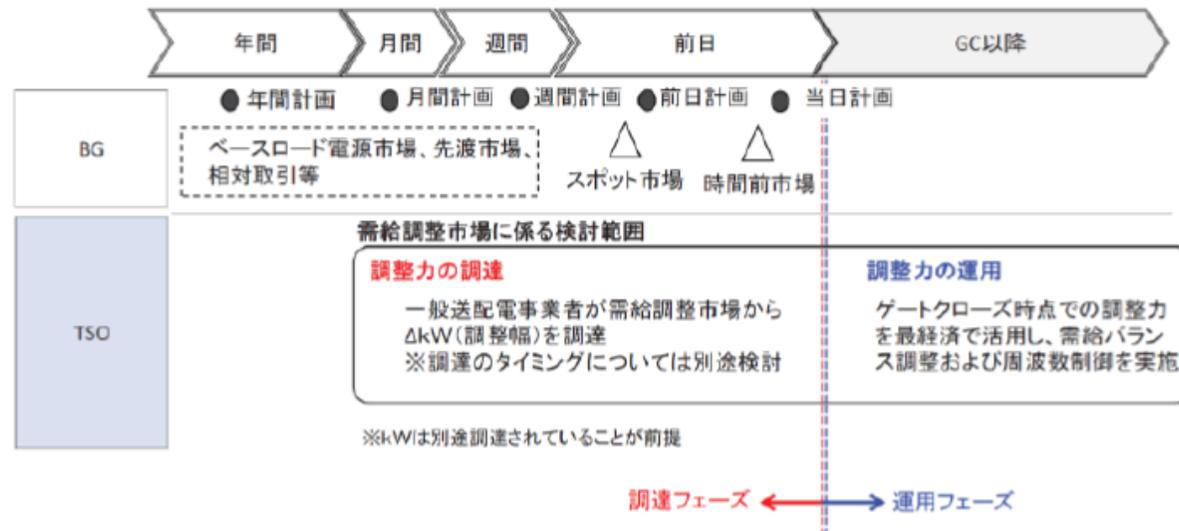
需給調整市場における調達と運用について

16

- 需給調整市場においても現状の調整力の運用と同様、GC前に実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を商品毎にそれぞれの時間に必要な量を確保する「調整力の調達」、GC後に実際に発生した誤差に対して、GC前に確保した調整力やGC後の余力を活用して運用する「調整力の運用」の二つの側面がある。

需給調整市場に係る検討範囲について

- 需給調整市場に関しては、ゲートクローズ（GC）までの間に需給調整市場における ΔkW の確保という側面と、実運用において調達した調整力を運用する（実際に運用した調整力に対し kWh 価値を支払う）側面が存在する。
- 調整力の調達フェーズ及び運用フェーズにおいて、確実性・透明性や効率性、柔軟性を高めていくことが可能な枠組みを構築していくことが重要になるのではないかと。



2017年8月第5回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会資料より抜粋

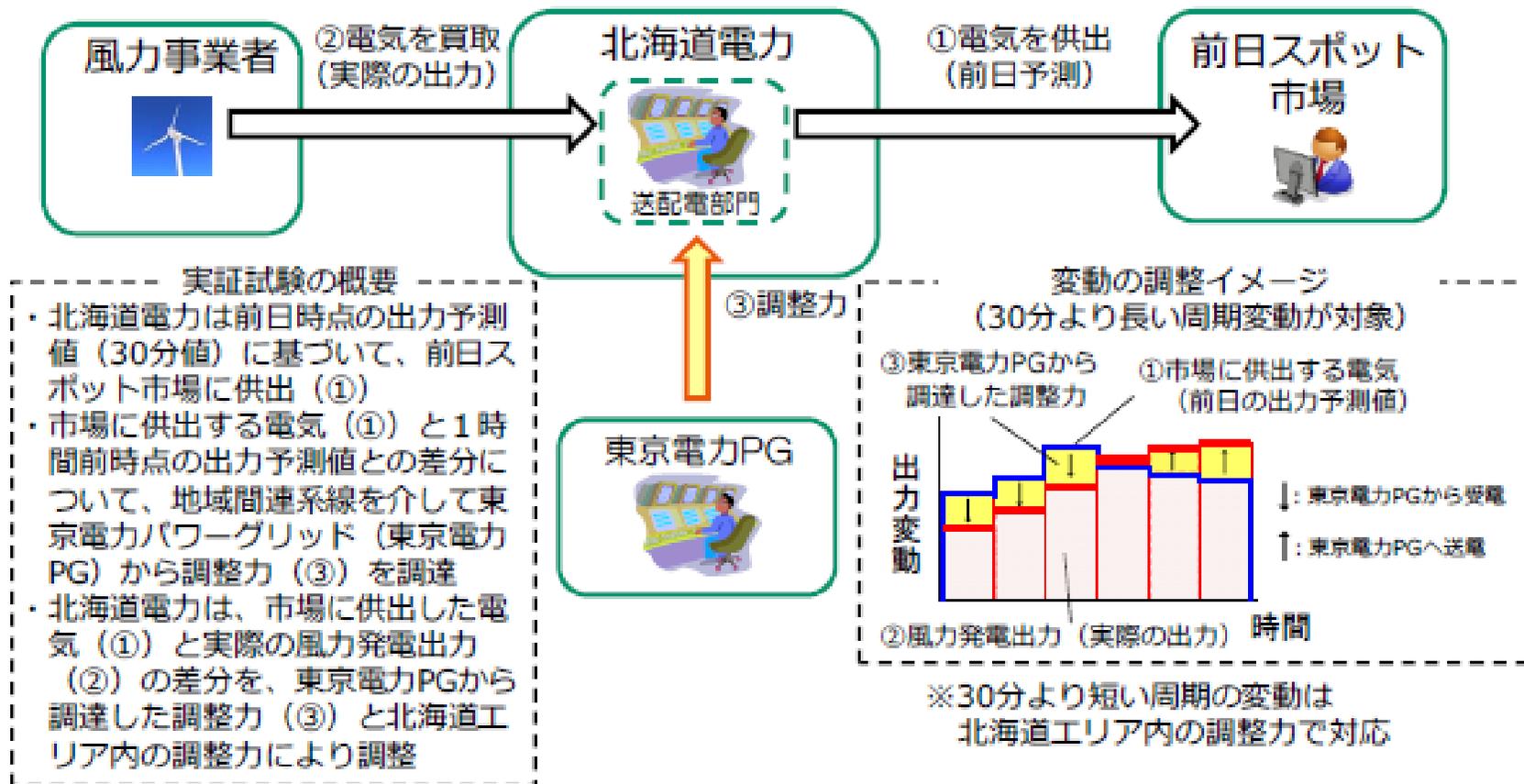
12

調整力の広域調達における連系線活用の困難性と今後の進め方

9

- 調整力の広域調達を行えば、必要な調整力を他エリアに期待しているため実運用において確実に発動できるよう連系線の容量確保を行う必要がある。
- 日本は串型系統であるという特徴があり、複数のエリアと複数の連系線で密につながったメッシュ型系統の欧米とは状況が異なる。
- また、一部連系線は頻繁に混雑が発生している状況であり、調整力の連系線確保は、卸電力取引に影響を及ぼす。
- このことから、調整力の調達においては、予め卸電力取引への影響を考慮した調達を行う必要がある。諸外国の事例を参考に検討を進めることも考えられるが、欧州においては国際連系線における調整力の容量確保策が現在検討されているところであり、米国においてもISO間での前例は確認できていない。また、送配電事業者間の連系線の割当を検討するにあたっては、日本では連系線混雑が多く発生するという諸外国と異なる状況も考慮することが重要であり、十分な検討が必要である。
- まずは、連系線の確保量に対する経済的な評価は、卸電力取引や調整力のエリア間値差等、今後データにて確認していくこととしてはどうか。(調整力のエリア間値差については電力・ガス取引監視等委員会にて分析を行う)
- 調整力の調達段階における連系線割当量の考え方を検討するに当たっては、これらの実態を見ながら、例えば、「実績比較により割当量を決める」、「事前シミュレーションにより割当量を決める」など実現可能な手法は何か、から検討していくこととしてはどうか。
- また、GC後の運用容量やマージンの在り方についても、現状と同様の考え方でよいか検討が必要。
- なお、2020年については、三次調整力②が広域調達の対象であり、取引量の太宗を占めるスポット取引後に調達することを検討しており、調整力の広域調達が卸電力取引に与える影響は限定的であるため、2020+X年に向けて検討していく。

- 北海道電力は、北本連系線を活用して東京地域の調整力を活用する実証試験を2018年1月開始。風力発電の出力変動に伴って不足する調整力を北本連系線を介して東京電力パワーグリッドから調達するもの。風力発電は順次運転を開始し、2021年3月末までに20万kW全てが連系予定。
- 本実証試験を通じて、地域間連系線の効率的な利用方策、風力発電の導入拡大に伴う系統影響、風力発電の出力制御技術について検証を行う。



1. 系統制約の克服に向けた対応（これまでの御指摘事項）

2. 適切な調整力の確保

（1）再エネ・火力の調整力向上（前回議論）

（2）エリアを越えた柔軟な調整

（3）調整の必要性を減らす取組

（4）新たな調整力の活用（前回議論）

FITインバランス特例制度の見直し

- 社会コストを最小化しつつ、再エネの大量導入を実現するためには、自然変動電源（太陽光・風力）に起因するインバランスを可能な限り減らし、その解消に必要な調整力を最小化する必要がある。
- FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を保つため、FIT発電事業者の代わりに一般送配電事業者又は小売電気事業者が発電計画を作成し、インバンスリスクを負う「FITインバランス特例制度」が設けられており、FIT電源（太陽光・風力）の大半を、一般送配電事業者が計画作成を行うFITインバランス特例制度①が占める。
- FITインバランス特例制度①の下では、前日10時入札のスポット市場で小売電気事業者が市場調達を計画的に行うことができるよう、一般送配電事業者は発電計画を前々日16時に策定し、小売電気事業者に通知している。
- 一方、自然変動電源は、天候予測の精度等によって、ほぼ必然的に予測誤差によるインバランスを発生させている状況（エリアインバランスの大半を太陽光の予測外れが占めている）。今後、再エネ（特に太陽光）の導入拡大が進むにつれインバランスが更に増大する可能性あり。
- 発電計画と発電実績とのギャップを縮減し、再エネに起因するインバランスを小さくするためには、（1）発電量の予測精度向上、（2）発電計画の通知時期を可能な限り実需給断面に近づける等の対策が想定される。
 - （1）については、一般送配電事業者によるマクロ予測（一定区間内の発電量をマクロで予測）より小売電気事業者によるサイト別予測の精度の方が高いという事業者の声も聞かれた。
 - （2）については、発電計画の通知タイミングを前々日16時から当日早朝に変更した場合、予測誤差は一定程度改善が見られるが、誤差そのものは依然として大きいことに留意が必要。
- なお、FITインバランス特例制度の在り方については、主に電力・ガス基本政策小委員会において議論されており、3月12日の同小委員会において、昨今の技術革新や新規事業の展開を踏まえ、コスト削減からの観点から、一定範囲の再エネ予測変動分の調整は発電・小売電気事業者が行うこととする方が望ましいとの方向性が示されたところ。
- FIT買取期間の終了や将来的なFITからの自立化も見据えつつ、変動再エネのインバランスに対する一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の在り方について検討していくことが必要ではないか。

(参考) 太陽光及び風力の契約量

- FIT電源 (太陽光及び風力) の契約量は以下のとおり。(2017年10月末現在)
- 特例措置①の適用を受けているものが最も多い。

単位: 千kW	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光発電	1,223	3,732	11,715	6,793	738	4,752	3,554	2,083	7,628	313
(H3需要に占める割合)	(24.4%)	(27.8%)	(22.3%)	(28.0%)	(14.8%)	(18.7%)	(34.0%)	(41.5%)	(50.5%)	(21.6%)
FIT特例①	1,210	3,541	11,468	6,658	733	4,647	3,497	2,031	7,534	312
FIT特例②	6	20	178	74	-	74	30	15	60	-
FIT特例③	7	171	69	62	5	31	28	37	33	2
風力発電	348	922	421	319	156	152	347	152	488	14
(H3需要に占める割合)	(6.9%)	(6.9%)	(0.8%)	(1.3%)	(3.1%)	(0.6%)	(3.3%)	(3.0%)	(3.2%)	(1.0%)
FIT特例①	348	922	421	319	156	152	347	152	487	14
FIT特例②	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-
FIT特例③	0	67	0	-	-	-	0	-	0	-
(参考) H3 需要	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※ 各一般送配電事業者からの提供情報 (FIT特例の契約電力) より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成 (2017年10月末時点)
 ※ H3需要 (最大3日平均電力) : (出典) 電力広域的運営推進機関HP 平成29年度需要想定における平成29年度最大需要電力より
 ※ 表中、「0」は単位未満、「-」は契約なし

(参考) FITインバランス特例の類型

<特例制度の類型>

特例制度の 類型	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	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	一般送配 電事業者	一般送配 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。

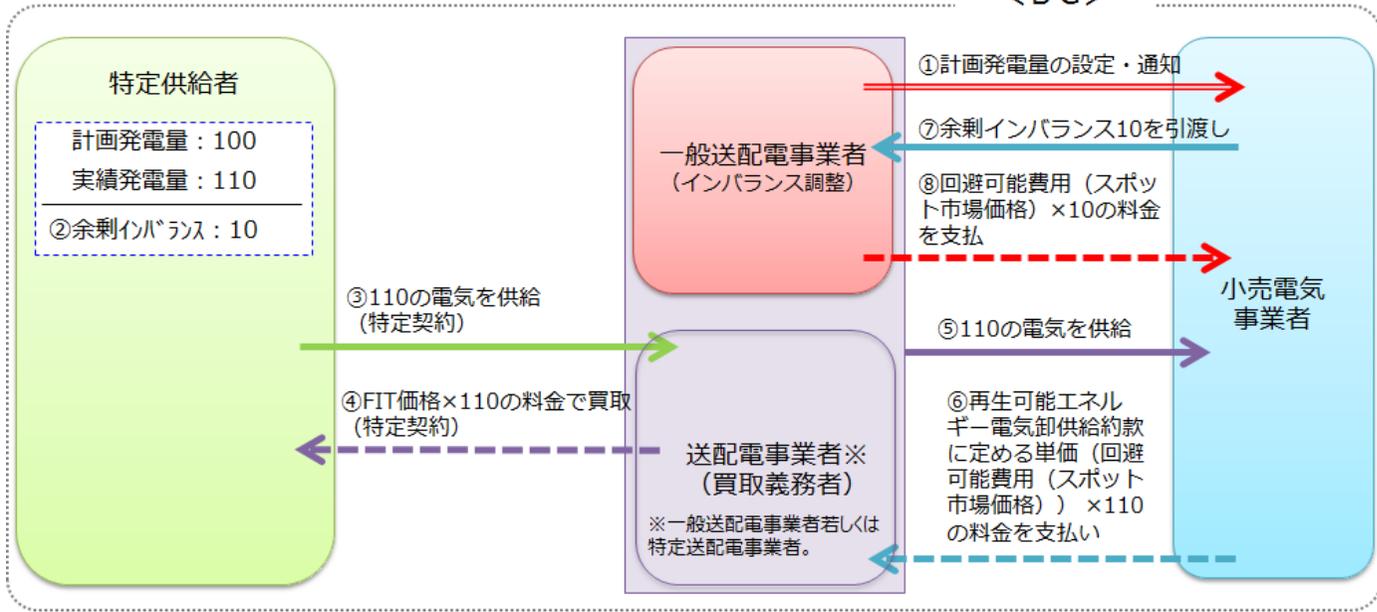
※ バイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものは、FIT小売買取制度と同様に、特例制度①の対象外とする。(ただし、ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。)

(参考) インバランスが生じた場合の電気の流れ及びインバランスの精算 ³⁸

(FITインバランス特例制度①)

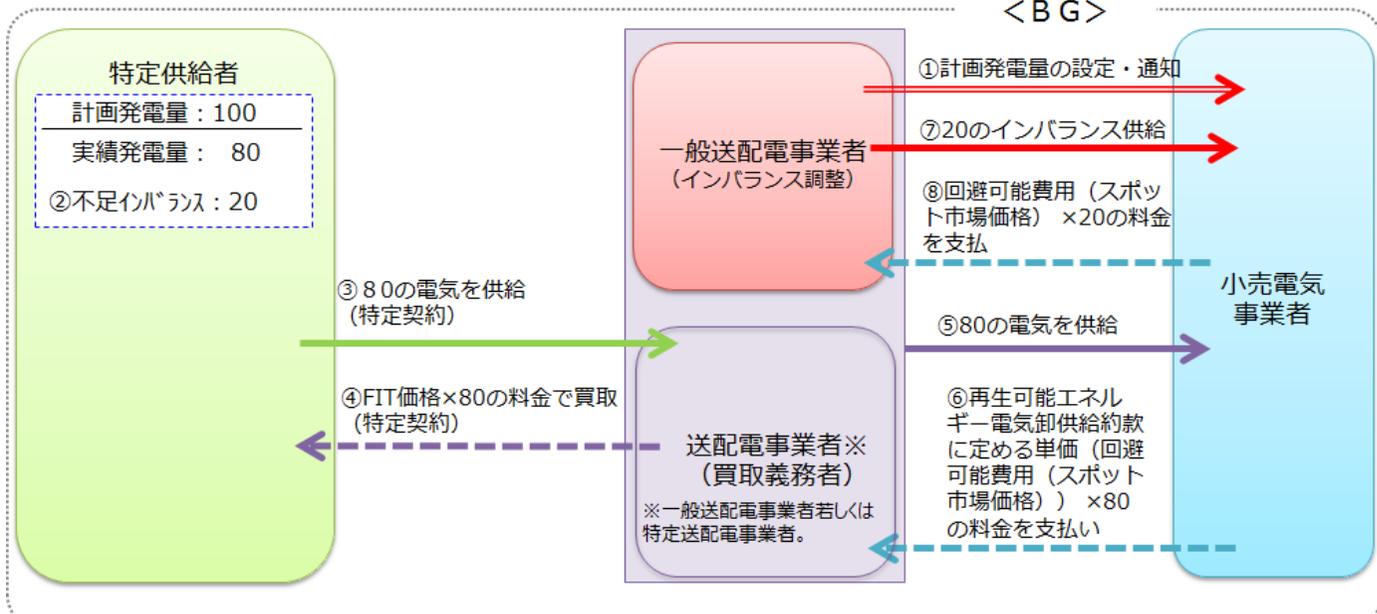
< B G >

余剰インバランスが生じた場合



不足インバランスが生じた場合

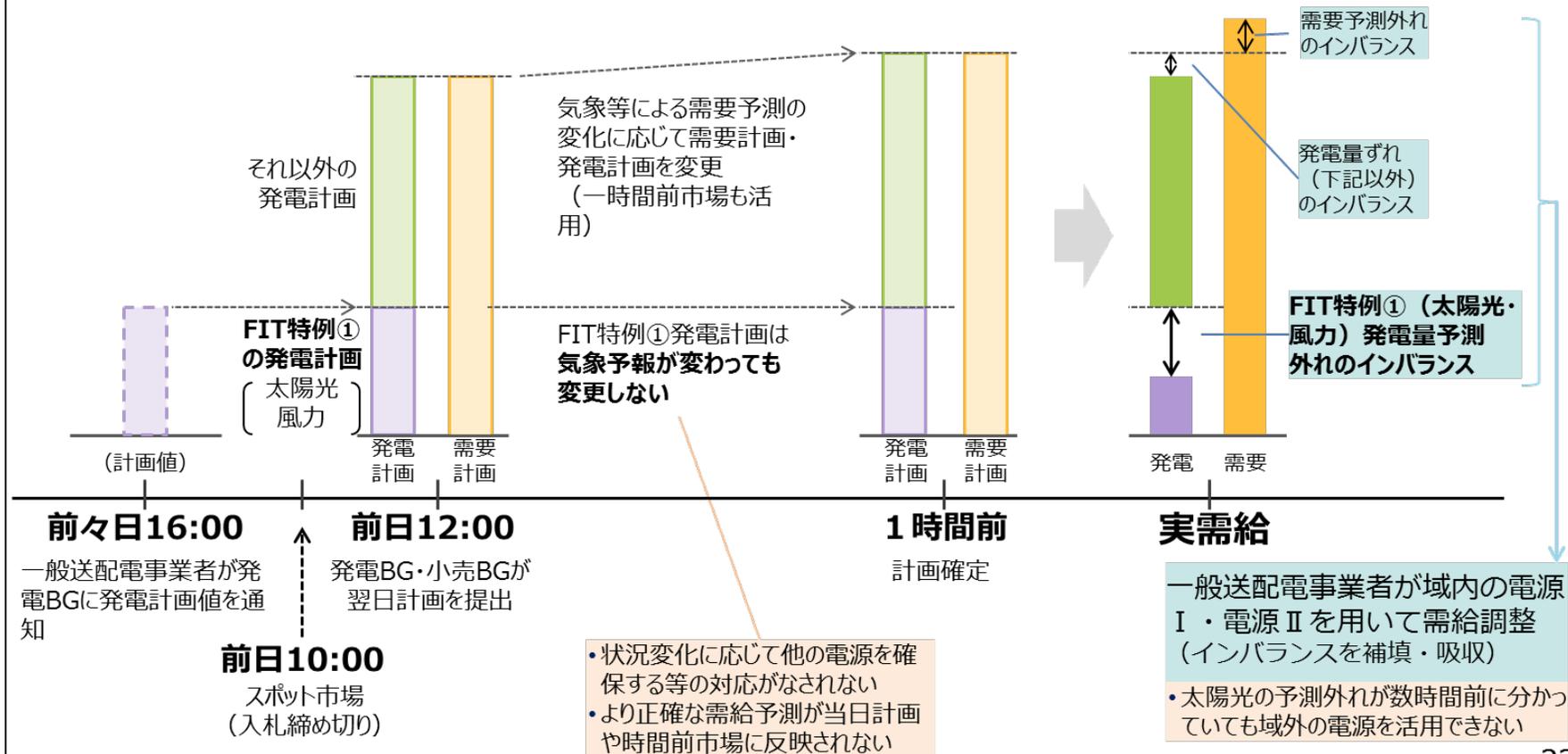
< B G >



(参考) FITインバランス特例制度①(太陽光・風力)の発電量予測のタイミング³⁹

(参考) FIT特例1 (太陽光・風力) の発電量予測のタイミング

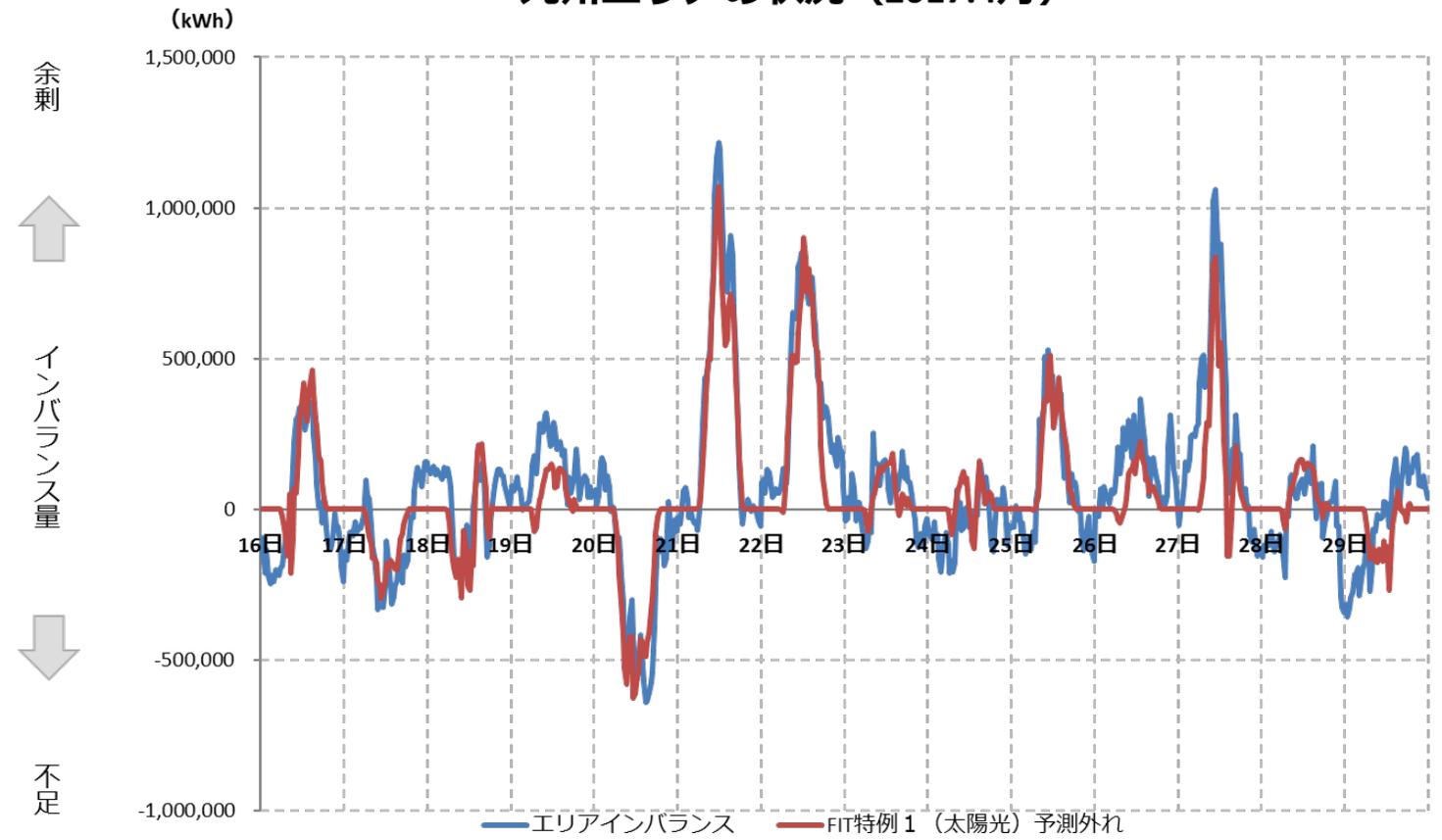
- FIT特例① (太陽光・風力) の発電計画は、前々日 16 時に一般送配電事業者が通知した計画値を用いて作成。その後は、気象予報が変わっても、変更しないこととされている。



エリアインバランスに占める太陽光発電予想外れの割合 (事例4)

- 太陽光の予測外れがエリアインバランスの大きな割合を占めている日が多い。

九州エリアの状況 (2017.4月)



エリアインバランス：(出典) 九州電力HPより

FIT特例① (太陽光) 予測外れ：発電計画値及び九州電力による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成 (インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算②

- エリア内のH3需要に対するFIT電源の契約電力の比率が高い5社において、予測を当日朝まで遅らせた場合、予測外れが大きかったコマの改善効果は以下のとおり。
- 地域において差はあるが、前々日16時時点の予測と比べて2～3割程度縮小するものの、なお、かなりの予測外れが発生する。

FIT特例①(太陽光)の予測外れが大きかった上位1%コマ(117コマ)の平均予測外れ量(H29.4.1～11.30)

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		東北	中部	中国	四国	九州
前々日 3時～9時	前々日 10時～13時 (前々日16時通知分)	上外れ の大き い (余剰) の平均 (千kWh)	429	695	502	283	1,026
前々日 21時 ～前日 3時	前日 4時～10時		465	781	444	278	845
前日 21時	当日 0時～4時		447	689	—	280	740
当日 3時	当日 6時～10時		449 (6.7%)	600 (4.9%)	397 (7.6%)	226 (9.0%)	814 (10.8%)
前々日 3時～9時	前々日 10時～13時 (前々日16時通知分)	上外れ の大き い (不足) の平均 (千kWh)	461	864	473	323	1,148
前々日 21時 ～前日 3時	前日 4時～10時		445	882	442	300	870
前日 21時	当日 0時～4時		350	803	—	238	623
当日 3時	当日 6時～10時		348 (5.2%)	660 (5.4%)	310 (5.9%)	261 (10.4%)	526 (7.0%)
(参考) H3 需要(千kW)			13,410	24,290	10,450	5,020	15,110

※FIT特例①(太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成(インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率(%) = インバランス量又は予測外れ平均値(30分kWh) × 2 ÷ H3需要 × 100

FIT制度下での再エネ予測変動分への対応

- 現行制度上、再エネの予測変動分への対応は、実需給前に卸市場の活用等により調整可能な計画変動分も含め、送配電事業者の有する調整力に過度に依存しており、調整力確保量の増加による託送料金の値上がりにつながる恐れがある。
- 昨今の技術革新や、新規事業の展開を踏まえると、再エネ予測変動分について遍く送配電事業者の調整力で対応することは、更なる技術革新や新規事業の展開を阻害する可能性があり、全体的なコスト削減からの観点からも、一定範囲の再エネ予測変動分の調整は、発電・小売事業者が行うこととする方が望ましいと考えられる。
- 他方、発電・小売事業者による再エネ予測変動分の調整については、予測精度の改善や調整手段たる時間前市場の在り方、調整に当たっての役割分担など、実現に向けては様々な課題がある。
- このため、FITインバランス特例制度をはじめとして、どのように制度環境を整備すればこれら諸課題がクリアされ、スムーズかつ効率的な再エネ予測変動分の調整へと移行できるか、今後、関連する審議会等の議論も踏まえながら、検討を進めていく。