

基幹系統への再給電方式（一定の順序）の導入について

掲載 2022年7月29日

更新 2025年4月 1日

四国電力送配電株式会社

- 2022年12月下旬より基幹系統の平常時の混雑※1を解消するため、一般送配電事業者が調整力契約をしている調整電源を活用した再給電方式を導入します（2022年1月25日お知らせ済）。
- 加えて、2023年中に、基幹系統のさらなる混雑回避を目的に調整電源以外の電源も抑制対象とする再給電方式（一定の順序）を導入することとします。
- 具体的には、従来ご案内してきた先着優先の考え方による後着者（ノンファーム型接続適用電源）の出力制御に替えて、一般送配電事業者が混雑系統内の調整電源をメリットオーダー※2に従い出力制御するのに加えて調整電源以外の電源を出力制御し、非混雑系統の調整電源の上げ調整により、混雑回避及び電力の同時同量を確保します。
- 本資料では現在検討を進めている再給電方式（一定の順序）の概要及び現在全国で導入されているノンファーム型接続との関係について説明します。
- なお、送電線の利用ルールは全電源を対象としたメリットオーダーを追求していく方針であり、将来的な対応（市場主導型への見直し）について、引き続き国にて検討中です。

※1) 混雑：送電線や変圧器の過負荷が予見される状況。

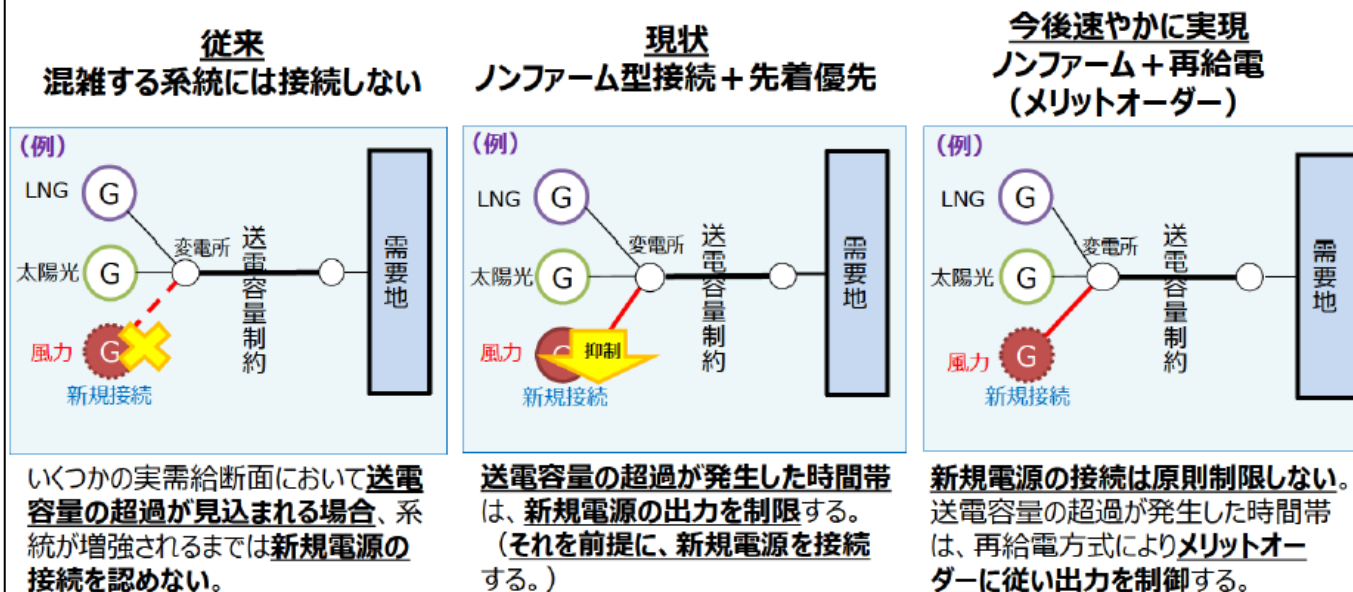
※2) メリットオーダー：運転コスト（燃料費、起動費等）の低い電源から順番に稼働することにより電源全体の運転コストを最小化すること。

- ✓ 基幹系統の平常時の混雑処理について、系統混雑時には電源の出力制御を行うことを前提としたノンファーム型接続が全国にて開始されています（2021.1.13に全国で申込受付開始）。
- ✓ ノンファーム型接続は、系統混雑時に後着者であるノンファーム型接続適用電源（以下、ノンファーム電源）が一律で出力制御されますが、ノンファーム電源には再エネが多く含まれることが予想され、再エネの電源価値を活用しきれない課題があることから、**ノンファーム型接続をした新規電源のみ出力制御を行うノンファーム制御（先着優先）から、先着・後着関係なくメリットオーダーに従い出力制御を行う再給電方式※に変更**することとなります。

※S+3Eや運用の容易さ、安定供給の視点も踏まえたメリットオーダーに従い、出力制御を実施。

2. 再給電方式の導入について

- 再エネの主力電源化を加速するため、基幹送電線の利用ルールを、再給電方式により「**ノンファーム+メリットオーダーに基づく出力制御**」に変更する。



2. 再給電方式（調整電源の活用，一定の順序）の導入スケジュールについて

2

- ✓ 再給電方式については、早期に再エネの出力制御量を減らすことを目的に、まずは電源の制御環境（システム面・契約面）が整っている**調整電源※1を活用する再給電方式（調整電源の活用）を2022年12月21日に開始**しております。
- ✓ また、調整電源が接続していない系統での混雑や調整電源だけでは混雑が解消できない場合に備え、**調整電源以外の電源※2も含め一定の順序で出力制御する再給電方式（一定の順序）の2023年12月28日に開始**しております。

※1）一般送配電事業者が調整力契約をしている電源

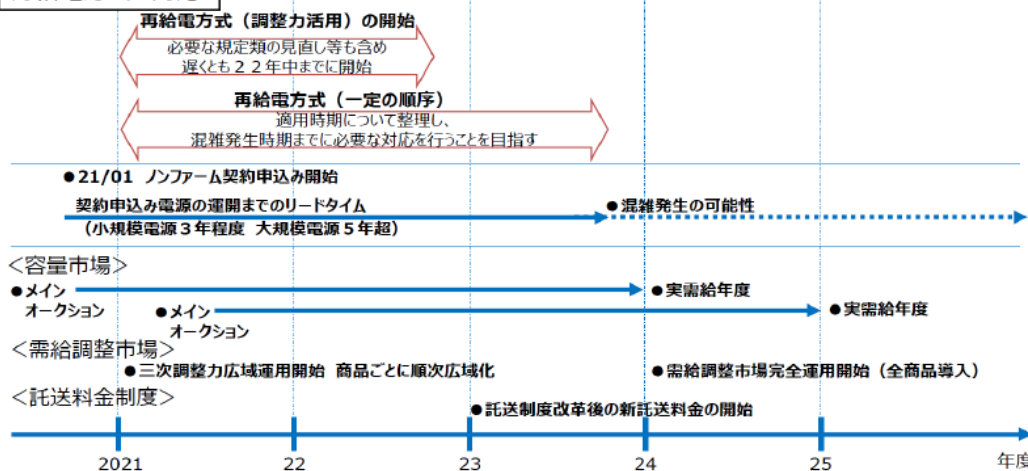
※2）抑制対象はP7（7. 再給電（一定の順序）の出力制御対象について）参照

（参考）再給電方式実施に向けての進め方

（出所）第5回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料1 修正

- **送電線の利用ルールはメリットオーダーを追求していく方針。**市場主導型（ゾーン制・ノード制）は、システム開発等により一定の時間がかかるため、**早期に再エネの出力制御量を減らすため、メリットオーダーで調整電源を活用する再給電方式を、2022年中に開始予定。**
※ローカル系統等の対策工事や非調整電源の制御が早期に必要な場合などには、2022年中より遅くなる可能性があることには留意が必要である。
- その上で、**調整力以外の電源を一定の順序で出力制御することを含む再給電方式**については、**混雑発生が見込まれる2023年中までに開始することを目指して検討を進める。**

再給電方式の対応



3. 再給電方式の適用系統について

- ✓ 再給電方式は、基幹系統の平常時の混雑処理方法であり、当社では、基幹系統、ローカル系統（特別高圧）および配電系統（高圧）※1の電源の出力制御を行うことで混雑の解消を行います。
- ✓ また、接続する系統がローカル系統、配電系統※1であっても基幹系統の混雑に影響する場合があります、その場合には、接続している系統に関わらず、出力制御が発生する可能性があります。

(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理

アクセス検討開始：2022年7月以降
運用開始：2023年4月以降

	1. 基幹混雑(平常時)			2. ローカル混雑(平常時)			3. N-1電制(事故時)		
	①適用系統	②適用電源	③制御対象	①適用系統	②適用電源	③制御対象	①適用系統	②適用電源	③制御対象
基幹系統 (上位2電圧)	2021.1 ↓	2022.4 全電源 ↓	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12 系統混雑の見通し などに変化があれば 対象の拡大を検討 ↓				2022.6 ループ系統で制御が困難な 場合は除く ↓		2023.4 電圧量が目安を超える場合や ループ系統で制御が困難な 場合は除く ↓
ローカル系統		2021.1 空き容量の無い系統 に接続される電源 ↓		2022年度末頃 検討予定 ↓	2022年度末頃 検討予定 ↓				
配電系統 (高圧)			配電系統 (高圧)※1 ↓						
配電系統 (低圧)									
		10kW未満			10kW未満			10kW未満	
④制御方法	再給電方式			検討予定			N-1電制		

※平常時の配電混雑においては、当面、分散型エネルギーリソースを活用したNEDOプロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進める。

①適用系統：ノンファーム型接続またはN-1電制の考え方をどの送変電設備に適用するか

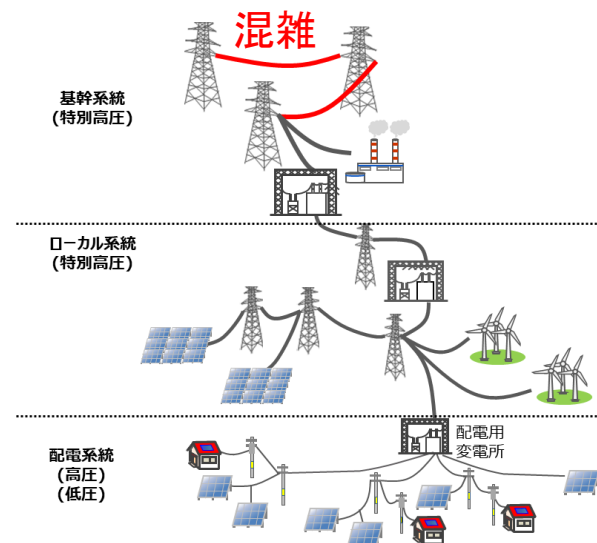
②適用電源：ノンファーム型接続の考え方をどの電源に適用するか

③制御対象：利用（出力制御）の考え方をどの電源に適用するか

④制御方法：平常時及び事故時において系統容量を超過した場合に電源をどのように出力制御するか

(出所) 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 (第41回) (2022年4月) 資料1

2022.7.13 第43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より抜粋



※1 2023年12月末導入の再給電方式（一定の順序）において、配電系統（高圧）へ制御対象を拡大

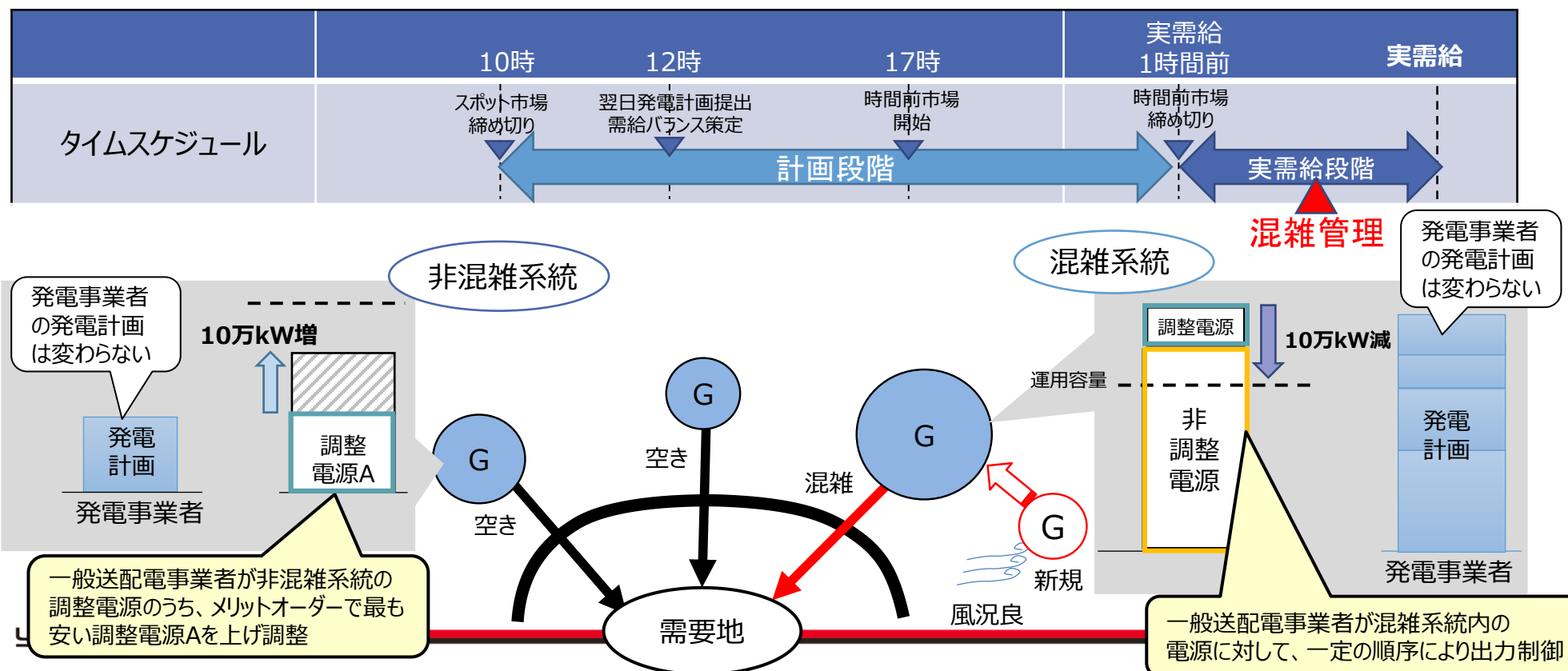
4. 再給電方式（一定の順序）の運用方法について

4

- ✓ 再給電方式（一定の順序）では、原則、ゲートクローズ※後の実需給断面で、一般送配電事業者が、基幹系統の混雑系統において調整電源及び調整電源以外の電源も含め一定の順序により出力制御することで混雑を解消し、出力制御に伴い不足した電力を非混雑系統の調整電源をメリットオーダーに従い上げ調整することで電力の同時同量を確保します。
- ✓ 一般送配電事業者が一定の順序による出力制御にて混雑を解消させるため、ノンファーム電源の一律制御のように系統混雑の状況に応じて発電契約者が発電計画を変更する必要はありません。

※ ゲートクローズ：発電事業者および小売り電気事業者による需給計画の提出締め切り（実需給1時間前）

再給電方式（一定の順序）のイメージ



- ✓ ノンファーム型接続は、系統混雑時の出力制御を前提に系統増強なしで系統接続を行うという接続面の考え方であり、再給電方式はその接続面の考え方を前提とした、運用面（混雑処理）の考え方です。
- ✓ 今回の再給電方式（一定の順序）については、系統混雑時には一般送配電事業者が調整電源および非調整電源を出力制御するもので、混雑処理の考え方を先着優先からメリットオーダーに変更するものであり、接続面の考え方であるノンファーム型接続は引き続き継続します。
- ✓ このため、混雑する基幹系統や基幹系統の混雑に影響を与えるローカル系統などに連系申込を希望される場合には、従来と同様にノンファーム型接続の同意書を提出していただくことが必要になります。
- ✓ この変更に伴い、**既にノンファーム型接続の同意書を提出された発電事業者さま、または発電契約者さまにおかれましては、同意書の再提出等の手続きは不要です。**
- ✓ また、需給バランス維持のための出力制御に対しては、再給電方式（一定の順序）の開始は影響しません。

- ✓ 再給電方式（一定の順序）については、再給電方式（調整電源の活用）の対象となる電源（調整電源）に加え、調整電源以外の電源も出力制御対象となります。
- ✓ 再給電方式（一定の順序）では、調整電源と電源Ⅲを活用しても混雑が解消できない場合については、ノンファーム型接続の再エネ電源を出力制御することとなります。（ファーム型の再エネ電源は原則、出力制御の対象外※1です。）
- ✓ また、その出力制御順は需給バランス維持のための出力制御ルール同様、バイオマス電源（専焼、地域資源（出力抑制困難なものを除く））を制御した上で、自然変動電源（太陽光・風力）を出力制御することとなります。

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御	メルिटオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メルिटオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力抑制困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力抑制困難なもの）及び長期固定電源※2の出力制御	一律

※1 ファーム型接続の調整電源や一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等及びノンファーム型接続の電源を全て出力制御しても混雑が解消されない場合を除く

※2 長期固定電源：水力、原子力、地熱

7. 再給電方式（一定の順序）の出力制御対象について

7

- ✓ 制御対象については、2023年の開始時においては特別高圧の電圧階級で接続される電源が原則該当するとされていましたが、当社においては2025年4月より高圧まで対象を拡大します。

2021.11.30 第37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より抜粋

- 電力系統は、送電系統（特別高圧）と配電系統（高圧、低圧）に大別され、特別高圧は基幹系統とローカル系統に分けられる。再給電方式（一定の順序）においては、基幹系統で混雑が発生した場合に、一定の順序に基づき出力制御される。
- 現行の中給システム^{*1}においては、配電系統のシステムとデータ連携がされていないことを鑑みて、**再給電方式（一定の順序）において、配電系統に接続される電源を出力制御対象とする場合にはシステム対応に膨大な時間と費用を要することが考えられる。**
^{*1} エリアによっては、特別高圧に接続される電源とデータ連携できない場合も一部存在する。
- 2023年中に再給電方式（一定の順序）を開始できるようにするため、**2023年の開始時においては、中給システムでデータ連携している基幹系統、ローカル系統に接続される電源を原則、出力制御対象**とし、系統混雑の頻度や量の見通しなどに変化があれば、改めて出力制御対象の拡大を検討することとしてはどうか。

＜電源種ごとの連系電圧のイメージ＞

	電圧階級	連系電圧	接続される電源の規模	接続電源
送電系統	基幹系統※	50万, 27.5万, 22万V 18.7万, 13.2万V	50万kW超	原子力 火力
	特別高圧 (7000V～)	15.4万, 11万, 10万V	5万kW～100万kW程度	洋上風力
	ローカル系統	7.7万, 6.6万V	2,000kW～5万kW程度	水力
		3.3万, 2.2万V	2,000kW～1万kW程度	陸上風力
				地熱
配電系統	高圧 (600V～7,000V以下)	6600V	50kW～2,000kW未満	バイオマス 太陽光
	低圧 (600V以下)	200, 100V	50kW未満	

（出所）第1回 地内系統の混雑管理に関する勉強会 資料1（2020年7月27日） ※各エリア上位2電圧（沖縄のみ1電圧（13.2万V）、北海道は50万Vなし（27.5万、18.7万）） 31

高圧まで
制御対象拡大

- ✓ 現在、発電契約者さまから提出頂く発電計画については、B G単位での合計値が正しければインバランス料金精算上は問題ないとしています（下表（2）のパターン）。
- ✓ 一方、再給電方式（一定の順序）においてインバランス料金精算を正しく行うためには、下表（1）のパターンのように発電契約者さまから個別（受電地点毎）の発電計画値を広域機関に提出していただく必要があります。
- ✓ また、再給電方式による出力制御（下げ指令）に対して逆応動となった場合は、その応動量をインバランスとして扱いますが、過応動となった場合は出力制御された全量を再給電方式（一定の順序）による精算対象とします。

<発電BG①の精算内容のイメージ>

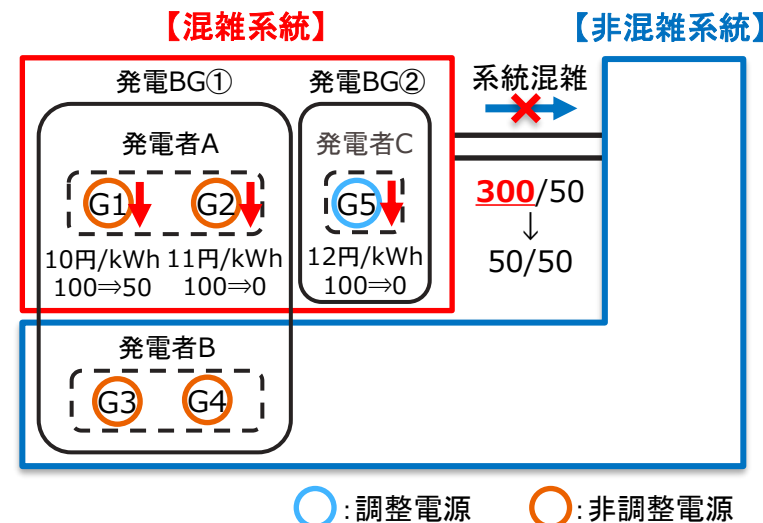
(1) 適切な事例：受電地点単位で発電計画を提出した場合

	発電BG①	G1	G2	G3	G4
①発電計画 [kWh]	550	100	100	200	150
②発電実績 [kWh]	410	50	0	220	140
差分(②-①) [kWh]	▲140	▲50	▲100	+20	▲10
精算単価 [円/kWh]	—	10	11	インバランス単価	
精算合計 [円]	—	1600		10×インバランス単価	

(2) 不適切な事例：BG単位で発電計画を提出した場合（G1に発電計画合計値を記載）

	発電BG①	G1	G2	G3	G4
①発電計画 [kWh]	550	550	0	0	0
②発電実績 [kWh]	410	50	0	220	140
差分(②-①) [kWh]	▲140	▲500	0	+220	+140
精算単価 [円/kWh]	—	10	11	インバランス単価	
精算合計 [円]	—	5000		360×インバランス単価	

2022.4.26 第41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1より抜粋し一部修正



9. 再給電方式（一定の順序）による出力制御における下げ調整のkWh価格および精算について

- ✓ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源Ⅲの火力発電等は、需給調整市場ガイドラインで示されている以下の式を準用した下げ調整のkWh価格の登録が必要となりますので、当社から別途個別に、下げ調整のkWh価格を確認いたします。

（調整電源については、下げ調整力契約にて下げ調整単価を登録済みであるため不要です）

下げ調整のkWh価格 $\geq$ 当該電源等の限界費用 - 一定額

一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額

（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 $\times$ 10%程度）

- ✓ ノンファーム型接続の電源（調整電源以外の電源）については、**精算単価としてスポット市場価格を基本**といたします。
- ✓ 出力制御時は、出力制御量と出力制御時の精算単価に基づき精算いたします。

2022.7.13 第43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より抜粋

<出力制御時の精算単価・出力制御方法>

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続	出力制御
電源Ⅰ・Ⅱ	調整単価 (限界費用ベース)	調整単価 (限界費用ベース)	価格順
電源Ⅲ	給電指令時補給単価 (限界費用ベース)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)	ノンファーム（プロラタ） ⇒ファーム（価格順）
バイオマス、太陽光・ 風力、長期固定	(原則、出力制御なし)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)	ノンファーム（プロラタ）

- ✓ ノンファーム型接続の電源（調整電源以外の電源）は、出力制御をプロラタ方式で実施することを基本とします。
- ✓ プロラタとは、比例按分の意味であり、混雑地域内のノンファーム型接続の電源の発電計画の比で必要な抑制量を配分し、算出された抑制量を加味した発電量で運転していただきます。

【ノンファーム型接続の電源Ⅲで6.8MWhの抑制が必要となった場合】

合計発電計画量

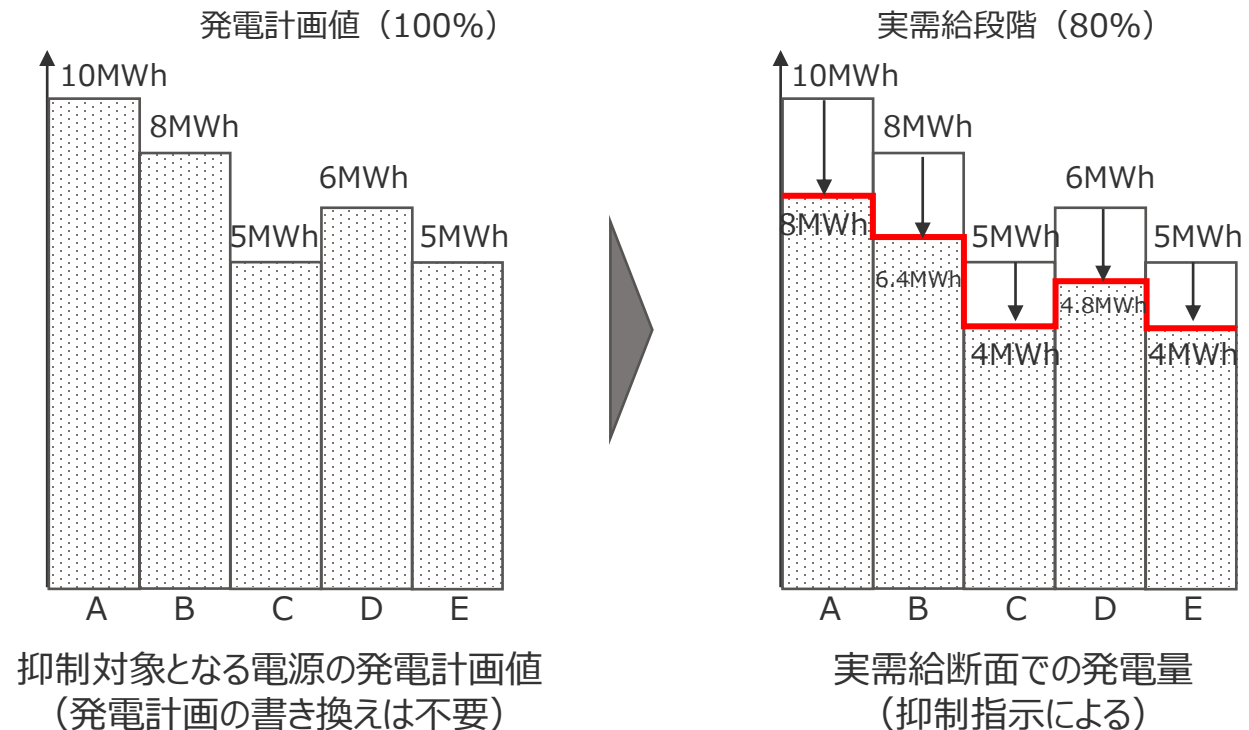
$$10 + 8 + 5 + 6 + 5 = 34(\text{MWh})$$

抑制割合

$$6.8 \div 34 = 20(\%)$$

電源Aの抑制量

$$10 \times 20(\%) = 2(\text{MWh})$$



- ✓ 系統制約によって再エネの出力制御が発生する可能性がある場合には、事前に当社のホームページ上にて出力制御の見通し及び出力制御指示を公表いたします。

2022.7.13 第43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より抜粋

論点② 再エネの出力制御見通し・制御時の確認

- 2022年4月26日の本小委員会で、系統制約による再エネの出力制御（混雑処理）が発生する可能性がある場合、需給制約時と同様に出力制御の見通し及び出力制御指示を公表することと整理した。
- 再給電方式に基づく出力制御が適切に実施されたかについては、事後的に確認することを基本としつつ、その必要性を含めて今後検討することとしてはどうか。
- 出力制御見通しで公表する項目や、制御時の確認における必要性及びその具体的な方法については、系統制約固有の特徴も踏まえつつ、系統WGで検討することとしてはどうか。

<再エネ出力制御指示に関する報告（九州電力送配電の例）>

通し番号 (注1)		1		2		3		4	
出力 制御 内容	発 信 日	03/31(木)16時頃 (前日指示)	04/01(金)実績 (速報)	04/01(金)16時頃 (前日指示)	04/02(土)実績 (速報)	04/02(土)16時頃 (前日指示)	04/03(日)実績 (速報)	04/03(日)16時頃 (前日指示)	04/04(月)実績 (速報)
	再エネ 出力制御期間	04/01(金) 8時00分～16時00分	04/01(金) 10時30分～14時30分	04/02(土) 8時00分～16時00分	04/02(土) 10時30分～14時30分	04/03(日) 8時00分～16時00分	04/03(日) 8時00分～16時00分	04/04(月) 8時00分～16時00分	04/04(月) 11時00分～14時30分
	最大余剰電力 発生時刻	12時30分 \$	12時30分 \$	12時30分 \$	12時30分 \$	12時00分 \$	13時00分 \$	12時30分 \$	12時30分 \$
		13時00分	13時00分	13時00分	13時00分	12時30分	13時30分	13時00分	13時00分
	再エネ出力制御量	0 ~ 176	110	0 ~ 283	130	33 ~ 263	222	0 ~ 195	106
予想 需給 状況 (注5)	エリア需要 (注2)	875	854	782	799	738	736	835	888
	大容量蓄電池の充電 ・揚水運転 (注3)	224	193	224	121	224	215	224	193
	域外送電 (注4)	239	239	188	185	190	187	239	239
	小 計	1,338	1,286	1,194	1,105	1,152	1,138	1,298	1,320
	供給力 (注5)	1,514	1,396	1,477	1,235	1,415	1,360	1,493	1,426
	(再編)再エネ出力	(925)	(832)	(979)	(731)	(922)	(873)	(972)	(899)
再エネ出力制御必要量 (⑤=①+②+③-④) ⑤		176	110	283	130	263	222	195	106

電力ネットワークの次世代化に向けたロードマップ^o

※他審議会における議論の内容も含む

2021年

2025年

2030年

2050年

新設・
増強

マスタープラン中間整理

2021春



マスタープラン完成 (地域間連系線・基幹系統の増強方針、海底直流送電を含む)

2022～

→ 具体的な整備計画を順次策定

増強工事 (10～20年目途)

〔一括検討プロセスで
ローカル系統を増強〕

ローカル・配電系統の整備計画

2023

(第一期レバニューキャップ期間) ※増強規律と費用負担の



ローカル・配電系統の整備計画

2028

(第二期レバニューキャップ期間)

既存系統の
有効利用

ノンファーム型接続の基幹系統への全国展開とローカル系統への試行的適用

2021春

N-1電制本格適用



混雑管理・出力制御システム開発の完了→ローカル系統でも系統連系開始

2024～

(NEDO実証)

(バランシングメカニズムと連携)



再給電方式 (調整力の活用) の開始

2022



再給電方式 (一定の順序) の開始

2023

市場主導型への見直しを検討中

(ゾーン制・ノード制)

調整力の
確保等

需給調整市場開設 (三次調整力②取引開始、商品ごとに順次拡大)

2021.4



需給調整市場の全商品取引開始 (全エリア(沖縄除く)での広域調達)

2024

〔グリッドコードの検討〕



ゲートクローズ後の余力活用の仕組みが開始 (容量市場の参加者)

2024～

→対象電源を可能な限り全電源に拡大



北海道蓄電池募プロの開始 (I期残容量、短期的な対応)

2021



系統用蓄電池の電気事業法への位置づけ等 → 北海道の要件解除へ

2022～

透明性・
公平性の
確保

電力広域機関のアクションプラン策定 (プロパー拡大等の検証WG取りまとめ具体化)

2021春



第三者が評価できる仕組みなどの取組の強化 (電力広域機関セカンドオピニオン)

2022春～

系統情報の公開・開示の高度化 (需給情報の細分化公開等)



競争発注等を通じた効率化取組施策

2023

(出所) 2021年9月 電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ 一部修正

3

カーボンニュートラルの実現を支える
強靱な次世代型の電力ネットワークへ

6-1. まとめ (混雑管理の実施に向けた道筋)

41

- 再給電方式、ゾーン制、ノード制という3つの手法について、どのような選択肢となるか実現までの時間軸を整理。

	卸取引市場において調整	TSO (系統運用者) が調整
現状		TSOが後着者を抑制
まずは速やかに 対応するための 選択肢	連系線を対象としたゾーン制	再給電 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：なし 適用系統：制限なし
適用が合理的な 系統への選択肢	ゾーン制 処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：一定程度あり 適用系統：適用の合理性の見極め要 ・混雑送電線の特定：予め特定する必要あり ・適用が想定される混雑系統：混雑箇所が限定的で特定が容易 ・上げ調整電源の調達方法：市場によるメリットオーダーで混雑系統以外の電源が約定 ・システム対応期間：2～3年程度か(間接オークションを参考) ・混雑調整費用：事業者負担 ・価格シグナル：あり(市場価格)	・混雑送電線の特定：予め特定する必要なし ・適用が想定される混雑系統：あらゆる状況に対応可能(調整可能な電源が必要) ・上げ調整電源の調達方法： -TSOが混雑系統以外から調達(計画締切以降) -TSOもしくはBGが混雑系統以外から調達(計画締切以前) ・システム対応期間： -実需給断面：短期間で可能か -実需給断面より前：2～3年程度か(試行ノンファームを参考) ・混雑調整費用：一般負担(需要家含めたエリア全体の負担) もしくは混雑地域の事業者負担 ・価格シグナル：なし
長期的な視点で 議論を要する 選択肢	ノード制 処理概観：入札価格に基づくメリットオーダー 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし ・混雑送電線の特定：予め特定する必要なし(全ての送電線) ・適用が想定される混雑系統：混雑箇所が相当数あるとともに特定が困難 ・上げ調整電源の調達方法：市場によるメリットオーダーで混雑系統以外から調達 ・システム対応期間：7～8年程度か(海外実績を参考) ・混雑調整費用：事業者負担 ・価格シグナル：あり(LMP価格)	ノード制 処理概観：一定の順序に基づきTSOが電源出力を増減 価格シグナル：あり 適用系統：制限なし ・混雑送電線の特定：予め特定する必要なし(全ての送電線) ・適用が想定される混雑系統：混雑箇所が相当数あるとともに特定が困難 ・上げ調整電源の調達方法：TSOが何らかの方法により調達した電源の価格情報等に基づき混雑系統以外から電源を調達 ・システム対応期間：7～8年程度か(海外実績を参考) ・混雑調整費用：事業者負担 ・価格シグナル：調達した電源の価格情報等を元に価格シグナルを発信