

優先給電ルールの見直しについて

平成 27 年 12 月 10 日

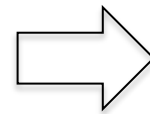
資源エネルギー庁

はじめに

優先給電ルールとは、需要と供給のバランスを一致させるために、需要の変動等に応じて、稼働中の電源等に対する出力抑制の**条件**や**順番**を定めるものである。

来年4月の小売全面自由化時に行うもの

- 抑制指令順位は一般電気事業者と新電力が調達した火力発電等について同順位とする。
- 再エネの出力抑制前に連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）を実施する。



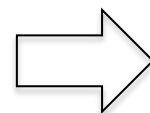
（１）抑制指令順位の見直し p2～

2020年の送配電部門の法的分離までに、できるものから速やかに

一般送配電事業者は基本的に**メリットオーダーで調整**し、高コストの電源から抑制指令を行うが、今般、新たな抑制指令順位の運用にあたっての詳細な設計が必要となる。

<主な論点>

- 一般送配電事業者がメリットオーダーで系統運用するためには、火力発電のユニット毎の調整単価を把握する必要がある。
- 将来、新電力等の発電設備について、オンラインで調整可能にしていくことが必要である。



（２）今後に向けての主な論点 p7～

- (1) 抑制指令順位の見直し**
- (2) 今後に向けての主な論点

(1) 抑制指令順位の見直し

＜現行の抑制指令順位＞

- a. 一般電気事業者が調達した発電機 (注1) の出力抑制及び揚水式発電機の揚水運転
- b. 一般電気事業者が調達したバイオマス専焼電源の出力抑制
- c. 一般電気事業者が調達した地域資源バイオマス電源の出力抑制
- d. 卸電力取引所における取引による電力の販売
- e. 一般電気事業者が調達した自然変動電源の出力抑制
- f. 全国融通（広域機関の指示に基づく広域系統運用）の活用
- g. 特定規模電気事業者、特定電気事業者又は自己託送を利用する発電者の発電機（長期固定電源 (注2) を除く。）の出力抑制
- h. 長期固定電源 (注2) の出力抑制

＜新たな抑制指令順位のイメージ＞（来年4月～）

- a. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力抑制 (注3)
- b. 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（電源Ⅲ）の出力抑制 (注3, 4, 5)
- c. 連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）
- d. バイオマス電源 (注6) の出力抑制
- e. 自然変動電源（太陽光・風力） (注7) の出力抑制
- f. 電気事業法に基づく広域機関の指示（緊急時の広域系統運用）
- g. 長期固定電源 (注2) の出力抑制

(注1) バイオマス専焼発電、地域資源バイオマス、自然変動電源、長期固定電源を除く。

(注2) 長期固定電源とは、原子力、水力（揚水式を除く）及び地熱発電所を指す。

(注3) 火力発電にはバイオマス混焼発電（地域資源バイオマスを除く）を含む。鉄鋼や製紙工場等における自家発電の余剰電力等の経済活動に伴って出力が発生する等の要因により出力を調整できないものは対象外とする。

(注4) 原則、発電事業者には差損が発生しない範囲内で発電計画の変更を指令するものとするが、必要に応じて、発電事業者には差損が発生する場合にも指令できるものとする。

(注5) オンライン調整が可能な電源であっても、一般送配電事業者からオンライン指令する契約をしない場合には「電源Ⅲ」に含まれる。

(注6) バイオマス専焼の出力抑制後に地域資源バイオマスの出力抑制（出力制御が困難なものを除く）を行う。

(注7) F I T 対象電源、F I T 対象外電源は同列。ただし、F I T 対象電源内の出力制御はF I T 関連法令等により規定。

(※) 小売電気事業者、発電事業者は、市場の活用等により計画値同時同量の達成を目指すため、メリットオーダーの実現が達成されていく。しかし、それでもなお発生すると見込まれる再エネ発電量の予測誤差やインバランス等に対応するために、一般送配電事業者は、基本的にメリットオーダーで調整し、高コストの電源から抑制指令を行うことになる。

(※) a.に位置づけられている調整力（電源Ⅰ、電源Ⅱ）を活用してもなお、供給が需要を上回り、一般送配電事業者が確保している調整力では調整しきれないおそれがある場合は、b以下の指令を行う。

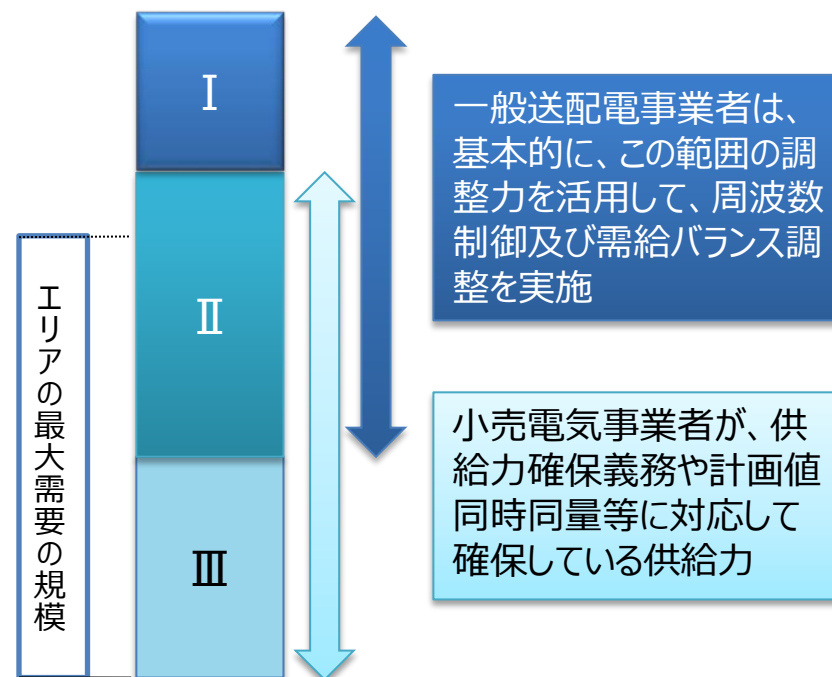
(※) コストを把握できない特定の電源や設備側のスペック等の制約により、必ずしもメリットオーダーで調整できないことに留意する必要がある。

(※) b（電源Ⅲの出力抑制）とc（連系線を活用した広域的な系統運用）の順位については、仮に、（c）連系線を活用した広域的な系統運用の実施後に（b）オンラインでの調整が来ない火力発電等（電源Ⅲ）の抑制指令を行うとした場合、実務上、運用が間に合わない場合がありうることを踏まえ、bを上位にすることとした。

(参考 1) 電源等の区分について

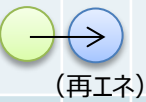
	電源Ⅰ	電源Ⅱ	電源Ⅲ
定義	一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源等	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源等 (注1)
設備運用要件	・系統連系技術要件を満たし、調整幅が数万kW。 ・周波数制御、需給バランス調整に対応が可能。 ・一般送配電事業者の指令（上げ・下げ両方）に基づく運転が可能。 ・数分以内に出力増減が可能。	・GC後の余力を活用。	—
料金精算	固定費＋可変費	可変費のみ	託送約款に基づいた給電指令時補給料金（インバランス料金等）
調達方式	入札等	入札または個別協議等	—

(注1) オンライン調整が可能な電源であっても、一般送配電事業者からオンライン指令する契約をしない場合には「電源Ⅲ」に含まれる。



(参考 2) 具体的な運用フローのイメージ①

- 抑制指令を行うにあたっての具体的な運用フローについては、広域機関等において、関係事業者間で検討中であり、現時点のイメージを示す。

時間		内容	自エリア				他エリア		
			広域	送配	小売	発電	送配	小売	発電
～前々日16時まで	①	F I T インバランス特例①を使う F I T 発電 B G については、一般送配電事業者が B G に組み込まれた再エネ発電設備全体の計画発電量を設定し、小売電気事業者に通知。							
～前日12時まで	②	F I T インバランス特例②を使う F I T 発電 B G については、小売電気事業者が B G に組み込まれた再エネ発電設備全体の計画発電量を設定。（火力等についても同様に発電量を設定）							
	③	小売電気事業者及び発電事業者は各々で、計画値同時同量を達成するために、調達する火力発電等の出力抑制やスポット市場等の活用を実施。							
	④	スポット市場の約定後、小売電気事業者は翌日の需要計画と調達計画、発電事業者は翌日の発電計画と販売計画を策定し、広域機関に提出。							
	⑤	広域機関は上記④を一般送配電事業者へ通知。							
前日12時以降	⑥	一般送配電事業者は翌日のエリア需給バランスを策定し、広域機関に報告。							
	⑦	一般送配電事業者は F I T インバランス特例①を使う F I T 発電 B G に係る計画発電量について、一般送配電事業者が小売電気事業者へ通知した量を見直す必要が生じる場合等において、あらかじめ確保する調整力（電源Ⅰ）の出力抑制や一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）に係る出力抑制の必要性を把握し、必要に応じて発電計画の変更を指令。							
	⑧	上記を行ってもなお、供給が需要を上回り、一般送配電事業者が確保する調整力（電源Ⅰ・電源Ⅱ）の範囲では調整しきれないおそれがある場合、一般送配電事業者は、電源Ⅲの発電事業者に対し、発電計画の変更を指令。							
	⑨	上記を行ってもなお、一般送配電事業者が確保する調整力（電源Ⅰ・電源Ⅱ）の範囲では調整しきれないおそれがある場合、一般送配電事業者は広域機関に対して、連系線を活用した広域的な系統運用の必要量や時間を要請。							

(参考 2) 具体的な運用フローのイメージ②

時間		内容	自エリア				他エリア		
			広域	送配	小売	発電	送配	小売	発電
前日 12時以降	⑩	広域機関は連系線を活用した広域的な系統運用の要請を受けた場合は他の一般送配電事業者に対して、例えば、インバランス料金や市場価格等に基づき、追加的な費用負担が発生しない範囲内で費用精算を行うことを前提とした場合の受入可否及び受入可能量の算出を要請	●				●		
	⑪	連系線を活用した広域的な系統運用の要請を受けた他の一般送配電事業者は、前日夕方までに、自らのエリアの電力の安定供給確保を前提として、ゲートクローズ（G C）後の自らのエリアの安定供給を確保するために必要な調整力を考慮した上で調整力等を活用した受入可能量を算出し、広域機関に報告。	●				●		●
	⑫	広域機関は連系線の空容量を勘案して、受入先及び融通可能量を決定（マージン利用を想定しない）し、一般送配電事業者へ通知。	●	●			●		
	⑬	要請を行った一般送配電事業者は上記を行ってもなお、自然変動電源（オフライン）の出力抑制を行う必要がある場合は前日夕方までに抑制指令を行う。		●		●			
	⑭	小売電気事業者及び発電事業者は各々で、計画値同時同量とするために、引き続き、調達する火力発電等の出力抑制や 1 時間前市場等の活用を実施			●	●			
	⑮	最新の天気予報に基づく需要変更や 1 時間前市場の活用による供給力変更により、小売電気事業者は当日の需要計画と調達計画、発電事業者は当日の発電計画と販売計画を最終確定し、広域機関に提出。広域機関は、需給状況の変化を織り込み、連系線を活用した広域的な系統運用の融通量を確定。	●	●	●	●			
当日 GC後	⑯	広域機関は上記⑮を一般送配電事業者へ通知。		●			●		
	⑰	一般送配電事業者は当日のエリア需給バランスを最終確定し、広域機関に報告。	●	●					
	⑱	一般送配電事業者は、当日のエリア需給バランスを見て、下げ代不足のおそれがある場合には、抑制指令順位に基づき、順次抑制指令を実施。		●		●			
	⑲	広域機関は、必要に応じて、電気事業法に基づく広域機関の指示（緊急時の広域系統運用）を実施。	●	●			●		

- (1) 抑制指令順位の見直し
- (2) 今後に向けての主な論点**

(2) 今後に向けての主な論点の総論

- 電力システム改革第2弾（ライセンス制導入）に伴い、発電部門にも今後、新規参入の増加が見込まれるが、電源間の競争を促すために公平な環境整備が必要となる。
- しかし、現状では一般送配電事業者は旧一般電気事業者の電源を中心としたユニット毎の調整単価しか把握していなため、一般送配電事業者は適切なメリットオーダーでの抑制指令を行うことが困難な状況。

⇒ 論点①－1) メリットオーダー実現のため、電源のユニット毎の調整単価等を把握する必要性

⇒ 論点①－2) 抑制指令時の費用精算ルール

- 自然変動電源の導入拡大により、一層の調整力の確保が必要となる中で、一般送配電事業者が周波数維持や需給バランス調整を適切に行う観点から、オンライン調整ができる電源がより多く確保出来ることが望ましい。

⇒ 論点② 電源Ⅲから電源Ⅱへの移行を促す仕組みの必要性

- また、更なる自然変動電源の導入のためには、連系線を活用した広域的な系統運用の精算ルール等を検討する必要がある。

⇒ 論点③ 連系線を活用した広域的な系統運用の精算ルール等

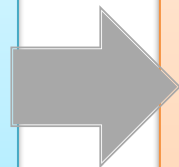
(2) 今後に向けての主な論点①- 1

<現状・課題>

<対応の方向性>

①- 1) メリットオーダー実現のため、電源のユニット毎の調整単価等を把握する必要性

- 一般送配電事業者が基本的にメリットオーダーで調整を行い、高コストな電源から抑制指令を行うためには、発電事業者が保有する電源のユニット毎の調整単価を把握することが必要。
- しかし、現状では旧新電力等の「電源Ⅲ」を中心に、ユニット毎の調整単価を把握していないため、適切なメリットオーダーでの抑制指令を行うことが困難な状況。
- いかにしてユニット毎の調整単価を把握する仕組みを構築するかが重要な課題。



- 「電源Ⅰ」「電源Ⅱ」については、それぞれ「一般送配電事業者が予め確保する調整力」、「一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源」として、一般送配電事業者が発電事業者と契約を締結する際に、ユニット毎の調整単価（発電事業者の申し出価格等）についても登録する仕組みにしてはどうか。
- 「電源Ⅲ」については、一般送配電事業者や発電事業者等の関係者において、ユニット毎の調整単価の情報提供手法や更新頻度等について検討を行い、早急に仕組みを構築していくことが必要ではないか（例えば、広域機関のような第三者機関を通して一般送配電事業者に調整単価の順序を示す等）。
- 上記仕組みが構築されるまでは、一般送配電事業者はユニット毎の調整単価が把握できず、適切なメリットオーダーに基づく運用を行うことは困難。
- 当面の措置として、燃種、設計熱効率、稼働年数、設備側のスペックの制約等により一般送配電事業者が把握可能な範囲で簡便な運用を行うことも考えられるのではないかと。

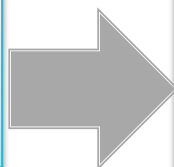
(2) 今後に向けての主な論点①-2

<現状・課題>

<対応の方向性>

①-2) 抑制指令時の費用精算ルール（一般送配電事業者と発電事業者間）

- 抑制指令時の一般送配電事業者と発電事業者間の費用精算のルールを検討する必要がある。



- 「電源Ⅰ」「電源Ⅱ」の可変費については、発電事業者は抑制指令により燃料費が削減できるため、削減した当該燃料費相当の調整単価を抑制料金として支払うことしており、調整単価は送配電事業者と発電事業者の相対契約で決まる。（注1）
- ただし、実際には燃料単価の変動、電源の出力帯、起動停止費用、燃焼効率悪化等の要因によって可変費が変わりうることを考慮する必要がある。
- 価格形成力の強い発電事業者が調整単価（発電事業者の申し出価格等）により精算することで、過剰に利益を得ることがないように担保する措置を検討してはどうか。

（注1）「電源Ⅲ」については、原則、託送約款に基づいた給電指令時補給料金（インバランス料金）等で精算されることとなっている。

(2) 今後に向けての主な論点②

<現状・課題>

②電源Ⅲから電源Ⅱへの移行を促す仕組みの必要性

- オンラインでの調整ができない等の電源（電源Ⅲ）
（注1）には自然変動電源含め、様々な性質・属性の電源が混在するが、日本全体に占める割合は3割程度（長期固定電源を除く）。
- 一方、自然変動電源の導入拡大により、一層の調整力の確保が必要となる中で、一般送配電事業者が周波数維持や需給バランス調整を適切に行う観点から、オンライン調整ができる電源がより多く確保できることが望ましい。

（注1） オンライン調整が可能な電源であっても、一般送配電事業者からオンライン指令する契約をしない場合には「電源Ⅲ」に含まれる。

<対応の方向性>

- 仮にオンライン化するための機器（注2）の義務付けを行う場合には、その費用負担の在り方等について、慎重な検討が必要ではないか。なお、既存設備については、設計当初からオンライン調整を想定していないもの等もあり、その場合さらに費用が増大することに留意。
- さらに、オンラインでの調整ができる電源について、「電源Ⅱ」としての契約の締結が円滑に進むような措置を実施することが必要ではないか。
- 鉄鋼や製紙工場等における自家発電の余剰電力等、経済活動に伴って出力が発生する等の要因により出力を調整できないものについて、その基準を明確にし、抑制指令の対象外とすることを検討してはどうか。

（注2） 一般送配電事業者がオンラインで調整するためには、電源毎の出力変化を監視できるテレメータの設置及びオンライン調整が可能となるような機器設備（周波数調整機能の具備（LFC、GF等）、遠隔制御装置や専用回線など）を導入する必要がある。

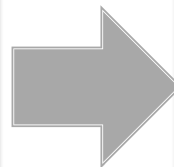
(2) 今後に向けての主な論点③

<現状・課題>

<対応の方向性>

③連系線を活用した広域的な系統運用の精算ルール等

- 連系線を活用した広域的な系統運用を行う際の一般送配電事業者間の精算ルールを検討する必要がある。
- 今後、さらに再エネ導入拡大を目指す観点からは、これらの調整に伴う精算ルールや実施条件等を検討する必要がある。



(a) 事業者間の費用精算

- 要請を行った一般送配電事業者と要請を受けた一般送配電事業者の費用精算については、当事者間の協議により決定（例えば、インバランス料金や市場価格等）といったことが考えられるが、どのようにすべきか。
- 仮に追加的に費用が発生する範囲まで調整を行うこととするルールへと改める場合、当該追加的費用に係る費用清算の仕組みをどうするべきか。

(b) 受入義務

- 再エネの最大導入の観点から、要請を受けた他の一般送配電事業者及び発電事業者は自エリアの安定供給を確保するために必要な調整力を考慮しつつ、例えばインバランス料金や市場価格等に基づき、発電事業者に追加的な費用負担が発生しない範囲内で、最大限受け入れるように努めなければならないとはどうか。

(c) 留意点

- 小売電気事業者はG Cまで1時間前市場を活用するのが基本のため、事前計画で連系線を活用した広域的な系統運用のためにどこまで連系線を活用するか、検討が必要ではないか。

(参考 3) 用語集

「メリットオーダー」での調整

相対的に価格競争力のある電源等から順番に使用するという考え方の下、調整単価が高いユニットから順番に抑制していく運用。

(注) 実運用上は、電源のユニット毎の調整単価に基づき、発電種別毎ではなく、ユニット毎に出力抑制指令が行われる。

計画値同時同量制度

発電事業者と小売電気事業者に対し、実需給の 1 時間前までに、発電計画と需要計画を確定させ、計画通りの発電・需要を求める制度。仮に、計画値と実績値に差が生じる場合は、その差をインバランスとして認識し、インバランス料金により精算を行う。

インバランス料金

発電事業者と小売電気事業者が、それぞれ提出した発電計画や需要計画について、計画値と実績値に差が生じる場合に、調整料金として一般送配電事業者と精算する際の料金。