

送配電等業務指針の変更について

送配電等業務指針の一部について、添付のとおり、変更したいと存じます。
変更の概要は下記のとおりです。

記

1. 再生可能エネルギーの発電計画に関する特例措置に関する変更
【該当条文：第140条】
 - ・再生可能エネルギーの発電予測量の誤差削減のために、一般送配電事業者による発電予測の時間を変更 等

2. 系統連系技術要件に関する変更
【該当条文：第79条、第80条、第135条、第135条の2、第174条】
 - ・一般送配電事業者が、系統連系技術要件（電力系統に連系する設備に対して定めている技術要件）に、火力発電設備等が具備すべき周波数調整機能を定めることを規定 等

3. 容量市場ルールのうち、容量オークションの参加条件に関する変更
【該当条文：第15条の4】
 - ・1,000kW未満の変動電源を集約して1,000kW以上の供給力として提供する事業者及び蓄電池を供給力として提供する事業者の参加条件を変更 等

4. 給電指令の発受令に必要な事項の決定に関する変更
【該当条文：第190条】
 - ・調整力の隣接エリアからの調達開始に伴い、給電申合書その他の協定書締結の際に関係する一般送配電事業者も当事者に含めることを規定 等

以上

変更前（変更点に下線）

平成27年4月28日施行
令和元年 月 日変更

送配電等業務指針

電力広域的運営推進機関

変更後（変更点に下線）

平成27年4月28日施行
令和 年 月 日変更

送配電等業務指針

電力広域的運営推進機関

変 更 前 (変更点に下線)

(変更履歴)
 平成27年4月28日施行
 平成27年8月31日変更
 平成28年4月1日変更
 平成28年7月11日変更
 平成28年10月18日変更
 平成29年4月1日変更
 平成29年9月6日変更
 平成30年6月29日変更
 平成30年10月1日変更
 平成31年4月1日変更
 令和元年7月1日変更

変 更 後 (変更点に下線)

(変更履歴)
 平成27年4月28日施行
 平成27年8月31日変更
 平成28年4月1日変更
 平成28年7月11日変更
 平成28年10月18日変更
 平成29年4月1日変更
 平成29年9月6日変更
 平成30年6月29日変更
 平成30年10月1日変更
 平成31年4月1日変更
 令和元年7月1日変更
令和 年 月 日変更

変 更 前 (変更点に下線)

(容量オークションの参加の条件)

第15条の4 業務規程第32条の2第1項第1号に基づき本機関が実施するメインオークションへの参加の条件は、次の各号のいずれかに掲げるとおりとする(ただし、実需給年度において電源入札等その他制度から補填金等を得ている電源及び供給区域の供給力に計上できない電源は除く。)

一 次のアからエのいずれかに該当する電源により、期待容量が1,000キロワット以上の安定的な供給力を提供する事業者又はその取次を業として行う事業者(以下「安定電源提供者」という。)であること。

ア 水力電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。)

イ 火力電源

ウ 原子力電源

エ 再生可能エネルギー電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。)

二 次のア又はイのいずれかに該当する電源により、期待容量が1,000キロワット以上の供給力を提供する事業者又はその取次を業として行う事業者(以下「変動電源提供者」という。)であること。

ア 水力電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。)

イ 再生可能エネルギー電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。)

三 次のアからウのいずれかに該当する電源又は特定抑制依頼(電気事業法施行規則第1条第2項第8号に定める。)等により、期待容量が1,000キロワット以上の供給力(ただし、複数の電源等を組み合わせて供給力を提供する場合は同一供給区域に属しているものに限る。)を提供する事業者(以下「発動指令電源提供者」という。)であること。

ア 安定的に電気を供給することが困難な発電用の自家用電気工作物等

イ 需要に対する特定抑制依頼

ウ 期待容量が1,000キロワット未満の発電設備等

2 業務規程第32条の2第2号に基づき本機関が実施する追加オークションへの参加の条件は、次の各号のいずれかに掲げるとおりとする(ただし、実需給年度において電源入札等その他制度から補填金等を得ている電源及び供給区域の供給力に計上できない電源は除く。)

一 業務規程第32条の2第2号アに基づき調達オークションを実施する場合 次のアからウに掲げる事業者であって、同アからウに記載する条件を満たしていること。

ア 前項第1号から第3号のいずれかに該当する事業者 調達オークションの実需給年度を対象とするメインオークションに応札し、落札できなかったこと、又は、新設等やむを得ない事由により当該調達オークションの実需給年度を対象とするメインオークションに参加できなかったこと(ただし、前項第3号に該当する事業者は実効容量を確定している者に限る。)

イ 発電用の自家用電気工作物の供給力を提供する安定電源提供者 本機関との間で調達オークションの実需給年度を対象とする容量確保契約を締結しており、当該容量確保契約の締結時点から発電販売計画の見通しが明確になったこと等によって、当該容量確保契約の容量確保契約容量を超過する供給力を提供できるようになったこと。

ウ 発動指令電源提供者 本機関との間で調達オークションの実需給年度を対象とする容量確保契約を締結しており、実効容量が容量確保契約容量を超過したこと。

変 更 後 (変更点に下線)

(容量オークションの参加条件)

第15条の4 業務規程第32条の2第1項第1号に基づき本機関が実施するメインオークションの参加条件は、次の各号のいずれかに掲げるとおりとする(ただし、実需給年度において電源入札等その他制度から補填金等を得ている電源及び供給区域の供給力に計上できない電源は除く。)

一 次のアからエのいずれかに該当する電源により、期待容量が1,000キロワット以上の安定的な供給力を提供する事業者又はその取次を業として行う事業者(以下「安定電源提供者」という。)であること。

ア 水力電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。)

イ 火力電源

ウ 原子力電源

エ 再生可能エネルギー電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものに限る。)

二 次のア又はイのいずれかに該当する電源により、期待容量が1,000キロワット以上の供給力(同一供給区域に属する期待容量が1,000キロワット未満の複数の電源を組み合わせて提供する場合を含む。)を提供する事業者又はその取次を業として行う事業者(以下「変動電源提供者」という。)であること。

ア 水力電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。)

イ 再生可能エネルギー電源(ただし、安定的に供給力を提供できるものは除く。)

三 次のアからウのいずれかに該当する電源又は特定抑制依頼(電気事業法施行規則第1条第2項第8号に定める。)等により、期待容量が1,000キロワット以上の供給力(同一供給区域に属する複数の電源等を組み合わせて提供する場合を含む。)を提供する事業者(ただし、前号ア又はイに該当する電源及びそれら電源のみを組み合わせる事業者を除く。以下「発動指令電源提供者」という。)であること。

ア 安定的に電気を供給することが困難な事業用電気工作物

イ 特定抑制依頼

ウ 期待容量が1,000キロワット未満の発電設備等

2 業務規程第32条の2第2号に基づき本機関が実施する追加オークションの参加条件は、次の各号のいずれかに掲げるとおりとする(ただし、実需給年度において電源入札等その他制度から補填金等を得ている電源及び供給区域の供給力に計上できない電源は除く。)

一 業務規程第32条の2第2号アに基づき調達オークションを実施する場合 次のアからウのいずれかの事業者であって、同アからウに記載する条件を満たしていること。

ア 前項第1号から第3号のいずれかに該当する事業者 調達オークションの実需給年度を対象とするメインオークションに応札し、落札できなかったこと、又は、新設等やむを得ない事由により当該調達オークションの実需給年度を対象とするメインオークションに参加できなかったこと(ただし、前項第3号に該当する事業者は実効容量を確定している者に限る。)

イ 発電用の自家用電気工作物の供給力を提供する安定電源提供者 本機関との間で調達オークションの実需給年度を対象とする容量確保契約を締結しており、当該容量確保契約の締結時点から発電販売計画の見通しが明確になったこと等によって、当該容量確保契約の容量確保契約容量を超過する供給力を提供できるようになったこと。

ウ 発動指令電源提供者 本機関との間で調達オークションの実需給年度を対象とする容量確保契約を締結しており、実効容量が容量確保契約容量を超過したこと。

変 更 前 (変更点に下線)	変 更 後 (変更点に下線)								
<p>二 (略)</p> <p>(接続検討の申込み)</p> <p>第79条 発電設備等と高圧又は特別高圧の送電系統の連系等を希望する系統連系希望者は、次の各号に掲げる場合においては、契約申込みに先立ち、接続検討の申込みを行わなければならない。</p> <p>一 (略)</p> <p>二 発電設備等の全部若しくは一部又は付帯設備の変更(更新を含み、以下、この条及び次条において「発電設備等の変更」という。)を行う場合。ただし、次のア又はイに該当するときは除く。</p> <p>ア 接続検討申込書の記載事項に変更が生じないとき</p> <p>イ 次条に基づき、一般送配電事業者が接続検討を不要と判断したとき</p> <p>三～四 (略)</p> <p>2 (略)</p>	<p>二 (略)</p> <p>(接続検討の申込み)</p> <p>第79条 発電設備等と高圧又は特別高圧の送電系統の連系等を希望する系統連系希望者は、次の各号に掲げる場合においては、契約申込みに先立ち、接続検討の申込みを行わなければならない。</p> <p>一 (略)</p> <p>二 発電設備等の全部若しくは一部又は付帯設備の変更(更新を含み、以下、この条及び次条において「発電設備等の変更」という。)を行う場合。ただし、<u>変更前の当該発電設備等が最新の系統連系技術要件(託送供給等約款別冊で定める系統に連系する設備に関する技術要件をいう。以下同じ。)に適合するときであって、次のア又はイに該当するときは除く。</u></p> <p>ア 接続検討申込書の記載事項に変更が生じないとき</p> <p>イ 次条に基づき、一般送配電事業者が接続検討を不要と判断したとき</p> <p>三～四 (略)</p> <p>2 (略)</p>								
<p>(発電設備等の変更に伴う接続検討の要否確認)</p> <p>第80条 (略)</p> <p>2 (略)</p> <p>3 一般送配電事業者は、接続検討の要否確認を受けた場合において、接続検討の要否について検討を行う。この場合、一般送配電事業者は、発電設備等の変更に伴う事実関係の変動で新たな系統増強工事や運用上の制約が発生しないことが明らかであるときに限り、接続検討を不要とすることができる。</p> <p>4 (略)</p> <p>5 (略)</p>	<p>(発電設備等の変更に伴う接続検討の要否確認)</p> <p>第80条 (略)</p> <p>2 (略)</p> <p>3 一般送配電事業者は、接続検討の要否確認を受けた場合において、接続検討の要否について検討を行う。この場合、一般送配電事業者は、<u>変更前の当該発電設備等が最新の系統連系技術要件に適合するときであって、発電設備等の変更に伴う事実関係の変動で新たな系統増強工事や運用上の制約が発生しないことが明らかであるときに限り、接続検討を不要とすることができる。</u></p> <p>4 (略)</p> <p>5 (略)</p>								
<p>(新設)</p>	<p><u>(系統連系技術要件)</u></p> <p>第135条 <u>系統連系技術要件には、次の各号に掲げる発電設備(ただし、別表7-1の上欄に掲げる供給区域ごとに、同表下欄に掲げる発電容量以上の発電設備に限る。)について、別表7-2及び別表7-3の上欄に定める供給区域ごとに、それぞれ同表に掲げる発電方式の区分に応じ、同表に掲げる内容を定めなければならない。</u></p> <p>一 <u>火力発電設備</u></p> <p>二 <u>混焼バイオマス発電設備(地域資源バイオマス電源(地域に賦存する資源(未利用間伐材等のバイオマス、メタン発酵ガス、一般廃棄物)を活用する発電設備(ただし、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く。))をいう。以下同じ。))</u></p>								
<p>(新設)</p>	<p>別表7-1 別表7-2及び別表7-3に定める内容を系統連系技術要件に定める発電設備</p> <table border="1" data-bbox="1469 1759 2760 1854"> <thead> <tr> <th>供給区域</th> <th>北海道</th> <th>沖縄</th> <th>北海道及び沖縄以外</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発電容量</td> <td>10万kW以上</td> <td>3.5万kW以上</td> <td>10万kW以上</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ <u>新設電源及び既に系統に連系している発電設備に適用する。ただし、既に系統に連系している発電設備は、当該発電設備のリプレース(発電設備の全部又は一部の変更(更新を含む。))をいう。</u>を行</p>	供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外	発電容量	10万kW以上	3.5万kW以上	10万kW以上
供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外						
発電容量	10万kW以上	3.5万kW以上	10万kW以上						

変更前 (変更点に下線)

変更後 (変更点に下線)

うとぎにのみ適用するものとする。

(新設)

別表 7-2 系統連系技術要件に定めるガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクルの発電設備の仕様等

供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外
GFの速度調定率	4%以下	4%以下	5%以下
GFの幅	5%以上	8%以上	5%以上
LFCの出力変化速度	毎分5%以上	毎分5%以上	毎分5%以上
LFCの幅	±5%以上	±8%以上	±5%以上
EDCの出力変化速度	毎分5%以上	毎分5%以上	毎分5%以上
EDCとLFCを同時に行う際の出力変化速度	毎分10%以上	毎分10%以上	毎分10%以上
EDC・LFCを可能とする最低出力	50%以下	50%以下	50%以下
DSS (日間起動停止)	要 (8時間以内)	要 (3.5時間以内)	要 (8時間以内)
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.2Hz以内)
出力低下防止	要	要	要

※ GFは「ガバナフリー」、LFCは「負荷周波数制御」、EDCは「経済負荷配分制御」、%は定格出力又は標準周波数に対する比率を表す。

(新設)

別表 7-3 系統連系技術要件に定めるガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル以外の発電方式の発電設備の仕様等

供給区域	北海道	沖縄	北海道及び沖縄以外
GFの速度調定率	4%以下	4%以下	5%以下
GFの幅	3%以上	5%以上	3%以上
LFCの出力変化速度	毎分1%以上	毎分2%以上	毎分1%以上
LFCの幅	±5%以上	±5%以上	±5%以上
EDCの出力変化速度	毎分1%以上	毎分2%以上	毎分1%以上
EDCとLFCを同時に行う際の出力変化速度	毎分1%以上	毎分2%以上	毎分1%以上
EDC・LFCを可能とする最低出力	30%以下	30%以下	30%以下
DSS (日間起動停止)	二	要 (4時間以内)	二
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.2Hz以内)

※ GFは「ガバナフリー」、LFCは「負荷周波数制御」、EDCは「経済負荷配分制御」、%は定格出力又は標準周波数に対する比率を表す。

変更前（変更点に下線）	変更後（変更点に下線）
<p>（送電系統への連系等に係わる技術要件の公表）</p> <p><u>第135条</u> 一般送配電事業者は、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、送電系統への連系等を行う発電設備等及び需要設備の設置者が満たすべき技術要件を明確に定め、公表しなければならない。</p>	<p>（送電系統への連系等に係わる技術要件の公表）</p> <p><u>第135条の2</u> 一般送配電事業者は、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、送電系統への連系等を行う発電設備等及び需要設備の設置者が満たすべき技術要件を明確に定め、公表しなければならない。</p>
<p>（再生可能エネルギーの発電計画に関する特例措置）</p> <p>第140条 （略）</p> <p>一 太陽光電源又は風力電源の場合</p> <p>ア 特例契約者及び旧特例契約者（以下「特例契約者等」という。）は、実需給日の前々日12時までに、特例発電計画の様式を作成する。</p> <p>イ 一般送配電事業者は、この号アにより特例契約者等が作成した様式に、実需給日の前々日16時までに、特例発電計画に係る太陽光電源又は風力電源の発電計画の値を入力する。</p> <p>二 水力電源、地熱電源又はバイオマス電源の場合</p> <p>ア 特例契約者等は、実需給日の前々日12時までに、特例発電計画に係る水力電源、地熱電源又はバイオマス電源の発電計画を作成する。</p> <p>イ 一般送配電事業者は、実需給日の前々日16時までに、この号アの特例発電計画の妥当性を確認する。</p> <p>2 特例契約者等は、前項各号に基づいて一般送配電事業者が入力し、又は特例契約者等が作成し一般送配電事業者がその妥当性を確認した発電計画の内容にしたがって、実需給日の前日12時までに発電販売計画等を本機関に提出しなければならない。</p> <p>3 一般送配電事業者は、第1項第1号イの特例発電計画の想定方法について、あらかじめ定め公表するとともに、当該方法により想定した実績を定期的に取りまとめて公表するものとする。</p>	<p>（再生可能エネルギーの発電計画に関する特例措置）</p> <p>第140条 （略）</p> <p>一 太陽光電源又は風力電源の場合</p> <p>ア 特例契約者及び旧特例契約者（以下「特例契約者等」という。）は、実需給日の前々日12時までに、特例発電計画の様式を作成する。</p> <p>イ 一般送配電事業者は、この号アにより特例契約者等が作成した様式に、実需給日の前々日16時までに、特例発電計画に係る太陽光電源又は風力電源の発電計画の値を入力する。<u>また、実需給日の前日6時までに、入力した値について見直し、再入力する。</u></p> <p>二 水力電源、地熱電源又はバイオマス電源の場合</p> <p>ア 特例契約者等は、実需給日の前々日12時までに、特例発電計画に係る水力電源、地熱電源又はバイオマス電源の発電計画を作成する。</p> <p>イ 一般送配電事業者は、実需給日の前々日16時までに、この号アの特例発電計画の妥当性を確認する。</p> <p>2 特例契約者等は、前項各号に基づいて一般送配電事業者が入力し、又は特例契約者等が作成し一般送配電事業者がその妥当性を確認した発電計画の内容にしたがって、実需給日の前日12時までに発電販売計画等を本機関に提出しなければならない。</p> <p>3 一般送配電事業者は、第1項第1号イの特例発電計画の想定方法について、あらかじめ定め公表するとともに、当該方法により想定した実績を定期的に取りまとめて公表するものとする。</p>
<p>（下げ調整力が不足する場合の措置）</p> <p>第174条 （略）</p> <p>一～二 （略）</p> <p>三 バイオマスの専焼電源（ただし、次号の地域バイオマス電源を除く。以下同じ。）の出力抑制</p> <p>四 <u>地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源（未利用間伐材等のバイオマス、メタン発酵ガス、一般廃棄物）を活用する発電設備（ただし、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力抑制が困難なものを除く。）をいう。以下同じ。）</u>の出力抑制</p> <p>五～七 （略）</p> <p>2 （略）</p>	<p>（下げ調整力が不足する場合の措置）</p> <p>第174条 （略）</p> <p>一～二 （略）</p> <p>三 バイオマスの専焼電源（ただし、次号の<u>地域資源</u>バイオマス電源を除く。以下同じ。）の出力抑制</p> <p>四 地域資源バイオマス電源の出力抑制</p> <p>五～七 （略）</p> <p>2 （略）</p>
<p>（給電指令の発受令に必要な事項の決定）</p> <p>第190条 一般送配電事業者及び給電指令を受令する者（以下「受令者」という。）は、あらかじめ給電指令の発受令に備え、協議の上、給電指令の内容、給電指令の対象とする電力設備の範囲、給電指令の発受令の体制その他給電指令の発受令のために必要な事項を定めた給電申合書その他の協定書を締結する。</p>	<p>（給電指令の発受令に必要な事項の決定）</p> <p>第190条 一般送配電事業者及び給電指令を受令する者（以下「受令者」という。）は、あらかじめ給電指令の発受令に備え、協議の上、給電指令の内容、給電指令の対象とする電力設備の範囲、給電指令の発受令の体制その他給電指令の発受令のために必要な事項を定めた給電申合書その他の協定書を締結する。<u>ただし、必要がある場合には、関係する一般送配電事業者も当事者に含めるものとする。</u></p>

変更前 (変更点に下線)

変更後 (変更点に下線)

(新設)

附則 (年 月 日)

(施行期日)

第1条 本指針は、経済産業大臣の認可を受けた日から施行する。

2 前項にかかわらず、第15条の4の規定は、経済産業大臣の認可を受けた日から令和3年3月31日の範囲内において本機関の理事会の議決により定める日から施行する。

3 第1項にかかわらず、第140条の規定は、令和2年4月1日から施行する。

4 第1項にかかわらず、第79条、第80条、第135条、第135条の2、第174条の規定は、令和2年4月1日、経済産業大臣の認可を受けた日又は一般送配電事業者による系統連系技術要件の変更が経済産業大臣の認可を受けた日のいずれか遅い日から施行する。

(系統連系技術要件の適用)

第2条 本指針の第135条により定める系統連系技術要件は、前条第4項の施行期日以降に系統アクセスにおける契約申込みを行う案件及び電源接続案件募集プロセスにおいて入札を行う案件について、適用する。