

再生可能エネルギー導入拡大に向けた広域的な 系統利用システム・ルールの構築について

平成27年4月14日
資源エネルギー庁

1. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた広域的な系統利用について①

1. 日本全体で再生可能エネルギー電気の導入拡大を可能とするためには、電力会社単位ではなく、地域を超えた再生可能エネルギーのやりとりを可能にする広域的な系統利用システム・ルールの構築が必要。
2. 広域的な系統利用システム・ルールの構築により、例えば、再生可能エネルギー電気の受入に余裕がない地域において再生可能エネルギー電気が余剰となり出力制御が必要となる場合には、地域間連系線を利用して余った電気を送電することで、再エネ電気の受入に余裕がある他地域において余剰電気を受け入れて活用することが可能となる。
3. このため、電力システム改革において進められている地域間連系線等の利用ルールの見直しや広域的な系統利用に伴う精算ルールの整備等により、他地域の調整力等を活用して、再エネ電気の出力制御の低減や広域的な視点での再エネ電気の出力の平滑化によって、再エネ電気の導入拡大を目指す。



1. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた広域的な系統利用について②

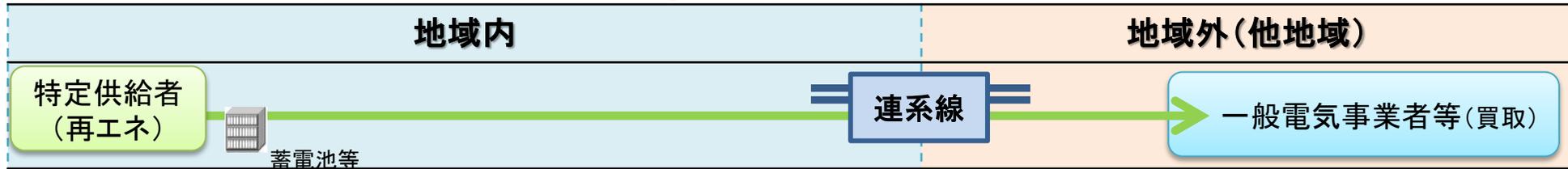
- 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた広域的な系統利用の方策としては、A) 特定供給者(再エネ)による連系線利用、B) 小売電気事業者による連系線利用、C) 一般送配電事業者による連系線利用(広域融通)が考えられる。具体的には以下の通り(詳細は次項以降)。

再生可能エネルギーの導入拡大に向けた、広域的な系統利用の各種方策(イメージ)

ケースA) 特定供給者(再エネ)による連系線利用

➡【6ページ】

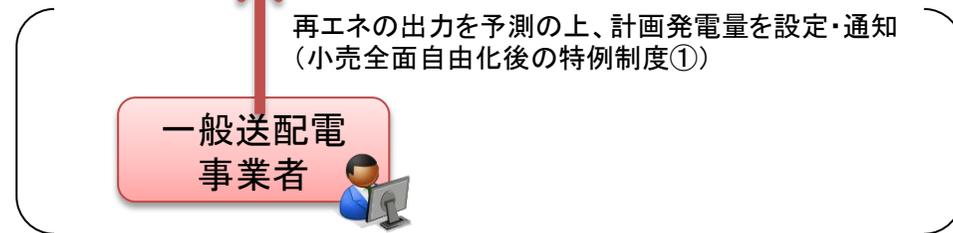
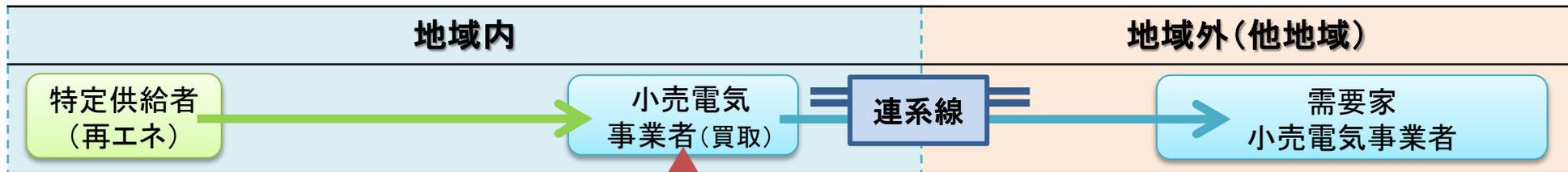
蓄電池等との組み合わせ等による「蓋然性の高い計画」に基づき、連系線を利用して他地域の一般電気事業者等(小売)に送電



ケースB) 小売電気事業者による連系線利用

➡【7ページ】

地域内で小売事業者が買い取り、地域外の需要家や小売電気事業者に送電。



➡ (次ページにつづく)

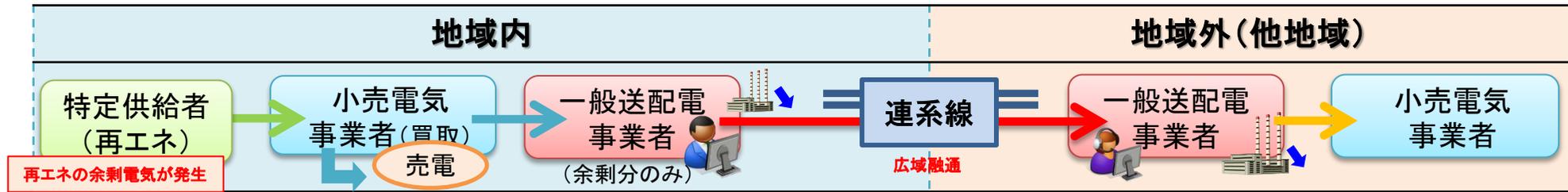
再生可能エネルギーの導入拡大に向けた、広域的な系統利用の各種方策（イメージ）

（次ページからのつづき）

ケースC) 一般送配電事業者による連系線利用（広域融通）

➡ [【9ページ】](#)

地域内の再エネ電気に余剰が発生する場合には、小売電気事業者が買い取っていた再エネ電気のうち、余剰分を地域内の一般送配電事業者が連系線を利用して他地域に広域融通（今後検討）



2. 広域的な系統利用のシステム・ルールの現状について①

1. 現行の固定価格買取制度においては、通常は各電力会社は再エネ電気により供給が需要を上回る場合には、火力発電の発電量を必要最低限に抑えたり、揚水運転の活用等による調整や電気の取引の申込を行い、それでもなお、必要な場合には再エネ電気の出力制御を行うことになっている。

【現行の買取・出力制御ルール】

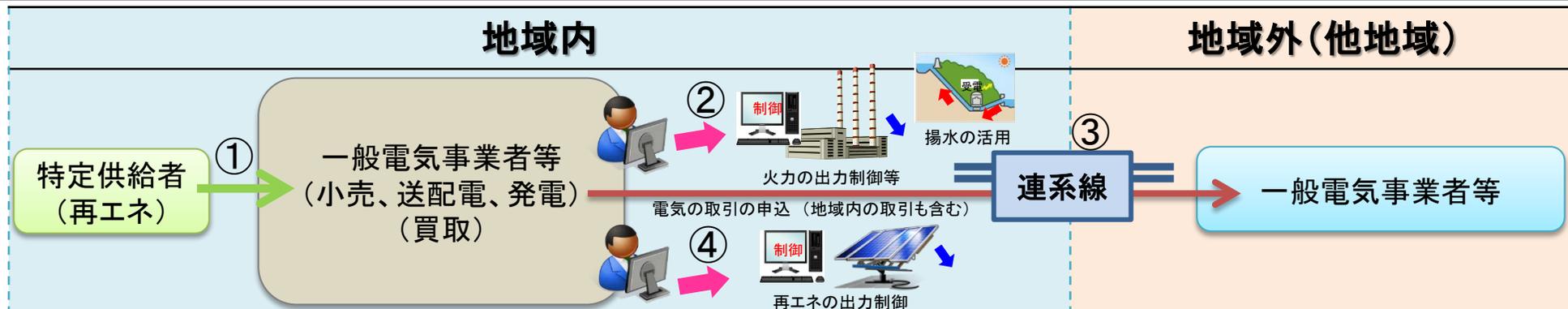
- ①地域内の再エネ発電事業者が発電した電気を地域内の一般電気事業者等が買い取る。
- ②再エネ電気の余剰が発生する場合は火力発電の出力制御や揚水運転等を行う。
- ③上記②を行いつつ、余剰が発生する場合は、電気の取引の申込みを行う(卸電力取引所の活用や相対契約により連系線を通じて地域外の一般電気事業者等と取引することを含む)。
- ④上記②③を行っても余剰が発生する場合は、地域内で再エネの出力制御を実施。

2. なお、新エネルギー小委員会系統ワーキンググループにおいて示されたとおり、電力会社の自主的な取組として、長期断面における連系線の空き容量を活用して、接続可能量の拡大を既に行っている。

(単位: 万kW)

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
連系線活用による接続可能量拡大分 ※既に接続可能量に織り込み済み	+18	+48	+40	-	+34	+17	-
活用する連系線の空き容量(想定)	25※	24	30	-	20	13	

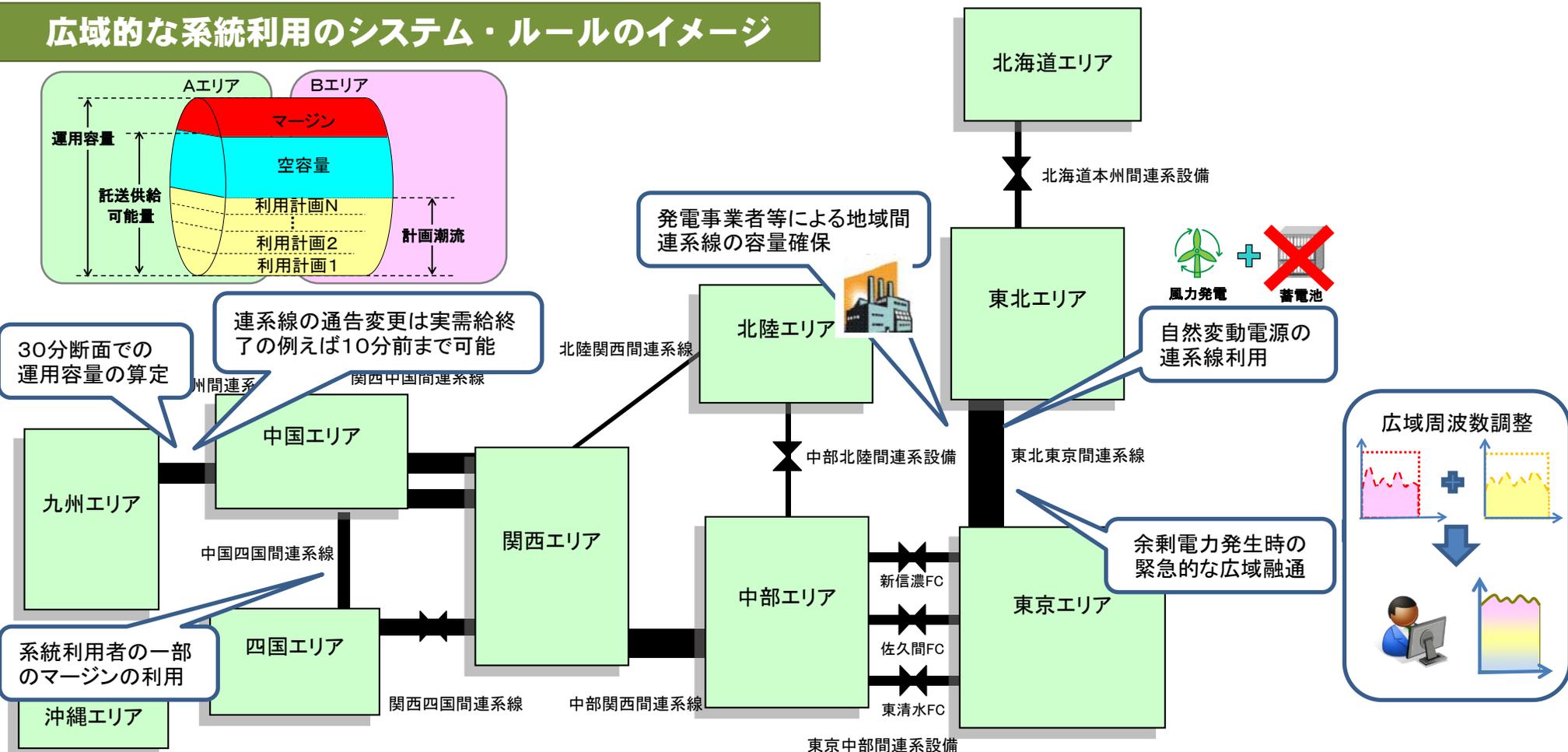
※風力発電の出力変動対応のための実証分20万kWを含む。



2. 広域的な系統利用のシステム・ルールの現状について②

1. 本年4月1日に広域的運営推進機関が発足。
2. 同機関が策定するルールにより、再エネ等の発電事業者も地域間連系線の利用予約や、再エネ電気等の余剰電力発生時におけるエリアをまたいだ緊急的な広域融通が可能になる予定。【参考資料1】
3. また、同機関では、来年目途に予定されている小売全面自由化に向け、再エネ電気等の短周期の周波数変動を広域で調整するシステムや連系線の利用予約を直前まで変更できるシステムの開発が進められている。【参考資料2】

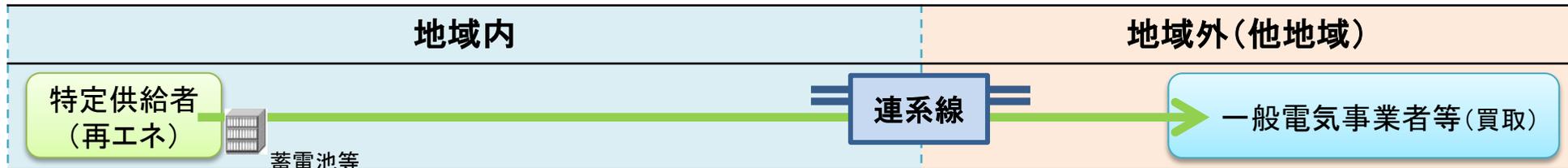
広域的な系統利用のシステム・ルールのイメージ



2. 広域的な系統利用のシステム・ルールの現状について③

1. 現行ルールにおいても、既に地域を超えた再生可能エネルギーのやりとりは可能。地域内の再エネ発電事業者が他の調整電源を活用し、発電した電気を連系線を利用して他地域の一般電気事業者等へ送電することにより、再エネの受け入れ量が拡大可能となる。
2. 再エネ電気は出力が変動する一方、有限な連系線容量の「空おさえ」を防止する観点から、再エネ発電事業者は蓄電池や他の電源との組み合わせ等によって、「蓋然性の高い計画」に基づいて、連系線を利用して他地域へ送電する必要があるため、再エネ電気による連系線の利用事例は現状では多くない。
3. このため、本年4月1日に発足した、広域的運営推進機関が策定するルールにより、再エネ電源が連系線を利用するにあたっては、蓄電池等の組み合わせをしなくても、過去の発電実績等に基づき安定して発電し得る電力を蓋然性の高い計画として、再エネ電源が利用可能であることを今後、明確化する。

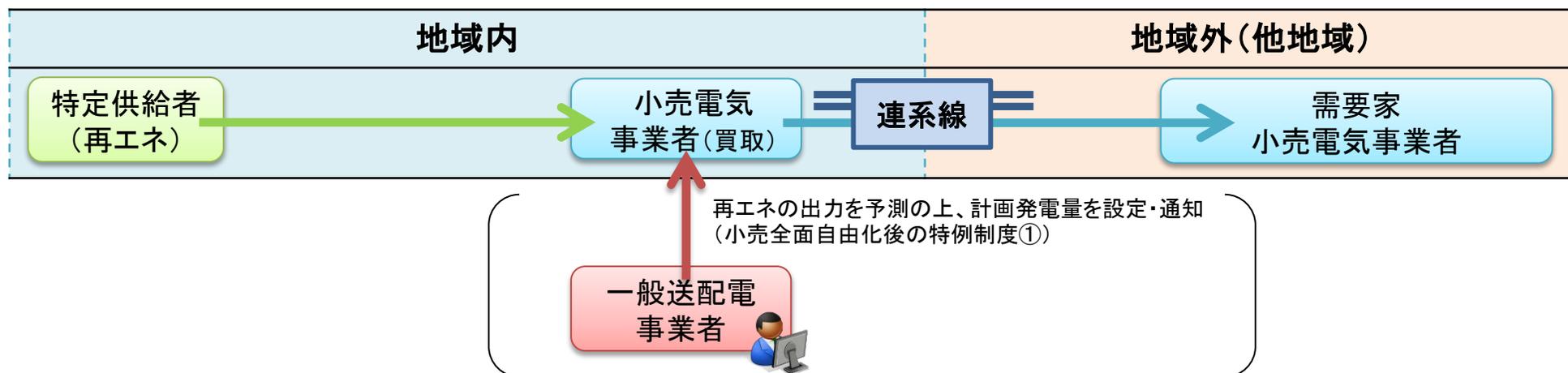
ケースA) 特定供給者(再エネ)による連系線利用



2. 広域的な系統利用のシステム・ルールの現状について④

1. 現行制度では、FIT制度の下で買い取った電気の取引が行われている。こうした電気の取引には、地域を跨ぐものも考えられる。
2. また、電力システム改革では小売全面自由化後、計画値同時同量制度の導入が決定されている。この制度の下でも、現行のFIT制度を整合性をもって運用できるようにするため、一般送配電事業者が特定供給者の再エネ電気の計画発電量を設定し、インバランス調整を行い、小売業者に送電する「特例制度①」の導入が既に決定されている。【詳細は参考資料11～12】
3. このため、小売全面自由化後、「特例制度①」を活用することによって、地域を超えた取引が更に活性化する場合には、日本全体で再エネの導入拡大につながる可能性があると考えられる。

ケースB) 小売電気事業者による連系線利用



3. 再生可能エネルギーの更なる広域的な系統利用に向けた課題・論点①

1. 今後、FIT制度を活用しつつ、連系線を利用して他地域の小売電気事業者に再エネ電気を販売しやすくするためには、以下の課題が考えられるのではないか。

➤ 連系線の利用の在り方

再エネにより発電された電気について、長期断面での連系線利用の予約を行おうとする場合、長期断面での連系線利用の予約が必要となるが、再エネ発電設備については、天候による出力変動が発生するため、長期断面での連系線の利用予約時点と比べ、実際の発電量が少なくなる恐れがある。

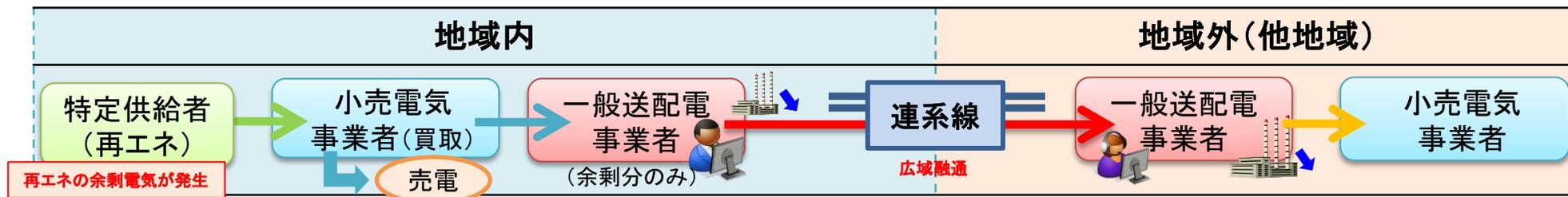
この場合、火力発電等の他の電源による長期断面での連系線の利用機会を減少させることにつながるため、有限な連系線容量の利用の観点からどのように考えるのか課題が残る。

2. 以上のような論点・課題について、必要に応じて、引き続き検討を行う必要がある。

3. 再生可能エネルギー導入拡大に向けた更なる広域的な系統利用の課題・論点②

1. 更なる広域的な系統利用によって、再エネ電気の受入に余裕がない地域において、再エネ電気の余剰が生じる場合には、再エネ電気の出力制御を行う前に、一般送配電事業者間による広域融通を行うことで、再エネ電気の受入に余裕がある地域において余剰電気の受入が可能となる。
2. このため、地域内の再エネ電気に余剰が発生する場合には、小売電気事業者は電気の取引の申込を行うことは別に、他地域において再エネの余剰電力の受け入れが可能な場合には、地域内で再エネ電気の出力制御を行う前に、連系線を利用して他地域に送電する仕組みを検討することが必要ではないか。

ケースC) 一般送配電事業者による連系線利用(広域融通)



※仮に小売電気事業者が電気を買い取るイメージ

3. 再生可能エネルギー導入拡大に向けた更なる広域的な系統利用の課題・論点③

3. ただし、本仕組みを実施するにあたっては、以下の課題・論点について整理することが必要ではないか。

➤ 買取義務者について

ある地域の小売電気事業者の需要を上回る再エネ電気について、法的に実現可能な形で、誰に買取義務を負わせるのか。(例えば、①他社への融通があり得ることを前提として小売電気事業者に買取を義務づけ、余剰分はいったん域内の一般送配電事業者が引き取ってから、他地域に融通し、域外の一般送配電事業者が給電指令によって、火力発電の出力抑制等を行う、②域内の一般送配電事業者に買取を義務づけ、他地域に融通し、域外の一般送配電事業者が給電指令によって、火力発電の出力抑制等を行う等)

➤ 費用精算ルールについて

他地域の一般送配電事業者は再エネの余剰電力を受入れた場合、当該地域の火力発電の出力制御を発電事業者に指示する必要があるため、域内外の一般送配電事業者や小売電気事業者、費用調整機関との間での合理的な費用精算ルールの整備が必要

4. 以上のような論点・課題は、固定価格買取制度全体の見直しの中で、必要に応じて国等において引き続き検討する必要がある。

3. 再生可能エネルギー導入拡大に向けた更なる広域的な系統利用の課題・論点④

1. 再エネの出力制御の回避措置では、現行では一般電気事業者等が「所有する又は調達している」電源の出力制御を対象としていた。また、供給量が需要量を上回る見込みの場合、卸電力取引所の利用や連系線を利用した他地域への送電を念頭においた「電気の取引の申込み」を回避措置の一つとして規定。
2. 小売全面自由化に伴うライセンス制の導入以降、卸電力取引所は小売事業者と発電事業者が参加して電気の取引を行う場であるため、当該規定を改正する必要がある。

<参考：再エネ特措法施行規則第6条>

三 当該特定供給者が当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項(第七号及び第九号に掲げる場合にあつては、ホからチまでに掲げる事項)を当該接続に係る契約の内容とすることに同意しないこと。

イ 接続請求電気事業者が、次の(1)及び(2)に掲げる措置(以下「回避措置」という。)を講じたとしてもなお当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合(当該特定供給者が第二条第一号又は第二号に掲げる太陽光発電設備を用いる者である場合にあつては、当該接続請求電気事業者が回避措置を講じ、及び第二条第三号に掲げる太陽光発電設備について出力の抑制(蓄電池の充電等の当該抑制と同等の措置を含む。イからニまで、第六号及び第七号において同じ。))を行ったとしてもなお当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合)において、当該特定供給者(太陽光発電設備又は風力発電設備を用いる者に限る。イ及び第七号から第九号までにおいて同じ。)は、当該接続請求電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと(原則として当該指示が出力の抑制を行う前日までに行われ、かつ、当該接続請求電気事業者が用いる太陽光発電設備及び風力発電設備の出力も当該特定供給者の認定発電設備の出力と同様に抑制の対象としている場合に行われるものである場合に限る。)、当該抑制により生じた損害(太陽光発電設備に係る損害にあつては、年間三百六十時間を超えない範囲内で行われる当該抑制により生じた損害に限り、風力発電設備に係る損害にあつては、年間七百二十時間を超えない範囲内で行われる当該抑制により生じた損害に限り)の補償を求めないこと(当該接続請求電気事業者が当該特定供給者に書面により当該回避措置を講じたこと、当該回避措置を講じてもなお当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ると見込んだ合理的な理由及び当該指示が合理的なものであったことを、当該指示をした後遅滞なく示した場合に限る。)及び当該抑制を行うために必要な体制の整備を行うこと。

(1) 当該接続請求電気事業者が所有する発電設備(太陽光発電設備、風力発電設備、原子力発電設備、水力発電設備(揚水式発電設備を除く。))及び地熱発電設備を除く。以下この(1)において同じ。)及び接続請求電気事業者が調達している電気の発電設備の出力の抑制(安定供給上の支障があると判断される限度まで行われる出力の抑制(ニに規定する認定発電設備の出力の抑制の指示に応じることが困難な場合を除く。))をいう。)、並びに水力発電設備(揚水式発電設備に限る。)の揚水運転

(2) 当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合における当該上回ることが見込まれる量の電気の取引の申込み

4. 地域間連系線等の整備について

- 広域機関は、自ら必要と認める場合や電気事業者からの提起等に加え、エネルギーミックスや再生可能エネルギーの導入目標等の国の政策方針等に基づく国からの要請に応じて、広域系統整備委員会において、地域間連系線等の整備の必要性や受益者及び費用負担割合等について検討を行い、広域系統整備計画の策定を行う。計画策定に当たっては、以下の点について考慮することとしている。
 - 短期断面では空き容量も存在することから、既存の地域間連系線等を最大限活用することが優先的課題である。【参考資料15】
 - 地域間連系線等の整備の必要性については、現在、長期エネルギー需給見通し小委員会において、エネルギーミックスを策定するに当たっての電源の特性に応じた再エネ導入の考え方について議論が行われており、こうした議論も踏まえることが必要。
 - 地域間連系線等の整備にあたっては、再生可能エネルギーの導入にも留意しつつ、広域メリットオーダーを実効的なものとし、全国レベルでの市場取引を進めるために、信頼度、経済性、社会の受容性等を総合的に勘案し、今後の環境変化や地域の特性等を踏まえ、長期的かつ合理的な検討を行うことが必要。
 - なお、地域間連系線等を整備する場合、建設までに10年以上の長期を要すること、建設が終わった段階では送電先において接続可能量に達している可能性もあること、再エネのための地域間連系線等の稼働率は再エネの稼働率に大きく影響を受けるため、相対的に低くなることにも留意することが必要。

<参考>

・本年4月に発足した広域的運営推進機関においては、連系線等に関する設備形成ルールが策定される予定。

対象範囲 : 地域間連系線・地域内基幹送電線(原則上位2電圧)

検討開始 : 広域機関が必要と認める場合(空容量や市場分断率等の状況を確認)

国の要請、電気供給事業者(再エネ発電事業者を含む)の提起がある場合

検討の場 : 広域系統整備委員会において、費用負担割合や事業実施主体の募集に係る基本要件等を含め、検討を実施

(以下、参考資料)

(参考1) 地域間連系線等の利用ルール・システムの見直しについて①(本年4月より)

＜本年4月より運用開始済み＞

① 地域間連系線の運用容量の設定の在り方

容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、30分の断面で、きめ細かく運用容量を算定することとする。【詳細は参考資料5】

② 地域間連系線のマージン利用の在り方

容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、一部マージンについて、需要側エリアに出力指令が可能な予備電源がある場合には、緊急時には抑制等を受けることを前提に、系統利用者がマージンを利用できるようにする。【詳細は参考資料6】

③ 発電事業者等による地域間連系線の容量確保

多様な供給力を活用していくという電力システム改革の考え方から、発電設備を保有する者も連系線の利用(容量確保)の申し込みを行うことができる仕組みとする。

なお、自然変動電源が連系線を利用するにあたっては、蓄電池等の組み合わせをしながら、過去の発電実績等に基づき安定して発電し得る電力を蓋然性の高い計画として、自然変動電源が利用可能であることを明確化。【詳細は参考資料7】



発電事業者



風力発電

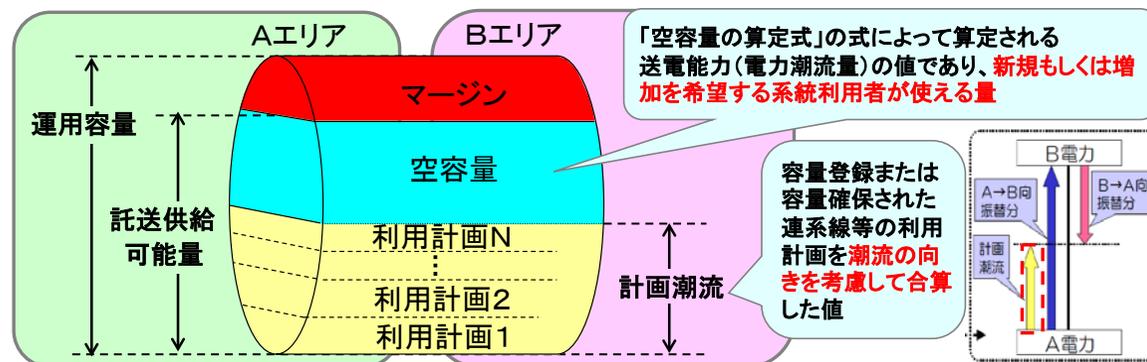


蓄電池

④ 余剰電力発生時の緊急的な広域融通の在り方

あるエリアにおいて、想定を超える発電量の発生により下げ代不足が発生し、電気の需給の状況を改善する必要が認められる場合(緊急時)には、広域機関が、電事法第28条の44の規定に基づく指示スキームをエリアでまたいで活用できるよう、連系線利用制度を見直す。【詳細は参考資料8】

※ 議論の方向性によっては、事業者の義務や費用負担の在り方等、FIT制度の見直しが必要であり、更なる検討が必要。

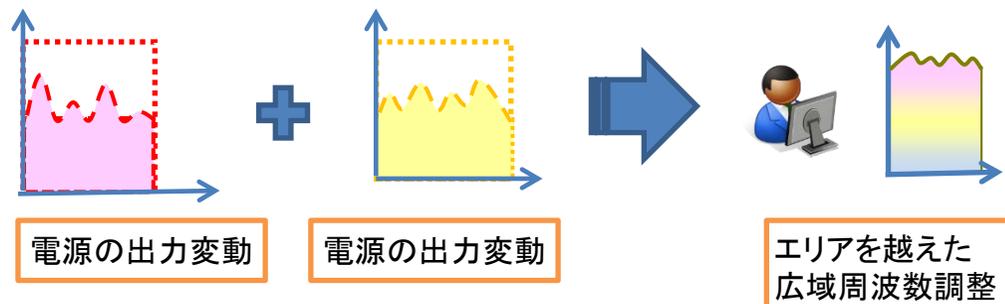


< 来年目途より運用開始予定 >

⑤周波数変動を広域で調整する仕組みの整備

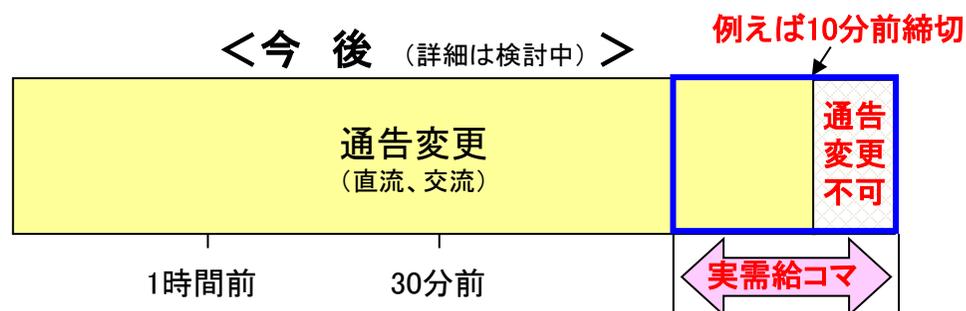
周波数調整は基本的に各エリアで行うことが原則だが、再エネなどの変動電源が増加することに伴い、単一エリアのみでの需給調整・周波数調整ではなく、エリアを越えた調整を行うためのメカニズムを構築※。【詳細は参考資料9】

※短周期変動のみ。長周期変動は広域的な電力融通により対応。



⑥連系線の通告変更のルールの見直し

系統利用者の利便性向上のため、連系線の通告変更は実需給終了の例えば10分前まで可能とする。【詳細は参考資料10】



出所) 制度設計ワーキンググループ

地域間連系線の運用容量 → 故障に備えた対応

運用容量を算定する要素

① 熱容量

② 系統安定度

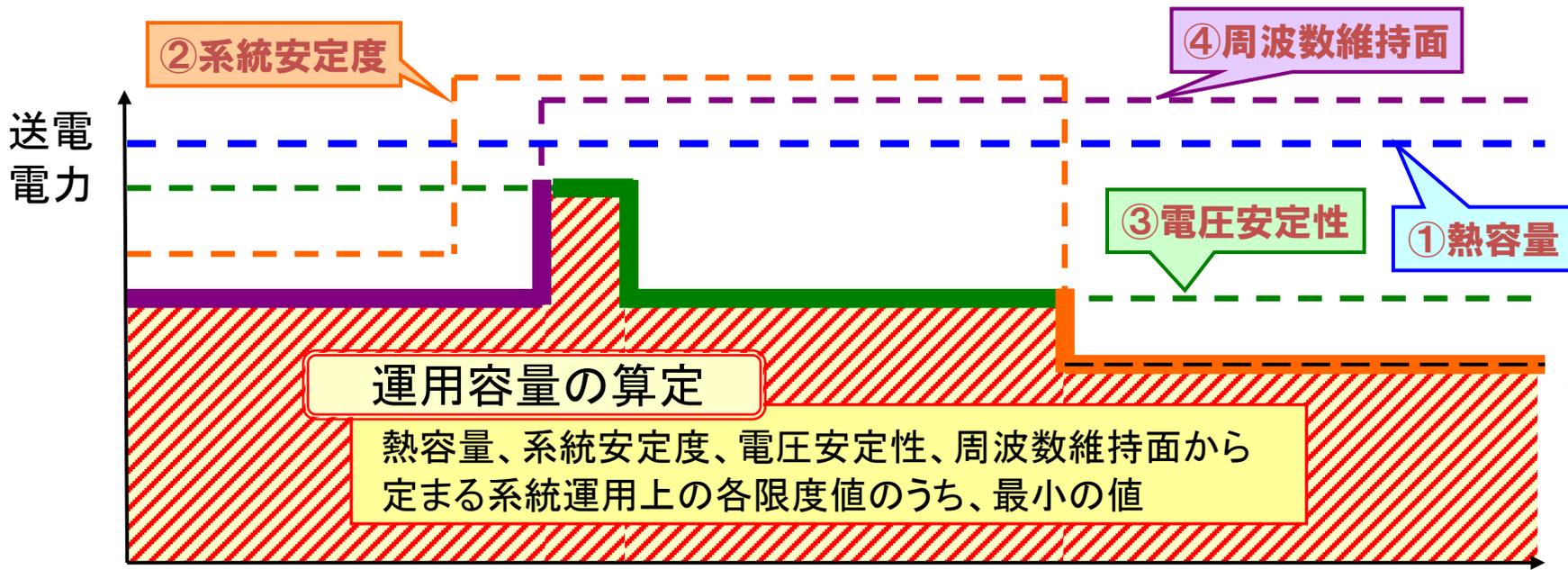
③ 電圧安定性

④ 周波数維持面

送電線が1回線故障しても、
送電線が1回線故障しても、
送電線が1回線故障しても、
連系線のルート断が発生しても、

残回線の容量以内に
発電機が安定運転できるように
電圧を維持できるように
周波数を維持できるように

★故障が発生する前に、発生した後のことを考えておく★（事前に準備）



出所) 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会

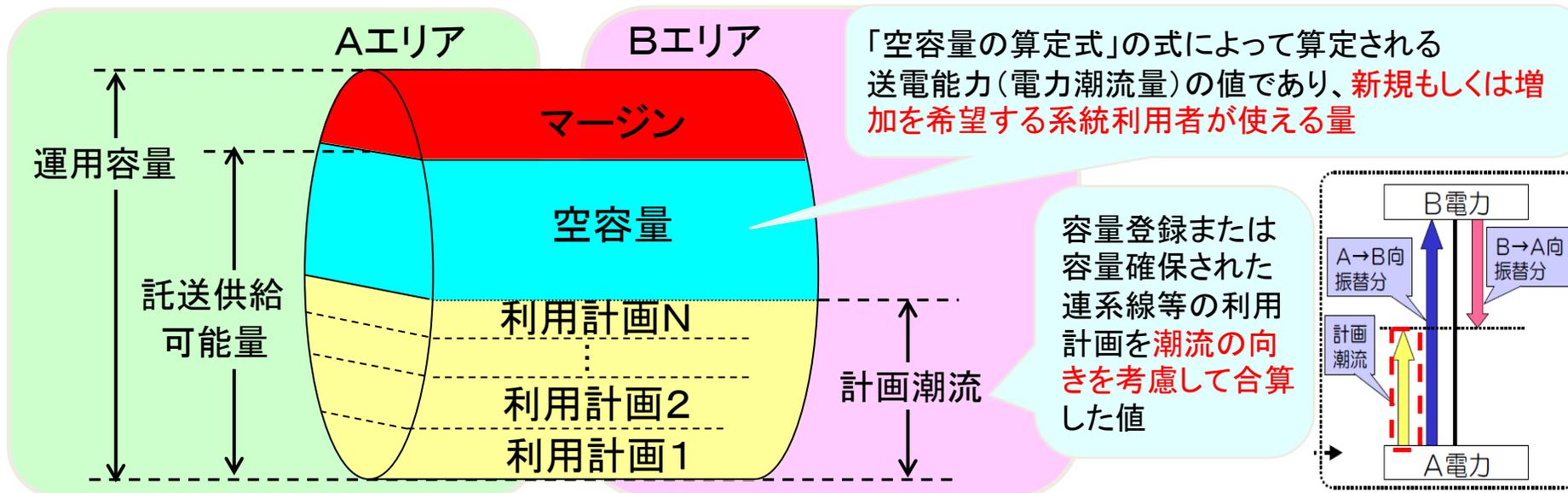
連系線等の空容量の考え方

■ 空容量の算定式

$$\text{空容量} = \text{運用容量} - \text{マージン} - \text{計画潮流}$$

- ◆ **運用容量**：電力設備の運用にあたり、想定される系統事故など各種制約条件を考慮して、安定運転可能な送電線、変圧器などの電力潮流の限界値
- ◆ **マージン**：系統の異常時および特殊軽負荷時の対応として、地域間連系線を介して他の管轄制御エリアと電気を受給するため、または、系統を安定に保つために各地域間連系線に一般電気事業者の送電部門が確保しておく容量
- ◆ **計画潮流**：容量登録または容量確保された連系線等の利用計画を潮流の向きを考慮して合算した値

なお、算定式の各構成要素は各々の向きについて各々に算定、管理する。



(参考5) 論点1:地域間連系線の運用容量の設定の在り方

○容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、広域機関ルールでは、広域機関自身が、30分毎の断面で、きめ細かく運用容量を算定することとしてはどうか。

第9回制度設計WG資料(平成26年10月)より

【現行ルールの問題点】

- 1) 一般電気事業者及び電源開発が運用容量設定のための基礎的作業を行い、ESCJが審査・承認する仕組みであるが、その算出プロセスは非公表。
- 2) 運用容量の設定断面は、「原則、年度を通じて1断面」とされている。「適切な断面を採用することができる」という記載もあり、月次で運用容量を設定している連系線もあるが、連系線毎に運用が異なり、更なる細分化余地がある。
- 3) 「予備力が3%を下回ると予想される緊急時」に、運用容量を拡大できるとされているが、自然変動電源の接続等による下げしろ不足時には活用できない。

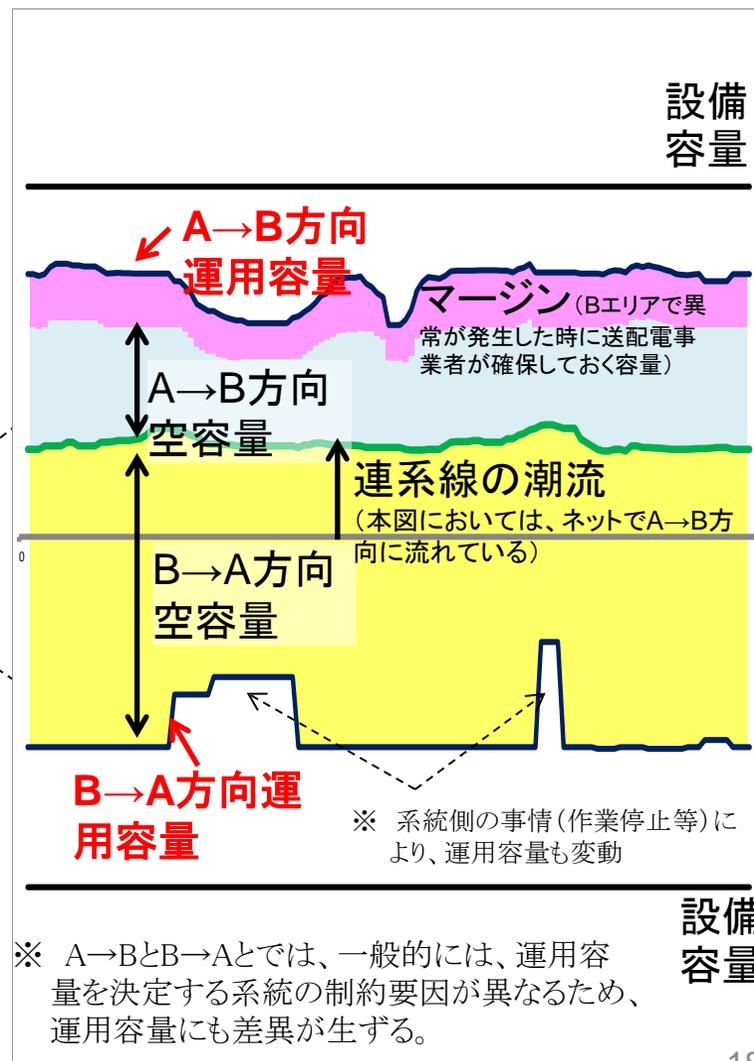
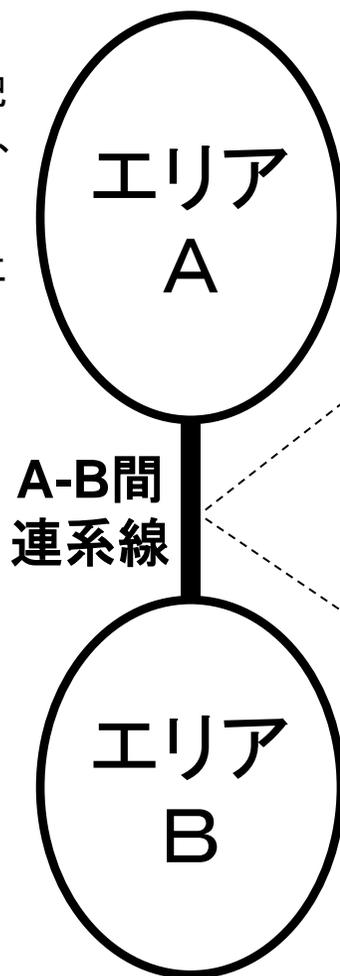


【広域機関ルールにおける方向性】

- 1) 運用容量の算定は、広域機関自身が行う(既に「業務規程」に規定済。)
- 2) 運用容量の算定断面は、原則、30分毎とする。
- 3) 広域機関は、自然変動電源の接続等により、下げしろ不足が見込まれる期間において、例えば、安定度制約が生じない連系線において、期間を限定して短時間に限定した熱容量を運用容量として設定することなどにより、連系線利用を拡大させる。

【配慮事項】

- ・信頼度低下を避けるため、特に短時間に限定した熱容量を適用する場合、必要時には、電源に対して出力抑制等の給電指令を行う仕組みも重要。



(参考6) 論点2: 地域間連系線のマージン利用の在り方

○容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、広域機関ルールでは、一部マージンについて、需要側エリアに出力指令が可能な予備電源がある場合には、いざというときには抑制等を受けることを前提に、系統利用者がマージンを利用できるようにしてはどうか。

第9回制度設計WG資料(平成26年10月)より

【現行ルールの問題点】

- 1) 長期的なマージン量について定めがあるが、短期的なマージン量について定められていなく、連系線の利用者からは、運用の不透明さが指摘されている。
- 2) 連系線利用者は、連系線に空容量が無い場合、一部のマージンを利用することができるが、その際の条件が極めて厳しい(需要が存する管轄制御エリア等にマージン利用の代替となる供給力を確保できること等)。このため、マージンの利用実績は0件。

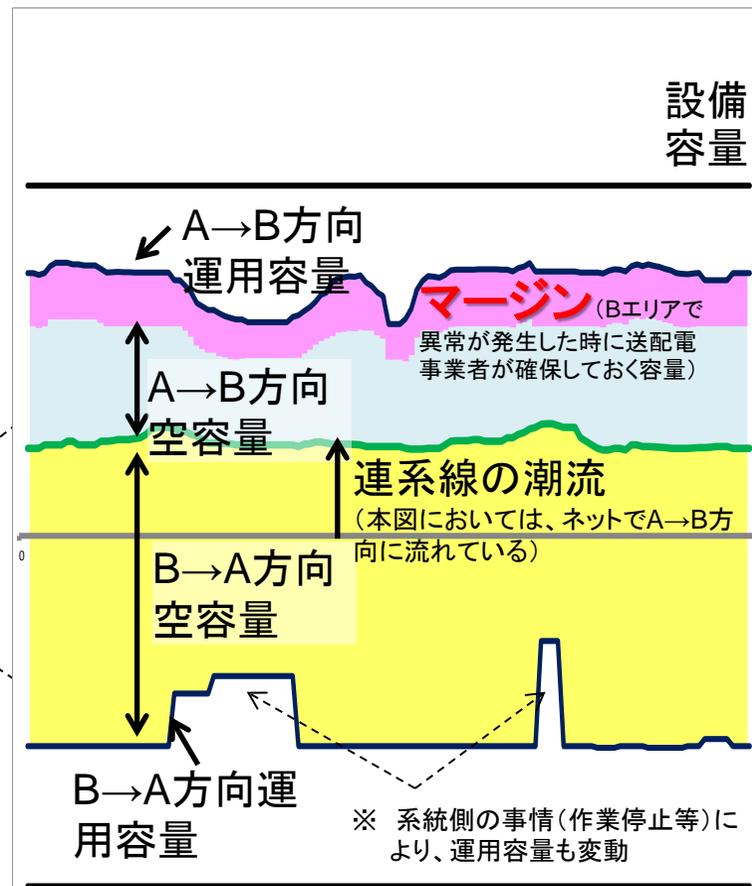
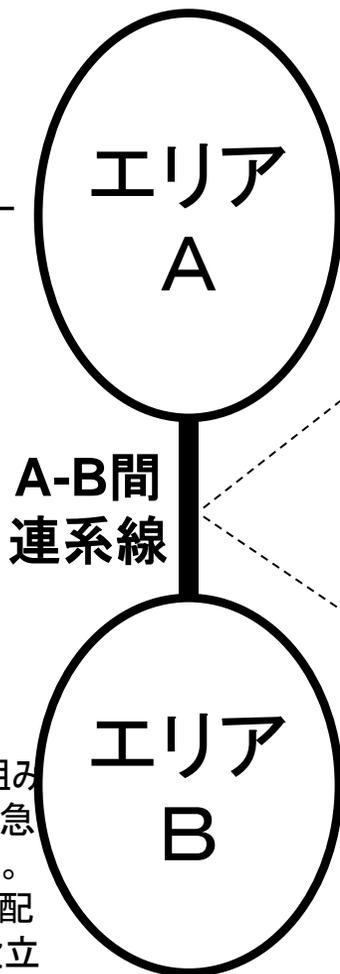


【広域機関ルールにおける方向性】

- 1) 短期で必要なマージン量を明記し、最終的にどれだけの容量が利用できるようになるか、予見性を高める。
- 2) 空容量が無い場合、自然変動電源を含む連系線利用者は、需要側のエリアに出力指令が可能な予備電源がある場合には、いざというときには抑制/送電制限等の指令を受け入れることを前提に、一部のマージンを利用することができる仕組みとする。

【配慮事項】

- ・これは、エリアBにおいて必要予備力が存在する平常時の仕組みとする。複数電源の同時脱落など、需給がひっ迫するような緊急時には、広域機関が、あらゆる手段により、緊急時対応を行う。
- ・第2段階以降のマージン必要量や必要予備力量は、一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量と併せ、広域機関設立後にしっかり議論を行う。



※ A→BとB→Aとでは、一般的には、運用容量を決定する系統の制約要因が異なるため、運用容量にも差異が生ずる。

設備容量

(参考7) 論点3: 発電事業者等による地域間連系線の容量確保

○多様な供給力を活用していくという電力システム改革の考え方から、発電設備を保有する者も連系線の利用(容量確保)の申し込みを行うことができる仕組みとしてはどうか。

第9回制度設計WG資料(平成26年10月)より

【現行ルールの問題点】

1) 発電設備を新設する者にとって、設備の計画立案時において小売事業者との契約関係を締結することは困難であるが、予め卸売先の見通しを立てて投資規模を設定。他方、電源立地制約等から域外に電源立地を行い卸売供給しようとする者にとっては、連系線の容量確保の可否は投資規模に大きく影響を及ぼすこととなる。

しかし、現行ルール上は、「連系線利用者」は、「小売事業者及び自己託送を利用する者」とされており、発電設備設置者による連系線の利用予約は認められていない。



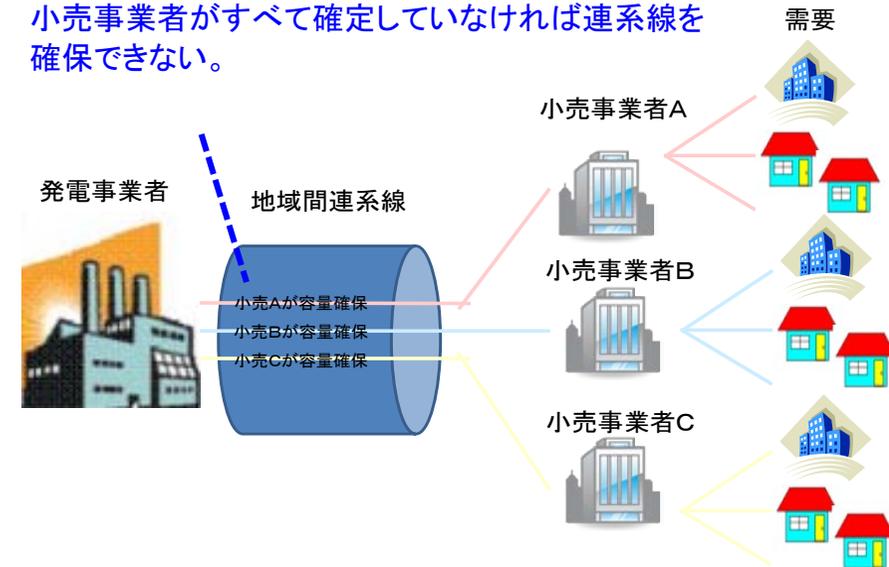
【広域機関ルールにおける方向性】

- 1) 小売電気事業者のみならず、発電設備設置者も、連系線の利用(容量確保)の申し込みを行うことを可能とする。
- 2) ただし、ある段階(例えば、需給管理が月次単位となる実需給2年前時点)で、発電設備設置者が確保した連系線容量を小売業者に継承させる仕組みとする。(逆に言えば、この段階までに、売り先が決まっていない容量相当分については、容量確保の対象から自動的に外す。)

【配慮事項】

- ・ 本仕組みは、発電設備を投資する者にとって、発電された電気の卸売に対して、一定の見通しを立てやすくするものであるが、例えば、卸電力市場のスポット取引のような短期の取引を念頭に置いたものではなく、長期継続的な契約関係を念頭においたものであるため、本仕組みを利用する者は、一定の計画性をきちんと備えていることが重要。かかる観点から、
 - － 発電事業者による連系線容量確保の妥当性は、供給計画により確認を行っていく。
 - － 発電事業者とはなっていない発電設備設置者の場合においても、「空押さえ」を防止するため、発電所の開発についての計画書や電気の取引に関する計画書等の提出を求めることが考えられる。

- ・ 発電設備設置者が、エリアをまたいだ電力販売を念頭に投資を行う場合、現行ルールでは、小売事業者が利用の申し込みを行うこととなっているため、小売事業者がすべて確定していなければ連系線を確保できない。



- ・ この趣旨に鑑み、発電設備設置者が、小売事業者に対して連系線容量を継承すべき時点までに売り先が決まっていない容量相当分は容量確保の対象から外すことを求めることとし、仮に容量を確保し続けている場合には、一定期間連系線利用を禁止するなどの何らかのペナルティを科すことが考えられる。
- ・ また、自然変動電源を含め、「空おさえ」の考え方をルール上明確化することが必要。

(参考8) 論点4: 余剰電力発生時の緊急的な広域融通の在り方

(現在)

現在の全国融通は、1日前市場閉鎖後に送配電事業者間の系統運用上の理由で行う緊急調整スキームとして存在。

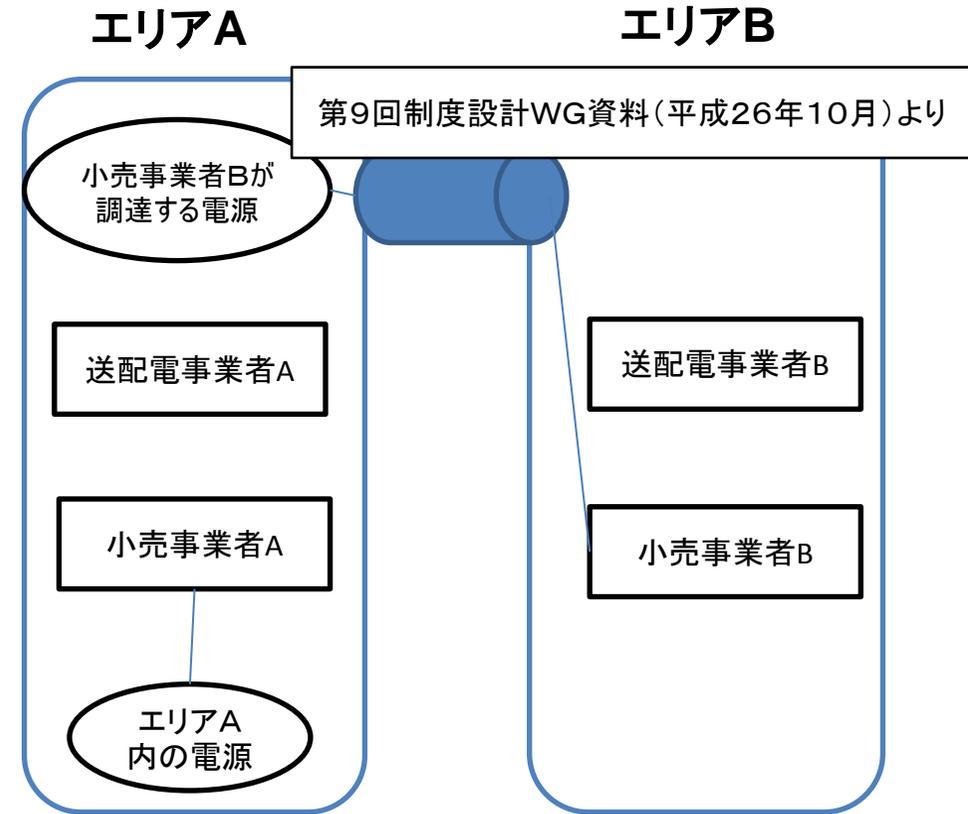


エリアAにおいて、想定を超える発電量の発生により下げしろ不足が発生し、電気の需給の状況を改善する必要が認められる場合(緊急時)には、広域機関が、電事法第28条の44の規定に基づく指示スキームをエリアをまたいで活用できるよう、以下のように連系線利用制度を見直す。

- ① エリアAにおいて、送配電事業者Aが、想定を超える発電量の発生により調整力が不足するため、広域機関に対して、指示の依頼を行う。(指示の依頼は、市場閉鎖前でも可能とする。)
- ② 広域機関は、連系線を利用しているエリアBの小売事業者B(当面はエリアBの電力会社を想定)に対してエリアAに存在する電源の連系線利用の制限を指示。併せて、エリアA、Bの送配電事業者に対する融通を指示。
- ③ 小売事業者Bは、連系線の予約を解除。小売事業者BがエリアAから調達する電源は出力抑制を実施。同時に、送配電事業者A、B間での融通を実施。

(特記事項)

なお、上記の例において、仮に、緊急時のみならず、平常時から、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の下、エリアA内の再エネから発電される電気をエリアBの小売事業者が買い取る場合には、FIT制度や電気事業制度上求められる費用を負担し、当該制度の要件を満たすことを前提に、エリアAの接続可能量を増やすことがオプションとなり得る。一方、エリアA内の余剰電力をエリアBに流すことを前提とし、エリアA内の再エネ電源を小売事業者Aが買い取る場合には、エリアBの事業者の義務や費用負担の在り方等、FIT制度の見直しが必要であり、更なる検討が必要。



(留意事項)

- 1) 現行の固定価格買取制度の下では、小売事業者に買取義務があり、小売事業者Aが一旦全量買取をしているため、送配電事業者Aと小売事業者A間の仕組みは維持。
- 2) 同様に、もともとは、小売事業者BがエリアAから調達する電源によって連系線利用を予約しているため、送配電事業者間の融通後には、小売事業者Bに必要な量を引き渡すことが必要となる。(計量が確実に引き渡されることとし、この限りにおいて、エリアAでの発電インバランスは無くなる。)
- 3) 費用精算については、エリアAにおける余剰インバランス料金や回避可能原価等を勘案しつつ、事業者間で合理的な精算が行われる仕組みが必要。

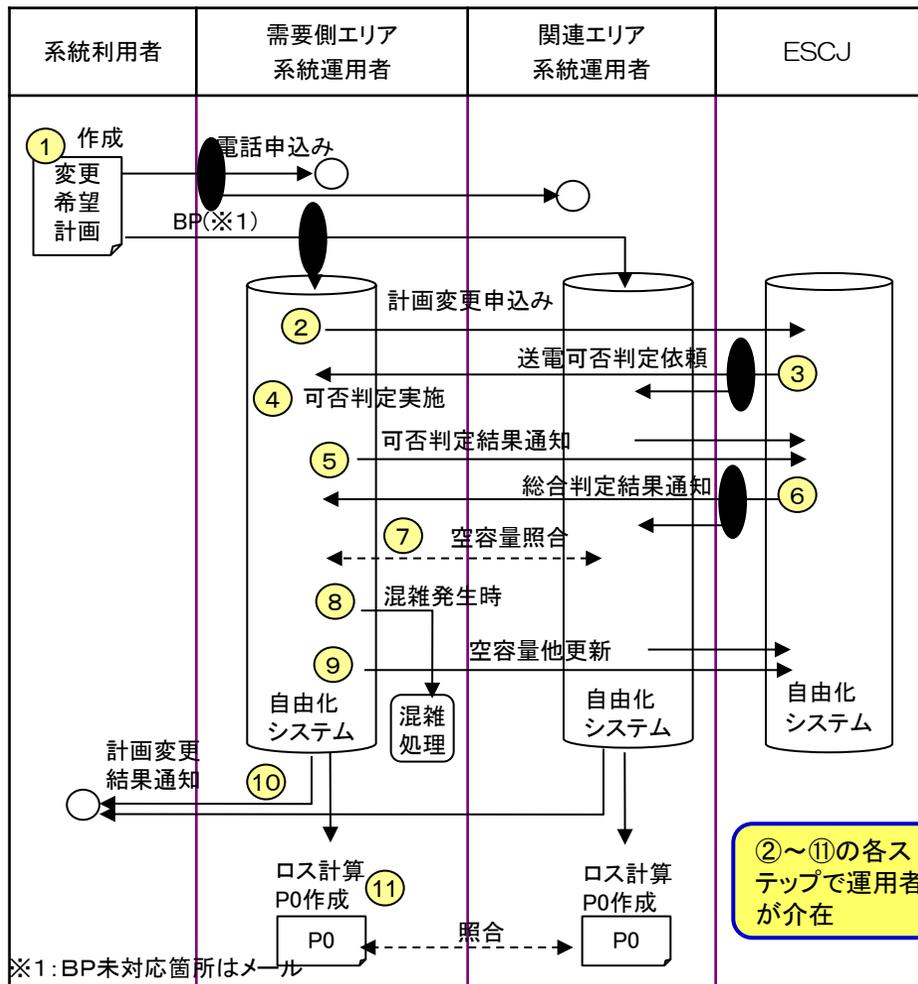
(参考9) 新たな連系線利用管理システムによる高速通告変更の実現①

これまで、各エリアの系統運用者が実施していた、連系線の送電可否判定、関係エリアとの照合、混雑発生時の処理、連系線空容量の更新、連系線の潮流管理値の設定などの処理を、広域機関に新たに設ける連系線利用管理システムにより自動化。

これにより、連系線利用の通告変更の高速化を実現。

※ なお、本仕組みは、新たなシステム開発を伴うため、新システム稼働にあわせて実施予定。それまでは既存のESCJのシステムを活用予定。

< 現状 >



【電力システム改革の基本方針(2012年7月)】

II. 改革の基本方針

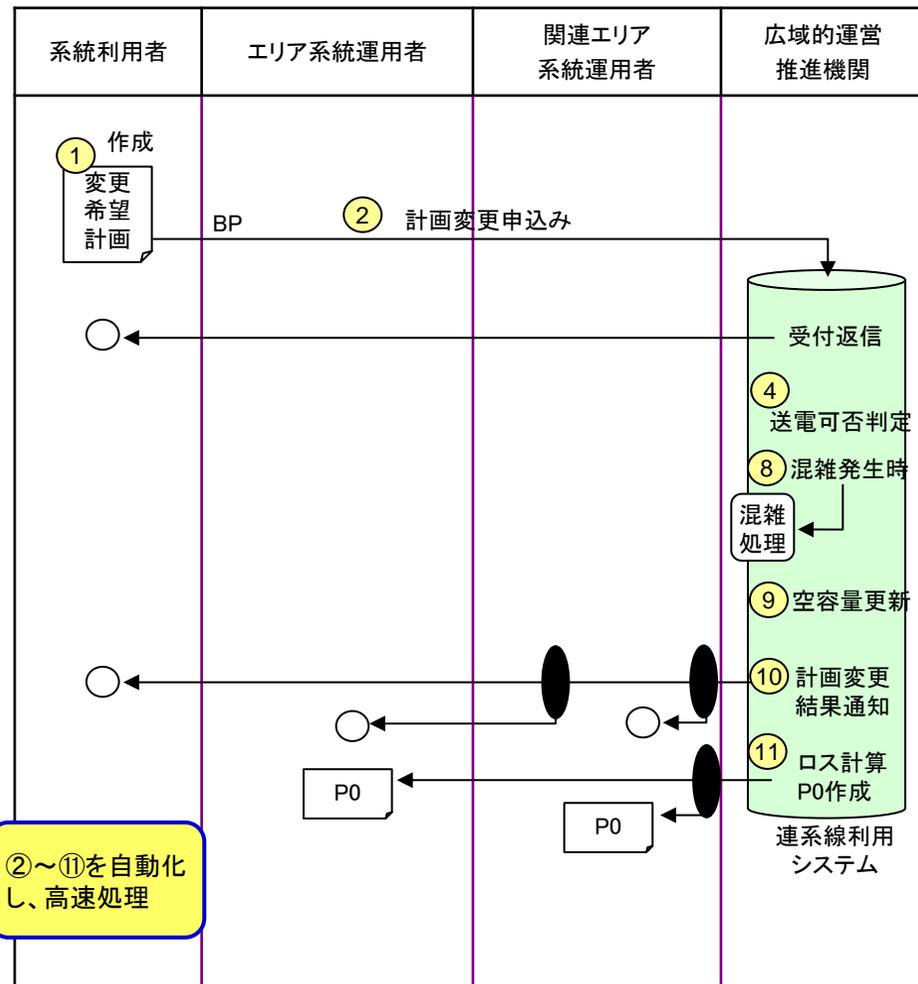
3. 送配電分野の改革

(4) 託送制度の見直し

第1回制度設計WG資料(平成25年8月)より

(略)不安定な電源を区域を越えて供給しやすくすることや、一般電気事業者、新電力といった小売事業者が区域を超えて競争しやすくするため、周波数の変動を広域的に調整する新たな仕組みや、需給直前まで大量の通告変更を可能とする本格的な仕組みを、広域系統運用機関の下で早急に導入する。

< 新システム開発後のイメージ >

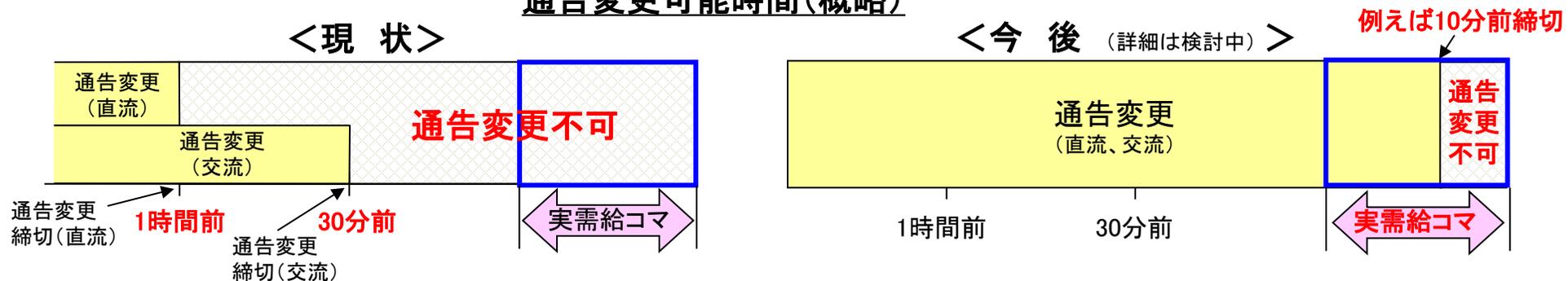


(参考9) 新たな連系線利用管理システム導入の効果②

連系線利用システムにより、連絡窓口の一本化やエリアをまたいだ需給調整を容易化し、系統利用者の利便性を向上

項目	現状	連系線利用システム導入後	期待される効果
連絡窓口	<ul style="list-style-type: none"> ・関連する一般電気事業者すべてに電話連絡・計画提出※1 <p>※1: 連系線利用計画、発電計画</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・計画提出※1は広域機関へ一本化 ・電話連絡は省略し、データ受渡しで処理 	<ul style="list-style-type: none"> ・窓口を一本化し、系統利用者の負担を軽減
通告変更処理時間	<ul style="list-style-type: none"> ・20～60分程度 (混雑処理含まず) 	<ul style="list-style-type: none"> ・数分程度 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリアをまたいだ需給調整を容易化
通告変更処理待ち	<ul style="list-style-type: none"> ・通告変更は1件ずつ処理されるため、受付けた通告変更の処理が待たされ、通告変更できない場合あり 	<ul style="list-style-type: none"> ・通告変更の処理時間短縮により、受付けた通告変更が未処理となることを概ね解消 	<ul style="list-style-type: none"> ・受付けた通告変更が未処理となることによる通告変更の制約を概ね解消
通告変更可能時間	<ul style="list-style-type: none"> ・実需給開始の30分～1時間前※2まで通告変更可能 <p>※2: 交流: 30分前, 直流: 1時間前</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・実需給終了の例えば10分前まで通告変更可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・直近の需給状況を踏まえた通告変更が可能

通告変更可能時間(概略)



(参考10) 周波数変動を広域で調整する仕組み①

【基本的な考え方】

周波数調整は、基本的に各エリアで行うことが原則。しかしながら、再エネなど変動電源が増加することに伴い、単一エリアのみでの需給調整・周波数調整でなく、広域での調整を行うことが必要となることも想定されるため、広域機関において、エリアを越えた調整を行うためのメカニズムを構築することが必要。

長周期対策は、ベース融通にて対応。短周期対策は、特定エリアにおける周波数の変動分の一部をエリアを越えて調整。

本対策については、あくまで系統運用者間での調整力の協調的運用であること、制御しなければならないのは周波数変動であり、特定の変動電源の出力変動ではない。この点を踏まえると、実運用に当たっては、変動電源の出力変動の不等時性も踏まえ、調整電源も含めエリア全体の調整能力を発揮してもなお調整余力が不足する(ことが見込まれる)一定の要件を満たす場合に、広域処理を行う(連系線を通じて広域的に周波数調整を行う)形態が望ましいと考えられるが、そのような前提でよいか。

連系線の送電制約等がなければ、実質的に現状の再エネの可能量の制約は、周波数以外要因で系統の安定が損なわれる場合を除けば広域処理の地理的範囲全体での連系制約となるため、当面は解消(又は大幅に緩和)することが見込まれる。

【論点】

- 対象電源に関する要件(系統運用者との間でリアルタイム情報のやりとりができる電源であること、系統運用者が遠隔で出力制御ができることが前提か)
- 広域処理発動の要件の考え方
- 広域処理を行う地理的範囲(交流で連系している限りは全体とすべきか、両隣までに限定するのか、50Hz/60Hzの2地域の範囲内で行うのか。)
- 広域処理の幅、連系線の容量制約との関係(優先的に容量確保させるのか、連系線制約がない範囲内にとどめるのか)
- 広域処理をしてもなお調整余力が不足する場合には、最終的には、系統の安定のために、原因となっている電源に対する給電指令が必要。
- 一般電気事業者が行っている特定電源に着目した差引TBCの運用の透明化とルール化

※ なお、本仕組みは、新たなシステム開発を伴うため、新システム稼働にあわせて実施予定。

第1回制度設計WG資料(平成25年8月)より

3. 送配電分野の改革(中立性・公平性の徹底)
- (4) 託送制度の見直し(「30分実同時同量ルール」見直し)

(略)不安定な電源を区域を越えて供給しやすくすることや、一般電気事業者、新電力といった小売事業者が区域を超えて競争しやすくするため、周波数の変動を広域的に調整する新たな仕組みや、需給直前まで大量の通告変更を可能とする本格的な仕組みを、広域系統運用機関の下で早急に導入する。

【電力システム改革専門委員会報告書(2013年2月)】

IV. 送配電の広域化・中立化

1. 広域系統運用の拡大

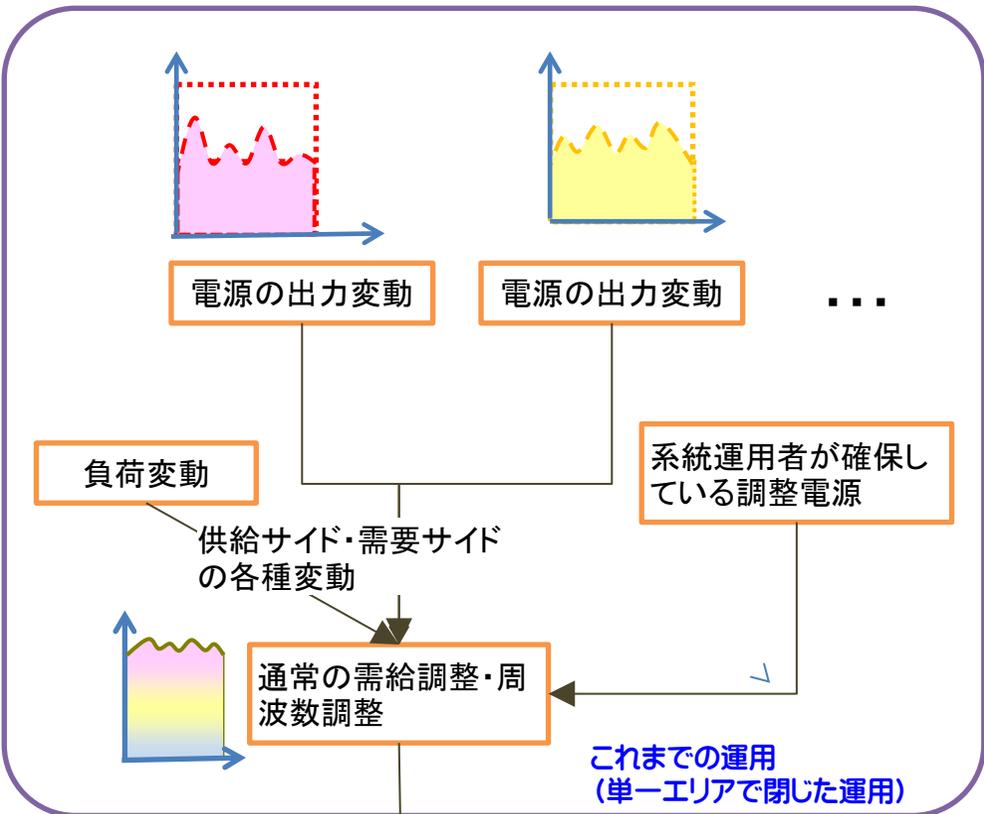
(3) 広域系統運用機関が行う業務

③ 需給及び系統の広域的な運用

(略)また、実需給断面においても、再生可能エネルギーなど変動電源の増加により広域での需給調整・周波数調整の必要性が増すことに伴い、これに柔軟に対応した連系線及び基幹系統の潮流の管理等を行い、各エリアの系統運用者と協力して需給調整・周波数調整を行う。

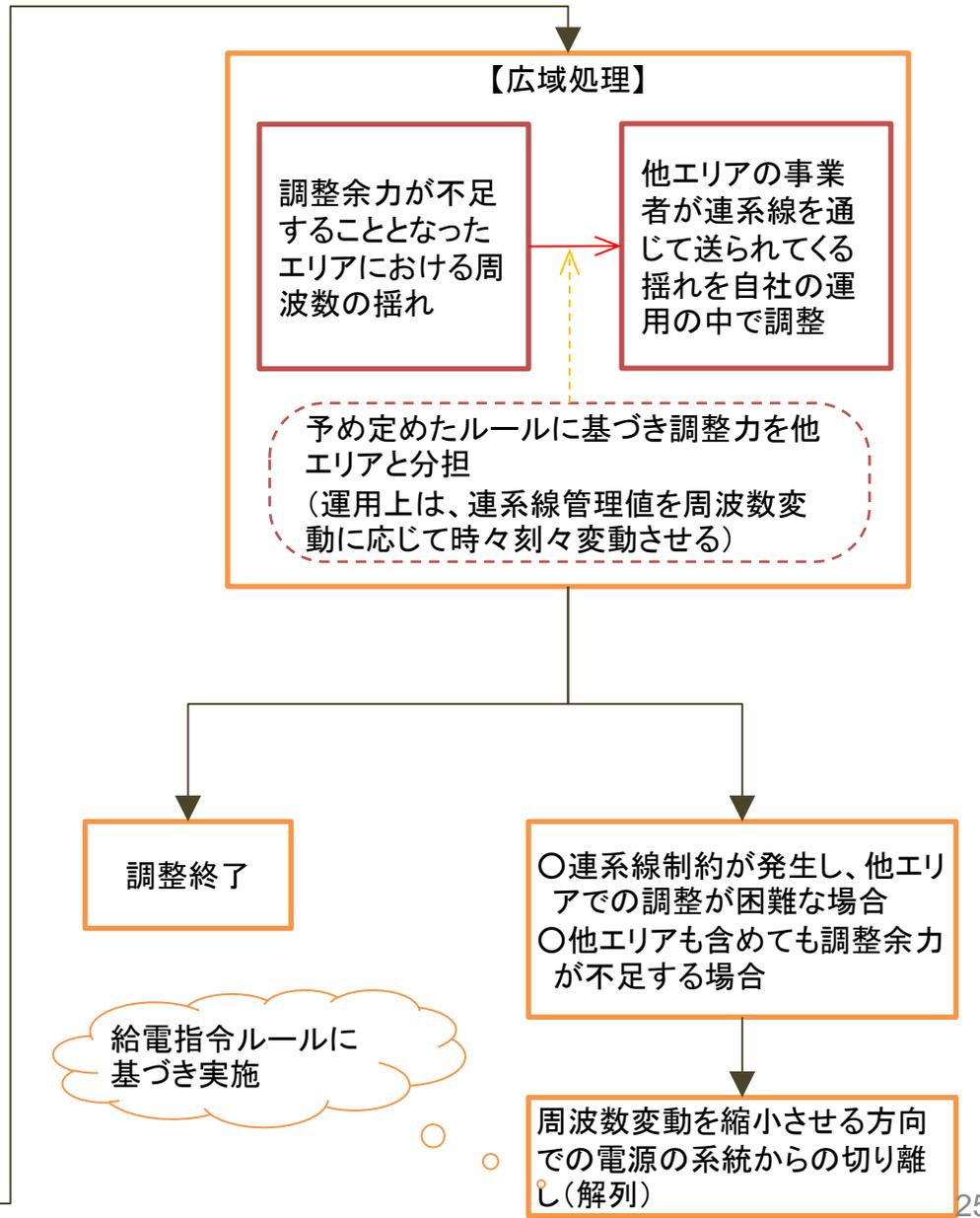
システム構築については、技術検討を踏まえ、効果を検証しながら進めることが必要

(参考10) 広域周波数調整に関するイメージ②



系統運用者の持つ調整余力の不足により、周波数変動をとりきれない（おそれがある）状況の発生
（具体的要件については、広域機関においてルール化）

広域で周波数変動を調整する仕組みの発動

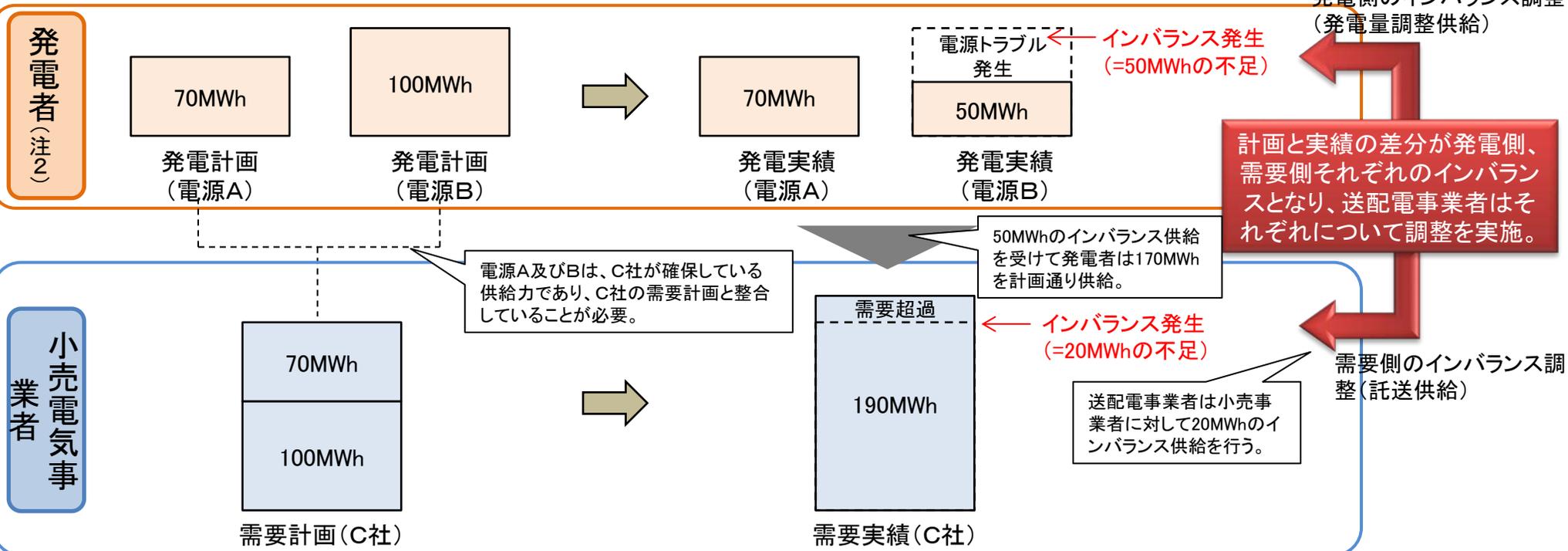


(参考11) 計画値同時同量制度におけるインバランスの調整

1. 小売全面自由化後は、現在の一般電気事業者については計画値同時同量制度に移行(新電力は実同時同量との選択が可能^(注1))。現・一般電気事業者である小売電気事業者や計画値同時同量を採用する新電力に対して発電者が供給する部分については、計画値同時同量により、発電側でインバランスの調整を受けることとなる。
2. 計画値同時同量においては、発電側で発生したインバランスは発電側で調整されるため、発電トラブル等で計画通りの発電ができない場合でも、小売電気事業者にとっては計画どおり供給されることとなる。

計画段階

実需給段階



(注1) 新電力については当面、実同時同量と計画値同時同量の選択制となる。実同時同量を選択した場合における発電者から新電力への販売分については発電側インバランスの調整は生じず、需要側で調整されることとなる。

(注2) 電気事業法上の発電事業に該当するか否かにかかわらず、発電を行う者がシステムを利用する場合には、同時同量等のシステム利用ルールの対象となる。

(参考12) 特例制度①②における電気の流れ、インバランスの精算

- 電力システム改革においては、小売全面自由化の実施後、計画値同時同量制度を導入予定。
- 電力システム改革制度設計ワーキンググループでは、FIT制度との整合性を確保する観点から、2つの特例を設けることとされた。

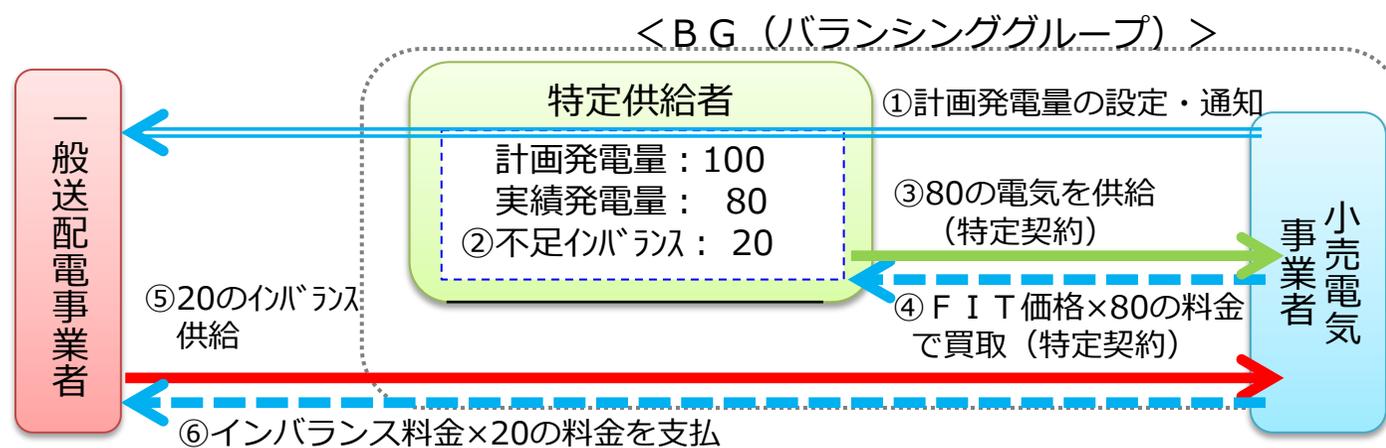
【特例制度①】

- 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結するFIT電源全体をインバランスの精算単位とする特別なBGを設定。
- BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、一般送配電事業者が設定。
- 計画発電量と実発電量の差分は、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算。



【特例制度②】

- 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結する特例制度②のFIT電源をインバランスの精算単位とする特別なBGを設定。
- BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、小売電気事業者が設定。
- 計画発電量と実発電量の差分は、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算。



【残された論点】

- 特例制度②においては、小売電気事業者が調達リスクを負うこととなる一報、特例制度①においては、小売電気事業者は一切調達リスクを負わないこととなる。
- このため、特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して設定されることも一案。
- 具体的には、FIT制度全体の検討を行っている、「新エネルギー小委員会」にて検討することとする。

(参考13) 中西日本における太陽光発電の平滑化効果

- 太陽光発電は天候によって発電量が左右されるが、例えば、①中西日本全体で晴れわたり、太陽光発電の発電量が全体で増大する日もあれば、②地理的なばらつきにより、例えば九州地方では晴れていても、中国地方では曇るなど、中西日本全体で太陽光発電量が想定される最大値までは増大しない日もあり、その場合には、九州地方で太陽光発電の余剰電気が発生しても、中国地方では受入れに余力が生じる可能性がある(東日本においても、同様)。
- 2013年度の太陽光発電実績をもとに、中西日本地域の不等率(各社毎の最大値の合計と中西合成出力の最大値の差分)を試算したところ、以下のとおり。
- 試算の結果、月によって、ばらつきはあるものの、中西日本各地の太陽光発電の導入量が接続可能量に達しても、広域的な系統利用を行えば、太陽光発電の平滑化効果によって一定程度導入量が拡大する可能性がある。他方、差(不等率)が0に近い月もあることに留意。

○合計最大出力と合成最大出力の比較(2013年度の太陽光発電、中西日本)

(単位: 万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中西2σ の合計※1	637	604	532	534	528	556	519	483	450	538	553	609
中西 合成2σ※2	622	596	503	530	510	541	487	445	432	537	537	604
差 (%)※3	15 (1.7%)	8 (0.9%)	29 (3.3%)	4 (0.5%)	18 (2.0%)	15 (1.7%)	32 (3.7%)	38 (4.4%)	18 (2.1%)	1 (0.1%)	16 (1.8%)	5 (0.6%)

※1 中西2σの合計: 中西日本各社の太陽光発電実績(2σ相当)の合計値(最大出力発生日は各社で必ずしも一致していない)

※2 中西合成2σ: 同じ日の中西日本各社の太陽光発電実績の合計(2σ相当)

※3 2013年度末の中西日本全体の太陽光発電設備容量に対する割合

※4 上記はいずれも太陽光発電の出力が最大となる昼間時間帯(12~13時)

※5 中西日本各社の太陽光発電設備容量は2013年度末実績(中西合計: 869万kW)。

[中部: 221.3万kW、関西: 169.2万kW、北陸: 22.3万kW、中国: 117.7万kW、四国: 67.7万kW、九州: 270.7万kW]

【省令等の規定による出力制御等の順番】

出力制御等の順番

- 再生可能エネルギーの出力制御の回避措置
 - ・火力発電設備(化石燃料混焼バイオマスを含む)について、安定供給上必要な限度まで出力制御
 - ・揚水式水力発電設備の揚水運転の実施

- バイオマス専焼発電設備

- 地域型バイオマス発電設備(出力制御が困難なものを除く)

- 電気の取引の申込み

- 太陽光発電設備(10kW以上)
 - ・30日ルール対象
 - ・360時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象

- 太陽光発電設備(10kW未満)
 - ・360時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象

- 風力発電設備
 - ・30日ルール対象
 - ・720時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象(現時点で風力発電についての指定は行われていない。)

出力制御の対象外

- 地熱発電設備、水力発電設備
- 改正前のルールが適用となる500kW未満の太陽光発電設備、風力発電設備
- 地域型バイオマス発電設備(出力制御が困難な場合。但し、需給調整が困難な緊急時を除く。)

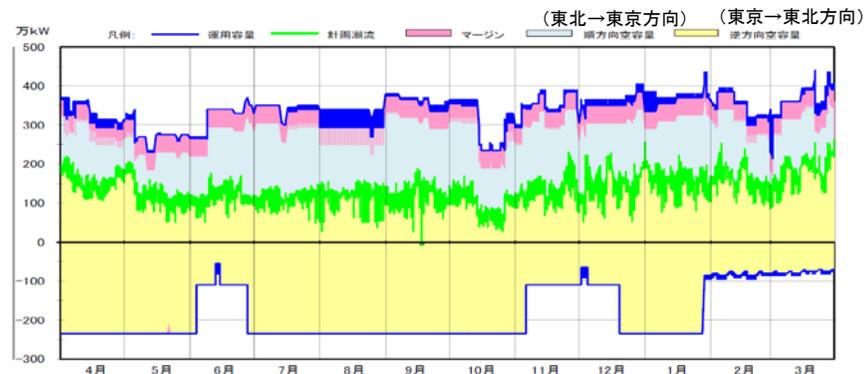
(参考15)地域間連系線等の空き容量実績及び整備費用

- 例えば、東北東京間連系線の設備容量は1,262万kWに対し、運用容量は東北→東京方向で約470万kW、東京→東北方向では約60万kWとなっており、現状では空き容量実績は相当程度ある。
- 一方、総合資源エネルギー調査会 第4回長期エネルギー需給見通し小委員会(平成27年3月)によれば、北海道・東北地域に風力発電約590万kWを追加導入するための追加費用は1兆1,700億円程度となっている。

東北東京間連系線の空き容量実績(H24年度)

設備容量**1262万kW**に対し、運用容量は、
 東北→東京方向で約**470万kW**※1
 東京→東北方向で約**60万kW**※2

※1 熱容量又は系統安定度の制約
 ※2 周波数維持面の制約



【参考】総合資源エネルギー調査会 第4回 長期エネルギー需給見通し小委員会(平成27年3月) 抜粋

資料3 P4 一定の仮定に基づく風力の追加導入量における追加費用

追加連系量	北海道(風力)	東北(風力)	北海道+東北 計
	270万kW(47億kWh/年)	320万kW(56億kWh/年)	590万kW(103億kWh/年)
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線・地内基幹送電線増強等	6,800億円程度【+1,800億円】	2,200億円程度【-1,800億円】	9,000億円程度
概算工事費計	8,800億円程度 [15円/kWh程度]	2,900億円程度 [4円/kWh程度]	1兆1,700億円程度 [9円/kWh程度]

【 】内は「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会中間報告書(平成24年4月)との比較

※kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、送变电設備年経費率8%として、以下のとおり試算。(北海道、東北分も同様の手法で計算。)

①年間発電電力量：(590万kW×20%)×8760時間=103億kWh、②年経費：1兆1700億円×8%=936億円、③kWh単価：936億円÷103億kWh≒9円/kWh程度。

※今後の電源の状況によって一部の送電線は増強不要となる場合もある。一方で、今後北海道・東北では太陽光が接続可能量限度まで導入されることが見込まれており、その場合には太陽光によって地内系統が埋まることも予想され、下記以外に追加的な地内系統増強費用が発生する可能性もある。

※北海道及び東北地域における地内送電網の整備については、風力発電のための送電網設備実証事業(平成27年度政府予算案105億円)による取組を進めている。

※また、電力系統出力変動対応技術研究開発事業(平成27年度政府予算案60億円)など予算措置を行い、系統増強を伴わないソフト面での出力変動対策を進めている。