

F I T 特例制度を適用する場合の 計画値同時同量制度について

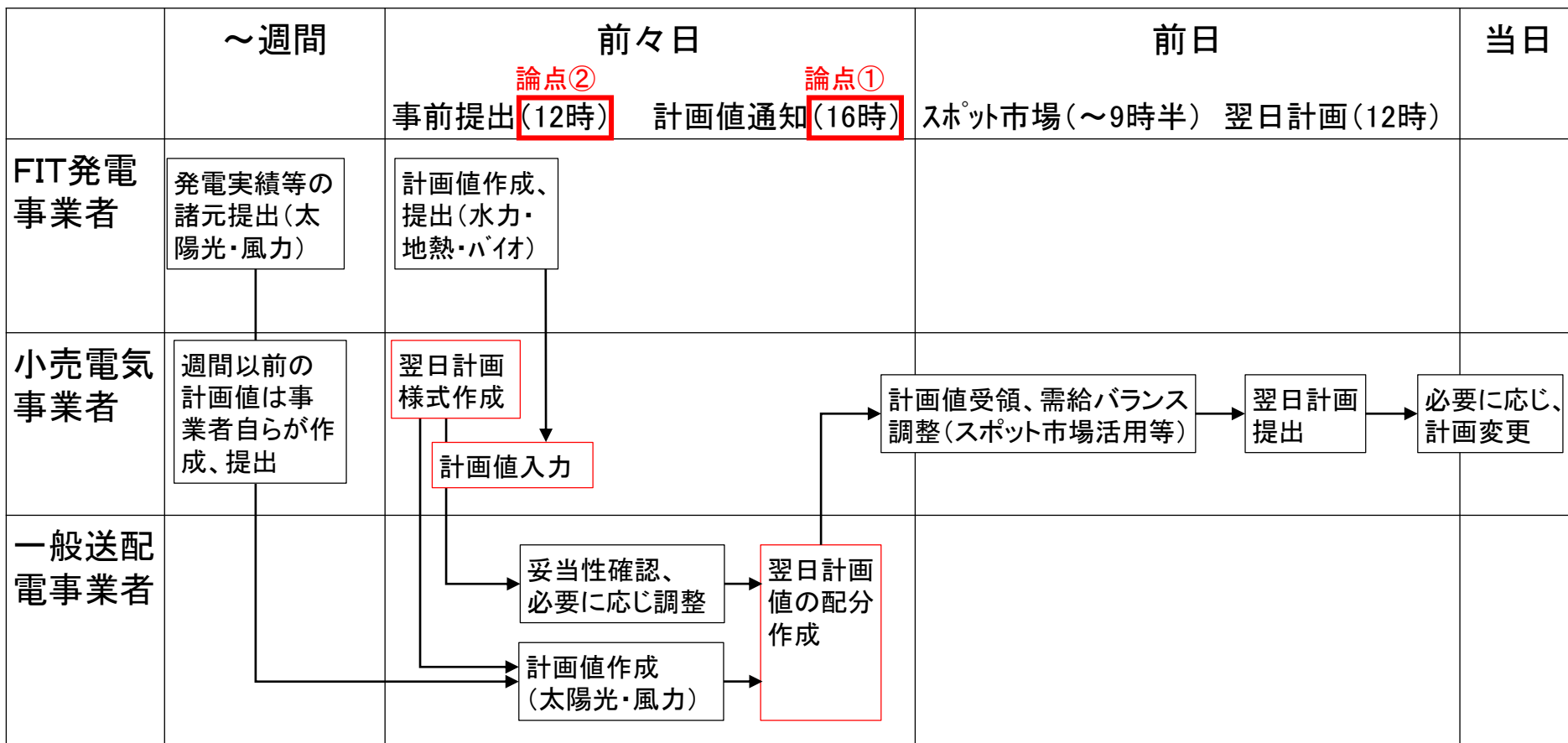
平成27年10月19日

FIT特例①における計画値作成・提出の概略フロー

- FIT特例制度①を利用する小売電気事業者の発電計画は、一般送配電事業者が作成^(注)し、小売電気事業者に通知することになる。

(注)太陽光・風力は発電実績等の諸元に基づき一般送配電事業者が計画作成。水力・地熱・バイオマスは小売電気事業者が入力した計画を一般送配電事業者が事前確認(妥当性確認、必要に応じ調整)し配分

- 概略フローは以下となるが、一般送配電事業者による計画値の通知時期及び、それに先立つ小売電気事業者による計画提出時期についてルール化が必要。



(論点①) 翌日計画値の通知時期

- FIT特例制度①を利用する小売電気事業者の発電計画は、一般送配電事業者が作成し、小売電気事業者に通知することになるが、その通知時期をどうするか。
- 前日スポット市場の入札締切(前日9時30分)、翌日計画の提出時期(前日12時)を踏まえ、前々日の夕方(終業時間の1時間程度前として16時)とすることで良いか。
 - ・一般送配電事業者が認可申請中の託送供給等約款では「前々日午後4時まで」と規定

	(案1)前々日夕方 (終業時間前の16時)	(案2)前日朝 (スポット市場入札時間直前の8時00分)
考え方	小売電気事業者が計画値に基づく需給バランス調整を検討する時間を十分確保できるよう、スポット市場の前日(実需給の前々日)とする。	最新の天気予報で予測精度向上を図ったうえで、小売電気事業者が計画値に基づく需給バランス調整を検討するためにスポット市場の直前(前日朝)とする。
評価 (メリット、 デメリット)	○小売電気事業者は需給バランス調整を検討する十分な時間がある。 ○一般送配電事業者は、就業時間内に計画値の作成が行える。 △案2に比べると予測精度が下がる可能性がある。	△小売電気事業者は当日朝の計画に基づきスポット市場での需給バランス調整を検討することとなる。 △一般送配電事業者は、就業時間外(早朝)に計画値の作成を行う必要がある。 ○案1に比べると予測精度の向上が図れる可能性がある。

(論点②) 事前確認用の計画提出時期

- FIT特例制度①を利用する水力等の発電計画は、事業者自らが作成するが、その妥当性を一般送配電事業者が事前確認することが予定されている。
- 事前確認の時期について制度上の特段の規定はないが、一般送配電事業者からは、「前々日夕方(16時)に計画値を配分するためには、事業者からの想定発電量は同日12時までに受領し内容確認・調整の時間を確保したい」との希望を受けている。
- 一般送配電事業者が小売電気事業者に発電計画を通知する時期を「前々日16時」(意見照会1)とする場合、水力・地熱・バイオマスの計画値を小売電気事業者が一般送配電事業者へ送付する時期については、一般送配電事業者の業務運営から「前々日12時」とすることで良いか。
- また、太陽光・風力についても、一般送配電事業者の計画入力に先立ち、翌日計画の提出様式の登録が必要であり、同様に「前々日12時」までとすることで良いか。

(参考) FIT特例制度①の概要

- （太陽光および風力の場合は）一般送配電事業者が発電計画値を作成
- インバランス単価は回避可能単価（インバランスリスクがない）
- 混焼バイオマスは対象外

広域機関にて計画発電量授受の仕組みを用意

<発電BG>



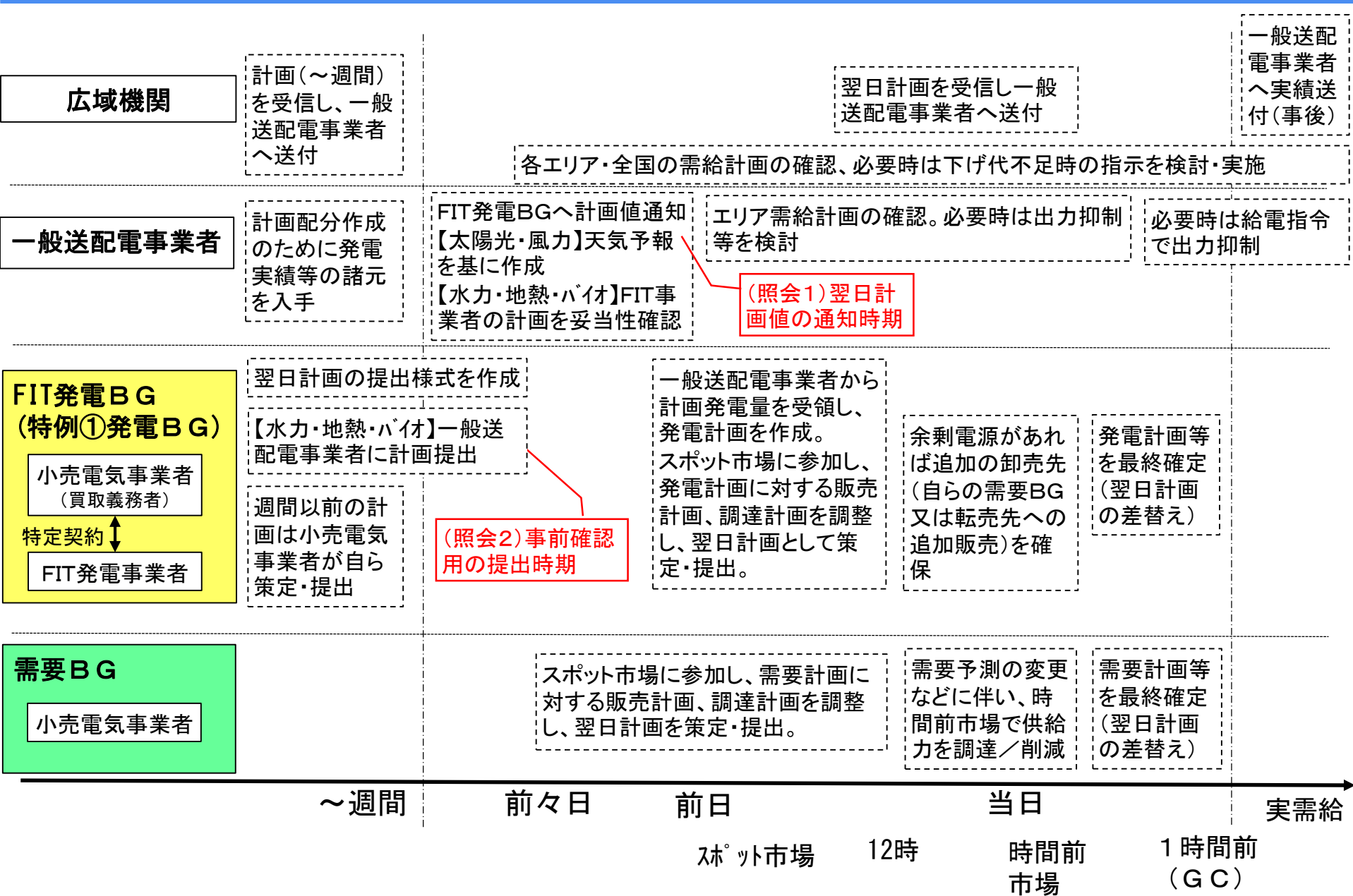
	電気の流れ	支払	収入	収支合計
特定供給者	80を供給	-	80×FIT価格	+80×FIT価格
小売電気事業者	100を調達	80×FIT価格 20×回避可能費用	80×交付金(※)	▲100×回避可能費用
一般送配電事業者	20を供給	-	20×回避可能費用	+20×回避可能費用
費用負担調整機関	-	80×交付金(※)	(サーチャージ)	▲80×交付金(※)

⑦ 交付金(※)×80を支払

費用負担調整機関

※ 交付金 = FIT価格 - 回避可能費用

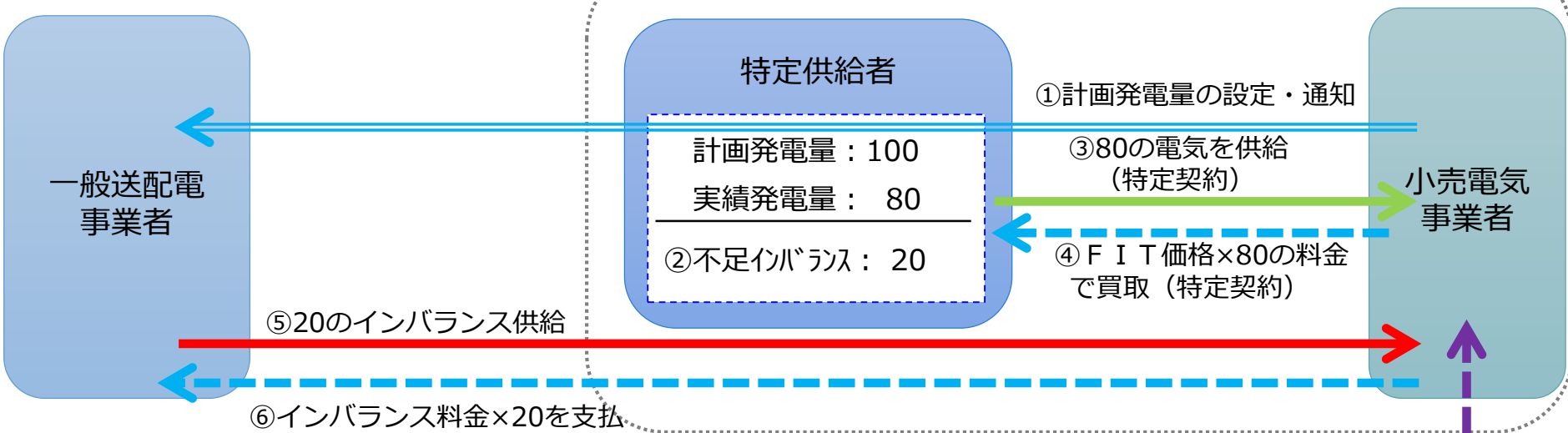
◆ 小売電気事業者は、インバランスリスクを負うことなく、計画値である100の電気を回避可能費用で調達することが可能。



(参考) FIT特例制度②の概要

- 発電計画は発電BGにて作成
- インバランス単価は通常の単価とする (インバランスリスクがある)
- すべての再生可能エネルギーが対象

＜発電BG＞

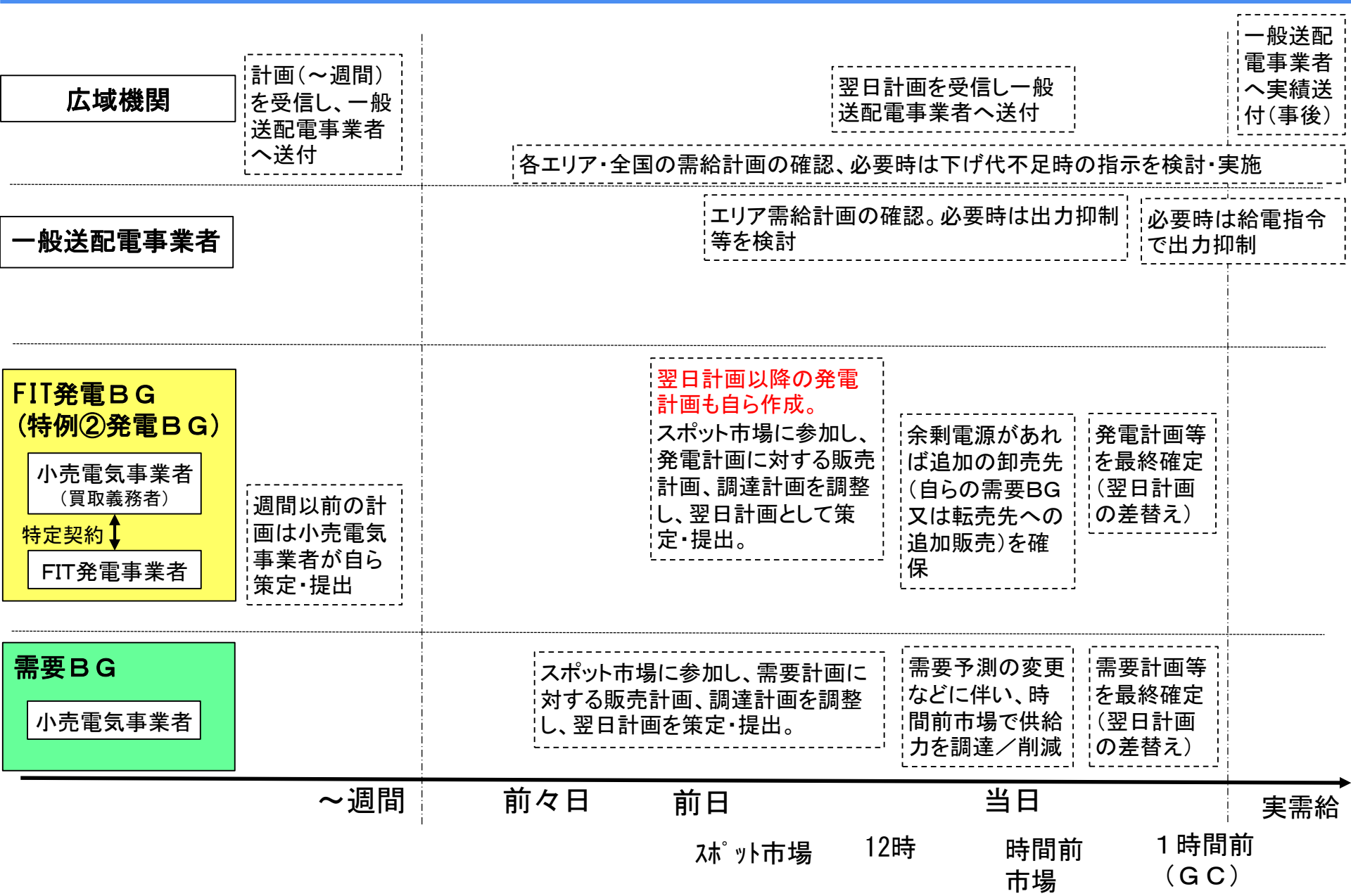


	電気の流れ	支払	収入	収支合計
特定供給者	80を供給	-	80×FIT価格	+80×FIT価格
小売電気事業者	100を調達	80×FIT価格 20×インバラス料金	80×交付金(※)	▲80×回避可能費用 ▲20×インバラス料金
一般送配電事業者	20を供給	-	20×インバラス料金	+20×インバラス料金
費用負担調整機関	-	80×交付金(※)	(サーチャージ)	▲80×交付金(※)

⑦ 交付金(※)×80を支払

費用負担調整機関

※ 交付金 = FIT価格 - 回避可能費用



(その他の論点)

※一般送配電事業者によるFIT発電BGの計画値作成方法等の実務に関する、その他の論点は以下のとおり

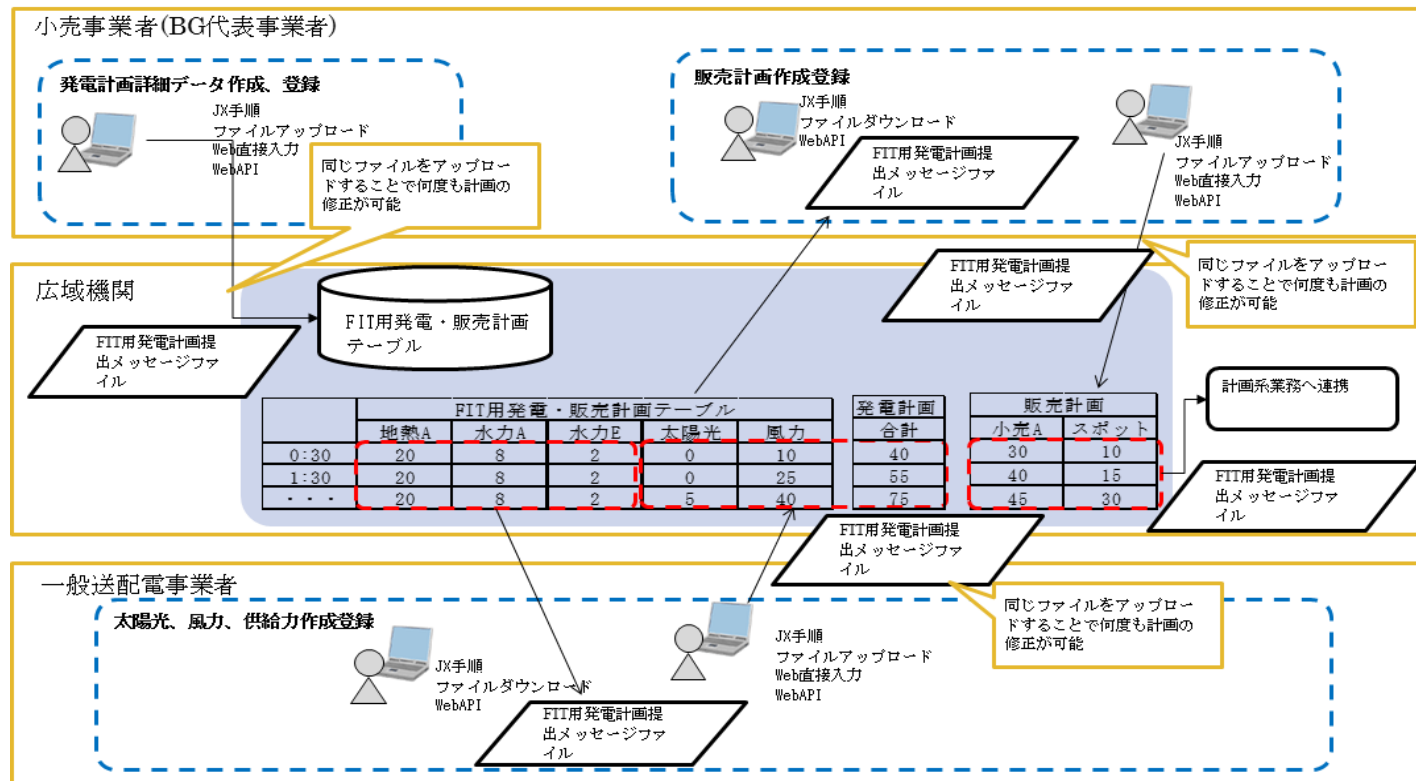
FIT特例①の翌日発電計画は以下のとおり作成・通知する。

太陽光・風力: 一般送配電事業者が、エリア全体の発電量を想定したうえで特例発電BG毎の太陽光発電合計値および風力発電合計値を作成する。

水力・地熱・バイオマス: 発電事業者が想定した計画を一般送配電事業者が確認する。

計画発電量の授受は、広域機関にて**事業者・一般送配電事業者双方から登録・閲覧可能な共通の計画受渡システムを準備し、これに計画発電量を入力することにより行う。**

※小売電気事業者が翌日計画の提出様式(水力・地熱・バイオマスでは計画値含む)を登録した後に、一般送配電事業者が計画値の確認又は入力を行う。



- FIT特例①の週間以前の計画は、事業者自らが作成して提出する。
※FIT特例②および特例外の発電計画は、年間～翌日まで一貫して事業者が作成
- 風力・太陽光の計画値は、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁)に基づき、特例発電BG毎に月間L5値を算定して計上する。

(参考)送配電等業務指針 第121条(発電に関する計画の提出)抜粋

	年間計画 (第1、第2年度)	月間計画 (翌月、翌々月)	週間計画 (翌週、翌々週)	翌日計画・ 当日計画
提出内容	各月平休日別の 最大時供給電力、 最小時供給電力	各週平休日別の 最大時供給電力、 最小時供給電力	日別の 最大時供給電力と 予想時刻、 最小時供給電力と 予想時刻	30分毎の 供給電力量

- FIT特例①を適用する太陽光・風力については、特例発電BGが属するエリアの一般送配電事業者が、実需給の前々日16時までには、当該BGの発電計画値(翌々日24時間分)を広域機関システムに登録する。
- 発電計画値は、エリアマクロで想定した発電電力量を購入電力量実績比率で按分して算定。
- 一般送配電事業者が通知した発電計画値について、基本的には通知以降の見直しは行わない。

<太陽光・風力の想定発電電力量の配分の考え方>

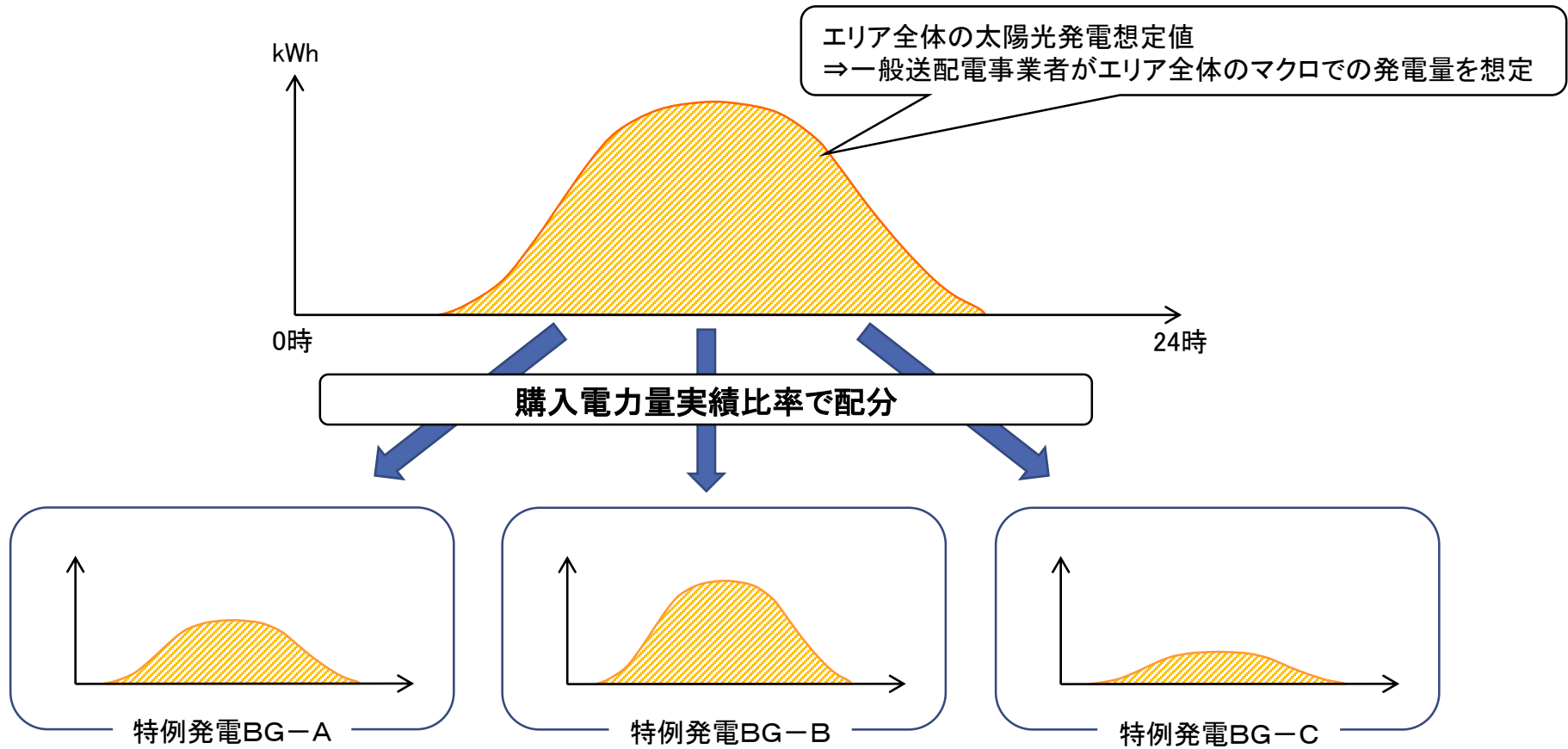
発電電力量(電源種別ごと・30分単位)を実績の購入電力量比率(電源種別ごと、3ヶ月前平均)で配分する。

$$\boxed{\begin{array}{c} \text{小売事業者A} \\ \text{の配分電力量} \\ \left(\begin{array}{c} \text{電源種別ごと} \\ \text{30分単位} \end{array} \right) \end{array}} = \boxed{\begin{array}{c} \text{エリア全体の} \\ \text{発電電力量} \\ \left(\begin{array}{c} \text{電源種別ごと} \\ \text{30分単位} \end{array} \right) \end{array}} \times \frac{\boxed{\text{小売事業者Aの購入電力量(電源種別ごと、3ヶ月前実績)*}}}{\boxed{\text{エリアの全小売事業者の購入電力量(電源種別ごと、3ヶ月実績)}}$$

注:3ヶ月前実績(月間値)は、料金の算定期間による

※新規に調達を開始し、3ヶ月前の購入電力量実績が無い場合は、同一の電源種別の平均原単位(3ヶ月前実績ベース)に設備認定出力(kW)を乗じた値を購入電力量(3ヶ月前実績)とみなして、配分電力量を算定する。

$$\text{平均原単位} \left(\begin{array}{c} \text{電源種別毎} \end{array} \right) = \frac{\text{エリアの全小売事業者の購入電力量}}{\text{エリアの全小売事業者の認定出力} \times 24\text{h} \times \text{月間日数}}$$



※一発電所から複数の小売電気事業者の購入(部分買取)がある場合も、エリア送配電からは特例発電BG単位(エリア全体の想定値の比例按分、BG合計値)で配分する

■ 太陽光・風力が高出力となり、エリア需要に対して余剰が想定される場合には、計画通知時点での抑制見込量を織り込んだ計画配分を行う。

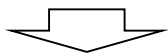
<抑制見込みを織り込んだ再エネ計画値の算定>

(1) 抑制なし太陽光・風力の出力を特例①、特例②毎に想定



(2) 特例①、特例②それぞれに抑制見込量を算定 (48点)

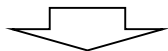
抑制見込量 = 「抑制なし太陽光・風力出力想定合計」 + 「調整力」 + 「ベース供給力」
- 「エリア想定需要」 - 「揚水運転」 (- 連系線活用見込み) ※



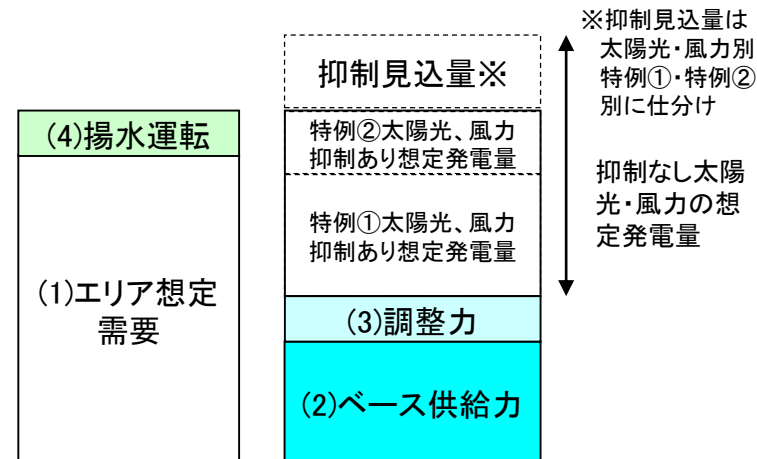
※: エリア需給バランスに関する十分なデータが揃わない前々日段階での抑制見込量算定となることから、送配電事業者の算定に疑義が生じないように、具体的算定方法をルール化しておくことが必要

また、市場活用等による連系線活用見込みを、抑制見込量に織り込むべきかどうか、また織り込む場合の具体的算定方法は難しい課題

(3) 特例①発電BGへ、太陽光・風力別のエリア想定発電量(特例①)を購入電力量実績(特例①)比で配分し、抑制見込を織り込んだ再エネ計画値を算定



(4) 実際出力抑制は、計画策定時点の抑制見込み量と直接関係せず、抑制指令時点の最新の需給計画に基づき、FIT発電事業者間の公平性に配慮して行う。



参考：抑制見込量算定における需給バランスの考え方の例（ルール化検討事項）

項目		考え方
需要	(1) エリア想定需要 (48点)	<ul style="list-style-type: none"> 過去や至近の需要実績、翌々日の気温予報等を基に、一般送配電事業者がエリア需要を想定
供給力	(2) ベース供給力	<ul style="list-style-type: none"> 優先給電指令ルールにおいて最後位に位置付けられている長期固定電源の原子力、水力（揚水式を除く）、地熱は、ベース供給力として織込む 水力・地熱の供給力は、前々日段階であるため、至近の実績値を基に織込む 優先給電ルールにおいてバイオマスを含む火力発電は、安定供給上支障があると判断される限度まで出力抑制を行うこととなっているため、周波数調整や需要・再エネの想定誤差等の調整（下げ代）に必要な最低限の火力発電（火力最低出力＋必要調整力）を除き、バイオマスを含む火力発電は、織込まない（解列したものとして扱う）
	(3) 調整力	<ul style="list-style-type: none"> 周波数調整や需要・再エネの想定誤差等の調整（下げ代）に必要な最低限の火力発電（火力最低出力＋必要調整力）を織込む
余剰対策	(4) 揚水動力	<ul style="list-style-type: none"> 優先給電ルールにおいて揚水運転を実施することとなっているため、揚水運転は織込む 揚水発電しないと翌日の揚水運転ができなくなるため、揚水運転後の揚水発電は、必要に応じて供給力として織込む
	〔地域間連系線の活用〕	<ul style="list-style-type: none"> 小売が電力取引市場を通じて供給エリア外へ販売する余剰電力量を前々日段階で一般送配電が想定することは困難であるため、連系線空容量を供給エリア外への余剰電力の販売量として織込むべきかどうかは難しい課題 優先給電指令ルールにおいて再エネ抑制の後位に位置付けられている広域機関の指示に基づく広域融通は、織込まない