

再生可能エネルギー出力制御の 高度化に向けた対応について

2020年7月
資源エネルギー庁

- 1. オンライン代理制御（経済的出力制御）**
2. 軽負荷期の需要創出
3. 指定電気事業者制度の見直し

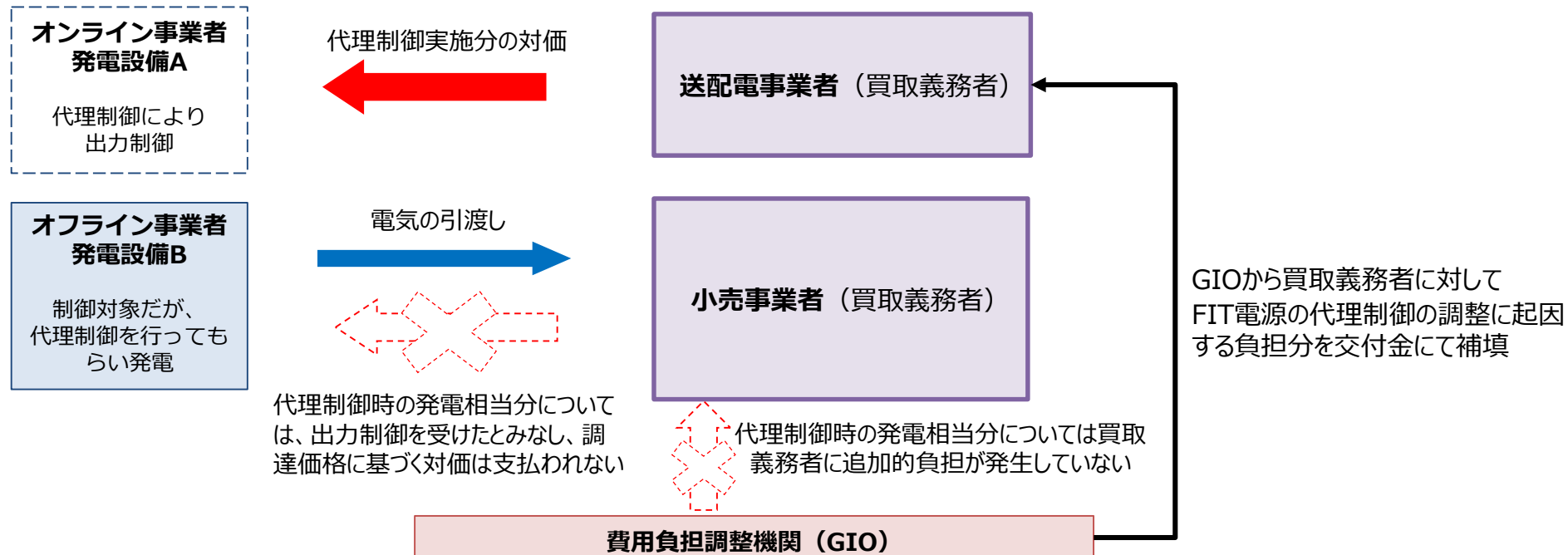
本日はご議論いただきたい事項

- 第24回系統WG（2019年12月5日）において、オンライン代理制御により出力制御が行われた再エネ発電事業者への補填については、費用負担調整機関（GIO）から買取義務者に対してFIT電源の代理制御の調整に起因する負担分を交付金で補填し、買取義務者からオンライン事業者に対して代理制御実施分の対価を補填することとされたところ。
- また、同WGにおいて、オンライン代理制御時のオフライン事業者の発電相当分については、出力制御されたものとみなして対価は支払われないこととされた。
- FIT制度における出力制御の一樣態であるオンライン代理制御の制度構築にあたっては、代理制御時のオンライン発電設備の逸失電力量・オフライン発電設備の出力制御量の算定や代理制御時にオフライン事業者が発電する電気の取扱いを明確化する必要があるところ、本日の系統WGではこれらの課題と対応の方向性についてご議論いただきたい。

(参考) オンライン代理制御の実施に対する補填について

- 第23回系統WG（2019年10月8日）において、代理制御を実施したオンライン事業者に対する補填の方法を検討する必要があるとされたところ。
- 今後行われるオンライン代理制御は出力制御の一樣態であり、その実施主体は従来どおり電気事業者であるところ、オンライン事業者が代理制御を行った場合の対価についても、電気事業者から支払われるのが適当である。一方、その際にオンライン事業者は実際には発電していないため、電気を調達できなかった電気事業者は出力制御の調整に貢献したにも関わらず追加的な負担が発生している。
- 現在、電気事業者がFIT電気の調達にあたり、インバランス調整のために要した費用は交付金にて補填されていることを踏まえつつ、代理制御における、事業者間の負担調整に関しても、「FIT電気の調達にあたり電気事業者が追加的に負担」したと認められる分を交付金で補填することとしてはどうか。

＜オフライン事業者が小売事業者と契約し、オンライン事業者が送配電事業者と契約している場合＞



○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法

（交付金の交付）

第二十八条 第五十五条第一項に規定する費用負担調整機関（以下この章において単に「費用負担調整機関」という。）は、各電気事業者における特定契約に基づく再生可能エネルギー電気の調達に係る費用負担を調整するため、経済産業省令で定める期間ごとに、電気事業者に対して、交付金を交付する。

（略）

（交付金の額）

第二十九条 前条第一項の規定により電気事業者に対して交付される交付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、第一号に掲げる額から第二号から第四号までに掲げる額の合計額を控除して得た額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

- 一 当該電気事業者が特定契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気の量（キロワット時で表した量をいう。第三十二条第四項及び第三十五条第二項において同じ。）に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額の合計額
- 二 当該電気事業者が特定契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気を使用した量に相当する量の電気を自ら発電し、又は調達するとしたならばその発電又は調達に要することとなる費用の額として経済産業省令で定める方法により算定した額
- 三 当該電気事業者が特定契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気について卸電力取引市場における売買取引により得られる収入の額として経済産業省令で定める方法により算定した額
- 四 当該電気事業者が再生可能エネルギー電気卸供給を行うことにより得られる収入の額として経済産業省令で定める方法により算定した額

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則

（交付金の額の算定方法）

第二十一条 法第二十九条各号列記以外の部分の経済産業省令で定める方法は、前条で定める期間ごとに、法第二十九条の規定に基づき算定して得た額から消費税及び地方消費税に相当する額を控除して得た額に第一号及び第二号に掲げる額（当該電気事業者が一般送配電事業者である場合であって当該再生可能エネルギー電気の調達が離島（電気事業法第二条第一項第八号イに規定する離島をいう。次条及び第二十四条において同じ。）で行われる場合にあつては、第一号に掲げる額に限る。）を加え、及び第三号に掲げる額を控除するものとする。この場合において、当該方法により算定して得た額が零を下回るときは、当該額は、零とする。

- 一 交付金の交付に伴い当該電気事業者が支払うこととなる事業税に相当する額
- 二 特定契約に基づく再生可能エネルギー電気の供給を受けることにより電気事業者又は電気事業者から再生可能エネルギー電気卸供給を受ける小売電気事業者若しくは登録特定送配電事業者がインバランス料金（一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（平成二十八年経済産業省令第二十二号）第一条第二項第二号に規定するインバランス料金をいう。以下同じ。）又はこれに準ずる費用を追加的に負担する平均の費用として経済産業大臣が定める額
- 三 当該電気事業者が小売電気事業者等である場合であつて、当該電気事業者が法第三十四条第一項の規定による督促を受けた場合のうち、同項の規定により指定された期限までに納付すべき納付金の額を納付しない場合における当該納付金の額

(参考) オンライン代理制御の導入による制御量の低減

- オンライン代理制御（経済的出力制御）が導入され、オンライン制御が拡大すると実質的にオンラインのみの制御となり、実需給に近い柔軟な調整が可能となるため、オンライン制御とオフライン制御が混在する現状の運用に比べて制御量の低減が期待される。
- 例えば、既に出力制御が行われている九州でオンライン代理制御（経済的出力制御）を導入した場合、現状に比べて制御量が2割程度低減する効果が見込まれる。

＜オンライン代理制御（経済的出力制御）による制御量低減効果＞
（九州における2019年4月の制御実績を基に試算）

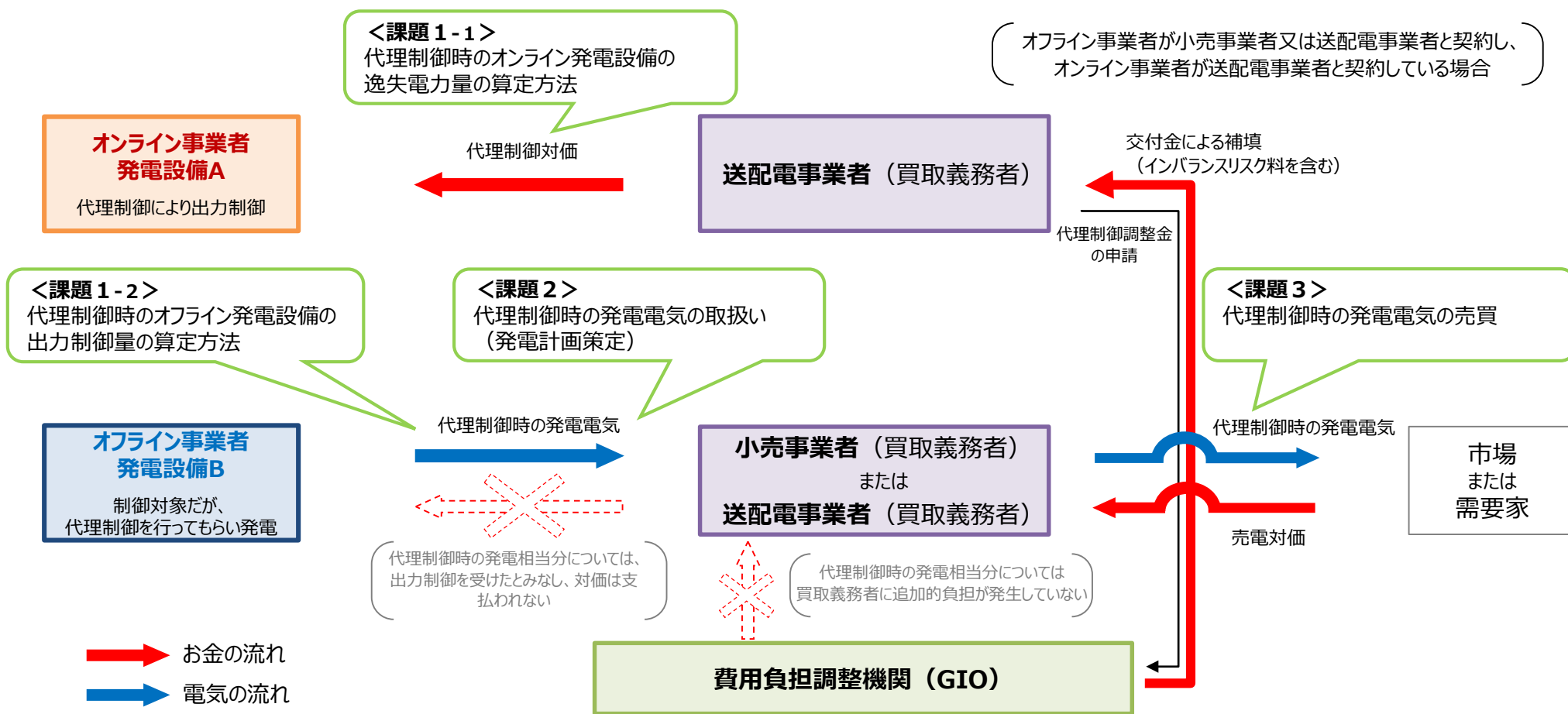
〔単位：万kWh〕	制御量 （実績）	制御量 （経済的出力制御導入時）	低減効果
オフライン制御事業者	10,305	11,163	▲17%
オンライン制御事業者	3,187		

（備考）九州における2019年4月の太陽光発電の制御実績に基づき試算。制御量がオンライン制御可能な設備の最大発電量を下回る時間帯は全てオンライン制御を実施し、上回る時間帯はオンライン制御とオフライン制御を併用したと仮定した場合の試算結果である。

オンライン代理制御の制度構築に向けた課題

- FIT制度下でのオンライン代理制御の制度構築にあたって、以下について明確化が必要。
 - 代理制御時のオンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量の算定方法。
 - 代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気の取扱い（発電計画作成、市場売買等）。

＜オンライン代理制御のスキーム＞



オンライン代理制御時のオンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量の算定について

- 代理制御時のオンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量の算定に関する対応の方向性（案）は以下の通り。

課題

対応の方向性（案）

<課題 1>

代理制御時のオンライン発電設備の逸失電力量の算定方法、及びオフライン発電設備の出力制御量の算定

- オンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量は、代理制御時間帯における実発電量をベースに算定することが望ましい。
- 一方、代理制御時間帯における実発電量を把握するためにはスマートメーター設置が不可欠であるが、スマートメーター設置完了までには、地域差はあるが一定期間を要する。
（例、既に出力制御を実施している九州エリアのスマートメーター普及率は6割程度であり、普及完了は2023年度末予定）

- オンライン制御は柔軟な出力調整を可能とし、再エネの最大限の導入に資するものであることから、引き続き発電設備のオンライン化を促す必要がある。一方、FIT制度における出力制御の一律態であるオンライン代理制御は出力制御量全体の低減に資するものであることから、発電事業者への一定の周知期間を確保した上で可能な限り早期の導入が望ましい。なお、オンライン代理制御の導入に伴い、発電事業者に対して、契約の記載内容の見直しを要する場合、契約の当事者双方にとって負担の少ない方法による見直しが必要である。^注
- オンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量は、代理制御時間帯における実発電量をベースに算定することが望ましいが、実発電量の把握に不可欠なスマートメーター設置には一定期間を要する。スマートメーター設置が完了した事業者のみ実発電量ベースで算定することも想定しうるが、設置未完了の事業者との出力制御に係る公平性確保が難しくなる可能性あり。
- 上記を踏まえ、スマートメーター設置完了後にシステム改修が整い次第、実発電量に基づくスキームを導入することを前提に引き続き検討を行うこととした上で、当面はみなし電力量に基づきオンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量を算定するスキームで運用することとしてはどうか。（※みなし電力量の算定案はスライド8、9参照）
- また、オンライン代理制御システムの導入時期については、発電事業者への一定の周知期間の確保、契約上の実務、システム改修等を考慮して、2022年早期を目指すこととしてはどうか。
- さらに、再エネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理（第3次）において、当面の間出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール500kW未満の太陽光・風力発電事業者（一部エリアでは新ルール50kW未満も含む）についても出力制御の対象とすることが合意されたところ、出力制御量低減や運用効率化の観点から当該事業者をオンライン代理制御システムに組み入れることが望ましいことから、出力制御対象事業者の拡大と代理制御システムの導入時期を合わせることとしてはどうか。
- なお、風力発電については、現時点ではオフライン発電設備を代理制御でできるだけ十分な量のオンライン発電設備が存在しないことから、当面の間はオンライン代理制御の対象外とし、オンライン発電設備の導入拡大等の状況を踏まえつつ導入を検討することとしてはどうか。

注 各社契約要綱を介した契約については、オンライン代理制御は出力制御全体の低減に資するものであることから、原則、要綱改訂通知による契約の記載内容の見直しが適切と考えられるうえ、FIT制度上何らの不利益変更を行うものではない。そのため本件に関する契約の見直しも、本来の契約目的に反せず、かつ、変更の必要性、変更後の内容の相当性、変更に係る事情に照らし、合理的なものである。FIT法において各発電事業者は出力制御に協力することが遵守事項に定められていることから、契約見直しの内容を受け入れ、遵守することが当然に想定される。なお、これに違反した場合には、FIT法第15条第2号に規定する認定取消事由に該当すると考えられるため、行政手続法に基づく適切な手続きを経た上で、認定取消を行う対応が考えうる。

また、要綱を介さない契約については、個々に契約内容を当事者が確認する必要があるが、オンライン代理制御は出力制御全体の低減に資するものであり、FIT制度上何らの不利益変更を行うものではないうえ、FIT法において各発電事業者は出力制御に協力することが遵守事項に定められていることから、契約内容の見直しを受け入れ、遵守することが当然に想定される。これに違反した場合には、要綱を介した契約同様、FIT法第15条第2号に規定する認定取消事由に該当すると考えられるため、行政手続法に基づく適切な手続きを経た上で、認定取消を行う対応が考えうる。

オンライン代理制御調整金のみなし算定案（具体的イメージ）

- エリアの発電設備容量や制御量等からオンライン発電設備及びオフライン発電設備の本来の制御量を算定し、その制御量に基づきオンライン代理制御調整金を算定する。
- 具体的には、以下の諸元及び考え方に基づきオンライン及びオフライン制御事業者の制御量を算定することを想定。なお、毎月の制御量算定にあたっては、直近1年間（当該月の3～14ヵ月前の1年間）の実績値等を用いることを想定。

- ① 太陽光のオンライン制御対象設備容量（実績値）：203万kW 注1
- ② 太陽光のオフライン制御対象設備容量（実績値）：286万kW
- ③ 太陽光のオンライン制御事業者の年間制御量（設備容量あたり）（実績値）：34kWh/kW
- ④ 太陽光のオフライン制御事業者の年間制御量（設備容量あたり）（推計値）：82kWh/kW 注2、3
- ⑤ 太陽光の年間発電量（制御量含む）（実績値）：106億kWh
- ⑥ 太陽光の年間出力制御量（実績値）：3億kWh
- ⑦ 太陽光の年間制御率（実績値）：2.83%（= ⑥ / ⑤）
- ⑧ オンライン事業者の本来の制御量（推計値）：1.17%相当（= ⑦ × ① / (① + ②)）（※オンラインとオフラインの設備容量で按分） 注3
- ⑨ オフライン事業者の本来の制御量（推計値）：4.00%相当（= (⑦ - ⑧) × ④ / ③） 注3、4

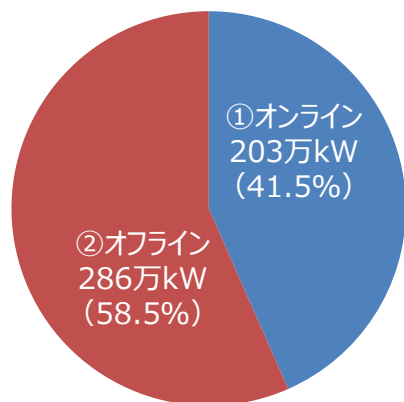
注1 2019年の九州エリアの実績値（①～⑦）に基づく試算。代理制御開始後、手動制御分の実績は除く。

注2 オフライン設備は本来1回あたり8時間制御（オンライン設備は必要時間のみ制御）するため、設備容量あたりの制御量はオフラインの方が多くなる。

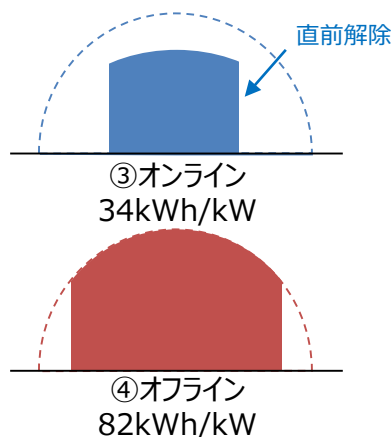
注3 オンライン代理制御システムの導入以前については、オンライン制御及びオフライン設備の手動制御が行われているため、④、⑧、⑨についても実績値を用いる。

注4 ⑦-⑧に相当する制御量（1.66%相当）はオンライン設備による代理制御分であり、オフラインが手動制御していれば、③及び④に基づき、本来4.00%相当を制御していたことになる。

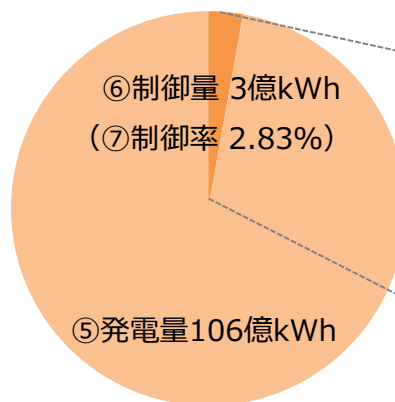
<設備容量①②>



<制御イメージ③④>



<年間発電量⑤・制御量⑥>



<オンライン／オフラインの制御率⑧⑨>

⑧ オンライン1.17% ⑨ オフライン4.00%
 (= 1.66% × 82 / 34)



オンライン代理制御調整金のみなし算定案（具体的イメージ）

- 前ページで算定されたオンライン発電設備及びオフライン発電設備の制御量に基づくオンライン代理制御調整金は以下の通り。

オンライン制御事業者A（調達単価24円／kWh、月間発電量10万kWh）の場合

$$\begin{aligned}
 \text{本来の売電収入} &= \text{実際の売電収入} \times \frac{100 - (\text{オンラインの本来の年間制御量⑧})}{100 - (\text{年間制御率⑦})} \\
 &= 24\text{円/kWh} \times 100,000\text{kWh} \times \frac{100 - 1.17}{100 - 2.83} \\
 &= 244\text{万円} \\
 &\rightarrow \text{約4万円（240万円との差額）が代理制御調整金}
 \end{aligned}$$

オフライン制御事業者B（調達単価32円／kWh、月間発電量10万kWh）の場合

$$\begin{aligned}
 \text{本来の売電収入} &= \text{実際の売電収入} \times \frac{100 - (\text{オフラインの本来の年間制御量⑨})}{100} \\
 &= 32\text{円/kWh} \times 100,000\text{kWh} \times \frac{100 - 4.00}{100} \\
 &= 307\text{万円} \\
 &\rightarrow \text{▲約13万円（320万円との差額）が代理制御調整金}
 \end{aligned}$$

※オンライン設備とオフライン設備の買取単価やみなし制御時間の違いにより、代理制御調整金の差額はマイナスとなることが想定される。

なお、代理制御調整金のマイナスは賦課金抑制を意味し、国民負担軽減に繋がる。

オンライン代理制御時のオフライン発電設備の発電電気の取扱いについて

- オンライン代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気に関する対応の方向性（案）は以下の通り。

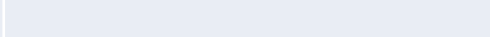
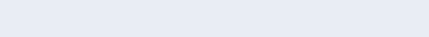
課題	対応の方向性（案）
＜課題 2＞ 代理制御時の発電電気の取扱い （発電計画策定） ● FIT電気の場合には発電事業者は発電計画の策定義務を負わないが、非FIT電気の場合は発電計画の策定が必要になり得る。	● <u>オンライン代理制御はFIT制度における出力制御の一樣態</u>であり、代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気は出力制御されたものとみなして対価は支払われないが、<u>FIT認定設備が発電した電気</u>である。 ● また、出力制御は発電事業者の制御機会の公平性を考慮して一般送配電事業者が実施するものであり、<u>発電事業者及び買取者は代理制御時に発電する電気を予め特定することができない</u>ことから、<u>オンライン代理制御の運用面で一定の配慮が必要</u>。 ● これを踏まえ、<u>代理制御時の発電電気は、FIT電気と同様、発電事業者による発電計画策定を免除すること</u>としてはどうか。
＜課題 3＞ 代理制御時の発電電気の売買 ● 代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気の売電対価の取扱いについて。	● 買取義務者は、代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気を市場取引ないし相対取引によって売電することになる。 ● 一方、出力制御は発電事業者の制御機会の公平性を考慮して一般送配電事業者が実施するものであり、<u>買取義務者は代理制御時のオフライン発電設備の発電電気を予め特定することができない</u>。 ● 上記を踏まえ、<u>みなし電力量に基づくスキームでは代理制御時の発電電気の売電対価について適切な扱いを検討することとし、代理制御調整金算定にあたっては考慮しないこと</u>としてはどうか。

(参考) 今後のスケジュールについて

12

系統ワーキンググループ（第23回）資料 6

- これらの取り組みを行うことで、①事業者間の公平性の維持、②出力制御量の低減による再エネの最大限活用、③オフライン事業者の実務上の負担軽減、といったメリットが再エネ事業者に生じることが期待される。
- なお、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委員会中間整理（第3次）（2019年8月）においても整理したとおり、これらの実施についてはシステム対応、契約上の実務、事業者への周知等の観点から、導入のタイミングの整合性を確保することで、より実効的かつ円滑な運用を図ることが必要である。

	2019年度	2020年度	2021年度以降
①事業者間の公平性確保	 ・ 制御対象の範囲について国の指針等により確認的に明確化。 ・ 30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等、適切な出力制御の在り方について検討。		 ・ ③とあわせ全国大で導入。
②オンライン制御の拡大	 ・ 公平性ガイドラインの見直し、運用開始。	 ・ 再エネ運用システムの整備。 ・ 特別高圧のオフライン事業者のオンライン化を順次促進。	
③オンライン代理制御 （経済的出力制御）	 ・ 実務的手法等について系統WGで検討。		 ・ ①とあわせ全国大で導入。

IV. 再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワーク

2. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方

①事業者間の公平性確保

旧ルール500kW未満の太陽光・風力は、過去の審議会において「当面の間は出力制御の対象外」とされ、系統運用に支障を来すおそれが生じた場合には出力制御が行われることが適当と整理されてきた。前述のとおり、旧ルール500kW未満の太陽光・風力を出力制御対象に含めた場合には、現在制御対象となっている既存事業者や新規連系が見込まれる事業者の制御日数が低減するとともに、新規投資の予見性が向上するため、さらなる再エネ投資にプラスの効果が見込まれる。

こうした点を踏まえ、事業者間の公平性を適切に確保する観点から、当面の間は出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール500kW未満の太陽光・風力についても出力制御の対象とし、その際、同時期に認定を取得した旧ルール500kW以上の設備同様、30日無補償ルールを適用することが適切である。

また、事業者間の公平性の確保、必要な制御量や調整力を確保していく観点から、東京・中部・関西のいわゆる「中三社地域」を含め、30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等についても、検討を行うべきである。

②オンライン制御の拡大

オンライン制御の拡大は、上述のメリットが大きい一方で、現状では、発電事業者が自主的にオンライン化に対応するためのインセンティブが弱いことから、一般送配電事業者は必要な再エネ運用システムの整備を進めつつ、国や発電事業者の業界団体とともに、まずは特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から順次促していくべきである。加えて、出力制御量の低減とオンライン化のメリットが両立するような出力制御の運用の見直しを含めた環境整備を進めていくべきである。なお、オンライン化を進めるに当たっては、引き続きサイバーセキュリティ対策にしっかりと取り組むことが重要である。

③経済的出力制御

先述のとおり、オンライン制御の導入拡大を進めていくべきであるが、直ちにすべての発電設備をオンライン化するのは制度運用上困難であることから、出力制御の公平性と実効性の両立を図ることからも、経済的出力制御の仕組みを導入すべきである。

具体的には、オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者に実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組みを引き続き検討していくべきである。

以上の施策の今後のスケジュールを検討するに当たっては、システム対応、契約上の実務、事業者への周知等の観点から、導入のタイミングの整合性を確保することで、より実効的かつ円滑な運用を図ることが必要である。

【中間整理 (第3次) アクションプラン】

- オンライン化の推進に当たっては、一層の出力制御量削減に資する事業者間の公平性の在り方について系統ワーキンググループで検討する。
- 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者 (2019年度中に具体化) 】
- 当面は出力制御の対象外とされてきた旧ルール500kW 未満の太陽光・風力についても出力制御の対象としつつ、30日無補償ルールを適用する。また、30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等、適切な出力制御の在り方について系統ワーキンググループで検討する。
- 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者 (2020年度中に具体化) 】
- 経済的出力制御の実務的手法等について系統ワーキンググループで検討する。
- 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者 (2020年度中に具体化) 】

※本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青：既に実施済み・継続実施中のもの、緑：具体的なスケジュールが決まっているもの、赤：基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

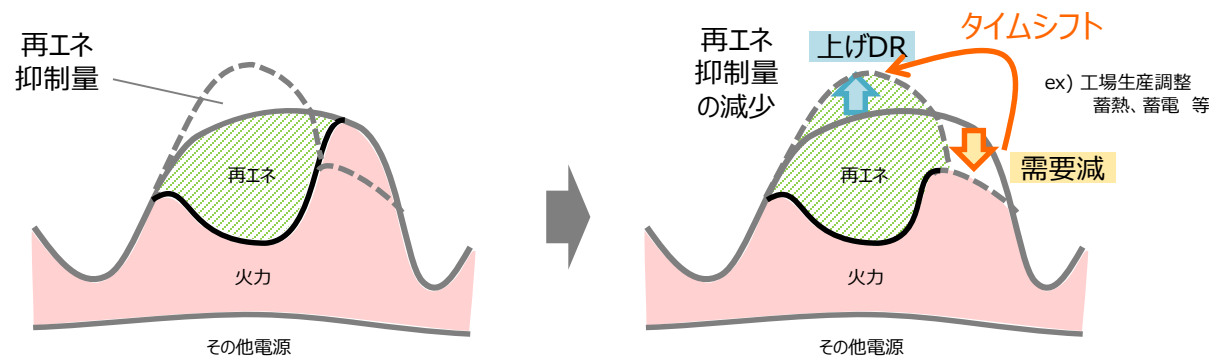
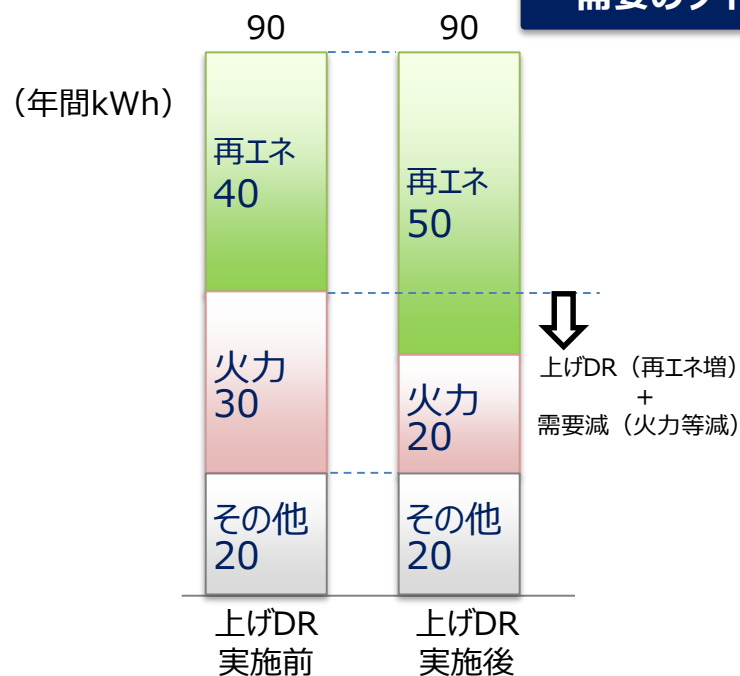
1. オンライン代理制御（経済的出力制御）
2. **軽負荷期の需要創出**
3. 指定電気事業者制度の見直し

- 2019年12月の系統WGにおいて、FIT特例①の再エネ出力制御の回避のため、上げDRを実施するインセンティブと利益配分スキームに関する課題を整理。
- 今回は、事務局で整理した、
 - － 上げDRを実施するインセンティブの前提とする、再エネ出力制御を回避するための上げDRの取引フロー
 - － 上げDRを実施するインセンティブ（上げDRを実施した場合の契約電力超過への対応案）について、ご議論いただきたい。
- 併せて、国が実施している利益配分スキームに関する実証事業の取組を報告する。

- 出力制御が予想される際は卸電力市場におけるエリアプライスの最低値は0.01円/kWhになることが想定される。この際、市場メカニズムに基づき上げDRの活用が進むと想定されるが、依然として以下の課題が存在。
 - (i) スポット価格が0.01円/kWhであっても、一部の小売買取分については2020年度までは回避可能費用の激変緩和措置があるため、安くとも5円/kWh程度の調達となること、また自家発を停止・抑制し系統電力の消費量を増やすことも可能だが、現行では、常時契約電力を超過した場合は電力基本料金が増加すること等により、上げDRを実施するために必要となる事業性が十分に確保できていない。
 - (ii) 事業性の確保に向けたハードルが高いため、小売電気事業者が安価な電気を調達して得られる利益について、需要家やアグリゲーターに配分する仕組みが広まっておらず、多くの需要家にとって上げDRを行うメリットがない。
- (i)については、2021年度以降、回避可能原価が市場価格連動に切り替わると0.01円/kWhの調達が可能となる点、また託送契約範囲内で自家発を停止・抑制して上げDRを行う場合、再エネ余剰時に限った措置（要詳細検討）によって事業性が改善する可能性がある。また、上げDRにより生じた再エネの環境価値を上げDRのインセンティブとしたいという意見もある。こうしたことを踏まえ、これらの実現可能性や実務上の課題整理等の検討を進めてはどうか。
- (ii)について、利益配分の仕組みとしては、小売電気事業者、アグリゲーター、需要家にて利益を分け合う相対での取り決めや、卸電力市場価格と連動した電気料金を設定することが考えられる。経済産業省では市場連動電気料金による電動車の充電シフトをする実証事業の実施を予定しているところ、国としてもこうした実証の成果や利益配分のモデルを発信しつつ、事業者の積極的な取組を促してはどうか。

- 再エネの導入拡大を進める上では、再エネ余剰が発生している際に、可能な限りその他時間帯の需要を再エネ余剰時間帯へ移すことによりその他の時間帯の他電源の稼働を減らすこと、もしくは再エネ余剰時間帯において需要家内の自家発稼働を減らすことが重要となる。
- 以上を踏まえると、再エネの有効利用を促進する方法の一つとして議論されている**上げDRの活用は、無駄な需要創出による電力消費ではなく、本来その他時間帯で消費する予定であった需要の範囲内でのタイムシフト、もしくは再エネ余剰時間帯の自家発の稼働を減らすことによる需要増加**が実施されるべきである。

需要のタイムシフトによる再エネ有効活用のイメージ



1日のロードカーブ(イメージ)

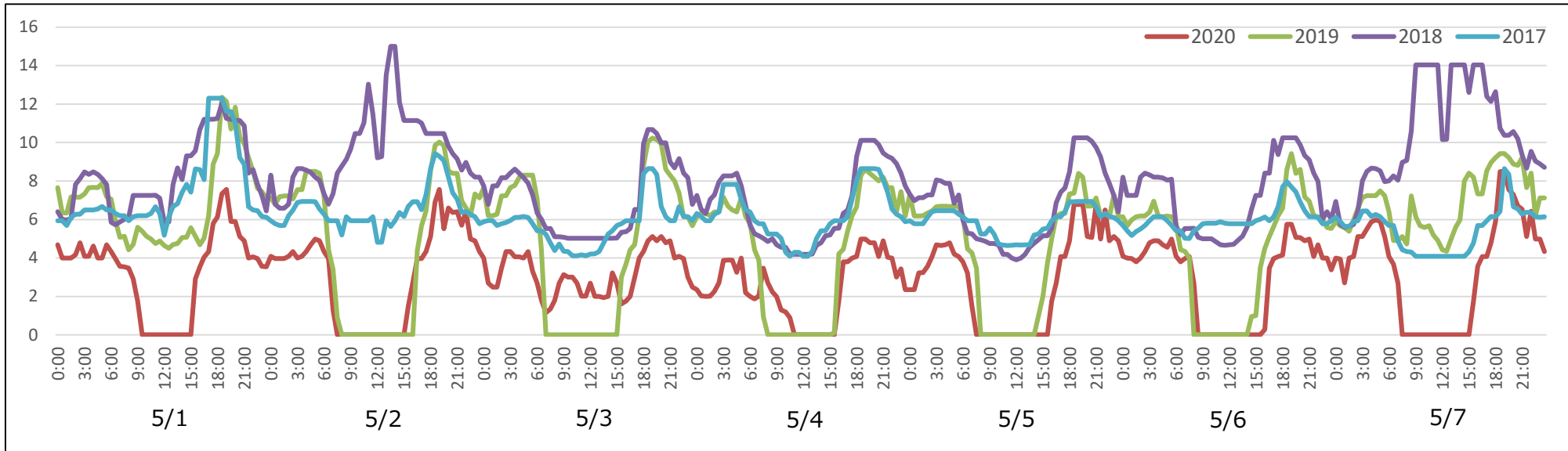
(参考) 九州エリアの卸市場価格 (エリアプライス)

- 九州エリアでは、再エネの普及拡大等に伴い、エリアプライスが0.01円/kWhとなる時間が年々増加している。

<九州エリアプライスが0.01円/kWhとなった時間数 (単位 : hr) >

年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.0	15.5	19.5
2019	21.5	50.0	0.5	0	0	0	19.5	53.5	22.0	31.0	58.0	90.5	346.5
2020	106.0	118.0	28.5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(252.5) 6月迄の合計

<5月1日～7日の九州エリアプライスの推移 (2017年～2020年) >



- 需要家の中には、コストメリットやESG経営の推進等の観点から、再エネ有効活用のための上げDRに貢献したいとの声がある。

業種	エリア	上げDRに対する意見
地域冷暖房	関東	蓄熱槽の付加価値として、上げDRの活用に興味がある。
データセンター	関東	（所有する複数のデータセンターのうち）蓄熱槽を有するデータセンターにおいて、省CO2となる電力を調達できるのであれば、上げDRの提案が欲しい。
水道	関西	配水池向けポンプを活用した上げDRで再エネ利用拡大を図ることで、社会に貢献したい。
ホテル	九州	電力需給状況により、太陽光発電由来の安い電力を調達できるはずであり、上げDRの商品化に期待。
化学工業	九州・中国	上げDRによる安い電力の活用等のメリットが需要家にも適切に配分されるのであれば、非常に興味がある。

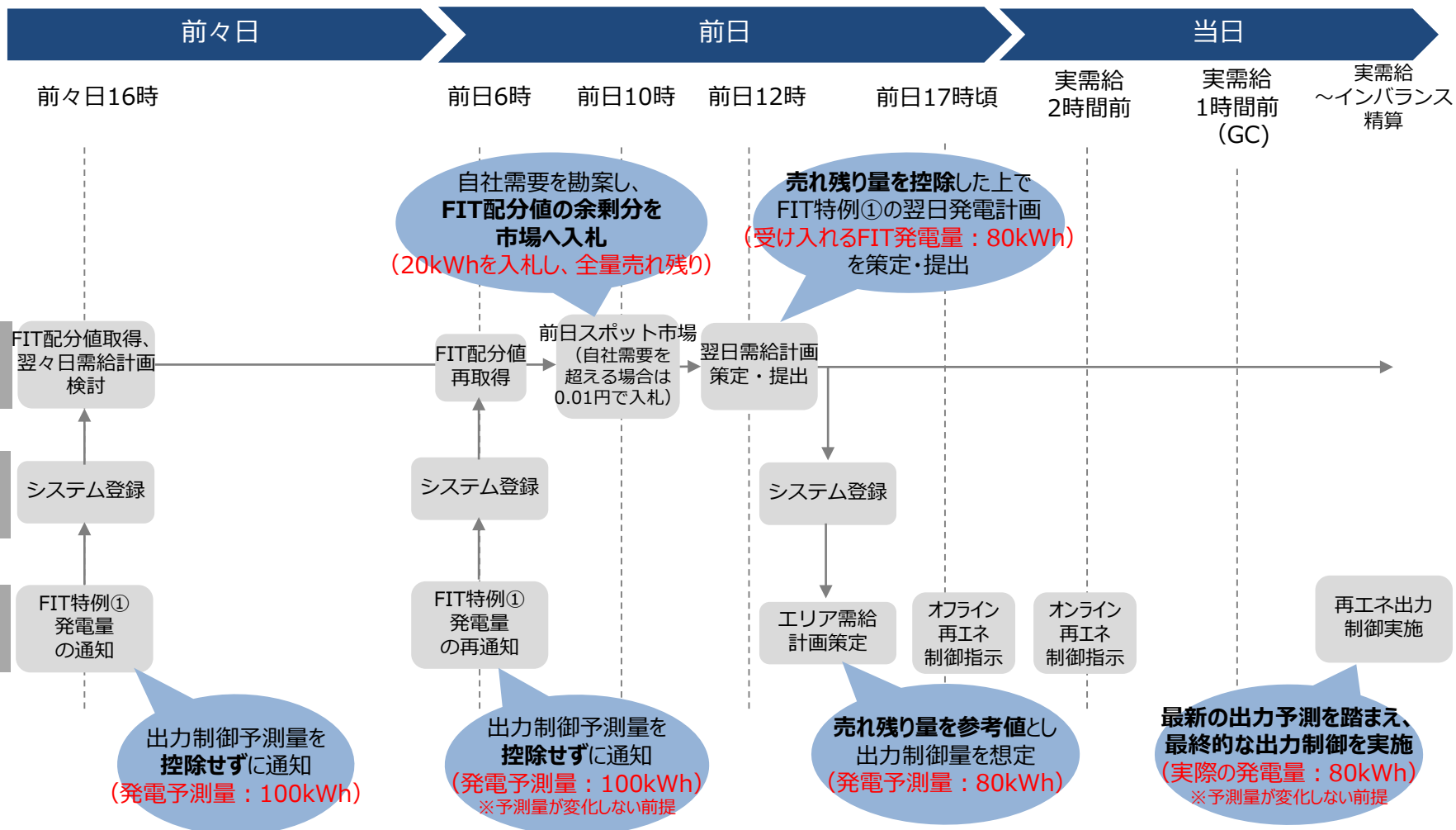
出所) 事業者へのヒアリング等

上げDRを実施しない場合の取引フロー

21

- 小売電気事業者は、前々日16時・前日6時にFIT特例①の配分値の通知を受けた後、需給計画において余剰となる電力量をスポット市場に入札。売れ残った場合には、当該電力量を控除した上で、翌日需給計画に反映。

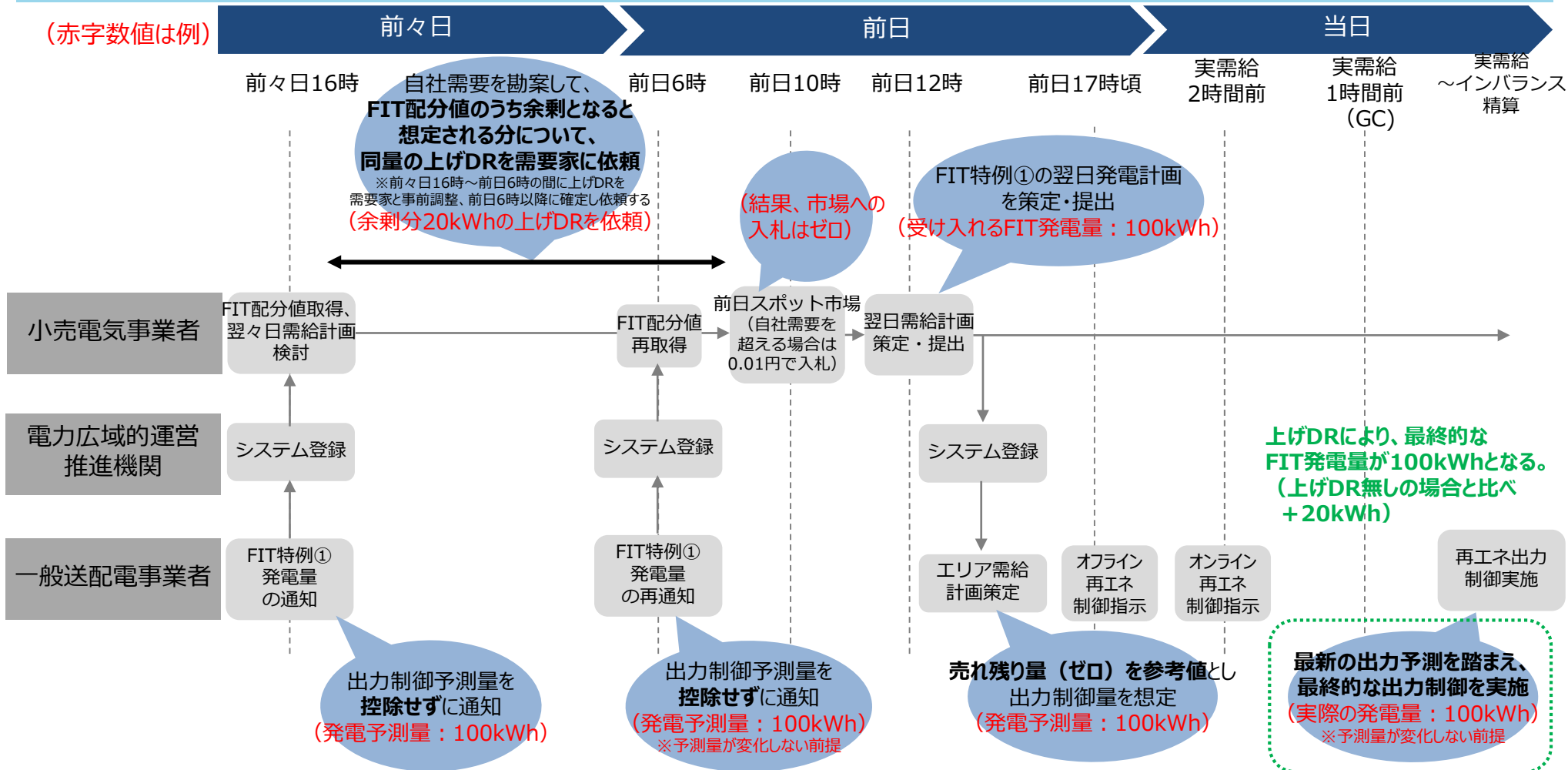
(赤字数値は例)



上げDRを実施する場合の取引フロー（スポット市場入札前に上げDR実施を決定） 22

- 上げDRを実施するインセンティブの議論の前提とする取引フローとして、前日のスポット市場入札の前に、再エネ出力制御回避のための上げDRの実施を意思決定するフローを想定。
- 小売電気事業者は、FIT特例①配分量の通知を踏まえ、需給計画において余剰となる電力量に相当する分の上げDRの実施を需要家に依頼。その結果、FIT電源の出力制御を回避（当初のFIT特例①配分量通りの発電が可能となる）。 ※以下フロー図は、FIT電源の発電予測量が変化しない前提

（赤字数値は例）

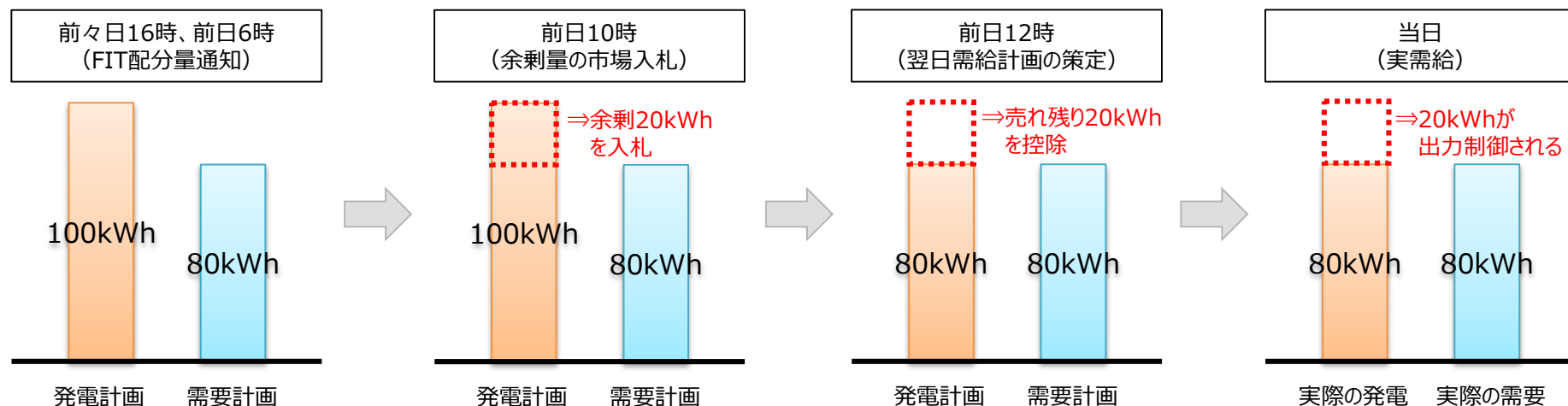


(参考) 上げDR実施有無によるFIT特例①発電量イメージ

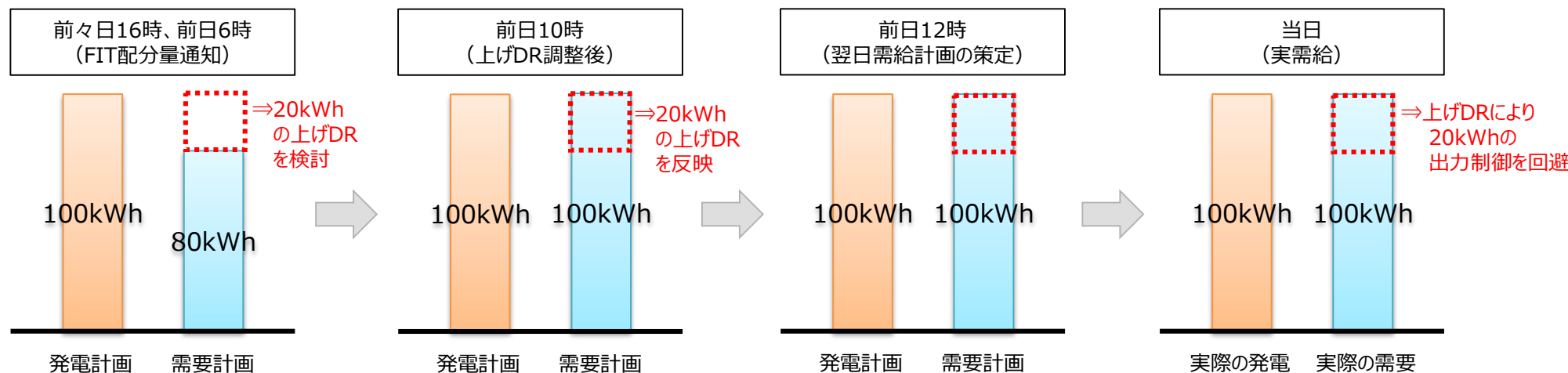
23

- 上げDRを実施するインセンティブの議論の前提とする取引フローとして、当初の発電計画（FIT特例①配分量）が需要計画を上回る場合に、前日10時のスポット市場入札前に上げDRの実施を決定することによって、出力制御回避を図るケースを想定している。ただし、実際にはFIT電源の発電予測量は変化することに注意が必要である。

<上げDR実施なし>



<上げDR実施あり>



上げDRを円滑化するための託送料金制度の見直しについて

- 自然変動電源の出力制御の増加が見込まれる中、出力制御が必要となる需給状況時に、無駄な需要創出による電力消費ではなく、本来その他時間帯で消費する予定であった需要の範囲内でのタイムシフト、もしくは再エネ余剰時間帯の自家発の稼働を減らすことによる需要増加であれば、需給バランス確保の観点からも、社会全体の便益からも有益。
- このような需給環境下では、需要側の上げDRによる調整が有効であると考えられるが、料金の取扱上において課題がある。例えば、自家発を保有する需要家が自家発を停止又は出力を低下させた結果、常時契約の契約kWを超える需要が生じた場合、当該月を含めて一定期間基本料金が上がる等、需要者の負担が増加することから、自家発を止めて上げDRを実施するディスインセンティブとなっている。
- このため、小売電気事業者と需要家の契約によるものであることを踏まえ、規制料金である託送料金について、上げDRを実施時の基本料金に係る取扱いを見直すことにより、上げDRを円滑化することとしてはどうか。

＜参考＞ 東電PG託送等供給約款

【高圧接続送電サービス】

- 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき 555円50銭

【低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となる時】

- 各月の接続送電サービス契約電力は、次の場合を除き、その1月の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で、特別の事情があるときは、前11月以内に契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。

【高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となる時または特別高圧で供給する場合】

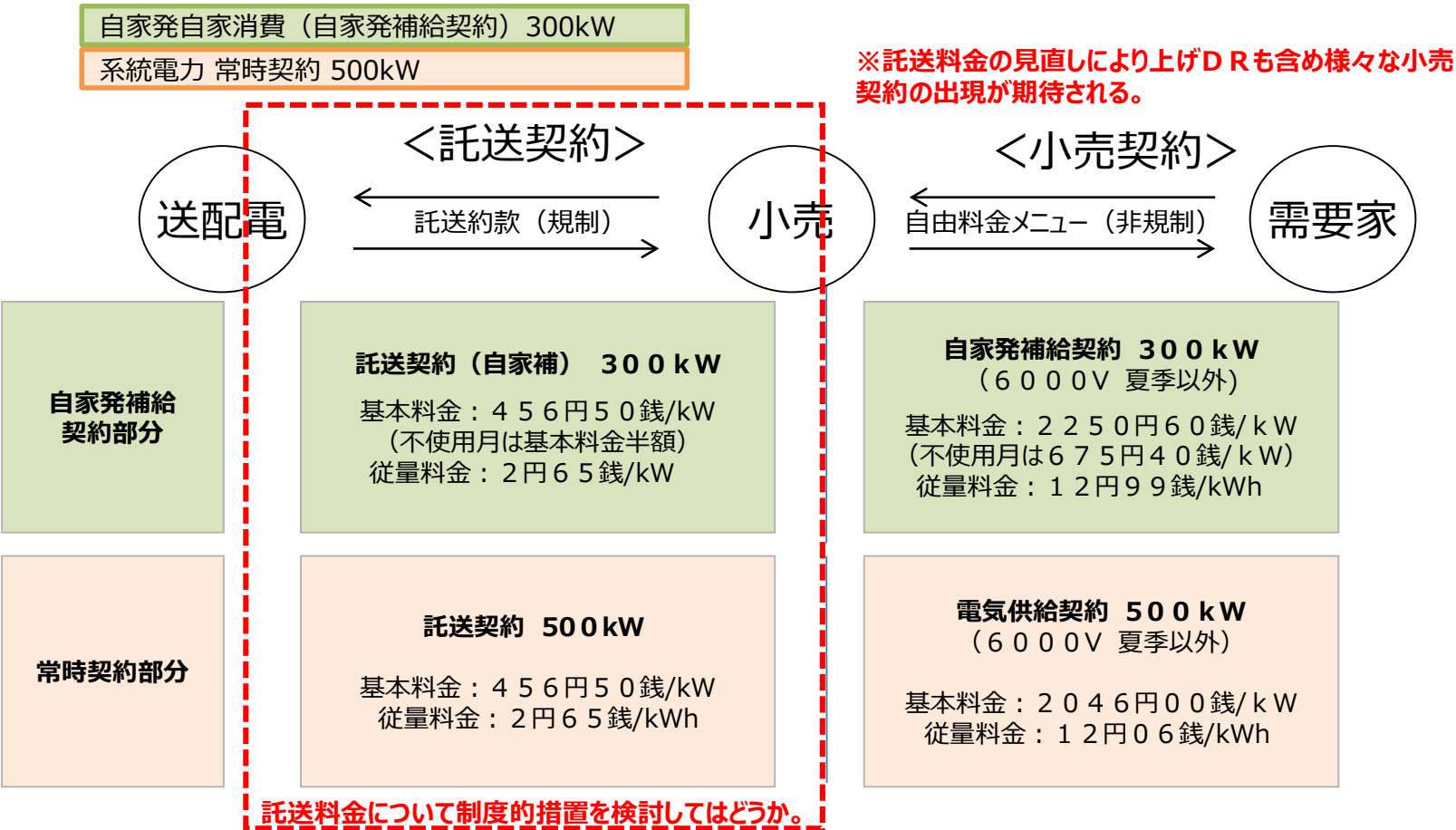
- 接続送電サービス契約電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

(参考) 自家発補給契約を参考にした需要創出のための現行制度の見直し案 25

- 現行の契約体系においては、需要者の発電設備の検査や補修、事故により生じた不足電力の補給のために、系統から電気を使用する部分については、常時使用する部分とは別に取り扱う「自家発補給に係る料金」が、小売の自由料金や、託送料金において措置されている。

<現行の契約体系>

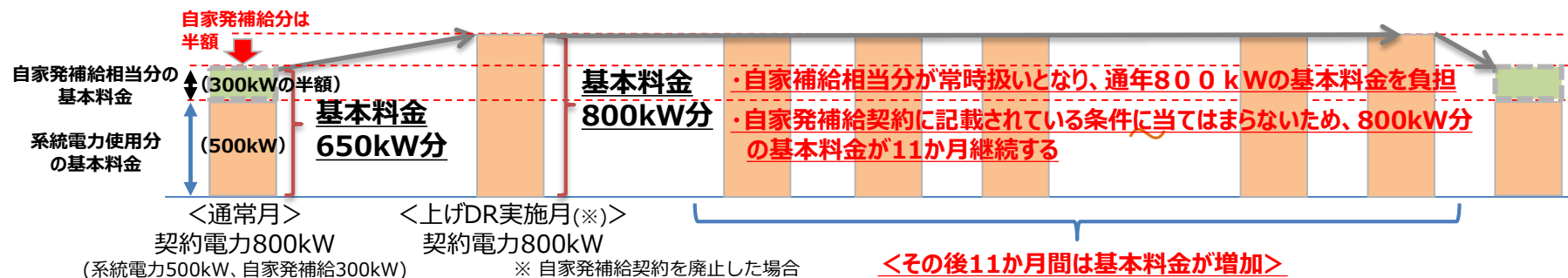
800kWの需要を要する需要家が自家発電設備を300kW分有する場合、現在は以下の自家発補給契約を締結



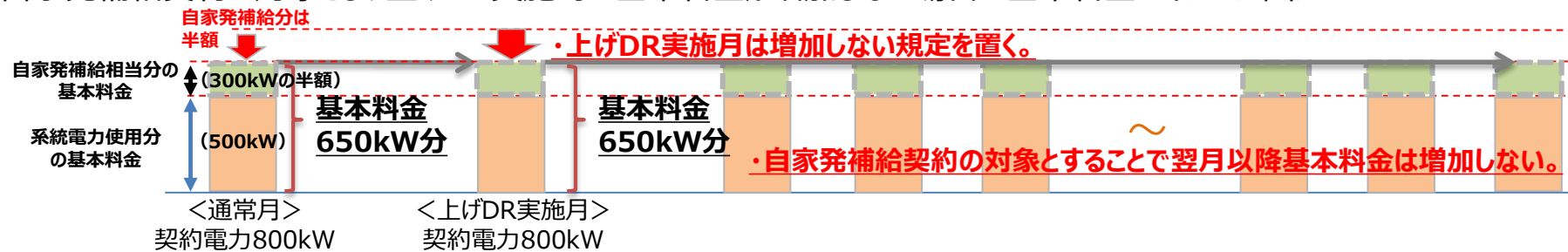
- 自家発補給契約を結んでいる需要家が、「出力制御の可能性」を発表した対象日時に限り、上げDRのために自家発設備を停止し、又は出力を低下させ、**系統からの電力の吸い込みを増やす場合に、基本料金が増加しない措置**を取ってはどうか。
- 具体的には、出力制御時等も**自家発補給契約(注)の対象**とするとともに、**系統からの引き込みを増加させた当該月においても、基本料金が増加しない方向で検討**を進めてはどうか。
- なお、**自家発補給契約を結んでいる需要家以外**についても、「出力制御の可能性」を発表した対象日時に、例えば、契約電力量を超えて蓄電池（EVを含む）などへの吸込みを行うことや、需要時間帯のシフトなどを行うことも考えられるため、引き続き**課題の深掘り**を行っていくこととしてはどうか。
- これらの託送料金制度上の取り扱いについては、本日のご議論も踏まえ、**今後、電力・ガス基本政策小委員会において検討することとしてはどうか。**

(注) 自家発補給契約：発電設備の検査、補修または事故(停電による停止等を含む)により生じた不足電力の補給に あてるために電気の供給を受けるサービス。

＜現行の自家発補給契約で上げDRを実施した場合の基本料金のイメージ図＞



＜自家発補給契約の対象とし、上げDR実施時の基本料金が増加しない場合の基本料金のイメージ図＞



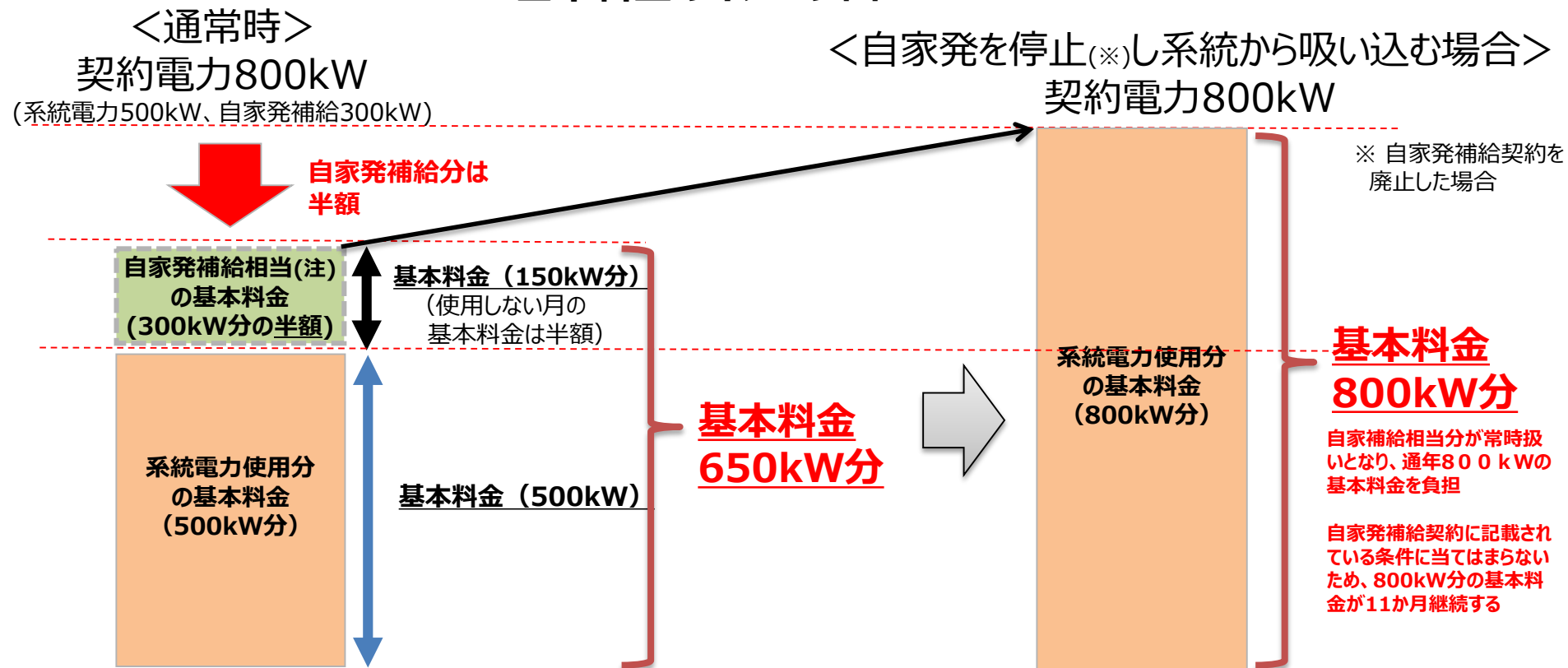
(参考) 上げDRを実施した際の託送料金の基本料金について

27

系統ワーキンググループ（第24回）資料2（一部改）

- 現行制度では自家発停止及び抑制分を系統電力に切り替えた場合、契約電力（常時）増加により契約基本料金が増加する。そのため、これに伴う基本料金の負担を軽減するような手当を検討することなどが考えられるのではないかな。

基本料金のイメージ図



(注) 自家発補給契約・・・発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含む）により生じた不足電力の補給にあてるために電気の供給を受けるサービス。

- 上げDRによる再エネ出力制御回避に伴う国民負担の増加等に留意する必要がある。
- 上げDRの実施ポテンシャルは、一定程度保守的に見る中においても、数百MWのポテンシャルがあると考えることができる（下記推計では250MW程度）。
- 仮に、上げDRの実施により250MW相当の太陽光発電の出力制御を370時間/年※1回避できるとした場合、再エネ賦課金への影響金額イメージは、以下の通り。
 - 36円/kWh （2013年度メガソーラーFIT買取価格） $\times 250\text{MW} \times 370\text{時間/年} \div 1000 = 33\text{億円}$
 - $33\text{億円} \div 7,967\text{億kWh}$ （2020年度販売電力量推計） $= 0.0042\text{円/kWh}$

<上げDRポテンシャルの推計>

- 再エネ余剰が頻発すると想定される九州エリアの自家発（火力）は、1,666MW（2019年9末／資源エネルギー庁電力調査統計より）。
- これらのうち、上げDR実施に活用できる自家発を5割、更に上げDRは出力の30%制御によるものと仮定。
 $1,666\text{MW} \times 50\% \times 30\% \div 100 = 250\text{MW}$

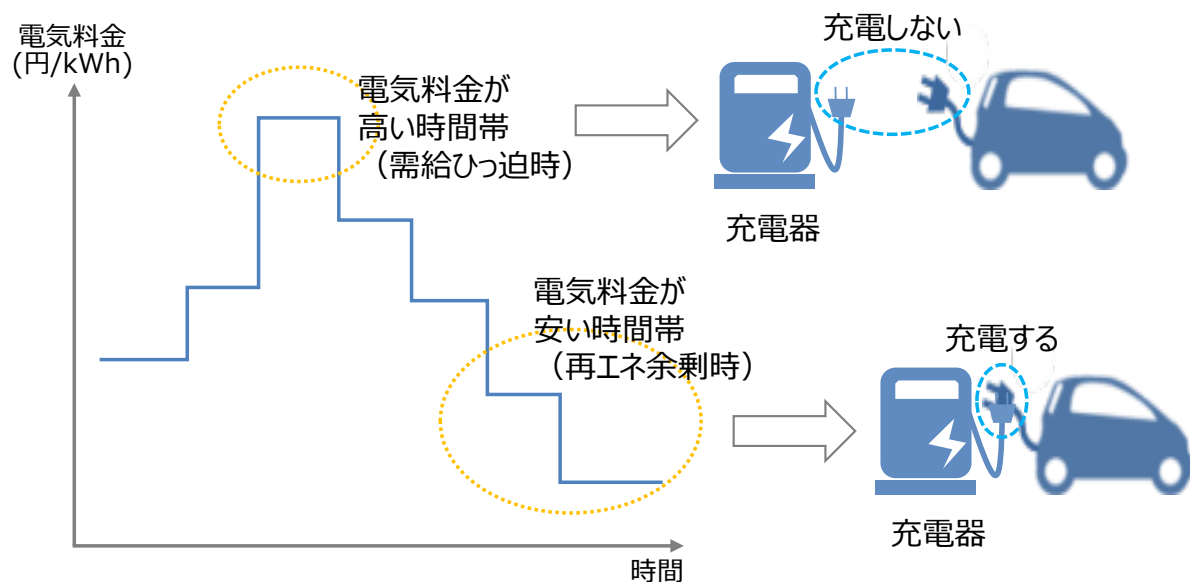
※1 九州エリアの太陽光発電出力制御の2019年度の実績は74日。1日あたりの制御時間を、5時間と仮定した場合、約370時間/年となる。

※2 本来は回避可能費用及び費用負担調整機関事務費についても考慮する必要があるが、ここでは算定から除外した

※3 2020年3月23日経済産業省ニュースリリース「FIT制度における2020年度の買取価格・賦課金単価等を決定しました」より

利益配分スキームの普及

- 卸電力市場の価格の値差を原資に、小売電気事業者、アグリゲーター、需要家の間において、それぞれの立場で一定のメリットが享受できる利益配分するスキームが構築されれば、上げDRが普及拡大していくと考えられる。
- この利益配分スキームは、主に、① **上げDRに協力する度に需要家に対価を支払う仕組み**※や、② **卸電力市場価格に連動して電気料金に変化する仕組み**（ダイナミックプライシング）が考えられる。 ※先述の契約電力超過への対応や非化石価値の検討は、この①の仕組みへの適用を想定
- ダイナミックプライシングについては、今年度の実証事業の中で、その普及拡大に向けた課題の整理等を進めている。



2020年度
ダイナミックプライシング実証事業
参加事業者
(5月29日採択時点)

MCリテールエナジー株式会社
アークエルテクノロジーズ株式会社
株式会社ダイレクトパワー
JXTGエネルギー株式会社

1. オンライン代理制御（経済的出力制御）
2. 軽負荷期の需要創出
3. **指定電気事業者制度の見直し**

指定電気事業者制度の見直しについて

- 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 中間整理（第3次）において、出力制御に係る事業者間の公平性の確保、必要な制御量や調整力を確保していく観点から、中三社（東京・中部・関西）を含め、30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等について検討を行うこととされたところ。
- また、第25回系統WG（2020年3月10日）において、中三社に対しても接続可能量の算定を求めると共に、当該算定結果を踏まえつつ、30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の在り方を議論することとされた。
- これらを踏まえ、本日の系統WGでは、中三社の接続可能量の算定結果及び30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の在り方についてご議論いただきたい。

- 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 中間整理（第3次）において、出力制御に係る事業者間の公平性の確保、必要な制御量や調整力を確保していく観点から、中三社を含め、30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等について検討を行うこととされたところ。
- 中三社を除く全エリアで太陽光及び風力の接続量及び接続契約申込量が30日等出力制御枠を超過し、各一般送配電事業者は指定電気事業者指定され、指定電気事業者制度の下、30日等出力制御枠を超過して接続する発電事業者は無制限無補償ルールが適用される※。一方、中三社は30日等出力制御枠がなく、新規に接続する発電事業者には360／720時間ルールが適用されているが、前述のとおり、中三社でも再生可能エネルギーの導入拡大が急速に進んでいる。
（※沖縄は太陽光の接続量及び接続申込量が30日等出力制御枠に近づいていることから、太陽光のみ指定電気事業者指定されている。）
- こうした状況を踏まえ、中三社に対しても接続可能量の算定を求めると共に、次回以降の系統WGにおいて、当該算定結果を踏まえつつ、30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の在り方を議論することとしてはどうか。

(特定契約の締結を拒むことができる正当な理由)

第十四条 法第十六条第一項の経済産業省令で定める正当な理由は、次のとおりとする。

(略)

十一 特定契約申込者が、指定電気事業者（第八号イの規定により特定契約電気事業者が損害の補償をすることなく特定契約申込者に求めることができる種類の認定発電設備（経済産業大臣が指定する種類の再生可能エネルギー発電設備に限る。）の出力の抑制の上限（以下「特定上限」という。）を超えて出力の抑制を行わなければ当該再生可能エネルギー発電設備により発電された電気を追加的に受け入れることができなくなることが見込まれる電気事業者として経済産業大臣が指定する電気事業者をいう。以下同じ。）が特定上限を超えて出力の抑制を行わなければ追加的に当該再生可能エネルギー発電設備によって発電された電気を受け入れることができなくなった後に、当該種類の認定発電設備を当該指定電気事業者が維持し、及び運用する電線路と電氣的に接続しようとする場合にあっては、当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項を当該接続に係る契約の内容としていないこと。

イ 当該指定電気事業者が回避措置を講じたとしてもなお当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のため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（当該特定契約申込者が第三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っては、当該指定電気事業者が回避措置を講じ、並びに第三条第三号及び第四号に掲げる太陽光発電設備について出力の抑制を行ったとしてもなお当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のため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、当該特定契約申込者は、当該指定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。

ロ 当該特定契約申込者が、イに規定する出力の抑制により生じた損害の補償を求めないこと（当該指定電気事業者が当該特定契約申込者に書面等により、回避措置を講じたこと並びに回避措置を講じてもなお当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のため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。）。

ハ 当該特定契約申込者が、イに規定する出力の抑制を行うために必要な体制の整備を行うこと。

十二 特定契約申込者が、特定契約申込者の認定発電設備と指定電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電氣的な接続に係る契約を締結した場合において、当該指定電気事業者から当該接続に係る契約の締結後相当の期間内に当該認定発電設備を用いて発電した再生可能エネルギー電気の供給を開始することができることを示すことを求められたにもかかわらず、これを示すことができないこと。

十三 特定契約申込者が、特定契約申込者の認定発電設備と指定電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電氣的な接続を行おうとする場合（特定上限を超えて出力の抑制を行わなければ追加的に当該再生可能エネルギー発電設備によって発電された電気を受け入れることができなくなった後に、需要の増加その他の事情の変化により追加的に当該再生可能エネルギー発電設備によって発電された電気を受け入れることが可能となった場合に限る。）にあっては、当該特定契約申込者が、経済産業大臣が指定電気事業者ごとに定める条件に従わないこと。

2 特定契約電気事業者は、前項第八号イから二まで及び第十一号イに規定する認定発電設備の出力の抑制の指示を行おうとする場合には、あらかじめその方法を公表しなければならない。

3 特定契約電気事業者は、第一項第八号イから二まで及び第十一号イに規定する認定発電設備の出力の抑制が行われたときには、当該出力の抑制が行われた日の属する月の翌月に、当該出力の抑制が行われた日及び時間帯並びにその時間帯ごとに抑制の指示を行った出力の合計を公表しなければならない。

4 指定電気事業者は、第一項第十一号イに規定する出力の抑制に関し、その日数及び時間帯の見通し並びにその根拠についての情報及び資料を公表しなければならない。

(参考) 電力エリア別の太陽光・風力発電の接続量・接続申込量

34

<太陽光>

[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	117万	552万	－	－	110万	－	660万	257万	817万	49.5万
接続量・接続契約申込量合計	233万	1,145万	2,536万	1,186万	132万	771万	762万	343万	1,481万	44.8万
接続量	188万	576万	1,472万	897万	103万	572万	493万	275万	944万	35.2万
接続契約申込量	45万	569万	1,064万	289万	29万	199万	270万	69万	537万	9.6万
指定電気事業者	○	○	－	－	○	－	○	○	○	○
接続検討申込量	28万	319万	1,135万	109万	47万	140万	365万	38万	125万	0.5万

<風力>

[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	36万	251万	－	－	59万	－	109万	71万	180万	18.3万
接続量・接続契約申込量合計	190万	748万	319万	294万	84万	160万	185万	78万	508万	2.0万
接続量	48万	158万	43万	37万	16万	12万	36万	28万	58万	1.4万
接続契約申込量	142万	590万	276万	257万	67万	148万	150万	50万	450万	0.6万
指定電気事業者	○	○	－	－	○	－	○	○	○	－
接続検討申込量	1,107万	1,524万	3,106万	1,038万	186万	151万	301万	241万	866万	0.0万

(備考)

- ・接続量・接続申込量は各エリアの電力会社ホームページの情報に基づく（2020年3月末時点）。
- ・接続検討申込量は、事業者が1発電所に対して複数地点に検討申込を行ったものを含む。
- ・淡路島南部分は、四国エリアに含む。
- ・接続量・接続契約申込量合計については、四捨五入のため、内訳の計と一致しない場合がある。

第8回系統WG（2016年10月14日）

- ✓ 接続可能量、30日等出力制御枠を算定するという考え方からそろそろ脱却すべき。30日等出力制御枠で入った事業者と指定電気事業者ルールで入った事業者の公平性の観点から、早いうちに30日等出力制御枠という考え方を止めて、全て指定ルールにし指定ルールの負担を減らすべき。

第9回系統WG（2016年11月25日）

- ✓ 指定ルールの負担が大きくなりつつある。早急に何らかの対策を講じないと、より負担が大きくなってしまいう懸念がある。いつまで接続可能量という考え方でやっていくのか、考えた方がいいのではないか。

第17回系統WG（2018年10月10日）

- ✓ 今後の運用は現状の30日等出力制御枠に基づいて行い、指定電気事業者制度の下で接続した再エネ事業者全体の出力制御量を減少するために活用という方針は適切。

第22回系統WG（2019年8月1日）

- ✓ 30日等出力制御枠、指定電気事業者制度の見直しについても、既存事業者の既得権益化しないよう検討を進めてほしい。

「接続可能量」の算定方法に関する考え方①

【E】揚水式水力

揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用する。その際には、以下の3点を考慮。

1. kW：再エネの出力（下図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量（下図の面積）に対して十分か
3. 週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か

【需給バランス断面のイメージ図】

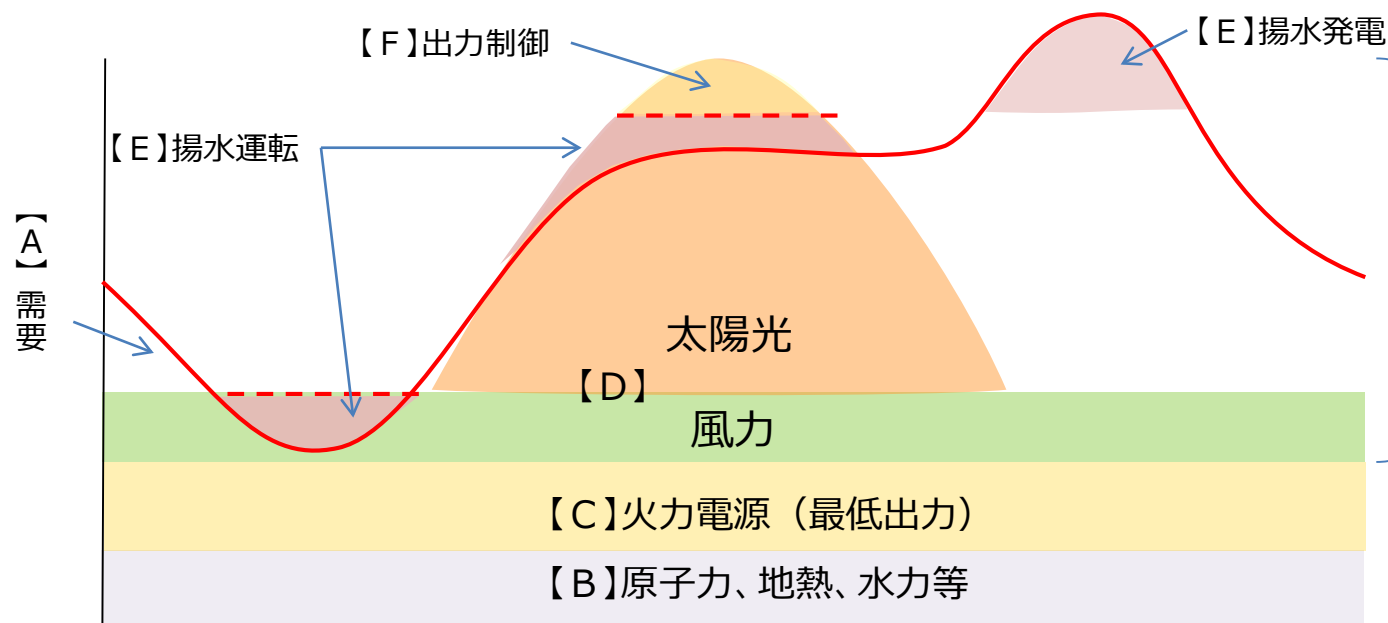
【F】出力制御

年間30日、年間360時間(太陽光)、年間720時間(風力)[※]までの出力制御による需給調整を織り込み「接続可能量」を算定する。

【D】太陽光・風力発電

太陽光・風力発電の出力については、合成2σ値相当を採用するとともに、発電量が少ない日（曇天・雨天）を考慮する。

※ 風力発電については、JWPAより「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間により算定する。



【A】需要

需要については、2018年度のエリア需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実需要を用いる。

また、最低需要については、4月又は5月の休日（GWを除く）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

【B】原子力、地熱、水力等

原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価した。なお、バイオマスについては、過去の実績を用いる。

また、地熱、小水力、バイオマスについては、導入が見込まれる案件を織り込む。

【C】火力発電

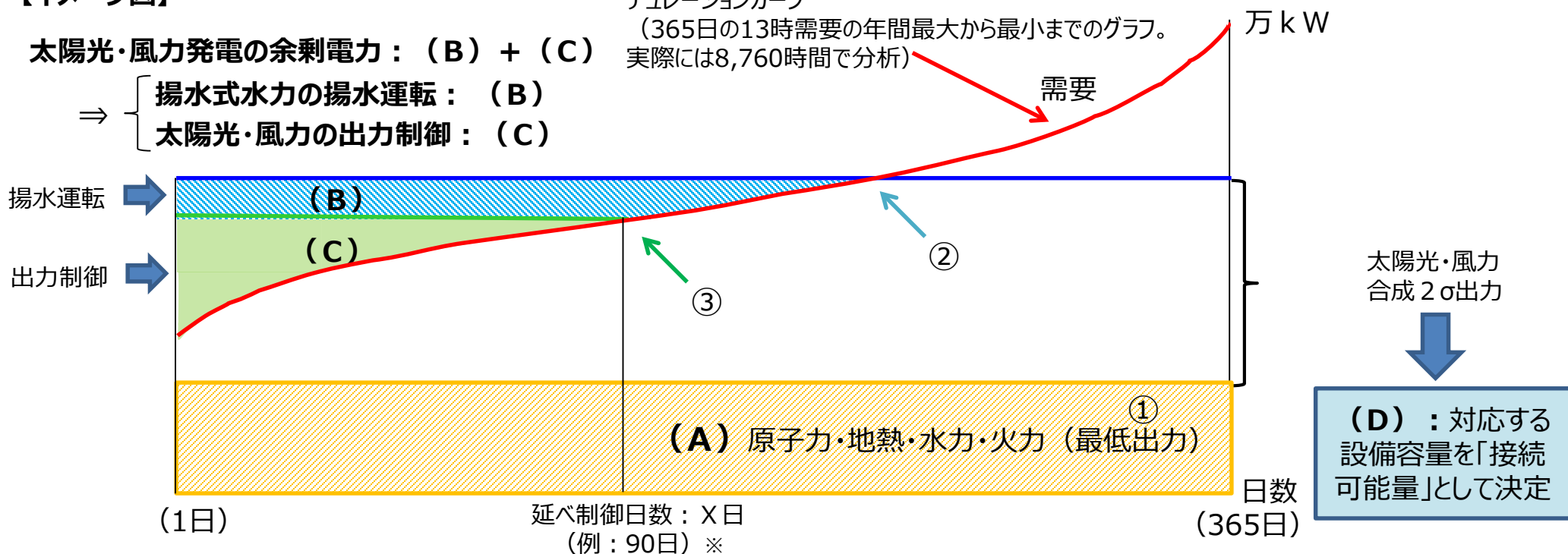
火力発電の出力については、再エネ特措法のルールを前提として、安定供給上必要な下限値まで制御又は停止しながら、可能な限り経済的な運用を行うこととする。

- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源を安定供給に必要な最低出力とする。・・・**(A)**
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。・・・**(B)**
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、年間30日、年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）を上限とする出力制御を実施。・・・**(C)**
- ④ 1 発電所当たりの再エネ電気の出力制御日数が年間30日、年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）に達するまで、太陽光発電・風力発電を受入れることとし、「接続可能量」を算定。・・・**(D)**

太陽光・風力発電の余剰電力： (B) + (C)

⇒ { 揚水式水力の揚水運転： (B)
太陽光・風力の出力制御： (C)

デレーションカーブ
(365日の13時需要の年間最大から最小までのグラフ。
実際には8,760時間で分析)



※ 但し、雨天・曇天は太陽光出力を小さく評価し、区別して制御対象日から除外

「接続可能量」の算定方法に関する考え方③

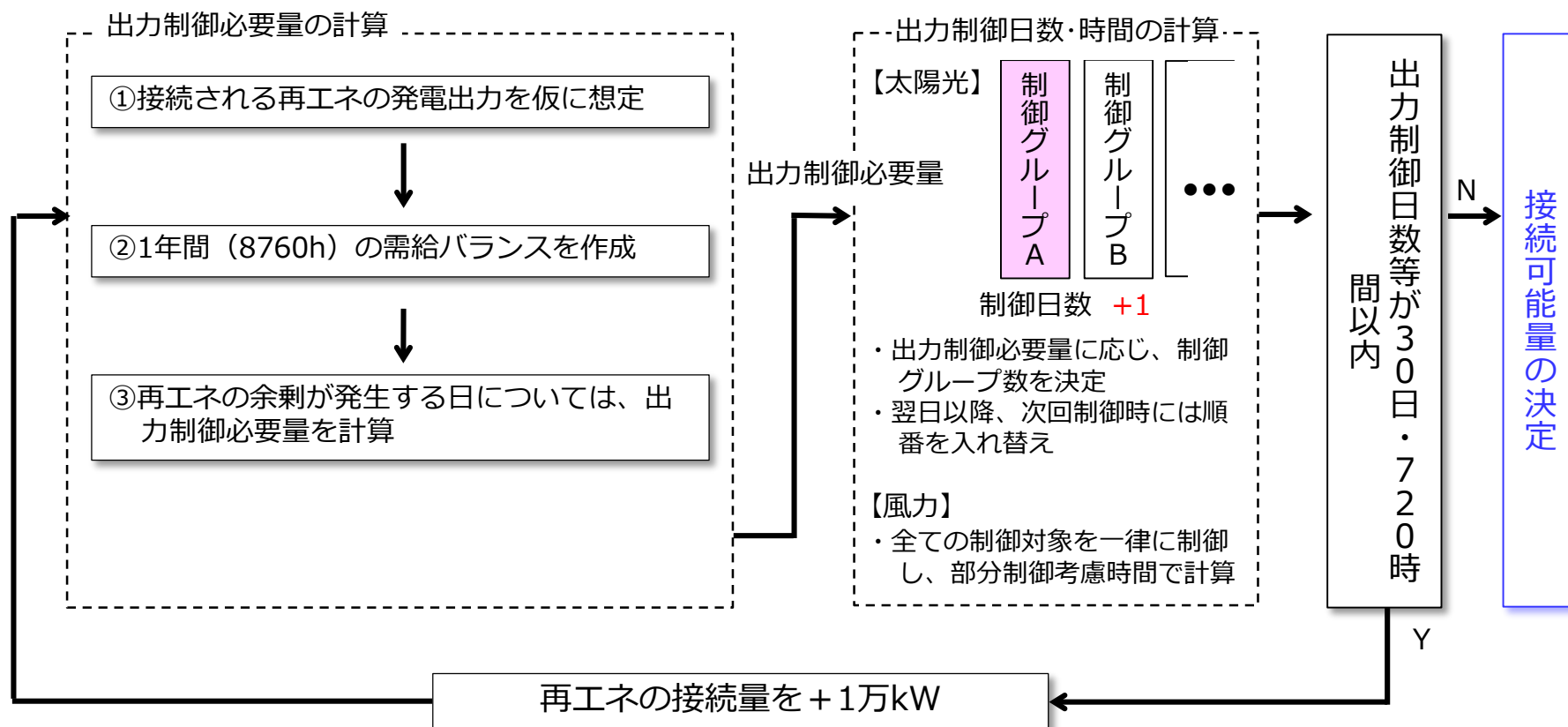
項目		中三社	中三社を除く7社
評価期間	算定断面	1年（8,760時間）	
需要	需要想定・需要カーブ	単年度エリア実績（余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実際の需要）（※中三社は2018年度、他7社は算定直近年度の実績）	
供給 (自然変動)	風力・太陽光	- 単年度発電実績を元に試算（※中三社は2018年度、他7社は算定直近年度の実績） - 太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間帯別の最大出力で（2σ評価）で評価	
	合成最大出力（2σ）の発生日	一部予測（雨天、曇天の日は太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間帯別の平均出力で評価）	
供給 (ベース)	一般水力・原子力・地熱	- 震災前過去30年間の設備利用率平均×設備容量 - 調整池式水力、貯水池式水力については、他の再エネ発電時にはできる限り制御 - 水力、地熱、バイオマスについては、設備容量に今後の導入見込みを考慮	
供給 (調整)	火力	安定的な供給が維持可能な最低出力等まで調整	
	揚水式水力	最大限の活用（発電余力として最大発電機相当を確保）	
その他	再エネ出力制御	500kW未満も含む太陽光発電及び20kW以上の風力発電については、年間30日、年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）を上限として考慮	
	連系線を利用した取引の活用	中三社は他エリアの余剰電気の受け皿となっており、中三社で出力制御が起きる状況においては中三社の電気を他エリアで受電できる可能性が低いことから、連系線活用量はゼロとする。	現行制度下で各社が自主的な取組みとしてコミットできる分を「接続可能量」に含めて算定。また、各社の自主的取組を超えるような更なる活用については、拡大策のオプションとして検討。 （※中三社で出力制御が起きる状況においては連系線を活用できない可能性あり。）

(参考)「接続可能量」の算定方法

系統ワーキンググループ（第12回）資料1-1

- ステップ1～5の内容に基づき、各時間の太陽光発電及び風力発電の出力制御必要量を算出し、太陽光は制御グループ毎の制御日数を計算、風力は部分制御考慮時間を計算。
- 再エネの接続量を変数とし、制御グループ毎の年間出力制御日数が30日（風力発電は部分制御考慮時間が720時間）以内となる接続量の最大値を探索し、接続可能量を算定。

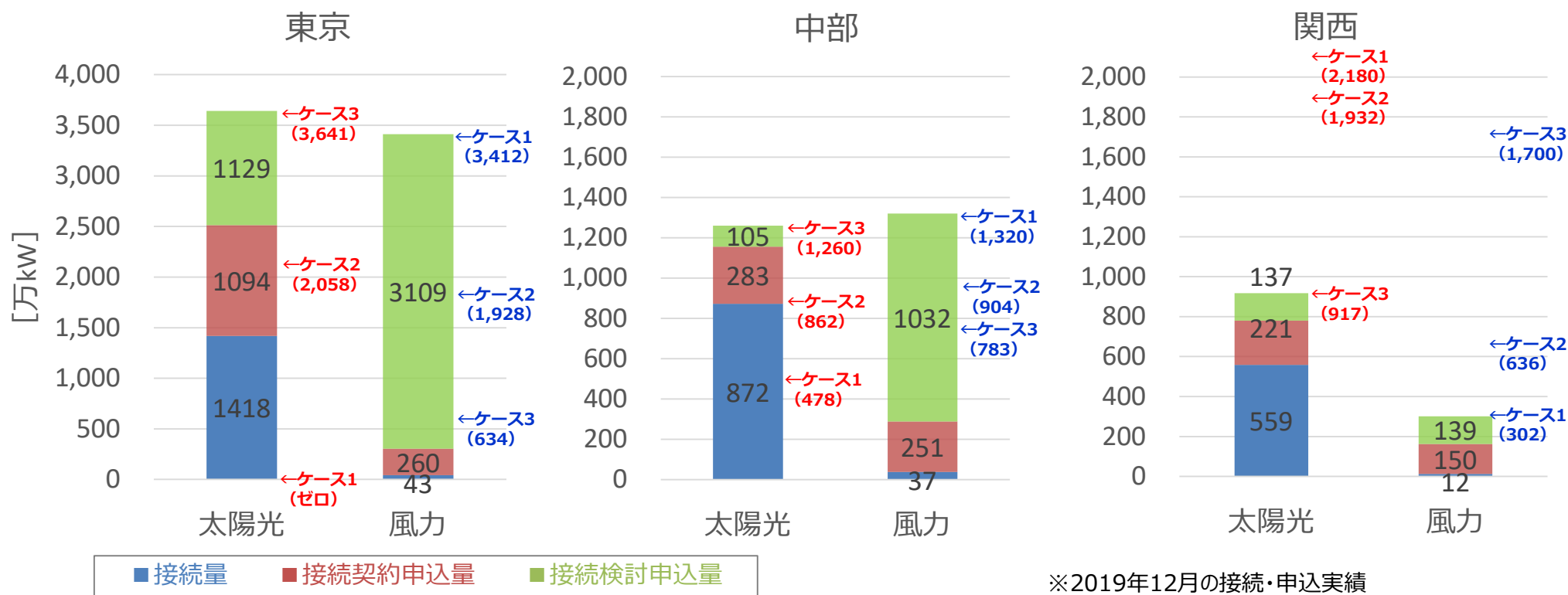
【接続可能量算定の流れ】



中三社の接続可能量の算定結果

- 前述の接続可能量算定の考え方に基づき、中三社は以下3ケースで接続可能量の算定を行った。
 (ケース1) 風力の導入見込量を固定し、太陽光の接続可能量を算定 (※中三社を除く7社はケース1で算定)
 (ケース2) 太陽光・風力の接続量及び申込量の比率を基に、太陽光・風力の接続可能量を算定
 (ケース3) 太陽光の導入見込量を固定し、風力の接続可能量を算定
- こうした前提に基づいて算定した一例を示す。**算定条件によって太陽光及び風力の接続可能量は大きく変動**する結果となった (東京及び中部では、ケース1及び2の場合に太陽光の接続量及び契約申込量が接続可能量を超過)。

＜接続可能量の算定結果（ケース別）＞



※2019年12月の接続・申込実績

指定電気事業者制度の見直しの方向性について

- 全国的な再生可能エネルギーの導入拡大の結果、中三社（東京・中部・関西）を除く全エリアで太陽光及び風力の接続量及び接続契約申込量が30日等出力制御枠を超過している状況にあり※¹、九州では2018年10月以降、予め定められた優先給電ルールに基づき、電力の安定供給を維持するための再エネの出力制御が実施されている。

（※¹ 沖縄は太陽光の接続量及び接続申込量が30日等出力制御枠に近づいていることから、太陽光のみ指定電気事業者に指定されている。）

- 中三社は30日等出力制御枠がなく、発電事業者は30日ルール、もしくは360時間／720時間ルールが適用されている。一方、需要規模が相対的に大きい中三社においても再生可能エネルギーの導入拡大が進み、今後も更なる導入拡大が見込まれる（中三社合計の接続量及び接続契約申込量は太陽光4,500万kW・風力760万kW、接続検討申込量※²まで含めると太陽光5,800万kW・風力5,000万kW）。また、中三社について接続可能量を試算した結果、前述のとおり、算定条件によっては太陽光の接続量及び契約申込量が既に接続可能量を超過するケースも見られた。

（※² 接続検討申込量は、事業者が1発電所に対して複数地点に検討申込を行ったものを含む）

- 従来の考え方に基づいて算定すると接続可能量を既に超過するケースが見られることを踏まえると、早期に無制限無補償ルールを適用することで将来連系する事業者の負担軽減に繋がる。こうした状況を踏まえ、これまで指定電気事業者に限られていた出力制御見通しの公表を全一般送配電事業者に求めることを前提としつつ、新規連系する発電事業者を含めた事業者間・電源間の公平性を確保する観点から可能な限り早期に指定電気事業者制度を廃止し、全エリアについて無制限無補償ルールを適用することとしてはどうか。

＜対象拡大による制御機会低減効果（九州のケース）＞

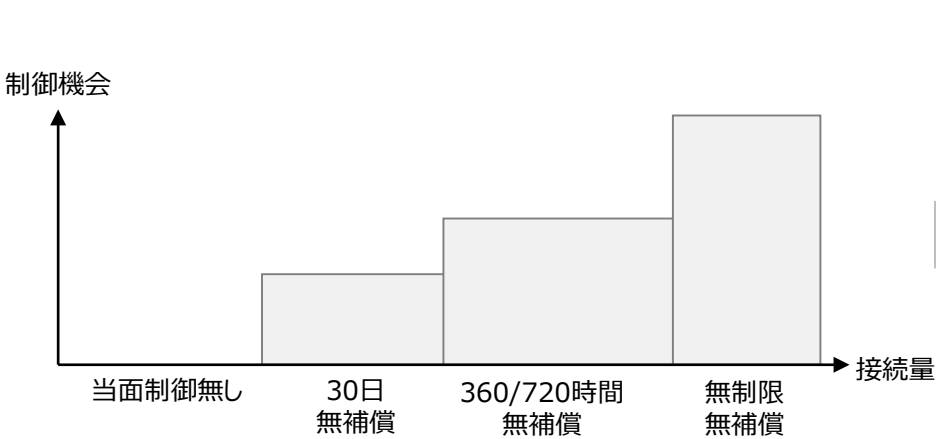
再エネ大量導入・次世代電力NW小委（第16回）資料1より抜粋

	現在の出力制御対象発電所		対策後の出力制御対象発電所	効果
発電所数	約2.6万件	➡	約9.1万件	+ 250%
設備容量	471万kW	➡	682万kW	+ 45%
発電所あたりの制御日数	8.5日	➡	5.9日	- 31%

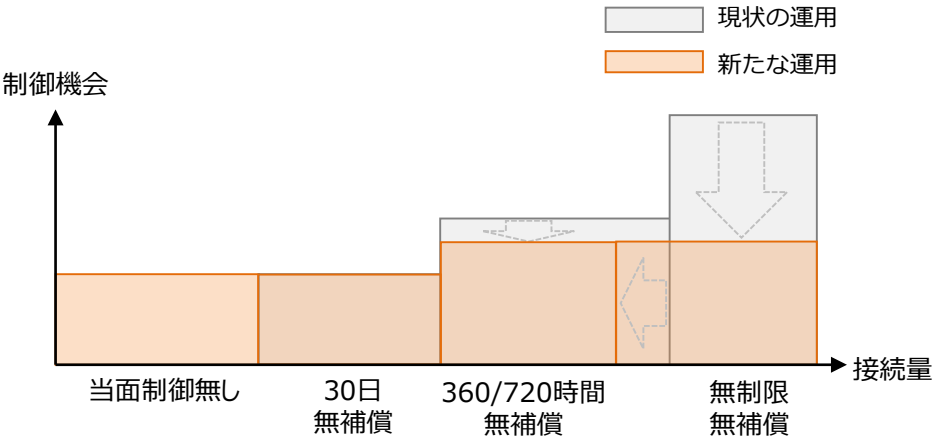
（備考） 発電所数、設備容量は2019年3月末時点の実績。制御実績は2019年4～6月の出力制御実績に基づく、事務局試算

＜補償ルール毎の出力制御（イメージ）＞

現状の運用で導入が進んだ場合



新たな運用で導入が進んだ場合



（備考） 現状及び新たな運用における発電所あたりの制御日数が30日を越えている場合を想定したイメージ図。