

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20

総合資源エネルギー調査会

省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会

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

制度的な検討を要する論点の整理（案）

2022年9月

目次

1	
2	
3	はじめに
4	
5	I. 地域と共生した再エネの導入
6	1. 事業規律の強化に向けた制度的な対応に関する検討事項
7	
8	II. 再エネの大量導入に向けて
9	1. 適地への最大限の導入
10	2. 既存再エネの最大限の活用
11	3. 需給に応じた再エネ供給
12	4. FIT 制度の運用について
13	
14	III. 電力ネットワークの次世代化
15	1. マスタープラン等を踏まえた系統整備
16	2. 系統接続・利用の高度化
17	3. 系統増強等の投資費用の回収方法
18	
19	今後の検討に向けて
20	
21	参考資料
22	委員名簿
23	開催実績

1 はじめに

- 2 ・我が国は、2050年カーボンニュートラルの実現を目指すとともに、2021年10月に閣議決定さ
3 れた第6次エネルギー基本計画では、再生可能エネルギーについて、2030年度の温室効果ガス削減
4 目標をふまえた野心的な水準として、電源構成で36・38%程度を目指すことが掲げられている。
- 5 ・その目標の実現に向けて、エネルギー基本計画で示されているとおり、エネルギー政策の原則であ
6 るS+3Eを大前提に、電力部門の脱炭素化に向け、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、
7 再生可能エネルギー最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域共生を図りながら最大限の導
8 入を促すことが不可欠である。
- 9 ・再生可能エネルギーの導入に際しては、こうしたカーボンニュートラルの実現に向けた動向に加
10 え、ロシアのウクライナ侵略による国際エネルギー情勢の変化、燃料高騰や電力需給ひっ迫など、
11 我が国のエネルギーを巡る情勢が日々刻々と変化していることも最大限考慮していく必要がある。
- 12 ・政府においては、経済・社会、産業構造をクリーンエネルギー中心に移行させ、経済社会システム
13 全体の変革を促す、グリーントランスフォーメーション（GX）を実行すべく、必要な施策の検討に
14 着手している。再生可能エネルギー政策については、再生可能エネルギーの大量導入に必要な次世
15 代ネットワークの構築や調整力の確保を進めていくとともに、国産再エネを最大限導入する具体的
16 な取組を更に加速させていく必要がある。
- 17 ・総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能
18 エネルギー大量導入・次世代型電力ネットワーク小委員会（以下「本小委員会」という。）では、こ
19 れまで、再生可能エネルギーに関する野心的な目標の策定及びその実現に向けた政策の方向性につ
20 いて議論を行ってきたところである。GXの実行に向けては、これまでの議論を踏まえつつ、更なる
21 取組について集中的な議論を行っていくことが重要である。
- 22 ・このため、本論点整理では、これまでの議論の方向性をとりまとめ、各論点について今後詳細にわ
23 たる制度的な検討等が必要となる事項について明確化するとともに、再生可能エネルギー政策に関
24 する今後の議論に向けて、委員等の主な指摘事項を整理した。
- 25 ・あわせて、地域と共生する再生可能エネルギーの導入には、事業規律の強化が前提であり、関係省
26 庁が共同事務局となり開催された「再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に
27 関する検討会」においてとりまとめられた具体的なアクションのうち、今後、制度的な対応として
28 集中的に検討すべき事項について、本論点整理においても集約化して記載している。
- 29 ・本小委員会の論点は多岐にわたる一方で、再生可能エネルギーについて足下で生じている課題には
30 速やかな対応が求められることから、政府においては関係審議会とも連携しながら引き続き各論点
31 について、集中的かつスピード感をもって議論を行っていくことが必要である。

32

33

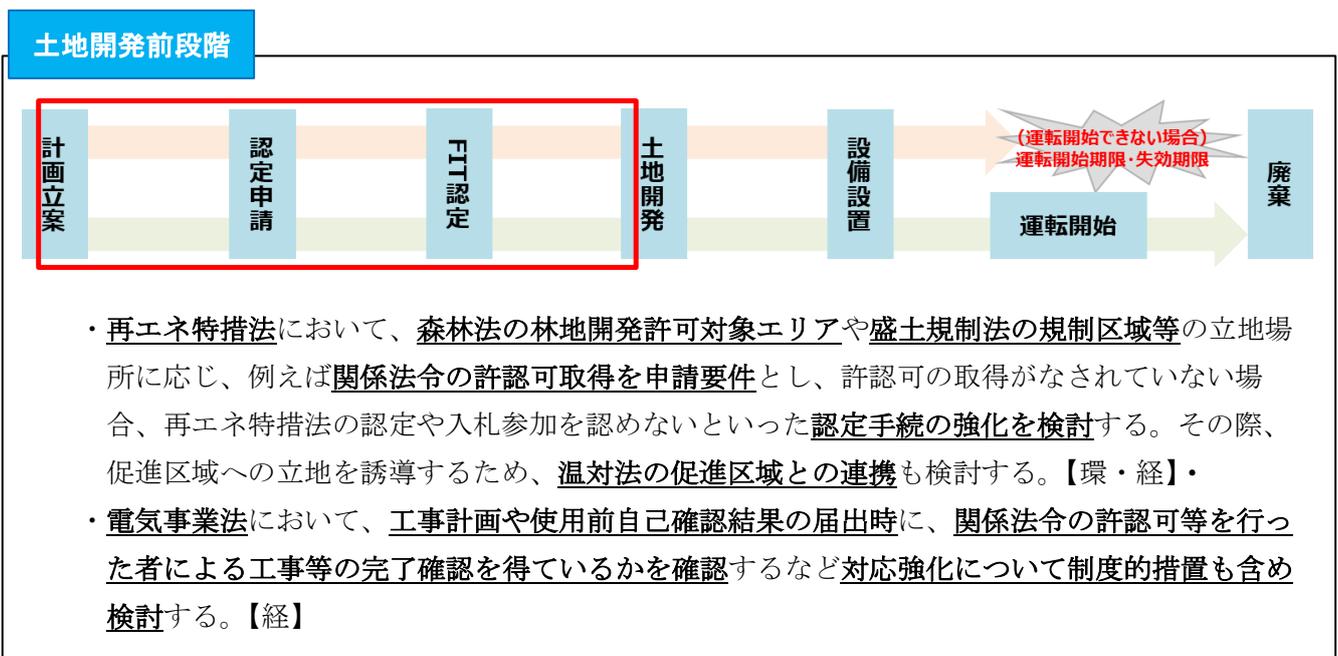
34

1 I. 地域と共生した再エネの導入

2 1. 事業規律の強化に向けた制度的な対応の検討事項

- 3 • 2050年カーボンニュートラルの実現や2030年度の野心的な再エネ導入目標の実現に向け、S+3E
4 を大前提に、電力部門の脱炭素化に向け、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、再生可能エ
5 ネルギー最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域共生を図りながら最大限の導入を促すこ
6 とが不可欠である。
- 7 • 他方、この10年間は、発電までのリードタイムが比較的短い太陽光発電を中心に再エネの導入が促
8 進され、幅広い業種から多様な事業規模の事業者等が新規参入する中で、安全面、防災面、景観や
9 環境への影響、将来の廃棄等に対する地域の懸念が高まってきている。これまで、関係省庁におい
10 て様々な取組が行われ、改善された部分もある一方、更なる対応が必要な課題も明らかになってき
11 ている。
- 12 • こうした中、本年4月より再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検
13 討会¹が開催され、地域と共生した再エネ導入に向けて、土地開発前段階、土地開発後～運転開始
14 後・運転中段階、廃止・廃棄段階の各事業実施段階と、横断的事項に分けて論点を整理し、それぞ
15 れの課題の解決に向けた具体的なアクションがとりまとめられた。
- 16 • 再エネを更に導入拡大していくためには、災害や環境への影響、設備の不法投棄等への懸念に適切
17 に対応し、地域の理解を得た上で地域と共生しながら事業を進めていくことが大前提であり、とり
18 まとめられたアクションを速やかに進めていくことが必要である。その中でも特に、再エネ特措法
19 を中心として制度的な対応の検討を要する事項については、本小委員会での審議事項と密接な関連
20 性があることから、今後本小委員会並びに関係審議会にて議論を深めていく。

22 制度的な対応の検討事項



¹ https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/saisei_kano_energy/index.html

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27

土地開発後～運転開始後・運転中段階

- ・違反の未然防止や違反状況の早期解消を促すため、例えば関係法令の違反状態における売電収入 (FIT・FIP 交付金) の交付を留保するなど、再エネ特措法において新たな仕組みを検討する。【経】
- ・電気事業法において、工事計画や使用前自己確認結果の届出時に、関係法令の許認可等を行った者による工事等の完了確認を得ているかを確認するなど対応強化について制度的措置も含め検討する。【経】（再掲）

廃止・廃棄段階

- ・事業廃止後に太陽光パネルが危険な状態のまま放置されることがないように、関係省庁において事業廃止から使用済太陽光パネルの撤去・処理までの制度間の連携強化の検討を行う。加えて、事業廃止後の使用済太陽光パネルの安全な引渡し・リサイクルを促進・円滑化するための制度的支援や必要に応じて義務的リサイクル制度の活用や太陽光パネルの含有物質の表示義務化等について検討する。【環・経】

事業実施段階横断的事項

(地域における合意形成に向けた適切なコミュニケーション)

- ・説明会における説明事項等の整理を踏まえ、地域との適切なコミュニケーションを促すため、例えば再エネ特措法の申請にあたり、一定規模以上の発電設備の場合には、あらかじめ説明会の開催等の地域への周知について義務化するなど、更なる対応について検討する。その際、環

1 境影響評価法に基づく手続や温対法の促進区域制度における地域合意形成スキームとの連携も
2 検討する。【経・環】

3
4 (適切な事業・事業者のあり方／事業主体の変更への対応)

- 5 ・ 事業譲渡の変更認定にあたって地域との適切なコミュニケーションを促すために、例えば、再
6 エネ特措法の変更申請にあたり、あらかじめ説明会等の開催を義務づける等の対応を検討す
7 る。【経】
- 8 ・ 事業譲渡の変更認定において、例えば、関係法令等に違反している場合は再エネ特措法の変更
9 申請を認定不可とするなど、厳格な対応を検討する。【経】
- 10 ・ 適切な事業実施を担保するために、例えば、再エネ特措法における認定事業者の責任の明確化
11 など、必要となる措置について検討する。【経】

12
13 (風力発電、その他の電源について)

- 14 ・ 風力発電所の特性に鑑みて、立地に応じ地域の環境特性を踏まえた、効果的・効率的なアセス
15 メントに係る制度的対応のあり方について、令和4年度に結論を得るため検討を進める。【環・
16 経】
- 17 ・ 小形風力発電についての発電状況や廃棄費用積立の実態等に関して、再エネ特措法に基づく定
18 期報告データ等を基に調査を行い、事業期間中の適切な事業運営や適切な廃棄にあたって必要
19 となる措置について検討する。【経】

20
21 (非 FIT・非 FIP 案件に対する検討)

- 22 ・ 電気事業法において、低圧の小規模再エネ設備については、令和3年度より事故報告の対象と
23 しており、今後、事故の発生状況等を踏まえながら、小規模再エネ設備への柵塀設置義務につ
24 いて検討する。【経】
- 25 ・ 電気事業法において、工事計画や使用前自己確認結果の届出時に、関係法令の許認可等を行っ
26 た者による工事等の完了確認を得ているかを確認するなど対応強化について制度的措置も含め
27 検討する。【経】(再掲)

28
29 (委員等からの主な指摘事項)

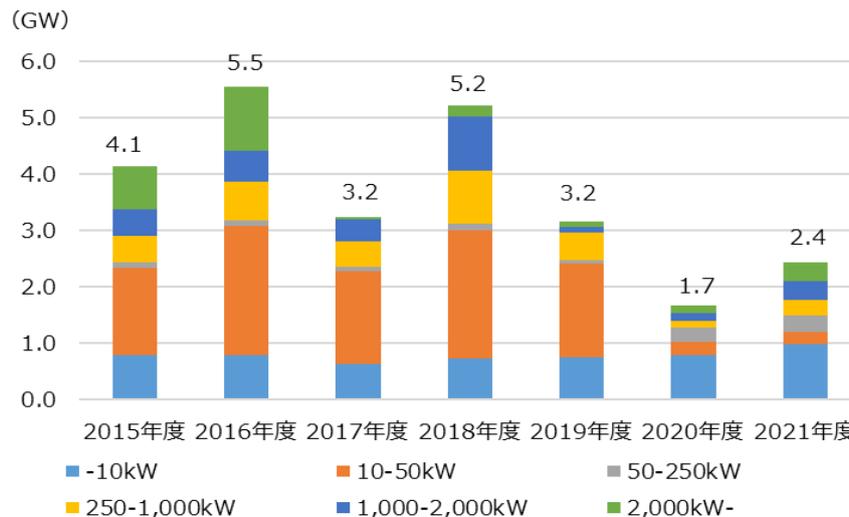
- 30 ・ 適正管理のあり方の考え方に賛成。提言に示されている方向性に沿ってしっかり進めてほし
31 い。
- 32 ・ 太陽光パネルのみでなく、蓄電池やパソコン等の廃棄・リユース・リサイクルの検討も行って
33 ほしい。
- 34 ・ 各種取組を効率的に進めるために、法令違反情報等を関係省庁・自治体が相互に共有できるよ
35 うに、再エネ特措法認定システムを活用した情報の一元管理を速やかに実現するべき。
- 36 ・ 林発許可取得を申請要件とする案があるが、通常 FIP 基準価格が分かってから林地開発コスト
37 を含めた調査等を行うため、申請新規投資を妨げる側面があるのではないかと。
- 38 ・ 卒 FIT・卒 FIP 案件についても、どのように事業規律をかけていくか検討が必要。

II. 再エネの大量導入に向けて

1. 適地への最大限の導入

- 適地の減少等に伴い、認定容量は年々、縮小する傾向にある。特に、大規模案件や低圧案件の減少が顕著な状況である。(図1) こうした状況の下、事業規律の確保を前提に、地域と共生した再エネの最大限の導入が重要である。第6次エネルギー基本計画・エネルギーミックスにおいても、関係省庁での連携を前提に、適地への導入拡大に向けた具体施策を盛り込んでいるところ。(図2)

(図1) 太陽光発電の規模別認定量の推移 (利潤配慮期間以降)



※2021年度の250kW以上は落札量

(図2) 太陽光発電の導入拡大に向けた関係省庁の取組

担当官庁	エネ基で掲げた施策	具体的な進捗状況	導入見込み量GW (億kWh)
政策強化			
環境	公共部門の率先実行	政府実行計画において、設置可能な建築物等の約50%以上に太陽光発電設備導入を目指す旨を明記。全国の都道府県・市町村に向け、政府実行計画に準じた率優先的取組を求める旨の通知を发出。実行計画マニュアル策定や設備導入支援を実施。今後、環境省の調査により導入状況等をフォローアップ。	6.0 (75)
環境	地域共生型太陽光発電の導入	改正温対法によるポジティブソーニング等を通じた導入を促進。地域特性に合わせた導入支援に向けた取組を支援。	4.1 (51)
国交	空港の再エネ拠点化	「空港分野におけるCO2排出削減に関する検討会」を開始し、再エネ導入を含む、空港脱炭素化のための調査を進めるため、重点調査空港として21空港を選定(うち、10空港の太陽光設備の導入を検討)。令和4年3月、空港の脱炭素化を進めるための取組に関するガイドラインを策定。	2.3 (28)
野心的水準			
環境	民間企業による自家消費促進	自家消費型の太陽光発電の導入促進に向け、令和3年度補正予算(113.5億円の内数)及び令和4年度当初予算(38億円の内数)において、オンサイトPPA等による導入を支援。	10.0 (120)
経産/国交/環境	新築住宅への施策強化	2030年において新築戸建住宅の6割に太陽光発電設備がされることを目指すとの目標を掲げ、FIT制度やオンサイトPPAによる導入支援、認定低炭素住宅に対する住宅ローン減税における借入限度額の上乗せ措置等による導入を支援。ZEHについては、3省で連携し、令和3年度補正予算30億円の内数及び令和4年度当初予算390.9億円の内数により支援。	3.5 (40)
環境/農水	地域共生型再エネの導入促進	改正温対法によるポジティブソーニング等及び農山漁村再エネ法との連携を通じた導入を促進。	4.1 (50)

- 1 ・これまでの関係省庁の取組としては、FIT・FIP 制度における既築建物への屋根設置の場合の入札の
2 免除、集合住宅の屋根設置（10-20kW）の場合の自家消費要件の見直し²、地球温暖化対策推進法に
3 基づく促進区域の設定（本年 7 月長野県箕輪町が設定）、本年 6 月に成立した改正空港法等による、
4 空港脱炭素化推進計画に係る制度創設及び計画に位置づけられた事業について国有財産法の特例
5 （行政財産の貸付期間上限の延長等）等の措置、改正建築物省エネ法に基づく市町村の設定する促
6 進区域内における再エネ設備の設置に対する形態規制の特例など、一定の進捗が見られる。
7 ・引き続き、関係省庁の施策について、PDCA を回し、早期の具体化を図りつつ、導入目標の実現に
8 向けて着実に進めていくことが重要である。本小委員会においてフォローアップを継続して実施し
9 ていく。

10
11 （設置形態に応じた太陽光発電の導入促進）

- 12 ・地域と共生した再エネの導入拡大を図っていくにあたっては、屋根設置や需要家と連携する形での
13 導入拡大が鍵となる。こうした動きを促進するため 2030 年の導入目標の実現に向けては更なる導入
14 加速化が必要である。このため、設置の形態等に基づき、メリハリをつけて更なる導入促進策を図
15 ることが重要である。
16 ・また、太陽光発電設備の適地制約の克服に向けて、ビル壁面等に設置可能な次世代型太陽電池（ペ
17 ロブスカイト太陽電池）の開発も重要である。ユーザー企業と連携した実証などの取組も見られ、
18 大型モジュールでの実用化の加速に向け、国際標準化や建築物等での導入に係る制約への対応、生
19 産体制の強化等の環境整備など、スピード感をもって必要な対応策の検討を進めていくことが求め
20 られる。

21
22 （洋上風力の早期導入）

- 23 ・適地制約の克服という意味では、洋上風力の早期導入に向けた取組も重要。本小委員会でも報告の
24 あった公募プロセスの見直しについてパブリックコメントを踏まえ関係審議会において速やかにと
25 りまとめを行い、複数海域での大規模な公募を早期に開始することが重要である。
26 ・また、2030 年 10GW、2040 年 30～45GW の案件形成に向けてセントラル方式の早期実施に取り組
27 むとともに、浮体式洋上風力の大規模実証や洋上風力を支える人材育成等にも取り組んでいく必要
28 がある。

29
30 （今後制度的な検討を要する論点）

- 31 ・設置の形態等に基づき、FIT・FIP 制度における入札免除の工夫を行うなど、メリハリをつけて更な
32 る導入促進策を検討する。

33
34 （委員等からの主な指摘事項）

- 35 ・新規再エネの導入について、適地への再エネ導入拡大に向けた具体的な施策、地域と共生した導入拡
36 大のための屋根設置太陽光の推進を調達等価格算定員会とも連携し、検討すべき。

2 配線図等から自家消費を行う構造が確認できた場合、30%以上の自家消費を行っているものとみなす。

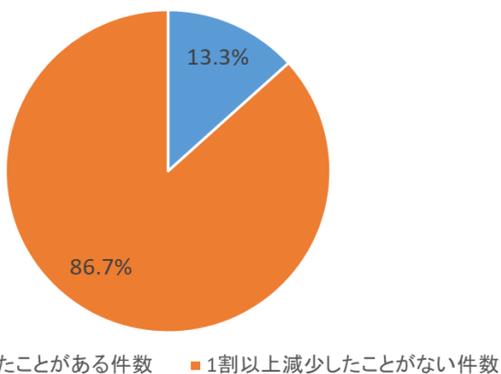
2. 既存再エネの有効活用

- ・適地制約や系統制約が顕在化する中では、適地への新規再エネ導入に加えて、既に土地や系統が確保されている既存再エネの有効活用が重要。こうした観点から、事業者による適正管理、追加投資や再投資による長期電源化を促していく必要がある。
- ・既存の設備や適地を有効活用する観点から、例えば、設備更新に伴い再エネ発電設備の増出力が見込まれる場合など、再エネ設備を最大限活用して行く取組については、適切な環境整備のあり方を検討していく必要がある。

(太陽電池出力増加時の現行ルール見直し)

- ・現在は、太陽電池の出力が増加する際には、国民負担の増大を抑止する観点から、設備全体の調達価格/基準価格が最新価格へ変更されることとされている。³
- ・一方、太陽電池の出力増加は既存再エネ発電設備等の有効活用という観点からは促進するべきものであるところ、国民負担の増大を抑止することを前提に太陽電池出力増加時ルールの見直しが必要がある。
- ・実際に事業用太陽光発電設備のうち、前年対比で、これまで1割以上設備利用率が低下したことがある案件は、全体の13.3%に上る。(図3) こうした設備利用率の大幅な低下の要因としては、設備不良や管理不全の可能性が考えられる。このため、適切なパネルの貼り替え・増設やO&Mの実施による発電電気量の増加によって事業性が改善されることとなり、適地が限られる中で、社会全体における再エネの最大限の活用の促進につながることを期待される。

(図3) 前年対比1割以上設備利用率が低下したことのある案件件数の割合^{4 5 6}



(出典)FIT 認定情報より資源エネルギー庁作成

³ 太陽電池の増出力分が 3 kW もしくは 3 %以内であれば例外的に価格変更なく増加が可能。

⁴ 20年6月～21年5月の12ヶ月間稼働している事業用太陽光を対象に、各年度6月から翌5月までの発電実績で対比。

⁵ 設備不良や管理不全の他日射量の影響も含まれている。

⁶ ※稼働率の異常値(50%以上)を記録している案件は除外。

- 1 ・また、パネルの貼り替え・増設が調達期間の途中に行われることにより、追加パネルの稼働年数に
2 合わせて既設パネルも調達期間を超えて長期に渡り活用されていく可能性が高まり、設備全体の長
3 期電源化につながることを期待される。
- 4 ・貼り替えや増設は既存設備の土地や系統を活用しており、新たな土地造成や系統投資は不要である
5 ため、貼り替え・増設後の設備も含めて当初設備の調達期間等を維持する方向で検討する。
- 6 ・また、貼り替え・増設をし、太陽電池の出力が増加した際に、認定出力のうち当初設備相当分は価
7 格維持することとし、増出力分相当は、十分に低い価格を適用する方向で検討する。
- 8 ・同時に、貼り替え・増設時の関係法令遵守の再確認や、新しく設置したパネルも含む適切な廃棄費
9 用の積立を担保することが重要であり、こうした点についても検討する。

10
11 (今後制度的な検討を要する論点)

- 12 ・太陽電池の貼り替え・増強時に増出力分が 3kW もしくは 3%を超えた場合に、認定出力のうち当初
13 設備相当分は価格維持することとし、増出力分相当は十分に低い価格を適用する方向で詳細な制度
14 を検討する。
- 15 ・太陽電池の貼り替え・増強時の関係法令遵守の再確認や、新しく設置したパネルも含む適切な廃棄
16 費用の積立を担保する方策を検討する。

17
18 (委員等からの主な指摘事項)

- 19 ・現行ルールの下で、太陽電池の出力を増加させると価格変更により収入が下がり、出力増加がディ
20 スインセンティブになりかねないため、加重平均の考え方が合理的である。
- 21 ・既設の再エネ設備のパネル貼り替え・増設の際の支援期間を現状どおりとする方向は、国民負担の
22 増大を抑制しつつ事業者側の取組を促す観点で合理的である。
- 23 ・貼り替えに際し、どの範囲で既存の積立金の使用を認めるのか、増設分の廃棄費用をどう確保する
24 のか、しっかり検討すべき。

25
26 **3. 需給に応じた再エネ供給**

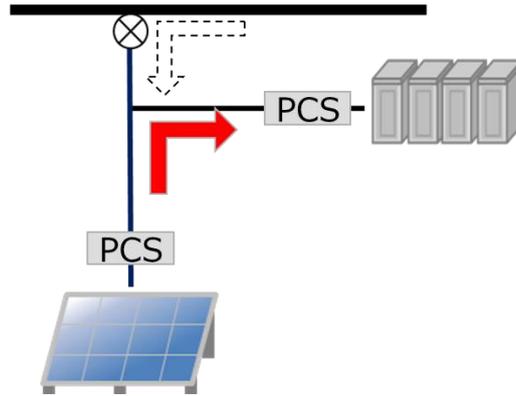
- 27 ・再エネ発電事業者による需給や市場価格を反映した供給や発電予測精度の向上など電力システム全
28 体のコスト低減に資する再エネ発電事業の高度化、それらを担うプレイヤーの育成を進めていくた
29 めに、2022 年度から FIP 制度が開始された。
- 30 ・既存の再エネ発電設備についても FIP 制度への移行を促し、需給を意識した行動変容が期待され
31 る。こうした取組を推進するための事業環境整備を継続的に行っていく必要がある。

32
33 (発電設備併設蓄電池への系統電気の充電)

- 34 ・現行の再エネ特措法の運用では、国民負担により支援する電気量を明確に区別する観点から、交付
35 金の算定の基礎となる電気量が認定発電設備から発電された電気量に限定されるように、系統から
36 発電設備に電気が流れ込まないような措置を講じることを求めている。このため認定発電設備に併
37 設された蓄電池に系統電気を引き込むことはできない運用となっている。(図 4)

1
2

(図4) 現行の発電併設蓄電池への系統電気の充電ルール



3

- 4
- 5 • 他方、蓄電池から放電された電気量について再エネ発電設備由来の電気量を区別することができる
6 ののであれば、発電側からの充電だけでなく、系統側からも充電することを許容する運用に見直す
7 ことが可能となる。こうした見直しにより蓄電池の稼働率が向上し、FIT 制度の促進につながる。
 - 8 • こうした運用を可能とするため、蓄電池から放電された電気量を、系統側から充電された電気量と
9 再エネ発電設備から充電された電気量の比率で按分することで、発電側由来の電気量を算定するこ
10 とが考えられる。こうした算定により、蓄電池から放電される再エネ発電由来の電気量を特定でき
11 ることを前提に、認定発電設備由来の電気量について FIT 買取や FIT プレミアム交付の対象とする
12 方向で必要なシステム改修等や計量に関する実務的な整理をすることとした。

12

13 (FIT 移行認定発電設備の蓄電池事後設置ルール見直し)

- 14
- 15 • 現行の FIT 制度では過積載分の供出による事後的な国民負担増加の懸念から、発電設備に対する蓄
16 電池の事後的な設置は最新価格への変更事由となっている。このため、過積載をしている案件が
17 FIT 制度から FIT 制度へ移行する場合、蓄電池を設置したビジネスモデルをとることが難しいケー
18 スが考えられる。
 - 19 • このため、国民負担の増大を抑止しつつ、蓄電池の活用を促す観点から、FIT 移行認定発電設備に
20 ついて事後的に PCS よりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力が PCS の出力を上
21 回っている場合には、発電設備の出力 (PCS 出力と過積載部分の太陽電池出力) と基準価格 (蓄電
22 池設置前価格と十分に低い価格) の加重平均値に価格変更する方向で検討する。

22

23 (低圧事業用太陽光発電設備の FIT 対象化)

- 24
- 25 • 現在 FIT 制度の対象区分は多様な取引結果が増えた結果、電源側に混乱が生じないように、移行/
26 新規ともに 50kW 以上 (高圧・特別高圧) が認められており、運用状況を見極めながら範囲拡大を
27 検討していくこととされている。
 - 28 • 低圧 (10kW~50kW) 太陽光発電設備については一層の長期電源化や市場統合が求められていると
29 ころ、小売電気事業者やアグリゲーターと連携した取組を促す観点から一定の条件を求めつつ、低
30 圧事業用太陽光発電設備について新規認定案件・既認定案件ともに、FIT 制度 (地域活用要件あ
31 り) に加えて、FIT 制度を選択可能とする方向で、こうした案件の地域に対するあり方と併せて、
32 検討をする。

1
2 (今後制度的な検討を要する論点)

- 3
4
5
6
7
8
- ・ FIP 移行認定発電設備に事後的に PCS よりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力が PCS の出力を上回っている場合には、発電設備の出力 (PCS 出力と過積載部分の太陽電池出力) と基準価格 (蓄電池設置前価格と十分に低い価格) の加重平均値に価格変更する方向で検討する。
 - ・ 低圧 (10kW~50kW) 太陽光発電設備について小売電気事業者やアグリゲーターと連携した取組を促す観点から一定の条件を求めた上で、FIP 制度を選択可能とする方向で検討する。

9 (委員等からの主な指摘事項)

- 10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
- ・ 系統側からの充電を認める方向性について異論なし。ただし FIT・FIP 制度の趣旨に照らして不適切なビジネスが生まれることのないよう、十分留意していただきたい。
 - ・ 蓄電池や太陽光パネルのリサイクルに係る研究開発も重要。特に EV の蓄電池のリサイクルについて、瞬発力が必要でないものへの再利用が認識されている。パネルの再生は海外でも展開できる可能性を秘めており、戦略的な市場導入を考えることは SDGs の観点も含め価値がある。
 - ・ FIT から FIP への移行により、市場価格の高騰で経営危機に陥っている地域電力が、FIP 電源の相対調達が可能になり、市場価格の調達リスクを回避することができるのでは。
 - ・ 低圧案件も含めた FIT から FIP への拡大に賛成。三次調整力②にも関わるが、一般送配電に非常に大きな影響を与えているため、なるべく FIT ではない方向性を志向した方がよい。

20 4. FIT 制度の運用について

21 (再エネ予測誤差に対応するための調整力確保)

- 22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
- ・ FIT 制度においては、再エネの導入拡大を図るため、本来は発電事業者が担うべき需給調整業務を一般送配電事業者等に代行させる特例制度を設け、再エネ発電事業者の負担軽減を図っている。
 - ・ したがって、一般送配電事業者が再エネ予測誤差に対応するための調整力として調達する三次調整力②は、FIT インバランス特例制度①・③に起因する再エネ予測誤差に特化した調整力であり、当該調整力の確保費用は再エネ賦課金で適切に負担することとしている。
 - ・ かかる中、2021 年度は交付金と調達額の間約 1,030 億円の差額が生じ、2022 年度も 500~600 億円規模の差額が生じる可能性がある。
 - ・ このような背景を踏まえると、一般送配電事業者が再エネ事業者に代わり行う業務において必要となる調整力の調達費用は、必要額が適切に交付されるべきである。
 - ・ 現在、三次調整力②の調達費用については、翌年度分の費用見込みに基づき交付する仕組みとしている。一方で、燃料価格の高騰等が発生している 2022 年度のように、交付金算定時の見込みと取引実績の乖離は今後も生じる可能性がある。
 - ・ 三次調整力②の調達費用は、調達量と調達単価を乗じて算定される。このうち、調達単価は一般送配電事業者の取組と無関係に需給調整市場における応札事業者の売り札価格により決まり、その増減を一般送配電事業者にそのまま帰属させることは妥当でない。

- 1 ・このため、三次調整力②の調達単価について、前年度の見込みと調達実績の間に生じた乖離に対し
2 次年度の交付金算定時に対応する場合、当該乖離により生じた不足額または余剰額を次年度の交付
3 額に加算または交付額から控除することが考えられる。
- 4 ・その際、実績費用を全額精算するという観点から、調達単価に僅かでも乖離が生じた場合には過不
5 足なく全額調整するという考え方もあり得るが、そのような全額精算は、募集量削減に向けた検討
6 や、需給調整市場に売入札を行う事業者の参入を促進することによる調達単価の低減等、一般送配
7 電事業者による取組を継続するためのインセンティブを損ねる可能性がある。
- 8 ・そのため、前年度の見込みと実績との間の乖離が一定以上の場合（例えば交付金の額の算定におい
9 て前提とした調達費用単価と実績単価との間に1～2割以上の乖離が生じた場合など）には、基準を
10 上回った不足額または余剰額に対応することとする方向で次年度の交付金算定を検討する。

11
12 (インボイス制度の導入に伴う FIT 制度運用上の対応について)

- 13 ・平成 28 年度税制改正においては、適正な課税を確保する観点から、2023 年 10 月 1 日より複数税率
14 に対応した消費税の仕入税額控除の方式として適格請求書等保存方式（以下、「インボイス制度」と
15 いう。）を導入することとされた。インボイス制度の下では、税務署に申請して登録を受けた課税事
16 業者である「適格請求書発行事業者（インボイス発行事業者）」が交付する「適格請求書（インボイ
17 ス）」等の保存が仕入税額控除の要件となる。インボイス発行事業者には、インボイスを交付するこ
18 とが困難な一定の場合を除き、取引の相手方（課税事業者に限る）の求めに応じて、インボイスを
19 交付する義務及び交付したインボイスの写しを保存する義務が課される⁷。
- 20 ・現行制度においては、買取義務者は、仕入れの事実を記載した帳簿および区分記載請求書の保存を
21 要件として、全ての認定事業者（課税・免税の区別無し）との取引について仕入税額控除ができ
22 る。インボイス制度開始後は、認定事業者へ支払う買取価格のうち、買取義務者は仕入れの事実を
23 記載した帳簿および適格請求書（インボイス）の保存等を要件として、インボイス発行事業者との
24 取引についてのみ仕入税額控除が可能。インボイスを発行できない免税事業者などとの取引におい
25 て、買取義務者はインボイスを取得できないため、当該取引分の仕入税額控除ができない。
- 26 ・FIT 制度下においては、買取義務者に法律に基づき特定契約の申込みに応じる義務が課せられてい
27 るため、FIT 認定を受けた発電事業者がインボイス発行事業者として登録を受けない場合や免税事
28 業者である場合など、当該取引分の仕入税額控除ができない場合、買取義務者に新たな消費税負担
29 が生じることとなる。
- 30 ・こうした買取義務者の新たな税負担は、消費税制度の改正に伴い、FIT 制度に係る全ての取引を対
31 象にやむを得ず生じるものであることから、新規認定、既認定のそれぞれに買取義務者に過度な負
32 担が生じ買取業務の継続が困難となることのないような措置を検討する。

7 ただし、インボイス制度への円滑な移行のため、免税事業者や消費者などの適格請求書発行事業者以外から行った課税仕入れについて、制度実施後 3 年間は仕入税額相当額の 80%を、その後の 3 年間は仕入税額相当額の 50%を控除可能とされている。

1
2 (今後制度的な検討を要する論点)

- 3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
- ・一般送配電事業者において、再エネ予測誤差を削減し調達する調整力を削減するための取組を引き続き行っていくことや、適切な情報公開を進めていくことを大前提としたうえで、三次調整力②交付金の額の算定において前提とした調達費用単価と実績単価との間に、例えば1～2割以上の乖離が生じた場合など、基準を上回った不足額または余剰額について次年度の交付金で対応する方向で検討する。
 - ・新規認定について、課税事業者がインボイス発行事業者として登録を行うことを認定要件とする。その上で、インボイス発行事業者と非インボイス発行事業者で、買取価格における消費税の取扱いについて、区別して設定する方向で検討する。
 - ・既認定について、課税事業者がインボイス発行事業者として登録を行うことを求めた上で、課税事業者に対してインボイス発行事業者としての登録に係る周知徹底に取り組むことを前提に、インボイスが発行されない取引については、当該取引による買取義務者の消費税負担分を制度的に措置する方向で検討する。
 - ・課税事業者がインボイス発行事業者として登録を行うよう買取義務者とも連携してしっかりと広報等に取り組むと共に、具体化に向けた影響調査等を行う。

17
18 (委員からの意見)

- 19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
- ・三次調整力②の調達や必要量については、限られた期間の実績から希な予測誤差の発生の特性の把握・想定、調達された異なる技術特性を持つ調整力の効果的な使用、さらには海外で注目されている分散型の資源の活用の推進等、技術的な課題は大きく、これらの課題の解決には送配電会社の枠を越えた多分野の技術力を結集する必要がある。
 - ・調達費用の上昇要因の傾向が分かりにくいいため、傾向が説明できるようデータを整理してほしい。揚水発電が多いエリアもあり、揚水するための原資が何かということも含めて扱いを検討すべき。実績も含めて情報公開をお願いしたい。
 - ・緊急対応策を考えることも必要だが、FIT制度が20年続くと考えると、事後調整スキームを考えるべき。持続可能な制度として調整できるようにすべき。
 - ・2022年度に発生する可能性のある乖離のうち、一定部分を2023年度の算定に反映するのであれば、2021年度の中身についても分析をして2023年度の算定に反映することも考えられないか。
 - ・三次調整力②について、量についてはインセンティブを設けるべき。調達単価についてはネットワーク部門の責任とは言えないので、閾値を超えた場合に補填するのは妥当。その際、単価上昇要因が不明瞭な状態で補填するのはとても危険だと考える。
 - ・インボイス制度を踏まえた具体的な影響調査等を踏まえて、検討を進めるべき。

1 III. 電力ネットワークの次世代化

2 1. マスタープラン等を踏まえた系統整備

- 3 • 再エネの導入拡大及びレジリエンス強化の観点では、将来的な導入見込みも踏まえた再エネの供給
4 地と需要地を繋ぐ地域間連系線の整備が重要である。そのため、全国大での広域連系系統の整備を
5 計画的に進めるためのマスタープランについて、2021年5月に中間整理をとりまとめ、2022年度中
6 の完成を目指して検討を進めている。
- 7 • また地域間連系線等の費用回収については、その連系線のもたらす便益に応じて、各エリアの託送
8 料金に加え、使用期間にわたって全国の託送料金や賦課金方式により回収する全国調整スキームを
9 導入するなど、連系線の費用便益評価に応じた費用負担の検討も進めてきた。
- 10 • また、ローカル系統の増強等の計画についても、一定の増強規律である費用便益評価の下で判断さ
11 れ、当該増強等に係る費用については、受益者となる発電設備設置者を特定しないものであること
12 から、全額一般負担での増強を進めることと整理した。

13
14 (マスタープラン)

- 15 • 全国大の中長期的な系統整備計画であるマスタープランは、2022年度中の策定を目指して、資源エ
16 ネルギー庁と電力広域機関が共同で事務局を務める「広域連系系統のマスタープラン及び系統利用
17 ルールのあり方等に関する検討委員会」（以下「マスタープラン検討委員会」）を中心に詳細設計が
18 行われている。本委員会においても、「マスタープラン検討会」からの検討状況についての報告を踏
19 まえて、マスタープランの方向性について検討を行った。

20
21 (東地域及び中西地域の地域間連系線整備計画の策定プロセスの開始)

- 22 • 具体的な地域間連系線等の増強に関しては、通常であれば全国大の系統増強計画であるマスター
23 プランの策定を待ち個別の整備計画を進めるところであるが、再エネの導入を加速化する政策的な観
24 点から、特にマスタープランの中間整理においても、将来的にメリットがあると示された、①東地
25 域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地域）については、早期の計画策定プロ
26 セスの開始に向けた検討を加速することとされた。
- 27 • その後、①東地域（北海道～東北～東京間）の新設については、特に、広範囲に及び大容量・長距
28 離である等の理由から、既存系統への影響が大きく関係者が広範囲にわたると見込まれたため、本
29 小委員会において課題の整理等が行われた。当該整理にも基づき、資源エネルギー庁においては海
30 底直流送電に関する実地調査等を進めており、また広域系統整備委員会においては、技術的な課題
31 の整理・議論が進められた。
- 32 • これらの検討の進捗等を受け、①東地域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地
33 域）について、地域間連系線増強計画について、電力広域的運営推進機関による計画策定プロセス
34 の開始を本小委員会の場にて要請し、これを受け電力広域的運営推進機関にて計画策定プロセスを
35 開始することとした。
- 36 • 特に、東地域の地域間連系線増強の計画策定にあたっては、洋上風力等の案件組成状況では日本海
37 側に準備区域が集中していることやレジリエンスの優位性、さらにはこれまでの机上検討等の結果
38 での技術的な実現可能性を踏まえ、日本海ルートでの2GWの増強を基本として計画策定プロセスを
39 進めることを、国から電力広域的運営推進へ要請した。

- 1 ・なお、これらの計画策定プロセスを進める上では、S+3E の視点を踏まえながら、第6次エネルギー
2 基本計画において掲げられたエネルギーミックスの達成に向けた電源の設置動向（容量・時期）と
3 の整合性や、技術動向や経済性等を踏まえた将来的な拡張性に留意する必要がある。

4
5 (今後検討を要する論点)

- 6 ・マスタープランについて、本小委員会において検討された方向性を踏まえて、2022 年度中の策定を
7 目指して、「マスタープラン検討会」において詳細設計・検討を進める。
8 ・マスタープランについて、「マスタープラン検討会」からの検討状況についての報告を踏まえて、
9 2050 年カーボンニュートラルの実現や 2030 年度の野心的な再エネ導入目標の実現との整合性の観
10 点から、その方向性について検討を行う。
11 ・広域的運営推進機関において、①東地域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地
12 域）の地域間連系線増強計画について、計画策定プロセスを進める。
13 ・海底直流送電の早期の検討具体化を目指し、ファイナンス面の整備や先行利用者との関係等、事業
14 実施主体の組成に必要な課題について、そのリスク分析および課題解決方法について海底直流送電
15 の計画策定プロセスと並行して検討する。

16
17 (委員からの主な意見)

- 18 ・計画策定プロセスの開始および日本海ルート、2GW を基本とすることについては強く支持する。洋
19 上風力の案件形成の観点からも早期の運用開始が求められる。将来的な拡張性を念頭に置いた計画
20 の検討をお願いしたい。
21 ・系統整備に係る投資費用の回収については、スケジュール厳守の考えに立った結果、リスク分析や
22 技術開発状況等を勘案したコストの見積もりにおける不確実性が高いままで、系統整備計画が進行
23 することが無いようにすべき。
24 ・海底直流送電については、投資回収は運用開始後長期にわたり行うものと理解している。再エネ導
25 入の拡大およびレジリエンスの確保に資する観点から資金使途や返済原資を確立させることで資金
26 調達が可能と認識している。他方、プロジェクトにどのようなリスクがあるか見極めるべき。

27
28 **2. 系統接続・利用の高度化**

- 29 ・既存系統を有効活用する観点から日本版コネクト&マネージを進めてきた。また、再エネ導入が進
30 む中で、調整力や慣性力や電圧対策なども必要となる。
31 ・再エネの出力制御が拡大することに対しては、出力制御の低減策を検討することが重要となる。ま
32 た、発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、出力制御の予見可能性を高めるこ
33 とも重要となる。

34
35 (日本版コネクト&マネージ)

- 36 ・再エネ導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進
37 める方策の1つとして、ノンファーム型接続を進めている。
38 ・空き容量のない基幹系統については、2021年1月に全国でノンファーム型接続の受付を開始した。
39 その後、2022年6月末までに、約4,500万kWの接続検討、約450万kWの契約申込みが行われて
40 いる。

- 1 ・また、ローカル系統におけるノンファーム型接続については、2022 年度末頃を目途に受付を順次開
2 始することを目指して、検討を進めている。
- 3 ・並行して、基幹系統の混雑時に、CO2 排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力等
4 より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進めてきた（先着優先に代わる再給電方式の導
5 入）。
- 6 ・具体的には、2022 年 12 月末までに再給電方式（調整電源の活用）を開始し、2023 年 12 月末まで
7 に再給電方式（一定の順序）を開始することを目指し、本小委員会等で出力制御ルール等の整理を
8 行ってきた。
- 9
- 10 （調整力・慣性力等の確保）
- 11 ・再エネ大量導入に向けて、安定供給や周波数維持を行うためには、調整力や慣性力の確保や電圧対
12 策等がさらに必要となる。
- 13 ・太陽光や風力等の変動再エネの導入拡大に伴い、一般送配電事業者においては、自ら行う周波数調
14 整業務をよりの確に行うため、将来的に、調整力に加えて、慣性力等が必要となる可能性がある。
- 15 ・脱炭素化した調整力の確保のため、定置用蓄電池の導入促進として、DRでの活用、接続ルールの
16 整備等を行う。
- 17 ・揚水発電については、揚水ロスの発生等から採算性が低く、維持・機能強化が今後の課題であるた
18 め、収入機会の拡大、効率性の向上及びコストの削減を通じた採算向上に向けた対応策を検討する。
- 19
- 20 （出力制御の低減）
- 21 ・再エネの出力制御は、社会的コスト全体を抑制しつつ、再エネの最大限の導入を進める上で必要な
22 措置である一方、発電費用ゼロの変動再エネを出力制御することは、それ自体が社会的な損失であ
23 る。したがって、出力制御が必要最低限のものとなるよう、制度環境整備を進め、需給変動に応じ
24 て出力制御が適切に行われるようにする必要がある。
- 25 ・また、足元においては、再エネの導入拡大に伴い、2018 年以降、出力制御が発生していた九州エリ
26 アに加えて、今年度に初めて、北海道エリア、東北エリア、中国エリア、四国エリアにおいても出
27 力制御が発生した。
- 28 ・本小委員会においても、エネルギー政策の基本方針である S+3E は大前提とした上で、新たなエネ
29 ルギー基本計画を踏まえた再エネ導入の更なる加速化が出力制御の急増を招き、ひいては再エネ導
30 入を阻害することとならないよう、現時点で速やかに実施可能な措置を中心に、出力制御の低減に
31 向けた包括的なパッケージである「再エネ出力制御の低減に向けた基本的方向性」をとりまとめ
32 た。
- 33 ・一方で、中長期的な観点から、引き続き検討を深めるべき課題も少なくないことから、今後、本パ
34 ッケージに基づく取組を速やかに実施しつつ、各エリアにおける出力制御の実施状況を踏まえ、必
35 要に応じ、更なる対策をとりまとめるなど、随時見直しを行っていくことが重要である。
- 36 ・特に、GX の実行に向けては、余剰再エネ等を活用した新たなビジネスとしての系統用蓄電池や水電
37 解装置による国産水素の製造等の促進につなげていく必要がある。
- 38 ・一方で、大規模な追加的な設備投資が不要である、既存の需要設備を活用に向けて、市場を通じた
39 DR の調達や、小売料金や託送料金のメニューとして、出力制御時間帯に安くする等の、需要と料
40 金が連動するような制度設計が今後の課題となる。

- 1
2 (予見性を高めるための情報公開)
- 3 ・再エネ導入が進む中で、需給バランス制約や送電容量制約が顕在化すると、発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、事業期間中の出力制御の予見可能性を高めることが必要。
 - 4
 - 5 ・こうした出力制御の見通しについて、発電事業者等が自らシミュレーションを行い、その精度を高めるためには必要な情報が各一般送配電事業者や電力広域的運営推進機関から適切に公開・開示されることが重要。必要な情報については、これまで本小委員会において検討した。
 - 6
 - 7
 - 8 ・需給情報に関しては、可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である 30 分値で電源種別にグラフ・表といったビジュアル化して公開・提供する方向で見直す予定。また、火力の情報公開については、燃料種別で公開するよう見直す予定。ただし、燃料種別のリアルタイムでの情報公開は燃料調達に影響が及ぶ可能性があるため、リアルタイムに近い時間軸では合算で公開、一定期間経過後（一ヶ月後頃）に燃料種別を公開する方針であり、遅くとも 2023 年度中の公開を目指すこととしている。
 - 9
 - 10
 - 11
 - 12
 - 13
 - 14 ・現状、個別電源に関する情報については、「出力制御量のシミュレーションに使用する」という目的を達成するための開示情報と整理されており、過去の電源情報の入手が可能である。他方、開示の目的を出力制御量のシミュレーションに限定せず拡大することは、データの権利制度の違いを考慮する必要も無いため、まずは社会理解の増進に向け、再エネや需給ひっ迫等に関する分析を可能とするため、学術や公益的な目的においても、情報を開示できるように整理してきた。
 - 15
 - 16
 - 17
 - 18

19
20 (今後検討を要する論点)

- 21 ・ローカル系統へのノンファーム型接続適用の検討に当たっては、ローカル系統は基幹系統と異なる特徴を有している点を踏まえつつ、制御対象、出力制御方法等については、ローカル系統へのノンファーム型接続適用の方向性等について検討する。
- 22
- 23
- 24 ・今後ローカル系統においては、系統混雑による再エネ電源の出力制御量が徐々に増加していく可能性がある。既設系統の増強や系統の新設について、2024 年度以降のローカル系統へのノンファーム型接続の運用開始までに、増強方法等のあり方を検討する。
- 25
- 26
- 27 ・ノンファーム型接続を前提とした系統接続の事業性判断の根拠ともなる、系統容量の見通しや燃料種別の発電実績等、公開が求められる情報の整理およびその公開方法について検討する。
- 28
- 29 ・「再エネ出力制御の低減に向けた基本的方向性」に基づく取組を速やかに実施する。
- 30 ・余剰再エネ等を活用した新たなビジネスとしての系統用蓄電池や水電解装置による国産水素の製造等の促進のあり方を検討する。
- 31
- 32 ・既存の需要設備を活用に向けて、市場を通じた DR の調達や、小売料金や託送料金のメニューとして、出力制御時間帯に安くする等の、需要と料金が連動するような制度の設計を行う。
- 33

1 (委員からの主な意見)

- 2 ・コネクト&マネージについて、ローカル系統へのノンファーム適用はたくさんの設備を相手にした
- 3 技術であり、技術的難度はかなり高い。スケジュールありきで進めるのではなく難しい技術である
- 4 ということ再認識して着実な技術検討をお願いしたい。
- 5 ・ノンファーム前提でプロジェクトファイナンスを組成する際に系統制約に関するデータが必要であ
- 6 るため、リアルタイムでの情報の整理・公開が必要だと認識している。
- 7 ・下げ代不足による出力制御対策としてのDRの活用について、調整力市場等で枠を作る等の方策に
- 8 よって、市場に取り込み、DRを産業としても育てていくような方向性が重要ではないか。また、
- 9 小売料金や託送料金のメニューとして、出力制御時間帯に安くする等の、需要と料金が連動するよ
- 10 うな制度設計の検討をお願いしたい。

13 3. 系統増強等の投資費用の回収方法

- 14 ・一般送配電事業者においては、今後、2050年カーボンニュートラル実現やレジリエンス強化に向け
- 15 て、系統整備や調整力の確保に向けた新規投資及び必要な費用の確保が重要となる。
- 16 ・これまでも、2020年のエネルギー供給強靱化法による全国調整スキームの確立など、便益に応じた
- 17 費用回収のあり方を構築してきた。また、効率化を前提として、確実に投資量を確保する仕組み
- 18 (レベニューキャップ制度)を導入しており、本制度の中で、必要な投資については回収できるこ
- 19 とが期待される。
- 20 ・一方、再エネの更なる導入拡大に向けて、ノンファーム型接続の全国展開や、北海道変動緩和要件
- 21 の撤廃など、従来、起因者(発電事業者)が負担してきた設備費用等について、一般送配電事業者
- 22 の負担範囲が拡大している。
- 23 ・また、日々の需給調整においてエリアを越えた広域的な運用が拡大する一方、系統整備や調整力の
- 24 確保・維持など、再エネ導入を進めた地域ほど費用負担が重くなるといった偏りも顕在化してい
- 25 る。こうした中で、再エネ導入拡大の便益は特定の事業者やエリアに限られないことを踏まえつ
- 26 つ、費用負担のあり方が望ましいと考えられるか検討を行った。

27 (系統整備費用の負担のあり方)

- 29 ・電力の安定供給の中核を担い、地域独占を認められた一般送配電事業者の事業に要する費用につい
- 30 ては、効率化による費用抑制を大前提に、着実に回収できる制度的な仕組みを整える必要がある。
- 31 ・こうした観点から、2023年度から導入される新たな託送料金制度(レベニューキャップ)において
- 32 も、必要な投資と効率化の両立を図るためのインセンティブ設計が行われている。
- 33 ・レベニューキャップ制度の下での今後の料金審査に際しては、より一層の効率化を進める観点か
- 34 ら、これまで事業者が取り組んできた仕様の統一等による調達の共通化や、エリアを越えた需給調
- 35 整等の広域化の取組が、これまで以上に重要となる。
- 36 ・同時に、エネルギー政策の観点からは、効率化努力に加えて、レジリエンスの強化や再エネの導入
- 37 拡大への寄与度を継続的に評価していくことが必要となる。
- 38 ・地域間連系線等の費用回収については、地域間連系線等の増強により全国に便益が発生することか
- 39 ら、その増強費用を全国で支える仕組みとして、全国託送方式による費用回収を全国調整スキーム
- 40 の中で整理した。

1 ・また、2020年のエネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法および電事法の改正によっ
2 て、賦課金方式や卸電力市場値差収益を活用して、系統整備に要した費用を確保・交付する制度
3 （系統設置交付金制度、広域系統整備交付金制度）が新たに創設された。

4
5 （調整力等の調達費用の負担のあり方）

- 6 ・再エネ大量導入に向けて、安定供給や周波数維持を行うためには、調整力や慣性力の確保や電圧対
7 策等がさらに必要となる。
- 8 ・太陽光や風力等の変動再エネの導入拡大に伴い、一般送配電事業者においては、自ら行う周波数調
9 整業務をよりの確に行うため、将来的に、調整力に加えて、慣性力等が必要となる可能性がある。
- 10 ・現在、電力広域的運営推進機関において、慣性力の追加調達の必要性や管理方法に関する議論が進
11 められているところ、その調達費用の負担方法について、検討する。
- 12 ・あわせて、再エネの導入が進むエリアにおいて、将来的に調整力を他エリアよりも多く確保する必
13 要が生じた場合、その導入費用の負担のあり方について、例えば、北海道において、将来的に、変
14 動緩和要件の撤廃に伴う再エネの導入拡大に対応して大幅に調整力を調達する必要が生じた場合、
15 北海道への再エネ導入に伴う便益が全国大での再エネ大量導入や安定供給にも資すると考えられる
16 ことから、その調達費用の一部を全国で負担することについて、どのように考えるか検討が必要で
17 ある。

18
19 （今後検討を要する論点）

- 20 ・系統整備や調整力の確保・維持など、再エネ導入を進めた地域ほど費用負担が重くなるといった偏
21 りも顕在化している中で、再エネ導入拡大の便益は特定の事業者やエリアに限られないことを踏ま
22 えつつ、費用負担のあり方が望ましいと考えられるか引き続き検討する。
- 23 ・発電側課金のあり方、再エネ賦課金の活用など、送配電事業に要する費用の着実な回収のあり方に
24 ついて、年内を目途に検討を進める。
- 25 ・変動緩和要件の撤廃に向け、調整力が不足した際の出力制御の方法など、系統の安定性を確保する
26 手段について検討する。
- 27 ・系統投資に必要な資金（数兆円規模）の調達環境の整備について検討する。

28
29 （委員からの主な意見）

- 30 ・地域間連系線や海底直流送電など、期間が長期にわたり、膨大な費用がかかる工事もあり、一般送
31 配電事業者の財務状況も悪化する中で、ファイナンス確保のあり方等に関して検討が必要である。
- 32 ・発電側課金は少し漂流気味になっているので、しっかり進めていただきたい。
- 33 ・北海道の変動緩和要件の撤廃で、全体コストが過度にならないように、チェックをしながら注視し
34 て見ていくことが重要である。

1 今後の検討に向けて

- 2 ・本小委員会で、第6次エネルギー基本計画において掲げられたエネルギーミックスの達成や2050年
3 カーボンニュートラルに向けて、これまで再エネの大量導入及びそれを支えるネットワークの次世
4 代化のために、必要な対応について検討を行ってきた。
- 5 ・エネルギーを取り巻く情勢は日々刻々と変化しており、検討にあたっては土台となる議論を積み重
6 ね、政策の方向性を示すとともに、喫緊の課題に対して迅速に対応することが必要となる。
- 7 ・特に適地制約や系統制約が顕在化している現状では、既に土地や系統を確保している既存再エネの
8 長期の運転等、最大限活用することを促すことが極めて重要である。
- 9 ・また、再エネ発電設備に対する地域の懸念が高まっている中、再エネ導入にあたっては地域の理解
10 を得た上で地域と共生しながら事業を進めていくことが大前提であり、適切な事業規律が担保され
11 るように早急に検討を行っていく必要がある。本報告書を踏まえ、再エネ導入を巡る喫緊の課題に
12 ついて、集中的に議論を行い、年内を目途に具体化を目指す。
- 13 ・なお、そのほかの再エネ大量導入にかかわる論点やそれを支えるネットワークの次世代化について
14 の論点等は本小委員会及び関係審議会で引き続き検討を深めることとし、「地域と共生した」再エネ
15 の最大限の導入を総合的に取り組んでいくことが必要である。

16

17

參考資料

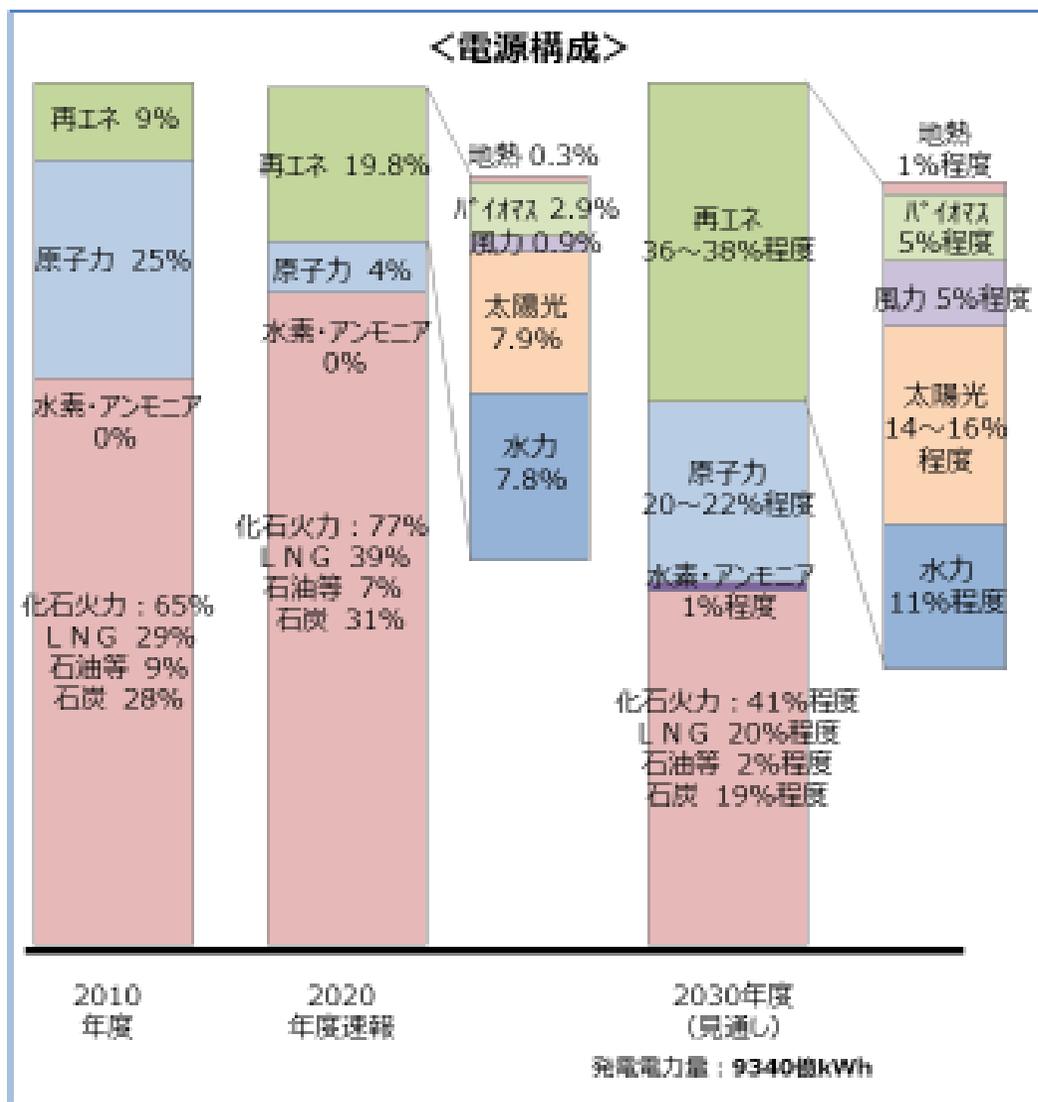
再生可能エネルギーの導入推移と2030年の導入目標

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再エネの導入は大幅に増加。特に、設置しやすい太陽光発電は、2011年度0.4%から2020年度7.9%に増加。再エネ全体では、**2011年度10.4%から2020年度19.8%に拡大**。
- 今回のエネルギーミックス改定では、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けて、施策強化等の効果が実現した場合の**野心的目標**として、**電源構成36-38%**（合計3,360～3,530億kWh程度）の導入を目指す。

<再エネ導入推移>

	2011年度	2020年度		2030年旧ミックス	2030年新ミックス	
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh 設備容量:GW	10.4% (1,131億kWh)	19.8% (1,983億kWh)		22-24% (2,366-2,515億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)	
太陽光	0.4%	7.9%		7.0%	14-16%程度	
		61.6GW	791億kWh		104~118GW	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	0.9%		1.7%	5%程度	
		4.5GW	90億kWh		23.6GW	510億kWh
水力	7.8%	7.8%		8.8-9.2%	11%程度	
		50GW	784億kWh		50.7GW	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%		1.0-1.1%	1%程度	
		0.6GW	30億kWh		1.5GW	110億kWh
バイオマス	1.5%	2.9%		3.7-4.6%	5%程度	
		5.0GW	288億kWh		8.0GW	470億kWh

(参考) 新たな「エネルギーミックス」実現への道のり



(GW)	導入水準 (21年9月)	FIT前 導入量 + FIT認定 量 (21年9月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	63.8	81.6	103.5~ 117.6	約58%
風力 (上段：陸上 下段：洋上)	4.6 —	15.3 0.7	17.9 5.7	約19%
地熱	0.7	0.7	1.5	約41%
中小 水力	9.8	10.0	10.4	約94%
バイオ マス	5.3	10.3	8.0	約66%

※バイオマスはバイオマス比率発電機出力。
 ※改正FIT法による失効分(2021年9月時点で確認できているもの)を反映済。
 ※太陽光の「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中堅値に対する導入量の進捗。

「地域と共生した」再エネの大量導入に向けて

第7回 再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会(2022年7月) 参考資料2 一部修正

- **2030年の再エネ比率36~38%と2050年CN**に向けて、**事業規律強化**を行った上で、「**地域と共生した**」再エネ導入をS + 3 Eを前提に実現。

電源	適地への最大限の導入	<ul style="list-style-type: none">● 住宅等の屋根、公共施設、空港、鉄道、工場・倉庫等への太陽光拡大● 改正温対法により各自治体が指定する促進区域等での再エネ導入● 再エネ海域利用法の入札見直し等による洋上風力の早期導入
	既存再エネの有効活用	<ul style="list-style-type: none">● 既設再エネへの蓄電設置促進や、長期電源化に向けた増出力・長期運転促進
	再エネの市場電源化／自立化	<ul style="list-style-type: none">● 4月から制度開始したFIP制度の活用や、需要側と発電側が一体となった再エネ導入 (UDAモデル)による新規開発
系統	再エネ適地等を踏まえた系統整備	<ul style="list-style-type: none">● 海底直流送電の検討加速化による風力発電等の早期導入● マスタープランの策定を踏まえたプッシュ型の計画的な系統形成
	系統運用の高度化	<ul style="list-style-type: none">● ノンファーム型接続による既存系統への最大限の再エネ導入
産業化	再エネ分野での産業・人材育成	<ul style="list-style-type: none">● 浮体式洋上風力、次世代型太陽電池 (ペロブスカイト) 等について、スピーディーに課題を解決し、市場獲得に向けた企業育成・生産体制を構築● 洋上風力や太陽光のサプライチェーン高度化を支える人材育成

再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会 提言概要（案）

検討会概要

- ▶ 2022年4月、**関係省庁（経産省・農水省・国交省・環境省）**が共同で検討会を立ち上げ（総務省オブザーバー参加）。
- ▶ 再エネ導入に取り組む**自治体や学識有識者、業界団体や廃棄物処理業者等へのヒアリング**等も実施し、**第7回（7月28日）**においてとりまとめ、**パブコメを実施予定**。

基本的な考え方

- ▶ 太陽光発電を中心とした再エネ導入拡大に伴い、安全面、防災面、景観・環境等への影響、将来の廃棄等に対する**地域の懸念が顕在化**。
- ▶ 地域の懸念を解消し、**地域と共生した再エネの導入**に向け、再エネ事業における課題や課題の解消に向けた取組のあり方等について、
①**土地開発前**、②**土地開発後～運転開始後・運転中**、③**廃止・廃棄**の各段階及び④**横断的事項**に整理。

①土地開発前段階の主な対応

課題

- ▶ 急傾斜地や森林伐採等を伴う区域に太陽光発電設備を設置する場合など、**災害の発生が懸念**されるという声の高まり。
- ▶ 開発許可にあたり、各法令に基づき都道府県等がそれぞれ対応しており、太陽光発電の特性が考慮されないなど**横串での対応不足**の指摘。
- ▶ **抑制すべきエリア**への立地を避け、**促進すべきエリア**への立地誘導が必要。

速やかに対応

- ▶ **太陽光発電設備の特性**を踏まえた**開発許可に当たって考慮すべき事項**を関係省庁横串で整理し、関係法令の**基準・運用へ反映**。
- ▶ 太陽光発電に係る**林地開発許可の対象基準の引下げ**。
- ▶ 関係法令の**指定区域等の地理情報**をEADASに集約。

法改正含め制度的対応を検討

- ▶ 森林法や盛土規制法等の**規制対象エリアの案件**は、関係法令の**許認可取得を再エネ特措法の申請要件とするなど、手続厳格化**を検討。
- ▶ 電気事業法における**工事計画届出時に関係法令の遵守状況を確認**。許認可未取得での売電開始を防止。

②土地開発後～運転開始・運転中段階の主な対応

課題

- ▶ 関係法令等への違反が生じた場合において、**違反を早期に解消するための体制強化や仕組み**が必要。
- ▶ 必要な**許認可が取得されていない状態での売電開始を未然に防止する仕組み**が必要。

速やかに対応

- ▶ 電気事業法に基づき、**災害リスクが高い設備への優先的かつ機動的な立入検査**を実施。
- ▶ 違反事例への対応フローの整理など**関係省庁・自治体の連携強化**、**FIT・FIP認定システム等を活用した違反への対応状況の一元管理**などにより**関係法令違反への対応を迅速化**。

法改正含め制度的対応を検討

- ▶ **違反状況の早期解消**を促すため、関係法令の違反状態での**売電収入（FIT・FIP交付金）の交付留保**などの再エネ特措法における**新たな仕組み**を検討。
- ▶ 電気事業法における**工事計画届出時に関係法令の遵守状況を確認**。許認可未取得での売電開始を防止。（再掲）

③ 廃止・廃棄段階の主な対応

課題

- 調達期間満了を迎えた**住宅用太陽光パネル**について、**廃棄方法等に関する懸念や廃棄に必要な情報の不足**。
- 中長期では、大量に発生する**太陽光パネルが適切に処理**されるのかに関する懸念。

速やかに対応	法改正含め制度的対応を検討
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 本年7月から廃棄等費用の外部積立てを開始。リユース・リサイクル等のガイドラインや廃棄物処理法等の関連する法律・制度等に基づき適切に対応。事業者による放置等があった場合には、廃棄等積立金を活用可能。 ➢ 廃棄ルールや廃棄物処理業者等の必要な情報を現場に周知。 ➢ パネルの含有物質等の情報発信や成分分析等の実施のあり方検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 事業廃止から使用済太陽光パネルの撤去・処理までの関係法令・制度間の連携強化を検討。 ➢ 2030年代半ば以降の使用済太陽光パネルの大量廃棄を見据え、リサイクルを促進・円滑化するための支援策や制度的対応も含む検討。

④ 横断的事項における主な対応

課題

- 地域との合意形成に向けた**適切なコミュニケーションの不足**。
- **事業譲渡（転売）**や**関係法令違反**などによる**責任主体の曖昧化**や**地域との信頼関係の毀損**。
- **非FIT・非FIP案件**への**事業規律**の課題の顕在化。また、**地域と共生した好事例**の展開が必要。

速やかに対応	法改正含め制度的対応を検討
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 地域との合意形成に向けた説明項目や周知対象等について整理し、再エネ特措法に基づくガイドライン等に位置付け。転売の場合も同様（努力義務）。 ➢ 非FIT・非FIP案件についても適切な補助金採択基準を設け、適正な規律を担保。 ➢ 地域への貢献・裨益の事例について整理し、ガイドライン等で事業者に推奨。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 再エネ特措法の認定にあたり、説明会の開催など地域へ事前周知の義務化を検討（転売の際の変更申請の場合も同様） ➢ 関係法令等に違反している場合は再エネ特措法上の転売の変更申請は認定不可とする。 ➢ 適切な事業実施を担保するため、再エネ特措法の認定事業者の責任の明確化等を検討。 ➢ 事故発生状況を踏まえ、小規模再エネ設備に対する柵塀設置義務化等を検討するとともに、工事計画の届出時に関係法令遵守状況を確認するなど電気事業法等の制度的措置を検討。

とりまとめについては、**検討会で適切にフォローアップ**を実施。
また、関係省庁が連携し、**自治体、事業者、地域**の方々に対して**わかりやすく発信**。

屋根への導入拡大・自家消費モデル普及の促進

- 適地に限られる中、住宅や工場・倉庫などの建築物の屋根への導入など、あらゆる手段を講じていくことが必要。
- 住宅や工場・倉庫などの建築物への導入拡大に向けては、**FIT制度・FIP制度において一定の集合住宅に係る地域活用要件の緩和や屋根への導入に係る入札免除**や、**ZEHに対する補助、初期費用を低減した太陽光発電の導入モデルの構築に向けた補助金**、**認定低炭素住宅に対する住宅ローン減税における借入限度額の上乗せ措置等**による導入を推進。**関係省庁とも積極的に連携・協力しつつ、更なる太陽光の導入拡大を進めていく。**

FIT・FIP制度（経産省）

- ✓ 住宅等に設置された太陽光発電で発電された電気を買収することにより安定的な運営を支援。

【2022年度の買取価格】

- ・住宅用（10kW未満）17円/kWh（買取期間10年）
- ・事業用（10-50kW）11円/kWh（地域活用要件あり）
- ・事業用（50kW以上）10円/kWh or 入札制

FIT・FIP制度での屋根設置案件特例（経産省）

- ✓ 既築建物への屋根設置の場合は**FIT・FIP入札を免除**。
- ✓ 集合住宅の屋根設置（10-20kW）については、配線図等から自家消費を行う構造が確認できれば、**要件（30%以上の自家消費）を実施しているものとみなし、導入促進**。

ZEHに対する支援（経産省・国交省・環境省）

- ✓ 3省連携により、太陽光発電設備等を設置したZEHの導入費用を補助（令和3年度補正予算30億円の内数及び令和4年度当初予算390.9億円の内数）。

オンサイトPPA補助金（環境省・経産省連携事業）

- ✓ 工場等の屋根などに太陽光パネルを設置して自家消費する場合など、設備導入費用を補助。

補助額：太陽光パネル 4～5万円/kW

住宅ローン減税（国交省・環境省）

- ✓ 太陽光発電設備等を導入した認定低炭素住宅の新築等に対して、借入限度額の上乗せ措置を適用。

控除率：0.7%、控除期間：13年等

借入限度額：5000万円

※認定低炭素住宅の認定基準について、太陽光発電設備等の設置を要件化するなどの見直しを本年10月に実施予定

※現行省エネ基準に適合しない住宅の場合：3,000万円

省エネリフォーム税制（国交省・経産省）

- ✓ 自己居住用の住宅の省エネ改修を行った場合の所得税の税額控除について、太陽光発電設備を設置した場合、通常よりも最大10万円控除額を上乗せ。

次世代型太陽電池の開発

- 軽量かつ高い性能（変換効率及び耐久性）を満たすペロブスカイト太陽電池の社会実装を実現するため、グリーンイノベーション基金を活用した**実用化に必要な製造技術の確立を目指した支援を実施中**。
- グリーンイノベーション基金を活用した研究開発に取り組む積水化学工業株式会社は、一般供用施設における実証計画を世界で初めて公表し、社会実装に向けた動きも加速。

グリーンイノベーション基金による開発の進捗状況

<実用化に向けた流れと課題>

①実験室レベルでの技術開発

(80億円)

実施中

2022～2025年度

②製品化に向けた大型化等

(120億円)

大型化に向けた研究開発の進捗を踏まえ、早期社会実装に向けた実証に移行

③ユーザーと連携した実証

(298億円)

最速で2023年度から開始～2030年度を予定

積水化学工業・JR西日本プレスリリース（2022年8月3日）

・積水化学工業は屋外耐久性10年相当を確認し、30cm幅のロールtoロール製造プロセスを構築。（発電効率15.0%）

・2025年に全面開業するJR西日本「うめきた（大阪）駅」広場部分にフィルム型ペロブスカイト太陽電池を設置。

※一般供用施設でのペロブスカイト太陽電池採用計画は**世界初**（JR西日本調べ）



ペロブスカイト太陽電池



JR西日本「うめきた（大阪）駅」イメージ図

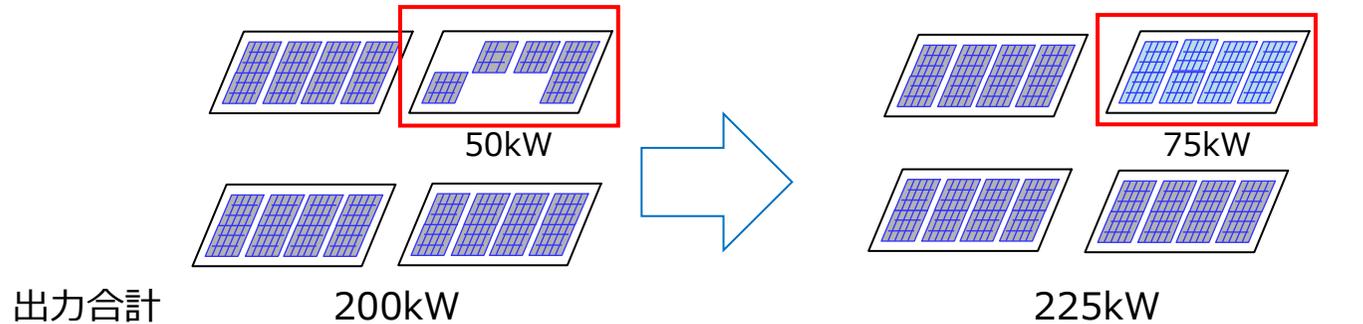


ロールtoロールによる製造

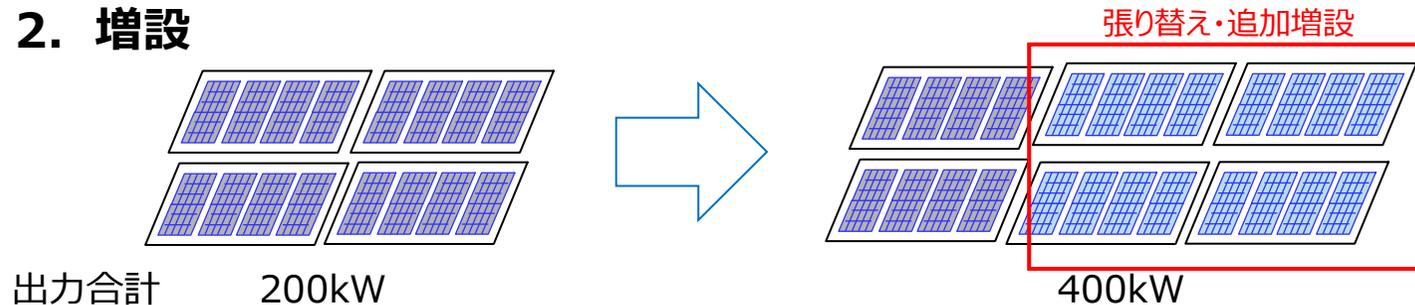
太陽光発電設備のパネル貼り替え/増設（= 既存再エネの有効活用）

- 再エネ36~38%の実現のためには、適地への新規の再エネ大量導入に加えて、既に土地や系統が確保されている既存再エネの有効活用も重要。
- 現在は、太陽電池の出力が増加する際には、国民負担の増大を抑止する観点から、設備全体の調達価格/基準価格が最新価格へ変更されることとされている。
- 一方で、こうした運用は既存再エネ等の有効活用という観点からは促進するべきものであるところ、国民負担の増大を抑止することを前提に、こうした取扱を検討する。

1. パネル貼り替え 一部破損・故障等



2. 増設

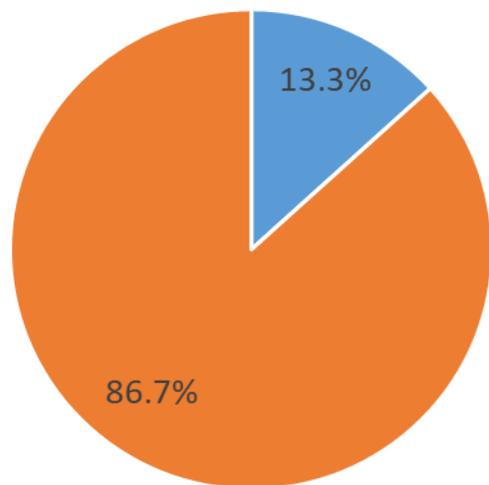


管理不全等による設備利用率の低下

- 事業用太陽光のうち、過去前年比1割※以上設備利用率が低下したことがある案件は、全体の13.3%。
- こうした設備利用率の大幅な低下の要因としては、設備不良や管理不全の可能性が考えられる。このため、適切なパネルの張り替え・増設やO&Mの実施によるkWhの増加によって事業性が改善することが期待できる。

※2012年（FIT制度開始）以降の年間日射量の変動幅は10%の範囲内に収まっている（右下図ご参照）。

前年対比1割以上設備利用率が低下したことがある
案件件数の割合



■ 1割以上減少したことがある件数 ■ 1割以上減少したことがない件数

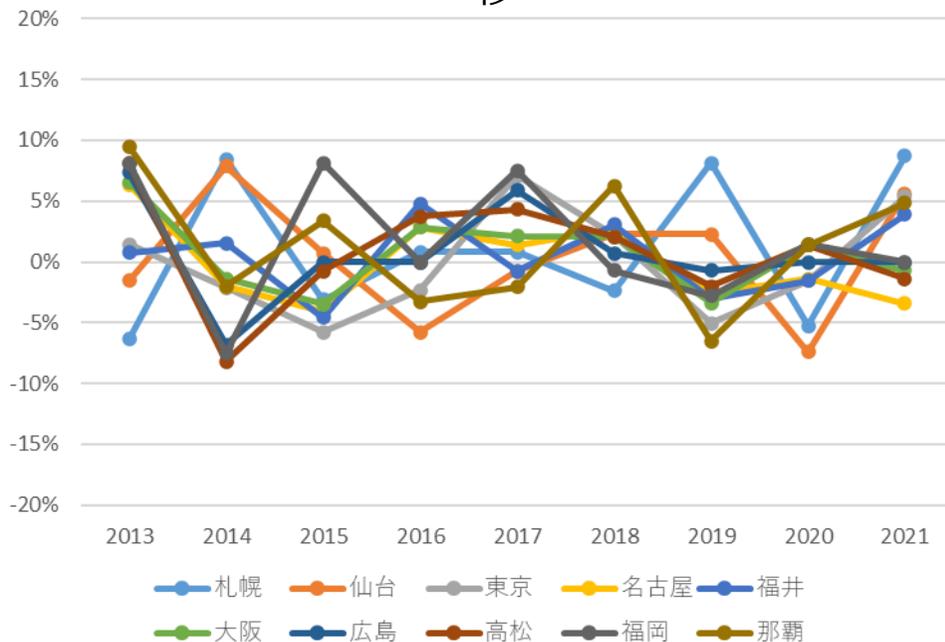
(出典)FIT認定情報より資源エネルギー庁作成

※20年6月～21年5月の12ヶ月間稼働している事業用太陽光を対象に、各年度6月から翌5月までの発電実績で対比。

※設備不良や管理不全の他日射量の影響も含まれている。

※稼働率の異常値(50%以上)を記録している案件は除外。

(参考) 日射量変動(前年対比)の推移



※気象庁 全天日射量データより資源エネルギー庁作成

今後の調整力をめぐる取り組みについて

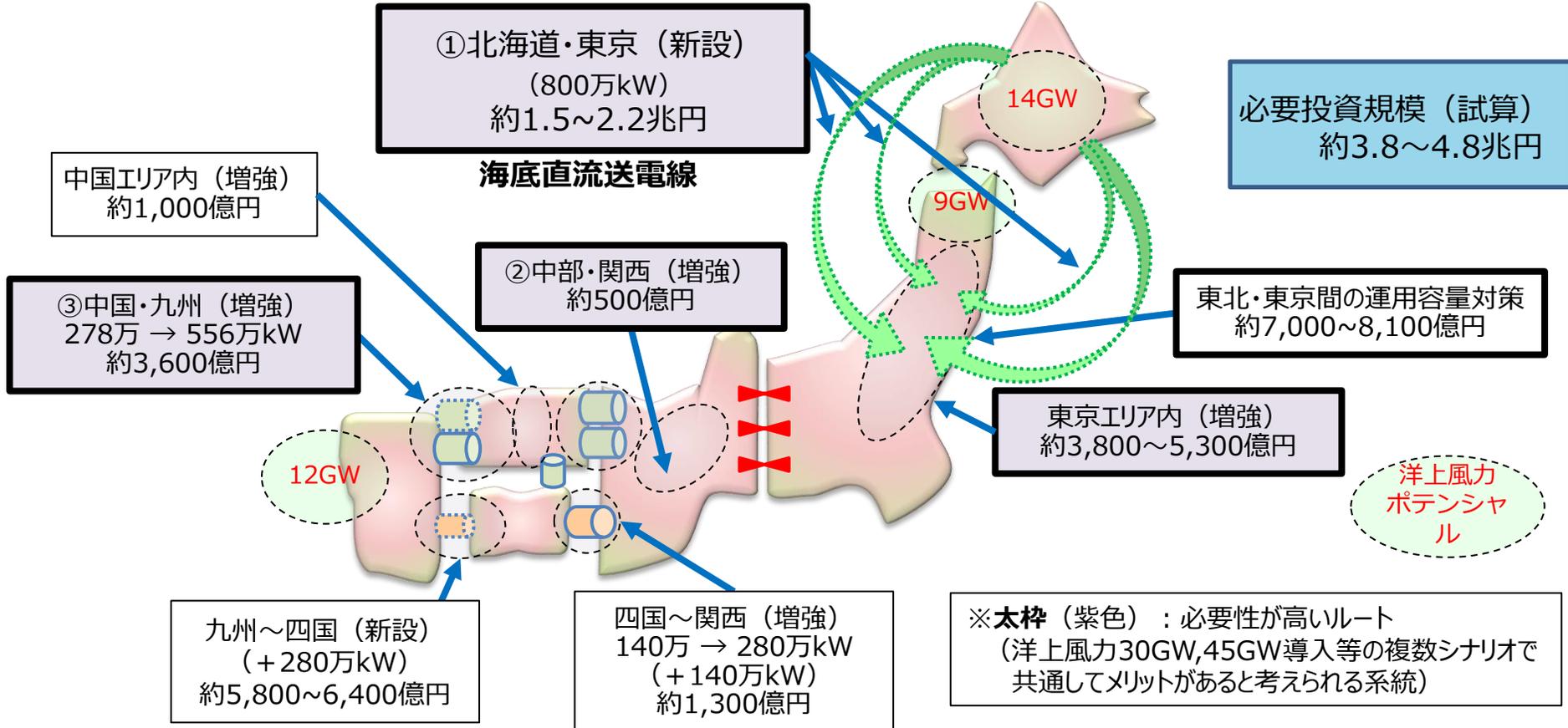
- 3次調整力②の確保費用については、再エネ特措法によるFITインバランス特例に対応する費用であることから適切に手当てされることが必要である一方、その費用については国民負担であるFIT交付金制度が活用されることに鑑み、継続的なコスト削減を行っていくことが必要。
- このため、来年度以降の調整力確保費用の削減に向けて、送配電事業者による気象予測精度の継続的な向上や共同調達開始等の需給調整市場に関する運用改善を着実に実施することや電力・ガス取引監視等委員会における精緻な市場分析・監視が必要。
- 2022年度から3次調整力①に関しても取引が開始されるなど、需給調整市場における対象商品は順次に拡大し、2024年度から1～3次の調整力が市場で取引される見込み。こうした取引方法が大きく変化する中でも、社会全体の調整力が最も効率的な調達となっているのかという観点から、需給調整市場の取引実績を含め電力・ガス取引監視等委員会において厳格に監視することが重要。資源エネルギー庁及び電力広域機関においてもDRを含めた新規参入を促す観点や、調整力確保量の適正化の検証を行うなど確保費用の削減のため需給調整市場や関連する制度のあり方を不断に見直すことが必要ではないか。



マスタープランに基づく地域間連系線等の増強

- 再エネの導入拡大やレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系システムの整備を計画的に進めるためのマスタープランについて、中間整理を2021年5月に取りまとめ、2022年度中の完成を目指して検討を進めている。
- 並行して、北海道と本州を結ぶ海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討することとしている。

中間整理の概要（電源偏在シナリオ45GWの例）



海底直流送電に関する検討の進捗状況

- 本年2月の本小委員会において、北海道～東京／東北ルート of 海底直流送電等について、できる限り早期の計画策定プロセス開始に向けて検討を加速化するため、以下のとおり検討事項を整理し、検討の進捗状況について、春頃を目途に報告することとした。
- 本日は、各検討の進捗状況の報告を踏まえ、電力広域機関における広域系統整備計画の策定プロセスの早期開始に向けた、今後の検討の進め方について御議論いただきたい。

主な課題 ※1	主な検討事項	当面の検討 ※2
①事業実施主体等	・実施主体の組成 ・ファイナンス、費用回収	エネ庁
②先行利用者との関係等	・先行利用者等の特定 ・海域の実地調査等	エネ庁
③ケーブルの敷設方法等	・ケーブルの敷設方法等 ・メンテナンス手法の検討等	エネ庁
④既存系統への影響評価等	・地内系統への影響 ・地内発電機への影響等	一般送配電事業者 ※3
⑤敷設ルート・設備構成等	・②、③等を踏まえたコスト等の検討 ・再エネポテンシャルの整理 (※) ・費用便益評価等	電力広域機関 (※) エネ庁とも連携

※1：主な課題を例示。他に追加的な課題があればあわせて検討を行う。

※2：計画策定プロセス開始後は、電力広域機関（広域系統整備委員会）を中心に検討 ※3：エネ庁等から示す一定の前提条件を踏まえて検討

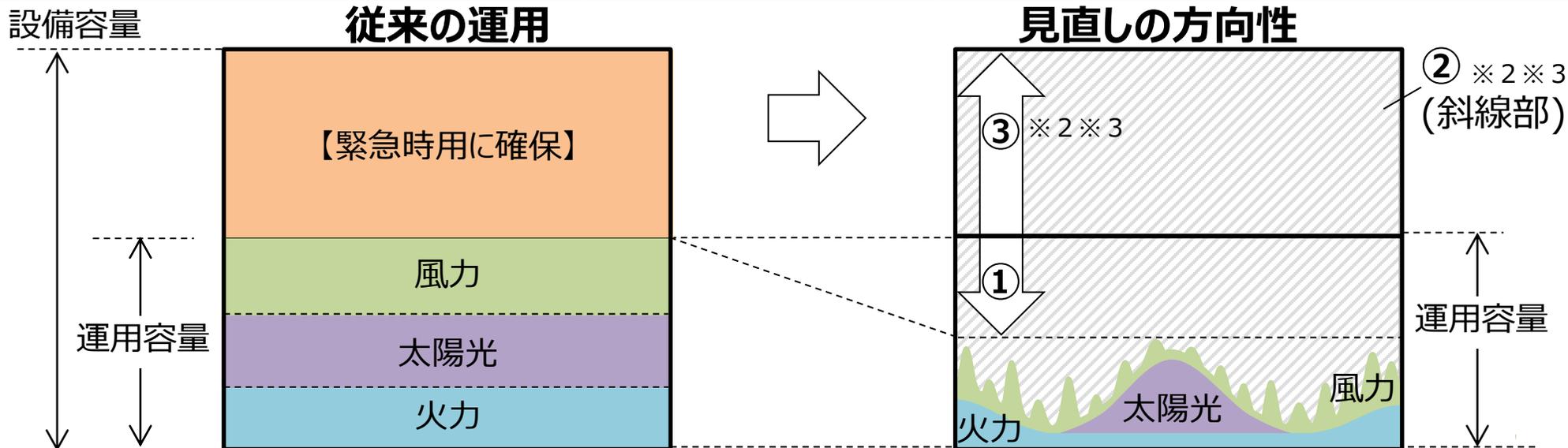
東地域の地域間連系線整備計画の策定プロセスに関するスケジュール

- 今後、広域機関において計画策定プロセスを開始する一方で、具体的な整備計画策定に当たっては、現在実施中の海域の実地調査や、多端子技術等の実証結果を踏まえる必要がある。
- このため、今後の検討スケジュールとしては、以下を基本とすることとする。

主な検討事項	2022年度	2023年度	2024年度
国や広域機関の審議会等	国からの要請 計画策定 プロセス開始	基本要件の検討 実施案及び 実施主体の募集等	発注方法の 検討等
事業実現に向けての 環境整備	費用回収方法等の検討		
先行利用者との関係等	国による海域実地調査等		実施主体による実地調査等
ケーブルの敷設方法等	国による海域実地調査等 大水深ケーブルの開発等（NEDO事業）		
既存系統への影響評価等	影響評価		
敷設ルート・設備構成等	既存インフラの活用も含めた検討 多用途多端子技術の開発（NEDO事業）		

日本版コネクト&マネージの進捗

取り組み		従来の運用	見直しの方向性	実施状況
コネクト	① 空き容量の算定条件の見直し(想定潮流の合理化)	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 約590万kW の空き容量拡大を確認 ※1
	② ノンファーム型接続	適用しない	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2021年1月に空き容量の無い基幹系統に適用 2021年4月に東京電力PGエリアの一部ローカル系統に試行適用 2022年6月末時点で全国でノンファーム型接続による約4,500万kWの接続検討、約450万kWの契約申込みを受付
マネージ	③ 緊急時用の枠の活用(N-1電制)	設備容量の半分程度(緊急時用に容量を確保)	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、緊急時用の枠を活用	2018年10月から一部実施(先行適用) 約4,040万kW の接続可能容量を確認 ※1 2021年11月時点で全国で 約650万kW の接続



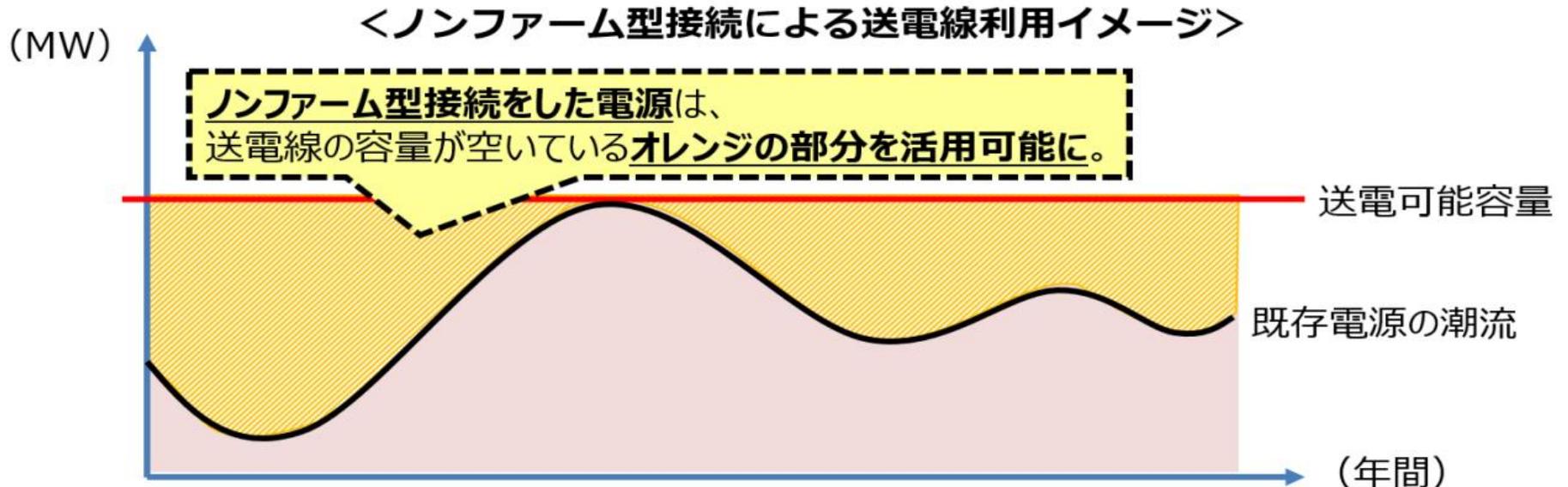
※1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

※2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

※3 電制装置の設置が必要。

ノンファーム型接続の適用拡大の方向性

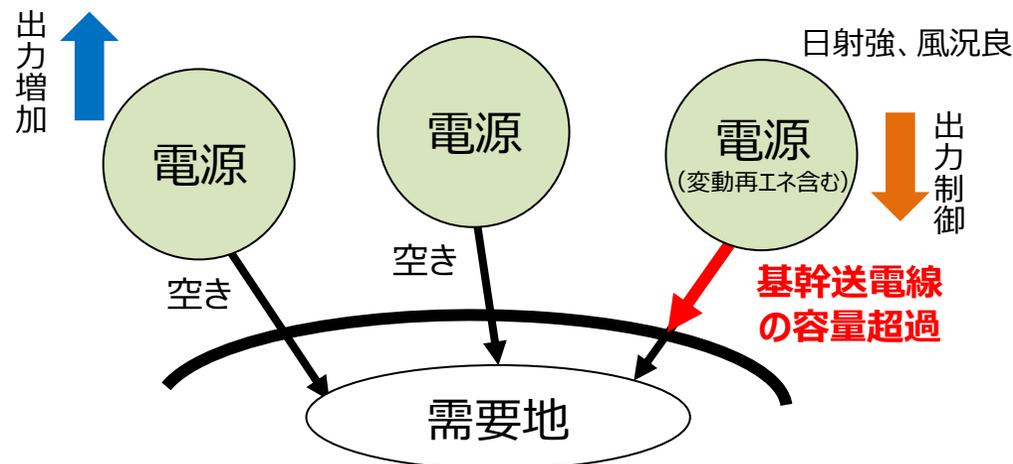
- 再エネ導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進める方策の1つとして、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」の受付を開始した。
- 今後、再エネ主力電源化に向けて、基幹系統より下位のローカル系統などについても、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めていく必要がある。
- ローカル系統への適用については、先行して一部で試行的に取り組んでいるが、今後、2022年度末頃を目途にノンファーム型接続の受付を順次開始することを目指して検討を進めている。
- また、配電系統への適用については、当面、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース（DER）を活用したNEDOプロジェクトを進め、その結果を踏まえつつ、配電系統（高圧以下）への適用範囲の拡大を検討していく。



再給電方式

- 送電線の容量制約により、接続されている全ての電源の発電量を流せない場合、現行のルールは、後から接続したものを先に制御することとなっている（先着優先）。
- 先着優先の考え方の下では、ノンファーム型接続をした再エネより、従前から接続されている石炭火力などの発電が優先されるため、送電線混雑時に、CO2排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力などより優先されるように、系統利用ルールの見直しを進めてきた（再給電方式）。
- 市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノーダル制）への将来的な移行を見据えながら、当面は、S+3Eの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式の導入に向けて検討してきた。

<混雑時の出力制御発生イメージ>



<再給電方式（一定の順序）の出力制御ルール>

- ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電
 - ②火力等(電源Ⅲ)の出力制御
 - ③ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
 - ④ノンファーム太陽光、風力の出力制御
 - ⑤その他のノンファーム電源※の出力制御
- ※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源

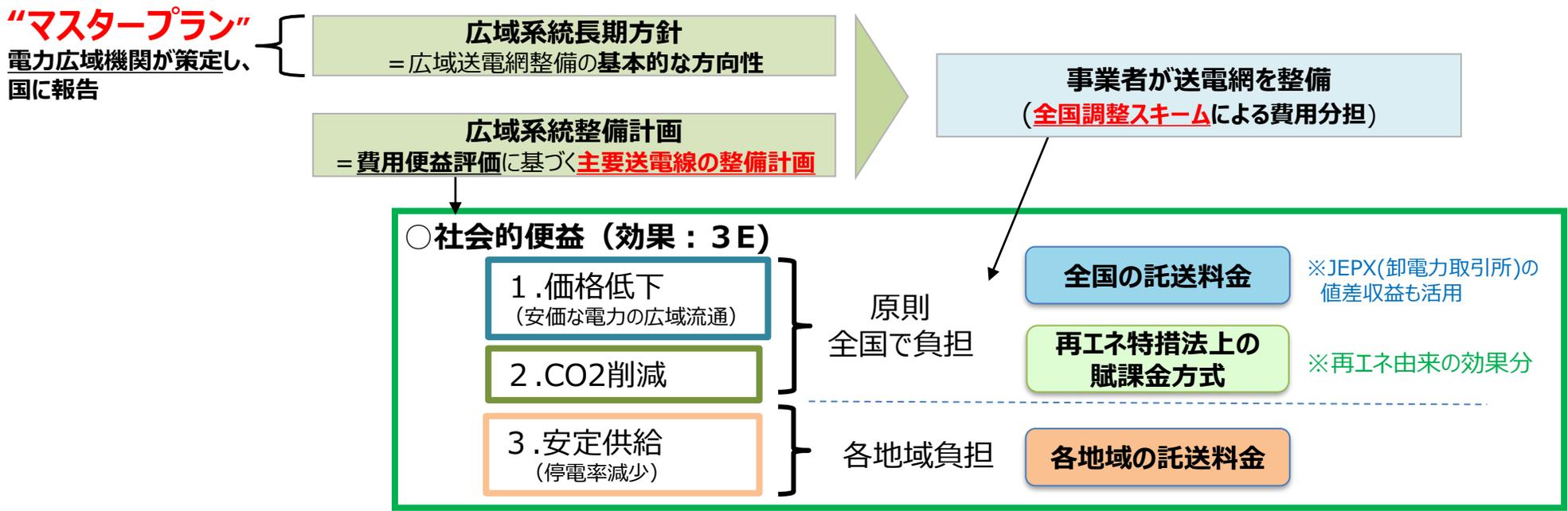
2022年
12月末
までに開始

2023年
12月末
までに開始

※S+3Eを大前提に、混雑解消に効果の低い電源を先に制御する場合や、安定供給に支障が生じる可能性がある場合においては、一定の順序以外の方法で出力制御できる

マスタープランに基づく設備増強と費用負担

- マスタープランに基づく設備増強は、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施されるものであることから、再エネ特措法上の賦課金方式の活用等の全国調整スキームを広く適用することが考えられる。
- 地域間連系線等を増強すれば広域で便益が発生することに着目し、**将来の電源ポテンシャルを踏まえたプッシュ型のマスタープランを策定した上で、その増強費用を全国で支える仕組み**として、再エネ由来の効果分（価格低下及びCO2削減）に対応した負担についての**再エネ特措法上の賦課金方式の活用や、JEPX値差収益の活用（全国調整スキーム）の大枠を、エネルギー供給強靱化法において実現。**



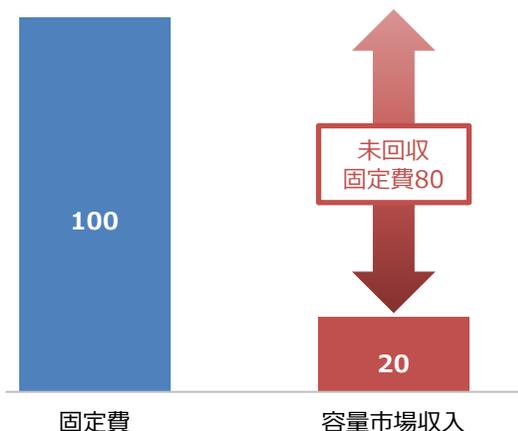
揚水発電の課題（揚水発電の採算性の改善等）

（出所）第43回再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会 2022年7月13日

<2025年度の揚水発電における収入と費用>

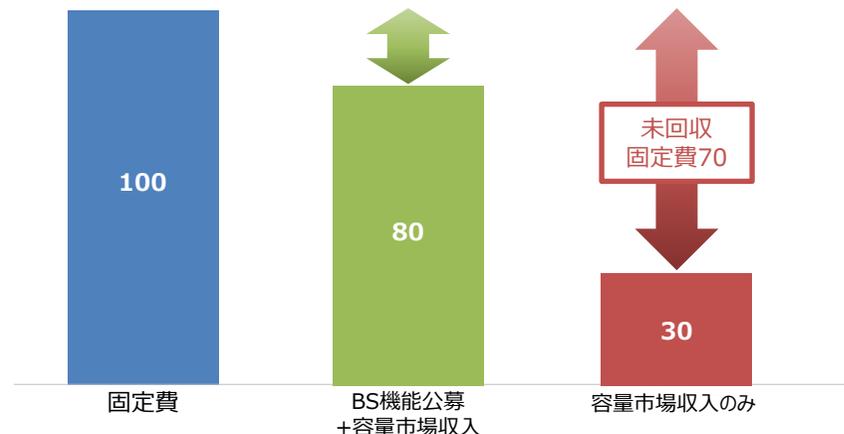
【可変速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約20
- 残り固定費80は市場回収が必要となる



【固定速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約30
- ブラックスタート(BS)機能公募に採択されない場合は、固定費70について市場回収が必要となる



出典：事業者へのヒアリングを通じて経済産業省作成
注）ある特定の事業者の純揚水の収支構造を抽象化したものであり、全事業者の平均値等でないことに留意

<採算性向上等に向けた検討課題例>



方向性	今後の見通し、課題
市場における下げ調整力の商品化の検討	優先給電ルールを前提とする市場設計の中では下げ調整力は商品化されておらず、今後、ゾーン制やノード制など市場主導型の導入に併せて検討
固定速揚水における市場参加機会の拡大の検討	需給調整市場における、固定速揚水の参加機会の拡大可能性の検討
発電機会の拡大可能性の検討	AI等を活用した再エネ予測と上池の運用の高度化などにより、発電機会を失わず、稼働率を向上させる可能性及び支援策の検討
方向性	今後の見通し、課題
発電所の管理コストや揚水時のロス・コスト低減の可能性の検討	遠隔化が可能な制御機器の導入を通じた運用高度化など、蓄電時のロス・コストの低減を図る可能性及び支援策の検討
その他	再エネ拡大に向け、揚水発電の新規開発の可能性及び支援策の検討

～2023春

～2025

2030年

2050年

【次世代ネットワークの構築】

- 北海道等の再エネポテンシャルを活用するための**北海道～本州間の海底直流送電の整備** (200万kW新設)
- **東西の更なる連系**に向けた50/60Hz変換設備の増強(210→300万kW(2027年度))
- 2022年度中に策定予定の**マスタープランに基づく系統整備** (約3.8～4.8兆円: 中間整理試算)
- 系統投資に必要な**資金(数兆円規模)の調達環境の整備**

【調整力の確保】

- **定置用蓄電池の導入加速**
 - 低コスト化、DRでの活用、接続ルールの整備等
- **長期脱炭素電源オークション**
 - 蓄電池、揚水、水素等の脱炭素電源に対する投資を促す仕組みの早期具体化
- **水素・アンモニアの活用**
 - 国際水素サプライチェーンの構築
 - 余剰再エネ等を活用した水電解装置による国産水素の製造

①再エネ大量導入
に向けた系統整備/
調整力の確保

【イノベーションの加速】

- **国産 次世代型太陽電池** (ペロブスカイト/屋根や壁面などの有効活用)
 - 実証(2023～)→社会実装(2025～)→早期に大規模活用
- **洋上風力**
 - 浮体式大規模実証(2023～)、セントラル方式導入による案件組成(2025～)

太陽光
2030年:104-118GW

洋上風力案件組成
2030年:10GW
2040年:30-45GW

【国産再エネの最大限導入】

- **事業規律の強化**に向けた制度的措置の強化
- 国民負担軽減も見据え、**入札制度の活用・新制度(FIP)の導入** (2022年～)
(FIT/FIP制度に基づく2022年度再エネ買取見込額: 4.2兆円)
- **地域と共生した再エネの導入拡大**
 - 公共部門の率先実行: 設置可能な建築物等の約50%の導入(6.0GW)
 - 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進(8.2GW)
- **既設再エネ(太陽光約60GW)の最大活用**: 増出力・長期運転に向けた追加投資の促進

②国産再エネの 最大限の導入

2030年36～38%実現
(2021年10月閣議決定)

総合資源エネルギー調査会

省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
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
委員等名簿

委員長

山地 憲治 地球環境産業技術研究機構 (RITE) 理事長

委員

秋元 圭吾 地球環境産業技術研究機構 (RITE) システム研究グループリーダー

安藤 至大 日本大学経済学部 教授

五十嵐 チカ 西村あさひ法律事務所 パートナー

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授

江崎 浩 東京大学大学院情報理工学系研究科 教授

大石 美奈子 (公社) 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 消費生活アドバイザー

大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授

荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 特任教授

小野 透 (一社) 日本経済団体連合会 資源・エネルギー対策委員会 企画部会長代行

桑原 聡子 外苑法律事務所 パートナー弁護士

高村 ゆかり 東京大学未来ビジョン研究センター 教授

長山 浩章 京都大学大学院総合生存学館 教授

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

松本 真由美 東京大学教養学部附属教養教育高度化機構環境エネルギー科学特別部門 客員准教授

圓尾 雅則 SMBC 日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

山内 弘隆 一橋大学 名誉教授

オブザーバー

有木 和春 日本地熱協会 会長

大山 力 電力広域的運営推進機関 理事長

岡本 浩 東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長

早田 敦 電気事業連合会 専務理事

増川 武昭 (一社) 太陽光発電協会 企画部長

谷口 直行 株式会社エネット 代表取締役社長

中島 大 全国小水力利用推進協議会 事務局長

鍋島 学 電力・ガス取引監視等委員会 ネットワーク事業監視課長

祓川 清 (一社) 日本風力発電協会 副代表理事

平岩 芳朗 送配電網協議会 理事・事務局長

柚山 義人 (一社) 日本有機資源協会 専務理事

(五十音順・敬称略)

1 総合資源エネルギー調査会
2 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
3 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

4 開催実績

5 第37回(2021年11月30日)

- 6 ○洋上風力の案件形成の加速化に向けて
7 ○電力ネットワークの次世代化

8
9 第38回(2021年12月24日)

- 10 ○電力ネットワークの次世代化
11 ○再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用

12
13 第39回(2022年2月14日)

- 14 ○FIP制度の開始に向けて
15 ○再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用
16 ○電力ネットワークの次世代化

17
18 第40回(2022年4月7日)

- 19 ○今後の再生可能エネルギー政策について

20
21 第41回(2022年4月26日)

- 22 ○今後の再生可能エネルギー政策に関するヒアリング
23 ○電力ネットワークの次世代化

24
25 第42回(2022年6月7日)

- 26 ○再エネの大量導入に向けて
27 ○電力ネットワークの次世代化

28
29 第43回(2022年7月13日)

- 30 ○再エネの大量導入に向けて
31 ○電力ネットワークの次世代化

32
33 第44回(2022年8月17日)

- 34 ○再エネの大量導入に向けて
35 ○電力ネットワークの次世代化

36

37