

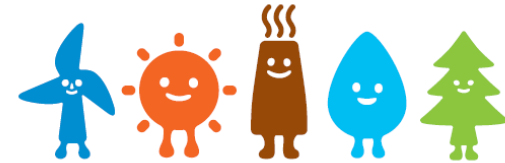
参考資料2
(第2回買取制度運用WG
配付資料)

回避可能費用の算定方法 及び 設備認定制度の在り方について



平成26年2月28日
資源エネルギー庁

I. 回避可能費用の算定方法について



みんなで育てる
再生可能エネルギー

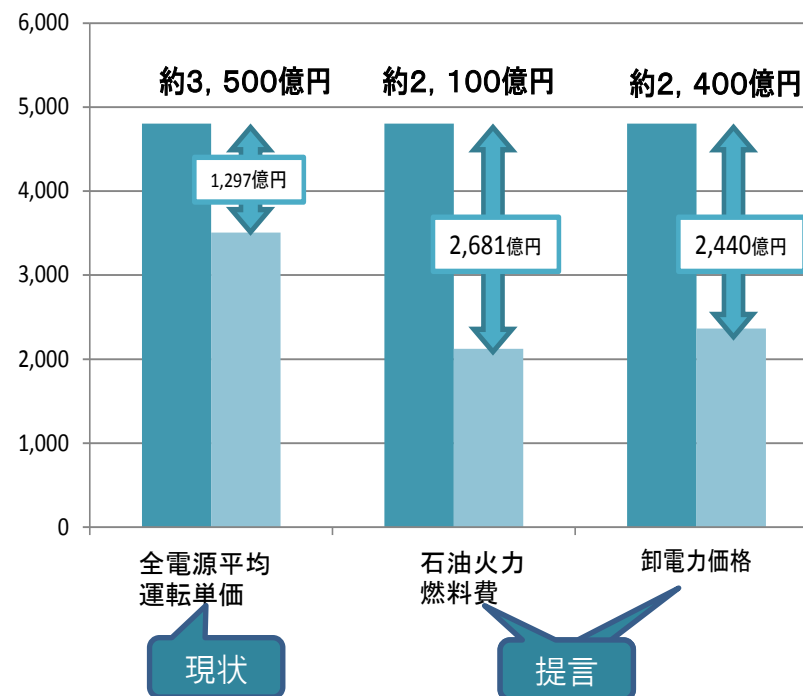
固定価格買取制度にご理解ご協力を

- 毎年度の賦課金単価を算定する際に、当該年度に予想される買取費用の総額から、当該年度の回避可能費用をあらかじめ差し引いた金額を基に算定している。
- このため、回避可能費用の算定方法が変われば、その増減が結果的に賦課金額にも影響することとなるが、自然エネルギー財団からは、回避可能費用の算定方法に異なる算定方法を用いれば、結果的に賦課金をもっと減らせるはずであるとの提言があった。

【現在の買取費用と回避可能費用の関係】

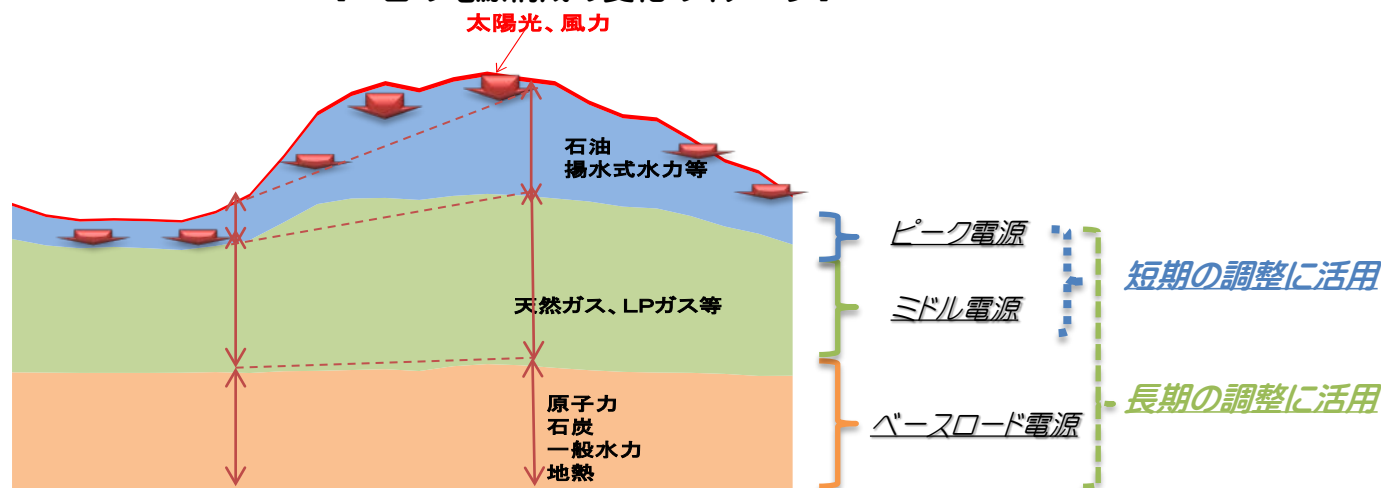
	平成24年度	平成25年度
【固定価格買取制度負担分：＜当該年度分＞】		
買取総額	2500億円	4800億円
回避可能費用	1200億円	1670億円
賦課金により回収すべき額	1300億円	3130億円
賦課金単価	0.22円/kWh	0.35円/kWh
【住宅用余剰買取制度負担分：＜前年度分＞】		
買取総額	965億円	637億円
回避可能費用	294億円	181億円
賦課金により回収すべき額	671億円	456億円
賦課金単価(全国平均)	0.07円/kWh	0.05円/kWh
【合計】		
総買取費用	3465億円	5437億円
総回避可能費用	1494億円	1851億円
賦課金総額	1971億円	3586億円
合計単価	0.29円/kWh (87円/月)	0.40円/kWh (120円/月)

【自然エネルギー財団の提言】



- 太陽光発電及び風力発電は出力が変動するため、一般電気事業者が電気を買い取るに当たっては、様々な電源を柔軟に使い分け、その変動を相殺する調整運転を行っているといわれている。
- 一方で、再生可能エネルギー電気の買取に伴う電源の調整運転は、再生可能エネルギー電気の出力変動ばかりでなく、需要変動その他の事情にも起因して行われており、再生可能エネルギー電気の買取に伴う停止電源だけを特定することは、技術的に極めて困難である。
- 固定価格買取制度は再生可能エネルギー電気を10年以上の長期にわたって買い取る制度であり、この観点からは、各電気事業者は、全電源を対象に、中長期的な電源構成を調整するといった面もある。
- このように、回避可能費用については実態を正確に反映した算定方法を採用することは極めて困難であることから、結果的にどの算定方法が最も実態に近く望ましい考え方が、より良い近似方法について検討することが必要となる。

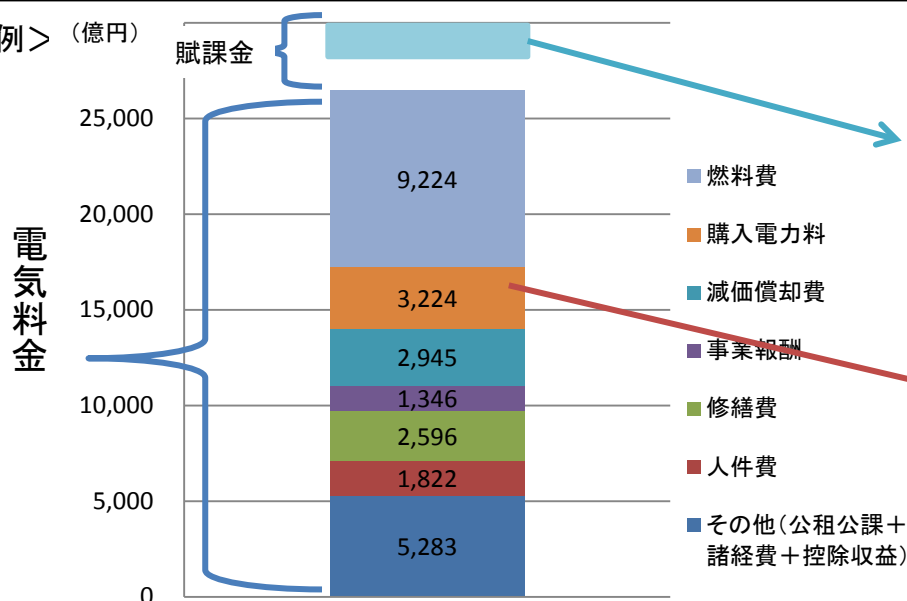
【一日の電源構成の変化のイメージ】



回避可能費用と電気料金との関係

- 回避可能費用として電気事業者が自ら負担した金額は、現行の電気料金の原価算定ルール上は、他社から電力を買い取る費用の一部として料金原価に計上されることとなる。このため、回避可能費用が引き上げられると、見かけ上再生可能エネルギーの導入に係る賦課金は減少するが、電気料金の上昇要因となる。
- 電気料金の値上げ認可が行われる場合、回避可能費用の引き上げによる交付金の減少額と電気料金の原価の増加額が一致することから、賦課金及び電気料金を合わせた国民負担全体としては、特に大きな変化をもたらすものではないことに留意が必要である。
- また、新電力が販売する電気の価格は電気事業法の規制対象外であるが、回避可能費用が引き上げられると、新電力に交付する交付金の額が減少し、新電力が再エネ特措法の対象電源から電気を調達する際の費用が実質的に増大することから、新電力の販売する電力価格の上昇要因となる。

＜関西電力の例＞（億円）



交付金
【FIT対応の水力・太陽光・風力・バイオマス】
 $15.77\text{億kWh} \times (\alpha\text{円} - 7.85\text{円}) = 329\text{億円}$

→費用負担調整機関を通じ、全国の電気の使用者に均てんされる。



他社購入電力料
【FIT対応の水力・太陽光・風力・バイオマス】
 $15.77\text{億kWh} \times 7.85\text{円} = 124\text{億円}$

→当該電力会社の電気の使用者の負担となる。



15.77億kWh : 453億円

※関西電力の総原価（グラフ中の数値）は、燃料費調整額なし、税抜の数値。

※買取価格：α円は、平成25年度の各発電の価格（税込）水力：25.2円、太陽光：37.8円、風力：23.1円、バイオマス（廃棄物（木質以外）単価を用いて試算）：17.85円

※交付金の試算にあたっては、回避可能費用単価に燃料費調整額を加味していない。

※他社購入電力料の購入単価は、回避可能費用単価相当額（燃料費調整額なし、税込）。

- 前回のワーキンググループにおいて、各委員等に御指摘いただいた事項は以下のとおり。

【全体】

- 電力システム改革の議論、電気料金への影響等もあるため、時間をかけて議論すべき。
- 議論は先延ばしせずに、きちんと議論すべき。
- 算定方法を見直すということであれば、制度的な実現可能性を念頭において議論すべき。
- 再生可能エネルギーの受け入れが将来的に広域的に行われることを想定するのであれば、回避可能費用は電力会社別ではなく、全国一律にすべき。

【国民・需要家・事業者への影響について】

- 負担額が変わらない前提は「総括原価方式の下、料金認可申請が行われ全額認められた場合」であることについて留意すべき。
- 新電力にとって、再生可能エネルギーは貴重な供給力確保の手段。
- 回避可能費用が上がり、新電力の原価構成よりも高くなってしまうと、再生可能エネルギーを導入するインセンティブがなくなり、再生可能エネルギー事業者から見ると供給先の多様性がなくなる。

【各選択肢について】

- 現状に即した形という意味では、原子力が含まれていない火力平均単価が現実的ではないか。
- 火力・水力平均単価を用いるならば、調整電源として用いない電源（流れ込み水力等）を排除すべき。
- 中長期の観点からは、全電源可変費に固定費も含める方法もあるが、算入方法については議論が必要。
- 卸電力市場取引価格は、現在の取引量が少ないという理由のみで排除すべきではなく、将来卸電力市場の取引量が増加することを踏まえ、選択肢として考慮すべき。
- 将来を見据えて制度設計の観点からは、①変動調整電源の原価、②マーケットの価格、③限界費用の価格をリアルに計測する、等の様々な議論があるのではないか。
- 単純に、限界費用という意味では、シミュレーション上はLNG火力の価格に近いのではないか。
- 再生可能エネルギー電源の特性を踏まえ、太陽光・風力はピークからミドル電源と、運用の実態を踏まえ、近似してみてはどうか。

- 本日のワーキンググループにおいて、御議論いただきたいのは以下の論点。

1. 検討すべき選択肢の整理 ＜それぞれの長所・短所を整理＞

(1) 短期調整重視型

- 火力・水力平均
- 火力平均
- 卸電力市場取引価格

(2) 長期調整重視型

- 全電源平均（現行）
- 全電源平均＋固定費の算入

【選択肢を採用する際の考え方】

- いずれの算定方法も一長一短がある中で、国民に対して考え方を明快に説明することが可能である近似値であるべきではないか。
- 算定の根拠に用いる数値は、安定的に用いられる数値であるとともに、客観的に検証することが可能であり、再現性が担保されるべきではないか。
- 実務上適用可能なものである必要があり、論理的に優れた指標であっても、膨大な事務コストがかかり執行が難しい場合、予測不可能な急激な変化によって市場に深刻な影響を与える恐れがある場合などについては考慮すべき。
- 電気事業者側の追加コストの可能性についても考慮すべき。

2. 考慮すべき事項

- (1) 回避可能費用の地域間格差
- (2) 新電力市場への配慮
- (3) 制度変更に伴う経過措置

- 回避可能費用については、正確な値を計測することが困難であることから、何をもって近似値とするかが課題となる。近似値として採用し得る選択肢としては、短期調整重視型と長期調整重視型の二つが考えられる。

（１）短期調整重視型

再生可能エネルギー電気の買取に伴い、実際に日々の系統管理の中で調整されている電源の変動実態によせることが望ましい、とする考え方。

①火力・水力平均単価を用いる

火力・揚水等負荷追従能力のある電源の発電単価の平均を用いる。

②火力平均単価を用いる

負荷追従能力のある火力発電の発電単価の平均を用いる。

③卸電力市場取引価格を用いる

1日前市場の価格の平均値を用いる。

（２）長期調整重視型

固定価格買取制度買取期間が10年以上の長期にわたる以上、その調整は、全ての電源によって行われているという側面によせることが望ましい、とする考え方。

④全電源平均単価を用いる（現行）

各電力会社の電気料金の原価算定の際に算定された、火力、原子力を含めた全電源ベースの変動費を用いる。

⑤加えて、固定費を算入

太陽光・風力について新たに供給力が認められたことを受け、代替を想定し得る設備分の固定費を含める。

(1) 短期調整重視型 ～短期の調整を重視した場合の選択肢～

- 一般的に、水力・火力・原子力といった電源種別ごとに原価を算定しており、石油火力、LNG火力、揚水発電などの燃料種別ごとのコスト平均値の捕捉はできないとのこと。
- また、数値の安定性・信頼性の確保や、客観的な検証の可能性を考慮した場合、実際の運用上、当該数値を用いることは難しいのではないかと。
- このため、客観的に活用可能な指標としては、火力・水力平均単価、火力平均単価、卸電力市場取引価格の三つが考えられる。

考えられる方式の例

①火力・水力平均単価を用いる

火力・水力等負荷追従能力のある電源の発電単価の平均を用いる。



短期的な調整を重視（再エネの短期の出力変動に対応した近似値）

- ・ 短期的な調整に稼働しうる全ての電源を網羅している。
- ・ ただし、流込式水力や放水量管理上調整の難しいダム式水力発電など、明らかに需給調整に用いていない電源も含まれており、かつそれらの電源のコストを個別に除外して計算することは難しい。

②火力平均単価を用いる

負荷追従能力のある火力発電の発電単価の平均を用いる。



短期的な調整を重視（再エネの短期の出力変動に対応した近似値）

- ・ 調整に用いていない流込式水力や一部のダム式水力を確実に回避可能費用の積算から排除できる。調整に最も頻繁に活用される揚水式水力が省かれることとなるが、その発電コストは運転方針によっても大きく異なるため、平均コストの算定が難しい。
- ・ 現行制度と同様に燃料費調整を含める場合、燃料費調整単価については全電源平均の数値しか無いため、これを活用せざるを得ない。

③卸電力市場取引価格を用いる

1日前市場の価格の平均値を用いる。



論理的な機会費用を重視（限界費用により近い近似値）

- ・ 全ての電源の限界費用を示す指標として理論的には優れており、客観性も高い指標
- ・ スポット卸電力市場の取引量は、現状、小売全体の0.9%であり、月ごとに大きく変動している実態があるため、回避可能費用の算定根拠として用いるには、予測可能性が低く指標として不安定。

(2) 長期調整重視型 ～長期の調整を重視した場合の選択肢～

- 固定価格買取制度は、長期（10年、15年、20年）の買取を義務づけられる制度であることから、調整される電源は、短期の調整電源に限らず、全電源に及ぶとも考えられる。
- ただし、固定価格買取制度施行後、太陽光発電及び風力発電が供給力として評価されるようになったことから、全電源平均の可変費のみを対象とする現行制度では、不十分との考え方もある。
- このため、現行制度に加え、再生可能エネルギーの供給力に見合った形で、電気事業者毎に、想定される固定費について算入することも一案である。

考えられる方式の例

④全電源平均単価を用いる（現行）

各電力会社の電気料金の原価算定の際に算定された、火力、原子力を含めた全電源ベースの変動費を用いる。



長期的な調整を重視

（固定価格買取制度で長期の買取を保証することを考慮した近似値）

- ・ 固定価格買取制度により長期の買取を保証させられることとの整合性がある。
- ・ 短期的には、明らかに需給調整に用いていない原子力などの電源も含まれている。

⑤固定費を算入

太陽光・風力について新たに供給力が認められたことを受け、代替を想定し得る設備分の固定費を含める。



長期的な調整を重視

（設備償却費まで含めた長期の電源の価値を評価した近似値）

- ・ 新たに供給力評価を得た再生可能エネルギーに対して想定される固定費の相当分についても算入することで、理論的には、より正確な近似値になる。

- ２００９年に５０ＫＷ以下の住宅用太陽光発電を対象とした余剰電力買取制度を設けた際には、太陽光発電の余剰電力は、各電気事業者の電源設備投資に影響を与えるものではないと考えられていた。
 - 太陽光発電の余剰電力は出力が不安定であり、現時点において各電気事業者の電源設備投資に影響を与えるものではないと考えられることから可変費用相当額を控除することが適当。
- 固定価格買取制度設計時に、対象が他電源まで広がったものの、引き続き出力が不安定であり供給力として評価できないことから、余剰電力買取制度と同様の考え方を取っていた。
 - ①太陽光等の発電量は天候等により変動し、あらかじめ買い取る量が正確に想定できないこと。
 - ②水力・地熱・バイオマスなど一般に「安定的な電源」といわれるものであっても発電側の意思により出力が左右されるため、あらかじめ買い取る量が正確に想定できないこと

（参考）太陽光発電の余剰電力買取制度

買取制度小委員会「買取制度の詳細設計について」とりまとめ（２００９年８月２１日）より

太陽光発電の余剰電力は出力が不安定であり、現時点において、一般電気事業者の電源設備投資に影響を与えるものではないと考えられることから、可変費用相当額を控除することが適当である。具体的には、太陽光発電の余剰電力は、量が変動し、あらかじめ買い取る量が正確に想定できない点で、託送余剰インバランスの買取りと同様の性格を有するものであるから、全電源平均可変費を基準とすることが適当である。

（参考）再生可能エネルギーの固定価格買取制度における詳細制度設計について（２０１１年１月１８日）より抜粋

３．買取費用算定における控除額の考え方

（１）基本的な考え方

買取費用の算定に当たっては、買取価格から、買取りに伴う回避可能原価（電気としての価値）に相当する部分を控除した上で、買取電力量を乗ずることが適当である。

新制度における回避可能原価としては、①太陽光等の発電量は天候等により変動し、あらかじめ買い取る量が正確に想定出来ないこと、②水力・地熱・バイオマスなど一般に「安定的な電源」といわれるものであっても発電側の意思により出力が左右されるため、あらかじめ買い取る量が正確に想定できないこと、③発電不調時のリスク（代替供給力の確保のための追加的な負担等）は、高値での買取りなど当事者で特段の合意がある場合を除き、基本的には買取り側が負うことが適当であると考えられること、④託送余剰インバランス（注）の買取りとの整合性、⑤総括原価方式に基づく現行電気料金制度との整合性等を踏まえ、現行制度と同様に、一般電気事業者ごとに、全電源平均可変費を採用することが適当である。

（注）託送供給において、PPSが需要を超えて系統に電気を供給した場合の電力量。

- 固定費を算入する際、①単に各電気事業者の保有する電源の固定費をその設備から発電される発電電力量で除す方法、②再生可能エネルギーの電源毎の特徴を踏まえた方法の２種類があるのではないかな。
- ①の場合、太陽光発電や風力発電など出力変動の大きな電源は、電気事業者が引き続き一定程度の調整電源を確保する必要が生じることとなるため、全体として、実態上削減することができる固定費よりも大きな額を評価してしまうこととなるのではないかな。
- ②の場合、算出が若干複雑となるものの、電源毎に出力比率（設備容量に対して供給力として評価する割合）や買取実績等を考慮することで、より実態に近い近似値を算出することができるのではないかな。
- なお、固定費の算入にあたっては、再生可能エネルギーが導入されることにより、減らすことができる供給力のみならず、既に建設済の火力発電所等の稼働率が落ちることによって、新たな固定費が発生することもあり得ることから、その場合の追加コストが発生する可能性についても考慮した上で算入すべきか判断すべきではないかな。

【固定費を算入する際の考え方の一例】※下記はあくまで固定費を算入する際の考え方の一例であり、詳細は今後変更の可能性もあり得る。

【基準となる固定費単価を算出】

$$\text{基準となる固定費 } A \text{【円／kWh】} = \frac{\text{全電源固定費}}{\text{需要電力量}}$$

・・・①

【再生可能エネルギー源別の固定費を算出】

太陽光発電 【円／kWh】 = 基準となる固定費A × 出力比率（電力会社毎に0%～31%）
 風力発電 【円／kWh】 = 基準となる固定費A × 出力比率（電力会社毎に0%～1.9%）
 地熱/水力（※）/バイオマス【円／kWh】 = 基準となる固定費A

※水力発電は出力比率を考慮する考え方もあり、引き続き検討。

・・・②

【電源毎の買取実績を踏まえて加重平均】

- 例えば、太陽光発電、風力発電の場合は、一般電気事業者における供給力の評価の手法（※）を参照し、それぞれの出力比率を用いることも考えられる。

※電力需給検証小委員会において策定

1. 太陽光発電

- ◆太陽光発電は、需要の大きい上位３日の日射量を過去２０年間分集計し、このうち、下位５日の平均値を安定的に見込める供給力として評価している。

太陽光発電の供給力の算出の方法について

(万kW,%)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
太陽光発電供給力(万kW)	0	2	20	26	21	1	9	7	33	119
太陽光設備容量(万kW)	16	44	183	134	100	11	60	34	159	741
出力比率(%) (自家消費+供給力)	0	16	23	29	30	22	27	30	31	—
自家消費比率(%)		11	14	11	12	13	12	13	15	
供給力比率(%)		5	9	18	18	10	15	17	16	



設備容量×出力比率＝供給力

※1 出力比率とは、定格出力に対する比率

※2 余剰電力買取分については、設備容量に出力比率から自家消費比率を控除した供給力比率をかける。全量買取については、出力比率をかける。

2. 風力発電

- ◆風力発電は、利用可能な実績データをもとに下位５日平均で評価したものを供給力として計上。

風力発電の供給力の算出の方法について

(万kW,%)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力発電供給力(万kW)	0.4	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.8	2.1
設備容量(万kW)	29	61	37	22	12	15	30	12	43	261
出力比率(%)	1.4	0.6	0.5	0.3	0.0	0.1	0.6	0.1	1.9	—



設備容量×出力比率＝供給力

※1 出力比率とは、定格出力に対する比率

(出典)電力需給検証小委員会(平成25年10月)

- 固定価格買取制度においては、「地域ごとに再生可能エネルギーの導入条件が異なる中で、買取対象を拡大するに当たって、地域間の負担の公平性を保つため、地域間調整を行うことを基本とする。」とされている。このため、賦課金についても、地域によって異なりうる再生可能エネルギーの導入量に配慮し、買い取る電力量が異なることによる地域間格差を是正するため、費用負担調整機関を通じ全国で統一した単価によって、賦課金を徴収することとしている。
- 他方、費用負担調整機関からの交付金については、電気事業者毎に異なる回避可能費用を踏まえて各電気事業者に交付されているが、将来電力システム改革が進み、再生可能エネルギーの導入に際しても広域調整が進んでいくことを考慮すると、回避可能費用も全国一律の値として設定すべきではないかとの指摘がある。
- 制度設計の趣旨に照らせば、中長期的には、広域運用が進むことを前提に全国一律の回避可能費用の方向で検討を進めることが望ましいと考えられるが、電力会社毎に構成する設備や運転方法が大きく異なることから、現時点においては、回避可能費用単価を全国一律の値として設定するべきではないのではないか。
- 他方、将来電力システム改革によって再生可能エネルギーの広域運用が進み、小売全面自由化が実現した際には、全国で価格を統一する方法も一案としてあり得るのではないか。

■回避可能費用単価が、仮に全国一律（卸電力市場取引価格）と仮定した場合、賦課金単価の減少額と電気料金の上昇額を試算すると、買取電力量が多い地域の負担が上昇し、電気料金における地域間格差がより大きく生じる傾向がある。

※全国で一律の価格（卸電力市場取引価格）を用いた場合、標準家庭モデルの1月当たりの電気料金の変化額は、地域間にも最大60円程度の差が生じるのに対し、それ以外の単価を用いた場合の地域間格差は最大でも30円程度。

卸電力市場取引価格（15.87円/kWh）を用いた場合の賦課金と電気料金の合計額による地域間格差

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電気料金の上昇額 （円/kWh）※1	0.255	0.201	0.063	0.130	0.173	0.073	0.181	0.272	0.231	0.126
賦課金単価の減少額 （0.13円※2）との差 （円/kWh）	0.125	0.071	▲0.067	0.000	0.044	▲0.057	0.051	0.142	0.102	▲0.004
標準家庭モデル（300kWh） での影響（月額）（円）	37.59	21.41	▲20.13	0.07	13.10	▲17.09	15.43	42.64	30.51	▲1.16

※1 全電源平均と卸電力市場取引価格平均でそれぞれ算出した回避可能費用の合計額の差額を各社の販売電力量で除して計算

※2 賦課金単価の減少額（0.13円/kWh）＝回避可能単価が15.87円になったと仮定した場合の全社合計の交付金減少額÷全社合計の販売電力量

火力・水力平均単価、火力平均単価、全電源可変費＋固定費用いた場合の標準家庭モデルでの影響

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
火力・水力平均単価の場合 電気料金の上昇額（円/kWh）	0.049	0.005	0.005	0.018	0.006	0.011	0.011	0.024	0.048	0.000
標準家庭モデルでの影響（円）	10.28	▲2.97	▲2.87	0.99	▲2.60	▲1.25	▲1.18	2.56	10.03	▲4.50
火力平均単価の場合 電気料金の上昇額（円/kWh）	0.103	0.035	0.012	0.032	0.033	0.020	0.020	0.051	0.068	▲0.001
標準家庭モデルでの影響（円）	21.92	1.65	▲5.35	0.66	1.18	▲2.72	▲2.91	6.42	11.43	▲9.05
固定費を算入した場合 電気料金の上昇額（円/kWh）	0.014	0.023	0.014	0.014	0.027	0.014	0.019	0.045	0.030	0.024
標準家庭モデルでの影響（円）	▲1.46	1.51	▲1.19	▲1.33	2.62	▲1.31	0.14	7.95	3.46	1.60

※3 卸電力市場取引価格における計算と同様の方法で計算。固定費の算入については、P17 ⑤-2のオプションの例を用いた場合の試算。

(参考) 短期調整重視型の選択肢毎の回避可能費用総額 (試算例)

■回避可能費用単価として、仮に①火力・水力平均単価、②火力平均単価、③卸電力市場取引価格平均、の選択肢を採用したと仮定した場合、一定の前提条件をおいて試算してみたところ、それぞれの回避可能費用総額の想定は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	新電力	10社計
買取電力量 (百万kWh) ※平成24年11月～平成25年10月買取り分合計	796	1880	2857	1767	423	1228	1117	750	2091	120	—	—
全電源平均可変費 (現行※) (円/kWh) (注1)	5.88	7.55	9.98	6.57	4.37	7.48	6.36	5.94	6.60	8.19	7.76	—
回避可能費用 (百万円)	4,679	14,198	28,516	11,612	1,849	9,185	7,102	4,456	13,801	981	—	96,379
①火力・水力平均単価 (円/kWh) (注2)	7.81	7.76	10.49	7.88	4.79	8.73	6.94	6.80	8.54	8.19	8.70 (注3)	—
※からの増加額	1.93	0.21	0.51	1.31	0.42	1.25	0.58	0.86	1.94	0	0.94	—
回避可能費用 (百万円)	6,215	14,593	29,973	13,927	2,027	10,720	7,750	5,101	17,857	981	—	109,144 ①との差 +12,765
②火力平均単価 (円/kWh) (注2)	9.90	9.00	11.08	8.84	6.59	9.84	7.40	7.80	9.31	8.15	9.60 (注3)	—
※からの増加額	4.02	1.45	1.10	2.27	2.22	2.36	1.04	1.86	2.71	-0.04	1.84	—
回避可能費用 (百万円)	7,879	16,924	31,659	15,624	2,788	12,083	8,264	5,851	19,467	976	—	121,515 ①との差 +25,137
③卸電力市場取引価格 (注4) (円/kWh)	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	15.87	—
回避可能費用 (百万円)	12,630	29,843	45,345	28,048	6,714	19,488	17,722	11,906	33,184	1,901	—	206,781 ①との差 +110,403

(注1) 燃料費調整単価を除いた税抜値 (告示等に規定されている回避可能費用単価)。

(注2) 平成26年1月現在適用中の料金原価等に基づき、簡易試算した値。燃料費調整単価を除く。

(注3) 新電力の価格については、現在の算定方法と同様に、告示に定められる割合を用いて加重平均したもの。前回より修正。

(注4) 平成25年2月から平成26年1月までの卸電力市場取引価格の24時間単純平均価格の平均値。

■ 回避可能費用単価として、仮に固定費を算入する選択肢を仮定した場合、一定の前提条件を
 おいて試算してみたところ、それぞれの回避可能費用総額の想定は以下のとおり。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	新電力	10社計
買取電力量 (百万kWh) ※平成24年11月～平成 25年10月買取り分合計	796	1880	2857	1767	423	1228	1117	750	2091	120	—	—
④全電源平均可変費 (円/kWh) (注1)	5.88	7.55	9.98	6.57	4.37	7.48	6.36	5.94	6.60	8.19	7.76	—
回避可能費用 (百万円)	4,679	14,198	28,516	11,612	1,849	9,185	7,102	4,456	13,801	981		96,379
⑤-1 固定費を算入 (円/kWh) (注3) ※追加分のみ	5.71	4.26	4.17	3.59	4.29	4.60	3.42	5.22	4.38	5.11	4.24 (注4)	
回避可能費用 (百万円) ※追加分のみ	4,544	8,011	11,915	6,345	1,815	5,649	3,819	3,916	9,159	612	—	①との差 +55,784
⑤-2 固定費を算入 (円/kWh) (注3) ※追加分のみ	0.53	0.97	1.36	1.00	1.80	1.62	0.99	1.64	1.20	1.45	1.26 (注4)	
回避可能費用 (百万円) ※追加分のみ	422	1,824	3,886	1,767	762	1,989	1,106	1,230	2,509	174	—	①との差 +15,644

(注1) 燃料費調整単価を除いた税抜値 (告示等に規定されている回避可能費用単価)。

(注2) 固定費を算入する方法として、①全電源固定費の単純平均、②各電源毎の出力比率等を考慮した値の2種類を簡易的に試算。

なお、本資料の数値はあくまで仮値であり、算定方法については今後も引き続き検証が必要となる。

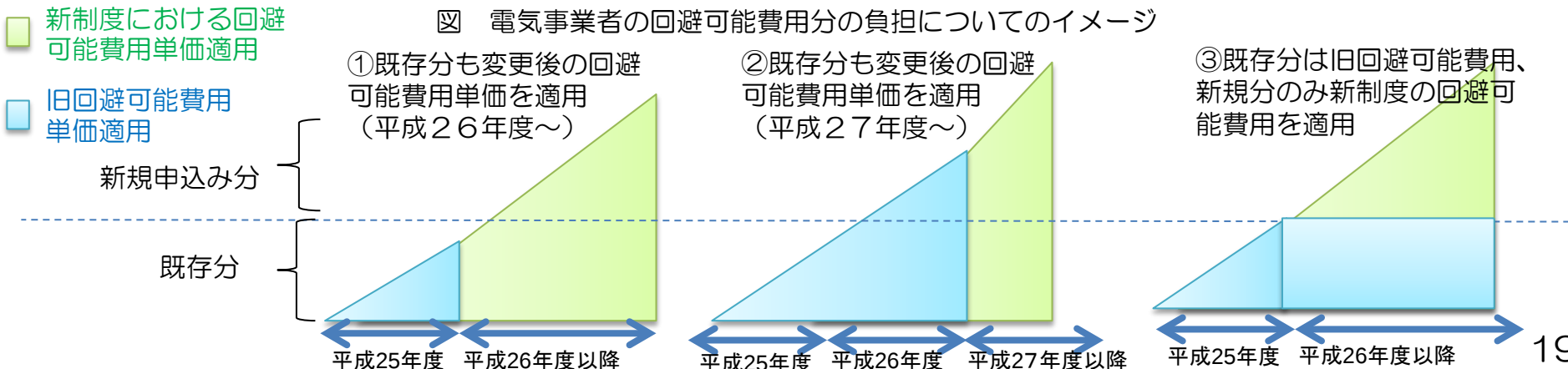
(注3) 固定費の算出にあたっては、託送供給約款届出書記載の変動範囲内関連固定費 (1年平均)、託送料金属届出書記載の数値。(1年平均)を用いて計算し、
 需給検証小委員会資料記載の出力比率をもちいて各社分計算。

(注4) 新電力の価格については、告示に定められる割合を用いて加重平均したもの。

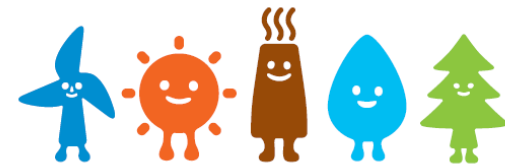
- 新電力の中には、固定価格買取制度の下で供給される再生可能エネルギー電気を、重要な新規電源の調達先として活用している例も多い。こうした例は、再生可能エネルギー発電事業者にとっても、その供給先の多様化と新たなニーズの発掘につながっている。
- 新電力は、再生可能エネルギーを重要な供給力として位置づけているため、回避可能費用が高めに設定された場合、新電力が行う再生可能エネルギー関連小売事業の収益を圧迫し、事業から撤退するおそれがあるため、事実上その市場を狭める可能性があるのではないかと。
- 一方で、新電力で用いられる回避可能費用単価は一般電気事業者の加重平均によって算出されており、実態よりも安く設定されているのではないかと指摘もある。
- いずれにせよ、自由化部門において料金への転嫁が難しい新電力にとっては、需要家に対する調整等に対して、一定の期間が必要となるのではないかと。
- また、新電力は、再生可能エネルギーを重要な供給力として位置づけているものの、その固定費に係る費用について、必ずしも新電力自身が把握できない範囲内の費用についても含むこととなるため、供給力における固定費部分が明らかとなっている一般電気事業者とは、事業の形態が実質的に異なっている。そのような違いについても留意が必要となるのではないかと。

- 仮に、回避可能費用の算定方法を変更することになった場合、その適用関係については、①既に関取を開始したものも含め平成26年度以降関取る全ての電力量に適用する方法、②①と同様の考え方で平成27年度以降から適用する方法、③平成26年度以降に申し込みを受け新たに関取を行う電力量から適用する方法、などの考え方が存在する。
- ①の場合、より徹底的に見直しを反映させることができる反面、電気事業者が既に関取を行った案件の採算性について事後的に変更することとなるため、一時的にであっても予期せざる収益圧迫要因を生み出すこととなる。すなわち、既に関取を開始した分についての回避可能費用の上昇分を需要家に対し、電気料金において転嫁することについて、困難があるという指摘がある。
- ②の場合、猶予期間を設けることで、上記の影響を緩和することが可能となる反面、平成26年度の賦課金の算定への適用が出来ないという面があるのではないかな。
- ③については、執行上の管理が複雑となるが、転嫁の困難性を一部回避することができるのではないかな。
- 制度変更に係る適用関係については、「需要家等への影響も含めて慎重に議論すべき」という前回のワーキンググループでの議論も踏まえ、検討すべきではないかな。

図 電気事業者の回避可能費用分の負担についてのイメージ



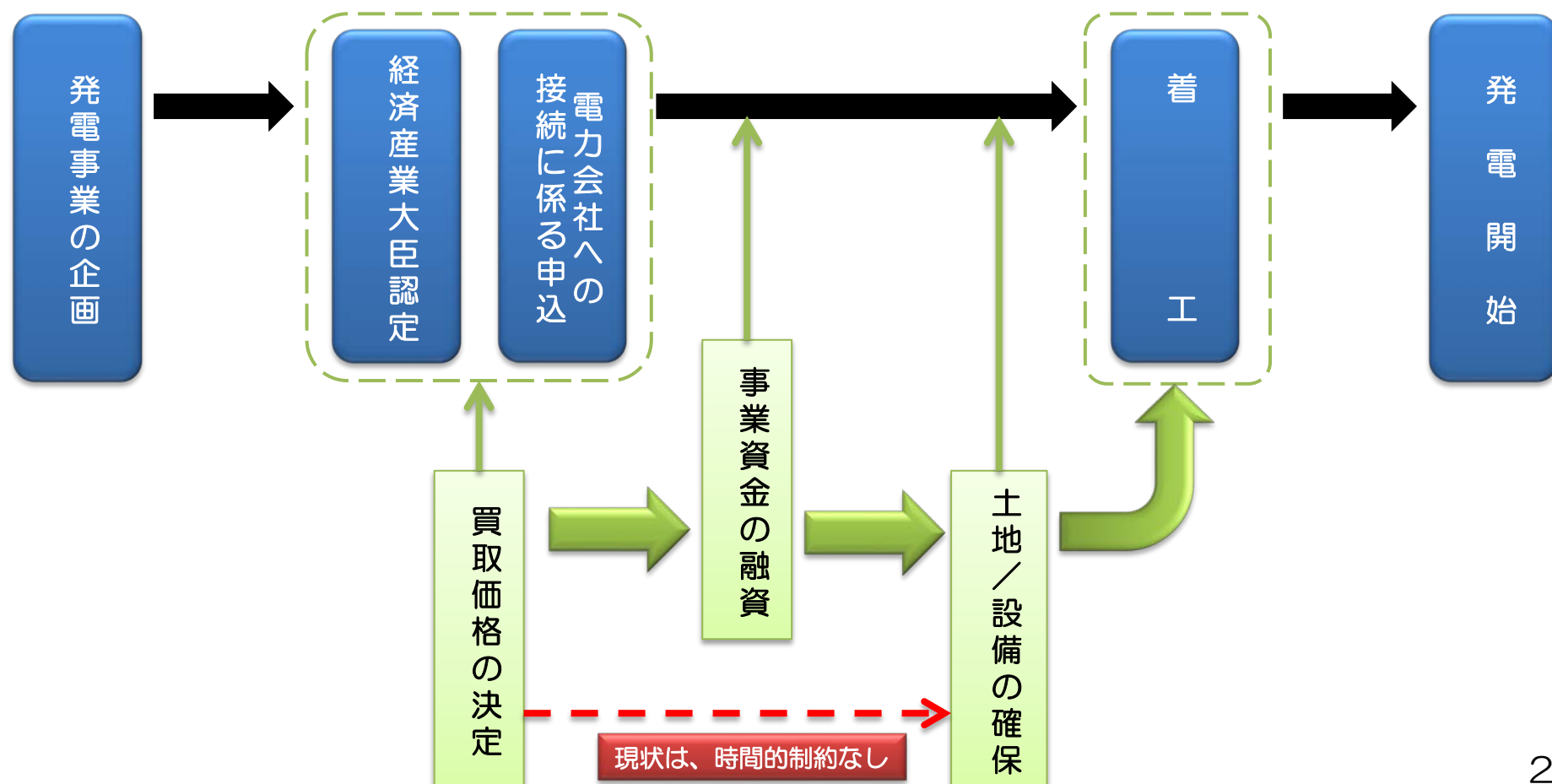
Ⅱ. 設備認定制度の在り方について



みんなで育てる
再生可能エネルギー

固定価格買取制度にご理解ご協力を

- 現在、設備認定の運用は、「事業資金の融資の前段階に価格が決まっていることが必要」との金融業界からの要請を踏まえ、土地及び設備の確保が相当程度確実であると見込まれる段階で認定を付与している。
- こうした運用は、太陽光発電の普及にはつながったものの、他方で、認定から具体的な土地及び設備の確保に至るまでに時間的制約を設けなかったため、認定を受けておきながら着工していない案件を生み出している。



- 前回、各委員に御指摘いただいた事項は以下のとおり。

【総論】

- 固定価格買取制度は国民負担で成り立っており、認定を受けた事業者がきちんと運転開始することをしっかり確認し、悪質な事業者を排除していくべき。
- 性善説だけでなく、悪質な業者を排除できる仕組みが必要。

【各論】

- 認定から着工まで一定の期限を設けることや、認定にあたりエビデンスを求めるといった対応が必要。
- 認定の在り方の検討に当たっては、運用見直しの問題なのか、制度見直しの問題なのか、明確にすべき。
- 太陽光以外の電源については、認定の在り方の見直しは慎重に検討すべき。
- 小規模の案件についてどのように対応するか。
- 何らかの規模要件を設けると、当該要件をぎりぎり満たさない規模で申請することが考えられるため、一律に数字で切るべきではない。

- 本日のワーキンググループにおいて、御議論いただきたいのは以下の論点。

1. 検討すべき選択肢の整理

(1) 認定基準を変更することで適正化を進める考え方

- 設備認定の当初時点で、土地及び設備の確保を求める
- 一定の期日内に、場所及び設備の確保が終了していることを、設備認定要件に追加する

(2) 価格の適用時期を変更することで適正化を進める考え方

- 一定の期日内に、場所及び設備の確保が終了していない時点で、適用価格を変更する
- 調達価格の適用時期を、発電開始時に変更する

(3) 適用に当たっての論点

- 「一定の期日」の考え方
- 適用対象範囲について（対象規模、種別など）

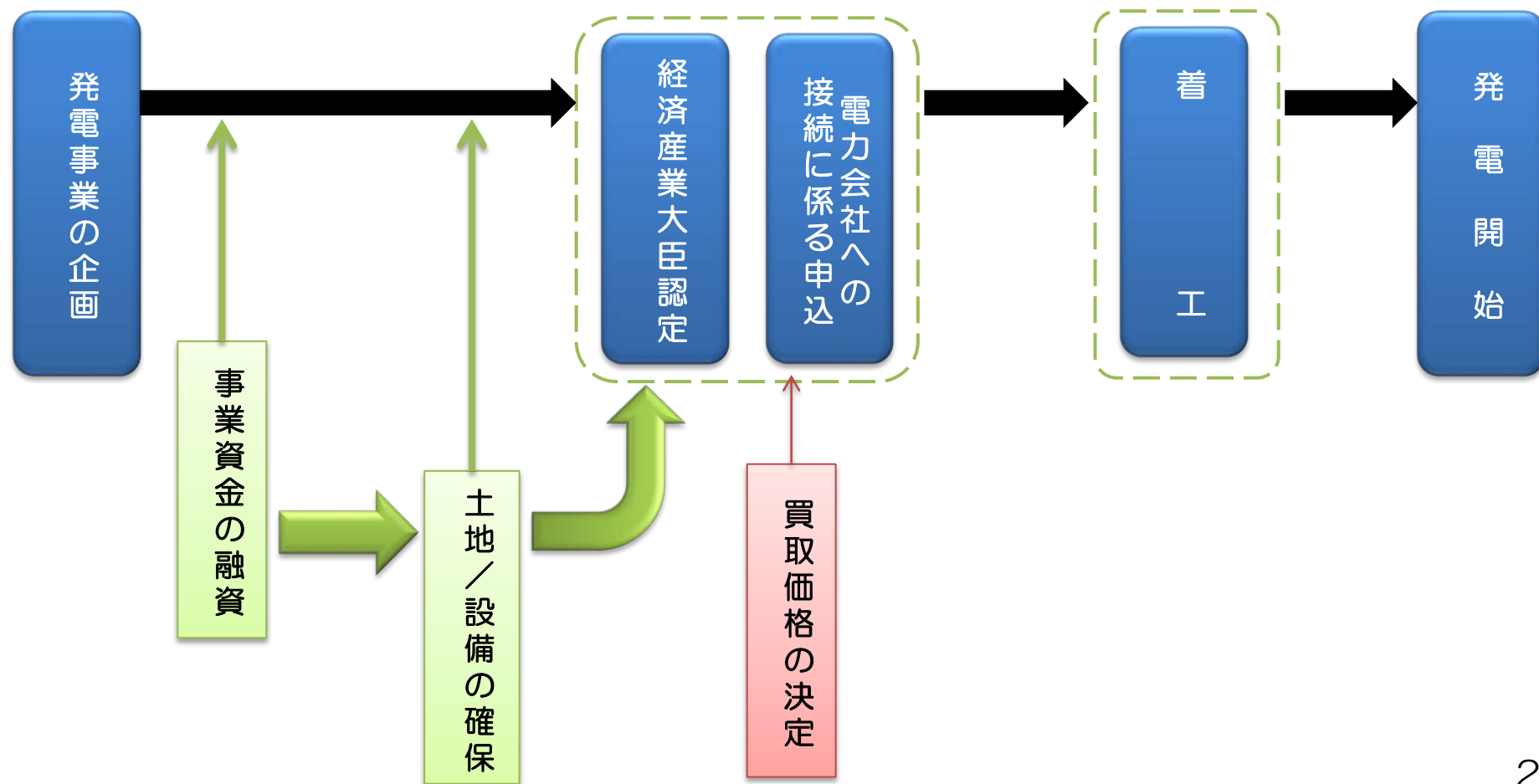
2. 設備認定の実務の強化に関する論点

(1) 低圧分割案件の取扱い

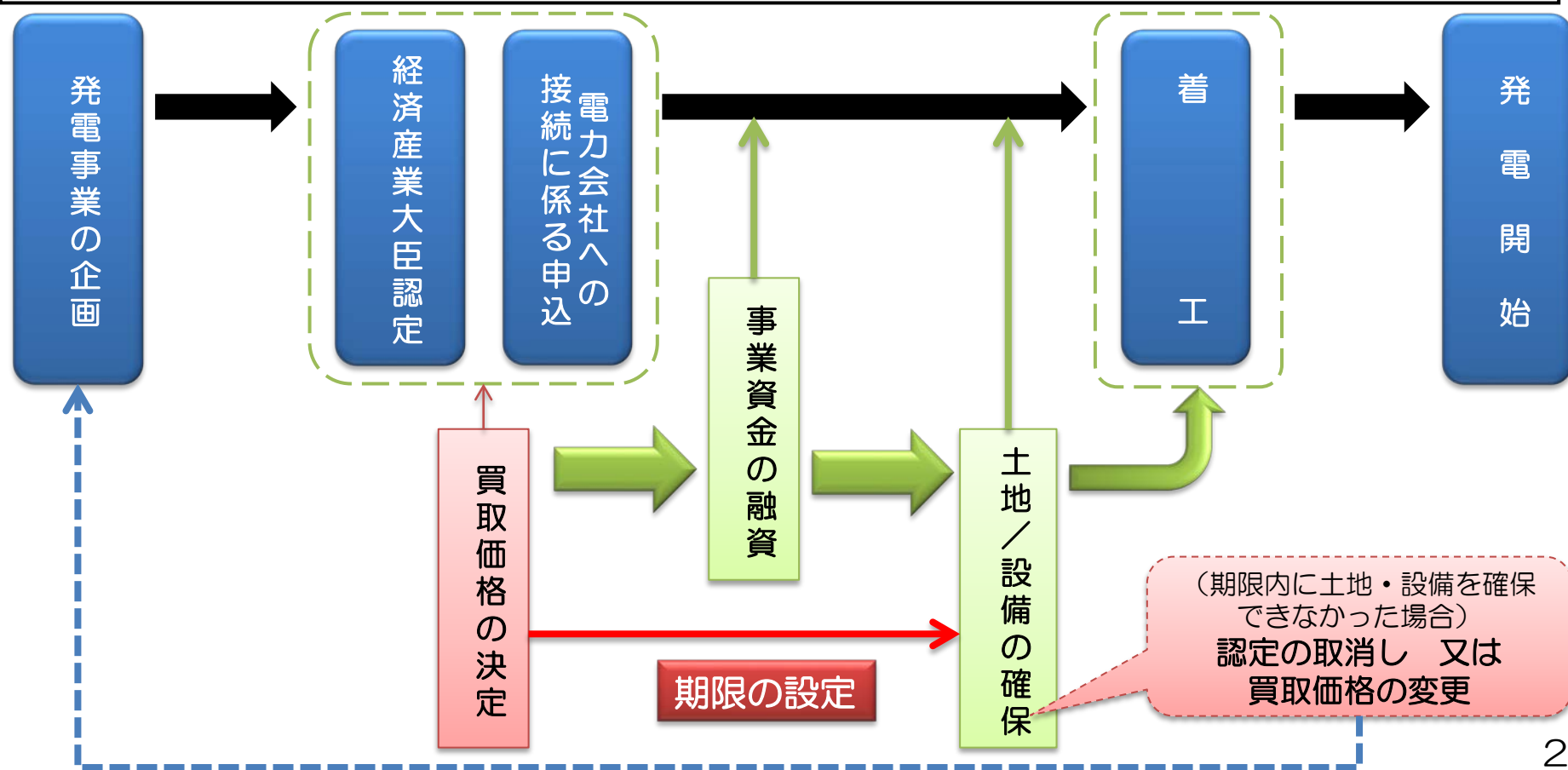
(2) 土地を巡るトラブルの増加

- 共有地に関する地権者間の同意形成未了の場合の取扱い
- 地権者が異なる事業者複数の同意を出している場合の取扱い
- 行政手続きの未了により作業が遅れている場合の取扱い

- 土地及び設備が確保された時点で買取価格が決まるため、過剰な利益を与えるおそれがない。設備認定の実質的強化につながる。
- 他方、事業資金の融資の段階で買取価格が決まらないため、金融機関から融資を受けるのが困難となる。融資の円滑化のためには、将来の買取価格の見通しを示す必要があるが、そのためには、法改正により、現状の調達価格の算定方法の変更が必要。

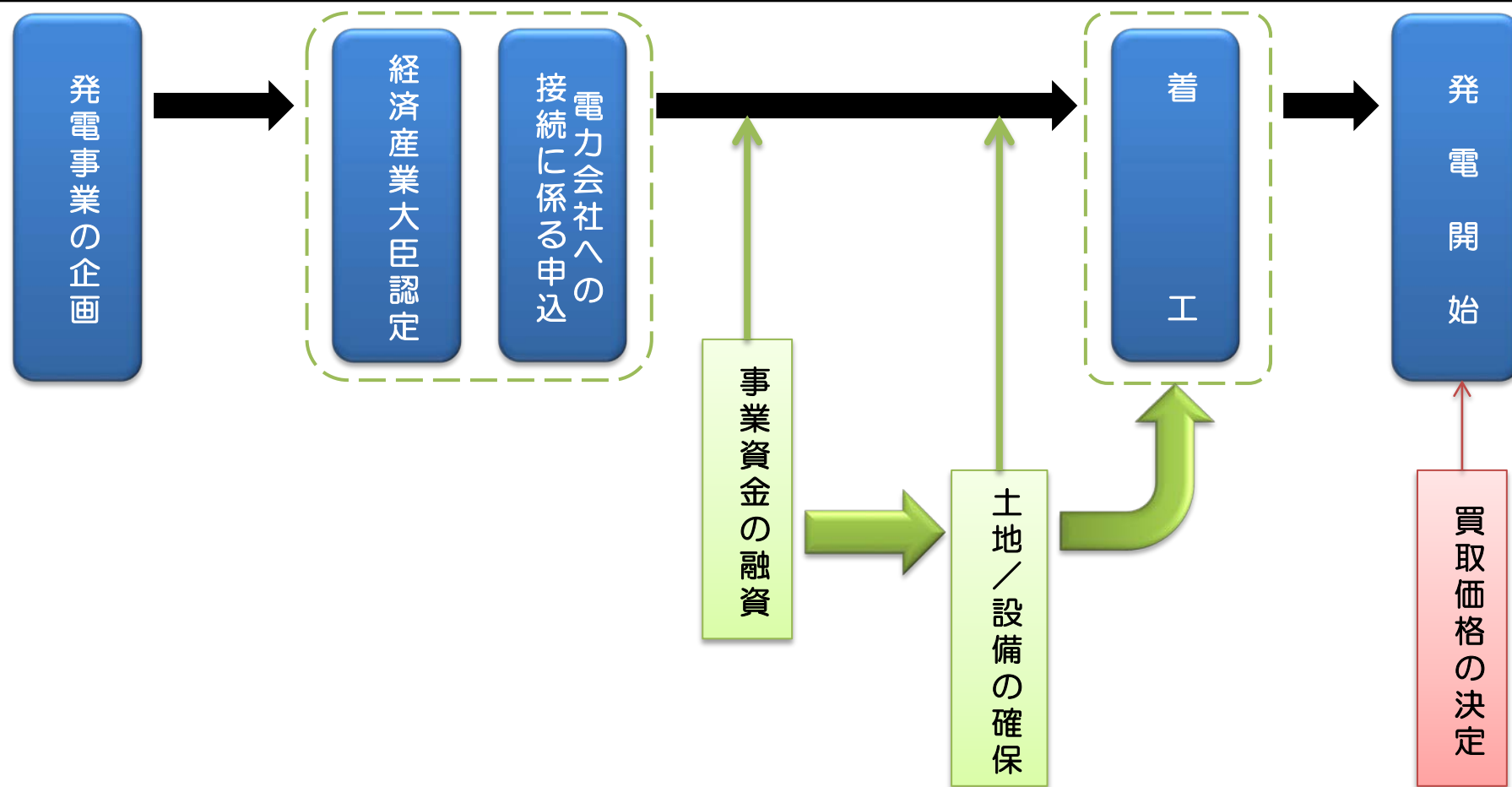


- 従来どおりの認定要件を維持しつつ、「一定の期日」内に土地及び設備の確保が終了することを明示的に求め、これを満たさなかった場合、認定の取消し、又は、適用価格の変更を行う。
- 資金調達側の事情に配慮しつつ、不要な国民負担の発生を抑制することができるが、「一定の期日」をどのような形で設定するか論点が残る。
- 認定要件の充足性を明確に判断するという立場に立てば、「認定の取消し」が望ましいが、実質的な課題が調達価格である以上、「適用価格の変更」をすれば十分との考え方もある。
- 系統連系枠との関係では、電力会社の接続に係る契約次第だが、「認定の取消し」とすると系統連系枠もあわせてリセットがしやすく、「適用価格の変更」とするとリセットしづらくなるのではないかと。



調達価格の適用時期を、発電開始時に変更する考え方

- コスト構造が完全に確定した時点で買取価格が決まるため、過剰な利益を与えるおそれがない。また、土地・設備の確保のみならず、早期に発電を開始するインセンティブを与えることができる。
- 他方、事業資金の融資の段階で買取価格が決まっていないため、金融機関から融資を受けるのが困難となる。融資の円滑化のためには、将来の買取価格の見通しを示す必要があるが、そのためには、法改正により、現状の調達価格の算定方法の変更が必要。また、発電開始までの期間がどの程度になるかは、不確実性が高いため、事業性の判断が困難。



「一定の期日」の設定

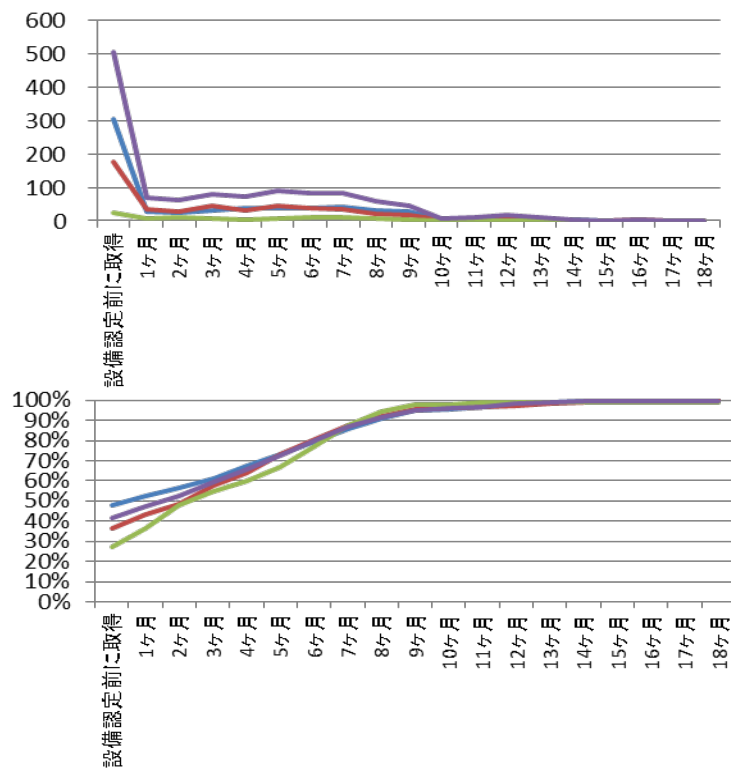
- 報告徴収の結果によると、報告時点で土地・設備を確保済みの案件については、認定から6か月以内に約8割の案件が土地・設備を確保し、認定から8か月以内に約9割の案件が土地・設備を確保している。
- 前年度の高い調達価格を適用された案件が市場に残っている場合、市場の側に、当該年度の価格に対応した価格引き下げへのインセンティブが低下するとの課題もある。

※なお、電力会社との最終協議（接続の本申込みの後、正式に連系承諾するために接続条件を最終確定させる手続き）は、認定後に実施することとなるが、当該協議が長引いたために土地・設備が確保できない場合については、別途の扱いが必要か。

【認定から土地・設備確保までの期間（報告徴収データより）】

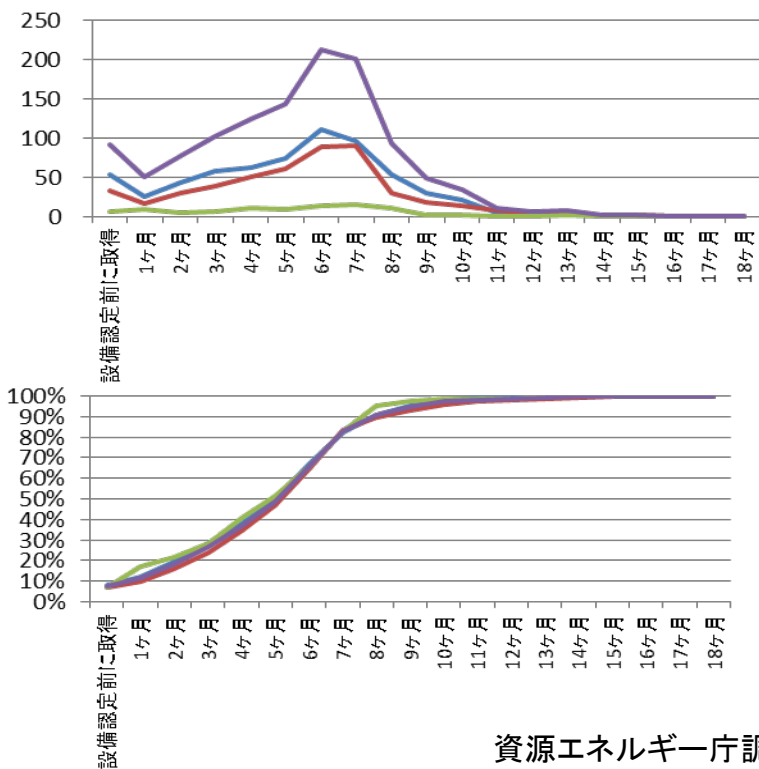
（土地確保までの期間）

（件数）



（設備確保までの期間）

（件数）



1000kW未満
1000kW以上2000kW未満
2000kW以上
合計

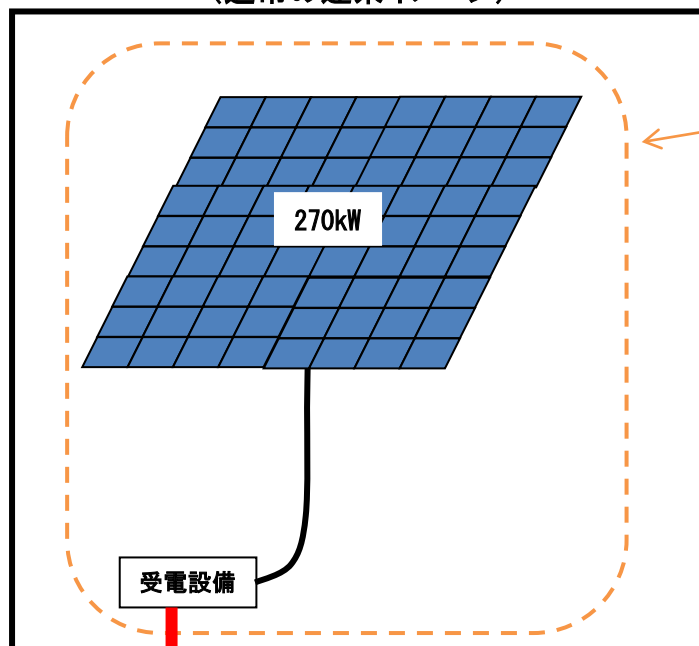
- 今回の報告徴収は、400kW以上の設備を対象としたが、対象に一定区分を設けると、当該区分をやや下回る規模に案件が集中するおそれがある。このため、対象はできるだけ広くとることが望ましい。
- 他方、50kW未満は電子申請で処理を行っており、その件数も膨大な数に及ぶことから、一定の期日後における土地及び設備の確保に対するチェックを正確に行えるか、制度的な実現可能性に課題を残すこととなる。
- ただし、50kW未満を対象としなかった場合、本来は大規模な設備を、50kW未満に細分化する低圧分割と呼ばれる現象を誘因するおそれもあることから、別途、低圧分割問題への対応も必要である。
- なお、今回データの集積の無い太陽光以外の電源については、今回の措置の対象外か。

太陽光発電設備の認定に対する運転開始率（平成25年11月末現在）

	件数ベース（件）			出力ベース（kW）		
	認定	運転開始	運転開始率	認定	運転開始	運転開始率
50kW未満	708,770	499,391	70%	8,152,664	3,491,223	43%
50kW以上 500kW未満	6,573	3,489	53%	1,531,445	737,737	48%
500kW以上 2,000kW未満	5,322	1,686	32%	6,224,117	1,806,130	29%
2,000kW以上	558	27	5%	10,317,968	223,134	2%
合 計	721,223	504,593	70%	26,226,194	6,258,224	24%

- 事実上、同一の事業地における大規模な太陽光発電設備（例：高圧連系となる50kW以上の設備）を、意図的に小規模設備（例：低圧連系となる50kW未満の設備）に分割し、複数の連系案件として電力会社との接続協議に臨もうとするケースが存在。
- 小規模に分割することにより、大規模のまま連系する場合に比べ、設備維持コストや連系手続きを削減できるほか、不必要なメーター、電柱等を設置することとなり、事業者間の不公平や、社会的な非効率性が生じるおそれ。
- そのため、事実上連続した事業地で同時期に開発されるような小規模案件に対しては、電気事業法上の独立した事業地としての定義を満たすか否かにかかわらず、今後は、同一の大規模案件として認定を進めるなど、運用を改善すべきではないか。

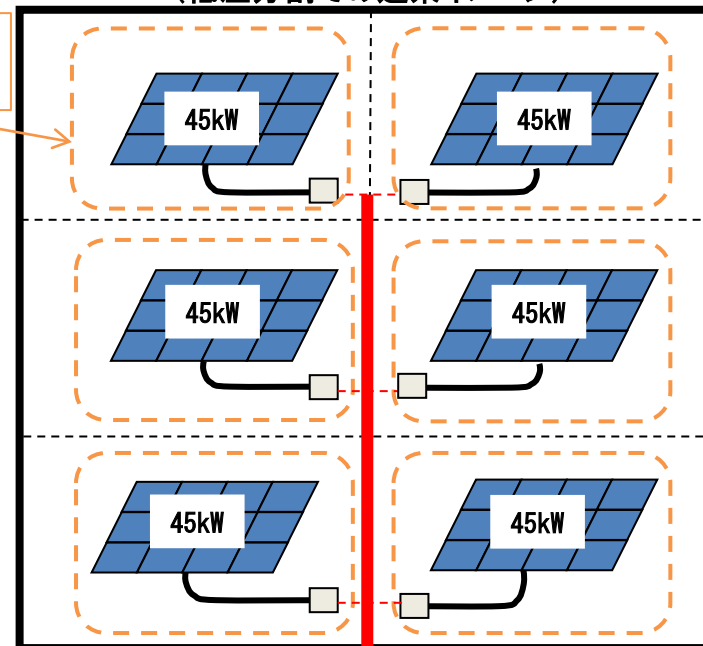
（通常の連系イメージ）



発電事業者の
負担



（低圧分割での連系イメージ）



電力会社の負担

- 認定を受けた後、土地のトラブルが生じて着工が遅れるケースがある。その解決のため、認定時点での運用改善が必要ではないか。

①共有地において、共有者間で争いがあるケース

→必ず当該土地に係る登記簿謄本を添付させるとともに、当該土地の全ての地権者の同意を完全に書面で確認すべきではないか。

②地権者が、複数の事業者に同意書を出すケース

→地権者によって複数の同意書が発行されていることが確認された場合は、その時点で、双方に対して認定を与えないとすべきではないか。

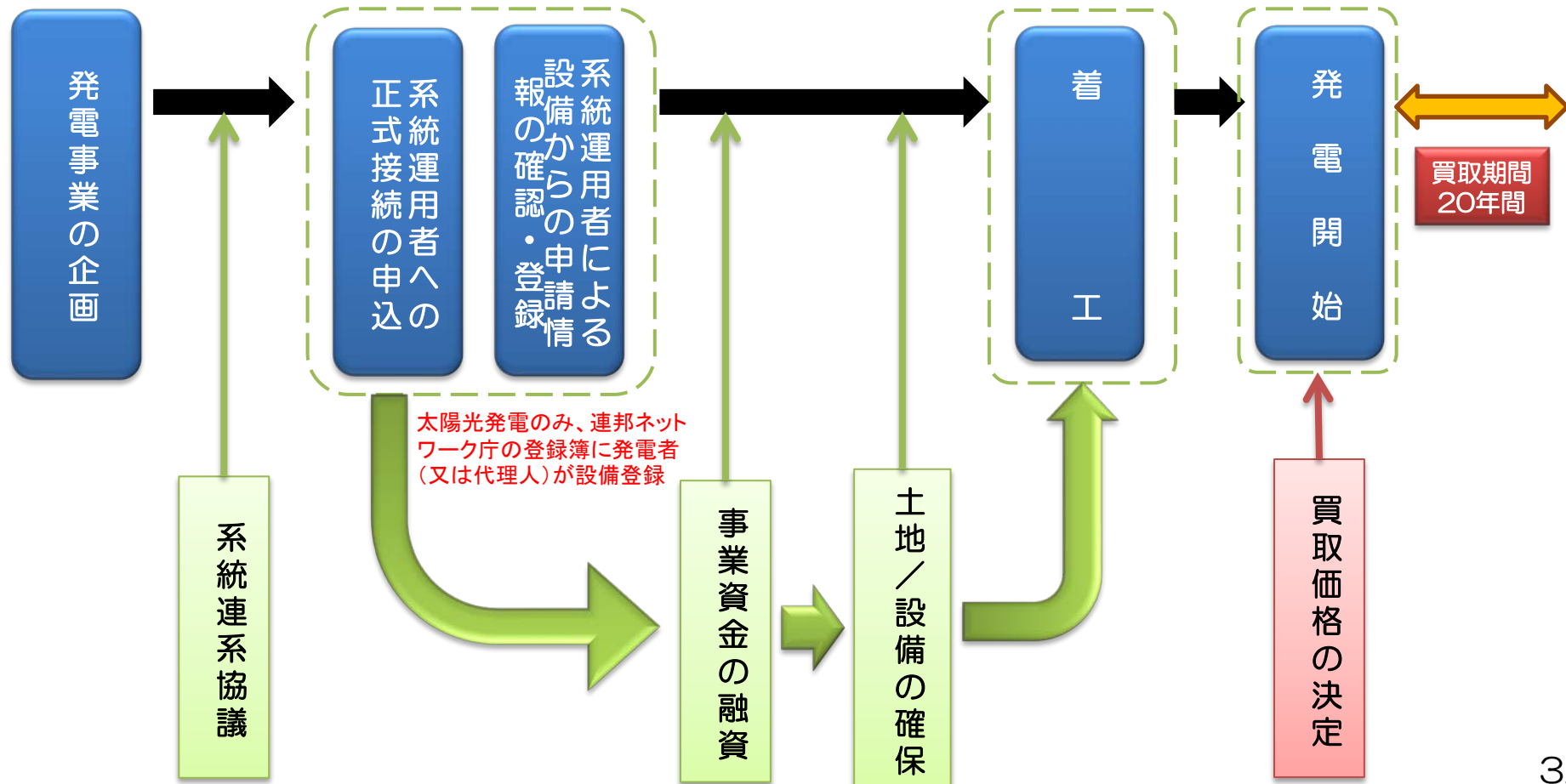
③土地に係る行政手続き等に想定以上に時間がかかるケース

→本来、認定を受ける前段階で必要な手続きを済ませておくべきものであり、今回の運用見直しにより早期に対応を完了するインセンティブが生じれば、特段対応は不要ではないか。

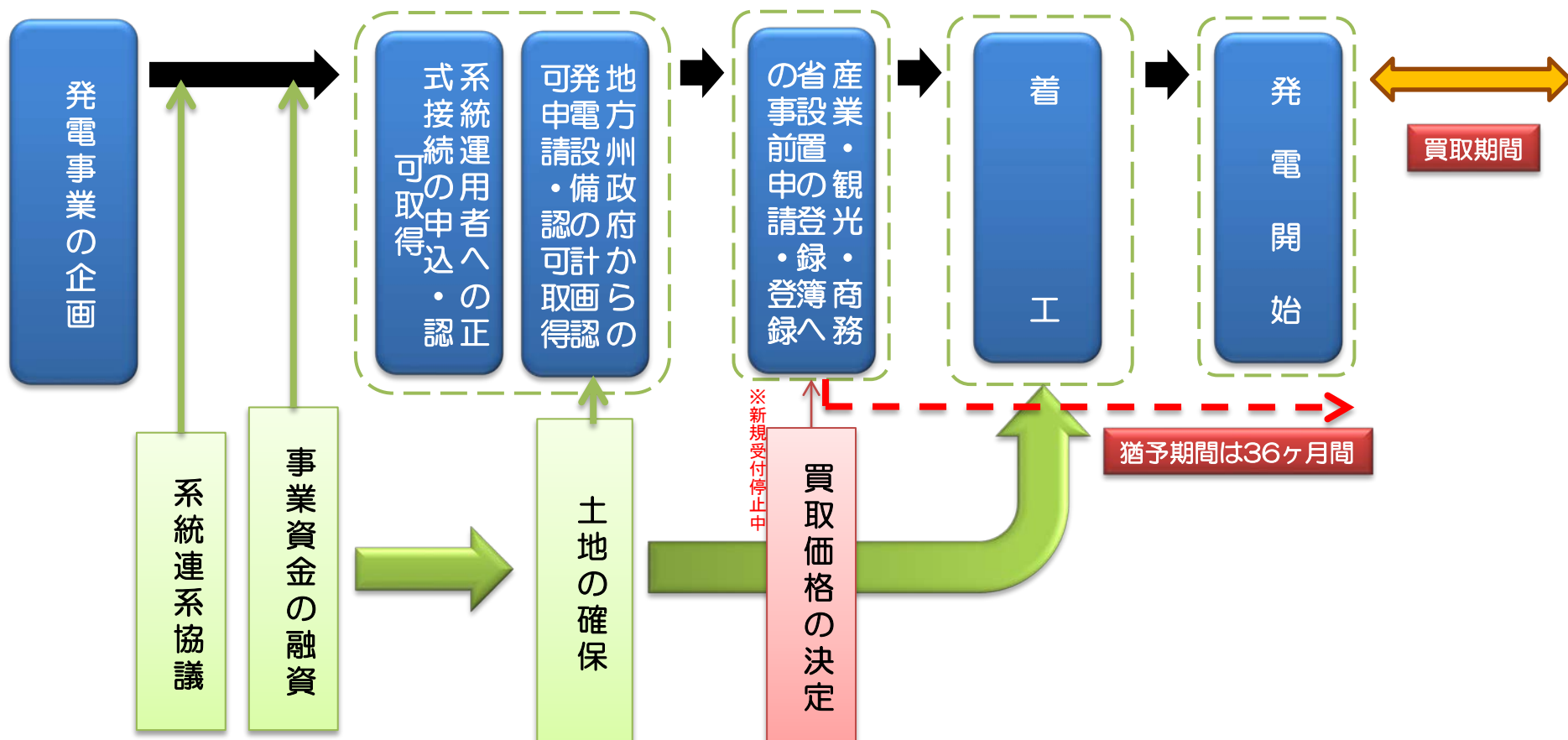
(参考) 諸外国における調達価格決定のタイミング

ドイツにおける認定から事業化までのフロー（現状）

- 根拠法（再生可能エネルギー法）において、2000年の施行当初から、買取価格の決定時点を当該設備の稼働開始（電力系統への供給開始）時点と定義している。
- こうした運用は、①法令本文で買取価格を規定することで改定しにくくすること、②あらかじめ法令で当面の買取価格低減率を示していること、③原則として再生可能エネルギー発電は優先的に系統連系が可能であること、等の他条項とセットで規定されており、事業者側でも発電開始時に適用される買取価格が一定程度の確度で予見可能となっている。



- 2009年の法改正以降、FIT制度の買取対象となるためには、産業・観光・商務省が設置する登録簿への事前登録が必須になった。申請者は、事前登録申請にあたって、①系統連系点への権利、②州政府の認可、③営業許可（自治体）、④系統連系にかかる銀行保証、等の要件を満たしていることを証明することが求められた。
- 事前登録を受けたプロジェクトは、登録から稼働開始まで36ヶ月の猶予期間が与えられる。



参照条文

(調達価格及び調達期間)

第三条

経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、電気事業者が次条第一項の規定により行う再生可能エネルギー電気の調達につき、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模ごとに、当該再生可能エネルギー電気の一キロワット時当たりの価格(以下「調達価格」という。)及びその調達価格による調達に係る期間(以下「調達期間」という。)を定めなければならない。ただし、経済産業大臣は、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用、物価その他の経済事情の変動等を勘案し、必要があると認めるときは、半期ごとに、当該半期の開始前に、調達価格及び調達期間(以下「調達価格等」という。)を定めることができる。

- 2 調達価格は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給を調達期間にわたり安定的に行うことを可能とする価格として、当該供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用及び当該供給に係る再生可能エネルギー電気の見込量を基礎とし、我が国における再生可能エネルギー電気の供給の量の状況、第六条第一項の認定に係る発電(同条第四項の規定による変更の認定又は同条第五項の規定による変更の届出があったときは、その変更後のもの。同条第六項において同じ。)に係る再生可能エネルギー発電設備(以下「認定発電設備」という。)を用いて再生可能エネルギー電気を供給しようとする者(以下「特定供給者」という。)が受けるべき適正な利潤、この法律の施行前から再生可能エネルギー発電設備を用いて再生可能エネルギー電気を供給する者の当該供給に係る費用その他の事情を勘案して定めるものとする。
- 3 調達期間は、当該再生可能エネルギー発電設備による再生可能エネルギー電気の供給の開始の時から、その供給の開始後最初に行われる再生可能エネルギー発電設備の重要な部分の更新の時までの標準的な期間を勘案して定めるものとする。
- 4 経済産業大臣は、調達価格等を定めるに当たっては、第十六条の賦課金の負担が電気の利用者に対して過重なものとならないよう配慮しなければならない。
- 5 ～9(略)

(特定契約の申込みに応ずる義務)

第四条

電気事業者は、特定供給者から、当該再生可能エネルギー電気について特定契約(当該特定供給者に係る認定発電設備に係る調達期間を超えない範囲内の期間(当該再生可能エネルギー電気が既に他の電気事業者に供給されていた場合その他の経済産業省令で定める場合にあっては、経済産業省令で定める期間)にわたり、特定供給者が電気事業者に対し再生可能エネルギー電気を供給することを約し、電気事業者が当該認定発電設備に係る調達価格により再生可能エネルギー電気を調達することを約する契約をいう。以下同じ。)の申込みがあったときは、その内容が当該電気事業者の利益を不当に害するおそれがあるときその他の経済産業省令で定める正当な理由がある場合を除き、特定契約の締結を拒んではならない。

2～4 (略)

(接続の請求に応ずる義務)

第五条

電気事業者(特定規模電気事業者を除く。以下この条において同じ。)は、前条第一項の規定により特定契約の申込みをしようとする特定供給者から、当該特定供給者が用いる認定発電設備と当該電気事業者がその事業の用に供する変電用、送電用又は配電用の電気工作物(電気事業法第二条第一項第十六号に規定する電気工作物をいう。第三十九条第二項において同じ。)とを電氣的に接続することを求められたときは、次に掲げる場合を除き、当該接続を拒んではならない。一 当該特定供給者が当該接続に必要な費用であって経済産業省令で定めるものを負担しないとき。

二 当該電気事業者による電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるとき。

三 前二号に掲げる場合のほか、経済産業省令で定める正当な理由があるとき。

2～4

(再生可能エネルギー発電設備を用いた発電の認定等)

第六条

再生可能エネルギー発電設備を用いて発電しようとする者は、経済産業省令で定めるところにより、次の各号のいずれにも適合していることにつき、経済産業大臣の認定を受けることができる。

- 一 当該再生可能エネルギー発電設備について、調達期間にわたり安定的かつ効率的に再生可能エネルギー電気を発電することが可能であると見込まれるものであることその他の経済産業省令で定める基準に適合すること。
- 二 その発電の方法が経済産業省令で定める基準に適合すること。
- 2 経済産業大臣は、前項の認定の申請に係る発電が同項各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認定をするものとする。
- 3 経済産業大臣は、第一項の認定をしようとする場合において、当該認定の申請に係る発電がバイオマスを電気に変換するものであるときは、政令で定めるところにより、あらかじめ、農林水産大臣、国土交通大臣又は環境大臣に協議しなければならない。
- 4 第一項の認定に係る発電をし、又はしようとする者は、当該認定に係る発電の変更をしようとするときは、経済産業省令で定めるところにより、経済産業大臣の認定を受けなければならない。ただし、経済産業省令で定める軽微な変更については、この限りでない。
- 5 第一項の認定に係る発電をし、又はしようとする者は、前項ただし書の経済産業省令で定める軽微な変更をしたときは、遅滞なく、その旨を経済産業大臣に届け出なければならない。
- 6 経済産業大臣は、第一項の認定に係る発電が同項各号のいずれかに適合しなくなったと認めるときは、当該認定を取り消すことができる。

(交付金の交付)

第八条

第十九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、各電気事業者が供給する電気の量に占める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の割合に係る費用負担の不均衡を調整するため、経済産業省令で定める期間ごとに、電気事業者(第十四条第一項の規定による督促を受け、同項の規定により指定された期限までにその納付すべき金額を納付しない電気事業者を除く。次条、第十条第一項、第十六条及び第十八条において同じ。)に対して、交付金を交付する。

- 2 前項の交付金(以下単に「交付金」という。)は、第十一条第一項の規定により費用負担調整機関が徴収する納付金及び第十八条の規定により政府が講ずる予算上の措置に係る資金をもって充てる。

(交付金の額)

第九条

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、特定契約ごとの第一号に掲げる額から第二号に掲げる額を控除して得た額の合計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した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。)に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額
- 二 当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気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

(交付金の額の決定、通知等)

第十条

費用負担調整機関は、第八条第一項の経済産業省令で定める期間ごとに、各電気事業者に対し交付すべき交付金の額を決定し、当該各電気事業者に対し、その者に対し交付すべき交付金の額その他必要な事項を通知しなければならない。

- 2 費用負担調整機関は、交付金の額を算定するため必要があるときは、電気事業者に対し、資料の提出を求めることができる。

(納付金の徴収及び納付義務)

第十一条

費用負担調整機関は、第十九条第二項に規定する業務に要する費用及び当該業務に関する事務の処理に要する費用(次条第二項において「事務費」という。)に充てるため、経済産業省令で定める期間ごとに、電気事業者から、納付金を徴収する。

2 電気事業者は、前項の納付金(以下単に「納付金」という。)を納付する義務を負う。

(納付金の額)

第十二条

前条第一項の規定により電気事業者から徴収する納付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、当該電気事業者が電気の使用者に供給した電気の量(キロワット時で表した量をいう。次項及び第十六条第二項において同じ。)に当該期間の属する年度における納付金単価を乗じて得た額を基礎とし、第十七条第一項の規定による認定を受けた事業所に係る電気の使用者に対し支払を請求することができる第十六条の賦課金の額を勘案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。

2 前項の納付金単価は、毎年度、当該年度の開始前に、経済産業大臣が、当該年度において全ての電気事業者に交付される交付金の見込額の合計額に当該年度における事務費の見込額を加えて得た額を当該年度における全ての電気事業者が供給することが見込まれる電気の量の合計量で除して得た電気の一キロワット時当たりの額を基礎とし、前々年度における全ての電気事業者に係る交付金の合計額と納付金の合計額との過不足額その他の事情を勘案して定めるものとする。

3～4 (略)

(納付金の額の決定、通知等)

第十三条

費用負担調整機関は、第十一条第一項の経済産業省令で定める期間ごとに、各電気事業者が納付すべき納付金の額を決定し、当該各電気事業者に対し、その者が納付すべき納付金の額及び納付期限その他必要な事項を通知しなければならない。

2 第十条第二項の規定は、納付金について準用する。

(納付金の納付の督促等)

第十四条

費用負担調整機関は、前条第一項の規定による通知を受けた電気事業者がその納付期限までに納付金を納付しないときは、督促状により期限を指定してその納付を督促しなければならない。

2 費用負担調整機関は、前項の規定により督促したときは、その督促に係る納付金の額に納付期限の翌日からその納付の日までの日数に応じ年十四・五パーセントの割合を乗じて計算した金額の延滞金を徴収することができる。

3 費用負担調整機関は、第一項の規定による督促を受けた電気事業者が同項の規定により指定された期限までにその納付すべき金額を納付しないときは、直ちに、その旨を経済産業大臣に通知しなければならない。

4 経済産業大臣は、前項の規定による通知を受けたときは、直ちに、当該電気事業者の氏名又は名称及び当該電気事業者が第一項の規定により指定された期限までにその納付すべき金額を納付していない旨を公表しなければならない。

(賦課金の請求)

第十六条

電気事業者は、納付金に充てるため、当該電気事業者から電気の供給を受ける電気の使用者に対し、当該電気の供給の対価の一部として、賦課金を支払うべきことを請求することができる。

2 前項の規定により電気の使用者に対し支払を請求することができる賦課金の額は、当該電気事業者が当該電気の使用者に供給した電気の量に当該電気の供給をした年度における納付金単価に相当する金額を乗じて得た額とする。Z

(認定基準)

第八条

法第六条第一項第一号の経済産業省令で定める基準は、次のとおりとする。

- 一 当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備について、調達期間にわたり点検及び保守を行うことを可能とする体制が国内に備わっており、かつ、当該設備に関し修理が必要な場合に、当該修理が必要となる事由が生じてから三月以内に修理することが可能である体制が備わっていること。
- 二 当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備を設置する場所及び当該設備の仕様が決定していること。
- 三 電気事業者に供給する再生可能エネルギー電気の量を的確に計測できる構造であること。
- 四 既存の再生可能エネルギー発電設備の発電機その他の重要な部分の変更により当該設備を用いて得られる再生可能エネルギー電気の供給量を増加させる場合にあっては、当該変更により再生可能エネルギー電気の供給量が増加することが確実に見込まれ、かつ、当該増加する部分の供給量を的確に計測できる構造であること。
- 五 当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備が太陽光発電設備(破壊することなく折り曲げることができるもの及びレンズ又は反射鏡を用いるものを除く。)であるときは、次のイからハまでに掲げる種類に応じ、当該イからハまでに定める変換効率(工業標準化法(昭和二十四年法律第百八十五号)に基づく日本工業規格(以下この号、第六号及び第八号において「日本工業規格」という。)C八九六〇において定められた真性変換効率であって、完成品としての太陽電池モジュールの数値を元に算定された効率をいう。)以上の性能を有する太陽電池を利用するものであること。

イ 単結晶のシリコン又は多結晶のシリコンを用いた太陽電池 十三・五%

ロ 薄膜半導体を用いた太陽電池 七・〇%

ハ 化合物半導体を用いた太陽電池 八・〇%

(中略)

2 法第六条第一項第二号の経済産業省令で定める基準は、次のとおりとする。

- 一 当該認定の申請に係る発電が、当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備の設置に要する費用の内容及び当該再生可能エネルギー発電設備の運転に要する費用の内容を記録しつつ行われるものであること(当該認定の申請に係る発電が、法の施行の日において既に再生可能エネルギー電気の発電を開始していたものである場合にあっては、当該認定の申請に係る再生可能エネルギー発電設備の運転に要する費用の内容を記録しつつ行われるものであること。)

(以下略)

(回避可能費用の算定方法)

第十六条

法第九条第二号の経済産業省令で定める方法は、特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる一キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額(以下「回避可能費用単価」という。)に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額に当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量を乗ずる方法とする。

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第三条第一項及び同法附則第六条で読み替えて適用される同法第四条第一項の規定に基づき、同法第三条第一項の調達価格等並びに調達価格及び調達期間の例に準じて経済産業大臣が定める価格及び期間を定める件

2 平成二十五年四月一日から平成二十六年三月三十一日までの間において、法第五条第一項の接続に係る契約の申込みの内容を記載した書面の当該電気事業者による受領又は法第六条第一項に規定する経済産業大臣の認定(同条第四項に規定する変更の認定(施行規則第十条第一項第二号(当該電気事業者による接続の検討の結果、出力を変更しなければならない場合を除く。)に掲げる変更に限る。)を受けた場合にあっては、当該変更の認定)のうちいずれか遅い方の行為が再生可能エネルギー発電設備に係る調達期間の起算日前に行われた場合における当該行為に係る当該再生可能エネルギー発電設備に係る調達価格等は、前項の規定にかかわらず、次の表の上欄に掲げる再生可能エネルギー発電設備の設備の区分等に応じ、それぞれ同表の中欄及び下欄に掲げるとおりとする。

＜(省略)平成25年度の再生可能エネルギー発電設備の区分等、調達価格、調達期間を定める表＞

回避可能費用単価等を定める告示

(回避可能費用単価)

第四条 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（以下「施行規則」という。）第十六条に規定する回避可能費用単価は、次に掲げる電気事業者の種類に応じ、それぞれ当該各号に定める額とする。

一 一般電気事業者 次の表の上欄に掲げる電気事業者ごとに、同表の下欄に掲げる額について一般電気事業供給約款料金算定規則（平成十一年通商産業省令第百五号）第二十一条の規定の例により燃料費調整を行った額。

北海道電力株式会社	一キロワット時当たり五・八八円
東北電力株式会社	一キロワット時当たり七・五五円
東京電力株式会社	一キロワット時当たり九・九八円
中部電力株式会社	一キロワット時当たり六・五七円
北陸電力株式会社	一キロワット時当たり四・三七円
関西電力株式会社	一キロワット時当たり七・四八円
中国電力株式会社	一キロワット時当たり六・三六円
四国電力株式会社	一キロワット時当たり五・九四円
九州電力株式会社	一キロワット時当たり六・六〇円
沖縄電力株式会社	一キロワット時当たり八・一九円

二 特定電気事業者及び特定規模電気事業者 次のイに掲げる額をロに掲げる額により増額又は減額したもの

イ 一キロワット時当たり七・七六円

ロ 各一般電気事業者が一般電気事業供給約款料金算定規則第二十一条の規定の例により燃料費調整を行った各月の額を次の表の割合により加重平均した額

北海道電力株式会社	四％
東北電力株式会社	九％
東京電力株式会社	三十一％
中部電力株式会社	十五％
北陸電力株式会社	三％
関西電力株式会社	十七％
中国電力株式会社	七％
四国電力株式会社	三％
九州電力株式会社	十％
沖縄電力株式会社	一％