

自然エネルギー政策の論点 ～FIT制度見直しと電力システム改革～

2016年3月3日

認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所

認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所

東京都中野区中野4-7-3

Tel 03-5942-8937 Fax 03-5942-8938

<http://www.isep.or.jp/>

ISEP声明「自然エネルギーが『パリの希望の灯』となった」 ～COP21「パリ協定」採択を受けて～

「パリ協定」の概要

- 気温上昇1.5°C未満を視野に入れ2°C未満の上昇に止める
- 1.5°C、2°C未満の長期目標に向けて、国別の排出削減や適応の行動を5年ごとに評価し見直すサイクルを織り込み、各国が国内措置を実施
- 途上国が技術移転、能力構築を通じ、排出削減や適応の行動を進め、そのための資金を今まで以上に確保する道を開いた

COP21で表明された数々の団体、自治体や企業などのイニシアチブにより自然エネルギー100%への動きは世界中で大きくなっている。

ISEP声明：

- 自然エネルギーを主役に！
- 実現性の乏しい原発とCCSに頼らない。
- 地域主導・住民参加のボトムアップで自然エネルギー100%を目指す。
- さらに野心的な気候変動対策の目標を示し行動を！

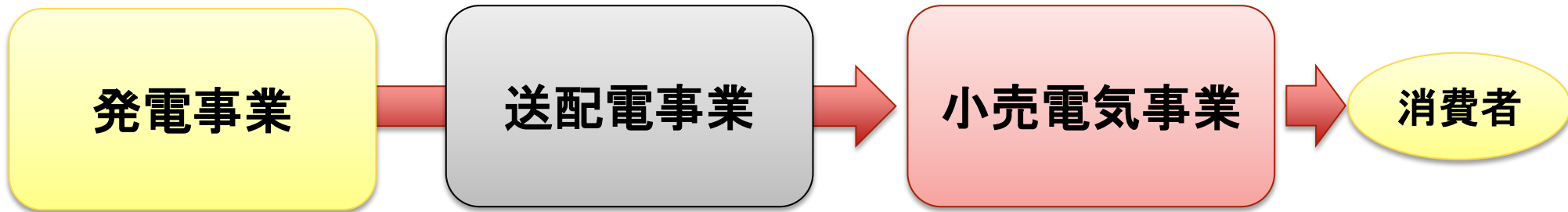


Nations Unies
pour les Changements Climatiques 2015
COP21/CMP11
Paris, France



- 世界各地から1000人近く集まったパリ市を含む自治体のリーダーが2050年までに80%のCO2排出削減や長期目標として100%自然エネルギーを目指すことを宣言した。
- グーグルやIKEAを始め53もの国際企業も自然エネルギー100%の実現をすでに目指している。
- 地熱資源が豊富な欧米やアフリカ諸国36カ国が「世界地熱連合」を設立して、先進国と途上国が共同で地熱開発に取り組むなど、多くの国際的な自然エネルギー関連のイニシアチブが立ち上がっている。

自然エネルギー政策と電力システム改革の論点



自然エネルギー事業

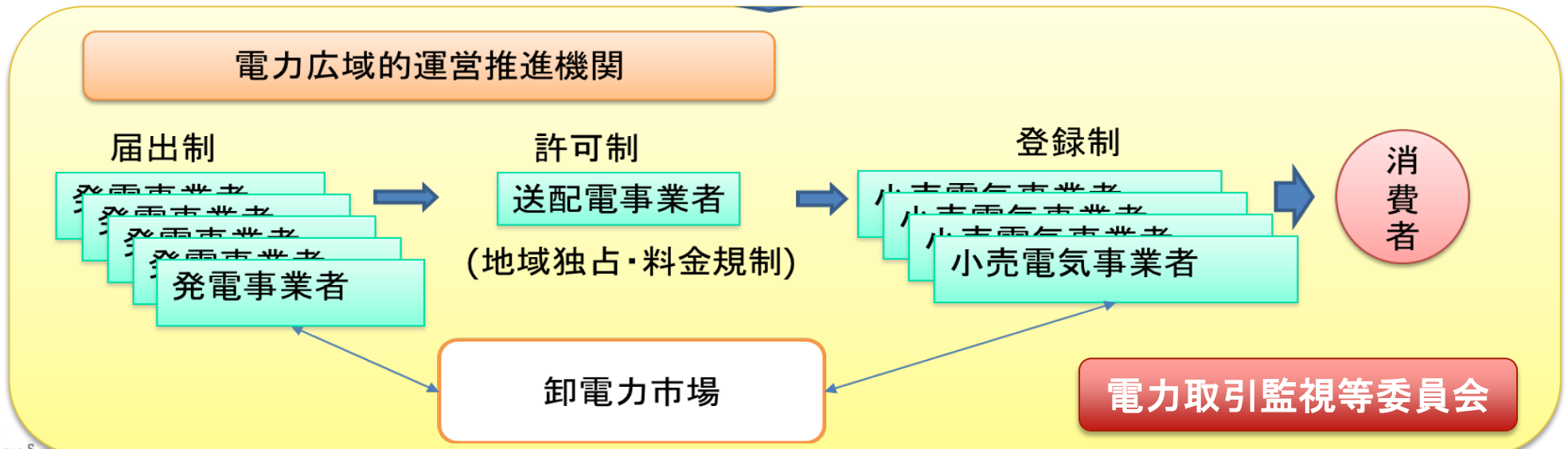
- 導入目標・行程
- FIT制度の見直し
- 規制・制度改革
- 社会的受容性

電力システム改革

- 送電網の整備・公平性
- 優先接続、優先給電
- 電力広域的運営推進機関

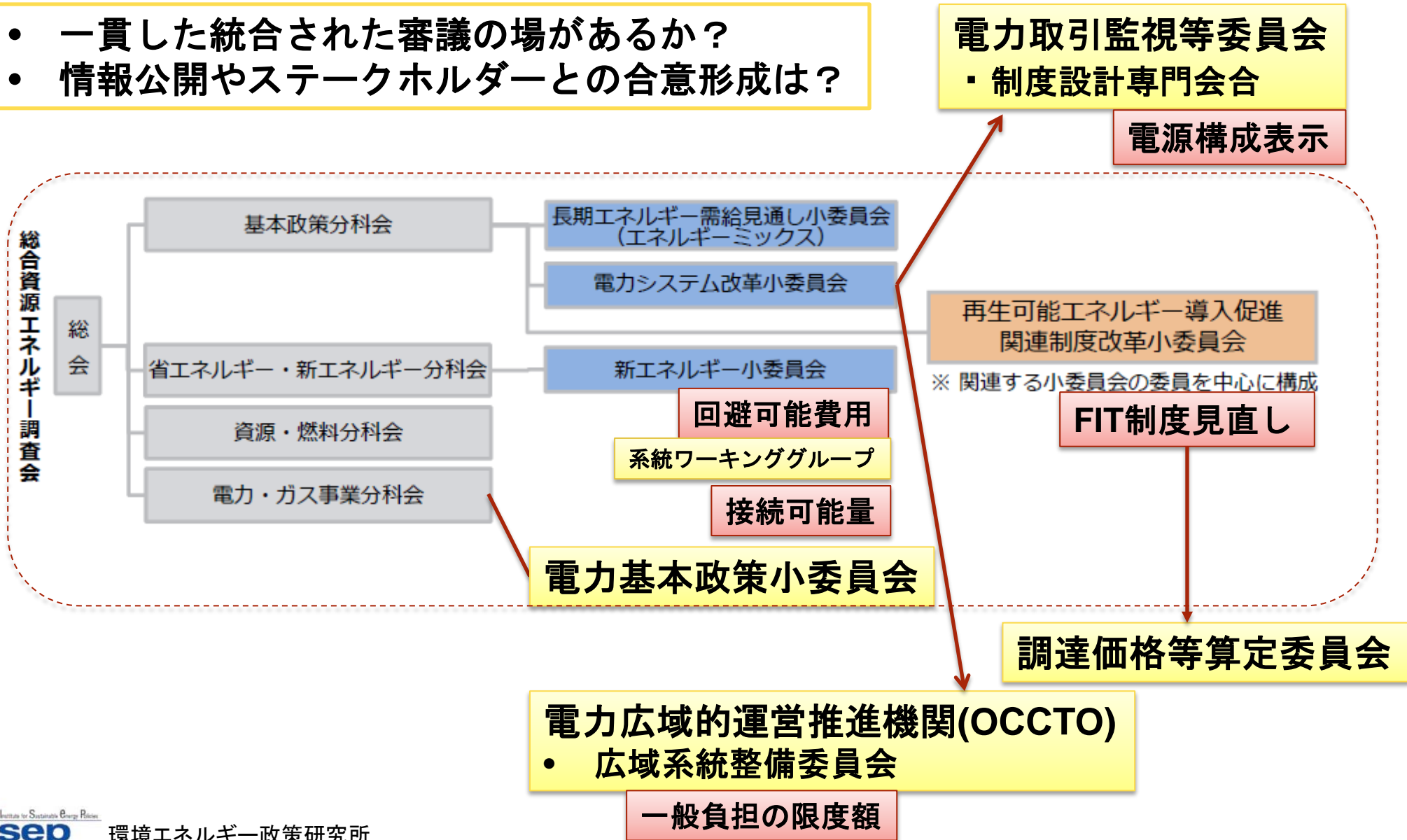
電力システム改革

- 小売電気事業の登録
- 電源構成表示の義務化
- 買取義務者など
- 電力取引監視等委員会



自然エネルギー政策と電力システム改革 経産省の審議会および関連機関による制度検討

- 一貫した統合された審議の場があるか？
- 情報公開やステークホルダーとの合意形成は？



再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会報告書(案)への意見

1. 地域エネルギー事業を潰す入札制度に強く反対しFIT改良で「コスト効率化」を提案する
2. パリ協定の実現を目指す、自然エネルギー導入のより高い導入目標値を目指すべき
3. 認定制度の見直しと未稼働案件への対応はきめ細かく行うべき
4. FIT制度の買取義務者の制度変更は慎重に行うべき
5. 自然エネルギーの電力系統への「優先接続」ルールを確立すべき



「再エネ特措法等の一部を改正する法律案」(2017年4月1日施行予定)

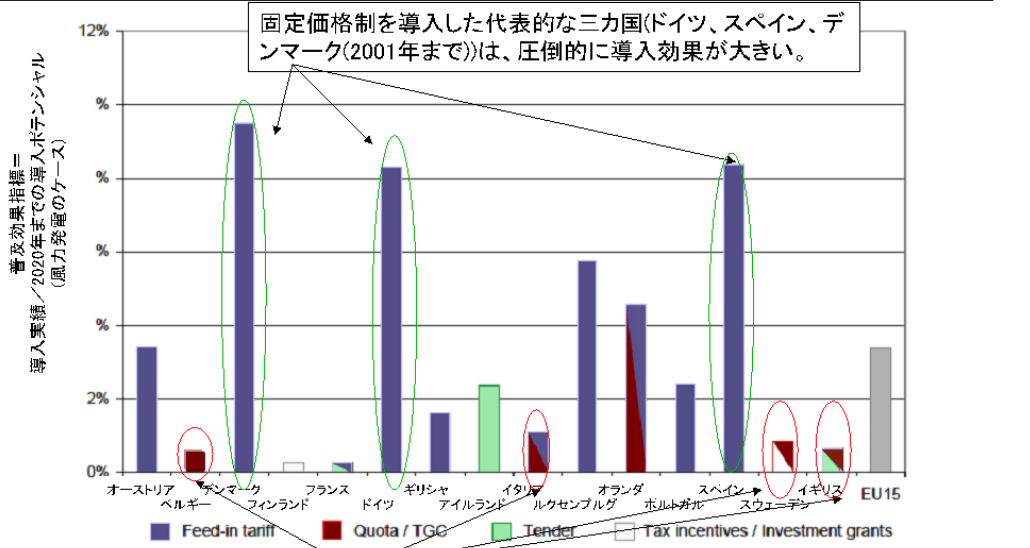
- (1) 未稼働案件の発生を踏まえた新認定制度の創設
- (2) 適切な事業実施を確保する仕組みの導入
- (3) コスト効率的な導入
- (4) 地熱等のリードタイムの長い電源の導入拡大
- (5) 電力システム改革を活かした導入拡大

入札制度ではなくFIT改良で「コスト効率化」を目指せ ～入札制度は「NFFOの亡霊(英国1990年代)」～

FIT制度を改良し、発電種別や規模別に一定比率で毎年あるいは短期間に買取価格を下げる。

- ご当地エネルギー事業者や地域事業者が排除される
- 歴史的にむしろマイナス面が大きい
- 明確に表れている「コスト効率化」の成果を活かすべき
- 固定価格買取制度の本質を歪める

① EU各国の実証調査により、FITの「普及効果」の優位性が明らかに

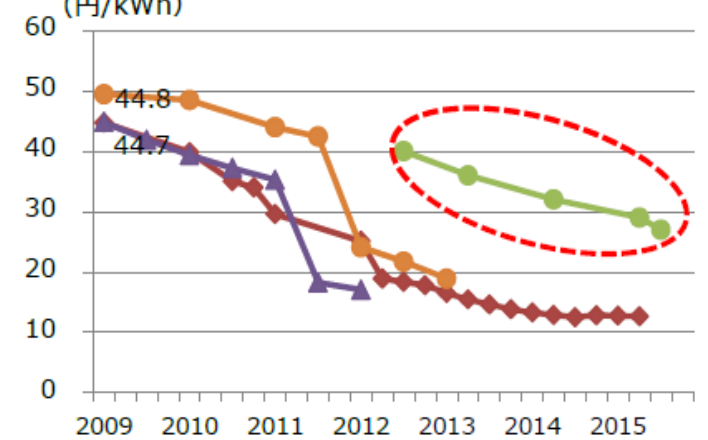


RPSを導入した代表的な4カ国(英国、ベルギー、イタリア、スウェーデン)は、導入効果が極端に低い。

(注) Quota: 固定枠制 (RPS制)
TGC: Tradable Green Certificates (グリーン証書)
Tender: 入札制

<太陽光発電買取価格の国際比較>

～日本の買取価格は国際的に高い～



● ドイツ (1MW、地上設置)
● スペイン (1MW、地上設置)
● イタリア (1MW、地上設置)
● 日本 (1MW、地上設置)

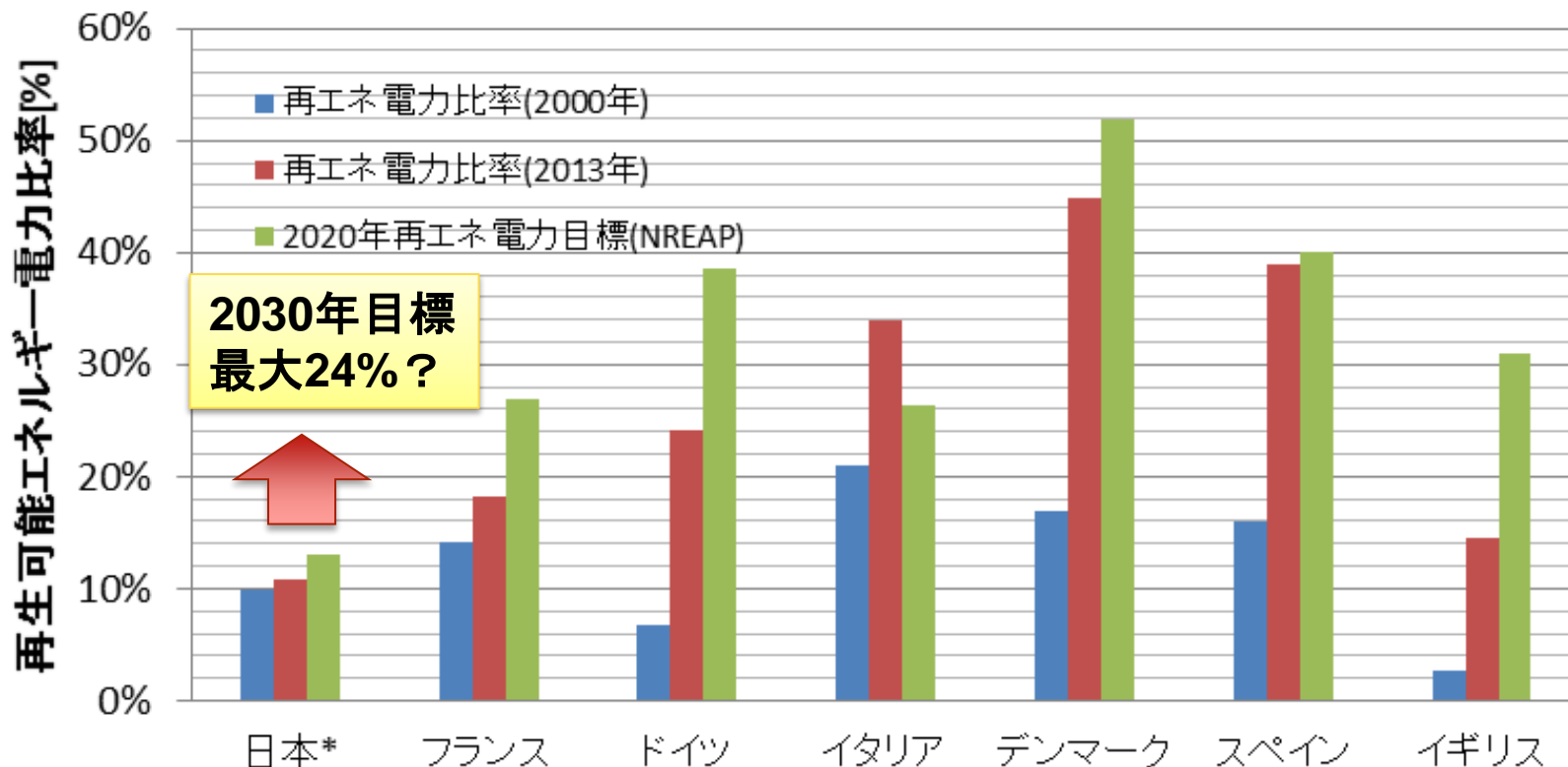
第12回 新エネルギー小委員会より

自然エネルギーの導入目標

欧州では意欲的な目標を各国で掲げて導入が進んでいる

パリ協定の実現を目指す、自然エネルギー導入のより高い導入目標値を目指すべき

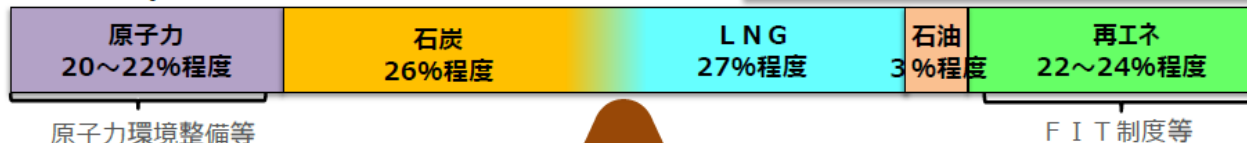
- 主な欧州各国の自然エネルギー電力の導入比率はすでに20%以上に。
- 主な欧州各国の自然エネルギー電力の2020年時点の導入目標は30%以上
- 日本の2030年の自然エネルギー電力の目標は22~24% (ドイツは50%)



経産省のエネルギーミックス(2030年度) 火力発電の効率化および非化石電源の目標

非化石電源(再エネ+原発) = 44%?

(エネルギーミックスの実現)



排出係数0.37kg-CO₂/kWh(2030年度)の達成を実現

【電力の自主枠組み】

2030年度に排出係数0.37kg-CO₂/kWh

電気事業低炭素社会協議会
(2016年2月8日設立)

【発電段階での対策】

- 省エネ法によるルール整備 (審議中)
- ①新設時の設備単位での効率基準を設定
(石炭:USC並, LNG:コンバインドサイクル並)
- ②既設含めた事業者単位の効率基準を設定
(エネルギーミックスと統合的な発電効率)

【小売段階での対策】

- 供給構造高度化法によるルール整備
(検討開始)
- 全小売事業者
- 2030年度に非化石電源44%
(省エネ法とあわせて0.37kg-CO₂/kWh相当)
- 共同での目標達成

石炭火力の新設問題

【市場設計】

自由化と統合的なエネルギー市場設計：節電取引、再生可能エネルギーの取引ルール等

パブコメ(3/11×切)
非化石電源比率(再生可能エネルギーおよび原子力)について
2030年度までに44%以上を目指す

出典：電力基本政策小委員会(第3回)資料

自然エネルギーの導入目標と電力系統問題

- 「指定電気事業者」制度による再生可能エネルギー「接続可能量」問題
- 再生可能エネルギー導入目標への影響と導入拡大を妨げる懸念
- 出力抑制に対する中立性・公平性の確保と補償制度
- 電力系統の増強に係る費用負担の在り方(ディープ接続vsシャロー接続方式)

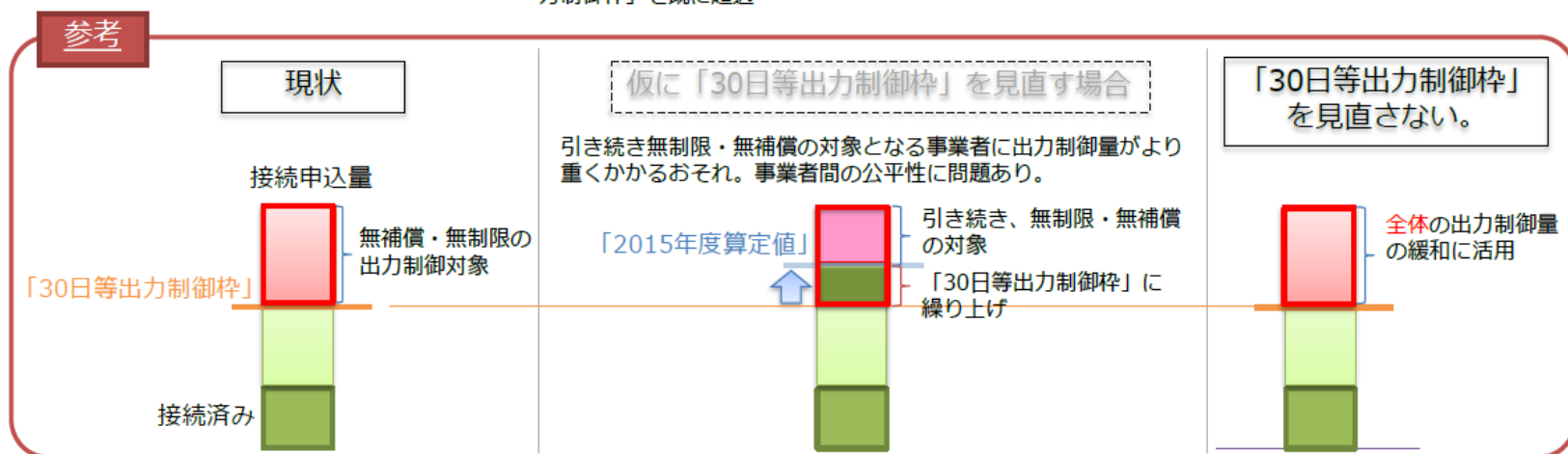
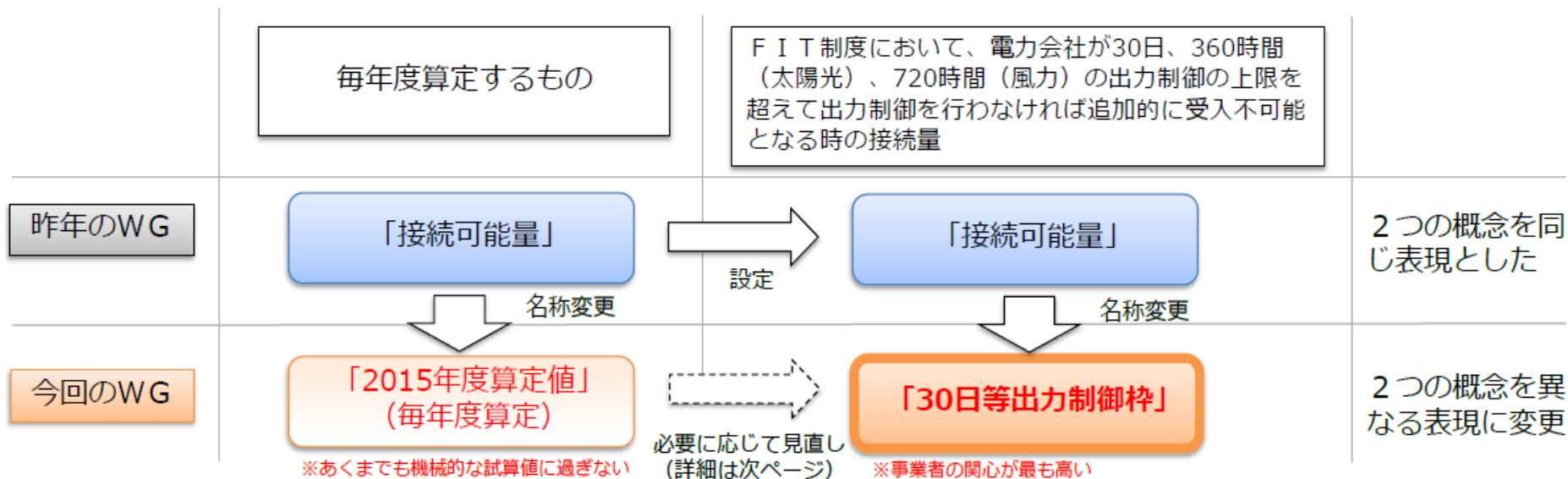
2030年のエネルギーミックスでの再生可能エネルギー比率22~24%(経産省案)

	既存	設備容量	発電量	備考
太陽光	2200万kW	約6400万kW	約749億kWh	地域毎の昼間最低需要の規模から機械的に計算
風力	270万kW	約1000万kW	約182億kWh	適地減少・系統制約、国民負担の抑制とのバランスによる
地熱	54万kW	~155万kW	~113億kWh	環境規制の緩和を想定し、今後も開発が順調に進行
バイオマス	252万kW	~728万kW	~490億kWh	将来に渡る供給安定性に留意
水力	4,745万kW	~4,931万kW	~981億kWh	自然・社会環境上の障害が解決可能とされる地点の全ての開発が進行
合計	7520万kW	~1億3,214万kW	2,515億kWh	

出典：総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通小委員会(第8回)資料より作成

太陽光および風力の「接続可能量」の見直し

「接続可能量」の名称の見直し（「30日等出力制御枠」）



「接続可能量」の2015年度算定値

○太陽光の2015年度算定値の算定結果

算定値	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
2014年度	117万kW	552万kW	110万kW	558万kW	257万kW	817万kW	49.5万kW
2015年度	0万kW	505万kW	101万kW	660万kW	230万kW	849万kW	48.3万kW
増減要因	需要減少	需要減少	需要減少等	電源構成等	需要減少	電源構成等	需要減少

北海道電力の算定値は「ゼロ」!

は30日等出力制御枠

○風力の2014年度及び2015年度算定値の算定結果

① 昨年の系統WGの風力接続可能量（平成16年7月の新エネルギー部会・風力発電系統連系対策小委員会におけるに基づく算定結果をESCJが確認）

算定値	北海道※1	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
接続可能量	36万kW※2	200万kW	45万kW	100万kW	60万kW	100万kW	2.5万kW

※1 地域間連系線活用による実証分（20万kW）を除いたもの

※2 接続可能量36万kWを越える接続申込量があることを踏まえ、従来の36万kWに据え置き。

② 風力の2015年度算定値

現行ルール	0万kW	223万kW	58万kW	102万kW	62万kW	171万kW	13.5万kW
風力協会案	0万kW	251万kW	59万kW	109万kW	64万kW	180万kW	18.3万kW

(参考) 風力の2014年度算定値

現行ルール	56万kW	241万kW	72万kW	208万kW	88万kW	166万kW	14.3万kW
風力協会案	59万kW	281万kW	75万kW	248万kW	89万kW	175万kW	18.9万kW

出典：新エネルギー小委員会系統WG(第7回)資料

固定価格買取制度(FIT制度) 「接続義務」と接続費用のルール(現状)

- 再生可能エネルギー発電設備により発電した電気を売電するためには、電気事業者の系統に電氣的に接続する必要がある。そのため固定価格買取制度では、調達価格、調達期間を定めることに加え、電気事業者に系統接続義務を課すことで、投資回収の安定性を高めている。
- 系統接続申込の手続については、各社概ね同じ手続を採用している。また、接続契約の内容に関し、経済産業省がモデル契約書を作成し広く活用されている。

接続義務 電力会社は発電事業者からの接続請求に応じる義務

再エネ特措法では、電力会社に対し、認定を受けた発電事業者からの接続請求に応じる義務を課しており、当該請求を拒否できる正当な理由を省令に限定列挙している。主な拒否事由は以下のとおり。

- 500kW以上の太陽光又は風力発電設備について、一定の措置を行ってもなお必要な、年間30日以内の無補償で行われる出力抑制に同意しない場合。
- 当該接続により接続希望地点における送電可能な容量を超える場合。
- 電気事業者が受け入れることが可能な電気の量を超えた電気の供給を受けることとなる場合。

接続費用について

固定価格買取制度では、電気事業者は接続費用を負担する。以下の点を考慮して、再エネ事業者は接続費用を負担しない。

- 系統接続のコストがより低い地域から再エネ電源が導入されるという経済的効率性
- 電気事業者の負担とした場合には一般の電気利用者の電気料金に反映されてしまうこと

系統に接続する際に必要となる費用は、発電事業者の負担(特定負担)

「接続義務」(拒否事由有り)はあるが、
欧州各国の様な「優先接続」ではない！

特措法第3章

第5条(接続の請求に応ずる義務)

第1項「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が定めるものを負担」

⇒「電源線に係る費用に関する省令」

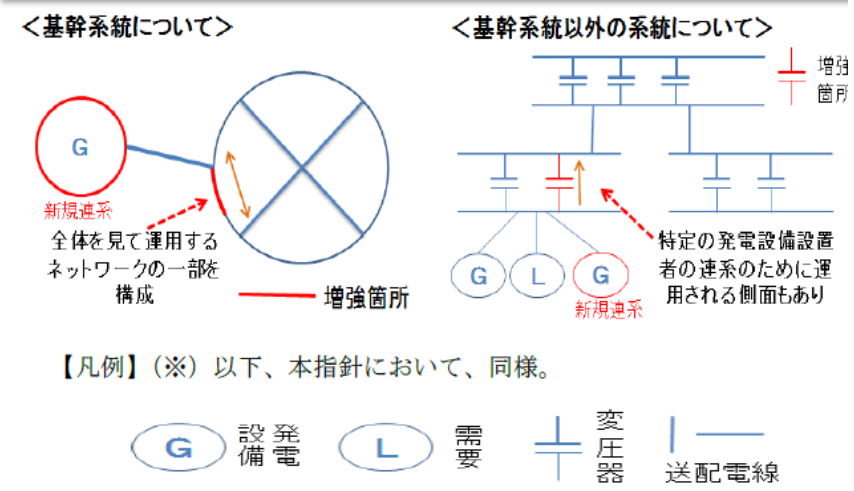
出所:新エネルギー小委員会

系統ワーキンググループ(第1回)資料

環境エネルギー政策研究所

「発電設備の設置に伴う電力システムの増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」(2015年11月6日公表)

発電設備の設置に伴う電力システムの増強等及びその費用負担の在り方のうち、ネットワーク側の送配電等設備の増強等及びその費用負担の在り方に関する基本的な考え方を提示



<費用負担の考え方(まとめ)>

1. 特定負担額・一般負担額の算出
 - (1) ネットワーク側の送配電等設備のうち、基幹系統を構成する送変電等設備の増強等にかかる費用については、原則として一般負担。
 - (2) 基幹系統以外の送配電等設備の増強等にかかる費用については、以下の観点から、特定負担とすべき額（以下「特定負担額」という。）及び一般負担とすべき額（以下「一般負担額」という。）を算定。
 - (a) 設備更新による受益
 - (b) 設備のスリム化による受益
 - (c) 供給信頼度等の向上による受益
2. 一般負担の限界

一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」として電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が指定する基準額を超えた額については、上記にかかわらず、特定負担。
3. 一般負担とされた費用の一般電気事業者間での精算

特定の発電設備の設置に伴い当該発電設備が立地する供給区域のネットワーク側の送配電等設備の増強等をする場合で、他の供給区域へ発電した電気を送電する場合における増強等費用については、事業者間精算制度⁵により精算。

OCCTO案パブコメ(3/8 切)

- 一般負担額の限界の基準額の決め方
- 過去の一般負担額の最大4.1万円/kW
 - 発電種別毎に設備利用率から
 - バイオマス：4.9万円/kW
 - 火力・原子力：4.1万円/kW
 - 陸上風力：2.0万円/kW
 - 太陽光：1.5万円/kW

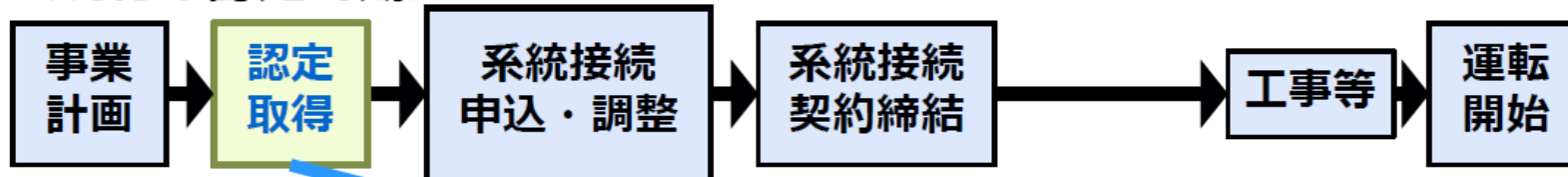
出典：経産省「「発電設備の設置に伴う電力システムの増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」

FIT制度の見直し

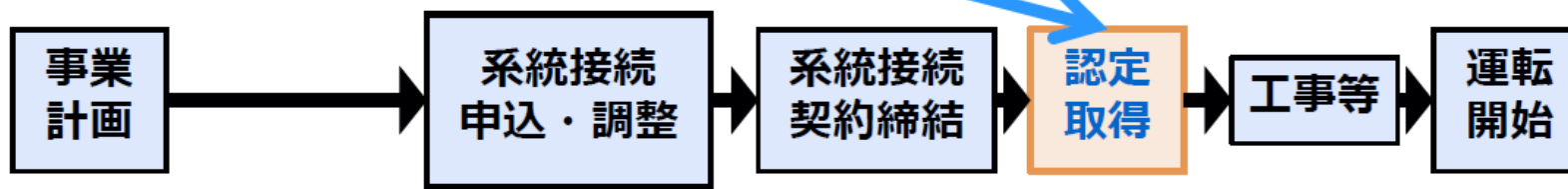
認定制度の見直しと未稼働案件への対応

認定制度の見直しと未稼働案件への対応はきめ細かく行うべき

<現行の認定時期>



<見直し案>



- 新しい認定制度を創設(接続契約締結を確認した上でFIT認定、既認定案件への適用を含む)
- 系統への接続締結締結をFIT認定の要件とする(価格決定は認定時)
- 既認定案件は、運転開始済や接続契約締結等の要件を満たした案件は新しいFIT認定とみなし、その他の案件は改めて認定取得(系統入札等の場合は一定の猶予期間を検討)。

FIT制度の見直し法案

FIT電気の買取義務者を送配電事業者に変更

- 現行制度が大きく変更され、小売電気事業が直接、特定契約できない。
- 小売電気事業者がFIT制度で直接、電気を調達することが困難に。
- 発電源の証明が難しくなるため、電源構成表示がより難しくなる。

方法	電気の流れのイメージ	特徴
①市場経由の引渡し	<pre> graph LR FIT1[FIT電源] --> SD[送配電事業者] FIT2[FIT電源] --> SD SD --> PE[卸電力取引所] </pre>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 小売への配分が最も経済合理的に行われる。 △ 市場規模に比して大量のFIT電気が供出される場合の影響への対応が課題。
②売り先が決まっている場合 (発電・小売双方が希望する場合を想定)	<pre> graph LR FIT[FIT電源] --> SD[送配電事業者] SD --> RE[小売電気事業者] FIT --- RE </pre> <p>※FIT発電事業者と小売との間に個別の契約が締結される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 送配電が買い取った上で小売に引渡しを行うので、発電側から見た買取の安定性は保証される。 △ 広域融通など、送配電買取のメリットが減殺される。 ※ 「FIT電気」との表示が可能。
③小売への割付け	<pre> graph LR FIT1[FIT電源] --> SD[送配電事業者] FIT2[FIT電源] --> SD SD --> RE1[小売電気事業者] SD --> RE2[小売電気事業者] </pre> <p>※個別の電源は特定されず、小売にはkWhだけが渡される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 沖縄や離島等、市場が活用できない場合にも売渡しが確保できる。 △ 強制的に配分されるため、小売の調達の自由度が相対的に低下する。 ※ 「FIT電気」との表示が可能。

ISEP提言(2016年1月15日)

FIT制度の買取義務者の制度変更は慎重に行うべき

- FIT制度における買取義務者の変更により、小売電気事業者の自然エネルギーの調達方法が大きく変わり、特に地域の資源を活かして地方活性化を目指す地産地消や産直の事業モデルを計画している小規模な事業者や新規事業者への影響はとて大きい。
- **発送電分離、卸電力市場の拡充、発電源証明制度**などが整備されていない状況で、買取義務者を送配電事業者する場合は、そのデメリットを軽減する措置や制度が必要であり、制度変更は慎重に行うべきである。
- FIT電気を規模の小さい卸電力取引市場に一括して販売した場合には、卸電力市場の取引価格が不安定になる可能性があり、進捗かつ段階的に行う必要がある。
- 卸市場取引では小売電気事業者が発電源を特定できなくなるため、**発電源が特定できるように**小売電気事業者への適切な引き渡しを可能とする制度を設けるべきである。
- 発電事業者が、小売電気事業者と**直接取引をするオプション**も設けると共に、**既存契約の経過措置や新規契約での例外措置(地産地消、産直モデルなど)**を設けるべきである。
- その際、小売電気事業者が電源構成表示や自然エネルギーの**原産地表示を行うための手続きや制度の整備、欧州の発電源証明に類似する制度づくり**が同時に必要である。