

脱炭素電源への投資をどう促進するか

2025年2月12日

横浜国立大学/東京財団政策研究所

杉本康太 (Sugimoto-kota-rb@ynu.ac.jp)

今後の日本の市場制度の設計について

- 近年、カーボンニュートラルと安定供給の実現という目的を達成するためには、電力市場は従来のエネルギー市場（+需給調整市場）と、計画的な側面が強い容量市場を併せ持つハイブリッドな形態に不可避免的に発展していくのではないかと予測されている(Roques and Finon, [2017](#))。
- この形態では、エネルギー市場に参加する前段階として、まず固定費用の大きな電源投資を支援するために、長期契約の対象となる電源を決めるオークションが行われ、次にエネルギー市場の中で、どの電源がどれだけ発電するかを決める競争が行われる、といった二段階の競争を経ることになる。

杉本康太（2023）「異次元エネルギーショック 2050年への日本生き残り戦略」（日本経済新聞出版）、第8章 p247

日本の電力市場

- 前日市場
- 時間前市場
- 需給調整市場
- 先物・先渡市場
- ベースロード電源市場
- 非化石価値取引市場
- **容量市場**
- **(容量市場の中に) 長期脱炭素電源オークション**

メインオークション、長期脱炭素電源オークションの違い

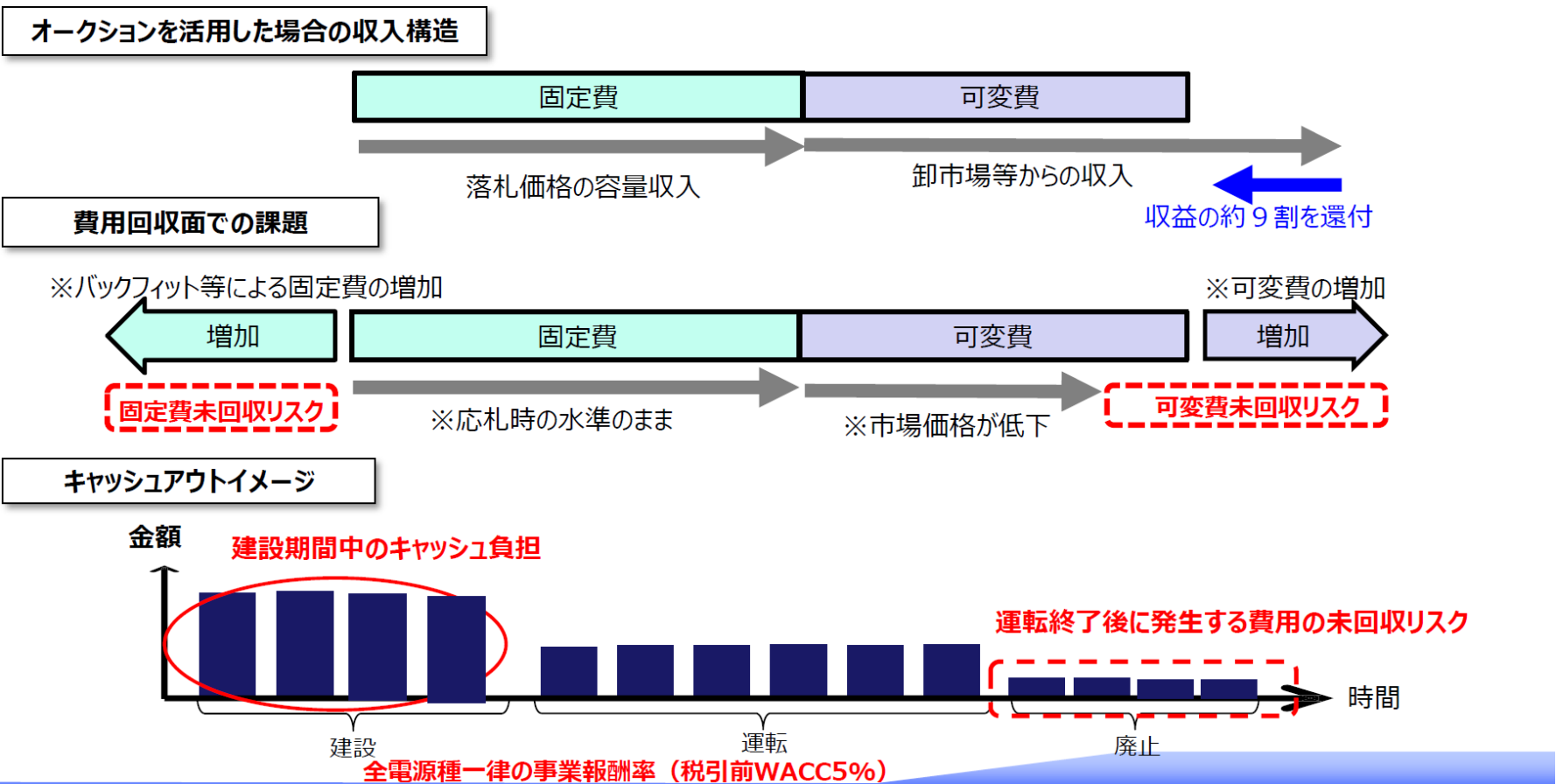
項目	メインオークション	長期脱炭素電源オークション
制度概要	一定の投資回収の予見性を確保し、将来の一定期間（単年度）における需要に対して必要な供給力を調達する	新規電源投資（リプレース、改修も含む）を促進し、長期にわたって脱炭素電源による供給力を調達する
参加登録資格	電気供給事業者であり、自らまたは他者が所有する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者であること	国内法人であり、自らが維持・運用する電源等を用いて本オークションに応札する意思がある者であること
対象電源	実需給年度（メインオークションの場合、応札の4年後）に供給力を提供できる電源など	脱炭素電源の新設・リプレース等および改修（既設火力の脱炭素化への改修）における新規投資。 ただし、2023～2025年度はLNG専焼火力を含む
対象容量	1,000kW以上（期待容量ベース）	電源種別等に応じ 3～10万kW以上 （本オークションに参加可能な設備容量(送電端)ベース）
オークション方式	シングルプライス方式 ※地域間連系線に制約があり、各エリアの供給信頼度を経済的に確保するため、市場を分断して処理をすることがある	マルチプライス方式
供給力の提供期間	単年度	原則20年 （20年より長期の提供期間を希望することも可能）
リクワイアメント <small>下線：本オークションのみに係るもの</small>	容量停止計画の調整、余力活用に関する契約の締結、供給力の維持、発電余力の市場応札、供給指示への対応	容量停止計画の調整、余力活用に関する契約の締結、 供給力提供開始時期・供給力提供開始期限の遵守 、供給力の維持、発電余力の市場応札、供給指示への対応、 脱炭素燃料の混焼率、変動電源の年間設備利用率、脱炭素化ロードマップの遵守
容量提供事業者の収入	容量確保契約金額	容量確保契約金額 - 事後的な還付額 ※ ※他市場収益の約9割にあたる金額

脱炭素電源の拡大と系統整備

(1) 基本的考え方 ③事業環境整備・市場環境整備

- 電源投資を取り巻く足下の環境を踏まえると、インフレや金利上昇などの要因により、今後も電力分野の建設コストは上昇していく可能性がある。特に、大型電源については投資額が巨額となり、（中略）、電力自由化を始めとする現在の事業環境の下では、将来的な事業収入の不確実性が大きい。こうした中では、（中略）**事業者が新たな投資を躊躇する懸念がある。**
- そのため、これらのリスクや懸念に対応し、脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の新たな投資を促進し、電力の脱炭素化と安定供給を実現するため、**事業期間中の市場環境の変化等に伴う収入・費用の変動に対応できるような制度措置や市場環境を整備する。**

- 脱炭素電源への投資を促進するため長期脱炭素電源オークションが導入され、一部の電源については投資判断が可能となった。
- 但し、落札後の**固定費の上振れ等**については**投資回収予見性が十分でないこと**や、運開後に容量確保金が支払われる仕組みであり、**建設期間中に先行して発生するキャッシュ負担が大きいこと**、**全電源種一律に事業報酬が設定されており、電源種毎のリスクが反映されていない**といった課題があり、**電源種によっては不十分な仕組み**となっている。



最近の原発の建設期間と建設費用

国	名称	建設開始年	建設期間 (当初計画)	建設期間 (実際)	予定建設費用 (円/kW)	実際の建設費用 (円/kW)
中国	三門原発 1&2号機	2009年	5年	9年	30.6万円	47.3万円
韓国	セウル 1&2号機	2008/2009年	5年	8/10年	27.4万円	36.1万円
韓国	新韓蔚1&2号機	2012/2013年	5年	10年/11年 以上	33.5万円	95.4万円以上
アメリカ	Vogtle 3&4号機	2013年	4年	10~11年	64.5万円	129万円
フィンランド	Olkiluoto 3号機	2005年	5年	17年	30.3万円	85.8万円以上
フランス	Flamanville 3 号機	2007年	5年	17年以上	28.2万円	129.3万円以上
イギリス	Hinkley Point C 1&2号機	2018/2019年	7年	11年以上	101.2万円	216.9万円
参考：2024年発電コスト検証の試算より						
日本	モデルプラント	2023年			45.8万円	

注：1ドル=150円で日本円に換算

規制資産ベース (Regulated Asset Base)

- 政府は、原発事業者が投資した資本に対する一定の報酬を保証する
- 原発事業者は建設開始から一定の報酬を受け取ることができ、**建設開始後に建設費用が増加した場合は、報酬も増える**
- その報酬は小売事業者が市場シェアに応じて支払う。最終的に小売料金に転嫁され、需要家が負担する
- 投資家のリスクを減らすことで、原発事業者は資金調達費用を減らせる

規制資産ベース（Regulated Asset Base）の課題

- 原発のみに適用された場合、他の脱炭素電源との競争を歪める
- 原発のみに適用された場合、原発を過剰に補助する恐れ（原発は限界費用が低いので、運転開始すれば前日市場で長期間大きな利益を得ることができる）
- 他の脱炭素電源投資策と比べて優れていることを示すエビデンスが蓄積していない
 - Contract for Difference（規制機関との差金決済契約）
 - Power Purchase Agreement（電力小売事業者や大口需要家との長期相対契約）

長期脱炭素電源オークションの約定結果

[万kW]

(括弧内) : 落札率

発電方式別の応札容量・落札容量

