

緊急リレートーク
「第7次エネルギー基本計画」素案をどう読むか？

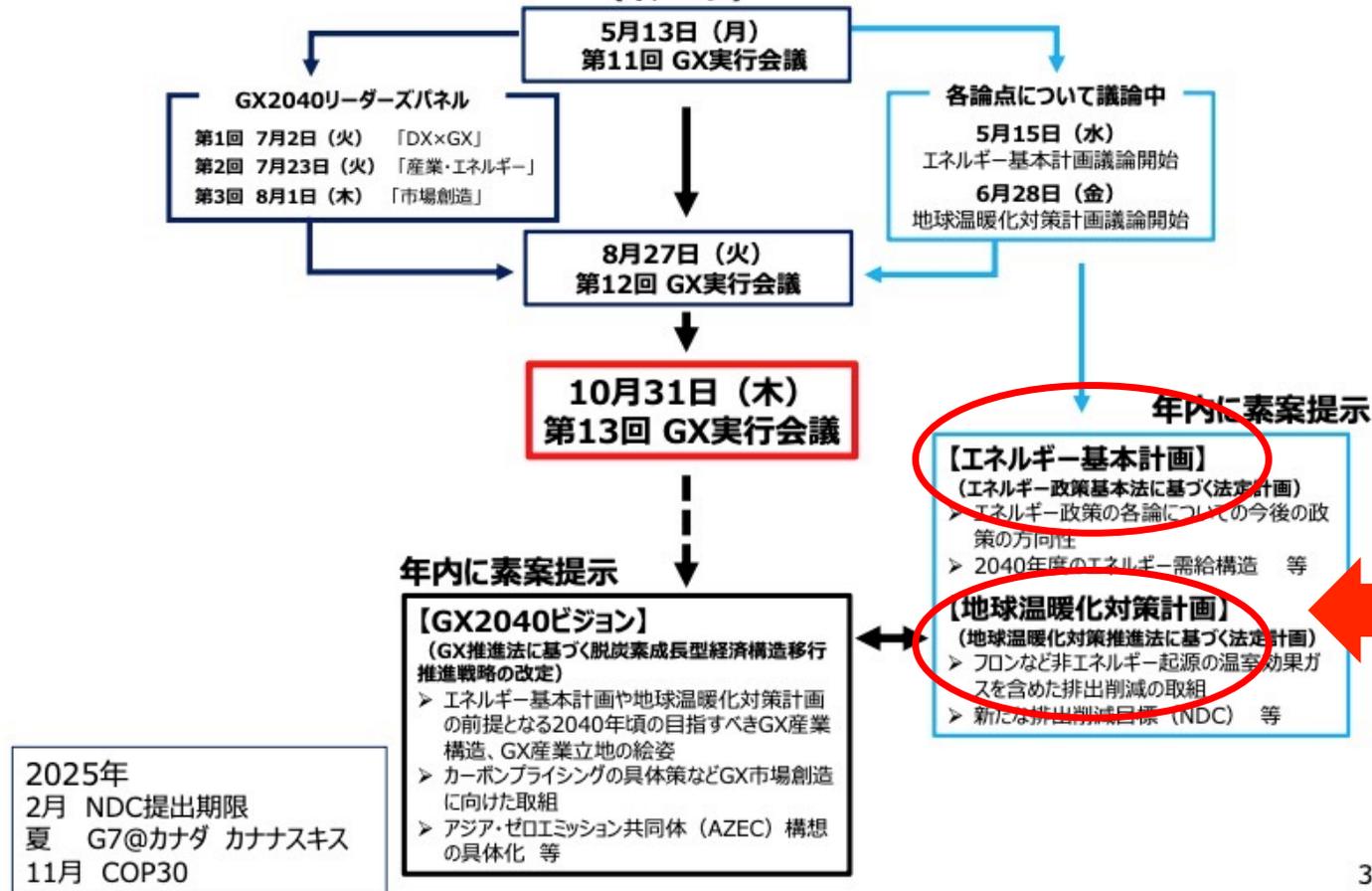
第7次エネルギー基本計画と 原発・火力の延命・維持

2024-12-24

大島堅一

エネルギー基本計画の位置づけとスケジュール

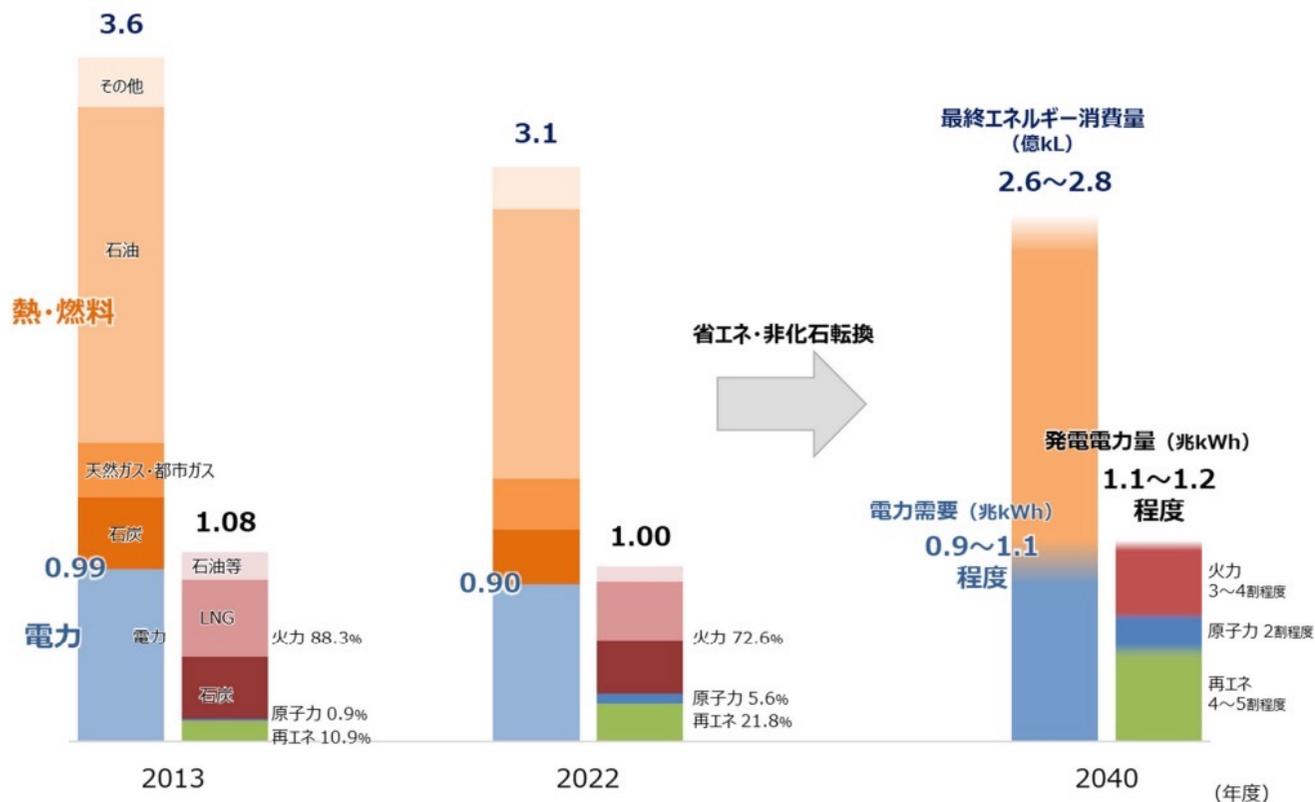
GX2040ビジョン、エネルギー基本計画、地球温暖化対策計画に向けた検討
(イメージ)



12月20日の合同会議が大もめに。その原因をつくったのがエネルギー基本計画素案

第7次エネルギー基本計画素案

【参考】エネルギー需給の見通し（イメージ） ※数値は暫定値であり、今後変動し得る。



2040年度目標
 火力 3~4割
 原発 2割
 再エネ 4~5割

(注) 左のグラフは最終エネルギー消費量、右のグラフは発電電力量であり、送配電損失量と所内電力量を差し引いたものが電力需要。

出所：資源エネルギー庁（2024）「エネルギー基本計画（原案）の概要」12月、p.10

2030年度と2040年度目標の電源構成はほぼ同じ

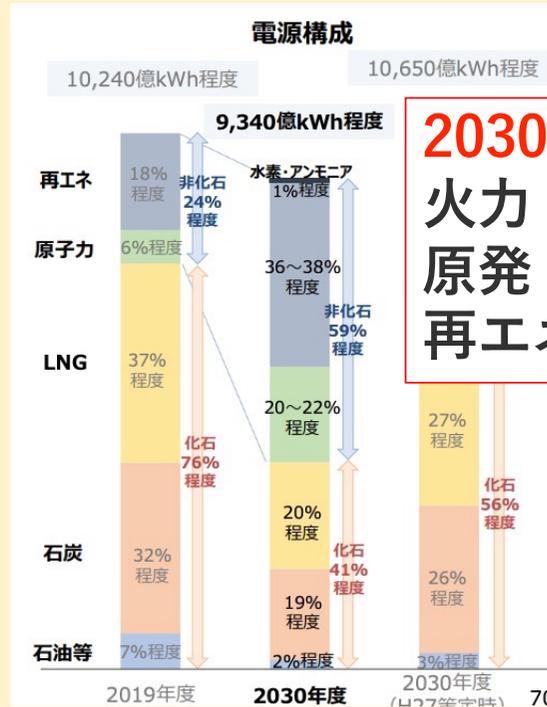
値は暫定値であり、今後変動し得る。

2040年度目標
 火力 3~4割
 原発 2割
 再エネ 4~5割



発電電力量を差し引いたものが電力需要。

第6次エネルギー基本計画



2030年度目標
 火力 41% 4割
 原発 20-22% 2割
 再エネ 36~38% 4割

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf

第7次エネルギー基本計画

第7次エネルギー基本計画
(素案)

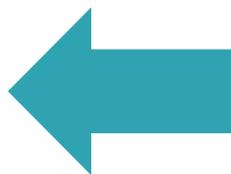
2040年度

- 原発 2割
- 再エネ 4～5割
- 火力 3～4割

第6次エネルギー基本計画

2030年度

- 原発 20～22%
- 再エネ 36～38%
- 火力 41%



10年間で殆ど同じ
トランスフォーメーション無し
GXの正体は原発・火力の維持

**国民負担で進められる火力3～4割、原子力2割
～長期脱炭素電源オークション**

大規模・長期の「脱炭素電源」のための「事業環境整備」 (=原子力・火力)

② 電力システムが直面する課題と対応方針

(ア) 安定供給を大前提とした、電源の脱炭素化の推進

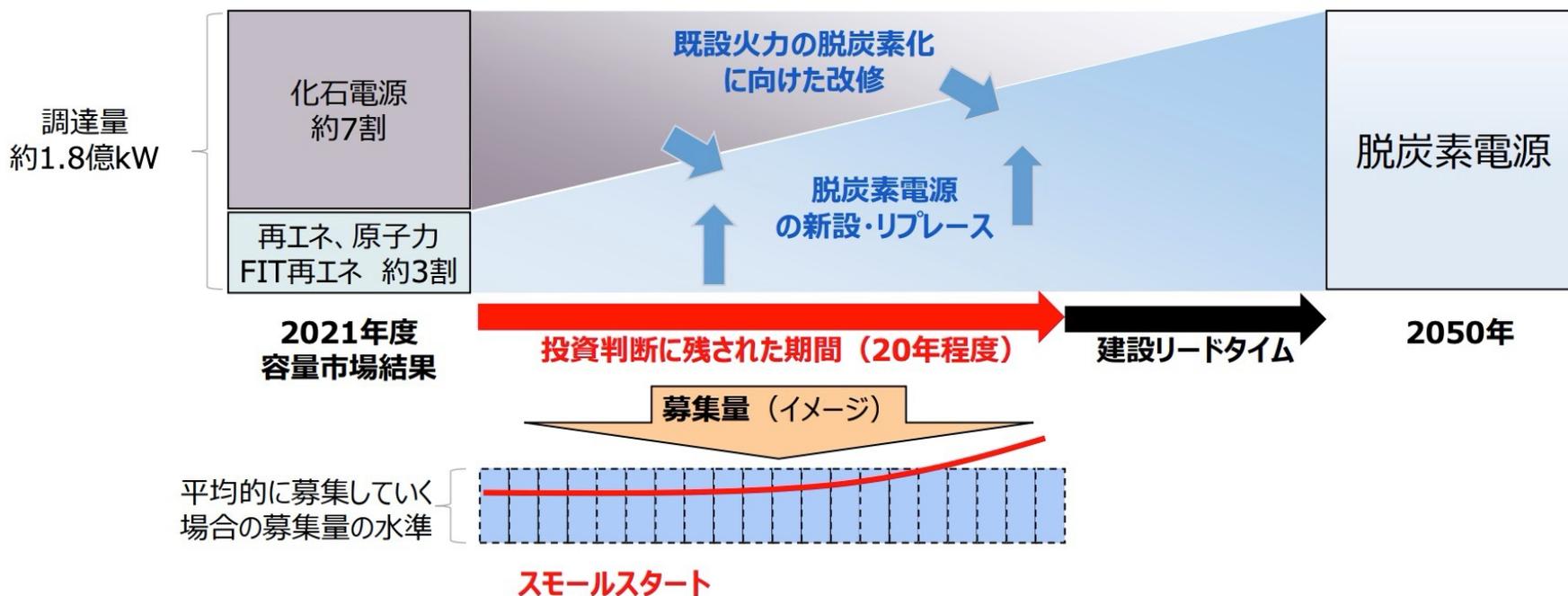
現在の事業環境下では、将来的な電力収入の不確実性が大きいことが大規模・長期の脱炭素電源投資が抱えるリスクと相まって、電源投資を躊躇させる一因となっている。このため、事業期間中の市場環境の変化等に伴う収入・費用の変動に対応できる市場や事業環境、併せて資金調達環境の整備を進めていく。また、多様なニーズに応えつつ、脱炭素電源投資を推進する観点から、非化石証書の更なる活用を推進するとともに、その在り方を検討する。加えて、火力の脱炭素化に向けた取組も着実に進めていくとともに、需給バランスの将来動向も見ながら、将来的な脱炭素化を前提としたLNG火力の新設・リプレースを一層促進する。

出所：「エネルギー基本計画（原案）」（総合資源エネルギー調査会第67回基本政策分科会, p.27

容量市場と「脱炭素電源オークション」

- 容量市場から「長期脱炭素電源オークション」へ
- 化石電源を全て「脱炭素電源」に置き換える。
- 対象となる「脱炭素電源」とは何か、が重要。

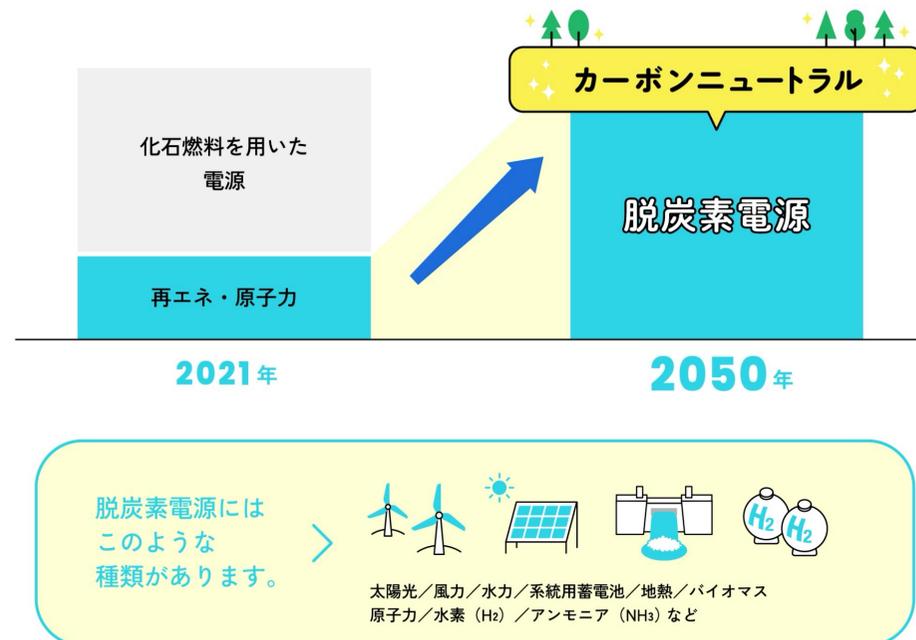
カーボンニュートラル



出典：電力広域的運営推進機関(2024)「長期脱炭素電源オークションの概要について（応札年度：2024年度実施分）」7月, p.15

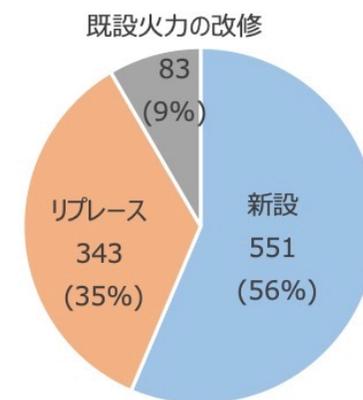
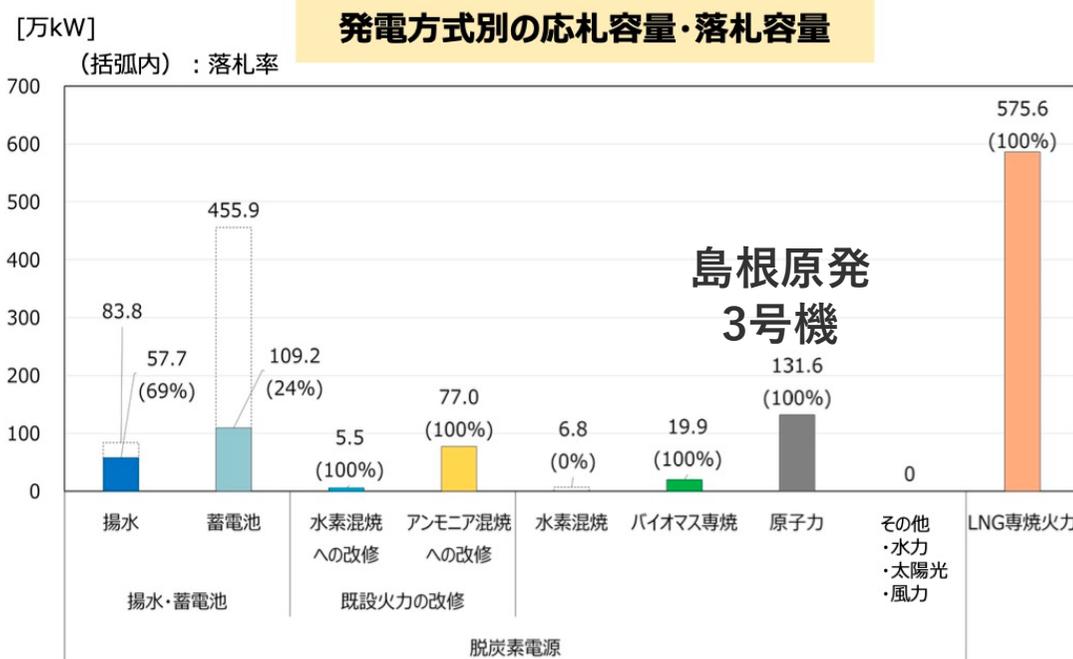
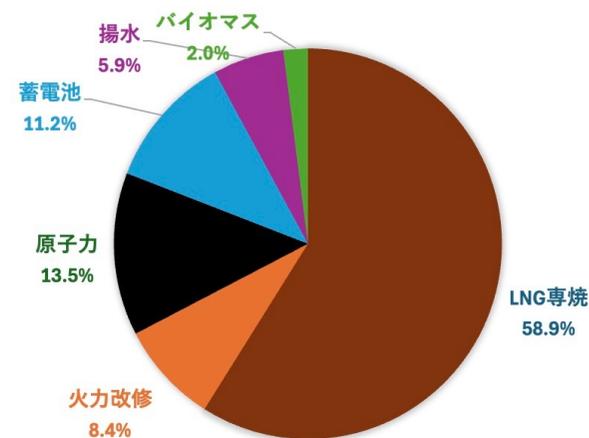
「長期脱炭素電源オークション」

- 化石電源を全て「脱炭素電源」に置き換える。

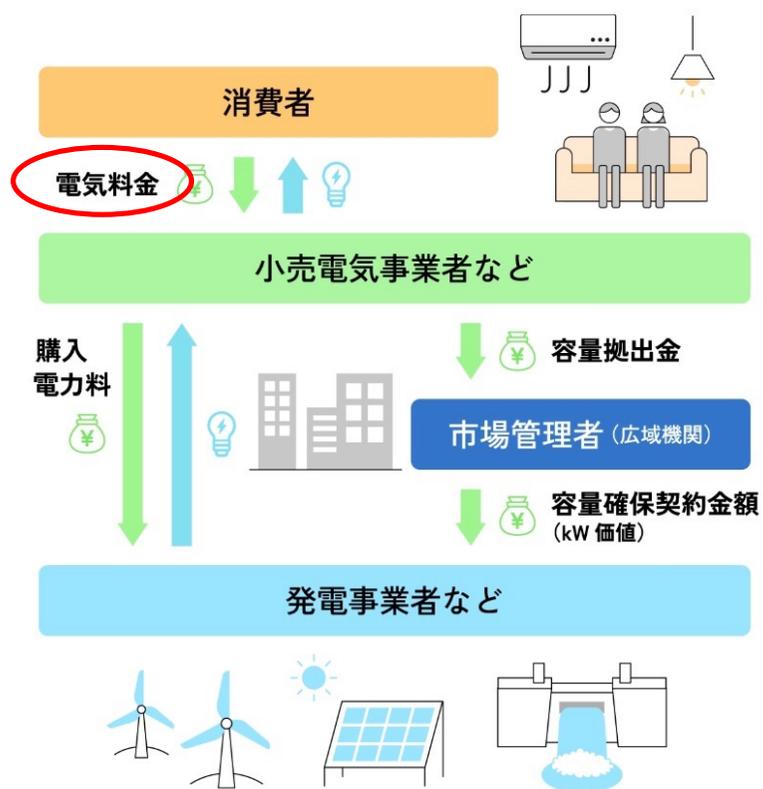


「長期脱炭素電源」オークションの中身（2023年度）

- 火力67.3%、原子力13.5%で8割超
- 電力システム改革・GX「脱炭素」政策に火力・原子力維持策がビルトインされている。



電気料金から原資を徴収



- 長期脱炭素電源オークションは容量市場の一種

- 消費者が支払う電気料金の中に火力、原子力確保のための資金が含まれている。

**国民負担で進められる火力3～4割、原子力2割
～原発の総括原価方式電気料金**

原発新設は脱炭素電源オークションでも難しい

投資・コスト回収面における今後の課題

事業期間が長期に渡ること、バックエンド事業に不確実性があることなどの事業特性に起因して、現行制度では残存リスクが相応に残っているものと考えられる

区分	項目	内容
固定費 未回収リスク	事後的な費用の調整なし	<ul style="list-style-type: none"> ■ 他市場収益の9割を還付するなか、予備費である建設費の10%では固定費上振れリスクへの対応として不十分となる可能性がある <固定費上振れの例> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 予備費を超える建設費用の増加（バックフィット対応による追加投資など）、原子力の廃炉に関連する費用等の不確実性 ➢ 資本コストの上昇（金利上昇等への備え）
	運転終了後に負担する費用の回収困難性	<ul style="list-style-type: none"> ■ 運転終了後の廃炉期間中において生じる固定費については、一定程度、入札価格に算入可能であるが、事前に総額を見積ることができず、運転期間中の回収が困難となるおそれ
可変費 未回収リスク	可変費の回収漏れ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 一時的に可変費が市場価格を上回る状態になっても通常は運転を継続するため、多額の損失が生じる可能性がある ■ 可変費に事業者による制御が難しい費用(使用済燃料関係費用等)が含まれる
その他 リスク	事業者の資金負担	<ul style="list-style-type: none"> ■ 巨額の初期投資が必要かつ、建設リードタイムが長期間となる一方で、容量収入を得るのは運転開始後以降となること、MOX燃料加工に関する拠出金の費用計上・資金回収が事後になるため、発電事業者に長期的な資金負担が生じる
	供給力提供開始期限	<ul style="list-style-type: none"> ■ 原子力発電は、安全規制の観点で運転開始時期を正確に予測することは他の発電に比べると困難ため、供給力提供開始期限のリクワイアメント遵守の不確実性が高く、満たせない場合には、一部のコスト回収が困難となる可能性がある
	事業報酬率	<ul style="list-style-type: none"> ■ 上記のような事業リスクが事業報酬率に反映されていない

・現行制度とは、「長期脱炭素電源オークション」をはじめとする原子力支援策のこと。
・あげられているリスクは、原子力発電固有のリスクであり、市場経済のもとでは原発新設のための資金調達が可能であることを物語っている。

事業環境整備がされても資金調達できない

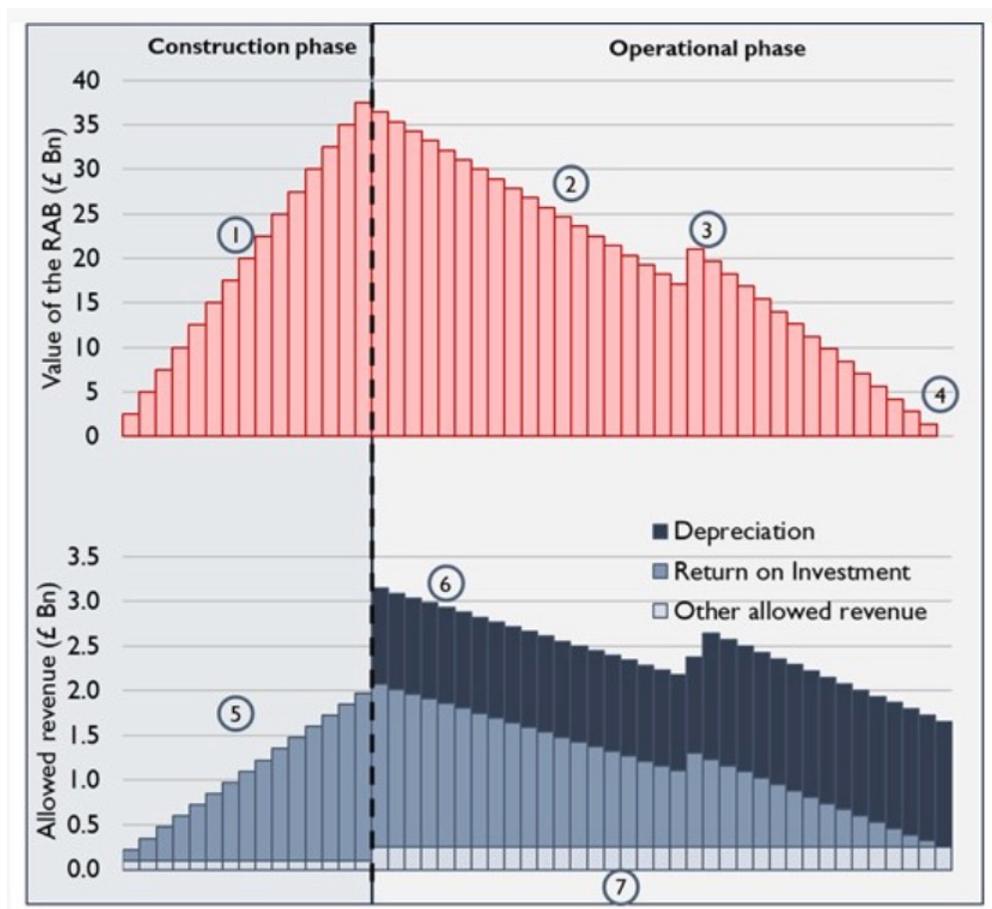
ファイナンスにおける課題 – 総論 –

次世代革新炉の推進や既設未稼働原子力の再稼働のための資金を調達するためには、前述の投資回収における課題への対応が検討されることが肝要であるが、仮に一定の事業環境整備がなされた場合であっても、資金を調達できない可能性がある。

要因	内容
足元の信用力（融資余力）の低下	■ 東日本大震災後の電力会社の収益力の不安定化や、設備投資に必要な資金の追加借入による財政状態の悪化
今後必要となる投資金額	■ そもそもGX対策投資、送配電増強等で多額の投資が必要となる、原子力発電事業に必要な <u>巨額の資金を融資するだけの与信枠を追加で確保するのは困難</u>
政策・規制の変更	■ 政策変更や規制変更といった事業者がコントロールできない要素が事業性に大きく影響する

将来的に日本における国民経済に資する必要不可欠な投資について、上記の要因から資金調達が困難な場合には、必要な投資が行われずGXが進まないこととなる。

新たな延命策：RABモデル（＝総括原価方式）



- ①RABの価値の増加（建設期間）：建設段階での資本投資を反映。
- ②運転段階でのRABの減少：減価償却を反映。
- ③追加の資本投資：RABに追加。
- ④減価償却により運転期間が終わる際にRABはゼロになる。
- ⑤建設期間から投資家（電力会社）に投資に対する報酬（収入）が発生。（＝事業報酬のようなもの）
- ⑥運転期間における投資回収（減価償却に伴う回収）
- ⑦許可収入：維持費・運転費、廃炉費、放射性廃棄物処分費

RAB（原発の総括原価方式）モデルの特徴

- 電力会社は、建設期間中から収益を得ることができる。
- 電力会社は、建設期間が延びたり、建設費が増加しても収益を得る。
- 当該電力会社の消費者でない消費者からも資金を回収しうる制度である。
- RABモデルの対象となる原発のコストとリスクは他電源と比べて高い。そのため電気料金は上がる。
- RABモデルは、特定民間企業（大手電力会社）の特定電源（原発）の新設を対象にした資金支援の仕組みにである。これは、当該電力会社を競争上著しく有利にすることから電力自由化の趣旨にも反する。

第7次エネルギー基本計画は分岐点

日本経済/社会の大きな分かれ道

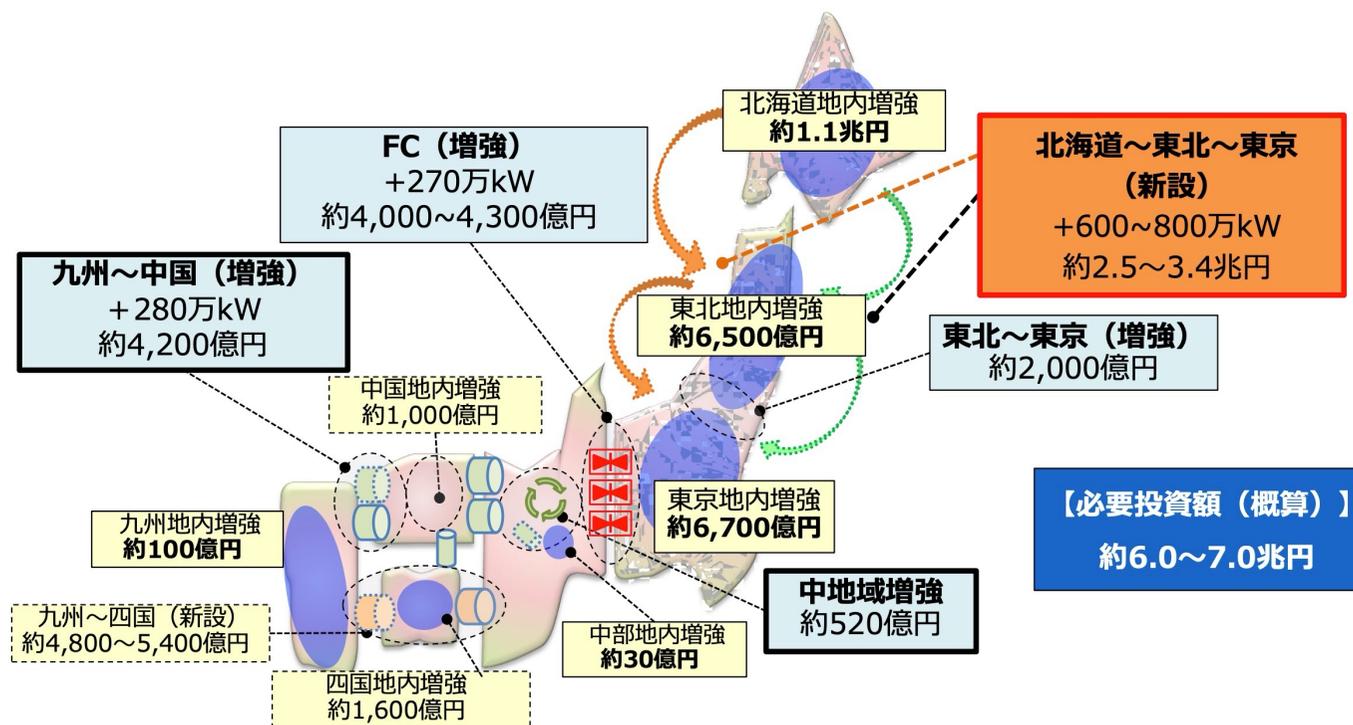
- 1.5度/2度目標に整合的なNDC、**再エネ100%超**路線
 - ★ 再エネ電気の需要急増、再エネPPAの急拡大 = 社会的ニーズ
 - 再エネ/省エネを基盤とする社会への**革新的移行**（トランスフォーメーション）
 - 再エネ需要のより一層の増大 → **電気料金低下、雇用増、経済成長**
- 「**原発も再エネも**」路線 = GX政策路線
 - 「**原発20%**」を**決め打ち**（過大な目標設定が特徴） → **再エネ目標抑制**
 - 原発 = 「柔軟性(flexibility)」の全くない電源の居座り → **再エネ抑制**
 - 原発・火力のための資金メカニズム → **国民負担増**（電気料金の底上げ）
 - 再エネ50～60%止まり → 広域連系系統整備計画に反映
 - 物的に再エネが拡大しない状態に → **再エネ供給抑制** → **成長抑制**
 - **世界から取り残される日本へ**

広域連系システムのマスタープラン（2023年）

（参考）「マスタープラン」の概要

第52回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年6月21日) 資料2より抜粋 (一部修正)

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、**電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系システムのマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。**



(出所) 広域系統長期方針 (広域連系システムのマスタープラン) (電力広域的運営推進機関2023年3月29日策定) のうちベースシナリオより作成

すでに2050年度目標が組み込まれている

(電源)

長期展望における電源構成については、第6次エネルギー基本計画においても示された国の政策的議論を踏まえ、2050年カーボンニュートラルを見据えた電源構成とした。具体的には、国の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会における基本ケースを踏まえて、発電量の占める割合として、約50~60%を太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の再エネで、また、約10%を水素・燃料アンモニア発電で、さらに、約30~40%を原子力とCO2回収前提の火力とでそれぞれ構成することとしている。

再エネ率50~60%を前提に
広域連系系統が作られる。

||

再エネ100%の足枷に

表2 各シナリオの前提条件

		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
需要		<ul style="list-style-type: none"> 1.2兆kWh程度 水素製造・DACの約8割を再エネ電源近傍へ配賦 再エネ余剰活用需要の約8割が制御でピークシフトできると想定 	<ul style="list-style-type: none"> 1.2兆kWh程度 水素製造・DACの約2割を再エネ電源近傍へ配賦 再エネ余剰活用需要の約2割が制御でピークシフトできると想定 	<ul style="list-style-type: none"> 1.2兆kWh程度 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定
	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光 約260GW (※1) 陸上風力 約41GW (※1) 洋上風力 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス 約60GW (エネルギーミックス水準) 地熱 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光 約260GW (※1) 陸上風力 約41GW (※1) 洋上風力 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス 約60GW (エネルギーミックス水準) 地熱 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光 約260GW (※1) 陸上風力 約41GW (※1) 洋上風力 約45GW (官民協議会導入目標) 水力 約60GW (エネルギーミックス水準) バイオマス 約60GW (エネルギーミックス水準) 地熱
電源構成	火力 (化石+CCUS)	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画最終年度の年度末設備量 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 <p>(廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画最終年度の年度末設備量 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 <p>(廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画最終年度の年度末設備量 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 <p>(廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定)</p>
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定
	水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定 	<ul style="list-style-type: none"> 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定 	<ul style="list-style-type: none"> 既設火力の一部が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定

注) 長期展望は、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要

※1 第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

出所：電力広域的運営推進機関(OCCTO)[広域系統長期方針(広域連携システムのマスタープラン)]3月, pp.16-17

まとめ

- 第7次エネルギー基本計画原案は、社会のトランスフォーメーションを押しとどめるものである。
- 政府の第7次エネルギー基本計画、GX政策の正体は、原発・火力の維持、再エネ抑制である。
- 原発・火力のコスト・不確実性は高く、維持・拡大には国民負担が必要である。
- 原発・火力延命・維持の汚染型・停滞型経済/社会を目指すか、
再エネ100%を基盤とする環境保全型・成長型経済/社会を目指すか、
大きな分岐点にある。