

# 洋上風力発電に係る電源投資を確実に 完遂するための制度のあり方について

2024年9月26日

経済産業省資源エネルギー庁

国土交通省港湾局

# 1. 検討の背景と方向性

## 2. 制度のあり方の検討

- I. 迅速性とスケジュールの確実性の両立をより確かなものにしていくための制度のあり方
- II. 収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方
- III. 事業計画の柔軟性に関する考え方

# 検討の背景

- 政府全体のGX実現に向けた議論では、2050年カーボンニュートラルの実現、グリーントランスフォーメーションの加速に向けて、**投資回収の予見性が立てづらい脱炭素電源投資を促進することの重要性**が指摘されている。特に、8月27日に開催された第12回GX実行会議においては、**大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となる**ため、**収入・費用の変動リスク**が大きくなる中で、**事業者の予見可能性を高める**には、**このようなリスクに対応するための事業環境整備を進める必要**がある点が指摘されているところ。
- こうした点を踏まえて、9月11日に開催された第68回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会においては、**大規模な再エネ電源投資を確実に完遂するための制度のあり方**が検討され、**洋上風力発電への電源投資が確実に完遂**されるようにするため、**収入・費用の変動に対して強靱な事業組成**を促進することを通じて、**事業実施の確実性を高めていく**方向性が示されている。
- 具体的には、**洋上風力促進WG・調達価格等算定委員会**において、**次のような制度的対応の要否について、具体的に検討を進める**こととされており、本日のWGにおいて具体的な御議論を頂きたい。
  - ① **再エネ海域利用法の公募**において、**確実な事業実施を担保する保証金制度のあり方**や、**民間事業者による伴うリスクへの対応が評価される公募制度の設計**
  - ② **収入・費用の変動等に伴うリスク分担**のあり方と、それを踏まえた**FIP制度の基準価格**や**IRR**（現行の上限価格の想定IRR：10%）の**設定**
  - ③ 産業競争力強化等の観点から、**事業者選定後の事業計画の柔軟性**を確保するための制度の設計（例：事後的に国内サプライチェーンが構築された場合における**国内部品等を活用するための計画変更**など）

## エネルギーの将来戦略が国力を左右する時代に

- 5月のGX実行会議で提示した論点を土台に、GX2040リーダーズパネルにて有識者と集中的に議論を実施した結果、7つの課題を抽出。

### 【第11回（5/13）GX実行会議で示した論点】

#### I. エネルギー

1. エネルギーが産業競争力を左右する中、**強靱なエネルギー供給を確保**するための方策
  - ① DXの進展により、**電力需要増加の規模やタイミングの正確な見通しが立てづらい**状況下における
    - 1) **投資回収の予見性が立てづらい脱炭素電源投資を促進**
    - 2) **将来需要を見越してタイムリーに電力供給するための送電線整備**
  - ② 世界の状況も踏まえ、**水素・アンモニアなどの新たなエネルギーの供給確保**
  - ③ トランジション期における、**化石燃料・設備の維持・確保**

#### II. GX産業立地

2. 脱炭素電源、送電線の整備状況や、新たなエネルギーの供給拠点等を踏まえた**産業立地のあり方**

#### III. GX産業構造

3. 中小企業を含め、**強みを有する国内産業立地の推進**や、次世代技術による**イノベーションの具体化、社会実装加速の方策**
4. 経済安全保障上の環境変化を踏まえ、**同盟国・同志国各国の強みを生かしたサプライチェーン強化のあり方**

#### IV. GX市場創造

5. カーボンプライシングの詳細制度設計を含めた**脱炭素の価値が評価される市場造り**

### 【リーダーズパネルで得られた7つの課題】

#### <エネルギー>

- ① DXによる電力需要増に対応するため、再生可能エネルギー拡大、原子力発電所の再稼働や建替、火力の脱炭素化に必要な投資拡大の必要性
- ② **再生可能エネルギー、原子力等の脱炭素電源 活用拡大**
- ③ 国際的な議論も踏まえた石炭火力の扱い

#### <GX産業立地>

- ④ ワット・ビット連携による日本全国を俯瞰した効率的・効果的な系統整備、脱炭素電源近傍への産業集積の加速

#### <GX産業構造>

- ⑤ GXとDXの同時進展や、GXを成長につなげるため、技術・ビジネス・スケールの3つの要素を最大化するグローバル規模の技術開発やスタートアップと大企業との協働加速

#### <GX市場創造>

- ⑥ GX製品の国内市場立ち上げに必要なGX製品の価値評価、調達に向けた規制・制度的措置

#### <グローバル>

- ⑦ 欧州を中心とする現実的なトランジションへの認識の高まり、アジアの視点も加えた体系的・総合的なルール形成の必要性



## GX2040ビジョンに向けた検討のたたき台

- これまでの論点や検討すべき課題を統合し、GX実現に向けた専門家ワーキンググループなどでの議論を踏まえ、以下の検討のたたき台をベースに年末に向けてGX2040ビジョンの検討を加速。

### I. エネルギー・GX産業立地

- 1. DXによる電力需要増に対応するため、徹底した省エネ、再エネ拡大、原子力発電所の再稼働や新型革新炉の設置、火力の脱炭素化に必要な投資拡大**
  - 大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、収入・費用の変動リスクが大きく、それらを合理的に見積もるには限界がある。事業者の予見可能性を高めるには、このようなリスクに対応するための事業環境整備を進める必要がある。同時に、電源確保とあわせて、データセンターの効率改善を促すべく、技術開発や制度面での対応も進める必要。
- 2. LNGの確保とLNGサプライチェーン全体での低炭素化の道筋確保や、国際的な議論も踏まえた石炭火力の扱い**
  - 現実的なトランジションの手段としてガス火力を低炭素電源として活用していく必要。国際的な議論や脱炭素に向けた取組の下、石炭火力発電をより減少させていく中で、LNG調達安定化のための長期契約を可能にする方策や、石炭火力等の予備電源制度などとセットで議論が必要。
- 3. 脱炭素電源や水素等の新たなクリーンエネルギー近傍への産業集積の加速、ワット・ビット連携による日本全国を俯瞰した効率的・効果的な系統整備**
  - 多数の企業間連携を前提とする広域単位の産業立地施策、日本全体を俯瞰して、次世代の電力系統整備と通信基盤の一体的整備を可能とする次世代型電力・通信一体開発計画などについて官民連携での検討。
- 4. 次世代エネルギー源の確保、水素等の供給拠点、価格差に着目した支援プロジェクトの選定**
  - 将来的な価格低減や国産技術の活用が見込まれるなど、産業競争力強化に資するプロジェクトを中心に、黎明期のユースケースを立ち上げ。また、水素等の大規模な利用拡大に繋がり、幅広い事業者に裨益する供給拠点に対する支援や、GX製品の市場創造に向けて需要家を巻き込み、価格移転を可能とする後続制度とも連携。

## 洋上風力発電についての対応の必要性

- 洋上風力発電については、現在、**再エネ海域利用法による公募選定、FIT/FIP制度**等により、電源投資を支援している。こうしたスキーム等により、**これまでに5.1GWの案件が形成**されたほか、有望区域や準備区域が多数存在しており、**2030年目標（5.7GW）に向けた進展**が見られる。
- 他方で、洋上風力発電への電源投資は、以下の点において、**他の再エネへの電源投資と異なる特徴**を有しており、**収入・費用の変動リスクに対応し、電源投資を確実なものとしていく必要性**が大きい。
  - ① **投資規模が数千億円単位**になる点で**他の再エネ電源よりも非常に投資額が大きく、総事業期間も長期間（約40年間）**となる。
  - ② 海外（米国等）では、コロナ禍、ウクライナ戦争を受けたサプライチェーンの混乱、インフレによる開発費用の増大等により、**大規模な洋上風力プロジェクトからの撤退事例が複数生じている**。
  - ③ 洋上風力発電は、**我が国の電力供給の一定割合を占めることが見込まれる**とともに、国民負担が生じないゼロプレミアム入札が現に発生するなど、**安価なエネルギー供給に資する電源**であることから、**再エネ主力電源に向けた「切り札」**であると評価できる。

# (参考) 洋上風力発電の規模と投資イメージ

第68回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会  
(2024年9月11日) 資料7より抜粋

- 洋上風力発電は、初期投資が数千億規模になるほか、運転維持費も数十億規模。
- 大規模な陸上風力発電や事業用太陽光発電と比べても、事業規模が非常に大きい。

	【支出】		【収入】
	資本費	運転維持費	売電収入
洋上風力発電 (35万kW)	1,358億円	46億円/年	217億円/年
【参考】 陸上風力発電 (3万kW)	81億円	3億円/年	10億円/年
【参考】 事業用太陽光発電 (3万kW)	42億円	1.5億円/年	4.3億円/年

- ※ 1 洋上風力発電は、再エネ海域利用法の第3ラウンド公募の上限価格の諸元を採用。資本費は38.8万円/kW。運転維持費は1.32万円/kW。設備利用率は39.3%。売電価格は18円/kWhと仮定。
- ※ 2 陸上風力発電は、2024年度の新設50kW以上の価格算定の諸元を採用。資本費は27.1万円/kW。運転維持費は0.93万円/kW。設備利用率は28.0%。売電価格は14円/kWhと仮定。
- ※ 3 事業用太陽光発電は、2024年度の地上設置50kW以上の価格算定の諸元を採用。資本費は13.85万円/kW（うちシステム費用11.3万円/kW、土地造成費1.2万円/kW、接続費用1.35万円/kW）。運転維持費は0.5万円/kW/年。設備利用率は18.3%。売電価格は9円/kWhと仮定。

# (参考) 洋上風力発電の総事業期間

第12回GX実行会議  
(2024年8月27日)  
資料1より抜粋

エネルギー・GX産業立地

## 1. DXによる電力需要増に対応するため、徹底した省エネ、再エネ拡大、原子力発電所の再稼働や新型革新炉の設置、火力の脱炭素化に必要な投資拡大②

- 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あり。
- 大型電源については投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、収入・費用の変動リスクが大きく、合理的に見積もるとしても限界がある。そのようなリスクに対応するための事業環境整備が必要。

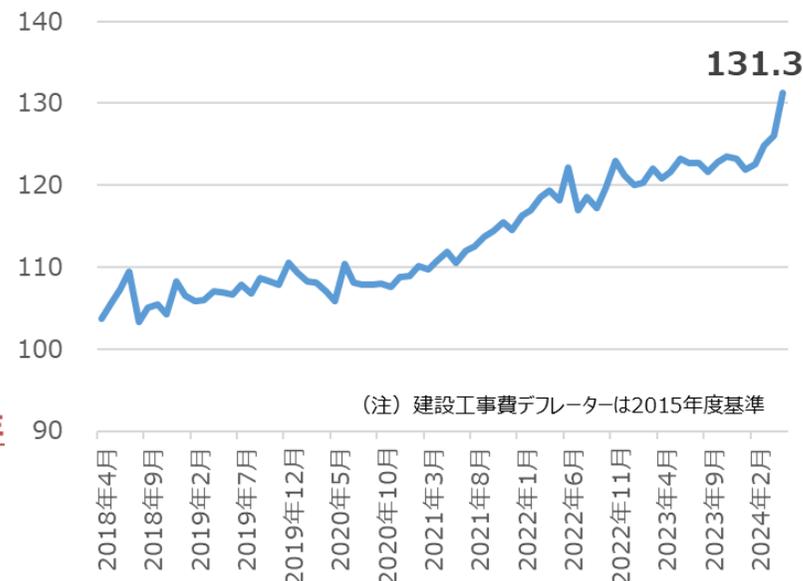
脱炭素電源の総事業期間（イメージ）



⇒ 脱炭素電源の事業期間は、最大約100年以上に及ぶ長期的なものであり、事業者の予見可能性を高めるには、市場環境の整備の検討とともに、事業期間中の収入・費用の変動に対応した支援策を検討する必要

(出所) 電力・ガス基本政策小委資料やFIT/FIP制度の運転開始期限の年数などを基に作成

電力分野の建設工事費デフレーター



⇒ 現行制度では支援価格が20年間固定となっているが、足元のインフレや賃金上昇などを受けて建設工事費が上昇する中、事後的な費用の増加に備えた制度を検討する必要

(出所) 国交省HPの建設工事費デフレーターを基に作成。

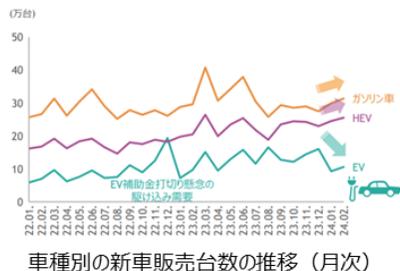
グローバル認識  
・ルール

## 10. 欧米の情勢も踏まえた現実的なトランジションの必要性① (価格転嫁の壁やインフレによる投資停滞)

- 欧州や米国では、グリーンな産業に対する支援として補助金や税額控除といった金銭的支援策を講じているものの、インフレによる開発費の増大や化石燃料価格の低減によって、従来製品よりも相対的に高額となるグリーンな製品に対する投資が伸びず、域内におけるグリーンな製品の市場形成が停滞している。
- 特に市場が黎明期の水素・合成燃料・洋上風力といった新技術は価格転嫁の壁が高く、新規需要者の獲得が困難となっている。

### 欧州における新技術の市場形成の遅延

#### <EV新車販売の停滞>



2022-2023年には補助金が交付されたものの、EV販売台数は不調。さらに、2024年以降は補助金の打ち切りや条件の厳格化・アーリーアダプター需要の飽和・高額なEV購入費用などの理由により、EV販売は減速傾向に。

#### <合成燃料プラントの建設中止>



スウェーデン北部に欧州最大規模となる年間製造能力55,000トンの合成メタノールプラントを建設し、2025年稼働開始予定だった。

デンマークのOrsted社は「欧州における液体合成燃料の市場発展が予想よりも遅く、同市場に対するエフォートを落とすという戦略的な決定を下した」として、スウェーデンで建設予定だった合成メタノール工場の建設を中止すると発表。

### 米国における洋上風力プロジェクトの撤退

プロジェクト名	発電容量	撤退理由
Common Wealth Wind	1,200 MW	- コスト増加により当初の契約では資金調達が困難になったため
South Coast Wind	2,400 MW	- サプライチェーン全体でのコストや資金調達コストの上昇のため
Revolution Wind 2	884 MW	- 金利上昇、物流コストの増加、不確実な連邦税額控除によるコスト増加

※South Coast Windは将来再入札を行い、より高額でのPPA契約を締結することを目的とした契約解約としている。

コロナ禍やウクライナ戦争を受けたサプライチェーンの混乱やインフレによる開発費用の増大により、大規模洋上風力プロジェクトのPPA解約・契約破棄が相継ぎ、約4,500MWの導入見込みが損失。

## 今後の検討の方向性 (案)

- 大規模かつ総事業期間が長期間にわたる洋上風力発電の電源投資を巡っては、世界的に、収入・費用の変動等を原因とする事業撤退が相次いでいる。我が国の再エネ主力電源化に向けた「切り札」である洋上風力発電への電源投資が確実に完遂されるようにするためには、収入・費用の変動に対して強靱な事業組成を促進することを通じて、事業実施の確実性を高めていくことが重要ではないか。
- 検討に当たっては、次のような視点を踏まえてはどうか。
  - ① 収入・費用の変動に伴うリスクを誰が取るのか。民間事業者による適切なリスク評価・リスク分担をどのように促進するか。民間事業者のみでは取り切れないリスクに対して、どのように対応するか。
  - ② 収入・費用の変動が発生し得る中、国民負担の抑制を前提としつつ、投資予見性をどう確保するか。
  - ③ 産業競争力強化の観点から、国内サプライチェーンの構築をどう促進するか。
- こうした視点を踏まえながら、今後、洋上風力促進WG・調達価格等算定委員会において、次のような制度的対応の要否について、具体的に検討を進めることとしてはどうか。
  - ① 再エネ海域利用法の公募において、確実な事業実施を担保する保証金制度のあり方や、民間事業者による伴うリスクへの対応が評価される公募制度の設計
  - ② 収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方と、それを踏まえたFIP制度の基準価格やIRR (現行の上限価格の想定IRR：10%) の設定
  - ③ 産業競争力強化等の観点から、事業者選定後の事業計画の柔軟性を確保するための制度の設計  
(例：事後的に国内サプライチェーンが構築された場合における国内部品等を活用するための計画変更など)

# 第68回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年9月11日） における委員からの主な指摘事項

- 事務局の提案に沿って、洋上風力発電への電源投資を確実に完遂するための制度的措置を検討することに賛成。具体的な検討に当たっては、社会コストや国民負担への配慮はもちろん、ファイナンス・電力市場への影響など多面的な観点から検討を行うべき。
- 洋上風力発電は、建設期間が長いことが課題。セントラル方式の推進を加速し、事業者選定から運転開始までの期間を少しでも短くすることが、事業リスクの低減にとって重要。
- 物価や為替変動リスクのリスクテイクのあり方については、長期的な視点も踏まえつつ、政府が「市場の失敗を補う」という考え方が重要ではないか。
- 物価や為替変動リスクに対し、事業者の対応状況を評価することは重要。そうしたリスク対応が適切に評価されることで、国内サプライチェーン構築の促進にも繋がる。
- FIT/FIP制度の調達価格/基準価格の設定に当たっては、これまで、収入・費用の変動に伴うリスクをIRRに織り込んでいたことを踏まえ、リスク分担の在り方に応じて、IRR水準の見直しが必要。
- 第2ラウンドでは、ゼロプレミアム入札が発生していることを踏まえ、そうした場合の収入・費用の変動リスクの分担のあり方についても検討が必要。FIP基準価格において対応することの効果を見極めつつ、オフテイカー側のリスクテイクについても検討が必要。
- 保証金制度について、事業者に対する過度な萎縮効果に繋がらないようにするべき。

# 本WGにおける検討の方向性（案）

- GX実行会議や再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会での議論を踏まえ、洋上風力発電への電源投資が確実に完遂されるようにするため、以下の方向での制度のあり方等を検討し、収入・費用の変動に対して強靱な事業組成を促進することを通じて、事業実施の確実性を高めていくこととしてはどうか。

## I. 迅速性とスケジュールの確実性の両立をより確かなものにしていくための制度のあり方

- ① 迅速性評価についての考え方
- ② 確実な事業実施に資するリスクシナリオへの対応に関する考え方
- ③ 保証金制度のあり方

## II. 収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方

- ① 諸外国で導入されている調整条項（価格調整スキーム）の導入検討  
（収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方と、それを踏まえたFIP制度の基準価格やIRRの設定）

## III. 事業計画の柔軟性に関する考え方

# 1. 検討の背景と方向性

## 2. 制度のあり方の検討

I. 迅速性とスケジュールの確実性の両立をより確かなものにしていくための制度のあり方

II. 収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方

III. 事業計画の柔軟性に関する考え方

## ①迅速性評価についての考え方

- 迅速性評価は、2030年エネルギーミックス等の政策目標に資する計画を評価するため、促進区域と一体的に利用できる港湾の利用可能期間等を踏まえ、2030年度末を終点（0点）に、想定される最速の運転開始時期※1から更なる事業者の創意工夫（6ヶ月）を考慮した時期を満点（20点）として、段階的に評価するものであり、第2ラウンドから採用。

※1 想定される最速の運転開始時期は、基礎設置・風車据付等の標準的な海上施工期間等を考慮し、基地港湾の利用開始後2年9ヶ月目に運転開始する想定。

- 実際、第1ラウンド選定事業者（長崎県五島市沖は除く）は、事業者選定日から運転開始日までの平均期間が7年7ヶ月であったが、迅速性を採用した第2ラウンドでは、選定事業者の運転開始日までの平均期間は5年3ヶ月、第2ラウンド全公募参加者の平均期間であっても6年1ヶ月と、大幅に期間を短縮する結果となった。
- 一方で、海外では、ウクライナ戦争を受けたエネルギー安全保障の高まりから洋上風力導入が加速しており、世界的にサプライチェーンが逼迫している状況であり、そこにインフレの波が押し寄せるなど事業環境が悪化。このため、世界ではプロジェクトの中断や撤退する事例が複数発生しており、我が国においても洋上風力事業に関する不確実性が高まっている状況。
- このため、このような事業環境下であっても、事業者が迅速性を確保しつつ、確実に事業を実施できるよう、新たな評価方法を検討することとしてはどうか。

## ①迅速性評価についての考え方

○例えば、以下の観点から検討を行ってはどうか。

### ①最速の運転開始時期について

・現行の評価制度では、港湾の利用可能期間を踏まえて想定される最速の運転開始時期を設定しているが、第2ラウンド公募では、基地港湾を含む複数の港湾を利用する計画が提出されるなど、早期の運転開始に向けて今後も多様な事業計画の提出が見込まれることから、最速の運転開始時期は、港湾の利用期間に依存しない各海域統一の考え方を設定してはどうか。

#### (各海域統一の考え方の例)

➤ 迅速性を求めた第2ラウンド公募全参加者の運転開始までの平均期間も、また、海外における直近の運転開始期間も約6年※1であることから、6年を通常要する期間（基準日）とし、そこから更なる事業者の創意工夫（6ヶ月）を考慮した期間である5年6ヶ月※2を満点（20点）として、開発期間に応じて減点していく段階評価としてはどうか。

※1 2017年以降、14件の事業計画が進捗しているドイツでは、運転開始までの平均期間は6年1ヶ月。（デンマークは入札方式の開発案件が1件と少数であること、オランダは6件あるが環境アセス等の調査を政府が全面的に行うなど日本と状況が異なることから、ドイツのみを参考とする）

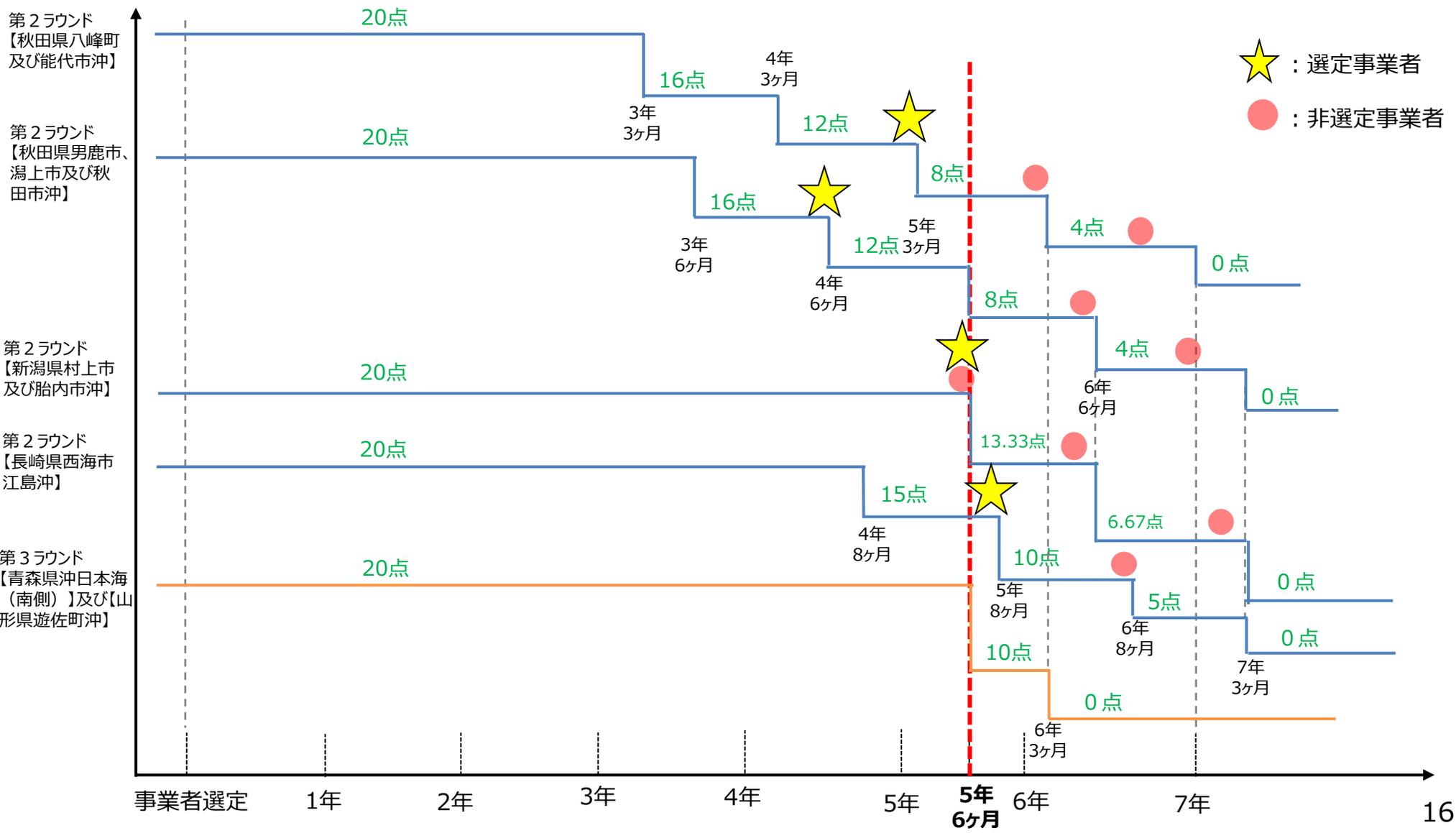
※2 第2ラウンド選定事業者の運転開始日までの平均期間は約5年3ヶ月であり、ほぼ同一となる。

### ②段階評価について

・階段の幅（期間）や階段毎の点差については、i）階段の幅を長くすればするほど、階段毎の点差を大きくすればするほど、事業者は無理な事業計画を策定し多くの点数を得ようとする傾向が高まること、ii）各海域統一の考え方とする場合、20点から0点までの幅を一定期間とらなければ海域の状況によっては0点しかとれないことも考えられるため、例えば、緩やかな階段形状にしてはどうか。（2点毎の減点など）

# (参考) 第2ラウンド、第3ラウンドの階段形状と第2ラウンドの運転開始日入札実績

- 第2ラウンドの運転開始日までの平均期間は、選定事業者が5年3ヶ月、全公募参加者が6年1ヶ月。
- 5年6ヶ月は、第2ラウンドの新潟県及び第3ラウンドの満点の期間と同一。



## ② 確実な事業実施に資するリスクシナリオへの対応に関する考え方

- リスクシナリオへの対応については、第1ラウンドでは事業計画の実現性とは独立した項目として評価を行っていたが、**より確実な事業実施が見込まれる事業計画を高く評価**する観点から、第2ラウンドからは事業計画の各評価項目と一体的に評価を行い、**リスクシナリオへの対応が優れていなければ各項目の高評価を得られない制度**とした。
- 他方で、前述のとおり、**サプライチェーンの逼迫やインフレ等の影響により、世界ではプロジェクトの中断や撤退事例が複数発生**しており、**我が国においても洋上風力事業に関する不確実性が高まっている**ことから、これまで以上に確実な事業実施を担保する仕組みが求められる。
- 以上から、**例えば、特に顕在化している以下のリスク要因**について、事業者により効果的なリスク対応を実施してもらった観点から、**対応するリスクシナリオへの効果的な対策を特に高く評価する仕組みとしてはどうか**。その際、**配点も変更することも一案か**。

【昨今特に顕在化しているリスクと対応するリスクシナリオ】

	【リスク要因】	【対応するリスクシナリオ】
①	インフレによる調達・建設コストや人件費の高騰等	<b>「資金・収支計画」</b> に関するリスクシナリオ
②	調達・建設等の遅延	<b>「運転開始までの事業計画」</b> に関するリスクシナリオ
③	人員不足や部品の調達不良によるコスト増	<b>「サプライチェーンの強靱性等」</b> に関するリスクシナリオ

【事業の実施能力に関する配点変更例】

事業の実施能力【80点】			
① 事業計画の迅速性【20点】	② 事業計画の基盤面【20点】	③ 事業計画の実行面【20点】	④ 電力安定供給【20点】
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 運転開始時期</li> </ul> <p>① = 基礎点 ※1 × ②③の評価点比率※2</p> <p>※1 運転開始時期に応じた点数 ※2 配点40点に対する比率</p> <p>ただし、②③の合計点が、配点（40点）の5割未満の場合、①は0点</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 事業実施体制・実績【10→6点】</li> <li>● <b>資金・収支計画</b>【10→14点】</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>運転開始までの事業計画</b>【15→16点】</li> <li>● 運転開始以降の事業計画【5→4点】</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>サプライチェーンの強靱性等</b></li> </ul>

# (参考) 第2ラウンド公募占用指針に示すリスクシナリオ

## ①資金・収支計画におけるリスクシナリオ

対応する評価 カテゴリ	リスクシナリオ区分		リスクシナリオの概要	
資金・収支計画	運転開始までの資金調達	追加資金調達の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・金融市場の変化等により、資金調達が当初想定していた通りに進まず開発資金が不足するリスク。</li> <li>・工期遅延等により開発・建設費用が増加（コストオーバーラン）し、当初想定していた資金に加え追加の資金調達が必要になるリスク。</li> </ul>	
	運転開始以降のキャッシュフロー	収入減少	風況変動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・風況の悪化により、想定発電量が減少するリスク 【感度分析】風況が超過確率P90の場合の発電電力量となる場合</li> </ul>
			故障や事故による稼働率低迷	<ul style="list-style-type: none"> <li>・故障や事故の増加によって補修作業等が増大し、稼働率が低迷することで想定発電量が減少するリスク</li> </ul>
			出力制御	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電力需給バランスの変化により発電量が需要量を上回り、出力制御が発生し、想定発電量が減少するリスク</li> </ul>
			卸市場価格低下	<ul style="list-style-type: none"> <li>・卸市場価格が低下した場合のリスク（卸市場価格に連動する相対取引契約下での売電についても該当）</li> </ul>
			オフテイクの契約不履行・倒産	<ul style="list-style-type: none"> <li>・相対取引の需要家の財務状況悪化等により、相対取引契約の不履行が発生するリスク（未払発生のみならず、売電単価の値下げ要求等契約内容の変更リスクも含む）</li> </ul>
		費用増加	金利変動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・景気や金融政策を受け、金利水準が上昇するリスク</li> </ul>
			インバランス負担変動	<ul style="list-style-type: none"> <li>・（F I P制度の下で）インバランス負担が増大するリスク</li> </ul>
			故障や事故による費用増大	<ul style="list-style-type: none"> <li>・故障や事故の増加によって補修作業等が増大し、維持管理費用が増大するリスク 【感度分析】事業期間（運転開始以降のみ）に渡って支払う維持管理費用の総額が10%増大する場合</li> </ul>
			物価・人件費高騰	<ul style="list-style-type: none"> <li>・原材料価格や人件費の高騰や為替変動により調達コスト水準が上昇し、維持管理費用が増大するリスク</li> </ul>
保険料上昇	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事故の発生等により保険料支払いが増大するリスク 【感度分析】事業期間（運転開始以降のみ）に渡って支払う保険料支払いの総額が15%増大する場合</li> </ul>			

# (参考) 第2ラウンド公募占用指針に示すリスクシナリオ

## ② 運転開始までの事業計画におけるリスクシナリオ

対応する評価 カテゴリ	リスクシナリオ区分	リスクシナリオの概要
運転開始までの 事業計画 (開発・建設・試 運転期間)	許認可プロセス難航	・建設面（ウインドファーム認証等）や環境面（環境アセス等）、系統・港湾整備等に関する許認可の申請・承諾プロセスが難航するリスク
	設計変更	・環境規制への対応から発電所レイアウトを修正する等、入札時点で想定していた設計が変更されるリスク
	主要部品や船舶の調達難航	・生産遅延、出荷国における天災・出荷港不全・輸送中の事故等により、建設に必要な部品や船舶がスケジュール通りに調達できないリスク
	建設遅延	・天候不順、設計・施工欠陥、必要人材の調達不調、基礎部品や海底ケーブル等の品質未達等により施工スケジュールが後ろ倒しとなるリスク
	地域関係者との調整難航	・開発から試運転までの期間を通じ、地域関係者との間で調整が難航するリスク

## ③ 電力安定供給におけるリスクシナリオ

対応する評価 カテゴリ	リスクシナリオ区分	リスクシナリオの概要
電力安定供給 (運転開始以降 を想定)	部品調達	・生産遅延、出荷国における天災・出荷港不全・輸送中の事故等により、交換が必要な部品がスケジュール通りに入荷しないリスク
	船舶調達	・維持管理時に作業員や交換対象部品の運搬に用いる船を十分に調達できなくなるリスク
	人員確保	・維持管理に必要な人員（作業員等）を十分に確保できなくなるリスク

### ③保証金制度のあり方

- 保証金については、落札者の確実な事業実施を担保する観点から、2020年2月に調達価格等算定委員会での議論を経て設定※1。

※1 現行の保証金については、第1次保証金（500円/kW）及び第2次保証金（5,000円/kW）の額については、FIT制度の保証金額を踏襲し、第3次保証金（13,000円/kW）の額については、再エネ海域利用法と類似のルールを運用するオランダやデンマーク、ドイツの例を参考に設定。

- **第2ラウンド公募評価制度見直し**の際にも、迅速性評価の採用に対し、**遅延を前提とした運開予定日で計画提案させないためのペナルティ**として、**遅延による売電期間（収益）の減少に加え、保証金を全額没収**することとしている。

- 一方で、前述のとおり、サプライチェーンの逼迫やインフレ等の影響により、世界ではプロジェクトが中断・撤退する事例が複数発生していることから、**このような事業環境下であっても事業実施を担保させる効果を及ぼす保証金を設定してはどうか。**

**例えば、諸外国（ドイツやデンマーク、オランダ）の最新の保証金制度を参考に保証金額や保証金を没収する仕組みを検討してはどうか。**

### ③保証金制度のあり方

- デンマークでは、2015年入札公示のプロジェクトでは750デンマーク・クーネ/kWとしていた保証金を、2020年入札公示のプロジェクトでは1,100デンマーク・クーネ/kWに変更。ドイツでは、セントラル方式により事業者の開発リスクを抑えたうえで実施されるプロジェクトについては、撤退防止等の観点から、非セントラル方式の2倍の保証金を求めている。
- デンマークやオランダでは、僅かな遅延をもって保証金を全額没収するのではなく、1ヶ月もしくは6ヶ月毎に遅延金として段階的に保証金を没収し、1年もしくは2年の大きな遅延時には全ての保証金を没収する制度としている。これは、洋上施工時の事故やサプライチェーン逼迫に伴う遅延など、大規模工事が故に生じ得る様々なリスクの中で、大きな遅延を抑止する制度として採用。

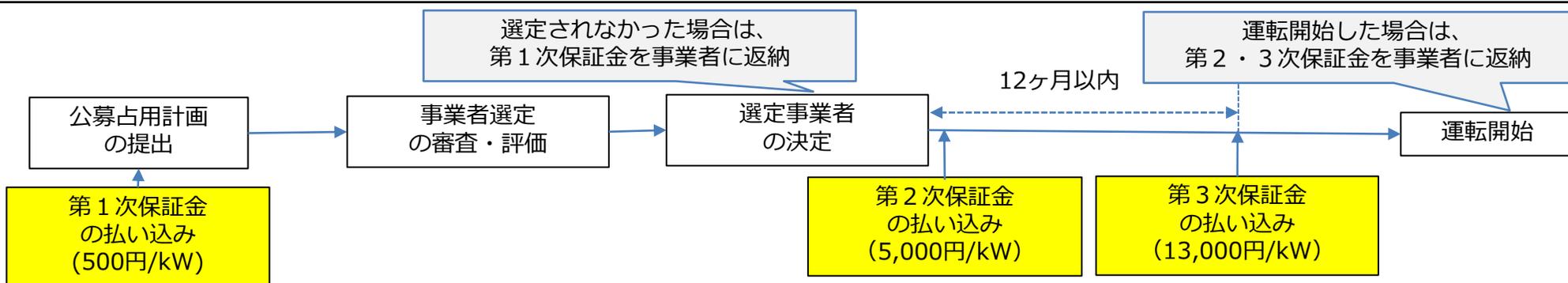
		デンマーク (プロジェクト名：Thor)	オランダ (プロジェクト名：IJmuiden Ver)	ドイツ (プロジェクト名：N-9.1-9.3, N-11.2,11.3)	日本（現行）
保証金	第1次保証金（不当な入札の防止）	-	-	(セントラル) 50ユーロ(8,073円)/kW	500円/kW
	第2次保証金等（確実な事業実施の担保①）	-	-	-	5,000円/kW
	第3次保証金等（確実な事業実施の担保②）	1,100デンマーク・クーネ (23,702円)/kW ※11億デンマーク・クーネ/PJをkW単位に換算	100ユーロ (16,146円)/kW ※2億ユーロ/PJをkW単位に換算	(セントラル) 200ユーロ(32,292円)/kW	13,000円/kW
運開遅延金	2億8000万デンマーク・クーネ (60億3300万円) /6か月遅延毎	1・2ヶ月：1000万ユーロ (16億1500万円)/月 3ヶ月以降：2000万ユーロ (32億2900万円)/月 ※以後、保証金2億ユーロに達するまで2000万ユーロを没収	・施工完了予定日までに最低1基の運転開始準備ができていない場合：残る保証金の12分の1を毎月没収 ・施工完了予定日から6か月以内に、計画容量の95%以上が運転開始に至っていない場合：計画容量に対する運転開始がなされていない容量の割合を残る保証金にかけた金額を没収	保証金の全額没収 (評価点が下がる場合のみ)	
撤退違約金	全額没収	全額没収	全額没収	全額没収	

注：レートは2023年9月～2024年8月の月中平均TTBLレートの単純平均で換算(21.55円/デンマーク・クーネ、161.46円/ユーロ)

# (参考) 保証金に関する事項① (保証金の納付時期・金額)

(参考) 第55回 調達価格等算定委員会  
(2020年2月4日) 資料2より抜粋

- FIT制度の入札では、**適正な入札実施を担保するために第1次保証金(入札時に500円/kW)**を求め、**落札者の確実な事業実施を担保するために第2次保証金(落札時に5,000円/kW)**を求めている。**再エネ海域利用法においても、これらを踏襲することとしてはどうか。**
- ただし、再エネ海域利用法と類似のルールを運用するオランダとデンマークの例を見ると、選定時の保証金は我が国のFIT制度とほぼ同等であるものの、**落札後の一定の検討期間(12ヶ月)後に、更に高額な保証金(約13,000円/kW)を設定している。**これは、最終的な投資判断を行う一定の検討期間を設けた上で、その期間の経過後については、海域調査など事業の一部を国が負担していることも踏まえ、より厳格な対応が必要であるためである。
- 我が国においても、①区域指定のため海域調査などを国が負担しており、太陽光その他電源に比べてより厳格に対応する必要があること、②一方で、公募時点では詳細な海域調査が完了していないなど、最終的な投資判断には一定の期間が必要であること踏まえ、**選定から12ヶ月以内に第3次保証金(13,000円/kW)を求めることとしてはどうか。**



＜諸外国の入札制度における保証金＞

		(参考) 日本のFIT入札	オランダ	デンマーク	ドイツ	本公募
第1次保証金 (不当な入札の防止)	入札時	500円/kW	なし	なし	100ユーロ/kW (約12,800円/kW) (※)	500円/kW
第2次保証金 (確実な事業実施の担保①)	選定時	5,000円/kW	約29ユーロ/kW (約3650円/kW)	約167デンマーク・クローネ/kW (約2830円/kW)	同上	5,000円/kW
第3次保証金 (確実な事業実施の担保②)	選定12ヶ月後 (一定の検討後)	同上	約100ユーロ/kW (約12,800円/kW)	約750デンマーク・クローネ/kW (約12,750円/kW)	同上	13,000円/kW

(※) 2021年から完全なセントラル方式に移行。移行期間後は200ユーロ/kW(約25,600円/kW)

(※) オランダとデンマークでは、入札時には保証金を求めているが、ドイツでは財務的能力を確認する意味も含め、高額な保証金(約12,800円)を求めている。我が国では、ドイツの事例も参考に入札時にも保証金を求めるが、最終的な投資判断には一定の期間が必要であるため、保証金額は段階的に増額することとし、入札時は太陽光と同額の500円/kWとしている。22

# 1. 検討の背景と方向性

## 2. 制度のあり方の検討

I. 迅速性とスケジュールの确实性の両立をより確かなものにしていくための制度のあり方

II. 収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方

III. 事業計画の柔軟性に関する考え方

## 諸外国で導入されている調整条項（価格調整スキーム）の導入検討

- FIT/FIP制度においては、調達期間/交付期間にわたり調達価格/基準価格を固定することで、再エネ発電事業への投資に対する予見可能性を確保している。また、こうした制度の下では、再エネ発電事業者が様々な工夫・イノベーションを行い、費用効率的な事業実施を行うインセンティブが働く形にもなっている。
- 他方、洋上風力発電は、投資額が大きく、総事業期間も長期間となるため、交付期間にわたって基準価格を固定することで、物価変動等に伴い収入・費用の変動が発生した場合に、事業者が直面するリスクが非常に大きくなるという課題がある。
- こうした課題に対応するため、諸外国では、基準価格等を物価変動等と連動させる「価格調整スキーム」が導入されている（詳細p.25-26）。我が国においても、同様のスキームにより、基準価格を物価変動に連動させ、民間事業者のみでは取り切れないリスクの一部を制度側で引き受けることで、大規模な洋上風力発電の電源投資の確実な完遂を図っていくこととしてはどうか。
- また、そのような事業環境整備を行うに当たり、本WGにおいては、以下のような点に留意して検討を行った上で、その後、調達価格等算定委員会でも更に議論を行うこととしてはどうか。
  - ① 収入・費用の変動リスクを低減するためには、どのような指数を基準価格と連動させるべきか。また、どのタイミングで基準価格の調整を行うべきか。インフレ等の場合のみならず、デフレ等の場合にも調整を行うべきではないか。
  - ② 事業者のリスクプレミアムの低下については、IRRの引下げにより、基準価格に反映するべきではないか。
  - ③ 例えば、洋上風力発電事業に必要な費用が、一般的なインフレ率を超えて急激に高騰し、過大な国民負担が生じることを防ぐため、価格調整スキームが発動する物価変動率の上限を検討するべきではないか。
  - ④ 契約や調達などにおける再エネ発電事業者自身の創意工夫を促すため、価格調整スキームが発動する物価変動率の下限を検討するべきではないか。

(※) ③④については、次回以降の本WGで集中的に議論いただく予定。

# 諸外国での導入事例

- 現在、主要国で採用されている、物価変動に伴う価格調整スキームとしては、①**消費者物価指数といった風力発電事業に限定されない、物価全体に係る指標を用いて毎年の物価変動に対する価格調整を行う方式**と、②**労務費や資材価格といった風力発電コストに関する複数の指標を用いて、落札後1度のみ価格調整を行う方式**の2つに大別される。
  - ①英国：CfD制度を開始した2014年から採用。予測が難しい長期的なコスト変動を考慮することで事業リスク低減が可能。
  - ②米国（NY州やNJ州）：ウクライナ侵攻等による近年の急激な物価高騰に対応し、事業実施の確実性を高めることが可能。近年導入された制度。
- なお、欧州委員会が2023年10月に策定した「European Wind Power Action Plan」では、加盟国に推奨する15のアクションの中に、物価変動に対応した価格調整スキーム（物価変動条項）が含まれている。このため、**今後、欧州主要国に物価変動条項の導入が拡大される可能性**がある。

## 海外主要国における物価変動条項の種類

<b>①年次調整 を行う方式 (年次調整方式)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 基準価格(事業者による応札価格)に対する物価調整指標として、<b>消費者物価指数(CPI)等を用いて、年次調整</b></li> <li>● 予測が難しい、運転期間を含む長期的なコスト変動を考慮し、事業リスクを低減することが主目的</li> <li>● 英国で長期的に運用されてきた実績がある</li> </ul>
-------------------------------------	--

<b>②落札後一度のみ 調整を行う方式 (1回調整方式※) ※建設開始直前に調整</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 基準価格(事業者による応札価格)に対する物価調整指標として、<b>消費者物価指数(CPI)に加えて、労賃、鉄鋼、船舶燃料、銅、風車の価格を採用</b></li> <li>● 短期的な価格変動を考慮し、事業実施の確実性を高めることが制度設計の目的</li> <li>● ウクライナ侵攻やコロナ禍による急激な物価高騰への対応として、<b>近年採用されている新しい制度</b></li> </ul>
--	---

## 海外主要国における物価変動条項の有無と種類

国・地域	物価変動条項有無	物価変動条項種類	物価変動条項採用年	デフレ方向の調整
英国	あり	①年次調整方式	2014	あり
米国(NY州)	あり	②1回調整方式	2022	あり
米国(NJ州)	あり	②1回調整方式	2023	あり
アイルランド	あり	①+② ハイブリッド方式	2023	あり
ドイツ※	あり	(詳細不明)	(詳細不明)	あり
デンマーク※	なし	-	-	-
オランダ※	なし	-	-	-

※欧州委員会が、2023年10月に策定した「European Wind Power Action Plan」では、加盟国に推奨する15のアクションの中に、物価変動に対応した価格調整が含まれている。また、同Planへのコミットメントを示す「EU Wind Charter」には、デンマーク、オランダ、ドイツを含む20以上の加盟国が署名している。これらの政策動向を踏まえると、今後欧州主要国に物価変動条項が導入される可能性がある。

# (参考) 英米における価格調整に係る計算式

## 英国のCfD入札における物価変動調整の計算式

$$\text{調整後Strike Price} = (\text{SP}^{\text{base}} + \text{ADJ}_t^{\text{base}}) \times \Pi_t$$

$$\Pi_t = \frac{\text{CPI}_t}{\text{CPI}_{\text{base}}}$$

$\text{SP}^{\text{base}}$	: 入札時のStrike Price
$\text{ADJ}_t^{\text{base}}$	: 清算期間におけるStrike Price調整項(基準年換算)
$\Pi_t$	: 物価変動調整係数
$\text{CPI}_t$	: 当該年1月の消費者物価指数
$\text{CPI}_{\text{base}}$	: 基準年の消費者物価指数

## NY州のOREC入札における物価変動調整の計算式

$$\begin{aligned} \text{OREC}_{\text{adj}} &= \text{OREC}_{\text{bid}} * (0.2 + 0.3 * \frac{\text{Index}_{T,\text{labor}}}{\text{Index}_{B,\text{labor}}} + 0.08 * \frac{\text{Index}_{T,\text{Steel}}}{\text{Index}_{B,\text{Steel}}} + 0.07 * \frac{\text{Index}_{T,\text{fabrication}}}{\text{Index}_{B,\text{fabrication}}} + 0.03 * \frac{\text{Index}_{T,\text{copper}}}{\text{Index}_{B,\text{copper}}} + 0.02 * \frac{\text{Index}_{T,\text{ULSD}}}{\text{Index}_{B,\text{ULSD}}} + 0.15 \\ &\quad * \frac{\text{Index}_{T,\text{CPI(EU)}}}{\text{Index}_{B,\text{CPI(EU)}} + 0.15 * \frac{\text{Index}_{T,\text{CPI(US)}}}{\text{Index}_{B,\text{CPI(US)}}) \end{aligned}$$

### ウェイト付け

指標	第3回入札 <sup>1</sup>	第4回入札 <sup>2</sup>	第5回入札 <sup>3</sup>
定数項	0.2	0.2	0.2
労賃 (Labor)	0.3	0.3	0.3
機械製造 (Fabrication)	0.25	0.25	0.07
鉄鋼 (Steel)	0.10	0.10	0.08
船舶燃料 (ULSD)	0.10	0.10	0.02
銅 (Copper)	0.05	0.05	0.03
米国の消費者物価指数(CPI)	—	—	0.15
EUの消費者物価指数(CPI)	—	—	0.15

$\text{OREC}_{\text{adj}}$  : 物価変動調整後のOREC価格

$\text{OREC}_{\text{bid}}$  : 物価変動調整前のOREC価格

$\text{Index}_{B,i}$  : 公募開始日6か月前からの各指標の平均値

( $i$ : Labor(労働), Steel(鉄鋼), Fabrication(機械製造), Copper(銅), ULSD(船舶燃料), CPI(EU), CPI(US))

$\text{Index}_{T,i}$  : 物価変動調整時点※から前後3か月間の各指標の平均値

※第4回まではBOEMによる計画認可日、第5回はBOEMによる計画認可日またはNY州の計画認可日のいずれか遅い方

# 諸外国で導入されている調整条項（価格調整スキーム）の導入検討

- 洋上風力発電は事業費の大半を資本費が占めており、資材価格等の変動は事業撤退リスクに直結し得る。
- こうした点を踏まえ、日本においては「②落札後1度のみ調整を行う方式（1回調整方式）」を採用し、建設期間における資材価格等の変動を基準価格に連動させることとしてはどうか。  
 ※なお、FIT/FIP制度は、国民負担を抑制しつつ投資の予見性を確保する観点から、調達期間/交付期間にわたって、調達価格/基準価格を固定することとしている。仮に、本スキームを導入する場合は、洋上風力における資材価格等の変動リスクの大きさを考慮した、例外的な措置となることに留意が必要。
- その際、米国NY州やNJ州の計算式を参考にしつつ、NEDO着床式洋上風力発電コスト調査をもとに資本費への影響が大きい費目を特定し、基準価格に連動させる物価指標の選定や係数の設定等について検討することとしてはどうか。

## <資本費の構成と諸項目の概要>

項目	概要
風力発電機設備費	風力発電設備の費用は当該設備の出力に比例するものと仮定。
基礎構造物設備費	モナパイル式の基礎構造物の設備費は重量に比例するものと仮定。
アレイケーブル設備費	洋上風力発電設備の配置を正方形格子等間隔とした場合のアレイケーブルの長さを想定。
送電ケーブル設備費	事故等の発生時の冗長性確保のため、送電ケーブルを2本敷設する場合を想定。
変電所設備費	陸上発電所設備の費用を想定。
工事費	工事費 = 基礎工事費 + 風車工事費 + ケーブル工事費 + 洋上変電所工事費 + その他施工費 洋上における工事は、気象や海象の影響を受けるため、風速や波高によって施工日数が限られる。施工日数が施工期間（1年／船舶供用係数と想定）を過ぎた場合、次年度以降に引き続き工事を実施するものと想定。
港湾費	工事等で港湾を使用する際に係る費用。英国の事例等を踏まえ風車基数に比例するものと想定。
設計・調査費	英国の事例等を踏まえ、資本費の5%と想定。
地盤条件補正項	ジャケット式の場合、水深に比例する補正項を適用。

# 1. 検討の背景と方向性

## 2. 制度のあり方の検討

- I. 迅速性とスケジュールの確実性の両立をより確かなものにしていくための制度のあり方
- II. 収入・費用の変動等に伴うリスク分担のあり方
- III. **事業計画の柔軟性に関する考え方**

## 事業計画の柔軟性に関する考え方

- 世界的なサプライチェーンの逼迫やインフレ、為替変動の影響により、風車の主要製品等の価格が上昇し、プロジェクトの事業性に影響を与えている。特に、ブレードやナセル等の主要製品の価格上昇は影響が大きく、製品間の競争環境を維持しながら、コスト低減を図っていくことが重要となっている。
- 他方で、公募占用計画において、ブレードやナセル等の主要製品について計画変更することは、関連するサプライチェーンも連動して影響を及ぼすことから、慎重な判断が必要となる。
- このため、風車メーカーの撤退等の一定の要件を満たした場合に限り主要製品の変更も認めるなど、考え方を整理（※）する。その際、迅速性の評価点が下がる場合には、保証金の没収要件に該当することから、当該要件についても整理する。

※風車メーカー等に係る変更については、第2ラウンド公募占用指針のパブコメ回答として、「風車メーカーが撤退した場合は、その時点で公募占用計画が取り消されるわけではなく、公募占用指針第9章（5）に基づく計画変更を行うことができれば事業を継続することができる（No.22）」と回答している。

- また、サプライチェーンの強靱化を図るためには、更なる国内サプライチェーンの構築と成熟が必要となることから、電力安定供給（サプライチェーンの強靱化）の評価点が高くなるような計画変更については奨励すべく、考え方を整理する。

# 事業計画の柔軟性に関する考え方

## 再エネ海域利用法第18条第2項（公募占用計画の変更等）

2 経済産業大臣及び国土交通大臣は、前項の規定による変更の認定の申請があったときは、次に掲げる基準に適合すると認める場合に限り、その認定をするものとする。

- 一 変更後の公募占用計画が第十五条第一項第一号から第三号までに掲げる基準を満たしていること。
- 二 当該公募占用計画の変更をすることについて、公共の利益の一層の増進に寄与するものであると見込まれること又はやむを得ない事情があること。

## 第2ラウンド公募占用指針

### （第9章（5）公募占用計画の変更に係る事項）

#### 1) 変更を認める場合の基準

……なお、認定公募占用計画は、公募に基づく審査及び評価を経て認定されたものであり、公募占用指針に定める事項及び評価の基準に照らし、審査及び評価の結果が下がる方向での変更は好ましくないため、その変更理由が真にやむを得ないものであるか確認した上で判断する。

また、変更の認定の判断に当たっては、法第18条第2項第1号及び第2号で規定する基準に適合することが明らかでない場合など、必要に応じて学識経験者又は第三者委員会の意見を聴取することも考慮する。

### 風車メーカー等の計画変更に係る要件の整理

- 風車メーカー等の変更を「やむを得ない事情」として整理するためには、**以下の2点をいずれも満たすことを要件**とする。
  - ①インフレ等の影響により、公募占用計画に記載された**リスクシナリオを遥かに上回る状況が生じるなど、事業継続が困難な状況**であること。
  - ②その上で、相手側との価格交渉の結果、**相手側から契約解除等の申し出があった場合など、事業継続のために変更せざるを得ない状況**であること。

### 電力安定供給が高まる計画変更に係る要件の整理

- 電力安定供給の評価点が高くなるような計画変更については、**「公共の利益の一層の増進に寄与する」ものとする。**

### 風車メーカー等の計画変更に係る要件の整理

- 風車メーカー等の変更は環境アセスやWF認証などに影響するため、**1～2年程度運転開始時期が遅れることが想定**されるため、**迅速性の評価点が下がる**ことが見込まれる。
- このため、変更申請を行う事業者に対しては、**下がった評価点を上げるための追加的な取組を求めていく**。（例えば、電力の安定供給（サプライチェーンの強靱化）についての追加的な取組等）
- 上記要件を踏まえた上で、個々の変更申請については、**第三者委員会の意見も踏まえて判断**していくこととする。

# 事業計画の柔軟性に関する考え方

## 第2ラウンド公募占用指針

### (第5章(3)保証金に関する事項)

#### 3) 保証金の没収に関する事項

- ii) 第2次保証金及び第3時保証金の没収事由（没収事由7：全額没収）

当該区域の迅速性評価の評価基準に照らして、迅速性の評価点が下がってしまう日までに海洋再生可能エネルギー発電設備が運転開始（※）をしなかったこと（ただし、激甚災害による直接の被害、武力行使による直接の被害その他当事者のコントロールまたは回避が可能ではない事象が生じた場合は除く。）

※運転開始：市場取引等により再生可能エネルギー電気の供給を開始すること

#### 4) 第2次保証金及び第3次保証金の没収免除

- ii) 第2次保証金及び第3次保証金の没収免除を受けるための要件

・・・没収事由7については、以下の①、②の要件のいずれかを満たすもの又は③、④の要件をどちらも満たすものとする。・・・

- ①（激甚災害による直接の被害）
- ②（武力行使による直接の被害）
- ③ 選定事業者の自己の過失によらないものであること
- ④ 当該事象による障害が取り除かれ次第、選定事業者が遅滞なく事業を進める意思と経済的・技術的能力を有すると判断ができること

### 保証金没収要件の整理

- 迅速性の評価点が下がってしまう日までに運転開始をしなかった場合には、保証金を全額没収することとしているが、**免除要件として以下の3点を規定**している。

- 激甚災害による直接の被害
- 武力行使による直接の被害
- **その他当事者のコントロールまたは回避が可能ではない事象**

- また、その他当事者のコントロールまたは回避が可能ではない事象としては、「**選定事業者の自己の過失によらないものであること**」を要件の一つとしているが、**当該要件について、以下のとおり整理**する。

#### ○ 自己の過失による事象

- ・ 施工不良に伴う遅延
- ・ 地質調査不足に伴う遅延
- ・ サプライヤー由来の遅延 など

#### ○ 自己の過失によらない事象

- ・ 地震に伴う遅延
- ・ 極端な気象条件に伴う遅延
- ・ パンデミックに伴う遅延
- ・ 行政の責による許認可遅延 など