

風力発電の調達価格等算定に関する意見



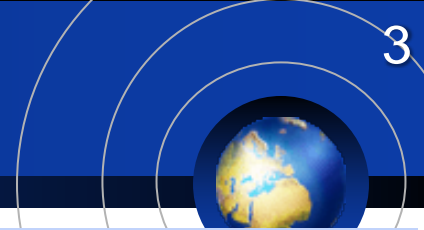
2022年11月1日

一般社団法人 日本風力発電協会
(Japan Wind Power Association)



< 現状認識 >

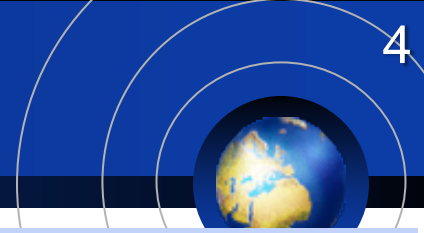
1. 風力発電を取り巻く国内外の状況



< 主力電源を目指すために >

- 1 当協会の目標は次の3点。エネルギー安定供給の確保（エネルギー自給率の向上）、気候変動対策への貢献、主力電源として長期安定運転を支える国内産業基盤の形成。
- 1 当協会目標と、発電コスト（LCOE）目標8～9円/kWhの早期達成を果たすためには、陸上・洋上共に入札容量を大規模化（毎年2～3GW程度）し、我が国風力発電市場を魅力的且つ計画的な競争市場として国内外に示すことが重要。
- 1 他方、足下ではFIT制度下でも存在していた諸課題（出力抑制、系統整備、立地制約等）と、近時の物価高騰・円安の影響に加え、今後のFIP制度への移行に伴う電力市場関連制度や系統運用ルール等の不確実性により、さらに事業化が見通し難しくなっている状況。
- 1 再エネが50～60%となる場合、系統増強（海底直流送電線他）及び整備を進めても約39%の出力抑制がかかると広域機関が予測している。我が国の現状では無制限無補償となっているが、上述のような過大な出力抑制（制御）がかかるとすると風力発電事業のファイナンス組成が困難である。従い、他の出力抑制削減施策（系統整備・需給対策・供給対策）を早急に実現すると共に、出力抑制が一定割合（例えば5%）以上となった場合に一般送配電事業者又は国が補填する制度を早急に整えていただきたい。
- 1 上記を踏まえ、2030年までに国内産業基盤を形成し、その先の主力電源を目指すためには、制度合理化、インフラ形成、産業育成並びに人材育成等、様々な施策の迅速且つ同時並行的な推進が不可欠。長期的ビジョン（脱炭素社会に向けたエネルギー・トランジション）とグランドデザイン（エネルギー・トランジション・シナリオ）の検討・策定が必要。官民一体となった取組を是非お願いしたい。

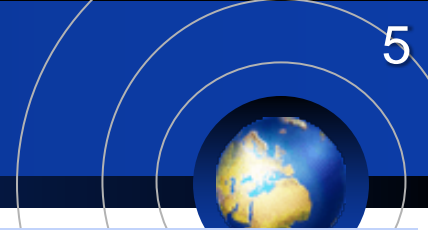
1. 風力発電を取り巻く国内外の状況



<エネルギー安全保障の重要性の高まり>

- 世界ではウクライナ危機を背景としたエネルギー安全保障の機運が高まり、各国は再エネ及び原子力をベースにエネルギー自給率（ ）の更なる向上とその加速化を進めている。
（ ）日本のエネルギー自給率（2020年度）は11.2%。OECD主要国のエネルギー自給率（2019年時点）は[15ページ]ご参照。
- 特に欧州では以下の通り洋上風力をベースにエネルギー自給率の向上を目論んでいる。
 - EU全体で、2030年までにあと150GW、合計約165GWの洋上風力を導入する方針
 - 英国は、2030年までに50GWの洋上風力を導入する方針
 - 米国は、2030年までに30GWの洋上風力導入方針を発表済み
- かかる状況下、欧州や米国の事業者は各国の洋上風力案件に専念しており、規模が小さい日本の洋上風力市場に対する関心度が低下。国内に産業基盤が形成できていない現下、国内外のプレイヤーを呼び込みやすい市場環境整備が急務。
- また、世界的な洋上風力市場の急拡大により風車メーカーの供給能力拡大は急務だが、暫くは海外各国市場への供給が優先され、日本への供給制限・納期長期化等が見込まれる。
- 特に洋上風力発電は大型化しており、品質・納期・輸送などの観点から国内での調達コスト低減及びエネルギー安全保障につながる。輸入品頼りでは経済安全保障の観点からも問題が残るため、海外産業とのベストミックスが求められる。

1. 風力発電を取り巻く国内外の状況



< 急激な物価高騰・円安の影響 >

- 1 昨年来の資機材含む物価の上昇や納期遅延の発生に加え、今年勃発したロシアによるウクライナ侵攻の影響により、かつて経験のない物価高騰が生じている。[16～18ページご参照]
- 1 また、日本においては2019年末に115円/米ドルであった為替が、直近では一時150円/米ドルまで上昇（30%UP）。市況分析によれば、この円安は更に進むとの予測が多い。
- 1 このような状況を踏まえ、国土交通省は本年4月に「建設業における適正な請負代金の設定や適切な工期の確保等について」にて契約締結に当たっての適正な請負代金の設定や工期の確保を促しており、また、経済産業省と共に「原材料価格、エネルギーコスト等の上昇に係る適切な価格転嫁等に関する下請事業者等に対する配慮について」にて同様に適切な価格転嫁等を促している。
- 1 かかる状況下、民間企業が最大限の経営努力を行ってもなお、現下の物価高騰を吸収することは困難な状況に至っており、政府におかれては国民の生活を守るため、物価高騰対策への国費投入を決定されたものと思料。
- 1 今年度の本委員会におかれては、第6次エネルギー基本計画における2030年度の電源構成再エネ36～38%達成への道程と物価高騰・円安の影響を十分に考慮した価格・期間を決定されるよう、丁寧且つ詳細な検討・議論をお願いしたい。

2. FIP制度に係る諸課題

< FIP制度施行後の認定取得・案件形成状況等 >

- 1 風力は本年4月より、新規案件の非入札FIPの選択や既設FIT案件のFIPへの移行が可能。
- 1 しかしながら、FIP認定取得案件はほとんどなく、FIPを前提にファイナンス組成が決まった新規案件や、FIPに移行した既設プロジェクトファイナンス案件は、現時点で確認されていない。また、金融機関からもFIPを前提としたプロジェクトファイナンス組成は困難と聴いている。
- 1 上記実態は、FIPに必要な環境整備が未実現で投資回収の予見性が十分に確保されないことが主要因（ ）と認識。この点については、風力案件のファイナンスを組成する金融機関・機関投資家にも同様のヒアリングを是非行うべき。（ ）他に予見性が乏しい出力抑制への懸念も

< 必要な環境整備 >

(1) 時間前市場の変革

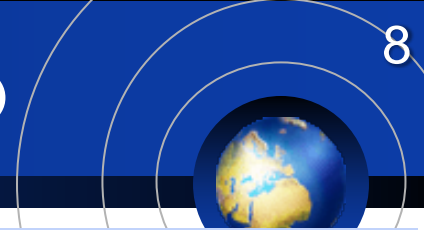
- ü 流動性の高い時間前市場の早期実現が不可欠。風力発電のインバランス量の低減には、実需給5分前まで取引できる市場及び同時同量制度（発電販売計画提出の仕組み等）への変革が必要。

その他、(2) 新インバランス料金単価の実績を踏まえたバランシングコスト交付額の増額、(3) 代替可能な複数のアグリゲーター確保、(4) 参照価格の実績等の情報公開、(5) 発電出力予測に適した気象予報データの提供、等も必要。[詳細は19～22ページ参照]



< 意見 >

3. 物価高騰等への対処措置（陸上及び洋上風力共通）

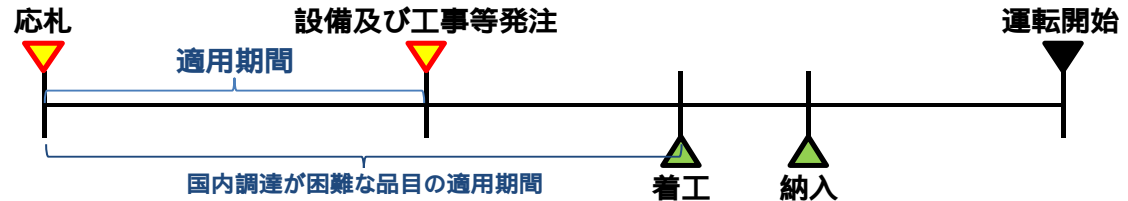


- 1 FIPへの移行の推進と、陸上及び洋上風力の発電コスト（LCOE）目標の達成との両立を果たすべく、引き続き業界団体として積極的に取り組んでいく所存。
- 2 しかしながら、現下の急激な物価高騰や円安の影響により、昨年度までに本委員会で決定されたコスト水準での風力発電事業の実施は極めて困難、公共工事標準請負契約約款で規定されているスライド条項が適用できないか、などの声が寄せられている状況。
- 3 現下の物価高騰のような、物価及び経済事情の著しい変動等を、価格等に対し適切に勘案するための対処措置が必要不可欠なため、「物価変動による資本費の調整条項（エスカレーション条項）」を導入・適用いただきたい。

3. 物価高騰等への対処措置（陸上及び洋上風力共通）

< 風力発電における「物価変動による資本費の調整条項（エスカレーション条項）」の概要 >

- 適用対象：発電コストのうち資本費のみ（設計費、設備費、工事費、接続費）。
- 適用期間：原則、応札時から設備及び工事等発注時まで。但し、国内調達が困難な工事用船舶、実施設計により変更が伴う工事等は着工時までとするなど、造船・建設業界等へのヒアリングを行った上で適切な期間を設定することが肝要。



その他、検討すべき事項：

- 対象品目：例えば、風車本体、ケーブル等電材、受変電設備等電機品、基礎・土木工事、据付工事、電気工事、付帯工事（品目ごとに、材料費、人件費及び固定費を変数値とし、各変数値に対するウェイト率を設定（計算式の例としては下記）。また、国内品と輸入品は区別して計算）など。

$$C_1 = C_0 \times \left(\frac{x_1}{x_0} \times \frac{a_0}{C_0} + \frac{y_1}{y_0} \times \frac{b_0}{C_0} + \frac{z_1}{z_0} \times \frac{c_0}{C_0} \right)$$

C：対象品目のコスト（Cの総和が資本費となる） / a：材料費 b：人件費 c：固定費
 x：材料費の指数 y：人件費の指数 z：固定費の指数 / 0：調整前（応札時） 1：調整後

- 適用指数（インデックス）：日本銀行調査統計局が公表する企業物価指数及び企業向けサービス価格指数（但し、銅を多用する電機品などはロンドンメタル指数）とするなど。
- 適用案件：原則、今後価格決定する案件とする。
- 上記を含めた必要な詳細事項をよく検討した上で速やかに決定し、年内に開始する洋上風力占用公募（入札）から導入開始していただきたい

4. 2023年度以降の陸上風力発電

(1) 2023年度入札の募集容量・入札実施回数等

- 第6次エネルギー基本計画における2030年度時点の導入見込量（陸上風力17.9GW）達成には、認定量の推移や入札による競争性の確保、今年度入札結果を踏まえ、円滑に入札が進むような環境整備を速やかに進めていただくことを前提とし、年間2GW以上の認定量確保に必要な募集量及び入札実施回数を設定いただきたい。また、落札案件に対しては「エスカレーション条項」を適用していただきたい。

(2) 2025年度入札の上限価格等

- 現下の物価及び経済事情を考慮し、2024年度上限価格（14円/kWh）の据置きとし、引き続き事前公表としていただきたい。また、落札案件に対しては「エスカレーション条項」を適用していただきたい。

(3) 2023年度以降の陸上風力発電（リプレース）

- リプレース案件は、地方公共団体等が直接出資するなど、地域と既に共生している事業が多く、風況や地元理解等の観点で好適地が多い。
- 風力発電の持続可能な導入拡大を進める上で適切なリプレースの推進を促す制度は引き続き不可欠なため、2023年度もリプレース区分（FIT/FIP選択可能・入札対象外、新設区分の上限価格を考慮した価格：13円/kWh）を設定すると共に、「エスカレーション条項」を適用していただきたい。なお、新設と同様に対応可能な案件についてはFIP・入札対象への移行を目指すべき。

4. 2023年度以降の陸上風力発電



(4) 昨年度及び今年度の陸上風力入札における問題点等

< 問題点 >

- 1 FIT入札はOCCTOが実施、一方、系統接続手続は各一般送配電事業者（一送）と再エネ発電事業者との間で行われているところ、各手続きの実施主体が別々であるため、各々の実施スケジュールが相互に協調できておらず、両者の手続きに齟齬が生じている。

< 現状 >

- 1 現在進行中の複数エリアでの電源接続案件一括検討プロセスにおいて、再接続結果の回答が入札募集締切には間に合わないため応募を断念した事例が複数ある（募集容量未達の可能性有り）。
- 1 FIT入札に応募するため、事業計画の提出、手数料の払込み、第1次保証金の払込み及び応札を実施済みの状況で、突然、一括検討プロセスの開始・公表が行われると、仮に落札できたとしても、認定取得期限（入札結果公表日の翌日から7ヶ月以内）までに系統接続契約の締結が間に合わず、また、次回入札に参加又は落札できなかった場合には、保証金（第1次保証金及び結果公表後に払い込む第2次保証金）も没収されることになる。

< 解決方策（案） >

- 1 一括検討プロセスに参加している案件については、FIT入札参加の必要条件となっている「接続契約の申込を証する書類」の提出がなくとも入札に参加可能とする、及び認定取得期限を同プロセス終了まで猶予する等の入札ルール見直しが必要。

5. 2023年度以降の洋上風力発電



(1) 着床式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2023年度の取扱い

- 港湾案件（FIT：36円/kWh）については下表の通り、現時点での着工済みは2案件。残る3案件は事業者選定から5.5年以上経過しているが未着工。

港湾名	認定発電出力	事業者選定日	現状及び予定等
石狩湾新港	99.99 MW	2015/8/29	着工済み / 2023年完工予定
むつ小川原港	(80.0 MW)	2015/3/24	未着工 / 7.5年経過 FIT認定未取得
能代港・秋田港	84.0 + 54.6 MW	2015/2/5	着工済み / 2022年完工予定
鹿島港	187.2 MW	2017/7/3	未着工 / 茨城県公募選定（2012/8/29）から10年経過
北九州港	160.0 + 60.0 MW	2017/2/15	未着工 / 5.5年経過 / 2022年度未着工予定

- 現在の日本における洋上風力発電の実力を把握することが肝要であり、**風車価格高騰の実態**【16ページご参照】**及び着工済み港湾案件のコスト実態の把握・分析を行うなど、適切な現状認識**の下で価格等に係る検討・議論を行っていただきたい。
- 上記案件以外のFIT認定数は、2020年度：0件（FIT入札：34円/kWh）、2021年度：1件（FIT：32円/kWh）であり、現時点で**2023年度の価格は2022年度価格（29円/kWh）**から変更する要因が見当たらない。また、落札案件に対しては「**エスカレーション条項**」を適用していただきたい。

(2) 浮体式洋上風力発電（再エネ海域利用法適用外）の2025年度の価格

- 先行案件のコスト実績を参照しつつ来年度以降に検証を行うべきであり、現時点では**2024年度までの価格（FIT：36円/kWh）**から変更する要因が見当たらない。また、認定取得案件に対しては「**エスカレーション条項**」を適用していただきたい。

5. 2023年度以降の洋上風力発電

(3) 再エネ海域利用法に基づく占用公募（ラウンド2）における入札

- | 欧州では過去の着床式洋上風力の落札価格が8円/kWh程度まで低下したものの、直近のエネルギー価格高騰により見直さざるを得ない状況となり、EU指令で上限価格（EU-wide cap）を180ユーロ/MWh（1ユーロ/147円換算で26.5円/kWh）と設定。
- | 日本より20年程度先行している欧州ではサプライチェーンが整備されているが日本は未整備である。日本と欧州各国の洋上風力コストは2021年で2倍程度の相違[23ページご参照]が見られることから、日本の洋上風力コストについては欧州よりも高い水準で設定せざるを得ないため、把握可能な国内洋上風力発電コストを分析して現在の日本の実力を検証すると共に、コスト分析結果と現在の市場価格をベースとした適正なベンチマークを設定すべきと考える。
- | FIP制度は、再エネ自立化（市場価格での取引）に至るまでの過渡的な対策・措置。基準価格は「市場価格 + プレミアム」で構成されており、**制度の開始当初はこの基準価格をFIT制度の調達価格と同じ水準にすること**となっている。
- | 従い、**日本における実績コストを考慮いただき、最高評価点価格を設定する場合は、現下の市場価格（ ）を下回らない水準に**していただきたい。

（ ）JEPXによるエリアプライス（東京）の実績データでは、全データ集計（平均）で、2022年4月～2022年9月：26.17円/kWh、2021年10月～2022年9月：23.55円/kWhとなっている。

- | また、落札案件に対しては「**エスカレーション条項**」を適用していただきたい。



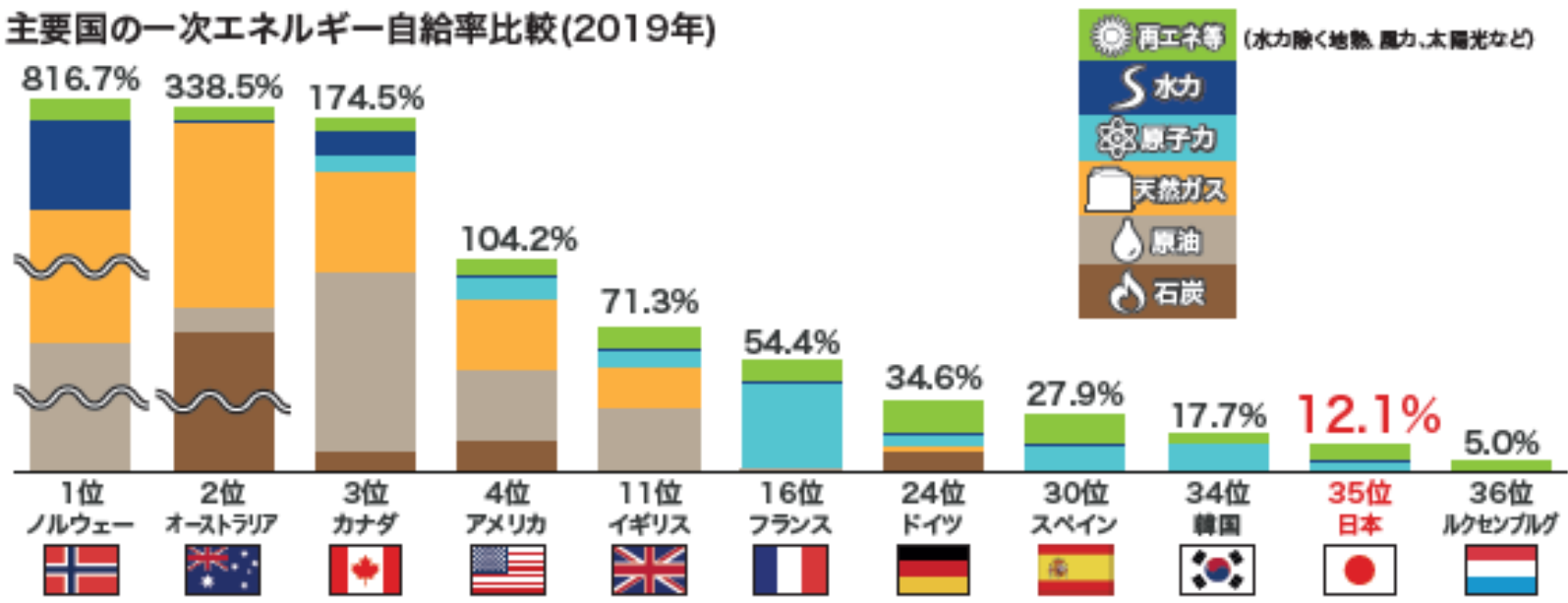
< 参考資料 >

主要国の一次エネルギー自給率比較と日本のエネルギー自給率推移



- 2019年度の日本の自給率は12.1%で、他のOECD諸国と比べて低い水準。
- 2020年度の日本の自給率は11.2%で、前年度までの上昇傾向からやや下降気味に。

主要国の一次エネルギー自給率比較(2019年)



出典:IEA「World Energy Balances 2020」の2019年推計値、日本のみ資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」の2019年度確報値。※表内の順位はOECD36か国中の順位

(出典)「日本のエネルギー エネルギーの今を知る10の質問」(2022年2月発行 経済産業省資源エネルギー庁)より抜粋・引用

日本のエネルギー自給率の推移 (2010~2020年度)

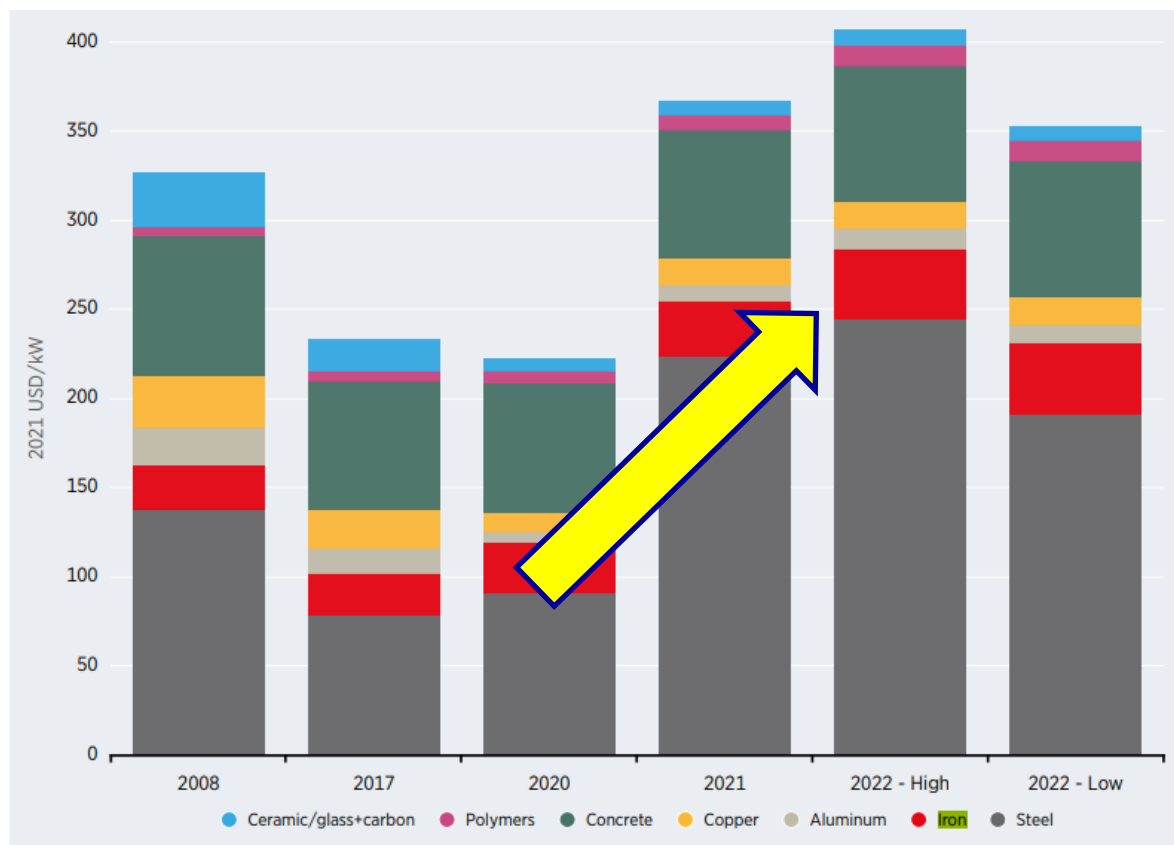
(年度)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
エネルギー自給率(IEAベース)	20.2%	11.5%	6.6%	6.5%	6.3%	7.3%	8.0%	9.4%	11.6%	12.0%	11.2%

(出典)「2020年度エネルギー需要実績(速報)参考資料」(2021年11月26日 経済産業省)より抜粋・引用

風力発電機の主要な原材料コストの推移

- 2020年から2021年及び2022年に掛けて、鉄鋼が2倍以上の上昇。
- 直近の原材料コスト全体の上昇は2008年（リーマン・ショック発生）時点のコストを上回っている。

< Representative wind turbine materials costs by major material, 2008, 2017, 2020, 2021 and 2022 >



Source: IRENA analysis based on Elia, A., et al., 2020.



「長引く物価高騰・円安の影響」に関する報道

「国内企業物価指数 19ヶ月連続上昇 過去最高水準に」

日銀が13日発表した9月の国内企業物価指数（速報値、2020年平均 = 100）は前年同月比9.7%上昇し、過去最高の116.3となった。前年同月比の上昇は19ヶ月連続。

ロシアのウクライナ侵攻に伴うエネルギーや原材料の価格高騰に加え、歴史的水準で推移する円安も影響し、幅広い品目で物価が押し上げられた。

企業物価指数は、企業間で取引されるモノの価格を示す。日銀によると、515品目のうち435品目が上昇した。

分野別では、原材料価格の転嫁が進み、鉄鋼が26.1%、化学製品が10.4%それぞれ上昇。飲食料品は6.4%のプラスとなった。

また、エネルギー価格の上昇傾向も続いており、電力・都市ガス・水道が38.8%、石油・石炭製品が14.7%といずれも大きく伸びた。日銀は「資源や穀物の市況動向や、原材料高の転嫁の動きを注視していく」と話している。

輸入物価を円ベースで見た指数は、前年同月比48.0%上昇。プラス幅の半分以上が円安によるものだった。

（2022年10月14日 電気新聞掲載記事を抜粋）

建設資材高騰等の現状 (2022年9月版：一般社団法人日本建設業連合会)

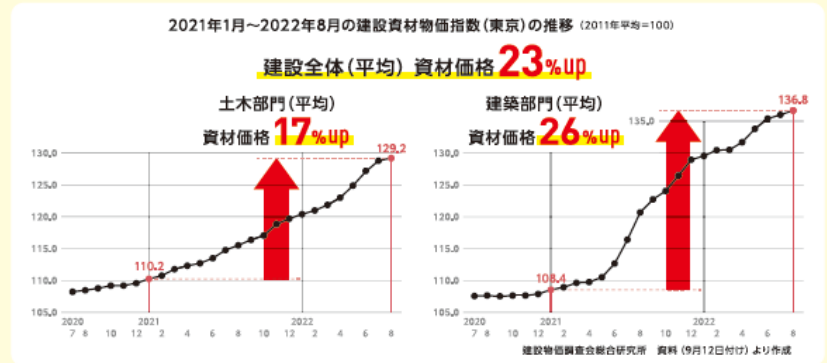
世界的な原材料及び原油等エネルギーの品不足や価格高騰の影響を受けて、建設工事の資材価格なども高騰しています。

- 新型コロナ禍による生産・供給制約
- コンテナ不足等、物流のひっ迫・停滞
- EVシフトに伴う半導体需要増大
- CN対応に伴う設備投資コスト上昇
- 生産拠点の被災
- ウクライナ危機

異形棒鋼 SD345 D19 2,25kg/m JIS G 3112 <p>73%up</p>	H形鋼 SS400 300x300x10x15 <p>68%up</p>	鋼板 中厚板 (SPHC又は同等規格) 16-25x1,524x6,096 <p>81%up</p>	フラットデッキ 630x75x1,2 めつZ12 <p>41%up</p>
鋼矢板 SY295 UB <p>42%up</p>	鉄筋コンクリートU形 J編 300B W30x300x60cm <p>20%up</p>	コンクリート型枠用合板 新産品(輸入品) 12x900x1800 JAS新産品B3-C <p>85%up</p>	管柱 杉KD 3mx10.5cmx10.5cm 材種0,9331 <p>77%up 木製建具が15~30%値上りしている*2</p>
ステンレス鋼板 <p>84%up* 建築工事、金属工事等の建築仕上げ材や設備配管に使われる</p>	アルミ地金 <p>46%up* アルミ型材やアルミ板等に使用される(サッシ、ルーバー等)アルミ製品が10%値上りしている*2</p>	板ガラス フロート板ガラス FLS 2,18mmFCF <p>20%up</p>	ストレートアスファルト 敷入り厚60-80 ローU=配送 <p>86%up アスファルト混合層への価格転嫁が思うように進んでおらず、道路関係会社の収益を確保に圧迫*2</p>
600Vビニル絶縁電線 IV 1.6mm 単線 標準高長 <p>34%up</p>	配管用炭素鋼鋼管 ガス管 白ねじなし SDA 4m <p>57%up</p>	硬質ポリ塩化ビニル管 一般管 (V.P. 35 K 6741) 新び径100mm x 外径114mm <p>15%up</p>	軽油 ローリー配送 <p>38%up</p>

資材のUP率：(一財)建設物価調査会の建設物価 2021年1月号掲載価格(東京)と本年10月号掲載価格(東京)との比較
※1：日刊鉄鋼新聞 2021年1月の高値・安値の中間値と2022年9月16日付け数値の比較 ※2：会員会社からの情報

建設資材物価は、2021年1月と比較して23%上昇しています。(土木部門が17%上昇、建築部門が26%上昇) (一財)建設物価調査会の推計)



材料費割合を50～60%と仮定するとこの19ヶ月で労務費・仮設費・経費等を含めた**全建設コスト(平均)**は、**11～14%上昇**^{*3}
※3：例えば100億円の建設工事で50～60億円の原材料費が61～74億円に上昇(平均)
(土木分野 9～10%上昇、建築分野 13～16%上昇)

- 価格上昇とは別に、設備関連や一部建築資材において、**納期遅延が発生し、工期への影響**が出ています。土木分野についても、一部資材(高力ボルト等)の納入がタイトになっています。
- 資材等の納期遅延は、工期への影響の他、仮引渡し対応のための代替品調達による費用増も惹起しています。
- ウクライナ危機の影響で、更に幅広い建設資材に納期遅延やひっ迫が発生する恐れがあります。

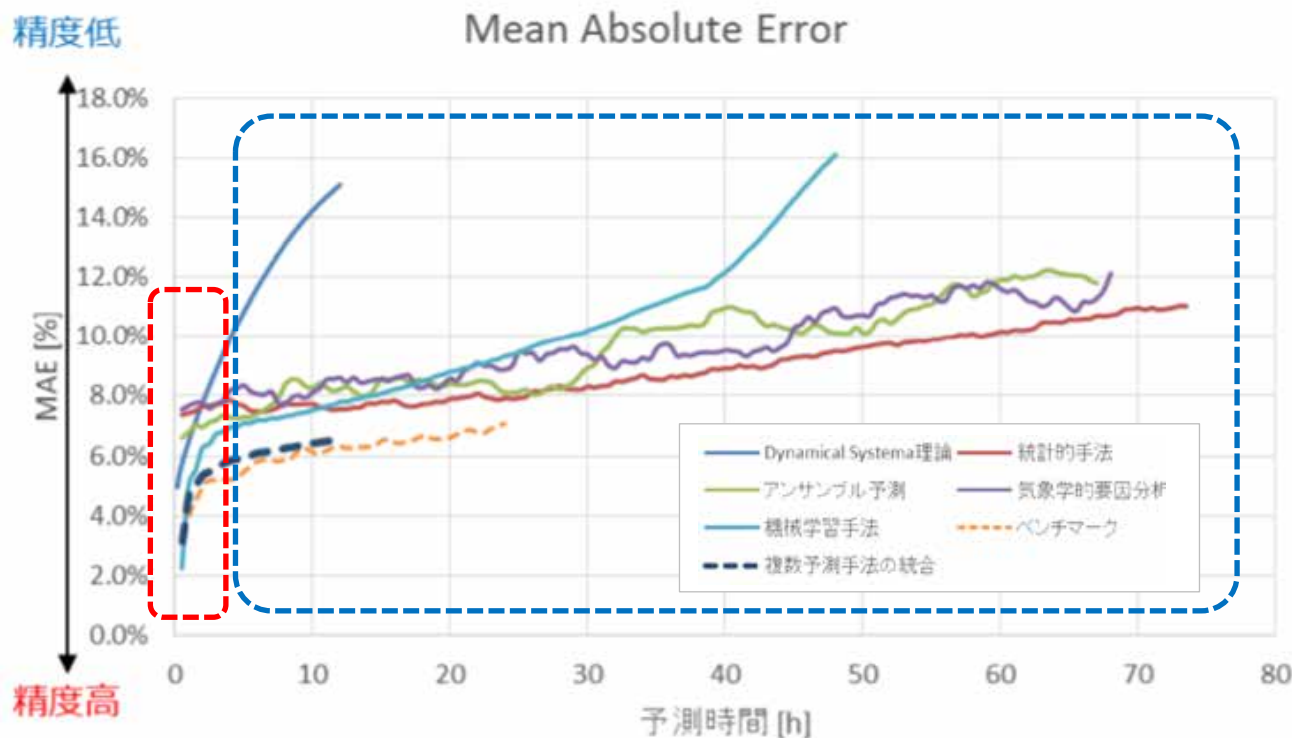
当会会員が納入遅れありと認識している資材・設備

躯体 (《《アイアンショック他》》) <ul style="list-style-type: none"> ○ BCP (鉄骨用コラム) ○ トラス筋付デッキ型枠 ○ コンクリート膨張材 ○ 既製コンクリート杭 	仕上 <ul style="list-style-type: none"> ○ 木製建具・木質系床 (《《ウッドショック》》) ○ 自動開閉装置 (《《中国のロックダウン》》) ○ フッ素樹脂塗料塗装調剤 (《《半導体需要の高まり、環境対策等によるフッ素樹脂原料不足》》) ○ 金属断熱サンドイッチパネル (物流倉庫・生産施設) ○ 断熱発泡ウレタン・パネル (《《HFO発泡剤メーカーのハリケーン被災》》) ○ ガラス ○ 耐火クロスを用いた防火・防災シャッター、スクリーン等 (《《ロシア産耐火クロス品の調剤》》)
設備 (《《半導体不足・樹脂原料不足等》》) <ul style="list-style-type: none"> ○ 電気設備 <ul style="list-style-type: none"> ・変圧設備 ・高圧ケーブル ・照明機器 ・電話 ・発電機 ・盤類 ○ 自動火災報知設備 ○ UPS (無停電電源装置) ○ 蓄電設備 ○ インバーター型 ○ 中央監視設備 ○ 樹脂系コネクタ 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 空調設備 <ul style="list-style-type: none"> ・冷凍機 ・チラー (冷却排熱装置) ・PAC (パッケージエアコン) ・自動制御盤 ○ 昇降機設備 <ul style="list-style-type: none"> ・乗用エレベーター ・荷物用エレベーター ・機械式駐車場 (タワーパーキング) ○ 衛生設備 <ul style="list-style-type: none"> ・シャフトトイレ ・厨房設備 ・コンプレッサー ・スプリンクラーヘッド

(注) 文中、赤文字は過去に受注停止等が発生したものを示す。

風力発電の予測誤差の実情

- 風力発電の予測誤差は、予測時間（何時間先を予測するか）に比例するように増加するが、数時間以上先になると増加がなだらかになる。
- の領域（数時間以上先）の予測では、次ページのように誤差率が3割に達すると想定され、インバランス量（リスク）が大。十分に低減するには、**直前予測に基づく調整取引が最重要**。



風力発電の予測技術別予測誤差と時間変化

（データ出所）NEDO「風力発電予測・制御高度化ランブ予測技術の開発」

風力発電の予測誤差の実情

- 一般送配電事業者はFIT特例制度 に対応するため、エリア全体の電源種別ごとの発電量（30分単位）を前々日16時及び前日6時に想定・算出し、ホームページでも公表。
- 実発電量に対する想定誤差の絶対量（誤差率）は風力で3割に達する（太陽光で2割）。
- BGでは一般に一般送配電事業者ほどのならし効果が得られないことにも留意が必要。

一般送配電事業者が公表しているコマ別発電量の想定/実績から試算した誤差率（2020年度）

風力	想定発電量 (GWh)	実績発電量 (GWh)	誤差絶対量 (GWh)	誤差率 (%)
北海道	704	764	230	30%
東北	3,149	2,900	769	27%
東京	683	706	162	23%
中部	711	671	237	35%
北陸	238	244	107	44%
関西	283	383	171	45%
中国	439	452	192	42%
四国	475	462	145	31%
九州	459	609	310	51%
単純合計	7,142	7,192	2,323	32%
広域合算	7,142	7,192	1,102	15%

太陽光	想定発電量 (GWh)	実績発電量 (GWh)	誤差絶対量 (GWh)	誤差率 (%)
北海道	1,687	1,920	495	26%
東北	4,894	4,988	1,020	20%
東京	14,701	15,123	3,011	20%
中部	10,256	9,807	1,937	20%
北陸	1,030	1,067	250	23%
関西	5,956	5,739	983	17%
中国	5,776	5,428	1,046	19%
四国	2,979	2,960	589	20%
九州	11,500	11,015	1,903	17%
単純合計	58,779	58,046	11,232	19%
広域合算	58,779	58,046	6,299	11%

時間前市場の取引量 (GWh)

4,020

FIP制度への移行に係る必要な環境整備



(1) 時間前市場の変革

- 流動性の高い時間前市場の早期実現が不可欠。風力発電のインバランスの低減には、**実需給5分前まで取引できる市場及び同時同量制度**（発電販売計画提出の仕組み等）への変革が必要。

(2) 新インバランス料金単価の実績を踏まえたバランシングコスト交付額の増額

- 新インバランス料金制度（本年4月開始）のトラックレコードがリスクの定量評価には不十分。
- 現在のトラックレコードでは、インバランスと卸電力市場の価格差のボラティリティが過大（ ）で、旧インバランス料金制度を参照した1円/kWh以下のバランシングコスト交付では、リスクカバーには全く不足。
- そのため、風力発電に関しては、**バランシングコスト交付額を増額**する、あるいは多量の余剰インバランス発生を許容していただく他ない状況。

() コマ別のスポット価格とインバランス料金単価の価格差（絶対値単純平均、東北エリア）

┆ 2021年度（旧インバランス料金制度）： 3.09円/kWh

┆ 2022年度上半期（新インバランス料金制度）： 11.08円/kWh

2021年度はインバランス料金に別途ペナルティ項 $K = 1.46$ 円/kWh（不足時） / $L = 0.43$ 円/kWh（余剰時）が加算されていたため、それを考慮するとしても、**明らかに2022年度の方がインバランスを出したときのリスク（市場価格からの乖離）は大きい。**

（データ出所）「スポット市場価格：JEPXウェブサイト」、「2021年度インバランス料金単価：東北電力NWウェブサイト」、「2022年度インバランス料金単価：インバランス料金情報公表ウェブサイト」

FIP制度への移行に係る必要な環境整備



(3) 代替可能な複数のアグリゲーター確保

- ☐ ファイナンス組成において代替可能な複数のアグリゲーターの存在（或いはセーフティネット）は不可欠も、風力発電に関しては発電出力予測の誤差が大きいこともあり、未だその状態に至っていない。
- ☐ アグリゲーター間の競争状態の形成も重要。もし寡占状態が続くのであれば監視が重要。

(4) 参照価格の実績等の情報公開

- ☐ FIPの収益性評価には、エリア別電源別の参照価格（OCCTOで算定）や、需給や系統混雑等による出力抑制予測に関する情報（各一般送配電事業者）等各種データが必要。それらの実績データの公開を以前から要望してきたが、いずれも未実施・不十分であり、収益性評価の不確実性が不合理に増している状況。
- ☐ FIP制度に曖昧な点が未だ存在し、FIP事業のリスク評価が進まない。FAQを充実させることが必要。


(5) 発電出力予測に適した気象予報データの提供

- ☐ 気象庁が提供する気象予報データのデータ仕様は、風力発電の出力予測にはマッチしていない（メッシュ、高さ、予報提供期間等）。欧州並みの予測精度を確保するためには、気象予報データの改善も不可欠（風力発電出力予測に適した気象予報データについては、新エネルギー財団が令和3年度「風力発電システムの導入促進に関する提言」において提言している）。

アジア及び欧州各国の洋上風力コスト（建設費）

- I 2010年時点の加重平均コストについては日本と欧州で大差ないが、2021年時点の加重平均コストでは、日本は欧州の2倍程度となっている。但し、本コストデータはInstalledベースであることを前提にIRENAが独自に調査・整理したものである。日本の洋上風力の導入実績などから推してみても、本データの扱いには留意が必要。当該データは下表記載年の3年程度前（2007年/2018年）に発注されたコストと推測される

< Regional and country weighted average total installed costs and ranges for offshore wind, 2010 and 2021 >

	2010			2021		
	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile	5 th percentile	Weighted average	95 th percentile
	(2021 USD/kW)					
Asia	2 981	4 680	5 240	1 859	2 876	6 917
China	2 912	4 638	5 152	2 406	2 857	3 474
Japan	5 113	5 113	5 113	5 201	5 550	6 030
Republic of Korea*	n.a.	n.a.	n.a.	5 238	6 278	7 317
Europe	3 683	4 883	6 739	1 859	2 775	6 917
Belgium*	6 334	6 334	6 334	3 371	3 545	3 876
Denmark	3 422	3 422	3 422	2 289	2 289	2 289
Germany*	6 739	6 739	6 739	3 603	3 739	4 452
Netherlands**	4 299	4 299	4 299	1 695	2 449	6 424
United Kingdom	4 225	4 753	5 072	2 363	3 057	6 495

Source: IRENA Renewable Cost Database.

* Countries where data were only available for projects commissioned in 2020, not 2021.

** The Netherlands had no projects commissioned in 2010, so data for projects commissioned in 2015 are shown.



洋上風力発電の調達価格等の変遷

	2014-2019年度	2020年度 入札制 再エネ海域利用法 適用外	2020年度 再エネ海域利用法に 基づく公募（入札） 2022年度再エネ海 域利用法適用外も同水 準に設定	2021年度 再エネ海域利用法 適用外	【参考】 NEDO試算結果
調達価格等 （税抜）	調達価格 36円/kWh	供給価格上限額 34円/kWh	供給価格上限額 29円/kWh	調達価格 32円/kWh	発電コスト 12円/kWh
資本費	56.5万円/kW	-	51.2万円/kW	2020年度の供 給価格上限額と 2022年度との平 均価格を設定	27.67万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年	-	1.84万円/kW/年		0.97万円/kW/年
撤去費	資本費の5%	-	10.7万円/kW		4.51万円/kW
設備利用率	30%	-	33.2%		30.0%
ウエイク損失	-	-	-		10%
IRR （税引前）	10%	-	10%	0%	
調達期間	20年	20年	20年	20年	20年

（出典）「平成26年度調達価格及び調達期間に関する意見」、「第58回 調達価格等算定委員会（2020年8月19日）資料1」、「令和3年度以降の調達価格等に関する意見（2021年1月27日）」を基にJWPA作成

ご清聴ありがとうございました。



JWPA
Japan Wind Power Association

一般社団法人

日本風力発電協会