

第6次エネルギー基本計画への
JEMA 提言

再生可能エネルギー
(燃料電池含む)

目 次

はじめに	1
I. 再生可能エネルギー主力電源化への取組	2
1. 再生可能エネルギー政策の再構築 –FIT 制度の抜本見直しから FIP 制度の導入–	2
(1) 再生可能エネルギー各分野の導入状況	2
(2) 今後の再生可能エネルギービジネス市場の維持・拡大	3
(3) FIT 制度の抜本見直しと FIP 制度導入への見解	3
2. 再生可能エネルギーの持続的な導入拡大、自立化に向けて	4
(1) 太陽光発電 ~需給一体型の推進~	4
(2) 風力発電	6
(3) 地熱発電	7
(4) 中小水力	7
II. 再生可能エネルギー電源の系統安定化への貢献	8
1. 受動／能動的貢献の早期実現	8
(1) 再生可能エネルギーの大量導入に伴う系統連系課題	8
(2) 系統安定化に貢献する再生可能エネルギー電源	9
2. 再生可能エネルギー+蓄電池による安定化	9
III. 次世代ネットワークの構築	10
1. 系統制約の克服に向けた施策	10
(1) プッシュ型の系統形成、マスター・プランの策定	10
(2) 既存系統の最大限の活用、ノンファーム型接続の全国展開	10
(3) 基幹送電線利用における先着優先ルールの見直し	11
3. 託送料金制度における近距離託送の優遇	11
4. CO ₂ フリー調整力の整備	12
(1) 揚水発電（水力含む）／蓄電池	12
(2) 水素／燃料電池	12
IV. 国内産業維持・拡大	13
1. 風力発電	14
2. 太陽光発電	15
3. 燃料電池	15
おわりに ~再生可能エネルギー導入目標引き上げへの期待~	17

はじめに

再生可能エネルギーは、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で重要な低炭素の国産エネルギー源である。近年の脱炭素化に向けた動きの中で、再生可能エネルギーを取り巻く状況は大きく変貌し、世界的には、再生可能エネルギーの年間導入量（フロー）は既存電源を超え、2016年～2018年は年間180GW前後のペースで増加している。これは、再生可能エネルギーの発電コストが急速に低減し、他の電源と比べてもコスト競争力のある電源となっており、再生可能エネルギーが電源投資の主役となっていることを意味する。また、発電設備容量（ストック）でみても、2015年には再生可能エネルギー発電設備の容量は約2,000GWと世界全体で最も容量の大きい電源となった象徴的な転換点を迎えた。また、産業政策の視点においても、欧州グリーンディールで、EU域内で2050年カーボンニュートラルを目指して2030年までに官民併せて1兆ユーロの投資を掲げているように、各国は、野心的な再生可能エネルギー導入目標を掲げつつ、戦略的な産業政策として脱炭素化に向けたエネルギーシステムへの転換を進めている。

わが国においては、2012年「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（以下、FIT制度）」の導入により、再生可能エネルギーの導入は飛躍的に拡大した。また、第5次エネルギー基本計画（2018年7月）においては、再生可能エネルギーを「主力電源化」する方針が示され、2030年度エネルギー믹스の目標値22-24%の達成が見込まれている。エネルギー基本計画の見直しにおいては、「2050年カーボンニュートラルの実現」に加えて、2021年4月に菅総理大臣より表明された「2030年度温室効果ガス46%削減」を達成するため、再生可能エネルギーは2050年及び2030年という時間軸において更なる上積みのための施策の検討が加速している。

一方で、わが国の再生可能エネルギー発電コストは、太陽光発電においては相当のコスト低減が進んだものの、全体としては依然国際水準より高い状況である。国民負担の増大に加え、系統制約などの課題を顕在化させていることも事実である。2050年カーボンニュートラルや2030年温室効果ガス削減目標の実現に向けては、こうした課題を乗り越えて、更なる再生可能エネルギーの導入拡大を目指す必要がある。

また、燃料電池は、「水素基本戦略」（2017年12月）において、水素利用における最重要技術のひとつと位置付けられており、世界に先駆けて2009年に一般販売が開始された家庭用（エナファーム）の早期の自立化、業務・産業用途はシステム価格及び発電コストの目標を達成し早期のグリッドparityを目指す一方で、BCP・電力レジリエンスの観点でも重要な役割を期待されている。水素社会の実現に向けて、CO₂フリー水素を燃料とするコジェネレーションシステムとして導入拡大を推進することが重要である。

JEMAにおける太陽光発電や風力発電、燃料電池の活動として、これまで、メーク观点での意見発信、国内外の標準化活動、安全基準、分散型電源の系統連系課題対応など積極的に活動し、その導入拡大を推進してきた。現行の基本計画の2050年シナリオにおいて「技術自給率の向上」に言及されているように、技術自給率には、主力電源を生み出す国内メークによる技術力の維持・向上は必須である。本書は、エネルギー基本計画の見直し検討にあたり、新エネルギー機器のメーク団体としての意見をまとめるものである。

【注】本書は、「再生可能エネルギーの持続的導入拡大へのJEMA意見」（2021年2月）の抜粋である。全文はJEMAウェブサイト <https://www.jema-net.or.jp/Japanese/info/210215.html> 参照。

I. 再生可能エネルギー主力電源化への取組

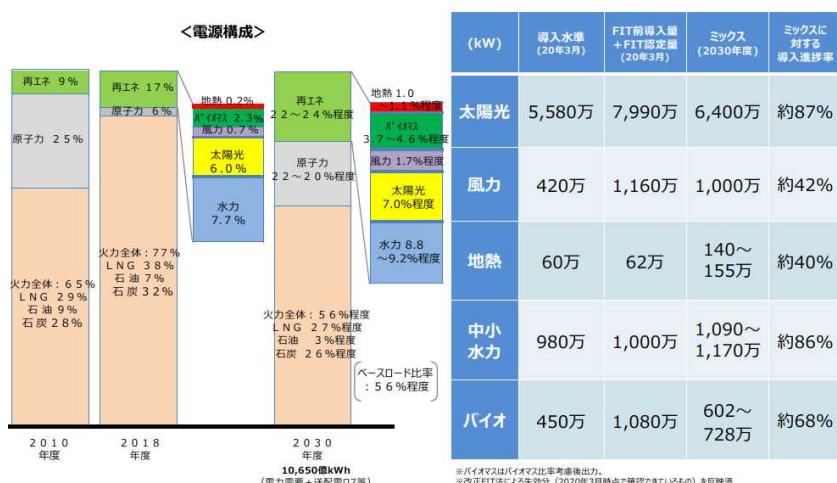
1. 再生可能エネルギー政策の再構築 －FIT 制度の抜本見直しから FIP 制度の導入－

(1) 再生可能エネルギー各分野の導入状況

FIT 制度開始（2012 年 7 月）以降、再生可能エネルギー設備の累積導入量は、制度導入前の 2,060 万 kW から、2020 年 3 月末で 7,500 万 kW にまで急拡大し、再生可能エネルギーの電源構成比（大規模水力含む）は、2011 年度 10.4% から 2019 年度には 18.0% に至っている。

再生可能エネルギー各分野のエネルギー ミックスに対する進捗は様々だが、FIT 制度によって飛躍的な導入拡大がもたらされたのは太陽光であり、また、今後運転開始する FIT 認定量を含めれば風力・バイオマスもミックス水準に到達している。この背景については、運転開始までに要するリードタイムや案件開発環境も異なるため一概にはいえないが、再生可能エネルギー拡大政策に大きく舵を切って 10 年未満の現時点で評価するのではなく、より長期的な観点で、各再生可能エネルギーの特徴を捉えたバランスの良い導入拡大策が必要となってくる。

図 1 再生可能エネルギーの導入状況 [2020 年 3 月末]



（出典：資源エネルギー庁ホームページ）

①太陽光発電

太陽光発電は、FIT 制度に先立って、2009 年より、「太陽光発電の余剰電力買取制度」がスタートしていたこと、他の再生可能エネルギーに比べリードタイムが短いことなどから、FIT 制度によって最も導入拡大が進んだ分野である。ミックス（6400 万 kW）に対する進捗は約 87% と 2030 年を待たずに達成することは確実である。一方、2020 年度の再生可能エネルギー賦課金総額は 2.4 兆円に膨らんでおり、買取費用のうち約 58% を 2012～2014 年度の FIT 初期の太陽光発電が占めるなど、増え続ける国民負担は太陽光発電のみならず再生可能エネルギー普及の足かせになりつつある。

②風力発電

2012 年 FIT 導入以降、運転開始までのリードタイムが長く、同時期（2012 年 10 月）に出力 7500 kW 以上の風力発電所が環境影響評価法（法アセス）の対象になったことで、風力発電は FIT 前の導入量 260 万 kW から 2019 年度末で 420 万 kW への拡大に留まり、エネルギー ミックス（1000 万 kW）に対して進捗は約 42% と太陽光発電とは対照的な状況である。しかし、認定量を加えればミックスを超える水準であり、今後、アセスを完了した大型案件の事業化と、電源募

集プロセス案件及び再生可能エネルギー海域利用法¹を活用した洋上風力の事業化が見込まれる。

③地熱発電

FIT 認定量を含めた導入量は約 62 万 kW で、エネルギー ミックス（140～155 万 kW）に対し導入進捗率が約 40% となっており、この数値は再生可能エネルギーの 5 電源の中で最も小さい。さらに、62 万 kW のうち 50 万 kW は FIT 制度前の導入量であり、FIT 制度の導入効果が顕在化していない状況にある。

④中小水力

エネルギー ミックス（1,090 万 kW）に対する進捗は約 86% であるものの、FIT 制度で増加した設備容量は 20 万 kW、認定量を加えても 30 万 kW である。これは、水力発電の適地が小規模化しており、かつ、奥地化に伴う開発リスクの増大が大きな要因と考えられる。

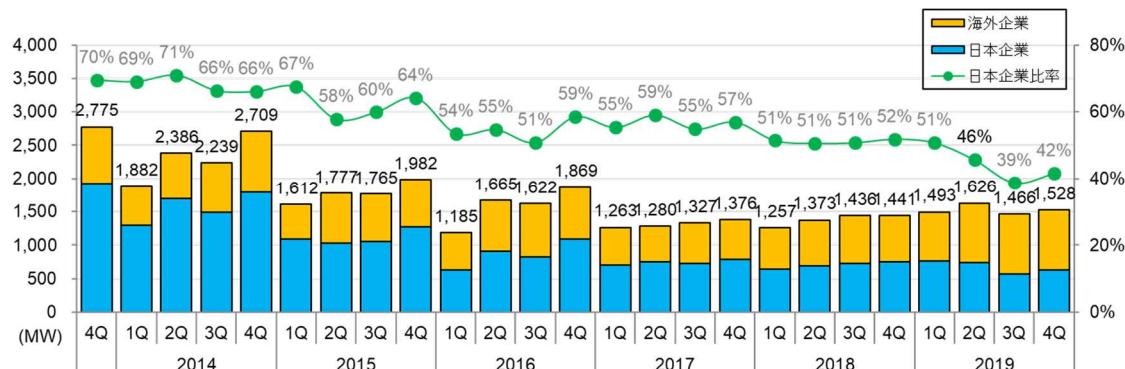
(2) 今後の再生可能エネルギー ビジネス市場の維持・拡大

再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立させるため、政府は、特に太陽光発電を中心に FIT 制度の運用見直しを行ってきた。また、2017 年度から太陽光発電を皮切りに一定の規模以上に入札制度を導入し、順次対象を拡大してきたが、募集容量に達しないなど入札は低調に推移している。

コスト面においても、特に事業用太陽光は、買取価格を 2012 年度 40 円／kWh から 2020 年度 12 円／kWh（50kW 以上 250kW 未満）まで低減させ、コスト低減に着実な成果をあげている一方、事業者の収益確保は難しくなりつつある状況である。こうしたことから、直近では、新規 FIT 認定件数、特に大規模事業が減少しており、業界としても、近い将来非常に厳しい状況に陥ることを懸念している。加えて、低圧（10kW～50kW 未満）太陽光発電事業には、2020 年度より、自家消費型要件が設定され、中小規模事業の発電事業者層が減少していることが不安材料となっている。

また、再生可能エネルギー関連市場は飛躍的に拡大したが、海外勢の大規模な参入が相次ぎ、産業的には国内の事業者（特に開発・生産を担う太陽光発電や風力発電の機器製造など）のシェアが年を追うごとに低下し、太陽電池モジュールにおいては、2019 年度末で日本企業のシェアが 40% 程度に落ち込んでいる。カーボンニュートラルの実現に向けては、国内産業の育成・強化・復活が期待される。（IV に記載）

図 2 太陽電池モジュールの国内出荷容量推移／国内出荷容量に占める日本企業の割合



（出典：太陽光発電協会公表データより JEMA 作成）

(3) FIT 制度の抜本見直しと FIP 制度導入への見解

再生可能エネルギーが主力電源として自立していくためには、他の電源同様「市場統合」は避けて通れないことから、まずは「市場統合に向けた課題」の迅速かつ着実な解決が必要である。

¹ 正式名称：海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律

第1に、「国民負担の抑制」と「投資インセンティブの確保」の両立が求められる。再生可能エネルギーが完全に市場統合されるまでは、発電事業者が多様な創意工夫を発揮できる事業環境と参加しやすい電力市場の整備、例えば、「アグリゲーター事業」「PPA等の拡大」、「公正かつ信頼される卸取引市場」、「非化石価値取引等の実現」等が求められる。

第2に、自然変動再エネの課題となる調整力関連技術の向上と、インバランス低減ノウハウが蓄積されるまでの激変緩和措置が必要である。(発電量予測、卸市場予測・蓄電池稼働最適化技術等の実用化等)

＜競争電源（大規模太陽光発電／風力発電）の市場統合に向けたFIP制度の導入＞

FIT制度導入後、太陽光発電のコストは着実に低減し、諸外国との価格差も徐々に縮小し、機器コストについては諸外国と遜色ない水準まで低減している。これは、買取価格による誘導に加え、FIT制度に裏付けされた市場の拡大がコスト低下の強力な推進力となったためである。今後、大規模太陽光と風力発電が競争電源として市場で生き残るために、「国民負担を抑制」しつつ「投資インセンティブを確保」するバランスをどうハンドリングしていくのかが重要である。

まずは、緩やかな市場統合への取り組みとして、FIP制度(Feed in Premium)へスムーズに移行し、自立電源としての経験を積み重ねることができる措置が必要である。現在政府において、2022年度の導入にむけて詳細制度が議論されているが、過渡的な支援制度であることを踏まえ、拙速な市場統合を前提とするのではなく、事業者が再生可能エネルギーに取り組もうというインセンティブを確保することで参入者を増やしていくことが、結果的に、市場を縮小させることなくコスト低減を促し、再生可能エネルギー拡大と産業政策の好循環を生み出すと考える。

こうしたことから、特にFIP制度導入初期には、再生可能エネルギー事業への参入を促す事業者の予見可能性の確保がポイントなってくる。

また、FIP制度への移行については、再生可能エネルギー各分野の特性や規模に応じた措置や、FIT／FIP及び入札制度の選択制などは必要であるものの、過度に複雑にするのではなく、できるだけシンプルな制度に仕上げることが望ましいと考える。さらに、FIP制度への移行やその後の完全市場統合に向けては、精度の高い出力予測やインバランス回避能力を有するアグリゲーターの育成が不可欠であり、規制緩和を含め多くの事業者が参入できる市場環境の整備が重要となる。

2. 再生可能エネルギーの持続的な導入拡大、自立化に向けて

(1) 太陽光発電～需給一体型の推進～

太陽光発電の2021年度のFIT買取価格は、住宅用は19円/kWh、事業用は11～12円/kWhになっており、住宅及び高圧需要家の電気料金と比べてもグリッドparityが達成されている状況にある。今後は、特に高圧及び特高需要家においても、自家消費を主体にした需給一体型の太陽光発電をさらに普及していくことが重要である。需給一体型の推進は、市場規模の維持・拡大及び国民負担の抑制、レジリエンスの向上及び系統への逆潮流に伴う電圧上昇の緩和にも貢献する。

太陽光発電システムの自家消費を進めていく上では、発電単価の低減以外に以下のようない課題があり、解決を図る必要がある。

＜自家消費太陽光発電の拡大＞

ケース①：建物屋根の耐荷重の制限あるいは既設空調設備等の機器が設置されていて太陽光発電の設置ができないケース

- ・軽量フレキシブルモジュール、BIPV（建材一体型太陽電池）は、建物屋根だけでなく建物壁面に

も設置でき、従来の結晶シリコン型モジュールでは難しかった建物にも太陽光発電システムが設置できるようになる。特にペロブスカイトのような高効率化が可能となる次世代モジュールはグリッドパリティの達成が見込まれるが、長寿命化等、解決すべき技術的課題も残されており、開発加速のための支援が必要である。

ケース②：自己資金による導入が難しいケース

- ・銀行からの借入やリース等のスキーム以外にも、今後もシステムコストが下がることを考慮すると、購入事業者の初期負担なしに太陽光発電を導入できる第三者所有モデルの加速化が有効である。このビジネスモデルがスムーズに行えるよう契約書の標準化やリスクに対する啓発活動を促進していくことが必要である。

ケース③：自己託送制度を活用した太陽光発電の推進

- ・同一企業内などの工場・事業所の需要に応じて、太陽電池モジュールを最大限設置できるよう、自己託送制度を利用して受給一体モデルを推進する視点も必要である。自己託送制度を積極的に活用できるよう手続きの簡略化及び啓発活動を実施していくことが必要である。

＜コーポレートPPAの普及＞

電力卸市場への統合までの途中段階では、既に欧米で普及が始まっている発電事業者と企業が直接電力調達の契約を交わすコーポレートPPA（Power Purchase Agreement）による再生可能エネルギーの普及が、特に競争電源に位置付けられる太陽光発電及び風力発電では重要になる。RE100に代表されるように、再生可能エネルギー電力を調達する企業のニーズは今後も一層拡大していくと考えられる。再生可能エネルギーの拡大におけるPPA契約の意義は、発電事業者にとっては、長期間、固定価格（PPA価格）で売電できることから投資の予見性が高まるメリットがあり、また、購入側にとっても、長期間、環境価値の高い電気の調達価格を固定化できるメリットがある。国内において、特にオフサイト型のコーポレートPPA契約による再生可能エネルギー普及を促進するために、以下の事業環境整備を早めに検討し、準備を進めておく必要がある。

＜オフサイトPPA契約普及のための環境整備＞

- 発電事業者と再生可能エネルギー電気を調達したい企業が、直接PPA契約を締結できるよう電気事業法の改正を検討
- 現状：現行の電気事業法では、企業に替わって小売事業者が発電事業者と固定価格での買取契約を締結することで、同様なメリットを発電事業者が得ることは可能である。但し、小売事業者を仲介せずに直接契約することでより廉価な電気を調達できる可能性がある。その場合はインバランスリスクを委託できるアグリゲーターの存在が不可欠となる。
- PPA契約は複雑なため、契約書のひな型を作成・公表し、契約プロセスの効率化を図る
- PPA取引の価格リスク低減のため、東京商品取引所の電気の先物市場の長期商品を準備することが必要（欧州での事例：EPEXでは最大6年間の精算済み現金決済先物契約を提供）
- PPA市場を醸成していくための発電事業者／企業向けのPPAに関する啓発活動の推進
- トップランナーの発電事業者が早期にPPA事業に取り組めるよう、制度開始段階でのPPA事業者に対する減税措置等の優遇策

＜コスト低減＞

太陽電池モジュールをはじめとする機器コストは、海外と遜色ない水準に低減してきている。さらなる太陽電池モジュールのコスト削減については、セル変換効率の向上やモジュール出力の大出力化があるが、量産規模の拡大及び流通等の経費の削減などコスト低減要素は限られている。

内外価格差が大きい要素として、BOS コスト²、系統接続費用、開発コスト及び工事コストが挙げられる。コスト低減のポテンシャルが最も大きい要素は開発及び工事コストである。森林伐採を行うなどの造成コストの高い開発を控え、自然・地形への影響が軽微な地点への開発誘導が求められる。今後は、地域との共生が重要なテーマのひとつであり、地上設置型においても地域のレジリエンス向上に貢献する需要地に近い地域での開発が求められていく。特に荒廃農地の有効活用が必要と考えられ、農地転用の基準を緩和することが必要である。また、後述のノンファーム型接続の全国展開も社会コストと発電事業者双方のコスト低減が期待されるところである。

発電単価 (LCOE : Levelized Cost Of Electricity) の低減は、初期コストだけではなく、機器の長期信頼性及びO&Mコストの低減も大きく依存している。構成機器の長寿命化の開発はもとより、IoT 及び AI を応用したスマート保安技術を開発・導入し、効果的かつ効率的な運用を行い、発電量の維持、稼働率の向上を図る必要がある。また、限られた設置面積において年間の発電量を増加させる方法として追尾架台を採用することが考えられる。国内に普及していくため、規格化を進めていくことが必要である。

(2) 風力発電

風力発電は、今後、環境アセスを終了した案件の事業化が期待され、また、政府は洋上風力を主力電源化に向けた切り札と位置付け期待は高まっている。しかしながら、国内の風力関連産業は、風車メーカーの事業撤退など風車の開発から製造、運転にわたる技術力の低下や人材不足などの影響が議論され始めている。

風力発電の導入拡大と自立化のための施策について 3 点記載する。

＜低コスト化＞

発電コスト (LCOE) は、総事業経費（資本費および運転維持費の合計）を総発電電力量で除したものであり、発電コストの低減は、総事業経費の削減と総発電量の増加が要点となる。

総事業費の主要な因子として、資本費は風車価格・浮体設備費・電力系統・港湾・道路・船舶などの影響、運転維持費は保守部品の供給・保守人員の養成などの影響を受ける。発電コスト低減のためには、国内の風力発電システムの設備利用率を概ね 50%程度に引き上げ、発電電力量を現状の約 2 倍にすることで、大型商用電源レベルの発電コストを達成できる。日本のように年平均風速が 6m/s から 7.5m/s と比較的低く、台風などの突風に耐えながら設備利用率を向上させることのできる風車の供給、すなわち、日本型低風速風車の技術開発や国内の輸送環境や据付条件に最適な建設工法の開発を推進していくことが重要である。また、耐震設計が容易な高減衰構造や免震機構（浮体式洋上風力のように地震波から隔離された構造）などを採用し、こうした機能を有する風力発電システムを標準化し、量産効果での資本費低減を加速する。

＜国産技術育成のための支援＞

風資源は国産エネルギーのため、地政学リスクの影響を受けない。この風力エネルギーを安定的に供給していくためには、風資源の豊富な地域に風力発電所を建設することに加え、風力発電所の稼働率を引き上げることが重要である。風力発電事業の計画立案・建設・維持管理までの体制が国内で完結することではじめて安定供給が可能となる。また、自然災害などで停止した場合にも、迅速かつ経済的に復旧できることが安定供給の重要な要素である。日本の環境に適した風力発電産業を構築するためには、引き続き、「産」(大手発電事業者と産業界)、「官」(政府)、「学」(学識経験者) が連携し、稼働率向上の取り組みを政府主導で進める必要がある。

世界的な風力関連産業の発展・拡大に伴い、風車メーカーは技術提携や合併、買収の動きが加速し、現状、陸上／洋上共に寡占状態となっており、コンポーネント産業も垂直統合の形で順次、

² BOS コスト：太陽光モジュールを除く周辺機器、工事などのシステム費用

風車メーカーに統合される動きがある。整理統合の結果、2010年頃から続いた風車の供給過剰は解消されつつあり、今は売手市場の状態のため、価格も上昇トレンドに変化している。発電事業者や工事会社が風車を調達しにくい状態になりつつあり、風力発電事業や風力関連産業が成立しにくくなっている。国内においては、風車サプライチェーン強化をはかり、風力関連産業を発展させ、研究開発・生産技術などの技術者を育成することを重視すべきである。

＜安全性の確保＞

定格出力500kW以上の大型風車に対しては、電気事業法により、工事計画の届出と事業者による使用前自主検査、そして国による使用前安全管理審査の受審義務が課されている。さらに、2013年に発生した風車のナセル落下事故、支持構造物折損事故、ロータ落下事故などの重大事故などを受けて、風車の保護制御システム（安全停止系）、支持構造物を中心に、2017年4月から定期安全管理審査制度が施行されている。発電用風力設備は、事業者の自主保安を前提に、発電設備の規模に応じ、国が事業者の安全確保の取組みを確認している。

当初は海外からの技術導入をしながら、徐々に、日本特有の地震、雷、台風などに耐える風力発電システムのノウハウを蓄積し、日本固有の環境や風車に関する幅広い知見を持った人材の養成や維持を含め、風車の安全性を確保する取り組みが不可欠である。また、IoTを用いたスマートメンテナンスといった新しい取り組みを採用した点検修理技術も自主技術として確立する取り組みを推進していく必要がある。

(3) 地熱発電

日本は世界第3位の地熱資源量（2,347万kW）を有しており、また、地熱発電は日本メーカーが世界シェアの7割を占める分野である。しかしながら、地熱発電は開発リスクと開発コストが高く、運転開始までのリードタイムが長いことから、FIT導入の効果は顕在化していない状況にある。この理由としては、大きく以下の3つが挙げられる。

- 地熱発電の設備容量は調査・開発後期にならないと確定できず、系統枠を抑えることが他の電源に比べて困難
- 資源探査などの開発リスクが高く、度重なる探索失敗は設備の収益悪化に直結する
- 森林法、温泉法、自然公園法等、多くの乗り越えるべきハードルがあり、プロジェクトの予見が困難である

メーカーも設備設計の合理化や工事の工夫等により建設費の削減に努めてきたものの、条件の良いサイトから開発されてきたこともあり、FIT制度導入以降、発電コストが明確に下がったとはいえない状況となっているが、買取価格が制度開始当初から維持されているため、地熱事業の見通しを立て易く、開発が加速する気運が高まっているのも事実である。そのためFIP制度への移行にあたっては、FIT制度と同等に事業化への予見性が確保できる基準価格および交付期間が設定されることが、今後も地熱発電導入を推進していく上で重要と考えられる。また、2019年度の調達価格等算定委員会の検討においては、FIT制度の地域活用電源として位置付けうる規模性として2MW未満が提示されたが、2020年度の検討ではFIP制度のみ認める範囲を1MW以上と結論づけた。データにもとづく転換ではあるものの、地熱発電は制度的な長期予見性を確保して着実な案件形成を促し、実績を増やしながら投資マインドを冷やさない配慮が必要である。

(4) 中小水力

中小水力を用いたダム発電所では、昨今の自然災害による長期停電の被害が発生しており、長期停電対策ニーズが高まっている。これまで停電に備え内燃系のバックアップ電源を用いることが一般的であったが、停電の長期化にも備えた中小水力発電設備自体のバックアップ電源運転（自立運転）対応が求められている。新設設備に対しては自立運転時の負荷変動を考慮したシ

ステム構成とすること、あるいは、既設設備においても運転シーケンスの改修等で対応できるケースがある。こうした自立運転可能な中小水力は、地域マイクログリッドなどへの展開も期待され、レジリエンス強化や及びBCP対策貢献できる。

規制関連では、河川法にもとづく水利権が設定されているため、治水用の水は基本的には発電用には使用できることになっており、これが水力発電の設備容量が増えない一因となっている。中小水力発電を普及させるための法律の改正³として、河川法の条文の中に記載されている内容（治水、利水、環境保全）に「水力エネルギーの最大活用」という文言を加えること、及び、特定多目的ダム法を改正し、建設当時に定めた目的以外のダムの利用を認めるようにすることが必要である。これにより、既存の治水ダムや多目的ダムへの中小水力を含む発電専用機の設置や、既存ダムを下池もしくは上池にしてダムを追加設置することによる揚水発電設備を追加することが期待できる。

また、包蔵水力のうち未開発の地点は規模が小規模化していること、山奥で開発道路や送電線の敷設費用が嵩むことが事業化の阻害要因となっており、バックアロケーション⁴に減免策を講じることにより、発電事業者側の負担が軽減され、事業採算性の改善が図られる。加えて、ICT/IoTを活用した統合的な運用管理によってランニングコスト低減を図る取り組みも有効である。

II. 再生可能エネルギー電源の系統安定化への貢献

1. 受動／能動的貢献の早期実現

(1) 再生可能エネルギーの大量導入に伴う系統連系課題

太陽光発電や風力発電といった自然変動再生可能エネルギーは、日照条件や風況により出力が増減するため、電力系統の需給バランスや電力品質の維持に影響を及ぼす懸念がある。太陽光発電の大量導入に伴い、昼間の電力供給が需要を上回る需給バランスの問題（余剰電力の発生）については、最も深刻な九州エリアにおいて、2018年10月に九州本土で初めて再生可能エネルギー出力制御を実施して以降、2018年度に26回、2019年度には74回の出力制御を実施した。また、自然変動再生可能エネルギーの出力変動に追随するための火力発電や揚水発電による周波数調整力の不足（周波数変動）、分散型電源からの電力が配電線に逆潮流することによる電圧上昇も課題に挙げられる。さらに最近では、再生可能エネルギーの増加に伴って火力・原子力などの同期発電機が相対的に減少することにより、系統の安定性を維持する慣性力の低下も指摘されているところである。

FIT制度以前の分散型電源の技術要件は、系統運用者の電力供給に対して不安定な分散型電源が何ら影響を及ぼさないという思想でルール化されており、旧一般電気事業者以外の発電事業者を想定した具体的な技術要件は整備されているとはいえないかった。JEMAは、分散型電源の系統連系のインターフェースとなるパワーコンディショナ（以下、PCS）のメーカ団体として、分散型電源の系統連系技術要件の整備と標準化に取り組んできた。具体的には、2011年以降のFRT要件⁵の整備、2015年には出力制御の仕組の基本となる「遠隔出力制御PCS技術仕様」の策定、2019年には逆潮流による低圧配電線の電圧上昇対策（力率一定制御）、2012年以降現在までの単独運転検出機

³ 出典：「水力発電が日本を救う ふくしまチャレンジ編」竹村公太郎著 2018年8月16日発行

⁴ バックアロケーション：受益者負担の原則を後から参加した利用者に一部の費用を負担させること。

【免除されるケース】地方自治体が利用する場合、従属利用として活用する場合

出典：「水力発電が日本を救う ふくしまチャレンジ編」竹村公太郎著 2018年8月16日発行

⁵ FRT要件：系統じょう乱時の運転継続性

能の標準化とフリッカ対策機能の実装について、系統運用者や事業者団体、認証機関と連携し、PCSに具備すべき機能の検討と実装を推進してきた。

(2) 系統安定化に貢献する再生可能エネルギー電源

再生可能エネルギーの更なる拡大を見据えれば、これまでのような系統に影響を与えないといった受動的な考え方方に加え、系統安定化に貢献していくより能動的な検討が必要となってきている。FIT制度のもとで単純に出力最大限を目指す考え方から脱却し、市場統合や需給一体的な活用に適切に対応し、社会コストを最小化するため発電側で対応すべき責任を果たすといった視野が不可欠である。現在、電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）においてグリッドコードの検討が進められ、また、米国の一帯では自律調整機能と双方向通信機能を有するスマートインバータが義務化されている。こうした機能の実装を進めるアプローチとして、度重なるルール改正は、製品開発と移行対応のため機器コスト高止まり要因になりかねないため、緊急かつ短期間で実装可能な最小限の機能を規定化し、中長期的観点で具備すべき Frequency-Watt（周波数低下時）やイナーシャ等のスマートインバータの機能は、例えば出力制御上のインセンティブを与えてオプション化するなど、自然に実装が進む方策をとることが適切である。加えて、住宅用太陽光発電や家庭用燃料電池など小型の分散型電源は自家消費が主体となることから、現行の任意認証制度を活用しつつ、適切なレベル感で技術要件を策定すべきである。

また、技術的には、各エリアの配電線の条件はそれぞれ異なるため、スマートインバータのどの機能をどのような基準で使う（出力）のか画一的に決めるることは困難であり、特定の配電線に大量のスマートインバータが連系した際に、一斉に同じ挙動をすることで配電線に影響（ハンチング）することはないか、PCSへの慣性力の導入で単独運転防止やFRTといった機能との整合性などの検討が必要となる。スマートインバータは双方向通信となることから、一層のセキュリティ確保と設置後のバージョンアップを担保する制度が必要となってくる。JEMAは機器メーカーの観点でこれらの検討に貢献できると考える。

2. 再生可能エネルギー+蓄電池による安定化

北海道及び東北エリア等では、太陽光および風力発電所には、短期の出力変動対策を目的とする蓄電池を併設し、発電所出力がある条件を満足させたうえで系統連系を許可されるが、発電事業者に対する蓄電池設置のインセンティブがない状況にある。現時点の蓄電池のコストでは、FIT買取価格の高い案件のみ対応することが可能であり、また、系統連系できる変動電源の容量も限られているため、このような対応も致し方ない状況である。しかしながら、今後、蓄電池のコストがある程度低減すれば、系統接続の条件としてではなく、系統安定化機能を提供することにインセンティブが働くよう改善していくことが必要である。

FIP制度の詳細制度設計では、2022年度以降のFIT認定またはFIP認定を取得する事業に対して、価格変更なしに事後的に蓄電池を設置できることが整理された。今後、FIP制度（もしくは市場統合）での導入及びノンファーム接続が一般的になってくるため、発電した電気を卸市場価格が高い時間帯に充電する動機付けが益々高まってくる。発電事業者に対して蓄電池の導入インセンティブが増すことで、余剰電力が発生している市場価格が安い時間帯には蓄電池に充電し、余剰電力を抑えることができる。また、蓄電池があれば需給調整市場においても調整力（ Δ kW）を提供することが可能である。特に、需給調整市場では、蓄電池に特化した調整力の商品化も検討が必要である。さらに、系統電圧を調整するための無効電力の供給に対してインセンティブが得られるような制度も考えられる。こうしたインセンティブを享受することができる事業環境を早めに整備しておくことで、発電事業者に積極的に蓄電池を併設した再生可能エネルギー導入を促すことができる。

III. 次世代ネットワークの構築

1. 系統制約の克服に向けた施策

自然変動再エネの急拡大は、系統制約を顕在化させ、更なる再生可能エネルギー拡大の足かせになってしまっている。これは、わが国の電力系統の設備形成が地域偏在性のある再生可能エネルギーの立地ポテンシャルを考慮しておらず、大規模発電設備から需要側への潮流を前提としており、再生可能エネルギー等分散型電源の広がりに効率的に機能できる仕組みになっていないことによるものである。

こうした系統制約を克服するため、これまでにも、電源接続案件の募集による系統増強や、既存系統を最大限活用する「日本版コネクト＆マネージ」を実行し、再生可能エネルギーの接続量拡大に一定の成果をあげてきている。しかし、再生可能エネルギーの主力電源化や脱炭素化への流れ、また、昨今の自然災害を踏まえた電力レジリエンス強化の観点からも、次世代電力ネットワークへの転換は社会的課題であり、政府においても、全国的な系統形成の在り方、費用負担の考え方について、スピード感を重視した抜本的な対応を検討しているところである。

(1) プッシュ型の系統形成、マスターplanの策定

系統形成については、今後の需要の不確実性を考慮すれば、国民負担を抑制する観点も重要である。このため、電源からの要請に応じて増強を都度検討する「プル型」から、将来の再生可能エネルギーポテンシャルを考慮し、一般送配電事業者や広域機関が主体的かつ計画的に系統形成を行う「プッシュ型」への転換が進められている。地域間連系線や基幹系統の増強判断は、定量的な費用便益検証の結果、便益が費用を上回る場合に増強を判断し、全国的な系統整備計画「マスターplan」を策定する。マスターplanに基づく増強費用は全国調整スキームで負担する方向である。再生可能エネルギーのポテンシャルが多く存在するエリアほど費用負担が大きくなる従来の構造を抜本的に変革し、再生可能エネルギーの導入拡大を後押しする取り組みである。また、洋上風力発電のメリットを最大限活用するためには、大需要地までの直流送電線の整備について、技術課題や制度的課題の克服していくための具体的なロードマップを示すことが望まれる。

他方、系統増強費用は最終的には需要家が負担することになるため、増強によって享受される社会便益を客観的に検証することも重要である。再生可能エネルギー導入の便益は、単に代替電源の燃料費やCO₂対策費用の削減だけではなく、今後ますます高まる環境価値や電源の分散化に伴うメリット、政策目標への貢献といった要素をより積極的に評価することが適当である。

また、地域間連系線や基幹送電線の増強は10～15年の歳月を要し、送電設備はその先数十年に亘って日本の電力インフラを支えることになることから、マスターplanが前提とする再生可能エネルギー導入見通しは、2030年度エネルギー・ミックスにとどまらず、できる限り早急に、2050年カーボンニュートラルを前提とした導入シナリオにもとづいて策定すべきである。

(2) 既存系統の最大限の活用、ノンファーム型接続の全国展開

足下での系統制約への対応として既存系統を最大限活用する「日本版コネクト＆マネージ」の推進も不可欠である。これまでに、より実態に即して空き容量を算定する「想定潮流の合理化」や、送電線事故時の瞬時解列を担保する「N-1電制」を運用し、再生可能エネルギー接続量の拡大に着実な成果をあげてきた。加えて、一部エリアで試行的に行われている、混雑時の出力制御を条件に接続する「ノンファーム型接続」についても2021年1月に全国で接続の受付が開始された。

ノンファーム型接続は、従来の運用では、系統に接続できないか、接続するために莫大な増強費用と工事期間を要していた再生可能エネルギー電源が、増強を伴わず、比較的早期に系統に接続できる点で、社会コストの抑制と再生可能エネルギーの導入拡大に寄与する有効な施策である。他方、

発電事業者にとっては出力制御による事業収益への影響も懸念されるため、全国展開に際しては、政府がノンファーム型接続を適用する系統の要件や運用指針を明示し、広域機関も関与することで、一般送配電事業者の運用に対して、公平性かつ透明性を担保することが求められる。また、予見可能性を高めるため、今後、事業者や金融機関のニーズを踏まえ、必要な系統情報の公開を進めていく必要がある。

なお、全国展開としては、まずは空き容量のない基幹送電線を対象とすることは合理的だが、課題の多いローカル系統についても、可能な地点から順次ノンファーム型接続を適用することを期待する。

(3) 基幹送電線利用における先着優先ルールの見直し

基幹送電線の利用については、現行制度上は、全電源共通で接続契約の申し込み順に系統の接続容量を確保する「先着優先ルール」で運用されている。前述のノンファーム型接続は、短期的な再生可能エネルギーの接続拡大には有効な手法だが、系統混雑時の出力制御を条件に接続する電源であり、混雑時には既存火力等のファーム電源が優先され、限界費用ゼロの再生可能エネルギー電源が出力制御されることになる。再生可能エネルギー電源の経済的・環境的価値をフルに活用できる制度とはいはず、系統と電源価値を総合的に最適化するためには、先着優先ルールから脱却し、メリットオーダーに基づく利用ルールに転換することが不可欠である。

市場メカニズムを活用し、経済性に優れた電源から稼働させるという考え方のもと、環境価値や老朽火力のフェードアウトといった政策目標をどのように加味するのかといった視点で検討がなされると考えられる。メリットオーダーの実現には、従来一体的に捉えられていた「系統への接続」と「接続後の系統利用」を整理して捉える必要があり、実効性のある混雑管理手法の開発、既存電源への影響や配慮といった様々な課題を解決する必要がある。また、制度設計を踏まえ、システム改修等のネットワーク側の対応、機器を含む発電側の対応も必要となる。先着優先ルールの見直しは、再生可能エネルギー活用にとどまらず、2030年度エネルギー・ミックスや2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代ネットワークへの展開、脱炭素化といった社会課題の解決に貢献する政策であり、ノンファーム型接続の全国展開と並行し、実運用までの見通しを示しつつ、できる限り早期の制度化に向けて取り組みを加速すべきである。

3. 託送料金制度における近距離託送の優遇

送配電網の維持管理コストの回収の在り方について、電力・ガス取引監視等委員会「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討 WG」で議論が行われ、2018年6月に中間まとめが報告されているが、特に発電所の立地地点に応じた割引制度の導入において、制度を利用可能な発電所数が多くなるよう配慮が必要である。現状では、特別高圧系統に逆潮流が発生しないこと及び空き容量があること等が条件となっており、割引制度を利用できる発電所が限られる可能性が高いと考えられる。

特に、ブロックチェーン等の技術を活用し、同一配電系統に接続された発電所と需要家において、発電所で発電した電力が需要家にて全ての時間（365日×24時間）において消費されていることが証明できる場合に、近距離での特別な託送料金の割引を適用することで、FIT制度やFIP制度によらない地域でのPPAによる再生可能エネルギーの導入が加速される可能性がある。自己託送制度も同様な考え方で運用されているものと考えられ、自己託送制度の託送料も含め、利用者が増加するような料金体系となるようさらに見直しする必要がある。

4. CO₂ フリー調整力の整備

再生可能エネルギーの出力変動に対しては、現状は火力発電が調整力の主役としての役割を担っている。これまでに述べてきたような再生可能エネルギー発電事業者に需給バランスを意識した発電行動を促す諸施策やデマンドレスポンスに加え、2050 年カーボンニュートラルを見据えれば、より踏み込んだ形で、CO₂ フリーの調整力を拡大する取り組みを強化する必要がある。

(1) 揚水発電（水力含む）／蓄電池

まず、足下では、既存の揚水発電を最大限活用し、その利用率の向上を目指すべきである。2015 年度末の国内発電設備容量に占める揚水発電設備容量は 10.6% (27.5GW) となっている一方で、総発電電力量に占める割合は 0.7% (62 億 kWh) にとどまっている⁶。九州や北海道など一部の地域を除くとほぼ稼働していないのが実情で、休止や廃止となっている設備も始めている。揚水発電の蓄電能力が評価されず、また、調整力価値へのインセンティブも小さいため、調整力としての揚水の活用が不十分な状況である。まずは、揚水発電が有する調整力機能を適切に評価すべきである。また、ダム式水力も調整能力を有するが、調整力 (Δ kW) への対価が低いことから、卸電力市場(kWh) での取引きが中心となり、調整力としてはほとんど活用されていない。今後は、自然変動電源の調整力としての揚水発電の柔軟性や弾力性を高めるために、調整幅の拡大、高速での運転切替、可変速化などの新たな開発や、既存設備の有効活用を促す仕組みが必要である。

また、長期視点で調整力の脱炭素化を実現するため、電力貯蔵としての蓄電池や水素についても早い段階から着々と社会実装への布石を打っていく必要がある。系統用蓄電池に関しては技術開発のため実証事業が実施されており、実証終了後は実運用にも活用されている。揚水発電と競合するコスト (2.3 万円／kWh) を達成すれば、系統運用者にとって調整力としての選択肢となり得る。実証事業で培ったノウハウと日本が優位性を持つ技術力は産業政策としても期待できる分野であり、更なる民間投資を促すためにも CO₂ フリー調整力としての蓄電池の将来像を具体化していく必要がある。また、電気事業法上、蓄電池は需要設備（負荷）、揚水発電は電力貯蔵設備と定義されているが、各種の法規制への反映も検討が必要である。

(2) 水素／燃料電池

太陽光をはじめとする再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、米国加州のダックカーブに代表されるように、火力発電等だけでは需給バランスを調整できないことが生じている。わが国においても九州エリアで太陽光への出力抑制指令が出される等、発電事業者が事業収益計画を見通しにくい状況に陥っている。このため余剰電力を抑制することなく、P2G (Power to Gas) で水素に変換することで CO₂ フリーの調整力を高めることができる。但し、再生可能エネルギーは出力が変動するため、蓄電と適切に組み合わせた運用が有効である。また、CO₂ の回収・貯留技術として CCS (Carbon dioxide Capture and Storage) や、回収・貯留した CO₂ を利用する CCUS (Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage)、更には、CO₂ を炭素源として有用な化成品に変換する Power to Chemical の技術開発も推進されており、P2G に加え、CCS や Power to Chemical も組み合わせることで CO₂ フリー調整力を過渡期も含めて高めていくことができると考える。

わが国においてもスマートグリッド等で論じられてきたが、近年、欧州などで検討されているセクターカップリングも CO₂ フリー調整力を高める有効な手段である。セクターカップリングとは、電力のみでなく、交通・産業・熱等の各部門における電力消費を多面的に拡大し、電化・電動化を

⁶ (出典) 資源エネルギー庁 エネルギー白書 2017

2015 年度：総発電設備容量（10 社合計） 4,837 万 kW うち揚水 2,752 万 kW (10.6%)
総発電電力量（10 社合計） 855 億 kWh うち揚水 62 億 kWh (0.7%)

進めることで、再生可能エネルギー電力を社会全体で有効に活用していく構想であり、従来のスマートグリッドをより進展させたものである。

P2G の手段としては、アルカリ水電解、固体高分子形水電解(PEM)、固体酸化物形水電解(SOEC)等の技術開発が進められており、水素製造に係る負荷を調整力として活用することで、火力発電等の調整電源への負荷を軽減することが可能となる。また、製造した水素はオンサイトで活用できることが理想であるが、現状では環境が整っていないため、輸送や貯蔵、適切な利用が必要となる。水素は通常の状態ではエネルギー密度が低いため、水素を様々なエネルギーキャリアに変換し、効率的に輸送・貯蔵する方法が検討されている。輸送方法としては水素の液化や、アンモニア(NH_3)、メチルシクロヘキサン(MCH)、メタン(CH_4)への変換が検討されている。利用としては、水素は燃料電池発電・燃料電池自動車(FCV)・火力発電へ、アンモニアは燃料電池発電・火力発電・工業用バーナへ、メタンは都市ガス導管への利用や燃料電池発電・火力発電等への利用が検討されている。

CO_2 フリー調整力を高めていくための検証として、欧州ではドイツにおいてガス導管への水素の混合、オランダにおいて天然ガス火力発電所である Magnum 発電所を水素燃料に転換することが計画されている。わが国においても、福島県浪江町で NEDO が主体となり進めている福島水素エネルギー研究フィールドで太陽光発電とアルカリ型水電解で水素を製造する検証が進められており、製造した水素は東京オリンピックの聖火台、FCV、定置用燃料電池に供給される予定である。

2030 年以降の社会実装を見据え、水素の製造、輸送・貯蔵、利用に関する技術開発に NEDO が取り組んでいる。経済産業省の取組みとも連携し、 CO_2 フリー水素の普及拡大に向け、製造から利用に至る各段階において事業者にインセンティブが働くようにすることが肝要と考える。また、制度面の設計も重要である。欧州では CertifHy プロジェクト、米国では H2@Scale と世界的に検討が進められており、わが国においても、非化石価値取引市場において CO_2 フリー水素を取引できるようし、エネルギー供給構造高度化法の中で位置付ける検討が進められている。このように未だ世界的にも検討が進められている状況のため、特定技術や輸入に偏ることなく、国内産業が発展できるよう、過渡期から達成期までを臨機応変に対応可能となる適切なインセンティブを付与した制度設計が重要になると考える。

固体高分子形燃料電池(PEFC)は水素の利用に有効であり、固体酸化物形燃料電池(SOFC)は燃料の多様性に優れるため、水素混合燃料としての適用やアンモニア燃料への適用にも期待できる。このように、レジリエンスを備えた分散電源としての燃料電池は、初期段階から CO_2 フリー水素の普及に寄与できる。また、負荷調整に期待される PEM、SOEC も CO_2 フリー水素の製造用途への適用が期待できるが、PEM は分解効率向上と低コスト化に向けて技術開発支援、SOEC は要素技術の開発段階のため技術開発支援が必要になると考える。

こうした広範囲に及ぶ制度設計や技術開発支援を推進することによって、世界に先駆けて CO_2 フリー調整力を高めることができると考える。

IV. 国内産業維持・拡大

第 5 次エネルギー基本計画では 2050 年シナリオに向けて「技術自給率の向上とリスクの最小化のためのエネルギー選択の多様性」が謳われている。技術自給率には、開発から製造・運転までの技術を有する国内メーカーによる製造技術の維持・向上が必須であり、エネルギーセキュリティの観点からも主力電源となる電源を作り出す国内メーカーの存在は不可欠である。各国においても野心的な再生可能エネルギー導入目標を標榜しつつ、脱炭素化への転換を産業政策と捉えた戦略的な政策を講じている。日本においてもようやく本格化した再生可能エネルギー導入拡大は、長期的な視点にたったエネ

ルギー政策にもとづく施策が必要である。

以下、コスト低減が必須命題であるとの認識を前提とし、JEMA 委員会を組織し積極的に取り組んでいる、風力・太陽光・燃料電池分野を中心に、国内産業の維持拡大を目指す観点で見解を述べたい。

1. 風力発電

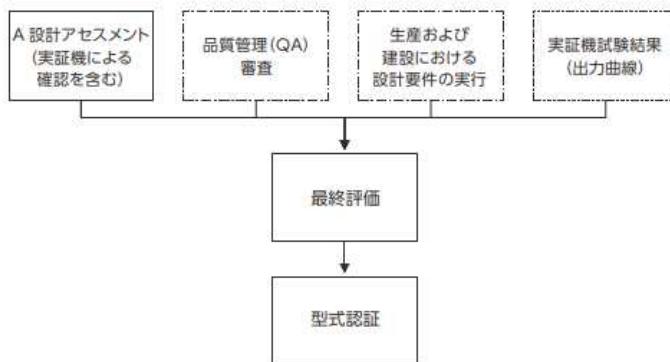
政府による「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」では、洋上風力発電を再生可能エネルギー主力電源化の切り札と位置づけ、2040 年までに浮体式を含む 30~45GW の野心的な導入目標を提示するとともに、サプライチェーンの目標として 2040 年まで国内調達比率 60%を掲げた。

洋上風力に限らず、国内サプライチェーンの構築は最重要課題である。主な国内風車メーカーは相次いで撤退しているが、これまで蓄積した風力発電システムの技術力を維持し高めていくことや、部品や保守メンテナンス等の国産化が重要である。技術や人材の衰退や散逸を防ぐ観点、産業政策の観点において、国内技術や人的資源の育成・発展をはかるため、主要コンポーネントそれぞれに対する国内調達率の引き上げに資する戦略的な施策を講じる必要がある。技術と人材の受け皿となる技術研究組合の設立なども有効である。

製品技術的には、欧州に比べて平均風速が低く過酷な自然環境では、陸上および洋上それぞれにおいて、発電量を欧州並みに確保できるような大ロータ径の風力発電システム(低風速風車)の開発が必要である。洋上風力では、特に BOP:Balance of Plant(風車以外の部分)の資本費に占める割合が高いため、連系設備、モジュール化工法、ジャッキアップ船など特殊船舶、港湾インフラおよびそれぞれのサプライチェーンの構築が必要である。陸上風力では、輸送制約や風の乱れに配慮しつつ高度タワー、低風速風車の開発が重要である。

風車関連の国内産業育成の拡大には、工事計画届の審査において、事実上義務付けられている型式認証制度における運用の見直しが必要である。図 5 に示す認証プロセスのうち「品質管理 (QA) 審査」と「生産および建設における設計要件の実行」は風車部品のベンダに対する審査で、一旦風車メーカーが型式認証を取得してしまうとベンダの変更がしづらい、すなわち、新規メーカーの参入に高いハードルを設けることになる。「品質管理 (QA) 審査」と「生産および建設における設計要件の実行」の部分は、JIS や ISO の認定で代替可能である。「実証機試験結果(出力曲線)」は、安全とは無関係な部分となる。「A 設計アセスメント」と JIS や ISO の認定の組み合わせで型式認証の代替とし得る運用が、国内のサプライチェーンの充実、ひいては国内調達比率の引き上げに有効な措置である。

図 5 : 型式認証のプロセスと安全マター該否



凡例 [] ベンダ変更の弊害、JIS 認証などで代替可 [] 安全には無関係、事業性のテーマ

(出典 : JEMA 機関誌「電機」2019 年 12 月号)

2. 太陽光発電

太陽光発電における技術開発は、発電コストの低減の鍵となる世界最高の変換効率の達成など、今まで一定の成果を上げてきている。

現在は、面積的な制約克服のための発電効率を抜本的に向上させるなど、技術革新によってブレークスルーを要する課題の解決を進めることとしている。さらに、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」(2019年6月閣議決定)では、既存電源水準までコスト低減をした上で、更なる発電効率や耐久性の向上、軽量化、曲がる形態等により、従来、太陽光発電システムが設置できなかった場所に利用できるようにするための技術の確立を目指すこととしている。

NEDOにおける「太陽光発電主力電源化推進技術開発／太陽光発電の新市場創出技術／移動体用太陽電池の研究開発」助成事業において、BIPV、ペロブスカイト系太陽電池、化合物太陽電池、車載用太陽電池などの開発に取り組んでいるが、世界的に見てもまだまだ十分な支援とは言い難い。

従来の太陽電池では設置できなかった場所を利用可能とする革新的太陽電池の開発へのさらなる支援による世界に先駆けた市場導入と、国産エネルギーとして技術・生産等産業として国内に回帰させるため戦略的な政策支援が必要と考える。

3. 燃料電池

燃料電池については、発電効率と耐久性の向上にNEDOを中心とした技術開発支援が行われたことで、世界に先駆けて一定の成果を上げてきた。

しかしながら、水素・燃料電池戦略ロードマップに示された初期の導入目標は、家庭用燃料電池(エネファーム)、業務産業用の燃料電池、自動車(FCV、バス、トラック)、いずれも達成できていない状況である。更なる高効率化に向けた技術開発等、NEDO事業は継続されているものの、初期目標を達成していくためには、日々の普及を増やしていく必要があり、導入補助制度の継続が望まれる。

世界に先行する燃料電池は、CO₂削減に大きく貢献できるばかりでなく、家庭用から産業用・発電事業用、運輸においては自動車・電車、船等への展開も可能であり、様々な用途やシーンで活躍できる分散電源である。他方、普及が加速しない要因としては、家庭用・業務産業用ともコストが課題になっていると考えられ、更なる効率向上に向けた技術開発支援、CO₂削減効果に応じたランニング面でのインセンティブ付与なども有効と考える。またCO₂フリー調整力の向上に向け、都市ガスから水素、あるいはアンモニアなどの多様な燃料も含めて、CO₂削減に見合ったインセンティブを付与することで、発電事業者の導入意欲を高める施策も効果的である。自動車用の燃料電池は、世界トップレベルの技術を有するものの、コストの問題ばかりでなく、水素ステーションの普及も目標通りに進んでいないことが大きな要因と考える。NEDOにて固体高分子形燃料電池(PEFC)、固体酸化物形燃料電池(SOFC)の更なる高効率化を目指して開発が進められているが、グリッドパリティの実現やレジリエンスを強化し、セクターカップリングに繋げていくため、カーボンニュートラルの実現に向けた過渡期から実現期まで、燃料の多様化等、各種実証事業や導入拡大へ向けた支援が重要になると考える。

PEFCやSOFCを逆作動させるPEMやSOECは水電解により水素を作り出すことが可能であり、水素化技術としてP2Gに適用することが可能である。ドイツではGrInHyプロジェクトにてグリーン水素の活用に向け可逆型のSOEC/SOFCの実証が進められている。更に、燃料電池の基礎・基盤技術をCO₂電解やH₂OとCO₂の共電解技術へ展開することも可能であり、Power to Chemicalの実現へ向けて適用していくことも可能となる。

このため、PEFC、SOFCの技術を更に発展させ、普及を後押しするため、高効率化・耐久性向上等の技術開発支援や、スマートグリッドを推進する各種実証事業への支援が重要になると考える。併

せて、PEM、SOEC は水素化に有効であると共に、電化を推進しセクターカップリングを実現していくために有効な技術である。このため、PEM は効率向上と低コスト化に向けた技術開発、SOEC は要素技術開発に対するより一層の支援を行うことで、電化と水素化を推し進めることが可能となる。更には共電解技術の開発も推進することで Power to Chemical にも繋げ、セクターカップリングを強化することが可能となる。

水素・燃料電池に関する政策対応は関係省庁や法規・法令も多岐に亘ることから、官庁の横串しの強化や専門組織を設立する等して、事業者が参入しやすい環境を整備し、2050 年カーボンニュートラルや水素社会の実現に向けて、燃料電池の導入拡大を推進していくべきである。

おわりに～再生可能エネルギー導入目標引き上げへの期待～

世界的には、再生可能エネルギーへの要請がかつてないほど見せていることに加え、コストは急激に低下し、経済的にも優位性を持つ電源として選択されつつある。また、各国は野心的な再生可能エネルギーの導入目標を掲げ、そのことが産業戦略と結びつき、民間投資を促す好循環をもたらしている。

図6 再生可能エネルギーの各国の導入目標

主要再エネ (※水力除く)									
目標年	2030年	2030年	2030年	2030年	2030年	2030年 (国際レベルでは定めていない)	2020年	2030年	
再生エネ導入 目標比率	65% (※) 総電力比率	60.6% (※) 総電力比率	74% 総電力比率	55% 総電力比率	40% 総電力比率	32% 予想される割合	— (国際レベルでは定めていない)	15% ※ 1次エネルギーに占 める非化石比率	22～24% 総電力比率
発電量	6,370 億kWh	3,309 億kWh	2,720 億kWh	2,880 億kWh	5,766 億kWh	44,339 億kWh	6,543 億kWh	71,855 億kWh	10,512 億kWh

(出典：資源エネルギー庁ホームページ)

わが国においても、FIT制度によって再生可能エネルギー政策は大きく転換し、この10年間で、世界トップクラスの急速な導入拡大をもたらすとともに、生じる課題に対して都度運用見直しを実施しながらも、現在、法改正としては二度目となる「エネルギー供給構造高度化法」（2020年6月）において、FIP制度の導入を柱とする市場統合、自立化への本格的な歩みを進もうとしている。これまでのよう、再生可能エネルギーコストの低減や系統制約、事業規律などの足下の対応を着実に行いつつ、エネルギー政策としての長期的な展望を堅持した施策を打つ必要がある。

また、2050年カーボンニュートラルの実現に向けたエネルギー基本計画の見直しにおいては、電力部門の非化石電源の拡大と非電力部門の脱炭素電源による電化・電動化が基本コンセプトになっており、再生可能エネルギー電源比率「約50～60%」を参考値として議論されている。電力需要の増加は、再生可能エネルギーに限らず、人口減少や地方の過疎化、インフラの高経年化などわが国が直面する様々な社会課題の解決策を検討する上で重要なポイントとなる。再生可能エネルギー電源比率「約50～60%」は決して簡単な道のりではないが、2050年カーボンニュートラルを目指すならば、これまでとは異なる観点で再生可能エネルギーの拡大を検討していく必要がある。とはいっても現状で2050年を見通すことは難しいのも実情である。政府においては、2050年に向けて、より高い目標も含めて複数のシナリオを用意し、これらのシナリオの前提を明示することで、民間企業の投資や新たなビジネスへのチャレンジを促すことが重要である。

また、再生可能エネルギーの主力電源化は、国内経済産業を活性化する産業戦略とエネルギー政策の両輪で進めるべきである。今後のエネルギー基本計画の見直しにあたっては、主力電源を作り出す国内メーカーの製造技術の維持・向上の観点を不可欠の要素として検討されることを望む。

JEMA及び電機メーカーは、エネルギー政策の目指すべき方向性の実現に向けて、技術に基づく課題の解決に貢献し、国内電機産業やグローバル企業としてわが国の産業振興へ貢献していく決意である。