

Society 5.0 with Carbon Neutral

実現に向けた電力政策

電力システムの再構築に関する第二次提言

2021年3月16日

一般社団法人 **日本経済団体連合会**

目次

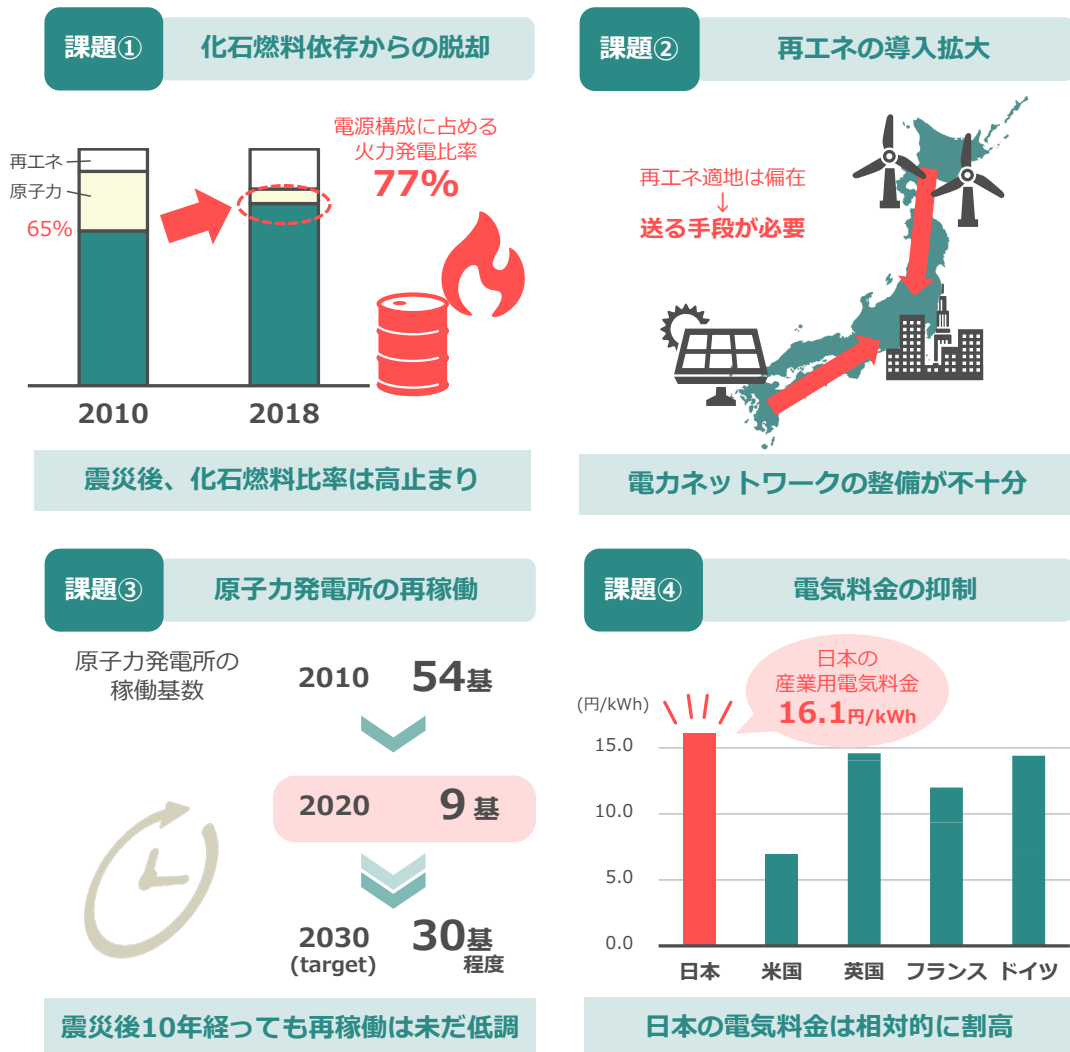
はじめに	1
電力システムの将来像	4
カーボンニュートラルを実現するエネルギーシステム	4
電源ポートフォリオの方向性	6
3D時代の電力ネットワーク	8
イノベーションを軸とする複線シナリオ	9
エネルギー需要の電化	10
コスト負担に対する考え方	11
自由化・市場化を取り込んだ新たな電力システムの構築	12
今冬の卸取引市場価格を踏まえた適正取引の実現	13
将来像の実現に向けた環境整備	16
電源新設投資の確保	16
容量メカニズムの活用	18
FIP制度の活用	19
再生可能エネルギー：需要家ニーズへの対応と競争力強化	21
原子力：安全最優先の継続的活用	23
火力：脱炭素電源化を見据えた円滑な移行	24
蓄電設備：価値の顕在化による活用拡大	26
分散型リソース：ポテンシャルの発掘とシステム統合	27
電力システムへの統合	28
EVの活用	29
次世代電力ネットワークの構築	30
系統マスタープランの策定	30
ネットワーク投資を確保する料金制度等の設計	31
ネットワークコストの負担のあり方	33
混雑を容認する系統利用ルール設計	34
デジタル技術の活用	35
おわりに	37

はじめに

2019年4月、経団連は提言「日本を支える電力システムを再構築する：Society 5.0 実現に向けた電力政策」（以下、第一次提言）を取りまとめ、公表した。同提言で提示した現状認識は、概ね以下の3点に集約される。

第一に、わが国の電力は**4つの危機**に直面している。すなわち、①東日本大震災後に高止まりを続ける化石燃料比率、②再エネのさらなる拡大に対応する環境整備の不十分さ、③低調な原子力発電所の再稼働、④諸外国に比して相対的に割高な電気料金——である。

図表 1 わが国の電力が直面する4つの危機

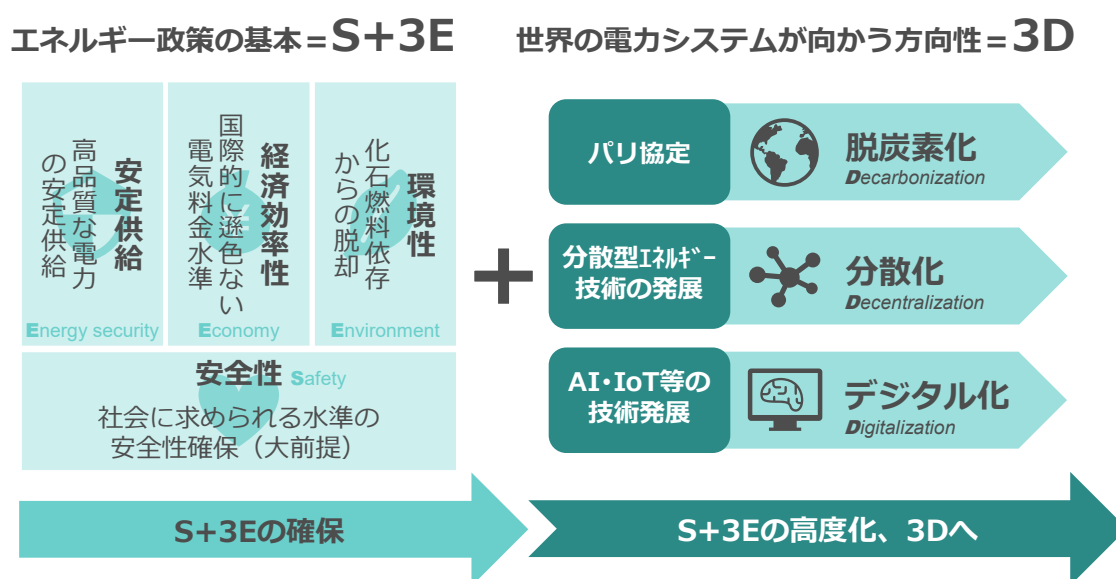


(発電電力量と電気料金のデータはエネルギー白書 2020 による)

第二に、改めて述べるまでもなく、国民生活と企業活動を支えるエネルギー・電力システムは、常に、安全性（Safety）の確保を大前提に、安定供給（Energy security）、経済性（Economic efficiency）、環境性（Environment）のバランスを確保する観点（**S+3E**）から考えることが欠かせない。同時に、世界の電力システムは脱炭素化（Decarbonization）、分散化（Decentralization）、デジタル化（Digitalization）の3点（**3D**）を基軸とする劇的な変化の最中にある。

第三に、こうした状況を踏まえれば、わが国として取るべき針路は、3Dの潮流を捉えた電力システムの次世代化を通じ、S+3Eをより高水準で達成することを置いて他にない。この方針を明確化し広く共有するとともに、その実現に欠かせない**電力投資**を促進する必要がある。

図表 2 電力システムが目指すべき方向性



こうした現状認識のもと、第一次提言では、電力改革の方向性を示した。

同提言の公表後、政府における検討は一段と加速し、2020年6月には電気事業法・再生可能エネルギー特措法・JOGMEC法等を改正する「エネルギー供給強靱化法¹」が成立するなど、事業環境整備が進んできている。再生可能エネルギーの市場統合を進めるFIP制度の創設や、送配電事業者による3E改善への投

¹ 強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律。

資を促すレベニューキャップ制度の導入に向けた準備が進んでいることは、一連の検討の成果と評価できる。

一方で、改革が進展する分野が出てきたことに伴って、電源新設投資の確保をはじめとして、さらなる取り組みが必要な領域も浮き彫りになりつつある。

さらに、2020年10月には菅総理大臣が所信表明演説において「**2050年カーボンニュートラル**」(2050年までの温室効果ガス排出実質ゼロ)を目指すことを宣言した。同時に、気候変動対策を「経済成長の制約」から「産業構造や経済社会の変革をもたらす、大きな成長につながる」チャンスと捉え直し、「経済と環境の好循環」を創出するとの決意も表明されている。この実現に向け、わが国の温室効果ガス排出の8割を占めるエネルギー分野での取り組みは最大のポイントとなる。カーボンニュートラルの追求を出発点としたうえで、グローバルな競争に身を投じるわが国企業の活動を支えるため、競争力ある価格水準での安定したエネルギー供給が確保される絵姿を描き出す必要がある。S+3Eのバランス確保を、新たな次元で図ることが求められている。

その際、省エネルギーや熱需要の脱炭素化等も勿論不可欠だが、やはり、電力部門の取り扱いは重要なカギとなる。そして、目指すべき次世代電力システムを現実のものとするためには、電力を取り巻く投資の好循環形成が前提となる。必要なだけの資金が、最大限効率的に、新たな電力システムの形成に投じられる環境を作り出すことは、引き続きわが国の大きな課題である。

本提言は、こうした状況認識のもと、2019年の第一次提言に続く第二次提言として、経済社会全体が根底からの変革を遂げた脱炭素社会「**Society 5.0 with Carbon Neutral**」²をわが国の長期的に目指すべき姿と位置付けたうえで、それを実現する電力システムの構築に向け、足元から官民に求められる取り組みを取りまとめたものである。経団連としては、本提言の内容を具体的な前進に繋げるべく、政府をはじめとする関係各方面との連携を一層強化していく。

² 詳細は提言「2050年カーボンニュートラル (Society 5.0 with Carbon Neutral) 実現に向けて」(2020年12月)を参照。

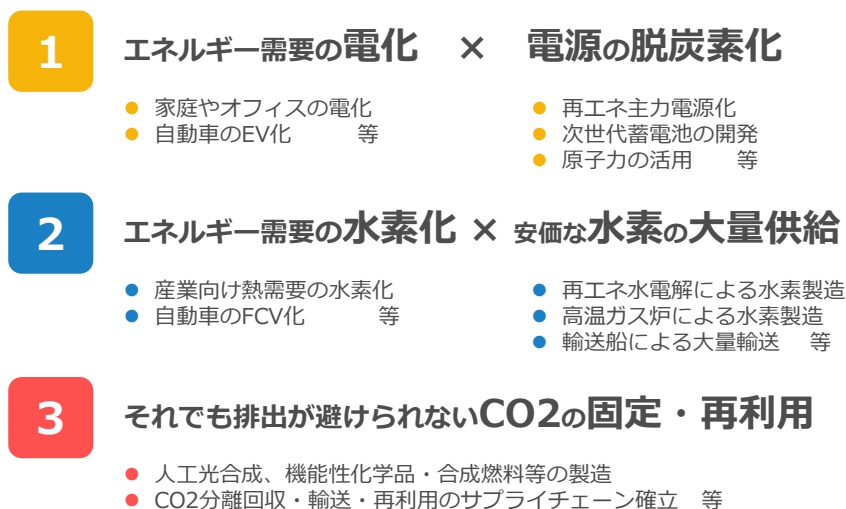
電力システムの将来像

カーボンニュートラルを実現するエネルギーシステム

わが国の新たなビジョンである 2050 年カーボンニュートラルの実現に向けて取り組むべき課題は、経済を構成する全部門にわたって存在する。産業・運輸・民生の各部門においては、主要産業の生産プロセス革新、革新的製品等の大規模な普及、そして生活様式の転換が求められる。排熱等の未利用エネルギー活用も含め、省エネルギー化を推進することも重要である。

同時に、これら全ての部門に影響するエネルギーシステムの抜本的転換も必須となる。カーボンニュートラルを最大限効率的に実現するためには、①需要の電化 + 電源の脱炭素化、②需要の水素化 + 水素製造の脱炭素化、③引き続き排出されてしまう CO₂ を回収する CCUS³—の 3 種を組み合わせたエネルギーシステムを構築することが求められる。

図表 3 カーボンニュートラルに向けたエネルギーシステム上の対応策



このようなエネルギーシステムの大転換を現実に引き起こすためには、新たなシステムを築く投資の確保が不可欠である。とりわけ水素や再生可能エネルギー等、中長期を見据えた新たなサプライチェーンの構築が期待される分野においては、国家の確固たる方針が示されることが重要である。2050 年カーボン

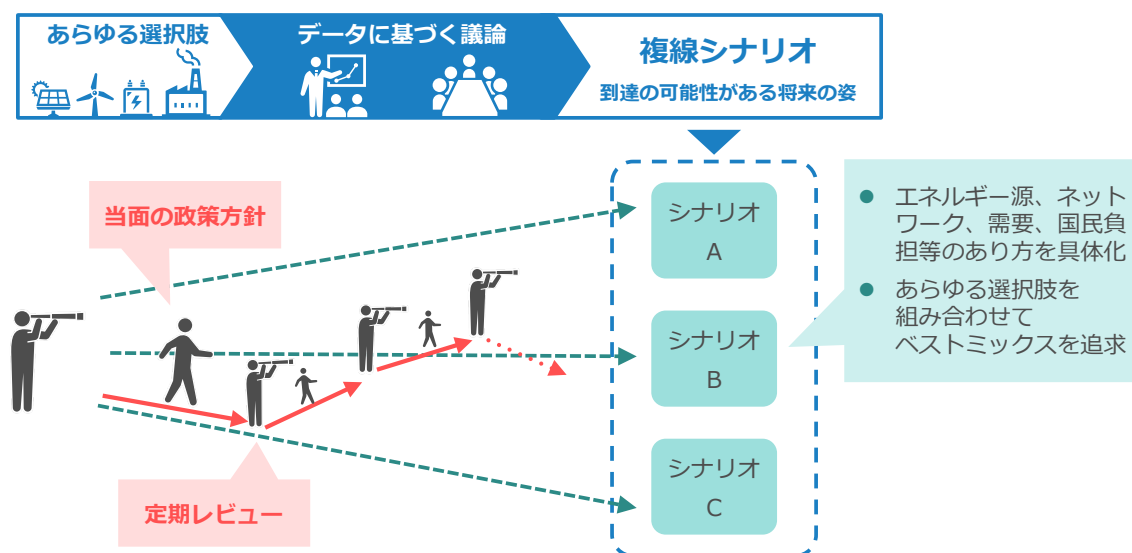
³ 二酸化炭素回収・利用・貯留 (Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage)。

ニュートラルという長期の方向性をブレイクダウンしてエネルギーの将来像を示すことで事業者の予見可能性を向上させ、投資を促進することが今、求められている。

政府は、折しも策定に向けた検討が進められている第六次エネルギー基本計画において、定量的なシミュレーションを活用しつつ、2030年以降におけるエネルギーシステムの長期的な将来像を、エネルギー源、流通ネットワーク、需要、国民負担等のあり方を具体化したシナリオとして示すべきである。その際、長期の将来は、経済社会の動向や技術水準によって左右されるという不確実性があることから、複線シナリオによる将来像を描く必要がある。そうして描き出した複線シナリオを基に、断続的なレビューを実施しながら、社会全体として最小コストでカーボンニュートラルを目指すことができるエネルギーシステムを追求していくべきである。

こうした認識のもと、以下、本提言では、電力システムのあり方について論じる。

図表 4 2050年に向けた複線シナリオと定期的レビュー



電源ポートフォリオの方向性

電力システムの絵姿を想定する際、電源ポートフォリオはその核となる。上述の通り、カーボンニュートラルを目指すうえで電源の脱炭素化は避けて通ることのできない課題だが、単に脱炭素電源を積み上げればよいわけではない。電力は貯めることが難しく、常にリアルタイムで需給を一致させる必要がある。たとえ一瞬であっても、供給の不安定化や途絶が生じると、経済社会活動に甚大な影響を及ぼしうる。こうした電力の性質を踏まえれば、電源等リソースそれぞれの特性を考慮したポートフォリオを組むことが不可欠である。組み合わせるべきリソースは、以下の通り長期固定電源、負荷追従電源、変動性電源、蓄電設備に大別可能である。

- 長期固定電源：出力の変更が技術的・制度的に困難であり、原則として一定出力で運転する電源。定常的な需要の一部を賄うことが想定される。
- 負荷追従電源：柔軟に出力を変更可能な電源。単に電気を生み出す「供給力」としてのみならず、素早く出力を調整して需給を一致させる「調整力」として、安定供給確保のうえで極めて重要な役割を担う。変動性電源の普及に伴って調整力としての活用が増えていくと想定される。
- 変動性電源：気象等に応じて出力が変動する電源。その性質上、負荷追従電源や蓄電設備等のバックアップと一体となることで需要を賄う。太陽光発電の出力が伸びる昼間時間帯に特に比重が高まると想定される。
- 蓄電設備：電気の入力と出力によってピークシフト等を行い、電力需給の時間的ギャップを解消する設備。主に変動性電源の出力変動に対応する形で運用されると想定される。

このほか、ピーク需要への対応を中心に、DR⁴や、これらリソースをデジタル技術の活用等により統合制御する VPP⁵の活用も進むと見込まれる。

こうした特性と技術の成熟度を基に、脱炭素化された電力システムを支えると期待される電源等リソースの主な選択肢を整理すると、下表の通りとなる⁶。

⁴ デマンドレスポンス (Demand Response)。空調や動力装置の稼働状況の調整等によって意図的に電力需要を変化させること。

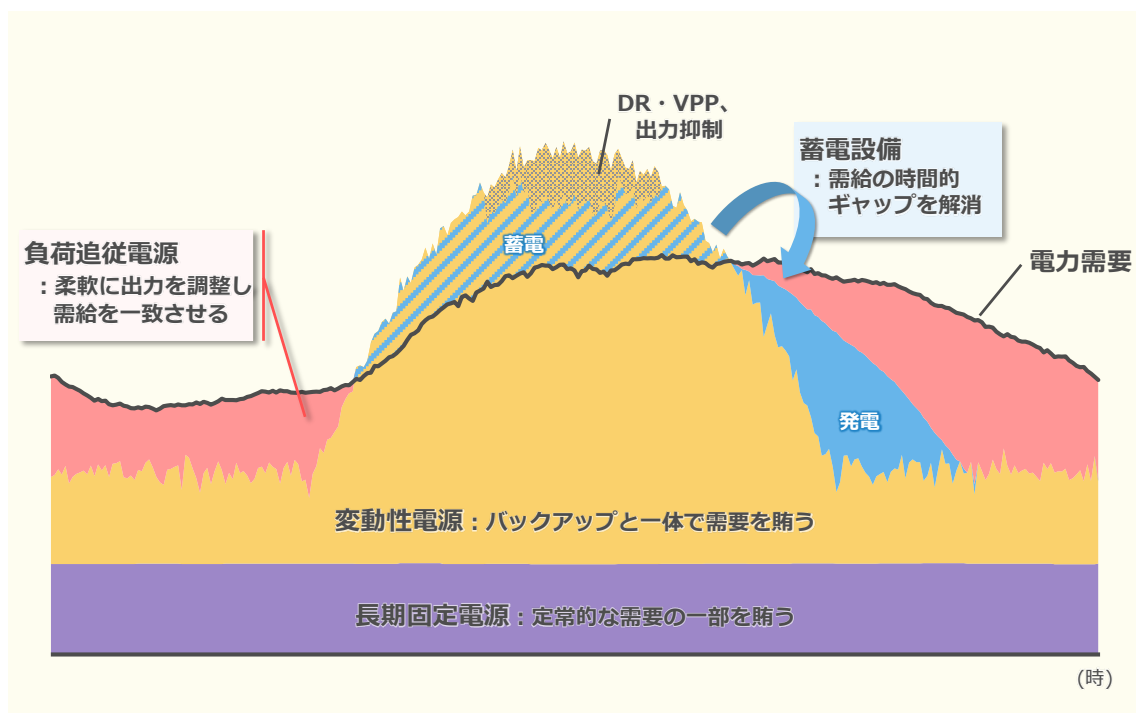
⁵ 仮想発電所 (Virtual Power Plant)。DR をはじめとする需要家リソースや再生可能エネルギー等を組み合わせて仮想的な発電所とし、供給力・調整力等の提供を可能にしたもの。

⁶ 表は大まかな動向を示したものであり、「技術革新が必要」以外の列に位置付けた技術についても期待されるブレイクスルーは存在する。各リソースに期待される技術革新については「将来像の実現に向けた環境整備」章を参照。

図表 6 脱炭素電力システムを支える主なリソース

	技術革新が必要	低コスト化が必要	商用段階の技術
長期固定電源		地熱	従来型原子力（大型軽水炉） ⁷ 流込み式水力
負荷追従電源	水素・アンモニア専焼 化石燃料+CCUS 新型原子力(SMR ⁸ 等) ⁹	バイオマス専焼	貯水池・調整池式水力 ⁹
変動性電源		風力 太陽光	
蓄電設備		蓄電池	揚水

図表 5 1日の電力需給の姿（イメージ）



⁷ 技術的には負荷追従運転を行うことも可能である。例えば原子力依存度が高いフランスにおいては大型軽水炉の負荷追従運転が一般的に行われている。

⁸ 小型モジュール炉（Small Modular Reactor）。

⁹ 限界発電費用が低廉であることを踏まえれば、基本的には長期固定電源として活用するほうが効率的と考えられる点に留意が必要である。

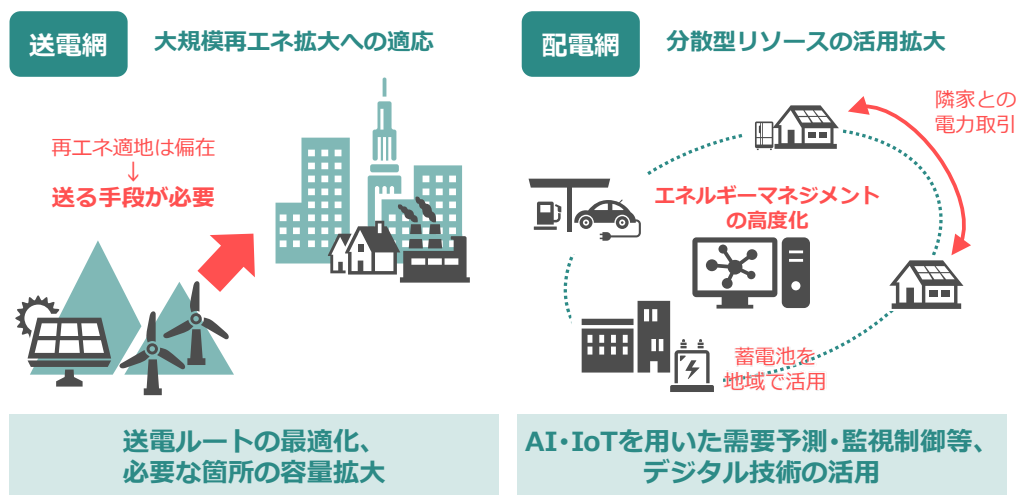
3D時代の電力ネットワーク

電力システムの将来像は、電源ポートフォリオだけでは不足である。脱炭素化はもとより、分散化・デジタル化も進展することを想定すると、電源と需要のプラットフォームとなる電力ネットワークのあり方にも大きな変化が見込まれる。

基幹系統に関しては、再生可能エネルギーの大量導入が、設備の増強・リバランスや運用の変更を迫ることになる。自然条件等に応じて適地が決まる再生可能エネルギーの立地地点は、自ずから燃料輸送等に適した臨海部に立地する従来の大型電源とは異なるものとなる。特に導入量の大幅拡大が見込まれる太陽光・風力は、北海道・東北・九州と、わが国の主要系統の南北端に大きなポテンシャルがある。安価な再生可能エネルギーを、東京・関西・中部といった大需要地に届けるネットワークを形成していく必要がある。

並行して、需要地系統においては、デジタル技術による監視・制御の普及を背景に、屋根置き太陽光や蓄電池をはじめとする小規模分散型リソースの導入が加速していくと見通される。コストとレジリエンス強化の両面から、需要に近接した分散型リソースを自家消費・地産地消する動きも活発になっていくと考えられる。同時に、大規模集中型の電源は、わが国の大きな電力需要を支えるための経済的な手段であり続けると想定される。こうしたなかで、電力ネットワークは、大規模集中型のシステムと分散型システムの双方を活用して3Eの観点から最適なバランスを実現しながら、双方向化・複雑化する潮流を管理し、多様なリソースを電力システムに組み込んで活用するプラットフォームへと進化していく必要がある。

図表 7 次世代電力ネットワークのイメージ



イノベーションを軸とする複線シナリオ

カーボンニュートラルを目指しグリーン成長を実現するには、ここまでに示したように、脱炭素リソースの組み合わせによって、ネットワークも含むシステム全体として、最小コストで電力の安定供給を確保する方法を追求していくことが求められる。カギを握るのは、技術の開発・普及である。そのため、長期固定電源、負荷追従電源、変動性電源、蓄電設備のそれぞれの割合は、各々の活用に必要な技術の動向によって変化すると想定される。技術の開発・低コスト化が進んだリソースの役割を増大させることで、効率的に脱炭素電力システムへ移行していくことが重要である。国の総力を挙げてイノベーションに取り組むとともに、技術動向の不確実性を分岐のパラメーターとする複線シナリオを準備する必要がある。

政府は、2050年の電源構成の参考値¹⁰として、再生可能エネルギー50～60%、原子力+CCUS前提の火力30～40%、水素・アンモニア専焼火力10%という電源構成を示している。この参考値自体は、カーボンニュートラルの実現を前提とする電源構成の選択肢のなかでは、現時点で比較的实现可能性のあるものと捉えられる。しかしながら、それでも実現に向けて乗り越えるべき経済的・社会的・技術的ハードルは極めて高い。政府が方針を示している通り複線シナリオを描いたうえで、今後の技術動向等を踏まえたレビューを継続的に実施し、安定供給確保・コスト最小化を追求していくことこそが、今後の電力システムを構想するうえでは重要である。

なお、長期の将来見通しに不確実性が高いことを踏まえれば、2030年度の電源構成に関しては、特定の2050年シナリオを前提とすべきではない。2050年へのトランジションの視点を勘案しつつも、引き続きS+3Eに立脚した積み上げという考え方を維持する必要がある。

より低廉な価格で、よりレジリエントな電力供給を確保するためには、最新鋭の技術開発に取り組み、かつ普及段階に至る前の技術のコストダウンも図っていく必要がある。この点、政府が2020年12月に策定した「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」（以下、グリーン成長戦略）では、洋上風

¹⁰ 参考値は、「政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの」と位置付けられている（第35回基本政策分科会資料）。

力、燃料アンモニア、水素、原子力といった 14 の重要分野について技術の早期開発・普及に向けた工程表が取りまとめられている。同戦略も軸としつつ、官民連携のもと、各分野における取り組みを加速していく必要がある。

民間においてもグリーン投資への意欲は高まっているが、改めて指摘するまでもなく、新技術への投資リスクは民間の企業・金融機関では負いきれない部分がある。政府は NEDO に 2 兆円の基金を設け、10 年間にわたって革新的イノベーションを継続支援する枠組みを打ち出しており、大いに歓迎する。さらに、税制優遇、補助金、信用補完の提供等も含め、国が民間資金の呼び水として一層の役割を果たしていくことを期待する。併せて、新たな技術に対応した規制・制度等の事業環境整備も、技術の成熟状況に応じて行うことが重要である。この点でも、国の主導的な役割が求められる。

エネルギー需要の電化

カーボンニュートラルを実現するエネルギーシステムを想定すると、電力は、現時点で相対的に脱炭素への道筋が確立しているエネルギーであるといえる。電源の脱炭素化と並行して需要側における電化を進めることは、カーボンニュートラルを目指すうえで不可欠の取り組みである。政府が示した 2050 年の年間発電電力量の参考値（1.3～1.5 兆 kWh）の前提にも、2018 年時点で 26%であった最終エネルギー消費の電化率が 2050 年に 32～38%まで上昇するとの試算が織り込まれている¹¹。

電化率向上のためには、民生部門を中心に、既にコスト競争力を獲得している電力需要機器等の普及を加速していく必要がある。併せて、特に産業部門や輸送部門を軸に、水素化等の手段も勘案しつつ、蒸気供給、貨物輸送といった様々な領域における電化技術の開発・低コスト化の可能性を検討していくことが重要である。技術開発支援はもとより、設備導入に対する補助金や税制その他制度上の優遇等を通じて需要の脱炭素化に繋がる設備の普及を図るなかで、さらなる電化の可能性を探っていくことが求められる。

地域における電力需要の増加には、需給バランス確保や送電容量の制約によって発生する再生可能エネルギーの出力抑制を減少させる効果がある。いち早い脱炭素地域の形成を図るとともに、わが国の再生可能エネルギー利用率を

¹¹ 地球環境産業技術研究機構（RITE）による分析（第 33 回基本政策分科会資料）。

向上させる観点から、脱炭素電源の普及が進む地域をモデル地域として指定し、重点的な電化を推進することも一案である。

電力需要の増加は、別の視点から見れば市場の拡大でもある。電力需要の拡大には、エネルギーシステムの転換に不可欠な電力投資を呼び込む効果も期待される。電化と電源脱炭素化の好循環を通じ、エネルギーシステムの脱炭素化を加速していくことが見込まれる。

なお、社会の広範な領域にデジタル技術が導入されていくことも踏まえれば、今後、電力が社会のライフラインとしてさらに重要な役割を担っていくことは明らかである。高経年化インフラの更新や分散型リソースの活用等により自然災害に備えるのは勿論のこと、地政学リスクの顕在化による燃料の供給途絶・価格高騰リスクを勘案した電源ポートフォリオを組むなど、継続的にレジリエンス強化を図っていく重要性を考慮した電力政策の展開が必要である。

コスト負担に対する考え方

2050年カーボンニュートラルを目指し、それをグリーン成長に繋げるとの方針が2020年10月に宣言されたことは、気候変動対策をめぐる国際情勢が加速するなか、時宜を得た国家戦略の表明であった。

しかしカーボンニュートラルを目指す道行きは、決してバラ色に彩られてはいない。新技術の社会実装を加速することに伴い、本来よりも早いタイミングで、あるいは経済的により高コストなインフラ・設備への転換が行われることになる。脱炭素を主目的とするサプライチェーンや社会・産業インフラの転換は、少なくともその過渡期において、確実に国民負担を強いる。電気料金や消費財・サービス価格、あるいは雇用・賃金等、負担は様々なパスを通じて生じ得るが、結局は何らかの形で最終消費者、国民に帰着する。

カーボンニュートラルへの円滑な移行を実現するには、過渡期における国民負担を許容可能な範囲に収めるとともに、グロスの支出増に対する国民理解を得ることが不可欠である。政府は、非効率を排する観点から、カーボンニュートラルに向けた複線シナリオを描き、最も効率的なパスを常に追求し続ける必要がある。国民負担の規模を管理し、その範囲で各種施策のバランスを取ることも重要である。併せて、高い目標を掲げた政府として、過渡期に発生する国民負担について、国民の理解が得られるよう、誠実に説明を尽くすことを求める。

カーボンニュートラルの実現に向けては、新たな政策はもとより、企業・国民

がそれぞれ行動変容に取り組んでいくことが肝要となる。経済界としては、各々の事業領域でカーボンニュートラルな世界の実現への貢献のあり方を模索し、エシカル消費等を志向する消費者の選択肢拡大を図るとともに、より低コストにカーボンニュートラルを実現する方策を最大限追求していく決意である。

なお、追加で生じるコスト負担が、グリーン成長を実現するための基礎体力である足元の産業競争力を毀損しては元も子もない。カーボンニュートラルの実現が成長戦略、産業政策と位置付けられた以上は、国内外の市場で国際競争にさらされる産業の競争力確保策がしっかりと措置される必要がある。特に、国際市場価格が存在する化石燃料と異なり価格が国内事情によって決まる電力のコストは、最も野心的な技術開発・インフラ転換が求められる電力多消費産業の競争力、ひいては研究開発・設備投資余力を容易く左右する。なかでも投資回収に長い時間を要する装置産業は、長期にわたり国際競争力ある価格で安定的に電気を調達できる見通しが立たなければ、海外移転ないし廃業を迫られる。それは産業空洞化とカーボンリーケージという、グリーンとも成長とも逆行する事態を生じる。わが国の産業用電気料金が国際的に極めて高い水準にあることを踏まえ、十全な対策を講じる必要がある。

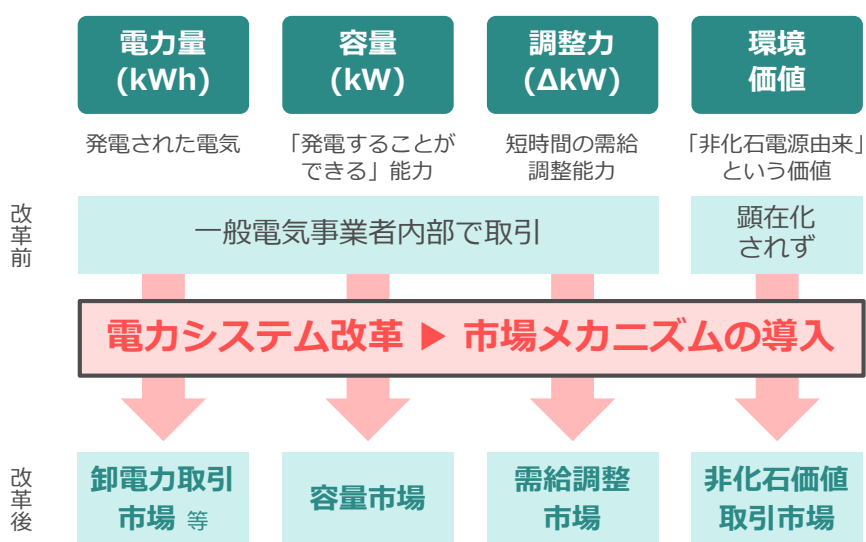
自由化・市場化を取り込んだ新たな電力システムの構築

政府は、2013年に「電力システムに関する改革方針」を閣議決定し、「安定供給の確保」、「電気料金の最大限抑制」、「需要家の選択肢や事業者の事業機会拡大」という3つの目的を掲げて電力システム改革を推進することとした。その手段として、総括原価方式と地域独占を前提とする電気事業制度を改め、発電・小売の自由化・市場化が進められた。

しかし、改めて指摘するまでもなく、国民生活・事業活動を支える電力の重要性に鑑みれば、発電・小売事業の自由化・市場化は、単に規制を取り払うこととはなりえない。一般的に市場は短期的な効率化を実現するが、エネルギー政策を通じたS+3Eの確保は中長期を見据えた国家戦略上の課題である。改革後の電力システムにおいては、かつて包括的な規制の枠組みのなかで発電・送配電・小売を一貫して手掛ける一般電気事業者に委任され、各事業者の内部で調整されていたS+3Eの確保を、多様なプレイヤーが参加する制度を通じて実現する新たな仕組みが必要となる。政府には、規制主体の枠を超え、新たな電力システムを設計することが求められている。実際、こうした方向性に沿って、スポット市

場の整備に留まらない制度設計が進められてきた。例えば容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場が開設され、あるいは開設に向けた準備が進んでいることは、そうした検討の成果といえる。

図表 8 卸取引の市場化



しかし、プレイヤーの多様化によって複雑化する電力システムの制度設計を通じた S+3E の確保は非常に難しい課題であり、自由化で先行する諸外国もいまだに試行錯誤から抜け出せずにいる。一方で、2050 年カーボンニュートラルを旗印に世界で加速する脱炭素社会の実現をはじめ、より高い水準で S+3E を実現していくことは、国家戦略としてますます重要になっている。

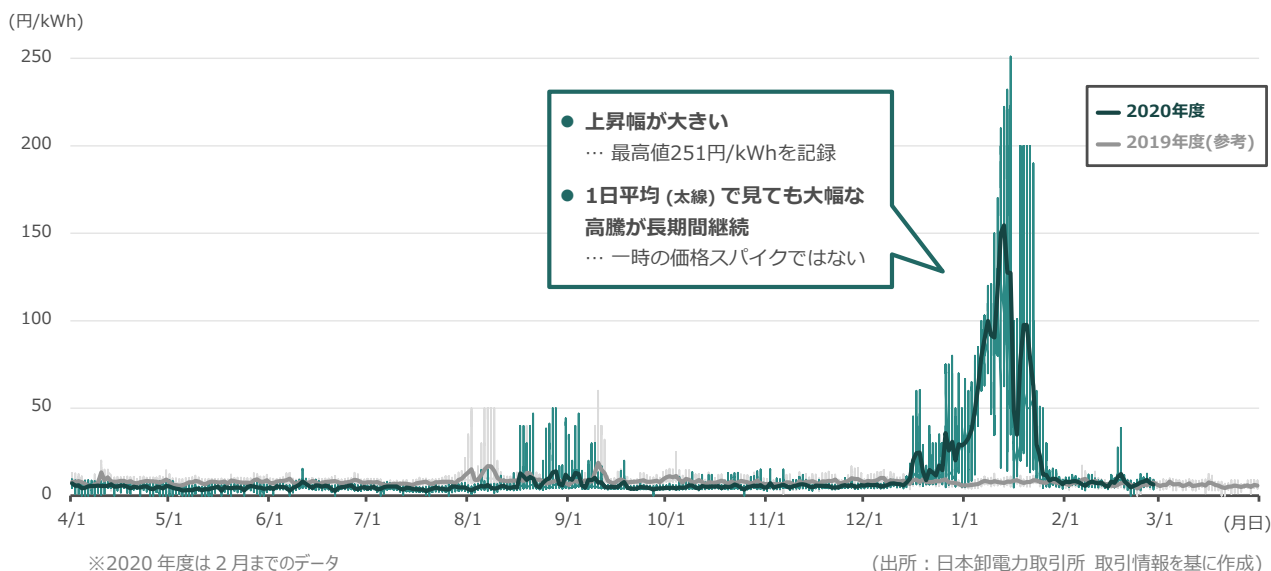
国民生活と企業活動を支える安価で安定した電力の供給と脱炭素化をはじめとする社会的要請の実現を担保する仕組みの整備を図るという目的を改めて確認したうえで、制度のあり方をさらに検討していく必要がある。その際、自由化・市場化の流れを上手く取り込む観点から、技術と知見を有する多様なプレイヤーの参入を促し、可能な限り市場原理を活用することで、最大限効率的に S+3E の高度化を図っていくことが求められる。

今冬の卸取引市場価格を踏まえた適正取引の実現

新たな電力システムのあり方をめぐっては、今冬もまた一つ、大きな課題が突き付けられた。本年 1 月の卸取引市場価格の高騰である。ピーク需要に対応する kW の確保もさることながら、主として LNG 火力の燃料制約に伴う kWh 供給力の不足により、スポット市場価格が 100 円/kWh を超える時間帯の生じる

日が約半月にわたって継続し、24時間平均で100円/kWh超となる日も5日間続けて発生した。

図表 9 最近のスポット市場価格と今冬の価格高騰



LNG火力の燃料制約は、長期在庫を持ってないというLNGの物理的性質、長期契約よりも割安なスポットでのLNG調達が増えてきたなかでの予想を超えた寒波の到来による電力需要の上振れ、東アジアでのLNG需要拡大に伴う輸送制約と一部生産国でのトラブルといった複合的要因によって発生したとみられている。国全体としてkWhの確保量を確認する仕組みがないなかで、LNG火力の燃料制約が大きな要因となってスポット市場の売り札切れが継続的に生じ、買い入札価格によって約定価格が定まる状況のもと、直接的には不足インバランスの発生を避けるための小売事業者の入札行動が、市場価格の高騰をもたらしたと考えられる。

今冬の市場価格高騰をめぐり、目下、政府審議会や電力・ガス取引監視等委員会のもとで、詳細な構造の解明や今後の対策の検討が行われている。今後の検討にあたっては、制度面では、エリア全体、国全体で必要な発電電力量(kWh)を確保し、それを確認する手段が必要である。発電設備のスリム化が進行していることも踏まえた発電用燃料の確保のあり方や、非常時における発電側情報の公開・開示、容量市場とkWh確保との関係、需給逼迫時の予備力確保とスポット市場取引との間の整理、インバランス料金の設計、スポット市場への売り入札価格の考え方等、検討すべき課題は多い。

また、需給の厳しい状況が続くなか、稼働中の原子力は勿論のこと、一部の自家発電設備も含む石油火力・石炭火力等が重要な供給力となった。一方で、今後は非効率石炭火力のフェードアウト等の取り組みが進む。2030年、2050年に向けた気候変動対策目標の実現を図りつつ、そこに至るまでの過程も含めて、いかにS+3Eを確保できるエネルギーミックスを確保していくか検討することの重要性も、改めて示されたといえる。

小売事業者には、今般の事象から得られる教訓を踏まえ、先物市場、ベースロード市場、スポット市場といった様々な市場や相対契約等を組み合わせ、供給力の着実な確保を図ることが期待される。併せて、需要家が支払う電気料金の変動の抑制、あるいは価格変動リスクを受け入れている需要家に対する説明にも努めることが求められる。

経団連としては、新たに浮上した課題も乗り越え、安定的かつ効率的な発電・小売事業の運営が実現されるよう、適正な市場取引環境の整備が図られることを期待する。新たな電力システムにおける発電・送配電・小売事業者それぞれの役割を踏まえた形で、課題解決に向けた政策形成を進めるべきである。

将来像の実現に向けた環境整備

電源新設投資の確保

電源投資が難しくなっていることは、現在の電力システムにおける最大の課題である。旧一般電気事業者か新規参入者かを問わず、事業者は現行制度下での発電事業の持続可能性に疑義を抱いている。

2020年のスポット市場価格は平均 6.4 円/kWh の水準まで下落した¹²。電源の新設¹³はもとより、既設電源の維持にも懸念が生じる水準である。2020年に実施された容量オークション(2024年度受け渡し分)の価格は平均 2 円弱/kWh 程度とされており¹⁴、仮にこれを加えたとしても発電側の収入は合計 8 円/kWh 程度に留まる。これに対し、大型電源の平均発電コストは基本的に 10 円/kWh を上回るとされており¹⁵、電源の収入が発電事業の事業性確保に不十分な水準となっているといえる。

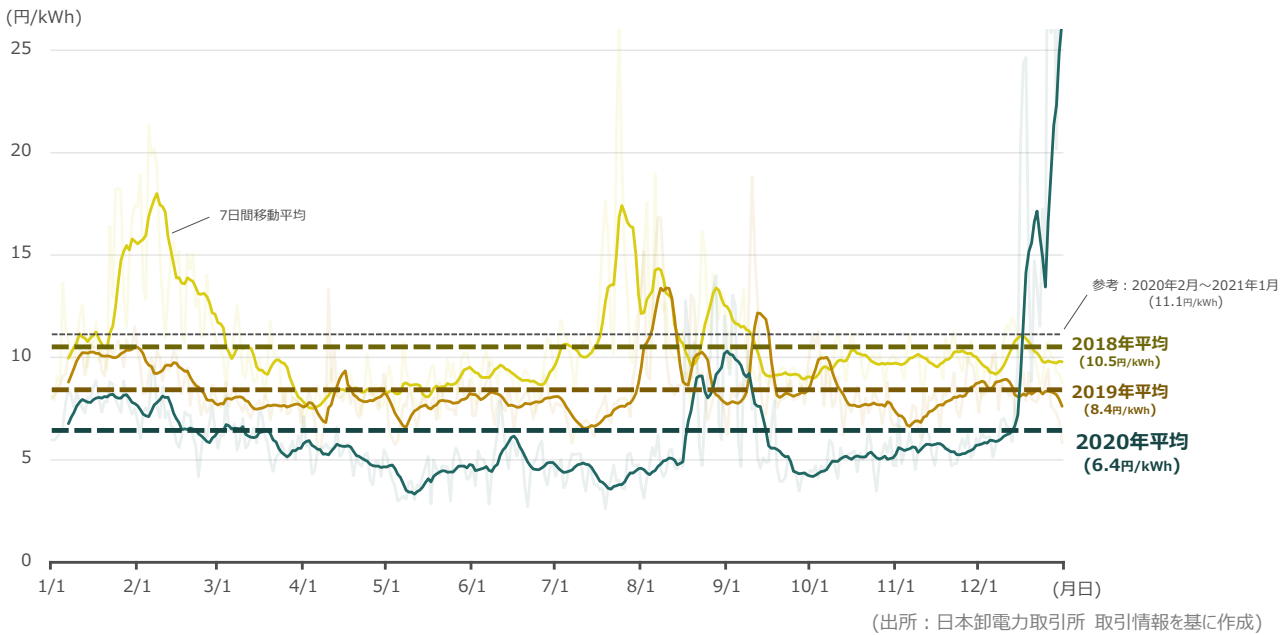
¹² 2020年の全コマシステムプライスの単純平均(日本卸電力取引所(JEPX)取引情報より算出)。なお、前述の通り本年1月に市場価格が高騰したことにより、2020年2月から2021年1月までの1年間でスポット市場価格の平均を取ると 11.1 円/kWh となる。仮にこれに容量価格 2 円/kWh 程度が上乗せされたとすれば、数値上、火力電源の新設が見込める妥当な価格水準とも見える。しかし、今回のような価格高騰が毎年のように発生するとは考えにくく、また発生すべきでもないことを踏まえれば、これをもって電源新設投資が可能な環境にあると評価することはできない。

¹³ 以下、「新設」には廃止する電源が利用していた土地や一部設備を活用するリプレイスも含む。

¹⁴ 第8回持続可能な電力システム構築小委員会資料より。なお、容量オークションの総平均価格 9,534 円/kW を基に設備利用率 70%と仮定して換算されたものであり、設備利用率が低下すれば kWh あたり収入は増加する。

¹⁵ 例えば、資源エネルギー庁によれば、2019年度の旧一般電気事業者 10 社、JERA、電源開発の発電単価は平均 10.3 円/kWh(発電コスト 6.8 兆円、発電電力量 0.66 兆 kWh)である(第30回電力・ガス基本政策小委員会資料)。また、2015年に発電コスト検証WGが示したモデルプラントの発電コストは、石炭火力 12.9 円/kWh、LNG 火力 13.4 円/kWh となっている(2030年時点、設備利用率 70%、稼働年数 40年の想定)。

図表 10 近年のスポット市場価格の動向



電源の投資計画策定から建設、運転開始を経て投資回収を終えるまでには長い期間を要する。資金調達の観点も踏まえれば、計画段階での市況見通しは必然的に保守的とならざるを得ない。仮に需給逼迫に伴う市場価格の上昇を見通して電源投資が行われるとすれば、それは既に電源の不足が相当程度確実に見込まれるようになった局面である。電源開発のリードタイムの間、電気料金の高止まりや、変動性電源に対応する調整電源の確保が困難になることが懸念される。そうした事態に至る前に電源投資が行われるよう、発電事業者に投資の予見可能性を与える手立てを講じる必要がある。

2050年カーボンニュートラルの前提となる電源の脱炭素化実現に向けて、電源の新陳代謝、ひいてはそれを支える電源新設投資は、一層不可欠なものとなっている。一方で脱炭素電源への投資は、技術的に成熟し低コスト化してきた従来型火力よりもハードルが高く、とりわけ初期投資負担が重いものとなることが見込まれる。この点からも、国民負担を最小化しつつ、電源投資の円滑化を図る仕組みが必要となっている。

例えば以下で述べるように、高額補助ではなく、適正な kW 価値・kWh 価値相当の収入が得られる仕組みとして、容量メカニズムや FIP 制度を通じた手当てを行うことが考えられる。S+3E の観点に照らして、各電源の特性や市場環境等を総合的に勘案し、適切な仕組みを設計していくことが求められる。

なお、言うまでもなく、安価で安定した電力供給は、2050年等の将来に至るまで、間断なく確保される必要がある。既設電源、とりわけ変動性電源の導入にあたって重要となる調整力の維持が図られる事業環境の整備にも、十分注意を払うことが求められる。

また、脱炭素電源への投資を加速するためには、非化石価値を顕在化させ、需要家の評価を得ることも重要である。政府が策定したグリーン成長戦略においても、成長戦略に資するカーボンプライシング等に躊躇なく取り組む旨が謳われており、その一環として、最終需要家が非化石価値を調達しやすくなるよう非化石価値取引市場のあり方を総点検するとされている。非化石価値・再生可能エネルギー価値へのアクセスの改善は、需要家側からかねて要望の声が上がっていた事項である。エネルギー供給構造高度化法に基づき小売事業者に達成が求められる非化石電源調達比率¹⁶との整合性を確保したうえで、非化石価値の効率的な調達に繋がる実用性の高い制度が実現するよう、検討が加速することを期待する。

容量メカニズムの活用

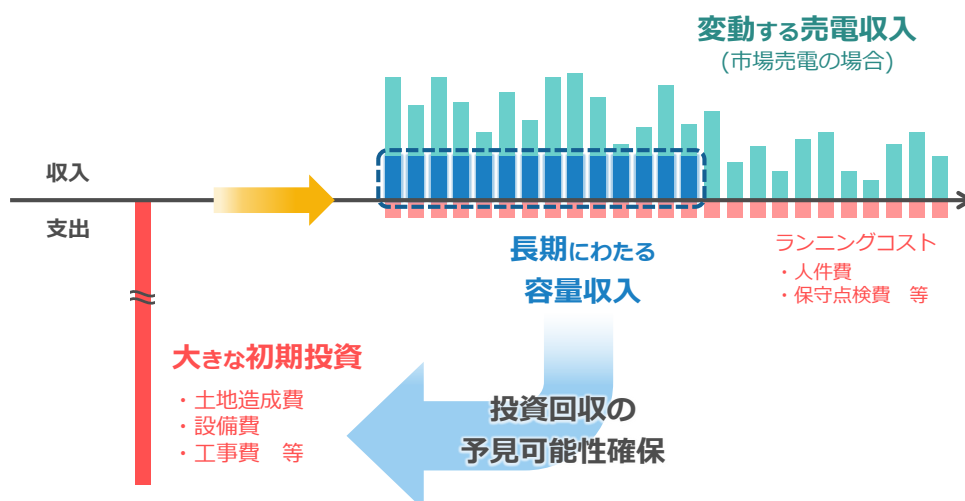
容量市場をはじめ、kWベースでの支払いを行う容量メカニズムは、電源の投資回収リスクを低減させる。とりわけ負荷追従電源は、将来主に調整力として運用され、設備利用率は低水準に留まることが見込まれる。そうした電源も含め円滑な新設を促す点で、容量メカニズムの活用は特に重要である。わが国においても容量市場が設置され、第1回容量オークション（2024年度受渡分）が開催、2020年9月に結果が公表された。

しかしながら、4年後の単年度のkW収入のみが確保される現在の制度は、長期にわたる投資回収を伴う電源新設を促進するには不十分である。容量メカニズムの拡充による新設の促進を図ることが求められる。その方策として、脱炭素

¹⁶ 2015年に策定された「2030年度のエネルギーミックス」が電源構成に占める非化石電源の割合を44%（再生可能エネルギー22~24%、原子力22~20%）としていることを踏まえ、主要な小売電気事業者（年間販売電力量5億kWh以上）には、2030年度時点で供給する電気の非化石電源比率を44%以上とすることが義務付けられている。必要量の非化石電気を相対契約によって調達しない小売事業者は、非化石価値取引市場から調達した非化石証書によって同目標を達成することが想定されている。

化等に係る一定の要件¹⁷を満たした新設電源について、電源建設のリードタイムを考慮したうえで、運転期間を勘案した一定の長期間にわたる容量収入を容量市場から確保する仕組みなどを検討すべきである¹⁸。

図表 11 容量メカニズムを通じた電源新設支援（イメージ）



なお、容量メカニズムを通じた容量（kW）価格は、適切な水準であれば、運用断面での調整力確保（ Δ kW）費用や kWh 価格の低下で相殺されるため、中長期的に見た社会的コストを増加させることはない。むしろ将来の電源不足に伴う市場価格のボラティリティを抑制することで、リスクプレミアム分だけ社会的コストを抑制することが期待される。

FIP 制度の活用

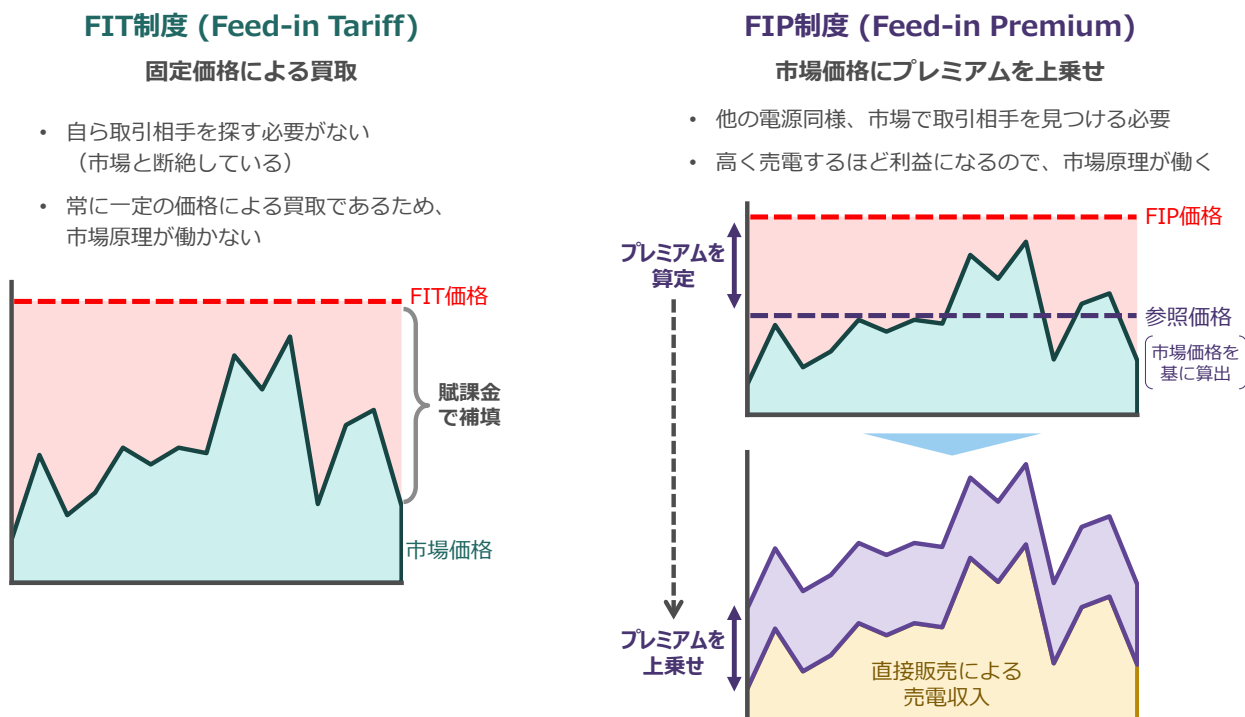
これまで、大型水力を除く再生可能エネルギーの多くが、FIT 制度による手厚い収益性・予見可能性の保証のもとで導入されてきた。今後は、エネルギー供給強靱化法によって新たに導入することとされた FIP 制度のもと、FIT 制度に比べれば市場統合を進めた形で、投資回収の予見可能性確保が図られていくことに

¹⁷ 例えば、当該新設電源が脱炭素電源であるか、もしくは 2050 年カーボンニュートラルの実現と整合的であることを事業者が説明できる場合に限り対象とすること等が考えられる。後者の例としては、火力のうち、将来的に水素・アンモニア・バイオマス専焼への転用が可能な設備や CCS-Ready の設備等が想定される。ただし、脱炭素技術の成熟度や社会情勢、政策動向等による不確実性の考慮は必要となる。

¹⁸ 例えば火力であれば、10 年程度先の時点から 15 年間程度を目安に収入を確保できる制度設計を行うべきと考えられる。

なる。この FIP 制度の活用も、技術的成熟の途上にあるが価格競争力の獲得が期待される脱炭素電源の新設投資を確保するための選択肢といえる。

図表 12 FIT 制度・FIP 制度の概要



その際、FIP 制度が保証する FIP 価格が、現行の FIT 価格のように高水準な価格を保証するものであると、国民負担の増大を招く。2050 年のカーボンニュートラル実現に向け、脱炭素電源が主役となることを踏まえれば、価格補助からは早期に脱却することが求められる。今後の FIP 制度は、あくまでも「電源が経済合理的に運用された場合に獲得すべきと認められる kWh 価値 + kW 価値」に相当する収入の予見可能性を高める制度とする必要がある¹⁹。

さらに、中長期的に見てより経済性が高い電源の導入が推進されることが重要である。そうした観点から、一定の競争力を獲得した電源種については、電源特性を考慮しつつ、電源種別横断の入札を導入することも検討すべきである。

¹⁹ なお、FIP 制度が kWh 価値と kW 価値の双方を手当てする制度として設計される場合、FIP 制度の対象電源は当然に容量メカニズムによる支援の対象外になると考えられる。

再生可能エネルギー：需要家ニーズへの対応と競争力強化

再生可能エネルギーは、2050年カーボンニュートラルの実現に向け、主力となることが期待されている電源である。需要側においては、気候変動対策の機運が高まるなかで、再生可能エネルギーを志向する消費者が増えつつあることはもとより、特に産業部門において、企業が投資家や取引先から再生可能エネルギー利用を求められるシーンが増加している。B2Cの領域を中心に、再生可能エネルギーの利用を前提とするサプライチェーンの構築を図る動きも大きくなっており、そうした市場でのグローバル競争を視野に入れた産業においては、国際競争力ある価格で十分な量の再生可能エネルギーを調達できることが産業立地の前提となりつつある。業務部門においても、自らの消費電力を再生可能エネルギー化する動きが加速しつつあり、今後、再生可能エネルギーへのアクセスが拠点誘致等の都市間競争における重要な要素となることも想定される。

供給側においては、再生可能エネルギーの導入量は世界中で大幅に拡大しており、それに伴い価格低下も進んできた。わが国においても、特にFIT制度の実施により、大幅な導入が図られてきており、現時点で世界第6位の水準にある²⁰。ただし、本来わが国は、現在の技術を前提とすれば、決して再生可能エネルギー、とりわけ拡大ポテンシャルの大きい太陽光・風力の大量導入に適した環境とは言えない。平地が少ないうえに開発が進んでおり地価も高い。海も遠浅の海が広がっているわけではなく、風況も非常に良いわけではない。台風の到来や落雷の発生も頻繁である。砂漠に設置されるメガソーラーや北海の洋上ウィンドファームほど安価に大規模な再生可能エネルギーを調達できるようになるとは想定しにくい。そのうえ、工業立国であるわが国は土地面積に比して電力需要が大きく、電源構成に占める再生可能エネルギーの割合がサービス業主体の国や広大な未利用地を有する国に見劣りすることは、少なくとも当面の間、避けがたい。事実、電源構成に占める再生可能エネルギーの比率は17%に留まる²¹。他国との比較で足元から導入比率ありきの施策を推進すれば将来世代に禍根を残すことは明らかである。

こうした状況のなかで、それでもわが国が2050年カーボンニュートラルを目

²⁰ 導入量は2017年時点の国際比較。日本は中国、アメリカ、インド、ドイツ、ロシアに次ぐ第6位（第61回調達価格等算定委員会資料）。

²¹ 2018年度の値（エネルギー白書2020）。

指し、それをグリーン成長に繋げていく観点から、2つの時間軸を意識して再生可能エネルギーの主力電源化、導入拡大を図るべきである。

第一に、短中期においては、拡大する需要家ニーズに応える再生可能エネルギー価値へのアクセス充実が重要である。とりわけ企業においては、欧米並みの価格で再生可能エネルギー価値を潤沢に確保できる環境が求められている。これまで各電源のコストを基準に利潤を上乗せすることであまねく再生可能エネルギーの導入支援を行ってきた FIT 制度の考え方を転換し、少なくとも系統への売電を主な目的とする案件に関しては、競争力ある価格水準を実現できる電源の導入を加速する施策を実行していくべきである。

同時に、再生可能エネルギーの導入を妨げる規制等の再検討も、社会の全体最適実現を前提に、精力的に実施することが求められる。例えば、遊休地・耕作放棄地を活用した太陽光発電の推進や、洋上風力の海域利用のための政府による主体的な海域指定・系統容量確保（いわゆる日本版セントラル方式）等について、取り組み・検討が進んでいることを評価する。一方で、例えば地熱は、利用できる熱源が国立・国定公園内や温泉地近傍に偏在するため、規制や社会的受容性の面で立地が進まないことが長年の課題となっている。さらに多面的な検討が行われることを期待する。また、地域の木材や廃棄物を活用したバイオマス発電は、再生可能エネルギーとしては貴重な負荷追従電源であるうえ、地域活性化や循環型社会形成の実現にも資する。地域社会との連携のもと、農林水産行政・廃棄物処理行政上の支援策が講じられることを期待する。

第二に、長期を見据えては、技術の開発・普及と事業環境整備に今から取り組む必要がある。技術面では、ペロブスカイト太陽電池や超臨界地熱発電、浮体式洋上風力発電等、現時点で商用段階にない技術による再生可能エネルギーの導入量増加・高効率化の可能性を追求すべきである。こうした技術分野はわが国企業が競争力を有する領域でもある。国内でイノベーションを加速し、世界で主力電源化すると見込まれる再生可能エネルギー市場に食い込む実力を醸成することが期待される。

また、再生可能エネルギー、とりわけ変動性の非同期接続電源²²が増加するこ

²² 発電機がインバーターを介して交流系統と接続するタイプの電源。火力等の同期発電機は系統側で事故等による周波数変動が生じても元の周波数を維持しようとする「慣性力」を持つが、非同期接続電源には慣性力がない。そのため非同期接続電源の比率が高まると、事故時に周波数変動を立て直せず停電に至る確率が高まることが懸念される。

とへの技術的・制度的な備えも不可欠である。諸外国に見られる慣性力の価値化・市場取引や、疑似慣性力の具備等を含むグリッドコードの整備について、早期に検討を行う必要がある。

原子力：安全最優先の継続的活用

原子力は、既に確立した商用技術として大型軽水炉が存在することから、技術的な不確実性が比較的低い脱炭素の選択肢である。福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえるとともに、最新の科学的知見を踏まえて安全性の確保を確保したるものとするを大前提に、継続的に活用していく必要がある。政府には、2050年カーボンニュートラルの実現に向けた原子力の必要性、担うべき役割と社会にもたらすと考えられる便益、安全性に係る最新の科学的知見を国民に示し、理解を得ることが求められる。

なかでも既設の原子力発電所は、わが国で稼働してきた実績ある脱炭素電源である。3Eの改善を足元から図っていく観点から、安全性の確保を大前提に、地元の理解を得て、着実に再稼働を進めていくことが不可欠である。併せて、米国並みの90%以上を目指した設備利用率の向上に取り組むことも重要である。定期検査の効率化に向けた取り組みを進めるとともに、安全性の確認を前提に、運転サイクル期間の延長についても検討を進める必要がある。

原子力発電所の運転年限は、現在、40年間と定められ、1回に限り20年間の延長が認められている。しかしながら、技術的に安全性が確認できる限りにおいて、運転期間の延長を認めることは、エネルギー自給率の改善、電気料金の抑制、CO₂排出量の削減のいずれの観点からも望ましい。米国では既に複数の発電所で80年間の運転が認可されていることも踏まえれば、60年間を超えた運転期間延長の可能性について、技術的観点から検討を行うべきである。また、福島第一原子力発電所の事故後、多くの原子力発電所が長期にわたって稼働を停止している。原子力規制委員会は、この長期停止期間においては、事業者の適切な保管・点検によって設備の劣化を抑制可能との見解を示している²³。一定の手続き

²³ 原子力規制委員会「運転期間延長認可の審査と長期停止期間中の発電用原子炉施設の経年劣化との関係に関する見解」（2020年7月）。なお、長期停止中か否かによって劣化の進展の程度に違いが認められる一方で、プラントごとの劣化状況は様々であり、事業者による保守の適切性によっても変わることから、将来的な劣化の進展については個別具体的に評価する必要があるとしている。

のもとで同期間を運転年限から除外する方向で、制度を見直すべきである。

2050年に向けた選択肢として原子力を活用していくためには、リプレース・新增設も欠かせない。国策として明確に位置付け、早急に推進していく必要がある。原子力の先行きに対する国の方針が不透明な状況が続いてきたことで、技術・人材、ひいてはサプライチェーンの維持に極めて深刻な懸念が生じている。より安全な原子力利用を継続的に追求していく観点からも、政策方針の明確化は不可避である。第六次エネルギー基本計画の策定も視野に、政府審議会で検討を深めるべきである。

中長期的な原子力利用の観点からは、既存の大型軽水炉のほか、より安全性等に優れた新型炉活用の可能性も模索すべきである。例えば小型モジュール炉（SMR）や高温ガス炉、より長期を見据えた核融合炉等の研究開発を、国家プロジェクトとして推進することが重要である。なお、脱炭素燃料としての水素の需要が大きく拡大すると考えられるなか、軽水炉や高温ガス炉を活用した水素製造の可能性にも注目が集まっている。利用シーンの拡大も視野に、将来の原子力利用のあり方を検討していくべきである。

新型炉の登場やデジタル化の進展等により、原子力規制のあり方にもアップデートが必要となっていくと考えられる。規制当局と事業者との連携・協力のもとで、より安全かつ効率的な原子力事業の運営が図られていくことを期待する。

原子力の活用にあたっては、万が一の原子力事故に備える原子力損害賠償制度の見直し²⁴や、核燃料サイクルの確立、最終処分の実現といったバックエンドへの対応も不可欠である。こうした領域では、国の役割がより一層重要となる。2020年、北海道の寿都町と神恵内村で最終処分場の選定に向けた文献調査が開始されたことは、バックエンドの環境整備における極めて重要な一歩である。プルサーマルの拡大や高速炉開発も含め、国の積極的な関与のもと、取り組みが進むことを期待する。

火力：脱炭素電源化を見据えた円滑な移行

2050年カーボンニュートラルの実現を見据えれば、火力も、脱炭素化の道を追求する必要がある。火力は、相対的に優れた経済性を有することはもとより、

²⁴ 原子力損害賠償制度に求められる見直しの詳細については、意見書「『原子力損害賠償制度の見直しについて』の取りまとめに向けた意見」（2018年9月）を参照。

瞬時、短期、中長期の需給変動に柔軟な対応が可能な電源である。今後、変動性電源のさらなる導入拡大が見込まれるなかにあつて、火力が有する調整力、慣性力²⁵、同期化力²⁶はこれまで以上に重要な能力と評価される。エネルギー安全保障の観点も踏まえて非化石電源との適切なバランス確保を図りつつ脱炭素火力を活用していくことを、脱炭素電力システムの実現に向けたわが国の基本的な方針とすべきである。この点、政府の2050年に向けた電源構成の参考値において一定規模の脱炭素火力の活用が選択肢として位置付けられていることは自然な帰結と考える。

脱炭素火力の実現には水素・アンモニアの専焼やCCUSの活用が必要であり、こうした分野のイノベーション創出に果敢に取り組むことが求められる。水素・アンモニアについては、化石燃料とは異なる性質を考慮した専焼技術の開発・商用化や、低コストかつクリーンなサプライチェーンの構築を図る必要がある。CCUは、CO₂を原料利用する産業におけるイノベーションが求められる。CCSは、低コスト化に加え、適地の確保や社会的受容性の向上、さらにはCCS事業の計画・実行プロセスや官民の役割・責任分担のあり方等が課題となる。グリーン成長戦略に掲げられた工程表に沿いつつ、国を挙げた取り組みを推進していく必要がある。

脱炭素火力の実現には相当程度の時間を要することから、カーボンニュートラルに向けた過渡期においては、化石燃料改質によって生成された水素・アンモニア（いわゆるグレー水素、グレーアンモニア）の活用や、当座のCO₂排出削減にもなる水素・アンモニア・バイオマス混焼による火力の低炭素化を推進することも効果的である。既設火力発電所の設備改良への支援を含め、こうしたトランジションの取り組みを加速する施策のあり方についても検討すべきである。

さらに、当面の間は、多くの変動性再生可能エネルギーを導入する観点から、調整力や慣性力、同期化力を備えた既存の火力を一定程度確保することが求められる。8割に達する火力依存度を低減させることは急務であるものの、高効率

²⁵ 慣性力については脚注22を参照。

²⁶ 同期発電機が備える、系統との同期を保つ力。ある地域で同期発電機が減少すると、当該地域に接続する同期発電機それぞれの同期化力が小さくなる。すると系統側での事故時に系統と発電機との同期が外れて送電停止する可能性が高まる（脱調）。脱調は近隣の同期発電機に波及する可能性もあるため、全ての電源が十分な同期化力を持って運転できることが重要である。

化や非効率石炭火力のフェードアウト等も組み合わせて火力全体の低炭素化を図りつつ、火力を継続的に活用していく必要がある。

蓄電設備：価値の顕在化による活用拡大

カーボンニュートラルの実現に向けて、ポテンシャルが大きい太陽光・風力の大量導入は不可避である。一方で、電力の安定供給にリアルタイムでの需給の一致（同時同量）が欠かせないことは、変動性電源の導入拡大に際しての大きな課題の1つである。蓄電設備、すなわち揚水と蓄電池は、変動性電源の大量導入に伴って顕在化する電力需給の時間的ギャップを埋める貴重な手段となる。経済効率的な安定供給の確保に向けて、今後、活用を拡大していくことが不可欠である。

現状においても、蓄電設備への充電は、太陽光等の出力抑制を最小限に抑制しつつ系統安定を確保するための下げ調整力として用いられるようになってきている。同時に放電側では、供給力としては勿論のこと、従来からの用途である需要ピークに対応する上げ調整力としても活用されている。寒波が襲来した今冬も、揚水が安定供給確保の観点で大きな役割を担った。こうした実態を踏まえつつ、蓄電設備の価値が適切に評価される制度設計を早急に行うべきである。

発電側基本料金の導入や今後の導入拡大を見据えて蓄電設備の制度的な位置づけを整理することも重要である。発電設備とみなすか、需要設備とみなすかの整理も含め、実際の運用と整合がとれた仕組みの構築が必要である。また、蓄電設備は、負荷追従電源よりもさらに調整力に特化したリソースとなる。仮に電気の入力と出力の両面を勘案したとしても設備利用率は低水準に留まり続けると考えられるなかで、例えば発電側基本料金の設計を含む託送料金の取り扱いにおいても、十分な配慮が必要である。

今後導入拡大が期待される蓄電池については、単に電力関連制度上の対応に留まらない措置・支援が必要である。最も腰を据えて取り組むべきは、より安全で高性能な蓄電池の実現に向けた研究開発である。全固体電池をはじめとする次世代蓄電池の開発を、国を挙げて推進していく必要がある。

既に市中への普及が進んでいる実用段階の蓄電池も、価格低減が進んできているものの、依然としてコストが高く、現状、単体で蓄電リソースとして収益性を確保するのは難しい。さらなる低コスト化の取り組みを進めることが不可欠である。同時に、蓄電池の普及を推進し、さらにそうした蓄電池を系統運用に統

合するシステム（パワーコンディショナー、制御システム等）の導入を拡大するため、補助金、税制優遇等の導入支援措置を講じることも重要である。

規制・制度改革も必要である。例えば中小規模の蓄電リソースとして期待されるリチウムイオン蓄電池は、使用される電解液が消防法上の危険物に該当するため、敷地内における保管容量が一定量を超える場合は危険物の取扱所としての基準を満たす必要がある²⁷。JIS規格に適合するリチウムイオン蓄電池であれば、過充電時の制御等の安全対策が講じられていることから、安全性を確保したうえで規制を緩和する余地があると考えられる。

このほか、今後は瞬時の周波数変動への対応にも蓄電池が活用されていくと期待される。その際には、充放電を繰り返すことで発生する充放電ロスや卸電力取引との同時取引等により補う仕組みが必要となる。こうした新たな利用シーンを見据えた制度の設計についても、順次検討していく必要がある。

分散型リソース：ポテンシャルの発掘とシステム統合

分散型リソースは、分散化・デジタル化が進展する電力システムを象徴するリソースである。次世代電力システムにおいて S+3E の高度化を図るうえでは必須の存在になると考えられる。分散型リソースとして活用拡大が期待される設備等は多岐にわたり、例えば以下のようなものが挙げられる。

- 発電設備：自家消費・地産地消を念頭に置いた小規模電源。屋根置き太陽光、地域資源（木材、廃棄物等）活用型バイオマス、小水力、燃料電池等。排熱を活用するコージェネレーションシステムはエネルギー利用効率の改善にも資する。
- 蓄電設備：系統電力の充電・放電が可能な設備。中小規模の定置用蓄電池や、車載蓄電池が活用できる EV（電気自動車）等。
- エネルギー転換設備：電力を他のエネルギー源に変換して貯蔵・利用する設備。蓄熱式ヒートポンプや余剰電力等を活用する水素製造設備等。蓄熱設備は、オフピーク時間帯に蓄熱を行いピーク時間帯の熱需要を賄う運用によって、電力需要のピークシフトを実現可能である。水素製造は、産業・運輸部

²⁷ 電解液総量が 200L を超える場合、「少量危険物取扱所」として消防署長への届け出が必要となる。総量が 1,000L を超える場合は「一般取扱所」として、市町村長等の許可を得たうえで、建物を耐火構造とする、充放電時に危険物取扱者の立ち会い・監視を行う等の対策が必要となり、初期コストと運用コストの両面でコスト増要因となる。

門の脱炭素化に繋がる水素供給の一助となるほか、水素発電や燃料電池を通じて再度電気を得られることを踏まえれば、電気の長期保存手段と評価することもできる。

- 需要抑制・創出：家電製品や生産設備を活用した DR 等。IEA は、現状、DR の活用は欧州と北米、なかでも産業・業務部門の大口電力ユーザーに集中しているが、今後はより小規模な需要や他部門の需要の取り込みを図ることが重要と指摘している²⁸。
- 上記のようなリソースを組み合わせた VPP。

従来、電力システム上の役割を期待されてこなかったリソースのポテンシャルを掘り起こして活用していくことで、再生可能エネルギーを主力とする 2050 年の電力システムにおいては言うに及ばず、その過渡期に変動性電源が拡大していくなかにあっても、ネットワーク投資の肥大化と再生可能エネルギーの出力制御量とともに抑制することができる。災害時には、分散型リソース由来のエネルギーを自家消費、あるいは災害時に独立して運用することが可能な電力ネットワークと組み合わせて地域消費することも想定される。自然災害の多いわが国において、需要側からレジリエンスを強化することが可能である。

幅広い民間事業者の創意工夫を促し需要家側も電力システムに主体的に参加することに価値を見出せる市場環境を創出することは勿論、エネルギーマネジメントシステムの導入や複数のリソースを統合制御するデジタルインフラ、電力からのエネルギー転換設備と組み合わせた地域での水素や熱の融通インフラ等、分散型リソースの発掘に繋がる投資の拡大に向けた支援策の充実を図ることも重要である。

電力システムへの統合

規模が小さく、そのまま市場等で取り扱うことが難しい分散型リソースを電力システムに統合していくには、アグリゲーションビジネスがカギとなる。エネルギー供給強靱化法の成立を踏まえ、届出制のアグリゲーターライセンスを設け、アグリゲーターの制度的位置付けを明確化する検討が進んでいることを評

²⁸ 特に足元では、新型コロナウイルス感染症の拡大によって 4%減少した産業・業務部門における DR ポテンシャルを、住宅部門における 4%の拡大が補ったと分析している（2020 年、2019 年比）。さらに公表政策シナリオ（STEPS）に基づけば 2030 年に向けた世界の DR ポテンシャルの増加量 1.5 兆 kWh のうち 0.6 兆 kWh は住宅に由来するとも指摘し、小規模需要や輸送・空調部門への DR の展開の重要性を述べている（World Energy Outlook 2020）。

価する。新たに電気事業のプレイヤーとなるアグリゲーターには、責任あるエネルギー事業者として安定的に事業を遂行しつつ、分散型リソースの発掘や円滑な流通を実現するビジネスモデルを構築していくことを期待する。

この先、変動性電源の導入が拡大し、調整力の必要量が大幅に増加すると見通される。そうしたなかで、3Eを高める観点からは、供給力としてはもとより、主としてピーク時間帯に活用される調整力としても、分散型リソースが役割を果たすことが期待される。一方で、その主役と見込まれるDR等の需要家リソースはきめ細かな制御が不得意で調整力供出時間が短いため、分散型リソースが需給調整市場に参入するのは容易ではない。調整力が高精度かつ確実に発揮されることが安定供給の確保に直結することを念頭に置きつつ、供給安定性を損なわない範囲でより安価に必要な調整力を確保する観点から、分散型リソースの調整力利用の間口を広げる要件緩和について、引き続き検討していくべきである。例えば、特定の季節に限って調整力を供出できる需要家リソースの組み込みを可能とする要件の見直し等が考えられる。同時に、アグリゲーターには、調整力をより低廉な価格で、かつ確実に確保する観点から合理的に設定された要件に合致するよう、創意工夫を凝らしていくことが期待される。

エネルギー供給強靱化法は、パワーコンディショナーやEV充電器等、計量法に基づく検定を受けていない機器を活用した電力取引に道を開いた。電力システムはもとより、社会全体のデジタル化が進むなかで、機器個別計量のポテンシャルは今後とも拡大していくと考えられる。公正で経済的な電力取引の実現に資するよう、活用シーンを拡大していくべきである。

EVの活用

先述の通り、変動性電源の導入拡大に伴い、蓄電池への期待は高まっていく。それと並行して、運輸部門における脱炭素化の要請が電動車の普及を加速している。こうしたなかで、今後普及するEVを「動く蓄電池」として活用することへの期待も高まっている。仮に普及したEVが一斉に急速充電されるような事態が生じれば系統への大きな負荷になると想定される一方で、逆に充電器に接続されている間に車載蓄電池を系統設置の蓄電池として活用できれば、電力システムの安定化に資すると期待される。EVの本格普及に先立って、その電力システム上での活用のあり方について、オーナー、メーカー、電気事業者といった関係各主体の関与のあり方や制度設計を検討し、社会全体のコストを抑制しつつ、

関係者それぞれが利益を得られる仕組みを構築すべきである。また、こうしたEV活用の前提として、充放電設備の導入拡大を図る必要がある。投資拡大に向けた各種支援策を講じるべきである。

さらに、車載蓄電池には高い性能が要求されるため、車載電池として寿命を終えた後も、一般的な定置用蓄電池としてリユースすることが可能と考えられる。メーカーごと、車種ごとに異なるインターフェース等の仕様標準化や品質の規格化等を推進し、二次利用を容易にすべきである。

次世代電力ネットワークの構築

先述の通り、電力ネットワークには、カーボンニュートラルの実現を見据えた再生可能エネルギーの大量導入を支える基幹システムの再設計と、分散化を加速する需要地システムの高度化を並行して進めることが求められている。こうした大きな変化を現実に取り起こすための投資が必要である。それだけでなく、高度経済成長期に重点的に整備されたわが国の電力ネットワーク設備は高経年化が進んでいる。需要拡大期に整備されたインフラを、需要が成熟した現代において維持・更新していくための投資確保も、電力の安定供給を確保するうえで不可欠である。その一方で、ネットワークコストの増大は、国民生活と企業活動に不可欠な電力のコストを押し上げることを意味し、カーボンニュートラル実現に向けた電化率の向上とも逆行する。こうした観点を踏まえ、最大限コスト効率的に、かつ必要な量の投資を行うことで、ネットワーク整備を進めていく必要がある。

系統マスタープランの策定

次世代電力ネットワークの構築に向けた大規模な投資を効率的に進めていくためには、将来のエネルギー・電力システムを俯瞰した大きな絵姿に立脚した整備計画を準備することが求められる。その要となるのが、システムの将来像、マスタープランである。電力システムの将来像を複線シナリオで描き出す際に、発電コストとネットワークコストの合計を最小化する観点から、電源・需要の立地とネットワーク投資規模の最適化を図り、その結果をマスタープランに落とし込むことが望まれる。同時に、再生可能エネルギーの大量導入を見据えれば、同期安定性の制約による系統運用容量の減少²⁹等も考慮していく必要がある。現在、電

²⁹ 特定地域内で太陽光・風力等の非同期接続電源が増加し、それに伴って同期電源が減少すると、同期化力(脚注26参照)が制約となって系統運用容量を押し下げる可能性がある。

力広域的運営推進機関（以下、広域機関）を中心に検討が進められているマスタープランがこうした観点を踏まえたものとなることを期待する。

広域機関が検討を進めるマスタープランは、地域間連系線と地内の基幹系統を対象とするものになる見通しである。しかし、実際の電力システムはローカル系統とも一体で成り立っている。今後分散型リソースの比率が高まっていくことも考えれば、ローカル系統も含む全体として、合理的な絵姿を描くことが重要である。エネルギー供給強靱化法によって配電事業ライセンスが導入され、今後は新たな配電事業者も登場すると考えられる。そうしたネットワーク事業者が主体的に策定するローカル系統の将来像とマスタープランとの接続のあり方も検討していく必要がある。

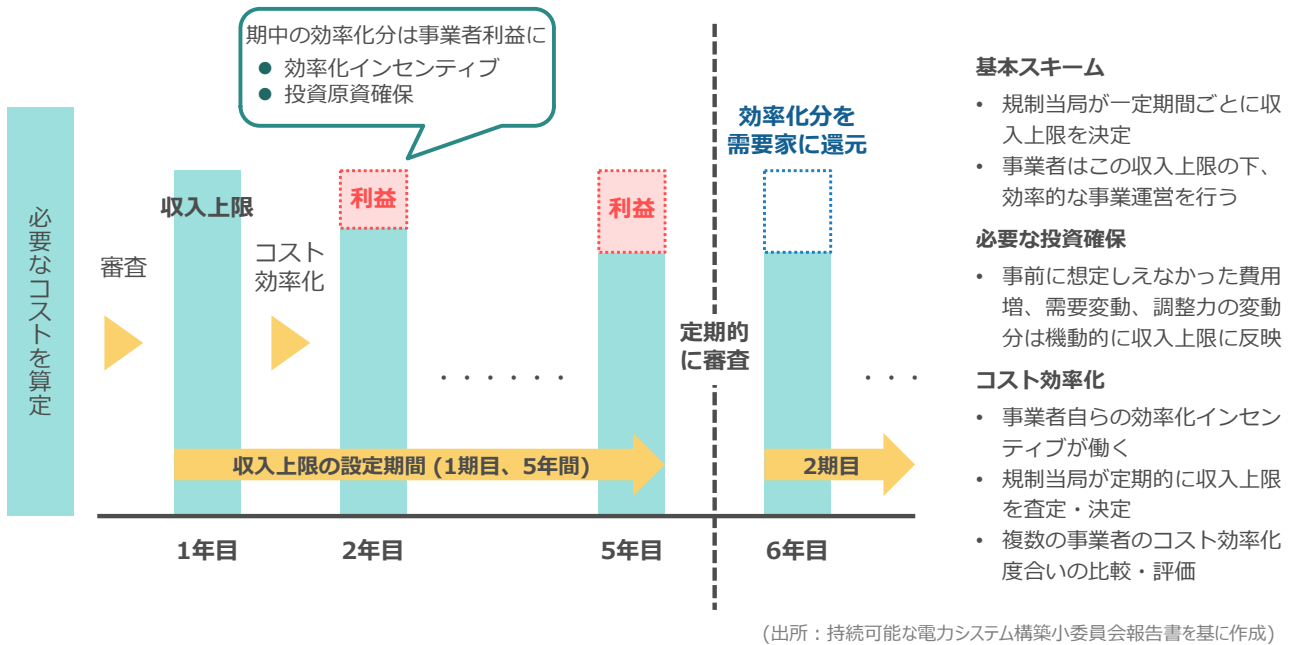
ネットワーク設備の更新・新設を検討する際は、運用面で既存設備の最大限の活用を図ることはもとより、最もコスト効率的な手段を広い視野から模索すべきである。既存の鉄塔等の設備や道路・鉄道・トンネルといった非電力施設の利用は積極的に検討していく必要がある。また、洋上風力等の長距離送電を想定すると、直流送電の活用が有力な選択肢となる。複数地点を結ぶ多端子直流送電の活用も含め、技術的課題やコスト等、導入に向けた具体的検討を進めるべきである。そのうえで、燃料費削減はもとより、レジリエンスの向上、市場分断の改善、系統安定度の向上や温室効果ガスの削減といった便益を考慮しつつ、費用便益分析に基づき投資判断を行っていく必要がある。

ネットワーク投資を確保する料金制度等の設計

第一次提言で指摘した通り、高経年化対策と次世代化のための大規模なネットワーク投資を進めるためには、送配電事業者に投資インセンティブを与える制度設計が必要である。同時に、当然ながら国民負担を可能な限り抑制することも求められる。この点、エネルギー供給強靱化法に基づき導入準備が進められているレベニューキャップを中心とした新たな託送料金制度は、投資インセンティブと国民負担抑制の両立を図る制度であり、導入に向けた詳細制度設計が着実に進むことを期待する。電力システムの脱炭素化・分散化・デジタル化や電化率の上昇、さらには経済全体のデジタル化が世界を舞台に進展している。そうしたなかで、電力システムを支えるプラットフォームとなる送配電技術は、今後一層重要な基幹技術とみなされるようになる。詳細制度設計にあたっては、次世代電力ネットワークに必要な技術に係る研究開発や、そうした新技術の導入のた

めの投資を十分確保することも考慮すべきである。

図表 13 レベニューキャップ制度の概要



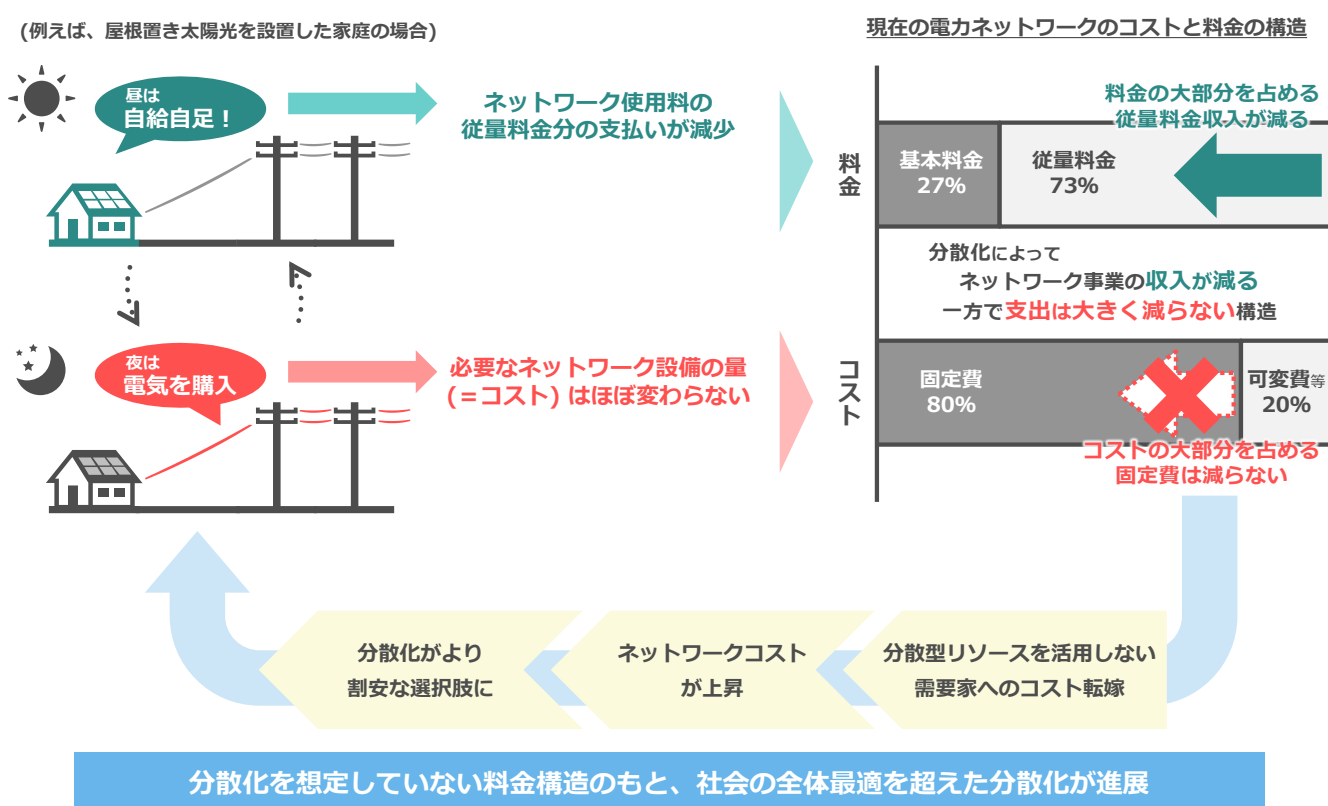
送配電事業は、相対的に低い利益率で、長期にわたって投資回収を行う事業構造を有している。わが国の系統の形成・運用の大部分を担う一般送配電事業者の財務体質が比較的脆弱であることも踏まえれば、安定的な資金調達環境を確保する観点からも、制度の安定性・予見可能性を高めることが重要である。政府や監視当局には、中長期的に国民の利益が最大化されるよう、収支管理と将来に向けた投資促進のバランス確保を図ることを求める。また、海外においては、特定のネットワーク投資を行うために特別目的会社（SPC）を設立するといったことも行われている。ネットワーク投資の増加が見込まれるなか、そうした選択肢も含め、投資しやすい環境整備について継続的に検討していくべきである。

加えて、レジリエンス強化はもとより、コスト低減の観点からも、災害対策等のための必要性があるものを除き、全国大での仕様統一を推進することが重要である。今後、新たな設備形成が発生していく今は、改めて取り組みを強化する好機である。設備と事業の実態を踏まえたうえで、国際規格を採用する可能性も視野に入れつつ、さらなる合理化が進むことを期待する。

ネットワークコストの負担のあり方

ネットワーク設備は、基本的に需要量・発電量のピークを念頭に、換言すれば需要・発電のkWベースでの設備形成が行われている。ネットワークコストも、その8割を固定費が占める。その一方で、現状、小売側が負担する託送料金の基本料金比率は3割に留まる。固定費を従量料金で回収する構造となっており、この状況下で分散化が進展すると、中長期的な社会的コストの増大をもたらすことが懸念される。すなわち、屋根置き太陽光の導入等によって一部需要家の系統利用が間欠的になると、そうした需要家のために整備されたネットワーク設備の固定費が他の需要家に転嫁されてしまう。すると他の需要家にとっては託送料金が割高になるため、さらに需要の間欠化が進行する。この繰り返しで連鎖的に系統電力需要の減少と託送料金の上昇が発生し、全体最適の水準を超えた分散化が発生する（いわゆるデススパイラル）。

図表 14 現在の料金構造のもとでの分散化に伴うコスト負担問題



こうした事態の発生を防ぐ観点から、小売側の託送料金負担について、潮流の変化や系統利用の状況を踏まえたうえで、kW ベースの基本料金の割合を引き上げるなど、受益と負担の相応を実現する負担のあり方を検討すべきである。なお、小売側負担の見直しは広く消費者の負担のあり方を変えることに繋がることから、実施の際には国民理解が得られるよう、国も役割を果たすことが求められる。併せて、再生可能エネルギーの大量導入にあたって系統制約が大きな課題となることも考えれば、需要を発電適地に誘導していく制度のあり方についても検討を深めていくべきである。

発電側が系統接続・託送から受益していることを勘案すれば、現在詳細の検討が進められている発電側基本料金の導入も合理的な施策である。先述の通り、系統設備が主に kW ベースで形成されていることを踏まえれば、その負担のあり方も kW ベースの課金を基本とすべきである。ただし、今後は一部の系統において混雑を容認する運用が行われるようになることを踏まえれば、起因者負担の考え方と受益者負担の考え方の両面から、一定程度の負担を kWh ベースで求めることに合理性がある。こうした思想のもと、kW ベースの基本料金と kWh ベースの従量料金を組み合わせた発電側基本料金を導入することとすべきである。なお、今後の系統増強の主目的は、再生可能エネルギーをはじめとする発電側の系統接続になると見込まれる。2023 年度の発電側基本料金導入時は託送料金全体の約 1 割とされている発電側の負担比率は、今後高めていくべきである。

発電側基本料金の設計にあたっては、割引制度も活用しつつ、電源立地の誘導と系統設備の効率的な使用を促進し、社会的コストの最小化を追求することが重要である。適切な制度設計のもとで、需要近接型の分散型電源の導入等が加速することを期待する。割引制度に関しては、発電事業者が効率的にネットワークコストと発電コストの合計を最小化する地点への立地を図れるよう、割引対象エリア等の情報公開が、実務上可能な範囲で、早期かつ精緻に行われることも重要である。

混雑を容認する系統利用ルール設計

従来、混雑の発生を回避するよう設備形成を行ってきたわが国の電力ネットワークにおいて、混雑を容認する系統運用へと、ルールの大きな転換が行われつつある。本年 1 月から空き容量のない基幹系統を対象とするノンファーム型接続の受付が全国で開始された。再生可能エネルギーの大量導入を見据え、社会的

コストの最小化を図る観点から合理的な施策と評価できる。今後、発電事業者には、系統混雑を予測し、最適な立地を積極的に追求していくことが期待される。その際、予測の材料となる系統情報の公開・開示は非常に重要となる。公正な競争環境の確保や需要家保護等に配慮しつつ、必要な情報へのアクセスを確保する必要がある。

政府は、系統混雑の容認と併せて先着優先ルールを見直し、まずは足元から導入可能な方法として、再給電方式による混雑管理を導入する方向で検討を進めている。再生可能エネルギーによる発電量を迅速に増加させる観点からは合理的な選択といえる。だが、メリットオーダーに基づき限界費用の高い電源から送電を止める混雑処理は基本的に社会の全体最適に資するものの、制度設計にあたっては、その結果得られる利得を需要家も含めて適正に分配する視点が欠かせない。政府には、負担と利益の合計のみならず、その分配のあり方にも十分目配りした制度設計を行っていくことを求める。

加えて、再給電方式には電源の立地誘導に資する価格シグナルがビルトインされていないというデメリットがある。最適な電源立地を促す観点からは、価格シグナルが生じる市場主導型の制度（ゾーン制・ノードル制）が有効と考えられる。系統混雑の価格シグナルが需要家まで伝われば、需要を発電適地に誘導することにも繋がる。システム改修コスト等も考慮しつつ、将来的に市場主導型の混雑管理に移行することを視野に入れた検討を着実に進めていくべきである。

また、発電事業者側から見ると、系統混雑が容認され、先着優先ルールが見直されるなかで事業の予見可能性が低下することは紛れもない事実である。十分な電源投資を確保するため、電源の固定費回収に係る措置が一層重要性を増す。とりわけ目下、再給電の実施に伴う調整電源以外の出力制御を火力から先に行う方向で準備が進んでいること等に鑑みれば、調整力を提供しうるリソースが十分確保されるかどうかは、慎重に見極めていく必要がある。

デジタル技術の活用

社会全体でデジタル技術の活用が進みつつあるなか、電力システムにおいても、AI、IoT等のデジタル技術を活用した監視・制御が導入され、より多くの、かつ多様なリソースを管理・統合していくことが期待される。より高度な発電予測・需要予測を行うことができれば、変動性電源の活用拡大も可能となる。デジタル技術やアセットマネジメントシステムを活用した設備保全の高度化も推進

していく必要がある。関係各事業者の創意工夫と積極的な投資を促す制度設計が求められる。

今後、次世代スマートメーター等の導入が進むことで、新たなデータビジネス、新たな価値創造の取り組みが生まれると想定される。そうした動きを支える観点から、情報通信インフラの整備も検討していく必要がある。IT 事業者との業際連携等によりコストの低廉化を図りつつ、電力 DX を支える超高速通信インフラの確保のあり方について、検討を行うべきである。

データビジネス等の可能性を広げる観点からは、プライバシーの保護等に配慮しつつ、データフォーマットやプロトコルの統一を図ることが重要である。デジタル技術の導入がこれから本格化する今、データの形式を統一した形でデータプラットフォームを構築することには大きな意義がある。データ利用の成熟度に応じ、まずはガイドラインを策定するなどして事業者の創意工夫を柔軟に取り込みながら、形式の統一を進めていくべきである。

おわりに

2019年に経団連が第一次提言を取りまとめた段階で、電力システムには、3Dという新たな流れを捉え、S+3Eをより高い水準でバランスさせることが求められるようになっていた。

今、わが国も2050年カーボンニュートラルを宣言し、脱炭素社会への挑戦は一段ギアチェンジした。ネットゼロに向けて加速する世界のなかで、様々な主体が、脱炭素社会に向けた自らの道行きを描き出そうとしている。電力の脱炭素化は、そうしたビジョンの多くを支える“前提”となっている。社会の期待に応えるためにも、新たな電力システムを支える制度設計のもと、電気事業を取り巻く資金が活発に循環し、投資が行われていくことは、より一層重要になったといえる。

脱炭素の追い風も受けて大幅な増加が見通される小規模分散型リソースの存在は、電力に新たな風を吹き込む。分散化・デジタル化が進展する Society 5.0時代の電気事業にあっては、従来ビジネスの中心となっていた電気の量り売りは次第に意味を縮小し、多様なリソースの接続と調整、そしてそのなかでいかに価値を創造するかが核心となっていく。伝統的な電気事業の姿には、さらに大きな変化が求められる。

電力システム改革が電力システムの再構築、新たなシステムの確立に至り、発電・ネットワーク・小売の各事業環境が整い、各々の事業領域で足腰の強い事業者がその役割と責任を果たすなかでこそ、他業界を含む様々なステークホルダーとのビジネスモデルの協創も図られうる。目線は遠く置きつつも、足元から、本提言に挙げたような各種の施策が講じられ、新たな電力システムと電気事業の構築が進むことを期待する。経済界としても、その実現に向けて最大限努力していく。

以 上