



地球環境問題対応検討・提言分科会 フェーズⅡ 成果取りまとめ(最終報告)



2022年5月

日本原子力学会 原子力アゴラ調査専門委員会
地球環境問題対応検討・提言分科会



まえがき

日本原子力学会は、「原子力アゴラ調査専門委員会」において、地球環境問題に対する原子力発電の活用と役割について定量的かつ科学的な調査・分析結果に基づく検討をするために、「地球環境問題対応検討・提言分科会」を立ち上げ、活動を開始した。今後の原子力発電の活用と役割の検討においては、地球環境問題のみならず、エネルギーセキュリティや電力市場の課題も同時に踏まえることが重要であるとの認識の下、過去、検討の結果をフェーズⅠの提言としてまとめた(地球環境問題対応検討・提言分科会成果取りまとめ(最終報告)、2020年9月)。

その後、2020年10月26日に、2050年カーボンニュートラル(Carbon Neutrality, CN)の実現の政府方針が打ち出された。また、2021年10月に、第6次エネルギー基本計画が閣議決定され、さらにウクライナ危機を踏まえ現在、エネルギーセキュリティに対する関心が高まっている。本報告は、エネルギー基本計画への反映を期待して2021年8月に公表したフェーズⅡとしての中間提言を更新したものである。フェーズⅡとして、カーボンニュートラルに向けた動向や技術の調査と原子力の役割・課題等の検討を行い、2050年カーボンニュートラルや目指すべきエネルギー政策の在り方への提言をとりまとめた。

要旨

2021年11月に開催されたCOP26ではグラスゴー気候合意が採択され、同合意では世界の平均気温上昇を産業革命前から1.5℃に抑える努力を追求することが明記されるなど、カーボンニュートラル実現に向けた機運が国際的に高まっている。一方、エネルギー情勢では、ウクライナ情勢によるエネルギー価格高騰への対応、脱炭素化への移行過程でのエネルギー安定供給確保、将来の再生可能エネルギー大量導入への対応などの諸課題に直面している。その中で、原子力エネルギーは、エネルギーセキュリティ強化、エネルギーコストの抑制、電力・非電力部門の脱炭素化、再エネとの共存、経済成長の実現、国際的なエネルギー技術協力の機会の創出など、多様な社会的価値を提供しうる技術である。

原子力エネルギーは既に実用化している脱炭素技術であり、カーボンニュートラル実現やエネルギーセキュリティ強化にはその利活用が極めて重要である。エネルギー・環境問題は2030年、2050年の視点に加えて、より長期での対応が必要になる資源枯渇問題や気候変動問題も踏まえて将来を見据えた検討が大事であり、その中で、S+3Eに加え、日本の国益や安全保障、国際情勢など広範な視点から原子力エネルギーの価値を評価ならびに理解することが重要になる。本分科会では、原子力の役割・課題等に関する検討結果を提言として取りまとめた。ポイントは以下のとおりである。

(エネルギー政策への提言)

- 我が国のエネルギー政策を進めるにあたっては、エネルギーミックスの性能を定量評価する指標が必要である。S+3E を基本とし、様々なリスク、レジリエンス、技術成熟度や技術自給率、自国産業競争力、国民負担抑制などの要素を取り込んだものをエネルギー選択の評価軸として構築し、エビデンスに基づいた定量的な評価が必要である。
- カーボンニュートラル(CN)実現にむけては、多くの技術革新が必要であるが、欧米で実施されているような科学的レビューメカニズムを働かせながら、革新技術の開発、それが実現できないときのリスクへの備えを行いながら進めることが重要である。
- 原子力については、新しい規制ならびに自主的安全向上への取り組みにより、安全性が大幅に向上しており、リスク評価によって、それを定量的に示すとともに、残留リスクを明らかにしている。この点については理解の浸透を図る必要がある。また、安全性については、それぞれのエネルギー源の重要な特性のひとつとしてリスク分析を行って安全性を定量化すべきである。
- エネルギーの選択において経済性は重要な要素となるが、再生可能エネルギー増大に伴い送配電網、蓄電池などへの投資が必要となることを認識し、システムとしてのコストを評価する必要がある。また、コスト評価やエネルギーミックスの最適評価は、前提条件を明確にするとともに、継続的に分析を行う必要がある。
- 原子力は、気候変動問題、経済性、安定性、エネルギー安全保障等の面で大きく貢献できる技術である。原子力政策の議論を前進させ、原子力発電の安全性と効率性、ならびに社会的受容性を高める努力を追求することが重要である。

(CN 実現に向けた提言)

- CN を実現するには、省エネルギーや CCUS/ネガティブエミッション技術とともに、脱炭素電源である再生可能エネルギーと原子力エネルギーを活用することが(水素や水素化合物の製造も含め)経済的に合理的な選択である。
 1. 再生可能エネルギーは、日本の国土面積や社会受容性を踏まえれば、現実的な導入ポテンシャルには限界があり、再生可能エネルギーに過度に依存したエネルギー供給量の確保や脱炭素化は実現が難しいことを認識する必要がある。
 2. CN には、発電における脱炭素化はもとより、電化ができない分野での燃料の脱炭素化も必要であり、クリーンな水素や水素化合物の製造・供給が有力になっている。再生可能エネルギー電力による水素と、原子炉電力/熱を利用した水素は相互に補完しあいながら、安定した水素サプライチェーン実現に貢献しうる。
 3. 電化・水素化等で脱炭素化できない領域が発生することや、CO₂ 以外の温室ガスの削減が難しいことを踏まえれば、CN 実現には、CCUS やネガティブエミッションも必要となる。その技術の実証や普及に必要な環境整備を進めることでこれらの技術基盤を確立し、活用することが重要となる。

- ▶ 原子力が CN 実現に十分な役割を果たすためには、①再生可能エネルギーとの共存、②既設プラントの最大活用、③新增設・リプレース、④高速炉サイクルの確立が肝要である。
 - ① 再生可能エネルギーと原子力エネルギーの両立をはかることにより、電力コスト上昇を緩和し、レジリエンスを強化することが実現できる。両者のバランスの良い両立を模索することは実現可能で効果が大きい方策である。再生可能エネルギーとの共存も考慮して、既設プラントの出力調整運転の実施や、さらに高い出力調整能力をもつように改良した新設炉の建設を実施すべきである。また、その際には、柔軟な運転が可能な電源には報酬が与えられるような電力市場の設計や活用が重要になる。
 - ② CO₂ 削減を確実に実施していくうえでは、安全性を向上した既設プラントの再稼働の促進、長期サイクル運転等による設備利用率向上や長期運転(80 年運転など)により、原子力のポテンシャルを最大限活用することが重要になる。米国や韓国等では設備利用率 90%を上回る運転を進めており、米国では一部の原子炉において 80 年運転が認可されている。
 - ③ 原子力発電所の建設を進めなければ、新增設・リプレースを可能とする技術基盤を喪失し、安全性・信頼性の高い発電所の建設は困難となり、長期的に CN 実現やエネルギーセキュリティ強化が困難になりうる。また、原子力発電所建設には十数年にわたる長期の建設期間を要するため、原子力を活用して 2050 年までに CN を実現するには、原子力発電所建設を速やかに計画する必要がある。また新增設・リプレースに向けては、原子力の環境価値／安定供給／調整能力の適切な評価等を通じて、原子力への適切な投資サイクルを維持するための制度設計が求められる。
 - ④ 21 世紀後半以降の CN 社会の継続には、高速炉及びその核燃料サイクルの実現が肝要であり、そのためにはそれにむけた開発を実施すべきである。
- ▶ SMR は初期投資を抑制できる点、さらに、小型であることを活かしたシステム上の安全性向上を図れる点に大きな特徴があり、また小規模な地域マイクログリッドでの実用化も期待できる。さらに、高温ガス炉などで水素製造の併用が可能なことも原理的に確認されており、SMR は革新的な原子力技術開発のドライビングフォースや人材育成面で期待が大きい。
- ▶ 原子力・放射線技術は、エネルギー生産に加えて、産業、医療、宇宙等の分野でも目覚ましい貢献を行っており、持続可能な未来を実現するために掲げられた SDGs の目標に対して、大きく貢献するものであり、原子力の理解醸成においても広く発信していくべきである。

(原子力の諸課題への提言)

- ▶ 原子力は、規制の強化と事業者の自主的努力の結果、安全性が格段に向上しており、社会の信頼を得ることにより、S+3E に優れた実績のある技術として持続可能な CN 社会実現に重要な役割を担う。
- ▶ 今後原子力利用を進めていくうえで、最大の課題は国民の理解であり、以下の方策を実施していくことが肝要である。これらについて原子力の総合的な専門的集団である日本原子

力学会が、客観的な立場で事実関係を説明することが必要である。また、マスコミとのコミュニケーションも重要である。

- (1) 原子力と他のエネルギー源のメリット・デメリットに関するエビデンスに基づいた比較説明
 - (2) 原子力関係者の信頼の確保(デメリット/リスクの丁寧な説明、継続的な安全運転実績の積上げ、高い倫理観の醸成等)
 - (3) 新規制基準に適合する原子力発電所(原発)の安全性に対する理解の向上
 - (4) 福島第一原発の廃炉作業への取組と周辺地域の復興
 - (5) CN 実現や SDGs 達成には原子力が重要であることへの理解醸成
- 我が国の原子力利用に対する将来ビジョンを明確にすることが、人材・技術の確保の観点から必要である。

日本原子力学会 原子力アゴラ調査専門委員会 地球環境問題対応検討・提言分科会
委員等名簿

区分	氏名	所属
主査	小宮山 涼一	東京大学
幹事	駒野 康男	元 MHI NS エンジニアリング
委員	尾羽 秀晃	日本エネルギー経済研究所
委員	木村 謙仁	日本エネルギー経済研究所
委員	下郡 けい	日本エネルギー経済研究所
委員	白木 貴子	三菱重工業
委員	杉山 昌広	東京大学
委員	田中 治邦	日本原燃
委員	千葉 敏	東京工業大学
委員	永井 雄宇	電力中央研究所
委員	中島 健	京都大学
委員	西野 由高	筑波大学
委員	布目 礼子	原子力環境整備促進・資金管理センター
委員	藤澤 義隆	中部電力
委員	堀尾 健太	電力中央研究所
委員	松尾 雄司	立命館アジア太平洋大学
委員	山内 澄	三菱総合研究所
委員	山口 彰	東京大学（現在、原子力安全研究協会）
オブザーバ	上塚 寛	放射線計測協会
オブザーバ	黒沢 厚志	エネルギー総合工学研究所
オブザーバ	堀 雅夫	原子力システム研究懇話会

目次

まえがき	2
1. カーボンニュートラルに向けた動向とそれに対する考察.....	9
1.1 カーボンニュートラルに向けた動向.....	9
1.1.1 エネルギー・環境問題を巡る動向.....	9
1.1.2 欧州の動向.....	11
1.2 目指すべきエネルギー政策.....	13
1.2.1 エネルギー基本計画の改訂.....	13
1.2.2 シナリオ分析と経済評価.....	15
1.2.3 科学的レビューメカニズム.....	19
1.2.4 エネルギーと環境の評価軸.....	21
1.2.5 制度改革	24
2. カーボンニュートラルに向けた技術動向.....	27
2.1 日本の再生可能エネルギーのポテンシャルと社会的受容性.....	27
2.1.1 地上設置型 PV・陸上風力の導入ポテンシャル評価	27
2.1.2 洋上風力の導入ポテンシャル評価.....	28
2.1.3 受容性重視シナリオ.....	29
2.2 CCUS とネガティブエミッション	30
2.2.1 正味排出量ゼロのための新たな技術の必要性.....	30
2.2.2 炭素回収利用 (CCU)	31
2.2.3 二酸化炭素除去 (CDR).....	31
2.2.4 政策対応	32
2.3 水素・アンモニア等.....	32
2.3.1 水素の需要.....	32
2.3.2 水素の供給.....	33
2.4 省エネルギー.....	34
2.5 ARPA-E の取り組み	37
3. カーボンニュートラルや社会の持続発展に寄与する原子力.....	38
3.1 再生可能エネルギーとの共存.....	39
3.1.1 国内での出力調整の実績.....	39
3.1.2 海外での出力調整の実績.....	39
3.1.3 国内原子力の出力調整能力向上と再生可能エネルギーとの共存.....	40
3.1.4 CN にむけた原子力の各種利用	41
3.2 水素等の CN 燃料への原子力利用.....	41
3.2.1 原子力によるカーボンニュートラル水素の製造方法.....	41

3.2.2	2050年に向かう日本の水素・燃料の供給方策	43
3.3	SMR/MMRのCN社会への貢献の可能性	44
3.4	核燃料サイクルにより長期に持続可能な原子力発電	46
3.4.1	2030年原発依存度20～22%の実現	46
3.4.2	2050年に向けて原発依存度を可能な限り低減することの影響	48
3.4.3	必要な規模の原子力を持続的に活用する方策	50
3.4.4	原子力発電の必要規模増加への対応	53
3.5	原子力技術（放射線）の産業、医療、宇宙分野での応用	56
3.6	SDGsへの貢献	59
4.	諸課題	61
4.1	原子力の課題と対応	61
4.1.1	国民理解の醸成	61
4.1.2	人材・技術の確保	64
4.2	安全性向上の成果とその発信の仕方について	65
4.2.1	安全性向上の達成方策とその成果の評価	65
4.2.2	安全性向上の成果の評価事例	65
4.2.3	安全性向上の成果の発信の仕方	66
5.	カーボンニュートラル社会に向けた提言	68

1. カーボンニュートラルに向けた動向とそれに対する考察

主なポイント

- ▶ 我が国のエネルギー政策を進めるにあたっては、エネルギーミックスの性能を定量評価する指標が必要である。S+3E を基本とし、様々なリスク、レジリエンス、技術成熟度や技術自給率、自国産業競争力、国民負担抑制などの要素を取り込んだものをエネルギー選択の評価軸として構築し、エビデンスに基づいた定量的な評価が必要である。
- ▶ カーボンニュートラル (CN) 実現にむけては、多くの技術革新が必要であるが、欧米で実施されているような科学的レビューメカニズムを働かせながら、革新技術の開発、それが実現できないときのリスクへの備えを行いながら進めることが重要である。
- ▶ 原子力については、新しい規制ならびに自主的安全向上への取り組みにより、安全性が大幅に向上しており、リスク評価によって、それを定量的に示すとともに、残留リスクを明らかにしている。この点については理解の浸透を図る必要がある。また、安全性については、それぞれのエネルギー源の重要な特性のひとつとしてリスク分析を行って安全性を定量化すべきである。
- ▶ エネルギーの選択において経済性は重要な要素となるが、再生可能エネルギー増大に伴い送配電網、蓄電池などへの投資が必要となることを認識し、システムとしてのコストを評価する必要がある。また、コスト評価やエネルギーミックスの最適評価は、前提条件を明確にするとともに、継続的に分析を行う必要がある。
- ▶ 原子力は、気候変動問題、経済性、安定性、エネルギー安全保障等の面で大きく貢献できる技術である。原子力政策の議論を前進させ、原子力発電の安全性と効率性、ならびに社会的受容性を高める努力を追求することが重要である。

1.1 カーボンニュートラルに向けた動向

1.1.1 エネルギー・環境問題を巡る動向

世界の主要国では、将来のカーボンニュートラル実現の表明が相次ぎ、脱炭素化への取組が国際的に今後加速化すると考えられ、各国がその国・地域のエネルギー資源や技術の利用可能性を踏まえて、将来あるべきエネルギーミックスを検討してその実現を目指すと考えられる。日本、EU、米国、英国、韓国は 2050 年、世界最大の CO₂ 排出国の中国は 2060 年までを目標にカーボンニュートラル実現を表明した。日本は加えて 2030 年度も 2013 年比で排出量を 46%削減する厳しい目標を公表した。2021 年 11 月に開催された COP26 (国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議) ではグラスゴー気候合意が採択され、世界の平均気温上昇を産業革命前から 1.5°C に抑える努力を追求し、石炭火力の段階的削減に向けた努力を加速する方針が決定されるなど、脱炭素化への機運が高まっている。米国、欧州、日本などの

先進国に加えて、中国、インドなどの新興国も将来のカーボンニュートラル実現を目指して、再生可能エネルギーや電気自動車等へのインフラ投資拡大、化石燃料の依存度低減やクリーン利用など、エネルギー転換への取組強化を表明している。

一方、世界経済が COVID-19 による影響から徐々に回復する中、世界は国際的なエネルギー需給ひっ迫と、原油や天然ガスなどエネルギー価格の高騰に直面している。原油価格の水準は 80 ドル/バレルを上回り、天然ガスや LNG 価格も国際的に高騰し、これまで安定的に推移してきた石炭価格も 2 万円/トン(一般炭輸入 CIF 価格)を超え、欧州や中国では電力需給のひっ迫と電力価格高騰など、エネルギーセキュリティ強化に向けた取組の重要性を改めて認識する契機となった。2021 年 11 月には、原油価格が世界的に高騰する中、米国の主導による国際協調による石油備蓄放出に応じて、日本政府も原油価格高騰の抑制を狙い初めて国家備蓄を売却することを決定しており、また、ウクライナ危機による国際的なエネルギー価格高騰を受けて、エネルギーセキュリティへの対応は重要な政策課題として位置づけられている。

また我が国では、2021 年 10 月に第 6 次エネルギー基本計画が閣議決定され、新たなエネルギー政策が策定された。2030 年度の電源構成における原子力発電比率は 20%~22%に据え置かれた一方、再生可能エネルギーの電力比率は 36%~38%へ拡大した。発電コストの低下が進み、エネルギー自給率向上と CO₂削減に貢献する再生可能エネルギー主力電源化は、世界共通の重要課題となっている。ただし、普及拡大が進む太陽光や風力発電の出力は不安定であるため、大量導入の実現には、バッテリー等の調整力や火力などの慣性力の確保、送配電網の増強投資が必要になるため(「系統統合コスト」)、電力コストの上昇リスクを抑制するための対策が必要になる。

またエネルギー基本計画では、LNG 火力の電力比率が 2019 年度 37%から 2030 年度 20%、石炭火力の比率が 32%から 19%へ減少する目標が示された。これは、日本の LNG や石炭の取引量が長期的に減少することを示唆し、国際エネルギー市場における日本の相対的地位の低下を意味し、エネルギー安定供給上のリスクを高める可能性があるともいえる。例えば、LNG の大部分は数十年単位での長期契約が主流であるが、エネルギー生産国から資源に乏しい日本の足元を見られ、不利な条件での契約など、安定供給リスクを高めることになりかねず、脱炭素化とエネルギーセキュリティの両立に向けた取組が重要になると考えられる。加えて、第 6 次エネルギー基本計画では、まだ 2050 年のエネルギーミックスは明確に示されておらず、不確実性を踏まえた上で移行過程における対策の具体化が重要になる。エネルギー転換による脱炭素化は、2050 年でのカーボンニュートラル(CN)実現を仮定すれば、約 30 年にわたる長期の移行期間が必要になる。2060 年 CN 実現を目指す中国の場合は移行期間は 40 年程にもなる。重要な点は、移行期間での石油、石炭、天然ガスといった化石燃料の安定供給確保や、原子力発電や再生可能エネルギーの導入強化など代替エネルギー源の導入になる。将来、利用の大幅減少が見込まれるエネルギー源への投資確保は容易ではなく、また、安定供給確保に要する適切な投資や代替エネルギー源開発には長期間を要するため、速

やかな対策強化が重要になる。

その中で近年、カーボンニュートラル実現に貢献しうるエネルギーとして、水素やアンモニアが注目されている。例えば、ブルー水素・アンモニアを導入できれば、既存インフラの厚みのある化石燃料を利用しながら、電力部門と共に省エネや電化が技術的に困難な分野（製鉄プロセス等）でのCO₂削減を可能としうる。ただし現状では、内外でのサプライチェーンの構築など技術や経済性の面で数多くの課題があり、技術開発やコスト低減に向けた取組が必要になる。アンモニアの場合は特に、石炭火力のクリーン利用の面で注目されている。石炭火力発電は、融資の禁止など金融面から国際的に制約が課せられる中、将来的に導入量は減少すると見込まれる。一方でアジア地域等では、資源量や経済性の観点から石炭火力への依存度が高く、石炭火力の大幅な低減は容易ではない。そこで、石炭火力へのアンモニア混焼を推進することで、既設の石炭火力を有効利用しながら、CO₂抑制が可能となる。なお、カーボンフリー水素やアンモニアを利用する上で、化石燃料由来のグレー水素や、製造過程でCO₂排出を伴わないブルー水素、そして、再エネ由来のグリーン水素が脚光を集める中、高温ガス炉など原子力エネルギーにより製造するイエロー水素といった技術オプションも存在し、利用国・地域の状況に適した水素・アンモニアの利用が重要になる。

原子力発電に関しては、世界が脱炭素化に向かう中で、新たな動きもみられる。エネルギー価格高騰の中で欧州委員会委員長が欧州のエネルギーに関して2021年10月、再生可能エネルギー重視の一方で、原子力と天然ガスが重要なエネルギー源であると言及し、同年11月にはフランス大統領も原子力発電新設の再開を表明し、原子力を重視する動きが顕在化しつつある。また、将来の原子力技術として、カナダや米国等でSMRなどの革新技术開発への取組みも具体化に向けて進展しつつある。日本では、福島第一原子力発電所事故以降、原子力に関する諸課題は政治面や社会面で繊細な問題となっており、原子力発電所の再稼働や運転延長、新增設・リプレース、核燃料サイクルに関する問題の議論が停滞した状況となっており、カーボンニュートラル実現に向けたエネルギーミックスの議論や、世界の原子力技術や政策をめぐる動向を踏まえ、原子力政策の議論を前進させ、原子力発電の安全性と効率性、ならびに社会受容性を高める努力を追求することが重要となる。欧州では、EU レベル及び国レベルで、CNに向けた取組みが進んでいる。

1.1.2 欧州の動向

EU は、中長期的な温室効果ガス排出削減目標として、2030年までに1990年比で少なくとも55%削減、2050年までに気候中立化を掲げる。2021年6月に、欧州議会及びEU理事会は「欧州気候法」を採択し、2030年、2050年の排出削減目標が法的拘束力のある目標となった。また、2030年の目標達成のため、欧州委員会は「Fit for 55」という政策パッケージ¹を公表している。

¹ 政策パッケージには、EU ETS 規則や再生可能エネルギー指令、乗用車及び小型商用車のCO₂排出基準に関する規則などの改正や、炭素国境調整メカニズムに関する規則案などが含まれている。また、

また、EU レベルの動きとして、持続可能な経済活動の分類体系である EU タクソノミーの議論が注目される。2021 年 12 月、欧州委員会は、明確且つ厳格な条件の下で特定のガスや原子力の活動を委任法令（スクリーニング基準を規定）に含める方針を示した。欧州委員会は、科学的助言や現在の技術進展、加盟国の様々なエネルギー移行における課題を考慮して、天然ガスと原子力は、再生可能エネルギーを中心とした将来への移行を促進する手段として役割があると指摘している。欧州委員会は、助言機関の見解を踏まえて 2022 年 2 月に補完的委任法令を公表した。今後、欧州議会と EU 理事会から異議申し立てがなければ発効する。

国レベルでは、例えばフランス、イギリスは 2050 年、ドイツは 2045 年の CN 達成を目標とする。再生可能エネルギーの利用拡大に加え、水素利用の拡大・産業育成に焦点が当てられている。

フランスは、2021 年 10 月に、エネルギー移行に対応するための投資計画である「France 2030」を発表し、2030 年までに 300 億ユーロを 10 の分野に投じるとした。対象分野には、原子力（SMR や先進的原子炉）、グリーン水素、産業部門などが含まれる。マクロン大統領は翌 11 月に国内での新設再開の考えを表明し、2022 年 2 月には、2050 年までに 6 基の EPR2 を建設（1 号機は 2028 年までに着工、2035 年の運転開始を予定）、さらに追加的な 8 基の EPR2 建設に向けた検討を開始すると発表した。

ドイツでは、2021 年 9 月の選挙結果を受けて、12 月に社会民主党、緑の党、自由民主党の連立政権が誕生した。三党の合意文書において、連立政権は、気候中立（従来どおり 2045 年）を目指すこと、石炭火力からの撤退を理想的には 2030 年までに前倒しすること（従来は 2038 年）、2030 年までに総電力需要の 80%（従来は 65%）を再生可能エネルギーで賄うこと、移行期には天然ガス火力を建設すること（ただし、水素のような気候中立的なガス利用に対応可能なもの）を掲げている。

イギリスは、CN 達成に向けて、「グリーン産業革命に向けた 10 項目計画」（2020 年 11 月）を皮切りに、「エネルギー白書」（2020 年 12 月）や、「水素戦略」（2021 年 8 月）、「ネットゼロ戦略」（2021 年 10 月）などを公表している。水素戦略では、2030 年までに低炭素水素製造能力を 5GW とすること、ネットゼロ戦略では、2035 年までに電力システムを脱炭素化する方針の詳細なども盛り込まれた。また、イギリスでは、原子力の新設プロジェクトを支援する枠組みとして規制資産ベース（RAB）モデルの導入を含む「原子力資金調達法案」が成立した。なお、2022 年 4 月に発表された「エネルギー安全保障戦略」では、2030 年までに最大 8 基の新設を実現、2050 年までに電力需要の 25%を原子力で賄うことを目指すと言及している。

なお、東欧諸国、特に電源構成に占める石炭火力の割合の高いポーランドやチェコは、石炭火力の割合を中長期的には段階的に縮小させるとともに、原子力を拡大させる方針であ

2021 年 12 月に公表されたパッケージの第 2 弾では、域内ガス市場規則の改正案やメタンガス削減に関する規則案が発表され、EU 域内で消費される天然ガスの低炭素化が目指されている。

る。ポーランドは、「PEP2040」（2021年2月）において、2033年に初号機を運転開始、2043年までに合計6基を建設すると明記した。チェコでは、ドゴバニ原子力発電所の増設計画（2基）の前提条件の一つでもあった、原子力支援法案が2021年9月に成立している。

1.2 目指すべきエネルギー政策

1.2.1 エネルギー基本計画の改訂

(1) 第6次エネルギー基本計画

第6次エネルギー基本計画への改訂は、2020年7月より基本政策分科会で検討が開始され、18回の審議とパブリックコメントを経て、2021年10月に閣議決定がなされた²。

その間、2020年10月26日の菅内閣総理大臣の所信表明演説にて、2050年時点でカーボンニュートラルを達成することが宣言され、これによって減炭素から脱炭素へ大きく舵を切ることになった。さらに、2021年4月には、2030年において温室効果ガスを46%削減し、さらに50%の高みを目指して挑戦を続けるとの目標が掲げられた。これがエネルギー政策の主要な道筋となり、2050年の絵姿を描き、それを2030年にバックキャストして政策を定めるというアプローチがとられた。

エネルギー政策の要諦は、安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を測るS+3Eの実現のため最大限の取り組みを行うこととした。これを受けて2030年のエネルギーミックスとして、図1に第5次計画との比較で示すが、第6次計画では再生可能エネルギーが36～38%、水素・アンモニアが1%、原子力が20～22%、LNGが20%、石炭が19%、石油等で2%が示された。また、温室効果ガス削減目標は、現行の26%から46%と大幅に引き上げられただけでなく、さらに50%の高みを目指す位置付けられた。

² 経済産業省資源エネルギー庁、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会、
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/

原子力に対する主な記載としては、「重要なベースロード電源」との位置づけは維持され、安全性の確保を大前提に「必要な規模を持続的に活用していく」との継続的な活用方針が明記される一方、「再生可能エネルギーの拡大を図る中で可能な限り原子力発電への依存度を低減する」との第5次計画の記載は残ったままとなった。また、国際連携を活用した高速炉開発の着実な推進、小型モジュール炉技術の国際連携による実証、高温ガス炉における水素製造にかかる要素技術の確立など、研究開発推進の明記はあるが、基本政策分科会の多くの委員が求めた新設・リプレースの記載は、国民の信頼回復が十分でないことから記載は見送られた。

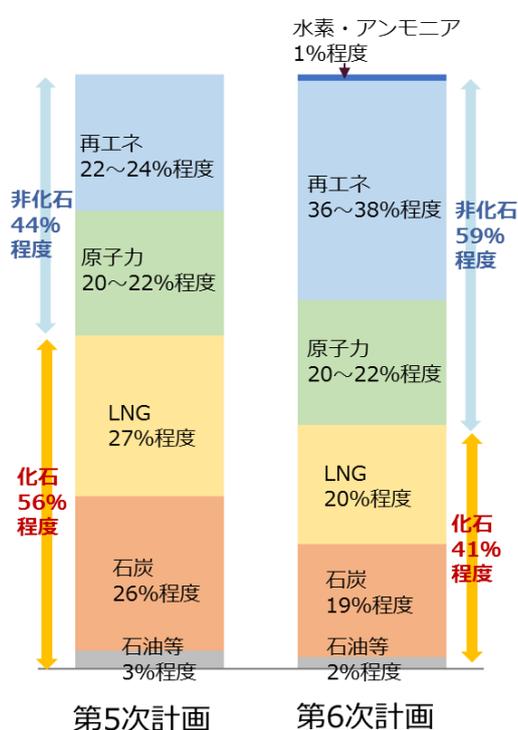


図 1 2030 年の電源構成目標

(2) 課題

各エネルギー源は、それぞれ強みと弱みを持っている。持続可能社会を支えるエネルギー構成の選択には多くの要因を考慮するとともにそれらの適切な評価軸とエビデンスに基づいた定量的な評価が必要である。また、2050 年カーボンニュートラル実現にむけては、多くの技術革新が必要であるが、欧米で実施されているような科学的レビューメカニズムを働かせながら、革新技术の開発、それが実現できないときのリスクへの備えを行いながら進めることも重要である。

経済効率性の向上についてはコスト検証 WG の報告があったが、統合コストが含まれてい

ないなどの理由からその結果は基本計画に必ずしも反映されなかった。コスト検証の作業は、ある前提条件のもとでコストを最小化させるエネルギーミックスを求めるものである。同一の前提条件であれば同じ結果を与える評価モデルであることを確認するベンチマークが必要である。その上で、エネルギー政策としてとりうる前提条件の組み合わせについてコスト検証を行うことが、信頼ある提言につながる。せっかくの定量評価が、エネルギー基本計画に十分に活かせなかったことを踏まえ、前提条件を明確にするとともに継続的に分析を行う必要がある。

安全性については、それぞれのエネルギー源の重要な特性のひとつとしてリスク分析を行って安全性を定量すべきであろう。原子力については、新しい規制ならびに自主的安全向上への取り組みにより、安全性が大幅に向上している。リスク評価によって、それを定量的に示すとともに、残留リスクを明らかにしている。この点については理解が十分に浸透していないと考える。それぞれのエネルギー源に過度に依存することのリスクを示さずしてのエネルギー選択はS+3Eの実現に不安要素を残すことになりかねない。

原子力については、議論が深掘されなかった印象である。軽水炉の新設・リプレースを求める多くの意見があったが、国民の信頼回復が最大の課題との表現にとどまった。原子力文化財団の2020年度の「原子力に関する世論調査」³においても、原子力の理解は十分であるとは言えず、この理解醸成を図る必要がある。また、S+3Eに貢献する原子力のポテンシャルを定量的に示すとともに、それを最大限活用する方向性を示す必要がある。

1.2.2 シナリオ分析と経済評価

エネルギー基本計画の策定に当っては、総合資源エネルギー調査会・基本政策分科会において、2050年の脱炭素化に向けたシナリオ分析、即ち複数のシナリオについて2050年のエネルギーミックス等をモデルによって定量化する試みも行われた。これらの分析においては、2050年にゼロエミッション化を達成するとともに、エネルギーシステムに係る総費用を最小化する計算が複数のモデルにより行われたことが特徴的である。即ち、ここで試みられたシナリオ分析は経済性評価と密接に結びついており、経済効率性の維持を目指す中でエネルギー技術の導入見通しが評価されている。

電源部門の経済性評価は従来、平準化発電原価 (Levelized cost of electricity: LCOE) と呼ばれる指標によって試みられてきた。これはある発電設備に対して、プラントの建設から廃止、廃棄物処分に至る時系列上の全ての費用を運転開始時の現在価値に換算した上で、発電量当りの単価としてそのコストを示すものである。2021年にはエネルギー基本計画の議論と平行して基本政策分科会・発電コスト検証ワーキンググループにおいてLCOE評価の議論が進められ、その結果が図2の通り公表された。

³ 日本原子力文化財団、調査結果 原子力に関する世論調査 (2020年度)、
https://www.jaero.or.jp/data/01jigyuu/pdf/tyousakenkyu2020/results_2020.pdf

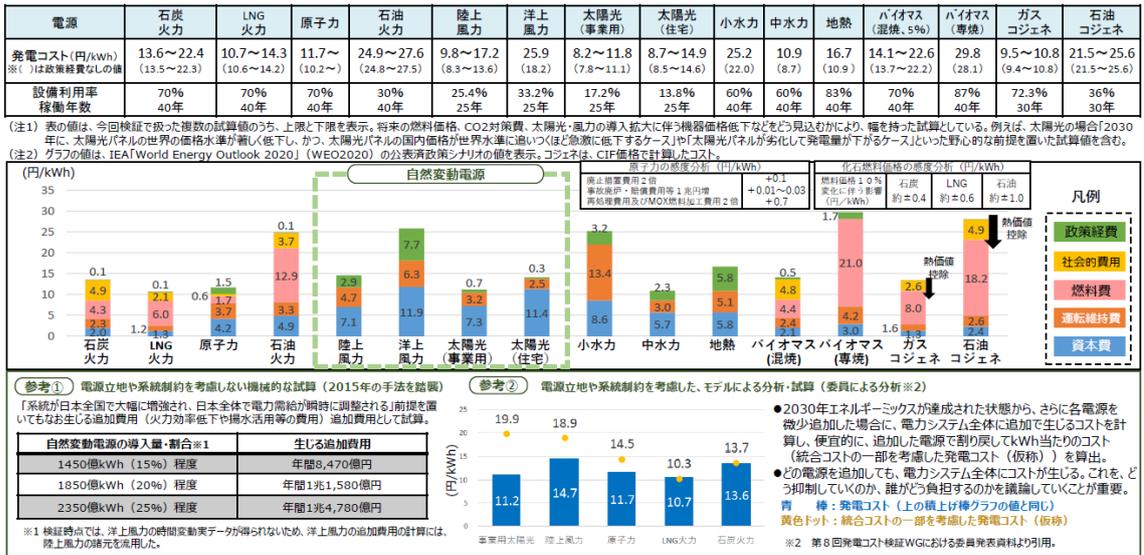


図2 LCOEと統合費用の評価結果

(出所) 発電コスト検証ワーキンググループ

ここでは各種火力・原子力・再生可能エネルギーの2020年及び2030年のLCOEの評価値が、その根拠データおよびエクセルファイルとともにウェブ上に公開されている。また、図2の下部に参考1及び参考2として、電力システムにおいてLCOEの他に追加的に必要となる、いわゆる「統合コスト」についても言及されていることが特徴的である。これは例えば変動性再生可能エネルギー(VRE)が大量導入された際に必要となる電力貯蔵システムや送配電網の増強、出力抑制率の拡大などに伴う費用や、LNG火力と比較した石炭火力・原子力の非柔軟性に伴う費用などが含まれている。将来予想されるVREの大量導入時には、太陽光・風力の追加費用が特に大きくなり得ると考えられる。

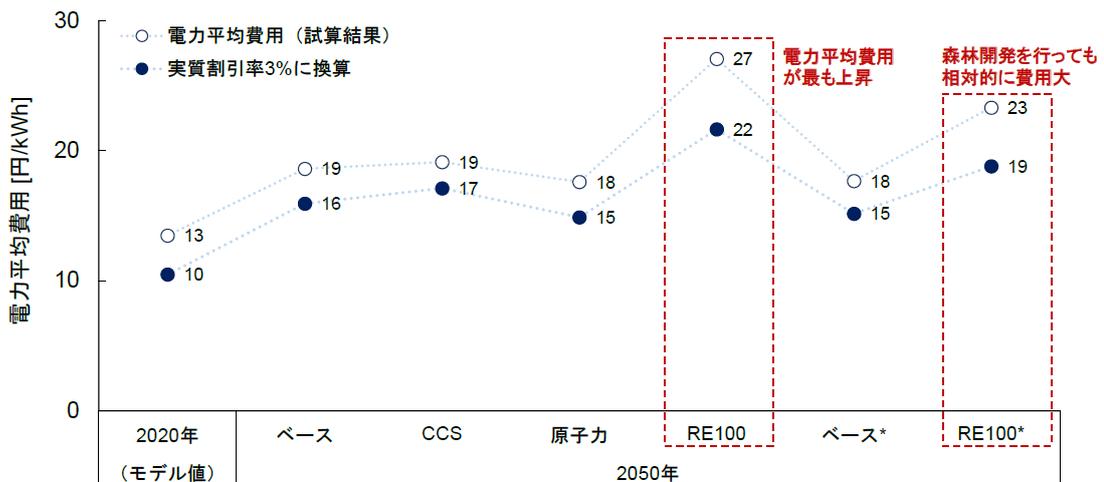


図3 シナリオ別の電力平均費用推計結果 (2050年: IEEJ)

(出所) 基本政策分科会資料 (2021年6月30日)

この統合費用を適切に考慮した上で、2050年のエネルギーミックスをシナリオ別に定量化する試みが行われている。図3に日本エネルギー経済研究所によるシナリオ別の電力平均費用の推計結果を示す。ここでシナリオとしては、ベースケース（再エネ比率50%：モデル上の最適解）、CCS拡大ケース（同31%）、原子力拡大ケース（同46%）、RE100ケース（同100%）、ベース*ケース（同60%：再エネ、特に陸上風力の導入可能量を大きく見積った場合の最適解）、RE100*ケース（同100%：再エネ、特に陸上風力の導入可能量を大きく見積った場合）を考慮している。ここに示されるように、原子力比率の高いケースでは電力の平均費用が幾分低くなっており、これは低炭素電力を大量に供給し得るといふ原子力の特性に由来している。

基本政策分科会では、上記の日本エネルギー経済研究所の他に、地球環境産業技術研究機構（RITE）、国立環境研究所、デロイトトーマツコンサルティング及び自然エネルギー財団の4機関の試算結果が示されている。これらの概要を表1に示す。これらのモデルの中ではRITEのみ世界モデルであり、水素やCO₂の輸出入等も定量化する分析が行われている。また、デロイトトーマツコンサルティングのモデルは他モデルに比べて地域区分が細かく、時間区分が荒いという特徴を有しており、統合費用の中で送電線に係る部分が大きく、出力抑制や蓄電システム等に係る部分が小さく出ているものと推測される。結果としては自然エネルギー財団による再エネ100%ケースの電力平均費用のみ9.2円/kWhと小さくなっており、これらの結果の差の要因を探ることは今後の重要な検討課題である。

表1 5機関のモデルによる評価結果のまとめ

	RITE	日本エネルギー経済研究所	国立環境研究所	デロイトトーマツコンサルティング	自然エネルギー財団
モデルの特徴	世界モデルの1部（1地域）に電源構成モデルを接合	5地域モデル、1時間刻み	10地域モデルに電源構成モデルを接合	351地域モデル、4季節・4時間帯	9地域モデル、1時間刻み
標準ケースでの再生可能エネルギー/原子力比率	54%/10%	50%/14%	74-76%/8-9%	70%/10%	100%/0%
標準ケースでの電力平均費用	13円/kWh	16円/kWh	12円/kWh	12円/kWh	
再エネ100%ケースでの電力平均費用	18円/kWh	27円/kWh	—	19円/kWh	9.2円/kWh
備考		国内CCS及び海外へのCO ₂ 輸送量はRITEモデルによる結果をもとに想定	CCS・アンモニア火力に上限を設定	細かい地理的解像度により、送電線等の費用が他モデルより大きくなっている可能性あり	太陽光・陸上風力のLCOEは2~3円/kWhと想定（割引率3%）

（出所）基本政策分科会資料（2021年6月30日）より作成

またこれまで、コスト最小化型のエネルギー技術選択モデルを用いて、2050年までのカーボンニュートラル実現と原子力発電の費用対効果を客観的に分析した事例もみられる⁴。使用されたモデルは、一次エネルギー、エネルギー転換、最終消費までを含めたエネルギーシステム全体の評価が可能であり、加えて、電力部門においては、地域間電力融通を考慮し、1時間値、年間8,760時間にて詳細な時間解像度での分析が可能である。

ここでは、原子力発電のシナリオに関して、40年運転シナリオ、60年運転シナリオ、新增設・リプレースシナリオの3つのシナリオを想定しており、新增設・リプレースシナリオでは、原子力発電設備容量の下限値を60年運転シナリオ、上限値を日本の過去の原子力発電設備容量の最大値である約5千万kWとして、コスト最小化を通じて新增設が選択される条件下で数値シミュレーションを行っている。分析の結果、2050年までの発電量構成を見ると(図4)、60年運転シナリオでは2040年以降、原子力発電量が減少し、40年運転シナリオでは2050年の原子力発電量はほぼゼロとなる。一方、新增設・リプレースシナリオでは、2050年にかけて原子力発電は上限値(約5千万kW)まで新增設が進むことから、2050年カーボンニュートラルを実現する上で、原子力発電は経済合理性を有する技術オプションであると考えられる。

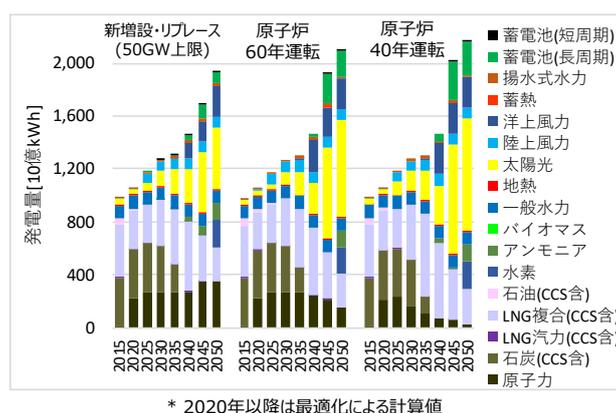


図4 2050年までの電源構成の展望(発電量の構成)

⁴ 小宮山, カーボンニュートラル社会実現に向けた原子力エネルギー戦略, 第54回原産年次大会, 2021年4月13日(火)

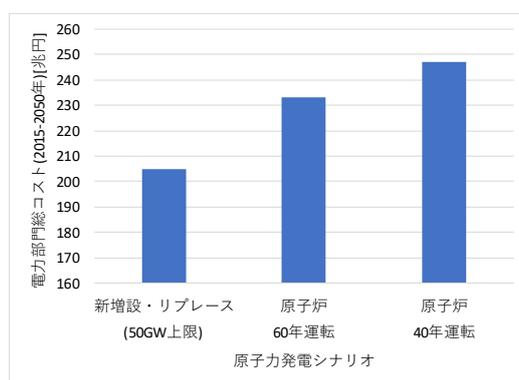


図 5 電力システム総コスト(2050年までの累計)

また、各シナリオにおける2050年までの電力システム総コスト(2050年までの累計)を見ると(図5)、2050年に原子力発電量がほぼゼロとなる40年運転シナリオにおいて電力システム総コストが最も高く、新增設・リプレースシナリオで最も抑制されるため、原子力発電への依存度低減により電力システム総コストが上昇する。40年運転シナリオの電力システム総コストは、新增設・リプレースシナリオに比べ約40兆円上昇することから、原子力発電はカーボンニュートラル実現に向けて、電力システムコスト上昇の抑制に貢献しうることが示唆されている。電源構成をみると、特に40年運転シナリオにおいては、太陽光発電や風力発電といった再生可能エネルギーが2050年にかけて拡大するが、電力系統の増強やバッテリーなどへの投資が必要になり電力システムコストを押し上げるため、再エネ拡大による電力コスト上昇を抑制する上でも、原子力発電の維持・増強が重要な役割を担うと考えられる。

1.2.3 科学的レビューメカニズム

「科学的レビューメカニズム」という言葉が初めて用いられたのは、2018年4月に資源エネルギー庁にて開催されたエネルギー情勢懇談会の場だと考えられる。その定義を明確に定めることは難しいが、同懇談会委員でもあった五神(2018)⁵はその要点について、「①最新の技術動向と情勢を科学的に把握、②透明な仕組み・手続の下、各選択肢の開発目標や相対的重点度合いを柔軟に修正・決定」と整理している。ここでは、この整理に合致すると考えられる諸外国の取り組みを取り上げ、概観する。

(1) CCC (英国)

CCCは英国で2008年の気候変動法に基づいて設立された組織で、温室効果ガス(Greenhouse Gas, GHG)排出量削減目標に関する政府への助言や、目標達成に向けた進捗状況の議会への報告などを目的とする。2019年に英国政府が発表した、2050年までにカー

⁵ 五神真「エネルギー転換・脱炭素化への長期戦略の策定に向けて」パリ協定長期成長戦略懇談会(第2回)、2018。

ボンニュートラルを達成するとの目標も、CCC による提言を背景としている。

CCC はその後、2020 年 12 月に第 6 次炭素予算 (Carbon Budget) 報告書を公表した。「炭素予算」とは、特定期間 (2020 年に公表された第 6 次炭素予算の場合、2033-2037 年) において許容される GHG 累積排出量を示したものである (図 6)。CCC はこの目標を達成するため、2030 年までに新車販売を全てゼロエミッション車にすることや、国境炭素税の速やかな導入など、多数の具体策を提言しているほか、目標の具体化や進捗評価のために鍵となる指標 (Key metrics) も提示している。

このように、CCC は専門的知見に基づいて目標設定の提言、進捗評価までを一貫して実施するという点で非常に興味深い組織である。しかし、独自に事務局機能を有し、調査能力を持つという点や、そのための人員確保の裁量もあるという点などで日本の審議会とは大きく異なるため、全く同じ仕組みを日本の審議会システムに組み込むことは困難と考えられる点には留意すべきである。

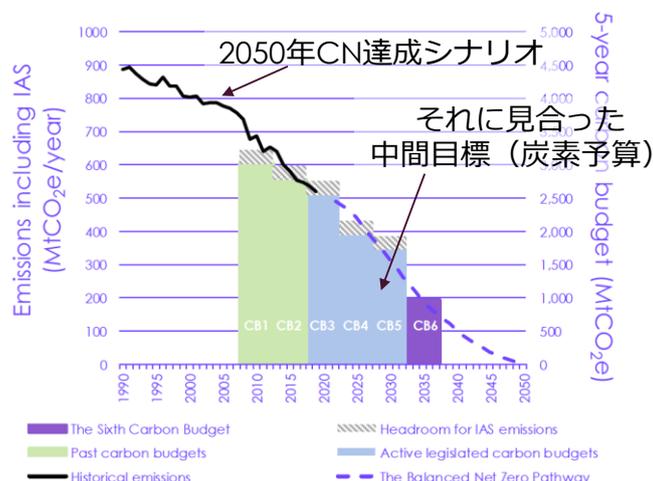


図 6 CCC 提言による GHG 排出削減シナリオと炭素予算

(出所)CCC, The Sixth Carbon Budget: The UK's path to Net Zero, 2020, p.14. (一部加筆)

(2) EU 長期ビジョン (欧州)

欧州委員会は 2018 年 11 月、「A Clean Planet for All」というタイトルで 2050 年までの長期ビジョンを発表した。このなかで欧州委は、現行の政策では 2050 年までに GHG 排出量を 60%程度 (1990 年比) しか削減できないことを指摘しており、さらなる排出削減を実現するためのシナリオ分析を実施したことを明らかにした。この分析では現行政策の継続を基本シナリオとして、①電化促進、②水素促進、③Power-to-X 促進、④エネルギー効率促進、⑤循環型経済促進、の 5 通りの技術促進シナリオを想定したが、いずれのシナリオでも削減率は 80%となっており、これらの技術全てを併用するシナリオでも 90%程度に止まる。そして、最終的な排出量を 100%削減するためには、炭素回収・貯留 (Carbon Capture and Storage, CCS) やバイオマスを併用した CCS (Bioenergy with CCS, BECCS) といった、ネ

ガティブ排出の技術が必要であることを示唆している。

この長期ビジョンは 2019 年 12 月に発表された欧州グリーンディールや、2021 年 7 月に発効した欧州気候法（European Climate Law）においても言及されており、その後のヨーロッパ全体でのカーボンニュートラル実現に向けた議論の土台となったことが分かる。また、技術オプションを複数提示し、各々が現在の見込み以上に伸長した場合の絵姿を示すことで、最終的に「全ての技術を総動員しなければカーボンニュートラルは実現できない」というメッセージを効果的に発出しているといえる。

以上が諸外国における、科学的レビューメカニズムの要素を含むと考えられる取り組みの事例である。実施内容はさまざまであるが、これらは長期的な視座が必要とされるカーボンニュートラル政策を形成していく過程に科学的・専門的視野を取り込み、その後も柔軟な議論を継続できるようにしている点で共通していると言える。こうした取り組みを日本の政策決定システムに適合した形で取り入れ、日本の状況に即したカーボンニュートラル実現の道筋を具体化していくことが必要である。

1.2.4 エネルギーと環境の評価軸

第 6 次エネルギー基本計画に示される 2050 年カーボンニュートラルへの道筋は長期展望であり、様々なイノベーションに挑戦・具現化し、新たな脱炭素技術の社会実装を進めていくことが求められる。それには、技術革新等の可能性と不確実性、情勢変化の不透明性が伴い、蓋然性をもった予測は困難であることから、野心的な目標を掲げつつ、常に最新の情報に基づき重点を決めていく複線的なシナリオによるアプローチとすることが適当である。こうした技術動向や情勢の変化を定期的に把握・検証し、評価していくこと、すなわちエビデンスに基づいて、適切な評価を行いつつ方向性を見極めることの重要性が指摘されている。そのための仕組みが 2017 年に策定された第 5 次エネルギー基本計画で構築するとされた、科学的レビューメカニズムである。2050 年に向けての「野心的な複線シナリオ」の実現にあたり、技術動向や世界情勢は予見しがたい形で大きく変動する。不確かな状況の中で「より高度な S+3E」を満たすエネルギー選択を適切に実行することが求められる。

エネルギー選択にあたり考慮すべき S+3E の評価軸には以下の 4 項目について評価軸が選択される

- (1) 技術革新とガバナンス改革による安全の革新による安全最優先の実現
- (2) 資源自給率に加え、技術自給率の向上と様々なリスク（間欠性のある電源の出力変動に伴う需給調整リスク、事故・災害リスク、化石資源の地政学リスク、希少資源リスク（蓄電池のレアメタル等）、先端技術の他国依存リスクなど）の最小化のためのエネルギー選択の多様化確保
- (3) 環境適合においては脱炭素化への挑戦
- (4) 国民負担抑制に加え、自国産業競争力の強化

安定的で安価なエネルギーの供給を確保することは日本の国力を維持・増強するために欠かせないこと、エネルギーの安定供給においてエネルギーそのものの自給性、強靱性を高めるのみならず、様々な脱炭素技術を国内で調達できる技術自給率を向上させ、エネルギーの自律性を高めていくこと、これらが化石資源の乏しい日本にとっては不可欠な視点である。

科学的レビューでは、最新の技術動向と情勢を定期的に把握し、透明な仕組み・手続の下、各選択肢の開発目標や相対的重点度合いを柔軟に修正・決定することが重要である。そこで、

- (1)内外の人的ネットワークを駆使した情報収集・解析、
- (2)統一的な評価軸での技術の比較検証、
- (3)各技術が内包する多様なリスクの定性・定量的評価、
- (4)各技術に関する自国産業の比較優位の検証、

といった多層的な検証メカニズムが求められる。これらを客観的・多面的・専門的に分析し、選択肢ごとの開発目標を設定するとともに、選択肢の相対的重点度合いを判断することにより、それに応じた政策資源投入の重点化が決定される。また、科学的レビューは、国民に対してエネルギーに関する最新の情報を正確に提供し、幅広く伝え、理解を深めてもらうことにも役立つと考えられる。

このようなエビデンス・ベースの手法は、技術の比較検証や多様なリスクの評価、シナリオの定量分析に不可欠である。現在、国のあらゆる政策において EBPM (Evidence-Based Policy Making) が推進されている。EBPM (証拠に基づく政策立案) とは、政策の企画をその場限りのエピソードに頼るのではなく、政策目的を明確化したうえで合理的根拠 (エビデンス) に基づくものとすることであり、政策効果の測定に重要な関連を持つ情報や統計等のデータを活用した EBPM の推進は、政策の有効性を高め、国民の行政への信頼確保に資するとされている⁶。

エネルギーの評価はエネルギーミックスを決めるに不可欠であるが、そのための合理的根拠、エビデンスは用意することができるだろうか。EBPM をめざして、定量的な指標によって測定が難しい課題を見える化する試みが数多くなされている。例えば、Well-being である。Well-being は身体的・精神的・社会的に良好な状態を表す概念で、2015年9月に国連総会で採択された「持続可能な開発目標 (SDGs)」のひとつである。国民総生産 (GDP) だけでは、政策決定において「豊かさ」の適切な指標とは言えない。すなわち、「GDP を超えて (Beyond GDP)」健全な社会福祉の指標となるという概念である。エネルギーの問題も、エネルギーコストと自給率のみでは適切なエネルギーミックスの指標とならない、新たな指標が求められるということと同じ考えである。

ギャラップ社は、Well-being の5つの指標を提案している。(1)キャリア (仕事や趣味、勉強などを継続的に続けること)、(2)社会的 (信頼と愛情、人間関係における幸福)、(3)経済的 (報酬や資産の運用など、経済的な幸福)、(4)身体的 (身体と精神が健康状態にある幸

⁶ 内閣府ホームページ、<https://www.cao.go.jp/others/kichou/ebpm/ebpm.html>

福)、(5)コミュニティ(居住する地域社会での幸福)である。また、ボストンコンサルティンググループは、Well-beingを測定する持続的な経済開発評価(SEDA)を構成する測定項目(3分類10項目)を提案している。それは、「経済」(所得水準・経済の安定性・雇用)、「社会への投資」(ヘルスケア・教育・インフラ)、「サステナビリティ」(平等性・シビルソサエティ・ガバナンス・環境)である。その結果、日本のWell-beingは143カ国中17位とされている⁷。この数字の検証はもちろん必要であるが、入手可能なエビデンスを全て用いて定量的に評価することはエネルギー確保と環境保全の両立に不可欠である。

このように、定量的な評価が困難と思われるものでも、最新の知見とエビデンスを持って測定可能な量として示すことは可能であると考えられる。エネルギー白書2021には図7が示されている。エネルギー自給率、資源輸入国の分散度、エネルギー供給源と電源の分散度、チョークポイントリスク(原油などの中東依存度)、電力供給信頼度、GDPあたりのエネルギー消費、化石燃料の供給途絶対応の7つの指標について我が国のエネルギーの性能を評価している。エネルギー政策の要諦は、安全性(S)を前提とした上で、エネルギーの安定供給(E)を第一とし、経済効率性(E)の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合(E)のため、最大限の取組を行うことである。エネルギー白書の分析はS+3Eの一部しか評価しておらず、エネルギー政策を決めるには不十分であるが、より広い評価軸に対してこのような取り組みを拡張することによってエビデンス・ベースの政策決定に活用できる評価となる。我が国のエネルギー政策立案に、エネルギーミックスの性能を定量評価する指標が求められるところ、S+3Eを基本とし、様々なリスク、レジリエンス、技術成熟度や技術自給率、自国産業競争力、国民負担抑制などの要素を取り込んだものとしてエネルギー選択の評価軸が構築されることを期待する。

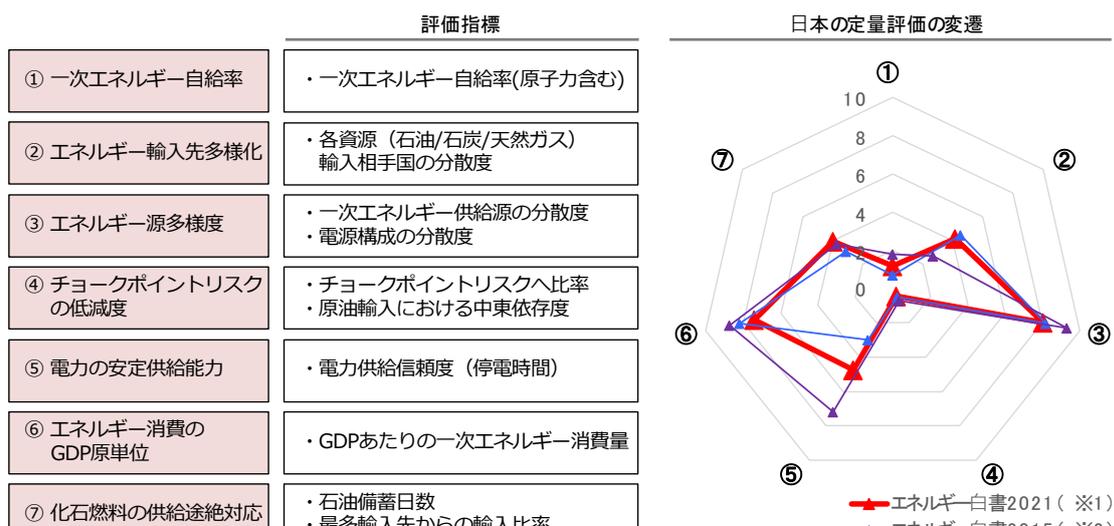


図7 日本のエネルギーの性能評価(出所:エネルギー白書2021)

⁷ BCG, Measure Well-Being to Improve It, <https://www.bcg.com/ja-jp/publications/2019/seda-measuring-well-being>

1.2.5 制度改革

日本では、2016年に電気小売事業への参入が全面自由化され、家庭を含む全ての需要家が、購入先の電力会社や料金メニューを自由に選択可能となった。それ以降も、電力取引の活性化や効率性向上のため、電力市場制度改革が着実に進んでいる。2021年には容量市場での電気のkW価値の取引が開始され、2024年度からは需給調整市場での調整力(ΔkW価値)の取引が本格化する。また、ゼロエミッション電源の非化石価値も非化石価値取引市場において始まり、卸電力市場でのkWh価値の取引もグロスビディング等を背景に厚みを増しつつあり、原子力発電の事業環境にも関係すると考えられる。

電力が市場取引へ移行する中で、電源の新設やリプレースには長期間を要するが、市場取引は不確実性を伴うため、事業の予見性確保が困難となり、新設やリプレースが停滞する可能性も存在する。そのため、市場取引の中では、電源投資が進まず、供給力が減少することで、電気料金の高騰など安定供給に影響を与える可能性もある。それらを回避するため、容量市場が制度化され、海外でも米国をはじめ導入されている。日本の容量市場は4年先のkW価値(供給力)を効率的に確保、取引する市場である。容量市場を通じて、電源等の供給力に対して長期的な投資回収の予見性を付与することで、電力システムにおいて中長期的に適切な供給力を確保することが期待されている。容量市場のオークションには火力、原子力、再エネの他にも、自家発電設備や生産設備を活用したデマンドレスポンス等も発動指令電源として参加可能となっている。

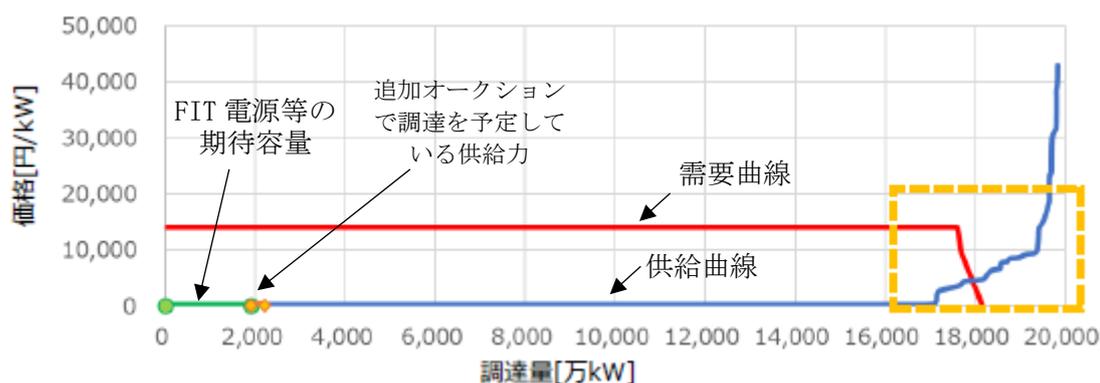


図8 2021年度実施 容量市場メインオークション
(対象実需給年度：2025年度)の約定結果

(出所) 電力広域的運営推進機関：第35回 容量市場の在り方等に関する検討会 資料3-1

<https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2021/files/youryou_kentoukai_35_03_1.pdf>

また今後、再エネ大量導入が進む中で、電力の需給バランスを維持できなければ、周波数の不安定化などを引き起こし、周波数が適正値を超えた場合には電気設備や機器に影響を与え、大規模停電の発生につながりうるため、調整力の確保が必要になる。電力システムにおける調整力は、需要の予測誤差、時間内変動、ならびに電源脱落への備えとして重要な役

割を担い、電力システムの運用に必須の価値を有する。今後開始する需給調整市場では、複数の商品取引がなされる予定になっており、一次調整力は周波数の変動に応じて、自律的かつ時間的に細かい出力変動の可能な調整力であり、電源のガバナーフリー運転などがあり、二次調整力は一送からの指令信号により、分単位で即応できる調整力である(LFC等)。三次調整力も、一送からの指令をうけて数十分単位で応答できる調整力である。これらの調整力はさらに上げ、下げの商品に区分され、DRのように上げ、下げのいずれの調整力も提供できる技術に加え、いずれか一方のみ提供できる技術も含めて広範に調整力を調達できる環境が整備される予定となっている。

表 2 需給調整市場の商品区分

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
回線	専用線(オフラインの場合は不要)	専用線	専用線	専用線または簡易指令システム	専用線または簡易指令システム
指令・制御	オフライン(自端制御)	オンライン(LFC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内
継続時間	5分以上	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
指令間隔	-(自端制御)	0.5~数十秒	数秒~数分	専用線:数秒~数分 簡易指令システム: 5分	30分
供出可能量	10秒以内に出力変化可能な量	5分以内に出力変化可能な量	5分以内に出力変化可能な量	15分以内に出力変化可能な量	45分以内に出力変化可能な量
最低入札量	5MW	5MW	5MW	5MW 簡易指令システム: 1MW	5MW 簡易指令システム: 1MW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

(出所) 電力広域的運営推進機関; 需給調整市場(一次調整力から二次調整力②)の開設に向けた論点整理および今後の進め方について(2020)

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_18_04.pdf>

そして現在、再エネなど非化石電源で発電した電力を使うニーズが社会で高まり、非化石価値取引市場の制度化により、非化石電源の発電量を証書化し(非化石証書)、それを購入することで、小売電気事業者や需要家が非化石電力を消費し、CO₂削減に貢献したことを証明可能になった。また、企業活動で使用する電力を再エネ電気で全量調達するRE100を目標とする需要家も増加しており、トラッキングにより電源属性が証明されている非化石証書はRE100達成に活用できることになっている。その中で、これまでの非化石証書は、FIT電源由来のFIT証書、非FIT電源由来の非FIT証書に分類の上、非化石価値取引市場でそれぞれ取引されたが、非化石価値取引市場を再エネ価値取引市場(2021年11月開始)と高度化法義務達成市場の2つに分離して、FIT証書を再エネ価値取引市場にて、非FIT証書は高度化法義務達成市場でそれぞれ取引されることになった。小売電気事業者が供給構造高度化法の目標達成のために使用できる非化石証書は非FIT証書のみとなり、FIT証書では高度化

法上の非化石電源比率へカウントできないこととなった。高度化法では小売電気事業者は、供給電力量に占める非化石電源比率を2030年度に44%以上とすることが義務づけられ、2021年度の間目標値は、FIT 証書相当分を控除することで設定が行われている。また、従来の非化石価値取引市場では、小売電気事業者のみが非化石価値を調達可能であったが、再エネ価値取引市場では、電力を使用する需要家も FIT 証書を直接購入可能となった。需要家の再エネ価値の取引環境の効率化を通じて、再エネ価値の取引の活性化が期待される。

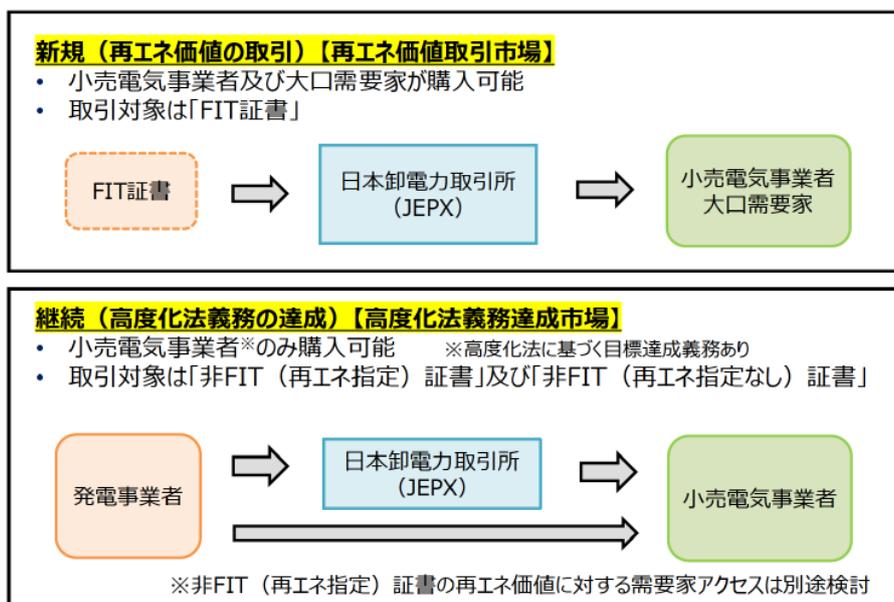


図 9 新たな非化石価値取引市場のイメージ

(出所) 経済産業省：非化石価値取引市場について 令和3年4月15日

<https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/049_04_00.pdf>

2. カーボンニュートラルに向けた技術動向

主なポイント

- CN を実現するには、省エネや CCUS／ネガティブエミッション技術とともに、脱炭素電源である再生可能エネルギーと原子力エネルギーを活用することが（水素や水素化合物の製造も含め）合理的な選択である。
 1. 再生可能エネルギーは、日本の国土面積や社会受容性を踏まえれば、現実的な導入ポテンシャルには限界があり、再生可能エネルギーに過度に依存したエネルギー供給量の確保や脱炭素化は実現が難しいことを認識する必要がある。
 2. CN には、発電における脱炭素化はもとより、電化ができない分野での燃料の脱炭素化も必要であり、クリーンな水素や水素化合物の製造・供給が有力になっている。再生可能エネルギー電力による水素と、原子炉電力/熱を利用した水素は相互に補完しあいながら、安定した水素サプライチェーン実現に貢献しうる。
 3. 電化・水素化等で脱炭素化できない領域が発生することや、CO₂ 以外の温室ガスの削減が難しいことを踏まえれば、CN 実現には、CCUS やネガティブエミッションも必要となる。その技術の実証や普及に必要な環境整備を進めることでこれらの技術基盤を確立し、活用することが重要となる。

2.1 日本の再生可能エネルギーのポテンシャルと社会的受容性

第6次エネルギー基本計画の策定において、2050年までに再生可能エネルギー（以下、再エネ）による全ての電力供給が可能かといった点が議論となった。環境省の試算⁸によると、現時点の電力需要の約2倍の再エネポテンシャルが存在するとされているが、再エネ導入量を検討する場合は、自然条件や技術的難度や法規制等に加え、その技術が地域や国民に理解・賛同を得られるかという受容性を考慮することが重要となる。

近年では、太陽光発電や陸上風力が森林で開発されるといった、環境破壊などに関わる問題が顕在化している。洋上風力についても、騒音や景観などを論点とした地域住民とのコンフリクトが生じた事例もある。そのため、各電源の導入ポテンシャルを評価する場合には、自然環境への影響や、社会的制約を十分に考慮する必要がある。

そこで、地理情報システム（GIS）を用いて、我が国の領土および領海を500mのメッシュに分割し、自然条件や土地・海域利用の各種データを整備し、土地利用の制約を考慮した場合における、地上設置型太陽光（以下、PV）・風力発電の導入ポテンシャル評価が行われている。また、GISによって評価した導入ポテンシャルを基に、社会的受容性を考慮した場合における導入シナリオの検討が行われている。

2.1.1 地上設置型PV・陸上風力の導入ポテンシャル評価

日本の国土面積は約38万km²であるが、雑草地や裸地、荒廃農地のように、森林法など

の法規制を受けにくい土地区分の面積は、合計 4,650 km² である。このうち、自然公園や自然環境保全地域、鳥獣保護区を除いた場合、残りの面積は 3,428 km² となり、これは全国土地面積の 0.9% に相当する。さらに、PV と陸上風力の土地利用競合の影響を考慮し、年間平均風速 5.0 m/s 以上の場所 (2,477 km²) に陸上風力、同 5.0 m/s 未満の場所 (951 km²) に地上設置型 PV を設置した場合、最大で設置可能な設備容量は陸上風力 25 GW、地上設置型 PV 64 GW となる。ただし、図 10 の通り一般送配電事業者の各エリアにおける導入ポテンシャルをみると、一部のエリアでは年間最大電力需要を大幅に超過しており、設置可能な場所は電力需要が少ないエリアに偏在している点に留意する必要がある。

なお、環境省の導入ポテンシャル評価⁸では、陸上風力 285 GW、PV (耕作放棄地) 82 GW と評価されているが、陸上風力の導入ポテンシャルには森林への設置 (約 250 GW) が前提となっている点で大きく異なる。

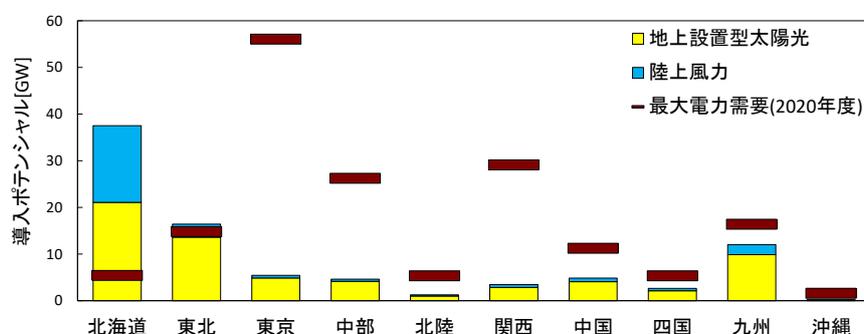


図 10 地上設置型 PV・陸上風力の導入ポテンシャル

(データの出所) 尾羽秀晃, 永井雄宇, 朝野賢司「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」, 電力中央研究所報告, Y18003, 2019)
電力広域的運営推進期間「電力需給及び電力系統に関する概況-2020 年度の実績」

2.1.2 洋上風力の導入ポテンシャル評価

2019 年 4 月に再エネ海域利用法が施行され、同法内の基準に適合する一定の海域を「促進区域」として指定し、洋上風力の長期占有を行うことが可能となった。同法に基づき「促進区域」に指定されるためには、領海 (離岸距離 22.2 km 未満)・内水の中で、自然条件や船舶への影響などに関する 6 つの要件を満たす必要がある。

日本の領海 (約 43 万 km²) のうち、同法における「促進区域」の指定要件を踏まえて、年間平均風速 7.0 m/s 未満の海域や、船舶通行量 31 隻/月以上 (1 隻/日以上に相当) の海域、系統連系が困難な離島周辺の海域などを除外すると、残りの海域面積は領海の約 12% (約 54,000km²) となる。仮にこの海域の全てに洋上風力を設置した場合、設備容量は最大で 322 GW となる (図 11)。環境省の導入ポテンシャル評価では、洋上風力の導入ポテンシャルは約 1,120 GW と評価されているが、この対象海域には領海の外である離岸距離 22.2 - 30 km

⁸ 環境省「令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」(2020)。

の海域や、船舶が航行する海域も含まれている。しかし、再エネ海域利用法の「促進区域」の指定要件を考慮すると、洋上風力の設置対象となる海域は環境省調査の約3割となる。なお、実際に「促進区域」に指定されるためには、法律上の指定要件を満たすことに加え、利害関係者との合意形成が必要となる。「促進区域」の指定要件を満たす海域（約54,000km²）のうち、（1）漁業権が設定されていない海域（2）景観影響を考慮し陸地から10 km以上離れた海域（3）船舶通行量が4隻/月未満（1隻/週に相当）の海域の全てを満たす海域（Minor conflict）を抽出すると、同海域の面積は領海の約2%（約7,200km²）となる⁹。この海域の全てに洋上風力を設置した場合、設備容量は最大で43 GWとなる。このように、実際に洋上風力の利用対象となる海域は、法律上の要件に加えて、利害関係者の合意形成などに関わる社会的制約にも依存する。

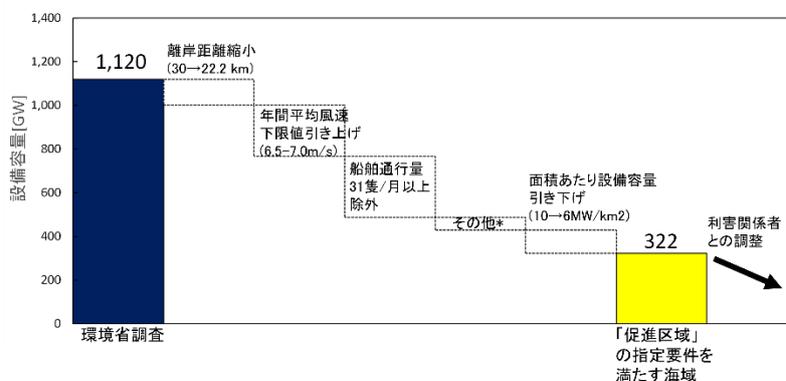


図 11 洋上風力の導入ポテンシャル評価（環境省調査との比較）

（データの出所）尾羽秀晃，永井雄宇，豊永晋輔，朝野賢司，「再エネ海域利用法を考慮した洋上風力発電の利用対象海域に関する考察」，社会経済研究所研究資料 Y19502，2019

2.1.3 受容性重視シナリオ

2050年に向けた再エネシナリオとして、2.1.1節および2.1.2節で検討した導入ポテンシャルを基に、地域住民や、土地利用の競合を避けながら最大限の導入をはかる「受容性重視シナリオ」を検討した¹⁰。本シナリオの特徴は、近年の地域住民と再エネ事業者との紛争増加を踏まえ、土地利用用途や住宅数等の2050年までの変化について可能な限り考慮したことにある。

PVはGISで評価した地上設置型PVの導入ポテンシャル64GWに加え、営農型PV、住宅用PV、公共系PV等が考慮されている。耕地における営農型PVは、全ての農業経営体が100kWの営農型PVを設置し、全ての再生可能な荒廃農地で営農型PVを導入するとされている。住宅用PVは、住宅数の減少と新築住宅の推計を参考に、公共系PVは一定の空間設備費用

⁹ H. Obane, Y. Nagai, K. Asano, Assessing the potential areas for developing offshore wind energy in Japanese territorial waters considering national zoning and possible social conflicts, Marine Policy, Vol 129, 2021.

¹⁰ 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第34回会合）「ネットゼロ実現に向けた風力発電・太陽光発電を対象とした大量導入シナリオの検討」資料3-4.

を許容する前提のもとで想定した。その結果、受容性重視シナリオにおける設備容量は 240 GW とされる。

風力発電は GIS で評価した陸上風力の導入ポテンシャル 25 GW と、再エネ海域利用法で規定される促進区域の対象となる海域のうち Minor conflict とされた海域における洋上風力の設備容量 (43 GW) に、建設予定の設備と民有林・国有林と荒廃農地 (再生困難) での追加開発が考慮されている。その結果、受容性重視シナリオにおける設備容量は 88 GW となった。追加で考慮した陸上風力の対象面積は、風速 5.0m/s 以上の雑草地・裸地・篠地・荒廃農地 (再生困難) と、保安林以外の森林を対象に風車の開発に適した森林 (年間平均風速 7.5m/s 以上) されている。

水力・地熱・バイオマスの導入量が、2015 年に示された長期エネルギー需給見通しと同程度とすると、受容性重視シナリオの再エネポテンシャルは約 380 GW (同約 630 TWh) となることが明らかになった。ただし、この数字はポテンシャル試算をもとにした導入シナリオであるため、経済性、系統制約等を考慮していない。そのため、実現可能性については別途検討が必要である。

2.2 CCUS とネガティブエミッション

2.2.1 正味排出量ゼロのための新たな技術の必要性

カーボンニュートラルまたは温室効果ガス排出量正味ゼロ (ネットゼロ) といった野心的な目標の下では、広範囲な緩和策が必要になる。原子力発電や再生可能エネルギーなど様々なオプションが存在する電力部門のみならず、素材産業などの産業部門、船舶や航空といった運輸部門などの、いわゆる排出削減困難部門においても緩和策の実施が必要になる。ここで重要な役割を果たすのが二酸化炭素の回収である。製鉄所など産業部門に回収装置を導入すれば二酸化炭素回収・貯留 (carbon dioxide capture and storage, CCS) が可能になる。既に CCS は世界的に広く行われているが、北米において天然ガス随伴 CO₂ を石油増進回収 (enhanced oil recovery, EOR) に利用するものが中心であり、発電部門や製造業への適応の例は少ない。

回収された炭素をクリーンな水素 (例えばクリーンな電力による水電解で製造された水素) 等と組み合わせれば合成燃料製造にも利用できる (炭素回収利用、carbon capture and utilization, CCU)。製造された合成燃料はカーボンニュートラルな燃料として運輸部門の対策としても利用できる。CCUS (CCU と CCS の両者を指す言葉, CO₂ capture utilization and storage) はサーキュラー・エコノミーの観点からも関心が高まっている¹¹。

さらに削減が困難な残存排出量が存在する場合、大気から CO₂ を直接除去する二酸化炭素除去 (carbon dioxide removal, CDR) または負の排出技術 (negative emissions technology, NET) も必要になる。特に CO₂ 以外の温室効果ガスの削減は難しいことを踏ま

¹¹ CCUS の詳細については以下が参考になる。黒沢厚志. (2021). CO₂分離回収・利用・貯留 (CCUS) の現状と今後の展望. 化学工学, 85(1), 22-25.

えれば、ネットゼロ達成のためには一定の CDR が必須になることは自ずとわかるだろう。

2.2.2 炭素回収利用 (CCU)

CO₂は既に産業利用されているが、現時点での世界での CO₂の利用実態は、尿素製造と EOR が中心で、飲料、食品などが続き、その他の用途は非常に少ない¹²。最近着目されているのは、化成品、炭素材料、建材などに変換して利用する CO₂利用であり、CCS や CDR への橋渡しの技術としても捉えられる。CO₂利用の各種オプションについて、そのコストや技術成熟度、および世界ポテンシャルについて横断的に評価した最近の評価事例によれば¹³、CCU ではセメントの養生はコストが低いものの、メタノール製造や合成燃料は CDR である CCS 付きバイオマス・エネルギー (bioenergy with CCS, BECCS) よりコストが高いとされる。

新たな CCU は研究開発の段階にある。特にヨーロッパでは、CO₂利用を含めた複数のエネルギーセクターに跨る大規模セクターカップリングを狙うプロジェクトが計画されている。例えば再生可能エネルギー電力から電解水素 (初期は 30MW で長期的には 700MW を目指す) および酸素を製造し、セメントプラントからの回収 CO₂ と合成した燃料を運輸セクターなどで利用する計画である Westküste 100 がある。

2.2.3 二酸化炭素除去 (CDR)

CDR には様々な手法があり分類方法もいくつか提案されている。貯蔵のメカニズムで分類すると¹⁴、(1) 生物学的手法 (陸上: 植林、バイオ炭、CCS 付きバイオマスエネルギー、沿岸: ブルーカーボン、海洋: 鉄散布による海洋肥沃化など)、(2) 地球化学的手法 (化学風化の促進、海洋のアルカリ化など)、(3) 化学的手法 (直接空気回収, direct air capture, DAC) などに分けられる。時間スケールは手法によって大きく異なり、生物学貯留の場合は 10 年から 100 年の時間スケール、地層貯留の場合 1000 年以上のスケールなどと幅がある。また漏洩のリスクも大きく異なる。例えば植林は森林火災などで炭素分が放出されるリスクがある。(CDR の品質の議論についてはマイクロソフト社の CDR の購買に関する論考が参考になる。¹⁵)

最近では様々な実証プロジェクトが見られる。イギリスの発電事業者ドラックスは BECCS 発電で 8Mt/yr の回収を目指しており、三菱重工の技術が使われることになっている。日本でも福岡県大牟田市の三川で BECCS のプロジェクトが進んでいる。直接空気回収ではスイスのクライムワークス (アイスランドで稼働中の 4kt/yr など) やカナダのカーボン・エン

¹² International Energy Agency. (2019). Putting CO₂ to Use.

¹³ Hepburn, C. et al. (2019). The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. *Nature*, 575(7781), 87-97. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>

¹⁴ Minx, J. C., et al. (2018). Negative emissions—Part 1: Research landscape and synthesis. *Environmental Research Letters*, 13(6), 063001. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aabf9b>

¹⁵ Joppa, L., Luers, A., Willmott, E., Friedmann, S. J., Hamburg, S. P., & Broze, R. (2021). Microsoft's million-tonne CO₂-removal purchase—Lessons for net zero. *Nature*, 597(7878), 629-632. <https://doi.org/10.1038/d41586-021-02606-3>

ジニアリング（米国 テキサス州 Permian Basin で計画中の 1Mt/yr のプラント）が実証プロジェクトを進めている。直接空気回収は大量のエネルギーを必要とするため原子力との組み合わせの検討も長期的には有用であろう。

2.2.4 政策対応

ネットゼロのためには CDR も CCUS も適切なガバナンスの下、拡大が必要である。研究開発や実証プロジェクトは各国で拡大しており、上記のものに加えて日本でも新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が進めている 2 兆円のグリーン・イノベーション基金でカーボンリサイクル・マテリアル産業が 14 対象分野の一つとなっている。内閣府のハイリスク・ハイリターン型の研究開発プログラムムーンショットでも目標 4 の下で直接空気回収が一つの領域になっている。中長期的により重要になるのは導入支援政策である。米国では税控除 45Q やカリフォルニア州の燃費規制 Low Carbon Fuel Standard が CDR の支援として機能しているが、日本でも早晚何らかの市場創造のための政策が必要になるだろう。

2.3 水素・アンモニア等

カーボンニュートラル（CN）達成のために、これまで石油・石炭・天然ガスなどの化石燃料から供給してきた原料用や加熱・運輸などの燃料用の需要を、今後は CN で製造した水素およびアンモニアなど CN の水素化合物に代える必要が出てきた。

2.3.1 水素の需要

水素は現在主に肥料用アンモニア製造・化学工業用途・石油精製などの工業用途で世界で年約 9000 万トン使用されている¹⁶。これに新たにエネルギー用途の需要が加わるために 2050 年にはこの 5～10 倍程度の規模になると見込まれている。日本の水素の需要は、第 6 次エネルギー基本計画によると、現在は年 200 万トン、将来は 2030 年 300 万トン、2050 年 2000 万トンとなっている。

現在の水素の需要と今後想定される新しい水素の需要を表 3 に示す。

¹⁶ IEA, “Global Hydrogen Review 2021” (IEA, 2021)

表 3 水素および水素の化合物の需要

現在の需要 (継続)	肥料(アンモニア)、メタノールなど化学工業用、 石油精製用 *1 年200万トン*
新しい需要 2030年 300万トン* 2050年 2000万トン*	鉄鋼(還元用)、工業用(高温)熱源、 プラスチックリサイクルなど化学工業用 *2 航空用燃料、船舶用燃料 *3 電力系統用 ドロップイン燃料(自動車用、機器用)

* 1 石油精製用はフェーズアウト

* 2 化学・鉄鋼・熱需要には、水素単体、合成ガス(CO+H₂)、合成燃料(炭化水素、アンモニア)などとして供給

* 3 輸送用・電力系統用には、水素単体または合成燃料(炭化水素、アンモニア)として供給

* 第6次エネルギー基本計画(2021.10.22閣議決定)

これまでの水素需要で相当部分を占めている脱硫・水素化分解などの石油精製の需要は今後低下していくが、それに代わって製鉄の還元剤としての水素需要が増加していく。

現在化石燃料ベースの燃料を使用している中低温の熱源は電力によるヒートポンプに代わっていくが、高温加熱用としては水素ベースのCN燃料が必要となる。工業用の燃料・原料としてはCNの合成ガス(CO + H₂)も使用される。

航空や船舶は今後近距離用は電化していくが、長距離用には燃料が必要なのでCNの液体水素・アンモニア・炭化水素などの利用が想定される。

自動車は従来のエンジン車が電気自動車とプラグインハイブリッド車に代わっていき、燃料消費量は現在の数分の一に減るが、この燃料として水素ベースのCNの炭化水素燃料が必要になる。

2.3.2 水素の供給

世界 これからのCN水素の供給は、世界的には再エネ電力による水の電気分解水素(グリーン水素)が主流になるとみられている。

再エネ電力設備の大量導入と電気分解技術の改良によりグリーン水素の経済的実用導入ができるまでの間は、これまでの主製造方法である天然ガスの水蒸気改質反応による水素(グレー水素)のCO₂分離回収貯留(CCS)によるブルー水素を使用する必要がある。欧州の化学工業界ではブルー水素の供給体制を検討している¹⁷。

将来、太陽光発電によるグリーン水素は、北アフリカ・中東・豪州などの日射量の大きい地域ではブルー水素より安くなると見込まれている。この地域からパイプラインで水素を

¹⁷ Agora Energiewende "No-regret hydrogen -- Charting early steps for H2 infrastructure in Europe -- STUDY" (2021.02)

輸送できる地域では、将来グリーン水素の利用が進むと考えられ、例えばドイツは地中海横断の天然ガスパイプラインを使用して日射量の大きい北アフリカからグリーン水素を輸送する計画を進めている。

現在世界が使用している年 9000 万トンの水素の大部分は天然ガス／石炭の水蒸気改質／ガス化反応プロセスなどにより化石燃料から製造されており、水の電気分解による水素製造は 0.03%に過ぎない。仮にこの 9000 万トンの水素を電気分解（電解効率 50kWh/kg）で製造するとしたら、4500TWh の電力が必要になる。これは現在の世界の発電量年 27000TWh の 17%に相当し、太陽光＋風力の発電量の 2 倍近い量である。将来 5～10 倍に増加する水素の需要を水の電気分解により供給するには、今後期待される電解効率向上（約 10%）を入れても大量の電力が必要になる。

日本 日本は日射量・風況・設置土地面積などの自然条件が不利なため、国内でのグリーン水素製造はコスト的・量的に期待できない。一方、海外のグリーン水素やブルー水素の輸入にパイプラインが使えないため、液体水素・有機媒体利用・アンモニアなどの方法による船舶輸送になり、これもエネルギー効率やコスト的に不利である。

これまで国内の化学プロセス用に天然ガス水蒸気改質のグレー水素を使用してきたので、当面は欧米と同様にこのプロセスに CCS を追加してブルー水素により供給することになる。CCS の国内運用システムを早急に整備して発電に加えて水素製造でも CCS の利用を可能にすれば、ブルー水素の国内製造・供給が可能になる。

将来、このブルー水素製造プロセスを原子力加熱に転換できれば反応熱のための天然ガス燃焼を回避できるので、天然ガス使用量の節減と CO₂ 分離回収プロセスの容易化により資源有効利用と環境性が向上する。この方法を含む CN の水素・燃料供給における原子力利用については、3.2 章「水素等の CN 燃料への原子力利用」を参照されたい。

2.4 省エネルギー

平成 26 年 4 月に閣議決定された第 4 次エネルギー基本計画で、徹底した省エネルギー社会の実現を目指すことが掲げられた。部門ごとの省エネの取組を一層加速すべく、翌年 7 月に発表された長期エネルギー需給見通しでは、徹底した省エネを産業、業務、家庭、運輸の各部門で積み上げ、2030 年までに 5,030 万 kL 程度の省エネを目指す目標量が示された。令和 3 年 10 月に閣議決定された最新の第 6 次エネルギー基本計画では、この各部門の目標値の野心的な深堀りを行い、2030 年度の目標量を 6,200 万 kL に引き上げている（表 4）。

表 4 2030 年度の省エネ目標量

[万 kL]	①2019 年度 (実績)	②2030 年度目 標 (H27 策定時)	③2030 年度 (今回)	省エネ増加分 (③-②)
産業部門	322	1,042	1,350 程度	300 程度
業務部門	414	1,227	1,350 程度	150 程度
家庭部門	357	1,160	1,200 程度	50 程度
運輸部門	562	1,607	2,300 程度	700 程度
合計	1,655	5,036	6,200 程度	1,200 程度

(出所)資源エネルギー庁、2030 年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料)、令和 3 年 10 月より作成

図 12 に、燃種別 (電力、燃料) に省エネ目標量の大きい上位 5 対策を取り上げ、省エネ目標量を、政府が評価している 19 年度時点の進捗状況を基に、省エネ実現量と省エネ未達量に分けて整理した結果を示す。

発光ダイオード (LED) 化のように費用対効果の優れた対策は、おのずと導入されていくことが多い。実績をみても、業務部門や家庭部門での LED 化など「高効率照明の導入」は順調に進展している。ただし、目標に対しての進捗率は既に 90% と高く、普及も進んだため、今後の削減余地は小さくなっている。電力以外の部門 (燃料部門) では、省エネ目標量の 6 割弱が運輸部門の対策となっており、今後は運輸部門の対策が燃料の進捗を大きく左右すると考えられる。運輸部門「その他運輸部門対策」には、「公共交通機関の利用促進等」、「トラック輸送の効率化」などさまざまな対策が含まれているが、それらの個別の省エネ目標は公表されておらず、普及の見通し等も示されていない。省エネに取り組む主体であるはずの企業や家庭に対してどのように省エネを促すのか具体的根拠が示されていないなど、2030 年までという限られた時間の中で目標値を実現できるかには、多くの問題点が残っている。

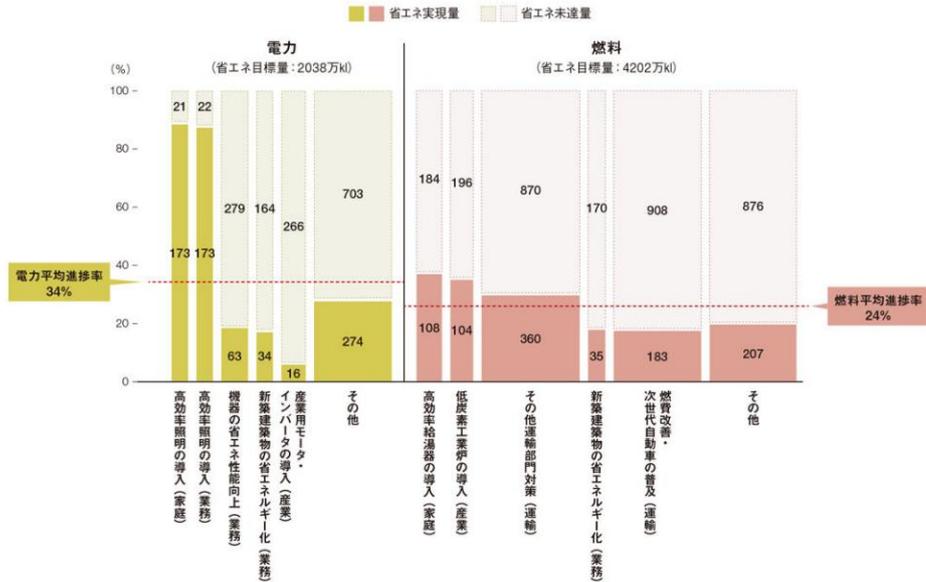


図 12 エネルギー基本計画の省エネ目標量と実現量

(出所) 間瀬貴之・永井雄宇 (2021) 「おぼろげな 46%減を徹底検証 “野心的” 計画は実現なるか」, 月刊誌『Wedge』2021 年 11 月号

第 6 次エネルギー基本計画では、「2050 年を見据えた 2030 年に向けた政策対策」において、従来のように徹底した省エネルギーだけでなく、「供給サイドの脱炭素化を踏まえた電化・水素化等による非化石エネルギーの導入拡大」の目標を掲げている。具体的には、省エネ法改正を視野に入れた上で、次の 4 つの枠組みについて言及している。

1. 非化石エネルギーを含む全てのエネルギーの使用の合理化（省エネ法上のエネルギーの定義の見直し）
2. 需要サイドでの非化石エネルギーの導入拡大（需要の高度化）
3. 再生可能エネルギー電気有効利用のための需要の最適化
4. 変動電源の導入拡大に対応した系統安定化に貢献するための需要サイドにおけるレジリエンス強化

「エネルギー」の定義を見直し、低炭素の非化石エネルギー（再エネ由来の電気、バイオマス、水素・アンモニア等）も対象とし、使用の合理化が進めることで、化石燃料の消費量を減らすことだけでなく、電化や水素化のような非化石エネルギーへの転換を後押しする制度が構築されることを目指している。これに伴い、電気の一次エネルギー換算係数を、火力平均係数から全国一律の全電源平均係数を基本と見直す方向で議論が進められており、原子力発電を含む非化石電源が、省エネルギーにより貢献できるようになることが期待されている。

2.5 ARPA-E の取り組み

ここまで見てきたように、カーボンニュートラル実現に向けては多種多様な技術の活用が期待される。しかし、そういった技術の多くは、現状において十分な経済的競争力を有するとは限らず、十分な投資を集められない可能性がある。将来のカーボンニュートラル実現のためには、個々の技術にのみ着目するのではなく、長期的な視点に立ち、有望な技術に対して政策的に資金を投入する仕組みも同時に検討することが必要となる。そういった仕組みのモデルとして、ここでは米国エネルギー省（Department of Energy, DOE）が運営しているエネルギー高等研究計画局（Advanced Research Projects Agency-Energy, ARPA-E）を取り上げる。

ARPA-E は、エネルギー分野のハイリスク・ハイリターン研究に資金を提供するプログラムである。実用段階に至る前の、リスクが高く投資が集まりにくい技術を支援する取り組みであり、支援した技術が最終的に市場化されることを重視している。特徴としては、外部から採用したプログラム・ディレクター（PD）に大きな役割と権限を与え、支援対象技術の選択や監督を主導させている点があげられる。研究プロジェクトの方向性の策定から、プロジェクトに対する支援の存続・打ち切りまで PD に決定権があるため、その人選が極めて重要と考えられる。その一方で、様々な技術分野のワークショップを開催し、PD をはじめとする幹部クラスへのインプットを行うなど、外部の情報や実社会に即した視点を確保する仕組みも用意している。ARPA-E は、これまで多数のプロジェクトを支援しており、2021年9月時点で計183件のプロジェクトが民間部門からの継続投資を獲得している¹⁸。なお、支援対象技術としては電力系統制御に関わる技術や蓄電技術が目立ち、原子力に関するプロジェクトは少ない。このように、ARPA-E は PD に大きな権限を与えつつ、それが有効に機能するよう柔軟性を確保する仕組みも整えており、社会で将来必要とされる有望技術を選択的に支援する仕組みとして興味深い。

¹⁸ ARPA-E ウェブサイト (<https://arpa-e.energy.gov/about/our-impact>)

3. カーボンニュートラルや社会の持続発展に寄与する原子力

主なポイント

- ▶ 原子力が CN 実現に十分な役割を果たすためには、①再生可能エネルギーとの共存、②既設プラントの最大活用、③新增設・リプレース、④高速炉サイクルの確立が肝要である。
 - ① 再生可能エネルギーと原子力エネルギーの両立をはかることにより、電力コスト上昇を緩和し、レジリエンスを強化することが実現できる。両者のバランスの良い両立を模索することは実現可能で効果が大きい方策である。再生可能エネルギーとの共存も考慮して、既設プラントの出力調整運転の実施や、さらに高い出力調整能力をもつように改良した新設炉の建設を実施すべきである。また、その際には、柔軟な運転が可能な電源には報酬が与えられるような電力市場の設計や活用が重要になる。
 - ② CO₂ 削減を確実に実施していくうえでは、安全性を向上した既設プラントの再稼働の促進、長期サイクル運転等による設備利用率向上や長期運転(80 年運転など)により、原子力のポテンシャルを最大限活用することが重要になる。米国や韓国等では設備利用率 90%を上回る運転を進めており、米国では一部の原子炉において 80 年運転が認可されている。
 - ③ 原子力発電所の建設を進めなければ、新增設・リプレースを可能とする技術基盤を喪失し、安全性・信頼性の高い発電所の建設は困難となり、長期的に実現やエネルギーセキュリティ強化が困難になりうる。また、原子力発電所建設には十数年にわたる長期の建設期間を要するため、原子力を活用して 2050 年までに CN を実現するには、原子力発電所建設を速やかに計画する必要がある。また新增設・リプレースに向けては、原子力の環境価値／安定供給／調整能力の適切な評価等を通じて、原子力への適切な投資サイクルを維持するための制度設計が求められる。
 - ④ 21 世紀後半以降の CN 社会の継続には、高速炉及びその核燃料サイクルの実現が肝要であり、そのためにはそれにむけた開発を実施すべきである。
- ▶ SMR は初期投資を抑制できる点、さらに、小型であることを活かしたシステム上の安全性向上を図れる点に大きな特徴があり、また小規模な地域マイクログリッドでの実用化も期待できる。さらに、高温ガス炉などで水素製造の併用が可能なことも原理的に確認されており、SMR は革新的な原子力技術開発のドライビングフォースや人材育成面で期待が大きい。
- ▶ 原子力・放射線技術は、エネルギー生産に加えて、産業、医療、宇宙等の分野でも目覚ましい貢献を行っており、持続可能な未来を実現するために掲げられた SDGs の目標に対して、大きく貢献するものであり、原子力の理解醸成においても広く発信していくべきである。

気候変動問題に対応するために全世界的にカーボンニュートラル (CN) に向けた施策が実施されている。また、社会が持続的に発展し、今以上に豊かな暮らしが可能となる社会を築くために、国連が SDGs (Sustainable Development Goals) を掲げている。この CN や社会の

持続発展に、原子力技術は大きく寄与できるものであり、その具体的な内容について以下にまとめる。

3.1 再生可能エネルギーとの共存

太陽光や風力等の再エネは、自然エネルギーから CO₂ を出さずに電力をうみだすことができるため、CN 社会の実現には大量に導入される方向である。一方、このような再エネは自然に左右され不安定な電源であり、大量に導入された場合、需要にマッチした対応ができないため、蓄電等の対応が必要であり、その分トータルコストとしては高いものになる。

原子力は、燃料費は安いために、経済性の観点より、現状は国内ではベースロード運転を実施している。原子力は、燃料量は固定で中性子束を変化させるだけで出力の変化をすることが可能であり、本来出力調整能力を備えている。従って、この原子力と再エネを組み合わせることで、CO₂ を排出しない主たる電源の構成が可能となる。この節では、原子力の出力調整実績と共にその能力についてまとめることとする。

3.1.1 国内での出力調整の実績

国内の原子力は、PWR の例では、次の負荷変化に対して原子炉トリップすることなく、新しい負荷状態に安定に追従できるように設計されており、試運転時においてその能力を確認されている。

- ① ±10% ステップ状負荷変化（定格出力の 15%～100% の範囲）
- ② ±5%/分ランプ状負荷変化（定格出力の 15%～100% の範囲）
- ③ 大幅なステップ状負荷急減（50～95% 負荷急減）

また、以下のような出力調整運転を試験的に繰り返し実施し、問題なく対応可能なことも実証されている。

- ④ 日負荷追従運転@1987 年及び 1988 年：伊方 2 号機のサイクル初期と末期
：12 h (100%)－3 h (50%まで出力降下)－6 h (50%)－3 h (100%まで出力上昇)
- ⑤ AFC/GF 運転@1984 年及び 1985 年：美浜 3 号機：出力変動幅約 3%

さらに、現状の既存のプラントでも、④より速い 1 時間で 100⇔50% の負荷変化の日負荷追従運転が可能であることを確認している。

3.1.2 海外での出力調整の実績

フランスでは、原子力が電源構成比の 70% 程度を占め、出力調整運転が必須であり、多数の PWR プラントで日常的な出力調整運転が実施されている。出力調整運転を実施するために、出力調整用にグレイ制御棒（中性子吸収能力の低い制御棒：制御棒の挿入／引抜による出力分布の歪を緩和）の設置や、ほう素濃度の濃縮/希釈は自動制御する等の改良が行われている。日負荷追従運転としては、約 20～30% まで出力を低下する運転や、AFC/GF 運転としても、±7% 程度の変動の対応を実施している。最近では、EU 全体で太陽光発電比率が

増加したことで、需要の低い夜中だけでなく、日中に出力をさげるような出力調整運転も実施しており（図 13）、再エネと原子力の経済的な両立を実証しているともいえる。



図 13 フランスの出力調整の例¹⁹

3.1.3 国内原子力の出力調整能力向上と再生可能エネルギーとの共存

国内の既設プラントでも、3.1.1 に示した通り、石炭火力並の出力調整は可能であるが、以下の対応により、フランスの例でも実績があるように、さらに高い出力調整能力（ガス火力並）をもつことが可能である。

- ・ グレイ制御棒等の弱吸収制御棒の設置
- ・ 制御棒を反応度制御と軸方向分布制御に機能分けしたグループ構成
- ・ 軸方向出力制御方式（CAOC 幅の拡大等）の変更
- ・ ほう素濃度の自動制御
- ・ 負荷追従にマッチした温度制御等

上記は、既設プラントの改造でできないことはないが、今後の既設原子力プラントの寿命を考えると、再エネの大量導入に対応すべく、早期に出力調整能力を高めた新設プラントの建設が望まれる。

原子力は、燃料費の安さより、定格出力運転が経済的に優れており、現状実施されている。再エネとの共存で、原子力の出力調整運転を実施する場合、稼働率が下がることで原子力の LCOE が上昇する。一方、再エネの変動対応として蓄電等による大幅な費用増加が抑えられ、CN 達成に向けたトータルの費用は抑制されることになる。このことより、出力調整運転に対して調整力市場で適切な価値を得る仕組みの確立や、原子力が CN 実現に向け望ましい電

¹⁹ IAEA 2021 「Nuclear Energy for a Net Zero World」 より抜粋

力として優遇されるべきである。

3.1.4 CN にむけた原子力の各種利用

上記は、炉出力を変えて出力調整を行う例であるが、炉出力を一定のまま、需要にあわせ電気出力と熱に振り分ける方法もあり、熱供給／蓄熱や水素製造／水素還元製鉄等に活用する検討も各種実施されている。このように、原子力は発電としての利用だけでなく、発電部門以外での CN 実現にも役立つ技術であり、将来的に社会に実装されていくことを期待する。

例えば、高温ガス炉コージェネプラント²⁰（900 度程度の高温ガスを活用し、需要にあわせて、発電と水素製造をバランス良く行うような検討）や再エネとの共存可能な電力可変システム²¹（原子力出力は一定で、発電と蓄熱を組み合わせさせた案）など、各種の研究が日本原子力学会の秋の大会や年会等で報告されている。

さらに、再エネと原子力を組み合わせたエネルギーシステムとして、「ハイブリッド・カーボンフリー発電²²や、原子力／再エネハイブリッドによる CN 社会実現²³の検討等も実施されている。

3.2 水素等の CN 燃料への原子力利用

3.2.1 原子力によるカーボンニュートラル水素の製造方法

カーボンニュートラル (CN) の水素の製造は、日本においては発電と同様に原子力利用による方法が技術的・経済的・資源的に最も有利な方法と考えられる²⁴。現在、検討されている CN の水素製造方法を表 5 に示す。

²⁰ 原子力学会 2021 秋の大会 3K PL03 「炉心溶融のない高温ガス炉コージェネプラント」（須山他）

²¹ 原子力学会 2021 秋の大会 3K PL02 「早期実用化と機動的な運用が可能な蓄熱型小型モジュール高温ガス炉」（鈴木他）

²² Nuclear-Renewable Hybrid Energy Systems 2016 (INL)

²³ Integrated Nuclear-Renewable Energy Systems to Maximize Clean Energy Utilization (INL) @ SNETP FORUM2021

²⁴ 地球環境問題対応検討・提言分科会（第 19 回）資料 19-9 「水素などのカーボンニュートラル燃料への原子力利用」（堀）

表 5 原子力によるカーボンニュートラル水素の製造方法

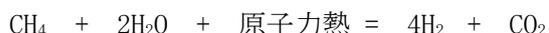
水素製造方法	原料	供給原子力エネルギー		製造プロセス (代表的)
		エネルギー形態	原子炉 (代表的)	
電気分解法	水	電気	軽水炉	アルカリ水電解 固体高分子膜
高温水蒸気 電気分解法	水	電気+熱	高温ガス炉 溶融塩冷却炉	固体酸化物電解 (高温・中温)
熱化学法	水	熱	高温ガス炉	ISプロセス
原子力加熱 天然ガス 水蒸気改質法	天然ガス + 水 - CO ₂ 分離回収	熱	高温ガス炉 ナトリウム炉	高温プロセス 中温プロセス (透過膜改質)
原子力加熱 バイオマス 水蒸気ガス化法	バイオマス + 水	熱	高温ガス炉	高温プロセス <small>生成する炭素(C)も カーボンニュートラル!</small>

電気分解法は、軽水炉などの発電電力で水を電気分解する方法で実用技術である。フランスは既存軽水炉を用いた大規模の水素製造計画を進めており、米国では実際の発電炉と組み合わせて実証試験をしている。

高温水蒸気電気分解法は、固体酸化物電解質を用いて高温で水蒸気を電気分解する方法で、常温電解法に比べて電解効率を向上できる。高温原子炉での適用については米国 INL で研究が行われてきており、原子炉利用プラントの設計やコスト評価が行われている。

熱化学法は、複数の化学反応を組み合わせることによって高温の熱で水を水素と酸素に分解する方法で、その方法の一つ「IS プロセス」については JAEA が炉外での研究開発を進めている。

原子力加熱・天然ガス水蒸気改質法は、天然ガスの水蒸気改質反応で水素を生成させる際に必要な反応熱を原子力から供給する方法である。



CN の条件を満たすには、反応プロセスで生じる CO₂ の分離回収貯留 (CCS) を行う必要がある。この場合は燃焼による CO₂ 発生はないので、分離回収はプロセス的に容易になる。

[高温プロセス] 通常の水蒸気改質反応には 750℃以上の高温が必要なので高温ガス炉などから熱供給することになる。この方式については JAEA が 2000 年頃に水素製造装置と高温ガス炉との接続の検討のために炉外の装置による試験を実施している²⁵。

[中温プロセス] 水蒸気改質反応の際に水素を透過するパラジウムなどの膜を用いる透過膜改質法では、500～600℃の中温で水蒸気改質反応が進行するのでナトリウム冷却炉の利用が可能になる。この場合は透過膜プロセスにより CO₂ が分離回収されるので CCS がさら

²⁵ 稲垣嘉之ほか「高温ガス炉 HTTR を用いた水素製造システムの炉外実証試験計画」日本原子力学会誌 Vol. 41, No. 3 (1999)

に容易になる。この方法については、三菱重工業ほかがナトリウム炉利用水素製造の概念設計・コスト試算を行っている²⁶。

原子力加熱・天然ガス水蒸気改質法は、同じ量の水素を製造するのに原子力の供給量が電気分解法に比べて約 1/10 と小さい。それは炭素による水の還元・水素生成に必要な反応熱のみを原子力が供給するためである。また、加熱のための炭素燃焼を回避できるので天然ガス使用量の節減と CCS の容易化の利点がある。水素製造コストも最近の天然ガス価格ではブルー水素より低くなる。

原子力加熱・バイオマス水蒸気ガス化法は、炭素を含む原料として CN のバイオマスを用いて水蒸気ガス化反応を起こさせるので、この時に生成する CO（一酸化炭素）を燃料として使用しても、あるいは CO₂ にして排出してもプロセスは CN になる。



生成する合成ガス (CO + H₂) はそのまま CN 燃料として、あるいはフィシャートロブシュ反応などでガソリン・軽油などの炭化水素に転換して CN ドロップイン燃料として、工場・自動車・機器で使用できる。

3.2.2 2050 年に向かう日本の水素・燃料の供給方策

日本の置かれた自然環境・地理的条件から、国内の再エネ発電によるグリーン水素および海外のグリーン水素・ブルー水素の輸入は将来もコスト的に不利になると考えられる。日本は、当面の国内でのブルー水素の製造に続いて原子力利用の水素・燃料供給へ進めていくのが得策と考えられる。

その際、水の電気分解・熱化学分解による方法のほか、原子力と炭素資源（天然ガス／バイオマス）を利用する水素製造方法の採用が考えられる。その場合は、当面の天然ガス水蒸気改質に CCS を追加したブルー水素の供給に続いて次の展開が想定される。

- 中期的（2040 年頃～）には、これを原子力加熱の天然ガス水蒸気改質法に転換して、CN の水素の供給。天然ガスの節減と CCS の容易化
- 長期的（2050 年頃～）には、原子力加熱・バイオマス水蒸気ガス化法により、水素のほか炭素を含む CN 燃料を供給、このプロセスの中で炭素（バイオチャー）や CO₂ を回収貯留することにより負排出へ展開

これら CN の燃料製造プロセスには日本が研究開発してきた高温原子炉などの技術が有効に利用される。

²⁶ M. Tashimo, et. al. “Concept of FR-MR” ICONE-11: JSME-ASME (Japan, 2003)

3.3 SMR/MMR の CN 社会への貢献の可能性

SMR (Small Modular Reactor、小型モジュール炉) は電気出力 300 MWe 程度までの小型原子炉と定義されている²⁷が、出力を厳格に定めているものではなく、大型炉とは異なる原子炉システムとしてのコンセプトが特徴となる。そのうち電気出力 10 MWe 未満のものは MMR (Micro Modular Reactor、マイクロモジュール炉) と呼ばれる場合があるが、宇宙船用途など特殊な利用を目指すものを除いて、現状では研究炉・試験炉として商用炉に先行して実用化を目指すプロジェクトなどが主であり、基本的な特徴は SMR に包含される。ここでは、カーボンニュートラル (CN) 社会への貢献の可能性という観点で SMR として両者を特に区別せずに述べる。OECD NEA の 2021 年の報告²⁸では、各国政府の支援プログラムもあり 72 種類以上の多様な SMR が開発中で、その数は 2018 年より 4 割増えている。

SMR の原子炉としての原理は、特に新しいものではなく、従来から実用化または研究をされてきた炉型に由来するものであるが、そこに小型であるがゆえのシステムとしての特徴が加わり、下記のように分類されている。

(1) 軽水炉・単基リアクタタイプ：

SMART (韓 KAERI)、SMR-160 (米 Holtec)、BWRX-300 (米/日 GE 日立)、CAREM (アルゼンチン CNEA)、UK-SMR (英 Rolls Royce)、他

(2) 軽水炉・マルチリアクタタイプ：

NuScale (米 NuScale)、RITM-200 (露 OKBM)、Nuward (仏 CEA 他)、他

(3) モバイル (移動可能) タイプ：

ACPR50S (中 CGN)、KLT-40S (露 OKBM)、他

(4) Generation IV タイプ：

Xe-100 (米 X-energy、高温ガス炉)、ARC-100 (加 Advanced Reactor、液体金属高速炉)、Natrium (米 Terrapower、Na 高速炉)、IMSR (加 Terrestrial Energy、溶融塩炉)、HTR-PM (中 Huaneng 他、高温ガス炉)、他

これらの SMR のうちロシア Rosatom 傘下の OKBM アフリカント社の KLT-40S が 2019 年 12 月から稼働している。35 MWe の PWR2 基を船舶上に構成する浮揚式原子力発電所であり、送電線の敷設が難しい極東地域の隔離された小規模グリッドへ送電している。

エネルギーコスト、発電コストを低減することは全てのエネルギー源で不断に続けてこられた。原子力発電においても同様であり、スケールアップ効果を図るために基本的に大出力化が進められてきた。SMR はその流れとは一線を画し、不連続な技術変革を起こすイノベーションともいえる。発電コストは、建設を中心とする初期コストと運転時の燃料や保守費用というランニングコストに大別されるが、原子力の場合、後者は他のエネルギー源に比べて低くなるが、初期コストが大きいという課題がある。SMR は初期コストを抑制できること、

²⁷ OECD NEA No. 7213 (2016 年) ” Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment ”

²⁸ OECD NEA No. 7560 (2021 年) ” Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities ”

さらに小型を活かしたシステム上の安全性向上を図れる点が大きな特徴である。

図 14 に SMR でのコストダウンの 4 つの要点を示す。小型モジュール化による工場生産方式、設計のシンプル化、標準化、許認可の世界共通化があげられる。建設現場での工事を減らすこと、機器や弁などを原子炉と一体化し数を減らすことや、冷却を強制循環から自然対流循環などにするなどでポンプを削減することは即効性のあるコスト削減策となる。機器数を減らすことはそれらに起因する故障リスクを排除し安全性の向上にも寄与する。小型を活かしたシステムとしては、特にマルチリアクタタイプにその特徴が表れる。米国 NuScale パワー社の NuScale は、大型の冷却プールに 75 MWe（初期設計は 50 MWe）の 12 基のリアクターを丸ごと浸漬することで冷却の安全性を向上する斬新なコンセプトである。標準化は部品・材料の調達コストを低減する。設計標準化では複数のプラントを建設する際にコストを下げる。安全性の向上とコスト低減の両方で全てのステークホルダーに重要となるのは、安全許認可の基準を世界で共通化、統一していくことである。これは SMR に限らず大型炉についても同様に重要な施策である。

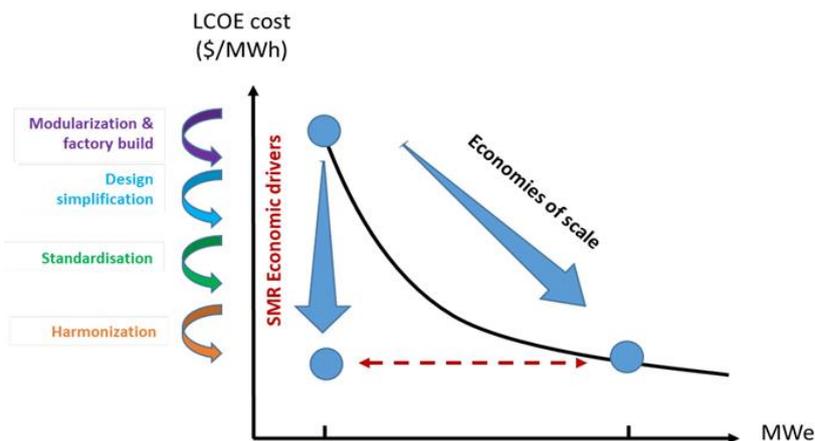


図 14 SMR でのコストダウン

(出所) OECD NEA (2020 年) ”Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders”

Generation IV タイプの SMR は、原子炉出口温度が高くなり、水素製造や熱利用など多目的な用途での期待もあり、カナダや英国の政府支援プログラムに採択されている。長期間原子炉の建設を行っていない欧米諸国では、各政府による開発プロジェクトは持続的な原子力技術の向上という点でも重要であり、それが多くのコンセプトの SMR の開発に繋がっている。日本、米国、カナダ、英国などを中心に、60-700 億円/年規模の各国政府の SMR 開発支援プロジェクトが進められてきている。

2030 年、2050 年の CN に対する SMR の貢献としては、OECD NEA (2016) の評価では 2035 年において最大シナリオでも 21 GWe、最小シナリオでは 1 GWe 以下と大きくはない。しかし、脱炭素化しにくいローカルに隔離された小規模グリッドには実用が期待できる。また、高温ガス炉などで水素製造の併用が可能なことも原理的に確認されており、SMR は原子力技術の

革新開発を持続するドライビングフォースとしての期待は大きい。

3.4 核燃料サイクルにより長期に持続可能な原子力発電

3.4.1 2030年原発依存度20～22%の実現

令和3(2021)年10月22日に閣議決定された第6次エネルギー基本計画(第5回改定)では、2013～2030年度の実質経済成長率を平均1.4%/年、2022年度以降を平均1.7%/年とした上で2030年度におけるエネルギー需給の見通しとして2013年度比23%減という大幅な省エネルギーを仮定し、最終エネルギー需要を石油換算で2億8,000万kℓ、電力需要を13%減の8,640億kWh、それに対する発電電力量を9,340億kWh、その20～22%を原子力発電に依存するとした。これにより再生可能エネルギーによる発電36～38%と合わせ低炭素電源比率が58%、一次エネルギーの自給率は30%強となり、温室効果ガスの排出量はエネルギー起源以外のCO₂排出、CO₂以外の温室効果ガス、さらに吸収源対策を考慮することにより2013年度比で46%削減できるとした。

このエネルギー需給見通しは目標とする46%削減と平仄の合う一つのシナリオを示しただけであって、それが実際に達成できるか否かは各分野の努力にかかっている。差し当たって原子力に期待される役割について具体的に検討してみる。原子力依存度を小さい側の20%で良いとすれば2030年度に期待される原子力発電電力量は；

$$9,340 \text{ 億 kWh} \times 20\% = 1,868 \text{ 億 kWh}$$

となる。これを生み出すための原子力設備容量は設備利用率に著しく依存し、所内率を4%とすれば；

$$1,868 \text{ 億 kWh} \div (8760\text{h} \times 0.70 \times 0.96) = 3,173 \text{ 万 kW}$$

$$1,868 \text{ 億 kWh} \div (8760\text{h} \times 0.80 \times 0.96) = 2,777 \text{ 万 kW}$$

$$1,868 \text{ 億 kWh} \div (8760\text{h} \times 0.90 \times 0.96) = 2,468 \text{ 万 kW}$$

などとなる。

図15を見れば分かる通り、運転停止している原子炉も利用率計算の分母(100%相当の発電設備規模)に算入しているため福島第一原発事故発生以後の利用率の実績は著しく低く、これを特異な期間として除外すれば我が国の原子力発電所の利用率は概ね60～80%の間にあり、代表値としては70%が妥当である。しかしこれは過去の成績であって、今後再稼働する原子炉は比較的新しいものばかりであり、欧米並みの利用率90%を目指す取り組みがなされることを反映すべきである。但し2030年度までには8年間しかなく、この間に到達できる利用率としては80%と想定するのが妥当である。これらの考察から、2030年度に必要な原子力設備容量(発電端定格出力の合計値)はひとまず2,777万kWであるとして検討を進める。

ところで、既に原子力規制委員会の許認可を得て実際に再稼働した10基と、同許可取得済みで再稼働準備中の7基、さらに再稼働または営業運転開始に向け許可申請済みで安全審査中のもの10基の合計10+7+10=27基の発電機出力合計は2,775万kWであり上記の

利用率 80% の場合の必要容量とほぼ一致する。この 27 基の中には 2030 年以前に最初の営業運転開始から起算して 40 年を超えるものが 8 基あり（川内 1・2 号、高浜 3・4 号、敦賀 2 号、浜岡 3 号、島根 2 号、泊 1 号）、それらを 60 年運転する許可をとれば、図 16 に示す通り利用率 80% で 2030 年の原子力依存度 20% を実現できることとなる。

つまり電力各社が再稼働を目指して許可申請済みの原子炉だけでエネルギー基本計画が求める 2030 年の原子力依存度 20~22% の幅に到達できることとなるから、この目標の実現可能性は高いと言える。

しかしこのことは原子力分野にとって再稼働許可申請済みの原子炉だけ十分であるということの意味しない。なぜなら我が国の一次エネルギー需要が今後 8 年間の内に 2013 年度比で 23% も下がるか、また温室効果ガス排出量削減のために電化を進めなければならない中で電力需要が同じく 13% も下がるかは疑問の余地があり、温室効果ガス排出量 46% 削減を達成するための原子力発電が再稼働許可申請済みだけで良いとはとても断定できるものではない。

さらに基準年を 2013 年として見かけ上削減率を大きくしていることは問題である。COP（国連気候変動枠組条約締約国会議）が求める世界の削減目標は、基準年を 2010 年として 45% 減としているが、我が国が基準とする 2013 年は過去最大の排出量となった年であり、2010 年より 8% 多いから、同一条件で世界と比べれば $46 - 8 = 38\%$ 減でしかなく、この点を批判されればまだまだ低炭素電源が不足していることとなる。つまり原子力発電の再稼働許可申請基数の増加と原子炉の供用期間の延長に注力すべきである。

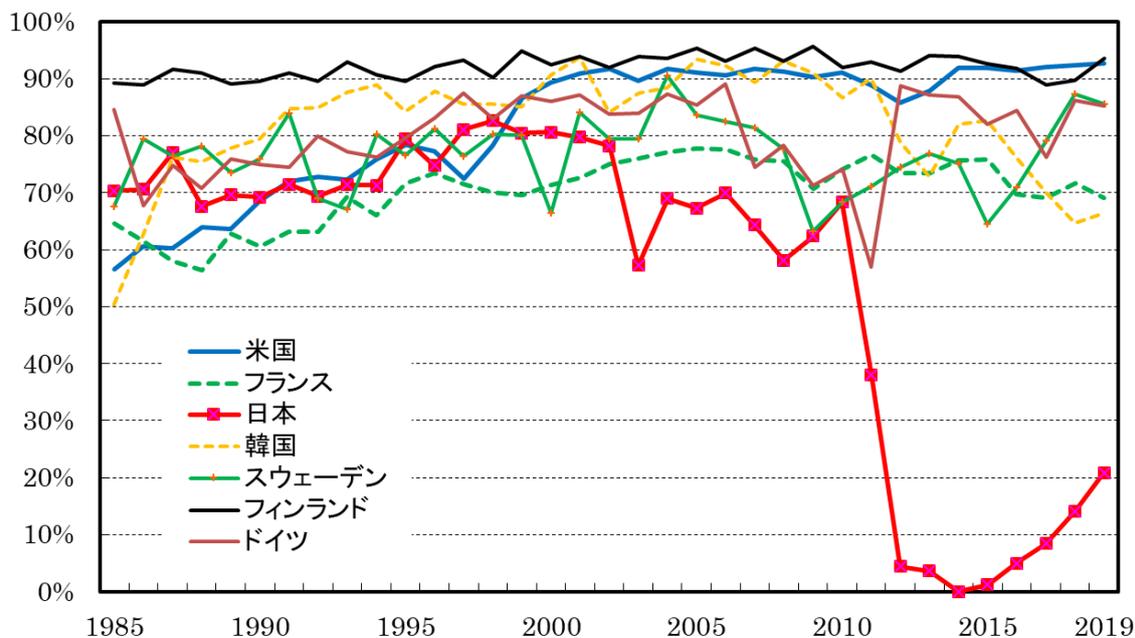


図 15 原子力発電の設備利用率の実績比較

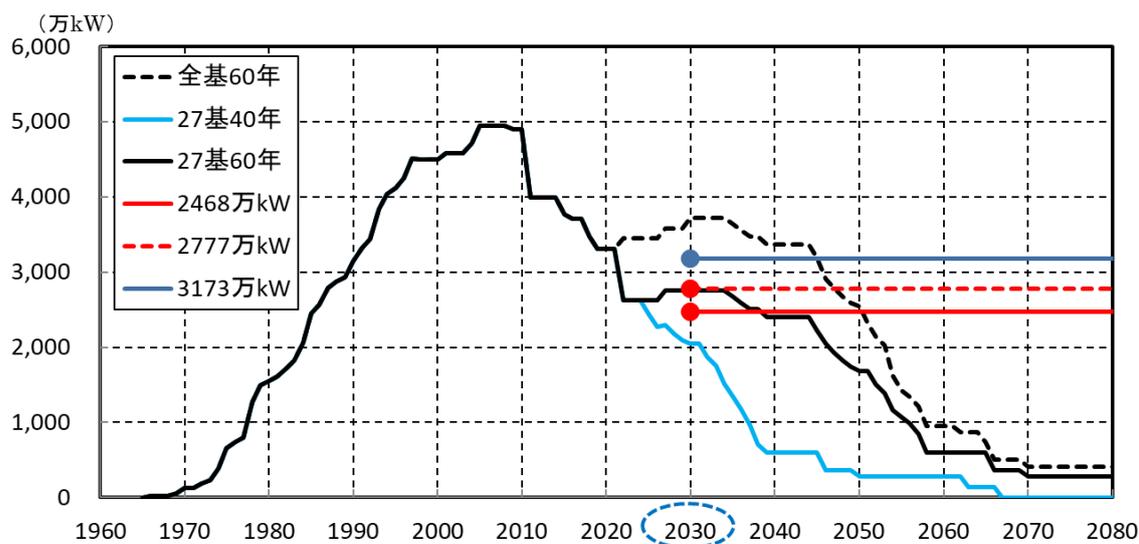


図 16 原子力発電の設備利用率の実績比較

3.4.2 2050 年に向けて原発依存度を可能な限り低減することの影響

次に第 6 次エネルギー基本計画は 2050 年のカーボンニュートラル実現への取り組み方針を示している。それは定性的な内容であるが、原子力の扱いは以下の通り矛盾する記述が存在し、どちらを目指すのかは不明確である。

- ・ 2050 年に向けて、「可能な限り原発依存度を低減する」
3ヶ所； P.7 の 1(1) P.26 の 4(3)② P.106 の 5(13)
- ・ 複数シナリオの選択肢として、「必要な規模を持続的に活用していく」
1ヶ所； P.24 の 4(2)

2050 年に向けて原子力依存度を可能な限り減らすのであれば、2030 年に原子力依存度 20%を実現した以降は既設炉の寿命延伸も新規建設も行わないこととなるから、図 17 に示す通り、それによる核燃料サイクル関連事業への影響は以下の通り甚大である；

- ・ 六ヶ所再処理工場と MOX 燃料加工工場は操業開始後 20 年程度で製品の行き場を失う
- ・ 六ヶ所再処理に続く第二再処理工場は有り得ない
- ・ その結果、むつ中間貯蔵施設で中間貯蔵される使用済燃料の行き先は無い
- ・ 大間、東京東通 1 号の使用済燃料も行き先が無い
- ・ 原子力発電が無くなるならば、ウラン濃縮工場の製品の行き先も無くなる
- ・ 青森県にとっては放射性廃棄物の仕事だけが延々と続く

過去に英仏へ使用済燃料の再処理を委託したことから生じる放射性廃棄物の返還は今後も続くから、六ヶ所サイトでの管理期間終了は 2050 年を大きく超える。

また、国内原子力発電所から搬入される低レベル放射性廃棄物の埋設処分は最後

の原子力発電所の廃炉工事終了まで続く

これまで原子力発電所と核燃料サイクル関連の多くの事業を受け入れてきた青森県にとって、県内に展開する原子力プロジェクト（原子力発電、核燃料サイクル、使用済み燃料中間貯蔵）を困難化し、廃棄物だけを受け入れる言わばごみ処分場としての仕事だけが延々と続く流れは承服しがたいものであって、使用済燃料と放射性廃棄物の受入れ拒否・返送要求を起こして我が国全体の原子力をさらに短命に終わらせ、エネルギー安全保障の問題を悪化させて将来世代を危機に陥れる恐れすらある。

更に原子力分野全体を見れば、原子力依存度を可能な限り減らすとのエネルギー政策は以下のような影響をもたらす；

- ・関係省庁は原子力の開発予算を確保し辛くなり、確保できたとしてもその用途はバックエンドに偏重する
- ・電力業界は原子力発電の為の投資行動はおろか既存設備の維持にすら乗り出せないこととなる
- ・原子力プラントメーカーやサプライチェーンの機器製造メーカーは原子力部門の要員と予算を縮小、或いは原子力分野からの撤退を目指す
- ・研究者は取り組むべきテーマの選択に苦慮し、開発的テーマは無くなり、後处理的テーマのみが残る
- ・若人は原子力分野に進む気になれず、教育機関は学生と予算を確保できなくなる

広く我が国全体への影響を見れば、既に本報告書の第1章に述べた通り、低炭素電源かつ準国産エネルギーである原子力の利用を可能な限り減らすという場合には以下の通り国家的な目標の実現を頓挫させる。

- ・カーボンニュートラルの実現は難しくなる
- ・輸入エネルギー（化石燃料+CCUS、ブルー水素）が増えエネルギー自給率が低下する
- ・系統安定化費用を考慮した総電力コストが増え、産業と家計を苦しめる

従って、2050年に向けて原子力依存度を可能な限り低減するとの政府方針は受け入れ難いものであるが、現在に至るまでその方針を見直す動きはない。

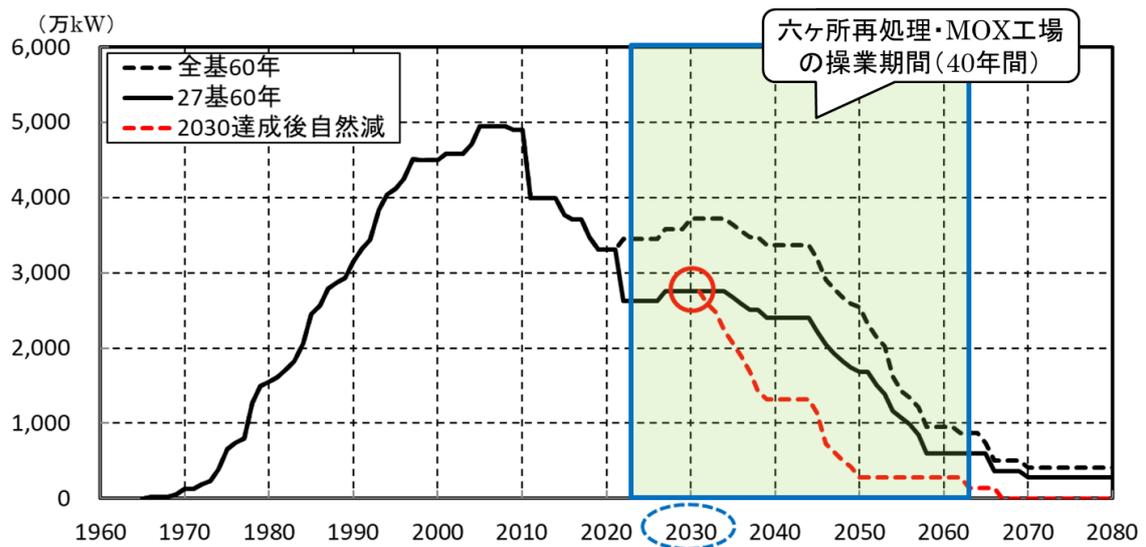


図 17 2050 年に向け原発依存度低減の影響

3.4.3 必要な規模の原子力を持続的に活用する方策

このようなエネルギー政策のままで良い訳はないが、政府が原子力利用の再興に舵を切る方針を示さないのであれば、原子力学会が、我が国のとるべき原子力利用の戦略を提案して、議論のきっかけとなることを期待するものである。

そのためにはまず 2050 年以降も維持すべき原子力発電容量を想定しなければならないが、今世紀後半の我が国の経済規模を推定して最終エネルギー需要の規模 (J/年) を求め、それに占める電力比率 (電化率) を想定し、その中で原子力発電依存度を提示して必要な原子力発電設備容量の絶対値 (kW) を算出するプロセスは極めて多くの仮定と恣意的な設定を必要とする。例えば最終エネルギー需要の一部しか分担できない電力供給についてエネルギー基本計画が 2030 年の低炭素電源比率を 58% としたことから、全排出源を考慮してカーボンニュートラルを実現するためには少なくとも概ね 2 倍の原子力発電容量が必要ということが一つのシナリオとなる。しかしこのような想定には様々な考え方があり得て信頼できる数値を提示することは難しい。従って最も控え目な想定として、エネルギー基本計画の 2030 年の需給見通しに基づく原子力発電容量 2,777 万 kW 程度を 2050 年以降も持続的に維持するものとして以下に検討を進める。

図 16 に示した通り、2050 年頃の我が国の原子力発電は、再稼働の安全審査を未申請のものも含む既設炉 33 基と建設工事中の 3 基が全て稼働し、全て海外並みに供用期間を 60 年、設備利用率 90% で運用されていると仮定してすら、この 2050 年を超えると 2,468 万 kW (利用率 90% で原子力依存度 20% を満たす設備容量; 図 16 参照) を下回って来る。そこで、少なくともこの時期までに対策が必要である。残された時間は 30 年近くあるから新增設によるリプレースは可能であろう。この原子力規模を一定に保つためには図 18 に示す通り、リプレースのピッチ (速さ) として 150 万 kW/年が必要で、大型炉を次々と運転開始し

なければ間に合わないものである。

一方 2050 年以降、即ち今世紀後半には新興国の原子力導入で世界の原子力発電規模が増大するというのが多くの権威ある国際機関の推定である。従って今世紀後半にはウランの市場価格は高騰する可能性が高く、ウラン濃縮に依存する炉型の大規模導入は得策ではない。そのような市場の反応は今日ですら既に見ることができる（UxC 社の調査結果等を参照されたい）。国内には大量の劣化ウランが蓄積しており、ウラン 238 をプルトニウムに変えて燃料とする高速炉とその核燃料サイクルを利用して原子力を準国産から純国産とし、原子力を持続的に安定利用して我が国のエネルギー安全保障を強固なものとするのが可能である。それが残存する軽水炉のウラン調達に於ける牽制力ともなる。

しかし、高速炉とその核燃料サイクル技術の完成、実用化には時間がかかり、軽水炉での実績も考慮すると 2050 年の本格導入は苦しいものと予想する。これを例えば 2060 年とすれば、図 19 に示す通り既設炉の殆どを軽水炉でリプレースせざるを得ず、今世紀後半の我が国の原子力発電に占める高速炉の割合は大変に小さいものになってしまう。ロシア・中国・インドなどが今世紀前半に高速炉の本格導入を目指していることと比べ、甚だ劣位となり核燃料の手配は苦しい状況に陥る。

そこで、米国が進めているように、我が国も既設炉の供用期間を 80 年に延ばし、本格リプレース開始の必要時期を 2060 年に遅らせれば、高速炉とその核燃料サイクルの本格導入が間に合い、図 20 に示す通り今世紀後半の原子力発電の殆どを高速炉とすることができる。この場合の天然ウラン需要を図 21 に示したが、軽水炉のリプレースを遅らせて初装荷炉心の大規模ウラン需要を避け、2060 年からの新增設をすべて高速炉とした場合、我が国の累積天然ウラン需要は、既設炉の供用期間を 60 年のままで 2040 年から軽水炉でリプレースし、高速炉は 2050 年に本格導入できると仮定した場合の累積天然ウラン需要と変わらない。このことは大きな利点である。

我が国の将来にとって原子力の持続的活用が極めて有用であって、その原子力を長期にかつ安定して利用するためには、既設炉の供用期間を 80 年に延長し、その時間的余裕を使って 2060 年に高速炉とその核燃料サイクルの本格導入し、それ以降にはウラン濃縮依存の原子炉タイプの新規運転開始を禁止することが望ましい。2050 年を過ぎてからの六ヶ所 JMOX 燃料工場でのプルサーマル用 MOX 燃料加工は停止し、六ヶ所再処理工場で抽出されるプルトニウムは高速炉の初装荷燃料製造に向けることとなる。また分離プルトニウム保有量を増加させないために、軽水炉の使用済 MOX 燃料の PUREX 法による再処理と軽水炉へのリサイクルは避け、高速炉用の再処理工場（民間第二再処理工場）で再処理するまで中間貯蔵することにより国産エネルギー資源としてプルトニウムを温存することが適切である。さらに高速炉とその核燃料サイクルの技術は、核不拡散性が高く米国も開発を進める低除染・MA リサイクルが可能な乾式再処理技術と金属燃料高速炉の組み合わせとすることが適切である。従って日米の高速炉技術開発の協力は、エネルギー資源の乏しい我が国が核燃料サイクルをフル活用していくために大変に望ましい戦略と言えるものである。本格導入する高

速炉は 150 万 kW 規模の大型炉でなければならないが、その前に中規模の試験炉（実証炉）を先行して運転開始するステップを踏むべきで、当然それは国内建設しなければ自らの技術として習得できないことに留意が必要である。

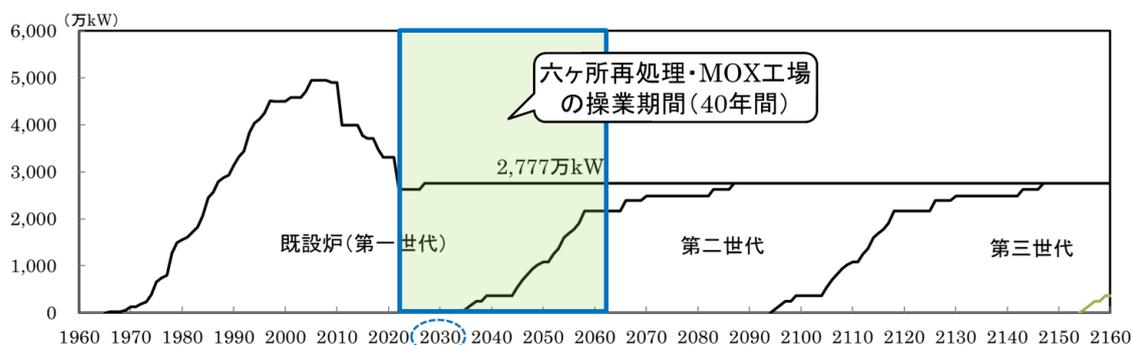


図 18 順次リプレースして原子力の規模を維持

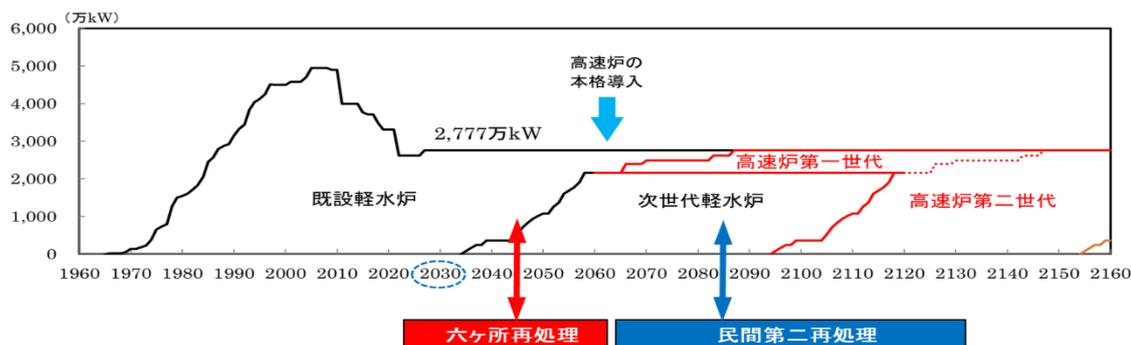


図 19 既設炉 60 年での高速炉導入

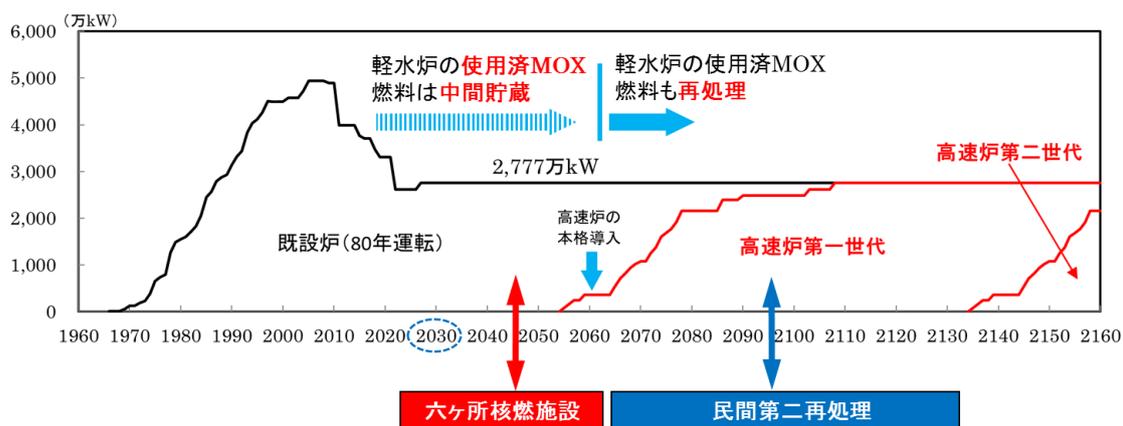


図 20 既設炉 80 年での高速炉導入

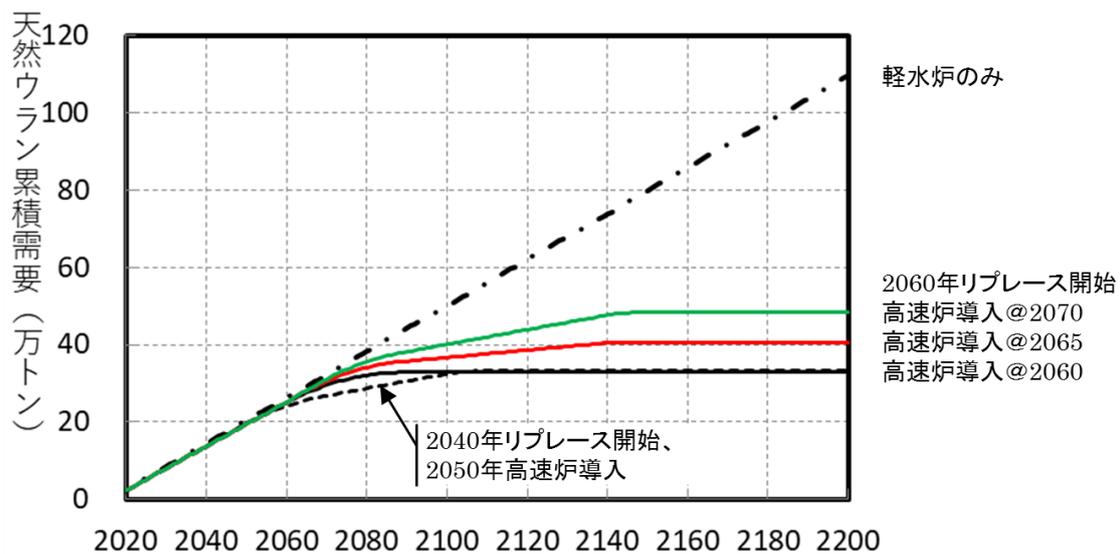


図 21 日本の天然ウラン累積需要

3.4.4 原子力発電の必要規模増加への対応

ところで以上の検討では、必要な原子力発電設備規模が 2030 年の利用率 80% で 2,777 万 kW がそのまま続くとの前提を置いている。しかし既に 3.4.1 の後半、並びに 3.4.3 の前半に述べた通り、2050 年にカーボンニュートラルを実現するために有力な低炭素電源である原子力を更に活用することが合理的であると考えられ、定量的導出は難しいものの概ね設備規模の倍増が必要になることをもう一つのシナリオとする。その場合の原子力発電の利用率の想定としては；

- ・相当先の 2050 年であることから、欧米並みの 90%
- ・原子力依存度が高まれば出力調整運転が必要だから仏国並の 70%

の二通りがあり得るが、ここでは要求される原子力発電規模が大きくなる側の 70% を使用する。原子力が出力調整をする理由が負荷変動対応のみならず、共存する電源がお天気任せの太陽光や風力であるから原子力の利用率はもっと下がるという考え方もあるが、これらの変動性再エネも蓄電池利用、水素製造、熱貯蔵などの工夫による出力調整ができなければ大量には導入が困難ということから、原子力の利用率として仏国並みの 70% と仮定する選択は的外れではないと考える。これより必要な原子力規模を；

$$3,173 \text{ 万 kW} \times 2 \approx 6,300 \text{ 万 kW} \quad (3.4.1 \text{ 参照})$$

とする。これを実現するための具体的な方策は段階的に；

- ・再稼働申請済みの 27 基 合計 2,775 万 kW ～2030 年
再稼働済み 10 基+許可済みだが未稼働 7 基+審査中 10 基
言い換えると、既設炉 25 基と建設中の 2 基（島根 3、大間）
- ・再稼働申請されていない 9 基 合計 963 万 kW ～2035 年
既設炉 8 基（40 年が近い既設炉が 1 基あり要注意；柏崎刈羽 1 号）
および着工後初期段階にある東京東通 1 号
- ・東日本大震災前に設置許可が申請され準備工事が始まっていたもの 4 基
敦賀 3・4 号、上関 1 号、川内 3 号
合計 604 万 kW ～2040 年
- ・電力会社より建設意志が公表された実績のあるもの 5 基
美浜 4 号、浜岡 6 号、東京東通 2 号、東北東通 2 号、上関 2 号
合計 713 万 kW ～2045 年
- ・N1、N2、N3 3 基 合計 450 万 kW ～2050 年
- ・N4、N5、N6 3 基 合計 450 万 kW ～2055 年
- ・N7、N8、N9 3 基 合計 450 万 kW ～2059 年

となり、全合計 6,405 万 kW に達し目標 6,300 万 kW を超えている。

2060 年までに営業運転開始後 80 年を超えるものが 4 基あるが（高浜 1・2 号、美浜 3 号、東海第二；合計 358 万 kW）、これらは、ほんの 5 年程度延長すれば 2060 年に期待できるし、そもそも許容運転期間を暦年で規定することに技術的意味は無く、定期検査などで炉停止している時間を除いた実運転時間ベースへ修正すれば全号機の供用期間を数十年延ばすことが出来る。

実名の無い新設炉（150 万 kW/基）の建設ペースは 5 年間ごとに 3 基であるが図 22 に示す通り最後に新規の原子炉が運転開始した 2005 年までの実績では過去の殆どの期間において毎年 1 基が運転開始しており、5 年間に 3 基のペースは可能と考える。

以上の想定に基づき 2060 年の直前までは軽水炉で原子力設備規模を拡大するイメージを図 23 に示す。2060 年以降の新規建設はウラン濃縮を必要とする炉型を避け、すべて高速炉としても相当量の軽水炉が残り、取替ウラン燃料需要は 22 世紀に入っても続くことになる。但し、軽水炉が増えたとしても今世紀後半の原子力設備の概ね半分は高速炉となっており、ウラン市場における価格交渉能力が棄損されることは無いと考える。

以上の通り我が国の原子力発電設備は、図 20 と図 23 の間に落ち着くものとなるだろうが、たとえ 2030 年に再稼働申請済みの原子炉だけで 2,777 万 kW を達成できるとしても、前もって 2020 年代後半には 2030 年の 46%排出削減が困難であることが明らかとなるであろうこと、2050 年のカーボンニュートラル実現には益々原子力発電の貢献が重要になることが推察されることから、原子力の設備容量を図 23 に向けて拡大して行くことが重要である。従って、ウラン燃料市場での価格支配力の維持と組み合わせた以下の炉型戦略が重要であ

る；

- ・再稼働の許可を得た原子炉は供用期間を先ず 60 年に延長すること
- ・既設軽水炉の再稼働申請を増やすこと
- ・大型次世代軽水炉の新規建設に取り組むこと
- ・原子炉の供用期間を米国並みに 80 年に延ばすこと
- ・高速炉とその核燃料サイクルの 2060 年本格導入を目指すこと

現在の原子力を取り巻く環境の中でこれらの戦略が実現可能かは議論があろうが、エネルギー資源の乏しい我が国の将来を危機に陥らせないために、原子力関係者はやがて原子力に求められるであろう役割を果たす準備に全力を注ぐべきである。

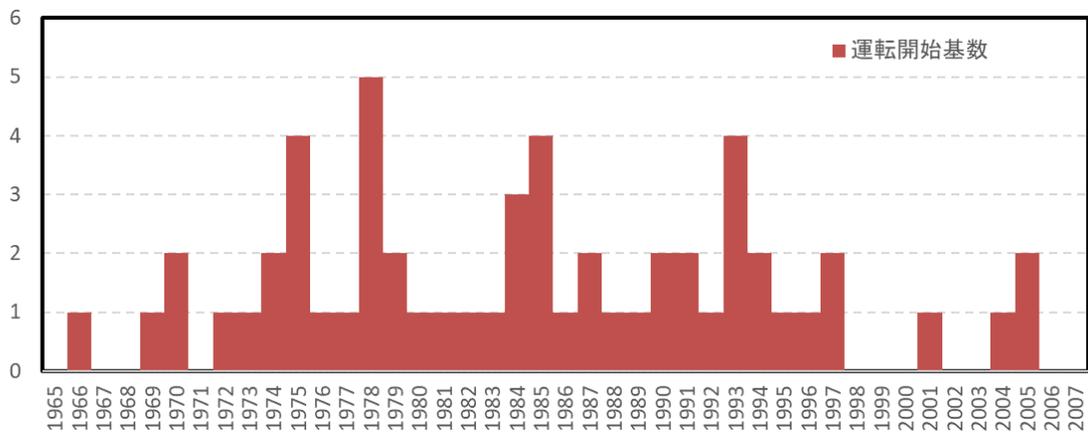


図 22 発電用原子炉の新規運転開始の実績

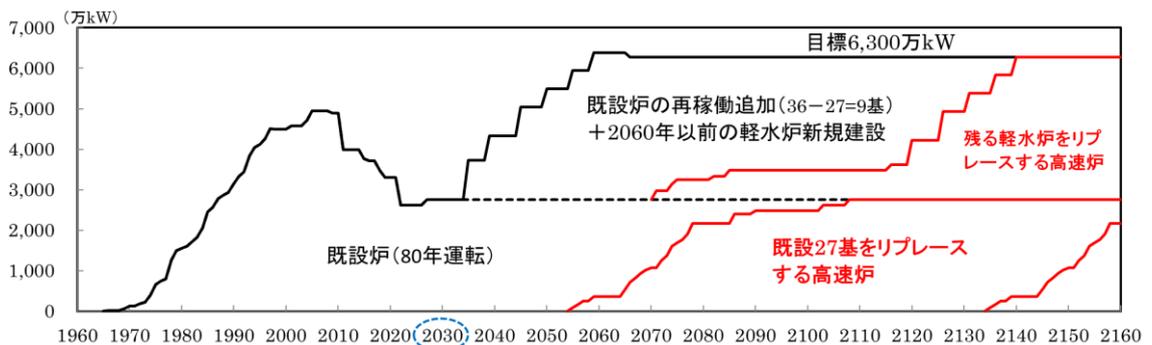


図 23 原子力設備規模の倍増への対応

3.5 原子力技術（放射線）の産業、医療、宇宙分野での応用

宿命的に大量の放射線や放射性物質を扱う原子力は、分野が独自に発展・開発した技術を他分野に適用することによって新たな応用分野を開拓し、あるいは他分野へ貢献してきた。放射線は極微の高密度エネルギーの塊であり、容易に物質に侵入し原子・分子のはじき出しや組成変化、核種変化などを引き起こし、さらに局所的にエネルギーを付与することで物質の性状を変化させることができる。これらにおいて、電磁波（光子：X線、 γ 線）、荷電粒子、中性子線、ミュオンなどは電離能力や飛程、物質変換特性などで放射線として異なる性質を有するため、それらの特性が適切に発揮できる場面で使い分けがされる。本節ではその中でも産業、医療、宇宙分野での原子力及び放射線技術の適用について説明する。これらの内容は原子力白書や原子力委員会報告書などからの抜粋を含む。

内閣府・原子力委員会は平成 29 年 8 月 29 日、2015 年度に実施した放射線利用の経済規模に関する調査結果を発表した。それによると、工業、医療、農業などの分野で放射線を利用した製品やサービスについて算定した市場価格の総額は 4 兆 3,698 億円に上り、2005 年度に実施した前回調査の 4 兆 1,117 億円の約 1.06 倍である。その内訳をみると、工業利用が最も多く 2 兆 2,210 億円（51%）、医療・医学利用が 1 兆 9,094 億円（44%）、農業利用が 2,393 億円（5%）だった。前回調査との比較では、工業利用のうちで 9,700 億円と最も多くを占める「半導体素子・集積回路」（中性子ドーピングなど）は、半導体加工の減少により約 1,000 億円縮小となった。アジアにおける半導体市場が成長し、国内の市場規模が縮小したものと分析している。一方で、医療・医学利用は前回調査比で 1.24 倍の大幅増、農業利用はほぼ横ばいだった。原子力発電や原子力機器の輸出など、エネルギー利用の経済規模もまとめており、2005 年度の前回調査で 4 兆 7,410 億円だったのに対し、2015 年度の調査では多くの原子力発電所が停止（2015 年度は 3 基のみ稼働）したことにより 842 億円と大幅に減少している。

上記の通り、原子力・放射線技術は、エネルギー生産のみならず、本節でまとめる通り、産業、医療、宇宙等の分野で目覚ましい社会貢献を行っている。

(1) 工業分野での利用

放射線の照射により材料改質（強度、耐熱性、耐摩耗性、電気伝導特性等）が行われている。例としては電子線によりゴムの重合を促して行う、自動車用ラジアルタイヤの高品質化、電子や中性子照射による半導体への不純物ドーピング、宝石の着色などである。半導体素子・集積回路への応用は上記のとおり大きい産業規模を有しているが縮小傾向となっている。このほか、部材や製品の厚さ、水分含有量等の精密測定、非破壊検査にも用いられる。最近ではコンクリート構造物の内部損傷や劣化状態の調査、製造工程管理、プラントの設備診断、航空機エンジンの摩耗検査・溶接部検査などにも γ 線や中性子線が広く利用されている。また、注射針等の医療機器、化粧品の原料や容器、マスク等の衛生用品の滅菌にも広く

用いられている。これらは中性子ラジオグラフィによる自動車エンジン内の動的な挙動解明や、宇宙線ミューオンによる火山や原子炉の内部構造の透視などに発展している。

(2) 農業分野での利用

植物に γ 線等を照射することにより多様な突然変異を作り、有用なものを選別することで効果的に農作物の品種改良を行うことが可能である。これまでに日本酒製造に適した米、病気に強い梨やリンゴ、花の色や形が多彩なバラやキクなど、多数の新品種が作り出されてきた。言うまでもなく米は国内での流通量の大きい製品のひとつであり、その意味で経済規模や社会的影響は大きい。

(3) 医療・医学利用

医療・医学分野では、治療と診断の両方において放射線が広く利用されている。CTやMRIによる病変の形態画像取得、PET、SPECTによる機能画像取得は既に日常的な診断方法である。これらは放射性同位体を用いる小規模な応用から始まり、電子やX線を用いる小型施設、陽子や重粒子線を用いる大規模な加速器施設を有するものへと発展し、最近はさらにそれらを小型化する流れとなっている。また、診断と治療を両方放射線により行い患者の生活の質を落とさず、かつ治療効果がきちんと把握できるように単一または複数の放射性薬剤を用いる「セラノスティックス」技術も発展している。

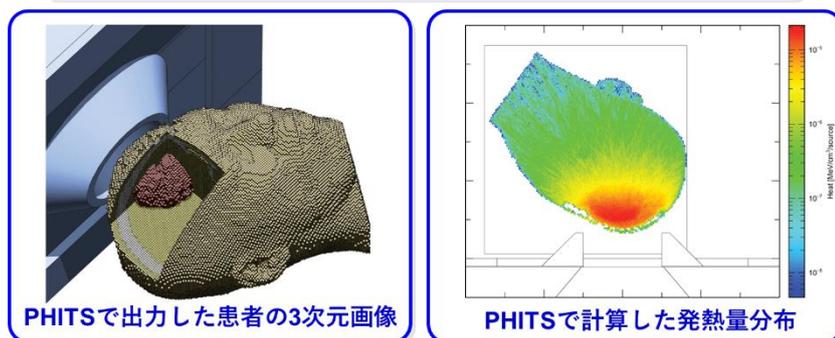
放射線治療分野では体内にドープする放射性同位元素や、外部からの粒子線(X線、 γ 線、陽子線、重粒子線)照射によるガン治療、 ^{10}B を含む特殊な薬剤をがん細胞に集積後、熱または熱外中性子を照射し、体内で起きる $^{10}\text{B}(n, \alpha)^7\text{Li}$ 反応による局所発熱を利用するBNCT(Boron Neutron-Capture Therapy)と呼ばれるガン治療が行われている。特にわが国では陽子または重粒子線を用いるがん治療が北海道から鹿児島まで24の施設で行われている。放射性同位体を用いる治療では、最近、 ^{225}Ac 等の α 放出核の利用が進んでいる。これによって他の手段では根治が困難であった前立腺がんが根治した例も報告されている(C. Kratochwil et al., J. Nucl. Med. 57 (2016)1941)。このような核種は鉛やビスマスなどの最も重い安定核種とトリウム、ウランの間にある稀核種であり、その効果的な製造方法が模索されている。また、放射線を治療や診断に用いる際に事前に患者の受ける線量を把握し、リスクとベネフィットの最適化を行う必要があるが、そのような計算を行う放射線輸送コードとして原子力分野が開発したPHITS(T. Sato et al, J. Nucl. Sci. Technol. 55(5-6), 684-690 (2018))あるいは同等のコードが広く用いられている。PHITSを用いるBNCT用治療計画システムの例を図24に示す。

放射線診断用に広く用いられてきた ^{99}Tc は従来は原子炉生成される核分裂生成物からミルキングにより生成されてきたが、最近は多くの原子炉施設がシャットダウンとなっているため加速器を用いる生成方法が模索されている。

BNCT用治療計画システム：JCDS

JAEA Computational Dosimetry System

- 原子力機構JRR-4で行われていたホウ素捕捉療法（BNCT）用の治療計画システム
- DICOMフォーマットのCTとMRIデータからPHITS入力ファイルを作成
- 腫瘍部分の定義などは、画像を元に各自が判断する必要有



H. Kumada et al. *J. Phys.: Conf. Ser.* **74**, 021010 (2007)

図 24 BNCT 用治療計画システムの例

(4) 宇宙分野での利用

宇宙における原子力・放射線技術の利用形態は、原子力電池、宇宙原子炉、核熱推進ロケットの 3 分野に大別される。宇宙での原子力及び関連技術は毎年 NETS (Nuclear and Emerging Technologies for Space) というシンポジウムが開催され、その成果が公開されている (<https://nets2021.ornl.gov/>)。

原子力電池は RTG (放射性同位元素熱電気転換器) として実用化されている。主として α 崩壊核種 ^{238}Pu (半減期 87.7 年) が用いられているが、これも ^{99}Tc と同様、各地の原子炉のシャットダウンにより供給が不安定化している。しかしなお、冥王星を含む太陽系の惑星調査を目的とする NASA の New Frontier 計画、将来の火星探索を目指す Flagship 計画等においても ^{238}Pu を用いる原子力電池の利用が検討されている。 ^{238}Pu を動力源とし 1977 年に打ち上げられたボイジャーからは現在も毎日データが届いており、2025 年頃まではデータが送られてくることが期待されている。ボイジャーは、電池の寿命が尽きるまで航行し、その後は天の川銀河の中心で周回を続けることになる (<https://www.afpbb.com/articles/-/3153900>) が、これは寿命の長い原子力電池の宇宙探索における長所を端的に表している。

宇宙原子炉は人工衛星に電力を供給するために、衛星とアームでつながった小型原子炉という形での利用が想定されている。30kg 程度の高濃縮ウランを用いて 15 年程度の運用期間、10W/cc 程度の発熱密度の炉が計画されている。

核熱推進ロケットは、水素やヘリウムガスのような推進剤を原子炉で加熱することにより、化学ロケットに比べて2〜3倍程度高い比推力（推力/(推進剤流量・重力加速度)）を得る設計が目指され、オバマ大統領が表明した火星有人探査計画で利用する案も計画されている。

3.6 SDGs への貢献

原子力技術は、エネルギー問題や気候変動問題に対する解決のみならず、3.5節に示した通り色々な分野に貢献している。それにも関わらず、2021年の原子力文化財団のアンケート結果²⁹では、放射線に対するイメージとしては、否定的なイメージの「危険」68.3%・「不安」44.6%と、肯定的なイメージの「役に立つ」21.7%・「必要」14.9%を大きく上回っている状況にある。また、原子力発電の利用に関しても、「即時廃止」7.5%・「徐々に廃止」52.8%と「原子力増加」2.2%、「維持」9.1%に比べ、多いのが現状である。

持続可能な未来を実現するために、2015年9月の国連サミットにおいて、今以上に豊かな暮らしの持続可能な世界の実現のためにSDGs³⁰として、17の目標が掲げられた。最近では、多くの団体や企業等がこの目標を達成するために、SDGsに向けた活動を実施しており、学校教育等においても取り入れられ、広く認識されるようになっている。

原子力技術（放射線）について、図25に示すように、17の目標に対して、12項目への大きく貢献していると言える。原子力に対する理解醸成において、SDGsに大きく貢献していることを広く発信していくことも、一つの手段と考える。

尚、IAEAがCOP26にて原子力のアピールのために、気候変動問題に対する原子力の重要性をまとめており³¹、その中にSDGsへの貢献を**エラー！ 参照元が見つかりません**のように、間接的なものも入れるとすべての項目に貢献するとまとめている。間接的な貢献を除けば、我々がまとめた12項目への貢献と合致するものである。

²⁹ 日本原子力文化財団「2021年度 原子力に関する世論調査」

³⁰ SDGsとは、2015年9月国連サミットで採択された、2030年までの開発目標であり、その内容は持続可能な世界を実現するための17の目標と169のターゲットから構成されている。「地球上の誰一人として取り残さない (leave no one behind)」をスローガンとし、貧困や飢餓、エネルギー、気候変動、平和的社会など、持続可能な開発のための諸目標達成を目標（先進国と途上国が一丸となって達成すべき目標）としたものである。

³¹ IAEA Nuclear Energy for a Net Zero World 2021

- 目標1 (貧困)
- 目標2 (飢餓) 土壌の肥沃度改善と作物の品種改良、害虫の不妊化
- 目標3 (保健) 診断、がん治療、放射性医薬品 (PET、骨シンチ等) 供給
- 目標4 (教育)
- 目標5 (平等)
- 目標6 (水・衛生) 淡水化、効率的な水管理
- 目標7 (エネルギー) 安価かつ信頼できる持続可能なエネルギーの提供
- 目標8 (経済成長と雇用) 経済成長 (半導体加工、ラジアルタイヤ製造等産業利用) に寄与、魅力ある雇用
- 目標9 (イノベーション) レジリエントなインフラ構築、技術革新
- 目標10 (不平等)
- 目標11 (持続可能な都市) 持続可能な都市計画に活用 (橋梁検査、多目的利用: エネルギー/医療最先端都市構想)
- 目標12 (持続可能な消費と生産) 天然資源節約、新資源の創出
- 目標13 (気候変動) CO₂削減による温暖化防止、大気汚染防止
- 目標14 (海洋資源) 海洋の環境影響調査、海洋資源のサーチに寄与
- 目標15 (陸上資源) 森林の持続可能/砂漠化への対処
- 目標16 (平和と公正)
- 目標17(実施手段) : グローバル・パートナーシップの活性化、IAEA加盟国: 171か国

図 25 原子力技術の SDGs への貢献例

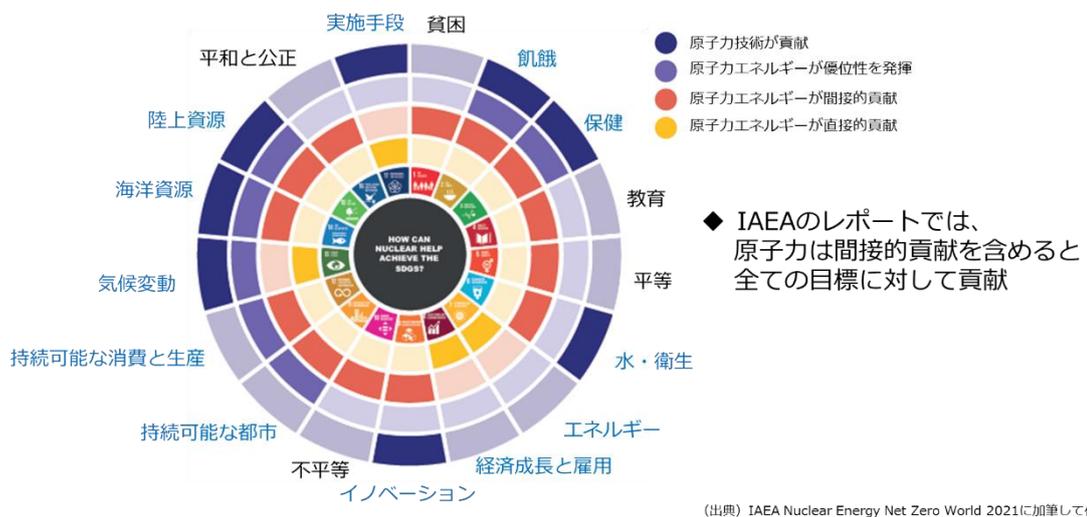


図 26 IAEA 整理の原子力の SDGs への貢献

4. 諸課題

主なポイント

- 原子力は、規制の強化と事業者の自主的努力の結果、安全性が格段に向上しており、社会の信頼を得ることにより、S+3E に優れた実績のある技術として持続可能な CN 社会実現に重要な役割を担う。
- 今後原子力利用を進めていくうえで、最大の課題は国民の理解であり、以下の方策を実施していくことが肝要である。これらについて原子力の総合的な専門的集団である日本原子力学会が、客観的な立場で事実関係を説明することが必要である。また、マスコミとのコミュニケーションも重要である。
 - (1) 原子力と他のエネルギー源のメリット・デメリットに関するエビデンスに基づいた比較説明
 - (2) 原子力関係者の信頼の確保（デメリット／リスクの丁寧な説明、継続的な安全運転実績の積上げ、高い倫理観の醸成等）
 - (3) 新規制基準に適合する原発の安全性に対する理解の向上
 - (4) 福島第一原発の廃炉作業への取組と周辺地域の復興
 - (5) CN 実現や SDGs 達成には原子力が重要であることの理解醸成
- 我が国の原子力利用に対する将来ビジョンを明確にすることが、人材・技術の確保の観点から必要である。

4.1 原子力の課題と対応

原子力の課題としては、国民の理解と人材・技術の確保の2点があげられる。以下にその概要ととるべき対応について述べる。

4.1.1 国民理解の醸成

今後の原子力利用を進めていく上での最大の課題は、国民の理解が得られていないことである。国民の理解が得られないままでは、「可能な限り原発依存度を低減する。」とした国としての基本的な位置づけを見直すことは困難である。その結果、第6次エネルギー基本計画において原子力発電（原発）を「実用段階にある脱炭素電源として活用する。国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく。」としながらも、原子力発電所の新設やリプレースに言及することなく、既設炉の再稼働のみに頼る形となっている。現状の枠組みの中では、2050年には、「脱炭素電源として活用する」としている原子力発電が活用されない電力となってしまうことは、明らかである。このような論理的に矛盾した記載とせざるを得なかった最も大きな要因が、国民の理解が得られていないことといえる。

また、国民の理解が得られなければ、新規制基準に適合した原発の再稼働も困難となり、さらに再稼働した原発に対しても訴訟などによる運転停止に向けた活動が行われることと

なる。特に、原発立地地域の住民の理解が得られなければ、原発の運転を継続していくことは基本的には不可能といえる。

それでは、どのように理解醸成を図ればよいのだろうか。

(1) 科学技術はメリットとデメリットを比較して採否を判断

原子力技術（原子力工学）は複合的な専門分野の集合体であり、それら全てを理解することは難しく、また、その必要は無い。例えば、飛行機（航空機）の利用を考えてみると、一般の利用者は、その動作原理や機構を全て理解はしていないが、その利用によるメリットとデメリット（ベネフィットとリスク）を「自分なりに」理解した上で、利用の判断をしているものといえる。その判断の際に大きな影響を与えるのが、利用する航空会社（あるいは航空機メーカー）の信頼性である。もちろん、航空機の導入時には、基本的な原理についての理解がなければ、怖くて乗れないという人が多数いたとは思いますが、長年当たり前のように安全に運航をして、信頼が得られた後は、多くの方は、基本的な原理についてほとんど気にせずに利用しているといえる。また、移動時間短縮というメリットを利用者が直接感じる事が出来るため、航空機事故により犠牲者が多数発生するというデメリットが明示された場合でも、一時的に利用者が減少はするが、やがて回復していくこととなる。

一方、原子力発電に関しては、利用開始から半世紀以上が経ており、また福島第一原発事故の発生により放射線影響に関する知識が広まったとはいえるが、航空機の導入期に見られた「よくわからないから怖い」という人と、「(原理等は) わかっているけど、事故があったから怖い」という人がいる。前者に対しては、基本的な原理や利用のメリットとデメリットをエビデンスに基づいた説明を行い、それらをもとに「自分なりに」利用の可否判断ができるように理解を進めてもらうことが必要である。特に、人類の大きな課題である地球温暖化対策としての原子力利用のメリットについては、他のエネルギー源との丁寧な比較を行い理解してもらう必要がある。なお、このような理解が進んだからといって、必ずしも利用を可と判断するようになるとは限らないことは認識しておくべきである。

また、後者に対しては、原子力関係者の信頼を得ることがまずは必要となる。そのためには、デメリット（リスク）も含めた現状を丁寧に説明するとともに、原発をはじめとする原子力施設の安全な運転を粛々と継続することが必要である。また、関係者の倫理的な行動もあわせて必要であり、関係機関における倫理教育の充実が求められる。原子力発電事業者の安全重視の姿勢が最も重要とされる中、幾つか不祥事が発生したことは国民理解と地元同意を妨げ、再稼働が進まない原因となっている。カーボンニュートラルを標榜する国のエネルギー政策に応じて、本来ならば原子力が稼働し様々な取り組み（利用率向上と負荷追従の両面で能力発揮）を行うことで大いに貢献するべきところ、原子力発電事業者の信頼性を失わせる事態が発生している。東京電力HDの柏崎刈羽原発や関西電力の高浜町対応などの不祥事は撲滅せねばならない。

(2) 新規制基準に適合する原発の安全性向上の説明

福島第一原発事故前と比べ、新規制基準に基づき再稼働を許可された原子力発電所の安全性が圧倒的に向上したことの解説が重要である。

福島第一原発は 1,000 年に一度襲い掛かる巨大津波によって炉心損傷はおろか、格納容器機能喪失、大量の放射性物質の環境放出を発生した。この放射性物質による直接的な死者はいなかったものの、福島県浜通りの立地 4 町と避難指示区域を持った周辺自治体 9 市町村の事故発生当時の人口合計 26 万 6 千人に対して、避難行動に起因した震災関連死は 2,100 人を超えており、これを全て原発事故によるものと仮定すれば格納容器機能喪失後の条件付き死亡確率は概ね 1%。従って巨大津波の発生頻度 10^{-3} /年と掛け合わせれば福島第一原発事故の結果から試算される死亡リスクは 10^{-5} /年となり、国際標準となっている安全目標 10^{-6} /年を満足していなかったことになる。

一方、新規制基準に基づく安全審査を通った原子力プラントが、福島第一原発での Cs^{137} 環境放出量の 1/100 である 100TBq を超える放出の頻度は 10^{-6} /年とすることが求められているが、このような環境放出であれば周辺住民の長期にわたる避難行動は不要と予想されるものの、福島第一原発事故での条件付き死亡確率をそのまま適用したとしても、運転再開プラントによる周辺住民の死亡確率は 10^{-8} /年、即ちリスクは福島第一原発と比べ 1/1000 に減っている。しかもこの計算は、その過程を見れば分かる通り極端な保守性を含んでいる。

原子力学会と原子力関係者はこのような安全性向上について胸を張って世論に訴えるべきである。原子力学会は既に Level-3 PRA の実施標準を策定している。原子力発電事業者はこれを用いて再稼働したプラントの評価を行い、社会に存在する他のリスク、即ち交通事故や転落・溺死などの不慮の事故や様々な疾病による死亡リスクと比較して 1/1000 に抑えられた世界共通の安全目標を下回っていることを世の中に示すべきである。特にマスコミとのコミュニケーションも重要である。

(3) 福島第一原発の廃炉進捗と周辺地域の復興

次に事故の甚大な影響を被った福島県浜通りの復興と福島第一原発の廃炉の進捗が必要である。前者は主として行政の取組、後者は東京電力 HD の取組である。

原子炉建屋の水素爆発で立ち上がる噴煙の写真と住民の過酷な避難生活、そして立ち入り規制の長期化で住民帰還が進まず荒廃した現地の映像を繰り返し流され目に焼き付けた国民にとっては、原子力事故の実像が原子力利用を象徴するイメージとなって容易には消え去らず、再稼働プラントの安全性向上の理解の妨げとなっている。

長い時間がかかるではあろうが福島第一原発のオンサイトの片付けと、オフサイトの活気ある復興は、それを和らげる効果がある筈である。マスコミは地域の被災経験を強調し続けるであろうし、この関連で原子力学会が貢献できることは多くはないかも知れないが、廃炉活動での技術的助言や福島特別プロジェクトの現地並びに消費地での風評被害抑制、関連する他学会との協力など活動を継続すべきである。

(4) カーボンニュートラル実現に原子力が必要なことの理解醸成

原子力抜きではカーボンニュートラルを実現できないことの解説、世の中への積極的な発信は重要である。

太陽光や風力は低出力密度の為に広大な設置面積を要し（風力発電は洋上にまで進出しなければならない）、これらの発電出力はお天気任せであること、水力やバイオマス、地熱には量的な限界があること、化石燃料はCCUSの立地に持続可能な容量の確保と周辺住民の理解醸成に難しさがあること、輸入水素は自給率を低下させること、また一次エネルギー供給全体を通したカーボンニュートラルの実現可能性にはシナリオさえ描けていない中で、原子力利用を欠くことなど理性的とは言えないこと、等々を丁寧に説明し続けることが必要である。原子力のインフラ、サプライチェーンを失ってから国民が気付くのでは遅過ぎる。

以上(1)～(4)に係わる理解醸成においては、説明者が各分野の専門的な知見を有していることが必要であることから、原子力の総合的な専門家集団である本会（日本原子力学会）が客観的な立場で事実関係を説明することが有用といえる。また、原子力利用に批判的な立場の有識者も交えた公開討論等を本会が開催するというのも有用と思われる。

なお、上記(1)～(4)に関する国民理解が進んだとしても、現下の情勢では、電力会社にとって原子力の新規建設に魅力は無いものと考えられる。リプレースして原子力発電を維持すべきところ、新增設に踏み出せない環境を改善しなければならず、立ちはだかる様々な課題・障壁の打開策が必要であり、それは関係省庁と電力業界の役割が重要である。

4.1.2 人材・技術の確保

前項で述べたように、第6次エネルギー基本計画においても原発の新設やリプレースに関する言及はなく、長期的にみると「原発依存度を低減する」方針の下、やがて原子力発電は存在し得なくなる。そのような将来性のない分野からは優秀な人材が流出するとともに、新しい人材が流入することもなく、その結果、必要な技術力が失われてしまう。現実問題として、世界トップのシェアを有していた日本の原発部材メーカーが、原発事故以降は生産量が激減し、その技術を維持できない状態となりつつある。日本が、原子力エネルギーを将来においても必要な選択肢であると位置づけているのならば、その選択肢が維持できるような環境を、国として整備するべきである。

人材及び技術の維持のためには、実際のものづくりを行い、それを利用（運転管理）していくことが必要である。そのためには、国内の事業者や企業間での連携を図り、ものづくりや利用の経験を多くの人々が共有することが有用である。また、原子力利用を推進している海外との協力体制を構築し人と技術の国際交流を進めることや、技術力向上に向けた研究開発の実施、大学及び研究機関との連携強化も進めるべきである。なお、根本的には、我が国の原子力利用に関して、その将来ビジョンを明確に示し、学生等の若い人たちにとって将来

性と魅力のある分野と認識してもらうことが必要と云える。

4.2 安全性向上の成果とその発信の仕方について

4.2.1 安全性向上の達成方策とその成果の評価

今後の原子力利用を進めていく上での最大の課題は、国民の理解を得られていないことであるが、わけても安全性に関する理解と信頼を得ることが最も必要である。福島第一原子力発電所事故の反省のもと、規制当局、事業者、関係自治体、関係学協会等は、その教訓を踏まえ、安全性向上に向けた多くの対応を行ってきたとされるが、それを理解するためには、原子力にとって安全性向上とは何か、そしてそれは成果としてどのように達成され、どのように示されるかが重要である。

原子力発電所に関して言えば、事故後新たに独立した規制機関として原子力規制委員会が設置されたこと、そして今回の事故の原因となった地震や津波等の外部事象に対する規制要求を強化するとともに、従来設計ベースとして想定していなかったシビアアクシデントに対する規制要求を追加したことが大きなステップである。この新規制基準に対して、原子力規制委員会は再稼働する原子力発電施設及びその運営管理体制が適合していることを詳細に確認して来ている事実がある。さらに、常に最新の知見に基づく安全規制を行うための枠組みを構築しており、必要に応じて、規制の見直しを進めている。

また、事業者においては、安全性に関する責任は一義的に事業者が有しているとの意識の下、規制基準の要求に適合すればそれだけで良いということではなく、弛まぬ安全性向上に向けた自主的な対応を実施しており、その状況を公開している。

これらに加え、関係自治体による常日頃の第三者的な安全確認や事故時に備えた住民避難の準備、また、学協会等によるガイドラインの策定や原子力に係る国際機関との連携等の安全性向上に向けた活動が行われている。

また、これに加えて、安全性の向上の度合いの把握や、安全対策を重点的に強化すべき分野の同定、安全対策の有効性の評価のためのアプローチとしてリスク評価手法の精緻化と活用が進められ、再稼働するプラントの安全性が如何に向上したかを定量的に示すことが可能となっている。

4.2.2 安全性向上の成果の評価事例

このような取り組みの結果、原子力施設の安全性は、従来よりも大きく向上している。再稼働したPWRプラントに対して、安全性向上の成果を示すリスク評価事例を示す。

(1) 再稼働プラントに盛り込まれた安全対策強化

新規制基準では、東北地方太平洋沖地震により福島第一原子力発電所に対する地震入力・津波入力が設計想定を超えたことより、基準地震動及び基準津波の見直しを要求しており、これに基づき個々の再稼働プラントは基準地震動の見直し（増大）と耐震対策の強化、基準

津波の見直し（増大）と防潮壁・溢水対策等の強化を実施している。

また、新規制基準では、福島第一原子力発電所の事故発生により炉心損傷及び格納容器經由大量の放射性物質の施設外放出が発生したことより、炉心損傷防止及び格納容器機能喪失防止対策として代替の冷却設備の設置と電源設備の強化を要求されている。再稼動プラントはこれらの対策を実装しており、また水素爆発回避のための設備を設置している。

(2) 安全性向上対策の成果の評価

安全性の向上度合いや安全性対策の有効性を評価するために開発整備されてきたリスク評価手法を活用して再稼動 PWR プラントを評価した主要な知見は以下の通りである。

- ・原子力発電プラントのリスク評価の指標としては、炉心損傷リスク、格納容器機能喪失リスク、及び放射性物質の放出リスクがあり、また、リスクの起因としては施設内の故障や事故に起因する内的事象と、地震や津波等の自然現象等に起因する外的事象とがあり、新規制基準の反映によりリスクがどの程度低減したかを検討した。
- ・内的事象は福島第一原子力発電事故前からリスクの低減がはかられており、外的事象のリスクレベルよりかなり低いレベルであったが、新規制基準対応の反映により炉心損傷リスクは 1/2 以下に、また、格納容器機能喪失リスクは約一桁低減した。
- ・一方、外的事象については、地震に対して炉心損傷リスクは約 1/3 に、また、格納容器機能喪失リスクは約 1/5 に低減した。また、津波に対して炉心損傷リスクは 1/10 以下に、格納容器機能喪失リスクは 1/100 以下に低減した。
- ・新規制基準の反映により内的事象も外的事象もともにリスクは低減したが、特に福島第一原子力発電所の事故の主要因となった津波に対して大幅にリスクが低減したことが分かる。
- ・またこれらの指標に対する規制委員会の性能目標との対応としては、新規制基準の反映により、炉心損傷リスクに対する性能目標である 10^{-4} /年の約二桁小さい値、格納容器機能喪失リスクに対しては性能目標である 10^{-5} /年の二桁近く小さい値と評価された。
- ・放射性物質の放出リスクについては、その指標である 4.1.1(2)項で述べた 100TBq を超える放出確率が格納容器機能喪失確率より小さくなることから、新規制基準の反映によりこの指標に対する性能目標である 10^{-6} /年より小さくなると評価された。

リスク評価手法は、今後更なる手法の整備やデータの拡充が期待されるが、成果の俯瞰的把握や重点対策分野の有効性評価には十分のレベルに到達していると考えられる。

4.2.3 安全性向上の成果の発信の仕方

上記のように安全性が向上しているものの、必ずしも国民には理解されていないものと考えられる。このことが、前節（4.1）で記載の原子力利用に対する国民の理解が醸成しないことの一因と考えられる。この状況を改善するためには、事業者等が実施している安全性

向上のための取り組みとその成果の発信の方法を見直す必要がある。

情報の発信に当たっては、その内容に応じて、誰に（対象者）、どのように（手段）伝えるのかを考えなくてはならない。原発の安全性向上の成果については、最終的には国民に理解してもらうことが必要であり、これまでも電力事業者が住民説明会などでの説明を行うとともに、ホームページへの説明資料の掲載等を実施している。しかしながら、このような発信では、関心のある一部のみにしか、情報が伝わらない。エネルギーとしての原子力利用は全ての国民に関わるものであり、その利用にかかる内容については、幅広い層の国民に理解してもらう必要がある。そのため手段としては、最近ではSNSの活用も考えられるが、やはり新聞やテレビといったマスメディアを活用した発信が有効と考える。ただし、マスメディア側の事情もあり、単に情報を提供したからと言って、それをそのまま発信してくれるわけではない。また、記者が原子力に関するすべての科学的知識を有しているわけではない。従って、発信する内容とそのタイミングが重要となる。

マスメディアを活用した情報発信の第一歩としては、まずは原子力関係者とマスメディア関係者との対話を進め、適切な信頼関係を構築することが肝要と考える。そのためには、両方で定期的な意見交換会を開催することが有効といえる。日本原子力学会が、そのような自由に意見交換を行える場を提供することが望ましい。これにより、両者の考えやニーズを共有することができ、適切なタイミングで適切な内容の情報発信が可能になる。また、このような活動については、一般に情報を公開して、透明性を確保しておくことも必要である。これに加えて、SNSなどを用いた情報発信を活用することにより、若い世代を含む幅広い層の国民への情報発信が実施できる。

5. カーボンニュートラル社会に向けた提言

2021年11月に開催されたCOP26ではグラスゴー気候合意が採択され、同合意では世界の平均気温上昇を産業革命前から1.5°Cに抑える努力を追求することが明記されるなど、国際的なカーボンニュートラル実現に向けた機運が高まっている。一方で、CO₂削減対策の中心となるエネルギー情勢においては、ウクライナ危機によるエネルギー価格高騰や物理的なエネルギー供給不足のリスクへの対応、脱炭素化への移行過程におけるエネルギー安定供給確保、再生可能エネルギー大量導入に伴うリスクへの対応、非電力部門の脱炭素化の加速化など、新たな課題に直面している。その中で原子力エネルギーは、これらの諸課題に対して、エネルギーセキュリティ強化、エネルギーコストの抑制、電力・非電力部門の脱炭素化、再エネとの共存、経済成長の実現、国際的なエネルギー技術協力の機会の創出など、多様な社会的価値を提供しうる技術である。

ネガティブエミッション技術、水素・アンモニアに必要とみられる技術の大部分が依然として実用化、成熟化、商業化しておらず、実現可能性には不確実性も大きく、一方で原子力はカーボンニュートラルを目指す社会の中で現実的に貢献可能な様々な価値を有する。まず安定供給の面では、ウラン燃料はエネルギー密度が高く、国内在庫で数年間の電力供給が可能であり、脱炭素化へのトランジションの中で、エネルギーセキュリティ確保の面で重要な役割を担う。また日本では、脱炭素化に向けて水素・アンモニア導入量を2050年に2千～3千万トンを想定しているが、その多くが輸入になる可能性もあり、エネルギー自給率向上やその価格交渉力の強化にも有力なオプションになりうる。また、国際的な脱炭素化の中で、天然ガスなどの特定のクリーン燃料や再エネなどクリーン技術製造に必要な鉱物資源への需要が高まることによるそれらのコスト上昇(グリーンインフレーション)のリスクを踏まえ、原子力を含めた多様な脱炭素技術オプションを保持することが大事になる。さらに原子力は国産技術であり、環境と経済の好循環を実現する上でも特別な意味を持つ。大部分の原子炉は国産化率9割に達し、国内企業に技術・ノウハウが集積され、原子力の新增設・リプレースは経済成長にも直接的に貢献する。また太陽光発電や風力発電の中国の世界シェアはそれぞれ5割以上を占め、再エネ主力電源化に際して、海外輸入の再エネへの依存度が高まれば、技術自給率の観点からみたエネルギーセキュリティが低下することを意味し、地政学的リスクの影響を受けることになる。国産技術によるエネルギー自給率向上が、エネルギーセキュリティや環境、経済のバランスからみても有益であり、また、国産技術を通じて国際的なエネルギー技術協力の機会にもなる。環境面では、原子力は運転時のCO₂排出はゼロであり、ライフサイクルでも太陽光発電より小さく、地球環境保全に貢献する。そして近年、再エネ大量導入により電力システムの安定性が国際的に問題となっているが、原子力はその電力システムにおける慣性力の提供とシステムの同期化力の維持を通じて、系統事故時の周波数低下リスクへの備えとなり、また、SMRも負荷追従性が高く再エネとの親和性も高い。

そして高速炉サイクル利用により、特にエネルギー資源に乏しい日本では、将来にわたる原子力エネルギー利用を可能とし、高レベル放射性廃棄物の減容化や有害度低減にも貢献

する重要な技術となる。経済性では、原子力発電コストは国際的にも依然として他の電源に比べてコスト競争力がある。日本では、2030年の再エネ比率36～38%実現下において、電力系統への統合コストの一部を含めた発電コストで見ると、事業用太陽光発電や陸上風力発電のコストは原子力発電コストよりも高く、再エネ主力電源化は電力コスト上昇リスクを高める可能性があり、再エネ導入拡大に際しては、国民負担を客観的に評価して導入目標を設定する必要があると考えられる。

エネルギー問題は2030年、2050年の視点に加えて、より長期での対応が必要になる資源枯渇問題や気候変動問題も踏まえて、より将来も見据えた上で検討する姿勢が大事であり、その中で、S+3Eに加え、日本の国益や安全保障、国際情勢など広範な視点から原子力エネルギーの価値を評価ならびに理解することが重要になる。

あとがき

本報告書は以下の分担にて執筆したものです。

まえがき

1. カーボンニュートラルに向けた動向とそれに対する考察
 - 1.1 カーボンニュートラルに向けた動向
 - 1.1.1 エネルギー・環境問題を巡る動向(小宮山主査)
 - 1.1.2 欧州の動向(下郡委員)
 - 1.2 目指すべきエネルギー政策
 - 1.2.1 エネルギー基本計画の改訂(駒野幹事、山口委員)
 - 1.2.2 シナリオ分析と経済評価(松尾委員、小宮山主査)
 - 1.2.3 科学的レビューメカニズム(木村委員、下郡委員)
 - 1.2.4 エネルギーと環境の評価軸(山口委員、堀尾委員)
 - 1.2.5 制度改革(小宮山主査)
2. カーボンニュートラルに向けた技術動向
 - 2.1 日本の再生可能エネルギーのポテンシャルと社会的受容性(尾羽委員、永井委員)
 - 2.2 CCUS とネガティブエミッション(黒沢オブザーバ、杉山委員)
 - 2.3 水素・アンモニア等(黒沢オブザーバ、堀オブザーバ)
 - 2.4 省エネルギー(永井委員)
 - 2.5 ARPA-E の取り組み(木村委員、下郡委員)
3. カーボンニュートラルや社会の持続発展に寄与する原子力
 - 3.1 再生可能エネルギーとの共存(駒野幹事)
 - 3.2 水素等の CN 燃料への原子力利用(堀オブザーバー)
 - 3.3 SMR/MMR の CN 社会への貢献の可能性(西野委員、駒野幹事、白木委員)
 - 3.4 核燃料サイクルにより長期に持続可能な原子力発電(田中委員)
 - 3.5 原子力技術(放射線)の産業、医療、宇宙分野での応用(千葉委員、上塚オブザーバ)
 - 3.6 SDGs への貢献(駒野幹事、千葉委員、白木委員)
4. 諸課題
 - 4.1 原子力の課題と対応(田中委員、中島委員)
 - 4.2 安全性向上の成果とその発信の仕方について(山内委員、中島委員、布目委員)
5. カーボンニュートラル社会に向けた提言(小宮山主査、山口委員)