



## 経済産業省は、なぜ自然エネルギー電力を5～6割にとどめようとするのか — 「再エネ100%で53.4円/kWh試算」を問う —

2021年6月10日  
公益財団法人 自然エネルギー財団

政府は、昨年10月に2050年カーボンニュートラル、本年4月には2030年温室効果ガス46～50%削減という新たな目標を宣言し、菅義偉総理大臣は、これらの目標達成に向け、自然エネルギー<sup>1</sup>の最大限の導入を進めるという意向を明らかにしている。

こうした中で、政府においてエネルギー政策を所管する経済産業省においても、自然エネルギー拡大をめざす一連の積極的な取り組みが開始されている。その一方で、昨年来、経済産業省は2050年の電力供給に占める自然エネルギー電力の割合を50～60%にとどめる案<sup>2</sup>を示し、本年5月13日の基本政策分科会においては、経済産業省の依頼を受けて、地球環境産業技術研究機構(RITE)が、自然エネルギー電力100%の場合には、「電力コストは、システム統合費用が増加し、53.4円/kWh」になるという試算結果を示した。

この試算を受けて、「再生可能エネルギーの割合を100%にした場合は、(発電)コストは今のおよそ4倍」などという報道がなされ、これを前提に「製造業が消える」などの議論も誘発している。

本年5月、国際エネルギー機関(IEA)が発表した報告書「2050年ネットゼロ」<sup>3</sup>では、2050年には世界全体で太陽光発電、風力発電を中心とする自然エネルギーが電力の9割近くを供給すると想定している。その背景にあるのが、自然エネルギー電力の劇的な価格低下であることは言うまでもない。欧州連合でも英国でも、2050年に80%以上90%近くまでの電力を自然エネルギーで供給する戦略が示されている<sup>4</sup>。経済産業省やRITEが展開している議論は、こうした世界的な動向から著しく乖離している。

RITEが示す「53.4円/kWh」というコストが、どのような前提で、何を根拠に得られたものか、基本政策分科会で示された資料では理解することが困難である。根拠が不明確なまま「53.4円/kWh」という数字は、メディアの報道の中ですでに独り歩きしている。このままでは、日本のエネルギー政策をめぐる建設的な議論を妨げることになりかねない。一日も早く、試算の根拠が明確に示されることを求めるが、以下、影響の重要性に鑑み、公開されている資料からわかる範囲での疑問を提示する。

---

<sup>1</sup> 政府の文書などでは「再生可能エネルギー」と表記されるが、本コメントでは引用文を除き「自然エネルギー」と表記する。

<sup>2</sup> 「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」2020年12月25日では、自然エネルギーで50～60%、原子力・CO<sub>2</sub>回収前提の火力発電で30～40%程度、水素・アンモニア発電は10%程度を「参考値」として示している。2021年6月2日に公表されたその改定案では、これらの電源構成を「議論を深めて行くに当たっての参考値としていた。」と過去形で記載し、掲載の図表からは電源割合の記載を除去している。この修正にどのような意図があるのかは不明である。

<sup>3</sup> IEA "Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector" May 2021

<sup>4</sup> 欧州連合の脱炭素戦略については自然エネルギー財団「脱炭素で先頭を走る欧州—2050年ゼロエミッションの戦略と技術」2020年12月9p参照。英国では気候変動委員会の報告書“The Sixth Carbon Budget The UK’s path to Net Zero”2020年12月の中で、2050年の変動型自然エネルギー電力割合を80%とし85%、90%という代替シナリオも提示している。

## ■「再エネ 100%で 53.4 円/kWh 試算」への疑問

### 1 なぜ同じく「曇天・無風期間」への対応を考慮した他の研究の 2 倍以上のコストになるのか

53.4 円/kWh というコストは、大別すれば、太陽光発電や風力発電自体の導入に関わる発電コストと、これを電力系統に接続し安定的な電力供給を保つために必要とされる「統合費用」にわけられる。後述するように RITE の試算では自然エネルギーの発電コスト自体が高く見積もられ、これに加え、統合費用が特に高コストに推計されている。

第 1 に疑問が生ずるのは、今回の RITE の試算が、なぜ同じく自然エネルギー100%を想定して統合費用を計算した他のスタディの 2 倍以上のコストになるのか、という点である。

RITE の説明資料では、今回の試算において、電力系統の統合費用分析には日本エネルギー経済研究所 (IEEJ) が協力したと明記されている。その IEEJ が、昨年 12 月 14 日の基本政策分科会で行った報告<sup>5</sup>では、自然エネルギー100%を想定したケースの発電コストを、統合費用も含め 25 円/kWh とする結果を示している。RITE の試算も IEEJ の試算も、「曇天・無風期間」と呼ばれるものの存在を想定している。ここで、「曇天・無風期間」とは、年に 1 回か 2 回、発生する可能性のある、太陽光も風力も殆ど発電しない期間のことである。

後述するように、当財団は「曇天・無風期間」への対応を考慮したとしても、発電コストが 25 円/kWh という水準には達しないと考えているが、RITE の試算は IEEJ の試算したコストに比べても 2 倍以上というレベルである。協力者のスタディとも大きく異なる結果になった理由は示されていない。

一つの可能性は、IEEJ の試算が年間の平均的な電力コストであるのに対し、RITE の示す 53.4 円/kWh は「曇天・無風期間」において、日本全体で太陽光や風力が殆ど発電しない例外的な状況に対応するために利用された、何らかの発電で発生する長期限界費用を示している、ということである。仮にそうであったとしても、長期限界費用が電力コストとなるかどうかは、制度の設計次第である。長期限界費用を電力コストとする議論は誤解を招く。

そもそも「統合費用」の定義自体、いまだ確定的に定まったものはない。昨年 12 月の IEEJ の報告の中では、統合費用の区分として、バランスコスト、グリッド増強コスト、プロフィールコスト、その他の 4 つを示し明確化を試みている。しかし、これらの区分ごとの数値は公表されていない。RITE の今回の試算では、区分ごとの数値が明らかにされていないだけでなく、そもそもどのような要素を統合費用に入れているのかも明らかになっていない。

脱炭素化シナリオに関し、建設的な議論が可能になるよう、これらの点について明確な説明が行われることを求めたい。

### 2 「曇天・無風期間」への対応には高コストが必要なのか

第 2 の疑問は、RITE の試算が前提とする「曇天・無風期間」への対応には、そもそも莫大な追加コストを要するのか、と言う点である。今回の試算で、RITE がどの程度の期間の「曇天・無風期間」を想定したのか、これへの対応として、どのくらいの電力量を、どのような方法で供給すると想定してコストを計算したのか、データが示されていない。

<sup>5</sup> 日本エネルギー経済研究所 松尾雄司「変動性再生可能エネルギー大量導入時の電力部門の経済性評価」

これまでの気象データをもとにすれば、一定の期間、太陽光発電、風力発電の発電量が同時に減少する期間が存在することは確かであり、自然エネルギー100%のシステムでの対応を検討する必要があること自体は間違いない。

財団が、本年3月に公表した「脱炭素の日本への自然エネルギー100%戦略」においては、「2019年、2018年の全国の風力、太陽光発電の発電プロファイルを調べると、風力発電の出力が定格の10%以下になるのは、最大で96時間継続した。しかし、太陽光と風力を合計した出力が10%以下になるのは、最大で18時間にとどまった。」とする調査結果を示している。

財団の提案する100%シナリオは、ドイツのシンクタンクであるアゴラ・エナジーヴェンデ、フィンランドのラッペンランタ工科大学と共同で行った研究<sup>6</sup>をもとにしたものである。この研究では全国（沖縄を除く）を9地域にわけ年間8760時間について、1時間毎の電力需給シミュレーションを行っている。その中では、「曇天・無風期間」への対応も含め、電力需給バランスの確保が、①変動型発電の発電量に応じて調整できる柔軟な需要の活用、②気象条件に関わりのない発電、そして③蓄電の組み合わせにより可能となっている。

柔軟な需要の代表例はグリーン水素を製造するエレクトロライザーの電力需要である。またEVバッテリーの充電時間のシフトなど、デマンドレスポンスの可能性も大きい。これによって対応すべき電力需要の量が削減される。発電側では、22GWの水力発電、52GWのバイオガス・グリーン合成燃料（メタン）を使用する発電・コージェネレーション設備、5GWのバイオマス発電を想定している。また風況が悪い中でも、少なくとも風力発電は全国のどこかでは発電しており、最低でも5GWになる。これらを合計すると84GWに達する。蓄電用の設備としては、87GWのバッテリー（産業、家庭部門などに設置される自家消費も兼ねたプロシューマー型の設備も含む）、30GWの揚水発電に加え、EVのバッテリーの活用も想定している。

これらの設備は、「曇天・無風期間」のために追加的に必要になるものではなく、したがって追加的なコストは発生しない。「曇天・無風期間」は、自然エネルギー100%を不可能にするものでも、異様なコスト高騰の原因となるものではない。

### 3 なぜ経済産業省の想定よりも高い太陽光発電などのコストを前提とするのか

RITEの試算では、太陽光発電や風力発電のコスト自体も相当程度高く設定されている。RITEの資料によれば、基本となる「参考値ケース」において2050年の太陽光発電は10～17円/kWh、風力発電は11～20円/kWhになると想定している。

経済産業省は、太陽光発電については、2025年で7円/kWh、風力発電は2030年に8～9円/kWhという価格目標を示している。現実にも、昨年後半には日本でも6～7円/kWhというレベルの安価な太陽光発電プロジェクトが実現している<sup>7</sup>。

RITEの試算は、太陽光発電、風力発電のコストは「各時点の導入設備ストックの平均的なコストであり、当該時点に導入される新設設備に限ったコスト」ではないと説明している。そうであったとしても、2025年、2030年には既に10円/kWhを下回っているのに、それから20年以上あとの2050年時点の平均コストが10～17円/kWh、11～20円/kWhになる合理的な説明にはなっていない。

<sup>6</sup> "Renewable pathways to climate-neutral Japan" 2021年3月

<sup>7</sup> "BloombergNEF, Levelized Cost of Electricity 2020 2H (December 2020) (subscription required)"

また、RITE の試算は、土地利用や自然的条件の制約により太陽光発電、風力発電に合計 1050TWh の供給上限があり、導入が進むにつれて急激に発電コストが上昇する、という想定を置いている。しかし、環境省が行った導入ポテンシャル調査<sup>8</sup>においても、国内の民間調査機関<sup>9</sup>、更には IEA のレポート<sup>10</sup>でも、太陽光発電、風力発電について、RITE が根拠とする供給上限を大幅に上回る導入が可能と推計されている。導入が進むほど、学習効果などによって自然エネルギーの発電コストが劇的に低下してきているのが、世界で起きている現実である。発電コストが急上昇するというのであれば、供給曲線や供給上限を想定した根拠をデータとあわせて示すべきである。

以上に指摘した 3 点以外にも、今回の試算は、統合費用を外生的に与えていることから、使用された「DNE21+」モデルにおいて、太陽光発電や風力発電の時間ごとの発電量プロファイルなどを直接考慮してシミュレーションされたのかという疑問もある。RITE の試算では統合費用を「東大-IEEJ」電源構成モデルの分析により時間変動を含めたシミュレーションを行い、電力システム費用の上昇分を DNE21+の結果に活用したとしている。これは、DNE21+自体は時間ごとの細かな発電量プロファイル（例えば 1 時間ごと）を用いた分析を行っていないことを意味しており、変動型自然エネルギーを供給力とするエネルギーシステムの議論を行うためのツールとして妥当なのかという点に疑念が生じる。

これについて RITE 自身も、DNE21+のモデルの特徴を、「エネルギーの輸出入の量・価格の整合性を有しながら世界全体を評価できる特徴を有する」一方で、「日本におけるより詳細な分析は、別途、より詳細な制約などを考慮しつつ実施することが求められる」としている。自然エネルギーが主力となる時代における日本のエネルギー基本計画の議論を DNE21+によって得られたシミュレーション結果のみから行うことには相当な無理があると言えるのではないだろうか。

## ■「原子力と CCS 付き火力で 3～4 割の供給」は現実的なのか

経済産業省は、「50～60%は参考値である」「試算結果は前提次第で変わる」などと弁明しながら、6 月 3 日に公表された「グリーン成長戦略」改訂案<sup>11</sup>では、この RITE の試算を根拠に、「政策の選択肢を狭めることなく、最大限導入する再生可能エネルギーの他、原子力、水素・アンモニア、CCUS/カーボンリサイクルなど脱炭素化のあらゆる選択肢を追求する重要性が示唆された。」と記載し、原子力発電や CCS 付き火力発電の利用継続を合理化している。しかし、原子力発電と CCS 付き火力発電で 2050 年の電力の 3～4 割を供給するというシナリオは現実的なものなのだろうか。

## ■原子力発電 1000 万～2000 万 kW の新設は可能なのか

RITE のシナリオにおいては、日本の脱炭素化を担う電源として、発電電力量の 10%（参考値など 5 シナリオ）あるいは 20%（原子力活用シナリオ）もの原子力発電の利用を想定している<sup>12</sup>。い

<sup>8</sup> 環境省「2019 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

<sup>9</sup> 資源総合システム資源総合システム「市場における 2030・2050 にむけた太陽光発電導入予測」2019

<sup>10</sup> IEA, Offshore Wind Outlook 2019

<sup>11</sup> 「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略（案）」2021 年 6 月 2 日

<sup>12</sup> IEA の「2050 年ネットゼロ」レポートでは、世界における原子力発電のシェアは 2020 年の 18%から、2050 年には

うまでもないが 2050 年の電力シナリオは、2050 年には可能でもその 10 年後には不可能になる、  
というものであってはならない。

経済産業省の資料<sup>13</sup>によれば、廃炉が決定されたものを除き、①全ての既存原発が再稼働し、②  
全ての原発が例外のはずの 60 年運転を行い、③建設が中断、ほぼ未着工の新設原発 3 基が全て完  
成する、という 3 つの極端な想定をしても、原子力発電の設備容量は 2050 年には 2,374 万 kW ま  
で減少し、更に 2050 年代に廃炉が続き、2060 年には、956 万 kW まで落ち込む。この設備容量で  
は、経済産業省が想定する過去の実績（2001～2010 年平均 67.8%）を大きく上回る 80%という高  
い設備利用率<sup>14</sup>が実現したとしても、2060 年には電力需要の 5%程度の供給しかできない。これ  
らの無理な想定をやめれば、実際に供給可能なのは、せいぜい 2～3%にとどまるだろう。

10%、20%の供給を 2050 年以降も実現しようとするれば、1000 万 kW から 2000 万 kW もの原発  
の新設が必要になる。東京電力福島第一原子力発電所の悲惨な事故を経験し、いまだ事故のもたら  
した多くの問題の解決がなされていない日本で、このような原発の新設に社会的な合意が得られる  
とは到底思えない。更に、現在でも太陽光発電、風力発電の 4 倍以上という発電コストの高さとい  
う課題からも逃れられない<sup>15</sup>。

## ■ 毎年 2 億トン以上の CO<sub>2</sub> 海外輸出は可能なのか

また、今回の RITE の試算では、発電量の 20～35%もの CCS 付き火力発電の活用を想定してい  
る。産業部門での化石燃料の利用も想定しているため、ここでも CCS が必要になり、その結果、  
毎年 2 億 3 千万トンから 2 億 8 千万トンもの大量の二酸化炭素を海外に輸出することを想定して  
いる。同様に想定されている国内での 9 千万トンから 2 億 7 千万トンの貯留も、いったいどこで行  
うのか、その実現可能性は不明だ。それ以上に東南アジア各国を含め世界全体での脱炭素化が求め  
られる中で、先進国の日本が国内で処理できないから他国に委ねる、という CO<sub>2</sub> 海外輸出戦略が  
国際的な理解を得られるのか、経済産業省だけではなく、「グリーン成長戦略」に名を連ねる各省  
は、真剣に議論しているのだろうか。

CCS の抱える問題は貯留場所確保の現実性だけではない。経済産業省は現在の CCS 付き火力の  
発電コストを 16～18 円/kWh と推計し、将来、13～15 円/kWh まで削減することを目標としてい  
る（今回の RITE の試算では 13～16 円を想定）。既に世界的に安価な発電コストが実現している自  
然エネルギーとは異なり、現在、世界で稼働している CCS 付き火力発電はただ一つ、カナダの小  
型火力発電所（11.5 万 kW）しかないのが現実である。経済産業省の掲げるコスト目標が実現可能  
か不明だが、仮にコスト低減が実現しても、現在の火力発電に CCS コストが上乗せされ割高な電  
源になることは間違いない。

---

10%まで減少するとしている。新設される原子力発電の多くは途上国になると想定されている。

<sup>13</sup> 経済産業省「2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」2020 年 12 月 21 日

<sup>14</sup> 80%という設備利用率は、再稼働した 9 基の直近の稼働率を根拠としている可能性がある。しかし、経済産業省がこ  
の資料で想定するのは、60 年への運転延長を行った老朽原発を 2050 年以降まで長期間、稼働させることであり、高い  
設備利用率の維持には困難が見込まれる。

<sup>15</sup> 小型原子炉（SMR）に今後の原子力発電の可能性を見出そうとする議論があるが、技術的に未確立であり、高コスト化  
という問題を解決できるものではない。例えば、マイケル・バーナード「小型モジュール式原子炉は、たいていが悪策  
だ」2021 年 5 月 参照。

これに加え、CCS 付き火力発電には、二酸化炭素回収装置をつけても、全ての排出量を回収することはできず、完全な脱炭素技術にはならない、という問題もある。IEA のレポートでは、CCS 付き火力発電からは約 100~140 g/kWh の二酸化炭素が排出されるとしている<sup>16</sup>。EU が持続可能な投資の基準として定めるタクソノミー<sup>17</sup>では、発電について「持続可能な経済活動」として認めるのは、排出係数が 100gCO<sub>2</sub>eq/kWh 以下のものだけである。しかも、この排出係数は 5 年毎に見直し「2050 年までに 0gCO<sub>2</sub>e/kWh」へと低減させていく。

IEA の「2050 年ネットゼロ」報告は、2050 年の CCS 付き火力の発電量を全発電量の 3% しか見込んでいない。CCS は高温熱利用の必要な産業分野では一定の利用が必要な可能性はあるが、発電部門で 2 割~3 割という大量の利用を見込むことが妥当とは思えない。

## ■ 世界が安価な自然エネルギーを享受する時代に、原発と CCS 火力に依存して、日本の産業競争力は維持できるのか

経団連をはじめとして、国内の経済団体からは、日本の産業競争力を維持するためには、電力料金を安価に抑えることが必要だとの主張が再三なされている。IEA の「2050 年ネットゼロ」報告書は、その末尾に米国、欧州、中国、インドにおける 2030 年、2050 年の発電コスト(LCOE)を推計した表を掲載している。これら 4 地域の太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電のコストは、地域によって若干の違いはあるが、全体として 2050 年には、1kWh あたり 1.5 セント~4.5 セントの範囲にある。IEA が想定する 2050 年は、米国、欧州、中国、インドにおいて、こうした格安の自然エネルギーにより電力の 9 割近くが供給される世界である。

この時に、日本が自然エネルギーで供給できる電力が 5~6 割にとどまり、しかもそのコストが依然として国際価格の何倍もの水準にあるとしたら、また、電力の 3~4 割を世界の自然エネルギー電力よりも発電コストが 5 倍から 10 倍にもなる CCS 付き火力発電、原子力発電で供給しなければならないとしたら、いったい、どのようにして日本の産業競争力を維持できるのだろうか。

経済産業省は、なぜ自然エネルギーを 5~6 割にとどめようとするのか。当財団が提案するように自然エネルギーで電力の 100%を供給する場合には、あるいは IEA が提唱する 90%を供給する場合にも、もちろん、解決しなければならない問題はある。しかし、それらの問題は、既に先行的に自然エネルギー電力の導入を進めている各国、各地域の経験によって、答えの見えているものが殆どである。

経済産業省の中でも、自然エネルギー電力の拡大をめざす真摯な努力が行われていることは事実である。しかし、残念ながら、経済産業省を代表して発信される文書の中では、依然として原子力発電、石炭火力に代表される化石燃料による発電の利用を継続しようとする立場からの政策が支配的になっていると言わざるを得ない。脱炭素社会の実現を可能とし、同時に、日本の産業競争力の維持と発展を可能とする、まっとうなエネルギー政策への転換を求め、期待する。

---

<sup>16</sup> IEA "Energy Technology Perspectives 2017"

<sup>17</sup> Technical expert group on sustainable finance (TEG) "Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance"ならびに"Taxonomy Report Technical Annex Updated methodology & Updated Technical Screening Criteria"