

RITE の 2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析への IGES の指摘事項に対する解説

IGES 田中勇伍氏、松尾直樹氏は、RITE が 2021 年 5 月 13 日に総合資源エネルギー調査会基本政策分科会で報告した資料（「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）」

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf）に対して、「再エネ 100% シナリオは本当に『現実的ではない』のか？：電力部門脱炭素化の実現のため、対策オプションの幅を拓けよう」というディスカッションペーパーを公表し（<https://www.iges.or.jp/jp/pub/commentary-202105/ja>）、以下のような指摘を行っている。

様々な議論を頂くことは歓迎するが、誤解をしていると見られるため、本資料で解説をするものである。認識の共有化が必要な第 1 点目は、「電力限界費用」と「電力平均費用」の違いである。第 2 点目は、「検討すべきオプション」の指摘において、EV の活用については、基本政策分科会資料でも明記しているように分析にあたって未考慮で今後の課題であるが、他のオプションについては基本的には既にモデルで考慮済みであることである。以下に、具体的に解説する。

1. 限界費用と平均費用の違い

RITE の基本政策分科会資料では、「電力限界費用＝電力コスト（送電端における電力コストであり、小売りの電気料金には、これに 10 円/kWh 程度の託送料金が上乗せされる。以下、「電力コスト」と表記。）」と明記している。

また、誤解がないように、イメージ図として、費用曲線を参考として掲載している（図 1）。費用には、「限界費用」と「平均費用」がある。平均費用は、図の積分値（面積）を総発電電力量で割ったものになり、限界値はその状態から 1kWh 更に発電するための費用である。RITE が示しているのは、「限界費用」であるが、それにも関わらず、IGES が議論しているのは「平均費用」について議論していると思われる。比較する場合には、同じ費用の定義に基づいて議論がされるべきである。

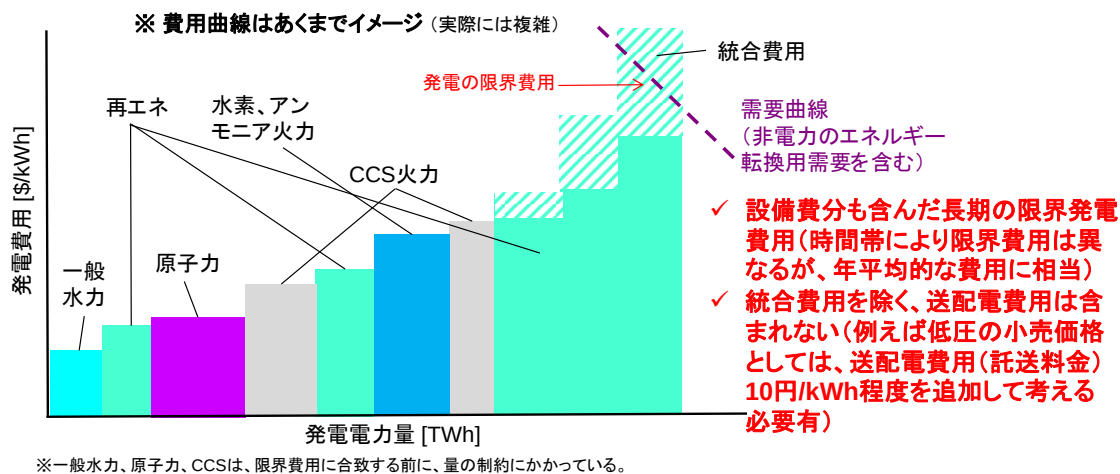


図1 電力コストのイメージ図（出典：RITE 基本政策分科会提供資料）

図2は、IEEJモデルの統合費用（総費用）の推計値で今回RITEの分析で活用したものがある。一方、図3はIEEJモデルの統合費用推計（平均費用）がわかる資料である。RITEのモデル分析に統合するにあたって、条件設定をある程度揃える必要があるため、電源別発電コストの若干の違いを補正して再推計を行っているため、図2と図3では若干の差異はある。しかし、図2を総発電電力量（基準想定1300 TWh/yr程度）で割ると、おおよそ、図3に近い費用となる。

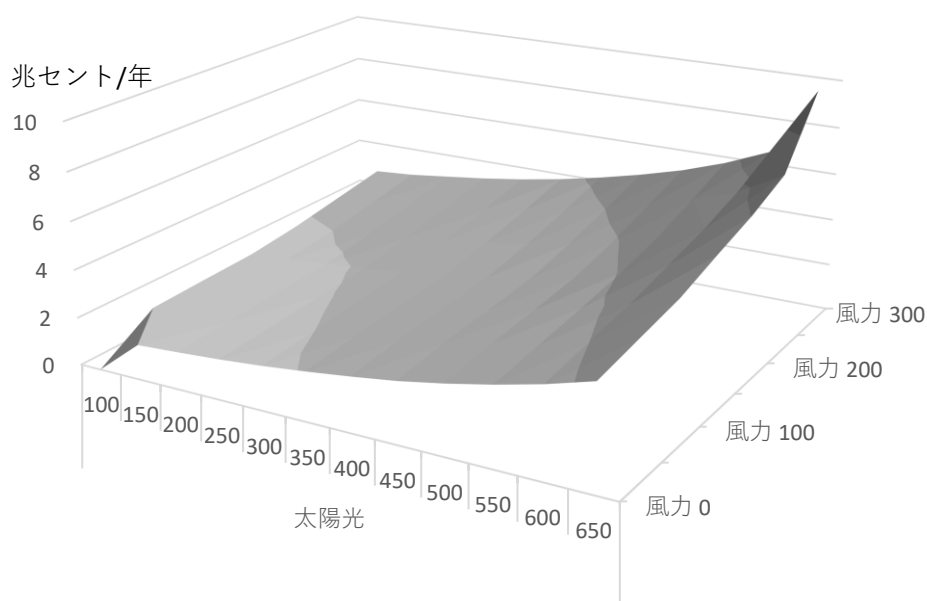


図2 IEEJによる統合費用（総費用）の推計値（本資料が初出）

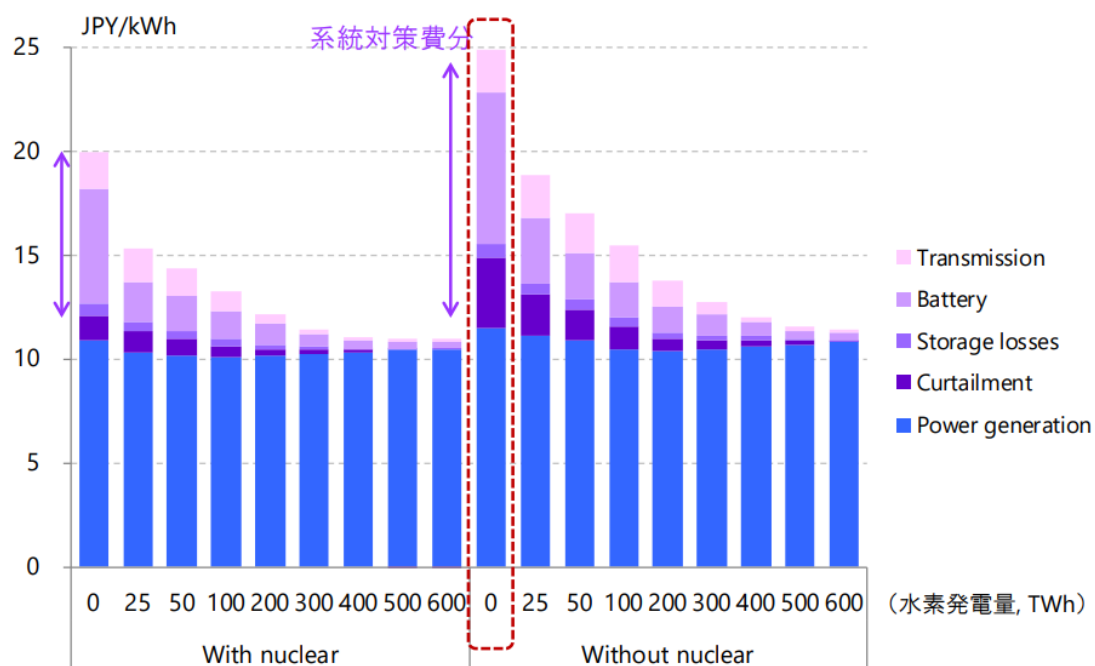


図3 IEEJ が 2020 年 12 月の基本政策分科会に提出した系統対策費用（平均費用）推計
（IGES が引用しているもの）

しかし、モデル分析ではそれぞれの対策強度時の費用を入力する必要があるため（元々の IEEJ モデルでもそうっており、モデルの最適化計算結果として総費用（図2）が推計される）、限界値に変換する必要がある。図2を微分したものが、RITEの基本政策分科会資料にも掲載の図4となる。これは限界費用である。資料では、誤解がないようにするため、わざわざ赤字で下線まで引いて強調している。なお、図2でわかるように本来、太陽光と風力の組み合わせによって費用が異なるが、モデル接続の便宜上、太陽光と風力別に限界費用を算定している。

東大-IEEJ電源構成モデルの分析結果から近似した系統統合費用
 =DNE21+で想定した系統統合費用の想定（各導入シェア実現時の**限界費用**）

※ 総費用は積分値

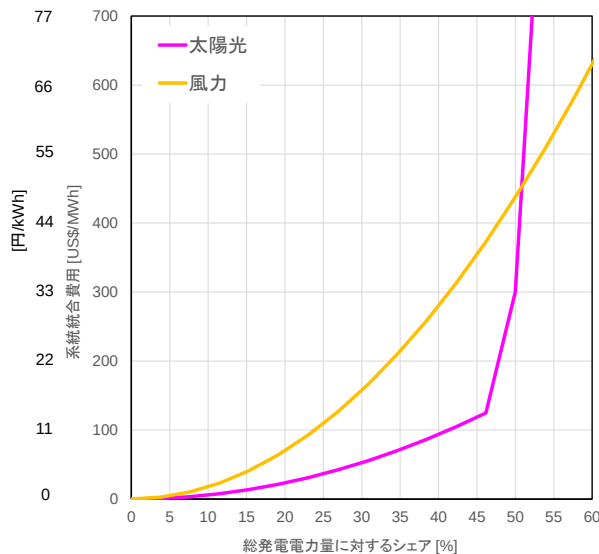


図4 RITE DNE21+で考慮した系統対策費用（限界費用）

（出典：RITE 基本政策分科会提供資料より）

図5はRITE DNE21+で想定した太陽光、風力の発電費用曲線である（分科会資料掲載）。シナリオによって導入量が大きく異なるため費用も異なってくるが、標準想定のコストの場合で、再エネ導入比率が50～60%程度の場合、太陽光、風力両者合わせた平均費用では14円/kWh程度と概算できる（電力の平均費用としてはこのとき他電源もあるため、それらも合わせて平均されることに注意）。一方、再エネ100%になると高い費用対策まで使うことになるため、限界費用では20円/kWh近い数字になる。しかしこのときも平均費用としては17円/kWh程度と考えられる。

これに統合費用を考慮すると、統合費用は再エネ100%時の平均費用では5円/kWh程度と見られ、一方、限界費用は30円/kWh程度となる。よって、平均費用では17+5=22円/kWh程度（ただし既存の送配電費用などは含まない費用）、限界費用では20+30=50円/kWh程度となる。これはあくまでグラフからの目算での概算値である（具体的な数字がなくてもグラフから概算できるということを理解頂くため、本資料では意図的に目算値として丸めて記載した）。

モデル計算による厳格な計算値では、ケース①再エネ100%では54円/kWhとなっており（実際にはモデルは線形モデルであるため、ステップ状で各対策技術の費用がモデル内で想定されているため、限界費用が電源で完全には合致しておらず、厳格には、このケースではBECCS専焼発電が限界費用になっている）、上記の目算値と概ね合致することが理解できるはずである。

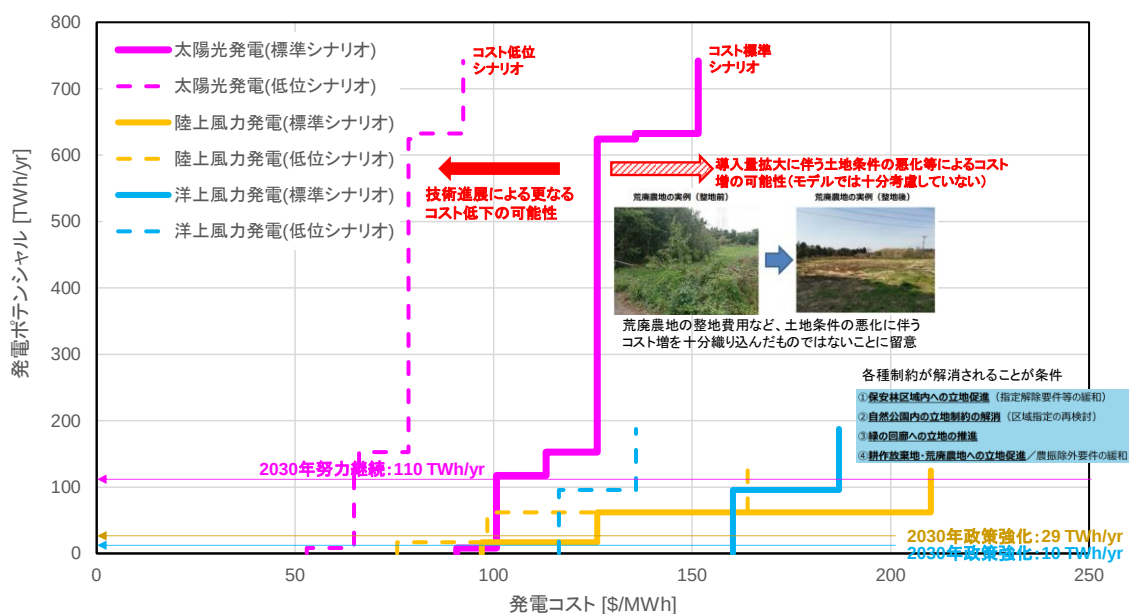


図5 再エネ費用（費用曲線）（出典：RITE 基本政策分科会提供資料）

基本的には財の取引は需給バランスの下で限界値で価格形成される。よって、限界費用の情報が重要と考えられる。電力の限界費用は、その状態（例えば再エネ 100%で電力が供給されている状態）において、1 kWh の電気を更に調達しようとするときに必要となる費用である。一方、電気料金は、従来、総括原価方式の下で、平均費用で形成されてきた。よって、平均費用の方が馴染み深いことは理解できる。しかし、電力自由化の下で、市場システムが導入されてきており、電力においても他の財同様に、限界費用での価格形成も進む可能性があり、限界費用での把握は重要と考えられる。

なお、その他、平均費用の推計を提示しなかった理由としては、平均費用の場合、費用のバウンダリーが問題になることが挙げられる。DNE21+は世界モデルであり、今回の分析では、水素・アンモニアを海外から輸入して発電にも利用、また、回収した CO2 を海外で貯留するという対策も費用対効果のある対策として推計されている。このとき、限界費用はモデル上、シャドープライスとして即座に把握できる。しかし、平均費用を算定するためには、国によって異なる費用、1 国内によっても製造量によって異なる費用について、これら対策の費用をそれぞれ取り出して集計しなければならない。水素・アンモニア製造、輸送費用や CO2 輸送、貯留費用を、どの国に計上するのか、どの部門に計上するのかなどによって、日本の電力部門の費用（平均費用）は異なってくる。よって、費用推計に曖昧さが生じやすいし、精緻に費用を整理するには、関連する対策について日本以外の国の費用を詳細に整理する必要がある。よって、基本政策分科会資料では、曖昧さのない、限界費用を掲載したものである。

2. 「検討すべきオプション」の指摘

「限界費用」と「平均費用」の違いを認識して議論を行う必要があると考えられるが、その上ではあるものの、「頻度のかなり低い曇天・無風期間（電力供給量のかなりの減少期）においても、安定して再エネのみで需要に見合う電力供給を行うための手段として、「非常に稼働率の低い新たなエネルギー貯蔵設備を大量に設置する」と、大幅にコストが高くなる」ため、費用を下げるオプションとして、以下のような3点について提示している。

これについて以下に解説する。

① EVの活用について

今回の RITE の分析では、EV の蓄電池について、電力需給調整用としては想定していない。EV の活用については重要な取り組みであり、その分析・評価は重要な研究課題と考えられる。

ただし、IGES は、EV の 80%を電力調整に活用できると単純に想定し、またコストはないとしているが、どの程度活用できるかは、太陽光、風力発電の発電パターンと、自家用車利用のパターンを精緻に分析する必要があると考えられる。つまり、「頻度のかなり低い曇天・無風期間（電力供給量のかなりの減少期）」の気象予測は、予測の進展によってその予測精度を高めることはできるだろうが、完全に予測することは不可能である。

更に、短周期での充放電を繰り返すと、バッテリーの劣化も進むと考えられ、コストがないという想定は単純化しすぎと考えられる。また、何よりも電力の安定供給を考えると、発電パターン、自家用車利用のパターン双方に大きな不確実性が存在するので、完全予見の想定の下や、期待値で評価すると EV 活用を過大に評価してしまう可能性があることに留意する必要がある。

② 既設の火力発電設備を維持し、非常時用の電源として活用

IGES は「既設の火力発電設備を維持し、非常時用の電源として活用」があるとしているが、DNE21+ではそれも含めて評価している。DNE21+では、1 年を 4 時間帯（瞬時ピーク時間帯 1%、ピーク 33%、中間 33%、オフピーク 33%）に分け評価し、設備ビンテージも考慮しつつ、各種電源の特性に応じた費用最適な設備利用を計算している。しかし、既設といってもその設備維持には相応の費用がかかることを強く認識すべきである。

③ 再エネの利用状況に応じて需要側を変化

DNE21+では例えば電炉については、上記の 4 時間帯において需要を最適な時間に選択できるようにモデル化している。逆に、簡略化のため時間帯を完全に自由に選択できると、かなり楽観的な想定をおいていることへの批判はあり得ると考えられる。つまり、モデルは簡略化が不可欠なため、楽観的に見ている部分（再エネにおいては例えば電炉の運用）と、保守的に見ている部分（例えば上記の EV の取り扱い）の双方が存在している。

モデル構築上、仕方ない場合があるため、そのような際には、モデル構築、データ設定にあたって、全体として楽観的、保守的双方のバランスが保たれるような配慮をできる限りしている。

3. おわりに

IGES の指摘事項の大部分は、RITE が行ったモデル分析の内容の理解が十分に浸透していないことによるものと考えられる。RITE としては、モデル分析の内容の理解をより良くして頂けるように、引き続き必要な情報提供を進めていきたい。

以上