

変動性再生可能エネルギー大量導入時の電力部門の 経済性評価手法：LCOE と System LCOE¹

松尾 雄司*

1. はじめに

気候変動問題に対する関心の高まりと変動性再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy: VRE、主に風力発電及び太陽光発電を指す）のコスト低減に伴い、現在、世界の多くの国において電力部門は大きな変化を遂げようとしている。電力システムの観点からは、VRE が従来型電源と大きく異なる点は主に3つある。即ち VRE はその出力が自然条件によって変化するため、電力需要に合わせて出力を変化させることができないこと、その立地地点は風況や日射の良好な点に限られ、特に風力の場合は我々の都合のみによって立地地点を選べないこと、一方でその限界費用は一般的に非常に安く、一度設備を設置すると風況・日射の良い時には極めて安価な電力を供給し得ることである。既に欧州を始め多くの国で VRE が大量に導入され、また今後も導入の拡大が見通される中、短期もしくは長期の将来に向けて適切な電力設備の拡張計画を策定することは、各国の政府・規制機関や電気事業者にとって極めて重要な課題となっている。

電源の拡張計画が緻密な経済性の評価に基づくべきことは言うまでもない。従来、このような電源別の経済性評価は平準化発電単価（Levelized Cost of Electricity: LCOE）と呼ばれる指標を用いて行われてきた。これはある電源によって 1kWh の発電を行うために必要とされる費用（つまり単価）をある想定のもとに算出するものであり、それぞれの電源の特性を反映して算出されるとともに、同一の電源でも設備利用率によってその値が大きく変化する。後述の通り、例えば石炭火力と天然ガス火力とではその変化の仕方が異なるために、電力需要曲線に応じてそれらの最適な（＝総費用を最小とする）構成比率が定まることになる。

これに対し、VRE がもつ上述の諸特性は、多くの場合、LCOE によって十分に表現することができない。例えば VRE は火力のように柔軟に運用することができず、従って仮に火力と太陽光が同じ LCOE をもつ場合、一般的には前者の方が電力システムの中での価値が高い、換言すれば後者の方が相対的なコストが高いことになる。ここでの問題を素朴に言うならば、LCOE によって適切に評価されない VRE の（不）経済性、即ち「VRE がもつ自然変動性等に伴う追加的コスト」は一体どの程度であるのか、ということになる。但し正確には火力・VRE ともにその経済性は電力システムの中で初めて決まるものであり、前者であっても完全に柔軟ではない以上、少なくとも部分的には同様な不経済性をもつ。明らかにこの問題は決して単純なものではなく、VRE の大量導入時の各電源の挙動を正確に模擬した上で、慎重な概念設計に基づいてその追加的な費用を VRE と従来型電源双方に割り振る必要がある。

本稿ではこのような観点に基づき、VRE 大量導入時の電力部門における経済性を考える上で重要となる事項について概説する。この問題については国際的に検討が続けられており、例として昨年末の 12 月 9 日には経済協力開発機構（Organisation for Economic Co-operation and Development: OECD）の原子力機関（Nuclear Energy Agency: NEA）及び国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）による評価レポートが公表されて

¹ 本稿はエネルギー・資源学会誌『エネルギー・資源』1月号及び3月号の連載記事「電力部門の経済性評価手法」の内容の一部修正し、学会の許可を得て掲載するものです。

* （一財）日本エネルギー経済研究所

いる¹⁾。本連載はこのような国際的な評価結果の紹介をも併せて意図するものである。

以下、まず2章ではLCOEについて、OECD/NEA, IEAによる評価結果を中心に概説する。次いで3章において、上述の「LCOEを超える」経済性評価の手法について、最近の研究動向を踏まえて概説する。

2. 平準化発電単価 (LCOE)

2-1 LCOE の概念

LCOE とは上述の通り所謂「発電単価」、即ち 1kWh の電力をある特定の技術によって発電するために必要な費用であるが、正確には下式を満す定数 p として定義される。

$$\sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_t \frac{pE_t}{(1+r)^t} = p \sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

ここで t はプラント運転開始年を 0 として、運転開始からの経過年数を示す変数であり、プラント運転開始前に最初に費用が発生した年 (つまり $t < 0$) から、運転が終了し、最後に費用が発生する年までの期間にわたって動くものとする。 C_t は t 年にかかる費用であり、建設費、固定費、可変費等の他に、プラントの廃止措置や使用済燃料の最終処分等、(理想的には) 発電プラントのライフサイクルにわたる全ての費用を含む。また E_t は t 年の発電量である。式(1)の左辺は総費用を後述する割引率 r によって運転開始年の現在価値に換算した値であり、右辺はそのプラントで発電される電気が仮に 1kWh 当り p 円で販売されると想定した場合の総収入である。このように、プラントの「費用」と「価値」とをバランスさせる電力単価が LCOE と呼ばれるものとなる。

式(1)より、LCOE は

$$p = \frac{\sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

と計算される。便宜上、この分母は「割引電力量」と呼ばれる。但し当然ながら、ここでは電力量そのものを割引計算しているのではなく、割り引いているものは(1)に示す将来の p であることに留意されたい。

LCOE とはある電力システム内において将来のある年を対象とし、既存の設備が全くない状態から電力供給のための設備を全て建設すると仮定した場合 (Greenfield と呼ばれる) において、電源間の電力量の代替による総費用の変化を線形で近似したものと理解することができる。即ち、電源 A 及び B の LCOE をそれぞれ L_A 及び L_B とし、1kWh 分の電源 A による電力供給を電源 B に代替した場合、システム全体の費用は $L_B - L_A$ だけ増加する。逆に言えば、この線形近似が成り立たない限り LCOE は電力システムの経済性を評価するには不十分である、ということになり、これが次回に示す「LCOE を超える」指標の重要性と結びつくことになる。

また、費用 C_t (のうち初期投資や固定運転維持費) は当該プラントの設備容量に強く依存するため、一定の設備からどれだけ多くの電力 E_t を産出できるか (=設備利用率) が LCOE に大きく影響することになる。

C_t の中に含まれるべきものは実際のキャッシュアウトを伴うものであって、会計上の費用ではない、という点は注意が必要である。例えば発電プラントの建設費は一般的にはプラント稼働前の時点で計上されるべきであり、減価償却費として計上されるべきではなく、仮に後者の方法を取った場合には費用の発生時点の差により割引現在価値が異なったものとなり、一般的にはやや小さな LCOE の値を算出してしまうことになる。日本政府による

2011年の電源別 LCOE 評価では減価償却費によって資本費が計上されていたが、この点は不適切であることが認識され、2015年の政府試算では運転開始時に計上するよう改められている²⁾。

2-2 割引率の問題と LCOE の評価に係る留意点

2-2-1 割引率の概念

LCOE の評価のみならず、エネルギー・環境問題に関連する多くの経済的評価を考える際に重要となるものは、費用の発生する時点の相違である。これは一般的に、割引率 r によって表現される。

割引率とは、将来の貨幣価値を現在の価値に換算する際に用いられる比率のことである。例えば仮に年率 3% の利息収入が確実に見込まれる場合、現在の 100 万円は 10 年後の 134 万円と等価である。逆に言うと、10 年後の 100 万円は現在価値 74 万円に「割引き」される。このような計算で用いられる 3% という比率が割引率と呼ばれる値である。この例からわかるように、数年から数十年の時間スケールでは割引率は利子率とほぼ同等のものと考えて良い。

多くの場合、式(1)や式(2)に現れる費用 C_t は実質値、即ちインフレやデフレの影響を控除した値で示される。この場合、 r としては実質割引率が用いられる。例えば名目利子率が 5%、インフレ率が 2% の場合には実質利子率はおよそ 3% となり、名目割引率と実質割引率との関係もそれに等しい。ここでは物価の変動と、現在価値換算との 2 つの異なる種類の等価性が考えられていることに留意されたい。まず物価水準として今年の 100 万円は来年の (名目) 102 万円と等価であり、この来年の金額は (実質) 100 万円と表示される。その上で、現在価値換算を行う場合、来年の (実質) 103 万円が今年の 100 万円と等価になる。

2-2-2 割引率による LCOE の変化

式(2)からわかるように、LCOE の値は割引率 r の想定によって大きく変化する。具体的には仮に r が上昇した場合、原子力や再生可能エネルギーといった初期費用が大きい電源は LCOE が大きく上昇する一方で、火力発電のように建設時ではなく発電時に大きな燃料費がかかる電源は、 r の影響を大きく受けない。これは、例えば資金を借り入れて原子力発電所を建設し、発電収益によってそれを返済するような状況を考えてわかり易い。ここで r が高いほど原子力の LCOE が上昇するという事は、借入金を返済するための利子率が高いほど、より大きな収益が挙げられない限り返済が不可能となることに対応する。この観点から、従来、割引率は原子力発電の経済性に最も大きな影響を与える要因の一つと考えられている。日本においては従来 3% の割引率を用いてコストが表示されることが多いが、この想定次第で結果が大きく変化する可能性があることには留意する必要がある。

2-2-3 バックエンド費用の問題

LCOE ではこのように全てのコストをプラントの運転開始時の現在価値に換算して評価するため、一般的に、バックエンド費用の LCOE への寄与は小さくなる。例えば日本政府による 2015 年の試算結果²⁾では原子力発電の LCOE 8.8 円/kWh のうち、廃止措置の寄与は 0.1 円/kWh、再処理の寄与は 0.5 円/kWh、高レベル放射性廃棄物処分の寄与は 0.04 円/kWh に過ぎない。これは、廃止措置や再処理の費用はプラント運転開始から早くとも 40 年以降に発生するため、仮に割引率 3% の場合には少なくとも $1/1.03^{40}=0.3$ 倍以下に割り引かれることによる。これが意味することは、上記の割引率の概念に照らせば明らかである。即ち、プラント運転時に得られる収益のうち幾分かを運転終了後の廃止措置のために積み立てておく場合、一般的にはその積み立てた資金から運用益が得られるために、比較的少額の積み立てであっても十分に廃止措置・再処理費用を賄うことができる。この

ため、もしプラントの運転時に十分計画的に廃止措置費用の積み立てを行うならば、これらのコストが原子力発電の経済性に与える影響は小さい。但しこれは当然ながら、仮に十分な積み立てが行われなかった場合に、実際の廃止措置時に十分な資金調達ができなくなる可能性を否定するものではない。

高レベル放射性廃棄物処分はやや複雑な問題を孕む。日本でこれまで原子力発電によって発生した高レベル放射性廃棄物を地層処分する費用は約3兆円と見積られており、一度廃棄物を処分した後はある期間にわたってモニタリングをした上で、その後は基本的に人間による管理を行わない。ここでは将来世代に負担を残さないよう、人類が関与しなくとも安全性が損なわれないよう、十分に保守的に処分場の立地や設計を考慮することが想定されている。当然ながら、運転開始から数十年以降に発生するその費用がLCOEに与える影響は小さい。その代りとして、この問題は経済性よりもむしろ、「いかにして数十万年間の安全性を確保するか」という問いを我々に提示することとなる。

但し、仮に処分終了後数十年にわたってサイトの管理が必要となった場合にどうなるかを考えること自体は有用である。或いはもし処分後に放射能が人間の生活圏に漏洩する可能性が全くゼロでないならば、少なくとも一定の貨幣価値換算値を有する潜在的被害が数十年にわたって発生し続ける、という言い方も可能かも知れない。ここで留意すべきことは、割引率 r を想定し、今から毎年 X 円の潜在的、もしくは顕在的なコストが永遠にかかり続ける場合、無限の将来までの累計の費用は等比級数の和として $X + X/(1+r) + X/(1+r)^2 + \dots = X/r$ と表される、ということである。例えば X を10億円/年、 r を3%とすると累計費用は333億円となり、廃棄物処分費用3兆円にこれが加算されたとしても、全体の経済性にはほとんど影響しない。これは具体的には、廃棄物処分時にある有限の金額（例えば333億円）を積み立てておけば、その資金運用等によって必要な費用を永遠に捻出できることに相当する。

但しここでもなお残る問題がないわけではない。即ち、対象とする時間スケールがこのような長期にわたる場合、割引率の値は将来に向けて低下するように想定されるべきであるとされており³⁾、これを十分に踏まえた定量評価は非常に難しい。但し結局のところ、この問題は経済性よりもむしろ、将来の漏洩リスクがどの程度まで低減するよう処分場を設計するか、という問題に帰着するものと思われる。

2-2-4 初期費用及び事故リスク対応費用

このように、原子力発電に係るバックエンドの費用は主に割引計算によって、一般的にはLCOEへの寄与が小さくなる。逆に言えば、それ以外の（割引計算されない）費用は電源の経済性に大きな影響を与える可能性がある。この観点から日本の原子力発電にとって特に注意すべきものは追加的安全対策費用であり、これは初期費用（プラントの建設費用）に加算されるため、これをいかに合理的な水準に抑えるかが、今後の原子力発電の経済性に大きく影響することとなる。

また原子力の事故リスクに関する費用も割引計算はされるべきではない。これは、原子力事故は潜在的に発電と同時に発生する、ということによる。一般的には事故リスクは事故の被害額にその発生頻度を乗じた値として評価されるべきものであるが、その頻度の評価は必ずしも単純ではない。いずれにせよ、何らかの方法で推定された1kWh当りの事故リスク費用は割引引かれることなく、そのままLCOEに加算されるべきものと考えられる。

2-3 LCOEと最適電源構成

LCOEは従来電源の最適な設備比率を求めるために有用である。図2-1にある電力システムにおいて、年間8,760時間分の電力需要値を大きい方から順に並べたもの（負荷持続曲線と呼ばれる）の概念図を示す。ここで、

例えば石炭火力発電と LNG 火力発電とによってこの電力需要を満たすことを考えよう。一般的に石炭火力の方が LNG 火力よりも建設費が高く、燃料費が安いために、設備利用率が高い場合には石炭火力の LCOE の方が LNG 火力よりも低く、設備利用率が低い場合にはその逆となる。

いま両者の LCOE がちょうど一致する設備利用率を f としよう。このとき、電力システムの総費用を最小化する石炭・LNG 火力の内訳は、図 2-1 に示す横の破線によって示される。即ち、この破線よりも下の領域は設備利用率が f よりも高い領域であるため、これを石炭火力で供給することが経済合理的となり、一方で破線よりも高い領域は LNG 火力で供給することが合理的となる。このように、従来電源による電力供給の最適化は、概念的には LCOE を用いて簡易に行うことが可能である。

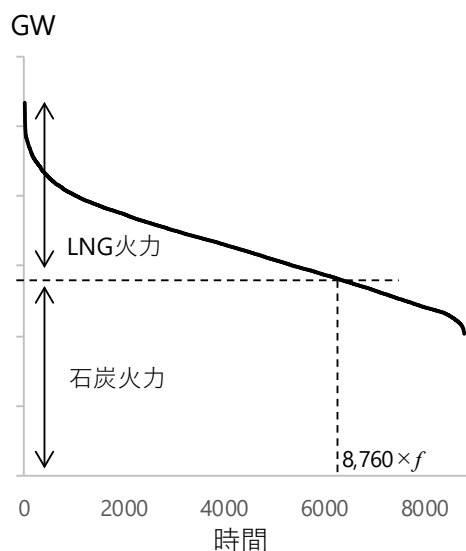


図 2-1 負荷持続曲線と LCOE による電源選択

ここでは、設備利用率を反映した LCOE の値がそれぞれの電源の「限界費用」を示していると考えられる。即ち、石炭火力の発電量が大きくなるにつれ、追加的に増加させる石炭火力発電の設備利用率は低下し、従ってその追加分 1kWh 当りのコスト=LCOE は上昇する。この設備利用率を反映した石炭火力の LCOE が LNG 火力の LCOE と同等になる点が最適な電源構成である。後述する電源別限界費用は、このよく知られた関係を一般化するものと考えられる。

2-4 LCOE の具体例：OECD による評価

OECD/NEA 及び IEA は 1983 年以降、継続的に各国の電源別 LCOE を網羅的に評価する取り組みが進められており、その第 9 版が 2020 年 12 月に公表された。これは OECD 諸国を中心とした各国からの代表者がそれぞれの国の発電コストに関するデータを持ち寄り、それを統一的なフォーマットのもとで LCOE として集計して提示するものであり、この第 9 版では 24 か国のデータが掲載されている。近年では OECD 以外の国のデータも参考として収集されることとなっており、今回は非 OECD 国として、NEA の加盟国であるロシア及びブルーマニアの他に、中国・インド・ブラジルのデータが掲載されている。なお日本のデータは国内の最新評価値である上述の発電コスト検証ワーキンググループによる値に基づいているが、VRE についてはそのコスト低減の現状と可能性に鑑み、2030 年の試算値を 2025 年運開プラントのコスト評価値として用いている。

この第 9 版では、これまでと異なる以下のような点が注目される。第一に、今回初めて LCOE のみでなく、

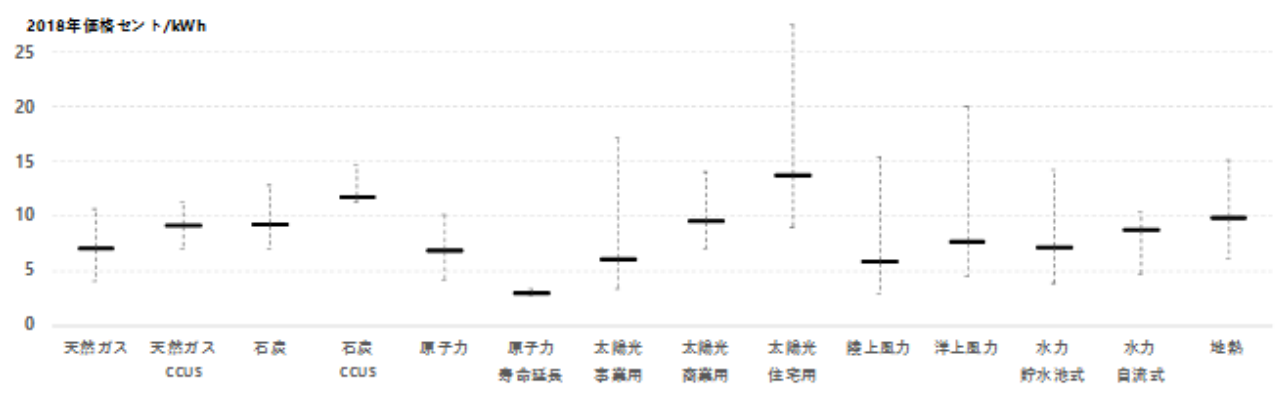
「LCOE を超える」指標として、IEA が提唱する価値調整済み LOCE (Value-adjusted LCOE: VALCOE) についても言及がなされている。これについては第3章で概説する。第二に、従来版では評価されなかった新たな技術として、二酸化炭素回収・利用・貯留 (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS)、原子力発電の寿命延長 (Long-term Operation: LTO) と蓄電池の評価値が含まれている。特に蓄電池については LCOE の方法そのままでは評価し得ないため、それに類似する平準化貯蔵コスト (Levelized Cost of Storage: LCOS) という新たな手法を用いて推計が行われている。LCOE は原則として 2025 年運転開始想定であり、火力発電には炭素価格として 30 ドル/tCO₂ を上乗せしている。

図 2-1 に技術ごとの LCOE の推計結果を示す。報告書には割引率 3%、7%及び 10%の評価結果が示されているが、ここでは 7%の結果のみ示している。

火力発電については、30 ドル/tCO₂ の炭素価格を想定したとしても CCUS によりコストは上昇する。但し炭素価格が 50~60 ドル/tCO₂ を超えれば石炭火力において、100 ドル/tCO₂ を超えれば天然ガス火力において CCUS はコスト競争力をもつ。IEA による世界エネルギー需給見通し (World Energy Outlook 2020) ⁴⁾における「持続可能な開発」シナリオでの先進国における炭素価格想定が 2025 年に 63 ドル/tCO₂、2040 年に 140 ドル/tCO₂であることを考えると、少なくともこのレベルの野心的な温室効果ガス排出削減を目指すシナリオでは、CCUS は合理的なオプションであり得ると考えられる。

原子力発電については今回初めて掲載されたロシアの LCOE が他国と比べて顕著に低く、割引率 7%で 4.2 セント/kWh となっており、同国の陸上風力発電 (割引率 7%で 6.7~7.2 セント/kWh) の 3分の2以下である。また寿命延長については米国、フランス、スウェーデン及びスイスを対象とした評価が行われ、20 年延長の場合 4.0~4.9 セント/kWh と、他電源の新設と比べて競争力の高いオプションであると評価されている。

再生可能エネルギー、特に太陽光及び風力は前回の 2015 年版に比べて着実にコストが低減している様子が読み取れる。特に欧州では洋上風力の LCOE 低下が顕著であり、最も低いデンマークでは割引率 7%で 4.5 セント/kWh となっている。但し、これらの再生可能電源は国による、もしくは同じ国内でもサイトによる LCOE のばらつきが大きく、日本を含むコストの高い国・地域においていかに低減を進めるかは今後の重要な課題になると思われる。



註：全データの中央値及び最大・最小値。「天然ガス」はコンバインドサイクル発電 (CCGT) の値を示す。

陸上風力は 1MW 以上、水力は 5MW 以上の値

図 2-2 OECD/NEA, IEA (2020)による LCOE 評価例

3. 「LCOE を超える」指標

3-1 「LCOE を超える」指標の必要性

LCOE は従来、電源別の発電単価を比較するために広く用いられてきた手法である。上述の通り、あるエネルギーミックスにおいて電源 A を電源 B に代替した場合、全体の総費用は、代替する電力量に定数 (=それぞれの電源の LCOE の差) を乗じた値だけ変化することになる。しかし VRE が大量導入された電力システムにおいては、多くの場合この線形関係が成り立たない。即ち、例えば太陽光発電の導入量が比較的小さいときにはその出力は電力需要と正の相関をもつため、太陽光は電力供給の安定化に貢献する。しかしその導入量が大きくなると、蓄電池等の電力貯蔵システムの必要性が高まり、その分電力システムの総費用が上昇することになる。この場合、太陽光発電の導入量と電力貯蔵システムの必要量は明らかに非線型の関係をもち、従ってこの場合、太陽光発電のコスト (費用) は LCOE という単一の指標で表示し得ない。

この問題は 2010 年代以降急速に重要な問題と見做されるようになりつつあり、2015 年に公表された上述の NEA, IEA の報告書の旧版においてもある程度の言及がなされていた。2020 年末に公表された最新版ではより詳細に、第 4 章において価値調整済み LCOE (Value-adjusted LCOE: VALCOE) について記述されている。これは IEA の定期刊行物である世界エネルギー展望 (World Energy Outlook : WEO) において示された評価指標であり、WEO と同様に本報告書においても、提案者である IEA の Brent Wanner 氏が執筆し、米国・欧州・中国及びインドについて試算例が示されている。この VALCOE は後述の通り、LCOE をエネルギーシステムの中の価値によって補正したものであり、まさに上記の問題意識のもとに新たに提案された指標である。但し同様の目的のもとで考案された指標は他にも存在し、私の認識する限り、それらの中で VALCOE は唯一のもので、最良のものでもない。本稿では以下、既発表の研究論文等に基づき⁵⁾⁶⁾、VALCOE を含む各種の概念について概説し、この問題に関する現状の検討状況を紹介する。

3-2 統合費用

3-2-1 統合費用の概念

いま我々が考えている問題は、本質的には従来の LCOE に対し、追加的に必要となる費用はどの程度であるかという問題であると言える。この観点から、仮に電力システムにかかる総費用が何らかの方法で算定可能であると想定し、その総費用から LCOE 比例分を除いた残りのことをここでは統合費用と呼ぶ (図 3-1)。従来型電源と VRE の 2 種から成る単純な系の場合、従来型電源の発電量にその LCOE (L_{conv}) を乗じた値を C_{conv} 、VRE の発電量に LCOE (L_{VRE}) を乗じた値を C_{VRE} とすると、総費用 C はこれらの費用と統合コスト C_{INT} の和として表される。

このとき、 C を最小化する VRE 導入量 x は

$$L_{conv} = L_{VRE} + \frac{dC_{INT}}{dx} \equiv L_{VRE} + L_{INT} \quad (3)$$

を満たす点として求められる。左辺の値は当該 VRE に係る System LCOE と呼ばれることがある。但し後述の通り、System LCOE という用語は、より一般的にはやや異なる概念について用いられる。

VRE の大量導入時の経済性の評価に際して C_{INT} を適切に算定することが極めて重要であることは言うまでもなく、2010 年代以降、これを定量的に評価する試みは数多く公表されている。注意すべき点は C_{INT} は異なる多数の種類のコストを含むということであり、多くの場合数理モデルを用いたシミュレーションによって算定される。

一般的には、以下のように区分して解釈されることが多い⁷⁾。

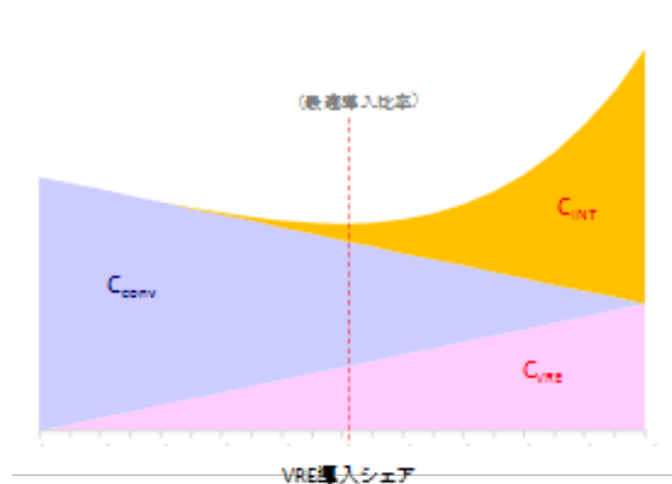


図 3-1 統合費用・System LCOE の概念図（横軸：VRE 導入シェア、縦軸：総システム費用）

① バランスコスト (Balancing cost)

短期の予測誤差等に伴うインバランスのコストであり、VRE の導入初期に当ってはこの費用上昇が大きな課題として認識される。

② グリッドコスト (Grid cost)

電力グリッドの強化もしくは拡大に係るコストであるが、より一般的には、VER 発電と電力需要の「空間的」な乖離に起因して生じるコストと定義される。

③ プロファイルコスト (Profile cost)

VRE 発電と電力需要の「時間的」な乖離に起因する追加コストであり、利用コスト (Utilization cost) とも呼ばれる。ここには VRE の出力抑制や蓄電池の導入、従来電源の設備利用率低下、火力発電の部分負荷運転、起動停止回数の増加などに伴う費用が全て含まれる。①のバランスコストと異なり、仮に VRE 発電や需要の変動が完全に予測可能であったとしてもプロファイルコストは依然として必要である。VRE 導入比率が一定程度を超えて上昇した場合には、このプロファイルコストの影響が大きくなるとされている。

図 3-1 は 2 種類の技術のみを示しているという単純化はあるものの、ここに示される統合費用の概念は一見明快であるように見える。それにもかかわらず、この概念は実際には幾つかの不明瞭さを免れない。第一に、VRE の導入比率が高まると一般的に従来型電源の設備利用率が低下し、その LCOE が上昇する。従って C_{conv} は図 1 に示されるように VRE シェアに対して線形に変化はしないのではないか、という疑念が生じる。第二に、「従来型電源」と見做される火力発電の中でも、天然ガス火力と石炭火力では柔軟性が異なる。このことから、少なくともより非柔軟的な電源については VRE と同様に、若干の統合費用がかかるのではないかとと思われる。

統合費用、もしくはそれを含む総費用は、ある 1 つのエネルギーミックスに対して 1 つの値が定まるものであり、その意味において、LCOE のような電源別のコスト評価とは異なる。このような観点から、後述の通り、統合費用とは別に電源別の経済性を示す指標が考えられることになる。但し実際には VRE 比率に応じた統合費用 C_{INT} もしくは総費用 C の変化さえ正確に評価できるならば、政策立案上は十分に有益であるということもできるであろう。

3-2-2 統合費用の評価の試み

2010年代に入って、統合費用を定量的に評価する研究例は数多く公表されている。中でも2015～16年頃まではVRE導入比率50%程度までの評価例が多く示されてきたが、2017年頃以降はより高い導入比率について評価を行う例が増えている。最近では多くの試算例で、1時間刻み以上の時間解像度とある程度細かな地域分割をしてVRE出力の時間的・地域的偏在をモデル化し、上記のグリッドコストやプロフィールコストを評価する試みがなされることが多い。

統合費用の評価結果を見る際に多く議論になることは、第一に極めて高い再生可能エネルギー比率を達成する場合に総費用はどの程度上昇するのか、もしくはしないのかということ、第二に再生可能エネルギーに加えて他の低炭素電源、例えば原子力発電やゼロ・エミッション火力発電を利用した場合に、総費用は上昇するのかしないのか、ということである。多くの評価例では、VRE発電シェアが上昇するにつれて総費用は緩やかに上昇する。幾つかの評価例では、電力部門のゼロ・エミッション化を達成する場合には再生可能エネルギーのみを用いるよりも、火力や原子力を用いる方がコストが低いという結果も示されている。但しこれらの結果は対象とする地域の他に、モデル化の方法や前提条件等に強く依存しており、条件次第では再生可能エネルギー100%を達成するケースの方が従来型電源のみのケースよりも総費用が低いとする論文も多くある。統合費用の評価についてはこれまでにある程度は方法論の共通化が図られつつあるが、現状では未だに評価例による結果の幅が大きく、今後数年の間に更に多くの研究例が蓄積されることが期待される。

3-3 システム価値 (System value) と平準化回避費用 (LACE)

3-3-1 システム価値 (System value) の評価

VRE大量導入下の文脈では、上記の統合「費用」の概念に加えて、「価値」について語られることが多くなっている。例えばIEAはある電源の「システム価値」を、当該電源を追加することによって生じる正味の便益、即ち全ての便益から全ての費用を控除した値としている⁸⁾。便益としてはVREの導入に伴う火力燃料費やCO₂等の汚染物質の排出、他電源に係る費用の低減等が考えられ、一方で費用としては設備の導入や運用に係る費用の他に、既存の電力システムへの悪影響や必要となる送配電網等への追加投資、VRE自体の出力制御の必要性、などが挙げられている。

仮に電力システムの総費用が完全に評価可能であるならば、この意味での「価値」とは、当該電源追加前後の総システム費用の差を意味することになる。つまり「費用」のみを十分に評価できれば同時に「価値」をも評価できる。具体的に、例えば揚水発電の「価値」は、それを電力システムの中に入れる場合と入れない場合との総費用の差を計算することにより明確に評価することができる⁹⁾。しかし、同様に例えば石炭火力や太陽光といった発電技術の「価値」を評価しようとした場合、事態は必ずしも単純でない。即ち、ある与えられた電力システムの中にこれらの電源を導入した場合、一般的にはそれに応じて他の何かの電源による発電量を減らす必要があり、そこで何を減らすかによって総費用の変化の仕方が異なるため、「価値」を一義的に定義することができない。このことから、次に述べる「市場価値」を考える必要が生じる。

3-3-2 市場価値と共食い効果

ここでいう「市場価値」とは、電力部門に付随する多種類の市場の中で、当該電源から得られる収益が幾らになるか、ということである。特に従来、卸電力市場を想定して市場価値を測定する試みがなされてきた。即ち、1kWの太陽光発電設備の市場価値は、与えられた需給構造のもとで時間とともに変化する卸電力価格をその設備の発電量で加重平均した値である。これは数理モデル上は、需給制約式のシャドウプライスの加重平均値として

表現することができる。ここで注意すべきことは、少なくとも数理モデル上の最適化計算において、ある電源の発電量が他電源の発電量と均衡状態にある、即ち電力システムが最適点、もしくは総費用を最小化する点にあるときには、この市場価値、即ちシャドウプライスの加重平均値は、その電源の平均費用と一致する、ということである。何らかの制約により発電量が均衡状態よりも低く抑えられている場合には市場価値は平均費用よりも大きくなり、均衡状態よりも多量に導入されている場合には逆に小さくなる。

これは特に出力の変動が大きく、制御不能な VRE において顕著に見ることができる。即ち太陽光発電設備が大量に導入された場合には、晴れた日の日中の電力価格が小さく、もしくはゼロになり、追加的に太陽光発電設備を導入することの価値が極めて小さくなる。同様の現象はやや緩やかな（しかし顕著な）レベルにおいて、風力発電にも生じる。このように、VRE の大量導入に伴い VRE 自体の価値が急速に低下する現象は「共食い効果」と呼ばれる。

3-3-3 平準化回避費用 (LACE)

米国エネルギー省が数年来用いている指標である平準化回避費用 (Levelized avoided cost of electricity: LACE)¹⁰⁾は、この市場価値と本質的に同一の指標である。即ち、ある電源の市場価値とは、あるエネルギーミックスの中に当該電源を微量分追加した際の、電力システムにおける当該電源以外の部分の総費用の減少量に等しい。従って上述のように、LACE が LCOE を上回るときにはその電源を追加的に導入することが経済合理性をもち、最適点（均衡点）においては LACE は LCOE に一致する。

3-4 価値調整済み LCOE (VALCOE) と System LCOE、Enhanced levelized cost

このように電源の「コスト」のみでなく「価値」をも評価し、それらを比較することにより、電力システムの中での電源の経済性をより正確に評価することができる。これを踏まえ、コストと価値を結合した指標により LCOE の概念を拡張し、電源の経済性の評価指標とすることが検討されている。これらの試みは「電源別限界費用」を評価しようとするものであると整理される。以下、そのうち代表的なもの3種について述べる。

3-4-1 価値調整済み LCOE (VALCOE)

VALCOE は IEA が “World Energy Outlook 2018”(WEO2018)において初めて提唱した概念であり、これは上述の通り NEA と IEA の共同レポートの中でも取り上げられている。これは上述の「価値」の評価によって、従来の LCOE を補正しようとするものである。より具体的には、図 3-2 のように例示される。

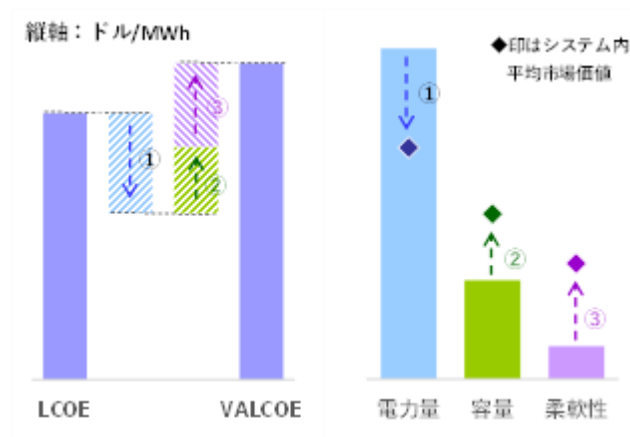


図 3-2 価値調整済み LCOE (VALCOE) の概念図

まず図右に示す通り、その電源を対象として、LACE と同様の電力量（卸市場）価値及び容量市場価値に加え、柔軟性について市場価値を評価する。それを電力システム中での平均的な市場価値（図中◆印）と比較し、ここでは「価値が高い」ことを「コストが低い」ことと同一視する。即ち、これら3種の価値について、図左に示す通り、当該電源が市場平均よりも高い場合にはその差分を LCOE から差し引き（この例では電力量価値）、逆に低い場合にはその差分を LCOE に加算する（この例では容量価値及び柔軟性価値）。ここで特に注意すべきことは、ここで用いる「LCOE」とは、その電力システム中での当該電源の設備利用率を算定し、それを用いた値である、ということである。例えば VRE が大量導入されたシステムにおいては、一般的には従来型の火力発電の設備利用率が低下し、それに基づく費用増加分は 3-2-1 節で述べた統合費用のうちプロファイルコストの一部として認識される。しかし VALCOE という価値調整前の LCOE は既にこの設備利用率低下を反映した、高めの値であることに注意を要する。

3-4-2 Hirth et al. (2016)による System LCOE_HUE

VALCOE と類似の指標として、L. Hirth, F. Ueckerdt and O. Edenhofer (2016)¹¹⁾が定義する System LCOE（以下、System LCOE_HUE と表記する）が存在する。これは以下の式によって定義される。

$$L_{HUE\ i} = c_i - v_i + v_L \quad (4)$$

ここで c_i は電源 i の LCOE であるが、VALCOE の場合と同様に、与えられた電力システム内での設備利用率を用いて計算する。 v_i は「価値単価」であり、当該電源が電力システムに関連する市場から得られる（年間）収入を当該電源の（年間）発電量で除した値である。 v_L は「需要の価値単価」であり、需要の価値＝電力需要を満たすために市場から供給を受けるために必要な費用の（年間）総額を、（年間合計の）発電量で除した値である。

VALCOE を計算する際に用いられる「システム内平均市場価値」の定義は公開文書¹²⁾からは必ずしも正確に読み取れない。仮にそれが「需要の価値単価」と同一のものであるならば、電力システムにおいて卸電力市場、容量市場及び柔軟性市場のみが存在する場合、VALCOE と System LCOE_HUE は同一のものとなる。また仮に VALCOE のシステム内平均市場価値が全電源の加重平均のことであるならば、蓄電システムや送電網の影響が小さいとした場合に、VALCOE と System LCOE_HUE は近似的に同一のものとなる。いずれにせよ両者は類似した概念である、と言える。VALCOE では実際に IEA の使用するモデルを用いて計算を行うために、対象とす

る市場や用いるデータ（容量市場価格など）が定められている一方で、System LCOE_HUE はより一般的な概念として定義されている点が異なるとは言えるであろう。

VALCOE、もしくは System LCOE_HUE の概念には、次節に示すような難点がある。それとともに、この指標が「可分性」を有しないことは注意に値する。ここでいう「可分性」とは、対象とする電力システムを分割し得ることを意味している。即ち、例えば北海道のある都市に存在する風力発電設備の System LCOE_HUE を計算する際に、式(4)に示す v_i の値は、その都市、もしくは北海道、もしくは日本全体の電力需要曲線のうち何れを用いて計算するかによって異なり、従って System LCOE_HUE の値自体も一意に定まらない。多くの場合、例えば卸電力市場の価格が北海道内で定められる場合には、北海道全体の電力需要を用いることが適切であると思われるものの、これは一般的な解決とはならず、概念的な課題を残すものと思われる。

3-4-3 英 BEIS による拡張平準化コスト

これらと類似のものとして、英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省（Department for Business, Energy and Industrial Strategy: BEIS）が 2020 年に公表した電源別発電コスト評価¹³⁾において示された指標が挙げられる。ここではまず、2016 年から検討されていた方法論¹⁴⁾に基づき、ある所与のエネルギーミックスの中に特定の電源を追加した場合の①卸電力市場、②容量市場、③アンシラリーサービス市場、及び④電力ネットワークへの影響が Wider system impacts として BEIS の所有する電源構成モデル（BEIS Dynamic Dispatch Model）によって定量的に評価される。ついでこの値を LCOE に加算することによって拡張平準化コスト（Enhanced levelized cost）と呼ばれる値が算出される。但し後述の相対限界 System LCOE と同様に、この方法でも基準となる電源を定める必要があり、ここでは原子力発電との相対差によって各電源の Wider system impacts が評価されている。

この評価の結果として、今後 2035 年までの間、VRE の LCOE は火力発電（CCGT+CCUS）よりもかなり安くなることが想定される一方で、拡張平準化コストは VRE については LCOE よりも高く、CCGT+CCUS については LCOE よりも低くなることが示されている。但しその上昇・低下の程度はそれらの電源がどのようなエネルギーミックスの中に存在するかによって異なる。ここではエネルギーミックスの構成比率や電力需要の大小に応じて 6 つのエネルギーミックスに対して拡張平準化コストが計算され、CCGT+CCUS のコストが太陽光よりも安くなる場合とそうでない場合の両方が存在し得ることが示唆されている。

BEIS による拡張平準化コストは上記の VALCOE や System LCOE_HUE と異なり、定式化に際して市場価値を用いるものではない。しかし次節で述べる通り、これらは全てあるエネルギーミックスの中での電源別限界費用を評価する試みと考えることができる。

3-5 電源の限界費用と平均費用：日本を対象とした試算例

3-5-1 System LCOE_HUE と相対限界 System LCOE

上述の通り VALCOE と System LCOE_HUE は本質的に類似した概念である。ここでは System LCOE_HUE を例にとり、これが電力システムの総費用 C とどのような関係にあるのかを見る。

いま、ある系において電源 i の発電量 x_i を微小量 Δx_i 増加させることを考える。このとき、総費用 C のうち、電源 i に係る部分以外の合計値は x_i の増加に応じて $v_i \Delta x_i$ だけ減少し（上記の通り、電源 i の価値単価 v_i はその回避費用単価と同一であることを思い起されたい）、一方で電源 i に係る部分はその LCOE に比例する量 $c_i \Delta x_i$ だけ増加する。

但し、実際の系では x_i が増加した分を、他の電源の減少で補う必要がある。ここではある「基準電源」の発電量 x_0 を考え、それが x_i の増加に対応して減少し、それ以外の電源の発電量は変化しないとする。上記と同様に、

これによって C は $-(v_0 - c_0)\Delta x_0$ だけ増加する。いま、電源 i の減少量と基準電源の増加量が 1 対 1 である、即ち $\Delta x_i = -\Delta x_0$ であるならば、

$$\frac{dC}{dx_i} = (c_i - v_i) - (c_0 - v_0) = L_{HUE\ i} - L_{HUE\ 0} \quad (5)$$

即ち、System LCOE_HUE の差は、電源 i と基準電源との発電量を代替した際の限界費用を示すことになる。

問題は、一般には $\Delta x_i = -\Delta x_0$ が成り立たないことである。いま仮に電源 i を太陽光発電、基準電源 0 を火力発電とし、 $R_i \Delta x_i = -\Delta x_0$ が成り立つとする。太陽光導入比率が小さい時には R_i は概ね 1 に等しいのに対し、それが大きくなると、蓄電ロスや出力抑制等に伴って火力発電量 1 単位に対応する太陽光発電量が大きくなり、 $R_i < 1$ となる。従って式(5)は一般的には成り立たない。

この観点から、System LCOE_HUE を代替する指標として、電源 i の相対限界 System LCOE L_i を以下の式によって定義する。

$$L_i = \frac{1}{R_i} \frac{\partial C}{\partial x_i} - \frac{\partial C}{\partial x_0} + L_0 \quad (6)$$

このとき、電源 i と基準電源 0 の微小代替に対し、 $dC = -(L_i - L_0) dx_0$ となる。即ち $(L_i - L_0)$ は、基準電源 1 単位を電源 i に代替した際の総費用 C の増加分を示している。ここでは「相対」限界 System LCOE の名の通り、電源間の限界費用の差だけが意味をもつ値となるため、基準電源の相対限界 System LCOE L_0 としては、差当りどのような値を採用しても構わない。一般的にはこれがある定数、即ち 0 か、もしくはある設備利用率のもとの基準電源の LCOE の値とすることが直観的にはわかり易いであろう。

3-5-2 平均 System LCOE

以上述べてきたことは、各電源の「限界」費用に関するものであった。他方で電源の「平均」費用を算出することも可能である。即ち、図 3-1 に示す統合費用 I を、従って総費用 C を何らかの形で各電源の寄与分に割り当てることが可能であるならば、振り分けた後の統合費用を発電量で除することにより、各電源の平均 System LCOE $L_{\#i}$ を求めることが可能である。但し従来型電源もそれぞれの種類に応じて非柔軟性を有するため、 I を割り当てる際には、VRE のみでなく全ての電源種に配分することが必要である。またその際、より柔軟な電源により小さな I が割り当てられるべきであるとともに、全く同じ性質を持った 2 つの電源に割り当てられる I の量は、その 2 種の電源の発電量に比例しなくてはならない等の性質を有しなくてはならない。

ここでの主な問題は、電源を導入する順序に応じて統合費用のかかり方が異なる、ということである。即ち、従来電源からなる系にまず太陽光を導入し、ついで風力を導入した場合には風力導入による I の上昇が大きくなるのに対し、逆の順序で導入すれば太陽光導入による I の上昇が大きくなる。これは VRE のみならず、従来電源についても言えることである。このことから、少なくとも一つの方法として、無限に柔軟で費用のかからない「コストレス電源」を仮想し、全電力がコストレス電源によって供給される仮想的な状態から、全ての電源の等分に増やしてゆき、現実的な状態に至る経路に従って積分を行うことで費用を各電源に割り振ることが可能である。より詳細については文献⁵⁾を参照されたい。

多くの経済問題においてそうであるように、ここで限界費用と平均費用との違いを認識することは重要である。

ある電源の平均 System LCOE が安価であることは、その電源が大量の電力を安価に供給し、総費用低減に貢献していることを意味している。一方で仮にその電源の限界 System LCOE が高い場合、同種の電源を更に追加的に導入することは難しく、総費用低減の観点からは、他電源への代替を促すことが必要であることを示している。

3-5-3 日本を対象とした試算例

日本を対象として上述の平均 System LCOE 及び相対限界 System LCOE を示した結果例を図 3-3 に示す⁵⁾。これは日本全体を北海道・東北及びそれ以外の3地域に区分し、全電力を再生可能エネルギー・原子力及びゼロ・エミッション火力（輸入水素火力等）によって供給することを想定して、太陽光・風力原子力及びゼロ・エミッション火力を対象として評価したものである。総電力需要は 1,000TWh 強、原子力発電は 25.5 GW で設備上限制約を置き、太陽光及び風力は環境省のポテンシャル評価値に従って大量に導入が可能であるとしている。また太陽光発電及び陸上風力発電の LCOE はそれぞれ 7円/kWh 及び 8~9円/kWh と想定している。相対限界 System LCOE の基準電源としてはゼロ・エミッション火力発電をとり、その設備利用率 80%での LCOE 想定値 12 円/kWh を式(6)に示す L_0 としている。正確には同種の電源であっても 3 地域間で System LCOE が異なる値を取ることがあり、図 3-3 に示すものはその 3 地域間の加重平均値である。

ここでは LCOE ベースにおいて火力発電よりも VRE の方が安価であると想定しているため、VRE の平均 System LCOE は多くの場合、火力よりも低い。但し火力発電制約量を小さくするにつれて他電源の平均費用は緩やかに上昇し、火力発電量 50 TWh 以下では陸上風力が火力を上回っている。これに対し、相対限界 System LCOE については火力発電量の減少とともに他電源の値が急速に上昇する。ここで注意すべきことは、定義上、「均衡点」に達している電源の相対限界 System LCOE は全て同じ値をとる、ということである。図 3-3 では原子力発電には上限制約があり、この均衡点まで達していないために、原子力の値は比較的低い値をとる。また洋上風力は高い LCOE 想定のためにここに示す解では導入されていない。その他のもの、即ち太陽光と陸上風力はこの計算において「均衡点」にあるために、異なる LCOE 想定にもかかわらず、両者は同一の相対限界 System LCOE をとる。但し火力発電量 20 TWh の場合には太陽光発電が想定している導入上限に達するため、太陽光が陸上風力を下回っている。このように、相対限界 System LCOE とは「その電源の導入量が均衡点からどの程度離れているか」を示す指標であるとも考えることができる。

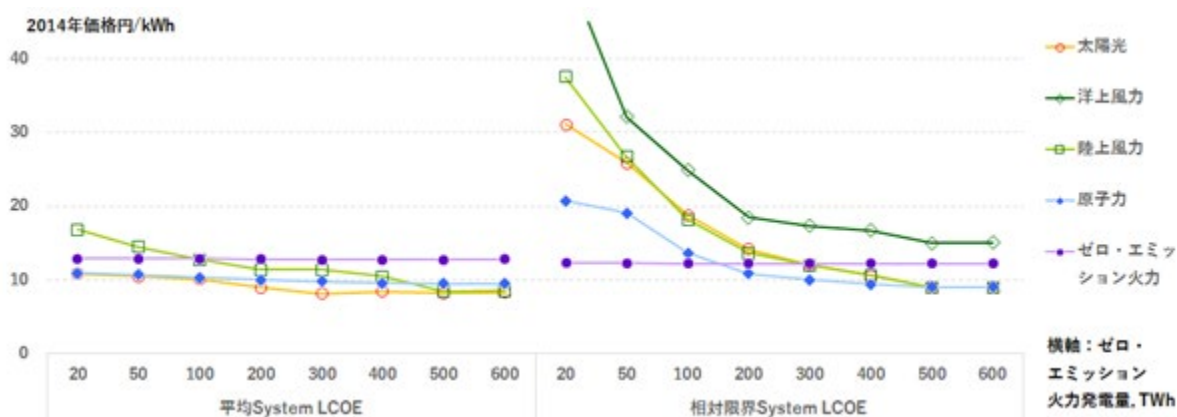


図 3-3 平均・限界 System LCOE の試算例

4. おわりに

本稿では現在提示されている様々な「LCOE を超える」指標について、それらの間の関係も考慮しつつ概説した。以上示してきた通り、細かな概念上の異同はあるものの、それらは概ね「総費用（統合費用含む）」と「市場価値」、並びに「電源別限界費用」「電源別平均費用」として整理することができる。これらの中で最も基本となるものは、ある与えられたエネルギーミックスに対して計算される統合費用、もしくは総費用であり、仮にこれを数理モデル等によって正確に求めることが可能であるならば、それだけで政策立案上非常に有用な情報を与えるものとなる。その他の指標は、この総費用の変化を電源別の経済性として表示するものに他ならない。

電源別に算定される「市場価値」は概念上、「回避費用単価」と同一のものである。ある電源が最適点を超えて導入された場合にはその市場価値はコスト（LCOE）よりも低くなり、逆に最適点よりも導入量が小さい場合には価値はコストよりも高くなる。この性質を用いて、コストと価値を統合させたものが電源別限界費用であり、VALCOE や System LCOE_HUE といった指標はこれに該当すると考えられるが、より十全な指標としては相対限界 System LCOE を用いることが妥当であろう。いずれにせよこのような分析からわかることは、どのような電源であれ、最適点（均衡点）を超えて導入を進めるとその限界費用が急速に上昇する、ということである。ここでは貨幣価値換算され得る「コスト」のみを対象としているが、必ずしも貨幣価値換算されない「リスク」についても同様のことが言えるのかも知れない。このような状況は、電源のゼロ・エミッション化及び VRE の大量導入が予想される将来においても、従来とはやや異なる形でのエネルギーの「ベストミックス」というものがどこかに存在し、それを追求することがエネルギー政策上の要点となることを示している。一方で、将来 VRE のコストが大幅に低下した場合、その平均費用は非常に安価なものとなり得る。これは、VRE のような「扱いにくい」電源であっても電力の平均的なコストの低減に大きく貢献し得ることを示しており、政策次第によっては大きな国民負担なく電源のゼロ・エミッション化を達成することが可能かも知れないという希望を抱かせる。

VRE 大量導入時の経済性評価は今後、エネルギー利用の脱炭素化を目指す上で必須の検討事項である。しかし上述の通り、特に統合費用自体の評価において、現状では研究例の間でいまだに乖離が存在する。今後の研究の進展により研究者間である一定のコンセンサスが得られるようになれば、エネルギー・環境政策立案の上で極めて有用な情報を提示することが可能となるものと思われる。

参考文献

- 1) Organization for Economic Cooperation and Development/Nuclear Energy Agency (NEA), International Energy Agency (IEA), (2020). Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition, OECD Publishing.
- 2) 発電コスト検証ワーキンググループ, (2015). 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告. https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf
- 3) C. Gollier, (2013). Pricing the planet's future: The economics of discounting in an uncertain world, Princeton University Press.
- 4) International Energy Agency (IEA), (2020). World Energy Outlook 2020, IEA Publications.
- 5) Y. Matsuo and R. Komiyama, (2021). System LCOE of variable renewable energies: A case study of Japan's decarbonized power sector in 2050, *Sustainability Science*, (in press).
- 6) 松尾雄司, 村上朋子, 荻本和彦, (2019). 発電部門の経済性評価手法及び指標に係るレビュー, 『第38回エネルギー・資源学会研究発表会講演要旨集』, 20-4.
- 7) F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Ludere, and O. Edenhofer, (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, pp. 61-75.
- 8) International Energy Agency (IEA), (2016). Next generation wind and solar power, IEA Publications.
- 9) 荻本和彦, 片岡和人, 占部千由, 斉藤哲夫, (2017). 日本における揚水発電所の System Value (II), 『平成29年電気学会B部門大会講演論文集』, 149.
- 10) U. S. Energy Information Administration (EIA), (2019). Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2019. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- 11) L. Hirth, F. Ueckerdt and O. Edenhofer, (2016). Why wind is not coal: On the economics of electricity, *Energy Journal*, 37(3), pp. 1-27.
- 12) International Energy Agency (IEA), (2020). World energy model documentation 2020 version. <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/documentation>
- 13) Department for Business, Energy, and Industrial Strategy (BEIS), (2020). Electricity generation costs 2020. <https://www.gov.uk/government/publications/beis-electricity-generation-costs-2020>
- 14) Frontier Economics, (2016). Whole power system impacts of electricity generation technologies. <https://www.gov.uk/government/publications/whole-power-system-impacts-of-electricity-generation-technologies>

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp