

3月10日 総合資源エネルギー調査会
長期エネルギー需給見通し小委員会(第4回会合) 資料3

再生可能エネルギー導入に伴う 系統安定化費用の考え方について

平成27年3月
資源エネルギー庁

- 2011年コスト等検証委員会では、個別のモデルプラントの発電コストには上乗せしないが、再生可能エネルギーの導入量等、エネルギーミックスの構成に応じて試算することが適当であるとした、系統安定化費用について、下記(1)のとおり整理していたところ。
- 今般のコストWGにおいても、個別の発電コスト自体に上乗せしないという整理は変えないが、再生可能エネルギーの導入が起因となるか、その他の費用(買取価格等)に含まれていないか等の観点から再整理し、下記(2)のコストについて検討することとしたい。
- このうち、地域間連系線の増強費用等の項目については、長期エネルギー需給見通し小委において検討することとし、下記(2)-(i)の項目についてはコストWGで議論することとしたい。

(1) 前回コスト検証委において整理した系統安定化費用

- (i) 既存の火力や揚水を使った調整のコスト
- (ii) 系統間連系強化のコスト
- (iii) その他
 - ・市場機能を活用した調整のコスト(スマートメーター／CEMS)
 - ・出力抑制機能付きPCSのコスト
 - ・蓄電池設置コスト及び揚水による調整
 - ・配電系統における電圧上昇抑制対策のコスト

(2) 今回検討する系統安定化費用(案)

- (i) 火力発電・揚水発電に関する調整費用
 - ①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
 - ②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
 - ③自然変動電源発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用
 - ④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用
- (ii) 再エネに係る地域間連系線等の増強費用
- (iii) その他

- 自然変動電源(太陽光発電及び風力発電)は、気象条件等によって出力が変動する。このため、自然変動電源の導入にあたっては、短周期変動(数十分単位までの出力変動)及び長周期変動(数十分から数時間単位の出力変動)に対応するため、火力発電や揚水式水力発電によるバックアップ等の調整を行う必要がある。この調整のために要する費用には、以下のようなものがある。

①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用

－ 自然変動電源の導入に伴い、火力発電の稼働を抑制するなど、追加的な出力調整を行う必要がある。この結果、高稼働状態と比較し、低い出力で運用することにより、火力発電の熱効率が低下(=燃料投入量当たりの発電量が減少)する。また、調整力のある火力電源を追加的に稼働させる(例:石炭からLNGや石油への振り替え)など、追加的な費用が発生する見込み。

②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用

－ 火力発電について、自然変動電源の導入のために火力の出力を抑制することに加えて、これまでの運用では停止までは行っていなかった火力発電(主に石炭火力)の停止・起動が必要になることが想定される。この場合、火力発電の追加的な停止・起動による費用が発生する見込み。 ※加えて、中長期的な設備耐力の低下等によるメンテナンスコストの増加や調整能力を具備するための追加費用等も想定される。

③自然変動電源の発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用

－ これまでは、夜間の余剰電力によって汲み上げ、電力需要が増加する昼間に発電をしていた運用から、自然変動電源(主に太陽光)を導入するため、昼間に揚水運転によって水を汲み上げ、夜間に発電する運用へと転換されることによる追加費用等が今後想定される。

④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用

－ 自然変動電源を導入することに伴い、変動性の大きい自然変動電源のバックアップのために、一定量の火力発電等の設備容量を確保しておく必要が生じることとなり、当該設備容量を維持・確保するための費用が発生。

※ 費用の中には、(a)自然変動電源導入拡大により、火力発電の稼働が低下し、本来であれば火力の稼働によって賄えたはずのkWhあたりの固定費(資本費)の増加分や、(b)揚水発電を自然変動電源余剰対策として日中に動力として活用する分、通常の供給力対策としての利用が出来なくなることに伴う、自然変動電源のために利用する分についてのkWhあたりの固定費(資本費)の増加分、を含み得る。

- 上記に要する費用が再生可能エネルギー導入のための調整費用として考えられるが、当該調整費用は再生可能エネルギーの導入状況だけでなく、電力需要の状況や他の電源の運転状況にも影響を受けるため、具体的な検討については、コストWGにおいて検討することとする。

- 各再生可能エネルギー電源の現状の導入ポテンシャルから、導入量の拡大が大きく見込まれるのは太陽光・風力発電。
- 太陽光発電については、現状、風力発電と比較してkWhの単価が高い一方で、地域的な偏在が少なく、家庭用太陽光発電など電力の需要地に近い場所での導入も可能となっている。
- 風力発電については、太陽光発電と比較して発電コストの低い再生可能エネルギーとして期待されるが、国内の導入適地の多くが北海道や東北地方の沿岸部等に集中している。このため、地域間連系線を可能な限り活用する必要があるが、更に大量に風力発電を導入するためには、風力発電の電気を需要の大きな大都市圏に送電する必要があり、これには地域間連系線等の増強が伴うことになる。
- このため、風力発電の大幅な導入拡大については、風力発電そのもののコストだけでなく、地域間連系線等の系統増強費用を考慮する必要があり、その上で他の再生可能エネルギーの発電コストと比較をするべきではないか。
- なお、過去に総合資源エネルギー調査会 総合部会 電力システム改革専門委員会の研究会が行った試算では、北海道、東北地域で再生可能エネルギーを合計約590万kW導入する場合に必要な地域間連系線等の増強費用は1兆1,700億円程度となっており、風力発電1kWh当たりの単価では10円/kWhとなっている。

【参考】地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成24年4月) 抜粋

P24 表-6 北海道・東北地域に風力発電など約590万kWを追加導入するための系統増強概算費用

追加連系量	北海道(風力+メガソーラー)	東北(風力)	北海道+東北 計
	270万kW	320万kW	590万kW
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線増強等	5,000億円程度	3,300億円+700億円程度	9,000億円程度
概算工事費計	7,000億円程度	4,700億円程度	1兆1,700億円程度 [10円/kWh程度]※

※ kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、太陽光発電12%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。

①年間発電電力量：(500万kW×20%+90万kW×12%)×8760時間=97億kWh

②年経費：1兆1700億円×8%=936億円

③kWh単価：936億円÷97億kWh≒10円/kWh程度。なお、我が国の平成21年度の総発電量は約9070億kWhであり、全体で負担する場合は0.1円/kWh程度となる。

(ii)地域間連系線等の増強費用について②

- 風力の地域別導入量については様々な仮定があり得るため、系統増強費用は一意に定まらないが、一例として北海道・東北地域における再エネ(風力発電を想定)の追加費用単価をマスタープラン研究会(平成24年4月)における試算結果から計算すると、概ね追加導入1kWhあたり年間約9円/kWhの増強費用となった。また、この費用をエリア別に分けると、東北分は4円/kWh、北海道分は15円/kWhとの試算結果となった。

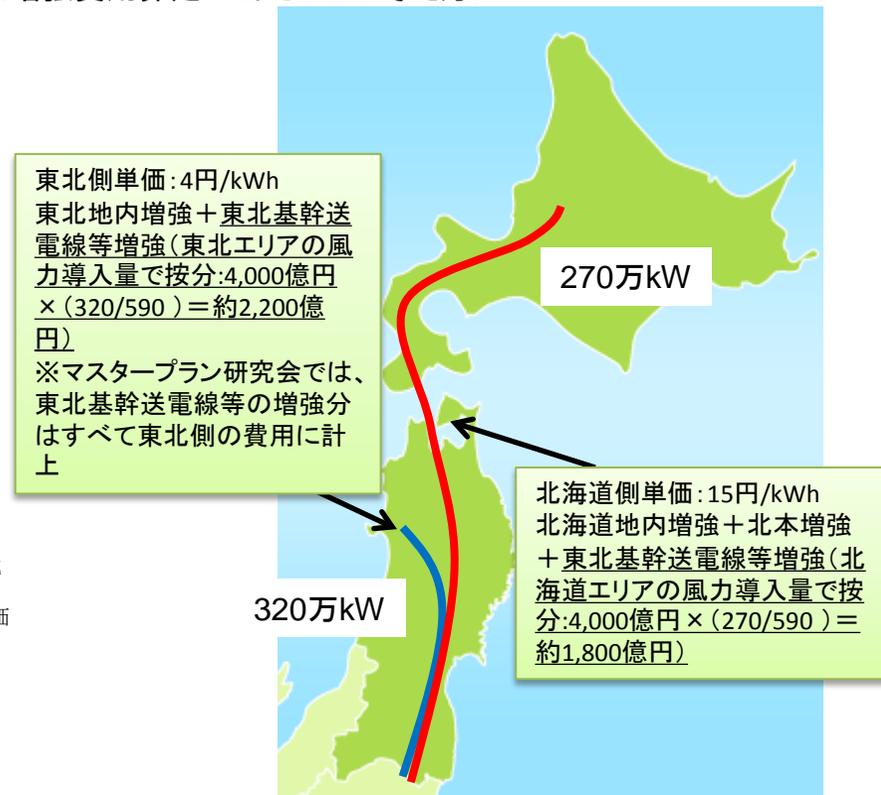
※マスタープラン研究会では、北海道に太陽光と風力の合計270万kWが入った場合の試算を行ったが、今回は、風力のみ270万kWが導入されると想定。系統増強費用総額1.17兆円はマスタープラン研究会と同じと仮定し、重複する東北基幹送電線等の費用は、各エリアの導入量に応じて按分した。

※「固定価格買取制度の運用見直し等について」で示したように、連系線の空き容量を活用することで、一定程度の風力等の再生可能エネルギーを送電できる可能性がある。(なお、こうした地域間連系線等に係る利用ルールに関しては、本年4月に発足する広域的運営推進機関の送配電等業務指針に位置づける予定。)

<一定の仮定に基づく風力の追加導入量における追加費用>

	北海道(風力)	東北(風力)	北海道+東北 計
追加連系量	270万kW (47億kWh/年)	320万kW (56億kWh/年)	590万kW (103億kWh/年)
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線・地内基幹送電線増強等	6,800億円程度 【+1,800億円】	2,200億円程度 【-1,800億円】	9,000億円程度
概算工事費計	8,800億円程度 【15円/kWh程度】	2,900億円程度 【4円/kWh程度】	1兆1,700億円程度 【9円/kWh程度】

<増強費用算定に当たっての考え方>



【 】内はP. 3マスタープラン研究会中間報告書との比較

※kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。(北海道、東北分も同様の手法で計算。)

①年間発電電力量: (590万kW × 20%) × 8760時間 = 103億kWh、②年経費: 1兆1700億円 × 8% = 936億円、③kWh単価: 936億円 ÷ 103億kWh = 9円/kWh程度。

※今後の電源の状況によって一部の送電線は増強不要となる場合もある。一方で、今後北海道・東北では太陽光が接続可能限度まで導入されることが見込まれており、その場合には太陽光によって地内系統が埋まることも予想され、下記以外に追加的な地内系統増強費用が発生する可能性もある。

※北海道及び東北地域における地内送電網の整備については、風力発電のための送電網設備実証事業(平成27年度政府予算案105億円)による取組を進めている。

※また、電力系統出力変動対応技術研究開発事業(平成27年度政府予算案60億円)など予算措置を行い、系統増強を伴わないソフト面での出力変動対策を進めている。

- 太陽光発電の余剰電力については、年間30日間又は360時間の出力制御の限度を超えた出力制御を行うことで、各電力会社が公表している接続可能量を超えた太陽光発電の導入が可能となる。
- 他方、太陽光発電の余剰電力について、出力制御を行う代わりに、蓄電池を設置して充電を行うことで、太陽光発電の導入が可能になるとともに、出力制御に比べて利用可能な再生可能エネルギー発電量(kWh)も増える。
- この場合に必要となるコストについて蓄電池を利用した場合を想定してその費用を試算した結果、現時点では太陽光発電1kW当たり、長周期対策で25万円～45万円程度。また、短周期対策については10万円～15万円程度。
- 現時点では、蓄電池による対策はコストが高く、太陽光発電自体の建設コスト(29.4万円/kW)に匹敵する水準。このため、蓄電システムの低コスト化に向けた技術開発は引き続き重要な課題となる(2020年時点で太陽光発電1kW当たりの長周期対策が11.5万円、短周期対策が7万円程度となることを想定※)。

	太陽光発電1kW当たりのコスト(現状)	電力ロス	備考
①出力制御 太陽光発電の余剰時に出力制御を実施(蓄電池は導入しない)	0.4万円/kW 出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用、2000kW以上の太陽光への設置を想定。	出力制御量	無補償の出力制御を前提
②蓄電池(長周期対策)の一例 発電設備1kWに対して、蓄電池を5kWh(5時間分)を設置。 <u>太陽光発電の余剰時のみ充電、夜間等に放電</u> することを想定。	25万円～45万円/kW (蓄電システム5万円～9万円/kWh×5h)	充電量(出力制御量) × 充放電ロス率	この方法では、出力制御される量と同量(kWh)の電気を充電し、夜間に放電する
③蓄電池(短周期対策)の一例 発電設備1kWに対して、蓄電池1kWh(1時間分)を設置することを想定。	10万円～15万円/kW (蓄電システム10万円～15万円/kWh×1h)	発電量の一部 (一定の変動率を超過した発電量) × 充放電ロス率	短周期対策のため、一定の変動率を超過した出力の増減が発生した場合に、超過量分の放充電を行う(但し、短周期対策であるため、下げ代不足には対応出来ない)

※2020年までに蓄電システムの導入コスト2.3万円/kWh(長周期対策向け)、7万円/kWh(短周期対策向け)を目指した技術開発が進行中であり、必要な電池容量が長周期対策5時間分、短周期対策1時間分と仮定すれば、太陽光発電1kW当たりの長周期対策は11.5万円、短周期対策は7万円となる。

- 前述した費用以外にも、再生可能エネルギーの導入拡大に際しては、再生可能エネルギー電源がローカル系統に集中した場合の出力調整・配電網の電圧調整の設備等が必要となる。
- ただし、固定価格買取制度においてこれらの費用については、再生可能エネルギー導入コストを抑制する観点から、再生可能エネルギー発電事業者の特定負担とされており、調達価格等算定委員会では、太陽光発電事業者側の負担は、1.35万円/kW程度と想定している。従って、エネルギーミックスの検討に当たっては、固定価格買取制度の買取価格に含まれると見なして整理することが適当と考えられる。
- また、スマートメーターやCEMSについては、再エネ導入の有無に関わらず導入する別途の意義があることから、再エネ導入によって生じる系統安定化費用に含めないことが適当と考えられる。