

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 （具体的試算方法：案）

- 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。

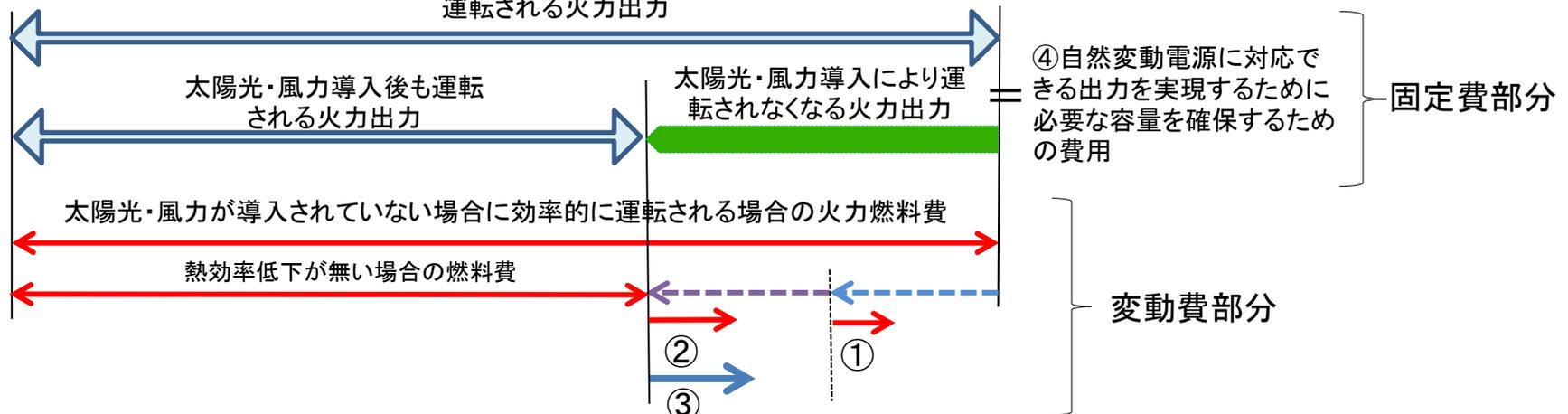
系統安定化費用算定に当たっての考え方

- ・自然変動電源の導入に伴い、火力発電の設備利用率が下がり、燃料費が削減される効果がある一方、火力の稼働抑制については、経済性を一定程度踏まえた運用の範囲内で抑制される部分(経済的負荷配分)と、優先給電ルールが存在によって、継続的に抑制する部分(優先給電配分)がある。その双方について、単純な燃料費削減効果とは別に、設備利用率が減少することによる熱効率の低下や、供給力調整のための設備容量(kW)を維持・確保のための費用が発生する。
- ・また、揚水動力の活用についても、優先給電ルールに対応するため、経済的側面を超えて運用する部分があり、揚水ロスや設備の維持・確保のための費用が発生。
- ・系統安定化対策における調整費用とは、これら経済的負荷配分と優先給電配分によって、純粋な燃料費の削減効果とは別途、追加的に発生する費用を合計したものを指すと考え、これらの要素を反映可能なモデルによって分析する。

※設備利用率＝発電電力量/(8760時間×定格容量)

【費用のイメージ】

需要に対応して、太陽光・風力が導入されていない場合に効率的に
運転される火力出力



【自然変動電源(風力・太陽光)導入に伴い考慮すべき系統安定化費用】

- ①電源は経済運用(経済的付加配分)するが、設備利用率が減少し、熱効率が低下することによる燃料費の増加：主にLNGに付随して発生するものと想定
- ②経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、火力を抑制・停止することによる費用(効率低下・起動停止回数増加など)：主に石炭に付随して発生するものと想定
- ③経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、揚水動力を活用することで揚水ロスを通じて発生する費用：揚水運転に付随して発生
- ④さらに、①～③の各々に関連して、火力・揚水設備を待機・確保しておくための費用(固定費)が発生。
(なお、太陽光・風力導入による燃料費の削減効果は、系統安定化費用とは別途評価されることになる。)

変動費部分

固定費部分

- ・モデルによる分析に当たっては多くの制約があることから、モデルは様々な仮定の下で設定されており、今回の結果はあくまで一つの試算結果であり、必ずしも確定した数値でないことに留意。
- ・なお、系統安定化費用を誰がどのような形で負担するかという点は、別途慎重に議論すべき論点。

モデルについての主な前提

- ・全国の需要と供給力を一体として分析するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる（広域運用が完全になされる）との仮定に基づく。このとき、太陽光・風力は、地域的な偏在が起らず、需要規模に応じた形で均等に分布し、地域的な需給のアンバランスは生じないものと仮定する。
- ・LNG・石炭火力の最大調整幅については、マクロ（全国の設備全体に対して）での最低出力までと仮定する。
- ・揚水は、kWの制約について考慮。
- ・石油火力等は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファを維持するために必要な一定の発電量を確保すると仮定。

①自然変動電源導入に伴う火力発電の設備利用率低下に関する考え方

LNGと石炭の稼働モデルを構築し、自然変動電源の稼働に伴う各火力電源の稼働の変化を分析。
※石油火力は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファ等に最低限必要な発電量のみ確保されると仮定。
このため、自然変動電源の導入による石油火力の発電量の減少は無いと仮定する。
※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への振り替え)費用は本分析で反映する。

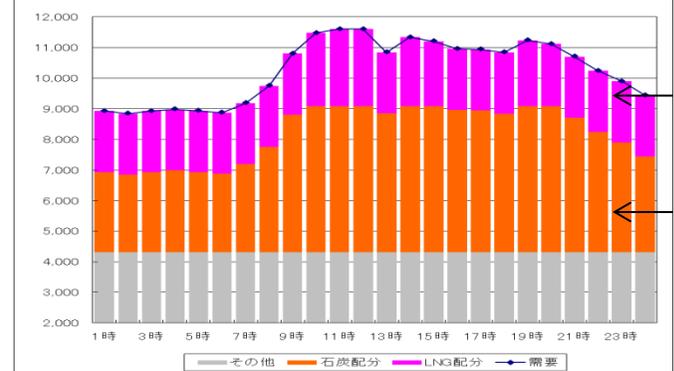
【モデルの基本的考え方】

- ・1年分の需要曲線を想定。また、1年分の太陽光・風力の設備容量に対する出力を想定。
- ・メリットオーダーの考えに従い、LNG→石炭の順に抑制。
- この際、LNG・石炭のマクロとしての最低出力分は確保すると仮定。
- ・LNG、石炭ともに下限まで抑制してもなお太陽光・風力の合計値が調整可能な火力分を上回る場合は、揚水動力を稼働させ吸収する。揚水動力でも吸収し切れない場合は余剰分の太陽光・風力を抑制。
- ・上記作業を1年間・8760時間毎に計算し、自然変動電源の導入有無や導入ケースによる火力電源の設備利用率変化を計算。併せて、揚水動力による自然変動電源の吸収量も計算。

(留意点)
※従来型LNGについては、現状でも設備利用率の低い運転となっており、自然変動電源の導入に伴って設備利用率が低下するのは高効率LNGと石炭火力と想定。
※全国の需要と供給力を一体として構築するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる(広域運用が完全になされる)との仮定に基づくこととなる。よって、詳細な連系線制約は考慮していない。
※揚水動力として活用可能な容量(kW)を超える分の余剰の自然変動電源は抑制することを想定。

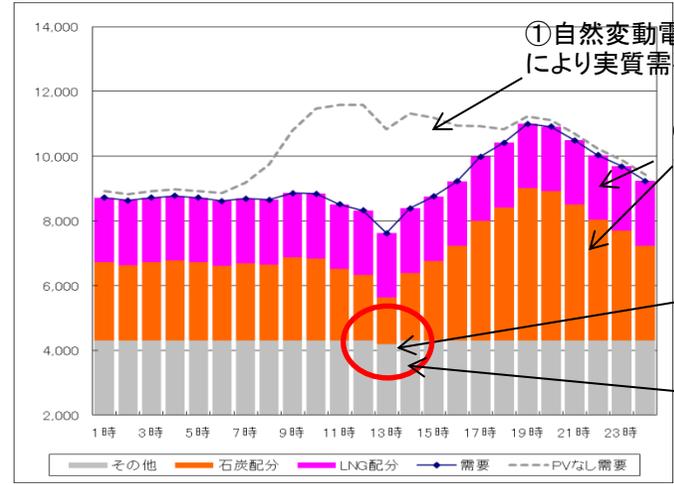
【自然変動電源導入前後の1日の電源運用イメージ】

【導入前】



- ① 荷変動に対しては、LNGでまず調整
- ② LNGを下限まで出力抑制しても吸収できない分は石炭を抑制

【導入後】



- ① 自然変動電源の導入により実質需要が低下
- ② LNG・石炭を最大限抑制してもなお余剰が発生(ここでは12-13時)
- ③ 火力の抑制でもなお余剰が発生する場合は揚水動力で吸収
- ④ 揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制

①火力発電の設備利用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、定格出力状態と比較し、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。

計算の考え方

(1)8760hrの需要から石炭・LNGが分担するkWを時間毎に想定し、時間変動量(前時刻との差)を累計し、設備量で除することで、kWあたりの負荷調整回数を算定。また、最低負荷運転となっている時間数も合わせてカウント。

(2)熱効率の低下は、低出力での運転状態がどの程度あるかによって求められるため、(1)に基づき、以下の式で熱効率を算出

$$\text{熱効率} = \text{定格熱効率} \times \frac{\text{定格運転hr}}{\text{運転hr}} + \text{最低負荷熱効率} \times \frac{\text{最低負荷運転hr}}{\text{運転hr}} + \text{負荷調整時間中平均熱効率} \times \frac{\text{負荷調整時間中運転hr}}{\text{運転hr}}$$

※定格=100%、最低負荷=30%、負荷調整時間中は平均を取り65%と仮定。

(3)熱効率低下分による費用は効率悪化に伴う燃料費増分として算出

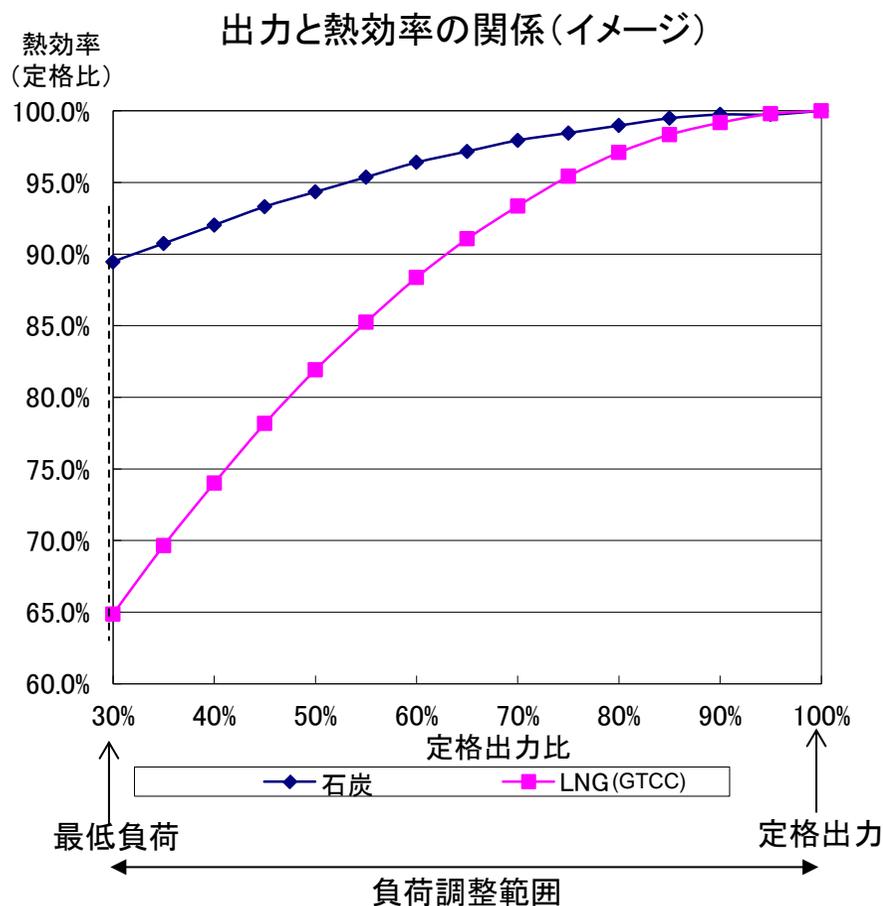
(計算例)

再エネ導入前熱効率時燃料費: α 円/kWh

再エネ導入後熱効率時燃料費: β 円/kWh

発電量(設備利用率低下後): A億kWhと仮定すると燃料費増は、

$$\text{燃料費増} = A \text{億kWh} \times (\beta \text{円/kWh} - \alpha \text{円/kWh})$$



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。

計算の考え方

- (1) 自然変動電源の導入に応じて、1ユニット当たりの石炭火力の平均的な年間の起動・停止回数の増加分を想定： γ 回(年間)
- (2) 1回あたりの起動・停止に伴う費用： C (円/回・100万kW)
- (3) 計算段階の石炭火力の設備容量： $D \times 100$ 万kW (例えば4500万kWなら $D=45$)
- (4) 起動停止費用= $\gamma \times C \times D$ (円)

(計算例)

起動停止コスト(平均) 石炭:1,500万円/100万kW・回

年間増加停止回数： $\gamma=50$ 回

石炭設備容量:4500万kWとすると $D=45$

と想定すると、起動停止費用= 50×1500 万/100万kW $\times 45$ ($\times 100$ 万kW) =約340億円/年

(留意点)

・LNGに関しては、自然変動電源の導入増加により、起動停止回数は減少する可能性あり(→石炭停止との振り替え)。この場合の(LNG起動停止回数の減少による)費用減少分は差し引いて見込んではどうか。(例えば、LNGの平均起動停止コスト:500万円/100万kW・回)

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。

計算の考え方

- (1)自然変動電源導入時の揚水動力: E kWh (先述の設備利用率変動モデルより導出)
- (2) E kWhの持ち上げによる可能発電量は、揚水動力のロス率を30%と仮定すると、 $(1-0.3) \times E$ kWh
- (3)太陽光の想定買い取り価格: P_{pv} 円/kWh
- (4)揚水を使わなければ供給された発電量が、実際には70%しか供給されないことによる差分をコストと認識すると、
$$\{E - (1-0.3) \times E\} \times P_{pv} = 0.3 \times E \times P_{pv} \text{ (円)}$$

例:揚水動力活用分が100億kWh、太陽光買い取り価格を26円/kWhとすると、
揚水ロス分の費用は $0.3 \times 100 \text{億} \times 26 = 780 \text{億円/年}$

(留意点)

・揚水動力を活用する必要があるほど自然変動電源(太陽光・風力)による余剰が発生するのは、一般的に日中であり、その原因の大層は太陽光であるが、一部は風力によるものとして、太陽光・風力の買い取り価格の加重平均値を試算に用いることも一案。

(例)余剰が生じる時間帯は日中(一日の1/3 = 8時間)と仮定し、太陽光の発電量(すべて)と、風力の発電量の1/3との比率に応じて加重平均する、など。

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。

計算の考え方

<火力>

設備利用率低下(前後比): $\alpha\%$ 、火力固定費:F円/kWh、石炭火力設備容量:D(kW)、とすると、
 当該火力の固定費増加分= $D(\text{kW}) \times 8760\text{時間}(\text{hr}) \times \alpha\% \times F$ (円)

(計算例:石炭火力の場合)

石炭火力の利用率が20%低下した場合(例:80%→60%): $\alpha=(80-60)/80=25\%$

石炭固定費単価 3.5円/kWh(資本費+運転維持費)

全国石炭火力kW 4500万kW、と仮定すると、

火力固定費増加分 $4500\text{万kW} \times 8,760\text{hr} \times 25\% \times 3.5 = \underline{\text{約}3450\text{億円/年(全国合計)}}$

※火力電源設置にかかる固定費は、自然変動電源導入の有無に関わらず発生するが、上記費用は、火力設備の所有者が、設備を維持するものの、自然変動電源導入により、想定通りの稼働が出来なくなることにより、回収出来ない費用と一致(右図参照)。(この際、簡便化のため、自然変動電源導入によって不要となる設備容量はゼロと仮定。)

※設備利用率の変化は先述の設備利用率変動分析モデルを利用。また、LNGについても同様に計算。

<揚水>

揚水kW単価:G円/kW、全国揚水容量:H(kW)、年経費 $\delta\%$ (年)、自然変動電源導入による通常運用との分担割合: η とすると、揚水固定費按分額= $G \times H(\text{kW}) \times \delta \times \eta$ (円)

(計算例)

揚水kW単価 G=20万円/kW

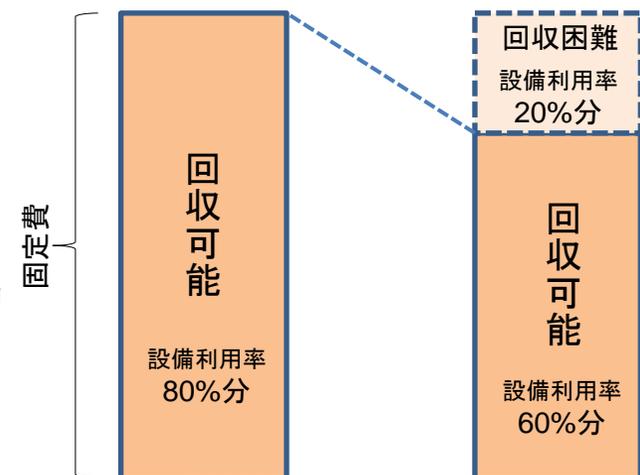
全国揚水kW H=2700万kW

年経費 $\delta=6\%$ /年、分担割合: $\eta=1/2$ (先述のモデルから、揚水を日中に動力として稼働させた日数の割合を算出するモデル)、と仮定すると、

揚水固定費分担額: $20\text{万円} \times 2700\text{万kW} \times 6\% \times 1/2 = \underline{\text{約}1,620\text{億円/年(全国合計)}}$

※揚水を日中に供給力として期待するためには、夜間に上池容量を満水としている必要があるが、太陽光等の自然変動電源が増えると、日中の汲み上げを想定し、上池容量を空けておく必要がある。このため、自然変動電源の吸収分として揚水を利用する分の固定費を、自然変動電源対応の費用として計上すべきかどうか検討。

【費用のイメージ】



経済運用した場合の設備利用率 (例:80%)
 ↓
 火力発電を運用する事業者は、固定費全体を、火力の稼働(80%)によって回収することを想定

再エネ導入後の設備利用率 (例:60%)
 ↓
 火力発電を運用する事業者が回収できる固定費は、実際に稼働させた分(60%相当)のみ
 =残り20%分の固定費(点線枠部分)は回収が困難になるが、変動対応のために維持が必要。

○負荷変動や、起動停止回数の増加により、中長期的に設備耐力が低下すること等によるメンテナンスコストの増加

○調整能力を高めるための追加費用(例:石炭火力に調整力を高めるための追加費用)

- 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。

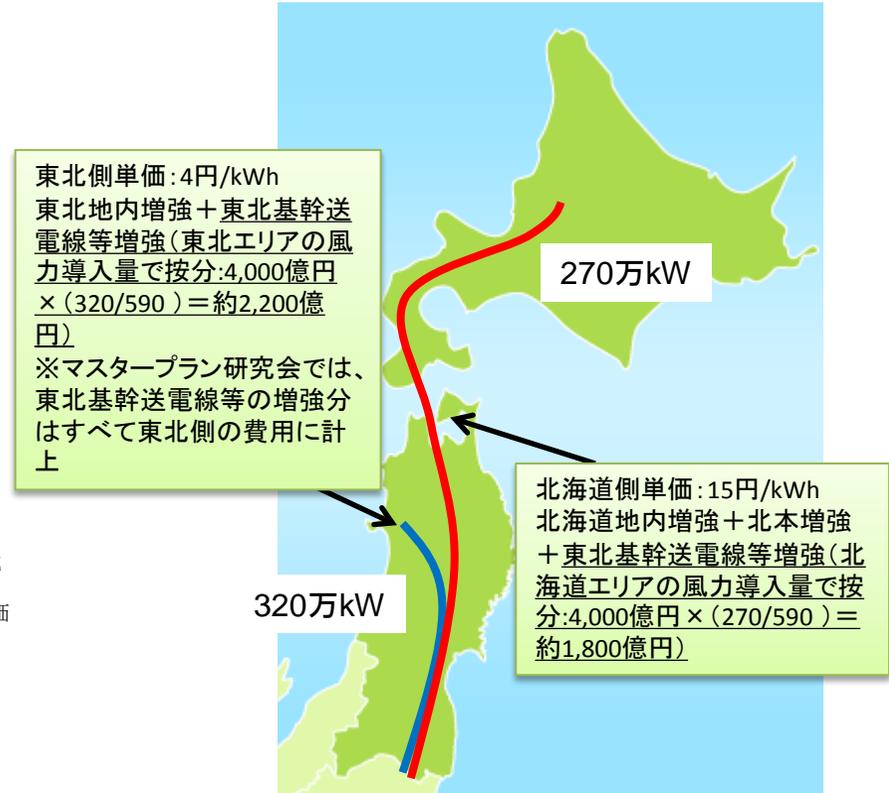
※マスタープラン研究会では、北海道に太陽光と風力の合計270万kWが入った場合の試算を行ったが、今回は、風力のみ270万kWが導入されると想定。系統増強費用総額1.17兆円はマスタープラン研究会と同じと仮定し、重複する東北基幹送電線等の費用は、各エリアの導入量に応じて按分した。

※「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。