

系統安定化費用について

令和3年4月20日
資源エネルギー庁

- 1. 2015年発電コスト検証WGにおける整理**
2. 今回の系統安定化費用計算について

2015年発電コストWGにおける系統安定化費用の考え方

【2015年検証での整理】

- 2015年の発電コストの検証では、自然変動電源（太陽光発電及び風力発電）の導入に伴う系統安定化費用について検証を実施。

- 系統安定化費用を以下の項目に関わる費用と定義。
 - （1）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
 - （2）再生可能エネルギーに係る地域間連系線等の増強費用
 - （3）その他

- 上記の項目のうち、「（1）火力発電・揚水発電に関する調整費用」について、太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定を行った。

2015年発電コストWGにおける系統安定化費用における調整費用算定に当たっての考え方

- ・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、地域的な偏在が起こらず、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。

※太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こった場合、最適な電源運用がなされず、調整費用は試算値より増加する可能性がある。

- ・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。
- ・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。

留意事項

- ・揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。
- ・また、以下の費用等については定量化が困難なため、今回試算には加えていない。
 - － 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）
- ・以上の前提及び措置により、系統安定化費用における調整費用は実際の費用より低く試算される可能性がある。

2015年発電コストWGにおける諸元の想定

【太陽光・風力導入量の想定】

太陽光：①5000万kW、②7000万kW、③9000万kW、風力：(a)500万kW、(b)1000万kW、(c)1500万kWの3×3=9ケースで計算。
このとき、出力抑制を反映した後の各ケースの発電量は、以下のとおり。

	(a) 風力500万kW	(b) 風力1000万kW	(c) 風力1500万kW
①太陽光5000万kW	569億kWh, 87億kWh	568億kWh, 175億kWh	568億kWh, 262億kWh
②太陽光7000万kW	788億kWh, 87億kWh	787億kWh, 173億kWh	786億kWh, 259億kWh
③太陽光9000万kW	990億kWh, 85億kWh	989億kWh, 169億kWh	988億kWh, 253億kWh

（左：太陽光発電量
右：風力発電量）

※ただし、上記の導入量は実際の導入制約を考慮せず機械的に置いた想定のため、実際にこの量が導入されることを保証するものではない。

【その他諸元の想定】

・石炭設備量：4,100万kW・LNG設備量：6,826万kW（電気事業便覧H26年度版をベースに概算）

※LNGのうち、高効率LNG(GTCC)の割合65%（電気事業便覧より概算）

・揚水設備量：2672万kW、うち揚水動力利用可能量：2122万kW（新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(H.26)における各社揚水利用想定を参考に概算）

・需要：2013年度実績（9社分）

・太陽光・風力の出力想定：2013年度実績（一部推計）より、年間設備利用率が太陽光13%、風力20%になるよう調整

・定格熱効率：石炭42%、GTCC52%（コストWG 2014年モデル（石炭・GTCC全体の平均がこのレベルになると仮定））

・最低負荷：石炭・GTCCとも30%

・熱効率低下カーブ：サンプル事業者の事例より想定

・燃料費：コストWG WEO2014新政策シナリオから2030年時点の燃料費を設定（石炭5.1円/kWh、LNG10.0円/kWhベース：熱効率に応じて変動）

・各月H1（最大需要）に対して予備率8%を超える火力電源は補修のため停止させるものと想定

・揚水ロスに対する単価：太陽光買取価格の近年の価格動向を踏まえて平均値として25円/kWhとなると仮定

・起動停止コスト：石炭15万円/回、LNG5万円/回（万kWあたり）（事業者ヒアリング）

※計算上は、石炭の増加分費用から、LNGの減少分費用を差し引いて純増加費用分を計算。

・揚水固定費 建設単価20万円/kW、年経費5%（建設単価は低炭素電力供給システムに関する研究会(H.20)より。年経費は資本費4%、運転維持費1%程度の計）

※揚水固定費の再エネ使用分は、計算は行いが系統安定化費用の総額には含まずに示している。

2015年発電コストWGにおける試算結果

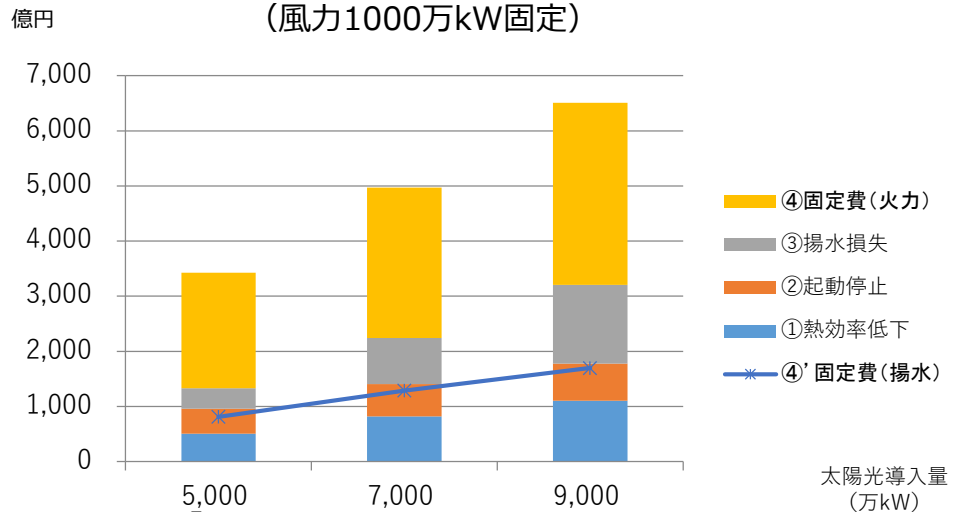
・火力・揚水発電の設備量や、需要について一定の想定を置いた上で、風力導入量を固定して太陽光導入量を変化させた場合と、太陽光導入量を固定して風力導入量を変化させた場合の、各費目の費用変化を分析。

・変化量が風力の場合は相対的に小さいこともあり、各費目の費用変化は、太陽光導入量を変化させたときの方が大きく影響が出る結果となり、自然変動電源（太陽光・風力）の導入規模が約6000万～1億kWの場合、費用の合計額は概ね年間3000億円台～7000億円程度（揚水固定費分は除く）となった。

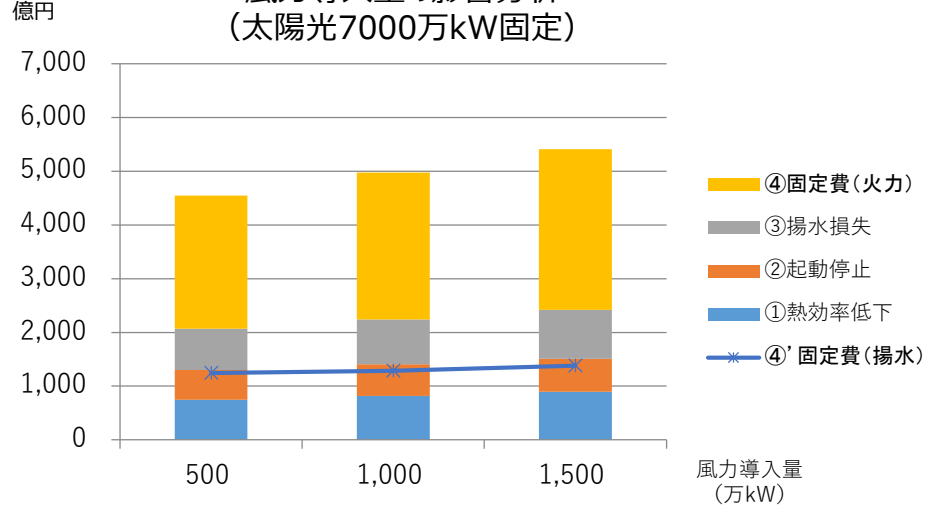
・火力発電の設備利用率は、自然変動電源（太陽光・風力）の導入量が拡大するに従い、減少率が大きくなり、特に従来調整用としての利用が限定的であった石炭火力の利用率の落ち込みが、より大きくなる結果となった（特に太陽光拡大時にその傾向が顕著）。

※太陽光・風力の導入想定のお考えについては次ページ参照

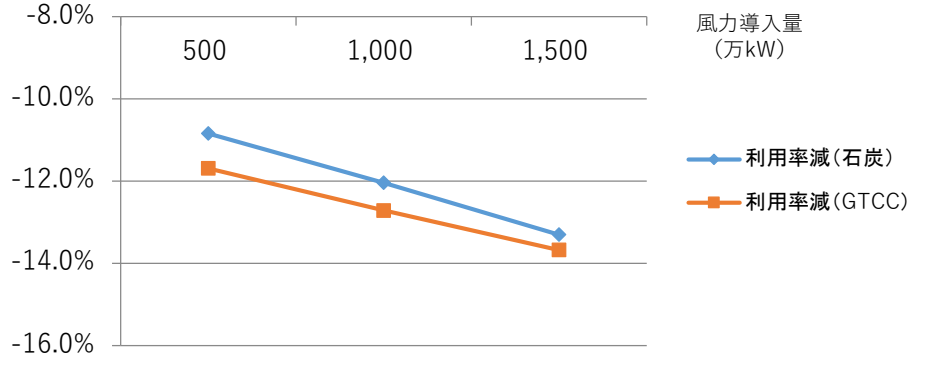
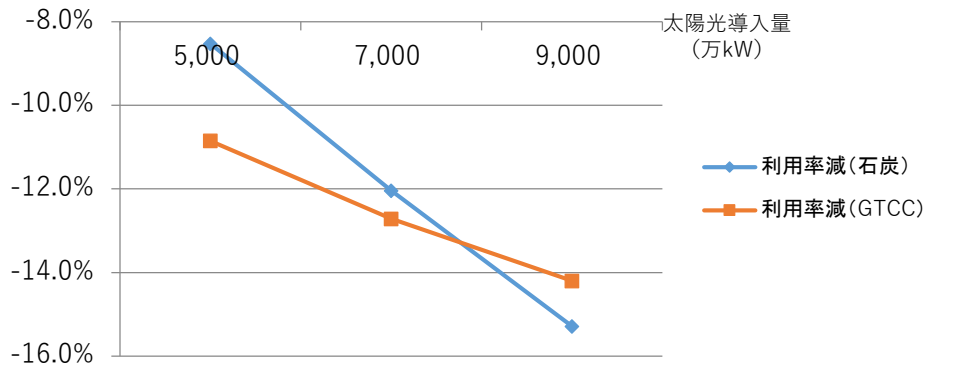
【費用（年あたり）】 太陽光導入量の影響分析
(風力1000万kW固定)



風力導入量の影響分析
(太陽光7000万kW固定)



【設備利用率変化】



試算結果：詳細

		風力500万固定			風力1050万固定			風力1500万固定		
自然変動電源	太陽光設備容量(万kW)	5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000	5,000	6,640	9,000
	風力設備容量(万kW)	500	500	500	1,050	1,050	1,050	1,500	1,500	1,500
	太陽光発電量(億kWh)	569	756	1025	569	756	1025	569	756	1025
	風力発電量(億kWh)	88	88	88	184	184	184	263	263	263
	抑制後太陽光(億kWh)	569	749	990	568	749	989	568	748	988
	抑制後風力(億kWh)	87	87	85	184	182	177	262	260	253
	抑制後再エネ量(億kWh)	656	836	1075	752	931	1166	830	1008	1241
	稼働率変化(%)	-7.3%	-10.2%	-14.1%	-8.7%	-11.5%	-15.4%	-9.8%	-12.7%	-16.5%
④固定費未回収分(億円)	1003	1395	1924	1181	1576	2103	1334	1731	2255	
①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	131	182	245	151	202	261	169	219	276	
②起動停止コスト(億円)	503	640	777	572	699	818	628	746	850	
LNG(GTCC)	設備利用率変化(%)	-9.8%	-11.4%	-13.2%	-11.0%	-12.5%	-14.3%	-11.9%	-13.4%	-15.1%
	④固定費回収ロス分(億円)	834	973	1132	937	1070	1222	1016	1144	1292
	①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	308	509	790	360	569	849	409	619	910
	②起動停止コスト(億円)	-93	-106	-118	-115	-129	-141	-134	-147	-159
揚水	揚水動力活用分(億kWh)	43	89	179	51	99	191	57	108	202
	揚水ロス(億kWh)	13	27	54	15	30	57	17	32	61
	③揚水ロス損失額(億円)	324	670	1,345	379	744	1,435	430	812	1,516
	再エネ用揚水日数	101	162	226	113	167	232	121	176	238
	④固定費(揚水)回収ロス分(億円)	739	1,186	1,654	827	1,222	1,698	886	1,288	1,742
	①熱効率低下による損失額(億円)	439	691	1,035	511	771	1,110	578	838	1,186
②起動停止(石炭増-LNG減)コスト(億円)	409	534	659	457	571	678	494	598	691	
③揚水ロス損失(億円)	324	670	1,345	379	744	1,435	430	812	1,516	
④固定費(火力)回収ロス分(億円)	1,837	2,368	3,056	2,118	2,645	3,325	2,350	2,875	3,547	
調整費用総計(①+②+③+④)(揚水固定費除く)(億円)	3,010	4,262	6,095	3,465	4,730	6,548	3,852	5,122	6,939	

(参考)(i)火力発電等による調整費用について

○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、調整費用については、様々な前提を置いた上で算定を行う。

(参考)(i)①自然変動電源導入に伴う火力発電の設備利用率低下

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】

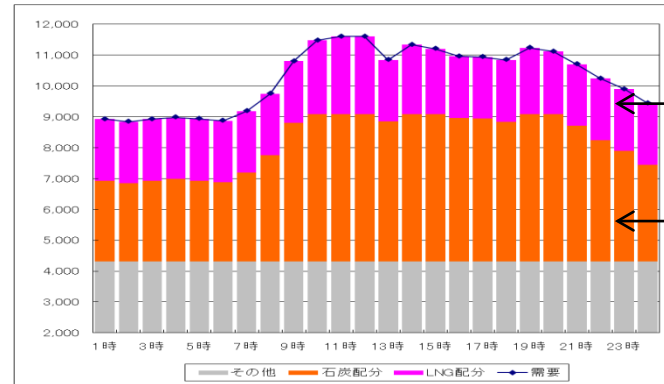
- 1年分の需要曲線を想定。また、1年分の太陽光・風力の設備容量に対する出力を想定。
- メリットオーダーの考えに従い、LNG→石炭の順に抑制。この際、LNG・石炭のマクロとしての最低出力分は確保すると仮定。
- LNG、石炭ともに下限まで抑制してもなお太陽光・風力の合計値が調整可能な火力分を上回る場合は、揚水動力を稼働させ吸収する。揚水動力でも吸収し切れない場合は余剰分の太陽光・風力を抑制。
- 上記作業を1年間・8760時間毎に計算し、自然変動電源の導入有無や導入ケースによる火力電源の設備利用率変化を計算。併せて、揚水動力による自然変動電源の吸収量も計算。

（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】

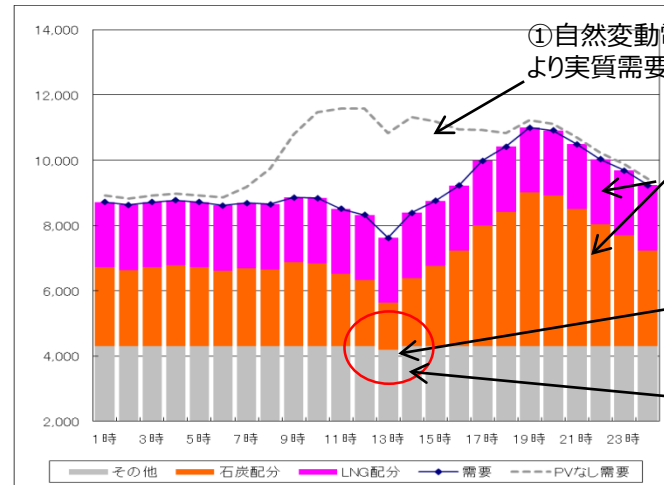
【導入前】



① 負荷変動に対しては、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

(参考)(i)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

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

※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

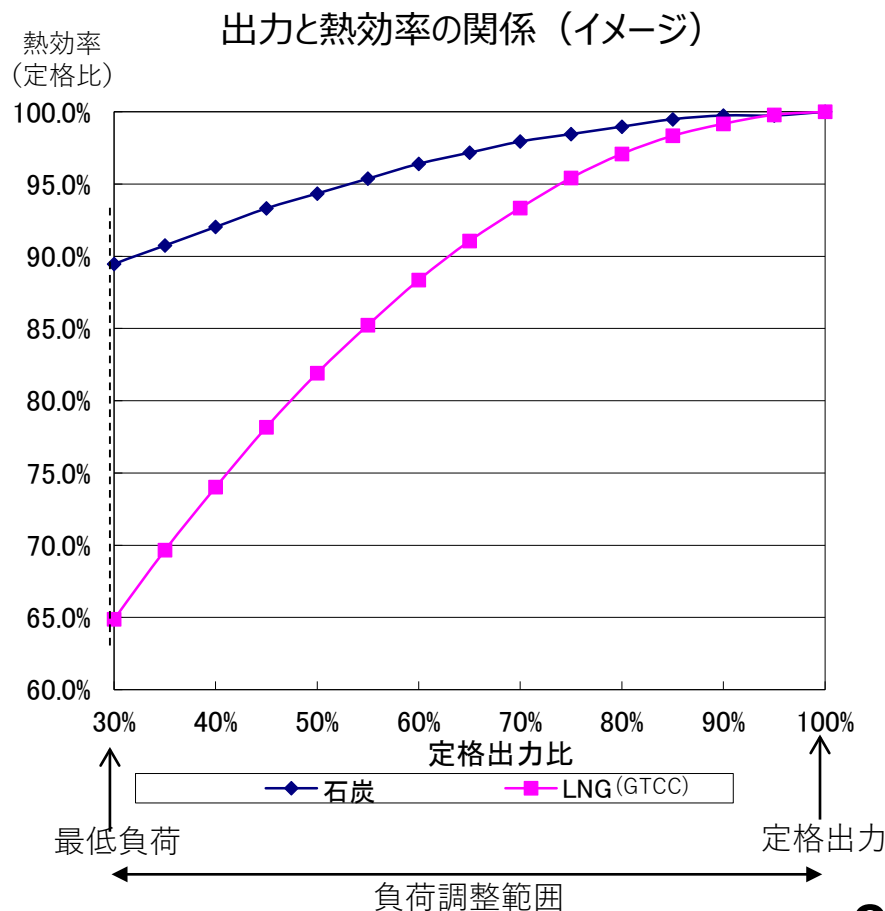
(計算例)

再エネ導入前熱効率時燃料費：a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、

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



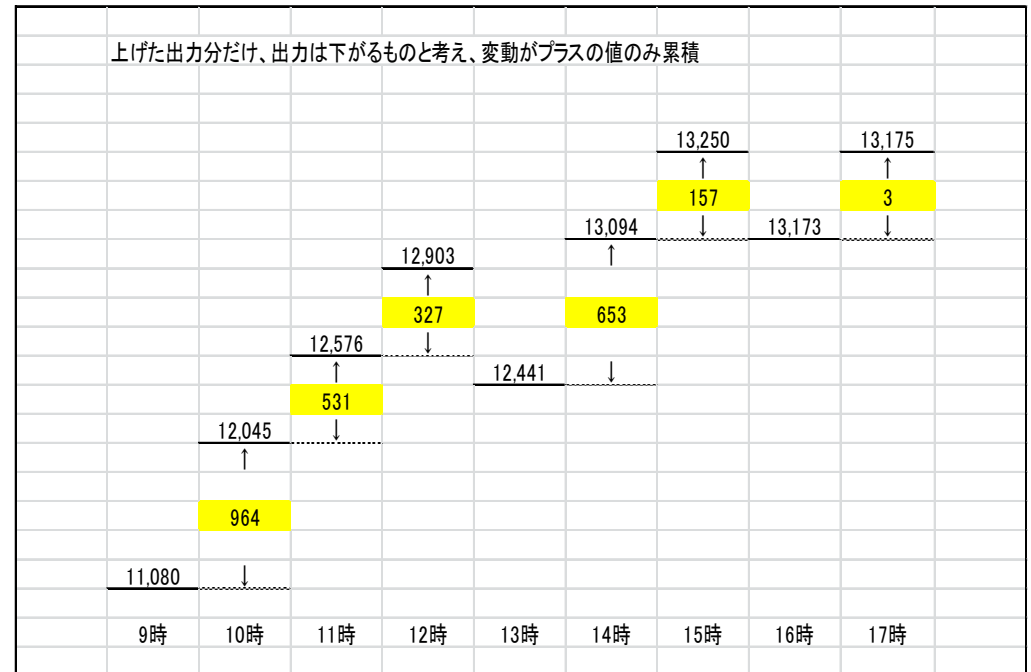
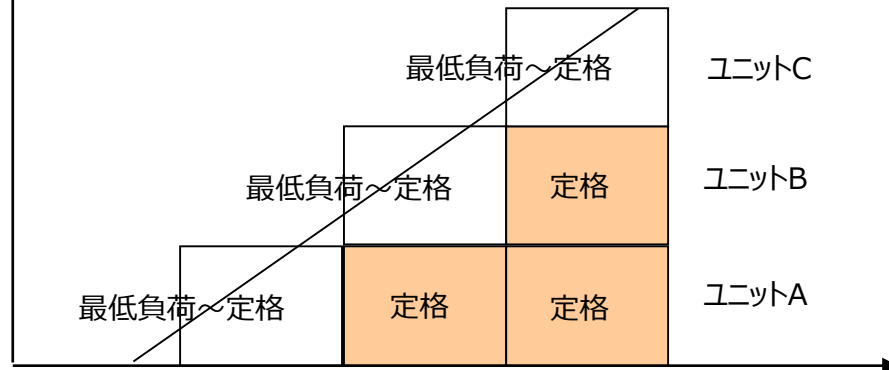
(参考)(i)②火力発電の停止及び起動回数の導出法

停止・起動回数は、先述の設備利用率変動分析モデルより、負荷の変動量分（前後の時間におけるLNG（又は石炭）の出力との差分）だけ、追加的に新たなユニットの稼働が始まると仮定。年間の、負荷変動によるkWあたりの新たなユニット稼働回数を計算。これを自然変動電源の導入前後で比較することにより、年間の調整回数の導入前後での差分＝起動・停止回数と考える。

【概念図】

【1日当たりのある電源種（LNG・石炭別）の出力変動のイメージ】

負荷調整にあたっては、全ユニット同時に指令されるわけではなく、最初に指令されたユニットが定格に達した後、次のユニットの負荷調整に移行するため、時間ごとの変動量を累積することで、ユニットの変動量を模擬



※上図では、一定規模の定格出力を持ったユニットの稼働パターンを模式的に図示しているが、モデル上は、個別のユニット毎ではなく、電源種別の設備容量全体の稼働状況を分析している。また、LFCの必要量については考慮していない。

1日の出力累積変動量（前の時間から増加した分のみ合計）：X kW
 LNG（又は石炭）の調整用の設備容量：Y kW（＝設備容量－最低負荷分）
 この日の1万kWあたりの負荷調整回数：X kW/Y kW（回/日）

（※LNG・石炭毎に計算）

(参考) (i)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に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 = $50 \times 1500 \text{万} / 100 \text{万kW} \times 45 (\times 100 \text{万kW}) = \text{約}340 \text{億円/年}$

(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むこととする。（LNGの平均起動停止コスト：500万円/100万kW・回）

(参考)(i)③自然変動電源の発電時に、揚水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25円/kWhとすると、
揚水ロス分の費用は $0.3 \times 100 \text{億} \times 25 = 750 \text{億円/年}$

(参考)(i)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 $4500 \text{万kW} \times 8,760 \text{hr} \times 25\% \times 3.5 = \text{約} 3450 \text{億円/年}$ （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、火力設備の保有者が、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伴い、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

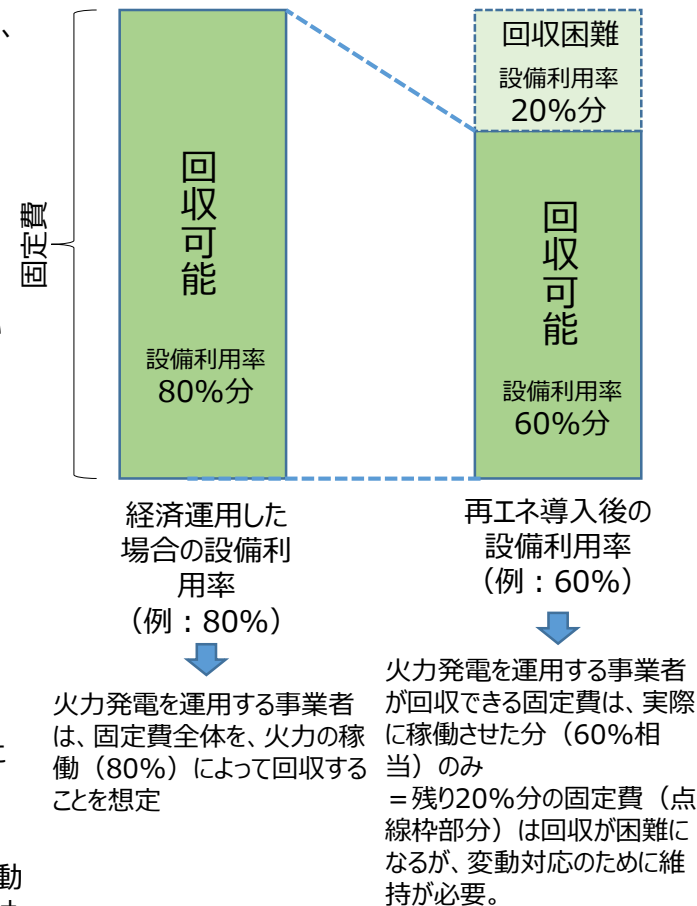
全国揚水kW H = 2700万kW

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： $20 \text{万円} \times 2700 \text{万kW} \times 6\% \times 1/2 = \text{約} 1,620 \text{億円/年}$ （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。ただし、揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。

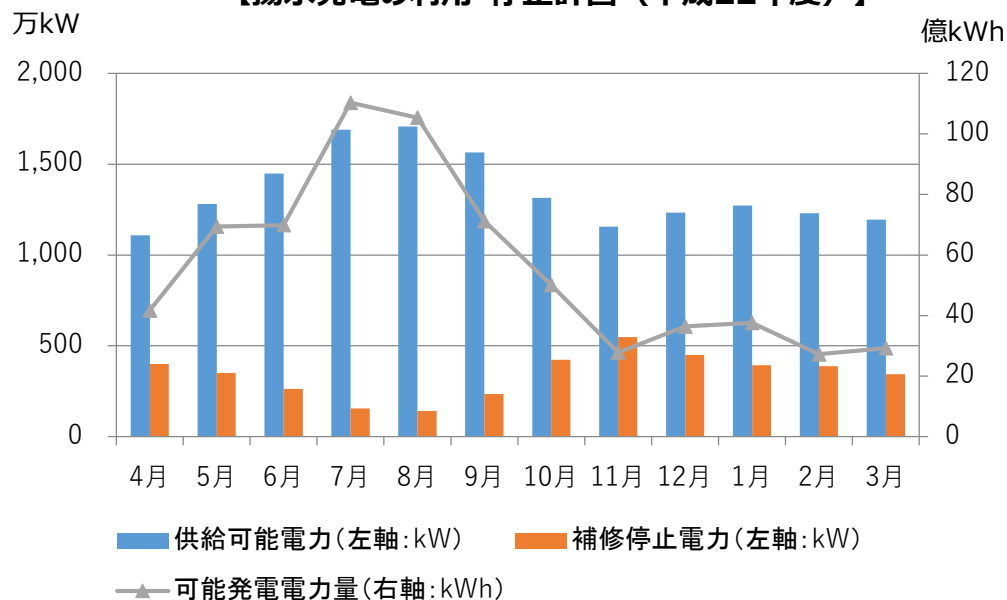
【費用のイメージ】



(参考)揚水発電の運転パターンについて (④ 関連)

- ・揚水発電の定期検査・補修等については、従来は電力需要が低い春秋の端境期に行ってきたところ（左図参照）。補修工事は一般的には2～3年に一度、1～2ヶ月程度行われるが、長いものでは数ヶ月から1年間に至るような工事もある。このため、端境期に利用できる量は、本来はkW・kWhベース共に限定的。
- ・系統WGの接続可能量算定にあたっては、火力の出力制御や揚水発電の揚水運転を最大限見込んでいる。算定の中では、揚水発電は、需要の少なく、太陽光発電の出力が大きい春などの端境期に多くの稼働を見込んでいる。（右図：九州電力の例参照）
- ・このため、太陽光発電の接続可能量まで太陽光発電等の変動する再エネ電源が接続された場合には、これまでは春や秋に行っていた揚水発電所の補修・定期検査を、春や秋に行うことができなくなり、結果として需要の高い夏や冬における需給運用に揚水発電所を用いることが困難となる可能性がある。また、春や秋の低需要期において、揚水発電所の揚水運転を最大出力で行うため、本来の需給調整機能を十分に果たすことができない可能性がある。
- ・このように、自然変動電源対応のために揚水発電を維持・運用するとした場合、高需要期におけるピーク供給力減少の影響や、その経費を誰がどのような形で負担するのが課題となる。ただし、本ワーキンググループにおいては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。

【揚水発電の利用・停止計画（平成22年度）】



【系統ワーキンググループ試算における揚水利用（九州電力の例）】

【系統WGにおける算定条件】

	九州
上：想定稼働台数 下：全台数	$\frac{7}{8}$
揚水出力 (万kW) 上：想定稼働 下：全台数	$\frac{200.0}{230.0}$
揚水動力 (万kW) 上：想定稼働 下：全台数	$\frac{219.2}{253.2}$

揚水利用実績と系統WGに基づく想定
(運転時間ベース：5月分)

	H22年度実績	系統WGのケース
揚水 (時間)	106 (14%)	256 (34%)
発電 (時間)	151 (20%)	369 (50%)
計 (時間)	257 (35%)	625 (84%)

() 内は稼働率 (運転時間数/総時間数 (744時間)) を示す。なお、運転時間数については、設備が1台でも動いていれば運転時間とみなしている。

※系統ワーキンググループ (第3回、H26.12.16) における接続可能量算定条件による計算

(出典) 電力需給の概要より資源エネルギー庁作成

※沖縄電力を除く一般電気事業者9社分の合計。なお、供給可能電力 (kW) は設備容量と異なり、補修等による停止分や、季節等によって需要カーブが変化する等のため年間で変動する。

22年度末の9社揚水設備容量：2072万kW

(参考)(ii)地域間連系線等の増強費用について

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 1 kWh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。

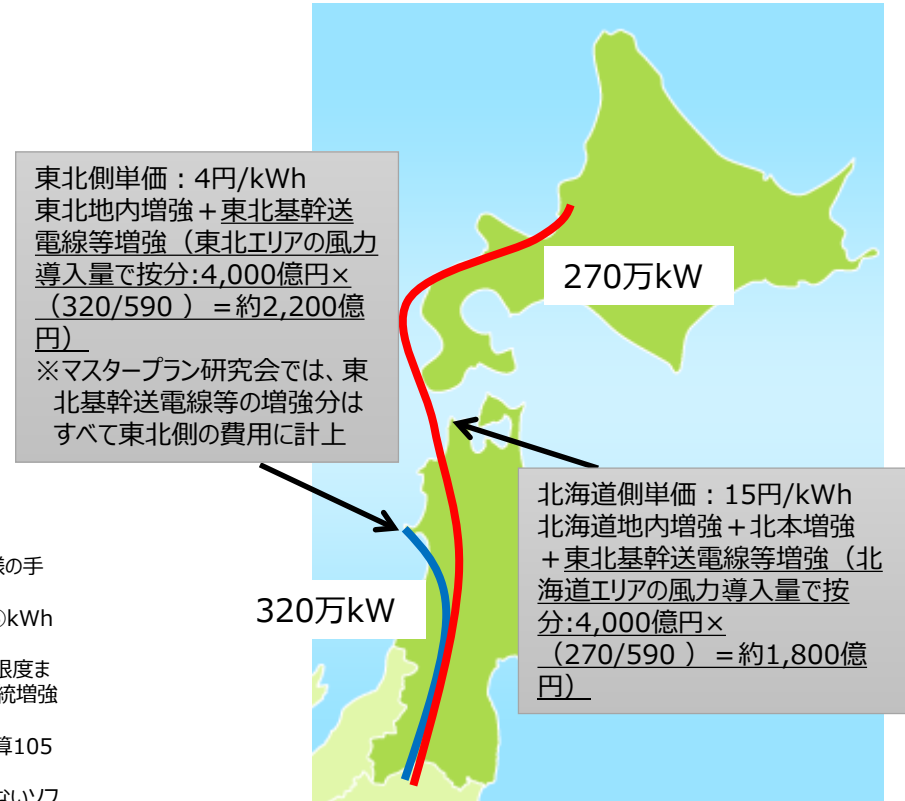
※マスタープラン研究会では、北海道に太陽光と風力の合計270万kWが入った場合の試算を行ったが、今回は、風力のみ270万kWが導入されると想定。系統増強費用総額1.17兆円はマスタープラン研究会と同じと仮定し、重複する東北基幹送電線等の費用は、各エリアの導入量に応じて按分した。

※「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月に発足した広域的運営推進機関が策定する送配電等業務指針に位置づけ。）

<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>

追加連系量	北海道(風力)	東北(風力)	北海道+東北 計
	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%、送变电設備年経費率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量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。

1. 2015年発電コスト検証WGにおける整理
2. 今回の系統安定化費用計算について

2021年の系統安定化費用の試算の考え方①

○2015年の考え方を基本的に踏襲し、系統安定化費用を以下（１）～（３）の通り定義した上で、（１）火力発電・揚水発電に関する調整費用」について、太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起これば、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定してはどうか（「前提」の詳細については、P22参照）。

（１）火力発電等に関する調整費用

- 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によって需要を創出（蓄電）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

（２）地域間連系線等の増強費用

（３）その他

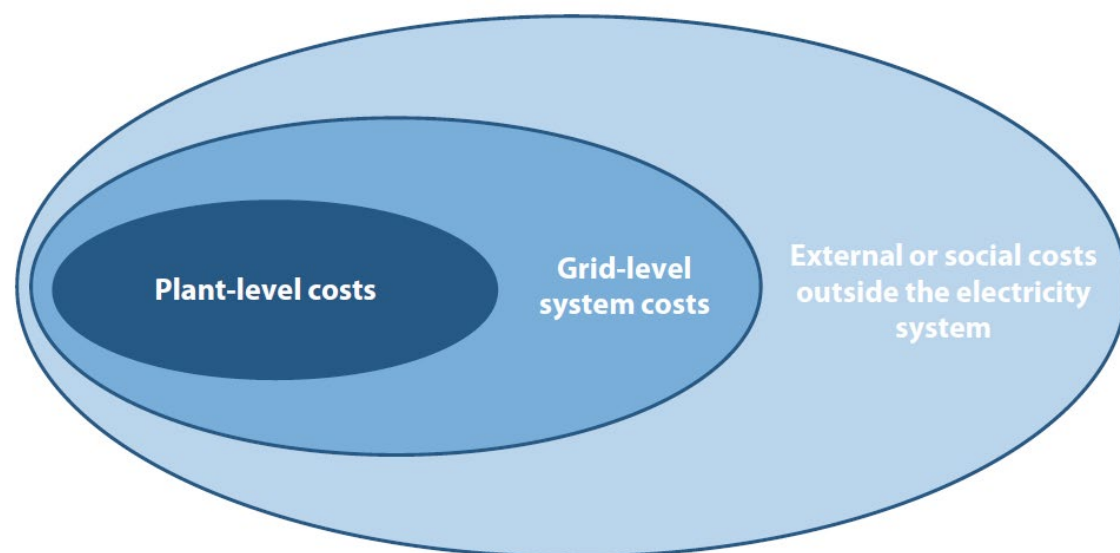
○蓄電池については、現行の2030年エネルギーミックスを前提にすると、変動再エネの余剰分が火力発電の運用変更と揚水発電によって吸収され、出力抑制がほとんど起こらないために、蓄電池がほぼ入らないという結果となる。

蓄電池の費用対効果を分析するために、変動再エネが現行ミックスを超えてさらに導入されたケースを想定し、出力抑制が生じた分を蓄電池で補うケースを分析してはどうか。

○EVやDRについては、電力システムに柔軟性を与える蓄電技術の一種と整理出来るが、その費用対効果について参照可能な客観的数値がないため、今回は扱わないこととしてはどうか。

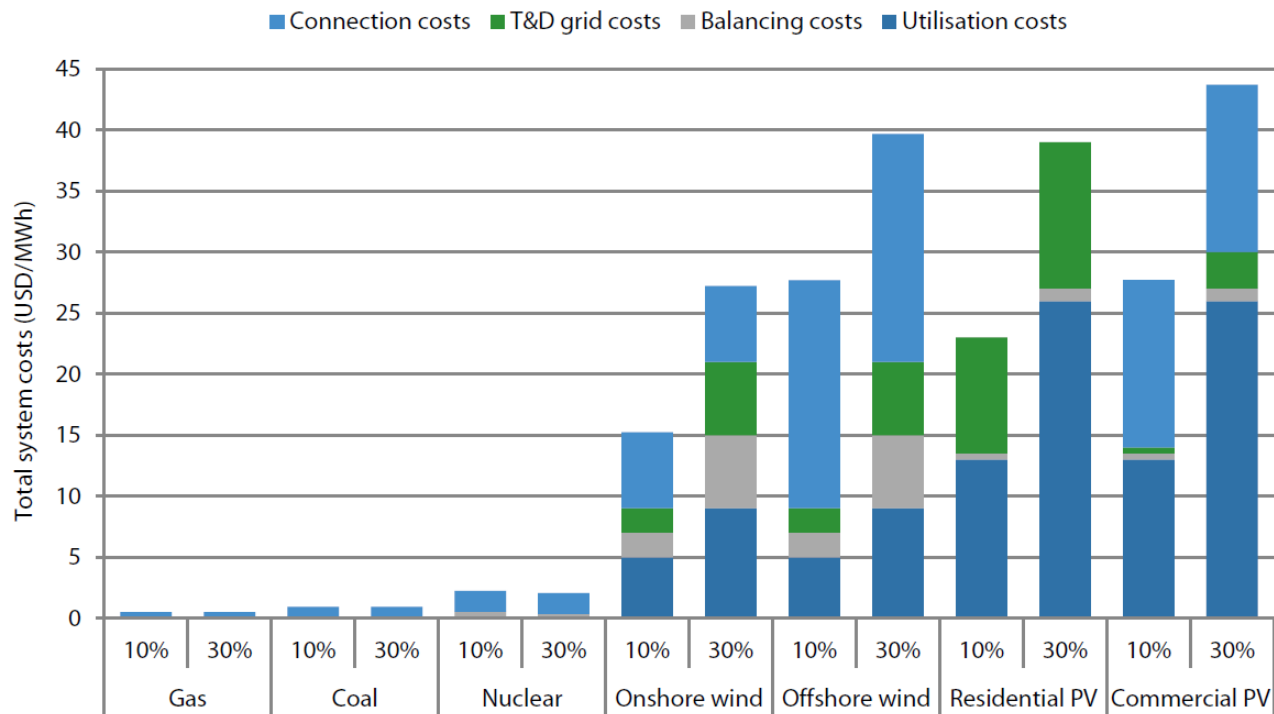
(参考) OECDにおける系統安定化費用の議論①

- 発電総コスト (Full cost of Electricity Provision) は以下の3カテゴリーに分類可能。
 - (1) 発電所のコスト (例: LCOE)
 - (2) 電力システム全体のコスト (例: 再エネ導入に伴う系統安定化費用)
 - (3) 外部費用 (例: 大気汚染、事故、国土利用の変化や資源の目減り、雇用・経済・イノベーション・エネルギー安全保障への影響等に伴う費用)
- 電力システム全体のコスト (Grid-level system cost) は変動再エネの大量導入に伴い注目されている比較的新しいコストの概念。



(参考) OECDにおける系統安定化費用の議論②

- (2) 電力システム全体のコストは、さらに以下の3カテゴリーに分類可能
 - ① プロファイルコスト : 変動再エネ発電量が上下することに伴う、既存火力等の運用変更と発電効率低下に伴うコスト
 - ② バランシングコスト : 変動再エネ発電量が予測不可能なことに伴う、既存火力等の発電量の調整や予備力の確保に伴うコスト
 - ③ 系統・接続コスト : 変動再エネ適地と需要地がズれることに伴う系統整備費用



(参考) OECDにおける系統安定化費用の議論③

- 電力システム全体のコストについては、比較的新しい概念であり、研究途上であることから、以下の点に十分に留意する必要がある。
 - (1) 上記の3分類は完全ではなく、他に考慮すべき要素があること。
 - (2) 上記の3分類は相互に独立していないこと（あるコストの変化が他を変化させ得る）
 - (3) 分析対象となる既存のエネルギーミックスによって大きく数値が変化すること
 - (4) 現在は正確な定量化が難しいこと（一定の仮定・割り切りに基づく分析しかない）。
 - (5) 研究途上であり、現在の分析手法や分析結果は絶対ではなく、将来変わり得ること。

(参考) OECDにおける系統安定化費用の議論と今回の整理の比較

2015年発電コスト検証WGの整理

OECDの整理

(1) 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

プロフィールコスト

balancing cost

(2) 地域間連系線等の増強費用

system connection cost

(3) その他

external cost

注：変動再エネの発電量が完全に予測可能でも、プロフィールコストは発生する

2021年の系統安定化費用の試算の考え方②

○その他の前提も、2015年のものを踏襲してはどうか。

- 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、地域的な偏在が起こらず、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。
※太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こった場合、最適な電源運用がなされず、調整費用は試算値より増加する可能性がある。
- 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。
- 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。
- 揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。
- また、以下の費用等については現時点において定量化が困難なため、試算には加えない。
 - － 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）
 - － 発電側課金（2023年度から導入予定。kWh課金の導入などの見直しが行われた一方、調整措置のあり方も含め検討が続いているため）

再エネ導入拡大に向けた系統マスタープランの検討状況

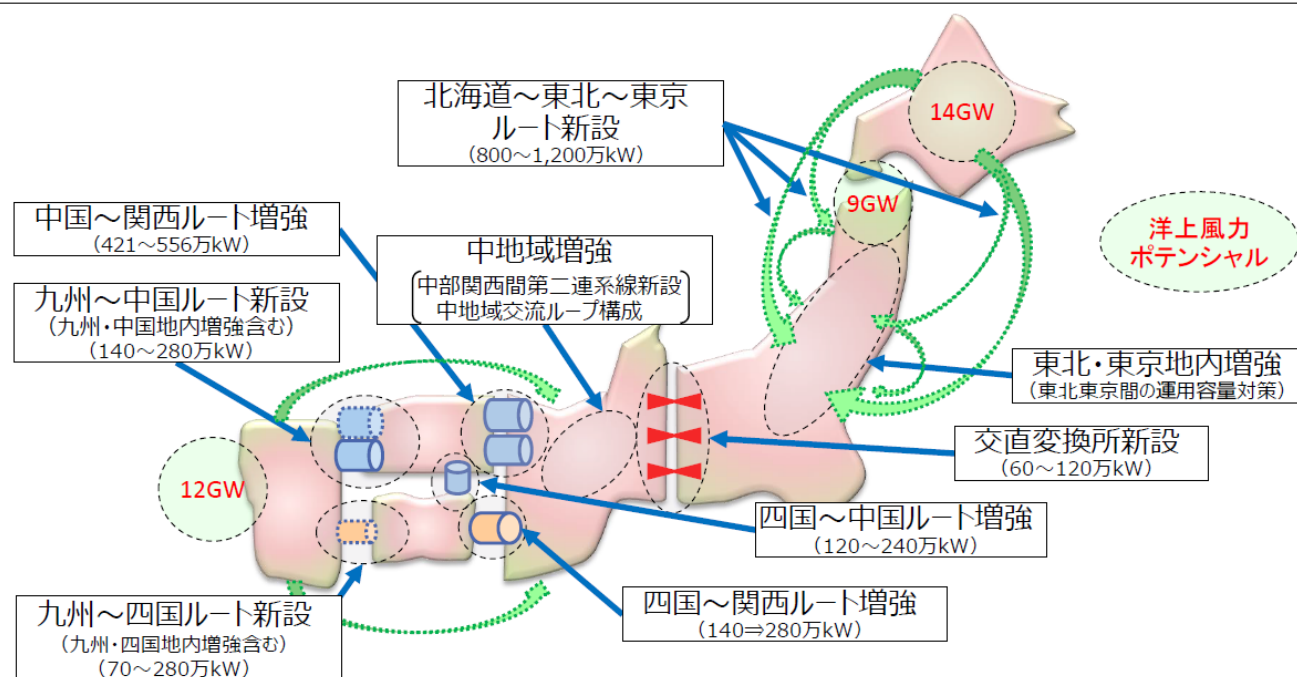
- 再エネ開発ポテンシャルへの対応、電力融通の円滑化によるレジリエンス向上に向けて、全国大での基幹系統形成を計画的に進めるため、これまでの議論を整理した**マスタープラン1次案のとりまとめを5月頃を目途に行い、2022年度中を目途に完成を目指す。**
- 北海道の風力等を**海底直流送電などで大需要地に直接送る検討も開始。**

(参考) 1次案の増強案イメージ (①' 電源偏在シナリオ 45GW)

39

(取扱注意) 検討中のものであり、最終結果ではない。

- 現在想定している各エリアの増強規模は以下のようなものであり、今後も精査していく。
- なお、1次案では詳細な電源配置は未定であることから、主に連系線等の背骨系統を中心に取りまとめを行う。



系統の増強費用について

- 工事費の詳細が判明している地域間連系線は下記の通り。
 - ・東京中部間連系設備
 - ・東北東京間連系線
 - ・北海道本中間連系設備（新々北本連系設備）
- 今後、更なる地域間連系線の増強については、電力広域機関で行われている「広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」において、電源立地や再エネ導入量を変化させた感度分析を行い、適切な系統増強規模を見定め、増強費用について概算予定。

<地域間連系線の工事費>

（東京中部間連系設備）

工事費の概算額：1,837億円

（東北東京間連系線）

工事費の概算額：1,533億円

（新々北本連系設備）

工事費の概算額：479億円

蓄電池について

- 系統安定化費用試算のモデルでは、調整力として揚水、火力、再エネの出力抑制が想定されている。
- 2021年コストWGでは、再エネの出力抑制に相当する容量の蓄電池が導入されると仮定し、系統安定化費用の試算を行う。

<蓄電池のスペック(KWとKWh)>

蓄電池のパワーとは、取り出せる電気の量と蓄えられる電気の量のこと



●貯水槽に例えると

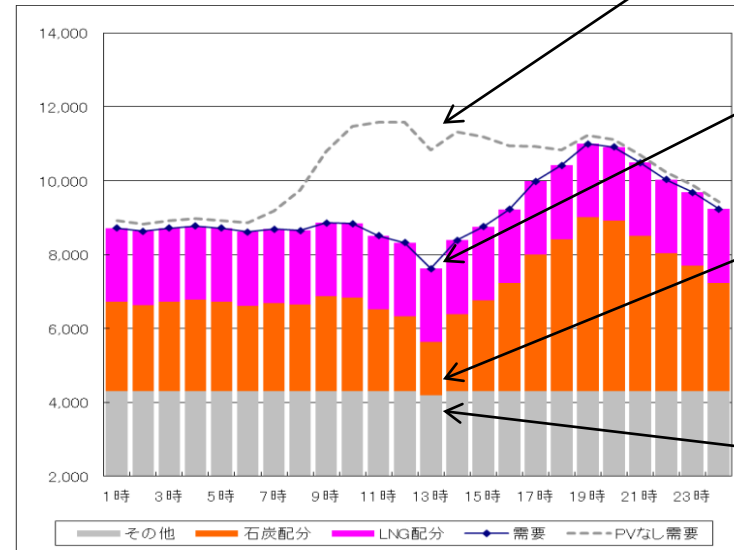
・蛇口から出る水の量

→取り出せる電気の量 (出力) ※KWで表示

・貯水槽の大きさ

→蓄えられる電気の量 (蓄電容量) ※KWhで表示

<モデル試算における蓄電池の考え方>



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

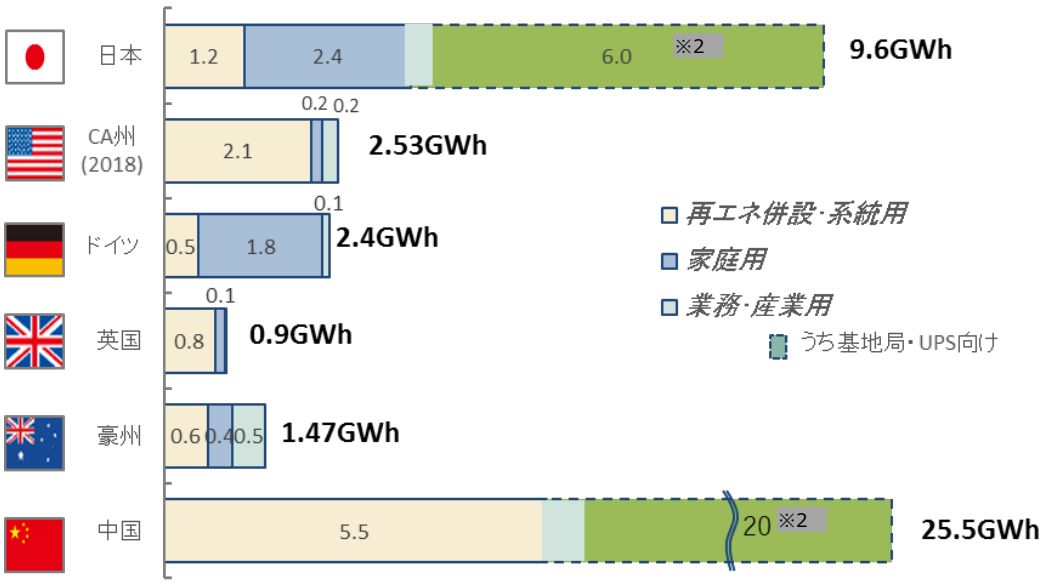
④揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制。

⑤太陽光・風力の出力抑制に相当する容量の蓄電池の導入を仮定。

(参考)定置用蓄電システムの国内市場と主要市場との比較

• 主要市場における家庭用、業務産業用、系統用蓄電システムの導入実績（累積）では、日本市場は他の市場にも劣らない市場規模（家庭用は世界トップレベル）。

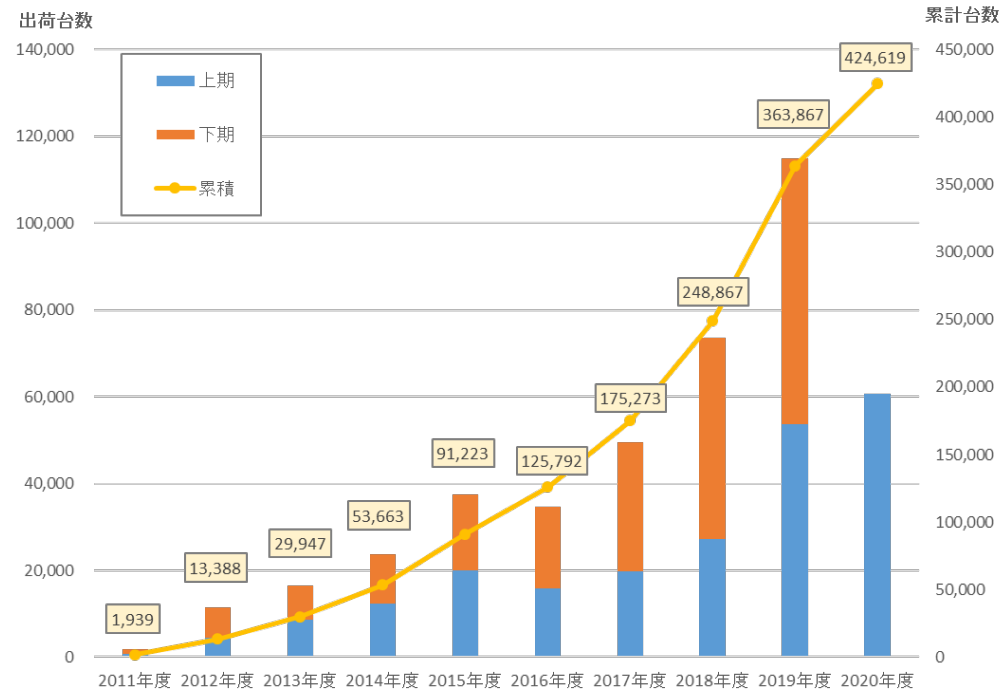
主要市場の家庭・業務産業・系統用蓄電システムの導入実績（2010-2019年累積）※1



出典：2020年11月19日 第1回 定置用蓄電システム普及拡大検討会 資料5より

※1：主要市場である韓国市場が含まれていないことに留意が必要
 ※2：基地局・UPS向けは鉛蓄電池を含むことに留意が必要

国内の定置用リチウムイオン蓄電システム市場



出典：日本電機工業会自主統計データ

(参考) 主要市場における定置用蓄電システムの導入実績

令和3年2月16日第24回
大量小委資料の引用

		CA州 	英国 	ドイツ 	豪州 	中国 	日本 
2019年 累積 導入量	合計	2.5 GWh	0.9 GWh	2.4 GWh	1.5 GWh	25.5 GWh	9.6 GWh
	再エネ併設・ 系統用	2.1 GWh	0.8 GWh	0.5 GWh	0.6 GWh	5.5 GWh	1.2 GWh
	業務・産業用	0.2 GWh	0.01 GWh	0.1 GWh	0.5 GWh	20.0 GWh (基地局UPS含む)	6.0 GWh (基地局UPS含む)
	家庭用	0.2 GWh	0.1 GWh	1.8 GWh	0.4 GWh	0.02 GWh	2.4 GWh
主な電池導入施策		<ul style="list-style-type: none"> 設置義務 補助金 市場整備 電気料金設計 	<ul style="list-style-type: none"> 電力取引市場整備 	<ul style="list-style-type: none"> 補助金 	<ul style="list-style-type: none"> 補助金 市場整備 	<ul style="list-style-type: none"> 補助金 実証事業 	<ul style="list-style-type: none"> VPP実証 補助金
家庭用蓄電システムコスト (工事費なし) ※1		7.9万円/kWh 9.8-13.5kWh規模 市場平均※2	10.1万円/kWh 8kWh規模 メーカー参考価格※3	14.2万円/kWh 6-12 kWh規模 市場相場※4	9.3万円/kWh 8kWh規模 市場相場※5	導入実績がほぼない ため、不明	14.0万円/kWh 市場全体平均※6
2019年 PV・風力導入量		127 GW※7 (米国全体)	37GW※8	107GW※9	18GW※10	437GW※11	60GW※12

※1 補助金申請等、取得可能であった情報を元に記載しているため、各国の算出条件は同一ではない。

※2 米国補助金SGIPを利用した導入実績上位製品(Tesla製51%、LG Chem46%)のコストを加重平均して算出している。

※3 8kWh規模で高い市場シェアを持つPowervault社製蓄電システムの価格。

※4 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19309442><閲覧日: 2020.10.5>

※5 SOLAR CHOICE <https://www.solarchoice.net.au/blog/battery-storage-price> <閲覧日: 2020.11.5>

※6 事業者ヒアリング及びSII「災害時に活用可能な家庭用蓄電システム導入促進事業費補助金」の申請データに基づき三菱総研推計

※7 U.S. Energy Information Administration "Existing Capacity by Energy Source", https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_04_03.html<閲覧日: 2020.10.5>

※8 UK Government "Energy Trends: UK renewables" <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-trends-section-6-renewables> <閲覧日: 2020.10.5>

※9 Clean Energy Wire "Ministry plans renewables expansion push to reach Germany's 2030 target"

<https://www.cleanenergywire.org/news/ministry-plans-renewables-expansion-push-reach-germanys-2030-target><閲覧日: 2020.10.5>

※10 EnergyAustralia <<https://www.energyaustralia.com.au/home/electricity-and-gas/solar-power/feed-in-tariffs>> <閲覧日: 2020.10.5>

※11 PV: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives><閲覧日: 2020.10.5>、風力:GWEC, Global Wind Report 2019、2020年

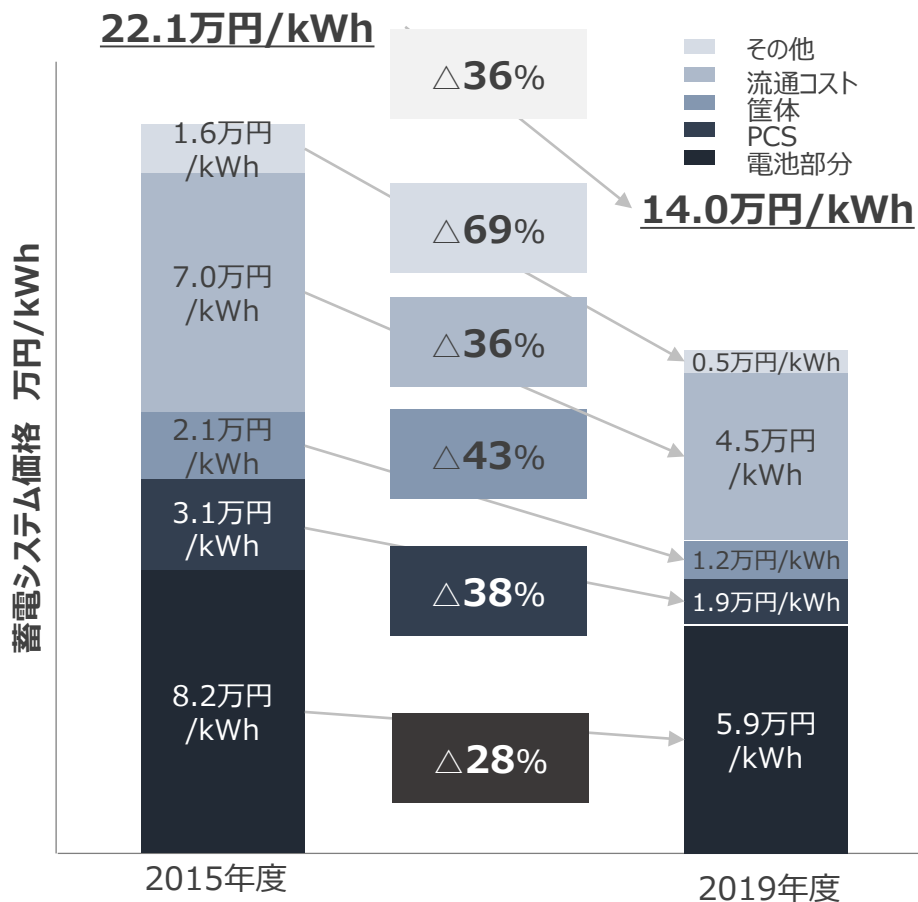
※12 経済産業省「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/061_01_00.pdf<閲覧日: 2020.10.5>

※13 USD=110円、AUD=75円、元=15円、EUR=123円、GBP=135円として簡易換算している。四捨五入の関係で合計が一致しないものがある。

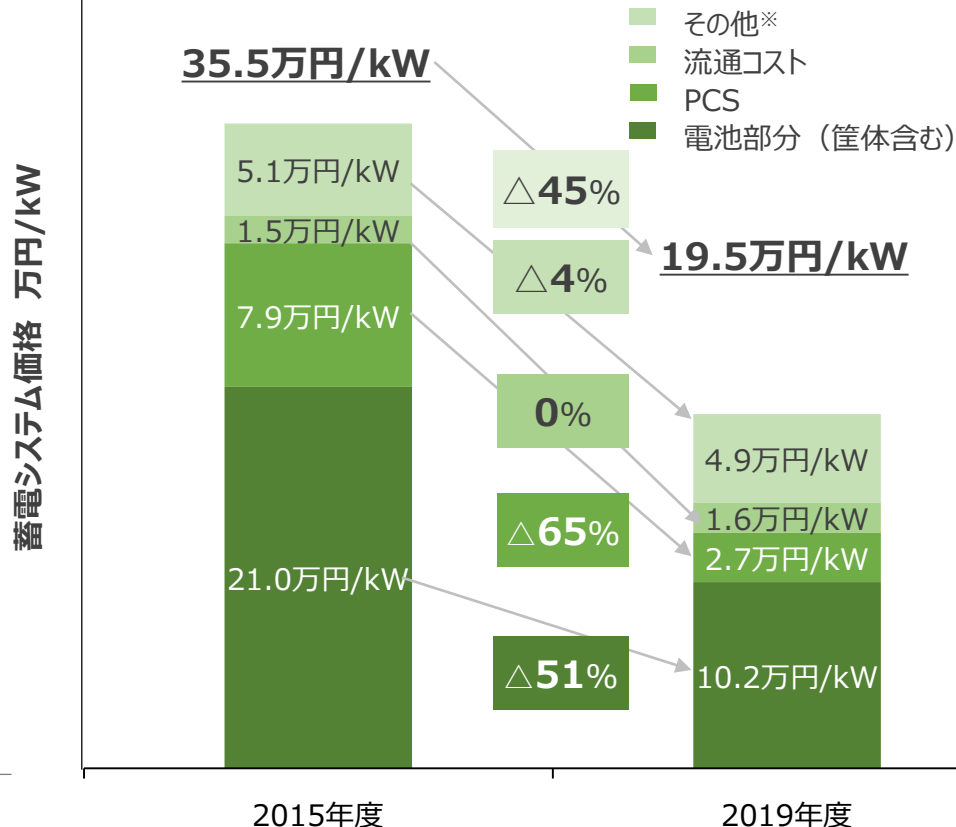
(参考)国内における需要側蓄電システム（工事費除）の価格低減の現状

- 補助事業による支援実績に基づく分析によれば、定置用蓄電システムの価格（工事費除）は、過去5年間で**約40%低減**。

家庭用蓄電システム （工事費除）の価格水準



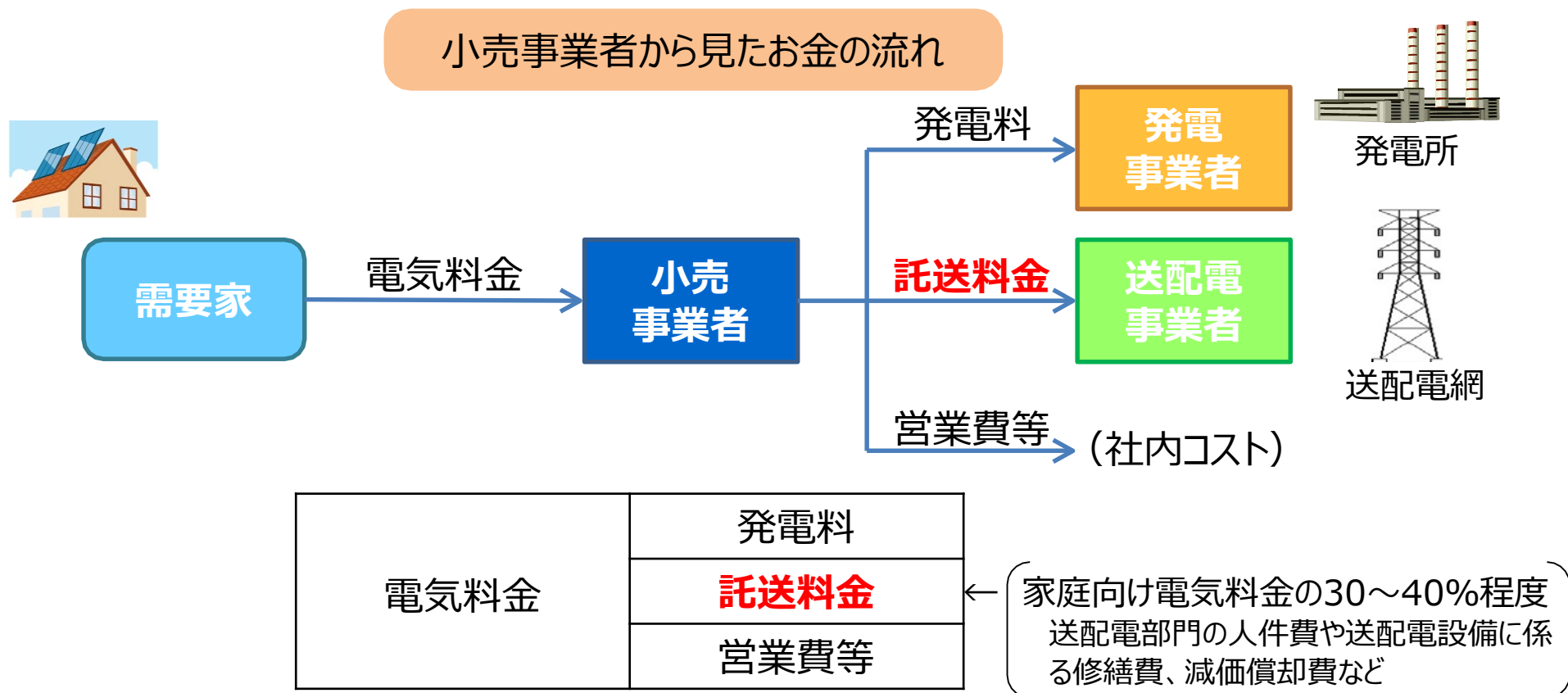
業務・産業用蓄電システム （工事費除）の価格水準



注 「その他」には製造・検査費用や認証費用等が含まれている。

(参考) 託送料金とは

- 2016年4月の小売全面自由化にあわせて電気事業の類型が見直され、発電、送配電、小売の3つに事業類型が分かれ、送配電事業のみ、許可制となった。
- 送配電網利用の対価である託送料金は、一般送配電事業者が法令に基づき算定し、経済産業大臣の認可により設定されており、小売事業者は、需要家から受け取る電気料金の中から託送料金を支払っている。



(参考) 発電側課金の導入趣旨

- 送配電設備の増強要因の変化にもかかわらず、現行の託送料金制度は、発電事業者が託送料金を負担しない構造。このため、現行の託送料金制度における「起因者及び受益者負担」の原則の考え方に基づき、新たに以下のとおりとする。
 - ① 託送料金の一部について発電事業者に負担を求めることとし、
 - ② システムの整備費用に与える影響の大きさに応じて課金額に差をつける
- これにより、
 - ① 発電事業者にネットワークコストを意識した事業展開を促すことで、送配電設備に要する費用を抑制しつつ、
 - ② 公平かつ回収確実性の高い託送料金制度のもとで、再エネ主力電源化に向けた系統増強を効率的かつ確実に行い、再エネの導入拡大を実現する。
- あわせて、発電側課金の導入を前提に、系統増強のきっかけを作った発電事業者が多額の費用を負担する仕組みを大きく改善し、エリア全体で負担する仕組みとした。

<導入後> 託送料金の一部について発電事業者に負担を求める（託送料金の総額は不変）

