

ご指摘事項について

令和3年4月26日
資源エネルギー庁

第4回のご指摘を踏まえ御議論いただきたい事項

- ① 水素・アンモニア：燃料費の考え方
- ② 系統安定化費用：自然変動再エネ偏在や系統増強費用の扱いについて
- ③ 系統安定化費用：分析手法やEV・DRの記述について
- ④ 系統安定化費用：蓄電池の扱いについて
- ⑤ 系統安定化費用：火力停止・再起動費用の扱いについて
- ⑥ 系統安定化費用：コスト概念の比較について

(参考) 水素・アンモニア：第4回における燃料費の考え方

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

【水素・アンモニアモデルプラント燃料費の考え方（案）】

○第3回WGにおいて、水素、アンモニアモデルプラントの燃料費について委員から「CO2対策費用に関係するので、水素・アンモニアについてブルー、グリーン、グレーの想定を置かなくて良いか」という御指摘があった。

○IEAにおける計算では、燃料電池などの例を見ると由来によらず発電時のCO2対策費は計上されていない。今回の発電コスト検証でもそれに準じ、水素・アンモニアについて、追加でCO2対策費を計上しない算出としてはどうか。（スコープ3の扱い）ただし、今後発電用として本格的に流通するようになれば、スコープ2となりうる可能性があることにも留意が必要。

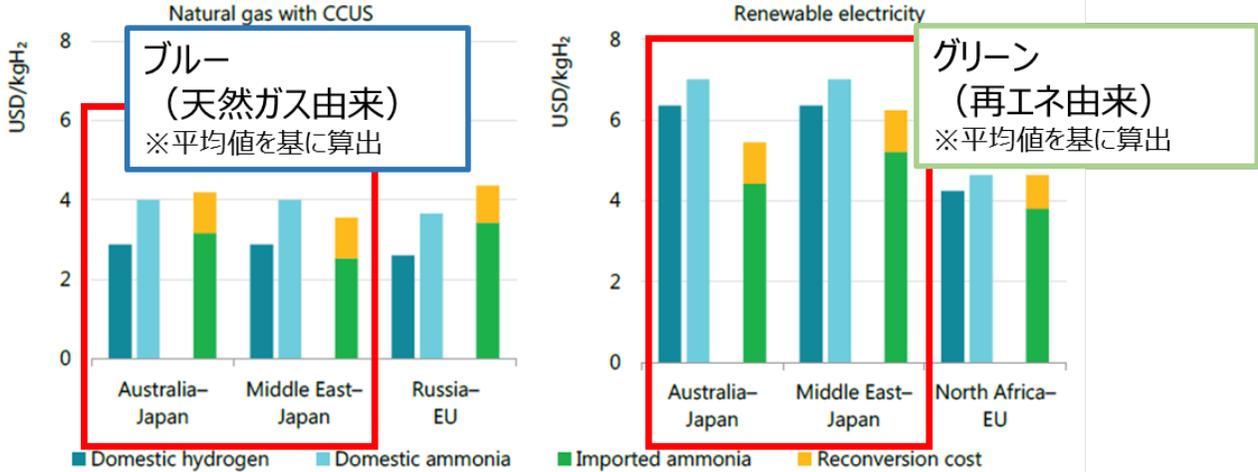
○こうした整理の下で価格について、IEAのレポート（The Future of Hydrogen）を参考に

水素については ①ブルー水素 ②グリーン水素

アンモニアについては ①ブルーアンモニア ②グリーンアンモニア ③グレーアンモニア を想定し燃料費を算出してはどうか。

※アンモニアについては、一定量の取引がなされており、その価格をベースに③グレーアンモニアの価格も算出する。

Figure 31. Comparison of delivered hydrogen costs for domestically produced and imported hydrogen for selected trade routes in 2030



水素・アンモニア：燃料費とCO2対策費の考え方

【水素・アンモニアモデルプラント燃料費とCO2対策費の考え方（案）】

- 第4回WGにおいて、委員から「グレーアンモニアについてCO2対策費費用を計上しないのは、広く社会的コストを含むという全体整理と整合性が見つからないのではないか」という御指摘があった。
- IEAでは、水素・アンモニアについて、燃料費の中で輸送費、CO2対策費など含めた形で検討がなされている。今回の発電コスト検証WGでは、IEA同様の整理を用い、CO2対策費が含まれているブルーとグリーンの水素・アンモニアのみを燃料費の諸元として利用することにしてはどうか。

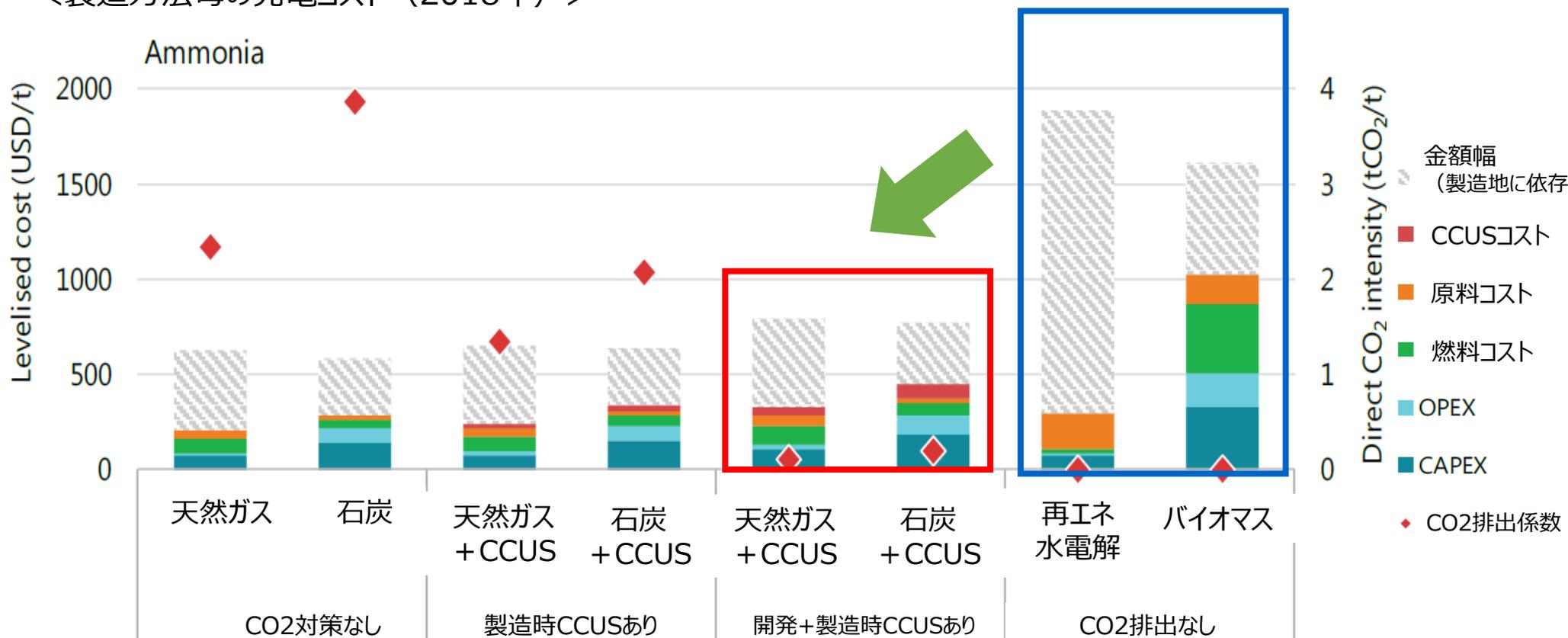
ただし、今後発電用として水素・アンモニアが本格的に流通するようになり、詳細なデータが入手可能になれば、これに基づきCO2対策費を考慮していく必要があることに留意。

- アンモニア価格は、オーストラリア・中東で製造し日本に輸送した価格の平均値を用いる。水素価格は、アンモニア価格に、さらに水素を取り出す工程分の費用を上乗せした値を用いる。

(参考) 製造方法別のアンモニアコスト比較

- 地域による製造コストの差異はあるものの、現時点では、**再生可能エネルギー由来の製造に比べ、天然ガスや石炭を原料とし、開発・製造段階で生じるCO2をCCUS／カーボンリサイクルによって回収する製造方法の方が、価格競争力が高い。**

<製造方法毎の発電コスト (2018年) >



(出典) IEA, The Future of Hydrogen

(参考) 水素及びアンモニア燃料の発電への活用

- 水素・アンモニアは燃焼してもCO₂を排出しないゼロエミッション燃料であり、火力発電への直接利用が可能。
- 発電においては大量の水素・アンモニアを調達する必要があり、基本的には資源が豊富な海外において製造し調達する事が合理的である。
- 水素は、現在FCV（燃料電池自動車）や石油精製プロセス等で利用され、今後は2030年の商用化を目指し、大規模な水素導入を可能とする国際水素サプライチェーン構築に関する技術開発等が行われている。船舶や航空機も含めた輸送分野、製鉄や化学といった産業分野と並び、発電は有望な利用先の一つ。
- アンモニアは、肥料を中心に原料アンモニア市場が存在しており、供給インフラには既存技術が活用可能。2020年代後半にも石炭火力発電所での混焼が可能となり、その後の普及、混焼率引き上げ、専焼化等を通じて、更なるカーボンニュートラルへの貢献が期待される。



- ②系統安定化費用：自然変動再エネ偏在や系統増強費用の扱いについて
- ③系統安定化費用：分析手法やEV・DRの記述について
- ④系統安定化費用：蓄電池の扱いについて

(参考)系統安定化費用：第4回会合における試算の考え方

2021年の系統安定化費用の試算の考え方①

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

○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。

系統安定化費用：自然変動再エネ偏在や系統増強費用の扱い

【考え方（案）】

- 第4回WGにおいて、委員から「今回の分析で太陽光や風力が地域偏在しないという前提を置いていることは理解したが、実際には地域偏在している以上、地域偏在を前提とした分析も行うべきではないか」「今回の分析で系統増強費用については含まないという前提を置いていることは理解したが、マスタープランで具体的に明らかになってくるものは考慮すべきではないか」とのご指摘があった。
- 地域偏在については、2015年発電コスト検証WGにおいても「太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらない」という説明をしていたが、改めてモデルを精査したところ、「地域偏在が起こらない」前提ではなく、「地域偏在するが、系統が理想的な形で整備された状態を仮定し、日本全体で需給が瞬時に調整される」前提となっていた（わかりやすさを優先し、東西の周波数の違いや送電ロスなどは考慮しない単純化されたモデルとなっている）。つまり、すでに地域偏在は概念上、含まれている。
- マスタープランで検討される具体的な系統増強費用は、モデルが仮定する「理想的な系統状態」に至るために、どの地域とどの地域を、どういった順番で送電網でつないでいくのが最も経済合理的かを検討しているものであり、概念的に異なるもの。このため、追加的に計上することはしない。

ただし、系統増強費用については、2015年発電コスト検証WGにおいても「マスタープラン研究会」のデータを元に、仮にある地点とある地点を結んだ場合にいくらかかるのかについて試算を行い「参考値」の位置づけで報告書に含めていた。これに倣い、今回も一定の情報を参考として示してはどうか。

その際、現在、電力広域的運営推進機関において「マスタープラン」そのものが検討されていることから、別途試算を行うことはせず、公表される関連資料をそのまま報告書に含めることでどうか。

(参考) 2015年発電検証WGにおける系統増強費用の試算について

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

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。

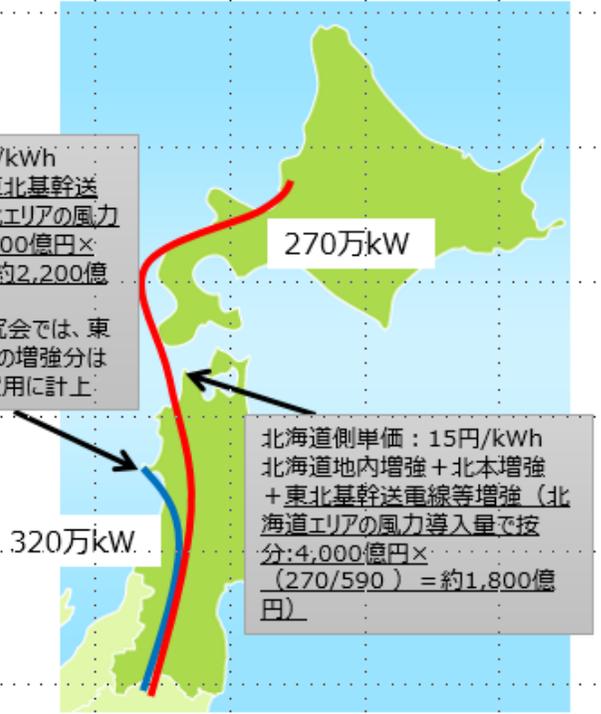
※「固定価格買取制度の運用見直し等について」で示したように、連系線の空き容量を活用することで、一定程度の風力等の再生可能エネルギーを送電できる可能性がある。（なお、こうした地域間連系線等に係る利用ルールに関しては、本年4月に発足した広域的運営推進機関が策定する送配電等業務指針に位置づけ。）

<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>

<増強費用算定に当たっての考え方>

	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】

東北側単価：4円/kWh
東北地内増強+東北基幹送電線等増強（東北エリアの風力導入量で按分：4,000億円×(320/590) = 約2,200億円）
※マスタープラン研究会では、東北基幹送電線等の増強分はすべて東北側の費用に計上



北海道側単価：15円/kWh
北海道地内増強+北本増強+東北基幹送電線等増強（北海道エリアの風力導入量で按分：4,000億円×(270/590) = 約1,800億円）

【 】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。
- ※今後の電連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。

(参考) マスタープランの検討状況について

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

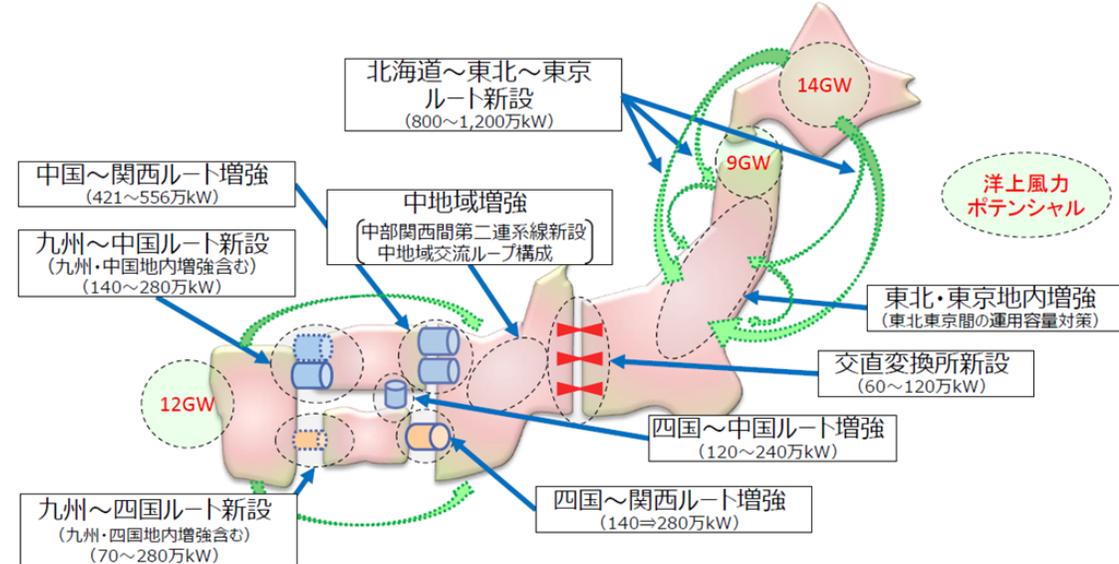
再エネ導入拡大に向けた系統マスタープランの検討状況

- 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。



出所：第8回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（2021年3月25日）資料1

(参考) 工事費の詳細が判明している系統の増強費用について

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

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

系統安定化費用：分析手法やEV・DRの記述について

【考え方（案）】

- 第4回WGにおいて、委員から「2030年時点では出力抑制の方が蓄電池使用よりも、合理的であり、蓄電池導入ケースは参考値として示すべき。出力抑制全てを蓄電池で補うという前提は現実的でないため、感度分析を示すべきシステムコストの分析手法については国際的な議論が進んでおり、IEAの『System Integration of Renewables』レポートなども参照しながらより丁寧に記載すべき」「EVやDRが導入されれば系統安定化費用が低下することにも触れるべき」との御指摘があった。
- ご指摘を踏まえ、報告書作成段階で、IEAや米国EIAの文書等を踏まえ、出典を明らかにした上で、丁寧に記載をしていく。

なおIEA等の各種文書では、EVやDRは、Demand Side Management (DSM) /Demand side Integration (DSI) などの概念で、伝統的な火力発電の活用や系統の整備と並んで、電力システムに柔軟性 (Flexibility) を与える複数手段のうち一つとして位置づけられており、導入によって電力システム全体への負荷を低下させる旨が記載されている。

系統安定化費用：第4回で紹介したOECDの系統安定化費用の議論

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

（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。

系統安定化費用：蓄電池の扱い等について

【考え方（案）】

- 第4回WGにおいて、委員から「2030年時点では、再エネの余剰発電量を全て蓄電するよりも、**出力抑制した方が経済合理的**なケースが多い。**蓄電池導入ケースは参考値扱い**で示すべき」「出力抑制分の全てを蓄電池で補うという前提は現実的でない。**感度分析のような形で前提を複数置いて幅を持って示すことを検討するべき**」との御指摘があった。
- 御指摘の通り、**蓄電価格（費用）を売電価格（収入）が一定程度上回らない限り蓄電池の導入コスト（初期投資）が回収出来ず、蓄電池導入が経済合理性でなくなるケースは起き得る。**

ただし、**今回のモデルには、需給調整に「価格」の概念が入っていない**（「変動再エネが増えた分だけ石炭、ガス、揚水で調整する」という「量」の概念のみ）。蓄電池導入に伴う**各種得失の比較**（蓄電池導入・運用に伴う費用増と、再エネの設備利用率向上や火力炊き減らしに伴う費用減の比較等）は**モデルの制約上、不可能**。

今回の分析では、変動再エネが石炭・ガス・揚水で調整可能な量を超えて大量に導入されたケースを置いた上で、**出力抑制分をすべて蓄電池で埋めた場合の費用を「参考値」として示してはどうか。**

蓄電池の設置費用は、足下の価格（第4回で提示）と、価格低減を見込んだ2030年の数値の両方を用いてはどうか。**運転費用（燃料費相当）は、主な充電源となる太陽光の発電のコストに、蓄電ロス（15%）を見込んだ値**を用いてはどうか。

ここで調整力として用いる蓄電池は、既設の流用ではなく**新設であると考えられる**。このため、「**固定費増分**」についても**考慮**することとしてはどうか（既設での対応が想定される火力・揚水との違い）。

(参考) 系統安定化費用：2015年発電コストWGにおける試算結果

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

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
	石炭	稼働率変化(%)	-7.3%	-10.2%	-14.1%	-8.7%	-11.5%	-15.4%	-9.8%	-12.7%
	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
合計	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

系統安定化費用：火力停止・再起動費用の扱いについて

【考え方（案）】

- 第4回WGにおいて、委員から「火力停止・再起動に伴うコストについて、現実には、ガス火力より先に石炭火力が止まり、かつガス火力も定格運転ではなく全て部分負荷運転というケースが見られる。こうしたケースをどう考えるのか」との御指摘があった。
- 御指摘の通り、総合的な調整力を考えると、燃料費の高いガス火力から先に止めるよりも、石炭を先に止めてガスを部分負荷運転した方が経済合理的なケースが起きていると思われる。

ただし、今回のモデルは、需給調整に「価格」の概念が入っておらず、総合的な調整力を考慮して石炭を先に止めた方が経済合理的になる場合があるといった複雑な考慮をすることが不可能。このため、モデルの限界を明記した上で、元案の通り、需給調整に当たっては「ガス」→「石炭」の順で止めることを前提にして分析してはどうか。

(参考) 系統安定化費用：2015年発電コストWGにおける試算結果

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

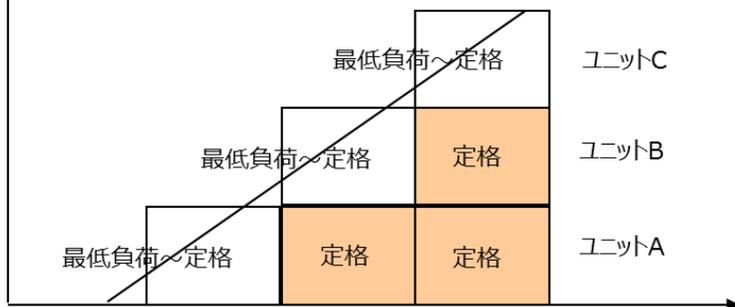
(参考)(i)② 火力発電の停止及び起動回数の導出法

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。

上げた出力分だけ、出力は下がるものと考え、変動がプラスの値のみ累積

						13,250		13,175
						↑		↑
						157		3
						↓	13,173	↓
			12,903					
			↑					
			327		653			
			↓					
		12,576						
		↑						
		531		12,441				
		↓						
		12,045						
		↑						
		964						
		↓						
	11,080							
	↓							
	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時

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/YkW（回/日）
 （※LNG・石炭毎に計算）

(参考) 系統安定化費用：火力停止順序について

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

(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】

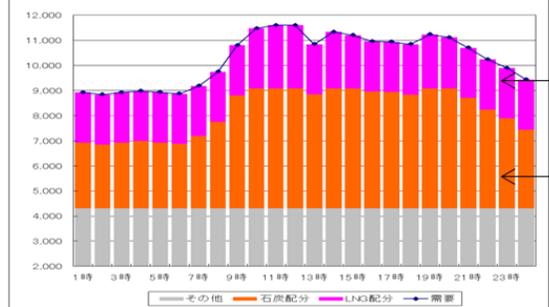
- ・1年分の需要曲線を想定。また、1年分の太陽光・風力の設備容量に対する出力を想定。
- ・メリットオーダーの考えに従い、LNG→石炭の順に抑制。この際、LNG・石炭のマクロとしての最低出力分は確保すると仮定。
- ・LNG、石炭ともに下限まで抑制してもなお太陽光・風力の合計値が調整可能な火力分を上回る場合は、揚水動力を稼働させ吸収する。揚水動力でも吸収し切れない場合は余剰分の太陽光・風力を抑制。
- ・上記作業を1年間・8760時間毎に計算し、自然変動電源の導入有無や導入ケースによる火力電源の設備利用率変化を計算。併せて、揚水動力による自然変動電源の吸収量も計算。

（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。

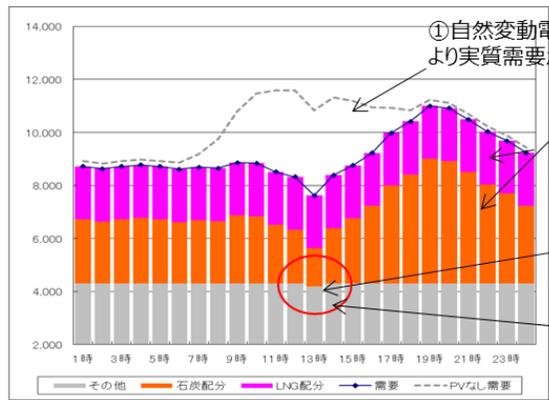
【自然変動電源導入前後の1日の電源運用イメージ】

【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】



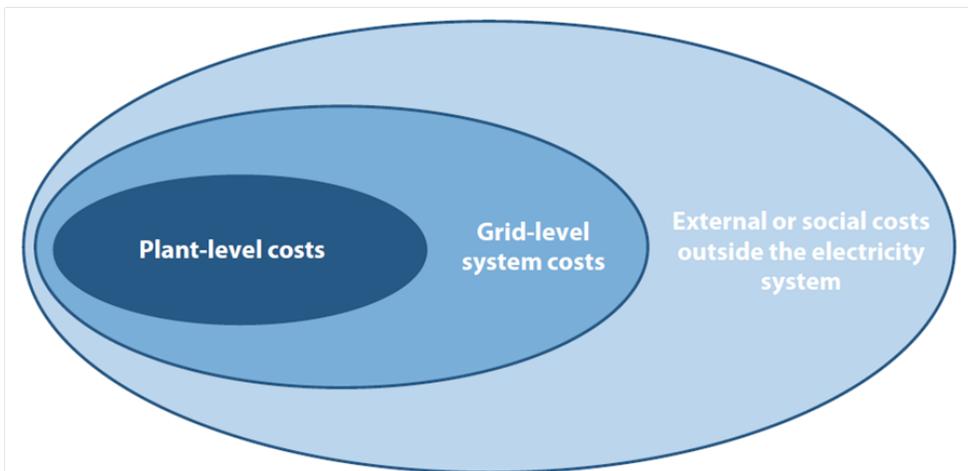
- ① 自然変動電源の導入により実質需要が低下
- ② LNG・石炭を最大限抑制してもなお余剰が発生（ここでは12-13時）
- ③ 火力の抑制でもなお余剰が発生する場合は揚水動力で吸収
- ④ 揚水動力で吸収しきれない分は太陽光・風力を抑制

(参考) 第4回で紹介したOECDのコスト概念について

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

(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。



Source: NEA, 2012b.

Source: OECD (2018) The Full Cost of Electricity Provision

(参考) 第4回で紹介したOECDのコスト概念について

発電コスト検証ワーキンググループ（第4回会合）資料5より

(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
- (2) 地域間連系線等の増強費用
- (3) その他

プロフィールコスト

balancing cost

system connection cost

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

系統安定化費用：コスト概念について①

【考え方（案）】

- 第4回WGにおいて、委員から「OECDの外部費用の具体的な項目を明記し、今回の発電コスト検証WGで考慮されている系統安定化費用の項目を比較して示すべきではないか。このことが分析の恣意性排除・客観性確保の観点から有益ではないか」との御指摘があった。
- 御指摘を踏まえ、OECD「The Full Cost of Electricity Provision」の概念整理（レポートの章立て）を一覽に整理した上で、発電コスト検証WGで含むものについて赤枠で囲った。

ただし、発電コスト検証WGで考慮している政策経費は、OECDの概念整理には含まれていない（次ページに表現されていない）ことに留意。

系統安定化費用：コスト概念について②

OECDの概念整理を基に、発電コスト検証WGが含むものを赤枠で囲った。
ただし、発電コスト検証WGで考慮している政策経費はOECDの概念整理には含まれていないことに留意

直接の経済的な影響

1. 発電所のコスト
(Plant-level costs)

2. 電力システム全体のコスト
(Grid-level System costs)

(1) プロファイルコスト

- 再エネ発電量が不確実なため、システム全体として多くの発電設備容量が必要になる。
- 既存の発電設備の利用率が低下する。
- 平均的な電力価格は下がるが、価格変動幅は非常に大きくなる。
- 投資の予見可能性が損なわれ、発電設備投資が進みにくなる
- 長期的にはベースロード電源が減りピーク電源が増えるため電力価格が高くなる

(2) バランシングコスト

(3) 系統・接続コスト

間接の経済的な影響

3. 電力システムの外部費用/社会的費用 (External / Social costs outside the electricity system)

(1) 環境や健康への影響

①気候変動

- Social Cost of Carbonや限界削減費用の紹介等

②大気汚染

- 発電種別のSOx、Nox等による死者数・健康被害数分析等

③事故

- 発電種別の主要な事故による死者数分析等

④土地・資源の目減り

- 資源の目減り状況や土地利用変化に伴う影響の分析等

(2) 社会的費用/間接の経済的影響

①エネルギー安全保障

- エネルギー安定供給の定量評価の紹介等

②雇用への影響

- 原子力が最も労働集約的かつ知識集約的との分析紹介等

③技術革新・成長への正の波及効果

- エネ産業が産み出す雇用・所得、国民・産業界に安価・安定な電力を提供する価値、エネ技術の社会全体への波及効果等

(参考) 発電コスト検証WGで扱う費用の範囲

発電コスト検証ワーキンググループ（第1回会合）資料4より

(2) 社会的費用の扱い

【2015年検証での整理】

○2015年コストWGでは、OECD等で計上されている発電者の負担するコストだけでなく、社会的費用（政策経費、事故 リスク対応費、CO2対策経費）も含めて検証することとした。検証に際しては、発電に関連する費用を広く抽出した上で、各費用について、コストに含めるかどうか検討し、以下の通り整理。

【2015年検証における主な議論】

- 社会的費用については特定の電源だけでなく、すべての電源について平等に評価するべき。
- どの範囲までカバーするのか客観的に明らかにするべき。

<社会的費用の扱い>

<p>モデルプラントの発電単価試算のための前提条件</p> <p>1. モデルプラントの条件</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 稼働開始年 (2) 出力 (3) 設備利用率 (4) 稼働年数 (5) 熱効率 (6) 所内率 <p>2. 試算のための共通条件</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 割引率 (2) 為替レート 	<p>現時点のモデルプラントの発電単価</p> <p>3. 発電施設を建設・運営終了するための費用</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 資本費 ○ 運転管理費 ○ 燃料費 ○ バックエンド費用 ○ 事故リスク対応費用 ○ 諸税 ○ 設備の廃棄費用 × 電源線費用 	<p>電源別の発電単価</p> <p>4. 2020、2030年のモデルプラントの価格変動要因</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 技術革新効果・量産効果 ○ 燃料費上昇率 ○ CO2対策経費・上昇率 <p>5. モデルプラントに直接は関係ないが電源別に配賦できる可能性のある費用</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 政策経費 × 広告費・寄付金 	<p>発電に関する費用等</p> <p>6. 発電に関連するコストではあるが、個別の電源固有のコストとして整理するのが難しい費用</p> <ul style="list-style-type: none"> △ 系統安定化費用 (※) <p>7. その他発電単価との直接の関係が明確ではない事項</p> <ul style="list-style-type: none"> × 計画から稼働までの期間 × 経済効果 	<p><想定される主な費用の負担者></p> <ul style="list-style-type: none"> 緑色：発電事業者 青色：納税者 黄色：発電単価との直接の関係が明確ではない事項 <p>ただし、対策の内容によっては費用負担者が異なる。</p> <p>○：発電コスト試算の対象としたもの △：エネルギーミックスのシナリオが固まった段階で、電源構成ごとのコストに含めるもの ×：個別電源の仕分けが困難、情報が不十分等の理由で、発電コストに含めないもの</p>
---	--	--	--	--

(※) 系統安定化費用等のコストは、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こと等から、個別電源の発電コストには上乗せしないということで整理。