

2040年エネルギーミックス議論に向けての提言

(目次)

はじめに

1. 従来延長論の2030年エネルギーミックス案 vs 再エネ技術革新の2050年
2. 再エネの低コスト化による拡大とベース電源問題
3. 原発と石炭火力の行方
4. 横の議論と縦の議論
5. 2040年エネルギーミックス議論への提言

おわりに

JX リサーチ株式会社
エネルギー経済調査部
鈴木 清一

はじめに

エネルギーミックス案においては2030年の議論・見直しが続いてきた。経済産業省(以下『METI』)は図表1のとおり2018年7月に第5次エネルギー基本計画を発表したが、2030年のエネルギーミックス修正案と再エネの主要電源化を明記した2050年のコンセプトが併記されている。言わば、従来延長論の修正版と希望論の併記である。

図表1 第5次エネルギー基本計画の概要(抜粋)

2030年に向けた対応	2050年に向けた対応
～温室効果ガス26%削減に向けて～ ～エネルギーミックスの確実な実現～ -現状は道半ば -計画的な推進 -実現重視の取組 -施策の深掘り・強化	～温室効果ガス80%削減を目指して～ ～エネルギー転換・脱炭素化への挑戦～ -可能性と不確実性 -野心的な複線シナリオ -あらゆる選択肢の追求 -科学的レビューによる重点決定
<主な施策>	<主な方向>
○再生可能エネルギー ・主力電源化への布石 ・低コスト化,系統制約の克服, 火力調整力の確保	○再生可能エネルギー ・経済的に自立し脱炭素化した 主力電源化を目指す ・水素/蓄電/デジタル技術開発に着手
○原子力 ・依存度を可能な限り低減 ・不断の安全性向上と再稼働	○原子力 ・脱炭素化の選択肢 ・安全炉追求/バックエンド技術開発に着手
○化石燃料 ・化石燃料等の自主開発の促進 ・高効率な火力発電の有効活用 ・災害リスク等への対応強化	○化石燃料 ・過渡期は主力、資源外交を強化 ・ガス利用へのシフト、非効率石炭フェードアウト ・脱炭素化に向けて水素開発に着手
○省エネ ・徹底的な省エネの継続 ・省エネ法と支援策の一体実施	○熱・輸送、分散型エネルギー ・水素・蓄電等による脱炭素化への挑戦 ・分散型エネルギーシステムと地域開発 (次世代再エネ・蓄電、EV、マイクログリッド等の組合せ)
○水素/蓄電/分散型エネルギーの推進	

出所：2018年7月METI「第5次エネルギー基本計画の概要」

2010年6月に発表されたエネルギー基本計画で2030年の目標が示されたことを鑑みれ

ば、2020年には2040年の目標が示されているべきという見方も成り立とう。なお、国際エネルギー機関IEAはWorld Energy Outlook 2019（以下『WEO2019』）を発行し2040年までの世界および各国・各地域のエネルギー需給を予測した。また、一般財団法人日本エネルギー経済研究所（以下『エネ研』）もそのOutlook 2020で2040年までの同種の予想を発表している。

2040年の議論が始まらないのは3.11の勃発で原発再稼働の目途が立たないからという見方が成り立つかもしれない。しかし、WEO2019やエネ研Outlook 2020では原子力の2040年は2030年とほぼ同一であり再稼働は2030年と2040年で大差ないと考えられる。そこで、2040年エネルギーミックス案議論開始に期待し、本稿において提言を行いたい。

まず第一章において2030年案の概要を述べる。さらに2050年における各国のミックス案、および日本における2050年コンセプトを述べる。日本における2040年エネルギーミックス案は2030年案と2050年コンセプトを結びつけるものでなければならないことは言うまでもない。しかし、2030年が従来延長論であるのに対し、2050年コンセプトは理想的な再エネ拡大（技術革新）が全面に出ておりこれを結びつけるのは容易ではない。しかし、これは日本のエネルギーの将来にとって不可欠なものである。なぜなら個々のエネルギー議論において現実論と理想論が混在し水掛け論に終始する場面が多々あるからである。

第二章では再エネの低コスト化と拡大について世界および日本の現状と将来を述べる。世界の潮流と同様に日本においても再エネのコストは低下してきているが、気象条件や土地代・人件費が高いことにより日本の再エネコストは依然割高である。

さらに稼働の安定しているベース電源と気象条件や時間帯に影響を受ける風力・太陽光などの再エネとの関係について述べる。ベース電源が大きいと再エネの稼働抑制が必要になるという問題について述べる。

第三章では原発と石炭火力の行方について述べる。この2つはCO₂発生という点では前者がゼロエミッションと評されるのに対し、後者は化石燃料の中でも最もCO₂発生が大きいという点では正反対である。しかし両者とも定常的かつ他電源よりも優先稼働するベースロード電源として位置づけられている点では同種である。原発が安全性および使用済み燃料の廃棄場所の問題で多くが稼働停止している再稼働が不透明であるのに対し、石炭火力は他国から批判されつつも現在順調に稼働している。

ただし石炭火力の新設は極めて困難になっており、今後設備が老朽化した際のリプレイス（再建（含む能力変更））が認可されるかは議論の対象であろう。石炭火力は1990年代から2000年代前半に稼働開始したものが多い。40年を一つのサイクルと考えれば、2030年頃から廃棄あるいはリプレイスの選択を迫られるものが多いのである。

第四章では、横の議論（この用途に適したエネルギーは何か）と縦の議論（このエネルギーに適した用途・使い方は何か）について述べる。この表現は筆者の造語で、エネルギーバランス表において各化石燃料・原子力・再エネといったエネルギーソースの列が横に、民生・産業・運輸といった各用途の行が縦に並ぶことから命名したものである。本章において筆者が述べたいポイントは①各1次エネルギーの供給力には上限有②性急な電化は化石燃料を増やす可能性大③エネルギーを捏ね繰り回す（変換しすぎ）のは損失大、である。

第五章ではこれまでに述べた重要ポイントを再度引用しつつ2040年ミックス案への期

待を述べる。

おわりにでは本稿では述べなかった CO2 や水素の利用について筆者の考えを述べ次作につなげたい。

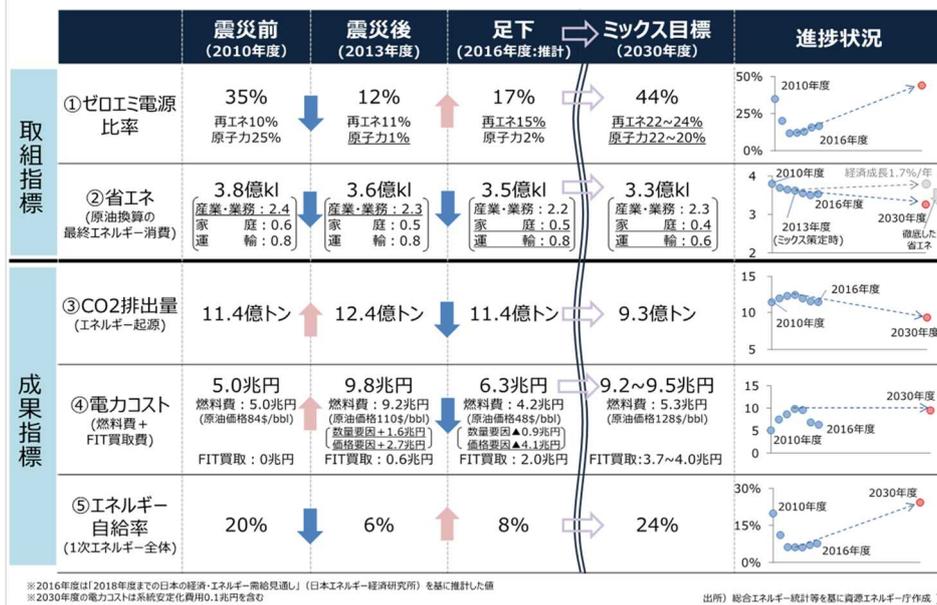
1. 従来延長論の 2030 年エネルギーミックス案 vs 再エネ技術革新の 2050 年

(1) 2030 年エネルギーミックス案の推移

図表 2 に 2030 年エネルギーミックスの進捗を示す。日本ではここ 10 年間、2030 年を議論し動向を注視しており、はじめに述べた通り 2040 年を議論するタイミングが来ているのである。

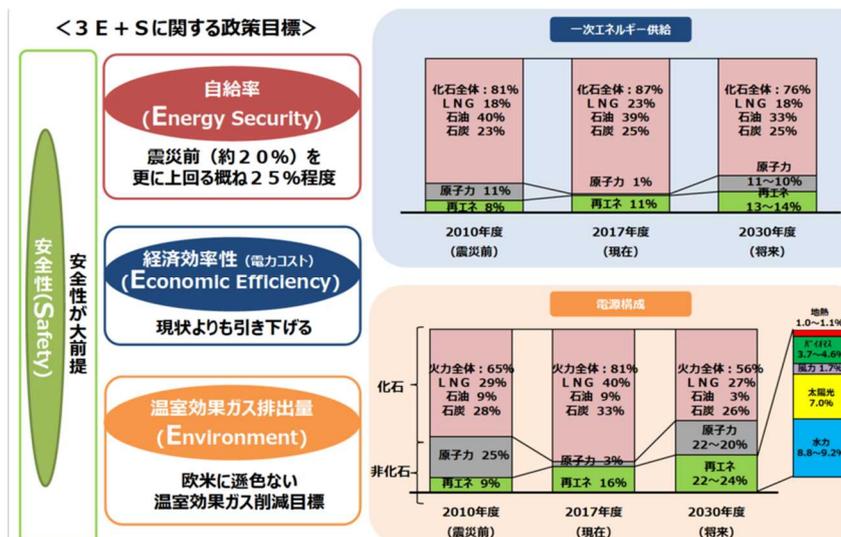
図表 2 2030 年エネルギーミックス目標の進捗

30年ミックスの進捗 ～着実に進展。他方で道半ば～



出所： 2017年8月 METI エネルギー情勢懇談会資料 2 「2030年目標の進捗について」

図表 3 3E+S と電源構成



出所：電力ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 2019年5月28日資料 5-1

「第3弾改正法施行前検証～とりまとめ～」

2030年においては図表3のとおり化石燃料は引き続き重要なエネルギー源である。3E+Sはエネルギー政策の基本的な概念である。

図表1のとおり最新の第5次エネルギー基本計画で2050年に向けた対応の目玉は再エネの経済的自立と主力電源化である。現実延長論の2030年に比べ2050年は突っ込んだ表現となっている。また図表4のとおり、2050年に向けた数多くのイノベーション（技術革新）が打ち出されている。

図表4 2050年に向けたイノベーション

	需要側	供給側
これまでの情勢懇談論	<ul style="list-style-type: none"> 電力調整源としてのEV活用は有効（ステープンス） デジタル化に伴う消費者新サービス生まれる（EDF） 消費者ニーズに伴い分散化が促進（ENGIE） 都市部ではデータ活用による省エネが進展（ENGIE） 	<ul style="list-style-type: none"> 液体リチウム以外の蓄電池開発も重要（シンスキー） 原子力技術開発により社会受容性が向上（シレンバーガー） 余剰電力水素転換など統合型アプローチが重要（ケンフェルト） 水素は潜在的に重要なエネルギーキャリア（シエル）
	<ul style="list-style-type: none"> 政府のイノベーション促進環境整備は重要（シンスキー、ステープンス） 需給両面で多様性を確保していくべき（シンスキー） 一つの技術に決め打ちしない技術間競争が重要（スキー） 	
エネルギー・環境イノベーション戦略	<ul style="list-style-type: none"> <エネルギーシステム統合技術> ✓ デマンドレスポンス ✓ AI・ビッグデータ・IoT活用 <システムを構成するコア技術> ✓ 革新的センサー ✓ 多目的超電導 <省エネ> ✓ 革新的生産プロセス ✓ 超軽量・耐熱構造材料 	<ul style="list-style-type: none"> <蓄エネ> ✓ 次世代蓄電池 ✓ 水素等製造・貯蔵・利用 <創エネ> ✓ 次世代太陽光 ✓ 次世代地熱 <CO2固定化・有効利用> ✓ CCUS
主要国の長期戦略	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 運輸・民生・産業部門での電化（米・加・仏・英・独） ✓ EV普及推進（仏・英） ✓ 運輸・産業プロセスでの水素活用（米・加・英・独） ✓ 多排出産業でのCCUS（加・仏・独） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 再エネ拡大に資する蓄電池・系統安定化（米・英） ✓ 次世代原子力への投資・開発（米・英） ✓ CCS火力の活用（加・仏）

出所：2019年10月資源燃料分科会石油天然ガス小委員会資料3

「新・国際資源戦略の策定に向けた論点」

図表5 年代別人口予想



出所：2018年2月27日経済産業省エネルギー情勢懇談会資料10

枝廣淳子氏「大きな方向性および報告書とりまとめに向けて」

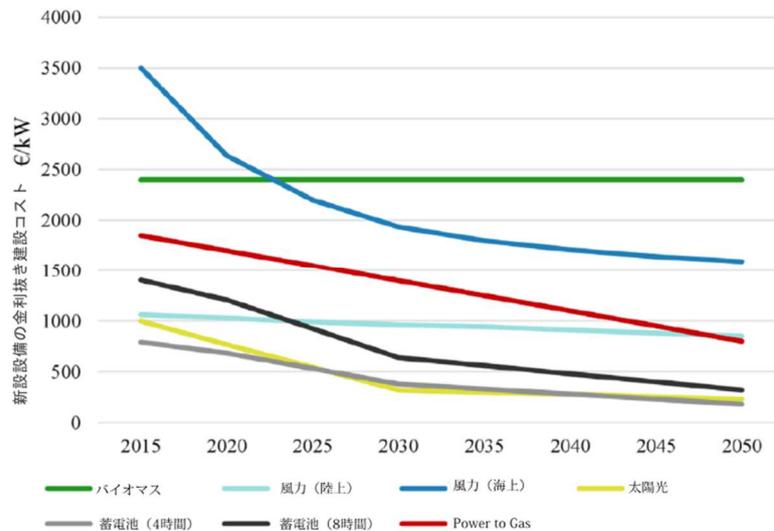
減少する 2050 年のエネルギー需要をベースに検討すべきという意見が出されているので紹介したい。図表 5 のとおり、2050 年は人口が 4 分の 3 に減少すると予想されている。

2. 再エネの低コスト化による拡大とベース電源問題

(1) 再エネコストの低下

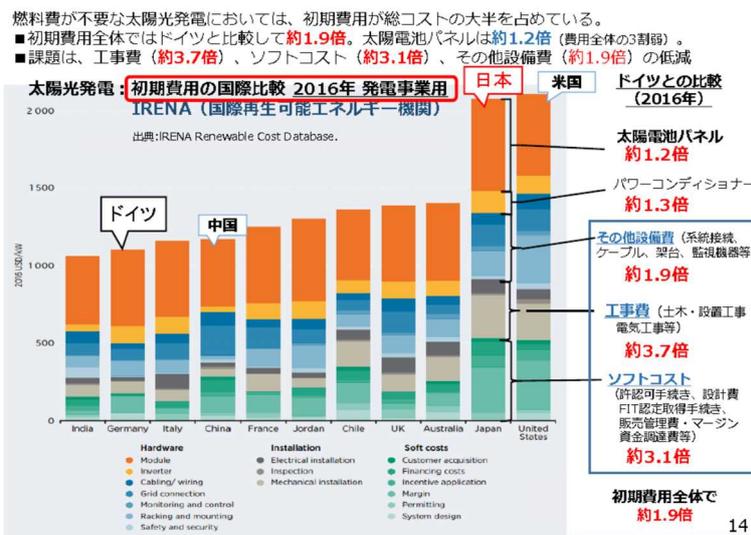
図表 6 のとおり世界の再エネのコストは低下してきている。

図表 6 世界の再エネコストは技術革新でさらに低下へ



出所：2017年11月13日経済産業省エネルギー情勢懇談会資料2、クラウドニア・ケンフェルト氏

図表 7 国際比較ではまだ高い日本の太陽光

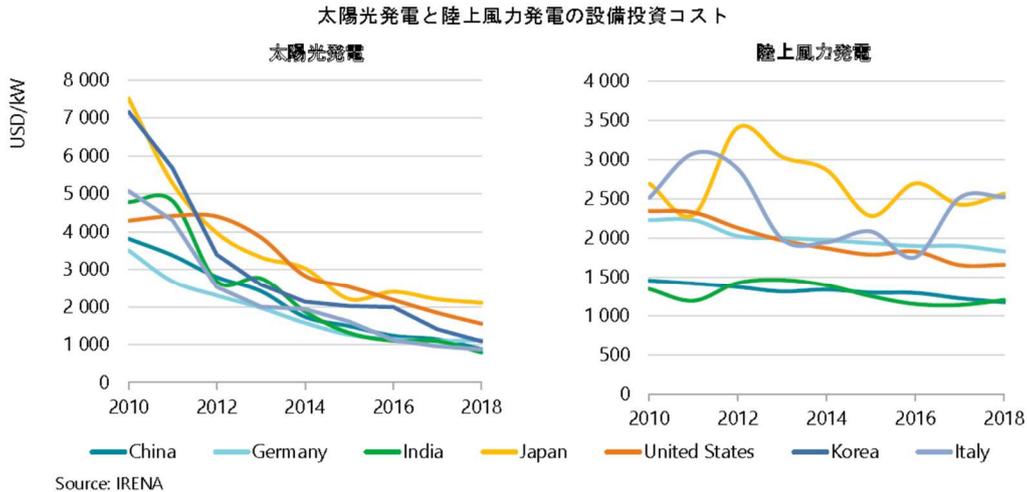


出所：省エネルギー・新エネルギー分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 2019年5月30日資料2 「太陽光発電協会自立した主力電源になるた

めのチャレンジ（FIT低減、導入目標）」

日本でも低下傾向であるが、気象条件や土地代・人件費が高いことにより日本の再エネコストは依然割高である。図表8に太陽光の割高実態を、図表9に陸上風力と太陽光において日本の設備装置が割高であることを示す。陸上風力では中印の割安さが目立つ。

図表8 日本の再エネ設備投資コストは高い



各国の固有条件や政策設計が、太陽光発電と風力発電のコストに影響を与えている。

出所：省エネルギー・新エネルギー分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 2019年6月10日資料 2-2 「Paolo Frankl 氏提出資料再生可能エネルギー市場及び政策に関する IEA 解）」

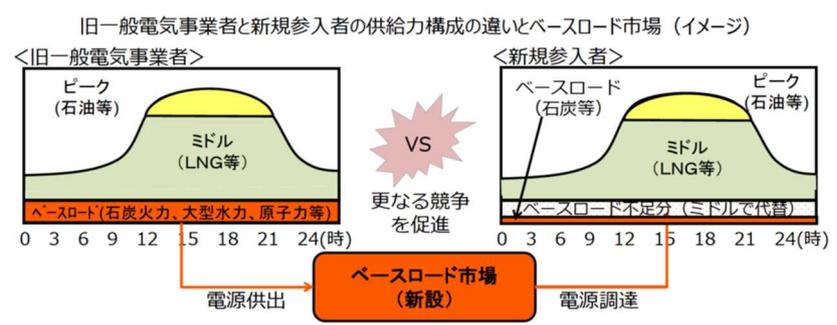
(2) 再エネの拡大とベース電源問題

図表9 ベースロード市場の概要

ベースロード市場の概要

第16回電力・ガス基本政策小委
資料8-1

- 安価なベースロード電源（石炭火力、大型水力、原子力等）の多くは、大手電力が保有・長期契約しており、新電力によるアクセスが困難な状況。卸市場活性化の障壁の一つとなっている。
- このため、大手電力に対し、自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高くない水準の価格でベースロード電源を市場に供出することを求め、新電力にベースロード電源へのアクセス機会を付与するベースロード市場を2019年を目途に創設。



出所：電力ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 2019年5月28日資料5-1

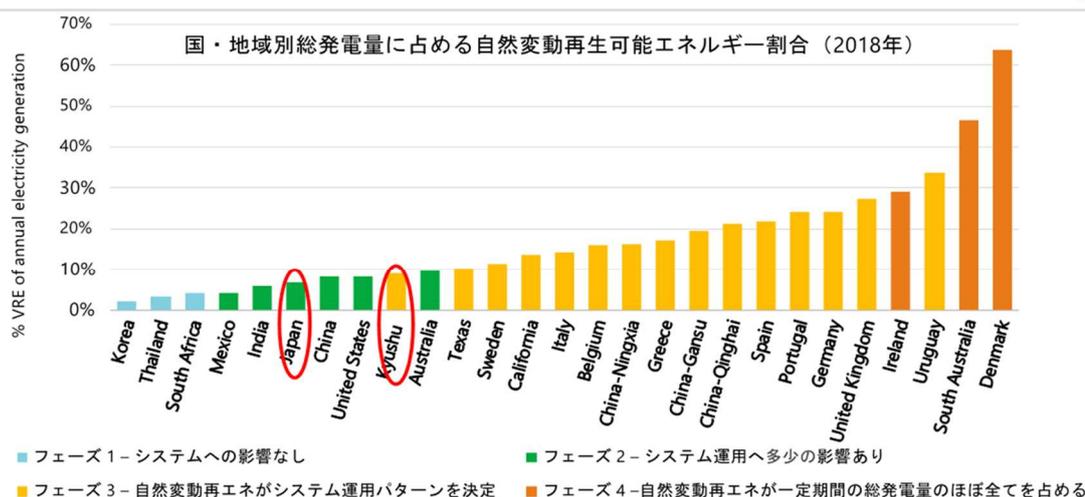
「第3弾改正法施行前検証～とりまとめ～」

図表9はベースロード市場の説明である。ベースロードとされている石炭、大型水力、原子力等は大手電力（旧一般電気事業者+J-Power）が所有しており、新電力にベースロード電源にアクセス機会を供与する考えである。ここでは石炭火力はベースロードの代表例となっている。

図表10では九州エリアはフェーズ3（太陽光・風力などの自然変動再エネがシステム運用パターンを決定）に分類されている。これは、再エネ割合が高いことよりも、九州電力が次章で述べる通り原子力の再稼働が好調でベース電源が多い（石炭火力のミドル化すら起きている）ことの影響が大きい。次節でそれを説明する。

図表10 九州エリアはフェーズ3（再エネが運用パターンを決定）

電力システムへの統合：異なるフェーズ



連系統制約や自然変動再エネの拡大により、特定の系統運用エリアでは、自然変動再エネの市場統合をより進めていくべきフェーズに達している。柔軟性（調整力）がより求められるため、電力市場の改革が必要となりうる。

出所：省エネルギー・新エネルギー分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 2019年6月10日資料2-2

「Paolo Frankl氏提出資料再生可能エネルギー市場及び政策に関するIEA解）」

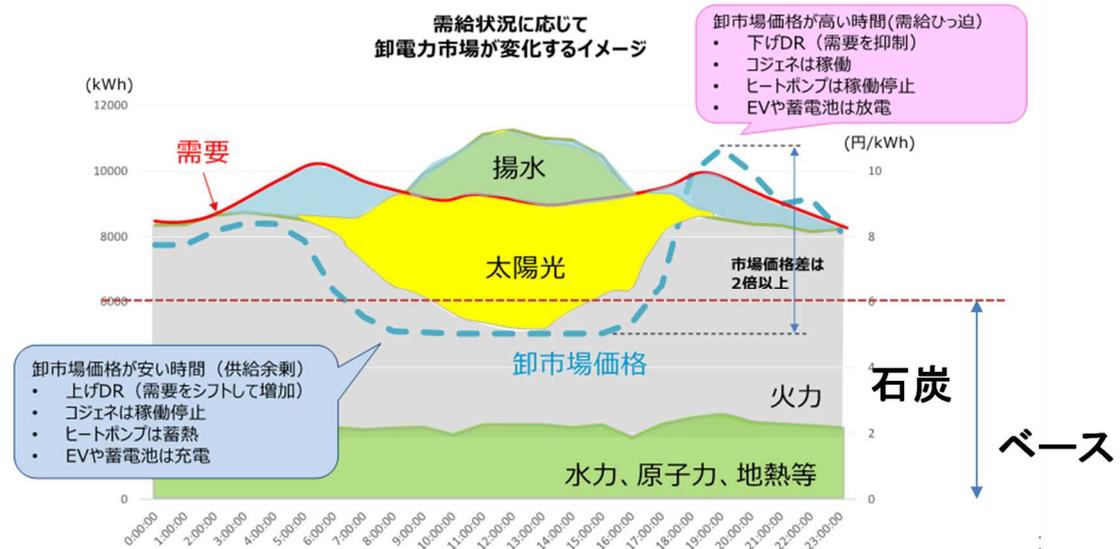
(3) 石炭や原子力等のベース電源が大きいと再エネの稼働抑制が必要になる

図表11は家庭電力価格を卸市場に連動させ分散型エネルギー（太陽光）の制御を図ることも可能という説明である。これは九州エリアで起きた再エネ稼働制御への市場メカニズムによる対応策の一つである。現実上の変動コストは火力における化石燃料に当たるものは太陽光発電においては太陽光でありコストはゼロである。これを制御するのは、料金上での損得はあろうが、社会全体では大損である。

図表 11 価格シグナルに基づき分散型エネルギーを制御する例

【参考】価格シグナルに基づき、分散型エネルギーを制御する例

- 電力の需給状況により卸電力市場価格は変動するが、家庭電気料金もそれに連動して変動することも可能（ダイナミックプライシング）。
- 電力システムに存在する価格シグナルに基づき、分散型エネルギーリソースを制御し出力を増減させることで、電力システム全体で経済的なエネルギー利用が可能となる。



出所：電力ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 2019年3月27日参考資料

基本政策分科会資料「エネルギー基本政策策定後の動向と今後の対応の方向性について」

上記赤色の点線は筆者の加筆である。図表 9 でベースロードに含まれていた石炭火力も加えたベースロード部分をこの点線は示している。この点線が高いと石炭火力がミドル電源になったり太陽光を制御しなければならない日が出現したりするのである。九州エリアはまさにその状況ということである。

現実の変動コストが実質ゼロの太陽光を制御するのがいいのかそれとも上記点線を下げる方がいいのか。この議論はエネルギーミックスを論じるうえで最も重要なテーマの一つである。

図表 5 で紹介した枝廣氏は『減少する 2050 年のエネルギー需要をベースに考える』『再エネを高らかに掲げる』『「ベースロード」後の世界への準備を』など 9 つのポイント¹。を挙げており、エネルギー需要減に合わせ上記点線を下げるべきという意見と拝察する。筆者も同じ考えである。

3. 原発と石炭火力の行方

¹他の 6 点は『“未来の考え方”を変える』『地域エネルギーをいかに支えるか』『電力以外のエネルギー、特に「熱」の議論を進めるべき』『カーボン・プライシングを含む、エネルギーシフトのための政策ツール検討を』『将来の原発の位置づけをあと送りせず、考え始める』『「エネルギー政策への国民の参画」、必要性の認識から実行へ！』である。

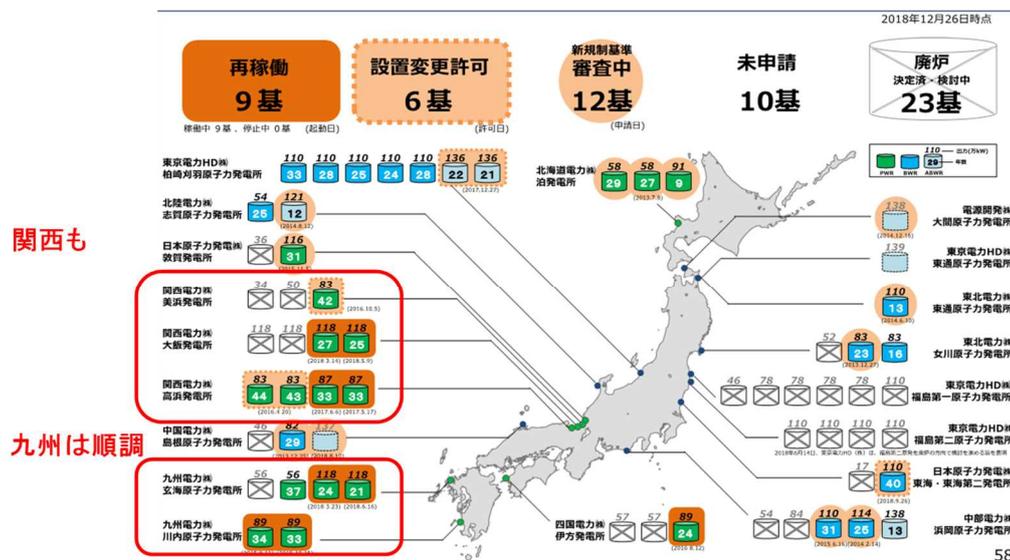
(1) ベース電源としての原発と石炭火力だが GHG では正反対

この2つは CO2 発生という点では前者がゼロエミッションと評されるのに対し後者は化石燃料の中でも最も CO2 発生が大きいという点では正反対である。しかし両者とも定常的かつ他電源よりも優先稼働するベースロード電源として位置づけられている点では同種である。原発が安全性および使用済み燃料の廃棄場所の問題で多くが稼働停止しており、再稼働が不透明であるのに対し、石炭火力は他国から批判されつつも現在順調に稼働している。

(2) 原発再稼働はエネルギー需要と無関係に決定

図表 12 が原発再稼働についての現状である。どこまで再稼働が進むかは諸説あるが、エネルギー需要からの逆算ではなく、各原発の地元世論や地方首長の考え・地質等の自然条件・原発タイプなどによる分析となっている。

図表 12：原発再稼働の現状



出所：電力ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 2019年3月27日参考資料
 基本政策分科会資料「エネルギー基本政策策定後の動向と今後の対応の方向性について」
 に加筆

原発再稼働如何は各社のベース電源比率に影響を与える。旧一般電気事業者の発電量当たりの CO2 発生量を規制すると原発再稼働の進んでいる会社は石炭火力を稼働しやすく、再稼働が遅れる会社は石炭火力が稼働しづらいということになる。結果、ベース電源比率がエリアごとに大きく異なることとなり前章で述べた再エネ稼働抑制の問題を大きくする。

この問題対策としては原発と石炭火力の合計比率を 60HZ/50HZ ごとに計画管理することが考えられるが、電力自由化と逆行するとの指摘を受けよう。また、原発再稼働が 60HZ 圏で進んでおり、石炭火力は次節で述べる通りが 60HZ 圏の方が多という問題もある。

(3) 石炭火力の寿命とリプレイス (高効率化含む)

図表 13 に石炭火力の稼働開始年代別の発電能力を示す。

図表 13 石炭火力営業運転開始年代別発電能力

	1979年以前	1980-84年	1985-89年	1990-94年	1995-99年	2000-04年	2005-09年	2010-14年	2015-19年	合計
北海道	47.5	47.5	60			70				225
東北		35		205	250					490
東京				50	50	160		160		420
電源開発							60	60		120
共火・IPP		120				60.2	25			205.2
50HZ計	47.5	202.5	60	255	300	290.2	85	220	0	1460.2
中部				210		200				410
北陸		50		50	120	70				290
関西						90		90		180
中国		17.5	100		100	25.9	15.6			259
四国		40.6				70				110.6
九州			70		70	106			100	346
沖縄				15.6	15.6	44				75.2
電源開発	75	170	31.2	100	135	210				721.2
共火・IPP	32.5	4.8	2.7	14.9	57	207.1	84.3			403.3
60HZ計	107.5	282.9	203.9	390.5	497.6	1023	99.9	90	100	2795.3
合計	155	485.4	263.9	645.5	797.6	1313.2	184.9	310	100	4255.5
60HZ比率	69.4%	58.3%	77.3%	60.5%	62.4%	77.9%	54.0%	29.0%		65.7%

注 1：酒田共火は東北電力に含め、相馬共火は東北と東京に50%ずつ配分した

注 2：他燃料から石炭に転換したケースでは、転換年を営業運転開始年とした

出所：各種資料を基に筆者作成

北海道で発生した大規模停電の復旧はいかに主力電源の石炭火力（および補助的・緊急的電源の石油火力）を復旧させるかがポイントであったことを鑑みれば、現時点での石炭火力削減は現実的ではない。

ただし石炭火力の新設は極めて困難になっており、今後設備が老朽化した際のリプレイス（含む能力増強の場合）が認可されるかは議論の対象であろう。四国電力の西条1号機は1965年に石油火力として稼働開始し83年に石炭転換しているが、出力15.6万KWを50万KWへの拡大かつ超超臨界への効率向上を行う工事を2019年に着工している²。石炭火力の寿命は定まっているわけではないが、1980年代前半に開始した発電所のリプレイス（高効率化含む）が現在取り上げられているので寿命を約40年とみなすこともできよう。

本稿では40年として今後のリプレイス問題を論じる。図表11のとおり1980年代から輸入炭仕様の大型火力が建設されており、現行の石炭火力開始年代は1990年代と2000年代前半に集中している。

40年寿命説に従えばこれからリプレイス判断が求められるものが増えていき、2030年代から2040年代前半に判断が集中するということになる。なお、日本の石炭火力依存が国際的に批判されることが増えてきているが、寿命が来る前に廃棄するのは電力価格の引

²他 https://www.yonden.co.jp/press/2019/_icsFiles/afieldfile/2019/05/21/pr006.pdf

き上げが確実に起き、電力供給の不安定をもたらす可能性も大であり、選択されないであろう。

なお、前出の図表 1 のとおり第 5 次エネルギー基本計画では 2050 年において非効率石炭のフェードアウトが明記されているが、これは高効率化を伴えば既存石炭火力のリプレイスを認めるとも読める。上記西条 1 号はそのパターンである。新規電源確保には送電設備の投資を伴うことが多く、石炭火力のリプレイスは投資採算面では得策であろうが、新鋭化すればさらに 40 年使う可能性があることを鑑みれば、長期的な判断が求められる。図表 13 のとおり石炭火力は 60HZ 圏に多い。原発能力は廃棄済みや新設計画中のものも含めると図表 12 のとおり 50HZ 圏 (2,669 万 KW) と 60HZ 圏 (2,799 万 KW) とほぼ同一だったが、再稼働は 60HZ 圏が進んでいる。石炭も再稼働原発も 60HZ 圏に多いことは前章で述べたベース電源問題を論じるうえで重要なポイントである。

なお日本の石炭火力は SOX・NOX・粉塵の環境対応や高発電効率およびバイオ混焼で世界の模範となっている。また石炭火力は石油やガスに比べ燃料荷揚げや排ガスの環境処理などに手間がかかるので地元雇用に貢献しているという面もある。

4. 横の議論と縦の議論

(1) 横の議論

横の議論とは図表 14 の左側に記述されている各用途に適したエネルギーは何であることを議論することである。後述の縦の議論とは逆にそれぞれのエネルギーに適した用途・使い方は何であることを議論することである。

図表 14 エネルギーマトリックス (標準型 ; 2 次エネ分解せず)

	石炭	原油NGL	石油製品	天然ガス	原子力	水力	地熱	太陽光	風力	バイオ	電力	熱	水素	変換ロス	合計
生産															
輸出入ほか															
1次エネルギー供給															
変換・損失															
発電	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	+			▲大	
熱製造	▲		▲	▲			▲			▲		+		▲小	
水素製造	▲		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲		+	▲大	
高炉・コークス	▲														▲
石油精製		▲	+												
産業自家使用	▲		▲	▲				▲	▲			▲	▲		▲
ロス											▲送配				▲
消費合計															
産業															
運輸															
(内)道路			エンジン、HV									EV	FCV		
(内)海運															
(内)鉄道															
(内)航空															
民生															
商業・公務															
農林漁業															
非エネルギー															

凡例： 二次エネルギー 二次・三次エネルギー

出所： IEA エネルギーバランス表を参考に筆者作成

図表 14 の長所は正確な統計情報に基づくことができることであり、短所は 1 次エネルギーと用途の関連情報が不十分であることである。この横の議論は個々の用途においてどのエネルギーを使うのがベストか、ベターかを議論することあるが、1 次エネルギー自体の特徴議論に偏り、使い方の議論が不十分になりがちである。

なお、発電の行を説明すると石炭からバイオまでの各エネルギーが電力に変換する際には各エネルギーが減り（▲）電力が増える（+）が、変換ロスが大きい（▲大）という意味である。また、黄色の網掛けは図表 15 との対比で強調したものである。

（2）縦の議論

縦の議論とは図表 15 のとおり個々の 1 次エネルギーの供給力には上限があるという前提に立ち、それらをどのように変換し、あるいは変換しないで、どの用途に使うのがベストか、ベターかを議論することである。エネルギー効率（使用時効率と変換ロス）が一つの重要な基準となる。

図表 15 エネルギーマトリックス（2 次・3 次エネ分解型）

	石炭			原油・NGL				天然ガス				原子力		水力		地熱		太陽光		風力		バイオ		合計
1次エネルギー																								
変換ロス	▲			▲				▲				▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	
2次エネルギー	石炭	電力	熱	水素	電力	石油製品	天然ガス	電力	熱	水素	電力	水素	電力	水素	電力	熱	電力	水素	電力	水素	石油製品	電力		
変換ロス																								
3次エネルギー	石炭	電力	熱	水素	電力	石油製品	熱	水素	天然ガス	電力	熱	水素	電力	水素	電力	水素	電力	熱	電力	水素	電力	水素	石油製品	電力
変換ロス合計																								
産業自家使用	縦の議論																							
消費合計	縦の議論																							
産業																								
運輸																								
(内)道路	EV	FCV		EV	HV		FCV	CNG	EV	FCV		EV	FCV	EV	FCV	EV		EV	FCV	EV	FCV	HV	EV	
(内)海運																								
(内)鉄道																								
(内)航空																								
民生																								
商業・公務																								
農林漁業																								
非エネルギー																								

注：再エネ由来水素とCO2を原料とする合成燃料のプロセスは省略

出所： 筆者作成

図表 15 は 1 次エネと用途を関連して議論する概念図として有効であり変換ロス（黄色の網掛け）が図表 14 より詳細に示せる。しかし、短所は正確な統計が困難なことである。特に電力というエネルギーはどのエネルギーから発電され、何に使われたかを正確に統計するのは不可能である。区域や時間帯により電力需給を細分化し、その中で按分するしかない。

例えば、旧一般電力事業者区域あるいは送配電における区域により区域分けを行い、発電パターンによる時間帯区分（早朝、（太陽光が稼働する）昼間、夕方から就寝時、深夜といった区分）を行い按分する方法である。例えば、ある地域の深夜において発電の 50%が

石炭であり、その地域の深夜の電力消費の70%が産業向けであれば、その産業向けの電力は35% (50%×70%) が石炭由来という具合に按分する方法である。

個々の一次エネルギーごとにベスト・ベターな用途は何かの事例だが、例えば天然ガスは複合発電が普及しており、発電において他ソースよりエネルギー効率が低い。また起動が速く調整電源としても優れており、自然変動による稼働変動の大きい再エネの相方として適しているが、LNGで輸入した天然ガスを再ガス化した後に圧縮して用いるCNG車はエネルギー効率が良くないといった議論である。

なお、個々の1次エネルギーの供給力には上限があるという前提を置いたが、その妥当性を検証しておきたい。短期的（現状設備を前提）において上限があることは言うまでもない。実際に電力需要の時間帯変動や季節変動は化石燃料発電が調整を担当している。

中期的（今後の採算可能投資による設備増強含む）には、起きうるコスト低下を考慮しても各1次エネルギーの供給力が無限ということはなく上限ありが妥当な前提である。長期的（資源的）には、再エネ資源の上限は未知数とも言われるが、CO2削減の観点においても削減すべきは（遠い）将来の1時点における発生量（点）ではなく、短期・中期の積み重ねであるCO2の累積発生量（面）である。したがって、短期的・中期的な視点でこの前提を置くのは妥当である。なお、エネルギーミックス論の基本概念である3E+Sの観点においても、各1次エネルギーの供給力には上限ありの前提が妥当である。

エネルギーミックス議論においては横の議論も縦の議論も両方必要でありどちらかに偏ってはいけないというのが筆者の主張である。次節で、議論方法の違いにより結論が大きく変わる事例を述べる。

（3）縦横議論例（FCVの例）

燃料電池車（FCV）は水素で車内発電し電気で駆動する自動車だが化石燃料から製造した水素と再エネから製造した水素のどちらがベターかという議論である。これをエネルギーミックス中の横の議論と縦の議論で考えてみる。

横の議論だと以下のようになりがちである。再エネ由来FCVは水素製造時点でもCO2フリーだが、化石燃料由来FCVは水素製造時点でCO2を発生する。再エネ由来を進めるべきである、となりそうである。このように横の議論では1次エネルギーの特性で優劣判断することになりやすい。

一方、縦の議論ではこうなる。再エネ由来（風力の例）のFCVは、運動エネルギー（風力）⇒電気エネルギー⇒水素⇒電気エネルギー⇒運動エネルギー（駆動力）とエネルギー変換が多く変換ロスが大きくなる³。一方、化石燃料由来FCVはエネルギー効率でエンジン車より優りHV（ハイブリッド車）と並ぶ代替手段となる可能性あり、となる。このように縦の議論ではエネルギー効率で優劣判断することになる。

エネルギーミックス議論においては縦横どちらの議論も重要であり一方に偏ってはいけないが、縦の議論はあまり行われていない感がある。筆者は本稿で縦の議論に基づく以下の2点を強調したい。1点目は、再エネで発電された電気がEVやFCVのような新しい

³電気から水素で7割程度、水素から電気で理想的な5割の効率だとして、総合効率は35%。屋久島実証実験では、総合効率が22%だった、との指摘がある。<https://greenerw.exblog.jp/15156360/>

電気用途に用いられれば、その分化石燃料発電が増える可能性が大きいという点である。2点目は、エネルギー効率を重視してイノベーションを進めるべきであり、再エネ由来 FCV のように効率を損なう『エネルギーを捏ね繰り回す』ものはイノベーションではないという点である。以下この2点を述べる。

(4) 電化による電力需要増は化石燃料で賄われる可能性大

この推論の根拠は以下のとおりである。原子力の再稼働はエネルギー需要とは無関係に決定され、再稼働後（新設した場合も）はフル稼働するので供給余力がない。再エネはコストを考慮した拡大が進み、稼働は天候等で決まるので供給余力はない。これを鑑みると電化による電力の需要増は、稼働が抑制され供給余力がある化石燃料で賄われる可能性が大きい。

ただし、電化と再エネ開発が同時進行する場合は異なる。再エネ資源が豊富な地域と電力需要の大きい地域はえてして異なる場所にあることが多く、送電線能力不足で再エネの開発が遅れているケースが多い。このような場合に再エネ資源が豊富な地域での電化による電力需要増と再エネ開発がセットになるような場合には、電化による電力需要増は当然化石燃料ではなく再エネで賄われることになる。

なお、再エネ拡大を阻害している送電線の不足対応としては、再エネを中心とする分散型のエネルギー社会の創出が一つの解決策である。

(4) 捏ね繰り回さないイノベーションを

エネルギーを捏ね繰り回す事例は、上述した再エネ由来水素による FCV、LNG を輸入し再ガス化後に CNG として利用、電気の熱利用の乱用、が挙げられる。この意味から、産ガス国では CNG 車は有効だが、LNG 輸入国では CNG 車より LNG 車を進めるべきであろう。

エネルギーを捏ね繰り回さないためには、エネルギー変換が少ない地産地消がベストである。太陽光発電を EV に搭載、小型風力の夜間発電による EV 充電、太陽光余剰電力で昼間のエコキュート等、が思いつく。また、IMO は 2050 年に船舶航行から発生する GHG を 50%削減する方針だが、この対策として帆船が考えられている。汽船の前に戻る話だが、帆船は風力という運動エネルギーをエネルギー変換しないで駆動力として利用しておりかつ地産地消である。技術面・運航面では難しい点も多々あろうが、これを解決するのが真のイノベーションではなかろうか。

5. 2040 年エネルギーミックス議論への提言

(1) 2040 年案は実現性を備え理想への架け橋に

本年 2020 年は 2040 年エネルギーミックス議論を始めるタイミングであることを述べた。従来延長論の 2030 年エネルギーミックス議論と理想論的 2050 年目標をつなげるには、2040 年のエネルギーミックス案は実現性を備え理想への架け橋にならねばならない。

それにはまず原発再稼働と 30 年代にリプレイス判断が集中する石炭火力の、つまりベース電源をどうするかを再エネ拡大と合わせ、明確に方向付けることが重要である。企業別の CO2 抑制目標を掲げ、それで石炭リプレイスを判断すると、ベース電源比率が地域ご

とに大きく異なり、再エネ稼働抑制を頻繁に起こさせる恐れがあることを再度強調したい。

(2) 縦の議論でエネルギー効率を重視し CO2 累積発生量の抑制を

縦の議論で述べた、①各 1 次エネルギーの供給力には上限有②性急な電化は化石燃料を増やす可能性大③エネルギーを捏ね繰り回す(変換しすぎ)は損失大、を再度強調したい。横の議論では淘汰されるべきという結論になりがちな化石燃料が生き残るには、より一層の効率化を追求するという議論で存在意義を強調することが必要である。設備の高効率化、自動車の HV 化、コージェネ推進等である。

高効率化は排熱を減らす効果もあることを指摘したい。筆者が高効率ボイラーを営業した際の経験であるが低効率ボイラー利用している工場では夏は無論のこと春秋でも冷房を使っていた。高効率ボイラーに切り替えると排熱が減りエアコン代も節約できますよと営業したが、排熱はこのように不必要な電力消費を増やし、その電力は発電時や送電時に排熱をまき散らしているのである。筆者は排熱が排熱を呼び CO2 増加につながる現象を「排熱スパイラル」と呼び中東湾岸で特に酷いことを指摘したことがあるが、日本の特に都会の夏は似たようなものである、化石燃料のエネルギー効率向上がこの現象を抑制できることを指摘したい。なお、高効率化が排熱を減らすのは化石燃料だけの現象ではなく、電球が熱いのに対し LED が熱くないのも同じ理屈である。

(3) エネルギーミックス最適化には税の公平が不可欠

CO2 発生量の抑制が日本のエネルギーにとっての最重要課題(の一つ)なのだから、エネルギーに関する税は既存税をすべて廃止し CO2 発生に応じた炭素税に統一すべきであろう。既存税の廃止は容易ではないだろうが、エネルギー政策を講じる上での各エネルギーの経済性比較においては各エネルギーへの課税は CO2 の排出に関しては公平化すべきである。税の公平化で横の議論でも縦の議論でも公平な議論が行えるのである。

現在燃料や自動車に多重に税が賦課されているガソリン車とこれらの税が軽減されている EV(発電主要燃料である石炭・ガスへの課税は石油よりはるかに小さい、自動車税も軽減)とを税を含むコストで比較するのは非合理的である。

第三章で述べたが 50Hz/60Hz の分割は電力需給上の障害となりかねない。しかしこの分割があるからこれまで世界中に日本製機器を輸出できたという某メーカーの方のコメントを聞いたことがあり、なるほどそういう面もあるのかと思ったことがある。

その際、内燃機関自動車と異なるいろんな代替車を日本国内で進めるのは自動車輸出能力の維持面があるかもしれないと感じた。技術開発段階では補助金を適用するのもいいだろう。しかし商業段階での補助金はいかがなものか。石油には多額の税金をかけているのだから税の公平という面で問題だろう。

なお、いろんな代替車を進めるのは輸出のための技術確保という点では良いかもしれないが、国内インフラ整備の投資が多重になるのはいかがなものか。EV、FCV、CNG 車、LNG 車等々全ての代替車の充填所を日本中に整備するのは無理であろう。日本に適した技術は何か、あるいはある特定の地方に適した技術は何かを把握して議論することを 2040 年エネルギーミックス議論に期待したい。例えば、再エネ資源が豊富だが送電能力が不足のため再エネ開発が進まない地域(北海道がこれに該当すると思われる)において EV に

よる電力需要増と再エネ開発が同時に進んだ場合と、再エネ資源が乏しい地域での EV 導入とでは CO2 削減効果は大きく異なる。既に述べたとおり後者のケースでは電力需要増は化石燃料発電で賄われる可能性が大きく CO2 は逆に増える可能性もある。ただし、再エネ資源が豊富な地域は EV の特徴である排ガスがないことや騒音が小さいことが利点としては、都会よりも小さいと思われ、地球環境と地域環境への対策が必ずしも一致しないという状況になる。

おわりに

はじめにでのべたとおり CO2 や水素の利用について筆者の意見を簡単に述べる。詳細な論拠は別の機会で述べたい。

まず CO2 利用技術のコスト採算には ①CO2 の利用場所と CO2 発生場所が近いかどうか②CO2 濃度が化学処理を行えるだけ高いかどうか、という二大難問があるということである。また原油生産における EOR で CO2 を利用することは、反応しにくいという CO2 の特性が生きる。一方、CO2 の原料利用は吸熱反応であり、EOR とは異なり、反応に必要なエネルギーをどう賄うかという難問が加わる。

次に水素の輸送コストは大きいということを述べたい。船やトラックの積載量が大きいほど輸送コストは低くなるが、重い物質は DWT で船型が積載荷重で車型つまり積載量が決まる。一方、軽い物質は回転半径や運河の幅やトンネルの高さとかいった船や車の長さ・幅・高さで車型つまり積載量が決まる。つまり、重い物質は質量・重量で輸送コストが決まるが軽い物質は体積・容積（長さ×幅×高さ）で輸送コストが決まるのである。

液化したとしても極めて軽い物質である水素は、質量当たりのエネルギー密度は大きい容量当たりのエネルギー密度は小さい。したがって容量で輸送コストが決まる水素はエネルギー当たりの輸送コストが大きくならざるを得ないのである。つまり水素製造場所と水素利用場所が近いかどうかという難問があるのである。

CO2 利用も水素利用も発生・製造場所と利用場所の距離が問題であるならば、距離が短くなる分散型エネルギー社会(分散型社会)が一つの解決策になる可能性がある。4-(3)でも、再エネ拡大のための送電線の不足対応としては分散型エネルギー社会が一つの解決策である、と述べた。分散型エネルギー社会の推進を第 5 章で述べた提言に加えて本稿を締めくくりたい。

本稿が読者の方のエネルギーミックス議論理解の一助になれば幸いである。

(文責 鈴木清一)