



2050年にCO₂排出量80%減を達成する エネルギー・電力需給の全体像はどのようなものか？

(一財) 電力中央研究所
社会経済研究所

2019年12月

 電力中央研究所

© CRIEPI 2019

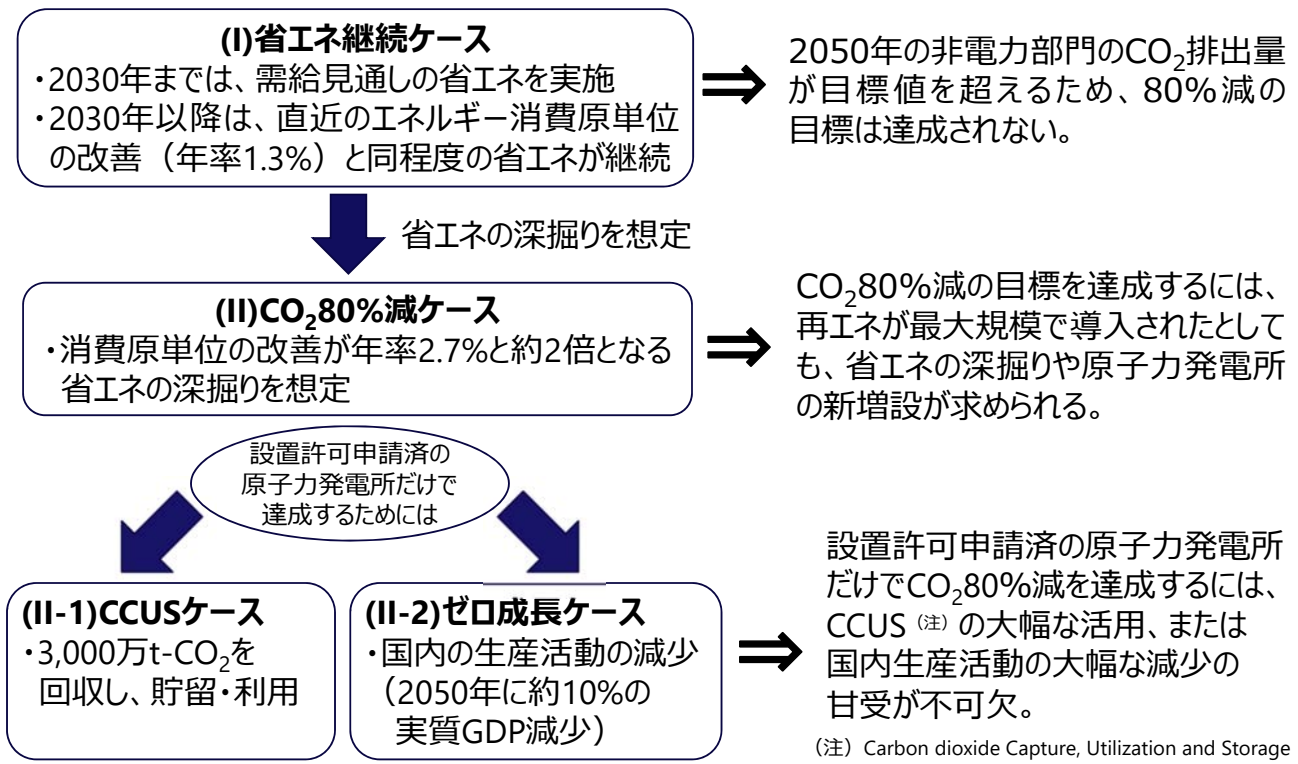


 電力中央研究所

内容

1. 背景と論点
2. 利用するモデルの概略と分析の前提
3. ゼロエミッション電源の設備容量の見通し
4. CO₂排出量80%減を達成するエネルギー・
電力需給の全体像
5. CO₂80%減の達成に向けた選択肢
6. 結論と政策的含意

分析結果の概要



成果の表出



- ◆ 電気新聞（2019年4月15日付1面）で紹介
- ◆ 電気新聞「ゼミナル」（隔週連載、2019年5月8日付8面、「2050年にCO₂排出量の80%減を達成するためには何が必要か？」）にて詳報

<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/denki/2019/190508.html>

- ◆ 浜渦「2050年のCO₂大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」研究資料 Y19501(2019/4)

<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/source/Y19501.html>

1. 背景と論点

背景と論点

【背景】

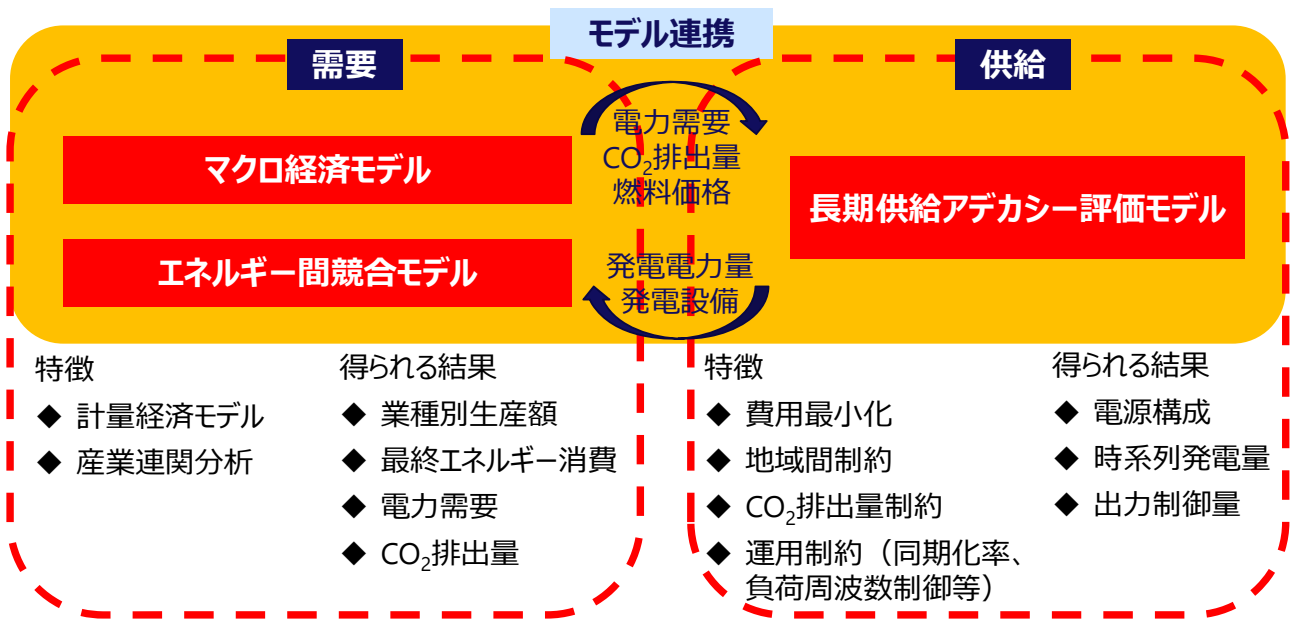
- ◆ 地球温暖化対策計画は2050年までに温室効果ガス80%減を掲げており（2016年3月）、パリ協定長期成長戦略懇談会は「CCUS等の新技術」活用を提言（2019年4月）。既存研究でもCCUSや水素輸入等、未確立の新技術に依拠する分析が多い。

【論点】

- ◆ 再エネ・原子力等の既存ゼロエミッション技術を活用して、2050年にCO₂80%減を達成する経済、エネルギー電力需給の姿は？
- ◆ 原子力の新增設が無い場合に、どのような選択肢があり得、そして、その際の影響は？

2. 利用するモデルの概略と分析の前提

本分析におけるモデル間の連携



◆ 需要側のモデルでは、想定した経済・産業構造の下での電力需要やCO₂排出量を推計し、供給側のモデルでは、これらの制約を満たすような電源構成を計算している。こうした変数をやり取りすることでモデル間の連携を取っている。

(注) 本分析では、実質GDPを前提とし、また、2030年の電力需要等は長期エネルギー需給見通しの数値が再現されるようにしている。

本分析の前提（マクロ経済）

- ◆ 2030年までの経済成長は、長期エネルギー需給見通し（経済産業省，2015）で想定されていたマクロ経済の姿（年率1.7%増）を踏襲した。
- ◆ 足元での経済の実力を示す我が国の潜在成長率は概ね0%台後半（日本銀行，2019）で推移している。今後、人口減少が進む中で、2050年にかけての経済の実力は足元の推移を上回ることはないのではないか、との想定から、2030年から2050年までの20年間の**経済成長率は、年率0.5%**となることを前提とした。

実績	実質GDPの想定（兆円）		
	2030年	2040年	2050年
2013年	711	751	789
531	13-30年率	30-40年率	40-50年率
	1.7%	0.5%	0.5%

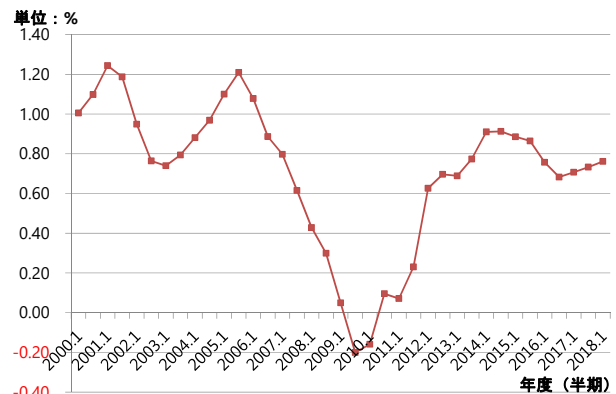


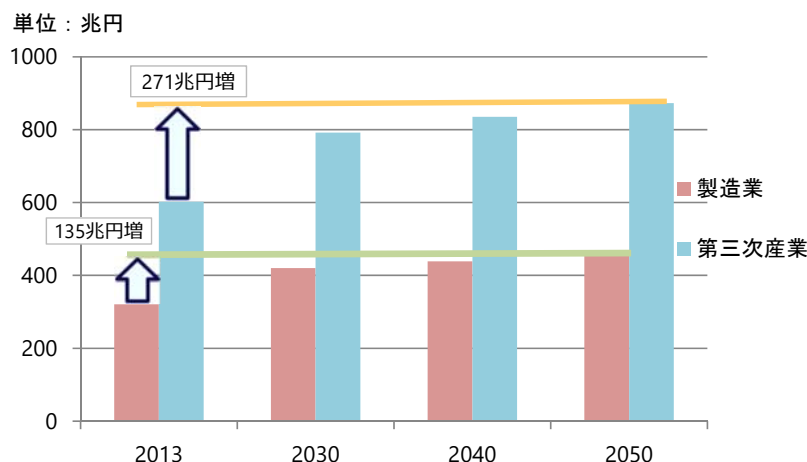
図 2000年以降の潜在成長率の推移

出所：日本銀行（2019）より作成。

（注）日本経済研究センター（2014）の長期予測では、基準となる停滞シナリオで年率0.2%減、出生率が回復し移民受け入れを想定する成長シナリオでは同1.3%増となっており、本分析はこの中間に相当するケースである。

本分析の前提（産業の姿）

- ◆ 2030年までは、長期エネルギー需給見通しにおける実質GDP成長率の下、足元で進展するサービス化が継続すると想定した。
- ◆ 2030～50年にかけても、成長率は鈍化するものの、人口減少・高齢化を背景とした医療関連サービスの拡大や、技術革新の進む情報関連産業の成長等により、第三次産業の生産額の成長率は、製造業のそれを上回り、サービス業のシェア拡大が続くことを見込んだ。



本分析の前提（再エネ・蓄電池・省エネ）

- ◆ 再生可能エネルギーのコストは、他の発電方法で発電された電力と比較しても、2050年ではコスト面で競争力のある技術になっている可能性が指摘されていることから（IEA, 2014; Agora, 2015; 尾羽, 2017; NREL, 2016）、想定される**最大規模の再エネが導入**されるとした。
- ◆ 蓄電池もコストの低下が近年進んでいることから（BNEF, 2017）、その傾向は今後も継続すると想定し、再生可能エネルギーの**余剰電力を全て回収する**規模に導入が進むとした。
- ◆ 省エネにより、実質GDPでみたエネルギー消費原単位が低下すると考え、これが毎年継続することを想定した。つまり、経済活動の規模が一定であっても、省エネが継続することで、エネルギー消費量は減少し続けることになる。

3. ゼロエミッション電源の設備容量の見通し

2050年における再エネの考え方

○各種再エネポテンシャル試算の中で想定される、最大規模の再エネが導入される前提とした。

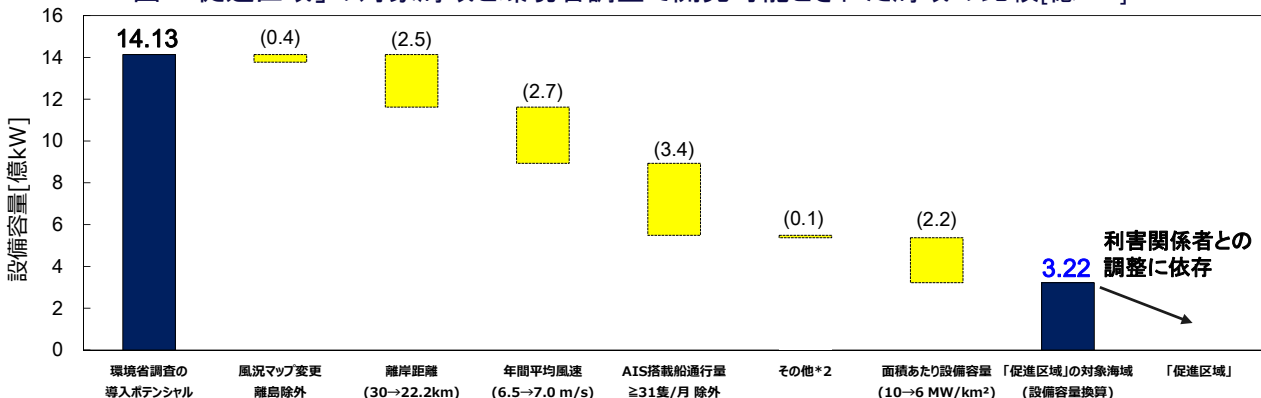
- ◆ 太陽光発電 (PV) : 3.56億kW
 - 住宅用等PV : 2.13億kW (環境省, 2018)
 - 公共系等PV : 7,951万kW (環境省, 2018)
 - 地上設置型PV : 6,371万kW (尾羽他, 2019)
- ◆ 風力発電 : 7,500万kW
 - 陸上風力 : 2,480万kW (尾羽他, 2019)
 - 洋上風力 : 5,020万kW (陸上・洋上風力の合計が、日本風力発電協会の2050年の目標値、7,500万kWに一致するように想定)
- ◆ その他の再生可能エネルギーは、IEAのWEO2018の持続可能発展シナリオの2040年の発電量を使用
 - 水力 : 1,420億kWh (IEA, 2018)
 - バイオマス : 750億kWh (IEA, 2018)
 - 地熱 : 280億kWh (IEA, 2018)

参考：洋上風力「促進区域」の対象となる海域

(尾羽他(2019)研究資料Y19502)

- ◆ 地理情報システム(GIS)を用いた分析により、再エネ海域利用法が規定する各要件(自然条件・航路への支障など)を踏まえ、「促進区域」の対象と考えられる海域面積を**53,665km²**と推計した。
- ◆ これを洋上風力の設備容量に換算すると**3.22億kW**となり、環境省調査の導入ポテンシャルの約2割となる。ただし、促進区域の指定にあたり、利害関係者との合意形成が必要となるため、**実際に促進区域となる海域はさらに減少**する。

図 「促進区域」の対象海域と環境省調査で開発可能とされた海域の比較[億kW]*1



*1 内訳は図中の左から右方向へ順に制約を加えた場合の数値を示し、制約順により変動する場合がある。

*2 海岸保全区域と在日アメリカ合衆国軍の海上訓練区域の除外を指す。

2050年における原子力発電の設備容量の考え方

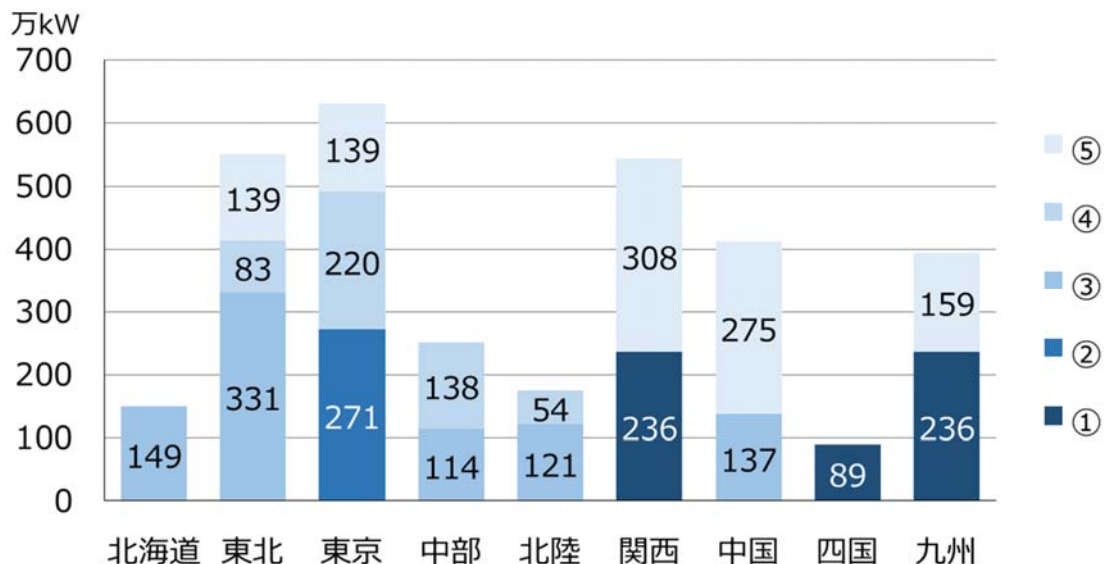
- ◆ 2019年2月現在の再稼働等の状況を踏まえ、各社の個別事情を考慮せず、日本原子力産業協会（2018）および原子力安全推進協会（2018）のデータを基にしてケース分けを実施。
- ◆ 2019年2月現在で廃炉が選択されていない原子力発電所は、運転が継続され、原子炉等規制法第43条の3の32に基づく運転延長申請がなされると想定。
- ◆ 全ての発電所で60年運転可とし、設備利用率は86.7%を想定。

全て60年運転可	個別発電所名	2050年の設備容量
① 2019年2月現在稼働中の発電所	大飯3・4、伊方3、玄海3・4の計5基 (+高浜3・4、川内1・2)	561万kW
② +再稼働許可済	①+柏崎6・7の計7基 (+東海第二、美浜3、高浜1・2)	832万kW
③ +審査中は全て稼働のケース	②+泊2・3、大間、東通1（東北）、女川2、 浜岡4、志賀2、島根3の計15基 (+泊1、浜岡3、敦賀2、島根2)	1,684万kW
④ +未申請も全て稼働のケース	③+女川3、柏崎3・4、浜岡5、志賀1の計20基 (+柏崎1・2・5)	2,178万kW
↓ 新增設が必要とされる容量		
⑤ +計画段階も含めて全て稼働のケース	④+東通1（東京）、東通2（東北）、 敦賀3・4、上関1・2、川内3の計27基	3,196万kW

※現在の原子炉等規制法では、80年運転は認められていない。仮に運転期間の見直しが行われ、80年運転が認められれば、2050年に青字の発電所も稼働することとなる。

ケース①～⑤における一般送配電事業者のエリア別原子力発電の設備容量（2050年）

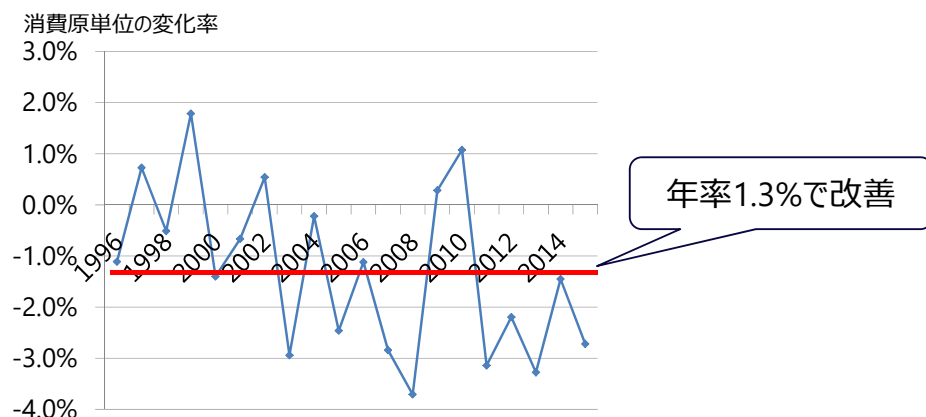
- ◆ ケース①～⑤（60年運転）のそれぞれについて、一般送配電事業者のエリア別にみた原子力発電の設備容量を積み上げたものを以下に示した。



4. CO₂排出量80%減を達成する エネルギー・電力需給の全体像

(I)省エネ継続ケース

- ◆ 基準となる(I)省エネ継続ケースは、2030年までは需給見通し並みの省エネが実施されるとした。この時、実質GDPでみた2030年までのエネルギー消費原単位の低下は年率2.3%と、非常に厳しい省エネが課されている。
- ◆ 下図に示すように、直近の20年間（1996～2015年）における消費原単位の平均的な改善率は年率1.3%であり、2030年以降はこれが継続すると想定した。



⇒非電力部門の排出量が80%減の制約を超えてしまう。つまり、電力排出分が仮にゼロであっても排出量目標が達成できない。

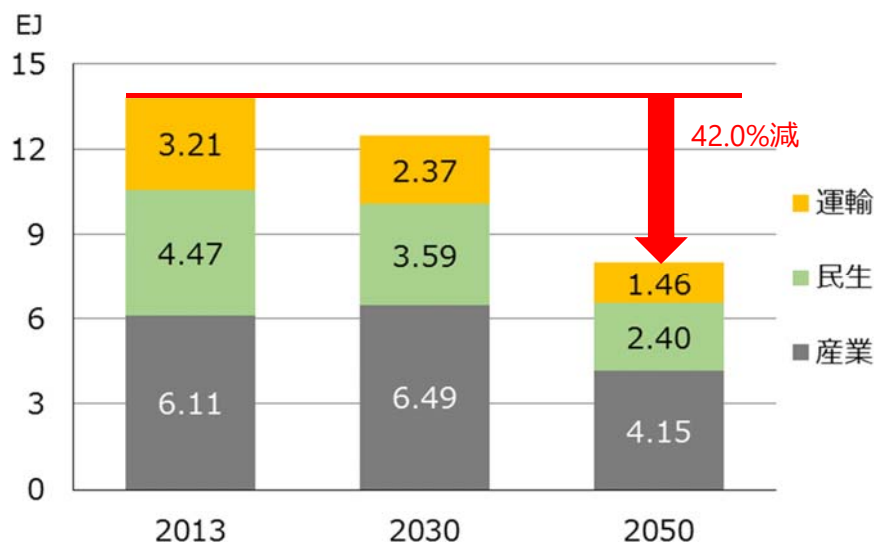
⇒80%減の目標を達成するためには、さらなる省エネの深掘りが必要。

CO₂80%減に向けたさらなる省エネの前提

- ◆ CO₂80%減に向けて、2030年以降にエネルギー消費原単位の改善が年率2.7%と、省エネ継続ケースと比較して約2倍となる省エネの深掘りを想定した。
- ◆ 例えば、
 - (1) 産業部門では、製造プロセスにおける電化技術の導入が進む
 - (2) 民生部門では、2050年に電化率100%に達する
 - (3) 運輸部門では、内燃機関車の効率がさらに向上する
 などを考慮した。
- ◆ なお、長期エネルギー需給見通しにおける消費原単位の改善は年率2.3%であり、本分析での前提はこれをも上回っている。

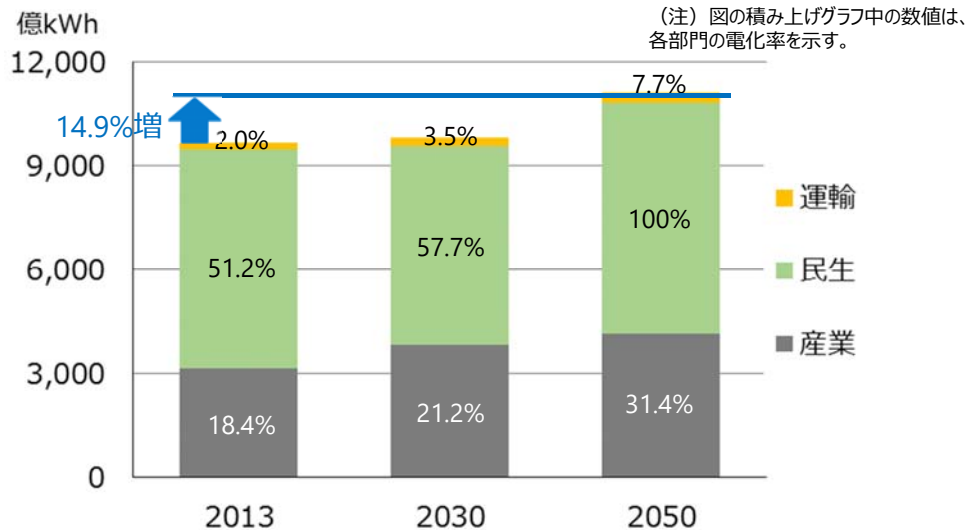
2050年の最終エネルギー消費 (II)CO₂80%減ケース

- ◆ (II)CO₂80%減ケースでは、省エネがさらに深掘りされた結果、2050年の最終エネルギー消費は8.00EJと、13年度比で5.8EJ減少（42.0%減）する。
- ⇒ CO₂の大規模削減には、省エネ・電化を活用したエネルギー消費の大幅な減少が必要となる。



2050年の電力需要 (II)CO₂80%減ケース

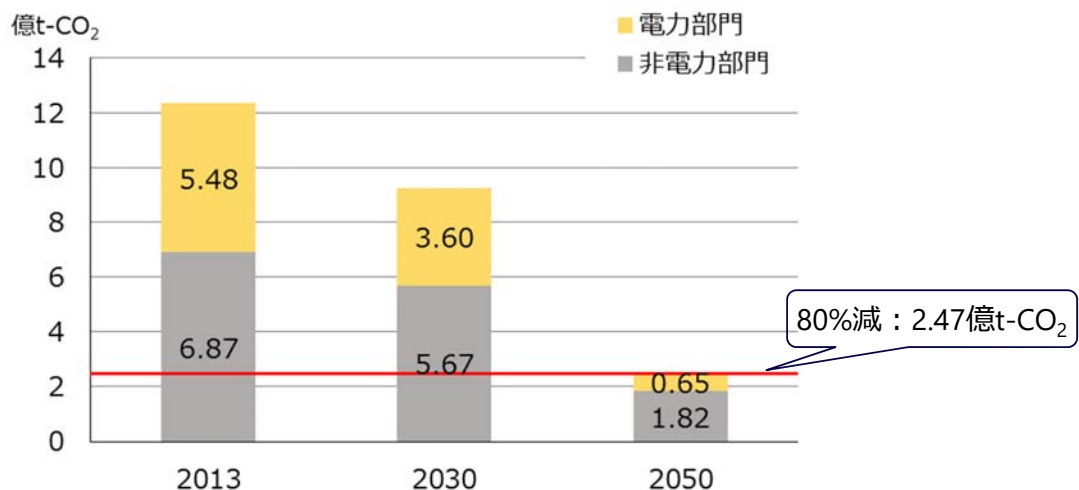
- ◆ 省エネの深掘り（年率2.7%）を想定し、CO₂80%減を達成した場合、2050年の電力需要は約**1.11兆kWh**となり、2030～50年の20年間で、683億kWh増加する。
- ◆ 全体の電化率は、2030年の28.4%から、2050年には50.0%へ上昇する。



(注) 運輸部門では、欧州諸国における政策動向を踏まえ、2050年に乗用車の新車販売が、電気自動車・プラグインハイブリッド自動車（EV・PHV）のみになると想定した。

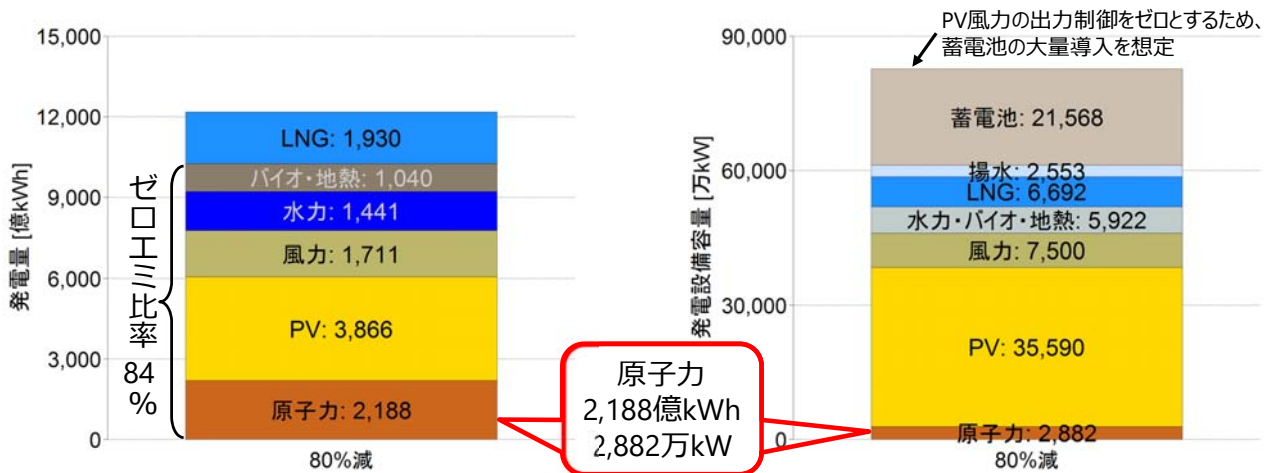
2050年のCO₂排出量 (II)CO₂80%減ケース

- ◆ 目標達成に向け、長期エネルギー需給見通しを上回る省エネの深掘りにより、大幅にエネルギー消費が減少し、2050年の排出量は非電力部門で約1.82億t-CO₂、電力部門で約6,500万t-CO₂となる。
- ◆ この排出規模は、基準年（2013年度比）に比べ、非電力部門で73.5%減、電力部門では非電力部門を上回る88.1%減となっている。



2050年の電源構成 (II)CO₂80%減ケース

- ◆ 電力部門の排出量を2050年に約6,500万t-CO₂とする条件の下での電源構成を検討した。最大規模の再エネ導入ポテンシャルが実現し、出力制御をしないという前提の下でも、原子力発電の発電電力量は約2,200億kWh（設備利用率を86.7%と想定した場合、設備容量では約2,900万kW）必要となる。
- ◆ 厳しいCO₂排出量制約により、火力はLNGのみとなり、2050年の発電電力量は約1,900億kWhとなる。



5. CO₂80%減の達成に向けた選択肢

「原子力2,900万kW」の政策的な含意

60年運転が認められた場合の原子力の設備容量との比較（2050年）

- ◆ (II)CO₂80%減ケースにおいて、必要となる原子力の設備容量は2,900万kWであり、以下の①～⑤に沿い、60年運転が認められた場合の2050年の設備容量と比較を行う。

全て60年運転可	2050年の設備容量	基数
① 2019年2月現在稼働中の発電所	561万kW	5
② +再稼働許可済	832万kW	7
③ +審査中は全て稼働のケース	1,684万kW	15
④ +未申請も全て稼働のケース	2,178万kW	20
↓ 新增設が必要とされる容量		
⑤ +計画段階も含めて全て稼働のケース	3,196万kW	27

- ◆ 2,900万kWという規模は、④未申請も全て稼働ケースと⑤計画段階も含めて全て稼働ケース、の間にある。
⇒未申請分も全て稼働し、かつ、**約700万kW分の新增設が必要**となる。

2050年以降の原子力発電の
発電電力量/設備容量に関する考察

1. 現状の設備利用率に留まれば、更なる新增設が必要

- ◆ 設備利用率が86.7%と高い場合でも、未申請の原子力発電所がすべて稼働し、かつ、計画段階のものが一部稼働する必要がある（ケース④とケース⑤の間）。仮に、設備利用率が現状の70%程度に留まると、**ケース⑤を超える新增設の計画も必要**となる。

2. 新增設のための政策判断

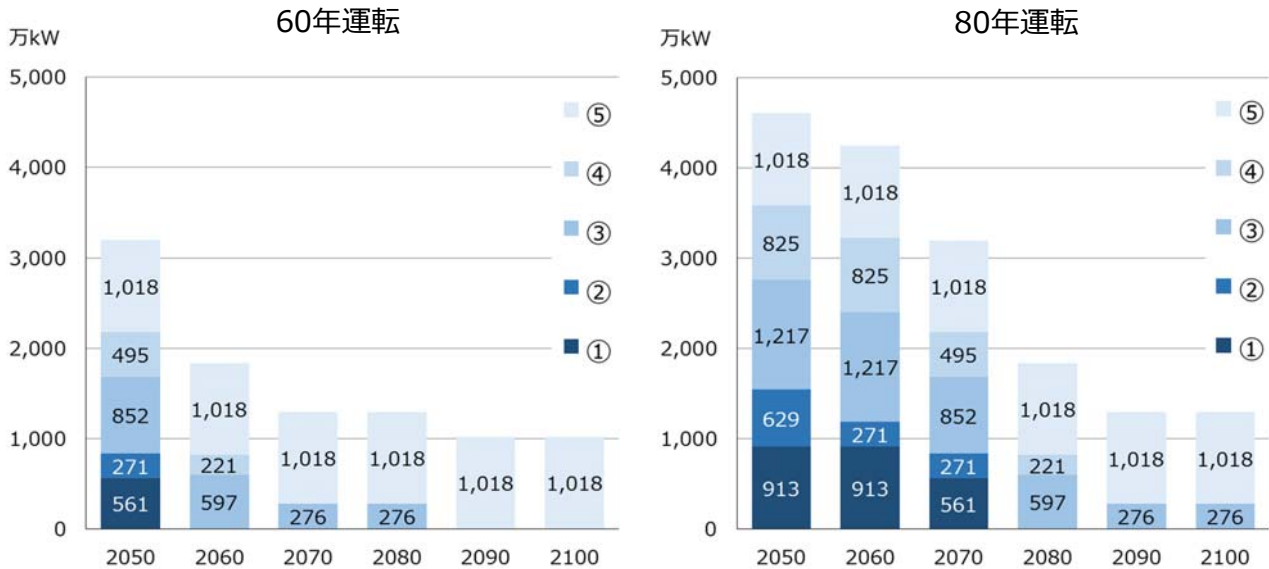
- ◆ 既存の立地点における増設にあたっては、準備工事の完了に加え、新基準に合わせた設計の見直しが必要であり、それに伴う設置変更許可申請の修正も必要。全国各地で同時並行的に工事を行えるだけの要員等を確保できるかどうかは不透明なため、**2050年を射程とすると、時間的な余裕は長くない。**
- ◆ 新規の立地点における新設には、運開までの期間が30年程度を要する可能性があることから、**喫緊の判断が求められる。**

3. 2050年以降の設備容量の大幅な減少

- ◆ 60年運転の場合、2050年以降、今世紀後半にかけて設備容量の大幅な減少が見込まれる（次スライド参照）ため、2050年以降の検討も重要である。

年別の原子力発電の設備容量

- ◆ 本分析は2050年を射程としているが、2050年以降の原子力の設備容量を以下に示した。60年運転の場合、2050～60年にかけて1,360万kW減少することとなり、2050年以降の原子力の在り方についての検討も重要である。



© CRIEPI 2019

27

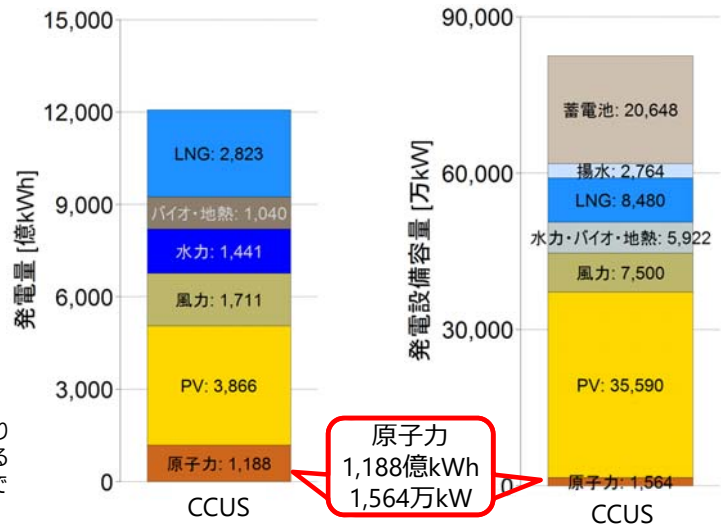
新規制基準の下、設置許可申請済の原子力発電所だけでCO₂80%減を達成するには

- ◆ 仮に、新規制基準の下、設置許可申請済の原子力発電所だけが稼働している場合（ケース③に相当）、原子力の設備容量は1,684万kW以下となる。この前提の下、CO₂80%減を達成するために、以下の二つの方策を想定した。
 - CCUSを実施する場合
 - 経済と電力需要の水準を(II)CO₂80%減ケースと同様とし、原子力の設備容量をケース③以下とする。
 - 電力部門で石炭火力ゼロとした上で、どの程度のCO₂排出量を回収し、貯留・利用する必要があるか。
 - 生産活動が停滞する場合
 - 原子力の設備容量をケース③以下とする想定の下、CO₂排出量の制約を満たすためには、生産活動がどの程度まで停滞しなければならないか。

2050年のCO₂排出量と電源構成 (II-1)CCUSケース

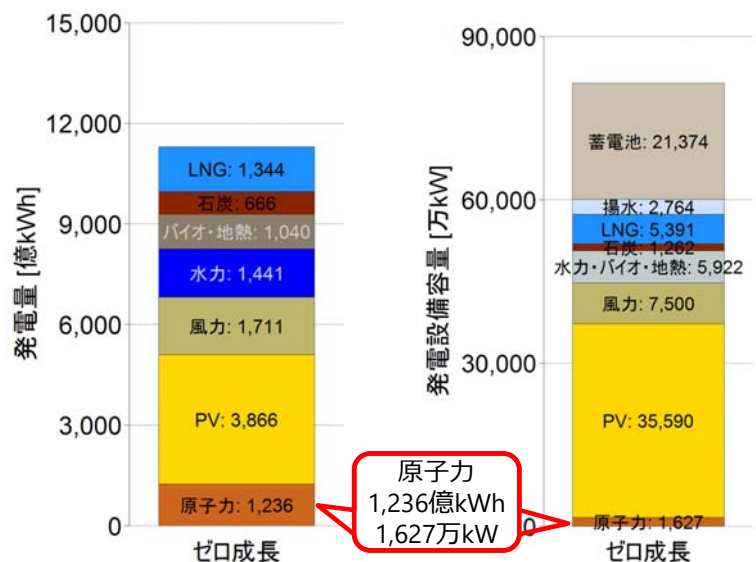
- ◆ 設置許可申請済の原子力発電所のみでCO₂80%減を達成するには、2050年の電力部門から9,500万t-CO₂程度の排出量を許容する必要がある。CO₂80%減ケースと比較し、電力部門の排出量は3,000万t-CO₂増加していることから、国内でのCO₂排出量のうち**3,000万tを回収し、貯留・利用**することが求められる。
- ◆ 3,000万t-CO₂という量は、鉄鋼や化学、窯業・土石といった素材系産業からの排出分の約3分の1に相当し、非常に大規模なCCUSの実施が求められる(注)。

(注) CO₂の具体的な利用方法については、安倍首相より2019年1月23日のダボス会議にてメタネーションに関する言及があり、経済産業省のカーボンサイクル協議会などでも検討が開始されているが、本分析では検討外とした。



2050年のCO₂排出量と電源構成 (II-2)ゼロ成長ケース

- ◆ CCUS等の技術的なオプションが無く、設置許可申請済の原子力発電所のみでCO₂80%減を達成するには、実質GDPの水準が2030年以降横ばい(2030~50年の**経済成長率がゼロ**)となるほどの生産活動の停滞が前提となる。このとき、2050年のCO₂排出量は、非電力部門で1.49億t-CO₂、電力部門で9,800万t-CO₂となる。
- ◆ 2050年の実質GDPの水準は、CO₂80%減ケースの789兆円から711兆円へと、**約78兆円減少**(約10%減)し、CO₂80%減を達成するためには、大きな経済的損失が生じる。



6. 結論と政策的含意

結論と政策的含意

(1) 既存のゼロエミッション技術を活用し80%減を達成する姿は

- ◆ 需給見通しを上回る省エネを見込み、最大規模の再エネや蓄電池を導入したとしても、原子力の新增設は不可欠。
- ◆ 2050年という射程を考えると、喫緊の判断が必要。

(2) 原子力の新增設が無い場合の選択肢とその際の影響は

- ◆ CCUSを活用する場合、仮に、産業界からの回収や貯留・利用を実施すると追加的な負担が生じ、産業の国際競争力に影響が及ぶ可能性も。
- ◆ メタネーションを大規模に利用する場合、水素の輸入もしくは水素製造のために用いられるゼロエミッション電源の上積みが必要。

参考文献

参考文献

- ◆ 尾羽他 (2017) 「2050年までの太陽光発電・風力発電の将来コストに関する考察」, 電力中央研究所研究資料, Y17501.
- ◆ 尾羽他 (2019) 「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」, 電力中央研究所研究報告, Y18003.
- ◆ 尾羽他 (2019) 「再エネ海域利用法を考慮した洋上風力発電の利用対象海域に関する考察」, 電力中央研究所研究資料, Y19502.
- ◆ 環境省 (2013) 「平成24年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」.
- ◆ 環境省 (2014) 「平成25年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」.
- ◆ 環境省 (2016) 「平成27年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」.
- ◆ 環境省 (2018) 「平成29年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開に関する委託業務報告書」.
- ◆ 黒沢他 (2017) 2050年に向けた日本のエネルギー需給検討: TIMES-Japanを用いたエネルギーシステム全体分析, 第36回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集.
- ◆ 経済産業省 (2015) 「長期エネルギー需給見通し」,
- ◆ 原子力安全推進協会 (2018) 「原子力施設新規規制基準適合性審査状況」, <http://www.genanshin.jp/facility/map/> (最終閲覧日2019年3月29日) .
- ◆ 原子力安全・保安院 (2008) 「保全プログラムを基礎とする検査の導入について」, 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会検査の在り方に関する検討会第29回資料2-2.
- ◆ 資源エネルギー庁 (2012) 「これまでの議論を受けて (原子力発電所の出力向上の取組について)」, 総合資源エネルギー調査会第22回基本問題委員会資料5-1.

参考文献

- ◆ 地球環境産業技術研究機構（2016）「2℃目標と我が国の2050年排出削減目標との関係」.
- ◆ 電気事業連合会（2018）「使用済燃料貯蔵対策の取組強化について（「使用済燃料対策推進計画」）添付資料2」.
- ◆ 内閣府（2018）「国民経済計算年報」.
- ◆ 日本エネルギー経済研究所（2019）「IEEJ Outlook 2019」.
- ◆ 日本銀行（2019）「需給ギャップと潜在成長率」, https://www.boj.or.jp/research/research_data/gap/index.htm/（最終閲覧日2019年3月29日）.
- ◆ 日本経済研究センター（2014）「グローバル長期予測と日本の3つの未来」.
- ◆ 日本原子力産業協会（2018）「原子力発電所の運転・建設状況」, <https://www.jaif.or.jp/data/japan-data>（最終閲覧日2019年3月29日）.
- ◆ パリ協定長期成長戦略懇談会（2019）「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略策定に向けた懇談会 提言」, 第5回懇談会資料, <http://www.kantei.go.jp/jp/singi/parikyoutei/dai5/siryoi1.pdf>（最終閲覧日2019年4月3日）.
- ◆ Agora（2015）“Current and Future Cost of Photovoltaics”, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV_Cost_2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf（最終閲覧日2019年4月3日）.
- ◆ BNEF（2017）“Energy Storage Forecast, 2017-30”.
- ◆ IEA（2014）“Energy Technology Perspectives”.

参考文献

- ◆ IEA（2018）“World Energy Outlook 2018”.
- ◆ Kainuma, M. et al.（2015）“Pathways to deep decarbonization in Japan”, SDSN-IDDRI.
- ◆ NREL（2016）“A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030”.
- ◆ OECD（2018）“The Long View: Scenarios for the World Economy to 2060”, OECD Economic Policy Papers, no.22.
- ◆ Oshiro, K., M. Kainuma, and T. Masui（2016）“Assessing decarbonization pathways and their implications for energy security policies in Japan”, *Climate Policy*, vol.16, sup.1, S63-S77.
- ◆ Sugiyama, M., S. Fujimori, K.Wada, S. Endo, Y. Fujii, R. Komiyama, E. Kato, A. Kurosawa, Y. Matsuo, K. Oshiro, F. Sano, and H. Shiraki（2019）“Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges”, *Energy*, Vol.167, no.15, pp.1120-1131.
- ◆ Matsuo, Y., S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, and Y. Fujii（2018）“A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO₂-free hydrogen”, *Energy*, Vol.165, Part B, no.15, pp.1200-1219.