



京都大学
KYOTO UNIVERSITY

電力システム改革と気候変動政策： カーボン・プライシングと 再生可能エネルギーの可能性

第13回エネルギー持続性フォーラム公開シンポジウム

2018年2月27日(火)13:00～17:30

丸ビルホール

諸富 徹

(京都大学大学院経済学研究科／地球環境学堂・教授)

I .日本の気候変動政策とカーボンプ ライシング

カーボンプライシングとは何か

3

世界で広がるカーボンプライシング

World Bank, Ecofys and Vivid Economics (2017) 「State and Trends of Carbon Pricing 2017」

■ 2017年時点で、42の国と25の地域がカーボンプライシングを導入

➢ これらは世界の排出量の約15%をカバーし、2017年末に導入予定の中国全国ETSにより、20~25%に拡大する見込み。

■ 155ヶ国中81ヶ国が、NDCs※1においてカーボンプライシングの導入・検討に言及

➢ これらは世界の経済上位5位に入る中国、日本、インドを含み、世界の排出量の約55%をカバーする。

■ 社内炭素価格を導入した企業は、2016年から11%増加

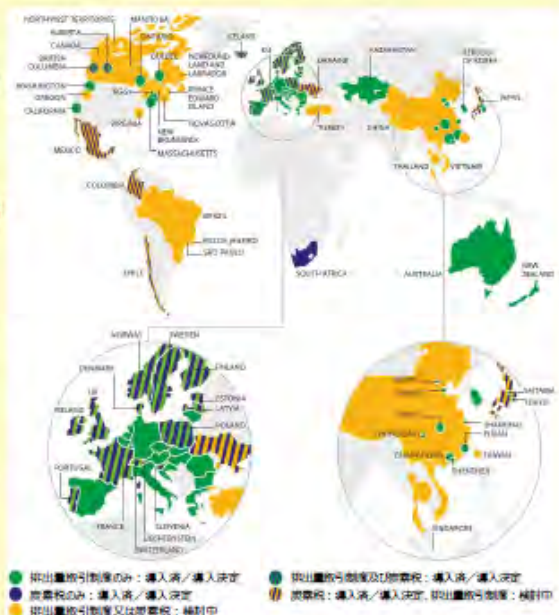
➢ 気候関連財務情報開示タスクフォース (TCFD) の勧告により、社内炭素価格を採用する企業のさらなる拡大が予想される。

■ パリ協定の目標を達成するために、さらなる前進が必要

➢ 炭素価格でカバーされる排出量の約4分の3は10米ドル/tCO₂未満。これはパリ協定の目標と整合する水準 (2020年に40~80米ドル/tCO₂)※2より大幅に低い。

■ 他の政策と整合をとりつつ、カーボンプライシングを実施することが重要

➢ 気候金融や国際的な炭素市場を国内施策と整合的に実施することが、パリ協定実現のための、資源の有効活用につながる。
➢ カーボンプライシングは、特に他の適切な施策と補完的に実施された場合に、エネルギー構造の変化に貢献する。



【図】世界で導入されているカーボンプライシング (2017年時点)

※1 Nationally Determined Contributionsの略。パリ協定に基づき、各国が自国のGHG削減目標と目標達成のための緩和努力を国連に提出する。本報告書の集計時点では155ヶ国が国連に提出済。パリ協定以前のINDCs (Intended Nationally Determined Contributions) は189ヶ国が提出。

※2 High-Level Commission on Carbon Prices (2017) 「Report of the High-Level Commission on Carbon Prices」で提示された水準。

(出典) World Bank, Ecofys and Vivid Economics (2017) 「State and Trends of Carbon Pricing 2017」より作成。

4

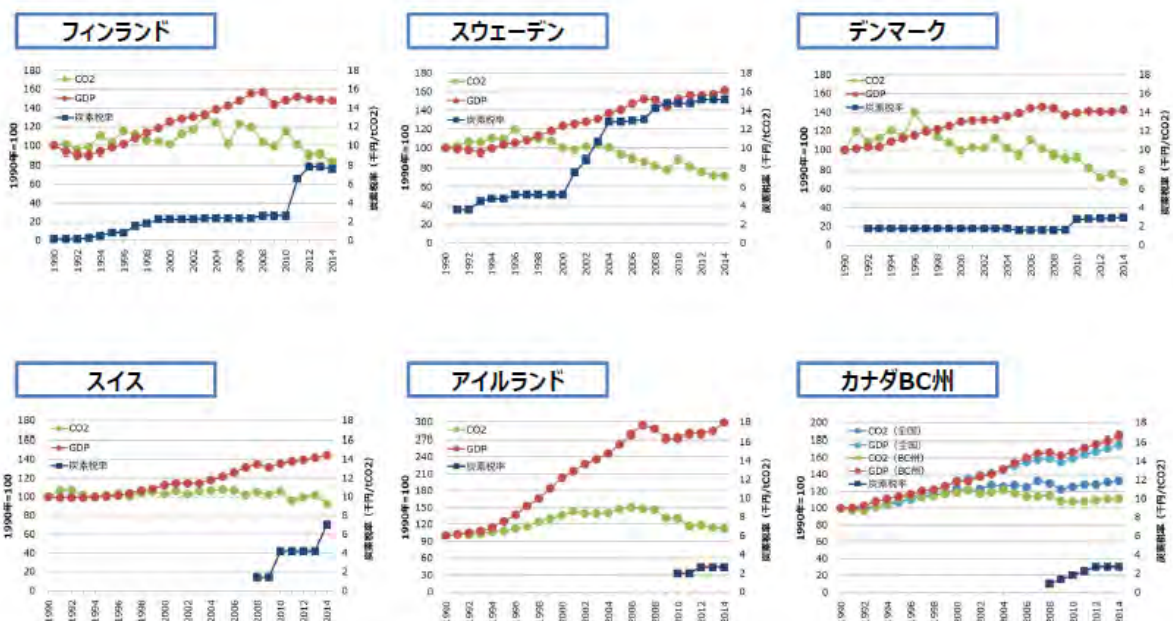
炭素(環境)税導入の歴史

- 欧州では、経済学者ピグーの導入提案(1920年)から約半世紀後の1960年代末より、水質保全の領域で導入開始
- その後、大気汚染、農薬・肥料、地球温暖化問題にまで適用領域が広がる
- 【第1波】1990年代初頭にまず北欧諸国が炭素・エネルギー税を導入
- 【第2波】2000年前後にはイギリス、ドイツ、イタリアも炭素・エネルギー税を導入
- 【第3波】アイルランド／アイスランド(2010)、フランス／メキシコ(2014)が導入。さらに南ア(2016)、チリ(2018)が導入を計画。

5

炭素税導入国におけるCO2排出量と経済成長のデカップリング

- 炭素税を導入している諸外国の多くで、経済成長を実現しつつ、その政策目的であるCO2排出の削減を達成し、デカップリングを実現している。



(出典) IEA (2016) 「CO2 Emissions from Fuel Combustion 2016」、BC州 (2017) 「British Columbia Greenhouse Gas Emissions」より作成。
 (備考) 為替レート: 1CAD=約91円, 1CHF=約117円, 1EUR=約132円, 1DKK=約18円, 1SEK=約14円。(2014~2016年の為替レート (TTM) の平均値、みずほ銀行)

6

石油石炭税と、その他の化石燃料課税

		課税対象								
上流	課税標準	天然ガス	石油・石油製品						石炭	電力
	税目	石油石炭税								
下流	課税標準	天然ガス	ガソリン	軽油	LPG	灯油	重油	ジェット燃料	石炭	電力
	税目		ガソリン税*	軽油引取税	石油ガス税			航空機燃料税		電源開発促進税

は現行税制の下で課税されている課税対象を示す。

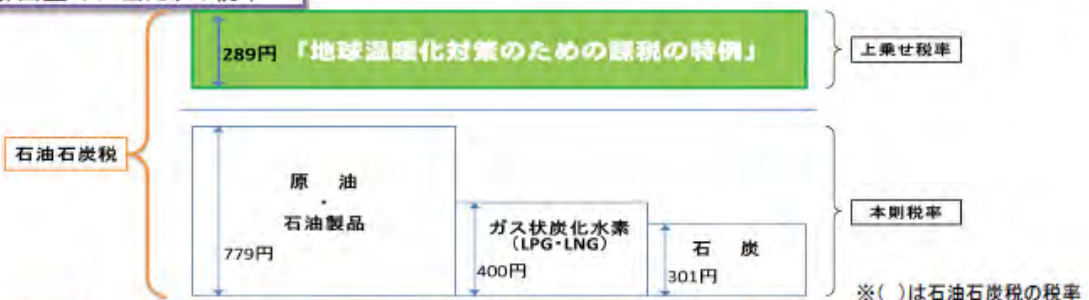
*「ガソリン税」とは、揮発油(=ガソリン)に課税ベースを置く「揮発油税」と「地方道路税」を総称する名称である。

7

我が国のカーボンプライシング制度：地球温暖化対策のための税

- 全化石燃料に対してCO₂排出量に応じた税率(289円/CO₂トン)を上乗せ
- 平成24年10月から施行し、3年半かけて税率を段階的に引上げ(平成28年4月に最終段階に到達)
- 石油石炭税の特例として、歳入をエネルギー特会に繰り入れ、我が国の温室効果ガスの9割を占めるエネルギー起源CO₂排出抑制対策に充当

CO₂排出量1トン当たりの税率



段階施行

課税物件	本則税率	H24年10/1~	H26年4/1~	H28年4/1~
原油・石油製品 [1kg当たり]	(2,040円)	+250円 (2,290円)	+250円 (2,540円)	+260円 (2,800円)
ガス状炭化水素 [1t当たり]	(1,080円)	+260円 (1,340円)	+260円 (1,600円)	+260円 (1,860円)
石炭 [1t当たり]	(700円)	+220円 (920円)	+220円 (1,140円)	+230円 (1,370円)

(注)例えば、ガソリンの増税分760円を1Lあたりで換算すると0.76円相当(平成28年4月~)となる。

税収

H25年度：約900億円 / H26・H27年度：約1,700億円 / H28年度以降(平年)：約2,600億円

➡ 再生可能エネルギー大幅導入、省エネ対策の抜本強化等に活用

8

地球温暖化対策のための税によるCO2削減効果

○ 価格効果・財源効果を合わせたエネルギー起源CO2の削減効果は、1990年比で2020年 ▲0.5%～▲2.2% (約0.6千万トン～約2.4千万トンのCO2削減)が見込まれる。

地球温暖化対策のための税(*)によるCO2削減効果の推計

2020年	
価格効果	▲0.2% (約176万トンのCO2削減)
財源効果	▲0.4%～▲2.1% (約393万トン～約2175万トンのCO2削減)
計	▲0.5%～▲2.2% (約569万トン～約2350万トンのCO2削減)

* 平成24年度税制改正で成立した内容を前提
 ・ 税率：289円/t-CO2 (3年半かけて税率を段階的に引上げ)
 ・ 税収：初年度391億円 / 平年度2623億円。

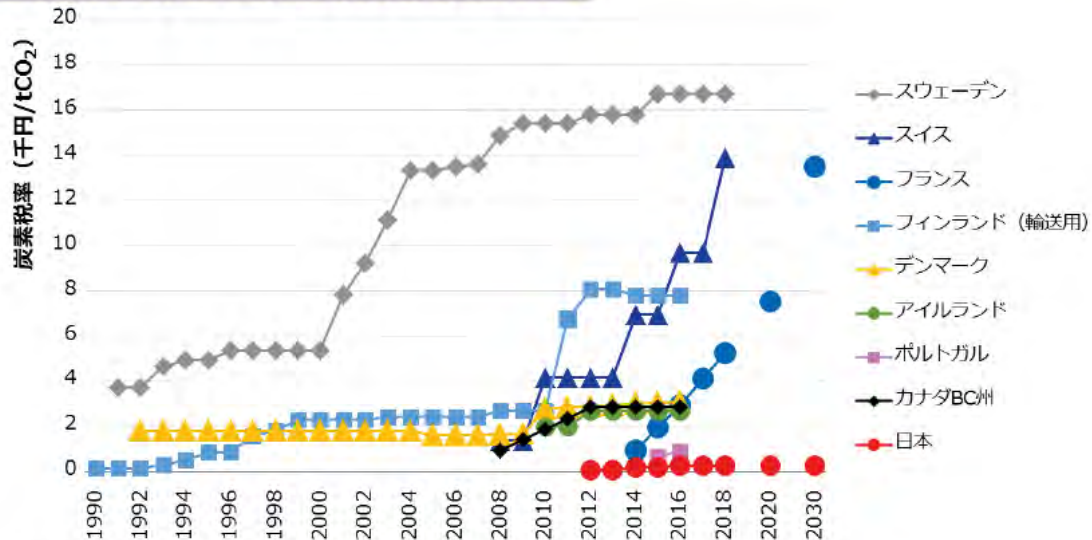
(注) 2020年の非課税時のエネルギー起源CO2排出量は、1,115百万トン。
 (注) 価格効果については、最新の統計から推計したエネルギー消費に係る価格弾性値を用いて算出。
 (注) 財源効果については、国立環境研究所のAIM(アジア太平洋統合評価モデル)の技術モデルを用いて、(1)費用対効果に優れた既存の技術から優先的に導入するケースと(2)税収の半分を長期的に効果が期待される施策に充て、残りの半分を既存技術の導入ポテンシャルに応じて均等に配分するケースの2パターンを推計。
 (注) このほか、税導入によるいわゆるアナウンスメント効果なども期待されるが、今回の推計には含まれていない。
 (注) 表中の数字の合計は有効数字の関係から必ずしも総数と一致しない。

〔 出典：みずほ情報総研 〕

炭素税導入国の比較 ②

○ 多くの炭素税導入国において、税率の顕著な引上げが行われている。また、フランスやスイスでは、中長期的に大幅な炭素税率の引上げが予定されている。日本の地球温暖化対策のための税の税率は、2016年4月に最終税率の引上げが完了したが、諸外国と比較して低い水準にある。

主な炭素税導入国の税率推移および将来見通し



(出典) みずほ情報総研
 (注1) スイスの2018年の炭素税率は96～120CHF/tCO₂と幅があるが、ここでは最も高い税率を適用。
 (注2) 為替レート: 1CAD=約95円、1CHF=約116円、1EUR=約135円、1DKK=約16円、1SEK=約15円。(2013～2015年の為替レート(TTM)の平均値、みずほ銀行)

東京都温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度 2/2

○ 第一計画期間では、5年間で合計約1,400万トンの排出削減を実現。また、都全体で全国平均を上回る最終エネルギー消費削減を実現し、都内総生産とのデカップリングに成功。

削減実績

■ 第一計画期間(2010～2014年度)の削減実績



■ 最終エネルギー消費量と都内総生産の推移

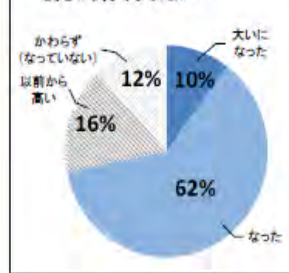


課題と対応策・今後の方向性

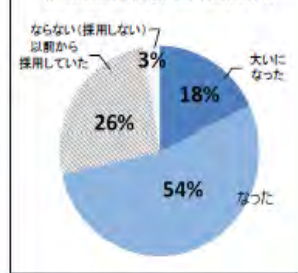
課題	・第二計画期間における全事業所の義務履行に向け、制度を着実に運用
対応策・今後の方向性	・平成26年度の排出量が維持されると仮定した場合、多くの事業所が自らの削減対策で義務を達成する見込み（7割以上の事業所が平成26年度に第二計画期間の削減義務率以上の削減を達成）

(参考) 対象事業者の意識変化

Q CO2削減の推移に対する経営者の関心が高まりましたか？



Q 設備更新の際に、高効率機器の採用に対し積極的になりましたか？



(出典) 東京都環境局「東京都の総量削減義務と排出量取引制度に関するアンケート(平成26年10～11月実施)」

11

日本の気候変動政策の現状

環境省「低炭素ビジョン小委員会」での議論を通じて明らかになってきたこと

12

日本が先駆的な温暖化対策に取り組む必要がないとされた3つの理由

【1】日本はすでに、世界最高水準の排出削減技術をもっている

【2】日本は石油ショック以来、省エネに取り組んで今や、「乾いた雑巾」だ

【3】日本の限界排出削減費用は世界最高水準だ

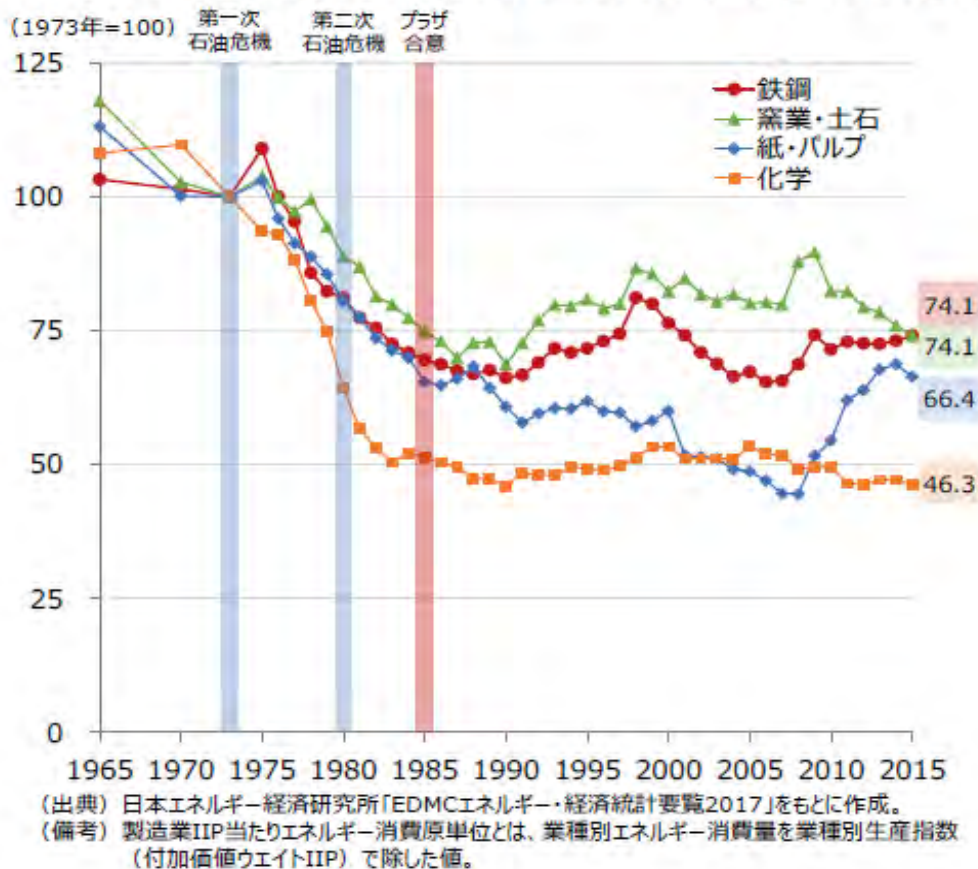
13

本当に「最高水準の技術」か？

- たしかに、1990年代前半までは、世界でも最高水準の技術だったかもしれない
- しかし、90年代後半以降、日本のエネルギー生産性は停滞、その間、主要国が生産性を一貫して高め、次々と日本を抜き去ったことをどう考えるか
- もはや最高水準といえないのではないか。あるいは削減技術としては最高でも、それが付加価値の創出に結びついていない可能性

14

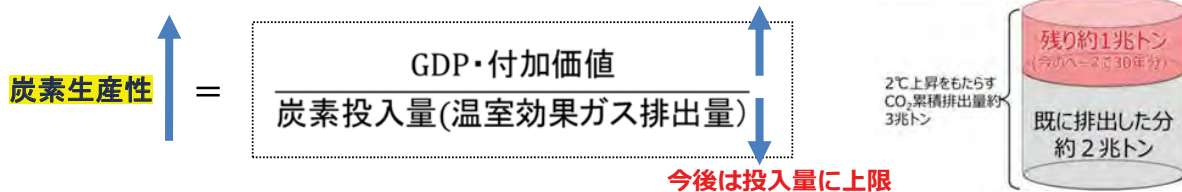
【エネルギー多消費型産業4業種の製造業IIP当たりエネルギー消費原単位の推移】



15

炭素生産性の向上

- パリ協定に2℃目標が盛り込まれ、炭素投入量（GHG排出量）が世界全体で残り1兆トンに限られる中で一定の経済成長を続けていくには、少ない炭素投入量で高い付加価値を生み出し、炭素生産性（炭素投入量当たりの付加価値）を大幅に向上させなければならない。
- そのためには、「量ではなく質で稼ぐ経済」への転換が重要となる。



2050年には、GDPを約1.2倍以上（2020年の政府目標である600兆円以上と仮定）、炭素投入量を80%減（5分の1）とすると、我が国の炭素生産性は現在の6倍以上と大幅な向上が必要。

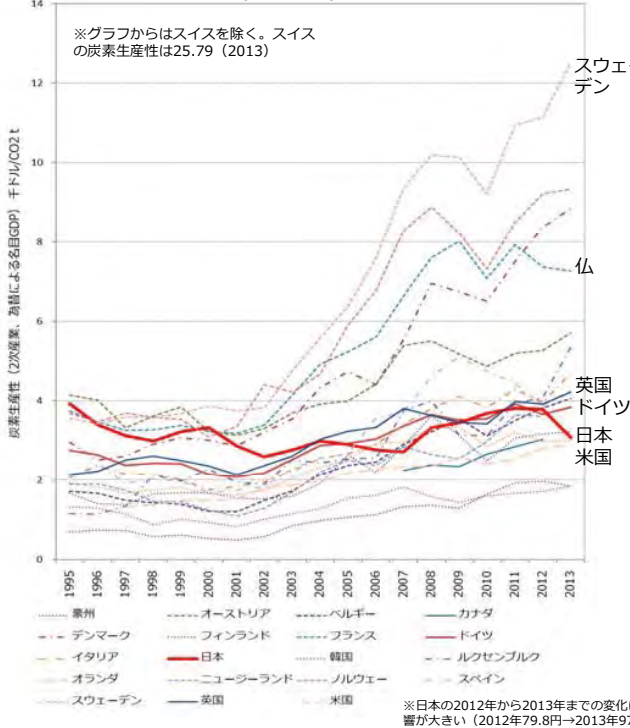
- パリ協定に2℃目標が盛り込まれ、炭素投入量が残り1兆トンに限られる中で一定の経済成長を続けていくには、少ない炭素投入量で高い付加価値を生み出し、炭素生産性（炭素投入量当たりの付加価値）を大幅に向上させることが不可欠。**高い炭素生産性を実現できる国が持続的な経済成長を実現できると考えられる。**
- 既に、我が国を含めて先進国を中心に炭素投入量を削減しながらGDP成長が起きる「デカップリング」が観察されているが、今後はその動きを加速させる必要。
- 「炭素生産性の大幅な向上」のためには、以下の取組が必要と考えられる。
 - **【炭素生産性の分子】炭素投入量の増加を伴わずにGDP・付加価値を増加させることが可能となるよう経済の体質改善が必要。**具体的には、一般的に炭素投入量の増加を伴う財・サービス供給の量的拡大に頼るのではなく、**財・サービスの高付加価値化によって質で稼ぐ構造を追求することが、「デカップリング」を加速化させる上で重要。**（高付加価値化に際しても炭素投入の増加はゼロではないことに留意が必要。量的拡大との相対的な評価。）
 - **【炭素生産性の分母】炭素投入量の削減のための取組（再エネ・省エネ・都市構造対策等）を、更に強化しなくてはならない。**

16

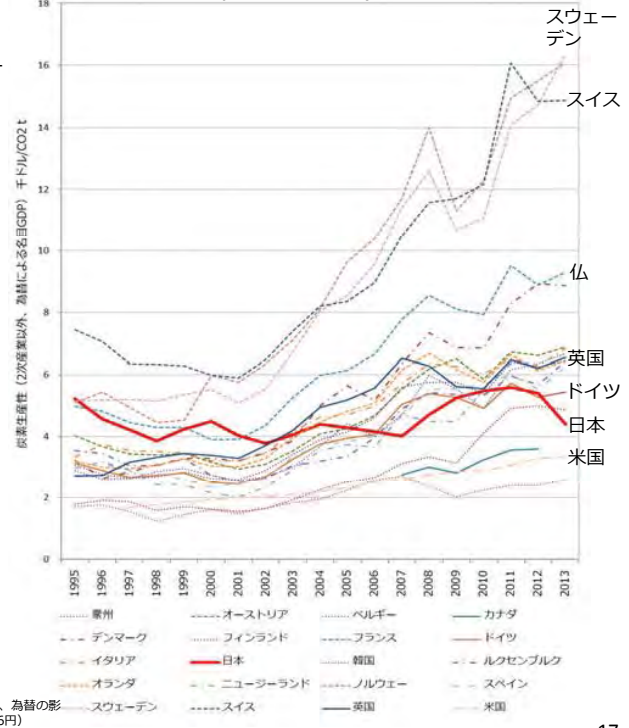
炭素生産性の推移②

- 炭素生産性の低迷は、二次産業、二次産業以外共通。
- 「量から質へ」の経済への転換に乗り遅れている可能性。

二次産業の炭素生産性推移



二次産業以外の炭素生産性推移



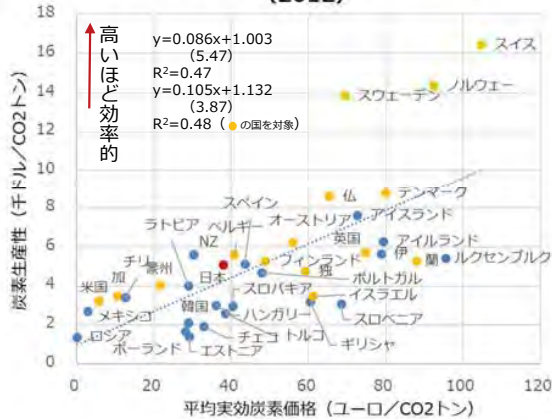
OECD Statistics「National Accounts」、IEA「CO2 emissions from fuel combustion」より作成

17

実効炭素価格と炭素生産性

- 実効炭素価格が高い国は、炭素生産性が高い傾向にある（左図）。**
 ※実効炭素価格（Effective Carbon Rates）：OECDは、炭素税、排出量取引制度、エネルギー課税を合計した炭素価格を「実効炭素価格」として、2012年4月現在における各国の比較・評価を行っている。なお、我が国の温対税（炭素価格289円/CO2トン）は導入前で含まれていない。
- なお、我が国の炭素生産性や一人当たり排出量はグラフ上の近似曲線付近にあり、実効炭素価格に含まれない既存制度による暗示的な炭素価格が他国の制度に比べて特に削減に寄与している。**すなわち、グラフ全体の趨勢から乖離して、他国と同レベルの実効炭素価格でありながら、他国より特に高い炭素生産性を示して十分に長期大幅削減に近づいている位置を占めているという現象は確認できない。**

炭素生産性と平均実効炭素価格との関係 (2012)



(注) 日本のGDPは、平成28年12月に内閣府によって基準改定された数値を用いている。
 ● OECD諸国が対象
 ● OECD諸国のうちで、人口500万人以上の国で、かつ、日本より一人当たりGDPが高い国

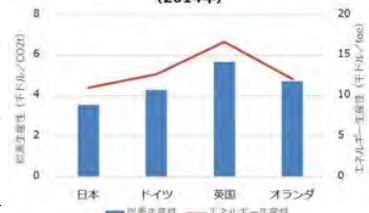
(出所) OECD (2016) Effective Carbon Rates Pricing CO2 through Taxes and Emissions Trading Systems, IEA (2016) CO2 emissions from fuel combustion 2016 IEA, World Energy Balances 2016 より作成

- ✓ 「スイス、ノルウェー、スウェーデンは、水力発電が豊富なために炭素生産性が高い」との指摘があるが、**スイスのエネルギー生産性はOECD諸国でも最高（我が国の約2.5倍）**。またノルウェーもOECD諸国で第4位のエネルギー生産性を誇る。
- ✓ スウェーデンについては、**1991年の炭素税導入以来、バイオマスを中心に水力以外の再エネの供給量が3倍に増加し、一次エネルギー供給に占める割合が20%を占めるに至っている**（水力は10%程度）。結果として、90年代から炭素生産性は2倍以上（自国通貨実質GDPベース）に上昇した。
- ✓ また、風力発電の比率が高い**デンマークは、エネルギー生産性についても、スイスに次いでOECD内で2位（我が国の約2倍）**。

左図において、ドイツ、英国、オランダについては、「我が国より実効炭素価格が高いにもかかわらず炭素生産性が我が国と同程度しかない」との指摘が可能である。左図の対象である2012年は、年平均1ドル79.8円との歴史的な円高であり、我が国の炭素生産性は現在より相当高めに表示されている。

2014年（1ドル106円）では、ドイツ、英国、オランダとも我が国より炭素生産性が高く、かつ、エネルギー生産性も高い。（右図）

炭素生産性とエネルギー生産性 (2014年)



独英蘭の各国は、95年時点では我が国の半分程度の炭素生産性しかなかったが、2000年代以降改善を続け我が国を追い抜いた。

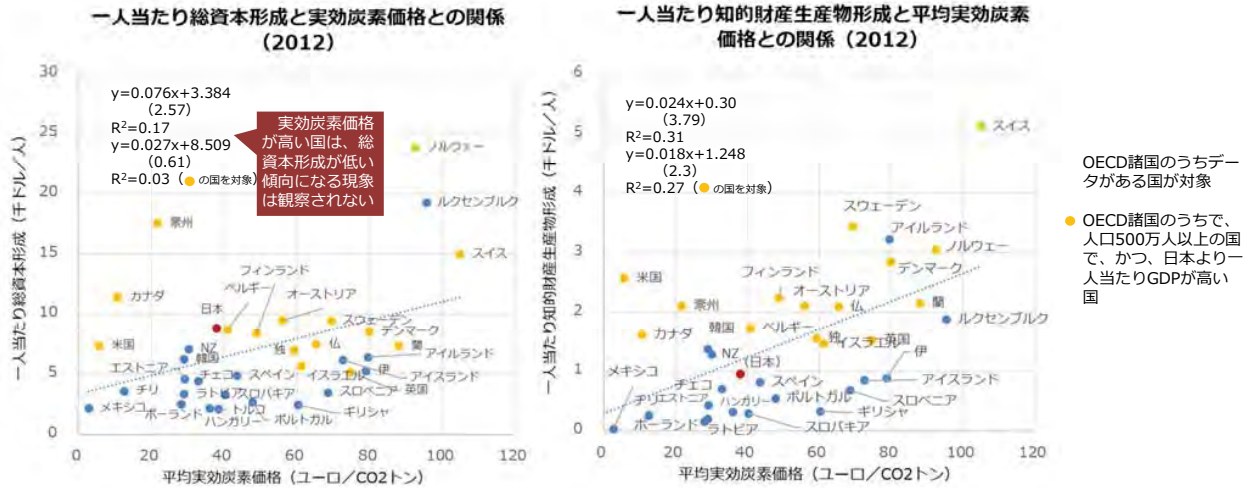
(注) グラフの平均実効炭素価格とは、OECDの部門別に出された実効炭素価格を各国の部門別排出量で加重平均して、一国平均の実効炭素価格を求めたもの。

18

実効炭素価格と投資・高付加価値化との関係

- **実効炭素価格が高い国は一人当たりの総資本形成（GDPに計上されるいわゆるフローの投資額）が停滞している現象は観察されず、多い国も存在する（左図）。**
- また、実効炭素価格と、一人当たりの総資本形成のうちの知的財産生産物形成（※）との間で正の相関が観察される（右図：因果関係を示しているものではない）。**カーボンプライシングが、イノベーションを促進するとの指摘（G7富山大臣会合コミュニケなど）と矛盾する現象ではないと考えられる。**

※ 国連のGDP計算の基準であるSNA2008より導入された概念（Intellectual Property Products）。いわゆる「無形資産」のうち、コンピューター・ソフトウェア、娯楽、文芸、芸術作品の原本等に加え、SNA1993では中間消費とされていた「研究開発」を含む資産項目。近年、この「無形資産」への投資がイノベーションを促進するものとして注目されている（平成28年版労働経済白書など）。



(注) 日本のGDP統計の2008基準への対応は、2016年12月になされたため、現時点のOECD統計には反映されていない。そのため、日本の総資本形成及び知的財産生産物形成は、2012年段階で総額で17兆円程度少なく見積もられていると考えられる。

(出所) OECD (2016) Effective Carbon Rates Pricing CO2 through Taxes and Emissions Trading Systems, OECD Statistics より作成

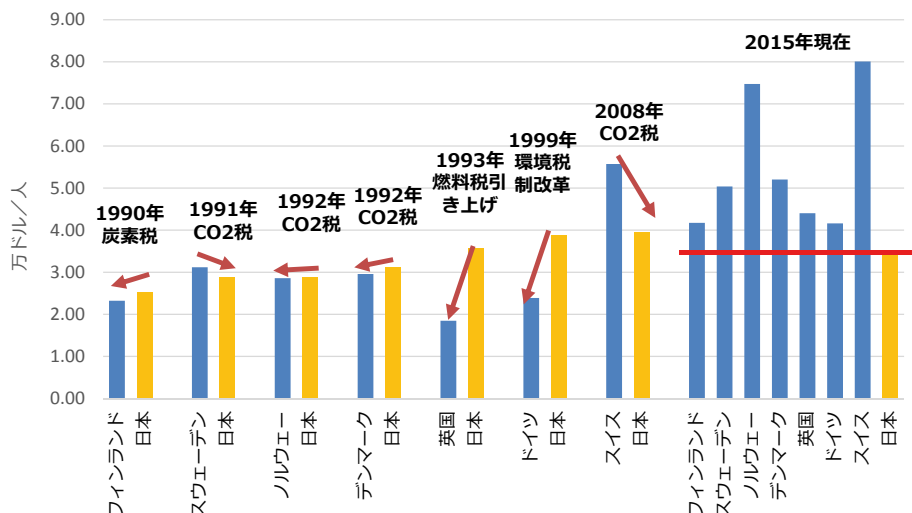
(注) グラフの平均実効炭素価格とは、OECDの部門別に出された実効炭素価格を各国の部門別排出量で加重平均して、一国平均の実効炭素価格を求めたもの。

19

炭素税等導入時の一人当たりGDP

- 1990年代初頭フィンランド、スウェーデン、デンマーク等が炭素税を導入した頃は、それらの国の一人当たりGDPは我が国とほぼ同じで、**英国やドイツが1993年や2000年に税制改革を行った頃は、両国の一人当たりGDPは我が国より相当程度少なかった。**「もともと経済成長しているから炭素税等を導入できた」というわけではない。
- 他方、スイスが2008年に炭素税を導入した際は、我が国より一人当たりGDPは高かった。
- 各国とも炭素税等を導入した後も堅調に経済成長を続け、我が国の一人当たりGDPを逆転し、又は更に差を広げている。

各国の炭素税等導入時の一人当たりGDPの比較



(出所) UNFCCC, GHG Data, International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, April 2016. より作成

20

本当に「乾いた雑巾」か

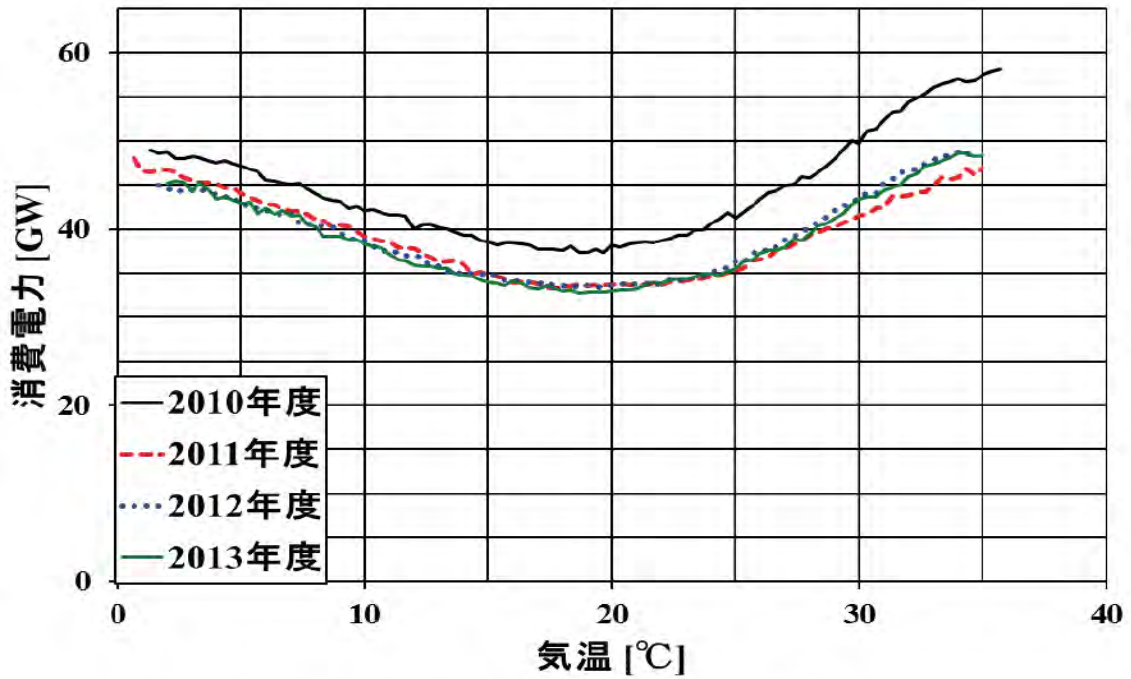


図1：東電管内の2010～2013年度消費電力（平日9-21時）

【出所】LCS(2014), 4頁, 図1

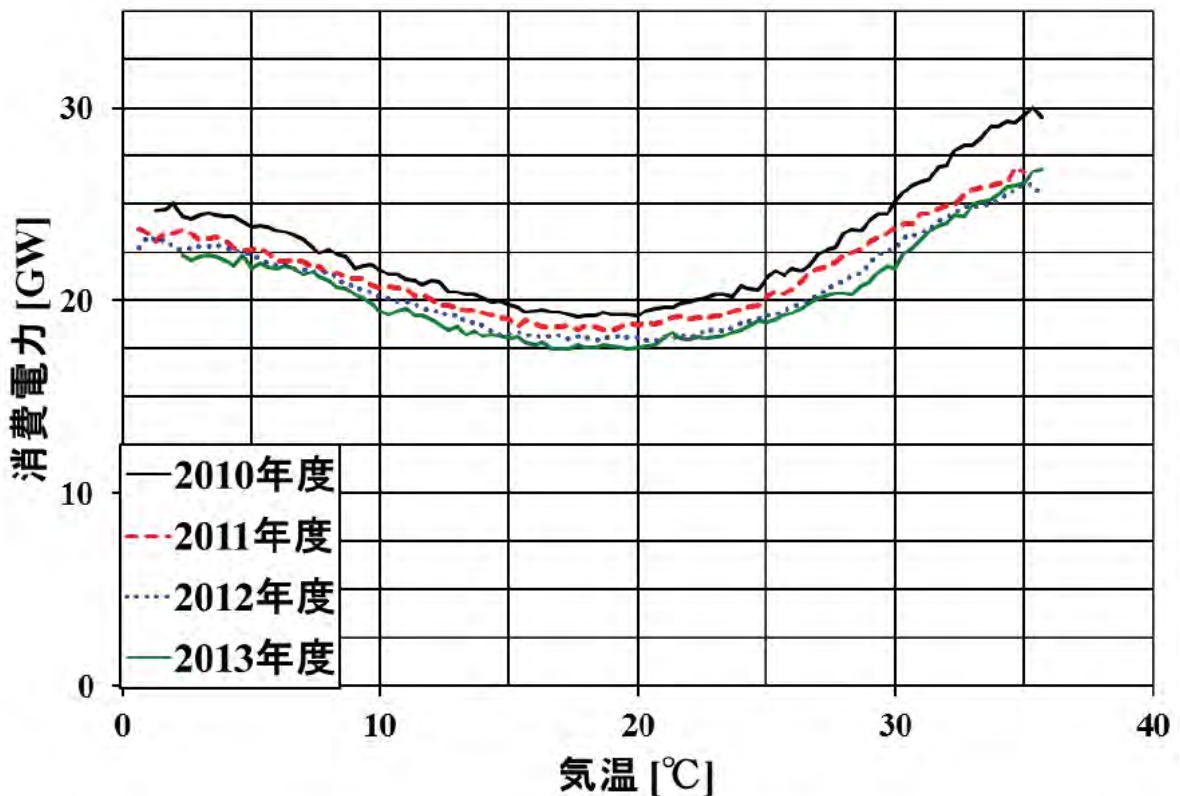
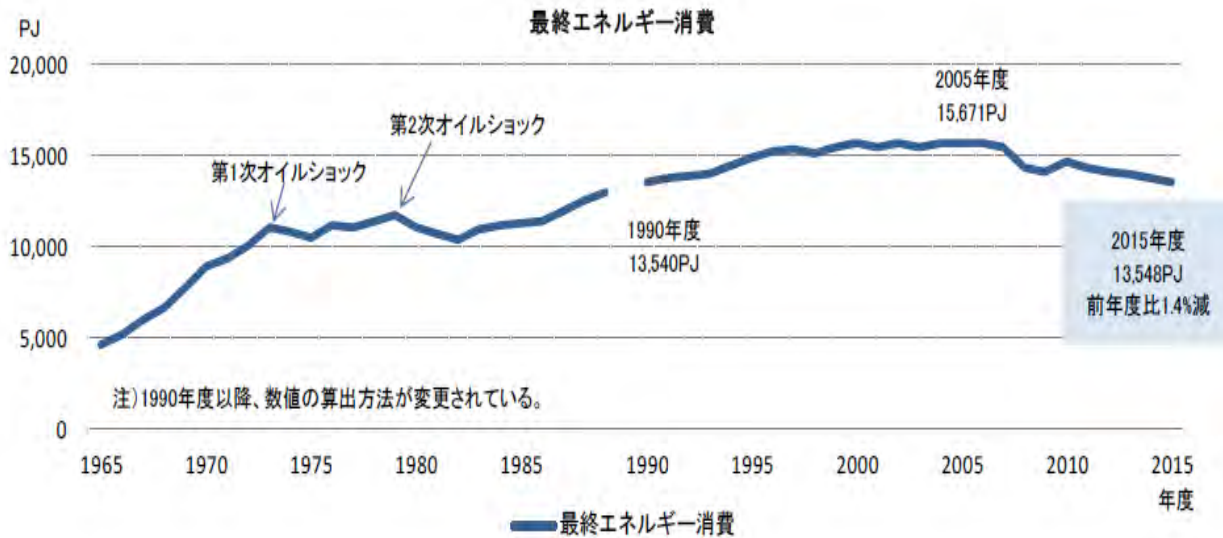


図2：関電管内の2010～2013年度消費電力（平日9-21時）

【出所】LCS(2014), 4頁, 図2

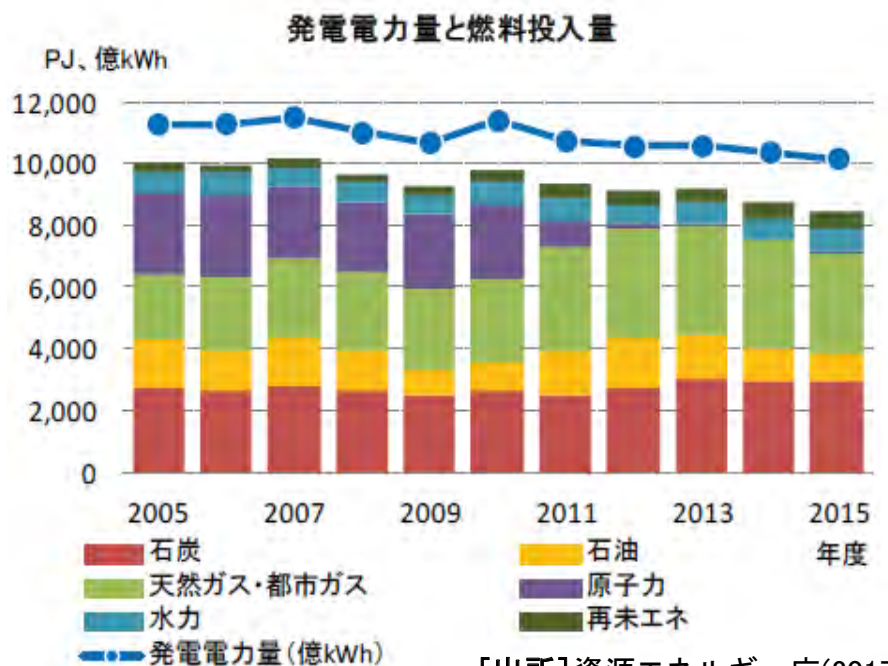
最終エネルギー消費は東日本大震災以降、継続的に低下



[出所] 資源エネルギー庁(2017a), (参考1)

23

発電(=電力消費)電力量も東日本大震災以降、継続的に低下



[出所] 資源エネルギー庁(2017a), (参考4)

24

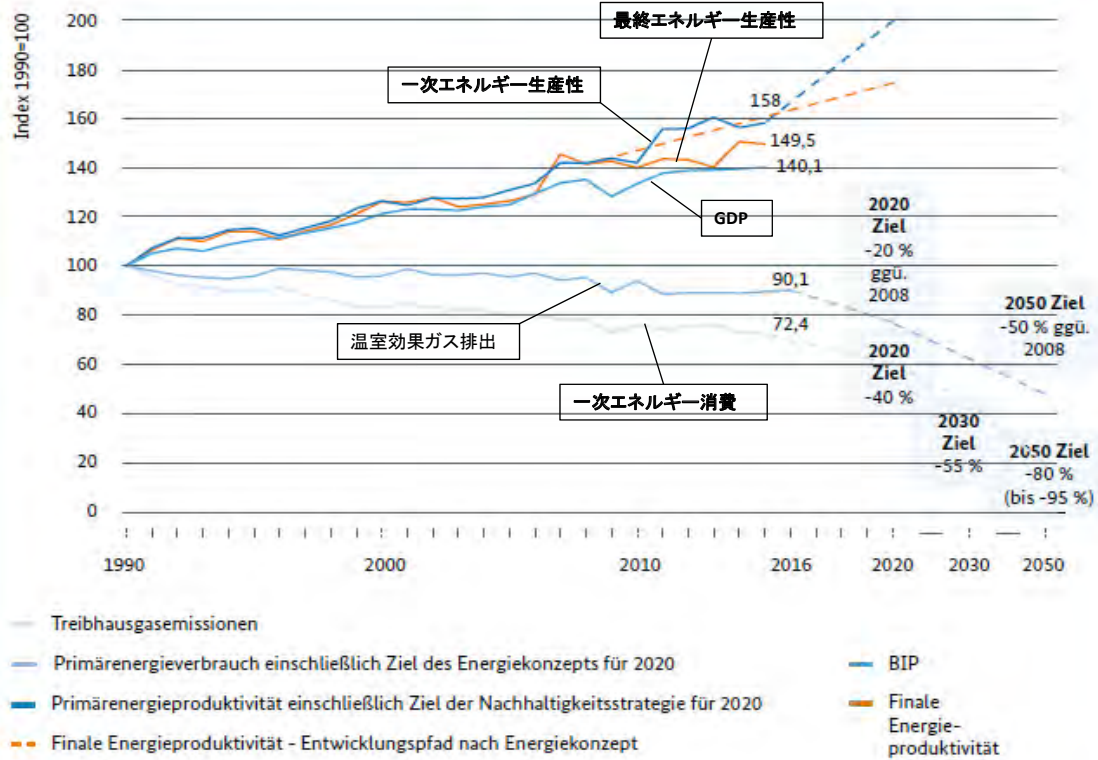
集中電源(原発・火力)に依存しない、
ナローパスを進んでいくことは可能か

25

(1)ドイツの現状

26

Abb. 18: Entkopplung Wirtschaftswachstum, Treibhausgasemissionen und Energieproduktivität



Quelle: Eigene Darstellung nach UBA (2017b)

Abb. 3: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung – „Deutscher Strommix“

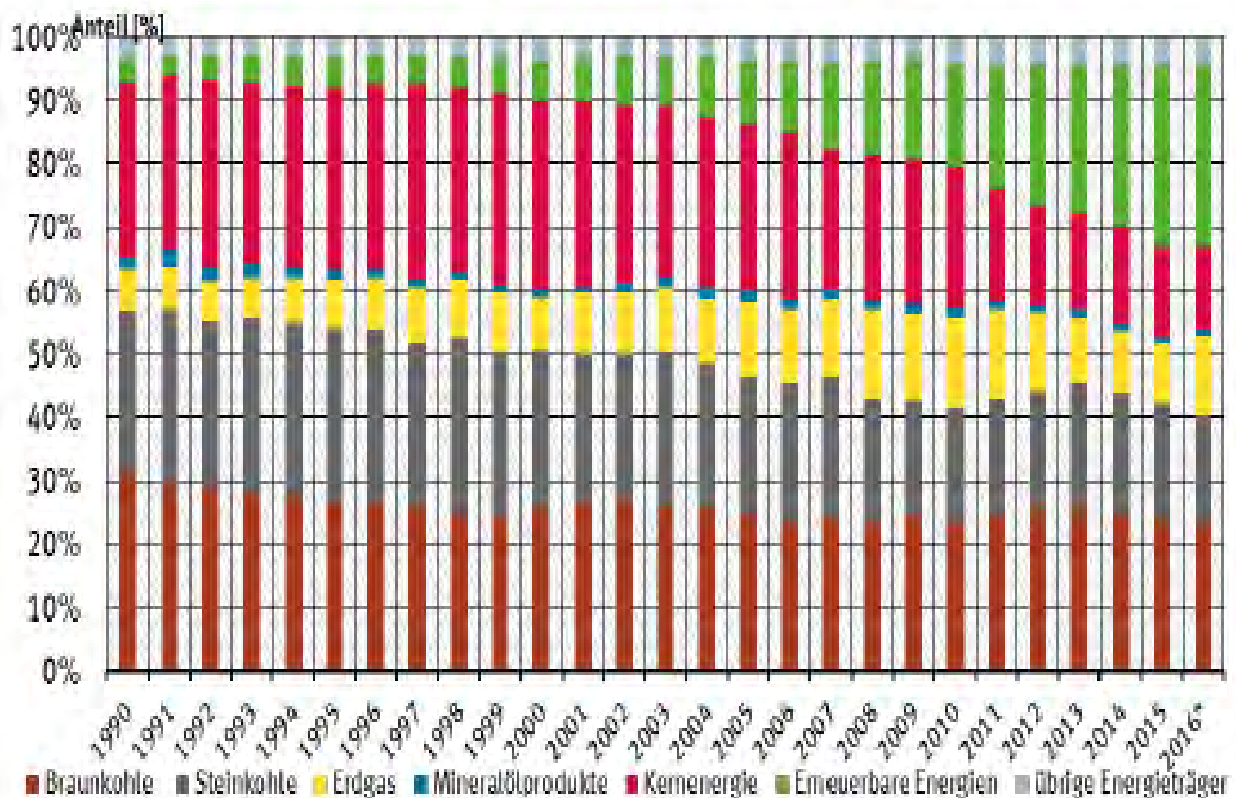
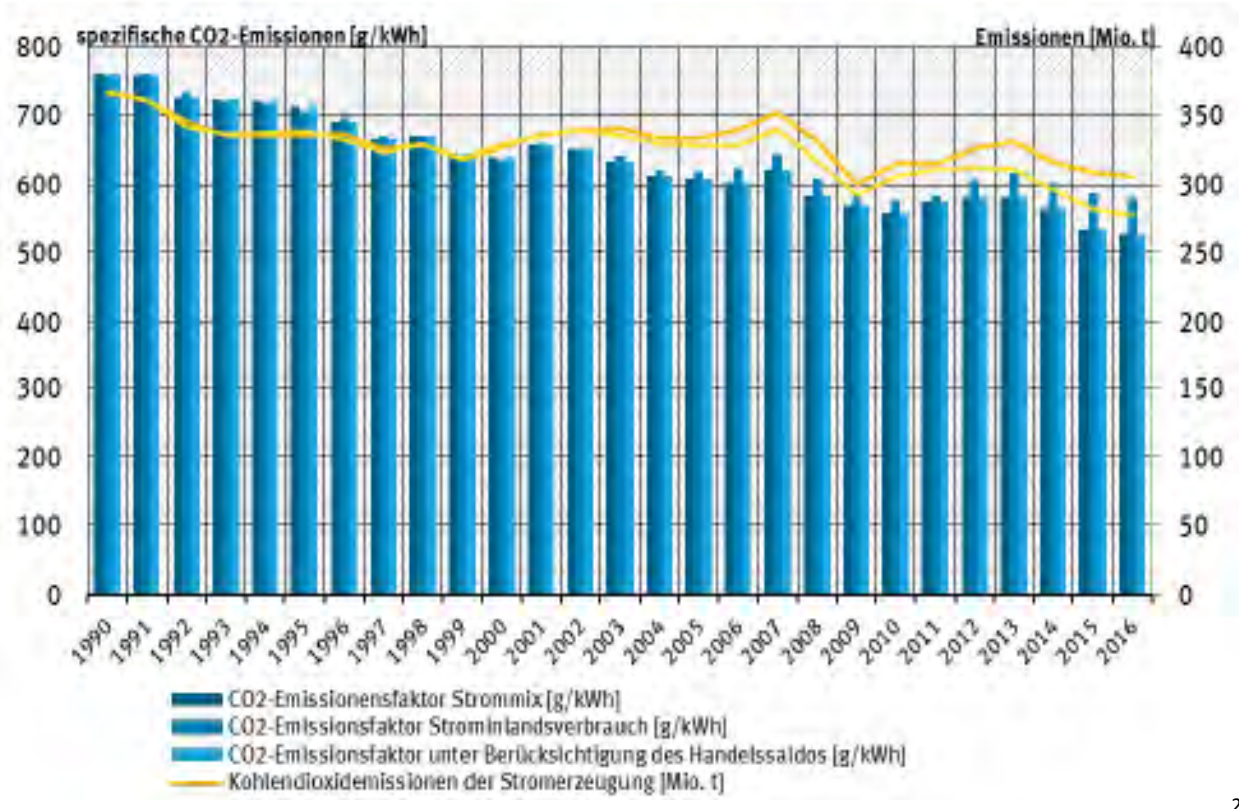
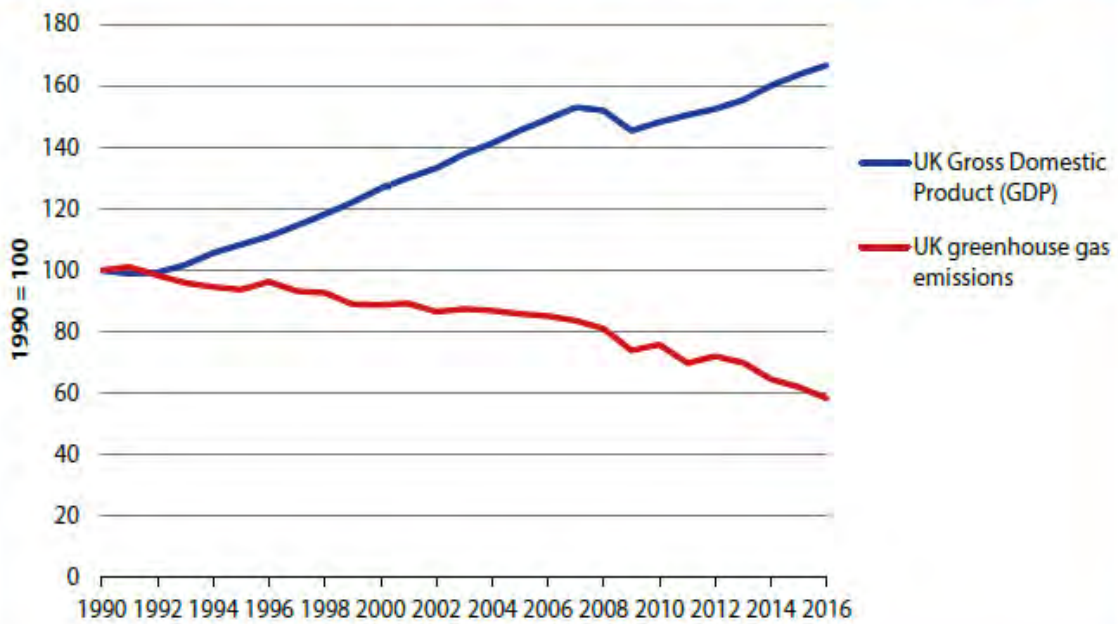


Abb. 5: Entwicklung der absoluten Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung und der Entwicklung des Stromverbrauchs im Vergleich



(2) イギリスの現状

Figure 1. Since 1990 UK emissions have fallen 42% while the economy has grown over 60%

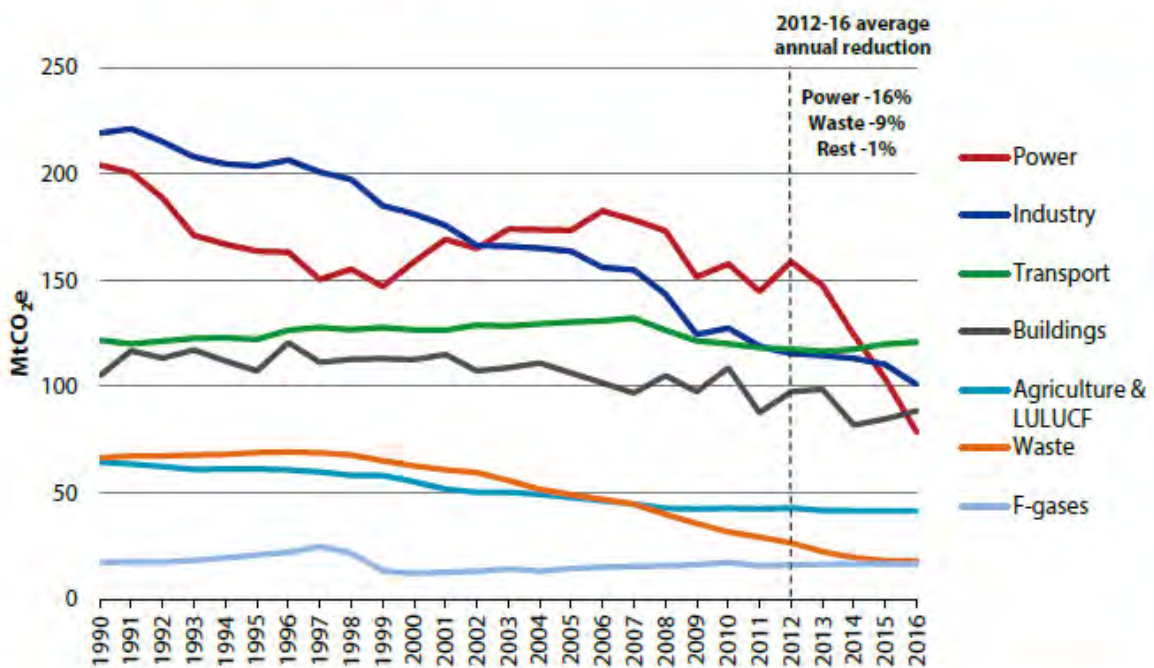


Source: BEIS (2017) *Provisional GHG statistics for 2016*; BEIS (2017) *Final GHG statistics for 1990-2015*; ONS; CCC calculations.

Notes: Series indexed to start at 100. In 2016 UK GDP was £1.9 trillion and GHG emissions were 466 MtCO₂e.

31

Figure 2. There has been little progress recently apart from in the power and waste sectors

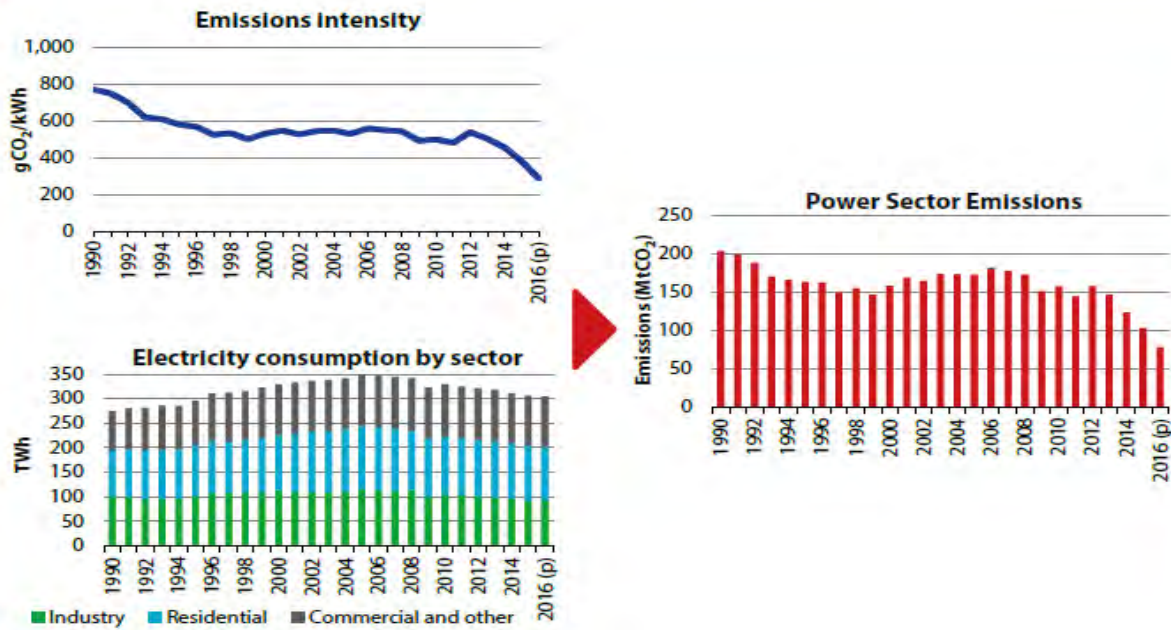


Source: BEIS (2017) *Provisional GHG statistics for 2016*; BEIS (2017) *Final GHG statistics for 1990-2015*.

Notes: 2016 emissions are provisional estimates and assume no change in non-CO₂ emissions from 2015.

32

Figure 2.2. Emissions intensity, electricity demand and CO₂ emissions from the power sector (1990-2016)

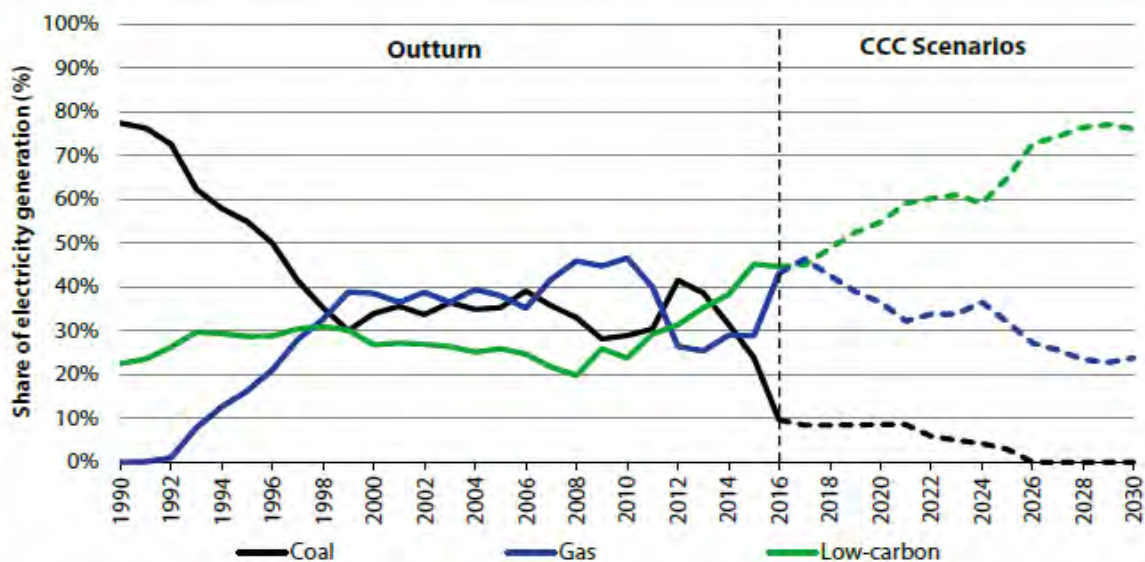


Source: BEIS (2017) *Energy Trends*; BEIS (2017) *UK Greenhouse Gas Emissions 1990-2016 (provisional)*; CCC calculations.

Notes: Emissions intensity is UK based useable generation, i.e. excluding losses. Electricity consumption includes imported power. 2016 data are provisional.

33

Figure 2.4. Share of generation by source (1990-2030)

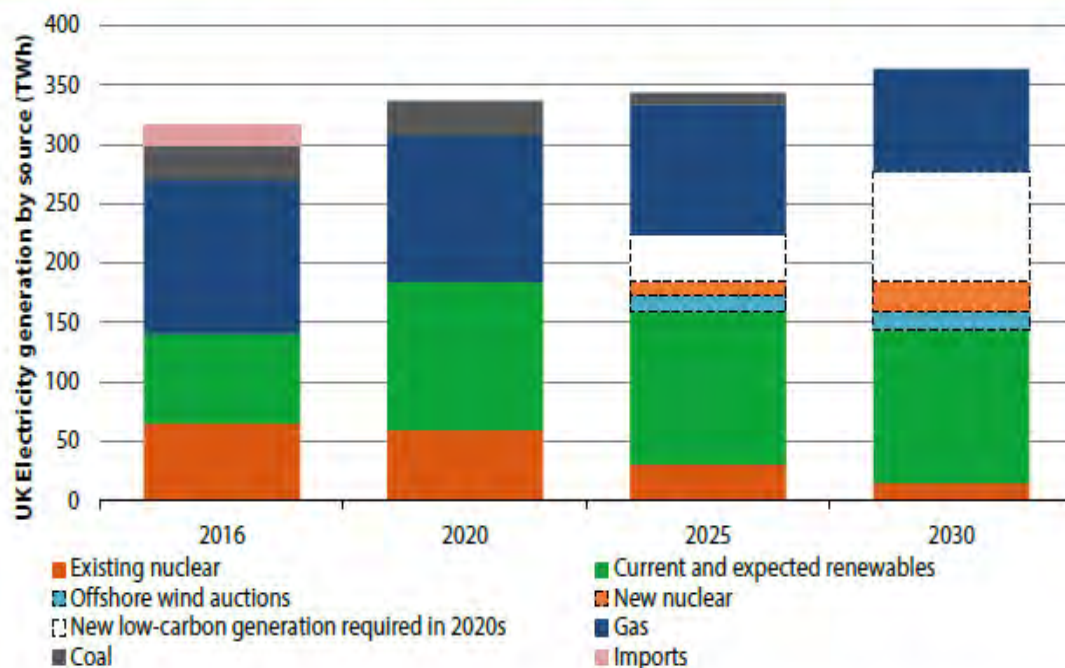


Source: CCC analysis based on BEIS (2017) *Energy Trends*; CCC *Fifth Carbon Budget scenarios*, BEIS (2017) *Energy and Emissions Projections*.

Note: The rate of increase in share of low-carbon generation in the CCC's scenarios is comparable to the rate of increase in low-carbon generation since 2008. Variability in projected generation in the CCC's scenarios reflects uncertainty over retirement dates of existing coal and nuclear generation in BEIS's *Energy and Emissions Projections* scenarios.

34

Figure 2.7. UK electricity generation by source (2016-2030)



Source: BEIS (2017) *Energy Trends*, Low Carbon Contracts Company (2017) *CfD Register*, BEIS (2017) *Renewable Energy Planning Database*, CCC (2015) *Power Sector Scenarios for the Fifth Carbon Budget*.

35

英独の共通点

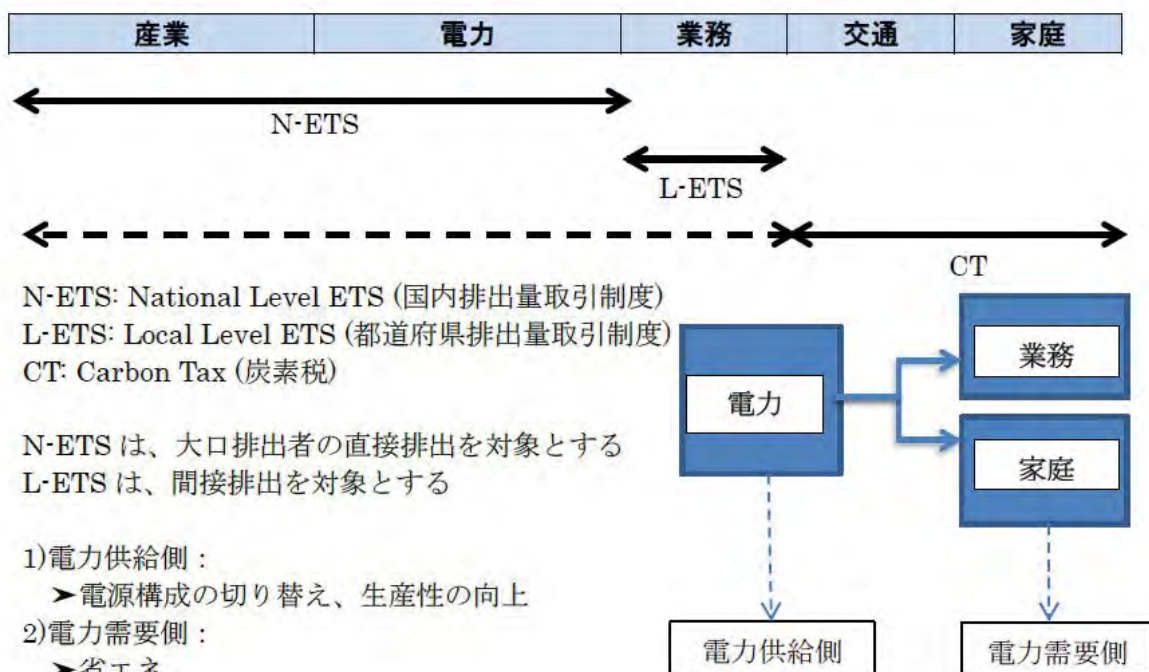
- 経済成長と温室効果ガス排出の切り離し(デカップリング)に成功
- 石炭火力発電の抑制が大きな課題
- 「カーボンプライシング(EU ETS, 気候変動税, ドイツ環境税制改革)」の活用
- 原発依存度の段階的逡減、再エネ依存度の増大、その基幹電源化(➤経済的合理性)
- 「集中型電力システム」から「分散型電力システム」への移行
- ナローパスを進んでいくことは不可能ではない(➤経済影響を最小化することは重要)

36

日本はどのようにしていくべきか

37

ポリシー・ミックスの全体像(1)



38

結論

- 結局、これまでカーボンプライシングが経済に悪影響を与えた事例は見つからず
- 逆に、カーボンプライシングの導入した国において、炭素生産性の上昇、より高い経済成長が観察される
- もちろん、制度設計のあり方が重要
- 英独においては、「集中型」から「分散型」電力システムへの移行が進行中、「分散型」電力セクターが新しい付加価値と雇用創出の担い手に
- 結果として、経済成長／雇用の増大と、集中型電源(原発、火力)からの脱却は両立可能とみるのが正しいのではないか

39

参考文献

- 環境省中央環境審議会「低炭素ビジョン小委員会」資料.
- 独立行政法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター(LCS)(2014), 『東日本大震災後における消費電力の変化』低炭素社会実現に向けた政策立案のための提案書.
- 資源エネルギー庁(2017a), 『平成27年度(2015年度)エネルギー需給実績』(確報).
- 資源エネルギー庁(2017b), 『平成27年度エネルギー消費統計結果概要』.
- Umweltbundesamt (2017), Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2016.
- Committee on Climate Change (2017), Meeting Carbon Budgets: Closing the Policy Gap, 2017 Report to Parliament.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2017), Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik.

40

Ⅱ．電力システム改革と再生可能エネルギー

41

1. 日本の「電力システム改革」と再生可能エネルギー

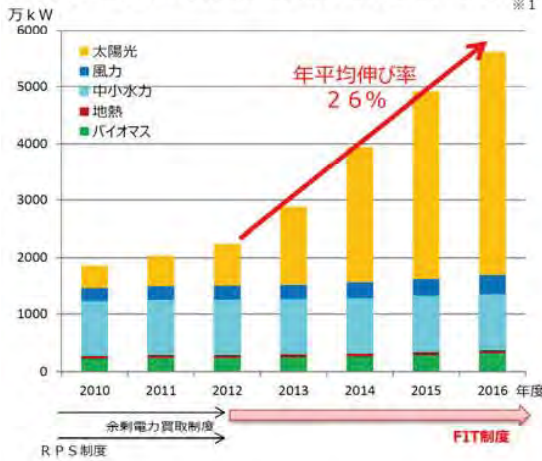
42

急速に増える日本の再エネ

再生可能エネルギーの導入状況③

- 2012年7月の固定価格買取制度開始後、再エネ導入量が約2.7倍に拡大。
- 再生可能エネルギーによる発電電力量も、太陽光を中心に堅調に推移。

再生可能エネルギー電源の設備容量の推移 ※1



再生可能エネルギーによる発電電力量の推移



※1 大規模水力は除く
(JPEA出荷統計、NEDOの風力発電設備実績統計、包蔵水力調査、地熱発電の現状と動向、RPS制度・固定価格買取制度認定実績等より資源エネルギー庁作成)

※2016年度は速報値
出典：総合エネルギー統計より資源エネルギー庁作成

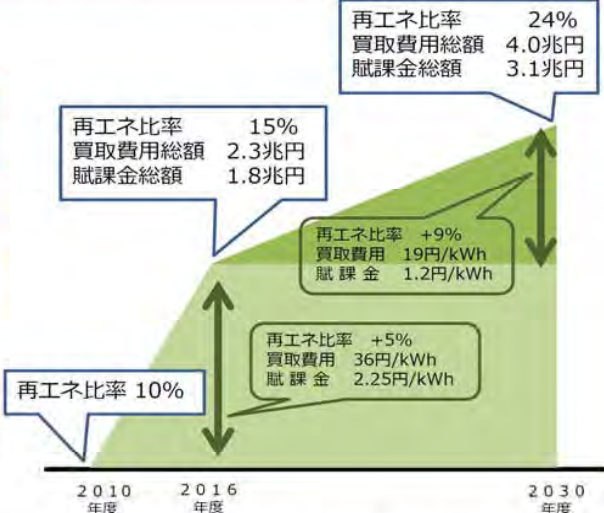
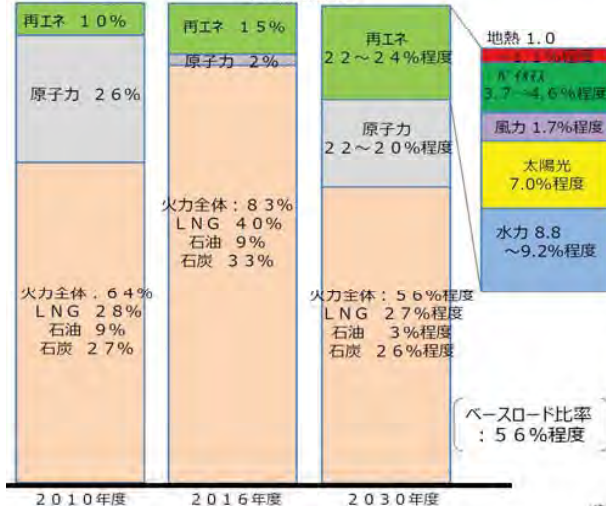
(出典)再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題と次世代電力ネットワークの在り方(2017年12月18日資源エネルギー庁)

他方で、賦課金負担が増大

エネルギーミックスと国民負担

- エネルギーミックスの達成に向けては、国民負担の抑制が喫緊の課題。
- これまで、国民負担（賦課金総額）約2兆円/年で再エネ比率+5%（10%→15%）を達成。今後、+約1兆円/年で+7~9%（15%→22~24%）を実現することが必要。

<電源構成>



〔注〕2016年度の買取費用総額・賦課金総額は試算ベース、2030年度賦課金総額は、買取費用総額と賦課金総額の割合が2030年度と2016年度が同一と仮定して算出。YWh当たりの買取金額・賦課金は、(1)2016年度については、買取費用と賦課金については実績ベースで算出し、(2)2030年度までの増加分については、追加で発電した再エネが全てFIT対象と仮定して機械的に、(1)買取費用は総買取費用を総再生エネルギー量で除したものとし、(2)賦課金は賦課金総額を全電力量で除して算出。

(出典)再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題と次世代電力ネットワークの在り方(2017年12月18日資源エネルギー庁)

2. 再エネ大量導入上の最大の課題としての系統容量問題

45

連系線利用の現状と課題①（長期断面の空き容量）

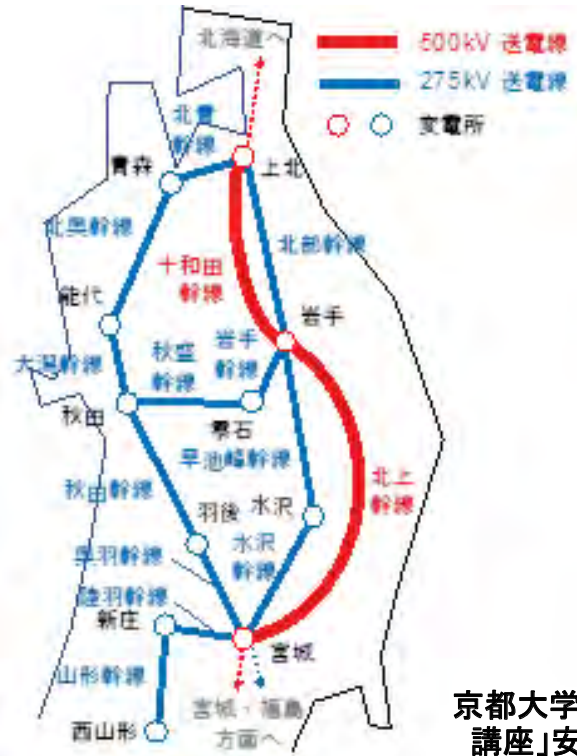
- 東京中部間連系設備（FC）などの一部の連系線において、長期断面の空き容量が「0」となるケースが発生している。そのため、新規の電源建設者等にとって、連系線利用を前提とした事業計画が立てにくくなっている。
- 今後、このような連系線について増強する場合は、従来の空き容量の割り当てだけでなく、増強された容量をどのように公平に割り当てていくかという課題がある。

(空容量/運用容量)		連系線の長期計画 (平成27年12月末現在)								
連系線	時間帯	方向	平成29	平成30	平成31	平成32	平成33	平成34	平成35	平成36
北海道本州間連系設備	ピーク	北海道→本州	12%	16%	11%	11%	11%	11%	11%	11%
		本州→北海道	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
東北東京間連系線	ピーク	東北→東京	9%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		東京→東北	596%	610%	669%	669%	777%	769%	769%	769%
東京中部間連系設備	ピーク	東京→中部	63%	63%	63%	63%	36%	33%	33%	33%
		中部→東京	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
中部関西間連系線	ピーク	中部→関西	61%	119%	119%	131%	131%	126%	126%	126%
		関西→中部	87%	59%	59%	53%	53%	56%	56%	56%
北陸関西間連系線	ピーク	北陸→関西	62%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
		関西→北陸	140%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
関西中国間連系線	ピーク	関西→中国	146%	150%	146%	146%	146%	146%	146%	146%
		中国→関西	25%	20%	23%	23%	23%	23%	23%	20%
中国四国間連系線	ピーク	中国→四国	32%	29%	29%	29%	28%	28%	28%	28%
		四国→中国	91%	93%	93%	93%	95%	95%	95%	95%
中国九州間連系線	ピーク	中国→九州	995%	1026%	1026%	1027%	1027%	1027%	1027%	1027%
		九州→中国	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
中部北陸間連系設備	ピーク	中部→北陸	100%	192%	192%	192%	192%	192%	192%	192%
		北陸→中部	100%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
関西四国間連系設備	ピーク	関西→四国	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
		四国→関西	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%

出典：電力広域的運営推進機関

46

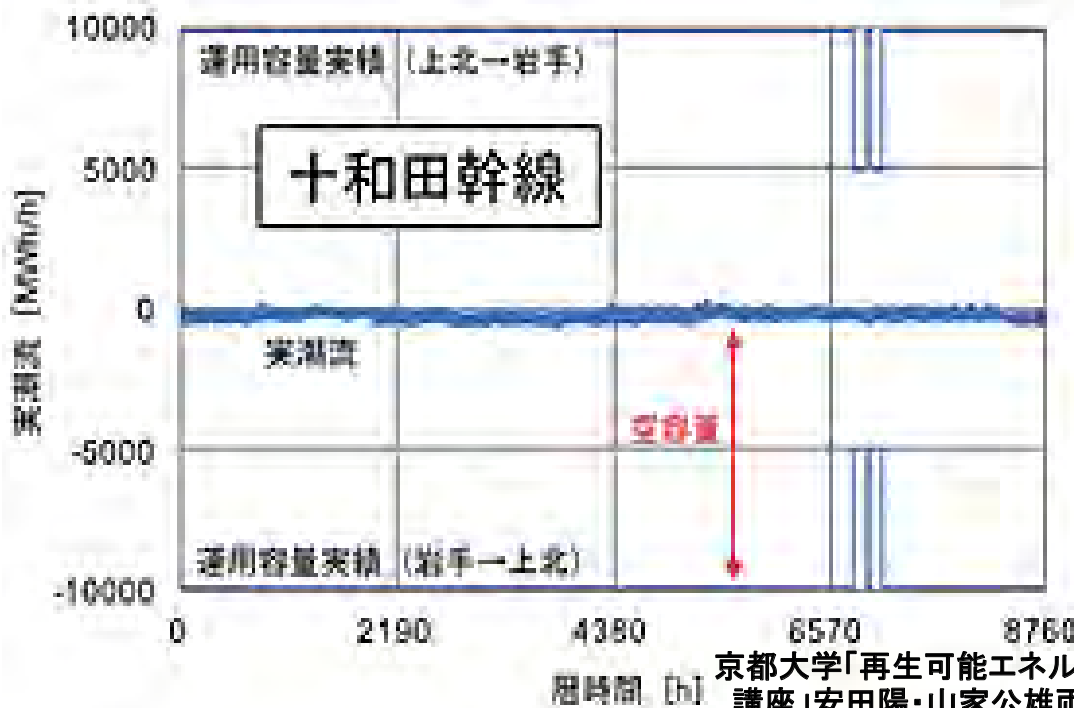
京都大学再エネ講座による分析対象 となった線路の電氣的・地理的配置



京都大学「再生可能エネルギー経済学
講座」安田陽・山家公雄両教授 作成

47

十和田幹線の時系列データ (2016年9月1日～2017年8月31日)



京都大学「再生可能エネルギー経済学
講座」安田陽・山家公雄両教授 作成

48

主要幹線の空容量および利用率比較 (2016年9月1日～2017年8月31日)

電圧 階級	線路		電力会社が 公表する 空容量 [MW]	年間最大 運用容量 [MW]	年間最大 運用容量 基準の 利用率	実潮流に基 づく空容量 (順方向の 年間平均値) [MW]	送電混雑 時間 [h]
	線路名	変電所名 (左から右が潮流 の順方向)					
500 kV	十和田幹線	上北～岩手	0	9,872	2.0%	9,756	0
	北上幹線	岩手～宮城	0	9,872	3.4%	9,516	0
275 kV	北青幹線	上北～青森	0	2,500	7.5%	2,343	0
	北奥幹線	能代～青森	0	2,500	18.2%	1,940	0
	北部幹線	上北～岩手	0	1,808	3.2%	1,673	0
	大潟幹線	能代～秋田	0	3,618	14.5%	3,017	0
	秋盛幹線	秋田～磐石	0	1,544	15.9%	1,175	0
	岩手幹線	磐石～岩手	0	1,544	16.4%	1,160	0
	秋田幹線	秋田～羽後	0	1,544	11.4%	1,248	0
	早池峰幹線	岩手～水沢	0	1,748	3.4%	1,502	0
	奥羽幹線	羽後～宮城	0	1,446	6.7%	1,154	0
	水沢幹線	水沢～宮城	0	1,544	11.8%	1,409	0
	陸羽幹線	宮城～新庄	0	3,094	4.4%	2,914	0
	山形幹線	新庄～西山形	0	2,714	4.8%	2,561	0

京都大学「再生可能エネルギー経済学
講座」安田陽・山家公雄両教授 作成

49

3. 問題の解決には何が必要か

50

【1】改善策の具体的提言

【1】 系統利用ルール

◆旧来発電の既得権の廃止

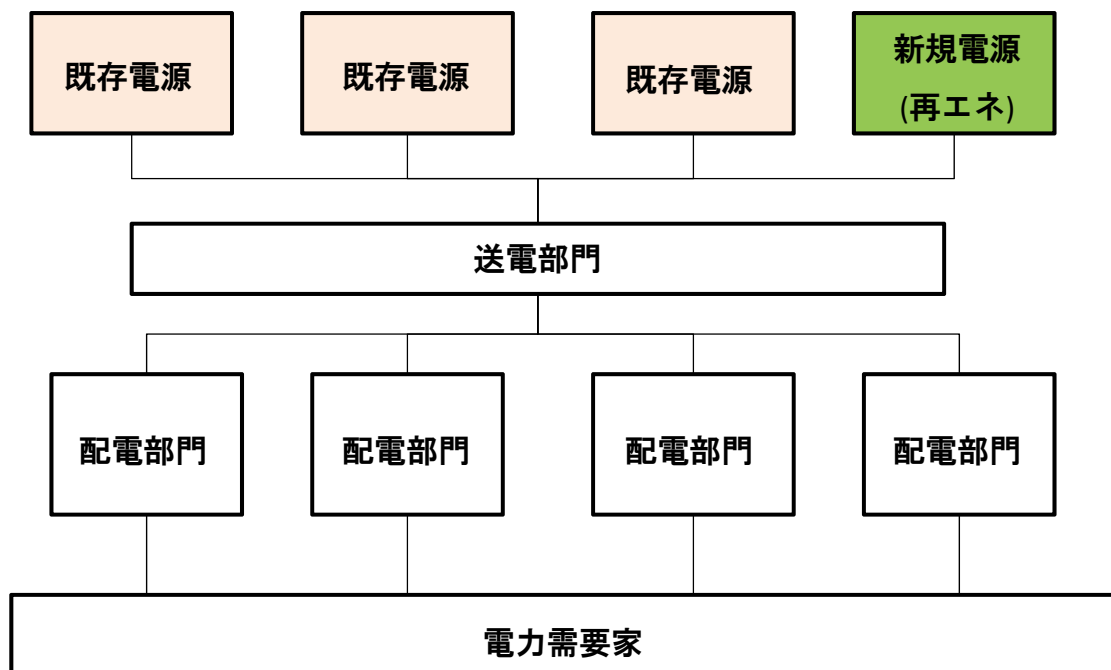
- すべての発電事業者を競争上公平に
- 新規参入の促進とイノベーション
- 「電力・ガス取引等監視委員会」の役割の重要性

◆空き容量の積極的な活用

- 「日本版コネクト&マネージ」の導入をまずは評価
- しかし、「ファーム型」と「ノンファーム型」の区別は結局、旧来発電に対する既得権益の再認につながらないか？
- 送電契約を柔軟化し、送電事業者に対し、発電事業者への再給電指令権限付与の必要性
- 系統容量の計算を、現行の「計画潮流ベース」から、すべて「実潮流／リアルタイム・ベース」へ転換
- 実潮流に関する系統情報の開示が不可欠

51

競争条件の均等化／新規参入の促進



52

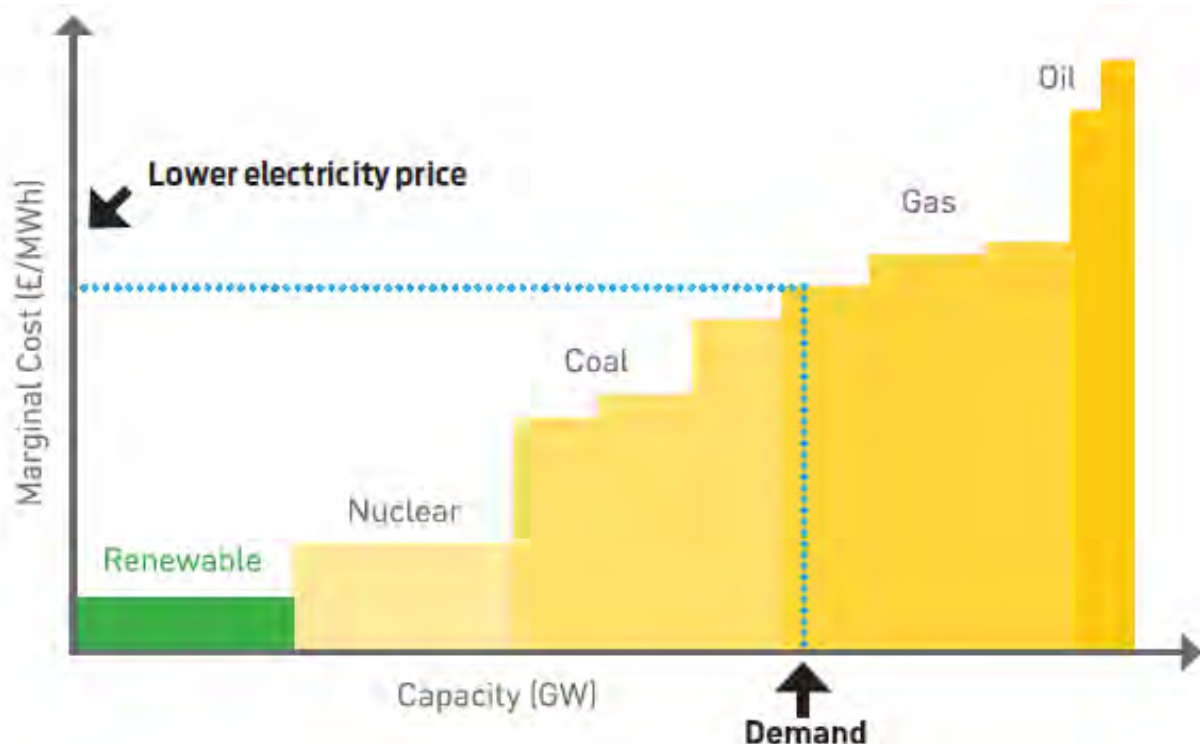
【2】改善策の具体的提言

[2] 系統投資のあり方と費用負担ルール

- ◆送配電事業者に系統増強を義務づけ
- ◆系統増強費用は、託送料金を通じた電力消費者からの回収を担保
 - 「原因者負担」ではなく、「受益者負担」原則に立脚
- ◆「電力接続案件募集プロセス」の意義と限界
 - 先発者の負担で、後発者がフリーライド／競争阻害
- ◆もちろん、経済合理的な系統投資が必要
 - 送配電事業者が、再エネ等の将来の増加を見越して計画的にグリッド増強投資ができるよう、制度的・費用面で担保

53

メリットオーダーとは何か

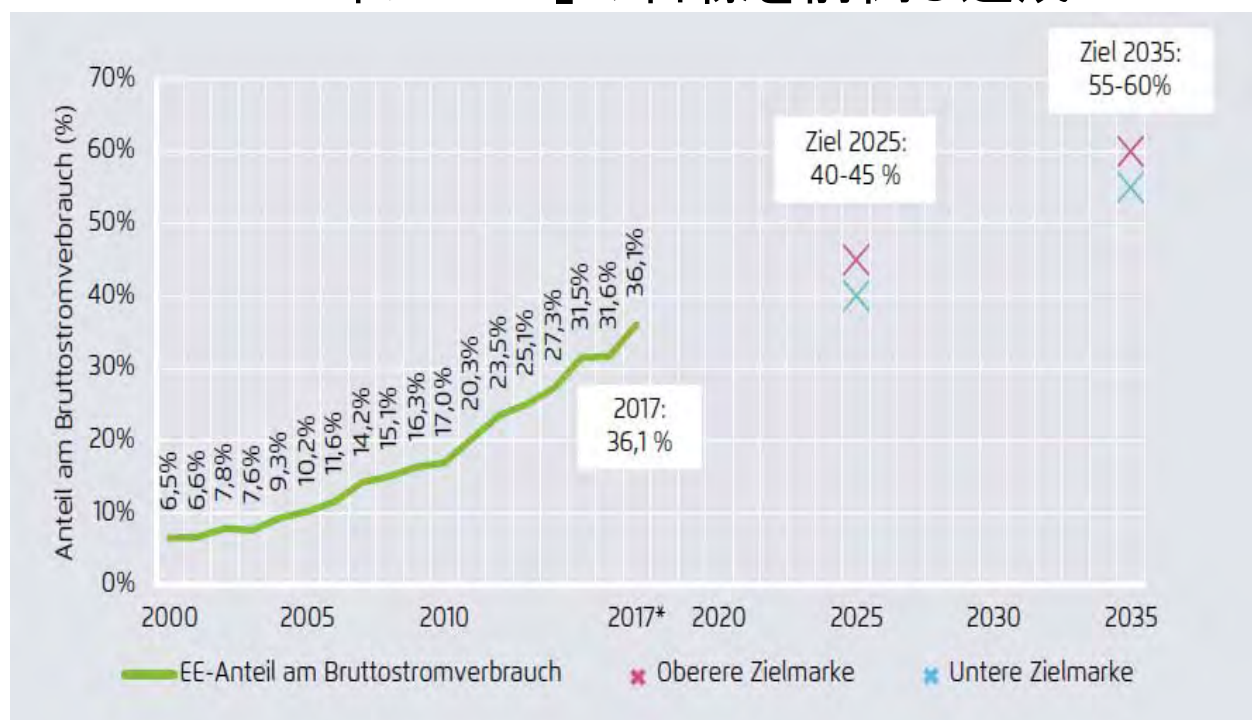


54

4. ドイツは問題をどう解決したのか

55

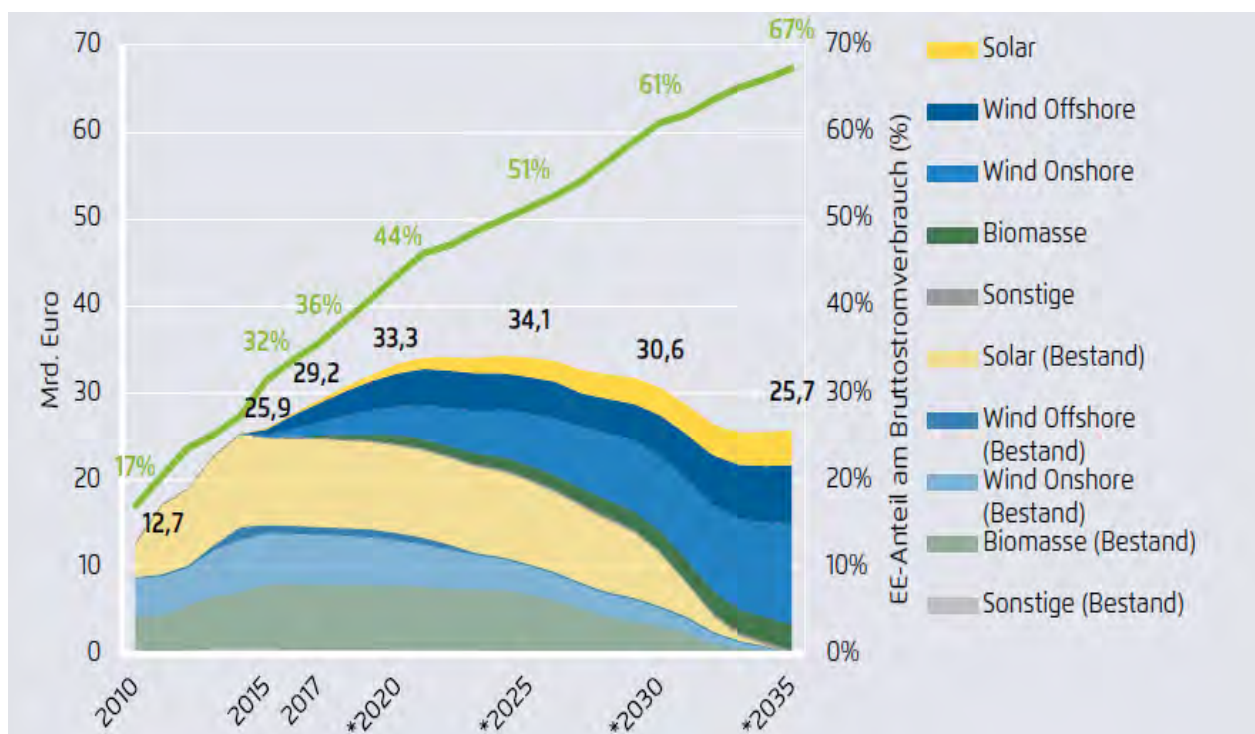
ドイツ: ついに36.1%(2017年実績) 「2020年に35%」の目標を前倒し達成



[出所] Graichen, P. et al. (2018) p.15

56

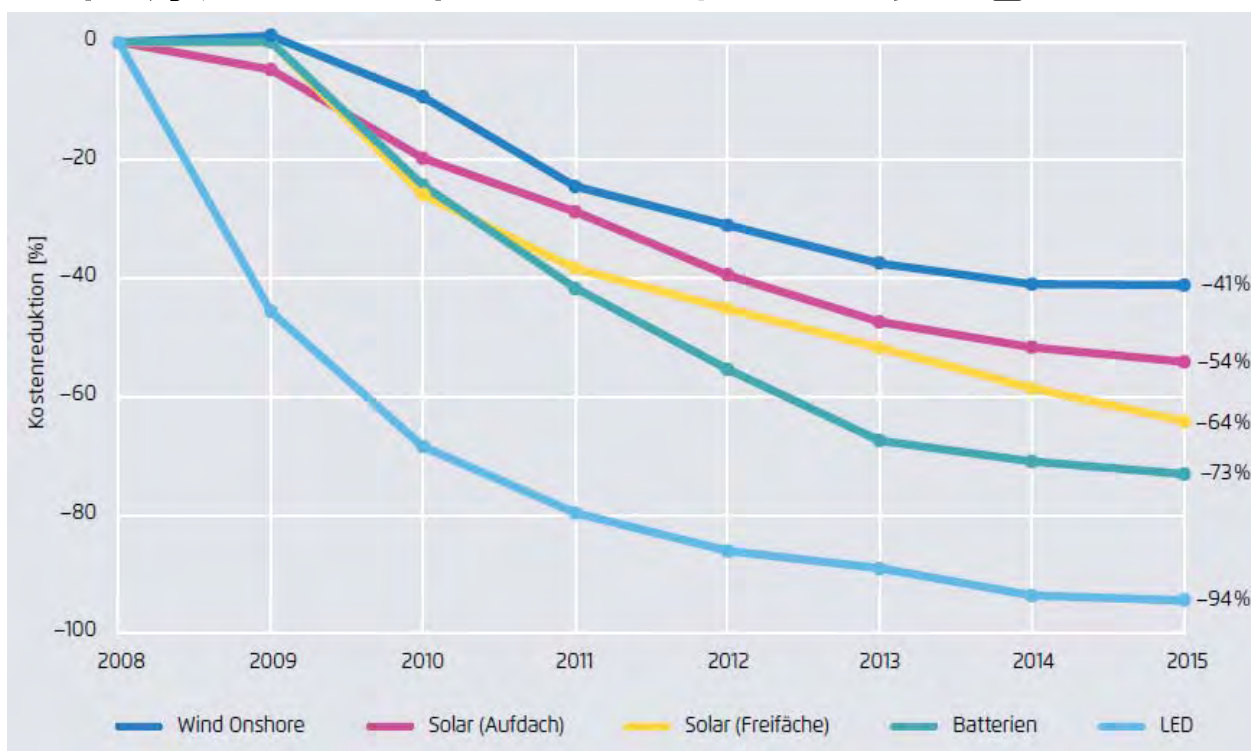
再エネ賦課金の負担はピーク後、減少へ



[出所] Graichen, P. et al. (2018) p.45

57

背景：大きく低下した再エネ発電コスト



[出所] Franz J. (2017) p.12

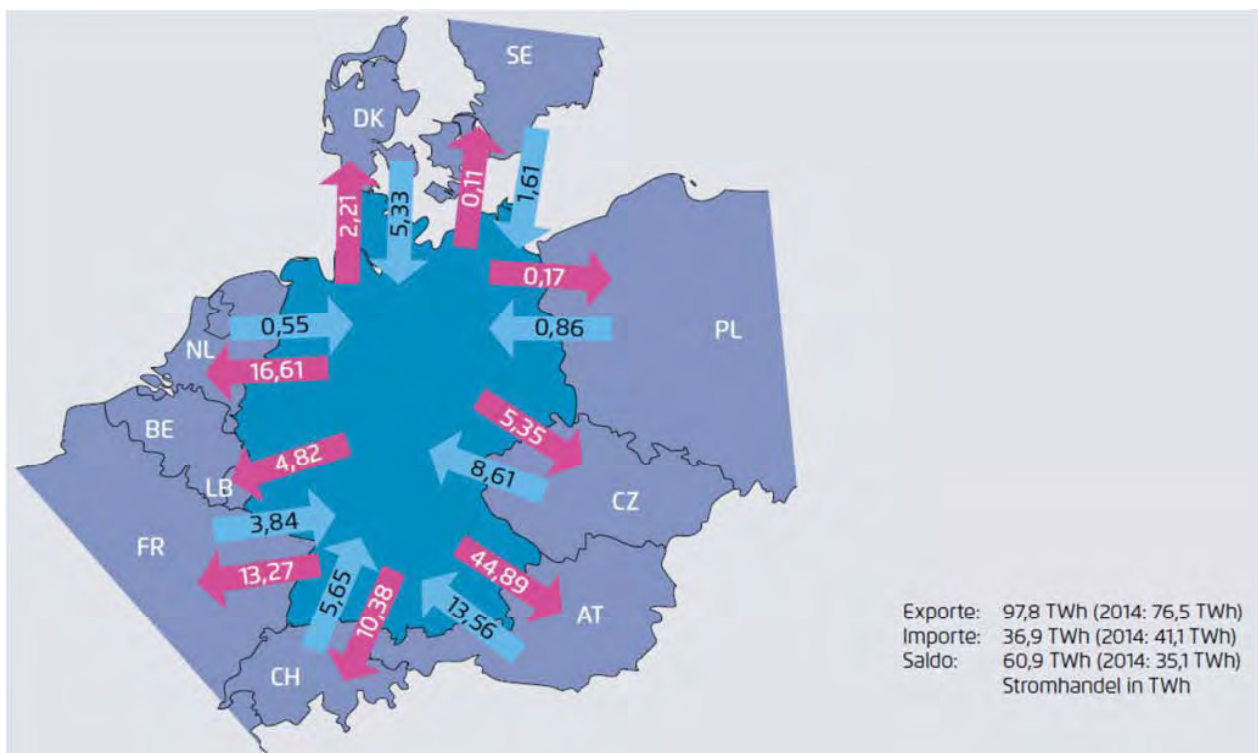
58

再エネ増加で低下する卸電力価格



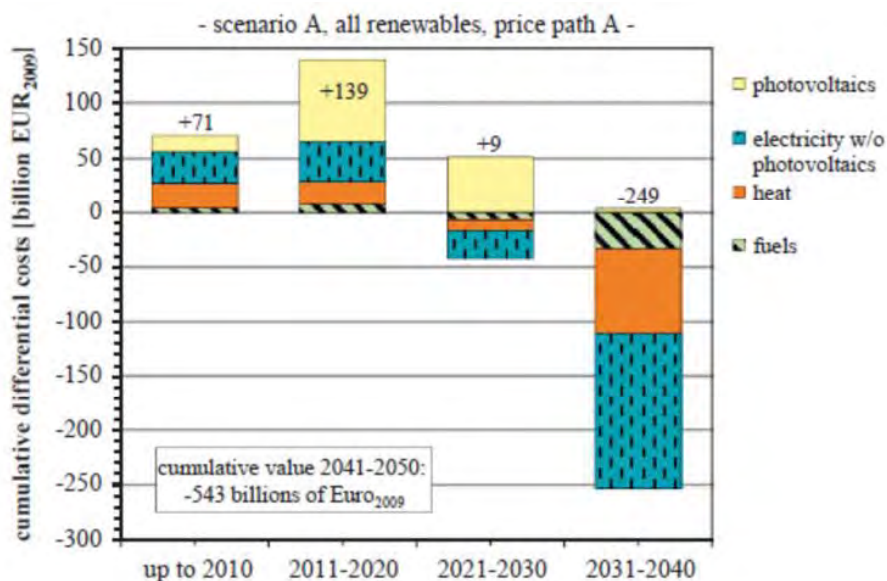
[出所] Graichen, P. et al. (2018) p.35

ドイツと隣国の電力輸出入状況



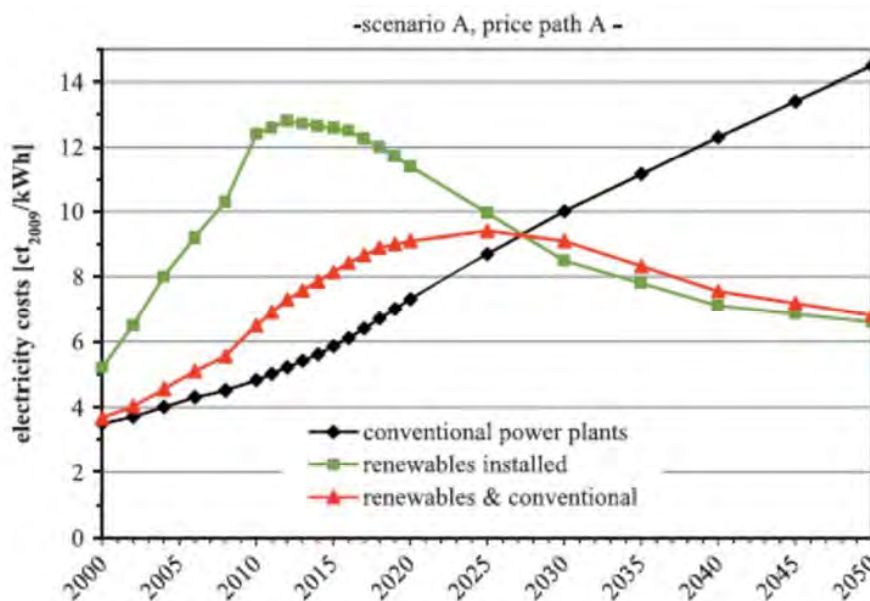
[出所] The energy transition in the power sector: State of affairs 2015, Agora Energiewende, p27

「再エネ拡大シナリオ」と「仮想現実シナリオ」の差額費用の推移



[出所] Pregger, Nitsch und Naegler (2013), p.358, Fig.9.

伝統的電源と再エネ電源それぞれの発電費用中央値の推移



[出所] Pregger, Nitsch und Naegler (2013), p.358, Fig.10.

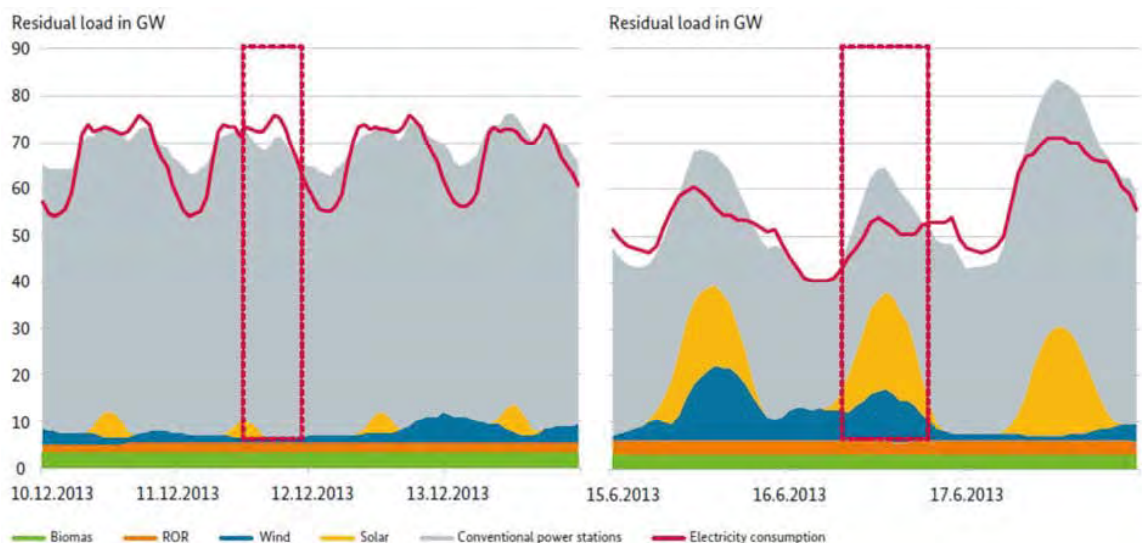
「エネルギー大転換シナリオ」の「仮想現実シナリオ」からの乖離(絶対値)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
	事後評価				事前予測							
物価調査後GDPの各構成要素(単位:10億ユーロ)												
国内粗総生産	10.7	14.7	10.9	4.0	3.0	2.7	3.0	1.8	1.1	1.8	2.7	
民間消費	0.0	2.7	1.9	0.4	-1.2	-2.0	-2.5	-3.4	-4.4	-5.1	-5.3	
政府消費	0.0	-0.3	-0.1	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	0.0	0.0	
機械設備	9.5	10.1	6.8	1.8	0.7	0.6	0.3	-0.8	-1.2	-0.5	0.2	
建設	4.5	6.2	5.6	2.8	3.7	3.9	4.7	4.4	4.4	4.8	5.1	
輸出	0.4	0.1	-0.5	-0.9	-1.0	-1.0	-1.0	-0.9	-0.8	-0.6	-0.2	
輸入	3.2	3.5	2.3	-0.5	-1.7	-2.1	-2.4	-3.3	-4.0	-4.1	-3.6	
当該年価格での国家予算(単位:10億ユーロ)												
財政収支	0.7	3.8	0.3	-0.3	0.3	0.7	1.1	0.5	0.5	0.9	1.3	
価格指標(単位:%)												
生計費	0.00	0.01	0.16	0.29	0.35	0.38	0.38	0.39	0.39	0.40	0.29	
生産費	0.01	0.05	0.23	0.34	0.39	0.40	0.39	0.38	0.36	0.34	0.23	
輸出費用	-0.03	-0.11	-0.10	-0.06	-0.09	-0.10	-0.12	-0.15	-0.18	-0.21	-0.27	
労働市場(単位:千人)												
雇用者数	85.1	108.8	61.9	21.6	13.6	9.5	15.2	5.5	3.5	9.8	22.2	
失業者数	-54.4	-65.8	-36.8	-12.0	-7.0	-4.5	-8.0	-2.0	-0.8	-4.7	-12.3	

[出所] Lutz, C. u.a. (2014), S.85, Tabelle 4-34.

63

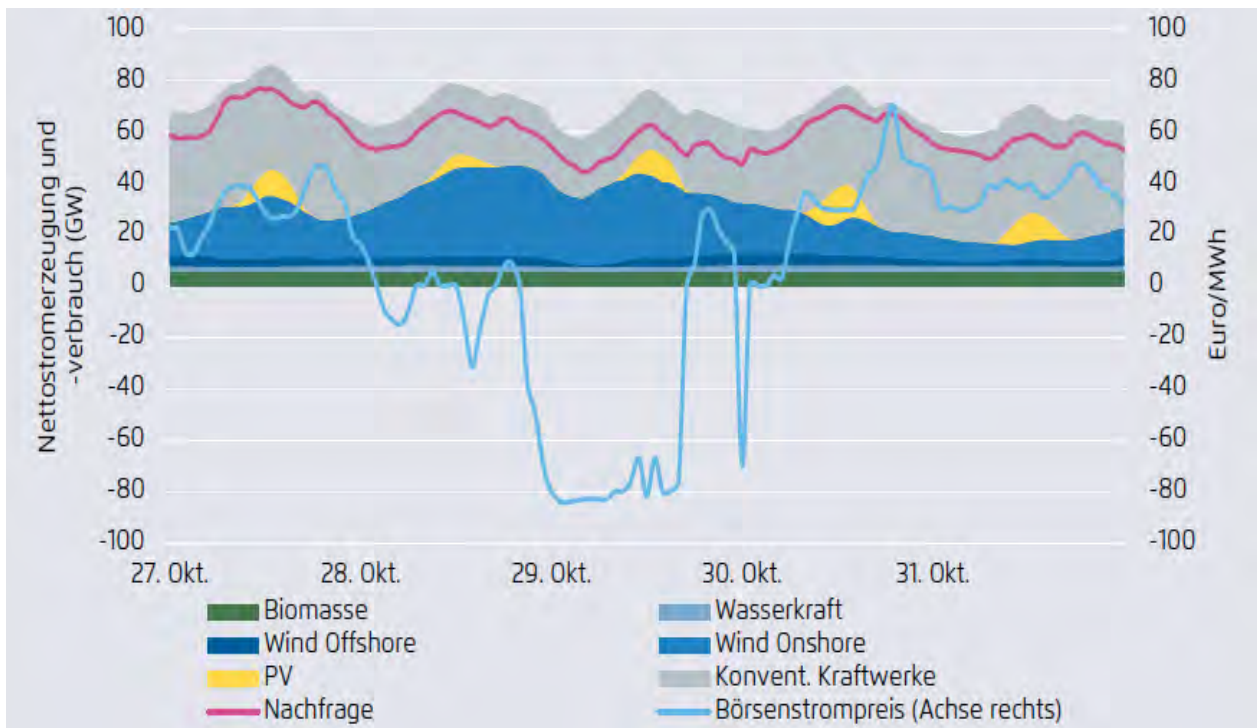
「残余需要」の考え方



[出所] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014), p.15, Figure 2.

64

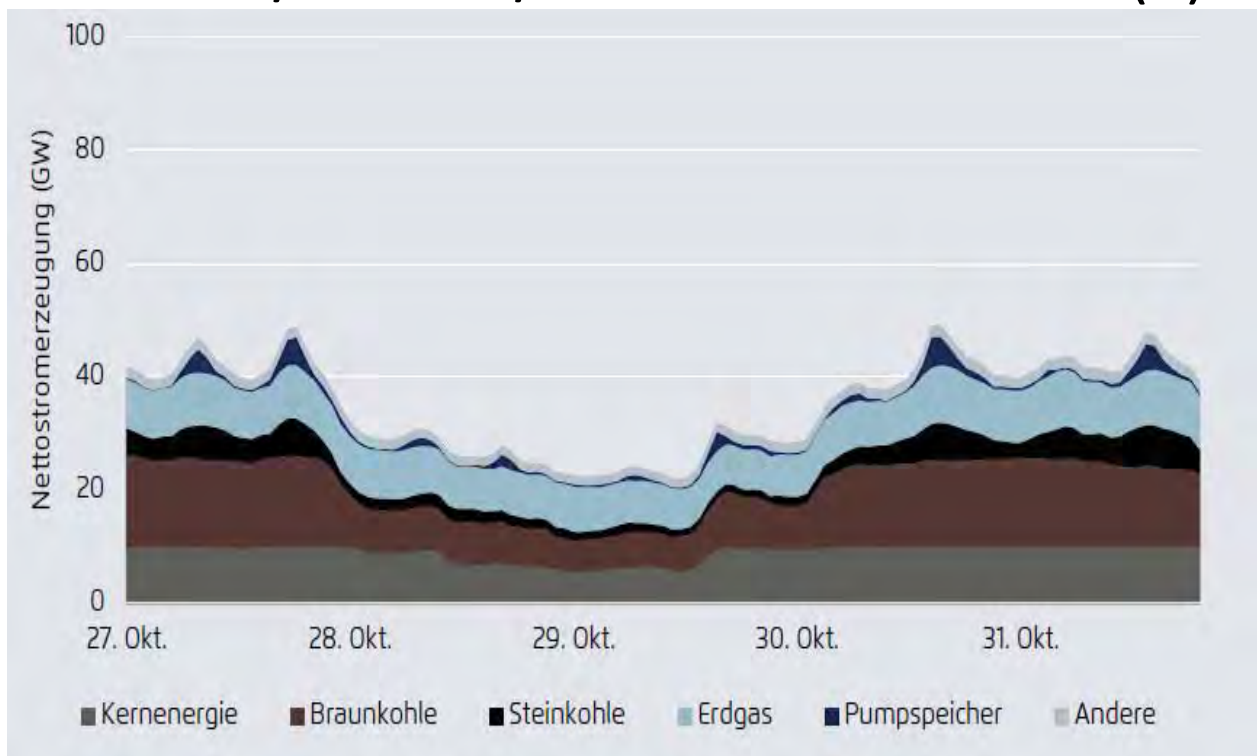
変動性/柔軟性/ネガティブ・プライス(2)



[出所] Graichen, P. et al. (2018) p.53

65

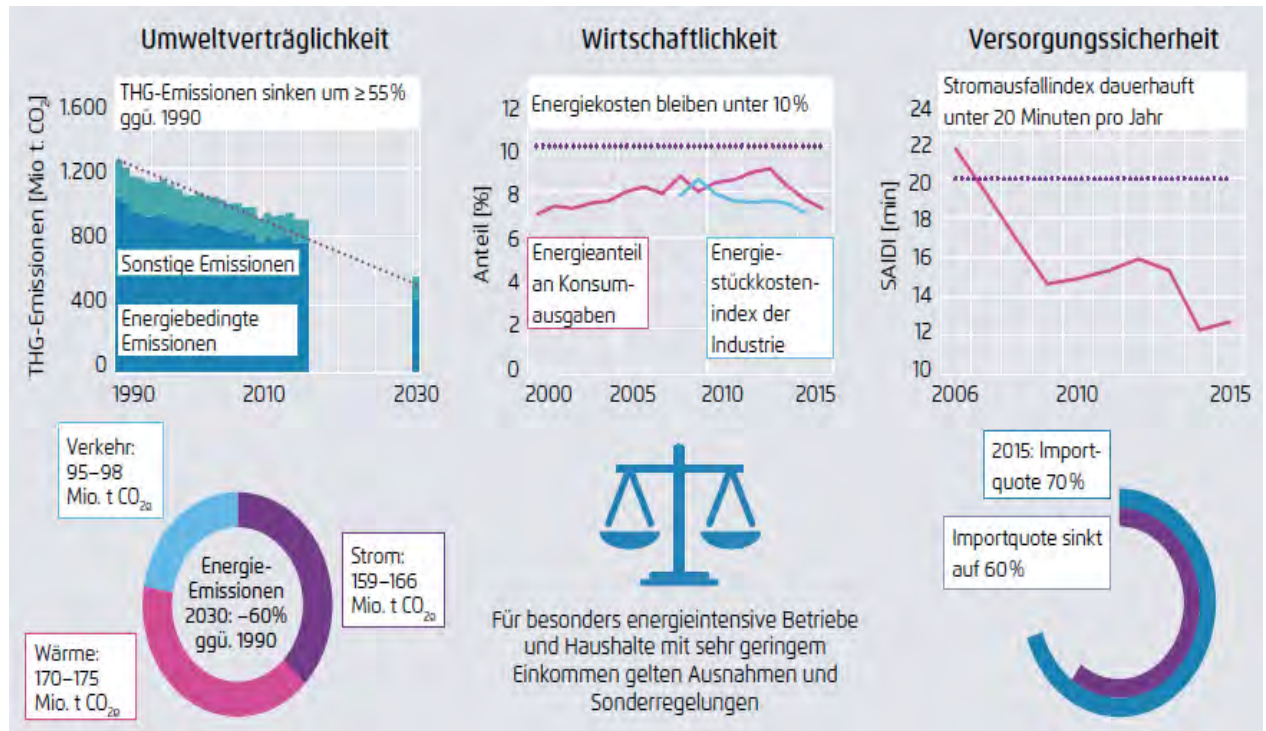
変動性/柔軟性/ネガティブ・プライス(3)



[出所] Graichen, P. et al. (2018) p.54

66

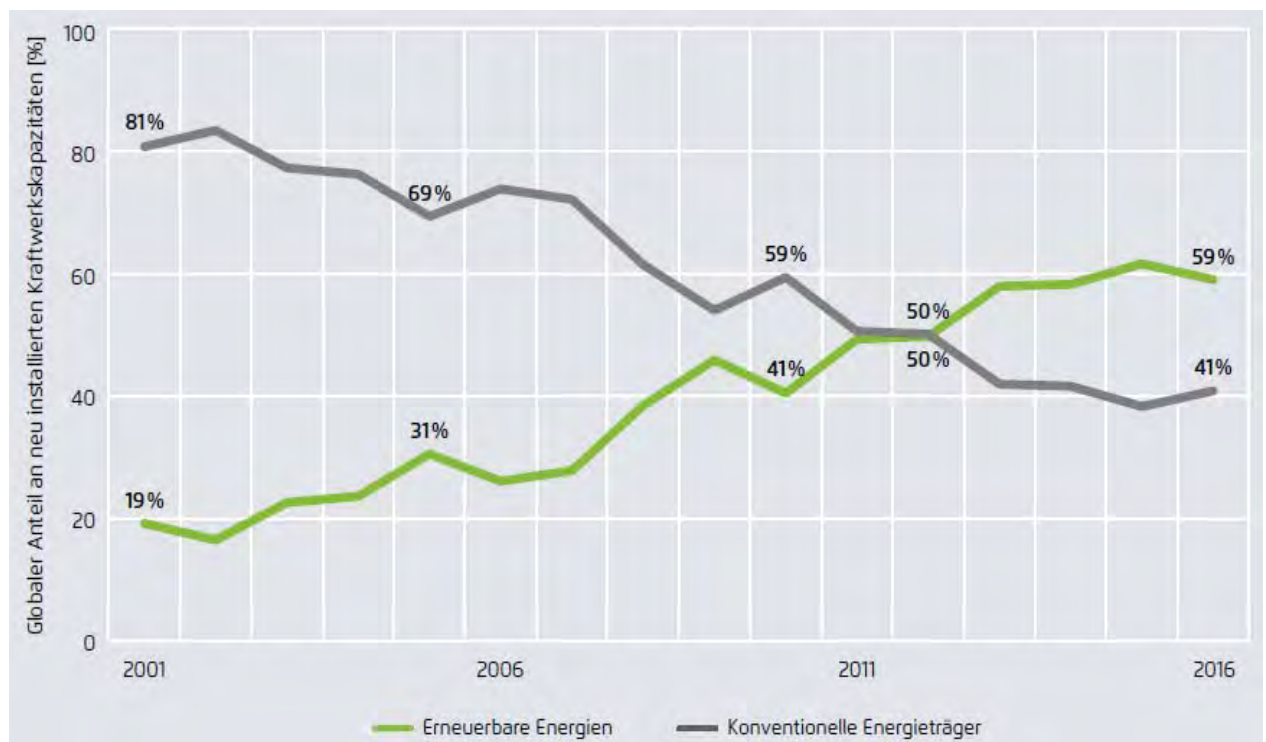
再エネ増加の実績評価



[出所] Franz J. (2017) p.3

67

投資における再エネと伝統電源の逆転



[出所] Franz J. (2017) p.67

68

結論

◆再エネは、「幼稚産業」から「成長産業」へ

- 経済成長、雇用増大、地域再生に再エネが果たす役割が、経済政策上、十分考慮される必要
- 長期的に費用低下が有望な再エネ資源の戦略的重要性
- 再エネ大量導入で高まる変動性が、電力システムに「市場化」と「柔軟性」を要求、問題解決のため、電力網のデジタル化と「インダストリー4.0」はいずれ融合、新産業を創出

◆日本が「衰退国」にならないために

- 再エネの台頭に対応しなければ、電力システムの刷新、新産業の創出で決定的な遅れをとり、日本経済の発展にとって取り返しのつかない事態に。系統容量問題は、その試金石

69

参考文献

- 資源エネルギー庁(2018), 「再生可能エネルギーの大量導入時代における 政策課題と次世代電力ネットワークの在り方」総合資源エネルギー調査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(第1回)資料3, 2017年12月18日 (http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/saiseikanou_jisedai/pdf/001_03_00.pdf).
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014) *An Electricity Market for Germany's Energy Transition: Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy*, (Green Paper), (<https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/gruenbuch.html>).
- Franz J. (2017), "Energiewende 2030: The Big Picture: Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte- Agenda für die zweite Phase der Energiewende", Agora Energiewende(https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Big_Picture/Agora_Big-Picture_WEB.pdf).
- Graichen, P. et al. (2018), "Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2018", Agora Energiewende(https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Jahresauswertung_2017/Agora_Jahresauswertung-2017.pdf).
- Pregger, T., Nitsch, J. und T. Naegler (2013), "Long-term Scenarios and Strategies for the Deployment of Renewable Energies in Germany", *Energy Policy*, **59**, pp.350-360.

70

諸富徹編(2015)『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社

序章 電力システム改革と分散型電力システム 諸富徹

第1部 分散型電力システムのデザインと技術的課題

第1章 電力システムの計画経済型から市場経済型への移行のための技術と制度設計 阿部力也

第2章 再エネ大量導入時代の送電網のあり方:ベースロード電源は21世紀にふさわしいか? 安田陽

第3章 分散型電源大量導入の技術的問題と対策 近藤潤次

第2部 分散型電力システムにおける市場設計の諸課題

第4章 ドイツにおけるキャパシティー・メカニズムの制度設計: Strategic ReserveとCapacity Marketを中心に 東愛子

第5章 欧米における容量市場の制度設計の課題 服部徹

第6章 電力システムの再構築とその費用負担原理 諸富徹

第7章 電力システム改革は電力業のパフォーマンスを改善するか 南部鶴彦

終章 要約と結論、そして今後の研究へ向けての展望 諸富徹



71

参考文献

- 諸富徹(2013)「再生可能エネルギーで地域を再生するー『分散型電力システム』に移行するドイツから何を学べるかー」『世界』10月号(No.848), pp.152-162.
- 諸富徹(2015)「エネルギー自治と地方創生」『地方財政』2015年3月号(No.54-3), pp.4-16.
- 諸富徹(2016年)「『自治体エネルギー公益事業体』の創設とその意義」『都市とガバナンス』第26号, pp.59-70.
- 中山琢夫・ラウパッハ・スミヤ ヨーク・諸富徹(2016)「日本における再生可能エネルギーの地域付加価値創造ー日本版地域付加価値創造分析モデルの紹介、検証、その適用ー」『サステナビリティ研究』Vol.6, 101-115頁.
- 中山琢夫、ラウパッハ・スミヤ ヨーク、諸富徹(2016)「分散型再生可能エネルギーによる地域付加価値創造分析ー日本における電源毎の比較分析ー」『環境と公害』第45巻第4号, pp.20-26.

72