

エネルギー政策に関する意見箱

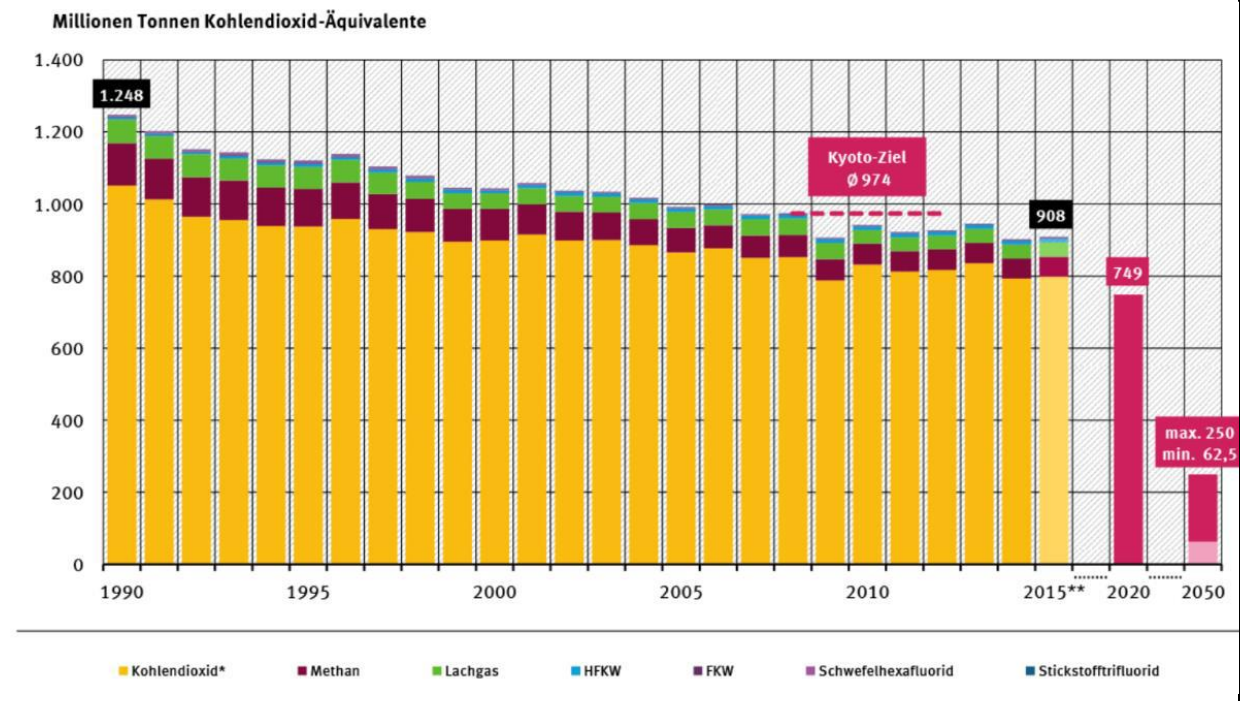
1. 氏名	(企業・団体としての意見の場合は、企業・団体名) 小野章昌
2. 年齢	(企業・団体としての意見の場合は、記入不要) 年代 (10 代以下 / 20 代 / 30 代 / 40 代 / 50 代 / 60 代 / 70 代 / 80 代以上) を選択 70 代
3. 性別	(企業・団体としての意見の場合は、記入不要) 男
4. 連絡先	(企業・団体としての意見の場合は、部署名、担当者名を「住所」欄に併記) 住所 : 電話番号 : FAX 番号 : メールアドレス :
5.	<p>再エネは真の「自立した主力電源」になり得るか？</p> <p>2050 年のエネルギーシナリオを描くエネルギー情勢懇談会の論点 (2018 年 3 月 30 日付) を見ると、「蓄電・水素・デジタルシステムと統合し、再エネを自立した主力電源へ」とある。耳には心よく響くが、実際には何の根拠もないものではないか？ 参考資料を見ても説得力のあるバックデータはほとんど見当たらない。それにもかかわらず、再エネを将来の主力電源として打ち出すことは国民を大きくミスリードすることにならないか？ 石油・ガスの生産減退が顕著になる 2050 年およびその先において本当に自立した主力電源となるのは、火力発電のバックアップに依存する太陽光・風力ではなく、原子力であろう。</p> <p>我が国としては「再エネの主力電源」表明の前にやるべきことがある。それは再エネの先行国ドイツの社会実験（「エネルギー転換」と称される 2000 年以來の再エネ推進政策）の結果をよく検証して見ることである。PDCA と呼ばれる計画サイクルのうちドイツでは C（チェック）と A（それに基づく改善）がほとんどなされていない。18 年もの歳月が経過している政策であるので、ドイツが検証しないなら我が国でやるべきであろう。実は我が国にも環境省が外部委託で作成した格好のレポートが存在している。2017 年 3 月に作られた「ドイツのエネルギー変革に関する動向調査」というもので、ドイツのエネルギー転換の内容と進捗の度合いを詳細に調べたものである。そのレポートからドイツの再エネがエネルギー転換で果たしてきた成果を顧みてみよう。</p> <p>エネルギー転換政策が目指したのは第 1 に CO2 の削減であった。2 番目には安価な電力を消費者に届けることであり、3 番目には自給率を上げて電力供給の安定化を図ることにあった。それぞ</p>

れの成果を見てみよう。

1. 炭酸ガス排出量は減らなかった

図 1 は 1990 年以降の炭酸ガス排出量の推移である。東西ドイツの合併後に急速に排出量が低下しているのは東ドイツの煙もうもうの社会を西側に揃えたおかげであり、驚くには当たらないが、肝心なのは太陽光・風力を大幅に拡大した 2009 年以降の排出量が一方向に下がっていないことがこの図から読みとれることである。その原因はドイツの太陽光発電の年間稼働率は（フル出力ベースでみて）11%程度であり、陸上風力の稼働率は 20%程度であることにある。つまり太陽光の場合は年間 11%しか働かず、残りの 89%の時間は火力発電のお世話になるので、CO2 削減が遅々として進まないわけである。2020 年削減目標や 2050 年削減目標の達成が絶望的であることはこのグラフからも容易に分かる。このようにドイツは最大の目標であった CO2 削減に失敗している。

図 1 ドイツの炭酸ガス排出量推移（単位：100 万トン CO2）

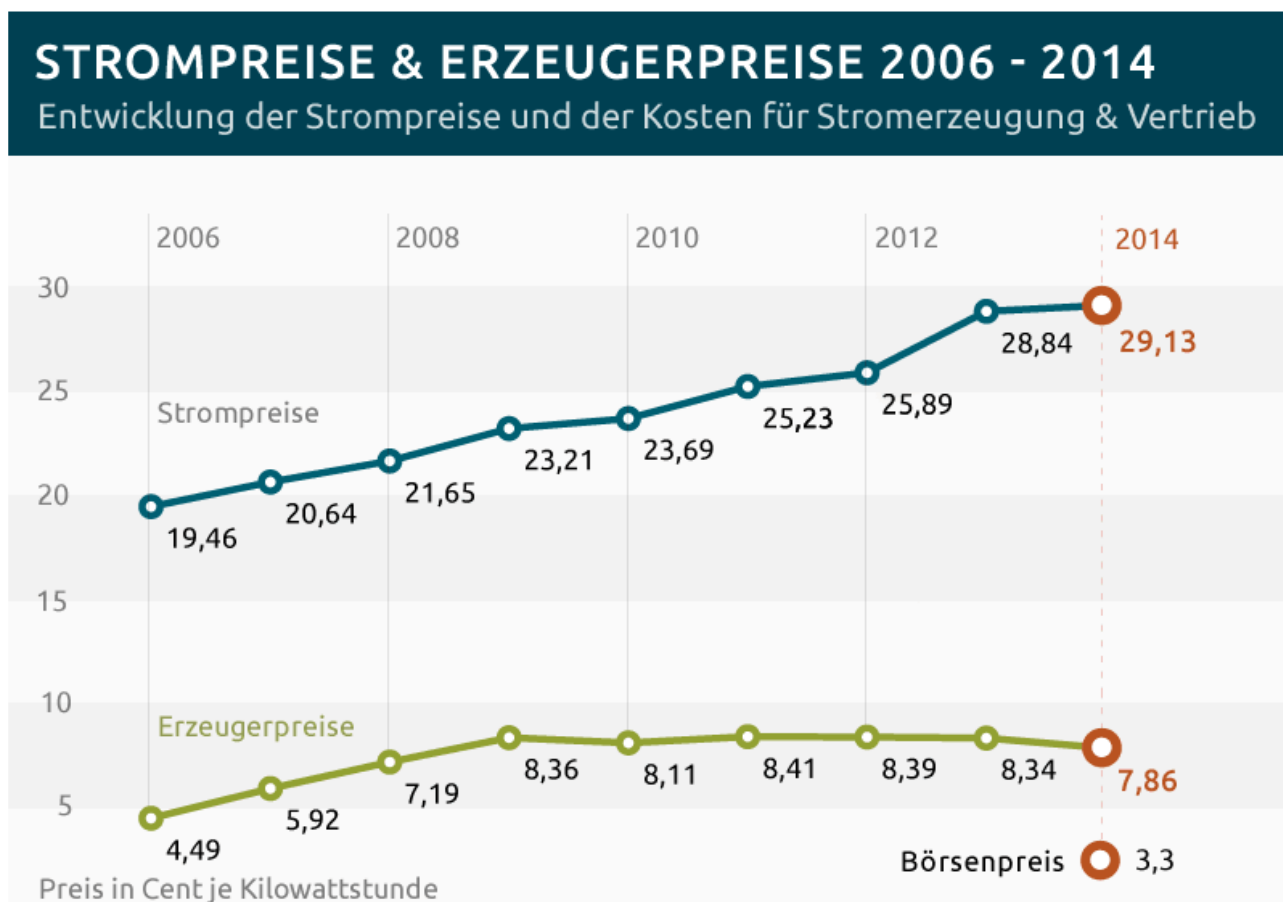


2. 家庭用電力料金の高騰

図 2 はドイツの家庭用電力料金と発電コストの推移を示している。2006 年から 2014 年までに家庭用電力料金は 5 割も高騰しているのがこのグラフから分かる。原因は再エネに適用される「固定価格買取制度 (FIT)」とそれに基づく「賦課金」の拡大にある。レポートでも述べられているが、高い買取価格と安い卸売市場価格との差は賦課金として一般消費者が負担することになっている。送電事業者によっていったん買い取られた大量の再エネ電力が卸売市場に安い価格で放出されるため市場価格が下がり続けることになり、賦課金はますます高くなる構図になっている。2 図の 2014 年の一番下にある赤丸 (3.3 ユーロセント/kWh) は卸売市場価格が 4 円/kWh 程度になったことを意味している。仮に再エネの平均買取価格を 15 円/kWh 程度とみても、それとの差 11 円/kWh が消費者の肩にかかるわけで、ドイツの一般消費者は世界 1, 2 位の電力料金に苦しんでいるのが実情である。

る。このように「安い電力料金」という 2 番目の目標でもエネルギー転換政策は失敗している。

図 2 ドイツの家庭向け電力料金と発電コストの推移 (単位：ユーロセント/kWh)



注) 上の折れ線グラフが家庭用電力料金の推移、下の折れ線が発電コストの推移、右下の赤丸 (3.3) が卸売市場価格 (3.3 ユーロセント/kWh) を示す。

3. 電力の安定供給は劣化している：再給電の増加

分散型電源 (太陽光・風力) が増えると、一部地域では大量の電力が系統に供給されることになる。ドイツでは北の風力発電による大量の電気を南の需要地に送る必要があるが、送電系統の整備が遅れているため、供給地の (風力発電の) 出力を抑制し、需要地の別電源の出力を増強させるいわゆる「再給電」の必要性が増している。出力を引き下げた北の風力発電に対する補償金の支払いや、南の予備電源を稼働・発電させるコストが発生するため再給電には相応のコストがかかり、それが毎年増大を続けている (図 3)。このコストは賦課金として消費者の負担を増すだけでなく、再給電に失敗すると停電などのリスクが増すことになり、結果としてドイツの電力安定供給システムは劣化を続けている。第 3 の目的であった安定供給の増進という点でもドイツのエネルギー転換政策は失敗している。

解決方法の 1 つは北から南へ新たな送電幹線 (高圧直流送電線) を建設することであるが、近年は住民の反対も多く、地下埋設ケーブルにすることも要求されていて、建設は遅々として進んでいな

い (図 4)。

図 3 再給電コストの増加 (単位 : 100 万ユーロ)

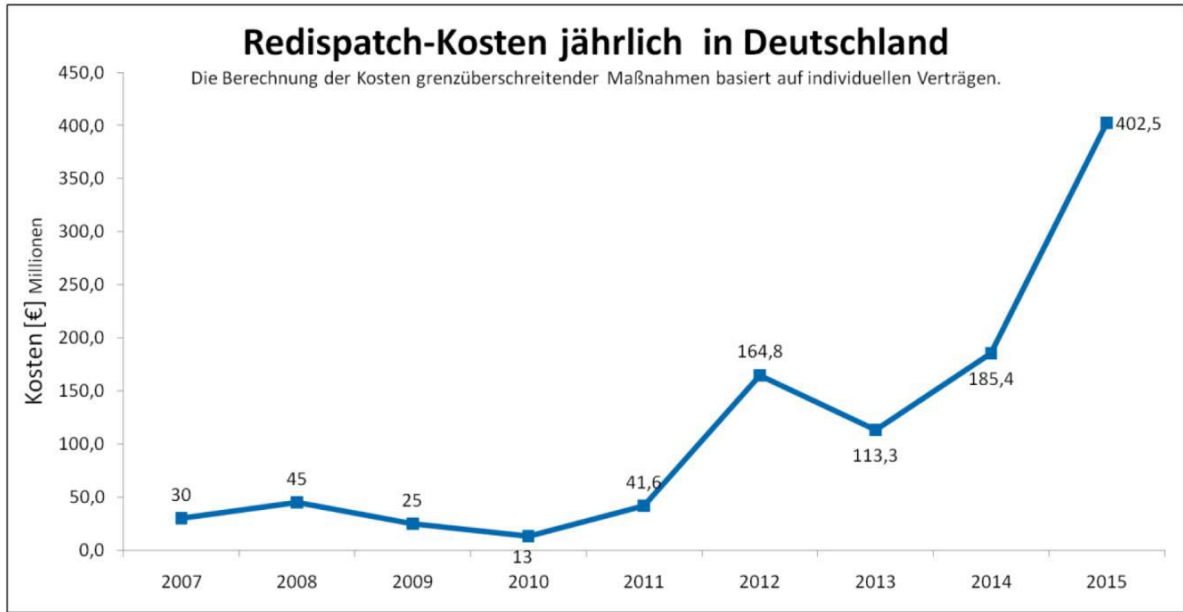
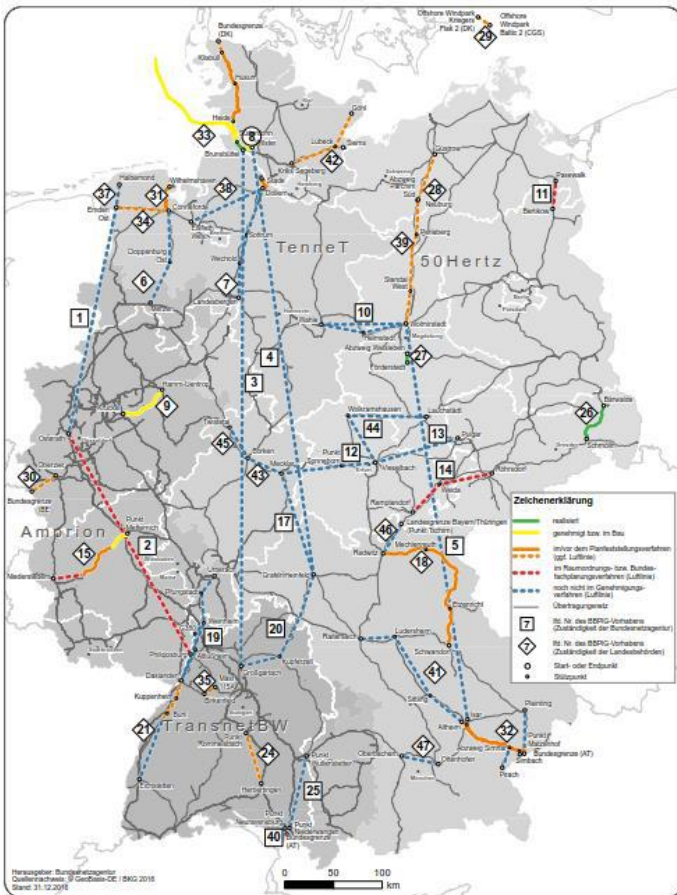


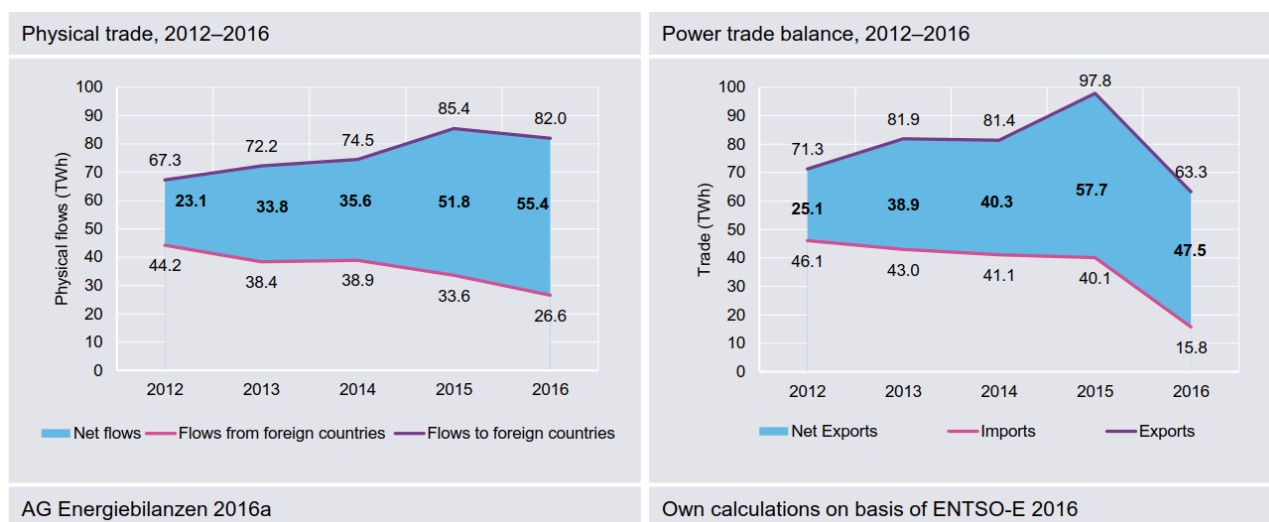
図 4 ドイツの送電幹線建設計画の遅延 (点線は未建設)



4. 過剰な国内発電

電力は需要に合わせて発電するものであるが、ドイツでは再エネの新規投資に合わせて従来型電源の発電容量の削減を行うことができず（つまり既存電源に屋上屋を重ねる結果となり）、発電容量が過剰の状態にある。再エネ（太陽光・風力）は自然任せで発電量を調整できないため、近年は過剰発電が生じ、記録的な輸出超過の状態が続いている（図5）。当該レポートでは十分な分析が行われていないが、この事象は隣国に発電の変動を吸収してもらっていることを意味しており、隣国が自国の火力発電の出力を絞って受け入れていることを考えると、隣国の受け入れにも早晚限度が来ることを意味していて、ドイツの電力系統における安定供給が脅かされることを意味している。また太陽光・風力は本来地産地消であるべきとされているが、実際には広域で発電変動の平準化を行い、広域で需給調整を図らなければ存立できないことも意味している。情勢懇談会の参考資料にある「**将来の地産地消の姿**」という目標が根拠の薄いものであることがこのことから分かるであろう。

図5 ドイツの物理的な電力フロー（左）と取引電力量（右）の推移（2012～2016年）



注) 上の折れ線グラフ輸出量から下の輸入量を差し引いた数字が輸出超過量すなわち過剰発電量を意味している。ちなみに2017年のドイツの過剰発電量は総需要の10%にも及んでいる。

5. 廃止しようにも、できない火力発電

環境省の当該レポートによれば、再エネ優先のために火力発電は自己の発電量（kWh）を犠牲にする必要があり、「2010年には年間3400時間稼働していたガス火力発電所はその後の6年間で1990時間まで稼働時間が減少している」という。年間稼働率に換算すると38.8%あった稼働率が22.7%まで下がったことを意味していて、ガス火力は全く採算が取れない状況になっている。したがって電力会社は老朽化したガス火力を廃止したいわけであるが、ドイツでは停止の1年前までに届け出を行う必要があり、政府は必ずしも停止の許可を出すとは限らない。安定供給に支障を来すからである。レポートによれば「700万kWのガス火力設備の停止を申請したにもかかわらず停止の許可が降りなかったものが310万kWあった」という。別の情報によると、停止できなかった設備は「系統リザーブ」として組み込まれ、補償金が支払われる。また温暖化対策上政府が停止を要請している褐炭火力設備7基、273万kWについても「褐炭リザーブ」の形で少なくとも4年間の維持が義

務付けられていて、補償金総額 2100 億円が支払われる予定という。このようにドイツでは廃止を予定する火力発電を安定供給のために予備力として維持する必要が出て来ており、火力発電の新設が進まないことと合わせて安定供給の劣化が進んでいると言えよう。

6. 電力会社のリストラクチャリング

環境省の当該レポートには、ドイツでは「2015 年以降に完成する予定であった多くのガス火力プロジェクトが中止されてきた」、「石炭や褐炭火力を含めて、4 大電力会社の市場に占めるシェアが 2007 年には 85%であったものが、2013 年には 68%まで落ち込んだ」、「電力会社は軸足を（自由化部門の）発電部門より（規制部門の）配電部門に移している」と書かれている。このように発電分野では全く採算が取れない状態に追い込まれていて、これでは火力発電の新設などは望むべくもなく、業務のリストラクチャリングが避けられない。現に第 1 位のエーオン社と第 2 位の RWE 社が 2016 年にそれぞれ行った事業分割（子会社化）に続いて、2018 年 3 月には両社の合併ともいうべき事業再編を行っている。エーオン社はもはや発電は行わず、配電と小売りに特化した巨大な寡占企業になり、RWE 社は発電を持続するものの、原子力は 2022 年までの閉鎖を法律で決められており、石炭・褐炭火力も新政権によって閉鎖を求められるため、発電から手を引くことになろう。ドイツでは発電を支える自国資本の企業が無くなるという大変な危機に面しているのである。

結論：ドイツが 18 年間にわたって進めてきた「エネルギー転換政策」は温暖化対策、安定供給、経済性の改善という 3E すべてで失敗に終わっている。過剰な発電設備（kW）が誕生したため既存の電源の採算が取れなくなり、電力会社が消滅する危機に瀕している。

それでは我が国の「蓄電・水素・デジタルシステムによる再エネ主力電源化」は将来の見込みがあるのだろうか？

(1) 蓄電の見通し

現在世界で行われている蓄電の 99%は揚水発電によるものである。我が国にも 2700 万 kW という米国に次ぐ容量の揚水発電所があるが、夜間の余剰電力を使って上のダムに水を貯め、昼間のピーク需要時に水を落として発電するのが一番適した使用方法である。昼間に余剰電力を発生する太陽光発電の電力貯蔵には適しておらず、また電力貯蔵量もダムの貯水量の制限から発電容量（kW）の 2~3 時間分程度にとどまるであろう。短期の太陽光・風力の変動（周波数や電圧の変動）には対処できても長期の変動には対処できないであろう。

蓄電池の将来の可能性であるが、長期の変動に対処するためには少なくとも 3 日間程度の電力貯蔵が必要と考えられている。経済産業省がエネルギー情勢懇談会に提供した資料（図 6）がいみじくもその困難性を物語っている。現在の蓄電池の価格（4 万円/kWh）が 1/100 にならなければ家庭用電源としてパリティーにならず、1/1000 にならなければ産業用電源としてパリティーにはならない。加えて、リチウム、コバルト、ヴァナジウムなど必要な金属資源の資源量が限られていることとこれら希少金属の高い価格を考えただけでも蓄電池を備えた再エネが競争力

を持つ可能性は極端に低いと言えよう。

図6 METI 参考資料「蓄電池コストの抜本的低減」

調整火力維持+蓄電池コストの抜本的低減



※蓄電池は、バックアップ無しでの成立を前提に、1日の需要全体の3日分の容量が必要と仮定。パリティは、人件費・材料費を考慮すると成立しない可能性あり（出所）資源エネルギー庁試算（上記記載の蓄電池コストは電池パックのコストを表し、システム全体では5～1.0倍のコストとなると仮定）。調整コストには抑制費用・系統費用を含む。
なお、ここでの「パリティ」は、系統を通してバックアップ火力も活用した分散型再エネが、系統電力と同コストとなる「グリッドパリティ」等の定義とは異なる点に留意。

31

(2) 水素転換（パワー・トゥー・ガス）の見通し

再エネの余剰電力を利用して水の電気分解を行い、貯蔵・輸送の上、再度発電に用いる考えであるが、欠点は電気分解、貯蔵・輸送、再発電の過程で70%程度のエネルギーが失われることである。天然ガスからの水素製造が可能な期間は競争力がなく、天然ガス枯渇の際には高温ガス炉（原子力）による水の熱化学分解に比べて競争力が劣るであろう。

(3) デジタル技術の応用

デジタル技術は電力を生むわけではなく、デマンド・レスポンスを効率化して省エネや需要の時間シフトを行うところに眼目がある。環境省が三菱総合研究所に委託して作成したレポート（「平成28年度低炭素社会に向けた中長期的再生可能エネルギー導入拡大方針検討調査委託業務」報告書）においては米国カリフォルニア州のシミュレーション結果として、有効度は電力需要の時間シフトの面で一番高いが、ポテンシャルとしては全体で100～200億kWh程度であり、日負荷の2～5%をシフトすることができるとしている。我が国におけるデマンド・レスポンスの将来像も描かれているが、まだまだ定性的な解析に過ぎない。需要量（発電量）が減少するというのではなく、太陽光・風力設備を止める時間を少なくすることができるということに過ぎないので、過大な期待を持つことはできないであろうと思われる。

結論：以上から「蓄電・水素・デジタルシステムによる再エネの主力電源化」はいずれも将来の実証に依存するもので、実現には経済性が一番のネックになると考えられる。現段階で国の将来を託せるものと言うことはできない。

そもそも論になるが、需要に応じた発電ができず、給電指令に応じられない電源である太陽光・風力が電力供給の柱になると考えること自体がおかしい。より具体的に言えば、太陽光・風力は出力（kW）の供給を当てにできない電源であり、時間不定・数量不定ではあるが電力量（kWh）の供給で貢献できるエネルギー源である。つまり製品に例えれば形が完成していない半製品と言えよう。樹木に例えれば、太陽光・風力は補助的な枝葉の部分であり、幹は安定した供給が可能な（給電指令に応じられる）火力や原子力に任せる他ないのである。屋根上の太陽電池に蓄電池を組み合わせることで家庭で省エネを図ることは意義があり、電気自動車の蓄電池を利用して需給の調整を図ることに意義がある。しかし、それらを含むいかなるマイクログリッドでも独立して需給を調整することは至難の業である。中央集中型の電源（火力・原子力）を持つ電力システムのバックアップがあって初めて彼らの省エネや需給調整の意義が発揮されるものであろう。将来の化石燃料の生産減退を考えたら、幹を構成できる電源（給電指令に応じられる電源）の維持・開発が必要なことが分かるであろう。原子力発電が大切な理由である。