

2050年の温室効果ガス80%削減は原発ゼロでは困難

2018年4月23日 田中雄三

<http://ytanaka.g.dgdg.jp/nuczero/newpage50.html>

はじめに

かなり先のことですが、2050年に日本は温室効果ガスを80%排出削減する計画になっています。原発の廃止が言われますが、原発を廃止して温室効果ガスを80%削減することは困難、というのがこのレポートの主張です。

ドイツは原発を廃止し、2050年に温室効果ガスを80～95%削減する計画を発表しています。日本のエネルギー計画と、ドイツの温室効果ガス削減計画を紹介した上で、ドイツと日本ではエネルギー事情が異なるため、日本は原発ゼロで温室効果ガスを80%削減するのは困難であることを、このレポートで示しました。

* * * * *

2009年のG8ラクイラ・サミットで、世界全体の温室効果ガス排出量を2050年までに少なくとも50%削減する目標を再確認するとともに、先進国全体として、80%またはそれ以上削減する目標が支持されました。日本からは、当時の麻生首相が出席しました。

2016年、日本政府は「地球温暖化対策計画」を閣議決定しました。2030年度に、温室効果ガスを2013年度比26%削減する中期目標について対策や国の施策を明らかにし、目標達成の道筋を付けるとともに、長期目標として2050年までに80%の排出削減を目指すことを位置付けたものです。

温室効果ガスの26%削減は、原発がゼロでも、石炭火力を減らし、ガス火力への依存を大幅に増やすことで達成できると思います。但し、それは原発と石炭火力の廃棄、ガス火力の増設の経済負担を伴い、電力の過半をLNG

に依存するリスクを前提とするものです。

一方、世界では 2050 年までに 80%削減する長期計画に関心が高まっています。経済が好調で余力のあるドイツは、温室効果ガスを 80%～95%削減する計画を真面目に検討し、長期のエネルギー・シナリオを発表しています。そこには、福島第一原発の事故の後決められた、原発を廃止する計画も盛り込まれています。EU も温室効果ガスを 80%以上削減するロードマップを発表しています。

温室効果ガスの 26%削減と 80%削減では、困難さには大きな違いがあります。電力は食料と同じくらい重要なものですから、80%削減の場合にも、電力の供給は何としても維持する必要があります。しかし、経済性を考慮する余地は殆ど無くなるでしょう。

日本はドイツのように、原発を廃止した上で、温室効果ガスを 80%削減することができるでしょうか。結論を言えば、極めて困難であると考えます。再生可能エネルギーに全面的に依存する場合には、発電量の変動対策が必要になり、後述するように、日本とドイツでは事情が異なるためです。

立憲民主党ほか野党 4 党は、「原発ゼロ基本法案」を衆議院に提出しました。小泉元首相らの提案に呼応した動きです。

2030 年の温室効果ガス 26%削減目標が、原発ゼロでも達成できるとして原発を廃止し、2050 年の 80%削減のために原発を復活するとしたら、あまりに愚かなことです。

原発ゼロを主張するなら、温室効果ガス 80%削減を如何にして達成するか、シナリオで示すべきです。

1. 日本のエネルギー政策

(1) エネルギー計画

日本のエネルギー政策を示すエネルギー基本計画は、2002年に成立したエネルギー政策基本法で定められ、エネルギー政策の中長期的方向を示すもので、3年前後の間隔で見直が行われています。

2014年に閣議決定された最新の第四次エネルギー基本計画には、「S+3E」の視点が次のように記載されています。「エネルギー政策の要諦は、安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、最小の経済負担（Economic Efficiency）で実現し、同時に、環境への適合（Environment）を図るため、最大限の取組を行うことである。」これは1970年代の石油危機の経験、1990年前後から提唱され始めた温暖化防止、2011年の福島第一原発事故を反映したものです。

(2) 地球温暖化対策計画

日本の「地球温暖化対策計画」は、COP21で採択されたパリ協定を踏まえた取組方針を示すもので、2016年5月に閣議決定されました。

2030年度に温室効果ガス（GHG）を2013年度比で26%削減するとの中長期目標について、対策や国の施策を明らかにし、目標達成への道筋を付けるとともに、長期的目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指すことを位置付けています。

<2030年に26%削減>

2030年に2013年比26%削減は、1990年比では18%削減、2005年比では25%削減になります。この削減目標は、総合資源エネルギー調査会の関連の委員会で検討され2015年7月に公表された「長期エネルギー需給見通し」に基づいており、かなり詳しく対策が施策が検討されています。表1-1にエネルギー起源CO₂の各部門の排出量の目安を示します。

産業部門が約7%の削減であるのに対し、業務部門と家庭部門は40%前後の削減になっています。産業部門は1970年代の石油危機以来、省エネに努

めてきたのに対し、これまで業務部門や家庭部門は、家電機器の省エネが進んでいるのにエネルギー消費は横ばいであったためです。

運輸部門とエネルギー変換部門は、約 28%の削減になっています。前者はハイブリッド車、プラグインハイブリッド車、電気自動車の普及やモータールシフトによるものです。

表1-1 エネルギー起源CO2の各部門の排出量の目安

	2030年度の各部門の 排出量の目安	2013年度（2005年度）
エネルギー起源CO2	927	1,235（1,219）
産業部門	401	429（457）
業務その他部門	168	279（239）
家庭部門	122	201（180）
運輸部門	163	225（240）
エネルギー転換部門	73	101（104）

注) 出所: 地球温暖化対策計画

GHG 排出量の積算には、電源構成の想定が不可欠です。しかし、地球温暖化対策計画には、2030 年の電源構成の想定は明確に示されていません。これは、原発の有無について議論が続けられていることを考慮したものと想像されます。

しかし、2015 年 7 月に閣議決定され、COP21 に向けて国連に提出された GHG 削減目標を示す「日本の約束草案」には、GHG 削減目標積み上げに用いたエネルギーミックスとして、表 1-2 に示す電源構成が示されています。なお、2013 年の電源構成の実績値が記載されていなかったため、同表には IEA の統計データの値を示しました。

2030 年度の最終エネルギー消費量 326 百万 kl は、2013 年度から年率 1.7% の経済成長を仮定して成り行きのエネルギー消費量を算定し、それに対する省エネ対策の検討結果から、約 50 百万 kl の省エネを行うことを想定したものです。2013 年度の最終エネルギー消費と比べ約 10%の削減になっています。

電力需要も年率 1.7%の経済成長を仮定した成り行きの電力需要を算定し、省エネ対策の検討結果から、17%の省電力を想定になっています。2030

年の電力需要の想定は 9,808 億 kWh 程度、それに対する総発電電力量は 10,650 億 kWh 程度と記されています。なお、両者の差は送配電損失と発電所内消費分です。

表1-2 GHG削減目標積み上げに用いたエネルギーミックス

	2030年度 1)	2013年
●最終エネルギー消費量	326 百万kl	361 百万kl
(省エネルギー対策量)	50 百万kl	
		以下 2)
●総発電電力量	10,650億 kWh 程度	10,663億 kWh
再生可能エネルギー	22%～24%程度	13.1%
原子力	22%～20%程度	0.9%
石炭	26%程度	32.7%
LNG	27%程度	38.2%
石油	3%程度	15.0%
(再生可能エネルギーの内訳)		
太陽光	7.0%程度	1.3%
風力	1.7%程度	0.4%
地熱	1.0%～1.1%程度	0.2%
水力	8.8%～9.2%程度	8.0%
バイオマス	3.7%～4.6%程度	3.2%

注: 1) 出所は日本の約束草案

2) 出所はIEA統計で、LNGはガス、バイオマスはバイオと廃棄物

電源構成では、原発が 20～22%程度と想定されています。2030 年度の時点で再生可能エネルギーの電力は、22～24%程度の想定です。太陽光発電が 7.0%程度、風力が 1.7%程度の想定で、水力発電は 8.8～9.2%程度とそれらを上回っています。それでも 2013 年の値と比べると、太陽光発電や風力はかなり増加する想定になっていることが分かります。

電源構成全体を見ると、再生可能エネルギー、原子力、石炭火力、LNG 火力の 4 者が 20%台を占め、電源の多様化により安定供給を確保する従来の方針が維持されていることが分かります。

<2050 年に 80%削減>

2030 年度の計画は従来の延長線上のものです。しかし、そのような視点では、GHG を 80%削減することはできません。電力供給は、なんとしても維

持する必要がありますが、最小の経済負担の視点は捨てるが必要になるでしょう。

だからと言って、経済的な国際競争力が失われたのでは、日本は生きていけませんから、先進他国との優劣関係をよく見ながら、80%削減を進める必要があります。そこに、原発を無くしてもよいのかという視点が係わってきます。この件については3項に記載します。

2. 原発ゼロでGHG26%排出削減

GHG の 80%削減について論じるまえに、原発が無くても、2030 年度に 2013 年比 26%削減が可能であることを述べておきます。

原発が無くなったからといって、エネルギーや電力の需要が変わるわけではありませんから、前述した「長期エネルギー需給見通し」の需要サイドのデータはそのまま使えます。総発電電力量と発電による GHG 排出量はそのままに、原発をゼロにした電源構成を求めればよいわけです。

原発を無くしても、GHG を増加させない方法の一つは、再生可能エネルギーの電力を増加させることです。しかし、前述した 2030 年度の再生可能エネルギーの計画は、かなり頑張った値であり、それ以上増やすには大きな経済負担が伴います。

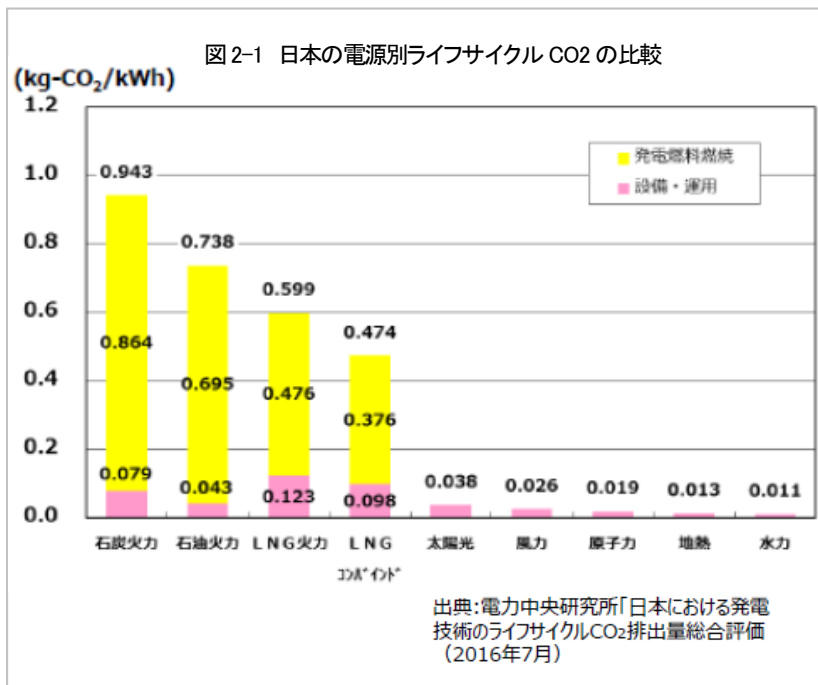
原発を無くしても、GHG を増やさない比較的簡易な方法は、2030 年度計画よりも石炭火力を減らすことです。原発がゼロになり、石炭火力も減った分の電力は、LNG 火力を大幅に増加させることで供給します。このような対応には問題もありますが、先ず、どのような電源構成になるかを示します。

<原発ゼロでの電源構成>

表 1-2 に示す 2030 年の電源構成で、範囲で示されているものはその平均値を用いました。電源ごとの kWh 当たりの CO₂ 排出量のデータは、図 2-1 に示す電力中央研究所の報告（2016 年 7 月）を用いました。ライフサイクル評価（LCA）での CO₂ 排出量の値です。

2030 年のことなので、LNG 発電にはコンバインド・サイクルの値を用い

ました。図 2-1 には、バイオマスと廃棄物の発電に関するデータは記載されていません。設備が多様で、バイオ燃焼 CO2 以外の部分（設備・運用の LCA 等）の平均的値を求めるのが難しいためと想像されます。全体に占める割合が大きくないことから、バイオと廃棄物による発電は無視して検討しました。



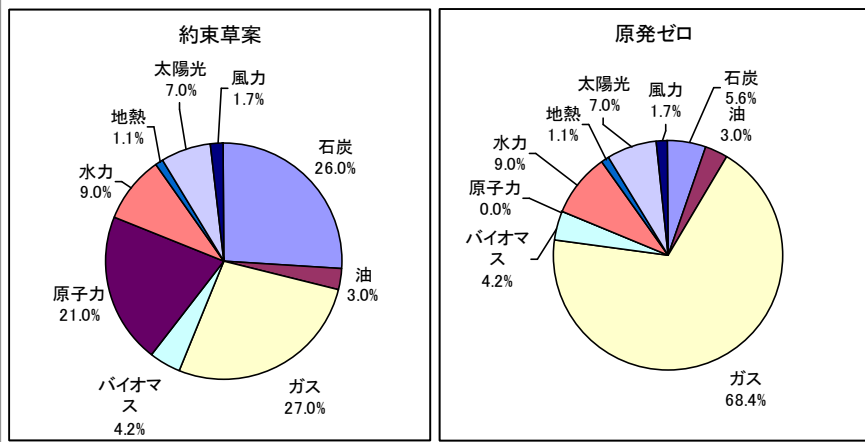
正確さを少し欠く評価ですが、「日本の約束草案」に示されている 2030 年度の電源構成と、kWh 当たりの CO2 排出量が同じで、原発がゼロの電源構成を図 2-2 に示しました。

原発ゼロのケースでも、ガスと石炭火力以外は、同じ割合のままにしています。原発をゼロにして、kWh 当たりの CO2 排出量を同じにするには、石炭火力を約 5%まで減らし、ガス火力を 70%近くまで増やす必要があります。

このような電源構成は、できない事ではありません。太陽光発電などを無理に増やすよりも、発電量の変動対策が必要無い分だけ、経済的負担は少な

くて済むでしょう。しかし、電力の70%近くを天然ガスに依存してよいのかという問題は残ります。

図2-2 2030年の約束草案と原発ゼロの電源構成
CO2排出量を等しく計画



原油に比べれば天然ガスの産地は、地政学的に安定している地域と言えます。しかし、天然ガスを利用するには、 -164°C という低温にして液化し、専用のLNG船で輸送し、LNGの低温タンクに貯蔵した上で利用しているものです。自然災害や国際紛争により、天然ガスの供給ラインの何処かがダメージを受けることを想像しないのは、未経験のリスクに対する想像力が乏しいと言われるかもしれません。LNGの液化プラント、LNG船、LNGタンクが損傷を受けた場合、何れの設備も、1か月程度の短期間に修理できるような簡単な設備ではありません。

想定外の事態があっても、電力供給が途絶えないようにするため、日本は電源構成の多様化を図ってきました。それは、1970年代の石油危機で学んだ教訓です。

3. GHG 排出量 80%削減と脱原発

GHG 排出量に対する日本での関心は、2030 年の 26%削減かもしれませんが、海外の先進国では、2050 年の 80%削減に関心が高まってきたように感じます。

GHG を 80%削減するには、再生可能エネルギーに全面的に転換するとともに、省エネを推進することが必要です。省エネについては、程度の違いはありますが、26%削減の場合と類似のことになります。

一方、再生可能エネルギーに全面的に転換することは、社会全体を変えるような大きなことです。前述した「S+3E」の視点のうち、最早、経済性を考慮する余地は無くなるでしょう。原発が有ったとしても達成できるか疑問であり、況して、原発ゼロで 80%削減を達成することは、極めて困難な課題です。

温暖化問題に少し詳しい方は、ドイツは、原発を廃止した上で、GHG を 80%～95%削減する計画を発表している。日本はドイツと同じようにやればよいと考えるかもしれません。

しかし、日本とドイツではエネルギー事情が異なります。ドイツと同じように GHG を削減することはできません。日本の方が遥かに困難であることを本章では紹介します。

<ドイツの 2050 年シナリオ>

ドイツでは温暖化防止の長期目標として、2010 年 9 月に”Eergy Concept”が発表され、その実現のための第一歩として、2011 年には広範のエネルギー政策が決定されました。EU も 2011 年末に、”Energy Roadmap 2050”を発表しますが、ここではドイツの情報を中心に紹介することにします。

2014 年 12 月には、2020 年までに GHG 排出量を 40%削減する目標達成を確実にする追加措置が含まれた”Action Program for Climate Protection up to 2020” が発表され、2016 年 11 月には”Climate Action Plan 2050”が発表されました。

また、ドイツ連邦環境・自然保護省の委託により、調査機関 Öko-Institut

と Fraunhofer ISI は、2050 年までの複数シナリオを作成し分析する” Climate Protection Scenario 2050” プロジェクトを実施しており、報告書が発行されています。

その他、各部門について GHG の 80%以上の排出削減の技術的な実現可能性を検討した”Germany in 2050 - a greenhouse gas-neutral country”も温暖化防止対策として参考になるレポートです。

- ・ Energy Concept, 2010 年 9 月
- ・ Climate Action Plan 2050, 2016 年 11 月
- ・ Climate Protection Scenario 2050
- ・ Germany in 2050 - a greenhouse gas-neutral country, 2014 年 7 月

これらのうち、Energy Concept と、Climate Protection Scenario 2050 は筆者のホームページ (<http://ytanaka.g.dgdg.jp/ghg2050/newpage48.html>) で少し詳しく紹介しています。

<再生可能エネルギーへの転換>

水力発電が 80%以上を占めるような一部の国を除くと、再生可能エネルギーに全面的に転換するには、風力発電や太陽光発電を大幅に増やすことになります。

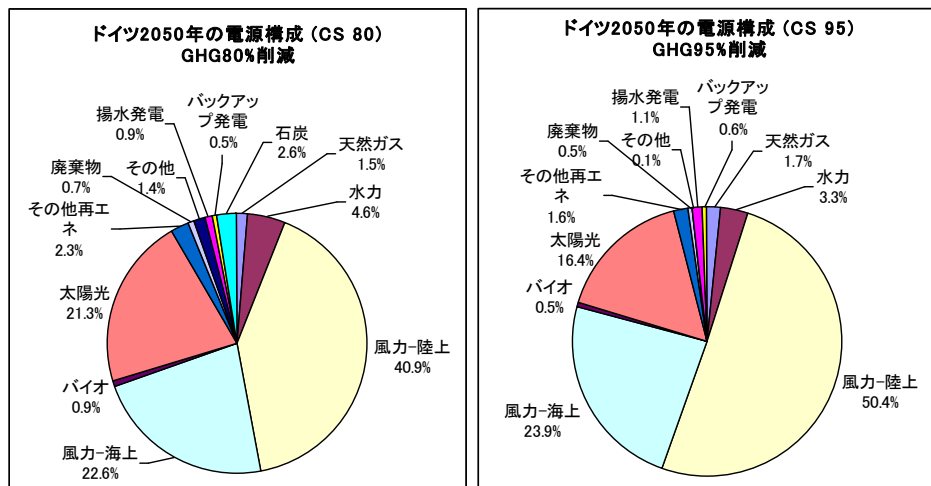
ドイツの場合、前述した Climate Protection Scenario 2050 では、2050 年に GHG を 80%削減するケースを CS 80、95%削減するケースを CS 95 と名付けて検討しています。

図 3-1 に、CS 80 と CS 95 での 2050 年の電源構成を示しました。2050 年の電源構成で、風力発電と太陽光発電の合計は、CS 80 で約 85%、CS 95 では約 91%に達しています。一方、太陽光発電は、夫々21%と 16%で、2050 年の時点でもそれほど多くありません。再生可能エネルギーとしても、ドイツでは風力発電が主体です。

ドイツの北海沿岸地方には、偏西風を有効に利用できる風力発電に適した立地が豊富なためです。一方、太陽光発電については、ドイツは日本より高緯度などのため、日本の平均の設備利用率が約 13%であるのに対し、ドイツ

は約 10%と低くなっています。

図 3-1 ドイツ 2050 年の電源構成、GHG80%及び 95%削減



＜風力主体のドイツ、太陽光主体の日本＞

日本が 2050 年に GHG を 80%削減するのには、全面的に再生可能エネルギーに転換することが必要になります。その場合、電源構成はどのようになるのでしょうか。

図 2-2 に示した 2030 年の約束草案では、水力、バイオマス、地熱の再生可能エネルギーは、合計で約 15%です。これ以上増やす余地は少ないと思われる、2050 年の時点でも、精々20%くらいでしょう。化石燃料発電を最低限の 5%くらいとし、原発をゼロにすると仮定すると、残りを太陽光発電と風力発電で賄うことになります。

2030 年の想定太陽光発電は 7.0%、風力発電は 1.7%です。それを 2050 年までに、大幅に増加させなければなりません。実行可能か甚だ疑問ですが、電源構成で太陽光発電が 60%くらい、風力発電が 15%くらいということになると思います。

日本で風力発電が少ない理由は、偏西風を有効に活用できる立地が乏しい

ためです。風力発電は、地上 50～100 m 上空の偏西風を利用するものです。日本は偏西風に関し、中国大陸の陰になっていることが、風況の良い立地が乏しい理由でしょう。

日本周辺の洋上なら、風況の良い場所もあるのですが、沖合まで続く遠浅の海岸は多くありません。着床式の洋上風力発電は、経済性の点から水深 50 m くらいまでと言われます。それ以深は、浮体式の洋上風力発電になりますが、開発途上の技術であり、恐らく、経済的に成り立つものにならないでしょう。日本は、消去法的に太陽光発電に依存しなければならないわけです。

図 3-1 に示すドイツの 2050 年の電源構成の想定に対し、日本の電源構成の想定は、例えば、下記のようなものになると思います。

日本の 2050 年の電源構成の想定例

化石燃料	5%
太陽光発電	60%
風力発電	15%
水力・バイオ・地熱	20%

<太陽光発電の設備イメージ>

日本では、太陽光発電が 60%、風力発電が 15%というような電源構成は現実的でないため、これまで議論されたことはないように思います。しかし、2050 年に GHG の 80%削減を目指すことは、日本の「地球温暖化対策計画」に明記されています。深部地熱の利用、バイオマス的大幅拡大などがあつたとしても、原発ゼロの主張を入れるなら、太陽光発電が 50%～60%を占めることに間違いは無いと思います。

それがどれだけ大変であるか、具体的イメージを示しておきます。表 1-2 に示した 2013 年度の発電電力量の実績と 2030 年の想定は、共に 1 兆 650 億 kWh 前後であり、2050 年の総発電電力量も同様に 1 兆 650 億 kWh と想定することは妥当と考えます。

表 3-1 に示すように、2050 年の太陽光発電と風力発電の年間発電電力量は、構成比率を 60%と 15%とすると、各々 6,390 億 kWh と 1,600 億 kWh にな

ります。

表3-1 2050年の日本の太陽光発電と風力発電の想定

項 目	2050年の日本の発電想定	
年間総発電電力量 kWh	1兆650億	
年間平均の発電量 kW	1億2,160万	
	太陽光発電	風力発電
電源構成 %	60	15
発電電力量 kWh	6,390億	1,600億
平均設備利用率 %	13	20
設備設置kW kW	5億6,110万	9,130万

日本の住宅用太陽光発電の平均の設備利用率は12%、メガ・ソーラーの平均設備利用率は14%とされていますから、両者の中間の13%の設備利用率を仮定すると、2050年の太陽光発電の設備設置kWは5億6,110万kWになります。

年間の総発電電力量の1兆650億kWhから、年間平均の毎時の発電電力は1億2,160万kWになります。それと比較して太陽光発電の設備設置kWは4倍以上の値です。このことは、太陽光発電のピーク電力だけで、総電力需要を超過する事態が度々発生することを示しています。電力は需給が均衡していることが必要ですから、太陽光発電の過剰電力は、電力貯蔵し、不足した時に利用することが必要になります。

日本の一戸建の住宅数は、2013年の統計で約2,860万戸といわれますから、全てに4kWの太陽光パネルを設置すると、日本全体で1億1,440万kWになりますが、60%の電源構成で必要な設備設置kWの約5分の1に過ぎません。60%を占める太陽光発電のイメージは、例えば、一戸建とそれ以外の建物を併せて設備設置kWが2億kW、メガ・ソーラが3億6,000kWというようなものになるでしょう。

一方、電源構成の15%を占め、年間発電電力量が1,600億kWhの風力発電については、平均設備利用率を20%とすると、設置設備kWは9,130万kWになります。最新の風力タービンはブレード直径が100m、定格出力が

3,000kW 級になっています。3 MW 級の風力タービンなら、3 万基余りの設置が必要になります。その立地をどの様に確保したらよいのかも難しい問題です。

＜風力発電と太陽光発電＞

日本では、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーと一緒にと言われていますが、両者にはかなり違いがあります。

まず、風力発電の発電コストは、化石燃料の価格がもう少し上昇すれば、火力発電と同等になります。一方、太陽光発電の発電コストは、近年日本でもかなり低下しましたが、従来型の発電に比べて高い水準です。図 3-2 に、2014 年モデルプラントによる発電コストの試算結果を示しました。

図 3-2 2014 年モデルプラントによる発電コスト試算

出所: 発電コスト検証 WG 報告書(2015 年 5 月)

2014年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭 火力	LNG 火力	風力 (陸上)	地熱	一般 水力	小水力 (80万円/kW)	小水力 (100万円/kW)	バイオマス (専続)	バイオマス (混焼)	石油 火力	太陽光 (メガ)	太陽光 (住宅)	ガス コジェネ	石油 コジェネ
設備利用率 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30~10% 40年	14% 20年	12% 20年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.1~ (8.8~)	12.3 (12.2)	13.7 (13.7)	21.6 (15.6)	16.9※ (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	12.6 (12.2)	30.6 ~43.4 (30.6 ~43.3)	24.2 (21.0)	29.4 (27.3)	13.8 ~15.0 (13.8 ~15.0)	24.0 ~27.9 (24.0 ~27.8)
2011コスト 等検証委	8.9~ (7.8~)	9.5 (9.5)	10.7 (10.7)	9.9~ 17.3	9.2~ 11.6	10.6 (10.5)	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	22.1 ~36.1 (22.1 ~36.1)	30.1~ 45.8	33.4~ 38.3	10.6 (10.6)	17.1 (17.1)

原子力の感度分析 (円/kWh)

追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

※ 1 燃料価格は足元では昨年と比較して下落。それを踏まえ、感度分析を下記に示す。

化石燃料価格の感度分析 (円/kWh)				
燃料価格10%の変化に伴う影響 (円/kWh)				
石炭	LNG	石油		
約±0.4	約±0.9	約±1.5		

※ 2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10% 燃焼については、その予測燃焼政策経費は今後の開発拡大のための予測が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現状計画の中のものを含めた合計14370kWで算出した発電量で関連予測を機械的に除した値を記載。

※ 3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト

※ 4 燃焼については、その予測燃焼政策経費は今後の開発拡大のための予測が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現状計画の中のものを含めた合計14370kWで算出した発電量で関連予測を機械的に除した値を記載。

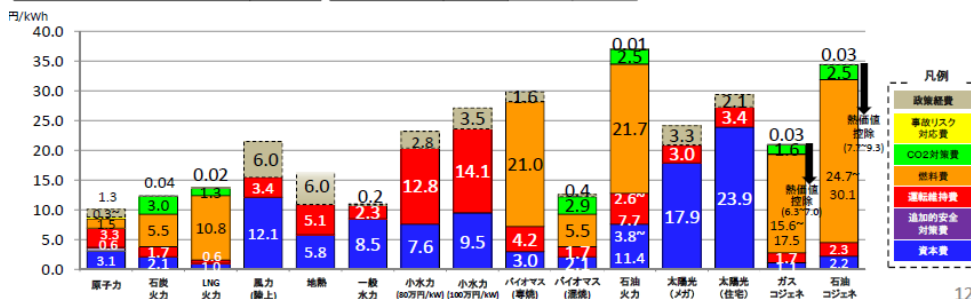


図 3-2 は 2030 年の日本の GHG 削減目標検討の一環で試算されたものです。2030 年のモデルプラントも検討されていますが、実績ベースの 2014 年のコスト試算を紹介しました。同資料の発電コストには、追加的安全対策費、CO₂ 対策費、事故リスク対応費、政策経費などが付加され、複雑なコスト構成になっています。なお、風力発電や太陽光発電の政策経費とは、「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤とのことです。

発電コストの基本である青色の資本費、赤色の運転維持費、および、オレンジ色の燃料費の合計で比較すると、風力発電（陸上）が 15.5 円/kWh、太陽光発電（地上）が 20.9 円/kWh、太陽光発電（住宅）が 27.3 円/kWh です。一方、石炭火力が 9.3 円/kWh、LNG 火力が 12.4 円/kWh です。

太陽光発電コストの地上用と住宅用の平均値は、風力発電の約 1.5 倍です。この点からも、GHG 排出量の 80%削減の経済負担は、風力主体のドイツに比べ、太陽光主体の日本の方が大きくなることが想像できると思います。しかし、それ以上に問題なのは、後述するように、風力発電と太陽光発電の発電量変動の対策費用の違いであると思います。

＜発電量の変動＞

再生可能エネルギーの導入拡大には、発電量の変動対策が必要であることは広く認識されています。しかし、風力発電と太陽光発電で、発電量の変動に違いがあり、その対策に要する費用もかなり差が出るだろうことは、ほとんど議論されていないように思います。

中緯度地域で風力発電は、偏西風を有効に利用できる立地に設置されます。気圧配置により吹く南風や北風を頼りにしたのでは、稼働率が高くなりません。

一方、太陽光発電で発電できるのは昼間だけで、夏季は 14 時間、冬季は 10 時間くらいです。発電量は曇天では晴天時の 30%、雨天では 10%くらいとされています。また、晴天でも 11 時から 13 時の 2 時間に、一日の約 40%の発電量が発生すると言われます。発電量に大きな変動があります。

日本の発電量の変動は、日本の気象データをもとに検討すべきものです。

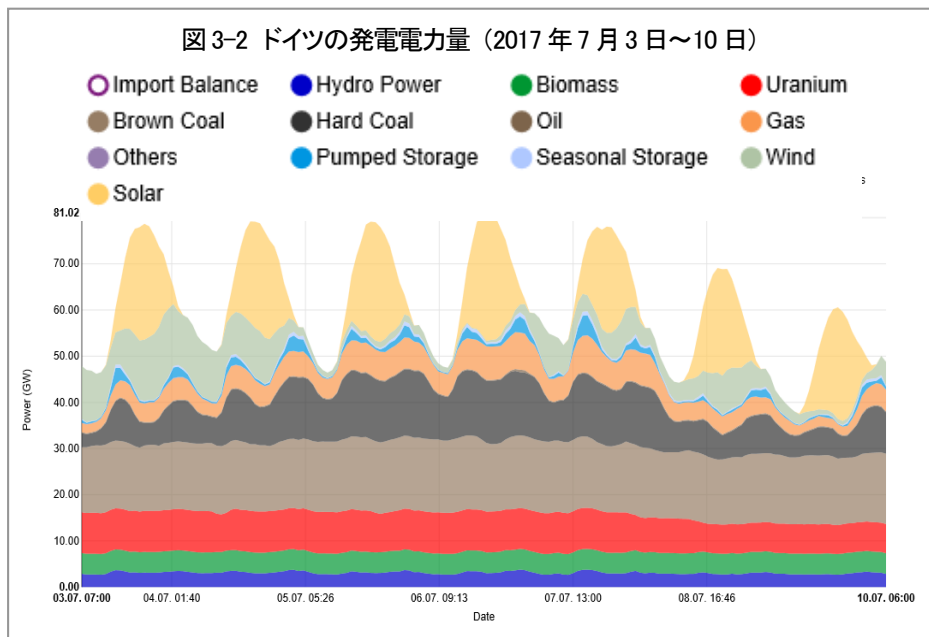
気象庁は全国 1 千近くの地点について、一時間ごとの日照時間や風向・風速などの気象のデジタル・データを公表しており、1978 年頃からの過去のデータがあります。そのデータを用いてシミュレーションを行えば、太陽光発電が 60% を占める場合に、発電量がどれだけ変動するか、ある程度の精度で予測することができます。なお、風力発電については、地上の風速データのため、適用できないでしょう。

そのようなシミュレーションは、筆者が一人で行える作業ではありません。代わりに、ドイツの実績データを、少し紙数を割いて紹介します。

<ドイツのデータ>

図 3-2 は一例で、2017 年 7 月 3 日から 1 週間のドイツの発電量のデータです。ドイツを代表する研究機関である Fraunhofer の太陽光部門の下記ウェブサイト Energy Charts に掲載されているものです。

<https://www.energy-charts.de/index.htm>



ドイツの4社の送電事業者 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW と欧州エネルギー取引所 (EEX) のデータで、公共電力供給のための発電所の正味発電量を示しています。リアルタイムのデータや過去のデータを見ることができます。ドイツでは実際の変動データを見ながら、その対策が検討されているわけです。

水力、バイオマス、原子力の上に、化石燃料の褐炭、ハードコール（瀝青炭など）、油、ガスのベースロード発電があり、その上に、風力と太陽光発電が示されています。

夏季のデータのため、太陽光発電の値は大きくなっていますが、昼間のピークロード対応であることが推測できます。

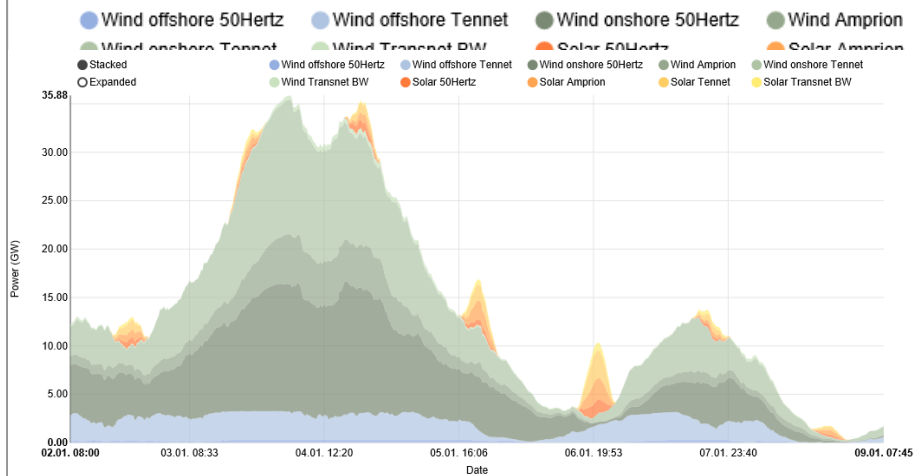
このデータは発電量であり、余剰電力は欧州の国際送電網を通して輸出されています。2015年の年間データになりますが、ドイツの電力輸出は総発電電力量の13%、輸入は6%です。

図3-3と図3-4には、1月、4月、7月、10月の各1週間について、風力発電と太陽光発電だけの発電量を示しました。グレー系が風力発電、オレンジ系が太陽光発電です。前述した送電事業者による内訳が示されています。

ドイツの2017年年間実績で風力発電は18.8%、太陽光発電は7.0%を占めています。太陽光発電の発電量は、昼夜だけでなく、季節的にも大きく変動していることが分かります。風力発電に比べ、太陽光発電は発電量の変動が大きいことが感覚的に分かります。

図 3-3 ドイツの風力発電と太陽光発電の発電量チャート

2017 年 1 月 2 日～8 日



2017 年 4 月 3 日～10 日

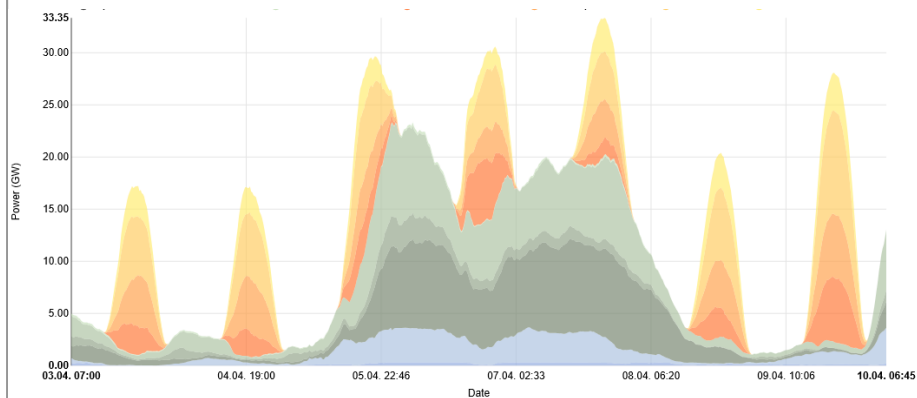
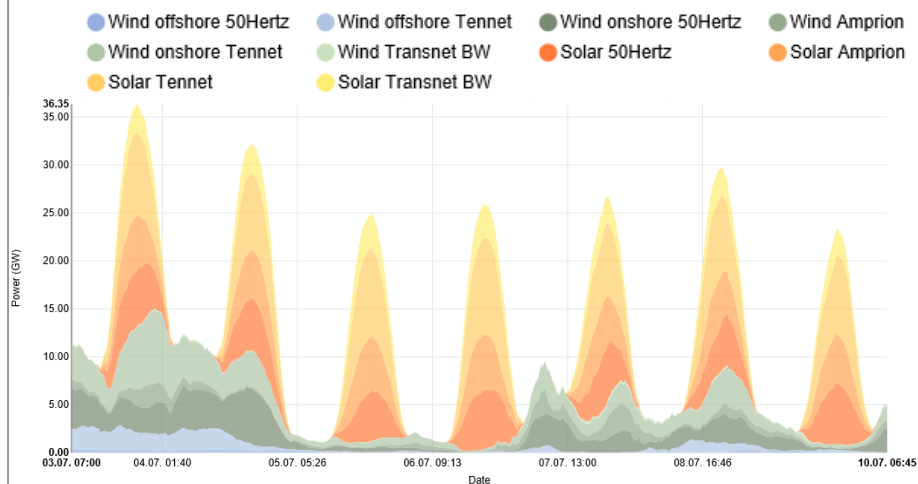


図 3-4 ドイツの風力発電と太陽光発電の発電量チャート

2017 年 7 月 3 日～10 日



2017 年 10 月 2 日～9 日

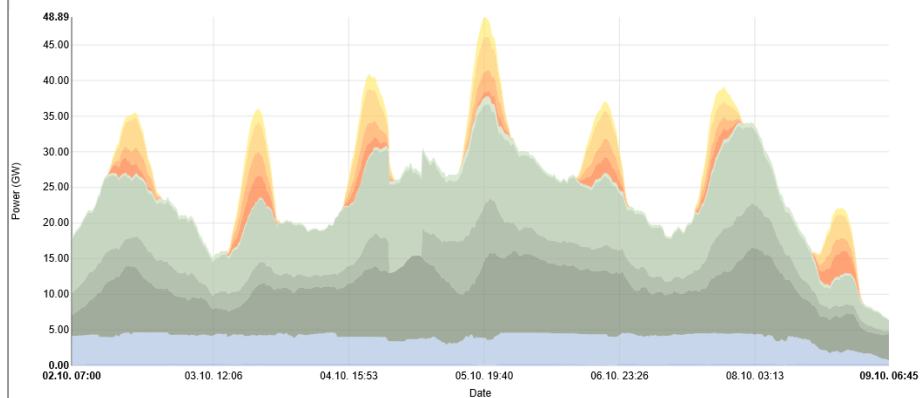


図 3-5 は、同じドイツのデータに基づくもので、週間発電電力量をその年間平均値で無次元化したものです。横軸は、年初から第何週目かを示してい

ます。週ごとのデータは変動が大きく、傾向を掴みずらいため、3 区間の移動平均値を太線で併記しました。

太陽光発電では、明確な季節変動があります。このことは、太陽光発電の比率が高くなると、季節的な長期の電力貯蔵が必要になることを示唆しています。なお、日本の太陽光発電の季節変動は、ドイツほどは大きくありません。

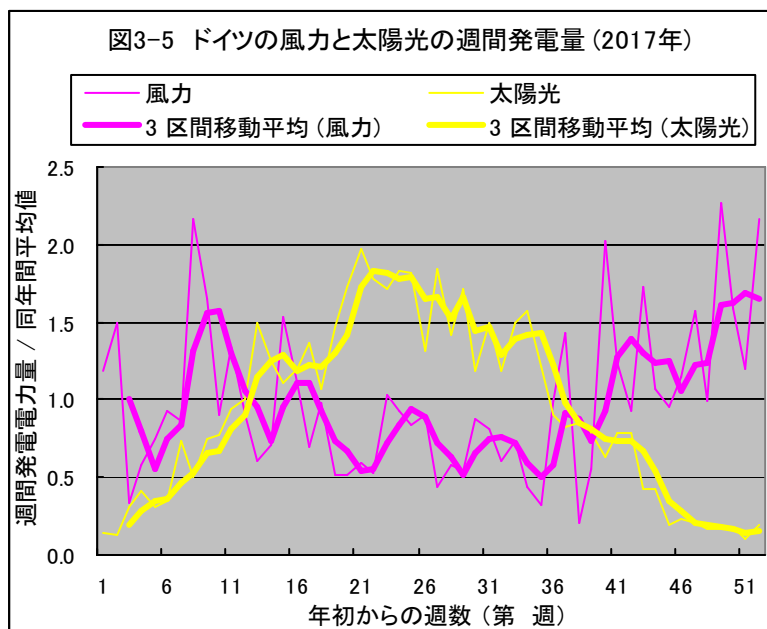
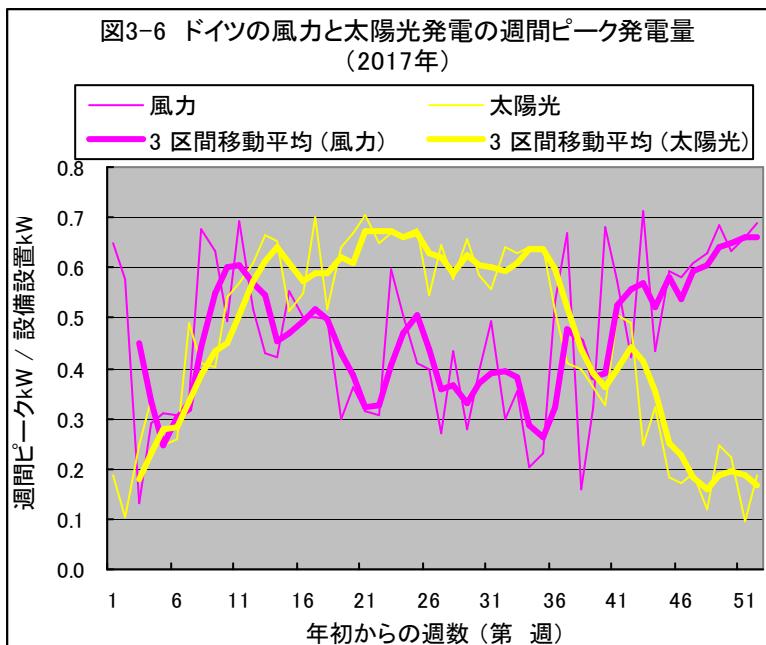


図 3-6 は、各週でのピーク kW の値を示したもので、2017 年末の設備設置 kW で無次元化しています。なお、ピーク kW は 15 分間の値です。

太陽光発電の場合、第 12 週 (3 月 19 日の週) から第 29 週 (7 月 16 日の週) の間は、ピーク値が設備設置 kW の 60%以上に達しています。表 3-1 に示した日本の太陽光発電が 60%を占めるケースでは、設備設置 kW が 5 億 6,110 万 kW ですから、その 60%の 3 億 3,660 万 kW くらいのピーク電力が発生することになり、その値は総電力需要を遥かに超えています。



国全体の太陽光発電のピーク値で、晴れた地域もあれば曇った地域もあり平準化された値ですが、設備設置 kW の 60% くらいのピーク電力が頻繁に発生することを考慮しなければいけないことを示しています。

大雑把な評価ですが、電源構成で太陽光発電が 25% 前後に達すると、太陽光発電だけのピーク発電量が、総電力需要を超える事態が発生するようになると思います。

<ピークロードとベースロード>

ドイツの 2050 年の計画で、太陽光発電比率の想定は 16% くらいであることを前述しましたが、それは、昼間のピークロード対応の位置づけです。図 3-2～図 3-4 から、納得して頂けると思います。

一方、日本の 2050 年計画で、再生可能エネルギーに全面的に依存することになると、太陽光発電が全体の 60% くらいを占めるベースロード電源となります。

太陽光発電の発電量の変動は、昼夜の変動、天候による数日から1か月程度の変動、および季節変動があり、電力貯蔵が必要になります。電力の貯蔵効率はあるものの低いものです。電力貯蔵効率を勘案して、昼夜の電力貯蔵、1か月未満の電力貯蔵、季節的電力貯蔵を使い分けることが必要になります。

<ドイツの発電変動対策>

一般に電力の需給調整は、送電網による地域的需給調整、供給サイドの調整、可能な範囲の需要サイドの調整を行い、需給が均衡しない場合には余剰電力の貯蔵が行われます。

風力発電や太陽光発電はお天気次第のため、それ自身による供給サイドの有効な調整が行えません。風力や太陽光発電の比率が低い場合は、火力発電などその他の電源の供給調整で対応できます。しかし、その比率が高くなると、余剰電力を貯蔵し、電力が不足した場合に貯蔵電力を放出することが必要になります。

ドイツの2050年に向けた再生可能エネルギーへの転換計画では、次のような対策が準備されています。

①欧州送電網による需給調整

②電力貯蔵

③ノルウェーの揚水発電との高圧ケーブルによる接続

④サハラ砂漠などに設置した集光型太陽熱発電の電力輸入(デザーテック)

<欧州送電網による需給対策>

欧州の国々は送電網で繋がっており、それにより電力需給の調整ができます。新たな設備投資の必要が無く、発電変動の対策として最初に行われるものです。

ドイツでは冬季には風力発電の発電量が高まり、余剰電力は近隣諸国に輸出されています。そのような余剰電力は、安い価格で販売されており、輸入国側は、火力発電などの出力調整で対応しているものと思われます。また、風力発電の余剰電力が多すぎて、送電網の増強が必要になっていることも報じられています。

欧州全域での再生可能エネルギーの増加に伴い、欧州送電網の増強と、送電損失を減らす高圧ケーブル化の計画もあります。

＜ノルウェーの揚水発電との接続＞

揚水発電は、昼夜のような比較的短期間の電力の需給調整に有効な手段です。しかし、ドイツは2015年の水力発電実績は3.8%に過ぎず、水力資源が乏しい国です。

一方、北海を挟んだ対岸のノルウェーは、北海油田の原油や天然ガスの産出国ですが、水力発電も96%に達する水力資源大国です。未利用の水力資源もかなり残されているものと思われます。

ドイツの2050年シナリオでは、再生可能エネルギーの増加に伴い、ノルウェーの水力発電と接続する高圧ケーブルを追加する計画が盛り込まれています。

＜デザーテック＞

ドイツに限定されたものではありませんが、海外の再生可能エネルギー電力を輸入して利用する構想としてデザーテック (DESERTEC) があります。サハラ砂漠などの砂漠地域に、太陽熱発電、太陽光発電や風力発電を設置し、高圧ケーブルで欧州やアフリカ各国に送電して利用する構想です。

前述したドイツのEnergy Conceptにも、蓄熱機能を備えた太陽熱発電をアフリカの砂漠に設置し、欧州送電網を利用し、夜間も含めて再生可能エネルギー電力を輸入する構想が述べられています。

＜電力貯蔵＞

送電網による地域的な需給調整、供給側・需要側の需給調整を行っても、過剰電力が生じた場合には、電力貯蔵が必要になります。貯蔵した電力は、発電量が不足した場合に放出するものです。

図3-2に示したドイツの発電電力量の実績では、太陽光発電は年間総発電電力量の7%に過ぎないのですが、同図に示した太陽光発電のピーク発電量は全体発電量の34%くらいに達しています。太陽光発電は、ピーク時の発電kWが大きい特性を持っているため、前述したように、太陽光発電の比率が

高くなると、需給調整で調整しきれない過剰電力が発生することになります。

＜分散型蓄電池＞

一般に電力貯蔵は、発電設備と比べても高価なものです。加えて、電力の貯蔵効率（貯蔵した電力と取り出せる電力の比率）は、思いの外低いものです。一国の電力の過半を超えるような太陽光発電や風力発電の変動対策として使用できる大規模な電力貯蔵技術は限られています。

分散型太陽光発電に、蓄電池による分散型電力貯蔵を設けることは誰でも考えることでしょう。しかし、現状の住宅用太陽光発電に蓄電設備が設けられないのは、蓄電池コストが高いためです。加えて、太陽光発電を一国のベースロードとする場合には、昼夜の蓄電では不十分です。10 数日間曇りや雨の日が続くことを想定した電力貯蔵や、季節的電力貯蔵が必要になります。それらを考慮して分散型蓄電設備を計画したら、蓄電容量は遥かに大きくなるでしょう。蓄電池による分散型電力貯蔵は、昼夜のような短期間の電力貯蔵に限られると考えます。

＜大規模電力貯蔵＞

表 3-2 に大規模電力貯蔵技術の比較を示しました。出典は、再生可能エネルギーの拡大に備え、その余剰電力で水を電気分解し、発生した水素を地下貯蔵する研究団体が発行したもので、EU の資金で行っているものです。電解水素貯蔵に関するバイアスが掛かった報告かもしれません。また、主に実験や試算に基づくデータでしょうから、凡その目安として見てください。

先ず蓄電池は電力貯蔵効率は高いのですが、定格出力が小さく、充電時間も 1 日以内に充電容量も小さく、価格がかなり高いものです。

揚水発電は、100 万 kW を超えるものも可能で、電力貯蔵効率も 70% 程度と高いのですが、24 時間までの充電期間で使用するものです。

圧縮空気エネルギー貯蔵（CAES）も、24 時間程度の充電時間で使用するもので、出力は数 10 万 kW までですが、電力貯蔵効率は 42-54% と少し低くなります。

なお、先進的断熱圧縮エネルギー貯蔵（ACAES）とあるのは、空気を貯

蔵するために圧縮すると、空気温度が上昇しますが、それを放熱して貯蔵するとエネルギー損失になります。空気圧縮で発生した熱エネルギーを別途に貯蔵し、再利用するもので、電力貯蔵効率が70%くらいまで高まるものようです。

表3-2 大規模電力貯蔵技術の比較

電力貯蔵技術	電力定格 MW	充電時間	応答時間	設備寿命 年	貯蔵効率 %	設備費/kW ユーロ/kW
揚水発電	10-5,000	1-24 h	10s-2min	50+	70-85	470-2,200
圧縮空気エネルギー貯蔵	100-300	1-24 h	15min	30-40	42-54	450-1,150
先進的断熱圧縮空気エネルギー貯蔵	100-300	1-24 h	5-15min	30-40	-70	600-1,200
電解水素-洞窟貯蔵-CCGT発電	233充電 650放電	55 days	min	20	35	1,274 放電kW
電解水素メタン化-洞窟貯蔵-CCGT発電	343充電 650放電	45 days	min	20	24	1,824 放電kW
電解水素-圧力容器貯蔵-燃料電池発電	0.3充電 0.7放電	1.5 days	min	20	31	4,861 放電kW
電解水素液体燃料化-貯蔵-CCGT発電	200充電 360放電	60 days	min	20+	18-22	2300-2600 放電kW
大規模鉛蓄電池	0.001-50	s-h	ms	3-15	60-95	200-650
大規模リチウムイオン蓄電池	0.001-50	s-h	ms	5-20	95(DC)	700-3,000
大規模ナトリウム硫黄蓄電池	0.5-50	s-6 h	ms	15	85-90(DC)	700-2,000
大規模レドックスフロー蓄電池	0.01-10	s-10 h	ms	5-20	70-80(DC)	4000-9000

出所：“Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe”, June 2014

揚水発電や圧縮空気貯蔵は、電気エネルギーを機械的エネルギーに変換して貯蔵するものです。しかし、長期間の天候変動に基づく太陽光発電などの発電量変動を貯蔵して調整するには、電気エネルギーを化学的エネルギーに変換して貯蔵することが必要になります。

表3-2には、余剰電力で水を電気分解し、発生した水素を圧縮貯蔵するものや、水素をメタンや液体燃料に変換して貯蔵するものが示されています。メタンに変換する利点は、都市ガス・ラインに導入できること、液体燃料に変換すると大気圧で貯蔵できることともに、燃料として航空機などに利用できる点もあります。電力に戻す際には、ガスタービン複合サイクルや燃料電池が用いられています。ガスタービン複合サイクルなら、単基で数10万kWの発電が可能です。

電気分解による水素を利用した電力貯蔵で問題なのは、電力貯蔵効率が極

めて低いことです。表 3-2 に示されるように、高いものでも 35% です。水の電気分解でのエネルギー損失、水素を貯蔵するために圧縮する際のエネルギー損失があり、最大の損失は電力に戻す際の発電損失です。ガスタービン複合サイクルの発電効率は 60% と想定されています。それらを総合すると、電力貯蔵効率は、良くて 35% 程度になってしまう訳です。

＜困難な日本の問題＞

再生可能エネルギーの割合が大きくなると、発電量の変動対策が大きな問題になります。風力発電と比べて、太陽光発電の発電量変動は大きいものです。電力の需給調整により制御しきれず、過剰発電量が生じ、同時にそれを電力不足時に利用しなければならなくなると、電力貯蔵が必要になります。過剰発電量が、どの程度発生するかを知るには、日本の過去数年に亘る気象データをもとにシミュレーションを行う必要があります。代わりに、電力貯蔵がどれだけ大変かを、一例として図 3-6 に示してみました。

図3-6 6,000億kWhの太陽光発電が必要な場合

発電電力量		電力貯蔵効率 %		必要電力量
2,400	→	100 %	→	2,400
1,714	→	70 %	→	1,200
6,857	→	35 %	→	2,400
10,971 億kWh				6,000 億kWh

電源構成で太陽光発電が 60% を占める場合、年間に 6,000 億 kWh くらいを太陽光発電に依存することになります。その 40% は直接消費するものと仮定します。残りの 20% は昼夜の電力貯蔵、40% は長期間の電力貯蔵の上、消費するものとします。昼夜の電力貯蔵は揚水発電で行い、電力貯蔵効率は 70% とし、長期の電力貯蔵は電解水素貯蔵として、電力貯蔵効率は 35% と考えます。電力貯蔵した上で消費する電力は、貯蔵による電力損失があるため、余分に発電しなければなりません。図 3-6 の例では、6,000 億 kWh の 1.8 倍の発電が必要になることを示しています。

電力貯蔵が必要になると、発電設備に比べても安価ではない電力貯蔵設備が必要になるだけでなく、必要な発電量も増加するため大変なのです。

ドイツと比べて日本は、変動の大きい太陽光発電に依存しなければなりません。加えて、電力貯蔵を減じために利用できる国際的送電網也没有。また、ドイツが計画しているノルウェーの揚水発電と高圧ケーブルで接続ことや、砂漠地帯での再生可能エネルギー発電のように、他国に頼ることも、日本にはきかないわけです。

原発無しでドイツと同じようにやろうとしても、日本の方が遥かに困難なわけです。せめて、原発による 20%程度の発電を残し、その分、太陽光発電に依存する発電量を減らすことが必要であろうというのが筆者の主張です。

<ドイツ以外の欧州の国々>

EU も 2050 年に域内で GHG を 80%削減するロードマップを発表しています。ドイツ以外の欧州諸国はどうするか考えてみました。他国がどうするかの情報は、日本にとっても役立つと思います。

欧州には水力資源が豊富な国があります。2015 年の発電実績で、ノルウェーは水力発電の比率が 95%です。その他、アイスランドは 73%、オーストリアは 62%、スイスは 58%、スウェーデンは 46%です。これらの国々は、原発に頼らなくても GHG の 80%削減が可能でしょう。

次に、ドイツのように、風力発電を主体に再生可能エネルギーに転換すると考えられる国としては、既に風力発電の比率が 50%近いデンマークがあります。その他に、大西洋に面したスペイン、ポルトガル、アイルランドなども風力資源が豊富な国です。なお、イギリスも有数の風力大国ですが、現状 20%を占める原発を止めることは無いでしょう。

水力、原子力、風力および太陽光発電を、各々 10 数%から 20 数%を組み合わせ、80%削減を目指す国も何か国か出てくるでしょう。

フランスは現在の原発比率が 76%ですから、原発に依存して 80%削減を達成することになるでしょう。その他、現状では原発比率が高くなくても、GHG を 80%削減する手段として、原発に依存する国は多いと思います。それらに

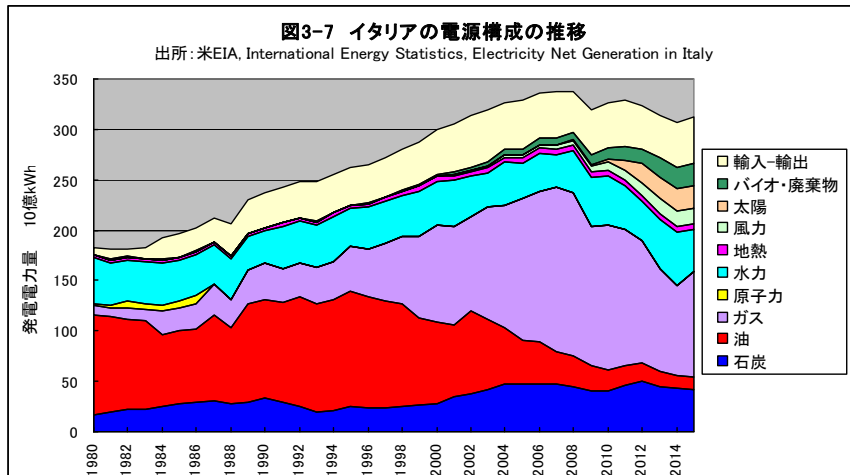
は、東欧諸国など、経済的にそれほど豊かでない国々が含まれると思います。

日本にとって参考になるのはイタリアであると思います。イタリアは、日本と同様にエネルギー自給率が低い国です。2015 年実績で、イタリアのエネルギー自給率は 24%です。エネルギー消費量に対する国内生産量比率は、石油が 8%前後、天然ガスは 10%前後、石炭は殆どゼロです。

電力に関しては、イタリアの水力発電と地熱発電の合計は 19%です。再生可能エネルギーの導入に力を入れているようで、太陽光発電は 8%ですが、風力発電は 5%で風況が良い陸上の立地は限られています。太陽光発電の方が多いのは、他の多くの EU 諸国と異なる点です。

なお、原子力を除く日本のエネルギー自給率は約 6%に過ぎません。また、水力と地熱発電の合計は 9%ですから、イタリアは日本より恵まれています。

イタリアはチェルノブイリ事故後の 1987 年に国民投票で原発廃止を決め、1990 年までに全原発を閉鎖しました。以来、原発による発電は行われていません。図 3-7 に、1980 年以降のイタリアの電源構成の推移を示しました。



1987 年以前の範囲に、濃い黄色色で示されているのが原発です。総発電電力量に占める原発比率は最大でも 5%以下だったので、廃止が容易だったのか

も知れません。しかし、電力需要は 1987 年に比べ、ピークであった 2007 年には約 1.6 倍に増加しました。図 3-7 からは、増加する電力需要を如何に賄うか、苦勞の跡が窺われます。

近年の原油価格の高騰により、石油火力は減少させざるを得ません。石炭火力は 1990 年から少し減少した後、微増しています。結局、天然ガスに大幅に依存することになります。

2010 年頃から、太陽光、風力、バイオ・廃棄物という再生可能エネルギー発電が増加しているのは、過大な天然ガス依存を意識したものでしょう。

イタリアの電源構成で特徴的なのは、正味の電力輸入量が総発電電力量の 16%に達している点です。欧州は国際送電網が発達しており、国内発電量が不足しても、電力輸入により何とかやっていけることが、日本との大きな違いです。なお、輸入電力の多くは、フランスの原発で発電された電力と認識されているようです。

短絡的に脱原発のためと言うつもりはありませんが、イタリアは恒常的に電力不足に悩まされていると言われます。また、電気料金が、先進国で最も高い国の一つです。

将来、イタリアが GHG の 80%削減を実行できるかは疑問です。現状 60%を占める火力発電を、再生可能エネルギーに転換する必要があります。脱原発は続けるかもしれませんが、電力輸入量が増大することだけは確かであるように思われます。

電力は食料と同じくらい、国家にとって重要なものです。ポピュリズムに流されることなく、確かな分析に基づく計画が不可欠です。

おわりに

立憲民主、共産、自由、社民の野党 4 党により、「原発ゼロ基本法案」が衆議院に提出されました。脱原発は多くの有権者の支持を得られるでしょう。誰だって原発無しで済むのなら、その方が良く考えています。

一方、ほとんどの人は、温暖化防止を否定しないでしょう。日本は「地球

「温暖化対策計画」で、2050年に温室効果ガス排出を80%削減することを明記しています。しかし、原発ゼロでは、80%削減は困難というのが本レポートに記載した主張です。

原発ゼロ基本法案（骨子）からは、2030年までしか考えていないことが分かります。温室効果ガスの26%削減なら、原発が無くても実行できることをレポートにも記載しました。それで原発を廃止し、2050年の80%削減のために原発を復活したら、あまりに愚かなことです。

政治家には、どの様にして80%削減をするかを考える能力は無いと思います。しかし、脱原発で20億円くらいの募金を集めることは簡単でしょう。その資金を利用し、エネルギー分野の確かな研究者や技術者を雇用して検討すれば、答えは出せるはずです。

世界では、2050年の80%削減に関心が高まっています。2050年までを視野に、どの様にして温室効果ガスを80%削減するかを示して、原発ゼロを主張すべきです。