

Technical Report

Possible Hurdles Foreseen by a Large-scale Introduction of Renewable Energies

Katsunori MURAOKA^{*1†}, Friedrich WAGNER^{*2}, Yukihiro YAMAGATA^{*3}, and Tatsuro HARADA^{*4}

(Received July 25, 2018)

再生可能エネルギーの大量導入により予測される問題点

村岡克紀^{*1†}, フリードリヒ・ワグナー^{*2}, 山形幸彦^{*3}, 原田達朗^{*4}

This article discusses possible hurdles foreseen by a large-scale introduction of intermittent renewable energies (described as “RE” hereafter) from wind and photo-voltaic (the latter “PV” hereafter) powers. The analysis was carried out using actual recent load, wind and PV data of 15 min resolutions of Kyushu Electric Power Co. The results indicate the following three conclusions: (1) the surplus energy and grid power would become large once the proportion of the annually produced energy by RE would become above 40 % of the total annual electric load, (2) CO₂ emission from back-up systems due to thermal power stations burning fossil fuels did not go down much even by a large amount of RE introduction, and (3) in order to ameliorate this situation and for RE to be implemented of its full potential, an increase of the present pumped storage capacity of Kyushu Electric Power Co. by more than a few tens of times is necessary.

Key Words

Renewable energy, Wind energy, Photo-voltaic energy, Electricity grid, Allowable limit, CO₂ emission, Energy storage

本稿では、風力と太陽光発電（以降、PVと略記）を電力網に大規模に導入しようとする際に、これら再生可能エネルギー（以降、REと略記）からの電気出力が間歇的であることによって引き起こされる問題を、単純化したモデルを用いて定量的に予測する。用いた解析は、九州電力の電力負荷、風力およびPVについての最近の15分間隔データを基にしている。その結果、次の結論を得た：(1) REによる年間発生電力量が年間負荷電力量の40%を超えると、余剰電力量と送電網に流れる電力が過大になる；(2) RE出力の間歇性を補うためのバックアップには現在のところ火力発電での対処が必要であるが、それによるCO₂排出があってREを増やしても結果的にCO₂排出は大幅には減らない；(3) その状況を克服するのに必要な電力貯蔵量は、現在の九州電力の揚水発電容量の数倍以上が必要である。本検討により予測された問題点を意識して、より現実に近い近似のもとでの詳しい解析が行われることが期待される。

キーワード

再生可能エネルギー、風力、太陽光発電、電力送電網、受容限界、CO₂排出量、エネルギー貯蔵

※1 Interdisciplinary Graduate School of Engineering Sciences,
Kyushu University (Emeritus)
6-1, Kasuga-koen, Kasuga-shi, Fukuoka 816-8580, Japan

※2 Max-Planck-Institut für Plasmaphysik
Wendelsteinstraße 1, D-17491 Greifswald, Germany

※3 Interdisciplinary Graduate School of Engineering Sciences,
Kyushu University
6-1, Kasuga-koen, Kasuga-shi, Fukuoka 816-8580, Japan

※4 Research Center for Green Technology,
Kyushu University
6-1, Kasuga-koen, Kasuga-shi, Fukuoka 816-8580, Japan

† Corresponding author: jmwmb876@ybb.ne.jp

※1 九州大学大学院総合理工学研究院（名誉教授）
〒816-8580 福岡県春日市春日公園 6-1

※2 ドイツ・マックスプランク研究所

※3 九州大学大学院総合理工学研究院
〒816-8580 福岡県春日市春日公園 6-1

※4 九州大学グリーンテクノロジー研究教育センター
〒816-8580 福岡県春日市春日公園 6-1

1. まえがき

東日本大震災を起点とする福島第一原子力発電所事故で原子力発電への信頼は大きく揺らいだ。発電原価低減、エネルギー自給率改善、地球温暖化対策とまさに夢の発電技術として、原子力依存度を高めるエネルギー政策へと大きく舵を切った矢先であった。一次エネルギー自給率4%の資源小国、地震多発地域で高度な経済活動を営む日本は極めて深刻な課題を突き付けられた。すなわち、原子力発電は平時の電源としては魅力的である反面、事故による社会に与える影響、さらには発電事業者にとっても無限責任リスクを伴う発電設備として認識されるようになった。我々は、分散する電源による災害に強いコミュニティ構築、低炭素社会と国内資源活用を指向する再生可能エネルギー（以下、RE）の推進、さらに輸入エネルギー資源の効率的な活用を目指した省エネ、コジェネの普及など、経済合理性のみを追求した高度成長経済モデルからのパラダイムシフトを受け入れつつある。

現在、わが国を含む大部分の先進工業国の一次エネルギー源の化石燃料依存度は80%以上^{1) 2)}であり、この利用によるCO₂排出量の抜本的削減が求められている³⁾。パリ協定は世界の国々を挙げて温室効果ガス削減の取組みを進めることに合意したもので、2016年11月4日に発効し⁴⁾、今後各国はそれぞれが決める目標の達成義務を負うことになる。その中で先進工業国は、2050年には化石資源使用量を10%程度以下にする必要があるといわれている⁵⁾。日本は上記原発事故を受け、今後の原子力再構築の全体的な見通しがたかないなか⁶⁾、温室効果ガス排出抑制はREに頼るところである。一次エネルギーのおよそ40%は電力生産に使用される。また、自動車のEV化やヒートポンプ普及拡大など、今後輸送分野、工業分野の省エネニーズにより、電化は進展すると予想されるので、発電で発生する温室効果ガス抑制はますます重要となる。したがって、今後のREの大量導入に伴って起こると予測される問題点を抽出して、対処法を考えておくのは喫緊の課題である。

そのREの中で、日本に大量導入の可能性が高いのは風力と太陽光発電（以下、PV）である⁷⁾。そこで、以下では断らない限り風力とPVを合せてREと呼ぶ。2012年施行されたFIT（Feed in Tariff）制度で急速に普及したREは、電力網整備が追い付かず、系統連系量に制約が設けられている。すなわち、需要に合わせた出力制御ができないRE電力は、現状の電力供給源として大量に組み入れると系統の周波数安定化、電圧制御などの大きな課題があるといわれている⁸⁾。REの大量導入の必要性はすでに述べたとおりであり、これらの課題解決に対し、多方面から活発な議論がなされている。たとえば、比較的小型であるRE発電設備の特性を生かし、多数を分散導入することにより出力の変動が抑制される「ならし効果」や分散する需要も取り込みエリアのエネルギーマネジメントによる協調運用⁸⁾、などが提案されている。

また、RE出力予測の重要性も指摘⁹⁾されている。また、将来RE大量導入を想定し、線形解析によってコスト最小となる最適解を求める試みもなされている¹⁰⁾。RE導入に積極的といわれているヨーロッパでは、需要地に輸送する送電コストの適正化のための研究も進展している¹¹⁾。

島国である日本は、数多くの国とグリッドが連携するヨーロッパと違い、RE大量利用を指向するには、まず安定した高品質の電力を供給するための需給バランスをどうするのが大きな課題と考えられる。本研究は九州電力（株）（その発電量は、日本全体の約9%）の具体的なデータを用いて、REを電力網に大量に導入する際に予測される問題点をなるべく簡単なモデルを使って量的に抽出しようとするものである。具体的には、REの大量導入で予測される（1）既設備の問題、（2）CO₂排出量削減への貢献量、（3）必要な揚水発電設備などの貯蔵エネルギー量、の3点である。

2. 解析手法の概要

本稿では、次のようなデータと単純化したモデルで解析^{12)~15)}を行った。

- ①対象年度の九州電力15分毎需要データを使用した。
- ②再生可能エネルギーである水力は年間発生電力量から計算した15分出力平均値を用い、電力需要データから差し引くことで、REで置き換えるべき、火力・原子力発電量[これを以下ではRL（reduced load）電力と呼ぶ]を評価した。
- ③さらに風力とPVそれぞれの15分ごとの現在の観測データを取り込み、その量を模擬的に増やし、相対的な変化を評価した。
- ④REでRLをまかない、それに応じて既設電源（火力と原子力）による年間発生電力量を模擬的に削減する。不足電力が発生したときに既設の火力電源を稼働させて補う。そのために稼働させる火力電源をここでは「バックアップ電源」と呼ぶ。
- ⑤そのバックアップ電源について、メリットオーダなど既設の火力電源の稼働順や応答速度は考慮せず、また即時に対応できるものとする。
- ⑥各発電所とさまざまな電力需要の空間的分布や、その間を結ぶ送電線の電流容量を考慮していない。したがって、一か所の電源から一か所の需要に向けて一本の送電線で電力を送る一次的取扱いを行った。
- ⑦本解析において、約256万kWの関門連系線を通じての電力の入り分は九州管内のバックアップ電源の一部として扱い、余剰電力はそのまま積算する。

以上のデータと単純化のもと、九州のRE設備が増大していった場合にバックアップ電源（火力機をアイドル状態に待機させるなど）がどの程度必要かを解析した。さらに、REによる正味のCO₂排出抑制効果についても評価した。またさらに、既設の送電線容量を考慮した、余剰電力対応や必要な電力貯蔵量を明らかにした。

3. 九州の電力需給と解析データ

3.1 解析データ

本解析では、九州電力の総需要電力（発生総電力）、火力、原子力、水力、内燃機、風力、PV による電力の 15 分毎のデータを使用した。このうち 2 章で述べたところにしたがって、総需要、火力、原子力、内燃機、RE からの電力は 15 分毎のデータ、および水力発電は 2010 年度の水力年間発生電力量 5.2 TWh を $\{1/(365 \times 24)\}$ 倍した値 0.59 GW をもとに評価した。

計算には、2010 年度（2010 年 4 月 1 日～2011 年 3 月 31 日＜2011 年 3 月 11 日の福島原発事故の影響が出る前＞）の九州の電力需要の 15 分毎のデータを用いた。また RE は、原発事故後に急増しており、評価に際して同様の 15 分データが入手できた、できるだけ新しいもの（2011 年 4 月 1 日～2012 年 3 月 31 日）を用いることとなるべく現在に近い評価を行なった。したがって、総需要と RE の発電電力の評価は、異なる年度のものを解析対象に用いている。

Table 1 に 2012 年度の九州管内の発電設備容量を示す。解析対象年における RE の設備の比率はまだ非常に小さいことがわかる。

3.2 九州の電力需要の 15 分データ

Fig. 1 に九州の電力総需要の 15 分データを示す。一点鎖線はその多項式近似曲線を示すが、夏冬に空調需要による大きなピークがある。この Fig. 1 (a) から、季節による変動と、曜日による特徴的な需要変動がみられる（工場や家庭の曜日による電力使用状況によると考えられる）。また、図からは見えない短周期の変動についても、15 分毎のデータを用いて解析を行った。

3.3 風力発電の 15 分データ

Fig. 1 (b) に 2011 年度の風力の 15 分データを示す。これは 3.1 で述べた解析対象年に稼働していた風力設備 2ヶ所（野間風力発電所、10 機、設備容量各 0.3 MW；長島風力発電所、21 機、設備容量各 2.4 MW 等）の発電の 15 分毎の実測値である。一点鎖線はその多項式近似曲線を示すが、風力の出力は、季節的に大きな変化は認められない。また、15 分ごとの出力変動を見ると出力変動がランダムである。このような短周期変動は風力発電の特徴と考えられる⁵⁾。

Table 1 Installed capacity of Kyushu Electric Power Co.

	GW
Hydro	3.58
Thermal (coal, oil and gas)	10.68
Nuclear	5.26
Intern. combustion	0.40
Wind	0.325
PV	0.003

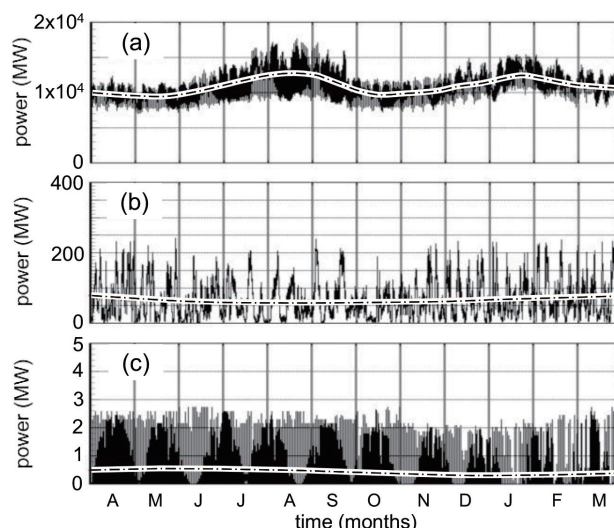


Fig. 1 Load data (a), wind data (b) and PV data (c) used for the analysis (April – March) for the case of Kyushu Electric Power Co. The curve for each figure is a polynomial fit to the data providing a guide to eyes

3.4 PV 出力の 15 分データ

Fig. 1 (c) に 2011 年度の PV 出力の 15 分データを示す。これは 3.1 に述べた解析対象年に稼働していた PV 設備 1ヶ所（大牟田メガソーラー、設備容量 3 MW、面積 8 ha、太陽光パネル 14,000 枚）からの出力の実測値である。一点鎖線はその多項式近似曲線を示すが、初夏を出力のピークとするゆったりとした季節的变化が認められる。また、発電は昼間にのみ行なわれている。

3.5 発生電力量等

Table 2 に九州管内の総需要量および風力と PV による発生電力量、それらの最大および最小電力、設備の合計容量に対する最大需要の比（utility factor; uf）、設備稼働時間（full load hours; flh）、および設備利用率（capacity factor; cf）を示す。

$uf \equiv \text{最大需要 (W)} / \text{合計設備容量 (W)}$

$flh \equiv \text{年間発電電力量 (Wh)} / \text{設備容量 (W)}$

$cf \equiv flh / (24 \times 365)$

Table 2 より、電力需要に占める風力の発電割合は 0.6%

Table 2 Annually produced electric energies of load, wind and PV, their maximum and minimum powers, and utility factors (uf), full load hours (flh) and capacity factors (cf) for wind and PV for the case of Kyushu Electric Power Co.

	Load	Wind	PV
Produced energy (TWh)	95.2	0.58	0.004
Maximum power (MW)	17.69	256	2.7
Minimum power (MW)	6.98	0	0
Uf		0.79	0.91
flh (h)		1,788	1,288
cf		0.20	0.15

($= 0.58 \times 100/95.2$), 同様に PV は 0.04% ($= 0.004 \times 100/95.2$) であり, 最大発生電力はそれぞれ 256 MW, 2.7 MW であった。なお, Table 2 より九州地域では風力の設備利用率は他所の平均値より低い 20% (他所の平均値は約 30% ⁵⁾), PV のそれは高い 15% (他所の平均値は 12% ⁵⁾) になっている。これは, 九州地域は日射が多くて, 太陽光利用に向いていることによっている。他方, 安定した風が吹かない点や台風などの自然災害が多いという風力の適地になっていないこともわかる。

4. RE 設備とバックアップ電源容量の評価

以上のデータを用いて, RE 設備とバックアップ電源容量の解析を行って評価した結果を述べる。

本稿では既設電源の運転台数やその安定操業に係わる最低運用負荷などには制限を置いていない。すなわち, すべての既設電源の最低運用負荷を出力ゼロとして解析を行っている。導入 RE 出力に関しては, 受入可能量が最大値となることを前提とした。九州電力(株)は, RE 発電設備の接続可能量に関する算定結果を公表している¹⁶⁾。そこでは, 安定供給確保面から必要となるバックアップ火力機のユニット数, 最低出力などを独自に評価した上で, 最大限可能な RE 受入量として計算して公表している。

4.1 総需要電力と RE の時間的不適合

Fig. 1 (a) と (b) (c) を詳細に見れば, 総需要と RE 出力には時間的不適合がある。それを明らかにするために, RL と風力の持続曲線を Fig. 2 に示す。ここで, 九州管内の風力(現在「陸上風力(onshore wind)」)だけなので, Won と表示)の 15 分データを相対的に維持して, その年間発生電力量を RL の 2010 年度の値から $20\% \sim 100\%$ まで模擬的に増加させた場合を示している。Fig. 2 から, 風力が RL の約 50% を超えると余剰が発生することがわかる。ただし, 余剰電力はそれ以下でも発生し得るが, それは RL と風力による発生

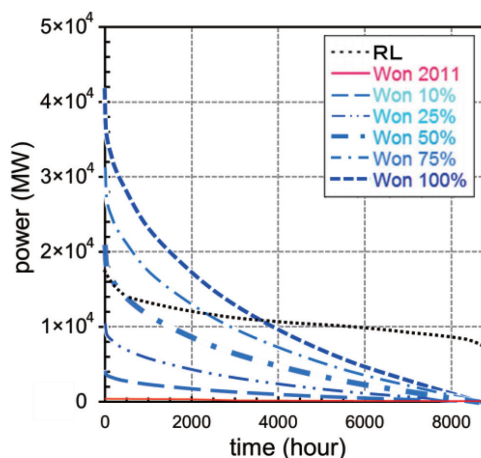


Fig. 2 Duration curves showing mismatch of wind powers (thickdotted and chain lines) against RL (thin-dotted line) for the case of Kyushu Electric Power Co.

電力の時間的不適合が起こり得るからである。また, RL の 100% になると, 過大な余剰電力と不足電力が生まれる(この場合には風力による発生電力量が RL をすべて供給としている条件から, 余剰電力量と不足電力量は等しい)。

PV の 2011 年について Fig. 2 と同様なプロットをすれば, PV による出力が RL の 100% になった場合の余剰電力と不足電力の過大さの程度は風力よりもっと大きくなる。

RE 出力の余剰が発生する時間帯では広域連携による管外への電力輸出先の確保, RE 出力が足りない時間帯のためにはバックアップ電源などの対応が必要である。

4.2 最適混合

これまでに, 風力と PV を同時に供給すると, この異なる RE による一定の「技術的ならし効果」⁸⁾ が認められることが報告されている。2 章に定義した「バックアップ電源量」は電力安定供給の社会的コストを小さくする意味でも, あるいは RE で得られる便益を獲得するためにも, 小さいほうが望ましい。その意味で, 風力と PV を同時に供給して技術的ならし効果を発揮させた場合のバックアップ電源量が最小になる混合割合を「最適混合(optimally mixed)」と呼ぶことにして, その値を評価した。そのために, RE の導入量が大きくなった場合に, バックアップ電源がどの程度必要かを評価した結果を Fig. 3 に示す。

これは, 横軸に RL に対する PV による年間発生電力量の比を取り, 縦軸には RL に対する必要なバックアップ電源量の比を表している。また, 図中のパラメータは, RL に対する RE (PV と風力) による年間発生電力量の比である。本図の実線は, ドイツの RE 比率 $25\% \sim 100\%$ の場合である。Fig. 3 のプロット点が本解析の結果で, RE による年間発生電力量の発電機負荷軽減量に対する比を 100% まで拡大し

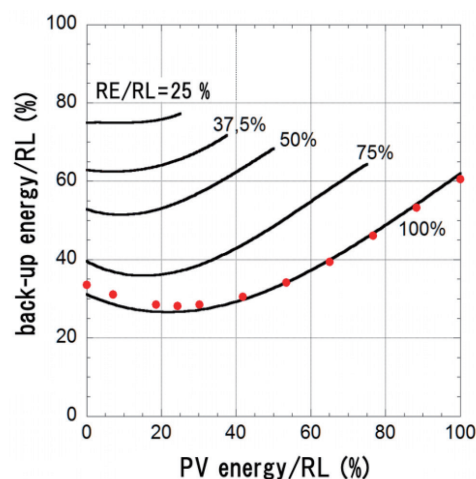


Fig. 3 Curves showing back-up electric energy (ordinate) against PV energy (abscissa) with parameters of total RE energies, all normalized by the reduced load for Germany(20). The plotted points for the case of RE/red. load=100 % indicate the calculated results for Kyushu Electric Power Co.

た場合を示している。それぞれの曲線またはプロット点上で図中のパラメータから、必要なバックアップ電源量が評価できる。すなわち、RL に対する RE による発電量の比を一定にした線上で右に行く（これは、RL に対する PV 発生電力量の比が上がることを示す）と、 $RE/RL \approx 37.5\%$ まで必要バックアップ電力量に大きな変化はないものの、これを越えるあたりから上昇に転じる。このバックアップ電力量に極小値が現れる理由は、PV は昼間に発電するので、発電機負荷軽減量が大きくなり、バックアップ電力量は少なくてすむが、PV の割合が大きくなり過ぎると、その出力がない夜間をカバーするためにバックアップ電力量が再び必要になるためである。

Fig. 3 の九州電力管内の結果（プロット点）から、極小値となるのは RL に対する PV による年間発生電力量の比が 26% の場合である。同図に示した、同様条件での計算したドイツの結果もほぼ同じ値で極小になっている。風力は年間を通じて安定的な出力が得られるのに対し、PV は昼間だけ発電するという特徴を考慮すると、その経時変化の両地での違いの影響は大きくないことを示している。このことは、同様の解析をしたスペインやフランスの結果でも示されている¹⁴⁾。

4.3 RE の設備容量と発生電力量

RE の RL に対する比を増やして行った場合に、RE による発生電力量、バックアップ電源が供給する電力量、余剰電力量（いずれも年間）がどう変わるかを評価した。Fig. 4 に風力と PV を最適比で導入した場合の年間発電機負荷軽減量に占める RE による電力量の割合（横軸）を増加した場合に、RE による年間発生電力量、直接利用される年間 RE 電力量、年間余剰電力量、およびバックアップ電源が供給する年間電力量（以上、左目盛）、および送電網に流れる電力（点線、右目盛）を示す。ここで送電網に流れる電力は「2.

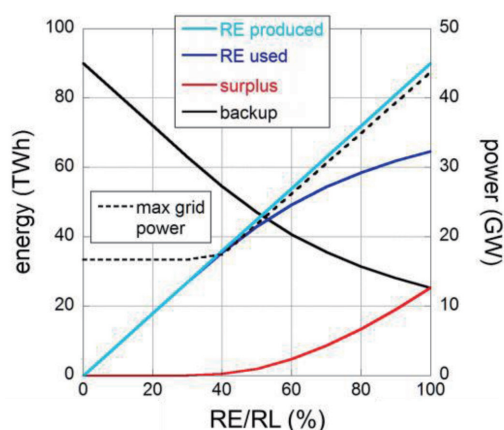


Fig. 4 Annually produced electric energy from RE, directly used RE energy, surplus energy and back-up energy (left scale) and maximum grid power (right scale), shown against the RE energy normalized by the annual RL, for the case of optimally mixed wind and PV of Kyushu Electric Power Co.

解析手法の概要」の⑥により一次元的取扱いを行っており、九州内の送電網分布の実際は考慮していない。この図から、RL に占める RE 電力量の割合が 40% を超えると、余剰電力量も送電網に流れる電力もともに大きく上昇することがわかる。前者には輸出先の確保が求められ、後者に応えるには送電網への設備投資（ここで、九州の既設送電網の電流容量を、夏季の最大電流 16 GW としている）が必要になる。

なお 4.2 で述べたように、本稿で検討した RE の設備容量はまだ小さい。その供給地域と発生電力量の増加とともに地域的な効果⁸⁾が生じて RE 導入可能量が増えると期待される。これについて、RE 導入量がかなり大きなドイツ(2014 年の発電量で約 26%) でも年間発生電力量に占める RE による電力量の割合が約 40% を超えると余剰電力量も送電網に流れる電力も大きく上昇する^{12) ~ 15)}という、本稿の結果とはほぼ同じ結果が得られている。このことは、Fig. 4 の大勢が、風力と PV それぞれの大まかな変化で決まる技術的な効果⁸⁾さえ取り入れれば、それらの経時変化の詳細はあまり影響しないことを示している。

4.4 CO₂ 排出量

炭酸ガスの年間排出量の国別の値¹⁷⁾は、2012 年の統計で中国（約 86 億トン）、米国（約 50 億トン）、インド（約 18 億トン）、ロシア（約 16 億トン）に次いで、日本は約 12 億トンで第 5 位であって、世界全体の排出量の約 4% を占める。1 章に述べたように、CO₂ 排出量の抑制は既設電源を RE へ転換する必要性の最上位を占めるものである（他の動機は、エネルギー安保と中長期的な資源の枯渇への対処）から、その導入によってどの程度の排出量削減が期待できるかは大きな検討項目である。

Fig. 5 は、横軸に RE による年間電力量の年間 RL に占める割合（ただしここでは水力も RE に含めて、RE = 水力 + PV + 風力としている）をとり、縦軸には発生電力量 (kWh) 当たりの炭酸ガス発生量 (kgCO₂) を η_{el} として示している[ここで、 $\eta_{el} = (W_{elcoal} \times \eta_{CO2coal} / \eta_{elcoalpowerplant} + W_{elgas} \times \dots + W_{eloil} \times \dots) / W_{eltot}$ であり、 W_{elcoal} は石炭による発電量など、 $\eta_{CO2coal}$ は石炭がもつ化学エネルギーに対するそれを燃焼して発生する CO₂ の重さなど、 $\eta_{elcoalpowerplant}$ は石炭発電の効率などを示す]。実線は電力総需要量のうち RE 以外を Table 3 に示す 2010 年の九州電力での石炭、石油、天然ガスの使用比で供給した場合、点線はそれをすべて天然ガスだけで供給した場合の結果である。図中に●で表示した点は 2010 年度の九州電力の発生電力量に対する RE による電力量の比率 (5%) と η_{el} (0.36) であるが、実線より低くなっているのは原子力の寄与である。ローマ字で示した点は図の説明に述べた各国の現状である¹⁵⁾。

ドイツ (DE) は日本より RE の割合が大きい、褐炭を含む石炭燃焼火力の比率が大きいので η_{el} は日本より高く実線に近い。デンマーク (DK) は風力による RE が大きいので横軸が 35% 程度になっているが、残りを主として石炭火力によっているので実線に近い。フランスは横軸が 15% 程度で

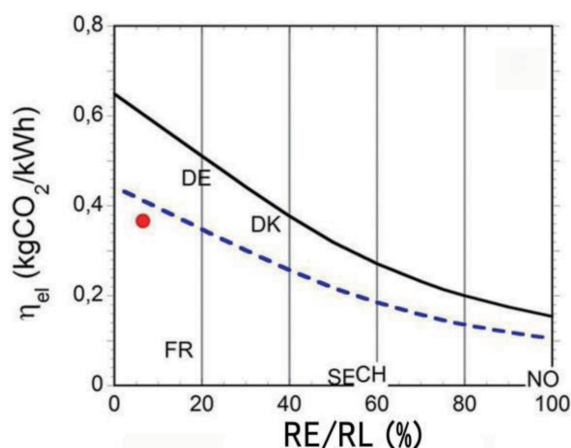


Fig. 5 The specific CO₂ emission factor η_{el} (kgCO₂/kWh) plotted against the annual electric RE energy normalized by the annual RL for the case of the optimal mix of wind and PV. The solid line is based on the CO₂ production according to the present mix of fossil fuel with the fuel ratio and efficiencies as shown in Table 3 and the dashed line is for the case of all fossil fuels using LNG gas, both for Kyushu Electric Power Co. The plotted symbols represent the present situations for Kyushu Electric Power Co (solid circle), Germany (DE), France (FR), Denmark (DK), Sweden (SE), Switzerland (CH), and Norway (NO)

Table 3 Produced electric energies and efficiencies of coal-, oil- and natural gas-burning thermal power stations for Kyushu Electric Power Co in the year 2010

	Produced energy (TWh)	Efficiency (%)
Coal	25.6	40
Oil	6.8	38
Natural gas	18.1	43

あるのに η_{el} が 0.1 以下であるのは、原子力による発生電力量の比率が 75% に達しているためである（なお、Fig. 5 の実線は Table 3 に示した九州電力の化石燃料比で計算してドイツその他の燃料比と異なる。しかし後者を考慮しても、実線への影響は小さい）。スウェーデン (SE) とスイス (CH) は水力と原子力で発生電力量のほぼ半分ずつを供給しているので、 η_{el} が極めて小さい。ノルウェー (NO) はほぼすべての電力を水力によっているので、RE の割合は 100% で η_{el} も極めて小さい。

Fig. 5 から、 η_{el} を下げるには水力と原子力の優位性が明瞭である。逆に需要量のかかりを風力と PV で供給しても、バックアップ電源としての火力分が大きく残る場合には、 η_{el} の低下は緩慢であることが読み取れる

5. 検 討

本稿は電気出力が間歇的になる RE を電力網に大量導入する際に生ずる問題を、2 章で述べた非常に単純化したモデルを使って定量的に予測したものである。本研究で行った解析での懸念は、RE による電力量が Table 2 に示したように

まだ小さいことである。これについて、4 章で得られた「最適混合比」(Fig. 3) と「余剰電力量や送電網に流れる電力が過大になる RE 出力量の RL に対する割合 40%」(Fig. 4) が、電力需要の経時変化と気候条件がかなり異なると同時に RE 導入が大きく進んでいるドイツとほぼ同じになっている^{12)~15)}ことが示唆を与える。すなわち、上記二つの結論から、本解析の範囲では風力（それも、ドイツでは洋上風力が大きい^{12)~15)}と PV それぞれの「空間的ならし効果」⁸⁾ による影響より、風力と PV の「技術的ならし効果」⁸⁾ の影響が大きく効いていることがわかる。またこのことから、3.1 で述べた電力総需要と RE についての 15 分データに異なる年のものを用いたことは、本稿の結果に大きな影響を与えないと判断される。

本稿の結論の第一は、Fig. 4 に示すように「RE 出力の電力量が RL の 40% を超えると、余剰電力量や送電網に流れる電力が過大になる」というものである。

本稿の結論の第二は、RL を RE で置き換えても Fig. 5 に示したように CO₂ 排出量はあまり減らないことである。これは、RE の導入量を増やしてもバックアップ電源による発電量が Fig. 4 に示したように大きくは減らないこと、そのバックアップ電源に Table 3 の混合比の化石燃料を使うとしているためである。これは、本稿の冒頭に述べた RE の大量導入の主要な根拠を危うくする深刻な結果である。

この状況を救うには、間歇的出力を発生する RE 電力を大きくした場合の余剰電力を避けるために、(i) 地域的ならし効果を発揮させる、(ii) 域外への電力輸出、(iii) 電力貯蔵をして RE 電力が不足する時間帯に使うことである。(i) については、文献の結果¹⁴⁾であとに述べるように、大きく離れた場所間でないと本研究で扱った結果に対する大きな地域的ならし効果⁸⁾は期待できない。(ii) は、今のところ九州が関門連繫線しかなくて不利である。そこで、上記 3 つの中で最も一般性がある (iii) について検討した結果が、次に述べる結論の第三である。

必要な電力貯蔵容量を決める因子は、今までの検討から明らかなように、「バックアップ電力量」をいかに小さくできるかで判断できる。そこで、Fig. 1 (a) に示した九州電力の現在の総需要電力を、水力による平均電力と Fig. 1 (b) および Fig. 1 (c) の電力発生パターンのそれぞれ風力と PV を最適混合比で発生させたときを考える。この風力と PV による発生電力の 15 分データ値が総需要電力に比べて小さいのでかなりの誤差を含むと思われるが、以上に述べたところから、余剰電力量の大半が風力と PV の技術的ならし効果⁸⁾により決まると考えて、最終的には RL の 100% を RE で供給とする (2050 年ごろを想定)。この場合のバックアップ電力量 (縦軸) を貯蔵電力量 (横軸) に対して示したのが Fig. 6 である。この結果から、貯蔵電力量 5.2 TWh でバックアップ電源からの電力量がゼロにできることがわかる。これは「季節にわたる余剰電力量」を吸収するための電力貯蔵量に相当する¹⁵⁾もので、現在の九州電力の年間 RL90.0 TWh の 5.7% であり、現在の揚水発電電力量 15 GWh の約 340 倍である。

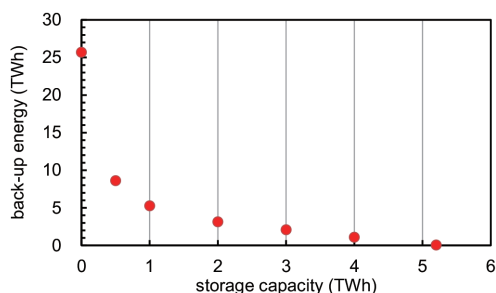


Fig. 6 The decrease of back-up energy as the storage capacity is increased. The present RL of Kyushu Electric Power Co is assumed to be supplied by 100 % RE with the optimal mix of wind and PV

その1/10の0.5 TWh程度の貯蔵電力量は「1週間程度の余剰電力量」を吸収するための電力貯蔵電力量に相当する¹⁵⁾が、これでも現状の九州電力の揚水貯蔵電力量の約34倍である。

なお、以上のようなRLの100%をREで供給するまでの途中段階、たとえば20%や40%などで必要な貯蔵電力量を求めるには、各段階でのバックアップ電源の種類やその設備利用率の低下をどこまで許容するかなどを考慮したより詳しい検討が必要になる。

九州を含む日本で揚水発電電力量を現状から格段に大きくすることは期待できないので、たとえば水素の化学エネルギーにして貯めるもの¹⁸⁾など、新規の方法の開発が求められる⁶⁾。その対策が十分でないままRE導入が大量に進みつつあるドイツでは、現状(2014年の発電量でREの割合が約26%)でもいくつかの問題が生じている¹⁵⁾。たとえば、北ドイツ(REの多くがバルト海からの洋上風力)のロストク火力発電所では、RE不足の際のバックアップ電力のオンオフを頻繁に行うと材料疲労の進行が速くて維持管理費も増大するので、「アイドル運転」をしているために設備利用率が悪くなっている。それに加えてFIT導入に伴う負担増などもある。ドイツの電力料金はREの大量導入前の2000年前の1 kWh当たり12ユーロセント(約17円)から最近の30ユーロセント(約40円)に増加している。なお、ヨーロッパのいくつかの国の2012年電気料金をプロットしてみると、上記ドイツのRE導入量の年度毎の変化と電気料金との関係とともに直線的な上昇をする強い相関がある。

なお、2章の⑤の「電力不足の際にバックアップ電源の応答速度を考慮せずに即時に対応できる」との仮定に関しては現在経済産業省資源エネルギー庁において議論が進められており、2019年度に「容量市場」¹⁹⁾が創設される予定である。その運用においては市場原理に基づきバックアップ電源が整備されていくことを予定しており、REによる発電量が増えても即時に対応できることが期待されている。しかし、上記の仮定の妥当性は将来の実績により判断されるべきものである。

RE出力が間歇的であるのは、ヨーロッパで行われているような国を超えての大規模電力網を張り巡らして電力の過不

足を融通する大規模な「地域的な効果」⁸⁾が現れて克服することが期待される。著者の一人(FW)によるヨーロッパ全体のREを統合して送電網を拡充した場合の検討¹⁴⁾によれば、そのような地域的な効果は、たとえばドイツの場合は隣国(オランダやポーランドなど)ではほとんど期待できないが、スペインやアイルランドなど遠く離れたところと結べば有効である。後者では、REにより需要電力量の100%を供給したとすると、余剰電力量とバックアップ電力量を30%だけ減らすことができるとしている。しかし、そのためには送電網に大きな投資が必要である一方、その送電網の電流容量に対する設備利用率が低くなるので、その投資の経済性についてさらに検討が必要だと結論している。本解析で用いた15分データは3.2に述べた風力設備2ヶ所とPV設備1ヶ所なので、「地域的な効果」は検討できていない。今後各地にこれら設備が多数設置されたときに、上記ヨーロッパ全体でなされたと同様な検討を行って評価すべき項目である。

現在の電力化率(一次エネルギーのうちで電力にして利用する割合)は40%あまり⁶⁾である(エネルギー使用量の中で電力量が占める割合という意味での電力化率は約25%¹⁾)。輸送用エネルギー源(現在、全エネルギー使用量のうち23%¹⁾)の電力への転換や家庭や事務所での空調を中心として電力使用量(合わせて全エネルギー使用量の33%¹⁾)がかなり増える⁷⁾ことを考えれば、近い将来に需要電力量は現状から増えることに注意が必要である。すなわち、現在の総需要電力量分以外のエネルギー消費が電力化する分が大きくなり、それに応じてFig. 4とFig. 6のRLが増大して、より大きなバックアップ電源設備や電力貯蔵量が必要になる。

6. まとめ

本稿の解析の結果得られた結論を要約すれば、次のようである。

- (1) 発電および送電関連の設備を現状のままとした場合の風力とPVの導入可能量の最大値は、RLの40%である。それ以上になると、余剰電力の輸出先の確保、および送電網の拡充が必要になる。
- (2) 風力とPVを増やしてもバックアップ電源に火力を用いればそれによるCO₂排出は残るので、RLのかかなりの程度を風力とPVに置き換えてもCO₂排出量はあまり大きくは減らない。
- (3) それを克服できる鍵は電力貯蔵量の増大であるが、バックアップ電源を大幅に減らすには現有の揚水発電電力量の数10倍以上が必要である。

以上により、REを大量に導入するに際して生じる九州での三つの問題点を指摘した。それによって、ドイツとは総需要電力の経時変化および気象環境がかなり異なるアジアの九州について適用しても、文献^{12)~15)}に述べたドイツデータについての結論の要点は変わらないとの結果が得られた。すなわち、還元需要の時間的変動(たとえば、ドイツでは夏の冷房負荷はほとんどなく、また冬の暖房負荷もかなりの程度

がガスによっているなど、九州電力とはかなり違っている)、PVの時間的変動(ドイツでは冬の日射量が九州ほど大きくない)、風力の時間的変動(ドイツではメキシコ湾流の影響で日夜にわたって平均した風力が得られる—これは特に洋上風力でそうである—のは九州と事情がかなり違う)のような差があっても、ほぼ同じになっている。このことから、本研究で九州について行った解析結果は、日本全体についても有用な示唆を与えると考える。

以上の2章に述べた単純化したモデルと、まだ小さかったRE導入量のデータを用いた本検討により予測された問題点を意識して、より現実に近いモデルと最新データを用いた解析を進めることが期待される。

謝 辞

本解析を進めるに当たり、貴重な15分データを提供していただきました九州電力(株)に深く感謝いたします。また、共著者の一人(KM)の研究は(株)プラズワイヤー社技術顧問の業務の傍らで行ったもので、宮崎前社長、川口技術開発本部長はじめ同社の皆様のご理解とご支援にお礼申し上げます。

文 献 : References

- 1) <http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2017pdf/> (Last access: 2018.7.22)
- 2) <https://www.iea.org/weo2017/> (Last access: 2018.7.22)
- 3) The 5th IPCC assessment Report, Ministry of Environment, The Government of Japan: 環境省 IPCC 第5次評価報告書, www.env.go.jp/earth/ipcc/5th/ (Last access: 2018.7.22)
- 4) Home page of ICEF, <http://www.icef-forum.org> (Last access: 2018.7.22)
- 5) MacKay, D., Sustainable energy – without the hot air, UIT Cambridge (2009): (邦訳) 村岡克紀訳, 持続可能なエネルギー - 数値で見るその可能性, 産業図書, (2010)
- 6) Muraoka, K.; Wagner, F.; Yamagata, Y.; Donné, A., *J. Instrum.*, **11**, (2016), doi:10.1088/1748-0221/11/01/C01082
- 7) Muraoka, K.; Future Energy for Japan, Sangyo-Tosho Publishing, 2012: 村岡克紀, これからのエネルギー, 産業図書, (2012)
- 8) Ogimoto, K., *IEEJ Trans. PE*, **134**, 473-476 (2014): 荻本和彦, 電学論 B, **134**, 473-476 (2014)
- 9) Masuda, T.; Oozeki, T.; Fonseca, Jr. J. G. da S.; Murata, A., *IEEJ Trans. PE*, **134**, 286-295 (2014): 益田泰輔, 大関崇, Fonseca Jr. J. G. da S., 村田晃伸, 電学論 B, **134**, 286-295 (2014)
- 10) Komiyama, R.; Fujii, Y., *IEEJ Trans. PE*, **132**, 639-647 (2012): 小宮山涼一, 藤井康正, 電学論 B, **132**, 639-647 (2012)
- 11) Schaber, K.; Steinke, F.; Hamacher, T., *Energy Policy*, **43**, 123-135 (2012)
- 12) Wagner, F., Features of an electricity supply system based on variable input, Max-Planck-Institut für Plasmaphysik IPP-Report 18/1, September (2012)
- 13) Wagner, F., *Eur. Phys. J. Plus*, **129**, 1-18 (2014), DOI: 10.1140/epjp/i2014-1420-8
- 14) Wagner, F., *Eur. Phys. J. Plus*, **129**, 1-14 (2014), DOI: 10.1140/epjp/i2014-14219-7
- 15) Wagner, F., Electricity generation by intermittent sources, Lecture notes at the Joint EPS-SIF International School on Energy, Villa Monastero, Varenna, Italy, 17-23 July, 2014, <http://dx.doi.org/10.1051/epjconf/20159804006>
- 16) Kyushu Electric Power Co., The Presentation of the accessible limit of electricity from energy sources in the mainland Kyushu: 九州電力(株), 九州本土の再生可能エネルギー発電設備に対する接続可能量算定結果の提出について, (平成26年12月16日), http://www.kyuden.co.jp/press_h141216-1.html (last access: 2018.4.24)
- 17) Ranking of the country-wise CO₂ emissions (IEA): 世界の二酸化炭素(CO₂)排出量 国別ランキング・推移 (IEA), https://www.globalnote.jp/p-data-g/?dno=1120&post_no=1621 (last access: 2018.7.22)
- 18) For example, Home page, National Renewable Energy Laboratory: たとえば, 米国立再生エネルギー研究所ホームページ, <http://www.nrel.gov/hydrogen/> (last access: 2018.7.22)
- 19) http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/pdf/020_06_00.pdf (last access: 2018.10.5)