



JAPAN
RENEWABLE
ENERGY
FOUNDATION

自然エネルギーの系統連系問題と 今後の方向性

2014年1月

公益財団法人

自然エネルギー財団



自然エネルギー財団

JAPAN RENEWABLE ENERGY FOUNDATION

〒105-0021

東京都港区東新橋2丁目18-3 ルネパルティーレ汐留 3F

Phone: +81-3-6895-1020, FAX: +81-3-6895-1021

<http://jref.or.jp>

目次

はじめに	1
太陽光及び風力の系統連系における課題：接続制限	3
現在の系統運用ルールと自然エネルギー導入拡大に向けた見直し	5
1. 原子力発電所等の「長期固定電源」を中心とした系統運用の見直し	5
2. 日本の地域間連系統線の検証：系統容量は物理的に不足しているのか	8
3. 風力の連系可能量の再検証	11
4. 自然エネルギーの系統接続義務及び優先給電の徹底	13
まとめ	15

はじめに

2013年に当財団が実施した太陽光発電事業者へのアンケート調査¹において、事業の断念理由や事業遅延理由として発電設備の系統への接続（系統連系）を上げた事業者が2割にのぼり、また、系統連系を事業リスクと捉える事業者は4割に上った。また、風力発電においても、電力会社は「連系可能量」として系統への連系上限値を設定し、連系を希望する多くの風力発電を制限してきた。現在、電力会社が示す連系可能量を合計すると約560万kWになるが²、これは国内の総発電設備容量の2%に過ぎない。なお、海外では日本のように上限値を設定している国はなく、自然エネルギーの導入が進む欧州では、現状で既に風力発電が総発電設備容量の2割～3割を占めている（ドイツ：19%、スペイン：21%、デンマーク：31%）³。

将来の電源構成における自然エネルギーの導入比率は、2012年に政府が示した3つのシナリオ（2030年原子力0%、15%、20-25%シナリオ）において、2030年に25%～35%程度の導入を想定しており、これは発電量に換算するとおおよそ3,000億kWhに相当する⁴。また、その内訳は、風力発電で663億kWh（設備容量3,490万kW）、太陽光発電で666億kWh（同6,328万kW、そのうちメガソーラー（産業用設備）は2,328万kW）であり、この目標値と電力会社の示す風力の連系可能量の合計を比べると、連系可能量は目標値の16%（風力）にとどまる（太陽光も後述する通り北海道では既に2,000kW以上の設備の接続限度を40万kWとしており、2030年目標と比べ著しく低い）。

現在、電力会社が設定する風力・太陽光の連系可能量と将来の目標値には大きなギャップがある。これに対し、政府は送電網の増強や大型蓄電池の設置など、設備投資（ハード的対策）を中心とした対策を講じようとしているが、本レポートで示す通り、まずは系統運用ルールの見直しなど、制度的対策（ソフト的対策）で改善できる余地が大きい。例えば、現在の系統運用は、原子力発電所などの一定出力での稼働を前提とした電源の稼働を優先させ、また、電力会社間の地域間連系線も有効に活用される仕組みとなっていないなど、風力等の系統連系を妨げる要因になっている。

自然エネルギーを基幹電源と位置付け、分散型の電力システムを目指すためには、現在の系統運用を抜本的に見直すことが不可欠である。この問題を単に技術的な課題として捉えるのではなく、将来の電源構成を見据えた政策的な見直しにどれだけ本腰を入れて取り組むかが自然エネルギー導入に向けた真剣度を図るバロメータとなるであろう。これまでの各電力会社による地域独占を前提とし、大規模集中型の電源を中心に据えた系統運用から、電力自由化を前提とし、分散型の自然エネルギーを中心とする系統運用への転換を果たすことがいま求められている。

¹ 自然エネルギー財団「太陽光発電事業の現況とコスト2013」

http://jref.or.jp/activities/reports_20131220.php

² 電力系統利用協議会（<http://www.escj.or.jp/energy/pdf/shizenhendoueikyou2013.pdf>）東京、中部、関西電力では連系可能量を設定していないためその他7社の合計。

³ IEA Electricity Information 2013

⁴ 国家戦略室エネルギー・環境会議

http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/sentakushi/pdf/saiseikanou_kanrenshiryoku.pdf

本レポートでは、太陽光や風力の系統連系における現状を明らかにした上で、制度面の課題と自然エネルギーの導入に向けた提案を行う（なお、自然エネルギーのうち国内での大幅な導入が期待される一方で、出力が変動する特性により（自然変動電源）系統連系の制約を受けやすい太陽光発電と風力発電に注目して検証を行う）。

現状では系統運用ルールや系統情報の制約が大きく、本レポートでは十分に検証しきれていない点も多い。欧米では既に自然エネルギーの大幅な導入が現実のものとなり、今までとは全く異なる系統運用が必要なことが認識されつつある。日本においても、自然エネルギーを中心とした分散型電力システムへのシフトを現実のものとするためには、現在、電力会社内にとどまっている系統情報を広く公開し、第三者も参加した形で、よりオープンに系統運用のあり方を検証できる環境が整備されていくことが重要であろう。本レポートがそのきっかけになれば幸いである。

太陽光及び風力の系統連系における課題：接続制限

現行の固定価格買取制度では、電力会社に対して、自然エネルギー発電事業者から系統への接続申請があった場合には、法律又は省令に定める正当な理由（送電可能な量を超えることが合理的に見込まれる場合等）がない限り、拒否してはならないと定めている⁵。また、系統連系後の電力供給（給電）に関しては、30日を超える出力抑制に対する補償ルールを定めている。しかし、実態を見ると、系統連系が大きな障害になっている。

1) 太陽光発電に関する系統連系の現状

経済産業省は、2013年4月に北海道における大規模太陽光発電の系統連系に関して現状の設備・接続条件での限界に達しつつあるとして、2,000kW以上については40万kW、2,000kW以下についても500kW以上の設備については70万kWを「接続量の限界」とする見解を示し⁶、2013年7月に省令改正を行った。それまで、「30日以内の出力抑制を行ったとしても受け入れることが困難な場合」には、電力会社が接続拒否できる事由としていた省令を見直して、出力抑制に対する金銭補償を無くす代わりに接続拒否は認められないとした点は接続義務を徹底する方向性として一定の評価ができる。しかし、「接続量の限界」として設定された40万kW及び70万kWという数値については、決定プロセスや、定量的な根拠は一切示されていない⁷。今回の省令見直しにより、北海道電力は、500kW以上の太陽光については出力抑制に対する金銭補償が免除され、また、2,000kW以上については接続拒否ができるようになった。これらのルール改正が北海道エリアに与える太陽光発電事業への影響の大きさを鑑みれば、この「接続量の限界」が、純粋に技術的な限界によるものなのか、電源運用における経済合理性を考慮したものなのか、あるいは政策的な観点も考慮されているのか、北海道電力に対して設定根拠を定量的なデータと共に公開することを求めるべきであろう。

表1：北海道における大規模太陽光の接続についての対応

設備規模	改正後ルール
500kW未満	接続制限なし
500kW以上	接続量が70万kWに到達した時点で、 ・「30日以内の出力抑制を行ったとしても受け入れることが困難な場合」を電力会社の接続拒否事由より外す ・出力抑制に対する金銭補償を不要とする
2,000kW以上	・接続量の限界とされる40万kWに既に到達しており、北海道電力は個別に説明し接続拒否できる（蓄電池の設置等の対応を行う場合を除く）

⁵ 再生可能エネルギー特別措置法第四条1項、第五条1項

⁶ 資源エネルギー庁、「北海道における大規模太陽光発電の接続についての対応」2013年4月17日 <http://www.meti.go.jp/press/2013/04/20130417003/20130417003.html>

⁷ 沖縄においても同様に大規模太陽光(300kW以上)が接続量の限界に達したとして実質的な「連系可能量」を設定した。<http://www.meti.go.jp/press/2013/12/20131203002/20131203002.pdf>

2) 風力発電に関する系統連系の現状

同様に風力発電についても、電力会社は、いままで「連系可能量」として風力の系統連系に対して上限値を設定し、連系を希望する多くの風力発電設備の系統連系を制限してきた。現在は、固定価格買取制度の下で法律上、接続義務が課されているため連系可能量を超える申請に対しても電力会社は連系を拒否をすることは出来ないが、太陽光と同様に系統の受入能力を超えることが見込まれる場合には連系拒否が可能となっており、実質的には連系量は制限されている。

表 2 : 電力会社の風力発電の連系可能量 (単位 : 万 kW)

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
56	200	—	—	45	—	100	60	100	2.5

出典) 電力系統利用協議会「平成 25 年風力発電連系可能量算定に係わるデータの実績に基づく検証結果ならびに自然変動電源の導入拡大に対する系統への影響確認結果」

注) 東京、中部、関西は制約を設けていない。

一方、欧米では、今日既に大規模電力系統においては深刻な技術的、実務的問題が発生することなく風力発電により電力需要の 20%程度を賄うことができるとの見解が一般的となっている⁸。実際、自然エネルギーの導入が進むドイツ、デンマーク、スペインなどでは、年間の総発電量に占める自然エネルギーの割合がそれぞれ 20%~50%を占めており、一時的には 70~100%にも達することもあるが、系統運用に大きな支障は生じていない。

以下の章では、日本の系統運用における現在の基本的な考え方を改めて整理しつつ、欧米と比べ、なぜ日本では自然エネルギー、特に風力や太陽光などの出力変動のある自然変動電源の系統への連系が大きく制限されているのか、分析を行う。

⁸ F.van Hulle 他著、日本風力エネルギー学会誌「風力発電の系統連系 ~欧州の最前線~」2012 年 2 月 <http://www.jwea.or.jp/publication/PoweringEuropeJP.pdf>
PJM 分析レポート
<http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mic/20131028-impacts/20131028-pjm-renewable-integration-study.ashx>
European Wind Energy Association "Powering Europe : wind energy and the electricity grid" (2010)

現在の系統運用ルールと自然エネルギー導入拡大に向けた見直し

1. 原子力発電所等の「長期固定電源」を中心とした系統運用の見直し

日本の系統運用は、「長期固定電源」と呼ばれる原子力発電所などの稼働を優先する考え方に基づいている。長期固定電源とは、原子力発電所や水力発電所（揚水式を除く）、地熱発電所とされ、これらの発電所は建設コストが高く投資回収期間が長期に渡るため、安定的な運転や長期的な送電容量の確保を保証することで、投資環境を整備しようとする考え方である⁹。特に、長期固定電源の太宗を占める原子力は一旦稼働すると、一定出力での運転を維持することが前提とされているので、需要に応じた柔軟な運転ができない。従って、系統運用においては、原子力はベース電源として一定出力で運転し、原子力以外の火力発電等の電源を需要に応じて調整・停止させている。

長期固定電源を優先給電させる現状のルールが、自然エネルギーの系統連系を妨げる理由の1つとなっていると見られる。具体的には、(1) 地域内における出力柔軟性確保の問題（下げ代問題）、(2) 地域間連系線の硬直的な利用ルールにつながっている。

(参考) 電気事業分科会報告における長期固定電源に関する記述

(3) 電気の安定供給の確保 ③ 電源開発投資環境の整備
特に小売自由化の進展に伴い、投資回収期間の長い原子力、水力等の電源開発に、事業者が慎重となることも想定される。小売自由化進展後も、これまでと同様に、これら長期固定電源の投資が確保されるためには、以上のような一般的な投資環境整備に加え、長期固定電源固有のメリットを發揮させる安定運転のための環境整備が重要である。
特に、長期固定電源の強みは、長期にわたり安定的に運転が行えれば、高い価格競争力を有する点にあることから、この強みを發揮し得るよう、長期固定電源の安定的な運転を容易にする優先給電指令制度について、発動要件の明確化等の更なるルール整備や、長期にわたる送電容量の確保見通しを得られる送電容量確保ルールの策定が重要である。

出典) 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告

「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」平成15年2月

注) 下線は財団による。

(1) 下げ代問題

現在、風力発電や太陽光発電に対しては既に系統への接続制限が行われているが、その理由の一つとして挙げられるのが、需要が少ない時（軽負荷時）に風力や太陽光が需要量以上に供給することによる供給力過剰（下げ代不足）の問題とされている。しかし、これは安定運転を前提とする原子力などの長期固定電源が一定比率を占めることで、風力や太陽光の供給力増大に対して柔軟に出力調整のできる火力発電の運転が限られることが大きく影響している。

⁹ 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について」平成16年5月21日

<http://www.enecho.meti.go.jp/denkihp/bunkakai/syousaihoukoku2.pdf>

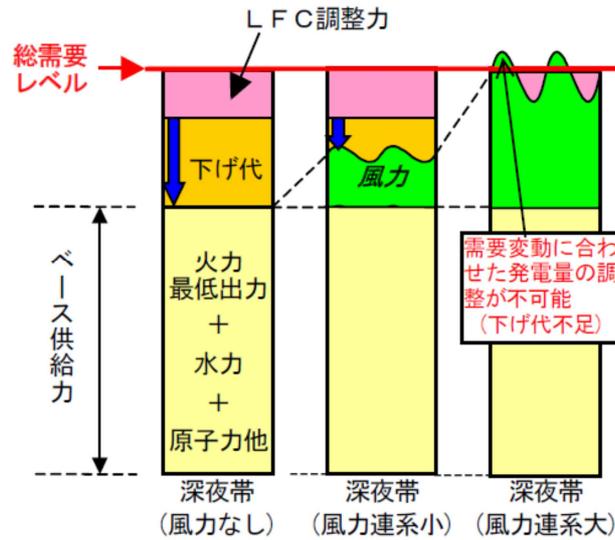
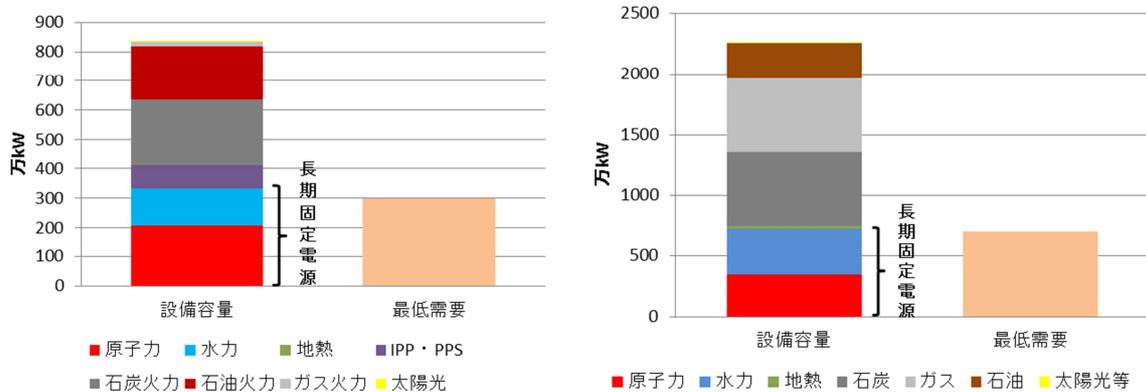


図 1：軽負荷時に風力が下げ代に与える影響

出典) 東北電力「東北系統への風力発電の連系可能量の検討結果」平成 16 年 9 月

例えば、図 2 に示すように、北海道電力管内では、他社分も含めて約 830 万 kW の発電設備があるが、そのうち原子力などの長期固定電源が約 330 万 kW、4 割程度を占める。一方、軽負荷期の最低需要はおよそ 300 万 kW 程度で長期固定電源合計よりも少ない。従って、原子力発電などの長期固定電源の稼働を前提として系統運用を行った場合、結果として風力や太陽光などの出力が変動する電源を入れる余地は限られることになる。



<北海道電力>

<東北電力>

図 2：北海道電力及び東北電力における電源構成と最低需要

出典) 設備容量：北海道電力：http://www.hepco.co.jp/corporate/ele_power/equipment/stb_1.html、東北電力「ファクトブック」

需要：電力系統利用協議会：<http://www.esci.or.jp/energy/pdf/shizenhendoueikyou2013.pdf>

同様に、東北電力管内では、2,261 万 kW の発電設備のうち長期固定電源が約 750 万 kW (約 3 割) を占め、最低需要約 700 万 kW よりも多いため、東京電力との融通や電源構成の見直しな

どにより柔軟性のある電源構成への変更を行わない限り、風力や太陽光の系統連系の余地は限られる。

(2) 地域間連系線ルール

また、系統の柔軟性を高めうる地域間連系線を活用した他の電力会社との広域的な系統運用についても、現状では十分に実施されていない。地域間連系線の運用は、電力系統利用協議会(ESCJ)の策定する「電力系統利用協議会ルール」に基づいて行われており、先着優先を原則としている。しかし、原子力などの長期固定電源や政策的な目的で開発された電源(電源開発株式会社の所有する発電所など)については一定の配慮が必要として、系統運用の長期計画の中で、長期に渡って送電容量が確保できるよう配慮されている。また、連系線の混雑時においては「契約認定制度」の対象として優先的な給電が認められている¹⁰。

契約認定制度とは、ESCJの認定を受けた契約に係る連系線の利用計画は、契約認定を受けている期間中は、その認定を受けた最大電力分について連系線の利用が混雑する際には優先的に利用できるとする制度である。この契約認定制度で認定されている発電設備や契約内容の詳細は一切公表されておらず具体的な検証は不可能であるが、ESCJが公表した資料によれば(表3)認定を受けている原子力等の長期固定電源の契約は29件ある一方で、自然エネルギーは0件である。原子力は現在長期停止中であるが、将来の再稼働を前提とし、系統運用の長期計画では送電容量が確保されていると見られる¹¹。このような契約認定制度の下で、系統運用の長期計画が硬直的となっていることが、利用可能な送電容量の制約をもたらし、結果的に風力や太陽光の系統連系の制約につながっていると考えられる。

既存の連系線の有効活用の観点からは、今後、運転が見込まれない原子力については、連系線の長期計画においても一旦見直し、風力や太陽光などの自然変動電源の導入量拡大を見据えた連系線の利用ルールへの見直しを行うことが必要である。例えば、平常時には自然変動電源の優先給電のために最大限活用する一方で、自然災害等の緊急時には、自然変動電源に割り当てていた送電容量枠を緊急対応用として火力等に振り分ける等の柔軟な対応も可能と見られ、連系線の利用について抜本的に再検討すべきと考えられる。

¹⁰ 電力系統利用協議会「電力系統利用協議会ルール」第8節 連系線利用に係わる契約認定

¹¹ 電力系統利用協議会、H25.1.29「認定済の既存契約等に対する平成24年度審査結果(概要)について」

表 3：契約認定制度における認定区分と認定数

認定区分	定義	件数
長期固定電源	原子力、水力（除く揚水）、地熱発電所からの供給	29 件
自然変動電源	風力、太陽光発電設備からの供給	0 件
政策・制度的電源	旧電源開発促進法に基づき開発された電源からの供給	12 件
連系線等同時建設電源	発電設備の建設と同時に連系線等の新設・増設を行ったもので、応分の負担を行った電源からの供給	0 件
その他既存契約	上記以外の契約のうち、H17.1.31 までに認定連絡した契約	14 件

出典) 電力系統利用協議会、H25.1.29「認定済の既存契約等に対する平成 24 年度審査結果（概要）について」http://www.escj.or.jp/news/2012/20130129_result_sinsa24.pdf

注) 各電源の具体的な情報は公開されていない。

2. 日本の地域間連系線の検証：系統容量は不足しているのか

日本での自然エネルギー導入が難しいことの原因として挙げられるのが、「欧州は国外とつながっているが、日本は島国でどこの国にもつながっていない」という議論や、「欧州と比べて日本は地域間連系線が少ない」という議論だ。確かに日本は欧州のように他国との連系線はない。しかし、日本の電力会社一社の規模は欧州の一国に匹敵するほど大きい（例えば、北海道電力はデンマークと、東京電力は英国と、中部電力はポルトガルとそれぞれ同規模である）。従って、必ずしも他国と連系していなくとも、電力会社間での融通が行われれば欧州諸国の国家間融通と同様に系統の広域運用が可能となる。

実際、地域間連系線の設備容量を比較してみると、北海道と本州の地域連系線は限られているが、その他の地域では欧州と比べても遜色ない規模の地域間連系線が整備されている。¹² 図 3 に、各電力会社の最大需要と比べて、地域間連系線の容量がどの程度あるかを比較したグラフを示す。自然エネルギーの導入が進んでいるスペイン、ドイツ、デンマークといった国と比べても、日本の電力会社間の地域間連系線の設備容量は必ずしも少なくないことが分かる。

¹² 連系線の運用容量ベースの比較は巻末を参照。

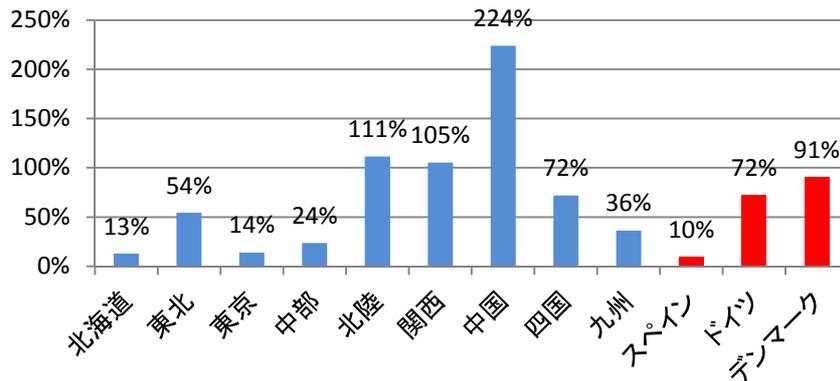


図 3：ピーク時の需要（kW）に対する連系線設備容量の比率

出典) 電力系統利用協議会「平成 25 年度供給信頼度評価報告書」及び、安田, 近藤:「再生可能エネルギー大量導入のための日本の系統柔軟性評価」, 電気学会 新エネルギー・環境/メタボリズム社会・環境システム 合同研究会, FTE-13-59, MES-13-15 (2013)

確かに、地域間連系線は物理的な設備容量分全てが常に使えるわけではなく、故障等が発生した場合でも系統が維持できるように様々な制約条件を考慮して利用可能な枠（運用容量）が定められている。具体的には、熱容量限度（設備容量）、系統安定度限度、電圧安定度限度、周波数維持限度という 4 つの制約要因から定まる限界値のうち、時間帯ごとに一番低い限界値が運用容量として設定されている。現状の考え方では、運用容量を総割り当てとして、電力会社が緊急時に確保するマージン¹³と、既存の契約で予め送電容量が確保されている計画潮流分を差し引いた残りの容量が、新規に利用可能な空容量とされている。

$$\text{空容量} = \text{運用容量} - \text{マージン} - \text{計画潮流}$$

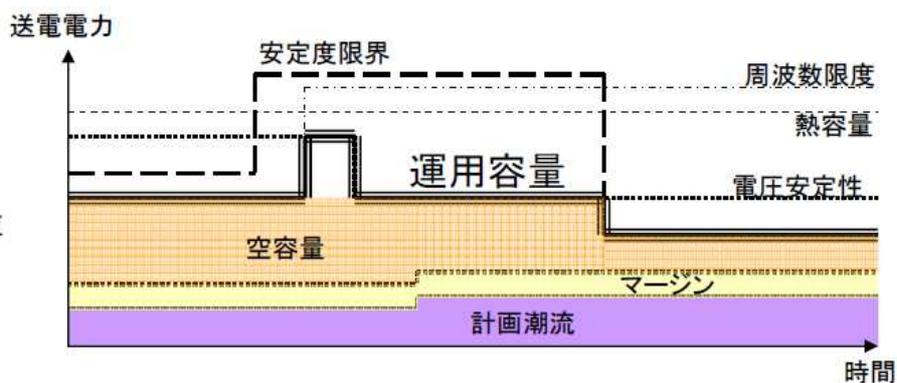


図 4：連系線における運用容量・空容量算定の考え方

出典) 電力系統利用協議会「電力系統利用に関する技術資料」平成 18 年 10 月

¹³ マージン：系統の異常時および特殊軽負荷時の対応のために、電力会社が他のエリアと電力を融通し合い、系統を安定に保つために確保しておく容量。原則として系統容量の 3%。

本来は、この各電力会社の設定する運用容量自体の妥当性の評価も必要であると考えられるが、各社の設定する運用容量を仮に所与のものとして、地域間連系線の運用容量と実際に利用された容量の年間平均値を比較してみても、多くの地域間連系線で利用率は低い。地域間連系線の利用ルールを見直すことで、エリア内の「下げ代」不足などを理由に導入が難しいとされる風力発電等の導入余地が拡大する可能性があることが分かる。

以上の分析からは、日本の地域間連系線は物理的に「足りない」のではなく、正しくは、制度的に「使われていない」のであって、系統の運用ルールを第4章に示すように、自然エネルギーの導入拡大を前提として見直すことで、相当程度まで導入を増やすことが出来る可能性があるといえる。

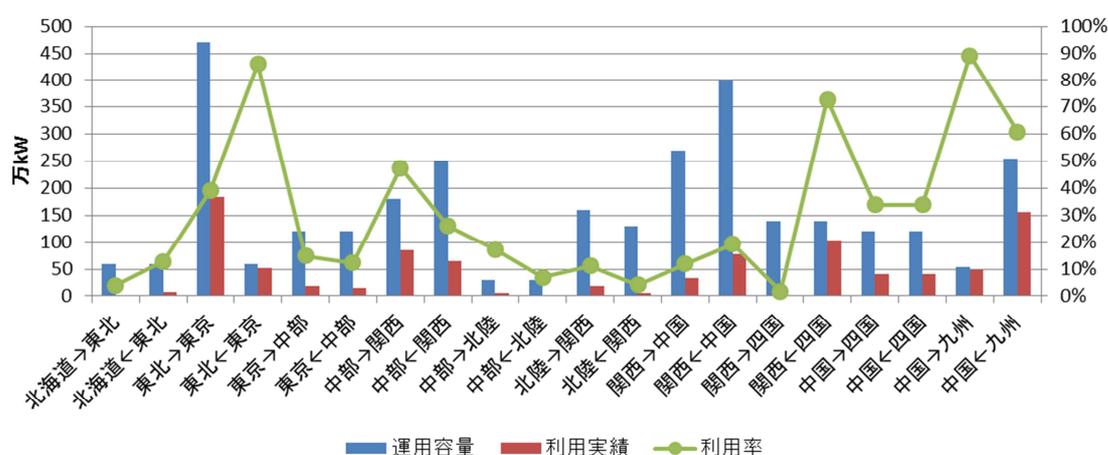


図5：平成24年度連系線利用実績

表4：平成24年度連系線利用実績（単位：万kW）

	北海道 →東北	北海道 ←東北	東北 →東京	東北 ←東京	東京 →中部	東京 ←中部	中部 →関西	中部 ←関西	中部 →北陸	中部 ←北陸
運用容量	60	60	470	60	120	120	180	250	30	30
利用実績	2.4	7.7	183.6	51.6	18	14.7	85.5	65.4	5.2	2.1
利用率	4%	13%	39%	86%	15%	12%	48%	26%	17%	7%

	北陸 →関西	北陸 ←関西	関西 →中国	関西 ←中国	関西 →四国	関西 ←四国	中国 →四国	中国 ←四国	中国 →九州	中国 ←九州
運用容量	160	130	270	400	140	140	120	120	54	255
利用実績	18.1	5.3	32.4	77.5	2.4	102	40.8	40.7	48.1	155.2
利用率	11%	4%	12%	19%	2%	73%	34%	34%	89%	61%

出典) 電力系統利用協議会「ESCJ年報」及び「平成25年度供給信頼度評価報告書」

注) 利用実績の数値は、1年間の平均値。

3. 風力の連系可能量の再検証

以上、見てきたとおり、日本の系統運用は原子力等の長期固定電源の稼働を優先し、また、地域間連系線も十分に活用されていないことが、自然エネルギーの系統連系を妨げる要因となっていると見られる。本節では、現在、全国の原子力発電所が停止している状況を踏まえ、仮に系統の出力調整能力を増大させ、地域間連系線を最大限活用した場合にどの程度まで風力発電の連系可能量が増加するかについての検証を試みる。なお、ここでは風力の系統連系において特に制約とされている軽負荷時の供給過剰（下げ代不足）を想定して、長周期（概ね周期 20 分以上の変動）の制約による連系可能量を検証する。

（1）東北電力による風力の連系可能量の算定

電力系統利用協議会が東北電力の試算に基づいて 2012 年 10 月に示した東北電力エリアの風力の連系可能量は¹⁴、表 5 の①に記載したように、総需要 800 万 kW、下げ代 65 万 kW、風力最大出力 75%と想定し、85 万 kW と試算されている。また、その後、2012 年 11 月の見直しにおいては、実証試験として 40 万 kW 分を連系線を通じて東京電力へ送電する前提で、受付量を 200 万 kW まで拡大させた（但し、計算の詳細は未公表）。（電力系統利用協議会により 2013 年 7 月に報告された検証結果においては¹⁵、震災の影響を受けた実績値を基に、総需要は 705 万 kW に減少し、電源の運転状況の変化（原子力の停止など）によって下げ代は 225 万 kW まで増加したと報告しているが、下げ代増加の具体的な根拠は明らかにされていない）。

（2）今回の試算

今回の独自の試算では、総需要と下げ代については、2013 年 7 月に東北電力より報告された実績値を採用し、風力最大出力は導入量の増大に伴う平滑化効果を考慮し 75%を採用した。この前提に基づくと、現状の原子力停止状況を踏まえれば、風力の連系可能量は 300 万 kW まで増大する。さらに、東北-東京間の連系線について、風力の導入を最大化するような連系線の活用を行えば、下げ代はさらに 400 万 kW 程度まで増やせると考えられ、連系可能量は 833 万 kW まで増加させることが可能となる¹⁶。

系統制約の詳細は電力会社より公開されておらず、独自試算を行うための情報は極めて限られている。今回の試算はあくまで公開データに基づく簡易的なものであるが、原子力停止の現状を踏まえ、地域間連系線も風力発電に優先的に利用する前提とすれば、長周期制約要因となっている下げ代不足は大幅に改善され、少なくとも系統運用の観点では、800 万 kW 以上もの風力発電設備が現状の系統設備でも導入可能性があることが示唆された。

¹⁴ 電力系統利用協議会「風力発電連系可能量確認ワーキンググループとりまとめ報告書」平成 24 年 10 月

¹⁵ 電力系統利用協議会「平成 25 年風力発電連系可能量算定に係わるデータの実績に基づく検証結果ならびに自然変動電源の導入拡大に対する系統への影響確認結果」平成 25 年 7 月

¹⁶ 東北電力が報告した下げ代の実績 225 万 kW に原子力の停止による影響や一部連系線の一定率の活用が既に含まれている可能性もあるが、詳細が明らかにされていないため検証できない。

表 5：東北電力管内における風力の連系可能量に関する算定比較

	風力発電連系可能量確認 WG に おける算定 (H24.10)	実績値に基づく今回の試算
総需要	800 万 kW (実績値：705 万 kW)	705 万 kW (実績値を採用)
下げ代	65 万 kW (実績値：225 万 kW)	225 万 kW (実績値を採用)
風力最大出力(利用率)	風力発電設備容量の 75%程度 (実績値：81%)	75% (風力の連系量増大に伴う平滑化効果 が見込まれるため想定値を採用)
連系可能量	(下げ代÷風力最大出力) 65 万 kW ÷ 75% = <u>85 万 kW</u> (2012.11 改定受付量： <u>200 万 kW</u>)	a) 原子力停止を前提： 225 万 kW ÷ 75% = <u>300 万 kW</u> b) 原子力停止+連系線利用： (225 万 kW + 400 万 kW) ÷ 75% = <u>833 万 kW</u>

出典) 電力系統利用協議会、2013.7.17「平成 25 年 風力発電連系可能量算定に係わるデータの実績に基づく検証結果ならびに自然変動電源の導入拡大に対する系統への影響確認結果」及び、環境エネルギー政策研究所船津氏試算による

注1) 風力最大出力とは、設備容量に対する最大出力の平均。

注2) 「実績値」は、2013 年 5 月 20 日の実績値として東北電力が公表したもの。下げ代 225 万 kW には既に連系線の一部活用が想定されていると見られるが、詳細が公開されていないため、今回の試算では連系線の活用がさらに 400 万 kW 可能と想定した。

4. 自然エネルギーの系統接続義務及び優先給電の徹底

現在、固定価格買取制度の法律においては、電力会社に対して、自然エネルギー発電設備の系統への接続が義務付けられているが、財団のアンケート調査でも明らかになった通り、実際には接続制限が多く発生している。この理由は、接続義務が課されつつも、法律第5条の2項において「電気の円滑な供給の確保に支障が生ずる恐れがあるとき」には接続を拒否できるとの例外規定があり、電力会社のエリア全体での系統容量が限られるとされる地域では接続制限や拒否が発生するためである。2013年5月のルール改正でバンク逆潮流が認められることになり、ローカル的には系統への接続制限や拒否（系統アクセス制限）は保証される形になっているが、自然エネルギーの出力に対する優先給電ルールが現状の法律では未整備であるために、結果的に、接続可否を判断する際にも系統の受け入れ容量が限界として制限や拒否が発生する形になっている。

固定価格買取制度では、接続義務は法律上規定されているが、接続義務と対となるはずの優先給電ルールは規定されていない。法律上は省令の第六条3において出力抑制に関する事項は定められているのみで、優先給電については規定がない。現行では、電力系統利用協議会が定めた「電力系統利用協議会ルール」において「自然変動電源の出力抑制の指令および優先給電指令」としてガイドラインが示されている¹⁷。しかし、このガイドラインにおいても自然エネルギーの給電があくまで火力発電と揚水発電よりも優先されると位置づけられているだけで、自然エネルギーの出力抑制は、全国融通の活用、特定規模電気事業者（PPS）の出力抑制、長期固定電源（原子力など）の出力抑制よりも先に行われる。また、余剰電力の取引所への供給は順序としては自然エネルギーの出力抑制よりも先の手段に位置づけられているが、あくまで「可能な範囲」での活用であり、義務ではない。

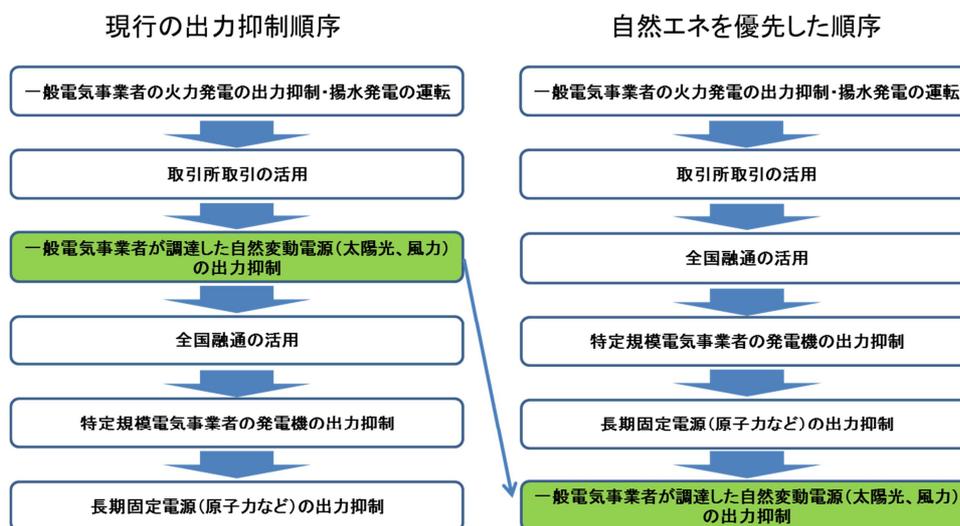


図6：自然エネルギーの出力抑制順序の見直し

出典) 電力系統利用協議会「系統運用ルール」より自然エネルギー財団作成

¹⁷ 電力系統利用協議会 http://www.escj.or.jp/making_rule/guideline/index.html

日本が制度設計において参考としたドイツでは、自然エネルギーに対する優先給電が徹底されており、供給が需要を上回る際には送電事業者は連系線を活用して他エリアの調整力も活用し、さらに原子力などの日本では最優先とされている電源についても出力抑制することが義務付けられている。日本においても早急に現行の出力抑制順序を見直し、自然エネルギーの優先給電を法律上規定し、徹底させることが求められる。

さらに、接続が拒否されないケースにおいても、上流系統の系統容量の制約により、ドイツでは送電線の増強も含めた接続義務が送電事業者に課せられている一方、日本では送電線の増強費用も発電事業者の負担とされているが、本来は電力会社が整備し、送電線の利用者全体で広く負担すべきものと考えられる。

表 6：自然エネルギーに係る系統接続ルールの日独比較

	ドイツ	日本	整理
接続義務	<ul style="list-style-type: none"> ● 原則として全て接続。系統増強費用は原則、系統運用者の負担。但し、経済的に不合理な場合には系統運用者は増強義務を負わない¹⁸ ● また、出力抑制を前提とした連系を暫定的に認め、系統増強前の接続が可能 	<ul style="list-style-type: none"> ● 原則として接続義務。但し、出力抑制を行うことを前提としてもなお、受け入れ可能な電気の量を超えることが合理的に見込まれる場合には接続拒否が認められる。 	⇒ローカルの系統アクセス制限に係る事項
優先給電・混雑管理	<ul style="list-style-type: none"> ● 自然エネの出力抑制は最後尾（原子力よりも優先） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 火力よりも優先されるが、原子力や水力などの長期固定電源よりも先に出力抑制される。 	⇒電力会社のエリア全体の安定性維持（周波数維持等）のための制限に係る事項
広域運用・連系線の活用	<ul style="list-style-type: none"> ● 送電事業者は市場を通じて他エリアの調整力も活用することで自然エネルギーの電力を最大限に活用。 ● 国際連系線も活用。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力会社のエリアごとに調整。 ● 自然エネルギーの出力抑制回避を目的とした地域間連系線の活用は実施されていない。 	
情報公開	<ul style="list-style-type: none"> ● 送電混雑状況などをウェブで公開するなど積極的に情報公開を行っている。 ● 出力抑制や解列を実施した場合は、発電事業者の要請に応じて出力抑制・解列の必要性が証明できる理由書の発行が義務付けられている。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 接続拒否を行った場合には、電気事業者は根拠を書面にて情報開示を行うことが義務付けられている。 	⇒両方に係る事項

出典）各種資料より自然エネルギー財団作成

¹⁸ 過去には「経済的に不合理」を理由として接続を拒否した事例はない。（H23.2.23 次世代送配電システム制度検討会第1ワーキンググループ報告書）

まとめ

これまで見たとおり、現在の系統運用は原子力等の稼働を前提とし、柔軟性の低い運用となっていることが、風力や太陽光などの系統連系の制約となっていると見られる。固定価格買取制度の導入により系統への接続義務は課されており、ローカル的には保証される形は取られているが、電力会社の系統運用において自然エネルギーへの優先給電が徹底されていないために実態上は、接続制約や拒否が発生している。

確かに、風力や太陽光などの大幅な導入が急速に進む一部の地域については、送電網の増強などのハード的な対策が必要であるが、全国レベルで見れば、より本質的には将来の電源構成を踏まえ、自然エネルギーを始めとした分散型電源へシフトする中で、どのような系統運用を行うかという政策的・制度的な見直しが不可欠である。

具体的には、以下のような観点での系統運用の再検証が必要であろう。

- ① 長期固定電源を中心とした系統運用の見直し
- ② 契約認定制度の見直し
- ③ 自然エネルギーに対する優先給電の徹底
- ④ 地域間連系線の柔軟な運用

また、分散型電源の系統運用については、欧米において既に様々な研究や取り組みが進められている。日本は後発の利益を活かすためにも、現在、電力会社のみにとどまっている系統関連情報についてさらに公開を進め、世界の最先端の知見も参考にしつつ、よりオープンな検証を行っていくことが求められる。

<参考>

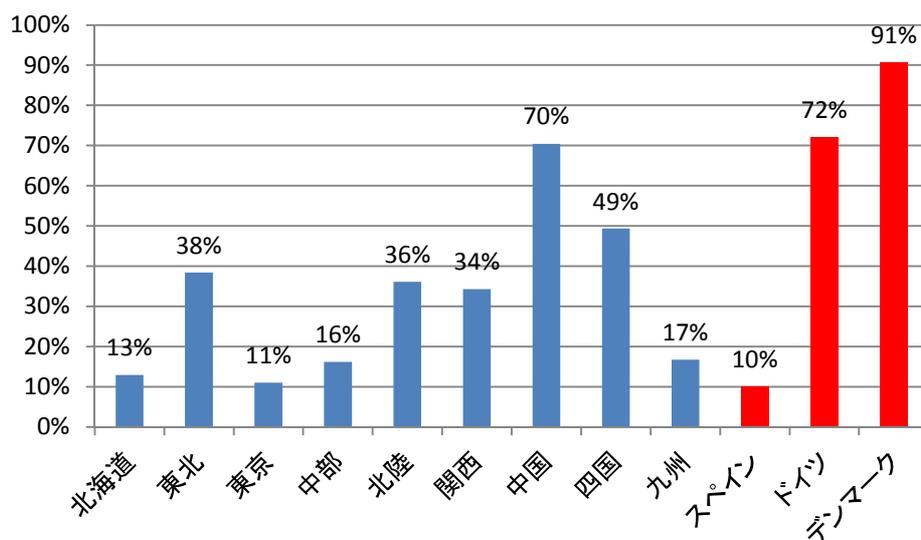


図 7：ピーク需要 (kW) に対する連系線運用容量の比率

出典) 電力系統利用協議会「平成 25 年度供給信頼度評価報告書」及び、安田、近藤:「再生可能エネルギー大量導入のための日本の系統柔軟性評価」, 電気学会 新エネルギー・環境/メタボリズム社会・環境システム 合同研究会, FTE-13-59, MES-13-15 (2013)等

注) 欧州の連系線の運用容量に関するデータが入手できなかったため、欧州についてはいずれの図も設備容量 (熱容量) の数値で計算している。